РГАСНТИ 44.09.29

ISSN 2409-5516

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА

ОБЩЕСТВЕННО-ДЕЛОВОЙ
НАУЧНЫЙ ЖУРНАЛ

№ 2
2019

Тема номера:

МИРОВАЯ ЭНЕРГЕТИКА В ПОИСКАХ БАЛАНСА

Российская Энергетическая Неделя 2019

При поддержке

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ПРАВИТЕЛЬСТВО МОСКВЫ

Международный форум

2–5 Октября
Москва,
ЦВЗ «Манеж»

rusenergyweek.com

РОСКОНГРЕСС

С.12

Баланс мировых нефтяных рынков

С.18

Газовая дилемма

5 ***Слово редакторов***

ОТ ПЕРВОГО ЛИЦА

6 ***А.В. Новак***
Энергетика: взгляд в будущее

ТОЧКА ОТСЧЕТА

12 ***Д. Дерюшкин***
Прогнозы мирового спроса и предложения на нефть в 2019-2020 гг.

ГАЗОВЫЙ ВОПРОС

18 ***П.Ю. Сорокин***
О конкуренции российского газа и американского СПГ на европейском рынке

24 ***О.Е. Аксютин, К.Ю. Полоус, А.А. Сахаров***
Актуальные направления развития газовой отрасли Российской Федерации

ЦВЕТ НЕФТИ

30 ***Е. Карьгина***
Американские горки: обзор нефтяных рынков Северной Америки

ТОРГ УМЕСТЕН

40 ***А. Рыбников***
Мировое нефтяное ценообразование: на пороге перемен

РЕГИОНАЛЬНЫЙ ФОКУС

44 ***К.А. Корнеев, С.П. Попов***
Проблемы формирования энергетической политики Японии

ФУТУРАМА

54 ***В.А. Кулагин***
Трансформация энергетики в условиях ускорения технологического прогресса

62 ***А.М. Мастепанов***
Энергетический переход как новый вызов мировой нефтегазовой отрасли

70 ***Д.В. Холкин, И.С. Чаусов***
Цифровизация как предчувствие: техноэкономические и институциональные аспекты цифровой трансформации электроэнергетики

ПЕРЕМЕННЫЙ ТОК

80 ***С.П. Филиппов***
Освоение ультравысокого напряжения – как основа для глобализации электроснабжения

Американские горки

С.30

Мировое нефтяное ценообразование

С.40

УЧРЕДИТЕЛИ

Министерство энергетики Российской Федерации, 107996, ГСП-6, г. Москва, ул. Щепкина, д. 42

ФГБУ «Российское энергетическое агентство» Министерства энергетики Российской Федерации, 129110, г. Москва, ул. Щепкина, д. 40, стр.1

ИЗДАТЕЛЬ

Федеральное государственное бюджетное учреждение «Российское энергетическое агентство» Министерства энергетики Российской Федерации, 129110, г. Москва, ул. Щепкина, д. 40, стр.1

НАУЧНО-РЕДАКЦИОННЫЙ СОВЕТ

В.В. Бушуев – акад. РАЕН и РИЭ, д. т. н., председатель совета, генеральный директор Института энергетической стратегии
А.М. Мастепанов – акад. РАЕН, д. э. н., зам. председателя совета, руководитель Центра энергетической политики ИПНГ РАН
В.В. Первухин – к. и. н., ответственный секретарь совета
А.Н. Дмитриевский – акад. РАН, д. г-м. н., научный руководитель ИПНГ РАН
Н.И. Воропай – член-корр. РАН, д. т. н., научный руководитель ИСЭМ СО РАН
А.И. Кулапин – д. х. н., директор Департамента Минэнерго России
В.А. Крюков – член-корр. РАН, д. э. н., директор ИЭОПП СО РАН
Е.А. Телегина – член-корр. РАН, д. э. н., декан факультета РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина
В.И. Фейгин – к. ф. м. н., президент Фонда ИЭФ
С.П. Филиппов – акад. РАН, д. э. н., директор ИНЭИ РАН
А.Б. Яновский – д. э. н., заместитель министра энергетики России
П.Ю. Сорокин – заместитель министра энергетики России

Главный редактор
А.А. Горшкова

Заместители главного редактора
Виталий Бушуев
Виктор Балюков

Обозреватель
Арсений Погосян

Корректор
Сергей Крылосов

Фотограф
Иван Федоренко

Дизайн и верстка
Иннокентий Горохов
Роман Павловский

Адрес редакции:
129110, г. Москва, ул. Щепкина, д. 40, стр.1

Журнал зарегистрирован в Федеральной службе по надзору в сфере связи, информационных технологий и массовых коммуникаций. Свидетельство о регистрации средства массовой информации ПИ № 77–75080 от 07.03.2019

Журнал «Энергетическая политика» входит в Перечень рецензируемых научных изданий ВАК

При перепечатке ссылка на издание обязательна. Перепечатка материалов и использование их в любой форме, в том числе в электронных СМИ, возможны только с письменного разрешения редакции

Использованы фотографии компаний: НОВАТЭК, СУЭК, Русгидро, Фортум, Газпром, МРСК, МОЭСК, ФСК ЕЭС, Интер РАО, Хевел Янтарьэнерго, Зарубежнефть, BP, Nord Stream 2, NIS; авторов: А. Пирожкова, Ю. Шулеповой, Miguel A. Padrinan, Alex Macclean; с сайтов Wikipedia, i.ytimg.com, news.wisc.edu, panoramio.com, newspile.ru, ru.krymr.com, flickr.com, Pixabay.com, Pexels.com, Texas Instruments, Business Wire

Редакция не несет ответственности за содержание рекламных материалов.

Тираж 1000 экземпляров

Периодичность выхода 6 раз в год

Цена свободная

Отпечатано в ООО «Атлант-С», 125476, г. Москва, ул. Василия Петушкова, д. 8, этаж 3

Подписано в печать:
24.09.2019
Время подписания в печать по графику: 13:00
фактическое: 13:00

16+

С.44
Проблемы формирования энергетической политики Японии

С.24
Актуальные направления развития газовой отрасли

Трансформация энергетики в условиях ускорения технологического прогресса
С.54

С.62
Энергетический переход как новый вызов мировой нефтегазовой отрасли

МИР СТРЕМИТЕЛЬНО МЕНЯЕТСЯ

А за ним трансформируются и взаимоотношения во всех отраслях топливно-энергетического комплекса. Так, использование недорогих технологий добычи сланцевой нефти в США произвели революцию в мире нефти, привели к смене стран-лидеров производства и нарушили привычную систему баланса спроса и предложения. Внедрение новых возможностей по транспортировке газа путем его сжижения и перевозки в танкерах, позволило создать глобальный рынок газа с новыми игроками, маршрутами доставки и конкуренцией между традиционным экспортом «голубого топлива» по трубе и СПГ. Появление возобновляемых источников энергии, с одной стороны, поставило перед энергетикой новые вызовы по созданию эффективных, но недорогих накопителей энергии, а с другой стороны, привело к формированию в наиболее развитых странах целого направления в политике по декарбонизации экономики.

Тема неизбежных глобальных изменений в мировом топливно-энергетическом комплексе стала ключевой в этом номере журнала «Энергетическая политика». Мы постарались раскрыть проблему на самых разных уровнях. Научный блок статей описывает фундаментальную трансформацию мирового энергетического комплекса под влиянием технологического развития, необходимость последовательной цифровизации энергетики, а также тему будущего глобального «энергетического перехода» к чистой энергии. Кроме того, предлагается проанализировать возможность развития в среднесрочной перспективе линий электропередач ультравысокого напряжения.

Аналитический блок статей представляет прогнозы изменения баланса спроса и предложения на рынке нефти на краткосрочную и среднесрочную перспективы, новые подходы к формированию мировых ценовых индикаторов и развитию биржевых торгов жидкими углеводородами. Большое внимание уделено анализу конкуренции сетевого и сжиженного газа на рынке Европы, а также влиянию мировых трансформаций на крупные корпорации, на примере компании «Газпром». Отдельно можно выделить статьи о постепенном изменении нефтегазового и энергетического секторов экономики на региональном уровне: в Северной Америке и Японии.

Виталий БУШУЕВ,
д. т. н, научный редактор журнала «Энергетическая политика»

Анна ГОРШКОВА,
главный редактор журнала «Энергетическая политика»,

Александр НОВАК,
Министр энергетики Российской Федерации, председатель Научно-координационного совета журнала «Энергетическая политика»

В связи с широким распространением новых технологий, геополитической ситуацией в мире многие отрасли российской экономики – и ТЭК здесь не стал исключением – сталкиваются с рядом новых задач. Поступательное улучшение ключевых показателей энергетики, которое мы наблюдаем в последние годы, говорит о том, что в большинстве случаев нам удается своевременно реагировать на изменение условий развития отраслей ТЭК. Однако для сохранения энергетической стабильности и лидерских позиций России на мировых рынках необходимо уже сегодня с высокой степенью точности проанализировать, как отрасли энергетики могут видоизмениться завтра, какие факторы будут влиять на их развитие и как с учетом этих обстоятельств следует формировать дальнейшую энергетическую политику России.

Для сохранения лидерских позиций России необходимо сегодня проанализировать, как энергетика изменится завтра

Рынок нефти

Последние несколько лет значительное влияние на российский ТЭК оказывал ряд внешних обстоятельств. В первую очередь, речь идет о высокой волатильности нефтяных цен. Пять лет назад стоимость нефти достигала $120 за баррель, затем резко опускалась до минимума в 27$. Ситуация сложилась непростая как для государства, так и для нефтяных компаний. Но в достаточно короткие сроки мы нашли весьма эффективный, как показала практика, способ стабилизации рынка: в декабре 2016 года было заключено Соглашение о сокращении добычи нефти между странами ОПЕК и не ОПЕК. На сегодняшний день ситуация на рынке нефти по спросу и предложению достаточно сбалансирована, а дополнительные доходы бюджета на текущий момент в результате действия соглашения оцениваются почти в 6 трлн руб. Также существенно выросла выручка нефтяных компаний сектора – отчетности за 2018 год наглядно это продемонстрировали.

ЭНЕРГЕТИКА: **ВЗГЛЯД В БУДУЩЕЕ**

В июле 2019 года было принято решение о продлении действия соглашения об ограничении добычи нефти в формате ОПЕК+ до 1 апреля 2020 года. В результате за текущий год дополнительные доходы бюджета составят порядка 2 трлн руб. При этом хочу отметить, что ограничение добычи не является постоянным и будет использоваться только в ситуациях, когда это необходимо России или, по меньшей мере, не противоречит ее интересам на мировом рынке.

Ограничение добычи не является постоянным и будет использоваться только в ситуациях, когда это необходимо России или не противоречит ее интересам на рынке

Обострение конкуренции производителей в результате развития технологий и доступности финансирования – еще один современный тренд. За 5 лет сланцевая добыча выросла более, чем на 4 млн баррелей в сутки, также увеличивается доля извлечения нефти из нефтеносных песков, происходит удешевление глубоководной добычи. В 2018 году прогнозируемый рост инвестиций в нефтедобычу во многом обеспечен за счет вложений в сланец: инвестиции в сланцевую добычу США увеличились на 19% по сравнению с 2017 годом. В целом с 2013 года добыча в США выросла на 47%. Однако в первом полугодии 2019 года мы увидели замедление темпов роста на сланцевых месторождениях. Отчасти это обусловлено падением количества буровых установок из-за резкого снижения цен на нефть в конце 2018 года, а также инфраструктурными ограничениями. В любом случае, увеличение добычи нетрадиционной нефти в перспективе будет оказывать значительное влияние на мировой рынок. И здесь важно выбрать эффективные инструменты, позволяющие стабилизировать рынок, сделать его более устойчивым и предсказуемым во время подобной трансформации. Удачным примером такого подхода может служить соглашение в формате ОПЕК+.

Отмечу, что в этом году спрос на нефть был ослаблен торговыми войнами – ожидаемый прирост год к году может составить всего 1 млн барр./с., но уже в 2020 году прогнозируется восстановление роста до 1,4 млн барр./с. год к году. Спрос на газ при этом в ближайшие годы продолжит расти рекордными темпами, на уровне 2018 года, то есть порядка 5% или даже выше. Тем не менее, в целом постепенное замедление темпов роста спроса на энергоносители и изменение структуры энергобаланса неизбежно. Причинами этого являются повсеместное внедрение энергосберегающих и энергоэффективных технологий, замещение нефтепродуктов альтернативными видами топлива и развитие возобновляемых источников энергии. Немаловажную роль в этом процессе играет снижение текущих и прогнозных темпов мирового экономического роста, в том числе в крупнейшем потребителе природных ресурсов – в Китае. Быстрыми темпами растет в мировом энергобалансе доля возобновляемых источников энергии. По прогнозам, к 2035 году по сравнению с 2017 годом доля

Рост спроса на нефть в 2019 г. может составить всего 1 млн барр./с., но в 2020 г. восстановится до 1,4 млн барр./с.

угля в мировом энергобалансе снизится с 28% до 21%, нефти – с 34% до 29%. Из ископаемых источников энергии только природный газ увеличит свою долю – с 23% до 26%. В то же время доля ВИЭ вырастет в три раза – до 13%. В этой связи мы наращиваем необходимые компетенции.

Газовая отрасль

В перспективной газовой сфере, где Россия обладает обширными природными ресурсами, мы активно расширяем не только трубопроводную инфраструктуру, но и развиваем производство и торговлю сжиженным природным газом.

> К 2035 г. доля России на рынке СПГ. составит 15%-20%, и мы войдем в тройку мировых лидеров по его производству

В прошлом году с опережением сроков в эксплуатацию были введены 2-я и 3-я технологическая линии завода «Ямал СПГ» мощностью по 5,5 млн т СПГ в год. Линии «Ямал СПГ» показали производительность выше проектной, и фактическая мощность завода достигла 17,5 млн тонн. Таким образом, Россия уже находится в топ-3 лидеров стран по мощностям СПГ. Мы рассчитываем, что к 2035 году доля России на мировом рынке СПГ составит 15%-20% и мы войдем в тройку мировых лидеров по производству СПГ, где нашими основными конкурентами станут Катар, США и Австралия. Для развития этого направления государство внедряет соответствующую налоговую политику, стимулирует развитие инфраструктуры и технологий. В том числе, только до 2024 года планируется осуществление инвестиций в проекты СПГ в размере порядка 2,5 трлн руб.

Электроэнергетика и ВИЭ

Что касается другого активно развивающегося в мире направления – энергетики на основе возобновляемых источников энергии, то в 2018 г. в стране завершено строительство генерирующих объектов ВИЭ суммарной мощностью более 370 МВт. Это выше показателя предыдущего года более, чем в 2,5 раза. Всего с 2014 по 2018 гг. построено чуть менее 650 МВт объектов ВИЭ, из них более 555 МВт – солнечные электростанции, более 90 МВт – ветровые. По результатам отборов проектов мы ожидаем, что в 2019 году будет введено 890 МВт мощности ВИЭ, в 2020 г. – более 900 МВт. Таким образом, к 2020 году мощности возобновляемой энергетики в России достигнут 2,2 ГВт, а их выработка – 3,8 млрд кВт*ч.

Развивается технологическая и производственная база ВИЭ. В части солнечной генерации уже создана полная кооперационная цепочка – от научных разработок и производства солнечных модулей до строительства и эксплуатации СЭС. В секторе ветроэнергетики в 2018 году российскими компаниями совместно с технологическими партнерами начали открываться площадки по производству ветроэнергетического оборудования и комплектующих. Благодаря сложившейся в 2017–2018 гг. конкуренции на рынке ВИЭ удалось значительно снизить среднюю величину плановых капитальных затрат по проектам на 1 кВт установленной мощности: в солнечной энергетике этот показатель по итогам года упал на 28,6% по сравнению с 2017 г., в сфере ветроэнергетики за аналогичный период – на 34,3%.

> К 2020 г. мощности возобновляемой энергетики в России достигнут 2,2 ГВт, а их выработка – 3,8 млрд кВт*ч

Наряду с развитием ВИЭ в индустриальном масштабе идет работа по созданию условий для развития в стране микрогенерации на их основе. В частности, Минэнерго России разработан и Государственной Думой уже принят в первом чтении законопроект, который упрощает процедуру размещения объектов микрогенерации на основе ВИЭ на уровне отдельных домохозяйств и предоставляет владельцам таких объектов возможность продавать излишки вырабатываемой электрической энергии на розничных рынках.

Условия развития

К сожалению, на мировых рынках мы регулярно сталкиваемся с применением неэкономическими методов конкурентной борьбы, непосредственной или косвенной дискриминацией российских компаний ТЭК. Этот тезис, думаю, не требует подробных пояснений. Мы все прекрасно видим, какое давление оказывается на российские компании и страну в целом, в том числе посредством так называемых санкций. Одновременно ряд стран пытается настойчиво убедить другие государства приобретать именно их продукцию вопреки коммерческой выгоде и здравому смыслу. Уверен, что в конечном итоге действия наших западных коллег не приведут к желаемой ими цели. Ведь на стороне России весомые конкурентные преимущества – богатые природные ресурсы, сравнительно низкая себестоимость добычи и невысокие транспортные расходы, а, соответственно, более привлекательные цены на энергоносители. Мы активно развиваем инфраструктуру: до конца года планируем запустить «Турецкий поток», заканчивается строительство «Северного потока – 2». Идет работа над развитием Северного морского пути

> На стороне России весомые конкурентные преимущества – богатые ресурсы, низкая себестоимость добычи и невысокие транспортные расходы, а, значит, более привлекательные цены

> Добычи угля в России в 2019 г. достигнет 445 млн т, а в 2020 году – 453 млн т. Экспорт ожидаем на уровне 215 млн т в 2019 году и 220 млн т – в 2020 г.

как важного транспортного коридора углеводородов. По нашим оценкам, через 5 лет мы сможем не только сохранить наши позиции на мировых рынках, но нарастить экспорт нефти на 20–25 млн тонн (до уровня ~280 млн тонн), газа – на 40–45 млрд куб. м (до ~300 млрд куб. м к 2022 году).

Помимо внешних обстоятельств на развитие отраслей ТЭК влияют внутренние факторы. Общеизвестным трендом является ухудшение качества минерально-сырьевой базы, особенно в Западной Сибири, что приводит к росту затрат на освоение месторождений, в том числе из-за необходимости работы в удаленных нефтегазовых провинциях с неразвитой инфраструктурой. Для стабилизации ситуации в данном направлении уже был принят комплекс мер. Из ключевых нововведений – вступивший в силу с 1 января 2019 года налог на дополнительный доход от добычи нефти для ряда пилотных месторождений. О предварительных результатах можно будет говорить через 2–3 года после тщательного анализа, но надеемся, что налог существенно улучшит экономику добычи и позволит ввести в оборот ранее нерентабельные месторождения. Мы детально изучим, в каких условиях сейчас осуществляется разработка и эксплуатация месторождений и какие стимулирующие меры окажутся для них наиболее эффективны. Эту работу планируется завершить до 1 декабря. По итогам анализа будут предложены дополнительные меры поддержки.

> Программа модернизации ТЭС позволит в течение 10 лет глубоко модернизировать до 41 ГВт или 25% всей тепловой генерации России

> Мы планируем в ближайшее время завершить работу над законопроектом о введении обратного акциза на этан и сжиженные углеводородные газы

Угольная промышленность

В угольной промышленности проблема истощения действующих месторождений стоит не столь остро по сравнению с нефтяной отраслью. В то же время в ближайшие годы мы намерены продолжить работу по развитию новых центров угледобычи в регионах с благоприятными горно-геологическими условиями. Речь идет, в первую очередь, об Эльгинском месторождении в Республике Саха (Якутия), Улуг-Хемском угольном бассейне в Республике Тыва, Восточно-Бейском угольном месторождении в Республике Хакасия, Амаамском месторождении в Чукотском автономном округе, месторождениях Таймырского угольного бассейна. Стимулирование добычи угля в новых регионах станет драйвером дальнейшего развития угольной промышленности. Рассчитываем, что уровень добычи угля по итогам 2019 года достигнет 445 млн тонн, а в 2020 году – 453 млн тонн. Экспорт ожидаем на уровне 215 млн тонн в 2019 году и 220 млн тонн – в 2020 году.

Вектор на модернизацию

Еще одной наболевшей темой остается все еще высокий износ основных производственных фондов ТЭК. Очевидно, что никакого другого выхода, кроме как и дальше наращивать темпы обновления, здесь нет. В частности, в нефтепереработке в результате продолжения программы модернизации НПЗ в прошлом году завершены работы на 5 установках вторичной переработки нефти, а глубина переработки достигла 83,4% (+2,1 п.п. к 2017 г.). Всего с 2011 до 2028 года нефтяные компании взяли на себя обязательства по модернизации 139 установок. Для стимулирования работы отрасли и надежного обеспечения внутреннего рынка топливом была разработана уникальная налоговая система, аналогов которой нет в мире – обратный акциз на нефть с демпферной компонентой, которая позволяет нивелировать влияние резких скачков цен на нефть и нефтепродукты и обеспечивает стабильные поставки топлива на внутренний рынок. Для запуска третичных технологий модернизации был предложены дополнительные инвестиционные коэффициенты в формуле обратного акциза на нефть.

> Наша задача – уметь прогнозировать возможные сценарии развития событий и находить оптимальные решения

В электроэнергетике для нас приоритетом является реализация Комплексного плана модернизации и расширения магистральной инфраструктуры на период

до 2024 года, утвержденного Правительством Российской Федерации в сентябре 2018 года. План опирается на Стратегию пространственного развития и синхронизирован со схемами и программами развития энергетических систем регионов России, проектами развития транспортной, производственной и социальной инфраструктуры. На реализацию Комплексного плана в части развития объектов электросетевого хозяйства всего планируется направить не менее 250 млрд руб., чтобы обеспечить к 2024 году ввод в эксплуатацию 6 тыс. км линий электропередач и более 3,5 тыс. МВА трансформаторных мощностей.

В электроэнергетике стратегическое значение имеет вопрос привлечения системных инвестиций в модернизацию генерирующих мощностей. Утверждена программа модернизации ТЭС, которая позволит в течение 10 лет, начиная с 2021 года, глубоко модернизировать до 41 ГВт, что составляет около 25% всей тепловой генерации в ЕЭС России. В программе участвуют проекты модернизации оборудования, особенно востребованного в энергосистеме, но при этом с высокими на текущий момент показателями износа. Критерием отбора проектов модернизации ТЭС является минимизация стоимости вырабатываемой электрической энергии для потребителей после реализации проектов. В апреле Правительственная комиссия по вопросам развития электроэнергетики определила проекты модернизации тепловой генерации по итогам первого конкурентного отбора проектов на 2022–2024 год. Было отобрано 30 наиболее эффективных проектов модернизации с установленной мощностью 8,6 ГВт – это 18 электростанций, расположенных в 13 субъектах России. Кроме того, в итоговый перечень проектов модернизации включены 15 проектов мощностью 1,8 ГВт. К настоящему времени уже сформирован предварительный перечень проектов модернизации генерирующих объектов тепловых электростанций на 2025 год. Все эти меры позволят сделать энергетические ресурсы более качественными и доступными для населения.

> Наболевшей темой остается все еще высокий износ основных производственных фондов ТЭК

> Российский ТЭК обеспечивает энергобезопасность не только нашей страны, но является одним из основных гарантов мировой энергетической стабильности

> В угольной промышленности проблема истощения действующих месторождений стоит не столь остро по сравнению с нефтяной отраслью

> Глубина переработки нефти в России в 2018 г. выросла на 2.1 процентных пункта и достигла **83,4%**

Развитие нефтехимии

Несмотря на то, что наше министерство отраслевое и, в первую очередь, отвечает за достижение качественных и количественных результатов в отраслях ТЭК, мы включились в работу и по развитию несырьевого сектора. Решение этой задачи является одной из ключевых для современной российской экономики. На наш взгляд, эффективным инструментом по наращиванию неэнергетического экспорта может стать нефтегазохимическая продукция. На сегодняшний день мы уже практически полностью избавились от нетто импорта крупнотоннажных полимеров. При этом рост спроса на нефтегазохимическую продукцию на мировом рынке составляет около 4% в год. Такие темпы сохранятся и в будущем. Поэтому мы намерены в полной мере реализовать потенциал России в данной области. В текущем году Правительством РФ утверждена разработанная Минэнерго России «дорожная карта» по развитию нефтегазохимического комплекса Российской Федерации на период до 2025 года, которая предусматривает стимулирование инвестиционной деятельности производителей нефтегазохимической продукции, снижение влияния инфраструктурных ограничений, стабилизацию системы налогового и таможенного регулирования, а также повышение эффективности регулирования в области экологии, промышленной безопасности и капитального строительства. Рассчитываем, что реализация этих мер позволит создать условия для наращивания к 2025 году объема производства крупнотоннажных полимеров, увеличить долю нетто экспорта и потребления СУГ и этана в нефтегазохимическом комплексе. Планируем в ближайшее время завершить работу над законопроектом о введении обратного акциза на этан и сжиженные углеводородные газы.

Формирование кадров

В заключение остановлюсь еще на одном важном аспекте, которому не всегда уделяется должное внимание, но без его учета невозможна реализация ни одной из поставленных целей. Речь идет о кадровом потенциале. Постоянно появляются новые научные открытия, происходит цифровизация отраслей энергетики – все это требует большого количества профессиональных, талантливых, разносторонних работников. И такие универсальные специалисты есть в нашей стране, но их необходимо правильно подготовить, дать им соответствующие навыки и компетенции. Здесь важен подход к формированию образовательных и профессиональных стандартов, целевой подготовке будущих и действующих специалистов, практике и стажировке студентов, внедрению системы наставничества. Мы как отраслевое министерство понимаем свою ответственную роль в этом процессе и находимся в активном диалоге с Минобрнауки России, ведущими отраслевыми вузами и компаниями.

Минэнерго России содействует повышению квалификации как уже состоявшихся специалистов, так и уделяет значительное внимание работе с молодежью. Например, в рамках форума «Российская энергетическая неделя», который ежегодно проходит в октябре при поддержке Минэнерго России, традиционно проводится Молодежный день, где студенты и школьники могут «без галстуков» пообщаться с руководителями органов власти и предприятий. Мы видим, что постепенно складывается традиция проводить мероприятия для молодежи на крупных отраслевых международных дискуссионных площадках, и это очень радует. Существуют и специализированные форумы для молодежи. Например, Молодежный форум Мирового нефтяного совета – Форум будущих лидеров, который впервые прошел в России в июне текущего года, Международный молодежный энергетический форум, Международный молодежный промышленный форум, чемпионат Case-In, отраслевые энергетические смены других молодежных форумов. В августе в Казани состоялся 45-й мировой чемпионат World Skills, в котором также активное участие принимают отраслевые компании.

Отмечу, что основные задачи, стоящие перед отраслями ТЭК, нашли своё отражение в подготовленной Минэнерго России новой Доктрине энергетической безопасности Российской Федерации. В мае документ утвердил Президент России. В соответствии с актуальными вызовами и рисками, а также постановкой ряда новых целевых показателей по развитию отраслей ТЭК до конца года нам предстоит актуализировать проект Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2035 года.

Хочу подчеркнуть, что в нашей совместной работе с коллегами из других ФОИВов, компаниями, экспертным и научным сообществом важно помнить, что российский ТЭК обеспечивает энергетическую безопасность не только нашей страны, но также является одним из основных гарантов мировой энергетической стабильности. Успешное развитие отраслей отечественной энергетики – залог качественного и надежного энергообеспечения граждан в России и мире, а также прочный фундамент для поступательного роста экономики и наращивания инвестиционного потенциала нашей страны, то есть той цели, которую перед нами поставил Президент. Мы осознаем эту ответственность. Наша главная задача – своевременно идентифицировать возникающие внутренние и внешние вызовы, уметь прогнозировать возможные сценарии развития событий и находить наиболее эффективные решения. Все это необходимо для того, чтобы в будущем не только сохранить, но и укрепить достигнутые позиции.

> На реализацию комплексного плана модернизации энергетики планируется направить не менее 250 млрд руб

> К настоящему времени уже сформирован предварительный перечень проектов модернизации генерирующих объектов ТЭС на 2025 г.

> Основные задачи, стоящие перед отраслями ТЭК, нашли своё отражение новой Доктрине энергетической безопасности

> Реализация мер стимулирования позволит создать условия для наращивания к 2025 г. объема производства крупнотоннажных полимеров

Д. ДЕРЮШКИН

БАЛАНС МИРОВЫХ НЕФТЯНЫХ РЫНКОВ.

ВЕРОЯТНЫЙ ИЗБЫТОК ПРЕДЛОЖЕНИЯ

Денис ДЕРЮШКИН – заместитель руководителя дирекции «Аналитический центр ТЭК» ФГБУ РЭА Минэнерго России

Неопределенность – это ключевое слово, которым можно охарактеризовать поведение мировых рынков нефти за последние несколько лет. Неопределенность связывают с разными факторами: вероятная рецессия мировой экономики, торговые войны, санкционное давление. Они, безусловно, имеют прямое влияние на мировой рынок нефти, но к ним еще добавляются специфичные для отрасли драйверы: рост сланцевой добычи в США, исполнение соглашения странами ОПЕК+. Однако с недавнего времени к указанному списку добавился еще один параметр – это скорость восстановления добычи в Саудовской Аравии после атаки дронов на объекты Saudi Aramco в Абаике.

Текущая ситуация

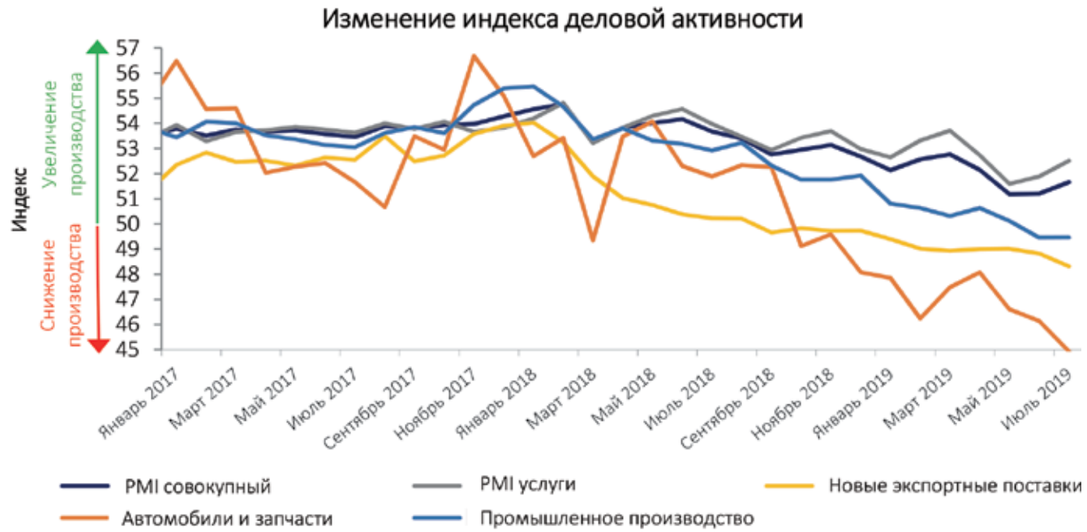
Несмотря на то, что баланс нефтяных рынков абсолютно непредсказуем и зависит от многих переменных, среди них можно выделить четыре основных фактора. Первый – это замедление мировой экономики, о чем свидетельствуют многие макроэкономические индикаторы. Так, например, индекс деловой активности (PMI) планомерно снижается с лета прошлого года, а объем долга с отрицательными процентными ставками за это время вырос в 2,5 раза, до 15 трлн долларов, и теперь составляет 15% всего рынка облигаций.

Второй значимый фактор – рост добычи США, которая замедлялась на фоне относительно низких цен на нефть в 2019 году, постепенного истощения «sweet spots» и растущей необходимости дополнительного бурения для поддержания постоянного уровня производства. Последнее вызвано особенностями сланцевых месторождениях: дебит скважин быстро падает и требуется бурение новых. Так по прогнозам Международного энергетического агентства (EIA) в октябре 2019 г. рост добычи нефти замедлится до 0,87 млн б/с, что будет наименьшим темпом роста с сентября 2017 г. С другой стороны, продолжающееся снижение цены безубыточности добычи и запуск новых трубопроводов в США позволяет ожидать новых рекордов в добыче в США в 2020 г.

> Темпы роста мирового спроса продолжат замедлятся с 1,5 млн б/с в 2018 г. до 1 млн б/с в 2019 г. – это один из самых слабых темпов роста

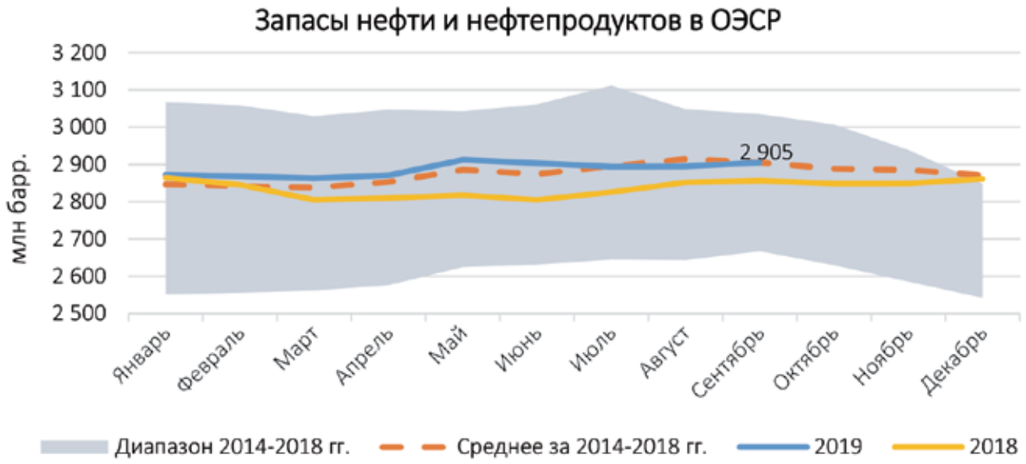
Следующим важным фактором является растущая неопределенность на нефтяных рынках. Санкции против Венесуэлы и Ирана, торговая война между США и Китаем, гражданская война в Ливии – все это способствует дестабилизации спроса и предложения. А недавняя атака на нефтяные месторождения Саудовской Аравии наглядно показала, как быстро может меняться ситуация на рынке. Сразу после инцидента Saudi Aramco объявила о сокращении добычи нефти вдвое – на 5,7 млн баррелей в день, что составляет порядка 5,7% мирового производства. В результате цены на нефть марки Brent в моменте подскочили на 19% до $72/барр. Это был рекордный рост цен на открытии торгов за последние 30 лет. Столь нервная реакция была вызвана опасениями появления дефицита нефти на рынке. Даже без учета аварии по расчетам АЦ ТЭК рынок нефти должен быть в дефиците на 1,4 млн б/с. в третьем квартале 2019 года. Однако, это не означает, что нефти реально будет не хватать потребителям. Пока что рынки хорошо обеспечены. По данным МЭА коммерческие запасы ОЭСР в июле составили 2,9 млрд барр., что всего лишь на 20 млн барр. ниже уровня 5-летнего среднего значения. Сама Саудовская Аравия объявила, что в ближайшее время компенсирует рынку выпадающие объемы нефти, увеличив добычу с сентябрьских 9,8 млн б/с до 11 млн б/с.

И наконец последним, по счету, но не по значению, фактором является соглашение ОПЕК+, которое успешно балансирует рынок и обеспечивает стабильность его игрокам. В 2019 г. (январь-август) его участники перевыполняли соглашение и держали добычу на 1,2 млн б/с ниже уровня октября 2018 года. Всего же с января 2017 года страны ОПЕК+ недопоставили на рынок более 1,5 млрд барр. Это позволило к маю 2019 года практиче-



Источник: J.P. Morgan, анализ «Аналитического центра ТЭК».

Источник: EIA, анализ «Аналитического центра ТЭК».



Источник: Thomson Reuters, анализ «Аналитического центра ТЭК».

ски полностью убрать переизбыток запасов над 5-летним средним уровнем, и сделать цены более предсказуемыми. В июне соглашение было продлено еще на 9 месяцев, до 31 марта 2020 года. Таким образом, высокий уровень исполнения соглашения продолжит вносить значительный вклад в стабилизацию рынка, несмотря на существующие неопределенности.

Спрос

Согласно прогнозам АЦ ТЭК, темпы роста мирового спроса продолжат замедлятся с 1,5 млн б/с в 2018 году до 1 млн б/с в 2019. Это один из самых слабых темпов роста после мирового кризиса, он оставил позади только рост 2012 года – 0,93 млн б/с. Это снижение как раз и является следствием замедления мировой экономики. По оценкам коллег из секретариата ОПЕК, темпы роста мировой экономики составят 3% в 2019 г. против 3,6% в 2018 г., при этом замедление темпов роста наблюдается практически во всех ключевых регионах мира.

Кроме этого, до сих пор остается неопределенным итог конфликта между Китаем и США. В сентябре вступают новые взаимные пошлины на импорт товаров, а также увеличивается китайская пошлина на нефть из США. Если нефтяные поставки Китай уже перераспределил,

Экономический рост крупнейших экономик мира

Рост ВВП	2018	2019	2020
США	2,9%	2,6%	1,9%
ЕС	1,9%	1,3%	1,6%
Китай	6,6%	6,2%	6,0%
Индия	6,8%	7,0%	7,2%

Источник: IMF, анализ «Аналитического центра ТЭК».

увеличив, в том числе, объем импорта из Саудовской Аравии, то торговлю другими товарами будет не так просто изменить. Скорее всего, это отразится в повышении цен для конечных потребителей товаров, и искусственно понизит спрос. Уменьшение спроса означает снижение транспортировки товаров и, соответственно, уменьшение потребления нефти, которое составит 0,1–0,2 млн б/с в 2020 году согласно прогнозам аналитических агентств[1].

С другой стороны, в январе 2020 года вступают в силу новые требования Международной Морской Организации (IMO) к судовому топливу. Резкое снижение содержания серы – с 3,5% до 0,5% вынудит нефтепереработчиков смешивать судовое топливо с дизельным из-за более низкого содержания серы в последнем. Это приведет к увеличению спроса на светлые нефтепродукты, что, в свою очередь, повысит спрос на нефть. По разным оценкам этот рост составит от 0,15 до 1 млн б/с.

Предложение

Ввод новых трубопроводов Cactus II и EPIC, запланированный на 2 полугодие 2019 г., общей мощностью 2 млн б/с в среднесрочной перспективе позволит США нарастить добычу нефти в Пермском бассейне на аналогичную величину, так как транспортировка углеводородов была одним из узких мест региона. Рост добычи Пермского бассейнах станет основным драйвером всего производства нефти США. Другие нефтяные формации позволит лишь компенсировать падение старой добычи.

[1] *IEA, Rystard Energy*

Таким образом, ожидается, что добыча нефти в США во второй половине года вырастет до 12,5 млн б/с, + 1 млн б/с.г./г. В целом за 2019 год, рост добычи прогнозируется на уровне 1,2 млн б/с. А в 2020 году ожидается замедление до 1–1,1 млн б/с.

Санкции США против Ирана и падение добычи Венесуэлы привели к снижению предложения тяжелой нефти на рынке. Большая часть этих потерь была компенсирована Соединенными Штатами, обладающими более легкой и низкосернистой нефтью. В преддверии новых правил IMO, такая ситуация может сыграть на руку рынкам, и способствовать более плавному переходу на новые судовые топлива в следующем году. Однако пока рынок не может в полной степени переварить добычу легких углеводородов, что демонстрируют запасы нефти США, находящиеся на рекордно высоких уровнях (свыше 1,3 млрд барр., превышение 5-летнего среднего – около 60 млн барр.), и возросшие дисконты WTI к более тяжелым сортам нефти. Высокий уровень запасов, в свою очередь, оказывает негативное давление на цену нефти.

> В целом, за 2019 г. рост добычи прогнозируется на уровне 1,2 млн б/с. А в 2020 г. ожидается замедление темпов роста до 1-1,1 млн б/с

В июле Минфин США продлил освобождение от венесуэльских санкций для американских нефтесервисных компаний до 25 октября. Однако после этой даты они будут вынуждены покинуть страну. Таким образом,

Источник: анализ «Аналитического центра ТЭК».

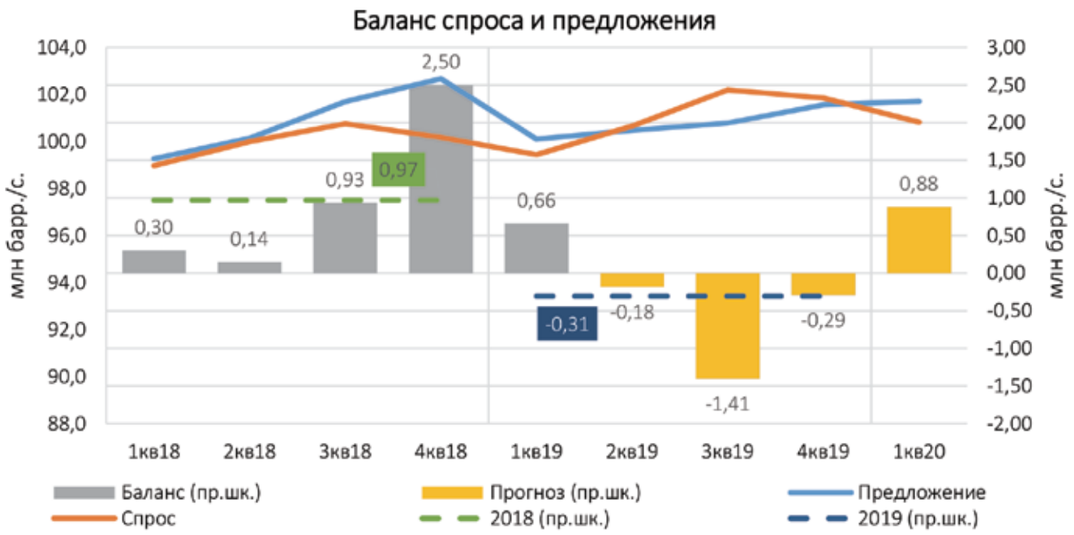
сии имеется существенный потенциал роста добычи (порядка 0,5 млн барр./с.), который может быть использован в случае необходимости. Что касается Саудовской Аравии, она вносит решающий вклад в балансировку рынка, перевыполняя условия соглашения – добыча королевство в августе на 0,5 млн барр./с. ниже установленного соглашением уровня и на 0,8 млн барр./с. ниже уровня октября 2018 г. Недавняя атака дронами может еще сильнее усилить этот разрыв, однако, будем надеяться, что данная атака не усилит напряженность на Ближнем Востоке и не снизит стабильность поставок потребителям. В пользу этого говорит и тот факт, что королевство располагает свободными мощностями в размере около 1,2 млн барр./с., которые может быстро активизировать.

В целом, в 2019 году рынок может остаться даже дефицитным на 0,3 млн барр./с. Во многом этому будет способствовать соглашение ОПЕК+. Однако в следующем году даже с учетом продления сделки на текущих условиях ожидается профицит на рынке около 0,3 млн барр./с. Рост спроса составит около 1,2 млн барр./с., а добыча нефти странами, не входящими в ОПЕК+, вырастет на 1,7 млн барр./с., что и приведет к возникновению избытка нефти.

В 2020 г. с учетом продления сделки ОПЕК+ ожидается профицит на рынке около 0,3 млн б/с. Рост спроса составит около 1,2 млн б/с, а добыча странами, не входящими в ОПЕК+, вырастет на 1,7 млн б/с, что приведет к избытку нефти

добыча в Венесуэле имеет все шансы продолжить свое падение с 1,1 млн б/с. в начале этого года до 0,6 млн б/с к концу 2019 г. Ожидается, что падение продолжится и в 2020 году – средняя добыча составит 0,5 млн б/с. (–0,23 млн барр./с.г./г.).

До марта 2020 г. добыча России ожидается на уровне 100% соглашения (11,2 млн барр./с.), а дальнейшая ее динамика будет зависеть от принятого решения по продлению сделки. При этом хотелось бы отметить, что у Сделка ОПЕК+ была продлена до марта 2020 года, однако неизвестно продлится ли она на весь год. Сейчас большая часть сокращений добычи в рамках договора компенсируются увеличением добычи США и другими



Источник: Анализ «Аналитического центра ТЭК».

Обзор цен и основных показателей нефтяной отрасли

Основные показатели	2016	2017	2018	2019	2020
Рост мирового ВВП,%	+2.8	+3.4	+3.2	+2.7	+2.7
Рост мирового спроса на нефть, млн барр./с.	+1.2	+2.0	+1.5	+1.0	+1.4
Рост мировой добычи нефти, млн барр./с.	+0.3	+0.7	+3.0	-0.1	+2.7
Снижение добычи ОПЕК, млн барр./с.	+0.8	-0.1	-0.1	-2.0	-0.1
Рост добычи стран, не входящих в ОПЕК, млн барр./с.	-1.1	+0.4	+2.0	+1.4	+2.0
Рост добычи США, млн барр./с.	-0.6	+0.5	+1.6	+1.4	+1.1
Предполагаемое изменение запасов, млн барр./с.	+0.7	-0.6	+0.8	-0.2	+1.1
Свободные мощности по добыче нефти в ОАЭ, Кувейте и Саудовской Аравии, млн барр./с.	1.7	2.4	2.0	2.8	2.8
Цены					
Dated Brent (среднегодовая, за баррель)	$44	$54	$71	$65	$64
WTI–Cushing (среднегодовая, за баррель)	$43	$51	$65	$58	$59

Источник: Анализ «Аналитического центра ТЭК».

странами, не входящими в картель. В таких условиях можно подумать, что нет смысла сокращать добычу, так как страны, не входящие в ОПЕК, зарабатывают и за счет высокой цены, и за счет поставки дополнительных объемов, а участники сделки недополучают часть заслуженной прибыли. С другой точки зрения, в случае отсутствия сделки избыток более чем в 1,2 млн барр./с. непременно бы ударил по ценам и всем участникам рынка было бы намного хуже. С учетом долгого инвестиционного цикла нефтяной отрасли небольшие тактические поражения, возможно, лучше сильной волатильности цен и еще большей неопределенности.

С другой стороны, в ноябре 2020 года в США состоятся президентские выборы и неизвестно, захочет ли Ближний Восток поддерживать высокие цены на нефть во время праймериз. Однако даже в случае дальнейших согласованных действий по сокращению добычи, возможное замедление темпов экономического роста и вдобавок торговая война между Китаем и США могут сильно сократить спрос. Новые правила IMO, вероятно, смогут отчасти поддержать его, но далеко не в полной мере. С учетом того факта, что США не планирует существенно снижать добычу, скорее всего, неопределенность сохранится на рынке и в следующем году.

П. СОРОКИН

ГАЗОВАЯ ДИЛЕММА

ЕВРОПА ВЫБИРАЕТ ТРУБУ

Павел СОРОКИН –
заместитель Министра
энергетики России

За последнее десятилетие глобальный рынок энергоносителей претерпел значительные изменения. В первую очередь, он перестал быть исключительно нефтяным – началась обширная торговля сжиженным природным газом (СПГ), производство, а главное, трейдинг которого значительно расширился. На сегодняшний момент оборот СПГ перевалил за отметку в 300 млн тонн в год.

Международный рынок газа до последнего времени представлял собой разрозненные региональные площадки, на которых торговался преимущественно сетевой газ. Сейчас продажи крупнотоннажного СПГ начинают выступать уже в качестве системного интегратора газовых рынков в единое глобальное трейдинговое пространство.

С ростом объема торгов и размыванием границ на рынке СПГ постепенно переписываются "правила игры", он становится более гибким, появляются сотни новых игроков с сильными компетенциями, в том числе и с нефтяного направления.

«Играть» на этом рынке становится все сложнее. Высокая волатильность цен давно стала для него привычным делом, тормозящим в развитии лишь трейдеров с небольшими капиталами. По факту, со стороны предложения на рынке обсуждаются десятки новых проектов, в первую очередь, на территории Австралии, США и России, по которым компаниям еще только предстоит принять инвестиционное решение.

Ожидать дефицита предложения на этом рынке в среднесрочной перспективе не стоит. Перепроизводства СПГ, о котором так беспокоилось экспертное сообщество в начале 2010-х, так и не произошло.

Скорее наоборот, намного больше неопределенностей возникает со стороны спроса. Как ни странно, но локомотивом спроса здесь может выступить не молодая растущая экономика Китая, а традиционный рынок Европы. Спрос на импортный газ в Европе будет постоянно расти из-за увеличивающегося падения собственной добычи: английский и норвежский сектора Северного моря требуют все больших вложений для поддержания «полки» добычи, в то время как единственный крупный проект в регионе – голландский Гронинген – вскоре будет законодательно закрыт по причинам безопасности. В 2018 году снижение добычи газа в Европе достигло 3,6%. Согласно прогнозу Wood Mackenzie, в долгосрочном периоде собственная добыча газа в странах Европы будет только падать. К 2040 году она сократится на 65% по сравнению с 2018 годом – с 99,4 млрд куб.м. до 34,8 млрд куб.м.

> Продажи СПГ начинают выступать как системный интегратор газовых рынков в единое глобальное трейдинговое пространство

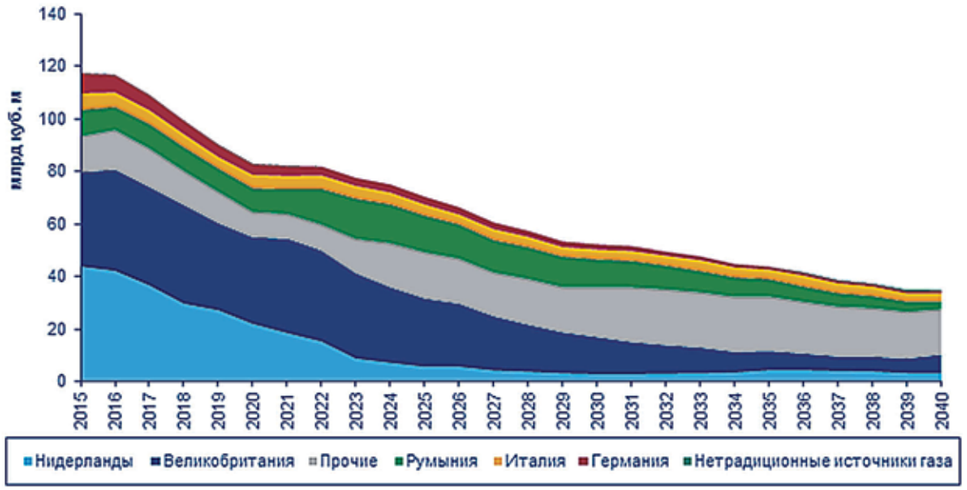


Рис. 1. Добыча газа в Европе 2015-2040 гг *Источник: Wood Mackenzie (2018).*

Текущая политика Евросоюза по декарбонизации и его стремление как можно быстрее перейти к низкоуглеродной экономике создают предпосылки для расширения присутствия на этом рынке экологически чистых источников энергии. Но, несмотря на развитие подобных возобновляемых источников энергии, Европа стремительно теряет конкурентоспособность своей экономики. Поэтому кажется вероятным, что именно газовая генерация, выделяющая в два раза меньше выбросов парниковых газов, чем угольная и по стоимости пока более конкурентоспособная, чем возобновляемая энергетика, в перспективе станет локомотивом большинства ведущих экономик региона. По мнению экспертов BP[1], доля газа в топливном балансе стран ЕС вырастет с 19,5% в 2018 году до 20,4% к 2040 году.

> Импорт газа в Европу в 2018г составил 281 млрд куб. м или 53,8% от спроса. С учетом падающей собственной добычи, зависимость европейского рынка от импорта газа к 2040г вырастет до 387,2 млрд куб. м или 78,3% от спроса

Идет настоящая гонка за то, чтобы «закрыть» это окно возможностей. По состоянию на 2018 год, при собственной добыче в 99,4 млрд куб.м., импорт газа в страны Европы был на уровне 281,2 млрд куб. м, что составляет 53,8% от общего спроса. С учетом падающей собственной добычи, ожидается, что зависимость от импорта газа на европейском рынке к 2040 году вырастет до 387,2 млрд куб. м и составит уже 78,3% от спроса на газ.

Лидером этой гонки на данный момент остается Россия, имеющая самые большие доказанные запасы газа в мире (более 35 трлн куб.м. или около 18% от общемировых) и наиболее удобный подход к рынкам Европы с очки зрения логистики. Несмотря на ужесточение конкуренции на глобальных газовых рынках, особенно со стороны новых производителей сжиженного газа, динамика поставок российского трубопроводного газа в Европу только растёт. По итогам 2018 года доля российского газа на рынке Европейского союза составила 36,7%.

В итоге, закрытие «окна» спроса в континентальной Европе становится зоной конкуренции российского трубопроводного газа и СПГ. По прогнозу многих видных экспертов, в частности, IHS Markit, доминирование российского трубопроводного газа на рынках Европы сохранится, как минимум, в течение ближайших 10 лет.

Впрочем, расслабляться едва ли стоит. Именно в 2018 году в Европе впервые столкнулись в конкурентной борьбе СПГ и российский сетевой газ. Что любопытно, рост поставок СПГ в значительной мере обеспечил российский же производитель «Ямал СПГ» – 6,6 млрд куб.м. Около 80% СПГ было направлено в Бельгию, Францию, Нидерланды и Великобританию – страны, покупающие российский трубный газ.

Трактовать этот факт можно по-разному, но абсолютно ясным становится то, что изменения на традиционном газовом рынке Европы становятся необратимыми. Конкуренция растет, приходят новые игроки – как из России, так и из ряда крупных стран-производителей из Африки и США. Их преимуществами становится гибкость в цене, сроках контрактов, и все нарастающее,

[1] *BP Outlook 2019*

абсолютно нерыночное, политическое давление. В этой связи становится интересным, сможет ли более традиционный и, казалось бы, чуть менее поворотливый, трубопроводный газ сохранить свои лидирующие позиции и не стать обузой для самих поставщиков.

СПГ надежды

На сегодня СПГ продолжает оставаться самым быстрорастущим источником поставок газа и основным драйвером спроса на него. Объем поставок сжиженного газа в мире в 2018 году достиг 319 млн т[2], что на 8,1% больше предыдущего года. По прогнозам аналитиков Shell, такая тенденция сохранится и в будущем. В этом году объем поставок СПГ вырастет на 13%, до 360 млн т., в 2020-м – еще как минимум на 7%, до 385 млн т., вплоть до 580 млн т. к 2030 году.

Такие прогнозы объясняются сразу несколькими причинами экономического и технологического характера.

В первую очередь. структуры контрактов на СПГ становятся более гибкими. Стимулы для такого структурного дрейфа очень различны: от выхода на рынок новых потребителей до стремления покупателей, особенно, европейских, к диверсификации поставщиков для повышения надежности и, конечно, выгодности поставок.

В то же время, растет доля контрактов, где выбор пунктов конечного назначения остается за покупателем СПГ. Именно по этой схеме построены контракты на поставку СПГ из США. В итоге, торговый компонент на рынке только растет вместе с перепродажами СПГ. Сами контракты становятся более долгосрочными. С 2017 года по 2018 год средняя продолжительность их действия выросла более чем вдвое – с 6 лет до 13 лет. Общий объем контрактов увеличился в 2,7 раза.

Увеличение длительности контрактов, в свою очередь, поддерживает ввод новых мощностей СПГ, а значит, по цепочке, снижает средние затраты на строительство. За последние 8 лет они упали практически вдвое (с $2 000/т в 2010–2014 гг. до $600–1400/т в 2014–2018 гг.).

Доля российского газа на рынках Европы – **36,7%**

Как следствие, количество СПГ-проектов будет только расти. Согласно прогнозам Oxford Energy[3], суммарно в ближайшие два года инвестиционные решения будут приняты по 28 проектам общей мощностью 302 млн т., из которых 204 млн т. является новыми проектами, а оставшаяся часть представляет собой расширения существующих СПГ-заводов. Больше всего их будет на территории США и Канады (около

[2] *Shell LNG Outlook 2019 https://www.shell.com/energy-and-innovation/natural-gas/liquefied-natural-gas-lng/lng-outlook-2019.html*

[3] *Outlook for Competitive LNG Supply https://www.oxfordenergy.org/publications/outlook-competitive-lng-supply/*

190 млн т), а также в Катаре (33,4 млн т), Мозамбике (28 млн т) и России (25 млн т). Впрочем, для сравнения, за 2018 г. инвестрешения были приняты по проектам лишь на 21,5 млн тонн.

Поскольку рынки Европы считаются одними из основных рынков сбыта, растущие амбиции США представляют серьезные риски для положения России на этом рынке. В настоящий момент добыча попутного газа на сланцевых формациях США растет быстрее, чем трубопроводные мощности и спрос. По прогнозам IHS, к 2030 году экспорт СПГ из Северной Америки значительно вырастет – с нынешних 21 млн тонн до 96 млн тонн.

Наконец, помимо фактора США и коренного изменения модели рынка СПГ, на пути поставок сжиженного газа влияет также темпы роста цен на премиальных рынках Азии.

Все вышеперечисленные факторы оказывают огромное влияние на изменение энергетической конъюнктуры многих регионов мира, в особенности, Европы, стремящейся к постоянной диверсификации поставок, в том числе снижению «зависимости» от России. Этот вектор особенно укрепился после проблем с прокачкой российского газа через территорию Украины в 2006 и 2009 гг. Для этого страны Европы активно строят все новые и новые регазификационные терминалы. По состоянию на 2018 год, они уже составили 173 млн тонн. Впрочем, учитывая общий объем импорта СПГ Европой в 2018 году в объеме 50 млн т., а также темпы роста спроса на СПГ (в 2018 году – всего около 7%), регазификационные терминалы еще какое-то время будут терпеть убытки. Их средняя загрузка пока не превышает и 30%.

Расжижай и плати

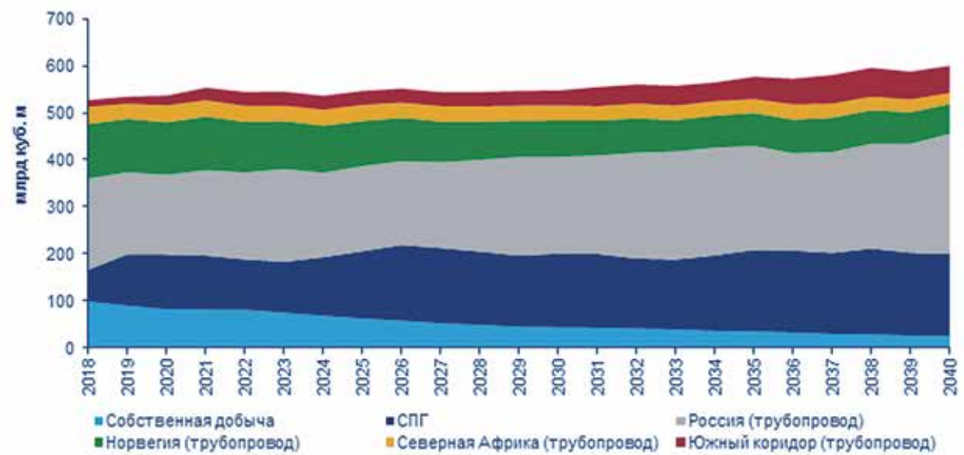
Пока диверсификация поставок за счет СПГ идет довольно сложно. Это становится очевидным при взгляде на разбивку по основным поставщикам СПГ в Европу. Так, из суммарного импорта СПГ в Европу в объеме 50 млн т, Россия поставила 4,9 млн т или почти 10% от общего объема, на первом месте идет Катар (16,9 млн т или 33,7% от совокупного экспорта в Европу), затем Нигерия (9,5 млн т или 19,0%) и Алжир (9,4 млн т или 18,8%). Импорт СПГ из США пока не превысил и 2,7 млн т, увеличившись за год всего на 0,3 млн т (данные Vygon Consalt).

В 2018г в Европе впервые столкнулись в конкурентной борьбе СПГ и российский сетевой газ. При этом, рост поставок СПГ в значительной мере обеспечил российский «Ямал СПГ»

Но несмотря ни на что, эксперты рынка остаются оптимистами относительно перспектив 2019 года, прогнозируя рост поставок СПГ в Европу от 15,6–23,5 млн т (Shell) до роста почти в 1,5 раза в 25 млн т (Wood Mackenzie). Подобные прогнозы прихода значительных объемов СПГ строятся на предположении о сохранении премиального характера европейского рынка в 2019 году. За 3 месяца текущего года страны Европы уже импортировали 21,5 млн т СПГ. Примечательно, что в этот же период (январь-март) экспорт газа "Газпромом" в Европу снизился на 0,4% до 61,5 млрд куб.м., хотя доходы от экспорта и выросли на 10,7%, до $14,1 млрд по сравнению с аналогичным периодом 2018 года.

Таким образом, сегодняшняя конкурентная ниша, которую занял российский трубопроводный газ в газовом импорте ЕС в 46%, расценивается некоторыми странами ЕС если не как угроза для энергетической безопасности Европы, то как повод для диверсифика-

Рис. 2. Поставки природного газа в Европу *Источник: Wood Mackenzie (2018).*



ции. Эксперты Wood Mackenzie ожидают, что доля СПГ в общих поставках газа в Европу будет плавно расти по сравнению с трубопроводными поставками с 12,9% в 2018 году до 29% в 2040 году. По мнению экспертов IHS, будет страдать доля именно трубопроводного газа, ожидая, что в период 2018–2030 гг. поставки из России упадут до 143 млрд куб.м.

Ниша, которую занял российский трубопроводный газ в газовом импорте ЕС в 46%, расценивается некоторыми странами ЕС если не как угроза для энергобязопасности Европы, то как повод для диверсификации

Впрочем, на данный момент текущие показатели экспорта говорят об обратном. Популярность российского трубопроводного газа только растет. В прошлом году «Газпром» установил новый экспортный рекорд в более чем 200 млрд куб.м. Только по газопроводу «Северный поток» в 2018 году были поставлены объемы газа, превышающие его проектную годовую производительность: 58,8 против 55 млрд куб.м. в год.

На сегодня действующие мощности поставок газа в Европу, учитывая Турцию, превышают 250 млрд куб.м. в год, а с учетом ввода «Северного потока-2» (55 млрд куб.м.) и двух веток «Турецкого потока» (31,5 млрд куб.м.), экспортные возможности России уходят далеко за 300 млрд куб.м. газа в год.

Вероятность того, что столь огромные трубопроводные объемы останутся недозагруженными, при условии

роста импорта странами Европой, стремится к нулю. Если пересчитать долю в импорте на долю в реальном потреблении, выйдет, что Россия, с учетом экспорта своего СПГ, занимала порядка 38% на рынке ЕС. При этом низкая себестоимость добычи газа в России делает его долгосрочным ценовым лидером в регионе. Это становится очевидным, если сравнить рекордный экспорт газа в Европу со стороны «Газпрома» и падение поставок трубопроводного газа у таких крупных игроков на европейском рынке, как Алжир. Да, неоспорим факт, что в начале 2019 года экспорт газа «Газпрома» в Европу снизился по сравнению с прошлым годом, но это, скорее, последствие сочетания фактора теплой погоды в Европе и резкого снижения ценового спреда на СПГ в Азии и Европе, вызванного, в основном, временным замедлением спроса на СПГ в Китае.

В первую очередь, одним из главных плюсов российского газа является его география и наличие огромных запасов в 35 трлн куб.м., тогда как ближайшие конкуренты России на экспортных рынках Европы и Азии – США и Австралия – обладают лишь 8,7 трлн куб.м. и 3,6 трлн куб.м. соответственно. Кроме того, удобное расположение России между Европой и Азией позволяет нашему газу – как в жидком, так и газообразном состоянии – быть прибыльным при текущих ценах и выигрывать конкуренцию у СПГ из США и Австралии.

По оценкам представителей «Газпрома», в 2018 году средние цены на российский газ в ЕС составили не менее $248/куб. м или $6,92/млн БТЕ. С учетом того, что американский СПГ, чаще всего, торгуется международными трейдерами по биржевой цене газа (NBP), средняя цена которого составила $7,7/млн БТЕ, то американский СПГ, привязанный к спотовой цене на газ, был как минимум на 11% дороже российского газа. Если же добавить сюда расходы на регазификацию (оценочно $0,5/млн БТЕ), то СПГ оказывается дороже уже на 14–18%.

Растет доля контрактов, где выбор пунктов назначения остается за покупателем. Именно по этой схеме построены контракты на поставку СПГ из США

Более того, для дальнейшего расширения спроса на российский газ в Европе существуют и другие условия. К примеру, для поддержания конкуренции «Газпром» пробует новые варианты ценообразования, продавая свой газ на аукционах. Кроме этого, поспособствовать росту спроса может текущий процесс декарбонизации, постепенно снижающий использование неэкологичных видов топлива и повышающий потребление газа.

Экспорт СПГ в страны Европы является перспективным, но не основным маршрутом поставок российского газа на рынки этого региона, пока не обеспеченного

достаточными трубопроводными мощностями для перекачки регазифицированного газа потребителю. Такими газопроводами обеспечена лишь четверть мощностей приемных береговых терминалов СПГ. При постепенном текущем расширении количества терминалов с доступом к крупным газопроводам, спрос на СПГ – и в первую очередь, российский – будет также увеличиваться. На сегодняшний день в России работают два завода по производству СПГ – сахалинский «Сахалин-2» и «Ямал СПГ» – но их количество будет расти. В ходе Восточного экономического форума «Новатэк» и ряд японских компаний подписали протокол о принятии окончательного инвестиционного решения по проекту «Арктик СПГ-2», предусматривающего строительство трех очередей по производству СПГ мощностью 6,6 млн тонн в год каждая – всего на 19,8 млн тонн. Количество подобных проектов на севере, на полуостровах Ямал и Гыдан, ограничено только ресурсной базой, огромные запасы которой достигают 38 трлн куб.м. На этом арктическом направлении российскому газу, но уже в сжиженном виде, также помогает относительно небольшое транспортное плечо до европейских и азиатских потребителей.

В целом, ресурсная база позволяет России претендовать на уровень производства СПГ в 100-140 млн тонн в год к 2035 году и долю на мировом рынке до 20%

В рамках развития арктического потенциала президент России отдельно выделил задачу превращения Северного морского пути в глобальную, конкурентную логистическую систему, играющую важнейшую стратегическую роль в развитии арктической зоны России. К 2024 году грузопоток по Севморпути должен достичь 80 млн тонн в год. В этом ямальский СПГ сыграет одну из решающих ролей. В целом, ресурсная база позволяет России претендовать на уровень производства СПГ в 100–140 млн тонн в год к 2035 году и долю на мировом рынке до 20%. Это особенно важно с учетом прогнозов по удвоению спроса на СПГ к 2035 году до 600 млн тонн и образованию свободной ценовой ниши в примерно 200 млн тонн СПГ в год за счет отсутствия на сегодняшний день достаточного количества СПГ-проектов. При этом, адресаты поставок российского СПГ и российского трубопроводного газа будут совершенно разные, что позволит избежать нездоровой конкуренции и создает условия для дальнейшего роста экспорта как сжиженного, так и сетевого газа из России.

О.Е. АКСЮТИН, К.Ю. ПОЛОУС, А.А. САХАРОВ
O.E. AKSYUTIN, K.Y. POLOUS, A.A. SAKHAROV

УДК 553.981 (470+571)

АКТУАЛЬНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ
РАЗВИТИЯ ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Олег Евгеньевич АКСЮТИН – член Правления, начальник Департамента ПАО «Газпром», член-корреспондент Российской академии наук, д.т.н., *e-mail: O.Aksutin@adm.gazprom.ru*

Кирил Юрьевич ПОЛОУС – начальник Управления Департамента ПАО «Газпром», к.э.н., *e-mail: K.Polous@adm.gazprom.ru*

Алексей Александрович САХАРОВ – заместитель начальника Управления – начальник отдела Департамента ПАО «Газпром», к.э.н., *e-mail: Al.Sakharov@adm.gazprom.ru*

Аннотация. В настоящей статье рассматриваются значение и место газовой промышленности в энергетике, вопросы устойчивого развития российской газовой отрасли, роль «Газпрома» в обеспечении энергетической безопасности страны. Также отмечены технологические вызовы в газовой отрасли и направления развития отечественных инноваций, сочетающих как высокую экономическую эффективность, так и экологическую безопасность.

Ключевые слова: газовая промышленность, ПАО «Газпром», энергетическая безопасность, энергетика, газомоторное топливо, водородная энергетика.

Роль газа в современной энергетике

Природный газ – уникальный ресурс и ценное сырьё для производства различных видов продуктов. В структуре мирового потребления первичных топливно-энергетических ресурсов (далее – ТЭР) его доля составляет 23%. Как ожидается, мировое потребление ТЭР в перспективе до 2035 года может возрасти более чем на 20%. В указанный период природный газ, в отличие от нефти и угля, укрепит свои позиции, увеличив долю в общей структуре потребления первичных энергоносителей до 25%. В ближайшие десятилетия потребление газа в мире продолжит расти самыми высокими темпами по сравнению со всеми другими ископаемыми топливами – в среднем на 1,6% в год [4].

Россия, обладая значительной ресурсной базой и выгодным географическим положением, является крупнейшим экспортером газа и вносит существенный вклад в удовлетворение мирового спроса. Наша страна занимает первое место в мире по запасам газа, второе место – по объемам добычи (725 млрд м^3) и потребления (около 480 млрд м^3) [1].

Энергетическая безопасность России и роль ПАО «Газпром»

Доля газа в структуре потребления российского топливно-энергетического баланса существенно выше, чем в большинстве других стран – около 54%. В долгосрочной перспективе этот показатель сохранится примерно на том же уровне. Высокая доля газа в российском топливно-энергетическом балансе обусловлена экономическими, экологическими и технологическими преимуществами его использования. Никакой другой энергоресурс не обладает такой гибкостью в части наращивания поставок в зависимости от роста сезонного спроса. В пиковые периоды доля газа составляет порядка 64% месячного потребления энергии в стране, а суточный показатель иногда достигает 70%. Для сравнения с другими видами топлива: доля угля в пиковые сутки составляет 16%, нефтепродуктов – около 11%.

[1] *По итогам 2018 года.*

IMPORTANT AREAS
OF DEVELOPMENT FOR RUSSIA'S GAS INDUSTRY

Abstract. This article discusses the gas industry's importance and place in the energy sector, sustainable development of Russia's gas industry, and the role of Gazprom in ensuring the country's energy security. The environmental advantages of natural gas are compared with other types of energy and the potential of natural gas to reduce environmental pollution is assessed. Also noted are the technological challenges in the gas industry and areas of domestic innovations combining high economic efficiency and environmental safety.

Keywords: gas industry, PJSC «Gazprom», energy security, energy, gas engine fuel, hydrogen energy.

Сезонная неравномерность поставок газа потребителям России покрывается исключительно «Газпромом» за счет своих мощностей в добыче, транспортировке и подземном хранении. При этом доля «Газпрома» в поставках газа на внутренний рынок меняется на протяжении года: с 30,1% в летнее время до 75,7% в осенне-зимний период, что предопределяет необходимость создания резервных мощностей.

Таким образом, «Газпром» несет основную нагрузку по обеспечению устойчивых и надёжных поставок газа всем группам потребителей благодаря возможности осуществления всех видов деятельности от добычи до поставки газа конечным потребителям в сочетании с централизованным управлением процессом газоснабжения, являясь гарантом энергетической безопасности.

«Газпром» занимает лидирующие позиции среди мировых компаний по величине запасов и объему добычи природного газа. Доля «Газпрома» в мировых запасах составляет 17%, российских – 72%, доля в мировой добыче – 12%, российской – 68%.

Специфика российского рынка газа

Текущая архитектура российского газового рынка, основой которой является «Газпром», обеспечивает необходимый уровень энергетической безопасности страны. Управление Единой системой газоснабжения через единый диспетчерский центр обеспечивает высокую надежность газоснабжения потребителей за счет возможности моментального реагирования на изменения в любом из ее звеньев и позволяет осуществлять бесперебойные поставки газа потребителям в Российской Федерации и за рубежом [1].

Быстрый прирост добычи газа независимыми производителями газа позволил существенно расширить предложение на рынке, однако спрос российских потребителей, напротив, оказался заметно ниже ранее выполненных оценок. В этих условиях для регулирующих органов проблема необходимости поддержания и развития производственных мощностей в добыче ушла на второй план. При этом существует высокая вероятность, что риски, с которыми может столкнуться рынок по мере исчерпания имеющихся резервов, осознаются

не в полной мере. ФАС России еще в 2016 г. заявила о намерении с начала 2018 г. полностью либерализовать внутренние цены на газ. Однако до настоящего времени не только заморожена либерализация ценообразования на газ (за исключением отдельных положений, касающихся поставок СПГ, газа в качестве сырья для экспортно-ориентированных производств метанола), но даже приостановлен эксперимент по отмене регулирования цен на газ в отдельно взятых регионах [2, 28].

> Никакой другой ресурс не обладает такой гибкостью наращивания поставок в зависимости от сезонного спроса. В пиковые периоды доля газа составляет порядка 64% месячного потребления энергии, а суточный показатель иногда достигает 70%

Независимые производители на протяжении календарного года осуществляют добычу газа практически равномерно, что обеспечивает им высокую эффективность разработки месторождений. При этом они поставляют газ преимущественно крупным промышленным потребителям и в регионы с повышенной доходностью, используя возможность продавать газ по свободным ценам.

Сложившаяся структура поставок газа на внутренний рынок по доходности служит хорошим примером последствий существования различных условий хозяйственной деятельности «Газпрома» и независимых производителей. Практически полностью ресурсами независимых производителей сегодня обеспечиваются высокодоходные регионы, такие как Костромская, Свердловская и Челябинская области, существенную долю в поставках независимые производители занимают в Тюменской области, Пермском крае – регионах в непосредственной близости к местам добычи, что позволяет иметь высокую маржинальность реализации газа ввиду низкой транспортной составляющей.

> Сложившаяся структура поставок газа на внутренний рынок по доходности служит хорошим примером последствий различных условий деятельности «Газпрома» и независимых производителей

Кроме того, в связи со значительно меньшей эффективностью реализации газа населению независимые производители практически не осуществляют поставки газа данной категории, тогда как в структуре продаж газа «Газпрома» население занимает порядка 20%.

Фактически у «Газпрома» возможности конкуренции на российском рынке существенно ограничены, но имеются обязательства обеспечивать газом всех потребителей, в том числе тех, которые недостаточно привлекательны для других компаний.

Устойчивое функционирование газового рынка предполагает соблюдение баланса интересов всех его игроков. Однако по состоянию на 2018 г. имеется существенный дисбаланс интересов. За период с 2011 г. существенно выросла ставка НДПИ на газ и образовалось почти 2,5 кратное превышение размера ставки налога, уплачиваемого «Газпромом» по сравнению с независимыми производителями. Изменения налогового законодательства в 2017–2018 гг. привели к ещё большему росту уровня налоговой нагрузки по типовому месторождению «Газпрома», существенно превышающего аналогичный показатель для независимых производителей. Независимые производители имеют сразу два преимущества: пониженное налоговое бремя и возможность работы с наиболее привлекательными российскими потребителями.

Все это свидетельствует о необходимости выравнивания условий функционирования для «Газпрома» и независимых производителей на российском рынке. Вопросы специальных налоговых льгот необходимо решать с учетом экономического эффекта для всей отрасли и государственного бюджета.

Новые газотранспортные проекты

Всё больше стран в мире ставят задачи по переходу на более экологичные источники энергии. Это одна из причин снижения доли угля и нефтепродуктов в секторах конечного потребления. Атомная энергетика после нескольких катастроф многими перестала рассматриваться как приемлемая альтернатива, а возобновляемые источники энергии ограничены в возможностях обеспечения устойчивого энергоснабжения. На этом фоне создаются хорошие предпосылки для расширения использования газа.

Рост спроса на газ требует соответствующего развития транспортной инфраструктуры. Успешный опыт реализации проекта «Северный поток» на фоне растущего спроса на российский газ в Европе во многом стал причиной инициирования проекта «Северный поток – 2». Технические решения и трасса газопроводов практически не отличаются. «Северный поток – 2» позволит, также как и «Северный поток», напрямую связать Единую систему газоснабжения с европейскими потребителями и продолжить обеспечивать высокую надежность поставок российского газа в Европу. Это высокоэффективный коммерческий проект от новой ресурсной базы «Газпрома» на Ямале до рынков потребления. Производительность – 55 млрд м³ в год. Ожидаемый срок ввода в эксплуатацию – конец 2019 г. [9].

Проект «Турецкий поток» – новый экспортный газопровод из России в Турцию через Черное море. Первая нитка газопровода предназначена для поставок газа турецким потребителям, вторая – для газоснабжения стран Южной и Юго-Восточной Европы. Ввод газопровода в эксплуатацию запланирован на конец 2019 года. Мощность ниток «Турецкого потока» составит по 15,75 млрд м³ каждая [5].

Проект «Турецкий поток» реализуется в строгом соответствии с российскими и международными экологическими стандартами. Частью этой работы является экологический мониторинг и подготовка отчетов об оценке воздействия на окружающую среду (ОВОС) в России и Турции. При разработке отчетов по ОВОС были использованы многочисленные исследования, проведенные в ходе реализации проекта «Южный поток» [3, 10].

Следует отметить, что это не первый уникальный проект в акватории Черного моря – газопровод «Голубой поток» также предназначен для поставок российского природного газа в Турцию, минуя третьи страны. Сооружение морского участка «Голубого потока» длиной 396 км началось в сентябре 2001 г. и полностью завершилось в мае 2002 года. Учитывая, что более 60 км газопровода, расположенного на российском сухопутном участке, проходит по горной местности, а глубина залегания трубы на морской части достигает 2150 м в условиях агрессивной сероводородной среды, для повышения надежности газопровода при его строительстве применялись специальные технические решения. К ним относятся, к примеру, применение труб из высококачественной коррозионностойкой стали с внутренним и внешним полимерным покрытием; испытание газопровода методом стресс-теста; использование интеллектуальных вставок на горном и морском участках и др. [8]. Особое внимание к минимизации влияния проекта на окружающую среду уделялось еще на стадии проектирования. Так, решение о строительстве участка газопровода тоннельным методом через хребты Кобыла и Безымянный позволило сохранить более 4 гектаров реликтового леса.

> Газпром: 17% мировых запасов, 72% – российских запасов 12% мировой добычи 68% – российской добычи

«Газпром» уделяет повышенное внимание развитию экспорта газа из России в азиатском направлении и реализации соответствующих проектов. В мае 2014 г., в связи с подписанием долгосрочного контракта на поставку газа в КНР (по газопроводу «Сила Сибири»), был дан старт практической реализации инвестиционных проектов ПАО «Газпром» в части создания новых газодобывающих, газотранспортных и газоперерабатывающих мощностей.

Реализация проекта «Сила Сибири» неразрывно связана с разработкой Чаяндинского и Ковыктинского месторождений, строительством Амурского газоперерабатывающего завода. Газопровод будет играть существенную роль в повышении уровня жизни населения посредством газификации восточных регионов России, а сооружаемый в настоящее время газоперерабатывающий завод обеспечит возможность выделения ценных компонентов из газа. Трасса газопровода проходит

в экстремальных природно-климатических условиях, преодолевает заболоченные, горные и сейсмоактивные территории, участки с вечномерзлыми и скальными грунтами. Абсолютные минимальные температуры воздуха на территории прохождения газопровода «Сила Сибири» составляют от минус 62 °С в Республике Саха (Якутия) до минус 41 °С на территории Амурской области. При строительстве «Силы Сибири» «Газпром» применяет современные высоконадежные и энергоэффективные технологии и оборудование. В частности, используются стальные трубы российского производства, имеющие внутреннее гладкостное покрытие. Эта технология снижает затраты энергии на транспортировку газа за счет уменьшения шероховатости трубы и, соответственно, трения. Внешняя изоляция труб выполнена из инновационных отечественных нанокомпозиционных материалов и обеспечивает высокую коррозионную стойкость газопровода. Для пересечения активных тектонических разломов используются трубы с повышенной деформационной способностью, а также специальные технические решения по их укладке. Для минимизации воздействия на окружающую среду маршрут «Силы Сибири» проложен преимущественно по участкам редколесья и старых гарей – лесным территориям с деревьями, погибшими от пожара [7].

Водородная энергетика

Одним из перспективных направлений инновационной деятельности «Газпрома» в настоящее время является водородная тематика. Водород (H_2) и энергоресурсы на его основе обладают большим потенциалом, выступая в качестве инструмента для перехода к низкоэмиссионной экономике. Для «Газпрома» производство и применение метано-водородных смесей и водорода является перспективным направлением диверсификации и повышения эффективности использования природного газа.

Предпосылки для развития данного направления появились несколько лет назад, когда в стране началась масштабная работа по формированию новых требований к экологическим показателям оборудования

и внедрению наилучших доступных технологий. В тот момент «Газпром» инициировал работы по повышению экологических характеристик газоперекачивающих агрегатов. Были проанализированы и апробированы различные технологические решения по снижению выбросов и повышению КПД газотурбинных установок.

В настоящее время реализуется инновационный проект по получению метано-водородного топлива в качестве топливного газа газоперекачивающих агрегатов на основе адиабатической конверсии метана. Эффект от внедрения выражается в экономии топливного газа – до 5%, снижении выбросов парникового газа CO_2 – на 30% и загрязняющих веществ: NO_x – в 4,5 раза, CO – в 5 раз. Технология запатентована в России, Японии, Республике Корея, Китае, США. Следующий шаг – организация блочно-комплектного исполнения оборудования по производству метано-водородного топлива (его унификация) для серийного производства, а также тиражирование технологии на объектах «Газпрома».

> Все свидетельствует о необходимости выравнивания условий для «Газпрома» и независимых производителей на рынке РФ

«Газпром» работает также над созданием технологий производства водорода (H_2) из природного газа без выбросов диоксида углерода (CO_2). Перспективной, с нашей точки зрения, является инновационная технология разложения природного газа в неравновесной низкотемпературной плазме на водород (H_2) и твердый углерод (C). Данная технология характеризуется крайне высоким потенциалом. С одной стороны – возможность получения низкоуглеродного водорода для энергетики, с другой – ценный углеродный материал для нужд химической промышленности.

Литература

1. *Голубев В.А. Основные направления развития газовой отрасли Российской Федерации // Энергетическая политика, 2016. – № 4, С. 14–22.*
2. *Кисленко Н.А. Основные направления развития российского рынка газа //Союз организаций нефтегазовой отрасли «Российское газовое общество», 2018. – № 1, С. 27–32.*
3. *Прозоров С.Ф. «Турецкий поток». Завершено строительство морского участка // Корпоративный журнал ПАО «Газпром». – М.: ПАО «Газпром», 2018. – № 12, С. 6–10.*
4. *International Energy Agency. World Energy Outlook 2018 // Paris, OECD / IEA.*
5. *Газопровод «Турецкий поток» [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://www.gazprom.ru/projects/turk-stream/ (дата обращения: 14.01.2019).*
6. *О «Газпроме». [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://www.gazprom.ru/about/ (дата обращения: 15.01.2019).*
7. *Газопровод «Сила Сибири». Крупнейшая система транспортировки газа на Востоке России. [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://www.gazprom.ru/projects/power-of-siberia/ (дата обращения: 14.01.2019).*
8. *Газопровод «Голубой поток». Поставки российского природного газа в Турцию. [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://www.gazprom.ru/projects/blue-stream/ (дата обращения: 15.01.2019).*
9. *Газопровод «Северный поток – 2». Новый экспортный газопровод из России в Европу через Балтийское море. [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://www.gazprom.ru/projects/nord-stream2/ (дата обращения: 14.01.2019).*
10. *Годовой отчет ПАО «Газпром» за 2017 год. [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://www.gazprom.ru/f/posts/85/227737/gazprom_annual_report_2017_rus.pdf (дата обращения: 14.01.2019).*

Е. КАРЬГИНА

АМЕРИКАНСКИЕ ГОРКИ:
ОБЗОР НЕФТЯНЫХ РЫНКОВ СЕВЕРНОЙ АМЕРИКИ

Елена КАРЬГИНА – обозреватель журнала «Энергетическая политика»

Энергетическая отрасль Северной Америки в России ассоциируется, как правило, с нефтегазовым рынком Соединенных Штатов и их «сланцевой революцией», которая с одной стороны позволила США в 2018 г. выйти на первое место по добыче нефти, а с другой – принесла серьезные риски нарушения мирового энергетического баланса. Между тем в энергосистему континента прочно вплетены такие крупные нефтедобывающие страны как Канада и Мексика, которым незаслуженно уделяется значительно меньше внимания. Канада занимает почетное четвертое место в глобальном рейтинге по объемам производства и экспорта нефти. Энергетическая отрасль Мексики сейчас переживает тяжелые времена: страна, занимавшая в 2004 г. шестое место по уровню нефтедобычи, по итогам прошлого года опустилась на двенадцатое. Тем не менее, несмотря на такое катастрофическое падение, Мексика по-прежнему оказывает серьезное влияние на мировой нефтяной рынок.

Канада: снижение объемов и инфраструктурные ограничения. Состояние отрасли

По состоянию на конец 2018 г., Канада занимала третье место в мире по извлекаемым запасам нефти (10% от мировых, или 166,7 млрд баррелей), однако добывала лишь 5% от общемирового производства (4,6 млн б/с). Практически все запасы нефти страны (96%, или 162,5 млрд баррелей) сосредоточены в нефтеносных песках, при этом в настоящее время из битума добывается около 64% всей канадской нефти – примерно 2,91 млн б/с.

Основным нефтедобывающим регионом страны является провинция Альберта, обеспечивающая более 80% производства. Объем капитальных инвестиций в нефтеносные пески на сегодняшний день оценивается в 313 млрд канадских долларов, в том числе в прошлом году – в 10,4 млрд долларов. Больше половины канадской нефти добывают пять крупнейших компаний: Suncor, Canadian Natural Resources Limited, Imperial Oil, Husky и Cenovus.

> Канада занимает третье место в мире по запасам нефти, однако добывает лишь 5% от общемирового производства

Канада поставляет на экспорт более 80% добываемой нефти. Основным рынком сбыта, что неудивительно, являются США. В прошлом году Канада обеспечила почти половину импорта нефти своего соседа, или 3,5 млн б/с. При этом из-за технологических особенностей местных нефтеперерабатывающих заводов Канаде приходится и закупать небольшие объемы сырья из США, Саудовской Аравии, Норвегии и даже Азербайджана.

Одной из основных проблем, с которой в последние годы сталкивается канадская нефтедобывающая отрасль, являются серьезные инфраструктурные ограничения по транспортировке нефти, которые неизбежно приводят к сокращению производства, снижению капитальных расходов

Таблица 1. Основные предложения по строительству новых нефтепроводов в Канаде

Источник: Canada Energy Regulator

Проект	Мощность	Изначально предполагаемые сроки ввода	Статус
Keystone XL (TransCanada)	830 тыс. б/д	2012 г.	Компания намерена завершить строительво канадской части в 2020 г., в США график не определен в связи с отсутствием разрешений регуляторов
Northern Gateway	525 тыс. б/д	2016 г.	Отклонен властями Канады
Trans Mountain, расширение	590 тыс. б/д	2017 г.	Национальный энергосовет Канады рекомендовал одобрить
Energy East	1,1 млн б/д	2017–2018 гг.	Отказ от проекта
Замена линии 3 Enbridge	370 тыс. б/д	2018 г.	Работы на канадской территории ведутся и должны быть закончены в 2019 году. Сроки ввода зависят от работ на территории США

сектора и уходу с рынка ряда мировых компаний. Добыча нефти из битумных песков за последнюю декаду 2018 г. выросла вдвое, и пропускные мощности попросту не успевают за такими темпами, особенно с учетом неоднозначной политики либерального правительства страны в этой сфере, которая ориентируется в первую очередь на экологическую составляющую проектов. Кроме того, по мнению экспертов, правительство не предпринимает достаточно усилий по созданию условий диверсификации экспорта углеводородов и развитию трубопроводных мощностей.

Не стоит забывать, что нефтегазовая промышленность Канады все еще восстанавливается после кризиса 2014 г., когда реализация целого ряда важных энергетических проектов была остановлена в связи с падением цен на углеводороды.

Ограничения во имя природы

Летом Ассоциация производителей нефти Канады снизила прогноз по темпам роста добычи нефти в стране до 2035 года. Теперь эксперты ожидают, что в 2019–2035 годах производство здесь будет увеличиваться на 1,4% ежегодно, тогда как еще 5 лет назад они прогнозировали рост добычи примерно на 2,5%. Сейчас предполагается, что к 2035 г. Канада будет добывать 5,86 млн б/с, что на 1,27 млн больше нынешнего уровня. При этом ассоциация прогнозирует рост добычи би-

тумной нефти в 1,5 раза, до 4,25 млн б/с по сравнению с 2,9 млн б/с в 2018 году.

Организация объяснила коррекцию прогноза как раз недостаточностью трубопроводных мощностей, фактическим отсутствием диверсификации рынков и неэффективным государственным регулированием сектора, не позволяющим привлечь достаточно частных инвестиций. За последние шесть лет капитальные расходы на освоение нефтяных и газовых проектов страны упали более чем в два раза – до 37 млрд канадских долларов (около 28 млрд долларов США) в 2019 г. с 81 млрд долларов (61,5 млрд долларов США) в 2014 году.

У нефтяных компаний страны накопилось множество претензий к премьер-министру Канады Дж. Трюдо, объявившему одной из главных целей своего либерального правительства борьбу с климатическими изменениями. Так, сенат Канады недавно одобрил так называемые законопроекты С-69 и С-48, затрудняющие строительство новых трубопроводов и продлевающие мораторий на использование нефтеналивных танкеров водоизмещением более 12,5 тысяч тонн на северном побережье Британской Колумбии или более мелких судов для последующей загрузки таких танкеров. Такое решение принято для предотвращения потенциальных разливов нефти, однако оно уже вызвало бурю негодования в отрасли.

В Канаде на текущий момент действует ограничение на добычу нефти в объеме 325 тысяч баррелей в сутки (почти 9% производства). В октябре 2019 г. этот лимит должен быть снижен до 100 тыс. б/с. Пока неизвестно, будут ли эти планы реализованы, но правительство Дж. Трюдо уже продлило срок обязательных ограничений на добычу нефти до конца 2020 г., хотя изначально предполагалось, что они будут сняты в декабре 2019 года. Свои действия правительство объяснило нехваткой транспортных мощностей.

> Канада поставляет на экспорт более 80% добываемой нефти, но из-за технологических особенностей местных НПЗ, Канаде приходится закупать сырье в США, Саудовской Аравии, Норвегии и Азербайджана

Несмотря на всю полемику вокруг этой меры, сокращениями удалось поднять цены на канадскую нефть Western Canada Select. Сейчас она торгуется с дисконтом в 10–15 долларов за баррель к West Texas Intermediate, тогда как до ввода лимитов осенью 2018 г. скидка превышала 40 долларов за баррель.

Поставки нефти в США по железной дороге предполагают дисконт в районе 15–17 долларов за баррель к WTI, при этом в среднем аналитики Goldman прогнозируют этот показатель на уровне 17,5 долларов за баррель в третьем квартале, 20 долларов – в четвертом квартале и 21 доллар в среднем в 2020 году.

В будущем скидка может продолжить расти, уверены эксперты. По их мнению, вступающие с 2020 г. в действие нормативы по содержанию серы в морском топливе Международной морской организации негативно отразятся на тяжелой канадской нефти. Рынок высокосернистого топлива будет проседать, что приведет к удешевлению сырья для его производства.

Нефть есть, а трубопроводов не хватает

Несмотря на лимиты по производству нефти, развитие промышленности Канады продолжает тормозить нехватка экспортных трубопроводов, которая грозит отсрочкой ряда крупных инвестиционных проектов в отрасли. Среди наиболее уязвимых эксперты Goldman Sachs называют проект Aspen компании Imperial, проекты расширения Horizon компании Canadian Natural, Suncor на Fort Hills.

> В Канаде на текущий момент действует ограничение на добычу нефти в объеме 325 тыс. б/с. Это почти 9% производства. В октябре 2019 г этот лимит должен быть снижен до 100 тыс. б/с

Все еще неясна судьба проекта расширения мощностей трубопровода Trans Mountain с текущих 300 тысяч до 890 тысяч баррелей в день для прокачки нефти из Альберты на западное побережье Британской Колумбии. Изначально нефтепровод протяженностью 1150 км должен был заработать в конце нынешнего года, однако проект столкнулся со множеством препятствий. В прошлом году «труба» была фактически национализирована правительством Канады, купившим его у Kinder Morgan за 3,4 млрд долларов США, чтобы гарантировать реализацию. Однако всего через месяц суд страны заблокировал строительство в связи с необходимостью дополнительных консультаций с коренным населением.

Сейчас работы по строительству трубопровода возобновлены после получения требуемых разрешений. По самому оптимистичному сценарию нефть в тройном объеме пойдет по нему в середине 2022 года. Однако судебные разбирательства нефтяников с экологами и коренным населением далеки от завершения.

Еще один проект «нелегкой судьбы» – трубопровод Keystone, протяженностью 1,9 тыс. километров и мощностью более 800 тыс. б/с, который предполагал транспортировку нефти из канадской Альберты до НПЗ на побережье Мексиканского залива в США. Проект, задержавшийся уже на десяток лет, был отвергнут одним американским президентом, затем одобрен другим, наткнулся на яростное сопротивление экологов и коренных групп, вылившееся в жесткие судебные препирательства. TransCanada много раз меняла маршрут нефтепровода, но это ей не помогло. В настоящее время компания остается втянутой в сложные и запутанные судебные споры с противниками проекта.

Также ведется реконструкция третьей линии нефтепровода Enbridge, которая была построена в 60-х годах прошлого века.

TransCanada еще шесть лет назад предлагала построить еще один трубопровод, на этот раз на восток страны, под названием Energy East мощностью 1,1 млн б/с. В 2017 г. компания отказалась от проекта на фоне неблагоприятной конъюнктуры, однако не стоит исключать возвращения к нему в случае смены правительства Канады. По крайней мере власти нефтедобывающей Альберты продолжают лоббировать этот нефтепровод.

Мрачных красок в складывающуюся картину мира добавляет уход бизнеса из нефтяной отрасли страны, оцениваемый экспертами в 30 млрд долларов за послед-

ние три года. Продает активы американская компания Kinder Morgan, ранее ConocoPhillips уступила проекты на 13,2 млрд долларов Cenovus Energy, а Shell и Marathon вышли из бизнеса по разработке нефтеносных песков в пользу Canadian Natural Resources за 10,7 млрд долларов.

Все надежды отрасли сосредоточены на парламентских выборах, которые пройдут в Канаде в октябре. Нефтекомпании ожидают смены политического курса в энергетическом секторе, который даст надежду на выход нефтегазодобывающей отрасли из кризиса пятилетней давности.

США: достигнут ли предел роста или лучшее еще впереди?

На фоне негативных настроений северного соседа, нефтяная отрасль США чувствует себя как никогда более уверенно. Начавшаяся десять лет назад «сланцевая революция», которую мир достаточно долго не воспринимал всерьез, перевернула энергетический рынок не только самих Соединенных Штатов, но и всей планеты.

США теперь являются крупнейшим производителем нефти и газа, подвинув Россию на вторую строчку. Их добыча нефти превосходит российскую почти на 20%, а добыча газа – на 25%. По данным организации «Совместная инициатива по нефтяной статистике» (JODI), в июне добыча нефти США составляла 12,61 млн б/с, а России – 10,58 млн б/с. При этом экспорт нефти из США за июнь вырос на 18%, до 3,41 млн б/с.

Рост добычи США:
12,27 млн б/с – в 2019 г,
13,26 млн б/с – в 2020г

Ценовой коллапс, наблюдавшийся в 2014–2017 годах, заставил многие американские компании, занимающиеся сланцевой добычей, сократить расходы, чтобы выжить. До сих пор растет число небольших компаний, подающих иски о банкротстве. Только за первое полугодие 2019 года количество небольших производителей сланцевой нефти, объявивших себя банкротами, выросло до уровня всего 2018 года.

Рекорд за рекордом: в чем подвох?

Крупные нефтяные гиганты очень долго и осторожно подбирались к Пермскому бассейну, но теперь, похоже, они вошли во вкус. И на фоне ухода мелких игроков стали все активнее отчитываться о своих успехах. Американская ExxonMobil, например, заявила о планах сократить себестоимость добычи нефти в Пермской сланцевой формации до 15 долларов за баррель – такого уровня затрат корпорация добилась лишь на месторождениях Ближнего Востока. Глава подразделения Exxon XTO Energy С. Йервик прогнозирует, что к 2025 г. добыча в Пермском бассейне может удвоиться, а сама Exxon доведет производство в регионе до 1 миллиона баррелей нефтяного эквивалента. Еще один крупный игрок – Chevron – уже пообещал за четыре года удвоить показатель добычи до 900 тысяч баррелей нефтяного эквивалента в день.

В декабре 2015 г. Конгресс США снял действовавший 40 лет запрет на экспорт американской нефти. После этого Exxon первой среди местных компаний отправила нефть за границу. Осенью 2018 г. страна ненадолго стала нетто- экспортером нефти и нефтепродуктов – впервые за 70 лет.

Эксперты Минэнерго США прогнозируют, что полноценным чистым экспортером нефти государство станет уже в 2020 году. Специалисты Международного энергетического агентства говорят, что это случится на год позже. Однако и те, и другие сходятся в одном: процесс уже стал необратимым. Мало того, МЭА уверено: в следующие пять лет США обгонят Россию по экспорту нефти.

Таблица 2
Прогноз по добыче нефти в сентябре 2019 г. семи основных сланцевых формаций США *Источник: EIA*

Бассейн	Динамика	Показатель
Anadarko	Снижение на 3 000 б/д	579 тыс. б/д
Permian	Рост на 75 000 б/д	4,42 млн б/д
Bakken	Рост на 3 000 б/д	1,44 млн б/д
Appalachia	Рост на 4 000 б/д	146 тыс. б/д
Eagle Ford	Снижение на 6 000 б/д	1,383 млн б/д
Haynesville	Не изменилось	43 тыс. б/д
Niobrara	Рост на 12 000 б/д	758 тыс. б/д
В целом	Рост на 85 000 б/д	8,77 млн б/д

Впервые США побили собственный рекорд по добыче жидких углеводородов почти полувековой давности в ноябре 2017 г., разогнав производство до более 10,1 млн б/с. С тех пор добыча неуклонно растет: по последнему прогнозу EIA, производство в 2019 г. составит 12,27 млн б/с, в 2020 г. – 13,26 млн б/с. Правда, следует отметить, что этот прогноз уже скорректирован в сторону понижения на 90 тысяч баррелей.

По оценкам EIA, в сентябре добыча так называемой сланцевой нефти достигла рекордных 8,77 млн б/с, при этом наибольший рост обеспечил как раз Пермский бассейн, где ожидается максимальное за всю историю производство – 4,42 млн б/с.

Ценовой коллапс 2014–2017 гг заставил американских производителей сократить расходы, чтобы выжить. До сих пор растет число небольших компаний, подающих иски о банкротстве

Эксперты всего мира задаются вопросом, где предел этого роста и был ли он уже пройден в 2019 году? Аналитики Rystad Energy пока не изменили свой июньский прогноз о росте добычи нефти в США до 13,4 млн б/с в декабре 2019 года. По их мнению, одни только месторождения Техаса обеспечат добычу 5 млн б/с, что больше, чем производит любой член ОПЕК, кроме Саудовской Аравии.

EIA сообщила о снижении июньской добычи нефти до 12,08 млн баррелей с 12,1 млн в мае. Уменьшение незначительное, однако и в июле эксперты не ожидали роста из-за сезонных ураганов и остановки работ в Мексиканском заливе. В августе производство составляло в среднем 12,36 млн баррелей. Стоит ли ожидать существенного роста производства и в оставшиеся месяцы этого года? Скорее речь идет о достижении некоторой рекордной «полки», вопрос лишь в том, на какое время.

По целому ряду прогнозов, правда, сделанных до подрыва инфраструктурных мощностей в Саудовской Аравии, в ближне- и среднесрочной перспективе стоимость нефти не превысит 55 долларов за баррель на фоне торгового конфликта США и Китая и макроэкономического замедления темпов роста американской экономики. Такие пессимистичные прогнозы приводят к снижению объемов бурения и финансовым трудностям, в первую очередь для небольших компаний.

На фоне ожидания низких цен на углеводороды производители сокращают бюджеты, персонал и понижают прогнозы по добыче. Имеющиеся пока данные говорят о некотором замедлении добычи, а инвестиционный банк Cowen & Co сообщил, что нефтяники, как ожидается, снизят общие расходы в этом году на 11%.

Нефтесервисная компания Halliburton сообщила о снижении числа сотрудников в Северной Америке на 8% и предупредила о замедлении деятельности в регионе, а Schlumberger отчиталась о снижении региональной прибыли на 12% во втором квартале.

Впрочем, крупные компании выглядят не слишком обеспокоенными спадом в отрасли и публично заявляют, что остаются способными контролировать доходы

в условиях низких цен. Exxon, например, уверяет, что для нее Пермский бассейн является прибыльным и при цене в 35 долларов за баррель.

На этом фоне все заметнее становится тренд на консолидацию и поглощение небольших компаний более успешными крупными игроками. Весной этого года мировой рынок затаив дыхание наблюдал войну предложений между Occidental Petroleum и Chevron за покупку Anadarko. Победителем из нее вышла Occidental, объявившая, что готова заплатить за этот актив 55 миллиардов долларов. Несомненно, это лишь первая ласточка, и крупные игроки даже не скрывают, что заняли выжидательную позицию и внимательно наблюдают за мелкими независимыми производителями.

> В декабре 2015 года Конгресс США снял действовавший 40 лет запрет на экспорт американской нефти. После этого ExxonMobil первой среди местных компаний отправила нефть за границу

О «поиске возможностей» в Пермском бассейне заявляли, в частности, Exxon, Shell, Chevron. Инвестбанк Tudor, Pickering, Holt&Co уже «распределил» лакомые кусочки – компании Pioneer Natural Resources или Concho Resources, например, отлично подойдут Exxon, тогда как Shell могла бы довольствоваться меньшими игроками, такими как WPX Energy или Cimarex Energy. Целью поглощения могут стать и более крупные компании, такие как EOG Resources или даже Occidental Petroleum.

Сейчас все чаще звучат заявления, что в ближайшие годы основным фактором роста (или сокращения) добычи в США должна стать продуктивность скважин. С 2010 по 2018 год средняя продуктивность горизонтальных скважин выросла на 30%. Но, например, президент Energy Prospectus Group Д. Стиффенс уверяет, что американская сланцевая индустрия подошла к концу на пути роста производительности. Аналитики Raymond James поясняют, что, если за последние восемь лет показатель IP-30 (начальная производительность в первые 30 дней добычи на скважине) ежегодно рос на 30%, тем не менее основной рост приходился на начало десятилетия, а уже в 2017 г. этот показатель увеличился на 11%, в 2018 г. – на 15%. За первые же семь месяцев этого года, по данным аналитиков, он вырос лишь на 2%. Возможно, все дело в том, что предел роста уже достигнут?

Если смотреть на первые три месяца производства, то ситуация, кажется, еще хуже: по этому показателю за первое полугодие идет проседание добычи на 2% в среднем по стране, а в Пермском бассейне и вовсе на 10%.

Ухудшение объясняют тем, что в первые годы компании бросили все силы на лучшие запасы, а теперь же ресурсная база этих участков постоянно ухудшается. Кроме того, сокращается расстояние между скважинами, компании возвращаются к бурению «детских» скважин после завершения «материнских».

Аналитики Rystad Energy считают пессимизм по поводу падения производительности преждевременным и отмечают, что средняя производительность новых скважин в Пермском бассейне остается на исторически максимальных уровнях. По их данным, средняя скважина на втором месяце добычи, традиционно являющимся пиковым, производит около 830 баррелей в сутки.

Подтверждается тот факт, что мировые нефтяные компании вырываются вперед и впервые за несколько лет, возможно, обогнали топ-10 разработчиков сланца США по производительности горизонтальных скважин.

Экспорт

Бум добычи сланцевой нефти поставил перед Соединенными Штатами проблему инфраструктурных возможностей по ее транспортировке, в том числе на экспорт. Ведь США слишком долго были импортерами «черного золота», а не его продавцами. По данным EIA, за последнюю неделю августа страна экспортировала 3,06 млн баррелей в день (импорт составил 6,9 млн баррелей). Оказавшись в ситуации «бутылочного горлышка», американские компании предложили сразу несколько проектов строительства трубопроводов и специализированных морских терминалов на побережье Мексиканского залива.

В августе был запущен трубопровод Cactus II Plains All American Pipeline от месторождений Пермского бассейна к Корпус-Кристи в Техасе мощностью 670 тыс. б/с. Также в августе компания EPIC Midstream Holdings начала поставку нефти по своему трубопроводу мощностью 600 тыс. б/с к побережью Мексиканского залива.

> Бум добычи сланцевой нефти поставил перед Соединенными штатами проблему инфраструктурных возможностей по ее транспортировке, в том числе на экспорт

До конца года ожидается еще запуск проекта Gray Oak пропускной способностью 900 тыс. б/с и Permian Express мощностью 120 тыс. б/с. Таким образом, когда проекты выйдут на полную мощность в течение шести-восьми месяцев, на побережье Мексиканского залива по этим трубопроводам смогут поставляться 4 млн б/с.

Конечно, для экспорта необходимо и развитие морской портовой инфраструктуры. Существует около десятка предложений о строительстве новых морских специализированных портов в районе Мексиканского залива, не считая планов по реконструкции имеющихся терминалов. По разным оценкам, экспортные потоки из портов Мексиканского залива могут в ближайшее время достичь от 6 до 8 млн б/с. И это не предел. Насколько нужна эта нефть на рынке, избалованном постоянным притоком предложения – это другой вопрос. Очевидно лишь, что это станет очередной головной болью для стран ОПЕК+.

Мексика: достигнуто ли дно?

Если в привязке к США закономерен вопрос, вышла ли страна на максимальный уровень добычи нефти, то с Мексикой ситуация прямо противоположная: эксперты спорят, достигнуто ли страной дно производства и когда, наконец-то, стоит ожидать роста?

Энергетическая отрасль Мексики переживает непростые времена: за последние шесть лет добыча государственной корпорации Pemex упала на 30%. В 2018 году она снизилась на 7%, до 1,813 млн б/с. Если сравнить этот результат с 2004 г., когда страна была на пике добычи, то получится, что производство нефти снизилось в 2 раза. Долг Pemex сейчас является самым большим в отрасли, превысив 104 миллиардов долларов без учета пенсионных обязательств.

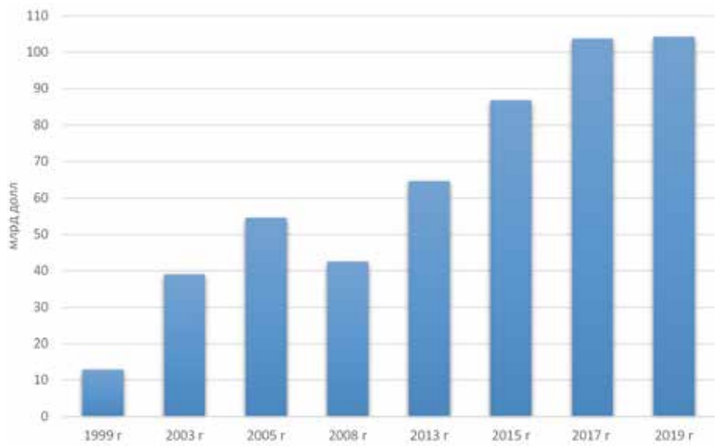


Рис. 1. Рост финансовой задолженности Pemex: в восемь раз за двадцать лет

Источники: данные Pemex

Доказанные запасы углеводородов по категории 1P в стране за прошедший год снизились на 7% и составили 7,9 миллиарда баррелей нефтяного эквивалента, в том числе запасы нефти уменьшились на 6%, до 6,06 млрд баррелей. Снижение объемов поисковых работ привело к сокращению доказанных и вероятных запасов углеводородов (2P) страны на 2%, до 15,84 млрд баррелей нефтяного эквивалента, а доказанных, вероятных и возможных (3P) – на 1,4%, до 25,1 млрд баррелей нефтяного эквивалента.

Ситуация усугубляется проводимой в стране энергетической политикой после прихода к власти в прошлом году кандидата от левых сил Андреса Мануэля Лопеса Обрадора. С 2013 г. в стране проводится энергетическая реформа, которая впервые за восемьдесят лет допустила частный и иностранный капитал в проекты по добыче углеводородов. Благодаря энергореформе в Мексику пришли такие частные компании, как ENI, China Offshore, Total, Exxon, Chevron, Ecopetrol, Repsol, Shell, Qatar Petroleum, BP, Pan American, а также российский ЛУКОЙЛ и Dea Deutsche Erdoel Михаила Фридмана.

Но новый президент Мексики, со свойственной ему неоднозначной риторикой, назвал реформу провалом и потребовал от ее организаторов и защитников извинений народу страны. С извинениями или без них, новые власти страны пока остановили проведение новых торгов на участки для частных, в том числе иностранных компаний, а также фарм-аутов. Такой шаг они объяснили необходимостью проверить, как выполняются уже имеющиеся контракты, и насколько они соответствуют интересам страны.

Своими основными задачами в нефтегазовой отрасли Андрес Обрадор провозгласил борьбу с коррупцией во всех сферах, восстановление добычи, сведение к нулю незаконных хищений топлива (принявших, по его словам, просто чудовищные масштабы) и фокус на внутреннюю переработку углеводородов. В настоящее время Мексика, являясь производителем нефти, вынуждена импортировать более 60% потребляемого в стране бензина из-за нехватки мощностей.

Все задачи крайне непростые, и пока сложно сказать, насколько справится с ними Обрадор. Ведь в качества источников доходов на борьбу с коррупцией, он предлагает использовать деньги самих коррупционеров.

По его плану, Pemex сохранит добычу нефти в 2019 г. на уровне 1,8 млн б/с, а в 2020 г. увеличит на 11%, до 2 млн б/с. Летом власти страны заявили, что впервые за 14 лет тенденция падения переломлена: в июне и июле производство сохранялось на уровне 1,67 млн б/с. Эти цифры

остаются более чем минимальными, если сравнить с июлем 2018 г. то станет понятно, что добыча упала на 8%. Так что говорить о выходе из кризиса и начале процветания отрасли еще рано.

Экономический план президента страны предполагает небывалый рост суточной добычи нефти в 2020 г. до 1,951 млн баррелей. Это на 17% выше показателей лета 2019 года. Подобного амбициозного всплеска добычи Мексике не удавалось добиться в течение почти сорока лет, когда в эксплуатацию был введен гигантский проект Cantarell. Экспорт в 2020 г. запланирован на уровне 1,13 млн баррелей, цены на мексиканскую нефть прогнозируются в 49 долларов за баррель по сравнению с предполагавшимися ранее 55 долларами.

Администрация президента называет эти планы вполне реалистичными, но следует отметить, что пока состояние экономики страны вынуждает отнестись к ним достаточно скептически.

К концу шестилетнего президентского срока (2024 г.) А. Обрадор обещает довести добычу до 2,4 миллиона баррелей.

Откуда деньги?

Мексика объявила о беспрецедентных финансовых и фискальных мерах поддержки Pemex, начиная с 2019 года. В середине сентября правительство страны пообещало влить в компанию дополнительные 5 млрд долларов, благодаря которым Pemex сможет осуществить выплаты по ценным бумагам со сроком погашения в 2020 и 2023 годах, а также выпустить новые семи-, десяти- и тридцатилетние облигации. В целом же власти поддержат нефтекомпанию на 9,5 млрд долларов в 2019 году. Кроме того, Pemex освободили от фискальной нагрузки – в 2019 г. речь идет о льготах на 1,56 миллиарда долларов, в том числе об изменении налогового режима для ряда скважин компании. На 2020–2021 годы предполагаются налоговые льготы примерно на 6,7 миллиарда долларов.

> Добыча мексиканской Pemex упала на 30% за 6 лет, в 2018 году – 7%

Однако, с точки зрения рынка, даже такие меры выглядят неубедительными: Fitch Ratings назвало их «умеренными», заявив, что это лишь кратковременная помощь по сравнению с грандиозной финансовой нагрузкой на компанию. В свою очередь, Moody's назвал маловероятным возможность повышения кредитного рейтинга компании в связи с такой поддержкой, и даже, наоборот, не исключил его понижения.

В таких тяжелейших финансовых условиях кажется логичным привлечение иностранных партнеров в нефтедобывающие проекты. Но власти Мексики пока не нашли для себя приемлемого компромисса. С одной стороны, глава Pemex Ромеро Оропеса уже заявил о возможности привлечения иностранных инвестиций для реализации части проектов компании на принципах «открытости к бизнес-схемам с частным сектором, строго следуя своим интересам, со справедливыми и прозрачными соглашениями». С другой, замминистра энергетики Альберто Монтойа утверждает, что решение о привлечении частных компаний к разработке глубоководных месторождений на шельфе Мексиканского залива и газовых добывающих проектов пока не принято.

Сама компания, как заявил ее финансовый директор, по меньшей мере до 2024 года, не будет инвестировать в разведку и добычу нетрадиционных запасов и на «глубокой воде», а сосредоточится на наземных и мелководных месторождениях. В ходе энергореформы Pemex привлекла австралийскую сервисную компанию BHP Billiton для глубоководного проекта Trión в Мексиканском заливе, однако первая добыча на нем ожидается не раньше 2025 года. Ориентация на сухопутные участки проекты в мелководной зоне объясняется просто: отсутствием необходимых финансовых ресурсов, инфраструктуры, достаточного опыта работы на глубоководье и на нетрадиционных запасах, неимением собственных технологий и нежеланием сотрудничать с иностранными партнерами. Очевидно, что эта стратегия в нынешних условиях является заведомо провальной.

> Экономический план президента Мексики предполагает рост добычи нефти в 2020 году до 1,951 млн б/с. Это на 17% выше показателей лета 2019 года

Не намерена Мексика и следовать примеру своего северного соседа, занявшись фракингом. По крайней мере Обрадор публично неоднократно заявлял об отказе использования метода гидроразрыва пласта. Два года назад, еще при прежнем правительстве, Pemex привлекла американскую Lewis Energy к оценке и разведке месторождения сланцевых углеводородов Olmos на севере Мексики, которое является частью Eagle Ford. Напрямую об использовании фракинга тогда не объявлялось, но применение именно этого метода выглядело вполне логичным.

Одновременно Мексика взяла курс на увеличение мощностей по переработке нефти. Страна объявила о планах реконструкции имеющихся заводов и строительстве нового, седьмого по счету, НПЗ в штате Табаско. Специалисты отмечают, что проект выглядит не слишком рентабельным с учетом его расположения в районе мангровых лесов на высоте близкой к уровню моря. Изначально страна предложила участвовать в строительстве консорциуму американской Becthel и итальянской Techint, американской Jacobs с австралийской Worley Parsons, американской KBR и французской Technip (позже отозвала свое предложение). Стоимость завода, по проекту властей, не должна превышать 8 млрд долларов. Его строительство должно было завершиться весной 2022 года. Однако позже стало известно, что компании не были готовы построить завод в столь сжатые сроки. Да и сумма инвестиций показалась им незначительной. В результате Мексика объявила, что реализует проект самостоятельно. Насколько это реально, покажет лишь время, однако многие специалисты страны в личных разговорах с автором статьи крайне скептически отзывались о такой возможности.

Правительство Мексики со свойственным ему популизмом рапортует о достижениях отрасли. По словам министра энергетики Росио Нале, в этом году НПЗ страны выйдут на переработку 1 млн б/с, что на 200 тыс. б/с выше показателей начала года. В 2020 г. страна намерена довести мощности переработки до 1,46 млн б/с – этот прогноз, по мнению многих экспертов, также излишне оптимистичен.

Так что властям Мексики все еще предстоит найти ответ на вопрос: уступить ли часть национальных запасов иностранному капиталу ради повышения ликвидности отрасли или попытаться в кратчайшие сроки найти и применить собственные ресурсы и технологии освоения глубоководных проектов без должной апробации и попытаться их внедрить в угрозу собственной энергобезопасности, но с сохранением ресурсной базы в национальной собственности. Последний сценарий, кажется, правда, немного утопичным.

1. *https://www.nrcan.gc.ca/home*
2. *https://www.milenio.com/politica/mexico-el-de-mayor-caida-entrepaises-productores-de-petroleo*
3. *https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=37053*
4. *https://www.capp.ca/*
5. *http://www.energysafetycanada.com/*
6. *https://oilprice.com/Energy/Energy-General/Canadas-Oil-Crisis-Is-Far-From-Over21124.html*
7. *https://business.financialpost.com/commodities/energy/suncor-sees-increased-political-risk-for-keystone-xl-oil-pipeline*
8. *https://www.eia.gov/*
9. *https://www.forbes.com/sites/judeclemente/2019/05/15/3-things-to-know-about-the-u-s-oil-and-natural-gas-industry/#37b17884fa67*
10. *https://www.rystadenergy.com/newsevents/news/press-releases/us-shale-industry-turns-cash-flow-positive/*
11. *https://www.eia.gov/dnav/pet/PET_MOVE_WKLY_DC_NUS-Z00_MBBLPD_W.htm*
12. *https://www.eleconomista.com.mx/*
13. *https://www.gob.mx/cnh*
14. *https://www.pemex.com/Paginas/default.aspx*
15. *https://elfinanciero.com.mx/economia/gobierno-de-amlo-preve-que-produccion-de-petroleo-crezca-como-no-lo-hace-desde-1982*

А. РЫБНИКОВ

МИРОВОЕ НЕФТЯНОЕ ЦЕНООБРАЗОВАНИЕ:
НА ПОРОГЕ ПЕРЕМЕН

Алексей РЫБНИКОВ – президент Санкт-Петербургской международной товарно-сырьевой биржи

Система ценообразования на мировом рынке нефти, в течение долгого времени ориентированная, в первую очередь, на ценовой эталон, базирующийся на североморской нефтяной корзине BFOE, в настоящее время испытывает целый ряд проблем и кризисных явлений. В частности, продолжающееся все последние годы падение добычи в Северном море вынуждает постоянно расширять указанную корзину за счёт включения всё новых месторождений, что ведёт к неоднородности нефтяного потока и не решает проблем с исчерпанием запасов даже в среднесрочной перспективе (Рис. 1).

Одновременно падает и количество сделок с физическими баррелями, на которых основаны «оценки» ценовых агентств (Рис. 2).

Отмена Соединёнными Штатами в конце 2015 года действовавших сорок лет ограничений на экспорт нефти, наряду с ростом добычи на сланцевых месторождениях, привела к дополнительным проблемам для бенчмарка Brent – обострению конкуренции с североамериканским эталоном WTI (West Texas Intermediate). По имеющимся данным, успешно преодолев значительную часть имевшихся на побережье США транспортно-логистических проблем, экспортные поставки американской нефти в Западную Европу уже находятся как минимум на уровне добычи пяти марок, входящих в корзину BFOE. В сентябре на международной конференции по рынку нефти в Сингапуре участники рынка обсуждали, с какой скоростью американский экспорт нефтяного сырья будет выходить на уровень более 4,5 млн барр в сутки!

> ЕС рассматривает целесообразность запуска базового контракта на нефть в евро, а Китай уже запустил поставочный фьючерс в юанях. Всё это подрывает сложившийся на рынке статус-кво

Выход десятков миллионов тонн американской нефти на внешние рынки усиливает значение вопроса о том, на основе какого ценового эталона будет происходить оценка этого сырья. Дело в том, что стоимость нефти, реализуемой внутри США, уже более тридцати лет определяется на основе цены исполнения обязательств по «фьючерсу на WTI», контракту, обращающемуся на Чикагской товарной бирже (CME).

При этом изменения в системе ценообразования на мировом нефтяном рынке не ограничиваются обострением борьбы 'Brent против WTI'. Два крупнейших в мире импортёра нефти (Европейский Союз и Китай) также включаются в эту борьбу. Евросоюз рассматривает целесообразность запуска базового контракта на нефть, номинированного в евро, а КНР уже запустила поставочный нефтяной фьючерсный контракт в юанях. Всё это подрывает сложившийся статус-кво.

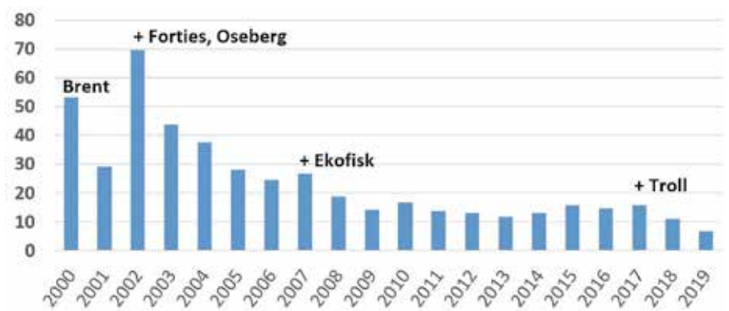
Рис. 1.
Объем добычи нефти, включенной в корзину Brent (тыс барр/сут.)

По данным Argus Media.

Полагаю, однако, что происходящие изменения необходимо оценивать не только и не столько с позиций того, какой из бенчмарков станет более глобальным. Такая постановка вопроса выгодна в первую очередь ценовым агентствам, которые, хотя и ведут между собой борьбу за лидерство в этом вопросе, но тем не менее в значительной степени остаются заложниками старой парадигмы мышления в отношении техники формирования этих самых эталонов. Причина понятна – на кону сотни миллионов долларов доходов агентств от продажи ценовой информации участникам рынка, которые, в свою очередь, давно жалуются на ее дороговизну и непрозрачность формирования оценок. Интересно заметить в то же время, что регуляторы не спешат ставить на товарном рынке вопрос о формировании ценовых эталонов (бенчмарков) на основании реально заключаемых сделок, хотя на финансовом рынке такой подход уже давно провозглашен единственно верным. Думаю, что такая непоследовательность во многом объясняется тем, что старая система, хотя и изживает себя, пока достаточно сильна, а зачатки новой системы ценообразования только начинают появляться на свет.

Так, китайский поставочный фьючерсный контракт на импортируемую в КНР нефть, который был запущен в марте 2018 года, несмотря на очевидные успехи с точки зрения количества участников торгов (в основном розничных китайских инвесторов), оборота и объема открытых позиций, пока не смог стать реальным ры-

Рис. 2.
Количество сделок с нефтью, включенной в корзину Brent (ед. в среднем в месяц)



По данным Argus Media.

ночным эталоном для импорта нефти в Китай. Международные нефтетрейдеры пока предпочитают наблюдать за развитием событий со стороны, по причине сложной структуры контракта, в том числе с позиций его исполнения физической поставкой.

Заслуживает внимания также опыт Дубайской товарной биржи (де-факто дочернего предприятия CME на Ближнем Востоке). Поставочный контракт на оманскую нефть достиг неплохих показателей по количеству сделок и участников торгов. В отличие от фактически беспоставочных фьючерсов на Brent (ICE) и WTI (CME), до трети контрактов исполняется физической поставкой, причем подавляющий объем этой нефти направляется в Китай.

Участники рынка уже активно обсуждают и новую ближневосточную инициативу – ожидаемый запуск в ОАЭ новой биржи с поставочным контрактом на абу-дабийскую нефть с месторождения Murban, при участии биржи ICE.

Отдельно хотелось бы также обратить внимание читателей и на различные виды аукционов, которые проводятся рядом бирж и торговых площадок на физические объемы сырья. Среди них – аукционы DME на иракскую нефть, аукционы CME, а также аукционы на мощности по хранению сырой нефти на побережье США, вместе с попытками запуска фьючерсов на мощность по хранению.

Даже ценовые агентства не в силах игнорировать эти новые тренды, свидетельствующие о повышении роли информации о реально заключаемых сделках на рынке нефтяного сырья в мировом нефтяном ценообразовании. Так, агентство Argus Media только что запустило собственную систему Argus Open Markets для повышения прозрачности сделок с сырой нефтью в Европе. Система именуется «платформой для ценообразования», при этом всячески подчеркивается, что несмотря на то, что участники имеют возможность (и мотивируются) выставлять в системе заявки на покупку и продажу, платформа не является биржей.

По мнению Санкт-Петербургской Международной Товарно-сырьевой Биржи (СПбМТСБ), указанные факты и события не только свидетельствуют о накоплении на мировом нефтяном рынке запроса на перемены, но и показывают основное направление изменений – а именно курс на прозрачные электронные, аукционные и биржевые механизмы формирования цен на основе реально заключенных сделок с физическими баррелями. Развитие этих тенденций с высокой степенью вероятности приведёт к существенным, а возможно и кардинальным изменениям в ныне действующей системе ценообразования на нефть.

Российская биржа, в свою очередь, также последовательно ведет работу в этом направлении, полностью укладываясь в вышеописанные мировые тенденции. Запуск поставочного контракта на нефть марки Urals в ноябре 2016 года, хотя и не привел пока к значимым переменам в ценообразовании на этот важнейшей сорт среднесернистой нефти, тем не менее инициировал ряд процессов и дискуссий в российской нефтяной отрасли, активизировал наши контакты с международными нефтетрейдерами и биржами, ценовыми агентствами, сделав нас полноправным участником происходящих на мировом рынке перемен в ценообразовании.

На рынке производных финансовых инструментов, базисным активом которых являются различные нефтепродукты для поставки на внутренний рынок, несмотря на все сложности, бирже удается добиваться успехов. Так, поставочный контракт на бензин с точкой ценообразования на ж/д станции Аллагуват, запущенный в 2018 году, а также аналогичный контракт на СУГ с точкой ценообразования на ж/д станции Сургут активно торгуются на рынке. С момента запуска оборот торгов по этим инструментам составили 280 тыс. тонн, а объёмы поставок – более 108 тыс. тонн. Мы также стали получать от наших клиентов – крупнейших российских нефтяных компаний просьбы рассмотреть возможность запуска сходных инструментов на их базисах. Одним из важных последствий этого является формирование внутри нефтяных компаний необходимой инфраструктуры для трейдинга и управления рисками, которая, как нам представляется, будет в будущем использоваться и для ведения операций с экспортными потоками российской нефти.

Что касается электронных процедур реализации нефти, как на внутренний рынок, так и на экспорт, Биржа к настоящему времени обладает значительным успешным опытом их проведения. АО «Зарубежнефть», ПАО «НК «Роснефть» уже давно используют инфраструктуру биржи для проведения тендеров по реализации сырой нефти и нефтепродуктов.

Процедуры проведения тендеров продолжают совершенствоваться. Доработано и уже тестируется несколькими компаниями новое программное обеспечение. При этом важно, что собственные внутренние правила работы и бизнес-процессы отечественных нефтяных компаний на этом этапе меняться не будут. Главная цель – сделать тендеры более конкурентными для покупателей, создать механизм улучшения цены по сравнению с нынешним порядком их организации.

Старт продаж нефти через электронные процедуры даст возможность сконцентрировать на одной площадке традиционных покупателей российской нефти и привлечь новых, что позволит создать необходимое конкурентное давление и обеспечить возможность лучших условий реализации отечественными экспортёрами нефти.

Важно отметить, что большинство российских нефтяных компаний уже используют тендерные процедуры в той или иной форме в своей коммерческой деятельности, что создаёт хорошие предпосылки для успеха нового проекта биржи.

В перспективе на основе таких тендеров возможно появление общерыночного индикатора стоимости российской нефти, который можно будет положить в основу методологии расчёта индекса цены нефти Urals, который, в свою очередь, будет выступать в качестве базисного актива расчётного фьючерсного контракта на нефть марки Urals.

> Urals – самое перспективное направление работы биржи по созданию ценового индикатора на российскую нефть. Но рост спроса в Восточной Азии позволяет рассматривать сорт ВСТО как ещё одну возможность для этого

СПбМТСБ рассчитывает, что реализация планов по организации экспортных нефтяных тендеров на электронной платформе биржи, формирование ценового индекса и запуск расчётного фьючерсного контракта на российскую нефть сорта Urals позволит решить задачу по созданию нового механизма ценообразования на российскую нефть посредством прямого рыночного формирования цены с опорой на реальные сделки.

По оценке специалистов СПбМТСБ, сорт Urals – самое перспективное направление работы биржи по формированию независимого ценового индикатора на российскую экспортную нефть. Вместе с тем, стремительный рост потребления в Восточной и Юго-Восточной Азии и успешная работа нефтепровода «Восточная Сибирь – Тихий океан» позволяют рассматривать поставляемый по нему сорт ВСТО как ещё одну возможность в этой сфере.

> Участники рынка активно обсуждают новую ближневосточную инициативу – запуск в ОАЭ новой биржи с поставочным контрактом на нефть с месторождения Murban

Мировая практика показывает, что биржа как инфраструктурная организация, формирующая спотовый и срочный рынки, позволяет с помощью современных биржевых технологий успешно решать проблему повышения прозрачности ценообразования на нефть и нефтепродукты путём создания механизмов, стимулирующих конкуренцию среди участников.

Поэтому сегодня одной из важнейших задач, стоящих перед СПбМТСБ как крупнейшей отечественной товарно-сырьевой биржей, является не только наращивание оборота торгов с наличным товаром (сделки «спот»), но и дальнейшее развитие в партнерстве с ведущими участниками торгов – российскими нефтяными компаниями полноценного срочного рынка, который позволит обеспечить обращение широкого спектра ликвидных поставочных и расчётных фьючерсных контрактов.

РЕГИОНАЛЬНЫЙ ФОКУС

К.А. КОРНЕЕВ, С.П. ПОПОВ
K.A. KORNEEV, S.P. POPOV

УДК 620:9.520

ПРОБЛЕМЫ ФОРМИРОВАНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ПОЛИТИКИ ЯПОНИИ

Константин Анатольевич КОРНЕЕВ –
научный сотрудник Международного исследовательского центра «Энергетическая инфраструктура в Азии», отдел региональных проблем энергетики, Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева, к.и.н.,
e-mail: kor_inf@isem.irk.ru

Konstantin A. KORNEEV –
Fellow of International research center «Energy infrastructure in Asia», Department of regional energy issues, Melentiev Energy Systems Institute, PhD in World History,
e-mail: kor_inf@isem.irk.ru

Сергей Петрович ПОПОВ –
директор Международного исследовательского центра «Энергетическая инфраструктура в Азии», Отдел региональных проблем энергетики, Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева, к.т.н.,
e-mail: popovsp@isem.irk.ru

Segrei P. POPOV –
Director of International research center «Energy infrastructure in Asia», Department of regional energy issues, Melentiev Energy Systems Institute, PhD in Engineering,
e-mail: popovsp@isem.irk.ru

PROBLEMS OF JAPAN'S ENERGY POLICY FORMATION

Аннотация. В статье исследуются проблемы, влияющие на формирование и развитие энергетической политики Японии. Решение этих проблем является жизненно важным для страны, практически полностью зависимой от импорта энергоресурсов. Цель статьи – анализ внутренних и внешних факторов, непосредственно влияющих на принятие решений в области развития энергетики Японии в настоящий момент и в перспективе. Также анализируются динамика и результаты взаимодействия субъектов энергетической политики, среди которых можно выделить органы власти, энергетический бизнес, общественные организации (например, НКО экологической направленности). Актуальность исследования обуславливается важностью Японии в качестве участника энергетических рынков, обладающего рядом специфических черт и уникальных характеристик, представляющих несомненный научный интерес. Кроме того, в настоящее время в регионе Северо-Восточной Азии реализуется ряд крупных многосторонних инфраструктурных проектов в энергетической области, и понимание внутренних энергетических проблем Японии позволит определить её место в процессе международного энергетического сотрудничества, в том числе и в контексте расширения сотрудничества с Россией.

Ключевые слова: субъекты энергетической политики Японии, факторы развития энергетики, энергетические институты, сотрудничество с Россией.

Введение

Если принципы формирования и развития энергетической политики США и стран Евросоюза достаточно хорошо изучены ввиду очевидного лидерства этих стран на мировой политической и экономической арене на протяжении многих десятилетий, то о достижении паритетного знания в отношении государств азиатского региона говорить пока рано. Однако тематические исследования, проводимые японскими научными и экспертными институтами, а также подразделениями международных организаций, находящимися в странах Восточной Азии, интересны и содержательны. Поэтому настоящая статья в попытке дать комплексную оценку проблем формирования энергетической политики Японии будет опираться на результаты таких исследований. Следует выделить три организации, сотрудники которых активно работают над заявленной тематикой. Это Институт экономики энергетики Японии (ИЭЭЯ), Международное энергетическое агентство (МЭИ) и аналитические структуры Министерства экономики, торговли и промышленности Японии (МЭТП). Существуют также исследовательские центры крупных промышленных групп (Marubeni Corporation и др.) и энергетических компаний (TEPCO и др.), но они решают преимущественно частные задачи, исходя из интересов компаний.

> Несмотря на модернизацию экономики, Япония сохранила традиционный социокультурный уклад, в результате выработались новые принципы энергетической политики

Кроме того, проблемами энергетической политики Японии занимается ряд российских и зарубежных исследователей, среди которых А. Б. Дрянкин, А. В. Белов, Pami Aalto, Yoshikazu Kobayashi, John Duffield и др. Методология, применяемая в статье, основывается на принципах системного, структурно-функционального и сравнительного анализа, и опирается на уже проведённые исследования по тематике статьи, которые дополняются экспертным мнением авторов настоящей научной работы.

Под разработкой (изменением) энергетической политики (ЭП) Японии понимаются взаимоотношения различных субъектов, участвующих в процессе принятия решений по вопросам развития энергетики страны. В первую очередь – это выработка компромиссной позиции с учётом интересов энергетического бизнеса и органов государственной власти, стремящихся минимизировать риски энергетической безопасности, избежать кризисных явлений в энергетике и обеспечить стратегическое развитие отрасли и страны в целом.

Этапы развития энергетической политики Японии

Финский исследователь Pami Aalto, специалист по энергетическим рынкам стран Северо-Восточной

Abstract. The article examines the problems affecting the formation and development of Japan's energy policy. The solution of these problems is vital for the country's energy sector, which is almost entirely dependent on energy imports. The purpose of the article is to analyze the internal and external factors that directly influence on decision-making in the field of energy sector development in Japan at the moment and in the future. Also article deals with the dynamics and outcomes of energy policy subject's interaction, among which are governments, energy business, and civil society (e.g. NGOs environmental focus). The relevance of the study is due to the importance of Japan as a participant in energy markets, which has a number of specific features and unique characteristics providing undoubted scientific interest. In addition, several multilateral infrastructure projects are currently being implemented in the North-East Asia region, and understanding of Japan's internal energy problems will help to determine the country's place in the international energy cooperation process, also in the context of expanding cooperation with Russia.

Keywords: subjects of Japan's energy policy, factors of energy sector development, energy institutions, cooperation with Russia.

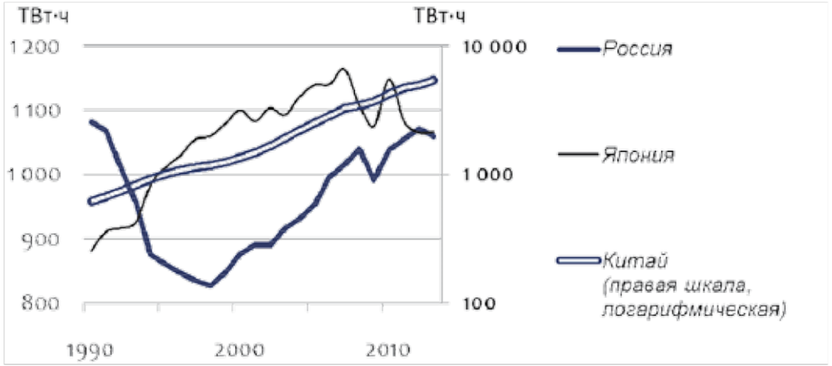


Рис. 1.
Генерация электроэнергии в России, Японии и Китае в 1990-2016 гг., ТВт·ч

По данным Международного энергетического агентства за 2016 г.

Азии, при сравнении последних с Европой указывает на значительно большее влияние неформальных подходов к принятию решений в области энергетической политики как характерную черту Японии, Китая, Республики Корея и других государств региона. Это означает, что многие решения принимаются исходя из личных контактов руководителей энергетических компаний и чиновников высокого ранга [1]. Исследователь А. Б. Дрянкин выделяет несколько этапов развития энергетической политики Японии в послевоенный период, и эта классификация с дополнениями может быть принята за основу.

1. 1950-е гг. Активный рост японской экономики вызывает резкое увеличение поставок нефти из-за рубежа, в основном из США, заинтересованных в закреплении Японии как своего союзника в регионе [2]. Дополним, что на этом этапе появляются специальные регулирующие акты, например, закон «О содействии развитию электроэнергетики» (1952), обязывающий официальные структуры обеспечивать централизованные и бесперебойные поставки нефти энергетическим компаниям для генерации электроэнергии [3].

1950-е. — начало модернизации
1960-е. рост закупок нефти
1970-1980-е — строительство АЭС .
1990-е-2000-е. — либерализация энергоотраслей

2. 1960-е гг. Период максимальных показателей роста японской экономики (9–10% в год). В этот период развитие энергоёмких отраслей потребовало усиления законодательного регулирования. Был принят закон «О нефти» (1962), с целью поощрения внутренней нефтепереработки [2]. Дополним, что принятие закона «Об электроэнергетике» в 1964 г. сформировало новые правила, чётко разграничив полномочия центральных властей, энергетических компаний и префектур в вопросах энергетической политики [4].

3. 1970–1980-е гг. Нефтяные кризисы заставили Японию отказаться от политики экспорта максимально дешёвой нефти, поскольку ценовая разница от поставщиков практически исчезла, и перейти к развитию новых отраслей энергетики, таких как атомная, газовая, возобновляемая. Весомым фактором стало также исчерпание собственных запасов угля, что явилось причиной роста доли энергии в цене продукции, идущей на экспорт, и заставило страну задуматься об энергосбережении. Рост населения и увеличение его потребностей оказывали давление на экологию [2]. К концу 1980-х гг., например, доля АЭС в общей структуре генерации электроэнергии составляла уже 20%, а доля ТЭС, работающих на сжиженном природном газе, порядка 12% [5].

Рис. 2.
Изменение внутреннего валового продукта по паритету покупательной способности

По данным Международного валютного фонда за 2016 г.

Добавим, что, поскольку в данный период структура потребления энергоресурсов в Японии не была в значительной степени диверсифицирована, это в итоге оказало положительный эффект на развитие энергетических технологий и рост энергоэффективности экономики. В 1973 г. было создано Агентство природных ресурсов и энергетики Японии – специализированное подразделение в рамках МЭТП, ответственное за оперативное управление энергетикой и стратегическое планирование её развития [6]. Также впервые в 1975 г. был опубликован документ «Основные направления общей энергетической политики», определяющий направления её реализации [2].

Потери при передаче электроэнергии по ЛЭП 8–9%. Это 1-ое место в мире

4. 1990-е-2000-е гг. К началу девяностых Япония стала второй экономикой мира по уровню ВВП, но ВВП по ППС с середины 1992 г. рос менее чем на 5% в год (рис. 2). В середине 1990-х началась продолжительная рецессия в основном из-за накопившихся дисбалансов в экономике и на рынке труда. Причины – исчерпание возможностей интенсивного пути развития и значительная нагрузка на пенсионную систему страны ввиду старения населения и снижения уровня рождаемости [7].

Тем не менее Япония превратилась в государство с развитым инструментарием энергетической политики. В это время сформировалась действующая (с небольшими изменениями) модель планирования и осуществления энергетической политики страны, речь о которой пойдёт ниже.

Принципы формирования энергетической политики Японии

Энергетическая политика Японии обладают рядом специфических черт, заложенных исторически. Несмотря на успешную послевоенную модернизацию на основе рыночной экономики, проводимую с начала 1950-х гг., Япония сохранила традиционный социокультурный уклад, что позволяет говорить о появлении новых принципов формирования энергетической политики, выросших из рыночной экономики, параллельно с сохранением традиционных норм и правил неформальных договорённостей [1].

Во многих сферах экономической деятельности, в том числе и в энергетике, доминируют финансово-промышленные группы, создание которых началось ещё в эпоху Мэйдзи (1868–1912), и окончательно завершилось в середине-конце 1950-х. Несмотря на десятилетия развития по западным стандартам, структура и деятельность этих групп не вписывается в рыночные модели, свойственные странам ЕС и США, хоть формально и соответствует им [8]. В целом японская модель характеризуется сильной институциональной инерцией. Это значит, что изменения в структуре и механизмах управления отраслями экономики имеют больше догоняющий (инерционный), а не опережающий (комплементарный) характер. Для догоняющей модели характерна ситуация, когда официально подтверждаются и закрепляются уже фактически осуществившиеся изменения [9]. С другой стороны, это говорит о наличии непрямого, но достаточно эффективного взаимодействия между государством и бизнесом, а также общественными организациями.

Например, в середине 1990-х гг. крупные промышленные предприятия Японии стали продавать электроэнергию с собственных электростанций (избыток мощностей образовался в результате падения уровня промышленного производства) региональным компаниям-монополистам, что законом не регулировалось. Данная ситуация привела в итоге к изменению положений законодательства и официальному закреплению статуса «независимый производитель электроэнергии» [10]. Опережающая же модель подразумевает, что государство не закрепляет, а стимулирует изменения в структуре отраслей и механизмов управления ими [9].

Энергетическая политика Японии опирается на четыре базовых принципа.

1. Энергетическая безопасность. Отсутствие собственных запасов ископаемого топлива делает страну более

чем на 90% зависимой от импорта энергоресурсов. Этот факт подразумевает развитие сильной законодательной базы, регулирующей как систему взаимодействия национальных энергокомпаний с зарубежными партнёрами, так и потоки распределения энергоресурсов внутри страны [11]. Мировые энергетические кризисы подтолкнули страну к отказу от доминирующего использования нефти и выбору приоритета развития атомной, газовой и альтернативной энергетики. Благодаря таким усилиям японская энергетика может с минимальными потерями реагировать на колебания цен на мировых рынках первичных энергоресурсов [12].

2. Эффективность энергоснабжения. Учитывая ситуацию, обозначенную в предыдущем пункте, стране необходимо максимально эффективное использование энергоресурсов по всей цепочке энергоснабжения, что вполне успешно осуществляется [11]. Например, потери при передаче электроэнергии на большие расстояния (ЛЭП высокого напряжения) в Японии составляют 8–9%. По этому показателю страна является мировым лидером [13].

3. Либерализация энергетических отраслей. С конца 1990-х в стране осуществляется поэтапная реформа электроэнергетики и газовой отрасли. Цель этих реформ – запустить механизмы конкуренции в традиционно монопольных отраслях, тем самым повысив их экономическую эффективность [10]. Пока рано говорить об уверенном позитивном эффекте, но определённые результаты достигнуты. Например, по состоянию на декабрь 2016 г. порядка 10% общей выработки электроэнергии в стране приходилось на долю производителей, независимых от большой десятки территориальных компаний-монополистов [13].

4. Снижение трансакционных издержек при заключении энергетических контрактов. Это относительно новое направление, на которое стали обращать внимание после аварии на АЭС «Фукусима» в марте 2011 г., когда потребовалось срочно компенсировать выбывшие мощности АЭС. Излишняя медлительность при принятии решений, вызванная бюрократическими препятствиями, вылившимися в продолжительные согласования и безрезультатные совещания, привела к масштабным отключениям электроэнергии для промышленных потребителей и населения в 2011–2012 гг. Это вызвало падение уровня промышленного производства в среднем на 5%, в результате чего экспортно-ориентированная экономика Японии понесла существенные потери [12].

Генерация и потребление электроэнергии в 2050 году, млрд кВт·ч

Показатели	2016	2030	2050
Прогноз ИЭЭЯ, октябрь 2018 г.			
Генерация	1058	1125	1112
Потребление	967	1035	1035
Оценка МИЦ ИСЭМ СО РАН, ноябрь 2018 г.			
Генерация		946	892
Потребление		897	846

Ключевым институтом формирования энергетической политики Японии является Основной энергетический план (ОЭП) до 2030 г., новая редакция которого была принята в июле 2018 г. План разрабатывался Агентством природных ресурсов и энергетики в тесной связке с Институтом экономики энергетики Японии и при участии других авторитетных экспертных структур. Главным потребителем импортируемых первичных энергоресурсов является электроэнергетическая отрасль, поэтому в рамках плана ей уделяется первоочередное внимание [14].

Согласно ОЭП, к 2030 г. доля возобновляемой генерации в общей структуре выработки электроэнергии (ГЭС, ГАЭС, другие ВИЭ, распределённая генерация населения и коммерческого сектора) должна вырасти до 21–23% с 11% в 2014 году. Доля ТЭС, работающих на нефти, газе и угле составит 54–56%, доля атомной энергетики – 15–17% [14]. Вместе с тем указанные структурные изменения не приведут к существенному росту генерации и потребления электроэнергии в будущем. По нашей оценке, сделанной на основе анализа экономических и демографических факторов, эти показатели будут демонстрировать тенденцию к снижению в долгосрочной перспективе.

Ситуацию усложняет неопределённое будущее атомной энергетики. В течение полутора лет после аварии на АЭС «Фукусима» все атомные станции были остановлены, долгосрочные перспективы атомной энергетики оказалось под вопросом. Институт экономики энергетики Японии считает наиболее вероятным сценарий, при котором существующие мощности АЭС всё же будут частично эксплуатироваться, но не будет осуществляться строительство новых, за исключением тех, что находились в стадии строительства до марта 2011 г. [15].

Задачу по снижению зависимости от импорта энергоресурсов предполагается решить за счёт возобновляемой энергетики. Дополнительным фактором служит ускоренное развитие технологий ВИЭ и снижение стоимости сооружения ФЭУ и ВЭУ. Считается, что активное развитие возобновляемой энергетики к тому же станет драйвером роста для сопряжённых отраслей экономики, таких как химическая промышленность и машиностроение [14].

Понимая, что в силу климатических факторов и высокой сейсмической активности на японских островах отказ от поддержания больших резервов приведёт к энергетическому коллапсу в результате техногенной катастрофы, японское правительство сформировало правовую базу для частного энергобизнеса в сфере возобновляемой энергетики. В 2009 г. был принят закон (новая редакция вышла в 2012 г.), согласно которому региональные компании-монополисты обязывались приобретать электроэнергию у независимых производителей электроэнергии из возобновляемых источников по льготным ценам, превышающим сбалансированную цену по региону на 2–3% (FIT-тариф). В 2016 г. тарифы для производителей возобновляемой энергии на основе Солнца и ветра составили в среднем 21 йены за кВт·ч, что в целом сопоставимо с аналогичными уровнями в странах ЕС [16].

> Авария на «Фукусиме» и медлительность в принятии экстренных решений при ликвидации последствий привели к падению производства на 5%

Основной энергетический план задаёт ключевые направления развития энергетики, формирует те очертания энергетического комплекса, которые правительство и экспертное сообщество предполагает увидеть в 2030 году. Однако этот план не является статичным и жёстким, он периодически дополняется и пересматривается, исходя из результатов деятельности, а также степени влияния различных внутренних и внешних факторов.

Опираясь на комплексные исследования ИЭЭЯ [15] и МЭИ [17], а также на аналитическую работу Института проблем развития науки РАН [18], можно составить список основных участников процесса формирования энергетической политики Японии:

1. центральное правительство, состоящее из министерств и ведомств;
2. крупные финансово-промышленные группы, состоящие из многопрофильных компаний;
3. органы власти префектур, включая муниципалитеты;
4. некоммерческие и общественные организации, в основном экологического профиля;
5. научные институты и другие организации, занимающиеся проблемами энергетики.

> Институт экономики энергетики Японии считает наиболее вероятным сценарий, при котором существующие мощности АЭС будут частично эксплуатироваться, но не будет идти строительство новых

Центральное правительство аккумулирует в своих руках решение принципиальных задач успешного функционирования и развития энергетики. Это касается и регулирования цен на импортируемые нефтепродукты на внутреннем рынке, и обеспечения бесперебойного снабжения электроэнергией потребителей за счёт контроля за деятельностью

компаний-монополистов, и развития эффективных рыночных схем для независимых производителей электроэнергии [17].

Крупные финансово-промышленные группы (ФПГ) владеют многопрофильными активами, среди которых немало объектов энергетической инфраструктуры. Примеры таких групп: Mitsubishi Corp., Marubeni Corp., Fujitsu Corp. и другие. Достаточно указать, что выработка электроэнергии, производство энергетического оборудования, научно-исследовательские работы по разработке новых энергетических технологий входят в число их непосредственных бизнес-интересов. Доля подразделений ФПГ, неаффилированных с энергетическими компаниями-монополистами, в торговле электроэнергией составляет до 16% от суммарного показателя по стране [15].

Всего в Японии 47 префектур, но зоны ответственности 10-ти энергетических компаний-монополистов не соответствуют их административным границам, поэтому оперативное взаимодействие региональных властей между собой и с энергокомпаниями по вопросам энергоснабжения очень важно. Неразбериха и медлительность при принятии решений во многом усугубили последствия аварии на АЭС «Фукусима», произошедшей в марте 2011 г. После этого были внесены существенные изменения в Закон о местном самоуправлении (версия от 1999 г.), которые расширили полномочия префектур по многим пунктам, в том числе и в вопросах региональной энергетической политики [19, 20].

Некоммерческие и общественные организации в Японии не играют такой роли, как в странах Евросоюза и США, однако могут оказывать влияние на принятие решений на местном уровне, например, это касается вопросов выделения земель под строительство новых электростанций или другой инфраструктуры. Вопрос с отведением земель под строительство в Японии стоит остро, поэтому в обсуждении каждого проекта участвуют не только проектировщики и представители органов власти, но и различные НКО [20].

Роль научных институтов и других исследовательских организаций в вопросах теоретического обоснования направлений развития энергетической политики Японии очень велика. Например, при разработке новой редакции Основного энергетического плана МЭТП активно сотрудничало с Институтом экономики энергетики Японии, Институтом экономических исследований Северо-Восточной Азии, Азиатско-Тихоокеанским центром энергетических исследований и др.

Таким образом, можно говорить о вертикали формирования энергетической политики Японии, в рамках которой прослеживается чёткое взаимодействие между различными субъектами. Это взаимодействие основано не только на законодательно-правовых механизмах, но и на разумном понимании необходимости взвешенного подхода к вопросам энергетической безопасности, которые являются жизненно важными для экономически развитого островного государства, практически не обладающего собственными ископаемыми энергоресурсами.

Перспективы развития институтов энергетической политики Японии

Агентство природных ресурсов и энергетики, профильная структура МЭТП, отвечает за выработку направлений взаимодействия между участниками процесса формирования энергетической политики.

1. Укрепление практического сотрудничества с энергокомпаниями и властями префектур. Согласно японскому законодательству префектуры обладают большими полномочиями на своей территории. Строительство и запуск любых энергетических объектов (электростанции, ЛЭП, распределительные сети) проблематично без ободрения местных органов власти [19].

2. Создание благоприятной среды для НИОКР в области новых энергетических технологий. Несмотря на то, что Япония является одним из мировых лидеров по количеству и качеству НИОКР в технологических отраслях, уровень участия научно-исследовательских организаций в решении комплексных проблем энергетики, по мнению многих представителей экспертного сообщества, является недостаточным [11].

3. Дальнейшая либерализация электроэнергетической отрасли. К 2020 г. планируется завершить либерализацию электроэнергетики и создать в стране полноценный конкурентный рынок с независимыми генерирующими, сетевыми и розничными компаниями. Согласно планам МЭТП это позволит внедрить новые технологии ВИЭ, поспособствует развитию водородной энергетики, что в итоге будет стимулировать энергосбережение и позволит снизить тарифы на электроэнергию для всех групп потребителей [14].

> Правительство Японии не планирует полное прекращение эксплуатации АЭС, многое будет зависеть от властей префектур и некоммерческих организаций, выражающими общественное мнение

4. Охрана окружающей среды. Речь идёт о снижении уровня потребления углеводородов и, как следствие, уменьшении эмиссии парниковых газов; также – об увеличение доли ВИЭ в структуре генерации, внедрении новых энергосберегающих механизмов управления не только крупными энергетическими системами в масштабах страны, но и на местном уровне, вплоть до локальных потребителей электроэнергии, например, коммерческих зданий и офисных центров [21].

5. Сохранение и укрепление конструктивных отношений со странами-экспортерами энергоресурсов из ближнего и дальнего зарубежья. Этот пункт важен для Японии не только в плане обеспечения энергетической безопасности, а именно – бесперебойности поставок первичных энергоресурсов, но и с точки зрения развития энергетических объединений в Северо-Восточной Азии [12].

Концепция перспективного развития энергетической политики Японии также опирается на программу 3Es+S, во многом повторяющую ключевые положения ОЭП: это стабильность и бесперебойность поставок энергоресурсов; энергоэффективность по всей цепочке производства и потребления; бережное отношение к окружающей среде. Достаточно сложным остаётся отношение к атомной энергетике, преимущественно в вопросах безопасности. Однако правительство не планирует полное прекращение эксплуатации АЭС, и многое будет зависеть от взаимодействия с властями префектур и некоммерческими организациями, выражающими общественное мнение по этому поводу [17].

Основными источниками энергоснабжения остаются нефть и газ (до 70% топливно-энергетического баланса страны), а также уголь, хотя его потребление планируется существенно снизить к 2030 г. за счёт ввода мощностей возобновляемой энергетики. Программа 3Es+S, помимо распределения энергоресурсов по видам, эффективности и воздействию на экологию, уделяет немало внимания выработке новых механизмов регулирования спроса и предложения на энергетические услуги в результате развития конкурентных рынков [17, 21]:

а) разделение производства и распределения энергии между различными субъектами бизнеса;
б) создание прозрачной схемы присоединения к рынку новых участников;
в) внедрение гибкой системы налогообложения и финансового контроля.

Ведётся большая работа по поддержанию стабильных контрактов со странами Персидского залива (в основном – Катар), которые являются ключевыми поставщиками нефти и газа для японского рынка. Однако немалое внимание уделяется диверсификации географии поставок, выстраиванию отношений с другими странами-экспортёрами энергоресурсов, например, Россией [12, 22].

Немаловажным пунктом энергетической политики Японии является выполнение обязательств в области изменения климата. Основной энергетический план предполагает снижение эмиссии парниковых газов на 26% к 2030 г. по сравнению с 2017 г. Если меры, принимаемые страной для достижения этой цели, не будут тормозить экономический рост, весьма вероятно принятие программы по сокращению эмиссии парниковых газов на 80% к 2050 г. [14].

Что касается энергетического сотрудничества с Россией, то в настоящее время оно ограничивается экспортом российских энергоресурсов: нефти и нефтепродуктов, угля, природного газа. По состоянию на 2015 г., российская доля в японском экспорте первичных энергоресурсов составляла примерно 8,5% [22].

С конца 1990-х гг. обсуждается сооружение энергомоста о. Сахалин – о. Хоккайдо. Этот проект рассматривается как обособленно, так и в контексте создания регионального межгосударственного энергообъединения стран Восточной Азии. Технико-экономическое обоснование проектов экспорта электроэнергии из Рос-

сии в Японию в период середины 1990-х – 2010-х гг. неоднократно выполнялось научными организациями (например, ИСЭМ СО РАН) и крупными электроэнергетическими компаниями – РАО ЕЭС (совместно с японской корпорацией Sumimoto, 2003), ИнтерРАО (2013–2015), Русгидро (2014–2016). Несмотря на доказанные выгоды для энергосистемы северного острова Хоккайдо (снижение стоимости электроэнергии для потребителей, уменьшение эмиссии ПГ в результате замещения экспортной электроэнергией выработки на неэффективных угольных ТЭС), проект так и остаётся на бумаге не только по финансово-экономическим, но также и по политическим причинам [23].

Заключение

Институты энергетической политики Японии в настоящее время достаточно развиты. Однако так было не всегда. Географические и климатические факторы (островное положение, высокая опасность землетрясений и цунами, частые тайфуны) сформировали ультраконсервативный подход к любым существенным изменениям. Привычка опираться только на свои силы вынуждала и правительственные структуры, и энергетические компании крайне осторожно относиться к новшествам. Изменение структуры энергетических отраслей и механизмов управления ими в Японии происходило только в результате ЧС: экономических (нефтяной кризис 1970-х гг., затяжная рецессия 1990-х гг.), природно-климатических (стихийные бедствия и вызванные ими разрушения энергетической инфраструктуры), технологических (авария на АЭС «Фукусима»), а также организационных факторов – до середины 1970-х гг. не осуществлялось планирование развития энергетики в национальном масштабе.

Предлагаемые правительством меры по совершенствованию института энергетической политики нацелены на преодоление последствий энергетических кризисов последних лет. Однако текущая энергетическая политика и финансирование энергетики направлены больше на ликвидацию дефицита энергоснабжения, чем на решение долгосрочных проблем, таких как будущее АЭС и комплексное развитие новой и возобновляемой энергетики. Причины этого заключаются в медленном темпе реформирования энергетических отраслей (газовой и электроэнергетической), отсутствии внятной политики преодоления стагнации в экономике, а также сильным лобби 10-ти региональных энергетических компаний-монополистов в органах законодательной и исполнительной власти.

Энергетическая политика Японии полностью соответствует исторически сложившейся институциональной внутриполитической модели: поэтапный характер изменений, значительная роль неформальных контактов при принятии решений, разветвлённый бюрократический аппарат. Тем менее следует отметить внимательное отношение к взятым на себя внешним обязательствам (например, Киотский протокол и пришедшее ему на смену Парижское соглашение по климату), а также чёткое и последовательное выстраивание договорных отношений с зарубежными партнёрами.

Публикация подготовлена в рамках проекта фундаментальных научных исследований СО РАН АААА-А17–117030310434–3.

Литература

1. *Aalto P. Institution in European and Asian Energy Markets: A methodological overview // Energy Policy. Vol. 74, 2014. P. 4–15.*
2. *Дрянкин А.Б. Эволюция энергетической политики Японии и российско-японские отношения в сфере энергетики во второй половине XX – начале XXI века // Исторические, философские, политические и юридические науки, культурология и искусствоведение. Вопросы теории и практики. Тамбов: Грамота. № 10, 2015. С. 81–90.*
3. *The Historical Evolution of Power Technologies in Japan. URL: https://utcp.c.u-tokyo.ac.jp/publications/pdf/CollectionUTCP6_Hashimoto_06.pdf*
4. *Japan Electricity Business Act № . 170 of July 11, 1964. URL: http://www.japaneselawtranslation.go.jp/law/detail_main?re=&vm=2&id=51*
5. *Historical Statistics of Japan. Chapter 10: Energy and Water. URL: http://www.stat.go.jp/english/data/chouki/10.html*
6. *History of METI. URL: http://www.meti.go.jp/english/about-meti/data/ahistory.html*
7. *Sato K. From Fast to Last: the Japanese Economy in 1990s // Journal of Asian Economics. Vol. 13, 2002. P. 213–235.*
8. *Chung H. Lee. The State and Institutions in East Asian Economic Development: the Past and the Future // The Journal of the Korean Economy. Vol. 3. № 1, 2002. P. 1–17.*
9. *Stark M. The East Asian Development State as a Reference Model for Transition Economies in Central Asia – an Analysis of Institutional Arrangements and Exogenous Constrains // Economic and Environmental Studies. Vol.10. № 2, 2010. P. 189–210.*
10. *Asano H. Regulatory reform of the electricity industry in Japan: what is the next step of deregulation? // Energy Policy. Vol. 34, 2006. P. 2491–2497.*
11. *Ken Koyama. Inside Japan's Long-Term Energy Policy // IEEJ Special Article 2. September 2015. P. 42–45.*
12. *Kobayashi Yo. Enhancing Energy Resilience: Challenging Tasks for Japan's Energy Policy // Centre for Strategic and International Studies. April 2014. 19 p.*
13. *FEPC Official Electricity Statistics Information. URL: http://www5.fepc.or.jp/tok-bin-eng/kensaku.cgi*
14. *Japan's Ministry of Energy, Trade and Industry 5th Strategic Energy Plan. July 2018. URL: http://www.enecho.meti.go.jp/en/category/others/basic_plan/5th/pdf/strategic_energy_plan.pdf*
15. *IEEJ Economic and Energy Outlook of Japan through FY 2018. 25 July 2017. URL: https://eneken.ieej.or.jp/data/7549.pdf*
16. *Kimura K. Feed-in Tariffs in Japan: Five Years of Achievements and Future Challenges. Renewable Energy Institute, September 2017. URL: https://www.renewable-ei.org/en/activities/reports/img/pdf/20170810/REI_Report_20170908_FIT5years_Web_EN.pdf*
17. *Energy Policy of IEA Countries (Japan). International Energy Agency Review, 2016. URL: https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/EnergyPoliciesofIEACountriesJapan2016.pdf*
18. *Пипия Л.К., Дорогокупец В.С. Энергетическая политика Японии // Серия «Наука за рубежом» Института проблем развития науки РАН. № 60, апрель 2017. 38 с.*
19. *Revised Local Autonomy Law of Japan. 1999 year edition. URL: http://nippon.zaidan.info/seikabutsu/1999/00168/mokuji.htm*
20. *Sasaki A. Local Self-Government in Japan. Presentation Materials, May 2014. URL: http://www.soumu.go.jp/main_content/000295099.pdf*
21. *Duffield J. Japanese Energy Policy after Fukushima Daiichi: Nuclear Ambivalence // Political Science Quarterly. Vol. 131. № 1, 2016. P. 133–162.*
22. *Белов А. В. Перспективы российско-японского сотрудничества в области энергетики // Японские исследования. № 1, 2016. С. 32–46.*
23. *Подковальников С.В., Савельев В.А., Чудинова Л.Ю. Исследование системной энергоэкономической эффективности формирования межгосударственного энергообъединения Северо-Восточной Азии // Известия академии наук. Энергетика. 2015. № 5. С. 16–32.*

В.А. КУЛАГИН
V.A. KULAGIN

УДК 620.9 (100)

ТРАНСФОРМАЦИЯ ЭНЕРГЕТИКИ

В УСЛОВИЯХ УСКОРЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОГРЕССА

Вячеслав Александрович КУЛАГИН – заведующий отделом исследования энергетического комплекса мира и России ИНЭИ РАН, директор Центра энергетических исследований ИПЦиРЕМ НИУ ВШЭ,
e-mail: vakulagin@ineiran.ru

Аннотация. В статье рассматриваются направления трансформации мирового энергетического комплекса под влиянием технологического развития. Представлены проведенные с использованием оптимизационного экономико-математического моделирования расчеты изменения рынков в долгосрочной перспективе, показана роль энергополитики как в стимулировании отдельных направлений технологического развития, так и в повышении конкурентоспособности технологических решений. Описаны ожидаемые структурные изменения рынков энергоресурсов и дан анализ перспектив развития отдельных направлений энергетики.

Ключевые слова: трансформация энергетики, рынки энергоресурсов, прогноз, энергетическая политика, технологии.

Введение

Технологии открывают новые возможности перед энергетическим комплексом и одновременно создают целый ряд вызовов для работающих в нём компаний. Во многом благодаря прогрессу в области энергоэффективности большинству стран ОЭСР на фоне продолжающегося экономического роста удается выйти на устойчивый тренд снижения энергопотребления. Однако быстрый рост населения и экономик стран неОЭСР предопределяет мировое увеличение потребления энергии в ближайшие 20 лет. На фоне продолжающегося длительное время роста спроса на энергоресурсы (в период 1990–2018 гг. потребление в мире выросло в 16 раз, а за 1950–2018 гг. более чем в 6 раз) уже не одно десятилетие ожидается прохождение пика возможностей добычи нефти и газа. Но появление экономически приемлемых технологий производства нетрадиционных ресурсов, глубоководного бурения, повышение эффективности разработки месторождений позволило сдвинуть ресурсные ограничения ближе ко второй половине XXI века. Тем не менее миру в ближайшие десятилетия предстоит пройти пики потребления ископаемых топлив, но обусловлены они уже будут не нехваткой запасов, а ограничениями по спросу. Во многом на это повлияет активное развитие неископаемой энергетики. Таким образом, мир постепенно входит в этап реальной межтопливной конкуренции, которая и будет предопределять новые схемы работы энергетического комплекса, роль каждого энергоресурса и его ниши. От верного понимания предстоящих изменений в значительной степени будет зависеть успешность развития не только целых направлений бизнеса, но и экономик многих государств.

Методология и инструментарий

Разработанный в ИНЭИ РАН модельный инструментарий [1, 2, 3] позволяет формировать долгосрочные сценарии развития мировой энергетики с учетом параметров технологического развития (рис. 1). При этом моделировать перспективы рынков можно в различных условиях социально-демографического развития и энергетической политики.

Технологический прогресс влияет на все сегменты энергетики – от геологоразведки и добычи до конечного спроса. При этом многие технологии конкурируют между собой. Именно поэтому в методологии прогнозирования ИНЭИ РАН модуль технологий выделен отдельно и в нем формируются основные технологические параметры, на основе которых далее задаются вводные параметры для расчетного блока. Например, для месторождений технологии влияют на объемы доступной добычи, показатели затрат, динамику отбора. Технологии в транспортном секторе влияют на конкурентоспособность видов транспорта, их привлекательность для потребителя по различным показателям [4]. Это отражается в расходе топлива, стоимости транспортного средства, его экологических показателях (ограничениях), потребительских свойствах. Блок электроэнергетики на выходе из технологического модуля получает динамику затрат на производство по видам технологий для источников электроэнергии с учетом страновых особенностей, параметры накопителей, усредненные данные по неравномерности производства различными источниками, сроки эксплуатации оборудования. Всё это позволяет оценивать конкурентоспособность вариантов производства электроэнергии с учетом набора технологических ограничений, в частности системных эффектов работы [5].

> Мир входит в этап реальной межтопливной конкуренции, которая будет определять новые схемы работы энергетического комплекса

Достаточно сильное влияние на технологический прогресс оказывает энергетическая политика и геополитика. Например, санкционные ограничения могут блокировать трансфер технологий из одной страны в другую, а инструменты регуляторного стимули-

Vyacheslav KULAGIN – Head of the Department for the Study of the Energy Complex of the World and Russia, The Energy Research Institute of the Russian Academy of Sciences,
e-mail: vakulagin@ineiran.ru

TRANSFORMATION OF ENERGY

AMID FASTER TECHNOLOGICAL PROGRESS

Abstract. The article focuses on areas of transformation of the global energy complex under the influence of technological development. Calculations of long-term market changes carried out with the use of the optimisation economic and mathematical modeling are presented. The role of energy policy is shown both in stimulating individual areas of technological development and in improving the competitiveness of technological solutions. The anticipated structural changes in the energy markets are described and an analysis of the prospects for individual energy sectors is given.

Keywords: Energy transformation, energy markets, forecast, energy policy, technology.

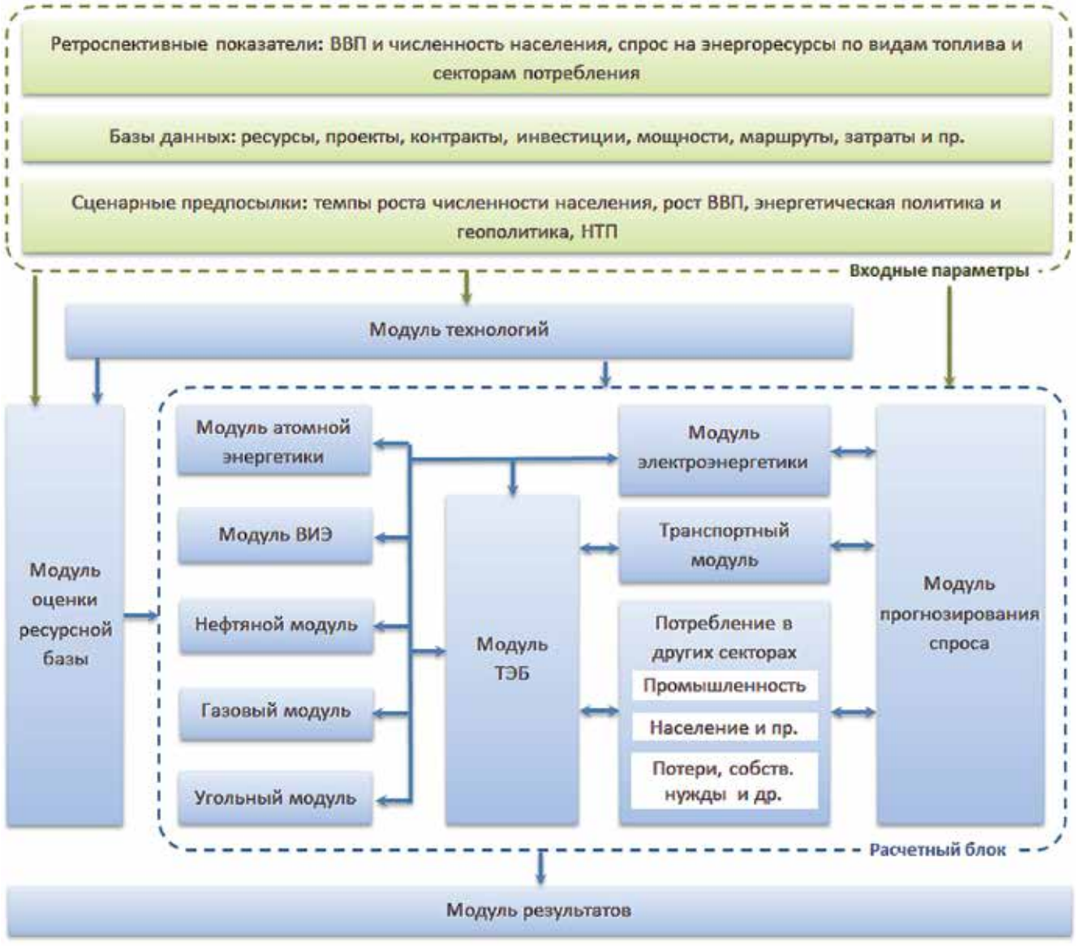


Рис. 1. Укрупненная методология прогнозирования мировой энергетики в рамках модельного комплекса SCANER

рования и ограничений способны сильно поменять конкурентоспособность отдельных решений. Именно поэтому модуль технологий в модельном комплексе не является статическим, а зависит от задаваемых сценарных условий. Воздействие регуляторных инструментов находит отражение в соответствующих базах данных.

Эволюция энергетики под влиянием технологического прогресса

Для оценки изменений энергетики под влиянием технологического фактора на основе модельного комплекса ИНЭИ РАН проведены расчеты по двум сценариям на период до 2040 г.. Сценарий Традиционный предполагает развитие энергетики в рамках существующих энергополитик и поступательного совершенствования технологий. Сценарий Энергопереход основан на ускоренном развитии технологий и активной энергополитике, направленной на формирование и достижение более амбициозных целей в соответствии с имеющимися приоритетами.

Одним из важнейших драйверов формируемых задач в области энергетики всё в большей степени становятся экологические цели. Для большинства развитых стран – это видение успешного развития, сопровождающегося минимизацией негативного воздействия на климат и обеспечением экологически благоприятных условий для населения. В развивающихся странах с высоким уровнем дохода на душу населения, например для Китая, забота об экологии становится условием дальнейшего выживания нации

из-за очень высоких объемов выбросов, особенно в мегаполисах. Для более бедных стран вопросы экологии уходят на второй план в сравнении с более насущными задачами по борьбе с бедностью, в том числе энергетической, и т. д. И здесь экологические механизмы работают чаще только как часть международных программ поддержки.

Достижение целей в области снижения выбросов стимулируются налоговыми механизмами (повышенные налоги на отдельные топлива), развитием систем платы за выбросы и торговли выбросами, ужесточением стандартов, субсидированием и другими инструментами поддержки низкоуглеродных и безуглеродных источников, принятием решений по запрету использования отдельных источников энергии и оборудования. В странах, где значительную роль играют государственные компании, рыночные инструменты регулирования в значительной степени замещаются директивными.

> Санкционные ограничения могут блокировать трансфер технологий из одной страны в другую, а регуляторные инструменты способны поменять конкурентоспособность отдельных решений

Помимо экологии к числу факторов, в значительной степени влияющих на энергетическую политику и структуру потребляемых топлив, следует отнести вопросы зависимости от импорта и экономического развития. Например, в ряде случаев для национального ВВП более привлекательны разработка и использование собственных ресурсов, даже если импортируемые дешевле.

Наглядным примером совмещения нескольких целей энергополитик является поддержка развития электротранспорта. С одной стороны, это решение проблем с выбросами внутри городов, с другой стороны – снижение зависимости от нефти и расширение использования электроэнергии, в том числе производимой на ВИЭ. По состоянию на 2019 г. более 30-ти стран мира объявили о различных мерах поддержки электротранспорта – льготы для покупателей и производителей автомобилей, бесплатная зарядка, отмена высоких сборов за регистрацию (особенно актуально для таких стран, как Китай), бесплатные парковки и т.д. Некоторые страны заявили о полном запрете на продажу автомобилей с ДВС в 2030–2050 гг. Государственная политика стимулирует и технологический прогресс в этой области. На уровне 2–3 колесных транспортных средств уже сегодня достигнута их экономическая конкурентоспособность в сравнении с бензиновыми аналогами с учетом потребительских свойств. Автомобилям на электричестве пока конкурировать с аналогами сложно и требуется поддержка. Причем, следует отметить, что электротранспорт не только вытесняет ДВС, но и становится серьезной альтернативой новым технологиям в области газомоторного и водородного транспорта.

Именно электротранспорт является причиной одного из наиболее существенных ожидаемых изменений на энергетическом рынке – снижения спроса на нефть. При этом формируется новая волна спроса на электроэнергию, отодвигающая прохождение его пиков. Снижению спроса на нефтепродукты способствует и постоянное повышение энергетической эффективности транспортных средств. В результате нефть неизбежно сокращает свою долю в энергобалансе и с большой вероятностью уже в ближайшие 10–15 лет пройдет миро-

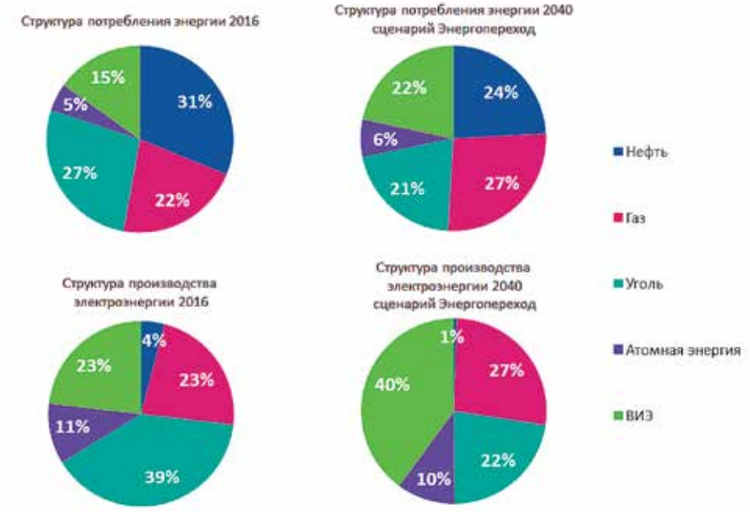


Рис. 2. Изменение структуры первичного энергопотребления и электропотребления в сценарии Энергопереход к 2040 г.

Источник: [3]

вой пик своего потребления (рис. 2). Устойчиво теряет свои позиции и уголь. Несмотря на то, что технически относительно «чистые» угольные технологии удалось разработать (включая фильтрацию, захоронение вредных выбросов и пр.), они оказались очень дороги и небезупречны с экологической точки зрения.

Благоприятнее ситуация для газа. Метан более экологически «чистый» вид топлива, чем нефть и уголь, поэтому имеет потенциал для вытеснениях их из энергобаланса. К тому же рост спроса на электроэнергию, в том числе за счет электротранспорта, положительно влияет на потребность во всех источниках её производства, включая газ. Но значительно сложнее газу конкурировать с ВИЭ, которые имеют во многих странах мощную государственную поддержку.

Более 30 стран мира объявили о мерах поддержки электротранспорта

или требуются новые решения в области накопления электроэнергии. Работы в области хранения электроэнергии активизировались в последнее время. Причем параллельно изучаются десятки перспективных технологий [3]. Понятно, что это приведет к удешевлению стоимости хранения относительно текущих уровней, но полностью отказаться от резервирования за счет ископаемых топлив пока малореально из-за возможных длительных периодов низкого производства на ВИЭ. Расширение использование ВИЭ неизбежно дает и ценовые эффекты. В частности, в Европе ВИЭ обостряет проблему сезонного спроса на газ, который сильно будет снижаться летом и расти зимой. В результате цены на газ в условиях спотового рынка будут стремиться вниз летом (пробивая ино-

Достаточно сильно изменится ситуация в электроэнергетике. Если раньше спрос определял неравномерность нагрузки в системе, то теперь к этому дисбалансу добавляется второй на стороне производства ВИЭ. Причем дисбаланс этот характеризуется высокой неопределенностью, т.к. связан с погодными условиями – а это и сезонность, и наличие облачности, и сила ветра и т. д. В результате во многих странах почти 100% мощностей ВИЭ потребует резервирования. На фоне снижения потребления угля единственной альтернативой становится природный газ, гда и уровень 100 долл./тыс. м³) и резко расти зимой (достигая 300 долл./тыс. м³) в отличие от предыдущих десятилетий, когда они были привязаны к неподверженному такой сезонности нефтяному рынку.

Цены на нефть смогут приблизиться к уровню 100 долл.2017/барр. только в сценарии Традиционный, благодаря росту спроса и потребности в переходе на более сложные запасы. А в сценарии Энергопереход, в том числе из-за ускоренного роста парка электромобилей, на рынке неизбежен почти постоянный профицит и уже цена 60 долл.2017/барр. бу-

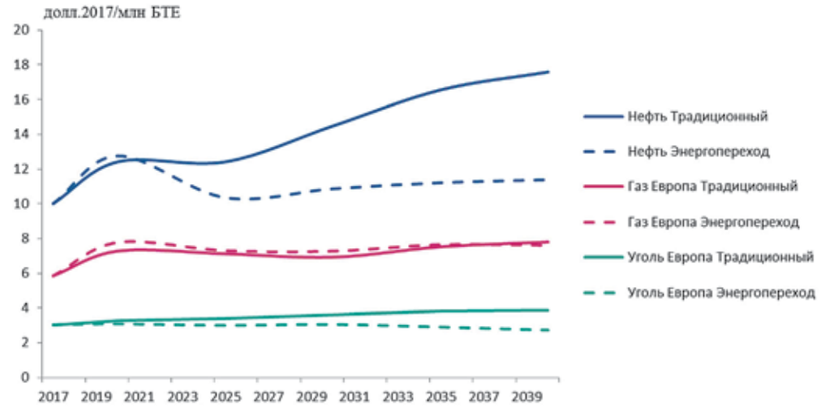


Рис. 3. Изменение равновесных среднегодовых цен на нефть, газ и уголь по трем сценариям

Источник: [3].

дет считаться благоприятной для производителей (рис.3). Цены угля останутся на текущих достаточно низких уровнях, во многом определяемых затратами, а в сценарии Энергопереход будут снижаться. Ни в одном из сценариев цены на нефть, газ и уголь не возвращаются на высокие уровни 2012–2014 гг. Во многом причиной этого является усиление как межтопливной конкуренции, так и конкуренции между производителями каждого из видов топлив.

Активная трансформация рынков предопределяет неустойчивость в части спроса и цен на ископаемые топлива. В этих условиях наиболее привлекательными для инвесторов становятся короткие проекты с окупаемостью в течение нескольких лет, пусть и с небольшой маржинальностью, например по разработке сланцевых плеев, где риски можно сразу захеджировать и ввод осуществлять в периоды благоприятной рыночной динамики. Значительно сложнее будет запускать долгосрочные требующие многомиллиардных инвестиций проекты, например добычи на крупных месторождениях, или строительства АЭС.

Нефть неизбежно сокращает свою долю в энергобалансе и вероятно в ближайшие 10–15 лет пройдет мировой пик потребления

В рассмотренных сценариях производство нефти и газа низкопроницаемых коллекторов растет на всем прогнозном периоде, но более 70% добычи обеспечивают страны Северной Америки. Из-за ресурсных и регуляторных особенностей в других регионах такой успех повторить не удаётся. Только Китай, Аргентина и несколько других стран могут в совокупности обеспечить оставшиеся 25–30%. Всего на низкопроницаемых коллекторах к 2040 г. ожидается производство около 10% мировой нефти и 19% газа.

Достаточно сильно изменится электросистема в части организации своей работы. Сильно увеличится число

источников подачи в сеть за счет распределенных ВИЭ. Интернет вещей позволит оптимизировать спросовую нагрузку, а бытовые накопители электроэнергии не только будут сглаживать потребление, но и смогут отдавать электроэнергию назад в сеть в период высоких тарифов и невостребованности для собственника. В результате система станет более гибкой и, при правильной организации, более устойчивой. Но одновременно рождаются и новые задачи по обеспечению безопасности таких систем и защищенности от сетевых атак, а также функционированию и окупаемости всех резервных механизмов, особенно на основе ископаемых топлив.

> Активная трансформация рынков предопределяет неустойчивость в части спроса и цен на ископаемые топлива

Благодаря развитию технологий существенно расширяются возможности по организации децентрализованного энергоснабжения. Причем, в зависимости от потребительских требований и доступности ресурсов, это может быть организовано за счет ископаемых топлив, ВИЭ или их комбинации.

Показанный сценарий Энергопереход во многом является неизбежным направлением развития энергетики. Вопрос только в скорости движения к этим ориентирам. В зависимости от технологического развития и энергополитик он может быть реализован как на 5–7 лет раньше 2040 г., так и позже.

Таким образом, становится очевидно, что мир вступил в новой этап энергетической трансформации, которая будет одновременно осуществляться по нескольким направлениям. При этом происходить это будет в условиях сильной конкуренции технологий фактически на всех стадиях потребления, производства и поставок энергоресурсов. От способности адаптироваться к такому быстро меняющемуся миру будет зависеть как успешность бизнеса компаний энергетического сектора, так и способность государств обеспечивать эффективное развитие своих экономик.

Литература

1. *А. Макаров, С. Филиппов, Т. Митрова, В. Веселов, А. Малахов, В. Кулагин. SCANER модельно-информационный комплекс, М., ИНЭИ РАН, 2011.*
2. *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.*
3. *Перспективы развития мировой энергетики с учетом влияния технологического прогресса / Под ред. В.А. Кулагина. М.: ИНЭИ РАН, 2019.*
4. *Т. Митрова, В. Кулагин, Д. Грушевенко, Е. Грушевенко, Технологические инновации как фактор спроса на энергоносители в секторе автомобильного транспорта / Форсайт, 2015. Т. 9. № 4. С. 18–30.*
5. *А. Макаров, Т. Митрова, Ф. Веселов, А. Галкина, В. Кулагин, Перспективы электроэнергетики в условиях трансформации мировых энергетических рынков / Теплоэнергетика. 2017. № 10. С. 5–16.*

А.М. МАСТЕПАНОВ
A.M. MASTEPANOV

УДК 620.9 (100)

ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ПЕРЕХОД
КАК НОВЫЙ ВЫЗОВ МИРОВОЙ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Алексей Михайлович МАСТЕПАНОВ – руководитель Аналитического центра энергетической политики и безопасности ИПНГ РАН, член Совета директоров Института энергетической стратегии, д. э. н., профессор РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, академик РАЕН,
e-mail: amastepanov@mail.ru

Аннотация. В статье рассмотрены вопросы перехода человечества к энергетике будущего, получившего название «энергетического перехода» – Energy Transition (или энергетической трансформации – Global Energy Transformation). Рассмотрены основные концепции, постулаты, сценарии и дорожные карты, направленные на обеспечение такого перехода в глобальном масштабе, показаны его возможные результаты: объёмы и структура глобального энергопотребления, динамика спроса на нефть и природный газ. Сделаны выводы, что рассмотренные тенденции и новации необходимо учитывать и Российской Федерации, тем более, что для её газовой промышленности энергетический переход открывает дополнительные возможности.

Ключевые слова: энергетический переход, технологии, инновации, энергопотребление, энергоэффективность, ВИЭ, нефть, природный газ, уголь, электроэнергетика.

Среди различных глобальных вызовов, с которыми столкнулась мировая энергетика в начале XXI в., особое значение своей комплексностью и многогранностью имеет так называемый энергетический переход – ***Energy Transition*** (или энергетическая трансформация – ***Global Energy Transformation***).

Немецкий термин «Energiewende», который можно перевести как «энергетический переход», «энергетический поворот», «энергетическая революция» в значении изменения всей глобальной энергетики, впервые появился в 1980 г. как название одной из публикаций немецкого научно-исследовательского Института прикладной экологии (Öko-Institut). К началу 2000-х гг. его значение качественно изменилось, и в настоящее время он стал своеобразным символом грядущих перемен в глобальной энергетике – перехода человечества к экологически чистой энергетике (и экономике в целом) в целях устойчивого развития и предотвращения негативных изменений климата нашей планеты.

> "Энергетический переход" нацелен на решение климатической проблемы отказа от углеводородного топлива – угля, нефти, газа

Обусловленный растущей обеспокоенностью общественности проблемами изменения климата, энергетический переход нацелен на решение климатической проблемы путём отказа от углеводородного топлива – угля, нефти и природного газа, и перехода к малоуглеродной и безуглеродной энергетике[1], поскольку потребление и производство энергии в настоящее время составляют около двух третей глобальных выбросов парниковых газов [1].

Значимость проблемы усугубляется прогнозируемой динамикой развития энергопотребления, обусловленной ростом населения (по оценкам ООН, до почти 10 млрд чел. к 2050 г.) и экономики (по данным PwC, глобальный ВВП почти утроится к этому году) [2].

В настоящее время в международных научно-аналитических и экспертных кругах рассматривается целый ряд различных концепций, постулатов, сценариев и дорожных карт, направленных на обеспечение такого перехода в глобальном масштабе. Наиболее известны из них такие, как:

- постулаты IRENA «Преобразование глобальной энергетической системы: дорожная карта до 2050 г.» (Global energy transformation: A roadmap to 2050) – издания 2018 и 2019 гг.;
- инициатива Всемирного экономического форума по содействию эффективному энергетическому переходу (World Economic Forum Fostering Effective Energy Transition initiative);
- концепция энергетического перехода международного сертификационного и классификационного общества DNV GL;
- сценарий устойчивого развития МЭА и др.

Общим для всех этих исследований является то, что энергетический переход трактуется как комплекс инновационных мероприятий в ходе индустриальной трансформации всего общества; как процесс, определяющий средне- и долгосрочную эволюцию энергетических систем на базе значительного расширения применения ВИЭ и соответствующего сокращения использования ископаемого топлива, прежде всего угля и нефти, при одновременном существенном росте эффективности использования энергоресурсов/энергии по всей цепочке от производства до конечного потребления.

Основными задачами энергетического перехода в трактовке этих исследований являются: стабилизация глобальных выбросов парниковых газов, удовлетворение будущего спроса на энергию и расширение доступа населения к надёжной чистой электроэнергии.

Кроме того, как отмечается в уже упомянутом исследовании IRENA (Global Energy Transformation: A roadmap

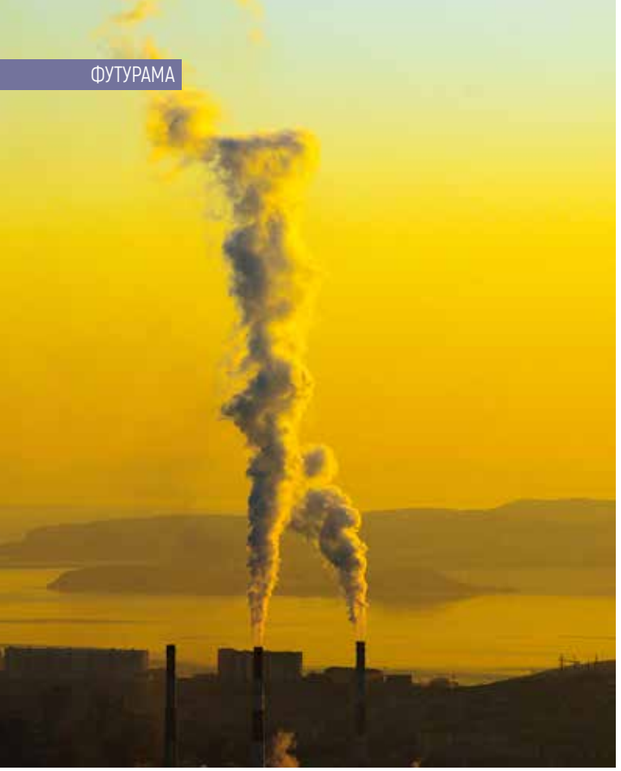
[1] *В связи с этим энергетический переход иногда называют декарбонизацией энергетической системы.*

ENERGY TRANSITION
AS A NEW CHALLENGE FOR THE GLOBAL OIL AND GAS INDUSTRY

Alexei MASTEPANOV – head of the Analytical Center for Energy Policy and Security of the Institute of Oil and Gas Problems, member of the Board of Directors of the Institute of Energy Strategy, Doctor of Economics, professor of the Russian State University of Oil and Gas, academician of the Russian Academy of Natural Sciences,
e-mail: amastepanov@mail.ru

Abstract. The paper focuses on the transition of humankind to the energy of the future known as the Energy Transition (or energy transformation – Global Energy Transformation). The paper provides an overview of the basic concepts, postulates, scenarios and roadmaps aimed at ensuring such a transition on a global scale and its potential outcome: volumes and structure of global energy consumption, and the dynamics of demand for oil and natural gas. The conclusion is that the above trends and innovations should be taken into account by Russia, especially since the energy transition opens up new opportunities for its gas industry.

Keywords: Energy transition, technology, innovation, energy consumption, energy efficiency, renewable energy, oil, natural gas, coal, electricity.



to 2050. 2018), такой подход является более выгодным с точки зрения экономики, социума и окружающей среды, нежели подход, основанный на текущих планах и политиках. Однако глобальная энергетическая система должна претерпеть существенное преобразование – трансформироваться из системы, повсеместно основанной на ископаемом топливе, в систему, повышающую эффективность и основанную на возобновляемой энергии. Такое преобразование глобальной энергетической системы, считающееся апогеем «энергетической революции», которая уже полным ходом идёт во многих странах и регионах, может создать более процветающий и всеобъемлющий мир [3].

Причём, как подчёркивается в исследованиях Всемирного экономического форума (ВЭФ), этот переход должен состояться без нарушения баланса «энергетического треугольника»: безопасность и доступ; экологическая устойчивость; экономическое развитие и рост [2].

Хорошей иллюстрацией такого подхода к решению климатических проблем является разработанный МЭА в 2017 г. климаториентированный сценарий развития мировой энергетики, обеспечивающий ограничение будущего глобального повышения температуры на поверхности Земли до 2 °C к 2100 г. – 2 °C Scenario (или 2DS) (рис. 1 и 2).

В долгосрочных прогнозах развития мировой энергетики оценки спроса на энергию и потребления углеводородов часто прямо противоположные

Следует также отметить, что энергетический переход, то есть переход к принципиально иной энергетике – энергетике будущего – (а сейчас это прежде всего политическая цель) стал возможен в результате целого ряда технологических инноваций, достигнутых в начале XXI в. в энергетическом секторе мировой экономики.

В области производства энергии – это прежде всего солнечная фотовольтаика, масштабное использование энергии ветра, первые достижения в разработке промышленных накопителей энергии, эффективная добыча нетрадиционных ресурсов нефти и газа. В сфере энергопотребления – развитие электрических транспортных средств и рост энергоэффективности. И там, и там – достижения 4-й промышленной революции: активное

Рис. 1. Динамика глобального ВВП, спроса на первичные энергоресурсы и выбросов углекислого газа
Источник: [4]

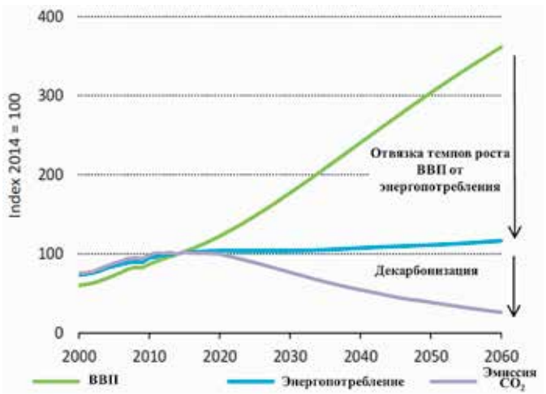


Рис.2. Глобальный спрос на первичные энергоресурсы, 2014–2060 гг.
Источник: [4]

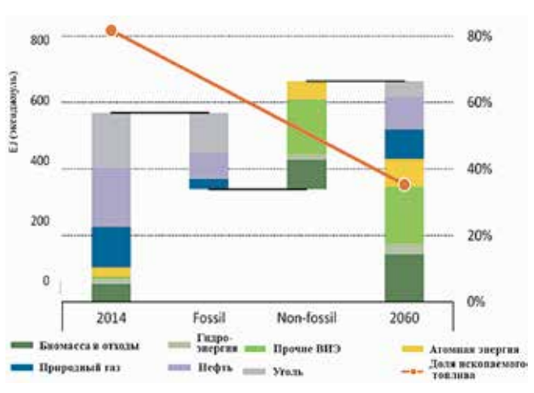


Рис. 3. Некоторые базовые взаимосвязи экономики и энергетики

Источник: на основе [6].

внедрение киберфизических систем, автоматизации и роботизации производственных процессов, развитие «интернета вещей» (IoT) и цифровых технологий.

В то же время отказ от углеводородной энергетики – это процесс, растянутый во времени и идущий неравномерно. Он обусловлен эволюцией технологий, с одной стороны, и необходимостью достижения климатических целей – с другой. Основной тренд очевиден, однако остаётся неопределённость в темпах изменений [5].

О проблеме неопределённости при рассмотрении возможной картины будущего глобальной энергетики хотелось бы сказать отдельно. Конечно же, при долгосрочном прогнозировании экономики и энергетики неопределённость присутствовала всегда, оказывая существенное воздействие на динамику всех основных групп факторов, определяющих объём и структуру перспективного энергопотребления (рис. 3). Но события последнего времени повысили её степень. Свой вклад в этот рост неопределённости также вносит целый ряд относительно новых факторов, таких как глобализация и геополитика, взрывное развитие науки и технологий, в том числе открытие новых источников энергетических ресурсов, демографические процессы и резкий рост социального неравенства, социальные революции и войны. Ситуация усугубляется складывающимся профицитом энергоресурсов [7]. Но особое место в ряду этих факторов принадлежит глобальному потеплению, которое и стало основной движущей силой концепции энергетического перехода.

Эксперты уверены, что в среднесрочной перспективе в качестве альтернативного варианта «переходного источника энергии» можно рассматривать увеличения использования газа

Эта неопределённость побуждает ведущие международные и национальные аналитические центры, с одной стороны, строить множество различных сценариев, охватывающих, по сути, практически все возможные варианты развития ситуации, а с другой – заявлять, что их прогнозы – это в общем-то и не прогнозы, не предсказания того, что может произойти. Это всего лишь исследование тех путей, по которым мир может развиваться при соблюдении определённых условий, и тех действий, которые могут привести к такому развитию событий, это – всего лишь основа для размышлений о будущем глобальной энергетики [8]. В полной мере сказанное относится и к концепции энергетического перехода.

В результате в долгосрочных прогнозах развития мировой энергетики, разрабатываемых этими центрами в последние годы, оценки и тенденции глобального спроса на энергию и потребления углеводородов (нефти и природного газа) зачастую прямо противоположные.

Так, в базовом сценарии последнего прогноза МЭА (World Energy Outlook – WEO-2018) – Сценарии новой политики – рост мирового спроса на энергоресурсы, в том числе на нефть и газ, замедляется, но не достигает пика до 2040 г.

В 2040 г. спрос на нефть, без учёта жидкого биотоплива, составляет 106,3 млн барр./сут. или 4 894 млн т н.э., что на 10% больше, чем в 2017 г., а на природный газ – 4 436 млн т н.э. (рост почти на 43%). Суммарно же нефть и газ обеспечат почти 53% мирового энергопотребления [8].

Напротив, в новом для МЭА Сценарии устойчивого развития, который идеологически близок концепции энергетического перехода и предусматривает комплексную стратегию реализации ключевых, связанных с энергетикой, элементов повестки дня ООН в области устойчивого развития[2], пик спроса на нефть достигается

[2] *Включая доступ к энергии, качество воздуха и климатические цели.*

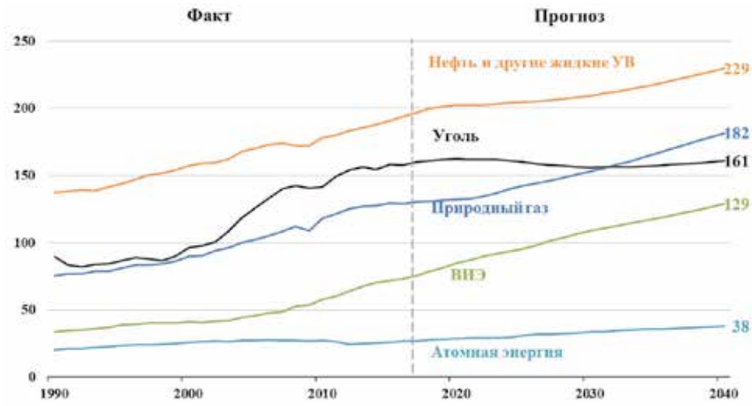


Рис. 4.
Прогноз динамики мирового потребления первичных энергоресурсов, квадриллионов британских тепловых единиц

Источник: [9].

уже к 2020 г. на уровне 97 млн барр./сут. А к 2030 г. достигается как пик спроса на газ (4318 млрд м³), так и пик суммарного энергопотребления на уровне 13 820 млн т н.э. Соответственно, в 2040 г. на нефть и газ будет приходиться только 48% мирового энергопотребления [8].

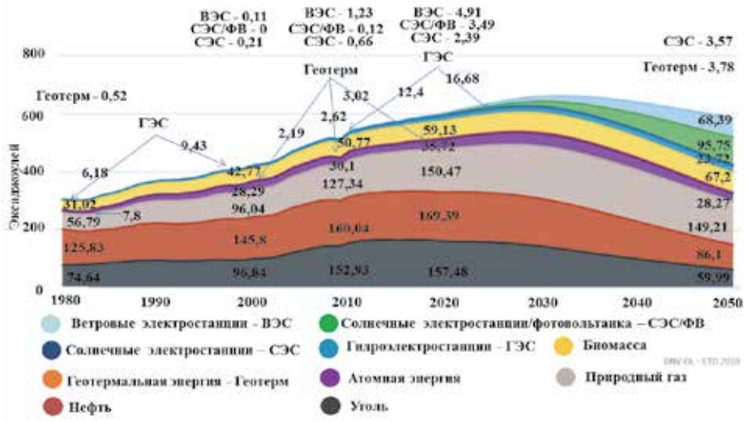
Продолжение быстрого роста мирового потребления нефти и газа в период до 2040 г. прогнозируется и Управлением энергетической информации США [9]. В его последнем IEO-2018 к 2040 г. глобальный спрос на нефть составит порядка 229 квадриллионов британских тепловых единиц (БТЕ), или 31% всего мирового энергопотребления, а природного газа – 182 квадриллиона БТЕ или почти 25% (рис. 4).

Оценки Секретариата ОПЕК (World Oil Outlook 2018) близки к оценкам базового сценария последнего прогноза МЭА. Они также исходят из того, что мировой рост спроса на нефть и природный газ в перспективе будет осуществляться замедляющимися темпами и составит в 2040 г., соответственно, 111,7 млн барр./сут., или 27,8% от мирового потребления первичных энергоресурсов, и 91,3 млн барр.н.э./сут., или 25,0% [10].

В прогнозах по устойчивому развитие выполнение Парижского соглашения безусловно

В прогнозе BP Energy Outlook 2019 рассматривается целый ряд сценариев: базовый – Сценарий эволюционного перехода (Evolving transition scenario) и альтернативные – Сценарий быстрого перехода, «Больше энергии», «Меньше углерода», «Меньше глобализации», «Запрет одноразовых пластиков», «Более значительные реформы» и др. Соответственно, спрос на нефть в этом прогнозе оценивается на уровне 2040 г., в зависимости от сценария от 80 млн барр./сут. (23% от глобального энергопотребления в Сценарии быстрого перехода) до 108 млн барр./сут. (27,2%) в базовом Сценарии эволюционного перехода, и до 130 млн барр./сут. в Сценарии «Больше энергии». Спрос на природный газ варьируется от 4343 млн т н.э. в Сценарии быстрого перехода (26%), до 4617 млн т н.э. в Сценарии эволюционного перехода (26%) [11].

Рис.5
Динамика мирового потребления первичных энергоресурсов при реализации концепции энергетического перехода (версия DNV GL)



Источник: [14].

В прогностических исследованиях, выполняемых аналитическими структурами, ориентирующимися на устойчивое развитие, безусловное исполнение целевых установок Парижского соглашения по климату и возобновляемые источники энергии, заложены существенно более высокие темпы перехода к мало- и безуглеродной энергетике – именно такие, которые и обеспечивают реализацию концепции энергетического перехода.

При этом многие эксперты, даже из среды идеологов и приверженцев энергетического перехода, уверены, что в среднесрочной перспективе в качестве альтернативного варианта – «переходного источника энергии» (bridging energy resource) – можно рассматривать вопрос увеличения использования природного газа, поскольку газ, несмотря на его углеводородную природу, является относительно «чистым» источником энергии[3] и позволяет найти оптимальное решение триединой задачи: удовлетворить растущий глобальный спрос на энергию и обеспечить сокращение выбросов как углекислого газа (климатическая задача), так и других вредных и загрязняющих атмосферу веществ (улучшение качества атмосферного воздуха).

Потребление углеводородов не рухнет в одночасье, еще долго нефть и газ сохранят ведущую роль в формировании мирового энергобаланса, но происходить это будет на фоне системного кризиса, в условиях неопределённости

Что касается более отдалённой перспективы, то подобную роль природный газ может играть только в сочетании с набором технологий, обеспечивающих улавливание, утилизацию и хранение/захоронение двуокиси углерода [13].

Так, в представленном компанией DNV GL 10 сентября 2018 г. в Лондоне прогностическом исследовании Energy Transition Outlook 2018. A global and regional forecast to 2050 [14] отмечается, что достижения в области энергоэффективности и использования ВИЭ позволяют предвидеть большие изменения и в объёмах глобального спроса на первичную энергию, и в её структуре. В частности, суммарное потребление первичных энергоресурсов достигнет своего пика (15 809 млн т н.э.) уже 2032 г., а конечное – в 2035 г. (11 224 млн т н.э.). К 2050 г. эти объёмы снизятся соответственно до 13 994 и 10 746 млн т н.э. При этом пик спроса на нефть (4 033 млн т н.э. или 91,2 млн.барр./сут.) будет достигнут уже в 2023 г., после чего потребление нефти начнёт снижаться и составит

[3] *См., напр., [12].*

в 2050 г. всего 2 052 млн т н.э. (46,4 млн барр./сут.). Тем самым доля нефти в глобальном потреблении первичных энергоресурсов составит всего 15%. Спрос на природный газ достигнет пика в 2034 г. (186 EJ в год), после чего начнёт постепенно снижаться. В результате доля газа в глобальном энергопотреблении, достигнув пика в 28% в середине 2030-х гг., снизится к 2050 г. до 25%. А суммарно на нефть, уголь и природный газ в 2050 г. будет приходиться только половина потребляемой человечеством энергии (рис. 5).

Ещё более амбициозные цели ставятся Агентством IRENA в вышедшей в 2018 г. работе «Преобразование глобальной энергетической системы: дорожная карта до 2050 г.» [3]: увеличение доли ВИЭ в суммарном потреблении первичных энергоресурсов к 2050 г. до 66% (в том числе в электрогенерации – до 85%) при снижении самого энергопотребления до уровня меньшего, чем был в 2015 г.[4] Соответственно снижаются и объёмы потребления нефти (примерно до 24 млн барр./сут.) и природного газа, пик спроса ожидается примерно в 2027 г. Тем не менее природный газ останется крупнейшим источником ископаемого топлива и в 2050 г.

В издании 2019 г. Агентство IRENA показывает среднегодовые объёмы потребления ископаемых видов топлива в 2016–2050 гг. Они таковы: нефти – всего 22 млн барр./сут. против 95 млн барр./сут. в 2010–2017 гг., природного газа – 2250 против 3752 млрд м³, и угля – 713 млн т в угольном эквиваленте против 5357 млн т, соответственно [15].

[4] *Без учёта энергоресурсов, расходуемых на нетопливные нужды.*

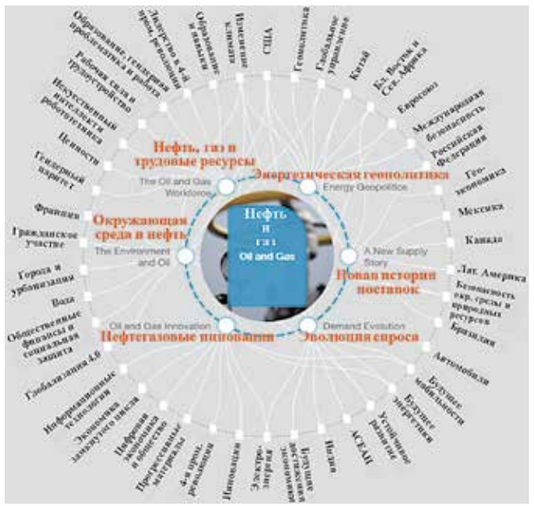


Рис.6. Взаимосвязи нефтегазовой отрасли в энергетики будущего

Источник: [16].

Существенно меняется в концепции энергетического перехода роль и сущность основных акторов нефтегазовой отрасли – нефтегазовых компаний. Глобальный энергетический переход ставит перед ними уникальные задачи, требуя от них по-новому адаптировать свои стратегии и основные направления деятельности исходя из всё более усложняющихся взаимосвязей отрасли с другими секторами экономики и социально-экономическим развитием в целом (рис. 6).

> Энергетический переход – это не только вызовы, но и новые возможности для газовой отрасли России

Таким образом, концепция энергетического перехода, накладывая существенные ограничения и создавая дополнительные риски для развития нефтяной отрасли, оставляет более широкие возможности для газовой промышленности.

Как уже было отмечено выше, потребление углеводородов не рухнет в одночасье и ещё достаточно долго, по крайней мере до 2035–2040 гг., нефть и природный газ сохранят свою роль в формировании мирового энергобаланса как одних из основных энергоресурсов. Но происходить это будет на фоне ожидающегося системного кризиса, который охватит как саму экономику и энергетику, так и политику, включая международные отношения, в условиях высокой степени неопределённости практически каждого составного элемента, из которых складывается общая картина энергетики будущего [17].

Следует также учитывать, что изменения в глобальном балансе между спросом и предложением на нефть и газ окажут существенное влияние как на будущий энергетический ландшафт и формирование всей энергетической карты мира, так и на геополитику в целом, что, в свою очередь, скажется на функционировании энергетических рынков. В частности, как отмечают эксперты ВЭФ, международные усилия по принятию политики, направленной на смягчение последствий использования ископаемых видов топлива, создают геополитические проблемы не только для богатых нефтью и газом стран, но и для развивающихся экономик, в которых спрос на энергию будет продолжать расти наряду с ростом индустриализации [16].

> Глобальный энергетический переход ставит перед компаниями уникальные задачи, требуя от них по-новому адаптировать свои стратегии и направления деятельности

В полной мере сказанное относится и к России, к её нефтегазовым компаниям, тем более что энергетический переход – это не только вызовы, но и новые возможности, особенно для газовой отрасли. Исследования, проведенные ИПНГ РАН, свидетельствуют, что в настоящее время Россия не имеет сдерживающих факторов в плане добычи газа со стороны ресурсно-сырьевой базы. Перспективные уровни производства будут определяться только потребностями основных энергетических и газовых рынков в Европе и странах АТР, а также внутренним спросом на газовое топливо. Поэтому, располагая уникальными по качеству ресурсами и возможностями, Россия вполне справедливо может претендовать на роль ведущей мировой газовой державы и крупнейшего экспортёра как трубопроводного, так и сжиженного газа, внося тем самым свой ощутимый вклад в решение глобальных проблем энергетического переходного периода.

Статья подготовлена по результатам работ, выполненных в рамках Программы государственных академий наук на 2013–2020 годы. Раздел 9 «Науки о Земле»; направления фундаментальных исследований: 131. «Геология месторождений углеводородного сырья, фундаментальные проблемы геологии и геохимии нефти и газа, научные основы формирования сырьевой базы традиционных и нетрадиционных источников углеводородного сырья» и 132 «Комплексное освоение и сохранение недр Земли, инновационные процессы разработки месторождений полезных ископаемых и глубокой переработки минерального сырья», в рамках государственного задания по темам «Фундаментальный базис инновационных технологий нефтяной и газовой промышленности», № АААА-А16-116031750016-3.

Литература

1. *Top 10 Emerging Technologies 2019. Insight Report. World Economic Forum, June 2019. – URL: http://www3.weforum.org/docs/WEF_Top_10_Emerging_Technologies_2019_Report.pdf*
2. *Future of Energy. Global Issue. Co-curated with: Massachusetts Institute of Technology. – URL: https://intelligence.weforum.org/topics/a1Gb0000003B0N 6EAI?tab=publications*
3. *Global Energy Transformation: A roadmap to 2050. International Renewable Energy Agency, 2018. 76 P. – URL: https://www.irena.org/publications/2018/Apr/Global-Energy-Transition-A-Roadmap-to-2050*
4. *Energy Technology Perspectives 2017. Catalysing Energy Technology Transformations. International Energy Agency, OECD / IEA, 2017. 443 p.*
5. *Сидорович В. Куда в энергетике ветер дует. – URL:https://www.vedomosti.ru/opinion/articles/2019/07/15/806611-kuda-v-energetike-veter-duet?utm_campaign=newspaper_16_7_2019&utm_medium=email&utm_source=vedomosti*
6. *Мастепанов А. М. Глобализация и устойчивое развитие – новые вызовы и новые возможности // Энергетическая политика. 2012, Вып. 3. С. 12–16.*
7. *Мастепанов А. М. Климат ориентированные сценарии в прогнозах Международного энергетического агентства // Экологический вестник России. 2017, № 6. С. 4–10.*
8. *World Energy Outlook 2018. OECD/IEA, 2018. 645/661 pages // Сайт IEA. – URL: https://webstore.iea.org/world-energy-outlook-2018*
9. *International Energy Outlook 2018 (IEO2018). Presentation// Сайт EIA. – URL: https://www.eia.gov/pressroom/presentations/capuano_07242018.pdf*
10. *Organization of the Petroleum Exporting Countries. 2018 OPEC World Oil Outlook. September 2018. 394/412 pages // Сайт OPEC. – URL: http://www.opec.org.*
11. *BP Energy Outlook 2019 edition. – URL: https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/energy-outlook/bp-energy-outlook-2019.pdf*
12. *2017 Future Consensus Forum /Сборник материалов к Форуму/. Future Consensus Institute, 2017–243 p.*
13. *Perspectives for the Energy Transition: Investment needs for a low-carbon energy system (OECD/IEA and IRENA 2017). 204 pages // Сайт IRENA. – URL: https://www.irena.org/publications/ 2017/Mar/Perspectives-for-the-energy-transition-Investment-needs-for-a-low-carbon-energy-system*
14. *Energy Transition Outlook 2018. A global and regional forecast to 2050. 324 pages // Сайт DNV GL. – URL: https://eto.dnvgl.com/2018/#Energy-Transition-Outlook-2018-*
15. *Global Energy Transformation: A roadmap to 2050 (2019 edition). International Renewable Energy Agency, 2019. 52 P. – URL: https://www.irena.org/publications/2019/Apr/Global-energy-transformation-A-roadmap-to-2050–2019Edition*
16. *Oil and Gas Industry. Co-curated with: James A. Baker III Institute for Public Policy, Rice University. – URL: https://intelligence.weforum.org/topics/a1Gb0000000LOnGEAW?tab=-publications*
17. *Мастепанов А. М. Нефть в перспективном мировом энергетическом балансе: на перепутье мнений и оценок // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. Научно-экономич. журнал. 2019, № 4 (172). С. 5–8.*

Д.В. ХОЛКИН, И.С. ЧАУСОВ
D.V. HOLKIN, I.S. CHAUSOV

УДК 004:621.311

ЦИФРОВИЗАЦИЯ КАК ПРЕДЧУВСТВИЕ:

ТЕХНОЭКОНОМИЧЕСКИЕ И ИНСТИТУЦИОНАЛЬНЫЕ АСПЕКТЫ ЦИФРОВОЙ ТРАНСФОРМАЦИИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

Дмитрий Владимирович ХОЛКИН –
директор Центра развития цифровой энергетики Фонда «ЦСР «Северо-Запад»,
e-mail: dvh@internetofenergy.ru

Аннотация. Рассмотрены техноэкономические и институциональные аспекты цифровой трансформации электроэнергетики. Предложена модель комплексных изменений сфер деятельности, позволяющих получить позитивный эффект от цифровизации.

Ключевые слова: цифровизация, трансакции, экономическая платформа, распределенная энергетика, промышленная революция, интернет энергии, новая институциональная экономика.

Введение

Цифровизация может иметь статус «революции», только если этот процесс снимает какое-то глобальное противоречие, решает принципиальные проблемы, назревшие в обществе. Сто лет назад в России стартовала электрификация, которую по степени своего преобразующего воздействия сравнивали с Октябрьской революцией [1]. Она была призвана преодолеть неравномерность географического распределения источников энергии, поддержать переход к обобществлению и интенсивному развитию национального хозяйства, сформировать предпосылки для создания человека свободного труда. А какие проблемы и как решает новая промышленная революция, одним из направлений которой является цифровизация?

Современный процесс перехода к новому технопромышленному укладу называют промышленной революцией (третьей или четвертой, по разным источникам), но описывается он обычно через инструментальные средства, а не через решаемые проблемы. Наиболее распространено следующее определение происходящей трансформации – *массовое внедрение киберфизических систем в производство и обслуживание человеческих потребностей, включая быт, труд и досуг.* При этом подчеркивается радикальность и масштабность предстоящих изменений, например, известный швейцарский экономист К. Шваб, основатель и бессменный президент World Economic Forum, отмечает: «Человечество стоит на краю новой технологической революции, которая кардинально изменит то, как мы живем и работаем, и относимся друг к другу. Подобного масштаба и сложности перемен человечеству еще никогда не доводилось испытывать. Конечно, сейчас невозможно предвидеть, как она будет разворачиваться, но уже сейчас очевидно, что она затронет все группы, слои и прослойки человечества, все профессии и т.д.» [2]. К сожалению, очень мало научных работ объясняют глубинные причины и фундаментальные принципы предстоящих перемен, особенно тех, что касаются трансформации форм социальных отношений, практик экономического разделения труда, являющихся главным содержанием каждой промышленной революции [3]. Но для того чтобы формировать успешные стратегии в меняющемся мире, необходимо лучше понимать суть трансформации, определить главные

DIGITALIZATION LIKE PROGNOSTICATION:

TECHNO-ECONOMIC AND INSTITUTIONAL ASPECTS OF ELECTRIC POWER INDUSTRY DIGITAL TRANSFORMATION

Igor S. CHAUSOV –
Lead Analyst of the Power Engineering Development Centre of CSR «North-West» Foundation,
e-mail: igorchausov@gmail.com

Abstract. Techno-economic and institutional aspects of electric power industry digital transformation are considered. A model of complex changes in the fields of activity is offered to obtain positive effect from digitalization.

Keywords: digitalization, transactions, economic platform, distributed energy, industrial revolution, Internet of Energy, new institutional economy.

ориентиры, научиться за множеством часто случайных деталей видеть главное направление движения.

Мы уже отмечали [4], что основным смыслом цифровой экономики и, как следствие, цифровой энергетики является снижение трансакционных издержек новых резко масштабирующихся и гибко изменяющихся экономических отношений. В случае с энергетикой речь идет о новых экономических отношениях, возникающих в связи с масштабным использованием ВИЭ, развитием распределенной энергетики, распространением новых кастомизированных сервисов для конечных пользователей. Наше утверждение заключается в том, что цифровая трансформация энергетики подразумевает качественные изменения не только в части физических и организационных технологий энергообмена, но также в части экономических отношений субъектов этого энергообмена и доминирующих форм общественного сознания. Более того, перемены в организации экономических отношений имеют первостепенное значение в современном технологическом переходе. Давайте подробнее рассмотрим это утверждение.

> Цифровизация может иметь статус «революции», если решает принципиальные проблемы общества

Основное противоречие современности

Общепринято, что наиболее радикальные технологические изменения происходят в трех областях: информации и управлении, новых материалах и системах производства, биомедицине [5]. Их революционный характер можно определить по тому, какое всеобъемлющее значение для сегодняшней жизни стал играть Интернет и реализованные на его основе сервисы, по появлению приложений искусственного интеллекта, массовому распространению новых типов изделий из композитных и сложных функциональных материалов, распространению практик ранней диагностики и лечения заболеваний. Несмотря на стремительное развитие технологической стороны нашей жизни, социально-экономические отношения и гуманитарное знание об этих отношениях не развивается. Мы живем при социальных, экономических и государственных институтах капитализма, сформировавшихся в конце Нового времени с незначительными модификациями, внесенными в середине XX века.

Современные технологии существенно повысили полезное действие производственных систем и эффективность управления, создали условия для интенсификации экономических отношений на основе всепронизывающей информации, но за счет того, что эти изменения произошли в старом типе общественного устройства, они лишь усугубили присущие ему проблемы. Они порождают в современном мире опасные тенденции и феномены от углубляющегося расслоения человечества на очень богатых и предельно бедных до тотального контроля и социального рейтингования людей силами государства и проявлений намеренной «дикости» фундаменталистских движений, призывающих вернуть общественные отношения к «золотому» веку традиционных обществ.

Главное – набирающий силу новый технологический пакет не приводит к новому витку, перезапуску экономического роста в мире. Более того, в последние десятилетия мировая экономика не может выйти из зоны финансово-экономических кризисов и обострения геополитических конфликтов, что сигнализирует о накопленных проблемах, требующих разрешения. Экономический рост сдерживается тем, что значительная часть территорий и населения планеты – экономических «неудобий» – полноценно не включена в мировую экономику [6]. Капитал, необходимый для развития этих территорий и интеграции их жителей в мировую экономику, роста уровня их жизни, не приходит туда. Интересно, что не приходит капитал зачастую и в реновацию в развитых экономиках – в старые города и отрасли, находящиеся в стагнации [7].

> Набирающий силу новый технологический пакет не приводит к перезапуску экономического роста в мире, более того, в последние десятилетия мировая экономика не может выйти из зоны финансово-экономических кризисов

Но ведь именно освоение новых или переосвоение неразвивающихся территорий раскрывает их потенциал (пространство, ресурсы, энергию людей), создает новый спрос и драйверы роста экономики, интенсифицирует обмен и торговлю. В конечном счете, питает рост мировой экономики и дает ей возможность структурно усложняться. Однако раскрыть этот потенциал без рыночных институтов капитала, денег и права в современных условиях невозможно.

Почему капитал неохотно идет или вообще не приходит в проекты развития? Это объясняется двумя причинами.

1. Развитие – слишком неопределенная и рискованная для капитала зона. Конкуренцию за капитал выигрывают менее рискованные и быстрые проекты создания и воспроизводства производительных сил уже сложившихся мест и форм хозяйствования.
2. Проект развития в современной экономике обременен трансакциями с большими издержками, что приводит к высокой стоимости капитала.

В проектах развития или неопределенность и риски, или трансакционные издержки слишком высоки. Но именно эти факторы цифровизация призвана и может существенно снизить! Таким образом, дисбаланс революционных темпов развития производственных сил – материальных технологий – и застоя экономических отношений и есть основное противоречие современности. Анализ природы и способов снятия этого противоречия опирается на понятия и методы, разработанные в рамках политэкономии К. Маркса, новой институциональной экономической теории и техноэкономики.

> Развитие – слишком неопределенная и рискованная для капитала зона

Присвоение социальной сущности

«В гегелевской философии постулируется триада: социальное бытие – совокупность присвоенных и освоенных природных сил, социальная сущность человека – совокупность связей в процессе совместного присвоения этих сил, и социальное понятие – совокупность смыслов, обеспечивающих совместную деятельность. Отсюда в «Рукописях 1844 года» К. Маркса представление о развитии как о последовательном присвоении-освоении человеческой популяцией собственного бытия (производительных сил), затем – сущности (производственных отношений) и наконец – понятия (надстройки)» [8].

Производительные силы были принципиально освоены человечеством по мере появления капитала – механизма расширенного воспроизводства всего общественного обихода. «Но до сих пор производственные отношения складывались исторически и контролировались «невидимыми руками» социальной связности, которые то направляют производительные силы с удивительной целесообразностью, то пускают их вразнос. Новый этап развития – формирование «царства осознанной необходимости» – последовательное вытаскивание производительных сил из оболочек общественных связей, их снятие (Aufheben). Предметом сознательных преобразований становятся теперь не производительные силы, а отчужденные связи социальных агентов, их совокупность, называемая институтами собственности. Таким образом, отбросив политическую конъюнктуру на основе теории Маркса, изучаемого во всем мире как классика экономики и социологии, можно говорить о начале эпохи преодоления самоотчуждения, снятия с производительных сил оболочек институтов рынка (собственности), их замена сознательно конструируемыми социальными машинами» [8].

Техноэкономика

Этот процесс еще называют «упразднением самоотчуждения человека», «присвоением им собственной сущности», поскольку человек перестает быть винтиком в неконтролируемых человеком социальных институтах, он может вступать в общественные отношения без посредничества предписанных социальных ролей, норм и процедур. Выдающийся советский философ Э. Ильенков во второй половине прошлого века в горячем споре с кибернетиками говорил о подобной постановке вопроса: «Речь должна идти не о том, чтобы сотворить машину, которая была бы умнее, сильнее и совершенней человека, а о том, чтобы самого живого человека снова сделать умнее и сильнее всего того созданного им мира машин, который вышел из-под его контроля и поработил его, чтобы превратить человека из сырья и средства технического прогресса, из детали «производства ради производства» в высшую цель этого производства, в самоцель, а социальную машину опять поставить на место – на роль средства и органа человеческой разумной воли» [9].

> Несмотря на стремительное развитие технологической стороны нашей жизни, социально-экономические отношения и гуманитарное знание об этих отношениях не развиваются

Представляется, что формирующийся технологический пакет – цифровые финансовые технологии, управление большими данными, интеллектуальное управление, интернет вещей – создают практические предпосылки для конструирования социальных машин и замещения ими «невидимых рук рынка».

От марксистской теории можно было бы отмахнуться как от устаревшей концепции, не прошедшей испытания временем, если бы не целая плеяда американских экономистов, сформировавших в течение XX в. теоретический фундамент неоинституциализма, – Р. Коуз, Д. Коммонс, О. Уильямсон, Д. Бьюкенен, Д. Норт. Эти авторитетные ученые взяли на себя труд методично, с привлечением математического аппарата и полевых исследований, разработать, фактически, теорию «упразднения собственности» и трансформации институтов экономических отношений.

Атомарная единица экономических отношений называется «трансакцией». По Коммонсу, это акт коллективного взаимодействия, который сам по себе непроизводителен (не является ни производством, ни распределением, ни обменом), который предшествует производительному акту, сопутствует или завершает его, и без которого сам производительный акт невозможен или недействителен [10]. Проблемой, не замечаемой классической экономической теорией, является то, что существуют издержки рыночных трансакций, то есть «издержки сбора и обработки информации, издержки проведения переговоров и принятия решения, издержки контроля и юридической защиты выполнения контракта» [11].

Коуз показал, что трансакции могут быть предметом специальной конструкторской деятельности. Для этого надо выявить в рамках некоторой сферы деятельности все трансакции и оценить их издержки. Далее совместно с другими участниками трансакций разработать проект снятия части издержек. Если затраты проекта существенно меньше объема снимаемых издержек, то реализация проекта целесообразна для предпринимателя и общества [11].

Российский философ С. Чернышев так интерпретирует неоинституциональную теорию для современной ситуации: «Что означает снижение либо снятие трансакций на практике? Их технологизацию – частичную или полную замену машиной-платформой. За каждой трансакцией стоят посредники, которые вклиниваются между участниками производительного акта, тем самым обременяя его затратами на свои действия. Между пешеходом, нуждающимся в транспортной услуге, и водителем, желающим продать свой труд, раньше вклинивались таксопарки, диспетчера, службы вызова, организаторы стоянок и т.д., в результате услуги такси были дорогостоящими и в большинстве мест труднодоступными. Теперь большую часть посредников вытеснила платформа Uber, соединяя везущего и везомого напрямую» [8].

Советский период истории России показал, что частная собственность неистребима негативными способами – путем насилия над личностью, экспроприаций и запретов. «Но она легко и естественно снимается (устраняется) позитивно. Путем добровольного взаимного доступа к активам две частные собственности растворяются в одной разделяемой-объединяющей (shared), взаимной, и далее, шаг за шагом – все более коллективной, общественной собственности» [12]. А превратившись однажды в общечеловеческую, она на этом рубеже перестанет быть собой, станет второй природой для человеческой цивилизации.

Переводя в практическую плоскость новую институциональную экономическую теорию, С. Чернышев вводит новое понятие – «техноэкономика»: «Появляется качественно новый способ хозяйственной деятельности – техноэкономика, суть которой состоит в последовательном исследовании и снятии трансакций наличной рыночной экономики (в перспективе – социальных процессов вообще) путем передачи их функций экономическим платформам. Техноэкономика представляет собой социальную инженерию: последовательную технологизацию в первую очередь институтов обмена, а не производственных либо управленческих процессов, вытеснение из этой сферы посредников – кредитных, эмиссионных, правоустанавливающих организаций – и их замену экономическими цифровыми платформами. С точки зрения предмета деятельности – это работа с активами во взаимном доступе (Sharing). С точки зрения субъекта – группа проектных соинвесторов (Impact-investing). С точки зрения объекта – система отношений собственности, фиксируемая в распределенных реестрах (Blockchain)» [13].

> Новую цифровую позволит обеспечить интеграция систем бесперебойности и устойчивости, систем межмашинного взаимодействия и интеллектуального управления

Как все эти теории помогут снять основное противоречие и обеспечить запуск нового экономического роста?

От техноэкономики к технологиям

С. Чернышев поясняет: «Производительность любой человеческой деятельности в конечном счете сводится к тому, что общество присваивает силы и вещества природы, которые, будучи соединены определенным способом, и производят нужную обществу работу. Интегральный акт обмена производителен в том смысле, что позволяет обменять продукты и услуги узкоспециализированной (и в силу этого более эффективной) деятельности субъекта современного бизнеса на полную совокупность «чужих» продуктов и услуг, необходимую для расширенного воспроизводства этой его деятельности, включая воспроизводство ее субъекта не только как бизнесмена, но и как человеческого существа и полноценного члена общества. В современном высокоспециализированном обществе такой акт обмена при эмпирическом рассмотрении рассыпается на необозримое множество актов покупки-продажи: участник акта обмена, строго говоря, обменивается своим товаром и услугой практически со всем обществом. Поскольку прямые обмены мыслимы лишь умозрительно, на помощь приходят институты рынка, в том числе институты капитала, значимые при создании и воспроизводстве производительных сил» [14].

> Цифровая энергетика, не просто новый технологический пакет, модернизирующий энергетику без изменения ее устройства, а сплав новых технологий, новых моделей взаимодействия и новых форм сознания

Напомним, что проблемой ограничения экономического роста является то, что капитал не приходит в проекты развития экономических неудобий. При запуске любого бизнес-проекта нужен стартовый капитал для приобретения некоторых активов – ресурсов, технологий, компетенций, – которые часто принадлежат различным субъектам. Для организации соответствующих трансакций, как правило, задействуются агенты рыночных институтов – банки, фонды, суды, адвокаты, страховые агентства и т.д. Как уже упоминалось выше, проекты развития реализуются в условиях больших рисков, информационной неопределенности, они сопровождаются высокими трансакционными издержками. И это объяснимо, ведь нельзя быть априори уверенным в производственных компетенциях инициаторов проекта, достоверности и реализуемости предлагаемой бизнес-модели, согласованности ценностных оснований всех участников проекта и потребителей, позволяющей им одинаково понимать ситуацию и договариваться. Чем больше рисков и неопределенности, тем выше стоимость капитала и трансакционных издержек.

Теперь представим себе, что все эти предпосылки неверны. Производственные технологии настолько автоматизированы, что обеспечивают гарантированную продуктивность. Модель экономических отношений описана на языке самоисполняемых смарт-контрактов, принятых всеми участниками взаимодействий, что обеспечивает гарантированную ее реализуемость. Вместо ценностей неэквивалентного обмена, характерных для современного общества потребления, активизированы более широкие ценностные основания развития и проектного действия, ориентированного на справедливое вознаграждение всех участников проекта на базе полученного экономического роста. В этих условиях многие трансакционные издержки становятся ненужными, потребность в капитале и его стоимость снижаются (см. таблицу).

Наше утверждение состоит в том, что технологии четвертой промышленной революции и специально конструируемые на базе цифровых экономических платформ модели экономических отношений позволяют решить задачу снижения непроизводительных трансакционных издержек, реализовать как эффективные и вполне конкурентоспособные экономические модели развития без неэквивалентного обмена. А значит – это поможет решить глобальную проблему нового экономического роста. Цифровизация, построенная подобным образом, приобретает реально революционное значение, придает позитивный смысл кардинальной трансформации уклада для общества, потенциально для каждого человека.

Модель смены уклада экономических взаимоотношений

Категория	Старый уклад	Новый уклад
Формы сознания (надстройка)	Ценности роста и неэквивалентного обмена	Ценности развития и проектного действия
Формы общения (производственные отношения)	Институты рынка, организованные на основе деятельности специализированных агентов (посредников)	Цифровые экономические платформы (трансакционные платформы)
Формы производства (производительные силы)	Производственные системы, существенным образом включающие в себя труд людей	Киберфизические производственные системы на базе IoT, AI, BigData

Новые практики цифровой энергетики

Для процесса цифровизации в энергетике справедливы все умозаключения, представленные выше. Цифровая энергетика, таким образом, не просто новый технологический пакет, модернизирующий энергетику без изменения ее устройства, а сплав новых технологий, новых моделей взаимодействия субъектов экономической деятельности в энергетике и новых форм сознания, возможных в силу этих новых технологий. А есть ли уже образцы новых бизнес-практик цифровой энергетики, демонстрирующие наш подход в реальности?

Примеры такого рода практик появляются все чаще, а сами практики становятся все более распространенными. К ним относятся, например, «виртуальные электростанции», типа развернутых в Австралии: оператор системы бесплатно устанавливает в домохозяйства солнечные панели с накопителями энергии и дает скидку на плату за электроснабжение в обмен на право пользования новым активом, в том числе продажи избытков электроэнергии на оптовом рынке и оказания услуг управления спросом и регулирования частоты для местной энергосистемы [15]. Другой яркий пример – сервис по предоставлению в аренду или лизинг зарядок для электромобилей частным пользователям, которые при этом подключаются к системе шэринга этих зарядок и могут зарабатывать деньги, заряжая электромобили других владельцев. Доход от оказания услуги по зарядке делится между пользователем и компанией-оператором [16].

Подробнее рассмотрим пример создания цифровой энергетической коммуны во Франции. В деревне Премиан осуществляется пилотный проект [17] коллективного потребления солнечной энергии, расчеты в рамках которого осуществляются на базе технологии распределенного реестра (рис. 1). На здании муниципалитета установлены солнечные батареи мощностью 28 кВт, которые снабжает электричеством небольшую энергетическую коммуну: школьное здание, почтовое отделение, муниципальную мастерскую, культурный центр, жилой дом и пекарню. Электричество передается по местным распределительным сетям.

Данные о производстве и потреблении электроэнергии записываются на блокчейн-платформе, разработанной компанией Sunchain. Согласно ее заявлению, решение не предусматривает создание токенов, не связано с процессом майнинга или криптовалютой и основано на открытой платформе HyperLedger, которая разработана и поддерживается международным консорциумом IBM, Intel и Fujitsu. Архитектура решения, специально созданная для работы с возобновляемыми источниками энергии, отличается крайне низким потреблением электроэнергии.

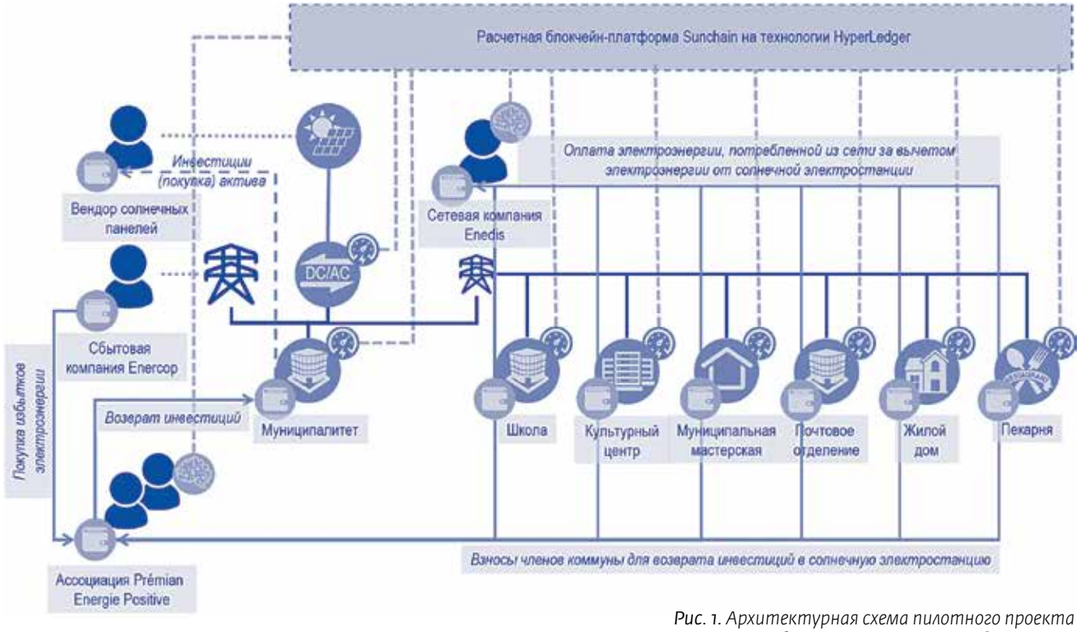


Рис. 1. Архитектурная схема пилотного проекта коллективного потребления электроэнергии в д. Премиан

Но самое интересное в проекте – экономическая модель, выбор которой обусловлен частично юридическими особенностями регулирования в электроэнергетике Франции. Муниципалитет инвестировал в проект 52 тыс. евро, и предоставляет солнечную электроэнергию членам сообщества не по тарифу, а при условии оплаты членских взносов в специально созданную ассоциацию Prémian Energie Positive, которая обеспечивает возврат вложенных средств муниципалитету. Избыточное электричество, не потребленное участниками сообщества, продается местной сбытовой компании Enercoop по цене 4 евроцента/кВт·ч.

Данные о производстве и потреблении энергии собираются с «умных» счетчиков и вводятся в распределенный реестр. Программа на его основе обеспечивает пропорциональное потребностям и справедливое динамическое распределение энергии между различными потребителями, а данные об учете потребления передаются оператору распределительных сетей Enedis через защищенный интерфейс. Enedis, в свою очередь, взимает с потребителей плату за потребление из сети уже за вычетом солнечной энергии, полученной потребителями в рамках их энергетического сообщества.

В приведенном примере легко обнаруживаются все три составляющие нашей модели. На смену неэквивалентному обмену в виде получения прибыли энергоснабжающей организацией приходит отвечающая проектному сознанию ценность коллективного электроснабжения как общественного блага. На смену институтам капитала – банкам и частным инвесторам – приходит трансакционная блокчейн-платформа, которая позволяет выстроить все необходимое разнообразие экономических (финансовых и договорных) отношений. Эта платформа позволяет с минимальными трансакционными издержками конституировать местное сообщество – коммуну – в виде своего рода проектной ассоциации, которая осуществляет сбор средств для возврата первоначальных вложений в солнечную электростанцию. Важно отметить, что эти вложения были осуществлены фактически на налоговые средства самих членов коммуны, которые они когда-то заплатили в муниципальный бюджет. Эта же платформа обеспечивает возможность справедливого расчета обязательств перед внешним рынком – сбытовой компанией, покупающей уходящие в сеть излишки электроэнергии, и сетевой компанией, получающей плату за потребленную из сети – извне коммуны – электроэнергию. Наконец, на смену традиционной аналоговой системе энергоснабжения приходит практически полностью необслуживаемая технология солнечных панелей и интеллектуального (роботизированного) управления распределением электроэнергии.

Новая архитектура цифровой энергетики

Какой же должна быть архитектура электроэнергетической системы, которая будет соответствовать

требованиям и обладать необходимыми качествами в контексте четвертой промышленной революции? На наш взгляд, эти качества позволит обеспечить архитектура интернета энергии, основанная на интеграции систем обеспечения бесперебойности и устойчивости, систем межмашинного взаимодействия и интеллектуального управления и систем трансакционного взаимодействия. Этот архитектурный подход основан на идее поддержки энергетических трансакций между энергетическими ячейками (объектами распределенной энергетики, просьюмерами и потребителями), включающих в себя согласованные физические, информационные и финансовые взаимодействия (рис. 2).

Каждая обеспечивающая система интернета энергии решает свою задачу в рамках реализации энергетической трансакции.

1. Трансакционная система (Transactive Energy) обеспечивает возможность за счет современных финансовых технологий реализовывать любые модели социально-экономического взаимодействия без посредников и сложного набора обслуживающих, обеспечивающих и контролирующих институтов – банков, клиринговых агентств, аудиторских контор и т.д. Это – основа для снятия сложившихся ограничений институтов рынка.

2. Система межмашинного взаимодействия и интеллектуального управления (Internet of Things) позволяет реализовать максимально высокую роботизацию и эффективность использования энергетических мощностей, распределения и бесшовную интеграцию распределенных источников энергии в контуры рыночного и технологического управления. Это – основа для снятия ограничений производительности труда.

3. Система обеспечения бесперебойности электроснабжения и поддержания устойчивости работы энергосистем (Neural Grid) позволяет интегрировать в энергосистему практически любой набор распределенных источников энергии и поддержать работоспособность практически любой конфигурации энергосистемы. Это – основа свободы от ресурсных ограничений энергетики.

Подобный архитектурный подход разрабатывается консорциумами в США, Европе, Японии. В России разработка архитектуры интернета энергии IDEA (IDEA – Internet of Distributed Energy Architecture) реализуется в рамках программы по направлению «Энерджинет» Национальной технологической инициативы [18].

Выводы

Обобщая основные идеи статьи, можно отметить следующее.

1. Барьеры мирового экономического роста детерминированы противоречиями, сложившимися в недрах современного уклада. Новые производительные силы, возникающие в результате четвертой промышленной революции, приходят в противоречие с устаревшими производственными отношениями. Наиболее ярко это проявляется в том, что в активную экономическую деятельность не вовлекаются «неудобия», являющиеся потенциально новыми центрами экономического богатства.

2. Институты рынка, приходя в экономические «неудобия», порождают значительные трансакционные издержки, что относит проекты развития «неудобий» к малопривлекательным. Но риски и информационная неопределенность, традиционно отрабатываемые агентами (посредниками) институтов капитала, денег, права, и соответствующие им трансакционные издержки могут быть значительно снижены новыми технологиями, такими как распределенные реестры, большие данные, интернет вещей и искусственный интеллект. Переход к этим новым технологиям с одновременным замещением институциональных трансакций цифровыми экономическими платформами и формированием ценностей проектного сознания позволит создать полноценные решения для экономического роста «неудобий». В этом состоит основной смысл цифровой экономики!

3. Это справедливо и для цифровой энергетики. Развитие технологий производства электрической энергии на основе Солнца и ветра, а также других местных источников энергии, систем накопления, регулирования нагрузки, интеллектуального управления режимами и состоянием, цифрового моделирования, подкрепленное новыми экономическими отношениями на основе цифровых экономических платформ и формами проектного сознания – все это создает основу для прихода энергетики в проекты хозяйственного освоения новых пространств, неоиндустриализации и современной урбанизации.

Цифровизация – это не новое слово для старых практик, это не новая мода, о которой только говорят, это предчувствие нового мира – современных технологий, гибких, более человечных экономических отношений, ценностей и смыслов совместного развития всего человечества.

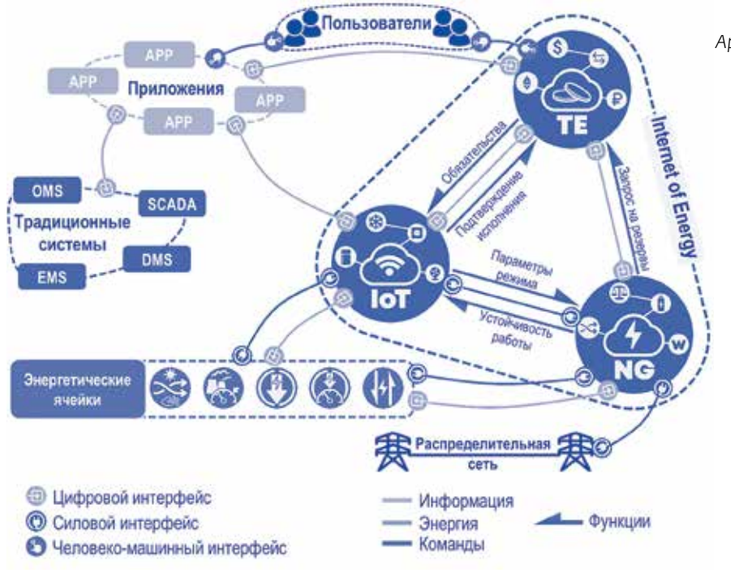


Рис. 2.
Архитектурная схема интернета энергии

Литература

1. *Платонов А.П. Электрификация (общие понятия). URL: http://platonov-ap.ru/publ/elektrifikaciya/*
2. *Шваб К. Четвертая промышленная революция. Эксмо, 2016.*
3. *Щедровицкий П.Г. Три индустриализации России.*
4. *Холкин Д.В., Чаусов И.С. Цифровой переход в энергетике России: в поисках смысла // Энергетическая политика, 2018, вып. 5.*
5. *Оганов А. Десять самых актуальных научных направлений. URL: https://snob.ru/selected/entry/4410; K. Loria. Scientists are on the cusp of these 15 discoveries that will transform the world / Business insider. Source: https://www.businessinsider.com/15-scientific-fields-ready-for-world-transforming-breakthroughs-2015–7*
6. *Бадалян Л.Г., Криворотов В.Ф. История, кризисы, перспективы: Новый взгляд на прошлое и будущее. М.: Либроком, 2012.*
7. *Цзин А. Гриб на краю света. О жизни на руинах капитализма. Ад Маргинем, 2017.*
8. *Маркс К. Экономическо-философские рукописи 1844 года и другие ранние философские работы. Академический проект, 2010.*
9. *Ильенков Э.В., Давыдов В.В. Машина и человек, кибернетика и философия. URL: http://caute.ru/ilyenkov/texts/machomo.html*
10. *Коммонс Дж. Институциональная экономика. 1931. URL: http://ecsocman.hse.ru/data/505/883/1219/journal5.4–8.pdf*
11. *Коуз Р. Природа фирмы. Москва: Дело, 2001.*
12. *Чернышев С.Б.. Классовая борьба роботов. URL: https://ipe-lab.com/publication/310/*
13. *Чернышев С.Б. Лес невидимых рук. URL: https://ipe-lab.com/publication/292/*
14. *Чернышев С.Б. Действительное техноэкономическое действие. URL: https://ipe-lab.com/publication/332/*
15. *Bloomberg New Energy Finance. Tesla Australian virtual power plant cheaper than U.S. PV. URL: https://about.bnef.com/blog/tesla-australian-virtual-power-plant-cheaper-u-s-pv/*
16. *Проект Share & Charge. URL: https://shareandcharge.com/en/*
17. *E. Bellini. Blockchain system prepares morning croissants under a six-building self-consumption project in France. 2019. URL: https://www.pv-magazine.com/2019/01/10/blockchain-system-prepares-morning-croissants-under-a-six-building-self-consumption-project-in-france/*
18. *Архитектура Интернета энергии. Фонд «ЦСР «Северо-Запад». URL: https://idea-go.tech/IDEA-whitepaper-ru.pdf*

С.П. ФИЛИППОВ
S.P. FILIPPOV

УДК 621.315

ОСВОЕНИЕ УЛЬТРАВЫСОКОГО НАПРЯЖЕНИЯ – КАК ОСНОВА ДЛЯ ГЛОБАЛИЗАЦИИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Сергей Петрович ФИЛИППОВ – директор Института энергетических исследований (ИНЭИ) РАН, академик РАН, д.т.н.,
e-mail: fil_sp@mail.ru

Аннотация. Обобщен опыт освоения сверх- и ультравысокого напряжения в СССР, Китае и других странах мира. Показано, что технологическое лидерство в данной области перешло к Китаю. Рассмотрены перспективы дальнейшего развития технологий передачи электроэнергии на дальние расстояния. Сделан вывод о том, что в основном создана технологическая основа для формирования глобальной электроэнергетической системы.

Ключевые слова: электроэнергия, электропередача, переменный ток, постоянный ток, сверхвысокое напряжение, ультравысокое напряжение, глобализация электроснабжения, глобальная электроэнергетическая система.

Введение

Формирование систем централизованного электроснабжения стало одним из важнейших результатов технологического развития энергетики в индустриальный период [1]. Их создание было обусловлено прежде всего концентрацией производства электроэнергии на крупных электростанциях (тепловых, атомных, гидравлических), расположенных вдали от центров энергопотребления. Сооружение таких электростанций было вызвано процессом укрупнения энергетического оборудования, в основе которого лежали экономические соображения. Единичная электрическая мощность энергоблоков тепловых и атомных электростанций достигла 1200–1500 МВт. В России была создана одна из крупнейших в мире Единая электроэнергетическая система страны (ЕЭС России), общая установленная мощность электростанций в которой на начало 2019 г. достигла 243,2 ГВт. Доля крупных электростанций (мощностью 1 ГВт и более) составляет в ней 63,7% в установленной мощности и 74,7% в производстве электроэнергии.

> Переход на более высокое напряжение ведет к экономии примерно 15% капитальных затрат на каждую единицу передаваемой мощности

Переход экономики и общества в постиндустриальную фазу своего развития под воздействием новой технологической революции, по всей видимости, будет сопровождаться децентрализацией энергопотребления и смещением структуры спроса на энергию в сторону роста доли электроэнергии [2, 3]. Это, в свою очередь, в совокупности с освоением повсеместно доступных возобновляемых источников энергии (ВИЭ), будет благоприятствовать развитию распределенной генерации.

В то же время имеются факторы, которые не только оставляют востребованными сложившиеся системы централизованного электроснабжения, но и могут потребовать их дальнейшего развития [4, 5]. В их числе можно отметить, во-первых, продолжение процессов урбанизации с быстрым ростом населения в мегаполисах, что ведет к концентрации электрических нагрузок в городах, во-вторых, сохранение в значительных объемах крупной промышленности и, в-третьих, освоение огромных высококачественных ресурсов ВИЭ в отдаленных районах (пустыни, побережья северных и дальневосточных морей и т.д.). Причем роль последнего фактора неуклонно возрастает по мере совершенствования технологий электрогенерации на базе ВИЭ. Все это формирует спрос на технологии передачи электроэнергии на дальние расстояния и создает экономически привлекательные условия для глобализации электроснабжения на их основе. В таком случае электроэнергия получает шанс стать новым глобальным энергетическим продуктом и при определенных условиях занять нынешнее место нефти. Реальностью станет формирование глобального рынка электроэнергии. Ключевой технологией для создания глобальной электроэнергетической сети, видимо, станет передача электроэнергии постоянным током на ультравысоком напряжении (УВН).

Передача электроэнергии на ультравысоком напряжении

В международной практике к системообразующим сетям ультравысокого напряжения (ultra high voltage, UHV) относят линии электропередачи (ЛЭП) переменного тока напряжением 1000 кВ и выше и ЛЭП постоянного тока напряжением ±800 кВ и выше. Напряжение переменного тока от 330 до 1000 кВ и постоянного тока от ±400 до ±800 кВ считается сверхвысоким (extra high voltage, EHV). Более низкие уровни напряжения вплоть до 35 кВ относятся к классу высокого напряжения (high voltage, HV) [6]. Некоторые страны отступают от этой классификации.

ЛЭП переменного тока напряжением 500 кВ позволяют передавать около 1 ГВт электрической мощности. Их оптимальная протяженность по техническим и экономическим причинам не превышает 500 км. При повышении напряжения до 1000 кВт предава-

Sergey P. FILIPPOV – Director of the Energy Research Institute of the Russian Academy of Sciences (ERI RAS), Academician of the RAS, Doctor of Engineering,
e-mail: fil_sp@mail.ru

MASTERING ULTRA-HIGH VOLTAGE AS – THE BASIS FOR GLOBALIZATION OF ELECTRICITY SUPPLY

Abstract. The experience of development of extra- and ultra-high voltage in the Soviet Union, China and other countries around the world was summarized. It is shown that the technological leadership in this field has moved to China. The prospects of further development of technologies for the transmission of electricity over long distances are considered. It is concluded that the technological foundation for the formation of the global power system is basically created.

Keywords: electricity, electricity transmission, alternating current, direct current, super-high voltage, ultra-high voltage, globalization of electricity supply, global power system.

емая мощность увеличивается до 4–5 ГВт, а протяженность – до 1000–1500 км. У ЛЭП постоянного тока возможности выше. Посредством ЛЭП на напряжении ±500 кВ можно передать около 3 ГВт электрической мощности на расстояние около 1000 км, ЛЭП ±800 кВ – уже 6–9 ГВт на 2000–3000 км, а ЛЭП ±1100 кВ – вообще 12–15 ГВт на 5000–6000 км [7].

Ожидается, что переход на напряжение ±1100 кВ позволит снизить стоимость сооружения ЛЭП (на единицу передаваемой мощности), как это произошло при переходе с напряжения ±500 кВ на ±800 кВ. Тогда стоимость строительства ЛЭП снизилась на 28%.

Электроэнергия получает шанс стать новым глобальным энергопродуктом и при определенных условиях занять нынешнее место нефти. Реальностью станет формирование глобального рынка электроэнергии

По оценке китайских специалистов, в настоящее время сооружение в Китае линейной части ЛЭП постоянного тока ±800 кВ обходится в среднем 5,88 млн юаней/км (около 880 тыс. долл./км) и каждой преобразовательной подстанции – в 7 млрд юаней (1,05 млрд долл.) Для ЛЭП ±1100 кВ затраты в линейную часть составляют 7,6 млн юаней/км (около 1140 тыс. долл./км) и в каждую преобразовательную подстанцию – 9 млрд юаней (1,35 млрд долл.). Тогда при длине линии 2000 км и передаваемой мощности 6 ГВт по ЛЭП ±800 кВ и 12 ГВт по ЛЭП ±1100 кВ удельные капиталовложения в данные ЛЭП составят соответственно 477 и 415 долл./кВт, то есть переход на более высокое напряжение ведет к экономии примерно 15% капитальных затрат на каждую единицу передаваемой мощности.

Основным назначением ЛЭП постоянного тока на УВН является передача больших объемов электроэнергии на дальние расстояния, а ЛЭП переменного тока на УВН – распределение полученной электроэнергии на большой площади. ЛЭП постоянного тока с напряжением ±800 кВ позволяют организовать трансрегиональные и трансграничные электрические связи, а ЛЭП с напряжением ±1100 кВ могут использоваться для создания континентальных и трансконтинентальных связей. ЛЭП ±1100 кВ по удельным энергопотерям (4–5% от передаваемой мощности) близки к сверхпроводящим линиям, но, видимо, намного дешевле [6]. Освоение в будущем напряжения ±1500 кВ и создание новых токопроводящих материалов со сверхнизким удельным электрическим сопротивлением вообще, видимо, решают все практически значимые проблемы с дальней передачей больших электрических мощностей. Тогда потребность в разработке для этих целей сверхпроводящих ЛЭП становится неочевидной.

Освоение ультравысокого напряжения в СССР

Следует отметить, что еще относительно недавно в числе мировых лидеров по разработке электротехнического оборудования на сверх- и ультравысокое напряжение был СССР [8, 9]. В стране в 1956 г. была введена в эксплуатацию ЛЭП переменного тока Куйбышевская ГЭС – Москва напряжением 400 кВ и протяженностью 815 км, которая в 1959 г. впервые в мире была переведена на напряжение 500 кВ. В 1961 г. завершилось сооружение второй длинной ЛЭП-500 кВ Сталинградская ГЭС – Москва. Уже к середине 1960-х годов общая протяженность ЛЭП-500 в стране превысила 8 тыс. км. В 1967 г. была введена в строй тестовая ЛЭП переменного тока напряжением 750 кВ Конаково – Москва длиной 87,7 км. В 1975 г. была сдана в промышленную эксплуатацию ЛЭП 750 кВ Ленинград – Конаково протяженностью 525 км. После чего началось их практическое применение, в основном для целей выдачи мощности крупных атомных электростанций. Тем не менее в России системообразующие функции и межсистемные связи до сих пор выполняют преимущественно ЛЭП 500 кВ. Их суммарная протяженность превышает 40 тыс. км (в одноцепном исполнении), тогда как протяженность ЛЭП 750 кВ составляет около 4 тыс. км.

Только развал СССР не позволил решить технические проблемы ЛЭП ультравысокого напряжения и лишил страну лидерства в этой области

В 1977 г. было принято правительственное решение о сооружении уникальной ЛЭП переменного тока на напряжение 1150 кВ Сибирь – Казахстан – Урал (от Итата через Экибастуз до Челябинска) протяженностью 2344 км. Это была первая в мире ЛЭП УВН. К 1991 г. было завершено строительство основной части ЛЭП (от Барнаула до Челябинска), а к 1998 г. – оставшейся части (от Барнаула до Итата). Правда, на проектном напряжении 1150 кВ работали только участки Экибастуз – Кокчетав (с 1985 г.) и Кокчетав – Кустанай (с 1988 г.). При этом была обеспечена выдача мощности до 5,5 ГВт. Однако после 1991 г. вся ЛЭП была переведена на напряжение 500 кВ, прежде всего из-за возникших сложных технических проблем (в частности обеспечения грозозащиты линий), вызывающих частое отключение оборудования, а также резкого снижения спроса на электроэнергию. Только развал СССР не позволил их решить и лишил страну лидерства в данной области. Как отмечается в [4], в настоящее время оборудование класса 1150 кВ пришло в негодность, а производственная база для его выпуска утеряна. Во многом утеряна и научно-технологическая база.

Освоение ультравысокого напряжение в КНР продиктовано огромным дисбалансом между центрами размещением и потребления ресурсов

Не менее впечатляющие успехи были в СССР и в освоении постоянного тока сверхвысокого напряжения. В 1950 г. была построена опытно-промышленная кабельная линия постоянного тока высокого напряжения Кашира – Москва. Это была передовая в то время ЛЭП мощностью до 30 МВт, напряжением 200 кВ

и длиной около 100 км. ЛЭП в разное время эксплуатировалась как биполярная при ±100 кВ и как монополярная при 200 кВ с обратным током в земле. ЛЭП была реализована на базе оборудования, предназначавшегося для немецкого проекта «Эльба» в Берлине и вывезенного из Германии в СССР после окончания Второй мировой войны в качестве репарации. Накопленный опыт был использован при разработке отечественного оборудования, проектировании и сооружении более мощных ЛЭП.

В 1962 г. была построена ЛЭП постоянного тока напряжением ±400 кВт Волгоградская ГЭС – Донбасс мощностью 720 МВт и длиной 473 км на основе ртутных выпрямителей полностью советского производства. Техническая сложность ртутных выпрямителей и неудобство в обслуживании, высокая стоимость, высокая аварийность из-за обратной дуги, низкая надежность – сдерживали развитие в СССР систем передачи электроэнергии постоянным током на высоком напряжении. Но уже в 1969 г. были созданы первые отечественные тиристорные преобразователи. В 1978 г. на базе отечественного оборудования было начато строительство ЛЭП постоянного тока Экибастуз – Центр (до Тамбова) на рекордном напряжении ±750 кВ. Она должна была стать самой протяженной (2414 км) и самой мощной в мире (6 ГВт) на тот момент. Из-за распада СССР строительство завершено не было.

К настоящему времени все ЛЭП постоянного тока на территории России выведены из эксплуатации. Действующей осталась только вставка постоянного тока напряжением ±85 кВ и длиной около 200 м на подстанции в Выборге, объединяющая несинхронизированные электроэнергетические системы переменного тока России и Финляндии. В работе находятся 4 тиристорных преобразователя мощностью 355 МВт каждый. Первый был введен в эксплуатацию в 1981 г., последний – в 2001 г. Суммарная мощность вставки составляет 1420 МВт.

С сожалением приходится констатировать, что Россия во многом потеряла научно-технические и производственные компетенции в разработке технологий передачи электроэнергии на ультравысоком напряжении и выпуске соответствующего электросетевого оборудования. Между тем в СССР еще в 80-х годах прошлого века ставилась задача разработки электротехнического оборудования для ЛЭП напряжением 1500 кВ [8]. Учитывая перспективы развития систем централизованного электроснабжения, настоятельно требуется восстановление в стране в максимально короткие сроки соответствующих компетенций и производственной базы.

Опыт Китая в освоении УВН

Освоение УВН в Китае было обусловлено экономической необходимостью. Бурное развитие экономики требовало дополнительной электроэнергии. Страна богата углем и гидроэнергией, однако имеет место огромный дисбаланс между территориальным размещением энергоресурсов и центров энергопотребления. Около 76% запасов каменного угля находится на севере и северо-западе страны, 80% гидроресурсов – на юго-западе. Основные континентальные ресурсы ветровой энергии размещены в северной части страны. В то же время свыше 70% энергопотребления сосредоточено в Восточном и Центральном Китае. Расстояние между крупными базами энергоресурсов и центрами энергопотребления составляет около 1000–3000 км и более.

Основным используемым топливом в Китае является каменный уголь, добыча которого в стране достигла фантастических 3,4 млрд т в год. На Китай сейчас приходится почти 45% от всей добычи угля в мире. Кроме того, страна ежегодно импортирует более 260 млн т угля, в том числе из России [10]. Неудивительно, что в Китае возникали жесткие инфраструктурные ограничения на перевозку огромных объемов угля и во многих городах сложилась крайне неблагоприятная экологическая обстановка. Количество дней с превышением природоохранных нормативов переваливало в них за 50%. Поэтому покрытие роста электропотребления за счет строительства в этих районах новых угольных электростанций стало просто невозможным. Выход был найден в производстве электроэнергии в отдаленных районах – в местах концентрации крупных гидроресурсов и вблизи угольных месторождений с передачей электроэнергии потребителям по ЛЭП ультравысокого напряжения [6].

> Экспериментальная ЛЭП ультравысокого напряжения Шаньси – Цзинмэнь напряжением 1000 кВ протяженностью 640 км была построена в 2009 г на базе только китайского оборудования

В Китае первая ЛЭП переменного тока на напряжение 500 кВ была введена в строй в 1981 г., на напряжение 750 кВ – в 2005 г. и на 1000 кВ – в 2009 году. В 1989 г. была построена ЛЭП постоянного тока Гэчжоуба – Шанхай напряжением ±500 кВ, а в 2010 г. ЛЭП Сяньцзяба – Шанхай на ±800 кВ с передаваемой мощностью 6,4 ГВт. Все эти ЛЭП базировались на импортном оборудовании (в основном ABB и Siemens), проектировались и сооружались зарубежными компаниями. Правительством страны была поставлены задачи освоения УВН и перехода на отечественное оборудование, которые были успешно выполнены.

Основными составляющими успеха Китая в освоении ультравысокого напряжения стали развитие отечественной науки и техники в совокупности с трансфером зарубежных знаний и технологий и активным научно-техническим и технологическим заимствованием. Ключевую роль в этом сыграла мощная Государственная электросетевая корпорация (ГЭК). Она объединила разрозненные силы различных исследовательских групп и инженеров и приступила к разработке отечественного оборудования. Были созданы соответствующие научно-исследовательские организации и научно-

производственные предприятия, проведены многочисленные научные конференции и научно-практические семинары с участием ведущих мировых разработчиков и производителей техники сверхвысоких и ультравысоких напряжений (ABB, Siemens, Areva, Toshiba, Mitsubishi и др.), организованы посещения китайскими специалистами зарубежных электротехнических центров и компаний. Очень эффективным оказалось привлечение к сотрудничеству по разработке новой китайской техники ведущих мировых специалистов, которым были созданы привлекательные условия.

В результате китайцам удалось в короткое время перенять накопленные в мире знания и имеющийся передовой опыт по передаче электроэнергии высоким и ультравысоким напряжением. Можно констатировать, что Китай выиграл в данной области глобальную «битву за мозги» и сейчас по праву гордится полученными результатами. Выдвинутый Китаем в свое время принцип «рынок в обмен на технологии» успешно сработал, и это дало такой поразительный результат. Было освоено производство электротехнического оборудования УВН, проектирование, сооружение и эксплуатация ЛЭП на его основе.

На базе китайского оборудования в 2009 г. была введена в строй экспериментальная ЛЭП УВН Шаньси – Неньян – Цзинмэнь на переменном токе и напряжении

1000 кВ протяженностью 640 км. Она обеспечила стабильную пропускную способность 5 ГВт и в 2011 г. была принята в промышленную эксплуатацию. Полученный опыт открыл путь для сооружения в Китае ЛЭП переменного тока на УВН на базе отечественного оборудования.

Еще более впечатляющим является китайский опыт создания ЛЭП постоянного тока на УВН. В 2003, 2004 и 2007 годах в Китае с помощью зарубежных компаний и на основе самых передовых в мире технологий были построены три ЛЭП напряжением ±500 кВ и мощностью 3 ГВт каждая из Санься в Чанчжоу, Гуадун и Шанхай. Однако зарубежным компаниям было поставлено жесткое требование по локализации производства основного оборудования на китайских предприятиях и привлечении китайских специалистов к проектированию и сооружению ЛЭП. Поэтому уже при строительстве ЛЭП Санься – Шанхай степень локализации производства основного оборудования достигла 100% и управление проектом осуществляли китайские компании. В результате китайские производители оборудования быстро овладели технологиями передачи электроэнергии постоянным током на сверхвысоком напряжении. Был накоплен достаточный технический потенциал для реализации собственных проектов на базе отечественного оборудования.

> Китай стал мировым лидером в разработке, производстве и использовании электросетевого оборудования на ультравысоком напряжении

На основе полученного опыта Китаем была самостоятельно спроектирована, разработана и построена экспериментальная ЛЭП постоянного тока на напряжение ±660 кВ Ниндун – Шаньдун. В 2010 г. была введена в эксплуатацию ЛЭП Сянцзяба – Шанхай длиной 1891 км с самым высоким в мире уровнем напряжения ±800 кВ, самым передовым техническим оснащением и самым большим уровнем передаваемой мощности (6,4 ГВт). С этого времени в Китае начинается эра сооружения ЛЭП постоянного тока на УВН с использованием собственного оборудования.

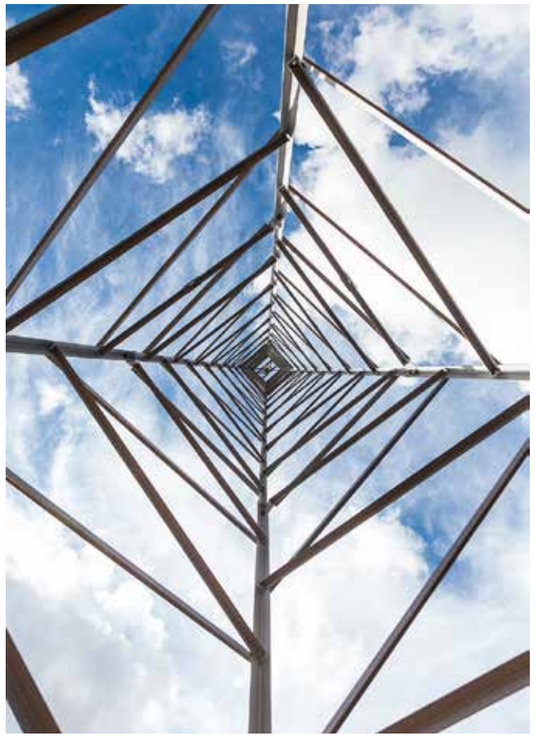
При освоении УВН китайскими специалистами реализованы многие технические нововведения. Так, в 2010 г. в Китае был успешно разработан первый повышающий трансформатор переменного тока, позволяющий генераторы мощностью 1 ГВт напряжением 27 кВ включать непосредственно в сеть УВН 1000 кВ. Прежде подключения осуществлялись путем двухступенчатой трансформации (27/500 и 500/1000 кВ), что требовало промежуточного трансформатора и усложнения схемы. Прорывом стало освоение производства мощных высоковольтных тиристоров – высокотехнологичных элементов силовой электроники с большой пропускной способностью, выдерживающих ультравысокое напряжение, достаточно простых и безопасных в эксплуатации и ремонте. В ЛЭП ±800 кВ сила тока достигает 4,5 кА и более, поэтому используются 6-дюймовые тиристоры с развитой системой охлаждения. Применение 12-пульсных преобразователей позволило существенно улучшить гармонические характеристики как на стороне постоянного, так и переменного тока, упростить фильтры, уменьшить площадь, занимаемую оборудованием и, как следствие, уменьшить стоимость строительства преобразовательных подстанций. В итоге Китай стал мировым лидером в разработке, производстве и использовании электросетевого оборудования на УВН, что открывает для него хорошие перспективы для крупномасштабного развития «зеленой» энергетики и выхода на мировые рынки с конкурентоспособной высокотехнологичной продукцией.

> В Европе опорной считается сеть переменного тока напряжением 220-380 кВ. Сети высокого напряжения не получили распространения

Ближайшей перспективой технологического развития в области передачи электроэнергии в Китае является промышленное освоение постоянного тока напряжением ±1100 кВ. Опыт сооружения и эксплуатации ЛЭП ±800 кВ показал, что для этого не существует непреодолимых технических препятствий. Уже начато строительство ЛЭП ±1100 кВ Zhundong – Southen Anhui протяженностью 3324 км. Целевые ориентиры технологического развития дальнего транспорта электроэнергии в Китае видят в освоении напряжения 1500 кВ на переменном и постоянном токе.

В КНР в настоящее время сооружены 8 ЛЭП на переменном токе напряжением 1000 кВ общей протяженностью около 5310 км и длиной отдельных линий от 240 до 1050 км при средней величине примерно 660 км. Кроме них в Китае сооружены 13 ЛЭП на постоянном токе напряжением ±800 кВ общей протяженностью около 22130 км. Средняя их длина составляет примерно 1700 км, а протяженность отдельных ЛЭП – от 1120 до 2410 км. Введется строительство еще четырех ЛЭП переменного тока на напряжение 1000 кВт общей протяженностью 970 км, а также двух ЛЭП постоянного тока, одна из которых на напряжение

> Передача электроэнергии ультравысоким напряжением активно осваивается в странах с большой территорией и значительными расстояниями между центрами концентрации энергоресурсов и электропотребления



широкое распространение получила сеть напряжением 500 кВ.

Освоение огромного гидроэнергетического потенциала северо-запада провинции Квебек и передача электроэнергии к Монреалю и в северо-восточные районы США потребовали сооружения ЛЭП постоянного тока. Начиная с 1972 г. и по 1990 г. было построено 7 таких линий напряжением ±450 кВ. Каждая из них способна передавать около 2 ГВт электрической мощности, и имеет протяженность около 1480 км. На базе данных ЛЭП была создана первая в мире многотерминальная электропередача постоянным током. Она имеет пять преобразовательных подстанций, из которых три расположены на территории Канады и две на территории США. В 2015 г. в Канаде были введены в строй две ЛЭП постоянного тока напряжением ±500 кВ и передаваемой мощностью 1 ГВт: Восточная Альберта (485 км) и Западная Альберта (350 км). Высоковольтное оборудование было поставлено компанией Siemens. В провинции Манитоба сооружается ЛЭП постоянного тока Manitoba Bipol напряжением ±500 кВ, мощностью 2 ГВт и протяженностью 1324 км, которая свяжет ГЭС на реке Нельсон с потребителями западного берега озера Манитоба.

> На пороге взрывного роста электропотребления и, соответственно, электросетевого строительства стоит африканский континент

В США развиваются две системы напряжений переменного тока: 115–230–500 кВ и 156–345–765 кВ. Первая ЛЭП 500 кВ была включена в работу в 1965 г., а ЛЭП 765 кВ – в 1969 году. Роль системообразующих и межсистемных связей выполняют ЛЭП 345–765 кВ. В 1970 г. была введена в строй Тихоокеанская электропередача постоянного тока (Path 65), простирающаяся на расстояние 1362 км вдоль западного побережья США из северо-западного штата Орегон (подстанция Celilo) к Лос-Анжелесу (подстанция Sylmar). После серии модернизаций пропускная способность ЛЭП достигла 3,1 ГВт, напряжение составляет ±500 кВ. Модернизация подстанций производилась на базе 12-пульсных преобразователей компании ABB и тиристорного оборудования компании Siemens. Кроме Тихоокеанской ЛЭП в США имеется еще ряд ЛЭП и около десятка вставок постоянного тока. Наиболее крупной является ЛЭП ±500 кВ (Path 27) из штата Юта (подстанция Intermauntine) в Калифорнию (подстанция Adelanto) мощностью 2,4 ГВт и длиной 785 км. Имеются проекты новых ЛЭП постоянного тока ультравысокого напряжения.

> Аварии в системах переменного тока, сопряженных с ЛЭП постоянного тока, неизбежно ведут к нарушению работы преобразовательных подстанций

±800 кВт длиной 1490 км, а вторая – ЛЭП +/-1100 кВ, о которой говорилось выше. Панируется довести протяженность ЛЭП УВН в стране до 400 тыс. км, а передаваемую с их помощью мощность до 400 ГВт, в том числе около 150 ГВт ЛЭП постоянного тока для трансрегиональной передачи электрической мощности с запада Китая на восток и с севера на юг [7].

Освоение сверх- и ультравысокого напряжения в других странах мира

Передача электроэнергии сверхвысоким и ультравысоким напряжением активно осваивается во многих странах мира. Прежде всего, это касается стран с большой территорией и значительным территориальным разнесением центров концентрации энергоресурсов и центров электропотребления.

Первая в мире промышленная ЛЭП переменного тока напряжением 735 кВ была сооружена в Канаде в 1965 г., на два года раньше ЛЭП-750 кВ Конаково – Москва в СССР. Развитие сети 735 кВ в восточной части энергосистемы Канады было вызвано необходимостью выдачи мощности крупных ГЭС на реках северо-запада провинции Квебек, удаленных на 1000 км от центров электропотребления. Было сооружено 6 магистральных ЛЭП-735 кВ. В восточной части страны

В Европе опорной считается сеть переменного тока напряжением 220–380 кВ. Сети более высокого напряжения не получили распространения. Это объясняется достаточно равномерным размещением в Европе электрических нагрузок и электростанций и высокой плотностью электрических сетей, обилие которых превратило территорию Европы в своеобразную «медную доску». В Европе имеется достаточно много относительно коротких линий постоянного тока напряжением ±500 кВ и менее, а также вставок постоянного тока, использующихся для целей объединения национальных электроэнергетических систем [11]. Существуют электрические связи постоянным током сверхвысокого напряжения между Финляндией и Швецией (±400 кВ, 500 МВт, 233 км, год ввода 1989 г. а также ±500 кВ, 800 МВт, 303 км, 2011 г.), Германией и Швецией (±450 кВ, 600 МВт, 262 км, 1994 г.), Данией и Германией (±400 кВ, 600 МВт, 170 км, 1996 г.), Швецией и Польшей (±450 кВ, 600 МВт, 245 км, 2000 г.), Италией и Грецией (±400 кВ, 500 МВт, 310 км, 2001 г.), Англией и Голландией (±450 кВ, 1000 МВт, 245 км, 2010 г.), Данией и Норвегией (±500 кВ, 700 МВт, 244 км, 2015 г.) и др. С 1986 г. функционирует первая в мире мультитерминальная система постоянного тока Италия – Корсика –Сардиния (±200 кВ, 200 МВт, 483 км). Бурное развитие электрогенерации на базе ВИЭ на севере Европы настоятельно требует переброски больших объемов электроэнергии в центральные и южные регионы. Этим предрекается масштабное развитие сети постоянного тока в Европе, в основном на напряжении от ±400 до ±500 кВ.

> Передача электроэнергии постоянным током имеет немало недостатков. Большинство из них связано со стадиями преобразования тока. Преобразовательные подстанции являются технически сложными и дорогими

Интенсивное электросетевое строительство на основе ЛЭП сверхвысокого напряжения ведется во многих странах Азии, помимо Китая. Основой системообразующей сети Японии являются ЛЭП напряжением 275 и 500 кВ, а Южной Кореи – 345 кВ. В то же время в Японии в 1993 г. была введена в строй ЛЭП переменного тока напряжением 1000 кВ, связавшая АЭС Касивадзаки с Токио, а в Южной Корее с 2004 г. эксплуатируется ЛЭП переменного тока 765 кВ. Основной их задачей является выдача мощности крупных АЭС.

В Индии сооружаются мощные ЛЭП постоянного тока с целью освоения гидроэнергетического потенциала горных районов севера страны и передачи мощности крупных ГЭС в густонаселенные южные районы. С 1990 г. введено в эксплуатацию 5 ЛЭП ±500 кВ передаваемой мощностью от 1,5 до 2,5 ГВт и про-

тяженностью от 750 до 1450 км. До 2000 г. основным поставщиком оборудования для них была компания ABB, а после 2000 г. им стала компания Siemens. Несколько ЛЭП постоянного тока имеется в Австралии, в том числе самая длинная в мире кабельная линия Basslink ±400 кВ протяженностью 370 км и передаваемой мощностью 500 МВт.

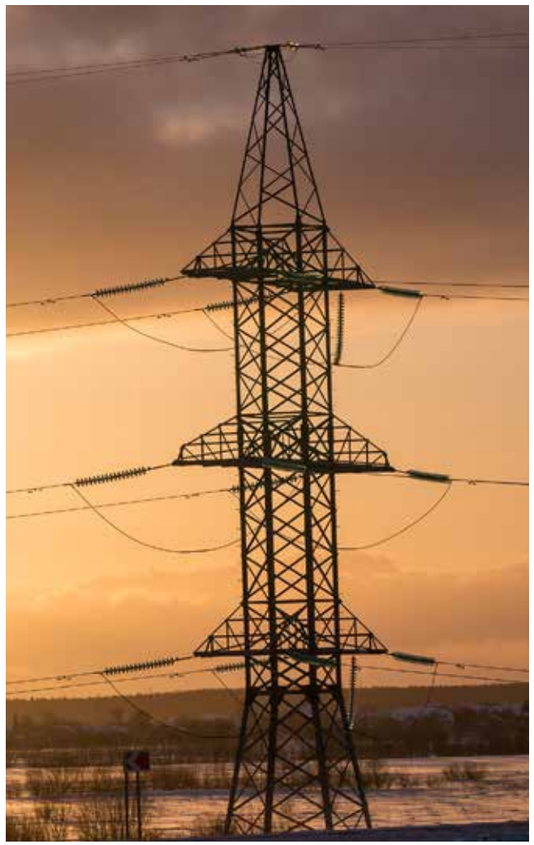
Интерес представляют кабели постоянного тока УВН. В них проще обеспечивать высокую плотность тока, большую передаваемую мощность, низкие потери, емкостной ток передается на дальние расстояния

Мощные электроэнергетические системы формируются в Южной Америке, прежде всего в Бразилии и Аргентине. Наивысшее напряжение электрических сетей переменного тока в Бразилии составляет 765 кВ. Имеются также сеть линий 500 кВ, отдельные линии 400 кВ и сеть 345 кВ. В Аргентине развивается сеть переменного тока напряжением 500 кВ. Суммарная протяженность соответствующих ЛЭП в стране превысила 10 тыс. км. Освоение имеющегося гигантского гидроэнергетического потенциала стимулировало сооружение на континенте мощных ЛЭП постоянного тока.

В Бразилии эксплуатируются две линии электропередачи постоянного тока напряжением ±600 кВ и предаваемой мощностью 3,15 ГВт каждая, связавших одну из крупнейших в мире ГЭС Итайпу с районом Сан-Паулу. ЛЭП введены в эксплуатацию в 1984 и 1987 гг. и имеют протяженность 785 и 805 км соответственно. В 2013 г. введены в строй две ЛЭП постоянного тока Rio Madeira напряжением ±600 кВ. Предаваемая мощностью каждой из них составляет 3,15 ГВт, а протяженность – 2375 км. Они связали ГЭС на реке Мадейра в бассейне Амазонки с центрами электропотребления в районе Сан-Паулу. Оборудование для данных ЛЭП было поставлено компаниями ABB и Alstom.

В конце 2017 г. завершилось строительство ЛЭП постоянного тока Xingu – Estreito напряжением ±800 кВ, передаваемой мощностью 4 ГВт и протяженностью 2076 км. Это, видимо, первая за пределами Китая промышленная линия постоянного тока ультравысокого напряжения. Она предназначена для передачи мощности ГЭС Belo Monte, сооружаемой на реке Хингу в бассейне Амазонки на севере Бразилии, в густонаселенные юго-восточные районы страны. Минимальная гарантированная мощность ГЭС Belo Monte состаляет 4,57 ГВт.

На пороге взрывного роста электропотребления и, соответственно, электросетевого строительства стоит африканский континент. Многими странами уже освоено сверхвысокое напряжение. В Египте используются сети переменного тока напряжением 500 кВ, в ЮАР – 400 кВ, в Нигерии, Замбии, Зимбабве и некоторых других странах – 330 кВ, в прочих странах – 220–230 кВ. Огромный гидроэнергетический потенциал экваториальной Африки, также как и в Южной Америке, создал основу для сооружения длинных ЛЭП постоянного тока для передачи электрической мощности в удаленные центры потребления. Мозамбик и ЮАР связывает ЛЭП постоянного тока Cahora Bassa (±533 кВ, 1920 МВт, 1420 км), введенная в строй в 1979 г. и реконструированная в 2014 году. В Конго с 1982 г. действует ЛЭП постоянного тока Inga – Shaba (±500 кВ, 1120 МВт, 1630 км, в 2014 г. она была реконструирована). В Намибии с 2010 г. функционирует ЛЭП постоянного тока Caprivi Link (±350 кВ, 300 МВт, 950 км). Для связи энергосистем Эфиопии и Кении сооружается ЛЭП постоянного тока напряжением ±500 кВ (мощность 2000 МВт, длина 1045 км). Основным поставщиком электротехнического оборудования для африканских ЛЭП постоянного тока является компания ABB.



Развитие технологий электропередачи постоянным током на УВН

Расширение использования в мире передачи электроэнергии постоянным током обусловлено их важными преимуществами, в частности, высокой пропускной способностью, низкими потерями энергии, более простыми конструкциями опор, меньшей шириной полосы отчуждения, что приобретает особую важность в районах с дорогой землей. Равномерное распределение напряжения по длине линии не требует установки устройств поперечной компенсации.

Особый интерес представляют кабельные линии постоянного тока УВН. В них проще обеспечивать УВН, высокую плотность тока, большую передаваемую мощность, низкие потери. Емкостной ток в них не является ограничением для дальности передачи. Поэтому они могут найти широкое применение для организации глубоких вводов мощности в крупные города, передачи электроэнергии по дну морей, в частности, для энергоснабжения отдаленных островов.

Для создания глобальной электроэнергетической сети нужны надежные мультитерминальные технологии передачи электроэнергии постоянным током ультравысокого напряжения

Однако, как показал опыт, передача электроэнергии постоянным током имеет и недостатки, которых, как показал опыт эксплуатации действующих ЛЭП, тоже немало [6]. Большинство из них связано со стадиями преобразования тока. Преобразовательные подстанции являются технически сложными и дорогими объектами. Сложной оказывается их эксплуатация. Тиристорные преобразователи потребляют значительные объемы реактивной мощности и вызывают появление высших гармонических составляющих. Поэтому на обоих концах ЛЭП требуется устанавливать фильтры переменного и постоянного тока, а также устройства компенсации реактивной мощности. Это усложняет эксплуатацию, увеличивает площади подстанций и ведет к их удорожанию.

Со значительными сложностями связано осуществление процедур коммутации оборудования ЛЭП постоянного тока. Во многом они обусловлены появлением и сложностью гашения дуги огромной мощности. Существенной является проблема загрязнения электротехнического оборудования вследствие притягивания пыли статическим электричеством. Это повышает требования к внешней изоляции. В системах с земляным контуром имеет место электрический контакт с подземными металлическими конструкциями и трубопроводами, резко возрастает скорость их электрохимической коррозии. Протекание постоянного тока в заземлении нейтрали

вызывает дополнительное намагничивание сердечника и вибрацию трансформатора. Во многих местах из-за свойств грунта затруднительным становится выбор места для заземления.

Имеются серьезные системные проблемы. Аварии в системах переменного тока, сопряженных с ЛЭП постоянного тока, неизбежно ведут к нарушению коммутации на преобразовательных подстанциях. Современное оборудование позволяет их минимизировать, но полностью исключить не может. Большую проблему представляет отбор мощности в промежуточных точках ЛЭП постоянного тока и, следовательно, создание многополюсных систем передачи электроэнергии постоянным током.

В мире прилагаются значительные усилия для устранения недостатков данного способа передачи электроэнергии [6, 12, 13]. Разрабатываются новые технологии безопасного включения систем передачи электроэнергии постоянным током УВН в потребительские сети переменного напряжения, новые типы выключателей, новое оборудование защиты и управления в целях повышения устойчивости и надежности систем. Исключительная важность придается созданию новых технологий преобразования тока и напряжения. Появление новых типов приборов силовой электроники, в частности IGBT-транзисторов – биполярных транзисторов с изолированным затвором (insulated-gate bipolar transistor), открывает возможности для использования в системах передачи электроэнергии постоянным током широтно-импульсной модуляции PWM (pulse-width modulation) и преобразователей напряжения VSC (voltage source converter). Некоторый опыт здесь уже имеется. Впервые возможности технологии VSC были продемонстрированы в 1997 г. на экспериментальной ЛЭП ±10 кВ, 3 МВт длиной 10 км. В 1999 г. был

> Формирование глобальной электроэнергетической системы приведет к взрывному росту спроса на ЛЭП сверх- и ультравысокого напряжения

реализован более крупный коммерческий проект (ЛЭП ±80 кВ, 50 МВт, 140 км). В 2011 г. в Китае была осуществлена прокладка подводного кабеля с технологий VSC на остров Хайнань (ЛЭП ±30 кВ, 18 МВт) [6]. По мере разработки более мощных IGBT-транзисторов будут расширяться возможности их применения в сетях постоянного тока, в том числе УВН.

Для создания глобальной электроэнергетической сети нужны надежные мультитерминальные технологии передачи электроэнергии постоянным током ультравысокого напряжения. Как было показано выше, до сих пор строились практически только двухконцевые ЛЭП, имеющие в своем составе линейную часть и две преобразовательные подстанции: входную (выпрямитель), преобразующую исходный переменный ток в постоянный, и выходную (инвертер), преобразующую постоянный ток в переменный, направляемый потребителям. Отбор мощности по трассе ЛЭП не предусматривался. Основной задачей таких ЛЭП была переброска больших мощностей из одного района в другой. В мультитерминальных (многоконцевых) системах передачи постоянного тока преобразовательных подстанций три и более. Они позволяют собирать и отбирать мощность по трассе ЛЭП и строить связанные сети постоянного тока. Однако в таких системах возникают сложные задачи распределения мощности между преобразовательными подстанциями в переходных режимах, проведения противоаварийных мероприятий, обеспечения приемлемого уровня надежности и др. Мультитерминальные системы пока не получили широкого распространения в мире. Однако исследования и разработки в данной области продолжаются и наиболее интенсивно они ведутся в Европе и Китае.

> В мультитерминальных системах передачи постоянного тока преобразовательных подстанций три и более. Они позволяют собирать и отбирать мощность по трассе ЛЭП и строить связанные сети постоянного тока

В Европе консорциумом из 39-ти партнеров был реализован четырехлетний проект Best Paths, выполнявшийся на средства 7-й Рамочной программы ЕС и завершившийся в сентябре 2018 г. [14]. Целью проекта стало создание новых сетевых технологий, необходимых для перехода от единичных линий постоянного тока к системам постоянного тока и их инкорпорации в существующие системы переменного тока. Результаты проекта должны помочь в разработке необходимого для этого электросетевого оборудования и алгоритмов управления режимами его работы. Такие технологии требуются для эффективной интеграции удаленных электрогенерирующих установок на базе ВИЭ в существующие электроэнергетические системы. В Китае упор делается на разработке для этих целей мощных мультитерминальных систем передачи постоянного тока на УВН.

Стимулировать дальнейшее развитие технологий дальнего транспорта электроэнергии на ультравысоком напряжении будет рост спроса на них, прежде всего в целях освоения огромных высококачественных ресурсов ВИЭ, удаленных от центров потребления энергии. Это создает основу для создания глобальной электроэнергетической системы. Формирование такой системы, в свою очередь, приведет к взрывному росту спроса на электросетевое оборудование для электропередач сверх- и ультравысокого напряжения. Такое оборудование является наукоемким и высокотехнологичным. Его производство создает значительную добавленную стоимость и потому представляет интерес для бизнеса.

Научно-технические достижения Китая в области электротехники и экономическая мощь позволяют ему ставить амбициозные задачи по созданию глобальной электроэнергетической сети и взять на себя роль лидера в их реализации и, скорее всего, в последующем управлении [15]. Китай видит в этом хороший рынок для поставок оборудования китайской электротехнической промышленности, что должно загрузить ее заказами на многие десятилетия вперед. Для реализации этих идей и координации усилий по их реализации Китаем создана международная организация GEIDCO (Global Energy Interconnection Development and Cooperation Organization). Она пользуется политической поддержкой китайского правительства, а также научно-технической и финансовой поддержкой китайского бизнеса.

> России целесообразно присоединиться к проектам по созданию глобальной электроэнергетической системы, учитывая ее географической положение и богатство ресурсами

Заключение

Технологическую базу для формирования глобальной электроэнергетической системы составят технологии дальней передачи электроэнергии переменным и постоянным током на ультравысоком напряжении. Можно считать освоенным напряжение 1000 кВ и ±800 кВ. Сооружается ЛЭП с напряжением ±1100 кВ. Целевым ориентиром является освоение напряжения 1500 кВ. Мировым лидером в данной области стал Китай.

ЛЭП постоянного тока на УВН имеют низкие удельные энергопотери и вполне приемлемые экономические характеристики, позволяющие эффективно передавать большие объемы электроэнергии на даль-

ПЕРЕМЕННЫЙ ТОК

ние расстояния и создавать континентальные и трансконтинентальные связи. Областью применения ЛЭП переменного тока на УВН является эффективное распределение электроэнергии на большой площади. Активизацию спроса на технологии передачи электроэнергии на дальние расстояния можно связывать с массированным вовлечением в мировой топливно-энергетический баланс высококачественных ресурсов ВИЭ, расположенных в отдаленных районах, а также с вытеснением из него органических топлив с большими удельными выбросами парниковых газов, прежде всего угля, в рамках борьбы с глобальным изменением климата.

Китай активно продвигает проекты по созданию глобальной электроэнергетической системы на основе ЛЭП постоянного тока на УВН. Это создает основу для формирования мирового рынка электроэнергии, которая в таком случае может стать новым глобальным энергетическим продуктом и при определенных условиях занять нынешнее место нефти.

России целесообразно присоединиться к проектам по созданию глобальной электроэнергетической системы, учитывая ее географической положение и богатство ресурсами возобновляемых видов энергии. Это открывает для нее новые возможности для создания крупномасштабной возобновляемой энергетики, а также развития высокотехнологичной электротехнической промышленности.

Страна во многом потеряла научно-технические и производственные компетенции в разработке технологий электропередачи на ультравысоком напряжении и выпуске соответствующего электросетевого оборудования. Учитывая огромный потенциальный рынок для такого оборудования, настоятельно требуется восстановление в максимально короткие сроки соответствующих компетенций и производственной базы.

Литература

1. *Филиппов С. П. Технологическое развитие энергетики в индустриальный период: достижения и разочарования, опыт на будущее // Энергетическая политика, 2018, № 3, с. 45–53.*
2. *Филиппов С. П. Новая технологическая революция и требования к энергетике // Форсайт, 2018, т. 12, № 4, с. 20–33.*
3. *Филиппов С.П., Дильман М. Д. Перспективы научно-технологического развития энергетики России // Вести в электроэнергетике, № 5 (97) 2018, с. 36–41.*
4. *Инновационная энергетика – 21 / под ред. В. М. Батенина, В. В. Бушуева и Н. И. Воропая. М.: Энергия, 2017. 584 с.*
5. *Филиппов С. П. Энергетика постиндустриального периода. 10 лет Научно-техническому совету Единой энергетической системы. Взгляд на проблемы электроэнергетики России и пути их решения глазами профессионалов / под ред. Н. Д. Рогалева, М.: Изд-во МЭИ, 2018, с. 45–69.*
6. *Liu Zhenya. Ultra-high voltage AC/DC grids. Beijing: China, Electric Power Press, 2015. 758 p. (Лю Чженья. Электрические сети ультравысокого напряжения переменного и постоянного тока: пер. с китайского под общ. ред. Ю. В. Шарова. М: Изд-во МЭИ, 2015. 624 с.*
7. *Global Energy Interconnection: Meeting Global Power Demand with Clean and Green Alternatives. GEIDCO, 2018. 40 p.*
8. *Тиходеев Н.Н., Курносов А. И. Линии электропередачи сверх- и ультравысокого напряжения. Достигнутое, проблемы и перспективы // Вестник АН СССР, 1982, № 7, с. 62–70.*
9. *Бушуев В.В., Красильникова Т. Г., Самородов Г. И. Дальние электропередачи переменного и постоянного тока и их сравнительный анализ // Электро, 2012, № 2, с. 2–7.*
10. *KeyWorld Energy Statistics: 2018. International Energy Agency, 2018, 40 p.*
11. *List of HVDC projects (Available online: https://en.wikipedia.org/wiki/List_of_HVDC_projects; accessed on 10.03.2019).*
12. *Asplund G. Ultra high voltage transmission: Alternative scenarios for long distance bulk power transmission – 800 kV HVDC and 1000 kV HVAC. ABB Review, 2007, N2, p. 22–27.*
13. *Ultra high voltage Developments in power transformers technology. ABB Ltd., Zurich, Switzerland, 2017, 8 p.*
14. *Best Paths discusses the future of the European energy grid // Proc. of the workshop on «Innovating grid technologies for sustainable energy», Madrid, 23rd November 2017, 14 p.*
15. *Лю Чженья. Глобальное энергетическое объединение: пер. с китайского / науч. ред. перевода Ю. В. Шаров, П. Ю. Коваленко, К. А. Осипов. М.: Изд. дом МЭИ, 2016, 512 с.*

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА

ПОДПИСКА ОТКРЫТА!

Журнал «Энергетическая политика» принял участие в подписной компании 2020 года. Оформить подписку можно во всех почтовых отделениях Российской Федерации по каталогу агентства Роспечать «Газеты и журналы». Подписной индекс: 88732. Стоимость подписки на первое полугодие (6 номеров) составит 10 200 рублей.

В каждом номере – аналитические обзоры, авторские колонки, материалы научного и научно-прикладного характера. Будь в курсе основных направлений развития ТЭК!

energypolicy.ru

НАШИ ПАРТНЕРЫ

ГАЗПРОМ НЕФТЬ | СТРЕМИМСЯ К БОЛЬШЕМУ!

АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО ЗАРУБЕЖНЕФТЬ

ИНТЕР РАО ЭЛЕКТРОГЕНЕРАЦИЯ

ПРОМСЫРЬЕИМПОРТ

СУЭК

БЛАГОТВОРИТЕЛЬНЫЙ ФОНД TATNEFT

ISSN 2409-5516