

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА

ОБЩЕСТВЕННО-ДЕЛОВОЙ
НАУЧНЫЙ ЖУРНАЛ

№3(169), март 2022



Тема номера

**НОВЫЕ ЭЛЕМЕНТЫ РАЗВИТИЯ
СЛОЖНЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ОТРАСЛЕЙ**



Содержание

3 Слово редакторов

Уголь

4 М. Чурсин, И. Ананич. Уголь: закат или ренессанс?

Энергопереход

14 В. Бушуев, А. Клепач, Д. Соловьев. Образ переходного мира: экономика, энергетическое развитие и природные аномалии

Нефть

28 Ю. Цветаев. Эволюция ценового эталона Dated Brent и североморской нефтяной корзины

Регионы

42 Е. Телегина, Г. Халова, Е. Сазонова. Проблемы и перспективы газовой отрасли Пакистана

Энергетика

54 М. Смирнов. Новая энергетика: возможности и перспективы

62 В. Бутузov. Российская электро- и теплогенерация на основе ВИЭ

Атом

76 И. Енговатов, Ж. Коваленко, Г. Мохов. Проектирование универсального комплекса по утилизации на площадках действующих АЭС

Цифра

86 И. Волкова, Е. Бурда, Е. Гаврикова. Механизмы взаимодействия экономических агентов в интеллектуальных энергетических системах



Contents

3 Editor's Column

Coal

4 M. Chursin, I. Ananich. Coal: sunset or renaissance?

Energy transition

14 V. Bushuev, A. Klepach, D. Solovjev. The image of the consequences of a transitional world: economy, energy development and natural anomalies

Oil

28 Y. Tsvetaev. The evolution of Dated Brent and the North Sea crude oil basket

Regions

42 E. Telegina, G. Khalova, E. Sazonova. Problems and prospects of the gas industry in Pakistan

Energy

54 M. Smirnov. New energy: opportunities and prospects

62 V. Butuzov. Russian electricity and heat generation based on RES

Nuclear Power

76 I. Engovatov, Z. Kovalenko, G. Mokhov. Design of a universal complex for disposal at the sites of operating NPPs

Digitization

86 I. Volkova, E. Burda, E. Gavrikova. Interaction mechanisms of economic agents in smart grids

УЧРЕДИТЕЛИ

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

ФГБУ «Российское энергетическое агентство» Министерства энергетики Российской Федерации, 129085, г. Москва, проспект Мира, д.105, стр. 1

ИЗДАТЕЛЬ

Федеральное государственное бюджетное учреждение «Российское энергетическое агентство» Министерства энергетики Российской Федерации, 129085, г. Москва, проспект Мира, д. 105, стр. 1

НАУЧНО-РЕДАКЦИОННЫЙ СОВЕТ

В.В. Бушуев – акад. РАЕН и РИЗ, д. т. н., председатель совета, ген. директор ИЭС
А.М. Мастепанов – акад. РАЕН, д. э. н., г. н. с. Центра энергетической политики ИПНГ РАН
Д.А. Соловьев – к. ф.-м. 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., ген. директор РЭА Минэнерго России

В.А. Крюков – акад. 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
А.И. Громов – к. г. н., директор по энергетическому направлению ФИЭФ
С.П. Филиппов – акад. РАН, д. э. н., директор ИНЭИ РАН
А.Б. Яновский – д. э. н., к. т. н., помощник руководителя администрации президента РФ
П.Ю. Сорокин – заместитель министра энергетики России
О.В. Жданев – к. ф.-м. н., руководитель дирекции технологий ТЭК ФГБУ «РЭА»

Главный редактор
Анна Горшкова

Научный редактор
Виталий Бушуев

Обозреватель
Арсений Погосян

Корректор
Роман Павловский

Фотограф
Иван Федоренко

Дизайн и верстка
Роман Павловский

Адрес редакции:
129085, г. Москва, проспект Мира, д.105, стр. 1
+79104635357
anna.gorshik@yandex.ru

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

Редакция не несет ответственности за содержание рекламных материалов

Редакция не имеет возможности вступать в переписку, рецензировать и возвращать не заказанные ею рукописи и иллюстрации

Тираж 1000 экземпляров
Периодичность выхода 12 раз в год
Цена свободная

Отпечатано в «ПБ «Модуль», 115162, Москва, Мытная улица, дом 48, цоколь пом. 2, ком. 1,3
Подписано в печать: 05.03.2022
Время подписания в печать по графику: 13:00
фактическое: 13:00

16+



«Россети» —
вместе
в будущее



Виталий БУШУЕВ
Научный редактор журнала
«Энергетическая политика», акад. РАЕН и РИЭ, д. т. н.



Анна ГОРШКОВА
Главный редактор журнала
«Энергетическая политика»

Новая эпоха, новая система

Мартовский номер журнала «Энергетическая политика» готовился еще до начала событий на Украине, поэтому текущие масштабные изменения в нем не отражены. В апрельский номер мы постараемся включить статьи, анализирующие первые итоги предстоящей трансформации мирового энергетического рынка.

Безусловно, нас ждут колоссальные изменения, несопоставимые с последствиями пандемии COVID-19. Они затронут все сферы социально-экономической жизни, в том числе и энергетическую. Итогом может стать создание принципиально иных систем взаимоотношений поставщиков и потребителей энергоресурсов. Сейчас

сложно даже схематично обрисовать, какую форму они могут принять.

С одной стороны, можно предположить, что за счет политического разлома, процессов энергоперехода, изменений транспортных потоков, попыток создания новых резервных валют и изменений в банковской сфере, мировой энергорынок станет более полярным, более региональным и более разобщенным, возникнут локальные центры производства и продажи самых разных видов энергоресурсов, мало влияющих друг на друга. С другой стороны, внутри этих отдельных локальных рынков каждая отрасль экономики будет еще более сильно зависеть от энергетики.

Уголь: закат или ренессанс? Coal: sunset or renaissance?

Максим ЧУРСИН

Руководитель департамента международного сотрудничества Аналитического центра ТЭК ФГБУ «РЭА» Минэнерго России
e-mail: Ananich@rosenergo.gov.ru

Maxim CHURSIN

Head of the Department of the Coal Industry of the Analytical Center for the Fuel and Energy Complex of the REA of the Ministry of Energy of Russia
e-mail: Ananich@rosenergo.gov.ru

Ирина АНАНИЧ

Директор департамента международного сотрудничества ФГБУ «РЭА» Минэнерго России
e-mail: Ananich@rosenergo.gov.ru

Irina ANANICH

Director of the Department of International Relations, FGBU REA of the Ministry of Energy of Russia
e-mail: Ananich@rosenergo.gov.ru

Добыча каменного угля в Австралии

Источник: obetomnegovoryat.ru



Аннотация. Статья рассматривает текущее состояние мировой угольной отрасли. Авторы приходят к выводу том, что, несмотря на усиление климатической повестки, отказ от использования угля является преждевременным. Угольная отрасль в перспективе продолжит играть существенную роль в энергобалансе стран Азиатско-Тихоокеанского региона, как наиболее эффективный и недорогой источник энергии. В этой связи России целесообразно наращивать объемы экспорта этого энергоресурса в восточном направлении и одновременно работать над развитием углехимии и внедрением технологий CCUS в угольной отрасли.

Ключевые слова: угольная отрасль, мировой энергобаланс, ресурсы угля, климатическая повестка.

Abstract. The article considers the current state of the global coal industry. The authors come to the conclusion about the premature abandonment of coal-fired generation due to the strengthening of the climate agenda. In the future, the coal industry will continue to play a significant role in the energy balance of the countries of the Asia-Pacific region, as the most efficient and inexpensive source of energy. Russia needs to increase the export of this energy resource abroad with the development of coal chemistry and CO₂ capture technologies in the domestic market.

Keywords: coal industry, global energy balance, coal resources, climate agenda.

//

**Доля угля в общем
объеме мирового
энергопотребления
достигает 27 %,
а доля угольной
генерации в общем
объеме выработки
электроэнергии – 35 %**

В XXI веке заметно возросла обеспокоенность стран мира климатическими изменениями и их негативными последствиями для жителей Земли. Климатическая повестка в последние годы становится все более политизированной: если ранее страны ставили перед собой цели по сокращению объемов эмиссии CO₂, то теперь все чаще речь заходит о необходимости полной декарбонизации экономики, обеспечения низкоуглеродного развития и достижения углеродной нейтральности. Такой рост климатических амбиций стран является катализатором текущих и грядущих кардинальных изменений в топливно-энергетическом секторе, основой которого традиционно выступа-

ют ископаемые виды топлива. К числу последних, помимо нефти и природного газа, относится и уголь. Среди прочих видов ископаемого топлива именно уголь рассматривается в качестве наиболее углеродоемкого энергоресурса, а потому отказаться от его добычи и потребления, по мнению сторонников декарбонизации, следует в первую очередь. Таким образом, эта отрасль оказывается под непосредственным ударом нового «зеленого» курса.

В результате, как на политическом уровне, так и в академической среде и экспертном сообществе активизируются дискуссии о будущем угольной отрасли. Планы отдельных стран по сокращению использования этого вида полезных ископаемых и обозначившаяся тенденция снижения объемов инвестиций в такие проекты наталкивают на мысль о неизбежном конце эры угля. Однако есть достаточные основания полагать, что в настоящее время мы наблюдаем не столько «закат», сколько перерождение, начало трансформации угольной отрасли.

Несмотря на интенсивные попытки «маргинализации» угля как источника энергии, его роль в мировом энергообеспечении по-прежнему велика. Так, доля данного вида топлива в общем объеме мирового потребления первичной энергии составляет 27,2 % [1], а доля угольной генерации в общем объеме выработки электроэнергии на сегодняшний день превышает 35 % [2]. По предварительным оценкам Международного энергетического

агентства (МЭА), в 2021 г. мировая угольная генерация увеличилась на 9 % по сравнению с показателями предыдущего года и достигла рекордных исторических значений, превысив отметку в 10 тыс. ТВт·ч [3]. Эксперты ожидают, что за счет угля к 2040 г. будет производиться около 22 % электроэнергии в мире, при этом большая часть угольной генерации придется на развивающиеся страны Юго-Восточной Азии (ЮВА), где на угольных станциях будет вырабатываться порядка 39 % всей электроэнергии [4].

В целом, несмотря на привлекательность идеи низкоуглеродного развития, в настоящее время страны мира факти-



Белхатувская ТЭС, Польша
Источник: *elevation.maplogs.com*

чески разделились на два лагеря, позиции которых относительно глобальной климатической повестки и роли угля в энергетике расходятся: на богатые развитые государства, которые могут позволить себе отказ от угля в пользу альтернативных и одновременно более дорогостоящих источников энергии, с одной стороны, и бедные развивающиеся страны и страны с переходной экономикой, которые не спешат расставаться с углем из-за низкой стоимости, доступности и надежности генерации, с другой.

По мере роста популярности климатической повестки богатые страны (в первую очередь, страны Европейского союза) ставят перед собой все более амбициозные

цели по декарбонизации, которые и диктуют необходимость отказа от угля как наиболее углеродоемкого ископаемого вида топлива. Примечательно, что даже внутри Европейского союза, традиционно являющегося локомотивом противодействия изменениям климата, отсутствует единство относительно использования угля. В то время как в большинстве стран ЕС его доля в энергобалансе сокращается (четыре страны-члена ЕС – Бельгия, Австрия, Швеция, Португалия – полностью прекратили угольную генерацию [5]), такие государства, как Польша и Чехия по-прежнему в значительной степени зависимы от угля. И тут возникает вопрос: насколько быстро эти государства смогут отказаться от данного источника энергии?

По состоянию на середину 2021 г. о планах поэтапного прекращения использования угля заявило 21 государство, относящееся к группе развитых. При этом на долю этих стран приходится лишь 4 % от общемирового объема угольной генерации [6]. Этот факт свидетельствует о том, что от угля охотно готовы отказаться те государства, в которых угольная генерация уже сегодня ничтожно мала.

Важно отметить, что в недавнем времени как в Евросоюзе, так и в США наблюдалось временное увеличение потребления угля. В США причиной роста стало аномальное похолодание конца 2020 г. – начала 2021 г., в условиях которого ВИЭ не смогли обеспечить стабильную генерацию. В ЕС увеличение произошло на фоне роста цен на природный газ в 2021 г. Несмотря на то, что обе ситуации носят, скорее, единичный характер и вряд ли говорят о возобновлении долгосрочного роста потребления угля, они демонстрируют, что в условиях кризисной ситуации необходимость обеспечения энергобезопасности и финансовые соображения одерживают верх над обеспокоенностью климатическими проблемами даже в таких «проклиматически» настроенных странах, как государства Евросоюза и США.

Развивающиеся государства и страны с переходной экономикой менее категоричны по отношению к углю. Поступательное экономическое развитие и демографический рост в государствах Азии, Африки и Латинской Америки определяют приоритетность усилий по обеспечению условий для устойчивого экономического роста над мерами борьбы с климатиче-



Угольная электростанция в Восточном Юньнани, Китай

Источник: *ecopower.com*

скими изменениями. Для данной группы стран этот источник энергии по-прежнему остается традиционным и наиболее доступным ресурсом, за счет использования которого возможно удовлетворить растущие потребности в электроэнергии. Более того, на данном этапе развития генерация на основе угля стабильна и надежна, в отличие от генерации за счет ВИЭ.

Несмотря на то, что отдельные развивающиеся страны декларируют приверженность ценностям низкоуглеродного развития и формально присоединились к борьбе с изменениями климата, во многих государствах Азиатско-Тихоокеанского региона (АТР) продолжается строительство угольных электростанций и, более того, планируются проекты по сооружению новых мощностей на его основе [7]. С учетом того, что срок эксплуатации электростанций, работающих на угле, в среднем составляет 40 лет, можно предположить, что отказ от угольной генерации в таких государствах произойдет не ранее 2060 г. В связи с этим многие эксперты сходятся во мнении, что потребление данного энергоресурса в большинстве развивающихся стран будет расти как минимум до 2030 г.

В настоящее время именно регион АТР является лидером роста спроса на уголь. В числе ключевых потребителей – Китай

и Индия. За период 2010–2020 гг. потребление угля в этих странах выросло на 33 % и 11 % соответственно [8]. По прогнозам МЭА, в период до 2024 г. угольная генерация в Китае увеличится на 4,1 %, в Индии – на 11 %, в странах Юго-Восточной Азии – на 12 % [9]. Страны, не обладающие достаточной внутренней ресурсной базой, например, Япония и Южная Корея, продолжают импортировать значительные объемы угля. Китай, на который приходится более 50 % мирового потребления данного источника энергии, в свою очередь, планирует постепенно снижать объемы импорта угля за счет наращивания собственной внутренней добычи [10].

О планах поэтапного прекращения использования угля уже заявило 21 государство, относящееся к группе развитых. Но на их долю приходится лишь 4% от общемирового объема угольной генерации

Очевидно, что строительство новых угольных электростанций в азиатских странах в ближайшие годы продолжится. Например, ожидается, что к 2030 г. угольные мощности Индии вырастут на 38 ГВт [11], которые сейчас находятся в процессе строительства. Кроме того, летом 2021 г. стало известно о планах Китая по строительству 43 новых электростанций, работающих на угле. Эти планы явно не будут способствовать достижению страной поставленной несколькими месяцами ранее цели по обеспечению углеродной нейтральности к 2060 г.

Заявления правительств отдельных стран о приверженности ценностям низкоуглеродного развития в некоторых случаях также противоречат их инвестиционной политике. Так, ряд развитых стран (США, Канада, Великобритания, страны Евросоюза) наращивает объемы инвестиций в разработку угольных месторождений и строительство угольных электростанций на территории других государств, для которых, как правило, характерны менее жесткие экологические стандарты [12]. Например, корейская компания KEPCO, японская компания Mitsubishi и правительство Японии продолжают инвестировать во вьетнамскую угольную электростанцию Vung Ang 2, а британская компания HSBC, в свою очередь, планирует финансировать строительство свыше 70 угольных электростанций в 11 странах Азии и Африки (Бангладеш, Китай, Индия, Республика Корея, Индонезия, Япония, Вьетнам, ЮАР и пр.) [13]. Подобная практика двойных стандартов нивелирует эффект от декларируемых правительствами государств мер, программ и принципов в области борьбы с изменением климата, заставляя усомниться в их эффективности.

До 2024 г. угольная генерация в Китае увеличится на 4,1 %, в Индии – на 11 %, в странах Юго-Восточной Азии – на 12%. При этом Япония и Южная Корея продолжают импортировать большие объемы угля



Угольная ТЭС компании NTPC в г. Рамагундам, Индия
Источник: commons.wikimedia.org

В перспективе спрос на уголь будет определяться целым рядом факторов, к числу которых можно отнести динамику экономического роста, ценовую конъюнктуру на мировом и региональных угольных рынках, ценовую конкурентоспособность угля по сравнению с другими источниками энергии, а также преобладающие погодные-климатические условия, особенно в периоды повышенного сезонного спроса на электроэнергию.

В период 2020–2021 гг. изменение спроса на уголь отражало динамику экономической активности в мире. В результате введения правительствами государств ограничительных мер в период пандемии спрос на электроэнергию снизился, как и спрос на уголь, необходимый для ее генерации. Однако по мере постепенного восстановления экономики после кризиса 2020 г. и возобновления экономической активности в 2021 г. мы наблюдали рост спроса на электроэнергию и параллельно, что совсем не удивительно – восстановление спроса на уголь. Так, в 2021 г. в Германии угольная генерация выросла на 18 % [14] по сравнению с предыдущим годом, а в США – на 17 % [15]. По предварительным оценкам экспертов, по итогам 2021 г. в целом по миру спрос на уголь вырос на 6 % [16].

Росту угольной генерации в 2021 г., среди прочего, способствовала ситуация, сложившаяся на рынке природного газа.

Повышение цен на данный вид ископаемого топлива в 2021 г. привело к снижению объемов газовой генерации в мире как минимум на 3 % [17]. Развитые государства Запады, столкнувшись с неблагоприятной ценовой конъюнктурой, предпочли перейти на уголь для удовлетворения внутреннего спроса на электроэнергию.

Одним из ключевых мотивов, побуждающих государства мира продолжать добычу и потребление угля, является сам по себе факт наличия у них обширной угольной ресурсной базы. Так, большими разведанными запасами угля помимо России в настоящее время обладают такие страны, как Индонезия, Китай, ЮАР, США, Польша и др. Угольные месторождения в этих странах обладают потенциалом эксплуатации на годы и десятилетия вперед, и отказываться от них сейчас, особенно в условиях отсутствия рентабельной и надежной альтернативы, просто экономически нецелесообразно.

Более того, доля угольной генерации в энергобалансе ряда стран составляет более 50 %, в связи с чем резкий отказ от угля представляет угрозу их энергетической безопасности. Так, например, в Китае доля угольной генерации превышает 57 %, а в Индии – 71 % [18]. Несмотря на распространенное заблуждение, от угля зависит энергетическая безопасность не только в развивающихся странах: в Австралии, официально состоящей в ОЭСР (объедине-

Угольная ТЭС в Германии
Источник: eppowereurope.cz



Полный отказ от угля влечет за собой устранение одного из ключевых барьеров для сдерживания роста спроса и цен на природный газ. Поэтому уголь необходим для стабильности мирового энергорынка

нии ключевых развитых государств мира), за счет угля обеспечивается около 55 % электрогенерации в стране [19]. Это говорит о том, что отказ от угля в пользу альтернативных видов топлива будет отнюдь не безболезненным.

Более того, полный отказ от угля влечет за собой устранение одного из ключевых сдерживающих барьеров, обеспечивающих приемлемые цены и спрос на природный газ, который в среднесрочной перспективе, как предполагается, должен стать основой энергетических систем будущего. Таким образом, уголь также необходим для недопущения установления монополии природного газа и обеспечения стабильности газового рынка.

Тезис о том, что мир пока не готов окончательно отказаться от угля, подтверждают и итоги последней конференции COP26, прошедшей в г. Глазго (Великобритания) осенью 2021 г. Несмотря на длительные переговоры и многочасовые обсуждения формы и конкретного содержания финального акта конференции (Glasgow Climate Pact), в последний момент в тексте документа формулировка о необходимости скорейшего отказа стран от угля (phase-out) была заменена менее категоричной формулировкой о необходимости сокращения потребления угля (phase-down). В качестве инициаторов изменений текста выступили ключевые потребители угля: Китай и Индия [20]. Нельзя отрицать тот факт, что данный документ олицетворяет собой нынешний этап эволюции глобальной климатической повестки, и в рамках этой повестки уголь все еще сохраняет за собой значительную долю в мировом энергобалансе.

Оценки дальнейшей динамики использования угля отличаются значительным



Разгрузка угля, порт Восточный (Приморский край)

Источник: primamedia.ru

разбросом в прогнозных значениях. Так, эксперты МЭА прогнозируют к 2030 г. снижение потребления угля на 5–55 % в зависимости от сценария [21]. Расчеты специалистов British Petroleum показывают, что в долгосрочной перспективе – к 2050 г. – сокращение потребления угля может находиться в диапазоне от 25 % (в консервативном сценарии) до 90 % (в амбициозном сценарии) [22]. По прогнозам Всемирной ассоциации угля (World Coal Association), к 2040 г. доля угля в электрогенерации снизится, но несмотря на это, на данный вид топлива будет приходиться порядка четверти производства электроэнергии [23].

Смещение центра потребления угля с запада на восток приведет к конкуренции между Россией, Индонезией и Австралией. Преимущество России – в высоком качестве и низкой стоимости сырья

Несмотря на то, что многие эксперты сегодня заявляют о достижении пика спроса на уголь, мир вряд ли может ожидать полного отказа от угля в краткосрочной, среднесрочной и даже долгосрочной перспективе. Однако изменения, которые уже начались в угольной отрасли под влиянием ускорения политики по осуществлению энергетического перехода и активизации климатической повестки, очевидно, не только продолжатся, но и будут усиливаться. В условиях происходящих перемен России важно, как говорится, «держать руку на пульсе» – стараться адаптироваться к новым реалиям и отвечать на актуальные запросы рынка.

Так, продолжится и станет более ярко выраженным изменение географии угольной отрасли – смещение центра потребления угля из Европы в АТР, где расположено большинство стран с формирующейся экономикой. В такой ситуации перед Россией, являющейся крупным производителем и поставщиком этого вида энергоресурсов, экспорт которого приносит в национальный бюджет значительные доходы (по данным ФТС, в 2021 г. выручка от экспорта угля составила порядка 18,4 млрд долл. США [24]), стоит задача сохранить востребованность российского угля на мировом рынке, что может быть достигнуто посред-

ством географической диверсификации угольного экспорта.

Экспортные поставки российского угля традиционно ориентированы на Европу, которая в последнее время все чаще декларирует намерение снизить эмиссию углерода за счет отказа от традиционных видов топлива. В период 2010–2020 гг. потребление угля в Европе сократилось почти на 40 % [25]. Снижение потребления неизбежно ведет к сокращению объемов импорта угля, в том числе и из России. Россия должна и, что немаловажно, может компенсировать это снижение путем переориентации поставок на Восток. В последние годы Россия уже нарастила объемы экспорта угля в государства АТР – Китай, Японию – страны, которые, как ожидается, продолжат оставаться ключевыми импортерами. И здесь важно отметить, что рост экспортных поставок российского угля в данные страны продолжился, даже несмотря на негативные последствия пандемии: так, общая доля таких азиатских стран, как Китай, Япония, Республика Корея и Индия, в структуре российского экспорта угля с января по ноябрь 2020 г. увеличилась до 41,4 % [26]. При этом в перспективе Россия сможет нарастить объем поставок угля, в частности, коксующегося (металлургического) угля, в быстроразвивающуюся Индию, которая на данный момент пока закупает лишь небольшие объемы. Для увеличения российского экспорта в данном направлении потребуются приложить определенные усилия, в том числе по расширению транспортных мощностей и преодолению конкуренции.

В целом, Энергетическая стратегия на период до 2035 г. ставит задачу нарастить долю присутствия России на рынках стран АТР [27], поэтому работа в данном направлении будет продолжена.

Вместе с тем, нужно иметь в виду, что такое смещение центра потребления угля с запада на восток ведет к тому, что Россия столкнется с конкуренцией со стороны других ведущих стран-экспортеров данного вида топлива, расположенных в АТР – Индонезии и Австралии. Укреплению позиций России на рынках государств региона будут способствовать такие конкурентные преимущества, как низкая себестоимость добычи, широкая сортовая номенклатура углей, а также высокое качество данного вида топлива.

Одновременно основным фактором, сдерживающим темпы увеличения поставок российского угля в восточном направлении, является недостаточное развитие транспортно-логистической системы. Решению данной проблемы во многом будет способствовать ожидаемое в скором времени завершение модернизации Восточного полигона. Все это позволит России консолидировать и укрепить свои позиции на растущих с точки зрения потребления угля рынках.

Говоря об изменениях, которые ожидают мировую угольную промышленность, важно также отметить, что в перспективе, по мере активизации климатической по-

Перевозка угля в Австралии
Источник: theconversation.com

литики, судьба угольной отрасли в целом будет зависеть от прогресса в ее «озеленении»: развитии и применении технологий улавливания, использования и хранения углерода (CCUS) и «чистых» угольных технологий, позволяющих минимизировать негативные последствия сжигания угля.

Применение технологий CCUS, по разным оценкам, позволит «нейтрализовать» от 5 [28] до 18 Гт CO₂ ежегодно [29]. Существенным недостатком данных технологий на сегодняшний день является их высокая стоимость. Их применение фактически снижает доступность угля по ценовому признаку, однако по мере развития и распространения данного вида технологий их стоимость, как ожидается, будет сни-

жаться. В соответствии с одним из прогнозных сценариев МЭА (Net Zero Emissions by 2050), к 2050 г. 80 % всего потребления угля в мире будет сопровождаться использованием технологий CCUS.

Другой вид новых технологий, позволяющий «озеленить» угольную отрасль – «чистые» угольные технологии – также привлекает к себе все больше и больше внимания, особенно, в странах региона АТР. Например, только в Китае, Индии и Вьетнаме планируется строительство свыше 1000 угольных электростанций, функционирующих по принципу «высокая эффективность и низкая эмиссия» (HELE).

В связи с тем, что в перспективе повышенные стандарты экологичности и энергоэффективности будут предъявляться не только на европейском, но и азиатском рынке, России необходимо и дальше двигаться по пути повышения экологичности процессов угледобычи посредством технологической модернизации угольной промышленности.

В контексте происходящих в глобальной энергетике перемен перспективным для России направлением видится развитие углехимии, а именно – технологий глубокой переработки угля. Сейчас

разработка данных технологий ведется во многих странах мира. Россия также не отстает: специально для этих задач в Кузбассе был создан Федеральный исследовательский центр угля и углехимии РАН, занимающийся проведением научно-исследовательских работ в данной области. Ключевые направления работы охватывают газификацию угля с получением продуктов для базовой химии и жидкого синтетического топлива, коксохимию с получением товарных продуктов, экстракционные технологии извлечения продуктов из бурого и низкокачественного каменного угля с получением ценных продуктов, получение углеродных сорбентов и молекулярных сит различного назначения. Таким образом, российский уголь в перспективе сможет служить не только нуждам энергетики и металлургической промышленности, но и нуждам химической промышленности.

В целом, можно с уверенностью заявить, что говорить о конце «эры угля» еще слишком рано. Угольный сектор ожидает, скорее, перерождение, в ходе которого он превратится в абсолютно новую отрасль, которая будет отвечать реалиям времени и новым, актуальным запросам рынка.



Угольный морской порт, Шахтерск

Источник: negabaritoff.ru

Использованные источники

1. British Petroleum. Statistical Review of World Energy 2021. URL: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2021-full-report.pdf>
2. BP Statistical Review 2021. URL: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2021-full-report.pdf>
3. IEA. Coal 2021. Analysis and forecast to 2024. URL: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/f1d724d4-a753-4336-9f6e-64679fa23bbf/Coal2021.pdf>
4. World Coal Association. Coal's contribution. URL: <https://www.worldcoal.org/coal-facts/coal-contribution>
5. U. S. News. Portugal Becomes Fourth EU Country to Stop Using Coal Plants. URL: <https://www.usnews.com/news/business/articles/2021-11-22/portugal-becomes-fourth-eu-country-to-stop-using-coal-plants#:~:text=The%20Pego%20plant%20located%20in%20Sweden%20followed%20last%20year>
6. The diplomat. India and China Can Quit Coal Earlier, But the World Must Work Alongside Them. URL: <https://thediplomat.com/2021/12/india-and-china-can-quit-coal-earlier-but-the-world-must-work-alongside-them/>
7. United Nations ESCAP. Coal phase out and energy transition pathways for Asia and Pacific. URL: <https://www.unescap.org/kp/2021/coal-phase-out-and-energy-transition-pathways-asia-and-pacific>
8. Аналитический центр при Правительстве Российской Федерации. Перспективы мирового угольного рынка. URL: https://ac.gov.ru/uploads/2-Publications/energo/2021/бюллетень_№_96.pdf
9. Fortune India. Record global coal consumption threatens Net Zero pledges. URL: <https://www.fortuneindia.com/macro/record-global-coal-consumption-threatens-net-zero-pledges/106716>
10. Тимофеев О. А., Шарипов Ф. Ф., Петренко Б. В. Влияние эпидемии COVID-19 на рынок угля в Китае // Уголь. 2021.
11. United Nations ESCAP. Coal phase out and energy transition pathways for Asia and Pacific. URL: <https://www.unescap.org/kp/2021/coal-phase-out-and-energy-transition-pathways-asia-and-pacific>
12. Аналитический центр при Правительстве Российской Федерации. Перспективы мирового угольного рынка. URL: https://ac.gov.ru/uploads/2-Publications/energo/2021/бюллетень_№_96.pdf
13. Аналитический центр при Правительстве Российской Федерации. Перспективы мирового угольного рынка. URL: https://ac.gov.ru/uploads/2-Publications/energo/2021/бюллетень_№_96.pdf
14. Clean Energy Wire. Germany's energy consumption rising, renewables share falling in 2021. URL: <https://www.cleanenergywire.org/news/germanys-energy-consumption-rising-renewables-share-falling-2021>
15. Rhodium Group. Preliminary US Green House Gas Emissions Estimates for 2021. URL: <https://rhg.com/research/preliminary-us-emissions-2021/>
16. IEA. Coal power's sharp rebound is taking it to a new record in 2021, threatening net zero goals. URL: <https://www.iea.org/news/coal-power-s-sharp-rebound-is-taking-it-to-a-new-record-in-2021-threatening-net-zero-goals>
17. Rhodium Group. Greenhouse Gas Emissions Estimates for 2021. URL: <https://rhg.com/research/preliminary-us-emissions-2021>
18. Российская газета. Российские угольные шахты рано закрывать. URL: <https://rg.ru/2021/11/15/rossijskie-ugolnye-shahty-rano-zakryvat.html>
19. Australian government. Electricity generation. URL: <https://www.energy.gov.au/data/electricity-generation>
20. Российская газета. Российские угольные шахты рано закрывать. URL: <https://rg.ru/2021/11/15/rossijskie-ugolnye-shahty-rano-zakryvat.html>
21. IEA. World Energy Outlook 2021. URL: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2021>
22. British Petroleum. Energy Outlook 2020 edition. URL: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/energy-outlook/bp-energy-outlook-2020.pdf>
23. World Coal Association. Powering the globe. URL: <https://www.worldcoal.org/coal-facts/coal-contribution/>
24. По оценке Аналитического центра ТЭК ФГБУ «РЭА» Минэнерго России на основе данных ФТС.
25. BP Statistical Review 2021. URL: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2021-full-report.pdf>
26. PwC. Цена пандемии: как COVID-19 отразился на российском сырьевом экспорте. URL: <https://www.pwc.ru/publications/covid-19-syryevoy-eksport.html>
27. Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 года.
28. IEA. CCUS in clean energy transitions. URL: <https://www.iea.org/reports/ccus-in-clean-energy-transitions/a-new-era-for-ccus#growing-ccus-momentum>
29. IEA. CCUS in clean energy transitions. URL: <https://www.iea.org/reports/ccus-in-clean-energy-transitions/a-new-era-for-ccus#growing-ccus-momentum>

Образ переходного мира: экономика, энергетическое развитие и природные аномалии

The image of the consequences of a transitional world: economy, energy development and natural anomalies

Виталий БУШУЕВ
Генеральный директор Института энергетической стратегии, главный научный сотрудник ОИВТ РАН, д. т. н., профессор
e-mail: vital@df.ru

Vitaly BUSHUEV
Director General with Institute for Energy Strategy, Chief researcher JIHT RAS, professor, Doctor of Engineering
e-mail: vital@df.ru

Андрей КЛЕПАЧ
Главный экономист
Внешэкономбанка, к. э. н.
e-mail: klepach@veb.ru

Andrej KLEPACH
Chief Economist of VEB,
Candidate Economic Sciences
e-mail: klepach@veb.ru

Дмитрий СОЛОВЬЕВ
Старший научный сотрудник ОИВТ РАН, ИО РАН, к. ф.-м. н.
e-mail: solovev@guies.ru

Dmitry SOLOVJEV
JIHT RAS, IO RAS, Candidate of Physical and Mathematical Sciences
e-mail: solovev@guies.ru

Загрязнение воздуха в Лондоне, Великобритания

Источник: in.gr



Аннотация. В статье авторы попытались исследовать образ нового постковидного мира, на основе методологии форсайта. Особую роль в наших исследованиях приобретает циклическая зависимость природных аномалий и ее связь с деятельностью человека. Эта взаимосвязь во многом определяет образ будущей постковидной экономики, энергетического развития и глобальных климатических изменений. Использование методики интеллектуального прогнозирования, включающей нейронный, корреляционный и факторный анализ, дали возможность показать свои оригинальные представления о нашем постковидном будущем.

Ключевые слова: экономика, энергетика, климат, COVID-19, природные аномалии, нефть.

Abstract. In the article, the authors tried to explore the image of a new post-person world, based on the foresight methodology. A special role in our studies acquires the cyclic dependence of natural anomalies and its connection with human activity. This interconnection largely determines the image of a future pussy economy, energy development and global climate change. The use of intellectual forecasting techniques, including neural, correlation and factor analysis, made it possible to show their original ideas about our postpony future.

Keywords: economy, energy, climate, COVID-19, natural anomalies, oil.

//

Прогнозные нейронные сети представляют собой математические модели, позволяющие реализовать некоторые принципы искусственного интеллекта

Введение

Человечество существовало всегда ожиданием апокалипсиса, который начал не только конец света, но и нес в себе «благую весть» о рождении нового мира. Он виделся людям как рай на земле, подобный раю на небесах обетованных. Силы неба несли людям не только тепло и свет, но и дарили надежды на перемены к лучшему. Шло время, и радость, переполнявшая людей и дававшая им силы для становления нового мира, постепенно уступала место для очередного разочарования. Ибо новый мир был полон не только несбывшихся надежд, но и новых катаклиз-

мов, которые перевешивали все прежние. И все же ожидания нового апокалипсиса, а вслед за ним нового светлого будущего не покидали людей во все времена. Эта череда кризисов, ожиданий, надежд и разочарований неизменно сопровождала человечество на протяжении всей его истории. Цикличность земного бытия отражала цикличность космических процессов, которые всегда были для людей символом вечного круговращения [1].

После геополитической катастрофы, вызванной распадом СССР, неуверенность в завтрашнем дне породила ожидание нового апокалипсиса, который, казалось бы, должен неминуемо наступить либо с началом миллениума – третьего тысячелетия (предшественником чего стала отставка главного реформатора – президента России Б. Н. Ельцина), либо в 2012 г. – с концом света (по календарю майя). И он проявился только в 2020 году, когда и Россия и весь мир оказались захлестнуты волной пандемии COVID-19, оказавшейся триггером радикальных мировых трансформаций: и в экономике, и в социальной сфере всех стран, и в геополитических отношениях между странами [2].

Главный вопрос – это случайное событие, «черный лебедь» в мировой истории или «знамение свыше», означающее естественный конец жизненного цикла одного формата общественного бытия [3]. И что нас ждет после этого апокалипсиса? Как пройдет эта «ночь перед рождеством»,

Есть природные причины изменений концентрации CO₂: выделение его океанами и грунтами при нагревании и поглощение при охлаждении, выбросы вулканами, поглощение при фотосинтезе и т. д.

и каким мы не только увидим, но и сами воплотим постковидный мир?

Этот вопрос будоражит всех: и политиков и обывателей, и ученых и журналистов, и людей старшего поколения и молодых миллениалов, которые будут жить в этом завтрашнем мире. А основные черты этого завтрашнего мира проступают все яснее: это и цифровизация, интегрирующая нашу физическую и экономическую реальность вместе с виртуальным интернет-миром, и озабоченность всех людей проблемами не только экономики и материального роста, но и климата и гармонии с окружающим социоприродным миром.

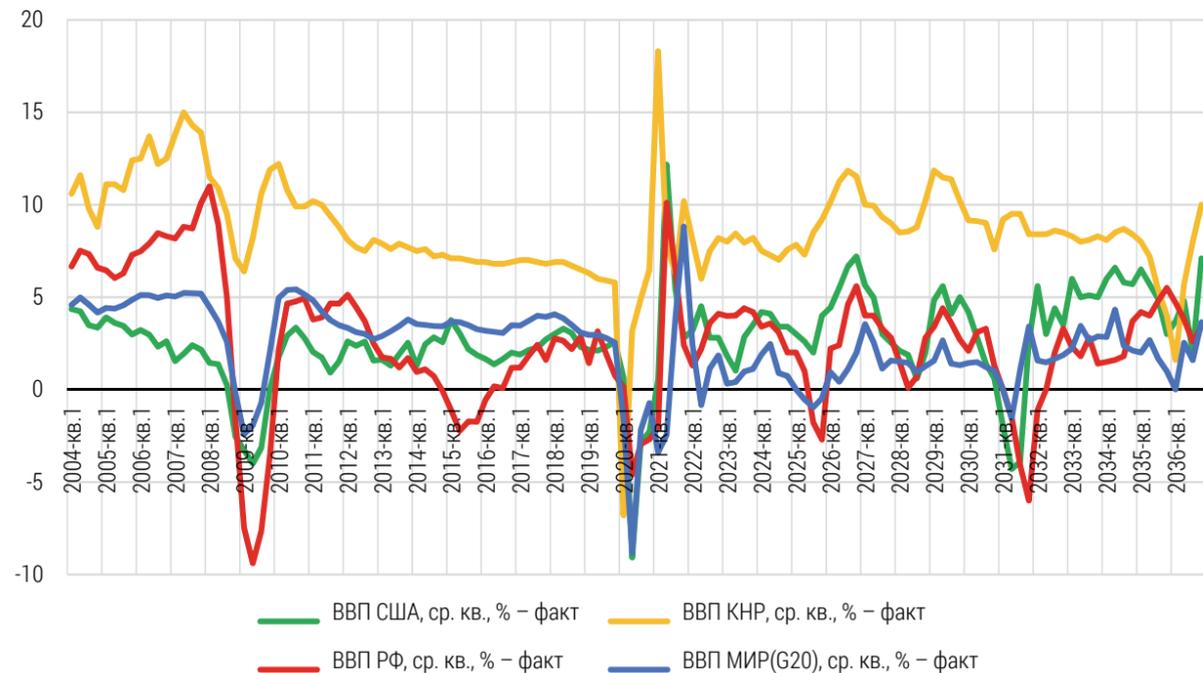
Стремление к расширению ареала своего бытия, к экспансии не только в пределах земной ойкумены, но и в масштабах вечно манящего людей космоса – было и будет естественным устремлением человечества и его пассионарной элиты – путешественников и миссионеров, первопроходцев и космонавтов.

Но чтобы понять и осознанно принять участие в формировании нового постковидного мира, необходимо не пассивно строить прогнозы этого будущего, а целенаправленно участвовать в его создании. А это можно сделать только на основе форсайта (целевого видения) завтрашнего дня [4], основанного на интеллектуальном исследовании циклических зависимостей экономики, энергетического развития и природно-климатических аномалий, а также изучении механизмов их связей с деятельностью человека [5].

Постковидный анализ экономик ведущих стран мира

Для построения интеллектуальных прогнозов, экономических, энергетических и природных явлений, характеризующих

Рис. 1, а. Прогноз изменения квартального ВВП США, КНР, РФ и мира за период 2004–2036 гг.



Источники: расчеты авторов на основе URL: <https://data.oecd.org/gdp/quarterly-gdp.htm>

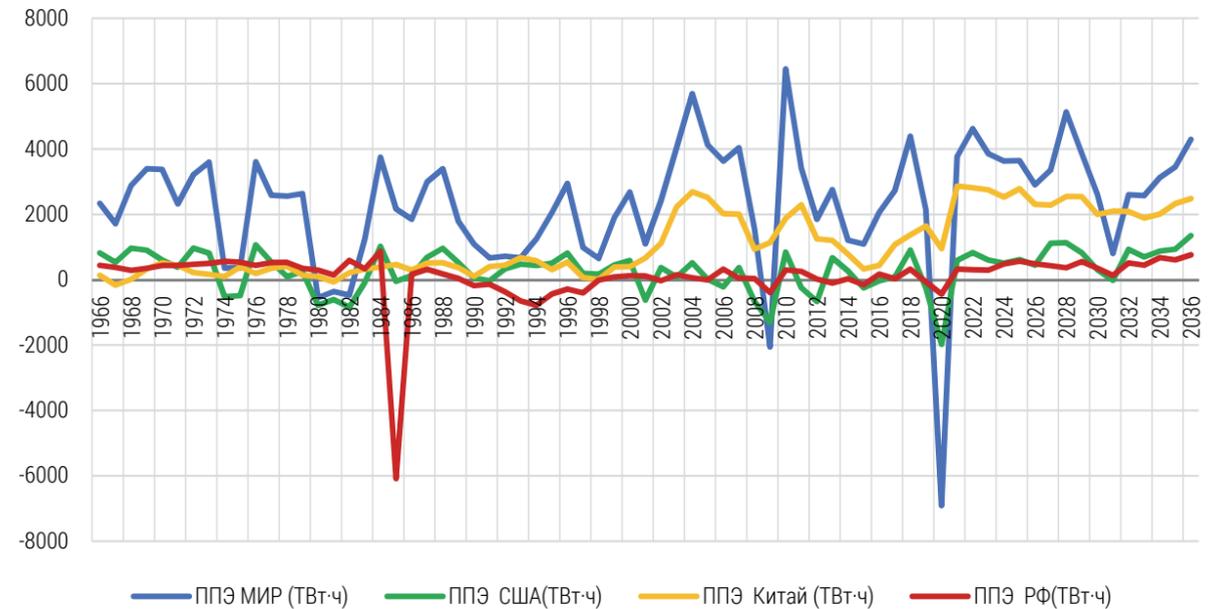


Рис. 1, б. Прогноз изменения ежегодного потребления первичной энергии США, КНР, РФ и мира за период 2004–2036 гг.

Источники: расчеты авторов на основе URL: <https://ourworldindata.org/grapher/abs-change-energy-consumption>

образ нового постковидного мира были использованы искусственные нейронные сети. Данные нейронные сети представляют собой математические модели, позволяющие реализовать некоторые принципы искусственного интеллекта. Принцип их работы подобен принципу обработки сигналов в нейронах живых существ. Для построения прогнозов временных рядов данных ВВП ведущих стран мира, глобальной температуры, уровня выброса парниковых газов, частоты повторяемости природных аномалий и других рассмотренных в работе параметров был реализован нейросетевой алгоритм в программной среде STATISTICA Automated Neural Networks (автоматизированные нейронные сети) на основе многослойной архитектуры нейронной сети с обратным распространением ошибки [6]. Ряд значений моделируемого параметра был разделен на обучающую, тестирующую (тестовую) и контрольную выборки. На обучающей выборке проводилось обучение модели, на тестовой – проверка результата моделирования. На заключительном этапе экспертным путем отбиралась наилучшая из нескольких конструкций НС, выбранных программой на основе условия максимума обучения, описанного в работе.

На рис. 1 (а, б) представлен нейронный прогноз изменения квартального ВВП

США, КНР, РФ и мира и соответствующий им прогноз изменения ежегодного потребления первичной энергии (ППЭ) с 2004 по 2036 год. Фактические данные прогноза ВВП включали в себя актуальные данные четвертого квартала 2021 года. Анализ экономики ведущих стран мира, которые представлены странами большой двадцатки (G20), а также США, Китая, РФ и потребления первичной энергии по этим странам показывает, что они достаточно коррелированы между собой и вместе восстановились уже в середине 2021 г. При этом важно учитывать, что динамика ВВП отражает лишь рост или падение экономики в целом, всех создаваемых то-

Антропогенные выбросы CO₂ составляют только 4–5% от всей эмиссии с поверхности суши и океана. По прогнозу, к 2036 г. выбросы от сжигания топлива достигнут всего 8–10% от общей эмиссии CO₂



Мировое энергопотребление растёт вслед за численностью населения

Источник: reveal.co.nz

варов и услуг, поэтому в прогнозе постковидного развития экономики учитывался фактор потребления первичной энергии (ППЭ). В настоящее время экономика ведущих стран мира переживает самый глубокий спад со времён Великой депрессии 1930-х годов. Пандемия и принятые меры сдерживания, используемые для ограничения её распространения, в прошлом году привели к закрытию крупных сегментов экономики по всему миру, что вызвало резкие и внезапные сокращения производства, расходов и занятости. По оценкам, мировой ВВП во втором квартале 2020 года снизился примерно на 9 %, когда во многих странах были введены

жёсткие антиковидные меры (рис. 1, а). Экономическая активность резко снизилась в Китае, который, начиная с первого квартала 2020 года, был первоначальным центром пандемии, с уровнем падения ВВП до максимальных 6,8 %. В США и РФ пик падения ВВП из-за коронавирусных ограничений пришёлся на третий квартал 2020 года.

Согласно нейронной модели динамики ВВП (рис. 1, а), восстановление, вероятно, начнётся после небольшого снижения, начиная со второго квартала 2022 года, и может быть прервано новой вспышкой коронавируса в начале 2023 года. Помимо 2023 г., в прогнозной динамике мирового ВВП выделяются ещё два кризисных периода – 2025 и 2031 гг. Общий краткосрочный (до 2022 г.) тренд потребления первичной энергии в мире (рис. 1, б) свидетельствует о возможном скором постковидном восстановлении экономик ведущих стран мира. В 2022 году перспективы роста ВВП несколько улучшились, из-за сильного эффекта переноса, вызванного постепенным выходом из ковидных ограничений и возобновлением экономической деятельности. По оценкам, в четвертом квартале 2022 года произойдёт рост активности, на фоне небольшого роста уровня мирового ВВП.

Расчеты показывают, что до 2036 г. фактор, связанный с ростом потребления энергии, ответственен лишь за 6 % глобального потепления, остальное – это пожары, наводнения, засухи

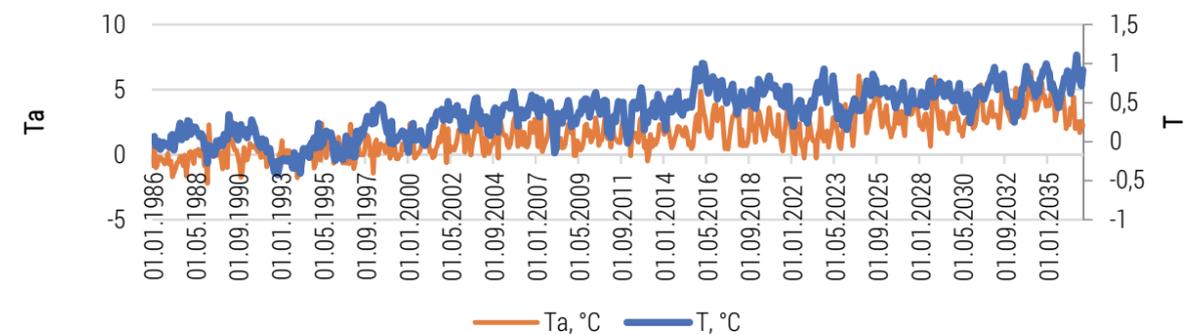


Рис. 2, а. Прогноз изменения глобальных температурных аномалий (базовый период: 1979–2000 гг.) в мире (Т, область поверхности Земли: 90°S–90°N, 0°E–360°E) и в Арктике (Т_а, область поверхности Земли: 60°N–90°N, 0°E–360°E) за период 1986–2036 гг.

Источник: данные реанализа NCEP/NCAR Reanalysis VI, ClimateReanalyzer.org, Climate Change Institute, University of Maine, USA., расчеты авторов на основе данных реанализа

Связь глобального потепления и уровня выбросов парниковых газов

На рис. 2 (а, б, в) представлен нейронный прогноз изменения температурных аномалий (базовый период: 1979–2000 гг.) в глобальном масштабе Т (90°S–90°N, 0°E–360°E), в Арктической области Т_а (60°N–90°N, 0°E–360°E) и темпов роста глобальной концентрации CO₂ в атмосфере за период 1986–2036 гг. Фактические данные для построения прогноза изменения температурных аномалий включали в себя актуальные месячные данные аномалий Т и Т_а (°C) до 1 июня 2021 года, полученные из архива реанализа NCEP/NCAR Reanalysis VI (ClimateReanalyzer.org).

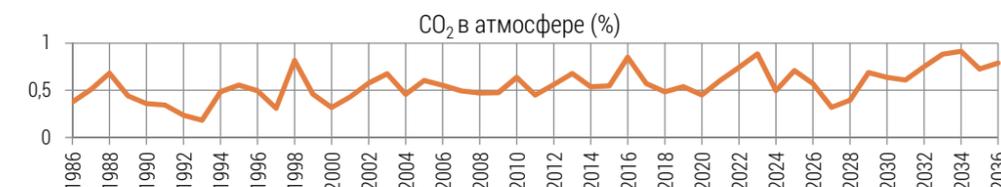
В последние годы одновременно с наблюдаемым ростом аномалий глобальной приземной температуры воздуха (рис. 2, а) измерения, которые проводятся специалистами в разных странах, показывают такое же быстрое увеличение (примерно

на треть) содержания в атмосфере углекислого газа (CO₂) – наиболее долго сохраняющегося в воздухе по сравнению с другими парниковыми газами (рис. 2, б). В наше время в атмосфере растёт концентрация углерода, в том числе и того, который ранее входил в состав горючих полезных ископаемых, то есть в воздухе добавляется углекислый газ не только за счет естественных природных процессов, но и от сжигания топлива в процессе антропогенной деятельности.

Графики изменений концентрации CO₂ и аномалий температуры Т почти повторяют друг друга (рис. 2, в). Эта корреляция сама по себе не является доказательством того, что причиной потепления является увеличение содержания в атмосфере углекислого газа. Это можно объяснить тем, что есть и природные причины изменений концентрации углекислого газа в атмосфере: выделение его океанами и грунтами при нагревании и поглощение при охлаждении, выбрасывание вулканами, поглощение при фотосинтезе растениями и некоторыми бактериями,

Рис. 2, б. Прогноз изменения глобального содержания углекислого газа в атмосфере: темп роста глоб. концентрации CO₂ в атмосфере (%) за период 1986–2036 гг.

Источник: расчеты авторов на основе URL: <https://ourworldindata.org/grapher/annual-co-emissions-by-region>



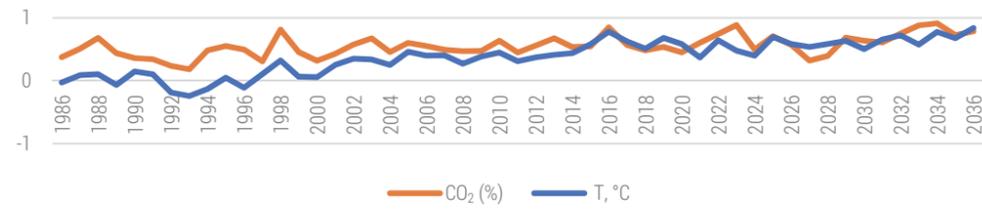


Рис. 2, в. Прогноз изменения концентрации CO_2 и аномалий глобальной температуры T за период 1986–2036 гг.

Источник: расчеты авторов на основе
URL: <https://ourworldindata.org/grapher/annual-co-emissions-by-region>

выделение при дыхании живых организмов, при лесных пожарах, засухах, наводнениях и т. д. Из естественных причин наибольший вклад вносит Мировой океан [7], [8]. Теплая вода не может содержать в растворенном виде столько же углекислого газа, сколько холодная, поэтому при нагревании она отдает в атмосферу часть CO_2 . В доиндустриальные времена отмечались похожие на современные концентрации углекислого газа в атмосфере. Около 450 млн лет назад концентрация углекислого газа в атмосфере была более чем на порядок выше, чем сейчас, но при этом наблюдались признаки некоторого оледенения.

В настоящее время скорость увеличения содержания CO_2 в воздухе составляет

примерно 0,5 % в год и колеблется в соответствии с экономической активностью [9]. Например, кризисные годы (кризис 2008 года) достаточно хорошо отображаются на рис. 2 (б) в виде замедления прироста содержания углекислого газа. Около 3/4 всего антропогенного увеличения содержания углекислого газа в воздухе объясняется сжиганием ископаемых углеводородов и вырубкой лесов [10]. Большая часть остального роста содержания CO_2 – различными природными процессами, потеплением климата и уничтожением растительности за счет стихийных бедствий (пожары, наводнения, засухи). При этом около половины выделяемого при человеческой деятельности CO_2 остается в атмосфере

Гроза на море

Источник: wallhere.com



ЗМ-поверхность: ППЭ МИР (ТВт·ч) и CO_2 (%) и $T, ^\circ\text{C}$

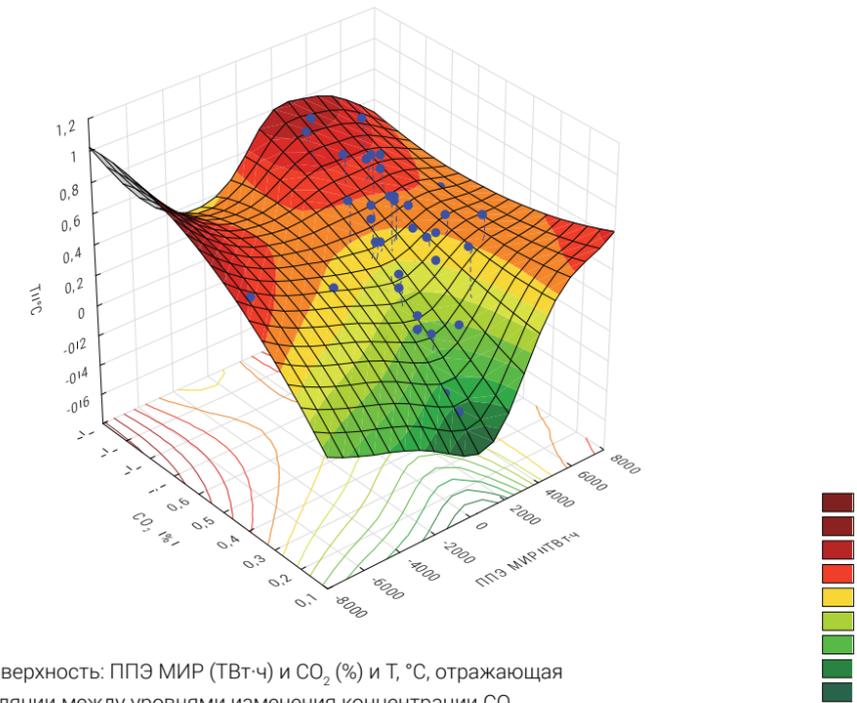


Рис. 2, г. ЗМ поверхность: ППЭ МИР (ТВт·ч) и CO_2 (%) и $T, ^\circ\text{C}$, отражающая уровень корреляции между уровнями изменения концентрации CO_2 и аномалий температуры T и уровнем ППЭ за период 1986–2036 гг.

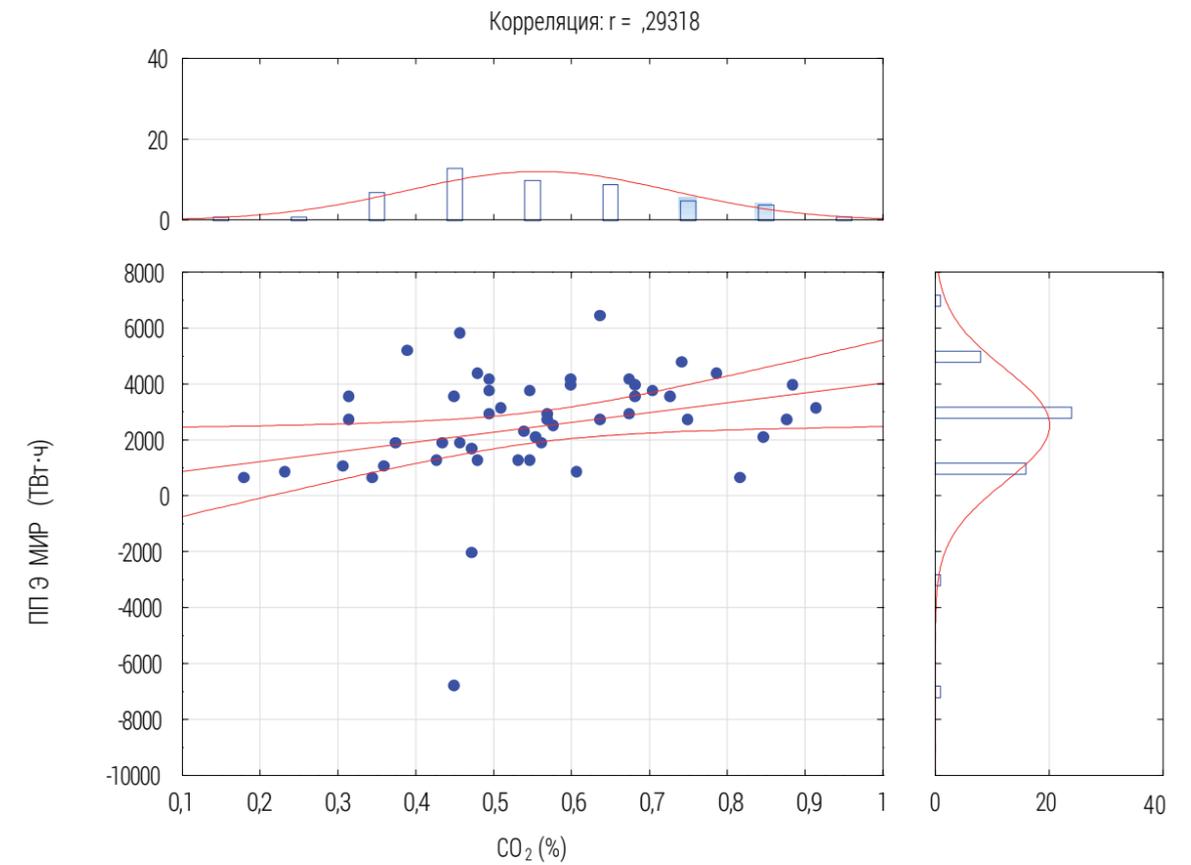


Рис. 2, д. Диаграмма рассеяния: CO_2 (%) и ППЭ МИР (ТВт·ч)

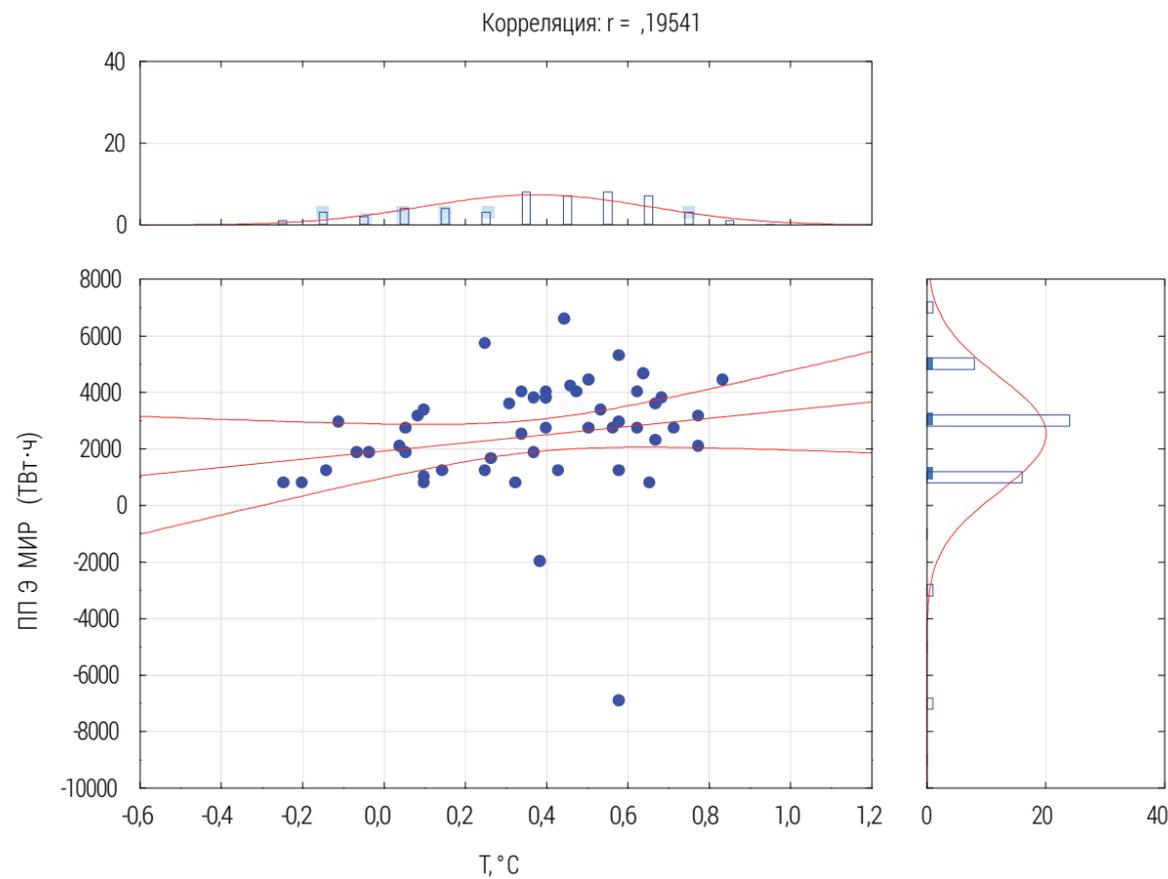


Рис. 2, е. Диаграмма рассеяния: T, °C и ППЭ МИР (ТВт·ч)

и не поглощается растениями и океанами. Отметим, что антропогенные выбросы CO₂ составляют только 4–5 % от всей его эмиссии с поверхности суши и океана. Долгосрочный анализ ретроспективы и прогноз до 2036 г. показывает, что антропогенные выбросы от сжигания топлива будут составлять всего 8–10 % от общего объема выбросов. Знания о процессах и обратных связях в климатической системе Земли по-прежнему не являются полными, поэтому пока нет однозначного ответа на вопрос, не компенсируется ли потепление из-за антропогенных выбросов парниковых газов изменениями в распределении водяных паров, облаков, функционированием биосферы или воздействием других климатических факторов. Также есть вероятность, что повышение концентрации углекислого газа, наоборот, может сдерживать нагревание приземного воздуха, внося охлаждающий эффект за счет усиления вертикальной циркуляции в атмосфере и более быстрого рассеивания энергии в космосе [11].

Анализ выполненного нейронного прогноза темпов роста концентрации CO₂ в атмосфере, а также роста аномалий глобальной T показывает, что они слабо коррелированы с колебаниями потребления первичной энергии (рис. 2, г, д, е). При этом коэффициент корреляции между кривыми CO₂, T, и ППЭ МИР составил 0,3 и 0,2 соответственно. В то же время имеет место хорошая корреляция между кривыми концентрации CO₂ и аномалий глобальной T, коэффициент которой равен 0,65. Поэтому, можно сделать предположение, что глобальное потепление может быть связано, в том числе с увеличением концентрации CO₂ в атмосфере Земли, которое в свою очередь определяется и другими, неэнергетическими и не антропогенными факторами, такими как частота повторяемости стихийных бедствий (пожары, наводнения и засухи) и другие природные и космические процессы. Для более точного определения воздействующих факторов применяется использованный ранее метод факторного анализа.

Циклическая зависимость глобальных климатических процессов и деятельность человека

Для проведения анализа циклической зависимости глобальных климатических процессов и деятельности человека проведен факторный анализ (ФА) [12] прогнозных кривых отдельных индикаторов климатических процессов (аномалии глобальной T и T_a, темпы роста концентрации CO₂ и CH₄, число пожаров, наводнений, засух, повышения уровня моря, солнечной активности SA, а также энергетических характеристик экономики – ППЭ (1986–2036 гг.). Набор этих индикаторов включает в себя как климатообразующие факторы (природные и антропогенные), так и климатические показатели. В таблице 1 представлены исходные данные и значения коэффициентов корреляции между ними, используемые для нейронного прогнозирования, в качестве индикаторов климатической динамики и рассматриваются примеры

циклической зависимости этих климатических факторов и показателей.

На рис. 3 (а–д) представлен нейронный прогноз отдельных индикаторов климатических процессов (аномалии T Арктики (T_a), число пожаров, наводнений, засух, повышения уровня моря).

Выше мы также рассмотрели нейронный прогноз постковидного состояния экономики и потребления первичных энергоресурсов, результаты которого включены в набор исследуемых данных факторного анализа.

Используя весь набор упомянутых выше динамических кривых, а также кривые, полученные на предыдущих этапах работы (уровень SA, уровень CH₄ и др.), методом факторного анализа можно попытаться помимо взаимных корреляционных связей между отдельными кривыми выявить также и внутренние (скрытые, не наблюдаемые непосредственно) параметры и свойства для всего набора исследуемых показателей. Эти внутренние параметры принято называть факторами, в которых сконцентрирована вся исходная информация (для данного набора динами-

Таблица 1. Факторный анализ (коэфф. корреляции) для набора исследуемых показателей, характеризующих связь кривых этапов 22–26 циклов SA, природно-климатических аномалий, экономики и энергетики

	SA (ср. год.), ЧВ	T (ср. год.), °C	T _a (ср. год.), °C	Пожары (МИР), кол-во	Наводнения (МИР), кол-во	Засухи (МИР), кол-во	Ур. моря (темп роста),%	CH ₄ (темп роста), ррб/год	CO ₂ (темп роста), ррб/год	ППЭ МИР (ТВт·ч)
SA (ср. год.), ЧВ	1	-0,13	-0,02	0,24	-0,24	0,39	0,01	0,06	-0,2	0,05
T (ср. год.), °C	-0,13	1	0,87	0,39	0,63	0,31	-0,06	0,25	0,73	0,2
T _a (ср. год.), °C	-0,02	0,87	1	0,46	0,57	0,23	-0,19	0,18	0,55	0,21
Пожары (МИР), кол-во	0,24	0,39	0,46	1	0,42	0,62	-0,17	-0,03	0,29	0,27
Наводнения (МИР), кол-во	-0,24	0,63	0,57	0,42	1	0,36	0	-0,13	0,39	0,23
Засухи (МИР), кол-во	0,39	0,31	0,23	0,62	0,36	1	0,08	0,02	0,3	0,09
Ур. моря (темп роста),%	0,01	-0,06	-0,19	-0,17	0	0,08	1	-0,07	0,04	-0,1
CH ₄ (темп роста), ррб/год	0,06	0,25	0,18	-0,03	-0,13	0,02	-0,07	1	0,3	-0,27
CO ₂ (темп роста), ррб/год	-0,2	0,73	0,55	0,29	0,39	0,3	0,04	0,3	1	0,15
ППЭ МИР (ТВт·ч)	0,05	0,2	0,21	0,27	0,23	0,09	-0,1	-0,27	0,15	1

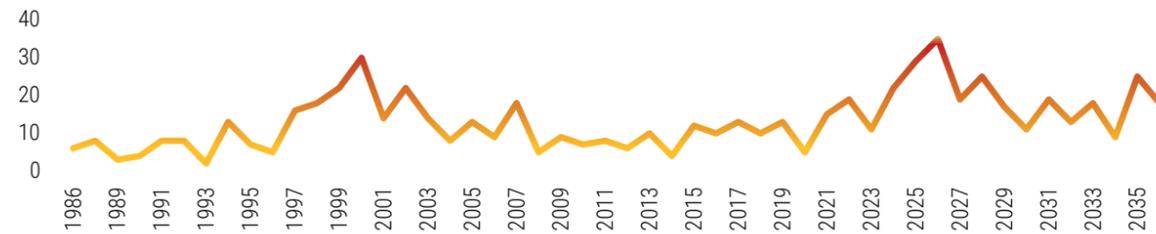


Рис. 3, а. Прогноз изменения глобального числа лесных пожаров за период 1986–2036 гг.

Источник: расчеты авторов на основе
URL: <https://public.emdat.be/data>

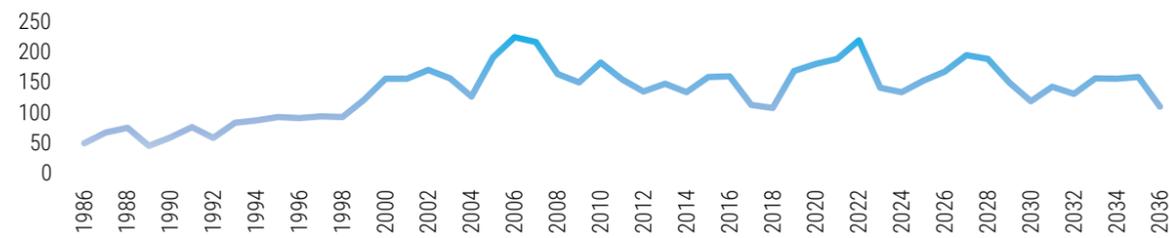


Рис. 3, б. Прогноз изменения глобального числа наводнений за период 1986–2036 гг.

Источник: расчеты авторов на основе
URL: <https://public.emdat.be/data>

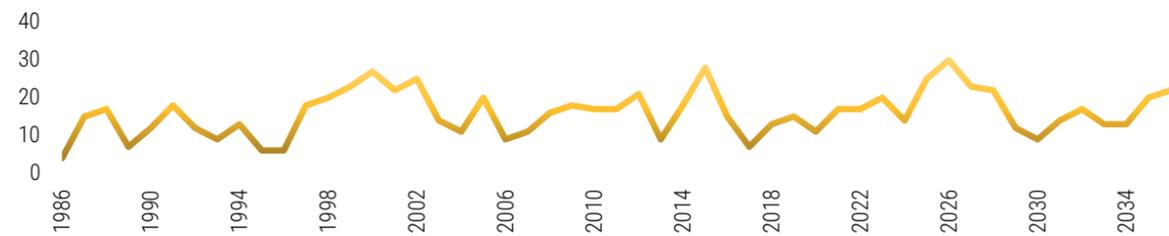


Рис. 3, в. Прогноз изменения глобального числа засух за период 1986–2036 гг.

Источник: расчеты авторов на основе
URL: <https://public.emdat.be/data>

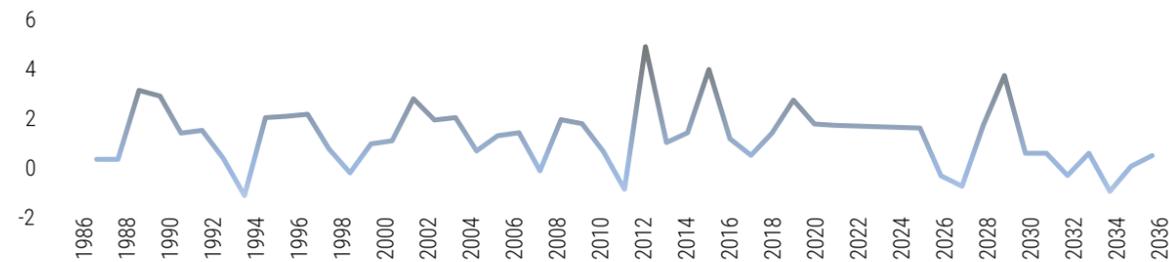


Рис. 3, г. Прогноз изменения темпа роста глоб. совокупного изменения уровня моря 1986–2036 гг.

Источник: расчеты авторов на основе
URL: <https://www.epa.gov/climate-indicators/climate-change-indicators-sea-level>

ческих кривых), выражая большое число рассматриваемых показателей (параметров) через меньшее число более ёмких внутренних характеристик явления (факторов). Полученные факторы в дальнейшем можно будет использовать для построения и анализа прогнозной динамики, меняющихся экономико-социоприродных процессов развития цивилизации и оценки уровня их взаимной связи. Из представленного

до 2036 г. могут быть связаны в том числе с увеличением концентрации парниковых газов в атмосфере Земли, которое соотносится с темпами роста аномалий глобальной температуры T и преимущественно определяется неэнергетическими факторами, которые не связаны с ППЭ. В то же время уровень солнечной активности CA и глобальное повышение уровня моря на рассматриваемом отрезке вре-

СОСТАВ ФАКТОРА 1

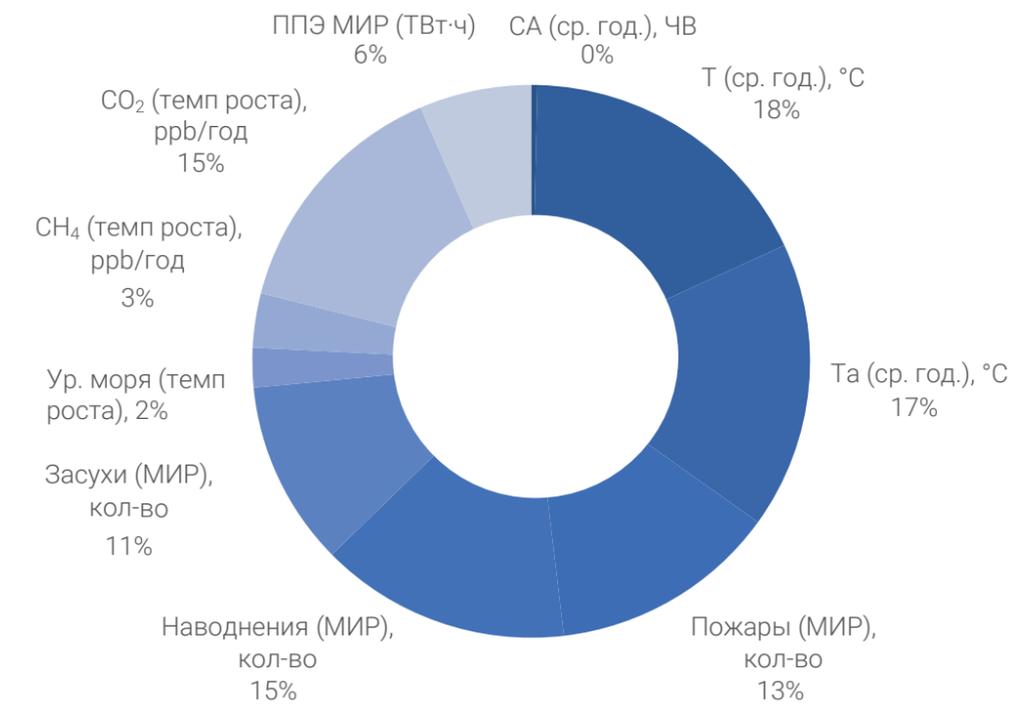


Рис. 4. Корреляция между полным набором факторов и уникальным фактором 1 (факторные нагрузки), выраженная в % отношении за период 1986–2036 гг.

в таблице 1 набора данных методом ФА выделен значимый фактор с ненулевой дисперсией (фактор 1), который характеризует связь между глобальным изменением климата (ростом аномалий T), ростом числа опасных природных явлений – ОПЯ (пожары, наводнения и засухи) и темпами роста концентрации двух основных парниковых газов в атмосфере Земли: CO_2 и CH_4 . Этот фактор можно рассматривать в качестве индикатора глобального изменения климата. Таким образом, подтверждается предположение, что процессы глобального изменения (потепления) климата Земли

мени 1986–2036 гг. не имеет выраженную взаимосвязь с глобальным потеплением климата и ростом числа опасных природных явлений, поскольку их воздействие вероятно распространяется на длинные климатические циклы от 70 и более лет.

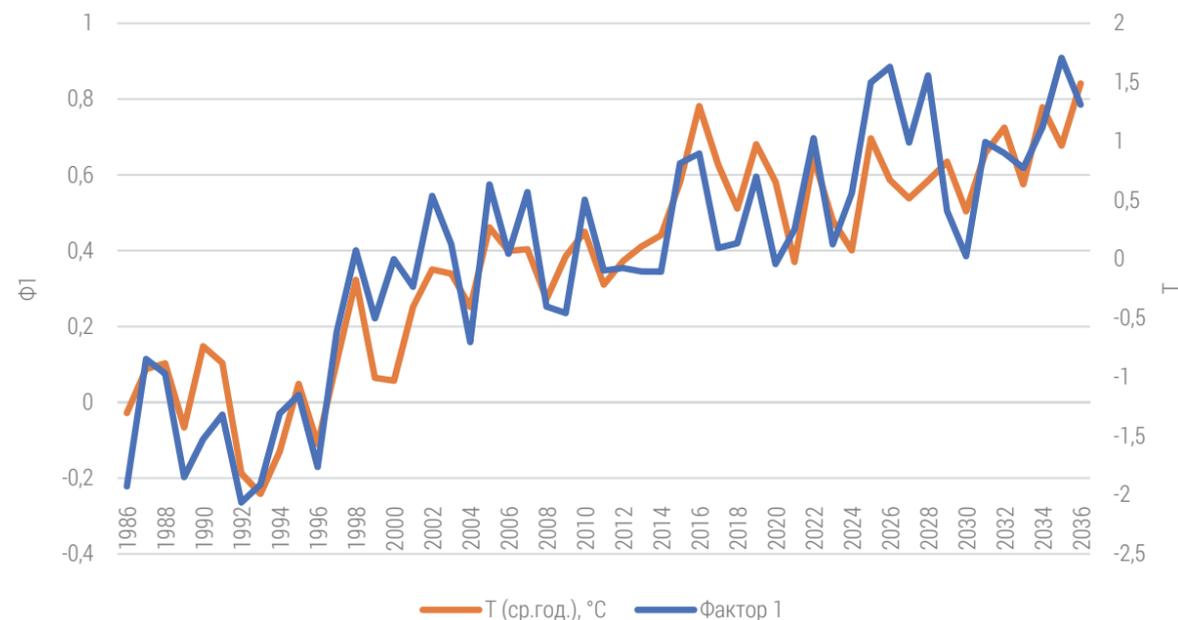
Результаты факторного анализа (см. рис. 4), позволяют оценить в процентном отношении, что на рассматриваемом периоде времени (включая прогнозный отрезок с 2020 до 2036 года) антропогенный фактор, связанный с глобальным ростом потребления первичной энергии (ППЭ) и соответствующей ему эмиссией CO_2 ответ-

Период потепления, наблюдающийся с 2010-2011 гг. продлится еще примерно 1-2 года. Пик потепления придется на 2022 г., а также после некоторой стабилизации – на 2032 и 2036 гг.

ственен не более чем за 6 % глобального потепления, остальное – это влияние пожаров (13 %), наводнений (15 %), засух (11 %) и темпы роста общей концентрации CO₂ (15 %) и CH₄ (3 %), которые главным образом и определяют смену климатических циклов. Суммарный вклад изменения аномалий T и Ta в фактор 1, отражающий уровень глобального потепления, составляет 35 %.

Временная динамика значений фактора 1 на фоне роста аномалий глобальной T показаны на рис. 5. Кривые фактора 1 и T меняются синхронно. Пиковые колебания Ф1, которые приходятся на 2022, 2026, 2028, 2031 и 2035 годы, можно интерпретировать как усиление степени их влияния для совокупного набора динамических кривых.

Рис. 5. Временная динамика значений фактора 1 на фоне роста аномалий глоб. T (мир.) за период 1986–2036 гг.



В эти годы можно ожидать всплесков числа опасных природных явлений и обострения глобальных климатических проблем.

Выполненный факторный анализ позволяет говорить о явной циклической связи глобального потепления и природных процессов.

Выводы

Постковидное восстановление экономики, вероятно, начнется после небольшого снижения, начиная во втором-третьем квартале 2022 года, после завершения волн нового штамма коронавируса «Омикрон» и может быть прервано новой вспышкой коронавируса в начале 2023 года. В прогнозной динамике мирового ВВП также имеется ещё два кризисных периода – 2025 и 2031 гг. Оценка тренда потребления первичной энергии в мире свидетельствует о возможном скором постковидном восстановлении экономик ведущих стран мира. В 2022 году перспективы роста ВВП несколько улучшились, из-за сильного эффекта переноса, вызванного постепенным возобновлением деятельности после череды локдаунов конца 2020 – начала 2021 года. По оценкам, в четвертом квартале 2022 года произойдет рост активности, на фоне роста уровня мирового ВВП.



Таяние ледников
Источник: mlrd.net

Результаты нейронных прогнозов отдельных индикаторов климатических процессов позволяют предположить, что основные тенденции изменения климата за рассматриваемый период времени с 1986 по 2036 год сводятся к следующему: есть периоды потепления, чередующиеся с этапами стабилизации и похолодания. Период потепления наблюдается в настоящее время, продолжается с 2010–2011 года около 10 лет и продлится еще примерно 1–2 года. Пик потепления, согласно нейронному прогнозу, придется на 2022 год, а также после некоторой стабилизации – на 2032 и 2036 годы.

Результаты факторного анализа показывают наличие устойчивой циклической связи между уровнем глобального потепления и изменением числа природных аномалий, и позволяет прогнозировать годы

ожидаемых всплесков числа опасных природных явлений и обострения глобальных климатических проблем.

Климат и экология в целом и отдельные климатоформирующие факторы наряду с базовыми экономическими факторами (ВВП, ППЭ) и уровнем солнечной активности формируют образ нового постковидного мира. В частности, такие опасные явления как пожары, наводнения, засухи, выбросы парниковых газов в последние десятилетия занимают все более важное место во внутренней и внешней политике большинства государств, активно влияя на международные отношения и экономику.

Представленное выше исследование и прогноз циклической зависимости природных аномалий и ее связей с деятельностью человека является не только важным элементом для задачи о глобальных вызовах, стоящих сегодня перед человечеством в преддверии нового апокалипсиса, но и послужит обоснованием нового метасистемного научно-методического подхода к исследованию природной среды его обитания, а также образное целевое видение нового мира, который рождается у нас на глазах и станет завтра нашим общим космопланетарным домом – экосом (от греч. oikos – дом, местопребывание).

Работа выполнялась в рамках договора на НИР с институтом ВЭБ и поддержана Министерством науки и высшего образования Российской Федерации (государственное задание № 075-01056-22-00; № 0128-2021-0003).

Использованные источники

1. Бушуев В.В. Введение в новое мироведение (эковедение) // Экономические стратегии. 2021. С. 84–91. DOI:10.33917/es-1.175.2021.84-91.
2. Бушуев В.В., Первухин В.В. «Новая нормальность» и энергетика // Энергия: экономика, техника, экология. № 1, 2021. С. 2–10. DOI:10.7868/S0233361921010018.
3. Громов А. Пандемия COVID-19: «Черный лебедь» или «знамение свыше»? // Энергетическая политика. №11(165), 2021. С. 6–15.
4. Бушуев В.В., Сокотущенко В.Н. Анализ и прогноз социополитических событий на основе интеллектуального прогнозирования // Устойчивое инновационное развитие: проектирование и управление. № 4(11), 2015. С. 61–85.
5. Бушуев В.В., Соловьев Д.А. Климат и энергопереход: взаимодействие и взаимозависимость // Энергетическая политика. №11(165), 2021. С. 44–55. DOI:10.46920/2409-5516_2021_11165_44.
6. Каменев А.С., Королёв С.Ю. Нейромоделирование как идеология и инструмент интеллектуализации энергоинформационных сетей. Москва: ИЦ «Энергия», 2012.
7. Гулев С.К., Катцов В.М., Соломина О.Н. Глобальное потепление продолжается // Вестник РАН. №1(78), 2008. С. 20–27.
8. Gulev S.K., Latif M. The origins of a climate oscillation // Nature. 2015. № 7553(521). С. 428–430. DOI:10.1038/521428a.
9. Brian Kahn. The World Passes 400 PPM Threshold. Permanently [Электронный ресурс]. 2016. URL: <https://www.climatecentral.org/news/world-passes-400-ppm-threshold-permanently-20738> (дата обращения: 15.02.2022).
10. Kaito C., Ito A., Kimura S., Kimura Y., Saito Y., Nakada T. Fifth Assessment Report (AR5) 2014.
11. Глобальное потепление и глобальное похолодание (материалы заседания Президиума Российской академии наук) [Электронный ресурс]. URL: <https://scientificrussia.ru/articles/globalnoe-poholodanie> (дата обращения: 4.02.2020).
12. Иберла К. Факторный анализ // Статистика, 1980.

Эволюция ценового эталона Dated Brent и североморской нефтяной корзины

The evolution of Dated Brent and the North Sea crude oil basket

Юрий ЦВЕТАЕВ

Заместитель руководителя пресс-службы СПбМТСБ

e-mail: y.tsvetaev@spimex.com

Yuri TSVETAEV

Deputy Head of the Press Service of SPIMEX

e-mail: y.tsvetaev@spimex.com

Шторм в Северном море

Источник: proprikol.ru



Аннотация. Ценовой эталон Dated Brent занимает одно из ключевых мест в системе ценообразования на международном энергетическом рынке. Его физической основой является корзина Brent, состоящая из пяти маркерных сортов, добываемых в Северном море. В статье дана характеристика физического рынка Brent и рынков производных финансовых инструментов на Brent, проанализированы проблемы, возникающие в связи с падением объёмов добычи североморской корзины, как фактора, влияющего на эволюцию всей системы ценовых индикаторов Brent.

Ключевые слова: ценовой эталон рынка нефти, маркерный сорт нефти, система нефтяного ценообразования, Brent, Brent Complex, Dated Brent, WTI.

Abstract. Dated Brent is one of the key elements of the global energy pricing system. Its physical basis consists of five North Sea marker crudes known as the Brent basket. The article describes the physical market for Brent as well as Brent derivatives markets, examines challenges caused by dwindling production volumes in the North Sea as one of the factors that determines the evolution of the Brent Complex.

Keywords: crude oil benchmark, marker crude, crude oil pricing system, Brent, the Brent Complex, Dated Brent, WTI.



Месторождение Brent не являлось уникальным, а по величине разведанных запасов не входило даже в пятёрку крупнейших в Северном море

Brent – один из самых известных в мире сортов нефти. Среди индикаторов состояния мировой экономики цена нефти Brent стоит в одном ряду с курсами валют, процентными ставками и индексом Dow Jones Industrial Average. Своё положение Brent сохраняет уже более 30 лет. Это стало возможно благодаря тому, что в конце 1980-х – начале 1990-х годов именно на его основе сформировался рынок североморской нефти, включая рынки спотовых и форвардных контрактов, а также производных финансовых инструментов (ПФИ). В 1987 году агентство Platts начало проводить оценку стоимости нефти на спотовом рынке танкерных партий, получившую название Dated Brent, против которой сегодня, по разным оцен-



Платформа Shell Brent Bravo

Источник: energyvoice.com

кам, торгуется до 70 % всей физической нефти на международном нефтяном рынке.

Запуск месторождения Brent и формирование рынка североморской нефти

Рынок североморской нефти сформировался после ввода в эксплуатацию целого ряда месторождений, открытых в 1969–1979 годах в акватории Северного моря. Месторождение Brent (Brent oilfield) было открыто в 1971 году. Его операто-

ром стала компания Shell. Будучи, безусловно, значимым месторождением, Brent oilfield по величине разведанных запасов не входило даже в пятёрку крупнейших в Северном море. В масштабах всего мира тем более нет оснований говорить о его уникальности. Начало добычи – ноябрь 1976 года. Пик суточной добычи пришелся на 1982 год. Суммарный объём добычи с 1976 года достиг около 280 млн тонн нефти [1]. До недавнего времени на месторождении работало четыре морские нефтяные платформы, три из которых к сегодняшнему дню демонтированы. По своим физическим свойствам нефть Brent классифицируется как лёгкая (сегодня её плотность равна 0,835 т/м³ (API 37,5) и низкосернистая (содержание серы: не более 0,40 %)[2]. По мере освоения Brent и 13 соседних месторождений была построена обслуживающая система морских трубопроводов (Brent system), по которым нефть поступает на терминал Sullom Voe, расположенный на одном из Шетландских островов. Параллельно к этому же терминалу была подведена вторая трубопроводная система (Ninian system), соединившая его с месторождением Ninian и ещё рядом нефтеносных участков.

Чтобы обеспечить равномерную отгрузку нефти операторы морских терминалов составляют графики отгрузки, в которых за каждой добывающей компанией закреплены дни закачки в танкер принадлежащего им сырья в том или ином календарном месяце. В Северном море сложилась практика, согласно которой оператор терминала обязан в последний рабочий день месяца M-2 (например, 31 мая, если поставки планируется осуществлять в июле) сообщать продавцам нефти о конкретных датах, закреплённых

Для Brent и 13 соседних месторождений была построена система трубопроводов до терминала Sullom Voe на Шетландских островах. К этому же терминалу было подключено месторождение Ninian



Закрытая платформа Ninian Central
Источник: *upstreamonline.com*

за ними в графике отгрузки на месяц M. График составляется для стандартных танкерных партий. За последние сорок лет их объём несколько раз пересматривался. Так, в начале 1990-х годов он равнялся пятистам тысячам баррелей. В настоящее время составляет 600 тыс. барр. ± 1 %, при том, что на погрузку одной такой партии отводится трое суток (период поставки). Стандартными условиями поставки на месторождения Северного моря являются условия FOB (free on board), по которым риск и ответственность за товар переходят к покупателю в момент прохождения нефти через фланцевое соединение стендера с судовым трубопроводом на нефтяном терминале в порту погрузки.

Этими же стандартными условиями, разработанными в 1990 году компанией Shell, предусмотрено, что продавец обязан в оговоренные сроки проинформировать покупателя о датах отгрузки реализуемой ему танкерной партии (согласно графику, составленному оператором терминала). Изначально этот интервал не мог быть меньше 15 календарных дней. Затем он поэтапно был увеличен до месяца. Тем самым покупателю предоставляется время, необходимое для фрахта танкера: сегодня не менее, чем за 10 календарных дней (первоначально 7) до начала периода поставки покупатель обязан сообщить продавцу название и иную информацию о зафрахтованном им судне.

Рынок физической североморской нефти и основанные на нём рынки ПФИ

Рынок долгосрочных контрактов. По состоянию на конец 1970-х годов фактически единственным типом контрактов на мировом рынке танкерных поставок нефти, включая североморский, были долгосрочные (1 год и более) контракты купли-продажи больших объёмов физической нефти (как правило, нескольких танкерных партий с указанием месяца поставки каждой из них). Фиксированная цена в таких контрактах была выражена абсолютной величиной в долларах США за баррель (158,987 литров). При этом был предусмотрен регулярный (обычно ежеквартальный) пересмотр цены. Внутри квартала она оставалась неизменной. В начале 1980-х и США, и Великобритания встали на путь дерегулирования своей нефтяной отрасли: работающие в ней компании получили значительную свободу ведения деловых операций, в частности, в вопросах ценообразования. Эти реформы, наряду с рядом других факторов, стали причиной появления в начале 1980-х годов на северноморском рынке физической нефти – в дополнение к долгосрочным соглашениям – среднесрочных форвардных контрактов (от двух месяцев до года)

Нефтедобывающая платформа BP проекта Clair Ridge в Северном море
Источник: *bp.com*



К началу 1990-х гг. мировой практикой стало использование в долгосрочных контрактах ценового эталона. Долгосрочные контракты перестали играть какую-либо роль в нефтяном ценообразовании

и краткосрочных, получивших название сделок «спот», временные рамки заключения которых несколько раз пересматривались. В рамках ныне действующей системы ценообразования, сформированной в конце 1980-х – начале 1990-х годов, произошёл отказ от фиксированных цен. Общепринятой практикой стало использование в долгосрочных контрактах плавающих цен, рассчитываемых по формуле, состоящей, как правило, из ценового эталона и ценового дифференциала. В результате, долгосрочные контракты, на долю которых приходится основная часть международной торговли этим сырьём, сегодня не играют какой-либо роли в нефтяном ценообразовании.

Рынок форвардных контрактов Brent. Форвардные контракты – среднесрочные контракты на покупку единичных стандартизованных по объёму танкерных партий с поставкой в течение календарного месяца, отстоящего от месяца его заключения на период от двух месяцев до одного года (без фиксации даты начала периода поставки), сыграли исключительную роль в становлении современного рынка североморской нефти. Появившись в 1981 году, в последующие десять лет они стали основой для формирования североморского спотового рынка и целого ряда рынков производных финансовых инструментов (ПФИ), базисным активом которых является нефть Северного моря. В настоящее время для обозначения североморских форвардных контрактов может быть использован, в частности, любой из следующих терминов: Cash BFOE / Brent Forward / North Sea Forward. Именно в условиях этого контракта зафиксировано обязательство продавца уведомлять покупателя о дате начала периода поставки не менее чем за стандартный для всего

В настоящее время для обозначения североморских форвардных контрактов может быть использован, в частности, любой из следующих терминов: Cash BFOE / Brent Forward / North Sea Forward

рынка период, равно как и обязательство покупателя (также в оговоренные сроки) уведомлять продавца о зафрахтованном танкере. Brent Forward стандартизован. Это создало условия для его многократных перепродаж в течение периода обращения. При существенном в тот момент объёме добычи марки Brent значительное число первичных и вторичных сделок породило достаточно большое количество «ценовых сигналов». Это позволило ценовому агентству Platts уже в 1985 году начать публиковать оценку (price assessment) стоимости барреля Brent, продаваемого по одноимённым форвардным контрактам, получившую название Brent Forward price, абсолютную величину, выраженную в долларах США за баррель. Сегодня её чаще называют Cash BFOE.

Танкеры, транспортирующие нефть в Северном море

Источник: pixabay.com

Рынок спотовых контрактов Brent. Сделками «спот» (spot contracts) на мировом рынке физической нефти, в противоположность долгосрочным контрактам (term contracts), называют контракты на поставку единичной партии этого сырья, дата начала которой известна в момент заключения такого контракта. Их также могут обозначать как «сделки с немедленной поставкой» (transactions for immediate delivery), хотя от даты заключения контракта до фактической даты поставки может пройти более месяца. На разных региональных рынках этот интервал может быть разным. В настоящее время на рынке североморской нефти («рынке Brent») спотовой считается сделка с поставкой в интервале «10 календарных дней – полный месяц» от даты её заключения. Исполнение продавцом по форварду Brent Forward обязательства уведомить покупателя о дате начала периода поставки, автоматически ведёт к его превращению в спотовый контракт. Дело в том, что такое уведомление (cargo nomination) фиксирует дату (date) начала периода поставки, что является важнейшим признаком именно спотового контракта. В связи с этим спотовый рынок марки Brent, а затем и корзины Brent basket, получил название dated Brent market / dated market. «Датированными» такие контракты названы из-за того, что в них, в отличие от форвардов и долгосрочных сделок, указана дата начала периода поставки.



Шотландский Абердин, ставший столицей нефтедобычи в Северном море

Источник: bmi regional pinterest.ru

Ценовым индикатором этого рынка стал Dated Brent / Platts Dated Brent. Он стал публиковаться с 1987 года по рабочим дням ценовым агентством Platts в долларах США сначала как оценка стоимости барреля на спотовом рынке танкерных партий марки Brent, а затем североморской «корзины Brent». Во многом аналогичную оценку (под названием «North Sea Dated») публикует и ценовое агентство Argus, основной конкурент Platts. Методики оценки спотовых цен на нефть, используемые Platts и Argus, достаточно сложны. Поэтому в рамках данной статьи этот вопрос рассматриваться не будет. В ходе дальнейшей эволюции системы международного ценообразования Dated Brent превратится в её центральный элемент, став самым важным для участников мирового рынка физической нефти и чаще всего используемым ценовым эталоном. Кроме того, он широко используется при ценообразовании на мировых рынках нефтепродуктов и СПГ. Начало активного использования в середине 1980-х годов форвардных и спотовых контрактов (в дополнение к долгосрочным) дало толчок к формированию на основе североморской нефти целого семейства ценовых индикаторов, включая ценовые индикаторы финансового рынка на рынках нефтяных ПФИ. Центральное место среди

таких производных финансовых инструментов заняли фьючерсные контракты ICE Brent.

Рынок фьючерсных контрактов на Brent. Всё более широкое использование плавающих формульных цен вызвало потребность в страховании риска их неблагоприятного изменения (хеджировании). В этих условиях Нью-йоркская товарная биржа (NYMEX) в 1983 году запустила торги фьючерсным контрактом на западно-техасскую нефть марки WTI (NYMEX WTI – торговый код CL). В это же время находившаяся в Лондоне Международная нефтяная биржа (IPE – International Petroleum Exchange) предпринимает две

Исполнение продавцом по форварду Brent Forward обязательства уведомить покупателя о дате начала периода поставки, автоматически ведёт к его превращению в спотовый контракт

неудачные попытки (в 1983 и в 1985 годах) запустить торги аналогичным фьючерсным контрактом на Brent. Успех в этом деле пришёл к IPE лишь в 1988 году [3]. В 2001 году биржу IPE приобрела ещё одна американская биржевая группа Межконтинентальная биржа (Intercontinental Exchange Group – ICE Group), в связи с чем фьючерсный контракт на североморскую нефть стал называться ICE Brent Crude futures contract (торговый код: B). Сегодня, когда говорят и пишут о цене Brent, практически всегда речь идёт о цене именно этого фьючерсного контракта, обращающегося на бирже ICE Futures Europe в Лондоне. Отраслевые специалисты чаще называют его



Биржа ICE Future
Источник: unikassa.ru

и его цену короче: ICE Brent. Отметим, что «фьючерсы на Brent» торгуются и на ряде других товарных бирж мира, в частности, NYMEX.

Рынок «вспомогательных» ПФИ на Brent. Использование фьючерсов при страховании риска изменения текущей цены контракта на физическую поставку нефти (отражением которой является Dated Brent) не позволяет добиться высокой точности подобного хеджирования. Причина заключается в значительном временном интервале между текущей датой и периодом, цену которого отражает ближайший фьючерсный контракт на товарном биржевом рынке. Так, если текущий месяц (в рамках которого осуществляется сегодняшняя

поставка) обозначить M, то – в случае ICE Brent – фьючерс ближайшей серии отражает цену поставки в течение месяца M+2. Необходимость страхования вызванной этим разницы в ценах фьючерсного (ICE Brent) и спотового (Dated Brent) рынков привела к появлению контрактов DFLs (Dated to Frontline), а разницу в ценах форвардного (Cash BFOE) и спотового (Dated Brent) рынков отражают контракты на разницу CFDs (contracts for difference).

В настоящее время на рынке также обращается большое число иных биржевых и внебиржевых ПФИ на Brent, которые вместе с DTLs и CFDs можно назвать «вспомогательными» (по отношению к фьючерсу ICE Brent) производными финансовыми инструментами, входящими в качестве четвертого элемента (наряду с Brent Forward, Dated Brent и ICE Brent) в сильно разросшееся уже в 1990-е годы семейство ценовых индикаторов североморского рынка нефти, получившее название Brent Complex. Все они тесно связаны между собой, и изменение одного из них неизбежно ведёт к трансформации остальных.

Ценовые эталоны международного рынка физической нефти

Начало и середина 1980-х годов стали периодом турбулентности на рынке нефти: резкие колебания цен вынудили страны ОПЕК в вопросах ценообразования во всё большей степени полагаться на условия западных нефтяных компаний. Сначала саудовская Saudi Aramco, а затем и другие государственные компании стран, входящих в это объединение, начинают переходить от фиксированных цен к плавающим, основанным на формуле цены. Постепенно участники рынка в своих контрактах стали использовать цены, фиксируемые либо ценовыми агентствами (для североморской и дубайской нефти), либо товарной биржей (для западно-техасской), то есть компаниями, которые сами не занимаются ни добычей, ни переработкой, ни сбытом нефти и нефтепродуктов. Так, к началу 1990-х годов в условиях отказа от прежней системы ценообразования на базе рынков нефти Западной Европы, Северной Америки и Восточной Азии сформировались ценовые эталоны, именуемые также бенчмарками (benchmark /

price benchmark): Dated Brent, NYMEX WTI и Platts Dubai.

Ценовой эталон (бенчмарк), созданный на основе маркерного сорта (потока) нефти, представляет собой его стоимость (оценку), выраженную в денежном эквиваленте за принятую на международном рынке нефти единицу измерения, который его участники используют в качестве основы формульного ценообразования. Вторым обязательным элементом формулы цены является дифференциал (премия



Терминал Sullom Voe

Источник: shetnews.co.uk

или скидка к ценовому эталону), величина которого зависит от целого ряда обстоятельств (базис поставки, качество нефти, местоположение терминала и его возможности, фрахт, даты отгрузки и др.). Как было указано выше, сегодня наиболее влиятельным из них в мире является Dated Brent ценового агентства Platts. Потребность в бенчмарках (эталонных для других сортов цен) вызвана прежде всего тем, что в зависимости от своих физических свойств нефть делится на сотни разных марок с разными физическими свойствами, которые и определяют ассортимент и стоимость получаемых из них нефтепродуктов, и, следовательно, стоимость того или иного сорта. Использо-

вание ценовых эталонов призвано упростить и ускорить процесс согласования цены между продавцом и покупателем физической нефти.

Маркерные сорта нефти

Сорта нефти, положенные в основу ценовых эталонов, получили название маркерных (эталонных) сортов нефти (benchmark crude/ marker crude/ reference

crude). Соответственно, сегодня три бенчмарка физического рынка нефти (Dated Brent, NYMEX WTI и Platts Dubai) опираются на три «маркерных потока»: корзину Brent, смесь WTI и корзину Platts Dubai.

Нефть марки Brent вошла в число маркерных в конце 1980-х годов. Однако к этому времени поставки сырья по одноимённому трубопроводу на терминал Sullom Voe стали заметно снижаться[4]. Если в 1986 году они в среднем составляли 885 тыс. барр./сут., то в 1989 г. – 503 тыс., а в 1991 г. – 450 тыс. В этих условиях было принято решение объединить объёмы, прокачиваемые по Brent system, с объёмами Ninian system, также поступающими на Sullom Voe. Объединённый нефтяной по-



Танкер нефти в Азовском море

Источник: oilexp.ru

ток в первое время называли Brent-Ninian blend (BNB). Однако сегодня нефть марки Brent чаще обозначают либо как Brent blend (что больше соответствует реальности, так как она представляет собой именно смесь), либо как Brent grade.

Зачем же потребовалось «укреплять» Brent дополнительными объёмами? Единственным условием превращения того или иного сорта нефти в маркерный является его использование в качестве основы ценового эталона (бенчмарка). Однако для того, чтобы его цена стала эталонной для других марок, такой сорт должен отвечать определённым требованиям, причём как в момент возникновения бенчмарка, так и в дальнейшем. Одним из важнейших условий является значительный объём добычи и продаж нефти данного сорта на мировом рынке, достаточный для того, чтобы оградить его участников от цено-

вых манипуляций. Чётких количественных требований в этой связи не существует, но в случае значительного снижения добычи маркерного сорта, возникает вопрос: достаточен ли он для того, чтобы оградить участников рынка от ценовых манипуляций, и, следовательно, для того, чтобы рынок мог доверять основанному на нём ценовому эталону.

История реформирования Dated Brent и североморской нефтяной корзины

В случае с североморскими ценовыми индикаторами низкие объёмы продаж ведут к уменьшению количества тех контрактов, данные о которых попадают в распоряжение ценовых агентств для целей оценки их стоимости. Поэтому для обоснования адекватности Dated Brent важно не просто увеличение объёмов реализации нефти маркерного сорта (сортов), а увеличение числа заключённых сделок с танкерными партиями данного сорта (сортов), которые, согласно методике оценки Platts, относятся, соответственно, к форвардным и спотовым контрактам. В связи с этим при решении проблем, вызванных естественным процессом истощения месторождений, Platts и другие ключевые участники рынка лёгкой низкосернистой североморской нефти действуют сразу по двум направлениям: (1) путём включения в число маркерных новых, близких по качеству, североморских

сортов (таким образом, создавая нефтяную корзину Brent, а затем и расширяя ее); и (2) путём увеличения количества календарных дней в интервале, который рассматривается ими как период совершения спотовых сделок на рынке Brent.

Включение Ninian в 1990 году в состав Brent blend позволило обновлённому нефтяному потоку в течение более 10 лет сохранять приемлемый уровень продаж, а ценовому индикатору Dated Brent – превратиться в ключевой мировой ценовой эталон. Однако, к 2002 году объёмы отгрузок с терминала Sullom Voe сократились настолько, что агентству Platts, по согласованию с другими ключевыми участниками рынка, пришлось, с одной стороны, добавить новые сорта, и, с другой – увеличить количество календарных дней, в течение которых сделки с ними признаются спотовыми.

Добавление новых сортов. Возникновение нефтяной корзины Brent. В 2002 году было принято решение добавить к Brent blend два близких по качеству североморских сорта: британский Forties и норвежский Oseberg (отгрузка с терминалов Hound Point и Sture, соответственно). Так возникла нефтяная корзина Brent basket, которую в то время также именовали кор-

Постепенно рынок стал использовать цены, фиксируемые ценовыми агентствами (Brent и Dubai) и товарной биржей (WTI), то есть компаниями, которые сами не занимаются добычей или сбытом нефти

зиной BFO (по первым буквам входящих в неё марок). При этом во исполнение договора купли-продажи продавец получил право поставлять нефть любой из этих трёх (по состоянию на 2002 год) марок. После этого величину бенчмарка Dated Brent стала определять цена самого дешёвого из сортов корзины Brent.

В 2007 году в Forties была включена нефть с месторождения Buzzard (объединённый поток получил название Forties blend), а к трём маркерным сортам был добавлен норвежский Ekofisk (отгрузка с терминала Teeside). Корзина BFO трансформировалась в корзину BFOE. В ходе

Нефтяное месторождение Ekofisk

Источник: ekofisk.industriminne.no



Фьючерсы на Brent торгуются на разных товарных биржах, в частности, NYMEX. Но когда говорят о цене Brent, практически всегда речь идёт о фьючерсах на бирже ICE Futures Europe в Лондоне

Вариантом укрепления корзины Brent является нефть США. На фоне сланцевой революции сформировался мощный экспортный поток нефти западного Техаса, по своим характеристикам схожей с Brent

этого расширения эталонной североморской корзины среди лёгких низкосернистых сортов появился нефтяной поток, отличающийся повышенным (по сравнению с остальными) содержанием серы – Buzzard. Так как по условиям контракта купли-продажи корзины Brent продавец имеет право поставить любой из включённых в неё сортов, то подобное нововведение не могло устроить покупателей. Было найдено следующее решение: в тех случаях, когда содержание Buzzard в составе Forties blend велико, стала применяться заранее оговоренная скидка, получившая название «де-эскалатор за повышенное содержание серы» (sulphur de-escalator). Однако этой корректировки цены в зависимости от качества нефти оказалось недостаточно. Поэтому, начиная с июня 2013 года, по согласованию с компаниями, добывающими

Проект Buzzard китайской Споос по добыче нефти в Северном море

сорта из корзины Brent, и товарной биржей ICE Futures Europe ценовые агентства Platts и Argus стали использовать надбавки за повышенное качество для обоих норвежских сортов (Ekofisk и Oseberg), или «премии за качество» (quality premiums – QPs). После включения в корзину сорта Troll для него тоже стали рассчитывать «премию за качество».

В 2017 году к корзине BFOE был добавлен норвежский сорт Troll (отгрузка с терминала Mongstad). Корзина BFOE трансформировалась в корзину BFOET.

Сегодня пять маркерных сортов корзины Brent принято называть одним из следующих выражений: BFOET grades / Brent components / components of Dated / underlying grades.

Три волны расширения позволили в течение 20 лет поддерживать на приемлемом уровне совокупный объём добычи корзины Brent, показанный на рис. 1. Необходимость таких расширений доказывает динамика добычи титульного сорта корзины – Brent blend, обозначенного синим цветом. Если в 1985 году она составляла 1,3 млн барр./сут. [5], в 1996 году – 0,75 млн барр./сут. [6], то в январе-июле 2021 года – лишь 62 000 барр./сут. [7], то есть в 21 раз меньше пикового значения.

На рис. 1 не отражена динамика добычи корзины Brent после 2018 года. Поэтому приведём более свежие данные, свидетельствующие о её продолжающемся падении: в 2020 году – 0,87 млн барр./сутки [8],

Источник: upstreamonline.com

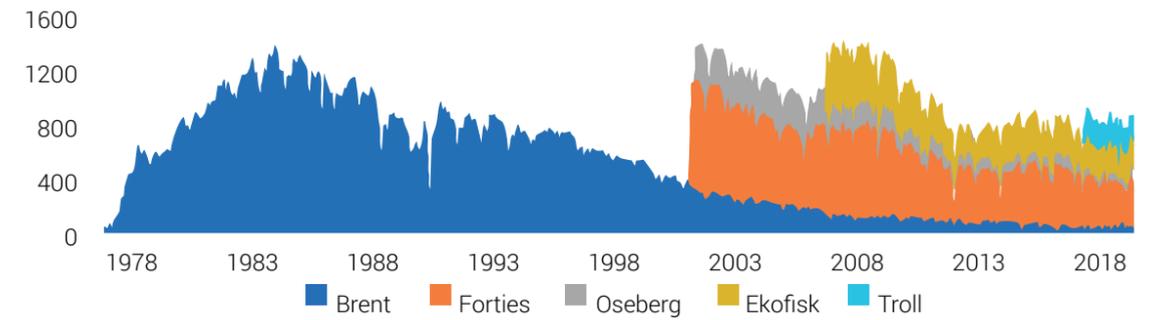


Рис. 1. Добыча маркерных сортов североморской корзины Brent, тыс. барр./сут. (1978–2018 гг.)

Источник: Argus

в январе-июле 2021 года – 735 000 барр./сутки [7].

При этом в январе-июле 2021 года на долю пяти описанных выше сортов приходилось примерно 27 % всей нефти, добываемой в Северном море [7]. Возникает вопрос: есть ли возможности для очередной волны расширения корзины Brent за счёт североморских марок? Они крайне ограничены. Дело в том, что отдача большинства местных месторождений падает, что хорошо видно на рис. 2. При этом в ближайшие годы доля лёгкой низкосернистой нефти (именно её цену до настоящего момента отражают все ценовые индикаторы из семейства Brent Complex), может снизиться до трети всей североморской добычи [9].

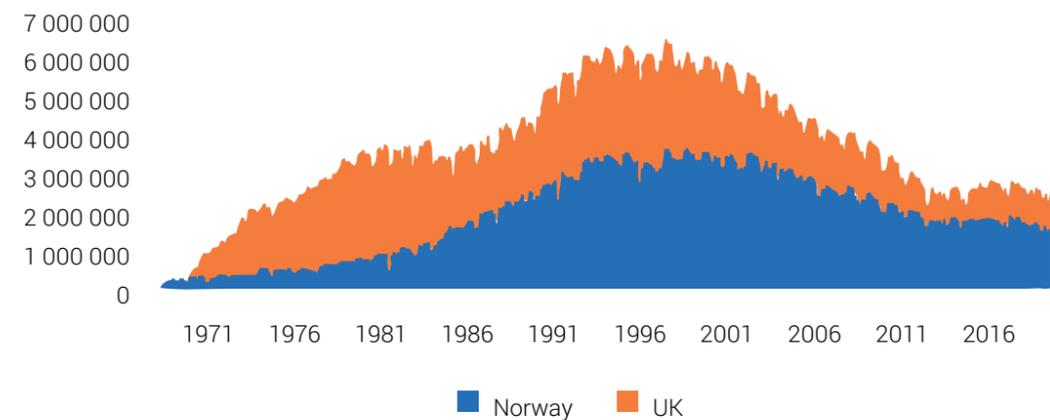
В этих условиях агентство Platts (начиная с 2019 года) при оценке величины Dated Brent (в дополнение к основному числу сделок, заключаемых на условиях

поставки FOB) стало учитывать и цены сделок с сортами маркерной корзины на условиях поставки CIF Rotterdam (то есть с учётом стоимости фрахта и суммы страховки), вычитая из них стоимость фрахта. Данное новшество несколько увеличило общее количество сделок, на базе которых рассчитывается североморский бенчмарк, но не смогло кардинально изменить ситуацию.

Поэтапное расширение «спотового интервала» на рынке Brent. Период (assessment window), в течение которого сделка на рынке танкерных партий нефтяной корзины Brent рассматривается ценовыми агентствами Platts и Argus в качестве спотовой (то есть разовой краткосрочной с известной датой начала периода поставки), ограничен. С одной стороны, обязательством продавца проинформировать покупателя о сроках отгрузки, с другой –

Рис. 2. Добыча в норвежском (синий) и британском (красный) секторах Северного моря, барр./сут. (1971–2018 гг.)

Источник: Argus



обязательством покупателя сообщить продавцу данные зафрахтованного им танкера. В таблице 1 показано, как менялся данный интервал с момента начала публикации агентством Platts ценового эталона Dated Brent.

Результатом трёх пересмотров этого важного для рынка Brent условия стало увеличение количества дней в данном интервале более чем вдвое, что привело и к увеличению числа «ценовых сигналов», на основании которых происходит оценка североморского бенчмарка.

Текущие предложения по реформированию Dated Brent и североморской нефтяной корзины

Трудности с повышением отдачи североморских месторождений не позволяют нарастить добычу тех маркерных сортов, которые сегодня служат физической основой Dated Brent. Так, в феврале 2022 года она составила лишь 707 000 барр./сут. [10]. В этих условиях расширение корзины Brent за счёт новых сортов более чем актуально.

Одним из вариантов, рассматриваемых в последнее время, является нефть из США. Рост добычи «сланцевой» нефти, наблюдаемый в последние 12–14 лет в стране в целом и в Западном Техасе, в частности, привёл к тому, что рынок Северной Америки оказался не способен потребить всё возрастающие объёмы этой лёгкой низкосернистой нефти и был вынужден значительную их часть направлять на внешние рынки. В результате в последние годы на побережье Мексиканского залива сформировался мощный экспортный поток, основную часть которого составляют поставки из района населённого пункта Midland (запад Техаса). По своим характеристикам, принятым для этого сорта агентством Platts [11] (плотность: 0,814–0,823 т/м³ (API 40–42); содержание серы: не более



Морской порт Роттердам
Источник: europaortkringen.nl

0,2 %), сорт WTI Midland /Platts WTI Midland вписывается в североморскую корзину Brent. Что касается объёмов, то, по данным Platts [12], в 2021 году среднегодовая добыча WTI Midland составила 1,64 млн барр./сут. По оценкам агентства, его потребление на НПЗ в странах Северо-Западной Европы превысило 0,75 млн барр./сут. (для сортов BFOET этот показатель оценивается в немногим более 0,5 млн барр./сут.). Таким образом, по таким важным параметрам как качество и объёмы WTI Midland рассматривается рядом влиятельных участников международного рынка как реальный претендент на включение в корзину BFOET.

Именно поэтому в феврале 2022 года ценовое агентство Platts предложило [12] к пяти маркерным сортам североморской корзины добавить западно-техасский сорт WTI Midland. Агентство считает, что это из-

менение следует применить и к его оценке Dated Brent (спотовый рынок), и его оценке Cash BFOE (форвардный рынок). При этом, Platts намерено сохранить и Dated Brent, и Cash BFOE в качестве оценок стоимости нефти на условиях FOB, Северное море, а в тех случаях, когда речь будет идти о танкерах с маркерными сортами, прибывших в Роттердам, в том числе и из Мексиканского залива, оценивать цену FOB, путём вычета стоимости фрахта с использованием «фрахтового поправочного коэффициента» (freight adjustment factor – FAF). Порядок вычисления и применения FAF должен быть окончательно согласован в ходе предстоящих консультаций. Кроме того, при оценке Dated Brent применительно ко всем маркерным сортам предлагается увеличить размер стандартной танкерной партии с 600 тыс. барр. ± 1 %, до 700 тыс. барр. ± 1 %, что также позволит обеспечить унификацию применительно и к североморским сортам, и к WTI Midland. Одновременно Platts выдвинуло свои предложения и по реформированию методики оценки на форвардном рынке Cash BFOE. Первыми партиями обновлённой маркерной корзины, к которым планируется применить обнародованные в феврале изменения, станут танкеры с отгрузкой в июне 2023 года. Консультации по предложениям Platts продлятся до 28 марта 2022 года. Ведущим участникам рынка предстоит принять решение о том, в какой степени они приемлемы и желательны не только для Dated Brent, но, по существу, для всей системы ценообразования на международном рынке нефти.

Подводя итоги, отметим, что, как показывает история реформирования Dated Brent и корзины Brent, эволюция маркерного сорта определяется потребностями поддержания доверия к ценовому эталону, получения «держателем бенчмарка» надлежащего числа «ценовых сигналов», на базе которых он и формируется. Из этого, в свою очередь, возникает задача по поддержанию значительных объёмов добычи и реализации маркерного сорта (сортов). Реформы становятся неизбежны, так как в противном случае положение ценового эталона оказывается неустойчивым. Вновь проявившиеся в последнее время проблемы поддержания добычи североморской корзины Brent способны в ближайшие годы поставить под вопрос доминирующее положение Dated Brent, который сегодня является ценовым эталоном не только на рынке нефти, но и на международных рынках нефтепродуктов и СПГ. Выдвинутые в феврале 2022 года предложения, и затягивание реформы, создают риск дестабилизации всей системы нефтяного ценообразования в мире, а, следовательно, способны оказать существенное влияние на отрасль в целом. В условиях жёсткой конкуренции на мировом энергетическом рынке, изменения в области нефтяного ценообразования представляют для нашей страны, как одной из ключевых его участников, не отвлечённый, а совершенно прагматичный интерес. Понимание этих процессов необходимо для минимизации потенциальных издержек и управления целым спектром (прежде всего ценовых) рисков.

Использованные источники

- URL: <https://www.shell.co.uk/sustainability/decommissioning/brent-field-decommissioning/brent-field-faqs.html>
- URL: https://www.spglobal.com/platts/plattscontent/_assets/_files/downloads/crude_grades_periodic_table/crude_grades_periodic_table.html
- URL: Imsirovic A. *Trading and Price Discovery for Crude Oils*. Palgrave Macmillan. 2021. p. 149.
- URL: Horsnell P., Mabro R. *Oil Markets and Prices*. Oxford University Press. 1993. p. 16.
- URL: <https://ihsmarkit.com/research-analysis/is-the-future-of-brent-dated-as-a-global-crude-benchmark.html>
- URL: https://blogs.platts.com/2009/03/10/how_long_can/
- URL: https://www.argusmedia.com/en/news/2246709-norwegian-johan-sverdrup-seeks-new-buyers?mkt_tok=NTg0LUJVVy02MDYAAAF_IAR6gDi5HAVV3yTlOm3bSQ0xspm7-RwlmxVRMDa6gh10
- URL: <https://www.argusmedia.com/en/news/2204216-maintenance-project-delays-sap-north-sea-liquidity>
- URL: <https://www.argusmedia.com/ru/news/1408128-platts-to-add-troll-to-dated-brent-assessment-update>
- URL: <https://www.reuters.com/markets/commodities/north-sea-benchmark-crude-oil-supply-fall-february-2021-12-30/>
- URL: <https://www.spglobal.com/platts/en/our-methodology/subscriber-notes/080320-platts-to-implement-comprehensive-platts-wti-midland-specifications>
- URL: <https://www.spglobal.com/platts/en/our-methodology/subscriber-notes/021422-platts-proposes-to-reflect-wti-midland-in-dated-brent-cash-bfoe-from-june-2023-keeps-brent-assessments-on-an-fob-basis>

Таблица 1. Период заключения спотовых сделок на рынке Brent

Годы действия	Календарных дней до начала периода поставки
1987–2002	7–15 дней
2002–2012	10–21 дней
2012–2015	10–25 дней
2015 – настоящее время	10 дней – месяц

Проблемы и перспективы газовой отрасли Пакистана

Problems and prospects of the gas industry in Pakistan

Елена ТЕЛЕГИНА

Член-корреспондент РАН, д. э. н.,
профессор, РГУ нефти и газа (НИУ) имени
И. М. Губкина
e-mail: telegina.engin@gmail.com

Elena TELEGINA

Corresponding Member of Russian Academy of
Sciences, Doctor of Economic Sciences, Professor,
Gubkin Russian State University of Oil and Gas
e-mail: telegina.engin@gmail.com

Гюльнар ХАЛОВА

Профессор, РГУ нефти и газа (НИУ) имени
И. М. Губкина, д. э. н.
e-mail: khalovag@yandex.ru

Gul'nar KHALOVA

Professor Gubkin Russian State University of Oil and
Gas, Doctor of Economic Sciences
e-mail: khalovag@yandex.ru

Елизавета САЗОНОВА

Магистрант, РГУ нефти и газа (НИУ) имени
И. М. Губкина
e-mail: maransaz@gmail.com

Elizaveta SAZONOVA

Master student Gubkin Russian State
University of Oil and Gas
e-mail: maransaz@gmail.com

Пляж в Карачи, Пакистан

Источник: coolwallpapers.me



Аннотация. Авторами проведен анализ производства, распределения и потребления углеводородов в Пакистане, выявлена высокая зависимость страны от импорта энергии и энергоносителей. Особое внимание уделяется анализу социально-экономической обстановки в условиях потенциальной гуманитарной катастрофы в Афганистане. Предложен вариант использования газопровода ТАП как одного из ключевых проектов для стабилизации ситуации как в Пакистане и Афганистане, так и в регионе в целом. Авторами выполнена оценка потенциальных выгод и убытков стран-участников проекта в результате ожидаемого ввода газопровода в эксплуатацию. В статье также подчеркивается особый интерес России и Китая к развитию сотрудничества со странами региона в условиях изменившейся геополитической ситуации. Выделены наиболее перспективные направления сотрудничества России с Пакистаном в сфере энергетики и геологоразведки.

Ключевые слова: ТАП, Пакистан, Афганистан, Туркменистан, Россия, Китай, газовые ресурсы, газопровод.

Abstract. The authors analyzed the production, distribution and consumption of hydrocarbons in Pakistan, revealed the country's high dependence on imports of energy and energy sources. Special attention is paid to the analysis of the socio-economic situation in the context of a potential humanitarian catastrophe in Afghanistan. The option of using the TAP gas pipeline as one of the key projects to stabilize the situation both in Pakistan and Afghanistan, and in the region as a whole is proposed. The authors have assessed the potential benefits and losses of the countries participating in the project as a result of the expected commissioning of the gas pipeline. The article also highlights the special interest of Russia and China in developing cooperation with the countries of the region in the changed geopolitical situation. The most promising areas of cooperation between Russia and Pakistan in the field of energy and geological exploration are highlighted.

Keywords: TAP, Pakistan, Afghanistan, Turkmenistan, China, gas pipeline.



Площадь Южной Азии достигает всего 3,5% территории Земли, однако на ней проживает 1,7 млрд человек или четверть населения планеты

Южная Азия – регион специфический во многих отношениях. Его площадь достигает около 3,5 % территории Земли. Однако на этой относительно небольшой площади численность населения превышает 1,7 млрд человек, то есть

четверть всего населения планеты. Это самое густонаселенное место на Земле. Регион охватывает такие страны, как Индия, Пакистан, Афганистан, Бангладеш, Непал, Шри-Ланка, Мальдивская Республика, Бутан.

Зависимость от импорта углеводородов превратила Южную Азию в один из крупнейших центров формирования спроса на энергоносители. Южная Азия имеет важное значение для мировой политики, экономики и энергетики, что, в свою очередь, определяет место и роль южноазиатского вектора российской внешнеэкономической политики.

Правительства южноазиатских стран вынуждены выделять огромные суммы на закупки энергоресурсов. Собственные месторождения нефти и газа не могут покрыть быстро растущий спрос либо из-за низких объемов добычи, либо из-за долгих сроков выработки и истощения запасов при отсутствии новых соразмерных альтернатив.



Карачи, Пакистан

Источник: *traveltimes.ru*

В XXI веке государства субрегиона демонстрируют довольно высокие темпы экономического роста. Очевидно, что эти государства представляют большой интерес для стран и компаний, экспортирующих углеводороды. Одним из крупнейших импортеров углеводородного сырья является Пакистан.

В структуре энергопотребления Пакистана импорт углеводородных ресурсов составляет более 80 % от всего обеспечения страны энергоносителями, в то время как на собственные ресурсы приходится по разным оценкам всего 15–20 %.

Среди источников первичной энергии в Пакистане лидирует природный газ,

на долю которого приходится 42,73 % общего потребления энергоресурсов, за ним следуют нефть и уголь, доли которых на момент 2020 г. составляли 25,41 % и 17,89 % соответственно [4]. То есть, на нефть и газ приходится основная часть энергопотребления страны при их недостаточных запасах и ограниченных возможностях добычи. Объем импорта нефти Пакистаном в 2020 г. составил 9,21 млн т общей стоимостью 4,95 млрд долларов. Импорт СПГ в том же году достиг 7 млн т стоимостью 3,41 млрд долларов [4], а в сумме на эти две статьи импорта приходится 3 % ВВП государства. Это создает колоссальную финансовую нагрузку на бюджет и экономику государства, практически вся валюта, зарабатываемая страной, уходит на оплату импорта углеводородов.

Одним из существенных вызовов для Пакистана является исключительно большая доля подросткового населения, которое в ближайшие годы станет потенциальной рабочей силой, и правительству необходимо будет грамотно ее распределить, чтобы избежать будущей безработицы и внутренней дестабилизации. Численность молодого слоя населения превышает население многих европейских стран: по результатам демографического отчета за 2019 г., 38 % населения страны моложе 16 лет [13,

Объем импорта нефти Пакистаном в 2020 г. составил 9,21 млн т стоимостью 4,95 млрд долл. Импорт СПГ достиг 7 млн т на сумму 3,41 млрд долл., т. е. на закупки СПГ и нефти приходится 3 % ВВП

Показатель	2000 г.	2005 г.	2010 г.	2015 г.	2020 г.
Численность населения, млн чел.	137,53	152,53	171,73	189,87	208,57
ВВП (по ППС), млрд долл. США	360,82	521,8	692,19	872,1	1074,84
ВВП (по ППС) на душу населения, долл. США	2623,55	3420,96	4030,71	4593,13	5153,38
Безработица, %	7,82	7,69	5,55	5,9	4,5

Таблица 1. Основные макроэкономические показатели Пакистана

Источник: составлено авторами на основе [16]

с. 889], учитывая общую численность населения – это число превращается в 80 млн человек, которым необходимы рабочие места и более или менее комфортные условия проживания. Иначе молодежь будет эмигрировать за рубеж или заниматься нелегальной или террористической деятельностью (таблица 1). В последние десять лет при высоких темпах роста населения, Пакистан демонстрировал хорошие темпы экономического роста¹.

Несмотря на энергетические, политические и социальные кризисы, которые permanently присутствуют в государстве, ежегодный рост ВВП Пакистана в 2010–2019 гг. в среднем составил 4 % при мировом среднем показателе 3,5 % за тот же период [3]. Экономический рост стимулирует спрос на нефть, газ и электри-

¹ В целом же, за последние 70 лет население Пакистана возросло более чем на 180 млн человек.

чество, что ставит перед правительством страны задачу максимально возможного бесперебойного снабжения внутреннего рынка необходимыми энергоресурсами. Пока правительство страны неспособно обеспечить должное функционирование промышленности и защиту местного потребителя.

Городские районы испытывают перебои с подачей электричества до 8 часов в сутки. Во многих сельских районах Пакистана электричество отсутствует до 20 часов в сутки [5, с. 226]. Из-за многочисленных отключений электроэнергии ряд отраслей промышленности испытывают постоянные трудности при производстве товаров и услуг.

Одним из решений данной проблемы является поиск и разведка углеводородов на своей территории. В геологическом отношении территория Пакистана является

Пакистан – одна из самых густонаселенных стран на Земле

Источник: *avax.news*

очень разнообразной, слабо и крайне неравномерно изученной. Разведанные и действующие месторождения сосредоточены плотной линией вдоль бассейна реки Инд, на землях племен федерального управления и в северной части Белуджистана. Крупнейшим газовым участком до сих пор остается открытое в 1952 г. месторождение Суи в провинции Белуджистан с запасами 45,3 млрд м³. Его суточная добыча достигала 10,2 млн м³ [6]. С 1967 г. оно было соединено газопроводами с Карачи, Мултаном, Лахором и Исламабадом. Месторождение практически стало синонимом природного газа в Пакистане. Однако крупные и уже зрелые месторождения нефти и газа в Пакистане постепенно вступают в позднюю стадию эксплуатации, а новые участки не могут компенсировать разрыв в спросе и предложении, который постепенно нарастает.

До сих пор остаются неразведанными обширные районы в провинциях Панджаб, Хайбер-Пахтунхва, Белуджистан и в труднодоступном Гилгит-Балтистане [4]. Геологоразведка на этих территориях осложнена проблемами безопасного доступа, отсутствием необходимых сейсмических данных и особенностями рельефа, который представлен либо горными цепями, либо плоскогорьями, либо пустынной местностью. Специалисты отмечают, что ряд районов страны находятся в единой системе областей прогибания, заключенных между альпийским складчатым поясом и древними платформами гондванского типа, с которыми связаны крупнейшие запасы нефти и газа на Среднем и Ближнем Востоке. Эти районы могут представлять интерес для энергетических компаний [2]. В последние годы, во многом благодаря политике пакистанского правительства,

Города Пакистана испытывают перебои с подачей энергии до 8 часов в сутки. В сельских районах электричество отсутствует до 20 часов в сутки. Это приводит к замедлению работы промышленности



Горы Гиндукуша, Афганистан
Источник: phonoteka.org

можно наблюдать улучшение доступа зарубежных компаний, использующих передовые технологии в геологоразведке, к районам с потенциальными залежами углеводородов (на что, например, отчасти показывает деятельность итальянской компании Eni в Пакистане).

Пока же отсутствие крупных месторождений углеводородов ставит в затруднительное положение развитие собственного нефтегазового сектора страны, в результате чего правительство вынуждено рассматривать крупные проекты трансграничных газопроводов для обеспечения по долгосрочным контрактам поставок необходимых объемов «голубого» топлива.

Отметим, что при сравнительно широком списке запланированных или потенциально возможных газопроводов ни один из них в силу разных причин так и не был успешно запущен. В опубликованном Министерством энергетики Пакистана «Плане развития нефтегазовой промышленности» представлены актуальные газопроводные проекты, большинство из которых являются трансграничными, а часть включает в список участников Индию [4]. Проект ИПИ («Иран – Пакистан – Индия»), речь о котором идет еще с 1996 г., исключил в качестве финального получателя Индию и, согласно Министерству энергетики [4], достаточно оптимистично планирует свое завершение в 2025 г. Обсуждаемыми, но с низкими шансами реализации

являются заявленные проекты морского газопровода из Ирана через пакистанскую экономическую зону и газопровода «Гвадар – Навабшах».

Самым крупным и амбициозным проектом Пакистана в сфере энергетики остается трансграничный газопровод «Туркменистан – Афганистан – Пакистан» (ТАП). Ранее этот проект включал Индию как финального получателя газа из Туркменистана, но позже эта страна была исключена из проекта.

Ресурсной базой ТАП (или ранее ТАПИ) может стать гигантский туркменский проект «Галкыныш» («Возрождение»), входящий в пятерку крупнейших газовых месторождений мира с запасами газа по разным оценкам от 17,5 (обзор ВР) до 26,2 трлн кубометров (GCA, ВНИИ «Зарубежгеология»). Предполагалось, что по газопроводу ТАП будет поставляться 33 млрд кубометров газа с этого месторождения [5, с. 233]. Обсуждение строительства началось в 90-е годы XX века: еще тогда для всех участников проекта были очевидны огромные экономические возможности, которые открывал бы проект для стран и инвесторов.

Однако решения о строительстве газопровода принимались в условиях, когда в перманентно неспокойном Афганистане не было текущих войн, а политическая ситуация была более-менее стабильная, что позволяло строить планы по реализации крупных инвестиционных проектов.

Ашхабад, столица Туркменистана
Источник: indyguide.com



Из-за отсутствия крупных месторождений углеводородов правительство вынуждено рассматривать проекты трансграничных газопроводов для обеспечения поставок газа по долгосрочным контрактам

Но все изменилось уже с началом нового столетия. Политическая нестабильность в Афганистане привела к отсрочке проекта. Только в 2010 году между четырьмя странами-участницами были подписаны соглашения о реализации проекта, еще четыре года понадобилось на учреждение консорциума TAPI Pipeline Company Ltd (TPCL) с контрольным пакетом акций (85%) у концерна «Туркменгаз». Но, несмотря на все договоренности, проект оставался на бумаге. Политические перестановки в Афганистане, произошедшие в 2021 г., существенно изменили интересы участников. Пришедшие к власти сторонники запрещенного в России движения «Талибан» вновь заговорили о реализации проекта².

В реализации газопровода ТАП заинтересованы и Туркменистан, и Пакистан, и Афганистан, а также Россия, и Китай³. Наибольшее значение проект представляет для Афганистана, который уже более 40 лет находится в полосе войн, в результате чего большинство населения бежит за пределы страны, а для развития экономики и социальной сферы отсутствуют прак-

² 11 декабря 2010 года в Ашхабаде подписаны Рамочное соглашение о газопроводе и Межправительственное соглашение о реализации проекта ТАПИ. В мае 2012 года Туркменией были подписаны соглашения о купле-продаже природного газа с национальными компаниями Индии и Пакистана. 9 июля 2013 года подписан контракт купли-продажи газа между «Туркменгаз» и Афганской газовой корпорацией. 19 ноября 2013 года в Ашхабаде подписаны сервисные соглашения с транзакционным советником между «Туркменгаз», Афганской газовой корпорацией, корпорацией «Inter state gas systems (Private) limited» (Пакистан), компанией GAIL и Азиатским банком развития по газопроводу ТАПИ. Азиатский банк развития выступает в качестве транзакционного советника по проекту газопровода ТАПИ. 12 марта 2019 года – в Исламабаде подписано соглашение с правительством принимающей стороны между консорциумом TAPI Pipeline Company Ltd. и правительством Пакистана.

³ 8 апреля 2019 года – Группа ЧТПЗ (Челябинский трубопрокатный завод, Россия) объявила о подписании контракта на поставку более 150 тысяч тонн труб диаметром 1420 мм ГК «Туркменгаз» для строительства линейной части газопровода ТАПИ (214 км) на территории Туркмении.

тически все условия. Острый социально-экономический кризис в Афганистане, при котором, по оценкам ООН, 95 % населения недоедают [8], и коллапс финансовой системы страны стали основными причинами новой крупной волны беженцев. Эта ситуация на еще один шаг приближает мировой миграционный кризис.

Специфика социального строя в Афганистане такова, что любой крупный проект, даже будучи одобренным правительством Кабула, будет обречен на провал, если не найдет приоритетной поддержки среди местных общин и традиционных лидеров. Потенциальные возможности, которые открывает газопровод ТАП, позволят обеспе-



Пляж. Карачи, Пакистан
Источник: avax.news

чить страну не только 5 млрд кубометров газа ежегодно, но и многомиллионными валютными поступлениями в бюджет государства от транзита (400–500 млн долларов ежегодно) [7]. Он может создать тысячи рабочих мест в газотранспортной инфраструктуре в провинциях, через которые будет проложена труба.

Для Афганистана в реализации данного проекта практически отсутствуют минусы. Он находится в наиболее выигрышной позиции среди всех стран-участниц как страна-транзитёр с потенциальными ежегодными финансовыми и газовыми поступлениями. С учетом афганских событий августа 2021 г., можно рассматривать реализацию проекта газопровода как один

из ключевых элементов в предотвращении гуманитарной катастрофы, которая рискует настичь страну и еще сильнее дестабилизировать ситуацию во всем регионе. Как отмечалось выше, строительство ТАП затрагивает интересы абсолютно всех государств Центральной Азии, а также России и Китая.

Для РФ отсутствие стабильности и экономический коллапс в Афганистане означают потенциальную угрозу южным границам страны, поскольку у государств Центральной Азии мало возможностей для удержания потоков беженцев и афганского наркотрафика. Вполне вероятно, что участие России в таком крупном проекте как ТАП экономически будет целесообразно с точки зрения стабилизации ситуации в регионе и своем геополитическом присутствии на той территории, которая раньше была недоступна в силу прозападного правительства Афганистана⁴. Аналогичная ситуация складывается и для правительства Китая, которое стремится сдерживать исламские настроения в Синьцзян-Уйгурском автономном районе. Этот регион занимает важное место в производстве полезных ископаемых, а именно – редкоземельных металлов, в мировом экспорте которых на Китай приходится 80 %. Стабильность в округе является ключевым фактором для бесперебойных поставок редкоземельных металлов на внутренний и внешний рынки. Однако неизбежное истощение даже таких крупных залежей ставит перед КНР задачи поиска возможностей продолжения обеспечения полного цикла своего производства редкоземельных ископаемых. С другой стороны Афганистан – это ресурсообеспеченная страна-транзитер, лежащая на путях китайской торговли.

Потенциальные залежи редкоземельных металлов представляют особый интерес для стран Запада и для Китая. Эти ресурсы являются неотъемлемой частью энергетического перехода и развития «зеленых» технологий, но на их геологический поиск и добычу у правительства Афганистана нет ни ресурсов, ни технологий. В случае успешного восстановления экономики, реализация проекта ТАП позволит обеспечить более высокий уровень электрификации страны и откроет новые возможности для афганской промыш-

⁴ Меморандум о взаимопонимании между Министерством энергетики Российской Федерации и Министерством торговли и промышленности Исламской Республики Афганистан о сотрудничестве в отраслях топливно-энергетического комплекса.

ленности. Присутствие России в регионе в проекте газопровода создаст основу для укрепления сотрудничества с правительством Афганистана не только в обширной геологоразведке территорий, которая была начата еще советскими специалистами в XX веке, но и в разработке месторождений. Уже на данный момент одним из ключевых проектов холдинга АО «Росгеология» в Афганистане является геологическое изучение Северо-Западного железорудного района [9].



Порт Карачи, Пакистан

Источник: funart.pro

В связи с чем, представляется возможным и перспективным еще большее привлечение к участию российских геологоразведочных компаний для изучения нефтегазовых залежей редкоземельных металлов на неизведанных территориях региона.

Главным вызовом для газопровода ТАП становится не столько физическая безопасность трубы, сколько успешный поиск инвесторов. Одной из важнейших задач для любого действующего правительства является привлечение материальных ресурсов и заимствование технологий из более развитых стран. Реализация проекта также осложнена кризисной ситуацией в Афганистане, которая не может разре-

шиться без роста экономики страны или, как минимум, возвращения ее на прежний уровень с помощью целого ряда мер и проектов. Об этом и было заявлено федеральным министром Пакистана по вопросам экономики, сообщившем, что реализация газопровода и других проектов, таких как CASA-1000, была приостановлена до стабилизации ситуации в Афганистане [10].

Обеспокоенность Пакистана объясняется, прежде всего, безопасностью пакистанских границ, которая для наибольшей

эффективности должна обеспечиваться не только пакистанской стороной, но и правительством Кабула. Особенность расположения, делающая Афганистан «сердцем Азии», определяет специфику легальной и нелегальной торговли с соседями и не оставляет альтернативы морского экспорта товаров и импорта энергоносителей подобно Пакистану, для которого порты Карачи и Гвадар являются жизненно важными пунктами большинства внешне-торговых операций. Импорт в Афганистан существенной части товаров осуществляется через транзитную территорию Пакистана, однако по достижению Афганистана большинство товаров после обложения афганскими налоговыми службами ввозит-

Специфика социального строя в Афганистане такова, что любой крупный проект, даже после одобрения Кабулом, будет обречен на провал, если не найдет поддержки среди местных общин

ся обратно в Пакистан, либо скапливается в пакистанских городах из-за нестабильной ситуации и вооруженных столкновений в примыкающих к Пакистану территориях, в результате правительство Пакистана несет огромные финансовые потери помимо новых волн афганских беженцев на территорию Белуджистана и в Зону племен [11].

При рассмотрении глобальных изменений в структуре мировой энергетики становится очевидно, что в результате энергоперехода технологический и экономический разрыв между странами и регионами будет увеличиваться еще сильнее. Энергия превращается в самый главный ресурс,

обладая которым, государство может реализовывать экономические реформы и инфраструктурные проекты. Для Пакистана вопрос заключается в том, успеет ли он подстроить структуру энергетики под тренды мирового энергоперехода с одной стороны и специфику своего населения, экономики и географического расположения, с другой стороны. В противном случае, он начнет приближаться к странам со все больше увеличивающейся бедностью населения.

Значимость газопровода ТАП обусловлена:

- острой необходимостью в стабильных поставках энергоносителей;
- необходимостью развития промышленности за счет энергоресурсов;
- задачей создания большого количества рабочих мест в газотранспортной инфраструктуре, связанной с проектом;
- укреплением отношений между государствами региона путем физической реализации проекта.

В отличие от Афганистана, у Пакистана есть географическая возможность морской торговли, и для правительства может быть более выгодным наращивание мощностей регазификационных терминалов,

Все товары попадают в Афганистан транзитом через Пакистан

Источник: *ktimes.com*



Гвадар, Пакистан

Источник: *thespec.org*

а также ориентация на развитие внутренней газотранспортной инфраструктуры для обеспечения доступа газа в большее количество областей страны подобно проекту «Север – Юг». На данный момент действуют два СПГ-терминала в Карачи, планируется строительство третьего. Кроме того, в порте Гвадар рассматриваются проекты по созданию инфраструктуры для приема метановозов и строительства подземных газовых хранилищ [4].

Вместе с тем, стоимость СПГ за последние несколько лет значительно возросла, и у покупателей сжиженного газа в Пакистане возникли сложности с его покупкой. В связи с чем, электростанции Пакистана были вынуждены перейти на мазут, что отрицательно повлияло на экологию.

В качестве одного из вариантов, импортируемые объемы газа можно было бы объединить с добычей собственных ресурсов, атомной генерацией, развивающимися в Пакистане ВИЭ, а также энергетическим проектом CASA-1000, согласно которому электроэнергия из Таджикистана и Кыргызстана будет импортироваться в Афганистан и Пакистан по специально построенной ЛЭП [12].

С другой стороны, поступления газа по проекту ТАП могут практически полностью покрыть спрос на этот источник

первичной энергии на ближайшие 30 лет. Сегодня газ обладает рядом преимуществ: экологичность, дешевизна по сравнению с другими видами сырья, высокая энергоэффективность, удобство транспортировки. К тому же, в середине февраля 2022 г. Европейская комиссия отнесла природный газ и атомную энергетику к переходным «зеленым» источникам энергии. Тем самым, увеличение доли газа в энергобалансе Пакистана ускорит энергопереход в стране.

Наземная транспортировка газа более безопасна для Пакистана в силу риска блокировки более мощными военными флотами стран-соперниц его ключевых

Сейчас в Пакистане действуют два СПГ-терминала в Карачи, планируется строительство третьего. Кроме того, в порте Гвадар рассматриваются проекты по созданию ПХГ и инфраструктуры для метанола

портов, в результате чего будет перекрыто большинство поставок, включая импорт энергоносителей.

В подобной ситуации крупные и долгосрочные проекты становятся главными решениями, помогающими избежать экономических и социальных проблем. Газопровод ТАП, а точнее сначала его строительство, а затем обслуживание и обеспечение безопасности, мог бы стать одним из ключевых выходов для правительства. При его реализации Пакистан может стать вторым после Китая потребителем туркменского газа.

Безусловно, от успешной реализации экспорта газа сильно зависит экономика и самого Туркменистана, поскольку для него газ является основной статьей экспорта (90 %), а окружающие его страны Центральной Азии достаточно хорошо обеспечены энергоресурсами. В связи с чем, при поиске рынков сбыта правительство Туркменистана рассматривает более удаленные территории. Однако отметим, что на месторождении Галкыныш оценки запасов «голубого» топлива сильно разнятся: согласно туркменской стороне, запасы (в совокупности с месторождениями Яшлар и Гаракёл) оцениваются в 27 трлн кубометров [14], но в данных ряда европейских ведомств запасы не превышают и 10 трлн кубометров. Таким образом, ко множеству вопросов и рисков по поводу реализации проекта газопровода прибавляется еще реальная способность Туркменистана обеспечить поставки за-



Ветроэлектростанция Пакистана
Источник: *thethirdpole.net*

явленного объема газа, учитывая еще обязательства по поставкам в рамках газопровода «Туркменистан – Китай».

Исторически отношения Российской Федерации и Пакистана складывались весьма непросто, однако в последние десятилетия наметился явный вектор на улучшение сотрудничества по многим направлениям, основным из которых является именно

энергетический сектор, наполненный потенциальными проектами в сферах расширения газотранспортной инфраструктуры Пакистана, геологоразведки и партнерства в наращивании СПГ-импорта.

Совместные работы в этом направлении начались еще в 1961 г., когда было подписано советско-пакистанское соглашение о сотрудничестве в области поиска нефти и газа в стране, в результате чего в период 1966–1969 гг. пакистанская корпорация, работающая при консультации со стороны советских специалистов, выявила 4 газовых и 2 нефтяных месторождения [2, с. 137].

На современном этапе, российская государственная компания «Зарубежнефть» начала переговоры с Pakistan Petroleum – крупнейшей государственной нефтегазовой компанией Пакистана – о возможности совместной разработки нефтяных и газовых месторождений на шельфе и суше Пакистана. Российский государственный геологоразведочный холдинг «Росгеология» достаточно давно проявляет интерес к исследованию потенциальных месторождений углеводородов в Пакистане. В 2019 г. на 6-м заседании Межправительственной российско-пакистанской комиссии по торгово-экономическому и научно-техническому сотрудничеству представителями холдинга были озвучены инициативы по взаимодействию с компаниями Пакистана в сфере геологоразведки и подготовки пакистанских специалистов [1].

Газопровод ТАП является одним из самых противоречивых и крупных газопроводных проектов в мире. Существуют диаметрально противоположные мнения о его шансах на строительство и эксплуатацию

Подводя итог, можно сказать, что по своей сути газопровод ТАП является одним из самых противоречивых и крупных проектов в мире, по поводу которого складываются диаметрально противоположные мнения касательно его шансов на реализацию и последующий экономический успех. Для каждой страны-участницы есть свой уникальный набор рисков и возможностей, которые открывает труба, однако оценивая изменяющийся и нестабильный мировой энергетический рынок, имеет смысл отдавать предпочтение долгосрочным и крупным контрактам и проектам, которые дадут стране-импортеру время – минимум годы, а максимум десятилетия – для оценки технологических изменений и для формирования будущего плана развития своего энергетического сектора.

Использованные источники

1. Алексей Господарев принял участие в 6-м заседании Межправительственной российско-пакистанской комиссии. Министерство энергетики РФ. 11.12.2019 г. [Alexey Gospodarev took part in the 6th meeting of the Russian-Pakistani Intergovernmental Commission. Ministry of Energy of Russian Federation. 11.12.2019 (In Russ.)] Available at: <https://minenergo.gov.ru/node/16600> (accessed 19.11.2021).
2. Воскресенский И. А., Кравченко К. Н., Мовшович Э. Б., Соколов Б. А. Очерк геологии Пакистана. М.: Издательство «Недра», 1971. 168 с. [Voskresenskiy I. A., Kravchenko K. N., Movshovich E. B., Sokolov B. A. Essay on the geology of Pakistan. Moscow, Nedra, 1971. 168 p. (In Russ.)]
3. International Monetary Fund. Real GDP growth. Annual percent change. Available at: https://www.imf.org/external/datamapper/NGDP_RPCH@WEO/OEMDC/ADVEC/WEO_WORLD (accessed 11.10.2020).
4. Ministry of Energy (Petroleum Division). Government of Pakistan. Development Plan for Pakistan. Oil and Gas Industry. 2020. Available at: [http://www.mpr.gov.pk/SiteImage/Downloads/1389\(20\)Development%20Plan%20New%20Mail%20on%2011-11-2020%20\(2nd%20Draft\).pdf](http://www.mpr.gov.pk/SiteImage/Downloads/1389(20)Development%20Plan%20New%20Mail%20on%2011-11-2020%20(2nd%20Draft).pdf) (accessed 15.09.2021).
5. Жуков С. В., отв. ред. Азиатские энергетические сценарии 2030. М.: Магистр, 2012. 336 с. [Zhukov S. V. Asia Energy Scenarios 2030. Moscow, 2012. 336 p. (In Russ.)]
6. Pakistan Petroleum Limited. Sui Gas Field. Available at: <https://www.ppl.com.pk/content/sui-gas-field-overview> (accessed 19.11.2021).
7. TAPI Moves into Afghanistan, Taliban Promise to Protect the Project. The Diplomat. 27.02.2018 г. Available at: <https://thediplomat.com/2018/02/tapi-moves-into-afghanistan-taliban-promise-to-protect-the-project/> (accessed 18.11.2021).
8. Рухнувшая экономика и повальный голод: Афганистан на грани катастрофы. BBC News. Русская служба. 23.11.2021 г. [Collapsed economy and widespread famine: Afghanistan on the brink of disaster. BBC News. 23.11.2021. (In Russ.)] Available at: <https://www.bbc.com/russian/features-59382276> (accessed 25.11.2021).
9. АО «Росгеология». География деятельности. [JSC «Rosgeologia». Rosgeo Worldwide] Available at: <https://www.rosgeo.com/> (accessed 19.11.2021).
10. Пакистан сообщил, что проект газопровода ТАПИ приостановили из-за ситуации в Афганистане. ТАСС. 25.11.2021 г. [Pakistan reported that the TAPI gas pipeline project was suspended due to the situation in Afghanistan. TASS. 25.11.2021 (In Russ.)] Available at: <https://tass.ru/ekonomika/13024059> (accessed 19.11.2021).
11. Каменев С. Н. Экономическое развитие Пакистана (1947–2012 гг.): макроэкономический анализ. М.: ИВ РАН, 2014. 384 с. [Kamenev S. N. Economic Development of Pakistan (1947–2012): macroeconomic analysis. Moscow: Institute of Oriental Studies, RAS, 2014. 384 p. (In Russ.)]
12. CASA-1000 Kyrgyz Republic. Available at: <https://casa-1000.kg/> (accessed 19.11.2021).
13. United Nations, Department of Economic and Social Affairs, Population Division (2019). World Population Prospects 2019, Volume II: Demographic Profiles: Pakistan. Available at: https://population.un.org/wpp/Publications/Files/WPP2019_Volume-II-Demographic-Profiles.pdf (accessed 20.11.2021).
14. Президент Туркменистана дал старт строительству новых скважин на газовом месторождении «Галкыныш». Электронная газета Nebit-Gas. 23.08.2021 г. [The President of Turkmenistan has launched the construction of new wells at the Galkynysh gas field. Electronic newspaper Nebit-Gas. 23.08.2021] Available at: <https://oilgas.gov.tm/ru/posts/news/2771/prezident-turkmenistana-dal-start-stroitelstvunovykh-skvazhin-na-gazovom-mestorozhdenii-galkynysh> (accessed 18.11.2021).
15. BP Statistical Review of World Energy 2021.
16. World Economic Outlook Database October 2021. Available at: <https://www.imf.org/en/Publications/WEO/weo-database/2021/October/>

Новая энергетика: ВОЗМОЖНОСТИ и перспективы

New energy: opportunities and prospects

Михаил СМИРНОВ

Президент Ассоциации инновационных
предприятий в энергетике
«ЭнергоИнновация», д. п. н.,
действительный член Академии
политической науки
e-mail: smirnov@energoinnovation.org

Mikhail SMIRNOV

President of the Association
of Innovative Enterprises in the Energy
Sector Energoinnovation,
Doctor of Political Science, full member
of the Academy of Political Science
e-mail: smirnov@energoinnovation.org

ТЭС, Новосибирск

Источник: fotokonkurs.ru



Аннотация. Сейчас много говорят об энергетическом переходе, о том, что в связи с этим России требуется новая энергетическая стратегия. Более комплексный документ, чем существующая сейчас официальная энергостратегия, документ, необходимый даже больше не столько энергетикам и нефтяникам, а сколько обществу. Но для того, чтобы создать такой документ, нужно подобрать правильные термины, новый язык, позволяющий понимать современные реалии и тенденции.

Ключевые слова: энергопереход, новая энергетика, технологическая конвергенция, когенерация.

Abstract. Now there is a lot of talk about the energy transition, that in this regard Russia needs a new energy strategy. A more comprehensive document than the current official Energy Strategy, a document that is even more necessary not so much for energy and oil companies, but rather for society. But in order to create such a document, you need to choose the right terms, a new language that reflects and allows you to understand modern realities and trends.

Keywords: energy transition, new energy, technological convergence, cogeneration.

//

По мере развития технологий, ВИЭ приближаются к традиционным в части стоимости, простоты использования, гибридного подхода в работе

В условиях глобальной трансформации мировой энергетики, России требуется новая, более комплексная энергетическая стратегия. Этот документ необходим не столько энергетикам и нефтяникам, а сколько обществу. Но для того, чтобы создать такой документ, нужно подобрать правильные термины, сформировать новый язык, соответствующий современным реалиям. В ходе создания такого «словаря» (точнее, тезауруса – совокупности взаимосвязанных понятий) особую роль играют системообразующие смысловые категории [5], такие как технологическая конвергенция, новая энергетика и Энергетика 4.0. С нашей точки зрения, они очень важны для формулирования роли России в мировом энергопереходе.



Зеленчукская ГЭС-ГАЭС

Источник: rushydro.ru

Технологическая конвергенция. Обычно, когда говорят об энергопереходе, главное внимание уделяют переходу от традиционной углеводородной энергетики к возобновляемой (ВИЭ). Между тем, с нашей точки зрения, будущее российской энергетики – это взаимопроникновение и взаимное влияние технологий генерации энергии, то есть «технологическая конвергенция». Между ВИЭ и традиционной (углеводородной) энергетикой на самом деле довольно тонкая грань, сегодня не нужно их противопоставлять друг другу. По мере развития технологий, возобновляемая энергетика приближается к традиционной в части стоимости, простоты использования, при-

менения гибридного подхода в работе. Традиционная (углеводородная) энергетика приближается к возобновляемой в части энергоэффективности, снижения углеродного следа и экологичности.

Новая энергетика. Сегодня жители как России, так и всего мира оказались в эпицентре четвертой промышленной революции. Что будет дальше, не знает никто. Мы должны поставить весьма резонный вопрос об еще одном ключевом термине – «новой энергетике», который охватывает значительно больше областей, чем просто возобновляемая энергетика. Помимо постоянно обсуждаемой тенденции перехода к ВИЭ, оно включает в себя и развитие углеводородной генерации. И сегодня важно понимать дальнейший вектор, уловить баланс между традиционной энергетикой и ВИЭ.

Новые вызовы – новые выводы

Сегодня, чтобы понять, в каком направлении двигаться и какие меры предпринять, в первую очередь, необходимо осмыслить новые вызовы.

Первый – технологический. Энергетика меняется под воздействием технологического развития, причем за период коронавируса некоторые грани открывались еще стремительнее. Так, за 2020 год в мире было введено в эксплуатацию около 260 ГВт возобновляемых источников генерации энергии. Международное энергетическое агентство (МЭА) в своем последнем прогнозе пришло к выводу, что солнце может стать главным источником электроэнергии в Европе уже через 5 лет. По данным Solar Power Europe, в 2019 году сектор солнечной энергетики Европы вырос на 104 % г/г (+16,7 ГВт), что стало рекордным пока-

Углеводородная генерация превращается в когенерацию (электроэнергия+тепло), тригенерацию (электроэнергия+тепло+холод) и квадрогенерацию (электроэнергия+тепло+холод+утилизация CO₂)



СЭС в селе Ючюгей – Республика Саха, Якутия
Источник: rao-esv.ru

зателем с 2010 года. Процесс возглавила Испания, увеличившая свои солнечные мощности на 4,7 ГВт, а за ней последовали Германия (+4 ГВт), Голландия (+2,5 ГВт), Франция (+1,1 ГВт) и Польша (+0,784 ГВт). Кроме того, недавно Европейская комиссия сообщила о планах повысить целевой уровень по доле возобновляемых источников энергии в энергетической системе ЕС на 2030 год с текущих 32 % до 38–40 % [1].

Альтернативные источники энергии все быстрее вытесняют традиционные углеводороды. Но и традиционная углеводородная генерация меняется. Точнее это уже не генерация. Это когенерация (выработка электроэнергии с утилизацией тепла), тригенерация (электроэнергия+тепло+холод) и квадрогенерация (электроэнергия+тепло+холод+утилизация CO₂). А если это еще и дополняется гибридными моделями с использованием накопителей энергии и ВИЭ, то это уже совсем другая энергетика – новая энергетика. Ее стоимость, экологичность и качество принципиально иные. Здесь совместно с ведущими предприятиями инновационного энергетического сектора – представителями ассоциации «ЭнергоИнновация» – мы обозначили несколько доступных уже сегодня технологических решений [2].

Мы предлагаем внедрить новую энергетiku, которая будет объединять и альтернативные источники и традиционные, но прошедшие существенный апгрейд.

Еще один вызов – географический. Он обусловлен спецификой расположения российской территории. Главные особенности: протяженность и относительно низкая солнечная активность. Удаленные территории – это наша специфика, уникальность и в то же время, проблема, которая в будущем должна стать конкурентным преимуществом. Часто в наших северных условиях использование только одних солнечных панелей оказывается нецелесообразным.

Энергоэффективность – это новое топливо

Важнейшим драйвером развития экономики страны и важным стабилизирующим социально-политическим механизмом могут стать технологии (методики) прорывного развития на основе эффективного и инновационного энергообеспечения, в интересах как развития производства и бизнеса, так и сферы ЖКХ и социальной инфраструктуры.

Итак, задача поставлена. Ищем выход. Сегодня много говорят о том, что это может быть внедрение генерации в хабах – узлах или точках новой энергетики. Это должно быть доступно, надежно и дешево.

Нам важно помнить об исторических особенностях российской энергетики. В 2020 году исполнилось 100 лет Государственному плану электрификации России

Газификация частного сектора
Источник: yakutians.com



Создание системы управления энергией сталкивается с серьезными трудностями: турбулентность цен, меняющиеся нормативные требования, переход к ВИЭ, ужесточение экологических требований

(ГОЭЛРО). Этот документ в далеком 1920 году стал первым (и поистине прорывным) планом развития экономики Советской России. Он определял развитие не только энергетики, но и всего народного хозяйства. Благодаря реализации этого плана был заложен фундамент для индустриализации, и Советская Россия стала экономически развитой державой. Базовая идея ГОЭЛРО – развитие электрификации на основе концентрации мощностей и централизации электроснабжения – сохранила значимость для российской энергетики до настоящего времени. Однако, то, что требовалось централизовать в условиях технологий 2-й промышленной революции, уже можно сделать децентрализованным в условиях 4-й.

Вторая историческая и геополитическая особенность – газификация. По оценкам Минэнерго, на сегодня уровень газификации в стране составляет 70 % от потребности, этот показатель планируется довести до 83 %. Причем, как сообщила газета «Ведомости», на достижение покрытия в 83 % потребуется 10 лет и порядка 2 трлн руб. [2]. Бюджет «Газпрома» на газификацию на указанный период составляет 700–750 млрд руб. Высокий уровень газификации обеспечивает доступ к газу не только для населения, но и для промышленности. Таким образом, возникает ресурсная техническая возможность для развития энергоэффективной генерации.

Как преодолеть эту эстафету?

Если говорить о текущей ситуации, то управление энергопотреблением становится серьезным вызовом. Сложностей много – турбулентность цен на энергоносители, растущая несправедливость



ЛЭП

Источник: livestream.com

рынка электроэнергии, меняющиеся нормативные требования, переход к альтернативным, возобновляемым источникам энергии, ужесточение экологических требований/обязательств по выбросам CO₂ и другие. И здесь уместно вспомнить еще об одном ресурсе новой энергетики – цифровизации. Цифровые технологии – большие базы данных, удаленный мониторинг, интернет вещей, самообучающиеся системы – позволяют еще больше усилить энергоэффективность и экологичность традиционной углеводородной генерации. Каким образом? За счет сокращения и оптимизации затрат и потерь на обслуживание техники, за счет оптимизации режимов работы, за счет большей технологичности гибридных решений (сочетания углеводородной и возобновляемой генерации). Вот почему

Активный энергетический комплекс – новая форма совместной работы промышленных потребителей и объектов распределенной генерации с использованием разработок в области цифровизации

цифровые технологии (наряду с энергоэффективностью) часто называют «нефтью 21 века». Все это детально прописано в программном документе «ЭнергоИнновации» – «Энергетика 4.0».

Сейчас не нужно тянуть провода, наступило время гибридной энергетики и цифровизации управления.

Новые правовые модели для новой энергетики

В сентябре 2020 года вступило в силу Постановление Правительства РФ об активных энергетических комплексах (№ 320 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам функционирования активных энергетических комплексов»). Весьма символично, что в этих же числах 2020 года состоялось еще два знаковых события: Battery Day (годовое собрание акционеров Теслы) и перепозиционирование Сбербанка (ребрендинг в Сбер).

Активный энергетический комплекс – новая форма совместной работы промышленных потребителей электроэнергии и объектов распределенной генерации с использованием последних разработок в области цифровизации российской электроэнергетики. Срок окончания пилотного проекта – 31 декабря 2030 года. Для потребителей электрической энергии внедрение конструкции активных энергетиче-

ских комплексов означает появление еще одного рыночного инструмента, направленного на повышение эффективности промышленных, сельскохозяйственных и других производственных предприятий за счет существенного снижения затрат на оплату электроэнергии, что повлечет за собой снижение себестоимости производимых товаров и уменьшение цены продажи, а, соответственно, уменьшение финансовой нагрузки на население.

Активный энергокомплекс: возможности и ограничения

Активный энергетический комплекс – функционирующие в составе Единой энергетической системы России электрическая станция и промышленные потребители, в отношении которых выполняются следующие условия: только один из объектов активного энергетического комплекса (АЭК) присоединен к электрическим сетям сетевой организации; все объекты АЭК связаны между собой электрическими связями через объекты электросетевого хозяйства, не принадлежащие территориальной сетевой организации; регулирование про-

Медвеженская ВЭС

Источник: novawind.ru



Локализация малой когенерации проще, чем местное производство генерирующего оборудования большой мощности. Малая электростанция до 25 МВт может использоваться для ЖКХ и промышленности

изводства и потребления электрической энергии (мощности) в комплексе осуществляется с применением управляемого интеллектуального соединения.

Однако, по этой модели суммарная установленная мощность генерирующих установок АЭК не должна превышать 25 МВт, а точки поставки не должны быть зарегистрированы на оптовом рынке. Также в составе энергетического комплекса не должно быть населения и приравненных к нему групп. Нововведение почти не подходит для старых русских территорий ЦФО и СЗФО, но отлично подходит к территориям Сибири и Дальнего Востока.

Тарифы		6 МВт	55 МВт
Сетевой тариф, средний за 10 лет	RUB \ кВт·ч	6,83	6,83
Средняя стоимость генер. э. э. КГКЦ, с дож.	RUB \ кВт·ч	1,88	1,47
Средняя стоимость генер. энергии КГКЦ, с дож.	RUB \ кВт·ч	0,99	1,26
Сетевой тариф, 1-й год	RUB \ кВт·ч	5,5	5,5
Стоимость генерируемой э. э. КГКЦ, 1-й год, с дож.	RUB \ кВт·ч	1,29	1,15
Объем э. э. произведенный	МВт·ч \ год	52 918	494 123
Объем э. э. доступный для экспорта	МВт·ч \ год	50 720	478 216
Доход от экспорта э. э.	M RUB \ год	315	2969

Таблица 1

Газификация для дома

Газификация, безусловно, играет важную внутриэкономическую, социальную и геополитическую роль. По сути, это система потребления газа, альтернативная экспорту. Но важно не доводить ее до абсурда. Слоган «газ в каждый дом» должен предполагать газ ради дома, а не дом ради газа [3]. Современные технологии Энергетики 4.0 позволяют более умно подойти к энергоэффективному обеспечению села.

Технологии Энергетики 4.0

Основными вызовами для современной энергетики являются: низкий уровень диверсификации (централизованная модель); потери при передаче электроэнергии до 35 % и тепла до 40 %; износ и устаревание более 30 % генерирующих объектов; износ сетевого комплекса; низкая эффективность, вследствие выработанного ресурса и устаревших технологий; монополизация рынка электроэнергии; несбалансированность электрических и тепловых нагрузок; социально-экономический фактор; уровень цен на электроэнергию на внутреннем рын-

ке сопоставим с зарубежным, при стоимости газа в 3–10 раз ниже, чем за рубежом.

Теперь посмотрим, какие технологические возможности существуют на сегодня для решения этих проблем. Во-первых, это децентрализация за счет распределенной когенерации. Речь идет о малой и средней когенерации от 1–25 МВт или до 50 МВт в островном режиме; распределении станций на городском, муниципальном или районном уровне; доступе на розничный рынок электроэнергии для реализации излишек и др. Во-вторых, распределенная энергетика исключает необходимость в передаче энергии на большие расстояния. Это обусловлено за-

Нужен государственный план развития новой энергетики, включающей в себя как возобновляемую, так и традиционную генерацию, объединенную требованиями энергоэффективности и экологичности

мещением неэффективных и экологически «грязных» котельных чистой новой энергетикой, снижающими углеродный след надстройками или заменой на когенерацию. В-третьих, современная малая энергетика эффективна (ЭКПД ГТУ от 32–40 %, ЭКПД ГПА от 35–48 %, а суммарные КПД при квадрокогенерации могут достигать 95 %). Наконец, в-четвертых, по итогам перехода ожидается упрощение процедур подключения к сетям и получения лимитов на газ, доступное резервирование мощности. Но в условиях мирового низкоуглеродного тренда более грамотного и перспективного пути, кроме распределенной генерации как части новой энергетики, пока нет.

Использованные источники

1. Ергин Д. Добыча. Всемирная история борьбы за нефть, деньги и власть // Издательство «Альпина Паблишер», 2020. – 944 с.
2. Волобуев А., Подлинова А. Модель социальной газификации может заработать в четырех регионах России // «Ведомости» от 09 сентября 2020 г. – URL: <https://www.vedomosti.ru/business/articles/2020/09/09/839397-model-gazifikatsii>
3. Газпром нефть отчиталась за 2021 г. Оцениваем результаты на «БКС Экспресс» (17 февраля 2022 г.). – URL: <https://bcs-express.ru/novosti-i-analitika/gazprom-neft-otchitalas-za-2021>
4. России необходимы новые нормативы для внедрения объектов водородной энергетики // «Энергетика и промышленность России» от 21 ноября 2021 г. – URL: https://www.eprussia.ru/news/base/2021/7557490.htm?sphrase_id=6318502
5. Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 года. – URL: <https://minenergo.gov.ru/node/1026>

Локализация

Важно отметить, что локализация малой когенерации значительно проще, чем местное производство генерирующего оборудования большой мощности. Малая единичная мощность (1–25 МВт) может быть одинаково эффективно использована как для ЖКХ, так и для промышленных, и нефтегазовых объектов. Поэтому перспективный рынок для таких энергоустановок (включая и экспортный потенциал) уже позволяет говорить об экономической и технологической оправданности «приземления» их производства в России.

В подтверждение экономика и расчет тарифов. Капитальные и операционные издержки производства представлены в таблице 1.

Новая энергетика в использовании

Сегодня нам однозначно нужен государственный план развития новой энергетики, включающей в себя как возобновляемую, так и традиционную генерацию, но, безусловно, объединенную требованиями энергоэффективности и экологичности. Нельзя требовать его только от государства. Этот план должен быть продуктом экспертного сообщества, основных производителей оборудования и игроков на рынках электро- и теплоэнергии, грандов углеводородной энергетики и крупнейших потребителей.

Российская энергетика остро нуждается в драйвере экономического развития. Современные технологии Энергетики 4.0 позволяют сделать этот «новый ГОЭЛРО» экономически обоснованным. Мы можем не только выйти на работающие экономические модели и покрыть затраты на внедрение новой энергетики, но и создать прочную основу для глобально конкурентоспособной экономики.

ГТЭС Урал-6000

Источник: turbine-diesel.ru



Российская электро- и теплогенерация на основе ВИЭ

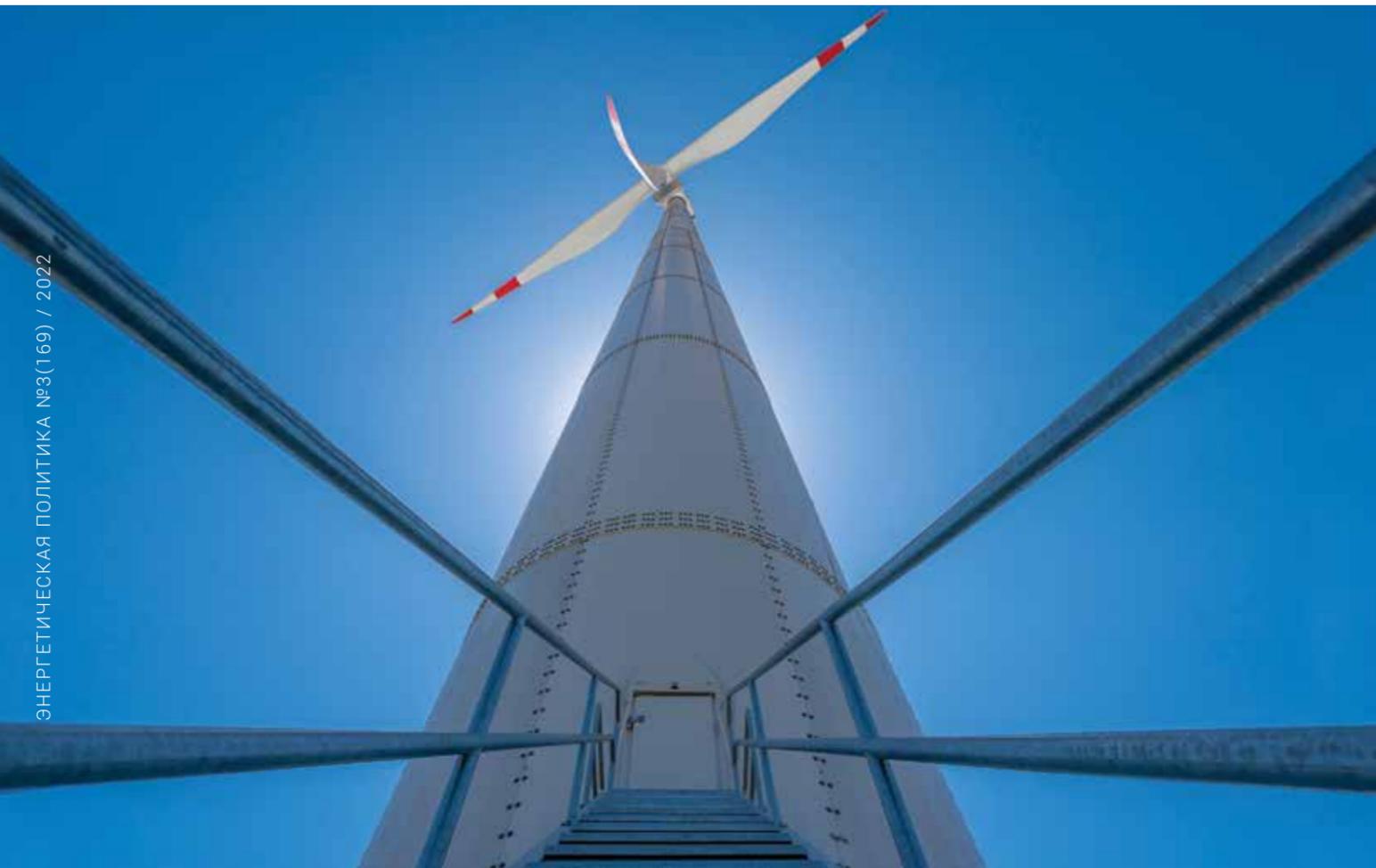
Russian electricity and heat generation based on RES

Виталий БУТУЗОВ
Кубанский государственный аграрный университет им. И.Т. Трубилина, д. т. н.
e-mail: ets@nextmail.ru

Vitaliy BUTUZOV
Kuban State Agrarian University them. I.T. Trubilina,
Doctor of Technical Sciences
e-mail: ets@nextmail.ru

Адыгейская ВЭС «Новавинд»

Источник: strana-rosatom.ru



Аннотация. В статье описано состояние российского рынка возобновляемой энергетики, роль правительства в его формировании и регулировании. Представлены результаты деятельности в 2020 г. малой гидроэнергетики (1182 МВт), солнечного теплоснабжения (70 МВт), геотермальной энергетики (электрогенерации – 84 МВт, 428 тыс. МВт·ч/год; теплогенерации – 110 МВт, 280 тыс. МВт·ч/год), БиоЭС – 65200 МВт·ч/год, биотеплогенерации – 25721 ГВт·ч/год.

Ключевые слова: выработка электроэнергии, установленная мощность, возобновляемая энергетика, ветровая энергетика, солнечная энергетика, геотермальная энергетика.

Abstract. The article describes the state of the Russian renewable energy market, the role of the government in its formation and regulation. The results of the activities in 2020 of small hydropower (1182 MW), solar heat supply (70 MW), geothermal energy (electricity generation – 84 MW, 428 thousand MWh/year; heat generation – 110 MW, 280 thousand MWh/year) are presented. year), BioPP – 65200 MWh/year, biothermal generation – 25721 GWh/year.

Keywords: electricity generation, installed capacity, renewable energy, wind energy, solar energy, geothermal energy.



В электрогенерации на основе возобновляемых источников наибольшее значение имеет гидроэнергетика с годовой выработкой – 4370 ТВт·ч

Введение

Развитие возобновляемых источников энергии является одним из ведущих трендов мировой энергетики. В электрогенерации на основе возобновляемых источников энергии (ВИЭ) наибольшее значение имеет гидроэнергетика: установленная мощность 1170 ГВт, годовая выработка – 4370 ТВт·ч/год. Для ветроэнергетики эти значения составляют соответственно 743 ГВт и 1743 ТВт·ч/год, для солнечной энергетики – 708 ГВт и 901 ТВт·ч/год, для биоэнергетики выработка электрической энергии составила 602 ТВт·ч/год, для геотермальной энергетики при установленной мощности 14 ГВт, годовая выработка 947 ТВт·ч/год. Наиболь-



ВЭС в Самарской области
Источник: volga-mother.ru

шим количеством тепловой энергии отличается теплогенерация на основе энергии биомассы – 4323 ТВт·ч/год. Установленные мощности и выработки тепловой энергии солнечного теплоснабжения составили 501 ГВт и 407 ТВт·ч/год, геотермального теплоснабжения: 108 ГВт и 284 ТВт·ч.

Развитие возобновляемой энергетики в России осуществляется на основании закона № 35-ФЗ «Об электроэнергетике», поправки в который с 2007 г. до 2021 г. регламентируют сооружение ветроэлектростанций (ВЭС), солнечных электростанций (СЭС), малых гидроэлектростанций (МГЭС) и других видов возобновляемой

энергии. Статистика установленных мощностей и выработанной электрической энергии электростанциями России в 2020 г. представлена в отчете функционирования системного оператора ЕЭС России АО «СО ЕЭС» (www.so-eps.ru). На 01.01.2021 г. суммарная установленная мощность всех электростанций страны составляла 245,3 ГВт (100 %), в том числе гидроэлектростанций (ГЭС) – 50 ГВт (20,35 %), солнечных электростанций – 1,7 ГВт (0,7 %), ветроэлектростанций – 1,03 ГВт (0,42 %). Таким образом, возобновляемая энергетика РФ имела общую установленную мощность – 52,73 ГВт или 21,47 % от суммарной мощности всех электростанций страны. При общей выработке всеми электростанциями за 2020 год 1047 ТВт·ч (100 %) возобновляемой энергетикой было произведено 210 ТВт·ч (20,1 %), в том числе ГЭС – 207,4 ТВт·ч, (98,7 %), СЭС 1,98 ТВт·ч (0,8 %), ВЭС-1,38 ТВт·ч (0,5 %). Официальная статистика по установленной мощности теплогенераторов с использованием ВИЭ и выработанной ими тепловой энергии в 2021 г. в России отсутствует. В 2021 г. изменился критерий отнесения ГЭС к малым гидроэлектростанциям. Постановлением Правительства РФ от 01.06.2021 г. № 1446-Р это значение увеличено до 50 МВт.

Рынок возобновляемой энергетики

Современный рынок возобновляемой энергетики создавался с 2007 г. внесением изменений в закон № 35-ФЗ от 26.03.2003 г. «Об электроэнергетике». Постановлением Правительства РФ от 23.01.2015 г. № 47 был определен действовавший до 2021 г. порядок поддержки ВИЭ на оптовом и роз-

Солнечная энергетика в России развивается по двум основным направлениям: электроэнергетика с прямым преобразованием солнечного излучения в электроэнергию и солнечное теплоснабжение



Плешановская СЭС
Источник: «Хэвел»

ничном рынках электроэнергии, а также в территориально изолированных энерго-районах (план ДПМ-ВИЭ-1.0). Инвесторы на оптовом рынке определялись администратором торговой системы (АТС) на конкурсной основе по двум критериям – капитальным затратам на 1 кВт, проценту локализации производства и коэффициенту использования установленной мощности (КИУМ). Правительство обязало региональные сетевые компании закупать электроэнергию на базе ВИЭ для компенсации до 5 % прогнозируемых потерь в электрических сетях. С победителями конкурса заключались договора с гарантией рентабельности 12 % и с выгодными тарифами на вырабатываемую энергию.

В 2021 г. распоряжением Правительства РФ № 1446-Р от 01.06.2021 г. были внесены новые изменения в закон № 35-ФЗ от 26.03.2003 г. «Об электроэнергетике» с утверждением нового плана ДПМ-ВИЭ-2.0. Его срок увеличен до 2035 г., а мощность электрогенерации с использованием ветровой, солнечной и малой гидравлической энергии возросла до 12 ГВт. Новым критерием стал показатель эффективности электростанции (одноставочной цены) вместо ранее действовавших удельных кап. вложений на 1 кВт мощности. Требования ДПМ-ВИЭ-2.0 предусматривают также возможность изменения установленной мощности, ужесточение требований по изменению местонахождения.

На розничном рынке электрической энергии для регулирования возобновляемой энергетики Постановлением Правительства РФ № 1298 от 29.08.2020 г. отбор проектов ВЭ для схем и программ развития электроэнергетики регионов (СИПР) производится по плановой стоимости 1 МВт·ч (одноставочному тарифу). Сетевые компании обязаны заключать договоры купли-продажи электроэнергии с инвестором ВЭ, включенным в СИПР до ввода электростанции в эксплуатацию.

Для территориально удаленных энерго-районов в 2020 г. Минэнерго РФ разработал план модернизации неэффективных электростанций в 23 регионах страны с общей установленной мощностью 791 МВт, большая часть (70 %) которых находится в Якутии, Камчатском и Красноярском краях, Ямало-Ненецком АО. АНО «Агентство Дальнего Востока по привлечению инвестиций и поддержке экспорта» разработало концепцию по привлечению частных инвестиций в развитие распределенной энергетики на изолированных и труднодоступных территориях. ПАО «РусГидро» в 2020 г. организовало конкурс по развитию распределенной энергетики в Якутии на основе энергосервисных контрактов. Его победителем стало ООО «Комплексные энергетические решения». Договор с ним предусматривает строительство шести солнечно-дизельных электростанций общей мощностью – 2,3 МВт.

Сорочинская СЭС
Источник: «Т Плюс»



Фотоэнергетика в основном представлена сетевыми солнечными электростанциями, автономными и солнечно-дизельными СЭС. Россия имеет также развитую космическую солнечную энергетику

Наблюдательный совет ассоциации «НПП Совет рынка» в сентябре 2021 года одобрил разработку системы добровольного использования в России различных видов «зеленых» инструментов для подтверждения производимой электроэнергетики на основе ВИЭ взамен двусторонних договоров и сертификатов международной системы I-REC. С 2018 г. в России уже заключались также свободные двусторонние договора. В 2021 г. они были подписаны с компанией Procter&Gamble (Тульская область), ПАО «Щекиназот» (Тульская область). Потенциальный рынок таких сертификатов оценивается в 224 млн МВт·ч.

Перспективы рынка возобновляемой энергетики в микроэлектрогенерации в ближайшие пять лет оцениваются в 150–200 МВт·ч в год. Законом № 471-ФЗ от 27.12.2019 г. предусмотрена установка микрогенерации на ВИЭ у частных и юридических лиц с возможностью продажи излишек электроэнергии в электросети. Постановлением Правительства РФ № 299 от 02.03.2021 г. регламентирован механизм реализации этого закона.

Солнечная энергетика

Солнечная энергетика в России развивается по двум основным направлениям: электроэнергетика с прямым преобразованием солнечного излучения в электрическую энергию (фотоэнергетика) и солнечное теплоснабжение. Фотоэнергетика в основном представлена сетевыми СЭС, автономными и солнечно-дизельными СЭС. Россия имеет также развитую космическую солнечную энергетику [3]. В настоящее время лидером возобновляемой энергетики России является сетевая фото-энергетика. В статье [6] представлен обзор

Солнечное теплоснабжение в современной России практически не развивается, в отличие от советского периода. Установленная мощность гелиоустановок в 2020 г. оценивалась около 70 МВт

ее развития. На 01.01.2021 г. установленная электрическая мощность сетевых СЭС составляла 1700 МВт, а за 2020 г. ими было выработано 1,98 ТВт·ч [1]. Основными инвесторами сооружения сетевых СЭС являются ГК «Хевел» (743 МВт), ООО «Солар системс» (365 МВт), ПАО «Т-Плюс» (190 МВт). ГК «Хевел» основное производство фотоэлектрических модулей (ФЭМ) имеет в г. Новочебоксарске в Чувашии. В 2020 г. этот инвестор построил СЭС общей мощностью 189 МВт, в том числе в Калмыкии – Малодербетовскую СЭС (45 МВт), третью очередь Яшкульской СЭС (25 МВт), в Саратовской области – Дергачевскую СЭС

(25 МВт), в Бурятии – Торейскую СЭС (45 МВт), в Омской области – Нововаршавскую СЭС (30 МВт). В 2021 г. введена в эксплуатацию вторая очередь СЭС «Лукойл – Волгоград нефтепереработка» (20 МВт). Вторым по объемам строительства СЭС инвестором в России является ООО «Соларс Системс», производство ФЭМ которого расположено в г. Подольске Московской области. В 2020 г. этой организацией были введены в эксплуатацию СЭС общей мощностью 105 МВт, в т. ч. в Волгоградской области СЭС «Светлая» (25 МВт), СЭС «Лучистая» (25 МВт), СЭС «Астерион» (15 МВт); в Башкирии – Стерлибашевская СЭС (25 МВт); в Ставропольском крае – шестая очередь Старомарьевской СЭС (15 МВт), СЭС «Медведица» (25 МВт). На третьем месте среди инвесторов – ПАО «Т-Плюс». В 2020 г. оно ввело в эксплуатацию в Оренбургской области СЭС «Сатурн» (30 МВт) с двухсторонними фотоэлектрическими модулями.

Солнечное теплоснабжение в современной России практически не развивается, в отличие от советского периода [4]. Установленная мощность гелиоустановок в 2020 г. оценивалась около 70 МВт [5]. Исследованиями по этому направлению солнечной энергетики занимаются Объединенный институт высоких температур

АГЭУ в Мензе

Источник: «Хэвел»



Сорочинская СЭС

Источник: «Т Плюс»

(ОИВТ) РАН [6], лаборатория ВИЭ МГУ им. Ломоносова [7], Кубанский государственный аграрный университет [8]. Проектирование гелиоустановок в основном ведут ООО «Новый полюс» (г. Москва), ООО «Энерготехнологии-Сервис» (г. Краснодар). Солнечные коллекторы (СК) производят по полному технологическому циклу, в том числе абсорберы ООО «Новый полюс»: жидкостные плоские и трубчатые вакуумные; воздушные и комбинированные СК. АО «ВПК «НПО машиностроения» производит сборку жидкостных плоских СК «Сокол-эффект» из импортных комплектов с медными и алюминиевыми абсорберами. Монтажом ГУ в основном занимается ООО «Новый полюс».

Ветроэнергетика

В России в настоящее время развитие получили преимущественно сетевые ветровые электростанции. В небольшом количестве сооружаются ветродизельные станции (ВДС) и малые ветроэлектрические установки (ВЭУ) единичной мощностью до 50 кВт. На 1 января 2021 г. по данным [1] суммарная установленная мощность сетевых ВЭС составляла 1030 МВт, а выработка электрической энергии за 2020 год – 1,38 ТВт·ч. Тремя основными инвесторами

на рынке ветроэнергетики являются: Фонд развития ветроэнергетики (ФРВ), АО «НоваВинд», партнерство ПАО «Энел-Рус» и фирмы Siemens Gamesa. Учрежденный УК «РосНАНО» и ПАО «Фортум» ФРВ взял за основу редукторную схему ВЭУ датской фирмы «Vestas» и с 2019 г. развернул производство гондол в г. Нижнем Новгороде, лопастей в г. Ульяновске, башен в г. Таганроге. На 01.01.2021 г. ФРВ построил ВЭС общей мощностью 599 МВт. В 2020 г. в Ростовской области им были построены Каменская (100 МВт), Сулинская (100 МВт), Гуковская (100 МВт), первая очередь Казачьей ВЭС (50 МВт); в Калмыкии – Салынская (100 МВт) и Целинская ВЭС (100

В России развитие получили сетевые ветровые электростанции. В небольшом количестве сооружаются ветродизельные станции и малые ветроэлектрические установки единичной мощностью до 50 кВт

МВт). В 2021 г. велось строительство ВЭС в Волгоградской и Астраханской областях общей мощностью 445 МВт. До 2024 г. ФРВ планирует строительство ВЭС суммарной мощностью 1800 МВт.

Вторая по объемам сооружения ВЭС компания «НоваВинд», утвержденная ГК «Росатом», имеет базовую безредукторную конструкцию датской фирмы «Lageway». Оно с 2020 г. организовало производство генераторов, гондол, ступиц, обтекателей на заводе «Атоммаш» в г. Волгодонске, а башен на заводе «Ветростройдеталь» в том же городе. В 2020 г. АО «НоваВинд» построило Адыгейскую ВЭС мощностью 150 МВт, а в 2021 г. самую мощную



Ветропарк в Адыгее
Источник: ki-news.ru

на 01.10.2021 г. российскую ВЭС – Кочубеевскую в Ставропольском крае мощностью 201 МВт. До 2024 г. АО «НоваВинд» планирует сооружение ВЭС суммарной мощностью 1000 МВт.

Третье по объемам строительства ВЭС – партнерство ПАО «Энел-Рус» и фирмы «Симменс-Гамеса» за основу приняло редукторную схему ВЭС фирмы «Симменс-Гамеса» и в 2019 г. организовало сборочное производство в г. Санкт-Петербурге. На 01.01.2021 г. партнерство построило ВЭС общей мощностью 90 МВт, а до 2024 г. планирует сооружение 300 МВт ВЭС.

В северных и труднодоступных районах в составе изолированных энергосистем работают ветродизельные станции (ВДС)

[9]. В Камчатском крае на острове Беринга с 1996 г. эксплуатируется Никольская ВЭС мощностью 550 кВт, на Камчатке работает Усть-Камчатская ВДС мощностью 1175 кВт и с 2013 г. Октябрьская мощностью 3300 кВт. На Курильском острове Кунашир с 2015 г. успешно эксплуатируется Новиковская мощностью 450 кВт. В Якутии в пос. Тикси в 2018 г. построена ВДС мощностью 900 кВт. В изолированных энергосистемах работают сотни малых ВЭУ единичной мощностью менее 50 кВт отечественного и зарубежного производства. В России такие ВЭУ разрабатывают и выпускают около десятка частных фирм. Особенности их конструкций приведены в статье [10]. Российская научная ветроэнергетическая школа выполнила исследования ветроэнергетического потенциала страны. Для сооружения сетевых ВЭС эту работу ведет в том числе В. Н. Николаев, д. т. н. [11]. Для ветродизельных станций в Арктике, в условиях ограниченной климатической информации разработкой арктических ВЭУ занимается В. В. Елистратов, д. т. н. [12]. Разработкой малых ВЭУ занимается С. В. Грибков, к. т. н. [10]. Исследования работы ВЭС и ВДС в составе энергосистем выполняет П. В. Илюшин, д. т. н. [13].

Малая гидроэнергетика

В справочнике [14], подготовленном ПАО «РусГидро» и ассоциацией «Гидроэнергетика России» представлен полный перечень всех гидроэлектростанций страны, в том числе единичной установленной мощностью менее 50 МВт, относимых к малым ГЭС. Согласно справочнику, 203 малых ГЭС имеют общую установленную мощность 1182 МВт, в том числе 20 станций мощностью от 25 до 50 МВт суммарно 700 МВт, 102 малых ГЭС мощностью от 10 до 25 МВт суммарно 287 МВт, 81 МГЭС мощностью до 10 МВт суммарно 153 МВт. По данным отчетов о функционировании ЕЭС России, подготовленных системным оператором (www.so-ups.ru) за 2018–2020 гг. в 2020 г. введены в эксплуатацию Усть-Джегутинская (5,6 МВт), Верхнебалкарская (10 МВт), Барсуковская (5,25 МВт). Таким образом, по данным на июль 2021 г. суммарная установленная мощность российских малых ГЭС составляла 1182 МВт. При реализации плана ДПМ-ВИЭ-1.0 на конкурсном отборе в 2020 г. были отобраны проекты малых ГЭС общей мощностью 45,6 МВт, из ко-

торых по данным на июль 2021 года было введено 21 МВт. В 2021 г. велось строительство четырех МГЭС: в Карачаево-Черкессии (Красногодская № 1, № 2); в Кабардино-Балкарии (Псыгансу), в Чечне (Башенная), с суммарной установленной мощностью 70 МВт. После утверждения в 2021 г. программы ДПМ-ВИЭ-2.0 основными инвесторами МГЭС являются: «РусГидро» (100 МВт), «Норд Гидро» (48,8 МВт); «Южэнергострой» (23,7 МВт); «Энергомаш» (16 МВт), «ТГК-1» (16,5 МВт); En+Group (8,1 МВт).

собственными силами 170 комплектов МГЭС единичной мощностью до 330 кВт с гидроагрегатами пропеллерного типа. Всего «ИНСЭТ» разработало и производит пять типоразмеров гидроагрегатов с пропеллерными турбинами мощностью от 100 до 1800 кВт, четыре типоразмера гидроагрегатов с радиально-осевыми турбинами мощностью от 550 до 5600 кВт, четыре типоразмера гидроагрегатов с ковшовыми турбинами мощностью от 145 до 6000 кВт.



СЭС

Источник: «Фортум»

Проектирование и строительство МГЭС в России в основном выполняют «РусГидро» (г. Москва), МНТО «ИНСЭТ» (г. Санкт-Петербург). Последнее предприятие разработало типоразмерный ряд гидроагрегатов для мини и малых ГЭС единичной мощностью до 6 МВт и микро ГЭС мощностью от 10 до 100 кВт. Оно выполняет комплекс работ по созданию малых ГЭС под ключ: разработка бизнес-планов, ТЭО, проектной документации, монтаж, пуско-наладка. С 1993 г. «ИНСЭТом» было построено 92 малых ГЭС с 200-ми гидроагрегатами суммарной установленной мощностью 23 МВт, в том числе в России 33 станции общей мощностью 11 МВт. Заказчикам поставлено для монтажа

В 2019–2020 гг. обществом были выполнены обследования и подготовлены технические предложения по восьми российским МГЭС общей мощностью 15 МВт, разработаны ТЭО сооружения МГЭС мощностью 2 МВт на Курильском острове Парамушир, три проекта реконструкции МГЭС, введены в эксплуатацию восемь гидроэлектростанций, в том числе для Мосводоканала и питьевого водовода в Адыгее.

Геотермальная энергетика

В России развитие получили как геотермальные электростанции (ГеоЭС), так и геотермальное теплоснабжение. Разведанные запасы четырех геотермальных

На 1 января 2021 года суммарная установленная мощность сетевых ветровых электростанций в России составляла порядка 1030 МВт, а выработка электрической энергии за 2020 год – 1,38 ТВт·ч

пароводяных месторождений оцениваются в 40,7 тыс. м³/сут., а 62 геотермальных водяных – в 268,2 тыс. м³/сут. [15]. В 2019 г. в стране эксплуатировались четыре пароводяных и 26 водяных месторождений, на которых работала 161 геотермальная скважина. Добыча геотермального пара в 2020 г. составляла 12,6 млн т/год, а геотермальной воды 20,2 млн м³/год [16]. Установленная мощность российских ГеоЭС составляет 84 МВт, а выработка электрической энергии в 2020 г. – 0,421 ТВт·ч/год. Геотермальное теплоснабжение России имеет суммарную установленную мощность 110 МВт, а выработка тепловой энергии в 2019 г. составляла 280 тыс. МВт·ч/год [16].

Исследованиями геотермальных ресурсов в основном занимаются институт вулканологии и сейсмологии Дальневосточного научного института РАН в г. Петропавловск-Камчатский [17] и Институт проблем геотермии и возобновляемой энергетики ОИВТ РАН в г. Махачкале [18]. Добычей геотермальных ресурсов на Камчатке занимаются «Тепло Земли» (г. Петропавловск-Камчатский), в Дагестане – «Геоэкопром» (г. Махачкала), в Краснодарском, Ставропольском краях, в Адыгее – «Нефтегазгеотерм» (пос. Мостовской, Краснодарский край).

Исследованиями по созданию ГеоЭС в России занимается «Геотерм-М» (г. Москва), а разработкой и изготовлением оборудования для них «Калужский турбинный завод» [19]. Компетенциями по проектированию геотермального теплоснабжения обладают «Геотерм-М» и «Энерготехнологии-Сервис». Эксплуатацию ГеоЭС осуществляют филиал «Возобновляемая энергетика» ПАО «Камчатскэнерго», а геотермального теплоснабжения на Камчатке АО «Тепло Земли», в Дагестане – ООО «Геоэкопром» [20].

Биоэнергетика

Закон № 35-ФЗ от 21.02.2003 г. «Об электроэнергетике» в редакции от 29.12.2017 г. предусматривает использование ВИЭ в том числе биомассы, включающей в себя специально выращенные для получения энергии растения, а также отходы; биогаз; газ, выделяемый отходами производства и потребления на свалках таких отходов; газ, образующийся на угольных шахтах.

В новом плане развития возобновляемой энергетики до 2035 г. (ДПМ ВИЭ 2.0), утвержденным Постановлением Правительства РФ от 01.06.2021 г. № 1446-Р не установлены задания по генерации электроэнергии на основе биомассы. По результатам 2020 г. ассоциации «НП Совет рынка» (www.np-sp.ru) в 2020 г. выработка электроэнергии на БиоЭС на оптовом и розничном рынках, подтвержденных сертификатами, составила 65,2 ГВт·ч/год, в т. ч. на основе биомассы и ее отходов – 39,03 ГВт·ч/год; биогаза – 25,06 ГВт·ч/год; свалочного газа – 1,15 ГВт·ч/год. По установленной мощности БиоЭС обобщенные данные отсутствуют. В перечне квалифицированных объектов Минэнерго РФ (www.minenergo.gov.ru), на 01.10.2021 г. среди работающих на основе биомассы и отходов указана только мини-ТЭЦ «Белый ручей» в Вологодской области, установленной электрической мощностью 6

Газовая котельная
Источник: takt-tv.ru



Хранилище биогаза
Источник: fondationculturedebati.org

МВт и тепловой – 49 МВт. Она использует отходы древесины. С 2009 г. в городах Морозовск и Миллерово Ростовской области работают две мини-ТЭЦ мощностью по 6 МВт со сжиганием лузги подсолнечника. В указанном перечне Минэнерго РФ приводятся данные только двух БиоЭС на основе сжигания биогаза. Работающая с 2012 г. биогазовая станция (БГС) «Байцурь» мощностью 1 МВт построена в селе Грузкое Белгородской области. В той же области в Лучковском сельском поселении работают две БГС мощностью 3,6 МВт. В числе квалифицированных объектов также БиоЭС на свалочном газе полигона ТБО в пос. Новый Свет Ленинградской области.

Для теплоснабжения в России применяются в основном дрова, отходы древесины и сельскохозяйственного производства. Согласно стратегии развития лесного комплекса РФ до 2030 г. [21], в 2019 г. в стране было заготовлено 14 млн плотных м³ дров. При их удельном весе 650 кг/м³ общий вес составил 9,1 млн т. При средней теплотворной способности дров 4,5 кВт·ч/кг и КПД их сжигания в печах и котлах 60 % общее количество тепловой энергии в 2019 г. составило 25 тыс. ГВт·ч/год. По данным О. Ракитовой [22], из общего количества отходов лесозаготовки – 23 млн т и деревопереработки – 20 млн т, для использования в теплоснабжении актуальны топливная щепка, топливные брикеты и пеллеты (топливные гранулы).

Топливная щепка в России пока не получила широкого применения. Производством топливных брикетов в 2019 г. в России занимались 280 предприятий с годовым объемом производства 450 тыс. т при внутреннем потреблении 230 тыс. т [23]. При их теплотворной способности, близкой к дровам и при КПД сжигания в котлах 76 % эквивалентно 645 ГВт·ч/год, пеллеты (топливные гранулы) в 2019 г. в России производились на 300 заводах в объеме 1,9 млн т [1] (в 2020 г. – 2,2 млн т [22]) при внутреннем потреблении не более 5 % [24]. При их теплотворной способности, близкой к дровам и КПД сжигания в котлах 80 %, общее годовое количество тепловой энергии составляло в 2019 г. 76 ГВт·ч/год. Таким образом, суммарное количество тепловой энергии при сжигании дров, топливных брикетов и пеллет в 2019 г. составило 25721 ГВт·ч/год, при этом доля дров – 97 %.

Крупнейшие котельные на древесных отходах работают на заводах швейцарской фирмы «Swiss Krono» в п. Ветлужный Шарьинского района Костромской области мощностью 96 МВт и шведской фирмы «ИКЕА» в деревне Подберезье Новгородской области мощностью 85,5 МВт [25]. Наибольшее количество котельных на дровах и отходах работают в Архангельской области. В 2019 г. по данным сайта www.infobio там эксплуатировались 650 котельных установленной мощностью 3000 МВт (100 %), в т. ч. 420 на дровах общей мощностью 1110 МВт (37 %), в которых ежегодно сжигалось 260 тыс. т топлива. В этом регионе работает самая мощная в России пеллетная котельная в пос. Катунино Приморского района мощностью 20 МВт. Древесное топливо активно используется в соседних с Архангельской областью Ка-

В России 203 малых ГЭС имеют общую установленную мощность 1182 МВт, в том числе 20 станций мощностью 25–50 МВт, 102 малых ГЭС мощностью от 10–25 МВт, 81 мини-ГЭС мощностью до 10 МВт



Кроноцкий заповедник, Долина гейзеров

Источник: brodude.ru

релии, Вологодской, Ярославской, Костромской областях. В пос. Импилахти в Карелии ООО «Сетлес» с 2007 г. эксплуатирует котельную со сжиганием древесной коры мощностью 10 МВт с котлами финской компании «Вяртелла». В Хабаровском крае из 400 муниципальных котельных на древесине работают 60 котельных (15 %) общей мощностью 107 МВт.

В России технологии сжигания дров и древесных отходов развивались с 1930-х годов в основном двумя научными центрами: ВТИ в г. Москве и ЦКТИ им. Ползунова в г. Санкт-Петербурге [26]. Там были разработаны конструкции котлов с неподвижными и механическими колосниковыми

шахтными топками и с факельным сжиганием измельченного топлива. В этих котлах в основном применяются две технологии: прямого сжигания и пиролиза. В 2021 г. в стране котлы на дровах, пеллетах, брикетах, древесных отходах производились десятком заводов. Например, компания «Автоматик-Лес» в г. Коврове Владимирской области (www.avtomaticles.ru) выпускает котлы на опилках, щепе, коре и древесных отходах тепловой мощностью от 200 кВт до 10 МВт; пеллетные автоматизированные котлы мощностью от 15 до 250 кВт, самоочищающиеся пеллетные горелки.

Выводы

Российский рынок возобновляемой энергии создан в основном мерами государственного стимулирования по программе ДПМ-ВИЭ-1.0 с гарантированными сроками окупаемости. В новом плане ДПМ-ВИЭ-2.0 до 2035 г. предусмотрено развитие только СЭС, ВЭС и МГЭС. В то же время в России успешно работают несколько ГеоЭС, стоимость электроэнергии которых вдвое ниже топливных ТЭС (Мутновская ГеоЭС, Камчатка). Там же разведаны перспективные геотермальные месторождения, выполнены проекты развития ГеоЭС. Одной из проблем реализации плана ДПМ-ВИЭ-1.0

В РФ эксплуатируется 4 пароводяных и 26 водяных месторождений, на которых работает 161 скважина. Добыча геотермального пара составляет 12,6 млн т/год, а геотермальной воды 20,2 млн м³/год

являлись низкие темпы строительства МГЭС, что во многом объясняется существенно большей, чем для СЭС и ВЭС, долей строительно-монтажных работ в структуре их сметной стоимости.

В настоящее время в стране не организован рынок развития теплоснабжения с использованием ВИЭ. Меры государственной поддержки не приняты и не определено министерство, ответственное за эту теплогенерацию. При больших объемах использования древесины и ее отходов для теплоснабжения отсутствует программа развития этого направления. Созданное в России масштабное пеллетное производство ориентировано на импорт, а цены его продукции неконкурентные в большинстве регионов страны. В России исследования по проблемам комплексного использования ВИЭ в народно-хозяйственном комплексе практически не ведутся. В малых объемах они выполняются по системам теплоснабжения на основе ВИЭ, а также по EROJ (Energy return on investment) – коэффициенту энергетической окупаемости технологий ВЭ.

Солнечная энергетика в России представлена в основном сетевыми СЭС. Их установленная мощность в 2020 г. составила 1,7 ГВт, а выработка 1,98 ТВт·ч/год. Россия сохранила свои компетенции в космической солнечной энергетике. Продолжается строительство ФЭС в изолированных северных энергорайонах. Солнечное

Долина гейзеров, Петропавловск-Камчатский

Источник: wiki.fegi.ru



Мощность ГеоЭС в России составляет 84 МВт, выработка электроэнергии – 0,421 ТВт·ч/год. Мощность геотермального теплоснабжения – 110 МВт, а выработка тепла – 280 тыс. МВт·ч/год

теплоснабжение представлено наибольшим числом эксплуатируемых гелиоустановок и малым количеством производимых солнечных коллекторов. Основными инвесторами их сооружения являются ГК «Хевел» (189 МВт в 2020 г.) и «Солар системс» (105 МВт в 2020 г.). Каждый из них имеет в России производство на основе кристаллического кремния. Требования плана ДПМ-ВИЭ-1.0 обеспечили степень локализации производства оборудования не менее 70 %.

Ветроэнергетика в России уже два года является лидером по темпам развития. Установленная мощность всех ВЭС на июль 2021 г. составила 1030 МВт, а выработка электрической энергии за 2020 год – 1380 млн кВт·ч. В основе конструкций ВЭУ – решения западноевропей-

ских лидеров ветроэнергетики. Применяются как редукторные, так и безредукторные схемы ВЭУ. В стране ограниченное применение получили ветродизельные станции. При большой потребности северных районов в ВЭУ в 2021 г. они не получили широкого применения. Российские разработчики и производители малых ВЭС разобщены, отсутствует их крупномасштабное производство. Актуальны исследования результатов эксплуатации сетевых ВЭС.

Россия имеет многолетний опыт разработки строительства, эксплуатации и производства оборудования МГЭС. Основным фактором, препятствующим их дальнейшему развитию является преобладание в сметной стоимости строительно-монтажных работ. Дополнительное стимулирование по программе ДПМ-ВИЭ-2.0 уже привело к увеличению инвестиций в сооружении МГЭС общей мощностью 214 МВт.

В основе развития геотермальной энергетики разведанные четыре пароводяных месторождения с запасами 40,7 тыс. м³/сут. и 62 геотермальных водяных – 268,2 тыс. м³/сут. Из 161 скважин в 2020 г. были добыты 12,6 млн т/год геотермального пара и 20,2 млн м³/год воды. Установленная мощность четырех ГеоЭС составила 84 МВт, а выработка ими электрической энергии в 2019 г. – 428 млн кВт·ч/год. Геотермальное теплоснабжение при установленной мощности 110 МВт в 2019 г.

обеспечило выработку 280 тыс. МВт·ч/год тепловой энергии. В 2020–2021 гг. геотермальная энергетика продолжала использовать советские научные и инженерные разработки. Разведка новых геотермальных месторождений не ведется. В программе ДПМ-ВИЭ-2.0 до 2035 г. не предусмотрено строительство новых ГеоЭС, отсутствуют меры по развитию геотермального теплоснабжения.

При отсутствии мер гос. поддержки биоэнергетики в планах ДПМ-ВИЭ-1.0/2.0 выработка электрической энергии БиоЭС в 2020 г. достигла 65,2 ГВт·ч/год, в т. ч. на основе биомассы и ее отходов – 39,03 ГВт·ч/год, биогаза – 25,06 ГВт·ч/год, свалочного газа – 1,15 ГВт·ч/год. Выработка тепловой энергии на основе биомассы в объеме 25721 ГВт·ч/год в 2019 г. в основном производилась при сжигании дров (25 тыс. ГВт·ч/год), топливных брикетов 645 ГВт·ч/год, пеллет – 76 ГВт·ч/год. В России имеется многолетний опыт исследования топочных процессов при сжигании дров и древесных отходов. Десятки заводов производят такие котлы и вспомогательное оборудование, в т. ч. пеллетные котлы и пеллетные горелки. В программе ДПМ-ВИЭ-2.0 отсутствуют мероприятия по стимулированию строительства БиоЭС на основе биомассы. В России в настоящее время не разработаны мероприятия по стимулированию развития теплоснабжения с использованием ВИЭ.



Долина гейзеров, Камчатка

Источник: multiurok.ru

Использованные источники

1. Отчет АО «СО ЕЭС» о функционировании в 2020 г. (URL: www.so-ups.ru).
2. Информационный бюллетень АРВЭ. Рынок возобновляемой энергетики в России: текущий статус и перспективы развития. Июль, 2021. – 43 с.
3. Бутузов В. А. Фотоэнергетика в России // СОК (сантехника, отопление, кондиционирование). № 7, 2020. С. 46–54.
4. Бутузов В. А. Солнечное теплоснабжение. Опыт столетнего развития // Промышленная энергетика. № 4, 2020. С. 52–63.
5. Бутузов В. А. Эксплуатация российских гелиоустановок // Энергосбережение. № 1, 2021. С. 64–67.
6. Попель О. С., Фортон В. Е. Возобновляемая энергетика в современном мире // М.: Изд. дом МЭИ, 2015. – 450 с.
7. Дегтярев К. С. Экономика возобновляемой энергетики в мире и в России // СОК (сантехника, отопление, кондиционирование). № 9, 2017. С. 80–87.
8. Бутузов В. А., Бутузов В. В. Использование солнечной энергии для производства тепловой энергии. – М.: Интехэнерго-Издат, 2015. – 314 с.
9. Бутузов В. А., Безруких П. П., Грибков С. В. Российская ветроэнергетика: научно-конструкторские школы, этапы развития, перспективы // СОК (сантехника, отопление, кондиционирование). № 5, 2021. С. 62–76.
10. Грибков С. В. Ветро-солнечно-дизельные комплексы электроснабжения малой мощности как основа развития ВИЭ в России. Потребители и перспективы развития как отрасли / Труды REENCOM, 13–14 октября 2016 г.
11. Николаев В. Г. Перспективы развития возобновляемых источников энергии в России. Результаты проекта TACIS Europe Aid/11695/clsv/ru/ Николаев В. Г., Ганата С. В., Кудряшов Ю. И. / Под ред. В. Г. Николаева // М.: Изд. «Атмограф», 2009. – 456 с.
12. Елистратов В. В. Возобновляемая энергетика // Изд. Политех. университета. – 3-е изд., СПб, 2016. – 424 с.
13. Илюшин П. В. Перспективы применения и проблемные вопросы интеграции распределительных источников энергии в электрические сети. Монография // НТФ. «Энергопрогресс», 2020. – 116 с.
14. Дворецкая М. И., Жданова А. П., Лушников О. Г., Слива И. В. Возобновляемая энергетика. Гидроэлектростанции России: Справочник / Под. общей ред. В. В. Берлина // Изд. Политех. университета. СПб, 2018. – 224 с.
15. Кононов В. И., Поляк Б. Г., Хуторской М. Д. Гидрогеотермальные ресурсы России // Георесурсы. № 2, 2005. С. 29–33.
16. Бутузов В. А., Томаров Г. В., Алхасов Г. Б., Бадавов Г. Б. Геотермальная энергетика России: ресурсная база, электроэнергетика, теплоснабжение (обзор) // Теплоэнергетика. № 12, 2021. С. 1–15.
17. Кирюхин А. В., Сугробов В. М. Геотермальные ресурсы Камчатки и ближайшие перспективы их освоения // Вулканология и сейсмология. № 6, 2019. С. 50–65.
18. Алхасов А. Б. Технологии комплексного освоения геотермальных ресурсов Северо-Кавказского региона // Теплоэнергетика. № 3, 2018. С. 1–5.
19. Геотермальная энергетика. Справочно-методические издания / Г. В. Томаров, А. И. Никольский, В. Н. Семенов, А. А. Шипков // М.: Интехэнерго-Издат, 2015. – 315 с.
20. Бутузов В. А., Амерханов Р. А., Григораш О. В. Геотермальное теплоснабжение в России // Теплоэнергетика. № 3, 2020. С. 3–12.
21. Распоряжение Правительства РФ № 312-Р от 11.02.2021 г. «Об утверждении Стратегии развития лесного комплекса РФ до 2023 г.»
22. Ракитова О. Каким быть топливу будущего? Конгресс и выставка «Биомасса: топливо и энергия» // Леспром. Журнал профессионалов ЛПК. № 3, 2020.
23. Талиби А., Забелин А. Топливные брикеты. Рынок, расчет // Леспром. Журнал профессионалов ЛПК. № 7, 2019.
24. Никольская В. Инновационная поляница. Дрова – устаревший товар или современное топливо? // Леспром. Журнал профессионалов ЛПК. № 5, 2019.
25. Караевич В. А. Перспективы использования ВИЭ для нужд теплоснабжения в регионах РФ // СОК (сантехника, отопление, кондиционирование) № 5, 2021. С. 56–58.
26. Рябов В. А., Питун Д. С. Водогрейные котлы для сжигания древесных отходов // Новости теплоснабжения. № 2, 2020. С. 21–24.

Проектирование универсального комплекса по утилизации на площадках действующих АЭС

Design of a universal complex for disposal at the sites of operating NPPs

Игорь ЕНГОВАТОВ
Профессор кафедры
СОТАЭ НИУ «МГСУ», д. т. н.
e-mail: eng46@mail.ru

Igor ENGOVATOV
Professor, Moscow State University
of Civil Engineering (MGSU)
e-mail: eng46@mail.ru

Жанна КОВАЛЕНКО
Аспирантка кафедры
СОТАЭ НИУ «МГСУ»
e-mail: eng46@mail.ru

Zhanna KOVALENKO
Graduate student, Moscow State
University of Civil Engineering (MGSU)
e-mail: eng46@mail.ru

Георгий МОХОВ
Студент-дипломник
НИУ «МГСУ»
e-mail: eng46@mail.ru

Georgy MOKHOV
Student, Moscow State University
of Civil Engineering (MGSU)
e-mail: eng46@mail.ru

Нововоронежская АЭС

Источник: Andy Judin / origo.hu



Аннотация. Научно-техническое обоснование предпочтительной стратегии вывода из эксплуатации базируется на учете радиационно-физических, организационно-технологических и экономических факторов. Причем основная задача состоит в том, что вывод из эксплуатации энергоблоков АЭС должен быть осуществлен в минимальные временные сроки, при минимизации финансовых затрат и радиационного воздействия на персонал и окружающую среду. В статье обосновывается одно из перспективных решений ускорения процесса вывода из эксплуатации в условиях многоблочности российских АЭС путем сооружения типового универсального комплекса, позволяющего начинать процесс вывода из эксплуатации практически сразу после останова реактора, что в значительной степени минимизирует отрицательное воздействие на персонал, население и окружающую среду. *Ключевые слова:* энергоблок АЭС, вывод из эксплуатации, стратегия, радиоактивные отходы, радиоактивное загрязнение, воздействие на окружающую среду, наведенная активность, демонтаж оборудования, материалы и конструкции, здания и сооружения.

Abstract. The scientific and technical substantiation of the preferred decommissioning strategy is based on taking into account radiation-physical, organizational-technological and economic factors. Moreover, the main task is that the decommissioning of NPP power units should be carried out in the shortest possible time, while minimizing financial costs and radiation exposure to personnel and the environment. The article substantiates one of the promising solutions for accelerating the decommissioning process in the conditions of multi-unit Russian NPPs by constructing a typical universal complex that allows starting the decommissioning process almost immediately after a reactor shutdown, which to a large extent minimizes the negative impact on personnel, the public and the environment.

Keywords: NPP power unit, decommissioning, strategy, radioactive waste, radioactive contamination, environmental impact, induced activity, equipment dismantling, materials and structures, buildings and structures.

//

При выводе из эксплуатации АЭС возникают проблемы радиоактивных загрязнений, наведенной активности оборудования, конструкций и помещений

Поиск путей повышения эффективности и экономической приемлемости вывода из эксплуатации блоков АЭС является актуальной проблемой в мире и в России.

Вывод из эксплуатации АЭС производят после окончания срока ее службы или когда технически невозможно обеспечить

дальнейшую безопасность работы станции, например, после крупной аварии. При выводе из эксплуатации АЭС возникают определенные проблемы, такие как радиоактивное загрязнение и наведенная активность части оборудования, строительных защитных конструкций, боксов и помещений [1, 2].

Наличие наведенной активности и радиоактивного загрязнения приводит к тому, что обследование, дезактивационные и демонтажные работы будут осуществляться в радиационно-опасных условиях для персонала. Мощность дозы от радиоактивного оборудования может значительно превосходить допустимые величины [1,2].

Вывод из эксплуатации АЭС связан с большими финансовыми затратами, так как после окончательного останова реактора станция перестает вырабатывать электроэнергию и превращается в объект, требующий постоянного финансирования. Например, предварительные оценки [1, 2], выполненные для 1-го блока Ленинградской АЭС, показывают, что затраты на экс-



Ленинградская АЭС, новый энергоблок ВВЭР-1200

Источник: atomic-energy.ru

платацию остановленных блоков могут составить до 1,9 млрд руб. в год.

Финансовые затраты включают расходы на безопасное поддержание объекта, заработную плату персонала, технические средства демонтажа, обработку, транспортировку и захоронение радиоактивных отходов, демонтажные работы, рекультивацию промплощадки и др. Расчеты показывают, что затраты на вывод из эксплуатации АЭС могут сравниться с затратами на строительство новой станции.

В России предпочтительной стратегией вывода из эксплуатации является демонтаж остановленных блоков, однако проведенное аналитическое исследова-

В России предпочтительной стратегией вывода из эксплуатации является демонтаж остановленных блоков, однако проведенное исследование позволило выявить ряд проблем этого процесса

ние позволило выявить ряд проблем этого процесса [3].

Основные проблемы связаны с осуществлением всего комплекса работ по выводу из эксплуатации непосредственно в боксах и помещениях блоков АЭС. Среди них можно назвать:

- постоянная работа персонала в условиях радиационной опасности за счет радиоактивности оборудования и строительных конструкций;
- высокая вероятность повторного радиоактивного загрязнения боксов и помещений при осуществлении длительных работ по дезактивации, фрагментации РАО;
- необходимость длительной выдержки для уменьшения радиационной опасности за счет радиоактивности оборудования и строительных конструкций, что связано с большими финансами затратами на обслуживание зданий и сооружений блока АЭС, не производящего никакой продукции;
- затруднения в использовании робототехники в стесненных условиях боксов и помещений.

Вывод из эксплуатации – это длительный и затратный этап жизненного цикла блока АЭС, влияющий на суммарные по-

казатели эффективности атомной энергетики. В этой связи деятельность по подготовке и выводу из эксплуатации должна быть направлена на оптимизацию сроков начала и стоимости работ на блоках атомной станции.

В работах [1, 4] показано, что существует оптимальный срок начала работ по выводу из эксплуатации, которым можно управлять. Это достигается за счёт выбора оптимальных технических решений.

В этой связи альтернативным решением для ускорения процесса вывода из эксплуатации в условиях многоблочности российских АЭС является типовой универсальный комплекс, позволяющий начинать процесс вывода практически сразу после останова реактора. Это в значительной степени минимизирует отрицательное воздействие на персонал, население и окружающую среду.

Научная новизна этого предложения состоит в том, что впервые за счет типового универсального комплекса процесс вывода из эксплуатации по стратегии немедленного демонтажа может рассматриваться автономно вне зависимости от состояния основных зданий и сооружений.

Практическая значимость объясняется сокращением сроков высвобождения зда-

Вывод из эксплуатации – длительный, затратный этап жизни АЭС, влияющий на ее суммарные показатели эффективности. Подготовка к выводу направлена на оптимизацию сроков и стоимости этих работ

ний, сооружений и площадки блока АЭС, что снижает затраты на их содержание и обслуживание, при максимальном использовании знания и опыта персонала блока АЭС.

Ниже проводится описание компоновочных, объемно-планировочных, конструктивных решений и основных технических и технологических характеристик типового универсального комплекса (ТУК).

Здание типового универсального комплекса (ТУК) – в плане прямоугольник, технологически разделено на следующие зоны: зона контролируемого доступа (ЗКД); транспортный коридор (ТК); зона свободно-

АЭС Бюже

Источник: rokaa.fr



воздействию внешнего радиоактивного излучения, загрязнений воздуха помещения радиоактивными газами и аэрозолями, загрязнений поверхностей радиоактивными веществами. Зона свободного доступа (ЗСД) – зона, где полностью исключено воздействие на персонал любых радиационных факторов. Связь между ЗСК и ЗСД осуществляется только через санитарный проход. Внутри каждой зоны планировка помещений производится исходя из требований технологического процесса. При

санпропускника обеспечивает прохождение персонала в ЗКД и обратно, чтобы «грязные» и «чистые» потоки не пересекались. Санпропускник может размещаться в производственном здании или в обособленном строении с изолированными отапливаемыми переходами. Основной и аварийный проходы (шлюзы) реакторной установки оборудованы герметичными дверями.

При проектировании объектов, на которых проводятся работы или производится хранение радиоактивных веществ, норма-



Выведенная из эксплуатации АЭС «Ранчо Секо» в Геральде, штат Калифорния (США)

Источник:
dronestagr.am

компоновке сооружений АЭС необходимо руководствоваться унификацией зданий и сооружений, принятой в СП [4], для сооружения ядерных установок. Составными элементами организации санитарно-пропускного режима являются санитарные пропускники, санитарные шлюзы и пункты специальной обработки автотранспорта [4]. Взаимная изоляция помещений внутри ЗКД должна обеспечиваться проектными решениями, строительными и санитарно-техническими устройствами, стационарными и временными санитарными шлюзами. Санпропускник размещается между ЗСД и ЗКД, возможность входа в ЗКД из зоны свободного доступа и выхода из ЗКД, минуя санпропускника исключена. Планировка

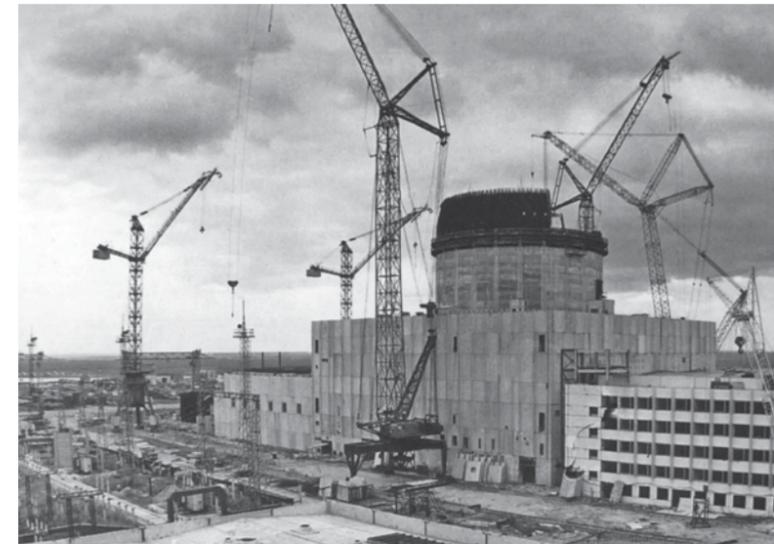
ми радиационной безопасности предусматривается деление всего объекта на три основные зоны в зависимости от степени возможного загрязнения помещений. Помещения корпуса здания типового универсального комплекса (ТУК) делятся по указанным зонам следующим образом: зона 1 – «горячая» зона разделки (резки) радиоактивного оборудования и проведения работ с высокоактивными материалами. Эта зона также проектируется как огражденное пространство, поскольку вероятность облучения в ней наибольшая. Доступ строго контролируется, и для лиц, имеющих его, обязательно применение специальных защитных средств. Основные работы, проводимые в этой зоне – раз-

делка оборудования и исследовательские работы, связанные с высокоактивными веществами. Зона 2 – это обслуживаемые помещения для транспортировки радиоактивного оборудования и материалов, их ремонта и других работ, связанных с вскрытием технического оборудования. Зона 3 является главной рабочей зоной лаборатории, её помещения предназначены для постоянного пребывания персонала. К ней относятся операторские защитных камер, пультовые, измерительные залы. Эту зону называют «условно чистой», так как вероятность загрязнения невелика. Она может возникнуть только в случае нарушения норм техники радиационной безопасности или в результате крупной аварии. Кроме того, в здании корпуса типового универсального комплекса (ТУК) предусматривается зона помещений, не связанных с применением радиоактивных веществ (так называемая «холодная» зона), включающая в себя лабораторные помещения общего научного типа, а также административные помещения, вычислительный центр, гардероб и отдельный санузел. К лабораторным помещениям относятся химическая, физическая и биологическая лаборатории. Таким образом, поскольку здание корпуса типового универсального комплекса (ТУК) принадлежит к профилю по работам 1-го класса, в нём применена трехзонная планировка. Каждая из зон имеет вентиляцию, окраску, одежду для персонала, герметичность, средства сигнализации, систему радиационного контроля. Так как зоны имеют регулируемый санитарный режим, то у входа в эти зоны устраиваются специальные помещения для переодевания и дозиметрического контроля персонала при переходе из одной зоны в другую. Чтобы радиоактивное загрязнение не распространялось между зонами, их отделяют от помещений «холодной» части здания санпропускником с обязательным переодеванием. Для исключения возможности переноса радиоактивных веществ из помещений зоны 2 в помещения зоны 3 оборудуются санитарные шлюзы. Первый санитарный шлюз располагается на границе между зоной 2 и 3 на первом этаже здания. Он рассчитан на одновременный проход восьми человек.

Для обеспечения радиационной безопасности поверхности контейнеров с радиоактивными веществами между зоной 2 и «условно-чистой» зоной 3 в транспорти-

ровочном отсеке предусматривается пункт дезактивации, где контейнер проходит её вместе с транспортной тележкой.

Конструктивные элементы здания корпуса типового универсального комплекса (ТУК) – монолитные. Данный тип конструкций выполняет как несущую и ограждающую, так и радиационно-защитную функцию, что экономически обосновывает выбор данного типа конструкций. Фундамент блока – плита высотой 1 м из монолитного железобетона, пол – железобетонный толщиной 0,6 м, несущие конструкции стен – монолитные. Толщина стен несущих конструкций в главном зале – 0,6 м. Покрытие блока – сборно-монолитное.



Строительство Воронежской АСТ в 1983 г.
Источник: pastvu.com

Стены главного зала корпуса ТУК внутри отделаны заанкерованными в бетон нержавеющей стали листами с применением высококачественной сварки с последующей дефектоскопией швов. Тем самым обеспечивается полностью герметичное помещение на случай проектной аварии.

Средства и методы демонтажа оборудования, материалов и конструкций

Использование робототехнических средств (РТС) и комплекса для вывода из эксплуатации блоков АЭС позволит су-

щественно повысить производительность труда и многократно снизить дозовые нагрузки на персонал. В среднем, применение РТС позволяет снизить дозовые нагрузки на персонал при проведении демонтажных работ в 100 раз [5]. Демонтаж и фрагментация активированного и загрязненного оборудования осуществляется при помощи разнообразных технологических средств, которые основаны как на традиционных, так и на инновационных термических или механических методах резки и которые испытаны при демонтажных работах при выводе из эксплуатации российских и зарубежных ядерных установок [6–10].

Демонтаж и фрагментация оборудования и строительных конструкций предполагает использование ручного инструмента, а также различного рода приспособлений, таких как:

- отбойные молотки;
- сверильную технику;
- стенорезные дисковые машины;
- приспособления механической, газовой и плазменной резки.

Для термической резки используются модифицированные кислородно-ацетиленовые, кислородно-бензиновые, контактно-дуговые методы, а также технологии плазменной и лазерной резки.

Для резки и дробления механическим способом используются ленточные пилы различной конструкции, твердосплавные фрезы, алмазные и абразивные диски, гидравлические ножницы и кусачки, а также технологии гидроабразивной резки и резки алмазной проволокой, мобильные мини дробилки на гусеничном ходу, стационарные щековые дробилки и др.

Алмазная проволочная пила применяется для удаления бетона, особенно армированного. Эта техника подходит, если бетон нуждается в чистом удалении, возможно, для обеспечения доступа или с минимальным загрязнением воздуха.

Для обеспечения безопасного демонтажа оборудования и перекрытий следует использовать различные модификации робототехники.

Для упаковки РАО в боксах ТУК предусмотрено размещение грузовых ящиков, транспортных контейнеров, цистерн и др.

Заключение и выводы

Главными задачами вывода из эксплуатации АЭС первых поколений являются минимизация радиационного воздействия на персонал, население и окружающую среду.

Вывод из эксплуатации АЭС, США

Источник: *mundoooculto.es*



БН-600 Белоярской АЭС

Источник: «Росэнергоатом»

Кроме того, важно уменьшение объемов и снижение затрат на обращение с радиоактивными отходами, образующимися при демонтаже оборудования, систем, материалов и конструкций, зданий и сооружений выводимых из эксплуатации энергоблоков АЭС.

При выводе из эксплуатации АЭС также необходимо существенно сократить временные сроки, радиационную нагруз-

ку и финансовые затраты на проведение работ по выводу из эксплуатации.

На данный момент уже разработаны компоновочные, объемно-планировочные, конструктивные решения ТУК, предложены технические и технологические решения по обеспечению безопасности работ по демонтажу, разделки, обращению, хранению и захоронению на стадии вывода из эксплуатации энергоблоков АЭС.

Использованные источники

1. Вывод из эксплуатации реакторных установок: монография / Б.К. Былкин, И.А. Енговатов // М-во образования и науки Росс. Федерации. Москва: МГСУ, 2014. 228 с.
2. Былкин Б.К., Енговатов И.А., Кожевников А.Н., Синюшин Д.К. Наведенная активность радиационной защиты в проблеме вывода из эксплуатации ядерных установок // *Ядерная и радиационная безопасность*. №3(85), 2017. С. 1–14.
3. Решение заседания НТС АО «Концерн Росэнергоатом» от 10 июля 2018 г. по вопросу «Проблемы вывода из эксплуатации (ВЭ) энергоблоков АЭС первого и второго поколений» // М.: АО «Концерн Росэнергоатом», 2018.
4. Енговатов И.А., Синюшин Д.К. Минимизация радиоактивных отходов при выводе из эксплуатации атомных станций новых поколений // *Вестник Белгородского государственного технологического университета им. В.Г. Шухова*. №10, 2017. С. 46–49.
5. СанПиН 2.6.1.24-03. Санитарные правила проектирования и эксплуатации атомных станций (СП АС-03).
6. Применение робототехнических средств при производстве работ по выводу из эксплуатации энергоблоков АЭС / Н. Н. Сафронова, В. Г. Волков // М.: «Росэнергоатом». №5, 2018. 14.
7. Анализ проблем подготовки и вывода из эксплуатации российских исследовательских реакторов / Ю. А. Зверков, О. П. Иванов, В. И. Колядин, А. В. Лемус, В. И. Павленко, В. Е. Степанов, С. Ю. Фадин, А. Д. Шиша // М.: НИЦ «Курчатовский институт», 2019.
8. *Decommissioning Study of Oskarshamn NPP* / Helena Larsson, Ake Anunti, Mathias Edelfborg. Westinghouse Electric Sweden AB, 2013.
9. *Nuclear decommissioning: Planning, execution and international Experience*. Edited by Michele Larai. Oxford Cambridge Philadelphia New Delhi. Woodhead Publishing Limited, 2012.
10. Основы вывода из эксплуатации блоков атомных электрических станций: Б.К. Былкин, Ю.А. Зверков, И.А. Енговатов и др.; под общей ред. П.Л. Игнатова и Ю.М. Семченкова // М.: Издательский дом МЭИ, 2019. ISBN 978-5-383-01384-4.
11. Енговатов И.А., Коваленко Ж.А. Специфика демонтажа зданий и сооружений выводимых из эксплуатации АЭС // *Международный научно-исследовательский журнал*. №12(102), 2020. С. 33–37.

Механизмы взаимодействия экономических агентов в интеллектуальных энергетических системах

Interaction mechanisms of economic agents in smart grids

Ирина ВОЛКОВА
Профессор, д. э. н.,
Высшая школа бизнеса НИУ ВШЭ
e-mail: iovolkova@hse.ru

Irina VOLKOVA
Doctor of Economics, Professor
Graduate School of Business NRU HSE
e-mail: iovolkova@hse.ru

Егор БУРДА
Преподаватель, к. э. н.,
Высшая школа бизнеса НИУ ВШЭ
e-mail: yburda@hse.ru

Egor BURDA
PhD in Economics, Lecturer
Graduate School of Business NRU HSE
e-mail: yburda@hse.ru

Елизавета ГАВРИКОВА
Преподаватель,
Высшая школа бизнеса НИУ ВШЭ
e-mail: egavrikova@hse.ru

Elizaveta GAVRIKOVA
Lecturer Graduate School
of Business NRU HSE
e-mail: egavrikova@hse.ru

Подстанция для ЛПК. Асино, Томская обл.

Источник: sdelanounas.ru



Аннотация. Взаимодействие экономических агентов обусловлено возможностями получения выгоды, однако ее распределение и заинтересованность сторон могут отличаться в условиях свободного обмена, регулирования, принуждения и зависит от силы, мотивации, компетенций участвующих, а также внешних условий. Наибольший эффект возникает в ситуации, когда стороны участвуют добровольно и распределяют выигрыш устраивающим всех образом, при этом действуют на долгосрочной основе. В настоящее время в электроэнергетике одновременно происходит развитие новых технологий, реорганизация энергосистем и рынков, изменение предпочтений и повышение требований потребителей, их активизация в управлении развитием отрасли. Текущее состояние электроэнергетики характеризуется постоянными изменениями, что приводит к невозможности применения тех концепций и подходов, которые применялись ранее. Современный этап развития отрасли основан на инновационном развитии и кооперации между разнообразными участниками. В статье иллюстрируется изменение процесса взаимодействия экономических агентов в отрасли, а также приводятся примеры и тенденции развития механизмов взаимодействия экономических агентов в интеллектуальных энергосистемах (ИЭС). Авторы также рассматривают различные механизмы организации и координации взаимодействия экономических агентов в ИЭС с учетом существующих трендов. *Ключевые слова:* интеллектуальные энергосистемы, просьюмеры, потребители энергии, интернет вещей, потоки данных.

Abstract. Interaction of economic agents is determined by existing opportunities to benefit from such interaction. However, the distribution of benefits and interests of different stakeholders may vary in open market conditions, under regulatory constraints or coercion and depends on power, motivation and competencies of the participants as well as on external factors. Greatest effect are witnessed when participation is voluntary, the distribution of benefits suits all participants, while interaction is aimed at a long-term perspective. Presently, the electric power industry is simultaneously witnessing the emergence of new technologies, reorganization of energy systems and markets, changing consumer preferences and increasing consumer demands, as well as their becoming more active in the process of managing industry development. The current state of electric power industry is characterized by constant changes, which makes it impossible to use traditional concepts and approaches. The modern stage of industry development is based on innovative development and cooperation between various stakeholders. The article describes the changes in the interaction process of economic agents in the industry, as well as provides examples and trends in the development of interaction mechanisms of economic agents in smart grids. The authors also consider various mechanisms for organizing and coordinating the interaction of economic agents in smart grids, while considering existing trends. *Keywords:* intelligent energy systems, prosumers, energy consumers, Internet of things, data flows.

Взаимодействие экономических агентов в цепочке создания ценности в энергетическом секторе

Энергопереход к низкоуглеродной энергетике и создание интеллектуальных энергосистем началось в ведущих развитых странах в противоречивых условиях, поскольку энергокомпании изначально не поддерживали ни развитие ВИЭ, ни участие потребителей в энергосисте-

мах, но не предлагали при этом решения проблем экологии и устойчивого развития без роста цен на энергию и рисков энергоснабжения. Однако постепенно позиции сближаются, происходит поиск компромиссных и приемлемых решений, что также продвигает трансформацию энергосистем, бизнес-моделей и стратегий участников и развивает механизмы взаимодействия и «правила игры» в целом.

Традиционная цепочка создания ценностей в энергетическом секторе состоит из однонаправленного пути «генерация –



Рис. 1. Изменение цепочки создания ценности в энергетическом секторе в условиях распространения ИЭС

Источник: адаптировано из [1]

передача – распределение – сбыт» от энергоносителя (обычно топливного) к точке потребления. Энергетический и информационный потоки также имеют одно направление и все, кроме крупнейших участников, играют пассивную роль в этом процессе.

Внедрение различных интеллектуальных технологий добавляет сложности в эту систему: создаются многонаправленные потоки энергии и информации, а сама система создает благоприятные возможности для функционирования новых участников и бизнес-моделей (см. рис. 1).

Цепочка создания ценности расширяется и включает более разнообразный

состав участников, которые ранее не были прямыми элементами этой цепочки. Потребители, которые ранее выступали в роли пассивных получателей электрической энергии становятся активными участниками энергетической системы, что требует их интеграции в сеть. И энергетический и информационный потоки (последний как таковой отсутствовал в рамках традиционной цепочки) становятся многонаправленными и создают благоприятные условия для экспоненциального роста различных бизнес-моделей, основанных на использовании подобных данных. Распределенные ресурсы (генерация, накопители, электро-

мобилю) начинают играть существенную роль как в базовом функционировании системы, так и в создании дополнительной ценности – а в перспективе могут разрушить ту ценность, которая в настоящее время все еще создается традиционными участниками цепочки [1].

Ценностная модель теперь представлена комбинацией из двух элементов [2]: той ценности, которую получает конечный потребитель (надежные поставки электрической энергии по оправданной цене) и обратной ценности (периодическая выручка от подобных потребителей).

Потребители становятся более требовательными к поставщикам электрической энергии. Теперь, помимо выполнения базовых условий (надежность поставки и разумность тарифа), потребители хотят получать больше контроля над собственными расходами и влиянием на окружающую среду, а также получать информацию в отношении потребления электрической энергии [3]. Одновременно с повышением требований, потребители теперь могут

предложить гораздо больше со своей стороны помимо базовой оплаты выбранной электрической энергии (см. рис. 2).

Некоторые из элементов «обратной ценности» носят операционный характер (управление спросом, гибкость профиля нагрузки, распределенная генерация и накопители – когда потребители их применяют) и позволяют повышать эффективность системы и использование активов. Прочие элементы (информация в отношении паттернов потребления, общая информация в отношении поведения потребителей, доступ к личным подключениям / сетям) являются основой для формирования новых потоков генерации выручки компаниями, способными использовать подобную информацию.

Изменения цепочки создания ценности приводят не только к формированию новых типов «обратной ценности», но меняют ее характер – с дискретного на непрерывный. По мере роста количества и частоты подобных двусторонних обменов увеличивается сложность энергетической системы

Рис. 2. Компоненты создаваемой в рамках ИЭС ценности

Источник: адаптировано из [1]



Электросчетчик

Источник: выкса.рф





Мини-ГЭС

Источник: en.wikipedia.org

и ценность, доступная ее участникам для извлечения.

Потоки и объем информации, создаваемые в рамках подобной системы сами по себе представляют ценность – по мере накопления определенного их объема.

Формирование экосистемы взаимосвязанных агентов

До настоящего момента у энергетического сектора не было стимулов для трансформации и формирования экосистемы взаимосвязанных экономических агентов – доставка продукта представляла собой исключительно физический процесс, энергетические и информационные потоки были односторонними, а типичный потребитель отличался низкой степенью вовлеченности в процесс взаимодействия с поставщиками.

В данный момент ситуация меняется, что подтверждается приведенной выше информацией. Так, по оценкам IBM [1] в ближайшие годы можно ожидать масштабной перестройки энергетического сектора из традиционной цепочки в экосистему. Прогнозируется, что элементы станут более интегрированными, внимание сместится в сторону рассмотрения вопросов взаимодействия этих элементов (см. рис. 3).

Энергетическая система нового типа будет отличаться большей степенью интеллектуальности и взаимосвязью между элементами в режиме реального времени, а также большим упором на чистые и устойчивые технологии [5]. Традиционные участники помимо выполнения устоявшихся функций будут вынуждены предлагать потребителям дополнительную ценность:

- владельцы сетевой инфраструктуры расширяют спектр своих практик и внедряют технологии, позволяющие активно и гибко задействовать свои активы (к примеру, перенаправлять потоки электрической энергии в случае возникновения пика или аварии на определенном участке);
- традиционные генераторы помимо обеспечения базовой нагрузки теперь обращают внимание на различные способы снижения пиков и выравнивания общего профиля потребления своих клиентов с целью оптимизации издержек.

В то же время система нового типа включает в свой состав:

- потребителей (которые теперь играют активную роль – «просьюмеры», имеющие техническую возможность не только управлять собственным потреблением, но и осуществлять выдачу собственных излишков электрической энергии в общую сеть);
- новых игроков (ниже будут приведены примеры подобных групп агентов);
- микро-сети (которые одновременно взаимодействуют с традиционными сетями и замещают их в тех случаях,

Энергопереход и создание интеллектуальных энергосистем началось в ведущих развитых странах в противоречивых условиях, поскольку энергокомпании изначально не поддерживали развитие ВИЭ

когда ряд потребителей отключается от единой сети);

- накопители (позволяющие сглаживать профили нагрузки за счет замещения выбора электроэнергии из сети на расходование ранее накопленной электрической энергии);
- управление спросом (основной целью которого является снижение пиков потребления в дневные часы);
- распределенные источники генерации (снижающие нагрузку на традиционные генерирующие установки).

В рамках экосистемы энергетического сектора традиционным игрокам необходи-

Мини-ГЭС на маленькой речке

Источник: freeflow69.com / pinterest.ru



Рис. 3. Современная структура энергетических систем

Источник: составлено на основе [4]



мо рассматривать вопросы создания ценности не в парадигме отдельных элементов, а в парадигме их взаимодействия – как более глубокие знания о характере и механизмах трансформации системы могут создать добавленную стоимость для конечных потребителей. Новым участникам нужно учиться встраиваться в сложившиеся взаимодействия – только так можно избежать риска создания «островных активов» и нарушения этих взаимодействий [4].

Примеры и тенденции развития механизмов взаимодействия экономических агентов в интеллектуальных энергетических системах

Механизмы взаимодействия экономических агентов в интеллектуальных энергосистемах базируются на принципах обмена, сотрудничества, кооперации, интеграции, конкуренции. Широкое распространение получают сетевые формы взаимодействия, которые дополняют и значительно меняют прежнюю вертикальную иерархическую структуру управления в электроэнергетике (см. таблицу 1).

Таблица 1. Примеры механизмов взаимодействия в ИЭС

Механизм взаимодействия	Примеры
Интеграция	Технологическая платформа ИЭС, экосистема энергетики, объединение централизованной и распределенной энергетики; агрегаторы спроса, объединение соседних энергосистем; включение потребителей в состав участников энергосистем, Smart City, Smart grid, Smart building, мультигенераторы, интегрированные энергосистемы (хабы, интерконнекторы, централизованное энергоснабжение) и др.
Коммуникация	Transactive energy (TE), IoT, loE, loS, M2M, формирование больших данных и облаков информации и др.; новые форматы широкополосной связи (G5 и т. д.), ценообразование на основе рыночных сигналов
Интеллектуализация	Neural Grid (NG), управление распределенными системами (DER management system (DERMS)), искусственный интеллект, умный учет, двусторонняя коммуникация, управление потенциалом развития; управление спросом; smart-инверторы, активизация потребителей; интегрированное управление системой энергопотребления на стороне потребителя; совершенствование бизнес-моделей и методов регулирования и др.
Кооперация	Сетевые формы сотрудничества; создание цепочек стоимости с включением потребителей и двусторонним обменом информации; расширение состава системных услуг; расширение состава участников ИЭС; клиентоориентированность, долгосрочные стратегии развития умных городов
Конкуренция	Оптовый и многочисленные розничные локальные рынки энергии; низкие барьеры входа (plug and play); интеграция просьюмеров, расширение сферы применения рыночных цен
Регулирование и саморегулирование, политика	Независимый регулятор рынка, НКО с участием производителей и потребителей; органы регулирования экономики, органы государственного управления и местного самоуправления, управление изменением энергетического режима («окна возможностей» или блокировка для развития инновационных ниш) и энергетического ландшафта (стратегические игры)

Потребители, которые ранее выступали в роли пассивных получателей электрической энергии становятся активными участниками энергетической системы, что требует их интеграции в сеть

Расширение состава участников энергосистемы сопровождается ростом центров принятия решений в разных сегментах и на разных уровнях, каждый из которых имеет разный вес, но при этом обладает значимостью для интеллектуальной системы.

В течение десяти лет ожидаются следующие изменения качественных характеристик потребителей электроэнергии [6]:

- новая социализация (соцсети и мобильная связь, большие данные, интеллектуальный учет);
- доступный выбор поставщиков услуг, новых сервисов и товаров



Рис. 4. Изменение систем управления технологическими процессами и рыночными операциями в ИЭС

Источник: адаптировано из [7, 8]

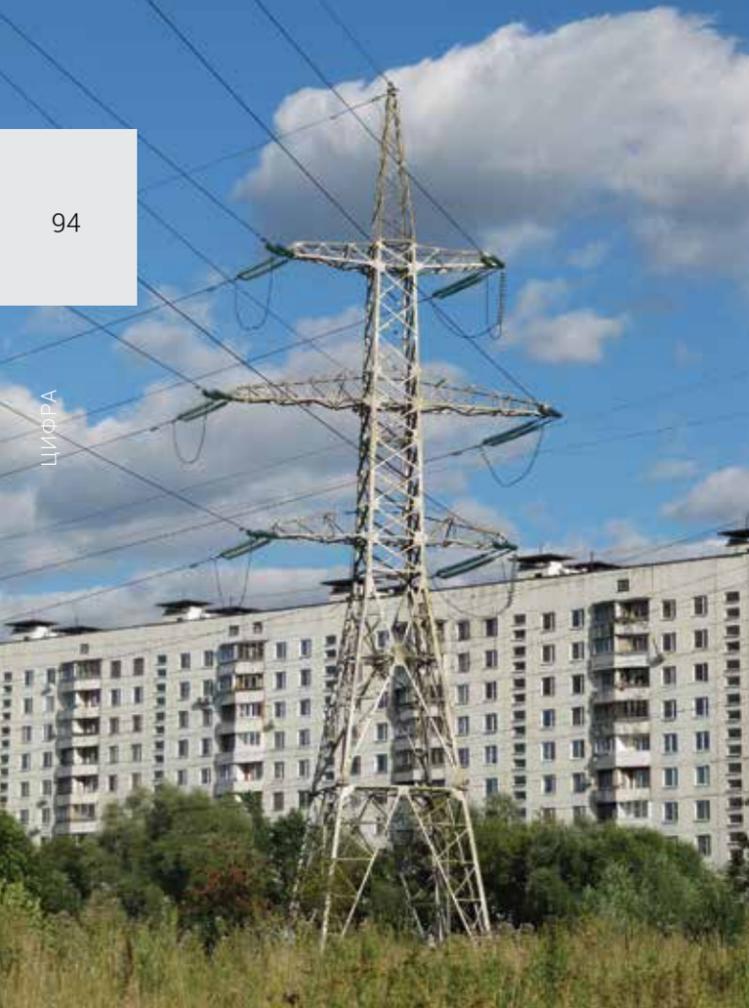
- (в том числе чистой энергии), платежных опций;
- информированность и рост компетенций для управления своим энергоснабжением;
- рост требований и условий для долгосрочного сотрудничества с поставщиками услуг энергоснабжения;
- применение технологий, влияющих на энергетическую инфраструктуру (распределенная генерация, умные счетчики, интеллектуальные устройства и электромобили).

Энергетическая система нового типа будет отличаться большей степенью интеллектуальности, взаимосвязью между элементами в режиме реального времени и требовательностью к экологии

В этих условиях возникают разнообразные задачи в сфере коммуникаций и сотрудничества. Для реализации задач по кастомизации и клиентоориентированности энергокомпаниям и инновационным предприятиям необходимы новые каналы связи и подходы для построения долгосрочного взаимодействия, в том числе сетевые партнерства; социальные медиа; мобильные приложения; таргетированные (целевые) группы; массовые опросы [6]. Это требует значительных инвестиций от энергокомпаний, при этом затраты на такую трансформацию могут увеличить стоимость услуг для потребителей, что в большинстве стран рассматривается как проблема, поскольку это негативно отражается на конкурентоспособности, экономике и качестве жизни.

При этом необходим глубокий уровень проникновения телекоммуникационных и интернет-технологий, то есть уровень цифровизации экономики и развитие экосистем высокотехнологичных компаний в секторе связи должно находиться уже на зрелых уровнях развития.

Интеллектуальные технологии выводят на новый уровень стратегическое и оперативное управление в интеллектуальной энергосистеме [7] (см. рис. 4).



Опора №3 ЛЭП-220 кВ, Левобережная-Старбеево
Источник: [wikimapia.org](https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Opора_№3_ЛЭП-220_кВ_Левобережная-Старбеево)

Другой важной особенностью является то, что экономические агенты могут выступать во взаимодействии с интеллектуальными энергосистемами или отдельными экономическими агентами в разных ипостасях, меняя их в зависимости от ситуации, своих предпочтений и возможностей (производить или потреблять энергию, мощность, информационные продукты, торговать, оказывать системные или рыночные услуги и т. п.). Таким образом, усложняется характеристика экономических агентов в энергосистеме, их стратегии становятся динамичными и адаптивными, при этом увеличивается количество взаимосвязей с другими агентами, а сетевые формы сотрудничества получают распространение дополнительно к иерархическим. Иначе говоря, экономические агенты получают возможность более легко входить в интеллектуальные энергосистемы, обучаться и развиваться, гибко менять свою стратегию и роль в энергосистеме.

В интеллектуальной системе меняется сама коммуникационная среда и формируется экосистема участников, взаимодействие с коммуникативной средой киберфизического мира (интернет вещей (Internet of things, IoT), Internet of service (IoS), машинное взаимодействие (M2M)).

Взаимодействие в электроэнергетической интеллектуальной системе значительно усложняется, формируются потоки больших данных, значительно больше управляющих процессов приближены к реальному времени, система управления становится более децентрализованной. В этих условиях инновационная деятельность происходит более динамично, разнонаправленно и насыщено. В новых условиях необходимо решать проблемы безопасности, неприкосновенности частной жизни (приватность) и идентичности активов [9]. Это поднимает вопросы кибербезопасности, а также выдвигает новые задачи в области регулирования и развития права.

Механизмы взаимодействия в интеллектуальной энергосистеме развиваются как в условиях рыночной среды, так и нерыночной. Примечательно, что соотношение этих сред может быть разным, и это в значительной степени определено общим характером и способностью к адаптивности и креативности институциональной среды страны.

Механизмы организации и координации взаимодействия экономических агентов интеллектуальных энергетических систем

В условиях интеллектуальной энергетики требования к координации между экономическими агентами меняются в силу новых технических и технологических возможностей, активных и адаптивных стратегий участников, мультиагентного управления, динамического контроля, развития рыночных отношений при общем усложнении структуры и состава энергосистемы и ее открытого характера.

Координация для экономического агента происходит в разных направлениях и на разных уровнях: с другим экономическим агентом или их сетью, с сегментом энергосистемы, каким-либо рынком на базе интеллектуальной системы,

регулятором, внешней средой. В разных областях интеллектуальной энергосистемы она может базироваться на принципах кооперации и индивидуализации, централизации и децентрализации, их гибридного сочетания, зависимости и независимости, быть в сфере регулирования или саморегулирования, быть статичной или динамичной, случайной, краткосрочной или долгосрочной. Сложная среда вызывает необходимость разработки гибких стратегий у экономических агентов и формирует условия для сложных динамических игр между ними.

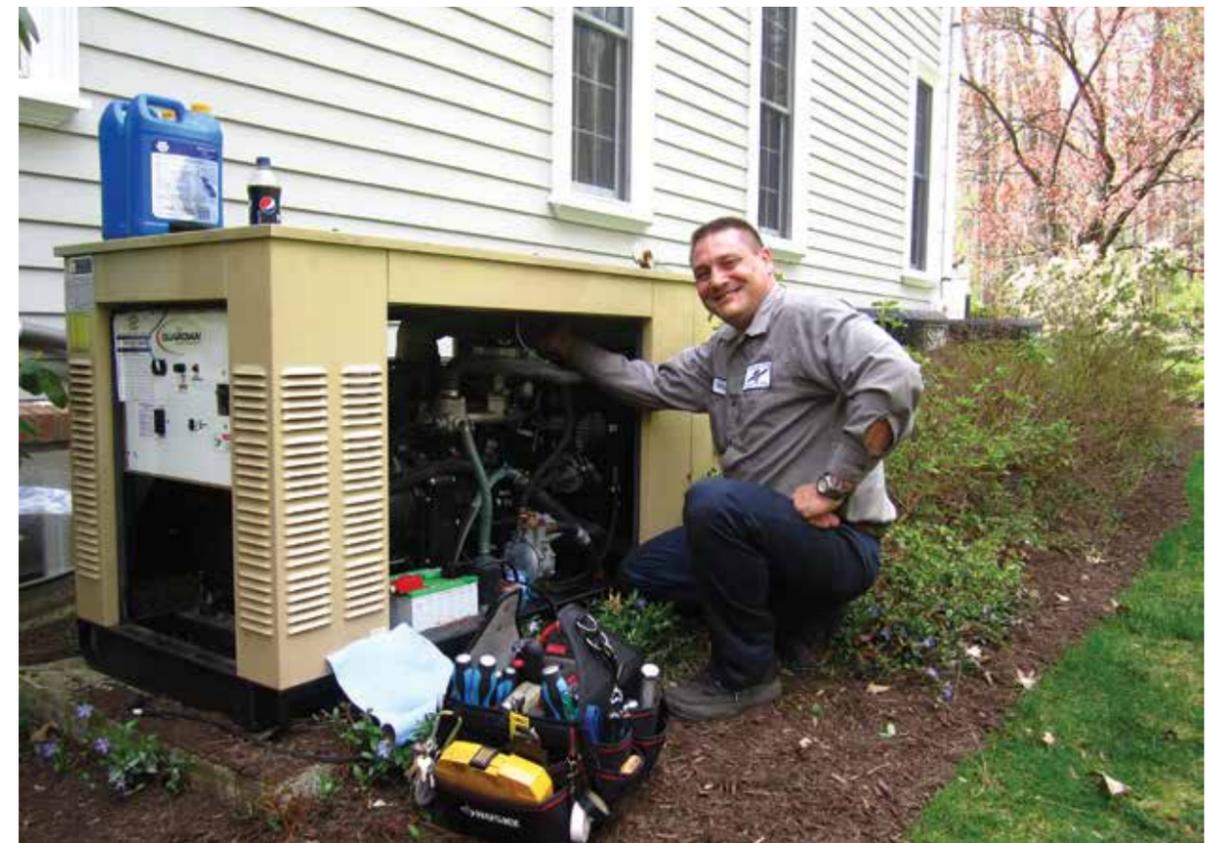
В зависимости от качеств институциональной системы страны, определение областей, где действуют разные условия координации, могут отличаться. Определяющую роль для развития механизмов координации играют:

- конфигурация энергосистемы;
- правила игры в ней для участников;
- уровень технического развития;
- условия деловой среды;
- уровень доверия и готовность к взаимодействию и сотрудничеству экономических агентов в экономике.

В зависимости от того, есть ли у участников системы внутренняя мотивация и созданы ли экономике стимулирующие

Владельцы собственных генераторов могут в поселках стать просьюмерами

Источник: [espositolectric.com](https://www.espositolectric.com)



Широкое распространение получают сетевые формы взаимодействия, которые дополняют и значительно меняют прежнюю вертикальную иерархическую структуру управления в электроэнергетике

механизмы, совместные действия экономических агентов могут получить распространение.

В целом развитие механизмов координации в условиях интеллектуальных энергосистем будет осуществляться преимущественно на базе рыночных цен и отношений, высокого уровня автоматизации, применения технологий искусственного интеллекта и машинного взаимодействия, интернета энергии, самообучаемости и адаптивности многоуровневой системы мультиагентного управления, при применении различных форм сетевого сотрудничества и бизнес-моделей.

Изменение в ИЭС	Эффект для ИЭС
Саморегулирование	Рост эффективности энергосистемы и реализация потенциала развития в оптимальном направлении; снижение издержек экономики; гармонизация развития экономики и энергетики на разных уровнях; повышение качества рыночной среды ИЭС; повышение согласования стратегий и целей развития участников энергосистемы и экономики
Двусторонний обмен информацией	Рост эффективности и стабильности процессов в энергосистеме; распространение лучших практик и знаний; нахождение приемлемых сбалансированных решений; повышение качества рыночной среды ИЭС; рост стоимости и разнообразия ценности, создаваемой в энергосистеме; развитие инструментов управления спросом; появление новых цепочек создания стоимости
Цифровизация	Формирование облака информации и больших данных на основе двусторонних каналов обмена информацией; трансляция части информационных сигналов в реальном времени; интеллектуализация управления энергосистемы; активизация потребителей; переход к динамическим методам управления и ценообразования
Искусственный интеллект	Рост интеллектуализации, динамичности, технологий системы управления энергосистемой и ее составляющими; рост эффективности взаимодействия экономических агентов, надежности и устойчивости энергосистемы; снижение издержек энергетики и экономики
Кооперация	Рост продуктивности и эффективности в цепочке создания стоимости как в энергосистеме, так и в экономике; рост стоимости и разнообразия ценности, создаваемой в энергосистеме. Использование преимуществ централизованной и распределенной энергетики; развитие активных стратегий потребителей и технологий управления спросом; сглаживание кривой нагрузки на энергосистему и сокращение капитальных и топливных затрат в экономике; создание «окон возможностей» для развития инноваций в энергетике и (или) блокирование таких возможностей, развитие стандартов
Интеграция	Расширение и усложнение структуры ИЭС при повышении надежности, гибкости, устойчивости, эффективности и снижении издержек экономики в сфере использования топлива и капитальных затрат на создание инфраструктуры; углубление сетевого сотрудничества в разном масштабе (от локального до международного); рост стоимости и разнообразия ценности, создаваемой в энергосистеме; развитие инновационных ниш и изменение энергорезима
Экосистема энергетики и Internet of Energy	Создание долгосрочных отношений экономическими агентами и формирование механизма инновационного развития энергосистемы; рост эффективности и устойчивости энергетики и экономики; новый технологический уровень коммуникации и управления в энергетике и экономике; развитие сетевых и иерархичных форм сотрудничества, институциональной системы, рост доверия; углубление знаний о специфике и характеристиках энергосистемы и ее участниках; повышение потенциала адаптации энергосистемы к условиям развития внешней среды
Smart grid, Smart City, Smart Building, Smart Home	Формирование интеллектуальных энергосистем разного масштаба на основе инновационного комплекса технологий; снижение затрат и повышение устойчивости и качества энергообеспечения экономических агентов. Реализация комплекса энергоэффективных и интеллектуальных решений на микро- или локальном уровне, обеспечивающих гибкое и эффективное управление спросом и использование разных видов энергии; рост устойчивости развития и качества жизни экономических агентов; снижение затрат на топливо и развитие инфраструктуры
Конкуренция	Рост эффективности энергосистемы и развитие рыночной среды в экономике; повышение конкурентоспособности энергосистемы и экономики; формирование правил игры в энергетике на базе стратегических игр
Клиентоориентированность	Рост устойчивости в развитии энергокомпаний и энергосистемы; повышение синергии от взаимодействия производителей и потребителей; рост стоимости и разнообразия ценности, создаваемой в энергосистеме; рост эффективности энергосистемы и экономики. Дальнейшее развитие адаптивности в институциональной системе. Рост доверия
Управление совместным потенциалом развития ИЭС и экономики	Рост эффективности, устойчивости, конкурентоспособности экономики и энергетики, повышение качества и развитие потенциала институциональной системы, рост благосостояния; снижение капитальных и топливных затрат экономики
IoT, M2M	Рост эффективности технологических процессов в различных отраслях и видах деятельности в экономике; снижение издержек, рост устойчивости и эффективности экономики; выход на новый уровень интеллектуализации управления процессами в экономике

Таблица 2. Технологические изменения, механизмы координации и эффекты в ИЭС

На базе механизмов координации развиваются инструменты по гибкому управлению ресурсами и спросом потребителей (demand response, demand-side management), предотвращения и снижения масштабов аварий, обеспечения безопасности и кибербезопасности, развития и распространения лучших практик, внедрения многих технологий 3D и т. д.

Непрерывный характер обмена информацией выводит на новый уровень возможности для адаптации как экономических агентов, так и интеллектуальной системы в целом, формирует для них новые правила игры, что стимулирует развитие новых бизнес-моделей и стратегий.

Особое значение приобретают экономические агенты, которые выполняют роль операторов процессов в энергосистеме, причем в интеллектуальной системе они действуют на всех уровнях и во всех секторах (активный конечный потребитель, агрегатор, генератор, диспетчер и т. д.).

Все это, что повышает устойчивость функционирования системы и уровень интеллектуализации управления в ней, но в условиях мультиагентного управления, динамичного характера многих процессов одновременно усложняются задачи развития, особенно долгосрочных решений в секторе централизованной генерации и сетевом комплексе.

Инклюзивность интеллектуальных энергосистем, сложность ее структуры и разные варианты взаимодействия (конкуренция, интеграция, сотрудничество, кооперация, мониторинг, исследование, консалтинг и т. д.) формируют широкий диапазон требований для развития механизмов координации, но одновременно выдвигают задачи в области развития и гармонизации технических и теоретических стандартов, средств управления, измерения и наблюдения, взаимной адаптивности развития энергетики и экономики с учетом условий внешней среды.

По опыту теории реформ требуется особая среда, где своевременно происходит согласование интересов экономических агентов на перспективу, определяются пути развития, где все участники получают выигрыш. В частности, в сложных случаях, к каким относится создание интеллектуальных систем, целесообразным может оказаться создание промежуточных решений, которые приемлемы для всех стей-

холдеров, чтобы сохранить их доверие и поддержку проводимым изменениям.

Координация между экономическими агентами имеет эффекты для их деятельности по следующим направлениям (см. таблицу 2).

Для развития интеллектуальных энергосистем и инновационных направлений энергетики во многих развитых странах были созданы стимулы, имеющие нерыночный



Опора №140 ЛЭП-500 кВ, Западная-Очаково
Источник: wikimapia.org

характер (фиксированные цены (тарифы) для «зеленой» генерации, льготные условия для подключения домохозяйств-просьюмеров, бесплатная или льготная для потребителей установка интеллектуальных счетчиков, широкая пропаганда энергоперехода (с акцентами на риски энергобезопасности, не всегда достоверными) и т. д.), однако по мере быстрого роста этих сегментов, наблюдается и быстрое эволюционирование механизмов поддержки, которые меняются в сторону более рыночных. То есть общий тренд в развитии рыночной среды и рыночных механизмов для интеллектуальной системы сохраняется.

Энергетика и экономика при этом продолжают быть открытыми для конкуренции различных решений по развитию таких систем. Это часто связано с тем, что многие важные регуляторные решения для развития интеллектуальной энергетики принимаются на уровне городов или регионов, а не только на национальном уровне. Ярким примером является энергетика США, где в настоящее время действуют несколько региональных моделей рынков электроэнергии, на базе которых возникают различные варианты модернизации бизнес-моделей и стратегий энергокомпаний, потребителей, регуляторов и других участников.

Заключение

В статье показана эволюция взаимодействия экономических агентов в цепочке создания ценности в энергетическом секторе, а также описаны примеры и тенденции развития механизмов взаимодействия экономических агентов в интеллектуальных энергосистемах. Рассмотрены различные механизмы организации и координации взаимодействия экономических агентов в интеллектуальных системах с учетом технологических и институциональных изменений, возникающих при трансформации электроэнергетики, в том числе активном участии потребителей.

В развивающихся странах в целом меньше усилий по активизации потребителей в энергосистемах, механизмы под-

держки развития инновационных секторов и энергосистем часто заимствуются из зарубежного опыта, ориентированы на энергокомпании (отечественные или зарубежные), остаются нерыночными и неизменными долгое время. При этом участники применяют много решений на основе импорта капитала, технологий, оборудования, перекладывая риски на потребителей. Развитие новых условий деловой среды и рыночных механизмов для интеллектуальных энергосистем идет медленнее в таких условиях, эффективность системы потенциально ниже, чем в описанном выше случае для развитых стран.

Однако в ряде случаев развивающиеся страны становятся площадками для зарубежных энергокомпаний, которые реализуют экспериментальные проекты по развитию инновационных проектов ВИЭ и альтернативной энергетики, интеллектуальных микроэнергетических систем. Это способствует не только внедрению передовых технологических решений, но и культурному обмену, повышению качества решений по развитию энергосистем.

По всей видимости, можно ожидать, что в крупных странах будет более развита диверсификация механизмов взаимодействия экономических агентов в интеллектуальных энергосистемах, поскольку там более разнообразны социально-экономические, географические и климатические условия.

Использованные источники

1. Tran, M., Banister, D., Bishop, J. McCulloch, M. D. Realizing the electric-vehicle revolution, *Nature Climate Change*, 2012, 2, 328–333.
2. Parag Y., Sovacool, B. Electricity Market Design for the Prosumer Era, *National Energy*, 2016, 1, 1–6.
3. Van Bommel S. A Reasonable Price for Electricity, *Journal of Consumer Policy*, 2016, 39, 141–158.
4. Designing for Disruptions, *World Energy Council*, 2019. URL: https://www.worldenergy.org/assets/downloads/Designing_for_Disruption_FINAL_for_website.pdf (дата обращения: 08.02.2022).
5. Report from the Commission: Benchmarking Smart Metering Deployment in the EU-27 with a Focus on Electricity and Commission, *European Commission*, 2014. URL: <https://ses.jrc.ec.europa.eu/publications/reports/benchmarking-smart-metering-deployment-eu-27-focus-electricity> (дата обращения: 08.02.2022).
6. Customer engagement in an era of energy transformation, *PwC*, 2016. URL: <https://www.pwc.ru/ru/power-and-utilities/publications/as-sets/pwc-customer-engagement.pdf> (дата обращения: 08.02.2022).
7. Волкова И. О., Бурда Е. Д., Гаврикова Е. В., Сулов К. В., Косыгина А. В., Горгишли М. В. Трансформация электроэнергетики: тренды, модели, механизмы и практики управления: монография // Иркутск: изд-во ИРНТУ, 2020. – 354 с.
8. Интеллектуальная энергетика, *ИНЭИ РАН*, 2020. URL: <https://www.eriras.ru/data/788/rus> (дата обращения: 08.02.2022) / *Intellectual'naya energetika*, *INEI РАН*, 2020.
9. Weisshaupt T. The Evolving Energy Ecosystem, *Powergrid International*, 2017. URL: <https://www.power-grid.com/2017/04/01/the-evolving-energy-ecosystem/#gref> (дата обращения: 08.02.2022).

КЛЮЧЕВОЕ СОБЫТИЕ ОТРАСЛИ

в центре внимания, в центре Москвы

НАЦИОНАЛЬНЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ ФОРУМ
www.oilandgasforum.ru
19–21 апреля 2022

21-Я МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА НЕФТЕГАЗ-2022
www.neftegas-expo.ru
18–21 апреля 2022

Москва, ЦВК «ЭКСПОЦЕНТР»

12+
Реклама



МИНПРОМТОРГ
РОССИИ



РСТП



ЭКСПОЦЕНТР

Messe
Düsseldorf





ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА



Оформить подписку на журнал «Энергетическая политика» на 2022 год можно через филиалы агентства «Урал-пресс», либо в ФГБУ «РЭА» Минэнерго России. По вопросам подписки звонить по телефону +7-910-463-53-57. Стоимость подписки на полугодие (6 номеров) составит 10 700 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



Источник фото на обложке:
Paul Chan / flickr.com



ISSN 2409-5516