РГАСНТИ 44.09.29

ISSN 2409-5516

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА

ОБЩЕСТВЕННО-ДЕЛОВОЙ
НАУЧНЫЙ ЖУРНАЛ

№11(153), ноябрь 2020

Тема номера

ГАЗИФИКАЦИЯ СТРАНЫ И РАЗВИТИЕ НОВЫХ ВИДОВ ЭНЕРГИИ – СЛОЖНЫЙ, НО ВОЗМОЖНЫЙ БАЛАНС ИНТЕРЕСОВ

Содержание

3 **Слово редакторов**

От первого лица

4 **А. Новак.** Социальный приоритет – газификация регионов

Энергетика

12 **В. Семикашев.** Атомная энергетика: пик пройден или есть возможности роста?

22 **А. Максимов.** ВИЭ 2.0: Новая программа развития «зеленой» энергетики в России

28 **С. Филиппов, А. Голодницкий, А. Кашин.** Топливные элементы и водородная энергетика

Химия

40 **Д. Дерюшкин, Т. Хазова, А. Гатунок.** Нефтегазохимия: реалии и вызовы

Нефть

56 **Д. Чекалкин.** Онлайн-аукционы – это новый шаг к формированию ценовых индикаторов на российскую экспортную нефть

Регионы

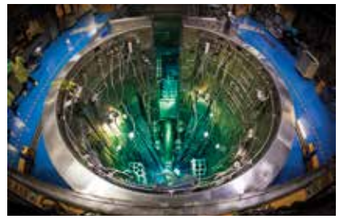
62 **А. Мастепанов, А. Хирофуми.** Водородная стратегия Японии

Теплоснабжение

74 **П. Сниккарс, А. Бокарев, Ю. Бондаренко.** Эффективное тепло

Газ

84 **С. Сендеров, В. Рабчук.** Старые и новые угрозы энергобезопасности России в сфере газа



Contents

3 **Editor's Column**

In the first person

4 **A. Novak.** Social priority – gasification of regions

Energy

12 **V. Semikashev.** Nuclear Power: Passed the Peak or Opportunities for Growth?

22 **A. Maksimov.** RES 2.0: New program for the development of «green» energy in Russia

28 **S. Filippov, A. Golodnitsky, A.Kashin.** Fuel cells and hydrogen energy

Chemistry

40 **D. Derushkin, T. Khazova, A. Gatunok.** Petrochemicals: realities and challenges

Oil

56 **D. Chekalkin.** Online auctions – a new step towards the formation of price indicators for Russian export oil

Regions

62 **A. Mastepanov, A. Khirofumi.** Japan's Hydrogen Strategy

Heat supply

74 **P. Snikkars, A. Bokarev, Y. Bondarenko.** Effective heat

Gas

84 **S. Senderov, V. Rabchuk.** Old and new threats to Russia's energy security in the gas sector

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 РИЭ, д. т. н., председатель совета, ген.директор ИЭС
А.М. Мастепанов – акад. РАЕН, д. э. н., руководитель 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., директор Департамента 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., заместитель министра энергетики России
П.Ю. Сорокин – заместитель министра энергетики России
О.В. Жданеев – к. ф.-м. н., руководитель дирекции технологий ТЭК ФГБУ «РЭА»

Главный редактор
Анна Горшкова

Научный редактор
Виталий Бушуев

Обозреватель
Марина Коцубинская

Корректор
Роман Павловский

Фотограф
Иван Федоренко

Дизайн и верстка
Роман Павловский

Адрес редакции:
129085, г. Москва, проспект Мира, д.105, стр. 1
+79104635357
GorshkovaAA@minenergo.gov.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: 05.11.2020
Время подписания в печать по графику: 13:00
фактическое: 13:00

16+

На правах рекламы

145,9 тыс. км ЛЭП
958 подстанций

79 регионов России
22 тыс. сотрудников

РОССЕТИ
ФСК ЕЭС

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

Анна ГОРШКОВА
Главный редактор журнала
«Энергетическая политика»

Баланс между глобальными и гражданскими интересами

Кризис на традиционных рынках нефти и газа, вызванный пандемией коронавируса, активизировал процессы глобального энергоперехода. Многие страны уже разработали программы по постепенному переводу своей энергетики и экономики на водородную основу. В частности, Япония активно пропагандирует среди населения идею о построении «водородного общества». При этом сам водород может использоваться не только и не столько как топливо, а скорее как накопитель энергии и топливный элемент, который производит энергию путем химических реакций. Главным преимуществом водорода считается его экологичность. В результате его использования в атмосферу не выбрасывается углекислый газ. Нулевые выбросы CO_2 обеспечивают не только водородные технологии, но и атомная энергетика. Поэтому остается открытым вопрос, возможен ли новый подъем этой отрасли?

Россия не остается в стороне от мировых трендов по борьбе с изменениями климата. Минэнерго создает условия для развития водородной энергетики, проектов на основе возобновляемых источников энергии и повышения эффективности теплоснабжения. Одновременно страна продолжает развитие газовой отрасли, причем не только для поставок на экспорт, но и для обеспечения потребностей внутреннего рынка. Но работа над улучшением экологии и выполнением мировой климатической повестки не должна идти в разрез с развитием экономики страны. Одной из главных задач в этом направлении является налаживание производства товаров с высокой добавленной стоимостью, в частности продуктов нефтегазохимического производства. Все эти вопросы и нашли отражение в новом, ноябрьском номере журнала «Энергетическая политика».

Александр НОВАК
Министр энергетики Российской Федерации

УДК 622.691.4 DOI 10.46920/2409-5516_2020_11153_4

Социальный приоритет – газификация регионов

Неизменный приоритет государственной политики России XXI века – работа над поступательным повышением качества жизни граждан во всех сферах экономики. В том числе, это касается увеличения уровня доступности энергетических ресурсов для каждого человека, которыми богата наша страна. Одним из наиболее перспективных и экологичных топлив на сегодняшний день является газ. Россия располагает наибольшей в мире ресурсной базой этого углеводорода – в нашей стране находится около 20 % мировых доказанных запасов природного газа. И крайне важно максимально использовать это преимущество, в первую очередь, на благо граждан нашей страны. В этой связи в течение последних лет активно идет работа по газификации регионов России. В данном направлении уже достигнуты положительные результаты, при этом сегодня на повестке – внедрение ряда инициатив, которые позволят значительно ускорить этот процесс, и расширить периметр газификации. Такая задача была поставлена Президентом Российской Федерации Владимиром Путиным.

История газификации

Родиной газовой промышленности России можно считать Саратовскую область, где впервые обнаружили метан еще в XIX веке. Активная разведка запасов природного газа в регионе началась в конце 1930-х годов. В результате уже в конце 1940 года в 75 км от Саратова был получен первый газовый фонтан, а в апреле 1941 года заложена эксплуатационная скважина в районе поселка Елшанка, которая считается первой газовой скважиной в России.

В годы Великой Отечественной войны Саратов оказался фактически отрезан от основных энергоресурсов, в результате без топлива осталась Саратовская ГРЭС, которая снабжала энергией стратегически важные для фронта промышленные предприятия. Работы велись ускоренными темпами, и уже в сентябре 1942 года газ с Елшанского месторождения пошел на электростанцию, что позволило решить проблему энергоснабжения в регионе.

В 1946 году был запущен первый магистральный газопровод «Саратов – Москва» длиной 843 км, который строители прокладывали буквально вручную, преодолев 84 перехода через реки и каналы и 20 – через железнодорожные пути. Газификация столицы имела мощный мультипликативный экономический эффект, позволив отказаться от потребления более чем 650 тысяч тонн угля и торфа, 100 тысяч тонн топочного мазута и 150-ти тысяч тонн керосина ежедневно. Впоследствии опыт строительства газопровода из Поволжья в Москву стал основой дальнейшего газоснабжения страны. В середине 1950-х годов были приняты указы о газоснабжении еще ряда регионов СССР, и на момент прекращения существования Советского Союза, то есть к началу 1990-х годов, уровень газификации России, по данным Института национальной энергетики, составлял порядка 40 %.

Нормативное регулирование

На сегодняшний день термин «газификация» определен в федеральном законе о газоснабжении и предусматривает комплекс мероприятий по обеспечению газом жилых помещений, а также промышленных предприятий. При этом использоваться может не только сетевой, то есть трубопроводный, природный газ, но и сжиженный углеводородный или сжиженный природный газ. Основная задача – обеспечение доступности газа для потребителей, в первую очередь, для первоочередных нужд, таких как приготовление пищи, отопление и горячее водоснабжение.

Согласно закону, процесс газификации состоит из нескольких этапов. На уровне Правительства РФ устанавливается порядок разработки и реализации межрегиональных и региональных программ газификации. Далее процесс продолжается на уровне федеральных органов исполнительной власти. Минэнерго России разра-

батывает и актуализирует Генеральную схему развития газовой отрасли, включая определение государственной политики в области газоснабжения, формирование перспективного баланса природного газа, общие показатели развития газификации, и осуществляет мониторинг реализации региональных и межрегиональных программ газификации. Федеральная антимонопольная служба России контролирует цены на энергоресурс, а Минстрой России отвечает за регулирование вопросов внутридомового газового оборудования. В свою очередь за субъектами остаётся заключительный этап – развитие газораспределительной сети в регионе и обеспечение подготовки потребителей к приему газа.

Текущая ситуация

К началу 2000-х годов уровень газификации России составлял примерно 48 %. То есть процесс газификации в последнее десятилетие прошлого века развивался темпами менее 1 % в год. Но уже в 2005 году была развернута системная работа с российскими регионами, и за период 2005–2010 годов её уровень поднялся с 53,3 % до 63,1 %. То есть за пять лет было проделано больше работы, чем за все 1990-е годы.

В 2019 году уровень газификации достиг 70,1 %. На сегодняшний день региональные программы газификации утверждены в 76 субъектах Российской Федерации. Суммарная протяженность магистральных газопроводов составляет более 180 тысяч км, а вместе с распределительными газопроводами общая протяженность «газовых артерий» страны – почти 1 млн км.

Протяженность магистральных газопроводов составляет 180 тысяч км, а вместе с распределительными газопроводами общая протяженность «газовых артерий» страны – почти 1 млн км

Уровень газификации в ЦФО – 85%, в ПФО – 87%
Источник: Amandine26 / Depositphotos.com

Крупнейшими потребителями газа являются объекты электроэнергетики (около 160 млрд кубометров в год или 36 %) и население (около 50 млрд кубометров газа в год или 12 % российского спроса на газ). При этом существенный потенциал роста потребления ожидается и в других отраслях экономики, в частности, в газохимической отрасли, что важно учитывать при будущем планировании газовой инфраструктуры. Отмечу, что с 2019 года заработала утвержденная Минэнерго России новая методика расчета показателей газификации, которая позволяет определить текущий и потенциальный уровень газификации с учетом топливно-энергетического баланса региона. С ее помощью субъекты страны при формировании своих региональных программ могут оценивать, как те или иные мероприятия влияют на показатели газификации.

Если говорить о газоснабжении страны в сравнении с зарубежными странами, то в Европе по уровню газификации Россия находится на третьем месте после Нидерландов и Великобритании. В среднем уровень газификации государств Евросоюза не превышает 47 %. При этом в странах со схожим с нашей страной климатом – Финляндии, Швеции и Норвегии – процент газификации составляет 3,3 %, 1 % и 0,2 % соответственно. То есть если исходить из регионального аспекта, у нас достаточно высокие результаты по доступности газа для населения.

Несмотря на позитивные средние показатели газификации России, в территориальном аспекте значения достаточно дифференцированы. В первую очередь, уровень доступности газа зависит от плотности населения, разветвленности инфраструктуры и количества промышленных потребителей. Самые высокие проценты газификации, рассчитанные по методике Минэнерго России, достигнуты в Приволжском Федеральном округе – 87 %, Центральном Федеральном округе – 85 % и Северо-Кавказском Федеральном округе – более 84 %. Наименее газифицированными пока остаются Сибирский и Дальневосточный Федеральные округа, где уровень газификации составляет около 17 %. В настоящее время в этих регионах активно задействован сжиженный углеводородный газ, которым обеспечивается до 50 % жилого фонда. Для бытовых нужд населения используется более 2 млн тонн СУГ в год.

Минэнерго подготовило ряд предложений по снижению капитальных затрат на строительство заводов по малотоннажному производству СПГ на 32 %, что существенно повысит их рентабельность

По мере поступления в регионы трубопроводного газа потребность в СУГ постепенно снижается, однако этот способ доставки топлива остается приоритетным для отдаленных и малонаселенных территорий. Также для таких субъектов предусмотрено расширение использования сжиженного природного газа. В 2014 году «Газпром» запустил первый проект автономной газификации – комплекс СПГ в Пермском крае производительностью 19 млн кубометров газа в год. Рассчитываем, что в ближайшей перспективе СПГ-за-

Газорегуляторный и газораспределительный пункт, ЦФО, Россия *Источник: blinow61 / Depositphotos.com*

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА №11(153) / 2020

Газораспределительный пункт

Источник: jovanjaric / Depositphotos.com

воды появятся в Ленинградской области (Балтийский СПГ), Томской области и других регионах страны. Для активизации этого процесса Минэнерго подготовило ряд предложений нормативного и регуляторного характера, которые позволят снизить капитальные затраты на строительство заводов по малотоннажному производству СПГ на 32 %, что существенно повысит их рентабельность и, соответственно, расширит географию присутствия. Наша задача – эффективно использовать все способы доведения газа до населения и при необходимости применять индивидуальный подход для газификации конкретного региона или населенного пункта, в том числе с использованием альтернативных методов.

Вызовы и перспективы

Сохранение достигнутых темпов газификации в настоящее время осложняется рядом вызовов. Во-первых, это ограниченность доступа к Единой системе газоснабжения и недостаточная пропускная способность магистральной инфраструктуры. Во-вторых, к сожалению, мы вынуждены констатировать зачастую низкое качество региональных программ газификации, которые, по идее, должны стать основой для развития процесса, и неисполнение

Мы предлагаем создание Единого регионального оператора на базе газораспределительных организаций. Под его контролем будет вся цепочка мероприятий по газификации, включая «последнюю милю»

регионами своих обязательств. Также негативное влияние оказывает отсутствие должного уровня координации, дефицит источников финансирования и так называемая проблема «последней мили», когда процесс может застопориться иногда в нескольких метрах от объекта потребления, так как из-за наличия административных барьеров обязанности по доведению газа перекладываются одним ответственным лицом на другого. В результате невозможно определить конечного исполнителя.

Что нужно сделать для решения этих вопросов? В первую очередь, предстоит обеспечить развитие магистральной инфраструктуры и правильное ее применение.

Нужно поставить вопрос о системе многоуровневого мониторинга и контроля за исполнением программы газификации. Это может быть механизм ключевого показателя эффективности для губернаторов

Для этого необходимо принимать решения по крупным магистральным газопроводам, а также по реконструкции и расширению мощностей газораспределительных станций (ГРС). Возьмем наш стратегический газопровод «Сила Сибири», который был запущен почти год назад и имеет не только важное экспортное значение, но во многом должен способствовать газификации регионов Дальнего Востока, в частности, Амурской области. Чтобы в полной мере задействовать имеющуюся ресурсную базу по газу в Восточной Сибири, необходимо задействовать ресурсы всех, в том числе независимых производителей газа. В этом направлении сейчас принимаются необходимые усилия.

При этом продолжается работа по завершению газификации в центральной России. В этом году начато строительство газопровода-отвода «Галич – Мантурово – Шарья» в Костромской области, требуется принятие окончательного инвестиционного решения по строительству газопровода-отвода «Ржев – Нелидово» в Тверской области. Еще один перспективный инфраструктурный проект – строительство магистрального газопровода «Шахунья – Шаранга – Йошкар-Ола», который позволит обеспечить доступ к газу около 200 тысяч человек в трех субъектах Российской Федерации – Республики Марий Эл, Кировской и Нижегородской областях. И такие проекты по развитию инфраструктуры нужно сделать системными. Отмечу, что если речь идет о газоснабжении промышленных объектов, тут, скорее всего, надо проработать принцип «бери или плати», то есть предприятия должны рассчитать объем газа, который им потребуется и учитывать оплату за него в своих расходах. Иначе мы можем получить весьма дорогие избыточные неиспользуемые мощности и, соответственно, рост издержек для всех потребителей.

Что касается функционирования региональных программ газификации, то сегодня

Строительно-монтажные работы на участках «Силы Сибири»

Источник: krasnoyarskgazprom-ngp.gazprom.ru

ситуация выглядит следующим образом: «Газпром» подводит газ к населенному пункту, то есть отвечает за магистральные и межпоселковые сети, а вот доведение газа непосредственно до потребителя – задача уже местных властей. Население несет финансовую нагрузку на строительство внутрипоселковых распределительных сетей, приобретение и установку внутридомового газового оборудования, а также подключение к сетям газораспределения. Такая система накладывает существенную нагрузку на региональные бюджеты и непосредственно на потребителей и поэтому требует изменений.

Отладка клапана межпоселкового газопровода
Источник: Iurii / Depositphotos.com

На уровне субъектов планируется усилить координацию «Газпрома» и региональных ГРО при разработке программ в субъектах и в обязательном порядке учитывать региональные программы газификации при принятии регуляторами тарифных решений. Все это позволит выйти на новый качественный уровень разработки и реализации региональных программ газификации.

Если рассматривать процесс подключения к сетям со стороны потребителя, то очевидно, что сегодня получить газ – задача для гражданина весьма непростая, ситуацию в этой части нельзя назвать безоблачной. К сожалению, выстроена достаточно сложная система – и со стороны требований по документации, и по срокам. Чтобы провести газ в свой дом, потребитель должен пройти целых девять этапов и собрать множество документов. При этом средний срок подключения населения за 2019 год составил 237 дней.

В качестве принципиально нового подхода к организации процесса газификации мы предлагаем создание Единого регионального оператора газификации на базе газораспределительных организаций, под контролем которого будет реализация всей цепочки мероприятий по газификации, включая «последнюю милю». В результате процедура подключения должна сократиться до трех этапов по принципу «единого окна», в качестве которого может быть МФЦ или представительство единого регионального оператора.

Такой подход снимет массу административных барьеров, повысит прозрачность и будет удобен как с точки зрения потребителя, так и государства как регулятора процесса. Региональные операторы газификации в такой структуре могли бы оказывать абоненту административную поддержку по сбору и оформлению документов. Кроме того, необходимо предусмотреть возможность подачи заявки на подключение, заключение договора на поставку газа и техническое обслуживание в онлайн-режиме. Таким образом, срок подключения с момента подачи заявки до пуска газа непосредственно к объекту сократится до 135 дней.

Рассчитываем, что новый принцип позволит снизить стоимость подключения для максимального количества абонентов. Хотя уже сейчас этот показатель на довольно высоком уровне. Например, только за 2019 год по цене от 20 до 50 тысяч рублей было обеспечено газом 47,4 % абонентов. Напомню, что на сегодняшний день к этой категории относятся абоненты, которые потребляют не более 15 кубометров в час. Если говорить о населении, то это до 5 кубометров в час. Кроме того, еще порядка 44 % абонентов, которым не требовалось строительство газопроводов до земельного участка, подключились по средней цене 53 тыс. рублей.

Таким образом, если говорить тезисно, для продолжения успешной работы по газификации нашей страны предстоит сформировать актуальный топливно-энергетический баланс каждого конкретного региона, с учетом которого определить

Межпоселковый газопровод
Источник: CatTheSun / Depositphotos.com

потребность в газе. Далее необходимо утверждение региональной программы газификации субъекта России с учетом всех источников поступления средств.

Всего, по предварительным расчетам «Газпрома», для реализации программ газификации потребуется порядка 1,915 трлн руб. Безусловно, это внушительная сумма, но критически важно обеспечить необходимые источники для финансирования, так как газификация – одна из основных социальных задач страны. В этой связи, по нашему мнению, только средствами «Газпрома» в данной ситуации не обойтись. Реализация всего комплекса затрат на газификацию, включая строительство магистральной инфраструктуры, межпоселковых и внутрипоселковых газопроводов и газопроводов-вводов за счет инвестиционной программы «Газпрома» в текущей конъюнктуре мирового газового рынка потребует значительных ресурсов, что приведет к выпадающим доходам федерального бюджета. Поэтому в настоящее время рассматриваются дополнительные источники финансирования.

Газификация потребует 1,9 трлн руб. Реализация всех затрат за счет инвестпрограммы «Газпрома» приведет к выпадающим доходам бюджета. Рассматриваются дополнительные источники финансирования

На всех уровнях становления нового процесса газификации Минэнерго будет оказывать методологическую поддержку. Для этого, в частности, на базе Российского энергетического агентства создан специализированный Центр по содействию газификации, ключевая задача которого – формирование предметных рекомендаций на региональном уровне и распространение лучших практик. Также мы полагаем, что необходимо поставить вопрос введения системы многоуровневого мониторинга и контроля за исполнением программы газификации. Например, это может быть механизм ключевого показателя эффективности (КПЭ) для губернаторов. При необходимости будут вырабатываться дополнительные инициативы и стимулы по ускорению газификации страны и доведению этого уровня до целевого показателя 83 % к 2030 году. В конечном итоге наша общая цель – обеспечить качество, скорость и простоту получения услуги населением при минимальной стоимости.

УДК 621.039 DOI 10.46920/2409-5516_2020_11153_12

Атомная энергетика: пик пройден или есть возможности роста?

Nuclear Power: Passed the Peak or Opportunities for Growth?

Валерий СЕМИКАШЕВ
Заведующий лабораторией ИНП РАН, к. э. н.
e-mail: vv_semikashev@mail.ru

Valery SEMIKASHEV
Chief of laboratory INEF, c.e.s.
e-mail: vv_semikashev@mail.ru

АЭС Вольсон. Кенджу, Южная Корея *Источник: habr.com*

Аннотация. В статье рассматривается состояние атомной энергетики на современном этапе с точки зрения принятия решений о расширении или сокращении атомной генерации. Показана роль атомной энергетики в энергобалансе, ее плюсы и минусы как источника электроэнергии, схемы принятия решений о строительстве новых энергоблоков и возможные диапазоны этого вида генерации на прогнозном периоде. В заключение делается вывод о возможных подходах к стратегии развития российской атомной промышленности.
Ключевые слова: атомная энергетика, спрос на электроэнергию, закрытие АЭС, атомные реакторы.

Abstract. The article examines the state of the nuclear power industry at the present stage from the point of view of making decisions on the expansion or reduction of nuclear generation. The role of nuclear power in the energy balance, its pros and cons as a source of electricity, decision-making schemes for the construction of new power units and possible ranges of this type of generation in the forecast period are shown. The conclusion is drawn about possible approaches to the development strategy of the Russian nuclear industry.
Keywords: nuclear power, demand for electricity, closure of nuclear power plants, nuclear reactors.

Пик атомной энергетики в энергообеспечении человечества пришелся на 1990 е годы. В дальнейшем эта доля только сокращалась

Роль атомной энергетики

Атомная энергетика на современном этапе развития мировой экономики существует как значимый, но не ведущий сегмент мировой энергетики. Ее доля в первичном энергопотреблении в 2018 году по данным МЭА составила около 5 %, а в мировой электрогенерации – около 10 % (табл. 1). Как видно из таблицы, за последние двадцать лет эти доли сокращаются.

Динамика доли в мировом коммерческом[1] энергопотреблении по данным «BP statistical review» показана на рис. 1. Пик роли атомной энергетики в энергообеспечении человечества, по-видимому, пришелся на 1990-е годы. В дальнейшем эта доля только сокращалась. Для целей данной статьи важно отметить, что абсолютные показатели генерации электроэнергии на АЭС не растут (таблица 1), а доля атомной энергетики в мировом энергопотреблении сокращается (рис. 1).

На рис. 2 показана структура генерации электроэнергии на АЭС по странам мира. Проанализируем текущее состояние и стратегии развития в этих странах.

В настоящее время 60 % всей генерации электроэнергии на АЭС приходится на США и Евросоюз. В целом эти страны не планируют расширения атомной энергетики. Внутри ЕС такие стратегии имеют Финляндия, Словакия и Венгрия. В этих странах сооружаются или ожидается принятие решения

[1] В данном источнике не учитывается некоммерческая биомасса, составляющая около 8–10 % всего мирового энергопотребления. Из-за этого оценка долей АЭ в совокупном энергопотреблении по данным МЭА и BP statistical review несопоставима.

Таблица 1. Доля атомной энергетики в мировом энергопотреблении и мировой электрогенерации *Источник: МЭА*

	Атомная энергетика (АЭ), млн т. н. э.	Совокупное энерго-потребление, млн т. н. э.	Доля АЭ в энерго-потреблении,%	Атомная энергетика (АЭ), ТВт·ч	Совокупная электро-генерация, ГВт·ч	Доля АЭ в электро-генерации,%
2000	675	10025	6,7 %	2591	15510	16,7 %
2010	719	12801	5,6 %	2756	21611	12,8 %
2019	707	14421	4,9 %	2710	26730	10,1 %

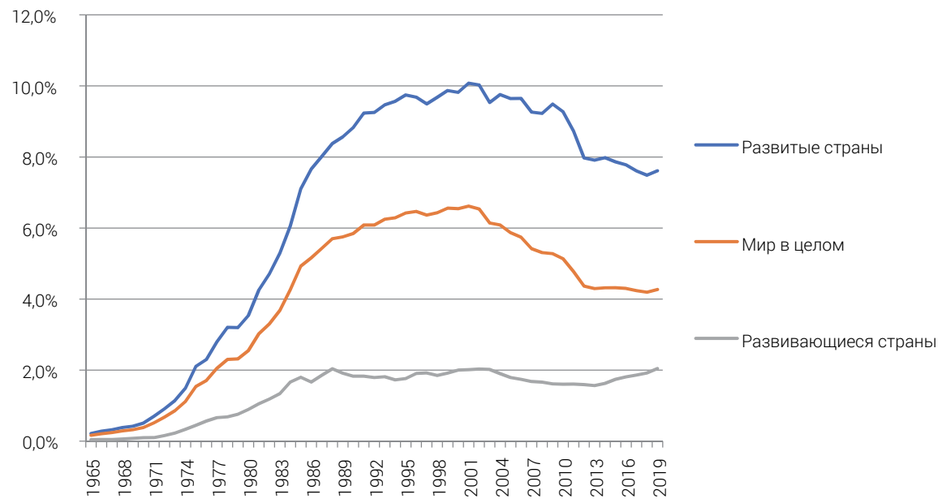


Рис. 1. Доля атомной энергетики в мировом энергопотреблении, %

Источник: BP statistical review

о сооружении новых блоков. Строить атомные станции их побуждают две причины: необходимость создать условия для надежного развития национальной промышленности за счет эффективной и дешевой генерации электроэнергии на АЭС, и планы по сокращению выбросов CO_2 за счет замещения генерации на органическом топливе.

Во Франции, где АЭС занимают более 50 % в совокупной генерации, будут поддерживать или постепенно сокращать долю атомных станций в балансе электроэнергии. В ряде европейских стран – Германии, Испании, Бельгии – принято решение о постепенном закрытии всех АЭС.

Другие страны – крупные производители энергии, как правило, имеют собственные развитые индустрии и стратегии по развитию атомной энергетики. Эти рынки закрыты для внешних поставщиков. В Канаде, Южной Корее будет постепенное наращивание выработки на АЭС.

Во Франции, где АЭС занимают более 50 % генерации, их будут поддерживать или постепенно сокращать. В Германии, Испании, Бельгии принято решение о постепенном закрытии всех АЭС

В Японии после аварии на АЭС «Фукусима» были остановлены все атомные станции. Постепенно они будут возобновлять работу, однако стратегического решения о возможности замены старых вырабатывающих свой ресурс энергоблоков на новые еще не принято.

Из развивающихся стран наибольшие планы по развитию атомной энергетики у Китая. На конец 2019 года в стране было установлено 45 ГВт мощностей АЭС, при этом 10 ГВт были на стадии строительства. Большинство АЭС в Китае имеют водяные ядерные реакторы, они работают на китайских ядерных установках, однако на некоторых электростанциях используются также американские (Westinghouse), французские (AREVA) и российские («Росатом») ядерные установки.

Китай и в дальнейшем планирует активно использовать атомную энергетику для надежного обеспечения собственной экономики энергией, поскольку это не приводит к локальным выбросам или эмиссии CO_2. По прогнозам различных организаций (МЭА, US EIA, HIS, CNPC) к 2040 году атомная генерация будет занимать 8–10 % от общей генерации электроэнергии в Китае (сейчас доля АЭС около 5 %).

Перспективы развития атомных станций в прогнозах мировой энергетики

В таблице 2 представлен анализ прогнозов развития мировой энергетики. Для удобства сравнения прогнозов разных лет с разными прогнозными горизонтами и базовыми годами данные представлены в виде среднегодовых темпов прироста за период.

В среднем в большинстве прогнозов темпы прироста мирового энергопотребления находятся около 1 % в год. Это соответствует картине последних 10–20 лет. Более высокие темпы прироста случаются в период ускорения темпов роста мировой экономики и в периоды низких цен на энергоресурсы.

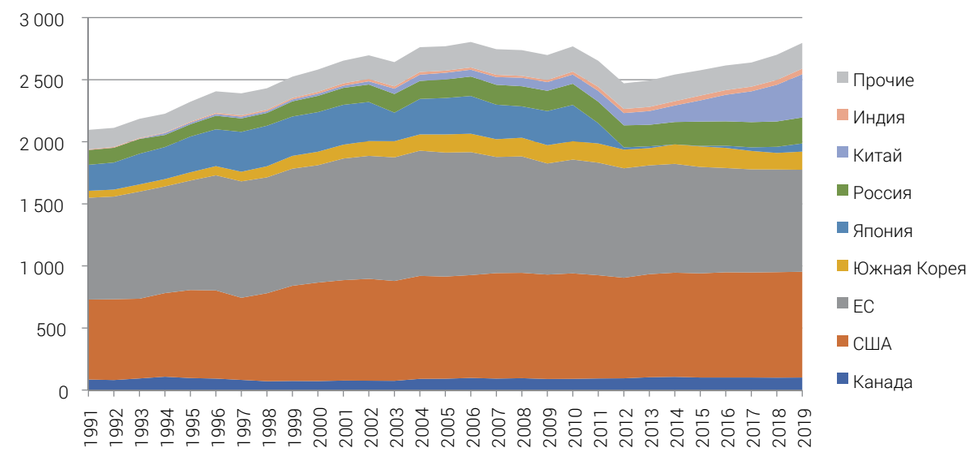
Почти во всех прогнозах снижается роль угля. Его замещают природный газ и возобновляемые источники энергии. Атомная энергетика замыкает баланс. В основном это ежегодные темпы прироста в диапазоне 1–2 процентных пункта, что, как правило, несколько выше динамики совокупного энергопотребления.

В ряде сценариев атомной энергетике отводится ведущая роль. Так, в сценарии компании Shell (логика сценария в том, что решения формируются в корпорациях и правительствах в условиях ограничений и рисков международной торговли углеводородами, а не под воздействием рынков и сообществ) представлены наибольшие темпы роста атомной энергетики – 7,8 % в год. Однако, это надо рассматривать как возможность или вариант развития мировой энергетики в таком специфичном сценарии.

Авария на АЭС Фукусима
Источник: pinktentacle.com

Рис. 2. Структура выработки электроэнергии на АЭС в странах мира, ТВт·ч

Источник: BP statistical review



ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА №11(153) / 2020

Также относительно высокие темпы роста показаны в сценариях BP с повышенным энергопотреблением или ускоренной декарбонизацией экономики – 2,7 % и 3 % соответственно.

Однако, в таких прогнозах фактор атомной энергетики не играет принципиальную роль, являясь, скорее замыкающим показателем. Это источник энергии, о котором правительству проще всего принять решение, для него нет ресурсных ограничений, а неприятие этого вида энергии со стороны населения всегда локально, его невозможно учесть в таких макропрогнозах. Поэтому, для целей формирования стратегии развития атомной энергетики и атомной промышленности, ориентация на такие прогнозы без привязки к конкретным проектам некорректна.

Экономика АЭС

Атомная энергетика характеризуется следующими технологическими особенностями (таблица 3).

АЭС обеспечивают низкую себестоимость электроэнергии и сокращение выбросов CO_2. С другой стороны, новые АЭС – это дорогие проекты с длительным инвестциклом и высокими рисками реализации

С одной стороны, АЭС обеспечивают потенциально низкую себестоимость электроэнергии и возможность решения как экологических задач (в том числе, сокращение выбросов CO_2), так и экономических проблем для ряда стран. С другой стороны, для большинства стран мира новые АЭС окажутся дорогостоящими проектами с длительным инвестиционным циклом и высокими рисками реализации проекта. Таким образом, в настоящее время актуален вывод специального доклада Международного энергетического агентства в рамках одного из обзоров мировой энергетики [10] о том, что развитие атомной энергетики будет сосредоточено в развивающихся странах и на таких рынках электроэнергии, где присутствует государственное принятие решений. Строить АЭС могут позволить себе страны:

- с высоким уровнем компетенций в этой сфере (или готовые сотрудничать с одной из таких стран);
- где есть ожидание устойчивого роста спроса на электроэнергию и выгода от участия АЭС в покрытии нагрузки;
- в которых решения об инвестициях в электроэнергетику носят нерыночный характер.

В других условиях сложно представить строительство новых блоков АЭС, что создает ограничения на участие этого вида генерации в удовлетворении спроса на электроэнергию.

Затраты на строительство атомного энергоблока упрощенно можно представить из трех основных составляющих: строительство, энергоблок и системы

Таблица 2. Сравнение прогнозов развития мировой энергетики, среднегодовые темпы прироста производства различных энергоресурсов,%

Источник: составлено автором по [1–9]

Источник прогноза	Прогнозный период и точка отсчета	Название сценария	Прирост потребления первичной энергии,%	в том числе:				
				ВИЭ	Нефть, нефтепродукты	Природный газ	Уголь	Атомная энергия
ExxonMobil	2040/2017		0,8 %	2,1 %	0,6 %	1,3 %	-0,4 %	2,2 %
EIA	2050/2018	Рекомендованный	1,5 %	5,6 %	0,7 %	1,5 %	0,3 %	1,4 %
BP	2040/2017	ET – Evolving transition scenario	1,4 %	7,3 %	0,3 %	2 %	-0,1 %	1,3 %
BP	2040/2017	ME – More energy scenario	2,8 %	10,2 %	1,5 %	3,6 %	0,9 %	2,7 %
BP	2040/2017	LG – Less globalization	1,2 %	7,4 %	-0,1 %	1,6 %	-0,3 %	1,3 %
BP	2040/2017	RT – Rapid transition scenario	0,9 %	13,5 %	-0,7 %	1,6 %	-3,1 %	3 %
Equinor	2050/2016	Reform	0,5 %	0,5 %	-0,1 %	0,8 %	-0,8 %	1,1 %
Equinor	2050/2016	Renewal	-0,3 %	0,6 %	-1,8 %	-0,4 %	-5,2 %	1,9 %
Equinor	2050/2016	Rivalry	0,8 %	0,5 %	0,6 %	0,8 %	0 %	0,9 %
ИНЭИ	2040/2015	Консервативный	1 %	2,9 %	0,4 %	1,8 %	0,2 %	2,1 %
ИНЭИ	2040/2015	Инновационный	0,8 %	3,4 %	0 %	2 %	-0,5 %	1,9 %
ИНЭИ	2040/2015	Энергопереход	0,6 %	4,4 %	-0,5 %	1,5 %	-0,8 %	1,6 %
IEA (WEO)	2040/2018	Stated Policies Scenario	1 %	3,8 %	0,4 %	1,4 %	-0,1 %	1,1 %
IEA (WEO)	2040/2018	Current Policies Scenario	1,3 %	2,9 %	1 %	1,8 %	0,7 %	1,3 %
IEA (WEO)	2040/2018	Sustainable Development Scenario	-0,3 %	5,5 %	-1,8 %	-0,2 %	-4,2 %	2,2 %
Shell	2045/2015	Горы	1,3 %	1,7 %	0,2 %	2,1 %	0,5 %	7,8 %
Shell	2045/2015	Океаны	1,3 %	6,2 %	0,7 %	1,2 %	-0,2 %	2,2 %

Таблица 3. SWOT-анализ атомной энергетики как технологии

Источник: составлено автором

Сильные стороны: • отсутствие выбросов CO_2; • низкая себестоимость электроэнергии на этапе эксплуатации и при эффективном строительстве; • Относительно старая технология – низкие технологические и организационные риски.	**Слабые стороны:** • неконкурентоспособность в рыночных или быстро меняющихся условиях; • кризис в индустрии строительства атомных энергоблоков: – долгие сроки строительства; – дороговизна строительства; – технологические проблемы со строительством. • негативный имидж АЭС среди населения в части стран.
Возможности: • участие в декарбонизации; • выход на новый технологический и инновационный уровень для новых стран-участниц; • решение отдельных проблем (опреснение воды, энергоснабжение населения в регионах с ограничением поставки других энергоресурсов).	**Угрозы:** • риски срыва международного сотрудничества в сфере строительства АЭС; • санкции и другие ограничения на развитие, строительство новых или эксплуатацию существующих АЭС; • риски аварий.

АЭС Каттеном. Мозель, Франция

Источник: Jérôme / Flickr.com

Таблица 4. Количество и мощность реакторов, введенных в 2009–2019 гг., по их типам и странам

Источник: PRIS IAEA 2020

	Водо-водяные реакторы (PWR)		Другие	
	Мощность, МВт	Количество, шт.	Мощность, МВт	Количество, шт.
Китай	35 180	35		
Россия	7 131	7	820*	1
Республика Корея	6 816	6		
Индия	1 864	2	606**	3
США	1 164	1		
Пакистан	928	3		
Иран	915	1		
Япония	866	1		
Итого	54 864	56	1 426	4

* В России в 2016 г. был введен реактор-размножитель на быстрых нейтронах (FBR) на Белоярской АЭС;
** В 2010–2011 гг. были введены два тяжеловодных реактора (PHWR) на АЭС «Раджастан» и один такой реактор на АЭС «Кайга» в Индии.

безопасности. Представим, что в среднем эти составляющие занимают по 30 % в затратах. Тогда структура и абсолютный уровень затрат для разных стран будут различаться в зависимости от специфики. Ключевыми элементами высокой конкурентоспособности АЭС становятся низкая стоимость строительства (стройматериалов, труда и скорость возведения) и доступ к собственным технологиям производства основного оборудования для ядерного реактора и систем безопасности.

МЭА оценивает удельные капвложения в строительство новых атомных энергоблоков [11] в диапазоне 5–6,6 тысяч долл./кВт установленной мощности в США и ЕС[2] и 2,6–2,8 тыс. долл./кВт установленной мощности в Китае и Индии (цены 2019 года). Для заданных уровней удельных инвестиций расчеты стоимости электроэнергии (LCOE[3]) составят 10–15 центов за кВт·ч в развитых странах и 6,5–7 центов в Китае и Индии. Такие оценки для развитых стран превосходят оценки себестоимости альтернативных технологий. А в Китае или Индии находятся в середине, проигрывая более дешевым угольной, солнечной и сухопутной ветровой генерации, но обгоняя более дорогие газовую или морскую ветрогенерацию.

Для России, по данным автора, стоимость строительства блоков типа ВВЭР-1000 и ВВЭР-1200 в настоящее время находится в диапазоне от 250 до 400 тысяч руб./кВт установленной мощности. При этом верхняя граница диапазона достигается в случае задержек со строительством и вводом энергоблока (если это растягивается дольше, чем на 4–5 лет). Таким образом, если считать по аналогии с МЭА при слабом курсе рубля (90 руб./долл.) затраты на современный ядерный энергоблок составят от 2,5 тысяч долларов за кВт установленной мощности, а при сильном курсе рубля (60 руб./долл.) – более 4–5 тыс. долл. за кВт установленной мощности. При этом решения о вводе новых блоков АЭС принимается в логике загрузки важной атомной промышленности, а не конкурентоспособности этого вида генерации на российском оптовом рынке электроэнергии и мощности.

МЭА оценивает капвложения в строительство новых АЭС в диапазоне 5–6,6 тысяч долл./кВт установленной мощности в США и ЕС и 2,6–2,8 тыс. долл./кВт установленной мощности в Китае и Индии

[2] Реальные проекты во Франции, Финляндии показывают значительно более высокие показатели удельных капвложений.
[3] LCOE – levelized cost of electricity.

Таблица 5. Количество и мощность реакторов, строительство которых началось и продолжается, по их типам, странам и временным периодам

Источник: PRIS IAEA 2020

	Началось и идет строительство до 1999 г.				Началось и идет строительство в 2000–2010 гг.								Началось и идет строительство в 2011–2019 г.						Итого	
	BWR		PWR		BWR		FBR		PHWR		PWR		HTGR		PHWR		PWR			
	Мощность, МВт	Количество, шт.	Мощность, МВт	Количество, шт.	Мощность, МВт	Количество, шт.	Мощность, МВт	Количество, шт.	Мощность, МВт	Количество, шт.	Мощность, МВт	Количество, шт.	Мощность, МВт	Количество, шт.	Мощность, МВт	Количество, шт.	Мощность, МВт	Количество, шт.	Мощность, МВт	Количество, шт.
Китай							20	1			1 660	1	200	1			10 364	10	12 244	13
ОАЭ																	5 380	4	5 380	4
Республика Корея																	5 360	4	5 360	4
Индия							470	1	1 260	2					1 260	2	1 834	2	4 824	7
Россия											1 130	3					3 459	3	4 589	6
Великобритания																	3 260	2	3 260	2
Япония					2 653	2													2 653	2
Тайвань, Китай	2 600	2																	2 600	2
США																	2 234	2	2 234	2
Беларусь																	2 220	2	2 220	2
Бангладеш																	2 160	2	2 160	2
Пакистан																	2 028	2	2 028	2
Франция											1 630	1							1 630	1
Финляндия											1 600	1							1 600	1
Бразилия											1 340	1							1 340	1
Турция																	1 114	1	1 114	1
Иран																	974	1	974	1
Словакия			880	2															880	2
Аргентина																	25	1	25	1
Украина			2 070	2															2 070	2
Итого	2 600	2	2 950	4	2 653	2	490	2	1 260	2	7 360	7	200	1	1 260	2	40 412	36	59 185	58

Анализ действующих проектов и ввод новых блоков АЭС в мире

За последние 10 лет по данным МАГАТЭ были введены 60 реакторов суммарной электрической мощностью порядка 56 тыс. МВт (см. таблицу 4) [12].

Новые мощности АЭС в рассматриваемом периоде были введены в Китае, России, Республике Корея, Индии, Иране, Пакистане, США и Японии. Причем на первые три страны приходится 88 % введенных мощностей, из которых 62 п. п. – на Китай, 12 п. п. – на Республику Корею и 14 п. п. – на Россию.

Атомный реактор
Источник: recyclinginternational.com

Пик вводов (половина всех введенных мощностей) был зафиксирован в 2015, 2016 и 2018 годах. Это эффект аварии на АЭС «Фукусима» в 2011 году. Сразу после нее компании постарались быстро достроить начатые проекты, чтобы не подпадать под изменение регулирования и ужесточение требований к безопасности.

Из 60 введенных реакторов, 56 реакторов водо-водяного типа (PWR). Было построено 3 тяжеловодных реактора (PHWR), которые локализованы в Индии, и 1 реактор-размножитель на быстрых нейтронах (FBR), который располагается в России.

Еще 58 реакторов суммарной электрической мощностью 59 тыс. МВт находятся в стадии строительства (таблица 5). Сооружение некоторых из них начато еще в прошлом веке, например, в Украине, Словакии или Тайвани. Среди них сроки вводов известны только у словацких реакторов Моховце-3 и Моховце-4. Их планируется ввести в эксплуатацию в 2020–2022 годах.

За период 2000–2010 годов началось строительство 13-ти реакторов общей мощностью почти 12 тысяч МВт. Их строительство ведется в России, Индии, Китае, Японии, Турции, ОАЭ и Бразилии.

В ближайшие годы планируется ввод атомного реактора «Олкилуото-3» в Финляндии. В России в 2021 году ожидается ввод в промышленную эксплуатацию еще одного реактора «Ленинград 2–2» (физический пуск и начало опытно-промышленной эксплуатации состоялись в 2020 году). Ввод реактора «Ангра-3» в Бразилии запланирован на 2026 год.

В последнем рассматриваемом периоде в 2011–2019 годах началось строительство 39 реакторов суммарной мощностью почти 42 тыс. МВт. Основные строящиеся мощности сосредоточены в Китае, Южной Корее, Индии и России.

Среди строящихся реакторов также преобладают водо-водяные реакторы (PWR), их 47. В Индии строятся 4 тяжеловодных реактора (PHWR), в Китае – один высокотемпературный газоохлаждаемый реактор (HTGR), по одному реактору на быстрых нейтронах (FBR) в каждой из перечисленных стран, а также по два корпусных кипящих реактора (BWR) в Японии и Тайвани.

Крупнейшими поставщиками введенных реакторов являются китайские компании DEC, CFHI, NPIC, а также российская компания «Атомэнергомаш» (AEM) и корейская компания DHICKOPC, которые обеспечили реакторами свои страны. Доля китайских компаний в общем объеме введенных мощностей достигает 49 %, российских – 23 %, корейских – 12 %, США – 8 %, прочих – 8 %.

Крупнейшими поставщиками атомных реакторов на строящиеся АЭС являются французская компания AREVA, которая поставляет свои реакторы в Финляндию, Францию, Китай и Великобританию, российские компании «Атомэнергомаш» (AEM) и «Атомстройэкспорт» (JSC ASE), которые поставляет реакторы в Россию, Турцию, Беларусь, Индию и Иран. На эти три компании приходится 14 %, 13 % и 12 % строящихся мощностей соответственно. Доля китайских компаний составляет 21 %, на корейские компании приходится 18 %, доля США – 10 %. Остальные 12 % распределены между Индией, Японией, Германией, Чехией.

Выводы

Атомная энергетика как часть мировой энергетики играет важную роль, однако ее доля в балансе сокращается.

Дальнейшее развитие, будет сосредоточено в трех сегментах.

1. В развитых странах с имеющейся атомной энергетикой, скорее всего, будет постепенное сокращение выработки электроэнергии на АЭС в связи с закрытием вырабатывающих свой ресурс энергоблоков.
2. Развивающиеся страны с созданной атомной энергетикой будут ориентироваться на перспективы спроса на электроэнергию и возможности АЭС по декарбонизации экономики. Наиболее бурный рост выработки электроэнергии на АЭС будет в Китае и Индии.
3. Третий сегмент – новые страны, в которых АЭС будут построены впервые. Такие проекты наиболее рискованные и сложные для реализации из-за необходимости создания регуляторной и управленческой инфраструктуры, а также рисков реализации проектов АЭС в новой стране, что может значительно сдвигать сроки запуска новых АЭС.

В прогнозах развития мировой энергетики предполагается рост атомной энергетики на уровне 1–2 % в год на прогнозном периоде до 2040 года. Это выше ожидаемых темпов роста мирового энергопотребления. Однако, учитывая специфику принятия решений о конкретных новых проектах на уровне стран, скорее всего, реальные темпы развития атомной энергетики будут ниже.

В случае более амбициозных целей по декарбонизации мировой экономики роль атомной энергетики возрастает. Представляется, что в настоящее время нет достаточного числа проектов по строительству новых АЭС для таких сценариев. На проработке таких проектов должно быть сосредоточено внимание как МАГАТЭ, так и участников рынка.

Использованные источники

1. *Outlook for Energy: A perspective to 2040. // ExxonMobil, 2019. – URL: https://corporate.exxonmobil.com/-/media/Global/Files/outlook-for-energy/2019-Outlook-for-Energy-data-pages.xlsx (09.10.2020).*
2. *BP Energy Outlook 2019. – URL: https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/xlsx/energy-economics/energy-outlook/bp-energy-outlook-2019-chart-data-pack.xlsx (09.10.2020).*
3. *Energy perspectives 2019. Equinor, 2019 // – URL: https://www.equinor.com/content/dam/statoil/documents/energy-perspectives/equinor-energy-perspectives-2019-data-appendix.xlsx (09.10.2020).*
4. *International Energy Outlook 2019. U. S. Energy Information Administration, 2019 // – URL: https://www.eia.gov/outlooks/ieo/pdf/ieo2019.pdf*
5. *World Energy Outlook 2019, International Energy Agency, Paris, 2019.*
6. *Прогноз развития энергетики мира и России, 2019. Институт энергетических исследований РАН, Московская школа управления СКОЛКОВО, 2019. // – URL: https://energy.skolkovo.ru/downloads/documents/SEneC/Research/SKOLKOVO_EneC_Forecast_2019_Rus.pdf (09.10.2020).*
7. *Sky scenario, quantification and decision making. Shell, 2019 // – URL: https://s07.static-shell.com/content/dam/royaldutchshell/documents/business-function/investor-relations/asia-pacific/sky-scenario-quantification-and-decision-making.pdf (09.10.2020).*
8. *Shell Energy Scenarios to 2050. Shell, 2011 // – URL: http://www.proyectomilenio.org/documents/10156/43639/Shell+Energy+Scenarios+2050+-Signals+%26+Singposts-.pdf?version=1.0 (09.10.2020).*
9. *Shell scenarios, modelling and decision making. Shell, 2017. // – URL: https://www.shell.com/investors/news-and-media-releases/investor-presentations/2017-investor-presentations/shell-scenarios-modelling-and-decision-making-webcast/_jcr_content/par/textimage_158f.stream/1504689440088/91af493386941dc514eb1c55d78eedf6f3a79017/scenarios-modelling-and-decision-making-presentation-new-york-6-september-2017.pdf (09.10.2020).*
10. *International Energy Agency (2019) World Energy Outlook 2014 // OECD/IEA, Paris, 2014.*
11. *Приложение «Технико-экономические показатели» к World energy outlook 2019 / Techno-economic inputs // – URL: https://www.iea.org/reports/world-energy-model/techno-economic-inputs#abstract (09.10.2020).*
12. *Nuclear power reactors in the world. 2020 edition // International atomic energy agency, Vienna, 2020.*

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА №11(153) / 2020

Ульяновская ВЭС-2 *Источник: Фортум*

УДК 620.92 DOI 10.46920/2409-5516_2020_11153_22

ВИЭ 2.0: Новая программа развития «зеленой» энергетики в России

RES 2.0: New program for the development of «green» energy in Russia

Андрей МАКСИМОВ
Заместитель директора Департамента развития электроэнергетики Минэнерго России

Andrey MAKSIMOV
Deputy director of department of power engineering development, Ministry of energy of RF

Бугульчанская СЭС *Источник: Фортум*

Аннотация. Статья раскрывает основные принципы новой программы государственной поддержки генерации на основе возобновляемых источников энергии на период 2025-2035 годов. Автор проводит анализ предыдущей программы, работающей с 2014 года и рассчитанной до 2024 года, дает оценку инвестиционным возможностям проектов на основе ВИЭ на втором этапе программы. На основании проделанной работы делается прогноз о достижении в России паритета цен на энергию из нетрадиционных и возобновляемых источников.
Ключевые слова: возобновляемые источники энергии, ветровые электростанции, солнечные электростанции, малые гидроэлектростанции, государственная поддержка.

Abstract. The article reveals the main principles of the new program of state support for generation based on renewable energy sources for the period 2025-2035. The author analyzes the previous program, which has been operating since 2014 and calculated until 2024, and assesses the investment opportunities of projects based on RES at the second stage of the program. Based on the work done, a forecast is made on the achievement of parity of prices for energy from non-traditional and renewable sources in Russia.
Keywords: renewable energy sources, wind farms, solar power plants, small hydroelectric power plants, government support.

В 2019 году поставлено 720 МВт новой мощности ВИЭ, а общая мощность вводов с 2014 года к 1 октября 2020 года по ДПМ ВИЭ составляет 1,8 ГВт

В октябре Минэнерго России представило в правительство проект постановления, которое станет основой для второй масштабной программы развития «зеленой» электроэнергетики на территории России, рассчитанной на 2025–2035 годы. Второй этап будет логическим продолжением первой программы. Он ориентирован не только на строительство новой генерации на основе возобновляемых источников энергии (ВИЭ), но и на то, чтобы повысить ее эффективность, стимулировать производство и экспорт российского оборудования.

Мировые энергетические рынки проходят этап, связанный с успешным развитием технологий в сфере возобновляемой энергетики и ростом их общей конкурентоспособности. В государствах-лидерах по внедрению «зеленых» энергетических технологий они составляют уже немалую долю в общем энергобалансе (например, в Германии порядка 50 %) и активно «теснят» традиционную, прежде всего, тепловую энергетику. В структуре российской энергетики основную долю занимают тепловые электростанции, далее следуют гидрогенерация и атомные электростанции. Действующая программа поддержки ВИЭ в России – до 2024 года – была нацелена не на кардинальное преломление этой сложившейся структуры, а, прежде всего, на создание отечественной производственной базы оборудования для «зеленой» энергетики.

С 2013 года в России работает механизм поддержки ВИЭ и на оптовом энергорынке. Выиграв конкурс и заключив договоры о предоставлении мощности (ДПМ) объектов ВИЭ сроком на 15 лет инвесторы получают гарантию возврата своих вложений с фиксированной доходностью за счет платежей за мощность. Коммерческий оператор оптового рынка (АО «АТС») ежегодно, начиная с 2013 года, проводит конкурсные

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
СЭС	115,7	111,6	122,8		112,5	78,2	49,8
ВЭС	64,9		155,1	136	102,9	67,6	64,9
МГЭС		146	174		163,9	174,5	175,9

Таблица 1. Средняя величина плановых капитальных затрат по итогам конкурсных отборов проектов ВИЭ, тыс. руб./кВт

отборы инвестиционных проектов по строительству солнечных и ветровых электростанций, а также малых ГЭС (мощностью менее 25 МВт).

Правительство установило, сколько мощностей солнечных электростанций (СЭС), ветровых электростанций (ВЭС) и малых гидроэлектростанций (ГЭС) должны быть введены в каждый год за десять лет

Адыгейская ВЭС
Источник: Новавинд

с 2014-го по 2024-й год. Конкурсные отборы проводятся на каждый из пяти предстоящих календарных лет отдельно для каждого вида ВИЭ-генерации. Также были установлены целевые показатели по степени локализации. Например, в 2020–2024 годах для ветровых электростанций и малых ГЭС уровень локализации должен составлять 65 %, для солнечных электростанций – 70 %. Основным «соревновательным» критерием в конкурсе по отбору проектов ВИЭ определен уровень капитальных затрат в расчете на 1 кВт мощности. Правительство установило ценовой «потолок» и компании в ходе конкурса играли на понижение.

Целевые объемы вводов «зеленых» энергомощностей и требования по степени локализации синхронизированы таким образом, чтобы основные производители оборудования для ВИЭ-генерации имели приемлемый горизонт возврата инвестиций при развертывании в России крупных производственных площадок. Еще одной целью является достижение такого уровня развития конкуренции на рынке генерирующего оборудования, который впоследствии может привести к снижению его конечной стоимости.

В июне 2019 года прошел конкурс инвестпроектов ВИЭ на 2020–2024 годы. По его результатам отобраны три проекта на 84,95 МВт: по солнечной генерации – проект «Фортума» с заявленной уставленной мощностью 5,6 МВт, по ветровой генерации – проект «Энел Россия» с установленной мощностью 71,25 МВт и по гидрогенерации – проект «ЕвроСибЭнерго-Гидрогенерация» с установленной мощностью 8,1 МВт.

Благодаря сложившейся конкуренции на рынке солнечной и ветровой генерации в 2016–2019 годах, удалось значительно снизить среднюю величину плановых капитальных затрат по проектам на 1 кВт установленной мощности: в солнечной энергетике этот показатель по итогам 2019 года упал на 59,5 % по сравнению с 2015 годом, в сфере ветрогенерации – на 58,2 %. Малые ГЭС, как более сложные в реализации, только недавно начали привлекать внимание новых инвесторов и здесь конкуренцию только предстоит увидеть.

В 2019 году начата поставка порядка 720 МВт новой мощности объектов ВИЭ, а общая мощность вводов с 2014 года к 1 октября 2020 года по ДПМ ВИЭ составляет около 1,8 ГВт. Регионами-лидерами по объему реализованных проектов в рамках действующего механизма поддержки являются Оренбургская (330 МВт СЭС), Ростовская (296 МВт ВЭС), Астраханская (285 МВт СЭС) области, республики Адыгея (150 МВт ВЭС) и Алтай (120 МВт СЭС), Ставропольский край (100 МВт СЭС). По мере реализации инвестиционных проектов ВИЭ, отобранных по итогам конкурсов до 2024 года, к списку лидирующих регионов добавятся Краснодарский край, Калмыкия и Мурманская область.

Ульяновская ВЭС-2
Источник: Фортум

В числе наиболее крупных введенных объектов ВИЭ на оптовом рынке электроэнергии и мощности можно выделить следующие:

- Адыгейская ВЭС мощностью 150 МВт в Республике Адыгея («Нова-Винд» (ГК «Росатом»));
- Гуковская ВЭС («Третий Ветропарк ФРВ»), Каменская ВЭС, Сулинская ВЭС («Второй Ветропарк ФРВ») мощностью 99 МВт каждая в Ростовской области;
- Самарская СЭС № 2 мощностью 75 МВт в Самарской области («Самарская СЭС»);
- Ахтубинская солнечная электростанция мощностью 60 МВт в Астраханской области (ГК «Хевел»);
- Оренбургская СЭС-3 мощностью 60 МВт («Солнечный ветер»);
- Фунтовская СЭС мощностью 60 МВт в Астраханской области (ГК «Хевел»);
- Старомарьевская СЭС мощностью 50 МВт в Ставропольском крае («Стар Проджектс»);
- Ульяновская ВЭС-2 мощностью 50 МВт в Ульновской области («Первый Ветропарк ФРВ»).

Действующая программа поддержки ВИЭ в России до 2024 года нацелена не на кардинальное преломление энергобаланса, а на создание производственной базы оборудования для «зеленой» энергетики

Также можно констатировать, что в рамках первой программы развития «зеленой» энергетики в России реально был создан механизм поддержки производства генерирующего оборудования на основе ВИЭ. В результате удалось получить не только «конечный продукт» в виде самих генерирующих объектов, но и полноценный научно-производственный комплекс, связанный с разработкой, внедрением, опытным и серийным производством компонентов энергетического оборудования для ВИЭ, а также подготовкой и обучением персонала.

Правительство продлевает программу ДПМ ВИЭ после 2024 г., так как это позволит сохранить потенциал производства энергооборудования, встроиться в мировые тренды и улучшить экологию

В частности, успешно локализуется производство оборудования и компонентов для ветроэнергетических установок, в том числе гондол, стальных башен, лопастей, безредукторного генератора, компонентов фотоэлектрических станций (гетероструктурные, моно- и мультикристаллические модули), силового оборудования малых ГЭС.

В рамках целенаправленной политики стимулирования локализации оборудования ВИЭ объемы производства соответствующих компонентов возросли к настоящему времени до 900 МВт в год со 140 МВт в год в 2012 году. При этом со стороны Минпромторга России получены оценки о возможности обеспечения роста промышленного потенциала в объеме до 1,4 ГВт производимого оборудования в год, что обеспечит занятость около десятка тысяч человек.

Достигнутые показатели позволяют российским компаниям не только осуществлять деятельность на внутреннем рынке, но и успешно представлять отечественную промышленность на мировых рынках возобновляемой энергетики. Более того, при продлении программы поддержки ВИЭ после 2024 года планируется поставить достаточно амбициозные показатели по целевой доле экспортных заказов в портфеле инвесторов, что позволит достичь более высоких результатов.

Действующая программа ДПМ ВИЭ рассчитана до 2024 года. Учитывая положительные итоги ее реализации, правительство приняло решение продлить ее, так как это позволит сохранить создающийся российский промышленный потенциал производства энергооборудования на базе ВИЭ, встроиться в общемировые тренды развития энергетических систем, а также снизит антропогенную нагрузку на окружающую среду и позволит использовать значительные российские природно-климатические ресурсы.

Вместе с тем следует учитывать поставленные президентом России Владимиром Путиным ограничения, связанные с тем, что рост нагрузки на потребителей электроэнергии не должен превышать уровень инфляции. Исходя из принятых правительством решений, в течение 2020 года осуществлялась подготовка нормативной базы, необходимой для продления программы поддержки ВИЭ на оптовом рынке до 2035 года с объемом нагрузки на рынок до 400 млрд руб. В сентябре Минэнерго опубликовало разработанный проект постановления правительства.

В нем можно выделить несколько принципиально важных моментов. Для каждого года с 2023-го по 2035-й для каждого вида ВИЭ (СЭС, ВЭС и малых ГЭС) предлагается определить на уровне правительства максимальные предельные объемы поддержки, которую инвесторы смогут получить с оптового рынка электроэнергии и мощности. Это гарантирует исполнение поручений по нагрузке на рынок в пределах 400 млрд руб.

Оценку проектов при конкурсном отборе предлагается проводить не по уровню капитальных затрат, как было в первой программе, а на основании комплексной оценки по показателю эффективности генерирующего объекта. Этот показатель определяется как отношение требуемой суммы годовой выручки от продажи электроэнергии и мощности на оптовом рынке в объемах, соответствующих указанным в заявке, к плановому годовому объему производства электроэнергии. То есть, чем меньше средств компании потребуется для выработки заявленных объемов электроэнергии и чем больше этот объем, тем выше ее шансы на победу в конкурсе. По сути, в основе оценки теперь будет одноставочная цена, учитывающая капзатраты компании при строительстве ВИЭ-генерации, доходность инвестиций, операционные расходы на производство электроэнергии и эффективность работы каждого мегаватта установленной мощности (КИУМ – коэффициент использования установленной мощности электростанции). Это более важный для потребителей показатель, так как отбор будут проходить проекты, заявившие наименьшую цену производства электроэнергии с учетом всех расходов.

Таким образом, усиливаются стимулы к максимальной выработке «зеленой» энергии и появляется возможность для применения не только дешевых, но и наиболее эффективных по совокупности всех факторов технологий, при которых можно построить электростанции меньшей мощности, способную работать с более высокой загрузкой и с более низкой ценой производимой электроэнергии. Сочетание технологической и операционной конкуренции приведет к поэтапному снижению фактических цен ВИЭ.

Как и в действующей программе, поддержку за счет потребителей оптового энергорынка ВИЭ-генерация будет получать в рамках платежей за мощность. Вместе с тем, на платежи за мощность будет влиять соблюдение показателей локализации, а также экспорта основного и вспомогательного оборудования.

Реализация этих мер позволит к 2036 году обеспечить так называемый паритет стоимости поставки электрической энергии (мощности) ВИЭ и традиционной генерации и отказаться от специальной поддержки через рынки электроэнергии и мощности, сделав российскую отрасль ВИЭ конкурентоспособной на внутреннем и мировых рынках.

Чирюртская ГЭС-2

Источник: Русгидро

Новотроицкая ГЭС, Гидроагрегаты

Источник: Русгидро

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА №11(153) / 2020

УДК 621.352 DOI 10.46920/2409-5516_2020_11153_28

Топливные элементы и водородная энергетика

Fuel cells and hydrogen energy

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

Sergey FILIPPOV
D. Eng. Sc., Director of the Energy research institute of the RAS
e-mail: fil_sp@mail.ru

Андрей ГОЛОДНИЦКИЙ
Заместитель генерального директора – главный конструктор, «Инэнерджи», к. т. н.
e-mail: a.golodnitsky@inenergy.ru

Andrey GOLODNITSKY
CES, Deputy General Director – Chief Designer, Inenergy
e-mail: a.golodnitsky@inenergy.ru

Алексей КАШИН
Председатель Совета директоров «Инэнерджи»
e-mail: a.kashin@inenergy.ru

Aleksey KASHIN
Chair of the board, Inenergy
e-mail: a.kashin@inenergy.ru

Двигатель Toyota Mirai на водородном топливном элементе *Источник: SergioYoneda / Depositphotos.com*

Аннотация. Статья содержит большой аналитический материал, посвященный использованию водорода в топливных элементах. Авторы подробно описывают виды топливных элементов, преимущества использования и условия эксплуатации каждого из них. Особое внимание в статье уделяется возможностям создания производства и массового применения топливных элементов в России.
Ключевые слова: водород, топливные элементы, производство энергии, энергетическая установка.

Abstract. The article contains a large analytical material on the use of hydrogen in fuel cells. The authors describe in detail the types of fuel cells, the benefits of use and the operating conditions of each of them. Particular attention in the article is paid to the possibilities of setting up production and mass use of fuel cells in Russia.
Keywords: hydrogen, fuel cells, energy production, power plant.

Производство «голубого» водорода из природного газа должно сопровождаться утилизацией CO_2, что резко увеличивает стоимость водорода

Энергоустановка на топливных элементах PowerCell Sweden
Источник: Ritmindustry.com

В последние годы, на фоне набирающей обороты политики по декарбонизации мировой экономики, вновь возродился интерес к водородной энергетике [1]. Предыдущий всплеск интереса к водороду отмечался около 20 лет назад и был связан с разработкой концепции экологически чистой энергетики [2,3]. Однако в настоящее время намерения выглядят более целенаправленными. Ряд стран разработали соответствующие программы, в частности, Германия, Япония, Южная Корея. В основном это страны – крупные импортеры природного газа. Переход на использование водорода рассматривается ими в качестве одного из основных мероприятий по сокращению выбросов парниковых газов, наряду с развитием возобновляемой энергетики. При этом предполагается, что возобновляемые источники энергии (ВИЭ) станут основной базой для производства водорода.

Рисуются радужные перспективы наращивания объемов потребления водорода в мире. Например, в прогнозе Bloomberg NEF [4] потребление водорода к 2050 году может вырасти до 700 млн тонн в год, что в 6 раз выше нынешнего уровня. Это составит 24 % от величины конечного потребления энергии в мире. Предполагается, что прирост спроса на водород будет происходить в основном за счет транспорта и электроэнергетики. Теоретически возможным объемом мирового потребления водорода к 2050 году называется величина 1,37 млрд тонн в год или 49 % от мировых потребностей в конечной энергии к этому времени [4].

Энергетической стратегией России до 2035 года предусматривается обеспечение экспорта водорода в объеме 0,2 млн

Резервуары для хранения сжиженных газов, включая водород *Источник: Wikimedia.org*

тонн в 2024 году и 2 млн тонн в 2035 году. Это амбициозные значения, если учесть, что относительно определенные экспортные перспективы есть только у «зеленого» водорода, получаемого электролизом воды за счет электроэнергии от ВИЭ. Для обеспечения приемлемой стоимости такого водорода нужны высококачественные ресурсы ВИЭ. Такие ресурсы в России, как правило, расположены в отдаленных регионах (например, высококачественными являются ресурсы ветра на побережье арктических и дальневосточных морей) и трудны для практического использования в больших масштабах. Производство «голубого» водорода из природного газа должно сопровождаться утилизацией попутно получаемого CO_2, что резко увеличивает стоимость водорода. Нет никакой уверенности, что страны – потенциальные импортеры водорода, например, Германия или Япония согласятся приобретать «коричневый» водород, производимый за счет электроэнергии АЭС.

Главное достоинство перехода на водород – это исключение эмиссии в атмосферу углекислого газа. Конечно, если ее не будет при производстве водорода. Кроме того, экологическая чистота водорода делает его привлекательным для покрытия энергетических нужд мегаполисов и крупных городов с высоким удельным энергопотреблением на единицу площади. Наконец, водород может оказаться экономически привлекательным энергоносителем для использования в мобильной (транспортной) энергетике, где он выступает прямым конкурентом для электротранспорта и традиционных двигателей внутреннего сгорания.

Нужно отметить, что замещение водородом природного газа в традиционных машинных технологиях – паровых и газовых турбоустановках не приведет к каким-то значимым положительным эффектам. КПД энергоустановок останется тем же. Он определяется величиной термодинамических параметров установки и уровнем ее технического совершенствования. Но себестоимость производства электроэнергии возрастет, поскольку стоимость водорода в несколько раз выше по сравнению с природным газом. Останется той же проблема контроля образования оксидов азота при сжигании топлива. Правда, не будет выбросов углекислого газа, полиароматики и других углеродсодержащих вредных веществ. Но и при сжигании природного газа уже давно научились успешно с ними бороться.

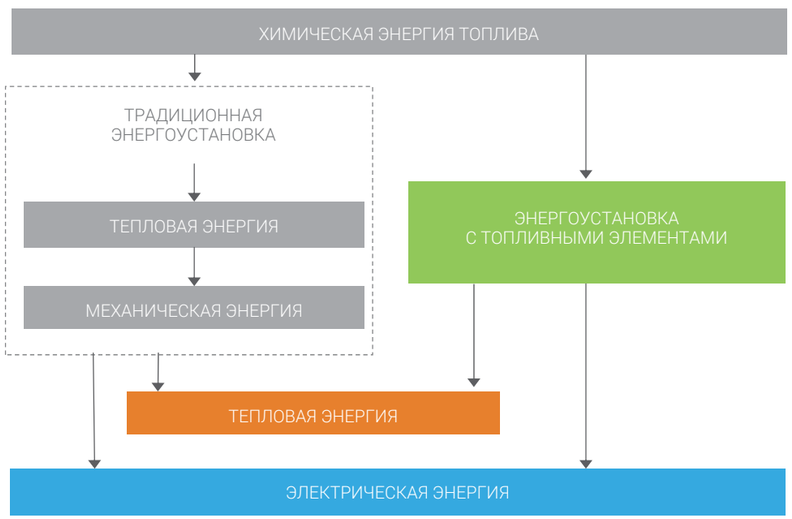
Теоретически возможным объемом мирового потребления водорода к 2050 году называется величина 1,37 млрд тонн в год или 49% от мировых потребностей в конечной энергии к этому времени

Единственной технологией, оправдывающей переход на водород с энергетической и экономической точки зрения, являются топливные элементы. Их активные разработки идут в Японии, Южной Корее, США

Единственной технологией, оправдывающей переход к водородной энергетике с энергетической и экономической точки зрения, являются топливные элементы. Не зря ключевым элементом национальной водородной стратегии Германии является многомиллиардная «Национальная инновационная программа в области технологий водородных и топливных элементов» [5]. Еще раньше активные разработки топливных элементов были начаты в Японии, Южной Корее, США. В Японии и Южной Корее при активной государственной поддержке создаются демонстрационные зоны, целью которых являются, во-первых, отработка технологии в реальных условиях эксплуатации и, во-вторых, демонстрация возможностей технологии для ускорения формирования соответствующего рынка. По этому же пути идет Германия, где начинают создаваться «водородные регионы» (HyLands), призванные ускорить разработку и рыночное внедрение топливных элементов и других «водородных» технологий.

Топливные элементы или, по-другому, электрохимические генераторы – это безмашинная технология прямого преобразования химической энергии топлива в электрическую энергию, то есть в одну стадию (рисунок 1). В них отсутствуют движущиеся части. Главными конкурентными преимуществами энергетических установок с топливными элементами являются их высокая энергетическая эффективность, надежность, почти полное отсутствие вредных выбросов и бесшумность. Практически нет значимых ограничений для их размещения непосредственно у потребителей.

Рис. 1. Схема преобразования химической энергии топлива в электроэнергию в традиционных энергоустановках и в топливных элементах



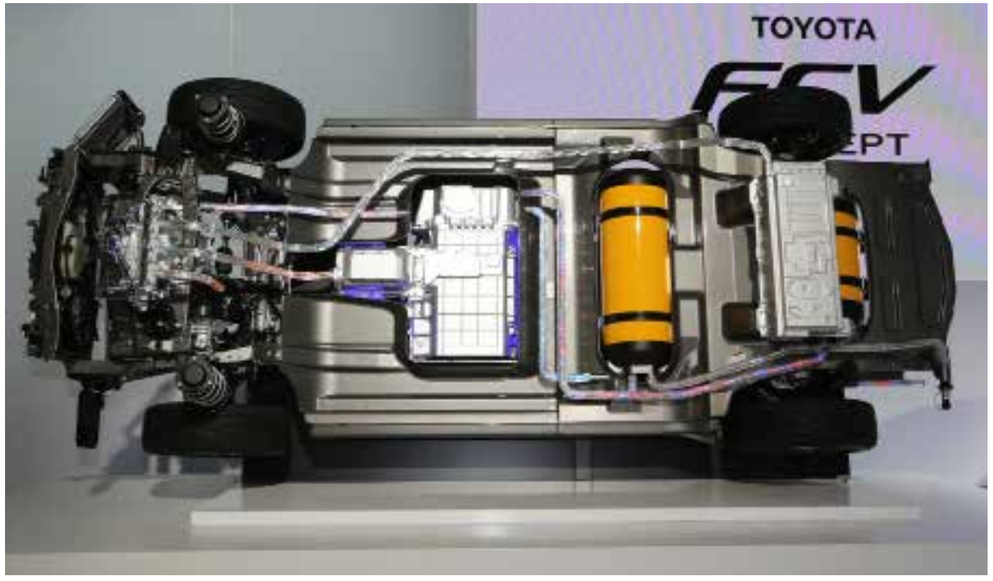
ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА №11(153) / 2020

Потому это наиболее перспективная технология для распределенной генерации.

В традиционных энергоустановках, как известно, имеется несколько промежуточных стадий преобразования энергии с соответствующими преобразователями и потерями. Сначала химическая энергия топлива превращается в тепловую энергию рабочего тела (паровой котел, камера сгорания), затем тепловая энергия преобразуется в механическую (турбина, поршневой двигатель), которая затем – в электрическую (электрический генератор). Понятно, что это усложняет и удорожает энергоустановку.

газовых установок достигла 1,5 ГВт, а их электрический КПД – 62–64 %. В установках меньшей мощности КПД существенно ниже (52–54 %). Следует отметить, что такие значения КПД достигаются только при работе энергоустановок на номинальной нагрузке. При работе на частичных нагрузках КПД снижается значительно.

К настоящему времени возможности повышения КПД традиционных энергоустановок и их единичной мощности подошли к своему термодинамическому, механическому и экономически целесообразному пределу. Все меньший прирост КПД достигается все большим усложнением цикла,



Концепт двигателя и трансмиссии Toyota FCV на водородных топливных элементах

Источник: Usedcars.ru

Повышение эффективности традиционных энергоустановок исторически шло, во-первых, по пути увеличения термодинамических параметров (температуры и давления) и, во-вторых, повышения единичной мощности агрегатов. Первое обусловлено ограничениями цикла Карно, а второе – сокращением удельных потерь с ростом размеров и, следовательно, мощности агрегата. Кроме того, при увеличении мощности единичного агрегата снижались удельные материалоемкость, стоимость, затраты на персонал и техническое обслуживание. Единичная мощность современных паро-

ростом температуры, которая в газовых турбинах уже достигла 1800 °С, увеличением капитальных затрат и стоимости ремонтов. Сверхбольшая единичная мощность современных энергоустановок начинает негативно влиять на функционирование электроэнергетической системы, в которую они включены.

У энергоустановок с топливными элементами имеется большой потенциал для совершенствования [6–8]. Эффективность современных серийно производимых единичных топливных элементов достигла 75 %, показана практическая достижимость

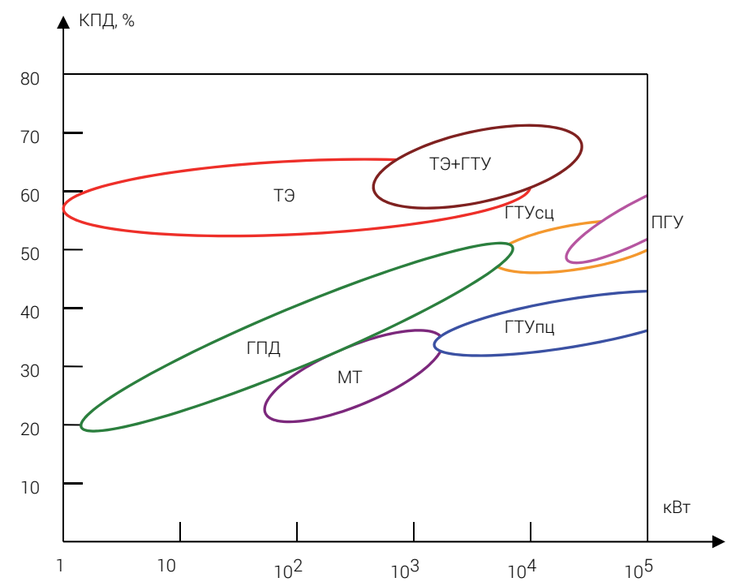
80 %. Это позволило уже на текущем уровне развития технологии создавать энергоустановки с топливными элементами с электрическим КПД 60–65 %. Важно, что это могут быть установки малой мощности – всего в несколько киловатт. В диапазоне мегаваттных мощностей в гибридном цикле (с ГТУ или ПГУ) можно рассчитывать на электрический КПД 70–75 %. В когенерационных и тригенерационных циклах эффективность использования химической энергии топлива может достигать 90 %. Очевидно, что в широком диапазоне мощностей у энергоустановок с топливными элементами просто нет конкурентов (рисунок 2). Отсутствие движущихся частей и минимизированная роль сжигания топлива обеспечивает высокую надежность и автономность работы таких установок при длительных сроках необслуживаемой эксплуатации.

Гибридные установки, включающие топливные элементы и микротурбины, интенсивно разрабатываются в Японии компанией MHI при финансовой поддержке правительства Японии [8]. Создано несколько демонстрационных образцов. Разрабатываются гибридные установки

Эффективность серийно производимых топливных элементов достигла 75 %, показана практическая достижимость 80 %. Это позволило создать энергоустановки на топливных элементах с КПД 60–65 %

электрической мощностью 250 и 1000 кВт на основе твердооксидных топливных элементов с рабочей температурой 900 °С и микротурбины. Топливом служит природный газ. Установка мощностью 250 кВт обеспечивает электрический КПД 55 % и более при выбросах оксидов азота менее 15 ppm [9]. Целью компании MHI является разработка гибридной энергоустановки электрической мощностью 100 МВт в составе твердооксидных топливных элементов, газовой и паровой турбины с суммарным электрическим КПД 70 %.

Рис. 2. Сопоставление КПД производства электроэнергии различными технологиями в диапазоне установленной электрической мощности от 1 кВт до 100 МВт, включая топливные элементы (ТЭ), газопоршневые двигатели (ГПД), микротурбины (МТ), газотурбинные установки простого цикла (ГТУпц), газотурбинные установки со сложным циклом (ГТУсц), парогазовые установки (ПГУ), гибридные установки (ТЭ+ГТУ).



Топливные элементы пока остаются дорогими. Это обусловлено небольшими объемами их выпуска. Переход к массовому производству неизбежно приведет к кратному снижению их стоимости

Топливные элементы пока остаются дорогими. Это обусловлено небольшими объемами их выпуска. Переход к массовому производству неизбежно приведет к кратному снижению их стоимости. Между тем, в отличие от мощных традиционных энергоблоков топливные элементы хорошо приспособлены к крупносерийному производству.

Топливные элементы (ТЭ) классифицируются по типу электролита и рабочим температурам (таблица 1) [6, 7]. К низкотемпературным топливным элементам относятся ТЭ с полимерной протонобменной мембраной (ПОМТЭ), прямые метанольные ТЭ (ПМТЭ) и щелочные ТЭ (ЩТЭ); к среднетемпературным – фосфорно-кислотные ТЭ (ФКТЭ); к высокотемпературным: расплавкарбонатные ТЭ (РКТЭ), твердооксидные ТЭ (ТОТЭ) с керамической мембранной и перспективная разновидность последних – протонкерамические ТЭ (ПКТЭ).

Технологическая схема энергоустановки с топливными элементами очень простая (рисунок 3) [6]. В анодное пространство батареи топливных элементов подается топливо, в катодное – воздух. Идеальным топливом для ТЭ является чистый водород. Однако высокотемпературные ТЭ (ТОТЭ) успешно работают и на синтез-газе (смеси H_2 и CO), получаемом из любого органического топлива. Продуктом реакции является вода и, при использовании синтез-газа, углекислый газ. Для использования в ТЭ природного газа или других жидких и газообразных углеводородных топлив, в технологическую схему энергоустановки включается топливный процессор. Это один или несколько каталитических реакторов, в которых исходное углеводородное топливо преобразуется в водород или синтез-газ. В случае производства синтез-газа топливный процессор состоит из одного реактора, при получении чистого водорода – из двух-трех.

Здесь следует указать на перспективность для стационарной энергетики разработки высокотемпературных протонкерамических топливных элементов. Протонпроводящие мембраны, благодаря меньшему размеру иона водорода, обладают лучшей проводимостью по сравнению с анионпроводящими. Такие топливные элементы имеют следующие преимущества: эффективно работают при меньших температурах, чем ТОТЭ; допускают прямую подачу углеводородных топлив в топливный элемент; облегчают организацию отвода тепла из зоны реакции потоком

Таблица 1. Типы топливных элементов

Типы ТЭ	ПОМТЭ	ЩТЭ	ФКТЭ	РКТЭ	ТОТЭ и ПКТЭ
Температура, °C	низкотемпературные		среднетемпературные	высокотемпературные	
	60–100	50–250	160–200	600–700	550–850
Электролит	Полимер	KOH	H_3PO_4	$LiCO_3/K_2CO_3$	Y_2O_3-ZrO_2
Анод	Pt/C	Pt/C	Pt/C	Сплав Ni	Ni/YSZ
Катод	Pt/C	Pt/C	Pt/C	NiO	LSM
Основное топливо	Водород	Водород	Синтез-газ	Синтез-газ	Синтез-газ
Окислитель	O_2/воздух	O_2/воздух без CO_2	O_2/воздух	CO_2/O_2/воздух	O_2/воздух
КПД элемента,%	≈60	≈60	≈42	≈50	≈75
Диапазон мощности энергоустановки, кВт	0,001–500	0,001–100	50–11 000	200–5 000	0,01–250
Область применения	Транспортные, переносные, стационарные	Космос, транспортные, портативные	Стационарные, распределенная генерация	Стационарные средней и большой мощности	Стационарные, транспортные, переносные

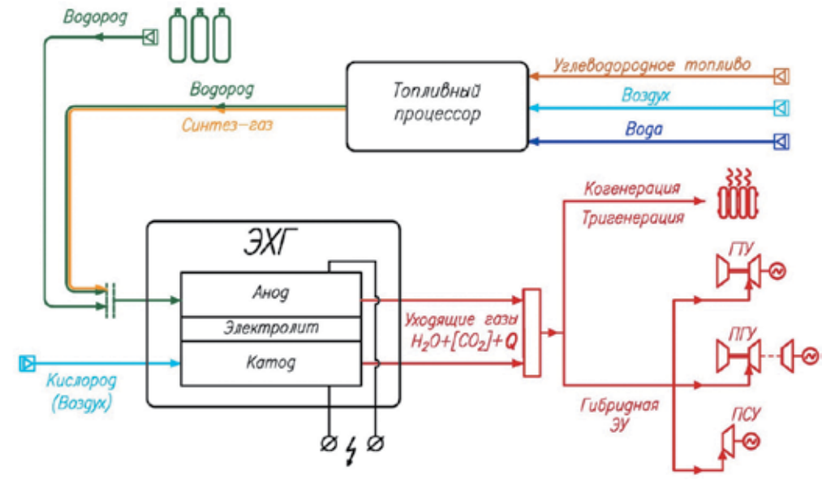


Рис. 3. Принципиальная технологическая схема энергоустановки с топливными элементами

окислителя – воздуха, поскольку сама реакция и сопутствующее ей тепловыделение происходят на катоде. Это позволяет отказаться от топливного процессора, существенно упрощает и удешевляет конструкцию установки и систему управления ею, снижает требования к конструкционным материалам, повышает эффективность и надежность работы всей энергоустановки.

В последние годы в мире идет рост реализации энергоустановок с топливными элементами. В 2019 г. их годовая продажа достигла 70,9 тыс. штук, а суммарная установленная мощность – 1130 МВт

Химический процесс в топливном элементе является экзотермическим, то есть происходит с выделением тепла, которое может быть утилизировано в когенерационных и тригенерационных циклах для нужд теплофикации и хладогенерации. В случае высокотемпературных топливных элементов тепловой поток имеет высокий потенциал и потому может успешно использоваться в гибридных циклах с газотурбинными, паросиловыми и парогазовыми энергоустановками.

В последние годы отмечается рост реализации энергоустановок с топливными элементами на мировом рынке. В 2019 году их годовая продажа достигла 70,9 тысяч штук, а суммарная установленная мощность составила 1130 МВт, впервые превысив уровень 1 ГВт в год и продемонстрировав 30-кратный рост по сравнению с 37 МВт в 2007 году [10]. Всего за период 2007–2019 годов в мире было введено в эксплуатацию более 4,3 ГВт установок с топливными элементами, из которых более 70 % пришлось на установки для стационарной энергетики. При этом востребованными оказались установки в широком диапазоне единичной электрической мощности – от единиц до сотен киловатт.

Наибольшим спросом пользуются низкотемпературные топливные элементы с полимерной мембраной (ПОМТЭ) и высокотемпературные топливные элементы с керамической мембраной (ТОТЭ). Первые имеют хорошие маневренные свойства – короткое время пуска-остановки, высокую скорость изменения нагрузки в широких пределах, и потому нашли применение на транспорте, в системах резервного электропитания, для покрытия пиковых нагрузок. Вторые получили приоритет в применении в стационарной энергетике, поскольку имеют наиболее высокий КПД, хотя и при довольно посредственных маневренных

Водородная установка Linde

Источник: eibmann-photographik.de

характеристиках. Объединение топливных элементов обоих типов в одной энергоустановке позволяет усилить их достоинства и нивелировать недостатки.

Принципиальной особенностью создания энергоустановок с топливными элементами является их модульность – набор мощности осуществляется из большого числа однотипных элементов (рисунок 3) [11]. Элементарной ячейкой являются единичные топливные элементы небольшой мощности, которые собираются в батареи. Последние объединяются в модули, из которых собираются энергоустановки и затем, если нужно, электростанции любой мощности. Эта особенность оборачивается целым рядом достоинств энергоустановок с топливными элементами:

- массовое производство и применение однотипных изделий обеспечивает их высокую надежность, снижение их стоимости и высокий уровень ремонтопригодности энергоустановок;
- модульность конструкции позволяет снижать стоимость и сроки разработки энергоустановок за счет унификации модулей и технических решений, отрабатывая конструкцию и технологию на менее дорогих изделиях небольшой мощности;
- широкий диапазон регулирования мощности, недоступный для традиционных энергоустановок, и высокий КПД во всем регулировочном диапазоне (регулирование мощности путем выключения части модулей с сохранением общей эффективности);
- возможность обеспечивать требуемую установленную мощность электростанции за счет параллельной работы установок оптимальной размерности, выпускаемой в массовых масштабах.

Для климатических условий России особый интерес представляют когенерационные установки с топливными элементами из-за крайней необходимости модернизации систем центрального теплоснабжения

Для стационарной энергетики наиболее перспективной областью применения энергоустановок с топливными элементами на ближайшую перспективу следует считать источники питания для автономных потребителей и распределенной генерации [12]. Здесь они могут заменить используемые сейчас в качестве основных и резервных генераторов дизельные и газопоршневые двигатели, ГТУ и микротурбины. При этом установки с топливными элементами могут легко объединяться в Smart Grid, работая параллельно между собой и/или с распределительной сетью в островном режиме. В дальнейшем, по мере отработки и удешевления технологии они смогут проникать и в большую энергетику. Для климатических условий России особый интерес представляют когенерационные установки с ТЭ, в том числе в целях крайне необходимой модернизации имеющихся систем централизованного теплоснабжения [13].

Энергоустановки с топливными элементами могут эффективно использоваться в системах длительного хранения энергии, получаемой от ВИЭ со стохастическим характером выработки электроэнергии (солнечными и ветровыми электростанциями). Для покрытия нагрузки в периоды дефицита мощности в топливных элементах используется водород, получаемый электролизом и накапливаемый в периоды избыточной генерации ВИЭ.

Потенциальная емкость российского рынка энергоустановок с топливными элементами для стационарного применения до 2035 г. оценена в 55 ГВт электрической мощности и 131 тыс. Гкал/ час тепловой

В России со времен СССР разработкой топливных элементов и энергоустановок на их основе занимается более десятка организаций. Наиболее широко исследования и разработки в этом направлении проводились во второй половине прошлого века, в основном для космических программ и для флота, в том числе подводного, однако до крупномасштабного производства дело не дошло. Отечественная электрохимическая наука была одной из сильнейших в мире и, несмотря на снизившуюся на рубеже веков активность, имеются возможности для успешной реализации отечественных разработок энергоустановок с топливными элементами:

Новая водородная энергоустановка в Шанхае

Источник: Carsweek.ru

— сохранены научные и научно-технические школы;
— имеются заделы и успешный практический опыт разработок, производства и эксплуатации топливных элементов, развиваются технологии и производство топливных элементов в кооперации академических и прикладных научных центров, промышленных и коммерческих структур;
— имеются производственные мощности со специализированным оборудованием;

Проект топливных элементов Bosch FresH_2
Источник: Bosch.fr

— имеются значительные внутренние потребности в эффективных экологически чистых источниках энергии различного мощностного диапазона и перспективы их экспорта на мировые рынки;
— возрастает интерес бизнеса к данной проблеме: формируются долгосрочные программы развития водородной инфраструктуры крупными государственными и частными компаниями – «Росатом», «Газпром», «ЛУКОЙЛ», «НОВАТЭК» и др.

Активно включаются в создание транспортных средств с водород-воздушными топливными элементами и отечественные автопроизводители. В планах КАМАЗа разработка электробуса, карьерного самосвала и седельного тягача с топливными элементами. Российские железные дороги разрабатывают проекты пассажирских электропоездов, маневровых локомотивов, ремонтных и тоннельных поездов с топливными элементами. В ЦНИИ судовой электротехники создан экспериментальный трамвай на топливных элементах. ЦИАМ совместно с Институтом проблем химической физики РАН и «ИнЭнерджи» разработали маломерный пилотируемый самолет с топливными элементами. Имеются и другие проекты, находящиеся на разных стадиях осуществления.

Актуальность проведения в стране исследований и разработок в области топливных элементов признана Советом 20 «Б» по научно-технологическому приоритету «Переход к экологически чистой и ресурсосберегающей энергетике, повышение эффективности добычи и глубокой переработки углеводородного сырья, формирование новых источников, способов транспортировки и хранения энергии». В 2018 году Советом 20 «Б» был одобрен проект «Топливные элементы для стационарной и мобильной энергетики», инициатором которого является «ИнЭнерджи». В 2019 году данный проект получил одобрение координационного совета по приоритетным направлениям научно-технологического развития РФ при президенте РФ. К сожалению, до сих пор не определен федеральный орган исполнительной власти, который мог бы выступить в качестве ответственного исполнителя-координатора данного проекта. По нашему мнению, в наибольшей степени для этих целей подходит Минэнерго России.

Потенциальная емкость российского рынка энергоустановок с топливными элементами для стационарного применения на период до 2035 года оценена в 55 ГВт электрической мощности и 131 тыс. Гкал/час тепловой [6]. Имеются реальные возможности существенного улучшения технико-экономических показателей энергоустановок с топливными элементами с достижением превосходства над альтернативными техническими решениями. Все это служит основанием для развертывания в стране крупномасштабных НИОКР в области топливных элементов и организацией производства соответствующего оборудования. Целью этих работ должно стать создание отечественных энергоустановок с топливными элементами различной мощности и областей применения, конкурентоспособных с лучшими мировыми образцами. Для поддержания передовых позиций и конкурентоспособности на внутреннем и международном рынках производство энергоустановок с топливными элементами должно быть полностью (от высокотехнологичной переработки сырья для производства топливных элементов до изготовления конечной продукции) локализовано в России на высокоавтоматизированных промышленных предприятиях, обеспечивающих массовое производство продукции с минимальными издержками, высокую эффективность и надежность.

Страны, первыми освоившие масштабное производство энергоустановок на топливных элементах с конкурентной стоимостью жизненного цикла, получат глобальные преимущества на многие годы вперед

Концепт грузовика Hyundai
на водородных топливных элементах
Источник: Logist.today

Вполне обосновано можно утверждать, что на сегодняшний день не известна иная экономически целесообразная технология преобразования химической энергии топлива в электрическую, способная конкурировать по эффективности и экологичности с топливными элементами. Страны, первыми освоившие крупномасштабное производство энергетических установок на основе топливных элементов с конкурентной стоимостью жизненного цикла и надежностью и начавшие их использование в энергетике, получат глобальные преимущества на многие годы вперед.

Использованные источники

1. *World Energy Outlook. 2019. – International Energy Agency, Vienna, 2019. – 860 p.*
2. *World energy and transition to sustainable development / Belyaev L.S., Marchenko O.V., Filippov S.P., Solomin S.V., Stepanova T.B., Kokorin A.L. // Kluver Academic Publishers, 2002. – 264 p.*
3. *Studies on the potential role of different energy sources in the 21st century / Belyaev L.S., Filippov S.P., Marchenko O.V., Tyrtyshnyi V.N. // Int. J. Global Energy Issues, Vol. 17, No. 4, 2002. P. 311–326.*
4. *Hydrogen Economy Outlook: Key messages. - Bloomberg NEF, 2020, 30 March – 12 p. (URL: https://data.bloomberglp.com/professional/sites/24/BNEF-Hydrogen-Economy-Outlook-Key-Messages-30-Mar-2020.pdf; accessed on 14.07.2020).*
5. *The National Hydrogen Strategy / Federal Ministry for Economic Affairs and Energy, Germany, Berlin, June 2020. – 28 p.*
6. *Кашин А.М., Голодницкий А.Э. Энергетические установки с топливными элементами – перспективы практического использования в электроэнергетике // Вести в электроэнергетике. 2019, № 1.*
7. *Бредихин С.И., Голодницкий А.Э., Дрожжин О.А., Истомин С.Я., Ковалевский В.П., Филиппов С.П. Стационарные энергетические установки с топливными элементами: материалы, технологии, рынки. – М.: НТФ «Энергопрогресс» Корпорации «ЕЭЭК», 2017. 392 с.*
8. *Popel O. S., Tarasenko A. B., Filippov S. P. Fuel Cell Based Power-Generating Installations: State of the Art and Future Prospects // Thermal Engineering, 2018, Vol. 65, No. 12. P. 859–874. ISSN 0040-6015.*
9. *Kobayshi Y., Tomida K., Nishiura M., Hiwatashi K., Kishizawa H., Takenobu K. Development of Next-Generation Large-Scale SOFC toward Realization of a Hydrogen Society // Mitsubishi Heavy Industries Technical Review, Vol. 52, No. 2, 2015. P.111–116.*
10. *The Fuel Cell Industry Review. E4tech. 2019. – URL: http://www.afhypac.org/documents/publications/rapports/TheFuelCellIndustryReview2019.pdf*
11. *– URL: https://www.bloomenergy.com/*
12. *Filippov S. P., Dilman M. D., Ilyushin P. V. Distributed Generation of Electricity and Sustainable Regional Growth // Thermal Engineering, 2019, Vol. 66, No. 12. P. 869–880.*
13. *Filippov S. P., Dilman M. D. CHP Plants in Russia: the Necessity for Technological Renovation // Thermal Engineering, 2018, Vol. 65, No. 11. P. 775–790.*

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА №11(153) / 2020

УДК 665.71 DOI 10.46920/2409-5516_2020_11153_40

Нефтегазохимия: реалии и вызовы

Petrochemicals: realities and challenges

Денис ДЕРЮШКИН
Руководитель дирекции Экспертно-аналитического центра ТЭК РЭА Минэнерго России

Тамара ХАЗОВА
Эксперт Экспертно-аналитического центра ТЭК РЭА Минэнерго России, к. э. н.

Анастас ГАТУНОК
Руководитель направления «Нефтехимия» Экспертно-аналитического центра ТЭК РЭА Минэнерго России

Denis DERUSHKIN
Head of directorate of the Center for Energy Research, Ministry of Energy of Russia

Tamara KHAZOVA
Expert Center for Energy Research, Ministry of Energy of Russia, Ph.D

Anastas GATUNOK
Discipline head «Petrochemistry», Center for Energy Research, Ministry of Energy of Russia

ТАИФ. Нижнекамск, Россия

Источник: fintel.io

Аннотация. Статья посвящена проблемам и перспективам развития нефтегазохимии в России. В ней анализируется опыт разных стран и отмечается отставание российской отрасли от мирового уровня развития химической промышленности. Авторы предлагают меры по активизации проектов в рамках государственно-частного партнерства в нефтехимической сфере.
Ключевые слова: нефтехимия, производство полимеров, полиэтилен, поливинилхлорид.

Abstract. The article is devoted to the problems and prospects of the development of petrochemicals in Russia. It analyzes the experience of different countries and notes the lag of the Russian industry from the world level of development of the chemical industry. The authors propose measures for the development of projects within the framework of public-private partnerships in the petrochemical sector.
Keywords: petrochemistry, polymer production, polyethylene, polyvinyl chloride.

Суммарный объем новых инвестиций в нефтехимическую отрасль России с 2020 по 2030 год составит, по оценкам АЦ РЭА, от 2,6 до 4,6 трлн руб.

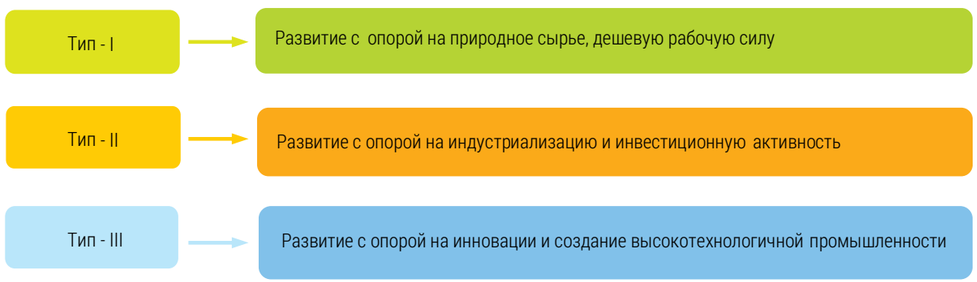
Вхождение России к 2024 году в список крупнейших экономик мира за счет обеспечения темпов роста выше мировых нацеливает страну на обновление медицины, образования, жилья, на создание новых и модернизацию существующих производств, включая нефтегазохимию, обновление транспортной инфраструктуры, широкую цифровизацию промышленности и управления в рамках национальных проектов.

Американский экономист Майкл Портер в своей работе «Международная конкуренция» рассматривает существование в мировой экономике трех типов развития различных стран (рис. 1).

При развале Советского Союза единый промышленный комплекс распался. Часть заводов из единой производственной цепочки оказалась в других государствах, последовавшая приватизация промышленности привела к закрытию ряда производств. В итоге экономика России стала относиться к I типу, то есть развивалась с опорой на природное сырье.

В период 90-х годов, когда в России формировалась рыночная экономика, тесно связанные друг с другом американская, европейская и японская системы воспроизводства капитала определяли глобальное мировое экономическое развитие. Они кон-

Рис. 1



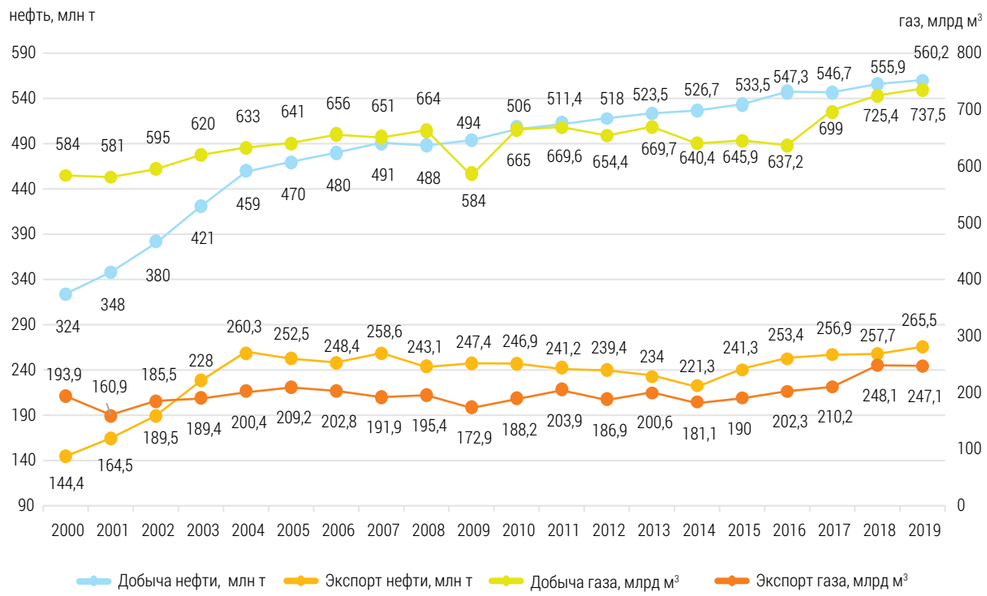


Рис. 2. Наш ресурсный потенциал: добыча и экспорт нефти и газа

центрировали интеллектуальный, научно-технический и финансовый капитал.

Не входящие в эту систему страны образуют периферию, необходимую для снабжения сырьевыми ресурсами и дешевой рабочей силой высокоразвитые страны. Россия с экономической парадигмой развития – сырье в обмен на технологии, попала в эту ловушку.

Китай, Индия и другие страны Азиатско-Тихоокеанского региона с опорой на дешевую рабочую силу переориентировали экономику на инвестиционно-инновационное развитие с выпуском конкурентоспособной продукции с высокой добавленной стоимостью.

А что же Россия? Россия экспортирует нефть и газ, повышая за счет своего сырья эффективность экономик стран-покупателей, а затем импортирует химические материалы и изделия, произведенные из своего же сырья.

В результате мы ежегодно импортируем только пластмасс и изделий из них на 5–6 млрд долларов.

Реалии нефтегазохимии

Россия является одной из ведущих стран, обладающих значительными запасами нефти и газа. Между тем, данное стратегическое преимущество в российской экономике используется недостаточно эффективно.

Характерными чертами мирового химического бизнеса является формирование движения капитала «по вертикали», а именно: нефтяные, газовые и нефтегазодобывающие компании проявляют повышенный интерес к нефтегазохимии.

Таблица 1. Доля экспорта от добычи,%

Годы	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007.	2008	2009
Нефть	44,4	47,3	49,9	54,2	56,7	53,7	51,8	52,7	49,8	50,1
Газ	33,2	31,1	31,2	30,5	31,7	32,6	30,9	29,5	29,4	29,6

Годы	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Нефть	48,7	47,2	44,9	44,7	42	45,2	46,3	47	46,4	47,4
Газ	28,3	30,3	28,6	30	28,3	29,4	31,7	30,1	34,2	33,5

Производство пластмасс, г. Ханчжоу, Китай

Источник: ChinaImages / Depositphotos.com

В России сложилась экспортно-сырьевая модель развития, которая характеризуется несгибаемой стабильностью. На диаграмме (рис. 2) представлены добыча и экспорт нефти и газа.

За прошедшие 20 лет с 2000 по 2019 гг. добыча нефти увеличилась в 1,72 раза, а добыча газа в 1,26 раза. При этом ежегодно отправляется на экспорт 47–48 % нефти и 30–32 % газа.

Неустойчивая ценовая ситуация на рынке углеводородов предопределяет в мировой практике развитие восходящего тренда производства продукции нефтегазохимии с целью компенсации потерь при снижении цен на нефть и газ. Так, на долю ведущих нефтяных компаний приходится свыше 50 % мирового выпуска низших олефинов и ароматики, примерно треть производства стирола с последующей переработкой в полимерные материалы.

Мировые нефтегазохимические корпорации с высоким инновационным потенциалом за счет углубленной переработки сырья и увеличения добавленной стоимости обеспечивают устойчивость в период колебания цен на нефть и газ с повышением прибыли на 20–25 % по сравнению с добывающими компаниями. Привлекательность высоких переделов углеводородов не только в высокой прибыльности, но и как показывают мировые рецессии, в устойчивости бизнеса для добывающих и перерабатывающих компаний. Такие крупные нефтяные гиганты, как ExxonMobil, Shell, BP на базе нефтегазохимических комплексов, интегрированных по технологической цепочке, перерабатывают нефти больше, чем добывают: в 2,5, 2,3 и 1,8 раза соответственно. В качестве примера, российская компания «ЛУКОЙЛ» в 2019 году добыла более 80 млн тонн нефти, но произвела менее 2 млн тонн продукции нефтегазохимии. Третья по добыче нефти в стране компания «Сургутнефтегаз» производит лишь незначительный объем ароматических углеводородов на мощностях своего единственного НПЗ в Кириши.

Запуск новых комплексов позволит увеличить в РФ производство нефтехимической продукции на 8–16 млн т в год, нарастить несырьевой экспорт на 9–18 млрд долларов в год, снизить импорт на 40 %

Мировая практика подтверждает сложившийся тренд широких возможностей процессов переработки углеводородного сырья, обеспечивающих выход на мировые рынки новых продуктов с уникальными свойствами.

На диаграмме (рис. 3) представлена блок-схема возможностей переработки нефти и природного газа по вертикали в продукцию с высокой добавленной стоимостью.

Сегодня нефтегазохимический комплекс РФ производит в основном крупнотоннажную химическую продукцию с невысокой добавленной стоимостью. Доля химии в ВВП страны – на уровне 1,5 %

Великий российский химик Дмитрий Менделеев в 1907 году произнес слова, которые не потеряли своей актуальности до настоящего времени: «Добывать сырье может и дикарь, свой труд мало ценящий, обработка же производится приемами, доставляемыми образованностью...».

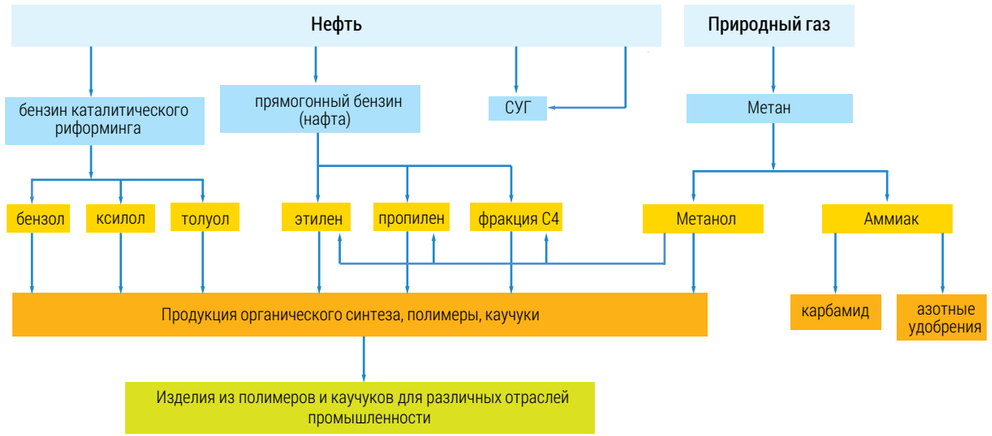
Спустя век, в 2007 году президент России Владимир Путин в своем послании заострил проблему: «Как мы относимся к использованию природных ресурсов России? Действительно ли мы получаем от них максимальную выгоду?». Ответ однозначен: существующий ресурсный и промышленный потенциал России реализуется малоэффективно.

С целью реализации данного потенциала 15 октября 2020 года президентом России был подписан федеральный закон «О внесении изменений в часть вторую Налогового кодекса Российской Федерации в части введения обратного акциза на этан, сжиженные углеводородные газы и инвестиционного коэффициента, применяемого при определении размера обратного акциза на нефтяное сырье», который даст мощную поддержку инвестиционным проектам в отрасли крупнотоннажной нефтехимии.

Стимулирование нефтехимии за счет введения обратного акциза на этан и СУГ создаст комплексный эффект для экономики страны – от роста производства до создания новых рабочих мест. По оценкам Аналитического центра ТЭК Минэнерго России, запуск новых комплексов позволит увеличить производство нефтехимической продукции на 8–16 млн тонн в год, нарастить несырьевой неэнергетический экспорт на 9–18 млрд долларов в год, снизить зависимость России от импорта крупнотоннажной химии почти на 40 %. При этом суммарный объем новых инвестиций в нефтехимию с 2020 по 2030 год составит от 2,6 до 4,6 трлн руб.

Понимание проблемы широкого развития нефтегазохимии в последнее двадцатилетие обозначилось в странах, обладающих большими ресурсами углеводородного сырья (Саудовская Аравия, Иран, Катер, ОАЭ), в США – в результате сланцевой революции, а также в странах Юго-Восточной Азии (Южная Корея, Сингапур, Малайзия, Тайвань, Таиланд) с большим количеством потребителей, особенно в Китае и Индии.

Рис. 3. Блок-схема эффективной переработки нефти и природного газа



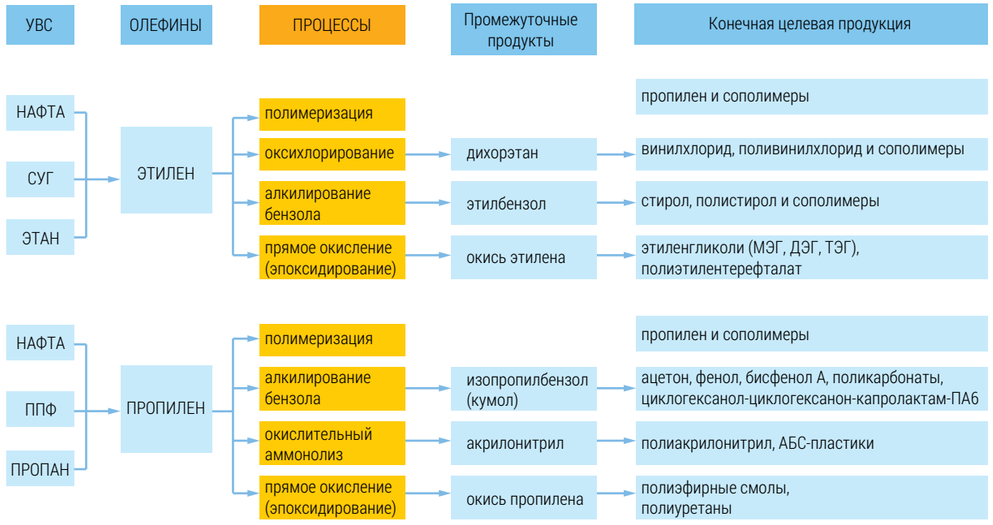


Рис. 4. Технологические цепи переработки нефти и газа

Решение проблем развития российской нефтегазохимии заложено в «Плане развития газо- и нефтехимии на период до 2030 года» (утвержден приказом Минэнерго РФ 1 марта 2012 года) и в «Стратегии развития химической и нефтехимической промышленности на период до 2030 года» (утверждена приказом Минпромторга РФ и Минэнерго РФ 8 апреля 2014 года).

Основным приоритетом нефтегазохимии является комплексная переработка углеводородного сырья по технологической цепочке от нефти и газа до выпуска продукции с высокой добавленной стоимостью (продукция органической химии, полимеры, каучуки и их переработка в изделия).

На диаграмме (рис. 4) представлены технологические цепи переработки нефти и газа.

Сегодня российский нефтегазохимический комплекс производит в основном крупнотоннажную химическую и нефтехимическую продукцию с невысокой добавленной стоимостью. В результате доля химии и нефтегазохимии в ВВП страны

Газохимический завод в Тобольске *Источник: «СИБУР»*

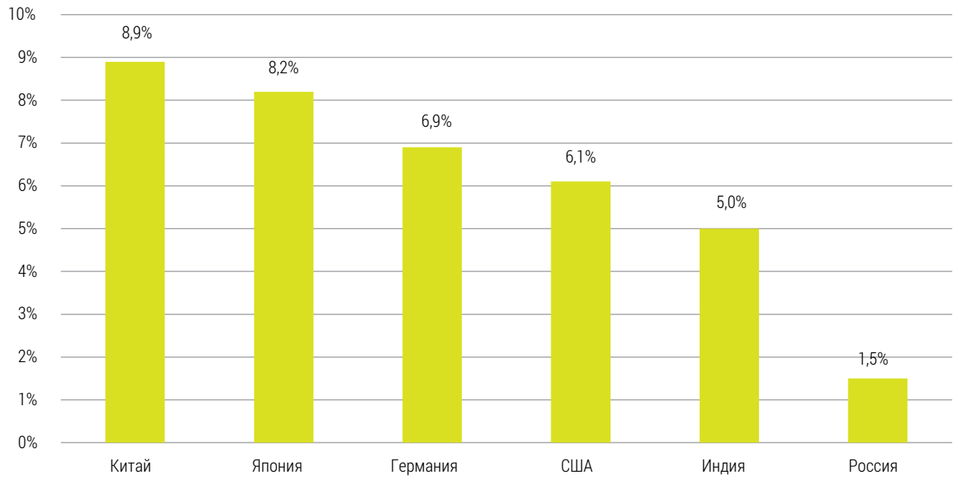


Рис. 5. Доля химического и нефтегазохимического комплекса в ВВП страны (в %)

Источник: «НИИТЭХИМ» («Определяя стратегию химической отрасли», 2018 г.)

находится на уровне 1,5 %, в то время как в ведущих странах мира за счет высокотехнологичной химической и нефтехимической продукции этот показатель в разы больше.

На диаграмме (рис. 5) представлена доля химического и нефтегазохимического комплекса в ВВП страны.

За счет уровня химизации экономики на базе широкого применения нефтегазохимической продукции и, в первую очередь, полимеров, вклад в ВВП страны при оценке кумулятивным показателем в Китае составляет 30 %, в США – 28 %.

В современной мировой экономике сформировался устойчивый тренд развития полимерного материаловедения.

На рис. 6 представлено потребление полимеров в различных отраслях экономики, т. е. химизация промышленности.

Большинство крупнотоннажных полимеров на рынке РФ являются дефицитными. Экспорт полипропилена обеспечивается за счет гомополимера, экспорт сополимеров пропилена составил в 2019 г. 47 тыс. т

Без широкого использования полимерных материалов и композитов на их основе невозможно создание техники новых поколений: в авиации, космосе, оборонной промышленности, автомобилестроении, строительстве, электронной технике и связи, медицине, при реализации 3D-технологий и др.

В таблице 2 представлены производство и потребление крупнотоннажных и среднетоннажных полимеров в России.

Как видно из таблицы, большая часть крупнотоннажных полимеров на российском рынке являются дефицитными. Так, положительный чистый экспорт полипропилена обеспечивается за счет гомополимера, чистый экспорт сополимеров пропилена составлял в 2019 году 47 тысяч тонн.

При общем положительном значении чистого экспорта по поливинилхлориду, дефицит на российском рынке эмульсионного и микросуспензионного поливинилхлорида в 2019 году достигал 74 тыс. тонн.

Среднетоннажные конструкционные полимеры: поликарбонат АБС-пластики, полиуретаны в период 2010–2019 годов оставались стабильно дефицитными.

Доля России в мировых мощностях по производству конструкционных полимеров составляет 1,3 %. Такие полимеры, как полиамид 6.6, полиамид 12, полиоксиметилен, полибутилентерефталат, САН-полимеры в России не производятся. Однако, мировой спрос на конструкционные полимеры растет и будет расти до 2035 года на 5–6 % в год.

Необходимость развития нефтегазохимии высоких переделов усиливается в период пандемии COVID-19.

Коронавирус привел к рецессии глобальной экономики с самоизоляцией стран, с разрывом производственных цепочек, падением спроса в мире и в страновых экономиках.

При общем положительном значении чистого экспорта по поливинилхлориду, дефицит на российском рынке эмульсионного и микросуспензионного поливинилхлорида в 2019 году достигал 74 тыс. тонн

По оценке МВФ, рост мировой экономики в 2020 году из-за пандемии составит всего 0,3 % вместо ранее ожидаемых 3,6 %.

Пандемия стала катализатором изменения в сфере международного сотрудничества, под ее влияние попало движение товаров и капитала, нарушились глобальные технологические цепочки.

В России пандемия способствует переформатированию экспортно-сырьевой модели, существенно усилив роль государства в развитии экономики, в том числе нефтегазохимии, стимулируя спрос на продукцию высоких переделов, как на внутреннем, так и на зарубежных рынках.

При реализации «Плана 2030» в период постпандемического восстановления российской нефтегазохимии и перехода к устойчивому экономическому росту необходимо учитывать фактор экологизации текущей производственной деятельности.

В рамках Парижского соглашения по климату от 2015 года без должного научного обоснования главным врагом климата объявлены парниковые газы, в основном диоксид углерода, а значит, косвенно, и источники его образования – нефть, газ, уголь, то есть основные статьи российского экспорта.

В мировой практике по инициативе ЕС вводится система отчетности по так называемому «углеродному следу», другими словами при производстве любого вида товаров и услуг оценивается эмиссия парниковых газов. Эта система отчетности становится обязательной в мире. Например, в Германии 100 % компаний раскрывают такие данные, в Ки-

Рис. 6. «Вперед к химизации» – продуктовые, маркетинговые и социальные инновации

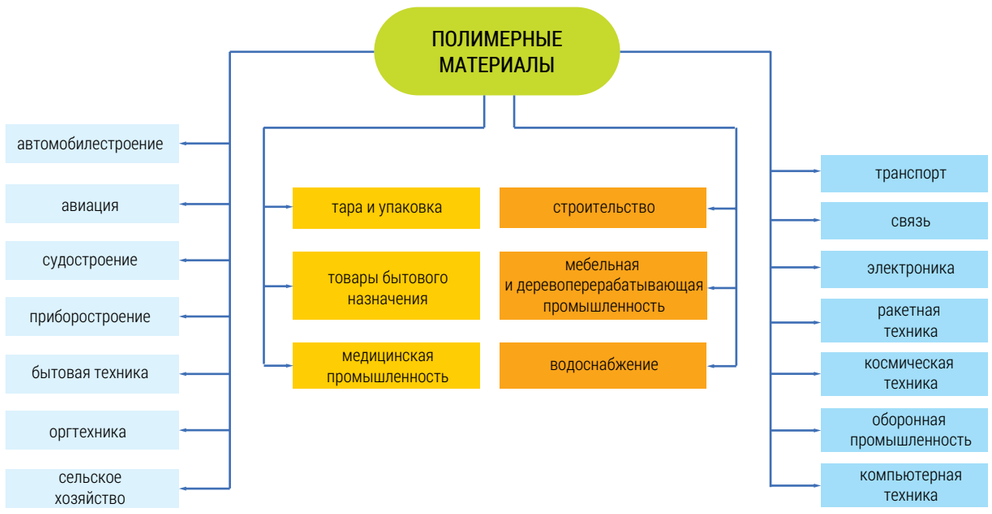


Таблица 2. Производство и потребление крупно- и среднетоннажных полимеров в РФ

Наименование	2010 г.			2014 г.			2019 г.		
	производство, тыс. т	потребление, тыс. т	чистый экспорт, тыс. т	производство, тыс. т	потребление, тыс. т	чистый экспорт, тыс. т	производство, тыс. т	потребление, тыс. т	чистый экспорт, тыс. т
Крупнотоннажные полимеры:	3282,9	4341,4	-1058,5	4105,3	4932,7	-827,4	5508,8	5526,6	-17,8
Полиэтилен	1530,1	1656,8	-126,7	1486	1876	-390	1864,3	2123,8	-259,5
Полипропилен	627,5	733,9	-106,4	1042,2	922,6	119,6	1612,9	1303,7	309,2
Поливинилхлорид	547,8	994,7	-446,9	652,1	1047,4	-395,9	983,5	950,9	32,6
Полистирол	273,1	384,9	-111,8	499,3	491	8,3	497,7	446,7	51
Полиэтилентерефталат	304,4	571,1	266,7	425,7	595,7	-170	550,4	701,5	-151,1
Среднетоннажные полимеры:	472,6	526,6	-54	539,1	610,5	-71,4	621,5	649,6	-28,1
Поликарбонат	57	68,3	-11,3	62,2	93,4	-31,2	73,6	80,7	-7,1
Полиамид-6	120,3	42,5	77,8	143,5	55,6	87,9	148,4	55,1	93,3
АБС-пластик	14,3	50,8	-36,5	13,4	46,5	-33,1	18,2	51,8	-33,6
Полиуретаны	281	365	-84	320	415	-95	381,3	462	-80,7

тае уже 50 % компаний отчитываются по углеродному следу. Правительства практически всех стран мира вводят углеродный налог – плату за выбросы эквивалента углекислого газа в атмосферу. В 2021 году, как ожидается, будет принят европейский закон о климате, согласно которому этим налогом будет обложена продукция зарубежных компаний, производимая с высоким уровнем выбросов парниковых газов. Такой закон является инструментом для дискриминации ресурсодобывающих компаний, экспортирующих свою продукцию. По оценке российской академии наук, финансовые потери отечественных экспортеров могут достичь 3–4 млрд евро в год. Мировая экологизация – это новый способ передела мировых рынков, это дискриминационные меры развитых стран против набирающих силу развивающихся государств.

Через углеродный след строится новая глобальная индустриализация по новым правилам, то есть создаются два отдельных глобальных рынка: премиальный экологически чистый и дискриминационный для «грязных» производителей. Таким образом, для российской нефтегазохимии возникают риски остаться на задворках мировой экономики и обеспечивать расцвет чужой промышленности за счет собственных природных богатств.

Для осуществления стратегического рывка необходимо пересмотреть сложившиеся реалии экспортно-сырьевого развития нефтегазохимии. Основой развития должен стать выпуск высокотехнологичной, высококачественной продукции более высоких переделов на базе ресурсо- и трудосберегающих экологически чистых технологий.

Строительство Амурского ГПЗ

Источник: «СИБУР»

Таблица 3. Темпы развития промышленности в 2010–2019 гг., в%

Год	ВВП России	Годовые темпы развития промышленности	Производство химической и нефтехимической продукции	Годовые темпы развития полимеров	Переработка пластмасс
2010	104,5	108,2	110,6	107,8	121,5
2011	104,3	104,7	109,5	108,8	113,1
2012	103,4	103,3	104,1	100,2	107,4
2013	101,3	100,3	105,4	114,6	107,3
2014	100,7	100,6	102	107,9	111,8
2015	96,3	96,6	106,3	108,1	95
2016	99,3	101,1	105,3	105	106,5
2017	101,8	101	104,3	102,3	104,2
2018	101,6	102,9	102,7	105,3	102,4
2019	101,3	102,4	103,4	106,5	101,9

Стратегические вызовы

Российская нефтегазохимия в 2010–2019 годах характеризуется достаточно высокими темпами роста, опережающими развитие экономики России (таблица 3), а рост производства полимеров превышает показатели роста химического комплекса.

Однако, начиная с 2015 года наблюдается снижение темпов роста переработки полимеров в изделия, что говорит о сужении потребления полимеров в различных отраслях промышленности и, как следствие, снижении эффективности производства малого и среднего бизнеса в области переработки полимеров.

Для осуществления рывка в развитии нефтегазохимии годовые темпы роста полимеров, на наш взгляд, должны достичь 6–7 %, а темпы роста переработки полимеров 9–10 %.

Стратегические задачи развития нефтегазохимии заложены в «Плане 2030» по технологической цепочке от углеводородного сырья до конечной продукции с высокой добавленной стоимостью.

В период действия «Плана 2030» с 2013 по 2019 годы компаниями «СИБУР», «ТАИФ», «Титан», «Куйбышевазот» введены новые мощности по производству нефтегазохимической продукции суммарно в объеме 5,5 млн тонн. Из них мощности на 5 млн ввел «СИБУР», причем 3,5 млн тонн – в 2019–2020 годах. Впервые в России введена крупнотоннажная установка пиролиза, мощностью 1,5 млн тонн в год, а также установки по производству полиэтилена – 1,5 млн тонн в год и полипропилена – 0,5 млн тонн в год. Ввод этого предприятия позволит совершить настоящий рывок в развитии полимерной химии России. На рисунке 7 представлены вводы новых мощностей согласно «Плану 2030» в период 2013–2019 годов.

Следует отметить, что в процессе выполнения «Плана 2030» крупнейшие российские вертикально-интегрированные нефтяные компании за 7 лет со дня его утверждения не реализовали ни одного проекта по выпуску продукции нефтегазохимии с высокой добавленной стоимостью.

Сегодня Россия по-прежнему ориентирована на экспорт больших объемов сырья, а также продуктов первых переделов

2013-2020 гг. всего 5 497 тыс. т

ОАО «Сибур Холдинг»
5 040 тыс. т

2013 г.:
Пропилен: 510 тыс. т (Тобольск-Полимер)
Полипропилен: 500 тыс. т (Тобольск-Полимер)
Полистирол вспененный: 100 тыс. т (Сибур-Химпром)
Полиэтилентерефталат: 120 → 220 тыс. т (ПОЛИЭФ)

2014 г.:
Поливинилхлорид: 330 тыс. т (РусВинил)

2019-2020 г.:
Этилен: 1500 тыс. т (ЗапСибНефтехим)
Полиэтилен: 1500 тыс. т (ЗапСибНефтехим)
Полипропилен: 1500 тыс. т (ЗапСибНефтехим)

ПАО «Куйбышевазот»
60 тыс. т

Полиамид-6: 150 → 210 тыс. т

ГК «ТАИФ»
247 тыс. т

2013 г.:
Полистирол (ПСОН): 150 → 240 тыс. т (Нижнекамскнефтехим)
АБС: 60 тыс. т (Нижнекамскнефтехим)

2015 г.:
Альфаолефины: 37,5 тыс. т (Нижнекаамскнефтехим)

ГК «Титан»
356 тыс. т

2013 г.:
Полипропилен: 180 тыс. т (Полиом)

2014 г.:
Полипропилен: 180 → 210 тыс. т (Полиом)

Рис. 7. Ввод новых мощностей в 2013–2020 гг. согласно «Плану 2030»

и на импорт продукции высоких переделов (полимеров, каучуков, продукции органического синтеза). В таблице 4 представлены спрос, предложение, чистый экспорт/импорт согласно реалистическому варианту «Плана 2030».

Дополнительные предложения нефтегазохимических компаний по реализации инвестиционных проектов по производству поливинилхлорида, полиэтилентерефталата, изоцианатов и лапролов для производства полиуретанов, АБС-пластиков, полиметилметакрилата, полиамида 6.6, полибутилентерефталата, полиоксиметилена и других, отсутствуют.

Мировая экологизация – это дискриминационные меры развитых стран против развивающихся. Финансовые потери отечественных экспортеров «зеленой сделки» ЕС могут достичь 3–4 млрд евро в год

В результате, в «Плане 2030», например, произошел перекос в производственной структуре крупнотоннажных полимеров в сторону полиолефинов. На диаграмме (рис. 8) представлена прогнозируемая структура производства крупнотоннажных полимеров в 2030 году.

Из диаграммы очевидно, что инвестиционные проекты направлены на создание и развитие производства полиолефинов (83,9 %), потребление которых на внутреннем рынке в таком объеме нереально.

Предполагается к 2030 году поставка на мировой рынок 6,9 млн тонн полиэтилена, сбыт которого будет проблематичен.

Важным фактором конкурентоспособности российской нефтегазохимии на мировых рынках является: повышение степени диверсификации производства, сокращение инновационного разрыва с другими странами, непрерывный рост темпов коммерческого освоения новых материалов, относящихся к наиболее высокотехнологичным переделам.

В настоящее время в российской нефтегазохимии появилась возможность в рамках 12 национальных проектов на основе частно-государственного партнерства побудить бизнес инвестировать в процессы

Таблица 4. Перспективы развития рынка крупнотоннажных и среднетоннажных полимеров, тыс. т (реалистический сценарий «Плана 2030»)

	2019 г.			2020 г.			2024 г.			2030 г.		
	произ-водство	потре-бление	чистый экспорт	произ-водство	потре-бление	чистый экспорт	произ-водство	потре-бление	чистый экспорт	произ-водство	потре-бление	чистый экспорт
Крупнотоннажные полимеры:	**5508,8**	**5526,6**	**-17,8**	**6336,8**	**5520,7**	**816,1**	**11553,8**	**6171,2**	**5382,6**	**14047,8**	**7320,3**	**6727,5**
Полиэтилен	1864,3	2123,8	-259,5	2538,6	2043,4	495,2	7094,6	2246,8	4847,8	9588,6	2633,9	6954,7
Полипропилен	1612,9	1303,7	309,2	1673	1309,3	372,7	2185	1465,6	719,4	2185	1783,2	401,8
Поливинилхлорид	983,5	950,9	32,6	995	950,3	44,7	1000	1018,9	-18,9	1000	1163,6	-163,6
Полистирол	497,7	446,7	51	508,2	470,4	37,8	652,2	523,7	128,5	652,2	612,9	39,3
Полиэтилентерефталат	550,4	701,5	-151,1	622	756,3	-134,3	622	916,3	-294,3	622	1126,7	-504,7
Среднетоннажные полимеры:	**621,5**	**649,6**	**-28,1**	**596**	**600,6**	**-4,6**	**746**	**664**	**82**	**838**	**783,7**	**54,3**
Поликарбонат	73,6	80,7	-7,1	85	68,9	16,1	95	71,4	23,6	95	75	20
Полиамид-6	148,4	55,1	93,3	156	49,8	106,3	201	55,2	145,8	208	64,8	136,2
АБС-пластик	18,2	51,8	-33,6	22	53,2	-31,2	67	59,7	7,3	77	72,3	4,7
Полиуретаны	381,3	462	-80,7	333	428,8	-95,8	383	477,7	-94,7	465	571,6	-106,6

инновационного развития. Это настоящий вызов для российской нефтегазохимии.

Нефтегазохимия может существенно повлиять на реализацию национальных проектов при использовании системного комплексного подхода и мобилизации всех ресурсов в пользу промышленного развития отдельных отраслей и предприятий, обеспечивающих экономический рывок.

В таблице 5 представлены национальные проекты и возможности использования продукции нефтегазохимии.

Полимерной отрасли представляется большая возможность в период до 2024 года осуществить химизацию раз-

Рис. 8. Структура прогнозируемого производства крупнотоннажных полимеров в 2030 г.

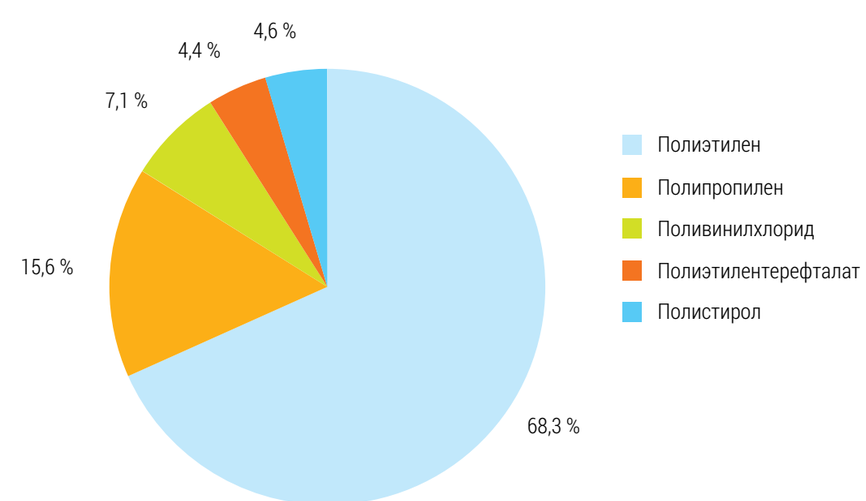


Таблица 5. Нефтегазохимия для национальных проектов

№	Проект	Возможности использования продукции нефтегазохимии
1	Демография	–
2	Здравоохранение	1. При строительстве врачебных амбулаторий, фельдшерских и фельдшерско-акушерских пунктов могут использоваться изделия из полимеров (ПЭ, ПП, ПВХ, ПС, ПК, ПММА, ПУ). 2. Для изготовления предметов разового пользования: предметы санитарии и гигиены, больничная посуда, термометры, системы для взятия и переливания крови, катетеры различного назначения, шприцы (ПЭ, ПП, ПВХ, ПС, ПА-6, ПА-66). 3. Для изготовления искусственных органов-имплантов и эндопротезии (ПЭ, ПП, ПЭТФ, ПА-6, ПА-66, ПММА, ПБТ, полимерные композиты).
3	Образование	1. При строительстве и ремонте детских садов, школ, средних и высших учебных заведений (ПЭ, ПП, ПВХ, ПС, ПК, ПММА, ПУ). 2. Для изготовления канцтоваров, мебели (ПЭ, ПП, ПВХ, ПС). 3. Введение в высших учебных заведениях дисциплины: «Полимерное материаловедение и смежная инженерия».
4	Жилье и городская среда	1. Для изготовления труб водо-, газоснабжения и канализации. 2. Для элементов наружной и внутренней отделки зданий: панели и сайдинг, оконные и дверные профили, покрытия для пола и стен, кабельканалы, санитарно-техническое оборудование, тепло- гидро- и звукоизоляция, остекление и прозрачные крыши, осветительная арматура, декоративные элементы конструкций (ПЭ, ПП, ПВХ, ПС, ПК, ПУ).
5	Безопасные и качественные автодороги	1. Дорожные покрытия (полимербетон, геотекстиль). 2. Для изготовления щитов гидро- звукоизоляции (ПЭ, ПП, ПУ, ПК).
6	Экология	1. Изготовление контейнеров для сборки мусора (ПЭ, ПП, ПВХ). 2. Вторичная переработка полимерной тары в различные изделия.
7	Производительность труда и поддержка занятости	–
8	Наука	1. Развитие компьютерной химии – компьютерное моделирование молекул (молекулярный дизайн) и химических реакций без натуральных экспериментов. 2. Спиновая химия – магнитные взаимодействия и магнитный сценарий синтеза систем высокой размерности, компоненты принципиально новой элементной базы. 3. Дальнейшее развитие нанохимии, создание принципиально новых продуктов. 4. Фемтохимия – химия чрезвычайно быстротекущих реакций, управление ими на фемтосекундной шкале времени. 5. Развитие химии одиночной молекулы для строения наномасштабных конструкций, как элементов наноэлектроники, нанооптики, наномеханики, новых наноматериалов для техники и медицины.
9	Цифровая экономика	1. Развитие цифровых технологий и платформных решений. 2. Цифровые методы сбора и обработки данных (BigData). 3. Математическое моделирование газонефтехимических процессов. 4. Создание материалов с заданными свойствами для средств связи и компьютерной техники.
10	Культура	–
11	Малое и среднее предпринимательство и поддержка индивидуальной предприним. инициативы	1. Развитие предприятий по переработке полимеров. 2. Развитие 3D-технологий. 3. Создание оборудования для переработки полимеров, включая 3D-принтеры. 4. Создание композиционных и нанокомпозиционных материалов.
12	Международная кооперация и экспорт	1. Расширение экспорта полимерных материалов и каучуков (ПЭ, ПП, ПС, ПЭТФ, ПА и СК). 2. Расширение экспорта несырьевых товаров требует развития полимерной тары и упаковки: (ПЭ, ПП, ПВХ, ПС, ПЭТФ, ПУ).

личных сфер хозяйственной деятельности в рамках национальных проектов. В первую очередь, речь идет об увеличении производства полимеров с расширением ассортимента, как видового, так и марочного, активизации внутреннего спроса и экспорта на базе развития их переработки в изделия для различных отраслей-потребителей и создание предприятий малого и среднего бизнеса по переработке полимеров.

Реализация национальных проектов невозможна без такого всеобъемлющего инструмента, как межотраслевой баланс, основанный на системном, комплексном анализе потребностей и оценке производственных возможностей всех отраслей промышленности и территорий с расчетом требуемого финансирования.

Развитие стратегических национальных проектов требует корректировки «Плана 2030» и «Стратегии 2030» по развитию нефтегазохимии.

На наш взгляд, необходимо в рамках «Плана 2030» разработать «Программу развития полимерного материаловедения», которая позволит сформировать перечень приоритетных инвестиционных проектов по производству полимеров, оценить ожидаемый спрос в различных отраслях промышленности и возможности их государственного финансирования в рамках национальных проектов совместно с частным капиталом нефтегазохимических компаний.

В мире полимерный бум продолжается, производство полимеров составляет 360 млн тонн в год (Plastic Europe-2019 г.). Интересен и актуален опыт развития полимерного бизнеса в Китае. Поднебесная является самым крупным продуцентом полимеров в мире (100 млн тонн), его доля в мировом производстве полимеров составляет около 30 %.

Одновременно с развитием производства полимеров развивается их переработка. Так, в Китае действует 17 специализированных регионов и промышленных кластеров по переработке полимеров. Кроме того, в стране создано свыше 300 высших учебных заведений по дисциплине «Полимерное материаловедение и смежная инженерия». При такой системе ведения полимерного бизнеса в китайской индустрии переработки пластмасс было выдано более 66 тысяч патентов на новые изобретения.

Для осуществления экономического рывка в российской нефтехимии за счет полимерного материаловедения необходимо предусмотреть модернизацию отрасли по переработке полимеров и создание новых средних и малых предприятий в рамках национального проекта «Малое и среднее предпринимательство», что позволит расширить внутренний спрос на полимеры и отказаться от импорта изделий.

По оценке экспертов, на сегодняшний день в России общее количество производств по переработке пластмасс оценивается в 6500 единиц, многие из них имеют устаревшие технологии и оборудование, что требует модернизации.

Пробирки с полимерной смолой
Источник: XXLPhoto / Depositphotos.com

Эффективное развитие производства изделий из пластмасс сдерживается за счет отсутствия отечественного оборудования и технологий, в частности 3D-технологий. Развитие малого и среднего бизнеса по переработке полимеров требует финансовой поддержки: субсидий, льготных займов, налоговых льгот и преференций на закупку и лизинг оборудования. Думается, что частичное решение проблемы создания отечественного оборудования для переработки пластмасс возможно на базе машиностроительных предприятий оборонно-промышленного комплекса, которые в соответствии с указанием президента должны расширить выпуск гражданской продукции после 2021 года.

Для малого и среднего бизнеса относительно небольшая капиталоемкость пере-

работки полимеров и быстрая окупаемость вложений предопределяет высокую инвестиционную привлекательность этой сферы.

Интересен пример Турции, где создано около 5600 малых и средних предприятий по переработке полимеров. Объем производимых изделий из пластмасс составляет 8,6 млн тонн. При этом в Турции производится только 1 млн тонн полимеров из-за отсутствия собственного углеводородного сырья. Импорт полимеров в Турцию составляет 7,6 млн тонн. В результате в изделия перерабатывается 8,6 млн тонн. Внутреннее потребление изделий из полимеров в Турции составляет 4,6 млн тонн, а экспорт достигает 4 млн тонн, обеспечивая эффективность бизнеса.

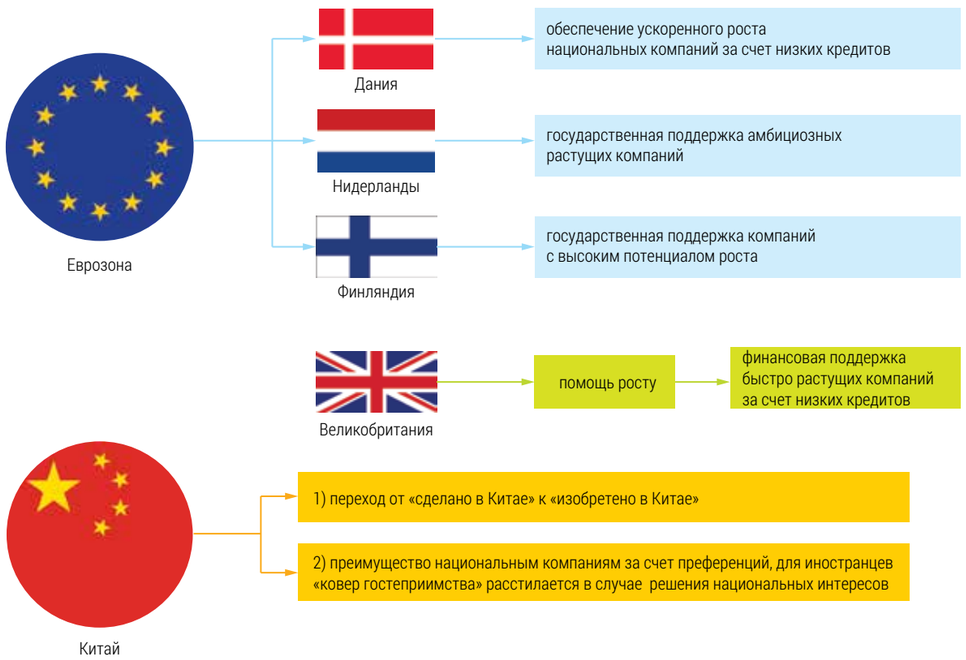
В России, в отличие от Турции, из-за узости внутреннего рынка ограничивается реализация инвестиционных проектов, как проектов с высокой степенью риска, и не учитываются возможности экспорта изделий.

Как обеспечить рост экономики России, включая нефтегазохимию, выше уровня мирового развития? Экономический рост обусловлен инвестициями в основной капитал. Для того, чтобы осуществить экономический рывок и выйти на темпы роста выше мировых, России необходимо вкладывать инвестиции в производственные активы в 3–5 раз больше, чем вкладываем сейчас. По данным Росстата, на средства производства в России уходит около 6 % ВВП и это катастрофически мало. Китай в технологии и оборудование вкладывает 30 % ВВП.

Президент России В. Путин неоднократно в своих посланиях к федеральному собранию и указах ставил задачу: «Расти быстрее мира и разработать комплекс мер для ускорения экономического роста». В мировой экономике изменился тренд прогресса: традиционные макроэкономические теории устарели, перестали отвечать современному развитию и ведут к мировой рецессии. В настоящее время в мировой экономике осуществляется государственное регулирование и прямая поддержка бизнеса государством. На диаграмме (рис. 9) представлены примеры прямой государственной поддержки в странах ЕС и в Китае.

Государственно-частное партнерство – это схема реализации инвестиционных проектов на взаимовыгодных условиях для бизнеса и государства, нефтегазохимия не исключение.

Рис. 9. Государственное регулирование в странах ЕС и Китае



Процесс производства пластмасс, Тобольск

Источник: «СИБУР»

В Китае, например, в химии и нефтехимии функционируют две крупнейшие государственные компании – Petro China и Sinopec, которые определяют стратегическое развитие отрасли и в соответствии с этим разрабатываются преференции для бизнеса. Так, НДС производителям сырья не возвращается, производителям продукции низких переделов возвращается на 50 %, производителям инновационной продукции высоких переделов возвращается полностью.

Индия входит в восьмерку крупнейших продуцентов химической и нефтехимической продукции, что объясняется господдержкой производителей. В целях расширения инвестиционного процесса правительство выделило четыре региона для кластерного развития нефтегазохимии, увеличило расходы на НИОКР, одобрило стопроцентное инвестирование иностранным бизнесом.

В Саудовской Аравии, которая помимо добычи нефти, также набирает темпы в развитии химии и нефтехимии, при реализации нефтехимических проектов государство предоставляет налоговые каникулы на 10 лет, гарантирует обеспеченность дешевым сырьем со стороны государственных компаний Saudi Aramco и Sabic. Кроме того, предоставляются государственные займы на выпуск продукции с высокой добавленной стоимостью на условиях покрытия 50 % от общей стоимости проекта из специально созданного Фонда промышленного развития.

Для принципиального изменения парадигмы экономического развития России и реализации национальных проектов необходимы:

- активная роль государства в осуществлении прорывного развития национальной экономики путем стимулирования перспективных направлений модернизации и создания нового производства;
- всестороннее стимулирование производственных инвестиций посредством предоставления гарантий инвесторам, субсидирование НИОКР, создание точек роста и цепочек производства высокотехнологичных экологически чистых товаров;
- поддержка отечественных товаропроизводителей, стимулирование предложения товаров и услуг, защита внутреннего рынка и стимулирование конкурентных национальных преимуществ;
- стимулирование конечного спроса, как со стороны бизнеса, так и со стороны домашних хозяйств.

Не воспользовавшись сложившейся экономико-финансовой ситуацией в мире, российский бизнес фактически расписывается в своем неумении или нежелании запустить серьезный экономический рост, создать достаточное количество рабочих мест, обеспечить реализацию национальных проектов и создать комфортные качественные условия жизни для населения России.

«Если мы будем продолжать спать летаргическим сном, то этот край будет пропитан чужими соками», – Петр Аркадьевич Столыпин.

Дмитрий ЧЕКАЛКИН
Вице-президент СПбМТСБ

УДК 336.76:622.276 DOI 10.46920/2409-5516_2020_11153_56

Онлайн-аукционы – это новый шаг к формированию ценовых индикаторов на российскую экспортную нефть

Санкт-Петербургская международная товарно-сырьевая биржа запустила новый механизм – биржевые онлайн-аукционы по торговле российской нефтью и нефтепродуктами для поставок на экспорт. Первой использовала этот механизм компания «Зарубежнефть». Она реализовала 300 тысяч тонн нефти Urals, затем компания «Татнефть» продала в ходе онлайн-аукциона 120 тысяч тонн нефтепродуктов. Вице-президент СПбМТСБ Дмитрий Чекалкин в интервью журналу «Энергетическая политика» раскрыл основные принципы работы онлайн-аукционов.

— В сентябре 2020 года СПбМТСБ запустила первые онлайн-аукционы по продаже нефти и нефтепродуктов на экспорт. В чем принципиальное отличие этого механизма от ныне действующей практики проведения экспортных тендеров?

— На международном нефтяном рынке сложилась следующая практика: нефтедобывающие компании продают большую часть своей продукции по долгосрочным контрактам. Их основное преимущество – стабильность поставок и возможность планирования основной деятельности на долгосрочную и среднесрочную перспективу. Однако, планируя объёмы предстоящей добычи, компании всегда оставляют себе возможность дополнительных продаж в случае изменения конъюнктуры.

Именно в этих целях ими и проводятся среднесрочные и краткосрочные тендеры. Речь может идти о поставках в течение предстоящего полугодия, квартала и даже месяца.

Приняв такое решение, компания уведомляет потенциальных покупателей о своём намерении провести экспортный тендер и выставить на продажу то или иное количество нефти или нефтепродуктов. На первом этапе приглашённые к участию в тендере потенциальные импортёры в закрытом режиме подают ценовые предложения (оферты), то есть никто из них не владеет никакой информацией, кроме данных о собственной заявке. На втором этапе организатор тендера также в закрытом режиме предлагает участникам делать предложения по улучшению условий наиболее выгодного – с точки зрения организатора – предложения первого этапа.

Российская нефть Urals торгуется с дисконтом к североморской Brent. На тендерах же участники торгов обычно имеют возможность предложить премию к формуле цены, оговоренной организатором. Иностранная компания, чьё ценовое предложение, сделанное на втором этапе тендера, предусматривает максимальную премию, становится победителем и заключает контракт. Но может быть и так, что условия, предложенные потенциальными покупателями, не устраивают нефтяную компанию. В этом случае она объявляет тендер несостоявшимся, то есть у организатора тендера нет обязательства заклю-

> **Потенциальные покупатели фиксируют каждое изменение цены и могут оперативно реагировать на ход аукциона, выставляя свою оферту**

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА №11(153) / 2020

Порт Усть-луга

Источник: lenoblinvest.ru

чить сделку, и он на любом этапе может его прекратить.

— Что происходит на этапе онлайн-аукциона и что он дает участникам торгов?

— После получения индикативных заявок первого этапа и выявления оферты с максимальной ценой, компании-экспортёры, вместо того чтобы, как прежде, вести серию двусторонних телефонных переговоров, пригласили потенциальных покупателей-нерезидентов делать ценовые предложения второго этапа в режиме реального времени и в открытой конкурентной борьбе выявить победителя.

На первом этапе, как и прежде, продавец направил зарегистрированным потенциальным покупателям приглашения присылать свои ценовые предложения, используя электронную платформу биржи, через которую они также получают доступ к полному комплекту документации, содержащему условия сделки. Сбор оферт ограничен по времени. Никто из потенциальных импортёров не имеет информации о предложениях конкурентов.

Второй этап проходит уже в форме онлайн-аукциона на повышение начальной цены. Каждый участник торгов видит все поданные в электронном виде заявки на покупку без упоминания названия компаний. Таким образом, все потенциальные покупатели фиксируют каждое изменение цены и имеют возможность оперативно реагировать на ход аукциона, выставляя собственную оферту.

Как обычно, покупатель, предложивший самую большую премию к формуле цены, является победителем тендера, после чего, как и всегда, от экспортёра, выставившего партию товара на торги, зависит, будет ли на этих условиях заключён договор купли-продажи или же он посчитает премию недостаточно высокой. Длительность торгов в режиме реального времени ограничена 30 минутами.

Покупатель, предложивший наибольшую премию к формуле цены, становится победителем, после чего продавец решает, заключать ли на этих условиях договор или же премия недостаточно высока

Подобный механизм выявления цены демократичен, оперативен, гибок и нацелен на заключение реальных сделок, то есть не может быть сведён лишь к индикации интереса продавцов и покупателей

Подобный механизм выявления цены демократичен, оперативен, гибок и, что очень важно, нацелен на заключение реальных сделок, то есть не может быть сведён лишь к индикации интереса продавцов и покупателей. Он способен значительно адекватнее отражать как краткосрочную, так и среднесрочную конъюнктуру рынка российской нефти. Когда все участники видят премию к ценовой формуле, предлагаемую их конкурентами, торги приобретают состязательный характер. Это позволяет создать конкурентное давление, способствующее более адекватному отражению текущей рыночной ситуации.

Важным преимуществом должна стать определённость при решении логистических вопросов, прежде всего, возможность выбора даты позиции в позиционном графике в порту отгрузки по специальной процедуре согласования с участием СПбМТСБ и компании «Транснефть», которая в официальном письме в наш адрес сообщила, что приветствует использование онлайн-аукционов по реализации нефти на экспорт, проведенных на биржевой электронной платформе.

— Каковы итоги первого онлайн-аукциона и насколько они будут популярны в дальнейшем?

— Первопроходцем стала компания «Зарубежнефть». Компания действовала в рамках своего ежеквартального экспортного тендера. В ходе торгов трейдеры приобрели три полные танкерные партии по 100 тысяч тонн каждая, по одной в октябре, ноябре и декабре текущего года. В ходе онлайн-аукциона, к которому было допущено девять покупателей, сделано 12 шагов. Премия к формуле ценообразования, величина которой, собственно, и была предметом торгов, увеличилась на 50 % по сравнению со стартовой.

Затем, с интервалом чуть больше недели компания «Татнефть» также впервые реализовала на экспорт уже нефтепродук-

Порт Усть-луга

Источник: gk-energoproekt.ru

ты и тоже с отгрузкой из порта Приморск. На торгах в режиме реального времени были проданы две танкерные партии топлива, произведённого на заводе «ТАНЕКО» по 60 тысяч тонн каждая.

Такие онлайн-аукционы хорошо вписываются в общую структуру торгов. Поэтому мы исходим из того, что процесс привыкания к ним не будет долгим. Биржа будет предлагать всем нефтяным компаниям применять данный механизм торгов.

Для удобства компаний-продавцов СПбМТСБ может адаптировать свои электронные платформы индивидуально для каждого отечественного экспортёра нефти и нефтепродуктов. Более того, нами принято решение в первое время оказывать услуги по их организации за символическую оплату, не зависящую от полученных продавцами дополнительных доходов, чтобы компании могли в максимальной степени сохранить действующие в настоящий момент внутренние процедуры и не несли никаких дополнительных издержек на этапе обкатки и изучения предложенных биржей решений.

— **Каков должен быть объем необходимой ликвидности?**

— Регулярная продажа через биржевые онлайн-аукционы по 100 тысяч тонн нефти в неделю (а это примерно одна танкерная партия) позволяет создать вполне репрезентативный и надёжный ценовой индикатор. В этом случае в перспективе можно будет ставить задачу их проведения сначала на ежемесячной, а затем и на еженедельной основе. Сейчас мы работаем над тем, чтобы они проходили в строго определённом интервале, так называемом «биржевом временном аукционном окне». Конкретно речь идёт о периоде с 20-го по 25-е число каждого месяца.

Предметом аукционного этапа тендерных процедур на сегодняшний день является премия к формуле цены, по сути, величина ценового дифференциала Urals к международному ценовому эталону физического рынка нефти Dated Brent.

Приморский торговый порт

Источник: tekkos.ru

Полученные ценовые индикаторы позволят построить «форвардную кривую», отражающую перспективные ожидания активных участников рынка, что, в сочетании с рынком нефтяных фьючерсов и биржевых опционов, даст в руки участников рынка инструменты страхования цены (хеджирования) на наш стратегический экспортный ресурс – нефть. Работа на рынке нефтепродуктов может быть построена по аналогичному алгоритму.

— **Рынок нефти становится все более неопределенным, макроэкономические факторы играют на нем все меньшую роль, зато все большее значение приобретают финансовые и геополитические факторы. Кроме того, важную роль начинает играть климатический фактор. Готова ли биржа адаптироваться к меняющимся условиям?**

— Скорее всего мы никогда не сможем определить, движет ли финансовый рынок физическим или наоборот, поскольку очень сложно построить теоретическую модель, которая учитывала бы множество факторов, влияющих на цены на нефть, не говоря уже о возможности тестировать такую модель эмпирически.

При этом следует ожидать, что в ближайшие годы мы увидим изменения в существующих рыночных структурах и местах ценообразования, поскольку спрос со стороны Китая и Индии будет продолжать расти по сравнению с более слабыми моделями потребления в США и ЕС.

Отгрузка танкеров в порту Приморск

Источник: zakon.ru

Вдобавок к этому ряд стран готовят почву для различных мер по борьбе с изменением климата. Такие шаги могут существенно повлиять на доступность будущих инвестиций в разведку и добычу и на стимулы для таких инвестиций.

В некотором смысле инвесторы уже ожидают, что традиционная энергетика сильно пострадает в ближайшие годы. Такая новая реальность может потребовать таких изменений в существующую систему нефтяных ценовых эталонов.

Именно в русле описанных тенденций ведет свою работу наша биржа, общие усилия с отечественными ВИНК и регуляторами создают почву для усиления влияния России на международном нефтяном рынке и роста эффективности от реализации нефтяного сырья, добываемого во все более сложных условиях.

УДК 620.9: 661.96 DOI 10.46920/2409-5516_2020_11153_62

Водородная стратегия Японии

Japan’s Hydrogen Strategy

Алексей МАСТЕПАНОВ
Заведующий Аналитическим центром энергетической политики и безопасности ИПНГ РАН, д. э. н., профессор РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, академик РАЕН
e-mail: amastepanov@mail.ru

Alexey MASTEPANOV
Head of the Analytical Center of the Energy policy and Security (IOGP of the RAS), professor of the Gubkin University,academician of the RANS
e-mail: amastepanov@mail.ru

Араи ХИРОФУМИ
Директор исследовательского отдела, старший научный сотрудник Института экономических исследований Северо-Восточной Азии

Arai KHIROFUMI
Director of Research Division, Senior Research Fellow, The Economic Research Institute for Northeast Asia (ERINA)

Ночной вид перекрестка улиц Гинза-зебра, Токио (Япония) *Источник: beer5020.gmail.com / Depositphotos.com*

Аннотация. Статья посвящена развитию водородной отрасли в Японии. Авторы подробно рассказывают об особенностях государственных программ по развитию водородной энергетики страны. Большое внимание уделено перспективам российско-японского сотрудничества в этой сфере.
Ключевые слова: водород, водородная энергетика, энергетическая стратегия, энергопереход.

Abstract. The article is devoted to the development of the hydrogen industry in Japan. The authors tell in detail about the features of state programs for the development of the country’s hydrogen energy. Much attention is paid to the prospects for Russian-Japanese cooperation in this area.
Keywords: hydrogen, hydrogen energy, energy strategy, energy transition.

Япония уже имеет более чем сорокалетний опыт исследований и разработок в области водородных технологий и топливных элементов

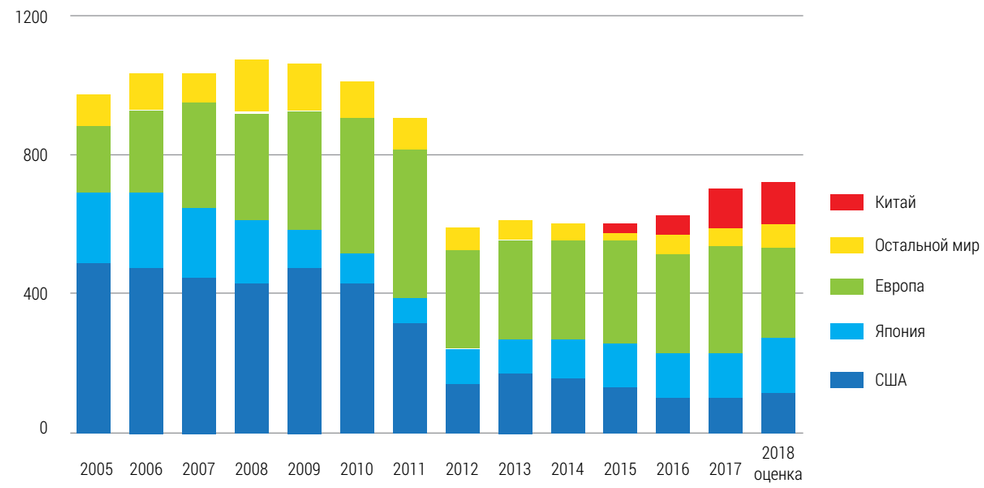
Интерес к водородной энергетике зародился в Японии задолго до того, как в мировом общественном сознании сложилось современное значение понятия «энергетический переход», хотя сейчас именно водородная энергетика рассматривается во всём мире как одна из основных составных частей этого перехода.

К настоящему времени Япония имеет более чем 40-летний опыт исследований и разработок в области водородных технологий и топливных элементов [1]. Но для страны восходящего солнца водородная энергетика это не только, и даже не столько, проблема энергетического перехода[1]. Как известно, экономика современной Японии базируется на импортных энергоносителях, а уровень её самообеспечения энергией составляет менее 10 %. Основная часть импортных энергоресурсов поступает из так называемых «нестабильных» регионов с высокими географическими и политическими факторами риска. Это ещё больше усугубляет проблему импортной зависимости страны. Так импорт из стран Персидского залива составляет 87–88 % всего потребления нефти в Японии[4]. Широкое использование водорода может не только диверсифицировать структуру поставок первичной энергии в Японию и снизить её импортную зависимость, но и повысить экономическую эффективность экономики при одновременном сокращении выбросов парниковых газов. Именно эти факторы лежат в основе национальной приверженности построению водородного общества в стране, и стремления достичь этой цели уже к 2050 году [5,6].

Эти же факторы вкупе с высочайшим уровнем технологического развития

Honda Clarity на водородных топливных элементах
Источник: eans / Depositphotos.com

[1] Как мы уже отмечали, идеология энергетического перехода стала возможной в результате целого ряда технологических инноваций, достигнутых в начале XXI века в энергетическом секторе мировой экономики [2]. Но обеспечить энергетический переход может лишь дальнейшее технологическое развитие, в том числе технологии накопления и хранения энергии, водородная энергетика, внедрение цифровых и интеллектуальных систем в электроэнергетике, технологии улавливания, утилизации и хранения углерода (CCUS) и др. [3]



Примечание: государственные расходы включают финансирование Европейской комиссии, но не включают субнациональное финансирование, которое может быть значительным в некоторых странах

Рис. 1. Государственная поддержка НИОКР по водороду и топливным элементам

Источник: МЭА [7]

страны легли в основу и государственной энергетической политики Японии. Как отмечается в Базовой водородной стратегии (Basic Hydrogen Strategy), принятой 26 декабря 2017 года правительственным советом по возобновляемым источникам энергии, водороду и смежным вопросам (далее – правительственный совет), для Японии, которая бедна энергетическими ресурсами, «водород может стать козырной картой в обеспечении энергетической безопасности и предотвращении дальнейшего изменения климата» [1].

Основные этапы формирования водородной стратегии Японии

Несмотря на многолетний богатый опыт исследований и разработок в области водородных технологий и топливных элементов (ТЭ), достигнутые успехи[2] и оказываемую этим работам государственную поддержку (рис. 1), чёткие очертания современная энергетическая политика Японии в сфере водорода стала принимать только после аварии на АЭС Фукусима-Дайичи в марте 2011 г.

Важнейшим этапом формирования такой политики стал 2014 год, который, по оценке самих японцев, ознаменовался сдвигами тектонического масштаба на пути к построению «водородного общества» [8]. В апреле этого года правительство Японии приняло очередной (четвёртый) Стратегический энергетический план на 2030 год, в котором была сформулирована политика сокращения зависимости от ядерной энергетики и ископаемых ресурсов и расширения использования возобновляемых источников энергии (ВИЭ). В этом же документе были впервые представлены планы Японии по созданию так называемого «водородного общества [1].

Несмотря на многолетний опыт разработок в области водородных технологий, чёткие очертания энергетическая политика Японии в этой сфере стала принимать только после аварии на АЭС Фукусима

[2] В 2009 г. Япония стала мировым лидером по продажам установок на топливных элементах для населения в целях его обеспечения электроэнергией и теплом.

Компании Honda и Toyota в 2014 г. приняли решение о выпуске на рынок автомобилей на топливных элементах, а Iwatani и JX Nippon Oil & Energy опубликовали розничные цены на водород на АЗС

Энергетическая безопасность в этом документе трактуется как повышение экономической эффективности и экологической приемлемости на основе безопасности как фундаментального принципа всего развития (the “3E+S” goal). Достижение одновременно всех трёх этих целей – энергетической безопасности, экономической эффективности и экологической приемлемости (трёх «E» или «энергетической триллеммы», как они названы в документе) – является трудной задачей, но решение её возможно путём развития низкоуглеродных технологий.

В этой связи поясняется и роль водородного общества: «Водородное общество – это не цель, а средство достижения цели. Для достижения цели “3E+S” необходимо создать общество, основанное на водороде» [1].

На основе Стратегического энергетического плана 2030 к июню 2014 г. совет по стратегии в области водорода и топливным элементам (Hydrogen and Fuel Cell Strategy Council) при Министерстве экономики, торговли и промышленности Японии (METI), завершил подготовку стратегической дорожной карты по использованию водорода и топливных элементов (Strategic Roadmap for Hydrogen and Fuel Cells, далее – дорожная карта), которую почти сразу утвердило правительство страны [8].

В том же 2014 году правительство Японии выделило из бюджета средства для финансирования ряда «водородных» объектов в рамках подготовки к проведению летних Олимпийских игр в Токио в 2020 г.

Практически одновременно с этим компании Honda и Toyota приняли решение о выпуске на рынок автомобилей на топливных элементах, а Iwatani Corporation и JX Nippon Oil & Energy Corporation опубликовали розничные цены на водород на водородных заправочных станциях. Таким образом, произошла резкая активизация усилий, направленных на развитие исполь-

Toyota Mirai на водородных топливных элементах

Источник: ammza12 / Depositphotos.com

зования водорода в качестве источника энергии [8].

В марте 2016 года в связи с достигнутыми успехами по реализации ряда задач дорожной карты 2014 года, она была уточнена и пересмотрена (Strategic Roadmap for Hydrogen and Fuel Cells of 2016).

Следующим этапом формирования энергетической политики Японии в сфере водорода стало принятие 26 декабря 2017 года правительственным советом Базовой водородной стратегии (Basic Hydrogen Strategy), а в июле 2018 года правительством страны – 5-го Стратегического энергетического плана (The 5th Strategic Energy Plan – 2018) [5].

Водородная станция Kawasaki
Источник: ykanazawa1999 / Flickr.com

Базовая водородная стратегия – это первый в Японии комплексный правительственный план по развитию водородных технологий и топливных элементов, обобщающий и оптимизирующий целый ряд программ, осуществляемых различными министерствами. Эта стратегия учла не только новые достижения в области водородных технологий, но и задачи Японии, вытекающие из подписания ею Парижского соглашения по климату. С опубликованием этого документа Япония стала первой страной, имеющей всеобъемлющий правительственный план развития водородных технологий и топливных элементов [9].

В октябре 2018 года, в целях обсуждения реализации планов по построению водородного общества и будущих направлений соответствующей политики, METI и Национальное агентство по развитию новых энергетических и промышленных технологий (New Energy and Industrial Technology Development Organization, NEDO) провели в Токио на уровне министров первую международную встречу по водородной энергетике (Hydrogen Energy Ministerial Meeting). В работе этой встречи приняло участие более 300 заинтересованных участников со всего мира, в том числе представители профильных министерств из 21 страны, нескольких регионов и международных организаций. Участники встречи обсудили проблемы водородной энергетики и приняли Токийское заявление, определяющее инициативы, которые должна предпринять каждая страна для популяризации и расширения водородной энергетики [10].

На основе рекомендаций этой встречи в мае 2019 года на 10-й Межминистерской встрече по чистой энергии (CEM-10)[3] в Ванкувере (Канада) было объявлено о создании нового международного водородного партнёрства под руководством Канады, США, Японии, Голландии и Европейской комиссии. Координацию соответствующих работ будет осуществлять МЭА [12].

По результатам отмеченной выше токийской встречи, в Японии в июне 2019 года состоялась также Межминистерская встреча стран «двадцатки» (G20) по вопросам энергетического перехода и глобальной окружающей среды[4]. На полях этой встречи METI, Генеральный директорат по энергетике Европейской комиссии (ENER) и Министерство энергетики США (DOE) подписали совместное заявление об укреплении сотрудничества по водороду и технологиям топливных элементов [13].

В развитие основных положений 5-го Стратегического энергетического плана 12 марта 2019 года в Японии была принята третья по счёту дорожная карта (The Strategic Road Map for Hydrogen and Fuel Cells of 2019). В ней не только были подведены итоги выполнения ранее принятых документов в этой области, но и уточнены цели и задачи по каждому из основных направлений водородной энергетики на долгосрочную перспективу [6].

В июне 2019 г. METI и NEDO провели оценку проектов НИОКР по водороду и топливных элементов, проводимых NEDO, с целью активизации соответствующей деятельности в промышленности, научных кругах и правительстве. На основе выявленных проблем, совет по стратегии в области водорода и топливных элементов в сентябре 2019 года принял соответствующую Стратегию развития технологий (Hydrogen and Fuel Cell Technology Development Strategy). Этим документом определены десять пунктов технологического развития в трех областях, которым следует уделять приоритетное внимание для достижения целей, установленных в дорожной карте для водорода и топливных элементов [14].

Среди них:

- технологии топливных элементов:
  - автомобильные топливные элементы;
  - стационарные топливные элементы;
  - вспомогательное оборудование и системы, связанные с резервуарами.
- цепочка поставок:
  - крупномасштабное производство водорода;
  - технология транспортировки и хранения;
  - производство водородной энергии;
  - водородные станции.
- электролиз воды и другие направления:
  - технологии электролиза воды;
  - другое промышленное применение;
  - прерывистые инновационные технологии.

[3] Межминистерская встреча (конференция) по чистой энергии (Clean Energy Ministerial, CEM) – глобальный форум высокого уровня, призванный продвигать политику и программы, продвигающие экологически чистые энергетические технологии, делиться извлеченными уроками и передовым опытом и поощрять переход к глобальной экономике чистой энергии. Инициативы основаны на областях, представляющих общий интерес участвующих правительств и других заинтересованных сторон. Россию в этой организации представляет Минэнерго РФ [11].

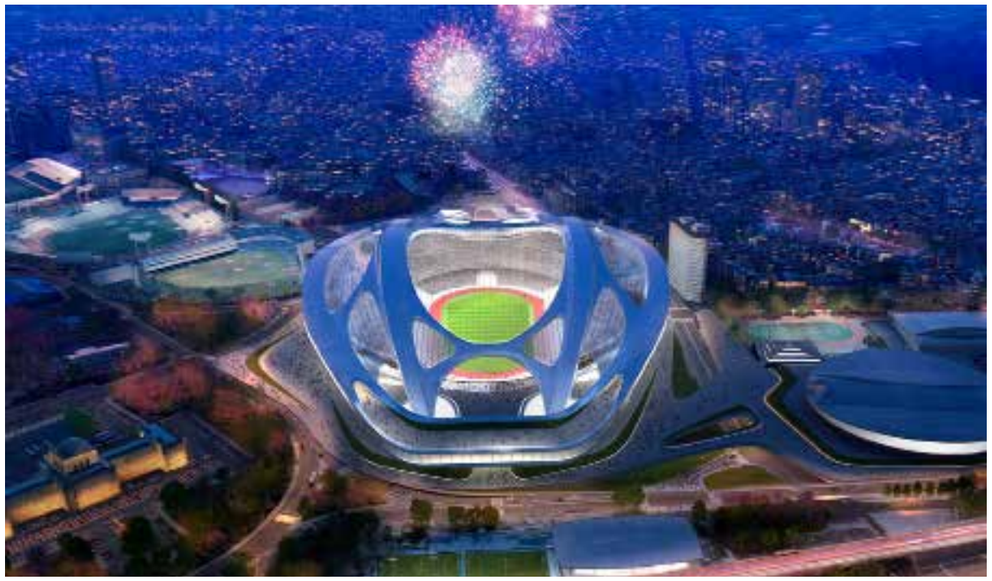
[4] Российскую делегацию на этой встрече представляли заместитель министра энергетики России А. Инюцын и министр природных ресурсов и экологии РФ Д. Кобылкин.

Установка по производству водорода в Фукусиме
Источник: TOSHIBA

Токио создал фонд в 40 млрд йен для роста спроса на автомобили на топливных элементах, создания водородных АЗС, строительства водородной станции и трубопровода в районе Олимпийской деревни

Реализация водородной стратегии

Разработанная и принятая в Японии водородная стратегия реализуется, в частности, через Институт экономики энергетики Японии (IEEJ), NEDO и стратегические партнёрства с японскими технологическими корпорациями. Система инициатив и партнёрств, созданных частными компаниями, и программ, реализуемых NEDO, начала формироваться одновременно и параллельно с развитием водородных технологий. При этом



Олимпийская деревня в Токио ориентирована исключительно на водородную энергетику

Источник: gto-normativy.ru

партнёрства стали отвечать как за разработку и реализацию соответствующих проектов, так и коммерциализацию водородных технологий. Естественно, что все они поддерживаются государством или связанными с ним учреждениями. Основными из действующих в настоящее время партнёрств и программ являются [9]:

1. Ассоциация технологических исследований цепочки поставок водородной энергии (Hydrogen Energy Supply-chain Technology Research Association – HySTRA). Она создана в 2016 году; её основная задача – разработка и реализация проекта японо-австралийской цепочки поставок водорода;
2. Ассоциация развития технологической цепочки водородной энергетики (Advanced Hydrogen Energy Chain Association for Technology Development – AHEAD). Создана в 2017 году; её основная задача – разработка и реализация проекта поставок из Брунея водорода в виде метилциклогексана;
3. Две программы, реализуемые агентством NEDO:

1) Программа перспективных исследований по технологиям применения водорода (Advanced research project on hydrogen application technologies). Основные задачи программы – научные исследования, направленные на повышение эффективности технологий электролиза, исследования и разработки крупномасштабных технологий применения водорода, исследования технологий высокоэффективного производства энергии и др. Действие программы рассчитано на 2014–2022 финансовые годы;

2) Программа НИОКР по технологиям построения водородного общества (R&D on technologies for building hydrogen society). Основные задачи программы – научно-исследовательские работы и демонстрационные проекты в области производства водорода из ВИЭ, его транспортировки и хранения, а также цепочки поставок водорода с упором на его производство из зарубежных источников энергии. Действие программы рассчитано на период с 2014 по 2022 годы.

Следует также отметить осуществлённую NEDO программу НИОКР по технологиям применения водорода (R&D on hydrogen application technologies). Основное внимание программа уделяла автомобилям на топливных элементах и водородным заправочным станциям. Действовала она в 2013–2017 годах.

В ряд основных действующих программ можно поставить и инициативы правительства города Токио (Tokyo Metropolitan Government), связанные с созданием ряда «водородных» объектов в рамках подготовки к Олимпийским и Параолимпийским играм 2020 года, которые, по всей видимости, будут проведены в 2021 году.

В частности, был создан специальный фонд в размере около 40 млрд йен (около 322 млн евро), который использовался в целях увеличения спроса на легковые автомобили и автобусы на топливных элементах, а также создание водородных заправочных станций в Токио [9]. Естественно, что особое внимание было уделено «водородным» объектам в районе Олимпийской деревни – строительству водородной станции, водородного трубопровода и когенерационных установок на топливных элементах.

Формируя водородную политику, правительство Японии большое внимание уделяет её популяризации, своевременному и полному информированию общества о безопасности водорода, важности его использования и того, каков потенциал этого ресурса, о необходимости перехода в стадию «водородное общество», соответствующей работе с местными органами власти и бизнесом.

Как отмечается в той же стратегической дорожной карте по водороду и топливным элементам, «активное распространение информации – ключ к взаимопониманию среди японцев». «По мере того, как мы переходим от этапа технологической разработки к этапу внедрения, особенно важно проводить мероприятия по обмену информацией с глубоким пониманием не только точек зрения производителей и инженеров, но и потребителей и граждан. Для активного распространения необходимо использовать различные средства массовой информации, от веб-сайтов и брошюр до симпозиумов и мероприятий, информирующих о безопасности и важности водорода, потенциале использования водорода и мерах, предпринимаемых национальным правительством, в форме, доступной для понимания гражданами», – говорится в документе [6].

С учётом уже достигнутых успехов и уверенности в реализации планов по построению водородного общества в Японии,

Мэрия Токио

Источник: kanzilyou / Depositphotos.com

премьер-министр Есихидэ Суга, выступая с программной речью в парламенте страны 26 октября 2020 года, заявил, что Япония будет стремиться сократить до нуля выбросы парниковых газов и стать к 2050 году углеродно-нейтральным обществом [16].

Международное сотрудничество в водородной политике Японии и место России в нём

Анализ официальных документов правительства Японии по проблеме водородной энергетики, и заявленных и реализуемых проектов в этой области, и различных сценариев и прогнозов долгосрочного развития страны свидетельствует, что основным источником водорода в Японии считается его импорт[5].

Особенно этот вывод справедлив для кратко- и среднесрочного периода, в течение которого такой импорт будет осуществляться путём построения «международных цепочек поставок водорода» на базе «дешёвых зарубежных ресурсов», о чём уже было сказано выше. При этом в пятом Стратегическом энергетическом плане не исключается, что и в более позднем будущем Япония, стремясь сделать водородную электрогенерацию столь же конкурентоспособной по стоимости, как и производство электроэнергии на СПГ, может ежегодно импортировать водород в объёме до 5–10 млн тонн [5].

В базовых документах, определяющих водородную политику Японии, значительное место занимают вопросы международного сотрудничества, как многостороннего, так и на двухсторонней основе, в том числе и в рамках различных международных организаций. При этом, в целях реализации национальной водородной политики и построения в стране «водородного общества», правительство Японии прилагает значительные усилия в развитии сотрудничества не только непосредственно в сфере водорода, но и в смежных областях[6].

В частности, Япония намерена прилагать усилия для проведения совместных

Запуск танкера Suiso Frontier по перевозке водорода из Австралии в Японию по проекту HESC
Источник: 1gai.ru

исследований с другими странами, гармонизации положений и правил, связанных с водородом, и международной стандартизации в этой области. Так, страна взяла на себя ведущую роль в разработке ряда международных стандартов по водороду – ISO/TC197 (Водородные технологии), IEC/TC105 (Технологии топливных элементов) и UN/GTR13 (Глобальные технические правила для транспортных средств, работающих на водороде/топливных элементах) [6].

Самыми дешёвыми ресурсами «зеленого» и «голубого» водорода обладают Австралия, Китай, Россия, США. С рядом из этих стран Япония уже установила партнёрские отношения в этой сфере

Особый интерес Япония проявляет к сотрудничеству со странами, обладающими высоким технологическим потенциалом, такими как США и государства ЕС, и со странами – потенциальными поставщиками водорода (как «зелёного», полученного на основе ВИЭ, так «голубого», произведенного из ископаемого топлива с использованием технологии CCS). Согласно исследованию, проведенному японскими и немецкими специалистами, самыми дешёвыми ресурсами обеих категорий водорода обладают Австралия, Китай, Россия и США, а также Бразилия, Норвегия и ЮАР [9]. С рядом из этих стран, а также с Брунеем и Саудовской Аравией, Япония уже установила партнёрские отношения по разработке водородных проектов.

Со многими странами Япония установила и масштабное энергетическое сотрудничество в целом. Стратегическим энергетическим планом поставлена задача развития двусторонних отношений как со странами, богатыми природными ресурсами, так и с государствами, которые являются потенциальными рынками для японских энергетических технологий. Отмечено, что особое внимание японское правительство уделяет укреплению отношений с США, Россией и Китаем – странами, которые оказывают значительное влияние на глобальную структуру спроса и предложения энергоресурсов [5]. «Что касается России, то здесь важно рассматривать сотрудничество со стратегической точки зрения, полностью признавая такие актуальные для России вопросы, как диверсификация маршрутов сбыта нефти и газа за пределами Европы, модернизация российской экономики, содействие энергосбережению, региональное развитие в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке, а также исходя из международного положения дел. Японское правительство будет продолжать сотрудничество в области ископаемого топлива, энергосбережения и возобновляемых источников энергии, а также ядерной энергетики», – отмечается в этом документе.

Как видим, Россия в действующем Стратегическом энергетическом плане в контексте развития двухстороннего сотрудничества поставлена на втором месте после США.

Следует отметить, что перспективность водородной энергетики хорошо понимают и в России. В Энергетической стратегии России до 2035 года отмечается, что водород в перспективе способен стать новым энергоносителем, замещающим углеводородные ресурсы, и сформировать «водородную экономику». Россия обладает значительным потенциалом производства этого газа и способна обеспечить экспорт водорода к 2035 г. в объёме двух млн т [17]. В октябре текущего года правительством утвержден план мероприятий (дорожная карта) по развитию водородной энергетики в России до 2024 года, направленный на увеличение производства и расширение сферы применения этого газа в качестве экологически чистого энергоносителя, а также вхождение страны в число мировых лидеров по его производству и экспорту[7].

Правительство и бизнес РФ открыты для международного сотрудничества по водородной проблематике, и заинтересованы в нём. Как, например, заявил министр энергетики РФ Александр Новак в ходе 11-й Межминистерской встречи по чистой энергии в формате видеоконференции 22 сентября этого года, «Россия ведет активную работу

Танкер Suiso Frontier на воде
Источник: energybase.ru

по использованию новых источников энергии, в частности, по развитию ВИЭ и водородной энергетики, в том числе в сотрудничестве с зарубежными партнёрами. Тему развития водородной энергетики, к которой в последнее время мы наблюдаем возросший интерес, считаю абсолютно правильной и очень перспективной. Мы в России совместно с нашими крупнейшими энергокомпаниями активно занимаемся темой водородной энергетики, развивая собственные технологии по всей цепочке поставок водорода, а также изучаем возможность применения современных технологий для его производства. Для развития этого на-

[5] Как считают многие специалисты, рентабельное производство водорода в самой Японии нецелесообразно из-за недостаточного потенциала возобновляемых источников энергии (см., напр., [9]).

[6] Таких как глобальное изменение климата и развитие низкоуглеродных, декарбонизационных и других чистых энергетических технологий, снижение антропогенного воздействия на окружающую среду в целом, энергетический переход и др.

[7] Распоряжение Правительства Российской Федерации от 12 октября 2020 г. № 2634-р.

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА №11(153) / 2020

правления очень важна и международная кооперация» [18]. Несколькими днями позже эту тему развил и замглавы Минэнерго России Павел Сорокин: «У России на этом рынке есть огромный научный потенциал. Такие компании как «Росатом», «Газпром» уже инвестируют в новейшие водородные технологии. Минэнерго России курирует этот процесс, предоставляя платформу для обмена информацией и создания новых идей, общеотраслевой стратегии. Мы хотим кооперировать с партнёрами со всех концов света, чтобы делать доступными необходимые финансовые ресурсы, чтобы вместе работать над расширением наших научных компетенций. У нас уже есть всё необходимое, все ресурсы, желание и платформы, чтобы сыграть ключевую роль в водородной экономике будущего» [19].

Правительство Японии большое внимание уделяет популяризации среди населения идеи перехода в «водородное общество»: активно информирует о преимуществах, важности и безопасности водорода

Что же касается сотрудничества с Японией в области водородной энергетики, то оценку его Минэнерго РФ дало по итогам переговоров А. Новака с министром экономики, торговли и промышленности Японии Хироси Кадзиямой. «В качестве перспективного направления двустороннего сотрудничества в ходе переговоров выделено взаимодействие в сфере водородной энергетики»,– отметили в Минэнерго России [20].

Российским бизнесом при поддержке Минэнерго страны ведётся работа и по подготовке конкретных водородных проектов. В частности, такие проекты разрабатываются в «Газпроме» – производство и экспорт «голубого» и «бирюзового» водорода (производится из природного газа с образованием в качестве побочного продукта сажи) и в «Росатоме» – производство и экспорт «жёлтого» водорода (производится методом электролиза из воды с использованием электроэнергии АЭС) [21]. Так, 25 сентября 2019 года «Русатом Оверсиз» (дочерняя структура «Росатома») и Агентство по природным ресурсам и энергетики METI подписали в Токио соглашение о сотрудничестве в сфере совместной разработки в 2020–2021 гг. технико-экономического обоснования пилотного проекта экспорта водорода из России в Японию [22].

Гора Фудзияма, Япония
Источник: 2nix / Depositphotos.com

Для развития водородной энергетики и экспорта этого вида топлива на рынки азиатских стран, в том числе и в Японию, планируется создать водородный кластер на Сахалине. «Сердцем» кластера по производству «голубого» и «зелёного» водорода должен стать научно-технологический центр компетенции по водородной энергетике, который создадут на базе Сахалинского государственного университета [23]. Активно изучает производство «голубого» водорода «НОВАТЭК» [21].

Так что перспективы российско-японского водородного сотрудничества выглядят достаточно многообещающе. Не хотелось бы только, чтобы вся эта работа свелась к закреплению России в международном разделении труда в качестве экспортёра сырья, пусть и такого нового и экзотичного, как водород.

Использованные источники

1. Basic Hydrogen Strategy. December 26, 2017. Ministerial Council on Renewable Energy, Hydrogen and Related Issues. Provisional Translation. – URL: https://www.meti.go.jp/english/press/2017/pdf/1226_003b.pdf
2. Мастепанов А.М. Энергетический переход: к чему готовиться мировому нефтегазу // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. Научно-экономич. журнал. 2019, № 10 (178). С. 5–14.
3. Energy Technology Perspectives 2017. Catalysing Energy Technology Transformations. International Energy Agency, OECD/IEA, 2017. 443 p.
4. BP statistical review of world energy 2020. 69th edition. – URL: https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2020-full-report.pdf
5. Strategic Energy Plan. July, 2018. Provisional Translation. – URL: https://www.enecho.meti.go.jp/en/category/others/basic_plan/5th/pdf/strategic_energy_plan.pdf
6. The Strategic Road Map for Hydrogen and Fuel Cells - Industry-academia-government action plan to realize a «Hydrogen Society». Hydrogen and Fuel Cell Strategy Council. March 12, 2019. – URL: https://www.meti.go.jp/english/press/2019/pdf/0312_002b.pdf
7. The Future of Hydrogen. Report prepared by the IEA for the G20, Japan. Seizing today's opportunities. June 2019. – URL: https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen
8. Использование водорода изменяет структуру энергетики. – URL: https://www.nippon.com/ru/currents/d00167/
9. The role of clean hydrogen in the future energy systems of Japan and Germany. Wuppertal Institute, German Energy Agency – dena, IEEJ, adelphi. Adelphi consult GmbH, Berlin, September 2019. 128 p.
10. Japan Hosts First Hydrogen Energy Ministerial Meeting. – URL: https://www.meti.go.jp/english/press/2018/1023_007.html
11. About the Clean Energy Ministerial. – URL: https://www.cleanenergyministerial.org/about-clean-energy-ministerial
12. The Tenth Clean Energy Ministerial. – URL: https://www.cleanenergyministerial.org/events-cem/cem10-vancouver-canada
13. Joint Statement of future cooperation on hydrogen and fuel cell technologies. – URL: https://www.meti.go.jp/press/2019/06/20190615001/20190615001-1.pdf
14. METI, 18 September 2019. – URL: https://www.meti.go.jp/press/2019/09/20190918002/20190918002.html (only in Japanese)
15. Giant Leap Towards a Hydrogen Society. – URL: https://www.japan.go.jp/tomodachi/2020/earlysummer2020/hydrogen.html
16. Japan aims for zero emissions, carbon neutral society by 2050 – PM. – URL: https://www.reuters.com/article/japan-politics-suga/pm-suga-says-japan-will-attain-zero-emissions-carbon-neutral-society-by-2050-idUSKBN27B0FB
17. Правительство Российской Федерации. Распоряжение от 9 июня 2020 г. № 1523-р. – URL: http://static.government.ru/media/files/w4sigFOiDjGVDYT4IgsApssm6mZRb7wx.pdf
18. Выступление Александра Новака на 11-ой Межминистерской встрече по чистой энергии (CEM-11). – URL: https://minenergo.gov.ru/node/18883
19. Выступление Павла Сорокина на Министерской встрече по водородной энергетике 2020 (Hydrogen Energy Ministerial Meeting 2020). – URL: https://www.tek-tv.ru/video/1859-vistuplenie-pavla-sorokina-na-ministerskoy-vstreche-po-vodorodnoy-energetike-2020-hydrogen-energy-ministerial-meeting-2020/
20. Состоялись переговоры Александра Новака с министром экономики, торговли и промышленности Японии Хироси Кадзиямой. – URL: https://minenergo.gov.ru/node/18820
21. «Газпром» и «Росатом» начнут производить «чистый» водород в 2024 году. – URL: https://www.rbc.ru/business/22/07/2020/5f1565589a794712b40faedf
22. Россия и Япония договорились о сотрудничестве в области водорода. – URL: https://www.rosatom.ru/journalist/news/rossiya-i-yaponiya-dogovorilis-o-sotrudnichestve-v-oblasti-vodoroda/?sphrase_id=1638999
23. Водородный кластер собираются создать на Сахалине для развития «зеленой» энергетики и экспорту водорода. – URL: https://nangs.org/news/renewables/vodorodnyy-klaster-sobirayutsya-sozdaty-na-sahaline-dlya-razvitiya-zelenoy-energetiki-i-eksportu-vodoroda?utm_source=newsletter_1709&utm_medium=email&utm_campaign=n-d-n

Тольятти

Источник: amarok-man.livejournal.com

УДК 697.34

DOI 10.46920/2409-5516_2020_11153_74

Эффективное тепло
Effective heat

Павел СНИККАРС
Директор Департамента развития электроэнергетики Минэнерго России
e-mail: SnikkarsPN@minenergo.gov.ru

Pavel SNIKKARS
Head of Department of power engineering development Ministry of energy of Russia
e-mail: SnikkarsPN@minenergo.gov.ru

Антон БОКАРЕВ
Заместитель начальника отдела теплосетевой деятельности Минэнерго России

Anton BOKAREV
Deputy Head of the Heat Grid Activity Department of the Ministry of Energy of Russia

Юлия БОНДАРЕНКО
Начальник отдела теплосетевой деятельности

Yulia BONDARENKO
Head of the Heat Grid Activity Department of the Ministry of Energy of Russia

Кирово-Чепетск

Источник: chepetsk.ru

Аннотация. Статья объясняет основные принципы реформирования сферы теплоснабжения и повышения эффективности ее работы. В ней подробно описываются плюсы механизма альтернативной котельной и приводятся конкретные примеры его применения на практике.
Ключевые слова: альтернативная котельная, система теплоснабжения, целевая модель рынка тепловой энергии.

Abstract. The article explains the basic principles of reforming the heat supply sector and increasing the efficiency of its work. It describes in detail the advantages of the alternative boiler mechanism and provides specific examples of its application in practice.
Keywords: alternative boiler house, heat supply system, target model of the heat energy market.

Приоритетом в решении задач развития теплоснабжения является внедрение модели ценообразования по принципу альтернативной котельной

Красноярская ТЭЦ-3
Источник: feelek.livejournal.com

Стратегия теплоснабжения

В июне 2020 года правительство России распоряжением № 1523-р утвердило Энергетическую стратегию Российской Федерации на период до 2035 года. В сфере обеспечения тепловой энергией она установила две ключевые задачи – повышение надежности теплосетевого комплекса и формирование эффективных рынков теплоснабжения с приоритетом когенерации при соблюдении балансов интересов компаний и потребителей. Приоритетным инструментом при решении этих задач является внедрение целевой модели рынка тепловой энергии (ценообразование на основе принципа альтернативной котельной).

В более развернутом виде Энергостратегия выделяет следующие направления работы:

- формирование условий эффективного функционирования на локальных рынках тепла единых теплоснабжающих организаций, ответственных за надежное и рентабельное теплоснабжение потребителей;
- повышение эффективности систем централизованного теплоснабжения с учетом приоритета роста уровня когенерации;
- переход от полного регулирования тарифов на тепловую энергию к установлению предельного уровня цены с применением модели альтернативной котельной с учетом региональных особенностей;
- реализация моделей локальных рынков тепла, дающих потребителям

реальную возможность выбора схем и способов теплоснабжения и стимулы для применения эффективных технологий;

- распространение лучших практик использования альтернативных источников теплоснабжения, в том числе геотермальных, использование систем рекуперации воздуха, низкопотенциального тепла;
- экономически обоснованное развитие магистральных сетей теплоснабжения, в том числе для надежного и качественного обеспечения потребностей жилищного строительства в рамках реализации национальных проектов и национальных программ.

В стратегии четыре основных показателя, которые будут свидетельствовать об успешности решения ключевых задач. Прежде всего, это количество регионов, отнесенных к ценовым зонам теплоснабжения: от одного региона в 2018 году до 35 регионов к 2024 году и 65 регионов к 2035 году.

Второй показатель – ежегодное снижение количества аварийных ситуаций при теплоснабжении на источниках энергии и сетях в ценовой зоне теплоснабжения. Необходимо достичь сокращения аварий на 5 % в 2024 и 2035 годах по отношению к базовому уровню.

Также будет оцениваться доля выработки электроэнергии теплоэлектроцентралями (ТЭЦ) по теплофикационному циклу. Показатель должен вырасти с 30,4 % в 2018 году до 33 % к 2024 году и 40 % к 2035 году. Кроме того, должен быть снижен удельный расход топлива при производстве тепловой энергии: с 169,2 кг/Гкал в 2018 году до 164,2 кг/Гкал к 2024 году и 159,3 кг/Гкал к 2035 году.

Доля выработки электроэнергии на ТЭЦ была включена в оценочные показатели по разделу теплоснабжения в связи с тем, что производство тепловой энергии совместно с электрической энергией на ТЭЦ в подавляющем большинстве случаев является наиболее эффективным, в том числе с точки зрения ее стоимости для потребителей. Приоритет использования комбинированной выработки электрической и тепловой энергии для организации теплоснабжения был определен еще федеральным законом «О теплоснабжении» от 27 июля 2010 года. Однако на практике этот принцип не всегда реализуется. Так, суммарная электрическая мощность тепловых электростанций по состоянию на 1 января 2019 года увеличилась на 10,3 %, до 164,6 ГВт, по отношению к 149,3 ГВт на конец 2012 года. При этом суммарная тепловая мощность тепловых электростанций в сравнении с 2012 годом снизилась на 12 % и составила 259,6 тысяч Гкал/час. Если в структуре электрической мощности всех электростанций России тепловые станции к началу 2019 года занимали 68 %, то в структуре тепловой мощности на них приходилось только 30 %. Это говорит о постепенной котельнизации отрасли теплоснабжения, что в конечном итоге негативно сказывается на стоимости тепловой энергии для конечных потребителей, экологической ситуации, а также на эффективности использования энергетических ресурсов.

Труба Владивостокской ТЭЦ-1
Источник: commons.wikimedia.org

Новосибирская ТЭЦ
Источник: energybase.ru

Эффективная альтернатива

На сегодняшний момент созданы все условия для перехода к целевой модели рынка тепла – принята как нормативная правовая база, так и наработан опыт у федеральных органов исполнительной власти по рассмотрению и отнесению к ценовым зонам теплоснабжения соответствующих заявок от органов местного самоуправления и единых теплоснабжающих организаций.

Кроме того, следует отметить, что в соответствии с поручениями правительства в настоящее время Минэнерго совместно с заинтересованными федеральными органами исполнительной власти проводит работу по анализу функционирования первых ценовых зон теплоснабжения. Это позволит выработать меры по совершенствованию ее внедрения и работы.

В целом уже сейчас мы можем сказать, что опыт первых ценовых зон подтверждает наличие запроса регионов на модернизацию систем теплоснабжения, на повышение надежности и качества обеспечения теплом, на создание долгосрочных стабильных правил в отрасли.

В 2018 году к ценовой зоне теплоснабжения был отнесен первый населенный пункт – город Рубцовск Алтайского края. В 2019 году к нему добавилось еще три: рабочий поселок Линево Новосибирской области, города Барнаул и Ульяновск. За девять месяцев 2020 года этот список пополнили еще шесть городов: Оренбург, Владимир, Прокопьевск Кемеровской области, Канск Красноярского края, а также два города-миллионника – Самара и Красноярск.

Следует отметить, что в настоящее время на рассмотрении об отнесении к ценовой зоне теплоснабжения находятся заявки еще шести городов: Новокуйбышевска, Усолье-Сибирского, Медногорска, Тольятти, Бийска и Кирово-Чепецка.

По имеющейся в Минэнерго информации в ближайшее время ожидается поступление обращений по 15 городам.

Одной из основных предпосылок по переходу к целевой модели рынка тепловой энергии – кратный рост инвестиций относительно текущего уровня. В Рубцовске единая теплоснабжающая компания уже проинвестировала более 2 млрд рублей. В остальных населенных пунктах, перешедших к новой модели рынка тепла, планируются следующие инвестиции: в Линево – 0,8 млрд рублей, в Барнауле, Ульяновске – по 8 млрд рублей, в Оренбурге – более 10 млрд рублей, в Канске – более 1,6 млрд рублей, в Красноярске – более 15 млрд рублей, в Самаре – около 29,9 млрд рублей, в Прокопьевске – около 1,8 млрд рублей, во Владимире – около 8,9 млрд рублей. Таким образом, благодаря переходу к целевой модели рынка тепловой энергии ожидается реализация инвестиционных проектов на общую сумму около 86 млрд рублей. Инвестиции в основном планируются в модернизацию или строительство тепловых сетей, так как именно их износ является основной причиной низкой эффективности и ненадежности теплоснабжения.

Сейчас на рассмотрении об отнесении к ценовой зоне теплоснабжения находятся заявки еще шести городов: Новокуйбышевска, Усолье-Сибирского, Медногорска, Тольятти, Бийска и Кирово-Чепецка

Котельная в Рубцовске

Источник: rubadm.ru

Причем, если состояние магистральных тепловых сетей можно признать более-менее удовлетворительным, хотя 45 % всех магистральных тепловых сетей имеют срок службы более 30 лет, превышающий нормативный уровень, то распределительные сети по большей части полностью вырабатали свой ресурс, находятся в аварийном состоянии и требуют масштабной замены. Инвестиции в модернизацию и/или строительство новых сетей в ценовых зонах теплоснабжения составляют более 50 % от общих инвестиций в модернизацию теплоснабжения. Перечисленные объемы инвестиций будут осуществляться на основании схем теплоснабжения городов в течение 5–15 лет.

Если состояние магистральных тепловых сетей можно признать более-менее удовлетворительным, то распределительные сети находятся в аварийном состоянии и требуют масштабной замены

При этом принципиально важно повышать уровень цифровизации и степень объективности данных о теплосетевой и клиентской инфраструктуре, уровне потерь, количестве и качестве потребляемой тепловой энергии для определения приоритетных инвестиционных проектов и контроля эффективности инвестиций, а также для улучшения оперативного управления системой централизованного теплоснабжения и минимизации аварийности.

В настоящее время еще преждевременно говорить об улучшении целевых показателей в сфере теплоснабжения первых ценовых зон, поскольку обновление основных производственных фондов, модернизация теплосетевой инфраструктуры, реализация мероприятий по существенному повышению надежности теплоснабжения, по сути, являются долгосрочными процессами, полный эффект от осуществления которых будет получен в течение инвестиционного периода.

Опыт первого города

Рубцовск в Алтайском крае стал первым городом в России, отнесенным к ценовой зоне теплоснабжения. Начиная с 1991 года, ежегодно зима в Рубцовске проходила по одному сценарию: в разгар холодов на Рубцовской ТЭЦ заканчивалось топливо. В 2005 году приобретенный некачественный уголь слежался и смерзся, из-за чего его невозможно было использовать, в некоторых домах температура опустилась до 4–6 градусов тепла, занятия в школах отменили. В 2011 году были закрыты на время холодов три детских сада. В 2016 году зимой введен режим ЧС.

С августа 2016 в городе объекты теплоснабжения были переданы Сибирской генерирующей компании (далее – СГК). В настоящее время, дочернее предприятие СГК – Рубцовский теплоэнергетический комплекс, выполнило все обязательства, которые брало на себя при отнесении города к ценовой зоне теплоснабжения:

- построено 2,8 км магистральных труб;
- более 20 км тепловых сетей заменили на новые с увеличением диаметра;
- тепловая мощность Южной тепловой станции (ЮТС) (основной источник тепловой энергии в городе) была увеличена с 267 Гкал/ч до 327 Гкал/ч за счет установки двух водогрейных котлов по 30 Гкал/ч. Для бесперебойной автоматизированной подачи угля на ЮТС был построен тракт топливоподачи производительностью не менее 30 тонн/ч, также был установлен турбогенератор электрической мощностью 6 МВт, что позволило вырабатывать электрическую энергию на собственные нужды станции.

На сегодняшний день фактический объем капитальных вложений «СГК» в систему теплоснабжения Рубцовска составил более 2,5 млрд рублей с НДС.

Стоит отметить главное – в результате всех проведенных работ потребители тепловой энергии были обеспечены стабильным теплоснабжением. Снижение числа аварийных ситуаций привело к снижению продолжительности аварийного ремонтного цикла.

Инвестиции в ремонт и строительство новых сетей в ценовых зонах составляют более 50 % от общих инвестиций в модернизацию теплоснабжения. Они будут осуществляться в течение 5–15 лет

Теперь перед городскими властями встала новая задача – обеспечить жителям качественное горячее водоснабжение с необходимыми параметрами качества (температура) и надежности (минимизация перерывов). Отличительной чертой Рубцовска является то, что горячее водоснабжение осуществляется непосредственно от источников тепловой энергии без использования

Рубцовская ТЭЦ

Источник: wikimapia.org

групповых и индивидуальных тепловых пунктов, на которых вода, остывшая после прохождения по теплосетям, дополнительно подогревается. Система горячего водоснабжения от источников теплоснабжения в Рубцовске однотрубная, тупиковая, без циркуляционных трубопроводов горячего водоснабжения.

По результатам рассмотрения нескольких вариантов по улучшению ситуации с горячим водоснабжением принято решение по установке блочных распределительных станций приготовления горячей воды и выводу из эксплуатации существующего

ТЭЦ Биробиджана
Источник: cvarnou.livejournal.com

трубопровода ГВС. Оценочная стоимость мероприятий – 1,33 млрд рублей.

Согласно предложению губернатора Алтайского края Виктора Томенко, мероприятия целесообразно реализовать за счет федерального бюджета в рамках ведомственной целевой программы «Поддержка модернизации коммунальной и инженерной инфраструктуры субъектов России (муниципальных образований)».

Важно отметить, что отнесение города к ценовой зоне теплоснабжения не является основанием для отказа региональным и муниципальным органам власти и единым теплоснабжающим организациям в участии в федеральных и (или) региональных программах по модернизации объектов теплоснабжения.

Перспективные регионы

Реформа рынка тепла пока продвигается в регионах европейской части страны и Сибири, и до последнего времени не рассматривалась активно на Дальнем Востоке.

Крупнейший производитель тепловой энергии в Дальневосточном Федеральном округе – группа компаний «РусГидро». Установленная тепловая мощность принадлежащих ей 311 объектов теплоснабжения составляет 18,9 тысяч Гкал/ч. Протяженность теплосетей – почти 3,9 тысяч км в однотрубном исчислении. Годовой объем выработки тепла составляет 29,7 млн Гкал, из которых 90 % приходится на долю ТЭС и 10 % на долю котельных.

Существующие проблемы в сфере теплоснабжения на Дальнем Востоке по сути не отличаются от проблем на остальной территории России – высокий износ тепловых сетей, который ведет к ежегодному росту повреждений и аварий, и отсутствие источника финансирования на приведение в нормативное состояние теплоснабжающего комплекса. Кроме того, фактически отсутствуют стимулы для развития теплоснабжающего комплекса из-за существенного недофинансирования отрасли.

Решением накопленных проблем на Дальнем Востоке может стать отнесение городов и поселений к ценовым зонам теплоснабжения. Так, в настоящее время «РусГидро» совместно с Минэнерго рассматривает возможность применения целевой модели рынка тепловой энергии в нескольких пилотных регионах.

Это город Нерюнгри и поселки Серебряный Бор, Беркакит и Чульман в Нерюнгринском районе Якутии. Привлечение инвестиций в рамках новой модели рынка тепла оценивается в 5,9 млрд рублей (по всем 4-м перечисленным муниципальным образованиям Нерюнгринского района) против 1,57 млрд рублей при существующей модели регулирования.

В Амурской области речь идет о Благовещенске, Чигиринском сельсовете и поселке Прогресс. При условии перехода в ценовую зону теплоснабжения привлечение инвестиций в них может составить 3,7–4,6 млрд рублей (против 1,8 млрд рублей при текущем регулировании). Таким образом, суммарные инвестиции при условии перехода в ценовую зону теплоснабжения составят более 5,5 млрд рублей. Также

Котельная на острове Русский
Источник: wikimapia.org

обсуждается внедрение целевой модели в Биробиджане в Еврейской автономной области.

По оценке «РусГидро», в условиях текущего тарифного регулирования в пилотных поселениях, объем инвестиций за 10 лет не превысит 2,7 млрд рублей. При переходе к целевой модели рынка тепловой энергии «РусГидро» за тот же срок предлагает на выбранных в пилоты территориях проекты на сумму не менее 12,3 млрд рублей с учетом доведения установленных тарифов на тепловую энергию до цены альтернативной котельной темпами не более, чем индекс потребительских цен, увеличенный на 2 %.

При текущих тарифах объем инвестиций «Русгидро» за 10 лет в пилотных территориях составит 2,7 млрд рублей. При переходе к целевой модели за тот же срок инвестиции достигнут 12,3 млрд рублей

Продвигаемая Минэнерго целевая модель рынка тепловой энергии позволяет реализовать надежную и бесперебойную поставку тепла потребителям, дать экономические стимулы для оптимизации систем теплоснабжения, а также позволит сформировать стабильную и долгосрочную систему цен и отношений для привлечения частных инвестиций в сферу теплоснабжения.

Контрольная работа

В настоящее время Минэнерго ежегодно рассматривает инвестиционные программы субъектов электроэнергетики, в уставных капиталах которых участвует государство, в том числе на предмет запланированных мероприятий по строительству, реконструкции, модернизации, техническому перевооружению, приобретению и демонтажу объектов теплоснабжения, включая проекты, предусматривающие подключение теплопотребляющих установок, тепловых сетей и источников тепловой энергии к системам теплоснабжения.

В 2020 году по итогам рассмотрения инвестиционных программ замечания сформированы к 519 инвестиционным проектам общей сметной стоимостью 69 млрд рублей с НДС, из которых 195 проектов, стоимостью 18 млрд рублей не соответствуют предъявляемым к ним требованиям [1].

Мероприятия инвестиционных программ рассматриваемых субъектов элек-

[1] Постановление Правительства Российской Федерации от 1 декабря 2009 № 977 «Об инвестиционных программах субъектов электроэнергетики»; Постановление Правительства Российской Федерации от 22 февраля 2012 года № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения»; Приказ Минэнерго России от 5 марта 2019 года № 212 «Об утверждении Методических указаний по разработке схем теплоснабжения».

троэнергетики отражаются в схемах теплоснабжения 75 муниципальных образований, в связи с чем проводимая Минэнерго работа по выявлению неэффективного инвестиционного планирования в сфере теплоснабжения позволяет оптимизировать затраты, относимые к регулируемым видам деятельности, источником которых является тариф на тепловую энергию.

Ответственность

В 2018 году вступили в силу подготовленные Минэнерго России поправки в законодательство в сфере теплоснабжения, которыми введена ответственность для органов исполнительной власти городов федерального значения и органов местного самоуправления за нарушение требований к схемам теплоснабжения и требований к порядку их разработки и утверждения.

В апреле 2020 года правительство внесло изменения в положение о Министерстве энергетики, предусматривающие выдачу обязательных для исполнения властями городов федерального значения и органами местного самоуправления предписаний об устранении нарушений требований к порядку и требований к схемам, а также о рассмотрении в пределах своих полномочий дел об административных правонарушениях в сфере теплоснабжения.

Реализация данной работы позволит повысить качество разрабатываемых схем теплоснабжения и эффективность инвестиционного планирования в этой сфере, а также позволит сократить сроки подключения к системам теплоснабжения.

Экологическая безопасность как новое направление в теплоснабжении

Одной из наиболее актуальных задач, стоящих перед Минэнерго, помимо надежного и качественного электро- и теплоснабжения потребителей, является снижение негативного воздействия энергетической отрасли на окружающую среду.

Красноярск
Источник: pikabu.ru

Приоритетным направлением для решения экологических проблем является развитие системы централизованного теплоснабжения и когенерации в городах, включая замену и перекладку (с увеличением диаметра) изношенных тепловых сетей, замещение устаревших малых котельных теплом современных ТЭЦ, которые имеют фильтры с высокой степенью очистки выбросов, высокие трубы (до 270 метров), что обуславливает более широкую по сравнению с котельными зону рассеивания выбросов (50–70 километров), и, переключение частных домовладений в черте города на централизованное отопление.

Приоритетом в решении экологических задач является замена изношенных тепловых сетей, устаревших малых котельных современными ТЭЦ с фильтрами высокой отчистки и высокими трубами

Бийск
Источник: мызабудущее.рф

Для принятия в схемах теплоснабжения муниципальных образований технических, схемно-режимных и инвестиционных решений, направленных на оздоровление экологической обстановки, Минэнерго прорабатывает внесение соответствующих изменений в требования к схемам теплоснабжения.

Разрабатываемые требования направлены на оценку реального вклада энергетики в загрязнение окружающей среды, определение и дальнейшее достижение плановых показателей по объемам и динамике снижения выбросов и сбросов загрязняющих веществ, включая проработку необходимых для достижения установленных показателей мероприятий, оценку стоимости таких мероприятий, а также оценку тарифных и социальных последствий.

В целом предлагаемый Минэнерго России подход позволит сформировать более совершенную систему взаимодействия граждан, органов власти и теплоснабжающих организаций, в рамках которой инвестиционные решения по развитию систем теплоснабжения будут приниматься в том числе исходя из необходимости улучшения экологической обстановки.

В целях опережающего учета разделов по воздействию предприятий теплоэнергетики на окружающую среду, до момента внесения изменений в требования к схемам теплоснабжения, Минэнерго в апреле 2020 года рекомендовало 40 поселениям, схемы которых утверждаются министерством, включать меры по снижению негативного воздействия на окружающую среду в технические задания на разработку схем теплоснабжения. В настоящее время разделы по обеспечению экологической безопасности уже включены в схемы теплоснабжения Красноярска, Томска и Самары.

Выводы

Проводимая Минэнерго работа в сфере теплоснабжения, направленная в том числе на привлечение инвестиций в отрасль, оптимизацию инвестиционных и тарифно-балансовых решений, а также на формирование экологического вектора развития позволит организовать прозрачную, надежную и экологически чистую систему подачи тепла в российских городах.

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА №11(153) / 2020

УДК 338.24:621.3 DOI 10.46920/2409-5516_2020_11153_84

Старые и новые угрозы энергобезопасности России в сфере газа

Old and new threats to Russia's energy security in the gas sector

Сергей СЕНДЕРОВ
Заместитель директора, Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, д. т. н.
e-mail: ssm@isem.irk.ru

Виктор РАБЧУК
Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, к. т. н., в. н. с.
e-mail: rabchuk@isem.irk.ru

Sergey SENDEROV
Deputy Director, the Melentiev Energy Systems Institute (ISEM), Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Doctor of Technical Sciences
e-mail: ssm@isem.irk.ru

Viktor RABCHUK
Melentiev Energy Systems Institute (ISEM), Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Candidate of Technical Sciences, Senior Research Fellow
e-mail: rabchuk@isem.irk.ru

Харасавэйское месторождение *Источник: «Газпром»*

Аннотация. Статья посвящена анализу возможных стратегических угроз энергетической безопасности России до 2035 года в быстро меняющихся условиях. В статье оценивается влияние основных действующих и возможных в будущем факторов, способных влиять на направления трансформации и на масштабы реализации стратегических угроз энергетической безопасности России. На основании оценки влияния указанных факторов предполагаются возможные уровни перспективного обеспечения внутренних потребностей страны в поставках первичных энергоресурсов с учетом необходимости выполнения международных обязательств по экспорту энергетических ресурсов. В результате анализа указанных возможностей и условий, складывающихся на мировых энергетических рынках, авторы делают вывод об исчерпании возможностей дальнейшего развития экономики России за счет экспорта своих нефтегазовых ресурсов.
Ключевые слова: энергетическая безопасность, стратегические угрозы, газовая отрасль, обеспечение потребностей в ТЭР.

Abstract. The paper is devoted to the analysis of the possible scale of the implementation of strategic threats to Russia's energy security in the future until 2035 in the context of rapidly changing conditions of external and internal factors in relation to the Russian energy sector. The article, taking into account the scale of the impact of the COVID-19 pandemic on the Russian economy, assesses the direction of the influence of the main current and possible in the future factors that can influence the directions of transformation and the scale of the implementation of strategic threats to Russia's energy security. Based on the assessment of the influence of these factors, possible levels of prospective satisfaction of Russia's internal needs in the supply of primary energy resources are assumed, taking into account the need to fulfill international obligations for the export of fuel and energy resources. As a result of the analysis of these opportunities and conditions in the world energy markets, the authors conclude that the possibilities for further development of the Russian economy through the export of its oil and gas resources have now been exhausted.
Keywords: energy security, strategic threats, gas industry, meeting the demand for fuel and energy resources.

> **На старых месторождениях Надым-Пуртаза, где еще 10–15 лет назад добывалось 85 % всего газа, наблюдается быстрое снижение объемов добычи**

Введение

Важнейшим требованием энергетической безопасности России является обеспечение внутреннего спроса на первичные топливно-энергетические ресурсы [1], в том числе на газ, с учетом большого объема его поставок на экспорт. На текущий момент себестоимость добычи газа стала заметно расти из-за высокого уровня выработанности месторождений в старых районах и необходимости выхода в новые районы со значительно большими удельными затратами на их освоение. Между тем мировые цены на газ в период пандемии коронавируса сильно сократились [2]. При этом предпосылки для заметного роста стоимости газа до 2035 года отсутствуют.

Выбор основных угроз

Выбор основных угроз российской энергетической безопасности до 2025 года был сделан на основании анализа условий

Таблица 1. ТЭК России в 2014–2019 гг. [4–7]

Показатели	2014	2016	2018	2019
Производство первичных ТЭР, всего млн т у. т., в т. ч.	1863	1931	2032	2083
природный и попутный газ, млрд м^3	642	653	725	737
нефть и газовый конденсат, млн т	527	547	556	560
уголь*, млн т	359	383	401	397
электроэнергия ГЭС**, АЭС** и прочие ТЭР, всего, млн т у. т.	149	158	160	162
Импорт ТЭР, всего, млн т у. т., в т. ч.	33	29	27	23
природный газ, млрд м^3	12	12	9	8
Всего (приход), млн т у. т., в т. ч.	1896	1960	2059	2106
природный газ, млрд м^3	654	665	734	745
Внутреннее потребление первичных ТЭР, млн т у. т., в т. ч.	1034	1062	1092	1057
природный и попутный газ, млрд м^3	455	471	494	469
Доля газа во внутреннем потреблении первичных ТЭР,%	*51*	*51*	*52*	*51*
нефть, используемая непосредственно и нефтепродукты, всего, млн т у. т.	229	234	231	228
уголь, млн т	228	223	205	191
электроэнергия ГЭС**, АЭС**, прочие ТЭР, млн т у. т.	149	158	160	162
Экспорт ТЭР, всего, млн т у. т., в т. ч.	862	898	967	1049
природный газ, млрд м^3	187	194	247	276

* Товарное производство;

** Соответствует количеству топлива (в т у. т.), сжигаемого на конденсационных станциях для производства тех же объемов электроэнергии, что на ГЭС и АЭС.

функционирования энергетических отраслей России за предыдущие (2014–2019) годы (табл. 1). Кроме того, учитывался ожидаемый характер особенностей функционирования этих отраслей в период до 2025 года.

С 2014 года объемы производства топливно-энергетических ресурсов заметно росли (табл. 1). В основном, рост шел за счет увеличения добычи углеводородов. При этом максимально возможные уровни их добычи и экспорта соответствовали периоду снижения мировых цен. В 2019 году цена газа доходила до 120–140 долларов за тысячу кубометров, а нефти – 50–55 долларов за баррель [1, 3]. Доходы от экспорта углеводородов при снижении мировых цен на них пришлось получить, увеличив объемы их продажи. Низкая цена на газ побуждала страны-импортеры покупать этот газ впрок, заполняя все подземные хранилища газа (ПХГ) и создавая предпосылки для снижения цены на него в 2020 году. Зима 2018 года в европейской части России была несколько холоднее последних зим, этот факт привел к сокращению потребления природного газа в 2019 году по сравнению с 2018-м годом до средних величин последних лет. Что касается угля, электроэнергии, вырабатываемой на ГЭС и АЭС, и других энергоресурсов, то с 2016 года по 2019 год объемы их производства практически не менялись.

Исходя из масштабов недовыполнения инвестиционных программ в предыдущий период [8–11] и учитывая малые инвестиционные возможности ТЭК (из-за низких доходов от экспорта углеводородов), самой значимой угрозой Энергобезопасности России в период до 2025 года приходится считать недостаток инвестиций в энергетических отраслях. Этот риск, безусловно, должен быть включен в перечень рассматриваемых угроз.

Недостаток инвестиций сказывается на показателях физического и морального износа основных производственных фондов. Например, в газовой отрасли физический износ производственных фондов перевалил отметку в 65 %, в нефтяной – приблизился к 55 %. При недостатке инвестиций реализация такой угрозы энергобезопасности, как *отставание темпов замены морально и физически устаревших производственных фондов в энергетических отраслях* продолжится и далее. Эта угроза также должна быть включена в перечень рассматриваемых угроз.

Одна из причин большой доли морально устаревших производственных фондов в ТЭК России – это низкие темпы внедрения наилучших доступных технологий. Требованиям НДТ в различных отраслях ТЭК страны отвечают от 10 % до 20 % производственных фондов (мировая практика – от 40 % до 60 %) [12]. Соответственно, угроза низких темпов внедрения наилучших доступных технологий также должна быть включена в перечень угроз на период до 2025 года. Низкие темпы внедрения НДТ и необходимость выхода в новые значительно более дорогие регионы добычи нефти наряду с истощением месторождений в традиционных районах заметно увеличивают себестоимость этого энергоресурса. Средняя безубыточная себестоимость российской нефти составляет 42–44 долларов за баррель[13, 14]. Фактор роста себестоимости российской нефти год от года, при ожидаемой относительно низкой мировой цене на нее (60–70 долларов за баррель), обязывает включить в число рассматриваемых угроз до 2025 года угрозу снижения возможностей по наращиванию объемов добычи нефти в стране и ее экспорта.

В анализируемый период среди рассматриваемых угроз должна быть включена и угроза снижения возможностей поддержания объемов добычи природного газа. На старых месторождениях Надым-Пур-Тазовского района, где еще 10–15 лет назад добывалось до 85–90 % всего газа России, наблюдается быстрое снижение объемов добычи. В то же время из-за низких цен на газ и отсутствия предпосылок для их дальнейшего роста, развивать новые центры добычи, такие как шельф Баренцева и Карского морей, полуостров Гыдан, нецелесообразно.

В газовой отрасли физический износ производственных фондов перевалил отметку в 65 %, в нефтяной – приблизился к 55 %. При недостатке инвестиций эта угроза энергобезопасности продолжит расти

Отсюда следует еще одна угроза – доминирование природного газа в балансах топливно-энергетических ресурсов субъектов РФ европейской части страны и Урала. В настоящее время доля газа во внутреннем потреблении первичных энергоресурсов в стране сохраняется на уровне 51–52 % (табл. 1). Однако, в значительной

Ковыктинское газоконденсатное месторождение

Источник: «Газпром»

Установка комплексной подготовки газа №3 Чаяндинского месторождения

Источник: «Газпром»

части субъектов России эта доля доходит до 90–99 %. Такое положение неприемлемо из-за снижения возможностей по добыче газа в стране и из-за трудностей с топливо-энергоснабжением потребителей, которые могут возникнуть при крупномасштабных чрезвычайных ситуациях (ЧС) в газовой отрасли, когда основные его объемы по-прежнему добываются в 2,5–3 тысячах километров от мест его основного потребления. При этом подземные хранилища, призванные выдавать газ в газотранспортную сеть в аварийных условиях недопоставок газа по основным коридорам в единой газотранспортной системе, отсутствуют.

К началу 2021 года снижение цены на газ, видимо, прекратится. К 2035 году она должна стабилизироваться, к примеру, для европейских стран на уровне 200–230 долларов за тысячу кубометров

Характер трансформации угроз на период до 2025 года и факторы, определяющие этот характер, представлены в таблице 2.

С учетом данных таблицы 2 и ожидаемых особенностей функционирования энергетических отраслей в период 2026–2030 годов, следует оставить угрозу недостатка инвестиций в энергетических отраслях (в предыдущий период характер её трансформации был оценен как заметное усиление). Вместо двух угроз (низкие темпы замены производственных фондов и внедрения наилучших доступных технологий), на отрезке с 2026 по 2030 гг. предлагаем рассматривать только одну – *низкие темпы внедрения наилучших доступных технологий* в энергетических отраслях. Замена морально устаревших производств должна означать, главным образом, внедрение НДТ. Снижение уровней добычи газа делает обязательным рассмотрение на анализируемом временном отрезке и угрозы доминирования газа в европейской части страны и на Урале.

Результаты оценки характера трансформации перечисленных угроз в период с 2026 по 2030 гг. и факторы, определяющие этот характер, представлены в таблице 3.

На временном отрезке 2031–2035 годов предлагается рассмотреть лишь те угрозы, характер трансформации кото-

Таблица 2. Характер трансформации наиболее значимых угроз ЭБ России до 2025 г.

№	Угрозы ЭБ России	Факторы, способствующие усилению угрозы	Факторы, способствующие ослаблению угрозы	Характер трансформации
1	Недостаток инвестиций в энергетических отраслях	— накопленные проблемы с недофинансированием отраслей; — ухудшение запасов в старых районах нефтегазодобычи; — необходимость освоения значительно более дорогих районов нефтегазодобычи; — ожидаемые низкие доходы страны от экспорта углеводородов; — большая роль государства в управлении бизнесом; — непривлекательность бизнеса в стране (коррупция, рейдерство); — внешнеэкономические санкции	— ожидаемое увеличение цен на углеводороды к 2025 г.; — отсутствие серьезных мотиваций для наращивания производства ТЭР (низкие цены на мировых рынках, невысокий рост внутреннего спроса); — осознание необходимости расстановки приоритетов при планировании развития СЭ	Заметное усиление угрозы
2	Низкие темпы обновления ОПФ в энергетических отраслях	— нет серьезных мотиваций для ускорения замены устаревших ОПФ (стагнация экономики, низкие темпы роста внутреннего спроса на ТЭР); — недостаток инвестиций; — монополизм поставщиков ТЭР; — непривлекательность бизнеса в России; — внешнеэкономические санкции; — недоступность дешевых кредитов, трудности с внедрением НДТ	— необходимость обеспечения требований пром. безопасности; — развитие информационных технологий с соответствующей сменой ОПФ; — повышение требований потребителей к качеству ТЭР	Некоторое усиление угрозы
3	Низкие темпы внедрения НДТ в энергетических отраслях	— недостаток инвестиций; — большая инерционность развития энергетических отраслей; — монополизм производителей и поставщиков ТЭР; — внешнеэкономические санкции; — непривлекательность бизнеса в России	— стагнация экономики; — возможное улучшение инвестиционного климата в стране	Некоторое усиление угрозы
4	Снижение возможностей по наращиванию объемов добычи нефти в стране	— истощение ныне действующих месторождений; — уход в новые более дорогие районы нефтедобычи; — ожидаемые относительно низкие цены на жидкие углеводороды; — внешнеэкономические санкции, включая внедрение НДТ	— ожидаемое увеличение глубины переработки нефти на российских НПЗ; — ожидаемое увеличение спектра готовых нефтепродуктов в структуре экспорта жидких углеводородов	Заметное усиление угрозы
5	Снижение возможностей по поддержанию объемов добычи природного газа	— быстрое снижение уровней добычи в НПТР; — нецелесообразность освоения газового шельфа Баренцева и Карского морей (недостаток инвестиций, рост конкуренции и низкие цены на мировых рынках газа, рост доли ВИЭ в странах – импортерах газа); — рост себестоимости поставляемого газа	— стагнация экономики России с отсутствием роста потребностей в ТЭР; — снижение возможностей экспорта российского газа по внешнеэкономическим и внешнеполитическим причинам	Заметное усиление угрозы
6	Доминирование природного газа в балансах ТЭР субъектов РФ европейской части страны и Урала	— большая инерционность развития отраслей ТЭК; — предпочтительность газа по соотношению «цена – качество»; — снижение объемов добычи в старых районах и необходимость выхода в новые дорогие районы; — снижение возможностей по увеличению объемов добычи газа; — рост себестоимости поставляемого газа	— низкие приросты внутренних потребностей в ТЭР; — ожидаемое осознание во властных структурах страны большой отрицательной значимости данной угрозы для перспективы	Некоторое усиление угрозы

Таблица 3. Характер трансформации наиболее значимых угроз ЭБ России в период с 2026 по 2030 гг.

№	Угрозы ЭБ России	Факторы, способствующие усилению угрозы	Факторы, способствующие ослаблению угрозы	Характер трансформации угрозы ЭБ
1	Недостаток инвестиций в энергетических отраслях	— ожидаемый рост внутренних потребностей в ТЭР; — стремление удержать долю на внешних рынках сбыта углеводородов в условиях низких цен на них; — необходимость роста затрат на увеличение доли ВИЭ	Ожидаемые: — улучшение инвестиционного климата; — диверсификация структуры ВВП; — ослабление внешнеэкономических санкций	Некоторое ослабление угрозы
2	Низкие темпы внедрения НДТ в энергетических отраслях	— рост значимости факторов: недостаток инвестиций, инерционность развития ТЭК; — технологическое развитие энергетики в мире, НТП, конкуренция на энергетических рынках	— ожидаемое ослабление внешнеэкономических санкций	Заметное усиление угрозы
3	Снижение уровней добычи нефти в стране	— увеличение степени влияния факторов: ухудшение запасов нефти, снижение конкурентоспособности российской нефти на мировых рынках, снижение прироста мировых потребностей в жидких углеводородах	— низкий годовой прирост потребления нефтепродуктов внутри страны; — большая разница между объемами добычи нефти в стране и объемами её переработки	Заметное усиление угрозы
4	Снижение уровней добычи газа в стране	— увеличение степени влияния факторов: сокращение уровней добычи в старых районах, дороговизна освоения новых районов, отсутствие предпосылок для заметного роста цен на газ на мировых рынках; — доминирование газа в ТЭБ страны и отдельных регионов	— ожидаемое уменьшение политизированности решений по развитию газовой отрасли	Заметное усиление угрозы
5	Доминирование газа в ТЭБ страны и регионов европейской части и Урала	— большая инерционность в изменениях структуры ТЭБ внутри страны; — ожидаемый рост потребностей в ТЭР (соответствующий темпам развития экономики); — снижение уровней добычи газа в стране	Ожидаемые: — ослабление роли государства в развитии газовой отрасли; — переход к равнодоходности газа на внешнем и внутреннем рынках; — ослабление внешнеэкономических санкций	Заметное усиление угрозы

рых в предыдущий период (таблица 3) был оценен как «заметное усиление угрозы». Результаты по оценке трансформации этих угроз в указанный период представлены в таблице 4.

Возможности энергетических отраслей России

Суммарные годовые внутренние потребности страны в первичных топливно-энергетических ресурсах могут быть логично определены, как $Q_t = Q_{t-1}(1 + K^t_{ВВП} - K^t_{уэ})$, где Q_{t-1} – объем потребления этих ТЭР в *t – 1*-м году, а $K^t_{ВВП}$ и $K^t_{уэ}$ – коэффициенты изменения ВВП России и удельной энергоемкости ВВП в *t*-м году относительно *t – 1*-го года. При определении внутренних потребностей первичных энергоресурсов были приняты следующие среднегодовые значения $K^t_{ВВП}$ и $K^t_{уэ}$, таблица 5.

Учитывая влияние на экономику России пандемии COVID-19 можно предполагать снижение ВВП в 2020 году по сравнению с 2019 годом. В то же время при выходе экономики из условий пандемии в 2021 году можно ожидать несколько увеличенные темпы восстановления с достижением ориентиров, намеченных ранее. Соответственно в 2020 году предлагаем считать величину внутренних потребностей страны в первичных ресурсах примерно равной 2019 году (1057 млн т у. т.), а далее следовать значениям показателей, представленным в таблице 5. Тогда можно предположить, что в 2025 году эта величина будет на уровне 1090–1110, в 2030 году – 1150–1170 и в 2035 году – 1180–1230 млн т у. т.

Степень участия нефтяной отрасли страны в покрытии её внутреннего спроса по первичным ТЭР. В 2018 и в 2019 годах объемы потребления нефтепродуктов и нефти составили соответственно 231 и 228 млн т у. т. С 2020 по 2035 годы внутренние потребности в светлых нефтепродуктах, если и будут расти, то не более чем на 0,5–1 % в год в связи с ожидаемым активным увеличением роли электротранспорта. Будут снижаться и объемы нефти, сжигаемой напрямую. Соответственно, суммарный объем используемой нефти в качестве нефтепродуктов и сырой нефти внутри страны до 2035 года увеличиваться не должен, но и заметно снижаться не будет. Будем считать, что в 2020 годах он останется, примерно, на уровне 2019 года – около 230 млн т у. т., в 2025 г. – составит 220–

Таблица 4. Характер трансформации наиболее значимых угроз ЭБ России в период с 2031 по 2035 гг.

№	Угрозы ЭБ России	Факторы, способствующие усилению угрозы	Факторы, способствующие ослаблению угрозы	Характер трансформации угрозы ЭБ
1	Низкие темпы внедрения НДТ в энергетических отраслях	— недостаток инвестиций; — инерционность развития ТЭК; — сохранение большой роли государства в сфере управления энергетикой	— изменение структуры приходной части ВВП России со снижением зависимости ВВП России от нефтегазового сектора	Некоторое ослабление угрозы
2	Снижение уровней добычи нефти в стране	— необходимость освоения новых дорогих районов нефтедобычи; — недостаток инвестиций; — недостаточные темпы внедрения НДТ; — отсутствие предпосылок для заметного увеличения мировых цен на нефть и нефтепродукты	— снижение зависимости ВВП России от нефтегазового сектора; — снижение объемов экспорта нефти; — отсутствие роста внутреннего потребления нефтепродуктов с увеличением роли электроэнергии на транспорте	Некоторое ослабление угрозы
3	Снижение уровней добычи газа в стране	— быстрое падение объемов добычи газа в старых районах; — нецелесообразность освоения газового шельфа Баренцева, Карского и Охотского морей в экспортных целях из-за большой себестоимости добычи, переработки и транспорта газа при отсутствии предпосылок для заметного роста мировых цен на газ; — доминирование газа в ТЭБ страны и отдельных регионов	— заметное снижение приростов потребностей в газе в странах-импортерах, связанное с ростом доли ВИЭ в структурах ТЭБ	Заметное усиление угрозы
4	Доминирование газа в ТЭБ страны и регионов европейской части и Урала	— инерционность в изменениях структуры ТЭБ внутри страны и регионов; — заметное снижение уровней добычи газа в старых районах газодобычи; — недостаток инвестиций при выходе в новые дорогие районы газодобычи (газовый шельф Баренцева, Карского и Охотского морей)	— отсутствие предпосылок к росту мировых цен на газ и высокая себестоимость его добычи и транспорта диктуют нецелесообразность его экспорта; — изменение структуры ВВП в направлении роста неэнергоемких, наукоемких отраслей с ограничением роста внутренних потребностей страны в первичных ТЭР, в т. ч. в газе	Усиление угрозы

Таблица 5. Предполагаемые коэффициенты изменения ВВП России и удельной энергоемкости ВВП по временным отрезкам перспективы до 2035 г.

Временные отрезки, годы	$K^t_{ВВП}$	$K^t_{уэ}$
2020–2025	0,015–0,017	0,005–0,01
2026–2030	0,02–0,025	0,01–0,015
2031–2035	0,025–0,035	0,020–0,025

230, в 2030 г. – 215–225 и в 2035 г. – 210–220 млн т у. т. Эти объемы намного меньше объемов добычи жидких углеводородов сегодня (в 2019 году – 560 млн т или 800 млн т у. т.). По-видимому, такое превышение объемов добычи над внутренним потреблением может сохраниться и до 2035 года. Возможности по наращиванию объемов добычи нефти в стране скорее всего будут исчерпаны к 2025 году (табл. 2). В 2020 году добыча нефти в России могла бы составить примерно 560–565 млн тонн. В то же время согласно сделке ОПЕК+ в период сокращения нефтяных цен в мире в 2020 году добыча нефти, видимо, будет на уровне 500–510 млн тонн. Понятно, что за этим спадом должно пойти некоторое оживление мировой экономики, возможно, что прежний уровень добычи нефти (550–560 млн т) может быть восстановлен к 2025 году. За пределами 2025 года, по-видимому, следует ожидать снижения уровней добычи нефти до 500–520 млн т в 2030 году и до 400–450 млн т к 2035 году.

Годовые уровни потребления угля в стране в последние 5 лет только сокращались. С 2020 по 2025 годы в связи с сокращением возможностей по наращиванию объемов добычи газа в стране будут исчерпаны и возможности по вытеснению угольных электро- и теплогенерирующих мощностей газовыми. Соответственно, если с 2020 по 2025 годы можно ожидать пусть замедленного, но снижения объемов потребления угля, то после 2025 года его потребление должно немного (на 0,3–0,5 % в год) расти. Это позволит в какой-то мере нейтрализовать действие угрозы доминирования газа. Тогда внутреннее потребление угля будет: в 2020 году – 185–190, в 2025 году – 180–190, в 2030 году – 185–195, и в 2035 году – 200–210 млн т против 191 млн т в 2019 году. Объемы экспорта российского угля (с учетом роста конкуренции на мировых рынках) скорее всего будут немного сокращаться: 2020 год – 190–200, 2025 год – 180–190, 2030 год – 170–190, 2035 год – 160–180 млн т.

Суммарные объемы производства первичных энергоресурсов в России на ГЭС, АЭС и прочих источниках в последние годы менялись незначительно. В 2019 году, с учетом среднего КПД выработки электроэнергии на тепловых станциях, эти объемы составили 143 млн т у. т. Потребление прочих возобновляемых ресурсов в 2019 году составило 23 млн т у. т. С учетом некоторого роста доли нетрадиционных источников энергии

Установка подготовки газа УПГ-102 на Ковыктинском месторождении
Источник: «Газпром»

и производства электроэнергии на ГЭС и АЭС, указанные объемы могут составить 165–170 – в 2020 году, 180–190 – в 2025 году, 190–210 – в 2030 году и 220–250 млн т у. т. – в 2035 году.

Все сказанное выше по поводу ожидаемого внутреннего спроса в России на первичные ТЭР для всех опорных годов и по поводу возможного покрытия этого спроса со стороны нефтяной и угольной отраслей, АЭС, ГЭС и прочих ТЭР, отражено в таблице 6. Здесь же (в табл. 6) показаны требования к газовой отрасли страны в покрытии тех же потребностей.

После выхода на требования к объемам газа для покрытия внутренних потребностей страны в первичных ТЭР (табл. 6), рассмотрим возможности газовой отрасли по обеспечению этих объемов. Также изучим и возможности (с учетом планируемого импорта) по обеспечению экспорта российского газа на ту же перспективу. Импорт газа в Россию в 2019 году составил 8 млрд кубометров [15]. До 2035 года он вряд ли превысит 10 млрд кубометров в год. При оценке уровней добычи газа (вместе – и природного, и попутного) приходится учитывать следующие моменты:

1. Снижение возможностей по наращиванию объемов добычи газа в период до 2025 года и снижение уровней его добычи после 2025 года.

2. Низкие мировые цены на газ в 2020 году и отсутствие предпосылок для заметного увеличения до 2035 года при росте средней себестоимости добычи и транспорта газа и высокой себестоимости производства российского СПГ.

3. К началу 2021 года снижение цены на газ, видимо, прекратится. К 2035 году она должна стабилизироваться, к примеру, для европейских стран на уровне 200–230 долларов за тысячу кубометров. Насколько будут отличаться эти цены от себестоимости российского газа в новых районах добычи на границе с Германией, можно судить по данным таблицы 7. При этом под себестоимостью газа, в отличие от приводимых последнее время цифр, касающихся только эксплуатационных затрат [16 и др.], следует понимать отношение суммы всех капитальных и эксплуатационных затрат, связанных с освоением газового месторождения за все время освоения и эксплуатации месторождения к суммарному объему добычи газа за это время, плюс так же рассчитанная себестоимость его доставки до пунктов сдачи.

4. Сопоставление ожидаемых мировых цен на газ с данными таблицы 7 говорит

Из-за трудностей с инвестициями нельзя ожидать увеличения уровней добычи газа на Сахалине и шельфе Охотского моря до 2035 года. Падение добычи в Надым-Пуртазовском районе продолжится

о явной экономической нецелесообразности освоения газовых месторождений на Гыданском полуострове и на шельфе Карского моря в экспортных целях (по крайней мере, до 2035 года). Из-за нерешенности ряда принципиальных вопросов технического характера и из-за тех же ожидаемых низких цен на газ до 2035 года нельзя ждать и освоения Штокмановского месторождения (шельф Баренцева моря).

5. Темпы роста добычи газа на Ямале не будут столь высоки, как в 2018–2019 годах (26 млрд кубометров) – шло наращивание мощностей по производству СПГ. Темпы роста добычи будут сдерживаться низкими мировыми ценами на газ. По нашим оценкам, этот прирост не превысит до 2025 года 2–3 млрд кубометров в год. За пределами 2025 года вплоть до 2035 года, после освоения Харасавейского месторождения прирост добычи на Ямале вновь увеличится, но лишь в пределах 5–6 млрд кубометров в год.

6. Будут осваиваться Чаяндинское (Якутия) и Ковыктинское (Иркутская область) месторождения с добычей здесь

Таблица 6. Ожидаемые возможности обеспечения внутренних потребностей России в первичных ТЭР с формированием требований к газовой отрасли*

Показатели	Годы				
	2019	2020	2025	2030	2035
Внутренние потребности России в первичных ТЭР, млн т у. т.	1057	1060	1100	1160	1210
Участие нефтяной отрасли в обеспечении указанных потребностей, млн т у. т.	228	230	225	220	215
Участие угольной отрасли в обеспечении указанных потребностей, млн т у. т.	124	120	120	125	130
Участие АЭС, ГЭС и прочих ТЭР в обеспечении указанных потребностей, млн т у. т.	166	170	185	200	230
Требуемая доля газа в обеспечении указанных потребностей, млн т у. т., млрд м^3	539 469	540 470	570 495	615 535	635 550

* Взяты средние значения соответствующих диапазонов.

Таблица 7. Ожидаемая себестоимость российского газа из новых районов его добычи на границе с Германией*

Район добычи, способ освоения	Себестоимость, долл./1000 м³		
	2020 год	2025 год	2030 год
Ямал (ныне действующие месторождения): газ – трубопроводный СПГ	 150–170 180–190	 160–180 190–210	 170–190 200–220
Ямал (в случае освоения новых месторождений): газ – трубопроводный СПГ	 170–190 200–210	 210–230 240–260	 240–270 260–290
Шельф Карского моря (в случае освоения), газ трубопроводный		290–320	340–380
П-ов Гыдан (в случае освоения), газ трубопроводный		240–280	280–300

* Оценка авторов с учетом [17 и др.].

газа в 2020 году 1–2 млрд кубометров, а к 2025 году – 20–40 млрд кубометров в год.

7. Из-за трудностей с инвестициями нельзя ожидать заметного увеличения уровней добычи газа на Сахалине и шельфе Охотского моря до 2035 года.

8. Продолжится падение уровня добычи газа в Надым-Пуртазовском районе (в среднем в последние годы падение добычи по 16 млрд кубометров в год).

9. В перспективе до 2030 года некоторое снижение уровней добычи нефти приведет к сокращению уровней производства попутного газа (с 100 млрд кубометров – в 2019 г. до 80–90 млрд кубометров – к 2035 г.).

С учетом данных таблицы 6 и сказанного выше, сформирована таблица 8, где представлена ожидаемая до 2035 года ситуация с балансом российского газа. При этом приходная часть учитывает возможности основных газоносных регионов и импорта. Здесь же для сопоставления приведены фактические цифры за последние годы.

Насколько видно из данных таблицы 8, возможности газовой отрасли России с учетом незначительных объемов импорта газа полностью покрывают требования в нем для удовлетворения внутренних потребностей страны в первичных топливно-энергетических ресурсах. В то же время, технические (без учета ситуации на мировых рынках газа) возможности по экспорту российского газа заметно сокращаются.

Заключение

Реальные количественные показатели функционирования ТЭК России в 2014–2019 годах, а также результаты оценки характера трансформации наиболее значимых угроз энергобезопасности страны до 2035 года, позволили оценить располагаемые возможности ее энергетических отраслей по обеспечению внутренних потребностей страны в первичных энергоресурсах и возможностей по экспорту российского газа на период до 2035 года. Было показано, что до 2035 года суммарные годовые возможности ТЭК страны по производству первичных ресурсов вместе с импортом в Россию будут превышать ее внутренние потребности. Снижение уровней добычи нефти также не скажется на обеспечении внутренних потребностей страны нефтепродуктами. В то же время, к 2035 году следует ожидать сокращения возможностей по экспорту энергоресурсов с 1049 млн т у. т. до 700–800 млн т у. т. Возможности по экспорту российского газа при условии бездефицитного обеспечения внутренних потребностей страны в этом виде топлива заметно сокращаются (с 276 млрд кубометровв 2019 году до 90 млрд кубометров в год к 2035 году).

Снижение возможностей по добыче и экспорту углеводородов сопровождается отсутствием предпосылок для заметного увеличения мировых цен на них до 2035 года. В этот же период ожидается рост доли нетрадиционных видов энергоресурсов в балансах стран-импортеров углеводородов. Соответственно будет усиливаться конкуренция среди стран-экспортеров. Все эти процессы придутся на время неуклонного увеличения средней себестоимости добычи и транспорта нефти и газа в России.

Направленность мер для улучшения ситуации может быть только одна: быстрое изменение структуры экономики России в направлении увеличения доли наукоемких и малоэнергоемких сфер деятельности с выходом конкурентоспособной продукции высокой добавленной стоимости. Возможности развития экономики России за счет продажи только природных ресурсов уже на ближайшее будущее исчерпаны.

Таблица 8. Фактические и ожидаемые до 2035 г. значения баланса российского газа (природный и попутный – в сумме), млрд кубометров

Показатель	Факт, годы		Прогноз, годы			
	2017	2019	2020	2025	2030	2035
Производство (природный и попутный), в т. ч.	691	736	730	720	690	630
Надым-Пур-Тазовский район	468	436	420–425	350–370	280–310	200–240
Ямал	75	101	105–110	120–140	160–190	180–220
Европейская зона	51	59	60–65	60–70	60–70	50–60
Томская обл., В. Сибирь	22	28	28–30	45–50	50–60	50–60
Обско-Тазовская губа и Большехетская впадина	40	68	60–65	60–65	40–60	30–50
Дальний Восток	35	44	45–50	50–60	50–60	50–60
Импорт	9	8	10	10	10	10
*Располагаемые объемы**	*700*	*744*	*740*	*730*	*700*	*640*
Требуемый объем газа для покрытия внутренних потребностей страны в первичных ТЭР	*469*	*469*	*470*	*495*	*535*	*550*
Техн. возможности экспорта российского газа	*231*	*275*	*270*	*235*	*165*	*90*

* Сумма средних значений диапазонов возможностей.

Ямал СПГ

Источник: sdelanounas.ru

Использованные источники

1. *Доктрина энергетической безопасности Российской Федерации – URL: http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001201905140010?index=0&rangeSize=1 (16.05.2019).*
2. *European Union Natural Gas Import Price / – URL: https://ycharts.com/indicators/europe_natural_gas_price (07.07.2020).*
3. *Oil Price Charts / – URL: https://oilprice.com/oil-price-charts (8.07.2020).*
4. *Аналитические таблицы / ИнфоТЭК, № 1, 2015. С. 102–121.*
5. *Аналитические таблицы / ИнфоТЭК, № 1, 2017. С. 109–128.*
6. *Аналитические таблицы / ИнфоТЭК, № 1, 2019. С. 100–117.*
7. *Аналитические таблицы / ИнфоТЭК, № 1, 2020. С. 88–106.*
8. *Инвестиции в электроэнергетику России в 2016 году выросли на 7,7% до 697 млрд рублей – А. Новак. ТАСС. Опубликовано 12.01.2017. – URL: http://atominfo.ru/newso/v0911.htm*
9. *– URL: http://www.finanz.ru/novosti/aktsii/obem-investiciy-v-neftegazovuyu-otrasl-rf-v-2016-g-sokhranitsya-na-urovne-2015-g-novak-1001256417*
10. *Тулеев: инвестиции в угольную отрасль Кузбасса в 2017 году вырастут до 53 млрд руб. – URL: http://special.tass.ru/tek/3821851*
11. *– URL: http://www.ngv.ru/news/kapitalnye_investitsii_neftyanykh_kompaniy_rf_vyrastut_v_2016_g_na_10_do_1_19_trln_rub_/?sphrase_id=572496*
12. *Станкевич Ю.А. О концепции внедрения в России наилучших доступных технологий для предотвращения угроз национальной энергетической безопасности / Энергетическая политика. 2017, № 1. С. 123–128.*
13. *– URL: https://www.finanz.ru/novosti/birzhevyye-tovary/v-pravitelstve-nazvali-kriticheskuyu-cenu-nefti-dlya-rossii-1027973348 (08.07.2020).*
14. *– URL: https://energybase.ru/news/industry/cost-of-oil-production-in-russia-exceeds-40-per-barrel-2019-11-12 (08.07.2020).*
15. *– URL: https://www.kommersant.ru/doc/4019560 (09.06.2020).*
16. *– URL: http://www.finmarket.ru/shares/analytics/5212111 (08.08.2020).*
17. *Рабчук В.И., Сендеров С.М. Нетрадиционные энергоресурсы за рубежом и энергетическая безопасность России: какая связь? / ЭКО всероссийский экономический журнал. 2013, № 8. С. 19–30.*

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА

Оформить подписку на журнал «Энергетическая политика» можно в ФГБУ «РЭА» Минэнерго России. По вопросам подписки звонить по телефону +7-910-463-53-57. Стоимость подписки на полугодие (6 номеров) составит 10 200 рублей.
В каждом номере – аналитические обзоры, авторские колонки, материалы научного и научно-прикладного характера. Будь в курсе основных направлений развития ТЭК!

energypolicy.ru

НАШИ ПАРТНЕРЫ

ПРОМСЫРЬЕИМПОРТ

ГАЗПРОМ НЕФТЬ | СТРЕМИМСЯ К БОЛЬШЕМУ!

АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО ЗАРУБЕЖНЕФТЬ

ИНТЕР РАО ЕЭС энергия без границ

РОССЕТИ ФСК ЕЭС

СУЭК СИБИРСКАЯ УГОЛЬНАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ КОМПАНИЯ

БЛАГОТВОРИТЕЛЬНЫЙ ФОНД TATNEFT

ISSN 2409-5516

Источник фото на обложке:
denisismagilov / Depositphotos.com