

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ УПРАВЛЕНИЯ»

Кафедра экономики и управления в ТЭК



АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ В ТЭК – 2022

МАТЕРИАЛЫ

VI Всероссийской научно-практической
конференции с международным участием

20-21 апреля 2022 г.

Москва – 2022

УДК 338.45:622(06)
ББК 65.050
6Н1
А437

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

д-р экон. наук, проф.	В. Я. Афанасьев
д-р экон. наук, проф.	Н. Г. Любимова
д-р биол. наук,	
канд. физ.-мат. наук, проф.	С. В. Чернышенко
д-р экон. наук, доц.	В. Ю. Линник
канд. физ.-мат. наук, доц.	О. И. Большакова
канд. экон. наук, доц.	О. В. Байкова

А437 **Актуальные проблемы управления в ТЭК – 2022** : материалы VI Всероссийской научно-практической конференции с международным участием (20-21 апреля 2022 г.) / Министерство науки и высшего образования Российской Федерации, Государственный университет управления, Кафедра экономики и управления в ТЭК : ред. кол.: В. Я. Афанасьев [и др.]. – Москва : ГУУ, 2022. – 213, [1] с. – Текст : непосредственный.

ISBN 978-5-215-03586-3

Сборник содержит материалы, которые были подготовлены в рамках проведения VI Всероссийской научно-практической конференции с международным участием «Актуальные проблемы управления в ТЭК», которая проводилась в ФГБОУ ВО «Государственный университет управления» 20-21 апреля 2022 года. Представители научных сообществ, студенты, аспиранты и преподаватели изложили современные взгляды на перспективы дальнейшего развития топливно-энергетического комплекса, сформулировали новые вызовы и угрозы, стоящие перед отраслью.

УДК 338.45:622(06)
ББК 65.050
6Н1

ISBN 978-5-215-03586-3

© ФГБОУ ВО «Государственный университет управления», 2022

А.М. Абдулахов

А.Д. Зайцев

Д.С. Аулов

Е.О. Громыко

студенты

Научный руководитель: к.э.н., доцент **О.В. Байкова**

(ГУУ, г. Москва)

ИННОВАЦИОННЫЕ ПРОЕКТЫ В ОБЛАСТИ ВОЗОБНОВЛЯЕМОЙ ЭНЕРГИИ

Аннотация. В статье представлены основные и, как нам кажется, наиболее актуальные в современном мире тренды в области развития, внедрения методов получения электроэнергии с помощью возобновляемых источников энергии. Также в ней указаны конкретные примеры использования тех или иных инноваций для того, чтобы оптимизировать этот процесс.

Ключевые слова: возобновляемая энергетика, искусственный интеллект, блокчейн, водород, стартап.

Переход к экологической энергии побуждает новые разработки в сфере ВИЭ. Фирмы и целые отрасли переходят на энергию от возобновляемых источников энергии, чтобы уменьшить выбросы в окружающую среду, уменьшить затраты на производство энергии, увеличить экологичность. Основные тенденции в секторе возобновляемых источников энергии включают новые виды топлива, цифровизацию и искусственный интеллект.

Структура энергетической сети в связи со своей сложностью непременно нуждается в быстрых принятиях решений, которые бы принимались в режиме реального времени. Это стало площадкой для использования таких инструментов как: искусственный интеллект и методы анализа больших данных. Их использование возможно, например, на коммунальных предприятиях. Кроме управления или сетевой аналитики, искусственный интеллект в области возобновляемых источников энергии способен выполнять функции прогнозирования потребления электроэнергии или профилактическое обслуживание возобновляемых источников энергии.

Также использование вышеупомянутых инструментов позволит выполнять прогнозирование уровня пропускной способности энергосистемы или осуществление автономной торговли и ценообразование, учитывая при этом время. Также стартапы в этой области разрабатывают проекты, способные использовать аналитику данных, а также машинное обучение не только для того, чтобы проектировать модели возобновляемых источников энергии, но и для того, чтобы анализировать их производительность [2].

Описывая стартапы в области искусственного интеллекта и больших данных, разберем 2 примера подобных проектов.

Стартап из Германии LikeWatt разрабатывает ПО Optiwise. Оно проводит анализ параметров энергии, используя программное обучение. Это программное обеспечение также может рассчитывать историческое потребление электроэнергии, выбросы углекислого газа, аудит возобновляемых источников энергии, прогноз погоды [3].

Данный проект может позволить разного рода потребителям (индивидуальным или коллективным) наблюдать за структурой энергопотребления в реальном времени. Но, помимо этого, использование Optiwise сможет позволить производителям электроэнергии гибридизировать технологии, а также оптимизировать распределение нагрузки [4]. Стартап родом из Испании, который способен автоматизировать интеллектуальную торговлю электроэнергией. Проекты rFlow и rMind способны управлять данными в режиме реального времени для того, чтобы создавать алгоритмические решения. Программа rDash способна визуализировать производственный прогноз, данные бухучета, индикаторы рыночных цен, что помогает в разработке и принятия решений.

Использование данных проектных разработок позволило бы различным участникам электроэнергетического рынка увеличить свою долю устойчивости энергии, а также увеличить прибыль [5]. Следующей тенденцией в области возобновляемой энергии является зеленый водород.

Водородный газ обладает самой высокой плотностью энергии из всех возможных видов топлива, а также он образует минимальные выбросы парниковых газов. В действительности большая доля водорода образуется из невозобновляемых источников в виде серого и коричневого водорода. Переход на экологически чистый водород подтолкнул развитие возобновляемых источников энергии и топливных элементов, которое происходило последние десять лет, в том числе, он борется с вопросом достаточно слабой результативности видоизменения энергии топливных элементов и проблемами транспорта. В связи с этими причинами, разработки и исследования в сфере зеленого водорода концентрируются на модернизации его хранения, транспортировки и размещения.

Австралийский Стартап Lavo изготавливает зеленые водородные топливные элементы, которые потребляют энергию солнца и воду для создания электроэнергии. Запатентованная система стартапа Lavo Hydrogen Battery System содержит ёмкость для сбережения гидрида металла, в котором хранится водород [6]. Система аккумулятора долговечна и может работать в широком диапазоне температур. В итоге он даёт возможность миновать перебоев в улавливании электроэнергии в экстремальной погодной среде, а также помогает местным жителям и предприятиям сохранять энергию непрерывно несколько суток.

Стартап из США ElektriGreen, который применяет экологически чистый водород с целью использования его для подзарядки автомобилей, применяющих топливные элементы. Частная станция заправки позволяет заряжать FCV, присоединяя топливный наполнитель в бак для хранения зеленого водорода. Данная технология включает в себя накопление энергии, преобразование энергии, программу для прогнозирующего управления, мониторинг и заправку топливом. ElektriGreen, в

том числе, осуществляет поддержку интеллектуальных районов для максимизации совокупной выгоды с помощью рассортированной энергии [7].

Другая тенденция в области возобновляемой энергии связана с финансами. Новые энергетические проекты компаний обратили внимание на такую технологию как блокчейн. Ее используют для осуществления доверенных транзакций в поле деятельности возобновляемой энергетики. Пример: смарт-контракты содействуют одноранговой торговле электроэнергией для транзакционной энергии.

Интернет незащищен перед киберугрозами, поэтому блокчейн применяют для шифрования данных, которые относятся к эксплуатации и мониторингу интернета. С помощью шифрования данных и блокчейн проводить цифровые транзакции становится легче. А импортеры возобновляемой энергии используют блокчейн, чтобы следить за цепочкой хранения материалов сети. Блокчейн дает возможность управляющим органам без проблем получать доступ к данным для соблюдения каких-либо нормативно-правовых актов [1].

Стартап Sitigrid родом из Британии представляет идею P2P-торговлю энергией с помощью S-Chain. S-Chain – собственная запатентованная технология распределенного реестра. Этот проект упрощает торговлю лишней электроэнергией на открытом рынке, а также осуществляет учет транзакций, используя смарт-контракты [8].

S-Chain использует искусственный интеллект, чтобы оптимизировать сделки, таким образом максимизируется доход для производителей солнечной энергии и минимизируются издержки для потребителей. Стандартная архитектура позволяет локальным рынкам высокоэффективную платформу для расчетов и позволяет энергетическим участникам агрегировать сетевые услуги.

Американский стартап Тес Blockchain создал энергетическую криптовалюту, которая через блокчейн стимулирует использование возобновляемых источников энергии. Цифровая транзакция криптовалюты токена ТЕС, связана с системой вознаграждений.

Вознаграждение будет больше, если все больше и больше людей будут использовать и торговать возобновляемой энергией с использованием токена ТЕС. В результате система вознаграждений помогает отраслям и частным лицам переходить на распределенную возобновляемую энергию, приобретая в то же время определенные стимулы [9].

В настоящее время рождается всё больше проектов, нацеленных перейти на ВИЭ для увеличения экологичности в мире. Рассмотренные проекты - это лишь малая часть тех проектов, которые есть или только создаются, наиболее интересные, ключевые и перспективные в данной сфере. Одни проекты уже успешно функционируют, а некоторые, возможно, и не достигнут стадии реализации, но в итоге все эти труды должны привести к тому, для чего и создавались данные стартапы, а именно к уменьшению затрат на производство энергии, модернизации энергетической сферы и просто, чтобы сделать окружающий мир лучше и чище.

Литература

1. Кулаков Д.А., Байкова О.В. Перспективы и проблемы использования технологии "блокчейн" в энергетическом секторе глобальной экономики // Актуальные

проблемы управления в ТЭК - 2018: ВЕКТОР 2035. Материалы II Всероссийской научно-практической конференции с международным участием. М., 2018. С. 45-48.

2. 10 тенденций и инноваций в области возобновляемой энергии: 20 действующих стартапов сегодня. Date Views 07.04.2022 b-mag.ru/10-tendencij-i-innovacij-v-oblasti-vozobnovljaemoj-jenergii-20-dejstvujushhih-startapov/#%D0%91%D0%BB%D0%BE%D0%BA%D1%87%D0%B5%D0%B9%D0%BD.

3. Сайт компании Likewatt. Date Views 07.04.2022 www.likewatt.com/technologie.html.

4. Bernard, M., 2022. The Five Biggest New Energy Trends In 2022. Forbes, 8. Date Views 07.04.2022 www.forbes.com/sites/bernardmarr/2022/03/01/the-five-biggest-new-energy-trends-in-2022/?sh=72f71075ba57.

5. Сайт компании Resonanz. Date Views 07.04.2022 https://resonanz.energy/en/solutions/

6. Сайт компании LAVO. Date Views 07.04.2022 https://lavo.com.au/hydrogen-energy/

7. Bailey, S., 2021. From batteries to the 'Tesla of boats': 10 green energy startups to watch. Sifted, 5. Date Views 07.04.2022 sifted.eu/articles/green-energy-startups-to-watch/

8. Сайт компании Likewatt. Date Views 07.04.2022 https://sitigrd.com/our-solution

9. TOP 10 RENEWABLE ENERGY TRENDS & INNOVATIONS IN 2022. Date Views 07.04.2022 palmavn.com/top-10-renewable-energy-trends-innovations-in-2022-1640226059.

А.А. Азарова
студент

О.В. Байкова
к.э.н., доцент

В.В. Кузьмин
к.э.н., доцент
(ГУУ, г. Москва)

ПРОГРАММА ЦИФРОВИЗАЦИИ ПАО «РОССЕТИ» И ВОЗМОЖНОСТИ РАЗВИТИЯ КОНКУРЕНЦИИ НА ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОМ РЫНКЕ

Аннотация. В статье анализируются информационные технологии в ПАО «Россети». Также рассматривается цель цифровой трансформации группы компаний ПАО «Россети», ее эффекты, задачи и принципы.

Ключевые слова: цифровая трансформация, качество, электроэнергия, модернизация.

Один из лидеров во всем мире по протяженности сети электропередач и по количеству потребителей – это компания ПАО «Россети», осуществляющая передачу

70% всей выработанной электроэнергии на территории Российской Федерации. Доля рынка в регионах составляет 73,8%, это дает уверенность сказать, что компания – безусловный монополист на рынке передачи и распределения электроэнергии.

В 2019 году в ПАО «Россети» начала осуществляться одна из наиболее значимых программ цифровизации федерального масштаба. Данная программа крайне амбициозна, как по степени поставленных задач – разработка целиком и полностью цифровой сети, так и по стоимости – 1,3 триллиона рублей.

Концепция «Цифровая трансформация 2030» подразумевает под собой абсолютное реформирование энергетической электросетевой инфраструктуры вплоть до 2030 года путем внедрения цифровых технологий.

Генеральный директор компании ПАО «Россети» выделил значительную важность выхода данной компании на другую, принципиально новую ступень технологической эффективности, представляя концепцию на Совете директоров. Концепция будет содействовать совершенствованию новых сервисов, а также ожидается, что она станет основным фактором повышения надежности и качества электроснабжения потребителей [3].

Так как речь идет о компании, от функционирования которой непосредственно зависит стабильность инфраструктуры экономики – на её долю выпадает около 76% услуг по передаче электрической энергии в Российской Федерации, можно сделать вывод, что ставки и риски данной программы достаточно высокие. Компания ПАО «Россети» является элементом электроэнергетической триады государства – генерация электроэнергии – сетевые компании – сбытовые компании, в частности сетевые компании.

В связи с изложенным, в программе «Цифровая трансформация 2030» имеется в виду цифровизация крупнейшего электросетевого комплекса в мире – 2,35 млн. километров линий электропередач, а также 507 тысяч подстанций.

Без сомнения, на тариф для конечного потребителя все возможные действия и мероприятия по реализации программы цифровой трансформации электросетевой инфраструктуры влиять не будут, так как они будут осуществляться в пределах имеющихся тарифно-балансовых решений, а именно отталкиваясь от возможностей инвестиционных программ дочерних предприятий. Предполагается, что компания ПАО «Россети» сможет увеличить размер дивидендных выплат благодаря окупаемости программы за счёт долгосрочных правил регулирования, собственной эффективности, в том числе возможности сбережения приобретенных эффектов в качестве источников для инвестиций.

Ожидается, что крупномасштабный проект до 2030 года целиком и полностью усовершенствует электрические сети, а также автоматизирует их концепцию управления. По окончании проекта компания ПАО «Россети» сможет предложить предпринимательству сервис собственной цифровой площадки, а также, надежное и качественное электроснабжение.

Что касается экономической цели, то перемены обязаны коснуться все отрасли без исключения, а именно: отечественная промышленность приобретет заказы на наукоемкие технологии, станут доступны принципиально новые выходы на мировой рынок, улучшится качество электрической энергии, а также конкурентоспособность предприятий. Компания ПАО «Россети» предстанет драйвером перехода страны на цифровую экономику. Программа цифровой трансформации даст возможность

совершенствовать конкурентоспособные рынки сопутствующих услуг, повысить качество, надёжность, а также доступность оказания услуг по передаче и распределению электрической энергии, и технологическому присоединению потребителей. Вместе с тем, будет сформирована новейшая инфраструктура для предельно экономичного и эффективного процесса передачи электрической энергии между субъектами электроэнергетики [1;2;6].

Задача цифровой трансформации – это, безусловно, реформирование работы процессов, в том числе решение организации перейти на риск-ориентированное управление, основанное на исследовании «big data» (англ. большие данные), а также на введении цифровых технологий.

Концепция «Цифровая трансформация 2030» устанавливает главные тенденции материально-технических, а также организационных вариантов развития деятельности компании с целью исследования современных механизмов и методов ее управления.

Как было уже сказано, группа компаний ПАО «Россети» имеет большое значение в экономическом плане для нашей страны. В соответствии с этим, осуществление концепции гарантирует позитивный результат на государственном уровне.

Рассмотрим эффекты проведения концепции «Цифровая трансформация 2030» для страны и потребителей электрической энергии.

Эффекты для государства:

- абсолютное улучшение качества и достигаемости сервиса по технологическому присоединению, а также по передаче электрической энергии, совершенствование конкурентоспособных рынков сопутствующих (дополнительных) услуг, например: личный кабинет, управление нагрузкой [4];

- инфраструктурное обеспечение и энергетическая независимость развития экономики;

- перекрёстное субсидирование;

- совершенствование инфраструктурной компании.

Эффекты для потребителей электрической энергии:

- перекрёстное субсидирование;

- совершенствование сервиса по передаче э/э и тех. присоединению;

- появление возможности регулирования личного потребления;

- появление возможности создания новейших сервисов потребления.

Комплекс отмеченных эффектов сможет гарантировать единовременное увеличение оценки стоимости, а также высококачественное осуществление общественной функции организации в уже имеющихся экономических условиях.

Рассмотрим задачи и принципы концепции «Цифровая трансформация 2030».

Задачи концепции:

- приспособляемость организации к новым вопросам и миссиям;

- рост производительности организации и совершенствование ее деятельности;

- формирование кадрового резерва и поиск новейших прав и полномочий;

- рост доступности электросетевой инфраструктуры;

- изменение, разнообразие деятельности организации с помощью ввода дополнительных услуг;
- совершенствование свойств надежности снабжения потребителей э/э.

Принципы концепции:

- - автоматизирование управления научно-техническими процессами;
- использование основ риск-ориентированного подхода контрольной деятельности;
- установка контроля за деятельностью работы электросетевых объектов.

В соответствии с описанием концепции, цифровая трансформация сможет гарантировать российскому рынку передовые научно-технические решения, использование которых даст компаниям превосходство в рамках уменьшения всех видов затрат, а также улучшит формирование структуры управления технологическими процессами.

Установлены точные значения целевых характеристик: увеличить общедоступность тех. присоединения в 1,5 раза; уменьшить операционные затраты на 30%; уменьшить капитальные затраты на 15%; уменьшить основные характеристики надёжности электрического снабжения на 50%.

Подводя итог, можно сказать, что главными направлениями деятельности концепции «Цифровая трансформация 2030» являются: сокращение затрат организации; снижение потерь электрической энергии в сетях; увеличение надёжности отдельных элементов снабжения электрических сетей; ввод новых дополнительных услуг для конечных потребителей э/э.

Распределительные электрические сети имеют огромный потенциал увеличения надёжности работы с использованием новейших цифровых технологий.

Современная политика компании ПАО «Россети» мобилизована содействовать увеличению использования новейших цифровых технологий для того чтобы повысить надёжность эксплуатации.

Цифровое преобразование технологических и производственных процессов компании ПАО «Россети» обеспечит высокую конкурентоспособность услуг и безопасность инфраструктуры в условиях информационного общества.

Литература

1. Теория и практика прогнозирования цен на энергоресурсы / В. Я. Афанасьев, О. В. Байкова, А. Д. Вознесенская [и др.]. – Москва : Издательский Дом "Инфра-М", 2016. – 339 с. – (Научная мысль).
2. Оптовые рынки электрической энергии и мощности / Д. А. Кулаков, О. В. Байкова // Реформы в России и проблемы управления - 2016 : Материалы 31-й Всероссийской научной конференции молодых ученых, Москва, 25–26 мая 2016 года. – Москва: Государственный университет управления, 2016. – С. 279-281.
3. Информационные технологии в Россетях Date Views 05.04.2022 tadviser.ru
4. Kontseptsiya_sifrovaya_transformatsiya_2030.pdf Date Views 05.04.2022 rosseti.ru
5. Международный форум «Электрические сети» Data Views 05.04.2022 expoelectroseti.ru

6. Цифровизация и развитие конкуренции на электроэнергетическом рынке
Date Views 05.04.2022 elibrary.ru

С.Т. Алекперова

*к.т.н., директор по управлению проектами и перспективному развитию
(ООО «ИДК Эксперт»)*

А.М. Ревазов

*д.т.н., профессор
(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)*

ПРИМЕНЕНИЕ ЦИФРОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ КОМПЛЕКСНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ОБЪЕКТОВ ТЭК

Аннотация. Вектор цифровой трансформации объектов ТЭК, утвержденный распоряжением Правительства Российской Федерации в декабре 2021 года анонсировал внедрение в отрасль технологий искусственного интеллекта. В настоящем материале рассмотрены перспективы и ключевые вопросы применения цифровых технологий для эффективного управления риском аварийных ситуаций и обеспечения надежности и безопасности объектов ТЭК на каждом этапе их жизненного цикла.

Ключевые слова: цифровая трансформация, искусственный интеллект, объекты ТЭК, комплексная безопасность, надежность.

Недавним Распоряжением Правительства Российской Федерации [1] утвержден стратегический вектор цифровой трансформации топливно-энергетического комплекса, который предусматривает внедрение следующих технологий:

- большие данные (Big Data);
- нейротехнологии;
- искусственный интеллект — для анализа больших данных и работы систем поддержки и принятия решений;
- компоненты робототехники и сенсорики — для повышения производительности труда, разработки и эксплуатации труднодоступных месторождений в целях обеспечения сохранности жизни и здоровья работников ТЭК;
- беспроводная связь — для мониторинга и диагностики объектов и работников ТЭК, в том числе для обеспечения их безопасности, снижения количества внештатных ситуаций и травматизма [2].

Анонсированное внедрение цифровых технологий, безусловно, актуально и востребовано также для достижения целей обеспечения комплексной безопасности объектов ТЭК.

В вопросе обеспечения комплексной безопасности объектов ТЭК можно выделить два основных тезиса:

1) Защита от вероятных аварийных ситуаций на производственных объектах ТЭК, которые могут быть обусловлены:

- несоблюдением требований нормативных документов при изготовлении элементов конструкций и оборудования объектов ТЭК в составе объектов ТЭК;
- несоблюдением правил приемки готовых элементов конструкций и оборудования;
- нарушением норм и правил осуществления работ при строительстве;
- отступлениями от проектных решений;
- некачественной диагностикой элементов конструкций и оборудования перед вводом объектов ТЭК в эксплуатацию;
- применением некачественных защитных покрытий;
- недостаточным мониторингом состояния элементов конструкций и оборудования в процессе эксплуатации объектов ТЭК;
- недостаточной компетентностью эксплуатирующего персонала;
- некачественным проведением аттестации эксплуатирующего персонала;
- несвоевременным обновлением технологических регламентов по безопасной эксплуатации объектов ТЭК;
- несоблюдением сроков эксплуатации оборудования объектов ТЭК;
- некачественной оценкой текущего состояния элементов конструкций и оборудования объектов ТЭК;
- некорректным осуществлением плановых и ремонтных работ [3].

2) Защита от внешних угроз, обусловленных:

- сложными климатическими условиями: сейсмическая активность района строительства, низкая несущая способность грунтов, наличие коррозионной активности грунта, заболоченность района строительства, наличие многолетнемерзлых грунтов [3];
- нарушение правил пользования охранной зоной линейных сооружений объектов ТЭК (магистральные и промысловые нефтегазопроводы, распределительные газопроводы и др.)
- вероятными террористическими актами.

Необходимость обеспечения безопасности объектов ТЭК закреплена положениями Федерального Закона «О безопасности объектов топливно-энергетического комплекса» [4]. Для обеспечения комплексной безопасности объектов ТЭК успешно внедряются системы эффективного менеджмента, среди ключевых положений которого можно выделить:

- развитие навыков лидерства и культуры безопасности;
- усилением контроля осуществления технологических процессов на производственных объектах
- управлением риском возникновения и развития вероятных аварийных ситуаций;
- применением усовершенствованных технологий объектового наблюдения.

Вместе с тем, принимая во внимание статистические данные по аварийности на объектах ТЭК [5], а также современные геополитические реалии, вопросы совершенствования подходов к идентификации опасностей, управлению риском

аварийных ситуаций и обеспечению комплексной безопасности объектов ТЭК остаются открытыми.

Современными исследователями [6–8] предлагаются новые подходы в части идентификации, анализа и управления рисками.

Эффективное управление рисками обеспечивается планированием и внедрением мероприятий, направленных на предотвращение вероятных аварийных ситуаций и, в ряде случаев, своевременное обнаружение, локализацию и ликвидацию последствий аварийных ситуаций. Состав и параметры этих мероприятий, а также их достаточность должны обеспечивать безопасность объекта в течение полного жизненного цикла и осуществляться по следующим критериям:

- преимущество технических мероприятий перед организационными;
- преимущество предупреждения аварии перед её локализацией;
- преимущество направленности мероприятий непосредственно на здания/сооружения объектов ТЭК;
- предотвращение проявления предпосылок факторов влияния путем «расстановки» барьеров безопасности при выборе актуальных мероприятий [9].

В целях определения необходимости внедрения дополнительных мероприятий, повышения эффективности этапа планирования мероприятий, а также повышения эффективности принимаемых решений в части их приоритетности, применяется машинное обучение, внедрена система искусственного интеллекта [10]. Это позволило наиболее полно оценивать и анализировать опасности, характерные для рассматриваемых объектов с учетом наличия факторов влияния, а также обосновано и объективно формировать мероприятия (дополнительные технические решения) для каждого частного случая [11, 12].

При планировании и актуализации мероприятий предлагается применение адаптированного Классификатора [13], структура и состав классификационных признаков которого формируется с учетом особенностей рассматриваемого объекта.

При выборе состава мероприятий анализируются:

- стадия реализации инвестиционного проекта;
- приоритетность направленности мероприятий;
- показатели факторов влияния, характерных для рассматриваемых условий проектирования/строительства/эксплуатации;
- экономическая целесообразность внедрения мероприятий с учетом стадии реализации проекта.

Вместе с тем, следует отметить необходимость дальнейшего совершенствования подходов к выбору и обоснованности предлагаемых мероприятий (дополнительных технических решений), что, по мнению авторов, должно обеспечиваться объективностью, использованием открытых достоверных данных и соблюдения конфиденциальности информации, предусмотренных стратегиями в области регулирования промышленных данных в Российской Федерации.

Программы планирования и внедрения мероприятий, разрабатываемые на базе платформенных решений, должны предусматривать:

1. Качественный мониторинг элементов строительных конструкций и оборудования объектов ТЭК на этапах предпусковых испытаний и в процессе эксплуатации.

2. Расширение перечня анализируемых факторов влияния, способных спровоцировать вероятные аварийные ситуации. Совершенствование подходов к выявлению закономерностей сочетаний факторов влияния, а также опасностей, обусловленных таким сочетанием, ранжирование факторов влияния по степени влияния и вероятным последствиям.

3. Применение технологий передачи и приема информации, обеспечивающих соблюдение конфиденциальности информации.

4. Антитеррористическую защищенность сооружений, входящих в состав объектов ТЭК от вероятных террористических угроз.

5. Совершенствование подходов к формированию культуры безопасности эксплуатационного персонала, а также гражданских лиц, присутствующих на объектах инфраструктуры вблизи объектов ТЭК.

Литература

1. Распоряжение Правительства РФ от 28 декабря 2021 г. № 3924-р «Об утверждении стратегического направления в области цифровой трансформации топливно-энергетического комплекса» // URL: <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202112300029> (дата обращения: 14.04.2022)

2. Цифровые технологии в топливно-энергетическом комплексе России // Электронный Портал «Tadviser. Государство. Бизнес. Технологии» – URL: <https://www.tadviser.ru/index.php> (дата обращения: 14.04.2022)

3. Ревазов А.М., Алекперова С.Т. Идентификация и оценка влияния факторов эксплуатации, провоцирующих аварийность на магистральных газопроводах» // Управление качеством в нефтегазовом комплексе. – 2015. – № 3. – С. 39–42.

4. О безопасности объектов топливно-энергетического комплекса. Федеральный Закон от 21.07.2011 № 256-ФЗ принят Государственной Думой Федерального Собрания Российской Федерации 6 июля 2011 года: одобр. Советом Федерации Федерального Собрания Российской Федерации 13 июля 2011 года.

5. Годовой отчет о деятельности Федеральной Службы по экологическому, технологическому и атомному надзору в 2020 году – Режим доступа: http://www.gosnadzor.ru/public/annual_reports/ (дата обращения: 14.04.2022)

6. Пономаренко Д.В., Лесных В.В., Бочков А.В. Современные подходы к мониторингу состояния промышленной безопасности опасных производственных объектов // Проблемы анализа риска. 2018. № 1. С. 6–17.

7. Васильев Г.Г., Леонович И.А., Сальников А.П. Об эффективности анализа риска в специальных технических условиях в проектах строительства объектов трубопроводного транспорта // Трубопроводный транспорт: теория и практика. 2020. № 4 (76). С. 5–9.

8. Зайцева О.О, Фомина Е.Е, Глебова Е.В, Фомина А.С. Анализ происшествий, связанных с неприменением средств индивидуальной защиты на объектах добычи углеводородов // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. 2021. № 2. С. 44–49.

9. А.М. Ревазов, С.Т. Алекперова Планирование мероприятий по обеспечению безопасности магистральных трубопроводов // Газовая промышленность 2018 – № 12 (778), с. 20–26.

10. Алекперова С.Т. «Программа для оценки необходимости установления дополнительных технических требований в области безопасности объекта капитального строительства». Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2021669237 от 04.02.2022. Федеральная служба по интеллектуальной собственности (Роспатент).

11. С.Т. Алекперова, А.М. Ревазов. Практика применения технологий искусственного интеллекта при планировании мероприятий по обеспечению безопасности объектов добычи и транспорта углеводородов // Территория Нефтегаз 2022 – №1-2. С. 20–24

12. С.Т. Алекперова, А.М. Ревазов. Обеспечение надежности и безопасности опасных производственных объектов // Системы Безопасности. 2022 – №1. С. 22–23.

13. Алекперова С.Т. «Систематизация результатов классификации мероприятий, направленных на обеспечение безопасности магистральных трубопроводов». Свидетельство о государственной регистрации базы данных № 2017621123 от 29.09.2017. Федеральная служба по интеллектуальной собственности (Роспатент).

А.О. Алексеев

(ООО «НИИгазэкономика», г. Москва)

Научный руководитель: д.э.н., профессор **В.Я. Афанасьев**

(ГУУ, г. Москва)

ПРИМЕНЕНИЕ ФОРСАЙТА ПРИ ОСУЩЕСТВЛЕНИИ ЦИФРОВОЙ ТРАНСФОРМАЦИИ КОМПАНИИ

Аннотация. Цифровая трансформация в нефтяной отрасли является приоритетным направлением, для повышения показателей эффективности деятельности. В данной работе будет рассмотрен Форсайт как перспективный инструмент достижения этой цели.

Ключевые слова: цифровая трансформация, автоматизация, форсайт, топливно-энергетический комплекс.

Цифровая трансформация нефтегазовой отрасли происходит на фоне повышения уровня выработанной эксплуатируемых месторождений, роста затрат на разработку новых геологически сложных и удаленных месторождений, а также волатильности и политической нестабильности мирового рынка, ужесточения регулирования отрасли.

Цифровая трансформация позволяет достичь существенного увеличения показателей эффективности деятельности компаний, в том числе: снижение

капитальных и операционных затрат, сокращение сроков реализации инвестиционных проектов, повышение надежности функционирования оборудования и другие.

При этом цифровая трансформация является дорогостоящим мероприятием, поскольку включает не только создание и внедрение новых цифровых решений, но и требует перестройки бизнес-процессов компании, ее организационной структуры.

Форсайт как метод (процесс) стратегического прогнозирования используется в России и в мире более 30 лет.

Несмотря на его высокую эффективность, он не получил достаточного распространения в России. Одна из причин, это высокие требования к интеграции данного инструмента в корпоративные процессы, а также высокие трудозатраты на этапе проведения исследования.[1]

В случае с применением форсайта для формирования образа будущего цифровой компании, возможно достичь симбиоза, при котором с одной стороны форсайт помогает компании сформировать образ будущего, с другой использует цифровые решения, снижая нагрузку на экспертов, расширяя область охвата исследования.

Цифровая трансформация в компаниях ТЭК стала неотъемлемой частью любой стратегии развития. При этом не всегда очевидна разница цифровой трансформации от предыдущих этапов развития компаний, таких как автоматизация, информатизация и цифровизация.

Автоматизация - комплекс мероприятий, направленный на повышение производительности труда человека посредством замены части этого труда работой машин.[3]

Информатизация - организационный социально-экономический и научно-технический процесс создания оптимальных условий для удовлетворения информационных потребностей и реализации прав граждан, органов государственной власти, органов местного самоуправления, организаций, общественных объединений на основе формирования и использования информационных ресурсов.[5]

Цифровая трансформация - изменение подхода к ведению бизнеса (бизнес-модели) за счет интеграции инновационных технологий во все аспекты бизнес-деятельности, требующее внесения коренных преобразований в технологии, культуру, операции и принципы создания новых продуктов и услуг с целью обеспечения коммерческого успеха в условиях новой цифровой экономики.[4]

Автоматизация, информатизация, цифровизация и цифровая трансформация - это последовательные этапы в развитии производственных и бизнес-процессов компании, отрасли и экономики в целом. Каждый новый этап ускоряет проекты предыдущих этапов.

Цифровая трансформация затрагивает абсолютно все производственные процессы и процессы управления компании, меняет способы и инструменты взаимодействия с конечными потребителями и партнерами.

Форсайт определяется как открытый и коллективный процесс целенаправленного, ориентированного на будущее исследования, который инициирует обсуждение между различными участниками на научной и технологической аренах с целью формулирования общего видения и стратегий, наилучшим образом учитывающих будущие возможности и угрозы.[2]

В основу методологии форсайт-исследования положена концептуальная модель «Рынки-Тенденции-Технологии». Данная модель предполагает изучение глобальных рынков с целью выявления общих устойчивых закономерностей развития (тенденций) и влияющих на них системы факторов экономического, правового, природного и социального характера. Переход к отраслевому и корпоративному уровням осуществляется за счет выявления тенденций на уровне ТЭК и специфичных требований к технологическим решениям компании. Таким образом создается видение «образа будущего».

Для проведения форсайт-исследования определен жизненный цикл, включающий 5 основных этапов:

- подготовка к форсайту;
- предварительный форсайт;
- опрос экспертов;
- проведение экспертных панелей;
- оформление результатов.

На этапе «Подготовка к форсайту» выполняется следующий комплекс мероприятий:

- формирование рабочей группы форсайт-исследования;
- актуализация методологии проведения форсайт-исследования;
- определение объема исследований и выделение основных направлений форсайт-исследования;
- формирование рабочих групп по направлениям форсайт-исследования.

На этапе «Предварительный форсайт» выполняется следующий комплекс мероприятий:

- а) сбор и обработка данных из информационных источников;
- б) обобщение и верификация собранной информации (выявление ключевых тенденций и факторов, формирующих наиболее вероятный образ будущего ТЭК);
- в) поиск и систематизация данных по экспертам, в целях формирования экспертной базы.
- г) приглашение экспертов для участия в исследовании:
 - 1) направляются запросы в дочерние общества и опорные вузы с приглашениями к участию в форсайт-исследовании;
 - 2) направляются персонализированные запросы сторонним экспертам для участия в форсайт-исследовании;
- д) формирование базы экспертов, принимающих участие в форсайт-исследовании;
- е) формирование унифицированных опросных листов, содержащие элементы паспортизации технологий для экспертов.

На этапе «Опрос экспертов» выполняется следующей комплекс мероприятий:

- опросные листы направляются экспертам;
- производится сбор, анализ и систематизация полученных данных;
- оформляются предварительные результаты проведения форсайт-исследования.

Этап «Проведение экспертных панелей». Экспертные панели являются эффективной формой организации группового взаимодействия специалистов

определенной предметной области, имеющей целью интенсификацию процесса выработки решения по определенному вопросу посредством обсуждения вариантов решения в целом или отдельных их компонентов.

На этапе «Оформление результатов» систематизируются материалы форсайт-исследования с учетом результатов проведенных экспертных панелей, проводятся необходимые расчеты, формируется отчет и презентационные материалы.

Форсайт на предварительном этапе требует анализа значительного количества информационных источников, выявление на их основе трендов, технологий. Выполнение данных работ вручную требуется значительных временных и трудовых ресурсов. С развитием технологий машиночитаемых форматов размещения информации, алгоритмов искусственного интеллекта по их обработке (data mining, text mining), расширяется возможность по учету все большего объема входной информации с меньшими затратами.

Также для компании, проводящей форсайт, встает вопрос применения полученных результатов форсайта, интеграции «образа будущего» в разрезе конкретных технологий и проектов в деятельность компании. В этом вопросе значительно помогают внутренние информационные системы компании, которые в соответствии с целями цифровой трансформации строятся на базе или с применением онтологического моделирования. Таким образом, накопленные в компании знания становятся источником информации для предварительного форсайта, а результаты форсайта интегрируются в деятельность компании.

В данном случае цифровизация является и существенным трендом, и инструментом, позволяющим проводить форсайт с меньшими затратами и большей эффективностью.

Цифровая трансформация в компаниях ТЭК требует проведения большого объема исследований, направленных на формирование будущего компании, определения направлений развития, способов достижения поставленных задач. Высокая капиталоемкость в случае ТЭК все также остается и в случае с цифровизацией неотъемлемым фактором. Форсайт позволяет формировать образ будущего компании, с учетом степени изменения бизнес-модели компаний в ходе цифровой трансформации, данные исследования становятся все более востребованными.

С другой стороны, применение цифровых решений может создать предпосылки к сокращению трудозатрат на проведение форсайта и позволит охватить большее количество областей.

Литература

1. Алексеев, А.А., В.Я. Афанасьев, 2020. Интеграция корпоративного технологического форсайта в систему управления технологическим развитием в компаниях нефтегазового сектора. Управление, 8(1): 35-46.
2. Алексеев, А.О., С.Н. Мальцев, 2020. Методический подход к проведению корпоративного технологического форсайта и пример его использования для компании нефтегазового сектора России. Вестник университета, 2: 76-84.
3. Воройский, Ф.С., 2008. Информатика. Энциклопедический систематизированный словарь-справочник: введение в современные

информационные и телекоммуникационные технологии в терминах и фактах. М.: Физматлит.

4. МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ по цифровой трансформации государственных корпораций и компаний с государственным участием. Date Views 15.04.2022 digital.gov.ru/uploaded/files/metodicheskie-rekomendatsii-po-tsifrovoj-transformatsii-gk.pdf.

5. Law of the Russian Federation “Об информации, информатизации и защите информации” of 20.02.1995 Volume 24-ФЗ.

Н.А. Артамонов
студент

Е.О. Громыко
магистрант

О.В. Байкова
к.э.н., доцент
(ГУУ, г. Москва)

ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ВОДОРОДНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ В РОССИИ

Аннотация. На основе анализа региональных энергетических балансов оценен возможный объем производства водорода с учетом увеличения производства электроэнергии на ветряных электростанциях к 2024 году. В связи с тем, что в прошлом году в стране был построен ряд крупных сетевых ветроэлектростанций (ВЭС), был проведен анализ объемов выработки электроэнергии и уровня использования установленных мощностей.

Ключевые слова: водород, энергетика, возобновляемая энергетика, ВЭС.

Возможности использования водорода в качестве экологически чистого энергоносителя и для хранения энергии обсуждаются с разной степенью интенсивности с 2000-х годов. Рост интереса к этой теме - как со стороны экспертов, так и со стороны научного сообщества - связан с выдвинутой на сегодняшний день концепцией безуглеродной экономики и перспективами введения налога на выбросы углерода.

В соответствии с этим наиболее популярными считаются так называемые зеленые и синие водороды, технологии производства которых предполагают нулевые выбросы парниковых газов в атмосферу: электролиз с использованием энергии из возобновляемых источников, в первом случае, паровая конверсия метана с CO₂, захват - во втором [1].

В Российской Федерации в октябре 2020 г. был утвержден План действий («дорожная карта») по развитию водородной энергетики до 2024 г. [2].

Целью реализации этого плана является увеличение производства и расширение сфер применения водорода как экологически чистого источника энергии,

а также достижение страной лидирующих позиций в мире по его экспорту. Задача развития водородной энергетики также поставлена в Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2035 года.

Согласно этому документу экспорт водорода из нашей страны должен составить 2 млн т в год [3]. Россия имеет значительный потенциал для расширения производства водорода с учетом запасов и уровня добычи природного газа (синий водород), мощностей ядерной энергетики (желтый водород).

Перспективы производства зеленого водорода рассматривались, в частности, как метод увеличения коэффициента мощности (КМ) существующих и строящихся станций возобновляемой энергетики, в том числе гидроэлектростанций (например, «Дьяковская Усть-Среднеканская ГЭС» в г. Магаданская область) [4].

Планируется создание водородного кластера в Сахалинской области для развития водородной энергетики и экспорта этого вида топлива в страны Азии.

Запасы природного газа Сахалина и большой ветроэнергетический потенциал рассматриваются в качестве ресурсной базы, использование которого позволит производить около 3 млн тонн водорода в год [5].

Для реализации этих проектов необходимы региональные оценки потенциала производства зеленого водорода с использованием возобновляемых источников энергии и определение степени устойчивости производства энергии с помощью ветряных и солнечных электростанций [6].

Анализ потенциала сетевых ВЭС в России для производства зеленого водорода проводился на основе расчетов коэффициента мощности (CF) всех действующих ветряных электростанций в 2020 году [7,8], который составил 34%. На основе этого значения была проведена оценка перспектив выработки электроэнергии ВЭС в России, сокращения выбросов CO₂ и производства водорода (удельная потребность в электроэнергии: 55600 кВтч / т H₂).

Анализ энергетических балансов (ПБ) регионов России в 2019 году показал, что наиболее энергодефицитными территориями являются Краснодарский край (ПБ = - 14078,8 млн кВтч), Оренбург (ПБ = - 5606,8 млн кВтч), Ульяновская область (ПБ = - 2892,8 млн кВтч).), Республика Адыгея (РВ = - 1573,6 млн кВтч) и Республика Калмыкия (РВ = - 451,9 млн кВтч) [9].

Строительство крупных ветряных электростанций в этих регионах повысит надежность электроснабжения, улучшит экологическую ситуацию и обеспечит сокращение выбросов CO₂, что особенно важно для Краснодарского края, важнейшего рекреационного региона России. При этом следует отметить, что в Республике Калмыкия с низким суммарным энергопотреблением установки на возобновляемых источниках энергии (СЭС - 164,5 МВт, ВЭС - 216,6 МВт), построенные в 2019-2024 годах, поставят Республику Калмыкия в число энергетических профицитных регионов РФ.

В результате возобновляемая энергия, производимая в этой республике, может предоставить дополнительный потенциал для производства водорода.

Наиболее перспективными регионами для производства H₂ являются энергоизбыточные регионы:

1. Ростовская область (РВ = + 25238 млн кВтч).
2. Мурманская область (РВ = +3951 млн кВтч).
3. Ставрополь (РВ = + 3632 млн кВтч).

4. Пермь (РВ = + 5054 млн кВтч) [9].

В Ростовской области в настоящее время действуют ветряные электростанции общей мощностью 350 МВт, которые при КПД = 34% могут обеспечить около 1040 млн кВтч электроэнергии в год. Оценки показывают, что эта генерация от ВЭС может обеспечить 208 млн м³ H₂ или около 18700 тонн зеленого водорода в год (при CF = 17% - соответственно 520 млн кВтч и 9350 тонн). Согласно проводимой постоянной корректировке планов строительства ВЭС в Южном федеральном округе, в Ростовской области к 2021 году планируется ввести в эксплуатацию еще 3 новых ВЭС: в Азовском, Зимовниковском и Каменском административных районах (АА) общей мощностью 260 МВт.

ООО «Энел Рус Ветер Азов» введет в эксплуатацию ветропарк мощностью 90 МВт в Азовском АА, ООО «НоваВинд» - в Зимовниковском АА мощностью 120 МВт, а также ПАО «Фортум» и Российский фонд прямых инвестиций введет в эксплуатацию вторую очередь ветропарка мощностью 50 МВт в Каменском АА. Компания Enel, строящая Кольскую ВЭС в Мурманской области мощностью 201 МВт, которая будет запущена в конце 2021 года, уже готовит проект по использованию своей электроэнергии для производства водорода. Также можно выделить Калининградскую (РВ = + 2663 млн кВтч) и Ленинградскую области (РВ = +22552 млн кВтч) как избыточные и очень перспективные территории.

Хотя пока нет крупных проектов ВЭС, эти регионы характеризуются высоким потенциалом ветроэнергетики, опытом использования ветряных электростанций и высокими экспортными возможностями для производства экологически чистого водорода из-за расположения в западной части России.

В Ленинградской области начались предпроектные исследования для Свирицкой ВЭС мощностью 68,4 МВт с высоким экспортным потенциалом для производства водорода. В 2013–2020 годах проводились тендеры по отбору проектов строительства электростанций ВИЭ в регионах России до 2024 года в соответствии с Политикой поддержки развития возобновляемой энергетики на условиях Соглашений о предоставлении мощности (ДПМ).

К 2024 году планируется построить 3539,1 МВт ветропарков в 13 регионах России [8].

Таким образом, в соответствии с общемировым трендом энергетического перехода и декарбонизации экономики перед Россией стоят задачи производства водорода с использованием возобновляемых источников энергии, что требует большого объема исследований в рамках исследовательских программ.

Анализ мирового опыта показал, помимо необходимости разработки технологических вопросов, важность региональных оценок перспектив производства зеленого водорода как для внутреннего потребления, так и для экспортных целей. К настоящему времени в Российской Федерации создана ветроэнергетика с уровнем локализации более 65% и быстрыми темпами увеличения установленной мощности ВЭС.

Оценка на основе данных о генерации ВЭС в 2020 году показала среднегодовое значение CF 34%. В ряде энергодефицитных регионов страны выработка электроэнергии ВЭС необходима для сокращения поставок электроэнергии из других регионов на большие расстояния. Остальные регионы, в которых ветряные электростанции будут построены или планируются к 2024 году (Ростовская и

Мурманская области, Республика Калмыкия, Ставропольский и Пермский края), имеют избыток энергии.

Рост выработки ветровой электроэнергии в 2020 году составил 331% по сравнению с предыдущим годом. К февралю 2021 года общая мощность ветропарков в стране уже составляет 1008,8 МВт, ряд проектов близится к завершению. Работа этих ветряных электростанций позволяет избежать выбросов CO₂ из-за неиспользования топлива 1502,3 тысяч тонн в год.

Литература

1. Митрова Т., Мельников Ю., Чугунов Д. Водородная экономика - путь к низкоуглеродному развитию (Энергетический центр Московской школы управления «Сколково», Москва, 2019)
2. План действий «Развитие водородной энергетики в Российской Федерации до 2024 года». (Распоряжение Правительства Российской Федерации от 12.10.2020 № 2634-р)
3. Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 года (Распоряжение Правительства Российской Федерации от 12.10.2020 № 1523-р). 09.07.2020)
4. А. Коптева; Л. Калимуллин, П. Цветков, А. Соареш, Энергия 2021, 14, 718 (2021).
5. Перспективы России на мировом рынке водородного топлива. Экспертно-аналитический отчет / под редакцией Д. Холина (EnergyNet, Москва, 2018)
6. Пэрик А., Дом Р., Гупта Дж. И др., Materials Sc for Energy Technol, 3, 319-327 (2020)
7. Отчет о функционировании ЕЭС России в 2020 году, Системный оператор Единой энергетической системы, (М. Минэнерго, 2021) URL: www.so-ups.ru
8. Официальный сайт Ассоциации «Совет рынка» URL: <https://www.npsr.ru/ru/market/vie/index.htm>
9. Официальный сайт Росстата URL: https://rosstat.gov.ru/enterprise_industrial

В.В. Бахишева
Т.Ю. Литвинова
студенты

Научный руководитель: д.э.н., доц. В.Ю. Линник
(ГУУ, г. Москва)

РАЗВИТИЕ ЦИФРОВИЗАЦИИ НА РЫНКЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

Аннотация. В рамках исследования рассматривается влияние повсеместной цифровизации на развитие электроэнергетики с учетом вызовов электросетевого комплекса, а также обеспечение высокого качества электроснабжения, его доступности и надежности. В статье представлен анализ новаций на

электроэнергетическом рынке, их лепта в формировании стратегии технологического развития в ближайшее время.

Ключевые слова: цифровизация, электроэнергетика, технологии, сети, трансформация.

На сегодняшний день все больше внимания уделяется процессу внедрения цифровых технологий, поскольку следование концепции «Цифровой трансформации 2030» предполагает переход на риск-ориентированное управление и оптимизацию уже существующих технологий управления. Применительно к электроэнергетике, с помощью цифровизации отрасли уровень электроснабжения потребителей должен повыситься, упразднятся все технологические несовершенства, что заставит производителей предложить высокое качество товаров и снизить цены.

Обращая внимание на все имеющиеся плюсы внедрения новых технологий, следует помнить, что они существенно повлияют на внутренние процессы компаний, что, в свою очередь, может не дать запланированного результата, поскольку внедрение нового ПО и инфраструктуры довольно рискованно, так как попросту может не подойти целям компании, произойдет дивергенция с другими областями. Поэтому так важно перед началом цифрового перехода грамотно сформировать стратегию трансформации и инновационного развития хотя бы на ближайший период.

Говоря о цифровизации в электроэнергетике, в первую очередь хочется отметить может и не столь новую, но все же еще для многих постепенно вводимую виртуальную электростанцию. Собирая в себе множество информации и обрабатывая ее в режиме времени, приближенном к реальному, виртуальная электростанция выдает сведения о ситуации на рынке, качестве предлагаемого потребителям сырья и о самом конкурентоспособном производителе. Стоит отметить, что в целях развития такой актуальной на данный момент политики декарбонизации, виртуальная электростанция предоставит сведения о прогнозе погоды, что является актуальным для возобновляемых источников энергии. Таким образом, постепенное снижение использования ископаемого топлива, последующее увеличение доли альтернативных источников энергии, может быть одним из результатов налаживания системы виртуальной электростанции [1].

В условиях современного мира требуется все больше технологий, которые могли бы предоставить компаниям такие качества, как безопасность, надежность, простота в использовании. Такой технологией в 2019 году около 53% компаний назвали блокчейн (Deloitte опрос). С каждым годом участники рынка отдают приоритет именно этой технологии, а те, кто уже используют ее, называют блокчейн стратегически приоритетной технологией, ведь с ее помощью каждый участник, имеющий права доступа, сможет в любой удобный ему момент отследить транзакцию, принадлежащую любому участнику. Важно отметить, что в работе этой технологии используются методы криптографии, что в свою очередь значительно повышает безопасность использования. Блокчейн может хранить в себе любую информацию, ее идентичные копии на всех подключенных к сети устройствах («узлах»). Сбой в одного из узлов не повлияет на работу системы и не приведет к ее прекращению. Работа связующих компонентов может происходить и без центрального принятия решений. По такому же принципу происходят остальные функции управления, подтверждение

транзакций. Все это говорит о децентрализованном и распределительном характере технологии. Надежность же можно определить тем, что внесенные (записанные) данные могут по необходимости дополняться новыми «блоками», но все эти данные не могут быть изменены [2].

Применительно к электроэнергии, нужно сказать, что для блокчейна возможна интеграция смарт-контрактов. С ее помощью потребители электроэнергии смогут приобретать или продавать электричество, избегая взаимодействия с третьей стороной, что делает их активными участниками энергетического рынка. Также сюда подойдет термин «демократизация энергетики», ведь из данных рыночных отношений удалится посредник, что в свою очередь приведет к прямым самостоятельным договорам и выполнениям транзакции. Также вновь упоминая процесс декарбонизации, сейчас на блокчейн-проекты зарядной инфраструктуры для электромобилей приходится 3,8%, но этот показатель с каждым годом растет. Таким образом, технологию можно назвать актуальной и привлекательной для энергетических инвестиционных проектов [2].

Широкое распространение сегодня получил и искусственный интеллект (ИИ), позволяющий автоматически принимать решения и выполнять функцию информирования в сферах, которые традиционно связаны с интеллектуальной деятельностью человека. Ярким примером применения данной технологии в электроэнергетике являются умные сети электроснабжения (Smart grid), предназначенные для поддержания стабильности и эффективного распределения энергии между потребителями.

Большой потенциал ИИ имеет в сфере возобновляемой энергетики. На сегодняшний день искусственный интеллект по большей части используется для прогноза погоды и оптимизации работы объектов ВИЭ, а также для улучшения качества их обслуживания. По мнению экспертов, в будущем, с развитием и распространением возобновляемых источников энергии, технологии ИИ могут занять ключевую позицию в прогнозировании, а также широко применяться в процессе автоматического принятия решений. Кроме того, существенным плюсом является возможность распознать ошибки в работе системы, что своевременно позволяет устранить неполадки и повысить безопасность.

Используя алгоритмы искусственного интеллекта, можно существенно улучшить процесс энергопотребления и производства, а также способствовать поддержанию стабильности системы. Однако существует ряд проблем, среди которых, нехватка инвестирования, дефицит квалифицированных специалистов, кибербезопасность и т.д. Несмотря на все сложности развитие искусственного интеллекта несет в себе большую выгоду, которая является стимулом для развития данных технологий [3].

Сегодня процесс цифровизации уже получил широкое распространение в электроэнергетике. Внедрение «умных» цифровых технологий открывает новые возможности энергетическим компаниям для ведения бизнеса, а также способствует наступлению Индустрии 4.0. Россия имеет немалый потенциал в данном направлении, однако необходимо участие как государства, так и крупных энергетических компаний. Уже сейчас Минэнерго в рамках своего проекта «Цифровая энергетика» способствует внедрению цифровых технологий, открывая доступ к рынкам будущего [4]. Внедрение цифровизации является весьма перспективным, но

в то же время сложным процессом, имеющим множество рисков. Все же данные технологии будут развиваться и способствовать развитию экономики.

Литература

1. Виртуальные электростанции. Можно ли управлять источниками «зелёной» энергии? URL: <https://habr.com/ru/company/toshibarus/blog/451950/> (дата обращения: 10.04.2022).
2. Р. Юсуфов, Е. Чаленко, А. Пердеро и Е. Кривошея, 2019. Блокчейн в электроэнергетике: ландшафт проектов и инвесторов. Сколково. URL: https://energy.skolkovo.ru/downloads/documents/SEneC/Research/SKOLKOVO_EneC_RU_MINDSMITH_blockchain_investment_landscape2019.pdf (дата обращения: 10.04.2022).
3. Вестник международных организаций, 2021. Роль цифровизации в глобальном энергетическом переходе и в российской энергетике. В.А. Барина, А.А. Девятова, Д.Ю. Ломов. URL: <https://www.hse.ru/data/2022/02/10/1745260475/6%20Барина%20124-143.pdf> (дата обращения: 13.04.2022).
4. Министерство энергетики Российской Федерации. Цифровая энергетика. URL: <https://in.minenergo.gov.ru/energynet/docs/Цифровая%20энергетика.pdf> (дата обращения: 13.04.2022).

И.К. Биткина

*доцент кафедры экономики и финансов
(ВИАУ РАНХиГС, г. Волгоград)*

ТРАНСФОРМАЦИЯ ФИНАНСОВОЙ МОДЕЛИ НЕФТЯНЫХ КОМПАНИЙ В УСЛОВИЯХ ПОВЕСТКИ ESG

Аннотация. Исследование посвящено оценке влияния повестки ESG финансирование на финансовые модели, применяемые российскими компаниями нефтяного комплекса. Выявлены структурные элементы финансовой модели, показаны их особенности на исследуемых предприятиях. Доказано влияние ESG повестки на данные структурные элементы, предложены направления для развития финансового анализа и управления в современных российских нефтяных компаниях.

Ключевые слова: финансовая модель, финансовый анализ, финансовая устойчивость, ESG, нефтяная компания.

Одной из ключевых задач финансового менеджмента в коммерческой организации является обоснование и формирование финансовой модели, подходящей для каждой конкретной компании. В самом общем виде с помощью финансовой модели можно определить способы измерения финансовых результатов компании, факторы, влияющие на данные результаты, состав показателей финансовой эффективности и информационную базу проведения такого финансового

анализа [2]. Таким образом, финансовая модель компании характеризует структуру источников формирования финансовых ресурсов, направления их использования, состав доходных источников и расходных статей компании, а также специфику формирования финансовых результатов компании. В свою очередь, финансовая модель находится в основе бизнес-модели компании [8]. Исходя из этого, финансовая модель включает характеристику как текущего финансового состояния, так и направлений его оптимизации.

На уровне менеджмента в государственной сфере в последние несколько лет вопросы устойчивого развития и борьбы с климатическими изменениями стали достаточно обсуждаемыми. «Оценка рисков и возможностей, связанных с изменениями климата, отношением к окружающей среде, взаимоотношениями с обществом в целом и локальными сообществами, соблюдением прав человека и другими вопросами устойчивого развития, становится актуальной глобальной тенденцией и будет определять направления экономической и финансовой повестки в ближайшем будущем» [4]. По данным Реестра зеленых, социальных и иных целевых облигаций российских эмитентов в формате устойчивого развития INFRAGREEN в 2018–2021 годах состоялось 33 выпуска зеленых, социальных и иных целевых облигаций в формате устойчивого развития российских эмитентов суммарным объемом около 418 млрд руб. [10]. В начале 2022 года был представлен анализ достижения параметров устойчивого развития. В данном документе подчеркивается важность инвестиций коммерческого сектора для дальнейшего финансирования проектов, направленных на достижение указанных целей. Немаловажную роль здесь играют и компании сырьевых секторов экономики, включая нефтегазовый. Базовый инвестиционный принцип, представленный в рамках данного документа - «лучше, чем было». Отмечается особая важность в финансировании проектов, направленных на борьбу с экологическими и климатическими рисками, а также программ по сглаживанию социального неравенства в различных сферах. При этом на данный момент времени актуализируется вопрос о необходимости поддержки целей устойчивого развития в условиях ограничений [9]. Это объясняется большей нацеленностью соблюдения ESG повестки для привлечения в компанию средств зарубежных инвесторов.

Важность включения нефтегазовых компаний в данные процессы приводит к определенным трансформациям существующих финансовых моделей, включая и вопросы финансового анализа и оценки их эффективности.

Финансовые модели российских нефтяных компаний характеризуются следующими особенностями:

- высокая доля материальных активов в структуре средств компании;
- доминирование перманентного капитала в структуре финансирования компании [3];
- рост финансовой устойчивости в долгосрочные периоды;
- преобладание инвестиционных денежных потоков компании;
- зависимость финансовых результатов компании от динамики цен на энергоресурсы, что может выступать негативным фактором с точки зрения характера финансовой устойчивости предприятий нефтегазового сектора;

- зависимость инвестиционной привлекательности компании от состояния инвестиционного климата страны: при ухудшении последнего отмечается падение эффективности деятельности российских компаний нефтяного сектора:

- сложность финансового обеспечения отдельных проектов нефтяных компаний, что оказывает влияние на структуру финансовых потоков и финансовых результатов компаний нефтяного комплекса, а также на доминирующие источники финансирования:

- вероятность приостановки финансирования и реализации вышеприведенных проектов, что скажется как на структуре активов, так и на финансовой устойчивости нефтяных компаний России;

- высокая роль системы внутреннего учёта в деятельности компаний.

Таким образом, представляются целесообразными следующие направления для проведения финансового анализа деятельности нефтяных компаний в условиях ESG повестки:

- для оценки эффективности финансовых моделей нефтяных компаний в условиях ESG повестки целесообразно ориентироваться не на бухгалтерскую, а на стоимостную модель компании [2]. Указанный подход в большей степени ориентирован на стратегические показатели, что позволяет сопоставлять параметры развития компании с целями устойчивого развития. Кроме того, данная модель учитывает интересы стейкхолдеров различного типа, что лучше отражает концепцию ESG финансирования. Основным критерием эффективности здесь выступает не прибыль, а рост инвестиционной стоимости нефтяной компании, что также лучше соответствует особенностям ее финансовой модели;

- поскольку повестка устойчивого развития предполагает учет трех экономических, экологических и социальных направлений развития [11] – состав индикаторов оценки должен позволять проводить исследования по всем тем из них, а не только по какому-то одному из них;

- необходимо включение в анализ показателей, отражающих структуру так называемой нефинансовой отчетности компании [5] – а именно коэффициенты устойчивого развития, показатели корпоративной социальной ответственности и прозрачности, показатели лояльности акционеров;

- при анализе инвестиционных проектов следует опираться на особенности исчисления ставки дисконтирования для проектов в области ресурсосбережения [1];

- при анализе инвестиционных денежных потоков следует отдельно идентифицировать направления, связанные с финансированием проектов, затрагивающие достижение 17 целей устойчивого развития. При этом отдельно должен представляться вклад нефтяной организации в их достижение;

- для оценки эффективности финансовых решений, принятых в рамках повестки ESG, ориентироваться на рост инвестиционной стоимости бизнеса. Это позволит как обосновать уровень инвестиционной привлекательности объекта оценки, так и определить уровень динамики финансовой устойчивости нефтяной компании в долгосрочном периоде времени: как было указано в особенностях финансовой модели нефтяной компании, именно данная характеристика выступает базовой при оценке эффективности существующей финансовой модели нефтяной компании;

- информационная база для проведения финансового анализа, помимо традиционных источников, будет включать формы публичной нефинансовой

отчетности. На данный момент 10 российских нефтяных компаний представляют такую отчетность на регулярной основе [6], что делает возможным внедрение вышеприведенных рекомендаций по развитию анализа финансовых моделей российских нефтяных компаний.

Литература

1. Биткина И.К. Особенности определения ставки дисконтирования для проектов в области декарбонизации и ресурсосбережения // Эпомен. 2021. № 59 С. 12-23.
2. Бобылева А.З., Львова О.А., Пеганова О.М., Теплова Т.В., Попова С.С., Судас Л.Г., Гулиев И.А., Жаворонкова Е.Н. Государственное антикризисное управление в нефтяной отрасли М.: Юрайт, 2018. — 325 с.
3. Брёхова Ю.В. Об оценке системной несостоятельности предприятий нефтяного комплекса // Научный вестник Волгоградской академии государственной службы. Серия: Экономика. 2009. № 2 (2). С. 55-58.
4. Информационное письмо о рекомендациях по раскрытию публичными акционерными обществами нефинансовой информации, связанной с деятельностью таких обществ. URL: https://cbr.ru/StaticHtml/File/117620/20210712_in-06-28_49.pdf (дата обращения: 14.04.2022).
5. Концепция развития публичной нефинансовой отчетности URL: <http://static.government.ru/media/files/jyIP6Zj9fv4oEbAuVI8V03jxk9r9JIQf.pdf> (дата обращения: 14.04.2022).
6. Национальный Регистр корпоративных нефинансовых отчетов URL: <https://xn--o1aabe.xn--p1ai/activity/social/registr/> (дата обращения - 14.04.2022)
7. Нефинансовая отчетность в России и в мире: цели устойчивого развития в фокусе внимания URL: <https://media.rspg.ru/document/1/f/6/f6e6f97287df39e326d6b2d236b459b1.pdf> (дата обращения: 14.04.2022).
8. Остервальдер, Александр и Пинье,Ив. Построение бизнес-моделей. Настольная книга стратега и новатора. Альпина Паблишер, 2018
9. ESG внутреннего пользования URL: <https://www.vedomosti.ru/opinion/articles/2022/04/12/917827-esg-vnutrennego-polzovaniya> (дата обращения: 14.04.2022).
10. ESG и зеленые финансы России 2018–2022 URL: https://vk.com/wall-95098598_14847 (дата обращения: 14.04.2022)
11. GRI 101: FOUNDATION 2016. URL: <https://www.globalreporting.org/media/wwwvkhymd/gri-standards-consolidated-2020.pdf?g=419257b1-08c5-497a-a7ad-fc7b8e7445d3#page=4&zoom=100,0,0> (дата обращения: 14.04.2022).

Е.В. Буланова

студент

(РГУНГ, г. Москва)

Научный руководитель: к.э.н., доцент **А.А. Пельменёва**

(РГУНГ, г. Москва)

ПРОБЛЕМА ДЕКАРБОНИЗАЦИИ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ: МЕТОДЫ, ОБЗОР СИТУАЦИИ В РОССИИ, ПЕРСПЕКТИВЫ

Аннотация. Нефтегазовый сектор – основа российской экономики. Энергетическая отрасль для нашей страны является бюджетообразующей и основополагающей, но вместе с тем наносит колоссальный ущерб окружающей среде. А это создает угрозы для нынешнего и будущего поколений. Таким образом, актуальным становится вопрос снижения эмиссии парниковых газов в процессе деятельности нефтегазовых компаний.

Ключевые слова: декарбонизация, эмиссия парниковых газов, экологическая повестка в нефтегазовом секторе.

Нефтегазовый сектор является основой российской экономики. Федеральные налоги и сборы по структуре налоговых доходов консолидированного бюджета Российской Федерации составляют 89%, при этом порядка 45% доходов федерального бюджета приходится именно на налог на добычу полезных ископаемых. Помимо этого на нефтегазовый сектор приходится 57% экспорта страны. Проблема декарбонизации нефтегазовой отрасли в нашей стране стоит особенно остро, так как энергетическая отрасль для России является бюджетообразующей, но вместе с тем наносит колоссальный ущерб окружающей среде. А это создает угрозы для нынешнего и будущего поколений.

Проблема сжигания значительной части попутных нефтяных газов (ПНГ) в России долго не могла найти решения. Изменения произошли в 2013 году, после вступления в силу Постановления Правительства «Об особенностях исчисления платы за негативное воздействие на окружающую среду при выбросах в атмосферный воздух загрязняющих веществ, образующихся при сжигании на факельных установках и/или рассеивании попутного нефтяного газа» [1]. После введения нормативного показателя сжигания ПНГ в размере, не превышающим 5% от извлекаемого объема газа, и значительного повышения штрафов за сверхнормативное сжигание ПНГ на факелах, а также увеличением повышающих коэффициентов в последующие годы, нефтяные компании всерьёз занялись проблемой рационального использования ПНГ. На сегодняшний день в число ключевых пунктов экологической повестки нашей страны также входит снижение доли сжигаемого ПНГ. Так, например, уже удалось добиться снижения сжигания с 25,7% до 18,5% в период с 2010 по 2019 гг. Однако компании стремятся к целевому показателю – 95% полезного использования попутного газа [5].

Сегодня нефтегазовые компании при реализации проектов руководствуются принципами устойчивого развития. Это обеспечивает равновесие между природно-экологической безопасностью, социальным равенством и экономической эффективностью. Устойчивое развитие предполагает: особое внимание к экологическим последствиям; поиск и применение решений по энерго- и ресурсосбережению; выпуск экологически чистых продуктов; внедрение инноваций; переориентацию производства [2].

Декарбонизация предполагает снижение выбросов углекислого газа (CO₂), который образуется при сжигании ПНГ. Основными стимулами для рационального использования ПНГ становятся экологическая повестка и связанные с ней экономические риски. Однако при определенном подходе нефтяные компании могут не только избежать штрафов за нарушение экологического законодательства, но и получить экономическую выгоду от грамотной утилизации ПНГ.

Попутный нефтяной газ – это смесь (метан, этан, пропан, бутан и др.), растворенная в самой нефти, которая по своему составу богаче традиционного природного газа. Одна тонна нефти содержит до нескольких тысяч м³ ПНГ. Сжигание таких объемов смеси, помимо экологического влияния, с экономической точки зрения можно назвать роскошью. Также, как известно, при сжигании ПНГ в окружающую среду, помимо прочих загрязняющих веществ, попадают значительные объемы CO₂ и метана, относящихся к парниковым газам (ПГ). В СССР при экстенсивном наращивании объемов добычи внимание утилизации и переработке ПНГ не уделялось. Данный вопрос никак не регулировался законодательно, и, как правило, его просто сжигали на факельных установках месторождений. ПНГ считался побочным продуктом. Сейчас уровень грамотной утилизации ПНГ во многом характеризует эффективность развития нефтегазового сектора страны [4].

Среди стран и нефтегазовых компаний со всего мира позиции по эмиссии ПНГ сильно различаются. Это связано с неравномерностью создания среды регулирования выбросов. Так, европейские компании осуществляют свою деятельность в среде, где регулирование выбросов существует уже давно. Например, в Норвегии углеродный налог был введен еще в 1992 году. В результате этого деятельность данных компаний отличается низким уровнем углеродоемкости.

Ситуация в России отличается от мировой. В нашей стране проблема изменения климата имеет не такую высокую приоритетность по сравнению со странами с лучшими мировыми практиками.

Основными элементами только формирующегося в настоящее время нормативного регулирования ПГ в Российской Федерации являются:

- Долгосрочная цель Российской Федерации по выбросам ПГ.
- Закон об ограничении выбросов парниковых газов (июль 2021 г.).
- Стратегия социально-экономического развития Российской Федерации с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 года (октябрь 2021 г.).

В нефтегазовой отрасли нашей страны выбросы CO₂ на 2018 год находились на уровне 355 млн т CO₂-экв., или около 24 % от суммарных выбросов. Структура выбросов показывает, что сегмент добычи природного газа дает почти 40 % всех выбросов нефтегазовой отрасли страны, еще 20 % обеспечивает трубопроводный

транспорт нефти и газа, на сектор добычи нефти и утечки и сжигания приходится 12% и 14% соответственно.

Большинство компаний в России находятся на ранних стадиях разработки целей и методов декарбонизации. Несмотря на отставание от международных лидеров, некоторые российские компании готовят добровольные отчеты в области устойчивого развития, раскрывают информацию по выбросам ПГ, внедряют методы декарбонизации и даже начали вводить внутреннее ценообразование на CO₂ для своих инвестиционных проектов.

В 2020 году в корпоративных отчетах лидеров нефтегазовой отрасли России: «Газпром», «Роснефть», «Лукойл», «Газпром нефть», «Татнефть» и «Новатэк» было упомянуто об устойчивом развитии. Ключевыми мерами компании называют: создание системы учета выбросов ПГ, энергоэффективность, утилизация ПНГ и дальнейшее развитие газового бизнеса (как альтернативы нефтяному). Дополнительно упоминаются развитие ВИЭ и лесовосстановление.

Российские компании обращают особое внимание на утилизацию ПНГ. Сокращение объема сжигания ПНГ связано с уменьшением выбросов загрязняющих веществ и попутных газов в окружающую среду. Однако, несмотря на ряд принятых мер, уровень утилизации ПНГ в России еще значительно ниже целевого показателя 95 %.

Стоит отметить, что уровень добычи ПНГ в стране растет. По данным Минэнерго, на данный показатель существенно влияет общий рост добычи нефти и ПНГ в стране, а также расширение географии добычи за счет разработки месторождений Восточной Сибири и Дальнего Востока, удаленных от основной инфраструктуры, и центров газопереработки в европейской части и Западной Сибири. Средний уровень утилизации ПНГ в последние годы остается на уровне 80%.

Рассмотрим основные направления утилизации ПНГ в России:

1) Поставка ПНГ местным потребителям или закачка в газотранспортную систему:

- ООО «Средневожская газовая компания» реализовала проект по возобновлению приема попутного газа от ТПП «РИТЭК-Самара-Нафта», регионального промышленного предприятия в сети газоснабжения. Для этого «Средневожская газовая компания» проложила 14,5 км газопровода высокого давления, построила блочный узел расхода газа и четыре подводных перехода через реки Грачевка и Кутулук.

- Компания «Газпромнефть-Восток» ввела в эксплуатацию сеть газопроводов Урмано-Арчинской группы месторождений и Южно-Пудинского лицензионного участка в Томской области. Данный проект позволил предприятию в четыре раза увеличить объем газа, сдаваемого в сеть, и повысить уровень утилизации ПНГ до 95 %. Для успешной реализации этого проекта был сооружен газопровод длиной 18 км.

2) Обратная закачка в пласт:

- «Газпром нефть» реализует проект по обратной закачке газа в пласт на Новопортовском месторождении. За счет этого удалось довести уровень утилизации ПНГ до 95 %.

- На Верхнечонском месторождении в Восточной Сибири компания «Роснефть» закачивает ПНГ во временное подземное хранилище. Эта технология позволяет

хранить ПНГ для рационального использования в будущем, а не для поддержания пластового давления. Благодаря данной технологии уровень утилизации ПНГ на Верхнеконском нефтегазоконденсатном месторождении достиг 97 %.

3) Переработка ПНГ на газоперерабатывающих заводах (ГПЗ):

- Компания «Татнефть» в 2019 году модернизировала Миннибаевский ГПЗ, еще с советских времен предназначенный для переработки ПНГ. Это позволило снизить объемы сжигания ПНГ на факелах и достичь 96%-й утилизации ПНГ на большинстве месторождений «Татнефти». Также компания планирует производить малеиновый ангидрид (дорогостоящий продукт газопереработки).

4) Выработка электроэнергии для собственных нужд:

- В 2019 г. на месторождении им. Романа Требса, разрабатываемом ПАО «Роснефть», введена в эксплуатацию первая очередь энергоцентра мощностью 22 МВт. Она включает в себя 20 газогенераторных установок. Это полностью покрывает текущие потребности предприятия в электроэнергии. В ближайшей перспективе мощность энергоцентра будет доведена до проектных 46 МВт.

- «ЛУКОЙЛ» давно использует ПНГ для энергообеспечения производственных объектов. В 2015 г. на нефтеперерабатывающем заводе ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез» введена в строй одна из самых крупных газотурбинных электростанций. Электростанция имеет электрическую мощность 200 МВт и тепловую мощность 435 Гкал/ч, предназначена для собственных нужд предприятия. До этого завод полностью питался от находящейся неподалеку Пермской ТЭЦ-9 «КЭС-Холдинга», получая от нее как электрическую, так и тепловую энергию. По состоянию на сентябрь 2020 г. всего в группе «ЛУКОЙЛ» используется 75 газотурбинных установок пермского производства совокупной мощностью 850 МВт. За создание и внедрение ГТЭС серии «Урал», работающей на ПНГ различного состава с месторождений нефти и газа, коллективу разработчиков «ЛУКОЙЛ» и «ОДК-Авиадвигатель» была присуждена премия Правительства РФ в области науки и техники. По данным ОДК, с учетом себестоимости выработки электроэнергии, производимая на ГТЭС серии «Урал», обходится на 30–40 % дешевле покупной. При этом достигается утилизация ПНГ и сокращение выбросов CO₂ [3].

Таким образом, декарбонизация – длительный процесс, который требует большого внимания и изучения. Декарбонизация – стратегическое нововведение, требующее полного пересмотра принципов корпоративного управления и имеющихся технологий. Так, для нефтегазовых компаний необходимо: четко понимать источники выбросов ПГ; предлагать инициативы по сокращению эмиссий ПГ; балансировать портфель долгосрочных и краткосрочных проектов; реализовывать международное и межотраслевое сотрудничество в проведении НИОКР, апробации технологий и масштабировании решений.

Литература

1. Постановление Правительства РФ от 08.11.2012 № 1148 (ред. от 13.12.2019) «Об особенностях исчисления платы за негативное воздействие на окружающую среду при выбросах в атмосферный воздух загрязняющих веществ, образующихся при сжигании на факельных установках и (или) рассеивании попутного нефтяного газа» [Электронный ресурс] - URL:

http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_137637/1d392a584cfc8cc697dea0f93d592b5819f29bb0/

2. Александрова, Ю. А. Декарбонизация нефтегазовой отрасли / Ю. А. Александрова // Актуальные проблемы современности: экономика и общество. — 2019. [Электронный ресурс] - URL: https://old.sziu.ranepa.ru/images/nauka/UK_DOI/9_19/Aleksandrova_09_19.pdf

3. Декарбонизация нефтегазовой отрасли: международный опыт и приоритеты России // Сколково – 2021. [Электронный ресурс] - URL: https://energy.skolkovo.ru/downloads/documents/SEneC/Research/SKOLKOVO_EneC_De carbonization_of_oil_and_gas_RU_22032021.pdf

4. Использование попутного нефтяного газа: мировой опыт // Онлайн-журнал Сибирская нефть – 2018. [Электронный ресурс] - URL: <https://www.gazprom-neft.ru/press-center/sibneft-online/archive/2018-june/1715822/>

5. ПНГ: сжигать невыгодно перерабатывать // Neftegaz.ru. – 2017. [Электронный ресурс] - URL: <https://neftegaz.ru/science/booty/331501-png-szhigat-nevygodno-pererabatyvat/>

А.В. Буторова
студент

(ГУУ, г. Москва)

Научный руководитель: к.э.н., доцент **Д.А. Панков**
(ГУУ, г. Москва)

ЭФФЕКТЫ ЦИФРОВОЙ ТРАНСФОРМАЦИИ НЕФТЕГАЗОВЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

Аннотация. В статье рассматриваются эффекты цифровой трансформации и процессы преобразований нефтегазовых предприятий, состоящие из таких направлений, как автоматизация, информатизация и цифровизация. Выявляются основные цифровые технологии, применяющиеся в настоящее время на нефтегазовых предприятиях. Рассматривается опыт цифровой трансформации отдельных российских и зарубежных предприятий.

Ключевые слова: цифровая трансформация, инновационное развитие, автоматизация, информатизация, цифровизация.

В настоящее время всё чаще можно услышать тезис о том, что информационные технологии - это новая нефть. Очевидным является тот факт, что нефтегазовые компании, которые упустят возможности превращать информационные массивы в полезные решения, будут в проигрыше.

«Цифровая трансформация» является одним из ключевых этапов процесса преобразований, состоящего из следующих направлений:

- Автоматизация;
- Информатизация;

- Цифровизация;
- Цифровая трансформация [1].

Толчком к цифровой трансформации стали технологические нововведения в сферах не связанных с энергетикой - в системах связи, передачи и обработки данных, IT-индустрии. Эти нововведения позволили перейти к преобразованиям в отраслях ТЭК, начать их цифровизацию.

Основными цифровыми технологиями в настоящее время являются:

- 1) Big Data, или «большие данные»;
- 2) нейротехнологии и искусственный интеллект;
- 3) системы распределенного реестра;
- 4) квантовые технологии;
- 5) новые производственные технологии;
- 6) промышленный интернет;
- 7) компоненты робототехники и сенсорики;
- 8) технологии беспроводной связи;
- 9) технологии виртуальной и дополненной реальности. [2]

Перспективы использования в топливно-энергетическом комплексе искусственного интеллекта и роботизации огромны — от геодезии и непрерывного мониторинга до прогнозирования и повышения безопасности нефте- и газодобычи. Компании топливно-энергетического комплекса уже извлекают выгоду от использования робототехники и системного мониторинга, заменяя ими использование человеческих ресурсов на таких опасных площадках, как, например, морские буровые установки.

Так, ExxonMobil разрабатывает проект самообучающихся подводных роботов, чтобы повысить их способность выявлять протечки. Компания TOTAL подготовила проект автономного робота, способного проводить тестирование днем и ночью, точно также как это выполняют люди. Кроме того, данный автономный робот позволит обнаруживать неисправность техники, протечки в нефтепроводах и устранять их в случае чрезвычайной ситуации. Такая автоматизация увеличивает безопасность, снижая время работы человеческих ресурсов на шельфе, отслеживая потенциальные проблемы, предлагая действия по их устранению, в тоже время сокращая простои и повышая рентабельность работ.

За счет использования цифровых технологий в нефтегазовой отрасли можно создавать так называемых умных мобильных рабочих. Технология Robotic process automation (RPA) позволяет осуществить замену части человеческого труда роботами. Практически любая задача, которая решается оператором с помощью мышки и клавиатуры на экране компьютера, может быть потенциальной областью применения RPA. Любые повторяемые рутинные действия можно автоматизировать с помощью программного обеспечения, которое называется «программный бот». Боты выполняют задания по аналогии с человеком, используя те же интерфейсы, что и операторы.

На сегодняшний день многие зарубежные нефтегазовые компании (Shell, BP, Chevron, Statoil и др.) используют «умные месторождения», которые позволяют повысить коэффициент извлечения на 5-10%. Помимо увеличения коэффициентов извлечения нефти и газа, умные месторождения позволяют снизить затраты и

приводят к снижению выбросов углекислого газа, могут управлять некоторыми этапами технологического процесса добычи нефти или природного газа [3].

Главный проект ПАО «Лукойл» в области цифровизации - Life-Field, заключающийся во внедрении модели интеллектуального месторождения. Концепция Life-Field основана на интеграции управления месторождением с помощью автоматизированных компьютерных систем и систем сбора данных. Интеллектуальное месторождение позволяет полностью покрыть производственный цикл от стадии разведки до завершения разработки. Концепция включает интегрированное моделирование, которое позволяет осуществлять мониторинг работы скважин и технологических объектов, дает возможность прогнозировать уровень добычи по скважинам и месторождениям в целом и др.

В гораздо более полном объеме технологии интеллектуального месторождения применяются на крупнейших зарубежных месторождениях в Узбекистане и Ираке. В проекте «Западная Курна - 2» применение интеллектуального месторождения позволило снизить количество остановок скважин, а также в результате этого были рассчитаны и реализованы оптимизационные мероприятия по снижению входного давления на установке подготовки нефти. В Узбекистане с помощью интеллектуального месторождения выполнен расчет добычных возможностей газовых скважин. Интеллектуальное месторождение позволило ПАО «Лукойл» увеличить добычу на зарубежных месторождениях в результате сокращения потерь и оптимизации работы. Кроме того, ПАО «Лукойл» удалось сократить операционные расходы зарубежных активов[4].

На основе приведенной информации можно сделать следующие выводы:

Инвестиции в цифровые технологии начались, однако до масштабной цифровизации предприятий нефтегазовой отрасли еще далеко. Необходимо отметить их высокую стоимость и определенные проблемы в сохранении конфиденциальности информации.

В условиях низких цен на энергоресурсы, крупные компании топливно-энергетического комплекса начали активно инвестировать в цифровизацию. Пандемия COVID-19 еще более стимулирует применение цифровых технологий.

Преимущества применения цифровых технологий, такие как рост эффективности добычи нефти и газа, рост производительности труда и безопасности технологических процессов, – стали бесспорными. Ввод в эксплуатацию искусственного интеллекта и роботизированной техники дает возможность переходить на безлюдные технологии в процессе добычи углеводородов и позволяет существенно снизить расходы.

При этом необходимо учитывать следующий факт: очень просто стать зависимым от цифровых технологий, т.к. их применение иногда терпит неудачу. Важно, чтобы работники топливно-энергетического комплекса не утратили своих профессиональных навыков в процессе использования цифровых технологий.

Литература

1. Ведомственный проект «Цифровая энергетика» // Министерство энергетики РФ URL: <https://in.minenergo.gov.ru/energynet/docs/%D0%92%D0%B5%D.pdf> (дата обращения: 30.03.2021).

2. Измерение и оценка результатов и эффектов цифровой трансформации топливно-энергетического комплекса // Министерство энергетики URL: <https://in.minenergo.gov.ru/upload/iblock/29a/29a0484ea0e4bd272252a486a80f2c32> (дата обращения: 31.03.2021).

3. Байкова О.В., Громыко Е.О. Эффекты цифровой трансформации в нефтегазовом комплексе//Вестник университета. 2021. № 6. С. 77-81.

4. Цифровая трансформация нефтегазового сектора // Нефтехимия URL: <https://belchemoil.bv/news/analitika/cifrovaya-transformatsiya-neftegazovogo-sektora> (дата обращения: 31.03.2021).

Е.Г. Буч
В.П. Мотычко
А.Е. Серов
студенты

(СПбПУ, г. Санкт-Петербург)

BIG DATA: ЦИФРОВАЯ ТРАНСФОРМАЦИЯ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА

Аннотация. В статье авторами рассматривается вопрос цифровой трансформации отраслей топливно-энергетического комплекса путем внедрения технологии Big Data в производство ТЭК. Big Data — это цифровой вектор для развития крупного бизнеса, в частности компаний топливной промышленности. В статье раскрыто понятие Big Data, определены предпосылки, преимущества и риски от внедрения технологии Big Data в ТЭК.

Ключевые слова: Big Data, цифровая трансформация, цифровизация, топливно-энергетический комплекс.

В послании Федеральному собранию от 1 декабря 2016 Президентом РФ было отмечено, что запуск масштабной системной программы развития экономики нового технологического поколения, так называемой цифровой экономики – «это вопрос национальной безопасности и технологической независимости России, в полном смысле этого слова – нашего будущего».

На сегодняшний день революционные технологии, находящиеся в основном на стадии разработки или демонстрационной стадии, способны в корне изменить ситуацию на существующем сырьевом рынке и обеспечить переход лидеров мирового развития на новый технологический уровень. На первое место среди долгосрочных определяющих факторов развития нефтегазового сектора выходят технологии. 12 декабря 2021 года Минэнерго России выпустило приказ № 1436, утверждающий актуализированный Прогноз научно-технологического развития отраслей ТЭК на период до 2035 года. В документе отмечается, что максимизировать положительный эффект, независимо от сценария развития мировой энергетики, позволит цифровая

трансформация ТЭК. 28 декабря 2021 года Правительство РФ утвердило стратегические направления в области цифровой трансформации топливно-энергетического комплекса. Целью цифровой трансформации ТЭК является переход на новый управленческий и технологический уровни, с помощью следующих технологий:

1. Большие данные (Big Data)
2. Нейротехнологии
3. Искусственный интеллект
4. Сенсорика и компоненты робототехники
5. Технологии беспроводной связи

В данной статье авторами рассмотрены понятие Big Data и преимущества от внедрения технологии больших данных в ТЭК. Повышенный интерес властей РФ к технологическому развитию ТЭК и, в частности, к технологии больших данных лишь подтверждает актуальность выбранной тематики. В научной литературе есть большое количество работ, посвященных вопросам внедрения Big Data. На основе анализа литературы научные работы условно можно разделить на несколько групп.

Первая группа [1-4] носит общий характер. В ней рассматривается понятие Big Data и основные предпосылки к внедрению данной технологии.

Вторая группа [5-7] рассматривает преимущества от внедрения технологии Big Data, а также существующие проблемы и риски.

Технология больших данных (Big Data) — это информационная технология, которая представляет из себя совокупность различных методов и инструментов, позволяющая собирать и структурировать в режиме реального времени огромные массивы данных, преобразовывать и использовать их для решения различных задач, не используя при этом традиционных информационных носителей. Речь идет о хранении, обработке, систематизации, анализе и передаче неструктурированных данных с применением распределенной системы хранения и обработки информации [1-3].

В настоящее время выделяют 5 основных характеристик Технологии Big Data, которые обозначаются как “5V” [2, 4]:

Volume (объем) означает огромный объем данных, которые сложно хранить и анализировать. Крупномасштабные данные о производстве и потреблении энергии для получения ценных знаний для промышленных и исследовательских сообществ собираются с помощью передовых измерительных устройств.

Variety (разнообразие) подразумевает возможность работы с различными форматами и типами информации.

Velocity (быстрота) относится к скорости обработки данных для обеспечения баланса спроса и предложения в режиме реального времени и специальных запросов.

Veracity (достоверность) имеет решающее значение при принятии решений на основе различных записей данных, собранных для определения фактических условий в энергетике.

Value (ценность) относится к открытию знаний об энергетических больших данных для повышения надежности системы, понимания моделей энергопотребления, предоставления персонализированных услуг по энергоэффективности и разработки конкурентных маркетинговых стратегий.

Основными предпосылками внедрения технологий Big Data в отрасль ТЭК являются наличие и постоянная генерация новых данных. Так, на практике только одно крупное месторождение способно за сутки сформировать массив данных до 3 Пбайт. Именно поэтому необходимо воспользоваться мощным инструментом для обработки и анализа информации, чтобы повысить общую эффективность в данном сегменте рынка.

Рассмотрим преимущества внедрения технологии Big Data в ТЭК [5-6]:

- прогнозное планирование на основе большого объема данных является более точным;
- Big Data позволяет анализировать данные с процессов всего производства, контролировать эти процессы и оптимизировать их, также контролирует утечки информации, мошенничество;
- анализ производственных процессов способен сделать производство эффективнее и экологичнее (что важно в условиях тенденции к чистой энергии);
- анализ Big Data способен оптимизировать логистику и цепь поставок;
- анализ Big Data решает проблемы выбора поставщиков различных комплектующих для производства путем анализа показателей для каждого поставщика;
- Big Data позволяет ускорить взаимодействие с контрагентами и клиентами, тем самым увеличить качество услуг.

Ключевой причиной актуальности внедрения технологии Big Data в ТЭК является возможность работать с данными в рамках единого решения. Компании топливной промышленности — это крупнейшие компании России. Такие компании, как Газпром, Татнефть, ЛУКОЙЛ, Роснефть и т.д. — это компании, в которые включены их дочерние компании, множество заводов и офисов. Таким компаниям необходимо использовать технологию Big Data, чтобы отслеживать тенденции бизнеса, процессы внутри компании и движение массивов данных.

Данная технология может являться инструментом прогнозирования спроса потребления, а также средством, которое позволяет сформировать обработанных входные данные для моделирования сценариев развития различных проектов и ситуаций. Так с помощью ситуационного анализа возможно выявить причины различных аварий и внезапных перебоев в работе оборудования энергоснабжения. Информация о результатах моделирования продолжает обрабатываться системой, что позволяет заранее выявить причины проблем и вовремя устранить их.

Также, причиной актуальности внедрения технологии Big Data может стать ее зрелость. На сегодняшний день существуют системы и платформы, которые действительно позволяют работать с большим объемом данных. Внедрение технологии позволяет выйти аналитическому отделу топливной компании на новый уровень.

Топливные компании в большинстве своем относятся к крупному бизнесу. Крупные компании, как правило, не обладают гибкостью для быстрого внедрения новых технологий и решений, поэтому внедрение технологии Big Data сопряжено с рядом рисков. Но системная зрелость технологии позволяет минимизировать риски и начать процесс цифровой трансформации постепенно и технологично.

«Задачи, связанные с Big Data, можно подразделить на три основные сферы: аналитика, пропускная способность систем хранения и работа с данными.

Традиционным алгоритмам хранения данных и работы с ними придется измениться, чтобы соответствовать будущим требованиям. Длительное ожидание результатов больше никогда не будет приемлемым», — сказал Лоуренс Джеймс, менеджер по маркетингу решений NetApp.

Это высказывание подводит к мысли, что, несмотря на сложность внедрения, технология необходима для крупного бизнеса, для топливных компаний, в частности. Процесс внедрения может занять много времени, и будет потрачено большое количество ресурсов: финансовых, трудовых. Проект такого масштаба для крупного бизнеса будет непростым, но внедрение технологии Big Data и последующей цифровой трансформации позволит компании выйти на новый уровень, оптимизировать процессы, сократить издержки.

Однако существует несколько рисков внедрения технологии Big Data, первым и наиболее значимым из которых является высокая потребность в привлечении технологических и информационных ресурсов для бесперебойной работы всех процессов хранения и обработки информации [7]. В дополнении к этому в России на данный момент используется в большей части устаревшее оборудование и при этом наблюдается нехватка профессиональных сотрудников, которые смогут в полной мере обеспечить технические работы и обслуживание системы, а также должный уровень безопасности данных информационной сети. Более того, создание и техническая поддержка функционирующей системы требует привлечения масштабных финансовых вложений.

В настоящее время для решения проблемы с нехваткой технологических ресурсов используются облачные технологии хранения данных. Они также позволяют обеспечить необходимую скорость обработки данных и многопользовательский доступ к системе.

Таким образом, ретроспективный анализ научной литературы показывает, что проблема рассматривалась достаточно широко. Авторы раскрыли понятие Big Data, дали характеристику данной технологии, определили предпосылки, преимущества и риски внедрения. Особо следует выделить, что процесс внедрения технологии Big Data ресурсозатратен, однако независимо от сценария развития мировой энергетики, цифровая трансформация отраслей топливно-энергетического комплекса путём внедрения данной технологии позволит повысить эффективность производства и конкурентоспособность компаний, перейдя на новый управленческий и технологический уровень.

Литература

1. Бушуев, В. В. Цифровизация экономики и энергетики: перспективы и проблемы / В. В. Бушуев, Н. Л. Новиков, А. Н. Новиков // Экономические стратегии. – 2019. – Т. 21. – № 6(164). – С. 96-105. – DOI 10.33917/es-6.164.2019.96-105. – EDN EYMPDH (дата обращения: 10.04.2022).
2. Величко, Н. А. Технология Big Data. Анализ рынка Big Data / Н. А. Величко, И. П. Митрейкин // Синергия Наук. – 2018. – № 30. – С. 937-943. – EDN YTCXTV (дата обращения: 10.04.2022).

3. Шаталова, В. В. Большие данные: как технологии Big data меняют нашу жизнь / В. В. Шаталова, Д. В. Лихачевский, Т. В. Казак // Big Data and Advanced Analytics. – 2021. – № 7-1. – С. 188-192. – EDN JNRSSA (дата обращения: 10.04.2022).
4. Seçkin Codal, K., Ari, İ., & İlter, H. K. (2020). Big Data in Smart Energy Systems: A Critical Review. AJIT-e: Online Academic Journal of Information Technology, 11(41), 11–26. <https://doi.org/10.5824/ajite.2020.02.001.x> (дата обращения: 10.04.2022).
5. Ma, S., Zhang, Y., Lv, J., Ge, Y., Yang, H., & Li, L. (2020). Big data driven predictive production planning for energy-intensive manufacturing industries. Energy, 211. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.118320> (дата обращения: 11.04.2022).
6. Hensman, J., Fusi, N., & Lawrence, N. D. (2013). Gaussian processes for big data. In Uncertainty in Artificial Intelligence - Proceedings of the 29th Conference, UAI 2013 (pp. 282–290) (дата обращения: 11.04.2022).
7. Ляпин, А. М. Технологии Big data и облачных вычислений для мониторинга объектов энергетики в сфере жилищно-коммунального хозяйства / А. М. Ляпин, А. Г. Финогеев // Известия Волгоградского государственного технического университета. – 2016. – № 3(182). – С. 53-58. – EDN VYWZLL (дата обращения: 12.04.2022).

Д.А. Володина
магистрант

д.э.н., проф. **Н.Г. Любимова**
(ГУУ, г. Москва)

РЕИНЖИНИРИНГ БИЗНЕС-ПРОЦЕССОВ В ЭНЕРГЕТИКЕ НА ПРИМЕРЕ ПАО НК «РОСНЕФТЬ»

Аннотация. Отечественные энергетические компании значительно отстают от зарубежных аналогов, в части подходов к управлению этими организациями. Наступила эпоха инноваций, одним из инструментов которой является реинжиниринг бизнес-процессов. Реинжиниринг одного из бизнес-процессов в компании «Роснефть» предполагал устранение излишних процедур и автоматизацию документооборота, что привело к сокращению времени и затрат.

Ключевые слова: энергетика, менеджмент, процессный подход, бизнес-процесс, реинжиниринг.

Одним из основателей теории реинжиниринга бизнес-процессов является Майкл Мартин Хаммер. Им было проведено исследование американских компаний, он задался вопросом, почему одни выходят на лидирующие позиции, а другие терпят поражение. Вывод был следующий: те принципы и правила, по которым компании работали в прошлые столетия больше не актуальны для того, чтобы иметь успех в современном мире необходимо использовать новые методы управления [1].

Майкл Мартин Хаммер рассмотрел внутренние процессы бизнеса некоторых компаний и понял, что многие из них не направлены на получение конечного

результата. Каждый сотрудник выполнял свою функцию и для него это была конечная цель, в итоге общий результат кардинально отличался от планируемого. Из этого можно сделать вывод, что функциональный подход к управлению теряет свою эффективность, назрела необходимость внедрения в деятельность компаний процессного подхода [2].

Стандарт ИСО 9000:2015 даёт нам представление о понятии процесса, под ним подразумевается взаимосвязь различных видов деятельности, которая превращает входы в выходы, используя при этом различные ресурсы (сотрудники, информационные материалы, разнообразные технологии) [3].

Процессный подход имеет ряд преимуществ, среди которых основными можно выделить: повышение мотивации каждого участника процесса, гибкость действий и решений, высокий фокус на результативную работу.

В качестве примера реинжиниринга можно рассмотреть бизнес-процесс «Расчёты с контрагентами» в ПАО НК «Роснефть».

Вход в бизнес-процесс - поступление счёта от контрагента.

Выход из бизнес-процесса - оплата по счёту контрагенту.

Управление бизнес-процессом - процедура расчетов с контрагентами происходит согласно действующим ЛНД общества.

Ресурсы бизнес-процесса – персонал: сотрудник отдела розничных продаж, бухгалтер по расчетам, главный бухгалтер; компьютер с программным обеспечением.

Проанализируем основные показатели данного бизнес-процесса:

- время выполнения – оформление первичной документации (1 день), отправка документов на подпись (1 день), подпись документов Генеральным директором (1 день), отправка документов в бухгалтерию (2 дня), получение документов бухгалтером по расчетам и отправка их главному бухгалтеру (3 дня), отражение первичных документов в бухгалтерском учёте (5 дней), заведение заявки на оплату в Directum (1 день). Итого выходит 13 дней;

- количество задействованных сотрудников – 3 человека;
- степень автоматизации – 14 % (автоматизирован только процесс оплаты после заведения заявки в Directum);
- количество этапов бизнес-процесса – 6 этапов.

Основными проблемными участками можно назвать:

- слабая оперативность бизнес-процесса «Расчёты с контрагентами» (все передаётся на бумажных носителях и отправляется через курьера, а это занимает много времени);
- получение штрафов и санкций от контрагента при несоблюдении сроков оплаты;
- потеря первичных документов сотрудниками;
- чрезмерная загрузка специалистов;
- высокие затраты на ведение бухгалтерского учёта.

Таким образом, бизнес-процесс «Расчёты с контрагентами» нуждается в реинжиниринге.

Внедрение запланированных в ходе реинжиниринга нововведений влечет за собой исключение из рабочего процесса лишних и неэффективных операций,

упрощение и стандартизацию всех направлений работы, а также внедрение в бизнес-процесс автоматизированную систему электронного документооборота.

В результате проведения реинжиниринга бизнес-процесса «Расчеты с контрагентами» в компании ПАО НК «Роснефть» основные показатели данного бизнес-процесса изменились:

- время выполнения – после внедрения электронного документооборота с возможностью цифровой электронной подписи первичных документов оформление первичных документов и подпись ГД будут занимать 1 день, далее документы автоматически поступят к главному бухгалтеру, который проведет документы по бухгалтерскому учету за 2 дня, в заключение -оформление заявки на оплату – 1 день. Итого время расчета с контрагентом составит 4 дня;
- степень автоматизации – 50% (автоматизирована оплата после заведения заявки в Directum, а также передача документов от сотрудника к сотруднику). При внедрении электронного документооборота значительно упростилась процедура передачи первичных документов между сотрудниками;
- количество задействованных сотрудников – 1 человек (главный бухгалтер) (сокращение персонала даёт экономию по статье оплата труда);
- количество этапов бизнес-процесса – 3 этапа. (значительно упростило координацию между сотрудниками).

Таким образом, реинжиниринга бизнес-процесса можно считать эффективным.

Проблемы, окружающие сегодня компании ТЭК, требуют срочного решения. Те компании, которые быстро реализуют уроки реинжиниринга, смогут успешно конкурировать в мире, где единственной предсказуемой переменной уже стали стремительные и непрерывные изменения.

Литература

1. Хаммер М., Чампи Дж. Реинжиниринг корпорации: манифест революции в бизнесе. Пер.с англ. Издательство – М.: Манн, Иванов и Фербер, 2011. — 288 с.
2. Хаммер М., Хершман Л. Быстрее, лучше, дешевле. Девять методов реинжиниринга бизнес-процессов. — М. : Альпина Паблишер, 2012. – 356 с.
3. ГОСТ Р ИСО 9000-2015 Системы менеджмента качества ГОСТ Р ИСО 9000-2015 Системы менеджмента качества. Основные положения и словарь (Издание с Поправкой) от 28 сентября 2015 - docs.cntd.ru (дата обращения: 26.03.2022).

Ву Тхи Бик Лоан

студент

Научный руководитель: д.э.н., проф. **Н. Г. Любимова**

(ГУУ, г. Москва)

ПЕРСПЕКТИВЫ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО СОТРУДНИЧЕСТВА ВЬЕТНАМА И РОССИИ В НЕФТЕГАЗОВОЙ СФЕРЕ

Аннотация. Уже достаточно длительный период между Вьетнамом и Россией установлены добрососедские отношения с учетом уважения законов друг друга. Эти отношения касаются и сотрудничества в сфере нефти и газа. В связи с развитием конкуренции партнерам необходимо сконцентрировать больше внимания на соотношении цена-качество, на внедрение инновационных технологий в производство и транспортировку энергетических ресурсов.

Ключевые слова: сотрудничество, проекты добычи, транспортировки и переработки энергоресурсов, инвестиции.

Обе страны видят значительные перспективы в сфере энергетического сотрудничества Вьетнама и России.

В сентябре 2018 г. Генеральный секретарь Нгуен Фу Тронг и Президент Российской Федерации Владимир Путин подтвердили свою решимость сотрудничать. Стороны подчеркнули перспективу сотрудничества в энергетической сфере, в частности преимущества российских компаний при участии в проектах по модернизации ранее построенных энергетических объектов при поддержке бывшего Советского Союза и строительству новых энергетических объектов во Вьетнаме на основе соблюдения законов каждой страны. Обе стороны договорились оказать поддержку в осуществлении существующих проектов по добыче газа; поддерживая план группы «Газпром» по строительству газовой электростанции в провинции Куанг Три и план НОВАТЭКа по реализации совместного проекта по строительству терминала по сжижению природного газа и газовой электростанции в провинции Бинь-Туан [2].

В 2018 году Алексей Миллер, Председатель Правления ОАО «Газпром», Нгуен Ву Труонг Сон, Генеральный директор и член Совета директоров Petrovietnam, и Нгуен Куан Чинь, заместитель Председателя Народного комитета провинции Куанг Три, подписали Меморандум о «дорожной карте» для комплексного проекта разработки месторождения Бао Ванг, в том числе строительстве электростанции в провинции Куанг Три [5].

В декабре 2018 года по решению правительства Социалистической Республики Вьетнам (СРВ) электростанция была включена в План развития энергетического сектора Вьетнама - PDP-VII. В настоящее время ожидается, что правительство СРВ одобрит назначение Gazprom EP International генеральным инвестором проекта. Работа над технико-экономическим обоснованием продолжается в соответствии с требованиями законов Вьетнама.

В 2019 году страны подписали ряд документов, свидетельствующих о совместных усилиях в новых проектах как во Вьетнаме, так и в России. В 2019 году «Зарубежнефть» также вошла в консорциум с Novatek, Total и Siemens для реализации проекта СПГ во Вьетнаме [5].

Например, в 2019 году в рамках программы официального визита в Российскую Федерацию премьер-министра Нгуен Суан Фук (20-23 мая) в Москве разведочно-добывающая корпорация PetroVietnam (PVEP) подписала два документа, в том числе Соглашение о передаче Лота 09-2 / 09 (в осадочном бассейне Куу Лонг континентального шельфа Вьетнама) и Меморандум о взаимопонимании (МОВ) между PVEP и Нефтяной компанией «Зарубежнефть» (Российская Федерация) [5].

Контракт о разделе нефтепродуктов на месторождениях Кинх Нгу Транг и Кинх Нгу Транг по лоту 09-2 / 09 был подписан еще в 2009 года. Там было открыто два месторождения нефти и газа. Передача части доли PVEP в проекте Лота 09–2 / 09 совместному предприятию «Зарубежнефть» во Вьетнаме (PVP) поможет PVEP разделить риски при реализации проекта, снизить давление на инвестиционный капитал и будет способствовать быстрой эксплуатации проекта в ближайшие годы [5].

При подписании меморандума о взаимопонимании с «Зарубежнефтью» были подтверждены намерения о сотрудничестве двух компаний по нефтегазовым проектам PVEP и «Зарубежнефть» во Вьетнаме и о признании их любой третьей страной, согласованной сторонами.

Успешное подписание двух вышеуказанных документов между PVEP и «Зарубежнефтью» является свидетельством всестороннего сотрудничества, которое установили две страны, в целом, в том числе сотрудничества в области нефти и газа, хорошего традиционного сотрудничества между PVN PVEP и Зарубежнефтью [5].

Можно выделить следующие стратегические ориентиры дальнейшего сотрудничества России и Вьетнама:

- создание благоприятных условий для работы совместных предприятий в обеих странах;
- расширение разведки и добычи нефти и газа не только на территории России и Вьетнама, но также и, в-третьих, странах;
- диверсификация сотрудничества;
- эффективность сотрудничества;
- технологическая безопасность;
- экологическая безопасность;
- рациональная внешняя энергетическая политика и в России, и во Вьетнаме;
- укрепление позиций России и Вьетнама на мировом рынке нефти и газа;
- расширение сотрудничества с международными организациями;
- учет рисков в национальной, региональной и глобальной энергетике и т. д.

В связи с растущей конкуренцией со стороны зарубежных компаний, в том числе французских, японских, американских, а в последние годы и китайских, российским организациям придется больше обращать внимания на соотношение цена-качество, на внедрение инновационных технологий в производство и транспортировку энергетических ресурсов, на обеспечение экологической безопасности в энергетике. Немалое значение будет иметь финансовая сторона сотрудничества, наличие у российских производителей возможностей получить госкредиты для поставки произведенного ими оборудования во Вьетнам.

Принципиально важна способность сторон не только поддерживать высокие темпы взаимодействия в разработке традиционных и альтернативных источниках энергии, но и в сфере энергосбережения. Это объясняется как экологическими требованиями, так и тем, что удельный вес энергозатрат на производство основных видов продукции становится всё более высоким.

Литература

1. Ворота в Юго-Восточную Азию: Перспективы вьетнамского нефтяного рынка // Электронный ресурс. Режим доступа: <https://www.gazprom-neft.ru/press-center/sibneft-online/archive/2013-april/1104144/>. Дата доступа: 15.04.2020.
2. Федоров Н. В. Участие России в нефтегазовых проектах на континентальном шельфе Вьетнама: проблемы и перспективы // Юго-Восточная Азия: актуальные проблемы развития. – 2018. - № 2.
3. Чан Т.Л.А., Мещеряков С. В., Сидоренко Д. О., Сурикова Ж.В., Нго Т.Ф. Перспективы использования продуктов переработки нефтяных шламов НПЗ «Зунг Куат» (Вьетнам) в дорожном строительстве // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. – 2019. – № 2 (287). – С. 18–21.
4. Доан Т.Х.Г. Экспортный потенциал России во Вьетнам // Аллея науки. – 2019. – Т. 5. – № 1 (28). – С. 463–472.
5. Договор об основах дружественных отношений между Российской Федерацией и Социалистической Республикой Вьетнам // Вьетнамские исследования: электронный научный журнал. – 2019. – № 2. – С. 100–102.

И.А. Гаврилов
студент

В.Ю. Линник
д.э.н., проф.
(ГУУ, г. Москва)

ПЕРСПЕКТИВЫ СОТРУДНИЧЕСТВА РФ С ВНЕШНИМ МИРОМ В ОБЛАСТИ ВОДОРОДНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

Аннотация. В связи с усложнившейся политической обстановкой, ряд стран и международных организаций ввел санкции против Российской Федерации и разорвал или ограничил политические и экономические связи. Санкции затронули и энергетическую отрасль. В работе представлены возможные дальнейшие пути развития сотрудничества РФ с внешним миром по водородной энергетике.

Ключевые слова: водородная энергетика, перспективный энергоноситель, антироссийские санкции.

В последнее время множество трендов развития мировой энергетики так или иначе связано с водородом. Это объясняется его высокой теплотой сгорания, экологичностью, распространённостью в природе. Кроме того, водород активно применяется в нефтепереработке и металлургии.

В энергетической стратегии России до 2035 года ясно сказано, что наша страна должна стремиться в лидеры в новой нише. На развитие водородной энергетики было выделено 9 миллиардов рублей до 2024 года. Вопреки европейским тенденциям, продвигающим производство и использование «зеленого» водорода (производимого пиролизом воды на базе ВИЭ), Россия отдает предпочтение «голубому» водороду, который производят путем пиролиза природного газа и «оранжевому», получаемому методом электролиза с использованием энергии АЭС [1]. Кроме того, ПАО «Газпром нефть» продвигает собственную технологию производства «бирюзового» водорода. Основное отличие от голубого заключается в отходах – при его производстве выделяется твердый углеводород, а не углекислый газ. Следует сказать, что внедрение водородного топлива в энергосистемы пока что только планируется, а производимый водород используется на нефтеперерабатывающих заводах.

Одной из основных целей развития водородной энергетики в Российской Федерации является интенсификация международного сотрудничества в области развития водородной энергетики. В рамках данной цели планируется создание трех производственных кластеров: северо-западного, восточного и арктического. В их задачи войдет экспорт водорода и сопутствующей продукции в страны Европы и Азии [2].

До февраля-марта 2022 года водородные проекты активно обсуждались с Германией. Планировалось множество совместных проектов по водородной энергетике, в том числе перевод газопровода «Северный поток-2» на транспортировку водорода. Однако в последствии, присоединившись к санкционной политике стран Запада, Германия заморозила все существующие совместные проекты. Так же сотрудничество по развитию отрасли оборвалось с остальными странами ЕС, ОАЭ, Сингапуром и Японией. Таким образом, продуктивное сотрудничество осталось возможным со странами БРИКС, СНГ, Саудовской Аравией, а также с Сербией.

В данный момент развивается российско-белорусский проект по водородной энергетике, реализуемый РАН и НАН Беларуси с июля 2021 года. Исполнение проекта подразумевает производство водорода на базе энергии БелАЭС и белорусских ВИЭ, создание водородного двигателя внутреннего сгорания, гибридного автомобиля с подпиткой от литиевого аккумулятора и ВДВС, сети АЗС с водородным топливом. В настоящий момент исполнители проекта немного отошли от первоначальной концепции и занимаются разработкой новой технологии по производству водорода из природных ископаемых [4]. Данный проект является благоприятным для обеих стран и подкрепляет программы союзных государств.

Примечательным является совместный проект с Узбекистаном, на базе которого был создан научно-практический инновационный центр технологий водородной энергетики. До начала 2022 года в рамках проекта велось исследование воздействия возобновляемых источников энергии на энергосистему Узбекистана [6]. Проблемой продолжения работ является наличие третьего участвующего в проекте лица, а именно американской компании USAID Power the future, поддержавшей

антироссийские санкции. Пока что деятельность по реализации проекта приостановлена, при этом есть надежда, на его возобновление в будущем

Газпром активно сотрудничает с сербскими учеными Института Михаила Пупина и Института ядерных наук «Винча» в рамках совместного предприятия ПАО «Газпром нефть» и правительства Сербии NIS. Компания активно разрабатывает новые технологии по производству водорода из природного газа и по утилизации углеводородных отходов [5]. Тут следует сказать, что Газпром стремится в мировые лидеры по последнему пункту, а также планирует увеличить объемы производства водорода в 2,5 раза к 2024 году по сравнению с показателем 2020. В данный момент ведутся работы на сербском месторождении Русанда. Полученные технологии применяются и в России.

В данный момент наиболее туманные перспективы сотрудничества имеются у России с арабскими странами. Поначалу, ОАЭ и Саудовская Аравия придерживались нейтралитета и отказывались выполнять требования США по прекращению импорта российской нефти и газа, однако 29 марта 2022 года ОАЭ присоединились к антироссийским санкциям и заморозили все совместные с Россией проекты. Что касается отношений с Саудовской Аравией, то на данный момент все хорошо. Между странами уже есть договор о сотрудничестве по развитию водородной энергетики. В рамках договора планируется создание рабочей группы, которая займется развитием отрасли и разработкой технологий накопления энергии [10].

А вот за какую страну, поддерживающую партнерские отношения с РФ, в ближайшей перспективе точно не стоит переживать, так это за КНР. Китайские топливно-энергетические гиганты, такие как Sinopec, SGN Power и SDIC полностью уверены в стабильности экономики РФ с учетом последних событий. Это подтверждается не только заявлениями генеральных директоров компаний, но и продолжением инвестиций в российскую энергетику. В ближайшее время в Китае планируется возведение крупнейшего в мире завода по производству «зеленого» водорода. В рамках реализации данного проекта не исключается возможность сотрудничества с Россией [11]. Также стоит сказать, что у ПАО «Газпром нефть» и государственной компании «Росатом» уже есть договоренности с Китаем по поставкам водорода.

Сотрудничество по развитию водородной энергетики с Индией началось еще в 2016 году. Тогда был запущен совместный проект ученых УрФУ с индийскими коллегами по разработке наиболее благоприятных материалов для водородной инфраструктуры и ВИЭ. Несмотря на небольшой товарооборот в сфере энергоносителей Индией было вложено порядка 16 миллиардов долларов в российский топливно-энергетический комплекс. Инвестиции продолжаются и по сей день [9]. На данный момент множество совместных проектов по развитию водородной энергетики находятся на утверждении, что говорит о благоприятном будущем российско-индийского сотрудничества в данной отрасли.

На сегодняшний день Бразилия располагает крупнейшей в мире станцией по производству «зеленого» водорода. Станция еще не достроена, но отдельные ее части уже функционируют. В настоящее время происходит медленное внедрение водородного топлива в области деятельности, использующие ископаемое топливо. Сотрудничество со страной, обладающей такими технологиями, явно пойдет на пользу РФ. 16 марта 2022 года лидеры России и Бразилии Владимир Путин и Жаир

Болсонару выступили с совместным заявлением о начале сотрудничества в сфере водородной энергетики [7]. После начала событий на Украине Бразилия не только воздержалась от введения санкций против РФ, но и поддержала ее. Таким образом перспективному сотрудничеству ничего не угрожает.

Несмотря на членство в ООН, Южно-Африканская Республика поддержала Россию. На данный момент страна обладает одними из лучших технологий в области водородной энергетики не только на своем материке, но и в мире. Пока что единственной договоренностью по совместному развитию водородной энергетики является программа обмена студентами. Чаще всего в ЮАР отправляются студенты-аспиранты Московского энергетического института с целью прохождения практики [8]. На сегодняшний день ничто не предвещает обрыва сотруднических отношений, так что будем надеяться на рост количества совместных проектов, связанных с водородом.

На основе вышеперечисленных фактов можно сделать вывод, что что разрыв партнерских отношений в сфере водородной энергетики с большим количеством стран не станет фатальным для России. Отрасль будет успешно развиваться, российские компании, заинтересованные в ней, смогут обмениваться опытом с иностранными коллегами, будет осуществляться экспорт водорода, как энергоносителя. В любом случае, достоверность данного прогноза сможет показать лишь время.

Литература

1. Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 года.
2. Концепция развития водородной энергетики в Российской Федерации.
3. "Водород – единственное разумное решение для достижения углеродной нейтральности". Date Views 01.04.2022 www.ipg-journal.io/intervju/vodorod-edinstvennoe-razumnoe-reshenie-dlja-dostizhenija-uglerodnoi-neitralnosti-1402.
4. РФ и Беларусь запустят водородный проект. Date Views 03.04.2022 nangs.org/news/renewables/hydrogen/rf-i-belarusy-zapustyat-vodorodnyy-proekt.
5. "Газпром нефть" займется развитием водородных технологий. Date Views 03.04.2022 ntc.gazprom-neft.ru/press-center/news/gazprom-neft-zaymetsya-razvitiem-vodorodnykh-tehnologiy/.
6. Узбекистан намерен развивать водородную энергетику. Date Views 02.04.2022 neftegaz.ru/news/Alternative-energy/628342-uzbekistan-nameren-razvivat-vodorodnuyu-energetiku/.
7. Совместное заявление Президента Российской Федерации В.В.Путина и Президента Федеративной Республики Бразилии Ж.Болсонаро. Date Views 04.04.2022 www.kremlin.ru/supplement/5774.
8. Аспиранты НИУ "МЭИ" о поездке в ЮАР. Date Views 06.04.2022 mpei.ru/internationalactivities/international_programs_for_students_MPEI/Pages/students_about_programs/sar-aspirants.aspx.
9. India to continue oil purchases from Russia - finance minister. Date Views 05.04.2022 www.reuters.com/business/energy/india-continue-oil-purchases-russia-finance-minister-2022-04-01/.

10. Can Saudi Arabia become the world's biggest hydrogen producer? Date Views 05.04.2022 www.ft.com/content/6dce7e6b-0cce-49f4-a9f8-f80597d1653a.

11. China's Sinopec sees no impairment risk of Russian assets -executive. Date Views 01.04.2022 www.channelnewsasia.com/business/chinas-sinopec-sees-no-impairment-risk-russian-assets-executive-2590646

В.В. Горбачев
студент

С.А. Павлова
д.б.н., проф.
(ГУУ, г. Москва)

ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА В РОССИИ

Аннотация. В данной статье содержится информация о попутном нефтяном газе (ПНГ), его составе и способах его получения. Большое внимание уделено проблеме утилизации попутного нефтяного газа (ПНГ) и способам решения этой проблемы. Также в статье описывается перечень мероприятий, направленных на решение проблем утилизации ПНГ и стимулирования его полезного использования.

Ключевые слова: ПНГ, сжигание, проблема, экология, перспективы.

Использование и дальнейшая утилизация попутного нефтяного газа (ПНГ) базируется на основных условиях развития государства: установлении социальных связей, экономическом росте и охране окружающей среды.

Специфика ПНГ содержится в широком варьировании расхода и химического состава. Очень трудно утилизировать ПНГ низкого давления, и поэтому его просто сжигали и сжигают на факелах. Тем не менее это ценное сырье и необходимо находить пути его практического применения.

Прямое сжигание ПНГ отрицательно влияет на экологию и способствует изменению климата. Проблемой изменения климата озаботились многие страны. Одной из мер было принятие в 2015 году под эгидой ООН Парижского соглашения по климату. В 2019 году к соглашению присоединилась и Россия.

Также Россия присоединилась к проекту «Нулевое сжигание попутного нефтяного газа к 2030 году». При разработке нефтяных месторождений компании должны применять исключающие сжигание ПНГ практики использования природных ресурсов.

Кроме того, в России реализуется национальный проект в области экологии и климата – это национальная программа «Экология» (2019-2024 годы).

По моему мнению, оптимальное использование ПНГ невозможно без учета его компонентного состава, характеристик и свойств, которые, как было замечено выше, могут варьироваться в широких пределах. На различия влияют в том числе геологические особенности местности.

Необходимо проанализировать современное состояние нефтегазового рынка для выявления ряда проблем, касающихся использования ПНГ в России. В связи с этим могут быть предложены решения некоторых проблем.

ПНГ является побочным продуктом при добыче [1] нефти нефтегазовых компаний. Несмотря на очевидные трудности использования ПНГ, он выглядит перспективным источником ценных углеводородов, таких как пропан, метан, изобутан и др.

Их процентное соотношение зависит от конкретных природных геологических особенностей [2].

Стоит отметить, что в составе ПНГ также содержатся вредные для человека и природы компоненты. Примерами могут служить диоксид углерода, сероводород и пары ртути. Эти компоненты затрудняют процесс использования ПНГ с целью нанесения минимального урона для окружающей среды [3].

Необходимость знания компонентного состава ПНГ объясняется тем, что, помимо оценки рыночной стоимости, можно также рассчитать и варианты его рационального использования.

Как правило, утилизация ПНГ осуществляется следующими методами:

1. Энергетический метод.
2. Нефтехимический метод.
3. Обратная закачка в пласт.

Стоит отметить, что в последнем случае возможно образования резервного хранилища ПНГ для потенциального использования в будущем. Ведь ценность энергоресурсов со временем возрастает.

В зависимости от конкретных условий ПНГ используют в качестве топлива, сжиживают для дальнейшей транспортировки, перерабатывают по методу Фишера-Тропша.

К сожалению, вышеперечисленные методы ресурсозатратны и ПНГ просто сжигают в большинстве нефтедобывающих и нефтеперерабатывающих стран [4,5]. Эта проблема выходит за рамки конкретной нефтедобывающей компании и должна решаться на государственном уровне. И она, пусть и не совсем в полном объеме, решается. Ведутся работы по улучшению правовой базы [8, 9] в области переработки ПНГ в России. Так же необходимо подталкивать компании к рациональному использованию ПНГ и экономическими методами. Работа в этих направлениях ведется.

В заключении стоит выделить главные факторы, влияющие на снижение возможного эффективного использования ПНГ и обеспечивающие его высокий уровень сжигания в России: дефицит производственных мощностей по переработке ПНГ, ограничение доступа нефтяных компаний к Единой системе газоснабжения, пробелы в действующей нормативно-правовой базе, отсутствие единого механизма по выбору проектов использования ПНГ на конкретном месторождении или группе месторождений, ценообразование на нефтегазовом рынке.

Напомню, что Всемирный фонд дикой природы (WWF) России предлагает российским нефтедобывающим компаниям и банкам присоединиться к предложениям по сокращению объемов факельного сжигания ПНГ.

WWF предлагает следующее:

- 1) использование методов дистанционного зондирования Земли с

использованием датчиков для измерения объемов сжигаемого ПНГ;

2) разработка новых принципов расчета показателей сжигания, расчетов показателей закачки и переработки ПНГ.

Собранные данные (совместно с системой долгосрочного хранения и обработки данных РАН) могут быть использованы для создания перечней и каталогов факелов сжигания ПНГ и продуктов переработки углеводородов. Цель - оценка температуры и размеров факелов, а также установление динамики объемов сжигания ПНГ по отдельным месторождениям и по всей территории России.

Литература

1. Налоговый кодекс Российской Федерации (часть вторая): от 05.08.2000 № 117-ФЗ: (принят ГД ФС РФ 19.07.2000): (действующая ред. от 29.12.2014) // Консультант Плюс [Электронный ресурс]. URL: <http://www.consultant.ru> (Дата обращения 17.03.2022).

2. Андрейкина Л.В. Состав, свойства и переработка попутных газов нефтяных месторождений Западной Сибири: автореф. дис.... канд. техн. наук: 02.00.13. Уфа: НИИРеактив, 2005. 10 с.

3. Модельный кодекс о недрах и недропользовании для государств участников СНГ: (принят Постановлением 20-8 на пленарном заседании Межпарламентской Ассамблеи государств-участников СНГ) // Консультант Плюс [Электронный ресурс]. URL: <http://www.consultant.ru> (Дата обращения 30.03.2022).

4. Using Russians Associated Gas. Prepared for the Global Gas Flaring Reduction Partnership and the World Bank By PFC Energy. December 10, 2007. http://siteresources.worldbank.org/INTGGFR/Resources/pfc_energy_report_pdf (Дата обращения: 30.03.2022)

5. Официальный сайт Всемирного Банка [Электронный ресурс]. URL: <http://www.worldbank.org> (Дата обращения 30.03.2022)

6. ГАЗПРОМНЕФТЬ //офиц.сайт/ пресса / Журнал «Сибирская нефть №158 – февраль 2019: <https://www.gazprom-neft.ru/press-center/sibneft-online/archive/2019-february/2494010/> (Дата обращения: 30.03.2022)

7. Бесценный «попутчик» // Энергетика и промышленность России. № 08 (364) апрель 2019 г

8. План развития газо- и нефтехимии России на период до 2030 года. Министерство энергетики РФ, М.: 2012. 1-47с

9. Постановление Правительства РФ от 08.11. 2012 г. №1148 «Об особенностях исчисления платы за выбросы загрязняющих веществ, образующихся при сжигании на факельных установках и (или) рассеивании попутного нефтяного газа». М.: 2012. 1-8 с

10. Интернет-система «АСУ ЭКОЮРС» //контент/ ТАБЛИЦА КОЭФФИЦИЕНТОВ (РАСШИФРОВКА) В СООТВЕТСТВИИ С ПРАВИЛАМИ ИСЧИСЛЕНИЯ И ВЗИМАНИЯ ПЛАТЫ ЗА НЕГАТИВНОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ (УТВ. ПОСТАНОВЛЕНИЕ ПРАВИТЕЛЬСТВА РФ ОТ 3 МАРТА 2017 Г.: <https://www.ecours.ru/content/tablica-koefficientov-rasshifrovka-v-sootvetstvii-s-pravilami-ischisleniya-i-vzimaniya-platy> (Дата обращения: 30.03.2022)

Т.С. Гордеева
студент

В.Ю. Линник
д.э.н., проф.
(ГУУ, г. Москва)

ПРОБЛЕМА ЗАЩИТЫ ПЕРСОНАЛЬНЫХ ДАННЫХ В СЕТИ ИОТ-УСТРОЙСТВ

Аннотация. IoT-устройства – быстроразвивающаяся технология в последнее время. Она испытывает сегодня множество «болезней роста». Одной из серьезных болезней можно назвать проблему безопасности. Чем больше «умных» устройств подключается к сети, тем выше риски, связанные с несанкционированным доступом в IoT-систему. Поэтому целью настоящей статьи является анализ соблюдения требований информационной безопасности в сетях IoT.

Ключевые слова: IoT, интернет вещей, информационная безопасность, персональные данные, кибератаки.

Сегодня общество часто сталкивается с таким понятием, как Интернет вещей (Internet of Things, IoT). В наши дни эту аббревиатуру можно увидеть практически везде: в новостях, социальных сетях, в описаниях продуктов и т.д. Это концепция сети передачи данных между физическими объектами («вещами»), оснащёнными встроенными средствами и технологиями для взаимодействия друг с другом или с внешней средой. [1] Такая концепция предполагает способ обмена информацией между двумя и более устройствами, подключенное к единой сети. Для большего понимания значения данного термина в качестве примеров можно привести:

- Умные счетчики электроэнергии или воды, передающие данные по расходу ресурсов квартиры или дома в компанию.
- Технологию «умный дом», которая позволяет на расстоянии управлять электроприборами (включение чайника, выключение отопительного прибора, передача данных о температуре в помещении или с камер видеонаблюдения и т.д.).
- Медицинские браслеты, позволяющие врачам в больницах круглосуточно наблюдать за пульсом больного и др. [2].
- Умные колонки. Такие устройства управляются при помощи человеческого голоса и включаются, реагируя на ключевое слово. Некоторые умные колонки могут управлять другими умными устройствами: смарт-холодильники, смарт-кондиционеры, умное освещение и другими умными бытовыми приборами.
- Умные телевизоры, Smart TV. Это технология интеграции интернета в современные умные телевизоры и приставки. Благодаря этой функции телевизор становится неким компьютером и позволяет пользователю смотреть с него какой-либо контент.

В современной жизни технологии и устройства IoT применяются в промышленности, медицине, транспорте, сельском хозяйстве, энергетике или просто

в быту. Вообще, следует сказать, что IoT – полезный и нужный ресурс, с которым мы уже сегодня довольно часто сталкиваемся во многих сферах нашей жизни. Технология позволяет собирать информацию, анализировать ее, обрабатывать и передавать в нужное место. И главное – все это происходит с минимальным участием человека или вовсе без его участия, что значительно снижает риск человеческого фактора, который может повлечь за собой неточность, ошибку. И это является безусловным преимуществом IoT. К преимуществам можно отнести и факт удобства и экономии времени. Человеку остается только следить за действиями устройств в дистанционном формате.

Однако у данной системы есть существенный недостаток – это слабая защищенность персональных данных. Обеспечение информационной безопасности является одной из актуальных проблем в области информационных технологий в наши дни. Хотя и на первый взгляд устройства IoT кажутся надежными, они не лишены проблем с безопасностью и конфиденциальностью, поскольку в современной структуре IoT существует множество угроз и уязвимостей. Киберпреступники регулярно пытаются взломать устройства, внести в них компьютерные вирусы, получить доступ к базам данных пользователей. Это приводит к значительному увеличению кибератак, из-за чего может произойти утечка особо важной, конфиденциальной информации, что может привести к негативным последствиям. Данный факт ставит под угрозу национальную безопасность, может вызвать как физические, так и финансовые потери. В лучшем случае такая кибератака со стороны недоброжелателя нанесет вред имуществу человека. Также потерпевшему может быть нанесен и вред здоровью. Ведь злоумышленник, взломав систему, может в любой момент по своему желанию отключить или включить конкретный электроприбор, который является частью системы жизнеобеспечения человека, или создать аварийную ситуацию.

Также нашими персональными данными смогут пользоваться и сами производители. Эксперты уже начинают быть тревогу, особенно в отношении умных колонок. Ведь эти устройства могут не только реагировать на голосовые команды, искать конкретную музыку по запросу пользователя, но и подслушивать. Ведь любой динамик работает как микрофон, он прослушивает и записывает информацию. Даже если пользователь принудительно выключит микрофон – никто не гарантирует, что устройство не продолжит записывать звуки, разговоры, находящиеся рядом. Больше всего информацией пользователей смело могут пользоваться специалисты в сфере рекламы. Зная мысли и желания потребителей, они смогут продвинуть необходимый продукт и получить с этого много прибыли. Неосознанно мы привязываем свой профиль к умной колонке. Можно заметить участвовавший в последнее время факт. Например, говорили о покупке квартиры. И сразу же начинает попадаться реклама недвижимости. Но ведь это обсуждалось только на словах. Следовательно, кто-то услышал этот разговор. Этот факт заметили и ученые из Имперского колледжа в Лондоне и Университета Восточного Лондона. Они провели исследование, в процессе которого было выявлено следующее: при использовании нескольких одних и тех же умных колонок (Google Home Mini, Apple Homepod, Harman Kardon Invoke, Amazon Echo Dot) заставили прослушать в течение полугода несколько раз (для подтверждения чистоты эксперимента и анализа всех прозвучавших слов и фраз) одну и ту же выборку в объеме ста двадцати пяти часов различных сериалов и другого

развлекательного контента сервиса Netflix. [3] Многие колонки включались сами без использования пользователем кодового слова. В течение эксперимента в среднем каждая из умных колонок случайно активировалась не менее ста раз за пять суток и начинала записывать происходящее вокруг, ожидая дальнейших команд. Причем колонки Apple HomePod и Harman Kardon Invoke делали это значительно чаще остальных. Данный факт ставит под сомнение безопасность сохранения персональных данных пользователя. То же самое можно сказать и об умных телевизорах. Устройства могут записывать и отправлять содержимое экрана на сервер. В одном из интервью технический директор Vizio Билл Бакстер пояснил, что на серверах работают системы «автоматического распознавания контента» (automatic content recognition, ACR). [4] С определенной периодичностью телевизор делает снимок экрана. Этот снимок передается на сервер вместе с идентификатором для телевизора пользователя. Далее Vizio проводит сравнительный анализ с базой известного контента и в результате получает посекундный журнал просмотренного вами контента, который компания продает нескольким другим компаниям. Таким образом, снимки экрана пользователя и другие данные оказываются в руках сразу нескольких компаний. Однако есть производители, которые не продают информацию пользователей, но они все равно будут использовать ее в личных целях, для продвижения своего продукта.

Исходя из вышеописанного можно сделать вывод, что безопасность и защита персональных данных в сети IoT устройств является крайне актуальной проблемой на сегодняшний день. Ведь от степени защиты сферы IoT зависит не только финансовое состояние людей или предприятие, но и самое главное – здоровье пользователей.

Решение данной проблемы однозначно требует комплексного подхода. При обеспечении необходимого уровня информационной защиты крайне важно уделять много внимания на конечные информационные системы и безопасность их взаимодействия. [5]

Следовательно, решение проблемы обеспечения безопасности данных в сетях IoT можно разделить на две основных задачи:

1. Обеспечение безопасности конечных устройств
2. Обеспечение безопасности их взаимодействия в домашней сети.

Также для решения данной проблемы можно применить подход, основанный на концепции «профилей безопасности». Это понятие подразумевает, что каждом уровне IoT обязана быть обеспечена информационная безопасность, которая, в свою очередь, соответствует некому набору метрик «профиля безопасности». Ведь все уровни IoT имеют иерархическую структуру и каждый более высокий уровень можно рассматривать в качестве совокупности более низких уровней. Следовательно, профили безопасности станут иметь следующие признаки. [6] Проблему защиты персональных данных IoT-устройств также можно решить, просто дав пользователю возможность самостоятельно принимать решение, какой информацией, как часто и в каком объеме он готов делиться. При этом, если пользователь примет решение сделать информацию полностью конфиденциальной, устройство не должно ограничивать свой функционал.

Проблему безопасности персональных данных затронул и президент Российской Федерации Владимир Владимирович Путин на встрече с членами Совета по развитию гражданского общества и правам человека. Президент заявил, что угроза

данным россиян существует и "утечек слишком много". Правительству было поручено предпринять меры и организовать работу в данной сфере. [7] Для решения данной проблемы, конечно же, необходимы изменения в законодательстве. Нужно ограничить доступ производителей IoT-устройств к персональным данным своих пользователей, в качестве санкций к недобросовестным производителям ввести систему штрафов.

Подходы к решению проблемы безопасности в сфере IoT могут быть различными, но все они имеют общую задачу: создание операционных систем безопасности с достаточным уровнем защиты, способных противостоять как кибератакам на любом уровне, так и недобросовестным производителям умных устройств. С точки зрения сетевого взаимодействия следует уделять внимание защите от прослушивания сетевых данных и влияния на сетевые ресурсы. Решение данной проблемы – это достаточно длительный процесс. Поэтому пользователям IoT следует самостоятельно предотвратить возможность кибератаки и обеспечить комплексную защиту своих устройств, учитывая следующие рекомендации:

1. Систематическая смена паролей, чем разнообразнее, длиннее и сложнее будет новый пароль, тем меньше вероятность, что хакеру удастся взломать ваше устройство или получить доступ к секретным данным;
2. Своевременное обновление программного обеспечения устройств;
3. Установка исключительно лицензированных антивирусных программ, которые смогут обеспечить полноценную защиту персональных данных и самих устройств
4. Установка межсетевого экрана, через который вся поступающая информация на устройства будет проходить проверку.

Для защиты персональных данных от производителей IoT-устройств можно отключить передачу информации. У пользователя есть возможность принудительно отключить отправку информации, стереть ее. У умных колонок можно отключить микрофон, но в таком случае колонка станет обычной.

Как и было ранее сказано, в наши дни IoT оказывает существенное влияние на многие сферы деятельности современного общества. Поэтому смело можно сказать, что IoT представляет собой целую инфраструктуру для общества, построение которой однозначно должно осуществляться с соблюдением всех требований современной информационной безопасности. Применение эффективных систем информационной безопасности способно полноценно обеспечить качественную, полноценную работу большинства сфер жизнедеятельности человека. Поэтому как раз и необходимо разрабатывать такие системы.

Литература

1. Internet Of Things (iot). Дата обращения 29.03.2022 www.gartner.com/en/information-technology/glossary/internet-of-things
2. An enhanced security framework for home appliances in smart home. Дата обращения 30.03.2022 <https://link.springer.com/article/10.1186/s13673-017-0087-4>
3. SMART SPEAKERS STUDY (PETS20). Дата обращения 29.03.2022. <https://moniotrlab.ccis.neu.edu/smart-speakers-study-pets20/>

4. Taking the smarts out of smart TVs would make them more expensive. Дата обращения 30.03.2022 <https://www.theverge.com/2019/1/7/18172397/airplay-2-homekit-vizio-tv-bill-baxter-interview-vergecast-ces-2019>

5. Озерова, Е.А. и М.А. Соколова, 2016. Проблемы информационной безопасности при использовании технологии Интернет вещей для городской среды. Постулат, 10. Дата обращения 29.03.2022 elibrary.ru/item.asp?id=27253114.

6. Маслова, М.А., 2019. Анализ и определение рисков информационной безопасности. Научный результат. Информационные технологии, 1. Дата обращения 29.03.2022 elibrary.ru/item.asp?id=38163059.

7. Путин: нужно наводить порядок в охране персональных данных. Дата обращения 30.03.2022 <https://www.vesti.ru/hitech/article/2650299>

М.К. Горшенина
М.М. Мурзагельдинова
студенты

Научный руководитель: д.э.н., проф. **Р.В. О कोरोков**
(СПбПУ Петра Великого, г. Санкт-Петербург)

ВНЕДРЕНИЕ ЦИФРОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ В ЭЛЕКТРОСЕТЕВЫЕ ОРГАНИЗАЦИИ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ КОРПОРАТИВНОГО И ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ

Аннотация. Статья посвящена цифровым технологиям, внедряемым электросетевыми организациями. Выделена основная цель внедрения данных технологий, а именно совершенствование существующих процессов производства и передачи энергии. Рассмотрены три основных драйвера повышения эффективности работы электросетевых организаций, такие как фабрика данных, цифровая система и умные сети, а также их функции.

Ключевые слова: цифровизация, цифровые технологии, электроэнергетика, электрические сети, сетевые организации.

В Стратегии развития электросетевого комплекса Российской Федерации до 2030 года, утвержденной распоряжением Правительства РФ от 3 апреля 2013 года № 511, была определена цель по оптимизации энергоснабжения. Наиболее эффективным способом достичь этой цели является использование цифровых технологий. В то же время современный этап трансформации энергетического сектора способствует усилению внедрения этих цифровых технологий, которые благоприятно влияют на все этапы деятельности электросетевых организаций. В рамках этой тенденции прослеживаются такие процессы, как применение интеллектуальных технологий, широкое развитие информационных технологий и совершенствование бизнес-процессов. К последним относится совершенствование

систем управления в электросетевых организациях, которое зависит от комплексного внедрения технологий автоматического, технологического и информационного управления. Актуальность исследования заключается в том, что переход на современные цифровые технологии экономически целесообразен и повышает производительность организаций. Внедрение цифровых технологий и современных систем управления в энергетических организациях открывает новые возможности управления энергосистемами.

Прежде чем, говорить о внедрении цифровых технологий в электросетевые организации, необходимо понимать цель, ради которой это внедрение осуществляется. Как правило, использование цифровых систем и инструментов для компаний, владеющих электросетевыми объектами, является способом изменения самой структуры технологического процесса передачи и распределения электрической энергии для дальнейшей его оптимизации [1]. Чтобы достичь данной цели, критически важно создать единую систему, позволяющую управлять как технологической инфраструктурой электросетевых организаций, так и их бизнес-процессами. Примеры подобных систем на сегодняшний день включают в себя по меньшей мере три основных элемента: фабрику данных, цифровую систему управления и умные электрические сети (smart grids) [2].

Фабрика данных представляет собой набор цифровых инструментов, которые позволяют управлять потоками информации и проводить бизнес-аналитику. Указанные инструменты чаще всего включают в себя технологию обработки больших данных (big data), искусственный интеллект (artificial intelligence) и системы машинного обучения (machine learning) [3].

Внедрение фабрики данных должно обеспечить выполнения процессов обработки данных, выявления взаимосвязей между ними с учётом того, что разные массивы данных поступают из ряда информационных систем, поддерживающих различные форматы для передачи и отображения информации, а также расчета аналитических показателей функционирования электросетевого комплекса компаний. Это, в свою очередь, должно позволить электросетевым организациям расширить возможности для формирования и дальнейшего использования в операционной деятельности аналитической информации не только о собственной компании, но и о связанных компаниях, что довольно актуально для крупных сетевых организаций, имеющих несколько филиалов. Очевидно, что в подавляющем большинстве случаев это будет касаться ПАО «Россети» и его дочерних обществ.

Повышение результативности технологического управления электросетевыми объектами связано, в первую очередь, с умными сетями, которые зачастую являются составной частью цифровой среды компании.

Выполняют умные электрические сети следующие функции:

1. расчет технологических режимов работы сетей при передаче электроэнергии по ним;
2. автоматический расчет показателей надежности электроснабжения;
3. удалённое управление электроэнергетическими объектами, что обеспечивает оперативное изменение режимов работы сетей;
4. автоматическое регулирование напряжения и нагрузки в сетях;
5. перераспределение нагрузки в сетях и сглаживание «пиков» нагрузки;

6. самодиагностика и самовосстановление после сбоев в работе отдельных участков сети или элементов оборудования [4].

Однако, из-за того, что умные сети входят в состав цифровой среды электросетевых организаций, осуществление представленных функций зависит от работы других элементов цифровой среды, поэтому фактически именно внутри неё проводятся аналитические исследования в целях повышения качества принимаемых управленческих решений, обрабатывается информация о состоянии оборудования, прогнозируются его отказы для последующего снижения их количества путем своевременного предупредительного ремонта или замены.

К другим элементам цифровой среды, о которых говорилось ранее, относятся автоматическая система управления ресурсами, а также технологическая и информационная системы управления.

Автоматическая система управления ресурсами состоит из:

1. управления активами на этапах их проектирования, производства, эксплуатации и утилизации;
2. управления взаимодействием с потребителями;
3. системы моделирования, графической визуализации электросетевых объектов, анализа данных о них.

Технологическая система управления функционирует за счёт центров управления сетями, в которых размещаются аппаратно-программные комплексы. Эти комплексы и поддерживают работу всего технологического управления [5].

Информационная система предназначена для реализации оперативно-технологического контроля работы объектов электросети. Помимо этого, указанная система должна обеспечивать информационную поддержку моделей сети и сетевых объектов, используемых для прогнозирования и планирования, а также предоставлять доступ к информации, находящейся во внешних информационных системах.

Если фабрика данных относится к технологиям повышения эффективности управления в целом в электросетевых компаниях, а умные электрические сети – технологического управления, то цифровая система управления, в свою очередь, является инструментом повышения результативности корпоративного управления.

Цифровая система управления объединяет в себе все информационные и корпоративные системы, которые используются для осуществления различных управленческих бизнес-процессов, таких как экономика и бухгалтерский учет, закупки, управление рисками, инвестиции, финансы, управление знаниями и персоналом, управление производственными активами, юридическое сопровождение, управление имуществом, продажа услуг и логистика.

Внедрение цифровой системы управления должно позволить значительно сократить затраты и время на внедрение и разработку информационных систем, что упростит сбор и стандартизацию данных, а также их дальнейшую верификацию перед тем, как эти данные попадут на фабрику данных.

Таким образом, совершенствование электросетевого комплекса возможно при переходе на цифровые технологии, которые в свою очередь упрощают не только технологические процессы, но и бизнес-процессы. Однако, внедрение цифровых технологий связано с издержками на переподготовку и повышение квалификации персонала, изменение технологической инфраструктуры и организационной

структуры электросетевых компаний. Другими словами, подобное внедрение требует комплексной оценки экономической обоснованности, которая и будет являться предметом для дальнейших исследований авторов.

Литература

1. Byk, F., Myshkina L. The element of digital transformation of regional network - An aggregator // Rudenko International Conference on Methodological Problems in Reliability Study of Large Energy Systems, RSES 2019. - Sciences Data Views, 2019. URL: https://www.e3s-conferences.org/articles/e3sconf/abs/2019/65/e3sconf_rses2019_01013/e3sconf_rses2019_01013.html (дата обращения 09.04.2022)
2. Svendsen A.B., Tollefsen T., Gjengedal T., Goodwin M., Antonsen S. Digitalization of the power business: How to make this work? // In Safety and Reliability - Safe Societies in a Changing World. - Trondheim: CRC Press, 2018. - С. 2513-2520. URL: <https://www.taylorfrancis.com/chapters/oa-edit/10.1201/9781351174664-316/digitalization-power-business-make-work-svendsen-tollefsen-gjengedal-goodwin-antonsen> (дата обращения 09.04.2022)
3. Концепция цифровой трансформации до 2030 г.// Официальный сайт ПАО "Россети". URL: https://rosseti.ru/investment/Kontseptsiya_Tsifrovaya_transformatsiya_2030.pdf (дата обращения: 09.04.2022).
4. Сташко В.И., Белицын И.В., Побединский Г.А. Актуальные технологии цифровизации электросетевых объектов // European research. 2020. №1 (37). URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/aktualnye-tehnologii-tsifrovizatsii-elektrosetevyh-obektov> (дата обращения: 09.04.2022).
5. Афанасьев В.Я., Воронцов Н.В. Интеллектуальные цифровые решения повышения операционной эффективности и производительности труда в электроэнергетике // Вестник ГУУ. 2019. №9. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/intellektualnye-tsifrovye-resheniya-povysheniya-operatsionnoy-effektivnosti-i-proizvoditelnosti-truda-v-elektroenergetike> (дата обращения: 09.04.2022).

А.С. Дегтярёв
студент

Научный руководитель: к.э.н., доцент **А.А. Гибадуллин**
(ГУУ, г. Москва)

ESG-ПОВЕСТКА ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ОТРАСЛИ В УСЛОВИЯХ ЭНЕРГОПЕРЕХОДА

Аннотация. В статье проведен анализ за последние полгода российских компаний энергетической отрасли, включенных в рейтинг ESG, представленный RAEX, действующих условиях энергоперевода.

Ключевые слова: ESG, энергопереход, энергетическая отрасль, санкции, развитие компаний.

В настоящее время на экономику РФ наложены несколько пакетов санкций, что не могло не отразиться на сложившихся логистических цепочках, в том числе и на энергетической отрасли. Энергетическая отрасль, как драйвер развития экономики действует согласно принятой политики энергоперехода. Позиции запада в области устойчивого развития, которые представлены в повестке ESG активно стали внедряться в российские компании [1]. Возрастает тенденция по снижению инвестирования в компании, которые не принимают во внимание актуальный тренд «в области экологического и социального управления с введением понятия «устойчивых» инвестиций» [2].

В одном из рейтингов ESG, который представлен компанией RAEX, учтены позиции российских энергетических компаний. Анализ рейтинга за последние полгода показал, что отрасль энергоснабжения представлена следующими компаниями: «ФСК ЕЭС», «Россети», ТГК-2 и «ТНС ЭНЕРГО»; отрасль электроэнергетики и теплоснабжения компанией «Т Плюс»; отрасль электроэнергетики компаниями: «Энел Россия», «Интер РАО», ПАО «РусГидро», ПАО «Юнипро», «Квадра» [3]. Данные компании до сложившейся геополитической ситуации занимали позиции среди 160-ти представленных в рейтинге по трем составляющим «Е», «S» и «G».

Рассмотрим какие места занимали российские компании, рассматриваемых отраслей за последние полгода. Для этого были проранжированы и усреднены позиции рассматриваемых компаний в рейтинге.

Позиция экологической составляющей («Е» - environmental), в которой согласно методологии рейтинга RAEX включены показатели, оказывающие влияние на изменение климата, загрязнение окружающей среды, экологические риски и др. в отрасли энергоснабжения компания «ФСК ЕЭС» занимала по критерию «Е» 25-е место, «Россети» – 38-е, а ТГК-2 – 140-е. Отрасль электросбыта, представленная группой компаний «ТНС ЭНЕРГО» занимает 139-е место. В отрасли электроэнергетики и теплоснабжения компания «Т Плюс» занимает 135 место. Электроэнергетика представляет более высокие места рейтинга в представленных компаниях по составляющей «Е»: «Интер РАО» – 6-е место, «Энел Россия» – 9-е место, ПАО «РусГидро» – 12-е место, ПАО «Юнипро» – 49-е место, «Квадра» – 104 место.

Позиция социально-общественной составляющей («S» - social), в которой согласно методологии рейтинга RAEX включены показатели, оказывающие влияние на корпоративную социальную ответственность, человеческий капитал, портфель социальных активов и др. в исследуемых компаниях следующее. В отрасли энергоснабжения «Россети» - 59-е место, ФСК ЕЭС» - 62-е место, а ТГК-2 – 126-е место. В отрасли электросбыта, представленной группой компаний «ТНС ЭНЕРГО» занимает 119-е место. В отрасли электроэнергетики и теплоснабжения представлены следующая динамика: «Т Плюс» занимает 145 место по социально-общественной составляющей. В электроэнергетике имеется лидер в рейтинге, а также компании занимают высокие места: «Энел Россия» – 1-е место, «Интер РАО» – 26-е место, ПАО «РусГидро» – 38-е место, ПАО «Юнипро» – 41-е место, «Квадра» – 84 место.

Позиция корпоративно-управленческой составляющей («G» - governance), в которой согласно методологии рейтинга RAEX представлены показатели, учитывающие корпоративное поведение и корпоративную структуру в изученных

компаниях, следующее. В отрасли энергоснабжения ФСК ЕЭС» – 20-е место, «Россети» – 37-е место, а ТГК-2 – 121-е место. Группой компания «ТНС ЭНЕРГО» в отрасли электросбыта занимает 74-е место. Компания «Т Плюс» занимает 144 место из 160 по корпоративно-управленческой составляющей в отрасли электроэнергетики и теплоснабжения. В электроэнергетике в рейтинге компании занимают также высокие места: «Интер РАО» – 19-е место, «Энел Россия» и ПАО «Юнипро» делят 20-е место, ПАО «РусГидро» – 43-е место, и «Квадра» – 66 место.

В рамках проведенного анализа видны явные лидеры по всем трем составляющим рейтинга RAEX по ESG-повестке. С точки зрения инвестиционной привлекательности «зеленых» инвестиций наиболее перспективными компаниями является «Интер РАО» и «Энел Россия».

Настоящие тенденции в области энергоперехода все более активно стали внедряться в российские компании. Некоторыми авторами пока поддерживается концепция долгосрочного использования углеводородных источников энергии и нестабильности в области приоритетов российской электроэнергетики [4].

В текущей геополитической ситуации, в связи с наложенными крупными финансовыми, экономическими и технологическими санкциями государству и бизнесу необходимо поддерживать концепцию энергоперехода и стремиться в нестабильной и быстроменяющейся среде находить новые стандарты, которые в большей мере должны опираться на позицию устойчивого развития. Позиции, заложенные при сотрудничестве Евросоюза и РФ, в настоящее время, остаются под вопросом, в прочем как и достижение к 2050 году углеродной нейтральности [5]. РФ должна предложить обновленный комплекс мер по декарбонизации в рамках устойчивого развития для энергетической отрасли в рамках новой сложившейся политико-экономической обстановки.

Литература

1. Цели в области устойчивого развития. Доступно: URL: <https://www.un.org/sustainabledevelopment/ru/> (дата обращения: 17.04.2022).
2. Миловидов, К. Н. Роль ESG в период энергоперехода / К. Н. Миловидов, И. А. Халидов // Микроэкономика. – 2021. – № 3. – С. 45-56. – DOI 10.33917/mic-3.98.2021.45-56.
3. Ежемесячный ESG-рэнкинг российских компаний (2021—2022 гг.) Рэнкинг: ESG-Рэнкинг российских компаний (от 15.03.2022). Доступно: URL: https://raex-rr.com/pro/ESG/ESG_companies/ESG_rating_companies/2022.3/ (дата обращения: 17.04.2022).
4. Арутюнов, В. Российский акцент в мировом энергопереходе / В. Арутюнов // Энергетическая политика. – 2021. – № 8(162). – С. 30-41. – DOI 10.46920/2409-5516_2021_8162_30.
5. Пискулова, Н. А. Энергопереход 4.0: влияние на экономические отношения России и ЕС / Н. А. Пискулова // Российский внешнеэкономический вестник. – 2022. – № 1. – С. 27-38. – DOI 10.24412/2072-8042-2022-1-27-38.

А.О. Дрожжина
магистрант
О.В. Байкова
к.э.н., доцент
(ГУУ, г. Москва)

ЗНАЧЕНИЕ И ПОТЕНЦИАЛ АРКТИЧЕСКОГО РЕГИОНА РОССИИ

Аннотация. Арктический регион России имеет стратегическое значение ввиду сосредоточения значительных запасов углеводородов. Развитие Арктики предполагает полномасштабную работу по разработке ресурсов, возведению производственных мощностей, развертыванию транспортной инфраструктуры, освоению судоходных маршрутов, а также разработке собственных технологий и оборудования. В статье рассмотрены основные тенденции развития Арктики и вызовы, стоящие на данном пути.

Ключевые слова: Арктика, СПГ, Северный морской путь.

Извлекаемые запасы углеводородов из Арктических зон составляют порядка 245 млрд. т.у.т., при этом основная их доля, около 70%, сосредоточена в пределах Карского и Баренцева морей. Основным ресурсом Арктики является природный газ – его доля в общем объеме углеводородов составляет порядка 90%, кроме этого, здесь также имеются запасы нефти, конденсата и природных битумов.

Стоит упомянуть факт о том, что территория Арктики, к которой прилегает ряд стран, не имеет четких и документально закреплённых границ. На территории данной зоны могут претендовать: страны с побережьем на Северном ледовитом океане – Россия, США, Канада, Дания и Норвегия; страны, приближенные к Полярному кругу – Исландия; страны с территориями в Заполярье – Швеция и Финляндия. Также претендовать на территории могут и такие международные организации, как НАТО, ЕС, организации стран Северной Европы. Урегулировать территориальный вопрос не удастся уже весьма длительное время, в связи с этим напрашивается вывод о том, что осваивать Арктику России нужно именно сейчас и как можно стремительнее, иначе это сделают другие.

Освоение Арктики предполагает наращивание объемов добычи углеводородных ресурсов – в основном газа, увеличение перерабатывающих производств и, конечно, формирование транспортной инфраструктуры.

Повышенный интерес к вопросу развития арктического региона связан, в первую очередь, с расположением на данной территории свыше 80% природного газа и порядка 17% нефти с газовым конденсатом имеющегося на территории Российской Федерации. Континентальный шельф на арктической территории РФ насчитывает более чем 85,1 трлн. м³ газа и около 17,3 млрд тонн нефти и газового конденсата. Реализация топливно-энергетических проектов в Арктике напрямую влияет на спрос высокотехнологичной продукции, что в свою очередь стимулирует производство такой

продукции в субъектах Российской Федерации [2]. Нельзя не отметить также значение Северного морского пути, рассматриваемого для арктических проектов в качестве важнейшего транспортного коридора.

Северный морской путь для газовой отрасли Арктической зоны России имеет стратегическое значение, поскольку значительно сокращает время доставки грузов в сравнении с традиционным маршрутом через Суэцкий канал. Однако круглогодичная навигация по нему возможна только на флоте ледового класса, что значительно увеличивает расходы на доставку основного груза – сжиженного природного газа. Низкая стоимость сжиженного газа, производимого на СПГ-заводах Арктики, компенсируется высокими расходами на доставку, но важно отметить, что и при такой структуре цены российский СПГ является весьма привлекательным для многих импортеров. Сократить статью расходов на доставку и сделать российский СПГ из Арктики еще более привлекательным уже в ближайшие годы позволит строительство перевалочных СПГ-терминалов на Камчатке и в Мурманске, где планируется осуществлять перевалку СПГ с танкеров ледового класса на классические. Строительство новых мощностей по сжижению газа в Арктической зоне России и ресурсный потенциал Арктики оказывают значительное влияние на развитие Северного морского пути.

Северный морской путь (СМП) – это национальная транспортная коммуникация Российской Федерации, сложившаяся исторически. СМП в целом стоит рассматривать как способ оптимизации мировых транспортных потоков, который безусловно влияет не только на российский уровень экономического развития, но и на развитие регионов Европы и США. Более того, СМП способен обеспечить кратчайший путь к странам АТР, которые готовы значительно нарастить объемы потребления энергетических ресурсов в ближайшем будущем [1].

Как говорилось ранее, интерес к Арктической зоне питают множество государств, в том числе государства, не относящиеся к арктической зоне, как например Китай. Называя себя государством «близким к Арктике», КНР уже давно демонстрирует интерес к данному региону. На данный момент Китай тесно взаимодействует с Россией в вопросе разработки Ледового шелкового пути, важнейшей частью которого является Северный морской путь.

Интерес России в данном вопросе весьма понятен. Во-первых, развертывание инфраструктуры в современных реалиях требует немалых затрат, и Китай ввиду своей заинтересованности способен обеспечить значительную часть инвестиций. Во-вторых, напряженная политическая ситуация в мире и ввод ряда санкций в отношении России способствуют планам по увеличению сотрудничества с Китаем. С этой точки зрения, реализация таких крупных проектов, как развитие Ледового шелкового пути является весомым фактором для формирования долгосрочных партнерских связей.

Заинтересованность Китая основывается на том, что данный морской путь является наиболее коротким и безопасным для маршрутов в Европу, его освоение будет способствовать смягчению проблемы недостаточного газоснабжения в стране. В том числе Китай интересуется и участие в проектах Арктики по разработке и производству энергетических ресурсов [3].

Хочется выделить ряд основных задач, стоящих перед Россией на пути к развитию энергетического потенциала Арктики. Во-первых, необходимо проводить поиск и исследование глубоководных маршрутов с целью повышения степени

гидрографического обследования арктического дна. Во-вторых, стоит задача обеспечить круглогодичное судоходство, которое возможно за счет производства усиленных ледоколов арктического класса. В том числе необходимо решить также и вопросы бесперебойного обеспечения региона спецоборудованием и техникой [4]. Также существует необходимость привлечения профильных кадров и исследовательских институтов для работы над приоритетной стратегией развития арктического региона России.

Серьезным вызовом для энергетических проектов в Арктике являются санкции, ввиду которых невозможно использовать инновационное зарубежное оборудование. Важно отметить, что в мире производится не так много оборудования, способного вынести суровый арктический климат, и сейчас перед Россией стоит задача стать одним из таких производителей, чтобы разорвать зависимость от импорта технологий и оборудования. Данная задача является весьма непростой и порой не всегда достигнутые результаты становятся заметными сразу, однако сомневаться в активной работе в данном направлении не приходится, ведь некоторые достигнутые результаты уже имеются. Например, для проекта «Ямал СПГ» компанией «Уралмаш Холдинг» совместно с ПАО «НОВАТЭК» была разработана буровая установка «Арктика», спроектированная под условия крайнего севера. Снаружи установки температура может достигать -50 градусов Цельсия, в то время как внутри всегда сохраняется +10 градусов. Сейчас таких установок порядка 8 и половина из них сейчас используется для проекта «Арктик СПГ 2». Иным примером российских достижений, является российская технология сжижения «Арктический каскад», существенно упрощающая процесс сжижения газа в сложных климатических условиях за счет использования холода окружающей среды. Данная технология увеличивает эффективность сжижения на 10%, при этом позволяя снизить стоимость СПГ на 30%. Вместо сложных теплообменников для смешанных хладагентов здесь применяют простые испарители. Кроме того, как заявили в Минэнерго РФ, в ближайшее время также будут представлены опытные отечественные образцы для разработки шельфовых месторождений в рамках государственной программы развития морской техники [5].

Таким образом арктический регион рассматривается как стратегический резерв для развития топливно-энергетического потенциала России, именно отсюда значительные объемы углеводородов направляются на экспорт, что формирует весомую долю национального дохода. В связи с высокой важностью региона, все больше усилий будет сосредоточено на поддержке и разработке необходимой для Арктики базы: отечественного оборудования и комплектующих, сопутствующей инфраструктуры, а также объектов транспортировки продукции. Суровый и сложный климат будет способствовать интенсификации производства, что подразумевает постоянный поиск, разработку и применение высокотехнологичных эффективных практик и технологий, способных извлекать выгоду из низких температур окружающей среды. Поддержка со стороны государства, потребность в развитии инфраструктуры и намеченные ориентиры по развертыванию новых мощностей обеспечат регион новыми рабочими местами и повысят общий экономический уровень как страны, так и региона.

Литература

1. Основы производства, экономики и управления в отраслях нефтегазового комплекса: учебник для вузов // Афанасьев В.Я., Байкова О.В., Большакова О.И. и др.; под редакцией Ю.Н. Линника. - М: Издательство: «Экономика», 2019. - 815 с.
2. Брехунцов, А.М., 2021. Госполитика сопровождения промышленных проектов в Арктике. Neftegaz.ru, 6. URL: <https://magazine.neftegaz.ru/articles/arktika/686419-gospolitika-soprovozhdeniya-promyshlennykh-proektov-v-arktike/> (дата обращения: 06.04.2022).
3. Ларченко, Л.В., 2020. СМП как важнейшая часть Ледового шелкового пути: состояние и перспективы. Neftegaz.ru, №10. URL: <http://magazine.neftegaz.ru/articles/transportirovka/633506-smp-kak-vazhneyshaya-chast-ledovogo-shelkovogo-puti-otsenka-sovremennogo-sostoyaniya-i-perspektiv-ra/> (дата обращения: 07.04.2022).
4. Андреева, Е.В., Исаулова К.Я., 2021. Перспективы развития СМП. Neftegaz.ru, №6. URL: <http://magazine.neftegaz.ru/articles/arktika/686530-perspektivy-razvitiya-smp/> (дата обращения: 07.04.2022).
5. Авторская колонка заместителя министра Кирилла Молодцова о перспективах нефтегазодобычи в Арктике для «российской газеты». URL: <http://minenergo.gov.ru/node/10900> (дата обращения: 08.04.2022).

А.М. Жалковская
старший преподаватель
(РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина)

ОЦЕНКА ИЗМЕНЕНИЯ АМОРТИЗАЦИИ ОСНОВНЫХ СРЕДСТВ ПРЕДПРИЯТИЯ В СВЯЗИ С ПРИМЕНЕНИЕМ НОВОГО ЗАКОНОДАТЕЛЬСТВА 2022 ГОДА

Аннотация. Планирование и оценка величины амортизационных отчислений на предприятиях ТЭК представляют собой важный аспект принятия решения для инвестора и государства, поскольку влияют на формирование доходной части бюджета, что имеет особое значение в текущей экономической и геополитической ситуации. В данной статье рассматриваются основные факторы изменения амортизации.

Ключевые слова: амортизация, основные средства, ФСБУ.

Одна из задач экономиста предприятия – своевременно прогнозировать влияние различных факторов на себестоимость продукции и услуг.

С 1 января 2022 года вступили в силу положения нового ФСБУ 6/2020 / [1]. «Основные средства», которые могли оказать существенное влияние на такой важный элемент затрат предприятия, как амортизация основных средств (ОС).

Для инвестора важно в любой момент времени иметь представление о реальной стоимости активов предприятия и себестоимости его продукции. В этой связи с 1 января 2022 года произошли существенные изменения в порядке определения балансовой стоимости основных средств и расчете амортизации.

Цель новых стандартов учёта — сближение принципов, по которым готовят бухгалтерскую отчетность в РФ, с международными принципами, а именно ориентация отчетности на ее главного пользователя – инвестора

Здесь можно выделить два основных направления изменений. Во-первых, теперь организация может исключить отдельные объекты из состава основных средств, если установит в учётной политике стоимостной лимит. При этом никаких суммовых ограничений новый стандарт не предусматривает. Если компания работает на ОСНО и хочет свести к минимуму налоговые разницы, она может установить лимит в 100 тысяч рублей как в налоговом учёте. По таким объектам амортизация перестает начисляться, а их остаточная стоимость списывается единовременно.

Во-вторых, теперь сроки полезного использования (СПИ) основных средств должны быть скорректированы для максимального соответствия реальным срокам службы объектов. Таким образом, по ОС, начисление амортизации по которым прекратилось ранее, амортизация вновь начнет начисляться. По остальным же объектам амортизация может как увеличиться, так и уменьшиться в зависимости от изменения СПИ.

При определении амортизации вводится еще одно понятие - ликвидационная стоимость. Теперь амортизироваться должна не вся первоначальная стоимость основного средства, но за вычетом потенциальных доходов от реализации ОС в конце срока эксплуатации.

В общем виде оценить амортизацию основных средств в 2022 году можно следующим образом: разность между балансовой стоимостью на 01.01.2022 и ликвидационной стоимостью, отнесенная к СПИ после 01.01.2022; где балансовая стоимость - это первоначальная стоимость, отнесенная к сумме срока эксплуатации ОС до 01.01.2022 и СПИ после 01.01.2022, и умноженная на СПИ после 01.01.2022.

Представим, что компания раз в 5 лет обновляет парк машин, которые использует в своей деятельности. К концу этого срока машины, как правило, еще вполне годятся для эксплуатации. И их продают по стоимости, составляющей порядка 40% от покупной цены.

Таким образом, если ранее амортизация автомобиля стоимостью 1 млн. рублей при сроке полезного использования 5 лет составляла 200 тысяч рублей в год (1 млн рублей/5), то теперь она будет составлять 120 тысяч рублей в год (600 тыс. рублей/5).

Однако, возможен и существенный рост амортизации в связи с изменением срока полезного использования. Например, на балансе организации находится оборудование стоимостью 3 млн. рублей, закупленное в 2004 году и завершившее амортизироваться в 2019 году. Фактически данное оборудование будет приносить экономические выгоды до 2024 года, а потом будет реализовано как металлолом за 100 тысяч рублей.

В таком случае общий срок службы оборудования составит 20 лет, первоначальная стоимость за вычетом ликвидационной стоимости составит 2,9 млн.

рублей, а вновь возникшая амортизация составит 145 тыс. рублей в год (2,9 млн. рублей/20 лет).

Таким образом, снижение амортизации в 2022 году может быть:

- за счет признания ОС малоценным имуществом и списания в текущем году всей его стоимости;

- за счет увеличения СПИ (для основных средств, имеющих ненулевую остаточную стоимость);

- за счет учета в расчете амортизации ликвидационной стоимости ОС.

Амортизация может быть увеличена в 2022 году:

за счет увеличения СПИ (для основных средств, имеющих нулевую остаточную стоимость);

за счет сокращения СПИ в связи с объективными факторами, препятствующими эксплуатации основных средств в течение установленного ранее СПИ.

В целом для корректной оценки величины изменения амортизации в 2022 году было необходимо заранее проанализировать все основные средства организации, выяснив у ответственных служб и бухгалтерии ожидаемые сроки полезного использования ОС, а также их ликвидационную стоимость.

Прогноз изменения амортизации позволяет предвидеть изменения себестоимости продукции и услуг организации, а также чистой прибыли, для своевременного принятия соответствующих управленческих решений.

Литература

1. Федеральный стандарт бухгалтерского учета ФСБУ 6/2020 «Основные средства» // <https://minfin.gov.ru/ru/>

А.Е. Заречнева
Д.В. Коган
А.А. Ефремова
студенты
В.Ю. Линник
д.э.н, проф.
(ГУУ, г. Москва)

ESG-ТРЕНДЫ В ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОМ КОМПЛЕКСЕ НА ПРИМЕРЕ ПАО «ТРАНСНЕФТЬ»: ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ КОМПАНИИ В ОБЛАСТИ ESG

Аннотация. В данной статье рассматривается ESG-стратегия, ее назначение и преимущества, были проанализированы ключевые показатели оценки деятельности компаний в рамках данной стратегии. Также было рассмотрены перспективы внедрения концепции ESG в процесс управления компаниями топливно-энергетического комплекса на примере ПАО «Транснефть».

Ключевые слова: стратегия ESG, ТЭК, Транснефть, риски, инвестиции.

В нашем мире все развивается: от незначительных до необходимых вещей. Менеджмент тоже не стоит на месте и появляются новые методы и стандарты управления. Про одно из таких новшеств и пойдёт речь в статье. С тех пор, как человечество начало задумываться об экологической составляющей нашей планеты, начал набирать популярность стандарт управления под названием ESG. Он расшифровывается как «Environmental, Social and Corporate Governance» или «Экологическое, социальное и корпоративное управление», и подразумевает систему ценностей компании, направленных на достижение определенных целей [1]. Если рассматривать поставленный вопрос с позиции топливно-энергетического комплекса, то в компаниях, связанных с этой отраслью, стандарт ESG является незаменимым аспектом в процессе организации их деятельности, поскольку ESG-критерии позволяют снижать риски, связанные с экологией, а демонстрация своей социальной ответственности оказывает благоприятное влияние на лояльность со стороны потенциальных клиентов, а также позволяет компании выйти на новый уровень на рынке [2].

В связи с вышеперечисленными аспектами актуальность выбранной тематики обусловлена преимуществами концепции ESG, среди которых более высокая привлекательность со стороны инвесторов и финансово-кредитных учреждений, более высокие финансовые показатели, лучшая производительность труда, а в долгосрочной перспективе соблюдение ESG улучшит деловую репутацию и создаст позитивный имидж компании, снизит затраты на экологические налоги, улучшит технологичность и инновационность бизнеса.

Что лежит в основе концепции ESG? Она включает в себя 3 критерия (E, S и G), каждый из которых подразумевает свои показатели оценки деятельности компании. По этим показателям рейтинговые агентства оценивают экологические и социальные риски бизнеса, а также риски корпоративного управления в компании. Данные расчеты очень важны для потенциальных инвесторов, которые решают, стоит ли вкладывать деньги в ту или иную компанию или нет.

Рассмотрим подробнее каждый из критериев концепции ESG.

1. Экологический. Рассматривая данный критерий, инвесторы могут наблюдать за интересом компании к «зеленой» окружающей среде, а именно они увидят, насколько организация следит за своим производством: чистотой добычи сырья, его транспортировкой, переработкой, логистикой, самим потреблением и его утилизацией.

Также немаловажно последствие данных процессов и то, как они влияют на планету. К показателям такого экологичного производства относят использование «зеленых» технологий, влияние на климатическую составляющую, использование природных ресурсов, загрязнение атмосферы [3].

В связи с трендом на декарбонизацию энергетики можно сказать, что экологические критерии ESG-стратегии играют важную роль в развитии компаний топливно-энергетического комплекса, ведь сейчас одной из ключевых задач предприятий отрасли является снижение их углеродного следа и отрицательного влияния на окружающую среду.

2. Социальный. Здесь можно увидеть, насколько компания заботится о своих сотрудниках, партнерах и, конечно же, о клиентах. Большую роль играет также и работа над корпоративной культурой, над безопасностью и здоровьем, над профессиональным развитием своих сотрудников, над качеством своего товара. Было обнаружено, что ESG-стратегия помогает компании в привлечении и удержании компетентных сотрудников, повышении мотивации персонала, повышении производительности труда.

S-сектор подразумевает такие показатели, как условия работы, охрана труда и здоровья персонала, безопасность, а также социальные программы [3].

На предприятиях ТЭК данный фактор имеет немалое значение, поскольку данная сфера нуждается в высококвалифицированных кадрах для устойчивого и безаварийного производства, а для этого необходимо обеспечить благоприятные условия труда для работников.

3. Управленческий критерий. С помощью него можно понять, насколько эффективно и профессионально исполняет свои обязанности топ-менеджмент, насколько сама компания финансово прозрачна. Менеджмент компании должен руководствоваться высокими стандартами управления.

Оценка сектора корпоративного управления проводится по следующим показателям: корпоративная этика, прозрачность в налоговой сфере, отсутствие коррупции, честная конкуренция на рынке [3].

Далее перейдем к анализу реализации ESG-стратегии на примере компании ПАО «Транснефть» - российской нефтепроводной компании, монополиста РФ в сфере магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов.

Для снижения компанией ПАО «Транснефть» возможных рисков, возникающих в процессе осуществляемой деятельности и связанных с экологией, социальной ответственностью и корпоративным управлением, осуществляется активная работа по разработке новых и модернизации существующих практик в сфере устойчивого развития и по улучшению раскрытия информации по данному вопросу.

К основным направлениям работы компании в практике ESG относят совершенствование корпоративного управления, энергосбережение, снижение экологического воздействия и повышение социальной ответственности.

С помощью ESG-стратегии ПАО «Транснефть» планирует свое большое количество ресурсов вложить в снижение отрицательного влияния на климат и сокращение объемов выбросов с помощью: снижение удельного энергопотребления от деятельности по перекачке нефти и нефтепродуктов на 0,5% в год в период 2022-2026 гг. по результатам осуществления мероприятий по энергосбережению, а также поддержание нормативного уровня очистки сточных вод. Компания также взаимодействует с экспертами в сфере развития устойчивого бизнеса, которые помогают ПАО «Транснефть» и с ESG-стратегией, а также в решении других вопросов такие как: раскрытие ESG-показателей, ответы на вопросы аналитиков; обсуждение методик расчёта показателей; анализ и комментарии к публикациям агентств; комментарии агентствам по событиям, освещавшимся в СМИ.

Деятельность компании «Транснефть» в 2019 году детально анализировалась одними крупнейших и завоевавших авторитет международными агентствами, которые специализируются на изучении практики организаций в различных областях:

социальная ответственность, экологическая безопасность, а также область корпоративного управления.

Агентство FTSE оценивало работу компании, направленную на применение наиболее эффективных практик в области устойчивого развития, которые соответствуют общепринятым международным стандартам. Индекс FTSE4Good, который рассчитывается и применяется в роли ориентира при составлении инвестиционных портфелей инвесторами ESG, включает в себя привилегированные акции компании «Транснефть» начиная с 2019 года.

Опираясь на итоги пересмотра состава индекса в июне 2021 года, можно сделать вывод о том, что привилегированные акции компании «Транснефть» сохраняют своё участие в индексе FTSE4Good. Однако, было получено предупреждение от агентства о риске исключения акций из индекса в ближайшей перспективе. Это связано с тем, что вопрос о границах включения в индекс нефтегазового сектора был пересмотрен.

ESG-агентства ISS и S&P CSA приняли решение повысить рейтинги компании «Транснефть» соответственно результатам проделанной работы в 2021 году.

Итак, приступим к разбору планов и перспектив по внедрению ESG-стратегии в деятельность предприятия.

Предприятие готовится осуществлять предоставление информации по устойчивому развитию инвесторам, ESG-агентствам, аналитикам и другим заинтересованным лицам, а также ее разбор. Информация будет предоставляться и раскрываться с учетом норм настоящего регулирования Российской Федерации по раскрытию нефинансовых показателей, а также прогрессирующего внимания регулирующих органов к раскрытию информации, касающейся устойчивого развития.

Компания будет предоставлять информацию по результатам работы в направлении устойчивого развития инвестиционным сообществам и заинтересованным сторонам, заниматься анализом предложений, поступивших после обсуждения вышеперечисленных вопросов с лицами, представляющими инвестиционное сообщество, а также с другими заинтересованными лицами.

В перспективе запланирована разработка стратегии, направленной на регулирование выбросов парниковых газов по итогам проводимых научных исследовательских работ. Также предприятие планирует разработать стратегию, направленную на усовершенствование раскрытия информации по вопросам устойчивого развития.

В 2022 году запланировано мероприятие, относящееся к области корпоративного управления: планируется дать внешнюю оценку деятельности Совета директоров. Данное мероприятие было перенесено в связи с настоящей эпидемиологической обстановкой в стране [4].

Также стоит отметить, что на 2022 год планируется ещё одно мероприятие, относящееся к корпоративной программе благотворительности в рамках развития социальной инфраструктуры. Предприятие намерено оказать финансовую поддержку ГБУЗ Морозовской детской городской клинической больницы ДЗМ (планируются ремонтные работы). Помимо этого, продолжается финансирование ремонтных работ на территории бюджетного учреждения здравоохранения Удмуртской Республики «Селтинская районная больница Министерства здравоохранения Удмуртской Республики».

Более того, в рамках утверждённой Программы развития социальной инфраструктуры Дальневосточного региона на 2022 год, планируется финансирование ремонта семи общеобразовательных учреждений и одного учреждения здравоохранения.

Подводя итог, стоит отметить, что внедрение концепции ESG в деятельность предприятий оказывает положительное влияние на процесс управления компанией, а также содействует исключению экологических и социальных рисков и рисков, связанных с процессом корпоративного управления. Более того, использование данной стратегии помогает с привлечением потенциальных инвесторов, что играет немаловажную роль как для любого бизнеса в целом, так и для компаний ТЭК в частности. Подводя итог о деятельности ПАО «Транснефть» в направлении концепции ESG, стоит отметить, что компания уже несколько лет работает с учетом приоритетов стратегии, нацеленной на сферы экологии, корпоративного и социального управления, и ее успехи были признаны международным ESG-агентством.

Литература

1. SOVCOMBANK.RU – ESG: три буквы, которые меняют мир, URL: <https://sovcombank.ru/blog/esg/esg-tri-bukvi-kotorie-menyayut-mir> (дата обращения: 12.04.2022)
2. CDU.RU – На принципах ESG, URL: https://www.cdu.ru/tek_russia/issue/2021/2/868/ (дата обращения: 12.04.2022)
3. VC.RU – ESG-рейтинг: что это и почему об этом нужно думать уже "вчера" и не только корпорациям, но и StartUp? URL: <https://vc.ru/u/262310-andrey-bashin/305973-esg-reyting-cto-eto-i-pochemu-ob-etom-nuzhno-dumat-uzhe-vchera-i-ne-tolko-korporaciyam-no-i-startup> (дата обращения: 12.04.2022)
4. TRANSNEFT.RU – Главная // Инвесторам и акционерам // ESG, URL: <https://www.transneft.ru/investors/for-esg-investors/> (дата обращения: 12.04.2022)

А.М. Изимова
магистрант
(СПГУ, г. Санкт-Петербург)

ESG-РИСКИ НА ЭТАПЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОГО ОБОСНОВАНИЯ ПРИМЕНЕНИЯ ГИДРОРАЗРЫВА

Аннотация. В статье рассмотрены вопросы технико-экономического обоснования применения гидроразрыва пласта. Цель исследования — обзор существующих подходов для выявления проблемных вопросов. Выделена важность учета ESG-факторов на основных этапах планирования проведения ГРП, показано, что технологическая сложность технологии требует тщательного учета рисков.

Ключевые слова. геолого-технические мероприятия, гидроразрыв пласта, технико-экономическое обоснование, риск, ESG-факторы.

За последние десятилетия нефтегазовая отрасль сталкивается с целым рядом отрицательно влияющих на компанию в виде снижения эффективности разработки месторождения и недостижения плановых объемов добычи факторов, основными из которых, по В.А. Долгушину, выделяют: «снижение объемов прироста геологических запасов, при увеличении доли трудноизвлекаемых запасов и ухудшении их качества, поздняя стадия разработки большинства месторождений, недостаточные объемы применения методов увеличения нефтеотдачи» [4].

Проблему «энергетического дефицита» нефтегазовые компании успешно решают благодаря развитию новых технологий. Наиболее распространенной в российской практике является технология гидроразрыва пласта (ГРП), которая позволяет повысить коэффициент охвата месторождения путем интенсификации добычи из-за создаваемой системы трещин.

Из-за высокой технологичности процесса ГРП и больших затрат на его проведение требуется тщательное технико-экономическое обоснование применения технологии. Стандартный подход к обоснованию применения гидроразрыва основывается на возможности технологической реализации проекта и экономической эффективности, что обычно выражается в условии положительного значения показателя чистого дисконтированного дохода. Однако недостаточный учет рисков при проектировании ГРП может привести к возникновению для компании не только финансовых, но и репутационных, вызванных экологическими скандалами рисков. Всё это предопределяет необходимость переосмысления методики подхода нефтегазовых компаний к анализу рисков на уровне локального процесса гидроразрыва с учетом факторов риска в терминах ESG-критериев, где Е – окружающая среда; S – социальная сфера; G – корпоративное управление.

Понятие и основные особенности анализа рисков на этапе технико-экономического обоснования применения ГРП. Сущностная природа рисков, с которыми сталкиваются нефтегазовые компании при реализации своих проектов, во многом объясняется трендами развития энергетического рынка. Для раскрытия основных особенностей рисков на этапе технико-экономического обоснования применения гидроразрыва необходимо провести анализ рынка нефтегазовой отрасли, выявить основные тенденции и определить параметры, влияющие на тренды.

На протяжении последних десятилетий в мире вместе с изменением энергетической повестки также развивается тренд на «экологичность», что для нефтегазовых компаний отражается в борьбе за места в ESG-рейтингах и ограничениях в плане природоохранного законодательства. В докладе «Прогноз научно-технологического развития Российской Федерации на долгосрочную перспективу», как отмечает И.М. Ляльков, «на смену индустриальному подходу, ориентированному на максимальное увеличение выработки энергии для удовлетворения растущих потребностей энергоемких отраслей промышленности, пришла «экологическая» парадигма» [7, с. 11]. Пристальное внимание в нефтегазовой отрасли обращают на себя законодательные ограничения касательно конкретных

технологий, которые зачастую принимаются под политическим, социальным или иным давлением, не имея при этом должной научной обоснованности.

Гидроразрыв выступает основной темой экологических споров, так как его комплексно влияние на окружающую среду всё ещё не изучено полностью. По отношению к возможным рискам при проведении гидроразрыва страны можно разделить на четыре группы: первая группа вводит бессрочный мораторий на проведение ГРП (Франция, Болгария, Великобритания), вторая принимает временный мораторий (Германия, Нидерланды), третья группа разрешает проведение, но не поощряет (Испания, Новая Зеландия), четвёртая группа поддерживает проведение ГРП для добычи УВ из сланцев (США, Китай, Россия, Польша) [9, 10]. При этом можно заметить тенденцию более положительного отношения к технологии при больших объемах потенциально извлекаемых запасах и более тяжелых условиях добычи.

Рыночные отношения определяют важность проблемы анализа, оценки и управления рисками в деятельности предприятий нефтегазовой промышленности, в частности, проблема актуализации подходов к оценке рисков на этапе технико-экономического обоснования применения гидроразрыва «приобретает самостоятельное теоретическое и прикладное значение», что требует актуализации методологических подходов [6, с. 32]. Это связано с тем, что существующие методические стандарты риск-менеджмента ориентированы на компанию в целом, а практические подходы оценки и анализа рисков локальных процессов отсутствуют вовсе.

Несмотря на развитие науки управления рисками процесс принятия управленческих в нефтегазовой сфере по-прежнему очень сложен, ведь даже обоснование всех рисков не ведет к достижению плановых значений. Нефтегазовые компании всё чаще используют риск-ориентированный подход и работают над улучшениями методологических подходов, так как многие научные работы подтверждают, что развитие моделей риска и принятия решений помогают удерживать баланс между последствиями истощения запасов, что влечет к увеличению затрат, и снижением расходов из-за применения новых технологий.

Для использования системы управления рисками в практике необходим развитый методологический теоретический аппарат, в котором ученые рассматривают комплекс всех рисков и их взаимовлияние.

В ходе планирования ГРП «обрабатывается и систематизируется значительный объем разнородной геолого-технической информации, осуществляется оптимизация параметров ГРП и оптимизация перечня скважин, включаемых в программу работ» [1, с. 346]. В отечественной и зарубежной практике, как правило, экономическая эффективность планируемых мероприятий оценивается стандартными методами проектного подхода на основе чистового дисконтированного дохода, индекса доходности и внутренней нормы рентабельности. В соответствии с корпоративными регламентами для проведения ГРП отбираются подходящие участки, соответствующие скважины, возможно, для принятия окончательного решения включение дополнительных критериев, отражающих экологическую и промышленную безопасность.

Анализ литературы по И.В. Бурениной позволяет сделать вывод о том, что «применяемые стандартные методы оценки эффективности мероприятия не всегда позволяют в должной мере учесть специфику ГРП и риски, возникающие при его

проведении» [1, с. 346]. В научных работах, посвященных проектированию гидроразрыва пласта, риски в основном освещаются как негативные аспекты реализации технологии. В работе К.Ю. Еременко, Д.К. Казаковцевой, Е.Э. Гудошник, А.В. Орлова рассматриваются техногенные риски: разгерметизация устья скважины, разгерметизация линии затрубного участка, разгерметизации линии высокого или низкого давления, пожар или возгорание; ряд работ улучшает подходы к анализу и оценке геологических рисков, как в диссертации Г.Ш. Виблиани [2, 3, 5].

Таким образом, на основании результатов обобщения подходов к оценке рисков в нефтегазовой отрасли и практики обоснования проектов геолого-технических мероприятий мы можем дать интерпретацию понятия риска на этапе технико-экономического обоснования ГРП как «сложный комплексный параметр, включающий в себя неопределенность наступления рискованных событий геологического, технологического, экологического характера». Данное определение еще раз подчеркивает, что трактовка оценки риска для локального технологического процесса гидроразрыва отличается от традиционного подхода к риску. Основное отличие заключается в том, что стандартный риск-менеджмент делает акцент на техногенную природу рисков, увязанных в рамки показателей экономической эффективности, в то время как сущность анализа и оценки заключается в комплексном подходе.

Современное состояние анализа рисков на этапе технико-экономического обоснования применения ГРП. На развитие систем управления рисками оказывает влияние развитие подходов к системам менеджмента. Как наука теория управления рисками возникла в пятидесятых годах, когда в теории управления проектами отдельно начинают рассматривать этапы планирования, снабжения и администрирования. Важными вехами считаются также введение календарного планирования, начало применения компьютерных инструментов обработки вероятности наступления событий, развитие концепций проектного управления.

Важной частью распространения риск-ориентированного управления компаниями является процесс стандартизации подходов к анализу, оценке и управлению рисками для «повышения вероятности достижения целей, улучшения выявления возможностей и угроз, а также эффективного распределения и использования ресурсов для менеджмента риска» [2, с. 82]. Наиболее распространенный стандарт ISO-31000 закрепляет общие подходы: в частности, регламентирует общий алгоритм оценки рисков, описывает возможные инструменты анализа, уделяя основное внимание операционным и техническим рискам. Недостатком данного подхода является его излишняя теоретичность, которая не позволяет покрыть специфические риски конкретной отрасли и учесть финансовые последствия любого вида рисков.

Для нефтегазовой отрасли характерны жесткие нормативные рамки, так что «подавляющее большинство компаний ТЭК постоянно проходят сертификацию на соответствие требованиям стандартов управления качеством, экологической и промышленной безопасностью ISO9001/ISO14000/OHSAS18001 [7, с. 50]. Согласно исследованиям Aberdeen Group более 40% компаний топливно-энергетической направленности «используют стандарт ISO-31000 как элемент интегрированной системы управления рисками (ИСУР)» [7, с. 50].

Необходимо отметить, что не все ключевые принципы стандарта ISO работают на практике. Во-первых, на уровне локального технологического процесса отмечается

недостаток развитых стандартов по управлению рисками. Это свидетельствует о слабом внимании практиков управления рисками на оперативном уровне к специфике процессов геолого-технических мероприятий. Во-вторых, отсутствуют разработанные методики, как для количественной, так и качественной оценки рисков. На практике, применяются неформализованные методы качественной оценки рисков. В-третьих, в проектах по обоснованию применения гидроразрыва отсутствует отдельный блок персонала, отвечающий за процессы идентификации и оценки рисков.

ESG-риски на этапе технико-экономического обоснования. На основе методологической схемы учета ESG-факторов CFA Institute и PRI в рамках качественного анализа нефтегазовыми компаниями для технико-экономического обоснования рекомендуется внедрить: индикаторы риска каждого проекта ГТМ, обобщение информации в виде контрольных списков для формирования базы данных, систем анализа и дальнейшего наблюдения; включение информации о ESG-факторах в инвестиционно-аналитические отчеты [8]. Актуализация подходов к технико-экономическому анализу заключается в оценке рисков, связанных с факторами экологической, социальной и управленческой сферы. В долгосрочной перспективе нефтегазовые компании увеличат свою инвестиционную привлекательность для стейкхолдеров, благодаря формированию «зеленого» имиджа и социальной ориентированности.

Подводя итоги вышесказанному, можно отметить, что проблемным вопросом в современной теории является отсутствие методологических подходов, учитывающих специфику нефтегазовой отрасли и отдельных технологических процессов, например, гидроразрыва.

В практике элементы системы управления рисками, возникающими при проведении гидроразрыва, функционируют, но находятся в слабом состоянии. При отсутствии службы ответственной за управление рисками проекта, полученные качественные оценки рисков не используются для принятия управленческих решений. При этом некоторые риски, особенно связанные с ESG-факторами, способны повлиять как на стоимость проекта, так и на сроки реализации, что может привести к ухудшению эффективности проекта.

Для устранения выявленных недостатков такого подхода к управлению рисками необходимо внедрять интеграцию ESG в инвестиционный процесс технико-экономического обоснования геолого-технических мероприятий.

Литература

1. Буренина И. В. и др. Совершенствование методического подхода к планированию мероприятий по гидроразрыву пласта на нефтяных месторождениях // Записки горного института. – 2019. – Т. 237. – с. 344-353.
2. Волков И. А. Совершенствование системы управления рисками разработки и эксплуатации нефтегазового месторождения [Электронный ресурс]: дис. – Сибирский федеральный университет, 2016. URL: <https://core.ac.uk/download/pdf/81247818.pdf> (дата обращения 04.03.2022).
3. Виблиани Г. Ш. Определение геологических и технологических рисков при проведении операции гидроразрыва пласта на Вахском нефтяном месторождении (Томская область). – 2016.

4. Долгушин В. А. Исследование и разработка технологии ограничения водопритока в трещине гидроразрыва : дис. – Тюменский государственный нефтегазовый университет, 2013.
5. Еременко К. Ю. и др. Оценка рисков при проведении работ по многостадийному гидравлическому разрыву пласта в ТПП «Повхнефтегаз» при нештатных ситуациях техногенного характера //Бюллетень науки и практики. – 2019. – Т. 5. – №. 12. – с. 236-241.
6. Когай А. А. Совершенствование системы управления рисками в нефтегазовой промышленности //Вестник Саратовского государственного социально-экономического университета. – 2006. – №. 14. – с. 32-37.
7. Ляльков И. М. Развитие финансового рис-менеджмента в компаниях ТЭК [Электронный ресурс]. URL: <http://ords.rea.ru/wp-content/uploads/2019/10/Lyalkov.pdf> (дата обращения 04.03.2022).
8. ESG-интеграция: рынки, методы и данные [Электронный ресурс] / CFA Institute, 2019: URL: <https://www.unpri.org/download?ac=9522> (дата обращения 15.04.2022).
9. Green, F. Anti-fossil fuel norms. Climatic Change 150, 103–116 (2018). URL: <https://doi.org/10.1007/s10584-017-2134-6>
10. Thijs Van de Graaf, Tim Haesebrouck & Peter Debaere (2018) Fractured politics? The comparative regulation of shale gas in Europe, Journal of European Public Policy, 25:9, 1276-1293, DOI: 10.1080/13501763.2017.1301985.

Д.А. Исайкина

А.О. Кязимов

В.А. Старшинова

студенты

Научный руководитель: к.э.н., доцент А.С. Флакسمан

(ГУУ, г. Москва)

УМНОЕ ОТОПЛЕНИЕ КАК ВИД ДЕЦЕНТРАЛИЗАЦИИ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ С ПРИМЕНЕНИЕМ ЦИФРОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

Аннотация. В научной статье рассмотрены технологии децентрализованного теплоснабжения. На примере цифровизации (цифровой трансформации) были выявлены основные задачи инновационных внедрений в энергетику, разобраны конкретные случаи введения новшеств в бытовом потреблении. Изучен принцип функционирования автономных источников теплоснабжения на примере индивидуальных котельных. Также был проанализирован комплекс "Умный дом", где тщательно разобран принцип "Умного отопления".

Ключевые слова: децентрализация, цифровые технологии, автономный источник тепла.

Цифровизация в энергетике – на сегодняшний момент одно из ведущих направлений в энергетической отрасли. "Основное направление развития энергетики определяется переходом мировой экономики на новый цифровой технологический уклад" [4] Цифровая трансформация в энергетике - это прежде всего создание абсолютно новых бизнес-моделей, сервисов и услуг, рынок, основанный на возможностях цифровой экономики. Сутью цифровой энергетики является развитие совокупности производственных и экономических отношений в отрасли на основе цифровых подходов и средств. Бизнес-модели будут формироваться вокруг инновационных технологий, в их число входят также технологии децентрализованной генерации энергии, такие как хранилища энергии и виртуальные электростанции [1].

Стоит отметить, что одной из основных задач цифровой энергетики является уничтожение резко растущих издержек интеграции распределенной энергетики и рыночных транзакций.

На данный момент времени уже есть успехи в цифровизации энергетической отрасли. Одним из примеров является внедрение "умных" скважин". Введение такой технологии позволяет дистанционно управлять нефтегазовым оборудованием. В центре управления создается цифровой дубль скважины, который фиксирует заданные параметры объекта, например, температуру и давление, что дает возможность оператору на расстоянии управлять скважиной.

Выше была упомянута виртуальная электростанция - это еще один пример в области цифровой энергетики. Виртуальная электростанция (ВЭС) представляет собой высокотехнологичную систему, способную агрегировать электроэнергию от нескольких производителей и(или) потребителей [2].

Формирование новых бизнес-моделей, о которых говорилось ранее, будет происходить вокруг технологий децентрализованного энергоснабжения. Разберем подробнее направление децентрализации теплоснабжения.

Автономные источники теплоснабжения - источники, которые не связаны с центральными системами теплоснабжения и не привязаны к централизованной теплосети. Данные источники являются частично автономными: получают централизованно топливо, электроэнергию, воду из централизованных систем.

В качестве примера автономного источника теплоснабжения выступают индивидуальные котельные, обладающие целым рядом плюсов: высокий КПД в отношении тепловой энергии и в их составе часто используются конденсационные котлы, которые имеют высокую эффективность за счет утилизации теплоты конденсации влаги, содержащаяся в продуктах горения. Минус таких котельных состоит в том, что при аварийной ситуации потребитель останется без тепла до момента устранения поломки в отличие от централизованных систем, в которых в случае аварии потребителя оперативно подключают к другому источнику питания. Тем не менее, главным достоинством автономного источника теплоснабжения является возможность регулирования тепловой нагрузки и отсутствие глобальных тепловых сетей.

Наиболее подробно системы децентрализованного теплоснабжения можно рассмотреть на примере комплекса "Умный дом". В состав комплекса входит множество таких систем управления, как сигнализация, контроль за входными дверьми, освещение и многое другое. Однако наибольший интерес вызывает система "Умное отопление" [3]. "Умное отопление" является одним из видов

децентрализованных автономных источников тепла, которое в последнее время набрало большую популярность среди владельцев загородных и частных домов. При разработке схемы отопления важно предусмотреть правильное обустройство системы и задать точные параметры каждого компонента. Сама схема включает в себя три важные составляющие: центральный блок, трубопроводы и батареи (радиаторы). Центральный блок представляет собой компактный котел, в который встроен сенсорный дисплей с GSM модулем, отображающий температуру в батареях, теплоносителя (антифриз) в трубопроводе и воды. С помощью центрального блока можно собственноручно настраивать температуру. С развитием цифровых технологий в энергетике "умное отопление" приобрело новую функцию, удобную для потребителей. Так, находясь далеко от центрального блока, с помощью специализированного приложения на смартфон владелец такой системы может регулировать температуру и отслеживать ее за длительный период, задавать конкретные параметры антифриза для каждой комнаты, в которой стоит теплообменник с датчиком, как в целом, так и по отдельности. Потребитель самостоятельно настраивает время функционирования котла дистанционно, что позволяет экономить электрическую энергию, необходимую для его работы.

В завершение необходимо подчеркнуть, что энергетика, как любая другая перспективная отрасль, со временем трансформируется и преобразуется. Создаются новые направления в деятельности и совершенствуются технологии. Одна из них – децентрализованное теплоснабжение, которое с помощью цифровых технологий значительно упрощает потребителям процесс использования тепловой энергии, а также экономит время на обслуживание котлов, поскольку вся информация находится непосредственно в смартфоне. Системы и процессы будут развиваться дальше, а имеющиеся наработки стимулируют к созданию всё более интересных и совершенных механизмов в области энергетики.

Литература

1. Пять шагов к цифровизации энергетики. Date Views 10.04.2022 trends.rbc.ru.
2. Виртуальная электростанция – "умный контроль" распределенной генерации. Date Views 11.04.2022 www.m.eprussia.ru.
3. Отопление в умном доме: устройство и принцип работы. Date Views 11.04.2022 sovet-ingenera.com.
4. Хузмиев И.К. Цифровизация энергетики России // Научные труды Вольного экономического общества России. 2018.

А.К. Искусных
А.А. Балашова
В.С. Гармашов
студенты

Научный руководитель: д.э.н., доцент **В.Ю. Линник**
(ГУУ, г. Москва)

ВНЕДРЕНИЕ ЦИФРОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ В ТЭК НА ПРИМЕРЕ ПАО «ТРАНСНЕФТЬ»

Аннотация. Главным фактором успеха в преобразовании энергетической отрасли — готовность организаций и их сотрудников к освоению инструментов цифровизации и получению цифровой ценности. Статья посвящена изучению цифрового продукта «АСУ Закупки», его конкурентных преимуществ, а также анализу опыта внедрения «АСУ Закупки» в ПАО «Транснефть».

Ключевые слова: инновации, цифровые сервисы, Транснефть, закупочная деятельность, автоматизированная система управления закупками.

ПАО «Транснефть» выступает примером успешного внедрения программ импортозамещения на базе цифровых технологий. В 2019 году она стала первой среди российских компаний нефтегазового сектора, кто полностью перешел на российское программное обеспечение [1].

ПАО «Транснефть» запустило в опытную эксплуатацию новую автоматизированную систему управления (АСУ) закупками. АСУ Закупки направлено на создание централизованной автоматизации унифицированных бизнес-процессов формирования потребности, организации и проведения закупок в организациях системы «Транснефть» (ОСТ). Все участники этих процессов будут иметь возможность получать в режиме реального времени актуальную информацию о состоянии и результатах проведения закупочных процедур в различных разрезах. Также АСУ Закупки обеспечит автоматизированное взаимодействие с поставщиками.

Подсистема формирования потребности автоматизирует сбор и согласовывает потребности подразделений компании и ОСТ в закупках материально-технических ресурсов (МТР), работ и услуг.

Подсистема организации и проведения закупок помогает автоматизировать процессы подготовки и проведения процедур закупки, анализ и оценку предложений участников закупки и сформировать проекты договоров и контроль их заключения.

Подсистема управления поставщиками позволяет регистрировать поставщиков, автоматизировать процессы квалификации и оценивать их деятельность.

Подсистема формирования аналитической отчетности дает возможность использовать аналитические отчетные формы с множеством критериев всех процессов закупочной деятельности, определенных при создании АСУ Закупки.

Используются аналитики и наборы критериев, необходимые каждому руководителю на своем уровне принятия решений.

В проекте АСУ Закупки было создано несколько решений, оптимизирующих бизнес-процессы, что является уникальным инструментом, который автоматически рассчитывает плановые сроки и определяет ответственных за каждый этап проведения закупочной процедуры. Руководитель может видеть, как, в каком процессе, по каким лотам, задачам загружен каждый его сотрудник.

Также существует немаловажная функция – автоматическое лотирование – возможность автоматически формировать лоты на необходимый период с помощью группировки позиций потребности в закупке по набору критериев. Автоматическое лотирование обеспечивает закупки согласно срокам поставки МТР на объекты. Разработанный в АСУ Закупки инструментарий по согласованию лотов позволяет снизить производственную нагрузку на специалистов и руководителей, которые участвуют в этом процессе.

В рамках АСУ Закупки разрабатывается «База данных цен». Она хранит цены контрактов, технико-коммерческих предложений и прейскурантов участников закупочных процедур, а также начальную цену из лотов, согласованных управлением ценообразования департамента экономики. [2]

Подводя итог, система АСУ Закупки сокращает объем работы с бумагами и впоследствии время, необходимое на создание и согласование документов. А их электронное согласование в АСУ Закупки существенно снижает количество командировок работников ОСТ в головную компанию.

Закупочная деятельность – совокупность бизнес-процессов, которая в настоящее время используется любой организацией от ООО с небольшим штатом в 3-5 человек до госкорпораций и холдингов с бюджетами в многие сотни миллиардов рублей и численностью работающих в сотни тысяч человек.

Объемы затрат на закупки товаров и услуг составляют от 25 до 65% в выручке коммерческих компаний или бюджете организаций с государственным участием. Основными драйверами для оптимизации и автоматизации закупочных процессов принято считать экономию средств на закупках, сокращение времени на закупки, повышение прозрачности закупок, снижение издержек организации.

В конкурентной среде эксперты TAdviser оценивают систему автоматизированной закупочной деятельности как стабильную:

- все заказчики поделены между основными исполнителями и приносят по стабильный поток закупок услуг;
- проектов по САЗД «с нуля» практически нет;
- крайне редко происходят переходы заказчиков от одного вендора САЗД к другому.

Последние 2 года в фазе активного инициирования национальных проектов речь идет о цифровизации закупочной деятельности. На практике же реальные активности по цифровой трансформации закупок исходят со стороны регулирования и активного развития центрального компонента контрактной системы – ЕИС госзакупок.

Существуют определенные условия, при реализации которых рынок растет на перспективу:

1. Перевод большей части закупок в электронную форму, ужесточение контроля от регуляторов с расширением возможностей автоматического контроля

2. Технологические новации поднимают интерес заказчиков к расширению функциональности существующих у них САЗД – к примеру: смарт-контракты, блокчейн ИИ, роботизация бизнес-процессов.

3. Рост масштабов использования САЗД на уровне компаний. Крупные госкомпании, имеющие распределенную структуру деятельности, уже реализуют или планируют создать проекты централизации своей закупочной деятельности с расширением САЗД в них.

Ограничителями роста рынка являются:

Ограниченность ИТ-бюджетов на уровне субъектов РФ, переход крупных заказчиков на инсорсинговую модель ИТ и реализацию новых разработок силами своих ИТ-специалистов, частичный аутсорсинг процессов закупок, за счет которого потенциальные заказчики САЗД могут отложить реализацию проектов. [3]

Можно сделать вывод, что прогноз рынка до 2024 года – стабильное состояние, с малым ростом в пределах темпов инфляции и курсов валют. Прогнозировать появление каких-то факторов взрывного роста рынка не приходится. «АСУ Закупки» по рынку САЗД является крайне положительным прогнозом для внедрения.

Литература

1. Информационное агентство «РБК» // Пять шагов к цифровизации энергетики // URL: <https://trends.rbc.ru/trends/innovation/5d6796719a7947b5b36a5972> // (дата обращения: 28.03.22).

2. Деловой портал «Управление производством» // ИТ и управление закупочной деятельностью: опыт ПАО «Транснефть» // URL: http://www.up-pro.ru/library/information_systems/management/zakupki-transneft.html // (дата обращения: 28.03.22).

3. Научно-производственный комплекс «Интеграл» // Автоматизация закупочной деятельности: обзор современных решений // URL: <http://integral-russia.ru/2020/08/11/avtomatizatsiya-zakupочноj-deyatelnosti-obzor-sovremennyh-reshenij-chast-2/> (дата обращения: 28.03.22).

С. Йованович
М.И. Разинков
студенты
О.И. Большакова
к. ф.-м. н, доц.
(ГУУ, г. Москва)

ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА ВЫГОДНОГО ЭКОНОМИКО-ГЕОГРАФИЧЕСКОГО РАСПОЛОЖЕНИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА МАЛОТОННАЖНОГО ЗАВОДА СПГ В РОССИИ

Аннотация. На основе проведенного в работе экономико-географического анализа, в качестве целевого региона для развития малотоннажного производства СПГ выбран Дальневосточный регион России. Развитие производства малотоннажного СПГ в данном регионе позволит эффективно использовать нерентабельные для транспортировки по трубопроводу месторождения газа, решать экологические проблемы, а также способствовать развитию региона.

Ключевые слова: малотоннажный завод СПГ, сжиженный природный газ, Дальневосточный регион, территория опережающего развития.

Сжиженный природный газ пользуется все большей популярностью в мире. Развитые страны увеличивают долю природного газа в энергобалансе по экологическим причинам и для диверсификации поставок. Ожидается, что к 2040 г. спрос на СПГ на мировом рынке достигнет 700 млн тонн [1]. Если рассматривать рынок СПГ в России, то в 2021 году он показал бурный рост внутреннего потребления и превысил данный показатель за аналогичный период 2020 года на 379,3%, согласно оценке ROIF Expert [2]. Предполагается, что к 2024 году в России будет производиться 65 млн тонн СПГ в год [3]. Однако, полагаться на прогнозы в современных геополитических условиях достаточно сложно, ведь теперь перспектива инвестиций со стороны иностранных компаний и финансовых учреждений в крупнейшие реализующиеся СПГ проекты, такие как «Ямал-СПГ» и «Арктик СПГ-2», и в планирующиеся проекты находится под большим вопросом.

Согласно авторитетной оценке Market Research Engine, рынок малотоннажного СПГ достигнет 102 млн тонн уже в нынешнем 2022 году, с годовым темпом прироста в 10 %. К 2030 году каждая 4-я - 5-я тонна СПГ будет потребляться в сегменте малотоннажного СПГ. Это показывает стремительное развитие сегмента рынка и его потенциал промышленного роста [4].

Реализация строительства одного малотоннажного завода по производству сжиженного природного газа может позволить обеспечить до 4000 домохозяйств и коммерческих предприятий природным газом в условиях низкой газификации региона. Это позволит снизить издержки предприятий на закупку топливных ресурсов и соответственно повысить их конкурентоспособность, как на внутреннем, так и на внешнем рынке, в частности это касается рынка стран АТР. Необходимо также

отметить, что благодаря реализуемым планам мероприятий по развитию рынка малотоннажного сжиженного природного газа и газомоторного топлива, капитальные затраты на строительство заводов мини-СПГ и объектов потребления по малотоннажному производству СПГ снижаются на 30%.

Рассмотрим уникальные преимущества СПГ перед другими видами топлива:

- Высокая плотность при сжижении позволяет повысить эффективность хранения, транспортировки и потребления СПГ;
- СПГ обладает максимально возможным КПД для котлогенераторов. Например, если взять Мазут и ДТ, то их КПД будет равен 80 и 89% соответственно, а вот КПД сжиженного природного газа равен 92%;
- Высокое октановое число, равное 105;
- Так же сжиженный природный газ характеризуется более высоким качеством по сравнению с трубопроводным [5].

Для обоснованного выбора экономико-географического положения (далее - ЭГП) был проведен SWOT-анализ, который позволил выявить основные преимущества, проблемы и целесообразность развития малотоннажного СПГ на территории Дальневосточного Федерального Округа (далее – ДФО).

Энергетическими стратегиями России на период до 2030 и 2035 гг. поставлена задача активного увеличения производственных мощностей СПГ, что свидетельствует о заинтересованности в развитии данного сектора на государственном уровне.

Доступность технологии производства малотоннажного СПГ, достаточно высокое качество и мобильность, эффективное использование сырьевых ресурсов нерентабельных для транспортировки по трубопроводу месторождений и низкие в абсолютных значениях стартовые инвестиции привлекают в индустрию инвесторов, что способствует стремительному развитию индустрии.

Проблематика данного проекта заключается в нестабильной ценовой конъюнктуре на внутреннем рынке, технологическом отставании страны в области производства СПГ, а также в отсутствии нормативно-правовой базы для поддержки малотоннажного СПГ на территории Российской Федерации, а в частности в ДФО.

Решение указанных проблем способствует достижению стратегических целей устойчивого развития СПГ на Дальнем Востоке, которые включают в себя:

- ✓ внедрение технологий экологически эффективного производства;
- ✓ развитие системы управления охраной труда, промышленной безопасностью;
- ✓ создание условий для максимальной загрузки производственных мощностей.

Дальневосточный Федеральный Округ является наиболее перспективным регионом для строительства малотоннажного завода по производству СПГ. Низкий уровень газификации является одним из ключевых показателей при выборе наиболее выгодного ЭГП. Уровень газификации ДФО на сегодняшний день составляет 18%, тогда как в среднем по России, данный показатель равняется 71,4% [6]. В этих условиях продолжение газификации на основе сетевого газа будет становиться все более дорогим и нерентабельным. Поэтому дальнейшая газификация, особенно на удаленных и мало- и/или менее населенных территориях, связана, в первую очередь,

с развитием автономного энерго/газоснабжения на основе малотоннажного СПГ. Таким образом, «мелкотоварная гибкость» малотоннажных заводов позволяет открыть доступ к тем рынкам, где крупнотоннажные заводы не будут эффективны. Данный факт делает Дальневосточный регион привлекательным с точки зрения потребления СПГ.

Но помимо удовлетворения внутреннего спроса, малотоннажный завод может направлять часть своей произведенной продукции на экспорт. Однако данная сфера высококонкурентная, ввиду целевого ориентира продукции крупнотоннажных заводов СПГ на внешние рынки. При этом малотоннажные заводы имеют серьезные преимущества над крупнотоннажными в таких сферах, как автономное газоснабжение домохозяйств и обеспечение спроса на газомоторное топливо, ввиду более низких совокупных издержек, в первую очередь на транспортировку СПГ конечному потребителю.

За счет глубокой переработки газа перед его сжижением, СПГ становится энергоносителем с высокой энергетической эффективностью, а благодаря уменьшению объема газа в 600 раз, СПГ можно транспортировать на большие расстояния и хранить в течение длительного времени для дальнейшего использования.

Что касается дистанции, на которую можно транспортировать СПГ от малотоннажного завода к потенциальному потребителю, то она составляет до 1000 км. Перевозку рекомендуется осуществлять на автомобильном транспорте, это единственный экономически целесообразный и одновременно мобильный метод транспортировки сжиженного природного газа, произведенного на малотоннажном заводе. Элементарная технологическая цепочка сбыта СПГ выглядит следующим образом: Производство СПГ – (налив) – Транспортировка – (слив) – Система приема, хранения и регазификации (СПХР) – СПГ/КПГ/Потребители газа [4].

(СПХР) является одним из ключевых звеньев в логистической цепочке. На территории ДФО располагается большая часть всех существующих СПХР в России, 13 действующих и 14 запланированных. В Республике Саха (Якутия) действует 10 СПХР. Высокая концентрация данных инфраструктурных объектов объясняется низкой газификацией дальневосточных регионов [7].

В Хабаровском крае ведется строительство перспективного СПХР «Многовершинная», в Николаевском муниципальном районе. Данный субъект имеет статус ТОЭСР (территории опережающего социально-экономического развития). Потенциальное строительство малотоннажного завода по производству СПГ в ТОЭСР дает неоспоримое преимущество для различного рода промышленной деятельности и ведению бизнеса в целом.

В качестве одного из преимуществ строительства малотоннажного завода СПГ на территории ТОСЭР «Николаевск» необходимо выделить особый налоговый режим субъекта.

Пятипроцентный налог на прибыль в первые 5 лет, нулевой земельный налог и налог на имущество в течение первых 5 лет позволяют улучшить показатели эффективности проекта и уменьшают срок окупаемости проекта в 2 раза, по сравнению с субъектами со стандартными налоговыми режимами. Если говорить о неналоговых льготах, то стоит отметить такие преимущества, как режим свободной таможенной зоны, особый порядок разрешительных процедур и упрощенный режим

привлечения рабочей силы. Возможность привлечения дешевой рабочей силы позволит снизить зарплатный фонд проекта и соответственно снизить сумму отчислений на страховые взносы, которые в свою очередь будут составлять 7,6% в течение первых 10 лет. Налоговый режим территории опережающего социально-экономического развития режим позволяет снизить затраты каждого года, что позволяет строить долгосрочные планы для эффективной бизнес-стратегии компании [8].

Что касается инфраструктурных объектов, располагающихся на территории ТОСЭР, то они позволяют развивать промышленный кластер по производству СПГ с акцентом на перспективу экспорта продукции. Важным преимуществом Николаевского ТОСЭР является близость к ведущим странам АТР. До границы Китая – 700 км, Японии – 900 км, Республики Кореи – 2000 км, учитывая, что транспортировка СПГ на магистральном транспорте рентабельна до 1000 км, то рынок Китая и Японии можно рассматривать в качестве целевого.

Важно отметить, что по территории ТОСЭР проходит участок магистрального газопровода «Сахалин – Хабаровск – Владивосток». Это позволяет использовать сахалинский природный газ по газопроводу-отводу высокого давления в качестве сырья. ГРС «Николаевск-на-Амуре» присоединена к данной магистрали газопроводом-отводом.

Уровень газификации Хабаровского края составляет 19,5%. Потенциал автономного газоснабжения на долгосрочную перспективу остается высоким ввиду нерентабельности строительства новых объектов газораспределения, газопроводов и пр. инфраструктуры.

Подводя итог, необходимо отметить геополитическую ситуацию, придающую Дальневосточному региону дополнительные бонусы с точки зрения развития производства малотоннажного СПГ из-за введения масштабных санкций со стороны государств Европейского Союза на газовую промышленность России. Несмотря на прежние объемы прокачки газа по трубопроводам в Европу, существует риск диверсификации некоторой части газового рынка ЕС в пользу американского и катарского СПГ. Нивелированием данного риска может стать акцент газовых компаний и Правительства РФ на внутренний рынок, который позволит стимулировать экономический рост субъектов и получить дополнительный источник доходов.

По итогам проведенного анализа Дальневосточный федеральный округ был выбран в качестве целевого региона, особенно выделяем территорию опережающего социального развития «Николаевск» в Хабаровском крае, которые обладают экономическими, налоговыми, социальными и географическими преимуществами. Близость рынка стран АТР открывает большие перспективы для развития малотоннажного производства СПГ в этом регионе.

Литература

1. «Shell LNG Outlook 2021» // Shell Global // URL: <https://www.shell.com/energy-and-innovation/natural-gas/liquefied-natural-gas-lng/lng-outlook-2021.html#iframe=L3dlYmFwcHMvTE5HX091dGxvb2svMjAyMS8>

2. «Рынок сжиженного природного газа в России, влияние санкций 2022: исследование и прогноз до 2026 г.» // ROIF Expert // URL: <https://roif-expert.ru/energeticheskaya-promyshlennost/rynok-prirodnogo-szhizhennogo-gaza/rynok-prirodnogo-szhizhennogo-gaza-v-rossii-obzor-i-prognoz.html>
3. «СПГ – проекты бьют десятку» // РБК // URL: <https://www.rbc.ru/newspaper/2021/02/01/6013dc059a79473d601ea315>
4. «Возможности и перспективы развития малотоннажного СПГ в России» // Центр энергетики – Moscow School of Management Skolkovo // URL: <https://energy.skolkovo.ru/downloads/documents/SEneC/research06-ru.pdf>
5. «Сжиженный природный газ: свойства и преимущества» // LNGas.ru // URL: <https://lngas.ru/about-lng>
6. «Дальнему Востоку – доступный газ» // Журнал «Газовая промышленность» // Спецвыпуск № 3/805/2020
7. «Карта российской СПГ отрасли» // «Российское газовое общество» // URL: <https://gazo.ru/upload/iblock/da1/da153d043ef74dcda8d1cc34bf2c1345.pdf>
8. «План перспективного развития территории опережающего социально-экономического развития «Николаевск» // URL: https://erdc.ru/upload/20.%20ППР_TOP%20Николаевск_актуализированный.pdf

П.Д. Караханова
Ю.И. Моисеевкова
студенты

Научный руководитель: к.ф.-м.н, доцент **О.И. Большакова**
(ГУУ, г. Москва)

ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ВОДОРОДНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ В СОВРЕМЕННЫХ ГЕОПОЛИТИЧЕСКИХ И ЭКОНОМИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ

Аннотация. Водородная отрасль на сегодняшний день является одним из перспективных направлений развития энергетики и оказывает определенное влияние на состояние экономики России. В работе анализируются основные задачи по развитию отечественных технологий с целью импортозамещения, повышению конкурентоспособности российских предложений на рынке низкоуглеродного водорода, необходимость осуществлять подготовку специализированных инженерных кадров.

Ключевые слова: водородная энергетика, приоритетные проекты в области водородной энергетики, инвестиции в водородную отрасль, трудоустройство, импортозамещение.

Принимая во внимание все процессы, происходящие на рынке энергетики, компаниям и государственным организациям, специализирующимся на производстве

водорода, в сложившейся геополитической и экономической ситуации необходимо сфокусироваться на создании и развитии собственных технологий и систем транспортировки водорода, получения «голубого» и «зеленого» видов водорода различными методами. Также необходимо уделить внимание системам генерации электроэнергии с использованием водорода и газовых смесей и системам отопления и учета. Работа по всем направлениям, несомненно, должна сопровождаться последующей реализацией пилотных проектов. Все названные факторы указывают на необходимость формирования совместной координации исследований и проектов в водородной отрасли, что создает широкий спектр задач и различных вызовов для научного сообщества и российских энергетиков.

Безусловно, использование водорода в энергетике характеризуется многими экспертами как перспективное направление ее развития и обладает большим потенциалом и возможностями в проектах внутри страны, а также в проектах экспортной направленности. Многие эксперты энергетического сообщества, а также члены Совета Федерации РФ на сегодняшний день делают акцент именно на развитии современных технологий и программного обеспечения отечественного производства, позволяющих обходиться без импортных аналогов в сфере разработки, безопасного использования и контроля в энергетике.

15 марта 2022 года в Совете Федерации был организован круглый стол «О реализации приоритетных проектов в области водородной энергетики в Российской Федерации». На собрании присутствовали лица, заинтересованные в развитии и продвижении водородной энергетики, среди них были эксперты из министерств, крупных консалтинговых и промышленных российских компаний, а также представители научных центров. На рассмотрение экспертами выносились проблемы, которые стоят перед энергетической отраслью в новых сложившихся условиях.

К числу таких проблем эксперты отнесли вопросы по основным перспективным направлениям дальнейшего развития энергетики России. На круглом столе обсуждалась Технологическая стратегия развития водородной отрасли РФ на период до 2035 года и возможные эффекты от ее реализации. Среди наиболее благоприятных и экономически выгодных эффектов в случае выполнения указанной стратегии можно выделить поднятие уровня импортозамещения, что позволит достичь технологической независимости водородной отрасли и избежать рисков, связанных с наложением другими странами ограничений на доступ к необходимым для функционирования отрасли технологиям. Более того, развитие отечественных технологий и увеличение количества исследований по водородной энергетике позволит повысить конкурентоспособность российских предложений на рынке низкоуглеродного водорода.

Как уже говорилось ранее, проекты водородной энергетики внутренней и экспортной направленности обладают значительным экономическим потенциалом, в связи с чем было бы целесообразно концентрировать финансовые, технологические и научные ресурсы в области разработки отечественных технологий, необходимых водородной энергетике. Если не работать в этом направлении, российским энергетикам не удастся создать единую и слаженную инфраструктуру производства и транспортировки водорода.

По данным СМИ, несколько крупных российских компаний заявили о работе над водородными проектами, например ПАО Камаз, ОАО РЖД и ОДК. Компаниями активно ведутся исследования и разработки по проектам, в некоторых случаях с пока еще подтвержденным участием иностранных компаний-партнеров. В 2023-2024 годах ПАО Камаз планирует запустить в Москве водоробусы в экспериментальную эксплуатацию. Работать транспорт будет на топливных элементах, произведенных отечественной компанией ГК «Инэнержи».

Проекты водородной отрасли, как уже утверждалось ранее, обладают большим потенциалом и требуют больших вложений. Поэтому Российской Федерацией запланирован значительный объем инвестиций в водородные технологии, по плану до 2024 года инвестиции составят порядка 9,3 млрд. рублей. Среднегодовой объем производства водорода в стране уже сейчас составляет порядка 5 млн т, в ходе финансирования отрасли показатель будет расти. Эксперты круглого стола 15 марта повторно подтвердили эти же данные, запланированные суммы будут инвестироваться в водородные проекты, несмотря на экономические трудности.

В проекте комплексной программы развития отрасли низкоуглеродной водородной энергетики, подготовленным Минэнерго 17 февраля 2022 года, говорится о том, что на построение водородной отрасли энергетики России потребуется \$33,4 млрд инвестиций. Совокупные инвестиции в производство и инфраструктуру до 2030 года позволят экспортировать 2,2 млн т водорода в 2030 году, что в дальнейшем дает возможность получить \$12,7 млрд экспортной выручки. Государство на данный момент уже имеет определенный накопленный опыт в области водородной энергетики, компаниями также осваиваются передовые технологические решения в сфере водородной экономики, также российские энергетики обладают знаниями и разработками в части проектирования и создания установок получения жидкого водорода.

Однако, несмотря на повышенное внимание к водородной отрасли, связанное с тенденцией декарбонизации энергетики, на данный момент наблюдается большой дефицит квалифицированных инженерных кадров. Ведущие вузы страны и прочие образовательные центры и организации осуществляют подготовку специализированных кадров в области водородной энергетики, но их усилия на данный момент недостаточны для формирования независимой инфраструктуры водородной отрасли.

В связи с этим, основными направлениями развития водородной энергетики являются разработка, актуализация и гармонизация стандартов данной отрасли, разработка и принятие профессиональных стандартов для увеличения числа кадров с высокой подготовкой [5].

Разработка и принятие в высших учебных заведениях программ высшего или дополнительного образования могут стать одним из основных путей подготовки высококвалифицированных кадров для водородной отрасли. Уже существует пилотная программа подготовки кадров в Мурманском государственном техническом университете. Стоит сделать упор на внедрение таких программ в основных профильных высших заведениях страны [1].

Существует прогноз Минэнерго России, согласно которому водородная отрасль сможет трудоустроить около миллиона человек, и за счет этого получить 3,9–5,6 трлн рублей налоговых поступлений. Кроме того, по последним оценкам, потенциально

отрасль может ежегодно увеличивать валовой внутренний продукт России на 0,25–0,47% с 2025 по 2030 год [3].

Но все же перспективность водорода несет в себе некоторые экономические риски, так как может оказаться, что возможности водорода преувеличены, а реализуемые или планируемые проекты и исследования в этой области могут не дать ожидаемых результатов.

Как отметил в своем выступлении руководитель Центра компетенций НТИ "Новые и мобильные источники энергии" при ИПХФ РАН профессор Юрий Добровольский, водородную отрасль в нашей стране отличает плохо скоординированная деятельность, несмотря на то что в последние годы проводилась достаточно активная работа в отрасли и была видна высокая заинтересованность как госкорпораций, так и отдельных предприятий. Также эксперт отмечает крайне невысокий уровень научно-технологической экспертизы, особенно плохо для отрасли то, что в разработках зачастую участвуют зарубежные консалтинговые агентства, происходит ориентация на экспорт. Еще одной острой проблемой для отрасли остается стоимость силовых установок и инфраструктуры в целом. Эти факторы говорят о том, что использование водорода в качестве топлива в России пока слишком дорогое, но если к решению этой проблемы подключится госрегулирование на достаточном уровне, то ситуация может измениться в лучшую сторону как для потребителей, так и для поставщиков.

Противоположной позиции профессора Юрия Добровольского является позиция Дмитрия Вахрукова из Министерства экономического развития РФ. Он считает, что проекты по использованию водорода и даже по его экспорту все же актуальны и реальны в обозримом будущем.

Эксперты круглого стола сошлись в вопросе о том, что в первую очередь необходимо развивать водородный транспорт и машиностроение, и необходимо это для повышения общей компетенции водородного топлива [6]. Недостаточный уровень импортозамещения – одна из главных проблем, мешающая развивать водородные технологии в России, касательно этой проблемы у экспертов не возникает споров. На данный момент водородная отрасль испытывает сильный недостаток комплектующих. Как можно скорее нужно начать разработку и практически использовать технологии производства базовых материалов для топливных элементов и электролизеров (мембраны, катализаторы, газодиффузионные слои и т.д.) [5].

В мире происходят серьезные изменения в каждой из отраслей, поэтому необходимо провести декомпозицию мероприятий развития водородной энергетики в части технологий, создать и локализовать эти технологии на территории России, а также группы оборудования и материалов, по которым необходимо преодолеть технологические барьеры; при этом важно разработать качественные мероприятия по импортозамещению и поддержке отечественных производителей стратегически важного оборудования и комплектующих по каждой технологии и группе оборудования.

Подводя итоги, можно сказать, что сейчас остро необходимы прорывные научно-технологические решения для исполнения плана по импортозамещению материалов и техники для развития водородной отрасли, это внесет огромный вклад в развитие не только упомянутой отрасли, но и в развитие всей страны. Также важно

отметить, что стратегические документы будут корректироваться через некоторое время после стабилизации ситуации, и на данный момент говорить о конкретных изменениях ещё рано. Но водородная отрасль является крайне важным научно-технологическим направлением, которому необходимо продолжать уделять ей достаточное внимание.

Литература

1. Совет Федерации Федерального собрания Российской Федерации // В Совете Федерации обсудили реализацию проектов в области водородной энергетики в России, URL: <http://council.gov.ru/events/news/133913/> (дата обращения: 10.04.2022).
2. Газета "Известия" // В Минэнерго рассказали о перспективах развития водородной экономики в России, URL: <https://iz.ru/1307216/2022-03-18/v-minenergo-rasskazali-o-perspektivakh-razvitiia-vodorodnoi-ekonomiki-v-rossii> (дата обращения: 10.04.2022).
3. Газета "Известия". // В Минэнерго оценили стоимость создания водородной отрасли в России, URL: <https://iz.ru/1293360/2022-02-18/v-minenergo-otcenili-stoimost-sozdaniia-vodorodnoi-otrasli-v-rossii> (дата обращения: 10.04.2022).
4. ТАСС // Объем экспорта водорода из России в 2030 году может достичь 2,2 млн тонн, URL: https://tass.ru/ekonomika/13749975?utm_source=iz.ru&utm_medium=referral&utm_campaign=iz.ru&utm_referrer=iz.ru (дата обращения: 10.04.2022).
5. Правительство России // Александр Новак провёл заседание рабочей группы по развитию водородной энергетики в России, URL: <http://government.ru/news/44600/> (дата обращения: 10.04.2022).
6. Медийно-сервисный портал "Рамблер" // Водородные технологии в Совете Федерации: борьба мнений во благо страны, URL: https://news.rambler.ru/weapon/48304945-vodorodnye-tehnologii-v-sovete-federatsii-borba-mneniy-vo-bлаго-strany/?utm_content=news_media&utm_medium=read_more&utm_source=copylink (дата обращения: 10.04.2022).

Л.Ю. Кислинская

к.т.н., доцент

Е.А. Глущенко

аспирант

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва)

ИСПЫТАТЕЛЬНЫЕ ЦЕНТРЫ – КЛЮЧЕВОЙ АСПЕКТ ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЯ В ТЭК

Аннотация. В работе рассматривается ключевая проблема, стоящая в современных реалиях перед российским топливно-энергетическим комплексом и заключающаяся в обеспечении импортонезависимости отрасли. Предлагается

решение данного вопроса путем разработки и наполнения программы по созданию и развитию испытательных центров мирового уровня в интересах отраслей ТЭК с последующей ее реализацией.

Ключевые слова. импортозамещение, локализация, ТЭК, испытательные центры.

В сложившейся напряжённой обстановке на мировом энергетическом рынке из-за пандемии, снижения темпов развития мировой экономики, бесконечных колебаний цен на нефть и газ, введения различного рода санкций российский топливно-энергетический комплекс (ТЭК) столкнулся с новыми вызовами, в разрешении которых помимо традиционных подходов необходим поиск новых решений и путей инновационного развития, использование высоких технологий, повышение эффективности использования ресурсов, развитие импортозамещения.

Стоит отметить, что политика импортозамещения стала реализовываться в России еще в начале 2000-х годов, но не успев приобрести упорядоченный, системный характер, столкнулась с введением первых санкций в 2014 году. С того момента особенно остро встала проблема импортозамещения оборудования для ТЭК и ежегодно находится на повестке дня. В условиях текущего санкционного воздействия вопросы импортозамещения в ТЭК и обеспечение его технологической независимости выходят на первый план.

С целью создания системы долгосрочных стимулов для повышения конкурентоспособности на внутреннем и мировом рынках отраслевых компаний в стране реализуется ряд перспективных программ, среди которых: «Развитие промышленности и повышение ее конкурентоспособности» [1], «Развитие энергетики» [2].

В частности, в нефтегазовом комплексе (НГК) работы по импортозамещению и исключению импортозависимости ведутся в рамках реализации плана мероприятий по импортозамещению в отрасли нефтегазового машиностроения Российской Федерации на период до 2024 года [3], а также плана мероприятий по импортозамещению в нефтеперерабатывающей и нефтехимической отраслях промышленности Российской Федерации [4] и т.д.

В настоящее время работа по снижению зависимости отраслей ТЭК от иностранных технологий, материалов и комплектующих продолжается. Осваиваются производства новых видов импортозамещающего оборудования для энергетической отрасли.

Ранее в структуре оборудования нефтяных, газовых и энергетических компаний долгое время превалировала импортная техника и оснастка, это существенно сдерживало развитие производства отечественной продукции.

Одной из первостепенных задач является повышение уровня локализации нефтегазовых технологий и оборудования (арматуростроение, катализаторы, буровые установки, оборудование для подготовки, хранения и переработки углеводородов, бурения и заканчивания скважин, насосно-компрессорного оборудования и т.д.).

Однако проблемы, с которыми сталкивается современный ТЭК сегодня - недостаточное/низкое качество материалов и сырья, отсутствие ряда

комплектующих, необходимых для производства нефтегазового оборудования, отсутствие у производителей необходимых для производства оборудования компетенций и сертификатов, невозможно решить простым заимствованием технологий и локализацией производства на территории России.

В текущей ситуации стоит обратить внимание и на всю цепочку жизненного цикла технологий: наука – конструирование – технология – испытания – производство – рынок.

Так, одним из важнейших документов в сфере ТЭК Планом мероприятий по реализации Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2035 года обращено внимание и на такой аспект приведенной цепочки, как испытания. Согласно пункту 91 Плана на сегодняшний день необходима разработка программы по созданию и развитию испытательных центров мирового уровня в интересах отраслей ТЭК с последующей ее реализацией [5].

Учитывая актуальность темы и современные вызовы перед энергетическим сектором для устранения указанных проблем требуется практическое создание и наполнение указанной программы.

Многими сообществами уже предпринимаются меры в рамках создания испытательных центров и реализации их функционирования, например, АО «Концерн ВКО «Алмаз-Антей» - ведется работа по созданию отраслевого испытательного и метрологического центра испытаний и сертификации нефтегазового оборудования с целью увеличения производственных мощностей центра при увеличении номенклатуры и количества видов испытаний; Автономной некоммерческой организацией Институт Нефтегазовых Технологических Инициатив (АНО ИНТИ), консолидирующей нефтегазовую отрасль и формирующей единые отраслевые требования ведется совместная разработка единых отраслевых стандартов, проведение оценки соответствия с использованием сертифицированной отраслевой инфраструктуры для проведения испытаний, а также аккредитованных аудиторов, формирование единых характеристик к импортозамещающей или инновационной продукции с целью снижения затрат на разработку и вывод на рынок, исследование рынка нефтегазового оборудования и перспективных направлений локализации, имеющихся инструментов и институтов развития. Создание центров на базе предприятий, обладающих компетенциями в области производства оборудования, необходимого для реализации тех или иных проектов, позволит обеспечить испытания и сертификацию отраслевого оборудования, а также эффективное взаимодействие с заказчиками данного оборудования.

Таким образом стоит отметить, что вопрос локализации Российских производственных и испытательных центров и определения необходимых требований к продукции в рамках работ по импортозамещению оборудования, попадающего под санкции, все-таки прорабатывается в ТЭК.

Однако, учитывая, что расчет стоимости произведённого оборудования, в особенности на этапе разработки и производства, определяет его конкурентоспособность, существует проблема отсутствия измерительного, испытательного и сертификационного органа, осуществлявшего бы допуск произведенного оборудования к применению нефтегазовыми компаниями. В этой связи производителям необходимо расширять область аккредитации своих лабораторий.

Причем, в целях недопущения на российский рынок опасного или контрафактного оборудования, а также содействия экспорту российского оборудования отмечается целесообразность обязательной оценки подтверждения соответствия такого оборудования в соответствии с Российским законодательством о техническом регулировании с учетом договора о ЕАЭС, необходимость принятия мер по актуализации национальных стандартов в отношении нефтегазового оборудования (включая обязательные требования, методы исследований (испытаний) и отбора образцов, обеспечив гармонизацию с международными стандартами ИСО и взаимного признания всеми участниками нефтегазодобывающей отрасли и основными торговыми партнерами результатов оценки (подтверждения) соответствия оборудования.

Таким образом программа по созданию и развитию испытательных центров мирового уровня в интересах отраслей ТЭК будет способствовать решению вышеуказанных задач следующим образом: путем формирования отраслевых испытательных центров ТЭК мирового уровня для тестирования, проведения опытных испытаний и сертификации новых материалов и оборудования, возможных к применению в ТЭК, и разработка общих для ТЭК и отдельных для нефтегазовой, электроэнергетической, угольной отраслей и водородной энергетики механизмов и инструментов организационного, информационно-аналитического и нормативно-правового обеспечения процесса создания и развития системы испытательных центров ТЭК.

Реализация разрабатываемой программы будет способствовать обеспечению технологической независимости ТЭК, повышению его конкурентоспособности, достижению достаточного уровня для устойчивого функционирования и развития обеспеченности организаций ТЭК собственными компетенциями, технологическими комплексами, оборудованием, материалами, программным обеспечением и соответствующими услугами, производимыми на территории Российской Федерации.

А также способствовать достижению плановых значений целевого показателя реализации Энергетической стратегии «Доля созданного или локализованного на территории Российской Федерации передового технологического оборудования для отраслей топливно-энергетического комплекса, в общем количестве технологического оборудования, указанного в перечне технологического оборудования, востребованного организациями ТЭК, создание (локализация) производства которого необходимо на территории Российской Федерации на период до 2035 года, приведенного в приложении № 3» [5].

Результатом реализации будет достижение проведения всех видов испытаний для ТЭК (например, введение функциональных испытаний многофазового расходомера), исключение зависимости от зарубежных испытательных центров, минимизация санкционных рисков, проведение на базе центра обучающих мероприятий для персонала по работе с отраслевым оборудованием.

Программа представляет собой перечень конкретных шагов по организации базовых центров испытаний с целью повышения уровня конкурентоспособности страны. Таким образом будут достигнуты глобальные цели: наращивание темпов потребления российского оборудования, исключение импорта и повышение экспортного потенциала России.

Литература

1. Постановление Правительства Российской Федерации от 15 апреля 2014 г. № 328 об утверждении государственной программы Российской Федерации «Развитие промышленности и повышение ее конкурентоспособности», URL: <https://docs.cntd.ru/document/499091753> (дата обращения: 10.04.2022).
2. Постановление Правительства Российской Федерации от 15 апреля 2014 г. № 321 об утверждении государственной программы Российской Федерации «Развитие энергетики», URL: <https://docs.cntd.ru/document/499091759> (дата обращения: 10.04.2022).
3. Приказ Министерства промышленности и торговли Российской Федерации от 30 июня 2021 года № 2362 «Об утверждении Плана мероприятий по импортозамещению в отрасли нефтегазового машиностроения Российской Федерации на период до 2024 года», URL: <https://docs.cntd.ru/document/607771873> (дата обращения: 10.04.2022).
4. Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 31 марта 2015 № 210 «Об утверждении Плана мероприятий по импортозамещению в нефтеперерабатывающей и нефтехимической отраслях промышленности Российской Федерации», URL: <https://docs.cntd.ru/document/420265146> (дата обращения: 10.04.2022).
5. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 9 июня 2020 года N 1523-р «Об утверждении Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2035 год», URL: <https://docs.cntd.ru/document/565068231> (дата обращения: 10.04.2022).

Е.М. Колыхалова
В.Ф. Воронина
А.Р. Ибрагимова
студенты
Е.С. Воробьева
ассистент
(ГУУ, г. Москва)

АНАЛИЗ РАЗВИТИЯ РОССИЙСКОЙ ЭНЕРГЕТИКИ В УСЛОВИЯХ САНКЦИЙ

Аннотация. В связи с проведением операции по денацификации и демилитаризации Украины на Россию было возложено большое количество санкций, которые оказали сильное влияние на топливно-энергетический комплекс РФ. В связи с изменением экономической обстановки был принят ряд мер по сохранению устойчивости развития энергетики.

Ключевые слова: топливно-энергетический комплекс, санкции, энергетика, меры, экономика.

С февраля США и ЕС ввели новые санкции против российского энергетического сектора. Среди них новые ограничения на поставку оборудования. Нефтесервисные компании «большой четверки» также ушли с российского рынка.

В 2014 году были введены первые санкции по ограничению экспорта нефтегазового оборудования в Россию. После этого началось замещение импорта в нефтегазовой отрасли России.

При этом добыча нефти и конденсата в России в 2014-2019 годах увеличилась на 4%. После 2020 года добыча снизилась из-за соглашения ОПЕК+.

В 2022 году после запуска в феврале спецоперации ЕС и США продлили санкции, запрещающие экспорт оборудования в российский нефтегазовый сектор.

2022 год стал одним из наиболее тяжелых периодов экономического развития Российской Федерации. Влияние на такую ситуацию оказали санкции большей части стран мира на топливно-энергетический комплекс России. В результате чего основными проблемами стали санкции на государственные компании, запрет инвестирования в сектора энергетики и экспорта технологий и товаров в Россию, что касается и нефтеперерабатывающей промышленности. Однако на данный момент практически по всем сегментам топливно-энергетического комплекса наблюдаются неплохие результаты, то есть различные показатели по производству не снижались. Так, рынок внутри страны полностью обеспечен топливом, на стабильном уровне остаются средние розничные цены на моторное топливо [1].

Энергетика является одной из основных отраслей российской экономики, которая обеспечивает страну. Одним из основных векторов деятельности государственного регулирования является устойчивое и надёжное обеспечение энергоресурсами потребителей.

Ситуация в мире создала достаточное количество препятствий для развития как экономики в целом, так и энергетики. На первый план выйдут следующие проблемы: заморозка проектов, импортозамещение в сферах энергетического оборудования и информационных технологий, последние из которых берут основу конкретно из иностранного программного обеспечения. Санкции, прекращение многих экономических отношений, сложности логистики также отрицательно сказались на энергетическом машиностроении, то есть возникли проблемы в процессах производства, использования технологий и поставки элементов техники.

Производство высокотехнологичных элементов требует наличие кооперации с мировыми лидерами. С одной стороны, разрыв этих связей влечёт за собой немало проблем для России, с другой - активизирует работу отечественных производителей и стимулирует к поиску новых поставщиков необходимых технологий. Например, на сегодняшний момент уже начались работы по производству турбин различных мощностей [2].

Также сейчас активно разрабатываются предложения по пополнению плана новых мер, обеспечивающих стабильность российской экономики в условиях наложенных санкций, а также оценка того, как данные мероприятия смогут эффективно сработать в сложившейся ситуации в отраслях ТЭК.

Для сбережения актуальных рыночных механизмов, формирующих цены на нефтепродукты, разрабатывается ряд мер, к которым относят:

1) Редактирование объемов демпфирующего механизма на дизельное топливо и бензин, при этом будет учитываться временное прекращение регулярных и равномерных выплат обратного акциза.

2) Снижение штрафов за сжигание ПНГ, а также использование мазута, к этому ряду мер было внесено решение о расширении ассортимента товаров, разрешённых к продаже на АЗС.

3) В данный момент Правительство вправе устанавливать размер вычитаемых расходов для расчета НДС, отсрочка по срокам модернизации НПЗ для получения налоговых вычетов [3].

В угольной промышленности сейчас отмечается актуальность сбалансированного подхода к тарифному регулированию, решения вопроса об импортозамещении и задачи по снижению доли транспортной составляющей при перевозке угольных ресурсов [4].

Наиболее обширный комплекс мер был разработан для электроэнергетики. Было предложено установление особого режима начисления штрафов за несоблюдение сроков ввода объектов по программе модернизации ТЭС и генерации энергии возобновляемых источников энергии для недопущения резкого роста штрафных санкций. Также ведется наблюдение за ремонтными программами электроэнергетических компаний. Более того, прорабатывается нормативное упрощение процедур закупок, что позволит сократить риски отмены поставок ресурсов. Реализация данных мер позволит сохранить финансовую стабильность деятельности участников рынков электроэнергии и её мощностей [5].

В среднесрочной перспективе российским нефтегазовым компаниям может начать не хватать импортного оборудования для сложных видов работ. Частично западное оборудование можно заменить на китайское или российское. Есть и способы избежать санкций. Потребуется время, чтобы найти новых поставщиков и увеличить поставки оборудования.

Без западного оборудования нефтяникам будет сложно добывать из труднодоступных запасов, на шельфе и повышать эффективность производства. Переработка нефти и производство СПГ также могут сократиться.

Александр Новак отметил, что в настоящее время Минэнерго и Минпромторг прорабатывают вопрос импорта оборудования с зарубежными компаниями, которые готовы поставлять дополнительное необходимое оборудование [6].

Подводя итог, можно сделать вывод, что российский топливно-энергетический комплекс сохраняет темпы своего развития и ищет пути для совершенствования в условиях нововведённых санкций.

Литература

1. Министерство энергетики РФ: Официальный сайт. – Москва. – URL: <https://minenergo.gov.ru/node/22631> (дата обращения 16.04.2022)
2. Группа «Борлас»: Официальный сайт. – Москва. – URL: <https://borlas.ru/about/press/news/3032>. (дата обращения 16.04.2022)
3. Министерство энергетики РФ: Официальный сайт. – Москва. – URL: <https://neftegaz-ru.turbopages.org/neftegaz.ru/s/news/gosreg/731876-minenergo-rf->

predstavilo-mery-podderzhki-dlya-energetikov-v-usloviyakh-sanktsiy/. (дата обращения 16.04.2022)

4. Министерство энергетики РФ: Официальный сайт. – Москва. – URL: <https://minenergo.gov.ru/node/22672>. (дата обращения 16.04.2022)

5. РИА Новости: Официальный сайт. – Москва. – URL: <https://turbo.ria.ru/20220317/energokompleks-1778590655.html>. (дата обращения 16.04.2022)

6. INTERFAX.RU «РФ прорабатывает с дружественными странами импорт оборудования для ТЭК» – URL: <https://www.interfax.ru/russia/832015> (дата обращения 17.04.2022)

М.С. Корзина
студент

Научный руководитель: д.э.н., проф. **Н.Г. Любимова**
(ГУУ, г. Москва)

ОБОСНОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕХАНИЗМА УПРАВЛЕНИЯ СПРОСОМ

Аннотация. Для снижения цен на электроэнергию и мощность с 2019 г. по 2022г. проходит эксперимент по управлению спросом на электроэнергию, позволяющий сгладить цены в часы максимальной нагрузки. Если его результаты будут признаны успешными, розничные потребители будут иметь возможность участвовать в регулировании спроса на оптовом рынке электроэнергии и мощности.

Ключевые слова. управление спросом, агрегатор спроса, электроэнергия, оптовый рынок.

Электричество – это особый товар, спрос на который неэластичен, то есть он не падает при повышении цены. В условиях такого неэластичного спроса именно производители являются стороной, определяющей стоимость на товар. С 2017г Совет рынка активно продвигал механизм управления спросом среди крупных потребителей, но он не имел успеха, так как, во-первых, их было мало, а во-вторых, они уже реализовали весь свой потенциал и больше менять режимы электропотребления не могут. Мелкие потребители и субъекты электроэнергетики не имели право участвовать в этом механизме. [2].

Между тем механизм управления спросом (на англ. – Demand Response) давно и успешно применяется в мире. Рассматривая зарубежный опыт следует отметить Северную Америку. В 1978 году в Америке был принят закон об энергосбережении, а с середины 1980-х годов программа по управлению спросом (DR) уже функционировала практически во всех штатах. По данным Navigant Research, в 2016 г. объем рынка товаров и услуг в сфере управления спросом (DR) в мире составил в натуральных показателях 39 ГВт, из которых 28 ГВт (что составляет 71,8% от мирового рынка соответствующих услуг) на территории Северной Америки, притом

21 ГВт – за счет коммерческих и промышленных потребителей и 7 ГВт – за счет бытовых потребителей и малого бизнеса. К 2025 году прогнозируется повышение мирового рынка этих услуг в 3,5 раза. Европа также стремится к внедрению механизма. Однако из-за различий функционирования управления спросом на локальных рынках на данный момент времени не удалось создать единую целевую модель. [5]

В 2019 г. этот механизм решили оживить и в России, в качестве пилотного проекта. Но теперь решили привлечь розничных потребителей, которые сами не могут выйти на оптовый рынок, но при снижении энергопотребления в пиковые часы могут получить соответствующее вознаграждение равноценное увеличению выработки генерирующими объектами.

Предпосылками для внедрения механизма управления спросом являются потенциальное повышение энергоэффективности, развитие и внедрение инновационных технологий (в том числе умных счетчиков), ограниченность объемов ресурса (все, кто мог, из оптовых потребителей уже оптимизировали свое потребление). Снижение спроса на электроэнергию позволяет не только уменьшить стоимость электроэнергии в пиковые часы, но и снизить цены на мощность, за счет разгрузки неэффективных производителей электроэнергии (мощности).

На время функционирования пилотного проекта услуга по управлению спросом входит в состав услуг по обеспечению системной надежности, которую Системному оператору (далее СО «ЕЭС») оказывают агрегаторы спроса, а последним - розничные потребители электроэнергии. Агрегатор спроса на электроэнергию розничных потребителей – организация, получившая статус субъекта оптового рынка и право на оказание услуг по управлению спросом с использованием, хотя бы одного агрегированного объекта управления [1,3]. Агрегатор спроса – это организация, объединяющая розничных потребителей с целью выхода за них на оптовый рынок и регулирования совокупной нагрузкой этих потребителей.

Объектом регулирования агрегатора спроса является совокупность принадлежащих одному потребителю энергопринимающих устройств и, при наличии и соблюдении требований, объектов генерации и (или) систем накопления, используемых для управления спросом или оказания услуг по изменению режима потребления. Агрегатор выступает в качестве агента, посредника между розничными потребителями и оптовым рынком. Благодаря этому потребителю не нужно самостоятельно налаживать взаимодействие с инфраструктурой (в том числе со СО «ЕЭС»). СО платит вознаграждение агрегатору спроса за выполнение его команд. Часть из этого вознаграждения идет на оплату снижения потребления розничными потребителями-объектами регулирования, оставшиеся денежные средства – выручка организации-агрегатора. Управление спросом — это возможность для розничных потребителей, снижая своё потребление в пиковые часы, зарабатывать, при этом уменьшая свои счета за электроэнергию. Оплата производится по фактическому объему оказанных услуг (договорной объем за вычетом штрафного и объема недовыполнения услуг).

С 2019 года в проекте успели принять участие 70 компаний, выполняющих функции агрегатора, представляющих более 300 объектов управления, из более чем 50 регионов страны. Главная цель – избежать загрузки дорогих тепловых электростанций (неэффективных) в пиковые часы. Объем услуги, по оценкам

экспертов, может составить в будущем около 1 ГВт, что снизит платеж за электроэнергию и мощность в 2027 году. на 2,4 млрд руб. [4] По некоторым оценкам экономический эффект от внедрения этого механизма может составить около 67-105 млрд рублей в год при потенциале мощности управления спросом в России 4-6 ГВт.

Россия имеет потенциал не только внедрить и использовать успешный опыт зарубежных стран, но и даже обогнать ряд из них по организационным и технологическим показателям. С момента ввода пилотного проекта в 2019г объем участия потребителей вырос с 94 МВт до 1,1 ГВт. Общий эффект для потребителей за 2021 год составил 1,45 млрд. руб. Только за февраль-март 2022 года эффект для потребителей составил 353,52 млн руб. СО «ЕЭС» отмечает положительный экономический эффект от пилотного проекта. На данный момент он планирует внедрение услуги управления спросом в ОРЭМ с 2023 года. По словам начальника департамента рынка системных услуг СО «ЕЭС» М. Кулешова после внедрения механизма в целевую модель оптового рынка ресурсы управления спросом будут включены, и в «рынок на сутки вперед» (что будет влиять на цену электроэнергии в пиковые часы), и в рынок мощности. Влияние на цену мощности будет происходить путем сдвига линии спроса на мощность на долгосрочный период (на год $x+4$).

Подводя итоги, можно отметить следующие достоинства от внедрения механизма DR: снижение цены на электроэнергию в пиковые часы, загрузка более эффективных поставщиком, экономический эффект как для потребителей, так и для агрегаторов спроса [6].

Литература

1. Федеральный закон "Об электроэнергетике" от 26.03.2003 N 35-ФЗ (дата обращения: 10.04.2022).
2. Ценозависимое потребление. — Текст : электронный // СО ЕЭС : [сайт]. — URL: <https://www.so-ups.ru/functioning/markets/dr/> (дата обращения: 10.04.2022).
3. Распоряжение Правительства РФ от 28.04.2018 N 824-р (дата обращения: 10.04.2022).
4. Управление спросом в электроэнергетике России: открывающиеся возможности. — Текст : электронный // Инфраструктурный центр EnergyNet : [сайт]. — URL: <https://www.digital-energy.ru/wp-content/uploads/2019/12/energynet-2019.pdf> (дата обращения: 11.04.2022).
5. Market Data: Demand response. — Текст : электронный // Navigant Research : [сайт]. — URL: <https://www.navigantresearch.com/news-and-views/global-demand-response-capacity-is-expected-to-grow-to-144-gw-in-2025> (дата обращения: 11.04.2022).
6. Елена Восканян. Агрегированное управление спросом: соответствуют ли эффекты «пилота» ожиданиям отрасли? / Елена Восканян // Газета "Энергетика и промышленность России" - 2021 год - № 8 - с. 51. (дата обращения: 12.04.2022).

Е.С. Королёва

студент

Научный руководитель: к.э.н., доцент **О.В. Байкова**

(ГУУ, г. Москва)

ТЕНДЕНЦИИ ESG-ТРЕНДОВ В НЕФТЕГАЗОВЫХ КОМПАНИЯХ

Аннотация. Рассмотрены ESG-тренды в российских нефтегазовых компаниях, а также энергетический переход как форма проявления данных трендов в области защиты окружающей среды и сдерживания климата. Проведен сравнительный анализ компаний по выбросам парниковых газов и использованию возобновляемых источников энергии.

Ключевые слова: ESG-тренды, энергетический переход выбросы парниковых газов, возобновляемые источники энергии.

В настоящее время, когда большое внимание уделяется изменению климата, становится приоритетным социально ответственное инвестирование (ESG – Environment, Social, Governance). Тренд на ESG определяет инвестиционную привлекательность компаний. ESG-рейтинги, которые выставляются международными агентствами, становятся важнейшим показателем при оценке деятельности компании и заключении вывода о вложении в нее денежных средств. Если компании в свою деятельность включают решения и проекты по сохранению климата и окружающей среды и делает это по собственной инициативе, то это дает хорошую оценку самой компании, обеспечивая ее конкурентными преимуществами. Большинство Компаний в полной мере понимают значимость климатической ситуации и проводят оценку системных, экологических, инфраструктурных и экономических рисков, способных возникнуть в изменяющейся климатической обстановке. Большое количество разновидностей человеческой деятельности связаны с использованием горения или химических реакций углерода, углеводорода. Они способствуют выбросам парниковых газов. А чтобы предотвратить эти выбросы и снизить негативное воздействие на окружающую среду и климат, необходимо сокращать объемы сжигания, использовать системы улавливания или рациональной переработки, развивать возобновляемые источники энергии и так далее [1,7].

Чем уже долгое время занимаются все крупнейшие нефтегазовые компании мира. Крупнейшие мировые компании включают данные принципы в разработку своих стратегий. Это важно в борьбе с изменением климата и сокращением выбросов. В сравнении с зарубежными компаниями Россия еще недостаточно развила принципы ESG, но борьба за защиту окружающей среды берет верх, и компании стремятся улучшать показатели путем разработки соответствующих стратегий.

Все действия, предпринятые большим количеством энергетических и нефтегазовых компаний в мире в области защиты окружающей среды, можно отнести к термину «Энергетический переход».

Энергетический переход — это глобальное изменение в энергосистеме, ее структуре, в использовании различных ресурсов, а также в энергетической политике и экономике. Если рассматривать количественную составляющую, то энергетический переход в данном контексте означает десятипроцентное сокращение какого-либо ресурса за 10 лет [6].

Термин энергоперехода был придуман В. Смилом. Он же разделил энергетические переходы на 4 этапа:

* Первый энергетический переход произошел с переходом от биомассы к углю. В этот период за 20 лет доля угля возросла на 45% (с 5 до 50%). Энергия перешла на угольное воздействие.

* Второй энергетический переход связан с переходом к нефти. Доля нефти выросла с 1915 года на 42% за 60 лет. В этот период развивались и использовались моторы. А к концу 1970-х годов начался нефтяной кризис.

* Третий энергетический переход связан с распространением природного газа. Доля природного газа повысилась с 1930 года на 20% за 87 лет.

* Четвертый энергетический переход наступает сейчас. Высокое значение приобретают солнечная энергетика, ветряная, электроэнергия и другое.

Стратегия четвертого энергетического перехода заключается в повышении доли возобновляемых источников энергии до 90% к 2050 году. К 2035 году разработан план перехода электростанций на ВИЭ, а также запрещено строительство с 2021 года и закрытие к 2040 году электростанций без систем сдерживания углекислого газа.

Четвертый энергетический переход характеризуется не только использованием возобновляемых источников энергии, но и еще декарбонизацией экономики и борьбой с глобальным изменением климата — это является важнейшей составляющей на данном этапе. Это необходимо для развития низкоуглеродной энергетики [6].

Низкоуглеродная энергетика — самыми простыми словами — это энергетика, заключающаяся в снижении выбросов парниковых газов, а в частности CO₂, повышении энергоэффективности и развитии возобновляемых источников энергии (ВИЭ) [4].

Развитие низкоуглеродной энергетики в настоящее время является одним из популярных и перспективных направлений как в России, так и в мире. Сейчас все новости, все телевидение и все обсуждения затрагивают тему выбросов, загрязнения экологии, глобального потепления, а все это напрямую переплетается с термином «низкоуглеродная» энергетика.

Сейчас наступило время четвертого энергетического перехода, когда изменяется политика, используются новые технологии и мир, постепенно отказываясь от традиционного топлива, начинают использовать возобновляемые источники и сокращаться выбросы.

Ключевыми векторами развития низкоуглеродной энергетики являются:

1. Декарбонизация энергетики
2. Сокращение выбросов парниковых газов
3. Развитие возобновляемых источников энергии
4. Действия по сдерживанию глобального изменения климата.

Так, в «Газпром нефть» в 2020 году сокращение выбросов составило 9,7%. Компания «Роснефть» поставила цель снизить выбросы CO₂ на 20 млн тонн до 2035 года за счет низкоуглеродных проектов и снизить экологическое загрязнение в

нефтегазодобыче на 30% с 2019 года. В планах «Лукойла» до 2030 года сократить выбросы парниковых газов на 20% в сравнении с 2017 годом и прийти к нулевому сжиганию ПНГ (сейчас утилизация составляет 97,5%). Также компания объявила о достижении углеродной нейтральности к 2050 году [2,3,5].

Выбросы парниковых газов компанией Газпром:

1. 2018 – 240 млн т CO₂-экв;
2. 2019 – 236,5 млн т CO₂-экв;
3. 2020 – 210,3 млн т CO₂-экв [2].

Газпром каждый год сокращает выбросы парниковых газов. К 2019 году выбросы сократились на 1,5%. В 2020 году выбросы уменьшились на 11,1% (на 26,2 млн тонн) и составили 210,3 млн тонн.

Выбросы парниковых газов компанией Лукойл:

1. 2018 – 49,3 млн т CO₂-экв;
2. 2019 – 49,1 млн т CO₂-экв;
3. 2020 – 45,2 млн т CO₂-экв [3].

Выбросы Лукойла также имеют тенденцию снижаться каждый год. К 2019 году снижение было на 0,4%. В 2020 году выбросы составили 45,2 млн тонн, что на 7,9% ниже, чем в 2019 году.

Изменения к 2020 году в основном связаны со снижением объема производства, вызванного пандемией. Но тенденции к снижению есть, и они будут наращивать темп, потому что воздействие на окружающую среду сейчас является одной из основных проблем, требующих постоянного внимания. На обеспечение чистой окружающей среды и предотвращение повышения температуры оказывают огромное влияние возобновляемые источники энергии. Все крупнейшие нефтегазовые компании также ведут активную деятельность по развитию ВИЭ, инвестируя в проекты строительства СЭС, ВЭС, ГЭС. Они стараются наращивать мощность станций на «чистой» энергии и выработку, чтобы достичь своих целей в области низкоуглеродного развития. Доля ВИЭ еще мала, она требует инвестиций и времени. Больше всего активов в возобновляемой энергетике у Лукойла. В активы компании входят электростанции не только в России, но и в Румынии и Болгарии. В совокупности это 12 млн. кВт*ч от СЭС, 211 млн кВт*ч от ВЭС и 599 млн кВт*ч от ГЭС на 2020 год. Коммерческая выработка электроэнергии от ВИЭ в 2020 году 822 млн. кВт*ч, что составляет 3,4% от общей генерации электроэнергии (24 219 млн кВт*ч) и 4,8% от коммерческой генерации (17 138 млн кВт*ч) компании.

Коммерческая генерация электроэнергии:

1. 2018 – 19 919 млн кВт*ч, в том числе из ВИЭ (1 365);
2. 2019 – 18 307 млн кВт*ч, в том числе из ВИЭ (1 100);
3. 2020 – 17 138 млн кВт*ч, в том числе из ВИЭ (822) [3].

Изменение общей генерации электроэнергии с 2019 к 2020 году составило - 6,4%. Изменение генерации электроэнергии из ВИЭ с 2019 к 2020 году составило – 25,3%.

Снижение генерации в 2019 и 2020 годах связано с сокращением производства энергии в период пандемии.

Можно сделать выводы, что ESG-тренды в нефтегазовой отрасли развиваются в России, хоть и с медленными темпами. Основной упор идет на сокращение выбросов, переходу к углеродной нейтральности, развитию возобновляемых

источников энергии, потому что именно эти меры помогают защищать окружающую среду от негативного воздействия и сдерживать температуру на оптимальном уровне, чтобы не допускать глобального потепления. Инициатива нефтегазовых компаний в применении таких мер в своих стратегиях развития сейчас достаточно высоко ценится, потому что борьба за защиту окружающей среды выходит на передний план.

Литература

1. ESG-принципы: что это такое и зачем компаниям их соблюдать // РБК тренды, URL: <https://trends.rbc.ru/trends/green/614b224f9a7947699655a435> (дата обращения: 10.04.2022).
2. Годовой отчет компании ПАО «Газпром», URL: <https://www.gazprom.ru/f/posts/57/982072/gazprom-annual-report-2020-ru.pdf> (дата обращения: 10.04.2022).
3. Годовой отчет компании ПАО «Лукойл», URL: https://www.akm.ru/upload/akmrating/LUKOIL_annual_report_2020.pdf (дата обращения: 10.04.2022).
4. Низкоуглеродная экономика // Neftegaz.ru, URL: <https://neftegaz.ru/tech-library/economy/148153-nizkouglerodnaya-ekonomika/> (дата обращения: 10.04.2022).
5. Официальный сайт компании НК «Роснефть», URL: <https://www.rosneft.ru> (дата обращения: 10.04.2022).
6. Прогноз развития энергетики мира 2019 // Институт энергетических исследований Российской академии наук Центр энергетики Московской школы управления Сколково, URL: https://www.eriras.ru/files/forecast_2019_rus.pdf (дата обращения: 10.04.2022).
7. Что такое ESG и почему это становится важным трендом // Статус – регистраторское общество, URL: <https://rostatus.ru/blog/chto-takoe-esg-i-pochemu-eto-stanovitsya-vazhnym-trendom/> (дата обращения: 10.04.2022).

А.В. Кузнецова
студент

Научный руководитель: д.э.н., проф. **Н.Г. Любимова**
(ГУУ, г. Москва)

СНИЖЕНИЕ ТАРИФОВ НА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЮ В КУРГАНСКОЙ ОБЛАСТИ

Аннотация. В Курганской области были одни из самых высоких тарифов во второй ценовой зоне на электроэнергию, что мешает развитию предприятий и привлечению новых инвесторов. Создание единого тарифного пространства для Курганской, Тюменской областей, ХМАО и ЯНАО обсуждалось несколько лет, с 1 июля 2021 года были применены единые тарифы на передачу электроэнергии.

Ключевые слова: единая энергетическая зона, тарифы на электроэнергию, «прочие» потребители.

В Курганской области до 2017 года, как для населения, так и для «прочих» потребителей отмечались очень высокие тарифы на электроэнергию по сравнению с их соседями – Тюменской областью, Ханты-Мансийским (ХМАО) и Ямало-Ненецким автономными округами (ЯНАО) [8].

Городские жители Кургана в 2014 году платили 3,52 руб./кВт-ч, а в Тюменской области, ХМАО и ЯНАО аналогичные тарифы составляли 2,25 руб./кВт-ч. Тарифы для промышленных и сельхозпредприятий у соседних областей были в два раза ниже [14, 15]. Это ставило промышленность Курганской области в заранее проигрышные условия по сравнению с конкурентами.

Можно назвать несколько причин такой дифференциации.

Изношенность объектов электросетевого хозяйства стала причиной потерей 13,5% отпущенной электроэнергии в сеть. Потери в электрических сетях превышают средние по России из-за недостаточных инвестиционных вложений ранее. У большинства объектов электросетевого хозяйства Курганской области износ превышает 50%. Ряд высоковольтных ЛЭП, ПС имеют фактический износ значительной части оборудования до состояния, требующего замены, восстановление требуемых характеристик энергетического оборудования невозможно при проведении технического обслуживания [5, 12]. Расширение ремонтных программ также отразилось на повышении энерготарифов.

Имеют место быть подозрения в сторону держателей разными способами энергоактивов Бикова А. Э. и Боброва А.О. в поддержании высоких энерготарифов в целях получения большей личной выгоды [9, 11].

Стоит учесть, что у Курганской области дефицитный бюджет, выделяемые дотационные средства направляются в основном на социальные нужды [10, 13].

Экс-губернатор Курганской области смог достигнуть определённых успехов в решении этой проблемы. В соответствии с постановлением департамента государственного регулирования цен и тарифов Курганской области №10–2 от 28.03.2017, принятым по результату заседания правления ФАС России, для населения и приравненных к нему категориям потребителей тариф на электроэнергию снизился на 19% [3, 4].

Однако проблема высоких энерготарифов для «прочих» потребителей не была решена. Была выявлена основная причина высоких энерготарифов – малое число промышленных организаций, между которыми могли быть распределены затраты сетевых компаний.

Благодаря заинтересованности и со стороны Правительства Курганской области в плане снижения энерготарифов, и со стороны МРСК Волги и Урала (Межсистемная территориальная сетевая компания) в сохранении и преумножении спроса на электроэнергию, удалось договориться о приближении значений тарифов на электроэнергию на розничном рынке Курганской области к лучшим значениям среди субъектов РФ, входящих во вторую ценовую зону [7, 8].

Субъект РФ и компания также договорились, что все новые проекты по категории «прочие» потребители будут обеспечиваться электроэнергией при уровне конечного тарифа не выше, чем в соседних субъектах [7].

Возможность перехода на единое тарифное регулирование в регионе РЭК Тюменской области обсуждал несколько лет, существенные возражения поступали и

от руководства Ханты-Мансийского автономного округа, поскольку ХМАО является экономически самодостаточным регионом-донором [7].

В обосновании решения проблемы в 2020 году планировалось, что при снижении энергетических тарифов для «прочих» потребителей Курганской области на 34%, для Тюменской области, ХМАО и ЯНАО будет незначительный рост тарифов в 1%. Достичь такого результата ожидали за счёт установления единого по региону тарифа на передачу электроэнергии. Также прогнозировали и дополнительное снижение на 10–15% тарифов для населения и приравненных к нему категориям потребителей. Создание единого тарифного пространства в регионе предполагает, что затраты электросетевых компаний (Курганское АО «Сибирско-Уральская энергетическая компания» («СУЭНКО») и АО «Россети Тюмень») на передачу электроэнергии будут в равной степени распределены между потребителями всех четырёх субъектов. Таким образом складывается ситуация, в которой Тюменская область, ХМАО и ЯНАО возьмут на себя часть расходов курганских потребителей [2].

15 июня 2021 было принято решение о согласовании единых (котловых) тарифов главами всех четырёх регионов. На основании этого решения, распоряжения Правительства РФ и приказа Федеральной антимонопольной службы России департамент государственного регулирования цен и тарифов Курганской области и Региональная энергетическая комиссия Тюменской области, ХМАО и ЯНАО издали постановление и распоряжение соответственно [7, 13]. Одноставочная плата за регулируемые услуги по передаче электроэнергии была снижена для Курганской области на 13%, двухставочная плата – на 40%, для Тюменской области, ХМАО и ЯНАО котловой тариф на передачу поднялся в среднем на 7% [13].

Фактическое снижение тарифов на электроэнергию для юридических лиц Курганской области составило 17–26% (в зависимости от уровня напряжения) [6], что обеспечило «тарифную выгоду» примерно в 1,25 млрд руб. в год [1].

Эксперты назвали продвижение такого проекта большой победой Правительства Курганской области [2].

Председатель совета директоров АО «Курганский завод дорожных машин» Ю.А. Авдалов отметил, что для их энергоёмкого машиностроительного предприятия снижение платежей электросетевым организациям является реальной возможностью для расширения и развития, ведь это позволит им экономить 15–20 млн. руб. в год. В 2015 году АО «Кургандормаш» рассматривал возможность строительства собственной ТЭЦ при производстве [9, 11], это способствовало бы снижению себестоимости продукции, но при этом тарифы на электроэнергию в Курганской области возросли бы, так как был бы потерян крупный потребитель, частично оплачивающий содержание сетей посредством платы за регулируемые услуги по передачи электроэнергии. Также он отметил положительное влияние снижения энерготарифов на экономическое состояние Курганской области в целом. Низкие тарифы будут привлекать новых предпринимателей, что приведёт к распределению нагрузки между большим количеством потребителей [2, 6].

Однако эксперимент ФАС России с перекрёстным субсидированием более развитыми регионами отстающих за счёт их объединения в единую энергозону активно подвергается и критике. Помимо Курганской, Тюменской областей, ХМАО и ЯНАО подобному эксперименту подверглись Калмыкия с Ростовской областью [1].

Директор Института экономики и регулирования инфраструктурных отраслей НИУ ВШЭ И.А. Долматов отмечает, что целесообразнее было бы разработать пути стимулирования повышения эффективности и модернизации сетей, разработки понятных инвесторам механизмов получения дохода со вложенного капитала [1]. Также многие эксперты отмечают, что такая практика не гарантирует достаточной экономии для отстающих регионов, чтобы значительно улучшить социально-экономическое положение отстающего региона.

Как видно из вышеизложенного над решением проблемы высоких тарифов на электроэнергию в Курганской области работали в разное время разные команды губернаторов с 2014 года до настоящего времени.

Можно выделить два этапа: первая команда экс-губернатора А.Г. Кокорина смогла снизить тарифы для населения и приравненных к нему категориям потребителей на 19% в 2017 году. Второй команде действующего губернатора В.М. Шумкова удалось добиться создания единого тарифного пространства с Тюменской областью, ХМАО, ЯНАО, что позволило снизить тарифы и для «прочих» потребителей на 17–26%.

Литература

1. ИД «Коммерсантъ» // Тарифный буксир, URL: <https://www.kommersant.ru/doc/5029714> (дата обращения: 07.04.2022).
2. Информационно-деловой портал «Область 45» // В Курганской области на 34% планируют уменьшить энерготарифы, URL: <https://oblast45.ru/publication/35743> (дата обращения: 06.04.2022).
3. Официальный сайт департамента государственного регулирования цен и тарифов Курганской области // Постановление от 28.03.2017 № 10-2 О внесении изменения в постановление Департамента государственного регулирования цен и тарифов Курганской области от 15 декабря 2016 года № 44-76 «Об установлении тарифов на электрическую энергию для населения и приравненным к нему категориям потребителей, реализуемую на розничных (потребительских) рынках Курганской области на 2017 год с календарной разбивкой», URL: http://tarif.kurganobl.ru/assets/files/resolutions/2017/1/10_2_28032017.pdf (дата обращения: 06.04.2022).
4. Официальный сайт департамента государственного регулирования цен и тарифов Курганской области // Правление 10 от 28.03.2017, URL: <http://tarif.kurganobl.ru/5347.html> (дата обращения: 06.04.2022).
5. Официальный сайт департамента государственного регулирования цен и тарифов Курганской области // Схема и программа развития электроэнергетики Курганской области на 2020–2024 годы, URL: <http://tarif.kurganobl.ru/assets//files/templates2/2019/4/shema2020-2024.pdf> (дата обращения: 10.04.2022).
6. РБК Тюмень // В Курганской области решен наболевший вопрос высоких тарифов, URL: <https://t.rbc.ru/tyumen/16/06/2021/60ca3d959a79471ce307ab3f> (дата обращения: 07.04.2022).

7. Сетевое издание «45.ру» // Шумков договорился о снижении тарифа на электроэнергию для Зауралья до уровня Тюменской области, URL: <https://45.ru/text/politics/2019/02/05/65918611/> (дата обращения: 06.04.2022).

8. Сетевое издание «45.ру» // Энерготарифы и рабочие места: глава Зауралья Вадим Шумков ответил на вопросы журналистов, URL: <https://45.ru/text/business/2018/10/05/65470901/> (дата обращения: 06.04.2022).

9. Сетевое издание «Накануне.RU» // Биков и Бобров продолжают "нагревать" Зауралье, URL: <https://www.nakanune.ru/articles/19587/> (дата обращения: 10.04.2022).

10. Сетевое издание «Накануне.RU» // По принципу общего котла: энерготарифы в Зауралье ждет «объединение» с тюменскими, URL: <https://www.nakanune.ru/articles/112406/#sthash.Un5hGjgH.dpuf> (дата обращения: 10.04.2022).

11. Сетевое издание «Накануне.RU» // Рассчитываться с Биковым и Бобровым за ТЭЦ теперь будут не только курганцы, но и жители всего Урала, URL: <https://www.nakanune.ru/articles/19803/> (дата обращения: 10.04.2022).

12. Электронный фонд нормативно-технической и нормативно-правовой информации Консорциума «Кодекс» // Распоряжение Правительства РФ от 3 апреля 2013 года №511-р «Об утверждении Стратегии развития электросетевого комплекса Российской Федерации и плана-графика издания нормативных правовых актов для ее реализации», URL: <https://docs.cntd.ru/document/499011915> (дата обращения: 10.04.2022).

13. Энергосбытовая компания «Восток» // Распоряжение №10 от 15.06.2021г. о внесении изменений в Распоряжение от 30.12.2020г. №30 «Об установлении единых котловых тарифов на 2021г.», URL: https://tyumen.vostok-electra.ru/documents/upload/legal_files_rates/rasporyazhenie-10-ot-15062021g-o-vnesenii-izmeneniy-v-rasporyazhenie-ot-30122020g-30pdf.pdf (дата обращения: 07.04.2022).

14. Энергосбытовая компания «Восток» // Тарифы и цена на электроэнергию для юридических лиц в Курганской области, URL: <https://kurgan.vostok-electra.ru/clients/legal-entity/tariffs-and-prices-for-electric-energy-power#id-1> (дата обращения: 10.04.2022).

15. Энергосбытовая компания «Восток» // Тарифы и цена на электроэнергию для юридических лиц в Тюменской области, URL: <https://tyumen.vostok-electra.ru/clients/legal-entity/tariffs-and-prices-for-electric-energy-power#id-1> (дата обращения: 10.04.2022).

В.В. Кузьмин

к.э.н., доцент

Г.А. Михалев

магистрант

Научный руководитель: д.э.н., проф. **В.Я. Афанасьев**

(ГУУ, г. Москва)

ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНАЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СИСТЕМА

Аннотация. В данной работе рассматриваются основные положения и аспекты развития интеллектуальных энергетических систем в мировой и отечественной практике и формируется предложение по использованию данной технологии.

Ключевые слова: Smart Grid, интеллектуальные системы, ИЭСР.

В настоящее время все чаще возникают вопросы связанные с качественным и количественным обеспечением электроэнергией. Решение данного вопроса зависит от быстроты и эффективности принимаемых решений лидерами, что может привести мировой рынок энергетики на кардинально новый уровень. Данное решение должно решать следующие задачи:

- обеспечить потребителей достаточным количеством электроэнергии первоклассного уровня;
- снизить затраты на производство и передачу энергии;
- оперативно реагировать на любые изменения в сети;
- сделать систему экологичной, используя в процессе производства электричества только возобновляемые ресурсы.

Для решения этих задач необходимо принять меры по цифровизации электроэнергетики и передача части действий на компьютерные технологии.

В подтверждение вышесказанному стоит говорить, что сейчас мир находится на рубеже третьей промышленной революции, основным направлением которой стала цифровизация. Это даёт основания для того, чтобы с уверенностью говорить, что в скором времени всё производство будет подчинено программному обеспечению, далее ПО, чьи решения будут приниматься автономно, что в большинстве отраслей активно используется на данный момент. Рассматривая энергетическую отрасль, можно говорить, что процесс пришёл несколько запоздало. Данный симбиоз имеет собственное обозначение – Интеллектуальная электроэнергетическая система, далее ИЭС. Энергетическая отрасль крайне нуждается в модернизации в целом, и в частности с использованием интеллектуальных систем. Это дало бы повышение эффективности и снижения общих затрат. Предполагается использовать интеллектуальные системы для сокращения производственных и административных затрат.

Многие государства наткнулись на точно такое же решение и уже ведут работу над ним и дали ему определение – «Smart Grid», или интеллектуальные

энергосистемы. По сути своей данная система должна в автономном режиме отслеживать и распределять потоки электричества и распределять нагрузку по сети, для обеспечения максимальной эффективности использования и снижения расходов. [1] В основе работы данной системы должно находиться ПО с использованием искусственного интеллекта. При помощи него получится реализовать передачу данных о структуре использования электроэнергии в определенном регионе без задержек и формировать картину действительности. При использовании данной системы в симбиозе со счётчиками получится определить потребление по каждому прибору на определенной участки и установить ограничения по их работе, чтобы сгладить пиковые нагрузки. Для данного симбиоза так же было предложено название – «смарт метры».

Система Smart Grid сейчас активно и самое главное – эффективно используется за рубежом, в частности в США. Некоторые штаты участвовали в исследовании по определению эффективности использования подобных систем. Результаты показали, что введение интеллектуальных систем позволило снизить пиковые нагрузки на систему, счета за электричество снизились, в среднем, на 10%, при этом стоимость электричества увеличилась на 15%. [2]

При этом не стоит переоценивать данный результат, так как по сравнению с другими отраслями, в исследуемой отрасли процесс цифровизации находится в зачаточном состоянии. Первые шаги к внедрению цифровых технологий в системы сбора информации для её обработки, а также для управления подстанцией были осуществлены в 2006 году в Китае. Тогда была введена первая подстанция с использованием цифровых технологий – 110 кВ Qujing, Yunnan.

Рассмотрев иностранный опыт стоит говорить об успехах отечественных разработок. В нашем государстве активно продвигается работа по созданию интеллектуальной электроэнергетической системы России (далее, ИЭСР). Первым шагом к становлению данной системы было создание концепции интеллектуальной электроэнергетической системы России с активно-адаптивной сетью (ИЭС ААС). Особое внимание уделяется в ней уделяется:

- вопросы разработки принципов и систем управления энергосистемами в стационарных, аварийных и послеаварийных режимах;
- интерфейс на стыке с потребителем с учетом подходов к структурированию потребителя;
- интерфейс на пересечении магистральной и распределительной сетей;
- обеспечение информационной безопасности;
- распределенная генерация;
- управление качеством и надежностью электроснабжения потребителей;
- управление спросом;
- построение интеллектуальных микросетей.

В рамках данной концепции проводится анализ и формулирование подходов к улучшению процессов управления с использованием цифровых технологий. Из последних событий, связанных с развитием данной темы, можно отметить, что в 2017 году Электросетевой холдинг "Россети" запустил первую цифровую подстанцию «110/10 кВ имени М.П. Сморгунова».

Продолжая разговор о концепции ИЭС ААС, стоит отметить, что она

затрагивает интересы разных игроков на рынке и поэтому к ней были выдвинуты основные требования:

- Эффективность — максимизация эффективности использования всех видов ресурсов и технологий в рамках всей производственной цепочки.

- Надежность — обеспечение бесперебойного электроснабжения потребителей, способность выдерживать возмущения, вызванные выходом из строя элементов энергосистемы и максимально быстрое восстановление (самовосстановление) функций после их нарушения.

- Безопасность — предотвращение опасных ситуаций для людей и окружающей среды, получение устойчивости к физическим и кибер-помехам.

- Гибкость — адаптивность функционирования и развития в условиях высокой изменчивости режимов, технологической и пространственной структуры производства и потребления электроэнергии, под влиянием технологических и экономических рыночных факторов.

- Доступность — обеспечение потребителей электроэнергией в соответствии с тем, когда и где они в ней нуждаются, а также с оплаченным уровнем качества.

- Экологичность — снижение негативного воздействия на окружающую среду.

Использование интеллектуальных электроэнергетических систем дает возможность для развития отрасли после её повсеместного использования. Согласно отчету Европейской комиссии «Smart Grid projects in Europe: lessons learned and current developments», выпущенному в июне 2011 года, объемы инвестиций в проекты интеллектуальных сетей составят: в Европе – 56,5 млрд евро до 2020 года; в США – от 238 до 334,5 млрд евро до 2030 года; в Китае – 71 млрд евро до 2020 года. Число проектов по «умным» сетям и электромобилям в Европе, США и Азии растет с каждым годом.

Говоря об использовании интеллектуальных сетей, стоит отметить, что они крайне актуальны в современной России. По последним данным энергетическая система страны изношена до 70%. Использование «умных» сетей может эффективно решить назревшие проблемы благодаря стабильности, удобству использования на больших территориях и снижению потерь с помощью систем энергоконтроля. Сегодня на стадии разработки находится несколько перспективных проектов по внедрению интеллектуальных энергосетей в России. В частности, идет формирование новой технологической платформы для интеллектуальной энергетической системы по заказу Министерства энергетики. Особый интерес представляет создание инфраструктуры «Сколково» с участием интеллектуальных сетей и использование технологии в будущих проектах фонда.

Таким образом, мы видим перспективы использования интеллектуальной сети, беря её важную роль в последующем технологическом, экономическом и экологическом развитии общества. Кроме выполнения задач по снижению нагрузки на экологию, снижению дефицита энергии за счет возобновляемых источников энергии, повышения качества и повышения надежности системы, в концепциях Smart Grid есть еще один очень важный аспект: Интеллектуальные сети является важнейшим фактором экономического подъёма, что позволит говорить об увеличении доходов и благосостояния тех, кто сумеют грамотно распорядиться появившимися возможностями.

Литература

1. Передавать с умом // АТОМНЫЙ ЭКСПЕРТ URL: https://atomicexpert.com/power_industry_digitalization_072018 (дата обращения: 02.04.2022).
2. ЦИФРОВИЗАЦИЯ ЭНЕРГЕТИКИ-2019 // МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ URL: <https://in.minenergo.gov.ru/energynet/docs/Цифровая%20энергетика.pdf> (дата обращения: 15.04.2022).

Т.Ю. Литвинова
студент

Научный руководитель: **В.И. Бренц**
(ГУУ, г. Москва)

ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЕ В НЕФТЕГАЗОВОМ КОМПЛЕКСЕ РОССИИ: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ

Аннотация. В рамках исследования рассматриваются проблемы импортозамещения в сфере нефтегазового оборудования. Выявлены перспективы развития для отечественных производителей в топливно-энергетическом комплексе.

Ключевые слова. ТЭК, импортозамещение, нефтегазовое оборудование.

Топливо-энергетический комплекс является неотъемлемой частью экономики, его доля в России составляет около 30% от всех доходов. Он обеспечивает население всеми видами энергии, а также пополняет бюджет страны за счет экспорта энергоресурсов (по данным ФТС РФ доля топливно-энергетических товаров в структуре экспорта составила 54,3% за 2021 г. [1]). Таким образом обеспечение бесперебойной работы ТЭК является одной из ключевых задач российской экономики.

В настоящее время из-за введенных санкций ТЭК России находится в непростом положении, особенно это касается оборудования нефтегазового комплекса, где наблюдается высокая импортозависимость. Доля иностранного оборудования в сфере добычи нефти и газа составляет около 60%, однако в ряде случаев достигает и до 80%. В нефтесервисных услугах эта цифра равняется 60–70%, а по отдельным услугам достигает и до 100%. Данная проблема является одной из первостепенных, ведь сейчас многие иностранные компании выходят из российских проектов, и их примеру могут последовать и другие производители. Например, один из крупнейших партнеров «Газпрома» Shell приняла решение о выходе из СПГ-проекта «Сахалин-2», где компании принадлежит 27,5% акций, а также проекта «Северный поток - 2». Именно поэтому вопрос импортозамещения является особенно актуальным, так как необходимо найти в кратчайшие сроки замену западному оборудованию и уделить особое внимание развитию отечественных технологий [2].

В рамках данной статьи хотелось бы затронуть сферы нефтегазового комплекса, которые наиболее подвержены импортозамещению. Большую проблему представляет оборудование для производства сжиженного природного газа, особенно это касается крупнотоннажного СПГ, где доля импорта составляет около 80%. Сейчас в РФ отстраивают заводы «Арктик СПГ-2» и «Балтийский СПГ», но не известно когда это будет закончено, ведь практически все необходимое оборудование производится на западе. В данный список попали установки для сепарации углеводородов при производстве СПГ, криогенные теплообменники и насосы, а также технологические установки для охлаждения и сжижения газа в СПГ-процессе. Работа по этому направлению осуществляется сегодня Минэнерго совместно с Минпромторгом, а также такими компаниями как НОВАТЭК, «Газпром» и «Роснефть». На данный момент компанией ПАО «НОВАТЭК» уже разработана технология сжижения природного газа «Арктический каскад», которая вполне может конкурировать с зарубежными технологиями [3].

Если говорить о нефтесервисной сфере, то здесь наиболее высококачественным и сложным оборудованием являются телеметрические системы, измеряющие параметры бурения скважин с целью контроля данного процесса. Производством данных технологий занимаются лишь немногие компании в мире и практически все они зарубежные, такие как Halliburton, Compass Directional Guidance, Inc и т.д. Однако уже сегодня существуют отечественные аналоги, но вопрос масштабного их применения больше заключается в увеличении инвестиций в производство, чем в технологических трудностях. Например, компания ООО «БИТАС», которая занимается производством бескабельных телесистем АБТС-ЭМ, телеметрических систем с гидравлическим каналом связи, приемного оборудования.

Также хочется сказать о сфере нефтедобычи, в которой наибольшее внимание заслуживает технология гидроразрыва пласта. На сегодняшний день данная технология является наиболее востребованной в нефтяной отрасли. Но в то же время, оборудование и химические компоненты, используемые при ГРП в России - импортные. В связи с этим "Газпром нефть", в рамках программы импортозамещения, создает свой флот ГРП [4]. В компании, совместно с партнерами разрабатывается первое российское оборудование для гидроразрыва пласта, которое будет включать в себя, будет включать в себя специальные автомобили для транспортировки комплекса, установки для закачивания в скважины реагентов, мобильные станции управления и контроля для сбора и аналитики данных, полевые лаборатории и так далее [5].

Если взять добычу нефти и газа в целом, то кардинальных проблем, конечно, нет. По мнению экспертов все нужное нефтегазовое оборудование может изготавливаться либо на территории России, либо может быть доступно у китайских производителей. Например, компания Honghua group, специализирующаяся на производстве бурового оборудования. Сложность заключается больше в том, что, как и во многих других отраслях, нет необходимой компонентной базы, без которой импортозамещения является невозможным. В связи с этим Государство, как и многие отечественные компании, активно прилагает усилия по достижению максимального и экономически выгодного импортозамещения в области нефтегазовой техники и технологий. Минэнерго уже разработало и направило свои предложения поддержки

топливно-энергетических отраслей, а также список крайне значимого оборудования в Минпромторг [6].

Таким образом, нефтегазовый комплекс — основа экономики страны, поэтому его поддержание является одной из ключевых задач. В рамках программы импортозамещения, проводимой с 2014 года, удалось достичь 60% доли российского оборудования, что на мой взгляд является весьма неплохим результатом. Однако необходимо и в дальнейшем продолжать снижать долю иностранного оборудования, особенно в тех отраслях, где этот процент очень высокий. Очередной кризис хоть и столкнул Россию с новыми сложностями, но это и новые возможности, которыми сегодня необходимо воспользоваться для производства собственной продукции. Отечественные фирмы имеют большой потенциал и вполне могут конкурировать с иностранными брендами, однако нужно обеспечить отрасль ресурсами и предоставить необходимое финансирование, а также найти грамотных специалистов. Государство совместно с энергетическими компаниями уже делает шаги в эту сторону, создавая специальные программы, тем самым стараясь сделать процесс импортозамещения энергетически эффективным и максимально масштабным.

Литература

1. Федеральная таможенная служба ФТС России: данные об экспорте-импорте России за 2021 год, URL: <https://customs.gov.ru/press/federal/document/306947> (дата обращения: 12.04.2022)
2. Министерство энергетики РФ // Николай Шульгинов: «Нашей ключевой задачей является обеспечение бесперебойной работы ТЭК», URL: <https://minenergo.gov.ru/node/22672> (дата обращения: 12.04.2022)
3. Нефтегаз // Импортозамещение в нефтегазовой промышленности, URL: [https://www.neftegaz-expo.ru/common/img/uploaded/exhibitions/neftegaz2020/img/digest/Neftgaz_Digest_2020.14\(21\).pdf](https://www.neftegaz-expo.ru/common/img/uploaded/exhibitions/neftegaz2020/img/digest/Neftgaz_Digest_2020.14(21).pdf) (дата обращения: 12.04.2022)
4. Энергетика и промышленность России // Практически все необходимое нефтесервисное оборудование может производиться в России, URL: <https://www.eprussia.ru/news/base/2022/6825325.htm> (дата обращения: 13.04.2022)
5. ЦДУ ТЭК // Ориентир на отечественное оборудование, URL: https://www.cdu.ru/tek_russia/articles/1/973/
6. Neftgaz.RU // глава Минэнерго РФ Н. Шульгинов рассказал об экспорте российских энергоносителей, импортозамещении и мерах поддержки ТЭК, URL: <https://neftgaz.ru/news/gosreg/733732-glava-minenergo-rf-n-shulginov-rasskazal-ob-eksporte-rossiyskikh-energonositeley-importozameshchenii/> (дата обращения: 13.04.2022)

Е.Г. Манолий
студент

Е.С. Воробьева
аспирант

О.И. Большакова
к.ф.-м.н., доцент
(ГУУ, г. Москва)

ОЦЕНКА РЕЗУЛЬТАТОВ МОДЕРНИЗАЦИИ РОССИЙСКОЙ НЕФТЕПЕРЕРАБОТКИ И ДАЛЬНЕЙШИЕ ПЕРСПЕКТИВЫ ОТРАСЛИ В УСЛОВИЯХ СОВРЕМЕННЫХ ЖЕСТКИХ ОГРАНИЧЕНИЙ

Аннотация. В данной статье обозначены результаты масштабной программы модернизации российской нефтеперерабатывающей отрасли и проблемы, стоящие перед ней в связи с геополитическими событиями последних месяцев. Дальнейшее увеличение глубины переработки и реализация программы по импортозамещению оборудования рассматриваются как ключевые и перспективные направления развития отрасли.

Ключевые слова: нефтепереработка, модернизация, глубина переработки, импортозамещение, санкции.

В последние 10 лет в России ведется масштабная программа модернизации всего сектора нефтепереработки. В 2011 году были заключены соглашения между 12 крупными нефтяными компаниями, Федеральной антимонопольной службой, Ростехнадзором и Росстатом, целью которых является повышение эффективности нефтепереработки через внедрение передовых цифровых технологий, переход на экологичные виды топлива, автоматизацию производственного процесса и так далее.

В дополнение к соглашению 2011 года было также принято Постановление Правительства Российской Федерации от 29.12.2018 года №1725 «О соглашении о модернизации нефтеперерабатывающих мощностей» с перечнем установок, которые могут быть обновлены в рамках программы модернизации [9].

По данным Минэнерго за первые 5 лет осуществления программы модернизации (2011–2016 года) были введены в эксплуатацию 70 установок вторичной переработки нефти. Можно выделить отдельно строительство комплекса гидрокрекинга мощностью 3,5 млн тонн в год на «Волгограднефтепереработке», строительство комплекса каталитического крекинга мощностью 1,2 млн. тонн в год на Куйбышевском НПЗ компании Роснефть, установок замедленного коксования мощностью 1,2 млн тонн на Антипинском НПЗ и аналогичной установки, но с мощностью 2 млн тонн на комплексе ТАНЕКО компании Татнефть. [3]

За время программы были сделаны большие шаги к решению такой важной проблемы, как высокая зависимость от импортных установок. Компании продолжают тесно сотрудничать с научными институтами для разработки установок каталитического крекинга, гидрокрекинга, олигомеризации и других. К примеру, в

рамках программы на Омском НПЗ осуществляется строительство в Омске современного комплекса по производству высокотехнологичных катализаторов для нефтепереработки. В рамках проекта, которому Министерство энергетики РФ присвоило статус национального, предусмотрено создание в Омске нового современного производства годовой мощностью 4 тыс. тонн катализаторов гидроочистки, 2 тыс. тонн катализаторов гидрокрекинга и 15 тыс. тонн катализаторов каталитического крекинга. Совокупная мощность производства позволит полностью покрыть потребности российских НПЗ в этих видах катализаторов вторичной переработки [10].

Важным результатом программы можно считать увеличение глубины переработки. В целом, по России показатель вырос с 66% в 2000 году до 74% в 2015 году и 84,4% в 2020 году [4]. Рассмотрим показатели двух крупнейших нефтеперерабатывающих заводов компании «Газпром нефть» - Московский и Омский НПЗ. Для Омского НПЗ показатель глубины переработки увеличился с 83,3% в 2010 году до 95% в 2021 году, а на Московском НПЗ с 72,4% в 2010 году до 84% в 2021 году. При этом вырос и такой важный показатель эффективности, как индекс Нельсона. На Омском НПЗ с 7,3 в 2010 году до 8,5 в 2021 году, а на Московском НПЗ с 5,0 в 2010 году до 7,27 в 2021 году.

Причем стоит отметить, что увеличение глубины переработки на заводах является ключевой задачей второго этапа модернизации заводов и остается ключевой задачей в рамках реализуемого третьего этапа.

Также с 2013 года Московский нефтеперерабатывающий завод полностью перешел на выпуск высокооктанового бензина и дизельного топлива высокого экологического класса Евро-5 с объемами выпуска 2,6 и 2,9 млн тонн соответственно, что показывает успешную реализацию первого этапа программы модернизации с 2011 по 2013 год, так как главной задачей первого этапа было улучшение качества выпускаемого топлива. Заметим, что для обоих этапов было вложено около 500 млн рублей инвестиций [1].

В период с 2011 по 2020 год предполагался ввод в эксплуатацию 115 установок вторичной переработки нефти, а к 2027–131 установки. Несмотря на сложившуюся в связи с пандемией ситуацию в 2020 году продолжалась реконструкция и строительство установок. На февраль 2021 года реализовывалось 134 проекта по вторичной переработке нефти с общей мощностью 100 млн тонн нефти [8]. В апреле 2021 года также было заключено соглашение с 14 компаниями о строительстве новых установок. Одной из них является проект комплекса глубокой переработки нефти на Московском НПЗ, активная фаза строительства которой началась уже в сентябре 2021 года. А также это проект комплекса переработки нефтяных остатков «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез». На Новошахтинском заводе нефтепродуктов вводится комплекс по производству автомобильного бензина с возможностью выпуска 670–680 тыс. тонн продукции в год. Предприятие «Газпром нефтехим Салават» получило соглашение на разработку проекта по использованию технологии Songwon Industrial по производству суперасорбирующих полимеров (СПА).

Но несмотря на множество положительных моментов негативным фактором в последние годы является сокращение инвестиций в отрасль. С 2015 по 2020 год они упали приблизительно в 4,5 раза [8]. Однако стоит отметить, что в конце 2020 года Президентом РФ был подписан закон о получении инвестиционной надбавки к

возвратному акцизу на нефтяное сырье до 1 января 2031 года при реализации проектов по глубокой переработки нефти. Данный факт оказывает положительное воздействие на отрасль и является стимулом для инвестирования в НПЗ.

Однако в 2022 году из-за военной операции, проводимой Российской Федерацией на территории Украины, на нашу страну были наложены ряд экономических и персональных санкций, которые изначально не затрагивали нефтегазовую отрасль напрямую, но на начало апреля распространились и на импорт оборудования и технологий для нефтеперерабатывающих заводов.

Конфликт между Западными странами и Россией и введение санкций оказали большое влияние на энергетические рынки и привели к дестабилизации ситуации.

Из-за снижения экспорта будут более быстрым темпом заполняться нефтяные хранилища, что в свою очередь может привести к остановке производства. Уже сейчас резко сократились поставки мазута из-за чего в хранилищах ПАО «ЛУКОЙЛ» образовался его переизбыток, который может привести к остановке НПЗ [2].

Для российской нефтепереработки в условиях жестких санкционных ограничений существует риск значительного торможения или приостановки программы модернизации всего сектора. Основной удар может прийти на вторичную переработку нефти, которая зависит от импортного оборудования, а также сектор нефте- и газохимии. Уже запрещены поставки ряда европейского оборудования и установок на российский рынок. Данные технологии необходимы для производства качественных светлых нефтепродуктов и сырья для нефтехимии.

Также происходит разрыв отношений российской нефтегазовой отрасли с рядом крупнейших мировых компаний. Это ставит под угрозу реализацию многих проектов, так как именно они являлись инвесторами ряда крупных проектов в России.

Стоит отметить, что современная российская нефтепереработка в большой степени зависит от европейских лицензий. Это в свою очередь представляет большую угрозу доступа к технологиям каталитического риформинга CCR, каталитического крекинга FCC, замедленного коксования, гидрокрекинга вакуумного газойля, производства ароматических углеводородов. Также в России используется зарубежный софт для системы управления, что влияет на будущую цифровизацию производственных процессов. [7]

Но в любом случае, данные санкции можно оценивать, как толчок для бурного развития отечественных технологий, учитывая, что наша нефтеперерабатывающая отрасль имеет высокий потенциал, запущенный еще с начала программы модернизации в 2011 году и с начала активной программы импортозамещения в 2014 году.

К примеру, в вопросе катализаторов «Газпром нефть – Каталитические системы» заявили, что готовы занять 70% российского рынка катализаторов каталитического крекинга и гидропроцессов. [5]. Представители компании уверяют, что к 2025 году возможен полный переход на отечественные катализаторы, что в свою очередь также способствует увеличению производства автомобильного бензина на 3,5% при сохранении объема переработанной нефти. Но помимо Газпрома еще в 2020 году Объединённый Центр исследований и разработок «Роснефти» запатентовал свой катализатор гидроочистки дизельного топлива. Отечественный сектор имеет высокую потребность в данных катализаторах, которая расценивается в 6–10 тыс. тонн в год.

В качестве решения проблемы, связанной с запретом использования европейских технологий, также рассматривается возможность применения аналогов отечественного и китайского производства. Но отсутствие квалифицированных кадров затрудняет решение этой проблемы. В данном случае необходимо развивать программы по поддержке институтов исследований и разработок, увеличить объем инвестиций для масштабирования и непосредственного внедрения инноваций на производство.

Таким образом, успешность программы модернизации нефтепереработки в России подтверждается рядом реализованных проектов. На примере нефтеперерабатывающих заводов компании «Газпром нефть» продемонстрирован существенный рост показателя глубины переработки, рассмотрены результаты проекта по импортозамещению на примере Омского НПЗ. Вложенные инвестиции дали свои результаты и продолжают влиять на сектор нефтепереработки. Несмотря на имеющиеся на сегодняшний день проблемы и риски в нефтегазовом секторе, касающиеся в том числе и нефтепереработки, отечественная отрасль имеет множество перспектив для развития, базой которого является программа модернизации.

Литература

1. «Газпром нефть» в ближайшие три года доведет глубину переработки на своих НПЗ до 99%. ИА «Финмаркет» 26.01.2022 <http://www.finmarket.ru/news/5636254>
2. А. Ларина, ЛУКОЙЛ предупредил о риске остановки своих заводов из-за переизбытка мазута. Коммерсантъ 07.04.2022 <https://www.kommersant.ru/doc/5295354>
3. В. Гордина, НПЗ не хватает глубины, РБК+ 28.11.2017 <https://plus.rbc.ru/news/5a1c6a537a8aa978b4956551>
4. Глубина переработки нефти в России, Деловой Журнал «Neftegaz.RU» 26.01.2021 <https://magazine.neftegaz.ru/articles/pererabotka/661187-glubina-pererabotki-nefti-v-rossii/>
5. Д. Давыдов, РФ может обеспечить себя катализаторами для нефтепереработки. ТЭКНОБЛОГ 30.03.2022 <https://teknoblog.ru/2022/03/30/116619>
6. Д. Козлов, НПЗ дадут переработать. Коммерсантъ 12.04.2022 <https://www.kommersant.ru/doc/5305501>
7. О. Мордюшенко, Д. Козлов, О. Никитина НПЗ остаются без запчастей, Коммерсантъ 28.02.2022 <https://www.kommersant.ru/doc/5237432>
8. Обзор «Крупнейшие инвестиционные проекты в нефтегазовой промышленности России», Информационное агентство INFLine 159 стр. <https://infoline.spb.ru/upload/iblock/68a/68a2793f2676938c2742f4607cf9e4ca.pdf>
9. Постановление Правительства Российской Федерации от 29.12.2018 № 1725 «О соглашениях о модернизации нефтеперерабатывающих мощностей» 31.12.2018 <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001201812310041?index=1&rangeSize=1>
10. Производство катализаторов нефтепереработки// catalysts.gazprom-neft.ru URL: <https://catalysts.gazprom-neft.ru/about/project/>

Л.Р. Масков

аспирант

Научный руководитель: д.т.н., проф. В.Ю. Корнилов

(КГЭУ, г. Казань)

РАЗРАБОТКА МОДЕЛИ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА ДЛЯ ГАЗОВЫХ ПРОМЫСЛОВ В ПРОГРАММЕ MATLAB/SIMULINK

Аннотация. В статье предлагается разработка модели электротехнического комплекса (ЭТК) газового промысла (ГП) в программе компьютерного моделирования MATLAB/SIMULINK по каталожным (паспортным) данным отдельных элементов ЭТК. Создание работоспособной модели позволит провести технико-экономическую оценку удельных затрат электроэнергии на единицу добываемой продукции (газа и газового конденсата) и осуществить углубленное исследование и совершенствование энергетической эффективности ЭТК.

Ключевые слова: моделирование электротехнического комплекса, энергетическая эффективность, нефтегазовая промышленность.

Актуальность исследования ЭТК ГП связана с тем, что от эффективности функционирования всего ЭТК и (или) его отдельных элементов зависят удельные затраты электроэнергии на единицу добываемой продукции (газа и газового конденсата), снижение которых является важным научно-техническим направлением для газовой промышленности. Анализ литературных источников [1-4] показывает, что приоритетным направлением исследований для нефтегазовой промышленности является создание высокоэффективных ЭТК и их оптимизация. Данные задачи могут успешно решаться с помощью средств компьютерного моделирования на стадии проектирования и эксплуатации. Авторы уделили внимание структуре, особенности построения и функционирования ЭТК ГП одного из крупнейших предприятий страны по добыче природного газа в Ямало-Ненецком автономном округе [5]. На основе данных, полученных в ходе исследований, была предпринята попытка создания модели ЭТК для аппаратов воздушного охлаждения газа (АВО) с централизованной системой электроснабжения в программной среде MATLAB/SIMULINK.

Целью исследования является создание модели, максимально приближенной к параметрам существующего ЭТК, с последующим анализом и разработкой корректирующих мероприятий по повышению энергетической эффективности. Моделирование и анализ энергетической эффективности производились для ЭТК ГП в программной среде MATLAB/SIMULINK, где точность модели задается с помощью параметров схемы замещения отдельных элементов ЭТК. Анализ литературы [6-7] показал, что в аналогичных моделях ЭТК учитываются не все элементы и инерционно-механические характеристики ЭТК. Некорректно рассчитанные параметры схемы замещения отдельных элементов в этих моделях приводят к затяжному пуску насосного и вентиляционного оборудования, что может привести к неадекватной

оценке оптимального времени восстановления технологического процесса в аварийных режимах. Все эти недочеты в совокупности сказываются при исследовании и анализе энергетической эффективности, надежности и безаварийной эксплуатации всего ЭТК и оборудования промысла.

Для устранения недочетов моделирования, встречающихся в других работах, авторы выполнили сравнительный анализ существующих методик и внесли необходимые поправки в расчеты параметров схемы замещения отдельных элементов ЭТК ГП. Результатом исследования стало создание модели ЭТК, имеющего в своем составе АВО с централизованной системой электроснабжения. С помощью данной модели были получены электромеханические и энергетические характеристики ЭТК. Произведена оценка энергетической эффективности комплекса и внесены предложения по алгоритму нахождения оптимального времени последовательного одиночного и группового включения АВО в аварийных режимах эксплуатации без перегрузки источника электроснабжения. Результаты работы могут быть использованы для создания моделей ЭТК и совершенствования энергетической эффективности и надежности системы электроснабжения в различных отраслях топливно-энергетической промышленности.

Литература

1. Меньшов Б.Г., Суд И.И. Электрификация предприятий нефтяной и газовой промышленности. М.: Недра, 1984. 416 с.
2. Ziyodullo E., Holboiv F. Modernization of Control Systems of Electric Drives of Mine Lifting Machines. E3S Web of Conferences: 3rd International Innovative Mining Symposium, IIMS 2018: Electronic edition, Kemerovo, 3–5 октября 2018 г., Kemerovo: EDP Sciences, 2018.
3. Козярук А.Е. Энергоэффективные электротехнические комплексы горнодобывающих и транспортных машин // Записки Горного института. 2016. Т. 218. С. 261-269.
4. Abdulhy Al-Ali M.A., Kornilov V.Y., Gorodnov A.G. Optimal operation of electrical power generators for wells operated by artificial lifting at Rumaila field. // Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2018. Т. 20. № 11-12. С. 127-132.
5. Масков Л.Р., Корнилов В.Ю. Анализ структуры и энергетических параметров электротехнического комплекса газового промысла №1 ООО «Газпром добыча Ямбург». Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2021;23(6):66-86. doi.org/10.30724/1998-9903-2021-23-6-66-86.
6. Шабанов В.А., Пашкин В.В., Ивашкин О. Н. Моделирование процесса пуска электропривода АВО газа в режиме противовключения // Электропривод, электротехнологии и электрооборудование предприятий: сборник научных трудов конференции. Уфа: УГНТУ, 2013. С. 127-133.
7. Аршакян И.И., Артюхов И.И., Степанов С.Ф. Компенсация реактивной мощности в системах электроснабжения аппаратов воздушного охлаждения газа // Вестник Саратовского государственного технического университета. 2004. № 1(2). С. 92-100.

Т.Е. Матягина

студент

Научный руководитель: д.э.н., проф. **Н.Г. Любимова**

(ГУУ, г. Москва)

АНАЛИЗ СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОСЛЕДСТВИЙ РЕГИОНА ПРИ РЕГУЛИРОВАНИИ ТАРИФОВ НА ТЕПЛО МЕТОДОМ «АЛЬТЕРНАТИВНОЙ КОТЕЛЬНОЙ»

Аннотация. Большой износ тепловых сетей и ТЭЦ, а также отсутствие средств у энергокомпаний на проведение модернизации и технического перевооружения вынуждают местные власти при наличии согласия Правительства РФ при регулировании тарифов на тепло переходить на метод «альтернативной котельной». В настоящее время много регионов уже применяют этот метод, хотя он имеет недостатки.

Ключевые слова: теплоснабжение, альтернативная котельная, модернизация.

Обсуждения о переходе регулирования тарифов на тепло методом «альтернативной котельной» ведутся уже не один год. Правовой основой для такого перехода послужила ст. 23 Федерального закона от 27 июля 2010 г. N 190-ФЗ "О теплоснабжении" с изменениями и дополнениями. Однако по многим причинам данная модель до сих пор находится на ранних стадиях реализации. Для начала стоит разобраться, что означает словосочетание «альтернативная котельная» и как этот метод работает.

Новый подход к тарифному регулированию заключается в отказе от ежегодного государственного регулирования тарифов организаций теплоснабжения методом экономически обоснованных затрат. Вместо этого тариф на тепло будет устанавливаться исходя из соглашения сторон, но в рамках предельного уровня, который контролирует государство. Предельный уровень рассчитывается по методу «альтернативной котельной», позволяющему определить такую стоимость гигакалории, при которой потребитель сможет сравнить и при необходимости отказаться от центрального теплоснабжения в пользу строительства собственного источника тепла. Отсюда и название термина — «альтернативная котельная».

Метод «альтернативной котельной» реализуется только на территориях ценовых зон теплоснабжения. Ценовые зоны теплоснабжения – это населённые пункты, городские округа, в которых тарифы на тепловую энергию для потребителей, поставляемую единой теплоснабжающей организацией (ЕТО), ограничены предельным уровнем [1]. Таким образом, в основном, ценовые зоны - это такие населённые пункты, которые по решению Правительства РФ и местной власти перешли на госрегулирование методом «альтернативной котельной».

В случае, если предельный уровень тарифа на тепловую энергию ниже утвержденного для региона тарифа на тепло, тариф замораживается и постепенно только за счет инфляции доводится до уровня предельного. Если же предельный

уровень тарифа на тепловую энергию выше тарифа, то тогда осуществляется поэтапный по утвержденному графику в течение 5-10 лет равномерный рост тарифа до уровня предельного [2].

Основные предпосылки для введения данного метода — это существенно устаревшее (как морально, так и физически) оборудование и тепловые сети, а также нехватка инвестиций для их модернизации.

Основными плюсами перехода на «метод альтернативной котельной» являются:

- в перспективе снижение платежей на электрическую и тепловую энергию из-за повышения энергоэффективности;
- возможность реализации долгосрочных инвестиционных проектов;
- повышение надежности тепло и электроснабжения;
- привлечение внимания частных инвесторов;
- модернизация морально и физически изношенных мощностей;
- простота и прозрачность расчетов для потребителей.
- К основным минусам метода «альтернативной котельной» можно отнести:
- повышение тарифов на начальном этапе;
- протесты со стороны населения из-за непонимания причин повышения тарифов;
- из-за поэтапного проведения реформы результаты можно будет увидеть только через 10-15 лет;
- высокая вероятность, что не все пилотные проекты будут доведены до конца, что создает риск невозврата вложенных средств;
- увеличение задолженности «неотключаемых потребителей».

Несмотря на противоречивость проекта, он представляет огромный интерес и потенциал для развития отрасли. Достаточно большое количество городов приняло участие в этом смелом и крайне необходимом эксперименте. Первым стал город Рубцовск в Алтайском крае [3]. Там проект стартовал в 2019 году. Общественность резко отреагировала по этому поводу, местные жители в штыки восприняли повышение тарифа, но в скором времени их мнение поменялось, когда они увидели масштаб проводимых работ по модернизации. Далее эстафету приняли Ульяновск, Красноярск, Канск, Челябинск, Тюмень, Барнаул и Прокопьевск. Большую часть полученных средств планируется направить на перекладку теплосетей, изменение конфигурации системы теплоснабжения и непосредственно на модернизацию тепловых станций.

Пока еще рано говорить об окончательных итогах введения нового подхода, так как большинство проектов только начали реализовываться, но уже сейчас можно отметить некоторые прогнозируемые последствия:

1. Первоначальное повышение тарифа на тепловую энергию в среднем на 33% (однако, для каждой ценовой зоны эта цифра существенно варьируется: от снижения тарифа на 10% до его роста на 84% по сравнению с установленным в регионе до перехода);

2. Внимательное изучение современного состояния теплоснабжающего комплекса как в целом, так и отдельных его частей поможет выбрать наиболее

приоритетные направления модернизации, что в дальнейшем приведет к существенному снижению тарифов на тепло в регионах [4].

3. Вывод из эксплуатации наиболее устаревших мощностей и оптимизация тепловой нагрузки между остальными объектами, изменение схем теплоснабжения должно привести к существенному снижению тарифов на тепло.

4. Замена и модернизация тепловых сетей должны привести к снижению потерь тепловой энергии в среднем на 4% к 2030 году [5].

5. Новая техническая политика регионов должна привести к снижению общего количества аварийных ситуаций (ежегодно на 5%).

6. Замена и модернизация тепломеханического оборудования котельных и теплоэлектроцентралей должно привести к снижению удельного расхода топлива до 159,3 кг/Гкал к 2035 году [5].

7. Ожидается привлечение общего объема инвестиций в размере 2,5 трлн. руб. [5].

8. Снижение ежегодной нагрузки на бюджет при субсидировании теплоснабжения на 150 млрд руб. [6].

Безусловно, метод «альтернативной котельной» нельзя назвать идеальным и универсальным способом решения всех имеющихся проблем, но начинать с чего –то надо.

Литература

1. Урало-Сибирская теплоэнергетическая компания. Альткотельная. URL: <https://ustekchel.ru/vazhno-znat/altkotelnaya/> (дата обращения 11.04.2022).

2. Консультант Плюс. Постановление правительства РФ №1562. URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_285932/

3. Газета “Коммерсант”. Альтернативное тепло. URL: <https://www.kommersant.ru/doc/4628190> (дата обращения: 10.04.2022).

4. Институт проблем естественных монополий. Переход сферы теплоснабжения на метод «альтернативной котельной». URL: http://www.ipem.ru/files/files/research/20180827_opinion_alternative_heating.pdf (дата обращения: 12.04.2022).

5. Информационный сайт Тепловичок. Реформирование теплоснабжения: последствия для городов, перешедших на «альтернативную котельную». URL: <https://www.teplovichok.today/post/2021-21> (дата обращения: 12.04.2022).

6. Сайт министерства энергетики. Энергетический прогноз. URL: <https://www.minenergo.gov.ru> (дата обращения 10.04.2022).

Р.Д. Мингалеева

старший преподаватель

Научный руководитель: к.т.н., проф. **В.В. Бессель**

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва)

ESG-ТРАНСФОРМАЦИЯ ЭКОНОМИКИ РОССИИ КАК ФАКТОР УСКОРЕННОГО РАЗВИТИЯ ЭКОЛОГИЧЕСКИ ЧИСТЫХ ВИДОВ ЭНЕРГИИ

Аннотация. В работе показано, что основной тенденцией развития энергетики России в среднесрочной перспективе будет опережающий рост доли экологически чистых видов топлива и энергии и «гибридизация» энергетики, что станет прочным фундаментом ESG-трансформации экономики России.

Ключевые слова: ESG-трансформация экономики, «гибридные» энергетические технологии, возобновляемые источники энергии.

На современном этапе мирового экономического развития, именно экологические критерии определяют, как успешно ведется работа по улучшению эколого-климатических последствий деятельности компании, отрасли топливно-энергетического комплекса и общества в целом [1].

В структуре энергопотребления России следует выделить «высокоуглеродную» энергетику, включающую такие виды органического топлива, как уголь и нефть, и «низкоуглеродную» энергетику, где для производства энергии применяется природный газ, а также атомные, гидроэлектростанции и различные виды возобновляемых источников энергии (ВИЭ) [1]. Проведенный анализ динамика доли «низкоуглеродной» и «высокоуглеродной» энергетики в энергетическом балансе России за период 1991–2020 гг. [2] показывает, что в то время, как доля «высокоуглеродной» энергетики в России в 1991 г. составляла 48,7%, к 2020 г. она снизилась и составила 33,5%, то доля «низкоуглеродной» энергетики в 1991 г. составляла 51,3%, но к 2020 г. она выросла до 66,5%, прежде всего, за счет опережающих темпов роста использования природного газа, доля которого в энергобалансе страны в 2020 г. составила 52,8%.

Таким образом, развитие энергетики страны за последние 30 лет следует тенденции устойчивого изменения структуры энергетики с постепенным ее переходом на экологически чистые источники энергии [3, 4, 5].

Производство энергии из органического топлива приводит к наиболее существенным выбросам вредных веществ. Тем не менее, при сжигании природного газа для выработки единицы энергии в атмосферу выбрасывается в 1,4 раза меньше двуокиси углерода, чем при сжигании нефти, и в 1,78 раза меньше, чем при сжигании угля, поэтому природный газ считается наиболее экологически чистым углеводородным топливом [4].

Результаты моделирования прогнозов энергопотребления в России по видам топлива и энергии до 2050 г. показывают, что в среднесрочной перспективе

потребление нефти и угля в России будет снижаться, а потребление природного газа, энергии, вырабатываемой на атомных станциях, и энергии из ВИЭ будет расти.

В связи с этим, доля «высокоуглеродной» энергетики в России будет снижаться и к 2050 г. составит ~21,8%, за счет снижения доли нефти и угля в энергобалансе страны. Доля «низкоуглеродной» энергетики будет расти и к 2050 г. составит ~78,2%, прежде всего, за счет ключевой роли природного газа в энергобалансе страны.

Таким образом, прогноз динамики развития структуры энергетики России до 2050 г. показывает, что опережающее развитие экологически чистой энергетики станет прочным фундаментом ESG-трансформации экономики России.

Одним из самых многообещающих направлений развития энергетики являются «гибридные» энергетические технологии, использующие традиционные источники генерации, основанные на сжигании органического топлива, без которых невозможно надежное обеспечение электроэнергией крупных потребителей, в сочетании с распределенной генерацией, в том числе, с применением автономных комбинированных энергетических установок (АКЭУ), использующих ВИЭ с системами накопления энергии различных типов. Такие системы энергообеспечения обладают лучшими технико-экономическими показателями, что особенно важно для удаленных регионов страны [6, 7, 8, 9, 10].

В работе предложена методика применения АКЭУ малой и средней мощности на ВИЭ (с использованием солнечной и ветровой энергии) и с системами аккумулирования энергии для повышения эффективности и надежности энергообеспечения объектов нефтегазового комплекса, расположенных в энергоизолированных районах России, а также представлены результаты моделирования показателей инвестиционной привлекательности проекта автономного энергообеспечения.

Литература

1. ESG-трансформация как вектор устойчивого развития: в трех томах. Том 1/ под общ. ред. К.Е. Турбиной, И.Ю. Юргенса. М.: Аспект Пресс, 2022. 631 с.
2. BP. Statistical Review of World Energy 2021 [Электронный ресурс]. URL: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2021-full-report.pdf> (дата обращения 25.11.2021).
3. Бессель В.В. О перспективах развития глобальной энергетики и ее влиянии на энергетическую безопасность России // Бурение и нефть. 2021. № 5. С. 44–53.
4. Мартынов В.Г., Бессель В.В., Кучеров В.Г., Лопатин А.С., Мингалеева Р.Д. Природный газ – основа устойчивого развития мировой энергетики: монография. М.: Изд. центр РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина, 2021. 173 с.
5. Телегина Е., Студеникина Л., Чапайкин Д. Новые вызовы энергорынка – мир и Россия, возможности роста // Энергетическая политика. 2021. № 8 (162). С. 18–29.
6. Бессель В.В., Кучеров В.Г., Лопатин А.С., Мартынов В.Г., Мингалеева Р.Д. Повышение эффективности и надежности энергообеспечения удаленных и автономных объектов нефтегазового комплекса России // Нефтяное хозяйство. 2018. № 9. С. 144–147.

7. Бессель В.В., Кучеров В.Г., Лопатин А.С., Мартынов В.Г., Мингалеева Р.Д. Современные тенденции развития мировой энергетики с применением «гибридных» технологий в системах энергообеспечения // Нефтяное хозяйство. 2020. № 3. С. 31–35.

8. Бессель В.В., Кучеров В.Г., Лопатин А.С., Мартынов В.Г., Мингалеева Р.Д. Эффективность использования автономных комбинированных энергоустановок малой и средней мощности на возобновляемых источниках энергии // Газовая промышленность. 2016. № 5–6 (737–738). С. 87–92.

9. Мингалеева Р.Д., Бессель В.В., Балашов Ю.И. Повышение энергоэффективности объектов транспорта газа за счет применения автономной комбинированной энергетической установки на возобновляемых источниках с накопителем энергии // Территория Нефтегаз. 2018. № 4. С. 74–82.

10. Бессель В.В., Мингалеева Р.Д., Павлюк В.Е. Повышение энергетической эффективности и надежности энергообеспечения удаленных объектов транспорта газа за счет применения гибридных ветродизельных электростанций // Территория Нефтегаз. 2019. № 3. С. 88–95.

Е.А. Моргунова
студент

О.И. Большакова
канд. физ.-мат. наук, доц.
(ГУУ, г. Москва)

ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ В РОССИИ НИЗКОУГЛЕРОДНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ПРОИЗВОДСТВА ВОДОРОДА ИЗ ПРИРОДНОГО ГАЗА

Аннотация. Рассмотрены преимущества развития водородной энергетики, связанные с отсутствием прямых выбросов в атмосферу загрязняющих веществ и диоксида углерода. Проанализированы перспективы использования в России низкоуглеродных технологий производства водорода на основе природного газа, включая перспективные технологии пиролиза метана.

Ключевые слова: «низкоуглеродный водород», «ископаемый» водород, углеродный след, пиролиз метана, метано-водородная смесь.

С каждым годом растёт спрос на возобновляемые источники энергии (ВИЭ) для улучшения экологической ситуации мире. И одним из самых экологически перспективных источников нетрадиционной энергии является водород. Ведь именно его можно использовать в качестве энергоносителя на транспорте, в энергетике и промышленности, что говорит о его уникальности в этом мире.

Водорода в чистом виде не бывает и существует множество способов его получения, причем каждому процессу присваивается определенный цветовой код в зависимости от используемого сырья и источника энергии. Распределение цветов

позволяет четко разделить производственные процессы, включая их исходное сырье и балансы выбросов [1].

Получение водорода может происходить, например, с помощью электролиза на базе ВИЭ («зеленый» водород), электролиза на базе АЭС («желтый»), паровой конверсии метана («серый»), газификации угля («бурый»), газификации или паровой конверсии метана с улавливанием углерода CCS (carbon capture and storage) («синий» и «голубой» водород) и пиролиза метана («бирюзовый») [3].

Сейчас около 95% мирового потребления водорода приходится на традиционные отрасли, например, в химической промышленности и нефтепереработке, при этом его обычно производят на специальных установках прямо на месте потребления. Даже несмотря на рост его потребления в мире, всё-таки глобального мирового рынка водорода на данный момент времени не существует. И можно сказать, что в долгосрочной перспективе ожидается существенный рост спроса на водород в виде энергоносителя из-за фактического отсутствия прямых выбросов в атмосферу загрязняющих веществ и диоксида углерода. По данным МЭА, в структуре мирового производства чистого водорода 75 % приходится на природный газ, а 23 % – на уголь [2].

Если говорить про технологию получения водорода из углеводородного сырья, то можно отметить, что в первую очередь оно направлено на крупнотоннажные промышленные процессы, потому что в именно в этом производстве были достигнуты наилучшие показатели по себестоимости водорода с учетом энергетических и капитальных затрат, а также основным недостатком получения водорода из ископаемых топлив считаются выбросы в атмосферу CO₂.

В связи с трендом на декарбонизации мировой экономики возможность "энергетического" использования водорода связана с отсутствием прямых выбросов загрязняющих веществ и углекислого газа в атмосферу. Водород может стать новым источником энергии для решения климатических проблем, хранения и доставки энергии.

В топливно-энергетическом комплексе и промышленности все чаще поднимается тема об одном из возможных способов декарбонизации путем замены использования высокоуглеродных топлив (уголь, нефтепродукты), низкоуглеродными: природным газом, метано-водородным топливом, водородом, полученным в том числе из природного газа.

«Низкоуглеродный водород» - включает «ископаемый водород с улавливанием углекислого газа» («голубой» водород) и водород на основе пиролиза («бирюзовый» водород), при этом выбросы парниковых газов в течение всего жизненного цикла значительно ниже по сравнению с существующим производством водорода.

«Ископаемый водород с улавливанием углекислого газа» — это часть «ископаемого» водорода, но с улавливанием парниковых газов, выделяемых в процессе производства водорода («синий» или «голубой» водород). Выбросы парниковых газов при производстве ископаемого водорода с улавливанием углекислого газа или пиролизом ниже, чем при обычном производстве водорода на основе ископаемого топлива, но необходимо учитывать различную эффективность улавливания парниковых газов (максимум 90%) [4,5].

Существующий технологический задел, имеющийся в мире, способен обеспечить низкоуглеродное производство водорода из природного газа методом

пиролиза («бирюзовый» водород). Пиролиз метана – это умеренно эндотермический процесс разложения природного газа (органического сырья). Пиролиз метана является альтернативным подходом к получению водорода из природного газа без образования CO_2 в ходе реакции: $\text{CH}_4 \rightarrow \text{C} \downarrow + 2\text{H}_2 \uparrow$. При пиролизе метана образуется водород, который может быть использован в энергетике, транспортном секторе, в промышленных / химических процессах и т. д. для снижения выбросов загрязняющих веществ и парниковых газов, а также углерод в твердой форме [4,5].

Получение водорода в ЕС может быть произведен путем пиролиза метана при помощи природного газа и электроэнергии (в т. ч. возобновляемой) и даже может иметь либо нулевые (нейтральные), либо отрицательные выбросы углекислого газа (CO_2). Сам процесс получения пиролиза метана происходит следующими методами, таких как термическими, каталитическими, в плазме или же в жидких средах. И после его получения он разделяется на низкоуглеродный водород и экологичный углерод, который в дальнейшем поступает на рынок ЕС.

В настоящее время процессы получения водорода пиролиза метана ведутся по четырем основным направлениям:

- термический пиролиз;
- каталитический пиролиз;
- плазменный пиролиз;
- пиролиз в расплавах металлов (в жидких средах).

Рассмотрим затраты энергии при различных способах получения 1 кг водорода:

1. При обычном электролизе воды для получения 1 кг H_2 требуется 48–78 кВт*ч электроэнергии.

2. При паровом риформинге природного газа необходимое количество тепловой энергии составляет 178–289 МДж (до 1,3 кВт*ч. электрической), при этом образуется порядка 9 кг CO_2 .

3. При плазменном пиролизе природного газа для получения 1 кг H_2 требуется 222–305 МДж. тепловой энергии (11–18 кВт*ч электроэнергии).

4. Пиролиз в расплавах металла требует соответственно 222–274 МДж (0–14 кВт*ч).

Значительным преимуществом пиролиза метана по сравнению с электролизом воды является существенно меньший удельный расход электроэнергии, который составляет менее 20 кВт*ч на килограмм водорода для пиролиза метана, тогда как при электролизе воды требуется 48–78 кВт*ч электроэнергии.

При использовании сетевого электричества в качестве источника энергии, пиролиз метана имеет преимущества в части «углеродного следа» по сравнению с электролизом воды из-за низкого потребления электрической энергии. При этом удельные выбросы углекислого газа при электролизе воды и плазменном пиролизе с использованием возобновляемого электричества (фотовольтаика) сопоставимы.

В зависимости от способов (сжиженный природный газ, трубопроводный газ) и маршрутов «углеродный след» поставок природного газа в ЕС может достигать значения 25 г $\text{CO}_{2\text{экв.}}/\text{МДж}_{\text{LHV}}$. Для российских трубопроводных проектов, в частности, «Северный поток – 1» и «Турецкий поток» «углеродный след» поставок газа оценивается в пределах 6,3–7,3 г $\text{CO}_{2\text{экв.}}/\text{МДж}_{\text{LHV}}$ – это одни из самых минимальных значений для возможных маршрутов поставок природного газа до границы с ЕС [4,5].

В случае продолжения транспортировки газа по указанным российским газопроводам и использования возобновляемых источников энергии (ветра и солнца) «углеродный след» получения водорода, например, плазменным пиролизом метана, оценивается всего в 1,2–1,6 кг CO_{2экв} на 1 кг водорода.

Таким образом, получаемый с помощью пиролиза метана водород по критерию углеродоемкости соответствует «низкоуглеродному водороду» согласно опубликованной водородной стратегии Европы, а также параметрам для устойчивых инвестиций и является одним из эффективных и перспективных решений для достижения краткосрочных и долгосрочных климатических целей ЕС в случае улучшения геополитической ситуации и возможности продолжения энергетического сотрудничества России с Европой.

В целом, можно говорить, что использование в России низкоуглеродных технологий производства водорода на основе природного газа имеет хорошие перспективы.

Литература

1. The potential for hydrogen and new gaseous energy carriers // https://sk.skolkovo.ru/storage/file_storage/a6ef1054-6966-4f01-b9be-8a25ad32dec9/SKOLKOVO_EneC_EN_Study_H2_GER_RUS.pdf (Дата обращения: 09.04.2022).
2. Водород: энергия «чистого» будущего // <https://energypolicy.ru/vodorod-energiya-chistogo-budushhego/business/2021/13/15/> (Дата обращения: 09.04.2022).
3. Классификация водорода по цвету // <https://neftegaz.ru/tech-library/energoresursy-toplivo/672526-klassifikatsiya-vodoroda-po-tsvetu/> (Дата обращения: 10.04.2022).
4. Метан, водород, углерод: новые рынки, новые возможности // <http://www.ngv.ru/magazines/article/metan-vodorod-uglerod-novye-rynki-novye-vozmozhnosti/> (Дата обращения: 08.04.2022).
5. Роль российского природного газа в развитии водородной энергетики // <https://energypolicy.ru/o-aksyutin-a-ishkov-k-romanov-r-teterevlev-rol-rossijskogo-prirodnogo-gaza-v-razvitii-vodorodnoj-energetiki/gaz/2021/12/25/> (Дата обращения: 08.04.2022).

В.М. Немченко

канд. воен. наук, заведующий кафедрой

Е.В. Немченко

специалист по УМР

(ФГБОУ «РИАМА», г. Пушкино)

НАЦИОНАЛЬНЫЙ РЕЖИМ В ЗАКУПКАХ ТОВАРОВ, РАБОТ, УСЛУГ КАК ОДИН ИЗ СПОСОБОВ ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЯ В ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОМ КОМПЛЕКСЕ РОССИИ

Аннотация. Одним из способов ускорения процесса импортозамещения в топливно-энергетическом комплексе России является определение групп товаров, работ, услуг для нужд топливно-энергетического комплекса, которые необходимо включить в перечни группы товаров, работ, услуг, определённые постановлением Правительства Российской Федерации от 30.04.2020 № 616, а также постановлением Правительства Российской Федерации от 30.04.2020 № 617.

Ключевые слова: импортозамещение, национальный режим, ограничение допуска.

Постановлением Правительства Российской Федерации от 15.04.2014 № 321 утверждена государственная программа Российской Федерации «Развитие энергетики», постановлением Правительства Российской Федерации от 18.12.2021 № 2352 утверждены изменения, внесённые в государственную программу в части её формирования по новой структуре, в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 26.05.2021 № 786 «О системе управления государственными программами Российской Федерации» [2].

Одной из целей государственной программы является повышение эффективности обеспечения потребностей внутреннего рынка Российской Федерации соответствующими объёмами производства продукции и услуг отраслей топливно-энергетического комплекса [5].

С 2014 года Минэнерго России в сотрудничестве с Минпромторгом России, а также с другими заинтересованными федеральными органами исполнительной власти и компаниями ТЭК ведет работу по снижению зависимости российского ТЭК от импортного оборудования, технологий и материалов.

Так, по итогам реализации плана по импортозамещению в нефтеперерабатывающей и нефтехимической отраслях промышленности Российской Федерации, ответственным исполнителем которого является Минэнерго России, в 2019 году доля отечественных катализаторов нефтепереработки оценивается на уровне 66,0% (31,8% в 2014 году), катализаторов нефтехимии – 72,7% (34,2% в 2014 году), крупнотоннажных полимеров – 93,5% (83,2% в 2014 году) в общем объёме их потребления [5].

В связи с вступлением в силу закона о промышленной политике в Российской Федерации (№ 488-Ф от 31.12.2014) был отменен основной принцип государственных закупок, принятых ранее, прежде всего принцип обеспечения конкуренции [1]. Если до этого у отечественных и зарубежных товаров были равные условия конкуренции, то в настоящий момент закреплён приоритет российской продукции и создание благоприятных условий для российских производителей.

Вопрос импортозамещения в контрактной системе регулируется статьёй 14 Федерального закона от 05.04.2013 № 44-ФЗ «О контрактной системе в сфере закупок товаров, работ, услуг для обеспечения государственных и муниципальных нужд», где устанавливаются запреты на допуск товаров, происходящих из иностранных государств, работ, услуг, соответственно выполняемых, оказываемых иностранными лицами, а также ограничения допуска. Правительством Российской Федерации устанавливаются условия допуска для целей осуществления закупок товаров, происходящих из иностранного государства (за исключением товаров, работ, услуг, в отношении которых Правительством Российской Федерации установлен запрет).

Запреты допуска товаров установлены следующими нормативно-правовыми актами:

- постановление Правительства Российской Федерации от 30.04.2020 № 616 «Об установлении запрета на допуск промышленных товаров, происходящих из иностранных государств, для целей осуществления закупок для государственных и муниципальных нужд, а также промышленных товаров, происходящих из иностранных государств работ(услуг), выполняемых (оказываемых) иностранными лицами, для целей осуществления закупок для нужд обороны страны и безопасности государства»;

- постановление Правительства Российской Федерации от 16.11.2015 № 1236 «Об установлении запрета на допуск программного обеспечения, происходящего из иностранных государств, для целей осуществления закупок для обеспечения государственных и муниципальных нужд»;

- Указ Президента Российской Федерации от 30.03.2022 № 166 «О мерах по обеспечению технологической независимости и безопасности критической информационной инфраструктуры Российской Федерации (иностранное программное обеспечение на объектах критической информационной инфраструктуры)».

Ограничения допуска товаров установлены:

- постановлением Правительства Российской Федерации 10.07.2019 № 878 от «О мерах стимулирования производства радиоэлектронной продукции»;

- постановлением Правительства Российской Федерации от 22.08.2016 № 832 «Об ограничениях допуска отдельных видов пищевых продуктов, происходящих из иностранных государств, для целей осуществления закупок для обеспечения государственных и муниципальных нужд»;

- постановлением Правительства Российской Федерации от 30.04.2020 № 617 «Об ограничениях допуска отдельных видов промышленных товаров, происходящих из иностранных государств, для целей осуществления закупок для обеспечения государственных и муниципальных нужд».

Условия допуска товаров регламентируются приказом Минфина России 04.06.2018 № 126н «Об условиях допуска товаров, происходящих из иностранного

государства или группы иностранных государств, для целей осуществления закупок товаров для обеспечения государственных и муниципальных нужд»

Так, анализ постановления Правительства Российской Федерации от 30.04.2020 № 616 (ред. от 17.02.2022) «Об установлении запрета на допуск промышленных товаров, происходящих из иностранных государств, для целей осуществления закупок для государственных и муниципальных нужд, а также промышленных товаров, происходящих из иностранных государств, работ (услуг), выполняемых (оказываемых) иностранными лицами, для целей осуществления закупок для нужд обороны страны и безопасности государства» [3] указанных в Приложении (Перечень) на предмет наличия товаров, работ, услуг которые закупаются для нужд топливно-энергетического комплекса позволяет сделать вывод, что из 146 групп товаров, работ, услуг запрет установлен только на 2 группы:

- арматура регулирующая (обратная, предохранительная, распределительно-смесительную, разделительную, комбинированную, клапаны редукционные);
- арматура запорная для управления процессом (задвижки, краны, клапаны запорные, затворы дисковые и другая арматура).

К примеру катализаторы нефтепереработки, катализаторы нефтехимии, крупнотоннажные полимеры в данном перечне нет, хотя производители Российской Федерации при введении запрета на поставку иностранного товара из этих групп получили бы стимул на 100% заместить импорт.

Также, проведя анализ постановления Правительства Российской Федерации от 30.04.2020 № 617 (ред. от 17.02.2022) «Об ограничениях допуска отдельных видов промышленных товаров, происходящих из иностранных государств, для целей осуществления закупок для обеспечения государственных и муниципальных нужд»[4], отмечаем, заказчик отклоняет все заявки, содержащие предложения о поставке отдельных видов промышленных товаров, происходящих из иностранных государств, за исключением государств – членов Евразийского экономического союза (далее – заявки), при условии, что на участие в закупке подано не менее 2 заявок, удовлетворяющих требованиям извещения об осуществлении закупки, документации о закупке на предмет наличия товаров, работ, услуг которые закупаются для нужд топливно-энергетического комплекса позволяет сделать вывод, что из 173 групп товаров, работ, услуг ограничения допуска установлены только на 8 групп.

В этой связи следует заметить, что при использовании бюджетных ассигнований федерального бюджета, выделяемых в рамках государственной программы Российской Федерации «Развитие энергетики» для закупок товаров, работ, услуг целесообразно рекомендовать профильным органам исполнительной власти определить группы товаров, работ, услуг для нужд топливно-энергетического комплекса, для включения в перечни постановления Правительства Российской Федерации от 30.04.2020 № 616 и постановления Правительства Российской Федерации от 30.04.2020 № 617 для ускорения процесса импортозамещения.

Литература

1. Федеральный закон от 05.04.2013 № 44-ФЗ «О контрактной системе в сфере закупок товаров, работ, услуг для обеспечения государственных и муниципальных нужд».
2. Постановление Правительства Российской Федерации от 26.05.2021 № 786 «О системе управления государственными программами Российской Федерации»
3. Постановление Правительства Российской Федерации от 30.04.2020 № 616 (ред. от 17.02.2022) «Об установлении запрета на допуск промышленных товаров, происходящих из иностранных государств, для целей осуществления закупок для государственных и муниципальных нужд, а также промышленных товаров, происходящих из иностранных государств, работ (услуг), выполняемых (оказываемых) иностранными лицами, для целей осуществления закупок для нужд обороны страны и безопасности государства».
4. Постановление Правительства Российской Федерации от 30.04.2020 № 617 (ред. от 17.02.2022) «Об ограничениях допуска отдельных видов промышленных товаров, происходящих из иностранных государств, для целей осуществления закупок для обеспечения государственных и муниципальных нужд».
5. Официальный сайт Минэнерго России — URL: <https://minenergo.gov.ru/> (дата обращения: 24.04.2022).
6. Немченко В.М. Особенности применения национального режима в государственных и муниципальных закупках М.: ФГБОУ «РИАМА», 2021 – С. 18-54.

А.А. Никифорова
Я.М. Киселева
студенты
Ю.Н. Линник
д.т.н., проф.
(ГУУ, г. Москва)

ЦИФРОВИЗАЦИЯ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА РОССИИ: ЕЕ ПЕРСПЕКТИВЫ И РАЗВИТИЕ

Аннотация. В данной статье рассматриваются описание цифровизации в топливно-энергетическом комплексе России, ее перспективы и развитие, применение цифровых технологий в химической и нефтегазовой отрасли.

Ключевые слова. цифровизация, искусственный интеллект, топливно-энергетический комплекс, технологии развития, цифровая трансформация, перспективы.

Цифровых технологий в современном мире становится все больше и больше. На сегодняшний день цифровизация открывает доступ к рынкам будущего, дает возможность управлять наиболее сложными энергосистемами, а также способствует

формированию широкого спектра новых технологий. Наиболее значимыми факторами, которые поспособствуют изменениям в энергетике, будут цифровые технологии и технологии обработки больших данных.

Больше всего на энергетическую сферу окажут влияние технологии, включающие продвинутую аналитику данных, в том числе искусственный интеллект (ИИ), роботизацию, а также облачные и квантовые вычисления, которые затронут все секторы отрасли. Навыки работы с цифровыми технологиями скорее всего станут одними из самых востребованных на рынке.

Цифровая трансформация является значимым технологическим сдвигом в энергетической отрасли, которая приведет к существенному увеличению эффективности и рентабельности. Прорыв в этой области стал возможен только с появлением и развитием таких технологий, как промышленный интернет вещей (IIoT), обработка больших данных (Big Data), когнитивные вычисления (Cognitive Computing) и дополненная реальность (AR) [1].

Такие мировые отрасли, как химическая и нефтегазовая находятся на стадии огромных перемен. Изменение цен на энергоносители, трудности с разведкой месторождений и с пополнением запасов, замедление эффективности производства, увеличение расходов на научно-технические исследования, проблемы предоставления безопасности и выполнение нормативных требований – все из вышеперечисленного привело к большим изменениям в отрасли.

Для развития в этих условиях, химические и нефтегазовые предприятия должны находить новые способности, чтобы уменьшить затраты, повысить прибыль, сформировать наиболее эффективные решения в таких областях, как разведка, разработка и принятие решений с учетом всех рисков. Эти предприятия обладают доступом к большим объемам данных, которые получают от систем управления, датчиков, месторождений, происшествий и многих других источников, но при превращении этих данных в полезные идеи возникают трудности. Современные когнитивные технологии (Cognitive Computing) могут способствовать анализу объемов данных и реализовать их в системах для адаптации и обучения [2]. В результате экспоненциального роста возможностей искусственного интеллекта когнитивные технологии способны увеличивать и дополнять способности человека, помогая организациям вводить инновации, увеличивать эффективность работы и осуществлять обоснованные решения относительно важных проектов.

Также обработкой, сбором, верификацией, структурированием данных с технологических объектов и передачей их в цифровые системы управления производственными процессами занимается IIoT-платформа, так называемый, “интернет вещей”. Он обеспечивает высокую скорость доступа к данным, заданную глубину анализа для формирования управленческой отчетности [3].

Не так давно пермская компания Galileosky реализовала важный проект в области промышленного интернета вещей. Данная система производит учёт ресурсов и мониторинг параметров бурения на мобильных и стационарных установках. Разработка компании, а именно терминалы с поддержкой Wi-Fi, позволяет экономить от 2-х до 10-ти кубометров топлива в месяц. Приборы Galileosky работают при их установке непосредственно на подконтрольное оборудование буровых установок. Передача данных происходит через промышленный Wi-Fi-роутер, который обеспечивает постоянную точку доступа и подключен к спутнику заказчика. Далее с

помощью каналов спутниковой связи данные с оборудования передаются на сервер мониторинга и обрабатываются с помощью ПО, разработанного интегратором специально под проект. После поступления информации происходит ее расшифровка и группировка в удобные для визуального анализа графики и отчёты.

Большой вклад в развитие в нефтегазовой отрасли внесла технология дополненной реальности (AR). Она используется для оценки новых производственных объектов на месторождении. «Газпром нефть» уже реализовала данный проект в конце января 2022 года. Представителям Росприроднадзора удалось дистанционно проинспектировать новые скважины «Газпром нефти» на Ягодном месторождении в Оренбургской области, находясь на своих рабочих местах в Москве и Оренбурге. Данное мероприятие прошло с использованием как видеотрансляции, так и инструментов дополненной реальности. По результатам инспекции Росприроднадзор выдал заключение о соответствии скважин природоохранным нормативам, что позволило завершить процедуру оценки и получить разрешение на ввод объектов в эксплуатацию. Как отметили в «Газпром нефти», пилотный эксперимент подтвердил высокую эффективность AR-технологий для дистанционного контроля и приемки объектов нового строительства. Цифровые решения повышают скорость и качество, снижают затраты на проведение работ, особенно — при инспектировании в труднодоступных и удаленных районах. Кроме того, технологии обеспечивают безопасность и оперативность оценки новых производственных объектов.

Подводя итоги, нельзя отрицать значимость цифровизации такой отрасли, как нефтегазовая. Вышеперечисленные технологии во многом облегчают работу по учету ресурсов, мониторингу параметров бурения скважин, а также обработки огромных объемов информации и ее структурирования. Таким образом, цифровизация позволяет сделать управление сложными энергосистемами проще, что дает ей огромную перспективу для развития в топливно-энергетическом комплексе.

Литература

1. ENERGOPOLICY.RU // Общественно-деловой научный журнал «Энергетическая политика» // «О цифровой трансформации в энергетической отрасли» // URL: www.energypolicy.ru/o-czifrovoj-transformaczii-energeticheskoy-otrasli/neft/2021/19/05/ (дата обращения: 09.04.2022).

2. IBM Institute for Business Value // Данные на службе химической и нефтегазовой отрасли. Как в отрасли внедряются когнитивные технологии. // Краткий обзор. // URL: www.ibm.com/downloads/cas/OMPZBP2J (дата обращения: 10.04.2022).

3. TADVISER.RU // Промышленный интернет вещей в России. Обзор. // Примеры актуальных IIoT-проектов в России. // URL: www.tadviser.ru/index.php/%D0%A1%D1%82%D0%B0%D1%82%D1%8C%D1%8F:%D0%9F%D1%80%D0%BE%D0%BC%D1%8B%D1%88%D0%BB%D0%B5%D0%BD%D0%BD%D1%8B%D0%B9_%D0%B8%D0%BD%D1%82%D0%B5%D1%80%D0%BD%D0%B5%D1%82_%D0%B2%D0%B5%D1%89%D0%B5%D0%B9_%D0%B2_%D0%A0%D0%BE%D1%81%D1%81%D0%B8%D0%B8._%D0%9E%D0%B1%D0%B7%D0%BE%D1%80_TAdviser_2022 (дата обращения: 10.04.2022).

4. TADVISER.RU // Информационные технологии в Газпром Нефть. // 2022: Применение AR при оценке новых производственных объектов на месторождении // URL:

www.tadviser.ru/index.php/%D0%A1%D1%82%D0%B0%D1%82%D1%8C%D1%8F:%D0%98%D0%BD%D1%84%D0%BE%D1%80%D0%BC%D0%B0%D1%86%D0%B8%D0%BE%D0%BD%D0%BD%D1%8B%D0%B5_%D1%82%D0%B5%D1%85%D0%BD%D0%BE%D0%BB%D0%BE%D0%B3%D0%B8%D0%B8_%D0%B2_%D0%93%D0%B0%D0%B7%D0%BF%D1%80%D0%BE%D0%BC_%D0%BD%D0%B5%D1%84%D1%82%D1%8C
(дата обращения: 10.04.2022).

М.В. Николаев

аспирант

Научный руководитель: д.э.н., проф. **О.Б. Скрипник**

(МФЮА, г. Москва)

ОСОБЕННОСТИ УПРАВЛЕНИЯ ПЕРСОНАЛОМ ТЭК В НОВОЙ РЕАЛЬНОСТИ

Аннотация. В современной реальности управление персоналом приобретает одну из ключевых ролей на предприятиях ТЭК. Проблема эффективного использования кадровых ресурсов стоит очень остро. Цель управления персоналом состоит в эффективном функционировании производственных процессов и удовлетворении потребностей персонала. Особенности управления персоналом на данном направлении заключаются в оптимальном соотношении возможностей и результатов процесса управления.

Ключевые слова: персонал, управление, методология, оценка, эффективность.

За последнее время в России, и в мире целом, произошли кардинальные геополитические изменения в политике, экономике, социальных отношениях, взглядах на структуру общественных отношений и понимание механизмов взаимодействия природы человеческих отношений в складывающейся новой реальности.

Глобальная пандемия COVID-19, разразившаяся в конце второго десятилетия XX века, подготовленная закулисными игроками мировых гегемонов во главе с США и неоднозначной роли Китая в этом аспекте заставила задуматься большинство человечества каким путем идти дальше в своем развитии производственных и общественных отношений. Недавняя, начавшаяся специальная военная операция Российской Федерации против Украины, представляющей собой форпост демократий и ценностей западного мира, возвращенных на упущенных возможностях построения там общества духовно близкому к русскому народу после второй мировой войны XX века, подвела актуальную черту перед складывающимся новым мировым порядком и места России в нем.

Россия приняла этот вызов Запада и начала борьбу за свое миропонимание проблем, стоящих перед мировым сообществом.

Топливо-энергетический комплекс (ТЭК), представляющий собой группу отраслей, занимающихся добычей, переработкой и транспортировкой топливных ресурсов, а также переработкой электроэнергии и передачи ее потребителям, обоснован, как стратегический ресурс. Существование государства в условиях объявленных санкций и враждебных намерений, затрудняющих доступ к передовым мировым технологиям и ресурсам в условиях неопределенности от складывающейся на сегодняшний момент ситуации в Российской Федерации, во многом зависит от эффективного управления в ТЭК.

Приоритетным направлением, позволяющим стабилизировать рост эффективности и повышение качества производственной деятельности, является развитие и совершенствование эффективного механизма управления предприятиями топливно-энергетического комплекса (ТЭК), ориентированного на оптимизацию использования имеющегося научно-технического потенциала. В общей структуре модели развития механизма управления предприятиями ТЭК особое место отводится процессу совершенствования кадровой политики, вследствие чего повышается эффективность производства [1, с. 3].

В этих условиях, однозначно, встает вопрос, об особенностях управления персоналом на предприятиях ТЭК.

Нестандартные ходы управления в этой области, в складывающихся условиях, должны привести научную новизну и практическую значимость полученных результатов для предприятий ТЭК. Научная новизна будет складываться из разработки теоретических и методических основ развития механизма управления персоналом на предприятиях топливно-энергетического комплекса (ТЭК) в комплексе управления административными, экономическими и социально-психологическими методами управления персоналом. В кризисных условиях функционирования экономики данное направление будет осуществлено в условиях сложной и неопределенной ситуации по взаимодействию всех структур управления производством на основе берегающего подхода в ограниченности привлечения иностранных инвестиций и капитала, а также бережного отношения к собственным ресурсам в стране.

Методология исследования управления персоналом на предприятиях топливного энергетического комплекса (ТЭК) представлена теоретическими положениями, принципами, подходами и методами, в совокупности с которыми, ставятся цели, задачи исследования и решения возникающих проблем. В современных условиях, знание методологии необходимо для успешного проведения исследования и получения достоверных результатов в области управления персоналом на предприятиях ТЭК.

Исходя из насущных проблем, которые стоят перед предприятиями ТЭК, цели управления персоналом заключаются в следующих аспектах. Во-первых, в эффективно выстроенной системе управления персоналом, включающей в себя конкурентоспособность, увеличение производительности труда и ответственности каждого сотрудника в сохранении стабильности коллектива к интересам предприятий ТЭК. Во-вторых, в создании кадрового резерва, не допускающего простоя предприятий ТЭК, независимо от любых форс-мажорных обстоятельств, а также нахождения дисбаланса между опытными и молодыми специалистами. Эта доля

определяется примерно равным соотношением. В-третьих, в удовлетворении материальных и социальных потребностях сотрудников, от чего напрямую зависит эффективность рабочего процесса [2].

Как правило, задачами управления персоналом называют реализацию целей, при которых совершенствуются механизмы управления человеческими ресурсами в производственной деятельности ТЭК, растёт профессиональный уровень работников и появляется их заинтересованность в успешности достижения намеченных результатов. Задачи управления персоналом ТЭК включают в себя следующее: разработка и реализация долгосрочных и краткосрочных оперативных планов по работе с кадровыми ресурсами; своевременный количественный и качественный анализ кадрового потенциала и выявление потребности в нем; оценка и аттестация сотрудников, создание кадрового резерва и управление продвижением персонала по карьерной лестнице. Еще можно отметить: реализация программ профессиональной подготовки, повышение квалификации сотрудников и их мотивация на эффективную работу; управление всеми расходами на персонал, принятие мер по снижению рисков потери ценных кадров для предприятий ТЭК; выработка общей стратегии и иная работа с персоналом [3].

Теоретико-методологические положения помогают научно обосновать утверждения о перспективах развития управления персоналом и его эффективное использование на предприятиях ТЭК. В настоящее время, эффективному труду должно быть уделено самое пристальное внимание со стороны руководителей ТЭК, так как ресурсы, из которых производятся материальные блага, имеют существенную стоимость в рамках осуществления необходимых проектов.

Принципы исследования управления персоналом на предприятиях ТЭК представляют собой базовые правила и исходные положения, которые используются в научной деятельности. При управлении персоналом ТЭК важно соблюдать и координировать между собой такие принципы, как: системности, объективности, научности, функциональности экономической целесообразности, ответственности, согласованности и оптимальности. Например, принцип системности (один из наиболее важных и обстоятельных принципов) – исследует систему управления (персоналом) как единого и целостного явления, входящего в систему предприятий (ТЭК), состоящих из подсистем, элементов и их связей. Принцип научности – исследование проводится на основе достижений современной науки и техники, практики с учетом современных подходов и методов, а также современных законов и закономерностей управления (персоналом ТЭК). Принцип экономической целесообразности подразумевает стремление к снижению затрат на персонал ТЭК и повышению его эффективности в производственной деятельности [4, с.11-12].

В современных особенностях управления персоналом предприятий ТЭК также важны и задействованы подходы и методы управления персоналом. Подходы определяют направленность исследования. Наиболее важные и существенные подходы по управлению персоналом, которые задействованы в настоящее время на предприятиях ТЭК – это системный, ситуационный, операционный, процессный, целевой, информационный, поведенческий, анализ межличностных отношений и группового поведения, теория принятия решений и эффективных коммуникаций и многие другие. Системный подход по управлению персоналом включает в себя управление сотрудниками предприятий ТЭК как определенную систему, которая предназначена в достижении общих целей организации и эффективности

производственной деятельности. Процессный подход по управлению персоналом ТЭК делегирует полномочия и ответственность определенным участникам производственного процесса. Теория принятия решений и эффективной коммуникации основана на обладании всей необходимой информацией лицами, которые принимают решения.

Методы управления персоналом предприятий ТЭК делятся на три большие группы: административные, экономические и социально психологические. К административным методам можно отнести: приказы, распоряжения и указания, которые ориентированы на такие мотивы человеческого поведения, как чувство долга, осознание необходимости соблюдения трудовой дисциплины, стремление работать на определенном предприятии (ТЭК). Методы экономические включают в себя: оплату труда, участие в прибыли, систему поощрений за качество труда и его эффективность, а также систему наказаний за определенные действия в виде вычетов и штрафов. Применение данных методов на предприятиях ТЭК базируется на их окупаемости, инвестирование средств в материальное стимулирование персонала приносит отдачу в виде прибыли за счет повышения качества работы. Социально-психологические методы представлены: психологическое воздействие на персонал (формирование групп, создание нормального психологического климата в коллективе), моральное стимулирование, развитие у работников инициативы и ответственности. Данные методы основаны на законах психологии и социологии, с их помощью можно управлять карьерой персонала, помогают определить место каждого сотрудника в коллективе, выявляют неформальных лидеров, решают производственные конфликты, формируют корпоративную культуру [5].

Отмечая особенности управления персоналом топливно-энергетического комплекса (ТЭК) важно отметить, что все вышеперечисленные методы управления персоналом должны работать слаженно и гармонично.

Только таким образом, можно достичь определенных успехов в производственной деятельности ТЭК на благо государства и общества.

Важным моментом для предприятий ТЭК является проведение оценки эффективности системы управления персоналом. Оценка проводится для того, чтобы: оценить затраты на персонал и кадровые мероприятия; определить степень удовлетворенности персонала эффективностью управления; выявить слабые места и обеспечить функционирование обратной связи в области управления персоналом; разработать рекомендации по решению кадровых проблем и совершенствованию системы управления персоналом в целом на предприятиях ТЭК.

Оценка эффективности направлена на определение всего уровня кадрового потенциала (включая руководство предприятий ТЭК) путем сопоставления фактических значений показателей с уровнем соответствия установленным параметрам, критериям, нормам, стандартам и измерения издержек и выгод, связанных с целями и задачами ТЭК [6, с. 345-347].

Подводя итоги, можно сделать вывод, что особенности управления персоналом ТЭК в новой реальности, заключаются в рациональном и взвешенном подходе к управлению в области человеческих ресурсов. Важно не только сохранить высококвалифицированных специалистов в этой отрасли, но и постоянно готовить новые высококвалифицированные кадры для работы в новых условиях, проводить обучение и переподготовку в отечественных учебных заведениях и производствах.

Предприятия ТЭК – это стратегический ресурс нашей экономики, к которому мы должны подходить со всей серьезностью и ответственностью. Человеческий капитал, как нельзя лучше, подходит для стратегических целей и задач, стоящих перед экономикой страны.

Литература

1. Васяйчева, В. А. Развитие механизма управления предприятиями на основе совершенствования кадровой политики (по материалам предприятий топливно-энергетического комплекса Самарской области): автореферат диссертации...к. э. н.// Научный руководитель: д.э.н. – проф. Гагаринская Г. П. 08.00.05. Самара, 2010. – 22 с.

2. Глухенькая, Н. М. Исследование систем управления персоналом организации: монография / Н. М. Глухенькая. – Прага : Vědecko vydavatelské centrum «Sociosféra-CZ», 2014. – 96 с. – ISBN 978-80-87966-44-0. – EDN SXUOIB.

3. Антипова, О. В. Подходы к оценке эффективности системы управления персоналом в организациях ТЭК / О. В. Антипова // Экономика труда. – 2019. – Т. 6. – № 1. – С. 341-356. – DOI 10.18334/et.6.1.39742. – EDN ZDDHCX.

А.С. Новикова

студент

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва)

О.В. Еременко

к.э.н., доцент

(филиал РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина в г. Оренбурге)

Научный руководитель: к.э.н., профессор В.А. Шпаков

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва)

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ ТРИЗ НЕФТИ

Аннотация. Одной из современных проблем развития недропользования является сокращение доли традиционных запасов нефти при росте трудноизвлекаемых. При этом эффективность разработки в обоих случаях обеспечивается внедрением методов увеличения нефтеотдачи на базе инновационных технологий, направленных на увеличение добычи и сокращение условно-постоянных затрат (эффект масштаба). В этой связи актуализируется вопрос совершенствования технологий проведения геолого-технических мероприятий.

Ключевые слова: трудноизвлекаемые запасы, геолого-технические мероприятия.

Запасы нефти и газа артинской залежи Восточного участка Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения (ОНГКМ), вследствие низкой проницаемости

и высокой геологической неоднородности, относятся к трудноизвлекаемым. Это обуславливает необходимость в искусственном поддержании пластового давления и проведения геолого-технических мероприятий (ГТМ) при эксплуатации залежи с самого начала разработки [3]. Наиболее распространенными методами воздействия являются: соляно-кислотная обработка призабойной зоны, ремонтно-изоляционные работы и т. д.

К сожалению, в связи с изменением фильтрационно-емкостных свойств коллекторов по мере разработки месторождения в течение 55 лет, часть из существующих технологий ГТМ оказалась низко результативной. Дополнительная добыча снижается, несмотря на увеличение средств, выделяемых на их проведение. Необходимость решения этой проблемы обусловили поиск новых технологий. Выбор технологий позволит решить проблемы дальнейшей эксплуатации пробуренного фонда скважин на залежах с ТриЗ и освоить вновь вводимый фонд в эксплуатацию.

К таковым, прежде всего, стоит отнести бурение боковых стволов – это одна из наиболее эффективных технологий, позволяющая нарастить добычу нефти на старых месторождениях и увеличить коэффициент извлечения нефти из пластов, вернуть в эксплуатацию нефтяные скважины, которые не могут быть возвращены в действующий фонд другими методами [1]. Путем бурения боковых стволов в разработку вовлекаются трудно извлекаемые запасы нефти, добыча которых ранее не представлялась возможной.

Вторым, достаточно перспективным направлением должно стать совершенствование технологий обработки призабойной зоны. Дело в том, что эксплуатация скважин, как правило, сопровождается постепенным ухудшением состояния призабойной зоны пласта, вследствие ее кольматации глиной, кальцитами, окисью железа, высокомолекулярными компонентами нефти (асфальтенами, смолами, парафинами), что приводит к снижению продуктивности. Обработки так же проводятся с целью интенсификации притока, при подозрении на ухудшенное сообщение скважины с нефтенасыщенной частью пласта. Таким образом, разработка ТриЗ нефти без применения физико–химических и химических ГТМ на ОНГКМ невозможен, ввиду отсутствия притока нефти и геолого–физических особенностей пород коллекторов месторождения [6].

Для формулировки наиболее эффективных технологий в рамках этих двух направлений разработки ТриЗ было решено идентифицировать факторы, влияющие на их результативность, и смоделировать риски их появления [5]. Так, в ходе проведения анализа ранее проведенных на ОНГКМ мероприятий, было установлено, что значительное влияние на целесообразность технологии бурения боковых стволов оказывает окончание и фактическая протяженность ствола скважины. Мы в работе предлагаем применять на Восточном участке ОНГКМ горизонтальное окончание ствола. Предварительные расчеты показали, что такой способ позволит обеспечить прирост добычи на 9,3 тыс. тонн в расчете на 1 забуренный боковой ствол. Средний дебит при этом составит 18,1 тонн/сутки против 11,7 тонн/сутки на 01.01.2022 г.

Применение горизонтального окончания бокового ствола скважин (ГС) позволит достичь максимальных дебитов нефти по сравнению с вертикальным [4]. При этом для получения надежного положительного результата нефтенасыщенная толщина продуктивных пластов рекомендуется в размере более 10 м. Это объясняется тем, что стоимость бурения ГС выше бурения вертикальных в 2 раза, соответственно и

технологический риск бурения на толщины менее 10 м выше в два раза. Тем не менее, при применении ГС дебит нефти может возрасти в 2 и более раз (по отношению к дебиту вертикальных скважин), что во многих случаях обеспечивает высокую окупаемость дополнительных затрат. На участках же залежей, особенностью строения которых является наличие небольших (толщиной менее 2–3 м) перемычек, отделяющих нефтяную часть пласта от водоносной, применение ГС может оказаться безальтернативным средством интенсификации разработки [2]. Бурение ГС в таких условиях чревато ростом обводненности скважин и ухудшением выработки запасов.

При выборе технологий проведения обработки эксплуатационного фонда скважин авторы в качестве приоритета выделили их направленность на очистку призабойной зоны пласта и восстановление его фильтрационных характеристик. Проведенные исследования показали, что максимальная эффективность при воздействии на забой пласта будет достигнута совместным использованием физико-химических методов (закачка кислотных составов и растворителей) и технических средств, обеспечивающих удаление колюматрирующих веществ и продуктов химических реакций из порового пространства коллектора. В частности, кислотное воздействие позволит:

- увеличить проницаемость призабойной зоны пласта за счет выщелачивания кислоторастворимых карбонатных материалов в породе;
- очистить поры, закупоренные глинистым раствором при бурении;
- растворить и вынести на поверхность коррозионные отложения со стенок насосно-компрессорных труб и обсадных колонн.

Наибольшее влияние на результативность кислотной обработки оказали такие факторы, как: обводненность продукции, начальная нефтенасыщенность, нефтенасыщенная толщина, фильтрационно-емкостные свойства коллекторов, кратность применения обработок. Так, применение кислотных методов интенсификации разработки ТрИЗ нефти более эффективно при сравнительно небольшой обводненности продукции скважин. При увеличении данного показателя применяются кислотные составы в сочетании с ПАВ, растворы ПАВ и их различные композиции. в целом, предлагаем провести 2826 мероприятий по комплексной обработке (с учетом числа скважин), которые позволят обеспечить дополнительную добычу в объеме 4066 тыс. тонн или 3,7% от общей планируемой дополнительной добычи нефти из залежей с ТрИЗ (рис.1).



Рис. 1. Структура дополнительной добычи нефти на залежах ТрИЗ в 2023 году по видам предлагаемых технологий

Кроме этого, с целью выбора наиболее эффективных технологий разработки ТриЗ нефти были рассчитаны традиционные показатели эффективности инвестиций – чистый дисконтированный доход, внутренняя норма доходности, срок окупаемости, индексы доходности. По результатам расчетов стоит заметить, что все предлагаемые технологии характеризуются положительным значением ЧДД за проектный период (37 лет). Рентабельный период превысил 21 год при инвестициях на уровне 2,97 млрд. руб. Накопленный ЧДД за рентабельный срок составит 9,8 млрд. руб.

Таким образом, проведенное исследование особенностей разработки ТриЗ нефти на ОНГКМ позволил в качестве основных технологий предложить бурение горизонтальных стволов и кислотные обработки скважин. Их применение позволит обеспечить дополнительную добычу нефти и продлить жизненный цикл эксплуатации месторождения на 37 лет.

Литература

1. Еременко О.В. Инновационный вектор стратегии эффективной эксплуатации зрелых многокомпонентных месторождений углеводородного сырья // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. - 2017.- №12.- С. 26–32.
2. Жданов М.А. Нефтегазопромысловая геология и подсчет запасов нефти и газа. //Недра. – М., 1981. - 412 с.
3. Мартынов В.Г., Мурадов А.В., Баранов В. В. Формирование инновационной экономики России: монография. – М.: «Недра». 2011. - 547 с.
4. Новикова А.С. Инновации, обеспечивающие рост рентабельности эксплуатации Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения. // Сборник материалов X Всероссийской научно-практической конференции молодых ученых с международным участием «Россия молодая». 2018. - С. 64105.1–64105.3.
5. Русев В.Н., Скориков А.В. Стохастическое моделирование - Учебное пособие. - Москва, 2015, - 235 с.
6. Eremenko O.V., Novikova A.S. Improvement of technologies as a basis for effective development of Mature field //Geonature 2019. Tyumen 2019: 6th Conference–Тюмень: EAGE Publications BV, -2019. - 459 с.

А.С. Новикова
студент

Научный руководитель: д.т.н., профессор **Н.Н. Михайлов**
(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва)

ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОВ ПОВЫШЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТОВ ИЗВЛЕЧЕНИЯ И ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ

Аннотация. Современной проблемой разработки месторождений углеводородного сырья является несовершенство методики обоснования вариантов повышения отдачи пластов и интенсификации добычи. Традиционные методы не обеспечивают достоверность расчетов в связи с отсутствием должного массива данных о характере вытеснения и заводнения пласта за длительный период времени. В этой связи формулировка технологии обоснования коэффициента нефтеизвлечения и стала целью данной работы.

Ключевые слова: коэффициент нефтеотдачи, гидродинамические модели.

Одной из самых значимых характеристик разработки месторождения являются коэффициенты извлечения нефти/конденсата/газа (КИН/КИК/КИГ). Данные параметры считают технико-экономическими показателями, так как, с одной стороны, они влияют на рентабельность инвестирования в разработку месторождения, а с другой стороны, характеризуют успешность предлагаемых технологических и технических решений по разработке месторождения [3]. Для обоснования применения методов повышения коэффициентов извлечения углеводородов применяются различные методы: расчет с использованием 3D гидродинамических моделей; экстраполяционные методы или «характеристики вытеснения»; статистические методы или методы многомерного регрессионного анализа [5]; эмпирический и аналоговый. Мы опробовали каждый из них на примере объектов Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения и выяснили, что наиболее достоверную оценку обеспечивает применение двух методик – использование 3D гидродинамических моделей и анализ коэффициентов извлечения по пластам аналогам месторождений Оренбургской области.

Экстраполяционные методы на текущем этапе разработки Оренбургского месторождения не могут быть использованы для оценки КИН ни по одному из объектов, так как в их основу положены характеристики вытеснения, то есть зависимости между накопленными отборами нефти и жидкости (или воды) за достаточно длительный период разработки. К сожалению, такие данные долгое время не изучались и соответственно отсутствуют в геологической базе данных месторождения.

Статистические методы не использовались ввиду несоответствия геолого-физических характеристик, а они справедливы лишь при условиях, аналогичных тем, на основе которых они получены. Поэтому при их использовании необходимо, чтобы геологические и технологические показатели исследуемых залежей соответствовали

входным данным статистических моделей. Данное требование в наших условиях также не выполняется.

По той же причине не использовался эмпирический метод, так как объекты Оренбургского месторождения характеризуются низкой долей коллектора (0,16-0,47 д. ед.) и высокой расчлененностью (10-30) [1].

Основным методом для обоснования методов повышения отдачи пластов стал метод расчета технологических показателей вариантов разработки объектов, выполненный на трехмерной гидродинамической модели. Аналоговый метод явился дополнительным инструментом и послужил основой определения граничных значений потенциально возможной величины достижения коэффициентов извлечения УВС.

При использовании аналогового метод выбор пластов-аналогов проводился, исходя из геологических условий залегания пластов и географической близости, соседних с Оренбургским месторождением. При выборе аналогов был выполнен сопоставительный анализ геолого-физических параметров пластов изучаемого месторождения с параметрами одновозрастных пластов соседних. При этом необходимо отметить, что полного соответствия ни по одному из представленных пластов аналогов не обнаружилось. Все они имели более высокую проницаемость (4–7 мД против 0,25-0,47 мД), меньшую мощность эффективных толщин нефтенасыщенной части (1,4-7,4 м против 15,0-32,6 м) [4]. Газ газонасыщенной части залежи всех аналогов характеризовался большим в 2–3 раза потенциальным содержанием стабильного конденсата. Тем не менее условия Чкаловского месторождения позволили выделить его в качестве пласта аналога для последующего обоснования методов повышения КИН с использованием следующего соотношения [2]:

$$\text{КИН} = K_{\text{выт}} K_{\text{охв.в}} K_{\text{охв.зав.}} \quad (1),$$

где $K_{\text{выт}}$ – коэффициент вытеснения нефти;

$K_{\text{охв.в.}}$ – коэффициент охвата процессом вытеснения;

$K_{\text{охв.зав.}}$ – коэффициент охвата заводнением.

Результаты расчетов показали, что значения конечных КИН, полученные при расчете рекомендуемого варианта разработки на гидродинамических моделях объектов Оренбургского месторождения, находятся в допустимом диапазоне (рис. 1).

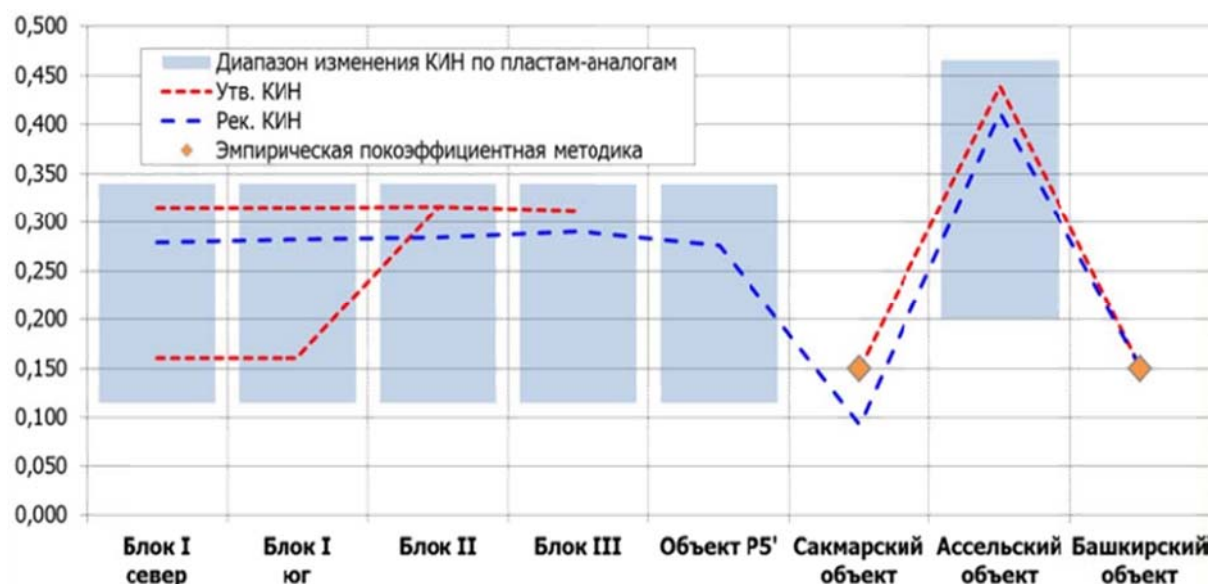


Рис. 1. Сопоставление коэффициента извлечения нефти по объектам разработки месторождения

Таким образом, конечные величины КИН/КИГ/КИК по объектам месторождения составили: Блок I север - 0,279/0,843/0,322, Блок II юг - 0,282/0,857/0,350, Блок II - 0,284/0,806/0,316, Блок III - 0,290/0,926/0,320, объект P5' - 0,276, Сакмарский объект – 0,097/0,845/0,321, Ассельский – 0,412/0,739/0,302, объект А1 1 -А4 1 - 0,864/0,482, Башкирский объект– 0,148/0,893/0,309. По каждому объекту рассмотрено до трех вариантов разработки, которые сложены для получения рекомендуемого варианта в целом по месторождению. Для вариантов по объектам и месторождению в целом выполнена технико-экономическая оценка. К внедрению был рекомендован вариант, согласно которого извлекаемые запасы нефти по месторождению составляют 193 млн. т (КИН – 0,288 д.ед.), извлекаемые запасы свободного газа 8 млрд. м³ (КИГ – 0,846 д. ед.) и конденсата - 4 млн. тонн (КИК – 0,326 д.ед.).

Литература

1. Еременко О.В. Инновационный вектор стратегии эффективной эксплуатации зрелых многокомпонентных месторождений углеводородного сырья // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. - 2017.- №12. С. 26–32.
2. Жданов М.А. Нефтегазопромысловая геология и подсчет запасов нефти и газа. //Недра. – М., 1981. 412 с.
3. Мартынов В.Г., Мурадов А.В., Баранов В. В. Формирование инновационной экономики России: монография. – М.: «Недра». 2011. 547 с.
4. Новикова А.С. Инновации, обеспечивающие рост рентабельности эксплуатации Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения. // Сборник материалов X Всероссийской научно-практической конференции молодых ученых с международным участием «Россия молодая». 2018. С. 64105.1–64105.3.
5. Русев В.Н., Скориков А.В. Стохастическое моделирование - Учебное пособие. - Москва, 2015, 235 с.

6. Eremenko O.V., Novikova A.S. Improvement of technologies as a basis for effective development of Mature field //Geonature 2019. Tyumen 2019: 6th Conference– Тюмень: EAGE Publications BV, -2019. 459 с.

Ш.У. Нурмамадова

Э.Г. Матевосян

студенты

Научный руководитель: к.э.н., доцент **Е.А. Трегубова**

(ГУУ, г. Москва)

ЦИФРОВИЗАЦИЯ В ТЭК: ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ИСКУССТВЕННОГО ИНТЕЛЛЕКТА

Аннотация. В современном обществе большое внимание уделяется развитию инновационных технологий, позволяющих упростить производственные процессы, повысить безопасность, конкурентоспособность. В данной статье рассмотрены цифровые технологии, которые уже используются или активно внедряются в компаниях топливно-энергетического комплекса. Отмечены проблемы отечественных энергетических компаний при переходе на цифровые технологии.

Ключевые слова: цифровизация, искусственный интеллект, большие данные, интернет вещей, цифровой двойник.

В современном мире для успешного развития отрасли цифровизация и современные технологии играют основополагающую роль. Именно от цифровизации будет зависеть скорость и качество прогресса в определенной сфере деятельности. В топливно-энергетическом комплексе цифровизация и развитие современных технологий уже давно является залогом конкурентоспособности компаний и их выхода на другой уровень развития.

Актуальность и необходимость использования цифровых технологий на современном этапе развития топливно-энергетического комплекса определяется целым рядом причин. Во-первых, работа человека в сфере ТЭК сопряжена с риском, с повышенными требованиями к безопасности, и для сокращения несчастных случаев как раз нужна точность, которую может обеспечить искусственный интеллект. Во-вторых, значительный объем работ в добывающей отрасли отечественного нефтегазового комплекса ведётся в суровых климатических условиях (в том числе на севере, в условиях вечной мерзлоты). Именно цифровые технологии позволяют облегчить человеческий труд, а в ряде случаев и полностью его заменить, при добыче природных ресурсов.

На сегодняшний день в топливно-энергетическом комплексе получает распространение целый комплекс инновационных технологий, включая:

- интеллектуальный анализ больших данных (Big Data);
- цифровые двойники;
- умный мониторинг;

- очки виртуальной реальности;
- интернет вещей.

Рассмотрим особенности каждой технологии в отдельности.

Технологией Big Data пользуются множество компаний ТЭК. Применение данной инновации позволяет систематизировать и анализировать большие объемы информации быстрее, чем это мог бы делать человек, и, тем самым, повысить качество прогнозирования.

Big Data используется при геологоразведке, транспортировке нефте- и газопродуктов и подготовке к ней. Технология обеспечивает оперативное получение данных об особенностях местности, анализирует и определяет перспективные участки, используется в составе других инструментов предиктивной аналитики для прогнозирования необходимости ремонта и обслуживания, оптимизации загрузки средств доставки

В качестве примера можно привести проект ПАО «Газпром нефть» по внедрению предиктивной аналитики в процессы управления электроцентробежными насосами, выполненный совместно с компанией Teradata. В данном проекте технологии Big Data использовались для определения причины сбоев в автоматическом перезапуске насосов при аварийных отключениях электроэнергии. Были изучены более 200 млн записей, характеризующих работу более полутора тысяч скважин. Ввиду большого объема полученной информации, ее анализ с помощью традиционных инструментов был невозможен и требовал использования технологии Big Data [1].

Применение инструментов Big Data позволило как сформировать и проверить возможные гипотезы о причинах сбоев в автозапуске насосов, так и получить новую информацию об особенностях работы насосного оборудования, включая возникновение эффектов турбинного вращения, приводящего к обратному сливу нефти при отключении электропитания [2].

Интернет вещей (IoT) описывает сеть физических объектов—«вещей», которые встроены в датчики, программное обеспечение и другие технологии с целью подключения и обмена данными с другими устройствами и системами через Интернет. Данная технология также распространена в России и примерно 60% предприятий используют Интернет вещей, в том числе и в топливно-энергетическом комплексе.

Цифровой двойник — это виртуальная модель, предназначенная для точного отражения физического объекта. Исследуемый объект — например, турбина, оснащен датчиками, относящимися к различным областям функциональности. Эти датчики собирают данные по различным аспектам работы физического объекта (таких выработка энергии, температура, давление, погодные условия и др.), передают их в систему обработки, которая осуществляет актуализацию цифровой копии. В частности, ПАО «Газпром нефть» использует более 20 цифровых двойников на всех этапах нефтедобычи практически в каждой дочерней компании [3].

Виртуальная реальность (VR/AR) — это использование компьютерных технологий для создания имитируемых сред. В России активнее всего технологии VR/AR применяют «Газпром нефть», «СИБУР Холдинг» и «Росатом»[4].

Блокчейн — это тип хранилища данных, в котором хранится все, что имеет цифровую ценность. Каждая новая транзакция сохраняется в блоке, который добавляется в цепочку существующих записей. Типичный блокчейн дублирует данные по открытой сети, поэтому все стороны в блокчейне видят обновления одновременно. При этом все обновления проверяются с помощью публичного процесса проверки, который обеспечивает точность без необходимости в центральном органе управления и контроля.

Проведенные исследования показали, что цифровые технологии, используемые в отраслях отечественного ТЭК, разрабатываются и производятся пока в основном за рубежом. Это создает большие проблемы в период санкций, когда большинство отечественных компаний ТЭК не имеют доступа к импортным технологиям. Мы считаем, что данную проблему необходимо решать комплексно с участием государства. Должны быть созданы научные центры под контролем государства для разработки отечественных цифровых технологий, в том числе в формате технопарков.

Литература

1. Баширов К.И., Костенко М.С., Дятлов А.М. Опыт использования больших данных в российских нефтяных компаниях // Вестник магистратуры. – 2019.-№8-2 (95), URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/opyt-ispolzovaniya-bolshih-dannyh-v-rossiyskih-neftyanyh-kompaniyah>.
2. Абросимов К.А., Борисова О.В. Цифровые технологии нефтедобывающих компаний // Российский экономический интернет-журнал. — 2020. —№ 1, URL: <http://www.e-rej.ru/publications/183/#art17225/> (дата обращения: 26.04.2021).
3. Как цифровые двойники помогают добывать нефть и газ // РБК, URL: <https://trends.rbc.ru/trends/industry/613895d29a79477154fec314>
4. Виртуальная и дополненная реальность пришли в энергетику всерьез и надолго // Переток.ру, URL: <https://peretok.ru/opinion/20994/>

Е.К. Овчинникова
студент

Научный руководитель: ассистент Е.С. Воробьева
(ГУУ, г. Москва)

ВНЕДРЕНИЕ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ ЦИФРОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ В УСЛОВИЯХ АРКТИКИ

Аннотация. В данной статье рассмотрены проблемы и преимущества развития цифровых технологий в Арктике Российской Федерации. Описаны основные направления развития «умных» городов.

Ключевые слова: Арктика, цифровизация, экономика, морская отрасль.

С марта 2018 года союзом промышленников и предпринимателей Арктической зоны РФ реализуется проект по внедрению в северные регионы интеллектуальных цифровых технологий [1].

За время работы по реализации проекта было зарегистрировано новое научное направление "использование искусственного интеллекта для применения в экстремальных условиях Арктики и крайнего Севера" по шифрам специальностей 08.00.05.2 и 08.00.05.9.15. Создание этого направления дало начало подготовке законодательной базы для развития интеллектуальных технологий в Арктической зоне. Многие компании были включены в процесс инвестирования и инвесторам были предложены приарктические территории в качестве площадок под центры обработки данных. Для туристической отрасли были применены беспилотные летательные аппараты. Это всё требовало расширения профессиональных навыков для взаимодействия человека и технологий, особенно в условиях Арктики. Совершенствование инновационных систем и их структуры нацелено на достижение устойчивого развития Арктических регионов РФ, а также для обеспечения жителей северных регионов работой, что в свою очередь уменьшит отток населения.

Во время дискуссии «Цифровая экономика Арктики: миф или реальность» было сказано, что одними из наиболее перспективных проектов цифровизации для Арктики будет телемедицина коммуникация и беспилотный транспорт [2].

Геворк Вермишян, который является генеральным директором, компания МегаФон считает, что на данный момент цифровизации в Арктике не может быть осуществлена по причине того, что на данный момент нет какой-либо базовой сетевой инфраструктуры.

Именно поэтому одно из целей проекта Мегафона "Arctic Connect" является создание основы для цифровизации северного региона и развития там новых технологий. также компания Мегафон планирует размещать свои дата-центры за полярным кругом. Причинами этого является то, что на севере имеется холодный климат, доступная электроэнергия и наличие больших площадей для строительства.

Однако, существуют и препятствия. Ими являются высокая стоимость реализуемых проектов на этой территории, вечная мерзлота, её нестабильность, сильные ветра и частые метели, которые будут затруднять ведении строительных работ [3].

Что касается преимуществ, то обслуживание заполярных дата-центров гораздо ниже, потому что используется естественное охлаждение. Естественное охлаждение также решит проблему кондиционирования для огромного количества серверов и различных систем хранения. помимо этого, развитие северных регионов может частично или полностью прекратить отток населения [3].

Для развития арктического региона также создаются "умные" города, финансирование которых превышает 45 млрд руб. [4].

Одними из задач, являются создание лёгких и энергоэффективных материалов для строительства, новых дорожных покрытий, видов транспорта и связи, энергетических систем с дешёвой энергией. Технологии трансляционной медицины, создание благоприятной среды для человека, растениеводства и животноводства. А также развитие информационных и геоинформационных систем, и ликвидация накопленного экологического ущерба. Это всё позволит развиваться арктическим городам.

Литература

1. Гриняев С.Н, Медведев Д. А. Информационные технологии в Арктике: связь, навигация, управление // Арктическое обозрение. - 2019. - №5. - С. 62–67.
2. РУССКАЯ АРКТИКА: ЦИФРОВАЯ ЭКОНОМИКА ГДЕ-ТО РЯДОМ // РБК URL: <https://spbspecials.rbc.ru/digital-arctic> (дата обращения: 11.03.2022).
3. Холодная цифра: российская Арктика станет глобальным хранилищем данных // VC.RU URL: <https://vc.ru/future/99447-holodnaya-cifra-rossiyskaya-arktika-stanet-globalnym-hranilishchem-dannyh> (дата обращения: 11.03.2022).
4. Г. Ф. Деттер, И. Л. Туккель «Умная» цифровизация локальных инновационных экосистем Арктической зоны РФ // ИННОВАЦИОННАЯ ЭКОНОМИКА. - 2018. - №11
5. «Умная» цифровизация локальных инновационных экосистем Арктической зоны РФ // ИННОВАЦИИ URL: <https://maginnov.ru/ru/zhurnal/arhiv/2018/innovacii-n11-2018/umnaya-cifrovizaciya-lokalnyh-innovacionnyh-ekosistem-arkticheskoy-zony-rf> (дата обращения: 11.03.2022).

Е.К. Овчинникова
А.А. Зубкова
студенты
Е.С. Воробьева
ассистент
(ГУУ, г. Москва)

ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ПРОГРАММЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕРНИЗАЦИИ МОСКОВСКОГО НПЗ

Аннотация. В данной статье рассмотрены основные задачи в модернизации Московского нефтеперерабатывающего завода. Статья содержит описание этапов модернизации и комплексов «Евро+», «Биосфера», «АСМВ».

Ключевые слова: МНПЗ, модернизация, загрязнения, мониторинг, переработка.

Топливо-энергетический комплекс остается важной составляющей экономики России, включая развитие промышленности, производственного и технологического потенциала. По словам заместителя председателя правительства Александра Новака, 2021 год стал годом восстановления ключевых показателей топливно-энергетического комплекса для российской энергетики после пандемии COVID-19, особенно в нефтегазовом секторе. Так, добыча нефти увеличилась на 2% до 525 млн тонн, ее экспорт составил 225 млн тонн, в эксплуатации находились 11 месторождений. Продолжалась модернизация нефтеперерабатывающих заводов – введены в эксплуатацию четыре новые установки по производству бензина, дизельного топлива и керосина. В то же время при резком росте мировых цен на

нефть до 70 долларов за баррель правительство поспешило добиться того, чтобы стоимость нефтепродуктов на внутреннем рынке оставалась близкой к инфляции. [1]

Модернизации Московского нефтеперерабатывающего завода включает в себя 2 этапа. Первый этап начинается в 2011 году, заканчивается в 2015. Второй длится с 2016 по 2020 года [2].

В процессе первого этапа Московский НПЗ снизил выброс загрязняющих веществ в атмосферу на 36%. Также завод постепенно внедрял современные промышленные комплексы и последовательно демонтировал устаревшее оборудование. Задачи второго этапа было улучшение операционной и экологической эффективности производства с некоторым увеличением объема переработки и последующим улучшением качества производимой продукции.

Одним из ключевых проектов был высокотехнологический комплекс по переработке нефти "Евро+", который был реализован в 2020 году. Этот комплекс заменил 5 установок предыдущего поколения, что позволило снизить воздействие на окружающую среду примерно на 11% при росте объёмов производства. До внедрения комплекса "Евро+" объём переработки завода был 6 млн тонн нефти в год, что составляло более половины мощностей всего НПЗ. Его ввод в эксплуатацию позволил увеличить производство автомобильного бензина на 15%, дизельного топлива на 40%, а авиакеросина в целых 2 раза. Также была снижено ежегодное удельное потребление тепла, топлива и электроэнергии на 7% [2].

Если коснуться секций, которые были в комплексе, то они включали в себя секции первичной переработки нефти, каталитического реформинга, гидроочистки и депарафинизации нефти, очистки от сероводорода и меркаптановой серы, генерации абсорбирующего раствора, вспомогательных систем.

Освободившиеся площади от демонтажа прошлых установок задействованы для будущих проектов программы развития предприятия, которые включают в себя направления по повышению глубины переработки нефти. Ещё одной задачей являлась постройка биологических очистных сооружений "Биосфера", которые включали в себя резервуары по сбору и подготовке заводских стоков, мембранный биореактор, блок обратного осмоса, блок флотации, угольные фильтры. Это всё позволит 75% очищенной воды использоваться в производстве повторно, а также в 2,5 раза снизить потребление свежей воды и повысить эффективность очистки промышленных и ливневых стоков практически до 100%.

К концу второго этапа модернизации завод снизит воздействие на окружающую среду на 50% и на 39% сократит поступления загрязняющих веществ в атмосферу [2].

С 2015 года на территории Московского нефтеперерабатывающего завода внедрялась автоматизированная система мониторинга воздуха (АСМВ). В её комплекс входила независимая лаборатория по контролю качества воздуха на территории предприятия, экоинформер, который являлся экраном с данными о качестве воздуха вокруг предприятия, автоматические датчики на трубах с онлайн передачей данных в надзорные органы, автоматические станции Мосэкомониторинга по контролю качества воздуха в жилых зонах, независимая лаборатория по контролю качества воздуха в зоне влияния предприятия и система видеонаблюдения за производственной площадкой.

В 2021 году было увеличено производство бензина на 5,3% - до 7,26 млн тонн. Вырос выпуск высокотехнологичного бензина G-Drive на 16,5%. По сравнению с 2020

годом суммарный объём производства дизельного топлива был увеличен на 7,9%, и при этом выпуск зимнего дизельного топлива, включая его арктический сорта, вырос практически на 20%. Это всё стало возможным благодаря программам развития нефтеперерабатывающего завода. [4]

В последующем началось строительство комплекса глубокой переработки нефти на нефтеперерабатывающем заводе, благодаря которому МНПЗ сможет отказаться от выпуска мазута в России и производства моторного топлива, а также получит возможность увеличить производство водорода, в том числе для транспортной системы столичного региона.

Литература

1. Московский НПЗ представил Минприроды России работу системы экологического мониторинга // Министерство природных ресурсов и экологии Российской Федерации URL: <https://www.mnr.gov.ru/press/news/>
2. Завод для города // РИА Новости URL: https://dc.ria.ru/ips/test/mnpz_info/factory/
3. Московский НПЗ начал строить комплекс глубокой переработки нефти // ПРАЙМ URL: <https://1prime.ru/oil/20210901/834574032.html>
4. Системы автоматизированного мониторинга на НПЗ // Газпром нефть URL: <https://mnpz.gazprom-neft.ru/press-center/news/89523/>

Ф.А. Остроумов
аспирант

Научный руководитель: д.э.н., проф. **В.Я. Афанасьев**
(ГУУ, г. Москва)

ИЗМЕНЕНИЕ КОНЪЮНКТУРЫ МЕЖДУНАРОДНОГО РЫНКА СЖИЖЕННОГО ПРИРОДНОГО ГАЗА В СВЯЗИ С ПЕРЕОРИЕНТАЦИЕЙ СПРОСА И ПРЕДЛОЖЕНИЯ В НОВЫХ УСЛОВИЯХ

Аннотация. В статье рассмотрены факторы, влияющие на создание новых условий и вызовов, а также возникшей неопределенности на рынке сжиженного природного газа ввиду переориентации международного спроса и предложений по данному виду ресурсов, а также введенных санкций против Российской Федерации.

Ключевые слова: сжиженный природный газ, СПГ, санкции.

В то время как Европа изо всех сил пытается заменить газ из Российской Федерации, Соединенные Штаты Америки берут на себя новую роль крупнейшего в мире производителя сжиженного природного газа. Для них это также означает, что вопросы изменения климата должны быть сбалансированы с вопросами энергетической безопасности и глобальным стремлением к стабильной рыночной среде.

Трансатлантические компании также будут стремиться сократить выбросы парниковых газов от инфраструктуры СПГ за счет использования экологически чистой энергии для энергоснабжения и сокращения потерь метана.

Стороны также договорились о совместной работе по ускорению внедрения возобновляемых источников энергии и снижению спроса на энергию.

В 2021 году ЕС импортировал 80 млрд кубометров СПГ.

В прошлом году Еврокомиссия купила у США около 22 миллиардов кубометров. Блок также будет работать со странами ЕС, чтобы они могли получить дополнительные 50 млрд кубометров СПГ из США как минимум до 2030 года. Планируется развитие инфраструктуры, включая терминалы СПГ и связи между странами ЕС.

Всплеск спроса в Европе произошел как раз тогда, когда США стали крупнейшим в мире производителем СПГ, обогнав Австралию и Катар в 2021 году. Это было невероятно быстрое изменение с 2016 года, когда США начали всерьез экспортировать. Производство утроилось за последние три года.

Президент США Джо Байден недавно объявил о соглашении о поставках большого количества сжиженного природного газа в Европейский союз, чтобы помочь ему прекратить поставки из Российской Федерации и работать вместе над ускорением перехода на возобновляемые источники энергии, поддерживать постепенное прекращение поставок из Российской Федерации и работать вместе над ускорением перехода к возобновляемым источникам энергии.

Соединенные Штаты обязались работать с международными партнерами, чтобы в этом году ЕС получил дополнительные 15 миллиардов кубометров СПГ, поэтому не все дополнительные поставки будут поступать из Соединенных Штатов.

Проблема стабильности рынка наиболее заметна в ценах на сжиженный природный газ или СПГ, которые сильно колебались в течение последних шести месяцев. Это особенно актуально для Европы с начала 2022 года: европейские фьючерсы на газ в начале марта были в 20 раз выше, чем цены в США, поскольку гонка за замещением российского газа усилилась [1].

Однако всплеск спроса на СПГ в Европе, хотя и связан с опасениями по поводу России, свидетельствует о довоенных проблемах с поставками газа в Европу. Европейские цены на природный газ все время были в новостях прошлым летом, что было вызвано как постпандемическим (по крайней мере, в первом раунде) всплеском спроса, так и некоторым сокращением предложения. В конце 2021 года европейские цены на СПГ были в 14 раз выше, чем цены на эталон природного газа в США, Henry Hub.

Отчасти это снижение добычи, например, закрытие месторождения природного газа в Гронингене в Нидерландах, отражает собственные проблемы Европы в поиске баланса между заботой об окружающей среде и энергетической безопасностью.

Президент Еврокомиссии Урсула фон дер Ляйен заявила, что ЕС должен отказаться от российского ископаемого топлива к 2027 г. Экономия энергии в домах может сократить спрос на 15,5 млрд кубометров в этом году благодаря умным термостатам и тепловым насосам. Ускоренная энергия ветра и солнца может заменить 20 миллиардов кубометров.

Общий спрос на газ в ЕС составляет около 400 миллиардов кубометров.

Блок уже активизировал усилия по получению большего количества СПГ после переговоров со странами-поставщиками, в результате чего в январе 2022 года было поставлено рекордные 10 миллиардов кубометров СПГ на более чем 120 судах.

Исполнительная власть ЕС также предложила закон, требующий заполнения не менее 90% подземных хранилищ газа к 1 октября каждого года. Этой зимой запасы были низкими [2].

Но поскольку глобальные заводы по производству СПГ уже производят СПГ на полную мощность, аналитики говорят, что большая часть дополнительного газа, поступающего в Европу, должна поступать от экспорта в другие части мира.

Отчасти это связано с тем, что в последние месяцы цены на газ в Европе были самыми высокими в мире. Однако некоторые участки не могут быть легко перемещены из-за географического положения и определенных договорных правил.

Цены на природный газ в Европе в последнее время упали подряд, поскольку неопределенность в отношении будущих поставок из Российской Федерации противодействует более мягкой погоде и дополнительному импорту СПГ, в то время как основное будущее ухудшилось с прибытием грузового флота СПГ в регион. Энергия ветра также высока по всей Европе, что снижает потребность в топливе.

Однако основное внимание уделяется поставкам из Российской Федерации, которые пока стабильны. Евросоюз, безусловно, расширит обсуждение новых санкций против России.

Между тем, Великобритания также объявила о новых штрафах для Москвы, заявив, что страна прекратит свою зависимость от российского угля и нефти к концу этого года, а импорт газа должен прекратиться как можно скорее после этого события.

Эмбарго на российскую нефть было бы трудно для ЕС, а эмбарго на газ было бы почти невозможно. Ряд стран, в том числе Венгрия, зависят от российского газа и выступают против санкций в отношении поставок и заявили, что у них не возникнет проблем с оплатой в рублях.

Однако большинство крупных покупателей в Российской Федерации все еще оценивают внедрение нового механизма. Платежи за поставленный в апреле российский газ должны быть произведены в конце этого месяца или в мае, в зависимости от контракта [3].

Скорее всего, цены останутся высокими в будущем, поскольку Европа продолжает привлекать поставки СПГ с привлекательными нетбэками, обусловленными рисками поставок по российским трубопроводам.

Литература

1. EU sees way to pay for Russian gas without breaching sanctions. Date Views 10.04.2022 www.reuters.com/business/energy/eu-says-gas-payments-may-be-possible-under-russian-roubles-proposal-without-2022-04-22/.
2. Factbox: U.S, EU strike LNG deal to help wean Europe off Russian gas. Date Views 12.04.2022 www.reuters.com/business/energy/us-eu-strike-lng-deal-help-wean-europe-off-russian-gas-2022-03-25/.
3. Russia-Ukraine War Reinforces LNG's Role In Global Energy Security. Date Views 14.04.2022 www.forbes.com/sites/uhenergy/2022/04/19/russia-ukraine-war-reinforces-lngs-role-in-global-energy-security/?sh=f8b50fe6c025.

К.П. Платонова
Ю.А. Андрющенко
М.А. Марамзин
студенты

Научный руководитель: к.э.н, доцент **Е.А. Трегубова**
(ГУУ, г. Москва)

ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ ДАЛЬНЕГО ВОСТОКА

Аннотация. В докладе отмечается стратегическая значимость эффективного функционирования энергетической инфраструктуры Дальневосточного региона в современных условиях. Рассмотрены основные проблемы энергоэффективности электроэнергетики Дальнего Востока: большой удельный вес устаревшего оборудования, высокие показатели потерь в сетях, расхода энергии на собственные нужды. Даны рекомендации по повышению энергоэффективности.

Ключевые слова: энергоэффективность, электроэнергетика, Дальневосточный федеральный округ.

Развитие инфраструктуры Дальнего Востока приобретает стратегическую значимость в современных условиях переориентации торгово-экономических отношений России в азиатский регион. При этом ключевой задачей является определение основных направлений повышения эффективности функционирования всей инфраструктуры округа, в том числе в одной из важнейших отраслей – в электроэнергетике. Низкая энергоэффективность при этом остаётся серьёзной проблемой Дальневосточного федерального округа и поэтому ее повышение – важная общенациональная задача.

В общем случае под энергоэффективностью следует понимать использование меньшего количества ресурсов и энергии на обеспечение того же заданного уровня энергетической потребности на различные процессы [1].

Частными примерами энергоэффективных технологий можно назвать возведение зданий с высоким классом энергоэффективности, снижение топливных и строительных затрат в энергетических компаниях, организация энергоэффективного освещения. Энергоэффективность как процесс, который направлен прежде всего на полезность использования, следует отличать от такого понятия как энергосбережение, которое предполагает экономию и сокращение потребления энергии.

Говоря о проблемах энергоэффективности в электроэнергетике Дальневосточного округа нельзя не упомянуть важные особенности, которые оказали прямое влияние на региональный электроэнергетический комплекс при создании и определили основные тенденции его развития в настоящее время. К их числу относятся:

- самая крупная территория среди всех округов Российской Федерации;

- низкая плотность населения (раздробленность на огромной территории мелких населенных пунктов);
- контрастные климатические условия и рельеф с преобладанием горной местности;
- слабо развитая транспортная инфраструктура;
- значительная удаленность как от основных центров машиностроения, в том числе энергомашиностроения, так и от основных районов добычи энергоресурсов [2].

Одна из острейших проблем электростанций в Дальневосточном федеральном округе - низкий спрос на электроэнергию. Несмотря на то, что за последние 12 лет потребление электроэнергии в данном регионе росло опережающими темпами (увеличение на 21% при среднем росте по РФ – 6%), доля Дальневосточного федерального округа в общем объеме потребления электроэнергии по стране составляет всего 6%. В наиболее развитых районах округа, таких как Приморский край и Амурская область, спрос на электроэнергию действительно подкреплен стабильным экономическим развитием. Однако в большинстве мелких и изолированных энергосистем округа спрос на электроэнергию либо находится в стагнации, либо падает. Низкий спрос является одной из причин низкого коэффициента использования установленной мощности (КИУМ), что автоматически приводит к возрастанию удельного расхода топлива на производство 1 кВт*час и росту тарифов.

К числу проблем электроэнергетики Дальневосточного региона также относится значительный объем устаревшего оборудования в составе основных фондов. Так, физический износ по турбинному оборудованию электростанций, расположенных в Хабаровском крае, в настоящее время колеблется от 34 до 99%, срок службы генераторного оборудования - от 40 до 70 лет [3]. Как следствие, электроэнергетика региона характеризуется более высокими показателями удельного расхода топлива (350 г.у.т./кВт.ч. при среднероссийском показателе 309 г.у.т./кВт.ч.). В некоторых изолированных энергосистемах, таких как Магаданэнерго, удельный расход на некоторых станциях достигает 450-600 г.у.т на 1 кВт*ч.

Уменьшение удельного расхода топлива на производство электроэнергии является хорошей тенденцией и одной из приоритетных задач для субъекта. Так как этот индикатор определяется как частное от деления расхода топлива на выработанную электроэнергию, следовательно для достижения вышеуказанной цели требуется либо уменьшить расход топлива при неизменной выработке, либо увеличить производство энергии, при том же уровне расхода.

Еще один важный показатель, использующийся для оценки энергоэффективности - потери в электрических сетях. До 2012 года в ОЭС Востока средний уровень потерь всегда превышал среднероссийское значение поскольку программы развития сетей и повышения энергоэффективности развивались главным образом в европейской части России. Так, в 2000 году уровень потерь на Дальнем Востоке составлял 21% при среднероссийском значении 12,2%. [4]

К 2010 году за счет больших инвестиций в энергетическую сферу и реализации мероприятий по комплексным программам развития электроэнергетики Дальневосточного федерального округа удалось достичь существенного снижения потерь до 12% при среднероссийском уровне в 10%, но в отдельных районах они в

два раза превышали среднероссийский показатель. Общая степень износа сетей в ДФО составляет 74%, тогда как в среднем по России - 60%.[4]

При оценке энергоэффективности также следует рассмотреть показатель расхода энергии на собственные нужды, который зависит от типа электростанции, вида топлива и способов его сжигания, параметров пара, типов турбогенераторов, наличия трубопроводов. Доля угольных станций в ДФО выше, чем в среднем по России – потому и расход электроэнергии на собственные нужды примерно в два раза выше: 7,3% на станциях Дальнего Востока и 3,6% в среднем по России.

Сравнение основных показателей энергоэффективности в ОЭС Востока со среднероссийскими значениями однозначно показывает, что округу нужен комплекс мероприятий по повышению энергетической эффективности. Показатели рентабельности энергетических компаний также подтверждают это: почти все компании работают с отрицательной эффективностью. Повышение энергоэффективности Дальневосточного федерального округа, как одного из самых перспективных округов - важный национальный приоритет.

В составе мероприятий по снижению потерь и повышению эффективности использования топливно-энергетических ресурсов в ДФО необходимо выполнить замену устаревшего генерирующего и электросетевого оборудования, сокращение доли угля в топливно-энергетическом балансе и увеличение доли газа и возобновляемых источников энергии. К основным мероприятием по экономии топлива можно отнести восстановление зажигательных поясов котла, замену или ремонт агрегатов котла, восстановление обмуровки топки, совершенствование системы пылеприготовления. Развитие ВИЭ на Дальнем Востоке развивается с каждым годом. Из общего объема ввода объектов ВИЭ в 375 МВт не менее 75 МВт приходится на территории ДФО. В основном на Дальнем Востоке развита солнечная энергия [5].

Также целесообразно рассмотреть возможности строительства энергомашиностроительных предприятий на территории округа для снижения стоимости работ по замене устаревшего оборудования в части затрат на транспортировку.

Литература

1. Теплофизика. Энергосбережение. Энергоэффективность: /Самарин О.Д. - Москва: Изд-во АСВ, 2014. - 292 с.
2. Энергоэффективность экономики:/ Н. А. Хаустович. — Минск: Мисанта, 2016. — 187 с.
3. Схема и программа развития электроэнергетики Хабаровского края на 2021 – 2025 гг.// URL: <https://docs.cntd.ru/document/465381981>.
4. Информация об итогах реализации мероприятий и направлениях развития топливно-энергетического комплекса в Дальневосточном федеральном округе (далее - ТЭК, ДФО) // URL: <http://council.gov.ru/media/files/77jREA4fdtHbQALncAAwYWIII7kaoMh5.pdf> (дата обращения: 11.04.2022).
5. Инвестиционный потенциал реализации проектов ВИЭ в ДФО // URL: https://www.hse.ru/data/2018/03/23/1164009588/3_Каплун%20А.А.%20Инвестиционный

%20потенциал%20реализации%20проектов%20ВИЭ%20в%20ДФО.pdf
обращения: 11.04.2022).

(дата

К.И. Подлатова
студент

В.И. Бренц
ассистент

О.В. Байкова
к.э.н., доцент
(ГУУ, г. Москва)

ESG-ПОВЕСТКА – ДРАЙВЕР РАЗВИТИЯ ВОЗОБНОВЛЯЕМОЙ ЭНЕРГЕТИКИ В РОССИИ

Аннотация. В данной публикации изучены основные причины, по которым компаниям топливно-энергетического комплекса России следует внедрять ESG-принципы в своей деятельности. Приведены примеры реализации компаниями ТЭК проектов возобновляемых источников энергии для покрытия собственных производственных нужд, обозначена привлекательность и актуальность применения ВИЭ для нефтегазовых компаний России.

Ключевые слова: ESG-рейтинг, возобновляемые источники энергии, углеродный след, декарбонизация.

На нефтегазовый комплекс приходится порядка 75% всех парниковых выбросов в мире, по данным Центра энергетики Московской школы управления «Сколково» [1]. Такая большая цифра обуславливается сжиганием ископаемых видов топлива и утечками метана при добыче, транспортировке и распределении углеводородных ресурсов.

С учетом приведенной статистики становится все более актуальным внедрение в деятельность компании ESG-политики (Environmental – экология, Social – социальная ответственность, Governance – корпоративное управление) – совокупности характеристик управления компанией, при которой достигается вовлечение данной компании в решение экологических, социальных и управленческих проблем.

Россия стала участником Парижского соглашения, подразумевающего сдерживание темпов роста глобальной средней температуры значительно ниже двух градусов Цельсия от уровня доиндустриального периода при приложении усилий в целях ограничения роста температуры до полутора градусов. Конечной целью Соглашения является построение климатически нейтрального мира к середине 21 века.

Парижское соглашение является первым документом, объединившим страны в стремлении достичь общей цели по борьбе с изменениями климата. На сегодняшний день к Соглашению присоединилось более 190 стран.

Для решения поставленной задачи страны-участники были обязаны предоставить до 2020 года долгосрочные стратегии развития с низким уровнем выбросов парниковых газов, в которых сообщают о планирующихся мерах по снижению выбросов парниковых газов. С 2024 года предусматривается, что страны-участники Соглашения будут отчитываться по проделанной работе в рамках смягчения последствий от изменения климата.

Эффективным решением для сдерживания роста среднегодовой температуры является снижение выбросов парниковых газов. Климатическая повестка в мире привела к формированию тренда энергоперехода – глобальной трансформации энергетических систем, которая подразумевает кардинальное повышение их эффективности и ускоренную декарбонизацию экономики.

Топливо-энергетический комплекс России обладает большим потенциалом в развитии технологий для снижения выбросов парниковых газов, энергосбережения и повышения энергоэффективности.

Важность соблюдения принципов ESG объясняется и тем, что уже сегодня многие инвесторы и кредиторы принимают решение о вложении средств с учётом ESG-рейтинга компании (по данным аудиторско-консалтинговой компании Ernst&Young, 97% инвесторов ориентируются на ESG-рейтинг), а некоторые инвесторы прекращают финансирование компаний, не заявивших о достижении своей углеродной нейтральности до 2050 года, например, крупнейший в мире инвестиционный фонд BlackRock Inc [2].

Уже не первый год НК «Роснефть» занимает лидирующие позиции среди всех нефтегазовых компаний России в ESG-рейтинге по данным разных аналитических агентств. Так, по версии Bloomberg ESG Disclosure, «Роснефть» стала лидером ESG-рейтинга среди ведущих нефтегазовых компаний мира по данным на март 2022 года (балльная оценка 72,3 из 100) [3]. Bloomberg оценивает деятельность международных компаний в области экологии, социальной ответственности и корпоративного управления. Аналитическое агентство формирует рейтинг для более чем 11 800 компаний из более чем ста стран.

НК «Роснефть» была также отмечена международным агентством Sustainalytics. Рейтинг компании в 2021 году был увеличен в два раза и составил 33,9 баллов, что сделало компанию лидером среди российских нефтегазовых компаний [3].

Два года подряд «Роснефть» была включена в список компаний-участников группы биржевых индексов FRSE4Good за высокие достижения в сфере ESG, а также прозрачность в раскрытии информации [3].

Компания также является единственной отечественной нефтегазовой компанией – лидером в области ESG в рамках инициативы ООН Global Compact LEAD; занимает лидирующие позиции в таких рейтингах как, RAEX-Europe (вошла в топ-10 нефтегазовых компаний России по данным на март 2022 года), ESG-рейтинг на развивающихся рынках the Best EM Performers Ranking (вошла в топ-100 из 843 компаний по данным на июль 2021 года); признана лучшей нефтегазовой компанией России в рейтинге «Справедливый переход к низкоуглеродной экономике» на октябрь 2021 года [4].

Добиться значимых результатов «Роснефти» помогла разработка стратегии развития до 2030 года с учетом приоритетов ESG-рейтинга – снижение углеродного

следа, что поможет усилить конкурентоспособность и увеличить ценность для акционеров и инвесторов. Компания разрабатывает мероприятия для укрепления лидирующих позиций, например, пилотные проекты по улавливанию углекислого газа, переход на углеродонейтральный транспорт, использование ветроэнергетического потенциала [5].

ПАО «ЛУКОЙЛ» активно развивает возобновляемые источники энергии с целью применения «зеленой» электроэнергии на собственные производственные нужды в рамках Программы декарбонизации. Проекты реализуются в соответствии с климатической стратегией компании.

Примерами реализованных «ЛУКОЙЛОМ» проектов ВИЭ на собственные производственные нужды являются две солнечные электростанции, построенные на территории Волгоградского НПЗ. Первая СЭС мощностью 10 МВт была введена в эксплуатацию в 2018 году. В мае 2021 года прошла церемония открытия второй СЭС, мощность которой составляет 20 МВт. «ЛУКОЙЛ» начал поставки «зеленой» энергии, генерируемой СЭС, уже на два своих производственных объекта – в октябре 2021 года поставки электроэнергии начались на нефтехимический завод Ставролен (г. Будденовск), в феврале 2022 года – на Нижегородский НПЗ [6, 7, 8].

Принципы ESG включает в свою стратегию развития и крупнейшая российская нефтегазохимическая компания СИБУР. Компания ввела в эксплуатацию первую солнечную электростанцию на одном из своих промышленных предприятий – заводе ПОЛИЭФ, для использования «зеленой» электроэнергии в производстве продукции. Строительство СЭС является одним из шагов по сокращению углеродного следа [9].

«Газпром нефть шельф» в рамках заключенного контракта с «Альтрэн» планирует оценить перспективы применения энергии ветра и технологий накопления энергии для стабилизации пиковых нагрузок на территории вахтового поселка на Варандее (Ненецкий АО), откуда на нефтяную платформу «Приразломная» вылетает персонал [10].

Строительство ветряных электростанций, приспособленных к климатическим условиям Арктики, позволит повысить качество и надежность энергоснабжения на объектах «Газпром нефти», поспособствует экологичности объектов береговой инфраструктуры проекта «Приразломное» и сократит углеродный след, что является важной составляющей в ESG-повестке.

При успешной реализации данного проекта предполагается, что опыт строительства ВЭС будет использован и на других арктических проектах «Газпром нефти».

Таким образом, декарбонизация становится все более актуальным вопросом для отечественных и зарубежных нефтегазовых компаний. ESG-рейтинг является движущей силой для развития возобновляемых источников энергии. Это позволит не только получить финансовую выгоду, но и приблизит достижение главной цели Парижского соглашения – сдерживание роста среднегодовой температуры путем достижения углеродной нейтральности.

Литература

1. Российский ТЭК взял курс на углеродную нейтральность. РБК+, декабрь 2021. URL: <https://plus.rbc.ru/news/61b9bf037a8aa9fe098c6156> (дата обращения: 15.04.2022).
2. Условие устойчивости: зачем предприятиям Татарстана ESG-трансформация. РБК, декабрь 2021. URL: <https://amp.rbc.ru/regional/tatarstan/30/12/2021/61cd74ac9a794768c7b4f35d> (дата обращения: 15.04.2022).
3. НК «РОСНЕФТЬ» ПРИЗНАНА ЛИДЕРОМ ESG РЕЙТИНГА BLOOMBERG. Портал «Энергетика и промышленность России», май 2021. URL: <https://www.m.eprussia.ru/news/base/2021/1326244.htm> (дата обращения: 15.04.2022).
4. ESG. Официальный сайт НК «Роснефть». URL: <https://www.rosneft.ru/Investors/ESG/> (дата обращения: 15.04.2022).
5. «Роснефть»: ESG-повестка – один из приоритетов новой стратегии. РИА Новости, февраль 2022. URL: <https://ria.ru/amp/20220222/rosneft-1774418640.html> (дата обращения: 15.04.2022).
6. ЛУКОЙЛ ОТКРЫЛ ВТОРУЮ СОЛНЕЧНУЮ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЮ В ВОЛГОГРАДЕ. Официальный сайт ПАО «ЛУКОЙЛ», май 2021. URL: <https://lukoil.ru/PressCenter/Pressreleases/Pressrelease?rid=546526> (дата обращения: 15.04.2022).
7. СТАВРОЛЕН НАЧАЛ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ СОЛНЕЧНОЙ ЭНЕРГИИ. Официальный сайт ПАО «ЛУКОЙЛ», октябрь 2021. URL: <https://lukoil.ru/PressCenter/Pressreleases/Pressrelease?rid=562458> (дата обращения: 15.04.2022).
8. ЛУКОЙЛ УВЕЛИЧИВАЕТ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ИЗ ВИЭ НА СОБСТВЕННЫЕ НУЖДЫ. Официальный сайт ПАО «ЛУКОЙЛ», февраль 2022. URL: <https://lukoil.ru/PressCenter/Pressreleases/Pressrelease?rid=576487> (дата обращения: 15.04.2022).
9. СИБУР ЗАПУСТИЛ НА СВОЕМ ПРОМЫШЛЕННОМ ПРЕДПРИЯТИИ ПЕРВУЮ СЭС. Портал «Энергетика и промышленность России», апрель 2022. URL: <https://www.m.eprussia.ru/news/base/2022/9742197.htm> (дата обращения: 15.04.2022).
10. БЕРЕГОВАЯ ИНФРАСТРУКТУРА ПРОЕКТА «ПРИРАЗЛОМНОЕ» СТАНЕТ ПИЛОТНОЙ ПЛОЩАДКОЙ ДЛЯ СОЗДАНИЯ АРКТИЧЕСКОЙ ВЭС. Портал «Энергетика и промышленность России», март 2022. URL: <https://www.m.eprussia.ru/news/base/2022/8733656.htm> (дата обращения: 15.04.2022).

М.А. Попенкова

аспирант

М.В. Артамонова

Д.Р. Мирсаитова

студенты

Научный руководитель: к.э.н., доцент **Е.А. Трегубова**

(ГУУ, г. Москва)

ВЕТРОЭНЕРГЕТИКА РФ: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ

Аннотация. Выделены основные проблемы развития ветроэнергетики в РФ на современном этапе. Представлены результаты расчета средней стоимости производства электроэнергии в регионах ЮФО. Отмечается необходимость развития пропускной способности межсистемных ВЛ для обеспечения выдачи переменной мощности ВЭС.

Ключевые слова. ветроэнергетика, КИУМ, LCOE.

К числу основных проблем развития ветроэнергетики в РФ на современном этапе могут быть отнесены:

- относительно высокая стоимость производства электроэнергии на ВЭС по сравнению с традиционными источниками энергии, обусловленная как высокой стоимостью оборудования, так и низкой интенсивностью его эксплуатации;
- сильную зависимость объемов выработки на ВЭС от природных факторов (силы ветра, отличающейся большим непостоянством) [1];
- взрывы и разрушение ветроустановок при работе в суровых климатических условиях (обледенение лопастей в зимнее время приводит к разлету осколков льда при запуске ветроустановки на большие расстояния);
- негативное воздействие на окружающую среду (необходимость изменения пути миграции для птиц, сильная вибрация и шум).
- недостаточный уровень локализации производства оборудования на территории РФ, разработка и производство оборудования и запчастей для ремонта за рубежом [2].

Высокая стоимость производства электроэнергии на ВЭС обусловлена низким коэффициентом использования установленной мощности (КИУМ) данного типа электростанций вследствие неравномерного характера выработки.

К положительным эффектам от использования ВЭС относится отсутствие выбросов вредных веществ, образующихся при сжигании органического топлива на ТЭС (в том числе CO_2) и расходов на топливо.

Проблема низкой загрузки ВЭС в РФ также обусловлена их концентрацией преимущественно в южном регионе (3% от всего объема производства) и недостаточной пропускной способностью межсистемных ВЛ для выдачи мощности потребителям центральной части РФ.

Энергетические ветровые зоны в России расположены, в основном, на побережье и островах Северного Ледовитого океана от Кольского полуострова до Камчатки, в районах Нижней и Средней Волги и Дона, побережье Каспийского, Охотского, Баренцева, Балтийского, Чёрного и Азовского морей. Отдельные ветровые зоны расположены в Карелии, на Алтае, в Туве, на Байкале. Максимальная средняя скорость ветра в этих районах приходится на осенне-зимний период — период наибольшей потребности в электроэнергии и тепле. Около 30 % экономического потенциала ветроэнергетики сосредоточено на Дальнем Востоке, 14 % — в Северном экономическом районе, около 16 % — в Западной и Восточной Сибири. Однако на сегодняшний день основные проекты по строительству ВЭС охватывают в основном лишь Южный ФО. Суммарная мощность функционирующих там электростанций составляет 442,2 кВт. Основные из них - Кочубеевская (210МВт), Адыгейская (150МВт), Останкинская (25МВт) и Сакская (20,83МВт). Второе место занимает Приволжский федеральный округ (90,2 кВт) [3].

Ветроэнергетика, которая напрямую зависит от скорости ветра, требует наличия достаточной пропускной способности линий электропередач по причине отличия накопителей электроэнергии в промышленных масштабах. Скорость ветра в течении суток отлична от графика потребления электроэнергии потребителями. В следствии чего основной объем выработки электроэнергии на ВЭС может приходиться на ночное время суток, когда спрос на электроэнергию минимален. Из-за отсутствия возможности накапливать электроэнергию диспетчер энергосистемы вынужден ограничивать выработку ВЭС, которые и так отличаются низким коэффициентом использования установленной мощности (КИУМ). Но возможность передавать электроэнергию в другие регионы позволяет решить данную проблему.

С учетом вышеизложенного, актуальной задачей является выбор перспективных площадок для строительства ВЭС в других регионах РФ по экономическому критерию. В качестве такого критерия авторами исследования был выбран показатель нормированной стоимости электроэнергии (LCOE), отражающий среднюю цену производства электроэнергии на ВЭС в реальных ценах, определенную с учетом скорости ветра, капитальных и эксплуатационных расходов и минимальной нормы прибыли.

Расчеты показали, что наименьшим LCOE будут характеризоваться ВЭС, размещаемые в Республике Крым (3,99 руб./кВт.ч) и Республике Калмыкия (4,68 руб./кВт.ч).

Наибольшим LCOE будут характеризоваться ВЭС, размещаемые в Республике Адыгея (8,77 руб./кВт.ч) и в Краснодарском крае (7,23 руб./кВт.ч).

Остальные субъекты Южного ФО характеризуются LCOE на уровне 6 руб./кВт.ч: Волгоградская область (5,77 руб./кВт.ч), Ростовская область (6,9 руб./кВт.ч), Астраханская область (5,77 руб./кВт.ч).

Отклонения LCOE ВЭС от действующих цен на электроэнергию на оптовом рынке в данных районах варьируются от 2,2 руб. до 5,5 руб. и составляют 55-80 %, что говорит о необходимости сохранения дополнительной финансовой поддержки инвестиционных проектов по строительству ВЭС на современном этапе.

Литература

1. Плюсы и минусы ветроэнергетики // Альтернативная энергетика, URL: <https://alternativenergy.ru/vetroenergetika/581-plyusy-minusy-vetroenergetiki.html>
2. Локализация и экспорт // Neftegaz.ru, URL: <https://neftgaz.ru/news/Alternative-energy/207067-lokalizatsiya-i-eksport-lokalizatsiya-proizvodstva-komplektuyushchikh-dlya-vetroustanovok-rosatoma-m/>
3. Электричество из ветра и солнца // tass.ru, URL: <https://tass.ru/ekonomika/6630524>

Е.А. Савченко
студент

Научный руководитель: д.э.н., профессор **Н.Г. Любимова**
(ГУУ, г. Москва)

СПОСОБНО ЛИ ОТЕЧЕСТВЕННОЕ МАШИНОСТРОЕНИЕ ОБЕСПЕЧИТЬ МЕХАНИЗМ КОММОД

Аннотация. В данной статье были рассмотрены предпосылки к усилению политики импортозамещения в отрасли энергетического машиностроения, влияние последних политических и военных прецедентов на отечественное производство, а также возможность российской промышленности справиться в этими вызовами.

Ключевые слова: модернизация, коммод, санкции, отечественное машиностроение.

После распада СССР, перехода с плановой экономики на рыночную, приватизации и иных проблем, российское энергетическое машиностроение оказалось в затруднительном положении. С одной стороны, спад экономики и ВВП, нестабильная политическая ситуация, с другой – на рынке начали появляться иностранные конкуренты, российские производители не выдерживали конкуренции и закрывались. В последующие годы большая доля рынка была занята импортным товаром, и только через несколько лет встал вопрос о необходимости снижения импортозависимости и возобновления собственного производства газовых турбин и другого энергетического оборудования, но из-за утерянных технологий это было нелегко осуществить.

Также наша зависимость от импорта энергетического оборудования отрицательно сказывается каждый раз, когда против России вводятся санкции. Ситуация обострилась после 2014 года и принятия Крыма в состав Российской Федерации; продолжается и по сей день, когда началась военная операция в Украине.

Под санкции попали уже многие отрасли, но Евросоюз принял четвертый пакет санкций, в котором было принято решение о запрете новых инвестиций в российскую энергетику и запрете на экспорт в РФ европейского оборудования для энергетики.

Нужно сказать, что данные санкции не коснулись локализованного в России производства. В настоящее время политика «Сименс Энергетика» направлена на достижение уровня локализации производства больших газовых турбин до 100% к середине 2023 года [5]. Чтобы полностью локализовать производство, компания передаст России право на главную технологию – камера сгорания топлива и лопатки, так называемый горячий тракт. Однако не все видят необходимость развития отечественного производства газовых турбин большой мощности, намного дешевле, проще и эффективней будет локализовать производство уже имеющихся образцов, как считает Д. Федоров, глава «Газпром энергохолдинг» (ГЭХ). При этом надо отметить, что хоть локализация и помогает нам освоить передовые мировые технологии, одновременно это не позволяет российской промышленности развиваться до мирового уровня.

После выхода пятого пакета санкций мы не сможем покупать европейские запчасти для паровых турбин и паровые котлы. Контракты, которые были заключены до 9 апреля 2022 года, и по которым предусматривались поставки, нужно завершить до 10 июля 2022 года. Но сюда не попадают запчасти для больших газовых турбин.

Кроме того Евросоюз запрещает поставлять в Российскую Федерацию силовые конденсаторы, вакуумные и воздушные насосы, генераторы постоянного и переменного тока, резисторы, коммутаторы и т.д. Также не удастся закупать трансформаторы мощностью свыше 16 кВА, при этом компания «Россети» заявила, что и не планировали закупать трансформаторы, произведенные в европейских странах.

Нельзя сказать, что российская промышленность не была к этому готова, потому что после санкций 2014 года во многих отраслях началась политика импортозамещения, которая коснулась и энергетического сектора.

Свою ремонтную программу в части обслуживания парогазовых блоков и компрессорных установок уже успела адаптировать под меняющиеся условия компания «Т Плюс». Также они рассматривают возможные варианты локализации деталей и некоторых запчастей для обслуживания газовых турбин. На данный момент для текущей программы модернизации ТЭС основное оборудование представлено российскими производителями, а вспомогательное оборудование, такое как насосное и электротехническое, «Т Плюс» планирует заменить доступными аналогами. В «РусГидро» отметили, что находятся в процессе анализа данной ситуации. В компаниях «Интер РАО» и «Газпром энергохолдинг» пока комментариев не дали. «Росэнергоатом» предоставил информацию, что на ряде российских АЭС используются турбины, произведенные в Украине. Также компания с 2015 года ведет политику замещения импортных товаров, и некоторые российские компании уже осваивают выпуск запасных частей к турбинам. Как утверждают в РЭА с учетом запаса запчастей на складах, безопасной эксплуатации российских АЭС ничего не угрожает.

Минэнерго России отмечает, что угрозы работе станций и возможных перерывов в энергоснабжении нет. В стране имеются достаточный резерв мощности, который на 2023 год составляет 41 ГВт, а на 2024 год немногим меньше – 40 ГВт. Исчерпание нормативного эксплуатационного ресурса газовых турбин не является критичным для баланса единой энергосистемы, и, следовательно, можно судить об относительно надежной работе энергосистемы. Предполагается, что строительство новых электростанций можно осуществлять уже с применением и использованием

российского оборудования. По оценкам Минэнерго России, в запасе у нас имеется не менее двух лет для обеспечения импортозамещения. Российские энергетики скорее всего не смогут возместить убытки из-за разрыва контрактов, но в большинстве случаев санкции могут быть рассмотрены как форс-мажор, и в подобном случае сторона освобождается от возмещения убытков или уплаты другой стороне неустойки.

9 марта 2022 года Министр промышленности и торговли проводил совещание с представителями предприятий энергетического машиностроения, по окончании которого высказался, что российская промышленность готова обеспечить непрерывность процессов производства энергетического оборудования. Также стороны согласились, что технологический уровень отечественных производителей турбинного и котлового оборудования соответствует мировым стандартам, и у нас есть возможность производить почти всю линейку нужного оборудования.

В единую энергетическую систему страны до конца 2024 года будут поставлены и интегрированы инновационные газовые турбины большой мощности ГТЭ-65, ГТЭ-170 и ГТД-110М [3].

К сожалению, для российской энергетики характерно, что оборудование имеет сильный как физический, так и моральный износ. Принято решение частично заменять, либо модернизировать энергетическое оборудование, ввиду огромных затрат на новое строительство. В рамках этого в России применяется программа конкурентного отбора проектов модернизации мощности (КОММОД). По программе КОММОД могут быть предусмотрены мероприятия по модернизации котельного, турбинного оборудования и сопутствующие мероприятия, такие как замена генератора, ротора генератора, барабана и пароперегревателей котлоагрегата, цилиндров высокого, среднего и низкого давления, строительство градирен, новых золоотвалов и так далее. Отбор проектов модернизации происходит практически полностью на конкурсной основе в отношении старого и востребованного оборудования.

Пытаясь, стать независимыми от западных поставщиков, Минэнерго России в 2021 году провело конкурс на право модернизации теплоэлектростанций в рамках КОММОД с помощью экспериментальных газовых турбин, серийный выпуск которых до сих пор не налажен в России. Одним из победителей конкурса стал ГЭХ, которому оборудование предоставляет государственная корпорация «Ростех», начинающая выпуск турбины ГТД-110М. Два других «лота» получили отечественные «Силовые машины»: четыре турбины по 170 МВт обкатает «Интер РАО», две машины в диапазоне 65–80 МВт установят на электростанциях «Т Плюс» [2].

Энергетика является стратегической отраслью, в которой мы должны иметь конкурентоспособные технологии. Самой насущной проблемой в отечественном машиностроении энергетического оборудования является скудное финансирование и отсутствие крупных госзаказов. Но в рамках модернизации КОММОД было запланировано потратить около 1,9 триллиона рублей, часть которых пойдет на развитие российской промышленности.

Литература

1. Полина Смертина. Энергетикам перекрывают пар: ЕС запретил ввозить в РФ запчасти для турбин [Электронный ресурс] // Энергетика и промышленность в России. – Электрон.данные. – Режим доступа : <https://www.eprussia.ru/pressa/articles/9749312.htm> (дата обращения: 12.04.2022).
2. Сергей Исполатов. Между рисками и доходами [Электронный ресурс] // Переток.ру: энергетика в России и мире. – Электрон.данные. – Режим доступа : <https://peretok.ru/articles/generation/24525/> (дата обращения: 12.04.2022).
3. Славяна Румянцева. Российскую энергосистему обеспечат необходимым оборудованием// Производство. – Энергетика и промышленность России [Электронный ресурс] // Энергетика и промышленность в России. – Электрон.данные. – Режим доступа : <https://www.eprussia.ru/news/base/2022/6828474.htm> (дата обращения: 12.04.2022).
4. Татьяна Рейтер. КОММОД contra КОМ: первые итоги // Производство для энергетики. - Энергетика и промышленность России [Электронный ресурс] // Энергетика и промышленность в России. – Электрон.данные. – Режим доступа : <https://www.eprussia.ru/epr/377/3721923.htm> (дата обращения: 12.04.2022).
5. Siemens локализует в РФ на 100% выпуск больших газовых турбин в 2023 году [Электронный ресурс] // РИА новости. – Электрон.данные. – Режим доступа : <https://ria.ru/20190710/1556378221.html> (дата обращения: 12.04.2022).

В.Р. Сагиров ©
студент

Научный руководитель: к.т.н., доцент **А.М. Гатауллин**
(ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань)

ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЙ ИСКУССТВЕННОГО ИНТЕЛЛЕКТА ПРИ ОТЫСКАНИИ МЕСТ ПОВРЕЖДЕНИЙ В СИСТЕМАХ С РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ГЕНЕРАЦИЕЙ

Аннотация. В работе выполнено в PSCAD моделирование системы энергоснабжения с распределенной генерацией, включающей 12 ветряных электростанций 5 МВт каждая, двух параллельных ВЛ, резервной системы энергоснабжения на основе синхронного генератора, батареи статических конденсаторов (БСК) и обобщенной нагрузки потребителей. Были рассмотрены методы повышения точности отыскания мест повреждений на основе применения искусственных нейронных сетей.

Ключевые слова: искусственные нейросети LSTM, распределенная генерация, PSCAD.

В настоящее время начинают проявляться тенденции на основе применения искусственных нейронных сетей в частности для отыскания мест повреждения в

системах с распределенной генерацией, когда традиционные алгоритмы релейной защиты и автоматики (РЗА) не работают ввиду неопределенности параметров системы энергоснабжения.

Определение мест повреждений в энергосистемах имеет большое значение, требующее серьезного рассмотрения. Точный расчет расстояния до места повреждения способствует существенному сокращению стоимости и времени ремонта. В предлагаемом алгоритме используются искусственные нейронные сети с кратковременной и долговременной памятью (LSTM) для оценки параметров сети, меняющиеся во времени. Моделирование выполнено с использованием программного обеспечения PSCAD на примере двухконтурной сети.

В [1] описан метод определения расстояния до места повреждения, основанный на так называемых синхронных векторных измерениях. Однако эта работа проведена только в одноцепной системе энергоснабжения. Работа [2] раскрывает схему синхронных векторных измерений значений матрицы импеданса с использованием коэффициента напряжения на двух концах линии электропередачи. Преимуществами синхронных векторных измерений являются их низкая стоимость и независимость от канала связи, но у них имеется существенный недостаток, связанный с очень высокой требуемой точностью измерений, что как правило невозможно выполнить на практике.

В [3] предлагается алгоритм для оценки ошибки, использующий анализ чувствительности на каждом этапе измерения. Для того, чтобы уменьшить ошибки измерения в [4] применяется так называемый наиболее оптимальный способ.

Алгоритмы, основанные на определении импеданса весьма эффективны при определении места повреждения в одноцепной линии электропередачи. Однако из-за сложности систем РГ с параллельными ВЛ, погрешностями существующих датчиков, указанные алгоритмы сталкиваются с серьезными проблемами, поэтому для отыскания мест повреждения в системах с РГ все чаще применяют искусственные нейронные сети, причем различной конфигурации для повышения точности отыскания места повреждений, связанные в первую очередь с ОЗЗ.

Наиболее распространёнными повреждениями в ЛЭП являются ОЗЗ, вследствие чего мы имеем различные значения импеданса замыкания. Это создает новую проблему для известных алгоритмов, поскольку определение точного импеданса неисправности оказывает существенное влияние на определение точного места повреждения. Аналогично расчет импеданса короткого замыкания в двухцепных линиях также представляет собой еще одну серьезную проблему для алгоритмов определения места повреждения из-за наличия взаимной индукции между линиями.

В качестве расчетной модели была выбрана система с двусторонним питанием, включающая в себя ветряную электростанцию и синхронный генератор. Ветряная электростанция включает в себя 12 ветряных генераторов по 5 МВт каждый, что позволяет говорить о системе с РГ. Из-за сильной зависимости мощности, вырабатываемой ветряной электростанцией, от скорости ветра происходит изменение напряжения и импеданса источника.

Актуальной тенденцией для РЗА систем с РГ является применение нейросетей ввиду возможности их обучения и адаптации к изменяющимся расчетным параметрам. Авторы [5] предлагают в своей работе алгоритм обнаружения

повреждений при помощи сетей с долговременной и кратковременной памятью (LSTM). LSTM относится к рекуррентному типу нейросетей, использующиеся для обучения и решения задач в условиях неопределенности исходных параметров. В исследованиях также используется модель нейросети Vanilla LSTM, являющаяся наиболее распространенной моделью LSTM [6]. Данная модель более подробно рассмотрена в [7]. После применения сети LSTM точно оцениваются различные параметры, необходимые для определения места повреждения, а именно: импеданс источника, коэффициент компенсации и другие параметры, после этого вычисляется место повреждения. Показано, что указанный способ намного превосходит некоторые другие доступные методы нахождения места повреждения с точки зрения точности, что очень важно для РЗА.

В представленной работе было произведено моделирование схемы в программном комплексе PSCAD, смоделированы ОЗЗ и различные типы коротких замыканий, получены данные, необходимые для обучения LSTM и уточнения параметров алгоритмов РЗА с целью повышения точности определения мест повреждения.

Актуальным примером для России сети малой генерации и РГ будет система на основе газотурбинных установок (ГТУ) малой и средней мощности. В совхозе "Майский", находящемся недалеко от города Казань, такие электростанции применяются в качестве основного источника мощности. Нейросети описанные выше могут быть применены и для них. К преимуществу ГТУ по сравнению с ветряными электростанциями можно отнести в первую очередь отсутствие просадки по мощности из-за стабильного поступления газа по трубе. Таким образом, можно сделать вывод, что применение нейросетей на станциях с ГТУ является весьма перспективным технологическим решением и заслуживает внимания как перспективная разработка на случай падения давления поступающего трубопроводного газа.

Литература

1. Wang B., Dong, X., Lan L., Hu F., 2013. Novel location algorithm for single-line-to-ground faults in transmission line with distributed parameters, IET Gener., Transm. Distrib. 7(6), 560-566
2. Brahma, S.M., Girgis A.A., 2004. Fault location on a transmission line using synchronized voltage measurements. IEEE Trans. Power Deliv. 19 (4), 1619–1622.
3. De Aguiar R.A., Dalcastagnê A.L., Zürn H.H., Seara, R., 2018. Impedance-based fault location methods: sensitivity analysis and performance improvement. Elec. Power Syst. Res. 155, 236–245.
4. Liao Y., Kezunovic M., 2007. Optimal estimate of transmission line fault location considering measurement errors. IEEE Trans. Power Deliv. 22 (3), 1335–1341.
5. B Taheri S Salehimehr M Sedighizadeh. 2022. A novel strategy for fault location in shunt-compensated double circuit transmission lines equipped by wind farms based on long short-term memory [Электронный ресурс] Режим доступа: <https://doi.org/10.1016/j.clet.2022.100406> (дата обращения: 12.04.2022)
6. Greff K., Srivastava R.K., Koutník J., Steunebrink B.R., Schmidhuber J., 2016. LSTM: a search space odyssey. IEEE Transact. Neural Networks Learn. Syst. 28 (10), 2222–2232.

7. Gers F.A., Schmidhuber J., Cummins F., 2000. Learning to forget: continual prediction with LSTM. Neural Comput. 12 (10), 2451–2471.

А.А. Сеницын

к.т.н., доцент

М.О. Цатурян

к.психол.н., доцент

(Вологодский государственный университет, г. Вологда)

Е.М. Мазанова

(Департамент топливно-энергетического комплекса и тарифного регулирования области, г. Вологда)

РЕАЛИЗАЦИЯ ESG-ПОВЕСТКИ В КОНТЕКСТЕ СИСТЕМНОГО КОМПЕТЕНТНОСТНОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССА ПОДГОТОВКИ МЕНЕДЖЕРОВ ДЛЯ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КЛАСТЕРА

Аннотация. В статье рассматриваются вопросы системного подхода к изучению и операциональному моделированию «жестких» и «гибких» компетенций у обучающихся инженерного профиля подготовки Вологодского государственного университета, ориентированных на управленческую деятельность. Дается описание специфики практического решения обозначенных задач в контексте доминирующего ESG-тренда, и приводится описание ключевых компетенций, актуализирующих экологическое, социальное и корпоративное взаимодействие со стороны будущих менеджеров ТЭК.

Ключевые слова: ESG-тренд, менеджер топливно-энергетического кластера, продуктивное развитие предприятия, эффективное поведение.

Сегодня все активнее идет процесс интеграции в стратегию устойчивого развития ТЭК-кластера экологического, социального и корпоративного управления. Однако если с «environmental» и «corporate» более-менее понятно, то социальные аспекты для ряда компаний являются весьма туманными.

ESG-повестка в настоящее время охватывает всю сферу ТЭК, причем под влиянием геополитических и экологических проблем, ESG-повестка становится все более важной, а ее игнорирование снижает лидерский потенциал рассматриваемого тренда и меняет риторику его обсуждения российскими компаниями на более устаревшую.

Современное общество ожидает от отрасли не только прорывных технологий с учетом ресурсосбережения и рационального природопользования, но и активного решения актуальных социальных вопросов, связанных с перспективами трудоустройства молодых специалистов, условиями, качеством и безопасностью труда, здоровьесберегающими и человекоцентричными технологиями и так далее.

Вологодским государственным университетом в рамках деятельности НОЦ «Проблемы современной техносреды» совместно с кафедрой психологии и педагогики начат проект формирования психологической модели эффективного поведения современного топ-менеджера топливно-энергетического кластера в условиях построения антикризисной системы управления человеческим капиталом в социотехнических системах. Проект реализуется в рамках действующих соглашений о научно-образовательной кооперации с АО «Газпром газораспределение Вологда» и ООО «Газпром межрегионгаз Вологда», а также при поддержке АО "Вологдаоблэнерго" (АО "ВОЭК").

На данный момент развития топливно-энергетического кластера можно констатировать факт постановки новых конкретных задач перед практикой и научными исследованиями. Очевидно существенное смещение приоритетов в сторону инфраструктурной составляющей отрасли. Кроме того, глобального переосмысления требует предельная насыщенность энергопроизводства в вертикально интегрированных компаниях в условиях трансфертного ценообразования на продукты ТЭР, что крайне не способствует созданию здоровой конкуренции при равных правах каждого участника рынка ТЭР [1].

Ввиду сложности, фрагментарности и недостаточной определенности процессов, которые должны быть выстроены в рамках цифровой трансформации в сфере энергетики, становится совершенно очевидной необходимость поиска новых переменных, зафиксированных в человеческом факторе управления и сопровождающих весь процесс создания, распределения и маркетинга топливно-энергетического продукта. Очевидна необходимость поиска операциональных компетенций менеджера топливно-энергетического кластера, своевременно откликающихся на актуальные цифровые трансформации в исследуемом секторе и обеспечивающих на данной основе более высокую продуктивность функционирования предприятия по сравнению с предшествующими докризисными периодами [2].

Уровень эффективности поставленных субъектно-ориентированных задач в сравнении с соответствующими показателями зарубежных аналогов в два с половиной раза выше, чем наращивание основных фондов компаний топливно-энергетического сектора. С учетом данного факта описанная выше работа по формированию модели эффективного поведения менеджера ТЭК новой формации должна стать приоритетной для всех компаний сектора в ближайшем будущем.

Анализ ряда социально-психологических, технических, а, следовательно, и финансовых показателей зачастую демонстрирует недостаточную эффективность управленческих решений в топливно-энергетическом кластере. Высокий уровень нестабильности развития сырьевого сектора экономики, а также заметная волатильность финансовых активов топливно-энергетических компаний активно требует нового подхода в принятии управленческих решений, полагающихся преимущественно не на традиции и прошлый опыт, а на способность спрогнозировать успешную модель развития сектора в будущем. Без эффективного менеджмента в организации практически невозможно проконтролировать не всегда связанные между собой напрямую направления деятельности в одной компании и тем более вовремя отреагировать на изменение экономической и политической ситуации в мире [3].

Анализ многочисленных научных работ по тем или иным видам компетентности эффективного менеджера дает основание для выделения критериев сформированности отдельных профессиональных поведенческих проявлений, их конкретных показателей и соответствующих уровней их развития. Данные образования служат основанием создания модели эффективного поведения менеджера топливно-энергетического кластера в социотехническом контексте условий становления цифровой экономики РФ и создания антикризисного управления человеческим капиталом.

С эмпирических позиций процесс операционального моделирования эффективного поведения менеджера топливно-энергетического кластера также должен быть реализован исключительно в контексте междисциплинарного подхода, при котором взгляд на возможное развитие в будущем осуществляется через призму знаний о социотехнических системах.

К настоящему времени предприняты шаги к разработке методики обозначенного процесса моделирования и начата работа по сбору статистических данных участников отношений «выпускник - работодатель» по нескольким областям профилизации.

В качестве практического инструмента решения поставленных научно-практических задач выступил пилотажный опрос, на основе которого нами были получены первичные представления об искомых управленческих «жестких» и «гибких» компетенциях, потенциально удовлетворяющих запрос российских компаний ТЭК, ориентированных на ESG – повестку. В рамках следующего этапа выступила апробация специально сконструированной психологической модели по формированию и актуализации системы выявленных компетенций, реализация которой была осуществлена со студентами инженерного профиля подготовки Вологодского государственного университета.

Ориентация на активные социально-психологические формы и методы тренинговой работы, непрерывный научно-практический поиск и актуализация субъектной позиции будущих менеджеров ТЭК в процессе погружения в кейс-стади выступили ключевыми методологическими позициями реализованной модели.

Это если говорить про глобальные задачи, поставленные перед коллективом авторов статьи. Что же реализовано к настоящему времени?

Нельзя не согласиться с Александром Щелкановым, доцентом кафедры экономики и управления предприятиями и производственными комплексами СПбГЭУ, членом Экспертного центра по ESG-трансформации «Деловая Россия». «Раскрывая социальный блок в ESG-повестке, особое место должны занимать образовательные программы подготовки будущих профессиональных кадров российскими вузами, т.к. подготовка специалистов, новой формации должна включать широкий спектр компетенций (знания в области корпоративного управления, риск-менеджмента и коммуникационных стратегий)».

Жизненным примером может стать реализованный и развивающийся проект Летней научно-образовательной школы молодого специалиста EnergyNetSchool (<https://ens2021.vogu35.ru>). Созданная еще в 2017 году, новая образовательная технология экспресс-погружения в сферу будущей профессии и в сферу научно — исследовательской деятельности за 14 дней позволяет будущим инженерам-

энергетикам освоить определенные ФГОС компетенции и выработать модели поведения в кросс-отраслевых студенческих командах.

Организаторами летней школы выступили научно-образовательный центр «Проблемы современной техносреды» Вологодского государственного университета и Департамент топливно-энергетического комплекса и тарифного регулирования Вологодской области при активном содействии Центра поддержки технологий и инноваций ВоГУ и Вологодской областной общественной организации Всероссийского общества изобретателей и рационализаторов.

Для развития личностных качеств её участников в программе Школы предусмотрены занятия по эффективному командообразованию, развитию навыков тайм-менеджмента, лидерству и целеполаганию, а также по развитию коммуникативных навыков, в том числе в профессиональной и научной среде.

Профессиональное направление включает в себя знакомство первокурсников с ключевыми навыками и задачами «инженера будущего» и быстрое погружение в тему экономии топливных ресурсов в современной энергетике и знакомство с проблемами мировой энергетики. Направление включает в себя встречи с представителями энергетической отрасли, позволяющие ознакомиться с профессией энергетика, а также экскурсии на энергообъекты профессиональной деятельности, мастер-классы по обучению навыкам инженерного творчества.

В блоке, посвящённом развитию навыков научно - исследовательской деятельности обучающихся третьего курса, участники Школы изучают основы работы с российскими и зарубежными базами данных научного цитирования и патентными системами, знакомятся с приёмами эффективного поиска научной и патентной информации, а также узнают, как правильно подготовить научный проект и донести его до научного сообщества и инвестора.

По итогам проектной сессии Школы участники научно-образовательного трека представили региональной экспертной комиссии студенческие проекты в области зеленой энергетики, умных сетей, безопасного газопотребления и энергоэффективных зданий. Студенческие проекты были разработаны по заказу областного департамента на предложенные им тематики, связанные с профилем его деятельности. По итогам сессии 4 проектные команды слушателей Школы были рекомендованы к участию в конкурсе Образовательного центра «Сириус» с включением в них школьников и студентов в качестве их наставников.

В настоящее время Минобрнауки России принято решение поддержать наставническую деятельность студентов 4 курса кафедры теплогазоснабжения ВоГУ по направлению 08.03.01 Строительство, профиль «Теплогазоснабжение и вентиляция» по работе со школьниками г. Вологды в рамках деятельности Образовательного Фонда «Талант и успех» по содействию занятости студентов в качестве наставников для одаренных школьников – участников общеобразовательной инициативы «Сириус.Лето: начни свой проект».

Залогом успеха современного образования является возможность очно-заочного формата. Совместно с Центром открытого образования Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого в рамках реализации национального проекта «Образование» (федеральный проект «Молодые профессионалы») разработан новый онлайн-курс «Современная тепловизионная диагностика объектов капитального строительства и инженерных систем»

(<https://openedu.ru/course/spbstu/THIMDIAG>). Слушателями данного курса могут быть руководители и работники строительных организаций, предприятий и коммунальных служб, специалисты ЖКХ, энергосбытовых, энергоснабжающих и энергетических компаний, специалисты инжиниринговых организаций, а также обучающиеся средних и высших учебных заведений.

Как известно, концепция ESG зародилась как инструмент оценки устойчивости инвестиций. Однако в данной триаде социальной составляющей «s» уделяется недостаточно внимания, хотя развитие человеческого капитала – ключевая задача любого бизнеса. Как измерить эффект социальных инвестиций и ценность полученного результата? На наш взгляд, приоритетная цель всех участников ESG повестки сейчас – разработка устойчивой методики учета влияния социальных инвестиций в управление человеческим капиталом в подобных социотехнических системах как ТЭК-кластер и другие, а также пристальное внимание к одной из значимых составляющих – системе профподготовки и реализации широкого спектра кросс-отраслевых компетенций у инженерных кадров.

Литература

1. Цатурян М.О., Сеницын А.А. Психологические инструменты изучения модели эффективного поведения менеджера топливно-энергетического кластера // Инновационное развитие науки и образования: сборник статей XI Международной научно-практической конференции. Пенза: МЦНС «Наука и Просвещение», 2020. С. 248-251.
2. Цатурян М.О., Сеницын А.А. Социотехнический контекст изучения психологической модели эффективного поведения менеджера топливно-энергетического кластера // Международный научно-практический электронный журнал «Моя профессиональная карьера». №12. С.40-44.
3. Цатурян М.О., Сеницын А.А. Управление человеческим капиталом в условиях цифровизации процессов топливно-энергетического кластера // Международный научно-практический электронный журнал «Моя профессиональная карьера». №12. С.45-49.

Ю.Н. Смирнов
к.ф.-м.н., доцент
А.М. Марданова
ассистент
(КГЭУ, г. Казань)

ЦИФРОВОЙ ДВОЙНИК СИСТЕМЫ НЕФТЕПРОДУКТООБЕСПЕЧЕНИЯ НЕФТЯНОЙ КОМПАНИИ

Аннотация. В данной работе описаны основные бизнес-процессы, участвующие в управлении стоимостью нефтяной компании, а также объекты

производственной инфраструктуры. С целью повышения эффективности деятельности нефтяной компании разработан цифровой двойник системы нефтепродуктообеспечения. Результаты построения сценариев развития компании и ключевые преимущества представлены в работе.

Ключевые слова: цифровой двойник, нефтепродуктообеспечение, эффективность.

Цифровой двойник системы нефтепродуктообеспечения нефтяной компании создается для эффективного управления потоком создания стоимости [1]. Проектирование цифрового двойника осуществляется на основе интегрированной информационной системы и имитационной информационно-математической модели [2-4]. Основная схема создания стоимости в системе нефтепродуктообеспечения включает в себя бизнес-процессы: нефтепереработка, закупочная, транспортная, складская и сбытовая логистика. Совокупность этих бизнес-процессов за исключением добычи сырой нефти и ее реализации определяет конечные результаты деятельности компании.

Созданный на основе модели потока создания стоимости цифровой двойник системы нефтепродуктообеспечения включает в себя:

- интегрированную информационную систему управления компанией;
- геоинформационные системы для определения координат объектов инфраструктуры предприятия;
- промышленный интернет, используемый для сбора данных;
- облачные технологии, как инструмент сбора и хранения данных;
- большие данные, как результат потока данных от АСУТП;
- когнитивные технологии в форме используемых нейронных сетей для анализа и прогнозирования данных;
- информационно - математические имитационные модели потока создания стоимости.

В потоке создания стоимости участвуют следующие объекты производственной инфраструктуры со своими технико-экономическими характеристиками:

А. Сеть нефтеперерабатывающих заводов, производящих конечные нефтепродукты, поставляющих нефтепродукты всем группам потребителей для розничной и оптовой реализации.

В. Сеть баз нефтепродуктов (нефтебаз) для хранения, оптовой реализации и реализации для группы объектов А.

С. Сеть автозаправочных станций для розничной реализации нефтепродуктов.

Д. Сеть автотранспортных предприятий со специализированным транспортом для перевозки нефтепродуктов.

Кроме того, в логистике участвует транспортная инфраструктура в виде сетей трубопроводов, железных и автомобильных дорог для перевозки нефтепродуктов.

Эта производственная инфраструктура с разным количеством перечисленных объектов, с разными технико-экономическими характеристиками и географическим расположением существенно влияют на результаты деятельности предприятия.

- Цифровой двойник системы нефтепродуктообеспечения нефтяной компании предназначен для оптимизации всех потоков, по всем объектам, по всем нефтепродуктам, по периодам. Он позволяет решать следующие задачи:
 - оптимизировать логистику с учетом более 40 технико-экономических параметров для неограниченного количества объектов логистики;
 - рассчитать более 70 частных и общих показателей эффективности всех объектов логистики и на их основе принимать эффективные управленческие решения;
 - определить оптимальный состав объектов логистики;
 - определить оптимальные технико-экономических параметры всех объектов логистики;
 - определить оптимальные цепи поставок по всем видам нефтепродуктов, закрепить за каждым потребителем наиболее оптимального поставщика.
 - определить оптимальный план доставки нефтепродуктов от поставщиков до потребителей с учетом возможности осуществления перевозок различными видами транспорта.
 - определить оптимальность формируемых запасов нефтепродуктов на нефтебазах.
 - построить всевозможные сценарии деятельности всех объектов в изменяющихся внешних и внутренних факторов:
 - а. подбор оптимальных значений технико-экономических показателей объектов и оценка экономической эффективности инвестиций на их изменения;
 - б. оценка экономической эффективности и организационных последствий введения в эксплуатацию новых объектов с заданными технико-экономическими параметрами или вывода из эксплуатации действующих объектов;
 - с. подбор оптимального относительного расположения объектов – нефтеперерабатывающих заводов, нефтебаз, автозаправочных станций, автотранспортных предприятий;
 - сравнительный анализ результатов моделирования по различным сценариям.

Результаты некоторых численных исследований логистики нефтяной компании с множеством объектов А-D, а также автодорожной, железнодорожной и трубопроводной сетью по территории Российской Федерации представлены ниже [5].

Первая группа сценариев рассчитывалась для анализа оптимальности реализуемой логистики на основе планово-фактических данных. Обнаружено, что реализуемая логистика далека от оптимальности, и потери операционной прибыли за год составляют более 14%. Оптимизация автотранспортной инфраструктуры могла бы дать операционную прибыль более 3%, что подтверждает оправданность инвестиции в модернизацию автотранспортной инфраструктуры. Оптимизация и логистики, и транспортной инфраструктуры может повысить совокупную операционную прибыль до 18%, что подтверждает высокую эффективность использования цифрового двойника.

Другая группа расчетов сценариев развития компании демонстрирует возможности предлагаемой системы анализа, планирования и управления в определении оптимальной инфраструктуры компании: исключение отдельных нефтебаз уменьшает операционную прибыль, что говорит об их незаменимости без потери эффективности для компании. Однако, исключение некоторых нефтебаз, или даже нескольких (например, двух нефтебаз) дает повышение операционной прибыли более чем на 3%.

Отметим, что все расчеты показывают очень сложную, нелинейную зависимость маржинальной прибыли от множества факторов. Эти закономерности можно установить только на основе информационно-математических моделей и численных расчетов.

Таким образом, стратегия создания и использования цифрового предприятия дает следующие ключевые преимущества:

- интегрирует всю архитектуру предприятия, позволяет ее исследовать и оптимизировать.
- использует в качестве основ управления - управление потоком создания стоимости, позволяет повышать его эффективность.
- включает имитационную систему построения всевозможных сценариев развития предприятия.
- дает возможность использовать развитую аналитику с когнитивными технологиями.
- позволяет оценить эффективность инвестиций на модернизацию и развитие предприятий.

Модель цифрового двойника системы нефтепродуктообеспечения позволяет существенно повысить эффективность деятельности нефтяных компаний на основе исследований различных сценариев закупочной, складской, транспортной и сбытовой логистики, оптимизировать технико-экономические характеристики всех объектов, построить оптимальную инфраструктуру и стратегию развития компании.

Решение оптимизационных задач в сценариях развития нефтяной компании осуществлялось с использованием пакета MATLAB.

Литература

1. Смирнов, Ю.Н., 2018. Цифровое предприятие на основе имитационной модели потока создания стоимости. Научно-технический журнал "Вестник КГТУ им. А.Н.Туполева", 4.
2. Смирнов, Ю.Н., 2018. Основы проектирования и разработки цифровых платформ предприятий. Научно-технический журнал "Вестник КГТУ им. А.Н.Туполева", 3.
3. Смирнов, Д.Ю., Р.Ф. Гимазетдинов и Ю.Н. Смирнов, 2015. Информационно-математическая система анализа и планирования закупочной, складской, транспортной и сбытовой логистики нефтепродуктов для предприятий нефтяной отрасли. Научный журнал "Вестник Казанского государственного энергетического университета", 1: 99-110.
4. Смирнов, Ю.Н. и Р.Ф. Гимазетдинов, 2008. Анализ и планирование складской, транспортной и сбытовой логистики нефтепродуктов на основе

информационно-математической модели. Научно-практический журнал "Интеграл", 1: 38-41.

5. Гимазетдинов, Р.Ф. и Ю.Н. Смирнов, 2009. Исследование закупочной, складской, транспортной и сбытовой логистики нефтепродуктов и оптимизация инфраструктуры предприятий нефтяной отрасли. Научно-практический журнал "Интеграл", 5: 42-44.

Ван Лянчжэ

аспирант

Научный руководитель: д.э.н., профессор **В.Я. Афанасьев**

(ГУУ, г. Москва)

ОБЗОР НАУЧНЫХ РАБОТ ПО ЭКОНОМИКЕ И УПРАВЛЕНИЮ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИМ КОМПЛЕКСОМ КИТАЯ И РОССИИ

Аннотация. Руководящие органы электроэнергетических компаний Китая проявляют интерес к научно обоснованным инструментам принятия организационно-управленческих решений для преодоления энергетического кризиса. Автор провел контент-анализ 45 диссертационных работ, защищенных в период с 2017 по 2022 год по специальностям 08.00.05, 08.00.10, 08.00.14, объектом исследования которых являются электроэнергетические компании России и Китая.

Ключевые слова: диссертации, электроэнергетический комплекс, электроэнергетика, экономика и управление ТЭК.

Экономика Китайской народной республики является одной из самых быстрорастущих в мире, а электропотребление Китая составляет почти четверть мирового спроса на электроэнергию. Для наращивания производства китайским предприятиям необходимо надежное электроснабжение, также возрастающее по мере увеличения потребности в электроэнергии. Энергетика КНР характеризуется с одной стороны энергодефицитом, а с другой стороны доминирующим положением на рынке большинства компаний энергетического сектора. Сложившаяся ситуация неоднозначно отражается на стратегических приоритетах энергетических компаний: нахождение в «рыночной зоне комфорта» не подстегивает предприятия к активным действиям, а усиление экономической глобализации и требований со стороны экономических агентов и государственных органов управления диктует необходимость интенсификации инновационной деятельности в электроэнергетической сфере. Таким образом, в поисках способов разрешения указанного противоречия перед электроэнергетическими компаниями Китая стоит вопрос принятия организационно-управленческих решений для преодоления энергетического кризиса и повышения интереса к инновационному развитию в краткосрочном периоде.

В результате исследования диссертационных работ по торгово-экономическому сотрудничеству между Россией и Китаем по энергетическим вопросам установлено, что существует тесная взаимосвязь между внешнеполитической стратегией страны и экономической и энергетической безопасностью КНР в условиях формирования интенсивной модели экономического развития страны. Вытеснение каменного угля из энергетического баланса Китая возможно только в долгосрочной перспективе при внедрении технологий возобновляемой энергетики, а также за счет импорта природного газа и переоснащении текущих электростанций. При этом Россия обладает наибольшей конкурентоспособностью на рынке стран-поставщиков сжиженного природного газа в регионе Северо-Восточной Азии [5].

Во многих исследованиях разрабатываются механизмы обеспечения устойчивого развития электроэнергетического комплекса за счет организации взаимодействия между энергетическими компаниями, его контрагентами и государством, создания так называемых инновационных экосистем. С учетом особенностей электроэнергетической отрасли, а также требований энергетической безопасности, энергетического равенства, экологической устойчивости авторами предлагается широкий инструментарий по стратегическому управлению предприятиями ТЭК на основе инвестиционного проектирования, стимулирующего внедрения инноваций и интегрирующие производственные и управленческие технологии в электроэнергетике, позволяющего согласовать интересы участников инновационного процесса, моделей финансирования, включая усовершенствование механизма государственно-частного партнерства и коммерциализации инноваций на рынке, а также формирования адаптивной системы корпоративного мониторинга.

Так Камчатова Е.Ю. предложила решение многокритериальной оптимизационной задачи определения направлений и обеспечения инновационной деятельности компании, занимающей доминирующее положение на электроэнергетическом рынке, и механизм распределения ресурсов компании внутри портфеля инноваций за счет использования различных форм реализации инновационных полуфабрикатов [3]. Бурда Е.Д. обосновал выбор формы взаимодействия электроэнергетических компаний на основе решения многокритериальной задачи в зависимости от стратегических целей компаний в сфере инноваций и специфики самого инновационного проекта с учетом существующих ограничений и специфики отрасли [1].

Развитие цифровых сервисов и бизнесов, требования повышения клиентоориентированности, готовность персонала и инфраструктуры к технологическим изменениям – все эти факторы необходимо учитывать при внедрении инноваций в настоящее время в любой отрасли. Ховалова Т.В. разработала инструмент самодиагностики электроэнергетической компании на уровень зрелости цифровой трансформации с учетом их бизнес-модели и отраслевых особенностей [12]. Купреев Д.А. предложил решение задачи оптимизации по нахождению пороговой цены и эффективности инновации при согласованности экономических интересов участников: самих энергетических компаний, государственных органов власти и предприятий машиностроительной отрасли [7].

Многокритериальным выбором и последующим принятием оптимального управленческого и инвестиционного решения в сфере цифровизации

электроэнергетики занимался Квасов И.А., применяя платформенный подход к проблеме при реализации триады технологий (управленческих – производственных – автоматизированных) на основе математического моделирования и применения киберфизических систем [4].

Во многих исследованиях отмечается, что рост ВВП Китая в ближайшей перспективе обострит экологические и ресурсные проблемы, в связи с чем китайские электроэнергетические компании должны учитывать в своих стратегических приоритетах и совершенствование экологических практик: обязательное включение положений об экологической ответственности в корпоративные политики организаций; совершенствование налогообложения, ценообразования и кредитных политик в части установления дополнительных санкций за загрязнение окружающей среды и льгот за соответствие современным экологическим стандартам.

Ядыкиным В.К. предложена: методика оценки степени влияния каждого элемента инвестиционной программы на достижение ключевых показателей стратегии устойчивого развития с учетом их приоритетности, комплексная методика оценки вариантов стратегического развития электрогенерирующих компаний по критериям энергетической и экологической безопасности, энергоэффективности при одновременном обеспечении социальной комфортности [13].

В связи с тем, что значительная доля электроэнергии на территории и Российской Федерации, и Китайской Народной Республики производится на тепловых электростанциях (ТЭС), особый интерес вызывают диссертационные работы, в которых предлагаются современные механизмы производственно-хозяйственного планирования деятельности ТЭС, например, алгоритм распределения затрат и подачи ценовой заявки и механизм принятия решения о консервации оборудования Сухаревой Е.В. [11], а также широкий инструментарий для управленческих кадров ТЭС Окля П.И. [10]: модель оценки доли ремонта (в том числе и простоя) оборудования, стоимости обслуживания активов с учетом их срока службы, финансового результата от эксплуатации оборудования ТЭС, технического состояния активов, влияния отказа оборудования на финансовые результаты деятельности предприятия. Особую практическую ценность работе придает разработанная автором методика проектирования инвестиционных программ технического перевооружения (или ремонта и реконструкции) производственных активов ТЭС на основе риск-ориентированного подхода.

Для обеспечения энергетической безопасности Лисиным Е.М. предлагается метод многокритериального анализа социально-экономических и производственно-технологических критериев эффективности энергосистемы, рыночных правил функционирования энергосистемы, модели топливообеспечения, теплоснабжения и управления для оптимизации структуры энергосистемы и корректного отбора проектов технологического развития [8]. Кондраков О.В. развил инструментарий обеспечения энергетической безопасности: разработал меры нивелирования основных угроз энергетической безопасности в зависимости от источников и триггеров этих угроз; механизмы принятия управленческих решений, основанных на матрице сочетания угроз устойчивости развития ТЭК и вероятности их возникновения; сформировал индикаторы и пороговые значения устойчивости развития ТЭК, стратегические перспективы устойчивости развития ТЭК с учетом параметров экономического роста регионов и их уровня энергетической безопасности [6].

Признание ключевой роли потребителей электроэнергии в устойчивом функционировании энергосистемы нашло свое отражение в предложенной Некрасовым С.А. альтернативной концепции развития электроэнергетики России за счет предоставления энергетическим хозяйствам потребителя широких возможностей управления спросом с помощью современных цифровых технологий, развития собственной генерации на основе ВИЭ и технологий аккумулирования электроэнергии с последующим участием в системах распределенной генерации [9]. Дзюба А.П. расширил методологию DSM (Demand Side Management, менеджмент спроса на энергопотребление со стороны конечных потребителей), предложив концепцию системы управления спросом на природный газ и электроэнергию в совокупности с развитием цифровых платформ «Умные сети», «Умный учет» и «Интернет вещей» [2].

Таким образом, в условиях глобализации мировой экономики, в том числе энергетики, а также с учетом глобальных вызовов и геополитической обстановки, не стоит пренебрегать уже накопленным методологическим опытом управления электроэнергетическими компаниями. Для повышения энергетической эффективности своей экономики и нивелирования угроз энергетической безопасности руководящие органы электроэнергетических компаний Китая могут воспользоваться научно-обоснованными инструментами управления из открыто опубликованных научных работ специалистов из других стран с похожей моделью энергообеспечения.

Литература

1. Бурда Е.Д. Модели функционирования инновационной экосистемы в энергетике: дис. ... канд. экон. наук: 08.00.05 [Место защиты: ФГАОУ ВО «НИУ «ВШЭ»]. - Москва, 2021. - 273 с.
2. Дзюба А.П. Управление спросом на энергоресурсы промышленных предприятий: теория и методология: дис. ... докт. экон. наук: 08.00.05 [Место защиты: Юж.-Уральский гос. ун-т]. - Челябинск, 2021. - 286 с.
3. Камчатова Е.Ю. Развитие методологии управления инновационной деятельностью доминирующих на рынке компаний: на примере электроэнергетики: дис. ... докт. экон. наук: 08.00.05 [Место защиты: Центр. науч.-исслед. ин-т судостроит. пром-сти "Центр"]. - Москва, 2017. - 323 с.
4. Квасов И.А. Повышение эффективности электроэнергетики путем цифровизации и взаимной интеграции производственных и управленческих технологий: методология, практические рекомендации: дис. ... докт. экон. наук: 08.00.05 [Место защиты: РУДН]. - Москва, 2019. - 339 с.
5. Ко Чжуён Оценка конкурентоспособности стран-поставщиков сжиженного природного газа на рынок стран Северо-Восточной Азии: дис. ... канд. экон. наук: 08.00.14 [Место защиты: ФГАОУ ВО «Рос. гос. ун-т нефти и газа им. И.М. Губкина»]. - Москва, 2021. - 154 с.
6. Кондраков О.В. Повышение энергетической безопасности на основе экономически устойчивого развития топливно-энергетического комплекса: дис. ... докт. экон. наук: 08.00.05 [Место защиты: ФГБОУ ВО «Юго-Западный гос. ун-т»]. - Тамбов, 2019. - 359 с.

7. Купреев Д.А. Формирование организационно-экономического механизма внедрения инноваций в распределенной энергетике: дис. ... канд. экон. наук: 08.00.05 [Место защиты: Фин. ун-т при Правительстве РФ]. - Москва, 2016. - 178 с.
8. Лисин Е.М. Методология обеспечения энергетической безопасности при многоуровневом управлении территориальными общеэнергетическими системами: дис. ... докт. экон. наук: 08.00.05 [Место защиты: РЭУ им. Г.В. Плеханова]. - Москва, 2018. - 431 с.
9. Некрасов С.А. Теоретико-методологические основы формирования альтернативной концепции развития российской электроэнергетики: дис. ... докт. экон. наук: 08.00.05 [Место защиты: Центр. экон.-матем. ин-т РАН]. - Москва, 2021. - 384 с.
10. Оклея П.И. Методология управления производственными активами тепловых электростанций на основе матричных моделей затрат материальных и финансовых ресурсов: дис. ... докт. экон. наук: 08.00.05 [Место защиты: НИУ «МЭИ»]. - Москва, 2020. - 319 с.
11. Сухарева Е.В. Механизм планирования производственно-хозяйственной деятельности теплофикационной электростанции в условиях конкурентных энергорынков: дис. ... канд. экон. наук: 08.00.05 [Место защиты: Моск. гос. технол. ун-т «Станкин»]. - Москва, 2017. - 141 с.
12. Ховалова Т.В. Инструменты стимулирования внедрения инноваций в электроэнергетике: дис. ... канд. экон. наук: 08.00.05 [Место защиты: ФГБОУ ВО «Фин. ун-т при Правительстве РФ»]. - Москва, 2022. - 206 с.
13. Ядыкин В.К. Стратегия устойчивого развития предприятий электроэнергетического комплекса: принципы разработки и механизмы реализации: дис. ... канд. экон. наук: 08.00.05 [Место защиты: С.-Петерб. политехн. ун-т]. - Санкт-Петербург, 2017. - 177 с.

А.Ю. Короткова
студент

Научный руководитель: к.ф.-м.н., доцент **О.И. Большакова**
(ГУУ, г. Москва)

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ВОДОРОДНЫХ СТРАТЕГИЙ ЕВРОПЕЙСКОГО СОЮЗА, КИТАЯ И РОССИИ

Аннотация. В данной работе рассматриваются предпринимаемые государствами меры по развитию водородной энергетики. Представлен сравнительный анализ водородных стратегий ЕС, Китая и России.

Ключевые слова: европейская водородная стратегия, китайская водородная стратегия, водородная энергетика, рынок водорода, декарбонизация.

На сегодняшний день водородная энергетика является важным направлением для реализации программ декарбонизации и достижения углеродной нейтральности.

Возобновляемые источники не способны полностью удовлетворять потребности человечества в энергии. Водород может служить ключевым видом энергоносителя, который позволит уменьшить загрязнение окружающей среды и улучшить экологическую ситуацию. Однако необходимо решить ряд проблем, которые связаны с производством, хранением, транспортировкой и использованием водорода. Для решения этих проблем и преодоления технологических барьеров требуется стимулирование проектов развития водородной энергетики [1,9].

В связи с этим, многие экологически ответственные страны приняли стратегии развития водородной энергетики, уделяя особое внимание именно вопросу экологизации производства водорода. Так Евросоюзом в 2020 году представлена *«Водородная стратегия для климатически нейтральной Европы»*, целью которой является широкое использование водорода к 2050 году.

Основными пунктами данной стратегии является предпочтительное использование энергии ветра и солнца для производства водорода, достижение нейтрального уровня углеродных выбросов в ЕС путем более широкой электрификации и т.д. [2].

По срокам данную стратегию можно разделить на три этапа, окончание первого этапа датируется 2024 годом, и в его рамках планируется увеличить производство зеленого водорода до 1 млн тонн в год. Также цель состоит в том, чтобы снизить углеродные выбросы на существующем производстве водорода для химической промышленности, и продвигать его для новых применений.

Второй этап будет проходить с 2024 по 2030 год, водород должен стать неотъемлемой частью интегрированной энергетической системы со стратегической целью установить не менее 40 ГВт возобновляемых водородных электролизеров к 2030 году и производить до 10 млн тонн возобновляемого водорода в ЕС. Затем использование водорода будет постепенно расширяться в новых секторах, включая производство стали, грузовые автомобили, железнодорожный и некоторые виды морского транспорта. Он по-прежнему будет в основном производиться вблизи пользователя или возобновляемых источников энергии в местных экосистемах. Данный этап, по оценкам экспертов, является наиболее сложным с технической и экономической точек зрения, и требует усилий и поддержки большинства стран ЕС.

Третий этап датируется 2030-2050 гг., в течение которых планируется довести уровень производства именно зеленого водорода до системно значимых масштабов, то есть для обеспечения данным веществом, как минимум, основных отраслей жизнедеятельности. Возобновляемые водородные технологии должны достичь зрелости и быть внедрены в больших масштабах, чтобы охватить все сектора, где другими способами очень сложно и затратно достичь углеродной нейтральности [3].

Можно сказать, что «зеленый водород» является ключевым приоритетом для достижения Европейского «зеленого соглашения» и перехода Европы к чистой энергетике.

В Китае для достижения поставленных в стране климатических целей в марте этого года опубликован первый в истории страны долгосрочный план по производству водорода, охватывающий период 2021-2035 годов. Китай все больше развивает производство и потребление водорода с низким уровнем выбросов, чтобы помочь удовлетворить энергетические потребности, одновременно снижая выбросы парниковых газов.

Китайское правительство играет ключевую роль в развитии водородной энергетики, включая исследования и разработки (R&D) для использования водорода в различных секторах экономики.

По данным Комиссии по надзору и управлению государственными активами Китая, более трети государственных предприятий строят планы по производству, хранению, транспортировке и использованию водорода. Так в провинции Нинся строится крупнейшая в мире электролизная установка, предназначенная для производства водорода, который позже будет использоваться в химической промышленности. Энергетическое предприятие Sinopec также занимается разработкой экологически чистого водорода [4].

Согласно правительственному плану, Китай будет производить от 100.000 до 200.000 тонн водорода на основе возобновляемых источников энергии ежегодно, к 2025 году будет иметь парк из 50 000 автомобилей, работающих на водороде. China Hydrogen Alliance прогнозирует, что производство водорода на основе возобновляемых источников энергии может достичь 100 млн тонн к 2060 году, что составляет 20 процентов конечного потребления энергии в Китае.

Направление, темпы и масштабы усилий Китая по производству низкоуглеродистого водорода окажут серьезное влияние не только на китайскую экономику, но и на ход развития мировой водородной промышленности [5].

В России в июне 2020 года утверждена Энергетическая стратегия Российской Федерации до 2035 года (ЭС-2035) с изложением среднесрочных планов развития энергетического сектора.

Следует отметить, что в ЭС-2030 про водород говорилось только в контексте возможного перспективного вида моторного топлива, а в ЭС-2035 развитию водородных технологий как приоритетному направлению энергетики посвящен отдельный раздел, в котором в качестве целевого показателя развития указано производство 2 млн тонн водорода в 2035 году, преимущественно с поставкой на экспорт [7].

В октябре 2020 года Правительством РФ был утвержден план мероприятий по развитию водородной энергетики до 2024 года (дорожная карта), а в августе 2021 года утверждена концепция развития водородной энергетики России, которая определяет основные цели, задачи и ключевые меры по развитию водородной энергетики на среднесрочный период до 2024 года, долгосрочный период до 2035 года, а также основные ориентиры на перспективу до 2050 года. Предполагается создание высокотехнологичной экспортно-ориентированной отрасли с объемом экспорта 15 — 50 млн тонн в 2050 году в зависимости от темпов развития мировой низкоуглеродной экономики и роста спроса на водород на мировом рынке [8]. В концепции подчеркивается, что при реализации проектов производства водорода ключевыми факторами конкурентоспособности будут являться стоимость водорода и его углеродный след.

В целом, можно считать, что планы по развитию водородной отрасли России можно разделить на несколько этапов:

Этап 1 (2021-2024): Достичь экспорта в размере 0,2 млн. тонн за счет создания водородных кластеров и исследовательской экосистемы, разработки технологий и производства промышленных продуктов для водорода, реализации пилотных проектов и создания внутреннего спроса на водород.

Этап 2 (2025-2035): Достичь 2 млн. тонн экспорта путем запуска коммерческих проектов по производству водорода, особенно крупных, ориентированных на экспорт производственных мощностей. Продолжить расширять и интегрировать водородную энергетику на внутренний рынок. Расширение масштабов производства и экспорта отечественного водородного оборудования.

Этап 3 (2036-2050): Развивать и быть крупным игроком на глобальном рынке водородной энергетики в больших масштабах. Экспортировать 15-50 миллионов тонн на мировой рынок к 2050 году в зависимости от спроса на водород на мировом рынке [6-8].

В современных условиях жестких санкционных ограничений очевидно, что некоторые задачи развития водородной энергетики и предложенные меры для их решения будут корректироваться, в частности, неизбежны проблемы с развитием международного сотрудничества, в том числе в части технологического сотрудничества, работы над пилотными проектами и т.д. Особую актуальность приобретает необходимость разработки эффективных отечественных технологий производства водорода с учетом опыта других стран и анализа возможных на сегодняшний день каналов сотрудничества. На основании анализа стратегий Китая, ЕС и других стран можно сказать, что для успешного развития водородной отрасли в России необходимо ориентироваться на низкоуглеродные технологии производства водорода на основе природного газа, а также с использованием атомной энергии, так как именно по этим направлениям у России есть существенные конкурентные преимущества по сравнению с другими странами.

Литература

1. Развитие водородной энергетики в России: новая энергополитика // Delovoy profil URL: <https://delprof.ru/press-center/open-analytics/razvitie-vodorodnoy-energetiki-v-rossii-novaya-energopolitika/> (дата обращения: 14.04.2022).
2. ВОДОРОДНАЯ СТРАТЕГИЯ ЕС 2020-2050 // teo.ru URL: https://teo.ru/analiz/publ_26-2.htm (дата обращения: 10.04.2022).
3. THE EUROPEAN HYDROGEN STRATEGY // Watson Farley & Williams URL: <https://www.wfw.com/articles/the-european-hydrogen-strategy/> (дата обращения: 10.04.2022).
4. China's Emerging Hydrogen Strategy // CSIS Center for strategic & international studies URL: <https://www.ispionline.it/en/pubblicazione/chinas-emerging-hydrogen-strategy-30431> (дата обращения: 12.04.2022).
5. China Unveils its First Long-Term Hydrogen Plan // CSIS Center for strategic & international studies URL: <https://www.csis.org/analysis/china-unveils-its-first-long-term-hydrogen-plan> (дата обращения: 12.04.2022).
6. ПРАВИТЕЛЬСТВО РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ УТВЕРДИЛО ПЛАН МЕРОПРИЯТИЙ ПО РАЗВИТИЮ ВОДОРОДНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ // МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РФ URL: <https://minenergo.gov.ru/node/19194> (дата обращения: 11.04.2022).
7. Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 года. Утверждена распоряжением Правительства Российской Федерации от 9 июня 2020 г. N 1523-п URL: <https://minenergo.gov.ru/node/1026> (дата обращения: 11.04.2022).

8. Распоряжение Правительства Российской Федерации "Концепция развития водородной энергетики в Российской Федерации" от 05.08.2021 № 2162-р // URL: <http://static.government.ru/media/files/5JFns1CDAKqYKzZ0mnRADAw2NqcVsexl.pdf>. – 2021 (дата обращения 13.04.2022).

9. Шанская В.С., Куликова Г.Е., Большакова О.И. Обзор перспектив водородной энергетики и сравнительный анализ программ разных стран по ее развитию. Материалы V всероссийской научно-практической конференции с международным участием «Актуальные проблемы управления в ТЭК-2021», Государственный университет управления. – М. : Издательский дом ГУУ, 2021. С. 127-132 (дата обращения: 15.04.2022).

Е.С. Теплых
магистрант

О.В. Байкова
к.э.н., доцент
(ГУУ, г. Москва)

ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗРАБОТКИ ВНЕШНЕЭКОНОМИЧЕСКОЙ СТРАТЕГИИ НЕФТЕГАЗОВЫХ КОМПАНИЙ

Аннотация. Развитие мирового нефтегазового комплекса в современных условиях характеризуется нарастанием конкуренции в глобальном масштабе. Успешная внешнеэкономическая деятельность нефтегазовой компании – это показатель того, что компания конкурентоспособна как на внутреннем, так и на внешнем рынке, при этом очень важно, чтобы данный эффект достигался за счет высокого качества работы компании. Внешнеэкономическая деятельность нефтегазовых компаний по многим аспектам является более сложной, более обширной, чем работа на внутреннем рынке.

Ключевые слова: внешнеэкономическая деятельность, стратегия, санкции.

При осуществлении стратегии внешнеэкономической деятельности, которая устанавливает общие рамки деятельности нефтегазовых компаний, зачастую возникают различного рода проблемы. Чтобы разработать стратегию выхода на внешний рынок, нефтегазовые компании должны изучить мировой рынок и определить свои локальные и глобальные цели выхода на внешний рынок. Также компании выбирают предпочтительные сегменты рынка, определяют партнеров по экспортно-импортным операциям, чтобы предотвратить неэффективные международные рыночные операции. Стратегия компании может быть представлена как долгосрочный план достижения предприятием поставленных целей и долгосрочное развитие в условиях постоянно меняющейся внешней среды. В первом случае все процессы, происходящие с компанией предсказуемы, а процессы, происходящие в окружающей среде, носят predetermined характер, поддаются

контролю и управлению. Во втором случае выбрать правильную стратегию гораздо сложнее. Приходится опираться не только на реалии, но и на статистику и прогнозирование. В большинстве случаев, стратегии развития нефтегазового сектора ориентированы на период от 10 до 15 лет из-за долгосрочной ориентации инвестиционных проектов нефтегазовых компаний [1].

Нефтегазовые компании выходят на внешний рынок, чтобы ознакомиться с различными аспектами внешнеэкономической деятельности аналогичных компаний за рубежом, рассмотреть приемы исследования и оценки перспективных аспектов внешнеэкономической деятельности, изменить объем экспорта и импорта, получить дополнительную прибыль и возможность изучить новые способы добычи и переработки энергоресурсов, обеспечить страну необходимыми ресурсами [2].

Россия является одной из ведущих стран по добыче, переработке и запасам нефти и газа. Российские нефтегазовые компании обладают огромным инновационным потенциалом и возможностями избавиться от иностранного оборудования и полностью перейти на отечественное. В целях устранения сильного конкурента на рынке, различные страны вводят против российских нефтегазовых компаний и нефтегазовой отрасли санкции. Это делается с целью ослабить геополитическое влияние России в современном мире и отказа российских компаний от освоения Арктики. США вводят экспортный контроль на поставки в Россию оборудования для добычи нефти и газа. Недружественные страны хотят добиться снижения роли России в качестве ведущего экспортера нефти и газа [3].

В связи с наложенными санкциями, американские компании начали покидать российские проекты, что ведет к огромным финансовым потерям. Многие компании начали испытывать сложности с реализацией нефти, так как некоторые трейдеры, банки страховщики и владельцы танкеров не хотят иметь дело с российской нефтью. Результат введения санкций оказался не слишком критическим, как того хотели США, но все же они оказали негативный эффект на нефтегазовую отрасль России. Но есть и другая проблема, многие богатые залежи полезных ископаемых находятся в дорогостоящих местах добычи, что может оказать влияние на цены конечной продукции и снизить его конкурентоспособность.

Так или иначе, все эти проблемы существуют достаточно давно, и их можно предугадать согласно различным исследованиям, но есть проблемы, которые невозможно предсказать, например как произошло в 2020 году, когда мир охватил вирус COVID-19. Апрель 2020 года, имеет все шансы войти в историю нефтяного рынка как один из самых неблагоприятных месяцев в истории. Тем не менее, мартовский обвал в апреле текущего года продолжения не получил, по крайней мере, в отношении североморской нефти сорта Brent. Цена Brent за апрель выросла после длительного обвала, но всего на 2,5% и смогла подняться всего лишь до \$26,99 за баррель. В свою очередь, цена техасской WTI в апреле продолжила обвал, хотя не такой сильный как в марте, рухнув ещё на 10% до \$20,65 за баррель [4].

Государство имеет большое влияние на развитие внешнеэкономической деятельности нефтегазовых компаний. Оно занимается формированием нормальных условий для их внешнеэкономической деятельности, создает условия экономической и правовой поддержки на внутреннем и внешнем рынке. Все это нужно чтобы улучшать процесс экспорта нефти и газа, услуг и прав интеллектуальной собственности, поддержание положительного сальдо торгового баланса. Государство

должно вести правильную стратегию, чтобы увеличить рост ВВП, улучшать условия научно-технического прогресса, увеличить производство и повысить вложение средств.

Для нефтегазовых компаний важным фактором выбора внешнего рынка является стабильная политическая ситуация в стране. Компании должны выбирать страны, где устойчивая диктатура, а так же власти иностранного государства могут дать гарантии, что компании получат свой интерес. Для того, чтобы компании остались в данной стране на долгосрочной перспективе, ей необходимо проанализировать и установить устойчивые отношения с международными партнерами в нефтегазовом комплексе. Российские компании предпочитают использовать совместное предпринимательство среди всех форм международного сотрудничества. Данная форма делает более легкой утверждение позиций участников крупных проектов, и обуславливает поддержание баланса экономических интересов. Многообразие форм международного сотрудничества в нефтегазовом комплексе помогают российским компаниям достичь оптимального выполнения стратегических и текущих планов, и ускорить переход на международный рынок. Как только отраслевые компании решат данные задачи, нефтегазовый комплекс сможет полностью удовлетворить внешние и внутренние потребности России в нефти и нефтепродуктах высокого качества [5].

В целом, нефтегазовые компании выходят на внешний рынок, чтобы изучить новые аспекты в области добычи и переработки нефти, для обмена информацией с зарубежными компаниями, для совместного сотрудничества с компаниями в различных сложных проектах. На мировом рынке нефти всегда возникают проблемные ситуации, которые не всегда возможно предсказать, в результате чего у компаний возникают огромные финансовые проблемы. Полученный опыт от зарубежных компаний ведет к собственным разработкам технологий, что является важным фактором импортозамещения в сложных внешнеэкономических условиях.

Литература

1. Пусенкова Н.Н. Стратегии национальных нефтяных компаний. // ЭКО, 2015. № 9.
2. Внешнеэкономическая деятельность предприятия / Под редакцией Л.Е. Стровского. - М.: Юнити-Дана, 2019. - 504 с.
3. Экономика России, цифры и факты. Часть 6 Нефтегазовая промышленность [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://utmagazine.ru/posts/10448-ekonomika-rossii-cifry-i-fakty-chast-6- neftegazovaya-promyshlennost>
4. Санкции США ударили по 90% российских нефтегазовых компаний // РБК. [Электронный ресурс]. Режим доступа - <http://top.rbc.ru/economics/12/09/2014/948761.shtml>.
5. Отраслевой журнал «Нефтегазовая вертикаль» [Электронный ресурс] / 2019 – Режим доступа: <http://www.ngv.ru>

Ш.И. Файзуллоев

П.С. Данилов

А.А. Матуся

студенты

Е.Ф. Шамаева

к.т.н., доцент

Научный руководитель: доцент **О.В. Байкова**

(ГУУ, г. Москва)

ЦИФРОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И ИСКУССТВЕННЫЙ ИНТЕЛЛЕКТ В ТЭК

Аннотация. Цифровых технологий в современном мире становится все больше. В будущем они затронут все отрасли производства и будут способствовать появлению новых видов бизнеса. Отвечая на требования общества и общемировой тренд на декарбонизацию, трансформируется и мировая энергетика. Важными факторами, способствующими изменениям в энергетике, станут цифровые технологии и технологии обработки больших данных.

Ключевые слова: цифровые технологии, большие данные, когнитивные вычисления, топливно-энергетический комплекс.

Навыки, связанные с цифровыми технологиями, вероятно, будут одними из самых востребованных на рынке, но потребуются и другие нетехнические компетенции, такие как решение проблем в условиях неопределенности и управление рисками.

Одним из наиболее важных технологических сдвигов в энергетической отрасли, который приведет к значительному повышению эффективности и рентабельности, станет цифровая трансформация. Попытки осуществления цифровой трансформации предпринимались еще с середины 90-х годов, но прорыв в этой области стал возможен только с появлением и развитием таких технологий как, промышленный интернет вещей (IIoT), обработка больших данных (Big Data) и когнитивные вычисления (Cognitive Computing)

Основными современными технологиями являются:

1. Глубокая аналитика данных, которая включает в себя прогнозную аналитику, большие данные и интеллектуальный анализ данных на базе машинного обучения и искусственного интеллекта. Глубокий анализ данных и искусственный интеллект сделают цепочки поставок удобнее для всех участников в энергетической отрасли. Что касается разведки новых месторождений и добычи ископаемого топлива, развитие цифровых технологий будет способствовать появлению новых методов разведки нефти и газа [2].

2. Дополненную, ассистирующую и виртуальную реальность (AR/VR) на базе которых можно создавать различные экспертные системы, интерактивные электронные технические руководства, выводить информацию о режимах работы

оборудования. В результате внедрения AR/VR-технологий повышается производительность труда за счет сокращения времени при выполнении операций, времени на подготовку к операциям, оптимизации перемещений персонала.[3]

3. Оцифровку бизнес-процессов, что позволит оптимально перераспределить персонал по проектам, сократить количество ошибок и аварий и обеспечить прозрачность коммерческих решений.

4. Облачные вычисления – предоставление сетевого доступа по требованию к некоторому общему фонду конфигурируемых вычислительных ресурсов (серверам, хранилищам, базам данных, программному обеспечению). Облачные вычисления позволяют более быстро внедрять инновации, обеспечивают гибкость ресурсов и экономию за счет роста масштабов. [4]

5. Кибербезопасность – защита систем, сетей и программ от цифровых атак. Обычно «кибератаки» нацелены на получение доступа к данным, изменение или уничтожение конфиденциальной информации, нарушение бизнес-процессов.

6. Блокчейн и распределенные реестры – совместно используемые и распределенные структуры данных или реестры, которые могут безопасно хранить информацию о цифровых транзакциях без использования центральной точки управления. Блокчейн и технология распределенного реестра могут использоваться для риск-менеджмента.[5]

7. Интернет вещей (IoT) и промышленный интернет вещей (IIoT) – это обширная сеть подключенных вещей и людей, которые собирают данные и обмениваются данными об окружающей среде, о самом устройстве и о том, как оно используется.

8. Цифровой двойник – виртуальная копия технического объекта, воспроизводящая и задающая структуру, состояние и поведение объекта в реальном времени. Цифровой двойник является ключевым базовым элементом высокотехнологичной системы управления. К числу высокотехнологичных объектов, управление которыми целесообразно организовывать на базе технологии цифровых двойников, относятся, например, современные системы распределенной энергетики, включающие разнообразные энергоприемники, локальное генерирующее оборудование и накопители электроэнергии.

9. Дроны и беспилотные летательные аппараты (БПЛА) – беспилотные транспортные средства, в основе работы которых лежат такие технологии, как компьютерное зрение и искусственный интеллект. Сегодня БПЛА используются, например, для плановой диагностики и инспекции состояния ЛЭП, проведения аварийно-восстановительных работ, создания цифровых и кадастровых планов, сопровождения работ по строительству и реконструкции ЛЭП и мн. др.

10. Робототехника, которая существенным образом меняет энергетическую отрасль, трансформируя такие процессы, как производство, эксплуатация и диагностика различного оборудования. Например, применение роботов, которые могут перемещаться по газораспределительной системе и с помощью датчиков измерять толщину стенок и напряжения, может значительно сократить объем земляных работ, необходимых для проверки трубопроводной системы.[1]

Секторы энергетики, подверженные наибольшему влиянию цифровизации. Основными секторами являются:

- 1) Разведка и добыча нефти и газа

- 2) Нефтепереработка и нефтехимия
- 3) Электроэнергетика

Вызовы и барьеры. Несмотря на целый ряд технологических достижений, существуют препятствия, которые необходимо преодолеть, прежде чем внедрять цифровые технологии. Ниже представлен ряд проблем для цифровизации в энергетическом секторе:

- регулирование – например операции с использованием БПЛА регулируются целым рядом государственных постановлений;
- стандартизация и обмен данными: маловероятно, что нефтегазовые компании захотят делиться данными. Это создает препятствия на пути стандартизации данных в отрасли;
- устаревшие системы;
- дефицит квалифицированных специалистов;
- кибербезопасность: поскольку все больше и больше информации перемещается в облако, а организации все больше полагаются на новые технологии, они должны быть способны защитить свои данные.

Тенденция цифровизации большого количества рыночных сегментов набирает обороты. Энергетическая отрасль, являясь ключевой отраслью для российской экономики, не осталась в стороне от этого процесса. Этапы развития процессов цифровизации в энергетической отрасли страны всегда были обусловлены наудтотехническим прогрессом: появление новой техники и технологий сразу же затрагивало все аспекты функционирования предприятий данной отрасли.

Осуществление цифровой трансформации является сложной и неоднозначной задачей, при которой необходимо в первую очередь минимизировать риски внеплановой остановки предприятия из-за сбоев при внедрении новых технологий. Кроме того, цифровизации отрасли сильно препятствуют дефицит «цифровых» специалистов, отсутствие целого ряда стандартов, а также киберугрозы и нестабильность рынка в целом.

Анализ международного опыта внедрения цифровых технологий показывает, что внедрение данных технологий на этапах добычи и переработка нефти и газа позволяет повысить эффективность технического обслуживания оборудования на 20–30 %, сократить внеплановые простои оборудования на 15–20 %, увеличить показатели извлечения и объемы добычи нефти на 10 % и снизить удельную себестоимость добычи нефти на 15 %.

В России так же идут работы в этом направлении, но реальных примеров цифровизации энергетической отрасли пока не так много.

Литература

1. Хитрых, Д. О цифровой трансформации энергетической отрасли / Д. Хитрых. // ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА. — 2021. Режим доступа: <https://www.uplab.ru/blog/big-data-technologies/> - свободный
2. AR, VR и MR технологии. Что это и как применять?. — Текст : электронный // helmeton : [сайт]. — URL: <https://helmeton.ru/blog/razlichiya-i-sfery-primeneniya-ar-vr-mr/> (дата обращения: 07.04.2022).

3. Что такое облачные вычисления?. — Текст : электронный // Microsoft : [сайт]. — URL: <https://azure.microsoft.com/ru-ru/overview/what-is-cloud-computing/> (дата обращения: 07.04.2022).

4. Шилов, К. Д. Блокчейн и распределенные реестры как виды баз данных / К. Д. Шилов. — Текст : электронный // CYBERLENINKA : [сайт]. — URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/blokcheyn-i-raspredelennye-reestry-kak-vidy-baz-dannyh> (дата обращения: 07.04.2022).

И.С. Хоруженко
студент

Е.С. Воробьева
ассистент
(ГУУ, г. Москва)

ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ НАСЕЛЕНИЯ: РЕГИОНАЛЬНЫЙ ОПЕРАТОР ПО ОБРАЩЕНИЮ С ТКО

Аннотация. Так называемый «мусорный вопрос» является одним из наиболее актуальных на сегодняшний день. Каждый из нас ежедневно сталкивается на прямую или косвенно с данной проблемой. Сфера обращения с ТКО – очень сложная система, во главе которой стоит региональный оператор.

Ключевые слова: региональный оператор, твердые коммунальные отходы (ТКО), обращение с отходами, утилизация отходов, переработка отходов, мусоросжигательный завод (МСЗ), «мусорная» реформа.

Рынок обращения с отходами – сложный механизм, с которым мы сталкиваемся каждый день. По статистике ежедневно человек в среднем производит 4 кг мусора. За 2019 год население России произвело примерно 346 млн куб. м твердых коммунальных отходов (ТКО), то есть в среднем на каждого жителя страны пришлось 2,4 куб. м мусора [6]. Но мало кто из нас задумывается, как и куда деваются наши отходы из мусорных баков и контейнеров, и кто за это несет ответственность.

С 2017 по 2019 год по итогам так называемой «мусорной» реформы на территории Российской Федерации начался процесс внедрения новой системы обращения с отходами [3]. Начиная с января 2019 года некоторым компаниям, занимающимся обращением с ТКО, присваивают статус «регионального оператора», ответственного за весь цикл обращения с ТКО.

На территории субъекта РФ может быть один или несколько таких операторов. Юридическому лицу присваивается статус регионального оператора органом исполнительной власти субъекта РФ по итогу конкурсного отбора. Компании присваивается данный статус на срок не более десяти лет. Услуги регионального оператора по обращению с ТКО оплачивает непосредственно собственник твёрдых

коммунальных отходов: население, юридические лица и индивидуальные предприниматели.

Согласно статье 24.6. «Региональный оператор по обращению с твердыми коммунальными отходами», Федерального закона от 24.06.1998 N 89-ФЗ (ред. от 02.07.2021) «Об отходах производства и потребления», региональный оператор занимается сбором, транспортировкой, обработкой, утилизацией, обезвреживанием, захоронением твердых коммунальных отходов на территории субъекта Российской Федерации [1].

Региональный оператор обязан заключить договор на оказание услуг по обращению с ТКО с непосредственным собственником отходов, которые образуются в местах накопления в зоне деятельности данного регионального оператора [5]. А собственник ТКО в свою очередь обязан оплачивать услуги регионального оператора по цене, которая установлена в рамках определенного тарифа [4].

Региональным оператором может стать юридическое лицо любой организационно-правовой формы, которое соответствует следующим критериям:

- зарегистрировано на территории РФ;
- осуществляет деятельность по обращению с ТКО;
- имеет действующую лицензию, выданную Росприроднадзором, на деятельность по сбору, транспортированию, обработке, утилизации, обезвреживанию, размещению отходов I – IV классов опасности;
- успешно прошло процедуру конкурсного отбора.

До момента создания системы региональных операторов большая часть расчетов на оказание услуг по обращению с ТКО производилась за наличные средства, которые нигде не учитывались и компании не платили налоги государству. По всей стране работали тысячи юридических лиц, занимающихся обращением с ТКО. В данной сфере творился хаос и неразбериха. Рынок был серым, неконтролируемым и неорганизованным.

Именно по этим причинам правительство приняло решение о сокращении количества таких компаний, чтобы контролировать рынок отходов. Говоря о плюсах такого решения правительства, стоит отметить, значительное сокращение несанкционированных свалок и полигонов по всей стране. Ликвидация таких свалок входит в обязанности регионального оператора. Также введение единого тарифа, который устанавливается на год, положительно повлиял на рынок, позволил стабилизировать цены на данные услуги. В добавок, одна из важнейших задач регионального оператора – переработка мусора, а это один из ключевых аспектов в улучшении экологической ситуации региона. Введение конкурсной системы выбора регионального оператора позволило отобрать лучшую или несколько лучших компаний на рынке в субъекте РФ.

Безусловно система работы регионального оператора далеко неидеальна и имеет некоторые отрицательные моменты.

Региональный оператор, как ранее было сказано, может быть единственной организацией, занимающейся ТКО на территории субъекта РФ. Следовательно, данную компанию смело можно классифицировать как монополиста в своей сфере деятельности. Если население и юридических лиц не будет устраивать ценовая политика или, они будут не удовлетворены в целом работой регионального

оператора, то у них нет возможности выбрать другую организацию, занимающуюся обращением с ТКО.

Монополизация рынка приводит к множеству проблем. Полное отсутствие конкуренции, которое порождает снижение качества оказания услуг, ограничение экономического роста, инфляционные процессы. Злоупотребление региональным оператором своим статусом приведет к халатному отношению по некоторым аспектам своей деятельности.

Также не стоит забывать, что при монополизации рынка страдает малый, средний бизнес и простое население. Люди, вынуждены искать новую работу из-за того, что компании, занимающиеся ТКО, которые не прошли конкурсный отбор (не стали региональным оператором), вынуждены уйти с рынка, переквалифицироваться или вовсе закрыться.

С начала введения института региональных операторов с каждым годом наблюдается повышение тарифов на оказание услуг по вывозу мусора. И к тому же вызывает недоумение расчет размера взимаемой платы за вывоз ТКО для населения. К примеру, в Москве и Московской области тариф считается исходя из общей площади жилья, в независимости от количества проживающих в ней лиц, что было бы более логичным.

Существует практика, что оператор имеет право собирать деньги со всех, кто потенциально может являться источником ТКО. К примеру, региональный оператор может рассчитать стоимость вывоза отходов для всего поселка, а на практике четверть домов никого мусора не производят, так как в них никто не проживает. Однако владельцы домов все равно заплатят за вывоз их несуществующих отходов. Либо по своей воле, либо через суд. Прецеденты таких ситуаций существуют.

По данным Счетной палаты РФ на переработку в стране попадает не более 7-9%, а остальное направляется на захоронение на полигоны и свалки или сжигается на мусоросжигательных заводах (МСЗ).

Более половины всех отходов – пластик, который разлагается от 400 до 700 лет. Далеко не весь пластик подходит для переработки. Саше-пакеты, пластиковые капсулы от кофе, тубы от кремов и зубных паст, пластиковые трубочки, пакеты из-под замороженных полуфабрикатов, пластиковые крышки для кофейных стаканчиков, одноразовые столовые приборы и так далее. Все перечисленные отходы не поддаются переработке, и все они отправятся на мусоросжигательный завод или на захоронение. При сжигании пластика в атмосферу попадает масса токсичных веществ, которые наносят колоссальный урон окружающей среде.

Разработанная система региональных операторов в рамках «мусорной» реформы 2019 года имеет массу недоработок и проблем. Отрасль обращения с отходами в Российской Федерации одна из ключевых в экономике государства. В связи со сложившейся ситуацией на рынке обращения с ТКО необходимо разработать ряд поправок в Федеральный Закон № 89 «Об отходах производства и потребления». А именно:

- субъекту РФ необходимо присваивать статус регионального оператора как минимум нескольким компаниям (от трех и более). Таким образом исключаются все проблемы, связанные с образованием монополии;

– властям субъекта необходимо контролировать рост тарифов на оказание услуг по обращению с ТКО. Тарифы не должны стремительно увеличиваться с каждым годом;

– также имеет место рассмотреть возможность введения системы субсидирования института региональных операторов, которая предусматривает распределение бюджетных средств на основе качества оказанных оператором услуг. Чем лучше и эффективнее осуществляет свою деятельность компания, тем больше она получит субсидий. Таким образом внутри региона создается конкуренция между региональными операторами;

– необходимо федеральным органам власти разработать общую систему расчета начисления коммунальных платежей за оказание услуг по вывозу мусора.

Следствием разработки и внесения поправок в экологическое законодательство должно стать повышение эффективности работы региональных операторов и всей сферы обращения с ТКО в целом, а также улучшение экологической ситуации на территории всей страны. К тому же должен снизиться уровень недоверия у населения к «мусорным» инициативам властей.

Литература

1. Консультант Плюс – законодательная база РФ // Федеральный закон от 24.06.1998 N 89-ФЗ (ред. от 02.07.2021) "Об отходах производства и потребления" (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.03.2022), Статья 24.6. Региональный оператор по обращению с твердыми коммунальными отходами, URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_19109/06d0fb59fd3c5b6a4959933e70a91fedefaf6045/ (дата обращения: 18.04.2022).

2. Консультант Плюс – законодательная база РФ // Федеральный закон "О внесении изменений в Федеральный закон "Об отходах производства и потребления", отдельные законодательные акты Российской Федерации и признании утратившими силу отдельных законодательных актов (положений законодательных актов) Российской Федерации" от 29.12.2014 N 458-ФЗ (последняя редакция), URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_172948/ (дата обращения: 18.04.2022).

3. Консультант Плюс – законодательная база РФ // Федеральный закон "Об отходах производства и потребления" от 24.06.1998 N 89-ФЗ (последняя редакция), URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_19109/ (дата обращения: 18.04.2022).

4. Консультант Плюс – законодательная база РФ // Постановление Правительства РФ от 12.11.2016 N 1156 (ред. от 18.03.2021) "Об обращении с твердыми коммунальными отходами и внесении изменения в постановление Правительства Российской Федерации от 25 августа 2008 г. N 641" (вместе с "Правилами обращения с твердыми коммунальными отходами"), URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_207118/ (дата обращения: 18.04.2022).

5. Консультант Плюс – законодательная база РФ // Федеральный закон от 24.06.1998 N 89-ФЗ (ред. от 02.07.2021) "Об отходах производства и потребления" (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.03.2022), Статья 1. Основные понятия, URL:

http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_19109/bb9e97fad9d14ac66df4b6e67c453d1be3b77b4c/ (дата обращения: 18.04.2022).

6. FINEXPERTIZA – международная аудиторская сеть // Статья «Аналитики FinExpertiza назвали самые "мусорящие" регионы России», URL: <https://finexpertiza.ru/press-service/researches/2020/samye-musoryashchie-regiony-rossii/> (дата обращения: 18.04.2022).

7. Вишняков Я.Д. Канунников А.О. Анализ системы обращения с твёрдыми бытовыми отходами города Токио // ФГБОУ ВО «Государственный университет управления», - 2020, - №2, - Том 7, URL: <https://resources.today/PDF/03ECOR220.pdf> (дата обращения: 18.04.2022).

8) BEZOTXODOV.RU – жизнь без отходов // Статья «Переработка отходов в России, Японии, Норвегии, США, Германии, Австрии», URL: <https://bezotxodov.ru/jekologija/pererabotka-othodov> (дата обращения: 18.04.2022).

9. Правительство Российской Федерации // «Распоряжение от 25.01.2018 № 84-р», URL: <http://static.government.ru/media/files/y8PMkQGZLfbY7jhn6QMruaKoferAowzJ.pdf> (дата обращения: 18.04.2022).

10. VSEOMUSORE.COM – экспертный журнал о мусоре, отходах производства // «Мусорная реформа России от 2019 года: суть, поставленные задачи и достигнутый результат на 2021 год», URL: <https://vseomusore.com/musor/musornaya-reforma-rossii-ot-2019-goda-sut-postavlennye-zadachi-i-dostignutyj-rezultat-na-2021-god/> (дата обращения: 18.04.2022).

Е.А. Чернова
студент

Научный руководитель: к.э.н., доцент **Д.А. Панков**
(ГУУ, г. Москва)

ПЕРСПЕКТИВЫ РОСТА ВЕРТИКАЛЬНО-ИНТЕГРИРОВАННЫХ НЕФТЯНЫХ КОМПАНИЙ

Аннотация. В статье рассматривается оценка инновационного развития вертикально-интегрированных нефтяных компаний (ВИНК), их современное состояние, а также инновационное развитие на примере ПАО «Газпром нефть». Выявляются особенности ВИНК, которые оказывают значимое влияние на сформированную в итоге оценку. В дальнейшем, данную оценку можно учитывать в методологическом анализе.

Ключевые слова: вертикально-интегрированные нефтяные компании, перспективы.

В России вертикально-интегрированные компании все больше обретают популярность, особенно в нефтяной отрасли. Доля ВИНК суммарно в 2020 году составила 84,1% всей национальной нефтедобычи. Поэтому роль вертикально-

интегрированных компаний в России велика. Для современных ВИНК характерен рост издержек, включая этапы от разведки до транспортировки и конечного потребителя [1].

ВИНК в России отличается высокой степенью государственного участия. Пандемия в 2020 году повлекла обвал нефтяных котировок, введение карантинных мер и закрытие международных границ, вследствие этого произошло падение цен на энергоносители, в том числе на нефть, сделка ОПЕК+ о сокращении добычи нефти была предпринята для стабилизации цен на нефтяном рынке [5].

При формировании оценки развития вертикально-интегрированных нефтяных компаний важной особенностью является рассмотрение динамики показателей конкурентоспособности, которые следует оценивать с помощью показателя результативности, он измеряется процентом достижения компании среднерыночного значения комплексного показателя эффективности, по принципу «чем выше – тем лучше».

Что можно сказать об инновационном развитии в целом? Для понимания и дальнейшего анализа в области вертикально-интегрированных компаний, предпримем пояснительное значение. Инновационное развитие можно трактовать как процесс каких-либо изменений, которые улучшают, создают, перевоплощают какой-либо товар и услугу в новый или значительно усовершенствованный продукт.

В целом, на рынке нефтяных услуг наблюдается высокая добавленная стоимость, вследствие этого можно сказать, что существует необходимость введения инновационных технологий, так как от этого зависит эффективность развития.

Анализ научно-технической деятельности крупных вертикально-интегрированных компаний демонстрирует, что посредством интеграции создаются преимущества, которые способствуют эффективному проведению исследований и разработок. Например, инновации, которые приводят к сокращению затрат производства или предполагают увеличение объема продаж, требуют проведения комплекса научно-исследовательских работ, в некоторых случаях - фундаментальных исследований, а данные работы связаны с высокими рисками в плане получения положительного результата, а также требуют значительных инвестиций.

Объем данных работ под силу вертикально-интегрированным компаниям, для других компаний отрасли это будет невозможным.

Также можно сказать, что препятствием к повышению технологического уровня компании за счет инновационных факторов является сложность моментального внедрения научно-технических решений в производство.

В научных исследованиях вертикальная интеграция рассматривается как инструмент повышения эффективности внедрения инновационных разработок, а также технологий в производственный цикл.

Для решения масштабных научно-технических проблем в рамках компании необходимо располагать достаточным научно-техническим потенциалом, особенно кадровым, что и может дать вертикальная интеграция, которая устанавливает тесные связи между сферами маркетинга, производства и научно-технической сферы. Это, в свою очередь, позволяет единую команду, деятельность которой будет направлена на решение задачи технологического преимущества в конкурентной среде компании.

ПАО «Газпром нефть» — это вертикально-интегрированная нефтяная компания, которая занимается деятельностью, включающую в себя геологоразведку,

добычу и переработку нефти и газа, их реализацию. Среди поставленных целей на курс инновационного развития компании следует выделить наиболее приоритетные [6]:

- разработка и внедрение технологий добычи трудноизвлекаемых запасов;
- разработка и внедрение технологий катализаторов каталитического крекинга, а также гидрокрекинга и гидроочистки;
- разработка и внедрение технологий ароматизации, которые в несколько раз превышают эффективность нефтепереработки;
- разработка и внедрение технологий, которые направлены на повышение продуктивности скважин;
- разработка и внедрение технологий ПАВ-полимерного заводнения.

Ключевые финансовые показатели «Газпром нефти» по итогам 2021 года достигли рекордного уровня. По итогам 2021 года чистая прибыль «Газпром нефти» составила 503,4 млрд рублей, скорректированная EBITDA выросла в два раза к уровню 2020 года — до 986,1 млрд руб.

Также стоит отметить, что в мировом рейтинге нефтегазовых компаний «Газпром нефть» занимает первое место по добыче природного газа.

Рассмотрим подробно инновацию производства катализаторов каталитического крекинга, гидрокрекинга и гидроочистки. По данным исследований за 2021 год ПАО «Газпром нефть» подтвердила эффективность катализаторов каталитического крекинга на промышленных установках Московского и Омского нефтеперерабатывающего завода. В том числе опытно-промышленные испытания также проходят катализаторы гидрогенизационных разработок. Регулярно и на постоянной основе происходит обновление серии катализаторов каталитического крекинга, и запуск высокотехнологичного производства мощностью 21 тыс. т катализаторов в год [2].

Также уже введен в эксплуатацию пилотный проект инновации разработки технологии ПАВ-полимерного заводнения на Суторминском и Холмогорском месторождении, в реализации которого будет использована апробация альтернативных химических составов. Основной задачей данного проекта является снижение стоимости ПАВ, а также оборудования для достижения рентабельности. Полностью введение проектов в данной области планируется на 2024 год. Ключевая идея инновации – закачка в пласт ПАВ-полимерной смеси, в результате которой получится дополнительная добыча нефти. Основной регион направления деятельности – Западная Сибирь [2].

На пути к своему инновационному развитию ВИНК также имеет и ряд препятствий:

- в результате быстрой смены технологий происходят потери;
- в результате непредсказуемости эпидемиологической обстановки и спроса происходят потери;
- возможные излишние издержки.

Данные препятствия можно преодолеть путем создания гарантийных контрактов на продажи в периоды низкого спроса и неясной эпидемиологической обстановки, экономии посредством рационального использования мощностей.

На основе приведенной информации можно сделать следующие выводы:

- ВИНК – это основной элемент, который дает толчок к развитию топливно-энергетического комплекса, который дает основные поступления в бюджет государства, обеспечивая значительную часть потребления и производства энергоресурсов;
- о современном состоянии компаний вертикальной интеграции можно сказать, что в данное время происходит снижение геологоразведки, а также снижение прироста новых запасов;
- для современных ВИНК России характерен поиск новых рынков.

Литература

1. Об отрасли // Министерство энергетики Российской Федерации URL: <https://minenergo.gov.ru/node/1156>;
2. Паспорт инновационного развития ПАО "Газпром нефть" до 2025г. // Министерство энергетики Российской Федерации URL: <https://kazan-tr.gazprom.ru/d/textpage/71/113/pasport-programmy-innovatsionnogo-razvitiya-pao-gazprom-do-2025-g..pdf>;
3. Первухин В.В. К истории создания вертикально интегрированных нефтяных компаний в России [Электронный ресурс] // Институт энергетической стратегии. URL: www.energystrategy.ru/ab_ins/source/Pervuhin_IMEMO_6.11.12.doc;
4. На что влияет цена на нефть [Электронный ресурс] // Новости.ru. URL: <https://news.ru/reference/47775/>;
5. Итоговая версия соглашения ОПЕК+ от 12 апреля 2020 г. Крупнейшее в истории сокращение добычи нефти // Журнал "Neftegaz.ru" URL: <https://neftegaz.ru/news/politics/541725-opek-soglasovala-krupneyshee-v-istorii-sokrashchenie-dobychi/>;
6. Инновационная деятельность // Официальный сайт ПАО "Газпром нефть" URL: <https://www.gazprom.ru/about/strategy/innovation/>.

В.С. Шанская
Г.Е. Куликова
студенты
О.И. Большакова
к.ф.-м.н, доцент
(ГУУ, г. Москва)

ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВОДОРОДА В КАЧЕСТВЕ ТОПЛИВА ДЛЯ ТРАНСПОРТНЫХ СРЕДСТВ

Аннотация. Способность водорода производить большое количество энергии без существенных выбросов в окружающую среду делают его привлекательным для использования на транспорте. Наряду с обзором перспективных направлений развития водородного транспорта в работе приведен сравнительный анализ

показателей электротранспорта с аналогичными водородными транспортными средствами.

Ключевые слова: водородная энергетика, электромобиль, водородомобиль, водородный транспорт, экологические проблемы.

В XXI веке использование водорода в качестве топлива является очень перспективным направлением. Учеными уже давно доказана способность молекулы водорода производить большое количество энергии. Также водород является универсальным топливом, которым можно заправлять и двигатели внутреннего сгорания, и газотурбинные двигатели. Помимо этого, водород - это экологически чистый вид топлива, что очень актуально в условиях стремления мира к низкоуглеродной экономике.

С каждым годом в мире усугубляется экологическая ситуация. Одним из самых крупных источников выбросов парниковых газов является транспорт, его показатель достигает 16% от общих выбросов в окружающую среду. На данный момент, не многие люди готовы отказаться от личного транспорта и пользоваться общественным для предотвращения экологических проблем. Именно поэтому, сложившаяся ситуация подталкивает общество к поиску альтернативных источников энергии, которые могли бы заменить традиционные невозобновляемые ресурсы, а также не наносить вреда экологии и привычному образу жизни людей. Хорошей альтернативой может стать водород. Водородная энергетика является одним из основных путей приближения к углеродной нейтральности. У водородного топлива есть огромный потенциал, и в этом можно убедиться, взглянув на то, как его используют на различных видах транспорта уже сейчас [1].

В настоящее время существует множество направлений использования водорода на транспорте. Одним из наиболее известных являются легковые машины на водородном топливе. Модели таких машин уже запущены в мелкосерийном производстве. Предполагается, что заряда авто будет хватать на дальние расстояния, а также будет организовано достаточное количество заправочных станций. К преимуществам автомобилей на водороде можем отнести отсутствие шума и выхлопов, дальность пути, к недостаткам – высокую стоимость, дорогостоящую инфраструктуру.

Впервые в массовую продажу в Европе водородомобили поступили в 2014 году, это модели Toyota Mirai и Hyundai Tucson Fuel Cell. К 2020 году даже с поддержкой государства японский производитель продал всего 6000 машин. Но в 2021 году ситуация в корне изменилась. Ко второй половине года по всему миру разошлось почти в 2 раза больше авто (около 11 200 машин разных производителей). Кроме Toyota, свои водородные автомобили выпустили почти все крупные компании, такие как: Ford, Audi, BMW, Hyundai, Nissan. Что касается России, на данный момент известно, что только один личный автомобиль передвигается на водородном топливе. В начале 2000-х годов «АвтоВАЗ» экспериментировал с ВАЗ-2131 и ВАЗ-2111. Первый прототип создали в 2003 году в Королеве, он мог развивать скорость до 80 км/ч. Второй образец разгонялся до 100 км/ч. По экономическим соображениям в серийное производство автомобили на водороде так и не пошли [2].

Также существует прототип мототранспорта на водородном топливе. Планируется, что стоимость и обслуживание такого мотоцикла будет ниже альтернативных вариантов, таких как, мототранспорт на двигателях внутреннего сгорания и на батареях. Перед производителями данного средства передвижения стоит задача обеспечения простоты хранения и увеличение времени работы до следующей зарядки. Мототранспорт на водороде имеет такие же преимущества и недостатки, что и легковые авто на водородном топливе. Уже известно, что Французская компания Mob-Ion представила скутер, работающий на зеленом водороде. Для заправки такого скутера потребуется лишь заменить разряженный картридж на заряженный, объема водорода в котором хватит примерно на 15 км. В данном двухколесном водородном транспорте может находиться 3-4 картриджа, следовательно скутер сможет преодолеть расстояние 60 км без подзарядки [3].

Довольно популярным направлением с большими перспективами является автобус на водородном топливе. Ожидается, что водоробусы надежны в использовании и будут быстро заправляться. Расстояние, которое автобус сможет проехать до следующей подзарядки, составит порядка 300–450 км, этого вполне хватит для маршрутов внутри города. Однако для междугородних перевозок дальность все еще мала.

С середины 2020 года в Германии пустили 10 водородных автобусов, каждый из которых вмещает в себя около 75 человек. Примерно в это же время в Шотландии появились двухэтажные водоробусы от компании Wrightbus. В прошлом году в Китае продали 993 автобуса на водородном топливе. Россия несколько отстает от зарубежных стран, но известно, что Москве с 2022 года планируют тестировать автобус на водородной тяге. «КАМАЗ» и «Роснано» уже подписали соглашение. «Мосгортранс» введет в эксплуатацию это транспортное средство во второй половине этого года. Глава «Мосгортранса» заявил, что «спешки никакой нет», т.к. нужно опробовать технологию [4].

Малые грузоперевозки в скором будущем тоже будут обеспечиваться транспортом на водородном топливе.

Промышленные грузоперевозки уже активно применяются в Северной Америке (более 11 тыс. машин), демонстрационные проекты реализуются в Европе и Японии. Стоит задача обеспечения длительного использования транспорта в несколько смен и предоставления достаточного количества заправочных станций для больших объемов. К преимуществам относится высокая производительность и продуктивность, отсутствие выхлопов.

Запущены проекты железнодорожного транспорта на водородном топливе. Введение в эксплуатацию поездов на водороде дает возможность отказаться от линий электропередач и ж/д путей-проводников, также сокращает уровень шума. К сожалению, у проекта есть ряд недостатков, таких как, высокая стоимость и необходимость большого пространства для топлива. С 2018 года поезда Coradia iLint от компании Alstom ездят по Германии. Также несколько поездов от этой компании курсируют в Австрии, Швеции и Франции. На одной заправке такой поезд проезжает 600 км. И в перспективе должен заменить почти 4000 дизельных региональных поездов по всей Европе [5].

Что касается морского транспорта, на данный момент используются топливные элементы для производства электричества на борту. В планах обеспечить доступную

стоимость на систему и топливо. К достоинствам технологии относят высокую эффективность, отсутствие выхлопов и загрязнений.

В авиации водород используют для получения электричества на борту, а также для летательных аппаратов малой мощности. Это обеспечивает эффективное преобразование энергии, но за высокую стоимость и с требованием большого объема хранения топлива. Airbus в 2020 году представил сразу 3 концепта самолетов на водороде. Однако все они будут сжигать водород напрямую, а не превращать его в электроэнергию с помощью топливных элементов [6].

Еще одной сферой использования водорода является космос. Эта технология получила применение в ракетном топливе еще с 1950-1960х годов и зарекомендовала себя с высокой степенью надежности. Но необходимо провести определенные корректировки и доработки чтобы обеспечить необходимое охлаждение и высокие объемы для хранения топлива.

Одновременно, в отрасли водородного транспорта есть ряд неопределенных моментов, а именно:

1. Для производства большого количества водородного топлива путем электролиза потребуется дорогостоящее оборудование, также это является достаточно энергоёмким процессом.

2. Строгие критерии и меры безопасности к транспортировке и хранению промышленного водорода.

3. Отсутствие необходимой инфраструктуры заправочных станций для водородных автомобилей.

4. Водород является взрывоопасным элементом при взаимодействии с кислородом, поэтому на данный момент не считается безопасным топливом, так как ошибки при работе топливных элементов на водороде могут привести к аварии [7].

Не стоит забывать о существовании электротранспорта, который также может рассматриваться как экологически безопасный. Сравним показатели производительности и стоимости эксплуатации транспорта на водородных технологиях и на электричестве.

- КПД (коэффициент полезного действия):
 - электромобиль: Показатель достигает величины от 86 до 95% (в зависимости от модели машины и условий ее эксплуатации)
 - водородомобиль: Максимальный показатель составляет 83%
- средняя стоимость:
 - электромобиль: Nissan Leaf II 2018 года выпуска-1 649 000 рублей, Tesla Model 3 Standart (2020) Range Plus — 4 658 000 рублей
 - водородомобиль: Toyota Mirai 2018 года выпуска от 1 330 000 рублей
- потребление ресурсов (на примере моделей):
 - электромобиль: Tesla Model S — 16,4 кВт*ч/100 км (6,1 км/кВт*ч), Nissan Leaf — 13,1 кВт*ч/100 км (7,6 км/кВт*ч)
 - водородомобиль: Toyota Mirai — приблизительно 1 кг водорода на 100 км.

Затраты на производство 1 кг водорода могут составлять от 1,3 кВт*ч до 70 кВт*ч в зависимости от способа его производства. Добыча водорода экологическим

способом, а не из природного газа или природных ископаемых с выделением «парникового» CO₂ весьма энергозатратна [8].

Можно выделить следующие преимущества автомобилей, работающих на водородном топливе в противовес электромобилей:

1. Водород- это самый распространенный элемент на земле. В это же время литий, необходимый для работы электромашин, считается достаточно редким элементом, что увеличивает стоимость конечного продукта.

2. Зарядка водородного автомобиля происходит гораздо быстрее, чем электрокара и занимает в среднем 3-5 минут.

3. Топливные элементы водородного автомобиля изнашиваются гораздо медленнее, чем элементы автомобилей, работающих на электричестве [9].

Проанализировав преимущества и недостатки водородных автомобилей, а также проведя сравнительный анализ показателей электрокаров и автомобилей, работающих на водородном топливе, можно прийти к следующему выводу: противостояние водородных автомобилей и электрокаров, действительно, существует. Можно сказать, что оба направления являются перспективными и конкурентными и имеют как свои преимущества, так и недостатки.

На данный момент внедрение различных видов транспорта на водородном топливе в повседневную жизнь в той или иной степени выходит на массовый уровень, правда довольно медленно. Однако чуть ли не каждый день в этой сфере происходит что-то новое, и, возможно, водородная экономика придет к нам в итоге в совершенно ином обличье. Уже сейчас существует множество новых предложений и разработок, касающихся водородного транспорта. По мнению агентства Bloomberg NEF, которое довольно скептически относится к перспективам применения H₂ во всем коммерческом транспортном секторе, «возобновляемый водород, вероятно, прежде всего будет использоваться для тяжелых грузовиков и морских судов» [8]. В целом, можем сказать, что у водородного транспорта большие перспективы в современном мире.

Литература

1. Переход на водородное топливо // extxe URL: <https://extxe.com/11839/vodorodnoe-toplivo/> (дата обращения: 06.04.2022).

2. Мировой опыт внедрения автомобилей на водородном топливе // Хабр URL: <https://habr.com/ru/company/leader-id/blog/589905/> (дата обращения: 10.04.2022).

3. Скутеры на зеленом водороде // euro-pulse URL: <https://euro-pulse.ru/news/vo-franczii-poyavyatsya-skutery-na-zelenom-vodorode/> (дата обращения: 7.04.2022).

4. Применение водорода в качестве топлива для автомобилей // avto-layn URL: <https://avto--layn-ru.turbopages.org/avto-layn.ru/s/obuchenie/vodorodnye-dvigateli.html> (дата обращения: 06.04.2022).

5. Направления использования водорода на транспорте // Центр энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО URL: <https://www.skolkovo.ru/centres/senec/> (дата обращения: 07.04.2022).

6. Мировой и российский опыт внедрения водородного транспорта // Хабр URL: <https://habr.com/ru/company/leader-id/blog/589905/> (дата обращения: 08.04.2022).

7. Проблемы в области водородного транспорта // Хабр URL: <https://habr.com/ru/company/leader-id/blog/583186/> (дата обращения: 7.04.2022).

8. Сравнение водородных и электрических автомобилей // E-CARS.TECH URL: <https://e-cars.tech/vodorodnye-avtomobili/vodorodnye-avtomobili-protiv-elektromobiley-feyk-ili-realnoe-protivostoyanie/amp/#elektrotransport-protiv-vodorodnogo-suschestvuet> (дата обращения: 08.04.2022).

9. Метан, водород, углерод: новые рынки, новые возможности // <http://www.ngv.ru/magazines/article/metan-vodorod-uglerod-novye-rynki-novye-vozmozhnosti/> (дата обращения: 08.04.2022).

Ю.А. Шишонкова
(МГИМО МИД России, г. Москва)

ДЕКАРБОНИЗАЦИЯ В НЕФТЕГАЗОВЫХ КОМПАНИЯХ: ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АСПЕКТ

Аннотация. В статье рассмотрены подходы нефтегазовых компаний к оптимизации затрат на декарбонизацию и энергетический переход. Также описаны способы извлечения корпорациями экономической выгоды от капитальных вложений в сокращение углеродного следа.

Ключевые слова: декарбонизация, ВИЭ, инвестиции, нефтегазовые компании.

В эпоху энергоперехода все большему числу энергетических компаний приходится искать пути решения проблемы сокращения углеродного следа с целью вписаться во всё ужесточающиеся требования по декарбонизации. Однако меры по снижению уровня выбросов сопряжены со значительными экономическими издержками для нефтегазовых компаний – как в части капитальных затрат, так и в плане текущих операционных расходов.

Исходя из этого, для оценки степени экономической привлекательности перехода на углеродно-нейтральный режим работы, а также выбора оптимальных путей его достижения руководству энергетических компаний важно грамотно проанализировать свою ситуацию. Необходимо компетентно оценить соотношение материальных затрат на внедрение соответствующих технологий и величин экономической, производственной и репутационной отдачи от их реализации.

В связи с этим, с течением времени общий курс нефтегазовых компаний на экологически чистые источники энергии слегка корректируется в сторону наиболее перспективных направлений по производительности и экономической отдаче. Как следствие, инвестиционные потоки корпораций также перенаправляются на финансирование тех типов ВИЭ, которые на данный момент способны приносить наибольшую экономическую выгоду. В 2020 году заметно возросла совокупная доля инвестиций в сектор солнечной энергетики. К тому же, на фоне сокращения трат на накопление и хранение энергии компании серьезно заинтересовались вложениями в

сегмент улавливания и хранения углекислого газа. В свою очередь, ветряная энергетика, во многом благодаря стимулирующим мерам в области законодательств большинства развитых стран, не теряет привлекательности для инвесторов и ежегодно собирает порядка 6 млрд долларов привлечённого капитала.

Подобные инвестиционные решения в нефтегазовых компаниях обычно осуществляются следующими путями:

1. Приобретение доли в компании-производителе экологически чистой энергии. Пример – французская нефтегазовая компания Total, в январе 2021 года получившая за 2,5 млрд долларов 20% акций и 50% активов в сфере ВИЭ ведущего производителя солнечной энергии – индийского Adani Green Energy. Сделка стала для Total одним из инструментов для достижения амбициозной цели по наращиванию выработки электроэнергии из ВИЭ с текущих 9 ГВт до 35 ГВт уже к 2025 году [1].

2. Выкуп на аукционах лицензий на постройку электростанций, работающих на ВИЭ. Пример – перехват нефтегазовыми гигантами BP и Total у ВИЭ-производителей контрактов на постройку оффшорных ветропарков на шельфе вокруг Англии и Уэльса в феврале 2021 г. Ввиду величины располагаемого капитала, нефтяные корпорации обеспечили ценовое предложение на 80% выше, чем у своих конкурентов – компаний, оперирующих только в сфере ВИЭ. Как следствие, для подобных фирм барьер для входа на рынок становится несоразмерно высок из-за физической невозможности перебить ставки нефтегазовых гигантов [5].

3. Постройка собственных ВИЭ-мощностей и рост вложений в низкоуглеродные технологии на фоне сокращения издержек при работе с традиционными видами сырья (напр., расходов на геологоразведку или разработку обнаруженных месторождений). Пример – компания BP, поставившая к 2030 году несколько взаимосвязанных целей [8]:

- довести мощности ВИЭ в 20 раз до уровня 50 ГВт (сейчас – 2,5 ГВт);
- увеличить в 10 раз поток инвестиций в ВИЭ, а именно - в биоэнергетику, производство водорода, улавливание углеродных выбросов;
- сократить нефте- и газодобычу на 40%, при этом добившись повышения эффективности (за счёт технологий увеличения КИН и МУН, а также сокращения расходов на геологоразведку в новых регионах).

Стоит отметить, что столь серьёзное сокращение нефтегазовых доходов компания амбициозно планирует компенсировать за счёт увеличения выручки от АЗС и связанных с ними супермаркетов. При этом BP не ожидает отдачи по своим инвестициям в сектор ВИЭ ранее 2025 года и имеет текущий чистый долг в \$33 млрд, однако определённым образом рассчитывает увеличить показатель ROACE (рентабельность инвестированного капитала) на 12-14% и получать прибыль от новых ВИЭ-проектов в размере до 10 млрд долларов уже к 2030 г. [2].

Одним из ключевых инструментов компании по привлечению прибыли является продажа своих традиционных активов (уменьшение доли в проектах по разработке нефтегазовых месторождений на Аляске и в Северном море, газового месторождения в Омане, продажа всего нефтехимического комплекса).

4. Отказ от прямого инвестирования в дорогостоящие проекты только по одной отрасли ВИЭ и сосредоточение на трейдинге в сфере экологичной электроэнергии (с использованием технологий, совмещающих разные типы чистой энергии). Пример –

компания Shell, занимающая лидирующие позиции на мировом электроэнергетическом рынке (порядка 13% мирового спроса) и нацеленная на развитие в области водорода и биотоплива.

Способы получения экономической выгоды от внедрения мер по декарбонизации в нефтегазовых компаниях

Для того, чтобы энергопереход в рамках конкретного предприятия был проведен с минимальными экономическими издержками, руководству необходимо среди прочего эффективно работать в направлениях, приносящих гарантированный доход от сокращения выбросов. Рассмотрим их подробнее:

1. Внутренние изменения в производственном процессе и, при необходимости, перестройка всей бизнес-модели корпорации. Это поможет не только соблюсти необходимые экологические требования со стороны законодательства, но и параллельно с этим повысить экономическую отдачу от производства.

1.1 Первый тип таких преобразований – физическое внедрение различных инновационных технологий как в основном производственном процессе, так и в области улавливания и хранения углерода (CCS). Например, опыт корпорации Shell показывает, что работа комплексных информационных систем и оптических газовых камер, в режиме реального времени контролирующих техническое состояние десятков тысяч производственных объектов, избавляет компанию как от рисков выбросов метана, так и от проблем с общей стабильностью производства (данные технологии были внедрены на принадлежащем Shell заводе Pearl GTL в Катаре). Также Shell, пересмотрев в 2019 году технологию обслуживания 2600 скважин на своей площадке QGC в Австралии (в конце 2020 г. была продана австралийским партнёрам), за полгода добилась не только сокращения выбросов метана на 4000 тонн, но и заметного ускорения сервисных процедур на объектах [10]. Таким образом, благодаря данным технологиям производитель может не только отчитываться о сокращении выбросов загрязняющих веществ, но и стабилизировать производственный процесс, сократить временные издержки и в целом повысить эффективность своего бизнеса.

1.2 Если же компания в рамках энергоперехода сталкивается с невозможностью адекватно предсказывать конъюнктуру на рынке и оказывается не в состоянии определять оптимальное соотношение поставок разных типов энергии в соответствии с величиной спроса на каждый из них, возникает потребность во втором типе реформ – коренной перестройке ее бизнес-модели. В этом случае необходимо переносить создаваемую ценность в самый низ сбытовой цепочки, оставляя как можно больший простор для перераспределения энергии на другой носитель “в последний момент”.

Для отслеживания текущей ситуации и быстрой переброски мощности на требуемый носитель создаются виртуальные электростанции – комплексы ПО, позволяющие управлять нагрузкой на все типы производственного оборудования или сетей. Например, если в соответствии с требованиями рынка резко возрос спрос на потребление энергии электромобилями, виртуальная электростанция поможет производителю одномоментно повысить мощность электрических заправочных станций и снять нагрузку с части менее востребованных источников энергии, а также резко нарастить объемы выпускаемых аккумуляторных батарей через распределенные сети [6].

2. Сотрудничество с государством и получение субсидий. Данное направление позволит компании-производителю энергоносителей гарантированно компенсировать часть своих расходов на декарбонизацию, а также в некоторых случаях - получить шанс на налоговые льготы. Такая схема представлена в большинстве развитых стран мира с целью поощрения усилий нефтегазовых по сокращению выбросов.

3. Локализация производств в наиболее выгодных регионах с точки зрения уплаты углеродного налога. Сюда также можно отнести экономию на логистике и, как следствие, на уплате налогов на выбросы в процессе перевозки сырья.

Для нефтегазовых компаний данный метод позволяет выносить не отвечающее экологическим требованиям производство и переработку нефтепродуктов в страны, где эти требования мягче [3].

Литература

1. Коммерсантъ: Total за \$2,5 млрд купила долю в одном из лидеров солнечной энергетики. URL: <https://www.kommersant.ru/amp/4652948>

2. Нефть Капитал: Рискованный рывок в “зелёный” новый мир. URL: <https://oilcapital.ru/article/general/30-09-2021/riskovannyy-ryvok-v-zelenyy-novyy-mir-kak-vr-pytaetsya-perestat-byt-neftyanoi-kompaniey?amp=1>

3. BSG: «Зеленая» фабрика будущего. URL: <https://www.bcg.com/ru-ru/publications/2021/green-factory-of-future>

4. EY: Глобальная декарбонизация. URL: https://www.ey.com/ru_ru/oil-gas/global-decarbonization-evolution-of-oil-and-gas-companies-approaches

5. OilExpert: BP и Total перехватили у ВИЭ-компаний будущее британской ветроэнергетики. URL: <https://www.oilexp.ru/news/world/bp-i-total-perekhvatili-u-vieh-kompanij-budushhee-britanskoj-vetroehnergetiki/229822/>

6. Siemens: Декарбонизация на стыке сетей. URL: https://assets.new.siemens.com/siemens/assets/api/uuid:cb9d433b-155c-441a-b329-096299761b1b/whitepaper-siemens-decarbonization-at-the-grid-edge-ru.pdf?ste_sid=53954f84dbb9c4fc515b7c0f63bdba63

7. Bloomberg NEF New Energy Outlook. URL: <https://about.bnef.com/new-energy-outlook/>

8. BP official website: BP update on strategic progress. URL: <https://www.bp.com/en/global/corporate/news-and-insights/press-releases/bp-update-on-strategic-progress.html>

9. Reuters: Shell targets power trading and hydrogen in climate drive. URL: <https://www.reuters.com/article/us-shell-strategy-insight-idUSKBN2A10ZZ>

10. Shell official website: Sustainability report 2019. URL: https://reports.shell.com/sustainability-report/2019/servicepages/downloads/files/shell_sustainability_report_2019.pdf

В.С. Шлыкова

магистрант

О.В. Байкова

к.э.н., доцент

(ГУУ, г. Москва)

ИНВЕСТИРОВАНИЕ В РОССИЙСКИЕ НЕФТЕСЕРВИСНЫЕ КОМПАНИИ В УСЛОВИЯХ САНКЦИЙ

Аннотация. Привлечение инвестиций является одним из важнейших условий развития компаний любой из отраслей промышленности. В связи с этим, потребность в дополнительном финансировании есть и у нефтесервисных предприятий, которым необходимо совершенствовать собственные технологии, обновлять оборудование, но в условиях наложенных санкций российский нефтесервис лишился поставок оборудования и основной части иностранных инвестиций.

Ключевые слова: нефтесервисные компании, инвестиции, санкции.

В феврале текущего года США и страны Европейского Союза в связи с начавшейся на Украине спецоперацией ввели санкции на различные отрасли промышленности Российской Федерации, в том числе и на энергетический сектор.

При этом, Совет ЕС запретил осуществлять новые инвестиции в нефтесервисную отрасль России. В том числе, были установлены ограничения на поставку оборудования, услуг, технологий и комплектующих, что в конечном счете привело к снижению объемов экспорта в Российскую Федерацию.

На российском нефтесервисном рынке осуществляют свою деятельность нефтесервисные компании так называемой «Большой четверки», в которую входят французская Schlumberger, швейцарская Weatherford, американские Baker Hughes и Halliburton. У этих компаний есть несколько основных составляющих бизнеса в РФ, каждый из которых со своей спецификой в части влияния санкций и перспектив развития:

- поставки нефтегазового оборудования;
- программное обеспечение;
- производство нефтегазового оборудования на территории РФ;
- нефтесервисные услуги: технологический сервис в области добычи нефти и газа, в основном, при строительстве и эксплуатации скважин;
- другие направления [1].

То есть западные нефтесервисные компании предлагали, прежде всего, цифровые решения поиска, разведки и добычи нефти и газа, решения для «цифровых» месторождений, технологии разработки трудноизвлекаемых запасов (ТриЗ) и инвестиции в них. И, возможно, разработка ТриЗ теперь не будет первоочередной задачей для развития российской нефтегазовой отрасли.

При этом, все компании «Большой четверки» решили практически полностью покинуть российский нефтесервисный рынок, что имеет большое значение при

невозможности отечественных нефтесервисных компаний решать ряд сложных задач, так как они не располагают достаточным уровнем развития технологий и финансовыми средствами и, конечно, испытывают влияние санкций.

Общий уровень российских нефтесервисных компаний повышается при вступлении в них иностранных инвесторов, но при этом, наиболее передовыми технологиями все равно обладает «Большая четверка».

Стоит отметить, что Halliburton, занимавшая всего лишь 2% российского рынка нефтесервиса, заявила о полном прекращении деятельности в Российской Федерации, тогда как остальные компании решили не останавливать работу по уже действующим контрактам, но временно приостановить все инвестиции, внедрение новейших технологий и поставки оборудования в отечественный нефтесервис [2,3]. В частности, Schlumberger и Weatherford заявили, что немедленно приостанавливают новые инвестиции и внедрение технологий, а имеющаяся деятельность будет выполняться в полном соответствии с международным правом и санкциями.

Важно сказать, что российские компании составляют основу нефтесервисного рынка, но при этом, иностранные сервисные предприятия все еще остаются ключевыми поставщиками высокотехнологичных решений: Schlumberger занимает 8% российского нефтесервиса, Weatherford - 3%, а Baker Hughes - 2% [4]. Поэтому, значительное сокращение деятельности зарубежных нефтесервисных компаний на территории Российской Федерации, выраженное в отказе от инвестиций, приносит потери как с финансовой, так и с технологической точек зрения.

Также, буровая компания KCA Deutag объявила о приостановлении всех новых инвестиций в РФ. KCA Deutag- буровой подрядчик, основные активы которого составляют буровые установки, управляемые собственными буровыми бригадами. Компания на российском рынке обладает 21 буровой установкой: 3 из них на морских платформах на проекте «Сахалин-2» и 18 на суше. Доля KCA Deutag на рынке бурения по проходке в РФ составляет 3% [5].

На фоне ситуации на Украине приостановила любые инвестиции в Российскую Федерацию и канадская нефтесервисная компания Calfrac Well Services. Она отменила также и любые поставки запчастей и оборудования в Россию.

Касательно возможности возобновления деятельности иностранных нефтесервисных компаний, можно отметить, что, озвучивая свои решения по уходу с российского рынка, они использовали формулировки, предполагающие изменение их решений в случае улучшения политической конъюнктуры. В данный момент эти компании только приостановили деятельность по новым проектам в России, но с инвестициями действительно будут серьезные проблемы, так как они напрямую запрещаются введенными санкциями.

Эффект от приостановки деятельности «Большой четверки» главным образом будет зависеть от продолжительности кризиса. Самое ощутимое влияние от прекращения инвестиций и экспорта в РФ новых технологий будут иметь месторождения со сложными условиями добычи. В краткосрочном периоде влияние на добычу не должно оказаться сильным.

В сложившихся условиях прекращения инвестиций иностранных нефтесервисных компаний в Российскую Федерацию актуальным становится развитие сотрудничества России со странами БРИКС, например закупка технологий и оборудования у Китая, и другими регионами, отказывающимися поддерживать

санкции. Важным становится проведение импортозамещения в наиболее значимых областях нефтесервиса.

Рассматривая другие пути привлечения инвестиций в российскую нефтесервисную отрасль важно отметить, что сами нефтяники не смогут предоставить нефтесервису достаточное количество денежных средств, так как цены на российские энергоресурсы значительно снижены. Финансовый сектор тоже не сможет оказать значительной помощи, так как сам находится под влиянием санкций.

Для получения нефтесервисного оборудования можно использовать импорт через третьи страны, но в случае обнаружения данного факта, компанию-поставщика могут оштрафовать. Так, например, в 2015 году компания Schlumberger была оштрафована за поставки оборудования в обход санкций в Иран и Судан [6]. Как ситуация сложится с российским нефтесервисом сказать сложно, но уход западных нефтесервисных компаний является сильным ударом по источнику нефтедолларов.

Если рассмотреть источники инвестиций российских нефтесервисных компаний после введенных в 2014 году санкций, то важно отметить меры государственной поддержки со стороны Минпромторга России, который ввел программу компенсации выплаты процентов по кредитам, направленным на импортозамещение.

С 2015 года Фондом развития промышленности стало предоставляться льготное финансирование для проектов, связанных с производством оборудования, на 5 лет по ставке 5%. Также, была открыта программа финансирования «Комплекующие изделия» [2].

29 марта 2022 года Правительство Российской Федерации утвердило Постановление о повышенном авансировании государственных контрактов. Такая мера направлена на поддержку нефтесервиса для сохранения добычи нефти и газа на текущих уровнях. Компании смогут в качестве аванса получать от государства до 90% от цены контракта. Нефтесервисные компании получают доступ к дополнительным ресурсам, что поможет им быстрее преодолеть экономические сложности, связанные с отсутствием иностранных инвестиций [7].

Следовательно, учитывая все вышеперечисленные факторы, государство станет конечным кредитором российских нефтесервисных компаний.

В целом, ситуация, связанная с ограничением инвестиций зарубежных нефтесервисных компаний, является мощным толчком для развития отечественного нефтесервиса и производителей оборудования, особенно при поддержке государства и недропользователей.

Литература

1. Основы производства, экономики и управления в отраслях нефтегазового комплекса: учебник для вузов // Афанасьев В.Я., Байкова О.В., Большакова О.И. и др.; под редакцией Ю.Н. Линника. - М: Издательство: «Экономика», 2019. - 815 с.

2. Российский нефтесервис в условиях санкций // YKTIMES.RU, URL: <https://www.yktimes.ru/%D0%BD%D0%BE%D0%B2%D0%BE%D1%81%D1%82%D0%B8/rossiyskiy-nefteservis-v-usloviyah-sanktsiy/> (дата обращения: 10.04.2022).

3. Нефтесервисные компании прекращают инвестиции в России: что будет с добычей нефти // Forbes Staff, URL: <https://www.forbes.ru/biznes/459711-nefteservisnye->

kompanii-prekrasaut-investicii-v-rossii-cto-budet-s-dobycej-nefti (дата обращения: 10.04.2022).

4. Специалисты INFOLine оценили перспективы российского нефтесервиса в условиях ухода с рынка иностранных компаний // Информационное агентство “INFOLine”, URL: <https://infoline.spb.ru/news/index.php?news=215811> (дата обращения: 10.04.2022).

5. Официальный сайт компании KCA Deutag // KCA Deutag, URL: <https://www.kcadeutag.com> (дата обращения: 10.04.2022).

6. Российские компании теряют доступ к западным технологиям нефтесервиса // Газета «Коммерсантъ» №47/П от 21.03.2022, стр. 9, URL: <https://www.kommersant.ru/doc/5269678> (дата обращения: 10.04.2022).

7. Постановление Правительства Российской Федерации “О приостановлении действия отдельных положений некоторых актов Правительства Российской Федерации и установлении размеров авансовых платежей при заключении государственных (муниципальных) контрактов в 2022 году” от 29.03.2022 № 505.

СОДЕРЖАНИЕ

Абдулахов А.М., Зайцев А.Д., Аулов Д.С., Громыко Е.О. Инновационные проекты в области возобновляемой энергии	3
Азарова А.А., Байкова О.В., Кузьмин В.В. Программа цифровизации ПАО «РОССЕТИ» и возможности развития конкуренции на электроэнергетическом рынке	6
Алекперова С.Т., Ревазов А.М. Применение цифровых технологий для обеспечения комплексной безопасности объектов ТЭК	10
Алексеев А.О. Применение форсайта при осуществлении цифровой трансформации компании	14
Артамонов Н.А., Громыко Е.О., Байкова О.В. Опыт применения водородной энергетики в России	18
Бахишева В.В., Литвинова Т.Ю. Развитие цифровизации на рынке электроэнергетики	21
Биткина И.К. Трансформация финансовой модели нефтяных компаний в условиях повестки ESG	24
Буланова Е.В. Проблема декарбонизации нефтегазовой отрасли: методы, обзор ситуации в России, перспективы	28
Буторова А.В. Эффекты цифровой трансформации нефтегазовых предприятий ..	32
Буч Е.Г., Мотычко В.П., Серов А.Е. BIG DATA: цифровая трансформация топливно-энергетического комплекса	35
Володина Д.А., Любимова Н.Г. Реинжиниринг бизнес-процессов в энергетике на примере ПАО НК «Роснефть»	39
Ву Тхи Бик Лоан. Перспективы энергетического сотрудничества Вьетнама и России в нефтегазовой сфере	42
Гаврилов И.А., Линник В.Ю. Перспективы сотрудничества РФ с внешним миром в области водородной энергетики	44
Горбачев В.В., Павлова С.А. Проблемы и перспективы использования попутного нефтяного газа в России	48
Гордеева Т.С., Линник В.Ю. Проблема защиты персональных данных в сети IoT-устройств	51
Горшенина М.К., Мурзагельдинова М.М. Внедрение цифровых технологий в электросетевые организации для повышения эффективности корпоративного и технологического управления	55
Дегтярёв А.С. ESG-повестка энергетической отрасли в условиях энергоперехода	58
Дрожжина А.О., Байкова О.В. Значение и потенциал арктического региона России	61
Жалковская А.М. Оценка изменения амортизации основных средств предприятия в связи с применением нового законодательства 2022 года	64
Заречнева А.Е., Коган Д.В., Ефремова А.А., Линник В.Ю. ESG-тренды в топливно-энергетическом комплексе на примере ПАО «Транснефть»: перспективы развития компании в области ESG	66
Изимова А.М. ESG-риски на этапе технико-экономического обоснования применения гидроразрыва	70

Исайкина Д.А., Кязимов А.О., Старшинова В.А. Умное отопление как вид децентрализации энергоснабжения с применением цифровых технологий.....	75
Искусных А.К., Балашова А.А., Гармашов В.С. Внедрение цифровых технологий в ТЭК на примере ПАО «ТРАНСНЕФТЬ»	78
Йованович С., Разинков М.И., Большакова О.И. Обоснование выбора выгодного экономико-географического расположения строительства малотоннажного завода СПГ в России	81
Караханова П.Д., Моисеенкова Ю.И. Перспективы развития водородной энергетики в современных геополитических и экономических условиях	85
Кислинская Л.Ю., Глущенко Е.А. Испытательные центры – ключевой аспект импортозамещения в ТЭК	89
Колыхалова Е.М., Воронина В.Ф., Ибрагимова А.Р., Воробьева Е.С. Анализ развития российской энергетики в условиях санкций	93
Корзина М.С. Обоснование эффективности механизма управления спросом	96
Королёва Е.С. Тенденции ESG-трендов в нефтегазовых компаниях	99
Кузнецова А.В. Снижение тарифов на электроэнергию в Курганской области	102
Кузьмин В.В., Михалев Г.А. Интеллектуальная электроэнергетическая система	107
Литвинова Т.Ю. Импортозамещение в нефтегазовом комплексе России: проблемы и перспективы	110
Манолий Е.Г., Воробьева Е.С., Большакова О.И. Оценка результатов модернизации российской нефтепереработки и дальнейшие перспективы отрасли в условиях современных жестких ограничений	113
Масков Л.Р. Разработка модели электротехнического комплекса для газовых промыслов в программе Matlab/Simulink.....	117
Матягина Т.Е. Анализ социально-экономических последствий региона при регулировании тарифов на тепло методом «альтернативной котельной»	119
Мингалеева Р.Д. ESG-трансформация экономики России как фактор ускоренного развития экологически чистых видов энергии.....	122
Моргунова Е.А., Большакова О.И. Перспективы использования в России низкоуглеродных технологий производства водорода из природного газа.....	124
Немченко В.М., Немченко Е.В. Национальный режим в закупках товаров, работ, услуг как один из способов импортозамещения в топливно-энергетическом комплексе России	128
Никифорова А.А., Киселева Я.М., Линник Ю.Н. Цифровизация топливно-энергетического комплекса России: ее перспективы и развитие	131
Николаев М.В. Особенности управления персоналом ТЭК в новой реальности....	134
Новикова А.С., Еременко О.В. Совершенствование технологии разработки ТРИЗ нефти	138
А.С. Новикова Обоснование применения методов повышения коэффициентов извлечения и интенсификации добычи нефти	142
Нурмамадова Ш.У., Матевосян Э.Г. Цифровизация в ТЭК: использование искусственного интеллекта	145
Овчинникова Е.К. Внедрение интеллектуальных цифровых технологий в условиях Арктики	147

Овчинникова Е.К., Зубкова А.А., Воробьева Е.С. Экологические аспекты программы технологической модернизации Московского НПЗ	149
Остроумов Ф.А. Изменение конъюнктуры международного рынка сжиженного природного газа в связи с переориентацией спроса и предложения в новых условиях	151
Платонова К.П., Андрющенко Ю.А., Марамзин М.А. Повышение энергоэффективности электроэнергетики Дальнего Востока	154
Подлатова К.И., Бренц В.И., Байкова О.В. ESG-повестка – драйвер развития возобновляемой энергетики в России	157
Попенкова М.А., Артамонова М.В., Мирсаитова Д.Р. Ветроэнергетика РФ: проблемы и перспективы	161
Савченко Е.А. Способно ли отечественное машиностроение обеспечить механизм коммод	163
Сагиров В.Р. Перспективы применения технологий искусственного интеллекта при отыскании мест повреждений в системах с распределенной генерацией	166
Синицын А.А., Цатурян М.О., Мазанова Е.М. Реализация ESG-повестки в контексте системного компетентностного моделирования процесса подготовки менеджеров для топливно-энергетического кластера	169
Смирнов Ю.Н., Марданова А.М. Цифровой двойник системы нефтепродуктообеспечения нефтяной компании	173
Ван Лянчжэ. Обзор научных работ по экономике и управлению электроэнергетическим комплексом Китая и России	177
Короткова А.Ю. Сравнительный анализ водородных стратегий Европейского Союза, Китая и России.	181
Теплых Е.С., Байкова О.В. Перспективы разработки внешнеэкономической стратегии нефтегазовых компаний	185
Файзуллоев Ш.И., Данилов П.С., Матуся А.А., Шамаева Е.Ф. Цифровые технологии и искусственный интеллект в ТЭК	188
Хоруженко И.С., Воробьева Е.С. Экологические проблемы населения: региональный оператор по обращению с ТКО	191
Чернова Е.А. Перспективы роста вертикально-интегрированных нефтяных компаний	195
Шанская В.С., Куликова Г.Е., Большакова О.И. Оценка перспектив использования водорода в качестве топлива для транспортных средств	198
Шишонкова Ю.А. Декарбонизация в нефтегазовых компаниях: экономический аспект	203
Шлыкова В.С., Байкова О.В. Инвестирование в российские нефтесервисные компании в условиях санкций	207

Научное издание

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ В ТЭК – 2022

Материалы

VI Всероссийской научно-практической
конференции с международным участием

Ответственный за выпуск, оформление,
техническое редактирование *А.Н. Пантелеева*
Проверка макета *А.Н. Панкова*

Тематический план изданий научной литературы ГУУ 2021-2022 уч. г.

Подп. в печ. 29.08.2022.	Формат 60х90/16.	Объем 13,5 п.л.
Бумага офисная.	Печать цифровая.	Гарнитура Arial.
Уч.-изд. л. 14,2	Изд. № 247/2021_21.	Тираж 500 экз. (1-й завод 50 экз.)
	Заказ № 1048.	

ФГБОУ ВО «Государственный университет управления»
Издательский дом ФГБОУ ВО ГУУ
109542, Москва, Рязанский проспект, 99, Учебный корпус, ауд. 106
Тел./факс: (495) 377-97-44
e-mail: id@guu.ru
www.id.guu.ru, www.guu.ru