

РГАСНТИ 44.09.29

ISSN 2409-5516

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА

ОБЩЕСТВЕННО-ДЕЛОВОЙ
НАУЧНЫЙ ЖУРНАЛ

№11(177), ноябрь 2022



Тема номера

**НОВЫЕ ПРАВИЛА МИРОВОГО
ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО РЫНКА**



«Россети» —
вместе
в будущее



ГАЗПРОМБАНК

Лучшее создается вместе

Весь спектр банковских услуг

карты

вклады

счета

кредиты

услуги для юр. лиц

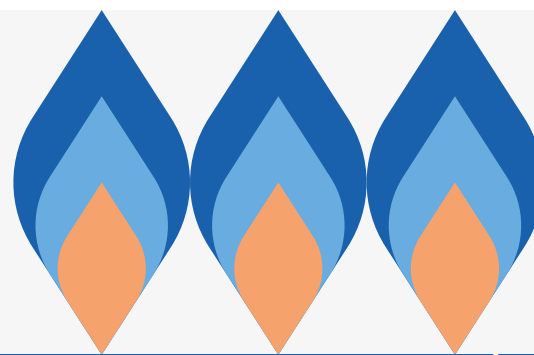
страхование

ипотека

рефинансирование

gazprombank.ru

Банк ГПБ (АО). Ген. лицензия ЦБ РФ № 354. Реклама.



Содержание

5 Слово редакторов

Кадры

6 А. Бондаренко. Проблемы кадрового обеспечения отраслей ТЭК

Нефть

16 С. Сайгаткина. Вход в Зазеркалье через потолок
30 И. Флегентов, Д. Старшинов, А. Иванов, Ю. Михеев, Е. Рябцев. Композитные материалы для магистральных насосов системы трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов

Энергетика

42 Д. Холкин, И. Чаусов, О. Баркин. Управление энергетической гибкостью в России и мире

Безопасность

56 С. Сендеров, В. Рабчук. Энергетическая безопасность сегодня и основные методики ее обеспечения

Цифра

70 В. Зубакин, С. Васильев, А. Кременецкий. Информационная система учета выбросов на объектах ТЭК
80 Д. Чапайкин. Интернет вещей как платформа трансформации бизнес-моделей нефтегазовых компаний: инвестиционный анализ и оценка рисков

Климат

92 Б. Санеев, И. Иванова, А. Ижбулдин, Е. Майсюк. Оценка территориальной структуры выбросов диоксида углерода от объектов энергетики в Российской Федерации



Contents

5 Editor's Column

Personnel

6 A. Bondarenko. Problems of staffing the fuel and energy industries

Oil

16 S. Saygatkina. Entrance to the Looking Glass through the ceiling
30 I. Flegentov, D. Starshinov, A. Ivanov, Y. Mikheev, E. Ryabtsev. Use of composite materials for main pumps of the oil and products pipeline transport

Energy

42 D. Kholkin, I. Chausov, O. Barkin. Managing Energy Flexibility in Russia and the World

Safety

56 S. Senderov, V. Rabchuk. Energy security today and the main methodological aspects of its provision

Digitization

70 V. Zubakin, S. Vasiliev, A. Kremenetsky. Development and use of a carbon emissions accounting model in the fuel and energy complex
80 D. Chapaikin. Internet of things as platform for transformation of oil and gas companies' business models: investment analysis and risk assessment

Climate

92 B. Saneev, I. Ivanova, A. Izhbuldin, E. Maysyuk. Assessment of the spatial distribution of greenhouse gas emissions from energy facilities in Russian

УЧРЕДИТЕЛЬ

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

УЧРЕДИТЕЛЬ И ИЗДАТЕЛЬ

ФГБУ «РЭА» Министерства энергетики Российской Федерации

НАУЧНО-РЕДАКЦИОННЫЙ СОВЕТ

В. В. Бушуев – д. т. н., проф., г. н. с. ОИВТ РАН
Е. О. Адамов – д. т. н., науч. рук. АО «НИКИЭТ»
В. М. Батенин – член-корр. РАН, д. т. н., проф.
П. П. Безруких – д. т. н., проф. НИУ МЭИ
В. И. Богоявленский – член-корр. РАН, д. т. н., проф., г. н. с. ИПНГ РАН
А. И. Громов – к. г. н., гл. директор по энергетическому направлению Фонда «ИЭФ»
А. Н. Дмитриевский – акад. РАН, д. г.-м. н., директор ИПНГ РАН
С. А. Добролюбов – акад. РАН, д. г. н., проф., декан географического факультета МГУ

О. В. Жданеев – к. ф.-м. н., зам. ген. директора ФГБУ «РЭА» Минэнерго России
В. М. Зайченко – д. т. н., проф., г. н. с. ОИВТ РАН
М. Ч. Залиханов – акад. РАН, д. г. н., проф., зав. ЦГиЧС КБГУ
В. М. Капустин – д. т. н., проф., зав. кафедрой РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина
В. А. Крюков – акад. РАН, д. э. н., директор ИЭОПП СО РАН
А. И. Кулапин – д. х. н., ген. директор ФГБУ «РЭА» Минэнерго России
В. Г. Мартынов – к. г.-м. н., д. э. н., проф., ректор РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина
А. М. Мастепанов – акад. РАЕН, д. э. н., г. н. с. АЦЭПБ ИПНГ РАН

Н. Л. Новиков – д. т. н., проф., зам. науч. рук. АО «НТЦ ФСК ЕЭС»
В. И. Рачков – член-корр. РАН, д. т. н., проф.
П. Ю. Сорокин – первый зам. министра энергетики РФ
В. А. Стенников – акад. РАН, д. т. н., проф., директор ИСЭ им. Мелентьева СО РАН
Е. А. Телегина – член-корр. РАН, д. э. н., проф., декан факультета РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина
С. П. Филиппов – акад. РАН, д. т. н., директор ИНЭИ РАН
А. Б. Яновский – д. э. н., к. т. н., помощник руководителя администрации президента РФ

Главный редактор
Анна Горшкова

Научный редактор
Виталий Бушуев

Зам. главного редактора по продвижению
Виолетта Локтева

Корректор
Роман Павловский

Фотограф
Иван Федоренко

Дизайн и верстка
Роман Павловский

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

Журнал зарегистрирован в Федеральной службе по надзору в сфере связи, информационных технологий и массовых коммуникаций

Свидетельство о регистрации средства массовой информации ПИ № 77–75080 от 07.03.2019

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

При перепечатке ссылка на издание обязательна

Перепечатка материалов и использование их в любой форме, в том числе в электронных СМИ, возможны только с письменного разрешения редакции

Редакция не несет ответственности за содержание рекламных материалов

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

Тираж 1000 экземпляров
Периодичность выхода 12 раз в год
Цена свободная

Отпечатано в ПБ «Модуль», 115162, Москва, Мытная улица, дом 48, цоколь пом. 2, ком. 1,3

Подписано в печать: 05.11.2022
Время подписания в печать по графику: 13:00
фактическое: 13:00

16+



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



Анна ГОРШКОВА
Главный редактор журнала
«Энергетическая политика»

Зима близко, санкции тоже

Нефтегазовый рынок готовится к вступлению в силу восьмого санкционного пакета, запрещающего морские поставки российской нефти в Европу. По сути, 5 декабря начнется официальный процесс передела мирового рынка углеводородов. Подготовка к этому событию началась уже давно. С весны этого года Россия активно перенаправляет потоки уцененной нефти на азиатские рынки и фрахтует суда без конечной точки назначения. Европейские покупатели привлекают новых поставщиков из других нефтедобывающих стран, ищут альтернативные варианты производства энергии и активно скупают российскую нефть в преддверии ее запрета.

Однако, одно дело рисовать проект нового рынка, и совсем другое дело –

приступить к его реализации. Остаются открытыми такие вопросы, как: сохранят ли Китай и Индия свою заинтересованность в дешевой российской нефти и после вступления в действие восьмого пакета? Удается ли России наладить продажи дизельного топлива и других нефтепродуктов? Будут ли введены предельные цены на нефть и газ? Какой будет зима 2022–2023 гг. и как Европе удастся ее пережить?

Без ответов на эти вопросы сейчас бессмысленно заявлять о планах по объемам производства, развитию инфраструктуры, новым инвестициям и новым санкциям. Значит осталось ждать, тем более, что, как говорится – «зима близко».

**Анастасия БОНДАРЕНКО**

Статс-секретарь – заместитель министра энергетики РФ

DOI 10.46920/2409-5516_2022_11177_6

EDN: BJVUDT

Проблемы кадрового обеспечения отраслей ТЭК

Обеспеченность топливно-энергетического комплекса высококвалифицированными кадрами находится под существенным влиянием демографических факторов. Так, по данным института демографии НИУ ВШЭ, численность трудоспособного населения России будет сокращаться до 2035 г. При наиболее оптимистичных параметрах демографической и миграционной динамики в 2035 г. число занятых в экономике может вернуться к уровню 2019 г. Другим негативным трендом для российского рынка труда является старение трудовых ресурсов и рост среднего возраста работников. Доля возрастов до 40 лет в рабочей силе сократится к 2030 г. почти на 5 % и составит порядка 37 %. Это значит, что конкуренция на рынке труда среди работодателей будет только возрастать.



На сегодняшний день в отраслях ТЭК трудится порядка 2,6 млн человек (рис. 1).

Уровень занятости в ТЭК остается стабильным на протяжении последних 5 лет. Даже в период пандемии удалось избежать массового высвобождения работников.

В рамках ежемесячного мониторинга системообразующих организаций ТЭК, который проводит Минэнерго России, ключевые компании пока не прогнозируют снижение уровня занятости.

Сегодня в общей численности работников ТЭК доля молодых специалистов до 35 лет составляет порядка 27 %, средний возраст работников – 42 года (рис. 1).

В целом это неплохие показатели, но, к сожалению, наблюдается отрицательная динамика за последние три года.

Она невелика, порядка 3 %, но актуализирует задачу по привлечению и удержанию молодежи в компаниях, чтобы обеспечить возрастной баланс и преемственность.

Большинство крупнейших отраслевых работодателей в рамках опроса, проведенного Минэнерго, указали в качестве ключевой проблемы неукomплектованность штата, дефицит квалифицированных рабочих и инженерных кадров на рынках труда в регионах присутствия компаний.

Сегодня недостаточно привлечь молодых и квалифицированных специалистов, необходимо их удерживать, мотивировать, получить их лояльность. Особенно остро такая задача стоит для районов Крайнего Севера и приравненных к ним местностей, для дальневосточных регионов, где

на протяжении нескольких лет отмечается отрицательная миграция трудоспособного населения.

На региональном уровне проблема кадрового дефицита проявляется по-разному. Наиболее ёмкие рынки труда для отраслей ТЭК представлены десятью регионами, в которых доля работников ТЭК в общей численности работников составляет от 10 до 35 % (рис. 2). Это регионы, в которых дефицит кадров ощущается острее, потому что в каждом из них ведут деятельность несколько отраслевых компаний, конкурирующих за работников.

Системный характер проблема кадрового дефицита имеет в энергетике. Это сквозная, инфраструктурная отрасль, охватывающая все регионы. Особенно она

Уровень занятости в ТЭК остается стабильным последние 5 лет. Даже в период пандемии удалось избежать массового высвобождения работников

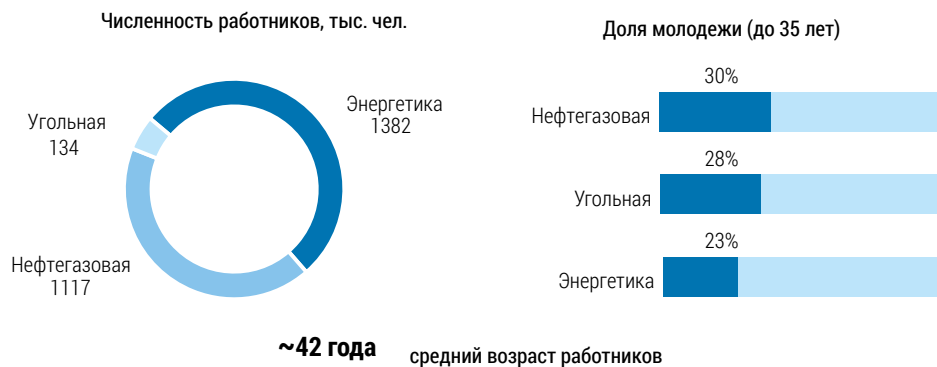


Рис. 1. Структура занятых в ТЭК

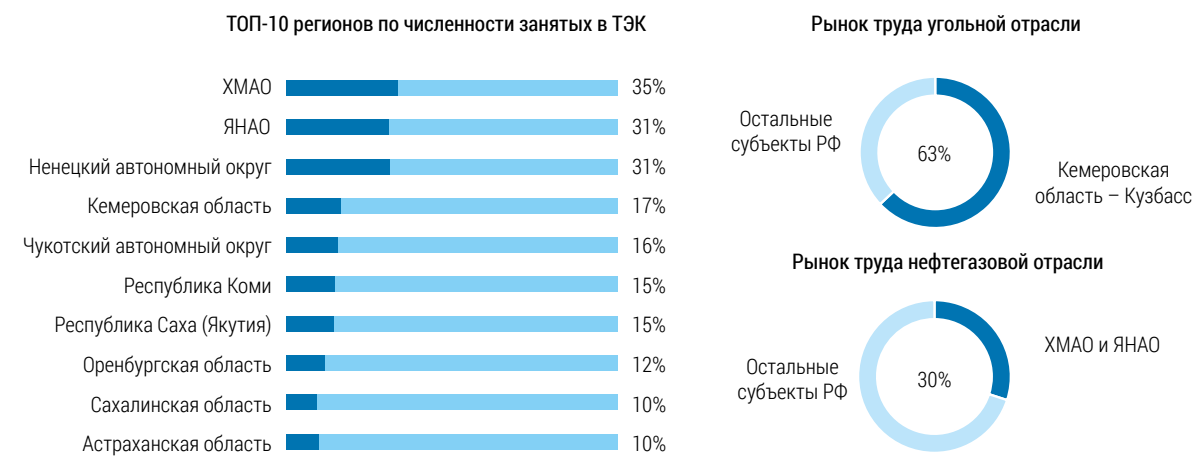


Рис. 2. Емкость рынка труда

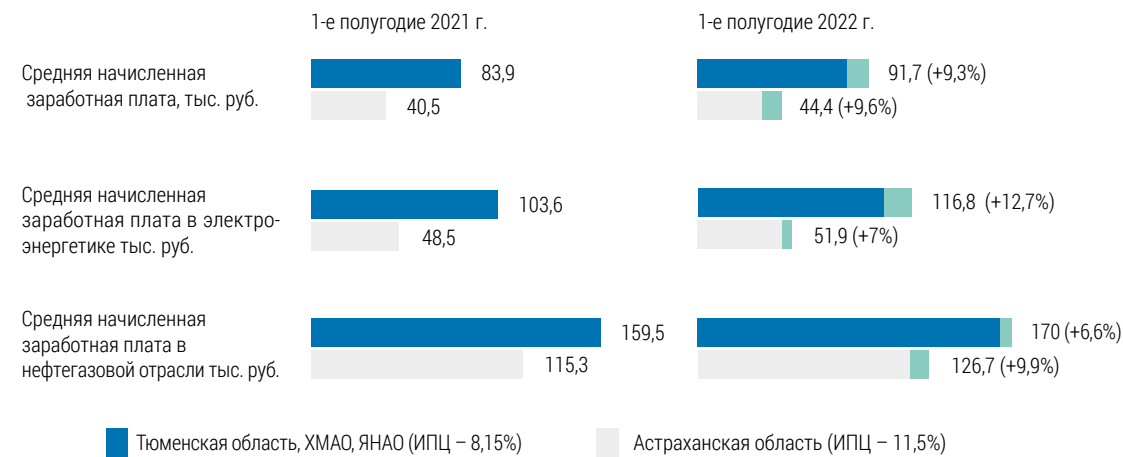


Рис. 3. Дифференциация оплаты труда



Работница угольной шахты

Источник: DmyTo / depositphotos.com

проявляется в районных центрах и сельской местности.

Серьезно ограничивает возможности решения проблемы фактор оплаты труда. В ТЭК стоимость труда имеет сильную отраслевую и территориальную дифференциацию, что сопряжено с экономической специализацией регионов. В качестве наглядного примера можно привести сравнение консолидированных данных по Тюменской области, Ханты-Мансийскому, Ямало-Ненецкому автономным округам и Астраханской области (рис. 3). Отраслевые и межрегиональные диспропорции подтверждаются многочисленными обращениями граждан из разных уголков страны, поступающими в Минэнерго России.

Доля возрастов до 40 лет в рабочей силе сократится к 2030 г. почти на 5 % и составит порядка 37 %. Это значит, что конкуренция на рынке труда среди работодателей будет только возрастать

На протяжении последних 20 лет в России наиболее высокий уровень заработных плат наблюдается в секторе ресурсного экспорта, что связано с уровнем его доходности.

Надо сказать, что в целом специфика России такова, что при определении размера заработной платы главную роль играет не качество трудовых ресурсов (квалификация, опыт, образование), а внешние по отношению к работнику факторы – работа в более конкурентоспособных отраслях, в более богатом регионе, на преуспевающем предприятии. И для ТЭК это утверждение применимо в полной мере.

Конечно, необходимо повышать минимальный размер заработной платы. Однако в регулируемых видах деятельности это сделать не так просто.

Основные «физические» источники восполнения кадрового дефицита – это трудовая мобильность, переобучение высвобождающихся работников и система профессионального образования.

В нашей стране довольно низкая и неравномерная межрегиональная трудовая мобильность, что негативно влияет на развитие конкуренции на региональных рынках труда и усиливает дифференцирующий фактор, делает его «несправедливым». Не работает принцип «равной оплаты за равный труд».

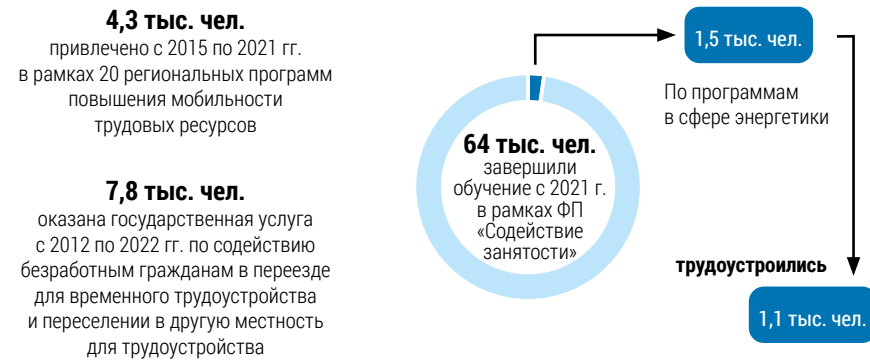


Рис. 4. Мобильность и обучение персонала

Сегодня на государственном уровне реализуются два инструмента стимулирования внутренней трудовой миграции. Прежде всего, они направлены на поддержку рынков труда районов Крайнего Севера и приравненных к ним местностей, очень важных для ТЭК.

По данным Минтруда России, за 7 лет работодатели, которым оказана поддержка, привлекли 4,3 тыс. человек работников из других регионов.

За 10 лет государственная услуга по содействию безработным гражданам в переезде для временного трудоустройства и по содействию в переселении в другую местность для трудоустройства оказана чуть менее 8 тыс. человек.

Исходя из общих цифр, эффективность господдержки оценить сложно. Напрашивается вывод, что инструменты все-таки не востребованы и принципиально не меняют ситуацию с трудовой мобильностью.

Еще один важный механизм повышения эффективности использования трудовых ресурсов и закрытия дефицитов – это профессиональное обучение и дополнительное профессиональное образование высвобождаемых работников.

С 2021 г. во всех регионах реализуются соответствующие мероприятия в рамках федерального проекта «Содействие занятости» национального проекта «Демография».

По данным Минтруда России, на сегодняшний день завершили обучение за счет

Сотрудник НПЗ

Источник: dusanpetkovic / depositphotos.com



	2019 г.	2020 г.	2021 г.
Инженерное дело, технологии и технические науки	67,88	68,49	68,66
Электро- и теплоэнергетика	65,38	65,05	64,57
Прикладная геология, горное дело, нефтегазовое дело и геодезия	66,63	66,86	67,43
В целом по РФ	70,88	71,36	71,26

Таблица 1. Средний балл ЕГЭ по специальностям ТЭК

	2021/2022 уч. год	2022/2023 уч. год	2023/2024 уч. год
Количество субъектов РФ, заявленных для трудоустройства целевиков	54	81	83
Количество востребованных НПС по уровням высшего образования	95	118	119
Количество планируемых заказчиков целевого обучения	135	226	252
Количество заявленных мест для целевого приема	1785	3124	3524

Таблица 2. Потребность в целевом обучении организаций ТЭК

бюджетных средств порядка 64 тыс. человек, из которых 1,5 тыс. человек – по программам в сфере энергетики. Это всего 2 % от общей численности обученных. Трудоустроились в организации ТЭК – чуть более 1 тыс. человек (рис. 4).

Отраслевым организациям необходимо активнее включаться в реализацию этого проекта, тесно взаимодействовать с органами службы занятости в регионах, представлять информацию о наличии свободных рабочих мест, участвовать в формировании заказа на образовательный контент.

Проект нужный и своевременный. Имеет смысл обсудить с Минтрудом России перспективы проведения независимой оценки квалификации по результатам прохождения обучения. В этом случае, полагаю, востребованность проекта по переобучению работников среди организаций ТЭК будет расти.

Критически важным источником восполнения и обновления трудовых ресурсов является система профессионального образования. Сегодня по-прежнему актуальна проблема невысокой популярности у талантливой молодежи большинства инженерных и технических специальностей.

Энергетические компании работают со школами, создают профильные классы, реализуют профориентационные проекты, делают, что могут, но это тоже не гарантирует результат. Средний балл ЕГЭ зачисленных на профильные для ТЭК

образовательные программы ниже средних российских значений, включая программы инженерного профиля (таблица 1). Многие абитуриенты поступают на программы СПО, чтобы не сдавать ЕГЭ в школе.

Массовой является практика в регионах, когда вузы устанавливают минимальные пороговые значения баллов ЕГЭ для поступления, чтобы закрыть бюджетные места по инженерным специальностям и направлениям подготовки.

Абитуриенты идут в вузы с низким проходным баллом, чтобы получить отсрочку от армии, или по настоянию родителей, не собираясь после окончания обучения идти на производство.

При этом показатели трудоустройства выпускников в 2020–2021 гг. достаточно высоки. По выпускникам со средним

Сегодня недостаточно привлечь молодых, квалифицированных специалистов, необходимо их удержать, мотивировать, получить их лояльность. Особенно остро задача стоит на Крайнем Севере

профессиональным образованием по профессиям и специальностям ТЭК – порядка 70 %, по выпускникам вузов – порядка 90 %.

Сложно отследить, пришли ли все эти выпускники на производства, но проблема у работодателей с привлечением высококвалифицированных молодых специалистов остается.

В последние несколько лет можно отметить рост востребованности отраслевыми компаниями механизма приема на целевое обучение (таблица 2). Ценность механизма для работодателей – гарантированное трудоустройство выпускника и его трудовая деятельность на протяжении 3 лет после окончания обучения.

Министерство накопило опыт формирования совместно с отраслевыми компаниями ежегодных предложений по квоте приема на целевое обучение. Опираясь на него, можно утверждать, что концептуально механизм приема на целевое обучение – это про образовательную и трудовую мобильность, про закрепление молодых специалистов в регионах, особенно на удаленных территориях, про возможность подготовить специалистов для регионов в профильных престижных вузах, в том числе столичных, с гарантированным возвратом на производство.

Работы на нефтяном месторождении



Источник: dgdimension / depositphotos.com

Сегодня завершили обучение за счет бюджета порядка 64 тыс. человек, из которых 1,5 тыс. человек – по программам в сфере энергетики. Это всего 2 % от общей численности обученных

Если рассматривать механизм приема на целевое обучение с такого ракурса, то теряют смысл установленные законом об образовании ограничения по заказчикам целевого обучения.

Сейчас право выступать заказчиками приема на целевое обучение предоставлено организациям, имеющим в уставном капитале долю Российской Федерации, и их дочерним обществам. При этом «вне зоны доступа» остаются крупнейшие компании ТЭК – например, «ЛУКОЙЛ», «НОВАТЭК», «Сибур», «Т Плюс», «Сургутнефтегаз», которые имеют те же кадровые проблемы.



РГУ нефти и газа им. Губкина

Источник: finance.rambler.ru

На законодательном уровне перечень категорий заказчиков имеет тенденцию к расширению. Так, с 2019 г. в перечень заказчиков целевого обучения наряду с компаниями, в уставном капитале которых присутствует доля государства, включены дочерние общества указанных организаций, а с 2022 г. – организации и индивидуальные предприниматели, являющиеся сельхозпроизводителями.

Таким образом, перечень заказчиков целевого обучения сформирован, в том числе, исходя из отраслевого критерия, не зависящего от присутствия государства в уставном капитале организации. Считаем целесообразным внесение изменений в за-

кон об образовании в части предоставления права системообразующим организациям ТЭК выступать заказчиками целевого приема в вузы (по аналогии с сельхозпроизводителями) вне зависимости от наличия в уставном капитале доли государства.

А также в части закрепления ответственности за неисполнение условий договора о целевом обучении не только за заказчиком целевого обучения, но и за работодателем, когда он выступает стороной договора о целевом обучении.

Это даст возможность и регионам, и Минэнерго России выступать заказчиками приема на целевое обучение в интересах системообразующих организаций ТЭК. Считаем важным обратить внимание на несбалансированность действующей модели нормативно-правового регулирования в части взаимодействия работодателей и образовательных организаций.

Сейчас всю ответственность за конечный образовательный результат и качество подготовленного специалиста несет работодатель. По сути, результаты определяются качеством взаимодействия конкретной образовательной организации и конкретного работодателя.

Сегодня на уровне нормативно-правового регулирования созданы необходимые условия для участия работодателей в ор-

Считаем важным обратить внимание на несбалансированность действующей модели нормативно-правового регулирования в части взаимодействия работодателей и образовательных организаций



Работники газовой промышленности на Ямале

Источник: *urengoy-dobycha.gazprom.ru*

ганизации подготовки кадров, определены механизмы и ключевые точки взаимодействия с образовательными организациями.

Система профессионального образования неоднородна по уровню кадрового обеспечения, материально-технического оснащения, по качеству и востребованности предоставляемого образования.

На сегодняшний день подготовку кадров для энергетики осуществляют более 180 вузов, для нефтегазового комплекса – более 50, для угольной отрасли – более 30 вузов.

Давайте посмотрим на варианты сотрудничества с образовательными организациями с точки зрения работодателя.

Есть много примеров партнерского взаимодействия, когда образовательные организации являются базовыми, опорными для отраслевых организаций, качество подготовки специалистов устраивает работодателей.

Это вузы, образовательные программы которых имеют профессионально-общественную аккредитацию, студенты проходят практику на площадках работодателей и получают корпоративные стипендии, преподаватели имеют корпоративные премии и гранты, материально-техническая база поддерживается индустриальными партнерами.

Одновременно есть и другая практика. Мы знаем случаи, когда работодатели пытались сориентировать образовательные организации на разработку опережающих образовательных программ, однако им было отказано из-за отсутствия необходимых компетенций, кадров, опасений не набрать абитуриентов на новые программы.

Также имеют место случаи отказа со стороны работодателей в профессионально-общественной аккредитации программ ряда вузов. Однако такие вузы исправно получают бюджетные места для подготовки специалистов, качество которых изначально не устраивает работодателей.

Таким образом, у работодателя в реальности имеется два «клиентских» пути – успешный, когда налажено взаимодействие и получается нужный результат, и неуспешный, когда заказ на подготовку кадров не удовлетворяется.

Что должен делать работодатель в негативном сценарии? Куда он должен обратиться, чтобы исправить ситуацию? В действующей модели регулирования мы не найдем ответов. Поэтому работодатель начинает решать проблему самостоятельно, на базе своих учебных центров, обращаясь в другие образовательные организации, привлекая иностранную рабочую силу.

Получается, что работодатель имеет право на расходование собственных ресурсов и не имеет никаких реальных инструментов «наступающих последствий» для партнеров в случае неудовлетворительных результатов взаимодействия.

Проводимая регуляторами оценка эффективности деятельности образовательных организаций не предусматривает обратную связь от работодателей.

Действующие инструменты независимой оценки качества образовательных программ и подготовки специалистов не имеют широкого применения.

Так, например, по данным официальной статистики, на протяжении последних пяти лет доля образовательных программ высшего образования, прошедших профессионально-общественную аккредитацию, составляет не более 8–9 %. Эти цифры говорят о том, что инструмент не работает.

Опыт и результаты реализации стратегических проектных инициатив в сфере профессионального образования широко не обсуждаются, крупные проекты формируются без основательной проработки с отраслевым сообществом.

Так, в системе среднего профессионального образования одновременно

реализуются проекты по масштабированию движения «Ворлдскиллс», созданию центров опережающей профессиональной подготовки в регионах, федеральной сети мастерских, профессионалитета.

В системе высшего образования наблюдается наслоение проектов по созданию опорных региональных университетов, научно-образовательных центров мирового уровня, инжиниринговых центров, передовых инженерных школ, «Приоритета-2030».

Регуляторам в сфере профессионального образования необходимо провести комплексный и честный анализ эффективности нормативно-правового регулирования в части взаимодействия образовательных организаций и работодателей с обязательным участием отраслей.

Также важно оценить эффективность реализуемых проектных инициатив, соответствие получаемых результатов приоритетам отраслевого развития, в том числе стратегическим задачам развития топливно-энергетического комплекса.

ТЭК готов в этом участвовать. Только совместными, согласованными усилиями можно добиться нужных результатов не для отчетности, а для реального экономического роста.

Восточно-Мессояхское месторождение

Источник: «Газпром нефть»





Конгресс США

Источник: pozdeevvs.gmail.com / depositphotos.com

УДК 620.9

DOI 10.46920/2409-5516_2022_11177_16

EDN: AIZMKK

Вход в Зазеркалье через потолок

Entrance to the Looking Glass through the ceiling

Светлана САЙГАТКИНА
Обозреватель журнала
«Энергетическая политика»
e-mail: anna.gorshik@yandex.ru

Svetlana SAYGATKINA
Columnist for the Energy Policy magazine
e-mail: anna.gorshik@yandex.ru

Добыча нефти в Саудовской Аравии

Источник: ukcfoundry.com



Аннотация. Мировой рынок нефти уже давно превратился во второй фронт боевых действий – политические маневры заменили законы экономики, резкие односторонние решения – принципы дипломатии и взаимовыгоды. В начале октября альянс ОПЕК+ принял решение снизить квоты на добычу нефти на фоне намерений США и Евросоюза ввести потолок цен на российскую нефть. Естественно, что при этом представители ОПЕК+ раскритиковали действия администраций Вашингтона и Брюсселя, а руководители США и ЕС резко и однозначно обвинили ОПЕК+ в дестабилизации рынка и подыгрывании интересам России. Впрочем, руководители крупнейших мировых нефтегазовых компаний, трейдеры и участники рынка оказались на стороне ОПЕК+. *Ключевые слова: нефть, нефтепродукты, добыча, потолок цен на нефть, ОПЕК, добыча сланцевой нефти, санкции.*

Abstract. The world oil market has long turned into a second front of hostilities – political maneuvers have replaced the laws of economics, abrupt unilateral decisions – the principles of diplomacy and mutual benefits. In early October, the OPEC+ alliance decided to reduce oil production quotas against the background of the intentions of the United States and the European Union to introduce a ceiling on prices for Russian oil. Naturally, at the same time, representatives of OPEC+ criticized the actions of the administrations of Washington and Brussels, and the leaders of the United States and the EU sharply and unequivocally accused OPEC+ of destabilizing the market and playing up to Russia’s interests. However, the heads of the world’s largest oil and gas companies, traders and market participants turned out to be on the side of OPEC+. *Keywords: oil, fuel, production, oil price ceiling, OPEC, shale oil production, sanctions.*

Крупнейшие импортеры нефти, ориентированные на поставки из Ближнего Востока, существенно нарастили закупки российского сырья после санкций

Потолок для звезд на флагах

В начале сентября страны G7, членами которой являются США, Канада, Великобритания, Германия, Франция, Италия и Япония согласовали решение о введении потолка цен на российскую нефть и нефтепродукты. Для этого альянс G7 вознамерился создать «широкую международную коалицию» и запретить оказание любых услуг по морской перевозке российских нефтяных грузов,

если они будут продаваться по цене выше согласованного коалицией потолка. Естественно, предполагалось, что участниками этой коалиции станут Евросоюз и США. В США полагают, что введение ограничения цен на российскую нефть поможет еще больше сократить доходы Москвы от экспорта. «Согласно сообщением, Россия уже предлагает некоторым странам крупную скидку до 30 % и долгосрочные контракты. Это также свидетельствует о том, что Россия планирует продолжать поставки своей нефти и готова терпеть более высокие скидки. Ограничение цены даст большему количеству стран дополнительные возможности заключать сделки с Россией на более выгодных для них условиях», – заявила пресс-секретарь Белого дома Карин Жан-Пьер. По мнению Вашингтона, кроме «страданий» Москвы, введение предельной цены на российскую нефть приведет к общемировому снижению цен на энергоносители, что так необходимо простым налогоплательщикам и потребителям энергоресурсов. «Страны, которые согласятся применять морскую сервисную политику и ценовые исключения, те, кто возьмет на себя обязательства применять ценовые ограни-

чения на импорт, – смогут напрямую участвовать в коалиционном консультативном процессе установления ценовых ограничений», – посулил Вашингтон. Предполагается, что коалиция будет руководствоваться в своих решениях набором технических факторов и работать под началом «координатора», который будет назначаться по принципу ротации.

По мнению консультанта «ВЫГОН Консалтинг» Ивана Тимонина, прорабатываемый механизм по установке потолка цен

стили закупки российского сырья после введения санкций благодаря скидкам, которые предлагали отечественные компании. Азиатские промышленные тигры поспешили на русскую «распродажу».

Логично предположить, что США попытаются уговорить Индию и Китай присоединиться к коалиции. Американские чиновники утверждали в сентябре, что, например, Индия открыта к идее присоединиться к ограничению цен на российскую нефть. Но российские чиновники сразу предупре-



Сланцевая добыча нефти в США

Источник: oilexp.ru

носит признаки картеля потребителей, ставящего своей целью воздействие не только на российские поставки, но и на мировой рынок в целом – через декларируемые намерения не допустить сокращения предложения.

«Для эффективной работы картеля, однако, необходимо вовлечение в его состав крупнейших игроков, в данном случае – импортеров российской нефти, в том числе Китая и Индии. Без их участия эффективная имплементация решений инициаторов нового механизма может быть затруднительной», – считает он.

Эти крупнейшие в мире импортеры нефти, ориентированные раньше на поставки из Ближнего Востока, существенно нара-

дили: тому, кто присоединится к коалиции, нефть продавать не будем – это нерыночные практики.

ОПЕК + ушел в минус

В сентябре ОПЕК+ завершил процесс ограничений добычи в 9,7 млн б/с, запущенный в пандемийном мае 2020 г. Однако дойти до этого финиша не всем удалось без потерь. В августе отставание от разрешенного уровня производства странами ОПЕК+ составило 3,6 млн б/с. Причин тому было несколько – хроническое недоинвестирование, санкции, поломки и военные конфликты. В частности, Россия отставала от своего уровня на 1,3 млн б/с. Правда,

Страна	авг. 2022 г.	сокращение	ноябрь 2022 – дек. 2023 гг.
Алжир	1055	-48	1007
Ангола	1525	-70	1455
Конго	325	-15	310
Экваториальная Гвинея	127	-6	121
Габон	186	-9	177
Ирак	4651	-220	4431
Кувейт	2811	-135	2676
Нигерия	1826	-84	1742
Саудовская Аравия	11004	-526	10478
ОАЭ	3179	-160	3019
Азербайджан	717	-33	684
Бахрейн	205	-9	196
Бруней	102	-5	97
Казахстан	1706	-78	1628
Малайзия	594	-27	567
Мексика	1753	0	1753
Оман	881	-40	841
Россия	11004	-526	10478
Судан	75	-3	72
Южный Судан	130	-6	124
ОПЕК 10	26689	-1273	25416
не-ОПЕК	17167	-727	16440
ОПЕК+	43856	-2000	41856

Таблица 1

Источник: данные автора

и предписанный сделкой уровень в 11 млн б/с был для России рекордно высоким. Так что, добывая на уровне февраля 2022 г. в объеме 9,7 млн б/с, Россия не слишком много потеряла.

Несмотря на постепенное завершение ограничений, цены на нефть и топливо с весны этого года оставались на кризисно высоких уровнях. Это вызывало яростную критику среди простых потребителей в США, особенно на предстоящих в ноябре выборах в конгресс. Так что в июле президент США Джо Байден совершил исторический визит в Саудовскую Аравию, которую когда-то обещал сделать изгоем за историю с убийством американского журналиста саудовского происхождения Джамала Хашукджи (Хашогги). Целью визита было добиться увеличения добычи нефти ОПЕК+. Миссия оказалась невыполнима.

ОПЕК+ решил в сентябре увеличить квоту лишь на 100 тыс. б/с, а в октябре – вер-

нуть все на круги своя. Многие посчитали это слишком небольшим шагом на фоне усилий американской администрации.

Настоящая подковерная война началась при обсуждении ноябрьских квот. То говорили о том, что ОПЕК+ не сможет договориться, то о том, что снизит добычу лишь на 1 млн б/с.

Неожиданно для рынка, участники сделки собрались в очном формате, чего не было с марта 2020 г. После долгих закрытых обсуждений ОПЕК+ приняло решение не только снизить квоту на добычу нефти с ноября на 2 млн б/с по сравнению с уровнем августа (совпадает с октябрьским), но, главное, продлить действие соглашения еще на год – до конца 2023 г. Министерский мониторинговый комитет ОПЕК+ (МММС), сопредседателями которого являются представители России и Саудовской Аравии, будет встречаться не каждый месяц, а раз в два месяца.

Страх и ненависть в Вашингтоне

Белый дом, заподозрив противодействие своим планам, не стал стесняться в выражениях и отреагировал практически сразу. Президент США Джо Байден высказал «разочарование близоруким решением» ОПЕК+. В адрес стран ОПЕК были направлены все возможные «боеприпасы» – намерение достать из-под сукна много лет обсуждаемый законопроект NOPEC (предполагается, что такой закон даст стране возможность подавать иски против стран-экспортеров нефти в рамках действующего антимонопольного законодательства), высвобождение 10 млн баррелей нефти из стратегических запасов (SPR) в дополнение к 180 млн баррелей, поступивших на рынок с марта, угрозы резкого ухудшения отношений и так далее.

«В свете сегодняшнего события администрация Байдена проведет консультации с конгрессом по дополнительным инструментам и возможностям сокращения контроля цен на энергоносители со стороны ОПЕК», – говорилось в совместном заявлении помощника президента США по национальной безопасности Джейка Салливана и экономического советника главы Белого дома Брайана Диза.

Министру энергетики США было поручено изучить «возможные дополнительные меры по наращиванию добычи нефти в США в краткосрочной перспективе».

Пресс-секретарь Белого дома Карин Жан-Пьер заявила, что ОПЕК+ солидаризировался с Россией, приняв «ошибочное» решение о сокращении нефтедобычи в разгар конфликта на Украине. Но все тщетно, угрозы никак не действовали.

Прорабатываемый механизм по установке потолка цен носит признаки картеля потребителей, ставящего своей целью воздействие не только на российские поставки, но и на мировой рынок в целом



Министр энергетики Саудовской Аравии
принц Абдель Азиз бен Сальман
Источник: «Энергетическая политика»

Ничего личного, это просто бизнес

Министр энергетики Саудовской Аравии, принц Абдулазиз бен Сальман разъяснил, что решение о снижении добычи было принято «в свете неопределенности, связанной с перспективами мировой экономики и рынка нефти, из-за необходимости улучшить долгосрочные прогнозы для рынка нефти, а также в соответствии с успешным подходом к упреждающим действиям, который последовательно применялся странами-участницами». По словам Абдулазиза бен Сальмана, страны ОПЕК+ должны быть проактивными, а ситуация развивается таким образом, что спрос на нефть начал падать.

Глава саудовской госкомпании Saudi Aramco Амин Нассер предупредил, что рынок больше следит за спросом, в то время, как нужно следить за дефицитом предложения. «Миру следует начинать беспокоиться. Если Китай откроется (из пандемийных карантинных – прим. ЭП), и его экономика начнет восстанавливаться, или если авиационная отрасль начнет наращивать потребление топлива, резервные мощности (по добыче нефти) резко сократятся. Больше не будет пространства для маневра на случай любых непредвиденных событий», – заявил он.

Министры ОПЕК несколько лет кричат о риске недоинвестирования в отрасль: для

продолжения добычи нефти на истощенных месторождениях, для выхода в новые регионы, на шельф нужно постоянно инвестировать, а себестоимость там часто выше, чем на новых и традиционных месторождениях. И такая ситуация происходит одновременно с «озеленением» финансовых учреждений, которые отказываются участвовать в проектах, связанных с ископаемым топливом.

Министр энергетики Саудовской Аравии таким образом категорически отверг обвинения в том, что решение ОПЕК+ политическое. «Мы контактируем со всеми странами ОПЕК+ с декабря 2016 г.», – подчеркнул принц.

Более того, он, как учитель в школе, продемонстрировал слайд с динамикой цен на различные энергоносители за последний год и посоветовал другим странам поучиться сотрудничеству у ОПЕК+: так, во время жесточайшего мирового энергетического кризиса цена нефти в октябре находится на уровне января 2022 г., в то время как цены на газ и уголь взлетели в несколько раз.

Генеральный секретарь ОПЕК Хайсам Аль-Гайс также заявил, что ОПЕК+ не угрожает энергетическому рынку, а обеспечивает ему стабильность и безопасность. «У энергобезопасности тоже есть цена», – подчеркнул он на замечание о якобы высоких ценах.

Немаловажно, что при объявленном снижении квоты на 2 млн б/с реальное

Месторождение Манифа, Саудовская Аравия
Источник: Saudi Aramco



Несмотря на рост добычи ОПЕК+, цены на нефть и топливо с весны этого года оставались на кризисно высоких уровнях. Это вызывало яростную критику среди простых потребителей в США

снижение составит 1–1,1 млн б/с, заметил принц, ведь не все страны смогут дотянуть даже до сниженных значений.

О накопленном недоинвестировании в отрасль, между тем, говорили и многие участники рынка. Как заявил в начале октября глава Shell Бен ван Берден, раньше никто не заботился о наличии или доступности энергии – это воспринималось, как должное. Сейчас, считает он, решить эту проблему, просто доплатив, не получится. «Нет, я не думаю, что это так работает. Я думаю, вы решите эту проблему с помощью правильной политики и убедившись, что мы понимаем, что это очень нестабильный рынок, и что вы не можете позволить себе резервные мощности для работы на очень, очень низком уровне. ... Но вы не получите их, заплатив немного больше за саудовскую нефть. Вы достигнете этого обдуманной политикой», – подчеркнул глава Shell, выразив надежду, что правительства это осознают.

Яма со множеством смыслов

Немаловажны рассуждения о том, не приведет ли снижение добычи к еще большему снижению спроса. «Замедление мировой экономики уже стойко намечилось и, наиболее вероятно, неотвратима рецессия в ряде ведущих экономик. 11 октября МВФ снизило прогноз по темпам роста мирового ВВП в 2023 г. на 0,2 п. п. Снижение экономической активности уже наблюдается в США и ряде стран ЕС, со структурными проблемами сталкивается китайская экономика. Ужесточение денежно-кредитной политики ФРС приводит к укреплению курса доллара. В совокупности данные факторы оказывают понижающее давление на нефтяные котир-

Риск мировой рецессии и раскручивания инфляционной спирали создают необходимость поддержания цен на высоком уровне для выполнения нефтяными компаниями инвестиционных программ

ровки», – отмечает партнер практики стратегического и операционного консалтинга Kert Максим Малков.

Таким образом, считает он, решение ОПЕК+ нацелено на поддержание уровня цен – не на увеличение. «Более того, на сегодняшний день основным драйвером (именно «вверх») стоимости нефти являются геополитические события. Так, решение ОПЕК+ фактически привело к росту цены Brent лишь на 2–3 долл. за баррель, с учетом того, что ожидания по решению были заложены в стоимость еще накануне его принятия», – подчеркнул М. Малков.

Аналитик «ВЫГОН Консалтинг» Евгения Попова также считает логичным снижение добычи перед традиционным снижением спроса в осенне-зимний период. «Риск мировой рецессии, а также раскручивания инфляционной спирали, приводящей к увеличению издержек, создают необходимость поддержания цен на высоком уровне для выполнения нефтяными компаниями обозначенной инвестиционной программы», – добавила аналитик.

ОПЕК в своем октябрьском отчете снизил оценку роста спроса на нефть в 2022 г. сразу на 0,5 млн б/с – теперь предполагается, что потребление вырастет на 2,6 млн б/с к 2021 г. – до 99,7 млн б/с. Прогноз темпа роста спроса на нефть в 2023 г. снижен на 0,4 млн б/с – до 2,3 млн б/с. В 2023 г. ОПЕК ждет потребления в объеме 102 млн б/с.

Международное энергетическое агентство (МЭА), которое попало в опалу у ОПЕК+ (оценки МЭА исключены из сводного прогноза ситуации на нефтяном рынке), также снизило свои ожидания по спросу.

Так, МЭА, где основным членом являются США, снизило прогноз роста мирового спроса на нефть на 60 тыс. б/с в 2022 г. и почти на 0,5 млн б/с в 2023 г. «После сильного начала года рост мирово-

го спроса на нефть неуклонно замедляется и, по прогнозам, в четвертом квартале станет отрицательным. Это происходит на фоне ухудшения перспектив китайской экономики, усугубляемого влиянием более высоких цен после решения ОПЕК+ в начале октября ограничить поставки. (...) В дополнение к длительному экономическому кризису в Китае и ценам на нефть, приближающимся к отметке 100 долл. за баррель, сочетание инфляционного давления, неуклонного роста процентных ставок и сильного доллара замедляет восстановление в остальном мире», – говорится в отчете.

Теперь МЭА ожидает увеличения спроса на 1,9 млн б/с в 2022 г. – до 99,6 млн б/с и на 1,7 млн б/с в 2023 г. – до 101,3 млн б/с.

Снижение оценок роста мирового ВВП в 2023 г. объясняет примерно половину снижения прогнозируемого роста спроса, подчеркивает МЭА.

Эксперты подчеркивают же, что решение о снижении квот назревало естественным образом – страны ОПЕК+ в августе отставали от своих квот на 3,6 млн б/с. «Складывается ощущение, что в политической подоплеке решения ОПЕК+ и, прежде всего, Саудовской Аравии, убеждены прежде всего представители западных стран: этому свидетельствуют заявления главы дипломатии Евросоюза Жозефа Борреля и представителей Белого дома. Если верить им, то Саудовская Аравия решила «встать на сторону России», но этот вывод не представляется до конца логичным, так как нефть из РФ торгуется с дисконтом и рост котировок международных маркеров не сильно скажется на стоимости реализации Urals. При фиксированном уровне цен на российскую нефть снижение добычи не несет для России никакой прямолинейно прослеживаемой выгоды», – считает М. Малков.

Е. Попова полагает, что решение ОПЕК+ может быть лишь отчасти демонстрацией того, что страны не приемлют «новых» механизмов регулирования на международных рынках в виде потолков цен на нефть и нефтепродукты. В целом же, нефтяная отрасль действительно испытывает недостаток инвестиций. «Несмотря на ожидаемое восстановление в 2022 г., инвестиции в разведку и добычу нефти и газа остаются на уровне около 20 % ниже уровней, наблюдавшихся до пандемии COVID-19», – уточнила она.

Нефти нет, но вы держитесь

На заре энергетического кризиса лидеры западных стран совершили турне по добывающим странам и убедились, что лишней нефти на рынке нигде нет, так что для борьбы с возможным дефицитом энергоресурсов из-за антироссийских санкций пришлось призвать Международное энергетическое агентство.

Оно было создано странами ОЭСР (Организация экономического сотрудничества и развития) в 1974 г. для помощи в координации коллективного реагирования на серьезные перебои в поставках нефти. И уже весной текущего года на фоне воз-



Заседание ОПЕК+ в Вене 5 октября 2022 г.
Источник: «Энергетическая политика»

можного дефицита российских углеводородов на рынке и роста цен было решено высвободить часть стратегических запасов нефти (SPR). В апреле Д. Байден объявил о намерении высвободить 180 млн баррелей нефти из SPR в течение полугода. Позднее стало известно, что страны МЭА высвободят 120 млн баррелей, из которых 60 млн баррелей придутся на США, как основного члена МЭА. А еще 120 млн баррелей США высвободят из SPR отдельно. В течение последнего полугода эти запасы были проданы на рынок, но они должны быть возвращены с премией в 2023 г.

Услышав о планах ОПЕК+ снизить добычу, Д. Байден наказал высвободить еще 10 млн баррелей нефти, что не является

Порт Приморск

Источник: upkprimorsk.com



таким уж значительным объемом по сравнению с предыдущей интервенцией. Позднее президент США призвал американские нефтяные компании инвестировать в увеличение добычи нефти, пообещав закупать ее для пополнения SPR, «когда цены на нее будут в районе 70 долл. за баррель».

Д. Байден также заверил, что энергетическая политика его администрации не препятствует наращиванию добычи на территории США. Но данное утверждение противоречит его лоббированию «зеленой повестки». Наконец, президент рекомендовал нефтяным компаниям страны использовать возросшие доходы на расширение добычи, а также призвал снизить



Резкий рост цен на бензин в США
Источник: rocharibeiro / depositphotos.com

цены на бензин на АЗС США. Отраслевые организации США уже критиковали Д. Байдена за такие предложения.

Поэтому смогут ли и захотят ли другие производители вне ОПЕК+ увеличить добычу нефти, в частности, пользуясь той поддержкой цены, которую оказывает решение альянса – еще вопрос.

По мнению И. Тимонина, высокие цены на нефть могут побудить ряд крупных производителей, в первую очередь США, Канаду и развивающиеся страны, нарастить добычу. «Однако в то же время существует и важнейший фактор, ограничивающий потенциал роста предложения жидких углеводородов на мировом рынке, – продление действия соглашения ОПЕК+ и достигнутой

в рамках сделки договоренности о снижении добычи. В результате, наиболее вероятно, что по итогам 2023 г. рост добычи жидких углеводородов в мире будет ограниченным и будет находиться в пределах 1 млн б/с», – считает он.

МЭА же отмечают, что если раньше скачки цен на нефть вызывали ответ в виде роста инвестиций и роста предложения нефти со стороны стран, не входящих в ОПЕК, то «на этот раз все может быть иначе».

«Сланцевые производители США, традиционно наиболее быстро реагирующие на меняющиеся рыночные условия, борются с ограничениями в цепочке поставок и инфляцией издержек – и пока что они поддерживают дисциплину управления капиталом. Это ставит под сомнение предположения о том, что более высокие цены обязательно уравновесят рынок за счет дополнительного предложения», – говорится в отчете аналитиков.

М. Малков также полагает, что значительного увеличения добычи в США вряд ли стоит ожидать в ближайшие несколько месяцев – с одной стороны более высокие цены будут означать увеличение прибыли для компаний в моменте без дополнительных затрат и разработок, с другой стороны, дополнительное ценовое давление на потребителей приведет к инфляции и потенциальному проседанию спроса.

«Кроме того, большая часть производителей на суше добывает на максимуме возможностей с текущими активами, а для разработки новых или расконсервации оставленных скважин потребуется привлечение бурового и прочего оборудования, для которого характерно наличие очереди от пары месяцев до полугода. По этой причине уже сейчас США планирует задействовать резервы», – подчеркнул он.

М. Малков полагает, что ряд других стран, например, Норвегия, могут нарастить производство, однако, глобального тренда на увеличение добычи не будет, так как все игроки заинтересованы сейчас в притоке финансов в связи с негативными последствиями падения спроса из-за пандемии и с сокращением объема инвестиций в сектор из-за ESG-повестки.

Кроме того, считает он, производители ожидают будущее падение спроса в результате рецессии и пытаются создать запасы капитала. При этом нарастить добычу быстро нельзя из-за накопленного недоинвестирования.



Сланцевая добыча в Калифорнии, США

Источник: Edward Burtynsky / beevar.com

Крупнейшие нефтегазовые мейджоры мира объявили о планируемом «позеленении» на фоне заключения Парижского соглашения и о постепенном отказе от инвестиций в ископаемое топливо.

Shell, отмечает господин ван Берден, несмотря на следование треку декарбонизации, продолжает инвестировать в нефть и газ, и подчеркивает, что невозможно быстро увеличить добычу в сектор, просто нарастив инвестиции. «Нет, ты не можешь, правда. Для реализации этих проектов требуется много времени. Если вы действительно хотите потратить 5 млрд долл. на следующий год, вам нужно было начать несколько лет назад», – сказал он.

По его словам, можно инвестировать в краткосрочные проекты, но невозможно быстро реагировать на рыночные сигналы, которые наблюдаются сегодня – о необходимости крупных инвестиций.

Пираты Персидского залива: проклятье санкций

На следующий день после заседания ОПЕК+ страны Евросоюза приняли решение о введении восьмого санкционного пакета в отношении России, предполагающего запрет странам-членам участвовать

в морских перевозках, а также оказывать различные услуги, связанные с морской транспортировкой российской нефти и нефтепродуктов по цене, превышающей определенный ценовой потолок.

В тексте санкций прописано, что потолок цен будет устанавливать одноименная коалиция (Price Cap Coalition). Отдельно подчеркивается, что уже установленный 6-м пакетом санкций запрет на покупку нефти с 5 декабря 2022 г. и нефтепродуктов с 5 февраля 2023 г. не отменяется. Соответственно, запрет на транспортировку российской нефти и нефтепродуктов начинает действовать в эти же сроки. Эти санкции могут стать достаточно болезненными для

Полный уход российской нефти с международного рынка – катастрофическое дестабилизирующее событие для мирового рынка. Это вывод с рынка более 10% экспорта сырой нефти и 8% нефтепродуктов



Танкер Adrian Aryra 1 в Гибралтаре

Источник: arubatoday.com

рынка, так как в настоящее время порядка 90 % услуг в сфере транспортировки осуществляется компаниями ЕС.

При обсуждении ценовых пределов не обошлось и без исключений. Коалиция может вывести из-под действия санкций определенные проекты, необходимые для энергетической безопасности некоторых третьих стран. В данном пакете таким «счастливчиком» стала Япония, являющаяся членом G7, которой разрешили закупать нефть с проекта «Сахалин-2», смешанную с конденсатом. Впоследствии этот перечень могут расширить. Вопрос – будет ли Россия поставлять нефть стране-участнице вышеупомянутой коалиции?

Крупнейшие компании, несмотря на тренд по декарбонизации, продолжают инвестировать в нефть и газ. При этом они отмечают, что невозможно быстро увеличить производство, просто нарастив затраты

По мнению Е. Поповой, новые санкции, вероятно, увеличат затраты на доставку сырья и приведут к задержкам в поставках ввиду необходимости обхода некоторых логистических маршрутов, расширения блендинга российских нефтеналивных грузов с зарубежными и т. д.

Впрочем, российские чиновники уверены, что танкерного флота для перевозки, тем не менее, хватит для вывоза нефти и нефтепродуктов. Ярким примером тому является Иран, который за годы санкций нарастил самый многочисленный собственный танкерный флот в мире и научился переваливать нефть на самых необычных хабах, как на суше, так и в море. Недаром, в самом конце октября Россия и Иран в ходе заседания межправкомиссии договорились сотрудничать по этому вопросу. «Стороны подтвердили готовность развивать сотрудничество в области совместного строительства крупнотоннажного флота на иранских верфях и грузового – на российских верфях. Россия рассматривает возможности инвестирования в иранские морские порты. В свою очередь иранская сторона предложила использовать свои морские порты в качестве хабов для российских грузов, в том числе следующих транзитом», – отмечается в сообщении на сайте Правительства РФ.

Достучаться до небес

Ни ЕС, ни США пока не представили оценок и правовой механизм формирования потолочной цены, но ранее звучали заявления о том, что она должна упираться в себестоимость.

Маловероятно, что Россия будет продавать нефть себе в убыток. К тому же, как заявил первый заместитель министра энергетики РФ Павел Сорокин, в условиях санкций на поставку нефтегазового оборудования России предстоит «бороться за себестоимость, за сохранение приемлемой себестоимости в условиях, когда мы не всегда будем иметь возможность покупать дешевые технологии разработки (месторождений – прим. ЭП) от недружественных стран».

«Установка потолка цен на слишком низком и не обеспечивающем рентабельность для компаний РФ уровне непременно приведет именно к ограничению объема экспорта, что, в свою очередь, вызовет рост цен на мировом рынке», – считает И. Тимонин.

Кроме того, России предстоит серьезно потратиться на собственный танкерный флот – конечно, это не затраты нефтяных компаний, но бюджет, вероятно, будет спонсировать программы судостроения.

Добыча газа в ХМАО

Источник: «Газпром нефть»



Несмотря на то, что концепция потолка цен распространяется на морской экспорт, не исключена и остановка «Дружбы», тем более что перебои на этом трубопроводе наблюдаются в течении года

Министр финансов США Джанет Йеллен вбрасывала в общественное поле разговоры о потолке в 60 долл. за баррель. Это подтверждает мнение аналитиков о том, что речь идет о закреплении плюс-минус существующей скидки Urals к Brent. Известно, что после февраля 2022 г. российская нефть Urals продается со скидкой к бенчмарку – нефти Brent – примерно 15–30 долл. за баррель.

«Фактически, новый механизм, в случае его запуска, с наибольшей вероятностью просто формализует и так сложившуюся к настоящему моменту ситуацию – продажу российских углеводородов с дисконтом

Потолок цен приведет к дестабилизации на нефтяном рынке и росту котировок на нероссийские сорта. Для покупателей российской нефти он может стать рычагом в переговорах о большем дисконте

к мировым бенчмаркам», – считает И. Тимонин.

М. Малков полагает, что мера приведет к дестабилизации на нефтяном рынке в целом и росту котировок на основные сорта нефти, не российские. «В то же время Россия продолжит продавать нефть с дисконтом, возможным потолком цен может выступить дополнительным рычагом в переговорной позиции покупателей. Если судить по заявлениям первых лиц стран, увеличение размера скидки может потребовать Индия, и в случае такого развития событий ее примеру может последовать и Китай», – считает эксперт.

Напомним, что целью установления ценового потолка является не только урезание доходов России от экспорта нефти и нефтепродуктов, но в целом снижение мировых цен на энергоносители. Хотя ОПЕК+ категорически настаивает, что регулирует не цены, а стабильность рынка, бюджеты нефтедобывающих стран учитывают определенную цену нефти. Так, заявил министр нефти Нигерии Тимипре Сильва, многие страны ОПЕК желают цены около 90 долл. за баррель и основывают свои бюджеты, исходя из этих уровней.

По словам вице-премьера РФ Александра Новака, для России комфортна цена на нефть в 70 долл. за баррель. «Наш бюджет сформирован при цене 70 долл. (за баррель – ЭП), и мы считаем, что это комфортная цена, которая на сегодняшний день может быть принята за основу», – сказал он.

Поэтому многие участники рынка не видят смысла в том, чтобы вводить потолок цен на нефть. А некоторые считают идею и вовсе бессмысленной, как, например, глава французской TotalEnergies Патрик Пуянне: «Я думаю, что на самом деле это

плохая идея». По его словам, рынок «уже делает свою работу, и российская нефть уже доступна с большой скидкой».

Руководитель Shell считает, что правительства «из-за отсутствия понимания, вмешиваются в очень сложные рынки, что (...) является одним из самых больших рисков, с которыми мы сталкиваемся как отрасль». Он призвал политиков «дважды подумать» или по крайней мере, проконсультироваться с крупными игроками в отрасли.

Господин ван Берден заявил, что борется с введением потолка цен на нефть, выражая сомнения в том, что даже если будет найден эффективный механизм, насколько он будет эффективен?

Министр энергетики Саудовской Аравии также заявил, что в настоящее время нет ясности, как будет реализован механизм потолка цен на нефть и каков будет эффект.

По мнению руководителя Shell, если все-таки будет найден механизм работы «потолка цен», то цены взлетят до небес. Этой точки зрения придерживается и российское руководство.

М. Малков полагает, что несмотря на то, что концепция потолка цен распространяется на морской экспорт, не исключена и остановка трубопровода «Дружба» – тем

Добыча нефти в ХМАО

Источник: krot.info



Приобское нефтяное месторождение

Источник: oilexp.ru

более, что перебои с обеими ветками наблюдаются в течении всего года.

«Учитывая, что потолок цен вводится ЕС коллективно, странам, получающим нефть посредством трубопровода, тем не менее может быть отказано в продолжении поставок. В таком случае ускоренно искать новые каналы приобретения «черного золота» придется Германии, а относительно более мелкие потребители – Венгрия, Словакия и Чехия – столкнутся с серьезным энергетическим кризисом», – заметил он.

«Полный уход российской нефти с международного рынка – катастрофически дестабилизирующее событие для мирового рынка. Это вывод с рынка более 10 % экспорта сырой нефти и 8 % нефтепродуктов (по данным 2021 г.), – подчеркнул аналитик.

По подсчетам МЭА, нефтяной экспорт России (нефть+нефтепродукты), несмотря на уже введенные санкции (импорт со стороны США, Великобритании, запрет захода российских судов, самосанкции) в сентябре 2022 г. находится лишь на 100 тыс. б/с ниже среднего объема за весь 2021 г. – 7,5 млн б/с, из них 4,8 млн б/с – нефть и 2,7 млн б/с – нефтепродукты. При этом доходы от экспорта в сентябре составили

15,3 млрд долл., что на 400 млн долл. выше, чем в среднем в 2021 г.

По словам А. Новака, Россия пока добывает 9,9 млн б/с нефти (без конденсата). В декабре будет ясно, как российские компании научатся работать в условиях санкций, но пока, заметил вице-премьер, свои инвестиционные планы они не снижают.

4 декабря министры ОПЕК+ соберутся на запланированную давно встречу, и уже должно быть понятно, какой будет экспорт у России в условиях заработавших с 5 декабря санкций. Ведь, заказы судов под совершенные контракты осуществляются заранее.

Бревно в глазу

Примечательно, что министры стран ОПЕК советовали журналистам, беспокоящимся о ценах на нефть, обратить внимание на стоимость газа. «Почему вы не беспокоитесь больше о цене на электричество или газ? Вы живете в Великобритании! Рост цен на нефть – самый скромный по сравнению с ценами на другие энергоносители», – спросил министр энергетики Саудовской Аравии журналиста, задававшего соответствующий вопрос.

Глава Shell также считает, что мировым правительствам лучше сосредоточиться не на ценах на нефть, а на ценах на газ, особенно в Европе. «Мы жили при цене на нефть выше 100 долл. за баррель, а сегодня она ниже 90 долл. за баррель. Но мы не слишком долго жили при ценах на газ, превышающих эквивалент 300 долл. за баррель», – сказал он.

В свою очередь А. Новак посоветовал США вместо обсуждения потолка цен на российскую нефть помочь европейским друзьям и установить потолок цен на свой сжиженный природный газ, поставляемый через Атлантику.

«Мы бы, наверное, в этой связи посоветовали нашим американским партнерам установить какую-то предельную цену на те ресурсы, которые они поставляют в Европу. Тот же сжиженный природный газ поставляется в Европу по ценам в 4 раза выше, чем для внутреннего потребления, для промышленников в США. И это только создает условия вхождения Европы в энергетическую бедность. Эти заявления, они не соответствуют подходам для обеспечения энергетической безопасности», – подчеркнул он.

Аннотация. Актуальной задачей для развития отрасли магистрального трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов является увеличение долговечности, безотказности и эффективности работы основного насосного оборудования нефтеперекачивающих станций. Одним из способов повышения технических показателей магистральных насосов для перекачки нефти и нефтепродуктов является внедрение новых композитных и наноструктурированных материалов в элементы конструкции. В статье рассмотрены основные подходы в применении композитных материалов для магистральных насосов транспорта нефти и нефтепродуктов, исследованы прочностные свойства выпускаемых в РФ композитных материалов и проведён анализ их возможного применения в конструкциях насосов в целях повышения эффективности и долговечности работы гидромашин. На основании проведенных исследований сформированы предложения по модернизации магистральных насосов и сделаны выводы о перспективности внедрения новых материалов для применения в насосном оборудовании магистрального трубопроводного транспорта. *Ключевые слова: композитный материал, полимерный материал, рабочее колесо насоса, магистральный насос, подшипник, ПЭЭК.*

Abstract. An important task for the industry development of the industry development of the oil and oil products main pipeline transportation is to increase the durability, reliability and efficiency of the main pumping equipment of oil pumping stations. One of the ways to improve the technical performance of oil and oil products mainline pumps is the introduction of new composite and nano-structured materials implemented into structural elements. The article reviews the main approaches to the composite materials use for the transport of oil and oil products by the main pipeline pumps, investigates the composite material properties, which are produced in the Russian Federation, and analyzes the possible use it in pump designs in order to increase the efficiency and durability of hydraulic machines. On the basis of the studies carried out, proposals for the modernization of main pipeline pumps were formed and conclusions were drawn about the prospects for the new materials introduction for use in main pipeline transport pumping equipment. *Keywords: composite material, polymer material, pump impeller, pipeline pump, bearing, PEEK.*

Из всей номенклатуры наиболее подходящим материалом для проточных частей насосов является полиамид 66 с 40 %-ным содержанием углеродного волокна

ВВЕДЕНИЕ

Исследования, касающиеся создания новых видов материалов, относятся к числу приоритетных направлений научной деятельности в связи с возможностью улучшения характеристик оборудования. Использование того или иного вида композита в конструкции насоса определяется назначением изделия или узла в составе насоса и соответствующим комплексом свойств материала: прочность, пластичность, вязкость, а также прочие особенности, включая шероховатость, технологию получения материала и т. п.

ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

В связи с вариативностью свойств композитных материалов и их представлением на рынке, авторами проведено исследова-

№ п/п	Область применения	Положительный эффект применения	Примечание
1	Элементы проточной части	Повышение энергоэффективности	Изготовление рабочих колёс из композитных материалов, нанесение специализированных композитных покрытий на проточные части
2	Подшипниковые узлы	Повышение ресурса, надежности и долговечности	Изготовление подшипников с применением композитных материалов

Таблица 1. Анализ возможности применения композитных материалов в конструкциях магистральных насосов

ние технических характеристик с последующей оценкой экономической целесообразности их применения в конструкциях магистральных насосов для перекачки нефти и нефтепродуктов элементов и деталей, изготовленных из композитов. Возможность применения композитных материалов в конструкциях магистральных насосов определяется базовым назначением детали: для повышения энергоэффективности следует рассматривать проточную часть насоса (рабочее колесо), а для улучшения показателей надежности целесообразно модернизировать подшипниковый узел.

Для современных насосных агрегатов, предназначенных для транспортировки нефти и нефтепродуктов, характерно применение сталей в узлах проточной части и баббита в качестве материала вкладыша подшипника. Современные композитные материалы обладают различными преимуществами по сравнению со сталями или цветными металлами. К основным положительным качествам композитных материалов относятся в том числе низкие значения эквивалентной шероховатости и повышенные антифрикционные свойства, меньший удельный вес при изготовлении сопоставимых изделий. Анализ возможности применения композитных материалов

в конструкциях магистральных насосов приведен в таблице 1.

Применение композитных материалов для роторов магистральных насосов для транспортировки нефти и нефтепродуктов

Применение композитных материалов для изготовления рабочих колёс (рис. 1) роторов магистральных насосов позволит обеспечить повышение энергоэффективности насосного оборудования [1], благодаря свойствам материала с достижением минимальных значений шероховатости. Для подбора материала проточной части магистрального насоса, перекачивающего нефть и нефтепродукты, следует сформировать критерии отбора на основании технических характеристик материала. Критерии отбора, приведенные в таблице 2, основывались на опыте проектирования и эксплуатации насосов на объектах магистрального трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов.

Для рассмотрения возможности применения композитных материалов выбраны 4 типа насосов, эксплуатирующихся

Рис. 1. Конструкция рабочего колеса магистрального насоса типоразмера НМ для перекачки нефти и нефтепродуктов



№ п/п	Требования к механическим свойствам материала	Значение критерия
1	Предел прочности на растяжение, МПа, не менее	140
2	Модуль упругости при изгибе, ГПа, не менее	9
3	Предел прочности при изгибе, МПа, не менее	190
4	Устойчивость к нефти, нефтепродуктам и смазке	Требуется
5	Рабочая температура перекачиваемого продукта, °С	От –15 до +60

Таблица 2. Критерии отбора композитного материала для проточной части магистрального насоса

на объектах магистрального трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов: магистральные насосы НМ 1250–260, 12НДс, НГС 315 и подпорный насос НПВ 600. В настоящее время в качестве материала рабочих колёс данных типов насосов используется сталь 20ГЛ.

Эффективность каждого конкретного применения материала зависит от функциональных требований (выдерживать механическую нагрузку, высокие температуры), геометрических параметров (размеры, форма конечного изделия) и свойств материала. Соотношение, характеризующее комбинацию свойств материала, вид нагружения и т. п.

Из широкой номенклатуры наиболее подходящим материалом для проточных частей насосов является полиамид 66 с 40%-ным содержанием длинного углеродного волокна (ПА66), отвечающий критериям прочности, жесткости и сформулированным ранее критериям.

Результаты прочностных расчетов для насосов с композитными материалами и сравнение с результатами из стали 20ГЛ приведены в таблице 3. Расчеты проводились с помощью специализированного программного комплекса ANSYS.

Результаты прочностных расчетов подтвердили, что рабочие колёса из ком-

позитного материала обладают необходимыми прочностными показателями для применения в процессе изготовления рабочих колес насосов и дальнейшей эксплуатации.

Прочностные и гидравлические расчеты рабочих колёс из композитных материалов проведены расчетно-теоретическим методом с использованием специализированного программного обеспечения. Расчеты проведены для рабочих колёс насосов различного конструктивного исполнения с учётом различных режимов подачи [2]. Гидродинамическое исследование позволило установить прогнозные значения КПД насосов с различными значениями шероховатости рабочих колес из композитных материалов.

Расчеты энергоэффективности насосов с композитными колесами из ПА66 проведены для номинальной рабочей точки насоса. Перевод из реальной шероховатости в эквивалентную песочную шероховатость, используемую в расчетах, произведен по формуле (1):

$$\epsilon = \frac{6 \cdot \epsilon_a}{C_{eq}}, \tag{1}$$

где ϵ_a – шероховатость Ra, мкм;
 C_{eq} – коэффициент эквивалентной шероховатости, равный 2,6.

Таблица 3. Результаты прочностных расчетов для насосов с композитными материалами и сравнение с результатами из стали 20ГЛ

№ п/п	Свойство	Магистральный насос НМ 1250–260		Подпорный насос НПВ 600–60		Магистральный насос НГС315		Магистральный насос 12НДс	
		20ГЛ	ПА66	20ГЛ	ПА66	20ГЛ	ПА66	20ГЛ	ПА66
1	Предел прочности, МПа	590	180–220	590	180–220	590	180–220	590	180–220
2	Устойчивость к нефти	+	+	+	+	+	+	+	+
3	Минимальный коэффициент запаса при подаче 1Q*	4,38	3,45	5,83	25,09	7,6	6	2,82	9,52
4	Минимальный коэффициент запаса при подаче 0,7Q*	4,12	3,25	5,56	30,67	7	5,52	3,02	13,14
5	Минимальный коэффициент запаса при подаче 1,2Q*	5	3,94	5,93	30,67	9,72	7,66	2,85	12,55

* определено по результатам прочностных расчетов в ANSYS Mechanical

В качестве результатов и для анализа сходимости определялись следующие выражения:

1) напор, м:

$$H = \frac{p_2 - p_1}{\rho \cdot g}, \tag{2}$$

где p_2 – давление на выходе из нагнетательного трубопровода, Па;

p_1 – давление на входе во всасывающий трубопровод, Па;

ρ – плотность воды, кг/м³;

g – ускорение свободного падения, м/с².

2) КПД гидравлический, %:

$$\eta_r = \frac{(p_2 - p_1) \cdot Q}{(M_l + M_{\text{дв}}) \cdot w}, \tag{3}$$

$$w = \frac{2 \cdot \pi \cdot n}{60}, \tag{4}$$

где Q – подача насоса, м³/с;

M_l – момент на литых поверхностях колеса, Н·м;

$M_{\text{дв}}$ – момент на внешней стороне покрывного диска, Н·м;

w – угловая скорость, рад/с,

n – частота вращения, об/мин.

В результате проведенных расчетов были получены значения КПД и напора. Снижение эквивалентной шероховатости композитного рабочего колеса позволит увеличить расчетный КПД насоса 1,6 % (в частности для насоса НМ 1250–260, как обладающего наибольшей мощностью среди приведенных выше типов насосов) при сохранении прочностных свойств и напора.

Для изготовления рабочих колёс из композитных материалов требуется специальное производство – литье под давлением [3], которое относится к одному из наиболее широко распространенных методов формообразования изделий из композитных материалов. Данный метод используют для получения изделий сложной формы. Для организации серийного выпуска рабочих колес магистральных насосов различных конструкций потребуетс

Основной частью затрат при производстве рабочих колес является изготовление технологической оснастки и пресс-форм, что, в свою очередь, сказывается на высокой стоимости конечного изделия.

Применение композитных покрытий на проточных частях магистральных насосов

Цель нанесения композитного покрытия на проточную часть насоса состоит в снижении гидравлических потерь в насосном оборудовании, что повышает энергоэффективность работы насоса [4].

По результату анализа существующих композитных покрытий [4, 5] для испытаний выбраны следующие четыре перспективных покрытия для применения на поверхностях проточных частей магистральных насосов на основе сформулированных ранее критериев (в первую очередь – стойкость к перекачиваемой среде):

- двухкомпонентные покрытия на основе эпоксидных смол (далее – двухкомпонентные эпоксидные покрытия № 1 и № 2);
- покрытие на основе полиэфирэфиркетона с карбоновыми нитями (далее – ПЭЭК);
- гидрофобное покрытие с нанокерамическими компонентами (далее – гидрофобное покрытие).

С целью исследования эксплуатационных свойств выбранных композитных покрытий проведены лабораторные испытания. В качестве подложки образцов для испытаний использовались стальные отливки, изготовленные из стали марки 20ГЛ, применяемой для изготовления рабочих колес и корпусов магистральных насосов.

Для определения влияния совокупности повреждающих факторов (воздействие среды и механических примесей) на стойкость покрытий проводились последовательные испытания на стойкость к воздействию нефтепродуктов (реактивное топливо марки ТС-1) с последующим определением устойчивости к поверхностному разрушению покрытий под воздействием абразивной эрозии и прочих технических характеристик.

Оценка ресурса выполнялась для наиболее нагруженных узлов насосов и наи-

№ п/п	Наименование характеристики покрытия	Значение характеристики			
		ПЭЭК с карбоновыми нитями	Гидрофобное покрытие с нанокерамическими компонентами	Двухкомпонентное эпоксидное покрытие № 1	Двухкомпонентное эпоксидное покрытие № 2
1	Средняя степень гидрофобности покрытий (краевой угол смачивания), град	80,8	100,2	74	64,6
2	Средняя толщина, мкм	242	16	568	536
3	Средняя твердость, ед.	89 HD (24 HV)	8 HV	82 HD	76 HD
4	Деформационная способность, Нм	менее 1	менее 1	менее 1	1
5	Прочности покрытий при растяжении, мм	0,7	0,4	0,83	0,82
6	Средняя прочность сцепления покрытий (адгезия), МПа	21	1,1	8,4	26,8
7	Пористость покрытий, кол-во пор, пор/см²	Поры не обнаружены	0,016	Поры не обнаружены	Поры не обнаружены
8	Средняя шероховатость Ra, мкм	0,64	0,57	0,59	0,48
9	Абразивная стойкость, время разрушения покрытия (скорость воздушно-абразивного потока – 85 м/с, угол атаки – 30°), мин	360	0,5	50	40
10	Эрозионная стойкость, длительность инкубационного периода, мин	45÷50	отсутствует	0,5	2
11	Стойкость к статическому воздействию водных растворов солей по ISO 2812–2–2007	Покрытие не изменено, вздутий, растрескиваний не обнаружено, присутствуют следы коррозии, не выявлено существенное снижение адгезии	Покрытие нестойкое к воздействию водных растворов солей (полное разрушение покрытия)	Покрытие стойкое к воздействию водных растворов солей	Покрытие стойкое к воздействию водных растворов солей
12	Стойкость к воздействию нефтепродуктов (керосин марки ТС-1) по ГОСТ 9.403–80	Покрытие стойкое к воздействию нефтепродукта	Покрытие нестойкое к воздействию нефтепродукта	Покрытие стойкое к воздействию нефтепродукта	Покрытие стойкое к воздействию нефтепродукта

* ISO 2812-2-2007 «Краски и лаки. Определение устойчивости к воздействию жидкостей. Часть 2. Метод погружения в воду»
** ГОСТ 9.403-80 «Единая система защиты от коррозии и старения. Покрытия лакокрасочные. Методы испытаний на стойкость к статическому воздействию жидкостей»

Таблица 4. Результаты лабораторных испытаний композитных покрытий

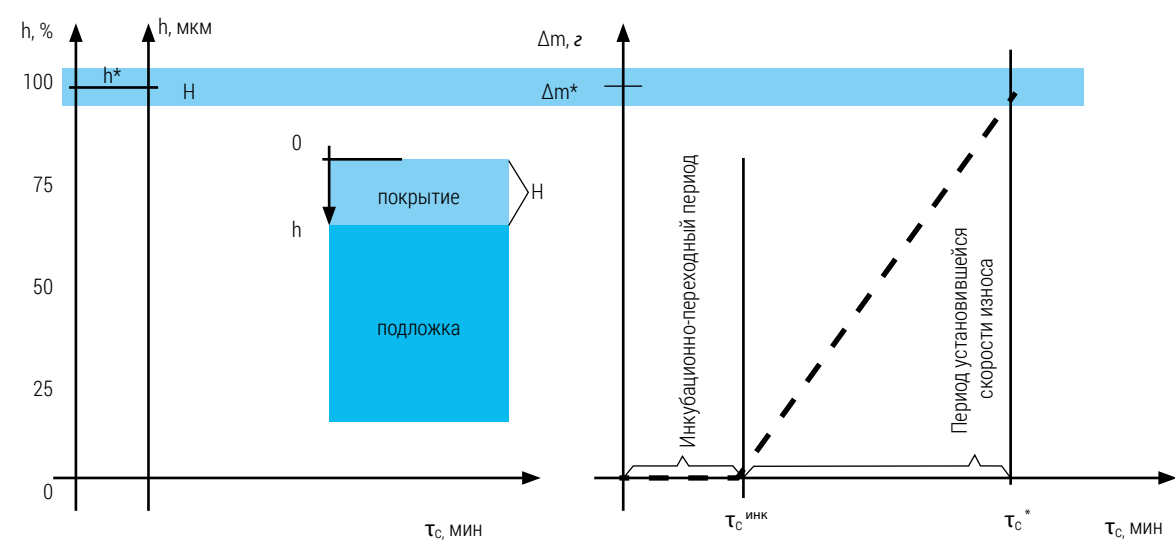


Рис. 2. Пример характерной зависимости уноса массы Δm (б) покрытия от времени испытаний на стенде t и соответствующее изменение толщины покрытия h (а)

более жестких эксплуатационных условий. Основными поверхностями, подверженными максимальному воздействию абразивного потока, являются выходные кромки лопаток рабочих колес и поверхности спирального отвода корпуса («язык» спирального отвода).

Расчет ресурса покрытий проводился для всего основного типоразмерного ряда магистральных нефтяных насосов: НМ 1250–260, НМ 2500–230, НМ 3600–230, НМ 7000–210, НМ 10000–210 как для насосов с наиболее высокими требованиями к энергоэффективности.

Исходя из особенностей эксплуатации и конструкций рассматриваемого типоразмерного ряда насосов принимались следующие утверждения [4]:

- максимальные скорости абразивного потока, реализуемые на выходе

из рабочего колеса рассматриваемых насосов, определены расчетно-теоретическим методом и находятся в диапазоне значений 34÷45 м/с;

- угол выхода (из рабочего колеса) составляет 4°.
- массовая доля механических примесей в товарной нефти составляет не более 0,05 %.

Время разрушения покрытия в ускоренных испытаниях на стойкость к абразивному износу $\tau_{ст}$ определяется изменением толщины изношенного слоя h до величины h^* (предельного износа), соответствующего толщине покрытия H (рис. 2). Для измерения параметра h в испытаниях используется метод профилографирования. При этом при анализе полученных на экспериментальном стенде результатов принято допущение, что процесс износа является стационарным, т. е. условия изнашивания покрытия по мере увеличения износа не меняются, и, как результат, характеризуется постоянной скоростью изнашивания. Результаты испытаний показали, что процесс может быть представлен функцией на всем интервале от начала установившегося периода абразивного износа после окончания инкубационно-переходного периода до достижения предельного износа Δm^* (см. рис. 2 и 3). Результаты исследования изменения толщины покрытия позволяют спрогнозировать в процентном соотношении время сохранения характеристик покрытия при эксплуатации насоса.

К положительным качествам композитных материалов относятся низкие значения эквивалентной шероховатости и повышенные антифрикционные свойства, меньший удельный вес при изготовлении изделий

Определение ресурса проводится по результатам ускоренных испытаний покрытий с учетом стандартов ASTM G76 и ISO 12944, проведенных в более жестких условиях, чем в предусмотренных режимах эксплуатации.

При установлении диапазона срока службы покрытий, определяемого химическим воздействием хлористых солей [5, 6], использовалась методика, изложенная в ISO 12944 «Защита от коррозии стальных конструкций системами защитных покрытий. Часть 6. Лабораторные методы тестирования». Диапазон срока службы устанавливался на основе результатов испытаний на стойкость к статическому воздействию водных растворов солей. Форсирующим фактором в этом случае является химическая агрессивность среды: концентрация хлористых солей. Тем не менее, результаты данного типа испытаний учитываются только при рассмотрении возможности применимости покрытий при наличии в нефти подтоварной воды, содержащей хлористые соли.

Ресурс покрытий с учетом влияния совокупности повреждающих факторов, таких как воздействие среды и механических примесей, рассчитывается по результатам проведения последовательных испытаний на стойкость к воздействию нефтепродуктов и исследований устойчивости к поверхностному разрушению покрытий под воздействием абразивной эрозии. При расчете ресурса

Применение композитных материалов для изготовления рабочих колес насосов имеет определенную перспективу в будущем, когда будут решены вопросы по локализации производства на территории РФ

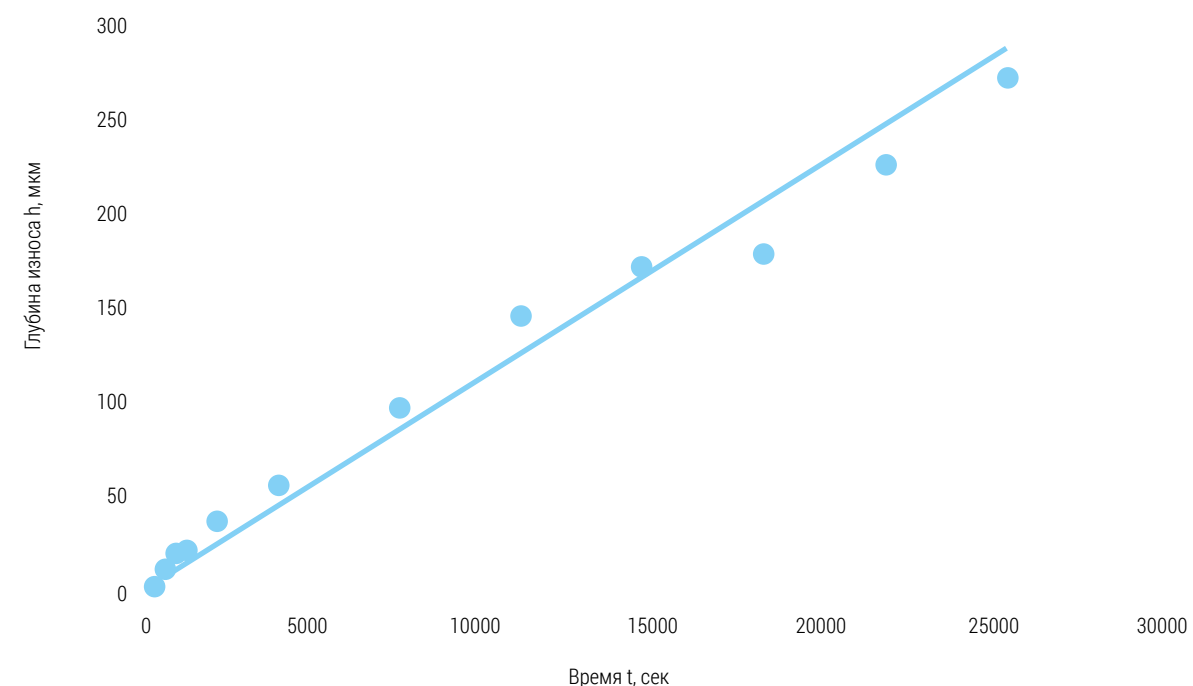
покрытий, полученные после ускоренных абразивных испытаний экспериментальные данные со стендового оборудования (время разрушения покрытия) используются для оценочных расчетов при реальных условиях эксплуатации нефтяных насосов.

В итоге при пересчете полученных результатов ускоренных абразивных испытаний на реальный режим эксплуатации для расчета T_H использована следующая формула:

$$T_H = T_{ст} \cdot f_i \cdot \omega_i \cdot \theta_i, \quad (5)$$

где T_H – время разрушения покрытия в реальных условиях эксплуатации нефтяных насосов, час;

Рис. 3. Пример изменения глубины износа покрытия на основе ПЭЭК с карбоновыми нитями с течением времени при проведении испытаний на стойкость к абразивному износу



№ п/п	Марка насоса	Ресурс покрытия, год			
		ПЭЭК с карбоновыми нитями	Гидрофобное покрытие с нано-керамическими компонентами	Двухкомпонентное эпоксидное покрытие № 1	Двухкомпонентное эпоксидное покрытие № 2
1	НМ1250–260	1,42	0,0012	0,95	0,92
2	НМ2500–230	3,42	0,0023	3,12	2,71
3	НМ3600–230	4,78	0,0033	4,47	4,18
4	НМ7000–210	6,65	0,0045	6,06	5,57
5	НМ10000–210	8,15	0,0056	6,24	6

Таблица 5. Прогнозные расчетные значения ресурса покрытий при эксплуатации на магистральных насосах

$T_{ст}$ – время разрушения покрытия в ускоренных испытаниях на стойкость к абразивному износу, час;

f_i – коэффициент ускорения, обусловленный соотношением площадей, определяется по формуле:

$$f_i = \frac{F_{ни}}{F_{сти}}, \tag{6}$$

где $F_{ни}$ – площадь износа в насосе;
 $F_{сти}$ – площадь износа образца на стенде.

Коэффициент ускорения по кинетической энергии ω_i , определяется по формуле:

$$\omega_i = \left(\frac{C_{сти}}{C_{ни}} \right)^2, \tag{7}$$

где $C_{сти}$ – скорость потока на стенде;
 $C_{ни}$ – скорость потока в насосе.

Коэффициент ускорения по углу соударения θ_i , определяется по формуле:

$$\theta_i = \frac{\alpha_{сти}}{\alpha_{ни}}, \tag{8}$$

где $\alpha_{сти}$ – угол атаки потока на стенде;
 $\alpha_{ни}$ – угол атаки потока в насосе.

Прогнозные расчетные значения ресурса износостойких покрытий при эксплуатации на магистральных насосах приведены в таблице 5.

Анализ эксплуатационных свойств, полученных по результатам лабораторных испытаний, и значений расчётного прогнозного ресурса покрытий (таблица 6) показал отсутствие стойкости гидрофобного покрытия к нефтепродуктам и воздействию водных растворов солей, а также низкий ресурс применения гидрофобного покрытия на магистральных насосах. В связи с данными обстоятельствами применять гидрофобное покрытие с нанокерамическими компонентами на проточных частях магистральных насосов нецелесообразно.

Повышение КПД насоса в номинальном режиме при нанесении покрытий осуществляется за счет снижения шероховатости проточной части и гидрофобности. На основании исследований шероховатости образцов с композитными покрытиями проведен расчет прогнозной величины повышения КПД магистральных насосов при нанесении покрытий на проточную часть (таблица 6).

Таблица 6. Прогнозные значения изменения КПД магистральных насосов при нанесении покрытий на проточную часть

№ п/п	Марка насоса	Изменение КПД магистральных насосов при применении покрытий, %			
		ПЭЭК с карбоновыми нитями	Гидрофобное покрытие	Двухкомпонентное эпоксидное покрытие № 1	Двухкомпонентное эпоксидное покрытие № 2
1	НМ1250–260	3,71	4,5	3,25	2,5
2	НМ2500–230	2,62	3,12	2,18	1,62
3	НМ3600–230	2,15	1,61	1,83	1,37
4	НМ7000–210	1,48	1,78	1,21	0,9
5	НМ10000–210	0,77	1,1	0,57	0,27

Затраты на потребление электрической энергии с нанесенными покрытиями на проточную часть магистрального насоса определялись по формуле:

$$S_n = N_{потр.} \cdot \delta \cdot k \cdot T, \tag{9}$$

где $N_{потр.}$ – потребляемая мощность насосным агрегатом, Вт;

δ – тариф на потребление электрической энергии на момент оценки, $\frac{руб.}{кВт \cdot ч}$;

k – коэффициент загрузки насосного агрегата;

T – межремонтный интервал насоса до ремонта, ч.

КПД насосного агрегата определялось по формуле:

$$\eta_{НА} = \frac{N_{пол.}}{N_{потр.}}, \tag{10}$$

где $N_{потр.}$ – полная мощность насосного агрегата, Вт.

Потребляемая мощность насосного агрегата определялась по формуле:

$$N_{потр.} = \frac{Q \cdot \rho \cdot g \cdot H}{\eta_{НА}}, \tag{11}$$

где ρ – плотность, кг/м³;
 g – ускорение свободного падения, м/с²;
 Q – подача, м³/ч;
 H – напор, м.

Результаты технико-экономического анализа показали положительный экономический эффект применения покрытий на основе ПЭЭК с карбоновыми нитями (рис. 4) и двухкомпонентных эпоксидных покрытий на проточной части магистральных насосов. Дальнейшее применение композитных покрытий на проточных частях является действенным способом повышения энергоэффективности магистральных насосов типа НМ 10000–210, НМ 7000–210, НМ 3600–230, НМ 2500–230 и НМ 1250–260 за счет снижения потребления электроэнергии при работе.

Применение композитных материалов во вкладышах подшипников магистральных насосов

Рассмотренный выше материал ПЭЭК – полукристаллический термопластический

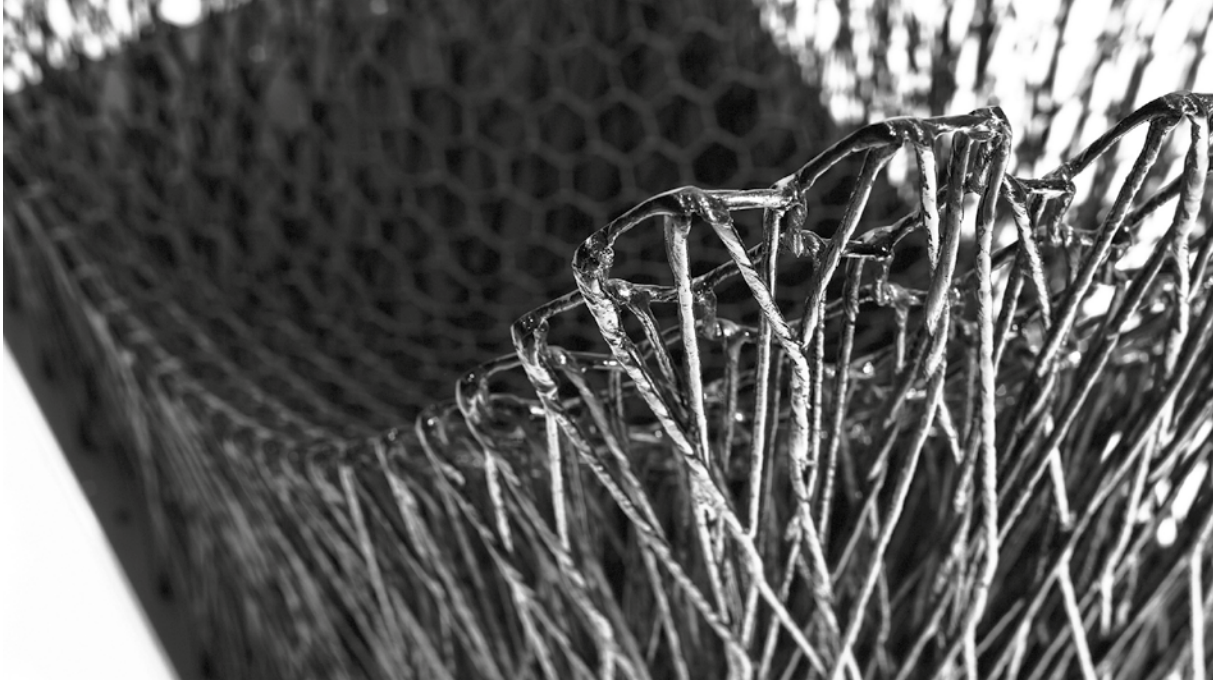
высокотехнологичный полимер, в настоящее время также применяется в качестве материала вкладышей подшипников мощных энергетических роторных машин. Опыт использования ПЭЭК во вкладышах подшипников машин для транспортировки газа (с частотой вращения ротора более 5000 об/мин, находящегося в более тяжелых условиях эксплуатации, чем магистральные насосы) позволяет судить о возможностях применения данного материала [7] во вкладышах подшипников скольжения насосов, установленных на объектах магистрального трубопроводного транспорта, например, насоса НМ 10000–210, обладающего наибольшей производительностью.



Вкладыш подшипников
Источник: drive2.ru

Для длительной и надежной работы вкладыша подшипников магистральных насосов необходимо выполнять следующие требования к свойствам [8]:

- сопротивление усталости, выражающееся в способности материала не разрушаться под действием изменяющихся нагрузок во всем диапазоне рабочих температур;
- высокая износостойкость (способность материалов оказывать сопротивление изнашиванию в определенных условиях трения);
- низкий коэффициент трения;
- высокая задиристость;
- способность материала поглощать посторонние твердые частицы



Графитоволокно

Источник: ilhoon.com

- (в т. ч. высокая ударная вязкость материала);
- высокая коррозионная стойкость материала в среде смазочного масла;
 - экологичность материалов;
 - отсутствие искрообразования при работе.

В таблице 7 приведено сравнение свойств материалов применяемого в настоящее время во вкладышах подшипников с баббитом Б83 и перспективного материала ПЭЭК.

По результатам анализа свойств ПЭЭК и его применения в качестве материала вкладышей подшипников насосов НМ можно сделать следующие выводы на основе его свойств:

1. Снижение механических потерь мощности подшипников на трение до 30 % за счёт более низкого коэффициента трения для ПЭЭК.
2. Расширение диапазона рабочей температуры подшипников насоса, что повышает надежность.

3. Графитоволокно образует пленочное обволакивание графитом трущихся поверхностей, что позволяет защитить их от механических повреждений во время пуска и останова гидромашины.

Для подтверждения эксплуатационных характеристик подшипников выполнены соответствующие расчеты для двух вариантов исполнения вкладыша: из баббита Б83 и материала ПЭЭК. Расчеты проводились для опорных и радиально-упорных подшипников скольжения насоса НМ 10000–210 насосного агрегата. Все расчеты подтвердили работоспособность конструкции подшипника со вкладышами из ПЭЭК для условий работы насоса НМ 10000–210.

По результатам исследований и при сравнении свойств ПЭЭК с баббитом Б83 установлено, что при равных условиях, ПЭЭК, в независимости от конкретной марки материала, имеет более низкий коэффициент трения (не превышает 0,05), чем

Таблица 7. Сравнение свойств материалов баббита Б83 и ПЭЭК

№ п/п	Характеристика	Материал	
		Баббит Б83	ПЭЭК
1	Плотность, г/см³	7,38	1,45
2	Прочность при сжатии, МПа	110–120	260
3	Рабочая температура, °C	До 95	До 250
4	Температура плавления, °C	240	343
5	Удельное рабочее давление, МПа	10–15	70
6	Коэффициент трения по стали	Покоя	0,09–0,12
7		Со смазкой	0,02–0,04

у баббита Б83 (коэффициент трения 0,09) и меньший износ.

По результатам расчетов подшипников со вкладышами из ПЭЭК и баббита, установлено, что прогнозный износ полимерного материала значительно меньше (на 33–37 %), чем у применяемых баббитов.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

По итогам проведения работы сформулированы следующие выводы:

1. За счет применения композитных материалов в роторах насосов со снижением шероховатости поверхности проточной части, можно повысить КПД насоса (на 1,6 % для насоса НМ 1250–260). Однако в связи с отсутствием на рынке технологий, позволяющих изготавливать рабочие колеса магистральных насосов из композитных материалов без разработки дополнительной оснастки для термопластавтомата, прогнозная стоимость конечного композитного изделия будет значительно выше изготавливаемого по существующим технологиям стального рабочего колеса. Применение композитных материалов для изготовления рабочих колес насосов имеет определенную перспективу в будущем, когда будут решены вопросы по локализации производства на территории РФ композитных материалов, в том числе и сырья для их изготовления, а также повысится уровень развития промышленных предприятий в плане увеличения производственных мощностей специализированным оборудованием.

2. Применение покрытий на основе композитных материалов, снижающих шероховатость поверхности, позволит

качественно улучшить гидродинамические свойства насоса за счет снижения гидравлических потерь. Повышение КПД при нанесении композитных покрытий на проточные части магистральных насосов типа НМ 1250–260 составляет 2,5÷3,71 %, НМ 2500–230–1,62÷2,62 %, НМ 3600–230–1,37÷1,48 %, НМ 7000–210–0,9÷1,78 % и НМ 10000–210–0,27÷0,77 %. Разработанная методика ускоренных испытаний композитных покрытий апробирована соответствующими испытаниями в лабораторных условиях и позволила определить эксплуатационные характеристики покрытий, а также расчетным методом установить прогнозный ресурс композитных покрытий при эксплуатации магистрального насоса.

3. По результатам сравнения материала антифрикционного слоя с трибологическими свойствами полимерного материала ПЭЭК установлено, что ПЭЭК имеет более низкий коэффициент трения и пониженный износ по сравнению с баббитом, что подтверждает целесообразность его использования в конструкциях подшипников магистральных насосов. Применение данного композитного материала в подшипниках скольжения для магистральных насосов типа НМ с радиальной нагрузкой до 0,8 тс технически возможно.

4. В связи с определенными техническими преимуществами при применении композитных деталей в конструкции насосов целесообразно проводить дальнейшие исследования по поиску решений для внедрения подобных материалов в элементы деталей и узлов магистральных насосов для повышения надежности и энергоэффективности транспортировки нефти.

Использованные источники

1. Warren/Simsite. Composites For Pumping Application Aboard U.S. Navy Ships. Warren Pumps, Inc.

2. Рябцев Е.А. Методика критериальной оценки энергоэффективности магистральных насосов // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. № 3, 2021. С. 304–309.

3. Горюнов В.И. Пресс-формы для литья под давлением. Справочное пособие. Л.: Машиностроение, 1973. – 256 с.

4. Михайлов А.Г., Волгин В.А., Ягудин Р.А., Стрижнев В.А., Рагулин В.В. Комплексная защита скважинного оборудования при пескопроявлении в ООО «РН-Пурнефтегаз» // Территория нефтегаз. № 12, 2010. С. 20–25.

5. Гребенюк А.Н. Применение новых материалов и деталей в УЭЦН в скважинах с осложненными условиями эксплуатации // Территория нефтегаз. № 10, 2006. С. 36–37.

6. Деговцов А.В., Соколов Н.Н., Ивановский А.В. О возможности замены литых ступеней ЭЦН при осложненных условиях эксплуатации // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. № 6, 2016. С. 16–20.

7. Шалунов Е.П., Смирнов В.М., Урянский И.П. Износостойкие подшипники скольжения из наноструктурных материалов для мощных электродвигателей // Электротехника и энергетика. № 1, 2015. С. 131–139.

8. Росляков Д.А. Строительство (модернизация) магистральных насосных по перекачке нефтепродуктов без применения маслосистем // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. № 3, 2011. С. 30–35.

9. Крагельский И.В., Михин Н.М. Узлы трения машин: Справочник. М.: Машиностроение, 1984. – 280 с.

Управление энергетической гибкостью в России и мире

Managing Energy Flexibility in Russia and the World

Дмитрий ХОЛКИН

Директор Инфраструктурного центра «Энерджинет»
e-mail: dvh@internetofenergy.ru

Dmitry KHOLKIN

Deputy leader (co-head) of the EnergyNet working group,
Director of the EnergyNet Infrastructure Centre
e-mail: dvh@internetofenergy.ru

Игорь ЧАУСОВ

Руководитель аналитического направления
Инфраструктурного центра «Энерджинет»
e-mail: chi@internetofenergy.ru

Igor CHAUSOV

Head of Analytic Branch
of the EnergyNet Infrastructure Centre
e-mail: chi@internetofenergy.ru

Олег БАРКИН

Заместитель председателя правления, член
правления Ассоциации «НП «Совет рынка»
e-mail: ogb@np-sr.ru

Oleg BARKIN

Deputy Chairman of the Board
of the NP Market Council Association
e-mail: ogb@np-sr.ru

Энергопотребление крупных городов растёт.
Ночной Санкт-Петербург, Россия

Источник:

yulenochekk / depositphotos.com



Аннотация. Рассматривается энергетическая гибкость – свойство энергетических систем, которое становится все более актуальным в контексте современных процессов трансформации энергетики. В качестве примера приведен обзор программы развития энергетической гибкости в национальной энергосистеме Великобритании. Проведен анализ путей развития энергетической гибкости в России.

Ключевые слова: энергетическая гибкость, управление энергетической гибкостью, ресурсы гибкости, технологии гибкости, реформирование энергетических рынков.

Abstract. Energy flexibility as a property of energy systems, which is becoming more and more relevant in the context of modern energy transformation processes, is considered. As an example, an overview of the energy flexibility development program in the UK is given. The analysis of the ways for the energy flexibility development in Russia has been carried out.

Keywords: energy flexibility, energy flexibility management, resources of flexibility, technologies of flexibility, energy markets reform.

//

**В настоящее время
в разных странах мира
разрабатываются
и реализуются
стратегии и программы
развития управления
энергетической
гибкостью**



Приливная электростанция «Хаммерфест», Норвегия
Источник: blog.gajidolar.my.id

Место энергетической гибкости в становлении нового энергетического уклада

Как электроэнергетика предыдущего уклада раскрылась за счет технологий передачи и распределения электричества, так и энергосистемы нового поколения будут полноценно и масштабно воплощены только после освоения технологий управления энергетической гибкостью. Существенное увеличение доли ВИЭ в энергетическом балансе, глубокая электрификация промышленности, транспорта, теплоснабжения, децентрализация источников энергии, массовое появление практик активного потребления и просьюмерства – все это

задает качественно новые требования к энергетическим системам, формирует облик энергетики будущего. Энергетика под влиянием этих факторов будет трансформироваться, при этом новыми принципами её системной организации станут обеспечение, организация и соразвитие (так называемые принципы «ЗС»). Они обеспечат нахождение оптимального баланса между экономичностью, надёжностью и экологичностью энергетики [1]. Энергетическая гибкость становится в этом контексте системообразующим свойством энергосистем, а эффективное управление ею – главным условием для перехода к новому энергетическому укладу.

Энергетическая гибкость определяется как способность электроустановок целенаправленно оказывать управляемое техническое воздействие на баланс электроэнергии и мощности в энергосистеме

Энергетическая гибкость (energy flexibility) определяется как способность электроустановок целенаправленно оказывать управляемое техническое воздействие на баланс электрической энергии и мощности в энергосистеме. При этом гибкость энергетической системы определяется как способность регулировать спрос и предложение для достижения энергетического баланса [2].

До сих пор основным способом обеспечения гибкости энергетической системы являлось использование маневренной генерации с гарантированной выработкой электроэнергии (преимущественно это электростанции, работающие на углеводородном топливе). Однако, появление и увеличение доли стохастической генерации в энергетическом балансе, а также рост влияния плохо прогнозируемой нагрузки приводят к необходимости искать дополнительные источники гибкости, а также новые технические и рыночные решения для их вовлечения и использования на национальном и местном уровнях.

Экономическая и техническая ценность управления энергетической гибкостью формируется за счет следующих основных эффектов:

1. **Рыночный эффект.** Управление энергетической гибкостью позволяет повысить оптимальность баланса спроса и предложения на электрическую энергию и мощность и за счет этого снизить равновесную цену электрической энергии и мощности [3].
2. **Ресурсный эффект.** Управление энергетической гибкостью позволяет повысить коэффициенты использования установленной мощности генерирующего оборудования,

выработка которого зависит от климатических, сезонных и погодных факторов, и обеспечить за счет этого снижение удельной приведенной стоимости производства электроэнергии (LCOE), а также повысить коэффициент использования мощности сетевого оборудования и обеспечить за счет этого снижение сетевой составляющей стоимости электроэнергии [4–6].

3. **Режимный эффект.** Управление энергетической гибкостью позволяет поддерживать работоспособность энергосистемы и сохранить неизменным качество электроэнергии в условиях действия до конца не устранимых и не поддающихся полному и точному прогнозированию возмущающих факторов, таких как стохастическое и внеплановое изменение потребления электрической мощности, стохастическое и внеплановое изменение генерации электрической мощности зависящими от погоды ВИЭ, аварийные ситуации и внеплановые ремонтные работы на генерирующих объектах, в электрических сетях, на объектах потребителей [7].
4. **Сетевой эффект.** Управление энергетической гибкостью позволяет снизить локальные ограничения на пропускную способность элек-

ГАЭС в Германии
Источник: andritz.com



Загорская ГЭС-ГАЭС
Источник: zagaes.rushydro.ru

трических сетей и обеспечивает за счет этого более оптимальную передачу электроэнергии от генерации до потребителей, что в свою очередь влияет на возможность установления более оптимального баланса спроса и предложения на электрическую энергию и мощность.

Энергетическая гибкость может быть обеспечена за счет следующих основных технологических решений:

1. **Маневренность генерации** – энергетическая гибкость на стороне генерации. Могут быть задействованы низкоуглеродные «пиковые» установки, например котлы на биомассе или газовые установки с улавливанием и захоронением CO₂, которые могут управлять генерацией электроэнергии в короткие сроки. В будущем эту роль сможет играть также генерация на водороде.
2. **Управление спросом**, или гибкость на стороне потребителей – смещение спроса с периодов времени, когда энергия в системе относительно дорогая, а спрос на нее велик, на периоды времени, характеризующиеся избытками выработки, когда энергия дешевая и, в случае ВИЭ, чистая. Например, к управлению спросом относятся ночная зарядка электромобилей, когда в локальной сети

более низкий спрос, или использование посудомоечных машин в течение дня, когда в системе много солнечной энергии.

3. **Интеллектуальные сети и межсетевые связи**, или гибкость на стороне сетей – технические воздействия, оказываемые оборудованием электрических сетей на режим электропередачи, и приводящие к частичному снятию сетевых ограничений, а также перемещение электроэнергии между регионами и странами туда, где это необходимо. В частности, при помощи сети возможно выровнять различия в погодных условиях на больших территориях, например, импортируя электроэнергию из регионов, когда там ветрено, и наоборот.
4. **Хранение энергии**, или гибкость на стороне систем накопления энергии – специальные действия по регулируемому потреблению электроэнергии и ее накоплению с последующей выдачей этой электроэнергии. Для этого могут быть использованы накопители энергии домохозяйств, промышленных и коммерческих объектов, а также сетевые накопители энергии большой мощности, такие как ГАЭС. В этом качестве могут выступать электромобили с возможностью выдачи электроэнергии обратно в сеть.

Энергетическая гибкость является относительно новым и еще не устоявшимся термином в энергетике и представляет собой, с одной стороны, расширение понятия маневренности генерирующих установок, с другой стороны, развитие и расширение представления о системных услугах

Великобритания уже прошла путь реализации нескольких десятков пилотных проектов по управлению энергетической гибкостью в масштабах от нескольких объектов до поселений и целых островов

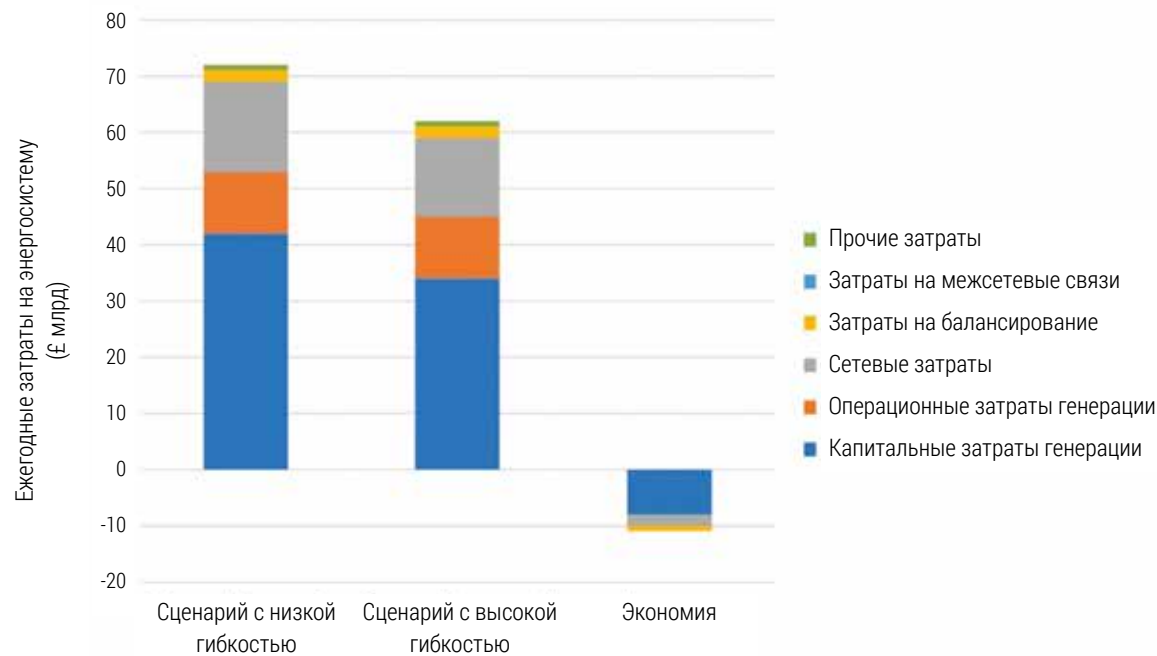


Рис. 1. Затраты на систему в 2050 г.

по регулированию частоты и мощности. Но энергетическая гибкость сводится отнюдь не только к этим услугам и может приобретать различные рыночные формы.

Развитие управления энергетической гибкостью: зарубежный опыт

В настоящее время в разных странах мира разрабатываются и реализуются стратегии и программы развития управления энергетической гибкостью. Эти стратегии предполагают вовлечение в управление энергетической гибкостью

значительных ресурсов – как за счет не задействованных в настоящее время возможностей на стороне потребителей, так и за счет строительства новых энергетических объектов, таких как накопители электроэнергии, мощные сетевые транзиты и предприятия по электролизу воды с ценозависимым графиком получения водорода. Упомянутые стратегии и программы, как правило, содержат в себе интегральную оценку потребности тех или иных энергосистем в гибкости, предложения по ее оптимальному распределению между возможными ресурсами гибкости и описание правовой и экономической конструкции рыночной реформы, позволяющей привлечь инвестиции в реализацию такой «генеральной схемы размещения объектов управления энергетической гибкостью». Например, по оценке аналитиков Timera Energy, составленных на основе стратегий семи крупнейших экономик Европы (Германия, Франция, Великобритания, Нидерланды, Бельгия, Италия, Испания), потребность этих стран в ресурсах энергетической гибкости к 2030 г. достигнет 60 ГВт. В условиях дефицита природного газа эта оценка, по всей видимости, существенно вырастет [8].

Один из самых последовательных подходов к управлению энергетической

гибкостью разработан в Великобритании. В отличие от множества других стран Великобритания уже прошла путь реализации нескольких десятков поддерживаемых ее правительством пилотных проектов в масштабах от нескольких объектов до поселений и целых островов, сформировала всесторонний план по управлению гибкостью в энергосистеме на всех ее уровнях и по сути превратила понятие энергетической гибкости в одно из ключевых средств разрешения противоречия между углеродной нейтральностью, экономической эффективностью и энергетической безопасностью. Великобритания стала также первой страной, в которой как результат масштабирования одной из пилотных практик на национальном уровне действует маркетплейс поставщиков и покупателей энергетической гибкости. Кроме того, в настоящее время проводится полноценная реформа оптового и розничного энергетических рынков с тем, чтобы сделать гибкость одной из основных услуг, которые торгуются на этих рынках.

В 2021 г. Правительство Великобритании и национальный энергетический регулятор Ofgem опубликовали программный доклад «Smart Systems and Flexibility Plan

Анадырь, Чукотка

Источник: AndreiStepanov / depositphotos.com



Около 18 ГВт энергетической гибкости в 2050 г. в Великобритании будет обеспечиваться за счет систем накопления электроэнергии, которые перемещают потребление электроэнергии во времени

2021» [9], который излагает концепцию и программу действий по созданию интеллектуальной и гибкой системы электроснабжения для обеспечения энергетической безопасности и низкоуглеродности энергетики страны. Вероятно, что после событий начала 2022 г. некоторые параметры и сроки реализации данного плана изменятся, однако этот документ полезно изучить с точки зрения системного подхода по развитию управления энергетической гибкостью в национальной энергосистеме.

Оценка необходимого ресурса энергетической гибкости

В Великобритании для целей сокращения выбросов парниковых газов на 78 % к 2035 г. по сравнению с уровнем 1990 г. и на 100 % – к 2050 г. планируется осуществить следующие действия:

- к 2030 г. построить морскую ветрогенерацию мощностью 40 ГВт;
- с 2030 г. прекратить продажу новых бензиновых и дизельных автомобилей и фургонов;
- с 2028 г. устанавливать по 600 тыс. программно-управляемых тепловых насосов в год для замены систем отопления, работающих на ископаемом топливе.

Модельные расчеты показали, что энергетическая гибкость энергосистемы обеспечивает значительную экономию средств при переходе к безуглеродному энергетическому сектору. В проанализированных сценариях повышение гибкости системы обеспечило снижение её стоимости на 10 млрд фунтов стерлингов в год в 2050 г. при интенсивности выбросов 5 г CO₂-экв./кВт·ч. Наибольшая системная эко-

Произведенные модельные расчеты показали, что энергетическая гибкость энергосистемы обеспечивает значительную экономию средств при переходе к безуглеродному энергетическому сектору

На местном уровне управление энергетической гибкостью превращается в новые практики, такие как энергетические сообщества, локальные энергетические рынки и активное управление энергосистемой

номия достигается за счет снижения капитальных затрат на производство электроэнергии. Управление гибкостью позволяет смещать генерацию и спрос, что приводит к более эффективному использованию существующих генерирующих мощностей и меньшему вводу новых мощностей, а также из-за уменьшения пиковых нагрузок на систему позволяет снижать затраты на модернизацию сети.

По оценкам разработчиков документа, в 2030 г. (когда в системе будет 40 ГВт ветра) потребуется около 30 ГВт низкоуглеродных ресурсов гибкости, что представляет собой трехкратное увеличение этих ресурсов относительно сегодняшнего уровня. К 2050 г. потребуется около 60 ГВт ресурсов гибкости.

Основные источники энергетической гибкости

Около 30 ГВт гибкости, вероятно, будет обеспечиваться за счет комбинации краткосрочного хранения энергии и управления спросом и 27 ГВт – за счет сетевых связей с континентальной Европой. Это сочетание приведет к самой низкой стоимости энергосистемы из возможных сценариев.

Планируется, что существенная часть энергетической гибкости будет обеспечиваться за счет решений на стороне потребителей (потенциально, около 13 ГВт за счет управления спросом к 2050 г.). Сегодня в Великобритании промышленные и коммерческие потребители предоставляют системе около 1 ГВт управляемой нагрузки. В основном управление спросом осуществляется за счет крупных потребителей. Участие домохозяйств, а также мелких промышленных и коммерческих потребителей остается на ранней стадии, хотя они могут участвовать в этом процессе и за счет агрегаторов спроса, и за счет размещения своих ресурсов гибкости на маркетплейсах. Бытовой сектор управления гибкостью будет быстро расширяться по мере внедрения низкоуглеродного отопления домохозяйств и перехода на электромобили.

Ключевые направления обеспечения гибкости на стороне потребителей:

- интеллектуальные здания, оснащенные умными счетчиками, бытовыми приборами с гибким потреблением энергии, тепловыми и электрическими накопителями;
- электромобили и зарядная инфраструктура, оснащенные решениями по интеллектуальной зарядке, а также по выдаче накопленной энергии в сеть;
- локальные энергетические системы, обеспечивающие оптимальное развитие локальных источников энергии и гибкости для комплексного решения задач энергоснабжения, теплоснабжения, зарядки электротранспорта.

На стороне потребителей находится самая дешевая энергетическая гибкость, это связано с тем, что в большинстве случаев там мы имеем дело с приборами и устройствами, выполняющими какую-то свою полезную для потребителей функцию, а гибкость является их побочным свойством. Кроме того, на стороне потребителей находятся самые распределенные источники гибкости. Они могут дать максимально разнообразные эффекты для системы, так как позволяют закрывать потребность в гибкости как на локальном уровне, так и на уровне распределителей или всей системы. Однако, на стороне потребителей находится самая сложная для мобилизации энергетическая гибкость, так как мотивация потребителей к участию в сервисах гибкости неустойчива и может со временем изменяться. Для решения этой проблемы будут создаваться платформы, упрощающие участие в рынках для потребителей, а также средства полной автоматизации участия потребителей в оказании услуг гибкости.

Около 18 ГВт энергетической гибкости в 2050 г. в Великобритании будет обеспечиваться за счет систем накопления электроэнергии (СНЭ), которые перемещают потребление электроэнергии во времени. Это важно для декарбонизации энергосистемы, поскольку она сможет накапливать электроэнергию, когда ее много (например, когда ветрено или солнечно), и выдавать её в периоды времени, когда энергии не хватает (например, когда на нее большой спрос). СНЭ могут быть задействованы как для балансировки системы на национальном уровне, так и для управления ограничениями на местном уровне. Накопители также смогут предоставлять специальные услуги,

помогающие поддерживать отказоустойчивость и стабильность сети.

Существует ряд технологий, которые могут обеспечить накопление электроэнергии для её выдачи на различные периоды времени. Литий-ионные аккумуляторы в настоящее время являются наиболее распространенными, однако существуют или находятся в разработке и другие технологии накопления электроэнергии: литий-серные и натрий-ионные батареи, системы хранения сжатого и сжиженного воздуха, проточные редокс-батареи, гравитационные накопители, а также технологии преобразования энергии в водород и обратно в электричество.

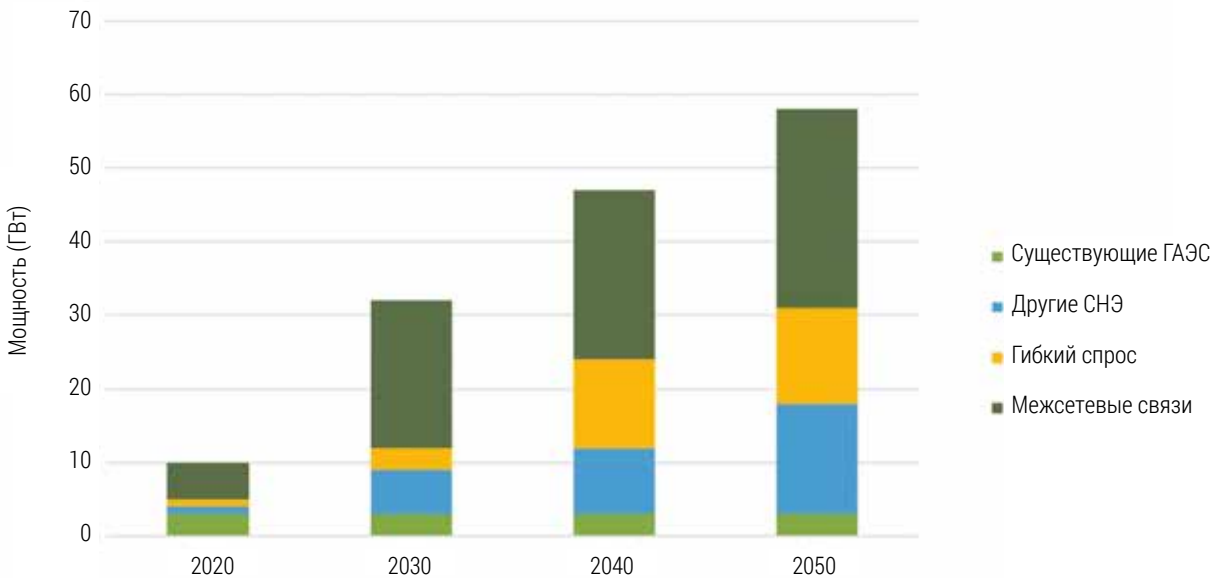


ГРЭС-1, Сургут
Источник: «Газпром»

В настоящее время системы накопления энергии участвуют в ряде рынков Великобритании, включая местные «рынки гибкости» и балансирующий рынок, и доминируют на рынке системных услуг. При этом в своде норм рыночного регулирования накопление электроэнергии определено в качестве отдельного подвида производства электроэнергии, кроме того, ограничено участие сетевых операторов во владении накопителями электрической энергии и управлении ими. Решен вопрос об уходе от двойного взимания сетевых платежей для накопителей энергии.

Другим важным инструментом низкоуглеродного обеспечения гибкости на стороне энергосистемы является развитие

Рис. 2. Структура источников гибкости (сценарий высокого спроса)



межсистемных сетевых соединений, реализующих электрическую связь соседних рынков, чтобы при избытке электроэнергии на одном рынке ее можно было экспортировать на другой. Такие межсетевые соединения обеспечивают доступ к разнообразному пулу генерации, позволяя импортировать или экспортировать более дешевую электроэнергию, реагируя на изменения рыночных сигналов; они могут предоставлять ряд системных услуг, например, обеспечить восстановление энергоснабжения из полностью обесточенного состояния; они также помогают уменьшить объем строительства возобновляемых источников энергии. Наиболее значимыми в этом отношении являются связи с насыщенной ГЭС Скандинавией и Францией, где значительная доля генерации приходится на АЭС.

Межсетевое соединение будет иметь решающее значение в Великобритании для достижения цели по строительству оффшорных ветроэлектростанций на уровне 40 ГВт к 2030 г. при сохранении надежности поставок, поскольку многоцелевые межсетевые соединения будут способствовать более быстрой и скоординированной эффективной интеграции этих станций. В настоящее время существует 6 ГВт действующих электрических соединений, и строятся межсетевые соединения на 3,8 ГВт. Кроме того, запланировано реализовать проекты межсетевых соединений еще на 6,1 ГВт.

Источники энергетической гибкости, возникающие на стороне энергосистемы (крупные СНЭ, а также межсистемные связи) более просты для освоения и регулирования. Однако для полноценного их использования также потребуются создавать новые технические решения по управлению ими.

На местном уровне управление энергетической гибкостью превращается в новые

Энергетическая гибкость в случае Великобритании является решающим фактором для обеспечения энергетической безопасности и экономической приемлемости низкоуглеродной энергетики



Оркнейские острова

Источник: giuseppemaschi.me.com / depositphotos.com

практики, такие как энергетические сообщества и локальные энергетические рынки, активное управление энергосистемой (ANM). В частности, практика ANM состоит в соединении в единый управляющий комплекс небольших генераторов энергии, накопителей, активных элементов сети, управляемой нагрузки путем внедрения программного обеспечения для мониторинга и согласованного управления работой этих устройств. Подключение этих технологий к основной сети обеспечивает возможность их эффективного использования для системной оптимизации и расшивки сетевых проблем, что позволяет снижать потребность в инвестициях в дорогостоящее усиление энергетической сети. Например, в рамках пилотного проекта реализации ANM на Оркнейских островах было показано, что стоимость инновационного решения составляет 500 тысяч фунтов стерлингов по сравнению с альтернативной стоимостью усиления сети в 30 миллионов фунтов стерлингов [10].

Таким образом, энергетическая гибкость в случае Великобритании является решающим фактором для обеспечения энергетической безопасности и экономической приемлемости низкоуглеродной энергетики. Однако для высвобождения и использования колоссального ресурса энергетической гибкости, распределенного по многим территориально разнесенными источникам, нужна техническая инфраструктура для согласованного управления

этими источниками, а также существенная реорганизация энергетического рынка.

Реформирование энергетических рынков для поощрения гибкости

В Великобритании основным рыночным механизмом поставок и потребления электроэнергии является оптовый рынок, где осуществляется уравнивание спроса и предложения на полчасовой основе для формирования форвардных соглашений между участниками на сутки вперед. Объем оптового рынка электроэнергии в 2020 г. составил более 10 миллиардов фунтов стерлингов.

В последние годы значительно возросла ценность и важность других рынков, включая «балансирующий» рынок, рынок системных услуг, местные «рынки гибкости». Эти «рынки гибкости» обеспечивают удовлетворение дополнительных потребностей, таких как балансировка системы в режиме реального времени, управление пропускной способностью сети, стабильность работы системы. В совокупности эти «рынки гибкости» в 2020 г. составили более 1,5 млрд фунтов стерлингов.

Определены следующие основные направления развития рыночных механизмов для поощрения энергетической гибкости:

1. На уровне национального оптового рынка планируется развивать

ВЭС в Великобритании

Источник: discover24.ru



Российская электроэнергетика претерпевает серьезные технологические изменения: вводятся новые объекты ВИЭ (более 4 ГВт), в пилотном режиме работает рынок управления спросом (около 1,7 ГВт)

сегмент балансирующих услуг так, чтобы придавать большую ценность скорости реагирования и рыночным результатам, приближенным к реальному времени. Планируется создать единую интегрированную платформу для всех рынков балансирующих услуг, нового набора услуг по регулированию частоты и обеспечению резервов, а также единого рынка на сутки вперед для услуг реагирования на изменение спроса и резервирования. Планируется развитие рыночной и нормативно-правовой базы, которая будет способствовать большей конкуренции и большему количеству инноваций в строительстве и эксплуатации электрических сетей.

2. На уровне розничного рынка планируется внедрять стандартизированный подход к обеспечению гибкости и управлению соединениями во всех распределительных сетях, включая общие подходы к оценке гибкости, базовые методологии, требования к мониторингу. Ведется работа над повышением скоординированности действия различных участников рынка так, чтобы, в частности, обеспечивать оптимизацию электроэнергетической системы посредством согласования процессов закупок по распределению, передаче и вспомогательным услугам.
3. В части распределительных электрических сетей планируется так модифицировать правила оплаты сетевых услуг, чтобы они лучше отражали влияние поведения различных производителей и потребителей энергии на издержки системы, сти-

Операционный цикл работы энергосистем находится в суточно-часовом диапазоне, поэтому вопросы повышения гибкости в этом диапазоне являются ключевыми для адаптации энергетики к новым условиям

мулировали снижать общие затраты. В частности, рассматривается вопрос о том, чтобы снижать плату за сетевую услугу с владельцев СНЭ, когда они помогают интеграции ВИЭ.

- В части активного поведения потребителей энергии и развития практик управления спросом планируется осуществлять шаги по вовлечению ресурса гибкости малых предприятий и бытовых потребителей: вводить интеллектуальные тарифы, переходить на внедрение получасовых расчетов, осуществлять продвижения новых стандартов работы интеллектуальных бытовых приборов.

Таким образом, на примере доклада «Smart Systems and Flexibility Plan 2021» мы видим достаточно взвешенный и рациональный подход по развитию управления энергетической гибкостью энергосистемы в условиях масштабной её декарбонизации. Имеет смысл использовать этот опыт при планировании развития энергетической гибкости в Российской Федерации.

Перспективы развития энергетической гибкости в России

Российская электроэнергетика, возможно, с некоторой задержкой, но также претерпевает серьезные технологические изменения: вводятся новые объекты возобновляемой энергетики (более 4 ГВт), в пилотном режиме функционирует рынок управления спросом (около 1,7 ГВт), в энергокомплексах промышленных потребителей развивается распределённая генерация (более 20 ГВт), а также есть от-

дельные примеры использования систем накопления электроэнергии (помимо ГАЭС). Эти изменения происходят вследствие реализации различных программ или действия экономических стимулов, то есть, в отличие от зарубежных примеров, они не были обусловлены глобальным трендом на декарбонизацию, однако в любом случае объективно меняют технологический ландшафт энергосистемы и делают актуальным вопрос повышения её гибкости.

Во многом благодаря большому разнообразию происходящих процессов, на примере отечественной электроэнергетики следует говорить об энергетической гибкости в более широком контексте, чем только трансформации в свете низкоуглеродной повестки. Можно попытаться выделить более общие признаки этого процесса. С одной стороны, в электроэнергетике появляется больше объектов с нестабильным режимом работы, которые более сложны для прогнозирования и управления (потребители с собственной генерацией, СЭС, ВЭС, электротранспорт и т. д.). С другой стороны, одновременно развиваются технологии, которые имеют дополнительный ресурс для регулирования режима энергосистемы (инверторные системы подключения генерации к сети, объекты с управляемым потреблением, накопители энергии, сетевая автоматика и др.). То есть энергосистема образца XX века с «балансовым уравнением»: **«управляемая генерация vs неуправляемое, но прогнозируемое потребление»**,

Тарбагатайская СЭС

Источник: [vershina.energy](#)



ЛЭП в промышленной зоне, Россия
Источник: [trapper7 / depositphotos.com](#)

трансформируется в более общую (и более сложную) – **«управляемые энергоресурсы vs неуправляемые труднопрогнозируемые энергоресурсы»**. Большая сложность связана с тем, что значительно увеличилось разнообразие видов энергоресурсов по обе стороны этого баланса. Со стороны «пассива» это усложняет прогнозирование, сокращает горизонт планирования и увеличивает потребность в оперативном балансировании во временном диапазоне от суток до часов и долей часов, и тем самым повышает потребность в гибкости. Со стороны «актива» – поставщиков гибкости – увеличивается возможность такого балансирования и его оптимизации, или, в терминах рынка, – растёт конкуренция энергоресурсов и возможности повышения эффективности энергосистемы.

Одновременно нужно избегать понимания гибкости как всеобъемлющей панацеи, решающей все проблемы энергосистемы будущего. Очевидно, гибкость не помогает решать вопросы обеспечения долгосрочного (годы и десятилетия) баланса спроса и предложения, хотя её учет и важен при определении долгосрочной потребности в генерирующих и сетевых мощностях. И даже на сезонном цикле регулирование баланса энергосистемы требует дополнительных технологических и организационных решений. Также очевидно, что задача обеспечения динамической устойчивости большой энергосистемы (минуты, секунды и доли секунды) обеспечивается большим

набором методов и инструментов, которые к тому же для энергосистем с низкой электромеханической инерционностью, снижающейся при росте доли несинхронной генерации, ещё находятся в стадии исследования и пилотных проектов.

Тем не менее, основной операционный цикл работы энергосистемы находится именно в суточно-часовом диапазоне, поэтому вопросы повышения гибкости в этом диапазоне являются ключевыми для адаптации электроэнергетики к новым условиям.

Для масштаба всей ЕЭС необходимо далее «увеличивать ассортимент» объектов диспетчерского управления и экономической оптимизации. Уже сейчас помимо традиционной генерации используется ресурс агрегаторов спроса, и у этого рынка есть перспективы дальнейшего роста до 4–5 ГВт в среднесрочной перспективе [11]. Далее можно предположить развитие агрегаторов распределённой генерации (в т. ч. микроуровня), включение в ресурсы управления режимом и оказания системных услуг энергокомплексов крупных промышленных потребителей с собственной генерацией, далее новых системных накопителей и агрегаторов распределённых накопителей (в т. ч. подключенного электротранспорта). Также можно рассматривать повышение диапазона регулирования и манёвренности традиционной генерации как через требования к новым проектам строительства или модернизации, так и к действующим (например, задействование возможностей регулирования АЭС). Естественно, необходимо развитие системных накопителей энергии (ГАЭС и иные новые технологии).

С методологической точки зрения необходимо стремиться к унификации модели

Согласование общих правил, стандартов и системная сборка инфраструктуры измерения и управления в масштабах ЕЭС являются наиболее критическими звеньями для повышения гибкости энергосистемы



Системы накопления энергии

Источник:
rechargenews.com

представления любого объекта электро-энергетики и правил взаимодействия его с энергосистемой (т. н. принцип «технологической нейтральности»), что расширит возможности для оптимизации режима и повысит конкуренцию среди различных технологий. Это, в свою очередь, требует существенно большей формализации алгоритмов управления энергосистемой, стандартизации моделей параметрического описания различных объектов, режимов их работы и предоставляемых услуг при взаимодействии с сетью. Отсюда возникают на порядок более высокие требования к системам измерения и телеуправления, которые, помимо высоких технических требований и кибербезопасности, должны иметь возможность и юридической интерпретации выполняемых ими операций измерения и управления. Особенный вызов для нашей электроэнергетики представляет

Более динамично реализация нового подхода к управлению энергосистемой может быть осуществлена в России на уровне розничного рынка, а также в рамках небольших самостоятельных энергосистем

задача формализации и измерения параметров надёжности и качества электроснабжения, которые пока по-прежнему пребывают в «электрокаменном веке», но для построения полноценных «рынков гибкости» имеют решающее значение. С одной стороны, есть подвижки в эту сторону в связи с началом программы внедрения интеллектуального учёта, но реальные темпы и качество реализации, которые мы наблюдаем на её старте, наверное, не позволят увидеть эффекты от неё в этом десятилетии.

Именно согласование общих правил, стандартов и системная сборка инфраструктуры измерения и управления в масштабах ЕЭС являются наиболее критическими звеньями задачи повышения гибкости энергосистемы за счёт задействования распределённых энергоресурсов, так как помимо инвестиций, это требует интеллектуального и организационного ресурса, качественной микроэлектроники и силового оборудования, доступ к которым в сложившихся условиях ограничен, и, к сожалению, не может быть восполнен дополнительным финансированием. Кроме этого, в силу перманентно высоких требований по надёжности энергосистемы, все инновации в управлении режимом требуют тщательного тестирования и отладки. Эти ограничения могут растянуть процесс развития управления энергетической гибкостью в масштабах ЕЭС на десятилетия. Для развития «железных» компонент (технологий, способных осуществлять регулирование режима работы в энергосистеме)

и программных платформ «рынка гибкости» таких труднопреодолимых ограничений не просматривается.

Более динамично реализация нового подхода к управлению энергосистемой может быть осуществлена в России на уровне розничного рынка, а также в рамках небольших энергосистем, при наличии в них современной инфраструктуры, обеспечивающей возможность активного управления источниками гибкости, в том числе на стороне сетей. На таком масштабе управление энергетической гибкостью может оказаться более экономически привлекательной и более реалистичной задачей. Особенно такие возможности открываются при проектировании небольших энергосистем, обладающих определённой степенью «энергетической самостоятельности», т. е. имеющих достаточное количество собственных источников генерации и условия для внутреннего энергообмена, который по объёму сопоставим или превышает размер поставки из внешней сети (или даже полностью автономных систем). Для этого необходимо изначально структурировать отношения в такой энергосистеме как систему активного взаимодействия объектов с многофункциональными возможностями. В случае успешной реализации такой опыт может дать толчок для масштабного использования практик управления гибкостью в распределительной сети, а также ускорить разработку и апробацию решений по управлению гибкостью больших энергосистем.

Для НТИ «Энерджинет» создание практик управления энергетической гибкостью является одним из приоритетных направлений. Планируется на федеральной экспериментальной площадке «Цифровой РЭС», развернутой в Крыму, отработать некоторые аспекты активного управления сетью [12]. Кроме того, в рамках недавно принятого решения Правительства РФ о возможности введения экспериментальных правовых режимов в сфере электроэнергетики, планируется реализовать пилотный проект по организации локального энергетического рынка, объединяющего распределённые источники энергии и гибкости.

Выводы

Необходимо реализовать подход к управлению энергосистемой как к рынку активных многофункциональных технологически разнообразных энергоресурсов, осуществляющих энергообмен через общую сетевую и информационную инфраструктуру. Необходимо развивать технологии, повышающие управляемость и регулировочные возможности энергооборудования. Необходимо разрабатывать техноэкономическую платформу для управления такой системой, которая в том числе поддерживает в своём составе «рынок гибкости». Наиболее эффективным первым шагом внедрения и апробации может быть реализация пилотных проектов в рамках локальных относительно независимых энергокомплексов на новой или модернизированной сетевой инфраструктуре.

Использованные источники

1. Холкин Д.В., Чаусов И.С. Энергетический переход в контексте «Форсайта столетия» // Энергетическая политика. №1 (167), 2022. С. 70–81.
2. Introduction to energy system flexibility - National Grid ESO.
3. Flexibility Value Stacking. – USEF, October 2018. – URL: https://www.usef.energy/app/uploads/2018/10/USEF-White-Paper-Value-Stacking-Version1.0_Oct18.pdf
4. Piclo Flex White Paper. – URL: <https://piclo.energy/about>
5. Practical deployment of electric vehicle flexibility. - USEF, February 2020. – URL: <https://www.usef.energy/app/uploads/2020/02/USEF-and-Jedlix-Practical-deployment-of-EV-flexibility.pdf>
6. Report on the Flexibility Market. - Norwegian University of Science and Technology, 2019. – URL: <https://cityxchange.eu/wp-content/uploads/2020/02/D2.3-Report-on-the-Flexibility-Market-v06-final.pdf>
7. Status of Power System Transformation 2019. Power System Flexibility. - IEA, May 2019. – URL: <https://webstore.iea.org/download/direct/2782>
8. Flexibility to decarbonize. Europe's flex deficit & investments requirements. – Timera Energy, 2020. – URL: <https://timera-energy.com/wp-content/uploads/2020/02/Timera-Flex-to-Decarbonise-27Feb20.pdf>
9. Transitioning to a net zero energy system. Smart Systems and Flexibility Plan 2021. – URL: https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/1003778/smart-systems-and-flexibility-plan-2021.pdf
10. What is Active Network Management? – URL: <https://www.ninessmartgrid.co.uk/our-trials/active-network-management/what-is-active-network-management/>
11. Опадчий Ф., Холкин Д. Управление спросом в электроэнергетике России: открывающиеся возможности // Инфраструктурный центр «Энерджинет».
12. Канал о работе федеральной экспериментальной площадки «Цифровой РЭС». – URL: <https://t.me/futuresmartgrid>

Энергетическая безопасность сегодня и основные методики ее обеспечения

Energy security today and the main methodological aspects of its provision

Сергей СЕНДЕРОВ

Заместитель директора ИСЭМ СО РАН,
старший научный сотрудник, д. т. н.
e-mail: ssm@isem.irk.ru

Sergey SENDEROV

Deputy director,
doctor of technical sciences, senior researcher
e-mail: ssm@isem.irk.ru

Виктор РАБЧУК

Старший научный сотрудник
ИСЭМ СО РАН, к. т. н.
e-mail: rabchuk@isem.irk.ru

Victor RABCHUK

Senior researcher, Ph.D.
e-mail: rabchuk@isem.irk.ru

Киришский НПЗ

Источник: newskript.ru



Аннотация. Статья посвящена анализу современного толкования проблемы энергетической безопасности, ее связи с надежностью топливо- и энергоснабжения потребителей и надежностью функционирования энергетических отраслей. В статье кратко характеризуются стратегические угрозы энергетической безопасности России, а также основные негативные факторы, влияющие на условия реализации данных угроз на современном этапе. В статье раскрывается мнение авторов относительно содержания основных методических аспектов обеспечения энергетической безопасности России и надежности функционирования ее систем энергетики для условий современного периода.

Ключевые слова: энергетическая безопасность, стратегические угрозы, надежность топливо- и энергоснабжения.

Abstract. The paper is devoted to the analysis of the modern interpretation of the problem of energy security, its connection with the reliability of fuel and energy supply to consumers and the reliability of the functioning of energy industries. The paper briefly characterizes the strategic threats to Russia's energy security, as well as the main negative factors affecting the conditions for the implementation of these threats at the present stage. The paper reveals the opinion of the authors regarding the content of the main methodological aspects of ensuring the energy security of Russia and the reliability of the functioning of its energy systems in the conditions of the modern period.

Keywords: energy security, strategic threats, reliability of fuel and energy supply.



При решении различных задач по обеспечению энергобезопасности России без использования принципа выбора приоритетов не обойтись

ВВЕДЕНИЕ

В последние годы, с увеличением санкционного давления на Россию в разных областях деятельности и в том числе в сфере энергетики, в значительной степени увеличилось число публикаций относительно различных аспектов обеспечения энергетической безопасности (ЭБ). При этом, самому понятию «энергетическая безопасность» зачастую придается чрезмерно широкий смысл, в том числе

рассмотрение вопросов финансовой, внешнеэкономической, экологической политики и проч. Иногда даже возникает законный вопрос: не затеняется ли основная составляющая данного понятия всеми прочими рассматриваемыми аспектами?

Обратимся к истокам исследований проблемы энергетической безопасности.

Важнейшая составляющая ЭБ любого государства – бесперебойное топливо- и энергоснабжение потребителей

В нашей стране исследование вопросов обеспечения энергетической безопасности исторически базировалось на исследованиях проблем надежности функционирования энергетических систем. При этом под надежностью системы энергетики (СЭ) понималось ее комплексное «свойство осуществлять в реально складывающихся условиях бесперебойное снабжение потребителей соответствующими энергоносителями приемлемого качества в обоснованных и согласованных объемах их потребностей, не допуская возникновения ситуаций, опасных для людей и окружающей среды» [1, 2]. Уже из этого определения

видна основа целеполагания: бесперебойное удовлетворение энергетических потребностей в различных условиях. Именно такой смысл заложен в одном из первых определений энергетической безопасности, которое дано Мировым энергетическим советом еще в 1992 г. «уверенность в том, что энергия будет иметься в распоряжении в том количестве и того качества, которые требуются при данных экономических условиях» [3].

виях функционирования энергетики обеспечению в полном объеме обоснованных потребностей в энергоресурсах, а в чрезвычайных ситуациях – гарантированному обеспечению минимально необходимого объема потребностей. При этом упомянутые в определении угрозы дефицита в топливно-энергетических ресурсах (ТЭР) могут быть вызваны как внутренними, так и внешними, по отношению к топливно-энергетическому комплексу (ТЭК) страны, факторами.



Восточно-Мессояхское месторождение

Источник: «Газпром нефть»

В более поздних отечественных работах, связанных с исследованиями проблемы обеспечения энергетической безопасности [4–8], сформировалось и развилось определение, отражающее важнейшие аспекты обеспечения энергетической безопасности: «состояние защищенности граждан, общества, государства, экономики от угроз дефицита в обеспечении их потребностей в энергии экономически доступными энергетическими ресурсами приемлемого качества в нормальных условиях и при чрезвычайных обстоятельствах, а также от нарушений стабильности, бесперебойности топливно- и энергоснабжения». Необходимо отметить, что данное состояние защищенности соответствует в нормальных усло-

Таким образом, бесперебойное топливо- и энергоснабжение потребителей необходимыми видами энергоресурсов в нужном объеме, хорошего качества и приемлемой стоимости – главное требование энергетической безопасности России. Безусловно, основным условием выполнения данного требования является надежное функционирование энергетических систем. Главным препятствием на пути обеспечения энергобезопасности страны следует считать реализацию разного рода угроз на системы энергетики и, соответственно, на системы топливо- и энергоснабжения потребителей, в том числе порождаемых в настоящий период антироссийскими санкциями. Отсюда, важнейшими пробле-

мами обеспечения и энергетической безопасности и надежности систем энергетики следует считать полную или частичную нейтрализацию этих угроз, а также эффективное противодействие негативным факторам санкций.

Стратегические угрозы обеспечению ЭБ

Что касается России, то в числе стратегических угроз ее энергетической безопасности [5, 7–9] актуальны в настоящий период следующие угрозы:

- недостаток инвестиций в энергетических отраслях;
- низкие темпы обновления основных производственных фондов (ОПФ) в энергетических отраслях;
- низкие темпы внедрения наилучших доступных технологий (НДТ) в энергетических отраслях;
- снижение возможностей по наращиванию объемов добычи нефти, постепенно трансформирующееся в более глубокую угрозу снижения уровней добычи нефти в стране;
- снижение возможностей по поддержанию объемов добычи природного газа, также постепенно трансформирующееся в более глубокую угрозу снижения уровней добычи газа в стране;
- доминирование природного газа в балансах ТЭР субъектов РФ европейской части страны и Урала.

Понятно, что одной из основополагающих является угроза недостатка инвестиций в энергетических отраслях. Реализация этой угрозы провоцирует усиление реализации угроз старения ОПФ. Наряду с фактором санкционного давления это обостряет проблему своевременного внедрения НДТ в энергетике. Высокая выработанность эксплуатируемых сегодня месторождений нефти и газа и необходимость выхода в новые значительно более дорогие (с более сложными условиями извлечения этих ресурсов) нефтегазоносные районы определяет высокую актуальность угроз потенциального (за горизонтом 2027–2030 гг.) снижения уровней добычи углеводородов в стране. Реализация предпоследней угрозы из приведенного перечня определяет значимость рисков слишком высокого доминирования при-

родного газа в топливно-энергетическом балансе регионов европейской части России со снижением возможности маневра по диверсификации энергоисточников, особенно в условиях различного рода ЧС. Обостряется эта ситуация особенностями структуры российской газотранспортной сети, где более 80 % российского газа добывается в одном газодобывающем районе и подается его потребителям на расстояния в 2,5–3 тыс. км по пересекающимся коридорам магистральных газопроводов.

Что касается еще одной угрозы – угрозы ограничения свободного экспорта российских ТЭР, то в целом ряде работ и в т. ч. в тексте Доктрины энергетической безопасности России [10] убедительно показано, что ЭБ – это не только достаточность поставок, но и надежность спроса на российские энергоресурсы на мировых

ЛЭП

Источник: Vartpilot / depositphotos.com



рынках и надежность их международного транзита. По мнению авторов, активное участие российских ТЭР на мировых рынках и соответственно обеспечение надежности экспортных поставок является важной, но не самостоятельной составляющей обеспечения энергетической безопасности нашей страны. Выполнение этого пункта в желательных объемах вкупе с прочими интересами экономики, лишь обеспечивает возможности для формирования необходимого объема инвестиций в функционирование и развитие энергетических отраслей. Эти необходимые объемы инвестиций позволяют формировать платформу для удовлетворения будущих интересов страны в обеспечении в первую очередь внутренних потребностей в ТЭР, а затем – в обеспечении экспортных поставок в рамках контрактов.

Основные методические аспекты обеспечения ЭБ России

Безусловно в фундаментальных исследованиях вопросов обеспечения энергобезопасности нашей страны до сих пор не учитывалась ситуация, сложившаяся после февраля 2022 г. В данных условиях дополнительно обострились вопросы обеспечения надежности функционирования систем энергетики. Данная статья отражает мнение авторов относительно содержания основных методических аспектов обеспечения энергетической безопасности России и надежности функционирования ее систем энергетики для условий сегодняшнего дня. При этом, указанные методические аспекты, по-видимому, должны учитывать:

Бесперебойное топливо- и энергоснабжение потребителей всеми видами энергоресурсов в нужном объеме, хорошего качества и по приемлемой цене – главное требование энергетической безопасности РФ



Билибинская АЭС
Источник: «Росэнергоатом»

- A. Особенности современного периода, которые следует учитывать в первую очередь при решении задач обеспечения ЭБ страны и надежности функционирования её систем энергетики.
- B. Необходимость использования при решении указанных задач принципа выбора приоритетов.
- C. Основные принципы и средства обеспечения ЭБ страны и надежности функционирования её систем энергетики.
- D. Особенности организации мониторинга ситуации с обеспечением ЭБ страны и надежности функционирования СЭ.

Остановимся более подробно на перечисленных выше пунктах.

Учет особенностей современного периода, которые следует учитывать в первую очередь при решении задач обеспечения энергобезопасности страны и надежности функционирования её систем энергетики осложнен трудностями формирования ответов на следующие вопросы:

- каковы потенциальные масштабы и уровень влияния антироссийских санкций на темпы и условия развития экономики и энергетики страны (включая условия экспорта российских ТЭР)?
- каковы перспективы изменения климатических условий на плане-

те, которые следует учитывать при управлении развитием и функционированием СЭ?

На уровне сегодняшнего дня при решении задач обеспечения энергобезопасности России и надежного функционирования ее энергосистем стоит ожидать активного действия факторов, связанных с антироссийскими санкциями как в сфере функционирования и развития энергетики страны, так и в сфере экспорта российских энергоресурсов.

Среди основных таких факторов отметим следующие:

1. Усугубление проблемы инвестиций в ТЭК в связи с:
 - снижением темпов роста ВВП России (особенно в период 2022–2023 гг.);
 - резким ухудшением ситуации с получением бизнесом «длинных» дешевых заемных средств; намечающимся отказом ряда стран от импорта российских углеводородов и т. д.
2. Рост трудностей с внедрением наилучших доступных технологий (НДТ) (в т. ч. на предприятиях нефтяной и газовой отраслей).
3. Уменьшение возможностей увеличения в балансах регионов страны и России в целом нетрадиционных видов ТЭР (энергия ветра, солнца, водородная энергетика) из-за трудностей с инвестициями.

Нефтепровод БТС-2
Источник: pirsoilgas.ru



Более 80 % российского газа добывается в одном газодонном районе и подается его потребителям на расстоянии в 2,5–3 тыс. км по пересекающимся коридорам магистральных газопроводов

4. Сокращение возможностей по освоению новых месторождений газа и нефти в России (особенно, в труднодоступных дорожных районах из-за уменьшения возможностей по внедрению НДТ и усугубления проблемы инвестиций).
5. Уменьшение возможностей импорта:
 - современного оборудования для предприятий нефте- и газодобычи, а также для нефтеперекачивающих и компрессорных станций;
 - средств интеллектуализации систем управления функционированием основных производственных объектов энергетических отраслей;
 - современных машин и средств механизации для обустройства новых газовых и нефтяных месторождений и прокладки магистральных нефте- и газопроводов (особенно, в труднодоступных районах) и т. д.
6. Замедление развития в стране нефте- и газохимической промышленности (из-за трудностей с внедрением НДТ, нехватки инвестиций).

Указанные факторы будут влиять на основные показатели функционирования энергетических отраслей России в предстоящие годы следующим образом:

- величина внутренних годовых потребностей России в первичных энергоресурсах уменьшится из-за некоторого снижения уровня промышленного производства в стране и снижения затрат ТЭР на собственные нужды нефтяной, газовой и угольной отраслей;
- возможности ГЭС, АЭС и всех ВИЭ суммарно скорее всего сохранятся

- на сегодняшнем уровне, не развиваясь из-за проблем с инвестициями;
- технические возможности по добыче газа и нефти в стране снизятся в связи с ухудшением условий освоения новых нефте- и газодобывающих районов.

Возвращаясь к важнейшей угрозе энергетической безопасности – недостатку инвестиций в энергетические отрасли, следует упомянуть, что, по-видимому, ситуация здесь будет в значительной степени усугубляться глубокими, практически «тектоническими» сдвигами в отношении условий экспорта российских углеводородов, начавшимися весной 2022 г. Угроза по-



Нефтяные резервуары Киришского НПЗ
Источник: заводы.рф

степенного отказа от российских углеводородов на европейских рынках в настоящий период только начала реализовываться. Следует признать, что формирующиеся тенденции, подкрепленные активным стимулированием научно-технического прогресса в области энергетики и в т. ч. в развитии безопасной атомной энергетики, в использовании нетрадиционных видов ТЭР и ВИЭ в промышленно развитых странах, скорее всего, приведут к существенному снижению возможностей для экспорта российских углеводородов в предстоящий период. Реализация данных вызовов неминуемо приведет к сокращению валютных поступлений от экспорта российских энергоресурсов и тем самым

к сокращению возможностей формирования инвестиций для обеспечения устойчивого функционирования и развития отраслей ТЭК нашей страны. В первую очередь, здесь приходится говорить о недостатке инвестиций для выхода в новые дорогостоящие нефте- и газоносные районы.

В ситуации, когда ниша для выгодного экспорта российских ТЭР сужается, когда, в некоторых случаях, возникают опасения по существенному снижению доходности альтернативных направлений экспорта (к примеру, в случае потенциального перенаправления потоков природного газа в КНР) начинают резко снижаться возможности инвестиций в энергетику России. Переориентация «освобождающихся» объемов нефти и газа на производство продукции глубокой переработки (нефте- и газохимия) также остается под вопросом в связи с необходимостью значительных инвестиций в создание и развитие этих производств, а также пока с отсутствием ниши на мировых рынках для широкомасштабного экспорта такой продукции глубокой переработки.

Исследования авторов статьи [9, 11 и др.] показывают, что в предстоящий период до 2035 г. внутренние потребности страны в первичных ТЭР будут удовлетворяться с приемлемым запасом, но в то же время будет наблюдаться уменьшение технических возможностей для обеспечения экспортных поставок, прежде всего, природного газа. Ситуация с резким сокращением инвестиций в освоение новых газовых месторождений в ближайший период, скорее всего, чревата ограничением внутреннего спроса на газ в стране уже за пределами 2035 г. При сегодняшней доле природного газа в балансе котельно-печного топлива (порядка 74 %) не следует объяснять, что мы говорим о колоссальной угрозе обеспечения энергетической безопасности нашей страны и практически всех регионов ее европейской части.

По-видимому, в настоящее время не стоит забывать и о необходимости учета фактора изменения климата. В докладе Межправительственной группы экспертов по изменению климата на планете от 9 августа 2021 г. [12] указывалось, в частности, что:

- последние 5 лет были самыми жаркими с 1850 г. (начало соответствующих постоянных наблюдений);
- начиная с 1901 г., идет непрерывное повышение уровня мирового оке-

Переориентация «освобождающихся» объемов нефти и газа на нефтегазохимические производства остается под вопросом в связи с необходимостью значительных инвестиций в их создание и развитие

ана, причем за эти же последние 5 лет среднегодовая скорость этого повышения была втрое больше, чем в 1901–1971 гг.;

- скорость таяния льдов Антарктики за последние 10 лет утроилась и т. д.

Там же указывается, что за последние 20 лет в мире случилось вдвое больше крупных природных катастроф, чем в такой же предыдущий период. Основная причина подобного нарастания числа природных катастроф – увеличение скорости изменения климата на планете.

Говоря об учете факторов изменения климата при решении проблем обеспе-

чения энергетической безопасности России и надежности функционирования ее систем энергетики сегодня, следует отметить, что:

- при любых изменениях климата во главу угла ставится необходимость полного выполнения требований ЭБ;
- ускоренное изменение климата на планете в рассматриваемой перспективе по-видимому продолжится, однако для России значимость данных климатических факторов пока существенно меньше значимости негативных факторов анти-российских санкций;
- похоже, что решение проблемы серьезного учета факторов изменения климата для России на фоне санкционного давления сдвинется в лучшем случае за пределы 2025–2027 гг.

Необходимость использования при решении указанных задач принципа выбора приоритетов. Выше указывалось, что среди негативных факторов санкционного давления, в т. ч. на сферу обеспечения энергобезопасности страны и надежности функционирования её систем энергетики, ведущее место занимает фактор резкого уменьшения инвестиционных возможностей для этих отраслей после событий

Транспортировка нефтепродуктов по ж/д

Источник: chagpg / depositphotos.com



Ситуация с резким сокращением инвестиций в освоение новых газовых месторождений в ближайший период, скорее всего, чревата ограничением внутреннего спроса на газ уже за пределами 2035 г.

февраля 2022 г. Однако, ситуация с инвестициями усугубляется еще и тем, что в предыдущие годы в целом имело место относительное снижение объемов годового финансирования энергетических отраслей. Прежде всего, это касается электроэнергетики, газовой и угольной отраслей.

При решении различных задач по обеспечению энергобезопасности России и надежного функционирования её энергетических отраслей без использования принципа выбора приоритетов не обойтись. К примеру, использование этого принципа необходимо для выбора предпочтений при обеспечении энергобезопасности и надежности функционирования систем энергетики, либо при выборе направленности действий по обеспечению ЭБ и надежности функционирования энергетических отраслей в сложившихся условиях.

Основные принципы и средства обеспечения ЭБ России и надежности функционирования её систем энергетики в современных условиях. В условиях беспрецедентного санкционного давления основные организационные принципы обеспечения энергетической безопасности России и системной надежности её энергосистем должны реализовываться в более жесткой мере (чем до событий февраля 2022 г.). Указанные принципы и средства таковы:

1. При решении общесистемных задач обеспечения ЭБ страны и надежности функционирования её СЭ используются средства компаний, производящих и транспортирующих различные виды энергоресурсов. Координация этой деятельности должна осуществляться Минэнерго России.
2. Надежность топливо- и энергоснабжения крупных потребителей, категорированных по надежности

энергоснабжения обеспечивается с учетом требований, предъявляемых к схемам энергоснабжения потребителей соответствующих категорий.

3. В условиях эксплуатации отраслевых СЭ в нормальных режимах управление ведется на основе коммерческих принципов с учетом соответствующих требований по надежности функционирования. В условиях крупномасштабных нештатных ситуаций должен обеспечиваться приоритет системного управления функционированием энергосистем перед коммерческим.
4. Одно из главных средств обеспечения ЭБ и надежности энергосистем — резервирование. Это касается, как производства ТЭР, так и их транспортировки и преобразования в конечные виды энергии. При размещении новых производств соответствующего вида ТЭР необходимо создание резервов производственной мощности, запасов этих ресурсов, а также запасов пропускных способностей энерготранспортных связей, как магистральных, так и распределительных.
5. Надежность функционирования СЭ определяется формированием и последующим исполнением четких правил обеспечения ответственности за надежность этих систем

Танкер с топливом
Источник: paluba.media



Завоз топлива, Якутия
Источник: ysia.ru

ности за надежность этих систем и надежность топливо- и энергоснабжения потребителей между всеми субъектами отношений и четкой (особенно в условиях сегодняшнего дня) координацией взаимодействия этих субъектов.

6. Обеспечение надежности СЭ при эксплуатации их элементов, как на магистральном, так и на распределительном уровнях достигается поддержанием системной надежности требуемых характеристик оборудования и надежности топливо- и энергоснабжения потребителей.
7. Среди задач обеспечения энергетической безопасности и надежности функционирования СЭ особое место принадлежит задачам учета возможности реализации крупномасштабных ЧС в этих системах. В указанных условиях ТЭК должен быть готов обеспечивать внутренних потребителей страны требуемыми видами энергоресурсов хотя бы в минимально необходимых объемах. Сегодня особенно актуально наличие в стране системы периодической оценки готовности ТЭК к функционированию в условиях крупномасштабных ЧС с целью выявления узких мест в работе в аварийных условиях и формированию мер по их расшивке.

8. Должно быть обеспечено рациональное управление режимами работы энергопотребляющих объектов в условиях сокращения поставок энергоресурсов. При этом, рациональным управлением режимом работы потребителя соответствующего вида ТЭР следует считать режим, когда при сокращении его поставок или даже при их полном прекращении не происходит серьезных нарушений жизнедеятельности людей, технологических процессов и существенных материальных потерь.
9. Обычные условия функционирования ТЭК должны учитывать возможности реализации сравнительно небольших быстро устранимых аварий в системах топливо- и энергоснабжения, которые, если и приводят к недоотпуску того или иного вида энергоресурса, то на достаточно ограниченной территории.

Особенности организации мониторинга ситуации с обеспечением ЭБ страны и надежности функционирования СЭ. Для сегодняшнего дня важнейшим условием обеспечения энергобезопасности страны и надежности её энергосистем является организация систем мониторинга энергетической безопасности (МЭБ) и надежности функционирования СЭ. Конечно, мониторинг должен базироваться на соответствующих положениях Доктрины ЭБ РФ [10], при этом его основными целями являются оценка ситуации с обеспечением ЭБ по разным аспектам организации функционирования энергетики (объектам анализа). Среди этих аспектов в настоящее время особенно важны следующие:

- технический уровень энергетического оборудования, находящегося

При мониторинге надежности функционирования систем энергетики должно обеспечиваться измерение заданных параметров ТЭР, определение по ним показателей и сравнение их с нормативами



ОАО «Лукойл-Калининградморнефть»

Источник: tdrzmk.com

- ся в эксплуатации и выпускаемого отечественной промышленностью, его соответствие международным стандартам;
- возраст, моральный и физический износ энергетического оборудования;
 - концентрация и децентрация энергетических мощностей и коммуникаций, производства энергетических ресурсов;
 - эксплуатационная готовность и аварийность энергетического оборудования;
 - возможности по восстановлению разрушенных или поврежденных энергообъектов;

Одной из основополагающих является угроза недостатка инвестиций в энергетических отраслях. Ее реализация провоцирует усиление реализации угроз старения основных производственных фондов

- степень самообеспеченности энергоресурсами территорий, диверсифицированность их энергоснабжения;
- характеристика фактических ситуаций с дефицитом энергоресурсов, перебоями и ограничениями топливо- и энергоснабжения потребителей;
- объем подтвержденных промышленно извлекаемых запасов первичных видов топлива, обеспеченность добычи первичных видов топлива соответствующими запасами;
- резервы мощностей по производству и транспорту ТЭР, емкость имеющихся хранилищ топлива всех категорий и фактические запасы ТЭР на начало осенне-зимнего периода;
- степень адаптивности экономики территорий, энергопотребляющих процессов к экстремальным ситуациям в энергоснабжении со снижением объемов и изменением структуры поставляемых ТЭР;
- ситуация с инвестициями в ТЭК и СЭ, энергосбережение, обновление и выбытие основных производственных фондов ТЭК;
- условия экспорта российских энергоресурсов.

Последнее (условия экспорта российских энергоресурсов) особенно важно сегодня, т. к. этот экспорт в значительной мере определяет ситуацию с экономикой страны на тот или иной момент времени, объемы добычи (производства) энергоресурсов, а также возможности по созданию новых мощностей, включая выход на новые нефтегазовые месторождения.

При мониторинге надежности функционирования систем энергетики должно обеспечиваться измерение заданных параметров соответствующих ТЭР, определение по ним соответствующих показателей и сравнение их с установленными нормативами. Система мониторинга надежности СЭ должна включать в себя подсистемы измерения, первичной обработки, передачи, хранения информации, ее вторичной обработки и представления.

Система мониторинга энергетической безопасности России и обеспечения надежности функционирования энергетики должна включать федеральную и региональные составляющие. При этом, федеральная система МЭБ должна создаваться и контролироваться Минэнерго РФ, возможно, в непосредственном взаимодействии с Росстатом. Региональные системы мониторинга, по-видимому, должны создаваться администрациями субъектов РФ совместно с Минэнерго РФ при участии территориальных органов Росстата. Региональные системы мониторинга и его федеральная система в обязательном порядке должны быть системно, информационно и технологически связаны. При этом, основой организационной структуры, оператором федеральной системы мониторинга, по-видимому, должен быть центр МЭБ РФ при Минэнерго РФ, а основой организационной структуры региональной системы мониторинга может быть региональный центр МЭБ конкретного региона.

Направленность мер по обеспечению ЭБ и надежности систем энергетики

Учет указанных выше методических аспектов обеспечения энергетической безопасности и надежности систем топливо- и энергоснабжения потребителей требует осуществления двух крупных комплексов мер:

- меры по формированию соответствующей (с учетом условий реализации современных угроз ЭБ) институциональной среды, способствующей решению задач обеспечения энергетической безопасности и надежности функционирования систем энергетики в современный период;
- меры производственно-технического характера, осуществляемые в рамках инвестиционной, инновационной деятельности, а также в рамках организационно-технических мероприятий (строительство и реконструкция энергетических объектов, изготовление и постав-



Резервуары с нефтью

Источник: Hackman / depositphotos.com

ка отечественного оборудования, разработка и внедрение новых технологий и т. д.).

Направленность мер по формированию необходимой институциональной среды:

- адаптация существующей нормативно-правовой базы в сфере обеспечения надежности систем энергетики и энергетической безопасности России к новым условиям;
- совершенствование с учетом требований сегодняшнего дня системы организационных и хозяйствующих структур, непосредственно осуществляющих деятельность по развитию и функционированию систем энергетики;

- совершенствование с учетом требований сегодняшнего дня системы разработки программных документов в части обеспечения надежности систем энергетики и энергетической безопасности России и ее регионов, начиная от Энергетической стратегии России и Доктрины её энергетической безопасности и кончая инвестиционными программами энергетических компаний разного уровня;
- формирование порядка и регламентация проведения мониторинга энергетической безопасности, как средства контроля надежности функционирования энергетических отраслей, ситуации с обеспечением энергетической безопасности, выявления соответствующих проблем и создания информационной основы для формирования мероприятий по их преодолению.

Общая целевая направленность мер производственно-технического характера (с учетом требований сегодняшнего дня):

- более скрупулезная оценка возможностей требуемых мощностей по производству (добыче), переработке ТЭР, а также пропускных способностей энергетических коммуникаций для удовлетворения перспективного спроса на энергоресурсы (в целом по стране и каждому региону);
- выбор приоритетов при решении вопросов технического перевооружения отраслей ТЭК в рамках сооружения (расширения) энергетических объектов и реконструкции существующих энергетических объектов;
- своевременное обновление производственного аппарата ТЭК для снижения степени его износа, уровня аварийности, повышения надежности;
- диверсификация (технологическая и пространственная) источников и инфраструктуры топливо- и энергоснабжения;
- усиление внимания к повышению самообеспеченности энергоресурсами отдельных регионов, территориально-производственных комплексов и отдельных потребителей – в целях снижения их зависимости от внешних поставок

- энергоресурсов и от надежности энергетических коммуникаций;
- достижение рационального соотношения централизованного и децентрализованного энергоснабжения для минимизации риска нарушений поставок ТЭР с учетом возможностей взаиморезервирования энергоузлов и требований экономической эффективности;
- обеспечение достаточности резервов производственных мощностей ТЭК и пропускной способности энергетических коммуникаций, запасов топлива в хранилищах разного рода;
- повышение устойчивости ТЭК к реализации угроз энергетической безопасности различного характера (и особенно угроз, вызванных антироссийскими санкциями).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Следует еще раз отметить, что в сложных условиях современного периода перебойное топливо- и энергоснабжение потребителей необходимыми видами энергоресурсов в нужном объеме, приемлемого качества и приемлемой стоимости представляет собой важнейшую составляющую обеспечения энергетической безопасности России. Основным условием выполнения данного требования является надежное функционирование энергетических систем. Для обеспечения этого надежного функционирования крайне важен комплексный анализ ныне действующих и потенциально возможных в ближайшей перспективе факторов, способных воздействовать на условия реализации стратегических угроз энергетической безопасности, и тем самым на условия функционирования и развития отраслевых систем энергетики. Основой комплексной реализации такого анализа может служить учет методических аспектов обеспечения энергетической безопасности России и надежности функционирования её энергетических отраслей, предложенных в данной статье.

Статья подготовлена в рамках проекта государственного задания № FWEU-2021-0003 (рег. номер: AAAA-A21-121012090014-5) программы фундаментальных исследований РФ на 2021–2030 гг.



Железнодорожные цистерны с нефтепродуктами

Источник: papa1266 / depositphotos.com

Использованные источники

1. Надежность систем энергетики. Терминология: Сб. рекомендуемых терминов / Отв. ред. Ю. Н. Руденко. Москва: Наука, 1980. Вып. 95. – 44 с.
2. Надежность систем энергетики. Сборник рекомендуемых терминов / Отв. ред. Н. И. Воропай. Москва: Энергия, 2007. – 194 с.
3. Energy Dictionary / World Energy Council. Paris: Jouve Sl., 1992. – 635 p.
4. Воропай Н. И., Клименко С. М., Сендеров С. М., Славин Г. Б. и др. О сущности и основных проблемах энергетической безопасности России // Известия РАН. Энергетика. № 3, 1996. С. 38–49.
5. Энергетическая безопасность России // В. В. Бушуев, Н. И. Воропай, А. М. Мастепанов, Ю. К. Шафраник и др. Новосибирск: Наука. Сиб. издат. фирма РАН, 1998. – 302 с.
6. Энергетическая безопасность. Термины и определения / Отв. редактор, чл.-корр. РАН Воропай Н. И. Москва: «ИАЦ Энергия», 2005. – 60 с.
7. Энергетическая безопасность России: проблемы и пути решения / Н. И. Пяткова [и др.]; отв. ред. Н. И. Воропай, М. Б. Чельцов; Рос. акад. наук, Сиб. отд-ние, Институт систем энергетики им. Л. А. Мелентьева. Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2011. – 198 с.
8. Обеспечение энергетической безопасности России: выбор приоритетов / С. М. Сендеров, В. И. Рабчук, Н. И. Пяткова, С. В. Воробьев; отв. ред. С. М. Сендеров. Рос. акад. наук, Сиб. отд-ние, Институт систем энергетики им. Л. А. Мелентьева. Новосибирск: Наука, 2017. – 116 с.
9. Сендеров С. М., Рабчук В. И. Старые и новые угрозы энергобезопасности России в сфере газа // Энергетическая политика. № 11 (153), 2020. С. 84–95.
10. Доктрина энергетической безопасности Российской Федерации // URL: <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001201905140010?index=0&rangeSize=1> (дата обращения: 16.10.2022).
11. Рабчук В. И., Сендеров С. М., Воробьев С. В. Проблемы обеспечения энергетических потребностей России до 2030 г. при реализации стратегических угроз энергетической безопасности // Энергетическая политика. № 1, 2017. С. 84–94.
12. Climate Change 2021. The Physical Science Basis. Working Group I Contribution to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change // URL: https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg1/downloads/report/IPCC_AR6_WGI_FullReport.pdf

Информационная система учета выбросов на объектах ТЭК

Development and use of a carbon emissions accounting model in the fuel and energy complex

Василий ЗУБАКИН Руководитель дирекции по энергетике ПАО «ЛУКОЙЛ», д. э. н. e-mail: zubakinva@gmail.com	Vasily ZUBAKIN Doctor of Economics, Head of the Energy Directorate of PJSC LUKOIL e-mail: zubakinva@gmail.com
Сергей ВАСИЛЬЕВ Генеральный директор ООО «ЛУКОЙЛ-ЦУР», к. т. н. e-mail: VasilievSV@lukoil.com	Sergey VASILIEV Ph.D., General Director of LLC LUKOIL-PSCC e-mail: VasilievSV@lukoil.com
Александр КРЕМЕНЕЦКИЙ Аспирант, старший менеджер блока по внешним коммуникациям ПАО «ЛУКОЙЛ» e-mail: kremen-al@yandex.ru	Alexander KREMENETSKY PhD student, Senior Manager of the External Communications Block of PJSC LUKOIL e-mail: kremen-al@yandex.ru

Краснодарская ТЭЦ ПГУ

Источник: gradimi.tmim.ru



Аннотация. В статье рассматривается прототип программного комплекса – калькулятора выбросов парниковых газов для предприятий «ЛУКОЙЛа». Детально описывается раздел калькулятора, посвященный учету выбросов предприятий сектора электроэнергетики ПАО «ЛУКОЙЛ» – 20 объектов ТЭЦ, ТЭС и котельных в регионах юга России. Оцениваются направления дальнейшего развития модельного комплекса – в частности, добавление в него возможности учета выбросов других сегментов деятельности компании: добычи нефти и газа, переработки и сбыта продукции, нефтегазохимии. Рассматриваются перспективы использования модельного комплекса в отрасли. Актуальность темы обусловлена широким вниманием органов власти государств мира, представителей инвестиционного сообщества, экологических организаций и общества в целом к необходимости снижения выбросов парниковых газов в соответствии с Парижским соглашением по климату.

Ключевые слова: калькулятор выбросов парниковых газов, выбросы CO₂, глобальное потепление, нефтегазовый комплекс, низкоуглеродная энергетика, энергопереход, климатическое регулирование, изменение климата, Парижское соглашение.

Abstract. The article presents the first prototype of the greenhouse gas emissions accounting model (the calculator) for LUKOIL's enterprises. The section of the calculator for accounting emissions of the LUKOIL's electric power sector enterprises, which includes 20 thermal power plants, thermal power plants and boiler houses in the regions of Southern Russia, is described in detail. The directions of further development of the model complex have also been evaluated. In particular, it is planned to add to the model the possibility of accounting for emissions from other segments of the company's activities: oil and gas production, processing and marketing of oil products, petrochemistry. The prospects of using the model complex in the industry are considered. The relevance of the topic is caused by the wide attention of the authorities of the countries of the world, representatives of the investment community, environmental organizations and society to the need of reducing greenhouse gas emissions in accordance with the Paris Climate Agreement.

Keywords: a calculator for accounting of carbon emissions, carbon emissions, global warming, oil and gas complex, low-carbon energy, energy transition, climate management, climate change, the Paris Agreement for climate.

“ЛУКОЙЛом»
разработан первый
прототип модели
нефтеперерабатывающего
завода и выполнена
его интеграция с базой
данных реального
времени

ВВЕДЕНИЕ

Парижское соглашение по климату предусматривает обязательства по удержанию темпов роста глобальной температуры в пределах 2 °С до 2100 г. с одновременным поиском возможностей для ограничения роста в пределах 1,5 °С. Основное давление со стороны органов власти, инвесторов и общества направлено на производителей ископаемого топлива как основных эмитентов выбросов парниковых газов. При этом отсутствуют готовые отраслевые решения в части систем калькуляции выбросов парниковых газов. Информация о выбросах и планы по их снижению сегодня содержатся, главным образом, в отчетах об устойчивом развитии соответствующих компаний, публикуемых 1 раз в год. Это не позволяет заинтересо-

ванным сторонам эффективно работать с этими данными – объективно оценивать планы бизнеса по сокращению выбросов, производить сравнения компаний, следить за динамикой данных в реальном времени. Помимо этого, и сами компании в отсутствие единой системы учета выбросов сталкиваются со сложностями при менеджменте этого бизнес-процесса, связанного с решением целого комплекса параллельных задач, сбором и ведением качественных статистических данных.

В результате для предприятий, деятельность которых сопряжена с выбросами парниковых газов при производстве и потреблении их продукции, стал весьма актуальным вопрос корректного расчета произведенных выбросов для установления и выполнения целей по сокращению эмиссии парниковых газов. Компании сталкиваются с альтернативой: заказать аудит выбросов у специализированной организации или же выстроить собственную систему учета и оценки объемов выбросов.

Развитие собственных компетенций имеет очевидное преимущество: возможность учета динамики выбросов, повышение частоты и глубины детализации проводимых расчетов, возможность проводить корреляционный анализ в совокупности с другими технико-экономическими показателями деятельности энергообъектов. В то время как сторонняя организация предлагает не инструмент расчета выбросов, а разовую услугу по их подсчету. Доступность оперативных данных позволяет гибко варьировать объем эмиссии парниковых газов, эффективнее внедрять программы сокращения выбросов.

Важно отметить, что приглашение сторонней организации для проведения расчета выбросов не решает задачи по их

Информация о выбросах парниковых газов содержится в отчетах об устойчивом развитии компаний, публикуемых 1 раз в год. Это не позволяет эффективно работать с такими данными



Здание «ЛУКОЙЛа»

Источник: *arxitektor.tourister.ru*

верификации для последующего использования в отчетах об устойчивом развитии и различных рейтингах, в частности, CDP (Carbon Disclosure Project – Проект раскрытия информации по загрязнению окружающей среды). Это связано с необходимостью проведения дополнительной верификации данных аудиторской организацией.

В данной работе описывается прототип калькулятора выбросов парниковых газов, разработанный специалистами ПАО «ЛУКОЙЛ». На первом этапе инструмент охватывает эмиссию всех объектов коммерческой (то есть поставляющих электроэнергию на оптовый рынок электроэнергии и мощности) генерации «ЛУКОЙЛа» – это 20 электростанций и котельных в регионах юга России.

Методологические подходы к моделированию

Прямая эмиссия парниковых газов при производстве продукции от источников, принадлежащих или контролируемых отчитывающейся организации (субъектом выбросов), в соответствии с классификацией Межправительственной группы экспертов Организации Объединенных Наций по изменению климата (МГЭИК), классифицируется как выбросы Охвата 1 (Score 1) [4]. К этой категории, в частности, относятся выбросы электро-

станций в результате сжигания топлива для генерации электроэнергии, выбросы на установках нефтеперерабатывающего завода при производстве нефтепродуктов, выбросы непосредственно при добыче нефти и газа.

Для организаций «ЛУКОЙЛа», в т. ч. указанных энергетических объектов, характерны выбросы следующих видов парниковых газов: диоксид углерода (CO_2), метан (CH_4) и закись азота (N_2O) [1]. Три этих вида парниковых газов учитываются в модели.

Для определения объема выбросов при сжигании топлива применяются коэффициенты, установленные приказом Минприроды России № 300 от 30.06.2015 г. [3].

Для приведения их к единому CO_2 -эквиваленту используются коэффициенты потенциала глобального потепления: CO_2 – 1, CH_4 – 25, N_2O – 298, приведенные в Четвертом докладе об оценке Межправительственной группы экспертов по изменению климата (МГЭИК) – (IPCC Fourth Assessment Report) [2].

Расчет прямых выбросов парниковых газов по Охвату 1 (Score 1) для объектов генерации электро- и тепловой энергии производится по формуле (1):

$$E_{\text{CO}_2,y} = \sum_{j=1}^n (EF_{\text{CO}_2,j} \times FC_{j,y}) / 1000, \quad (1)$$

где $E_{\text{CO}_2,y}$ – выбросы CO_2 от стационарного сжигания топлива за период y , т CO_2 ;
 $FC_{j,y}$ – расход топлива j за период y , ГДж;

Месторождение «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»
Источник: «КогалымНИПИнефть»



Компании в отсутствие единой системы учета выбросов сталкиваются со сложностями при менеджменте этого процесса, связанными со сбором и ведением качественных статистических данных

$EF_{\text{CO}_2,j}$ – коэффициент выбросов CO_2 от сжигания топлива j , т CO_2 /ГДж;
 j – вид топлива, используемого для сжигания;

n – количество видов топлива, используемых за период y .

После этого производится уточнение по видам выбросов в соответствии с формулой (2):

$$E_{\text{CO}_2e,y} = \sum_{i=1}^n (E_{i,y} \times GWP_i), \quad (2)$$

где $E_{\text{CO}_2e,y}$ – выбросы парниковых газов в CO_2 -эквиваленте за период y , т CO_2 -эквивалента;

$E_{i,y}$ – выбросы i -парникового газа за период y , т;

GWP_i – потенциал глобального потепления i -парникового газа, т CO_2 -эквивалента/т;

n – количество видов выбрасываемых парниковых газов;
 i – CO_2 , CH_4 , N_2O .

Таким образом, по итогам расчета получается сумма всех произведений выбросов для каждого вида парниковых газов в тоннах CO_2 -эквивалента.

Расчет расхода топлива выполняется по формуле (3):

$$FC_{j,y} = FC'_{j,y} \times 29308, \quad (3)$$

где $FC_{j,y}$ – расход топлива j за период y , ГДж;

$FC'_{j,y}$ – расход топлива j в энергетическом выражении за период y , тыс. т у. т.

Эмиссия парниковых газов в результате производства электроэнергии, тепла или пара, закупаемых предприятием (отчитывающимся субъектом) у третьих сторон, в соответствии с классификацией Межправительственной группы экспертов

ООН по изменению климата (МГЭИК), классифицируются как «косвенные выбросы» или Охват 2 (Score 2) [4]. Физически эти выбросы осуществляются другой организацией, но учитываются их потребителем для корректного расчета углеродного следа всего цикла производства продукции.

Определение формулы расчета косвенных выбросов парниковых газов по Охвату 2 требует дальнейшей методологической проработки. Это связано с неопределенностью в отношении того, что считать выбросами по Охвату 2 для электроэнергетических объектов, которые потребляют на собственные нужды электро- и тепловую энергию, произведенную самостоя-



Диспетчерская Ростовской ТЭЦ
Источник: rostov-gorod.ru

тельно [5]. При определении методологии учета косвенных выбросов в модели использовалась методология, приведенная в приказе Министерства природных ресурсов и экологии РФ от 29 июня 2017 г. № 330 «Об утверждении методических указаний по количественному определению объема косвенных энергетических выбросов парниковых газов» [6].

В прототипе калькулятора выбросов предлагается проводить расчет косвенных выбросов CO₂-эквивалента в отношении приобретенной энергообъектами электроэнергии других источников по следующей формуле (4):

$$E_{CO_2, \text{ косв. } y}^{3/2} = EF_{CO_2, \text{ элек. } y} \times EC_y, \quad (4)$$

где $E_{CO_2, \text{ косв. } y}^{3/2}$ – объем косвенных энергетических выбросов CO₂ при потреблении организацией электрической энергии, полученной от внешних генерирующих объектов, за период времени y , т CO₂;

EC_y – объем покупной электроэнергии за период времени y , МВт·ч;

$EF_{CO_2, \text{ элек. } y}$ – коэффициент косвенных энергетических выбросов CO₂ при потреблении организацией электрической энергии, полученной от внешних генерирующих объектов, за период времени y , т CO₂/МВт·ч.

На данный момент в России нет официального достоверного источника информации о региональных коэффициентах выбросов для сетевой электроэнергии. В программном комплексе были использованы значения коэффициентов, опубликованных интернет-ресурсом Carbon Footprint («Углеродный след») (URL: carbonfootprint.com – International Electricity Factors), в котором приводятся ежегодно обновляемые данные о сетевых коэффициентах различных стран, включая Россию.

Для определения объема косвенных энергетических выбросов при потреблении тепловой энергии используется аналогичный подход. Используется следующая формула (5):

$$E_{CO_2, \text{ косв. } y}^{1/2} = E_{CO_2 \text{ тэ. } y} \times HC_y \times 1000, \quad (5)$$

где $E_{CO_2, \text{ косв. } y}^{1/2}$ – объем косвенных энергетических выбросов CO₂ при потреблении организацией тепловой энергии, полученной от внешних генерирующих объектов, за период времени y , т CO₂;

HC_y – объем покупной тепловой энергии от внешних генерирующих объектов, за период времени y , тыс. Гкал. Перевод единиц «тыс. Гкал» (старая система единиц) в систему СИ производится с помощью коэффициента 4,19 (тыс. ГДж);

$E_{CO_2 \text{ тэ. } y}$ – коэффициент косвенных энергетических выбросов CO₂ при потреблении организацией тепловой энергии, полученной от внешних генерирующих объектов, за период времени y , т CO₂/Гкал. Его значение принято константой 0,293 (согласно методическим указаниям, утвержденным приказом ПАО «ЛУКОЙЛ» № 78 от 12.05.2022 г.).

Расчет общего объема косвенных выбросов за период достигается суммированием косвенных выбросов, связанных с потреблением электрической и тепловой энергии.

Ключевые особенности реализации

Для минимизации стоимостных и временных затрат на начальном этапе разработки было принято решение в качестве исходного материала использовать данные из существующих информационных систем. В зависимости от видов данных и информационных систем – источников, различались не только единицы измерения, но и качественный состав исходных данных. В то же время существующие НПА позволяют использовать различные подходы к вычислению коэффициента выбросов CO₂ от сжигания топлива для Охвата 1: по объемным и массовым долям компонентного состава топлива, по содержанию углерода в топливе или используя справочные коэффициенты. Для каждого источника исходных данных был выбран подход, позволяющий получить наиболее точное значение коэффициента на существующем качественном составе данных. Именно такая гибкость позволила обеспечить высокое качество расчетных данных (отклонение от верифицированной отчетности для объектов коммерческой генерации составило 0,1 % за 2020 г.) без внедрения дополнительных бизнес-процессов по сбору и верификации данных при одновремен-

Рис. 1. Интерфейс прототипа калькулятора эмиссии парниковых газов ПАО «ЛУКОЙЛ»

Источник: ежемесячный отчет «Сводная актуализированная информация за месяц». Данные на 29.09.2022 г.



Приглашение сторонней организации для проведения расчета выбросов не решает задачи по их верификации для последующего использования в отчетах об устойчивом развитии и различных рейтингах

ном обеспечении различных временных разрезов анализируемых данных (сутки, месяц, квартал).

Описание разработанного программного комплекса по учету объемов выбросов парниковых газов

Пример интерфейса прототипа калькулятора эмиссии парниковых газов коммерческой генерации «ЛУКОЙЛа» представлен на рис. 1. Здесь отображается общая сумма выбросов по электрической и тепловой энергии в рамках Охватов 1

Формула расчета косвенных выбросов CO₂ требует проработки, так как непонятно, что считать по Score 2 выбросами для энергообъектов, которые сами потребляют собственную энергию

и 2, сравнение фактических и плановых показателей эмиссии парниковых газов, распределение долей выбросов между различными технологиями производства электро- и тепловой энергии (ТЭЦ, ТЭС, построенные и модернизированные в рамках договоров предоставления мощности (указаны как «ДПМ»), котельные (указаны как «прочее»), а также между различными генерирующими предприятиями, входящими в «ЛУКОЙЛ» (диаграмма в правом нижнем углу, аббревиатуры соответствуют названиям дочерних обществ: «ЛУКОЙЛ-Кубаньэнерго», «ЛУКОЙЛ-Астраханьэнерго», «ЛУКОЙЛ-Ростовэнерго», «ЛУКОЙЛ-Волгоградэнерго», «ЛУКОЙЛ-Ставропольэнерго» и «ЛУКОЙЛ-Экоэнерго»). Единицы измере-

ния – тонны CO₂-эквивалента (миллионы тонн – где указано).

Отдельно выделены посуточные расчеты на основе оперативных данных. На рис. 2 представлены показатели, полученные из оперативных данных.

Сам прототип калькулятора представляет собой инструмент учета выбросов, где пользователь может оперативно получить данные о выбросах парниковых газов по сегменту электроэнергетики ПАО «ЛУКОЙЛ» в целом, нескольким отдельным или одному конкретному энергообъекту. Также возможно отследить динамику с 2016 г. с помесечной детализацией, сравнить различные энергообъекты по показателям производства и выбросов парниковых газов между собой. Для корректного сравнения различных энергообъектов приведены удельные значения выбросов на единицу произведенной электро- и теплоэнергии. В качестве источников исходных данных используются существующие информационные системы, агрегирующие технологические и экономические показатели работы указанных энергообъектов.

Существенной особенностью предложенного решения является использование собственных алгоритмов сбора и агрегации необходимой исходной информации, позволяющих осуществлять расчеты в различных временных разрезах (час, сутки,

Рис. 2. Показатели на основе оперативных данных

Источник: данные автора



*Источник исходных данных на основании которых выполнен расчет: ежедневный отчет "Приложение 5"

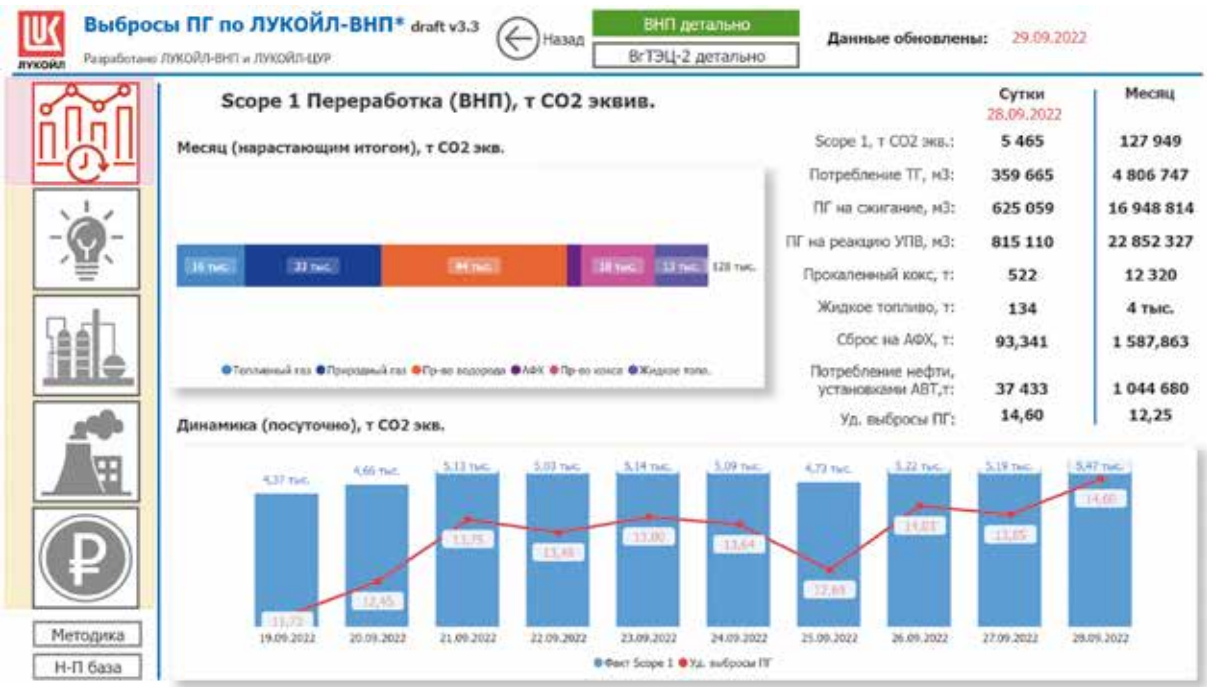


Рис. 3. Интерфейс раздела прототипа калькулятора ПАО «ЛУКОЙЛ» для нефтеперерабатывающего завода по выбросам Охвата 1

Источник: данные автора

месяц, квартал), используя различный набор актуальных данных в каждый временной период.

Расчет может производиться за любой произвольный период, в реализованном прототипе глубина исторических данных составляет 7 лет (2016–2022 гг.).

В модели доступны плановые и фактические показатели выбросов, что позволяет оценить эффективность работы энергообъектов.

Кроме того, доступен инструмент расчета экономических показателей энергообъектов при введении цены на выбросы CO₂ – валовой прибыли, операционного дохода и свободного денежного потока. Это создает дополнительные возможности для принятия инвестиционных решений о строительстве и модернизации энергообъектов.

Также разработан первый прототип модели нефтеперерабатывающего завода. Выполнена интеграция прототипа с базой данных реального времени, в которую собираются данные расхода топлива и сырья, что позволило автоматизировать наполнение отчета и повысить точность данных, исключив ошибки при ручном вводе показателей. Пример интерфейса раздела прототипа калькулятора «ЛУКОЙЛа» для нефтеперерабатывающего завода по выбросам Охвата 1 представлен на рис. 3.

На нем демонстрируются общие показатели выбросов по бизнес-сегменту нефтепереработки (в прототипе – на базе одного завода, Волгоградского НПЗ), источники выбросов в рамках различных технологических процессов: от сжигания топлива в исходном состоянии, в том числе на автоматическом факельном хозяйстве (аббревиатура АФХ – на рисунке), а также при производстве водорода и прокатке кокса. На диаграмме в нижней части рисунка приведена посуточная динамика фактического объема выбросов и удельные значения на единицу переработанного сырья, в правой части рисунка абсолютные показатели за последние сутки и за месяц

Сейчас в модели доступен инструмент расчета экономических показателей энергообъектов при введении цены на выбросы CO₂ – валовой прибыли, операционного дохода и свободного денежного потока

накопительным итогом. Сейчас ведется работа по детализации расчета объемов выбросов до уровня конкретной установки.

Перспективы развития

В будущем прототип калькулятора выбросов парниковых газов «ЛУКОЙЛа» предполагается дополнить данными о предприятиях других сегментов деятельности компании – добычи и переработки нефти и газа, нефтегазохимии, объектов реализации топлива. Каждый сегмент бизнеса требует индивидуальных подходов к учету выбросов.

По итогам реализации проекта, предполагается получение полноценного комплекса для сбора данных, ведения статистики и моделирования политики климатического менеджмента с широким диапазоном потенциального применения. Система позволит усовершенствовать процесс подготовки отчетности, моделировать будущие выбросы для установления и корректировки целей и задач по этому направлению, демонстрировать данные в режиме реального времени для заинтересованных сторон – органов власти, инвесторов, СМИ, общественных организаций и прочих.

После завершения работы над прототипом, он должен получить сертификацию организации-аудитора, подтверждающую корректность калькуляции и учета выбросов парниковых газов. Следующим этапом станет применение модели учета выбросов для целей и задач «ЛУКОЙЛа».

«ЛУКОЙЛу» принадлежат крупнейшие ветропарки на юге РФ



Источник: pexels.com

Помимо этого, возможно применение модели учета выбросов «ЛУКОЙЛа» по учёту выбросов за пределами компании, в частности, для нужд федеральных и региональных органов власти с целью управления декарбонизацией бюджетных и бюджетозависимых организаций, а также сторонних коммерческих заказчиков.

Выводы

Несмотря на относительную простоту методологических подходов при практической реализации, становятся очевидны отраслевые особенности, без учета которых невозможно получить достоверный результат. Именно поэтому ключевым фактором при разработке программного комплекса стало понимание правил и особенностей сбора и агрегации исходных данных, и отраслевая экспертиза, позволяющая выявить значимые факторы, незаметные на первый взгляд.

В то же время при реализации калькулятора были учтены требования нормативно-правовых актов, что подтверждается высокой сходимостью данных с верифицированными результатами, представленными в ежегодном отчете.

Получившийся программный комплекс стал инструментом, который позволяет оперативно проводить анализ объемов выбросов с учетом других технико-экономических параметров, что позволяет не просто фиксировать объемы выбросов, но и комплексно управлять процессами оптимизации практически в режиме online.



Волгоградский НПЗ

Источник: «ЛУКОЙЛ»

Использованные источники

1. Отчет об устойчивом развитии ПАО «ЛУКОЙЛ» за 2020 г. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://lukoil.ru/FileSystem/9/555493.pdf> (Дата обращения: 29 сентября 2021 г.).
2. Межправительственная группа экспертов Организации Объединенных Наций по изменению климата (МГЭИК). [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.ipcc.ch/report/ar4/syr/> (Дата обращения: 29 сентября 2021 г.).
3. Приказ Министерства природных ресурсов и экологии РФ от 30 июня 2015 г. № 300 «Об утверждении методических указаний и руководства по количественному определению объема выбросов парниковых газов организациями, осуществляющими хозяйственную и иную деятельность в Российской Федерации». [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001201512170023> (Дата обращения: 28 сентября 2021 г.).
4. Межправительственная группа экспертов Организации Объединенных Наций по изменению климата (МГЭИК): приложение «Глоссарий, сокращения и химические символы» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/02/AR5_WG3_glossary_RU.pdf (Дата обращения: 15 октября 2021 г.).
5. World Resources Institute and World Business Council for Sustainable Development: «The Greenhouse Gas Protocol. A Corporate Accounting and Reporting Standard. Revised edition». [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://ghgprotocol.org/corporate-standard> (Дата обращения: 29 сентября 2021 г.).
6. Приказ Министерства природных ресурсов и экологии РФ от 29 июня 2017 г. № 330 «Об утверждении методических указаний по количественному определению объема косвенных энергетических выбросов парниковых газов». [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001201710230028> (Дата обращения: 28 сентября 2021 г.).
7. Европейский банк реконструкции и развития «Динамика развития коэффициентов выбросов углерода при производстве электрической энергии в России. Исследование базового уровня выбросов по России. Заключительный отчет». [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.ebrd.com/downloads/sector/eec/Baseline_Study_Russia_Final_Russian.pdf (Дата обращения: 28 сентября 2021 г.).

Интернет вещей как платформа трансформации бизнес-моделей нефтегазовых компаний: инвестиционный анализ и оценка рисков

Internet of things as platform for transformation of oil and gas companies' business models: investment analysis and risk assessment

Даниил ЧАПАЙКИН

Аспирант, Национальный

исследовательский институт мировой экономики и международных отношений

им. Е. М. Примакова РАН РФ

e-mail: dchapaykin@gmail.com

Daniil CHAPAIKIN

Postgraduate student, Primakov Institute

of world economy and international relations, National Research Institute,

Moscow, Russia

e-mail: dchapaykin@gmail.com

Роботизация процессов становится частью работы компаний ТЭК

Источник: sdecoret / depositphotos.com



Аннотация. В условиях нарастающей нестабильности на мировых энергетических рынках нефтегазовые компании трансформируют бизнес-модели, формируя новые пропорции вертикальных и горизонтальных связей в управлении каждым отдельным сегментом цепочки создания стоимости. Исключительную роль в данных трансформационных процессах играют прорывные технологии, в частности интернет вещей как платформа, открывающая возможности децентрализованного управления системой независимых систем, в контексте энергетического рынка - бизнес-единиц. В работе на основании произведенного инвестиционного анализа выверена гипотеза о значительном экономическом потенциале для компаний, который, помимо роста доходности и снижения затрат, предполагает образование сетевого эффекта трансформации. Примененное сценарное риск-моделирование позволило произвести ранжирование различных по капитализации игроков нефтегазового рынка по степени уязвимости к внешним шокам и ценовым обвалам, что исключительно актуально в свете геополитических кризисов.

Ключевые слова: интернет вещей, цифровизация, трансформация, нефтегазовые компании, нефтегазовый бизнес, доходность, риски, сетевая структура.

Abstract. Concerning the growing instability of the global energy markets oil and gas companies are transforming business models, creating new proportions of vertical and horizontal integration in the management of each value chain segment. Breakthrough technologies play an exceptional role in transformation processes, in particular, the Internet of Things performs a platform opening up opportunities for decentralized management like system of independent systems (SofS), in the context of the energy market it concerns business units. Based on the carried out investment analysis, the paper verifies the hypothesis of significant economic potential for companies, which, in addition to increasing profitability and reducing costs, presupposes the formation of a networking effect for business. The applied scenario risk modeling made it possible to rank oil and gas market players of different capitalization in terms of their vulnerability to external shocks and price collapses, which is extremely important in light of the pandemic and the upcoming crises.

Keywords: internet of things, digitalization, transformation, oil and gas companies, profitability, risks, oil and gas business, networking structure.

“

На одну нефтяную или газовую скважину приходится около 25 датчиков, а во всем мире действует более миллиона нефтяных скважин

В современных условиях глобальной нестабильности и хрупкости экономических, политических и социальных систем к внешним вызовам возникает необходимость синхронизации двух процессов в энергетических компаниях:

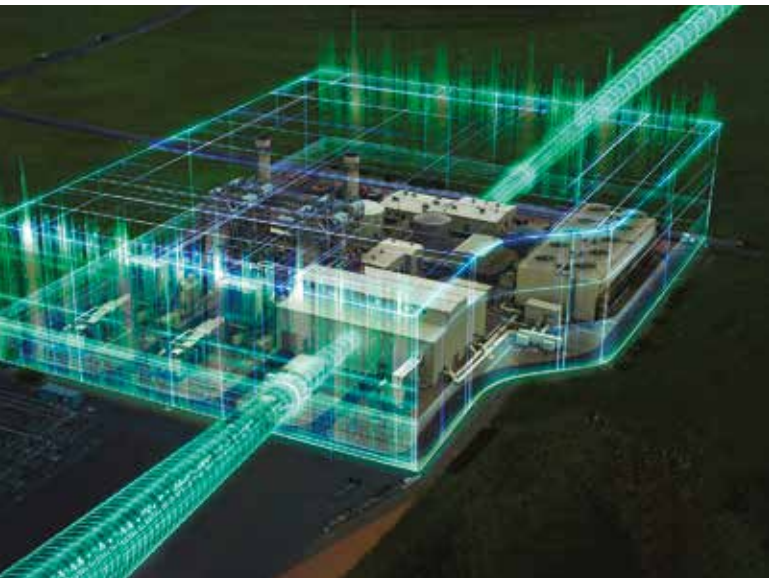
1. Оптимизации затрат, моделей производства, потребления и распределения энергии.
2. Появлении новых моделей бизнеса, производстве информационно-технологических продуктов внутри компании в сочетании с аутсорсингом наиболее неустойчивых звеньев цепочки создания стоимости извне.

Для обеспечения синхронности данных процессов исключительно важной становится перестройка модели управления, где новые возможности открывают цифровые технологии IV поколения или в комплексе – индустрия 4.0, а также сетевые системы,

интегрирующие вертикальные и горизонтальные связи в компании (Телегина, Чапайкин, 2020, 2021).

Оба термина – «Индустрия 4.0» (I4.0) и «Интернет вещей» (IoT) – характеризуют растущую взаимосвязанность и автоматизацию устройств, машин и продуктов, но имеют разную направленность.

В концепции Индустрии 4.0 основное внимание уделяется производственному процессу в рамках «умной фабрики», основанной на подключенных и автоматизированных машинах, которые взаимодействуют друг с другом, а также с элементами, которые они обрабатывают, включая все виды продуктов и ресурсов, которые произ-



Цифровая модель предприятия
Источник: controlengrussia.com

водятся и поставляются по определенной логистической цепочке.

Интернет вещей, напротив, ориентирован не на производство, а на использование оцифрованных и подключенных устройств и продуктов, что позволяет поставщикам в режиме реального времени управлять собственными продуктами¹, в то время как они используются клиентами. Также это касается предоставления новых цифровых услуг для клиентов, в пер-

¹ Простейшим примером может служить бизнес-модель компании Apple. Корпорация производит периодические обновления системы iOS, агрегирует данные устройств и осуществляет соответствующее управление информационными потоками. В нефтегазовом бизнесе это касается энергетических сервисов, в том числе распределенной генерации на базе технологии блокчейн.

спективе на основе децентрализованного управления (BIS Research, 2020).

I4.0 и IoT также оказывают влияние на другие сегменты цепочки стоимости внутри компании, такие как исследования и разработки, а также продажи и маркетинг. В обоих случаях это касается открытия новых возможностей бизнеса путем роста горизонтальных связей на различных уровнях – от уровня устройств и машин до уровня машинного блока (на производстве) или групп устройств (используемых клиентами), а также онлайн-связи подключенных машин и продуктов компании на уровне бизнес-процессов.

Решения по аналитике данных помогают нефтегазовым компаниям в различных сферах: получение целостного представления об операциях, понимание потребностей рынка и клиентов, а также управление жизненным циклом проекта. Аналитика данных предоставляет лицам, принимающим решения, информацию, необходимую для их быстрого принятия по экономии средств. Кроме того, аналитика данных предоставляет другие возможности игрокам нефтегазового рынка, такие как интеграция и визуализация данных.

Нефтегазовая промышленность производит огромное количество информации и различных типов данных по цепочке поставок нефти и газа. Например, одна платформа генерирует примерно 2 терабайта данных всего за один час (IDC, 2019; BIS Research, 2020). Датчики используются практически повсеместно, подобный цифровой комплекс генерирует данные каждую секунду. По оценкам BIS Research, на одну нефтяную или газовую скважину приходится около 25 датчиков, а во всем мире действует более миллиона нефтяных скважин. Несмотря на ошеломляющие объемы генерации данных, по произведенным оценкам, нефтегазовая промышленность использует только 1 % данной информации (PTC, 2020). При этом инвестиции в IoT в основном ориентированы на новый формат использования данных для более эффективного принятия решений. Есть несколько примеров, когда нефтегазовые компании, инвестировав в аналитику, сэкономили много денег. В качестве примера можно привести Apache Corporation, независимую нефтегазовую компанию в США, которая использует прогнозную аналитику для предупреждения поломок критически

Регион	CAGR,% (2017–2026 гг.)	Выручка компаний-поставщиков, млн долл. США (2016 г.)
С. Америка	23,72	1102,1
Европа	25,57	603,4
АТР	26,77	363,6
Пр. страны	24,1	813,9

Таблица 1. Динамика рынка IoT в нефтегазовом секторе по регионам мира, 2017–2026 гг.

Источник: составлено автором на основании данных BIS Research, 2020 г.

важного насосного оборудования, так называемые электронные погружные насосы (ESP) (BIS Research, 2020). Они успешно увеличили объемы производства и снизили операционные расходы посредством последовательного внедрения данной технологии.

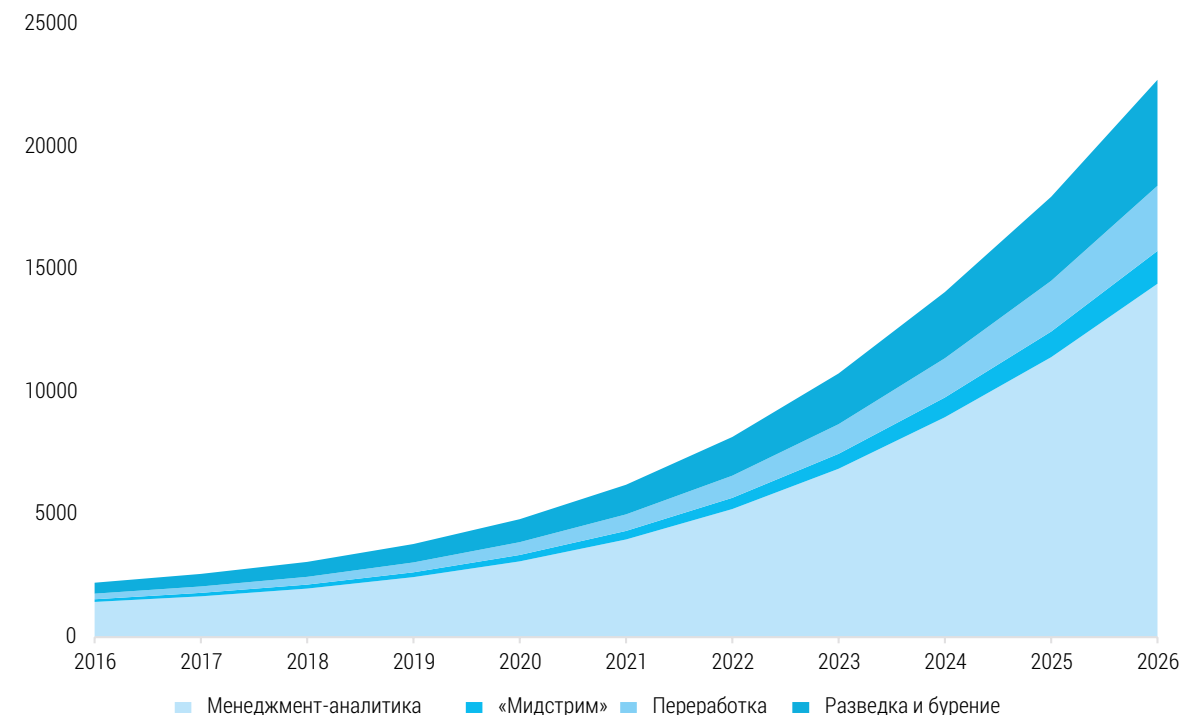
Продукты интернета вещей для нефтегазовых компаний в Северной Америке были оценены в 1,1 млрд долл. в 2016 г. и, как ожидается, достигнут 10,75 млрд долл. в 2023 г. при среднегодовом темпе роста 23,72 % в течение прогнозируемого периода 2017–2023 гг. В основном это связано с высокой развитостью данного рынка, более широким предложением со стороны IT-компаний в Северной Америке по сравнению с другими регионами. Технологически развитая инфраструктура также предопределяет более динамичное

развитие данного рынка. Поскольку львиная доля IoT-спроса сконцентрирована в сегменте добычи, а также менеджменте, прогноз рынка интернета вещей в этом регионе остается наиболее оптимистичным в перспективе до 2026 г. (см. табл. 1).

На аналитику эффективности управления активами приходилась основная доля инвестиций, примерно 64 % в 2016 г. (см. рис. 1). Она была оценена в 1,43 млрд долл. в 2016 г. и, как ожидается, достигнет 14,42 млрд долл. в 2026 г. при среднегодовом темпе роста (CAGR) 24,09 % в течение прогнозируемого периода 2017–2026 гг. В основном это связано с тем, что нефтегазовая отрасль является ресурсо- и капиталоемкой. При высокой относительной доле капитальных затрат также необходимо соответствующее обслуживание данной инфраструктуры. Оценка состояния

Рис. 1. Динамика глобального рынка IoT по бизнес-направлению ИТ-продукта, млн долл. США, 2016–2026 гг.

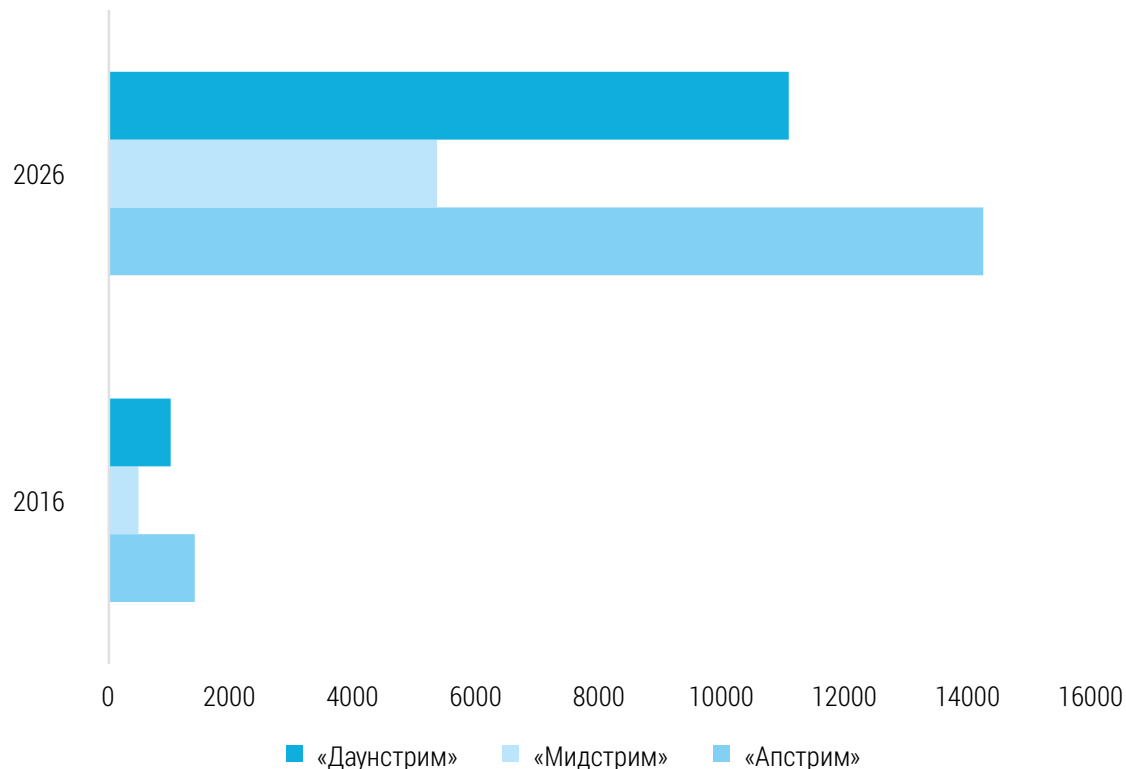
Источник: составлено автором на основании данных BIS Research, 2020 г.



стратегических активов и необходимость повышения операционной эффективности требуют постоянного анализа производительности на всех этапах цепочки создания стоимости. Более того, повсеместное внедрение и использование датчиков также вызовут потребность в обслуживании и мониторинге состояния активов, что, в свою очередь, будет еще больше способствовать росту спроса на данный IT-продукт.

Ожидается, что аналитика в сегменте разведки и бурения будет расти из-за необходимости снижения себестоимости добычи нефти, появления новых проектов, использования передовых технологий для разведки и соблюдения нормативных требований, возрастающих в условиях энергетического перехода. Аналитика в нефтепереработке будет также испытывать положительную динамику в связи с растущим спросом на нефтепродукты в развивающихся странах. Рост спроса в сегменте «мидстрим», прежде всего, обусловлен необходимостью контроля логистической цепочки и системы трубопроводов, что стимулируется ростом числа датчиков и устройств слежения (Forrester, 2016; IDC, 2019; PTC, 2020).

Рис. 2. Структурная динамика глобального рынка IoT в нефтегазовом секторе, млн долл. США, 2016–2026 гг.



Источник: составлено автором по данным BIS Research, 2020 г.

Нефтегазовая промышленность производит огромное количество информации и данных по цепочке поставок нефти и газа. Одна платформа генерирует примерно 2 ТБ данных всего за 1 час

На долю разведки и добычи приходилось примерно 48 % в 2016 г. (см. рис. 3). В 2016 г. она была оценена в 1,39 млрд долл. и, как ожидается, достигнет 14,19 млрд долл. в 2026 г. при среднегодовом темпе роста 24,19 % в прогнозируемый период 2017–2026 гг. «Мидстрим» (транспортировка и распределение) был оценен в 480,6 млн долл. в 2016 г. и, по расчетам BIS Research, достигнет 5,33 млрд долл. в 2026 г. при максимальном среднегодовом темпе роста 25,15 % в течение прогнозируемого периода 2017–2026 гг.

Основными факторами, детерминирующими спрос на IoT-решения в сегменте

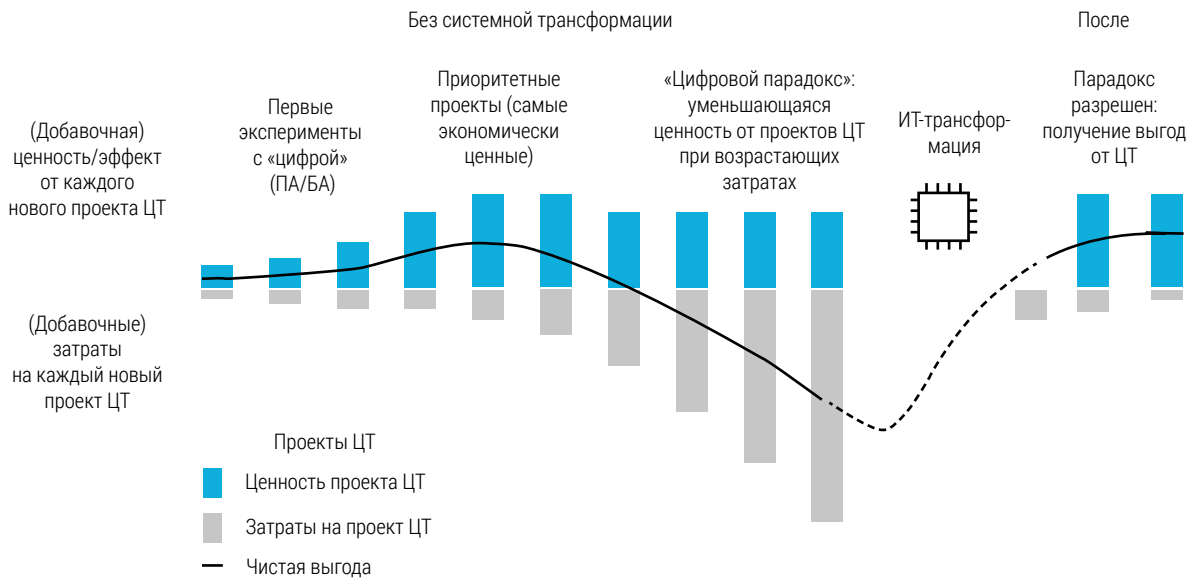


Рис. 3. Эффект «цифрового парадокса»

Источник: составлено автором на основании данных Boston Consulting Group, 2021 г.

разведки и добычи, являются соблюдение ограничений выбросов парниковых газов, повышение операционной эффективности за счет увеличения срока службы буровой установки (Forrester, 2016; IDC, 2019; PTC, 2020) и сокращение потерь топлива при транспортировке, повышение безопасности и сохранение здоровья рабочих, а также стратегическое лавирование компаний в условиях низких цен на углеводороды в совокупности с неопределенностью на мировых рынках (Телегина, Чапайкин, 2020, 2021).

Для оценки экономической целесообразности цифровой трансформации нефтегазовых компаний исключительно важны не только оценка потенциальной доходности и величины оптимизации затрат, но и сетевые эффекты, которые возникают

как мультипликатор комплексного внедрения множества цифровых технологий, что способствует росту горизонтальных связей в компании при сохранении вертикального контроля в тех сегментах, где это важно с точки зрения рисков.

На рис. 3 представлена ситуация «цифрового парадокса», когда чистая выгода для компаний, выраженная как разница добавленной стоимости, которую приносит каждый новый цифровой проект, и соответствующих затрат, начинает быстро сокращаться. Затем, когда компания перестраивает бизнес-модель, переходя к комплексной цифровой трансформации, срабатывают описанные сетевые эффекты, которые возвращают положительную динамику чистой выгоды и одновременно разрушают эффект «цифрового парадокса».

В этой связи интернет вещей следует рассматривать не только как новую карту возможностей контроля логистических, управленческих механизмов, а также интеллектуализации управления спросом, но и платформу сетевого управления другими цифровыми технологиями, в частности продуктами блокчейн².

² Под блокчейном в данном контексте понимается широкая интерпретация термина, а именно технологически распределенная база данных, которая содержит информацию обо всех транзакциях, проведенных участниками системы. В энергетическом бизнесе технология применяется в широком спектре направлений, от обеспечения информационно-технологической интеграции на этапах разведки и добычи до децентрализованной информационно-финансовой платформы трейдинга

Продукты интернета вещей для компаний ТЭК в Северной Америке были оценены в 1,1 млрд долл. в 2016 г. и, как ожидается, достигнут 10,75 млрд долл. в 2023 г. при среднегодовом темпе роста 23,72 %

Произведенные в данной работе оценки инвестиционной доходности могут интерпретироваться не только как результат прямого внедрения технологии IoT, но и потенциала сетевой интеграции множества цифровых технологий, что в ближайшие 5–7 лет станет предельно актуальным для нефтегазовых компаний.

Для инвестиционного анализа интеграции IoT-решений компании нефтегазового профиля были объединены в 4 группы по капитализации:

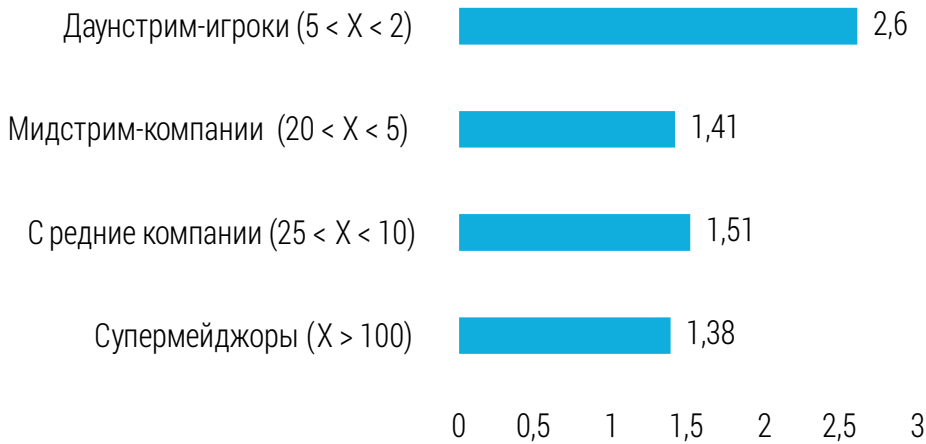
и маркетинга энергетических продуктов (подробнее см. Телегина, Чапайкин, 2020, 2021).

- супермейджоры ($X > 100$ млрд долл. США);
 - средние компании ($10 < X < 25$ млрд долл.);
 - мидстрим-компании ($5 < X < 20$ млрд долл.);
 - даунстрим-игроки ($2 < X < 5$ млрд долл.).
- В сегменте супермейджоров были выбраны компании BP, Shell, Chevron и Total. Среди средних компаний – Concho, Continental, Pioneer и Devon Energy. Для выбранных групп были проанализированы экономические эффекты в сегменте «апстрим».

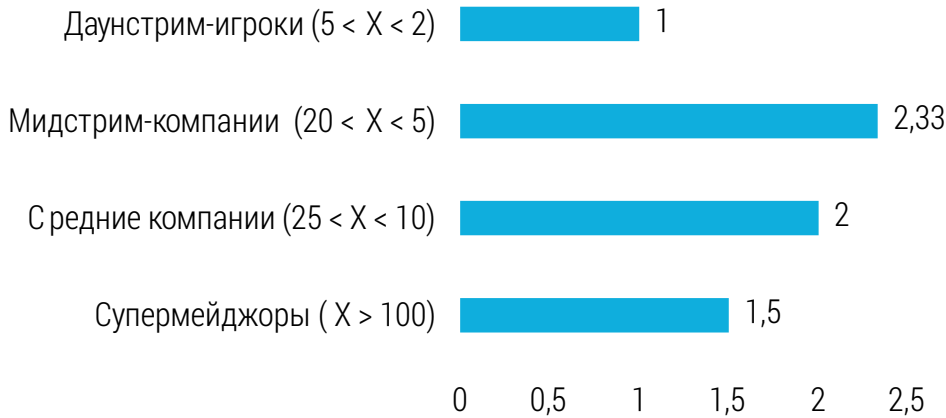
Рис. 4. Инвестиционная доходность интеграции интернета вещей в бизнес-модели нефтегазовых компаний

Источник:
рассчитано автором

Индекс прибыльности на 5-летнем промежутке



Срок окупаемости, лет



	Год	2016	2017	2018	2019	2020	2021
	Номер периода		0	1	2	3	4
Цена реализации, долл./б. н. э.		39,99	51,71	67,81	61,56	35	30*
Выручка, млн долл.		729,8175	943,7075	1237,5325	1123,47	638,75	547,5*
Рассчитанный эффект роста доходности, млн долл.		58,3854	75,4966	99,0026	89,8776	51,1	43,8
Апроксимированный уровень годовых издержек компании BP на интеграцию и использование продуктов IoT, млн долл.			27,07	32,41	40,45	51,73	38,2*
CF			-27,07	66,6	49,43	-0,63	5,6
Суммарный поток, накопленным итогом			-27,07	39,52	88,95	88,33	93,93
Ставка дисконтирования,% (BP)			10				
DCF			-27,07	60,54	40,85	-0,47	3,82
DCF, накопленным итогом			-27,07	33,47	74,32		
DCI			27,07	24,61	22,37	20,34	18,49
Сумма DCI			189,85				
Показатели экономической эффективности проекта							
ЧДД, млн долл.				77,67			
ВНД				206 %			
Срок окупаемости, лет				< года			
Дисконтированный срок окупаемости, лет				< года			
Индекс прибыльности				1,41			

* Для выбранных параметров приведены прогнозные среднегодовые значения

Таблица 2. Инвестиционный анализ интеграции пакета решений IoT в бизнес-модель на примере компании BP

В комплекс мидстримеров³ вошли компании Pemia, EQT и Antero. В даунстрим-сегменте (переработка и сбыт энергетических продуктов) – это PBF Energy, CVR Energy, Delek US, а также компания Murphy Oil.

Для каждой компании была построена индивидуальная инвестиционная модель, которая явилась продуктом анализа корпоративных годовых отчетов, материалов консалтинговых компаний Boston Consulting Group, PWC, а также аналитических обзоров Deloitte, IBS Research, Forrester, Watson, PTC Experton Group.

Оцениваемый экономический эффект складывался из двух слагаемых:

- эффектов технологизации и роста добычи (для «апстрима»);
 - оптимизации затрат (характерно для всех сегментов цепочки создания стоимости).
- На основании анализа комплекса данных была выявлена примерная пропорция «80–20», которая характеризует распределение рынка IoT-решений между супермейджорами и прочими игроками. Перечень компаний, работающих на базе аутсорсинг-контрактов или приобретающими «под ключ» IoT-продукты, позволили оценить примерный уровень затрат компании каждой группы капитализации. Далее, он был скорректирован на основании данных консалтинговых компаний, которые работали с данными клиентами в рамках конкретных кейсов.

³ Мидстримеры – компании, которые занимаются транспортировкой и распределением как жидких углеводородов, так и конечных энергетических продуктов.

Аналитика в сегменте разведки и бурения будет расти из-за необходимости снижения себестоимости добычи, появления новых проектов, использования передовых технологий для разведки и т. д.

Общий денежный поток был рассмотрен в динамике 2016–2021 гг., для 2021 г. было выбрано прогнозное значение. На основании положительного денежного потока, сформированного как суммы описанных слагаемых, и отрицательного CF, отражающего транзакционные затраты, издержки компании на приобретение IoT-услуг и их обслуживание, был сформирован чистый денежный поток. Для каждой компании была выбрана индивидуальная ставка

дисконтирования согласно публикуемым годовым отчетам, что позволило произвести расчет классических показателей ЧДД, ВНД, срока окупаемости и индекса прибыльности. Средние значения конечных показателей по группе были рассчитаны как средневзвешенное по величине капитализации полученных значений для компаний данной весовой категории. Примеры расчетов приведены в таблицах 2–5. Несмотря на то, что данное инвестиционное моделирование обладает относительной точностью, требующей дополнительной «очистки» конечных показателей от макроэкономических факторов, которые влияют на операционный денежный поток, оно позволяет произвести сравнительную оценку сетевых эффектов для компаний различных групп капитализации. Очевидно, что в сегменте «даунстрим» наименьшей по капитализации группы компаний интеграция интернета вещей наиболее оправдана с инвестиционной точки зрения, поскольку рассматриваемые североамериканские игроки облада-

Таблица 3. Инвестиционный анализ интеграции пакета решений IoT в бизнес-модель на примере компании Devon Energy

	Год	2016	2017	2018	2019	2020	2021
	Номер периода	0	1	2	3	4	
Рассчитанный эффект роста доходности, млн долл.		9,82	12,83	13,31	12,78	10,95*	
Апроксимированный уровень затрат, млн долл.		1,62	7,78	9,71	12,41	9,17*	
CF		-1,62	5,05	3,61	0,36	1,78	
Суммарный поток, накопленным итогом		-1,62	3,43	7,03	7,39	9,18	
Ставка дисконтирования,% (Devon Energy)		10					
DCF		-1,62	4,59	2,98	0,27	1,22	
DCF, накопленным итогом		-1,62	2,97	5,95			
DCI		1,62	1,48	1,34	1,22	1,11	
Сумма DCI		40,69					
Показатели экономической эффективности проекта							
ЧДД, млн долл.		7,44					
ВНД		240 %					
Срок окупаемости, лет		< года					
Дисконтированный срок окупаемости, лет		< года					
Индекс прибыльности		1,18					

* Для выбранных параметров приведены прогнозные среднегодовые значения

	Год	2016	2017	2018	2019	2020	2021
	Номер периода		0	1	2	3	4
Рассчитанный эффект роста доходности, млн долл.			5,33	5,72	25,48	12,74	9,555*
Апроксимированный уровень затрат, млн долл.			1,6244	7,7776	9,7072	12,4144	9,168*
CF			-1,6244	-2,0576	15,7728	0,3256	0,387
Суммарный поток, накопленным итогом			-1,6244	-3,682	12,0908	12,4164	12,8034
Ставка дисконтирования,% (Antero)			8,2				
DCF			-1,6244	-1,9016636	13,472689	0,2570411	0,2823591
DCF, накопленным итогом			-1,6244	-3,5260636	9,9466251	11,828066	12,110425
DCI							
Сумма DCI				40,6916			
Показатели экономической эффективности проекта							
ЧДД, млн долл.				10,49			
ВНД				137 %			
Срок окупаемости, лет				1,14			
Дисконтированный срок окупаемости, лет				1,15			
Индекс прибыльности				1,26			

* Для выбранных параметров приведены прогнозные среднегодовые значения

Таблица 4. Инвестиционный анализ интеграции пакета решений IoT в бизнес-модель на примере компании Antero

ют наибольшей контрактной гибкостью с широким спектром поставщиков и продавцов IoT-услуг и продуктов, которая чередуется с высокой конкуренцией и ресурсной гибкостью. Для супермейджоров масштабирование технологий требует гораздо больше времени, несмотря на то, что предельная окупаемость одного проекта варьируется около 1,5 лет, индекс прибыльности говорит о значительной и в то же время наименьшей среди анализируемых групп доходности на выбранном 5-летнем промежутке. Зачастую для цифровых проектов результаты инвестиционного анализа на 5-летней перспективе выглядят «завышено», поскольку сложно прогнозировать отрицательное воздействие факторов внешней среды на таком периоде. Для мидстрим-игроков более значительная величина капитальных инвестиций соответствующе отражается на показателе срока окупаемости, при этом индекс доходности существенно отличается от компаний-супермейджоров.

Далее для оценки чувствительности инвестиционной доходности к условиям обвала цен было произведено сценарное риск-моделирование. В моделях падение цен закладывалось на длительный трехлетний период, включая сценарии 8, 50 и 75 % обвала значений ценового параметра (см. рис. 5). В условиях 8 %-падения наиболее уязвимыми к внешним шокам являются

Основными факторами, определяющими спрос на IoT-решения в сегменте разведки и добычи, являются соблюдение ограничений выбросов парниковых газов и повышение операционной эффективности

90

ЦИФРА

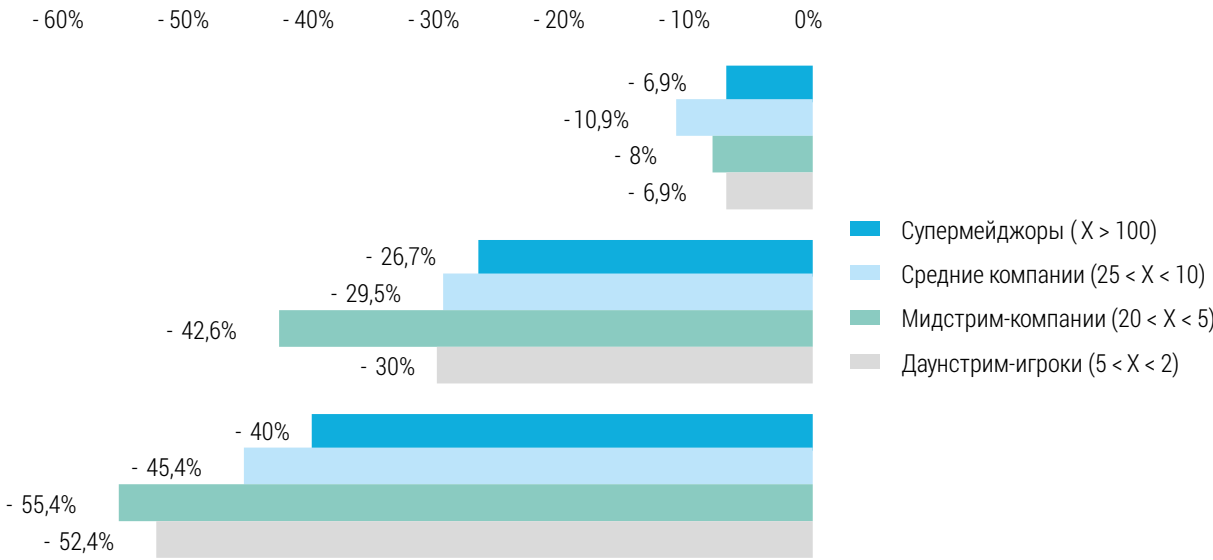
	Год	2016	2017	2018	2019	2020	2021
	Номер периода	0	1	2	3	4	
Рассчитанный эффект роста доходности и оптимизации затрат, млн долл.		0	21,66	21,36	21,54	16,155	12,11625*
Апроксимированный уровень затрат, млн долл.			1,6244	7,7776	9,7072	12,4144	9,168*
CF			-1,6244	13,5824	11,8328	3,7406	2,94825
Суммарный поток, накопленным итогом			-1,6244	11,958	23,7908	27,5314	30,47965
Ставка дисконтирования% (CVR)	7,48						
DCF			-1,6244	12,6371418	10,2431188	3,01271671	2,20929483
DCF, накопленным итогом			-1,6244	11,0127418	21,2558606	24,2685773	26,4778721
DCI							
Сумма DCI			40,6916				
Показатели экономической эффективности проекта							
ЧДД, млн долл				26,48			
ВНД				7,55			
Срок окупаемости, лет				<года			
Дисконтированный срок окупаемости, лет				<года			
Индекс прибыльности				1,65			

* Для выбранных параметров приведены прогнозные среднегодовые значения

Таблица 5. Инвестиционный анализ интеграции пакета решений IoT в бизнес-модель на примере компании CVR Energy

Рис. 5. Сценарное риск-моделирование индекса прибыльности в условиях 8, 50 и 75 %-падения углеводородных цен

Источник:
рассчитано автором



средние игроки, индекс прибыльности снижается на 10,9 %. Супермейджоры и даунстрим-игроки оказываются наиболее гибкими с точки зрения показателей доходности. В контексте супермейджоров это касается всех трех сценариев, что в целом достаточно логично. При этом в условиях «жесткого» 50 и 75 %-падения наибольшие потери несут компании сегмента «мидстрим». Поскольку падение в моделях закладывалось на длительный трехлетний период, начинают срабатывать факторы пересмотра обязательств по части контрактов, что в свою очередь наносит соответствующий ущерб доходности данного проекта.

Заключение

Выверенные результаты произведенного инвестиционного анализа свидетельствуют о наличии положительного эффекта доходности для компаний всех четырех весовых категорий. В условиях длительного и жесткого ценового шторма наиболее уязвимыми остаются игроки сектора «мидстрим», при этом компании капитализацией свыше ста млрд долл. терпят наименьшие потери среди конкурентов по всем трем сценариям. Цифровизация и ее исключительная роль заключается не столько в улучшении динамики показателей доходности и оптимизации затрат, сколько в трансформации модели бизнеса нефтегазовых компаний, когда посегментарно появляются новые пропорции вертикальных и горизонтальных связей. С финансовой точки зрения это касается сетевых эффектов, когда

на смену цифровизации приходит цифровая трансформация, предполагающая построение сетевой структуры, связанной множеством технологий, оптимально распределенных по всей цепочке создания стоимости. Качество построения подобной сетевой платформы и следующие сетевые эффекты будут определяться тем, насколько фундаментально игроки смогут адаптировать интернет вещей собственным императивам и новым возможностям бизнеса.



Искусственный интеллект
Источник: VitalikRadko / depositphotos.com

Использованные источники

1. Телегина Е. А., Чапайкин Д. А. Сетевая трансформация нефтегазовых компаний // Цифровая экономика и новый энергетический ландшафт / Под общей редакцией члена-корреспондента РАН, профессора Е. А. Телегиной. М.: Издательский центр РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина, 2020. С. 162–183.
2. Телегина Е. А., Чапайкин Д. А. Цифровизация энергокомпаний в переходе к сетевой модели бизнеса // Энергетическая политика. № 1 (155), 2021. С. 12–21.
3. Телегина Е. А., Чапайкин Д. А. Цифровизация и глобальные факторы сетевой трансформации нефтегазовых компаний // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. № 3 (195), 2021. С. 35–39.
4. Телегина Е. А., Чапайкин Д. А. Цифровизация – фактор трансформации нефтегазовых компаний // Нефтегазовая вертикаль. № 6, 2021. С. 68–74.
5. BIS Research (2020). Global Internet of Things (IoT) in oil and gas market – Analysis and Forecast [Подписка].URL: <https://bisresearch.com/industry-report/global-iot-oil-gas-market.html>
6. IDC (2019). Market Scape: Worldwide IoT Platforms, 2019, Vendor Assessment. [Подписка] URL: <https://www.idc.com/getdoc.jsp?containerId=US45116919>
7. PTC Experton Group (2020). Industry 4.0/ Internet of things, Vendor Benchmark, 2020. [Подписка] URL: <https://www.ptc.com>
8. Forrester (2016). The Forrester Wave: IoT Software Platforms, Q4, 2016. [Подписка] URL: <https://www.forrester.com/report/The+Forrester+Wave+IoT+Software+Platforms+Q4+2016/-/E-RES136087>

Оценка территориальной структуры выбросов диоксида углерода от объектов энергетики в Российской Федерации

Assessment of the spatial distribution of greenhouse gas emissions from energy facilities in Russia

Борис САНЕЕВ

Профессор, д. т. н., руководитель научного направления «Комплексные проблемы энергетики и региональная энергетическая политика», заведующий отделом, профессор, Институт систем энергетики им. Л. А. Мелентьева СО РАН, г. Иркутск
e-mail: saneev@isem.irk.ru

Ирина ИВАНОВА

Старший науч. сотрудник, к. э. н., Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, г. Иркутск
e-mail: nord@isem.irk.ru

Александр ИЖБУЛДИН

Ведущий специалист, Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, г. Иркутск
e-mail: izhbuldin@isem.irk.ru

Елена МАЙСЮК

Старший науч. сотрудник, к. э. н., Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, г. Иркутск
e-mail: maysyuk@isem.irk.ru

Boris SANEEV

Doctor of Engineering Science, Professor, Head of the «Complex Energy Problems and Regional Energy Policy» Research Area, Head of the Department, Melentiev Energy Systems Institute SB RAS, Irkutsk
e-mail: saneev@isem.irk.ru

Irina IVANOVA

PhD of economy, Senior researcher, Melentiev Energy Systems Institute SB RAS, Irkutsk
e-mail: nord@isem.irk.ru

Alexandr IZHBULDIN

Leading specialist, Melentiev Energy Systems Institute SB RAS, Irkutsk
e-mail: izhbuldin@isem.irk.ru

Elena MAYSYUK

PhD of economy, Senior researcher, Melentiev Energy Systems Institute SB RAS, Irkutsk
e-mail: maysyuk@isem.irk.ru

Аннотация. Проблемы изменения климата приобрели глобальный характер. В данном исследовании проведена оценка территориального распределения по федеральным округам РФ выбросов диоксида углерода от объектов генерации электрической и тепловой энергии на органическом топливе. По показателям расчетных выбросов диоксида углерода среди энергообъектов России преобладают крупные ТЭС: их доля в суммарном выбросе при генерации электрической энергии – 98,5 %, тепловой энергии – 52 %. В пространственном отношении наибольшая эмиссия CO₂ в атмосферу происходит в Уральском и Сибирском округах, наименьшая – в Северо-Кавказском.

Ключевые слова: диоксид углерода, объекты генерации, федеральные округа России, органическое топливо, углеродоемкость, коэффициенты выброса.

Abstract. The problems of climate change have become global in nature. In this study, an assessment of the territorial distribution on the federal districts of the Russian Federation of carbon dioxide emissions from energy facilities generating electric and thermal energy on organic fuel was carried out. According to the indicators of calculated carbon dioxide emissions, large thermal power plants prevail among energy facilities in Russia: their share in the total emissions from the generation of electric energy is 98,5 %, thermal energy is 52 %. Spatially, the largest CO₂ emissions into the atmosphere occur in the Ural and Siberian districts, the smallest – in the North Caucasus Federal District.

Keywords: carbon dioxide, generation facilities, federal districts of Russia, organic fuel, carbon intensity, emission coefficients.

//

К парниковым газам отнесены 7, из них по величине выбросов преобладает CO₂ – 76 % от суммарной эмиссии, на второй позиции метан – 18 %

ВВЕДЕНИЕ

Сжигание традиционных видов топлива приводит к выбросу в атмосферу большого количества вредных веществ, в том числе и парниковых газов, которые, как полагают многие ученые и политики, приводят к глобальным климатическим изменениям [1]. В 2015 г. было принято Парижское климатическое соглашение [2], направленное на усиление глобального реагирования

на угрозу изменения климата путем удержания прироста мировой средней температуры на 2 °С к 2050 г. и предпочтительно на 1,5 °С к 2040 г. В дальнейшем планируется построение климатически нейтрального мира. Целью соглашения также является укрепление способности стран справляться с последствиями изменения климата. В этой связи углеродная отчетность промышленных предприятий является одним из важных видов отчетности, определяющих значимость и инвестиционную устойчивость компаний.

Для учета парниковых газов используется, так называемый протокол парниковых газов (*GHG Protocol – Greenhouse Gas Protocol*), который включает отраслевые руководства и рекомендации по количественному учету выбросов. Протокол GHG основан в 1998 г. для разработки международного общепринятого метода учета парниковых газов (ПГ), стандартов отчетности, а также для содействия их внедрению в целях снижения выбросов парниковых газов во всем мире [3]. Протокол используется предприятиями, правительствами и различными экологическими сообществами по всему миру для создания надежных и эффективных программ борьбы с изменением климата [4].

Мировым сообществом к парниковым газам отнесены семь газов, среди которых

Основным парниковым газом в России является CO₂ с долей 79,2 %, на метан приходится 14,9 %, закись азота – 4 %, гидрофторуглероды – 1,7 %, перфторуглероды – 0,12 %, гексафторид серы – 0,07 %

по величине выбросов преобладает диоксид углерода – 76 % от суммарной эмиссии, вторую позицию занимает метан (18 %). Однако потенциал потепления у этих газов существенно различается [5].

В России анализ содержания парниковых газов выполняется на основе результатов измерений их концентрации в приземном слое атмосферы на станциях Териберка, Тикси и Новый Порт, расположенных в Арктической зоне Российской Федерации [6]. Наблюдения ведутся по содержанию в атмосфере CO₂ и CH₄ практически уже 30 лет. В целом, повышение концентраций

Полярная станция Тикси



парниковых газов в атмосфере является одним из основных факторов изменения климата. При этом замеренные концентрации отражают баланс между их выбросом и поглощением.

По данным статистического бюллетеня «Основные показатели охраны окружающей среды» [7], в котором публикуется информация за отдельные годы (1990, 2018 и 2019), совокупные выбросы парниковых газов в России в 2019 г. составили 2119,4 млн т CO₂-экв. без учета выбросов и поглощения, связанных с землепользованием и лесным хозяйством (ЗИЗЛХ). В структуре совокупных выбросов в России, также как и в мире, основным парниковым газом является диоксид углерода и составляет 79,2 %, на метан приходится 14,9 %, закись азота – 4 %, гидрофторуглероды – 1,7 %, перфторуглероды – 0,12 %, гексафторид серы – 0,07 % [7].

Кроме того, совокупные выбросы парниковых газов в России представлены на основе данных национального доклада о кадастре антропогенных выбросов из источников и абсорбции поглотителями парниковых газов, не регулируемых Монреальским протоколом, за 1990–2019 гг., оцениваются Институтом глобального климата и экологии имени академика Ю. А. Израэля [8, 9].

Источник: rgo.ru



Теплая весна в Москве

Источник: sport-wifi.ru

Структура совокупных выбросов парниковых газов за 2018 и 2019 гг. по секторам экономики выглядит следующим образом [7, 10]: 78,7 % приходится на энергетику, 11,2 % – на промышленные процессы и примерно по 5 % от суммарных выбросов приходится на сельское хозяйство и отходы.

Необходимо отметить, что сектора экономики соответствуют классификации Межправительственной группы экспертов по изменению климата и Рамочной конвенции ООН об изменении климата. Согласно этой классификации, к сектору «Энергетика» отнесены – независимо от того, в каких отраслях экономики они происходят – выбросы от сжигания всех видов ископаемого топлива, а также от процессов, приводящих

к утечкам и технологическим выбросам газообразных топливных продуктов в атмосферу. Выбросы от ископаемого топлива относятся к другим секторам, если топливо используется как сырье или материал в процессах, не связанных с получением энергии [9].

В целом же по сравнению с 1990 г. – базовым годом Рамочной конвенции ООН об изменении климата (РКИК ООН) и Киотского протокола, совокупные выбросы значительно снизились (на 48,7 % с учетом сельского и лесного хозяйств, и на 32,9 % – без их учета). Основными драйверами изменения выбросов в России являются общие тенденции развития экономики, изменение энергоэффективности, сдвиги

Таблица 1. Динамика производства энергии на территории России

Источник: формы 4-ТЭР Росстата [13]

Показатель	Год			
	2017	2018	2019	2020
Электроэнергия, млрд кВт·ч, из нее	1094,2	1115,1	1121,5	1089,7
тепловыми электростанциями	702,8	716,2	713,9	655,6
Тепловая энергия, млн Гкал, из нее	1271,9	1309,3	1271,4	1242,5
тепловыми электростанциями	577,7	595,4	574	552,7
котельными	589	603,9	589,8	583,6

Субъект РФ	Электроэнергия, млрд кВт·ч		Тепловая энергия, млн Гкал	
	ТЭС	ДЭС	ТЭС	Котельные
Российская Федерация, всего	659,7	9,1	602,1	566,6
В том числе по ФО:				
Центральный	114	0,4	126	158,9
Северо-Западный	66,7	1,2	74	73,9
Южный	32,9	0,5	18,3	36,8
Северо-Кавказский	17,3	0,0003	2,7	12,5
Приволжский	124,5	0,5	158,1	116,8
Уральский	178	3,3	75,2	71
Сибирский	84	0,8	115,3	61
Дальневосточный	42,2	2,4	32,5	35,6

Таблица 2. Отпуск энергии источниками на органическом топливе (состояние на 2018 г.)

в структуре топливного энергетического баланса. Определенный вклад в динамику выбросов вносят общий тренд и межгодовые колебания температуры воздуха на территории России, оказывающие свое влияние опосредованно, через изменения потребления ископаемых видов топлива, оказывающие влияние на величину выбросов в секторе «Энергетика» [8].

Методы и исходные данные для пространственной оценки

Для количественной оценки выбросов парниковых газов в основу приняты руководящие принципы Межгосударственной группы экспертов по изменению климата (МГЭИК) от 2006 г. [11]. Метод оценки выбросов парниковых газов включает, прежде всего, анализ данных о хозяйственной деятельности по основным секторам: промышленные и энергетические предприятия, предприятия и хозяйства

аграрного сектора, а также предприятия лесного хозяйства [12].

В соответствии с руководящими принципами МГЭИК от 2006 г. [11], для проведения расчетов выбросов CO₂ необходимо определить вид используемого топлива и его количество. Как правило, оценки базируются на данных национального топливного баланса.

В рамках выполнения исследования по пространственному распределению выбросов парниковых газов по территории РФ от энергетики рассматривались только энергоисточники – объекты генерации электрической и тепловой энергии, сжигающие органическое топливо, от которых в атмосферу поступает диоксид углерода.

При оценке территориальной структуры выбросов диоксида углерода от объектов генерации энергии за основу приняты данные 2018 г., как года относительно стабильного, до пандемии COVID-19. Анализ ретроспективной динамики свидетельствует о снижении основных производственных

Таблица 3. Расход топлива на отпуск энергии, млн т у. т.

Субъект РФ	Электроэнергия, млрд кВт·ч		Тепловая энергия, млн Гкал		Всего
	ТЭС	ДЭС	ТЭС	Котельные	
Российская Федерация, всего	197,9	3	92,8	93,8	387,6
В том числе по ФО:					
Центральный	30,5	0,1	20,4	24,8	75,9
Северо-Западный	18,7	0,4	11,9	12,5	43,6
Южный	10,6	0,1	2,6	6,1	19,4
Северо-Кавказский	5,4	0,00011	0,4	2	7,8
Приволжский	34,1	0,2	23,3	18,5	76,1
Уральский	54	1,1	11	11,3	77,4
Сибирский	29,1	0,3	18,2	11,4	59
Дальневосточный	15,5	0,8	5,1	7,2	28,5

Сургутская ГРЭС-2

Источник: tymelprof.ru



показателей электро- и теплоэнергетики в период 2018–2020 гг., прежде всего, производства тепловой энергии ТЭС и котельными (таблица 1).

К тому же зимы 2019–2020 гг. признаны на территории России довольно теплыми, средние температуры повсеместно были выше нормы. Так, по России средняя за год температура на 2,07 °С превысила норму. В Сибирском федеральном округе впервые за всю 130-летнюю историю регулярных метеонаблюдений прежние рекорды среднегодовой температуры были превышены сразу на 1,5 °С [14]. Завершившаяся зима 2019–2020 гг. стала аномально теплой, что позволило частично снизить нагрузку на отопительную систему городов. Этот факт способствовал снижению производства энергии и, соответственно, объемов потребления топлива.

Следует отметить, что статистические данные о выбросах парниковых газов по секторам МГЭИК, предоставляемые в различных открытых источниках информации, в том числе в государственном докладе о состоянии и об охране окружающей среды России в 2020 г. [14], приводятся в целом по России без территориального распределения и только за 2019 г. Аналогичные сведения и только за 2019 г. предоставлены

Метод оценки выбросов парниковых газов включает анализ данных о хозяйственной деятельности по основным секторам: промышленные, энергетические, аграрные и лесные предприятия

и в статистическом сборнике «Охрана окружающей среды в России» за 2020 г. [15].

Всё сказанное выше послужило основанием выбора для пространственной оценки выбросов диоксида углерода в России за 2018 г.

В итоге в качестве исходных данных использовалась форма статистических наблюдений Федеральной службы государственной статистики 4-ТЭР «Сведения об использовании топливно-энергетических ресурсов» за 2018 г. [13]. Данные по отпуску электрической и тепловой энергии и расходу топлива на тепловых и дизельных электро-

Субъект РФ	Электроэнергия		Тепло		Всего
	ТЭС	ДЭС	ТЭС	Котельные	
Российская Федерация, всего	399,2	5,9	181,2	169,5	755,7
В том числе по ФО:					
Центральный	57,8	0,1	36,2	41,5	135,6
Северо-Западный	35,7	0,9	22,2	21,5	80,3
Южный	19,8	0,2	4,1	10,6	34,6
Северо-Кавказский	8,6	0,00023	0,6	3,2	12,4
Приволжский	55,2	0,3	37,7	29,7	122,9
Уральский	104	2,1	21,9	19	147,1
Сибирский	79	0,6	46,6	26,3	152,5
Дальневосточный	38,9	1,6	11,9	17,8	70,2

Таблица 4. Расчетные выбросы CO₂, по категориям энергообъектов, млн т

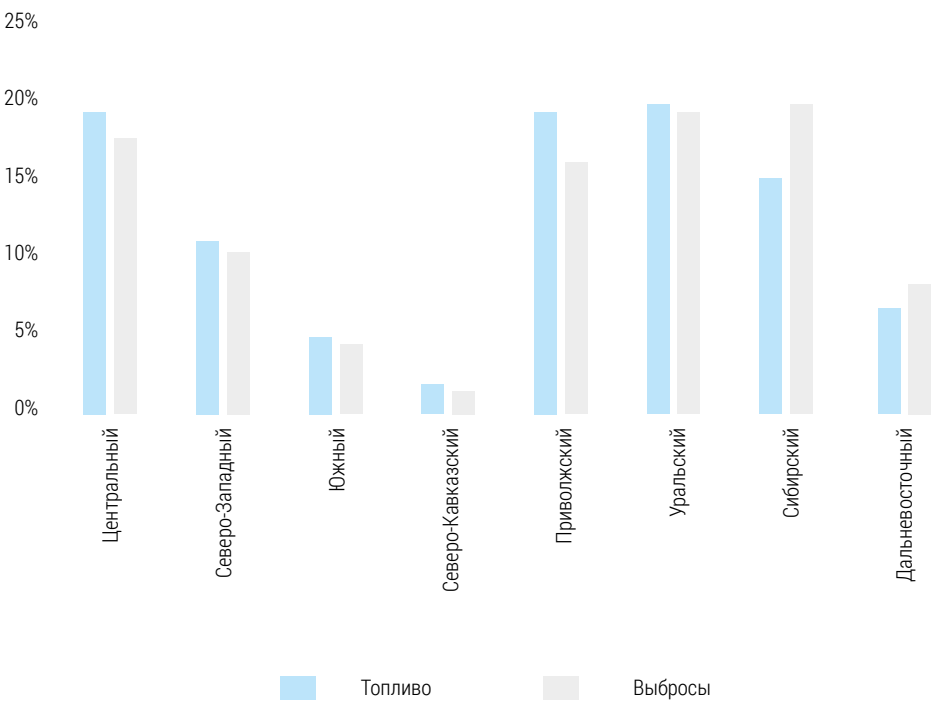
станциях и котельных в разрезе федеральных округов приведены в таблицах 2 и 3.

Наибольшие значения расхода топлива на производство энергии характеризуют Центральный, Приволжский и Уральский федеральные округа.

Одним из основных показателей в расчетах, наряду с объемами используемых топлив, являются расчетные коэффициенты выбросов диоксида углерода в зависимости от вида топлива. Поскольку в расчетах используются общеэнергетические показатели, то для преобразования исходных данных в общие энергетиче-

ские единицы используются переводные множители МГЭИК, либо национальные коэффициенты перевода в тонны условного топлива. Начиная с кадастра 2015 г., ряд коэффициентов был пересмотрен, в соответствии с методологическими положениями Росстата и методическими рекомендациями по проведению добровольной инвентаризации объема выбросов парниковых газов в субъектах РФ [16–17]. Для расчета выбросов диоксида углерода приняты итоговые коэффициенты для основных видов топлива, рекомендованные Институтом глобального климата и эколо-

Рис. 1. Доли использованного топлива и выбросов по федеральным округам, %



Рефтинская ГРЭС, Асбест

Источник: ru.m.wikipedia.org

гии им. академика Ю. А. Израэля в национальном докладе о кадастре антропогенных выбросов парниковых газов. Так, для жидких видов топлив наименьшее значение коэффициента выброса CO₂ приходится на нефть и газовый конденсат – 73,3 тCO₂/ТДж, наибольшее на мазут – 77,4. Для углей в зависимости от теплотворной способности топлива для каждого месторождения разработаны национальные коэффициенты [8], которые варьируются от 90,2 для углей Донецкого месторождения до 98,9 тCO₂/

Среди округов России по выбросам CO₂ выделяются Уральский и Сибирский ФО, доля которых в суммарной эмиссии CO₂ составляет примерно по 20 %, еще 18 % вносит Центральный ФО и 16 % – Приволжский

ТДж – для Хакасских. Исходные данные и методика при расчете коэффициентов эмиссии углерода в углях различных бассейнов, прошли проверку группы экспертов МГЭИК в ходе выездных проверок в 2007, 2009 и 2010 гг. и при централизованных проверках в 2008, 2011–2015 гг. По рекомендации группы экспертов по проверке, в кадастр 2019 г. повторно включено краткое описание исследований, проводимых РАО «ЕЭС России» по оценке содержания углерода в углях различных бассейнов [8]. Коэффициенты выбросов CO₂ отражают полное содержание углерода за исключением неокисленного углерода, переходящего в золу, сажу и твердые частицы.

Национальный коэффициент выбросов CO₂ от природного газа (54,4 тCO₂/ТДж) разработан с учетом физико-химических характеристик товарного газа, транспортируемого по магистральным трубопроводам и поступающего потребителям [18]. Разработанный в российском кадастре национальный коэффициент выбросов CO₂ от сжигания природного газа включен в базу коэффициентов МГЭИК и рекомендован для

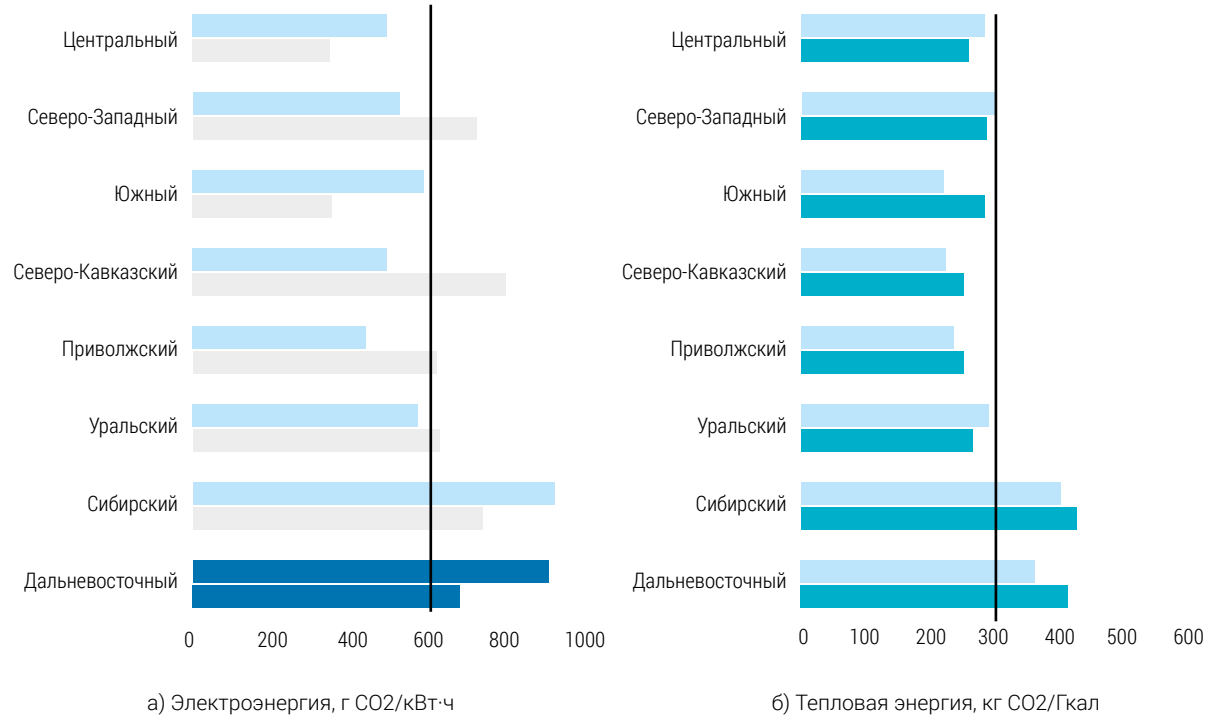


Рис. 2. Углеродоемкость энергии, отпускаемой источниками на органическом топливе

расчета выбросов при операциях с российским природным газом [18].

Результаты исследования

В соответствии с приведенными подходами к оценке выбросов диоксида углерода и используемыми исходными данными проведен расчет выбросов CO₂ по федеральным округам Российской Федерации в зависимости от расхода топлива на отпуск энергии различных категорий энергообъектов (таблица 4).

Как видно из таблицы 4, наибольшую долю в выбросах диоксида углерода от генерирующих энергообъектов составляют крупные ТЭС при производстве электрической энергии (98,5 %). В выбросе при производстве тепловой энергии ТЭС занимают лишь 52 %, достаточно весомый вклад вносят котельные. Среди округов России по выбросам CO₂ выделяются Уральский и Сибирский федеральные округа, доля которых в суммарной эмиссии CO₂ составляет примерно по 20 %, далее 18 % вносит Центральный ФО и 16 % – Приволжский. Наименьший

Таблица 5. Углеродоемкость энергии, отпускаемой источниками на органическом топливе

Субъект РФ	Электроэнергия, г CO ₂ /кВт·ч		Тепло, кг CO ₂ /Гкал	
	ТЭС	ДЭС	ТЭС	Котельные
Российская Федерация, всего	605	648	301	299
В том числе по ФО:				
Центральный	507	356	287	261
Северо-Западный	535	741	300	290
Южный	602	367	223	287
Северо-Кавказский	499	814	225	254
Приволжский	443	631	239	254
Уральский	584	642	291	268
Сибирский	940	752	404	431
Дальневосточный	922	692	365	499

объем выбросов поступает в атмосферу Северо-Кавказского ФО – 1,6 % от суммы выбросов (рис. 1).

В региональном разрезе по федеральным округам Российской Федерации выполнено сравнение долей в расходе топлив и долей в суммарных выбросах CO₂. Наблюдается некая диспропорция в суммарных вкладах отдельных регионов в расход топлива на нужды энергопроизводства и в эмиссию углекислого газа (см. таблицу 3). Особенно здесь выделяются Сибирский и Дальневосточный округа, что объясняется преобладанием угля в структуре топливопотребления энергообъектов, тогда как в западных регионах России основным топливом является природный газ. Это подтверждается и тем, что коэффициенты выбросов диоксида углерода при сжигании природного газа существенно ниже, чем для углей различных месторождений.

Оценивая углеродоемкость энергии, отпускаемой источниками на органическом топливе, в разрезе категорий энергообъектов видно, что в некоторых регионах, как и в среднем по России, по удельному выбросу CO₂ на единицу энергии дизельные электростанции значительно превосходят тепловые (таблица 5). Исключение составляют Центральный, Южный, Сибирский и Дальневосточный округа. Причем абсолютные значения углеродоемкости производства электроэнергии на ТЭС в Сибирском и Дальнево-

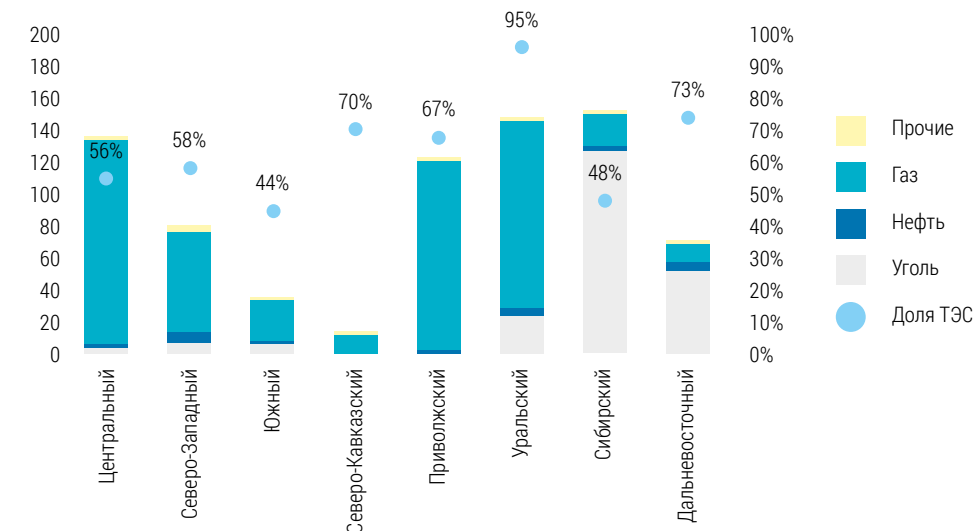
Причиной высоких (в сравнении со средними по России) выбросов CO₂ и углеродоемкости энергии в Сибирском и Дальневосточном округах является большая доля угля в топливно-энергетических балансах

сточном округах превосходят аналогичные показатели других регионов в 1,5–2 раза. По абсолютным значениям углеродоемкости электроэнергии от ДЭС особо выделяются Северо-Западный и Северо-Кавказский округа.

Углеродоемкость производства тепловой энергии от котельных и ТЭС в большинстве регионов отличается незначительно. Явно выделяются по этому показателю Южный, Сибирский и Дальневосточный округа, где удельный выброс CO₂ на 1 Гкал от котельных существенно выше, чем от ТЭС.

В территориальном разрезе наибольшими значениями углеродоемкости энергии и от ТЭС, и от котельных характеризуются Сибирский и Дальневосточный регионы, где эти показатели значительно превышают среднероссийские (рис. 2).

Рис. 3. Расчетная эмиссия CO₂ по федеральным округам России



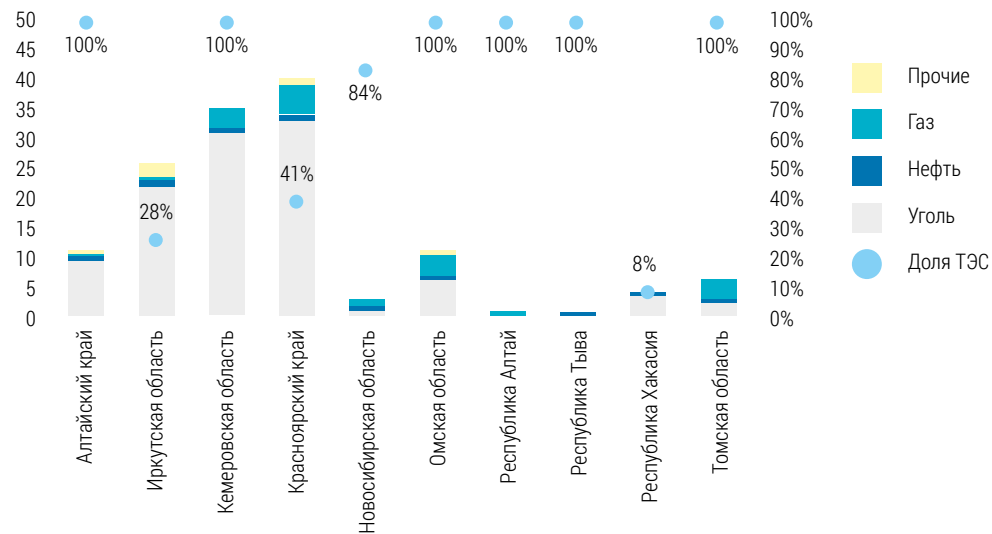


Рис. 4. Расчетная эмиссия CO₂ по субъектам Сибирского федерального округа

Важная особенность Сибирского и Дальневосточного округов характеризуется тем, что в структуре эмиссии CO₂ существенную долю составляют угольные ТЭС, при этом доля низкоуглеродной генерации (ГЭС) достаточно высока: в СФО 52 % и в ДВФО – 27 %, рис. 3.

Рассматривая Сибирский федеральный округ отдельно, сильно выделяются четыре субъекта РФ, и столь значительный выброс CO₂ происходит за счет сжигания угля на ТЭС, рис. 4.

Из этих субъектов следует особо отметить Иркутскую область и Красноярский край, где генерация энергии осуществляется не только за счет тепловых электростанций, но и ГЭС. При значительной доле ГЭС (62 % и 59 %, соответственно) эти субъекты занимают лидирующие позиции по эмиссии диоксида углерода на территории округа.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В проведенном исследовании выполнено пространственное распределение по территории России выбросов диоксида углерода от генерирующих энергообъектов.

Наибольшим выбросом диоксида углерода по категориям энергообъектов характеризуются крупные ТЭС при производстве электрической энергии (98 %). Среди округов России по выбросам CO₂ выделяются Уральский и Сибирский федеральные округа.

В пространственном срезе рассчитан показатель углеродоемкости, где наибольшими значениями и от ТЭС, и от котельных характеризуются СФО и ДФО, где эти показатели значительно превышают среднероссийские.

Основной причиной высоких в сравнении со средними по России выбросов CO₂ и углеродоемкости энергии в Сибирском и Дальневосточном округах является большая доля угля в топливно-энергетических балансах. Следует отметить, что нужды теплоснабжения регионов с достаточно суровыми климатическими условиями обеспечиваются за счет производства тепловой энергии как крупными тепловыми электростанциями, так и многочисленными мелкими угольными котельными. И это в свою очередь лишь способствует росту выбросов парниковых газов и в частности, диоксида углерода, учитывая качество угля, состояние оборудования и условия сжигания.

При этом, в ряде субъектов РФ, таких как Иркутская область и Красноярский край, где преимущественно энергия производится за счет углерод-нейтральных энергоисточников – ГЭС, выброс диоксида углерода наибольший.

Работа выполнена в рамках проекта государственного задания (№ FWEU-2021-0004) программы фундаментальных исследований РФ на 2021-2030 гг. с использованием ресурсов ЦКП «Высокотемпературный контур» (Минобрнауки России, проект № 13.ЦКП.21.0038).



Усть-Илимская ГЭС

Источник: ustilimsk.bezformata.com

Использованные источники

1. The science of climate change: Questions and answers. 2015. – URL: <https://www.science.org.au/files/userfiles/learning/documents/climate-change-r.pdf> (дата обращения: 25.11.2021).

2. Парижское соглашение. Организация Объединенных Наций. 2015. – URL: https://unfccc.int/files/meetings/paris_nov_2015/application/pdf/paris_agreement_russian_.pdf (дата обращения 1.11.2021).

3. Протокол парниковых газов. – URL: <https://ghgprotocol.org/media>

4. Ермакова М. С. Выбросы парниковых газов: расклады-ваем по полочкам // Экология производства. № 2, 2021. С. 98–105. DOI:10.33465/2078–3981–2021–199–2–98–105

5. Методические указания и руководство по количественному определению объемов выбросов парниковых газов организациями, осуществляющими хозяйственную и иную деятельность в Российской Федерации. Утверждены приказом Минприроды России от 30.06.2015 г. – URL: <http://sro150.ru/metodiki/371-metodika-rascheta-vybrosov-parnikovyykh-gazov>

6. О состоянии и об охране окружающей среды Российской Федерации в 2019 году. Государственный доклад. Москва: Минприроды России; МГУ имени М. В. Ломоносова, 2020. – 1000 с.

7. Основные показатели охраны окружающей среды. Стат. бюлл. Москва: Федеральная служба государственной статистики (Росстат), 2021. – 110 с.

8. Национальный доклад Российской Федерации о кадастре антропогенных выбросов из источников и абсорбции поглотителями парниковых газов, не регулируемых Монреальским протоколом, за 1990–2019 гг. Часть 1. Москва: Институт глобального климата и экологии им. акад. Ю. А. Израэля (ФГБУ «ИГКЭ»), 2021. – 459 с.

9. Национальный доклад Российской Федерации о кадастре антропогенных выбросов из источников и абсорбции

поглотителями парниковых газов, не регулируемых Монреальским протоколом, за 1990–2019 гг. Часть 2. Москва: Институт глобального климата и экологии им. акад. Ю. А. Израэля (ФГБУ «ИГКЭ»), 2021. – 95 с.

10. Охрана окружающей среды в России // Стат. сб., Москва: «Росстат», 2020. – 113 с.

11. МГЭИК. Руководящие принципы МГЭИК 2006 года для национальных кадастров парниковых газов // Программа МГЭИК по национальным кадастрам парниковых газов. МГЭИК-ИГЭС-ОЭСР-МЭА, ИГЕС, Япония. 2006.

12. Официальный сайт ИГКЭ: ФГБУ «Институт глобального климата и экологии им. акад. Ю. А. Израэля» – URL: <http://www.igce.ru/2021/01/>

13. Форма статистических наблюдений Федеральной службы государственной статистики 4-ТЭР «Сведения об использовании топливно-энергетических ресурсов» за 2018 г.

14. О состоянии и об охране окружающей среды Российской Федерации в 2020 году. Государственный доклад. Москва: Минприроды России; МГУ имени М. В. Ломоносова, 2021. – 864 с.

15. Охрана окружающей среды в России // Стат. сб., Москва: «Росстат», 2020. – 113 с.

16. Методологические положения по расчету топливно-энергетического баланса Российской Федерации в соответствии с международной практикой. Утверждены постановлением Госкомстата РФ № 46 от 23.06.1999.

17. Методические рекомендации по проведению добровольной инвентаризации объема выбросов парниковых газов в субъектах Российской Федерации. Утверждены распоряжением МПР № 15-р от 16.04.2015.

18. Уварова Н. Е., Грабар В. А., Гитарский М. Л., Нахутин А. И., Дыган М. М., Бердин В. Х. Национальные параметры для расчета эмиссии парниковых газов в



ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА



Оформить подписку на журнал «Энергетическая политика» на 2022 год можно через филиалы агентства «Урал-пресс», либо в ФГБУ «РЭА» Минэнерго России. По вопросам подписки звонить по телефону +7-910-463-53-57. Стоимость подписки на полугодие (6 номеров) составит 10 700 рублей. В каждом номере – аналитические обзоры, авторские колонки, материалы научного и научно-прикладного характера. Будь в курсе основных направлений развития ТЭК!

energypolicy.ru

НАШИ ПАРТНЕРЫ





2409-5518

ISSN 2409-5516

Источник фото на обложке:
salman2 / depositphotos.com