

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА

ISSN 2409-5516

ОБЩЕСТВЕННО-ДЕЛОВОЙ
НАУЧНЫЙ ЖУРНАЛ

№1(192), январь 2024

РГАСНТИ 44.09.29



Тема номера

**АЛЬТЕРНАТИВНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ В ТЭК:
НАУЧНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ И ПРАКТИКА ПРИМЕНЕНИЯ**



«Россети» —
вместе
в будущее

МЕЖДУНАРОДНАЯ
ВЫСТАВКА-
ФОРУМ

РОССИЯ



ЭНЕРГ  Я
ЖИЗНИ



МОСКВА, ВДНХ
04.11.2023—12.04.2024
RUSSIA.RU

Содержание

Слово редакторов

- 5 **В. Бушуев, А. Горшкова.**
Возобновляемые источники торговых войн

От первого лица

- 6 **А. Новак.** ТЭК России сегодня и завтра: итоги и задачи

Энергетика

- 14 **Ф. Веселов, О. Маширова, Т. Радченко, Р. Бердников, И. Волкова, С. Сасим.** Системный взгляд на эффективность развития гидроэнергетики России

Технологии

- 28 **Р. Нургулиев, О. Славкина.** Технология утилизации дымовых газов с помощью микроводорослей и их переработка в бионефть

Уголь

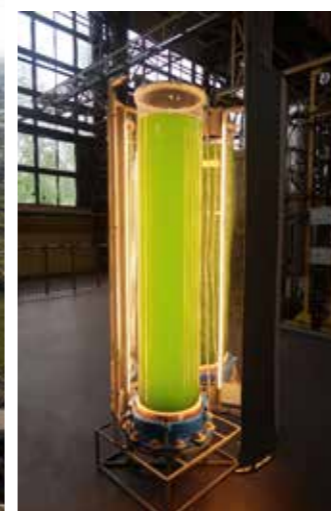
- 38 **И. Нагайцев, Т. Петрова.** Сравнительный анализ перспективных технологий снижения выбросов метана на угольных шахтах

Энергопереход

- 58 **Е. Гашо, С. Белобородов, А. Ненашев.** Приоритеты энергоперехода на транспорте: электротяга или повышение экологического класса углеводородного топлива?

- 70 **Н. Островский.** Водородная энергетика: «за» и «против»

- 78 **А. Шигина, А. Хоршев.** Плата за углерод как game changer для структуры технологий в энергетике России



Contents

Editor's Column

- 5 **V. Bushuev, A. Gorshkova.**
Renewable sources of trade wars

In the first person

- 6 **A. Novak.** Fuel and energy Complex of Russia today and tomorrow: results and tasks

Energy

- 14 **F. Veselov, O. Mashirova, T. Radchenko, R. Berdnikov, I. Volkova, S. Sasim.** A systematic view on the effectiveness of the development of hydropower in Russia

Technologies

- 28 **R. Nurgaliev, O. Slavkina.** Technology for flue gases utilization using microalgae and processing microalgae biomass into bio-oil

Coal

- 38 **I. Nagaytsev, T. Petrova.** Comparative analysis of promising abatement technologies greenhouse gas emissions from coal mines

Energy transition

- 58 **E. Gasho, S. Beloborodov, A. Nenashev.** Priorities of energy consumption in transport: electric traction or an increase in the ecological class of hydrocarbon fuels?

- 70 **N. Ostrovskiy.** Hydrogen energy: pro and contra

- 78 **A. Shigina, A. Khorshev.** Carbon price as a game changer for the technological structure of the Russian energy sector

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., научный руководитель ИПНГ РАН
С. А. Добролюбов – акад. РАН, д. г. н., проф., декан географического факультета МГУ

О. В. Жданев – д. т. н., ЦКТР ТЭК
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. РАН, 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
Д. А. Соловьев – к. ф.-м. н., научный сотрудник Института океанологии РАН
В. А. Стеников – акад. РАН, д. т. н., проф., директор ИСЭ им. Мелентьева СО РАН
Е. А. Телегина – член-корр. РАН, д. э. н., проф., декан фак-та 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.

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

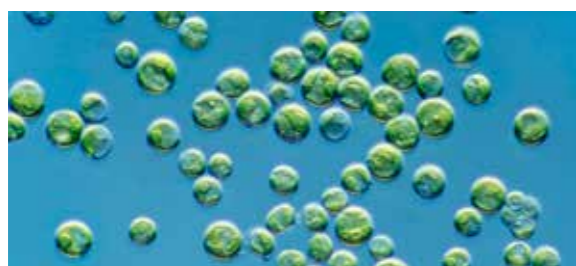
Редакция не имеет возможности вступать в переписку, рецензировать и возвращать не заказанные ею рукописи и иллюстрации

Тираж 1000 экземпляров
Периодичность выхода 12 раз в год
Цена свободная

Отпечатано в ООО «КОНСТАНТА», 308519, Белгородская область, Белгородский р-н, п. Северный, ул. Березовая, 1/12
E-mail: info@konstanta-print.ru

Подписано в печать: 05.01.2024

16+



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



Анна ГОРШКОВА
Главный редактор журнала
«Энергетическая политика»

Возобновляемые источники торговых войн

В начале января глава Еврокомиссии Урсула фон дер Ляйен заявила, что производство электроэнергии из возобновляемых источников в Европе в 2023 г. превысило ее выработку из газа. В частности, в Германии в прошлом году впервые в истории более половины выработки электроэнергии пришлось на ВИЭ. Массовый ускоренный переход на ВИЭ, с одной стороны, позволил европейским странам достаточно быстро адаптировать экономику к отсутствию российского газа, а с другой стороны, породил новую проблему – зависимость от китайских товаров, оборудования, сырья для возобновляемой энергетики. В течение всего 2023 г. мы наблюдали первые признаки начинающейся серьезной торговой войны между Европой и Китаем в части ВИЭ. Так, в течение года Китай установил ограничения на экспорт редкоземельных металлов и других минералов, в том числе графита. А Еврокомиссия

в марте пыталась ввести ограничения на импорт технологий и оборудования для солнечных панелей из Китая, а затем развернула широкое антидемпинговое расследование в отношении китайского биодизеля. Этот конфликт может принести пользу России, если отечественным компаниям удастся быстро освоить практическое применение новых технологий для ВИЭ. Наша страна обладает большими запасами лития, кобальта, графита и др. материалов, необходимых для аккумуляторов и систем хранения энергии. В России уже есть все необходимые условия для отработки технологий водородной энергетики, созданию биотоплива и т. д. Другой вопрос, насколько быстро и качественно мы сможем наладить масштабное производство, чтобы стать своеобразной альтернативой Китаю, а также какие условия необходимо создать для эффективной работы российской энергетической промышленности?

Александр НОВАК

Заместитель председателя Правительства РФ

DOI 10.46920/2409-5516_2024_1192_6

EDN: MDYLHI

ТЭК России сегодня и завтра: итоги и задачи

За последние два года российский ТЭК как одна из ключевых отраслей экономики подвергся самому мощному в истории внешнему давлению в виде всевозможных санкций и искусственных ограничений. Прошедший год показал высокую степень стрессоустойчивости энергетического комплекса России. Отечественный ТЭК достойно справился с вызовами, продолжил надежно обеспечивать энергобезопасность страны и обязательства перед иностранными партнерами. В работе по развитию ТЭК мы руководствуемся приоритетами, которые обозначил Президент РФ в ходе своего выступления на Международном форуме «Российская энергетическая неделя – 2023». Это обеспечение внутреннего рынка доступными и качественными энергоресурсами, создание максимальной добавленной стоимости и развитие глубокой переработки нефти и газа, достижение технологического суверенитета отраслей энергетики, диверсификация поставок и наращивание экспортного потенциала.

Нефтяная отрасль

В 2023 г. в российской нефтяной отрасли шло активное освоение ресурсной базы, продолжилась модернизация нефтеперерабатывающих мощностей, вводились новые объекты инфраструктуры.

В общей сложности было открыто 43 месторождения углеводородного сырья. Лидером стал Приволжский федеральный округ, где открыто 34 нефтяных и 1 газоконденсатное месторождения. Также новые ресурсы были обнаружены в Республике Саха (Якутия), ХМАО, Иркутской и Томской областях и в Каспийском море. Суммарные запасы по ним составили 43,56 млн т нефти, 145,5 млрд м³ газа, 24,5 млн т конденсата. В промышленную эксплуатацию запущены три скважины Са-

узбашевского месторождения в Республике Башкортостан. Впервые за 30 лет открыты новые залежи углеводородов на территории Чеченской Республики. В рамках реализации крупнейшего инвестиционного проекта мировой нефтегазовой отрасли «Восток Ойл» началось строительство подводного участка магистрального нефтепровода через реку Енисей, который станет частью масштабного 770-километрового нефтепровода «Ванкор – Пайяха – Бухта «Север». Продолжилось активное освоение континентального шельфа Российской Федерации и разработка действующих месторождений углеводородов.

По оперативным данным, в 2023 г. зафиксировано незначительное снижение – менее 1% – добычи нефти и газового конденсата (порядка 530 млн т), что связано

с участием нашей страны в соглашении ОПЕК+. Координация усилий нефтедобывающих стран в рамках сделки способствует стабилизации соотношения спроса и предложения и формированию справедливой цены на нефть. На сегодняшний день действие соглашения продлено до конца текущего года.

Увеличиваются показатели переработки. Первичная переработка нефти возросла на 1,1% (274,9 млн т). Производство бензина увеличилось почти на 2,8% по сравнению с 2022 г. (до 43,8 млн т), дизельного топлива – на 3,4% (до 88 млн т).

Приоритет, который обозначил Президент России – надежное обеспечение внутреннего рынка нефтепродуктами.

Особое внимание со стороны Правительства России уделяется контролю за ценообразованием на рынке топлива.

В прошлом году в результате роста мировых цен на нефть мы наблюдали колебания стоимости топлива на бирже и в мелкооптовом сегменте. Правительство РФ приняло как оперативные, так и системные меры. Был установлен временный запрет на вывоз из России бензина и дизельного топлива, введены заградительные экспортные пошлины на нефтепродукты, увеличены нормативы биржевых продаж моторного топлива. Это позволило сохранить ценовую стабильность и доступность моторного топлива для граждан.

Сегодня ситуация стабильная, находится под постоянным контролем. Регулярно проходят совещания с нефтяными компаниями и представителями профильных органов власти, чтобы при необходимости оперативно реагировать на вызовы.



Для стимуляции сектора переработки нефти продолжается модернизация НПЗ. До 2028 г. посредством механизма инвестиционных соглашений будет введено 50 технологических установок по выпуску топлива. В результате исполнения соглашений производство автомобильного бензина и дизельного топлива экологического класса 5 увеличится почти на 4 млн т в год и 30 млн т в год соответственно.

Начиная с 2022 г., заключены 5 инвестиционных соглашений с производителями нефтегазохимической продукции о создании новых и модернизации действующих мощностей. Ввод новых мощностей в рамках этих соглашений с 2022 по 2027 гг. позволит дополнительно инвестировать в нефтегазохимию порядка 800 млрд руб.

Выработка крупнотоннажных полимеров к 2025 г. увеличится до 9,9 млн т с 7 млн т в 2023 г. Помимо этого, доля углеводородов в качестве сырья для нефтехимии должна вырасти с 26,2% в 2023 г. до 35,2% к 2025 г.

Газовая отрасль

Уровень добычи газа по итогам года составил 636,7 млрд м³, это на 5,5% ниже прошлого года, при этом добыча газа на шельфовых месторождениях по итогам 2023 г. возросла на 10,9% (до 34,5 млрд м³). Экспорт трубопроводного газа по итогам 2023 г. составил 91,4 млрд м³, а экспорт сжиженного – около 43,6 млрд м³.

В 2023 г. продолжился ввод новых месторождений газа и объектов инфраструктуры. Добыт первый миллиард кубометров газа из юрских залежей Южно-Тамбейского газоконденсатного месторождения на полуострове Ямал, которое является опорным для завода «Ямал СПГ». В рамках развития Сахалинского центра газодобычи в 2023 г. успешно закончены комплексные испытания двух финальных добычных скважин Киринского месторождения.

Приоритетом развития внутреннего рынка газа остается газификация регионов страны. В настоящее время природным газом газифицировано 78 субъектов России. По итогам 2023 г. уровень газификации составил 73,8%. Президент РФ поставил задачу довести уровень газификации страны до 83%.

С 2021 г. продолжается программа социальной газификации, то есть бесплат-



Газификация деревни

Источник: «Газпром межрегионгаз»

ного подведения газа к домам граждан в газифицированных населенных пунктах. За это время подано более 1,5 млн заявок на социальную газификацию, заключено более 1,1 млн договоров, до границ участка исполнено более 877 тыс., в 485 тыс. домовладений газ уже подведен.

В 2023 г. в 74 субъектах в региональных бюджетах было предусмотрено порядка 6,7 млрд руб. на выделение меры социальной поддержки ряда категорий граждан на выполнение работ внутри земельного участка, покупку и монтаж газового оборудования на сумму не менее 100 тыс. руб. на одно домохозяйство.

Программа социальной газификации, начиная с ноября 2022 г., стала бессрочной и распространилась на котельные, обеспечивающие теплоснабжение образовательных и медицинских учреждений.

Продолжается переориентация экспорта российского газа на новые рынки с акцентом на укрепление сотрудничества со странами Азиатско-Тихоокеанского региона.

Ускоренными темпами наращиваем экспорт газа в Китай по трубопроводу «Сила Сибири», реализуется проект дальневосточного маршрута мощностью 10 млрд м³ газа в год, а также прорабатывается проект газопровода «Сила Сибири 2» через Монголию мощностью 50 млрд м³ газа в год. Для ускорения строительства новых объектов транспортной инфраструктуры Правительство РФ упростило процедуры согласований части работ при проекти-

ровании и строительстве магистральных газопроводов и нефтепроводов.

Стартовала поэтапная реализация проекта «Система магистральных газопроводов «Восточная система газоснабжения», на первом этапе которого планируется соединить между собой магистральные газопроводы «Сила Сибири» и «Сахалин – Хабаровск – Владивосток», а на последующих предусмотрено строительство магистрального газопровода «Сила Сибири – 2».

В настоящее время идут проектно-изыскательские работы для строительства газопровода «Белогорск – Хабаровск» протяженностью около 830 км от Амурского газоперерабатывающего завода до врезки в систему магистрального газопровода «Сахалин – Хабаровск – Владивосток» в районе г. Хабаровска. Завершение строительства планируется в 2029 г.

По перспективному газопроводу «Сила Сибири-2» выполнен технико-экономический анализ строительства, в ходе которого определены его ресурсная база и предварительные технологические параметры. Сроки строительства газопровода и его основные технико-экономические показатели будут окончательно обозначены после подписания обязывающих соглашений с китайскими партнерами.

Газопровод «Сахалин – Хабаровск – Владивосток»

Источник: promyshlennosts.ru



Выработка крупнотоннажных полимеров увеличится с 7 млн т в 2023 г. до 9,9 млн т к 2025 г. Доля углеводородов в качестве сырья для нефтехимии вырастет с 26,2% в 2023 г. до 35,2% к 2025 г.

В текущем году продолжится переориентация экспортных потоков и наращивание доли России на мировом рынке газа. По нашим оценкам, в 2024 г. экспорт трубопроводного газа увеличится на 11% г./г. до 108 млрд м³ на фоне постепенного выхода на проектную мощность газопровода «Сила Сибири», а экспорт СПГ – на 14% до 38 млн т. Развиваются новые СПГ-кластеры. Реализуется проект «Арктик СПГ 2». В работе – комплекс по переработке этансодержащего газа и производству СПГ в районе п. Усть-Луга.

В частности, продолжается развитие средне- и малотоннажных проектов СПГ.



Березовский разрез, Красноярский край

Источник: «СУЭК»

В ноябре 2023 г. газ поступил на малотоннажные комплексы по сжижению газа в Тверской и Тюменской областях. Потребителями первых на территориях регионов производств сжиженного природного газа станут региональные автоперевозчики и транзитный транспорт.

Работаем над раскрытием потенциала транспортных коридоров, которые позволят увеличить мобильность российских энергоресурсов. В 2023 г. грузопоток по Северному морскому пути достиг рекордных 36 млн т. Российские нефтедобывающие компании все активнее пользуются СМП для доставки нефти в страны Юго-Восточной Азии и Китая. Маршрут имеет

В ближайшие годы экспорт угля будет поддерживаться на уровне 220 млн т за счёт роста мирового спроса. Ключевыми импортерами российского угля останутся Китай, Индия и Турция

критическое значение для транспортировки грузов с арктических энергетических проектов. Уже с этого года грузовая навигация на всём протяжении Северного морского пути станет круглогодичной.

Угольная отрасль

Добыча угля по итогам прошлого года составила порядка 438 млн т, экспорт достиг порядка 213 млн т.

За 2023 г. в Китай экспортировано почти на 52% больше угля, а в Индию – на 43% больше по сравнению с прошлым годом. Доля экспорта в страны БРИКС выросла примерно на 46%.

Усилия Правительства РФ и угольных компаний направлены на дальнейшую переориентацию экспорта российского угля в страны АТР. Для этого вводятся новые месторождения на Востоке, расширяется железнодорожная и портовая инфраструктура.

Продолжается отгрузка угля через западные порты как потребителям Африки, Ближнего Востока и Атлантики, так и в страны АТР.

В ближайшие годы экспорт угля будет поддерживаться на уровне 220 млн т за счёт увеличивающегося мирового спроса на твердое топливо. Ключевыми импортерами российского угля останутся Китай,

Индия и Турция. При этом расширение провозной мощности Восточного полигона до 173 млн т позволит увеличить экспорт через порты Дальнего Востока. После оптимизации второго этапа модернизации и реализации третьего этапа проекта развития Восточного полигона его провозная способность в 2031 г. составит 210 млн т.

Продолжается работа по повышению уровня промышленной безопасности, выводятся из эксплуатации шахты с высокими рисками аварийности, улучшаются условия труда шахтеров, снижается влияние на окружающую среду.

В числе приоритетных задач – развитие сектора глубокой переработки угля, реструктуризация угольной промышленности в новых регионах.

Электроэнергетика

В энергетическом комплексе по итогам года вновь превышены ранее достигнутые показатели. В 2023 г. выработка электроэнергии, по оценкам, составила 1151,6 млрд кВт·ч, потребление электроэнергии – 1139,2 млрд кВт·ч, что свидетельствует о поступательном развитии российской экономики, увеличении деловой активности и, соответственно, создании новых рабочих мест.

В 2023 г. введено 801 МВт новой мощности, из них 340 МВт приходится на возобновляемые источники энергии. Среди наиболее крупных объектов – две ветряные электростанции в Ставропольском крае. Это Кузь-

Приморская ГРЭС
Источник: «Русгидро»



минская ВЭС установленной мощностью 160 МВт и первая очередь Труновской ВЭС установленной мощностью 60 МВт. Также запущены две газотурбинные установки суммарной мощностью 144,8 МВт на Полярной ГТЭС в Красноярском крае.

Для повышения устойчивости энергосистемы Крымского полуострова завершены строительство и ремонт трех подстанций, что увеличило мощность центров питания на 68 МВА. После модернизации состоялся пробный пуск энергоблока № 8 Приморской ГРЭС мощностью 210 МВт и прошел испытания с подключением к энергосистеме энергоблок № 1 Владивостокской ТЭЦ-2 мощностью 120 МВт.

В рамках дальнейшего развития Единой энергосистемы страны запущены масштабные проекты по обеспечению работы объединенных энергосистем Сибири и Востока, усилению межсистемных связей между объединенными энергетическими системами Сибири и Урала, что повысит надежность и качество энергоснабжения потребителей.

Также для обеспечения перспективных потребностей в электрической энергии и мощности граждан и промышленных потребителей, осуществляется строительство и реконструкция 9 объектов генерации с увеличением установленной мощности в ОЭС Сибири и ОЭС Востока на 1692 МВт.

В 2023 г. обеспечен ввод в эксплуатацию новых линий электропередачи, в том числе ВЛ 110 кВ «Певек – Билибино» в Чукотском автономном округе (1 этап строительства) протяженностью 490 км, что положительно скажется на качестве энергоснабжения потребителей Чаун-Билибинского энергоузла.

С 2023 г. запущена новая система перспективного развития электроэнергетики, которая направлена на оптимизацию строительства, модернизацию сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей. Утверждены схемы и программы развития электроэнергетических систем до 2029 г. Подготовлен проект долгосрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности в ЭЭС России до 2042 г., который ляжет в основу впервые разрабатываемой генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики до 2042 г. Документ планируется утвердить Правительством Российской Федерации в течение этого года.

Осуществляется планомерная работа по консолидации электросетевого комплекса и снижению числа неэффективных территориальных сетевых организаций (ТСО). Также во всех регионах продолжается работа по выявлению и принятию на баланс бесхозных объектов электросетевого хозяйства.

Одна из приоритетных задач – повышение эффективности энергоснабжения удаленных и изолированных территорий. Решение здесь – создание правовых и экономических инструментов для модернизации существующих и сооружения новых объектов генерации, а также определение оптимальных договорных схем взаимодействия потребителей и поставщиков электроэнергии.

Особое внимание уделяется восстановлению и развитию энергетического комплекса в новых регионах.

Динамично развивается атомная энергетика. Доля атомной генерации в общем энергобалансе – около 20%. ГК «Росатом» является крупнейшим производителем электроэнергии в стране и крупнейшим производителем энергии без выбросов CO₂. Президентом РФ поставлена задача довести долю атомной генерации до 25%.

«Росатом» также остается безусловным лидером мирового атомного

В 2023 г. выработка электроэнергии составила 1151,6 млрд кВт·ч, потребление электроэнергии – 1139,2 млрд кВт·ч, что свидетельствует о поступательном развитии российской экономики

рынка. В портфеле зарубежных заказов на разной стадии реализации АЭС 33 проекта в 10 странах мира, 22 из них в 7 странах – в стадии сооружения. В частности, в прошлом году завершено строительство Белорусской АЭС, где возведено два суперсовременных сверхнадежных энергоблока поколения 3+ ВВЭР-1200.

Продолжается развитие компетенций в сфере водорода, что соответствует стратегии расширения использования низкоуглеродной энергетики в стране. В начале прошлого года подписано соглашение о сотрудничестве по развитию высокотехнологичного направления между Правительством России, компаниями



Южно-Приобский газоперерабатывающий завод

Источник: «Газпром нефть»

«Росатом» и «Газпром» по дорожной карте «Водородная энергетика». Такая работа будет способствовать консолидации усилий компаний и организаций, созданию конкурентоспособных отечественных технологий производства, транспортировки и хранения водорода для крупных экспортно-ориентированных проектов.

Импортозамещение

Особое внимание продолжаем уделять импортозамещению в отраслях энергетики. За последние 10 лет импортозависимость отраслей ТЭК снизилась с 67 до 38% по итогам прошлого года.

В 2015 г. доля импорта в энергетическом и нефтегазовом машиностроении достигала порядка 30 и 55% соответственно. На сегодняшний день мы обеспечиваем большую часть российского рынка, доля импорта составляет порядка 18 и 35% по этим отраслям соответственно. При этом российские энергетические компании отмечают высокое качество нашего оборудования и разработок при выгодной цене.

Для дальнейшего повышения уровня технологического суверенитета по поручению председателя Правительства РФ создан координационный совет по импортозамещению нефтегазового оборудования с участием ключевых компаний.

Продолжается освоение производства газовых турбин большой мощности.

Ожидается, что первая серийная газовая турбина большой мощности ГТД-110М будет запущена в Краснодарском крае уже в 2024 г.

Российские машиностроительные заводы готовы наладить производство необходимой техники для угледобычи. Подготовлены технические задания на 78 позиций горно-шахтного оборудования.

Особое внимание уделяется разработке и внедрению российского программного обеспечения на предприятиях ТЭК.

Прошедший 2023 г. показал, что внешние вызовы стали мощным стимулом для российского ТЭК в развитии инфраструктуры, технологий, научного потенциала, открыли возможности для наращивания сотрудничества с целым рядом государств, которые готовы строить партнёрские отношения на принципах взаимоуважения и учета национальных интересов. Как отметил В. Путин, выступая на РЭН – 2023, «Россия, как и прежде, будет вносить весомый вклад в балансировку глобального энергетического рынка, развивать партнёрские, кооперационные связи с теми странами, которые хотят этого и заинтересованы в этом».

Российский ТЭК продолжает достойно выполнять свои обязательства по энергоснабжению граждан, играет ключевую роль в экономике страны и сохраняет лидерские позиции на мировом энергетическом рынке.

Сузунское месторождение «Роснефть»

Источник: amarisclinic.ru



Системный взгляд на эффективность развития гидроэнергетики России

A systematic view on the effectiveness of the development of hydropower in Russia

Федор ВЕСЕЛОВ
Заместитель директора ИНЭИ РАН, к. э. н.
E-mail: erifedor@mail.ru

Оксана МАШИРОВА
Заместитель директора по стратегии
Департамента стратегии и перспективного
развития ПАО «РусГидро»
E-mail: Mashirovaov@rushydro.ru

Татьяна РАДЧЕНКО
Первый заместитель генерального
директора Фонда «Центр стратегических
разработок», к. э. н.
E-mail: taradchenko@gmail.com

Роман БЕРДНИКОВ
Член правления, первый заместитель
генерального директора ПАО «РусГидро»
E-mail: BerdnikovRN@rushydro.ru

Ирина ВОЛКОВА
Заместитель директора института
экономики и регулирования
инфраструктурных отраслей,
Национальный исследовательский
университет «Высшая школа
экономики», д. э. н.
E-mail: iovolkova@hse.ru

Сергей САСИМ
Директор центра исследований
в электроэнергетике института
экономики и регулирования
инфраструктурных отраслей,
Национальный исследовательский
университет «Высшая школа
экономики», к. э. н.
E-mail: ssasim@hse.ru

Аннотация. Гидроэнергетическая отрасль, как часть электроэнергетики, способствует решению двух важнейших задач: надежной и бесперебойной работе энергосистемы и низкоуглеродному развитию экономики России. Однако, кроме энергетической и экологической функций, гидроэнергетические объекты формируют комплексные социально-экономические эффекты для развития экономики регионов их размещения и других отраслей национальной экономики. Системная оценка эффектов, сопутствующих строительству ГЭС, позволяет более обоснованно подходить к решениям по реализации этих проектов и масштабам их государственной поддержки, исходя из более полной картины затрат и выгод для экономики и общества. В статье рассматривается разработанный авторами методический подход к многокритериальной оценке эффектов, возникающих на стадиях строительства и эксплуатации гидроэлектростанций и отражающих в стоимостных и натуральных единицах влияние на экономическую, социальную сферу, вклад в достижение экологических целей и энергообеспеченность региона размещения. Представлены результаты апробации на примере нескольких ГЭС, включенных в генеральную схему размещения объектов электроэнергетики.

Ключевые слова: гидроэнергетика, гидроэлектростанция, электроэнергетика, эффективность, системная оценка, методический подход.

Abstract. The hydropower sector, as part of the electric power industry, contributes to the solution of two important tasks of the energy strategy: reliable and uninterrupted operation of the power system and low-carbon development of the Russian economy. However, in addition to energy and environmental functions, hydro power plants form complex socio-economic effects for the development of the economy of the regions where they are located and other sectors of the national economy. A system-based assessment of the effects associated with the hydroelectric power plants construction and operation allows a more reasonable approach to decisions on the implementation of these projects and the scale of their state support, based on a more complete picture of the costs and benefits for the economy and society. The article considers the methodological approach developed by the authors to a multi-criteria assessment of the effects arising at the stages of construction and operation of hydroelectric power plants and reflecting in monetary and natural units the impact on the economic, social sphere, contribution to the achievement of environmental goals and energy security of the plant's location region. The results of the approbation are presented on the example of several hydroelectric power plants included in the General Plan of Electric Power Facilities Allocation.

Keywords: hydropower, hydroelectric power plant, electric power industry, efficiency, system-based assessment, methodological approach.

ГЭС в современных реалиях энергетической и климатической политики – недоучтенные возможности

В мировой энергетической повестке на первый план, наряду с обеспечением стабильной работы энергосистем и надежного энергоснабжения потребителей, выходят задачи перехода к экологически чистым источникам энергии. Для их решения каждая страна стремится к наращиванию низко- и безуглеродной генерации, поддер-

живая оптимальный баланс источников в соответствии с национальными приоритетами и планами по экономическому росту и декарбонизации экономики [1, 2]. Стратегической целью российской климатической политики является углеродная нейтральность к 2060 г. Для ее достижения в электроэнергетике есть хороший «задел». Совокупная доля безуглеродной генерации, включая гидроэнергетику, атомную, солнечную, ветровую и геотермальную энергию, в структуре генерирующей мощности составляет около 35%, а в производстве электроэнергии – около 40%.

В рамках глобального энергетического перехода роль гидроэнергетики, как долгосрочного источника чистой возобновляемой энергии, замещающей технологии сжигания топлива, только повышается. Важно отметить, что все страны, имеющие гидропотенциал, активно его используют [3]. По данным МЭА, с начала века за два десятилетия мировое производство электроэнергии на ГЭС выросло почти в 1,7 раз. В 2022 г. в мире было введено в эксплуатацию рекордное количество новых гидроэнергетических мощностей – более 34 ГВт, в том числе более 10 ГВт ГАЭС. Страны-лидеры с самыми низкими уровнями углеродных выбросов (ниже или около 100 г CO₂-экв./кВт·ч. такие как Норвегия, Швейцария, Бразилия и Канада) сделали ставку на классическую гидрогенерацию.

По имеющимся запасам гидроэнергетических ресурсов Россия занимает 2 место в мире после Китая. Ее доля достигает около 9% от общего мирового гидропотенциала [4]. У России существует колоссальный неосвоенный гидропотенциал, особенно в Сибири и на Дальнем Востоке, и имеются уникальные возможности по его освоению на базе отечественных технологий. На гидроэлектростанциях практически все основное оборудование (включая турбины и гидроагрегаты) российского производства. Вся производственная цепочка от работ по проектированию до строительства обеспечивается российскими компаниями, в том числе проектно-строительным комплексом. Строительство новых ГЭС формирует промышленный заказ на российское оборудование, максимизируя межотраслевой вклад в ВВП, а также способствует повышению уровня технологического суверенитета электроэнергетической отрасли.

У России существует колоссальный неосвоенный гидропотенциал, особенно в Сибири и на Дальнем Востоке, и имеются уникальные возможности по его освоению на базе отечественных технологий



Зеленчукская ГЭС-ГАЭС
Источник: ru.m.wikipedia.org

Общая установленная мощность гидроэлектростанций России составляет 52,6 ГВт. За последнее десятилетие Группой «РусГидро» были построены и введены в эксплуатацию 4,5 ГВт мощностей ГЭС, в том числе Гоцатлинская ГЭС, Зарамагская ГЭС, Зеленчукская ГЭС-ГАЭС, Кашхатау ГЭС, Нижне-Бурейская ГЭС, Усть-Среднеканская ГЭС, а также Богучанская ГЭС, построенная в рамках совместного проекта БЭМО (Богучанское энергометаллургическое объединение). В настоящее время доля гидрогенерации в структуре генерирующей мощности России достигает около 20%, производство электроэнергии на основе гидроресурсов – около 18%.

С 2000 г. производство электроэнергии на ГЭС России увеличилось в 1,3 раза. Опережающий рост потребления электроэнергии в Сибири и на Дальнем Востоке, связанный со строительством новых производств и развитием транспорта, создает возможности для более активного развития гидроэнергетики. В актуализированной в конце 2022 г. генеральной схеме размещения объектов электроэнергетики до 2035 г. [5] предусмотрено строительство 7 ГЭС общей мощностью 3,4 ГВт и 4 ГАЭС общей мощностью около 3 ГВт. В более далекой перспективе, к 2050 г., прирост мощности объектов гидроэнергетики может превысить 20 ГВт [6, 7]. Стратегическая значимость гидроэнергетики

для энергоснабжения страны нашла отражение в ряде государственных решений, включая поручения Президента РФ об утверждении план-графика строительства ГЭС на территории РФ, о развитии гидроаккумулирующих электростанций, о разработке программы развития энергетических мощностей в ДФО до 2050 г.

Вопрос экономической эффективности развития гидроэнергетики, безусловно, является важным для обоснования принятия конкретных инвестиционных решений (особенно с учетом высоких капитальных затрат и больших сроков строительства объектов). Однако здесь нельзя ограничиваться упрощенными подходами на основе простого расчета удельной дисконтированной стоимости производства электрической энергии (LCOE). Оценка эффективности развития ГЭС в энергосистеме требует моделирования перспективных балансов генерирующей мощности и электроэнергии, а также централизованного тепла. Это особенно важно для восточных регионов страны, где новые ГЭС совместно с газовыми или угольными котельными и электрокотельными в раздельной схеме теплоснабжения становятся основными конкурентами для угольных ТЭЦ. Эффективность использования маневренных и регулировочных возможностей ГЭС дополнительно требует моделирования динамики внутрисуточных балансов в разные сезоны.

Усть-Среднеканская ГЭС
Источник: hydropower.ru



Экономическая эффективность производства энергии на ГЭС (объектовая и общесистемная) может быть дополнена критериями безопасности, низкоуглеродности, долговечности энергоснабжения, материалоемкости (в т. ч. по использованию критических материалов). Пример такого анализа, проведенного экспертами Сколтеха [8] показывает, что ГЭС имеют одни из лучших в отрасли показателей в такой системе оценочных координат.

Большинство объектов гидроэнергетики – это крупные инвестиционные проекты, реализация которых оказывает влияние на развитие экономики региона размещения, создавая существенную прибавку добавленной стоимости валового регионального продукта (ВРП). Создаются новые рабочие места. На период строительства, а это срок порядка десятилетия, в зависимости от размера ГЭС привлекается до 10 000 человек на 1 ГВт вводимой мощности. В процессе строительства ГЭС расширяются существующие и строятся новые дороги, прокладываются новые тоннели. Дороги, проходящие по плотинам ГЭС, являются трассами регионального и федерального значения, и возведение новых плотин может существенно снизить стоимость развития дорожной сети за счет экономии на строительстве мостов. Новые водохранилища ГЭС являются комплексными хозяйственными объектами и, в зависимости от размещения станции, способствуют развитию сельского и рыбного хозяйства, речного транспорта (увеличивают грузопоток и пассажирооборот, в том числе за счет использования более крупных судов в верхнем течении). ГЭС и зоны водохранилищ являются потенциальным триггером развития промышленного туризма и рекреации, что способствует росту сферы услуг в регионе, появлению новой сопутствующей инфраструктуры, росту занятости в этой сфере.

Во многих случаях строительство ГЭС дает возможность регулирования стока рек и является самым эффективным методом борьбы с паводками, частота и масштабность которых (а значит, и сопутствующие экономические ущербы в региональной экономике) в условиях климатических изменений уже усиливается. Кроме этого, в водохранилищах формируется дополнительный стратегический запас воды, и значимость этого ресурса только возрастает. На водохранилищах осуществляются

комплексные меры для предотвращения застоя воды и заиливания: обновление достаточно глубокого водоема за счет периодических сбросов, контроль качества и состава воды, периодическая очистка водохранилища и профилактика эвтрофирования.

Таким образом, развитие гидроэнергетики не только обеспечивает дополнительное производство электроэнергии, маневренность и надежность работы энергосистемы, но и дает импульс развитию

стратегических разработок, в котором достаточно широко и всесторонне представлен вклад гидроэнергетики в развитие территорий и отраслей.

Кроме своей функции по замещению ископаемого органического топлива в энергобалансе, российские ГЭС являются еще уникальными поглотителями CO_2 и других парниковых газов, что позволяет дополнительно снижать углеродный след в экономике региона их размещения. Исследования, проведенные российскими



Водохранилище Гергебильской ГЭС

Источник: sportishka.com

регионов за счет комплексных социально-экономических эффектов. Это тоже важно учитывать при разработке стратегий и прогнозов социально-экономического развития регионов.

Первичный подход к стоимостной оценке данных эффектов через расчет увеличения выручки и доходов в бюджет был представлен в работе «Высшей школы экономики» «Обоснование необходимости и формирование предложений по механизмам развития гидроэнергетики», выполненной по заказу Ассоциации «Гидроэнергетика России». Данная оценка нашла свое отражение в международном аналитическом обзоре по гидроэнергетической отрасли [9], выполненном Центром

учеными (МГУ им. М. В. Ломоносова совместно с Институтом глобального климата и экологии имени Ю. А. Израэля и Институтом физики атмосферы им. А. М. Обухова РАН), показали, что водохранилища ГЭС являются углеродно-отрицательными объектами, так как объемы поглощения ими парниковых газов оказались значительно больше, чем эмиссия [10, 11]. Например, выбросы метана, связанные с водохранилищем Бурейской ГЭС, составляют всего $0,026 \text{ г CO}_2\text{-экв./кВт}\cdot\text{ч}^1$, а поглощение парниковых газов водохранилищем составляет $0,97 \text{ г CO}_2\text{-экв./кВт}\cdot\text{ч}$ (в 37 раз больше объема выбросов). У Зейской ГЭС выбро-

¹ При том, что максимальной величиной удельного выброса для «зеленых технологий» является величина $100 \text{ г CO}_2\text{-экв./кВт}\cdot\text{ч}$

сы метана составляют $0,18 \text{ г CO}_2\text{-экв./кВт}\cdot\text{ч}$, а поглощение водохранилищем составляет $1,81 \text{ г CO}_2\text{-экв./кВт}\cdot\text{ч}$ (в 10 раз больше объема выбросов).

В ряде случаев крупные ГЭС становятся причиной локальных климатических изменений, оказывая влияние на ветровые и температурно-влажностные режимы окружающих территорий. Эти последствия могут по-разному оцениваться участниками экономической деятельности и населением в различных регионах. В то же время ГЭС позволяют серьезно снизить выбросы вредных веществ в атмосферу по сравнению с альтернативными источниками энергоснабжения на базе органического топлива (особенно угля).

Все вышесказанное подчеркивает важность действительно многокритериальной системной оценки затрат и выгод, связанных с внеэнергетическими аспектами развития объектов гидроэнергетики в экономической, социальной и экологической сфере.

Методические принципы оценки внеэнергетических эффектов строительства гидроэлектростанций

Задача разработки методической базы для обоснования целесообразности развития гидроэлектростанций и масштабов государственной поддержки таких проектов была поставлена в 2022 г. поручениями комиссии Государственного совета РФ по направлению «Энергетика» и заместителя Председателя Правительства РФ А. В. Новака. В течение 2023 г. группой экспертов («РусГидро», Центром стратегических разработок, «Высшей школой экономики», Институтом энергетических исследований РАН, Ленгидропроектом, Ассоциацией «НП Совет рынка» и Ассоциацией «Гидроэнергетика России») были разработаны методические рекомендации, предлагающие единый подход по оценке разнородных эффектов при строительстве ГЭС.

Предложенный методический подход охватывает стадии строительства и эксплуатации гидроэнергетических объектов. Результаты оценки представлены в виде системы показателей по шести группам (таблица 1), отражающим в стоимостных и натуральных единицах прямое (по ста-

диям жизненного цикла ГЭС) и дополнительное влияние на экономическую, социальную, бюджетную сферу, вклад в достижение экологических целей, изменение энергообеспеченности региона размещения гидроэлектростанции. В составе экономических последствий выделены объемы предотвращенных ущербов от паводков. Также предложен интегральный оценочный показатель, отражающий комбинацию всей совокупности эффектов.

Важным методическим принципом расчета является сальдирование результирующего эффекта по каждому показателю, т. е. его величина определяется в виде разницы получаемых выгод (выигрышей)



Гидроагрегат 1, Гоцатлинская ГЭС

Источник: elec.ru

и сопутствующих ущербов (расходов, затрат), возникающих в отраслях экономики и в природе на различных временных горизонтах (как при строительстве, так и при эксплуатации электростанции). Более подробно примеры такого сальдирования рассмотрены ниже, при анализе отдельных групп эффектов.

Все эффекты, связанные с влиянием на экономику региона, оцениваются в виде прироста добавленной стоимости. Это касается и противопаводкового эффекта. Таким образом, можно определить совокупный вклад всех стоимостных составляющих и соотнести его с ВРП региона размещения, оценить значимость проекта для экономики региона. Бюджетные эф-

№	Группа эффектов. Название эффекта	Единица измерения	Период оценки
1.	Прямые социально-экономические эффекты, связанные с жизненным циклом ГЭС:		строительство ГЭС, эксплуатация ГЭС
	– прирост добавленной стоимости, в т. ч. с выделением вклада для региона размещения	млн руб.	
	– создание новых рабочих мест и вклад в занятость в регионе размещения	чел.	
2.	– рост доходов населения в результате дополнительной занятости	млн руб.	эксплуатация ГЭС
	Дополнительные социально-экономические эффекты для других отраслей в регионе размещения ГЭС в виде прироста добавленной стоимости от увеличения экономической активности в секторах:		
	– водного транспорта; – автомобильного транспорта и эксплуатации дорожной инфраструктуры; – сельскохозяйственного производства; – туризма, рекреации и сопутствующей сферы услуг; – рыбного хозяйства	млн руб.	
3.	Противопаводковый эффект – предотвращенные потери добавленной стоимости от нарушения экономической активности и предотвращенные затраты на ликвидацию последствий паводка	млн руб.	эксплуатация ГЭС
4.	Эффекты для бюджетов различных уровней: – налоговые и неналоговые доходы федерального и регионального бюджетов; – расходы бюджета на строительство водохранилищ	млн руб.	строительство ГЭС, эксплуатация ГЭС
5.	Экологические эффекты:		эксплуатация ГЭС
	– снижение выбросов парниковых газов в регионе размещения ГЭС;	тыс. т CO ₂ -экв.	
	– экономия органического топлива; – увеличение запасов пресной воды	тыс. т млн м ³	
6.	Эффекты изменения энергопроизводства в регионе – ценовой эффект для оптовых потребителей электроэнергии;	%	эксплуатация ГЭС
	– изменение уровня энергообеспеченности региона размещения ГЭС	Качественная оценка: низкий/ средний/ высокий	

Таблица 1. Группы эффектов и показателей для оценки

эффекты определяются в объемах годовых поступлений и расходов (например, при финансировании работ по обустройству водохранилища ГЭС) и позволяют оценить мультипликатор для бюджетных вложений. Экологические и прочие эффекты оцениваются в натуральных или относительных показателях.

Оценка, выполняемая для конкретного проекта размещения ГЭС, может сопровождаться аналогичной оценкой для альтернативного источника – например, угольной или газовой ТЭС. В этом случае все типы эффектов для объекта гидроэнергетики оцениваются в разностях с альтернативным источником. В качестве источников исходной информации при оценке используются данные официальной статистики, нормативные значения показателей, утвержденных правовыми актами Россий-

ской Федерации, данные из предпроектной и проектной документации, при необходимости применяются экспертные оценки, полученные из публичных источников. При оценке эффектов используются актуальные Прогнозы социально-экономического развития Российской Федерации на средне- и долгосрочный период и параметры развития электроэнергетики, предусматриваемые действующими схемой и программой развития электроэнергетических систем России, и генеральной схемой размещения объектов электроэнергетики.

Ниже каждая из групп оцениваемых эффектов рассматривается более подробно.

Прямые социально-экономические эффекты учитывают влияние строительства и эксплуатации новых ГЭС на ВРП и социальную сферу региона непосредственного

размещения гидроэнергетического объекта, а также эффекты, формируемые в других субъектах Российской Федерации.

На стадии строительства прирост добавленной стоимости связан с освоением капиталовложений и ростом выпусков в смежных отраслях промышленности и строительного сектора (за вычетом импорта оборудования и услуг). Важно отметить, что высочайшая локализация инвестиционной фазы проектов ГЭС позволяет максимизировать вклад соответствующих капитальных затрат в рост российской экономики. Региональная составляющая (вклад в ВРП региона размещения) определяется долей капитальных затрат, осваиваемых местными поставщиками оборудования, материалов, строительных услуг. На стадии эксплуатации данные эффекты определяются ежегодным объемом добавленной стоимости производства электроэнергии.

Влияние на занятость оценивается, исходя из общего увеличения рабочих мест в регионе размещения, инициированного строительством и эксплуатацией новой ГЭС (по проектным данным или типовым отраслевым удельным показателям). При этом оценивается региональная составляющая эффекта, объем привлечения

Экономическая эффективность производства энергии на ГЭС может быть дополнена критериями безопасности, низкоуглеродности, долговечности энергоснабжения, материалоемкости и т. д.

местных жителей. Длительный период строительства гидроэлектростанции позволяет обеспечить долговременный уровень дополнительной занятости. Исходя из полученных объемов дополнительной занятости и средней заработной платы, определяются дополнительные доходы населения в регионе размещения ГЭС и их долевой вклад в показатель регионального душевого дохода. Менее формализуемым, но также значимым социально-экономическим эффектом, является улучшение общего качества жизни в районе размещения станции, развитие жилой и социальной инфраструктуры для

Дорога через Волжскую ГЭС

Источник: kirov.bkdrf.ru



Строительство ГЭС дает возможность регулирования стока рек и является самым эффективным методом борьбы с паводками, частота и масштабность которых в условиях изменений климата усиливается

строителей и энергетиков, увеличение количества, а также квалификации трудовых ресурсов региона.

Дополнительные социально-экономические эффекты для других отраслей в регионе размещения ГЭС по аналогии с прямыми эффектами рассчитываются путем оценки выпусков (продукции, услуг, товарно-транспортной работы) и соответствующего прироста добавленной стоимости в таких секторах как водный и автомобильный транспорт (пассажирские и грузовые перевозки), сельское хозяйство (где сопоставляется увеличение производства за счет дополнительных водных ресурсов с возможными ущербами от затопления пахотных земель), туристская отрасль, развитие рыбного хозяйства и рыбоводства в результате дополнительного импульса за счет эксплуатации ГЭС.

Также важно отметить, что при строительстве ГЭС создается мощный строительный кластер, возможности которого (по кадрам и промышленно-строительной базе) могут быть использованы для сооружения других промышленных объектов в регионе. Это позволит создать новые точки роста в его экономике.

Для автомобильного транспорта, кроме увеличения объемов пассажирских и грузовых перевозок с использованием дорожной сети, создаваемой при строительстве ГЭС, учитывается и эффект экономии транспортных расходов в случае, если новая дорога по гребню плотины позволяет существенно сократить длину маршрутов и время в пути. В ряде проектов ГЭС учитывается, что сооружение дороги по гребню позволяет получить дополнительную экономию средств по сравнению с альтернативными вариантами строительства мостов.

Экономические выгоды, связанные с **противопаводковым эффектом**, определяются с учетом действующих методик оценки последствий от стихийных бедствий, как величина предотвращенных ущербов для отраслей экономики и населения региона размещения ГЭС, которые могли возникнуть из-за затопления территорий, прекращения или нарушения работы производств, разрушения транспортной, энергетической и прочей инфраструктуры. Эффект оценивается в стоимостном выражении для ГЭС в период ее эксплуатации.

Для расчета потенциальных ущербов от наводнений используются удельные показатели, заданные для определения стоимости ущерба по видам предприятий различных отраслей промышленности, по объектам инфраструктуры, по гидротехническим сооружениям, объектам производственного и непроизводственного назначения городов и населенных пунктов, объектам сельского и лесного хозяйства, видам затрат на аварийно-спасательные работы и компенсационных затрат. В расчетах также учитывается разница в климатических условиях регионов размещения ГЭС, в том числе особенности регионов, располагаемых в зонах с муссонным климатом, которые характеризуются повышенной частотой и силой паводков и наводнений.

Важно отметить, что методика расчетов позволяет в отдельных проектах ГЭС

Угличская ГЭС

Источник: map.autogoda.ru



Конаковская ГРЭС

Источник: en.m.wikipedia.org

учесть и противоположный эффект – обеспечение в периоды засухи нужд промышленности и орошаемых сельхозугодий региона водными ресурсами благодаря водохранилищам.

Совокупные бюджетные доходы за период строительства и эксплуатации электростанции учитывают доходы федерального и консолидированного регионального бюджетов от налогов и сборов, таможенных платежей, арендных платежей за землю. В период эксплуатации ГЭС рассматривается полный перечень налогов и сборов, применяемый для этого объекта, а их ставки определяются действующим налоговым законодательством. Кроме этого, в расчете учитываются налоговые поступления от увеличения выпуска и добавленной стоимости:

- в промышленности и строительном секторе в период сооружения ГЭС;
- в других отраслях региональной экономики, обусловленные эксплуатацией ГЭС.

Чистый бюджетный эффект от проекта за период строительства и эксплуатации электростанции состоит из разницы совокупных бюджетных доходов и бюджетных расходов на строительство водохранилища ГЭС, включая выкуп земельных участков и объектов недвижимости при изъятии

земель, и его последующее поддержание.

Оценка экологических эффектов формируется из нескольких составляющих.

Во-первых, определяется прямое и косвенное снижение выбросов парниковых газов в регионе размещения. Прямое сокращение выбросов рассчитывается как сальдо-поглощение парниковых газов водохранилищами за вычетом изменения поглощения парниковых газов экосистемами (лесами) в регионе размещения ГЭС при ее строительстве с учетом компенсационных мер по восстановлению лесов. Косвенное снижение выбросов – это предотвращенные выбросы парниковых газов при производстве электроэнергии на альтернативной ТЭС. Отрицательное значение суммы двух составляющих позволяет оценить положительный вклад ГЭС в снижение выбросов парниковых газов.

Во-вторых, оценивается экономия органического топлива, как ископаемого ресурса (и потенциального источника экспортной выручки). Показатель оценивается, исходя из альтернативного варианта производства электроэнергии, вырабатываемой на ГЭС, тепловой электростанцией, с учетом ее показателей энергоэффективности (удельного расхода топлива).

В-третьих, водохранилища, формируемые в процессе создания объектов гидро-



Рис. 1. Единый интегральный эффект для Нижне-Зейской ГЭС

энергетики, обеспечивают стратегический запас пресной воды. Обеспеченность водными ресурсами оценивается на основании полезного² объема водохранилищ новых ГЭС.

В-четвертых, еще одним ресурсосберегающим эффектом строительства ГЭС является предотвращение забора воды из водоемов на технологические нужды, который потребовался бы для альтернативной ТЭС.

Эффекты изменения энергопроизводства в регионах размещения ГЭС охватывают два основных направления оценки: ценовой эффект и изменение уровня энергообеспечения региона размещения ГЭС.

Для укрупненной оценки ценового эффекта электроэнергии по применяемым формулам для объектов ДПМ ГЭС и АЭС рассчитывается среднегодовой платеж за мощность для возводимой электростанции за период, равный 20-ти годам, начиная с года ввода объекта в эксплуатацию. Данный показатель позволяет оценить абсолютное значение уровня дополнительной ценовой нагрузки на потребителей электроэнергии и мощности

² Полезный объем – это объем водохранилища, который используется для различных хозяйственных (т. е. полезных) целей: подачи воды на орошение, увеличения в маловодный период расходов и уровней воды в нижнем бьефе и т. п. Расположен между отметками НПУ (наивысший уровень воды, который может поддерживаться в течение длительного времени в условиях нормальной эксплуатации) и УМО (низший уровень, до которого может сбрасываться водохранилище при нормальном условии эксплуатации).



Рис. 2. Единый интегральный эффект для Селемджинской ГЭС

соответствующей ценовой зоны, не относимых к населению. Приведение суммы платежа за мощность к ценам базового года осуществляется с использованием индекса потребительских цен.

Изменение уровня энергообеспеченности региона размещения ГЭС оценивается: по обеспеченности электроэнергией и по обеспеченности органическим топливом для альтернативной ТЭС. В первом случае оценивается масштаб сокращения энергодефицитности или рост энергоизбыточности региона после ввода ГЭС с учетом существующего уровня потребления электроэнергии и его прогнозного изменения. Во втором случае оценивается аналогичный показатель изменения дефицитности/избыточности по топливу с учетом существующего объема его местной добычи. Изменение уровня энергообеспе-

Особенностью экономики крупных проектов ГЭС является потребность в серьезных инвестициях, но при этом они становятся наиболее долговременным источником чистой и недорогой энергии

ченности региона размещения ГЭС оценивается только для регионов в составе ЕЭС и не применяется для изолированных ЭЭС.

Примеры многокритериальной оценки проектов ГЭС с учетом внеэнергетических эффектов

Для нормирования эффектов, выраженных в разных единицах измерения (стоимостные и натуральные) предложена система расчета итогового интегрального показателя комплексного социально-экономического эффекта ГЭС с итоговой пятибалльной шкалой.

Единый интегральный нормированный показатель состоит из 5 групп эффектов:

1. Экономический эффект (прямые экономические эффекты и противоположный эффект) учитывается с весом 40%.
2. Бюджетный эффект учитывается с весом 30%.

3. Социальный эффект (влияние на занятость) учитывается с весом 10%.
4. Отраслевой эффект (дополнительные эффекты в других отраслях) учитывается с весом 10%.
5. Экологический эффект (в части выбросов парниковых газов) учитывается с весом 10%.

Результаты расчетов вышеперечисленных общехозяйственных социально-экономических эффектов на примере проектов строительства Нижне-Зейской (400 МВт) и Селемджинской ГЭС (100 МВт) в Амурской области наглядно продемонстрировали, что величина прямого и косвенного эффектов для развития территорий и смежных отраслей от реализации гидроэнергетических объектов существенно превышает запрашиваемые величины государственной поддержки.

Так, суммарный экономический эффект, рассчитанный за 30 лет, который состоит из вклада в прирост регионального валового продукта и противоположного эффекта, в 3–4 раза больше инвестиционных затрат на строительство ГЭС. В соответствии с проведенным расчетом, суммарный экономический эф-

Таблица 2. Оценка интеграционных эффектов для Селемджинской и Нижне-Зейской ГЭС (на период строительства и 30 лет эксплуатации)

№	Направление эффекта	Ед. изм.	Селемдж. ГЭС (100 МВт)	Нижне-Зейская ГЭС (400 МВт)
	Единый интегральный эффект	балл	4,3	4,6
I	Экономический эффект – всего, в т. ч.	млн руб.	211 269	222 418
	– прирост добавленной стоимости при строительстве и эксплуатации ГЭС	млн руб.	147 463	175 142
	– противоположный эффект	млн руб.	63 806	47 276
	Отношение экономического эффекта к капитальным вложениям в ГЭС	раз	3,8	3,4
II	Бюджетный эффект – всего, в т. ч.	млн руб.	61 654	78 520
	– налоговые и неналоговые доходы консолидированного бюджета	млн руб.	71 275	86 234
	– расходы бюджета на строительство водохранилищ	млн руб.	- 9 621	- 7 714
	Отношение бюджетных доходов к капитальным вложениям в водохранилище	раз	7	11,2
III	Социальный эффект	чел.	4 650	3 100
	Отраслевой эффект – всего, в т. ч. в секторах	млн руб.	2 034	3 699
	– водного транспорта	млн руб.	21	59
IV	– автомобильного транспорта и эксплуатации дорожной инфраструктуры	млн руб.	72	23
	– сельскохозяйственного производства	млн руб.	512	1 947
	– туризма, рекреации и сопутствующей сферы услуг	млн руб.	873	873
	– рыбного хозяйства	млн руб.	556	797
	Отношение отраслевого эффекта к капитальным вложениям в ГЭС	%	3,6%	5,7%
V	Экологический эффект	тыс. т CO ₂ -эquiv.	-12 747	-57 392

фekt от строительства Нижне-Зейской и Селемджинской ГЭС составляет более 400 млрд руб. Поскольку срок жизни гидроэнергетического объекта еще больше – до 100 лет, указанные величины будут еще значительней.

Бюджетный эффект, который складывается из суммы выплат в бюджеты всех уровней (федеральный и региональный), в расчете на 30 лет превышает в 6–10 раз требуемого бюджетного финансирования на строительство водохранилищ – объек-

Добавленная стоимость в этих отраслях от появления Нижне-Зейской ГЭС и Селемджинской ГЭС составит около 7,6 млрд руб. за 30 лет.

Важно отметить высокий экологический эффект, который выражается в снижении выбросов парниковых газов в регионе размещения ГЭС с учетом поглощающей возможности гидроэнергетических объектов. Только прямое снижение эмиссии – сальдо-поглощение водохранилищами Нижне-Зейской и Селемд-



Нижне-Зейская ГЭС

Источник: triptonkosti.ru

тов федеральной собственности. Так, для Нижне-Зейской и Селемджинской ГЭС бюджетный эффект суммарно оценивается в 140 млрд руб.

Строительство крупных ГЭС приводит к положительному социальному эффекту, который заключается в формировании запроса на квалифицированные рабочие места. В частности, на строительство этих 2-х ГЭС требуется привлечение более 8 тыс. человек в пиковые периоды строительства.

Совокупный отраслевой эффект для иных отраслей в регионе размещения ГЭС: водоснабжение, судоходство, сельское хозяйство, туризм составляет до 8% от инвестиционных вложений.

жинской ГЭС составит более 75 тыс. т CO₂ эквивалента ежегодно. А совокупный экологический эффект по парниковым газам составит более 2,3 млн т CO₂-экв. ежегодно. Помимо сальдо-поглощения водохранилищами, он учитывает также изменение поглощения ПГ экосистемами (упущенные объемы поглощений лесами и дополнительные объемы поглощений в результате компенсационных лесовосстановительных работ) и предотвращенные выбросы от сжигания топлива в случае строительства вместо ГЭС альтернативной ТЭС. Суммарный запас пресной воды Нижне-Зейского и Селемджинского водохранилища оценивается в 9170 млн м³.

Заключение

Строительство гидроэнергетических объектов занимает длительное время: от проектирования до ввода объекта в эксплуатацию проходит 10–12 лет. При этом и эксплуатируются ГЭС также длительное время, а после истечения срока окупаемости ГЭС обеспечивают снижение цены на рынке за счет отсутствия топливной составляющей и длительного срока эксплуатации. Поэтому особенно важно рассматривать гидроэнергетику, как ключевой ресурс для эффективного долгосрочного планирования сценариев низкоуглеродного развития экономики страны. Особенностью экономики капиталоемких проектов ГЭС является потребность в крупных инвестиционных вложениях, но при этом они становятся наиболее долговременным источником чистой и недорогой электроэнергии. В этой связи полезно вспомнить системный подход к планированию развития гидроэлектростанций (реализованный в СССР, США и в Китае), когда ГЭС рассматриваются, как составная часть комплексных планов регионального развития, размещения производительных сил и источников их энергообеспечения. В наибольшей степени такой подход востребован для Дальнего Востока нашей страны.

С учетом значимых внеэнергетических эффектов для развития территорий и отраслей важно осуществлять

более широкую государственную поддержку в реализации данных проектов, балансируя интересы и государства, и потребителей, и инвесторов. С учетом законодательного статуса водохранилищ, как объектов государственной собственности, обоснованным является бюджетная поддержка проектов гидроэнергетики в этой части. Расширение бюджетных расходов на софинансирование затрат по строительству водохранилища (а также на обеспечение более привлекательных условий по кредитованию строительства ГЭС) целесообразно рассматривать в увязке с оценкой масштабов возникающих в регионе внеэкономических эффектов. Разработанная методика количественной оценки и качественного анализа разнородных эффектов, связанных с развитием ГЭС, может использоваться для ранжирования проектов, причем с расширением и на альтернативные варианты (ТЭС, АЭС). Полученные оценки могут применяться, в том числе для обоснования решения о строительстве новых ГЭС, подготовки соглашений о намерениях с администрацией региона размещения электростанции, определения и привлечения механизмов государственной поддержки проектов по строительству новых ГЭС, поиска источников финансирования строительства новых ГЭС, а также в качестве дополнения в предпроектных и проектных работах.

Использованные источники

1. Сизов А. А. Развитие гидрогенерации как фактор современных трансформаций международных отношений // *Международные отношения*. 2023. № 3. С. 81–97.
2. Сидоренко Г. И., Того И. Анализ топливно-энергетических ресурсов Африки и роль гидроэнергетики // *Гидротехническое строительство*. 2020. № 6. С. 44–55.
3. Лушников О. Г. Российская гидроэнергетика в условиях глобальных вызовов и мировых трендов. Интервью О. Г. Лушникова // *Гидротехника*. 2022. № 1(66). С. 45–49.
4. Михайлов В. Е., Иванченко П. П., Прокопенко А. Н. Современное состояние гидроэнергетики и гидротурбостроения в России и за рубежом // *Теплоэнергетика*. 2021. № 2. С. 5–15.
5. Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до 2035 г. Утверждена распоряжением Правительства РФ от 30 декабря 2022 года №4384-р.
6. Веселов Ф. В., Маширова О. В., Радченко Т. А., Бердников Р. Н., Волкова И. О., Сасим С. В. Системный взгляд на эффективность развития гидроэнергетики России // *Энергетическая политика*. 2024. №1.
7. «Сценарий развития электроэнергетики России до 2050 года предусматривает сохранение текущей доли выработки ГЭС на уровне 20%» сайт EnergyLand.info, 14.10.2022 г. [Электронный ресурс] <https://energyland.info/analtic-show-234860> (дата обращения 18.12.2023 г.).
8. Свежий взгляд на межтопливную конкуренцию. Сколтех. 2023 [Электронный ресурс] <https://new.skoltech.ru/news/svezhij-vzglyad-na-mezhtoplivnyuyu-konkurenciyu-obzor-centrapro-energoperehodu-skolteha?ysclid=lq0m2fkhw925714803> (дата обращения 18.12.2023 г.).
9. Гидроэнергетика России и зарубежных стран. Фонд ЦСР. Декабрь 2022. [Электронный ресурс] <https://www.csr.ru/upload/iblock/355/4of2a28shu3m69je7stnbk0lc2lt5knt.pdf> (дата обращения 18.12.2023 г.).
10. Гречушникова М. Г., Школьный Д. И. Оценка эмиссии метана водохранилищами России // *Водное хозяйство России: проблемы, технологии, управление*. 2019. № 2. С. 58–71.
11. Гречушникова М. Г., Репина И. А., Фролова Н. Л. и др. Сохранение и потоки метана в Волжских водохранилищах // *Известия Российской академии наук. Серия географическая*. 2023. Т. 87. № 6. С. 899–913.

Технология утилизации дымовых газов с помощью микроводорослей и их переработка в бионефть

Technology for flue gases utilization using microalgae and processing microalgae biomass into bio-oil

Ренат НУРГАЛИЕВ
Генеральный директор ООО «РИТЭК»
E-mail: Andrey.A.Kravchenko@lukoil.com

Renat NURGALIEV
General Director of RITEK LLC.
E-mail: Andrey.A.Kravchenko@lukoil.com

Ольга СЛАВКИНА
Начальник отдела охраны окружающей среды ООО «РИТЭК», к. т. н.
E-mail: Olga.V.slavkina@lukoil.com

Olga SLAVKINA
Head of the Environmental Protection Department of RITEK LLC, Ph.D.
E-mail: Olga.V.slavkina@lukoil.com

Chlorella vulgaris под микроскопом

Источник: micropia.nl



Аннотация. Задачи декарбонизации экономики диктуют необходимость поиска способов сокращения выбросов парниковых газов в окружающую среду, в том числе, углекислого газа, образующегося на объектах энергетики. В качестве одного из перспективных способов рассматривается поглощение CO_2 растениями, причем не только наземными растениями, но и водными организмами, в том числе микроводорослями. Данная работа была посвящена подбору штаммов микроводорослей, устойчивых к дымовым газам энергоустановок, а также получению из биомассы микроводорослей бионефти и исследованию ее свойств. На основании полученных результатов экспериментальных исследований и предварительных расчетов материального баланса подготовлены исходные данные для проектирования пилотной установки утилизации CO_2 из дымовых газов с помощью микроводорослей.

Ключевые слова: микроводоросли, дымовые газы, CO_2 , биотопливо, бионефть, гидротермальное сжижение.

Abstract. The challenges of decarbonizing the economy dictate the need to find ways to reduce greenhouse gas emissions into the environment, including carbon dioxide generated at energy facilities. The absorption of CO_2 by plants is considered as one of the promising methods, not only by terrestrial plants, but also by aquatic organisms, including microalgae. This work was devoted to the selection of strains of microalgae that are resistant to flue gases from power plants, as well as the production of bio-oil from microalgae biomass and the study of its properties. Based on the results of experimental studies and preliminary calculations of the material balance, initial data were prepared for the design of a pilot installation for the utilization of CO_2 from flue gases using microalgae.

Keywords: microalgae, flue gases, CO_2 , biofuel, bio-oil, hydrothermal liquefaction.



Одним из основных препятствий получения биотоплива из микроводорослей является высокая влажность биомассы, составляющая около 90%

Введение

Культивирование различных видов биомассы как способ снижения концентрации CO_2 в воздухе и сокращения его содержания в выбросах промышленных объектов,

в первую очередь объектов энергетики, является перспективным, обеспечивающим кратко- или среднесрочное депонирование углерода через производство различных продуктов из биомассы. В связи с целым рядом преимуществ микроводорослей, таких как: высокая продуктивность, возможность выращивания с использованием территорий, непригодных для ведения сельского хозяйства, толерантность микроводорослей к качеству воды и способность расти на сточных водах хозяйственно-бытового и промышленного сектора, наличие разработанных и апробированных технологий преобразования биомассы в полезные продукты (биотоплива, кормовые и пищевые добавки, продукцию фармацевтики и т. д.), выдвигает их в ряд перспективных культур для выращивания и выведения из окружающей среды углекислого газа в составе дымовых газов энергетики и других источников.

В тоже время, для разработки технологий эффективного культивирования микроводорослей необходимо получить устойчивые штаммы, которые показывают высокую продуктивность при выращивании

их в атмосфере дымовых газов, в состав которых входит и CO_2 в повышенных концентрациях, и ряд токсичных газовых примесей, в первую очередь оксиды азота и серы.

Биомасса микроводорослей может быть использована для производства различных продуктов с высокой добавленной стоимостью – это пищевые и кормовые добавки, медицинские препараты, удобрения, композитные материалы и др. Однако особый интерес вызывает получение из биомассы микроводорослей биотоплива, поскольку совмещение процессов утилизации CO_2 и производства биотоплива из этой биомассы приводят к замкнутому по CO_2 циклу использования такого источника энергии.



Сбор морских водорослей для утилизации после шторма
Источник: overone.ru

Одним из основных препятствий на пути получения биотоплива из биомассы микроводорослей является высокая влажность биомассы, обычно составляющая около 90% от общей массы. Существует два основных пути переработки биомассы в биотопливо: биохимический и термохимический. Для микроводорослей традиционным способом переработки биомассы является биохимический, заключающийся в выделении липидной части биомассы путем экстракции с дальнейшей переэтерификацией спиртами (в основном, метанолом). Однако, такой способ все меньше привлекает внимание ученых из-за существенных энергетических и экономических затрат, превышающих

стоимость конечного продукта. Кроме того, при данном способе используется только липидная часть биомассы, в то время как мономерные субъединицы белков и полисахаридов (аминокислоты и сахара) не подвергаются переработке, тем самым снижается выход конечного продукта. При термохимических способах переработки биотопливо производится из всех компонентов биомассы, однако из-за очень высокой влажности такие традиционные способы переработки, как пиролиз, газификация и торрификация требуют предварительной сушки, что также делает процесс получения биотоплива энергетически не выгодным. В связи с этим, вызывают интерес гидротермальные способы переработки биомассы микроводорослей, такие как гидротермальная карбонизация и сжижение [1]. Их основные преимущества заключаются в отсутствии необходимости в предварительной сушке биомассы и в образовании продукта с высокой теплотворной способностью, близкого по свойствам к ископаемым топливам.

Таким образом, работа была посвящена подбору штаммов микроводорослей, устойчивых к дымовым газам энергоустановок, а также получению из биомассы микроводорослей бионефти и исследованию ее свойств.

Выбор штаммов микроводорослей

В таблице 1 приведена краткая сводка основных характеристик микроводорослей, которые были выбраны для исследования их устойчивости к дымовым газам. Эксперименты проводились со следующими штаммами микроводорослей: *Chlorella vulgaris*, *Chlorella ellipsoidea*, *Elliptochoris subsphaerica*, *Gloeoitila pulchra*, *Arthrospira platensis rsemsu P Bios*. Выбор данных штаммов был основан на предварительной работе по определению жизнеспособности при выращивании в газовой среде с высокими концентрациями CO_2 .

Эксперименты проводились в фотобиореакторах (ФБР) объемом 5 л (рис. 1), которые освещались светодиодными светильниками, позволяющими достичь на внутренней стороне стенок ФБР освещенность до 15 кЛк (килоЛюкс). ФБР располагались в герметичной газовой камере (рис. 2), которая использовалась для создания смеси воздуха и дымовых газов и культивирова-

Название штамма	<i>Chlorella vulgaris</i>	<i>Chlorella ellipsoidea</i>	<i>Elliptochoris subsphaerica</i>	<i>Gloeoitila pulchra</i>	<i>Arthrospira platensis rsemsu P Bios</i>
Ботанический код	Empire Eukaryota, Царство Plantae, Отдел Chlorophyta, класс Trebouxiophyceae, порядок Chlorellales, семейство Chlorellaceae, род Chlorella, виды <i>Chlorella vulgaris</i> , <i>Chlorella ellipsoidea</i> .	Empire Eukaryota, Царство Plantae, Отдел Chlorophyta, corechlorophytes, класс Trebouxiophyceae, Elliptochlorisclade, Род Elliptochloris, Вид <i>Elliptochoris subsphaerica</i> (basionym: <i>Pseudochlorella subsphaerica</i> Reising, 1964).	Empire Eukaryota, Царство Plantae, Отдел Chlorophyta, класс Trebouxiophyceae, Порядок Oscillatoriales, Отдел Cyanobacteria, Класс Cyanophyceae, Порядок Oscillatoriales, Род <i>Arthrospira (Spirulina)</i> , Вид <i>A. platensis</i>	Empire Eukaryota, Царство Plantae, Отдел Chlorophyta, Класс Trebouxiophyceae, Подкласс Chlorophytina, Порядок Chlorellales, Семейство Chlorellaceae, Род <i>Gloeoitila</i> , Вид <i>Gloeoitila pulchra</i>	Empire Eukaryota, Царство Plantae, Отдел Chlorophyta, Класс Trebouxiophyceae, Подкласс Chlorophytina, Порядок Chlorellales, Семейство Chlorellaceae, Род <i>Gloeoitila</i> , Вид <i>Gloeoitila pulchra</i>
Микрофотографии					

Таблица 1. Перечень штаммов микроводорослей, выбранных для культивирования в среде дымовых газов



(а) В центре на полу – воздушные компрессоры, справа на стенде – диммеры, блоки питания и клеммные коробки.

(б) ФБР со светодиодными светильниками и отражателями вокруг стеклянной колбы – вид сверху

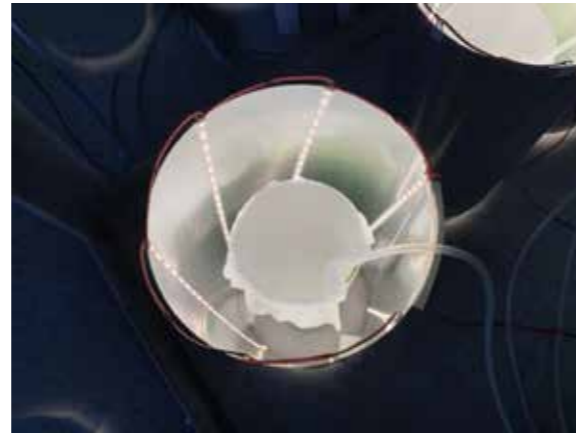


Рис. 1

ния микроводорослей в атмосфере этих газов. Каждый ФБР закрывался марлевой крышкой для предотвращения выноса клеток микроводорослей в окружающую среду и предотвращения взаимной контаминации (загрязнения) выращиваемых культур микроводорослей нецелевыми штаммами. Смеси дымовых газов с воздухом готовились в установке по генерации дымовых газов, которая располагалась рядом с газовой камерой и была соединена с ней системой подачи газов.

Для оценки жизнеспособности клеток микроводорослей использовался комплексный показатель, учитывающий как скорость роста биомассы в каждом эксперименте, так и результаты микроскопирования клеток, а именно, удельное количество живых клеток в поле зрения микроскопа (количественная характеристика), морфологическое состояние клеток (экспертная количественная оценка) при барботаже газозвоздушными смесями (дымовыми газами с высокими концентрациями CO_2).

Проведены эксперименты по культивированию штаммов микроводорослей в атмосфере дымовых газов с концентрацией $\text{CO}_2 = 3, 6, 8\%$ и определены характеристики их жизнеспособности. По результатам экспериментов получена скорость роста плотности биомассы микроводорослей, находящаяся на уровне средних показателей, представленных в научных публикациях по теме проекта: максимальная у штаммов *Chlorella vulgaris*, *Chlorella ellipsoidea* (до 0,8 г/л в сутки), минимальная – у *Arthrospira platensis* (до 0,27 г/л в сутки). При этом ни в одном эксперименте за 12 суток не достигнуто выхода на нулевую скорость роста (постоянное значение плотности биомассы).

Во всех экспериментах был зафиксирован рост плотности биомассы всех штаммов микроводорослей, что подтверждает жизнеспособность микроводорослей при выращивании их в атмосфере дымовых газов. Однако, скорость роста была различна (рис. 3). Это позволяет предположить нали-

Рис. 3. Скорость роста биомассы штаммов микроводорослей в зависимости от концентрации CO_2 в смеси дымовых газов и воздуха

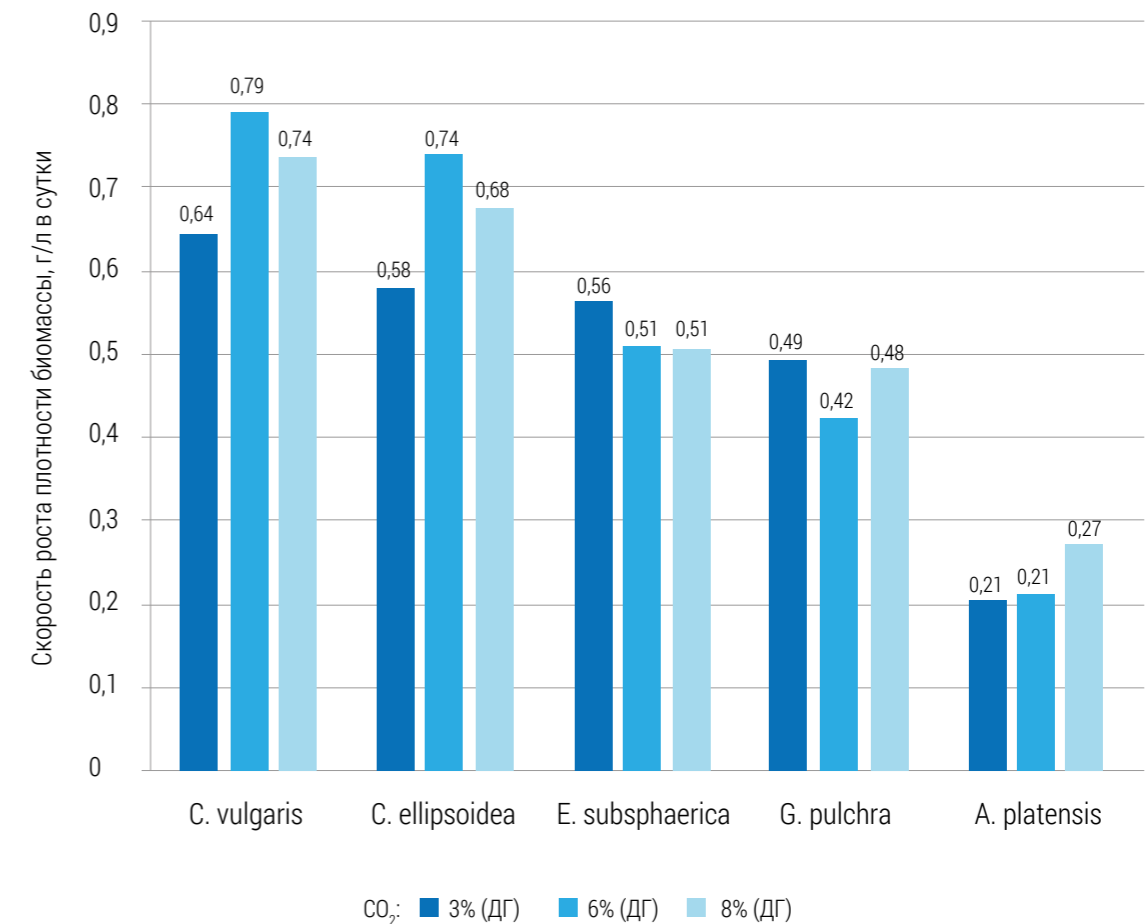


Рис. 2. Общий вид газовой камеры с размещенными в ней ФБР и местом оператора (справа). Слева вне камеры расположены элементы системы подготовки дымовых газов

чие оптимальных концентраций дымовых газов в газоздушных смесях, которыми проводился барботаж культуральных жидкостей.

Видно, что максимальная скорость роста наблюдалась у штаммов *Chlorella*, причем для обоих штаммов наибольшая скорость роста биомассы наблюдалась при $\text{CO}_2 = 6\%$ (максимум выражен четко). Штаммы *E. subsphaerica* и *G. Pulchra* показали более низкие и близкие между собой значения скорости роста, при этом с незначительным максимумом при $\text{CO}_2 = 3\%$ для штамма *E. subsphaerica*. с постепенным снижением по мере роста концентрации CO_2 в дымовых газах. Скорость роста штамма *A. Platensis* была минимальной из всех рассмотренных штаммов, при этом наблюдалась практически равная скорость роста при $\text{CO}_2 = 3$ и 6% и некоторое увеличение при $\text{CO}_2 = 8\%$. Микроводоросли штамма *G. Pulchra* показали примерно постоянную скорость роста при различных концентрациях дымовых газов с незначительными колебаниями значений.

Результаты микроскопирования и прижизненного окрашивания штаммов микроводорослей показали отсутствие или минимальное количество мертвых клеток штаммов при всех условиях проведения экспериментов в атмосфере дымовых газов (как в начале, так и по окончании культивирования). Таким образом, практически вся масса клеток штаммов микроводорослей, выращенных при высоких концентрациях ДГ ($\text{CO}_2 = 3, 6$ и 8%), в ходе экспериментов длительностью 12 суток остаются живыми, что свидетельствует о сохранении жизнеспособности культур. В то же время в эксперименте с дымовыми газами и концентрацией $\text{CO}_2 = 8\%$ обнаруживается повышенный процент мертвых

Экономический эффект от внедрения комплексов по утилизации CO_2 на основе использования микроводорослей может достигаться за счет реализации продуктов, полученных из микроводорослей



Лабораторные исследования водорослей
Источник: traveltimes.ru

клеток, что свидетельствует о возможном запуске в этих условиях клеточного механизма апоптоза.

При оценке жизнеспособности микроводорослей учитывалась скорость роста плотности биомассы штаммов микроводорослей, результаты оценки доли живых клеток с помощью метода прижизненного окрашивания, а также морфологические характеристики микроводорослей на основе микроскопирования. Штаммы микроводорослей показали разную устойчивость к дымовым газам, что отразилось в комплексном показателе жизнеспособности: максимальный показатель (и, следовательно, устойчивость и адаптация) клеток был получен для штаммов хлореллы (*C. vulgaris* и *C. ellipsoidea*). Далее по этой характеристике идут *E. Subsphaerica* и *G. pulchra*. Наименьший показатель жизнеспособности показали клетки *A. platensis*.

Разработка фотобиореактора

Для наработки биомассы микроводорослей для последующего получения биотоплива был разработан и создан ФБР объемом 90 л (рис. 4). Данный ФБР представляет вертикальную трубу из акрилового оргстекла с внутренним диаметром 30 см и высотой 150 см. По периметру ФБР параллельно его оси и на расстоянии 20 см от внешней стороны ФБР расположены светодиодные ленты, закрепленные на зер-

кальном светоотражателе цилиндрической формы. Описание данного ФБР можно найти в работах [2, 3].

Освещенность на внешней поверхности ФБР при максимальной мощности светодиодной ленты составляет 14–14,4 кЛк. Газоздушная смесь подается в ФБР снизу и распыляется на дне с помощью керамического распылителя. ФБР закрыт сверху крышкой, закрепленной двумя штуцерами диаметром 10 мм, при этом в крышке имеются отверстия для выхода газоздушной смеси. Для подачи газа в ФБР используется компрессор Hailea V30. Расход компрессора без сопротивления составляет 26,6 л/мин, расход компрессора через заполненный ФБР составляет 13 л/мин.

С использованием данного ФБР в условиях высокой концентрации CO_2 была наработана биомасса микроводорослей, которая затем была подвергнута гидротермальному сжижению для получения бионефти.

Получение бионефти

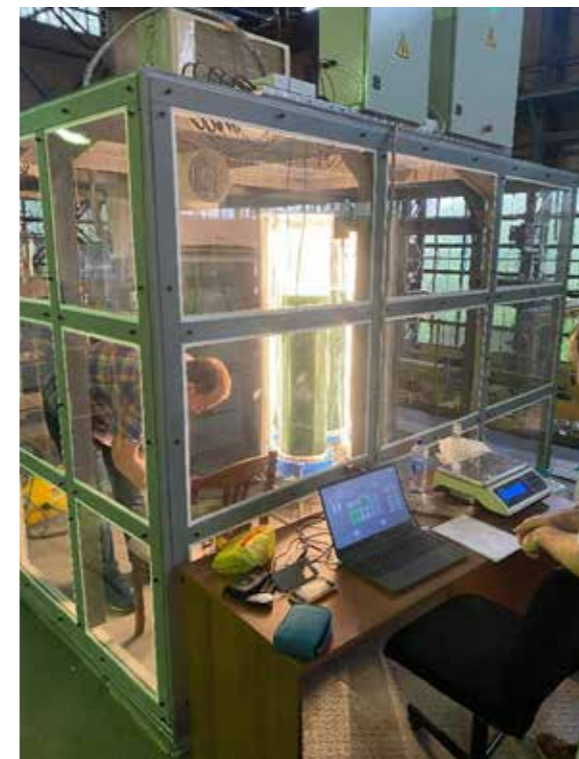
Для пробного получения бионефти была наработана биомасса *Arthrospira*

platensis. Полученную биомассу вначале концентрировали, после чего она подвергалась гидротермальному сжижению в герметичном автоклаве: температуру повышали до $330\text{ }^\circ\text{C}$, и выдерживали в этих условиях в течение 40 минут. Описание установки гидротермального сжижения представлена в работе [4].

Влажная термическая обработка при такой высокой температуре вызывает пиролиз биомассы: органические соединения, из которых состоит биомасса, распадаются на более короткоцепочечные молекулы. Часть вещества уходит в твердую фазу, превращаясь в биоуголь, часть – в газообразное состояние. Другая часть сжижается до состояния маслянистой фракции – бионефти.

В результате гидротермального сжижения биомассы *Arthrospira platensis* выход бионефти составил около 20%, а величина теплоты ее сгорания около 34 МДж/кг. В таблице 2 представлено сравнение элементных составов и теплоты сгорания полученной бионефти и традиционной нефти. По сравнению с исходной биомассой в бионефти наблюдается более высокое содержание углерода и более низкое содержание

Рис. 4. ФБР объемом 90 л для наработки биомассы микроводорослей в условиях высокой концентрации CO_2 (в атмосферной газовой камере)



	Содержание элементов, масс. %					Теплота сгорания, МДж/кг
	C	H	N	O	S	
Традиционная нефть	84,5	12,6	-	1,6	1,3	42,99
Бионефть	72,6	9,8	6,3	10,5	0,8	34,4

Таблица 2. Элементный состав и теплота сгорания бионефти и традиционной нефти

кислорода и азота. Это объясняется тем, что кислород и азот частично переходят в газообразные продукты гидротермального сжижения и водорастворимые соединения. При этом содержание углерода в бионефти значительно меньше содержания углерода в обычной нефти, а содержание кислорода в бионефти значительно превышает аналогичный показатель для традиционной нефти. Это приводит к относительно невысокой удельной теплоте сгорания бионефти (34,4 МДж/кг) по сравнению с традиционной нефтью (43 МДж/кг). Однако это существенно выше удельной теплоты сгорания сухих микроводорослей, которая составляла 20,9 МДж/кг.

Результаты исследования бионефти говорят о необходимости поиска решений по ее дальнейшему использованию. Для улучшения свойств бионефти могут быть использованы последующая каталитическая постобработка. Одним из вариантов использования бионефти может стать ее смешения в определенном соотношении с традиционной нефтью и последующая переработка. Данные вопросы требуют дополнительных исследований в будущем.

Расчет показателей эффективности пилотной установки по утилизации дымовых газов с помощью микроводорослей и последующей переработки биомассы в бионефть

Технология утилизации дымовых газов с помощью микроводорослей и последующей переработки биомассы в бионефть может быть использована в промышленных масштабах. Проведем оценку показателей эффективности пилотной установки по утилизации дымовых газов с помощью микроводорослей и последующей переработки биомассы в бионефть с производительностью по дымовым газам 50 000 м³/сут.

По результатам собственных замеров содержание CO₂ в дымовых газах газопоршневых установок, эксплуатируемых в компании, составляет около 6 об.%. Тогда объемный расход CO₂ в составе дымовых газов составляет: 50 000 · 0,06 = 3 000 м³/сут.

С учетом того, что плотность углекислого газа составляет 1,98 кг/м³, массовый расход CO₂ составит: 3 000 м³/сут · 1,98 кг/м³ = 5 940 кг/сут = 247 500 г/час.

Производительность микроводорослей обычно составляет 0,3–1 г/л/сут [5]. Примем для дальнейших расчетов скорость роста биомассы, равную 0,5 г/л/сут, что также подтверждается и результатами собственных исследований. В 1 кг биомассы водорослей может быть утилизировано более 1,8 кг CO₂ [6]. Тогда производительность по поглощению CO₂ микроводорослями составит: 0,5 г/л/сут · 1,8 = 0,9 г/л/сут = 0,0375 г/л/час.

Тогда для 100% утилизации CO₂ в дымовых газах нужен следующий объем водной суспензии микроводорослей: 247 500 г/час / 0,0375 г/л/час = 6 600 000 л = 6 600 м³.

Объем получаемой при этом биомассы составит: 5 940 кг/сут / 1,8 = 3 300 кг/сут.

Данная биомасса может быть переработана в продукты с высокой добавленной стоимостью. Если биомасса будет переработана в бионефть, то при условии выхода бионефти в 20%, производительность по бионефти составит: 3 300 кг/сут · 0,2 = 660 кг/сут.

Экономический эффект от внедрения комплексов по утилизации CO₂ на основе использования микроводорослей может достигаться за счет реализации продуктов, полученных из микроводорослей. Такими продуктами помимо биотоплива могут являться пищевые и кормовые добавки, удобрения и др. Кроме того, экономический эффект может быть связан с введением углеродного налога. При

наличии авторизованной системы учета единиц углерода данные комплексы могут быть использованы для секвестрации углерода из атмосферы. Как следует из вышеприведенных расчетов, пилотная установка на основе микроводорослевой технологии утилизации CO₂ может поглощать более 2 168 т(CO₂)/год.

Заключение

Предложена новая комплексная технология утилизации дымовых газов с помощью микроводорослей и переработки биомассы микроводорослей в бионефть.

Впервые проведены исследования устойчивости к реальным дымовым газам различных штаммов микроводорослей. Показано, что все выбранные штаммы жизнеспособны при выращивании их в атмосфере дымовых газов. Максимальный показатель жизнеспособности был получен для штаммов хлореллы (*C. vulgaris* и *C. ellipsoidea*), далее по этой характеристике идут *E. Subsphaerica* и *G. Pulchra*, наименьший – у *A. platensis*.

Впервые из биомассы микроводорослей, выращенных при повышенных концентрациях CO₂, была получена бионефть методом гидротермального сжижения. Выход бионефти составил около 20%, теплоты сгорания бионефти – 34 МДж/кг.

На основании полученных результатов экспериментальных исследований и предварительных расчетов материального баланса ООО «РИТЭК» подготовлены исходные данные для проектирования пилотной установки утилизации CO₂ из дымовых газов с помощью микроводорослей.

Использованные источники

1. Vlaskin M.S., Chernova N.I., Kiseleva S.V., Popel' O.S., Zhuk A.Z. Hydrothermal liquefaction of microalgae to produce biofuels: state of the art and future prospects // *Thermal Engineering*. 2017. Vol. 64. № 9. p. 627–636.
2. Vlaskin M.S., Kiseleva S.V., Chernova N.I., Grigorenko A.V., Ryndin K.G., Popel' O.S., Malanii S.Y., Slavkina O. V., de Farias Neves F., Kumar, V. Effectiveness of CO₂ Capture by *Arthrospira platensis* Microalgae from a Mixture Simulating Flue Gases // *Thermal Engineering*. 2023. Vol. 70. № 5. p. 370–383.
3. Chunzhuk E.A., Grigorenko A.V., Chernova N.I., Kiseleva S.V., Ryndin K.G., Popel O.S., Malaniy S.Y., Slavkina O.V., de Farias Neves F., Leng L., Kumar V., Vlaskin M.S. Direct Study of CO₂ Capture Efficiency during Microalgae *Arthrospira platensis* Cultivation at High CO₂ Concentrations // *Energies*. 2023. Vol. 16. № 2. p. 822.
4. Ryndin K.G., Butyrin A.V., Grigorenko A.V., Chunzhuk E.A., Chernova N.I., Kiseleva S.V., Malaniy S.Y., Bakumenko E.A., Slavkina O.V., Ossipov K., Maryutina T.A., Kumar V., Vlaskin M.S. From the Cultivation of *Arthrospira platensis* at an Increased CO₂ Concentration to the Bio-Oil Production by Hydrothermal Liquefaction // *Applied Sciences*. 2023. Vol. 13. № 17. p. 9950.
5. Hempel N., Petrick I., Behrendt F. Biomass productivity and productivity of fatty acids and amino acids of microalgae strains as key characteristics of suitability for biodiesel production // *J Appl Phycol*. 2012. Vol. 24. № 6. p. 1407–1418.
6. Cheah W.Y., Show P.L., Chang J.-S., Ling T.C., Juan J.C. Biosequestration of atmospheric CO₂ and flue gas-containing CO₂ by microalgae // *Bioresour Technol*. 2015. Vol. 184. p. 190–201.

Производство пищевых добавок из водорослей

Источник: triptonkosti.ru



Сравнительный анализ перспективных технологий снижения выбросов метана на угольных шахтах

Comparative analysis of promising abatement technologies greenhouse gas emissions from coal mines

Илья НАГАЙЦЕВ
Сибирский государственный
индустриальный университет
E-mail: ia.nagaitzev@yandex.ru

Ilya NAGAYTSEV
Siberian State Industrial University
E-mail: ia.nagaitzev@yandex.ru

Татьяна ПЕТРОВА
Сибирский государственный
индустриальный университет
E-mail: ia.nagaitzev@yandex.ru

Tatiana PETROVA
Siberian State Industrial University
E-mail: ia.nagaitzev@yandex.ru

Добыча угля в Китае

Источник: bangkokbook.ru



Аннотация. В работе произведен сравнительный анализ технологий снижения выбросов метана, применяемых на угольных шахтах по всему миру. Отмечено, что проблема климатических изменений напрямую связана с антропогенными выбросами парниковых газов. Наибольшую часть выбросов парниковых газов составляют выбросы от энергетического сектора, в том числе от деятельности, связанной с подземной добычей угля (выбросы метана шахтами). В работе представлены действия Китая и России по снижению выбросов парниковых газов. Китай, являясь страной с наибольшими выбросами парниковых газов, разрабатывает и реализовывает мероприятия для снижения выбросов метана в различных отраслях промышленности. Для России реализация проектов по снижению выбросов метана является одним из перспективных направлений в угольной отрасли. В статье приведены технологии снижения выбросов метана в угольной отрасли, такие как: генерация электроэнергии, выработка тепла, комбинированная генерация тепло- и электроэнергии, утилизация метана на факельных установках, регенеративное термическое окисление МВС. Отмечено, что в настоящее время в мире реализовано и запланировано к реализации более 300 проектов по утилизации шахтного метана различными технологиями, из которых наибольший приоритет получили проекты когенерации тепло- и электроэнергии – 101 проект и генерация электроэнергии – 70 проектов. Приведено описание технологий снижения выбросов парниковых газов, капитальные затраты, средний срок эксплуатации и эффективность работы установок. Для принятия решений по перспективному использованию технологий снижения выбросов парниковых газов (метана) в угольной отрасли России методический подход к выявлению перспективных технологий, основанный на применении метода сравнительного анализа. Технологии оцениваются в работе по следующим критериям: затраты на снижение выбросов парниковых газов, распространенность, универсальность, технологическая эффективность. Сделаны выводы о наиболее релевантных технологиях снижения выбросов парниковых газов для угледобывающих предприятий.

Ключевые слова: выбросы парниковых газов, технологии снижения выбросов парниковых газов (метана), угледобывающая отрасль, шахтный метан.

Abstract. The paper provides a comparative analysis of greenhouse gas (methane) abatement technologies used in coal mines around the world. It notes that the problem of climate change is directly linked to anthropogenic greenhouse gas emissions. The majority of greenhouse gas emissions come from the energy sector, including activities related to underground coal mining (methane emissions from mines). China, as the country with the highest greenhouse gas emissions, is developing and implementing measures to reduce methane emissions in various industries. For Russia, the implementation of methane reduction projects is one of the promising areas for coal mining companies. The article presents technologies for reducing greenhouse gas (methane) emissions in the coal industry, such as: power generation, heat generation, combined heat and power generation, methane utilization in flares, regenerative thermal oxidation of methane. It was noted that more than 300 projects for the utilization of coal mine methane using various technologies are currently being implemented or planned around the world, of which combined heat and power projects – 101 projects – and electricity generation – 70 projects – have been given the highest priority. The description of the greenhouse gas reduction technologies, capital costs, average lifetimes and efficiency of the plants are given. In order to make decisions on the prospective use of greenhouse gas (methane) reduction technologies in the Russian coal industry, a methodological approach to identifying promising technologies based on the use of a comparative analysis method was developed. The technologies are evaluated in the work according to the following criteria: the cost of reducing greenhouse gas emissions, prevalence, versatility, technological efficiency. Conclusions are drawn on the most relevant greenhouse gas (methane) abatement technologies for coal mining companies.

Keywords: greenhouse gas emissions, technologies to reduce greenhouse gas emissions (methane), coal mining, coal mine methane.



Бригада обрабатывает лаву №804, Польшаевский пласт

Источник: «СУЭК»

Введение

В настоящее время изменение климата стало одной из актуальных проблем в общемировой повестке. Межправительственная группа экспертов по изменению климата (МГЭИК) в шестом оценочном докладе подтвердила факт, что деятельность человека, результатом которой являются антропогенные выбросы парниковых газов (далее ПГ), однозначно вызвала негативные процессы, связанные с изменением климата¹.

Парниковые газы – газообразные вещества природного или антропогенного происхождения, которые поглощают и переизлучают инфракрасное излучение. Увеличение концентрации парниковых газов в атмосфере способствует росту температуры, что влечет за собой глобальные климатические изменения. Для стабилизации концентрации парниковых газов в атмосфере на таком уровне, который бы не допускал опасного антропогенного воздействия на климатическую систему, была принята Рамочная конвен-

ция Организации Объединенных Наций (ООН) об изменении климата (заключена в г. Нью-Йорке 9 мая 1992 г.)², которая в настоящее время является правовой основой международного взаимодействия по вопросам изменения климата. Далее был принят Киотский протокол к Рамочной конвенции ООН об изменении климата³, который обязывает подписавшие его стороны сокращать выбросы парниковых газов и содержит рыночные механизмы для снижения неблагоприятных последствий изменения климата и воздействия на международную торговлю, социальные, экологические и экономические сферы жизнедеятельности человека. В целях активизации международных усилий по достижению конечной цели Рамочной конвенции на Парижской конференции по климату (COP21) в декабре 2015 г. принято Парижское соглашение по борьбе с климатическими изменениями⁴.

Для реализации Парижского соглашения в России утверждена Стратегия социально-экономического развития

² United Nations Framework Convention on Climate Change. The General Assembly. 1992. 24 p. (дата обращения: 15.09.2023).

³ Kyoto Protocol to the United Nations Framework Convention on Climate Change. General Assembly. 1997. 20 p. (дата обращения: 21.08.2023).

⁴ Paris Agreement to the United Nations Framework Convention on Climate Change. General Assembly. 2015. 42 p. (дата обращения: 20.08.2023).

¹ IPCC, 2023: Sections. In: Climate Change 2023: Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Core Writing Team, H. Lee and J. Romero (eds.)]. IPCC, Geneva, Switzerland, pp. 35–115, DOI: 10.59327/IPCC/AR6-9789291691647 (дата обращения: 15.09.2023).

Российской Федерации с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 г.⁵, в развитие которой в октябре 2023 г. принята Климатическая доктрина Российской Федерации. Она представляет собой систему взглядов на цели, основные принципы, задачи и механизмы реализации единой государственной политики Российской Федерации по вопросам, связанным с изменением климата и его последствиями. Документ является основой для выработки и реализации климатической политики⁶. В настоящее время в стране проводится активная работа по формированию условий для перехода к низкоуглеродной экономике. В рамках долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации предполагается достижение с учетом национальных интересов и приоритетов развития не позднее 2060 г. баланса между антропогенными выбросами парниковых газов и их поглощением (достижение углеродной нейтральности).

Для достижения целей в стране уже реализуется ряд мероприятий. Одно из них – это обязательная отчетность для компаний, чьи выбросы парниковых газов превышают 150 тыс. т/г. CO₂-экв. в рамках

⁵ Распоряжение Правительства РФ от 29.10.2021 № 3052-р «Об утверждении стратегии социально-экономического развития Российской Федерации с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 г.». С. 37 (дата обращения: 12.09.2023).

⁶ Указ Президента РФ от 26 октября 2023 г. № 812 «Об утверждении Климатической доктрины Российской Федерации». С. 22 (дата обращения: 10.11.2023).

Шахтеры перед сменой. Пенсильвания, США

Источник: trip-for-the-soul.ru



С целью контроля эмиссии парниковых газов в стране принят стандарт выбросов угольного метана, который запрещает выбросы высококонцентрированного газа с концентрацией более 30%

Федерального закона «Об ограничении выбросов парниковых газов»⁷. Кроме того создана система обращения углеродных единиц, в рамках которой в реестре углеродных единиц⁸ уже зарегистрировано семь климатических проектов⁹, выпущено 84,4 тыс. углеродных единиц, еще 2,4 млн углеродных единиц планируется к выпуску. Одновременно проводится эксперимент по квотированию выбросов парниковых газов на Сахалине¹⁰, где в сентябре 2023 г. для компаний региона были установлены квоты на выбросы парниковых газов.

Наибольшие выбросы парниковых газов связаны с энергетикой (34%), промышленностью (24%), сельским хозяйством (22%), транспортом (15%) и эксплуатацией зданий (6%). В России выбросы ПГ от энергетического сектора, возникают при сжигании ископаемых видов топлива (86%), потерь и технологических выбросов топливных продуктов атмосферу (14%) от деятельности по добыче углеводородов¹¹, в том числе угля.

Добыча угля подземным способом сопровождается значительной эмиссией метана (CH₄) – парникового газа, который влияет на ускорение процессов изменения климата в большей степени, чем углекис-

⁷ Федеральный закон от 02.07.2021 № 296-ФЗ «Об ограничении выбросов парниковых газов». С. 20 (дата обращения: 20.08.2023).

⁸ Реестр углеродных единиц Российской Федерации. URL: <https://carbonreg.ru/ru> (дата обращения: 15.10.2023).

⁹ Приказ Минэкономразвития России от 11 мая 2022 г. № 248 «Об утверждении критериев и порядка отнесения проектов, реализуемых юридическими лицами, индивидуальными предпринимателями или физическими лицами, к климатическим проектам, формы и порядка представления отчета о реализации климатического проекта». С. 20 (дата обращения: 15.09.2023).

¹⁰ Федеральный закон «О проведении эксперимента по ограничению выбросов парниковых газов в отдельных субъектах Российской Федерации» от 06.03.2022 № 34-ФЗ. С. 24 (дата обращения: 10.09.2023).

¹¹ Охрана окружающей среды в России. 2022: Стат. сб./Росстат. – 0-92 М., 2022. – 115 с. (дата обращения: 28.08.2023).

лый газ (CO₂), с потенциалом глобального потепления превышающим CO₂ в 25 раз¹². Метан – взрыво- и пожароопасный газ, выделяющийся из угольных пластов при добыче полезного ископаемого. Технология отработки на угольных шахтах предусматривает применение различных схем проветривания горных выработок и средств дегазации, что позволяет снижать концентрацию метана до предельно-допустимой и выбрасывать метановоздушную смесь на поверхность. В руководящих принципах национальных инвентаризаций парниковых газов МГЭИК¹³ определены источники выбросов парниковых газов на угольных шахтах: выбросы метана из вентиляционных струй с низкой концентрацией метана (менее 0,75%) и выбросы метана из систем дегазации с высокой концентрацией метана (более 25%). К учету принимаются выбросы метана при и после добычи. В руководящих принципах приведены расчетные формулы и коэффициенты для определения объема выбросов парниковых газов угольными шахтами.

Для достижения к 2060 г. баланса между антропогенными выбросами парниковых газов и их поглощением угледобывающим предприятиям необходимо наращивать компетенции по учету и анализу выбросов парниковых газов и возможности управлять своими выбросами. Одним из наиболее эффективных инструментов на сегодняшний день является внедрение технологий снижения выбросов парниковых газов (метана).

Угледобывающие предприятия по всему миру разрабатывают и внедряют различные технологии снижения выбросов метана, такие как: генерация электроэнергии, выработка тепла, комбинированная генерация тепло- и электроэнергии, утилизация метана на факельных установках, регенеративное термическое окисление МВС. В России в настоящее время реализовано несколько проектов снижения выбросов метана шахтами.

С целью научного обоснования эффективности использования технологий снижения выбросов парниковых газов (метана) проведен ряд исследований, результаты которых изложены в научных работах.

¹² Приказ Минприроды России от 27.05.2022 № 371 «Об утверждении методик количественного определения объемов выбросов парниковых газов и поглощений парниковых газов». С. 179 (дата обращения: 10.08.2023).

¹³ IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. Volume 2: Energy. Chapter 4: Fugitive Emissions. 2006. P. 78. – URL: https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/pdf/2_Volume2/V2_4_Ch4_Fugitive_Emissions.pdf (дата обращения: 20.07.2023).



Проект добычи метана из угольных пластов
Источник: A42.RU dzen.ru

В работе научных сотрудников Федерального исследовательского центра угля и углекислоты СО РАН [1] представлены основные категории выбросов парниковых газов при угледобыче, отмечено, что большие объемы этой эмиссии приходятся на шахтный метан. Представлена структура и основные компоненты цифровой платформы оценки фугитивных выбросов при добыче угля и предложено использование платформы для обоснования рациональных технологий переработки шахтного метана.

В статье исследователей состояния мировых выбросов и использования шахтного метана из США, проведен анализ выбросов метана угольными шахтами [2], сделаны выводы, что часть выбрасываемого метана идет на производство теп-

Снижение выбросов метана на угольных шахтах является одной из действенных мер по сокращению общих выбросов парниковых газов, большое скопление которых может привести к изменениям климата

ла и электроэнергии, а оставшаяся часть выбрасывается в атмосферу. Извлечение и использование шахтного метана представляет собой экономически целесообразный процесс, с одновременным повышением безопасности шахт и улучшением экономических показателей производства за счет использования ранее выбрасываемого метана.

В монографии «Зарубежный и отечественный опыт освоения ресурсов метана угольных пластов» [3] рассмотрено состояние и перспективы развития добычи шахтного метана, представлен обзор опыта его использования для нужд предприятия, выявлены основные экономические и организационные проблемы применения технологий утилизации метана.

Научными сотрудниками из США в своей работе представлен прогноз выбросов метана при добыче угля при различных сценариях добычи, в том числе с увеличением глубины разработки до 2100 г. [4]. Отмечено, что шахтный метан является ценным энергетическим ресурсом, и более точные прогнозы будущих выбросов метана в атмосферу могут дать лучшее понимание экономического потенциала этого энергетического ресурса. В работе сделан еще один важный вывод – количество заброшенных угольных шахт увеличивается с каждым годом и открывает возможности для реализации проектов по полезному использованию метана, не связанных с добычей угля.

Другой группой исследователей из США произведен обзор методов улавливания и использования для повышения безопасности ведения горных работ и сокращения выбросов парниковых газов [5]. В работе рассмотрены технические аспекты вентиляции и дегазации горных выработок, а также преимущества производства энергии из шахтного метана при снижении выбросов парниковых газов в атмосферу с получением экономического эффекта.

В работе «Воздействие выбросов шахтного метана на окружающую среду и стратегии реагирования в Китае» рассматривается влияние выбросов метана из угольных шахт на глобальное изменение климата [6]. В статье проанализированы данные о выбросах метана из угольных шахт Китая, сделаны выводы, что выбросы метана при добыче угля составляют лишь небольшую долю в общем объеме выбросов парниковых газов по сравнению с выбросами углекислого газа в результате сжигания ископаемого топлива.

В статье «Экономическая целесообразность промышленной добычи метана Карагандинского угольного бассейна» рассмотрен мировой опыт добычи шахтного метана [7]. Отмечено, что Казахстан обладает значительными запасами шахтного метана, а технология его добычи позволит осуществлять заблаговременную дегазацию угольных пластов, снизить экологическую составляющую и использовать

Предупреждение о возможном выходе метана

Источник: МЧС России ТАСС / profile.ru



метан в отраслях экономики, благодаря его высокой теплотворной способности.

В работе научных сотрудников Московского государственного горного университета, сотрудников ОАО «Воркутауголь» и угольного департамента АО «Миттал Стал Темиртау» определены концептуальные подходы и основные мероприятия по комплексному решению проблемы обеспечения метанобезопасности угольных шахт России и СНГ [8]. Разработана концепция, включающая запрет разработки угольных пластов с газоносностью более 9 м³/т без заблаговременной дегазации. Эффект от мероприятия – внедрение технологий обеспечения метанобезопасности подземной добычи угля, повышение прибыльности угольных шахт за счет увеличения производительности по добыче угля и использования угольного метана, а также сокращения выбросов парниковых газов.

В статье «Метан из угольных пластов: от опасности к ресурсу» указано [9], что ранее большая часть исследований в области шахтного метана была направлена на прогнозирование и предотвращение опасностей, связанных с внезапными выбросами и увеличением концентрации в горных выработках. Однако «Энергетический кризис» 1970-х гг. обусловил исследования возможности добычи газа для коммерческого использования. С 1970-х гг. научные исследования причин и последствий выбросов метана на угольных шахтах привели к значительным достижениям в области извлечения и разработки метана из угольных пластов для коммерческого использования. В настоящее время основные направления исследований в отношении метана угольных пластов – обеспечение безопасной добычи полезных ископаемых, использование метана в качестве нетрадиционного источника энергии и его воздействие на окружающую среду.

В статье исследователей из Китая отмечено [10], что за последние десятилетия страна изменила подход к обращению с шахтным метаном: от снижения его опасности в горнодобывающей промышленности к развитию его потенциала как нетрадиционного энергетического ресурса.

Еще одно исследование китайских ученых направлено на изучение влияния макроэкономической ситуации в стране на прибыль от добычи угля [11]. Уголь-

ные шахты вынуждены увеличивать инвестиции в борьбу с метаном для обеспечения безопасности производства, поскольку катастрофы, связанные с шахтным метаном, становятся все более серьезными. Угольным шахтам необходимо производить расчет стоимости контроля за выбросами метана и внедрения технологий по управлению выбросами в атмосферу, с получением дополнительной выгоды за счет генерации тепло- и электроэнергии.

В совместной работе кузбасских и китайских ученых, приведена концепция «Уголь – Энергия – информация» [12], которая подразумевает, как строительство центров обработки данных на промышленных площадках угольных шахт, так и использование шахтного метана. Шахтный метан может использоваться в качестве основного источника энергии для энергообеспечения потребителей центров обработки данных, а также потребителей угольных шахт необходимыми энергетическими ресурсами (электроэнергией, теплом и охлаждением). В рамках предлагаемой концепции рассматриваются несколько вариантов утилизации шахтного метана.

В статье китайских ученых приведен обзор технологий снижения выбросов парниковых газов [13]. Сделаны выводы, что большая часть шахтного метана низкой концентрации (менее 30%) не утилизирует-

Система аэрогазового контроля метана

Источник: news.sgnorilsk.ru



Шахтеры в Китае

Источник: bangkokbook.ru

ся и выбрасывается непосредственно в атмосферу, производя примерно до 28 млрд м³ выбросов CH₄ в год. Это вызывает серьезный парниковый эффект и энергетические потери. Отмечено, что использование шахтного метана имеет жизненно важное значение для достижения энергетического перехода и углеродной нейтральности.

В работе исследователей из Австралии проведен обзор и оценка 30 китайских проектов по добыче шахтного метана [14], проекты были распределены по следующим критериям: безопасность, использование энергии и технологичность. Сделаны выводы о наиболее экологически эффективных проектах.

В статье исследователей Байкальского государственного университета метан угольных пластов описан как новый чистый и нетрадиционный источник энергии, а его разработка открывает широкие перспективы [15]. Приведен опыт Китая по реализации перспективных и эффективных методов добычи метана. Определены и оценены, том числе с точки зрения экономической целесообразности, существующие технологии добычи метана из угольных пластов.

Исследователи из США в своей работе рассматривают технические аспекты улавливания шахтного метана из угольных шахт [16]. Приведены различные методы улавливания метана и удаления его из действующих и заброшенных шахт. Отмечено, что улавливание метана позволяет повысить уровень безопасности на пред-

приятиях и вырабатывать энергию за счет внедрения технологий снижения выбросов парниковых газов.

В работе австралийских исследователей приведена эффективная и экономичная технология снижения выбросов и утилизации метана в вентиляционном воздухе шахт [17]. В основу этой технологии взято термическое окисление метана с низкой концентрацией (менее 1%). Предлагается использовать реактор с монолитным слоем катализатора, который обладает лучшими характеристиками для выработки электроэнергии, чем реакторы с неподвижным слоем. В статье рассматриваются основы каталитического сжигания метана и представлены экспериментальные результаты моделирования характеристик каталитического сжигания метана в вентиляционном воздухе (VAM), в том числе с применением инновационной технологии.

Технологии повышения энергоэффективности, выпуск гибридных автомобилей и электромобилей позволяют снизить выбросы ПГ при одновременной экономии средств бюджета предприятия

В статье китайских исследователей приведены нормативно-правовые акты Китая в области улавливания и утилизации шахтного метана и спрогнозированы последствия для снижения выбросов шахтного метана [18]. Отмечено, что на момент исследования существовала разница между оценкой выбросов метана, произведенной в данной работе, и в более ранних исследованиях. Сделаны выводы, что правительству необходимо разработать дополнительную программу по улучшению качества данных на уровне предприятий не только по действующим, но и по заброшенным угольным шахтам, поскольку большое количество угольных шахт будет



Риски выхода метана
Источник: kazpravda.kz

закрыто или заброшено в ближайшие десятилетия из-за стремления к углеродной нейтральности.

Действия России и Китая по снижению выбросов парниковых газов (метана)

Согласно расчетам независимого энергетического аналитического центра Ember (Великобритания), который ведет работу по сбору, обработке и анализу данных о мировом энергетическом секторе и его влиянии на климат, выбросы парниковых газов Китая, России, Индонезии и Индии составляют 76% всех мировых выбросов

метана из угольных шахт¹⁴. В своей работе по исследованию влияния угольной отрасли на климат, аналитики отмечают, что сокращение выбросов метана в угольной промышленности будет способствовать замедлению процессов изменения климата. Для снижения выбросов парниковых газов специалисты рассматривают сокращение объемов производства энергии на ТЭС, закрытие шахт с наибольшими утечками метана и применение технологий снижения выбросов ПГ (метана).

Китай является страной с самыми большими антропогенными выбросами парниковых газов, реализующей климатическую повестку с целью достижения к 2060 г. углеродной нейтральности. Энергетическому сектору страны, осуществляющему выбросы при добыче и сжигании всех видов ископаемого топлива, уделяется особое внимание. Одним из ключевых направлений по снижению антропогенных выбросов парниковых газов является снижение выбросов метана от процессов добычи. С целью контроля эмиссии парниковых газов в стране принят стандарт выбросов угольного метана (шахтного газа), который запрещает выбросы высококонцентрированного газа с концентрацией более 30%. Одновременно предприняты меры для его утилизации с полезным использованием. Стандарт предусматривает автоматический контроль выбросов метана и основных параметров смеси с возможностью передачи данных в центр мониторинга отдела охраны окружающей среды [19]. Ключевые мероприятия по снижению выбросов метана приведены в таблице 1.

Большое количество государственных инициатив по снижению выбросов метана и его полезного использования показывает заинтересованность Китая в снижении объемов антропогенных выбросов парниковых газов энергетического сектора и реализации климатической повестки с достижением углеродной нейтральности.

В России метан является загрязняющим веществом, за выбросы которого предусмотрена плата в соответствии с законодательством. Для ведения производственной деятельности предприятиям необходимо ежегодно получать в установ-

¹⁴ Ember. Coal Mine Methane. 2023. – URL: <https://ember-climate.org/topics/coal-mine-methane/> (дата обращения: 10.07.2023).

Год начала реализации инициативы	Государственный орган	Событие	Содержание
2014	Государственный совет	Стратегический план действий по развитию энергетики (2014–2020 гг.)	Разработка месторождений сланцевого газа метана из угольных пластов. Реализация крупных научно-технических проектов по освоению крупных месторождений нефти, газа и метана угольных пластов
2014	Национальная комиссия по развитию и реформам	Методы учета выбросов парниковых газов и руководство по отчетности для китайских угледобывающих предприятий (пилотная версия)	Формирование учета выбросов парниковых газов предприятиями угольной отрасли и мер по снижению и контролю за выбросами парниковых газов
2016	Национальная комиссия по развитию и реформам	Тринадцатый пятилетний план	Ускорение разработки месторождений и использования метана угольных пластов, имеющего большое значение для обеспечения безопасного производства угольных шахт, увеличения поставок чистой энергии и сокращения выбросов парниковых газов
2019	Национальная комиссия по развитию и реформам	Каталог руководств по корректировке промышленной структуры (издание 2019 г.)	Поощрение разведки, разработки месторождений, использования и добычи метана угольных пластов
2020	Национальная комиссия по развитию и реформам	Уведомление о дальнейшем усилении управления воздействием на окружающую среду при освоении угольных ресурсов	Дренажный газ с объемной концентрацией метана более или равной 8% следует утилизировать комплексно из соображений обеспечения безопасности. Стимулировать разведку и освоение комплексной утилизации дегазационных и отходящих газов с объемной концентрацией метана от 2% (включительно) до 8%
2021	Четвертая сессия Всекитайского собрания народных представителей тринадцатого созыва	Четырнадцатый пятилетний план национального экономического и социального развития Китайской Народной Республики и наброски долгосрочных целей на период до 2035 г.	Реализовать установленный на национальном уровне вклад в изменение климата до 2030 г. и усилить контроль над метаном, гидрофторуглеродами, перфторуглеродами и другими парниковыми газами
2021	Главное управление Госсовета	Мнения по усилению реформы системы компенсации за охрану окружающей среды	Включить добровольные проекты по сокращению выбросов парниковых газов в области лесного хозяйства, возобновляемых источников энергии и утилизации метана с экологическими и социальными преимуществами в национальный рынок торговли квотами на выбросы углерода
2021	Государственный совет	План действий по углеродному пику до 2030 г.	Ускорить крупномасштабную разработку нетрадиционных ресурсов нефти и газа, таких как сланцевый газ, метан угольных пластов и нефть (газ) из плотных пород
2021	Государственный совет	Мнения об углубленной борьбе за предотвращение и контроль загрязнения	Реализовать национально определенный вклад в изменение климата до 2030 г. и усилить контроль за выбросами метана и других парниковых газов, не связанных с двуокисью углерода

Таблица 1. Ключевые мероприятия Китая по снижению выбросов метана

Источник: [20]

ленном порядке разрешительную природоохранную документацию, в том числе проекты предельно-допустимых выбросов (ПДВ), в которых фиксируется допустимый объем выбросов загрязняющих веществ (далее ЗВ). При превышении допустимого объема выбросов предприятиями предусматривается плата с применением повышающего коэффициента [21].

Снижение выбросов метана и контроль за их выбросами является одним из перспективных направлений для угледобывающих компаний в России. На сегодняшний день реализовано несколько проектов с применением технологий снижения выбросов метана в России в угольной отрасли, информация о проектах представлена в таблице 2.

Шахта / Компания	Начало проекта, год	Информация о проекте
Красногорская / Прокопьевскуголь	2009	Проект утилизации шахтного метана в блочно-модульной котельной. Передача энергии на нужды теплоснабжения: отопление, горячее водоснабжение и технологические нужды. Шахта закрыта в 2017 г.
Кирова / СУЭК Кузбасс	2009	Проект утилизации шахтного метана в газогенераторной станции для обеспечения электроэнергией потребителей
Комсомолец / СУЭК Кузбасс	2012	Проекты по утилизации шахтного метана факельными установками и в газогенераторной станции для обеспечения электроэнергией потребителей
Северная / Воркутауголь	2013	Проект утилизации шахтного метана в генераторных станциях для обеспечения электроэнергией потребителей
Алардинская, Ерунаковская / Распадская угольная компания	2021	Проекты утилизации шахтного метана факельными установками

Таблица 2. Проекты по утилизации метана в угольной отрасли в России

Источник:
составлено автором

Опыт реализации проектов снижения выбросов метана угледобывающими предприятиями России до введения углеродного регулирования показывает заинтересованность в снижении его выбросов. Точечное внедрение технологий снижения выбросов метана за счет утилизации на факеле, выработки тепло- и электроэнергии создают условия для масштабирования проектов по всей стране и снижения будущих рисков при введении углеродного регулирования. Основными сложностями являются большие капитальные затраты на проекты и отсутствие государственного субсидирования.

Технологии снижения выбросов метана

В настоящее время в мире реализовано и запланировано к реализации более 300 проектов по утилизации шахтного метана различными технологиями¹⁵. Распределение проектов по утилизации метана представлено на рис. 1.

В мире наибольшее распространение получили проекты когенерации тепло-

¹⁵ International Coal Mine Methane Projects Database. Global Methane Initiative (GMI). 2021. – URL: <https://www.globalmethane.org/resources/> (дата обращения: 10.06.2023).

Рис. 1. Проекты по утилизации шахтного метана

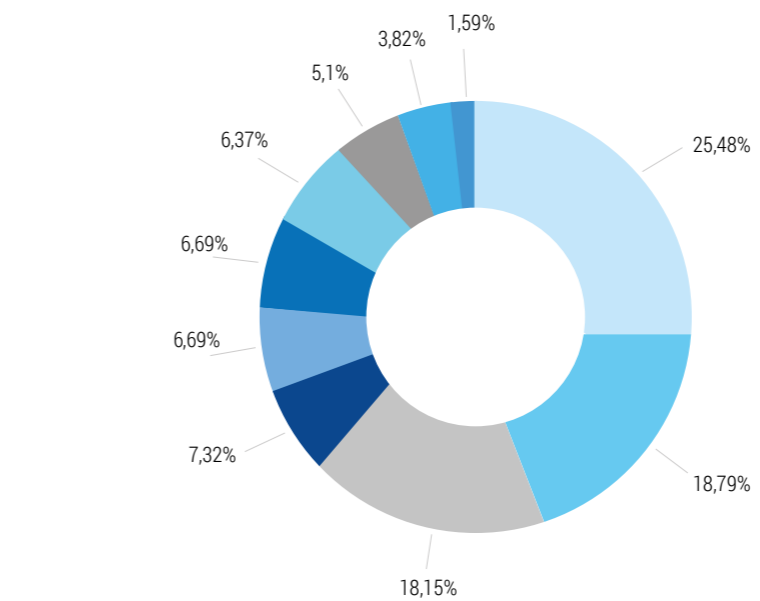
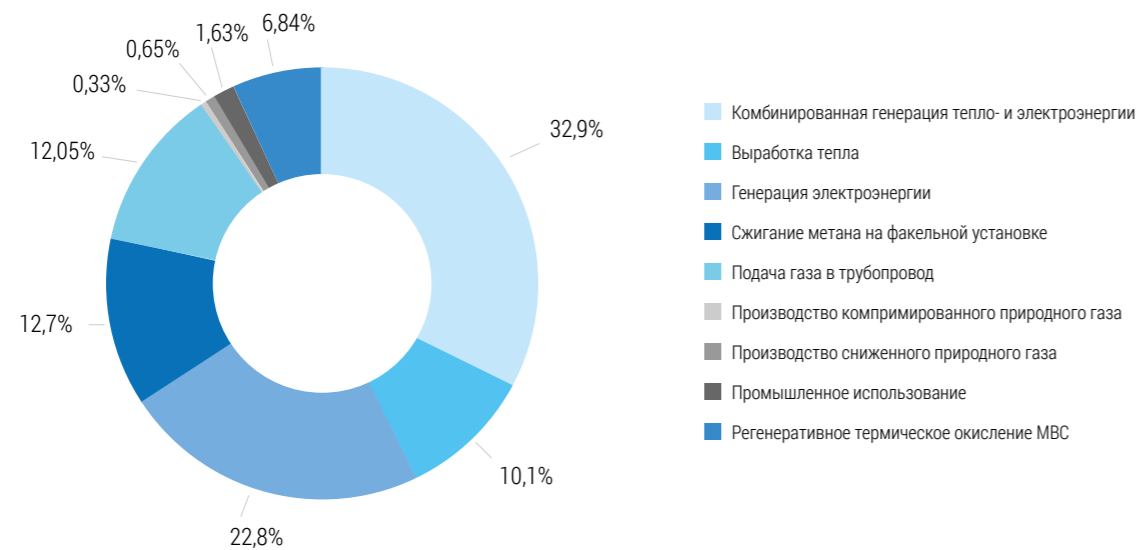


Рис. 2. Распределение проектов утилизации метана по странам

и электроэнергии (101 проект), генерации электроэнергии (70 проектов), сжигания метана на факельных установках (39 проектов), подачи газа в трубопровод (37 проектов), выработки тепла (31 проект) и проекты регенеративного термического окисления метана (21 проект).

Наибольшая часть реализованных и запланированных к реализации проектов приходится на Китай (80 проектов), США (59 проектов) и Германию (57 проектов). Распределение проектов по странам представлено на рис. 2.

Наибольшее количество проектов снижения выбросов парниковых газов реализовано в Китае за счет принятых в стране мер по снижению выбросов метана от топливно-энергетической отрасли, включая меры поддержки и регулирования. Самое большое количество проектов утилизации шахтного метана реализовано с 2003 по 2008 гг. – 179 проектов. Распределение проектов по годам показано на рис. 3.

Как видно из рисунка, по 2008 г. наблюдался интенсивный прирост количества

Рис. 3. Распределение проектов утилизации метана по годам



■ Проекты утилизации шахтного метана

проектов, а после 2008 г. – интенсивный спад, инвестиции в подобные проекты возобновились в 2015 г., однако их рост был остановлен мировым финансовым кризисом, который привел к резкому падению цен на нефть, колебанию курса валют, нестабильной геополитической обстановки в мире.

Далее представлены распространенные технологии снижения выбросов метана. Описание технологий, капитальные затраты, средний срок эксплуатации и эффективность работы установок приняты на основании анализа информации Global Methane Initiative, IEA, сайтов компаний-производителей оборудования утилизации метана и других открытых источников сети интернет. Ежегодные затраты на эксплуатацию и обслуживание, приняты в размере 15% от капитальных затрат.

1. Генерация электроэнергии. Технология применима к выбросам метана с концентрацией не менее 25%. Газ утилизируется посредством газопоршневых установок, позволяющих использовать метановоздушную смесь, откачиваемую на поверхность средствами дегазации. Наибольшее распространение проектов приходится на Китай (31 проект), Великобританию (19 проектов), Австралию (8 проектов). Установленная мощность всех реализованных проектов генерации электроэнергии оставляет 690 МВт. Капитальные затраты на внедрение технологии в России составляют 80 млн руб., ежегодные затраты на эксплуатацию и обслуживание установки – 12 млн руб./год. Гарантийный период эксплуатации установки 15 лет.

2. Выработка тепла. Технология применима к выбросам метана с концентрацией не менее 30%. Выработка тепла за счет утилизации метана возможна после модернизации уже эксплуатирующегося котельного оборудования.

В работе «Переработка дегазационного метана в энергетических установках на угледобывающих предприятиях» описан опыт переработки дегазационного метана в блочно-модульной котельной и теплоэлектростанции на шахтах Кузбасса для выработки тепловой энергии. Отмечено, что применение энергетических установок на угледобывающих предприятиях способствует улучшению экономических показателей за счет выработки дополнительной тепло- и электроэнергии, уменьшения потребления угля на собственные нужды,



Добыча угля в Южной Африке
Источник: jornaleagora.pt

снижения платы за выбросы метана [22]. В работе приведены экономические показатели реализованных проектов.

Наибольшее распространение получили проекты, реализованные в России (8 проектов) и Польше (8 проектов). Проектами, реализованными в России достигнута выработка 9,7 МВт тепловой энергии. Капитальные затраты на внедрение технологии составляют 21,8 млн руб., ежегодные затраты на эксплуатацию и обслуживание установки – 3,27 млн руб./год. Гарантийный период эксплуатации установки – 20 лет.

3. Комбинированная генерация тепло- и электроэнергии. Технология применима к выбросам метана с концентрацией более 25%. Когенерационные установки позволяют утилизировать высокоцентрированную метановоздушную смесь (далее МВС), откачиваемую на поверхность средствами дегазации. Генерация электроэнергии и тепла производится газопоршневой установкой. Наибольшее распространение технология получила в Германии, где с 2001 по 2011 гг. реализовано 54 проекта установленной мощностью около 206 МВт. Меньшее количество проектов у Чехии (19 проектов) и Китая (12 проектов), с генерацией 23 МВт и 106 МВт соответственно. Капитальные затраты на внедрение технологии составляют 120 млн руб., ежегодные затраты на эксплуатацию и обслуживание установки – 18 млн руб./год. Гарантийный период эксплуатации установки – 15 лет.



Угольная шахта Тау-тона в ЮАР
Источник: s-ova.ru

4. Регенеративное термическое окисление МВС. Технология регенеративного термического окисления (РТО) метана в метановоздушной струе применима к выбросам с концентрацией метана от 0,3 до 1,2%. Технология менее распространена в мире за счет высоких капитальных затрат и низкого КПД проектов. Вентиляционные выбросы с низким содержанием метана подаются непосредственно в систему окисления РТО, далее происходит беспламенное окисление в неподвижном слое катализатора, с выделением тепла химической реакции. Полученное тепло возможно использовать для генерации электроэнергии и выработки тепла при установке дополнительного оборудования.

Опыт эксплуатации установок РТО описывает канадский производитель установок Biothermica¹⁶, который в 2009 г. внедрил свою первую установку на угольной шахте № 4 Walter Energy в Бруквуде, штат Алабама, США. За четыре года эксплуатации установка снизила объем выбросов шахты на 80,7 тыс. т CO₂-экв. В 2013 г. было принято решение о приостановке проекта из-за снижения концентрации метана.

Еще один проект РТО реализован в Китае компанией Anguil¹⁷. Крупная угледобывающая компания в провинции Шаньси,

¹⁶ Biothermica. – URL: <https://www.biothermica.com/content/first-vamox-project> (дата обращения: 22.08.2023).

¹⁷ Anguil. – URL: <https://anguil.com/case-studies/vam-oxidization-project-in-shanxi-china/> (дата обращения: 10.06.2023).

В мире наибольшее распространение получили проекты когенерации тепло- и электроэнергии (101 проект), генерации электроэнергии (70 проектов), сжигания метана на факельных установках (39 проектов)

Китай, внедрила технологию РТО. Все избыточное тепло, выделяющееся в процессе окисления, направляется от перепускных заслонок горячего газа в котельную систему для выработки достаточного количества пара, который подается в паровую турбину для получения электроэнергии. В отличие от традиционных методов выработки электроэнергии путем сжигания угля или газа, использование избыточного тепла от РТО не приводит к образованию оксида азота и может поддерживать стабильную температуру потока горячего воздуха, что очень важно для последующего производства электроэнергии. Пара достаточно для обогрева здания зимой и охлаждения воздуха в шахте летом. Реализованный проект состоит из шести модулей с объемом утилизируемой МВС 540000 Нм³/ч, при средней концентрации метана 1,2%. Установка генерирует 15 МВт электроэнергии, которую возвращает в сеть общего пользования. Эффективность утилизации метана 99,5%.

Наибольшее распространение проекты РТО получили в Китае (14 проектов), Австралии (3 проекта), США (2 проекта). Капитальные затраты на внедрение технологии составляют 150 млн руб., ежегодные затраты на эксплуатацию и обслуживание установки – 22,5 млн руб./год. Гарантийный период эксплуатации установки – 20 лет.

5. Утилизация метана факельными установками. Данная технология относится к наиболее простым в исполнении технологиям снижения выбросов парниковых газов. К недостаткам технологии в работе «Направления утилизации шахтного метана» научные сотрудники Кузбасских институтов относят отсутствие полезного использования метана [23]. В качестве примера применения технологии приводит-

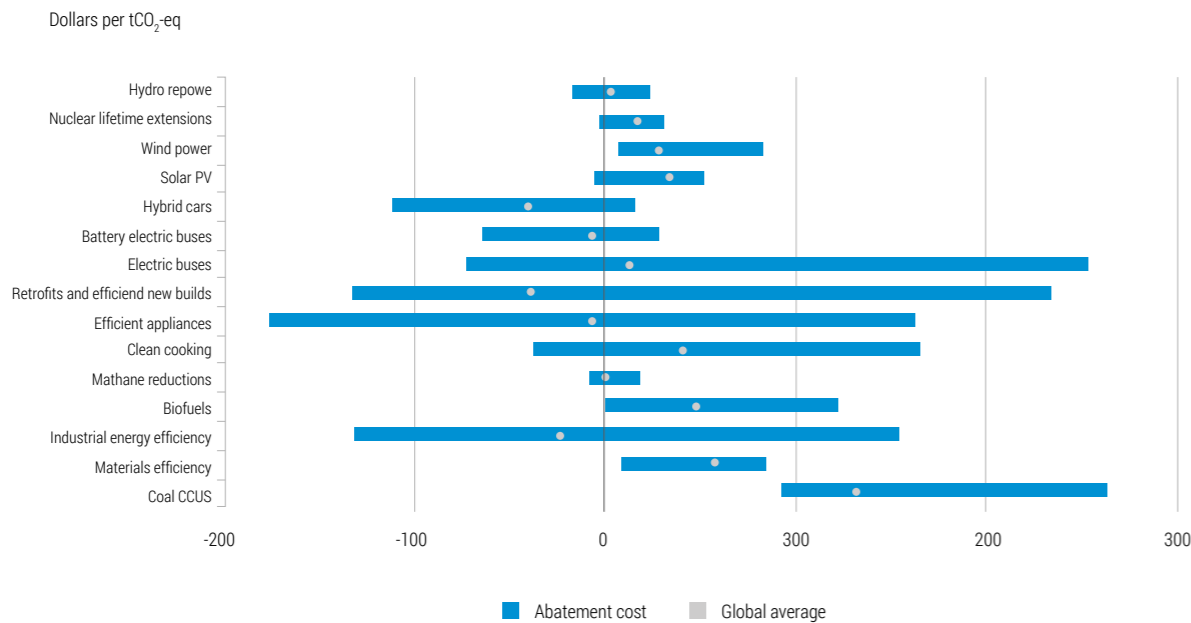


Рис. 4. Диаграмма затрат на борьбу с выбросами парниковых газов (МЭА)

ся факельная установка КГУУ-8 на шахте «Комсомолец», предназначенная для снижения выбросов метана путем деструкции метановоздушной смеси в камере сгорания при температура 1000–1200 °С.

Технология применима к выбросам метана с концентрацией не менее 25%, установки позволяют утилизировать метановоздушную смесь, откачиваемую на поверхность средствами дегазации. Технология наиболее распространена в США (20 проектов) и Австралии (8 проектов). Ключевым недостатком технологии является отсутствие полезного использования метана для нужд предприятия. Капитальные затраты на внедрение технологии составляют 50 млн руб., ежегодные затраты на эксплуатацию и обслуживание установ-

ки 7,5 млн руб./год. Гарантийный период эксплуатации установки 15 лет.

Для принятия решений по реализации проектов, связанных со снижением выбросов парниковых газов, используют показатель оценки затрат на снижение выбросов парниковых газов – Abatement costs. Описание показателя и руководство к применению опубликовано рядом авторитетных изданий.

Международным энергетическим агентством (МЭА) в докладе Sustainable Recovery приведены затраты на борьбу с выбросами парниковых газов¹⁸. В работе обозначено, что затраты на борьбу с выбросами парниковых газов демонстрируют эффективность технологий, связанных с сокращением выбросов парниковых газов (ПГ). Abatement costs зависят от затрат на внедрение технологии и ее эксплуатации в течение всего срока службы и снижения выбросов парниковых газов в этом периоде. Диаграмма затрат на борьбу с выбросами парниковых газов представлена на рис. 4. Затраты с положительным значением на борьбу с выбросами означают, что технология потребует финансовых затрат на сокращение выбросов, в то время как затраты

¹⁸ IEA, GHG abatement costs for selected measures of the Sustainable Recovery Plan, IEA, Paris. – URL: <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/ghg-abatement-costs-for-selected-measures-of-the-sustainable-recovery-plan>, IEA. Licence: CC BY 4.0 (дата обращения: 8.09.2023).

Точечное внедрение технологий снижения выбросов метана за счет утилизации на факеле, выработки тепло- и электроэнергии создают условия для масштабирования проектов по всей стране

с отрицательным значением на борьбу с выбросами ПГ приведут к сокращению выбросов при одновременной экономии средств.

Из диаграммы следует, что технологии повышения энергоэффективности, выпуск гибридных автомобилей и электромобилей позволяют снизить выбросы ПГ при одновременной экономии средств бюджета предприятия – пользователя автомобилей. Технологии производства биотоплива, улавливания и хранения углерода в настоящее время несут только затраты для компаний.

В работе исследователей из Йеля и Гарварда рассматриваются затраты на различные технологии и действия, направленные на сокращение выбросов парниковых газов [24]. В своей работе они приводят кривую затрат на снижение выбросов парниковых газов и получения выгод от реализации проектов по снижению выбросов ПГ, разработанную McKinsey. Кривая затрат представлена на рис. 5. По вертикали – затраты, по горизонтали – снижение выбросов парниковых газов в год.

Предлагаемый методический подход к оценке проектов для перспективного использования в угольной отрасли России

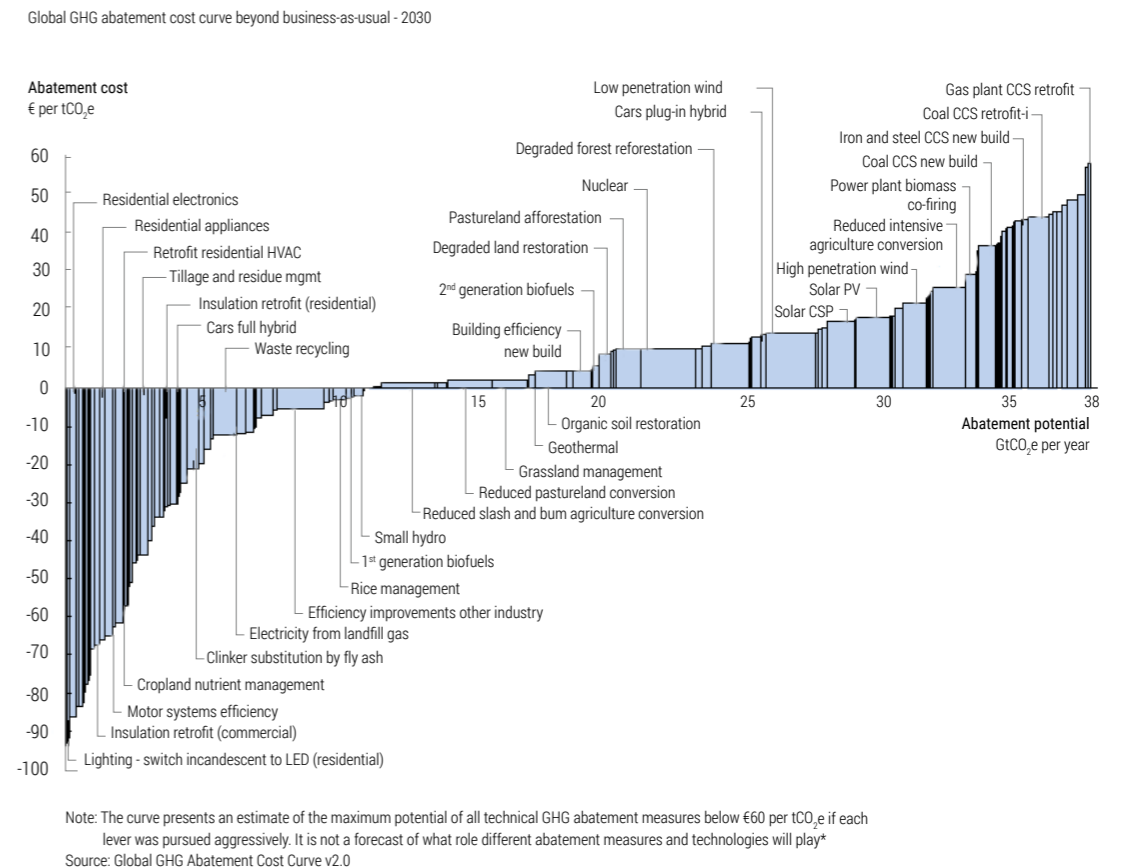
Для выполнения работы автором применен метод сравнительного анализа технологий снижения выбросов ПГ (метана) в угольной отрасли. Максимальная оценка, определяющая наилучшее значение показателя критерия, – 2; среднее значение – 1; худшее значение – 0.

Сравнение проектов осуществлялось по следующим критериям:

1. Затраты на снижение выбросов парниковых газов на одну тонну.

Затраты на снижение выбросов парниковых газов на одну тонну предлагается оценивать на основе показателя оценки затрат на снижение выбросов парниковых газов – Abatement costs. Стоимость снижения тонны выбросов парниковых газов

Рис. 5. Кривая затрат на предотвращение выбросов парниковых газов



для оцениваемой технологии – это отношение совокупности затрат (капитальных и операционных) на реализацию и эксплуатацию проекта по снижению выбросов парниковых газов к объему снижения выбросов парниковых газов за весь период эксплуатации. Затраты на снижение выбросов парниковых газов на одну тонну определяются по формуле:

$$Z_{\text{ПГ}} = \frac{Z_{\text{к}} + Z_{\text{о}} \cdot T}{\Delta q \cdot T}$$

где:

$Z_{\text{ПГ}}$ – затраты на снижение выбросов парниковых газов на одну тонну, руб.;

$Z_{\text{к}}$ – капитальные затраты на установку, руб.;

$Z_{\text{о}}$ – затраты на эксплуатацию и обслуживание установки, руб./год;

T – гарантийный период эксплуатации установки, год;

Δq – снижение выбросов парниковых газов установкой, т/год.

2. Распространенность.

Количество реализованных проектов в мире. Этот критерий позволяет определить наиболее популярную технологию снижения выбросов парниковых газов, применяемую в мире.

3. Универсальность.

Отсутствие дополнительных внешних факторов (географических, ресурсных, инфраструктурных и т. д.), необходимых для эффективного функционирования технологии.

4. Технологическая эффективность.

Технология, достигающая наибольшего сокращения выбросов парниковых газов.

Предварительная оценка технологий снижения выбросов парниковых газов

Оценка технологий снижения выбросов парниковых газов (метана) на угольных шахтах приведена в таблице 3.

Таблица 3. Предварительная оценка технологий снижения выбросов парниковых газов (метана) в угольной отрасли в мире

№ п/п	Технологии	Критерии			Технологическая эффективность, тыс. /год CH ₄
		Затраты на снижение выбросов ПГ, руб.	Распространенность	Универсальность	
1	Генерация электроэнергии	4333	70 проектов	Установки способны утилизировать метановоздушную смесь с концентрацией метана более 25%. Необходимы дополнительные коммуникации для передачи электроэнергии потребителю	4
2	Выработка тепла	291	31 проект	Для внедрения технологии достаточно модернизировать существующее котельное оборудование, а также построить дополнительные коммуникации для передачи тепла потребителю. Технология применима преимущественно в районах с холодным климатом	15
3	Комбинированная генерация тепло- и электроэнергии	4333	101 проект	Для эффективной работы установок выработки тепла и электроэнергии необходима концентрация метана более 25%, дополнительные коммуникации для передачи тепла и электроэнергии потребителю	6
4	Утилизация метана на факельных установках	2708	39 проектов	Установки способны утилизировать метан с концентрацией не менее 25%	4
5	Регенеративное термическое окисление МВС	6000	21 проект	Установки способны утилизировать МВС с концентрацией от 0,3 до 1,2%	1

№ п/п	Виды технологий	Критерии			Технологическая эффективность
		Затраты на снижение выбросов ПГ	Распространенность	Универсальность	
1	Генерация электроэнергии	1	1	2	1
2	Выработка тепла	2	1	1	2
3	Комбинированная генерация тепло- и электроэнергии	1	2	1	1
4	Утилизация метана на факельных установках	1	1	1	1
5	Регенеративное термическое окисление МВС	0	0	0	0

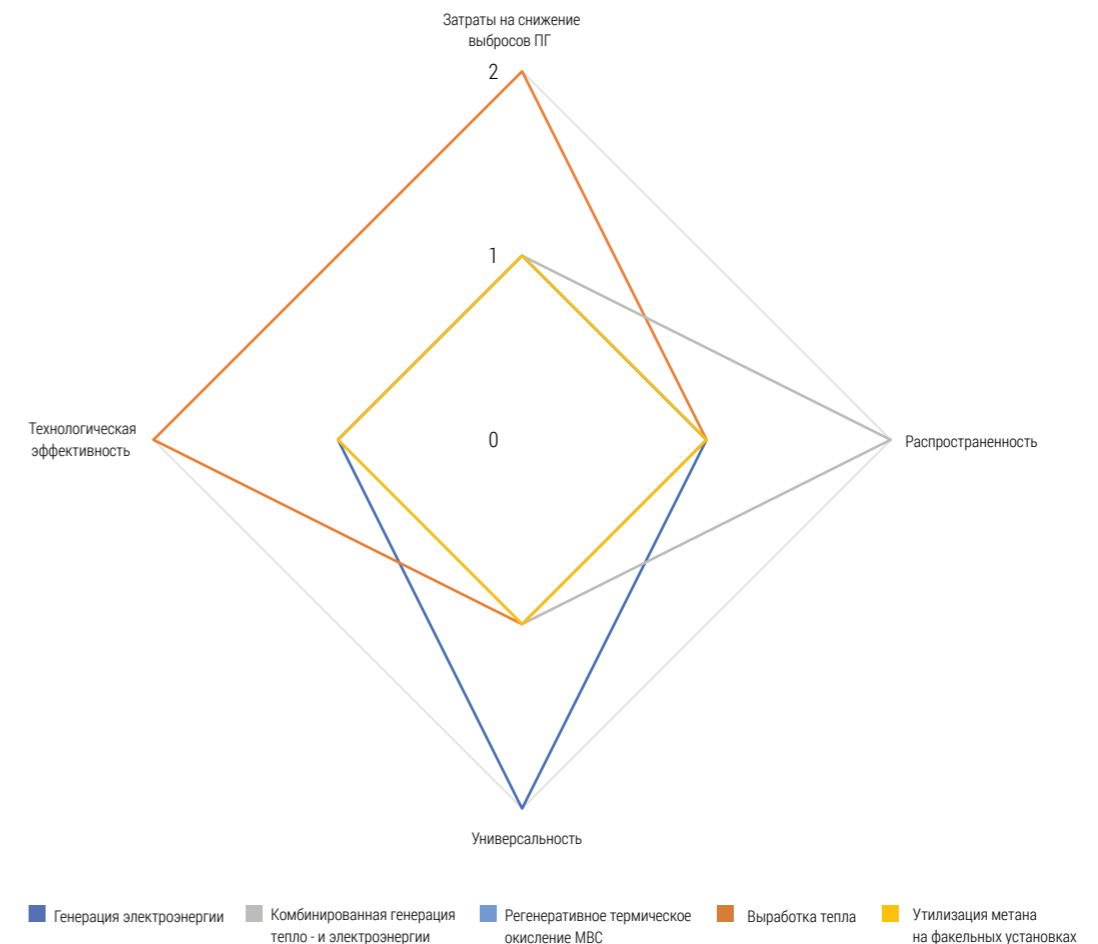
Таблица 4. Сравнение значений критериев оценки технологий

Предварительная оценка технологий снижения выбросов метана на угольных шахтах дает необходимое представление о возможности использования ее в угольной отрасли России с учетом распространенности, затрат на снижение выбросов парниковых газов, универсальности и экологического эффекта в виде снижения выбросов парниковых газов.

Сравнение значений критериев оценки технологий снижения выбросов парниковых газов (метана) в угольной отрасли автором приведено в таблице 4.

Далее для визуализации и интерпретации данных таблицы сравнения значений критериев оценки технологий снижения выбросов метана в угольной отрасли использован график типа «Лепестковая ди-

Рис. 6. Визуализация предварительной оценки технологий снижения выбросов парниковых газов (метана)



Снижение выбросов метана и контроль за их выбросами является одним из перспективных направлений для угледобывающих компаний в России. На сегодняшний день уже реализовано несколько проектов

аграмма». Обычная лепестковая диаграмма – аналог графика в полярной системе координат [25]. В лепестковой диаграмме отдельная ось определена для каждой категории. Оси направлены наружу от центра диаграммы. Значение каждой точки данных отмечается на соответствующей оси. Диаграмма отображает значения относительно центральной точки с маркерами для отдельных точек данных или без них. Визуализация предварительной оценки технологий снижения выбросов парниковых газов (метана) в угольной отрасли представлена на рис. 6.

Наиболее релевантные технологии: выработка тепла с максимальными оценка-

ми критериев снижения затрат на выбросы парниковых газов и технологической эффективности; комбинированная генерация тепло- и электроэнергии с максимальной оценкой распространенности; генерация электроэнергии с максимальной оценкой универсальности. Дополнительным плюсом от реализации этих технологий станет получение тепла и электроэнергии для нужд предприятия. Наименее привлекательным вариантом снижения выбросов парниковых газов является сокращение выбросов метана за счет применения технологии регенеративного термического окисления с наибольшими затратами на снижение выбросов ПГ, наименьшей распространенностью, универсальностью и низкой технологической эффективностью.

Заключение

Снижение выбросов метана на угольных шахтах является одной из действенных мер по сокращению общих выбросов парниковых газов, большое скопление которых в атмосфере Земли вызывает климатические изменения. Китай, являясь страной с наибольшими выбросами парниковых газов, уже реализовывает ряд мероприятий для

снижения выбросов метана в топливно-энергетическом секторе. Эти меры направлены на регулирование выбросов метана и государственную поддержку реализации проектов по снижению выбросов парниковых газов. Наибольшее число реализуемых проектов по снижению выбросов метана приходится на Китай. В свою очередь для России реализация проектов по снижению выбросов метана – одно из перспективных направлений для угледобывающих компаний. Для снижения выбросов метана в мире реализуются и планируются к реализации проекты, с применением различных технологий, среди которых наиболее популярными являются: генерация электроэнергии, выработка тепла, комбинированная генерация тепло- и электроэнергии, утилизация метана на факельных установках, регенеративное термическое окисление МВС.

Для принятия решений по реализации проектов в общемировой практике используется показатель оценки затрат на снижение выбросов парниковых газов – Abatement costs, который раскрывает только экономическую составляющую проектов. Для принятия решений по перспективному использованию в угольной отрасли России технологий снижения выбросов метана

предложен методический подход к оценке проектов, основанный на сравнительном анализе. Методический подход предусматривает использование четырех критериев оценки: затраты на снижение выбросов парниковых газов, распространенность, универсальность, технологическая эффективность, с использованием вышеописанного методического подхода.

Сделаны выводы о наиболее релевантных технологиях снижения выбросов метана для угледобывающих предприятий, таких как: выработка тепла, когенерации тепло- и электроэнергии, выработка электроэнергии. Названные технологии имеют наибольший технологический эффект, наименьшие затраты на снижение выбросов парниковых газов и наиболее универсальны по сравнению с другими рассматриваемыми технологиями. Еще одним аргументом в пользу реализации технологий снижения выбросов метана – выработка тепло- и электроэнергии для нужд предприятия. Менее привлекательная технология снижения выбросов метана – снижение эмиссии за счет применения технологии регенеративного термического окисления с самыми низкими оценками критериев, среди рассматриваемых технологий.

Использованные источники

1. Уткаев Е.А. Цифровая платформа оценки выбросов парниковых газов при угледобыче // Вестник НЦ Востнии. 2022. №4. С. 63–70. DOI: 10.25558/VOSTNII.2022.62.10.007
2. Carol J Bibler, James S Marshall, Raymond C Pilcher. Status of worldwide coal mine methane emissions and use // *International Journal of Coal Geology*. Volume 35. Issues 1–4. 1998. p. 283–310. [https://doi.org/10.1016/S0166-5162\(97\)00038-4](https://doi.org/10.1016/S0166-5162(97)00038-4).
3. Пармузин П.Н. Зарубежный и отечественный опыт освоения ресурсов метана угольных пластов. Ухта: Изд-во УГТУ, 2017. – 109 с.
4. Nazar Kholod, Meredydd Evans, Raymond C. Pilcher, Volha Roshchanka, Felicia Ruiz, Michael Coté, Ron Collings. Global methane emissions from coal mining to continue growing even with declining coal production, *Journal of Cleaner Production*. Volume 256. 2020. 120489. ISSN 0959-6526. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2020.120489>
5. Karacan C.O., Ruiz F.A., Coté M., Phipps S. Coal mine methane: a review of capture and utilization practices with benefits to mining safety and to greenhouse gas reduction // *Int. J. Coal Geol.* 86 (2011). pp. 121–156.
6. Yuan-Ping Cheng, Lei Wang, Xiao-Lei Zhang. Environmental impact of coal mine methane emissions and responding strategies in China // *International Journal of Greenhouse Gas Control*. Volume 5. Issue 1. 2011. p. 157–166. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2010.07.007>.
7. Арзыкулова А.Е. Экономическая целесообразность промышленной добычи метана Карагандинского угольного бассейна // *Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал)*. 2012. С. 381–384.
8. Плочкин Л.А. Концептуальные подходы к обеспечению метанобезопасности угольных шахт России и СНГ на 2007-2010 гг. // *Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал)*. 2007. С. 9–36.
9. Romeo M. Flores. Coalbed methane: From hazard to resource // *International Journal of Coal Geology*. Volume 35. Issues 1–4. 1998. p. 3–26. [https://doi.org/10.1016/S0166-5162\(97\)00043-8](https://doi.org/10.1016/S0166-5162(97)00043-8).
10. Fubao Zhou. Tongqiang Xia. Recent developments in coal mine methane extraction and utilization in China: A review // *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. Volume 31. 2016. p. 437–458. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2016.03.027>.
11. Jun Dong. Yuan-Ping Cheng. Coal mine methane control cost and full cost: The case of the Luling Coal Mine, Huaibei coalfield, China. // *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. Volume 26. 2015. p. 290–302. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2015.05.040>.
12. Smirnova A. Varnavskiy K. Nepsha F. Kostomarov R. Chen S. The Development of Coal Mine Methane Utilization Infrastructure within the Framework of the Concept «Coal-Energy-Information» // *Energies* 2022. 15. 8948. <https://doi.org/10.3390/en15238948>
13. Xinxin Wang. Fubao Zhou. Yihan Ling. Yaning Xiao. Overview and Outlook on Utilization Technologies of Low-Concentration Coal Mine Methane // *Energy Fuels* 2021. 35. 19. p. 15398–15423. 2021. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.1c02312>
14. Uddin Noim. Blommerde Mascha. Sustainable development outcomes of coal mine methane clean development mechanism Projects in China // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 45. p. 1–9. 2015. DOI: 10.1016/j.rser.2015.01.053
15. Чжан Яньцзе, Колесник Ю.И. Современные технологии добычи метана в Китае из угольных пластов: тенденции и перспективы развития // *Baikal Research Journal*. 2022. Т. 13. № 2. DOI 10.17150/2411-6262.2022.13(2).20
16. Karacan C Ozgen. Ruiz Felicia A. Coal mine methane: A review of capture and utilization practices with benefits to mining safety and to greenhouse gas reduction // *International Journal of Coal Geology*. 86. 2-3. 2011 p. 121–156. DOI: 10.1016/j.coal.2011.02.009
17. Su S. Agnew J. Catalytic combustion of coal mine ventilation air methane // *Fuel*. 85. 9. 2006. p. 1201–1210. DOI: 10.1016/j.fuel.2005.11.010
18. Junlian Gao. Decreasing methane emissions from China's coal mining with rebounded coal production // *Environmental Research Letters*, Volume 16, Number 12. 2021. DOI 10.1088/1748-9326/ac38d8
19. Coalbed Methane/Mine Gas Emissions Standard of the People's Republic of China (preliminary). 2008. URL: https://www.mee.gov.cn/ywqz/fgbz/bz/bzwb/dqjhbh/dqgdwrywrfbz/200804/t20080414_121137.htm
20. Zhang Bo, Li Hinju. Control situation, Problems and Countermeasures China: Decimal point // *Chinese Mining Journal*. 2022. Т. 31, №2. p. 10. DOI: 10.12075/j.jissn.1004-4051.2022.02.026
21. Нагайцев И.А., Петрова Т.В. Влияние изменений в производственном экологическом контроле на нормативную базу эколого-экономических расчетов // *Лесотехнический журнал*. №3 (62). 2023.
22. Тайлаков О.В., Застрелов Д.Н. Переработка дегазационного метана в энергетических установках на угледобывающих предприятиях // *Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал)*. 2013. С. 170–176. URL: <http://www.gornaya-kniga.ru/periodic/1730>
23. Тайлаков О.В., Застрелов Д.Н., Уткаев Е.А. Направления утилизации шахтного метана // *Вестник Кузбасского государственного технического университета*. 2015. № 6(112). С. 62–67.
24. Gillingham, Kenneth and James Stock. The Cost of Reducing Greenhouse Gas Emissions // *Journal of Economic Perspectives*. 2018. 32(5). p. 1–20. URL: https://resources.environment.yale.edu/gillingham/GillinghamStock_Cost_080919_posted.pdf
25. Берман Н. Д. Визуализация данных в MS Excel 2010: учеб. пособие // Хабаровск. Издательство Тихоокеанского Государственного университета, 2014. – 72 с.

Приоритеты энергоперехода на транспорте: электротяга или повышение экологического класса углеводородного топлива?

Priorities of energy consumption in transport: electric traction or an increase in the ecological class of hydrocarbon fuels?

Евгений ГАШО
Профессор НИУ МЭИ, д. т. н.
E-mail: GashoYG@mpei.ru

Evgeny GASHO
Professor of the NRU MEI,
Doctor of Technical Sciences
E-mail: GashoYG@mpei.ru

Сергей БЕЛОБОРОДОВ
Некоммерческое партнёрство
по содействию внедрения
энергоэффективных технологий
«Энергоэффективный город», к. т. н.
E-mail: anna.gorshik@yandex.ru

Sergey BELOBORODOV
Non-profit partnership for the promotion
of the introduction of energy-efficient
technologies «Energy-efficient city», Ph.D.
E-mail: anna.gorshik@yandex.ru

Александр НЕНАШЕВ
Некоммерческое партнёрство
по содействию внедрения
энергоэффективных технологий
«Энергоэффективный город»
E-mail: anna.gorshik@yandex.ru

Alexander NENASHEV
Non-profit partnership to promote the
introduction of energy-efficient technologies
«Energy-efficient City»
E-mail: anna.gorshik@yandex.ru

Аннотация. В статье выполнены оценки совмещённого суточного максимума электрической мощности на зарядку электромобилей в европейской части, Урале и Западной Сибири при полном переходе на электромобили, а также среднегодовой электрической мощности для производства водорода, требуемого для перехода на водородомобили. Показано, что рост потребления электрической энергии на зарядку электротранспорта в энергосистеме приводит не только к значительному росту потребляемой мощности, но и к ухудшению электрических режимов загрузки генерирующего оборудования. Воздействие автотранспорта на окружающую среду в процессе эксплуатации в городской среде связано не только с выбросами вредных веществ отработавшими газами, но также образуемыми вследствие истирания шин, деталей тормозной системы и дорожного покрытия. Доля выбросов вредных веществ от износа шин, тормозных механизмов и дорожного покрытия превышает 90% от валовых выбросов вредных веществ автотранспортом. Выбросы вредных веществ электро- и водородомобилями из-за их большей массы выше, чем у транспорта с ДВС. Отказ от автотранспорта с ДВС и переход на электро- и водородомобили не может считаться обоснованным как с точки зрения экологии, так и с точки зрения негативного влияния на энергосистему.

Ключевые слова: электромобили, водородомобили, ДВС, выбросы вредных веществ, энергосистема, электрическая мощность, климатическая повестка.

Abstract. The article estimates the combined daily maximum electrical power for charging electric vehicles in the European part, the Urals and Western Siberia with a complete transition to electric vehicles, as well as the average annual electrical power for the production of hydrogen required for the transition to hydrogen vehicles. It is shown that an increase in the consumption of electrical energy for charging electric vehicles in the power system leads not only to a significant increase in power consumption, but also to a deterioration in the electrical loading conditions of generating equipment. The impact of vehicles on the environment during operation in an urban environment is associated not only with emissions of harmful substances from exhaust gases, but also those generated due to abrasion of tires, brake system parts and road surfaces. The share of emissions of harmful substances from the wear of tires, brakes and road surfaces exceeds 90% of the gross emissions of harmful substances from motor vehicles. Due to their greater mass, emissions of harmful substances from electric and hydrogen vehicles are higher than from vehicles with internal combustion engines. The abandonment of vehicles with internal combustion engines and the transition to electric and hydrogen vehicles cannot be considered justified both from an environmental point of view and from the point of view of a negative impact on the energy system.

Keywords: electric cars, hydrogen cars, internal combustion engines, emissions of harmful substances, energy system, electric power, climate agenda.

Введение

Климатическая повестка является одним из ключевых факторов, оказывающих влияние на развитие мировой экономики в настоящее время. Снижение выбросов парниковых газов, в первую очередь углекислого газа (CO₂), рассматривается в качестве основного направления в борьбе с изменением климата на Земле. В соответствии с Рамочной конвенцией ООН об изменении климата каждая страна

«проводит национальную политику» с целью ограничения выбросов парниковых газов в атмосферу.

В последние несколько лет Европейским союзом анонсируются различные амбициозные программы в разных секторах экономики по снижению выбросов парниковых газов. Одной из таких программ является переход на электротранспорт. С 2035 г. вводится требование нулевых выбросов углекислого газа для новых легковых автомобилей и микроавтобусов,

что фактически вводит запрет на продажи автомобилей с двигателями внутреннего сгорания (ДВС) на территории ЕС.

Необходимо с определённым скептицизмом относиться к достижению поставленных Европейским союзом целей по углеродной нейтральности к 2050 г. [1] и снижению к 2030 г. выбросов парниковых газов на 55% относительно уровня 1990 г. [2], так как в настоящее время данные цели не подтверждаются ни наличием ресурсов, ни фактическими действиями [3]. Ввод в промышленную эксплуатацию ветровых и солнечных электростанций в ЕС составляет менее 10% от необходимого годового объёма [3].

Активное развитие ВЭС и СЭС в энергосистеме Германии в совокупности с выводом из эксплуатации АЭС не привело к снижению выбросов парниковых газов за период с 2000 по 2018 гг. [4]. Если бы реальной целью являлось снижение выбросов парниковых газов, то кратного снижения выбросов углекислого газа в энергосистеме Германии за рассматриваемый период можно было достигнуть путём инвестирования средств не в ВЭС и СЭС, а в переход с бурого угля на природный газ, развитие комбинированной выработки электрической энергии и тепла. Развитие

Без учета суточной неравномерности потребления средняя электрическая мощность, потребляемая автомобильными зарядными станциями в энергосистеме Москвы, может составить 81,7 ГВт

ВЭС и СЭС в отсутствии накопителей энергии не может считаться эффективным путём снижения выбросов парниковых газов в энергосистеме и значительно проигрывает вариантам развития комбинированной выработки электроэнергии и тепла [4].

На климатической конференции в Глазго были озвучены планы по запрету продаж автомобилей с ДВС в США к 2035 г. В РФ на период до 2030 г. принята концепция по развитию производства и использования электрического автомобильного транспорта [5]. Москва с 2006 г. является участником партнёрства крупных городов – климатических

Электроавтобус в Москве

Источник: transport.mos.ru



Часовой пояс	Доля населения	Топливо, млн т	Кол-во машин, млн шт.
мск	62%	39,7	33,5
мск + 1	6,3%	4	3,4
мск + 2	14,2%	9,1	7,7
Всего	82,5%	52,8	44,6

Таблица 1. Исходные данные для оценки

лидеров в борьбе с изменением климата С40 [6]. Перевод наземного городского пассажирского транспорта на электроотягу является частью обязательств, взятых на себя Москвой в рамках подписанной в 2019 г. декларации «Зеленые и здоровые улицы», инициированной партнёрством. В рамках этого соглашения Москва заявила о своих намерениях к 2032 г. полностью заменить городской автобусный парк на электробусы.

Переход на электромобили предполагает отказ от бензина и дизельного топлива. Необходимо отметить, что в РФ функционирует 37 крупных НПЗ с объёмами переработки более 1 млн т в год, а также мини-НПЗ (МНПЗ). Суммарная мощность нефтеперерабатывающих предприятий в России оценивается на уровне 328 млн т в год [7]. Отказ от бензина и дизельного топлива окажет негативное влияние на отечественную экономику. Таким образом, анализ требуемых изменений в электроэнергетической системе страны и экологических эффектов в результате отказа от ДВС является актуальной задачей.

Потребность в электроэнергии и мощности в ЕЭС России для перехода на электротранспорт

Оценка дополнительных объёмов электроэнергии в ЕЭС России, требуемых для зарядной инфраструктуры, выполнена на основании:

- годового расхода топлива автотранспорта на ДВС;
- характеристик зарядных станций;

- суточной и сезонной неравномерности потребления электрической энергии (мощности).

Для анализа выбраны европейская часть, Урал и Западная Сибирь (три часовых пояса: мск, мск+1 и мск+2). Для выполнения оценки предположим, что количество автотранспорта и потребление топлива на территории РФ пропорционально численности населения (таблица 1). Количество автотранспорта в РФ оценивается в 54 млн единиц, которые потребляют 64 млн т бензина и дизельного топлива [8].

Количество проживающих на рассматриваемой территории составляет около 82,5% от общей численности населения РФ.

Оценка на основании годового расхода топлива автотранспортом с ДВС. Сопоставление расхода электроэнергии электрическим транспортом с расходом топлива бензиновыми аналогами приведены в таблице 2.

Для оценки расхода электроэнергии электрическим транспортом от расхода топлива их бензиновыми аналогами принято соотношение 2,28 кВт·ч/л. Годовой расход топлива для автомобилей на рассматриваемой территории РФ составляет около 52,8 млн т (таблица 1). Для замещения автотранспорта на электротранспорт потребуется обеспечить годовой заряд аккумуляторов электротранспорта в количестве 160,8 млрд кВт·ч.

Электроэнергия для заряда электротранспорта будет дополнительно произведена на электростанциях. Оценка потребления дополнительной мощности в энергосистеме для перевода существующего транспорта на электротранспорт рассчитывается по формуле:

Таблица 2. Сравнение расхода электроэнергии электрическим транспортом с их бензиновыми аналогами

Транспортное средство (электропривод / бензиновый)	Расход на 100 км	
	кВт·ч	л
ЛиАЗ-6274 / ЛиАЗ-5292 (ДТ)	97,4	43
Москвич 3е / Москвич 3	16	6,5
Tesla Model S / BMW 5ser G31	20	6,7
Nissan Leaf 2016 / Nissan Tiida	15	6,9

$$N_{\text{ср.}} = \frac{\text{Э}_{\text{АБ}}}{(1-\Delta\text{э}_{\text{с.н.}}) \times (1-\Delta\text{э}_{\text{сети}}) \times (1-\Delta\text{э}_{\text{АБ}}) \times T_{\text{г}}} \quad (1)$$

где: $\text{Э}_{\text{АБ}}$ – годовая энергия заряда батарей электротранспорта; $T_{\text{г}}$ – число часов в году; $\Delta\text{э}_{\text{АБ}}$ – потери при преобразовании электроэнергии на ЭЭС [9]; $\Delta\text{э}_{\text{сети}}$ – потери электроэнергии при передаче в электрических сетях [10]; $\Delta\text{э}_{\text{с.н.}}$ – расход электроэнергии на собственные нужды электростанции.

Среднегодовая электрическая мощность, потребляемая зарядными станциями, может составить 23,4 ГВт без учета сезонной и суточной неравномерности потребления.



Электромобиль Marilyn Murphy
Источник: amsterdam-916561 / Pixabay

Таким образом, данная оценка является минимально возможным значением при замене всех автомобилей с двигателем внутреннего сгорания (ДВС) на электромобили.

Оценка на основании характеристик зарядных станций. В реальных условиях в течение года может потребоваться зарядка каждого автомобиля раз в сутки. Такая ситуация вполне возможна в холодный или жаркий периоды времени, когда аккумуляторные батареи имеют наихудшие показатели, а также в эти периоды будет повышенное потребление энергии дополнительными системами электромобиля [9,11,12]. Дополнительные генерирующие мощности в этом случае можно оценить следующим образом:

$$N_{\text{ср.}} = n_{\text{эл.моб.}} \times N_{1,33\text{С}} \times T_{\text{зар.}} / 24 = 44,6 \text{ млн шт.} \times 22 \text{ кВт} \times 2 \text{ ч} / 24 \text{ ч} = 81,7 \text{ ГВт} \quad (2)$$

где: $n_{\text{эл.моб.}}$ – количество единиц авто-транспорта; $N_{1,33\text{С}}$ – мощность зарядки одного автомобиля на ЭЭС; $T_{\text{зар.}}$ – время зарядки одного автомобиля.

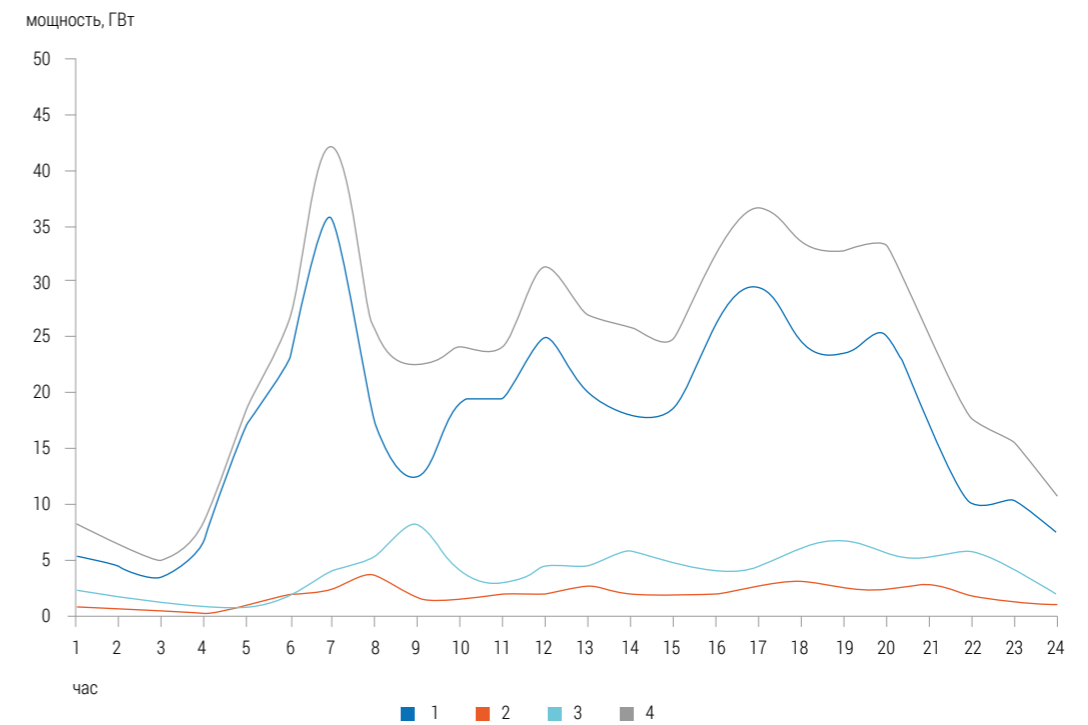
Таким образом, без учета суточной неравномерности потребления средняя электрическая мощность, потребляемая зарядными станциями в энергосистеме Москвы, может составить 81,7 ГВт.

Оценка на основании максимальной пиковой нагрузки при одновременной зарядке всех электромобилей. Одновременная зарядка всех электромобилей крайне маловероятна, но условно возможна при включении всех медленных зарядных устройств в вечерние пиковые часы после рабочего дня в жилых районах. Для электрической зарядки мощностью 7 кВт предельная пиковая мощность, потребляемая зарядными станциями в рассматриваемой части ЕЭС России, может достигнуть 312 ГВт, для электрической зарядки 22 кВт – 980 ГВт.

Необходимо отметить, что установленная мощность всех электрических станций в ЕЭС России на 1 января 2023 г. составляла 247,6 ГВт [13].

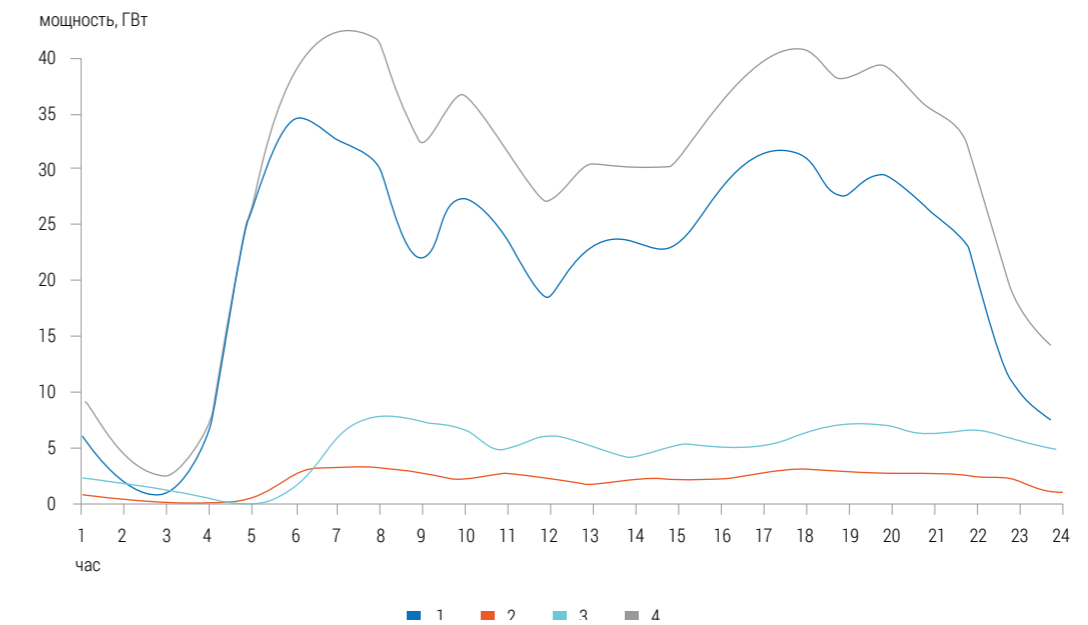
Оценка на основании суточной и сезонной неравномерности потребления электрической энергии (мощности). На основании фактических суточных графиков потребления электрической энергии существующими зарядными станциями на территории Москвы в январе и июне 2023 г. выполним оценку суточного максимума электрической мощности на зарядку электротранспорта в рассматриваемой части ЕЭС России (при условии, что суточные графики для трёхчасовых поясов соответствуют графику Москвы). На рис. 1–4 представлен прогноз потребления электрической мощности зарядными станциями в течение суток в январе и июне для вариантов среднегодового потребления 23,4 ГВт (вариант 1) и 81,7 ГВт (вариант 2).

Для варианта 1 совмещённые суточные максимумы для января и июня составят 42 ГВт и 34 ГВт соответственно. Для варианта 2 суточные максимумы для января и июня составят 148 ГВт и 120 ГВт соответственно. Выполненные оценки с учётом суточной неравномерности показывают, что совмещённый суточный максимум электрической мощности на зарядку элек-



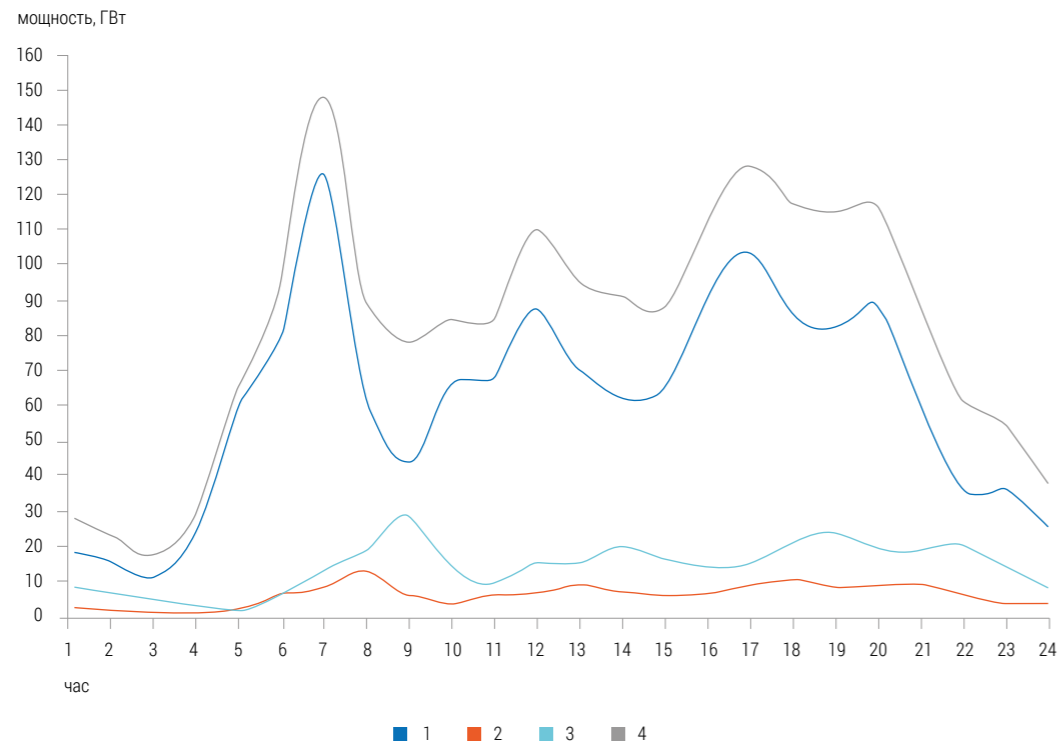
1 – часовой пояс мск; 2 – часовой пояс мск+1; 3 – часовой пояс мск+2; 4 – совмещённый график потребления

Рис. 1. Прогноз потребления электрической мощности зарядными станциями в течение суток для варианта 1 (на базе данных января 2023 г.)



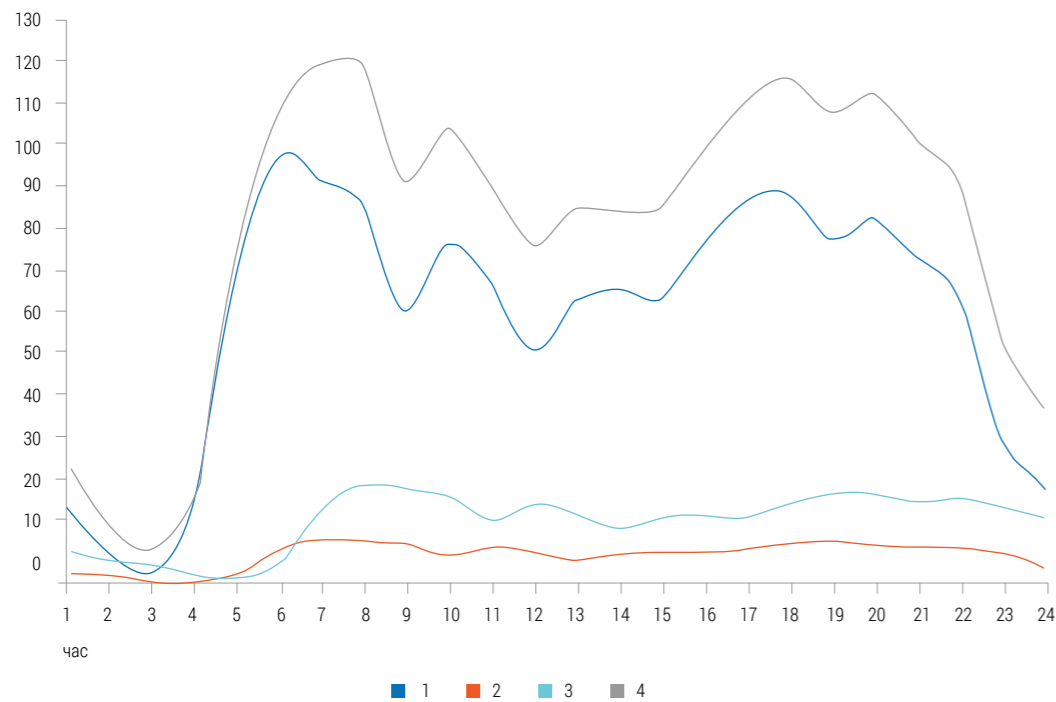
1 – часовой пояс мск; 2 – часовой пояс мск+1; 3 – часовой пояс мск+2; 4 – совмещённый график потребления

Рис. 2. Прогноз потребления электрической мощности зарядными станциями в течение суток для варианта 1 (на базе данных июня 2023 г.)



1. — часовой пояс мск; 2. — часовой пояс мск+1; 3. — часовой пояс мск+2; 4. — совмещённый график потребления

Рис. 3. Прогноз потребления электрической мощности зарядными станциями в течение суток для варианта 2 (на базе данных января 2023 г.)



1. — часовой пояс мск; 2. — часовой пояс мск+1; 3. — часовой пояс мск+2; 4. — совмещённый график потребления

Рис. 4. Прогноз потребления электрической мощности зарядными станциями в течение суток для варианта 2 (на базе данных июня 2023 г.)

Вариант	Дата	Рмин, МВт	Рмах, МВт	Рмин/Рмах, %	Рмах – Рмин, ГВт
1	январь 2023	5	42	12%	37
	июнь 2023	2	34	6%	32
2	январь 2023	18	148	12%	130
	июнь 2023	8	120	6%	112

Таблица 3. Совмещённые суточные максимум и минимум потребления электрической энергии электрическими заправочными станциями

тротранспорта в рассматриваемой части ЕЭС России может находиться в диапазоне от 34 до 148 ГВт.

Рост потребления электрической энергии на зарядку электротранспорта в энергосистеме приводит не только к росту потребляемой мощности, но к ухудшению электрических режимов загрузки генерирующего оборудования. Требуемый дополнительный регулировочный диапазон, размещённый на включённом генерирующем оборудовании, может составить от 32 ГВт до 37 ГВт (вариант 1) и от 112 ГВт до 130 ГВт (вариант 2) (таблица 3). Для сравнения, существующая суточная неравномерность потребления электроэнергии в ЕЭС России составляет около 20 ГВт как в зимние, так и летние месяцы.

Учитывая ограниченное количество единиц электротранспорта в настоящее время по сравнению с общим числом транспортных средств, прогноз суточного максимума электрической мощности на зарядку электротранспорта на базе фактического суточного графика нагрузки нужно рассматривать, как предварительный.

Потери при зарядке и ресурс аккумуляторных батарей. Снижение потери заряда и сглаживание потребления электрической энергии внутри суток на зарядку являются необходимыми условиями для развития электрического транспорта.

Основная причина потери заряда заключается в преобразовании переменного тока от электросети в постоянный для хранения в аккумуляторе [8, 11]. В процессе заряда электрическая энергия тратится на работу ряда блоков управления электромобиля, контролирующих процесс зарядки. Более высокая мощность зарядки сокращает время работы блоков управления. Чем выше мощность зарядки, тем короче процесс зарядки, тем меньше потери заряда [9]. Часть энергии тратится на поддержание температуры аккумулятора в разрешённом диапазоне.

Зимой электромобилям требуется значительно больше энергии, чем ле-

том. В среднем на 20–30% больше расход топлива, а на коротких дистанциях на 50% [12].

Потери электрической энергии для электромобилей Renault Zoe, VW ID.3, Tesla Model 3, Fiat 500e при использовании зарядного устройства мощностью 2,2 кВт составили от 12,7 до 24,2%, для зарядного устройства мощностью 11 кВт от 6,3 до 9,7% [9]. При пониженной мощности заряда со стороны транспортного средства в результате распределения нагрузки системой управления между несколькими транспортными средствами для зарядного устройства мощностью 11 кВт потери заряда составили от 9,2 до 13,9% [9], что в 1,5–2 раза выше, чем при номинальной мощности.

Необходимо отметить, что использование быстрой зарядки для электромобилей означает большие токи и, соответственно, большой нагрев аккумуляторной батареи, из-за чего ее работоспособность (SOH) заметно снижается. Так, при использовании быстрой зарядки даже несколько раз в месяц скорость деградации аккумуляторной батареи в 4–5 раз выше, чем при отсутствии быстрой зарядки [14]. Таким образом, с одной стороны быстрая зарядка сокращает потери электрической энергии, с другой сокращает срок службы аккумуляторных батарей и дальность пробега на одной зарядке.

Оценки с учётом суточной неравномерности показывают, что совмещённый суточный максимум электрической мощности на зарядку электротранспорта в рассматриваемой части ЕЭС России может находиться в диапазоне от 34 до 148 ГВт

Водородомобили

Производимая электроэнергия в топливных элементах водородомобилей, как и электроэнергия аккумуляторных батарей электромобилей, используется для работы электродвигателей и обеспечения электроэнергией систем прочего оборудования. Оценка требуемой годовой выработки электроэнергии электростанциями для перехода на водородный транспорт в рассматриваемой части ЕЭС России выполнена на основании ранее полученного годового заряда аккумуляторных батарей для замещения топливного транспорта на электротранспорт, который составил 160,8 млрд кВт·ч.

Для оценки затрат электроэнергии при производстве водорода принято, что с учетом режима работы и затрат электроэнергии на вспомогательное оборудование на выработку 1 кг водорода расходуется 69,04 кВт·ч электрической энергии [3, 15], а эффективность преобразования химической энергии водорода в электрическую в топливном элементе равна 60% [16]. В расчетах не учтены потери и сопутствующие затраты энергии при хранении и доставке водорода с места производства на водородные заправочные станции.

По формулам (3) – (6) выполнены расчет требуемого количества годовой выработки электроэнергии на электростанциях в рассматриваемой части ЕЭС России:

$$W_{H_2} = \frac{\Delta_{AB}}{\eta_{т.э.}} = \frac{160,8 \text{ млрд кВт}\cdot\text{ч}}{60\%} \times \frac{3600 \text{ сек} / \text{ч}}{1000 \text{ кДж} / \text{МДж}} = 964,5 \text{ млрд МДж} \quad (3)$$

$$M_{H_2} = \frac{W_{H_2}}{Q_H^p} = \frac{964,5 \text{ млрд МДж}}{120,9 \text{ МДж} / \text{кг}} = 7,98 \text{ млрд кг} \quad (4)$$

$$\Delta_{H_2} = M_{H_2} \times \Delta_{H_2} = 7,98 \text{ млрд кг} \times 69,04 \text{ кВт}\cdot\text{ч} / \text{кг} = 550,78 \text{ млрд кВт}\cdot\text{ч} \quad (5)$$

$$\Delta_{ЭС} = \frac{\Delta_{H_2}}{(1 - \Delta_{э.с.н.}) \times (1 - \Delta_{э.с.ети})} = \frac{550,78 \text{ млрд кВт}\cdot\text{ч}}{(1 - 0,03) \times (1 - 0,1)} = 630,9 \text{ млрд кВт}\cdot\text{ч} \quad (6)$$

где: Δ_{AB} – годовой заряд аккумуляторов при замене топливного транспорта на электротранспорт; W_{H_2} – годовая химическая энергия, содержащаяся в водороде для производства равного количества электроэнергии годового заряда аккумуляторов электромобилей; $\eta_{т.э.}$ – эффективность преобразования химической



Электромобиль «Москвич Зе»
Источник: ixbt.com

энергии водорода в электрическую энергию в топливном элементе; M_{H_2} – масса водорода, производимая за год; Q_H^p – удельная теплота сгорания водорода; Δ_{H_2} – годовой расход электроэнергии на электролизерах для производства водорода; Δ_{H_2} – удельный расход электроэнергии на выработку 1 кг водорода; $\Delta_{ЭС}$ – годовая выработка электроэнергии на электростанции для производства водорода.

Среднегодовая электрическая мощность выработки электроэнергии на электростанциях в рассматриваемой части ЕЭС России для производства водорода:

$$N_{ТЭС} = \frac{\Delta_{ЭС}}{T_r} = \frac{630,9 \text{ млрд кВт}\cdot\text{ч}}{8760 \text{ ч}} = 72 \text{ ГВт} \quad (7)$$

где: T_r – количество часов в году.

Выбросы вредных веществ транспортом

Обеспечение конституционных прав граждан «на благоприятную окружающую среду» (статья 42 Конституции РФ) является одной из приоритетных задач государства.

Автотранспорт является одним из основных источников загрязнения атмосферного воздуха в городах. Воздействие автотранспорта на окружающую среду в процессе эксплуатации в городской среде связано не только с выбросами вредных

веществ (ВВ) отработавшими газами (ОГ), но также ВВ, образуемыми вследствие истирания шин, деталей тормозной системы и дорожного покрытия [18–21]. Стирание шин, тормозных механизмов и дорожного покрытия являются причиной выбросов свинца, цинка и меди вдоль транспортных магистралей [20].

В настоящее время в литературе и средствах массовой информации пристальное внимание оказывается только выбросами ВВ с ОГ двигателей. С 1 июля 2016 г. в России и других странах Таможенного союза запрещен выпуск в гражданский оборот автомобильного бензина экологическим классом ниже пятого (К5 или евро-5). На дизельное топливо К5 страна перешла с начала этого года [17].

Доля выбросов ВВ с ОГ (СН, СО, NOx и твердых частиц (ТЧ) в валовых выбросах ВВ транспортом в Москве в 2020 г. оценивается около 10,4%, в 2030 г. прогнозируется снижение до 7,2% [18]. Снижение выбросов ВВ с ОГ до 2020 г. связано с ужесточением нормативов евро-3, евро-4, евро-5 и евро-6 в соответствии с требованиями на выброс вредных веществ с отработавшим газом легковыми автомобилями по правилам № 83 ООН и автомобилями массой более 3,5 т по правилам № 49 ООН. Для выполнения нормативных требований выбросов ВВ с ОГ легковыми автомобилями по правилам № 83 ООН в автомобилях используются системы нейтрализации отработавших газов.

Доля выбросов ВВ от износа шин, тормозных механизмов и дорожного покрытия составляет около 90%. Выбросы ВВ от стирания шин, тормозных механизмов и дорожного покрытия осуществляются у поверхности земли на высоте до 2 ме-

Отказ от ДВС и переход на электро- и водородомобили не может считаться абсолютно обоснованным как с точки зрения экологии, так и с точки зрения негативного влияния на энергосистему

тров, которые содержат выбросы PM2,5 и PM10, включающие ряд тяжелых металлов [18, 20].

Показатели усредненной интенсивности износа протектора шин на 1 км пробега представлены в таблице 4 [19].

При увеличении массы транспортного средства увеличивается интенсивность износа протектора его комплекта шин. Износ протектора комплекта шин грузовых автомобилей в 150 раз превышает нормы выбросов ТЧ с отработавшим газом для евро-6 по правилам № 49 ООН [21]. Аналогичный показатель износа протектора комплекта шин для легкового транспорта в 26 раз выше выбросов ТЧ с ОГ для евро-6 по правилам № 83 ООН. Таким образом, объем валовый выбросов ВВ от износа шин, колодок и дорожного покрытия значительно превосходит выбросы с ОГ на топливе евро-5 – евро-6.

Сравнение функциональных показателей электротранспорта с традиционным с ДВС. Современные автомобили, работающие на углеводородном топливе (бензине и ди-

Таблица 4. Интенсивность износа протектора комплекта шин в зависимости от типа транспорта

Шины	Интенсивность износа, г/км
Легковые	0,13
Легкогрузовые (до 3,5 т)	0,32
Грузовые	1,5

Таблица 5. Сравнение снаряженной массы для транспортного средства с электроприводом и с двигателем внутреннего сгорания

Привод	Тип	Мдвс		ΔМэл.	
		ДВС	Электро-	кг	кг
ЛиАЗ-5292	ЛиАЗ-6274	Автобус	11 050	1 170	10,6
Москвич 3	Москвич 3е	Автомобиль	1 440	250	17,4
BMW 5ser G31	Tesla Model S	Автомобиль	1 735	370	21,3

Параметр	Ед. изм.	Значения		
Модель	-	Camry VIII (XV70)	bZ4X	Mirai II
Начало выпуска	год	2020	2022	2020
Силовой агрегат	-	ДВС	BEV	FCEV
Топливо	-	бензин	электроэнергия	водород
Запас хода на одной заправке	км	1000	500	750
Мощность системы	л. с.	249	204	182
Снаряженная масса автомобиля	кг	1690	1920	1900
Допустимая полная масса	кг	2100	2195	2415
Размер шин	-	235/45 R18	235/60 R18; 235/50 R20	235/55 R19; 245/45 R20

Таблица 6. Сравнение массогабаритных показателей транспорта

зельном топливе), на сегодняшний день, имеют существенно лучшие массогабаритные показатели по сравнению с массогабаритными показателями электромобилей (BEV – электромобиль на аккумуляторных батареях) и водородомобилей (FCEV – электромобиль на топливных элементах).

Сравнение снаряженной и полной массы транспорта с двигателем внутреннего сгорания и с электроприводом показано в таблице 5, в которой использованы следующие обозначения: Мдвс – снаряженной массы транспорта с ДВС; ΔМэл. – превышение снаряженной массы электротранспорта над Мдвс. Снаряженная масса электромобилей выше топливных аналогов ~ 20%, а допустимый общий вес на ~ 14%. Снаряженная масса электробуса выше автобуса на 10,6%. Равенство полной массы для электробуса и автобуса обеспечена меньшей полезной массой, поэтому при

перевозке равного количества пассажиров потребуется использовать большее количество электробусов.

В таблице 6 приведено сравнение массогабаритных показателей разных типов легковых машин на примере компании Toyota [22]. Снаряженная масса электро- и водородомобилей при равных условиях больше соответствующих масс автомобилей на углеводородном топливе более 12%. На электро- и водородомобилях используются шины большего размера для снижения давления шин на дорожное покрытие. Следует также отметить более низкий пробег на одной заправке для легковых электро- и водородомобилей по сравнению с легковыми автомобилями на углеводородном топливе.

В грузовых электро- и водородомобилях для обеспечения сопоставимого пробега на одной заправке с грузовыми автомобилями на углеводородном топливе

приходится снижать полезную массу, перевозимого груза. Таким образом, для перевозки равного количества грузов потребуются больше грузовых электро- и водородомобилей по сравнению с традиционными грузовыми автомобилями на углеводородном топливе. Как было показано выше, при увеличении массы транспортного средства увеличивается интенсивность износа протектора его комплекта шин, а, следовательно, увеличивается количество выбросов твердых частиц при его использовании.

Учитывая что выбросы ВВ от износа шин, тормозных механизмов и дорожного покрытия для существующего парка автомобилей составляют около 90% от валовых выбросов ВВ, в результате роста массы электро- и водородомобилей объем валовых выбросов ВВ от электротранспорта превысит значения для автотранспорта на топливе евро-5 – евро-6 даже без учета выбросов из-за роста расхода топлива для производства электроэнергии на электростанциях.

Выводы

Отказ от автотранспорта с ДВС и переход на электро- и водородомобили не может считаться абсолютно обоснованным как с точки зрения экологии, так и с точки зрения негативного влияния на энергосистему.

Воздействие автотранспорта на окружающую среду в процессе эксплуатации в городской среде связано не только с вы-

бросами вредных веществ отработавшими газами, но также с мелкими частицами, образуемыми вследствие истирания шин, деталей тормозной системы и дорожного покрытия. Доля выбросов с отработавшими газами не превышает 10% от валовых выбросов вредных веществ от транспорта.

В результате роста массы электромобилей и водородомобилей объем валовых выбросов ВВ от электротранспорта превысит значения для автотранспорта на топливе евро-5 – евро-6 даже без учета выбросов из-за роста расхода топлива для производства электроэнергии на электростанциях.

Выполненные оценки с учетом суточной неравномерности показывают, что суточный максимум электрической мощности на зарядку электротранспорта в европейской части, Урале и Западной Сибири, при переходе с бензина и дизельного топлива на электричество может находиться в диапазоне от 34 до 148 ГВт.

Потребление электроэнергии для ЭЭС является пиковым, при преобразовании переменного тока в постоянный формируются дополнительные потери до 30% и ухудшается качество электроэнергии в сети.

Для Российской Федерации целесообразно сохранить отечественную нефтепереработку и сконцентрироваться в краткосрочной и среднесрочной перспективе на переходе к экологическому классу бензина и дизельного топлива евро-6.

Использованные источники

1. A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe // Communication from commission to the European parliament, The Council, The European economic and social committee and the committee of the regions, Brussels, 8.7.2020.
2. 'Fit for 55': delivering the EU's 2030 Climate Target on the way to climate neutrality // Communication from commission to the European parliament, The Council, The European economic and social committee and the committee of the regions, Brussels, 14.7.2021 COM(2021) 550 final.
3. Белобородов С.С., Гашо Е.Г., Ненашев А.В. Переход ЕС к водородной энергетике: потребность в ресурсах // Промышленная энергетика. 2021. №6. С. 36–47.
4. Белобородов С.С., Гашо Е.Г. Оценка влияния ветровых и солнечных электростанций, когенерации и доли угля в топливном балансе на снижение выбросов парниковых газов // Теплоэнергетика. 2023. Т. 10. №10. С. 45–54.
5. Концепция по развитию производства и использования электрического автомобильного транспорта в Российской Федерации на период до 2030 г. (утверждена распоряжением Правительства Российской Федерации от 23 августа 2021 г. № 2290-р).
6. Экология Москвы // Под ред. А.О. Кульбачевского. Москва, 2018. – 47 с.
7. Филимонова И., Проворная И., Немов В., Дзюба Ю. Российская нефтепереработка на современном этапе развития // Нефтегазовая вертикаль. 2020. №17. С. 8–20.
8. Электронный ресурс: <https://www.autostat.ru/infographics/25742/>
9. Электронный ресурс: <https://www.adac.de/rund-ums-fahrzeug/elektromobilitaet/laden/ladeverluste-elektroauto-studie/>
10. Приказ Минэнерго России № 1272 от 30.11.2022 «Об утверждении нормативов потерь электрической энергии при ее передаче по единой национальной (общероссийской) электрической сети, осуществляемой публичным акционерным обществом «Федеральная сетевая компания – Россети» с использованием объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих публичному акционерному обществу «Федеральная сетевая компания – Россети» на праве собственности или ином законном основании, на 2023 год».
11. Электронный ресурс: <https://www.adac.de/rund-ums-fahrzeug/elektromobilitaet/tests/stromverbrauch-elektroautos-adac-test/>
12. Электронный ресурс: <https://www.adac.de/rund-ums-fahrzeug/elektromobilitaet/info/elektroauto-reichweite-winter/>
13. Отчет о функционировании ЭЭС России в 2022 году (на основе оперативных данных) // Электронный ресурс: https://www.so-ups.ru/fileadmin/files/company/reports/disclosure/2023/ups_rep2022.pdf
14. Электронный ресурс: <https://www.geotab.com/blog/ev-battery-health/>
15. НТП 24-94 «Нормы технологического проектирования производства водорода методом электролиза воды» – Москва, 1994.
16. Шульга Р. Н. Топливные элементы для малой и распределенной энергетики / Р. Н. Шульга // Энергосбережение и водоподготовка. 2018. № 2(112). С. 49–54. EDN: XSCHVZ.
17. Решение комиссии Таможенного союза от 09.12.2011 г. № 877 (ред. от 29.08.2023 г.) «О принятии технического регламента Таможенного союза «О безопасности колесных транспортных средств» (вместе с «ТР ТС 018/2011. Техни-
- ческий регламент Таможенного союза. О безопасности колесных транспортных средств»).
18. Азаров В.К., Гайсин С.В., Кутенёв В.Ф. К вопросу об экологически чистом городском транспорте // Журнал автомобильных инженеров. 2016. №2 (97). С. 36–41.
19. Васильев А.В. Повышение качества оценки комплексной экологической безопасности автотранспортных средств. Диссертация на соискание учёной степени кандидата технических наук. Москва, 2019.
20. Федосеев А.А. Загрязнение окружающей среды продуктами эксплуатационного износа автомобильного транспорта // Технологии техносферной безопасности. 2015. № 2(60). С. 313–317. EDN: UJEPAB.
21. Азаров В. К. Разработка комплексной методики исследований и оценки экологической безопасности автомобилей : специальность 05.05.03 «Колесные и гусеничные машины» : автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук / Азаров Вадим Константинович. Москва, 2014. – 19 с. EDN: ZPIJNJ.
22. Электронный ресурс: <https://www.auto-data.net/>



Немецкая установка по производству водорода Uniper

Источник: uniper.energy

УДК 620.92

DOI 10.46920/2409-5516_2024_1192_70

EDN: HSYNKS

Водородная энергетика: «за» и «против»

Hydrogen energy: pro and contra

Николай ОСТРОВСКИЙ
Эколог, к. т. н.,
E-mail: ecol34@list.ru

Nikolay OSTROVSKIY
Ecologist, PhD
E-mail: ecol34@list.ru

Катамаран Energy Observer на водороде

Источник: @ROKAutomation / Twitter.com



Аннотация. В статье проведено сопоставление различных способов и технических устройств, связанных с использованием водорода для получения тепловой и электрической энергии. Показана экономическая нецелесообразность применения водорода в качестве котельного топлива. Наиболее перспективными направлениями развития водородной энергетики являются применение водородных топливных элементов в электротранспорте дальнего следования и накопителях электрической энергии.

Ключевые слова: водородная энергетика, конверсия метана, водородный топливный элемент, электротранспорт, накопитель энергии.

Abstract. The article compares various methods and technical devices related to the use of hydrogen to produce thermal and electrical energy. The economic inexpediency of using hydrogen as a boiler fuel is shown. The most promising aspects of hydrogen energy development are the use of hydrogen fuel cells in long-distance electric transport and electric energy storages.

Keywords: hydrogen energy, methane conversion, hydrogen fuel cell, electric transport, energy storage.



Очевидными недостатками водорода как моторного топлива по сравнению с метаном являются более высокая стоимость и взрывоопасность



Водородная АЗС в Японии

Источник: sergioferraris.it

Теплоэнергетика

Обсуждение мы начнём с теплоэнергетики, потому что именно на неё ориентирована стратегия «зелёного энергоперехода». В обзоре Международного энергетического агентства (МЭА) подчёркивается [1], что в секторе энергетики использование водорода и аммиака привлекает все больше внимания; объявленные проекты имеют потенциал до 3,5 ГВт мощности к 2030 г.

Нужно отметить, что конкретные примеры применения водорода в качестве котельного топлива автору данной статьи

Термин «водородная энергетика» многозначен, поэтому оценка «водородной энергетики» должна осуществляться индивидуально для различных технических решений и областей их применения.

Этот термин начал использоваться для химических источников тока, в которых происходит окисление водорода в электрохимической ячейке (процесс, обратный электролизу воды), а затем его распространили и на применение водорода в двигателях внутреннего сгорания (ДВС) и в теплоэнергетике, как альтернативу природному газу (метану).

неизвестны. Использованию водорода в этой сфере препятствуют как его более высокая стоимость по сравнению с другими видами топлива, так и взрывоопасность. В статье [2] было исследовано горение смеси водород – кислород – водяной пар и показано, что работа парогенератора невозможна в случае достижения области детонации при объемной концентрации стехиометрической водород-кислородной смеси в смеси с водяным паром выше 30%. Если при работе пароперегревателя с объемной концентрацией горючей смеси в диапазоне 10–25% по каким-либо причинам произойдет срыв факела, то последующее поджигание рабочей смеси может вызвать его объемное распространение. И только при концентрации горючей смеси, не превышающей 6%, водяной пар выступает эффективным ингибитором горения.

Получение водорода

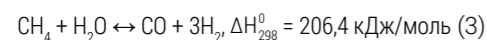
В настоящее время 95% производимого водорода используется в химической и нефтехимической промышленности для производства аммиака, метанола и гидрирования нефти (гидрокрекинг). При этом основным исходным сырьём является метан (85%) [3].

Для производства аммиака используют азото-водородную смесь, которую получают парциальным окислением метана:



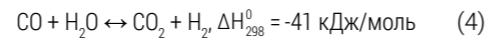
Для окисления используют воздух, подбирая соотношение воздух: метан таким образом, чтобы в результате получалась смесь водород: азот в соотношении 3:1. Углекислый газ удаляют из смеси абсорбцией в моноэтанолаmine.

Для других целей водород получают паровой конверсией метана [4]:



при температуре 700–800 °С. В результате образуется так называемый синтез-газ, который используются при производстве различной химической продукции.

Содержащаяся в смеси окись углерода так же может реагировать с водой с образованием водорода:



В нефтехимической промышленности водород образуется в процессе риформинга углеводородов, например:



Водород может быть выделен из смесей различными способами: криогенным, адсорбционным (степень чистоты водорода до 99,9999%), мембранным. Мембранный метод наиболее экономичен и прост в эксплуатации, степень чистоты получаемого водорода около 99,9% [5].

Паровая конверсия метана (3) проходит с поглощением тепла. Фактические затраты тепловой энергии значительно превосходят теоретические в связи с теплопотерями различной природы. Удельный расход топливного газа на конверсию 1 м³ природного газа составляет от 0,4 до 0,9 м³ в зависимости от условий осуществления процесса [4, 6].

Сэкономить природный газ можно используя для разогрева смеси тепло ядерного реактора. Но при этом возникают два вопроса. Во-первых, насколько это эффективно по сравнению с традиционным использованием ядерных реакторов для получения электрической энергии? Во-вторых, насколько обосновано совмещение на одном объекте двух процессов повышенной опасности: ядерного и химического? [7]. Нужно также отметить, что ни о какой экономии метана пока речь не идет. В представленной Опытным конструкторским бюро машиностроения им. Африкантова презентации атомной энерготехнологической установки для паровой конверсии метана указано, что из 350 тыс. т метана будет получаться 110 тыс. т водорода [7], что составляет 63% от теории.

В любом случае, на производство водорода затрачивается больше энергии, чем может быть получено при его сжигании. Поэтому и с энергетической, и с экономической позиций идея получения водорода из метана в качестве котельного топлива несостоятельна.

Те же доводы справедливы и для получения водорода электролизом воды. Коэффициент полезного действия (КПД) по затрачиваемой энергии обычного щелочного электролизёра не превышает 65%. Использование твёрдого полимерного электролита позволяет повысить

КПД до 85%, но пока такие электролизёры не получили широкого распространения [3]. Получение водорода электролизом становится экономически оправданным, когда мы имеем электрическую энергию, не имеющую сбыта. Такая ситуация возможна для изолированных энергетических систем, использующих ветряные и солнечные электростанции.

Депонирование углекислого газа

Однако, существует и другое обоснование, состоящее в том, что образующийся в процессе паровой конверсии метана углекислый газ можно отделить от водорода и каким-то образом депонировать (поглотить), предотвратив его накопление в атмосфере.

Мы не будем в данной статье обсуждать насколько состоятельна гипотеза об антропогенном влиянии на глобальный климат, но коротко рассмотрим предлагаемые методы депонирования углекислого газа.

Согласно обзору [8], основными способами утилизации углекислого газа сегодня являются его подземное хранение в различных геологических структурах (истощенных месторождениях углеводородов, водоносных пластах, соляных формациях и др.) и закачка в продуктивные пласты на эксплуатируемых нефтяных и газовых месторождениях для повышения коэффициента извлечения нефти (газа). Опубликованы работы, в которых рассматриваются

Получение водорода электролизом становится экономически оправданным, когда мы имеем электрическую энергию, не имеющую сбыта. Такая ситуация возможна для изолированных энергетических систем

различные технологии замещения углекислым газом определенной части буферного метана, доля которого может достигать 50% объема подземных хранилищ газа (ПХГ). По мнению авторов, реализация такого способа утилизации углекислого газа имеет ряд несомненных преимуществ. Он не только позволяет использовать действующую инфраструктуру ПХГ для транспортировки и закачки углекислого газа, но и повышает её эффективность за счет увеличения активного объема метана, который может поставляться потребителю.

Из всего перечисленного только закачку углекислого газа в продуктивные пласты на эксплуатируемых нефтяных и газовых месторождениях для повышения коэффициента извлечения нефти (газа) можно рассматривать как утилизацию. Хранение углекислого газа в пластах рано

Установка по производству водорода

Источник: laptrinhx.com



Анализ показывает, что наиболее перспективными направлениями развития водородной энергетики являются применение ВТЭ в электротранспорте дальнего следования и накопителях энергии

или поздно закончится его выходом на поверхность. Нецелесообразность смещения углекислого газа с метаном в ПХГ вообще выглядит очевидной.

Миллионы лет назад концентрация углекислого газа в атмосфере Земли, по некоторым оценкам, достигала 21% об. Его депонирование шло двумя основными путями:

1. В каменноугольный период (345–280 млн лет назад) в виде продуктов анаэробного гниения растений.
2. В меловой период (137–66 млн лет назад) в виде карбонатных скелетов простейших животных.

В настоящее время аналогичные процессы протекают с малой интенсивностью, поскольку концентрация углекислого газа в атмосфере очень низка – около 0,04% об. (2015 г.) [9]. Значительно ниже и температура у поверхности Земли в сравнении с указанными выше геологическими периодами.

Водород в двигателях внутреннего сгорания

Очевидными недостатками водорода как моторного топлива по сравнению с метаном являются более высокая стоимость и взрывоопасность.

Другим направлением является использование водорода в качестве добавки к бензину. В этом случае водород производится в электролизёре, установленном в моторном отсеке автомобиля и запитанном от его электрической сети. По отзывам пользователей этот приём позволяет сократить расход топлива на 10–15% и уменьшает нагар в цилиндрах. Как недостаток отмечается сложность в эксплуатации. Информация о заводском выпуске автомобилей с электролизёрами отсутствует.

Электромобили с водородными топливными элементами

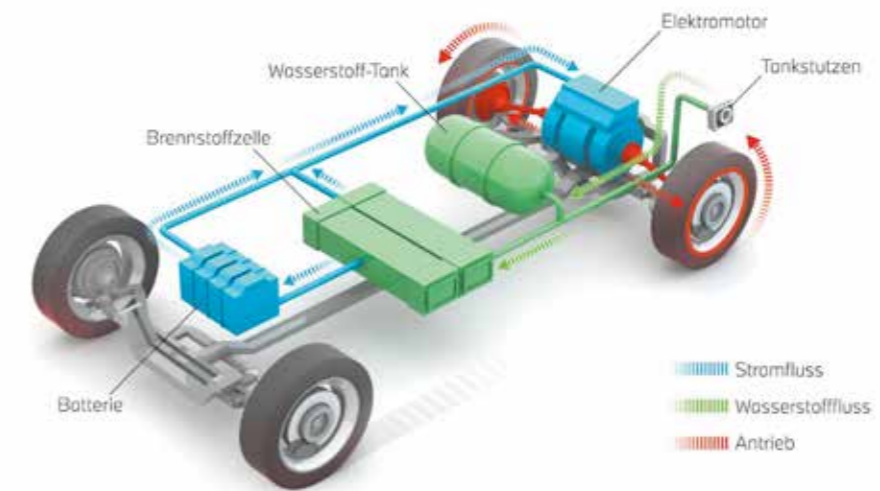
Всё большее распространение получают электромобили, в которых электричество вырабатывается водородными топливными элементами (ВТЭ). По оценкам МЭА в 2021 г. уже насчитывалось около 50 тыс. подобных автомобилей [1]. На рис. 1 приведена конструкция такого автомобиля.

Как мы видим, питание электромотора осуществляется не от ВТЭ непосредственно, а от аккумулятора, поскольку ВТЭ не выдерживает резкие изменения нагрузки.

Насколько электромобиль с ВТЭ предпочтительней электромобиля с аккумулятором? И насколько электромобиль вообще предпочтительнее автомобиля с ДВС?

Если речь идёт о территории населённых пунктов, то основным аргумент в пользу эксплуатации электромобилей является отсутствие выбросов загрязняющих веществ. Именно автотранспорт является главным загрязнителем атмосферного воздуха в городах и нередко это загрязнение превышает допустимые пределы. Если же мы рассматриваем использование электротранспорта для поездок на дальние расстояния, то, разумеется, нужно исходить из экономических показателей.

Двигатель машины на водородных топливных элементах
Источник: drive2.ru



Brennstoffzelle – топливный элемент, Batterie – аккумулятор, Wasserstoff-Tank – водородный баллон, Elektromotor – электромотор, Tankstutzen – сопло бака, Stromfluss – электрический ток, Wasserstofffluss – поток водорода, Antrieb – привод

Рис. 1. Конструкция автомобиля с водородным топливным элементом

Источник: [10]

В общем, то, что дороже, то и оказывает большее негативное воздействие на окружающую среду.

В информационном пространстве можно встретить различные сравнения экономической эффективности эксплуатации автомобилей с ДВС, аккумуляторными батареями и ВТЭ. Но в большинстве случаев трудно понять, насколько сопоставимы эти автомобили по своим параметрам и эксплуатационным характеристикам, насколько типичны использованные цены на моторное топливо, электроэнергию и водород. В этом множестве выделяется работа группы авторов [11], посвящённая автобусам с различными силовыми установками, привязанным к московскому региону. Причём рассматриваются не только эксплуатационные затраты, но весь жизненный цикл автобуса, включающий его изготовление, эксплуатацию (12 лет, пробег 800 тыс. км) и утилизацию. В качестве силовых установок рассмотрены: дизельный двигатель, ДВС на сжатом природном газе, электромотор с литий-ионным аккумулятором (с литий-титановым анодом) ёмкостью 77 кВт·ч и 460 кВт·ч, электромотор с ВТЭ для водорода получаемого паровой конверсией метана, в т. ч. с поглощением углекислого газа, и электролизом. В расчётах были использованы следующие исходные данные:

- расход на 100 км:
 - дизельного топлива – 36,2 л,
 - природного газа – 48 м³,
 - электроэнергии – 180 кВт·ч,
 - водорода – 9 кг;
- цены энергоресурсов:
 - дизельного топлива – 47,1 руб./л,
 - сжатого природного газа – 19,5 руб./м³,
 - электроэнергии – 5,54 руб./кВт·ч,
 - водорода (паровая конверсия без улавливания CO₂) – 150 руб./кг,
 - водорода (паровая конверсия с улавливанием CO₂) – 225 руб./кг.

Итоговые результаты оценки жизненного цикла автобусов представлены на рис. 2.

Как мы видим, меньшая стоимость электродвигателя и привода у электробусов по сравнению с автобусами с ДВС компенсируются высокой стоимостью ВТЭ и аккумуляторных батарей. Самым экономичным оказывается автобус в ДВС, работающий на сжатом природном газе. Электробус с аккумуляторной батареей, рассчитанной на городской цикл, оказывается экономичней автобуса с дизельным двигателем. Электробус с аккумулятором высокой ёмкости, рассчитанным на междугородние поездки, уступает как дизельному автобусу, так и электробусу с ВТЭ.

Мы можем сделать общий вывод: конкурентоспособность электромобилей с ВТЭ по сравнению с аккумуляторными электромобилями возрастает с увеличением ёмкости используемых батарей. Но конкурентоспособность электромобилей с ВТЭ по сравнению с дизельными вызывает сомнения. То же суждение вероятно справедливо для сравнения кораблей с ВТЭ и дизельэлектрочудов. В случае железнодорожного транспорта в сравнении должен присутствовать и вариант электрификации железной дороги.

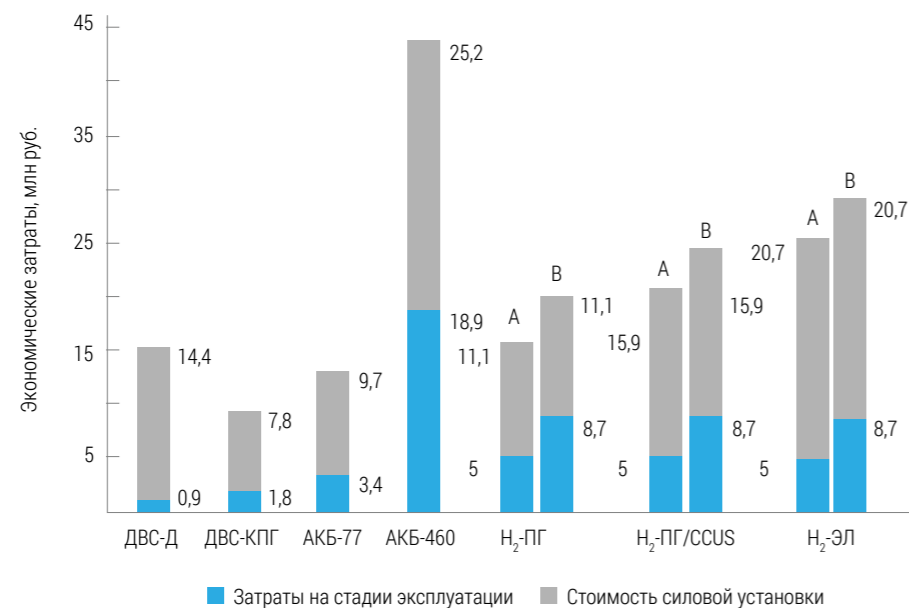
Использование водорода при накоплении электрической энергии

Обратимся теперь к накопителям электрической энергии (НЭЭ). Им посвящён большой обзор [12], в котором рассмотрено 19 типов и конструкций НЭЭ и 13 целей их применения. В таблице 1 сделана небольшая выборка из этого обзора.

Первое, что обращает на себя наше внимание – это широкий диапазон значений таких характеристик, как КПД, число циклов заряд-разряд и капитальные затраты на создание НЭЭ с ВТЭ. Это говорит о том, что их освоение находится в самом начале. Но по показателю «капитальные затраты на единицу энергии» накопители с ВТЭ уже сейчас превосходят аккумуляторные батареи. В заключении авторы статьи делают вывод, что наиболее целесообразно применять ВТЭ для интеграции в сети возобновляемых источников энергии.

В статье [13] проведено сравнение автономных источников электроснабжения на основе дизельной и бензиновой электростанций и с использованием гибридного энергетического комплекса (ГЭК), включающего электролизёр и ВТЭ. Сравнение проведено по показателю нормированной стоимости электрической энергии, в расчётах которого заложены как капитальные, так и эксплуатационные затраты. Стоимость ГЭК принята равной 50 тыс. USD для мощности 1 кВт, срок эксплуатации – 12 лет. В результате получены следующие значения нор-

Рис. 2. Экономические затраты в жизненном цикле для различных типов силовых установок



ДВС-Д – дизельный двигатель, ДВС-КПГ – на сжатом природном газе, АКБ-77 и АКБ-460 – электробусы с аккумуляторными ёмкостью 77 и 460 кВт·ч, H₂-ПГ, H₂-ПГ/CCUS и H₂-ЭЛ – электробусы с ВТЭ при использовании водорода, полученного парой конверсией метана, в т. ч. с поглощением CO₂ (CCUS) и электролизом воды; варианты А и В отличаются различной стоимостью ВТЭ: А – 22500 руб./кВт, В – 60000 руб./кВт

Источник: [11]

Характеристика/Тип	Гидроаккумулирующий (PHS)	Свинцово-кислотная АБ (Lead-acid)	Литий-ионная АБ (Li-ion)	ВТЭ
Доступная мощность, МВт	100–5000	0–40	0–100	0–59
Степень изученности КПД, %	Хорошо изучено 75–85	Хорошо изучено 70–90	Пилотные проекты 85–90	Исследуется 25–58
Время отклика	с – мин.	5–10 мс	20 мс – с	< 1 с
Срок службы, лет (число циклов)	40–60 (>13000)	3–15 (300–2000)	5–15 (1000–20000)	5–20 (1000–20000)
Капзатраты, USD/кВт	2000–4300	300–600	900–4000	500–10000
Капзатраты, USD/кВт·ч	5–100	300–400	600–3800	15
Время заряда	час. – мес.	мин. – сут.	мин. – сут.	час. – мес.
Время разряда	1–24 час.	с – час.	с – час.	с – 24 час.
Влияние на окружающую среду	Значительное	Среднее	Среднее	Безвредное

Таблица 1. Основные характеристики различных типов накопителей энергии

Источник: [12]

мированной стоимости электроэнергии, USD/кВт·ч: 0,27 – для дизельного двигателя, 0,39 – для бензинового двигателя, 1,17 – для ГЭК. К этому результату нужно сделать два замечания. Во-первых, электростанции с ДВС питаются за счёт запасённого топлива, ГЭК – за счёт текущего избытка электрической энергии, используемого для получения водорода. Во-вторых, в расчётах принята наивысшая стоимость оборудования для ГЭК.

Заключение

Проведённый анализ показывает, что наиболее перспективными направлениями развития водородной энергетики являются применение ВТЭ в электротранспорте дальнего следования и накопителях электрической энергии. Её конкурентоспособность будет увеличиваться по мере повышения КПД электролизёров и ВТЭ и уменьшения их стоимости.

Использованные источники

- Global Hydrogen Review 2022. International energy agency. URL: <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2022> (29.12.2022).
- Прибатурин Н. А., Фёдоров В. А., Алексеев М. В., Богомолов А. Р., Сорокин А. Л., Азиханов С. С., Шевырев С. А. Экспериментальное исследование процесса горения смесей водород-кислород и метан-кислород в среде слабеперегретого водяного пара // Теплоэнергетика. 2016. № 5. С. 31–36.
- Шафиев Д. Р., Трапезников А. Н., Хохонов А. А., Агарков Д. А., Бредихин С. И., Чичиров А. А., Субчева Е. Н. Методы получения водорода в промышленном масштабе. Сравнительный анализ // Успехи в химии и химической технологии. 2020. Т. XXXIV. № 12. С. 53–57.
- Афанасьев С. В., Роценко О. С., Сергеев С. П. Технология получения синтез-газа паровой конверсией углеводородов // Интернет-сайт «Химическая техника». 17.07.2016. URL: <https://chemtech.ru/tehnologija-poluchenija-sintez-gazaparovoj-konversiej-uglevodorodov/> (27.03.2022).
- Виноградов Н. Е., Талакин О. Г., Каграманов Г. Г. Мембранное выделение водорода из выбросных газов // Химическая промышленность сегодня. 2013. № 5. С. 29–39.
- Коробцев С. В., Кротов М. Ф., Фатеев В. Н., Козлов С. И., Люгай С. В. Производство водорода из органического сырья // Транспорт на альтернативном топливе. 2013. № 6 (36). С. 10–16.
- Два опасных производства в одном месте: химическое и ядерное: эксперты о водородной АЭС в Татарстане // Бизнес-онлайн. 01.02.2023. URL: <https://www.business-gazeta.ru/article/582046/>
- Якубсон К. И. Перспективы производства и использования водорода как одно из направлений развития низкоуглеродной экономики в Российской Федерации (обзор) // Журнал прикладной химии. 2020. Т. 93. № 12. С. 1675–1695.
- The Global Climate in 2011–2015. Geneva: World Meteorological Organization, 2016. WMO-No. 1179, p. 8. – URL: <https://public.wmo.int/en/resources/library/global-climate-2011%E2%80%932015> (07.03.2023).
- Irina Klein. Водородные электромобили // Хабр. 03.05.2022. URL: <https://habr.com/ru/company/ua-hosting/blog/663996/>
- Козлов А. В., Порсин А. В., Добровольский Ю. А., Кашин А. М., Теренченко А. С., Горин М. А., Тихонов А. Н., Милов К. В. Оценка жизненного цикла силовых установок на аккумуляторной батарее, водородных топливных элементах, двигателе внутреннего сгорания для городских автобусов в условиях московского региона // Журнал прикладной химии. 2021. Т. 94. № 6. С. 784–805.
- Васильков О. С. Предпосылки применения систем накопления электроэнергии // Наукосфера. 2022. № 10. С. 179–186. DOI: 10.5281/zenodo.7298452.
- Бедретдинов Р. Ш. Экономическая оценка эффективности применения гибридного энергетического комплекса на основе водорода // Интеллектуальная электротехника. 2021. № 4. С. 47–58. DOI: 10.46960/2658-6754_2021_4_47

Плата за углерод как game changer для структуры технологий в энергетике России

Carbon price as a game changer for the technological structure of the Russian energy sector

Анна ШИГИНА
Аспирант Института энергетических исследований РАН (ИНЭИ РАН)
E-mail: shigina_av@mail.ru

Anna SHIGINA
PhD student, The Energy Research Institute of the Russian Academy of Sciences (ERI RAS)
E-mail: shigina_av@mail.ru

Андрей ХОРШЕВ
Руководитель Центра моделирования в электроэнергетике ИНЭИ РАН, к. э. н.
E-mail: epos@eriras.ru

Andrey KHORSHEV
Head of the Center for Energy Modeling, ERI RAS, Ph.D. in Economics
E-mail: epos@eriras.ru

Загорская ГЭС-ГАЭС

Источник: drive2.ru



Аннотация. Форсирование низкоуглеродной трансформации энергетики для достижения климатических целей может происходить за счет введения платы за углерод. Сопоставлены различные подходы к обоснованию величины платы за углерод. Представлены результаты оптимизации структуры энергетических технологий для широкого диапазона значений платы за выбросы парниковых газов (ПГ). Показано, что введение даже сравнительно низкой платы за углерод снимает необходимость новых вводов угольной генерации, а декарбонизация структуры энергоснабжения происходит преимущественно за счет атомной энергетики. Рассчитаны пороговые значения платы за выбросы, которые способны обеспечить конкурентоспособность безуглеродных технологий в условиях запрета на досрочный вывод из эксплуатации энергообъектов и ограниченности площадок для вводов атомной генерации.

Ключевые слова: плата на углерод, углеродный рынок, монетизация CO₂, низкоуглеродное развитие, системное моделирование.

Abstract. The low carbon transformation of energy sector can be accelerated through the introduction of carbon price. Various approaches to substantiating the carbon price are compared. The optimization of the structure of energy technologies for a wide range of carbon prices are conducted. It is shown that the introduction of even a relatively low carbon price eliminates the need for new coal generation, and the decarbonization of the energy supply structure is ensured mainly by the expansion of nuclear energy. Assuming a prohibition on early decommissioning of energy facilities and limited sites for nuclear generation, the threshold values of the carbon prices enabling the competitiveness of carbon-free technologies have been calculated.

Keywords: carbon pricing, decarbonization, low carbon development, energy systems modelling.

//

Возникает задача по обоснованию возможной величины платы за углерод в России и целевой динамики её изменения на горизонте 2050 г.

Первые шаги по экономическому регулированию выбросов углерода в России

В связи с принятыми климатическими обязательствами в России можно ожидать существенные изменения в энергетике

и топливно-энергетическом комплексе (ТЭК). Обновленная Климатическая доктрина РФ закрепила планы по достижению углеродной нейтральности экономики не позднее 2060 г. Для их реализации на национальном уровне развивается углеродное регулирование с акцентом на экономические (рыночные) механизмы стимулирования в области сокращения выбросов парниковых газов. Прошло чуть больше года с момента запуска первого в России эксперимента по созданию региональной системы торговли квотами на выбросы (СТВ) на Сахалине и выпуска первых углеродных единиц в национальном реестре. В свою очередь, неоднозначность скорого признания российских углеродных единиц в мире дала национальному добровольному рынку значительную свободу в формировании регламентов и адаптации международного опыта реализации климатических проектов к российской действительности. Как следствие, внутреннее углеродное регулирование стало восприниматься бизнесом как возможность монетизации CO₂ для преодоления турбулентного периода в мировой геополитике и его последствий.

Заинтересованность участников антропогенного оборота углерода напрямую определяет глубину и скорость реструктуризации российской экономики в связи с декарбонизацией, а ключевую роль в ней играет плата на углерод. Изначально Постановление Правительства РФ от 3 марта 2022 г. № 518 устанавливало минимально допустимую стоимость углеродной единицы в размере 2000 руб., однако средневзвешенная цена продажи углеродных единиц на первых биржевых торгах в сентябре 2022 г. составила половину этой величины. В текущей редакции документа ценовое ограничение упразднено. Позднее, в рамках первого в России регионального эксперимента по ограничению выбросов парниковых газов на территории Сахалинской области ставка платы за превышение квоты на период 2023–2028 гг. была закреплена на уровне 1000 руб. за тонну CO₂-эквивалента (CO₂-экв.) [1]. При этом существует правовая возможность взаимной замены углеродных единиц и единиц выполнения квоты, обладающих разными характеристиками и подлежащих разному регулированию [2]. Намеченный в России путь укрупнения локальных СТВ до межрегионального уровня не ограничивает возможности применения иных обязательных мер углеродного ценообразования, в частности, климатического налогообложения углерода или выбросов парниковых газов.

Возникает задача по обоснованию возможной величины платы за углерод в России и целевой динамики её изменения на горизонте 2050 г., а также анализу чувствительности этой величины при моделировании развития энергетики в условиях действия СТВ или углеродного налогообложения.

Плата за углерод сегодня и в середине века: мнения и прогнозы

Выбор величины платы за углерод является неотъемлемым шагом при формировании исходных данных для системного моделирования низкоуглеродной трансформации в энергетике России. Этот метод решения для многокритериальных задач оптимизации развития отрасли предполагает использование системных технологических моделей (СТМ) для получения представления о перспективной структуре тех-



Балаковская АЭС
Источник: triptonkosti.ru

нологий ТЭК с учетом научно-технического прогресса, инвестиционных барьеров, климатической и отраслевой политики. Подход к описанию мер углеродного регулирования в составе системы ограничений и экономических параметров энергетических ресурсов и технологий для таких СТМ как MESSAGE_{ix}-GLOBIOM (Международный институт прикладного системного анализа, IIASA) или EPOS (ИНЭИ РАН) изложен в [3].

На первый взгляд, кажется логичным при определении величины платы за углерод оттолкнуться от мирового опыта углеродного регулирования. По данным Всемирного банка, за 2023 г. [4] в мире насчитывается 73 системы углеродного регулирования, включая системы углеродного налогообложения и СТВ. При этом фактический разброс стоимости тонны CO₂-экв. (от менее 1 до более 150 долл. США)кратно больше достаточно широкого коридора, рекомендованного для достижения целей Парижского соглашения и составляющего 69–122 долл./т CO₂-экв. к 2030 (в долл. США 2023 г.) [5]. Его сужение для конкретной юрисдикции представляет нетривиальную, но необходимую задачу, если попытаться учесть данные рекомендации при выполнении модельных расчетов. Альтернативным ориентиром величины платы за углерод могла бы стать средняя ставка налога на углерод или цена единицы выполнения квоты на основании доступной мировой статистики. Однако, выявить её

также не представляется возможным из-за различий в охвате экономических секторов, применяемых методах распределения выбросов ПГ по отраслям, возможностях компенсации (offsetting), а также наличия исключений и особых регламентов для избранных эмитентов. Вариант сужения количества усредняемых данных за счет выборки юрисдикций, наиболее близких между собой по параметрам углеродного регулирования и, в некотором приближении, схожих с Россией по макроэкономическим показателям, отпадает ввиду географической уникальности и сопутствующих особенностей экономики нашей страны (например, холодного климата, высокой стоимости кредита и низкой стоимости ископаемых энергоресурсов), а также изменчивого характера внешнеэкономических отношений.

Величину платы за углерод можно было бы связать с предельно допустимой стоимостью «избегаемых» выбросов (carbon avoided cost, CAC), при которой сравниваются нормированная стоимость производства энергии (levelized cost of energy, LCOE) действующих технологий и более экологически чистых заменяющих технологий. Однако, значения LCOE изменчивы и зависят от технико-экономических показателей технологий и цен на топливо, а значения CAC существенно зависят от выбора замещаемой технологии, например, угольной или газовой генерации. Со-

Южно-Сахалинская ТЭЦ
Источник: холдинги.рф



Введение даже минимальной из рассмотренных ставок платы за выбросы приводит к снижению мощности газовой генерации относительного отчетного года, в отличие от сценария без регулирования

гласно оценкам ИНЭИ РАН, при замещении ПГЭС стоимостью «избегаемых» выбросов безуглеродных технологий варьируется от 50 долл./т CO₂ для АЭС до 200 долл./т CO₂ для СЭС, но не превышает значения CAC для ПГЭС с применением технологий улавливания и хранения углерода.

На практике, до недавнего времени в задачах моделирования перехода к низкоуглеродной экономике российские исследователи ориентировались на Европейский союз (ЕС), как на значимого торгового партнера с высокими климатическими амбициями. Например, в [6] стоимость тонны CO₂ на внутреннем рынке определена по аналогии с прогрессирующей ставкой европейской СТВ. Такой подход был оправдан в том числе планами ЕС по введению трансграничного углеродного регулирования (сбывшимися в 2023 г.), при котором приближение внутренней цены за тонну CO₂-экв. к европейским величинам служит защитной реакцией на углеродный протекционизм. Активная переориентация экспортных потоков на восток, проводимая в последние два года, заставила пристальней посмотреть на китайскую СТВ, в которой средняя рыночная цена за тонну CO₂ в 2022 г. была почти в 9,5 раза ниже европейской. Однако ориентация на какой-то конкретный внешний рынок в любом случае не кажется дальновидной для моделирования долгосрочного развития экономики России с учетом текущей неразрешенности геополитической обстановки и сложно предсказуемого последствия, которое она будет иметь.

Обзор вариантов изменения величины платы за углерод в перспективе до 2060 г., изложенных в виде предложений-рекомендаций или использованных в целях моделирования в различных литера-

турных источниках, представлен на рис. 1. Все ценовые показатели приведены к долл. США 2019 г., при необходимости использована линейная аппроксимация и/или экстраполяция данных. Для сравнения на графике также отображены фактические среднегодовые рыночные стоимости единиц выполнения квоты европейской (EU ETS) и китайской (China ETS) СТВ за 2020 г. по данным [5]. Варианты M1 [7], M2 [8], M3 [9] отражают среднемировые значения, согласованные с целями Парижского соглашения, M4 [10] нацелен на наиболее амбициозное ограничение роста температуры не выше 1,5 °С, вариант A [11] – рекомендация для азиатского региона, варианты P1 [6], P2 [12], P3 [13], P4 [14], P5 [15] и P6 [16] были использованы для исследования перспектив низкоуглеродного развития России. На рис. 2 представлено сравнение величины платы за углерод в 2030 г. (по горизонтальной оси) и годовых темпов роста платы за углерод (размер и значение внутри круга) для вышеуказанных источников [6–16].

Обзор Центра энергетики Московской школы управления «Сколково», посвящен-

ный сравнению сценариев декарбонизации России, разработанных различными аналитическими агентствами [17], также показал с одной стороны солидарность в вопросе необходимости ввода платы на углерод, а с другой – значительный разброс оценок её величины от 8 долл./т CO₂ у Сбербанка до 52 долл./т CO₂ у ЦЭНЭФ-XXI.

Моделирование структурных изменений в электроэнергетике России при введении платы за углерод

В рамках исследования влияния углеродного регулирования на структуру технологий в энергетике России в Институте энергетических исследований РАН проведены модельные расчеты с использованием линейной динамической оптимизационной модели EPOS. Модель подробно описана в [18]. Она позволяет оптимизировать развитие сектора электроэнергетики и централизованного теплоснабжения, как интегрирующей части ТЭК

Рис. 1. Варианты динамики платы за углерод до 2060 г.

Источник: анализ авторов на основе [6–16]

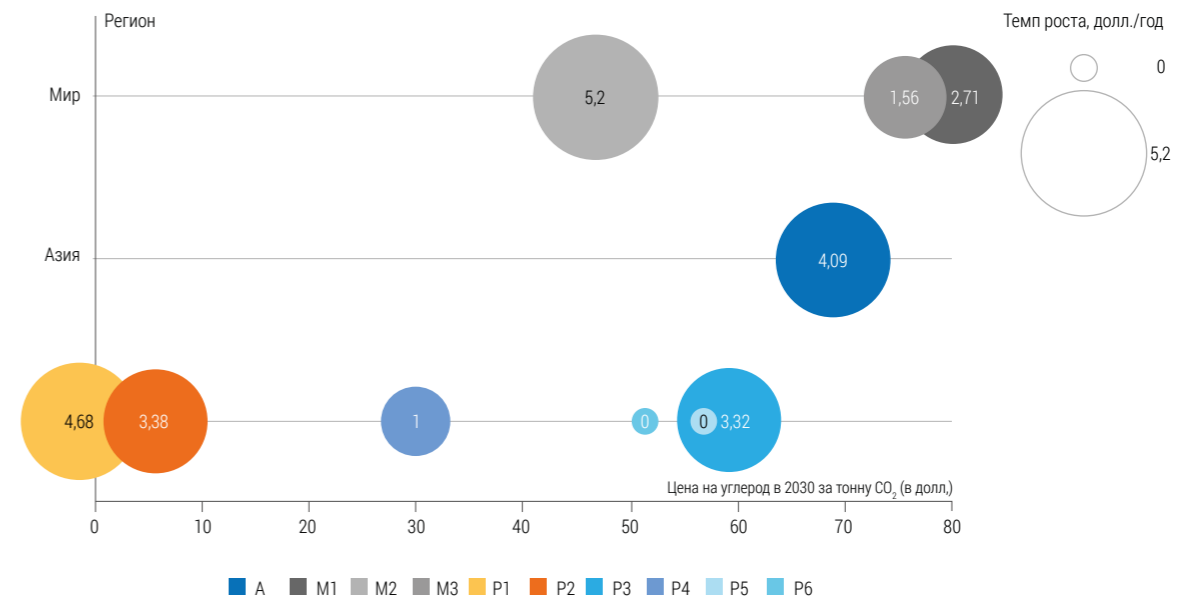
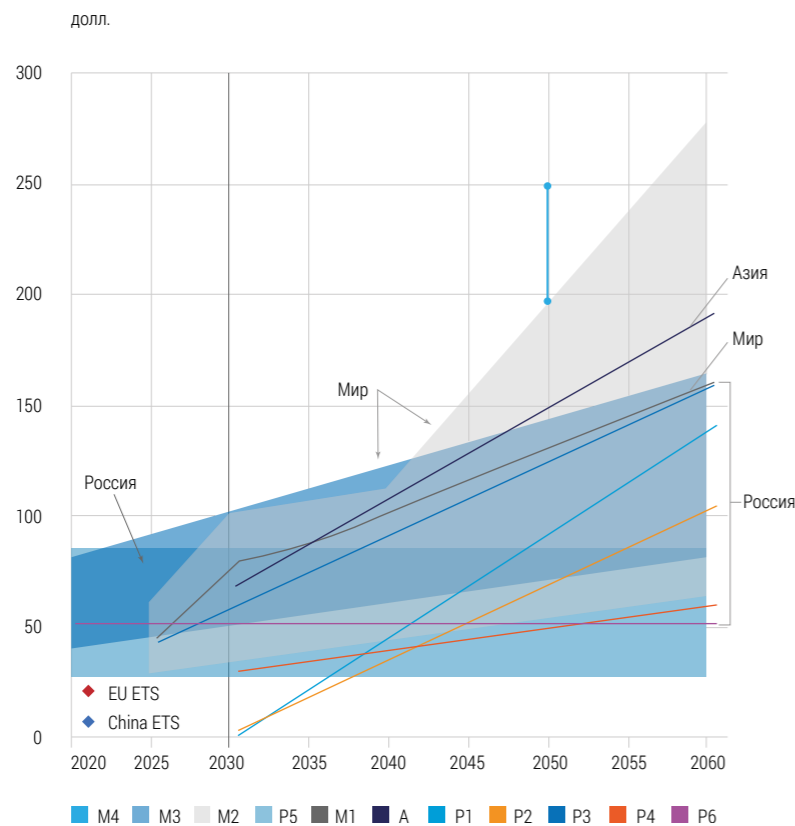


Рис. 2. Плата за углерод в 2030 г. и её годовой темп роста

Источник: анализ авторов на основе [6–16]

России, в перспективе до 2050 г. с шагом по времени 5 лет. Территориальная структура производства электроэнергии и тепла детализируется до субъектов РФ. При этом выделяется и розничный уровень, позволяющий оценить эффективность развития распределенной генерации. Прогнозная динамика электро- и теплоснабжения сформирована на основе актуальных параметров базового сценария средне- и долгосрочных прогнозов социально-экономического развития России.

В модели рассматривается множество технологий действующих и новых тепловых электростанций (ТЭС), в том числе когенерационных и ТЭС с улавливанием CO₂. В теплоснабжении рассматриваются технологии традиционных газовых и угольных котельных, а также их безуглеродные альтернативы: электрокотельные и атомные ТЭЦ на базе реакторов малой мощности. Неуглеродные технологии электрогенерации включают ГЭС и ГАЭС, АЭС, СЭС и ВЭС с установками разной мощности. Техничко-экономические показатели технологий заданы с учетом эффекта масштаба и прогнозируемой динамики их изменения до 2050 г. При оптимизации учитываются ограничения по наличию и емкости площадок для вводов новой атомной и гидрогенерации, а также региональные особенности характеристик ВЭС и СЭС.

Оптимизация структуры энергетических технологий в перспективе 2050 г. проведена по критерию минимума суммарных дисконтированных затрат на функционирование и развитие электроэнергетики и централизованного теплоснабжения до 2050 г. (с учетом эффекта последствия до 2070 г.) для шести вариантов введения платы за углерод (см. рис. 3), различных по величине платы (ставке) и (или) по ежегодному темпу её роста (сценарии B1-B6), а также для сценария без регулирования т. н. business-as-usual (сценарий Б).

Изменения установленной мощности различных типов генерации, а также структура производства электроэнергии и тепла в перспективе 2050 г. для рассматриваемых

Расчеты показывают, что введение в 2030 г. платы за углерод в 20 долл./т CO₂-экв. с последующим ростом к 2050 г. до 85 долл./т CO₂-экв. недостаточно для стимулирования роста ВИЭ-генерации

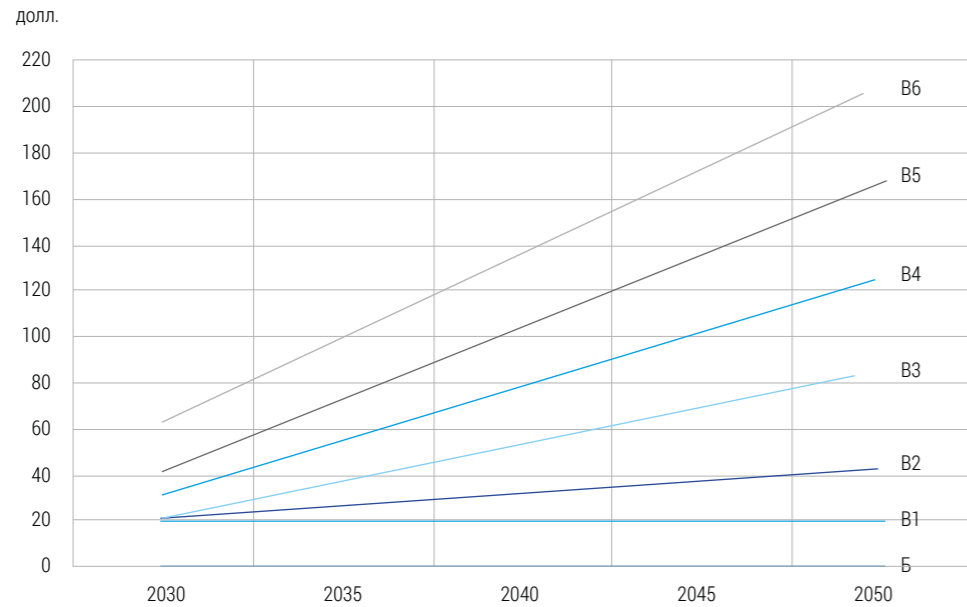


Рис. 3. Ставка платы за углерод в 2030 г. и её годовой темп роста в сценариях ИНЭИ РАН

мых сценариев, полученные в результате модельных расчетов, приведены на рис. 4 и 5 соответственно.

С точки зрения структуры установленной мощности, введение в 2030 г. платы за выбросы в размере 20 долл./т CO₂-экв. без её последующего повышения (сценарий B1) или с минимальным ростом на 3 долл./т CO₂-экв. в год (сценарий B2) уже приводит к сокращению установленной мощности угольной генерации к 2050 г. в два раза большему, чем в отсутствие регулирования. Более сильное сокращение сдерживается принятым допущением о сохранении действующих электростанций в работе до достижения ими предельного ресурса эксплуатации оборудования. Как следствие, сценарии с более высоким

уровнем платы за выбросы практически не приводят к дальнейшему изменению мощности угольной генерации.

Введение даже минимальной из рассмотренных ставок платы за выбросы приводит к снижению мощности газовой генерации относительно отчетного года, в отличие от сценария без регулирования, для которого в перспективе 2050 г. наблюдается небольшой прирост установленной мощности газомазутных ТЭС. Этот эффект растет с увеличением платы за выбросы, пока мощность газовой генерации не снижается до 65% от уровня отчетного года (сценарий B3) и сохраняется практически неизменной при дальнейшем повышении платы за выбросы (сценарии B4, B5). Введение в сценарии B6 крайне высокой платы за выбросы в размере 65 долл./т CO₂-экв. в 2030 г. и её дальнейшее повышение на 7 долл./т CO₂-экв. в год также не приводит к дальнейшему сокращению мощности газовой генерации, поскольку в баланс начинают вовлекаться в небольшом объеме ТЭС с технологиями улавливания CO₂, а также требуется значительная мощность ГТЭС для резервирования большого объема ВИЭ-генерации.

Даже в отсутствие углеродного регулирования происходит рост установленной мощности безуглеродной генерации к 2050 г. относительно отчетного года. Расчеты показывают, что введение

Введение даже небольшой платы за выбросы парниковых газов в 2030 г. приводит к ощутимой декарбонизации производства электроэнергии в перспективе 2050 г. за счет снижения использования угля

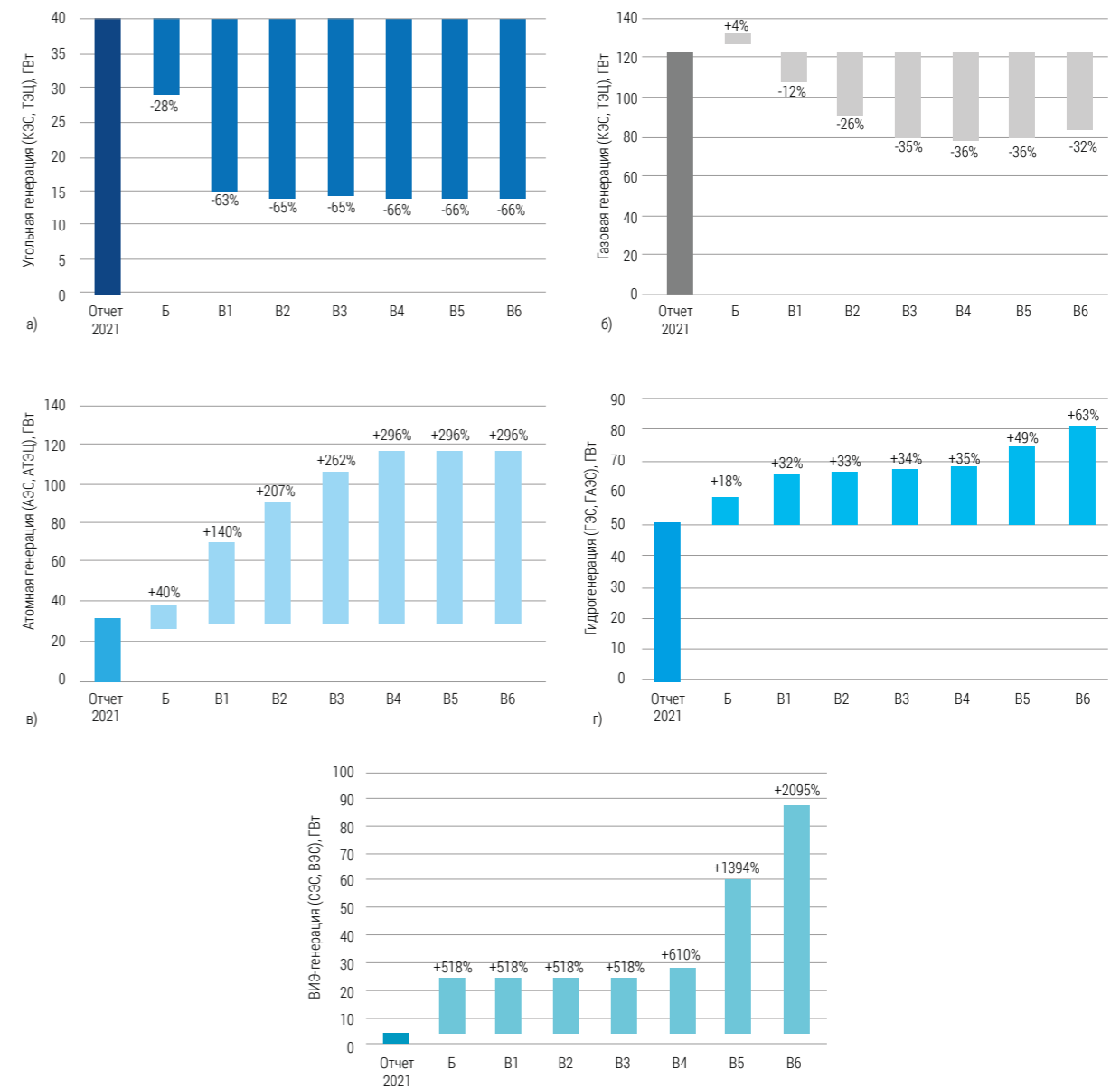


Рис. 4. Изменение установленной мощности угольной (а), газовой (б), атомной (в), гидро- (г) и ВИЭ-генерации (д) в перспективе 2050 г. в России

в 2030 г. платы за углерод в размере 20 долл./т CO₂-экв. с ее последующим ростом к 2050 г. до 20–85 долл./т CO₂-экв. (сценарии B1, B2, B3) недостаточно для стимулирования роста ВИЭ-генерации. Однако для гидроэнергетики такой уровень платы приводит к росту установленной мощности более чем на 30% к 2050 г. Этот рост практически не изменяется в сценариях с более высокой начальной ценой на углерод в 2030 г., пока она не достигнет 40 долл./т CO₂-экв., (сценарий B5). Оптимальная установленная мощность АЭС устойчиво, начиная со сценария с минимальным

уровнем платы за углерод, растет вплоть до предельного ограничения по емкости доступных площадок. В остальных сценариях установленная мощность АЭС стабилизируется на уровне втрое выше современного уровня (сценарии B4-B6). Для сценариев с наиболее высокими уровнями платы за углерод (сценарии B5, B6) при достижении предела роста атомной генерации происходит кратное увеличение установленной мощности ВИЭ-генерации, которое превышает 2000% относительно отчетного года (эффект низкой базы).

Введение в 2030 г. платы за углерод в размере 20 долл./т CO₂-экв. даже без

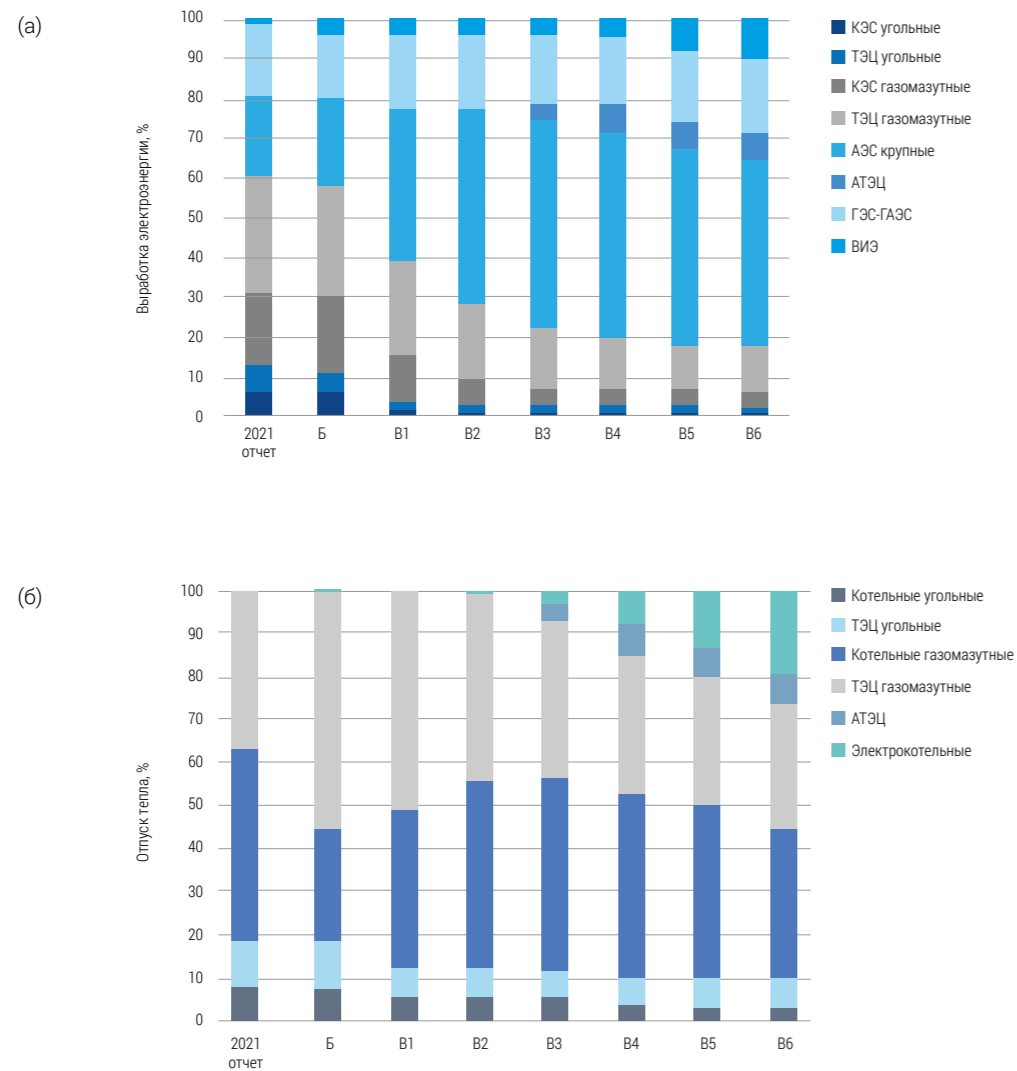


Рис. 5. Структура производства электроэнергии (а) и централизованно отпускаемого тепла¹ (б) в 2050 г. в России

её дальнейшего повышения приводит к тому, что доля выработки электроэнергии на ископаемом топливе в общей структуре генерации становится меньше 40%, хотя в сценарии без углеродного регулирования уголь и природный газ доминируют. Декарбонизация производства электроэнергии сначала происходит преимущественно за счет роста атомной энергетики, которая, начиная со сценария В3, включает в себя также и появляющиеся атомные ТЭЦ. Доля выработки электроэнергии от ВИЭ-электростанций достигает максимум 10% даже при самой высокой из рассмотренных динамики платы за выбросы (сценарий В6), при этом вклад генерации на ископаемом топливе

падает до 18%, а больше половины электроэнергии к 2050 г. вырабатывается за счет атомных электростанций.

Рост платы за выбросы приводит к сокращению производства тепла посредством сжигания угля и повышению эффективности раздельной схемы энергоснабжения в виде сочетания АЭС и газомазутных котельных, для которой характерны существенно меньшие удельные выбросы ПГ по сравнению с ТЭЦ на газе. Однако, начиная с величины платы, принятой в сценарии В3, идет значительное увеличение доли электрокотельных в структуре отпуска тепла и вытеснение газомазутных котельных вплоть до уровня базового сценария при введении наивыс-

¹ Без учета отпуска тепла от действующих АЭС и электрокотельных, а также вторичного тепла, отпускаемого теплоутилизационными установками.

шей из рассмотренных плат за выбросы (сценарий В6). Доля АТЭЦ также растет, пока не стабилизируется на уровне 7,2% в 2050 г., что связано с принятыми ограничениями по площадкам для таких станций (с учетом ограниченного эффективного радиуса теплоснабжения). Преобладающим энергоресурсом в структуре отпуска тепла для рассмотренных сценариев остается природный газ вне зависимости от величины платы за углерод.

Уровень совокупных выбросов парниковых газов, достигаемый в 2050 г. при реализации каждого из рассмотренных сценариев введения платы за выбросы, изменения в структуре производства электроэнергии и тепла, объемы потребления ископаемого топлива, а также капитальные вложения и суммарные дисконтированные затраты на функционирование и развитие электроэнергетики и централизованного теплоснабжения до 2050 г. (с учетом последствия до 2070 г.) представлены в таблице 1.

Реализация даже минимального из рассмотренных сценариев углеродного регулирования (сценарий В1) приводит в 2050 г. к снижению совокупных энергетических выбросов на более чем 20% по сравнению с уровнем 2019 г. за счет преобладания безуглеродных источников в структуре производства электроэнергии и централизованно отпускаемого тепла. При этом потребление ископаемого топлива при производстве электроэнергии и тепла

Эффективность введения платы за углерод для достижения климатических целей будет зависеть не только от цены на CO₂, но и от конкретного экономического механизма углеродного регулирования

сокращается более чем на 20%. Такое изменение структуры технологий потребует дополнительно около 55 млн долл. в виде капитальных вложений до 2050 г. и приведет к росту суммарных дисконтированных затрат на энергоснабжение экономики на 1,2%. Воздействие подобных изменений на цену электроэнергии и тепла для конечного потребителя, а также спрос на энергоносители является предметом исследований, продолжающихся в ИНЭИ РАН.

В допущении сохранения текущего уровня поглощения парниковых газов природными экосистемами (несмотря на отрицательную динамику последних лет) целевое снижение нетто-выбросов до 60%, заложенное в действующей редакции Стратегии социально-экономического развития РФ с низким уровнем ПГ до 2050 г., обеспечивается снижением выбросов на 45%. Это достигается только при введении

Таблица 1. Основные технико-экономические показатели сценариев введения платы за выбросы ПГ

Сценарий	Б	В1	В2	В3	В4	В5	В6
Плата за выбросы ПГ в 2050 г., тыс. долл./т CO ₂ -экв.	0	20	40	85	125	170	210
Выбросы ПГ в 2050 г. % от уровня 2019 г.	103	79	70	62	57	54	51
Доля безуглеродных источников в структуре производства электроэнергии в 2050 г., %	42	61	71	78	80	82	82
Доля безуглеродных источников в структуре отпуска тепла в 2050 г., %	0,1	0,2	0,7	7	15	20	26
Потребление топлива на ТЭС и централизованных котельных в 2050 г. в % относительно сценария Б, в т. ч.	–	78	66	58	53	50	49
– уголь	–	45	38	36	32	31	30
– природный газ	–	85	71	61	56	52	50
Суммарные капиталовложения до 2050 г., млн долл.	232	286	326	383	436	493	560
Изменение суммарных дисконтированных затрат на энергоснабжение экономики, в % относительно сценария Б	–	1,2	2,5	5	7,5	10,2	14

платы за выбросы не меньше 40 долл./т CO₂-экв. в 2030 г., растущей на 6 долл./т CO₂-экв. в год (сценарий B5). Реализация такого сценария потребует капитальных вложений в размере более 490 млн долл. до 2050 г. При этом увеличение суммарных дисконтированных затрат на энергообеспечение экономики на более чем 10% и двухкратного сокращения потребления топлива на ТЭС и котельных относительно базового сценария без углеродного регулирования требуют расширенной, межотраслевой оценки социально-экономических последствий, в том числе и в топливных отраслях.

Выводы

Для исторически сложившейся ресурсной и углеводородной модели экономики России результаты модельных расчетов позволяют выявить принципиальные шаги для обеспечения сбалансированного экономического и технологического развития в условиях введения внутренней платы за выбросы парниковых газов, в том числе в качестве защиты от углеродного протекционизма внешнеторговых партнеров. В частности, при совершенствовании экономических механизмов углеродного регулирования, заложенных в действующем законодательстве, необходимо учесть следующие моменты:



Выбросы угольных ТЭЦ

Источник: Алексей Мальгавко / «РИА Новости»

1. Введение даже небольшой платы за выбросы парниковых газов в 2030 г. приводит к ощутимой декарбонизации структуры производства электроэнергии в перспективе 2050 г. во многом за счет значительного снижения потребления угля

на энергетических предприятиях и повышения эффективности использования газа для когенерации электроэнергии и тепла. Как следствие, необходимо предусмотреть способы сглаживания возможных социальных последствий, в первую очередь, в угольной отрасли.

2. Оптимально замещение генерации на ископаемом топливе при введении платы за выбросы за счет развития атомной генерации, в т. ч. АТЭС, рост которой ограничивается доступностью площадок для размещения новых объектов. При этом массовое внедрение прорывных технологий атомной генерации, включая замыкание ядерного топливного цикла, при их заметном удешевлении, будет иметь решающее значение для масштабного развития возобновляемой энергетики.
3. В отсутствие крайне высоких ставок платы за углерод (свыше 210 долл./т CO₂-экв. в 2050 г.) совокупная доля солнечной и ветряной генерации в структуре производства электроэнергии вероятно не превысит 5% к середине века. При ограничении роста атомной генерации многократное увеличение установленной мощности возобновляемой энергетики возможно, однако оно потребует

массового внедрения накопителей и резервирующих газовых мощностей с улавливанием и хранением углерода.

Эффективность введения платы за углерод (или, шире, за выбросы ПГ) для достижения национальных климатических целей будет зависеть не только от цены на углерод, но и от конкретного экономического механизма углеродного регулирования, устанавливающего связь выбросов ПГ с их денежным эквивалентом. Изменение структуры технологий в энергетике под воздействием платы за углерод сильно зависит от запрета на досрочный вывод из эксплуатации наиболее углеродно-интенсивных технологий генерации, а также ограничений на вводы безуглеродной генерации. Наконец, необходимо оценить также и последствия роста суммарных дисконтированных затрат на энергообеспечение экономики на цену электроэнергии и тепла для конечных потребителей, а также возможность покрыть потребность в дополнительных инвестициях на декарбонизацию (причем, не только в энергетике) за счет средств, собранных в виде углеродных платежей.

Третий раздел исследования выполнен при поддержке гранта Российского научного фонда (проект № 21-79-30013) в Институте энергетических исследований Российской академии наук.

Использованные источники

1. О ставке платы за превышение квоты выбросов парниковых газов в рамках проведения эксперимента по ограничению выбросов парниковых газов на территории Сахалинской области: Постановление Правительства РФ от 18.08.2022 № 1441 // Официальный интернет-портал правовой информации: [сайт]. – URL: <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/00012022081900038> (дата обращения: 22.09.2023).
2. Ситников С. Л. Углеродное регулирование в России: истоки и особенности // Вестник евразийской науки. 2022. Т. 14. № 6. – URL: <https://esj.today/PDF/44ECVN622.pdf>
3. Шигина А.В. Описание механизмов углеродного регулирования при моделировании развития энергетики России // Технологическое развитие отраслей ТЭК для достижения углеродной нейтральности экономики России. Сборник докладов Школы молодых ученых. М.: ИНЭИ РАН, 2023. С. 95–103.
4. World Bank Group. State and Trends of Carbon Pricing 2023/ World Bank Group. – Washington, DC. – 2023 // World Bank: [сайт]. – URL: <https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/39796> (дата обращения: 22.09.2023).
5. World Bank Group. Carbon Pricing Dashboard // World Bank: [сайт]. – URL: https://carbonpricingdashboard.worldbank.org/map_data (дата обращения: 22.09.2023).
6. Исследование путей и темпов развития низкоуглеродной энергетики в России / А.А. Макаров, А.В. Кейко, В.А. Малахов и др.; под ред. А.А. Макарова. М.: ИНЭИ РАН, 2022. – 138 с.
7. Peszko, G. Low-Carbon Transition, Stranded Fossil Fuel Assets, Border Carbon Adjustments, and International Cooperation/ G. Peszko, G., D. van der Mensbrugghe, A. Golub, M. Chepeliev – Washington, DC. – 2021 // World Bank: [сайт]. – URL: <https://openknowledge.worldbank.org/server/api/core/bitstreams/b16d4e22-d173-5edd-ad17-ce1948f9b251/content> (дата обращения: 22.09.2023).
8. Carbon Pricing Corridors. The market view /Carbon Pricing Leadership Coalition. – 2017 // CDP: [сайт]. – URL: <https://cdn.cdp.net/cdp-production/cms/reports/documents/000/002/112/original/Carbon-Pricing-Corridors-the-market-view.pdf?1495638527> (дата обращения: 22.09.2023).
9. Stiglitz, J. Report of the High-Level Commission on Carbon Prices/ Stiglitz J., Stern N., Duan M., et al. – 2017 // ResearchGate [сайт]. – URL: https://www.researchgate.net/publication/318284315_Report_of_the_High-Level_Commission_on_Carbon_Prices
10. World Energy Outlook 2023/ International Energy Agency (IEA). 2023 // IEA [сайт]. – URL: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2023> (дата обращения: 19.12.2023).
11. Asia in the Global Transition to Net Zero Asian Development Outlook 2023 Thematic Report/ Asian Development Bank. 2023 // ADB [сайт]. – URL: <http://dx.doi.org/10.22617/FLS230135-2> (дата обращения: 22.09.2023).
12. Bashmakov, I. Russia's carbon neutrality: pathways to 2060/ I. Bashmakov, V. Bashmakov, K. Borisov [et al.]. // CENEF – XXI. 2022. URL: https://cenef-xxi.ru/uploads/Report_CENEF_XXI_0076074542.pdf (дата обращения: 22.09.2023).
13. Доклад об экономике России. Специальная тема «Зеленая трансформация в России: пути, риски и эффективные меры экономической политики» // Группа Всемирного банка. 2021. №46. – 82 с. – URL: <https://www.vsemirnnybank.org/ru/country/russia/publication/rer> (дата обращения: 22.09.2023).
14. Порфирьев Б. Н. Стратегия низкоуглеродного развития: перспективы для экономики России / Б. Н. Порфирьев, А. А. Широ, А. Ю. Колпаков // Мировая экономика и международные отношения. 2020. Т. 64. № 9. С. 15–25. DOI: 10.20542/0131-2227-2020-64-9-15-25.
15. Golub A. Quantifying barriers to decarbonization of the Russian economy: real options analysis of investment risks in low-carbon technologies / A. Golub, O. Lugovoy, V. Potashnikov. DOI: 10.1080/14693062.2019.15700. // Climate Policy. 2019. 19(6). – URL: https://www.researchgate.net/publication/330606115_Quantifying_barriers_to_decarbonization_of_the_Russian_economy_real_options_analysis_of_investment_risks_in_low-carbon_technologies (дата обращения: 22.09.2023).
16. Повышение обязательств по климату: анализ ICPF (минимальной международной цены на выбросы углерода) Аналитический отчет / П. Мориц, А. Гавел. Женева: World Economic Forum совместно с PwC, 2022. – 37 с.
17. Гайда И. Сценарии декарбонизации в России / И. Гайда, Е. Грушевенко // Центр устойчивого развития Школы управления Сколково, 2022. 19 с.
18. Veselov F. Integrated modelling and information technology for strategic planning in the energy sector of Russia / F. Veselov, A. Khorshv. // IEEE 11th International Conference on Application of Information and Communication Technologies (AICT). Moscow, Russia. 2017. pp. 1-5. DOI: 10.1109/ICAICT.2017.8687058

КЛЮЧЕВОЕ СОБЫТИЕ ОТРАСЛИ:

в центре внимания, в центре Москвы

НАЦИОНАЛЬНЫЙ
НЕФТЕГАЗОВЫЙ
ФОРУМ

www.oilandgasforum.ru

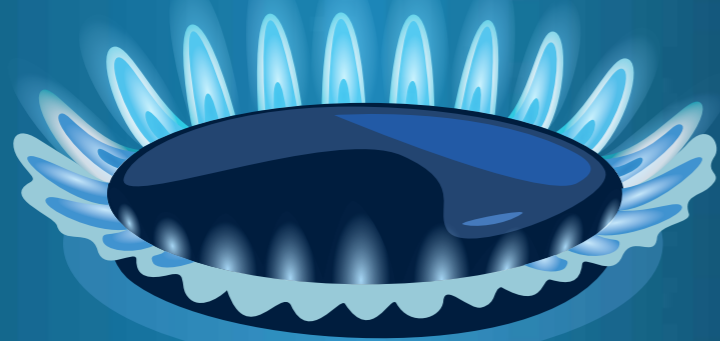
23-Я МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА
НЕФТЕГАЗ-2024



www.neftegaz-expo.ru

15–18 апреля 2024

Москва, ЦВК «ЭКСПОЦЕНТР»



12+

Реклама



МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

МИНПРОМТОРГ
РОССИИ



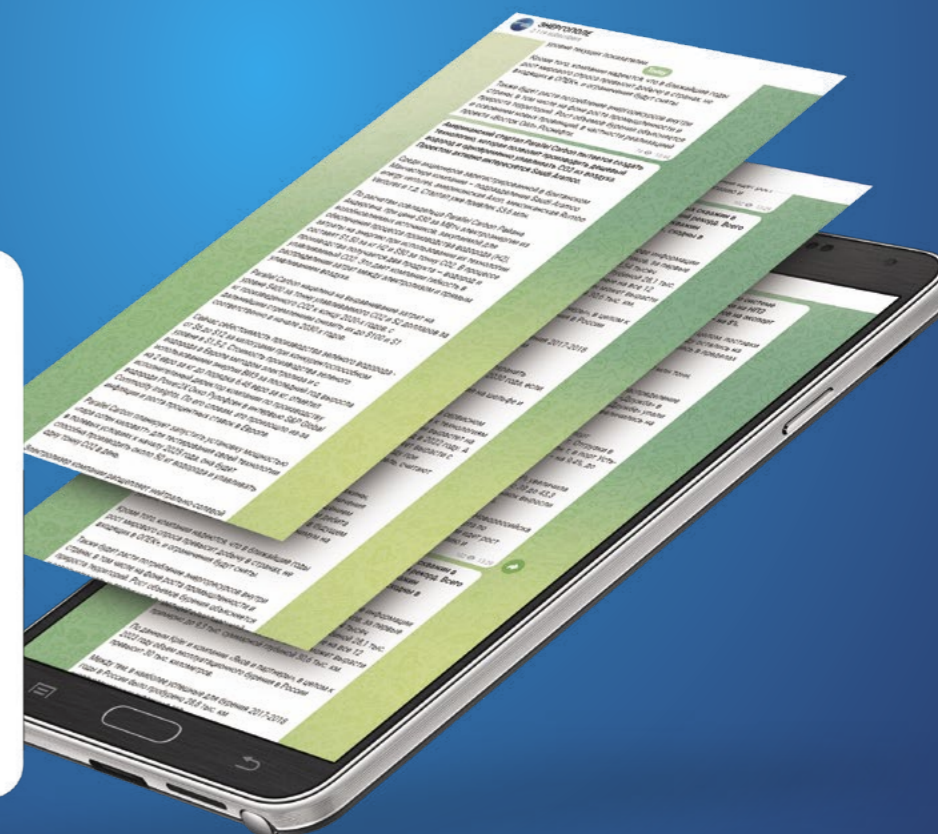
ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА

ОБЩЕСТВЕННО-ДЕЛОВОЙ
НАУЧНЫЙ ЖУРНАЛ

ISSN 2409-5516

РГАСНТИ 44.09.29

БОЛЬШЕ ИНТЕРЕСНЫХ
НОВОСТЕЙ И АНАЛИТИКИ
В НАШЕМ ТЕЛЕГРАМ-КАНАЛЕ



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

16+

РЕКЛАМА



ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА



Оформить подписку на журнал «Энергетическая политика» на 2024 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 13 200 рублей. В каждом номере – аналитические обзоры, авторские колонки, материалы научного и научно-прикладного характера. Будь в курсе основных направлений развития ТЭК!

energypolicy.ru

НАШИ ПАРТНЕРЫ





2409 5518

ISSN 2409-5516

Источник фото на обложке:
mangz / depositphotos.com