

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА

ISSN 2409-5516

ОБЩЕСТВЕННО-ДЕЛОВОЙ
НАУЧНЫЙ ЖУРНАЛ

№7(198), июль 2024

РГАСНТИ 44.09.29



Тема номера

**МЕСТО ВИЭ В СОВРЕМЕННОЙ
И БУДУЩЕЙ ЭНЕРГЕТИКЕ РОССИИ**



Инфраструктурная
основа экономики
страны



ROSSETI_OFFICIAL

Подписывайтесь через
приложение Telegram
или QR-код



ROSSETI.RU



«ЗАРУБЕЖНЕФТЬ» — государственная российская нефтегазовая компания стратегического значения с богатой историей и уникальным опытом внешнеэкономической деятельности.

«ЗАРУБЕЖНЕФТЬ» специализируется на разработке нефтегазовых месторождений в России и за рубежом, обеспечивая эффективную и комплексную добычу углеводородных ресурсов.

УЖЕ БОЛЕЕ 40 ЛЕТ

«Зарубежнефть» успешно осваивает континентальный шельф юга Вьетнама в рамках совместного предприятия «Вьетсовпетро».

В ЧИСЛЕ ДРУГИХ ПРОЕКТОВ:

- разработка месторождений в Ненецком автономном округе (СК «РУСВЬЕТПЕТРО» и «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга»);
- применение передовых технологий добычи высоковязких сортов нефти на Кубе;
- повышение нефтеотдачи на зрелых месторождениях Узбекистана;
- реализация проектов в Египте и Индонезии.

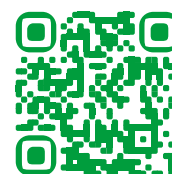
Помимо этого, компания работает в сегменте «Нефтепереработка и сбыт» на территории Республики Сербской (Босния и Герцеговина), имеет в структуре собственные проектные институты подземного и наземного обустройства нефтегазовых месторождений, а также сервисные компании.



НАША КОМАНДА

В компании работают более 12 000 сотрудников по всему миру. **Каждый сотрудник «Зарубежнефти» — ОСНОВА компании.**

Наш сайт



Мы в Telegram



Реклама 12+

ЗАРЯЖАЕМ МИР
ЭНЕРГИЕЙ





ПРАВИТЕЛЬСТВО
САХАЛИНСКОЙ
ОБЛАСТИ



КВАДРАТ
РЕСУРС



ПРОМЫШЛЕННО
ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ
ФОРУМ

2024

2-4 октября,
г. Южно-Сахалинск



ДАЛЬНЕВОСТОЧНЫЙ
ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ
ФОРУМ
НЕФТЬ И ГАЗ САХАЛИНА

ВОСТОЧНЫЙ ФОРПОСТ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ОТРАСЛИ: ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПРИОРИТЕТЫ И НОВЫЕ ЦЕЛИ



СЕРВИСЫ И ТЕХНОЛОГИИ
НА ШЕЛЬФЕ



ВЫСТАВОЧНАЯ
ПРОГРАММА



ПЕРЕРАБОТКА
УГЛЕВОДОРОДОВ



МОЛОДЕЖНЫЙ
ФОРУМ



ЧИСТОЕ БУДУЩЕЕ.
УСТОЙЧИВОЕ
РАЗВИТИЕ И КЛИМАТ



КРЕАТИВНЫЙ
ПОТЕНЦИАЛ
ТЕРРИТОРИЙ



ЛОГИСТИКА И
МЕЖДУНАРОДНОЕ
СОТРУДНИЧЕСТВО



СПЕЦИАЛЬНЫЕ
МЕРОПРИЯТИЯ

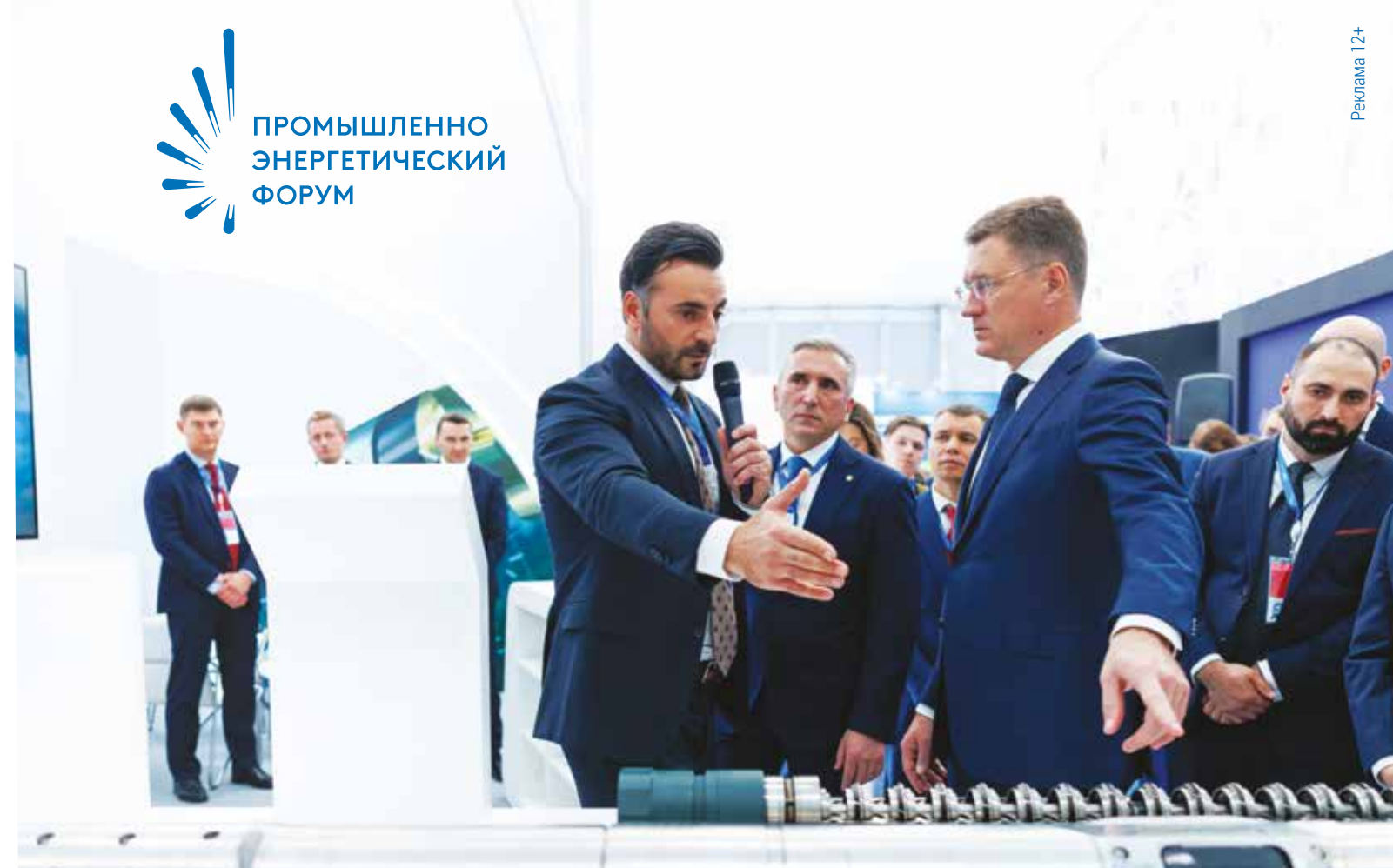


ИНТЕГРАЦИЯ НАУКИ И
ОБРАЗОВАНИЯ В БИЗНЕС.
ОТ ИССЛЕДОВАНИЙ
К ИННОВАЦИЯМ



WWW.SAKHALINOILGAS.RU
+7 499 350 25 35

ПРИГЛАШАЕМ ПРИНЯТЬ УЧАСТИЕ



Промышленность. Технологии. Решения.

TNF — промышленный форум для нефтегазовой
индустрии

Фиксируем
отраслевые вызовы
и стратегии ответа
промышленности на них



Демонстрируем
новые технологии, практики,
промышленные решения
для нефтегаза



Формируем
модель взаимодействия
промышленности и ТЭК
в среднесрочной перспективе



16-19 сентября 2024
Тюмень, Технопарк

oilgasforum.ru



Содержание

Слово редакторов

7 В. Бушуев, А. Горшкова. Место под солнцем для ВИЭ в России

От первого лица

8 А. Новак. Декарбонизация отраслей ТЭК: решение климатических задач без ущерба для энергобезопасности

Регионы

14 А. Белогорьев. Сколько российского газа требуется Китаю?

Газ

26 А. Ишков, К. Романов, Е. Колошкин, Д. Неретин, К. Романовская, А. Нахутин, Н. Попов, О. Третьяк. Применение уточненных коэффициентов выбросов парниковых газов при транспортировке и хранении природного газа в национальном кадастре России

38 С. Трофименко. Третий этап газовой реформы
50 И. Тверской. Перспективы и проблемы развития газоснабжения Прибайкальской территории

Нефть

60 К. Симонов. Энергетическая сверхдержава 2.0

Энергопереход

76 Д. Кондратьев, А. Осипов, К. Павлов, Г. Остаев, П. Акмаров, Е. Захарова. Совершенствование методов оценки технико-экономической эффективности систем наружного освещения городов



Contents

Editor's column

7 V. Bushuev, A. Gorshkova. A place in the sun for renewable energy in Russia

In the first person

8 A. Novak. Decarbonization of fuel and energy industries: solving climate problems without compromising energy security

Regions

14 A. Belogoryev. How much Russian gas does China need?

Gas

26 A. Ishkov, K. Romanov, E. Koloshkin, D. Neretin, K. Romanovskaya, A. Nakhutin, N. Popov, O. Tretyak. Application of specified greenhouse gas emission factors for natural gas transportation and storage in the national inventory for estimation of emissions

38 S. Trofimenko. The third stage of gas reform
50 I. Tverskoy. Prospects and problems for the development of gas supply in the Baikal region

Oil

60 K. Simonov. Energy superpower 2.0

Energy transition

76 D. Kondratiev, A. Osipov, K. Pavlov, G. Ostaeв, P. Akmarov, E. Zakharova. Improving methods for assessing the technical and economic efficiency of urban outdoor lighting systems

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. Стенников – 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:
127083, г. Москва, улица 8 марта, д. 12
+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: 05.07.2024

Петербургский международный ГАЗОВЫЙ ФОРУМ – 2024

8–11 октября

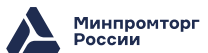
РЕКЛАМА 18+



САНКТ-ПЕТЕРБУРГ

КОНГРЕССНО-ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР
ЭКСПОФОРУМ

ПРИ ПОДДЕРЖКЕ



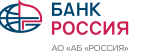
ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПАРТНЕР



ГЕНЕРАЛЬНЫЙ СПОНСОР



ИНДУСТРИАЛЬНЫЙ ПАРТНЕР



ПАРТНЕРЫ



ТЕЛЕКОММУНИКАЦИОННЫЙ ПАРТНЕР



ОФИЦИАЛЬНЫЙ СТРАХОВОЙ ПАРТНЕР



ОФИЦИАЛЬНЫЙ ПАРТНЕР



ОРГАНИЗАТОР



САМАЯ АКТУАЛЬНАЯ
ИНФОРМАЦИЯ О ПМГФ
В TELEGRAM-КАНАЛЕ
@GASFORUMSPB



GAS-FORUM.RU





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



Анна ГОРШКОВА
Главный редактор журнала
«Энергетическая политика»

Место под солнцем для ВИЭ в России

Споры о месте возобновляемой энергетики в российской экономике идут не один год. Ряд экспертов говорит о необходимости развивать отечественные технологии ВИЭ, чтобы сохранять лидирующие позиции России на быстро меняющемся мировом энергетическом рынке. Другие утверждают, что богатой полезными ископаемыми России следует идти своим путем, сохраняя и развивая статус нефтегазовой сверхдержавы. При этом в обществе уже сложилась практика ругать ВИЭ за низкую эффективность и дороговизну.

Найти золотую середину в этом вопросе достаточно сложно, так как экономическая целесообразность реализации того или иного проекта на ВИЭ индивидуальна и зависит от множества факторов, начиная

от географического положения и удаленности территории, заканчивая количеством потребителей.

Как показали июльские события на юге России, традиционная энергетика может не справляться со шквальным ростом потребления энергии в период экстремально высоких нагрузок и аномальной погоды. Наличие резервных мощностей ВИЭ могло бы помочь в данной ситуации.

Дискуссия о ВИЭ и их роли в будущем энергетике России оказалась в центре внимания седьмого номера журнала «Энергетическая политика». Представленные мнения являются почти полярными, что говорит о важности данной темы и необходимости формирования в России более обширной практики использования ВИЭ.



Александр НОВАК

Заместитель председателя Правительства РФ

DOI 10.46920/2409-5516_2024_7198_8

EDN: SPA00W

Декарбонизация отраслей ТЭК: решение климатических задач без ущерба для энергобезопасности

Россия в последние десятилетия, наравне с мировым сообществом, активно включилась в борьбу с изменениями климата. Климатическая и экологическая повестки, защита окружающей среды – стали одной из важных тем в рамках послания Президента России Федеральному Собранию в апреле текущего года. В частности, глава государства отметил, что объём вредных выбросов в атмосферу должен быть сокращён вдвое. Значительное снижение воздействия на окружающую среду и предотвращение изменения климата могут быть достигнуты за счет отраслей энергетики.



Вопросы климатической повестки начали привлекать внимание мирового сообщества еще в середине прошлого века. С тех пор был принят ряд международных соглашений, регламентирующих действия стран по сохранению климата. В числе последних стратегических документов в этой области – Парижское соглашение Рамочной конвенции ООН об изменении климата 2015 г., которое, в частности, регулирует меры по снижению содержания углекислого газа в атмосфере. В 2019 г. Россия также стала участницей Парижского соглашения и остается приверженной его целям.

В последние годы в части климатической повестки и декарбонизации экономики в России разработан ряд законодательных и регуляторных инициатив на национальном уровне.

Принята Стратегия социально-экономического развития Российской Федерации с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 г. Утверждена климатическая доктрина, которая устанавливает цель достижения углеродной нейтральности к 2060 г. Документы опираются на глобальный характер климатических интересов России и делают акцент на их корреляции с национальной безопасностью.

В 2022 г. утверждены правила создания и ведения реестра углеродных единиц. В реестре организации могут регистрировать климатические проекты, которые направлены на сокращение или предотвращение выбросов парниковых газов, или на увеличение их поглощения. В случае успешной реализации проекта его

исполнитель имеет возможность получить углеродные единицы, а затем осуществить их продажу, передачу или зачет для снижения выбросов парниковых газов. Реестр является ключевой частью инфраструктуры рынка углеродных единиц, успешное функционирование которого будет способствовать декарбонизации экономики. Из зарегистрированных 28 климатических проектов на данный момент 9 будут реализованы в нефтегазовой отрасли и 5 – в электроэнергетике.

С 2023 г. в рамках действующей ГИС «Энергоэффективность» в России заработал реестр выбросов парниковых газов, который позволяет собирать отчетность промышленных предприятий, выбрасывающих более 150 тыс. т CO₂ в год. С 2025 г. в охват регулирования попадут и средние

Цель климатической политики России – снижение воздействия на климат без ущерба национальным интересам и конкурентоспособности экономики

предприятия в углеродоемких отраслях экономики с выбросами более 50 тыс. т CO₂-экв. в год. Это позволит определить вклад отраслей и конкретных компаний в общий объем выбросов парниковых газов и выработать рекомендации по их сокращению.

Кроме того, в 2022 г. запущен эксперимент по достижению углеродной нейтральности на территории Сахалинской области до конца 2025 г., в рамках которого в прошлом году утверждены квоты выбросов ПГ для региональных регулируемых организаций на 2024–2028 гг.

Цель эксперимента – отработать методику учёта выбросов парниковых газов и торговли углеродными единицами для её дальнейшего тиражирования по всей России, а также апробировать технологии, ориентированные на низкоуглеродное развитие, которые затем смогут найти более широкое применение в других российских регионах. В частности, одними из мер по сокращению выбросов парниковых газов в регионе станут газификация и увеличение доли ВИЭ.

В 2023 г. подписан закон, вводящий сертификаты происхождения электроэнергии, согласно которому низкоуглеродным признают генерирующий объект, работающий либо на основе возобновляемых источников энергии «без использования процесса горения», либо объект атомной энергии. Наличие «зеленых» сертификатов позволит потребителям делать осознанный выбор в пользу экологичных источников энергии и тем самым снижать углеродный след.

По поручению Президента РФ на финальной стадии находится разработка Энергостратегии до 2050 г., среди задач которой – уменьшение негативного воздействия отраслей ТЭК на окружающую среду и их адаптация к изменениям климата.

В вопросах климатической повестки Россия активно сотрудничает с международным сообществом. Сформирована дорожная карта по климатической повестке в ЕАЭС. В рамках БРИКС предполагается создать условия для взаимного признания результатов климатических проектов странами при трансграничных операциях. Это стабилизирует рынок в данной сфере и в перспективе позволит получить дополнительные объемы финансирования климатических проектов.



Волжская ГЭС
Источник: *murmansk.bkdrf.ru*

Вопросы изменения климата и охраны окружающей среды также регулярно обсуждаются в рамках крупных международных конференций. В частности, в конце прошлого года климатический саммит COP28 в Дубае объединил представителей почти 200 государств, в том числе и России. Важное достижение России на COP-28 – признание роли переходного топлива, в частности, газа и атомной генерации, для снижения выбросов при обеспечении энергетической безопасности. Считаем, что это важное и справедливое решение для развивающихся стран, не имеющих доступа к дорогим безуглеродным технологиям, которое коррелирует с позицией большинства государств, в том числе и России, о необходимости соблюдения разумного баланса между мировой энергобезопасностью и климатической повесткой.

В связи с этим ключевая цель климатической политики России в части отраслей энергетики – снижение их воздействия на климат без ущерба национальным интересам и конкурентоспособности российской экономики.

Среди основных инструментов декарбонизации ТЭК – расширение использования низкоуглеродных источников энергии, внедрение современных технологий и повышение энергоэффективности. На этих направлениях сосредоточены усилия Правительства РФ, энергетических компаний, региональных властей.

В последние годы Россия сделала мощный рывок в декарбонизации отраслей ТЭК. Уже сегодня низкоуглеродные источники выработки электроэнергии в России составляют более 85%, при этом на уголь приходится только 12% электроэнергетического баланса. Для сравнения: в среднем по миру этот показатель составляет 35%, в США – 19%, в Германии – 23%, в Китае – 63%, в Индии – 72%.

Подчеркну, что за 10 лет в нашей стране фактически с нуля создана отрасль ВИЭ. Программа поддержки ВИЭ в отношении проектов на оптовом рынке электроэнергии и мощности начала функционировать в 2009 г. Она позволила создать производственные и научно-технологические заделы в отрасли, благодаря которым планомерно возрастал объем ежегодно вводимой мощности на основе ВИЭ.

К настоящему времени совокупная установленная мощность генерации на основе ВИЭ в России составляет свыше 6 ГВт, включая объекты ВИЭ в изолированных энергосистемах и собственную генерацию промышленности. Для поддержки отрасли было принято решение о продлении механизма стимулирования ВИЭ после 2024 г. Ожидается, что до 2035 г. будет введено 15 ГВт новых мощностей ВИЭ.

Кроме того, достижению углеродной нейтральности будет способствовать раз-

Адыгейская ВЭС
Источник: «НоваВинд»



Совокупная установленная мощность генерации на основе ВИЭ в России составляет свыше 6 ГВт, включая энергообъекты на изолированных территориях и собственную генерацию промышленности

витие гидроэнергетики. Наша страна находится на 2 месте в мире по объему гидропотенциала после Китая. В России уже действует порядка 200 гидроэлектростанций совокупной мощностью более 52 ГВт, при этом мощность 15 из них превышает 1 ГВт. На долю гидрогенерации в энергобалансе страны приходится порядка 18%. К 2050 г. доля гидрогенерации в энергобалансе России достигнет 20%. На сегодняшний день уже запланировано 8 приоритетных проектов ГЭС суммарной мощностью 4,7 ГВт в регионах Сибири и Дальнего Востока.

Особое внимание уделяется развитию малой гидроэнергетики (станции мощностью до 50 МВт), которая позволяет сократить затраты и сроки реализации проектов, эффективно использовать гидропотенциал малых рек, обеспечивать электроэнергией труднодоступные регионы России. При этом в сфере малой гидроэнергетики Россия обладает полным технологическим суверенитетом.

В качестве «зеленой» энергетики также рассматриваем атомную генерацию: уровень эмиссии парниковых газов атомными электростанциями стремится к нулю. В связи с этим долю атомной генерации в энергобалансе планируется поступательно наращивать. Ведётся строительство новых атомных мощностей, в том числе реакторов последнего поколения на Курской АЭС-2 и объектов малой атомной генерации, в которой мы являемся абсолютными мировыми лидерами, для снабжения удалённых и труднодоступных регионов, особенно в условиях Крайнего Севера. Разрабатываются технологии замкнутого топливного цикла, безотходные и управляемые термоядерные технологии.

В рамках федерального проекта «Чистая энергетика» ведётся поддержка

Россия обладает огромным ресурсом в части хранения CO₂. Совокупный объем потенциальных хранилищ CO₂ в нашей стране – не менее 4,6 Гт. Около 10 таких проектов находятся на стадии изучения

развития водородной энергетики, которая также способствует решению задач по достижению углеродной нейтральности. Утверждены дорожные карты по развитию водородной энергетики и систем накопления энергии до 2030 г.

На их основе будут реализованы мероприятия по созданию и развитию отечественных технологий в области производства и применения водорода, реализации проектов в сфере водородной энергетики, создания в Калининградской области производства литий-ионных ячеек, модулей, тяговых батарей для электротранспорта и стационарных систем накопления энергии.

Расширение использования газа на внутреннем рынке стало также важным направлением работы в части экологической повестки, так как газ является самым чистым углеводородным источником энергии. Как я уже отмечал, газ назван «переходным топливом» для «облегчения энергоперехода» по итогам COP28.

Одним из наиболее масштабных и социально значимых направлений этой работы является газификация регионов России. По итогам 2023 г. уровень газификации составил 73,8%, к 2030 г. он достигнет 83%. По поручению Президента России ведется работа по социальной газификации домовладений граждан, медицинских и образовательных учреждений, а также садовых товариществ. В рамках выполнения указа Президента РФ о новых национальных целях развития будет обеспечено подключение к сетевому газоснабжению не менее чем 1,6 млн домовладений к 2030 г. и не менее чем 3 млн домовладений к 2036 г.

По поручению Президента РФ реализуется программа поддержки рынка

газомоторного топлива (ГМТ). Создана необходимая нормативно-правовая база, в том числе государственная программа «Развитие энергетики» дополнена подпрограммой «Развитие рынка газомоторного топлива». Мероприятия по развитию рынка ГМТ включены в перечень инициатив социально-экономического развития «Чистая энергетика» и «Прорыв на рынки СПГ». Запущена программа господдержки мероприятий по развитию рынка ГМТ, которая заключается в субсидировании строительства газозаправочной инфраструктуры. С 2020 г. реализуются мероприятия по предоставлению субсидий на переоборудование автомобильной техники для использования ГМТ. Объем потребления метана на транспорте к концу 2030 г. должен достигнуть 6,8 млрд м³.

За счет модернизации нефтеперерабатывающих заводов и нефтехимических производств снижаются выбросы парниковых газов в нефтепереработке и нефтехимии. Проводятся работы по сокращению выбросов метана, внедряются технологии когенерации, то есть газотурбинные установки с коэффициентом использования топлива до 77%.

Российские энергетические компании для снижения выбросов активно используют инструменты повышения энергоэффективности. Продолжается программа

Орская СЭС
Источник: Т-Плюс



Миннибаевский ГПЗ
Источник: gures.ru

модернизации тепловых электростанций, что также оказывает благоприятное влияние на экологическую обстановку в регионах. До 2031 г. планируется обновить соответствующее устаревшее оборудование общим объемом до 46 ГВт, и в настоящее время рассматривается возможность продления этого механизма.

Низкоуглеродные и экологичные инициативы активно внедряются не только на федеральном уровне, но и на уровне энергетических компаний. Только в прошлом году был запущен целый ряд подобных проектов. В частности, «СИБУР» и «НОВАТЭК» рассматривают проекты по обводнению ранее осушенных торфяных болот. Компания «Татнефть» запустила климатические проекты на Миннибаевском ГПЗ и Бавлинском нефтяном месторождении, которые позволят выпустить 55,812 тыс. углеродных единиц. К реализации пилотного климатического проекта приступило АО «Ачимгаз», которое разрабатывает блок 1А ачимовских залежей Уренгойского НГКМ. Реализация проекта позволит ежегодно на протяжении 10 лет предотвращать выброс порядка 28 тыс. т CO₂, снижая нагрузку на атмосферу, и в том же объеме осуществлять выпуск углеродных единиц.

Перспективной технологией сокращения выбросов, которая может применяться

во всей энергетической системе, является CCS/CCUS (Carbon capture, utilisation and storage – технология улавливания, использования и хранения диоксида углерода). На данный момент 10 стран имеют прямые отсылки к технологии CCS в своих программах по снижению выбросов в рамках Парижского соглашения (Бахрейн, Египет, Иран, Ирак, Китай, КСА, Малави, Норвегия, ОАЭ и ЮАР).

Россия обладает огромным ресурсом в части хранения CO₂. Совокупный объем потенциальных хранилищ CO₂ в нашей стране – не менее 4,6 Гт. Технология улавливания и хранения углерода (CCS) имеет значительный потенциал в борьбе с глобальным потеплением и загрязнением окружающей среды. О планах строительства мощностей для хранения диоксида углерода до 2030 г. заявляли «Газпром нефть», «НОВАТЭК», «Роснефть», «ЛУКОЙЛ», «ЕвроХим» и др. Около 10 таких проектов находятся на стадии изучения.

В частности, «Газпром нефть» прорабатывает пилотный CCUS-проект мощностью 1 млн т в Оренбургской области. Также «Роснефть» и институт развития «Иннопрактика» заключили договор на создание карт геологических объектов на территории России, потенциально пригодных для экологически стабильного хранения CO₂. В их число войдут угольные и соляные пласты, водоносные горизонты, магматические породы, истощенные коллекторы нефти и газа.

Развиваются технологии хранения CO₂ в нефтегазовом пласте. В частности, такие инструменты для повышения нефтеотдачи уже используются на Самотлорском и Новопортовском месторождениях. Также развивается метод поддержания пластового давления путем закачки ПНГ в нефтегазовый пласт вместо его сжигания. Эта технология применяется, в частности, на объектах «ЛУКОЙЛа».

Подчеркну, что Россия поступательно поддерживает взвешенный и конструктивный подход к декарбонизации мировой энергетики, который позволит продолжать следовать экологическим целям, будет отвечать интересам как производителей, так и потребителей энергии, а также исключит использование климатической повестки в качестве политического и экономического инструмента неконкурентной борьбы за мировые рынки.

Сколько российского газа требуется Китаю?

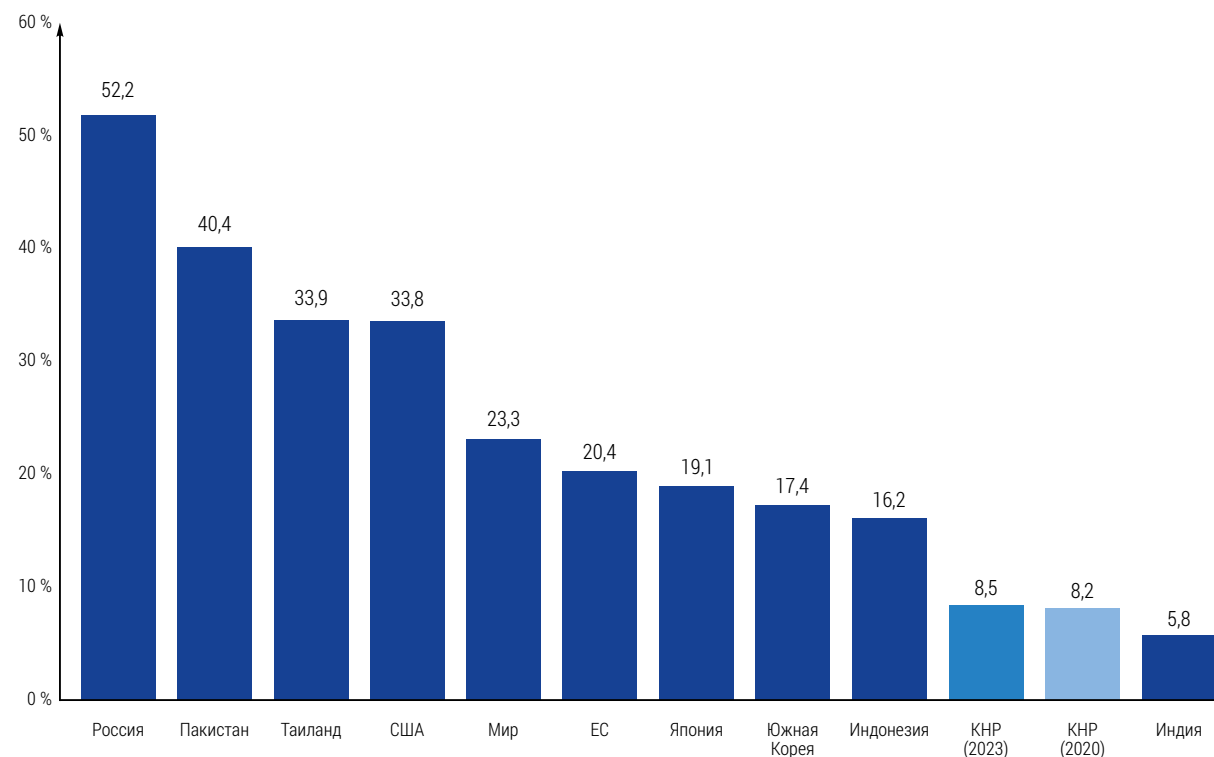
How much Russian gas does China need?

Алексей БЕЛОГОРЬЕВ
Директор по исследованиям
Фонда «Институт энергетики и финансов»
E-mail: a_belogorev@fief.ru

Alexey BELOGORYEV
Director of Research,
Institute for Energy and Finance
E-mail: a_belogorev@fief.ru

Рис. 1. Доля природного газа в потреблении первичных источников энергии в 2023 г.

Источники: ИЭФ по данным
The Energy Institute, BP



Аннотация. В статье анализируются текущие тенденции и перспективы развития газового рынка Китая в контексте потенциала роста экспорта в КНР российского трубопроводного и сжиженного газа.

Ключевые слова: природный газ, СПГ, рынок газа, экспорт природного газа, Китай, Россия, «Сила Сибири».

Abstract. The article analyzes the current trends and prospects for the development of the PRC gas market in the context of the potential growth of exports of Russian pipeline and liquefied natural gas to China.

Keywords: natural gas, LNG, gas market, export of natural gas, China, Russia, The Power of Siberia.

“

Импорт газа в КНР увеличился в 2023 г. до 166 млрд м³ (+10% г/г), из них 59,4% приходится на СПГ и 40,6% – на трубопроводный газ



Добыча газа в Китае
Источник: florcvet.ru

В ближайшие годы в КНР¹ ожидаются высокие темпы роста потребления природного газа. Среднегодовой прирост до 2030 г. составит, по нашей оценке, около 4,5%. Всего к 2030 г. в базовом сценарии потребление может вырасти до 520–530 млрд м³ в год по сравнению с 390 млрд м³ в 2023 г. В экспертной среде по-прежнему можно встретить и более высокие оценки (до 600 млрд м³), но такой оптимизм, на наш взгляд, выглядит всё менее оправданным. В любом случае быстрый рост спроса, заметно опережающий увеличение собственной добычи, создает благоприятные условия для увеличения экспорта в Китай российского трубопроводного и сжиженного газа. Но сколько этого газа понадобится Китаю?

¹ В статье рассматривается газовый рынок континентального Китая без учета Гонконга и Тайваня.

Почему растёт спрос?

Из-за жестких ограничений, связанных с противодействием COVID-19, и высоких цен на спотовом рынке в 2022 г. в Китае было впервые с 1980-х гг. зафиксировано снижение потребления газа до 369 млрд м³ (–1,2% г/г)². В 2023 г. потребление вернулось к росту, достигнув 390 млрд м³ в год. Доля газа в суммарном потреблении энергоресурсов КНР выросла к 2023 г. до 8,5%, но так и не достигла целевого показателя даже 13-й пятилетки (10% к 2020 г.).

Потребление природного газа в Китае географически неоднородно и зависит от наличия в провинциях собственной добычи газа, их доступа к магистральным газопроводам и терминалам по при-

² Национальные и международные данные по потреблению газа в КНР отличаются. В статье за основу взяты данные Национального статистического бюро КНР.

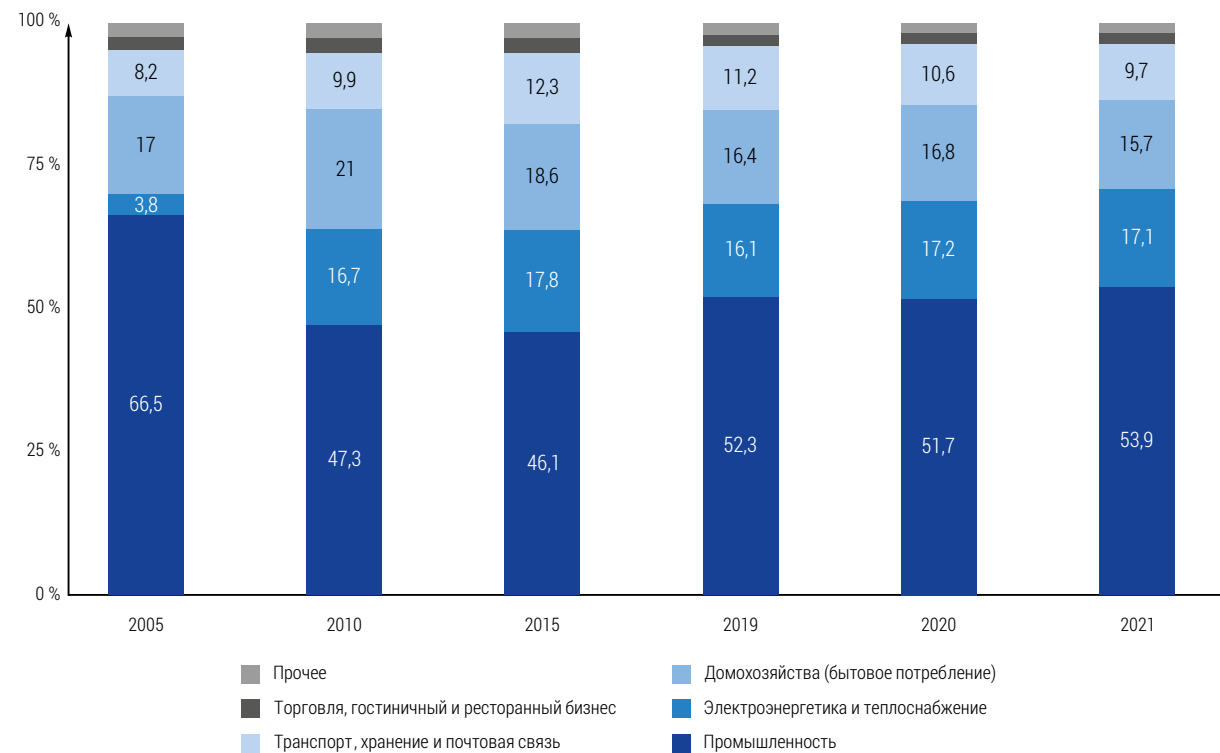


Рис. 2. Структура потребления газа в КНР

Источник: ИЭФ по данным
Национального статистического бюро КНР

ему СПГ, а также региональных запретов или ограничений на строительство новых угольных электростанций и использование угля. Около 28% потребления приходится на провинции Восточного Китая с центром в Шанхае. Вторым по величине потребителем газа является Северный Китай (21%), прежде всего, столичный регион Пекин-Тяньцзинь-Хэбэй. В обоих регионах действуют строгие ограничения на использование угля и существует развитая инфраструктура для доставки газа как по трубопроводам, так и в виде СПГ.

Газовая генерация в КНР остается неконкурентоспособной по цене по сравнению с угольной из-за диспаритета внутренних цен. Выбор в пользу газа обусловлен чаще всего политическими стимулами

В последние годы (без учета 2022 г.) темпы роста потребления газа в КНР снижались для всех основных групп потребителей, но остаются высокими. В 2019–2021 гг. среднегодовой прирост составил 10,2%. В отраслевом разрезе наиболее быстрые темпы роста показывает промышленность (+12% в 2019–2021 гг.), а также электроэнергетика и теплоснабжение (+10%).

Неоднородная динамика потребления обусловлена государственной политикой, ориентированной на преимущественную замену угля на газ в промышленности при отсутствии существенных мер по стимулированию развития газовой электрогенерации.

Не удивительно поэтому, что основным драйвером роста спроса на газ в КНР, в отличие от многих других развивающихся стран, традиционно выступает именно промышленность. В 2019–2021 гг. на нее пришлось 61% (+58 млрд м³) общего прироста спроса. Потребление газа в промышленности (без учета производства и распределения электроэнергии и тепла) по-прежнему достигает 54% от общего потребления газа в КНР. В структуре промышленного потребления доминирует обрабатывающая промышленность (73% в 2021 г.), а внутри нее – химическая про-

мышленность (40%), металлургия (20%), переработка нефти, угля и др. (12%), машиностроение (11%). Наибольший прирост потребления отмечается в последние годы в химической промышленности. Также увеличение спроса наблюдается в агропромышленном комплексе, металлургии, целлюлозно-бумажной промышленности и машиностроении.

Доля электроэнергетики в потреблении газа стабилизировалась в последние годы на уровне 16–17%. Газовая электрогенерация в КНР остается неконкурентоспособной по цене по сравнению с угольной из-за диспаритета внутренних цен на эти энергоресурсы. Выбор в пользу газа обусловлен чаще всего не экономическими стимулами, а политическими задачами региональных властей и предприятий по сокращению выбросов загрязняющих веществ. В 2023 г. производство электроэнергии на газовых ТЭС увеличилось до 285 млрд кВт·ч (+6,4% г/г), но темпы его роста хронически отстают от общей электрогенерации, поэтому доля газа в ней в последние годы снижается, по-прежнему едва достигая 3% от общей выработки. В 2023 г. на газовые ТЭС пришлось лишь 2,8% от общего прироста

производства электроэнергии. Почти весь прирост обеспечивают угольная, ветровая и солнечная генерации.

Загрузка газовых ТЭС также остается относительно низкой. По данным Электроэнергетического совета Китая, в 2022 г. КИУМ газовых ТЭС составлял лишь 27,7% по сравнению с 52,4% угольных ТЭС, 38,9% – ГЭС, 25,4% – ВЭС, 15,3% – СЭС и 42,1% – в среднем для электростанций всех типов (43,5% в 2021 г.).

Доля домохозяйств в потреблении газа постепенно снижается, несмотря на быстрый прирост числа бытовых городских потребителей. В 2022 г. газ потребляло 49,6% городского населения КНР или 457 млн чел.

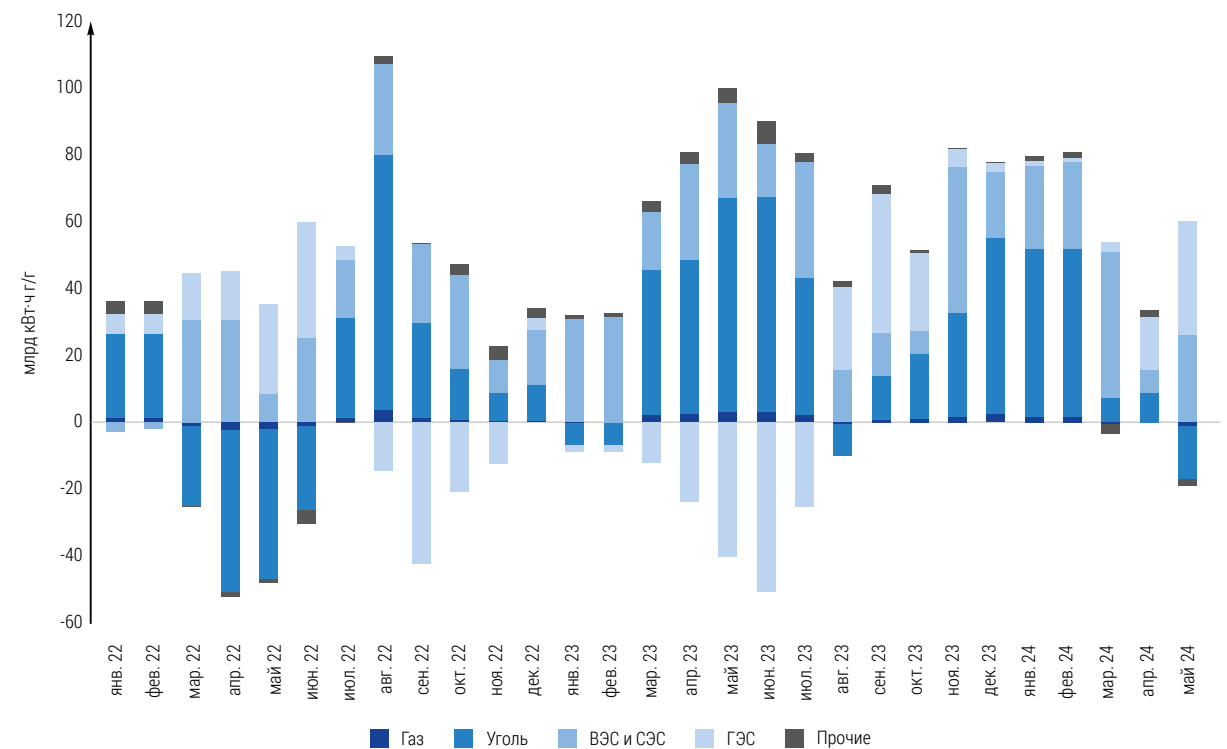
Отличительной особенностью Китая является высокая доля транспорта в потреблении газа (10–11%) в силу масштабного развития рынка газомоторного топлива, причем не только КПП, но и СПГ.

Импорт газа

Импорт газа в КНР увеличился в 2023 г. до 166 млрд м³ (+10% г/г), из них 59,4% приходится на СПГ и 40,6% – на трубопрово-

Рис. 3. Изменение месячной выработки электроэнергии в КНР по типам генерации к аналогичному периоду предыдущего года

Источник: ИЭФ по данным Ember



дный газ. В январе-мае 2024 г. импорт газа вырос на 17,4% г/г или на 9% к аналогичному периоду 2021 г.

Трубопроводный импорт осуществляется из 5 стран:

1. Туркмении, Казахстана и Узбекистана по газопроводам «Центральная Азия – Китай»: действуют три его параллельные нитки «А», «В» и «С» суммарной мощностью 55 млрд м³ в год. Фактические поставки не превышают 40 млрд м³ в год.

цы с КНР – 840 км), проектной мощностью 30 млрд м³ в год и его продолжения на территории КНР.

Импорт СПГ в КНР предельно диверсифицирован: в 2018–2023 г. хотя бы единичные поставки в КНР осуществляли все страны-экспортеры СПГ, в 2023 г. – 18 из 20 (все, кроме Анголы и Норвегии). Крупнейшими поставщиками СПГ в Китай остаются Австралия (34% в 2023 г.), Катар (23%), Россия (11,4%) и Малайзия (9,5%). Доминируют поставки по долгосрочным контрак-

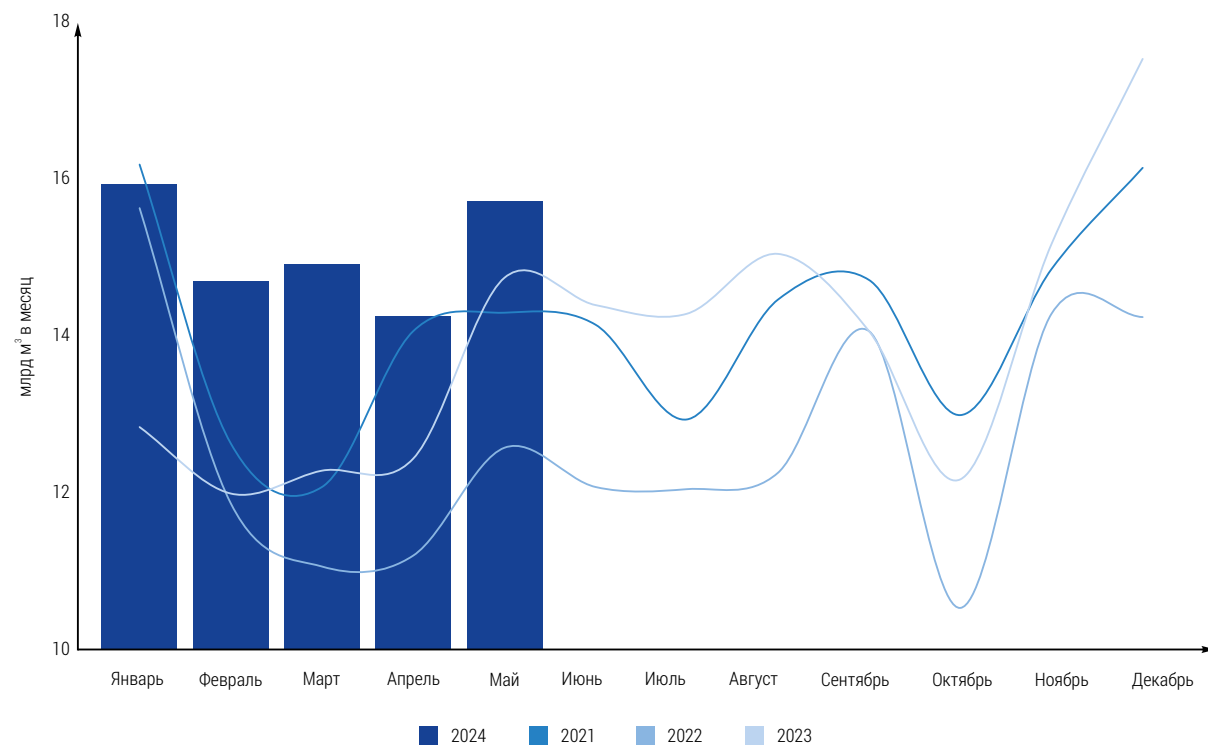


Рис. 4. Импорт газа в КНР в 2021–2024 гг.

Источник: ИЭФ по данным таможенной службы КНР

2. Мьянмы – по трансграничному газопроводу мощностью 12 млрд м³ (20% мощности зарезервировано под внутренний рынок Мьянмы), однако, из-за проблем с добычей, поставки в последние годы составляют менее 4 млрд м³ в год.

3. России – по «Силе Сибири».

Наиболее крупным текущим трансграничным газотранспортным проектом, не считая российской «Силы Сибири», является строительство нитки «D» газопроводной системы «Центральная Азия – Китай» из Туркменистана в Синьцзян через Узбекистан, Таджикистан и Кыргызстан общей протяженностью 966 км (до грани-

там, в 2023 г. только 32% СПГ было куплено на спотовой или краткосрочной основе (все грузы из Алжира, Брунея, Камеруна, Экваториальной Гвинеи и большинство – из Омана, Нигерии, США, Папуа – Новой Гвинеи и ОАЭ).

В 2023–2025 гг. в КНР наблюдается стремительный рост ввода новых мощностей регазификационных терминалов (+123 млн т за 3 года). На КНР придется в этот период 54% всего мирового прироста мощностей регазификации. Такая динамика обусловлена быстрым ростом спроса на СПГ, особенно в пиковые периоды, что требует формирования большого резерва регазификационных мощностей.

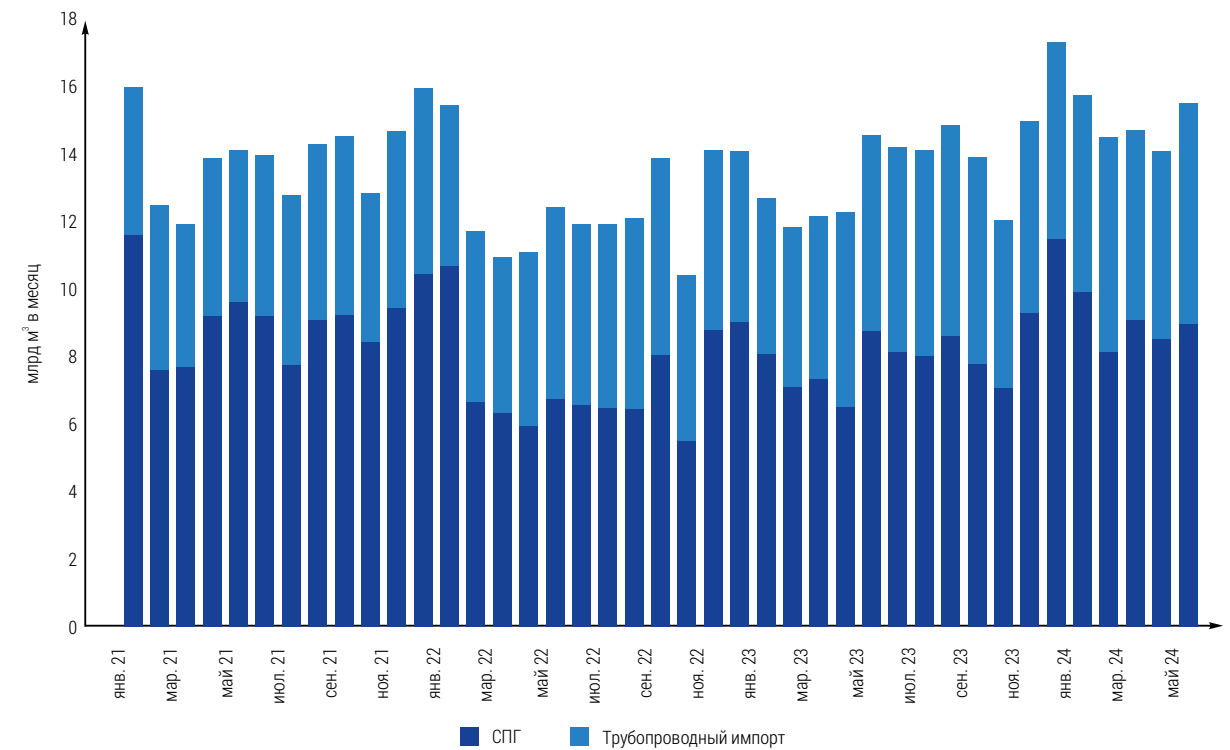


Рис. 5. Структура импорта газа в КНР в 2021–2024 гг.

Источник: ИЭФ по данным таможенной службы КНР

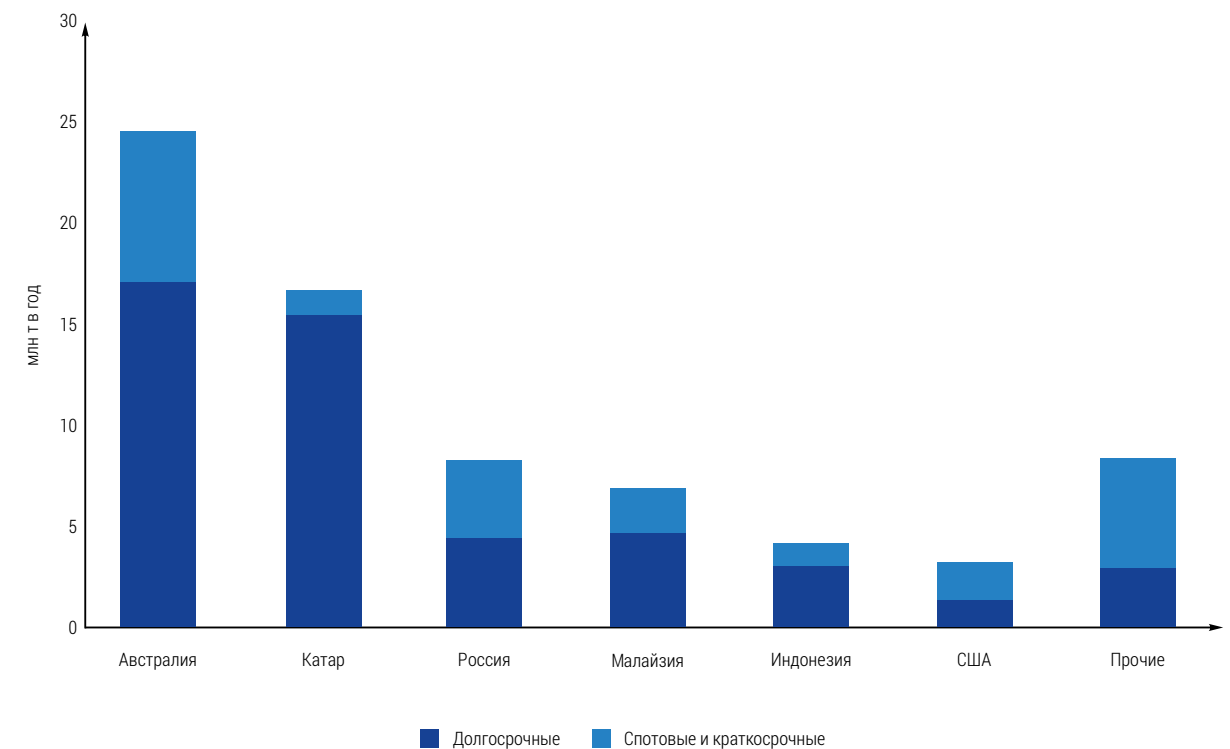


Рис. 6. Структура импорта СПГ в КНР в 2023 г.

Источник: ИЭФ по данным GIIGNL

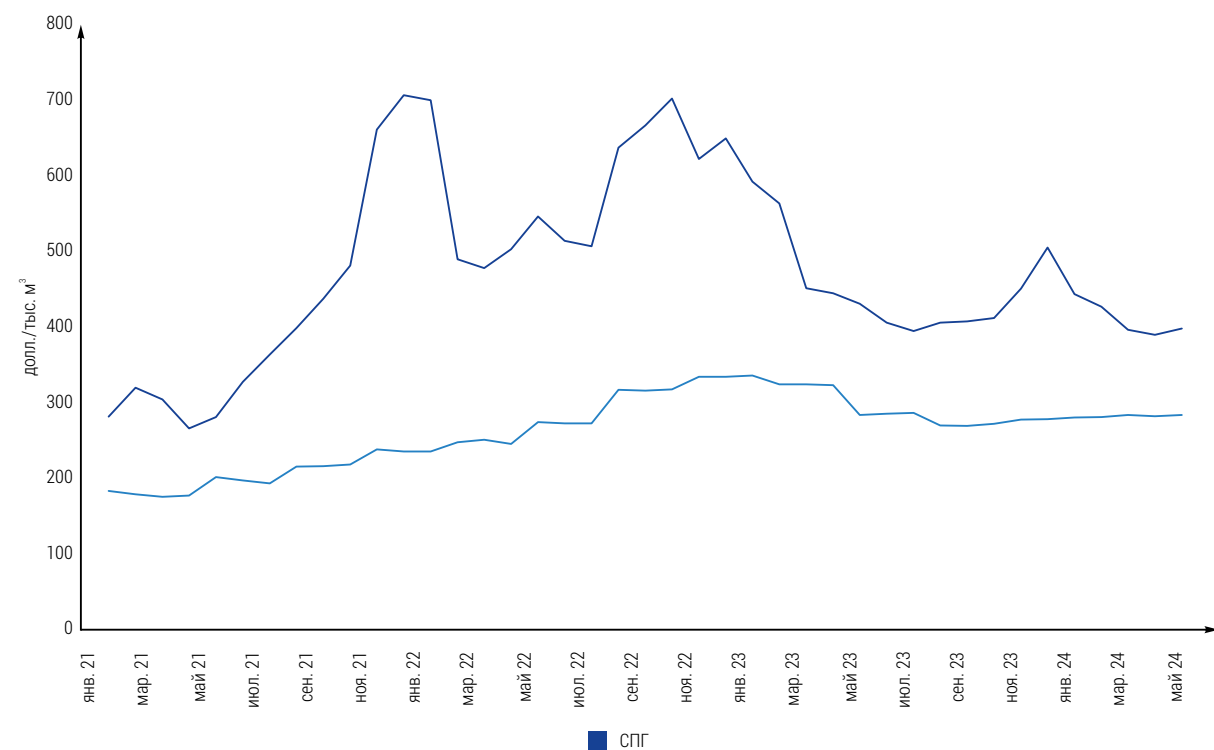


Рис. 7. Среднемесячные цены импорта природного газа в КНР в 2021–2024 гг.

Источник: ИЭФ по данным таможенной службы КНР

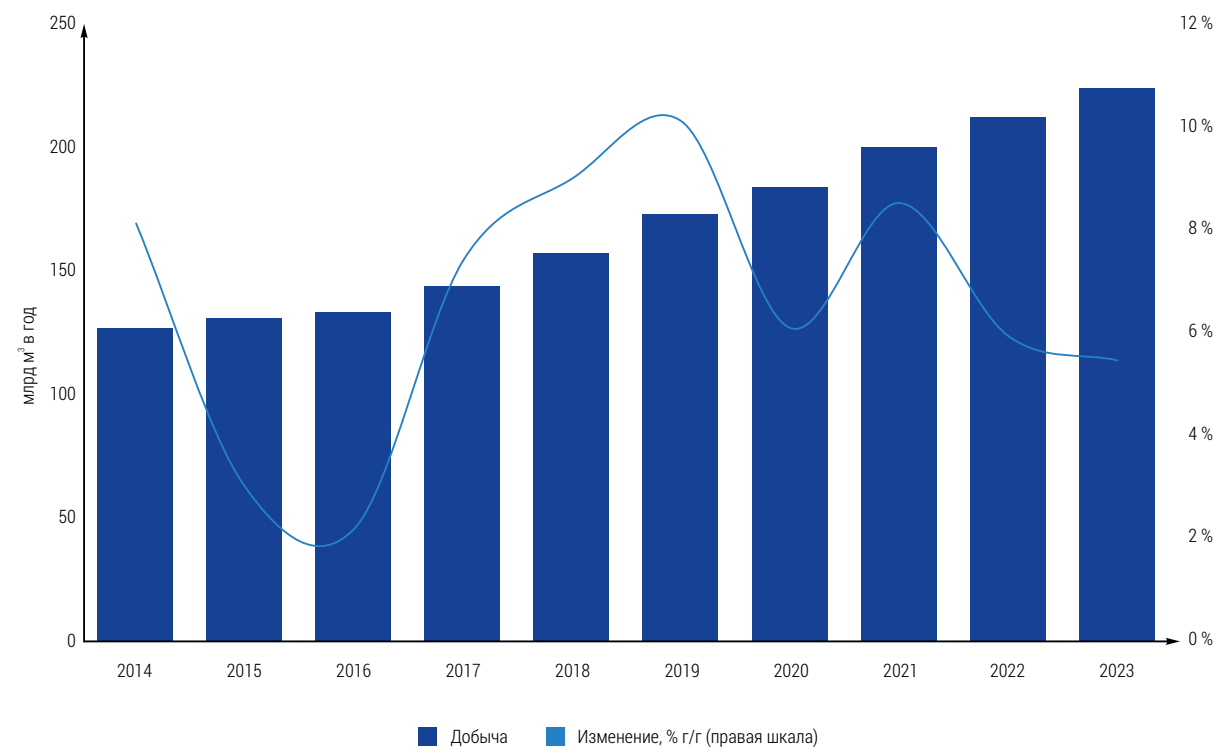


Рис. 8. Добыча газа в КНР в 2014–2023 гг.

Источник: ИЭФ по данным Национального статистического бюро КНР

Цены на СПГ в большинстве долгосрочных контрактов КНР по-прежнему индексируются по стоимости нефти. Однако значительная доля спотовых покупок СПГ и более выгодные условия ценообразования в контрактах на поставку трубопроводного газа приводят к существенному превышению цен на импортируемый СПГ над ценами на трубопроводный газ. Особенно заметным разрыв между ними был в 2022 г. и первой половине 2023 г. Российский трубопроводный газ остается

шей мере, до начала – середины 2030-х гг. Но, несмотря на отставание от спроса, добыча газа растет впечатляющими темпами, и эта тенденция также устойчива. В 2023 г. она увеличилась до 230 млрд м³ в год (+5,5% г/г), досрочно достигнув целевого показателя 14-го пятилетнего плана, намеченного на 2025 г. К 2025–2026 гг. ожидается рост добычи до 260 млрд м³, к 2030 г. – до 300 млрд м³.

Неопределенность долгосрочных оценок добычи обусловлена ростом



Добыча угля в Китае

Источник: Chinalmages / depositphotos.com

наиболее доступным для китайских потребителей источником импорта благодаря сравнительно невысокой цене продажи и близости пункта сдачи к регионам потребления, что снижает расходы на его транспортировку по территории КНР.

Добыча и баланс газа в КНР до 2030 г.

Разрыв между внутренним потреблением и собственной добычей природного газа в КНР последовательно увеличивается, и эта тенденция сохранится, по мень-

ше в структуре производства доли т. н. нетрадиционных источников (42% в 2022 г. по сравнению с 17% в 2010 г.). Благодаря мерам господдержки, быстрее всего увеличивается добыча сланцевого газа, но доля газа плотных пород остается в 2 раза выше: 22% против 11%. Производство синтез-газа из угля, несмотря на планы довести его до 32 млрд м³ еще к 2020 г., стабилизировалось на уровне 6–7 млрд м³ в год. Высокий уровень сопутствующих выбросов CO₂ делает его неэффективным для достижения низкоуглеродных целей. Производство биогаза для энергетических нужд оценивается в 5–6 млрд м³ в год.

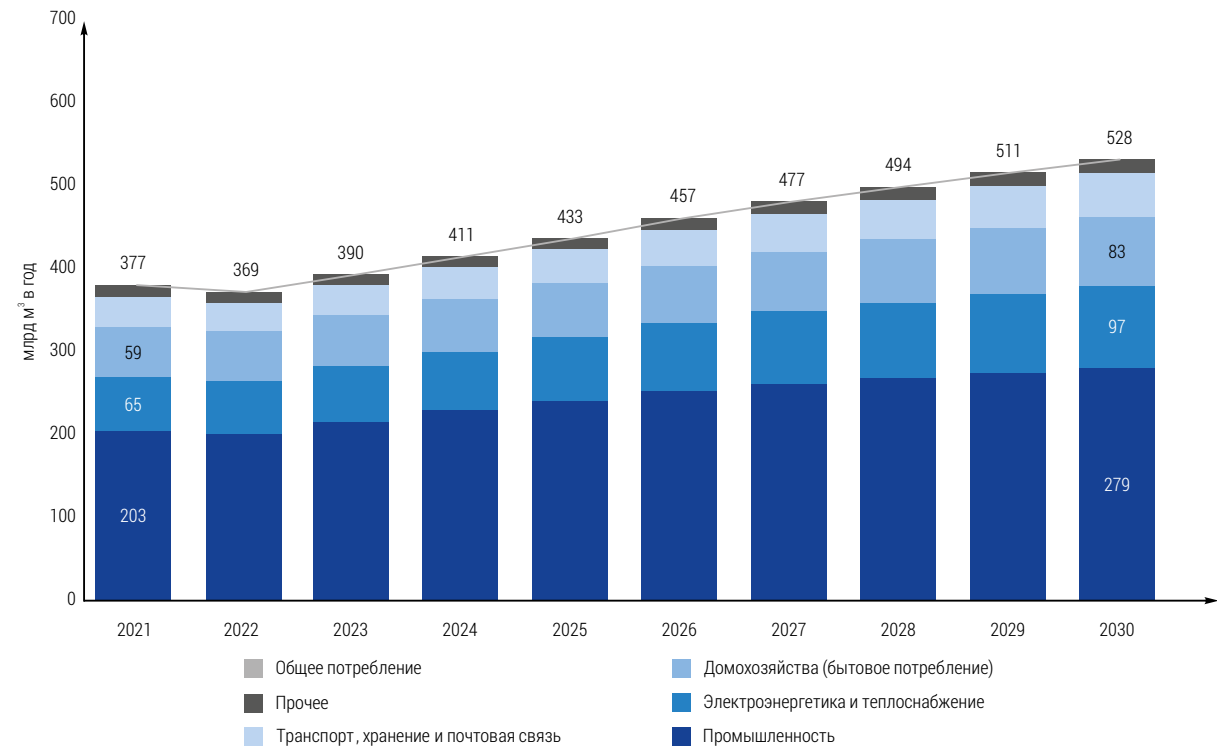


Рис. 9. Базовый сценарий роста потребления газа в КНР до 2030 г. Источник: оценки ИЭФ

Крупнейшими поставщиками СПГ в Китай остаются Австралия (34%), Катар (23%), Россия (11,4%) и Малайзия (9,5%). При этом две трети поставок осуществляются по долгосрочным контрактам

В 2024–2030 гг. продолжится поступательный рост потребления газа в КНР, но, на фоне всё более высокой базы и относительно слабой макроэкономической динамики, его темпы, по нашей оценке, существенно снизятся. CAGR уменьшится до 4,4% по сравнению с 6,8% в 2019–2023 гг. Основное охлаждение будет наблюдаться в промышленности в силу насыщения базового спроса и сужения государственных стимулов, включая меньшее административное давление со стороны региональных властей.

В электроэнергетике остается огромный потенциал по замещению угольной генерации газовой, однако новые газовые ТЭС, в основном, будут использоваться для покрытия пиковой, а не базовой нагрузки. Это создает риски последующего вытеснения газа со стороны промышленных накопителей энергии. Рост спроса со стороны домохозяйств будет связан, в основном, с дальнейшей газификацией жилой застройки (преимущественно для нужд отопления). Однако его потенциал выглядит ограниченным из-за растущей конкуренции со стороны бытового использования электроэнергии. Продолжит также расти спрос в секторах грузовых перевозок на дальние расстояния и водного транспорта.

В 2030 г. годовое потребление газа в КНР в базовом сценарии достигнет 520–530 млрд м³ (+33–36% к 2023 г.). Наиболее быстрые темпы роста ожидаются в электроэнергетике, теплоснабжении и на транспорте (+44% в 2030 г. к 2023 г.), а также в домохозяйствах (+37%). В промышленности рост потребления, напротив, будет замедляться опережающими темпами.

Увеличение потребления означает рост импорта газа к 2030 г. до 240–250 млрд м³ (+48% или +80 млрд м³ в год относительно 2023 г.). КНР продолжает формировать избыточные мощности импорта газа

и сможет снижать при желании импорт трубопроводного газа за счет увеличения поставок СПГ и наоборот, что усиливает ее переговорные позиции по цене и другим условиям поставок в отношении всех экспортеров, включая Россию.

Что будет после 2030 г.?

Газовый рынок КНР далек от насыщения, его газоемкость продолжит расти до 2030 г., а пик спроса будет пройден, вероятно, не ранее 2035 г. или позднее. Власти КНР, по нашей оценке, будут стремиться и далее сдерживать рост доли импорта газа в его потреблении в пределах 40%, в худшем случае – 50% (с 2018 г. она колеблется в диапазоне 40–43%), в т. ч. учитывая негативный опыт европейского газового кризиса 2022 г. Это ставит потребление газа в жесткую зависимость от темпов увеличения собственной добычи, которые после 2030 г. остаются достаточно неопределенными. Пределом роста добычи, по текущим оценкам (ФСЭГ, РЭА и пр.), может быть 430–450 млрд м³ в год, с учетом увеличения производства т. н. низкоуглеродных газов: биометана,

Строительство газопровода «Сила Сибири»
Источник: topcor.ru



Разрыв между внутренним потреблением и собственной добычей природного газа в КНР последовательно увеличивается, и эта тенденция сохранится, по меньшей мере, до начала – середины 2030-х гг.

водорода, низкоуглеродного синтез-газа и пр. Но такой показатель возможно будет достичь лишь к 2050 г.

Перспективы потребления газа также сильно зависят от дальнейшей низкоуглеродной политики страны, параметры которой могут существенно меняться и, скорее всего, в негативную для газового рынка сторону. Кроме того, на спрос будут воздействовать ценовая динамика на мировом и внутреннем рынках газа и геополитический фон (безопасность импортных поставок и наличие санкционных ограничений).

После 2030 г. ожидается более резкое, чем в 2024–2030 гг., снижение темпов роста и достижение пика спроса уже в период 2035–2040 гг. Мы полагаем, что пиковое потребление не превысит 600 млрд м³ в год. Собственное производство газа к этому моменту составит около 320 млрд м³ в год, что означает прирост импорта не более чем на 40 млрд м³ в год к 2030 г. Наибольшего расцвета импорт газа в КНР достигнет, по всей видимости, в период с конца 2020-х гг. по начало 2040-х гг. на уровне 230–280 млрд м³ в год.

Перспективы экспорта из России

В 2023 г. поставки российского трубопроводного газа в КНР по газопроводу «Сила Сибири» достигли 22,7 млрд м³. В 2024 г. они составят уже около 30 млрд м³, в 2025 г., вероятно, выйдут на проектный уровень – 38 млрд м³ в год. Начиная с 2028–2029 гг., после ожидаемого в 2027 г. запуска Дальневосточного маршрута из Приморского края, поставки должны достичь текущего законтрактованного объема – 48 млрд м³ в год. Также Россия

К 2030 г. годовое потребление газа в КНР достигнет 520-530 млрд м³ (+33-36% к 2023 г.). Наиболее быстрые темпы роста ожидаются в электроэнергетике, теплоснабжении и на транспорте

может помочь Узбекистану и Казахстану, испытывающим возрастающие проблемы с газовым балансом, в исполнении их контрактных обязательств перед КНР. Но вероятнее всего, российское участие будет не прямым, а косвенным – через обменные операции, т. е. формально российский газ будет использоваться для газоснабжения внутренних рынков стран Центральной Азии. Величина таких свопов, по нашей оценке, может достигнуть в перспективе 8–9 млрд м³ в год.

Коммерческие поставки по газопроводу «Сила Сибири 2» могут начаться не ранее 2030–2032 гг., а выход на проектную мощность возможен в лучшем случае

Газопровод «Сила Сибири»



Источник: «Газпром»

к 2034–2035 гг. Но проект может быть отложен и на более поздний срок. С точки зрения Китая, основным недостатком проекта является необходимость предоставления долгосрочных гарантий спроса на столь большой объем газа (50 млрд м³ в год) на фоне высокой неопределенности газового баланса КНР после 2030 г. Как мы уже отметили, в базовом сценарии весь прирост импорта газа в КНР в 2030-е гг. может составить всего 40 млрд м³.

Для того чтобы «Сила Сибири 2» смогла встроиться в газовый баланс Китая 2030-х гг., должен измениться сам этот баланс, т. е. должно произойти одно из трех:

- должен опережающими темпами расти спрос, что пока выглядит неочевидным в рамках текущей и ожидаемой государственной политики;
- должна более низкими темпами расти добыча;
- должны возникнуть проблемы с импортом газа из других источников.

Как ни странно, но наиболее существенным может оказаться третий фактор. КНР может согласиться на этот проект в силу геополитических причин: для получения резервного источника газа на случай перебоев с поставками СПГ из-за возникновения санкционных или военных угроз, если

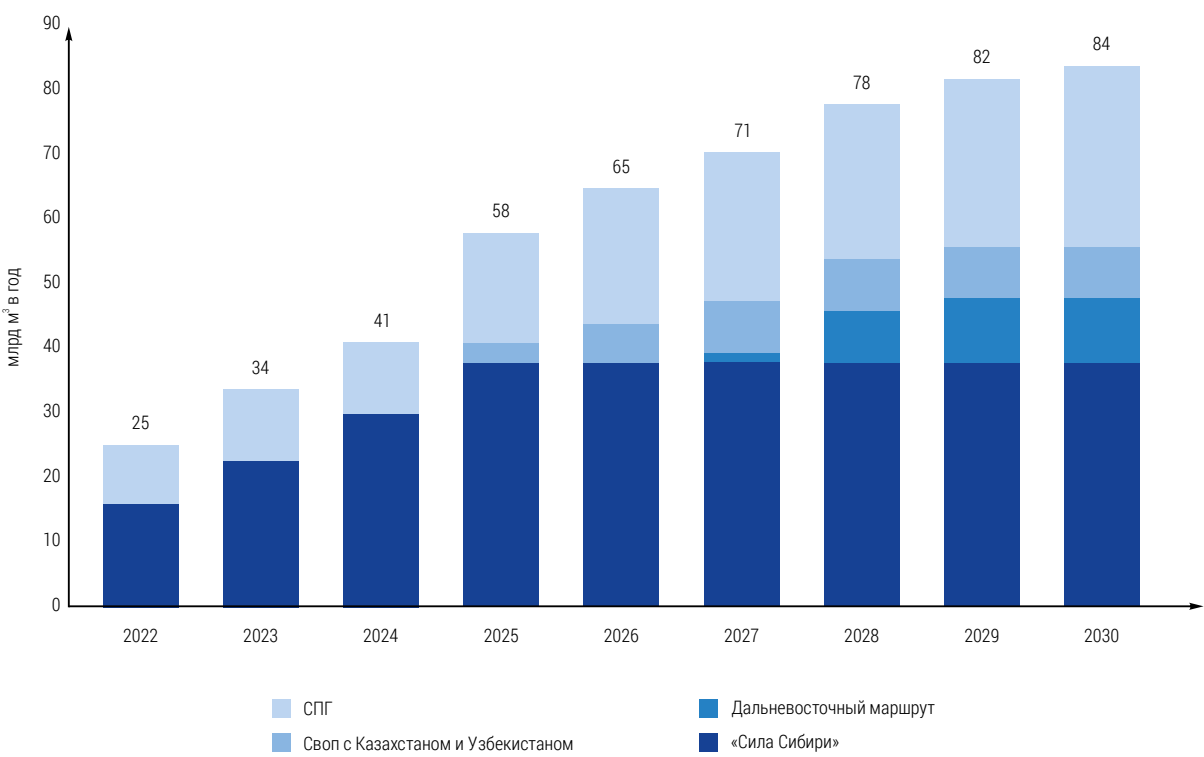


Рис. 10. Базовый сценарий экспорта российского газа в КНР до 2030 г. Источник: оценки ИЭФ

такие угрозы появятся в ходе дальнейшего обострения отношений с США.

Для России «Сила Сибири 2» также остается, на наш взгляд, рискованным проектом в силу монополии (что грозит в будущем невыгодным изменением контрактных условий), сомнений в долгосрочной стабильности спроса (риска недозагруженности) и больших капитальных затратах на создание ГТС внутри России и Монголии в условиях ограниченных инвестиционных ресурсов.

Помимо трубопроводного газа, в 2023 г. КНР импортировала, по данным GIIIGNL и IGU, 8,15 млн т (11 млрд м³) российского СПГ, обеспечив 26% всего российского экспорта СПГ и 11,5% собственных потребностей.

Основная часть российского СПГ в КНР продается на основе спотовых и краткосрочных контрактов. У Petrochina подписан контракт на поставку до 2038 г. в Китай 3 млн т СПГ в год с завода «Ямал-СПГ». С китайскими компаниями также заключены контракты на поставку около 6 млн т СПГ с завода «Арктик СПГ 2» сроком от 10 до 20 лет.

Основная неопределенность при оценке поставок российского газа в КНР

до 2030 г. связана с объемом ожидаемого свопа с Казахстаном и Узбекистаном, а также с масштабом дополнительных поставок СПГ сверх уже заключенных долгосрочных контрактов, в т. ч. со строящихся заводов «Арктик СПГ 2» и «Балтийский СПГ» и планируемых «Мурманск СПГ» и «Обский СПГ», если последние будут введены в строй до 2030 г.

К 2028–2030 гг. общий объем экспорта российского СПГ в Китай может достичь 18–21 млн т (24–28 млрд м³) в год по сравнению с 11 млрд м³ в 2023 г. Однако в случае введения эмбарго ЕС на импорт российского СПГ поставки в КНР будут выше, при условии, вероятно, вынужденного ценового демпинга. Также на поставки будет влиять ввод новых мощностей сжижения.

Суммарный экспорт российского газа в КНР к 2030 г. можно оценить в 84 млрд м³ в год, из которых 67% (как и в 2023 г.) должны обеспечить трубопроводные поставки, в т. ч. своповые через Казахстан. Эти объемы, по нашей оценке, обеспечены гарантированным спросом в КНР при условии их ценовой конкурентоспособности и возможности обхода санкционных ограничений, введенных США и ЕС.

Применение уточненных коэффициентов выбросов парниковых газов при транспортировке и хранении природного газа в национальном кадастре России

Александр ИШКОВ
Заместитель начальника
департамента – начальник управления ПАО
«Газпром», профессор кафедры ЮНЕСКО
«Зеленая химия для устойчивого развития»
РХТУ им. Д. И. Менделеева, д. х. н.

Константин РОМАНОВ
Заместитель начальника управления
ПАО «Газпром», генеральный директор
ООО «Газпром водород», ответственный
секретарь координационного комитета
ПАО «Газпром» по вопросам рационального
природопользования, к. э. н.

Евгений КОЛОШКИН
Главный технолог ПАО «Газпром», ученый
секретарь секции № 19 научно-технического
совета ПАО «Газпром»

Денис НЕРЕТИН
Начальник КНТЦ экологической
безопасности и энергоэффективности
ООО «Газпром ВНИИГАЗ», к. т. н.

Ксения РОМАНОВСКАЯ
Специалист 1 категории лаборатории охраны
окружающей среды и ресурсосбережения
ООО «Газпром ВНИИГАЗ», аспирант департамента
экологической безопасности и менеджмента
качества продукции института экологии РУДН

Александр НАХУТИН
Заведующий отделом мониторинга выбросов
парниковых газов в энергетике и промышленности
ФГБУ «ИГКЭ» им. акад. Ю. А. Израэля, к. ф.-м. н.

Никита ПОПОВ
Младший научный сотрудник ФГБУ «ИГКЭ»
им. акад. Ю. А. Израэля

Олег ТРЕТЬЯК
Ведущий инженер ФГБУ «ИГКЭ» им. акад.
Ю. А. Израэля

Аннотация. Актуальность работы обусловлена важностью повышения точности в оценке величин выбросов парниковых газов нефтегазового сектора российского ТЭК. Цель работы – разработка и уточнение национальных коэффициентов выбросов CH₄ и CO₂ при операциях с природным газом в транспортировке и подземном хранении газа (ПХГ). Впервые рассчитаны коэффициенты эмиссии CH₄ и CO₂ при осуществлении операций в ПХГ, уточнены используемые коэффициенты выбросов CH₄ и CO₂ при осуществлении операций в транспортировке природного газа, проведена оценка неопределенности средневзвешенных составов газа и разработанных коэффициентов. Актуализация коэффициентов в том числе продиктована рядом внедренных ПАО «Газпром» с 2019 г. инновационных энергосберегающих мероприятий по сокращению выбросов метана, включая мобильные компрессорные станции.

Ключевые слова: диоксид углерода, метан, коэффициенты выбросов, природный газ, эмиссии парниковых газов.

Abstract. The relevance of the work is due to the importance of improving the accuracy of estimation of greenhouse gas emissions from the oil and gas sector of the Russian FEC. The purpose of the study was to develop and clarify national CH₄ and CO₂ emission factors for natural gas operations in gas transportation and underground gas storage (UGS). The CH₄ and CO₂ emission factors for UGS operations were calculated first, the CH₄ and CO₂ emission factors used for natural gas transportation operations were specified, and the uncertainty of weighted average gas compositions and developed factors was assessed. The coefficient update is also determined by a number of innovative energy-saving measures to reduce methane emissions, including mobile compressor stations, introduced by PJSC Gazprom starting from 2019.

Keywords: carbon dioxide, methane, emission factors, natural gas, greenhouse gas emissions.

“

Предлагается в рамках проводимой работы актуализировать национальный коэффициент для выбросов CH₄ при транспортировке природного газа

Введение

Развитие комплекса мер по сохранению природного газа Единой газотранспортной системы, реализуемого ПАО «Газпром», создает предпосылки для уточнения значений коэффициентов выбросов

метана (CH₄) и диоксида углерода (CO₂) при транспортировке газа, применяемых в национальном кадастре Российской Федерации (НК России).

Оценки выбросов и абсорбции парниковых газов (ПГ) ведутся по секторам экономики с 1990 г. и охватывают всю территорию Российской Федерации. Данные национального кадастра России формируются расчетным путем на основании национальной или ведомственной статистической отчетности с использованием конверсионных коэффициентов для пересчета данных о хозяйственной деятельности в величины эмиссии и поглощения парниковых газов. В этих условиях значимость настоящей работы определяется необходимостью представления в РКИК ООН более точных оценок объемов выбросов парниковых газов в отраслях ТЭК.

В соответствии с руководящими принципами МГЭИК РКИК ООН [1], при составлении национального кадастра России данные количественной оценки выбросов нефтегазового комплекса представляют в секторе 1 «Энергетика», который подразделяется на выбросы, происходящие



Компрессорная станция Береговая газопровода «Голубой поток»

Источник: «Газпром»

от сжигания топлива с целью получения энергии и тепла (подсектор 1.A) и летучие (фугитивные) выбросы от утечек и испарения топлив (подсектор 1.B) [2].

Выбросы от операций с природным газом входят в категорию 1.B.2 сектора «Энергетика». Данная категория включает выбросы CH_4 и CO_2 в результате поступления природного газа в атмосферу без сжигания, основная доля которых приходится на транспортировку природного газа по магистральным газопроводам (МГ).

В руководящих принципах МГЭИК [1] определены 3 уровня количественной оценки выбросов или поглощений, различающиеся по своей сложности и требованиям к исходной информации. Переход от уровня 1 к уровню 3 представляет собой снижение неопределенности оценок выбросов CH_4 . Национальные отчеты по инвентаризации должны основываться на подходе уровня 3 для всей цепочки поставок природного газа.

В настоящее время для оценки выбросов от транспортировки природного газа по магистральным газопроводам в России за 2017 г. и последующие периоды в кадастре применяются коэффициенты выбросов CH_4 и CO_2 , разработанные на основе

данных ПАО «Газпром», об использовании газа на собственные технологические нужды газотранспортными обществами за 2010–2018 гг., равные $1,72 \times 10^{-3}$ тыс. т CH_4 /млн м^3 и $7,38 \times 10^{-6}$ тыс. т CO_2 /млн м^3 транспортируемого газа.

Цель настоящей работы заключалась в уточнении коэффициентов выбросов CH_4 и CO_2 при операциях по транспортировке газа, а также в разработке национальных коэффициентов выбросов при операциях с природным газом в подземном хранении газа (ПХГ) для количественной оценки выбросов сектора «Энергетика» национального кадастра России.

Для достижения поставленной цели были определены следующие задачи:

- анализ текущего состояния объектов газотранспортной инфраструктуры и подземного хранения природного газа;
- анализ производственных показателей транспортировки и подземного хранения природного газа за установленный период 2019–2022 гг.;
- сбор исходных данных о расходе природного газа на собственные нужды и потери при его транспортировке и подземном хранении;

- сбор исходных данных о физико-химических параметрах (компонентном составе) транспортируемого природного газа;
- расчет коэффициентов выбросов при операциях с природным газом при транспортировке и подземном хранении (на основе данных ПАО «Газпром» за период 2019–2022 гг.);
- оценка неопределенности средне-взвешенных параметров газа.

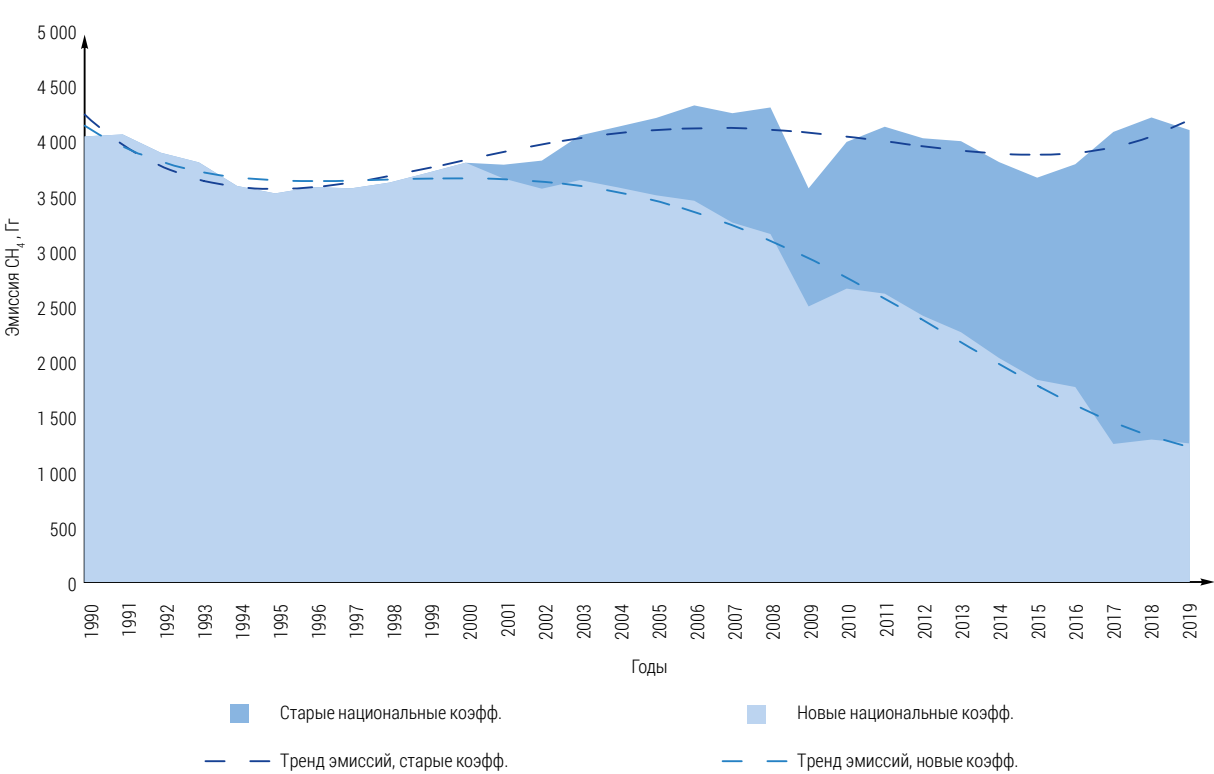
С 2000 г. ПАО «Газпром» ежегодно реализует программы по комплексному ремонту и модернизации газотранспортных объектов. Информацию о проводимых мероприятиях компания публикует в открытом доступе [3]. В связи с проведением указанных выше программ по модернизации, национальный коэффициент выбросов был пересмотрен, так как не отражал результаты от проведенных мероприятий по совершенствованию газотранспортной системы. Можно считать, что старый коэффициент был релевантным только для выбросов, происходивших в период 1990–2000 гг. При подготовке национального кадастра России для оценки выбросов CH_4 до 2000 г. был использован старый национальный коэффициент выбросов. Для оценки выбросов в период после 2000 г. значение старо-

Полученный коэффициент выбросов CH_4 при транспортировке газа снизился относительно используемого в национальном кадастре России на 11%. Коэффициент выбросов CO_2 изменился незначительно

го коэффициента было линейно интерполировано до значения нового коэффициента выбросов CH_4 , разработанного на основе данных ПАО «Газпром» и примененного для оценки выбросов, начиная с 2017 г. (см. рис. 1). Новые национальные коэффициенты позволили корректно оценить результат от проводившихся программ по модернизации газотранспортных объектов в России, осуществляемых ПАО «Газпром» [4].

С учетом внедрения ПАО «Газпром» с 2019 г. мобильных компрессорных станций и других инновационных энергосберегающих мероприятий по сокращению выбросов CH_4 , предлагается

Рис. 1. Динамика выбросов метана от магистрального транспорта газа за 1990–2019 [4]



Рассчитанные в настоящем исследовании коэффициенты выбросов CH₄ и CO₂ при хранении природного газа на порядок больше применяемого в настоящее время в национальном кадастре России

в рамках проводимой работы актуализировать национальный коэффициент для выбросов CH₄ при транспортировке природного газа.

Объекты и методы

Расчет коэффициентов выбросов CH₄ и CO₂ при операциях с природным газом в транспортировке был произведен на основе исходных данных по расходу природного газа на технологические операции без сжигания 17 газотранспортных дочерних обществ (ГТ ДО) ПАО «Газпром», представительных для всей территории России.

Заполярное месторождение газа



Источник: «Газпром»

На основе компонентного состава транспортируемого природного газа для каждого участка/ЛПУ были рассчитаны усредненные доли CH₄ и CO₂, которые затем были использованы для определения среднегодовой доли CH₄ и CO₂ в транспортируемом природном газе по каждому дочернему предприятию.

Объем технологических потерь газа без сжигания, в том числе в результате продувок, стравливания, неорганизованных выбросов (утечек), а также инцидентов (аварий) без возгорания, определялся на основе баланса расхода природного газа на собственные нужды по каждому дочернему обществу за период (год) по формуле (1):

$$V_{\text{пот.,i,y}} = V_{\text{СТН,i,y}} - V_{\text{тэн,i,y}} \tag{1}$$

где:
V_{пот.,i,y} – объём технологических потерь природного газа без сжигания в i-том ГТ ДО за период y;
V_{СТН,i,y} – общий расход газа на собственные нужды i-го ГТ ДО за период y;
V_{тэн,i,y} – общий расход газа на топливно-энергетические нужды i-го ГТ ДО за период y.

Расчёт коэффициентов для каждого года производился по формуле (2):



Нижневартовский ГПЗ

Источник: «Сибур»

$$EF_{j,y} = \frac{\sum_{i,y} (V_{\text{пот.,i,y}} \times \varphi_{j,i,y} \times p_j)}{V_{\text{тр,y}}} \tag{2}$$

где:
V_{пот.,i,y} – объём технологических потерь газа без сжигания в i-том ГТ ДО за период y;
φ_{j,i,y} – усреднённая объёмная доля j-го ПГ в составе транспортируемого природного газа i-го ГТ ДО;
p_j – плотность j-го ПГ, принимается согласно методике приказа Минприроды России от 27.05.2022 г. № 371 [5];
V_{тр,y} – общий объём транспортировки природного газа по МГ в России за период y.
Итоговый национальный средневзвешенный коэффициент выбросов CH₄ и CO₂ усреднялся за период 2019–2022 гг. с учётом доли каждого года в суммарном объёме транспортировки газа за рассматриваемый период.

Аналогичным образом были рассчитаны коэффициенты выбросов в атмосферу CH₄ и CO₂ от технологических операций без сжигания для ПХГ. Расчет произведен с учетом производственных показателей всех региональных подземных хранилищ газа ПАО «Газпром» за период 2019–2022 гг.

Выполнен анализ составов природного газа эксплуатируемых ПХГ ПАО «Газпром» за период 2019–2022 гг., получены средневзвешенные доли CH₄ и CO₂, используемые при расчете коэффициентов выбросов.

Произведен расчет коэффициентов выбросов CH₄ и CO₂ по объектам ПХГ за каждый год установленного периода, определены средневзвешенные коэффициенты данных выбросов при операциях с природным газом без сжигания в ПХГ ПАО «Газпром» за период 2019–2022 гг.

Расчет коэффициентов выбросов для ПХГ произведен с учетом объемов закачанного/отобранного природного газа за каждый год установленного периода аналогично транспортировке природного газа по формуле (3):

$$EF_{j,y} = \frac{\sum_{i,y} (V_{\text{пот.,i,y}} \times \varphi_{j,i,y} \times p_j)}{V_{\text{хр,y}}} \tag{3}$$

где:
V_{пот.,i,y} – объём технологических потерь газа без сжигания в i-том филиале ПХГ за период y;
φ_{j,i,y} – усреднённая объёмная доля j-го ПГ в составе товарного природного газа i-го филиала ПХГ;

Показатели формул 2 и 3	Показатели для расчета неопределенности		Комментарии
	Среднеквадратическое отклонение относительной погрешности (неопределенности), %	Значение	
V _{пот (продукции)}	СИ расхода природного газа, температуры, влажности, давления	±5	(СТО Газпром 5.9.9 5.37–2011) Величина допускаемой относительной погрешности (неопределенности) на узлах измерения объемов природного газа на СТН не должна превышать ±5%
	СИ расхода природного газа (вычислитель)	±0,02	(СТО Газпром 5.9.9 5.37–2011) Величина допускаемой относительной погрешности (неопределенности) вычислителя по показаниям и регистрации объемного расхода газа не должна превышать ±0,02%
V _{пот (утечки)}	СИ концентраций CH ₄ , объемного расхода газа	±15	(СТО Газпром 2–1.20–122–2007) Пределы погрешности определения объема утечки природного газа при доверительной вероятности 0,95 не должны превышать ±15%
V _{пот (аварии без возг.)}	СИ расхода природного газа, температуры, влажности, давления	±5	(СТО Газпром 5.9.9 5.37–2011) Величина допускаемой относительной погрешности (неопределенности) на узлах измерения объемов природного газа не должна превышать ±5%
	СИ расхода природного газа (вычислитель)	±0,02	(СТО Газпром 5.9.9 5.37–2011) Величина допускаемой относительной погрешности (неопределенности) вычислителя по показаниям и регистрации объемного расхода газа не должна превышать ±0,02%
V _{тов.газа}	СИ расхода природного газа, температуры, влажности, давления	±2	(СТО Газпром 5.9.9 5.37–2011) Величина допускаемой относительной погрешности (неопределенности) на узлах измерения объемов природного газа между газотранспортными ДО и на ГРС к отечественному потребителю не должна превышать ±2%
φ _{j,i,y}	СИ измерений компонентного состава природного газа (хроматограф)	±2	(ГОСТ 26703) Величина допускаемого значения относительного среднего квадратического отклонения выходного сигнала хроматографа (показатель технического уровня и качества хроматографа) не должна превышать ±2%
	Относительная неопределенность измерения молярной доли CH ₄ /CO ₂ в составе природного газа методом хроматографии	0	На основании данных предыдущих исследований об определении погрешности молярной доли CH ₄ и CO ₂ принята не значимой [4]

Таблица 1. Перечень параметров расчета для оценки неопределенности

p_j – плотность j -го ПГ, принимается согласно методике приказа Минприроды России от 27.05.2022 г. № 371 [5];
 $V_{хр,у}$ – общий объём товарного природного газа закачанного/отобранного из хранилищ за период $у$.
Итоговый национальный средневзвешенный коэффициент выбросов CH_4 и CO_2 при хранении природного газа усреднялся за период 2019–2022 гг. с учётом доли каждого года в суммарном объёме закачанного/отобранного природного газа за рассматриваемый период.
Методика оценки неопределенности. Количественная оценка неопределённости разработана в соответствии с утверждёнными параметрами государственных стандартов и стандартов ПАО «Газпром» для средств измерений, установленных

на объектах Единой газотранспортной системы. Неопределённость коэффициентов выбросов определялась по погрешностям средств измерений параметров, включённых в его расчёт, согласно формулам (2) и (3), где для удобства расчёта $V_{пот., i, y}$ рассматривается не как разница между общим объёмом расхода газа на собственные технологические и теплоэнергетические нужды, а как сопоставимая с ней сумма объемов газа на продувки, стравливание неорганизованных выбросов в результате утечек и аварий без возгорания (формула 1). В таблице 1 приведены перечень параметров расчёта, соответствующие им погрешности приборов и ссылки на источники.
Оценка неопределённости производилась поэтапно для каждого параметра из формул (2) и (3) в следующем порядке:

Шаг 1. Расчёт неопределённости ($V_{пот., i, y}$).
Шаг 2. Расчёт неопределённости ($V_{пот., i, y} \times \varphi_{j, i, y} \times p_j$).
Шаг 3. Расчёт неопределённости $\sum(V_{пот., i, y} \times \varphi_{j, i, y} \times p_j)$.
Шаг 4. Расчёт неопределённости итогового средневзвешенного сред-немноголетнего коэффициента.
При расчёте неопределённостей для шагов 1 и 3 применяли формулу 4, а для шага 2 формулу 5, согласно руководящим принципам МГЭИК 2006 г.

$$U_{общ} = \frac{\sqrt{(U_1 \times x_1)^2 + (U_2 \times x_2)^2 + \dots + (U_n \times x_n)^2}}{|x_1 + x_2 + x_3 \dots + x_n|} \quad (4)$$

где:
 $U_{общ}$ – неопределенность суммы величин, выраженная в процентном отношении;
 U_i – неопределенности в процентах, связанные с каждой величиной;
 x_i – значения каждой величины.

$$U_{общ} = \sqrt{U_1^2 + U_2^2 + \dots + U_n^2} \quad (5)$$

где:
 $U_{общ}$ – неопределенность произведения, выраженная в процентном отношении;
 U_i – неопределенности в процентах, связанные с каждой величиной.
При выполнении шага 4 применялся метод многократных статистических испытаний или метод Монте-Карло [1, 10]. Было принято допущение, что каждый из пара-

Таблица 2. Средневзвешенные доли CH_4 и CO_2 в составе товарного природного газа ПАО «Газпром» по годам и средние за период 2019–2022 гг.

Год	2019		2020		2021		2022		Среднее за период 2019–2022 гг.	
Категория источника выбросов	CH ₄	CO ₂	CH ₄	CO ₂	CH ₄	CO ₂	CH ₄	CO ₂	CH ₄	CO ₂
Транспортировка природного газа по МГ	94,72	0,23	94,54	0,24	95,66	0,28	95,04	0,35	94,7	0,24
ПХГ	95,02	0,22	94,86	0,22	94,9	0,23	94,63	0,23	94,85	0,22

Таблица 3. Уточненные/разработанные коэффициенты эмиссии CH_4 и CO_2 категорий «Транспортировка природного газа по МГ» и «Хранение природного газа» и коэффициенты 2017 г., используемые в НК России

Категория источника выбросов ПГ	Коэффициенты выбросов ПГ, тыс. т/млн м ³			
	Уточненные/разработанные коэффициенты		Действующие коэффициенты НК России 2023 г.	
	CH ₄	CO ₂	CH ₄	CO ₂
Транспортировка газа по МГ	1,53×10 ⁻³ ±1,33%	9,38 ×10 ⁻⁶ ±1,62%	1,72×10 ⁻³ ±18%	7,38×10 ⁻⁶ ±18%
Хранение газа	1,93×10 ⁻⁴ ±2,28%	1,42 ×10 ⁻⁶ ±3,07%	2,5×10 ⁻⁵ ±240%	1,1×10 ⁻⁷ ±240%

При пересчете выбросов с применением уточненных коэффициентов эмиссии снижение выбросов подсектора 1.В.2. за 2021 г. составило 393 тыс. т CO₂-экв., в том числе CH₄ – 15,8 тыс. т

метров расчёта коэффициентов эмиссии имеет нормальное распределение. Расчёт выполнялся с использованием модели, приведённой в открытом доступе [11].

Результаты и апробация

Средние доли CH_4 и CO_2 в составе природного газа ПАО «Газпром» при осуществлении операций в транспортировке и хранении природного газа приведены в таблице 2.
Результаты расчета коэффициентов эмиссии CH_4 и CO_2 категорий «Транспортировка природного газа по магистральным газопроводам» и «Хранение природного газа» и сравнение их с коэффициентами 2017 г., используемыми в кадастре, представлены в таблице 3.
В результате расчетов полученный коэффициент выбросов CH_4 при транс-

Год	Добыча природного газа	Транспортировка природного газа	Хранение природного газа
2019	643,7	688,75	688,75
2020	598,8	639,5	639,5
2021	662	718,25	718,25
2022	576	605,38	605,38

Таблица 4. Показатели деятельности газовой отрасли Российской Федерации, необходимые для расчета выбросов ПГ при формировании НК России за период 2019–2021 гг., млрд м³

портировке газа снизился относительно используемого в национальном кадастре России на 11%. Коэффициент выбросов CO₂ изменился незначительно, что не оказывает существенного влияния на результат количественной оценки эмиссии. Увеличение коэффициента выбросов CO₂ при транспортировке газа в 1,2 раза связано с использованием большего и более точного массива данных, релевантно отображающего среднюю долю CO₂ в транспортируемом газе и расхода газа на собственные нужды транспорта, по сравнению с данным исследований [12]. Однако значения неопределённости коэффициентов выбросов при осуществлении операций в транспортировке и хранении природного газа снизились существенно, что связано с корректировкой методов расчёта неопределённостей.

Рассчитанные в настоящем исследовании коэффициенты выбросов CH₄ и CO₂ при хранении природного газа на порядок больше применяемого в настоящее время в национальном кадастре России, однако полученная неопределенность коэффициентов выбросов данной категории значительно ниже, что связано с тем, что в кадастре сейчас в оценке выбросов от категории хранения природного газа

по умолчанию используется коэффициент из руководящих принципов МГЭИК [1]. Применение рассчитанного коэффициента повышает точность и снижает неопределенность НК России.

Апробация. С использованием уточненных коэффициентов эмиссии парниковых газов были рассчитаны выбросы при операциях с природным газом в транспортировке и ПХГ за 2019–2021 гг. подсектора 1.B.2 сектора «Энергетика» национального кадастра России и проведена сравнительная оценка величин выбросов с данными кадастра. Расчет проводился по форме электронных таблиц раздела 1.B.2 ОФД НК России.

В качестве исходных данных для расчета выбросов при операциях с природным газом нефтегазового комплекса Российской Федерации с использованием уточненных коэффициентов эмиссии CH₄ и CO₂ были использованы данные государственной статистической отчетности, приведенные в таблице 4.

Данные о деятельности в единицах массы были переведены в единицы объема, с учетом средневзвешенных плотностей природного газа, нефти и газового конденсата, использованных при расчете в кадастре: 0,8; 0,856 и 0,772 кг/м³ соответственно.

Таблица 5. Уточненные коэффициенты выбросов для транспортировки и хранения природного газа, полученные ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

Вид деятельности (источник выбросов)	ПГ	Действующие коэффициенты НК России 2023 г. (1990–1921 гг.)	Уточненные коэффициенты	Пересчет с учетом новых коэффициентов	
				Уточненный коэффициент выбросов для транспортировки газа по МГ*	Уточненные коэффициенты выбросов для транспортировки и хранения
				Вариант 1	Вариант 2
Транспортировка (Тр.)	CO ₂	7,38×10 ⁻⁶	9,38×10 ⁻⁶	9,38×10 ⁻⁶	9,38×10 ⁻⁶
	CH ₄	1,72×10 ⁻³	1,53×10 ⁻³	1,53×10 ⁻³	1,53×10 ⁻³
Хранение (Хр.)	CO ₂	0,11×10 ⁻⁶	1,42×10 ⁻⁶	0,11×10 ⁻⁶	1,42×10 ⁻⁶
	CH ₄	0,025×10 ⁻³	0,193×10 ⁻³	0,025×10 ⁻³	0,193×10 ⁻³
Тр.+Хр.	CO ₂	7,49×10 ⁻⁶	10,8×10 ⁻⁶	9,49×10 ⁻⁶	10,8×10 ⁻⁶
	CH ₄	1,745×10 ⁻³	1,723×10 ⁻³	1,555×10 ⁻³	1,723×10 ⁻³

* – коэффициенты для ПХГ из НК России

Сектор	2019 г.	2020 г.	2021 г.
«Энергетика» (НК России), млн т CO ₂ -экв.	1682,3	1593,8	1679,1
в том числе 1.B.2 «Нефть и газ»	163,395	152,784	160,276
в том числе 1.B.2.b4 «Нефть и газ» – утечки от транспортировки газа по МГ и хранения газа	30,05	45,125	31,339
«Энергетика» (уточнен. коэфф.)	1681,925	1593,671	1678,707
в том числе 1.B.2 «Нефть и газ»,	163,02	152,655	159,883
включая 1.B.2.b4 «Нефть и газ» – утечки от транспортировки газа по МГ и хранения газа	29,639	27,521	30,91
Всего выбросов, без учета ЗИЗЛХ (НК России), млн т CO ₂ -экв.	2136,5	2061,1	2156,6
Всего выбросов, без учета ЗИЗЛХ (уточнен. коэфф.), млн т CO ₂ -экв.	2136,1	2061	2156,2
снижение в год, сектор «Энергетика», млн т CO ₂ -экв.	0,375	0,129	0,393
снижение в год, сектор «Энергетика», %	0,02	0,01	0,02
снижение в год, подсектор 1.B.2 «Нефть и газ», %	0,23	0,09	0,26
снижение в год, подкатегория 1.B.2.b4 «Нефть и газ» – утечки от транспортировки газа по МГ и хранения газа, %	1,37	1,37	1,37
снижение в год, в целом по кадастру, %	0,02	0,01	0,02

Таблица 6. Выбросы парниковых газов с применением уточненных коэффициентов эмиссии ПГ при транспортировке и хранении природного газа (вариант 2) за 2019–2021 гг. [2]

Уточненные коэффициенты выбросов CH₄ и CO₂, полученные в результате исследования и примененные при расчете эмиссии, приведены в таблице 5.

Для сравнительного анализа был проведен пересчет выбросов по 2 вариантам применения уточненных коэффициентов в соответствии с методическим подходом НК России:

- 1) для транспортировки газа;
- 2) для транспортировки и хранения газа.

В результате пересчета количества выбросов с применением уточненных коэффициентов эмиссии при операциях с природным газом в транспортировке

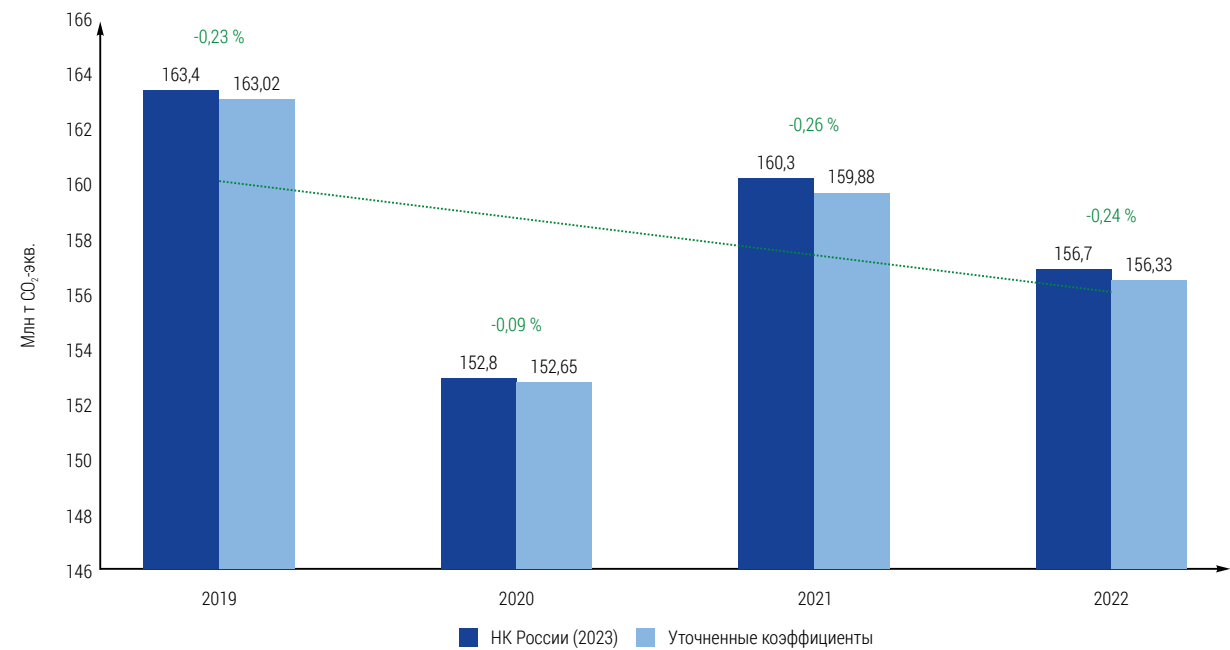
и ПХГ снижение выбросов в секторе «Энергетика» за 2021 г. составило 0,393 млн т CO₂-экв. (или 0,02%), по сравнению с данными кадастра. За период 2019–2021 гг. снижение эмиссии парниковых газов в секторе «Энергетика», с учетом полученных коэффициентов, составило около 0,9 млн т CO₂-экв.

Таким образом, использование новых уточненных коэффициентов эмиссии для расчета выбросов при транспортировке и хранении природного газа снижает абсолютную величину выбросов парниковых газов национального кадастра России за рассматриваемый период 2019–2021 гг. от 0,01% до 0,02% в год (таблица 6).

Ульяновское ЛПУМГ

Источник: «Газпромтрансгаз Самара»





3 930 тыс. т CO₂-экв. 2021 г. Разница (снижение) выбросов ПГ в секторе «Энергетика» при применении уточненных коэффициентов

Рис. 2. Оценка выбросов парниковых газов от операций с природным газом категории 1.В.2 сектора «Энергетика»

На рис. 2 представлена оценка выбросов парниковых газов от операций с природным газом категории 1.В.2 сектора «Энергетика», а также разница (снижение) выбросов ПГ в секторе «Энергетика» при применении уточненных коэффициентов, по сравнению с НК России.

Новые коэффициенты учитывают эффект от дополнительных мер по сокращению выбросов парниковых газов, внедряемых ПАО «Газпром» на объектах ГТС, начиная с 2019 г.

Результаты оценки неопределенности коэффициентов эмиссии CH₄ и CO₂ для транспортировки и хранения природного газа в категории «Летучие выбросы», с учетом средневзвешенных долей CH₄ и CO₂ в природном газе за 2019–2022 гг., приведены в таблице 7.

Таким образом, неопределенность коэффициентов эмиссии парниковых газов при осуществлении операций в транспортировке

и хранения природного газа ПАО «Газпром» не превышает 3%. Полученные значения неопределенности значительно ниже значений национального кадастра России, интервал которых может достигать 240% [1]. Например, неопределенность выбросов по категории источников 1.В.2 в НК России за 2021 г. составила 30,6%, что также выше значений, рассчитанных в данном исследовании.

Выводы

Впервые рассчитаны коэффициенты эмиссии CH₄ и CO₂ при осуществлении операций в ПХГ, уточнены используемые коэффициенты выбросов CH₄ и CO₂ при осуществлении операций в транспортировке природного газа, необходимые для формирования национального кадастра России выбросов в разделе нефтегазового комплекса.

Выполнена оценка неопределенности средневзвешенных объемных долей CH₄ и CO₂ в природном газе. Оценка неопределенности коэффициентов выбросов CH₄ и CO₂ для категории хранения газа проведена впервые. Полученный результат более чем в 10 раз ниже, по сравнению с национальным кадастром России.

При пересчете выбросов с применением уточненных коэффициентов эмиссии снижение выбросов подсектора 1.В.2. за 2021 г. составило 393 тыс. т CO₂-экв., в том числе CH₄–15,8 тыс. т. Таким образом, использование вновь рассчитанных и уточненных коэффициентов эмиссии при расчете кадастра вместо коэффициентов, применяемых в настоящее время, способствует снижению абсолютной величины выбросов парниковых газов и повышает точность оценки выбросов при составлении национального кадастра.

Количественная оценка всех выбросов CH₄ в атмосферный воздух от операций с природным газом при транспортировке и хранении природного газа, наличие подробной статистики о выбросах CH₄ на основе отчетности о выбросах загрязняющих веществ на уровне структурных подразделений газотранспортных дочерних обществ и объектов хранения газа ПАО «Газпром» создает условия для перехода

Использование уточненных коэффициентов эмиссии CH₄ вместо коэффициентов, применяемых сейчас в кадастре, способствует снижению абсолютной величины выбросов парниковых газов

на 3 уровень оценки руководящих принципов национальных инвентаризаций парниковых газов МГЭИК, при котором данные предприятий, осуществляющих основной объем операционной деятельности в стране, экстраполируются на национальный уровень.

Непрерывный мониторинг выбросов CH₄ от технологического оборудования и в результате отдельных технологических операций, большой массив воспроизводимых измерений параметров, учитываемых при количественной оценке выбросов CH₄, обеспечивает полноту и достаточность данных для оценки объемов выбросов CH₄ и определения коэффициента эмиссии CH₄ на уровне 3 методологии МГЭИК.

Использованные источники

1. Руководящие принципы национальных инвентаризаций парниковых газов МГЭИК, 2006. – URL: <https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/russian/index.html>
2. Национальный доклад о кадастре антропогенных выбросов из источников и абсорбции поглотителями парниковых газов, не регулируемых Монреальским протоколом за 1990–2021 гг. – М., 2023. – URL: <https://unfccc.int/ghg-inventories-annex-i-parties/2023>.
3. Утверждена программа капитального ремонта газопроводов на 2016–2020 гг. // ПАО «Газпром». – URL: <https://www.gazprom.ru/press/news/2015/october/article249331>.
4. Метан и климатические изменения: научные проблемы и технологические аспекты / Под ред. академика РАН В.Г. Бондура, академика РАН И.И. Мохова, члена-корреспондента РАН А. А. Маковского. – М.: Российская академия наук, 2022. – URL: <https://www.gazprom.ru/f/posts/68/886970/monograph.pdf>
5. Приказ Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 27.05.2022 г. № 371 «Об утверждении методик количественного определения объемов выбросов парниковых газов и поглощений парниковых газов». – URL: <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202207290034>
6. ГОСТ 31371.7-2008. «Газ природный. Определение состава методом газовой хроматографии с оценкой неопределенности. Часть 7. Методика выполнения измерений молярной доли компонентов».
7. СТО Газпром 2-3.5-113-2007. «Методика оценки энергоэффективности газотранспортных объектов и систем».
8. СТО Газпром 5.37-2011. «Единые технические требования на оборудование узлов измерения расхода и количества природного газа, применяемых в ОАО «Газпром».
9. СТО Газпром 5.82-2019. «Обеспечение единства измерений».
10. ГОСТ Р54500.3.1-2011. Руководство ИСО/МЭК 98-3:2008. «Неопределенность измерения. Часть 3. Руководство по выражению неопределенности измерения. Дополнение 1. Трансформирование распределений с использованием метода Монте-Карло».
11. Анализ методом Монте-Карло // Энциклопедия Альт-Инвест. – URL: <https://www.alt-invest.ru/wp-content/uploads/monte-carlo.pdf>
12. Dedikov J.V., Akopova G.S., Gladkaja N.G., Piotrovskij A.S., Markellov V.A., Salichov S.S., Kaesler H., Ramm A., Muller von Blumencron A., Lelieveld J. Estimating Methane Releases from Natural Gas Production and Transmission in Russia. Atmospheric Environment, 1999, 33: 3291-3299.

Таблица 7. Результаты оценки неопределенности коэффициентов эмиссии CH₄ и CO₂ для транспортировки и хранения природного газа в категории «Летучие выбросы»

Категория источников эмиссии ПГ	Подкатегория источников эмиссии ПГ	Значение неопределённости			
		Уточненный результат		НК России 2023 г.	
		CH ₄	CO ₂	CH ₄	CO ₂
Транспортировка газа по МГ	Летучие выбросы	±1,33%	±1,62%	±18%	±18%
ПХГ	Летучие выбросы	±2,28%	±3,07%	+ 240%	+240%

Третий этап газовой реформы

The third stage of gas reform

Сергей ТРОФИМЕНКО

Управляющий директор по рынкам газа
и электроэнергии АО «СПбМТСБ»
E-mail: press@spimex.com

Sergey TROFIMENKO

Managing Director for Gas and Electricity
Markets of JSC «SPbMTSB»
E-mail: press@spimex.com

Газораспределительные сети

Источник: [sever180 / depositphotos.com](https://www.depositphotos.com/180/sever180)



Аннотация. В статье проведен анализ отечественных и зарубежных подходов к развитию внутреннего рынка, отражены вопросы различной доходности поставок газа в регионы, необходимости выравнивания налоговых условий для различных категорий поставщиков и потребителей. Важное место отведено созданию достоверных ценовых индикаторов на рынке газа.

Ключевые слова: газ, биржевые торги, газовый рынок, государственное регулирование, ценовые индикаторы.

Abstract. The article analyzes domestic and foreign approaches to the development of the domestic market, reflects the issues of different profitability of gas supplies to the regions, the need to equalize tax conditions for different categories of suppliers and consumers. An important place is given to the creation of reliable price indicators on the gas market.

Keywords: gas, exchange trading, gas market, government regulation, price indicators.



Справедливо предположить, что в целевой модели перехода к рынку должны быть предусмотрены равные налоговые условия для всех производителей

Реформирование российского рынка газа, ведущее свой отсчет с Указа Президента РФ 1997 г. [1] и Постановления Правительства РФ № 1021 [2], отмечает сейчас 25-летний юбилей. Этот отрезок времени четко делится на 2 этапа: первый этап (до 2015 г.) можно назвать «Эрой равнодоходности», а второй этап (с 2015 г. по настоящее время) – «Инфляционной индексацией». В 2023 г. начал формироваться принципиально новый тренд в госрегулировании газовой отрасли, что дает право говорить о наступлении третьего этапа реформ.

Еще 2 года назад на полях международной конференции «Газ России» представители СПбМТСБ заявили о целесообразности организации специального форума или конференции по проблемам внутреннего рынка газа. Тема реформирования газового рынка стала ключевой



Газовый вентиль

Источник: [joruba75 / depositphotos.com](https://www.depositphotos.com/75/joruba75)

на конференции «Перспективы развития внутреннего рынка газа в России: актуальные вызовы и поиск оптимальной модели», которая прошла 14–15 мая 2024 г. на базе Санкт-Петербургского государственного экономического университета (СПбГЭУ).

Итоги второго этапа реформ

Второй этап развития газового рынка породил ряд серьезных вызовов, требующих системных решений. Среди наиболее значимых проблем можно выделить следующие:

1. Перестала увеличиваться доля газа, торгуемого по нерегулируемым ценам, после кратного роста в 15-летний период с конца XX века.

2. Вместо снижения уровня концентрации на стороне поставщиков наблюдается консолидация. В частности, «НОВАТЭК» приобрел независимых добытчиков «Геотрансгаз» и Уренгойскую газовую компанию.
3. Системная работа «Газпрома» над газификацией регионов привела к росту доли холдинга в газораспределении.
4. Биржевые объемы газа с 2017 г. кратно снижаются, а реализация мер, заявленных в программных документах [3] Президента и Правительства Российской Федерации для повышения ликвидности торгов и формирования репрезентативных индексов, откладывается.
5. Объемы «Газпрома», которые ранее реализовывались на бирже, опять вытесняются из рыночной сферы в зону распределения дополнительных объемов по Постановлению Правительства РФ № 333 [4];
6. Ожидания повышения прозрачности услуг по доступу к газотранспортным мощностям не подтвердились, несмотря на неоднократное изменение соответствующего приказа ФАС [5].
7. Поручение Правительства РФ о разработке новой транспортной методики и расширении количества балансовых пунктов снято с контроля [6].

Разговоры о необходимости повышения дисциплины газопотребления нашли отражение во внесении в ФЗ-69 описания Гронингенского принципа take-or-pay, морально и технологически устаревшего после запуска в 2021 г. коммерческой балансировки на бирже СПБМТСБ.

Незавершённость реформирования рынка в условиях кризиса экспортных поставок газа (см. статью А. С. Карпова [7]) вынудила регуляторов предпринять срочные внеплановые меры. Вместо постепенного дерегулирования цен (в соответствии с положениями государственных документов стратегического планирования), в конце 2023 г. были введены 2 регулируемые цены для промышленности. В начале 2024 г. в Государственную Думу был внесен законопроект, согласно которому планируется введение акциза на природный газ, реализуемый для производства аммиака.

Описанное выше позволяет заявить о наступлении третьей фазы реформи-



Добыча газа в Новом Уренгое
Источник: ООО «Газпром добыча Уренгой»

рования российского рынка газа, при которой ранее утвержденные декларации о либерализации и дерегулировании не просто не выполняются, а наблюдаются устойчивые антирыночные инициативы при отсутствии среднесрочной программы развития.

Дискуссия профессионалов как способ поиска решения

Сложившаяся ситуация требует, как минимум, систематизации и детального обсуждения итогов периода и формируемых тенденций. Важным вкладом в решение проблемы стала дискуссия на конференции «Перспективы развития внутреннего рынка газа в России: актуальные вызовы и поиск оптимальной модели». Участники конференции сделали акцент на простых и конкретных вопросах:

- нужно ли сейчас, в ситуации санкционного давления и почти полного прекращения экспорта в страны ЕС, продолжать реформирование рынка газа?
- возрастет или снизится рыночная цена газа в случае отмены регулируемых цен?
- при каких условиях, учитывая существующую олигопольную структуру рынка, можно отменять регулируемую цену, чтобы конкуренция привела к появлению равновесной цены?

- правомочно ли принуждение компаний, добывающих газ и занимающих олигопольное положение, к продаже газа на бирже?
- как перейти от закрепленного в ФЗ-69 принципа take-or-pay к настоящей коммерческой балансировке для обеспечения дисциплины газоснабжения?
- кто из административной вертикали сможет гарантировать участникам выполнение сроков и этапов реформирования в случае принятия решения о целесообразности их продолжения?

Для обеспечения необходимого фокуса выступлений и дискуссии организаторы конференции объединили усилия ученых-теоретиков и менеджеров-практиков. В обсуждении участвовали отраслевые ученые, администраторы газовой индустрии, регуляторы рынка, студенты и аспиранты. Конференция объединила спикеров из СПбГЭУ, МГУ имени М. В. Ломоносова, Института мировой экономики и международных отношений имени Е. М. Примакова при РАН, Сколтеха, НИУ ВШЭ, Фонда «Центр энергетики и финансов», Университета нефти и газа имени М. И. Губкина, Тюменского индустриального университета, Грозненского нефтяного технического университета имени академика М. Д. Миллионщикова и других научно-исследовательских центров.

Компрессорная станция Портовая
Источник: blackterminal.com



Вместо дерегулирования цен (в соответствии с положениями государственных документов стратегического планирования), в конце 2023 г. были введены 2 регулируемые цены для промышленности

Внушительный кворум позволил привлечь к обсуждению проблем российского рынка газа представителей компаний «Газпром», «Роснефть», «НОВАТЭК», «Газпром межрегионгаз», «Газпром нефть», «ЛУКОЙЛ», «Интер РАО», «Т-плюс», «ЭЛС-Энерго» и других организаций отрасли.

Новый формат газовой конференции

Инициатива биржи по запуску нового формата научно-практической дискуссии, нацеленной исключительно на вопросы работы рынка газа в России, была поддержана научным сообществом СПбГЭУ и персонально ректором Игорем Максимцевым. Поддержку оказала и отрасль в лице президента Российского газового общества Павла Завального. В своем обращении к участникам он обозначил отраслевую проблематику и задал тон дискуссии. Интерес к актуальной теме, множество вопросов к докладчикам, общее мнение о том, что двух дней обсуждения оказалось недостаточно, — подтвердили правильность идеи проведения совещания нового формата.

Необходимо отметить, что подбор общественных мероприятий, конференций подходящего формата часто способствовал началу движения отрасли в нужном направлении. Пример — США и закон об энергетической политике [8]. Почти 20 лет назад этот закон заложил основы энергоэффективности экономики и развития американского рынка сжиженного природного газа, без которого, вероятно, не обострился бы газовый конфликт между Россией и Европой. В законе отдельным параграфом перед исполнительной властью страны была поставлена задача проведения обязательных

публичных мероприятий – конференций, форумов с детализацией целей. Среди этих целей – обеспечение конструктивного диалога между государством, регуляторами, местными властями, независимыми экспертами и отраслевыми профессионалами, включая политические, экономические, технологические и налоговые аспекты возникающих задач; осуществление образовательной подготовки для людей, вовлекаемых в эту сферу деятельности (гл. 317 – Federal State LNG Forums).

бразности постепенного перехода к рыночному ценообразованию на газ.

В качестве традиционных аргументов «за» – необходимость инвестиций в дальнейшее развитие газодобычи, решение задач энергоэффективности российской экономики, повышение эффективности работы предприятий газовой отрасли.

Новыми аргументами в пользу перехода к рыночному ценообразованию оказались:



Магистральный газопровод

Источник: e.m.mitroshin.gmail.com / depositphotos.com

Аналитик Проектного центра по энергопереходу и ESG Сколтеха Сергей Капитонов всесторонне обосновал возможные сценарии изменения схемы регулирования газовой отрасли в России. Он выделил 3 основных сценария развития:

- сохранение существующего оперативного регулирования;
- возврат к множественности регулируемых цен;
- переход к рыночному ценообразованию.

Подавляющее большинство спикеров при обсуждении возможных сценариев развития сошлись в понимании целесоо-

- временный избыток ресурсов газа и газотранспортных мощностей, что создает благоприятные условия для перехода без резкого роста цен;
- невозможность продолжения прежней практики субсидирования поставок на внутренний рынок за счет экспортной выручки;
- необходимость разворота потоков газа на юг и поиска новых точек ценообразования на границах, а также готовность биржевой модели балансировки к ее тиражированию на внебиржевой рынок.

Тень трансфертного ценообразования

При этом очевидно, что затянувшийся период принятия решений не является нейтральным относительно вероятности реализации данных сценариев. Сформировалась и продолжает укрепляться бизнес-стратегия финансово-промышленных групп, при которой низкие цены на газ используются как внутригрупповые, трансфертные цены, а общая доходность бизнеса формируется на финальном продукте – метаноле, удобрениях, электроэнергии, майнинге криптовалют и т. д. При этом, естественно, центры прибыли сдвигаются в экспортирующие отрасли.

Затягивание начала перехода к рыночному ценообразованию создает неправильные инвестиционные сигналы. За время разговоров о реформировании рынка газа, но фактическом сохранении заниженных цен на газ, произошёл почти десятикратный рост производства метанола. Газодобывающие холдинги включили в сферу своего бизнеса высокодоходные (из-за дешевого газа как сырья) производства метанола, аммиака, СПГ, даже электроэнергии. Эти примеры на слуху: ООО «Газпром метанол» и АО «Метанол»

в Группе «Газпром», Обский ГХК – проект «НОВАТЭКа» по производству из природного газа 2,2 млн т аммиака; производство СПГ в структуре «НОВАТЭКа» и электроэнергетики в структуре «Газпрома». В этих условиях проект введения акциза на метанольный газ является тактически оправданным и подтверждает сложившуюся пагубную регуляторную практику.

Заниженная цена газа приводит к отказу от угольных энергетических цепочек, подрывая экономику целых субъектов РФ. Новые угольные регионы Российской Федерации тоже могут стать жертвами продолжения тупиковой регуляторной модели. То есть затягивание запуска рыночных реформ приводит к обростанию экономики государства новой инфраструктурой, которая может стать убыточной при внедрении рыночного ценообразования. Естественно, лоббистские усилия структур, создающих такую инфраструктуру, будут все тверже препятствовать запуску реформы.

Главный директор по энергетическому направлению Фонда «Института энергетики и финансов» Алексей Громов обозначил необходимость выравнивания налоговых условий хозяйствования для «Газпрома» и независимых производителей после того, как экспортные сверхприбыли 2021–

Амурский газоперерабатывающий завод

Источник: gazprom.ru



Сформировалась и продолжает укрепляться бизнес-стратегия финансово-промышленных групп, при которой низкие цены на газ в России используются как внутригрупповые, трансфертные цены

2022 гг. будут изъяты в бюджет. Справедливо предположить, что в целевой модели перехода к рынку должны быть предусмотрены равные налоговые условия для всех производителей газа. Вместе с этим было сложно согласиться с тезисом об убыточности того или иного сегмента газового бизнеса в условиях, когда газовая корпорация объединяет в себе всю цепочку от добычи до газораспределения. При этом доходность каждого сегмента определяется исходя из внутренних, трансфертных тарифов и не может быть подтверждена со стороны рынка из-за фактического отсутствия конкуренции.

Заместитель декана экономического факультета МГУ Александр Курдин затронул вопрос о возможной роли биржевых торгов газом. Он высказал мнение, что на рынке зачастую востребованы уникальные условия поставки товара – равномерность графика поставки, ценовые условия переборов и невыборов, что означает, по его мнению, высокую востребованность прямых двусторонних договоров. При этом для обеспечения долгосрочной ценовой стабильности он отметил необходимость полноценной работы рынка производных. Однако в российских условиях высоких процентных ставок и недоразвитого финансового рынка, сегмент производных инструментов по европейской модели, вероятно, не заработает. При всей весомости его аргументов стоит отметить, что, скажем, в Европе сформировался новый биржевой рынок для газа и электроэнергии, который построен на принципах зональной спотовой балансировки. Такая биржевая модель рынка успешно снимает большинство из указанных вопросов. К сожалению, в отечественной литературе это явление пока мало изучено (одна

из фундаментальных работ по этой теме – статья члена-корреспондента РАН Телегиной Е. А. [9]).

Поиск рыночной цены в условиях жесткого перекрестного субсидирования

На конференции подняли важную тему различной доходности поставок газа в регионы Российской Федерации, что принципиальным образом затрудняет создание единого ценообразования. Получается, что доходность продаж для «Газпрома» определяется ценой в регионе по принципу «не ниже регулируемой», но расчет по транспортным тарифам для независимых поставщиков формирует иную карту доходности. Кроме необходимости создания нескольких виртуальных ценовых зон (географически регионы могут быть удалены друг от друга) для балансировки регулируемого газа, нужна проработка и запуск программы выравнивания транспортных тарифов и их верификации.

Советник председателя Банка России Лариса Селютина отметила принципиальную важность создания на базе технологий организованных торгов достоверных ценовых индикаторов. Это особенно актуально для рынка газа, учитывая его энергетический и инвестиционный ста-

Газокомпрессорная станция

Источник: e.m.mitroshin.gmail.com / depositphotos.com



Сетевой газопровод

Источник: flyural66 / depositphotos.com

тус, а также неоднозначность существующих ценовых сигналов в действующих регуляторных условиях. Она обратила внимание на проблему практически остановившихся торгов газом на бирже. Ее подход к этой проблеме носит фундаментальный характер и детально изложен в статье «Создание национальной системы индикаторов и новой отрасли их администраторов [10]». Его суть – в применении институтов рынка, которые без административного воздействия должны привести участников на наиболее эффективный его сегмент. С точки зрения раскрытия информации, сектор бирж и торговых систем находится вне конкуренции. При этом регуляторные требования зачастую вынуждают биржи поддерживать дорогостоящие инфраструктурные решения, стоимость которых неизбежно транслируется на покупателей и продавцов. В этой ситуации, помимо оптимизации требований регулятора к биржам, по мнению Л. Селютиной, биржи должны найти и предложить участникам торгов уникальные инфраструктурные услуги, получение которых вне организованного рынка обойдется значительно дороже или вовсе окажется недоступным.

Именно таким путем получил развитие современный сегмент европейской балансировочной торговли газом и электроэнергией. По инициативе регуляторов участникам рынка была предложена, помимо торговли, часть логистических функций, а именно определение отклонений от плановых объемов поставки (и штрафов за отклонения) как часть процесса транспортировки, а также торговля мощностями. Теоретический анализ структуры рынков сетевых энергоносителей показывает, что такое решение позволяет наиболее эффективным способом решить проблему дисциплины поставок и отбора газа. С организационной точки зрения построение указанной системы стало возможным благодаря тесному взаимодействию газотранспортных организаций и центров организованной торговли, предложивших свои информационные технологии газовой отрасли под эгидой нового поколения регуляторов и СРО.

Эта тема была поддержана А. Курдиным, который (в том числе в статье с Клодом Менардом [11]) указал на целесообразность выделения в структуре рынка новой категории – так называемых «мезоинститутов», осуществляющих функцию взаимосвязи между условно «законодательным»



Производство удобрений

Источник: gapu.ru

сегментом экономики и участниками рынка. Причем мезонституты как формируют рекомендации и практические механизмы применения новых законодательных инициатив, так и обеспечивают обратную связь, доводя до законодателей ожидания и нужды рынка. Эта модель позволила поразительно точно описать успехи реформирования в некоторых странах, где были созданы как регуляторы, находящиеся вне непосредственного управления правительством (как OFGEM в Великобритании), так и профессиональные ассоциации (как ACER), наделенные законодательной инициативой. В традиционной модели

рынка брокерские организации, агрегируя интересы участников рынка, в условиях отсутствия более специализированных организаций могли частично выполнять указанные функции. Как известно, именно саморегулируемая организация – ACER – подготовила целевую модель европейского рынка газа, которая и была реализована. Отсутствие прогресса отечественных реформ на рынке газа также может быть описано в аналогичных терминах. Брокерский рынок недоразвит, независимые саморегулируемые общества отсутствуют, ассоциаций, имеющих законодательный статус – не создано. В таких условиях биржи могут брать на себя эти научно-обусловленные функции, восполняя инфраструктурные пробелы. Было бы целесообразно закрепить это в биржевом законодательстве.

Глобальные примеры перехода к ценообразованию

В целом новый формат дискуссии позволил выявить ряд дополнительных аргументов для обсуждения.

Так, тема повышения дисциплины газопотребления, которая начала решаться в нашей стране попыткой внедрения

Регуляторные требования зачастую вынуждают биржи поддерживать дорогостоящие инфраструктурные решения, стоимость которых неизбежно транслируется на покупателей и продавцов

«сверху» принципа take-or-pay, оказалась лишь частным случаем системы управления отклонениями. В мировой практике он применяется только в случае принципиального отсутствия возможности перепродаж газа в газотранспортной системе (см. статью [12]). В разветвленной системе газоснабжения использование этого принципа и тем более его смешивание с балансировкой – нецелесообразно.

Еще одно распространенное мнение из классической биржевой школы – формирование репрезентативной биржевой цены и ликвидных торгов произойдет само собой так, что стороны переподпишут свои долгосрочные контракты и выведут часть объемов на биржевой рынок, чтобы заплатить биржевую комиссию. Само такое описание уже кажется абсурдным. Все известные примеры перехода к газовому ценообразованию на хабах предполагали применение административных мер для обеспечения начальной ликвидности торгов.

В частности, OFGAS в 1989 г. применил «правило 90:10», запретив British gas долгосрочно законтрактовывать более 90% от объема добычи газа с любого месторождения на континентальном шельфе Великобритании. Немецкая антимонопольная

служба в 2006 г. запретила действие долгосрочных контрактов поставщика E.ON Ruhrgas, которые покрывают более 80% их потребности покупателей в объемах газа. Эти контракты должны были прекратить действие к завершению определенного регулятором периода.

Еврокомиссия в 2005 г. установила, что программы «высвобождения газа» (The Gas release programs) должны применяться в случае образования на рынке олигополий в результате слияний компаний. К слову, программа «высвобождения газа» была осуществлена как необходимое условие получения разрешения на слияние компаний E.ON и Ruhrgas.

В целевой модели рынка газа ЕС представлено четкое указание на способ обеспечения ликвидности торгов: «Регулирующие органы и/или правительства могут вводить специальные меры регулирования в отношении действующих лиц. Например, регулирующие органы могут попросить действующего игрока стать маркет-мейкером или следовать программам высвобождения газа. Эта мера может быть полезной, особенно там, где предложение газа сильно концентрировано и где новый оптовый рынок все еще находится в стадии развития [13]».

Потребители газа в крупных городах

Источник: [Dercod / depositphotos.com](http://Dercod.depositphotos.com)



Это описание метода в точности соответствует сложившейся олигополии на российском рынке газа. А успешно формируемые у нас бизнес-структуры с поставкой газа внутри одного холдинга должны стать полигоном для частичного вывода этих внутренних объемов на биржевой рынок.

Преимущества биржевой торговли в России

Можно, конечно, попробовать «изобрести велосипед», чтобы достичь к 2025 г. целевого значения в 10% продаж на бирже, установленного действующими поручениями Президента РФ и Правительства РФ, то есть 35 млрд м³ объема биржевых торгов. Однако было бы полезно вначале убедиться, увидеть хотя бы теоретическое обоснование того, что новый «велосипед» вообще способен решить поставленную задачу.

На конференции прозвучала отсылка, что биржевая торговля газом в Европе приводит к резким колебаниям цен ввиду спекулятивных биржевых стратегий финансовых игроков. Для российского биржевого рынка газа эта парадигма не состоятельна, так как наш биржевой рынок – это рынок физический, где за каждым договором идет реальная поставка, что обеспечивает недискриминационный доступ к товару по рыночной цене, гарантируя поставку, отбор и оплату.

В этой связи знаковым, как отражение восприятия российской традиционной наукой биржевого рынка газа, представляется известный слайд Вячеслава Кулагина, руководителя отдела исследования энергетического комплекса мира и России Института энергетических исследований РАН. На слайде трековый гоночный автомобиль (условный «Феррари») показан утонувшим в русской деревенской пашне. Можно вспомнить, что в 1990-е гг. подобная иллюстрация использовалась критиками аукционов ГКО – ОФЗ.

Удивляет неточность аналогий: вряд ли можно считать крупнейшую в мире единую газотранспортную систему ПАО «Газпром» целиной, непригодной для оперативной диспетчеризации и суточного учета потребления крупных потребителей, что давно реализовано в автоматизированной системе коммерческого учета газа (АСКУГ) ООО «Газпром межрегионгаз».

С другой стороны, бренд «Феррари» символизирует неоправданную роскошь и избыточную, ненужную для обычных дорог мощность и скорость. Но биржевая торговля в российских условиях, наоборот, единственный, а не избыточный способ определения цены газа на внутреннем рынке. Причем переход от непроезжей дороги, то есть системы регулируемых цен (наследие Госплана СССР), не может быть осуществлен без выявления в ходе прозрачных торгов индикаторов цены, особенно в санкционных условиях.



Газокомпрессорная станция

Источник: Buchatska / depositphotos.com

Использованные источники

1. Указ Президента Российской Федерации от 28.04.1997 г. № 426 «Об основных направлениях структурной реформы в сферах естественных монополий».
2. Постановление Правительства Российской Федерации № 1021 от 29.12.2000 г. «О государственном регулировании цен на газ, тарифов на услуги по его транспортировке ...».
3. Все поручения по рынку газа, предусмотренные распоряжением Правительства Российской Федерации от 23.12.2022 г. № 4140-р, а также распоряжением Правительства Российской Федерации от 02.09.2021 г. № 2424-р, устанавливающих показатель достижения биржевым объемом торгов величиной в 10% от объема внутреннего рынка.
4. Постановление Правительства Российской Федерации от 28.05.2007 г. № 333 «О совершенствовании государственного регулирования цен на газ».
5. Приказ ФАС России от 14 июля 2016 г. № 935/16 «Об утверждении форм, сроков и периодичности раскрытия информации субъектами естественных монополий, оказывающими услуги по транспортировке нефти и нефте-

- продуктов по магистральным трубопроводам, а также правил заполнения указанных форм».
6. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 30.11.2023 г. № 3438-р.
7. Карпов А. С. От равнодоходности – к новому бенчмарку. Газовый бизнес, № 1, 2023 г.
8. The Energy Policy Act of 2005 (Public Law 109–58) on August 8, 2005.
9. Телегина Е., Черный Б. Биржи в структуре энергетического рынка: новый взгляд. Мировая экономика и международные отношения. Том 68, № 3, 2024. С. 23–33.
10. Селютина, Л. К. Создание национальной системы индикаторов и новой отрасли их администраторов / Л. Селютина // Cbonds review. – Санкт-Петербург. № 2, 2024. С. 62–64.
11. Menard C., Kurdin A. A., Shastitko A. Y. Out by the door, in through the window: Politics and natural gas regulation in Russia. Utilities Policy 64 (2020).
12. Lyon, Thomas P & Hackett, Steven C, 1993. Bottlenecks and Governance Structures: Open Access and Long-Term

- Contracting in Natural Gas. The Journal of Law, Economics, and Organization, Oxford University Press. Vol. 9(2). pp. 380–398.
13. European Gas Target Model Review and Update, January 2015, Agency for the Cooperation of Energy Regulators, Annex 8: Best practice in gas market design: ...b) Regulators and/or Governments could impose ad hoc regulatory measures on incumbents. For example, regulators can ask the incumbent to become market maker or to follow gas release programs. This measure can be beneficial especially where the gas offer is highly concentrated and where a new wholesale market is still under development».
14. Совещание о развитии топливно-энергетического комплекса. Стенограмма выступления В. Путина. URL: <http://kremlin.ru/events/president/news/74077>
15. URL: <https://www.gov.uk/government/news/new-uk-sanctions-mark-two-years-since-russias-illegal-invasion-of-ukraine>
16. URL: https://www.bloomberg.com/news/articles/2024-06-02/bursts-of-free-power-raise-red-flags-for-green-tech-investors?cmpid=BBBXTO60324_ENERGY&utm_

- medium=email&utm_source=newsletter&utm_term=240603&utm_campaign=energy&sref=8i536IHB
17. Совещание о текущей ситуации в нефтегазовом секторе. Стенограмма выступления В. Путина. URL: <http://kremlin.ru/events/president/news/68191>
18. Фонд национальной энергетической безопасности. Доклад «Организация внутреннего рынка газа в России: тактика «малых дел». М., 2019. URL: <http://www.energystate.ru/catalog/1324.html>
19. URL: https://rosstat.gov.ru/storage/mediabank/85_05-06-2024.html
20. Все цифры российского экспорта в Китай и Индию являются собственными расчетами автора на основе официальных данных таможенных служб Индии и Китая.
21. Симонов К. Энергетическое измерение консерватизма // Власть. 2023. Том 31. № 1. URL: <https://www.jour.fnisc.ru/index.php/vlast/article/view/9456>
22. Five Countries with the Cleanest Energy Grid Globally. URL: <https://oilprice.com/Energy/Energy-General/Five-Countries-With-the-Cleanest-Energy-Grid-Globally.html>

Перспективы и проблемы развития газоснабжения Прибайкальской территории

Prospects and problems for the development of gas supply in the Baikal region

Игорь ТВЕРСКОЙ
Главный научный сотрудник
АО «Газпром промгаз», к. ф.-м. н.

Igor TVERSKOY
Chief Researcher of JSC «Gazprom
Promgaz», Ph.D.-M.Sc.

Рис. 1. Прибайкальская территория

Источник: <https://baikal-1.ru/tourism/baikal-natural-territory/>



Аннотация. Перспективы развития газоснабжения субъектов РФ Прибайкальской территории должны рассматриваться с учетом особенностей их энергоснабжения, потенциальных ресурсов газа и потребителей, учтенных в прогнозных топливно-энергетических балансах. Предложен системный подход к формированию перспектив развития газоснабжения субъектов РФ в виде итеративной схемы. В среднесрочной перспективе развитие газоснабжения рассматриваемой территории определяется действующими программами развития газоснабжения и газификации. Предложения регионов по развитию газоснабжения в целях улучшения экологической ситуации в регионах, в большинстве своем, экономически не целесообразны. Развитие газоснабжения возможно лишь при соответствующем политическом решении, которое должно учитывать все потенциальные особенности энергетики регионов и возможные негативные экономические и социальные последствия для рассматриваемых субъектов.

Ключевые слова: энергоснабжение, газоснабжение, локальные системы газоснабжения, топливно-энергетический комплекс (ТЭК), топливно-энергетический баланс.

Abstract. Prospects for the development of gas supply to the constituent entities of the Russian Federation in the Baikal region should be considered taking into account the characteristics of their energy supply, potential gas resources and consumers taken into account in the forecast fuel and energy balances. A systematic approach to the formation of prospects for the development of gas supply to the constituent entities of the Russian Federation in the form of an iterative scheme is proposed. In the medium term, the development of gas supply to the territory under consideration is determined by the current programs for the development of gas supply and gasification. Proposals from regions to develop gas supply in order to improve the environmental situation in the regions are, for the most part, not economically feasible. The development of gas supply is possible only with an appropriate political decision, which must take into account all the potential features of the regional energy sector and possible negative economic and social consequences for the subjects in question.

Keywords: energy supply, gas supply, local gas supply systems, fuel and energy complex (FEC), fuel and energy balance.

Введение

Под Прибайкальской территорией рассматриваются 3 субъекта РФ (Иркутская область, Республика Бурятия, Забайкальский край), объединяемые принадлежностью к бассейну озера Байкал – феномену мирового значения (см. рис. 1). Прибайкальская территория расположена на юго-востоке России в пределах пояса гор Южной Сибири и северной части Монголии. Протяженность в 1,5 тыс. км с севера на юг, горная местность создают природно-климатическое разнообразие, а уникальность Байкала, как объекта всемирного природного наследия, ограничивает виды деятельности на Байкальской природной территории, при осуществлении которых возможно негативное воздействие на уникальную экологическую систему озера Байкал. Поэтому вопросы качественного

энергоснабжения рассматриваемой территории требуют повышенного внимания.

Рассматриваемые субъекты РФ богаты природными ресурсами, к которым следует отнести угольные разрезы во всех регионах, а также водные и нефтегазовые ресурсы Иркутской области. Угольные и гидроресурсы наиболее масштабно используются в топливно-энергетическом комплексе (далее ТЭК) регионов. Использование газовых ресурсов Иркутской области находится в начальной стадии развития и представляет определенные вызовы, которые будут рассмотрены в работе.

Особенности и проблемы развития газоснабжения

Регионы связывают развитие газоснабжения с решением экологических проблем, которые характеризуются преобладающей



ТЭЦ Байкальска

Источник: domgadalki.ru

Байкальская территория обладает значительными запасами энергетических ресурсов, а местные угли допускают открытый способ разработки, без строительства дорогостоящих шахтных сооружений

долей местных углей в ТЭБ, в том числе использованием населением низкокачественных дешевых углей, недостаточными мероприятиями по снижению вредных выбросов на крупных ТЭЦ и котельных. Все это накладывается на географическое положение региональных центров, соответствующие розы ветров, которые не способствуют рассеиванию вредных выбросов, что ведет к образованию неблагоприятного для здоровья смога. К основным проблемам, осложняющим развитие газоснабжения Байкальской территории, следует отнести:

- локальные системы энергоснабжения;
- очаговое расположение газовых ресурсов только в Иркутской области;
- удаленность газовых ресурсов от потенциальных потребителей газа;
- отсутствие развитой газовой инфраструктуры;
- очаговое расположение потенциальных потребителей;
- низкие цены на используемые энергетические ресурсы (уголь).

Ковыктинское¹, Братское², Марковское и Ярактинское³ газовые месторождения, находящиеся в освоении, должны рассматриваться как основа для развития локально ограниченных схем газоснабжения с учетом планируемых к строительству объектов газотранспортной инфраструктуры России. Перспективы локальных систем газоснабжения следует формировать с учетом доказанных и принятых к учету запасов газа по каждому из указанных месторождений, в том числе уже учтенных в договорах на поставку, включая маги-

¹ Зона ответственности ПАО «Газпром».

² Зона ответственности ПАО НК «Роснефть».

³ Зона ответственности ООО «Иркутская нефтяная компания» (ИНК).

стральный газопровод «Сила Сибири» (восточный маршрут) и сырьё для Иркутского полимерного завода (проект ИНК в районе Усть-Кута).

Потенциальные потребители газа и учет их в прогнозных ТЭБ

Развитие газоснабжения территорий субъектов РФ осуществляется с целью обеспечения поставок газа в соответствии с обоснованной потребностью потенциальных потребителей. Целесообразность газификации потенциальных потребителей должна быть обоснована при составлении прогнозного топливно-энергетического баланса (далее ТЭБ) в соответствии с требованиями действующего порядка [1]. Потенциальные потребители газа должны обосновать свое предпочтение природному газу по сравнению с альтернативными энергоресурсами в соответствии с действующими ценами на них в регионе⁴. При этом организация поставки газа потенциальному потребителю должна быть приемлема и для газовой компании, проверка целесообразности его газификации обосновывается на основании требований порядка Минэнерго России [1] с учетом экономически оправданной цены на газ и инфраструктурной составляющей, рассчитанной Единым оператором газификации [2] по запросу субъекта РФ в рамках составления прогнозного ТЭБ.

Байкальская территория обладает значительными запасами энергетических ресурсов, а местные угли допускают открытый способ разработки, без строительства дорогостоящих шахтных сооружений. Все это делает местные угли дешевым и доступным видом энергетического топлива для потребителей всех категорий. Исполь-

⁴ Допускается принимать средние цены на природный газ по Федеральному округу, в случае отсутствия официальных, установленных ФАС РФ, цен на природный газ.

зование гидроресурсов, в первую очередь Ангары, позволяет обеспечить потребителей Иркутской области и дешевой электроэнергией. Анализ обосновывающих материалов, сформированных при составлении прогнозного ТЭБ рассматриваемых субъектов, показывает, что большинство предлагаемых потенциальных потребителей газа не в полной мере соответствуют требованиям порядка [1].



Улан-Удэ, Бурятия

Источник: flocutus / depositphotos.com

Проблемы развития газоснабжения Иркутской области

Социально значимые потребители: население и комбыт, с учетом неравномерных режимов потребления газа, не могут обеспечить эффективность проектов газоснабжения. Развитие систем газоснабжения, как правило, начинается с газоснабжения «якорных потребителей», которые

Таблица 1. Существующие и планируемые к развитию локальные системы газоснабжения

Локальная система газоснабжения	Расположение ресурсов	Собственник ресурса
От Братского месторождения	Иркутская область	ПАО «НК Роснефть»
От Ковыктинского ГКМ	Иркутская область	ПАО «Газпром»
Перспективная система газоснабжения от МГ «Сила Сибири 2»	Ямало-Ненецкий автономный округ (полуостров Ямал)	ПАО «Газпром»
Перспективная система газоснабжения от Ярактинского и Марковского месторождений	Иркутская область	ООО «Иркутская нефтяная компания»

Обеспечить экономическую целесообразность использования газа можно только за счет снижения затрат на развитие региональной системы газоснабжения от перспективного МГ «Сила Сибири 2»

характеризуются значительными объемами, с близкими к равномерным режимам потребления. Рассмотрим существующие и планируемые к развитию локальные системы газоснабжения (таблица 1).

Локальная система газоснабжения от Братского месторождения. В настоящее время газифицировано небольшое число объектов правобережья Ангары от ГРС 45 мкр. Братска, осуществляются мероприятия согласно утвержденным планам догазификации.

Регионом в качестве перспективных потребителей предлагаются ТЭЦ-6 и ТЭЦ-7 г. Братска, в настоящее время использующие в качестве энергоресурса местные угли. Реализация этих предложений осложняется отсутствием требуемых ресурсов у месторождения «Роснефти», которая считает, что текущая отпускная цена газа ниже ее обоснованной себестоимости. При этом у энергетиков региона отсутствует экономическая мотивация к переходу на газ. За почти 15-летний период, после ввода ГРС 45 мкр. не был осуществлен перевод на газ угольной котельной данного мкр. Братска, рассматриваемой в качестве якорного потребителя Братского месторождения. Кроме того, газоснабжение этих объектов требует строительства подводного газопровода через Ангару, а также масштабную их реконструкцию со строительством новых газовых ТЭЦ. Потребность в инвестициях, согласно отчетным материалам по составлению прогнозного ТЭБ, Новосибирского института проектирования электрических сетей в 2021 г. оценивалась в 6 млрд руб.

Система газоснабжения от Ковыктинского ГКМ. Газ Ковыкты уже поставляется в МГ «Сила Сибири», но в противополож-

ном направлении от Саянска и Иркутска. Обоснованные по затратам стоимости поставки газа от Ковыкты для промышленных потребителей указанных населенных пунктов превосходят цены, ожидаемые потенциальными потребителями. Программой развития газоснабжения и газификации, реализуемой «Газпромом» совместно с Администрацией региона, запланировано газоснабжение п. Жигалово (южное направление) и г. Киренск (северное направление) вдоль трассы «Силы Сибири» (участок между Ковыктинским и Чаяндинским месторождениями).

Перспективная система газоснабжения от МГ «Сила Сибири 2»⁵. Перспективная трасса газопровода планируется по территориям Красноярского края, Иркутской области и Республики Бурятия, а далее в КНР через Монголию, при этом возможна и поставка газа в Забайкальский край. Как и в случае Братской системы, регион предлагает к газификации объекты, экономическая целесообразность которых не обоснована ТЭБ.

«Газпромом» уже выполнено обоснование инвестиций проекта «Сила Сибири 2», но начало поставки газа потребителям, как и сроки строительства – пока не опре-

⁵ «Сила Сибири 2» – проектируемый газопровод, который должен будет пойти по территории Западной Сибири в Китай. Его максимальная мощность составит 50 млрд м³ в год. Сырьевыми источниками для него должны стать ресурсы полуострова Ямал, Надым-Пур-Тазовского региона Ямало-Ненецкого автономного округа. URL: <https://tass.ru/ekonomika/20233115>

Село Нерчинский завод, Забайкальский край
Источник: zelengarden.ru



В селах Забайкальского края до сих пор топят дровами
Источник: florcvet.ru

делены. Ясность по срокам появится после подписания договора с КНР на поставку газа по этому маршруту.

Среди потенциальных якорных потребителей Иркутской областью заявлены объекты энергетики и «Саянскимпласт». Так, например, «Саянскимпласт» заинтересован в получении сырьевого газа Ковыкты. Технологически бизнес-схема выглядит следующим образом: получение сырьевого газа в требуемом объеме, затем отбор этана и других ценных для газохимии компонентов, оставшийся «чистый» метан – возвращается в МГ (естественно, не безвозмездно). Процесс выделения полезных фракций из газа требует дополнительных энергетических затрат и понижения рабочего давления. При возврате оставшегося метана в МГ необходимы дополнительные энергозатраты, что увеличивает первоначальную стоимость газа для других потребителей, и существенно снижает эффективность проекта в целом.

Перспективная система газоснабжения от месторождений ИНК. Развитие системы связано с реализацией инвестиционного проекта ИНК – Иркутского завода полимеров, при этом региональной программой развития газоснабжения и газификации, реализуемой совместно с «Газпромом», предусмотрена поставка ограниченного объема газа потребителям г. Усть-Кут по установленным в регионе ценам. С точки зрения экономики, органи-

зация газификации также мало эффективна, как и на других территориях Восточной Сибири и Дальнего Востока.

Оценка потенциальной возможности поставки газа от месторождений ИНК и «Газпрома» в Красноярском крае для развития газохимии Саянска и Ангарска также показала экономическую нецелесообразность такой реализации. Другие потенциальные газовые ресурсы Иркутской области, включая уникальные запасы Ангаро-Ленской газоносной области [3], требуют дополнительных изысканий.

Проблемы энерго- и газоснабжения других субъектов Прибайкальской территории

Республика Бурятия и Забайкальский край на своей территории не имеют газовых ресурсов. Ближайшими регионами, где уже есть объекты газоснабжения, кроме Иркутской области, являются Амурская область и Республика Саха (Якутия). Однако потенциальные потребители расположены на значительном расстоянии от существующих или перспективных объектов газовой инфраструктуры указанных регионов, которые целесообразно рассматривать в качестве источника газоснабжения.

В качестве частичного решения сложившихся проблем с экологией регионами рассматриваются и планируются к реализации в рамках федерального проекта «Чистый воздух» нацпроекта «Экология»⁶ следующие мероприятия:

- перевод индивидуального жилого фонда в г. Чита (Забайкальский край) на использование в качестве топлива СПГ [4, 5];
- перевод отопления части жилого фонда г. Улан-Удэ (Республика Бурятия) на электроэнергию [6].

С учетом критериев энергетической безопасности и экономической эффективности перевод объектов ТЭК на природный газ является не целесообразным. При этом частичный перевод объектов крупной энергетики на газ с реализацией комплексных мер по снижению негативной нагрузки на экологию или строительство

⁶ Федеральный проект «Чистый воздух» национального проекта «Экология» направлен на улучшение экологической обстановки и снижение выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух. URL: https://www.mnr.gov.ru/activity/directions/natsionalnyy_proekt_ekologiya/federalnyy_proekt_chisty_vozdukh/

для этих целей новых газовых ТЭЦ – могут существенно улучшить общее состояние экологии.

Системный подход к развитию газоснабжения и газификации субъектов РФ

Системный подход к развитию газоснабжения, как части энергоснабжения, требует рассмотрения всех возможных направлений развития энергетики с целью обоснования рациональной доли газа в ТЭБ, для удовлетворения потребности в энергоресурсах. В данном случае, предложения субъектов в части развития газоснабжения следует рассматривать, как начальные исходные данные, которые, с учетом приказа Минэнерго РФ [1], должны оценить их обоснованность для включения в ТЭБ. При этом следует оценить и постоянные, и единовременные объемы необходимого субсидирования для реализации предложенного охвата газоснабжения. Нахождение консенсуса между желаемым охватом газоснабжения и реальными, гарантированными объемами субсидирования цен на газ для потребителей может быть осуществлено в рамках

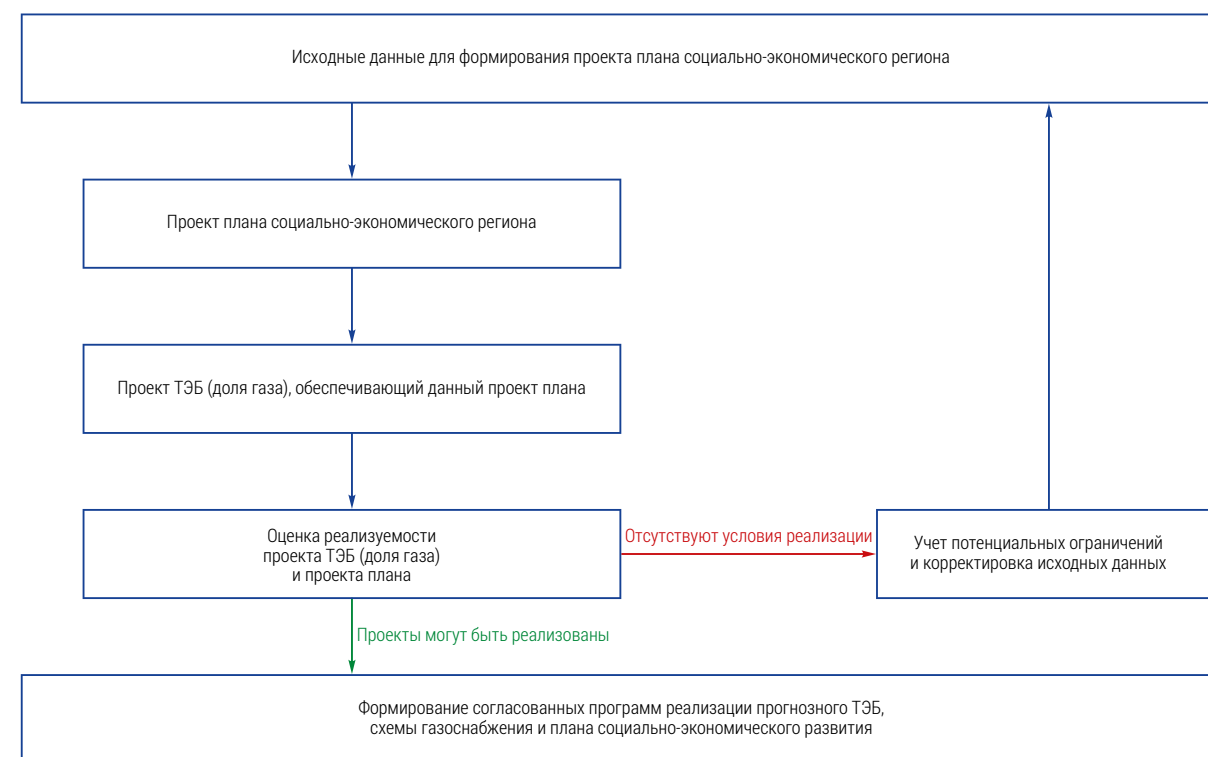
итерационных уточнений охвата и гарантированных объемов субсидирования, как представлено на схеме (рис. 2).

Перспективы развития газоснабжения Прибайкальской территории

Среднесрочная перспектива газоснабжения Прибайкальской территории связана с реализацией программы развития рассмотренных локальных систем газоснабжения Иркутской области (таблица 2), которые предусматривают:

- от Братского ГКМ («Роснефть») – догазификацию объектов жилого и коммунально-бытового фонда право- и левобережья г. Братска в рамках утвержденного плана;
- от Ковыктинского ГКМ – поставки газа в п. Жигалово, а также г. Киренск и н. п. Казачинско-Ленского муниципального района от перспективных ГРС «Киренск» и ГРС «Магистральный» на участке МГ «Ковыкта – Чаянда»;
- от Ярактинского и Марковского месторождений (ИНК) – поставку газа на Иркутский завод полимеров,

Рис. 2. Итеративная схема формирования направлений развития газоснабжения



Ярактинское месторождение

Источник: Kozyrev Evgeny / glagol38.ru

и от перспективного ГРС «Толстый мыс» в п. Усть-Кут;

- строительство перспективных заводов СПГ в районе Усть-Кута и Ковыкты для поставок СПГ потребителям вдоль Байкала и трассы БАМ в северные районы Республики Бурятия.

Большинство мероприятий осуществляются в рамках программы развития газоснабжения и газификации Иркутской области, реализуемой совместно ПАО «Газпром» и правительством региона.

Риски реализации проектов газоснабжения

Реализация иных проектов газоснабжения регионов Прибайкальской территории, в среднесрочной перспективе и текущих ценовых условиях, экономически оценивается как не целесообразная. Они имеют высокие риски из-за больших инвести-

онных затрат на развития требуемой газовой инфраструктуры из рассмотренных потенциальных центров газодобычи, при наличии дешевых местных энергоресурсов, потребности в значительных объемах субсидирования из федерального бюджета, в том числе и на период эксплуатации, а также возможных негативных социальных последствий из-за закрытия ряда угольных предприятий регионов. К таким рискам следует отнести:

- потери регионального рынка местной угольной промышленностью;
- сокращение рабочих мест на местных предприятиях угольной промышленности;
- снижение поступлений в региональные бюджеты от угольных предприятий;
- построенные объекты газовой инфраструктуры будут неэффективно загружены (проблемы выхода

Таблица 2. Среднесрочные перспективы развития локальных систем газоснабжения

Локальная система газоснабжения	Потребители газа	Мероприятия реализации развития
От Братского месторождения	Население и социальные объекты г. Братск	План-графики догазификации (Единый оператор газификации)
От Ковыктинского ГКМ	Население и объекты теплоэнергетики п. Жигалово, г. Киренск, населенных пунктов Казачинско-Ленского района	Программа развития газоснабжения и газификации Иркутской области
Перспективная система газоснабжения от Ярактинского и Марковского месторождений	Население и объекты теплоэнергетики г. Усть-кут. Иркутский завод полимеров	Программа развития газоснабжения и газификации Иркутской области. Инвестиционная программа ИНК

Системный подход к развитию газоснабжения, как части энергоснабжения, требует рассмотрения всех возможных направлений развития энергетики с целью обоснования рациональной доли газа в ТЭБ

на плановые показатели проектов газоснабжения при отсутствии экономической мотивации перехода потребителей с угля на природный газ);

- значительные инвестиционные потери газовых компаний.

При этом повышение тарифов на газ для компенсации значительных инвестиционных потерь газовых компаний снизит рассматриваемый потенциал газификации. Обеспечить экономическую целесообразность использования природного газа можно только за счет снижения

затрат на развитие региональной системы газоснабжения от перспективного МГ «Сила Сибири 2». Наиболее предпочтительным является синхронизация развития газоснабжения этих регионов при реализации экспортного МГ, когда затраты на его реализацию не будут учитываться при определении экономически обоснованной цены на газ (положением п. 60 [1]). Сроки начала строительства экспортного газопровода связаны с подписанием контракта на поставку газа с китайской стороной. Выбор объектов для перевода на природный газ следует осуществлять системно с учетом кластерного развития газоснабжения (предложения губернатора Иркутской области), рациональной структуры ТЭБ региона, показателей энергетической безопасности, улучшения экологической обстановки, социально-экономического развития региона и наличия необходимых финансовых средств для подготовки потребителей к приему газа. При оценке газификации крупных промышленных объектов следует руководствоваться положениями ч. 2 статьи 18 ФЗ № 69 [7] в части преимущественного права на заключение договоров поставки газа из ресурсов собственника ЕСГ.

Добыча нефти, ИНК



Источник: ИНК



Улан-Удэ, Бурятия

Источник: Curioso_TravelPhotography / depositphotos.com

Закключение

В целом перспективы дальнейшего развития газоснабжения рассматриваемых территорий возможны только в рамках политических решений на основе взвешенных системных оценок потребности в долгосрочном субсидировании потребителей или газовых компаний. Необходимо в рамках разработки прогнозных ТЭБ оценить потребность в дотациях для альтернативных вариантов решения сложившихся экологических проблем:

- снижение вредных выбросов на ТЭЦ и крупных потребителей;
- перевод населения на СПГ и электроэнергию;
- ограничение зоны развития газоснабжения.

Думаю, что разрабатываемые ПАО «Газпром» схемы газоснабжения субъек-

ектов Прибайкальской территории и энергетической стратегии Иркутской области создадут достоверную информационную базу для подготовки и принятия политического решения по развитию газоснабжения с учетом предложений по системному развитию энергетики, включая и газоснабжения Прибайкальской территории.

Отметим, что направления развития газоснабжения субъекта РФ, согласно актуальной редакции ФЗ № 69 о газоснабжении в РФ, должны разрабатываться в схемах газоснабжения и газификации с учетом прогнозного ТЭБ. Реализация указанных схем должна осуществляться в рамках межрегиональных/региональных программ газификации ЖКХ, промышленности и других организаций, сформированных на основе схем, с учетом готовности потребителей к приему газа.

Использованные источники

1. Порядок составления топливно-энергетических балансов субъектов Российской Федерации, муниципальных образований (утвержден Приказом Минэнерго от 29.10.2021 г. №1169).

2. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 15.12.2021 г. № 3603-р.

3. Скузоватов М.Ю. Ресурсы природного газа и конденсата Ангаро-Ленской газоносной области // Геология и геофизика. Т. 58. № 3–4, 2017. С. 614–627.

4. Газ в Читу повезут не только из Владивостока: концессионер поделился планами. URL: <https://www.chita.ru/text/gorod/2023/12/25/73055360/>

5. В Забайкалье предложили создать компанию для железнодорожной перевозки СПГ. URL: <https://tass.ru/ekonomika/18717875>

6. Бурятия и «Россети» к 2028 г. планируют перевести на электроотопление 45 тыс. домовладений региона. URL: <https://www.interfax-russia.ru/far-east/news/buryatiya-i-rosseti-k-2028g-planiruyut-perevesti-na-elektrootoplenie-45-tys-domovladieni-regiona>

7. О газоснабжении в Российской Федерации. Федеральный закон от 31.03.1999 г. № 69-ФЗ (с учетом изменений от 12.12.2023 г. № 575-ФЗ).

Энергетическая сверхдержава 2.0 Energy superpower 2.0

Константин СИМОНОВ

Генеральный директор Фонда национальной
энергетической безопасности, профессор
Финансового университета при Правительстве РФ
E-mail: Simonov@energystate.ru

Konstantin SIMONOV

General Director, National Energy Security Fund, Head
of the Department of Political Science of Financial Uni-
versity under the Government of Russian Federation
E-mail: Simonov@energystate.ru

НПЗ в Тайване

Источник: big-soviet.ru



Аннотация. В России продолжается подготовка Энергетической стратегии до 2050 г. В статье рассказывается о задачах государства в сфере энергетики, которые вытекают в том числе из санкционной реальности. Прежде всего говорится об ориентации на внутренний рынок, анализируются последние шаги в этом направлении в сферах газификации и насыщения российского рынка нефтепродуктами. Также рассматриваются возможности наших действий на внешних рынках. Анализируя успешное противодействие санкциям и, прежде всего, рост поставок нефти на рынки Индии и Китая, автор приходит к выводу, что потенциал углеводородов далеко не исчерпан. Они по-прежнему обладают выгодными свойствами по сравнению с агрессивно продвигаемыми ВИЭ. Страны Глобального Юга уже в своих энергетических стратегиях вполне могут взять курс на борьбу с энергетической бедностью, которая может стать для них основной целью. Нужно не просто пассивно ждать, какую линию поведения выберут потребители энергоносителей – важно помочь им сформировать правильное видение возможного будущего. Для этого нужно выиграть интеллектуальную конкуренцию с западной «прогрессивной повесткой» и в перспективе сформировать новые правила игры на рынке энергоносителей АТР и Африки, что позволит России сохранить в среднесрочной перспективе объемы экспорта углеводородов.

Ключевые слова: энергетическая стратегия, энергетический консерватизм, энергетическая сверхдержава, конкуренция углеводородов и ВЭА, борьба с энергетической бедностью.

Abstract. In Russia, preparation of the Energy Strategy until 2050 continues. The article talks about the state's tasks in the energy sector, which stem, among other things, from the reality of sanctions. First of all, the focus on the domestic market is discussed, the latest steps in this direction in the field of gasification and saturation of the Russian market with petroleum products are analyzed. The possibilities of our actions in foreign markets are also being considered. Analyzing the successful counteraction to sanctions, and above all the growth in oil supplies to the markets of India and China, the author comes to the conclusion that the potential of hydrocarbons is far from being exhausted. They still have advantageous properties compared to aggressively promoted renewable energy sources. The countries of the "global south" may well take a course towards combating energy poverty in their energy strategies, which may become their main goal. We must not just passively wait to see what course of action energy consumers will choose; it is important to help them form the correct vision of a possible future. To do this, we need to win the intellectual competition with the Western "progressive agenda" and in the future, to form new rules of the game in the Asia-Pacific and African energy markets, what will allow Russia to maintain hydrocarbon export volumes in the medium term.

Keywords: energy strategy, energy conservatism, energy superpower, competition between hydrocarbons and renewable energy sources, fight against energy poverty.

Новое – хорошо забытое старое

Проведя последнее (на момент написания данной статьи) совещание по вопросам развития ТЭК, Президент России Владимир Путин 20 мая 2024 г. напомнил о необходимости скорого принятия Энергетической стратегии до 2050 г. [14]. Такое поручение было дано еще весной 2022 г., после начала СВО. Планировалось сделать это еще в том же 2022 г., до 15 сентября, однако на самом деле очень хорошо, что

процесс затянулся. Иначе мы могли бы получить формальный документ, который носил бы не целеполагающий, а справочно-сценарный характер с описаниями направлений, по которым может пойти российская энергетика. А может и не пойти.

Важно, чтобы стратегия являлась не абстрактным версионным взглядом на будущее энергетики, а действительно задавала цели, которых затем должны будут достичь российские энергетические компании. Перефразируя слова И. Мичурина, можно отметить: мы не можем ждать милостей

у мирового энергорынка, взять их у него – вот наша задача.

Государство обязано сформулировать свое видение развития энергетики в новых условиях и дать ответ, что оно как регулятор хочет получить от энергетических отраслей, как оно видит развитие ТЭК в новых геополитических и экономических реалиях.

Самая важная развилка сейчас – признает ли Россия ускоренный энергетический переход, готова ли она бороться за сохранение углеводородов как востребованного на внешних рынках товара? Противостояние «энергетических консерваторов» и «энергетических авангардистов» – основной нерв современной повестки. И нам нужна определенность. До 2022 г. мы, скорее, стеснялись заявить, что у энергетики может быть иное будущее, кроме триумфального шествия энергетического перехода по планете. Мы предпочитали декларировать интеллектуальную солидарность с «цивилизованным Западом», считая неловким заявить свой взгляд на будущее мировой энергетики. Надеюсь, что сейчас «жареный петух» санкций нас уже клюнул, и мы станем более самостоятельными в своих рассуждениях, поставив во главу угла не энергетический мейнстрим, а свои собственные интересы.

Может быть, это покажется странным, но отправной точкой для нашей энергетической стратегии могла бы стать концепция энергетической сверхдержавы. Она начала оформляться еще в середине нулевых годов, однако не утратила своей актуальности. Суть идеи энергетической сверхдержавы проста: это гарантирующий поставщик энергоносителей и на внешние рынки, и для внутренних потребителей, который обеспечивает внешних покупателей

В России нельзя игнорировать вопросы экологии. Социология показывает, что россияне считают экологическую тематику одной из приоритетных, но именно экологическую, а не климатическую



Улицы в Индии
Источник: saiko3p / depositphotos.com

сырьем в нужных объемах по взаимовыгодным ценам, а своих потребителей – по ценам, заметно ниже мировых. Кроме того, такая страна из-за масштаба экспорта нефти, газа и угля влияет на баланс спроса и предложения, а значит, и на ценообразование на эти товары.

Мало обладать сырьем, нужно его извлечь, доставить до покупателя и продать по выгодной цене, обеспечив и наполнение бюджета, и инвестиции в расширенное воспроизводство углеводородов. Одновременно важно поставлять энергоносители на внутренний рынок по более доступным ценам, что должно дать национальному бизнесу конкурентные преимущества на глобальных рынках, а гражданам обеспечить достойное качество жизни.

В России эта концепция уже забылась. Однако к своему удивлению, изучая в 2024 г. новые британские санкционные документы, я вновь обнаружил это словосочетание. Правительство Великобритании, официально описывая новые санкции в отношении руководства «НОВАТЭК», откровенно говорит о необходимости блокировки работы проекта «Арктик СПГ 2» в качестве жизненного важного актива для будущего России как ... «энергетической сверхдержавы»! («Vital asset to Russia's future as an energy superpower» [15]). Получается, что Великобритания откровеннее остальных партнеров по Коллективному Западу обозначила реальную цель

санкционной политики. Оказывается, это именно недопущение превращения России в энергетическую сверхдержаву. Обратите внимание, нас пытаются заблокировать именно в производстве углеводородов. Опасения Британии лишний раз подчеркивают, что концепция энергетической сверхдержавы не лишена оснований.

Внутреннее измерение энергетической сверхдержавы

В концепции энергетической сверхдержавы есть два основных аспекта: внутренний и внешний. Первый – это обеспечение внутреннего рынка нужным количеством энергоносителей по комфортным ценам. Для этого, правда, нужно понимать, какой желательный энергобаланс мы хотим получить в 2050 г. Здесь опять идет спор между традиционным топливом и авангардным.

В моем понимании, главными аргументами при выборе приоритетных энергоносителей должны быть 3 обстоятельства: цена, доступность и экология. Но это должен быть честный разговор. Никто не предлагает заблокировать развитие ВИЭ в Рос-

сии, речь о другом. Это не должен быть субсидируемый вид энергии, который развивается только ради следования внешней моде. ВИЭ должны выдержать рыночную конкуренцию с углеводородами.

На самом деле, даже на Западе, где пропаганда ВИЭ и энергоперехода достигла невероятных размеров, близких к продвижению религиозных учений, так и не удается устранить базовые проблемы «зеленой» энергогенерации. Это низкая надежность поставок энергии с солнечных и ветряных станций, связанная с зависимостью от погодных факторов. Даже рассказы о «бесплатном электричестве», которые любит западная деловая пресса [16], чтобы показать снижение стоимости «зеленой» энергии, в реальности только подчеркивают эти нерешенные вопросы. Электричество так и не научились хранить в промышленных масштабах, а непредсказуемость солнечной активности и силы ветра даже в среднесрочных временных интервалах приводит к тому, что невозможно производить в моменте столько электричества, сколько нужно. ВИЭ работают по принципу «то пусто, то густо». В результате нужно иметь резервное топливо, прежде всего, углеводороды. Понятно, почему ЕС увлечена «зеленым»

Дом-хижина, оснащённый солнечной панелью, Сахара

Источник: allposters.com ru / pinterest.com



водородом – это все та же попытка найти способ хранения электричества. Впрочем, успехов тут не так много. Обратите внимание, что «хайпа» по «зеленому» водороду сейчас в Европе уже на порядок меньше, чем в 2020–2021 гг.

Кроме того, не забудем, что возобновляемая энергетика нуждается во вполне невозобновляемых ресурсах (литий, никель, кобальт, редкоземельные металлы, железо и так далее), добыча которых несет серьезный вред окружающей среде. Просто в ЕС предпочитают считать экологические эффекты самой генерации энергии на «зеленых» станциях, закрывая глаза на экологический и климатический



Ледокол «50 лет Победы» на Севморпути
Источник: KadnikovValerii / depositphotos.com

след всей производственной цепочки. Существует еще одна проблема – утилизация солнечных и ветряных станций, которые пока весьма недолговечны. Средний срок службы солнечных и ветряных станций составляет 20–25 лет.

Понятно, что в России ВИЭ не смогут обеспечить граждан и реальный сектор нужным объемом энергии по комфортным ценам. Не случайно «зеленая» энергия при собственном продвижении главный акцент делает на климатических свойствах, ведь углеводороды и уголь по инерции считаются грязными видами топлива.

На самом деле в современной России нельзя игнорировать вопросы экологии. Социология показывает, что россияне

считают экологическую тематику одной из приоритетных. Подчеркну, экологическую, а не климатическую. Россия далеко не самый крупный эмитент парниковых газов, и ей следует сосредоточиться не на глобальных климатических, а на собственных экологических проблемах, которых, увы, большое количество. И никто не призывает их игнорировать. Сегодня уже нельзя говорить об экономическом росте без оглядки на окружающую среду. Однако и здесь можно делать очень многое в сегменте традиционного топлива. Прежде всего – это развитие потребления газа, который по своим экологическим свойствам является очень эффективным топливом. Это также технологическое развитие переработки нефти, повышение качества используемого топлива и запуск новой угольной генерации только с использованием современных технологий улавливания диоксида серы, золы и углерода. Наконец, развитие атомной энергетики и гидрогенерации.

Владимир Путин на совещании 14 апреля 2022 г., поручая обновить энергостратегию, высказал свое мнение о стратегических задачах, стоящих перед отраслью [17]. Прежде всего президент назвал «устойчивое снабжение энергоресурсами нашего внутреннего рынка», причем по комфортным для покупателей ценам. Близкая задача – развитие глубокой переработки нефти и газа.

Говоря уже непосредственно о приоритетах Энергетической стратегии России до 2050 г., президент отметил необходимость расширить программу газификации российских регионов. Фонд национальной энергетической безопасности уже 10 лет говорит о том, что одним из стратегических приоритетов в энергетике России должно быть создание комфортных условий для расширения потребления газа. Прочитируем доклад ФНЭБ «Организация внутреннего рынка газа в России: тактика «малых дел»» аж от 2019 г.: «Природный газ для России – это важнейший элемент создания конкурентоспособных на внутреннем и внешних рынках производителей, не говоря уже об источнике света и тепла для большей части населения страны. И логика преобразований должна быть именно в этом, чтобы интересы потребителей были в числе приоритетов наряду с энергетической безопасностью страны, не создавая при этом рисков для инве-

стиций в поддержание и развитие самой газовой отрасли» [18].

Газ должны получить как российская промышленность, так и население. В этом плане сложно оспаривать значимость программы газификации страны. Важнейшим проектом в этом русле стала социальная газификация, объявленная в 2021 г. В. Путиным. Россия – обладатель самых крупных запасов газа в мире, а это не только экспортный товар, но и сырье для промышленности, и источник дешевого тепла для граждан. Подводя газ к своим участкам, граждане могут строить дома для постоянного проживания. Не удивительно, что в 2023 г. доля индивидуального жилищного строительства в общем объеме возведенной жилой недвижимости составила 53%.

С 2021 г. для более чем 1,155 млн домовладений обеспечена техническая возможность догазификации. По итогам 2023 г. уровень газификации уже составил 73,8% или, если считать технически возможную сетевую газификацию, 89%.

За газификацию отвечает «Газпром». Понятно, что для него этот проект не имеет коммерческой привлекательности. Но государство, как основной и контрольный акционер, ставит перед ним эту задачу, исходя из понимания целей долгосрочного развития страны.

Газификация – это еще и создание единого энергетического пространства,

Добыча нефти в Арктике
Источник: demas.ru.pinterest.com



Преодоление санкций 2022–2024 гг. – важнейшее испытание экономики на устойчивость – доказало жизнеспособность не только российского государства, но и концепции энергетической сверхдержавы

и элемент пространственного развития. У нас относительно хорошо газифицирована европейская часть, в том числе потому, что экспортные газопроводы строили в западном направлении. Ситуация с газификацией Восточной Сибири и Дальнего Востока намного сложнее. В октябре 2023 г. Владимир Путин поручил газифицировать Красноярск к 400-летию юбилею города в 2028 г., а уже 16 октября 2023 г. вышло распоряжение Правительства РФ № 2846-р, которое содержит план реализации Стратегии социально-экономического развития Сибирского федерального округа до 2035 г. В нем целый раздел посвящен плану газификации Сибири, в том числе ее восточной части.

Стоит задача провести газификацию Якутии, Бурятии, Хабаровского, Приморского, Забайкальского краев, Мурманской и Амурской областей, Еврейской автономной области, Карелии. С помощью СПГ будет газифицирован Камчатский край.

В своем обращении к Федеральному Собранию В. Путин также заявил о расширении планов по газификации на садоводческие некоммерческие товарищества (СНТ), сославшись на социальную значимость этого проекта, так как в России насчитывается 15 млн дачников-садоводов. Ранее СНТ не попадали под социальную газификацию, так как в дачных поселках часто вообще нет постоянно живущих и официально зарегистрированных жителей. Зачастую СНТ при этом физически находятся в пределах деревень или рядом с ними.

В апреле 2024 г. премьер-министр Михаил Мишустин подписал постановление, расширяющее программу социальной газификации на садоводческие товарищества. Газовые сети будут бесплатно про-



Пермский НПЗ «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез»

Источник: «ЛУКОЙЛ»

ведены до границ земельных участков граждан в СНТ, расположенных в границах газифицированных населенных пунктов. Дальше, если на домовладение оформлены соответствующие документы, будет возможность подать заявление о подключении участка (заявка может быть подана как собственником домовладения, так и председателем СНТ). За газификацию дома будет взят определенный тариф, установленный правительством субъекта.

По оценке «Газпрома», общие затраты компании на газификацию только в 2021–2025 гг. составят 526,1 млрд руб. Помимо

этого, 480 млрд руб. компания потратит на догазификацию уже получающих газ населенных пунктов, еще 259 млрд руб. – на финансирование «последней мили», т. е. на подведение газа к границам домовладений (ранее именно эти затраты были в зоне ответственности региональных властей).

На цели газификации в 2024 г. «Газпром» выделил рекордные средства – 270,3 млрд руб. Это на 33,5 млрд руб. больше, чем в 2023 г. В течение года планируется газифицировать около 700 населенных пунктов – это примерно в 1,7 раза больше, чем годом ранее. Для этого «Газпром» строит газопроводы-отводы с газораспределительными станциями (ГРС), межпоселковые и внутрипоселковые газопроводы, проводит реконструкцию и техническое перевооружение действующих ГРС. Так, в I квартале 2024 г. часть мощностей уже построена – газопроводы подведены к городам, деревням и селам в 16 регионах России.

Другой приоритет Энергостратегии 2050 – достаточное предложение нефтепродуктов на внутреннем рынке по приемлемым ценам для автовладельцев, транспортных компаний, для бизнеса, в том числе и аграрного.

Логика экономического развития, как ее понимают в Индии, Китае и других странах Юга и Востока, подразумевает рост потребления первичных энергоресурсов, в том числе нефти и газа

На самом деле, в сегменте нефтепереработки уже сделано довольно много. Это пример удачного партнерства государства и бизнеса. В России государство вместе с бизнесом реализовали программу тотальной реконструкции предприятий по переработке нефти. По сути, это совершенно другая отрасль, по сравнению с ситуацией, скажем, пятилетней давности. Важным моментом стало применение механизма обратного акциза на нефть, придуманного в 2018 г. Это налоговый вычет, стимулирующий инвестиции в модернизацию НПЗ. Важнейшей задачей был рост выпуска бензина 5-го экологического класса. Показательно, что введенные в начале 2022 г. драконовские санкции против российской переработки не обрушили производство топлива. В 2023 г. производство бензина в РФ увеличилось на 2,8%, дизельного топлива – на 3,4%.

Внутренний рынок насыщен нефтепродуктами, хотя не застрахован полностью от стрессовых ситуаций. Такой стала, скажем, массовая атака украинских дронов по российским НПЗ в 2024 г. Но отрасль справляется с этим вызовом.

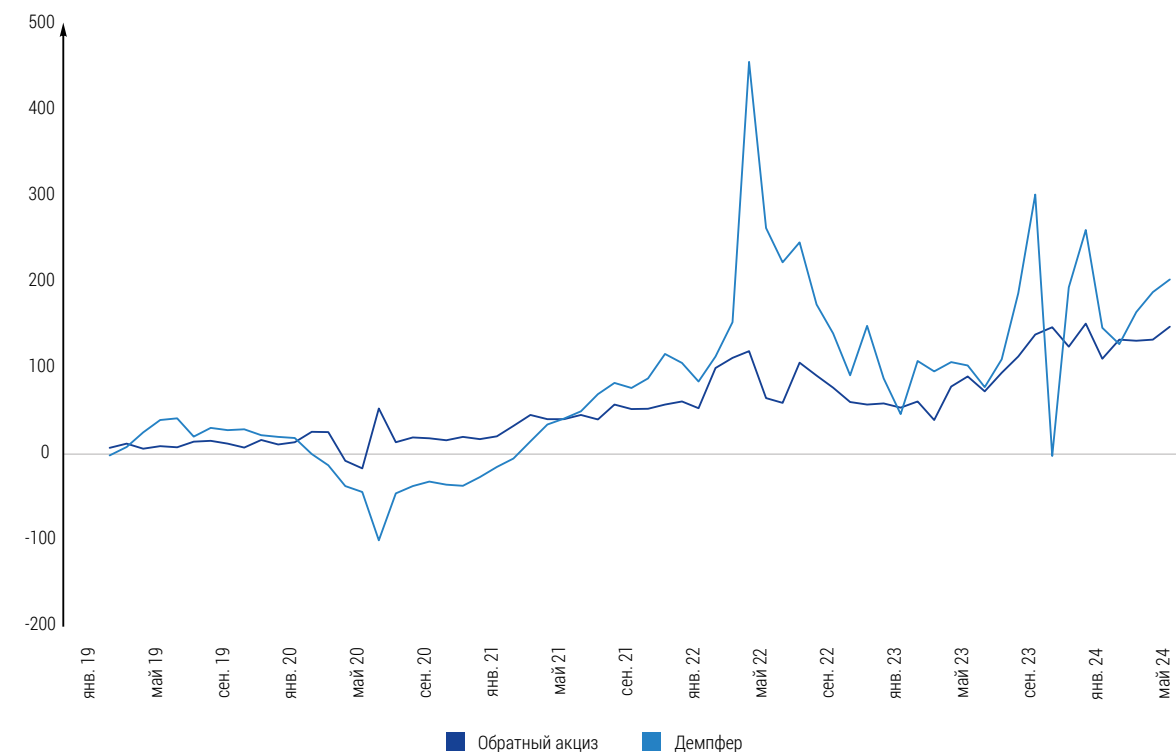
Еще один важный вопрос – цены на топливо. Да, экспортная альтернатива оказывается выгоднее поставок на вну-

тренний рынок. Но здесь как раз и должна проявиться целеполагающая функция государства. Уместно вспомнить про еще один налоговый механизм – демпфер, который был придуман именно для того, чтобы сдерживать цены на внутреннем рынке. Компании получают частичную финансовую компенсацию за фактическое согласие оставить часть топлива на внутреннем рынке и продавать его с меньшей маржинальностью. Понятно, что дешеветь топливо на внутреннем рынке не будет. Задача в том, чтобы удорожание было все же заметно ниже общего уровня инфляции в стране. В 2024 г. эту цель выполнить удастся. Автомобильный бензин с начала 2024 г. по 3 июня подорожал на 1,8%, дизель – на 1% [19]. Общий же рост цен за это время составил 3,13%.

Хотя иногда приходится идти на меры административного регулирования. Таковым стало введение запрета на экспорт бензина. Доля экспорта бензина по итогам 2023 г. была 10% от общего объема производства. Это показывает ориентацию на российского потребителя. Но эти экспортные объемы в сложных ситуациях можно использовать для насыщения внутреннего рынка, что и произошло. По дизелю же у нас проблем с производством

Рис. 1. Месячные выплаты обратного акциза и демпфера из бюджета, в млрд руб.

Источник: Минфин РФ



нет – это, прежде всего, экспортный товар. В 2023 г. Россия экспортировала 37% от произведенного дизеля, так что тут насытить внутренний рынок проблемой не будет.

Экспортное измерение энергетической сверхдержавы

Но давайте не будем забывать про внешнее измерение энергетической стратегии. Тем более, что экспорт нефти и газа остается важнейшим источником бюджетных доходов. В 2022–2024 гг. нашей ключевой задачей стала диверсификация экспорта и перенаправление нефти и нефтепродуктов на рынки Глобального Юга.

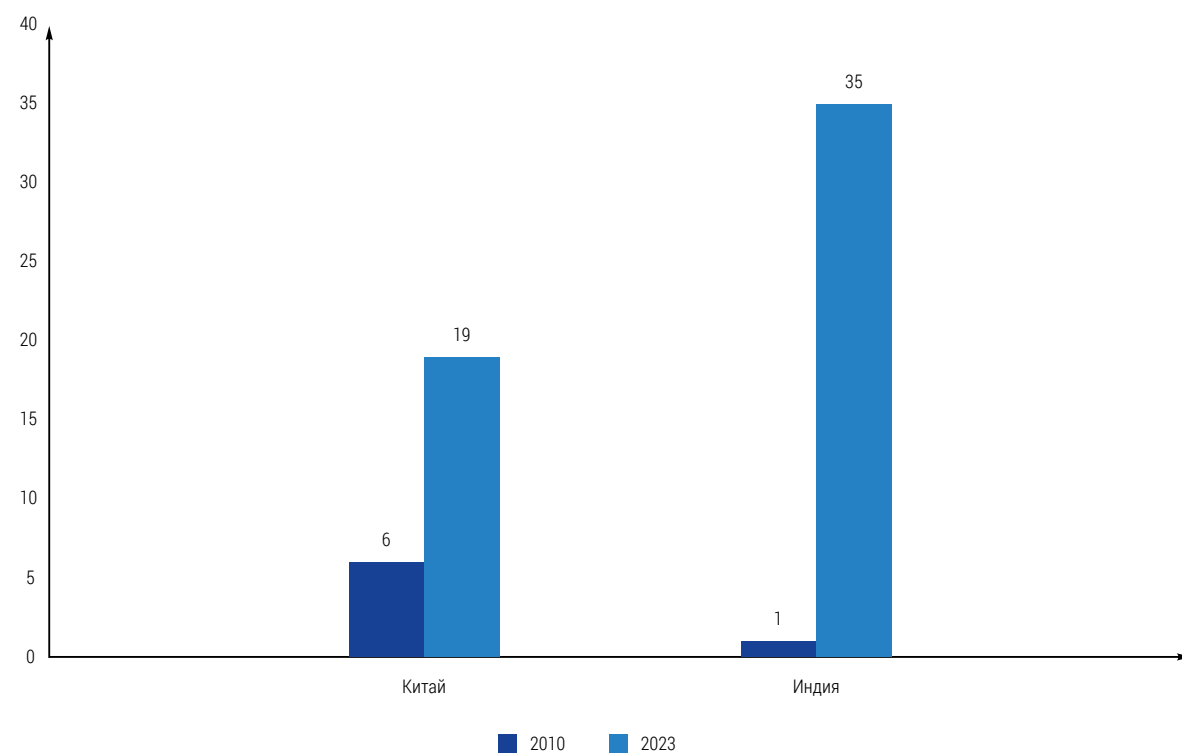
Преодоление санкций 2022–2024 гг. – важнейшее испытание российской экономики на устойчивость – доказало жизнеспособность не только российского государства, но и концепции энергетической сверхдержавы. После того, как США, Великобритания, ЕС и G7 ввели запрет на закупки российской нефти и нефтепродуктов (за некоторыми исключениями) и механизм потолка цен, Россия смогла

найти альтернативные варианты продаж в странах, которые теперь принято называть Глобальным Югом. Ярчайший пример – рынок Индии. Доля российских поставок в Индию выросла с 3% в 2021 г. до 35% в 2023 г. [20]. Россия уверенно стала крупнейшим поставщиком нефти в Индию, а Индия в 2023 г. стала крупнейшим потребителем российской нефти, получаемой морским путем, обойдя Китай. В КНР при этом идут еще и трубопроводные поставки. На конец 2023 г. доля российской нефти в китайском импорте составила около 22%. Таким образом, Россия сегодня является самым крупным поставщиком нефти и в Китай, и в Индию – а это два самых крупных покупателя «черного золота» на мировом рынке.

По итогам 2023 г. Китай импортировал 107 млн т или 2,1 млн барр. / сут. российской нефти. Этот импорт принес России 59,44 млрд долл. или в среднем 76,06 долл. / барр. (цена покупки китайскими покупателями). Индия купила в 2023 г. 84 млн т нефти, заплатив 45,3 млрд долл.

Текущий, 2024 г. подтверждает эту тенденцию. По данным индийской таможни, в первом квартале российские поставки сырой нефти выросли еще на 1 млн т

Рис. 2. Доля России в годовом нефтяном импорте Китая и Индии, в %



Источник: расчеты автора на основании данных таможен Китая и Индии

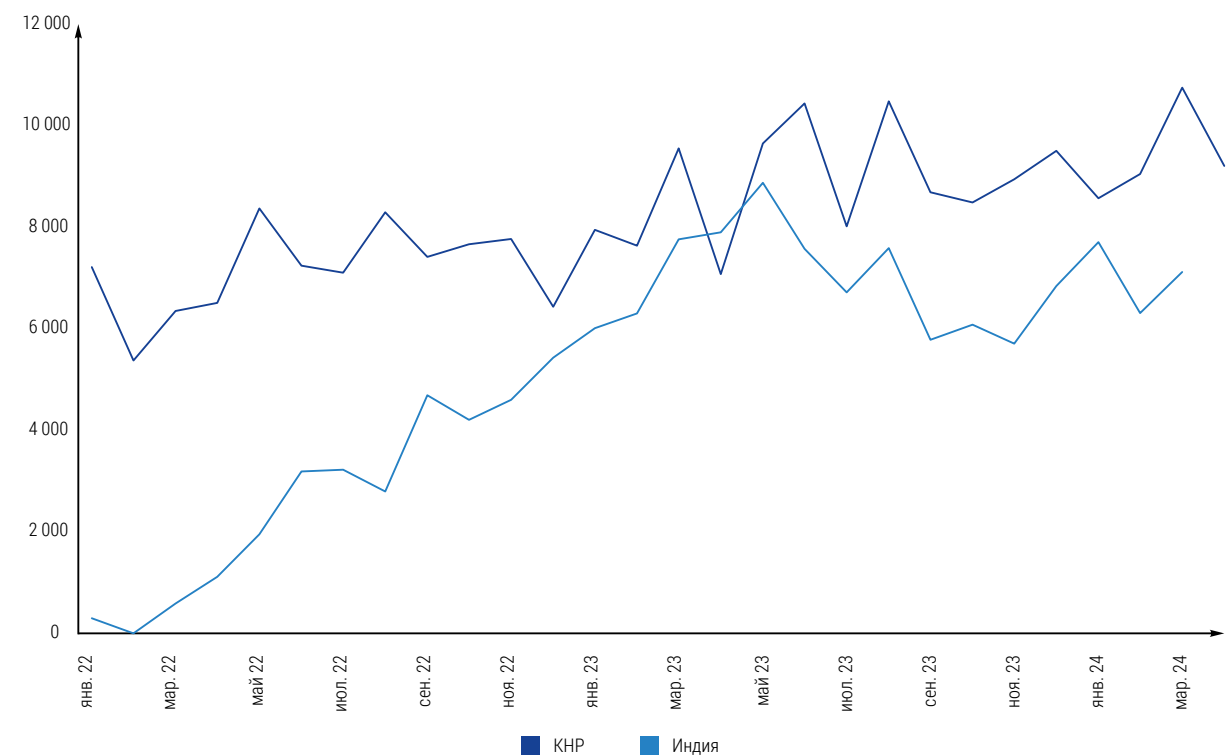


Рис. 3. Помесячный экспорт нефти из РФ в Китай и Индию, тыс. т

Источник: расчеты автора на основании данных таможен Китая и Индии

по сравнению с аналогичным периодом 2023 г. При этом финансовый результат I квартала 2024 г. заметно лучше – выплаты за российскую нефть увеличились на 16%. Еще более впечатляющие цифры приходят из Китая. По данным китайской таможни, КНР нарастила поставки российской нефти в январе–апреле 2024 г. на 16,6% по сравнению с аналогичным периодом 2023 г. Общий размер поставок составил 37,79 млн т. Стоимость нефти, приобретенной за 4 месяца 2024 г., составила 22,16 млрд долл., что на 25,4% больше по сравнению с аналогичным периодом 2023 г.

Кроме того, в 2023 г. в КНР было экспортировано 22,7 млрд м³ трубопроводного газа. В 2025 г. газопровод «Сила Сибири» выйдет на полную экспортную производительность – 38 млрд м³ газа в год. Мы рассчитываем в ближайшее время подписать с КНР контракт и по «Силе Сибири 2» на 50 млрд м³ газа в год. Общий объем трубопроводных поставок может составить 100 млрд м³. Да, это меньше, чем наши поставки в Европу в 2021 г. Перенаправление поставок газа идет не так быстро, как в случае с нефтью, что связано с инфраструктурными ограничениями. Однако

география России позволяет осуществлять поставки газа и на Запад, и на Восток.

На самом деле западные санкции просто радикально ускорили объективный процесс перенаправления российских углеводородов с Запада на Глобальный Юг и Восток. Но они были предопределены давно уже наметившимися трендами в развитии мировой экономики и энергетики. Запад увлечен энергетическим переходом, но страны Юга и Востока относятся к нему крайне аккуратно. Они считают, что ограничение энергоперехода приводит к ограничению права западных стран на развитие,

Китай готов развивать ВИЭ у себя, экспортировать электромобили, солнечные панели, сырье для «зеленой» энергетики, однако ставку все равно будет делать на нефть, газ и уголь

и готовы осуществлять «зеленые» проекты на западные гранты и инвестиции. Логика экономического развития, как ее понимают в Индии, Китае и других странах Юга и Востока, подразумевает необходимость увеличения потребления первичных энергоресурсов, в том числе нефти и газа. Значит, Россия разумно поменяла западных покупателей на перспективных восточных. А нефть и газ, несмотря на все прогнозы западных аналитиков, остаются востребованным в мире товаром. Просто меняется

финансируемое западными странами, все равно признает, что до 2030 г. спрос на нефть и газ будут расти.

Запад отказался от России как поставщика энергоресурсов. Это его выбор, крайне рискованный, с учетом проблем, которые создает агрессивный энергпереход. Но для России это не обернулось крушением экспорта, а значит, и не вызвало провала в доходах. Даже жесткие санкции не привели к заметному сокращению экспорта российской нефти и нефтепро-



НПЗ в Индии

Источник: life.ru

география их потребления, к чему Россия и сумела приспособиться. Потребление нефти в мире с 2010 по 2022 гг. выросло на 10%, газа – на 25%, и даже угля, с которым «зеленые» борются наиболее агрессивно – на 7%.

Мировое энергетическое агентство указывает, что Индия в ближайшие годы вообще будет рекордсменом по приросту потребления нефти. Суммарный спрос на нефть в этой стране может вырасти на 1,2 млн б/с к 2030 г., то есть на треть всего глобального прироста, который оценивается в 3,3 млн б/с. Обратим внимание, что даже лоббист энергетического перехода – МЭА,

дуктов. Добыча нефти и газоконденсата в 2023 г. составила 530,6 млн т, сократившись за год всего на 0,9%. При этом западные эксперты обещали едва ли не полный развал отрасли уже к концу 2023 г. Теперь живучесть нашего нефтегаза нужно конвертировать в долгоиграющие смыслы.

Продвижение нужной стратегической картины будущего

Возникает еще один важнейший вопрос. Нам нужно не просто радоваться

тому, что мы справились с первыми санкционными атаками, а начинать защищать будущее углеводородов. Сделать это можно только через продвижение выгодной нам картины энергетического будущего, которая должна помочь поддержать спрос на углеводороды в долгосрочной перспективе. Подчеркнем, именно нашего взгляда на будущее, а не чужого, которые мы берем под козырек и выполняем.

Россию годами склоняли к «экономическому самоубийству», предлагая добровольно отказаться от своего нефтегазового комплекса. Придумывались и активно продвигались в России самые различные идеи: «голландской болезни» (сырьевой комплекс якобы выкачивает инвестиции и кадры из других отраслей, которые прекращают развиваться), «ресурсного проклятья» (деньги от продажи сырья якобы консервируют политическую отсталость и мешают развитию государства), а также энергетического перехода (якобы весь мир скоро откажется от углеводородов и перейдет на другой тип топлива и генерации электроэнергии). Надо сказать, что они были весьма популярны в РФ. Однако государству хватило мудрости не совершать ошибок и проводить структурные изменения в экономике не за счет уничтожения нефтегазового комплекса, а с его помощью. Это касается и выплат в бюджет, и спроса на услуги других отраслей. Энергетическая сверхдержава стала ответом на провокативные мысли, причем ответом в долгую.

Сегодня основной стратегической задачей является защита будущего нефти и газа, а значит, формирование нашей картины энергетики будущего и ее трансляции в мир. Понятно, что Запад наш вариант будущего не воспримет. Но это и не наша целевая аудитория, по крайней мере, до начала в западных странах внутренних серьезных политических перемен и прихода к власти более прагматичных политических сил (на выборах в Европарламент в июне 2024 г. «зеленые» партии потерпели сокрушительное поражение, но я бы не спешил объявлять это началом тренда).

Не исключено, что в мире в ближайшее время будут соперничать две альтернативные картины энергетического будущего. Взгляды Коллективного Запада и Глобального Юга будут все более радикально расходиться. Страны Азии и Африки все больше будут озабочены возможностью

получать энергоносители по комфортным ценам. Китай готов развивать ВИЭ у себя, экспортировать электромобили, солнечные панели, сырье для «зеленой» энергетики, однако ставку все равно будет делать на нефть, газ и уголь. Аналогичным образом поступит и Индия. Страны АТР будут добиваться права на экономическое развитие за счет применения относительно дешевых традиционных энергоносителей. Россия могла бы попробовать объединить с ними интеллектуальные усилия, но мы предпочитаем сохранять почву для диалога с ЕС.

ЕС считает, что ему не нужны углеводороды. Европа реализует план по сокра-



Газовый промысел № 1 Бованенковского месторождения
Источник: «Газпром»

щению «старых» и «грязных» индустрий (нефтепереработка, химия, металлургия, машиностроение) в пользу «современных» и «чистых» (цифровые решения и биотехнологии). Но это совершенно не означает, что такой путь будут копировать все страны Азии. Если ЕС сознательно идет на деиндустриализацию, а прекращение закупок российской нефти и газа рассматривает как ускоренную реализацию такого плана, то у государств Глобального Юга может быть иное отношение. Но нужно закреплять его, в том числе через публичные стратегические документы.

Понятно, что концепция энергетической сверхдержавы направлена больше на внутреннего потребителя. Во внешнюю среду

Нужно пытаться участвовать в формировании у бедных стран энергостратегий, ориентированных на потребление именно углеводородов, хотя их будут активно затягивать в климатические сюжеты

нужно транслировать несколько другие установки. Можно взять на вооружение концепцию энергетического консерватизма [21], которая на самом деле исходит из абсолютно такого же подхода.

Ключевые тезисы понятны. Главной ценностью развития энергетики признается борьба с глобальной энергетической бедностью, которая на самом деле является и частью борьбы с бедностью вообще. Доступные углеводороды фактически становятся правом стран на развитие.

В мире, по многим оценкам, включая МЭА и ООН, до сих пор более 700 млн людей вообще не имеют доступа к электроэнергии. По данным Всемирной организации здравоохранения (ВОЗ), более 2,5 млрд человек постоянно готовят еду на открытых очагах или в печах. В ЕС изначально ограничение в потреблении населением воды и электроэнергии было связано вовсе не с заботой о климате, а с их дороговизной. Ограничение потребления вытекало из их стоимости, и эта культура возникла задолго до агрессивной климатической повестки. Задача государства заключается в том, чтобы население страны имело возможность получать электроэнергию и тепло по относительно низким ценам, без превращения их в люксовую услугу, на которую нужно копить деньги.

Энергопереход – это попытка навязать довольно дорогие западные «зеленые» технологии, которые упаковываются в тезис о необходимости коллективной заботы о климате. Для развивающихся стран – это новые кредиты и займы. Нужно показать, что именно углеводороды могут спасти их от энергетической бедности, да и бедности вообще.

Интересен список мировых лидеров по переходу на возобновляемые виды энергии: Эфиопия, Непал, Лесото, Бутан,

Парагвай [22]. Они достигли уровня более 98% ВИЭ в энергобалансе (правда, с учетом гидроэнергетики). И все они находятся в списке самых бедных государств мира.

С точки зрения экологического и климатического эффекта, тут тоже есть о чем поспорить. Замена дров, скажем, на природный газ, даст огромный экологический эффект. Добавим сюда применение некачественного топлива в автомобильном и судовом транспорте, а также развитие производства удобрений на основе метана. Это уже борьба с глобальным голодом.

Такая повестка вполне может найти поддержку у таких стран как Индонезия, Пакистан, Малайзия, Таиланд, Вьетнам. В них есть потенциал роста потребления углеводородов. Многие страны АТР имеют огромное население, но довольно низкий уровень душевого потребления первичной энергии. Все они ориентированы на обеспечение экономического роста и преодоление проблемы энергетической бедности. Такие страны крайне аккуратно относятся к идее энергетического перехода, лоббируемого ЕС и США. Их главная задача – создать условия для экономического роста. Относительно дешевые топливо и электроэнергия являются важнейшими предпосылками для этого.

Нужно пытаться участвовать в формировании у бедных стран региона энергостратегий, ориентированных на потребление именно углеводородов, хотя их будут

Трубопровод «Восточная Сибирь – Тихий океан»
Источник: vitkaplin / depositphotos.com



Танкер «Маршал Василевский»
Источник: oilexp.ru

активно затягивать в климатические сюжеты и убеждать делать ставку на возобновляемую энергетику. ВИЭ уже получили свое развитие в регионе, но создание и развитие рынков углеродных единиц идет не такими быстрыми темпами. Важно, что в реализации климатических программ азиатские страны демонстрируют меньший уровень амбициозности и более умеренную динамику, в отличие от своих западных коллег. К примеру, достичь углеродной нейтральности Китай обещает в 2060 г., а Индия – лишь к 2070 г. За исключением Китая, азиатские развивающиеся экономики делают только первые шаги на пути внедрения оборота углеродных единиц. Но даже относительно развитая китайская площадка для торговли квотами не такая амбициозная, как в Евросоюзе, и не столь жесткая. Стоимость квот при этом ощутимо ниже европейского уровня.

Особое внимание следует обратить на Африку. Нужно помочь выработать у континента правильную стратегию энергетического развития. Очень интересны в этом плане журналистские расследования, опубликованные в западной прессе накануне COP28 (прошел в ноябре–декабре 2023 г. в ОАЭ). Там говорилось о том, что Саудовская Аравия при поддержке ОАЭ реализует масштабный глобальный инвестиционный план по созданию спроса на свои нефть и газ в развивающихся странах. Речь идет о стратегии увеличения

использования автомобилей, автобусов и самолетов, работающих на ископаемом топливе. Основной акцент делается на Африке как на перспективном регионе. Получается, что КСА и ОАЭ борются за будущее нефти и газа, занимаясь «зеленой» демагогией как прикрытием, но Россия этого не делает. Вместо того, чтобы инвестировать деньги в создание спроса на углеводороды, российские компании вкладывали ресурсы в добычные проекты в других странах, то есть в выращивание конкурентов на рынке углеводородов. Партнерствуя с КСА и ОАЭ в ОПЕК+, мы так и не сумели создать альянс по продвижению нефти как важного глобального товара. Если верить западной прессе, арабские страны делают это в одиночку. А ведь такой подход позволяет удерживать спрос на нефть как на товар и продлить ее век, а ее основным субституту сделать природный газ. Кстати, совсем недавно такие же мысли высказывало даже МЭА, рассуждавшее о «золотом веке газа».

Из идеи «двух энергетических миров» проистекает и мысль о том, что в азиатском типе энергопотребления могут формироваться свои правила торговли углеводородами. Но и в этом Россия принимает довольно пассивное участие. По сути, мы в большей степени пытаемся найти бреши в действующих санкциях, нежели создать альтернативную модель торгов углеводородами. Греческие судовладельцы продолжают перевозить российскую нефть, а западные трейдеры – участвовать в продаже нефти и нефтепродуктов. Решая задачу выживания и сохранения основных объемов экспорта нефти и нефтепродуктов, у России не хватает сил работать над формированием автономной системы торговли нефтью в Азии со своими эталонными сортами, биржами, расчетами в национальных валютах, трейдингом и правилами страхования. Повторим, успешное преодоление санкционных ограничений – огромное достижение российских энергетических компаний и регуляторов. Но нужно учиться играть в долгую.

Лукавые оппоненты

Несмотря на приверженность «зеленой» демагогии, современные США заметно наращивают добычу нефти, убеждая нас в перспективности «зеленого» перехода и усиливая санкционное давление.

США с 2010 г. увеличили добычу нефти в 2,3 раза, уверенно выйдя на первое место в мире, а газа – на 65% (также самый большой страновой показатель). В 2023 г. США стали самым крупным в мире экспортером СПГ.

Россия, до данным МЭА, за май 2024 г., добывала 9,22 млн т сырой нефти (без конденсата), а в США, по данным Минэнерго США, на неделе, закончившейся 7 июня, уровень добычи нефти был 13,2 млн барр. / сут., то есть более чем на 40% выше.

Теоретики ресурсного проклятья не могут внятно объяснить, почему США решили резко нарастить производство товара, который якобы ведет к стагнации и деградации всего государства. Наиболее смешная попытка – это теория хороших институтов, которая делит страны на «правильные демократические» и «неправильные авторитарные». Первым добывать нефть не страшно, а вот вторым – губительно. Видимо, именно в этой логике, Норвегия имеет подушевую добычу нефти в 4,5 раза больше, чем в РФ, а газа – более чем в 5 раз. При этом многие западные исследователи считают Норвегию страной с правильными институтами, работающими на прирост общественного благополучия. Получается, что нефть и газ чудесным образом не сдерживают, а только помогают развитию Норвегии. Россию же от этого пути яростно отговаривали.

Когда не удалось склонить Россию к добровольным ошибочным решениям, против нее начали экономическую войну. С целью убрать уже грубыми способами с мировых рынков углеводородов, включая и жесткие санкции, и даже откровенные теракты вроде взрывов «Северных потоков». США пытаются заблокировать все новые проекты производства СПГ в России, одновременно запуская все новые и новые собственные СПГ-проекты. Что касается добычи газа, то и здесь США давно уже занимают первую строчку в мире с большим отрывом от нас.

Это лишний раз показывает, что рынок углеводородов по-прежнему привлекает серьезных игроков, которые всеми правдами и неправдами будут выталкивать своих конкурентов. Попытка навязать нам игру в ускоренный энергетический переход – это стремление заставить нас добровольно уступить из этой борьбы.

Для начала мы сами должны поверить в свой энергетический потенциал. Интересно в этом плане сравнить свежие прогнозы мировой энергетики, сделанные РЭА Минэнерго России и Минэнерго США. США гораздо более оптимистичны по отношению к эпохе нефти. Самый негативный по отношению к углеводородам сценарий Минэнерго США предсказывает мировое потребление нефти в 2025 г. на уровне



Киришский НПЗ, «Сургутнефтегаз»

Источник: agentum.org

в 92,3 млн барр. / сут. (сценарий низкого экономического роста), а самый позитивный – 127 млн барр. / сут. У РЭА Минэнерго России самый оптимистичный сценарий дает в 2050 г. потребление в 100,8 млн барр. / сут., а самый плачевный – всего 56,9 млн барр.

Но если мы будем продолжать исходить из концепций конца нефти и ускоренного энергетического перехода, у нас не будет будущего как поставщиков энергоносителей на мировой рынок. Но будущее нелинейно, его создаем мы сами. Для чего нам и нужно не просто создать выгодную нам картину мировой энергетики в 2050 г., но и убедить в ее разумности страны Азии и Африки, после чего можно переходить к следующе-

му этапу – созданию новых механизмов ценообразования, страхования, логистики в рамках этого «клуба любителей углеводородов», которые провозгласят своей основной задачей борьбу с энергетической бедностью. Цель масштабна, но реалистична. В конце концов, когда в 2022 г. G7 запуск эмбарго на российскую нефть и механизм потолка цен, многие зарубежные эксперты были убеждены в скором развале российской нефтегазовой промышленности, но она показала, что может держать оборону. Однако нельзя вечно находиться в таком состоянии – нужно проявить интеллектуальную смелость и попытаться самим создать правила игры на энергетическом рынке.

Использованные источники

1. Совещание о развитии топливно-энергетического комплекса. Стенограмма выступления В. Путина. URL: <http://kremlin.ru/events/president/news/74077>
2. URL: <https://www.gov.uk/government/news/new-uk-sanctions-mark-two-years-since-russias-illegal-invasion-of-ukraine>
3. URL: https://www.bloomberg.com/news/articles/2024-06-02/bursts-of-free-power-raise-red-flags-for-green-tech-investors?cmpid=BBBXT060324_ENERGY&utm_medium=email&utm_source=newsletter&utm_term=240603&utm_campaign=energy&sref=8i536lHB
4. Совещание о текущей ситуации в нефтегазовом секторе. Стенограмма выступления В. Путина. URL: <http://kremlin.ru/events/president/news/68191>
5. Фонд национальной энергетической безопасности. Доклад «Организация внутреннего рынка газа в России: тактика «малых дел». М., 2019. URL: <http://www.energystate.ru/catalog/1324.html>
6. URL: https://rosstat.gov.ru/storage/mediabank/85_05-06-2024.html
7. Все цифры российского экспорта в Китай и Индию являются собственными расчетами автора на основе официальных данных таможенных служб Индии и Китая.
8. Симонов К. Энергетическое измерение консерватизма // Власть. 2023. Том 31. № 1. URL: <https://www.jour.fnisc.ru/index.php/vlast/article/view/9456>
9. Five Countries with the Cleanest Energy Grid Globally. URL: <https://oilprice.com/Energy/Energy-General/Five-Countries-With-the-Cleanest-Energy-Grid-Globally.html>

Сланцевая добыча нефти в США

Источник: geonrg.ru



Совершенствование методов оценки технико-экономической эффективности систем наружного освещения городов

Improving methods for assessing the technical and economic efficiency of urban outdoor lighting systems

Дмитрий КОНДРАТЬЕВ
Доцент кафедры менеджмента и права
Удмуртского государственного аграрного
университета, к. э. н.
E-mail: kondratievdmritri@mail.ru

Анатолий ОСИПОВ
Заведующий кафедрой менеджмента и права
Удмуртского государственного аграрного
университета, д. э. н.
E-mail: menedzhment.kafedra@mail.ru

Константин ПАВЛОВ
Профессор кафедры экономики
Полоцкого государственного университета
им. Евфросинии Полоцкой, д. э. н.
E-mail: kvp_ruk@mail.ru

Гамлет ОСТАЕВ
Декан экономического факультета Удмуртского
государственного аграрного университета, к. э. н.
E-mail: ostaeff@yandex.ru

Петр АКМАРОВ
Заведующий кафедрой экономической
кибернетики и информационных технологий
Удмуртского государственного аграрного
университета, к. э. н.
E-mail: izgsha_ur@mail.ru

Елена ЗАХАРОВА
Доцент кафедры бухгалтерского учета,
финансов и аудита Удмуртского государственного
аграрного университета, к. э. н.
E-mail: elenazevzaharova@mail.ru

Аннотация. Статья посвящена обоснованию систем унифицированных показателей измерения и оценки технико-экономической эффективности световых приборов и систем наружного освещения муниципальных образований. Применяемая система традиционных показателей позволяет обеспечить сравнительный анализ и оценку экономической привлекательности как отдельных светильников, так и частей систем наружного освещения только по определенным базам сравнения, не сопоставимым между собой. Кроме того, традиционная система недостаточно информативна для нужд управленческого анализа и принятия решений. В работе предлагаются 2 новые концепции унифицированных показателей – концепция условного светильника и концепция эталонного светильника, основанные на введении общих баз сравнения для всех светильников, независимо от их типа и бренда. Полученные 2 новые системы показателей позволяют обеспечить полную сопоставимость отдельных показателей между собой, а также расширить границы понимания содержания технико-экономической эффективности систем наружного освещения для нужд публичного управления. Результаты исследования могут использоваться для целей мониторинга адекватности технико-экономического состояния систем наружного освещения требованиям времени и прогнозирования перспектив своевременной модернизации отдельных элементов таких систем.

Ключевые слова: система наружного освещения, условный светильник, эталонный светильник, технико-экономическая эффективность, показатели, муниципальное образование.

Abstract. The article is devoted to the substantiation of unified indicators system for measuring and assessing the technico-economic efficiency of lighting devices and outdoor lighting systems in municipalities. The applied system of traditional indicators allows for a comparative analysis and assessment of the economic attractiveness of both individual fixtures and parts of outdoor lighting systems only according to certain comparison bases that are not comparable with each other. In addition, the traditional system is not informative enough for the needs of management analysis and decision making. The work proposes two new concepts of unified indicators – the conditional luminaire concept and the reference luminaire concept, based on the introduction of common comparison bases for all fixtures, regardless of their type and brand. The resulting two new systems of indicators make it possible to ensure full comparability of individual indicators with each other, as well as to expand the boundaries of understanding the content of the outdoor lighting systems technico-economic efficiency for public administration needs. The study results can be used for the purposes of monitoring the adequacy of the external lighting systems technico-economic state to the time requirements and predicting the prospects for timely individual elements modernization of such systems.

Keywords: outdoor (external) lighting system, conditional luminaire, reference luminaire, technico-economic efficiency, indicators, municipality.

Введение

Проблематика измерения и оценки экономической эффективности систем наружного освещения муниципальных образований (населенных пунктов, территорий) связана с рядом факторов, к числу которых относятся следующие:

1. Неоднородность конструктивных технических элементов систем наружного освещения, в частности, применение широкого разнообра-

зия типов и брендов светильников, даже в условиях удовлетворения потребностей идентичной целевой аудитории.

2. Неоднородность целевой аудитории в муниципальных образованиях в разрезе территорий и зон, в частности, различия в требованиях к уровню, спектру, интенсивности и иным характеристикам освещенности.
3. Неоднородность гражданской культуры в обществе, в частности, раз-

личия в оценках отдельных социальных групп соотношения полезности освещения как блага и его экологичности, эстетичности, экономичности.

Перечисленные факторы обуславливают неоднозначность интерпретации различных традиционных критериев и показателей эффективности систем наружного освещения, которые по своей природе относятся к категории технических систем.

В качестве методов исследования в работе применены расчетно-конструктивный,

ориентированного) подхода к исследованию экономической эффективности ряда сложных, в частности, социальных [1, 2] и социально-техничко-биологических систем [3, 4]. На основе этого подхода разработан методический инструментарий оценки рентабельности систем наружного освещения, предполагающий их изучение на основе 3 групп критериев экономической эффективности: социально-экономическая, технико-экономическая и финансово-экономическая [5].



Москва-Сити

Источник: *maxim4e4ek / depositphotos.com*

абстрактно-логический, аналитический методы. Информационной базой исследования послужили работы ученых и практиков в области исследования технико-экономических параметров функционирования и эффективности приборов и систем как наружного освещения, так и систем освещения в целом, а также информация об организации и параметрах эффективности системы наружного освещения муниципального образования «Город Ижевск», данные интернета и личные наблюдения авторов.

В более ранних работах авторов обосновано применение комплексного ценностно-ориентированного (клиенто-

Традиционные показатели технической, технико-экономической, социально-технической, технико-экологической эффективности систем и приборов освещения подробно описаны в работах большого количества отечественных и зарубежных ученых, таких как Qin L. и Peña-García A. [6], Lobão J. A. и Devezas T. [7], Valiullin K. R. [8], Moral-Carcedo J. и Pérez-García J. [9], Rustemli S. и Demir Yu. [10], Рудченко Ю. А. и Рудченко Г. А. [11], Козловская В. Б. и Калечиц В. Н. [12], Vagin G. Ya. и Solntsev E. B. [13], Марабаева Л. В. и Сысоева Е. А. [14], Thorns P. [15], Сапронов А. А. и Никуличев А. Ю. [16], Кротенко Е. А. и Свешни-

ков В. В. [17], Morillas R. M. и Andrés J. R. [18], Chakraborty S. и Mazumdar S. [19], Richter J. L. и Van buskirk R. [20].

Однако все произведенные ранее исследования не претендуют на стандартизацию измерений критериев и показателей экономической эффективности, не обеспечивают унифицированность оценок, что, в свою очередь, обуславливает неоднозначность интерпретации значений рассчитываемых традиционных показателей технико-экономической эффективности и ведет к противоречивым выводам и управленческим решениям.

Основной целью настоящего исследования ставится разработка и обоснование комплекса унифицированных единиц измерения количества приборов наружного освещения и унифицированной системы показателей оценки технико-экономической эффективности как отдельных осветительных приборов, так и систем наружного освещения в целом, а также изложение логики и методического инструментария измерения и расчета этих показателей.

Настоящее исследование основано на изучении технико-экономических характеристик лишь уличных приборов, массово применяемых для освещения дорог, улиц и дворов. Светильники со специфическим функционалом (праздничное освещение, освещение зон отдыха и т. п.) здесь не учитываются. Качественные характеристики светового излучения и их влияние на технико-экономическую эффективность систем наружного освещения в данной работе не рассматриваются, так как это требует более глубокого предварительного изучения и верификации связи характеристик освещения с конкретными видами пользы, ими создаваемой.

Результаты и обсуждение

Основным продуктом функционирования приборов и систем наружного освещения является излучаемый в определенном спектре световой поток. Световой поток выступает в качестве социально-экономического блага, обеспечивающего создание различных видов пользы (преимущественно в ночное время суток) для целей жизнедеятельности граждан, бизнеса, организаций общественного сектора экономики, органов публичного управления и общества в целом. В качестве видов пользы можно различать, например, повышение

безопасности движения (перемещения в пространстве), повышение безопасности здоровья и имущества от посягательств асоциальных лиц, повышение скорости движения (перемещения в пространстве). При этом следует отметить, что изучение и оценка видов пользы, потребности в них граждан и издержек, обеспечивающих их создание, относится к предмету социально-экономической эффективности функционирования систем наружного освещения. С точки зрения технико-экономической эффективности систем наружного освещения, в силу их физико-технической природы, предназначенной создавать световой поток определенного объема с заданными качественными характеристиками, способный обеспечивать получение требуемого объема пользы определенного вида, предметом изучения и оценки выступают

Городские фонари

Источник: *dimakig@hotmail.com / depositphotos.com*



Показатели	Модели светильников (1 вариант)			Итого (в сред- нем)	Модели светильников (2 вариант)			Итого (в сред- нем)
	LED «Гроза» 80	LED «Гроза» 100	LED «Гроза» 150		LED «Волна» 80	LED «Волна» 100	LED «Волна» 150	
Количество светильников, шт.	3900	9350	340	13590	3900	9350	340	13590
Средняя цена с НДС (включая монтаж), тыс. руб./шт.	9	15	21	13	13	22	30	20
Средний световой поток, люмен	12000	15600	22400	14737	11600	15500	22500	14556
Средний срок службы светильников, тыс. часов	40	40	40	40	70	70	70	70
Количество часов работы в году, час	2765	2765	2765	2765	2765	2765	2765	2765
Средний срок службы светильников, лет	14,5	14,5	14,5	14,5	25,3	25,3	25,3	25,3
Первоначальная стоимость светильников, млн руб.	35,1	140,3	7,1	182,5	50,7	205,7	10,2	266,6
Суммарный световой поток, млн люмен	46,8	145,9	7,6	200,3	45,2	144,9	7,7	197,8
Суммарная мощность, кВт	312	935	51	1298	312	935	51	1298
Суммарная светоотдача светильников за весь срок службы, млрд люмен в час	1872	5834	305	8011	3167	10145	536	13847
Годовая светоотдача светильников, млрд люмен в час	129,4	403,3	21,1	553,8	125,1	400,7	21,2	547
Потребление электроэнергии в год, МВт·ч	863	2585	141	3589	863	2585	141	3589

Таблица 1. Исходные данные для оценки технико-экономической эффективности вариантов систем наружного освещения территории

Источник: составлено авторами на основании данных о потребностях в модернизации систем наружного освещения г. Ижевска и обобщения данных сайтов производителей и продавцов о ценах и технико-экономических характеристиках приборов освещения

категории (виды) световых потоков, необходимые диапазоны количественных и качественных характеристик светового излучения, а также издержки, необходимые для их получения. Категории социально-экономической эффективности первичны по отношению к категориям технико-экономической эффективности.

Таким образом, традиционно система показателей технико-экономической эффективности приборов и систем наружного освещения предполагает собой изучение и оценку соотношения необходимых объемов светового излучения при сопоставимых значениях его качественных характеристик с затратами разных видов ресурсов. Рассмотрим пример фрагментов двух потенциальных вариантов систем наружного освещения г. Ижевска (таблица 1).

Первый вариант предполагает собой оснащение светоточек муниципального образования светодиодными светильниками среднего ценового сегмента, второй вариант – высокого ценового сегмента. В результате преимущества первого варианта состоят в более низких объемах инвестиций в модернизацию светоточек, а второго – в более длительных сроках службы полученных улучшений. Кроме того, суммарная светоотдача за весь срок службы улучшений во втором варианте значительно выше, чем в первом. Остальные технико-экономические параметры вариантов систем примерно идентичны.

Рассмотрим систему традиционных показателей технико-экономической эффективности систем наружного освещения (таблица 2).

Основными показателями выступают потребляемая мощность и световой поток, которые могут существенно различаться как в разрезе типов, так и брендов одного типа светильников

которые могут существенно различаться как в разрезе типов, так и брендов одного типа светильников. Кроме того, могут различаться спектры светового потока и другие его качественные характеристики, что в предмет нашего исследования, впрочем, не входит. Устранение несопоставимости потребляемой мощности и излучаемого светового потока разными марками светильников возможно на основе приведения их к общему знаменателю (измерителю) соответственно либо по мощности, либо по световому излучению. В результате нами выбран второй вариант и предлагается ввести понятие «Условный светильник». Условный светильник – это такой светильник, который

Таблица 2. Сравнительная оценка технико-экономической эффективности вариантов наружного освещения территории по традиционной системе показателей

Источник: результаты расчетов авторов

Показатели	Модели светильников (1 вариант)			Итого (в сред- нем)	Модели светильников (2 вариант)			Итого (в сред- нем)
	LED «Гроза» 80	LED «Гроза» 100	LED «Гроза» 150		LED «Волна» 80	LED «Волна» 100	LED «Волна» 150	
Светоотдача на 1 руб. первоначальной стоимости светильников, тыс. люмен в час/руб.	53,3	41,6	42,7	43,9	62,5	49,3	52,5	51,9
Светоотдача на 1 Вт израсходованной энергии, люмен/Вт	150	156	149	154	145	155	150	152
Годовые затраты на электроэнергию, тыс. руб./год	7419	22233	1213	30865	7419	22233	1213	30865
Годовая стоимость износа светильников, тыс. руб./год	2426	9695	494	12615	2003	8125	403	10531
Годовая светоотдача на 1 руб. годовых издержек на электроэнергию и износ светильников, тыс. люмен в час/руб.	13,14	12,63	12,34	12,74	13,28	13,2	13,09	13,21

излучает световой поток в объеме 15000 люмен. Условный светильник, как нам представляется, по своим качественным характеристикам должен идеально соответствовать современному светодиодному светильнику дневного спектра излучения среднего ценового сегмента номинальной мощностью 100 Вт. При этом под светильником нами понимается весь прибор освещения в сборе с лампой.

Таким образом, получается, что, например, один светодиодный светильник марки LED «Гроза» 100 излучает световой поток 15600 люмен (потребляемая мощность 100 Вт). Тогда как его количество, измеренное в условных светильниках, состав

ит 1,04 усл. св. (15600 люмен / 15000 люмен). Соответственно, один газоразрядный светильник марки ЖКУ 150, излучающий световой поток 15000 люмен (мощность 150 Вт), измеренный в условных светильниках, составит 1 усл. св. (15000 люмен / 15000 люмен), а один ртутный светильник марки РКУ 250 со световым потоком 13000 люмен (мощность 250 Вт) составит 0,87 усл. св. По аналогии, любые светильники в любом их количестве могут быть пересчитаны в условные светильники.

Рассмотрим методический инструментарий и пример оценки технико-экономической эффективности фрагментов двух конкурирующих вариантов систем наружного ос

Таблица 3. Сравнительная оценка технико-экономической эффективности вариантов системы наружного освещения по концепции условного светильника

Источник: результаты расчетов авторов

Показатели	Модели светильников (1 вариант)			Итого (в среднем)	Модели светильников (2 вариант)			Итого (в среднем)
	LED «Гроза» 80	LED «Гроза» 100	LED «Гроза» 150		LED «Волна» 80	LED «Волна» 100	LED «Волна» 150	
Количество условных светильников в одном светильнике, усл. св./шт.	0,8	1,04	1,49	0,98	0,77	1,03	1,5	0,97
Количество условных светильников всего, усл. св.	3120	9724	508	13352	3016	9662	510	13188
Годовое потребление электроэнергии одним условным светильником, кВт·ч/усл. св.	277	266	278	269	286	268	277	272
Годовые затраты электроэнергии на один условный светильник, руб./усл. св.	2378	2286	2389	2312	2460	2301	2378	2340
Средняя цена одного условного светильника, руб./усл. св.	11250	14423	14063	13668	16810	21290	20000	20216
Суммарная светоотдача за весь срок службы одного усл. св., млн люмен в час/усл. св.	600	600	600	600	1050	1050	1050	1050
Годовая светоотдача одного условного светильника, млн люмен в час/ усл. св.	41,5	41,5	41,5	41,5	41,5	41,5	41,5	41,5
Годовая стоимость износа условного светильника, руб./усл. св.	778	997	972	945	664	841	790	799
Сумма годовых издержек на электроэнергию и износ условного светильника, руб./усл. св.	3156	3283	3361	3256	3124	3142	3168	3139



Умная система городского освещения

Источник: dmitriymoroz.gmail.com / depositphotos.com

вещения г. Ижевска, согласно концепции условного светильника (таблица 3).

Представленные в таблице 3 показатели позволяют существенно дополнить расчетно-аналитические данные для целей анализа и принятия решений. В первую очередь упрощается подсчет и определение в сопоставимой оценке количества становящихся наиболее распространенными в системах наружного освещения муниципальных образований источников света (световых приборов) – светодиодных светильников, излучающих световой поток в объеме 15 тыс. люмен. Кроме того, являясь сопоставимыми по общему знаменателю, в качестве которого выступает условный светильник, значения показателей могут быть визуально легко подвергнуты сравнительному технико-экономическому анализу как в разрезе различных типов и брендов источников света (горизонтальный анализ), так и в разрезе системы показателей по определению взятой марки светильника (вертикальный анализ). По нашему мнению, ученые, занятые исследованиями в области инженерных наук, смогут использовать концепцию условного светильника также для разработки других технических и технико-экономических показателей.

Недостатком концепции условного светильника является недоучет фактора срока службы различных типов и брендов светильников. Данная проблема может быть решена на основе концепции эталонного светильника. Эталонный светильник – это такой светильник, который имеет средний срок службы 50 тыс. часов, в течение которого он обеспечивает излучение светового потока в среднем в объеме 15 тыс. люмен. Как нам представляется, такой светильник соответствует перспективному светодиодному светильнику дневного спектра излучения

Более дорогие по цене светильники обеспечивают наибольшую отдачу светом на каждый инвестированный рубль, а светильники средней цены дают более высокую светоотдачу на 1 Вт электроэнергии

среднего ценового сегмента номинальной мощностью 100 Вт. В результате – любой светильник любого типа и бренда может быть пересчитан в эталонные светильники как частное от деления произведения среднего срока службы и светового потока светильника определенной марки на произведение среднего срока службы (50 тыс. час) и светового потока (15 тыс. люмен) эталонного светильника.

Таким образом, получается, что, например, один светодиодный светильник марки LED «Гроза» 100 имеет средний срок службы 40 тыс. часов и излучает световой поток 15600 люмен (потребляемая мощность 100 Вт). Тогда его количество, измеренное в эталонных светильниках, составит 0,83 эт. св. (40000 час. × 15600 люмен / 50000 час. / 15000 люмен). Соответственно, один газоразрядный светильник марки ЖКУ 150, имеющий срок службы 30 тыс. час и излучающий световой поток 15000 люмен (мощность 150 Вт), измеренный в эталонных светильниках, составит 0,6 эт. св. (30000 час. × 15000 люмен / 50000 час. / 15000 люмен), а один ртутный светильник марки РКУ 250 со средним сроком службы 20 тыс. часов и световым потоком 13000 люмен (мощность 250 Вт)

Предложенные в работе унифицированные системы показателей измерения и расчета позволяют получить сопоставимую и визуально упрощенную оценку эффективности городского освещения

составит 0,35 эт. св. По аналогии, любые светильники в любом их количестве могут быть пересчитаны в эталонные светильники.

Рассмотрим методический инструментарий и пример оценки технико-экономической эффективности фрагментов двух потенциальных вариантов систем наружного освещения г. Ижевска, согласно концепции эталонного светильника (таблица 4).

Данные таблицы 4 свидетельствуют о том, что использование концепции эталонного светильника позволяет, во-первых, упрощать подсчет и определять

Уличные фонари на Столешниковском переулке

Источник: ppl1958 / depositphotos.com



Показатели	Модели светильников (1 вариант)			Итого (в среднем)	Модели светильников (2 вариант)			Итого (в среднем)
	LED «Гроза» 80	LED «Гроза» 100	LED «Гроза» 150		LED «Волна» 80	LED «Волна» 100	LED «Волна» 150	
Количество эталонных светильников в одном светильнике, эт. св./шт.	0,64	0,83	1,19	0,79	1,08	1,45	2,1	1,36
Количество эталонных светильников всего, эт. св.	2496	7779	406	10681	4222	13526	714	18463
Суммарное потребление электроэнергии светильниками за весь срок службы, МВт·ч	12480	37400	2040	51920	21840	65450	3570	90860
Потребление электроэнергии одним эталонным светильником, кВт·ч/эт. св.	5000	4808	5022	4861	5172	4839	5000	4921
Стоимость потребляемой светильниками электроэнергии за весь срок службы, млн руб.	107,3	321,6	17,5	446,5	187,8	562,9	30,7	781,4
Средняя цена одного эталонного светильника, руб./эт. св.	14,1	18	17,6	17,1	12	15,2	14,3	14,4
Стоимость электроэнергии, потребляемой эталонным светильником, тыс. руб./эт. св.	43	41,3	43,2	41,8	44,5	41,6	43	42,3
Светоотдача одного эталонного светильника, млн люмен в час/эт. св.	750	750	750	750	750	750	750	750
Издержки на полное восстановление и эксплуатацию эталонного светильника, тыс. руб./эт. св.	57,1	59,4	60,8	58,9	56,5	56,8	57,3	56,8
Светоотдача на 1 рубль издержек эталонного светильника, тыс. люмен в час/ руб.	13,1	12,6	12,3	12,7	13,3	13,2	13,1	13,2

Таблица 4. Сравнительная оценка технико-экономической эффективности вариантов системы наружного освещения по концепции эталонного светильника

Источник: результаты расчетов авторов

в сопоставимой оценке имеющееся (требуемое) количество светильников в системах наружного освещения муниципальных образований вне зависимости от их типа, бренда и ожидаемого (нормативного) срока службы. Во-вторых, как и в случае с концепцией условного светильника, полученная унифицированная система основных технико-экономических показателей упрощает вертикальный и горизонтальный анализ (оценку) эффективности разнородных по типам, брендам и срокам службы как отдельных частей и систем наружного

освещения муниципальных образований в целом, так и отдельно взятых световых приборов.

Тем не менее, как было отмечено выше, концепции как условного светильника, так и эталонного светильника не позволяют обеспечить сопоставимую оценку технико-экономической эффективности разнородных по качественным техническим характеристикам приборов и систем наружного освещения, что требует проработки концепции, как нам представляется, универсального светильника.

Концепции как «условного», так и «эталонного» светильника не позволяют обеспечить сопоставимую оценку технико-экономической эффективности разнородных систем наружного освещения

Выводы

Результаты проведенного исследования показывают, что предложенные в работе унифицированные системы показателей и методический инструментарий их измерения и расчета позволяют получить сопоставимую и визуально упрощенную для восприятия расчетно-аналитическую и информационную основу для вынесения суждений о технико-экономической состоятельности и эффективности отдельных территориально или конструктивно обособленных частей систем наружного ос-

вещения муниципальных образований и иных организаций, а также для разработки и принятия эффективных управленческих решений по восстановлению, реконструкции или модернизации таких систем или их частей. Представленный в работе инструментарий может быть в перспективе использован при разработке инструкций и рекомендаций по оценке технико-экономической эффективности как функционирующих систем освещения, так и проектов таких систем.

Дальнейшие исследования по совершенствованию инструментария оценки технико-экономической эффективности систем освещения могут быть связаны как с уточнением концепций условного светильника и эталонного светильника, так и с дополнением перечня показателей эффективности, согласно этим концепциям; с разработкой концепции универсального светильника; с разработкой методического инструментария динамической технико-экономической эффективности, позволяющей учитывать в смысловом содержании критериев и показателей эффективности влияние фактора времени.

Использованные источники

1. Kondratyev D.V., Ostaev G.Y., Khosiev B.N., Mukhina I.A., Markovina E.V. Synergy in firm governance for increasing competitiveness of agro-industrial enterprises. In: V.I. Trukhachev (eds) // *Unlocking digital transformation of agricultural enterprises. Technology Advances, Digital Ecosystems, and Innovative Firm Governance. Series Innovation, technology, and knowledge management.* Cham: Springer, 2023. P. 265–273. URL: https://doi.org/10.1007/978-3-031-13913-0_27.

2. Kondratiev D.V., Osipov A.K., Gainutdinova E.A., Abasheva O.V., Ostaev G.Ya. Criteria and indicators of synergistic efficiency of food industry enterprise management // *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science.* 2022. Vol. 949. P. 012080. URL: <https://doi.org/10.1088/1755-1315/949/1/012080>

3. Кондратьев Д.В., Остаев Г.Я., Клычева Г.С., Валиев А.Р., Хусаинова А.С. Методический инструментарий оценки эффективности бюджетного финансирования вложений в обновление сельскохозяйственной техники и оборудования // *Вестник Казанского государственного аграрного университета.* 2023. Т. 18. № 2 (70). С. 178–190. URL: <https://doi.org/10.12737/2073-0462-2023-178-190>

4. Kondratiev D.V., Ostaev G.Y., Khosiev B.N., Tegetaeva O.R., Basieva L.V. The efficiency assessment methodic of expenses budget financing on the chemicals acquisition by agricultural producers // *Lecture Notes in Networks and Systems.* 2023.

Vol. 622. P. 683–695. URL: https://doi.org/10.1007/978-3-031-28086-3_63

5. Кондратьев Д.В., Чазова И.Ю., Гайнутдинова Е.А. Критерии и показатели оценки экономической эффективности систем наружного освещения муниципальных образований // *Вестник Удмуртского университета. Серия «Экономика и право».* № 1, 2024. Т. 34. С. 100–106. URL: <https://doi.org/10.35634/2412-9593-2024-34-1-100-106>

6. Qin L., Peña-García A., Leon A.S., Yu J.-C. Comparative study of energy savings for various control strategies in the tunnel lighting system // *Applied Science.* 2021. No. 11. P. 6372. URL: <https://www.mdpi.com/2076-3417/11/14/6372>

7. Lobão J.A., Devezas T., Catalão J.P.S. Decision support in the investment analysis on efficient and sustainable street lighting // *IFIP Advances in Information and Communication Technology.* 2014. Vol. 423. P. 345–352. URL: https://doi.org/10.1007/978-3-642-54734-8_38

8. Valiullin K.R. The system of indicators of street lighting systems energy efficiency // *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science.* 2020. Vol. 791. P. 012048. URL: <https://doi.org/10.1088/1757-899X/791/1/012048>

9. Moral-Carcedo J., Pérez-García J. Measuring aggregate electricity savings from the diffusion of more efficient lighting technologies // *Energy Efficiency.* 2021. Vol. 14. No. 7. URL: <https://doi.org/10.1007/s12053-021-09983-8>



Солнечные панели на фонарях в парке

Источник: roibu / depositphotos.com

10. Rustemli S., Demir Yu. Comparative analysis of lighting installations used in road illumination // *Light & Engineering.* 2021. Vol. 29. No. 6. P. 86–94. URL: <https://doi.org/10.33383/2021-043>

11. Рудченко Ю.А., Рудченко Г.А. Методический подход к анализу экономической эффективности внедрения современных источников света // *Экономика. Бизнес. Финансы.* 2019. № 6. С. 25–30. URL: https://www.elibrary.ru/download/elibrary_41123857_29541604.pdf

12. Козловская Б.Б., Калечиц В.Н. Энергоэффективные источники света в системе наружного освещения // *Энергия и менеджмент.* 2014. № 2. С. 8–13. URL: <https://rep.bntu.by/bitstream/handle/data/19710/%D0%A1.%208-13.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

13. Vagin G.Ya., Solntsev E.B., Malafeev O.Yu. Analysing criteria for choosing energy efficient high quality light sources and luminaires // *Light & Engineering.* 2018. Vol. 26. No. 1. P. 113–119. URL: <https://doi.org/10.33383/2017-007>

14. Марабаева Л.В., Сысоева Е.А. Энергоэффективность светотехнической продукции: мировые тенденции и российская практика // *Мировая экономика и международные отношения.* 2018. Т. 62. № 3. С. 98–107. URL: <https://doi.org/10.20542/0131-2227-2018-62-3-98-107>

15. Thorns P. Review of the current state and future development in standardising artificial lighting // *Light &*

Engineering. 2019. Vol. 27. No. 2. P. 4–22. URL: <https://doi.org/10.33383/2019-011>

16. Сапронов А.А., Никуличев А.Ю., Лещенко А.Г., Волкова О.В., Стуженко Н.И. Оценка экономической эффективности мероприятий по модернизации сетей наружного освещения // *Известия высших учебных заведений. Электромеханика.* 2014. № 3. С. 81–82. URL: https://elibrary.ru/download/elibrary_21752773_16044900.pdf

17. Кротенко Е.А., Свешников В.В. Замена газоразрядных ламп высокого напряжения на светодиодные с целью снижения влияния на окружающую среду // *Международный технико-экономический журнал.* 2019. № 2. С. 67–74. URL: <https://doi.org/10.34286/1995-4646-2019-65-2-67-74>

18. Morillas R.M., Andrés J.R. Renewing street lighting with led technology: a single case study in Casarabonela // *Light & Engineering.* 2019. Vol. 27. No. 6. P. 16–26. URL: <https://doi.org/10.33383/2018-079>

19. Chakraborty S., Mazumdar S. Introduction to the new energy efficient class for road lighting in indian context // *Light & Engineering.* 2021. Vol. 29. No. 3. P. 135–145. URL: <https://doi.org/10.33383/2020-082>

20. Richter J.L., Van buskirk R., Dalhammar C., Bennich P. Optimal durability in least life cycle cost methods: the case of led lamps // *Energy Efficiency.* 2019. Vol. 12. No. 1. P. 107–121. URL: <https://doi.org/10.1007/s12053-018-9662-4>



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

**СУЭК**
СИБИРСКАЯ УГОЛЬНАЯ
ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ КОМПАНИЯ

**ГАЗПРОМ
НЕФТЬ** | *СТРЕМИМСЯ
К БОЛЬШЕМУ!*

**АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
ЗАРУБЕЖНЕФТЬ**

**ТРАНСНЕФТЬ**

**БЛАГОТВОРИТЕЛЬНЫЙ ФОНД
ТАТНЕФТ**

**РОССЕТИ**

