

РГАСНТИ 44.09.29

ISSN 2409-5516

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА

ОБЩЕСТВЕННО-ДЕЛОВОЙ
НАУЧНЫЙ ЖУРНАЛ

№7(173), июль 2022



Тема номера

**МИРОВОЙ ГАЗОВЫЙ РЫНОК
В ПОИСКАХ НОВОЙ СИСТЕМЫ РАЗВИТИЯ**



«Россети» —
вместе
в будущее



ПРИ ПОДДЕРЖКЕ



ГЕНЕРАЛЬНЫЙ
ПАРТНЕР



ГЕНЕРАЛЬНЫЙ
СПОНСОР



ПАРТНЕРЫ



КОНГРЕССНО-ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР
ЭКСПОФОРУМ
САНКТ-ПЕТЕРБУРГ, ПЕТЕРБУРГСКОЕ ШОССЕ, 64/1
+7 (812) 240 40 40 (ДОб. 2626, 2273)
GF@EXPOFORUM.RU

18+



@GASFORUMSPB

ПОДПИСЫВАЙТЕСЬ
НА НАШ TELEGRAM-КАНАЛ
И ЧИТАЙТЕ НОВОСТИ
РАНЬШЕ ВСЕХ!

GAS-FORUM.RU

Содержание

5 Слово редакторов

От первого лица

6 А. Новак. Ускоренная газификация регионов России – благополучие и комфорт наших граждан

Газ

12 А. Конопляник. Американский СПГ в ЕС против России и самой Европы

26 Е. Федорова, В. Федорова, К. Вовкодав, Е. Каджаева. Природный газ и новые источники энергии: путь от конкуренции к синергии

Нефть

38 К. Симонов. Нефтегазовый комплекс России в период геополитической турбулентности: как найти верный ответ на санкции

Энергетика

58 В. Селезнёв, М. Губанов, В. Потемкин. Развитие распределенной генерации на Дальнем Востоке и в Арктике

Цифра

70 О. Аралов. Цифровая наука на службе управления качеством продукции

Регионы

80 Л. Нефедова, С. Киселева. Ветроэнергетический потенциал изолированных районов Камчатки



Contents

5 Editor's Column

In the first person

6 A. Novak. Accelerated gasification of Russia's regions – the well-being and comfort of our citizens

Gas

12 A. Konoplyanik. American US LNG in the EU against Russia and Europe itself

26 E. Fedorova, V. Fedorova, K. Vovkodav, E. Kajaeva. Natural Gas and New Energy Sources: Road from Rivalry to Sinergy

Oil

38 K. Simonov. Russian oil and gas complex in the period of geopolitical turbulence: how to find the right answer to sanctions

Energy

58 V. Seleznev, M. Gubanov, V. Potemkin. Development of distributed generation in the Far East and the Arctic

Digitalization

70 O. Aralov. Digital science in the service of product quality management

Regions

80 L. Nefedova, S. Kiseleva. Wind energy potential of isolated areas of Kamchatka

УЧРЕДИТЕЛИ

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

ФГБУ «Российское энергетическое агентство» Министерства энергетики Российской Федерации, 129085, г. Москва, проспект Мира, д.105, стр. 1

ИЗДАТЕЛЬ

Федеральное государственное бюджетное учреждение «Российское энергетическое агентство» Министерства энергетики Российской Федерации, 129085, г. Москва, проспект Мира, д. 105, стр. 1

НАУЧНО-РЕДАКЦИОННЫЙ СОВЕТ

В.В. Бушуев – акад. РАЕН и РИЗ, д. т. н., председатель совета, ген.директор ИЭС А.М. Мастепанов – акад. РАЕН, д. э. н., г. н. с. Центра энергетической политики ИПНГ РАН Д.А. Соловьев – к. ф.-м. н., ответственный секретарь совета А.Н. Дмитриевский – акад. РАН, д. г.-м. н., научный руководитель ИПНГ РАН А.И. Кулапин – д. х. н., ген. директор РЭА Минэнерго России В.А. Крюков – акад. РАН, д. э. н., директор ИЗОПП СО РАН

Е.А. Телегина – член-корр. РАН, д. э. н., декан факультета РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина А.И. Громов – к. г. н., директор по энергетическому направлению ФИЭФ С.П. Филиппов – акад. РАН, д. э. н., директор ИНЭИ РАН А.Б. Яновский – д. э. н., к. т. н., помощник руководителя администрации президента РФ П.Ю. Сорокин – первый заместитель министра энергетики России О.В. Жданев – к. ф.-м. н., зам. ген. директора – руководитель Центра компетенций технологического развития ТЭК «РЭА» Минэнерго РФ

Главный редактор Анна Горшкова

Научный редактор Виталий Бушуев

Обозреватель Арсений Погосян

Корректор Роман Павловский

Фотограф Иван Федоренко

Дизайн и верстка Роман Павловский

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

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

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

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

При перепечатке ссылка на издание обязательна

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

Редакция не несет ответственности за содержание рекламных материалов

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

Тираж 1000 экземпляров Периодичность выхода 12 раз в год Цена свободная

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

Подписано в печать: 05.07.2022 Время подписания в печать по графику: 13:00 фактическое: 13:00

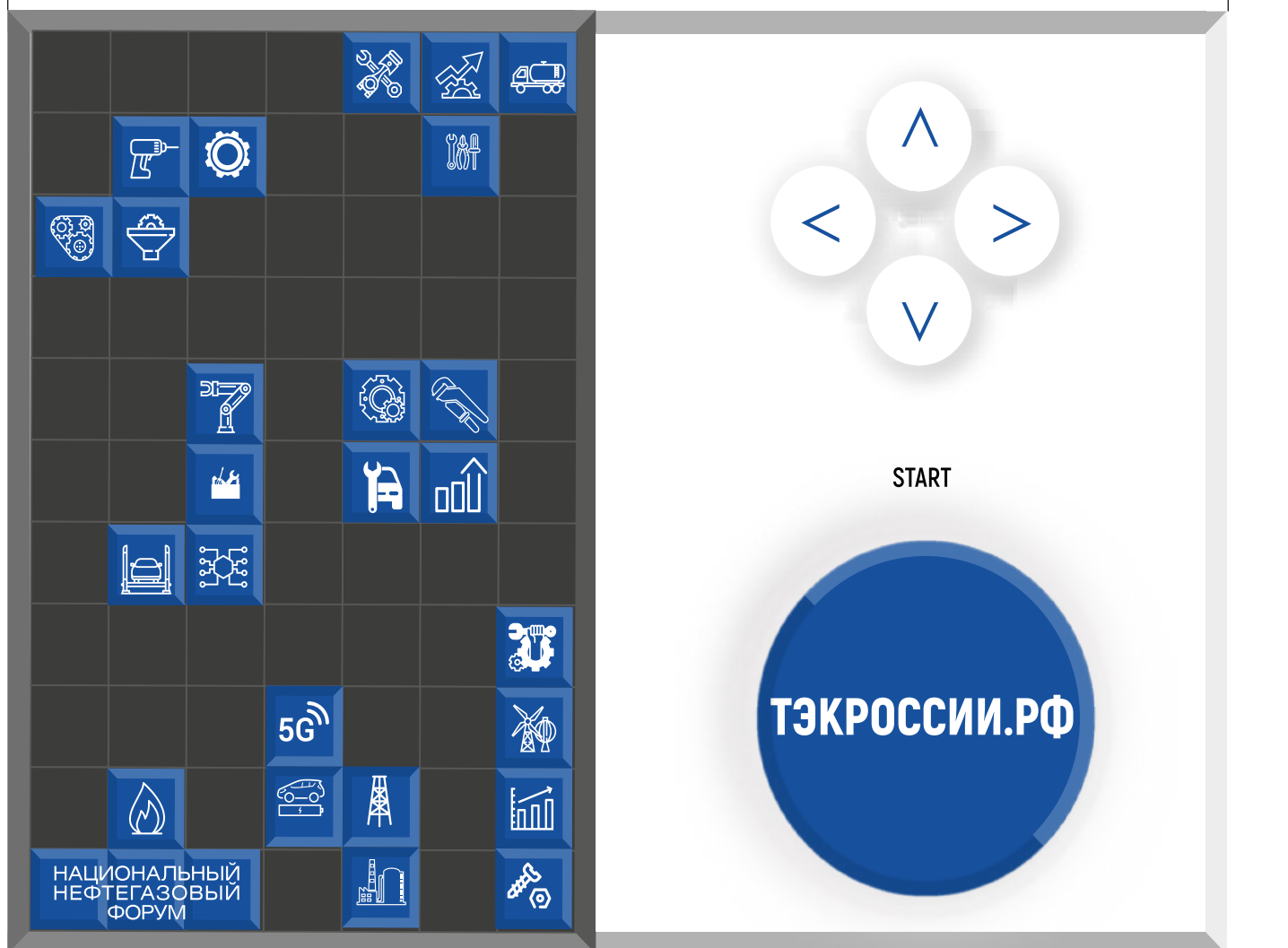
ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ РАЗВИТИЕ И ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЕ В ТЭК

под эгидой

II Энерготехнохаб
Петербург

+7 (495) 640-34-64
mail@oilandgasforum.ru

28-29 ИЮЛЯ 2022
ГРАНД ОТЕЛЬ ЕВРОПА



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



Анна ГОРШКОВА
Главный редактор журнала
«Энергетическая политика»

Игра по правилам и без

Правила игры на мировом нефтяном рынке постепенно становятся более или менее понятными. США и ЕС с декабря 2022 года отказываются от закупок российской нефти, а с февраля – от российских нефтепродуктов. Основными поставщиками в Европу станут Саудовская Аравия, ОАЭ и др. Россия переориентирует поставки своей нефти в Китай и Индию, предоставляя максимальные скидки. Это позволит обеспечить приемлемый уровень поступлений в бюджет и сохранить текущие объемы добычи.

Ситуация на газовом рынке остается крайне двусмысленной и неопределенной. С одной стороны, Европа старается максимально снизить закупки российского газа и найти ему замену в США, Северной Африке или Катаре. Однако изыскать свободные 145–155 млрд м³ газа на рынке, которые еще надо как-то доставить в Европу, практически невозможно. С другой стороны, России достаточно сложно продать эти объемы: новые экспортные газопроводы

или заводы СПГ за несколько месяцев не построишь, а поставки на внутренний рынок могут быть увеличены по оптимистичным подсчетам на 20–30 млрд м³.

Поэтому мировой газовый рынок замер на проходном этапе. Европа пытается реанимировать «грязные» источники энергии, активизировать ВИЭ, поднять исторические проекты газопроводов и научиться экономить на каждом градусе тепла. «Газпром» же стоит перед необходимостью создания в самые сжатые сроки крупных потребителей газа внутри страны, более агрессивной догазификации населения и поиска альтернативных вариантов его продажи в самых разных видах – от малотоннажного СПГ до глубокой газохимии.

А пока новые правила игры для газового рынка не будут сформированы, стороны так и будут устраивать друг другу мелкие, но очень болезненные сценарии: с запретом Канады на вывоз турбины Siemens, остановкой «Северного потока» и т. п.

**Александр НОВАК**

Заместитель председателя Правительства РФ

DOI 10.46920/2409-5516_2022_7173_6

EDN: KSBEZF

Ускоренная газификация регионов России – благополучие и комфорт наших граждан

Одна из ключевых задач работы топливно-энергетического комплекса на сегодняшний день – ускоренная газификация регионов России. Расширение использования газа на внутреннем рынке позволит значительно повысить уровень жизни и обеспечить комфортные бытовые условия граждан нашей страны, а также положительно повлияет на социально-экономическое развитие регионов. Природный газ занимает ключевое место в удовлетворении внутренних потребностей России в энергоносителях. Уже сегодня на долю газа приходится 53% потребления энергоресурсов. Это делает российский энергобаланс одним из самых «зеленых» в мире, так как газ – самый чистый углеводородный источник энергии, что особенно важно для регионов со сложной экологической обстановкой. Еще одно неоспоримое преимущество «голубого» топлива для нашей страны – доступность, надежность и значительная ресурсная база.



Нормативная и организационная база

Для увеличения темпов газификации России в сжатые сроки принято пять ключевых федеральных законов и 19 постановлений правительства. Работа ведется по двум основным направлениям – газификации субъектов России и догазификации. Вся ответственность возложена на единого оператора – дочернее предприятие «Газпрома». Также в 13 субъектах Российской Федерации

определены региональные операторы газификации.

На платформе Координационного центра при правительстве организована работа Федерального штаба по мониторингу исполнения программ газификации и догазификации. Это позволило выстроить единую цифровую систему управления и в кратчайшие сроки обеспечить межведомственное взаимодействие с участниками процесса, в том числе с представителями «Газпрома», Совета Федерации, Государственной Думы, партии «Единая Россия», руководителями штабов субъектов Российской Федерации

и гражданами. В Минэнерго России создан департамент развития газовой отрасли, основная задача которого – реализация поручений президента России по социальной газификации и догазификации регионов России.

Газификация

Доступность «голубого» топлива для граждан планомерно повышается с начала 2000-х годов. Наиболее активная фаза газификации России началась в 2005 году. За это время уровень газификации регионов страны вырос с 53,3 % в 2005 году до 72 % по итогам 2021 года.

Только в прошлом году было построено 163 объектов газоснабжения протяжённостью более 2 700 км, газифицировано 342 населённых пункта, 285 котельных. Всего в период с 2005 по 2020 годы проложено более 2,5 тысяч газопроводов общей протяжённостью более 35,5 тысяч км. Таким образом, суммарно уже газифицировано 43 млн квартир и домовладений в 48 тыс. населённых пунктах и 76 регионах. Наиболее высокий уровень сетевой газификации достигнут в Центральном, Южном, Северо-Кавказском и Приволжском федеральных округах (81–85 %), где уровень газификации отдельных субъектов превышает 95 %.

Одновременно в стране в целом растёт объём поставок на внутренний рынок потребителей – они увеличились с 420 млрд кубометров в 2016 году до 470 млрд кубометров по итогам 2021 года. При этом экспорт в прошлом году составил только половину этого объёма – 249 млрд кубометров. То есть наблюдается отчетливая тенденция к более широкому использованию газа именно на внутреннем рынке.

Всего с 2005 по 2020 гг. проложено более 2,5 тыс. газопроводов протяжённостью более 35,5 тыс. км. Суммарно уже газифицировано 43 млн квартир и домовладений в 48 тыс. населённых пунктах



Ковыктинское месторождение
Источник: *gazprom.ru*

Уже подписаны пятилетние программы газификации с 68 субъектами Российской Федерации. В период 2021–2025 гг. планируется вложить в газификацию почти 800 млрд рублей, газифицировать более 3 600 населённых пунктов, перевести на газ более 3 200 котельных и построить более 24 000 км межпоселковых газопроводов. Это позволит повысить уровень газификации в стране до 75 %. Целевым показателем является доведение уровня газификации к 2030 году до 83 %.

При этом подчеркну, что уже по достигнутым показателям газификации Россия значительно превосходит такие европейские страны, как Германия (47 %), Франция (38 %), Испания (32 %). Для сравнения: в Финляндии, Швеции и Норвегии, где схожий с нашей страной климат, уровень газификации составляет лишь 3 %, 1 % и 0,2 % соответственно.

В этой связи вызывает удивление, что страны Европы последовательно принимают решения по планомерному отказу от российского газа, на который до недавнего времени приходилось порядка 45 % импорта. В частности, по политическим причинам по инициативе европейской стороны заморожен газопровод «Северный поток-2» мощностью 55 млрд кубометров газа в год. Такие решения принимаются вопреки здравому смыслу, экономической целесообразности, а также интересам экономики и граждан Европы, которые лишаются возможности получить достаточные объёмы газа по доступной цене.

Уже принято решение, что российские сухопутные газотранспортные мощности

проекта «Северный поток-2» теперь будут использоваться для развития газоснабжения регионов Северо-Запада России, где показатели сетевой газификации (57,3 %) пока отстают от среднероссийских.

Кроме того, президент России дал поручение по расширению программы газификации в обновленной Энергостратегии до 2050 года. В том числе, речь идет о ряде субъектов Восточной Сибири и Дальнего Востока. Население этих регионов составляют более 8,6 миллиона человек. Потенциальный объём потребления газа в них может достигнуть 30 млрд кубометров в год, а уровень газификации регионов Дальнего Востока к 2035 году может возрасти более чем в 2 раза (к уровню 2020 года).

Особое внимание здесь будет уделено газификации промышленных потребителей и населённых пунктов вдоль трасс магистральных газопроводов «Сила Сибири» и «Сахалин – Хабаровск – Владивосток». В первую очередь, необходимо газифицировать жилой частный сектор, предприятия и котельные, использующие мазут, дизельное топливо и электроэнергию для энергетических целей, а также новые промышленные производства. Газификация производств и объектов ТЭК позволит сократить расходы и топливо и снизить вредные выбросы в атмосферу. Например, в результате перевода электро- и теплогенерации с угля на природный газ общий объём выбросов загрязняющих веществ будет снижен в 2–2,5 раза.

Поселок Бованенково, Ямал
Источник: *gazprom.ru*



В 2021-2025 гг. планируется вложить в газификацию 800 млрд руб., газифицировать 3600 населённых пунктов, перевести на газ 3200 котельных и построить 24 000 км межпоселковых газопроводов

При этом реализация крупных инвестиционных проектов в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке предусматривает реконструкцию действующих источников газоснабжения и строительство новых газопроводов-отводов и ГРС. Кроме того, для газификации населённых пунктов в радиусе до 300 км от газопроводов «Сила Сибири» и «Сахалин – Хабаровск – Владивосток» может быть предусмотрена организация производства СПГ на ГРС на газопроводах-отводах. В настоящее время изучается экономическая обоснованность проекта, а также возможные меры государственной поддержки. Предполагается, что развитие производства малотоннажного СПГ на юге Приморского края и на Сахалине позволит обеспечить газификацию населённых пунктов на побережьях Японского и Охотского морей, а также использовать СПГ для бункеровки морских судов.

Одновременно для эффективного и надёжного процесса газификации необходимо формирование комплексных программ капитального ремонта и реконструкции газопроводов. Также продолжается работа над повышением безопасности эксплуатации газопроводов, эффективности использования газа, энергосбережению, внедрению эффективного оборудования.

В настоящее время регионы завершают работу по подготовке целевых топливно-энергетических балансов (ТЭБ) и ведут работу по их реализации. Документ содержит прогноз спроса в каждом регионе на все виды энергии по категориям потребителей с учетом целевых сценариев. Правительство координирует эту работу. В частности, Минэнерго России принят порядок составления топливно-энергетических балансов субъектов Российской Федерации и муниципальных образований.

Потенциальный объем потребления газа в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке может достигнуть 30 млрд м³ в год, а уровень газификации к 2035 г. может возрасти более чем в 2 раза

На базе ТЭБ будут приняты решения о газификации региона сетевым газом, либо об обеспечении альтернативными чистыми источниками энергии. В частности, речь идет об увеличении доли возобновляемых источников энергии, малой атомной энергетики, чистых угольных технологий, сниженном природном газе, электрификации котельных. При этом прогнозные ТЭБ будут ежегодно уточняться по фактическим данным при необходимости, что позволит учитывать динамику изменения ситуации на энергетических рынках и потребности региона в энергоносителях.

На сегодняшний день в 77 субъектах утверждены целевые ТЭБ. Реализация начнется уже в текущем году.

Закономерным продолжением политики увеличения внутреннего потребления природного газа является развитие рынка газомоторного топлива. К концу 2021 года в стране ежегодное потребление метана на транспорте составило 1,37 млрд кубометров. В текущем году в наших планах достичь показателя в 1,71 млрд кубометров, а к 2030 году мы ставим перед собой амбициозную задачу по выходу на 6,8 млрд кубометров.

Государство субсидирует строительство заправочной инфраструктуры компримированным природным газом (КПГ) и перевод транспорта на газ. Готовится к старту программа поддержки строительства заправок сжиженным природным газом (СПГ), прорабатывается вопрос субсидирования производства мини-СПГ заводов, в первую очередь, вдоль международных транспортных коридоров.

Трансформация транспортного сектора в сторону увеличения потребления метана – возможность повысить качество жизни наших граждан не только за счет суще-

ственной экономии на топливе, но и за счет значительного улучшения экологической обстановки в городах. В отличие от многих стран в текущей ситуации Россия имеет возможность сохранить «зеленую» повестку не только в ТЭК, но и на транспорте, при этом двигаясь по собственному уникальному пути с опорой на отечественные технологии.

Догазификация

Догазификация, то есть подведение газа к частным жилым домам граждан в тех населенных пунктах, где уже есть сетевой газ, – проводится по прямому поручению президента России. Эта программа должна быть завершена до 2023 года. Потенциально объем ее финансирования составит более 400 млрд руб.

На конец июня уже принято в работу свыше 634 тысяч заявок. По сравнению с прошлым годом количество поданных заявок выросло почти в 2 раза. Заключено более 416 тысяч договоров и газ доведен до границ участков более 157 тыс. домовладений. Потенциально к газу может быть подключено около 2 млн домовладений в более чем 36 тыс. населенных пунктах. На сегодня в планы-графики догазификации включены 1,2 млн домов.

Подчеркну, что газ в газифицированных населенных пунктах проводится до границы участка гражданина бесплатно. Кроме того, значительно упрощена процедура и сокращены сроки подключения, кото-

Завод «Ямал СПГ» в порту Сабетта

Источник: iarex.ru



Южно-Русское нефтегазовое месторождение

Источник: gazprom.ru

рые предусмотрены планами-графиками. Существует возможность подачи заявки на комплексную услугу, включающей в себя не только доведение газа до забора, но и проектирование, строительство сетей внутри границ участка заявителя по регулируемой цене и поставку газоиспользующего оборудования по минимальным розничным ценам.

Мониторинг выполнения работ по догазификации организован в оперативном режиме. Вся статистическая информация по сбору и исполнению заявок в каждом регионе поступает в единую систему, составляется рейтинг регионов по разным показателям, ведется мониторинг стоимости оборудования, налажена обратная связь с заявителями.

Особое внимание уделяется информированию граждан о возможностях социальной газификации и цифровизации процесса подачи заявок. «Газпром» запустил портал единого оператора газификации (connectgas.ru) и интерактивную карту (gazprommap.ru), где можно увидеть информацию о строящихся объектах. Опубликованы ответы на наиболее часто поступающие вопросы от потребителей, работают горячие линии. Создана возможность подачи заявки на газификацию через единый портал госуслуг. Также остаются традиционные способы подачи заявок через личные кабинеты или офисы газораспределительных организаций, во многих регионах налаживается работа по приему заявок на догазификацию через МФЦ.

К настоящему времени действует около 3000 стационарных и мобильных пунктов приема заявок на подключение. В большинстве из них жители могут не просто подать заявку, но и выбрать необходимое внутридомовое оборудование для пуска газа под ключ.

Особое внимание уделяется контролю стоимости газоиспользующего оборудования. Из-за повышенного спроса в начале года фиксировался рост цен. В этой связи Минпром и ФАС организовали мониторинг рынка и работу над увеличением предложения оборудования. На текущий момент наблюдается тенденция снижения стоимости оборудования.

При этом уже в 70 субъектах России приняты меры социальной поддержки на подключение домов к газу. В большинстве регионов льготы предоставляются инвалидам, малоимущим гражданам, гражданам, находящимся в трудной жизненной ситуации, многодетным семьям и приравненным к ним категориям граждан. В ряде регионов субсидии предоставляются всем жителям субъекта. Средний размер компенсации составляет порядка 94 тыс. рублей.

Отмечу, что влияние внешней конъюнктуры на процессы газификации и догазификации исключены. Материалы и оборудование для газификации производят более 140 предприятий в России. Кроме того, прорабатывается возможность увеличения выпуска полиэтиленовых труб, газовых плит и другого газоиспользующего оборудования.

Существуют значительные запасы необходимого импортного оборудования. При этом сегодня мы рассчитываем удовлетворить максимум будущих потребностей за счет российских производителей. Например, в ближайшее время в России откроются новые заводы по выпуску электросварных фитингов, в производстве которых в России до недавнего времени не было необходимости.

Сегодня совместная работа федеральных и региональных органов власти, администраций субъектов России и газораспределительных компаний направлена на достижение общей стратегической цели – ускоренную газификацию и догазификацию регионов России. Таким образом, «голубое» топливо получит максимально возможное количество потребителей – как граждан, так и предприятий.

Американский СПГ в ЕС против России и самой Европы

American US LNG in the EU against Russia and Europe itself

Андрей КОНОПЛЯНИК
Советник генерального директора ООО
«Газпром экспорт», член научного совета РАН
по системным исследованиям в энергетике,
д. э. н., профессор
e-mail: andrey@konoplyanik.ru

Andrey KONOPLYANIK
Adviser to Director General, Gazprom export LLC,
Member of Scientific Council
on System Research in Energy,
Russian Academy of Sciences, Prof., Dr. of Sc.
e-mail: andrey@konoplyanik.ru

Завод СПГ. Хаммерфест, Норвегия

Источник: pro-arctic.ru



Аннотация. В феврале 2016 года начался экспорт СПГ США. При прочих равных условиях, логистически ему ближе и выгоднее идти в Европу, чем в Азию. Но в ЕС СПГ США проигрывает экономическую конкуренцию российскому трубопроводному газу. Значит нужно убрать с рынка этого самого крупного и дешевого поставщика, тогда цены в Европе поднимутся и продажи СПГ США в ЕС будут рентабельны. Невозможно вытеснить российский газ из центра Европы путем вхождения СПГ США на континент с запада, северо-запада или юга. Поэтому СПГ США готовится входить в ЕС через регазификационные терминалы Восточной Европы, с севера и юга. В рамках «Инициативы Трех морей» на востоке ЕС формируется газопроводный коридор «север-юг». Он должен обеспечить возможность регазифицированному СПГ врезаться в украинский транзитный коридор для российского газа в районе западноукраинских ПХГ (работают в режиме таможенного склада) и использовать существующие газотранспортные мощности этого маршрута для поставок по нему регазифицированного СПГ далее вглубь ЕС. Доступ к западноукраинским ПХГ необходим, чтобы компенсировать дискретность поставок СПГ и влиять на конъюнктуру на CEGH в Баумгартене.

Ключевые слова: сжиженный природный газ, экспорт СПГ, конкуренция на газовом рынке, трубопроводные поставки газа.

Abstract. In February 2016 export of US LNG has begun. All other conditions being equal, it should logistically and economically be preferably to go to Europe. But here US LNG loses economic competition to Russian pipeline gas. Hence, it is necessary to withdraw this major and cheap supplier from the market, then the prices will go up and sales of US LNG will be in the money. It is not possible to supersede Russian gas from the center of Europe if US LNG enters the continent from the West, North-West or South. Thus US LNG prepares to enter the EU through regaz terminals at the North and South of East Europe. Within "Three Seas Initiative" "north-south" pipeline corridor is being developed in the East of the EU. It should provide for re-gasified LNG to rip into Ukrainian transit corridor for Russian gas in the area of West-Ukrainian UGS (which work in regime of custom warehouse) and to use existing gas transportation capacities of this route for bringing re-gasified LNG further westward inside the EU. Access to West-Ukrainian UGS is needed to compensate discrete character of LNG supplies and to influence state of the market at CEGH in Baumgarten.

Keywords: liquefied natural gas, LNG export, competition in the gas market, pipeline gas supplies.

“

Нагнетание «российской угрозы» и расширение НАТО в Европе ведут к росту военных расходов до 2 % от национальных ВВП новых участников альянса

В феврале 2016 года начался экспорт сжиженного природного газа из США, и сразу же последовали попытки вытеснить им российский природный газ в Европе.

С точки зрения логистики и экономики американскому СПГ идти на рынок Европы более выгодно, чем в Азию. Большая часть заводов по сжижению американского сланцевого газа находится на побережье Мексиканского залива, откуда в Европу прямой и короткий путь. А чтобы попасть на азиатский рынок, СПГ США нужно либо пройти через загруженный Панамский канал, либо плыть в обход через Латинскую Америку или Африку, что много дольше, а значит дороже. В результате, простое сравнение показывает: поставка СПГ из Мексиканско-

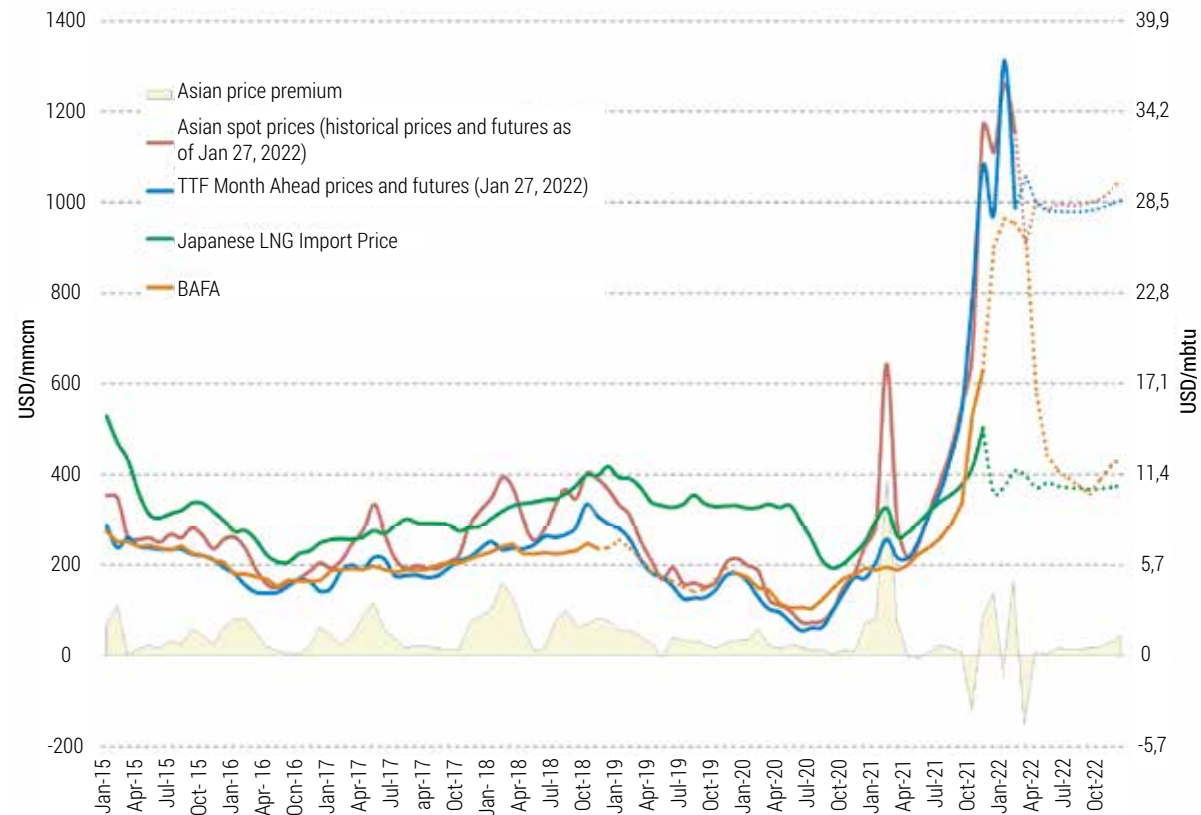


Рис. 1. Азиатская премия на мировом рынке газа

Источник: расчеты ООО «Газпром экспорт»

го залива в Европу – один доллар на млн БТЕ, в Азию через Панамский канал – два доллара, через мыс Доброй Надежды – три. Но после катастрофы на АЭС «Фукусима» в 2011 г. резко взлетели цены на СПГ в Японии и всей Северо-Восточной Азии. Это сделало более притягательными поставки в Азию любого СПГ по сравнению с европейским рынком. До самого конца 2021 г. на рынке сохранялась так называемая «азиатская премия» для американского СПГ – это первый (внешний) конкурентный контур для американского газа.

Два конкурентных контура для СПГ США

Внешним конкурентным ограничением для СПГ США на рынке Европы является сравнительная величина европейской и азиатской ценовой премии: на каком рынке она выше, туда и стремится СПГ США. В течение всего времени присутствия американского СПГ на рынке, за исключением коротких моментов в конце 2021 – начале 2022 гг. (рис. 1), ценовая премия

влекла СПГ США на азиатский рынок. При этом следует помнить, что на конечном рынке для СПГ существует еще одно звено затрат – транспортировка регазифицированного сетевого газа от приемных терминалов СПГ в стране-импортере до, собственно, конечных потребителей. В Азии значительная часть потребителей СПГ находится непосредственно на побережье или в прибрежной зоне, в Европе – в глубине континента. Это предопределяет транспорт сетевого газа от регазификационного

Если экономическими методами убрать более дешевый российский газ как конкурента с рынка ЕС не удастся, то надо устранить его внеэкономическими, политически мотивированными методами

Завоевание США газового рынка Европы сталкивается с особенностями работы регазификационных терминалов на Пиренейском полуострове, на северо-западе Европы и на юге Средиземноморья

терминала до конечного потребителя как важный дополнительный элемент затрат в логистической цепочке для импортного СПГ в Европе. Этот компонент затрат становится особенно значимым, когда руководство ЕС ставит цель заместить импортным СПГ трубопроводные поставки российского газа, основные пункты сдачи-приемки (ПСП) которого по долгосрочным контрактам находятся в глубине континентальной Европы.

Внутренним конкурентным ограничением для СПГ США на рынке Европы является соотношение полных и текущих производственных издержек в рамках формулы «кост-плюс» со спотовыми ценами на европейском рынке, с одной стороны,

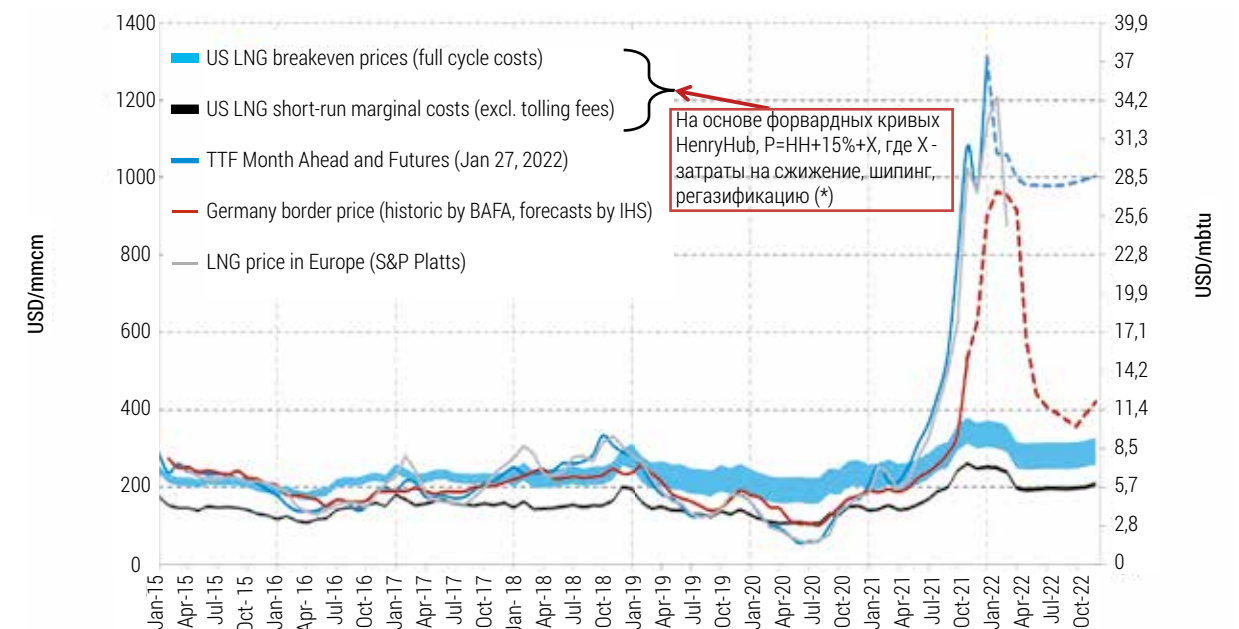
и с контрактными ценами на российский газ в Европе, с другой. Большую часть времени с момента выхода СПГ США на мировой рынок европейские цены обеспечивали ему окупаемость лишь текущих затрат. Российские контрактные цены (BAFA) оставались ниже уровня полных затрат, но были выше уровня текущих затрат СПГ США (см. рис. 2). То есть СПГ США устойчиво проигрывал конкурентную борьбу российскому трубопроводному газу на рынке Северо-Западной Европы уже на выходе с регазификационных терминалов, без учета стоимости доставки этого сырья в виде сетевого газа потребителям, расположенным в глубине континентальной Европы.

Стратегия «двойного удара» США по Европе

При прочих равных условиях, Европа – предпочтительный рынок для американского сжиженного газа. Но здесь он проигрывает экономическую конкуренцию российскому трубопроводному газу. Значит нужно убрать этого самого крупного и дешевого поставщика, тогда цены в Европе поднимутся, и продажи американского СПГ в ЕС будут рентабельны. Поэтому первая задача – устранить Россию с энергетической карты Европы. Сейчас появился

Рис. 2. Конкурентоспособность СПГ США на рынке ЕС

Источник: расчеты ООО «Газпром экспорт»



(*) цена на выходе с регазификационного терминала; без учета стоимости доставки регазифицированного СПГ потребителям, расположенным в глубине континентальной Европы

Можно смело утверждать, что в рамках «Триморья» идет попытка создания коридора с севера на юг, от терминалов СПГ на Балтике, в Польше и в Литве, в сторону западноукраинских ПХГ

дополнительный повод – Европе якобы нельзя продолжать зависеть от России как от «страны-агрессора».

Сразу же появляются программы по сокращению зависимости от импорта энергоресурсов из России от Международного энергетического агентства (10 пунктов по газу от 3 марта [1] и 10 пунктов по нефти от 18 марта [2]) и от Еврокомиссии (проект REPowerEU, или «Перезагрузи ЕС!» от 8 марта [3] и обновленный от 18 мая [4]).

Во всех указанных документах ключевым элементом является замещение российского трубопроводного газа импортным (читай – американским) СПГ: у МЭА объемы такого замещения – 30 млрд кубометров, а в REPowerEU – 50 млрд кубометров в год в 2022 г. при оценке МЭА импорта российского газа в ЕС в 2021 г. в 155 млрд кубометров в год. В целом сокращение спроса на российский газ к концу 2022 г. декларируется МЭА в объеме 50 млрд кубометров в год, а в REPowerEU – 100 млрд кубометров в год. Если в комментариях руководства ЕК целеполаганием для предварительного варианта REPowerEU было полностью отказаться от импорта российских нефти, газа, угля к 2030 г., то в комментариях к обновленному варианту – уже к 2027 г. Задачи, на мой взгляд, недостижимые или реализуемые в некоей более отдаленной перспективе ценой колоссальных дополнительных затрат и снижения жизненного уровня рядовых европейцев.

Президент США Джо Байден и глава Еврокомиссии Урсула фон дер Ляйен 25 марта объявили о создании специальной рабочей группы по снижению зависимости Европы от российского ископаемого топлива и укреплению Европейской энергетической безопасности [5]. Целью ее работы должно стать «обеспечение энергетической

безопасности Украины и ЕС в подготовке к следующей зиме». Одна из «двух первоочередных задач», стоящих перед совместной рабочей группой США-ЕС высокого уровня – «диверсификация поставок СПГ в соответствии с климатическими ориентирами». Вторая задача – «снижение спроса на природный газ». При этом под снижением спроса на природный газ понимается снижение потребления российского газа в Европе и его замена на американский СПГ. Джо Байден и Урсула фон дер Ляйен заявили, что «США будут работать с международными партнерами и стремиться обеспечить дополнительные поставки СПГ на рынок ЕС не менее 15 млрд кубометров в 2022 г. и увеличивать их в дальнейшем».

Но если экономическими методами убрать более дешевый российский газ как конкурента с газового рынка ЕС не удастся, то надо устранить его внеэкономическими, политически мотивированными административными методами. Для этого на первый план вновь поднята политическая повестка «энергетической безопасности ЕС». Значит цена ответных «защитных» мер не имеет значения, тем более, что платить ее – европейцам. Отсюда – многообразные внеэкономические механизмы отсечения «автаркического, недемократического» российского газа, используемого в качестве «энергетического оружия Кремля» от Европы. Активизацию применения этих механизмов мы наблюдаем в последнее

Завод по сжижению алжирского газа в Ревитуссе, Греция

Источник: [chrisgiatrakos.gr](https://www.chrisgiatrakos.gr)



Адриатический регазификационный СПГ-терминал

Источник: ru.wikipedia.org

время. Все эти санкционные внеэкономические меры поднимают цены на газ в ЕС, что необходимо для обеспечения здесь устойчивой рентабельности американского СПГ.

Но есть и вторая задача: под тем же соусом «убрать конкурента», которым для США, на мой взгляд, является Евросоюз, как самое слабое сегодня звено в глобальной конкуренции. Вторая задача достигается решением первой.

Замена более дешевого у потребителя ЕС российского трубопроводного газа на более дорогой СПГ США увеличивает энергетическую составляющую европейских издержек и напрямую ухудшает конкурентоспособность европейской продукции на мировом рынке.

Но есть и косвенный механизм ослабления европейской конкурентоспособности – это формирование извне внутренних проблем ЕС, отвлекающих ресурсы на их устранение.

Внешнее формирование внутренних проблем ЕС

Наиболее наглядная созданная извне внутренняя проблема ЕС – это проблема беженцев. Первая волна беженцев пришла в Европу после «цветных революций»

на Ближнем Востоке и в Северной Африке, инспирированных США. На данный момент Европу захлестнула волна беженцев из Украины. В дальнейшем, существует риск новой волны, которая возникнет в результате энергетического и продовольственного кризисов, созданного руками самих европейцев [6–7]. Она также ударит по странам Северной Африки и Ближнего Востока. Все это будет вести к утрате Европой своей гомогенности, к дополнительным социальным затратам, к ухудшению ее глобальной конкурентоспособности.

Нагнетание «российской угрозы» (в первую очередь со стороны младевропейцев, недополучающих, как им кажется, необ-

Украинская система ПХГ - крупнейшая в Европе с общим объемом порядка 32 млрд м³, что примерно эквивалентно годовой пропускной способности газопровода «Уренгой – Помары – Ужгород»

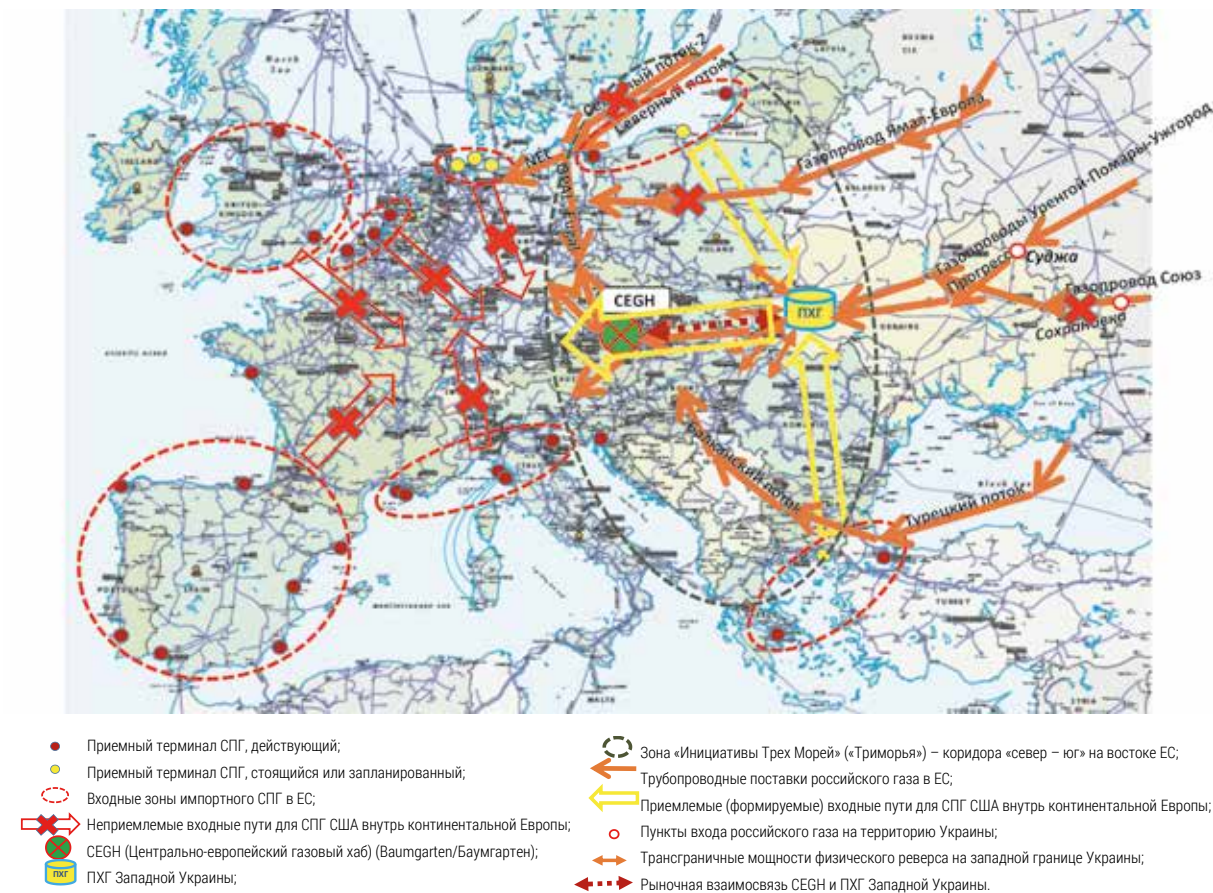


Рис. 3. Почему для замещения российского газа в Европе СПГ США будет стремиться войти в ЕС с востока

ходимых финансовых вливаний из Брюсселя и потому ищущих их по линии НАТО) и грядущее расширение Североатлантического альянса в Европе ведут к росту военных расходов до предписываемых уставом НАТО 2 % от национальных ВВП стран-членов. Все это ослабляет европейские позиции в глобальной конкуренции, но усиливает американские. Собственно, это и есть экспортная стратегия США в Европе еще со времен послевоенного «плана Маршалла»: «помогая» Европе, США помогают себе.

«Инициатива Трех Морей» – возможный коридор «север – юг» на востоке Европы для СПГ США

Завоевание газового рынка континентальной Европы сталкивается с серьезными препятствиями. Одно из них – в особенностях работы западноевропейских регазификационных терминалов на Пиренейском

полуострове, в Великобритании, на северо-западе Европы (на участке от Нидерландов до Франция) и на юге Средиземноморья (побережье Франции – Италии) (рис. 3).

Дальнейшая транспортировка уже регазифицированного СПГ из Испании и Португалии вглубь континента невозможна – физически нет трубопроводной инфраструктуры. Великобритания связана с континентальной Европой всего двумя

Нынешняя радиально-кольцевая инфраструктура экспортных поставок российского газа в Европу состоит из сухопутных радиальных газотранспортных коридоров и сухопутно-морских обходных полуколец

Источник оригинальной карты:
ENTSOG-GIE

В получении доступа к западноукраинским ПХГ я усматриваю ключевой момент американской задумки. Кто контролирует ПХГ на Украине, тот контролирует конъюнктуру в газовом хабе в Баумгартене

трубопроводами – BBL и Интерконнектор. Но так как добыча газа в Северном море падает, то эти трубопроводы часто работают в реверсном режиме, поставляя газ с континента на остров. Чтобы доставить регазифицированный газ с южного или северного европейского побережья в центр континента, где расположены ПСП российского трубопроводного газа, в ЕС существенно недостает трубопроводной инфраструктуры в направлении «север – юг», а также «запад – восток», так как исторически в центральной Европе развивались поставки газа в противоположном широтном направлении («восток – запад»).

В то же время с 2016 года в Европе реализуется американско-восточноевропейский проект «Инициатива трех морей» («Тримо-

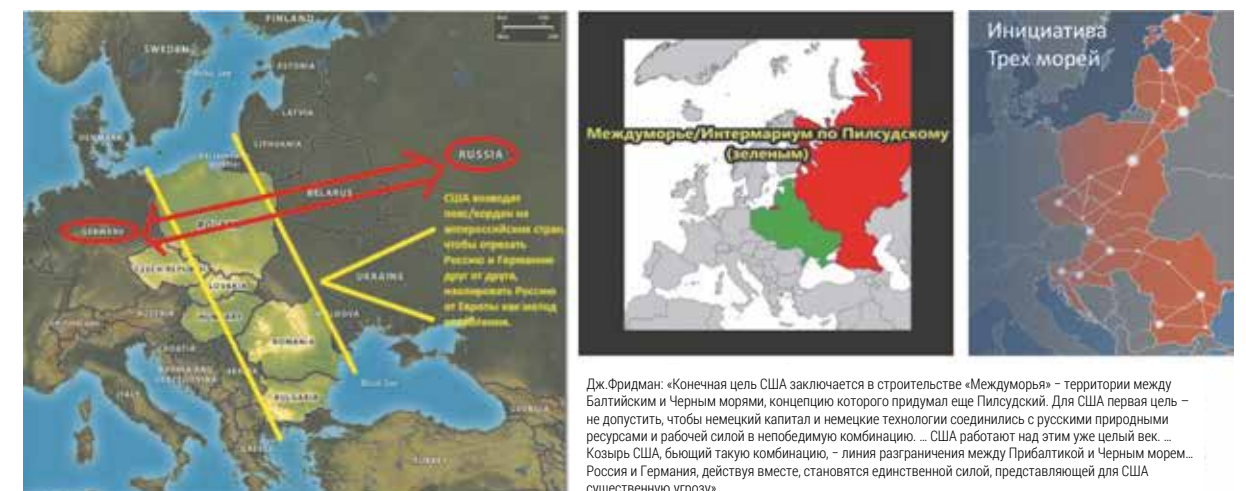
рье»), который является реинкарнацией проекта «Междуморье» Юзефа Пилсудского столетней давности. Официально целью проекта является «налаживание регионального диалога по различным вопросам». Между тем, основатель частного разведывательного агентства «Стратфор» Джордж Фридман (см. рис. 4), мнение которого я полностью разделяю, утверждал, что за реализацией этого проекта стоит попытка отрезать Россию от Европы. Применительно к энергетической сфере это означает формирование инфраструктурного вертикального коридора «север – юг» в Восточной Европе, от моря до моря, пересекающего радиально-кольцевую систему поставок российского газа в ЕС и отсекающего его от Европы (рис. 5). С этой точки зрения, целью проекта является частичное замещение российского газа в Европе американским.

Можно смело утверждать, что в рамках «Триморья» идет создание коридора с севера на юг, от терминалов СПГ на Балтике, в Польше и в Литве, в сторону западноукраинских ПХГ со строительством трубопроводных переемычек, которые могли бы работать в прямом и реверсном режиме (рис. 3).

В Польше задействован уже функционирующий приемный терминал в Свиноустье на 5 млрд кубометров в год с возможным расширением до 7,5 млрд кубометров

Рис. 4. Линия разграничения от Балтики до Черного моря – главная цель США в Европе (проекты «Интермариум» – 1920-е гг., «Инициатива трех морей» – 2020-е гг.)

Источники: <https://www.youtube.com/watch?v=iOY1dDq47F0>;
<https://www.youtube.com/watch?v=xewzbMYmC-I>;
https://www.atlanticcouncil.org/event/financing-regional-security/?mkt_tok=NjU5LVdaWC0wNzUAAAGDuUrGtpZSaGJmxoBuDd8u7RSsxK6jJh0nMtLxgQuEO0m2AzbDH3KleZ5szdZi3jVY4jQccftEcjzi-y8QQwlh1A9uJqiBY31XRkVox7Uuq



в год, на создание которого ушло 10 лет. Кроме того, в систему может быть включен проект плавучего терминала в Гданьске (технология FSRU – Floating Storage Regasification Unit) на 4,5 млрд кубометров газа в год. Строительство этого терминала пока запланировано на 2027 год, однако правительство Польши хочет ускорить его завершение на два года. В Литве может быть подключен FSRU в Клайпеде на 4 млрд кубометров газа в год.

Одна из трубопроводных перемычек – запущенный в эксплуатацию 1 мая 2022 года соединительный газопровод «Польша – Литва» (Gas Interconnector «Poland – Lithuania» – GIPL), способный работать в обеих направлениях, на создание которого с момента подписания соглашения ушло 12 лет. Его мощность из Польши в Литву достигает 2,4 млрд кубометров газа в год, а из Литвы в Польшу – 1,9 млрд кубометров газа в год. Вторая перемычка – интерконнектор «Польша – Словакия». Этот соединительный газопровод достроен, окончательно будет сдан в эксплуатацию на рубеже 2-го и 3-го кварталов 2022 г. Пропускная мощность в сторону Словакии достигает 4,7 млрд кубометров газа в год, в сторону Польши – 5,7 млрд кубометров газа в год. Он может позволить выйти к ПХГ на западе Украины. Точка входа в словацкую систему – «Велке – Капушаны», на маршруте российского газа в Европу.

Если отсечь российский газ на входе на территорию Украины на постоянной основе, то появляется теоретическая возможность полностью заполнить «трубу» в Европу к западу от ПХГ Украины регазифицированным СПГ

И такой же коридор формируется с юга на север от терминалов СПГ в Греции (действующий в Ревитузе близ Афин на 5,3 млрд кубометров газа в год и строящийся FSRU в Александруполе с запланированным вводом в эксплуатацию в 2023 г. на 5,5 млрд кубометров газа в год) через греческо-болгарскую границу, где были созданы перемычки для физического реверса (интерконнектор «Греция – Болгария», рассчитанный на 3 млрд кубометров газа в год с последующим расширением до 5,5 млрд кубометров газа в год). И далее реверсом газ по Трансбалканскому газопроводу через Болгарию – Румынию может поступать в направлении ПХГ на западе Украины (см. рис. 6). С 2017 года подземные хранилища Украины работают в режиме «таможенный склад» и дают возможность трейдерам 1095

Рис. 5. (1) РФ: переход от радиальной (линейных коридоров) к радиально-кольцевой системе газовых поставок; (2) Формируемые два кольца будущего газоснабжения Европы: разорванное кольцо глобального СПГ и целостное, с внутренним резервированием, кольцо трубопроводных российских поставок

Источник:
данные автора

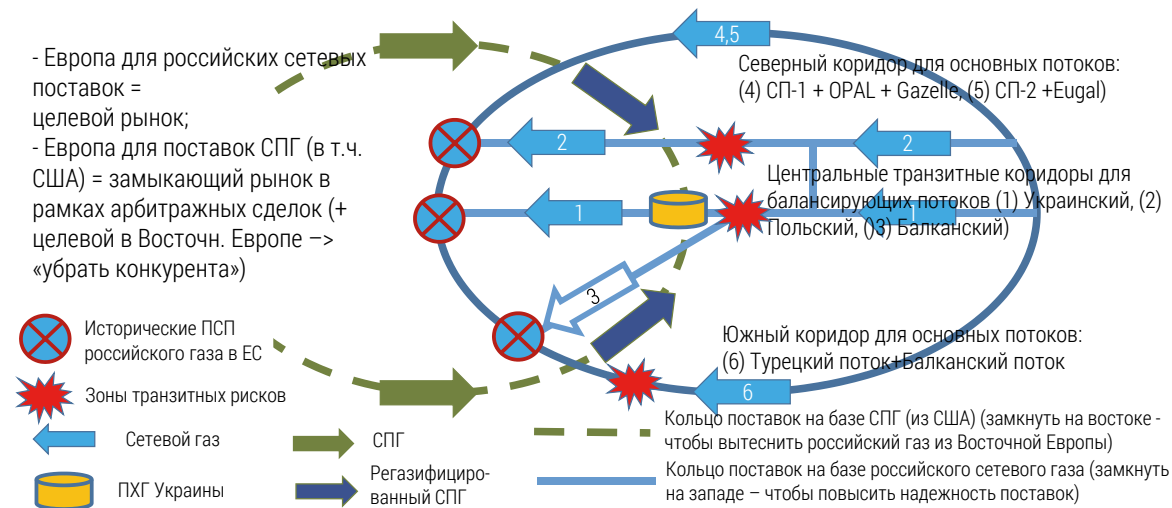


Рис. 6. Северный и южный маршруты для проникновения СПГ США в ЕС через Восточную Европу и Украину (проект «Междуморье» – ныне «Инициатива Трех Море» – в действии)

дней – то есть три года – хранить газ без растаможки. До этого газ в ПХГ Украины можно было хранить только в таможенном режиме «транзит» [8].

Украинская система ПХГ – крупнейшая в Европе с общим объемом порядка 32 млрд кубометров, что примерно эквивалентно годовой пропускной способности газопровода «Уренгой – Помары – Ужгород» или трем четвертям законтрактованного ежегодного транзитного объема поставок российского газа через Украину до 2024 г. Мощность ПХГ на западе Украины – порядка 25 млрд кубометров, что на четверть превышает суммарную мощность газовых хранилищ в Германии – крупнейшую в Европе.

Функционирует, на мой взгляд, отработанная схема формирования общественного мнения Европы после газовых кризисов 2006 и 2009 гг., готовящая европейцев принять замену лучшего на худшее



Источник: Sergii MAKOGON (CEO of Gas TSO of Ukraine, LLC). GTSOU presentation. Overview. // Presentation at webinar “Ukrainian Gas Storage Opens for Business”, LNG-Worldwide Ltd, DMG-events/World LNG & Gas Series, 10 June 2020

Возможность использования ПХГ Украины для импортного СПГ обсуждают уже давно. Гендиректор компании «Оператор ГТС Украины» Сергей Макогон еще в 2020 г. представил возможную схему использования западно-украинских ПХГ для влияния на конъюнктуру на Центрально-европейском газовом хабе (CEGH) в Баумгартене.

США и ЕС: как сломать радиально-кольцевую систему поставок российского газа в Европу

Нынешняя радиально-кольцевая инфраструктура экспортных поставок российского газа в Европу (см. рис. 5) состоит из сухопутных радиальных газотранспортных (украинского и польского) коридоров и сухопутно-морских обходных полуколец. Северное полукольцо состоит из двух морских «Северных потоков» (первый работает на полную мощность, второй полностью готов к эксплуатации, но его сертификация заморожена ФРГ) и их сухопутных продолжений. При этом использование трубопровода OPAL – сухопутного продолжения «Северного потока-1» на юг – возможно только на 50 % от его пропускной способности из-за некоррект-

ной, по моему убеждению, интерпретации положений Сетевого кодекса ЕС по новым мощностям. Южное полукольцо состоит из морского «Турецкого потока» и его сухопутного продолжения «Балканский поток». Полукольца замыкаются на те же пункты сдачи-приемки газа в глубине ЕС, что и радиальные коридоры, создавая надежную систему, гарантирующую бесперебойные поставки российского газа.

Но как убрать самого большого поставщика газа на европейский рынок – российский «Газпром»? Согласно данным западных экспертов, таких как главный экономист компании BP Спенсер Дэйл, «Газпром» выиграл свою долю на рынке ЕС



Штаб квартира EuRoPol GAZ
Источник: *turk-internet.com*

в глобальной конкуренции, то есть цена его сырья в Европе является наименьшей. Кроме того, концерну удалось создать указанную разветвленную радиально-кольцевую сеть газопроводов, с внутренними перемычками, резервированием и с ПХГ вблизи трубопроводных трасс.

Ответ напрашивается один: нужно расчлени эту систему, внедриться в середину основного центрального – украинского коридора в зоне западноукраинских ПХГ. Этот коридор идет, в отличие от польского, не только в Германию, но и распределяет поставки по всей Центральной, Южной и Северо-Западной Европе. Он стратегически более значим для «заования» Европы.

Кроме того, можно перекрыть обходные пути, в частности, отсечь прямые поставки из России в Германию. Возможно также отсечь или сократить входные российские поставки в ГТС Украины, чтобы высвободить соответствующие трубопроводные мощности к западу от украинских ПХГ.

Сейчас мы наблюдаем многообразные внеэкономические механизмы отсечения российского газа от Европы. Среди них:

- 1) простое невозобновление истекающих в этом году долгосрочных контрактов «Газпрома» (это примерно 15 млрд кубометров в год);
- 2) первыми странами, отказавшимися от перехода на новую схему расчетов за российский газ [9], стали Польша и Болгария. Эти страны – входные ворота для СПГ США в Европу с востока (Польша – непосредственно, Болгария – через Грецию и Турцию – см. рис. 3). Долгосрочные контракты с «Газпромом» должны были завершиться в конце 2022 г. Можно сказать, что эти страны немного заблаговременно отказались переходить на новую процедуру оплаты, а тем самым и от дальнейших закупок российского газа;
- 3) отсюда могут идти корни истории с отказом Украины принимать с 11 мая транзитный российский газ на пограничном переходе в Сохрановке (см. рис. 3) со ссылкой на форс-мажорные обстоятельства [10], в результате чего транзитные объемы через Украину сократились к сегодняшнему дню на 60% – со 100 до 40 млн м³ в сутки;
- 4) этим же может быть продиктован отказ Канады возвращать отремонтированную компанией Siemens газовую турбину для компрессорной станции (КС) Портовая, которая обслуживает трубопровод «Северный поток». Как известно, это привело к падению прокачки газа по нему до 60 % от проектной мощности. Невозможность отправить туда же в плановый ремонт вторую и последующие турбины привела к дальнейшему снижению прокачки по этому газопроводу до 40 % от проектной мощности. Есть риск полной остановки эксплуатации «Северного потока» из-за невозможности осуществления Siemens плановых ремонтов ком-

прессорных агрегатов (об этом подробно рассказал А. Миллер на пленарном заседании ПМЭФ-2022 [11]);

- 5) наконец, отсюда корни всей истории с запретом на ввод в эксплуатацию уже построенного «Северного потока-2» и ограничением на 50 % работы южного сухопутного отвода Opal от «Северного потока-1».

Почему для СПГ США нужны западноукраинские ПХГ

Именно в получении доступа к западноукраинским ПХГ я усматриваю ключевой момент американской задумки. Если регазифицированный СПГ приходит в ПХГ Украины, врезаясь в середину российского транзитного «украинского коридора», то далее этот газ может поставляться на запад по действующим трубопроводам, построенным еще во времена СССР. А кто контролирует ПХГ на западе Украины, тот контролирует конъюнктуру на Центрально-европейском газовом хабе (Central European Gas Hub – CEGH) в Баумгартене (Австрия). Это один из основных пунктов сдачи-приемки российского газа, откуда один из его потоков идет на юг в Италию, другой – на запад через Чехию в Германию и другие страны Северо-Западной Европы.

Кроме того, доступ к западноукраинским ПХГ может быть необходим для СПГ США при заходе в ЕС с востока, чтобы компенсировать дискретность поставок сжиженного газа.

Российский же газ предлагается отсекал от Европы. На это нацелены программы «Де-

Выход газопровода «Северный поток» на сушу, Германия
Источник: *Nord Stream AG*



сять пунктов МЭА» от 3 марта [1] и «Перезагрузки ЕС!» Еврокомиссии от 8 марта и 18 мая [3–4]. Поэтому именно Польша и Болгария, у которых в конце 2022 г. заканчивались долгосрочные контракты с «Газпромом», отказались в конце апреля переходить на новую схему расчетов за газ. (Польша на 10 млрд кубометров газа в год, а Болгария – на 3 млрд кубометра в год). Это ведет, безусловно, к дальнейшему росту цен на газ в Европе. Все это, на мой взгляд, – американская программа газового захвата Европы с востока в действии.

Польский и украинский сбой: ищи, кому выгодно

Польский коридор сейчас не работает – 12 мая «Газпром» объявил о запрете на транзит газа через Польшу из-за ответных санкций РФ в отношении ряда зарубежных компаний. 11 мая установлен запрет на совершение сделок и платежей в пользу лиц, находящихся под санкциями, что для «Газпрома» означает запрет на использование принадлежащего компании EuRoPol GAZ газопровода для транспортировки российского газа через Польшу. Значит оператор может использовать его в реверсном режиме, для поставок с запада на восток не только российского (кружным путем) газа, но и регазифицированного СПГ с терминалов Северо-Западной Европы в Польшу, а затем через Польшу в страны региона. Такова газовая «польская мечта» – стать распределительным хабом для севера и центра Восточной Европы, в которую вписывается отмеченный 31 мая секретарем российского Совбеза Николаем Патрушевым переход Польши «судя по всему ... к действиям по захвату западных украинских территорий» [12].

Аналогичная мечта есть и у Болгарии – стать Центрально- и Восточно-Европейским газораспределительным хабом на юго-востоке ЕС. Такой план руководство страны согласовывало в Брюсселе как раз в момент отказа от российского газа [13]. После отказа от перехода на новую схему оплаты и, тем самым, от российских поставок, главные надежды Болгарии устремлены на азербайджанский сетевой газ с месторождения Шах-Дениз и СПГ США. Тот факт, что между отказом платить за газ в рублях 27 апреля и приходом первого танкера-метановоза с СПГ США для Болгарии 5 мая (в турецкий терминал Мармара в Мраморном море)

прошла всего неделя, убеждает меня в том, что Болгария и Польша ждали лишь повода отказаться от российского сырья [14].

Украинский коридор работает в усеченном режиме. В период 2021–2024 гг. годовой объем транзита по принципу «качай и/или плати» составляет 40 млрд кубометров газа в год по пятилетнему российско-украинскому контракту, подписанному в конце 2019 г. С 11 мая Украина отклоняет заявку «Газпрома» на прокачку газа из России в Европу через газоизмерительную станцию (ГИС) «Сохрановка» [10]. Тем самым, объем транзита через Украину сократился на 60%.

Вышеизложенные рукотворные действия со стороны «недружественных стран» привели в результате к вынужденному уменьшению поступления российского газа в ЕС по различным каналам, а значит, к сокращению импортных поставок в отдельные страны ЕС в разных объемах.

МТРА и UIOLI – регуляторный инструментарий Третьего энергопакета ЕС для СПГ США

В будущем, после возможного завершения формирования коридора «север – юг» на востоке ЕС может начаться применение заложенного в Третьем энергопакете ЕС принципа использования трубопроводной инфраструктуры – МТРА (mandatory third



КС Капушаны
Источник: *lentka.com*

party access), то есть «обязательный доступ для третьих сторон», и UIOLI (use-it-or-lose-it), то есть «используй или теряй», который обязывает оператора ГТС допускать к использованию «свободных наличных мощностей транспортировки» (available transportation capacities) всех заинтересованных грузоотправителей и дает право оператору ГТС выводить на вторичный рынок временно не используемые законтрактовавшим их грузоотправителем трубопроводные мощности. Если на входе в ГТС Украины, например в Сохрановке, сократились входные транзитные объемы, и соответственно уменьшились объемы выходные («Газпром» заявил, что технологически не может перебросить входные транзитные объемы с Сохрановки

на Суджу [15]) (см. рис. 3), значит высвободились трубопроводные мощности к западу от западноукраинских ПХГ.

С соединением со словацкой системой (которая является составной частью российского газового коридора в Европу) в Велке Капушаны интерконнектора «Польша – Словакия» произошла первая врезка в украинский коридор «восток – запад» коридора «север – юг», предназначенного, в том числе, для транспортировки американского СПГ в Европу. Теперь, если отсечь российский газ на входе на территорию Украины на постоянной основе, то появляется теоретическая возможность уже полностью заполнить «трубу» в Европу к западу от ПХГ Украины регазифицированным СПГ. Если, конечно, наберутся такие объемы и будут созданы или расширены пропускные способности коридора «север – юг».

Согласен, что «Украина сознательно идет на снижение объемов транзита, оставляя ряд стран Европы с дефицитом газа, чтобы стимулировать их активное втягивание в свой конфликт с Россией» [10]. Более того, функционирует, на мой взгляд, уже отработанная схема формирования общественного мнения Европы после газовых транзитных январских кризисов 2006 и 2009 гг., готовящая европейцев принять замену лучшего на худшее.

В несостоявшемся проекте Еврокомиссии Quo Vadis 2017–2018 гг. (который мно-

гие – и не без оснований – называли «Четвертым энергопакетом ЕС») предполагалось перенести пункты сдачи-приемки российского газа на восточную границу Украины, ввести по сути запретительные для него входные тарифы в зону действия законодательства ЕС (Украина входит в эту зону), передать его дальнейшую транспортировку в ЕС западным компаниям и т. п. [16–17]. В итоге реализации указанных мероприятий Quo Vadis газовые цены внутри ЕС должны были подняться, а поставки российского газа существенно уменьшиться. Общими усилиями этот план удалось превратить в «интеллектуальное упражнение» директората по энергетике ЕК, и он «лег в дальний ящик». Ему на смену с новой Еврокомиссией пришел «Новый зеленый курс» и ее нынешняя предельно радикальная решимость полностью отказаться от российских энергоресурсов.

Насколько удастся США и ЕС решить задачу отказа от российского газа – покажет время и способность России противостоять вызовам и противодействовать различным сценариям экономической войны против нашей страны. Непрерывающиеся попытки реализации одного из таких сценариев представлены в данной статье. Однако, предупрежден – значит, вооружен.

Статья отражает исключительно личную точку зрения автора и является его персональной ответственностью.

Использованные источники

1. A 10-Point Plan to Reduce the European Union's Reliance on Russian Natural Gas. // IEA, 3 March 2022 (URL: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/1af70a5f-9059-47b4-a2dd-1b479918f3cb/A10-PointPlanToReduceTheEuropeanUnionsRelianceonRussianNaturalGas.pdf>).
2. A 10-Point Plan to Cut Oil Use. // IEA, 18 March 2022 (URL: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/c5043064-58b7-4066-b1e9-68d7d9203fe9/A10-PointPlanToCutOilUse.pdf>).
3. COMMUNICATION FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN PARLIAMENT, THE EUROPEAN COUNCIL, THE COUNCIL, THE EUROPEAN ECONOMIC AND SOCIAL COMMITTEE AND THE COMMITTEE OF THE REGIONS. REPowerEU: Joint European Action for more affordable, secure and sustainable energy. // Strasbourg, 8.3.2022, COM(2022) 108 final (URL: https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:71767319-9f0a-11ec-83e1-01aa75ed71a1.0001.02/DOC_1&format=PDF).
4. COMMUNICATION FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN PARLIAMENT, THE EUROPEAN COUNCIL, THE COUNCIL, THE EUROPEAN ECONOMIC AND SOCIAL COMMITTEE AND THE COMMITTEE OF THE REGIONS. REPowerEU Plan. {SWD(2022) 230 final} // Brussels, 18.5.2022, COM(2022) 230 final (URL: https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:fc930f14-d7ae-11ec-a95f-01aa75ed71a1.0001.02/DOC_1&format=PDF).
5. FACT SHEET: United States and European Commission Announce Task Force to Reduce Europe's Dependence on Russian Fossil Fuels. // White House, Statements and Releases, March 25, 2022 (URL: <https://www.whitehouse.gov/briefing-room/statements-releases/2022/03/25/fact-sheet-united-states-and-european-commission-announce-task-force-to-reduce-europes-dependence-on-russian-fossil-fuels/>).
6. Конопляник А. Природный газ как энергоноситель и финансовый актив. // Эксперт. №4, 2021. С. 20–23. (URL: <https://expert.ru/expert/2021/45/prirodniy-gaz-kak-energonositel-i-finansoviy-aktiv/>).
7. Комлев С. Ценовой шок. Что будет с газовыми котировками в Европе в 2022 году? // «Газпром». №1–2, 2022. С. 6–11. (URL: <https://www.gazprom.ru/f/posts/19/599247/gazprom-magazine-2022-01-02.pdf>).
8. Украина открывает в ПХГ таможенный склад и планирует продавать услуги хранения газа трейдерам из соседних стран // 13.06.2017 (URL: <http://nangs.org/news/world/ukraina-otkryvaet-v-pkhg-tamozhennyj-sklad-i-planiruet-prodat-uslugi-khraneniya-gaza-trejderam-iz-sosednikh-stran>).
9. Konoplyanik A. Explaining Putin's Rubles-For-Gas Decree. Russia's decree on new procedure for gas payments reduces risks for both buyer and supplier // "Natural Gas World – Global Gas Perspectives", 01.06.2022 (URL: <https://www.naturalgasworld.com/explaining-putins-rubles-for-gas-decree-98578>).
10. Газовый шантаж Украины // «Эксперт». 16.05.2022 (URL: <https://expert.ru/expert/2022/20/gazoviy-shantazh-ukrainy/>).
11. Выступление Алексея Миллера на панельной сессии «Мировой рынок нефти и газа сегодня и завтра» Петербургского международного экономического форума – 2022 // ПМЭФ-2022. 16.06.2022 (URL: <https://www.gazprom.ru/press/news/miller-journal/2022/185333/>).
12. Патрушев: Польша переходит к действиям по захвату западных территорий Украины // «Российская газета», 31.05.2022 (URL: <https://rg.ru/2022/05/31/patrushev-polsha-perehodit-k-dejstviyam-po-zahvatu-zapadnyh-territorij-ukrainy.html>).
13. Regional Coordination Center for Supply of Gas and Electricity to Southeast Europe to be based in Bulgaria. // 28.04.2022 (URL: <https://government.bg/en/Press-center/News/Regional-Coordination-Center-for-Supply-of-Gas-and-Electricity-to-Southeast-Europe-to-be-based-in-Bulgaria>).
14. Указ о специальном порядке исполнения иностранными покупателями обязательств перед российскими поставщиками природного газа // 31.03.2022 (URL: <http://www.kremlin.ru/acts/news/68094>).
15. «Газпром» заявил о невозможности транзита газа только через «Суджу» // «Ведомости», 11.05.2022 (URL: <https://www.vedomosti.ru/business/news/2022/05/11/921576-gazprom-nevozmozhnosti-tranzita>).
16. Конопляник А. Quo Vadis: оценка эффективности Третьего энергопакета ЕС или подготовка новой «линии Керзона»? // Нефть, газ и право. №4, 2017. С. 42–53; №5, С. 47–56; №6, С. 51–59.
17. Конопляник А. Четвертый энергопакет ЕС? К чему готовиться «Газпрому» в Европе // Нефтегазовая вертикаль. №3, 2018. С. 26–36.

Природный газ и новые источники энергии: путь от конкуренции к синергии

Natural Gas and New Energy Sources: Road from Rivalry to Sinergy

Елена ФЕДОРОВА Заведующая кафедрой, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина, д. т. н., доцент e-mail: fedorova.v@gubkin.ru	Elena FEDOROVA Head of the department, Doctor of Technical Sciences, Associate Professor, National University of Oil and Gas «Gubkin University» e-mail: fedorova.v@gubkin.ru
Виктория ФЕДОРОВА Старший преподаватель, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина e-mail: fedorova.v@gubkin.ru	Victoria FEDOROVA Senior lecturer, National University of Oil and Gas «Gubkin University» e-mail: fedorova.v@gubkin.ru
Кира ВОВКОДАВ Бакалавр, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина e-mail: fedorova.v@gubkin.ru	Kira VOVKODAV Bachelor, National University of Oil and Gas «Gubkin University» e-mail: fedorova.v@gubkin.ru
Екатерина КАДЖАЕВА Бакалавр, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина e-mail: fedorova.v@gubkin.ru	Ekaterina KADZHAEVA Bachelor, National University of Oil and Gas «Gubkin University» e-mail: fedorova.v@gubkin.ru

Солнечная электростанция в Индии

Источник: chinaindiadialogue.com



Аннотация. Мировой ТЭК вступил в четвертую стадию энергетического перехода. Новые источники энергии (ВИЭ, водород, аммиак и т. п.) активно внедряются в консервативные энергетические системы, но даже в этих условиях объемы добычи и потребления природного газа продолжают расти. Представляет интерес рассмотрение трансформации взаимодействия природного газа и новых источников энергии в различных секторах энергетики от слепой конкуренции к рациональной кооперации. Были предложены варианты гибридных схем энергоснабжения с использованием природного газа и ВИЭ, приводящие к снижению выбросов диоксида углерода.
Ключевые слова: энергетический переход, возобновляемые источники энергии, природный газ, сжиженный природный газ, декарбонизация, гибридные энергетические системы.

Abstract. The global fuel and energy complex has entered the fourth stage of the energy transition. New energy sources (RES, hydrogen, ammonia, etc.) are being actively introduced into conservative energy systems, but even under these conditions, natural gas production and consumption continues to grow. It is of interest to consider the transformation of the interaction between natural gas and new energy sources in various energy sectors from blind competition to rational cooperation. Options for hybrid energy supply schemes using natural gas and renewable energy have been proposed, leading to a reduction in carbon dioxide emissions.
Keywords: energy transition, renewable energy sources, natural gas, liquefied natural gas, decarbonization, hybrid energy systems.

“
В 2021 г. глобальные инвестиции в ТЭК выросли на 10%, до 1,9 трлн долл. При этом их структура сместилась в сторону электроэнергетики

Введение

В настоящее время перед глобальным энергетическим сообществом стоят две важные задачи, на первый взгляд взаимоисключающие друг друга. С одной стороны, необходимо обеспечить растущее население и мировую экономику соответствующим количеством энергетических ресурсов. С другой стороны, необходимо исполнять взятые мировым сообществом на себя обязательства по сокращению выбросов парниковых газов. Выполнение

целей Парижского соглашения потребует от подписавших его стран декарбонизировать большую часть глобальной энергетической индустрии путем внедрения существенного количества возобновляемых источников энергии, сохранив при этом равновесие и устойчивость энергетических систем, а также обеспечив доступность энергоносителей, их наличие и низкую себестоимость. Мировые антропогенные выбросы углекислого газа необходимо будет снизить до нулевого уровня к 2050 г. с целью уменьшить глобальное повышение температуры до менее чем 1,5 °С от доиндустриального уровня. Мировая энергетическая система вырабатывает 2/3 от всеобщего количества выбросов углекислого газа и является ключевым звеном в решении поставленной задачи [1].
Авторы данной работы до конца не разделяют зарубежную точку зрения о степени влияния парниковых газов, выбрасываемых добывающей промышленностью в атмосферу, на изменение климата, но признают, что на нашей планете существуют регионы с повышенной чувствительностью к антропогенному воздействию, например, Арктический регион, для которых этот вопрос имеет повышенную актуальность.
Одновременно с этим, мировая энергетическая система в настоящее время переживает четвертый энергетический

переход, в основе которого лежит фундаментальная трансформация – внедрение широкого использования возобновляемых источников энергии (ВИЭ) и вытеснение углеводородных источников энергии.

Четвертый энергетический переход и его драйверы

Термин «энергетический переход» был предложен в работе Вацлава Смита «Энергетические переходы: история, условия, перспективы» и используется для описания «изменения структуры первичного энергопотребления и постепенного перехода



Солнечные электростанции в Китае
Источник: theepochtimes.com

от существующей схемы энергообеспечения к новому состоянию энергетической системы» [2]. Как правило, новый источник энергии заменял старый, поскольку был либо эффективнее, либо дешевле, либо экологичнее. Предыдущие энергетические переходы происходили по причине возникновения новых технологий или более эффективных источников энергии. Текущий энергетический переход – сдвиг мировой энергосистемы в сторону широкомасштабного использования низкоуглеродных источников энергии и электричества – вызван, в первую очередь, политикой по декарбонизации ТЭК и борьбой с изменениями климата, которую ведут развитые государства.

Глобальные энергетические рынки находятся в постоянной трансформации в соответствии с возможностями и потребностями мирового сообщества. Текущий период трансформации характеризуется высоким уровнем неопределенности, сменой технологического уклада, а также перспективным отходом от углеводородной экономики и поисками более экологичной альтернативы.

Энергетическая политика – основное различие между текущим энергетическим переходом и предыдущими. Текущий энергетический переход в большей степени обусловлен проводимой государствами энергетической политикой, нежели более низкой ценой или более высокой эффективностью нового источника энергии. Государства использовали различные инструменты для увеличения доли ВИЭ в энергетическом балансе, невзирая на более высокую для конечного потребителя цену «чистых» источников энергии [3].

Политическая поддержка технологических инноваций – центральный элемент перехода к широкому использованию доступной по цене низкоуглеродной энергетике. При этом будет необходимо внедрять скоординированные политические меры в различных секторах энергетической индустрии, включая налоги, торговую политику, городское планирование и управление инновациями и инвестициями.

В 2021 году ежегодные глобальные инвестиции в энергетику выросли до 1,9 трлн долларов США, увеличившись почти на 10 % по сравнению с 2020 годом. Фактически, они вернулись на докризисный уровень. Однако структура сместилась в сторону электроэнергетики и секторов конечного потребления – и дистанцировалась от традиционного производства топлива. В топливно-энергетическом комплексе наблюдается политика дивестиций [4], а экологическая политика становится решающим фактором для многих инвестиций в энергетику.

По данным DivestInvest и проекта 350.org, свыше 1110 организаций с активами под управлением, превышающими \$11 трлн, взяли на себя обязательства дивестировать из проектов в области ископаемого топлива. Кроме того, банки сокращают кредитование проектов по добыче угля и разработке нефтеносных песков. Эту инициативу поддерживают и страховые компании, заявляя о прекращении предоставления

финансовых гарантий под угольные проекты. Такая политика дивестиций в мировой ТЭК неизбежно приведет к росту ВИЭ и снижению доли ископаемых источников энергии в глобальном энергетическом балансе.

В соответствии с Парижским соглашением по климату, помимо внедрения возобновляемых источников энергии, важной задачей остается устойчивое и эффективное снижение выбросов углекислого газа от традиционных источников энергии, известное как «декарбонизация».

Декарбонизация – необходимость снизить выбросы углекислого газа, вызванные производством и использованием энергетических ресурсов. Этот тренд привел к внедрению очень строгих экологических политик и стандартов по выбросам CO₂, а также запустил крупные технологические инновации в разных секторах экономики. Энергетическая политика последние 30 лет стремится к декарбонизации энергетического сектора. И хотя она не привела к желаемым результатам в снижении выбросов углекислого газа, тем не менее, способствовала росту применения возобновляемых источников энергии. Различные способы декарбонизации можно рассмотреть на примере индустрии сжиженного природного газа (СПГ) [5–8].

В обществе идет широкая дискуссия о перспективах водородной энергетики как одного из способов декарбонизации мировой экономики [9,10].

Производство водорода в Японии
Источник: russiancouncil.ru



Свыше 1110 организаций с активами в 11 трлн долл. взяли на себя обязательства дивестировать из проектов в области ископаемого топлива. Кроме того, банки сокращают кредитование добычи

Водород рассматривается как источник экологически чистой энергии и как способ хранения энергии для сглаживания неравномерностей выработки электричества с помощью ВИЭ.

Авторы исследований преимущественно приходят к выводу, что технологии использования водорода в качестве энергоресурса перспективны, но в настоящее время очень дороги. Воздействие водорода на конструкционные материалы, в т. ч. на трубные стали, требует дальнейшего пристального изучения.

Кроме того, предлагается совместная транспортировка природного газа и водорода по магистральным газопроводам для снижения выбросов диоксида углерода. Авторами данной статьи был проведен собственный анализ по влиянию добавок водорода на параметры транспортировки метан-водородных смесей при различном содержании водорода. Добавление водорода в поток природного газа при транспортировке оказывает негативное воздействие на технологические параметры оборудования существующей газотранспортной инфраструктуры.

Особенности использования ВИЭ

В соответствии с Парижским соглашением список источников возобновляемой энергии достаточно широк: гидро, солнечные, ветровые, приливные, геотермальные, биотопливные. По данным IEA [11], в настоящее время наиболее быстрорастущими видами ВИЭ являются солнечные и ветровые электростанции. Однако, они не обладают надежностью и не подконтрольны человеку, так как сильно зависят от погодных условий,

**В случае недостатка
вырабатываемой энергии
с использованием ВИЭ, способом
повышения надежности является
создание гибридных энергосистем
и поддержка ВИЭ с помощью
традиционных источников**

что вызывает нерегулярность поставок энергии. Примером ненадежности ветровых электростанций может служить отказ ветровых турбин при замерзании в штате Техас в феврале 2021 г. или снижение выработки электроэнергии в Великобритании и Германии из-за снижения скорости ветра в течение длительного времени. Засуха также может оказывать влияние на регулярность поставок электроэнергии со стороны таких, казалось бы, надежных гидроэлектростанций [12].

Из приведенных примеров видно, что мировая энергетика в настоящее время не готова к полному переходу на ВИЭ. Кро-

ме того, если учитывать оценку полного жизненного цикла ВИЭ, то вывод об их углеродной нейтральности не столь однозначен [13]. ВИЭ характеризуются нулевыми выбросами CO₂ на стадии эксплуатации, поэтому являются более приемлемой альтернативой традиционным видам топлива. Однако значительные выбросы CO₂ происходят на стадии энергоемкого производства материалов и оборудования для ветровой или солнечной энергетики, не говоря уже о невозможности утилизации отработанного оборудования. При прямой конкуренции ископаемых энергоресурсов и ВИЭ, полный переход на ВИЭ может привести к энергетическому коллапсу.

Основной задачей на современном этапе использования ВИЭ является повышение надежности энергоснабжения. Нерегулярность выработки энергии с их помощью может быть как в сторону избыточности, так и в сторону нехватки. В случае выработки *избыточной энергии*, решением данной задачи является развитие *технологий хранения энергии* [14]. Вопросы хранения излишков вырабатываемой с помощью ВИЭ энергии можно решить также с помощью водорода [15] или синтетического метана.

В настоящее время в Европе существуют огромные подземные газовые хранили-

ща (ПХГ). В одной только Германии энергоёмкость газовых хранилищ эквивалентна 200 ТВт·ч, чего хватит всем потребителям электричества в стране на несколько месяцев. Электрическая подсистема сама по себе имеет ёмкость всего 0,04 ТВт·ч, то есть хранить достаточные запасы электричества в ней невозможно. Получение синтетического метана за счет излишков вырабатываемого электричества и хранение его в ПХГ является одной из технологий хранения энергии [16].

Производство «зелёного» синтетического метана позволяет достичь одновременно две цели: утилизации излишков вырабатываемого электричества и переработки уловленного диоксида углерода. Использование возобновляемой электроэнергии для производства водорода и CO₂-нейтрального метана может решить некоторые из самых сложных проблем энергетического перехода. Производство газа с помощью энергии ветра и солнца может обеспечить углеродно-нейтральное топливо для отопления и транспорта и проложить путь для крупномасштабного сезонного хранения энергии. Но пока технология Power-to-gas используется только на исследовательских и пилотных объектах. Основным недостатком данной технологии является ее высокая стоимость [17].

В случае недостатка вырабатываемой энергии с использованием ВИЭ, способом повышения надежности энергоснабжения является создание гибридных систем энергоснабжения, а именно поддержка ВИЭ с помощью наиболее экологически чистых и низкоуглеродных традиционных источников энергии [18–20].

Природный газ – ископаемое топливо, которое идеально подходит для этой задачи. Газ – лучшее из имеющихся топлив для быстрого и эффективного достижения поставленных целей по охране окружающей среды, имеющее низкий уровень выбросов CO₂, при сжигании он производит в два раза меньше углекислых выбросов на киловатт/час, чем уголь или лигнит.

В таблице 1 приведены данные расчета выбросов диоксида углерода от сжигания топлива.

Природный газ имеет свои преимущества, которые делают его популярным источником энергии: ни одно другое традиционное топливо не является настолько гибким, эффективным и подходящим для решения различных задач, особенно в случае наличия инфраструктуры, по-

Виды топлива	Выбросы CO ₂
Топочный мазут	3,1 т CO ₂ /т
Каменный уголь	2,7–2,8 т CO ₂ /т, в зависимости от марки угля
Природный газ	1,85 т CO ₂ /(тыс. м³)
Биомасса	0

Таблица 1. Выбросы углекислого газа от сжигания различных видов топлива



Газовое месторождение Тамар, Египет
Источник: cyprus-mail.com

зволяющей дистрибуцию газа в виде СПГ, в небольших объемах и не привязанную к трубопроводам.

Согласно прогнозам на краткосрочную перспективу [5,18], в период с 2020 года и на ближайшие 15 лет спрос и, соответственно, потребление природного газа будет расти. Основными факторами роста будут являться: политика декарбонизации, так как природный газ является наиболее экологичным из ископаемых видов топлива, конечное использование в зданиях, производстве и транспорте, возникновение новых сфер использования природного

Ветро дизельный комплекс «Тикси»

Источник: rushydro.ru





Бункеровка СПГ-танкера

Источник: vladsv

газа, особенно на морском транспорте, в качестве источника «голубого» водорода, неэнергетическое использование, например, для нефтехимии.

Преимущества гибридных систем энергоснабжения

Авторами был проведен ряд исследований на примере Арктических районов Российской Федерации. Этот регион наиболее чувствителен к изменениям климата, поскольку последствия этих изменений могут быть необратимыми для всей планеты. В рамках обязательств по устойчивому развитию, взятых на себя Россией

и учитывая значимость и особый статус Арктического региона, авторами принята попытка продемонстрировать возможности декарбонизации Арктики с применением гибридной энергетической системы. Были предложены варианты гибридных схем энергоснабжения с использованием природного газа и ВИЭ, которые приводят к снижению выбросов диоксида углерода.

В рамках предлагаемой гибридной энергетической системы для замены высокоуглеродных топлив в качестве базового источника энергии был выбран природный газ. Запасы природного газа весьма значительны в мире, следовательно, не станет острым вопрос истощаемости ресурса. Природный газ является самым чистым видом ископаемого топлива, что сведет к минимуму вред, наносимый окружающей среде от выбросов CO_2 при сгорании, а при условии внедрения CCS/CCUS-технологий нивелирует их до минимальных значений [21].

Основной проблемой использования природного газа в условиях децентрализованного энергоснабжения долгое время было отсутствие необходимой инфраструктуры для его транспортировки — строительство газопроводов на большие расстояния при низком конечном спросе

Основной проблемой использования природного газа в условиях децентрализованного энергоснабжения долгое время было отсутствие необходимой инфраструктуры для его транспортировки

оказывалось абсолютно нерентабельно. Данную проблему можно решить за счет сжиженного природного газа (СПГ) и строительства малотоннажной инфраструктуры для его производства, транспортировки и регазификации. Малотоннажный СПГ (МТСПГ) в настоящее время является быстрорастущим сегментом в индустрии СПГ благодаря значительному коммерческому потенциалу, большей гибкости и более низким инвестиционным затратам.

При всех своих очевидных преимуществах природный газ является хоть и надежным, но все-таки ископаемым топливом, а следовательно, при его использовании будут присутствовать выбросы парниковых газов. Для уменьшения вреда, наносимого окружающей среде, предлагается объединить преимущества газа в качестве источника топлива с преимуществами возобновляемых источников энергии. Зачастую природный газ и ВИЭ рассматриваются как конкурирующие между собой (например, в секторе выработки электроэнергии). Принимая во внимание необходимость скорейшего снижения выбросов парниковых газов и недостаточный технический прогресс в области хранения энергии и вопроса прерывистости выработки электроэнергии от ВИЭ, а также учи-

В секторе электрогенерации оптимально применять гибридные установки, где в качестве базы используется газ, а в случае наступления оптимальных природных условий подключаются ВИЭ

тывая экологический вопрос и потенциал внедрения возобновляемых источников энергии, в предлагаемую в данной работе модель были внесены соответствующие корректировки для создания синергии от совмещения преимуществ СПГ и ВИЭ. В данной модели источники энергии дополняют друг друга, позволяя своим достоинствам нивелировать недостатки другого вида энергии. В рамках модели были определены максимально успешные комбинации природного газа и возобновляемых источников энергии в зависимости от сектора энергетической системы, учитывая региональные особенности.

Мини-завод по производству СПГ в д. Канюсята, Пермский край

Источник: gazprom.ru



**В промышленности предлагается
отойти от использования ДТ
и заменить оборудование
на газовые установки
комбинированного цикла,
которые могут использовать
не только газ, но и биогаз**

В работах [19, 20] изложены примеры синергии углеродного топлива и ВИЭ:

1. Синтетический газ, получаемый искусственно от избытка электро-энергии от ВИЭ, можно хранить/транспортировать благодаря существующей газовой инфраструктуре.
2. Истощенные газовые месторождения можно преобразовывать в термальные или хранилища энергии сжатого воздуха.
3. Установки по очистке сточных вод, которые используют отработанное тепло электростанций, работающих на природном газе, могут создавать экологически чистые топлива, такие как биогаз или водород для топливных элементов.

Рассмотрим варианты применения гибридных систем по секторам энергетики.

Солнечная электростанция в Джайквати-Да, Индия

Источник: citykatta.com



Сектор электрогенерации

В секторе электрогенерации оптимально использовать гибридные установки, где в качестве базового топлива будет использоваться природный газ, а в случае наступления оптимальных природных условий будут подключаться ВИЭ – солнечная или ветровая энергия. Например, небольшие автономные комплексы, где газовые генераторы объединены с ветровыми и солнечными установками. При этом основными источниками энергии являются именно ВИЭ, а газ автоматически включается только тогда, когда не хватает энергии солнца и ветра.

Гибридные электростанции разрабатываются для повышения эффективности и гибкости управления флуктуациями возобновляемых источников энергии и снижения риска изменения цен на топливо. Например, электростанция General Electric мощностью 530 мегаватт, строящаяся в Карамане (Турция) будет использовать газ, солнечную энергию и энергию ветра, повышая собственную эффективность. Концентрирующие солнечные электростанции (CSP) компании Solar Energy Generating Systems в Калифорнии сжигают природный газ, когда мощность солнечной энергии падает, что позволяет оператору гарантировать поставку электричества вне зависимости от погодных условий.



Ветроустановки на пляже Кросби, Великобритания

Источник: wellsie82 / depositphotos.com

Сектор промышленности

В промышленном секторе предлагается отойти от использования дизельного топлива на нужды производства и заменить оборудование на газовые установки комбинированного цикла, причем использовать в качестве источника энергии не только газ, но и биогаз. Увеличить доход можно, предоставляя электроэнергию в сеть в периоды пикового потребления. Используя биогаз в качестве источника энергии, владелец завода может также участвовать в торговле «зелеными» сертификатами, способствуя достижению корпоративных целей в области устойчивого развития и сокращать чистые выбросы углерода.

ЖКХ

Для жилых домов предлагается внедрять интеллектуальные гибридные энергетические системы. Такие системы могут использовать несколько источников топлива, интеллектуальную энергетическую инфраструктуру и локальную генерацию. Такой дом или несколько домов могут использовать энергию от солнечных панелей (или локальной солнечной станции), небольших ветрогенераторов и ТЭС на природном газе. Интеллектуальная энергетическая инфраструктура позволит дому продавать электроэнергию в сеть в случае её избытка и становиться не только потребителем, но и производителем энергии (просьюмером).

В коммерческом секторе некоторые виды синергии можно проиллюстрировать на примере торгового комплекса, который генерирует, потребляет, хранит и продает энергию и энергетические услуги. Комплекс может иметь комбинацию локальных фотовольтаических панелей, ТЭС с гибким топливом, получать биогаз из отходов и хранить энергию в накопителях. Для ТЭС предприятие может закупать отходы у местного муниципалитета и, в сочетании с отходами, образующимися на месте, использовать их для обеспечения топливом турбины ТЭС с гибким топливом, которая также может потреблять природный газ. По мере изменения потребностей в отоплении и условий на рынке электроэнергии, энергия из системы когенерации может динамически перенаправляться для производства большего количества электроэнергии или в систему кондиционирования для обеспечения охлаждения [19].

**Опытные образцы российских
газотурбовозов демонстрируют
экономическую и тяговую
эффективность. При этом перевод
поездов на СПГ позволяет
отказаться от строительства ЛЭП
вдоль железных дорог**

Транспортный сектор

Любая заправочная станция может быть оборудована комбинацией солнечных панелей, ветрогенераторов и хранилищ энергии. В целом предлагается перевод крупногабаритных транспортных средств на СПГ в качестве топлива, а малогабаритных – на электродвигатели. Как топливо для большегрузных автомобилей и общественного транспорта СПГ успешно зарекомендовал себя в Китае и США, принося не только экологические, но и экономические преимущества. Как топливо для железнодорожного транспорта, СПГ предоставляет возможность не протягивать линии электропередач, а опытные образцы газотурбовозов российского и зарубежного производства, работающие на СПГ, демонстрируют экономическую и тяговую эффективность. В секторе авиатранспорта переход на СПГ может подтолкнуть развитие малой авиации и снизить выбросы CO₂ от авиатоплив.

Перевод энергетической системы на чистые источники будет способствовать сокращению вредных выбросов от сжигания низкокачественных нефтепродуктов и снижению выбросов углекислого газа.

Для перевода энергетической системы в русло устойчивого развития нужны инвестиции и политическая воля. В качестве стимулов для перевода энергетического сектора на благоприятные для окружаю-



Автобус на водородных топливных элементах
Источник: Scharfsinn / depositphotos.com

щей среды источники топлива можно использовать механизмы налоговых льгот и частно-государственного партнерства, штрафы за выбросы CO₂, «зелёные» сертификаты, субсидирование государством стоимости (полной или частичной) технического перехода на газ/ВИЭ, обязательство

госкомпаний приобретать/использовать энергию только из чистых источников.

Как описано в статье [20], гибридные системы дают следующие синергетические эффекты:

- низкие капитальные затраты и переменные затраты на топливо для производства электроэнергии на природном газе дополняют более высокие капитальные затраты, но, как правило, нет затрат на топливо (за исключением биоэнергии) для возобновляемых источников энергии;
- гибридизация технологий «природный газ – солнечная энергия и природный газ – ветер» могут значительно улучшить стабильность электроэнергетической системы за счет уменьшения перебоев в работе;
- гибридные решения для преобразования энергии в газ позволяют преобразовать излишки возобновляемой генерации в искусственный метан или водород с помощью электролизеров, который затем хранится в инфраструктуре для природного газа в качестве эффективной технологии хранения;
- природный газ может играть ключевую роль в поддержании напряжения и частоты сети, обеспечивая критические услуги по хранению энергии;

- гибридные системы, устанавливаемые на автономных комбинированных электростанциях, являются одними из самых перспективных решений для энергообеспечения удаленных и труднодоступных регионов.

Выводы

В перспективе глобального энергетического кризиса, вызванного крупномасштабным перенаправлением денежных потоков в «зеленую» энергетику, необходимо повысить надежность ВИЭ. Это возможно осуществить двумя путями:

- 1) за счет развития систем хранения энергии;
- 2) за счет развития гибридных систем энергоснабжения с участием наиболее низкоуглеродных ископаемых источников энергии, таких как природный газ.

Внедрение гибридных систем энергоснабжения позволит:

- снизить уровень загрязнения и выбросов парниковых газов;
- привлечь инвестиции в регион;
- повысить энергетическую безопасность региона;
- сохранить экологическую систему региона;
- обеспечить население чистой и устойчивой энергией.

Использованные источники

1. Adoption of the Paris agreement – Paris Agreement. UNFCCC. URL: https://unfccc.int/sites/default/files/english_paris_agreement.pdf
2. Smil, Vaclav. *Energy Transitions: History, Requirements, Prospects*; ABC–CLIO, 2010.
3. *Global and Russian energy outlook 2019* (ERI RAS – Skolkovo). URL: <https://www.eriras.ru/data/994/eng>
4. *Financing clean energy transitions in emerging and developing economies – Analysis* – IEA. International Energy Agency, 2021. URL: <https://www.iea.org/reports/financing-clean-energy-transitions-in-emerging-and-developing-economies>
5. Fedorova V. A., Mitraykina A. O. Decarbonized LNG: Creating a path to sustainable Arctic development. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering* 1201, 2021. DOI: 10.1088/1757-899X/1201/1/012067.
6. Mokhatab S. *Handbook of Liquefied Natural Gas* / S. Mokhatab, J. Y. Mak, J. V. Valappil, D. A. Wood. Oxford: Elsevier Inc., 2014. – 589 p.
7. Григорьева Д. М., Федорова Е. Б. Перспективы снижения углеродного следа в индустрии сжиженного природного

- газа // Научный журнал Российского газового общества. 2021, № 3 (31). С. 64–75.
8. Федорова В. А., Федорова Е. Б., Григорьева Д. М., Митрайкина А. О. Трансформация индустрии СПГ в рамках декарбонизации мирового ТЭК // Журнал *Neftegaz.ru*. № 4 (124), 2022. С. 62–67.
9. Мартынов В. Г., Бессель В. В., Кучеров В. Г., Лопатин А. С., Мингалеева М. Д. Природный газ – основа устойчивого развития мировой энергетики: Монография // – М.: Издательский центр РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина, 2021. – 173 с.
10. Литвиненко В. С., Цветков П. С., Двойников М. В., Буслав Г. В. Барьеры реализации водородных инициатив в контексте устойчивого развития глобальной энергетики // Записки горного института. Т. 244. 2020. С. 428–438.
11. *World Energy Outlook 2021 – Analysis* – IEA. International Energy Agency. URL: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2021>
12. Энергопереход пошел не по плану. URL: <https://www.vedomosti.ru/economics/articles/2021/09/14/886670-energoperehod-planu>

13. Asdrubali F., Baldinelli G., D'Alessandro F., Scrucca F., *Life cycle assessment of electricity production from renewable energies: Review and results harmonization*, *Renew. Sustain. Energy Rev.*, 42, 2015, pp. 1113–1122.
14. Naderipour Amirreza, Amir Reza Ramtin, Aldrin Abdullah, Massoomeh Hedayati Marzbali, Saber Arabi Nowdeh, and Hesam Kamyab, *Hybrid energy system optimization with battery storage for remote area application considering loss of energy probability and economic analysis*, *Energy*, Vol. 239, 2021. DOI: 10.1016/j.energy.2021.122303.
15. Maestre, V.M., A. Ortiz, and I. Ortiz., *Challenges and prospects of renewable hydrogen-based strategies for full decarbonization of stationary power applications*, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 152, 2021, DOI: 10.1016/j.rser.2021.111628.
16. Hasan Mehrjerdi, Hedayat Saboori, Shahram Jadid, *Power-to-gas utilization in optimal sizing of hybrid power, water, and hydrogen microgrids with energy and gas storage*, *Journal of Energy Storage*, Volume 45, 2022, 103745, ISSN 2352–152X, DOI: 10.1016/j.est.2021.103745.

17. Wettengel J., *Power-to-gas: Fix for all problems or simply too expensive?* URL: <https://www.cleanenergywire.org/factsheets/power-gas-fix-all-problems-or-simply-too-expensive>.
18. *How Natural Gas Can Support Renewable Energy Development*, *ECE Energy 66 Series*, 2019.
19. Jaquelin Cochran, Owen Zinaman, Jeffrey Logan, and Doug Arent, *Exploring the Potential Business Case for Synergies Between Natural Gas and Renewable Energy*, *National Renewable Energy Laboratory (NREL)*, 2014. URL: <https://www.nrel.gov/docs/fy14osti/60052.pdf>
20. Bessel V. V., Kutcherov V. G., Lopatin A. S., Martynov V. G. *Energy efficiency and reliability increase for remote and autonomous objects energy supply of Russian oil and gas complex*, *Oil Industry* 9, 2018. pp. 144–147.
21. Fedorova V. A., Kadzhaeva E. T., Vovkodav K. V. *Transformation of the energy sector in the Arctic in the context of sustainable development of the region*, *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 2021. DOI: 10.1088/1757-899X/1201/1/012069.

Нефтегазовый комплекс России в период геополитической турбулентности: как найти верный ответ на санкции

Russian oil and gas complex in the period of geopolitical turbulence: how to find the right answer to sanctions

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
University under the Government of Russian Federation
e-mail: Simonov@energystate.ru

Нефтепровод «Дружба»

Источник: druzhba.transneft.ru



Аннотация. Нефтегазовый комплекс России опять оказался в центре геополитических событий. На этот раз конфликт с «коллективным Западом» зашел так далеко, что мы говорим уже о полноценной экономической войне. Стратегия Запада очевидна – лишить Россию доходов и тем самым принудить к политической капитуляции. Поскольку более 60 % доходов бюджета весной 2022 года пришлось на прямые сборы с нефтегазовых компаний, понятно, почему именно российский нефтегаз попал в центр жесточайших санкций. Если нанести удар по ключевой отрасли российской экономики, то тогда у России вполне могут возникнуть очевидные проблемы. При этом весьма интересно, что сырьевая ориентация нашей экономики, которая воспринималась внутри России как слабость, в реальности оказалось нашей силой. Если бы Россия была лидером по производству видеоигр или электросамокатов, а не добывала нефть и газ, стереть ее с мировой экономической карты было бы в разы легче. Теперь же выяснилось, что именно Россия в значительной мере закрывает базовые потребности человечества в тепле, топливе, электричестве и еде (не будем забывать, что часть удобрений производится из природного газа). То, что рисовалось как главная проблема нашей экономики, в период геополитического кризиса оказалось козырной картой. Вопрос только в том, сумеем ли мы адекватно ответить на санкционную атаку, включающую в себя и попытку лишить доступа к технологиям, и стремление убрать нас с ключевых экспортных рынков, и какие стратегические выводы извлечем из текущей ситуации?

Ключевые слова: санкции, энергетическая стратегия, экспорт нефти и газа, прогнозирование будущего энергетики, энергопереход.

Abstract. The Russian oil and gas sector is again at the center of geopolitical developments. This time the conflict with the collective West has gone so far that it resembles a full-fledged economic war. The strategy of the West is obvious – to deprive Russia of revenues and thereby force Moscow to a political capitulation. Since direct taxes paid by oil and gas companies accounted for over 60 % of state budget revenues this spring, it is clear why Russia’s oil and gas sector is the target of the most severe sanctions. If the key sector of the Russian economy is hit, Russia may well encounter evident problems. Meanwhile, it is remarkable that the natural resources focus of Russia’s economy perceived inside Russia as our weakness has turned out to be our strength. If Russia was a leader in production of video games or electric scooters, and it did not produce oil and natural gas, it would be much easier to erase it from the world economic map. It has become clear that it is Russia that largely satisfies the basic demand of the humanity for heat, fuel, electricity and food (we should not forget that some fertilizers are produced from natural gas). What was portrayed as the main problem of our economy has turned into a trump card during the geopolitical crisis. The only question is whether we will manage to adequately respond to the sanctions attack including attempts to deprive us of access to technologies and to remove us from key markets of our exports. Another question is what strategic conclusions we will draw from the current situation.

Keywords: sanctions, energy strategy, oil and gas export, designing of the energy future, energy transition.

Нефтяной «фронт»

В центре «санкционной войны» оказались наши энергетические отношения с ЕС. Причина очевидна. ЕС традиционно был (и пока остается) нашим ключевым рынком сбыта нефти, нефтепродуктов и газа. Но и мы для Европы являлись основными поставщиками. Поэтому согласование эмбарго на российскую нефть было очень болезненным для ЕС. Однако политическая

целесообразность оказалась выше экономических расчетов. ЕС решился на серьезный эксперимент, и теперь остается оценивать его возможные последствия.

Принятый шестой пакет санкций применительно к энергетике утверждает запрет на импорт российской нефти в страны ЕС через шесть месяцев (нефть можно закупать до 5 декабря 2022 года). Запрет на импорт нефтепродуктов имеет больший временной лаг – восемь месяцев (до 2 февраля

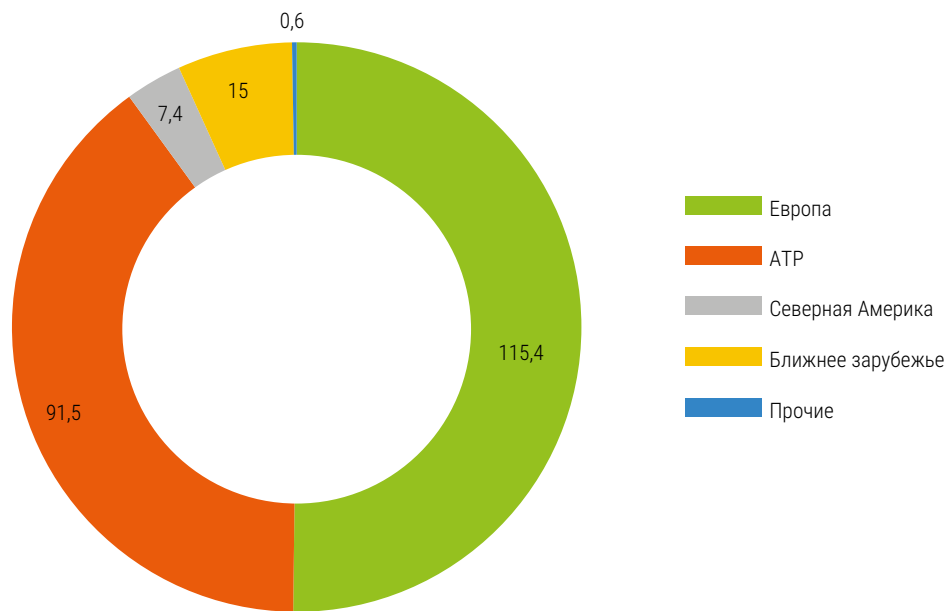


Рис. 1. Региональная структура экспорта нефти из России (2021 г., в млн тонн)

Источник:
ФТС РФ

2023 года). Поставки по нефтепроводам выведены из-под ограничений – официально указано, что «временно».

Исключения прописаны отдельно для Болгарии (страна сохраняет возможность получать нефть морским путем) и Хорватии (страна продолжит получать вакуумный газойль). Сроки для прекращения поставок по южной ветке «Дружбы» не обозначены, что создает интригу. Есть уточнение про Чехию: до 5 декабря 2023 года разрешено продавать нефтепродукты, произведенные из нефти, поставленной по спецразрешению в Чехию и покупателям в Чехии.

Северная ветка «Дружбы» формально исключена из санкций шестого пакета, но получающие по этой трубе нефть ФРГ и Польша объявили о намерении в односто-

роннем порядке прекратить ее использование. НПЗ в Шведте, Германия, мощностью 11,6 млн т/год (у «Роснефти» – 54,17 %, Shell – 37,5 %, Eni – 8,33 %) потребляет только Urals, и «Роснефть» не будет перестраивать этот завод под чужую нефть. Можно его национализировать и даже попробовать превратить в «зеленый» НПЗ. Вопрос в том, каковы будут объемы его производства и сколько будет стоить биотопливо?

В 2021 году Россия поставила в ЕС 36 млн тонн нефти по «Дружбе», а общий уровень поставок составил 115 млн тонн нефти. Если считать в баррелях в день, то в 2021 году Россия всего экспортировала в ЕС 2,3 млн б/с нефти и еще 1,5 млн б/с нефтепродуктов. При этом на северную «Дружбу» (Германия и Польша) пришлось более 60 % поставок по этой трубопроводной системе. Получается, что под санкциями (включая добровольные ограничения) окажутся чуть более 100 млн тонн годового российского нефтяного экспорта. К этой цифре надо добавить еще и санкции США, заработавшие с 22 апреля.

К шестому пакету остается немало вопросов относительно трактовки его положений. Прежде всего, пока не дано юридическое определение, какая нефть и нефтепродукты будут считаться именно российскими. Минфин США, например, разъяснил, что считает уровень содержания 25 % собственно российской продукции в смеси

В 2021 году Россия поставила в ЕС по «Дружбе» 36 млн тонн нефти, а общий уровень поставок составил 115 млн тонн нефти или 2,3 млн б/с нефти и еще 1,5 млн б/с нефтепродуктов

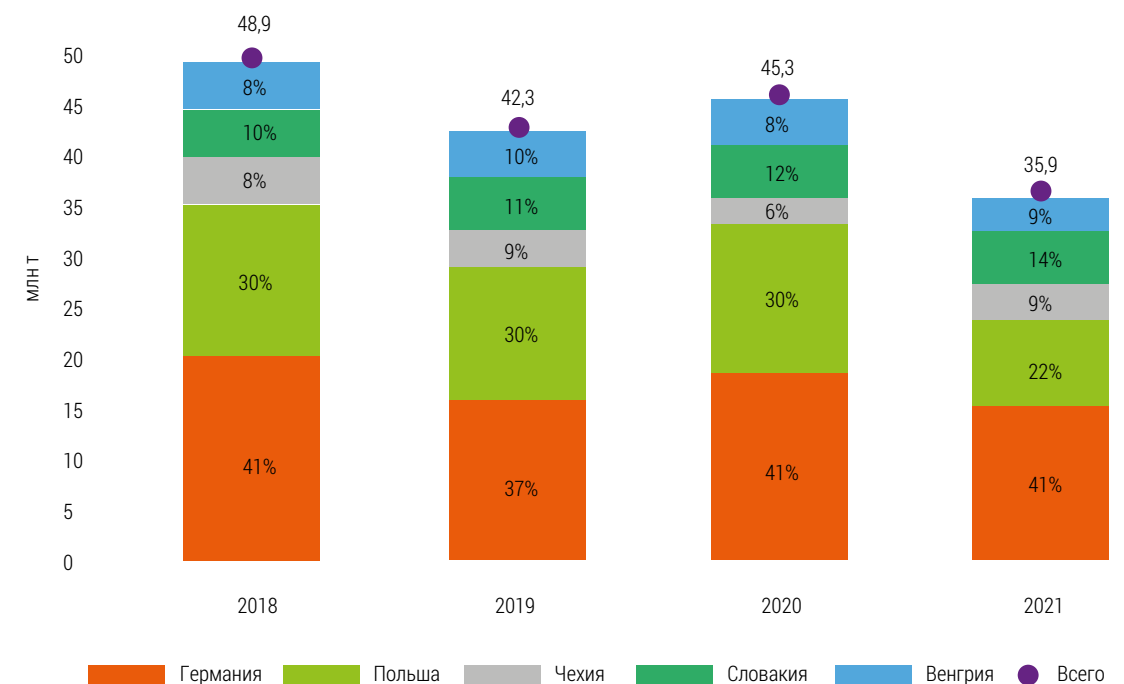
нефтепродуктов допустимым. WSJ опубликовала материал, в котором рассказывается об экспорте в США нефтепродуктов, изготовленных в Индии из российского сырья. Поставку осуществила Reliance Industries. Она сначала купила нефть из РФ с дисконтом, а потом, после смешения с нефтепродуктами, произведенными не из российской нефти, организовала экспорт¹. Вероятно, разъяснение и кодификация понятий «российская нефть» и «российские нефтепродукты» должны еще последовать на уровне институтов ЕС.

Была и широко известная история со смешением российского и нероссийского дизеля в рамках «латвийской смеси» в Вентспилсе компанией Shell. Смесь с содержанием российского товара на уровне менее 50 % собственно российским товаром уже не считалась. Shell считала возможным идти на этот риск, поскольку на тот момент никакого формального запрета на российскую нефть и нефтепродукты в ЕС введено еще не было. Отказалась Shell от подобной схемы (точнее, декларировала отказ) только под медийным давлением, которое инициировал Bloomberg, опубликовавший этот кейс. Остается непонятным, насколько ЕС собирается жестко

¹ Anna Hirtenstein, Benoit Faucon «Russian Oil Producers Stay One Step Ahead of Sanctions» // URL: https://www.wsj.com/articles/russian-oil-producers-stay-one-step-ahead-of-sanctions-11654076614?mod=newsviewer_click

Рис. 2. Российские поставки сырой нефти по «Дружбе» (2018–2021 гг., млн тонн)

Источники: «Транснефть»,
ЦДУ ТЭК, расчеты ФНЭБ



Северная ветка «Дружбы» формально исключена из санкций шестого пакета, но получающие по этой трубе нефть ФРГ и Польша объявили о намерении в одностороннем порядке прекратить ее закупки

следить за выполнением своего собственного эмбарго через шесть/восемь месяцев: пристально или сквозь пальцы.

Не ясно, как жестко собирается ЕС следить за перепродажей российской нефти странами ЕС друг другу. Шестой пакет указывает, что если поставка нефти по трубопроводу из России в государство – член ЕС, не имеющее выхода к морю, прерывается по причинам, не зависящим от этого государства, то морская нефть из России может быть импортирована в эту страну в виде исключительного временного отступления. При этом тут же уточняется, что нефть, поставленная члену ЕС в рамках данного исключения, не должна передаваться или транспортироваться другому члену ЕС или

Через российские порты проходит 20 % или 13,3 млн т экспортной нефти Казахстана. Санкции ЕС на эти поставки не распространяются, но Казахстан явно считает необходимым подстраховаться

третьей стране. На деле же наверняка будет возникать соблазн сделать вид (в том числе через сговор с Россией), что поставка по «Дружбе» прервалась и срочно необходима морская поставка нефти (часть которой вполне можно перепродать соседям). Возникает противоречие между верностью санкциям и желанием смягчить удар по своей экономике (а заодно и заработать).

Интересно, что Казахстан в лице компании «CNPC-Актобемунайгаз» изменил название марки нефти, поставляемой на экспорт через российские морские порты, на Казахстанскую экспортную смесь сырой нефти (KEBCO). Всего че-

рез российские морские порты проходит 20 % поставляемой из Казахстана нефти на экспорт – около 13,3 млн т в 2021 году. ЕС формально считает, что на поставки нефти третьих стран через Россию санкции не распространяются, но Казахстан явно считает необходимым подстраховаться. Переименование сорта вовсе не означает, что в нем не будет российской нефти. Ее доля в сорте CPC Blend составляет в последние годы около 10–11 %. И Казахстан вряд ли способен заставить РФ убрать ее нефть – ведь поставки идут через российский порт Новороссийск. Санкции на этот счет допускают двойное толкование. С одной стороны, перевозка нефти или нефтепродуктов, если они происходят из третьей страны и только загружаются и отправляются из России или проходят транзитом через РФ, разрешена. С другой, ЕС говорит, что и происхождение, и владелец этих товаров не должны быть российскими. Что делать с блендами вроде CPC, Брюссель пока не разъясняет.

Весьма показательно, что ЕС так и не решился ввести запрет на перевозку европейскими компаниями российской нефти. Его исключили из шестого санкционного пакета по требованию Греции, компании которой перевозят более по-

АО «КазТрансОйл», Казахстан

Источник: kapital.kz

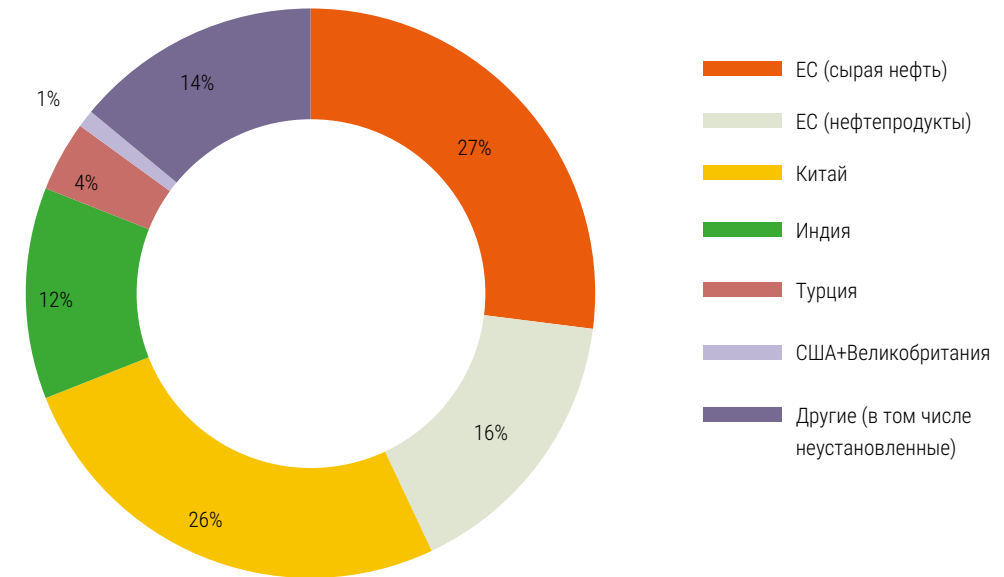


Рис. 3. География поставок российской нефти и нефтепродуктов в мае 2022 г.

Источник: Reuters

ловины российского морского экспорта нефти. К нему присоединилась и Мальта. Более того, в Греции создали хаб по перевалке российского мазута, который потом направляют в Индию и Китай на танкерах большего размера.

Если взять поставки и нефти, и нефтепродуктов, то Европа до сих пор остается основным направлением поставок. Думается, что многие потребители в ЕС еще не до конца представляют, как будут выполнять введенные санкции.

Давайте будем исходить из предположения, что ЕС будет действовать максимально жестко. Даже в этом случае в ситуации с нефтью для нас есть огромный плюс – морские перевозки можно направить в другие регионы мира, в то время как трубопроводные поставки частично из санкций убраны. У России есть дефицитный товар, и он будет находить спрос в АТР. А процесс переориентации потоков будет приводить и к формированию новой торговой инфраструктуры.

Мы исходим из того, что добыча нефти в мире оперативно будет расти не слишком быстро. Здесь на нашей стороне играет агрессивно проводимая Европой «зеленая повестка», объявившая инвестиции в добычу нефти и газа чуть ли не преступлением перед человечеством. Кроме того, выигравший выборы президента в 2020 году Джо Байден также начал продвигать «зеленый курс» в США. И это негативно сказалось на желании американских нефтяников на-

ращивать добычу. Санкции с Ирана и Венесуэлы снимаются не быстро, политическая ситуация в Ливии весьма напряженная, что сразу сказывается на нефтяном секторе. Саудовская Аравия и ОАЭ пока не заинтересованы в резком росте добычи – это съест цену, чего им не нужно.

Спрос же начнет увеличиваться из-за постепенного снятия ковидных ограничений (если, конечно, не будет второй пандемии). В этом случае ЕС придется перекупать нефть у других производителей, оставляя России возможность наращивать экспорт нефти в Азию. Тот факт, что под эмбарго попадают прежде всего морские поставки, дает России такую возможность. Собственно, это уже происходит. Морские поставки нефти из РФ в апреле-мае находятся на уровне более высоком, нежели в начале 2022 года. Начинается «великое

ЕС так и не решился ввести запрет на перевозку европейскими судами российской нефти по требованию Греции, компании которой перевозят более половины российского морского экспорта нефти

перемещение нефти по планете». ЕС наращивает закупки на Ближнем Востоке и Африке, для нас же освобождаются ниши в Азии, прежде всего, в Индии и Китае.

ЕС тем самым вернется в состояние до 1973 года – вместе с политическими рисками. Хотя арабские производители в 1973 году наглядно показали, что вполне могут использовать нефть как политическое оружие. Мы же с европейского рынка сами не уходили – это Европа решилась на попытку изгнать нас и автоматически возвратиться к зависимости от Персидского залива. В политическом плане осталось только подождать, через какое время ситуация 70-х годов, когда политика на Ближнем Востоке «подарила» миру сразу два энергетических кризиса, повторится.

Впрочем, пока не будем заглядывать так далеко. Сегодня арабские производители обладают целым набором сортов, которые близки по характеристикам российскому Urals – ведь европейским НПЗ нужно будет искать схожие сорта нефти, обеспечивающие примерно такую же корзину выхода нефтепродуктов. Это сорта Arab Light и Arab Medium (Саудовская Аравия), Kirkuk и Basra Light (Ирак), Iranian Light, Bahregan, Siri (Иран). За свои поставки, естественно, они попросят надбавку к цене. И европейцам некуда будет деваться.

Арабские страны обладают целым набором сортов, близких к Urals: это Arab Light и Arab Medium (Саудовская Аравия), Kirkuk и Basra Light (Ирак), Iranian Light, Bahregan, Siri (Иран)

Перед Россией теперь стоит задача создания альтернативной инфраструктуры торговли нефтью со странами Азии. Ведь ЕС пытается не просто лишить нас своего рынка, но и возможности использовать инфраструктуру по торговле нефтью. Найти или создать альтернативу европейским страховщикам и брокерам вполне возможно. Уместно вспомнить эпизод со страховкой «Северного потока-2» и судов-трубоукладчиков, его достраивав-



Отгрузка нефти на танкер

Источник: Foto-VDW / depositphotos.com

ших. Тогда скептики указывали, что завершить проект невозможно из-за проблем со страховщиками. Однако страховщик был найден: им оказалась специально созданная компания в России, близкая к ЦБ РФ, сознательно взявшая на себя санкционные риски. А немцы, соответственно, приняли российский страховой сертификат – аналогичным образом индийцы и китайцы смогут также принимать российские сертификаты. Возможно привлечение компаний из азиатских стран, с Ближнего Востока, Африки, Южной Америки.

В этом плане уже появляются позитивные новости. Так, Российская национальная перестраховочная компания стала заниматься страхованием отправок российской нефти. Аналогично нужно создавать и новых трейдеров. Российские компании под влиянием западных консалтеров отказывались от собственных трейдинговых подразделений и сервисных компаний. Логика, выстроенная англосаксонским миром и доведенная через западных консалтеров до российских компаний, была очень простой: занимайтесь только своим узким видом бизнеса, а все обеспечение для него, и техническое, и финансовое, и организационное, можно будет купить на рынке. На деле подобный подход сделал нефтяные компании очень зависимыми от западных – и особенно англосаксонских – посредников. Российские ВИНКи убрали свой трейдинг и стали пользоваться услугами

европейских, прежде всего, швейцарских компаний. Только «ЛУКОЙЛ» вовремя передумал и не стал продавать своего трейдера Litasco (хотя такие советы давались и ему). До момента жестких санкций такая схема была удобна. Но сейчас она стала проблемой.

«Роснефть», правда, все же пыталась создать свой трейдинг или купить его. Был, например, план купить трейдинговый бизнес Morgan Stanley в 2013–2014 гг. Но все планы провалились. Теперь придется делать новую попытку. Свой трейдер – это очень значимый фактор успеха в современном нефтяном бизнесе.

Отрезая Россию от выстроенной англосаксами системы международной торговли нефтью, США, Британия и ЕС применяют палку о двух концах. Для России создаются препятствия в продолжении торговли нефтью по старым схемам. И вполне возможным эффектом в кратко- и среднесрочной перспективе станет падение российской добычи и экспорта. Но в долгосрочной перспективе Россию буквально выталкивают за пределы правил и сервисов, на которые она влиять все равно не могла. И заставляют тем самым создавать альтернативные механизмы торговли. Учитывая, что российское сырье важно для многих стран мира, успешность этого курса выглядит вполне обоснованной.

Сегодня главный российский аргумент в борьбе за рынок – готовность давать

НПЗ в Шведе

Источник: heise.de



скидку на нефть, которая составляет 25–35 долларов с барреля. Но, с учетом мировых цен, мы вполне можем себе позволить такой ход. Даже большие скидки при цене Brent на уровне 100–120 долларов за баррель все равно дают цену выше, чем та, при которой российские поставщики жили все последние годы, особенно во время двух лет пандемии коронавируса. По данным Bloomberg, средняя цена Urals в мае составляла 78,81 доллара за баррель (рост на 12 % с апрелем). По данным российского

Российские ВИНКи стали пользоваться услугами мировых трейдеров. Только «ЛУКОЙЛ» сохранил своего трейдера Litasco. До жестких санкций такая схема была удобна. Но сейчас она стала проблемой

Минфина, средняя цена нефти марки Urals с 15 мая по 14 июня составила 87,49 доллара за баррель, что почти на 20 % больше, чем месяцем ранее (73,24 долл.). Минфин берет цены по котировкам Argus, однако это агентство полной информацией об отгрузках не обладает. Цифры Bloomberg ближе к реальности.

Главное – обеспечить перенаправление нефти на новые рынки. Bloomberg фиксирует высокий уровень морских отгрузок из России, в том числе активные поставки в Азию. По итогам мая 2022 года Россия уже вышла на второе место среди стран – поставщиков нефти в Индию, оттеснив на третье место Саудовскую Аравию (на первом месте пока остается Ирак). На российские сорта пришлось около 16,5 % всего индийского импорта в мае. Уже летом на российскую нефть может прийти уже 25 % потребностей Индии. Эффективность российской стратегии по перенаправлению нефтяного экспорта подтверждает с долей сожаления и Bloomberg, констатирующий (со ссылкой на Kpler), что в апреле 2022 года большая часть российской нефти шла уже в Азию, а не в Европу². Растут и наши поставки

² Sharon Cho More Russian Oil Than Ever Before Is Heading for China and India // URL: <https://www.bloomberg.com/news/>

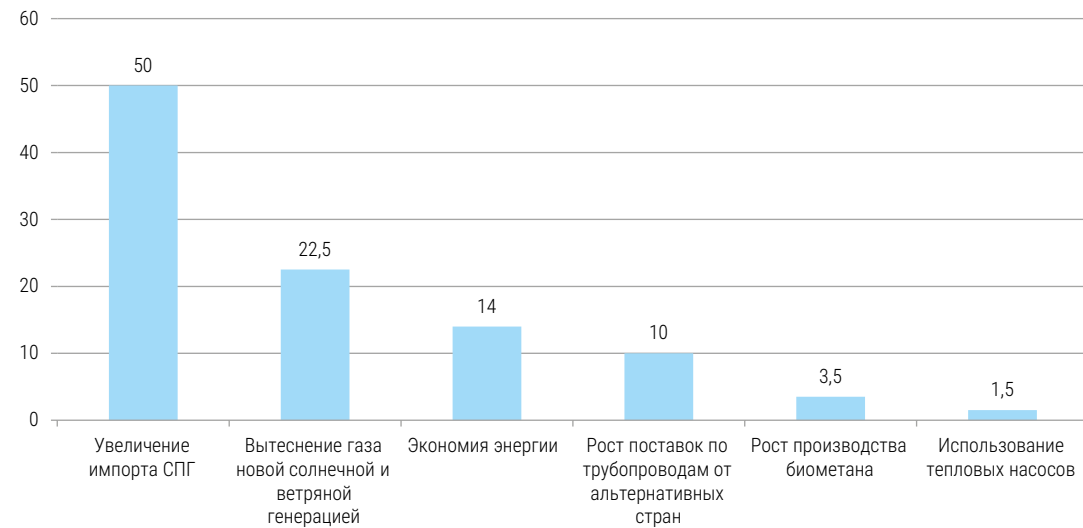


Рис. 4. Целевые показатели по замене поставок российского газа в ЕС в 2022 г. (в млрд кубометров)

Источник:
Европейская комиссия

в Китай, давно уже ставший для нас значимым рынком. Кроме открытия рынка Индии возможно увеличить экспорт и в другие государства АТР.

Газовый «фронт»

Ситуация в газовых отношениях с Европой не менее интригующая. Если на рынке нефти у ЕС все же есть реальные перспективы найти серьезные объемы альтернативной нефти, то в газе такой возможности нет точно. Это, кстати, признают и сами европейцы. В свежем докладе Еврокомиссии REPowerEU доля России в европейском импорте газа оценивается в 45 % (оценка итогов 2021 года). Такой объем в короткие сроки заменить совершенно нереально.

Россия вышла на 2-е место по поставкам нефти в Индию, уступая только Ираку. Доля российской нефти на рынке страны в мае достигла 16,5%. Летом она может вырасти до 25% потребностей Индии

articles/2022-05-26/russia-has-record-oil-volumes-at-sea-as-cargoes-shift-to-asia

ФНЭБ оценивает физический объем поставок в Европу без учета реверса на Украину (который, впрочем, упал до минимальных отметок) в 146,5 млрд кубометров. Это гигантский объем.

Европейская комиссия еще 8 марта представила план отказа от российского газа. Она уверяет, что сумеет уже в 2022 г. найти замену 101,5 млрд кубометров газа. Эти цифры откровенно притянуты за уши. Но все равно даже этого объема не хватит, чтобы убрать российский газ с рынка без ощутимых последствий.

Нового СПГ в 2022 году появится недостаточно, и ЕС придется находиться в постоянной ситуации «ценового аукциона» с Китаем и другими потребителями. Неясно, что делать, если Азия не захочет «проигрывать ценовую дуэль» и допускать тотальный уход «бездомного СПГ» именно в Европу.

Кроме того, даже гипотетический приток больших новых объемов СПГ не всегда решает вопрос из-за все еще недостаточной связанности мощностей по приему СПГ и потребителей, зачастую находящихся вдали от побережья. Да, за счет строительства новой трубопроводной инфраструктуры и интерконнекторов в Европе этот вопрос постепенно решается. Но опять же на это требуется время.

Еще 22,5 млрд кубометров газа ЕС хочет убрать за счет развития возобновляемой энергетики (только за счет установки солнечных батарей на крышах планируется

сократить потребление газа на 2,5 млрд кубометров). Резкий крен в сторону ВИЭ и так уже создал серьезные проблемы осенью прошлого года. Погодные риски могут привести к тому, что даже построенная энергетическая инфраструктура не будет способна полностью выдать установленную мощность в сеть. Если учесть необходимость расширения сетевого хозяйства, плановые цифры по ВИЭ являются откровенно фантазийными.

В мае был презентован очередной план борьбы с российским газом и в целом с российскими энергоносителями – обновленная версия REPowerEU³. Показательно, что он рассчитан уже на период до 2027 года. Это более честная оценка. Обойдется он ЕС дополнительно в 210 млрд евро. Ничего фундаментально нового в этом плане нет, как нет и реалистических шагов, рассчитанных на обозримую перспективу, вроде радикального сокращения и закрытия промышленных потребителей. Зато дополнительно усилена ставка на ВИЭ, на ускоренный энергопереход – по сути, только

³ REPowerEU: affordable, secure and sustainable energy for Europe
// URL: https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal/repowereu-affordable-secure-and-sustainable-energy-europe_en

Танкер

Источник: Nightman1965 / depositphotos.com



Даже гипотетический приток в ЕС больших объемов СПГ не всегда решает вопрос из-за отсутствия связующей инфраструктуры между регазификационными терминалами и потребителями внутри континента

этот пункт и можно условно засчитать за «новацию» в планах ЕК. На развитие ВИЭ Еврокомиссия предлагает направить 86 млрд евро, 27 млрд – на водородную инфраструктуру (причем ЕС по-прежнему признает только «зеленый» водород, говоря о намерении производить 10 млн тонн в год именно «зеленого» водорода к 2030 году и еще столько же импортировать), 56 млрд – на энергосбережение, 27 млрд – на модернизацию электрических сетей. А вот на новые газовые проекты выделяется куда меньше средств: всего 10 млрд евро, включая и расширение потребления СПГ.

Интересно, что в новой версии среди конкретных решений по росту закупок СПГ указаны только рост поставок сжиженного газа из США, Канады и Норвегии, а также необходимость достижения политических соглашений с Египтом для создания возможности по сжижению в этой стране газа из Израиля. Таким образом, именно США рассматриваются как ключевая альтернатива.

Да, сейчас США декларируют запуск третьего инвестиционного цикла по строительству СПГ-заводов. А Катар уже отбирает партнеров для своих новых проектов. Однако в любом случае – это не быстрые решения. Еще несколько лет ЕС точно не может обходиться без российских поставок.

Однако и у России нет возможности оперативно пристроить 145 млрд кубометров газа. Для нас это не так витально, как для Европы – мы лишаемся лишь притока валюты в страну. Но в период экономических войн этот аргумент мы не можем не принимать в расчет. За первые четыре месяца 2022 года наш бюджет получил только от газовой экспортной пошлины и НДС на газ 1,012 трлн рублей. Лишиться части доходов проще, чем не иметь тепла в домах или энергии для промышленности. Но все же весьма болезненно.

За первые 4 месяца 2022 г. наш бюджет получил от газовой экспортной пошлины и НДС 1,012 трлн руб. Лишиться части этих доходов проще, чем не иметь тепла в домах, но все же весьма болезненно

Можно увеличить потребление на внутреннем рынке, но полноценной заменой экспорту это не станет. Так, по расчетам главы «Газпрома» А. Миллера, представленным на ПМЭФ в июне 2022 года, газификация может дать дополнительно 20 млрд кубометров потребления, а развитие спроса на газомоторное топливо – еще 10 млрд кубов⁴. Но это всего 30 млрд кубометров, да и то к 2030 году. Не говоря уже о том, что экспорт в ЕС имеет совершенно иную доход-

⁴ Выступление Алексея Миллера на панельной сессии «Мировой рынок нефти и газа сегодня и завтра» Петербургского международного экономического форума – 2022 // URL: <https://www.gazprom.ru/press/news/miller-journal/2022/185333/>

СПГ-завод Cameron. Луизиана, США

Источник: hartenergy.com

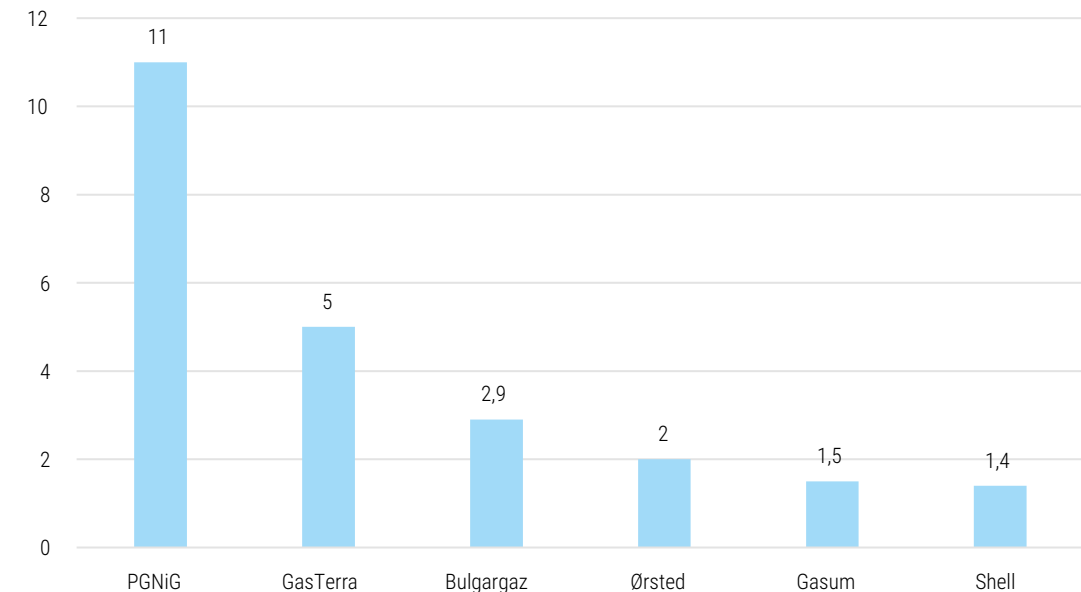


Рис. 5. Объем годовых контрактных обязательств «Газпрома» перед отказавшимися переходить на оплату в рублях компаниями

Источники: «Газпром», расчеты ФНЭБ

ность, а газификация будет сокращать потребление нефти в стране (а ведь экспорт нефти также оказался под жестким давлением).

Производство СПГ оказалось под технологическими санкциями, и быстрого строительства терминалов у нас точно не будет. Оперативная экспортная альтернатива остается одна – Китай. Но переговоры пока идут не так быстро, по крайней мере, публично об успехах реляций нет. Это означает, что европейский рынок нам все же нужно держать в уме.

Тем более что экономическая логика показывает: что бы ни говорили европейцы, без разрушения основ своей экономики и энергетики, без радикального снижения уровня комфорта отказаться от российского газа «здесь и сейчас» они не могут. Не удивительно, что из 54 клиентов

«Газпром экспорта» только 6 отказались переходить на рубли. Хотя это в том числе был тест (увы, не последний) на готовность продолжать газовые отношения с Москвой. Максимальные годовые контрактные обязательства «Газпрома» перед отказавшимися платить в рублях компаниями составляют, по нашим оценкам, около 24 млрд кубометров, или порядка 16 % от прошлогоднего экспорта «Газпрома» в Европу.

Так что возникает два ключевых вопроса: каков будет формат оперативного сосуществования и есть ли шанс на сохранение газовой кооперации хоть в какой-то форме в среднесрочной перспективе.

В прошлом применительно к выбору оптимальной стратегии Москвы на европейском газовом рынке соревновались два подхода, причем сформировались они еще задолго до начала спецоперации на Украине и новой стадии «санкционной войны». Первый предполагал, что объективная заинтересованность России и Европы друг в друге в газовой сфере позволит в итоге преодолеть все текущие проблемы, связанные с политической конъюнктурой. Следовательно, главной задачей виделось сохранение образа «Газпрома» как надежного поставщика, который борется за рынок и даже может в случае необходимости идти клиентам на существенные уступки. Логика данного подхода предполагала необходимость «разведения» США и Европы и убеждения европейцев в том, что

Без радикального снижения уровня комфорта отказаться от российского газа европейцы не могут. Не удивительно, что из 54 клиентов «Газпром экспорта» только 6 отказались переходить на рубли

Единственным для ЕС способом пережить жесткий одномоментный отказ от российского газа, если он гипотетически произойдет, является введение принудительного нормирования потребления газа

их политический альянс с американцами не должен приводить к разрыву сложившихся масштабных российско-европейских энергетических связей.

Второй подход проистекает от восприятия российско-европейского газового сотрудничества как неизбежно конечного уже в недалекой исторической перспективе. Причины для гипотетического прекращения газового экспорта в Европу виделось много: давление США, сформировавшее в том числе курс на диверсификацию поставщиков любой ценой, общий неустрашимый негативизм европейского взгляда на Россию, европейский курс на декарбонизацию. Сторонники данного подхода видят в «санкционной войне» 2022 года подтверждение своей старой точки зрения. Соответственно, в рамках данной логики нет смысла постоянно бороться за то, чтобы «казаться и быть хорошими парнями», нет смысла жестко бороться за европейский рынок, по крайней мере, путем уступок в пользу покупателей. Напротив, надо использовать европейскую зависимость от российского газа именно сейчас – пока еще эта зависимость не исчезла.

Вплоть до самого последнего момента оба подхода сосуществовали. Яркий пример: перевод торговли газом на схему с использованием рублевых счетов в «Газпромбанке» был произведен весной 2022 года в очень мягкой для потребителей форме. Они по-прежнему могли платить в евро, просто еще и соглашаясь на конвертацию в рубли как часть конечной финансовой транзакции, после которой сделка считается выполненной. Работу по конвертации берет на себя «Газпромбанк», то есть российская сторона. И Россия вовсе не требовала никаких публичных признаний от европейских компаний относительно того,

что они перешли на новую схему платежей, не было ничего, что можно было бы представить как «унижение партнера». Да, Россия сумела снизить риски блокировки получаемой за газ валюты. Плюс Россия сумела продемонстрировать отсутствие последовательности и единства в действиях европейских политиков (ЕК то запрещала, то разрешала новую схему торговли, и ряд стран и компаний в итоге оказались в разных лагерях – «кому можно и кому нельзя платить по новой схеме»). Но все это произошло в довольно мягкой форме.

Европейский союз в последнее время жил в логике, при которой он может принимать любые жесткие решения в отношении «Газпрома», но при этом был уверен, что «Газпром» ради сохранения доли на рынке будет идти на компромисс. Однако, когда открыто декларируется отказ от российского газа как одна из приоритетных задач ЕС, ситуация изменилась. Тогда «Газпром» начал доводить до логического конца те решения, которые стали принимать европейцы. Польша наложила арест на долю «Газпрома» в компании EuRoPol GAZ – Правительство РФ запретило «Газпрому» прокачивать газ через польский участок газопровода «Ямал – Европа», который принадлежит этой компании. Германия ввела временное внешнее управление компанией Gazprom Germania – «Газпром» не без оснований расценил это как национализацию (Правительство Германии 14 июня приняло

Штаб-квартира EuRoPol GAZ

Источник: euobserver.com



Газопровод «Ямал – Европа»

Источник: belmarket.by

решение продлить срок доверительного управления газовой компанией Gazprom Germania GmbH на период и после сентября 2022 года и переименовать ее в Securing Energy for Europe GmbH) и прекратил поставки газа ее «дочкам». А ведь на торговую группу Wingas/WIEH/WIEE приходится около половины поставок «Газпрома» в Германию. Кроме того, сюда можно отнести и ответ на перекрытие Украиной транзита через Луганскую область – «Газпром» тут же отверг возможность переноса этих объемов на другую магистраль в Сумской области, объяснив это как техническими аспектами, так и деталями существующего контракта.

Наконец, компания Siemens отправила газотурбинный двигатель на капитальный ремонт на свой завод в Канаде. При этом Канада – пока единственная страна, которая ввела санкции против «Газпрома», притом что российская компания никогда не вела никакой коммерческой деятельности в Канаде. Более того, Канада ввела санкции на поставки в Россию товаров двойного назначения, куда попали и турбины. В итоге Канада отказалась давать разрешение на возвращение двигателя в Россию. Тогда «Газпром» вывел из действия и второй двигатель, мотивировав это решением Ростехнадзора и техническим состоянием двигателя. Турбины по правилам эксплуатации нужно направлять на ремонт. Siemens имеет контракт на обслуживание

турбин, и немецкая фирма его не исполняет. Заменить продукцию Siemens на иные турбины невозможно, ведь весь инжиниринг СП-1 был заточен именно под конкретное немецкое оборудование.

Германия могла бы договориться с Канадой, но предпочла обвинять Россию чуть ли не в нападении на Германию. А вице-канцлер и министр экономики и климата Хабек в итоге вообще заявил, что сокращение поставок российского газа в Германию говорит об эффективности наложенных на нее санкций. Объем прокачки по «Северному потоку-1» был снижен до 67 млн кубометров в сутки при плановой загрузке 167 млн кубометров.

Алексей Миллер на ПМЭФ 2022 заявил, что «не видит быстрого решения проблем с «Северным потоком-1», но тут же напомнил о вообще-то сохраняющейся с технической точки зрения возможности запуска «Северного потока-2». В ответ на это пошли слухи о намерении Германии национализировать немецкий участок трубы, пригнать плавучий СПГ-терминал и сделать врезку в трубу. Это означает, что Европа пока повышает градус противостояния. Но это можно делать в «низкий» летний сезон – зимой же занимать такую агрессивную позицию европейцам будет сложнее.

По состоянию на предстоящую зиму преимущественные позиции в газовом противостоянии в Европе скорее сохраняются у России, поскольку за несколько месяцев найти полноценную альтернативу российскому газу невозможно. Единственным способом пережить жесткий одномоментный отказ от российского газа, если он гипотетически произойдет, является введение принудительного нормирования потребления газа и электроэнергии сначала в промышленном, а затем и в бы-

Действия «Газпрома» – это призыв к европейцам осознать последствия жизни без российского газа и, пока не поздно, задуматься, стоит ли полностью демонтировать торговлю энергоресурсами с РФ

товом сегментах. Дополнительно ситуация может быть усугублена стечением обстоятельств конкретного года (возможные аварии на СПГ-заводах, погодные факторы, включая сценарий «холодного черного штиля», когда стоит холодная безветренная и облачная погода, снижающая выработку ВИЭ).

Однако главный вопрос в том, чего Россия добьется в итоге своей жесткой позицией. Поэтому при всей драматичности ситуации с ближайшим отопительным

но ли он намерен пойти на полный разрыв экономической кооперации с Россией. Показательна в этом плане речь Путина на ПМЭФ. Он обрушился на Соединенные Штаты, «объявившие себя посланниками Господа на земле, у которых нет никаких обязательств, а есть только интересы»⁵. Но про Европу он говорил по-другому. Он показывал печальные последствия санкций для европейских экономик и даже сказал, что некоторые европейские политики боятся, что санкции могут коснуться



Нефтепровод «Дружба»

Источник: druzhba.transneft.ru

сезоном на самом деле она имеет и более глубокое измерение. Возникает интрига относительно судьбы российского газа в Европе в среднесрочной перспективе, когда зависимость от поставок из РФ будет уже не столь очевидной, как в настоящее время. В ЕС могут воспринять действия «Газпрома» как оперативный шантаж и стремление выбить политические уступки России. Однако ситуация более масштабна. «Газпром» на самом деле поднимает важную тему: намерена ли Европа и дальше сохранять газовое сотрудничество с Россией? А в реальности это можно распространить на все наши торговые отношения с ЕС. Москва именно сейчас задает Брюсселю вопрос, действительно

европейских компаний и даже членов ЕС. Все это выглядит как прямой призыв к ЕС задуматься о возможной утере своего политического и экономического суверенитета. И о тех выгодах, которые несет экономическое взаимодействие с Россией.

«Газпром» дает Европе, возможно, последний шанс все же сохранить текущий уровень газовых отношений. Ведь Россия более 50 лет продает газ в Западную Европу. И это всегда было важным конкурентным преимуществом европейской экономики – возможность получать газ в нужных объемах по относительно ком-

⁵ Выступление Президента РФ Владимира Путина на пленарной сессии Петербургского международного экономического форума – 2022 // URL: <http://www.kremlin.ru/events/president/news/68669>

фортным ценам. Российские цены пошли вверх после реформирования европейского рынка газа, когда Еврокомиссия заставила привязать стоимость газа к хабовым ценам.

Действия «Газпрома» – это призыв к европейцам осознать последствия жизни без российского газа и, пока не поздно, задуматься о том, стоит ли полностью демонтировать торговлю энергоресурсами с РФ. На первый взгляд точка невозврата уже пройдена, и все решения Европа на этот счет уже приняла. Но все же в ЕС есть компании и политики, понимающие, насколько проблемным будет замещение России как поставщика. Понятно, что ЕС может попробовать пойти на такой эксперимент, но вопрос его реальной цены также будет возникать.

По мере затягивания военной части украинского кризиса голоса сторонников сохранения газовой кооперации слабеют, а сторонники постепенного или даже ускоренного разрыва газового сотрудничества берут верх. Понятно, что и в Европе, и в России активно думают о резком ускорении диверсификации поставок. Но готовы ли обе стороны уже через несколько лет полностью прекратить кооперацию в энергетической сфере?

Тут очень многое будет зависеть от самостоятельности Западной Европы в принятии решений. Все 50 лет газовой кооперации с Россией США пытались не допустить ее усиления и свести ее на нет⁶. В этом были и политические, и экономические интересы. США стремятся сохранить политическое доминирование над ЕС, а энергетическая самостоятельность Европы мешает этому. Кроме того, США хотят сами зарабатывать на поставках энергоносителей в ЕС – 50 лет назад советский газ вытеснял с европейского рынка американский уголь, теперь США хотят заменить российский трубопроводный газ своим СПГ. Сделать это рыночным способом не получается – поэтому приходится прибегать к политическим инструментам.

Долгие годы США убеждают европейцев взять курс на диверсификацию поставок и на развитие спотового рынка, и ЕС послушно следует этим курсом. Однако за счет провала в собственной добыче Европа все равно сохраняла зависимость

⁶ Подробно о роли США в сознательном затруднении газовой кооперации Европы и СССР, а потом и России, см. книгу Гривач А., Симонов К. «Великая газовая игра». М., 2019 г.

от российского газа на традиционно высоком уровне. Поэтому США пытаются трактовать нынешнюю политическую ситуацию как «момент истины» и не оставить пространства для маневра европейцам. Вашингтон заостряет дилемму до предела: европейцам предлагается не думать о собственном энергетическом и экономическом благополучии в ситуации, когда якобы брошен вызов их политическим ценностям. Сопротивляться подобной постановке вопроса мало кто может среди современных европейских лидеров. Пока есть лишь некоторые исключения вроде лидеров Венгрии и Сербии.

При этом жесткую борьбу ЕС с россий-



Газопровод «Балканский поток» – продолжение «Турецкого потока», проходящий из Турции, в Болгарию, Сербию и Венгрию

Источник: transkarpatia.net

скими энергоносителями нельзя объяснить только сильным политическим принуждением со стороны США, а также Великобритании, покинувшей Евросоюз, но «оставившей» ему свою модель газового рынка, а теперь призывающей к наиболее радикальным действиям в отношении РФ. Часть европейских элит видит в борьбе с российским газом (а также углем и нефтью) возможность окончательно сделать выбор в пользу возобновляемой энергетики. В их понимании борьба с российскими поставками органично вписывается в общий курс на отказ от углеводородов вообще. Они ориентированы на декарбонизацию как на стратегический приоритет. И они также пытаются воспользоваться ситу-

ЕС долго жил в логике, при которой он мог принимать любые жесткие решения в отношении «Газпрома», и был уверен, что «Газпром» ради сохранения доли на рынке будет идти на компромисс

ацией. Резкий рост цен на углеводороды делает их менее конкурентоспособными. Европейцы уже забыли, что цены на газ стали расти еще осенью прошлого года, в том числе в результате провала ускоренного энергоперехода и спотовой модели газового рынка. Теперь они винят во всем Москву – но при этом лоббируют не просто замещение российских углеводородов, а именно постепенный отказ от всех ископаемых энергоносителей (российские просто стоят теперь на первом месте).

Европа становится заложницей курса на ускоренный энергопереход. Деклари-

руя в перспективе отказ от потребления углеводородов в пользу возобновляемой энергии, ЕС стимулировал сокращение инвестиций в новые проекты газодобычи и строительства СПГ-терминалов. Теперь срочно понадобится любой «нероссийский газ» – но на его производство в нужных объемах потребуются несколько лет. Да и потенциальным поставщикам нужны гарантии длительности отношений. Естественно, что свои риски они постараются заложить в цену.

Так что вопрос о среднесрочной перспективе остается открытым. Понятно, что России нужно задуматься о росте внутреннего потребления (это не только газификация и газомоторка, но и удобрения, и химия), резко ускорить переговоры с Китаем, начинать стройку «Силы Сибири-2» и газопровода с полуострова Ямал в Китай. Однако я бы не стал окончательно ставить крест на продажах газа в Европу. Определенный шанс на отрезвление Европы все же есть. Момент истины скоро настанет – США будут толкать ЕС на новые жесткие действия, цель которых – спровоцировать РФ на полное прекращение поставок в ЕС. Тогда уже полный разрыв отношений будет точно неминуем.

Нефтяной терминал на Мальте

Источник: skyscrapercity.com



Ветряные турбины, Франция

Источник: altitudedrone / depositphotos.com

Конструирование энергетического будущего

Самое важное, что нам предстоит сделать – это понять, что ухудшение ситуации на нефтяном и газовом «фронте» будет отражать прежде всего проигрыш на стратегическом, интеллектуальном уровне. К сожалению, у нас отсутствует свое собственное единое и внятное видение будущего мировой энергетики, за которое мы бы боролись. Мы все время пытаемся встроиться в чужое видение грядущего. Вспомните, что уже более десяти лет внутри страны звучат мантры о том, что нефть и газ как товары лишены будущего, что в энергетике всего мира скоро будут доминировать только ВИЭ. Мы сами объявили нефтегазовый комплекс чуть ли не проклятием. И даже люди, не столь радикально относящиеся к отрасли, стали писать о том, что отрасль уже не способна стать флагманом экономического развития государства⁷.

Мы просто взяли чужую прогнозную картинку, в реальности сформированную импортерами. При этом у части нашей управленческой элиты есть удивительное ощущение, что будущее задано как объективная реальность. И с ним просто надо смириться-

ся. На самом деле это совершенно не так. Будущее создается, и каким вы будете его конструировать – таким оно и будет. Нет никакого детерминированного будущего. В современном мире если ваша картина будущего совпадает потом с реальностью, это означает не столько вашу способность увидеть его, сколько то, что вы оказались его лучшим конструктором, сумевшим навязать остальным именно ваши представления, которые и легли в основу чужих действий. И если вы своими руками будете уничтожать свой нефтегазовый комплекс под влиянием прогнозов, в которые вас убедили поверить, то это вовсе не неизбежный ход энергетической истории, а ваши собственные ошибки.

Производство СПГ оказалось под технологическими санкциями, и быстрого строительства терминалов у нас точно не будет. Оперативная экспортная альтернатива остается одна – Китай

⁷ См., например, А. Аганбегян «Останется ли ТЭК драйвером экономики России?» // Энергетическая политика. № 2, 2022.

Поэтому именно сейчас мы наконец должны сформировать выгодную нам свою картину будущего, интеллектуально защищать и продвигать ее. Для чего нам прежде всего стоит признать, что в энергетике без углеводородов места нам просто нет. Совершенно не ясно, зачем нам упрямо развивать ВИЭ вместо традиционных углеводородов, если у нас нет никаких шансов экспортировать произведенную энергию хотя бы в сколько-нибудь сопоставимых объемах с нефтью, газом и углем. Здесь у нас нет и не будет никаких конкурентных преимуществ. У России нет уникальных технологий производства ВИЭ (и все западные производители ВИЭ уже ушли из страны). Но даже если бы они и были, все убивает тот факт, что транспортировка электроэнергии в 6–8 раз дороже, чем природного газа. Мы бы никогда не смогли бы продавать «зеленое» электричество в Европу или Китай в серьезных объемах. Да и внутри РФ ВИЭ в массовом варианте не нужны. Мы просто заменим дешевый источник энергии на более дорогой.

Предложение бороться за статус климатически ответственной страны у меня лично вызывает недоумение. Хотя бы потому, что никакой честной оценки климатического эффекта не будет. Свежий пример – доклад Rocky Mountain Institute, где говорится, что американский СПГ гораздо лучше по климатическим свойствам российского трубопроводного газа из-за его метановых утечек⁸.

Я еще задолго до 2022 г. предлагал приостановить наше членство в Парижском соглашении до момента снятия санкций с России. Теперь это выглядит еще более логичным. Пугать введением механизма

США декларируют запуск третьего инвестиционного цикла по строительству СПГ-заводов. А Катар уже отбирает партнеров для своих новых проектов. Однако в любом случае – это не быстрые решения

⁸ Know Your Oil and Gas. Report of Rocky Mountain Institute, June, 2022 // URL: <https://rmi.org/insight/kyog/>



НПЗ в Китае

Источник: theglobeandmail.com

СВАМ Европой теперь не имеет смысла, не говоря о демонстрируемом ЕС откровенном цинизме в вопросах климата. Об этом говорит активное замещение газа углем, который еще недавно Брюссель предлагал подвергнуть остракизму. Что же касается риска использования механизма СВАМ Китаем, то здесь в реальности все зависит вовсе не от внедрения климатически нейтральных технологий, а от политических моментов. Только политика определит, как будут считаться выбросы.

Сейчас самое время отказаться от «зеленого мессианства», признать, что наша главная задача – выступить с позиций энергетического консерватизма, обеспечить производство нефти и газа и бороться за их место на мировых рынках. Это позволит сохранить экспортные доходы государства, а также обеспечить внутренний рынок и население дешевыми энергоносителями и теплом.

Мир вполне может поделиться на две части: «зеленых доктринеров» и «энергетических консерваторов». Если еще 10 лет назад основной разлом шел по линии «экспортеры – импортеры углеводородов», то теперь все меняется. Будут бороться две альтернативные картины будущего. ЕС пытается затянуть человечество в агрессивное финансирование «зеленых» проектов. Чувствуя растущую зависимость от импорта углеводородов, Брюссель решил развивать тот вид энергетики, который доступен для производства внутри Европы. А для снижения издержек была придумана и вторая задача – распространить этот тип энергетики на остальные регионы.

ЕС должен был получить доминирование в технологиях производства ВИЭ, а затем и «зеленого» водорода, которые следует продавать другим государствам. Принуждение к этим технологиям предполагалось вести через систему торговли углеродом. Отказ от развития ВИЭ грозил отлучением от товарного рынка ЕС (а при правлении демократической партии – и от рынка США). При этом ЕС и инвестиционные фонды США с удовольствием предоставляли «зеленое финансирование» – это решало проблему дефицита интересных предложений для инвестиций, что уже привело на Западе к отрицательной доходности по вкладам. Таким образом, «зеленый» проект мог решить огромное количество финансовых и энергетических проблем Запада. Не удивительно, что проект стали продвигать всеми способами, включая и политические. Главный же прием – навязывание картины будущего. «Нефть скоро будет никому не нужна, уголь и газ тоже». У нас тоже нашлись лоббисты этого подхода.

Но теперь мы видим испуг у целого ряда других стран от такого будущего. Да, одна часть мира будет продолжать настаивать на ускоренном и радикальном энергетическом переходе, обвиняя вторую в нанесении общему климату серьезного ущерба. Вторая будет указывать на накопленные климатические эффекты, прежде всего за счет промышленности США и ЕС. Так сформируются два стратегически разных похода: ставка на энергопереход

и на борьбу с энергетической бедностью. Мы должны поддержать второй и сформулировать обоснования его правоты. Наша задача – реабилитировать углеводороды в глазах наших основных потребителей. Вмести с Индией, Китаем, другими странами Азии мы должны создать свою картину энергетического будущего, где есть внятное место углеводородам как базовым источникам дешевой энергии. Это должно стать конкурентным преимуществом государств данного лагеря. Для этого нужны внятные энергетические ежегодники и прогнозы с солидными расчетами. Лагерь «энергетических консерваторов» должен иметь внятную интеллектуальную базу.

Кстати, никого, видимо, не удивляет, что западный бизнес массово уходит из России, а вот консалтинговый остается, называя себя теперь отечественным, никак не связанным с бывшими франшизами. Государство относится к этому совершенно спокойно.

Если мы справимся с текущими вызовами в сфере нефтегаза, то только тогда научимся жить не чужим будущим, а формировать его самостоятельно, продвигая выгодную именно нам картину. Внутри страны именно сейчас стоит совершенно по-иному оценить роль нефтегазового сектора в развитии национальной экономики. Он может создать новый платежеспособный спрос не только на продукцию машиностроения и металлургии, но, как мы видим, и на услуги страховщиков, банкиров, финансистов, а также IT-сектора.

Заправочная станция Bharat Petroleum и Indian Oil Corp, Индия

Источник: indiancooperative.com



Валерий СЕЛЕЗНЁВ
Первый заместитель председателя Комитета
Государственной думы по энергетике
e-mail: anna.gorshik@yandex.ru

Максим ГУБАНОВ
Руководитель направления по энергетике
и ЖКХ Корпорации развития Дальнего Востока
и Арктики, к. т. н.
e-mail: anna.gorshik@yandex.ru

Василий ПОТЕМКИН
ESG-эксперт, заместитель директора департамента
отраслевой экспертизы Корпорации развития
Дальнего Востока и Арктики
e-mail: anna.gorshik@yandex.ru

Valery SELEZNEV
First Deputy Chairman of the State Duma
Committee on Energy
e-mail: anna.gorshik@yandex.ru

Maxim GUBANOV
Ph.D., head of energy and housing and communal
services of the Corporation for the Development
of the Far East and the Arctic
e-mail: anna.gorshik@yandex.ru

Vasily POTEKIN
ESG expert, Deputy Director of the Industry
Expertise Department of the Corporation
for the Development of the Far East and the Arctic
e-mail: anna.gorshik@yandex.ru

Ранняя осень в Арктике

Источник: I.Chupin / depositphotos.com



Аннотация. Одной из стратегических задач России является развитие распределённой генерации в удалённых и изолированных районах. Реализация указанного направления предусматривает модернизацию неэффективной дизельной (мазутной, угольной) генерации на основе внедрения современных энергетических технологий, включая ВИЭ. Инвесторы готовы активно участвовать в таких проектах при условии наличия эффективного механизма государственной поддержки, который уже длительное время обсуждается в органах власти. Сложность разработки и реализации этого механизма состоит в сложившейся системе привлечения инвестиций в электроэнергетику, к которой традиционно относят объекты локального электроснабжения. Именно этим институциональным особенностям привлечения инвестиций в отрасль на территории выделенного макрорегиона, вытекающей из них проблематике взаимодействия государства и бизнеса и возможному пути решения насущной государственной задачи посвящена настоящая статья.
Ключевые слова: Дальний Восток, Арктика, инвестиции, электроэнергетика, ЖКХ, удалённые и изолированные районы, распределённая генерация, государственная поддержка, ESG.

Abstract. One of the strategic tasks of Russia is the development of distributed generation in remote and isolated areas. The implementation of this direction provides for the modernization of inefficient diesel (oil, coal) generation based on the introduction of modern energy technologies, including renewable energy sources. Investors are ready to actively participate in such projects, provided that there is an effective mechanism of state support, which has been discussed in the authorities for a long time. The complexity of developing and implementing this mechanism lies in the current system of attracting investments in the electric power industry, which traditionally includes local power supply facilities. This article is devoted to these institutional features of attracting investments in the industry in the territory of the selected macro-region, the problems of interaction between the state and business arising from them and a possible way to solve the urgent state task.
Keywords: Far East, Arctic, investments, electric power industry, housing and communal services, remote and isolated areas, distributed generation, government support, ESG.

“
Отдельным направлением является привлечение частных инвестиций в электросетевые объекты в городах на основе концессионного соглашения

Социально-экономическое развитие Дальнего Востока и Арктики является национальным приоритетом России в течение всего XXI века. Хозяйственное освоение этой территории, создание новых

производств, развитие инфраструктуры и укрепление внешнеэкономических связей со странами Азиатско-Тихоокеанского региона должны обеспечить увеличение доли вклада макрорегиона в ВВП с текущих 15 до 20 % к 2030 году. Обеспечение такого стремительного роста требует привлечения масштабных инвестиций в основной капитал во всех отраслях экономики.
В системе рыночных отношений реализация поставленной задачи невозможна без участия частного бизнеса и обеспечения со стороны государства условий для его динамичного развития. Именно это явилось ключевой целью создания в 2015 году системы институтов макрорегионального развития, позднее объединенных на базе Корпорации развития Дальнего Востока и Арктики. В задачи единого института развития входит генерация инвестиционных идей, привлечение частных инвесторов, оказание мер государственной поддержки



Маяк-памятник Семену Дежневу, Арктика
Источник: bosun5555 / depositphotos.com

и сопровождение реализации инвестиционных проектов в режиме единого окна.

В качестве основных мер государственной поддержки в соответствии с лучшими мировыми практиками были определены преференциальные налоговые режимы, обеспечение резидентов внешней инфраструктурой и предоставление льготного финансирования для реализации отдельных инвестиционных проектов.

Работа по привлечению частных инвестиций в макрорегион была распределена по отраслевому принципу, где каждая отрасль должна обеспечить количественно закреплённый вклад в экономику. Среди отраслей были выделены нефтегазовый комплекс, горнорудная отрасль, строитель-

ство, промышленность, логистика, туризм, сельское хозяйство, лесопереработка, рыба и аквакультура, а также электроэнергетика, жилищно-коммунальное хозяйство и обращение с твердыми коммунальными отходами. При этом развитие отдельно взятой отрасли неразрывно связано с притоком в неё технологических и финансовых инвестиций.

Каждая отрасль имеет свои характерные особенности ведения бизнеса и отраслевые механизмы государственной поддержки, которые реализуют профильные министерства и институты развития. Их использование в совокупности с макрорегиональными мерами поддержки обеспечивают активизацию инвестиционной деятельности на выделенной территории. Так, совокупный объем привлеченных инвестиций по заключенным резидентским соглашениям в период с 2016 по 2021 год достиг 6,1 трлн рублей, при этом доля электроэнергетики, ЖКХ и ТКО составила менее 1 %. Из них подавляющий объем инвестиций задействован в трех проектах: первый по строительству электростанции собственных нужд для Амурского ГПЗ – Свободненской ТЭС в размере 26,5 млрд рублей, второй по реконструкции и модернизации комплекса очистных сооружений в городе Архангельске в размере 11,2 млрд рублей и третий – по строительству мусороперерабатывающего завода в Приморском крае стоимостью 5,9 млрд рублей. Остальные проекты менее 500 млн рублей, что на общем фоне свидетельствует о низкой инвестиционной привлекательности этих отраслей и недостаточности только макрорегиональных мер государственной поддержки.

Соответствующее положение объяснимо принципиальным отличием этих отраслей, так как они являются обеспечивающими и характеризуются государственным регулированием инвестиционной деятельности. Подавляющая часть инвестиций в этих отраслях на территории Дальнего Востока и Арктики осуществляется действующими ресурсоснабжающими организациями, которые ведут монопольный вид деятельности и находятся под управлением федеральных или региональных органов власти, а реализация новых инвестиционных проектов сталкивается с низкой экономической эффективностью и необходимостью прямого государственного участия.

Вместе с тем, огромный ресурсный потенциал и интерес бизнеса к ESG-инвестициям потребовал от макрорегионального института развития поиска инвестиционных возможностей в сферах электроэнергетики, ЖКХ и ТКО и разработки особых механизмов государственной поддержки инвесторов с учётом отраслевой специфики. Для этого на первом этапе был проведен сравнительный анализ действующих отраслевых систем привлечения частных инвестиций и налажено взаимодействие с профильными институтами развития.

Электроэнергетика в любой стране является стратегической отраслью и её функционирование обеспечивает энергетическую безопасность и социально-экономическое развитие государства, поэтому инвестиционная деятельность в отрасли является предметом государственного регулирования. Задача органов власти состоит в нахождении эффективного баланса между государством и бизнесом, который обеспечивает повышение экономической эффективности отрасли.

Для современной Единой энергетической системы России характерно наличие конкурентного и монопольного секторов, где действуют различные механизмы привлечения инвестиций. Конкурентным сектором является генерация, где компании участвуют в рынке электроэнергии и мощности, а их инвестиционная деятельность ограничивается спросом со стороны потребителей. Сложившийся уровень цен на электроэнергию не позволяет реализовывать крупные инвестиционные проекты по строительству и модернизации генерирующих мощностей, поэтому для развития отрасли создают специальные механизмы государственной поддержки. Основным механизмом на оптовом рынке является договор поставки мощности, который предполагает получение инвестором на конкурсной основе гарантированного возврата инвестиций в создание генерирующего объекта за счет повышенных платежей за мощность для крупных потребителей.

Данный механизм показал свою эффективность в период первой программы ДПМ, в рамках которой было введено более 26,5 ГВт новых генерирующих мощностей и привлечено более 1 трлн рублей частных инвестиций, в том числе иностранных [1]. Позднее данный механизм был распространён на поддержку отдельных видов генерации, включая возобновляемые источ-

ники энергии и заводы по сжиганию ТКО, а также на модернизацию действующей тепловой генерации. Он стал ключевым инструментом государственного управления долгосрочным энергетическим балансом и реализации государственной энергетической политики. При этом важно отметить, что действие указанного механизма ограничено территорией ценовых зон оптового рынка электроэнергии и мощности, где развитие энергетического комплекса обеспечивается покупательной способностью потребителей.

Для развития генерации на розничном рынке электроэнергии и мощности действуют механизмы поддержки инве-



Остров Большевик в архипелаге Северная земля
Источник: rtoperator.ru

сторов за счет установления повышенного тарифа на покупку электроэнергии в целях компенсации потерь в сетях и обязанности его оплачивать у территориальной сетевой организации. Данный механизм является инструментом поддержки инвестиционных проектов на региональном уровне, в первую очередь, связанных с развитием возобновляемой энергетики.

Для электросетевого комплекса, осуществляющего регулируемый вид деятельности, основным механизмом возврата инвестиций является тариф на передачу электрической энергии, в рамках которого формируется инвестиционная программа сетевых компаний. Государственное управление инвестиционной деятельностью



Залив Лиман, Анадырь

Источник: pibig.info

осуществляется путем разработки схем и программ развития электроэнергетики, которые являются основой для дальнейшего согласования инвестиционных программ регулирующими органами. Проекты, не вошедшие в инвестиционную программу, могут быть построены только в рамках платы за технологическое присоединение или путем прямого бюджетного финансирования, которое в электроэнергетике является скорее исключительным случаем.

Принципиально важно, что реализация инвестиционных проектов в электросетевом комплексе не подразумевает появление нового инвестора, речь идет об обеспечении технологического присоединения новых потребителей наиболее рациональным способом со стороны действующих сетевых компаний, крупнейшей из которых является компания с государственным участием ПАО «Россети».

Работа по привлечению частных инвестиций в макрорегион была распределена по отраслевому принципу, где каждая отрасль должна обеспечить количественно закреплённый вклад в экономику

Отдельным направлением является привлечение частных инвестиций в электросетевые объекты в муниципальной собственности на основе концессионного соглашения, но существующие требования к территориальным сетевым организациям, а также низкая рентабельность этого бизнеса позволяют говорить о консолидации активов на базе более крупных сетевых компаний.

Таким образом, основным направлением привлечения частных инвестиций в электроэнергетику является развитие генерирующих мощностей за счет механизмов государственной поддержки на рынке электроэнергии и мощности, а основным институтом развития этой сферы выступает Ассоциация «НП Совет рынка», которая обеспечивает поиск экономического баланса интересов между потребителями и производителями электрической энергии без привлечения бюджетных средств и льготного государственного финансирования.

Отрасль жилищно-коммунального хозяйства, а именно сферы теплоснабжения, водоснабжения и водоотведения, принципиально отличается от электроэнергетики тем, что объекты коммунальной инфраструктуры в различных населённых пунктах не имеют технологической связи друг с другом, характеризуются преобладанием государственной и муниципальной собственности и отпускают ресурсы потребителям по регулируемым тарифам, представляя собой монопольный вид деятельности. Особенности состояния отрасли

и непосредственное влияние на качество жизни населения требуют постоянного внимания со стороны регулирующих органов и активного привлечения частных инвестиций.

Большая часть инвестиционных проектов по модернизации устаревшего коммунального хозяйства в населённых пунктах характеризуется низкой экономической эффективностью и не может быть реализована в рамках тарифных ограничений без механизмов государственной поддержки для субъектов РФ и муниципалитетов, организованной на базе отдельного института развития ГК «Фонд содействия реформированию ЖКХ».

Поддержка предполагает получение капитального гранта или льготного финансирования при условии выполнения со стороны инвестора и публичного партнера нормативных требований, одним из которых является наличие утвержденной схемы тепло-, водоснабжения и водоотведения, где обоснована необходимость реализации проекта и соответствующие тарифные последствия. Основным механизмом привлечения частных инвесторов является концессионное соглашение, при реализации которого происходит замена действующей ресурсоснабжающей орга-

Анадырская ВЭС 2 МВт
на мысе Обсервации Анадырского района

Источник:
russian-arctic.info



Отрасль обращения с ТКО в нашей стране находится в стадии становления и имеет аналогию с электроэнергетикой и ЖКХ, поэтому опыт привлечения частных инвестиций в неё особенно интересен

низации. Помимо этого, фонд оказывает поддержку инвестиционных проектов действующих операторов коммунальной инфраструктуры и развитие централизованного теплоснабжения на базе единых теплоснабжающих организаций по методу альтернативной котельной. Важно отметить, что инвестиционные проекты в сфере электроснабжения и даже когенерации фондом не рассматриваются.

Отрасль обращения с твердыми коммунальными отходами в нашей стране находится в стадии поэтапного становления и имеет аналогию с электроэнергетикой и ЖКХ, поэтому опыт привлечения част-

Инвестиционные проекты, связанные со строительством объектов переработки и утилизации ТКО, характеризуются высокими капитальными затратами и длительными сроками окупаемости

ных инвестиций в неё особенно интересен. В отрасли присутствуют конкурентные и монопольные виды деятельности. К монопольному сектору относится осуществление сбора и транспортировки отходов, которыми занимаются региональные экологические операторы, представляющие собой обратный аналог гарантирующих поставщиков и территориальных сетевых компаний одновременно, а конкурентным сектором является переработка, утилизация и захоронение отходов, где развивается частный бизнес по обратной аналогии с генерирующими компаниями. Важно отметить, что отходы формируются в муниципальных образованиях, но далее транспортируются как внутри региона, так и между субъектами РФ. Также отходы используются для производства тепловой и электрической энергии.

Основой для финансирования отрасли обращения с ТКО является регулируемый тариф. Инвестиционные проекты, связанные со строительством объектов переработки и утилизации ТКО характеризуются высокими капитальными затратами и длительными сроками окупаемости, поэтому для привлечения частного бизнеса в их реализацию необходимы меры государственной поддержки.

В целях стимулирования инвестиционной активности в отрасли в 2019 году был создан отдельный институт развития в виде ППК «Российский экологический оператор». Финансовые меры компании для инвесторов включают участие в уставных капиталах, приобретение облигаций и предоставление льготных займов. Важно отметить, что ключевым условием предоставления государственной поддержки является включение проекта в федеральную и территориальную схе-

мы обращения с отходами, как основные инструменты государственного контроля развития отрасли.

Также стоит отметить оказание исключительной государственной поддержки для строительства пяти пилотных мусоросжигательных заводов в Московской области и Казани за счет специальных надбавок на оптовом рынке электроэнергии и мощности, дальнейшее расширение которой обсуждается в Правительстве РФ.

Таким образом, в отраслях электроэнергетики, ЖКХ и обращения с ТКО на базе профильных институтов развития реализованы системные меры государственной поддержки частных инвестиций, направленные на достижение общестранового эффекта, поэтому задача макрорегионального института развития на втором этапе состояла в определении исключительных территориальных особенностей, учёт которых принесет долгосрочный вклад в развитие самих отраслей и привлечение ESG-инвестиций.

Особенностью электроэнергетики Дальнего Востока и Арктики является разнородная структура. Часть регионов частично или полностью подключены к ЕЭС России. Это регионы ДФО, расположенные вдоль БАМа и Транссиба, включая Республику Бурятия, Забайкальский край, Амурскую область, Еврейскую автономную область, Республику Саха (Якутия), Приморский и Хабаровский края, а также

СЭС «Батагай», Якутия

Источник: photoalbum.rushydro.ru



Ледокол, Земля Франца-Иосифа
Источник: [vladsilver / depositphotos.com](https://depositphotos.com)

Арктической зоны, включая Мурманскую и Архангельскую области, Республику Карелия, Республику Коми и Ямало-Ненецкий автономный округ. Сама ЕЭС России на территории макрорегиона также разнородна. Территории Забайкальского края, Бурятии, Карелии, ЯНАО и Мурманской области входят в ценовые зоны оптового рынка, где действуют рыночные механизмы привлечения инвестиций. Остальные территории ЕЭС России в макрорегионе, а это практически все регионы ДФО, Архангельская область и Республика Коми, относятся к неценовым зонам. В силу недостаточного развития магистральных связей и необходимости поддержания низкого уровня цен для потребителей, здесь осуществляется регулируемое ценообразование и действуют целевые механизмы государственной поддержки строительства новых генерирующих объектов. В частности, для обеспечения своевременной модернизации тепловых электростанций в ДФО на федеральном уровне был разработан специальный механизм по аналогии с ДПМ, который предполагает гарантированный возврат инвестиций за счет ценовых зон оптового рынка электроэнергии и мощности.

В ряде регионов действуют территориальные изолированные энергетические системы, включая Камчатский край, Магаданскую область, Чукотский автономный округ, Сахалинскую область, а также Норильскую

энергосистему в Красноярском крае. Каждая из этих энергосистем представляет собой естественную монополию, необходимую для повышения эффективности управления и оптимизации затрат. Реализация новых инвестиционных проектов энергетики здесь осуществляется в рамках регулируемой инвестиционной программы или связана с прямым бюджетным финансированием. Территориально изолированные энергосистемы ДФО входят в государственный холдинг ПАО «РусГидро», поэтому инвестиционная деятельность в них является предметом особого внимания на федеральном уровне, а отдельные инвестиционные проекты, включая строительство атомных электростанций ГК «Росатом», финансируются из государственных программ Российской Федерации.

Территории, не подключенные к ЕЭС России и к территориально изолированным энергосистемам, а это больше половины площади Дальнего Востока и Арктики, находятся в зоне децентрализованного энергоснабжения. Здесь функционируют локальные источники энергии, в основном угольные, дизельные и мазутные. Одним из крупнейших городов, подключённых к локальной электростанции, является Нарьян-Мар в Ненецком автономном округе. В 16 субъектах Дальнего Востока и Арктики есть населённые пункты, электроснабжение которых осуществляется от локальных генерирующих источников общим количеством более 500 и суммарной мощностью более 800 МВт. Помимо этого, более 200 промышленных предприятий в сфере добычи полезных ископаемых обеспечены локальным энергоснабжением, крупнейшим из которых является электростанция собственных нужд проекта «Ямал СПГ» мощностью 376 МВт. Именно

В ряде регионов Дальнего Востока действуют изолированные энергетические системы, включая Камчатку, Магадан, Чукотку, Сахалин, а также Норильскую энергосистему в Красноярском крае

наличие большого количества объектов локальной генерации и территории в зоне децентрализованного электроснабжения является исключительной особенностью макрорегиона.

Стоит отметить разнообразную структуру управления локальным энергетическим хозяйством, в которой представлены дочерние общества ПАО «РусГидро», региональные энергетические компании, государственные и муниципальные унитарные предприятия, отдельные частные собственники, а также промышленные потребители. Все они представляют собой ресурсоснабжающие организации, осуществляющие монопольный вид деятельности.



На сегодня основные запасы угля и дизеля пополняются в НАО «Северным завозом»

Источник: Пресс-служба администрации НАО

Регулируемый отпуск электроэнергии проводится по ценам на уровне среднероссийских и значительно ниже экономически обоснованных тарифов, что вызывает необходимость субсидирования разницы на региональном уровне, величина которой по субъектам ДФО и Арктики составляет более 15 млрд рублей в год. Часть этих расходов для отдельных регионов ДФО субсидируются за счет специального федерального механизма «Дальневосточная надбавка» путем сбора платежей с потребителей ценовых зон ОРЭМ, а также путем различных межбюджетных трансфертов [2–3].

Важно отметить, что несмотря на осуществление регулируемой деятельности объектами локальной электроэнергетики,

а также финансирование этой деятельности из средств бюджетной системы и путём различных видов перекрестного субсидирования, инструмент государственного контроля инвестиций в эту сферу нормативно не закреплён. Так, разработка схем и программ развития электроэнергетики не обязывает субъекты РФ проводить глубокий анализ функционирования локальных энергосистем, а на уровне муниципального образования аналога схем теплоснабжения законодательством не предусмотрено. Именно это является ключевой проблемой взаимодействия государства и бизнеса при реализации инвестиционных проектов распределённой генерации в удалённых и изолированных районах Дальнего Востока и Арктики. Более того, государственный институт развития этого направления в отрасли фактически отсутствует.

Наличие труднодоступных населённых пунктов оказывает негативное влияние на состояние отрасли ЖКХ. Большие транспортные расходы на северный завоз топлива и его неэффективное использование обуславливают высокий уровень экономически обоснованного тарифа, который субсидируется на региональном уровне. Одним из решений по повышению эффективности использования энергетического ресурса в регионах Крайнего Севера могло бы стать привлечение частных инвестиций в проекты модернизации систем теплоснабжения на основе когенерации, но для реализации таких проектов государственная поддержка в отраслевом институте развития не предусмотрена.

В части обращения с ТКО отличительная особенность Дальнего Востока и Арктики состоит в невозможности транспортировки отходов между удалёнными населёнными пунктами и необходимости наличия современных локальных объектов переработки и захоронения отходов, в том числе связанных с использованием вторичных ресурсов в качестве топлива для производства электрической и тепловой энергии. Отрасль переработки ТКО в нашей стране по аналогии с историческим развитием электроэнергетики основывается на создании крупных центров переработки отходов, поэтому муниципальный уровень обращения с отходами и связанные с этим инвестиционные возможности ещё не получили достаточного развития.

Таким образом, к исключительным особенностям макрорегиона следует

отнести наличие огромного количества объектов распределённой генерации, ЖКХ и ТКО в удалённых и изолированных районах. Объекты муниципального коммунального хозяйства, к которым целесообразно отнести локальные электрические станции, характеризуются высоким моральным и физическим износом, требуют своевременной модернизации на основе современных технологий и повышения эффективности управления. Гарантированное энергоснабжение потребителей по регулируемым ценам связано с возникновением выпадающих доходов у ресурсоснабжающих организаций, которые компенсируются за счет различных видов перекрестного субсидирования и являются дополнительной нагрузкой для всей отрасли электроэнергетики. Функционирование таких объектов связано с повышенными выбросами углерода и загрязняющих веществ в атмосферу и снижает качество ведения хозяйственной деятельности и жизни населения. Реализация инвестиционных проектов локальной энергетики на основе местных видов топлива, включая возобновляемые источники энергии, может принести долгосрочный вклад не только в социально-экономическое развитие макрорегиона, но и в развитие самих отраслей. Это является одним из самых ярких примеров ESG-инвестиций.

Северный завоз, Красноярский край

Источник: gornovosti.ru



В 16 субъектах Дальнего Востока и Арктики есть населённые пункты, электроснабжение которых осуществляется от локальных генерирующих источников суммарной мощностью более 800 МВт

Соответствующие цели были сформулированы отдельным пунктом на самом высшем уровне государственного управления в Указе Президента Российской Федерации от 7 мая 2018 года «О национальных целях и стратегических задачах развития Российской Федерации на период до 2024 года» и позднее закреплены в документах стратегического планирования на федеральном уровне по отраслевому и макрорегиональному признаку, включая Доктрину энергетической безопасности Российской Федерации, Энергетическую стратегию России на период до 2035 года, Комплексный план модернизации и расширения магистральной инфраструктуры на период до 2024 года, Национальную программу социально-экономического развития

Дальнего Востока на период до 2024 года и на перспективу до 2035 года, Стратегию развития Арктической зоны Российской Федерации и обеспечения национальной безопасности на период до 2035 года, а также комплексные планы по их реализации.

В целях внедрения механизмов повышения эффективности локальной энергетики в 2019 году, Правительством Российской Федерации был утвержден отдельный план модернизации неэффективной дизельной (мазутной, угольной) генерации в изолированных и труднодоступных территориях.

Наличие указанных поручений, существующая проблематика привлечения инвестиций в эту сферу и отсутствие соответствующего функционала у действующих отраслевых институтов стали основой третьего этапа глубокой проработки механизмов привлечения инвестиций в развитие распределённой генерации в удалённых и изолированных районах со стороны макрорегионального института развития в лице АНО «Агентство Дальнего Востока по привлечению инвестиций и поддержке экспорта», вошедшего в КРДВ в 2021 году.

Подробное описание этой деятельности и особенности предложенного механизма государственной поддержки бизнеса для решения насущной государственной задачи были опубликованы в ряде отраслевых журналов [4–10] и здесь приводиться не будут. Её ключевым результатом является формализация, продвижение и одобрение профессиональным сообществом идеи (концепции) создания отраслевого института развития распределённой генерации в удалённых и изолированных районах в виде фонда, целью которого будет оказание финансовой поддержки инвестиционным проектам по комплексной модернизации муниципального энергетического хозяйства

Решением проблем удалённых территорий могло бы стать создание института развития распределённой генерации для господдержки частных инвестиций в модернизацию городского энергохозяйства



Тарбагатайская СЭС
Источник: *vershina.energy*

и обеспечению гарантированного локального энергоснабжения новых потребителей. Функционирование этой структуры должно быть обеспечено необходимой межотраслевой нормативной базой, источниками финансирования и профессиональной командой для проведения экспертизы, оказания финансовой поддержки и сопровождения инвестиционных проектов.

Проблематика локальной энергетики значительно шире территории Дальневосточного федерального округа и Арктической зоны и охватывает другие субъекты Российской Федерации. Ярким примером является Томская область, где 24 населённых пункта с населением 12 тысяч человек, находятся в зоне децентрализованного электроснабжения. Более того, отраслевая финансовая поддержка инвесторов в эту сферу должна быть увязана с развитием централизованного электро- и газоснабжения, долгосрочным тарифным регулированием, иметь экономические эффекты в виде снижения межтерриториального перекрестного субсидирования и экологические эффекты в виде снижения вредных выбросов в атмосферу. В связи с этим, её реализация на базе макрорегионального института развития не представляется целесообразной, а возможные дополнительные территориальные преференции должны быть учтены на этапе разработки финансовой модели каждого инвестиционного проекта.

Дорожная карта КРДВ по реализации концепции предусматривает наделение соответствующими полномочиями действующего института развития коммунальной ин-

фраструктуры в лице ГК «Фонд содействия реформированию ЖКХ» с появлением целевого финансирования из государственных программ социально-экономического развития Дальнего Востока и Арктики, а также за счет средств дальневосточной надбавки на поддержку потребителей в удалённых и изолированных районах.

Соответствующая инициатива была поддержана со стороны различных субъектов продвижения масштабных государственных инициатив в электроэнергетике, включая профильные комитеты Совета Федерации и Государственной думы Российской Федерации, Аналитический центр при Правительстве Российской Федерации, Минэнерго России, ФАС России, ПАО «Россети», ПАО «РусГидро», Ассоциацию «НП Совет рынка», Ассоциацию гарантирующих поставщиков и энергосбытовых компаний, Институт энергетических исследований РАН, Институт народно-хозяйственного прогнозирования РАН, Центр энергетики Московской школы управления «Сколково» и Финансовый университет при Правительстве Российской Федерации.

В настоящее время продолжается обсуждение на площадках отрасли жилищно-коммунального хозяйства с участием Минстроя России и ГК «Фонд содействия реформированию ЖКХ», при этом поставленная в документах стратегического планирования задача внедрения механизма государственной поддержки проектов по повышению эффективности генерации электроэнергии на изолированных и труд-

нодоступных территориях не предусматривает их непосредственного участия.

Важно отметить, что указанная тематика тесно коррелирует с вопросами привлечения частных инвестиций в обновление жилищно-коммунальной инфраструктуры в малых и средних городах и государственной поддержки ESG-инвестиций, обозначенными в перечне поручений президента Российской Федерации по итогам встречи с членами общероссийской общественной организации «Деловая Россия» от 26 апреля 2022 года.

Решением этой межотраслевой задачи на удалённых территориях могло бы стать создание отдельного института развития распределённой генерации, в функционал которого будет входить оказание государственной поддержки частных инвестиций в комплексную модернизацию муниципального энергетического хозяйства и обеспечение гарантированного локального энергоснабжения новых потребителей в удалённых и изолированных районах, как модельных инвестиционных проектов экологической, социальной и корпоративной ответственности (ESG). Это позволит активно использовать современные инструменты привлечения льготного финансирования на рынке капитала, которые уже активно внедряются в отрасли переработки ТКО, а также обратит внимание крупнейших российских инвесторов и финансовых групп, заинтересованных в развитии перспективных технологических направлений внутри страны в условиях санкционного давления.

Использованные источники

1. Чубайс А. Б. Реформа российской электроэнергетики: десять лет спустя // *Вопросы экономики*. № 8, 2018. С. 39–56.
2. Башмаков И. А. и др. Низкоуглеродные решения для изолированных регионов России с высокими затратами на энергию // *НИР ЦЭНЭФ*. Март, 2017.
3. Гимади В. И. и др. Объекты генерации в изолированных и труднодоступных территориях в России // *Доклад Аналитического центра при Правительстве Российской Федерации*. Март, 2020.
4. Губанов М. М., Потёмкин В. В. Привлечение частных инвестиций в развитие распределённой генерации в удалённых и изолированных районах Дальнего Востока и Арктики // *Региональная энергетика и энергосбережение*. № 1, 2021. С. 82–83.
5. Губанов М. М., Потёмкин В. В. Дорожная карта для модернизации неэффективной генерации. *Региональная энергетика и энергосбережение*. № 2, 2021. С. 38–40.
6. Потёмкин В. В., Пустовойт Е. Ю., Губанов М. М. Идеальный интерес в распределённой генерации // *Энергетика и промышленность России*. № 15–16, 2021. С. 20.
7. Потёмкин В. В., Пустовойт Е. Ю., Губанов М. М. Распределённая генерация и ВИЭ на Дальнем Востоке. Как привлечь частного инвестора? // *Вести в электроэнергетике*. № 4(114), 2021. С. 50–59.
8. Губанов М. М., Потёмкин В. В. Большие решения для малой энергетики // *Вести в электроэнергетике*. № 1 (117), 2022. С. 40–47.
9. Губанов М. М., Потёмкин В. В. Распределённая генерация – наиболее рациональное решение по обеспечению потребностей социально-экономического развития удалённых и изолированных районов Дальнего Востока и Арктики // *Региональная энергетика и энергосбережение*. № 2, 2022. С. 70–73.
10. Селезнёв В. С., Губанов М. М., Потёмкин В. В. ESG-трансформация энергетической отрасли Дальнего Востока и Арктики // *Энергоэксперт*. № 2 (82), 2022. С. 13–18.

Цифровая наука на службе управления качеством продукции

Digital science in the service of product quality management

Олег АРАЛОВ
ООО «НИИ Транснефть», д. т. н.
e-mail: AralovOV@niitnn.transneft.ru

Oleg ARALOV
Transneft R&D, Doctor of Technical Science
e-mail: AralovOV@niitnn.transneft.ru

НПС «Пурпе», «Транснефть»

Источник: siberia.transneft.ru



//

**Сейчас прорабатывается
вопрос перехода
на электронные договора
с производителями
с цифровыми подписями
и применение блокчейна
в АСУ ОВП**

Введение

Проблема управления надёжностью продукции в нефтегазовом комплексе (далее – НГК) имеет свою историю и в силу ее очевидной актуальности, так или иначе, решается нефтегазовыми компаниями на протяжении не одного десятилетия. При-

Аннотация. В ПАО «Транснефть» 18 лет назад создана и успешно функционирует отраслевая система оценки соответствия оборудования и материалов, применяемых на объектах компании. Эта система за последние 5–7 лет трансформировалась в глобальный отраслевой механизм управления качеством оборудования, ядром которого является информационно-аналитическая база – Реестр основных видов продукции. В статье рассмотрены основные организационные и научно-методические работы, выполняемые в рамках реестра ОВП. Помимо традиционных процедур сертификации, в рамках научно-методических работ, механизм реестра позволяет решать задачи прогнозирования отказов, выявления дефектов на различных стадиях жизненного цикла оборудования, нормирования режимов его испытаний, эксплуатации и ремонтов. Краткое изложение указанных подходов развития реестра приведено в данной статье.

Ключевые слова: оценка соответствия, математическая модель, продукция, цифровизация, блокчейн.

Abstract. 18 years ago, PJSC Transneft established and successfully operates an industry system for assessing the conformity of equipment and materials used at the Company's facilities. Over the past 5–7 years, this system has been transformed into a global industrial mechanism for managing the quality of equipment, the core of which is the information and analytical base – the Register of Main Types of Products. The article considers the main organizational and scientific-methodological works performed within the framework of the ORP Register. A summary of these approaches to the development of the Register is given in this article.

Keywords: conformity assessment, mathematical model, products, digitalization, blockchain.

менительно к магистральному трубопроводному транспорту нефти и нефтепродуктов эта задача решается обособленно – как в рамках директивно-предупредительной системы, так и путем создания корпоративных систем сертификации продукции [1]. Проанализировав различные системы управления качеством в нефтегазовом комплексе в целом и, магистральном трубопроводном транспорте, в частности, автор пришел к выводу, что наиболее структурированная и эффективная система создана и функционирует в ПАО «Транснефть». Эта система создана и развивается в рамках отраслевой системы оценки соответствия продукции, применяемого в компании. Ядром этой системы сертификации является информационно-аналитическая база – Реестр основных видов продукции (далее – Реестр ОВП).

Помимо классических процедур сертификации, система оценки соответствия включает в себя целый комплекс научно-методических процедур, таких как: разработка нормативной базы, определяющей технические требования к продукции, а также математический аппарат, позволяющий решать задачи прогнозирования отказов

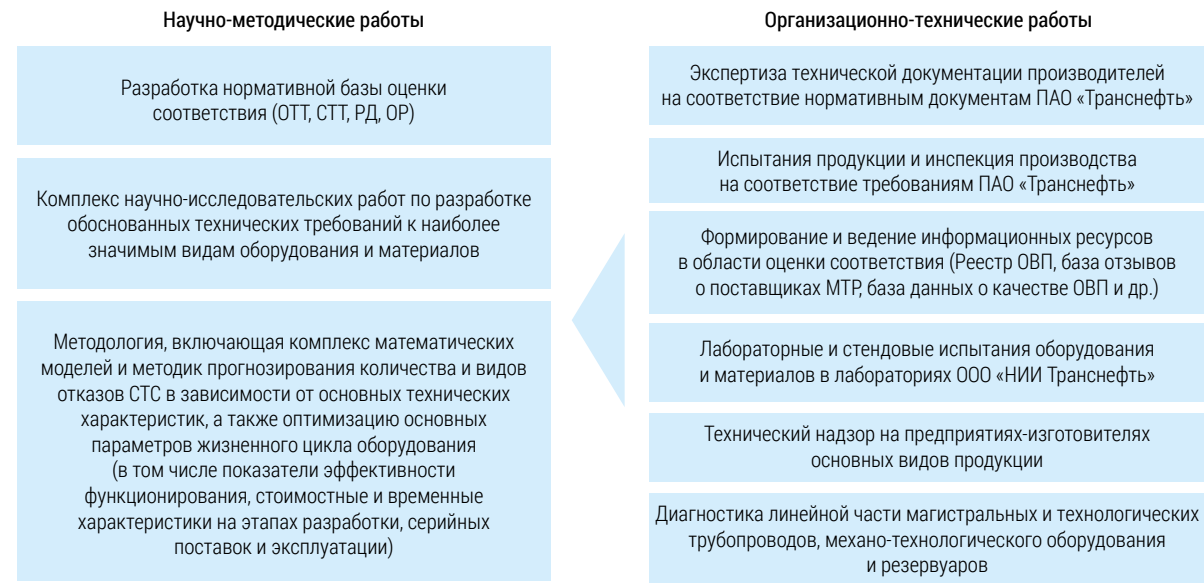


Рис. 1. Работы, выполняемые в рамках системы оценки соответствия «Транснефти»

продукции, нормирования режимов её эксплуатации и определения периодичности проведения её испытаний и ремонтов.

При этом нормативная документация разрабатывается на основе результатов научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ (далее – НИОКР), реализуемых компанией, что позволяет сформулировать научно-обоснованные параметры и характеристики продукции.

В настоящее время «Транснефть» регулирует качественные показатели эксплуатируемых технических систем специальным комплексом организационно-технических мероприятий, включающих: испытания продукции, инспекции производства на заводах-изготовителях, а также экспертизу технической документации производителей.

Актуальной задачей становится разработка методики, включающей комплекс математических моделей по управлению надёжностью продукции на основании статистики об их состояниях при эксплуатации

Однако одними лишь организационными мерами проблему управления надёжностью продукции решить практически невозможно. Организационно-технические процедуры оценки соответствия являются важной составляющей глобальной системы управления надёжностью, но не единственной. С помощью этих процедур происходит формирование массивов обширных статистических данных, которые нуждаются в осмыслении, систематизации и дальнейшем применении. Таким образом, актуальной задачей становится разработка завершённого методологического аппарата, включающего в себя комплекс математических моделей и методик, позволяющего управлять надёжностью продукции на основании обширных статистических данных о его возможных состояниях в процессе эксплуатации.

Методология управления качеством продукции

Основное направление решения этой сложной многофакторной задачи состоит в разработке базовых методов, позволяющих использовать эксплуатационную информацию о возможных состояниях продукции с привязкой ко всем этапам их жизненного цикла.

Графическая интерпретация процедур оценки соответствия компании представлена на рис. 1. Из рисунка видно, что на уровне организационно-технических работ си-

стема управления надёжностью продукции имеет сложившийся, завершённый характер и включает в себя целый комплекс процедур подтверждения соответствия качества продукции, начиная от экспертизы технической документации производителей продукции и заканчивая диагностическими работами различного рода.

Результатами данных процедур являются статистические данные как о состоянии производства, так и о состоянии продукции в различные периоды его эксплуатации.

Эти статистические исходные данные и служат основой для разработки методологии управления надёжностью продукции, фундамент которой представлен в виде семи математических моделей, объединённых в три методики [2].

В таблице 1 схематизирована методология управления качеством продукции на этапах производства и эксплуатации. Данная методология включает:

- три методики, являющиеся решением основных семи задач управления качеством продукции, сформулированных автором;
- исходные данные, необходимые для решения этих задач;
- организационно-технические мероприятия, формируемые на основании результатов решения задач.

Для решения задач, представленных в таблице 1, автором разработаны соответствующие математические модели, проведены апробации этих моделей на реальных исходных данных, получена требуемая при инженерных расчетах сходимость результатов [2].

Таблица 1. Методология управления качеством продукции

Производство Методика 1		Эксплуатация				
Задача 1	Задача 2	Задача 3	Задача 4	Задача 5	Задача 6	Задача 7
Определение полной вероятности возникновения скрытых заводских дефектов при производстве продукции	Установление основных (наиболее значимых) факторов, влияющих на появление заводских дефектов	Определение вероятности наступления отказа продукции	Определение времени возникновения отказа	Определение текущего коэффициента готовности продукции к работе	Определение количества отказов по отдельным этапам наработки продукции	Определение плотности распределения вероятности появления отказов по отдельным этапам наработки продукции
Метод решения						
Линейное и динамическое программирование	Корреляционный анализ	Ковариационный анализ, корреляционный анализ, метод геометрической вероятности, стохастический факторный анализ			Теория случайных процессов (цепи Маркова), система уравнений Колмогорова-Чепмена	

Непрерывная реализация процедур управления надёжностью позволяет снизить риск применения на производственных объектах продукции, несоответствующей реальным условиям эксплуатации

Непрерывная реализация процедур управления надёжностью позволяет снизить риск применения на производственных объектах продукции, несоответствующей реальным условиям эксплуатации, вследствие чего повышается общая надёжность трубопроводных систем.

Таким образом, существующая система оценки соответствия продукции (далее – ОСП), применяемой «Транснефтью», представляет собой комплекс мер, направленных на обеспечение безопасности, качества закупаемой продукции и реализуемых на всем пути движения продукции от изготовителя к потребителю.

Оценке соответствия в «НИИ Транснефть» подлежит продукция производителей, обеспечивающая технологические процессы транспортировки нефти и нефтепродуктов, и безопасность объектов магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов.

В условиях стремительно развивающейся индустрии технического регу-

В условиях стремительно развивающейся индустрии технического регулирования, необходимо применять передовые средства автоматизации и программирования для эффективного выбора продукции

лирования, многократно увеличивающегося объема обрабатываемой информации, возникает необходимость в применении передовых средств автоматизации и программирования для эффективного решения производственных задач при выборе продукции, отвечающей корпоративным требованиям качества.

В существующей системе ОСП были выявлены проблемы, а именно необходимость в:

- наполнении Реестра ОВП для проведения закупочных процедур (нехватка производителей по отдельным видам продукции);

- ускорении и оптимизации процессов ОСП (сокращение сроков на экспертизу, на инспекцию производства и на испытания продукции);
- упорядочении данных, накопленных за более чем десятилетний период работы ОСП (десятки терабайт текстовых данных, таблиц с тысячами строк и десятками столбцов, огромный бессвязный массив скан-копий документов и т. д.);
- исключении дублирующих процессов (усложнение бизнес-процессов с течением времени потребовало их глубокий всесторонний анализ).

Комплекс назревших проблемных вопросов послужил первопричиной и катализатором для проведения исследований и анализа опыта цифровизации процессов сертификации в РФ и зарубежных компаниях, по результатам которого было установлено, что данное IT-направление деятельности имеет большие перспективы развития, а для систем отраслевой сертификации продукции и вовсе будет инновационным [1, 3–5].

В процессах ОСП участвуют различные корпоративные информационные системы (отраслевой информационный фонд (ИС НТД ОИФ), база данных оценки качества ОВП (БДОК) и т. д.), в которых данные хранятся в разных форматах. С целью кон-

Рис. 2. Пример BPMN-диаграммы, отображающий часть бизнес-процесса по экспертизе технической документации заводов-изготовителей

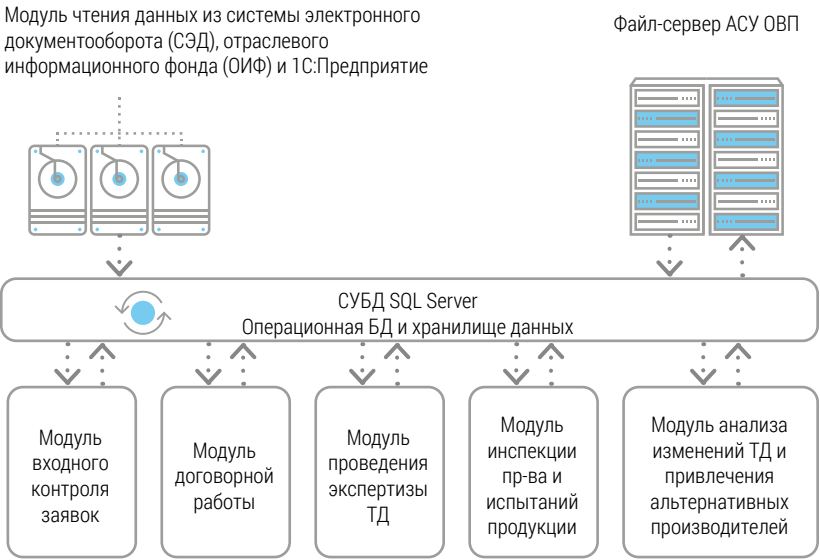
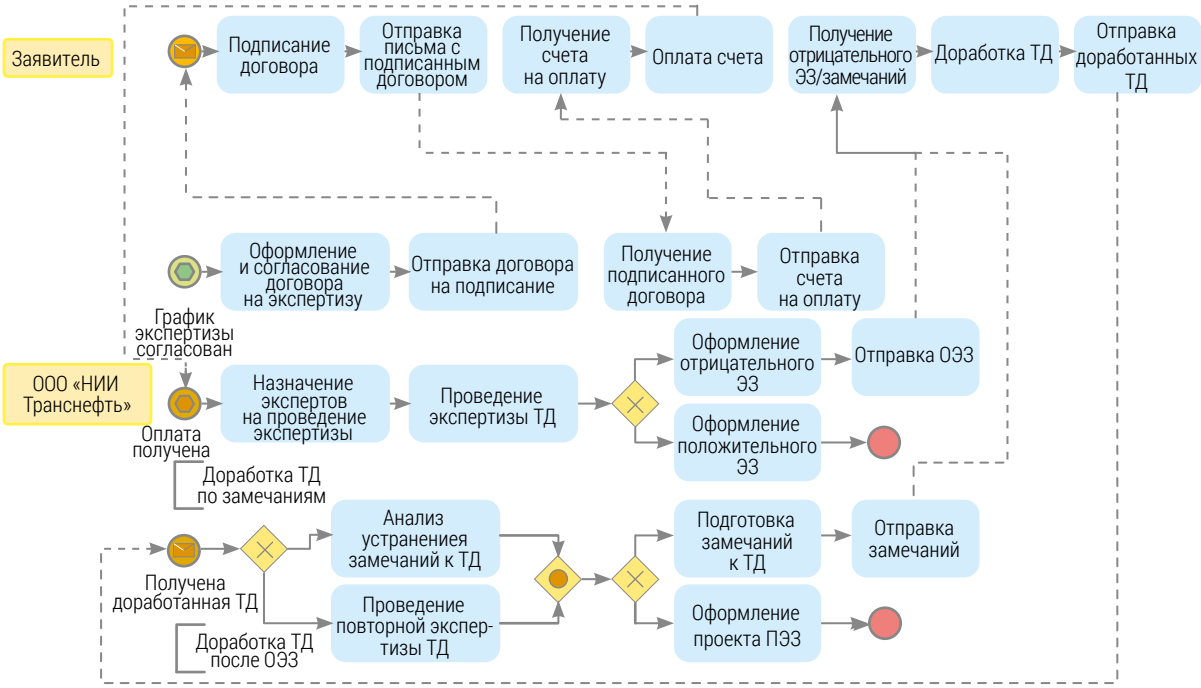


Рис. 3. Архитектура АСУ ОВП

солидации и преобразования этих разрозненных, неформатированных данных в качественное цельное представление текущего состояния бизнес-процессов по ОСП, была сформулирована задача по разработке автоматизированной информационной системы управления процессами оценки соответствия основных видов продукции (далее – АСУ ОВП).

Цифровая эволюция

Предварительно для нахождения дублирующих процессов ОСП и оптимизации бизнес-процессов были разработаны BPMN-диаграммы (от англ. Business Process Model and Notation – нотация и модель бизнес-процессов) в программном продукте ARIS (см. рис. 2).

Моделирование процессов ОСП в ARIS позволило значительно их оптимизировать и в дальнейшем автоматизировать, что привело к необходимости изменения отраслевых регламентов.

В соответствии с решениями комитета по информационным технологиям компании, несмотря на сложности, вызванные пандемийными ограничениями, начиная с апреля 2020 года, рабочая группа в составе специалистов «НИИ Транснефть» и компании приступила к разработке программного обеспечения АСУ ОВП.

АСУ ОВП – автоматизированная информационная система для выполнения работ по исполнению требований нормативных

документов в области ОСП с возможностью управления и координации процессов экспертизы, испытаний и инспекционного контроля. Архитектура АСУ ОВП представлена на рис. 3.

Цели, поставленные перед АСУ ОВП:

- наличие единого информационного ресурса, объединяющего данные о процессах ОСП, осуществляемых «НИИ Транснефть»;
- повышение качества услуг в области ОСП, предоставляемых «НИИ Транснефть».

За счет разрабатываемой и поэтапно внедряемой в промышленную эксплуатацию АСУ ОВП минимизируется ручной труд и сокращается количество невыполненных ошибок, а также отклонений от нормативных сроков процедур ОСП. АСУ ОВП позволяет улучшить инфор-

Комплекс назревших проблем послужил первопричиной и катализатором для проведения исследований и анализа опыта цифровизации процессов сертификации в РФ и зарубежных компаниях

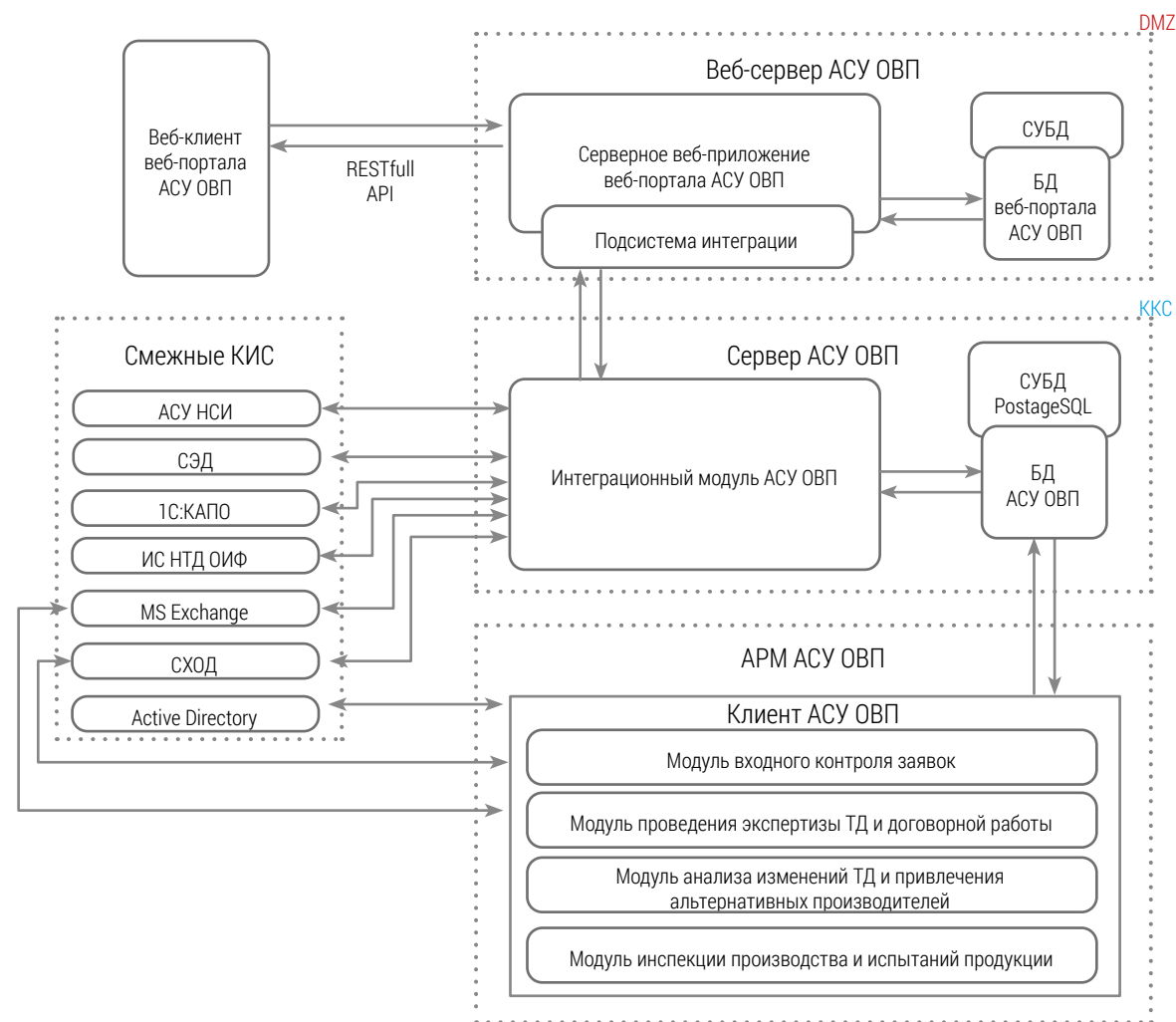


Рис. 4. Архитектура веб-портала АСУ ОВП

мационный обмен между участниками процесса ОСП, осуществлять прогнозирование по ключевым этапам оценки соответствия для принятия необходимых решений.

Современные средства автоматизации и коммуникаций позволяют развивать АСУ ОВП и внедрять дополнительные опции, направленные на совершенствование АСУ ОВП. В настоящее время ведется подготовка к разработке полноценного веб-портала на сайте «НИИ Транснефть» с личным кабинетом заказчиков (заводов-изготовителей продукции).

Веб-портал АСУ ОВП предназначен для:

- создания, редактирования и просмотра электронных заявок в личном кабинете заявителя;
- предоставления заявителю информации об актуальном состоянии (статусе) электронной заявки;

- направления в личный кабинет заявителя информации по вопросам ОСП.

Архитектура веб-портала представлена на рис. 4.

Перспективные кейсы развития

Данные становятся одним из важнейших ресурсов в современных промышленных компаниях. Технологии искусственного интеллекта и BigData позволяют извлечь из них дополнительную ценность и вывести бизнес на новый уровень.

В связи с этим после завершения разработки АСУ ОВП, ее дальнейшее развитие будет направлено на:

- внедрение смыслового анализа ТД производителей, загружаемых

Общее IT-направление по цифровизации процессов сертификации имеет большие перспективы развития, а для систем отраслевой сертификации продукции и вовсе является инновационным

на сайт при подаче электронной заявки для автоматизированной идентификации и оценки ключевых нормированных показателей качества продукции;

- интеграцию с базами данных отказов продукции ОСТ для формирования BigData и проведения автоматизированного анализа отказов с целью внесения изменений в нормативную базу и повышению надежности продукции;
- создание поисковой веб-системы для автоматизированного подбора и привлечения альтернативных производителей в Реестр ОВП для расширения конкурентной среды.

Смысловая аналитика

Одним из инновационных решений для корпоративных функций является семантический анализ отраслевых регламентов, стандартов и руководящих документов компании с целью повышения эффективности проработки данных документов для повышения качества сертификации продукции. При разработке решений могут быть использованы технологии поиска со встроенным инструментом текстового анализа механизмов извлечения, а также нейронная сеть.

На сегодняшний день «НИИ Транснефть» ведет разработку информационной системы управления нормативной документацией, в которой вся нормативная база будет переведена в цифровой вид. Поэтому, в перспективе в АСУ ОВП станет возможным автоматическая подготовка изменений к стандартам для их согласования.

Аналитика потоков данных от эксплуатирующих организаций и выявление сложных паттернов предстоящих событий позволит выявлять проблемы и изменять нормативную базу соответствующим образом, чтобы предотвратить найденные проблемы в будущем и повысить качество и надежность эксплуатируемой продукции (см. рис. 5).

Магистральный нефтепровод «Транснефти»

Источник: vostok.transneft.ru



За счет разрабатываемой и поэтапно внедряемой в промышленную эксплуатацию АСУ ОВП минимизируется ручной труд, сокращается количество невынужденных ошибок и отклонений от нормативных сроков

Блокчейн на службе оценки соответствия продукции

Не менее важным вопросом в ОСП является максимальная защита от контрафактной продукции и вопросы оптимизации взаимодействия с производителем [6–8].

В настоящее время выполняется проработка вопросов перехода на электронные договора с цифровыми подписями, заключаемые с производителями и применение блокчейна в АСУ ОВП.

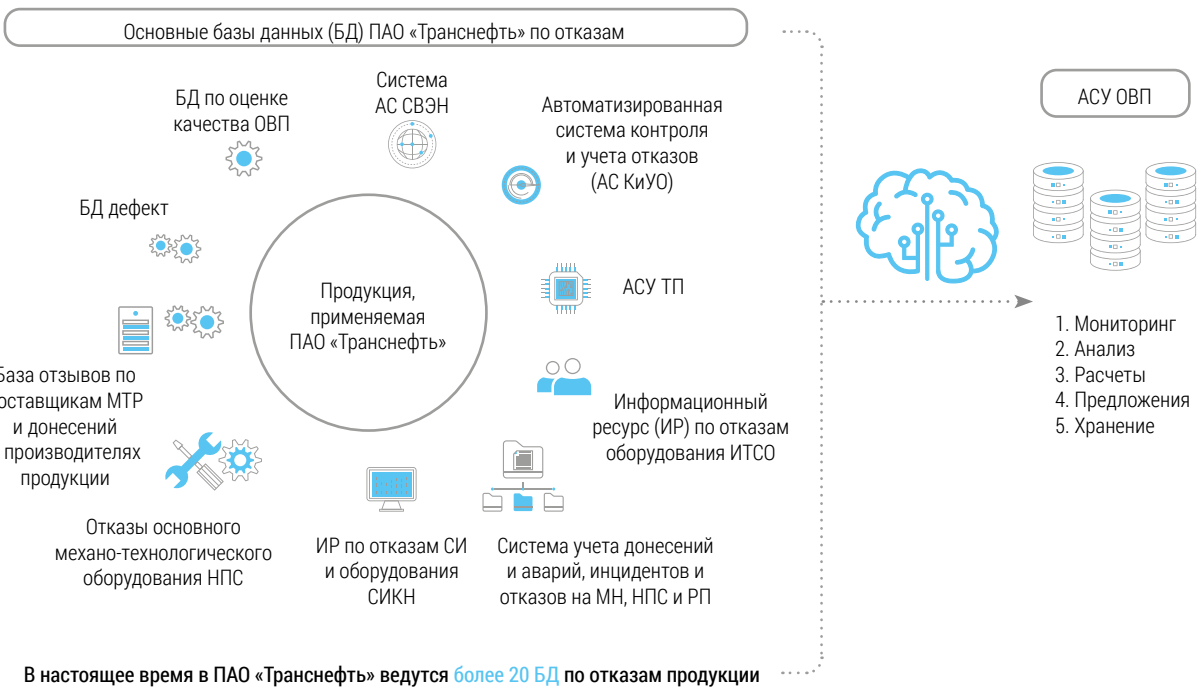
Технология блокчейна стала популярной после появления первой криптовалю-

ты – биткойна, с целью избавить мир от посредников при оплате услуг и максимально защитить от мошенничества.

Упрощенно блокчейн можно представить как электронный журнал, содержащий список записей, например информацию о финансовых операциях. Особенность в том, что этот журнал доступен с любого компьютера, подключенного к конкретной распределенной сети. Это децентрализованная база данных (распределенный реестр), где все записи зашифрованы надежными криптографическими способами и связаны между собой, обновляясь и синхронизируясь одновременно на компьютерах всей сети. В теории это обеспечивает полную защиту от взлома и изменений, так как злоумышленникам придется не только расшифровать информацию, но и вносить изменения на всех компьютерах системы.

Технология блокчейна позволит на 100 % отслеживать происхождение любого продукта, предлагаемого производителем. Сохранение всей истории происхождения приведет к уменьшению подделок и мошенничеств, упростит взаимодействие с производителями, сделает более простым техническое обслуживание и многие другие операции, где важно наличие достоверной информации.

Рис. 5. Аналитика потоков данных о состоянии объектов магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов



Имитационное моделирование продукции

Со стремительным развитием технологий становится возможным создание цифровых двойников объектов инфраструктуры магистральных трубопроводов, позволяющих прогнозировать различные сценарии для конкретного технологического процесса. В рамках АСУ ОВП планируется создание 3D-моделей продукции, которая соответствует требованиям компании.

Все это позволяет оценивать влияние на конкретный объект любых изменений внешних и внутренних условий, а значит, выбирать оптимальные режимы работы продукции. Кроме того, цифровые модели позволяют сократить время на проектирование объектов, а также тестировать инженерные решения без необходимости нести риски на реальных объектах инфраструктуры.

Заклучение

Таким образом, практической ценностью полученных институтом результатов является разработка и внедрение в отраслевую систему управления качеством продукции (отраслевую систему оценки соответствия) научно-методического аппарата, позволяющего на основе обширного статистического материала по отказам и дефектам, имеющегося в распоряжении «Транснефти», с требуемой достоверностью рассчитывать основные показатели надёжности техники на всех интервалах её жизненного цикла.

Использованные источники

1. Голубев С. С., Лощманов А. Н., Кузин А.Ю и др. Отраслевая система государственной службы стандартных справочных данных нефтегазового комплекса // Контроль качества продукции. № 3, 2020. С. 12–16.
2. Аралов О. В. Методология управления качеством оборудования в магистральном трубопроводном транспорте нефти и нефтепродуктов. Диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук // Уфимский государственный нефтяной технический университет. Уфа, 2018.
3. Хуршудян С. А. Качество продукции: проблема обобщенной модели // Контроль качества продукции. № 5, 2021. С. 50–53.
4. Таксиор О. П., Поликарпов М. П. Передовые технологии в инспекционной деятельности. Современный инструментарий цифровизации для компетентных специалистов // Стандарты и качество. № 3, 2021. С. 102–107.
5. Леднева О. В. Исследование зависимости уровня цифровизации органов государственного управления на качество предоставляемых услуг // Инновации и инвестиции. № 12, 2018. С. 348–352.
6. Лысенко Ю. В., Лысенко М. В., Гарипов Р. И. Блокчейн в логистике // АНИ: экономика и управление. № 3 (28), 2019. – URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/blokcheyn-v-logistike> (дата обращения: 10.08.2020 г.).
7. Панюкова В. В. Международный опыт применения технологии блокчейн при управлении цепями поставок // Экономика. Налоги. Право. № 4, 2018. – URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/mezhdunarodnyy-opyt-primeneniya-tehnologii-blokcheyn-pri-upravlenii-tsepyami-postavok> (дата обращения: 05.04.2020 г.).
8. Гуменюк Н. В., Гуменюк М. М. Концептуальный механизм управления цепями поставок на основе технологии блокчейн // Вестник Института экономических исследований. № 1 (13), 2019. – URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/kontseptualnyy-mehanizm-upravleniya-tsepyami-postavok-na-osnove-tehnologii-blokcheyn> (дата обращения: 10.02.2021 г.).

Ветроэнергетический потенциал изолированных районов Камчатки

Wind energy potential of isolated areas of Kamchatka

Людмила НЕФЕДОВА
Старший научный сотрудник научно-исследовательской лаборатории возобновляемых источников энергии географического ф-та МГУ имени М.В. Ломоносова, к. г. н.
e-mail: nefludmila@mail.ru

Софья КИСЕЛЕВА
Ведущий научный сотрудник, зав. научно-исследовательской лаборатории возобновляемых источников энергии географического ф-та МГУ имени М.В. Ломоносова, к. ф.-м. н.
e-mail: k_sophia_v@mail.ru

Liudmila NEFEDOVA
Senior Researcher
in Lomonosov Moscow State University,
Faculty of Geography,
PhD in Geography
e-mail: nefludmila@mail.ru

Sophia KISELEVA
Leading Researcher at the Renewable Energy Sources Laboratory,
Lomonosov Moscow State University,
Faculty of Geography,
Ph.D. in Math&Physics
e-mail: k_sophia_v@mail.ru

ВЭС, Усть-Камчатск

Источник: nvinder.ru



Аннотация. Рассмотрено современное состояние и проблемы энергообеспечения в Камчатском крае – регионе, изолированном от ЕЭС РФ, и с большим числом удаленных населенных пунктов. На основе почасовых данных о ветровых ресурсах за 10-летний период выполнены оценки средних значений производительности модельной ветроэлектростановки Enercon E-53 810 kW и доли покрытия нагрузки потребителей для 11 поселков региона. Определены диапазоны суточных и сезонных вариаций производительности и доли покрытия нагрузки, а также территориальное распределение этих характеристик потенциала энергообеспечения за счет использования ветровых ресурсов.

Ключевые слова: возобновляемые источники энергии, ресурсы ветроэнергетики, изолированные потребители, Камчатский край, энергопотребление.

Abstract. The current state and problems of energy supply in the Kamchatka Territory, a region isolated from the UES of the Russian Federation and with a large number of remote settlements, are considered. Based on the hourly data on wind resource calculations of the NASA SSE database for a 10-year period, according to the developed program, calculations were made of the daily course of electricity generation for the Enercon E-53 810 kW model wind turbine and the share of power consumption load coverage for 11 remote settlements of the region. Amplitude intervals are identified in the share of electrical load coverage and territorial differences in the possibilities of energy supply due to wind farms.

Keywords: wind energy resources, renewable energy sources, isolated energy centers, Kamchatka Territory, energy consumption.



Значительное число изолированных энергоузлов требует широкого привлечения ВИЭ для энергообеспечения бытовых и промышленных потребителей

Состояние энергообеспечения Камчатского края

Особенностью энергетики Камчатского края является изолированность от единой энергосистемы России, а также деление на большое количество не связанных друг с другом энергоузлов. По состоянию на 2021 год, на территории Камчатского края эксплуатировались две крупные тепловые электростанции – ТЭС 1 и ТЭС 2,

общей мощностью 364 МВт, три ГеоЭС (Мутновская ГеоЭС, Верхне-Мутновская ГеоЭС, Паужетская ГеоЭС) общей мощностью 74 МВт, четыре гидроэлектростанции (Толмачёвский каскад ГЭС и Быстринская ГЭС) общей мощностью 47,1 МВт, три ветровые электростанции общей мощностью 5,5 МВт, а также большое количество небольших дизельных электростанций (ДЭС), суммарной мощностью 160,8 МВт. Таким образом, общая установленная мощность энергообъектов Камчатского края составляла на 01.01.2021 г. 651,5 МВт. В 2020 г. энергообъектами Камчатского края было произведено 1970,1 млн кВт·ч электроэнергии, что обеспечило растущий спрос на электроэнергию потребителей (около 2,2 % в год), среди которых наиболее крупными являются население, Министерство обороны РФ и рыбоперерабатывающие предприятия [1].

Основной объем электроэнергии в 2015–2019 гг. вырабатывался на Камчатских ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2 «Камчатскэнерго» (59–63 % от суммарной выработки электростанций Камчатского края) и на Мутновских ГеоЭС (25–28 %). Структура выработки электроэнергии в 2020 году представлена на рис. 1. Таким образом, на объектах возобновляемой энергетики было выработано в 2020 г. 30,8 % электроэнергии Камчатского края.

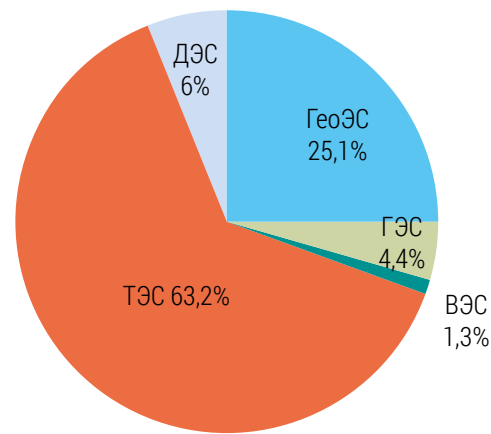


Рис. 1. Структура выработки электроэнергии в Камчатском крае в 2020 г. [1]

В составе энергосистемы Камчатского края действуют самый крупный центральный энергоузел и изолированные энергоузлы. Центральный энергоузел охватывает системой централизованного электроснабжения следующие городские округа: Петропавловск-Камчатский, Вилучинский; муниципальные районы: Елизовский, Усть-Большерецкий (п. Октябрьский, с. Апача, с. Кавалерово, с. Усть-Большерецк), Мильковский (с. Пузино, с. Шаромы, с. Мильково). Основной энергоснабжающей компанией центрального энергоузла является ПАО «Камчатскэнерго», в состав которой входят Камчатские ТЭЦ-1, ТЭЦ-2, резервные ДЭС, а также генерирующие компании: АО «Геотерм», эксплуатирующая Мутновские ГеоЭС, ПАО «КамГЭК», эксплуатирующая каскад Толмачевских ГЭС, АО «Камчатские электрические сети им. И. А. Пискунова», эксплуатирующие ВЭС и резервную ДЭС в п. Октябрьский. Суммарная установленная мощность электростанций центрального энергоуз-

Особенностью энергетики Камчатского края является изолированность от единой энергосистемы России, а также деление на большое количество не связанных друг с другом энергоузлов

ла Камчатского края в 2020 г. составила 491,1 МВт (более 75 % всех ЭС края). При этом в структуре установленной мощности центрального энергоузла ТЭЦ составляют 75,4 %, ГЭС – 9,4 %, ЭС на ВИЭ – 12,8 %, а дизельные ЭС – 2,4 %.

Изолированные энергоузлы действуют в следующих муниципальных районах: Мильковский, Усть-Большерецкий, Усть-Камчатский, Быстринский, Соболевский, Карагинский, Олюторский, Пенжинский и Тигильский [1]. Структура установленной мощности по типам генерирующего оборудования в изолированных энергоузлах Камчатского края представлена на рис. 2.

Кроме крупных энергоузлов в энергосистему Камчатского края входят энергоузлы в границах одного населенного пункта, суммарное потребление в которых не превышает 7,2 % от общего потребления электрической энергии по Камчатскому краю. Дизельные электростанции являются основным источником электроэнергии во всех изолированных энергоузлах Камчатского края. Всего эксплуатируется более 40 ДЭС общей мощностью 160,8 МВт, которые в 2020 году выработали 265,9 млн кВт·ч электроэнергии [1]. Кроме того, эксплуатируются три ветродизельных комплекса, имеющие следующие характеристики:

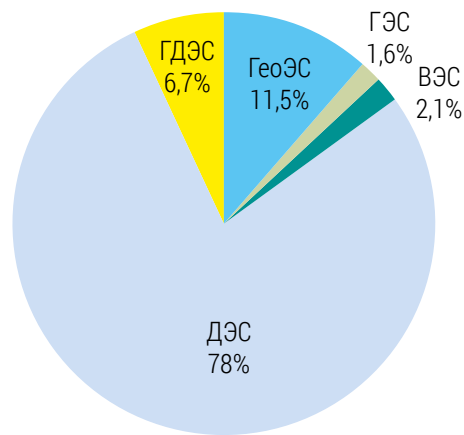
- ВЭС в п. Усть-Камчатск. Введена в эксплуатацию в 2013–2015 годах. Мощность – 1,175 МВт (ВЭУ Vergnet – 0,275 МВт, 3ВЭУ японской компании Komaihaltes – 0,3 МВт). Эксплуатируется АО «Южные электрические сети Камчатки» (входит в группу «РусГидро»). Работа ВЭС

- позволяет экономить около 550 т/год дизельного топлива;
- ВЭС с. Никольское на о. Беринга (Алеутский район, Командорские острова), сооруженная ПАО «Передвижная энергетика». Введена в эксплуатацию в 2013 г. Мощность 1,050 МВт (2×250 кВт, 2×275 кВт). Эксплуатируется АО «Южные электрические сети Камчатки»;
- ВЭС в п. Октябрьский, Усть-Большерецкий район, функционирует в Центральном энергорайоне. Введена в эксплуатацию в 2008–2014 годах. Мощность – 3,3 МВт (1×0,3 МВт, 4×0,6 МВт). Эксплуатируется АО «КЭС им. И. А. Пискунова».

Значительное число изолированных энергоузлов требует более широкого привлечения ВИЭ для энергообеспечения как бытового, так и промышленного потребителя. По информации «РусГидро» к маю 2021 г. были заключены первые энергосервисные договоры по развитию на Камчатке локальной энергетики с использованием ВИЭ. Новые энергокомплексы запроектированы в п. Ключи (мощность ДЭС – 7 МВт, ВИЭ – 1,6 МВт), п. Козыревск (ДЭС – 1,68 МВт, ВИЭ – 0,5 МВт), с. Тиличики (ДЭС – 2 МВт, ВИЭ – 1,5 МВт) и п. Оссора (ДЭС – 3,8 МВт, ВИЭ – 1,8 МВт). Работы по строительству, монтажу и вводу в эксплуатацию энергетических комплексов планируется завершить в 2023 г. [3].

Ведется подготовка строительства второй очереди Мутновской ГеоЭС, имеющей в настоящее время мощность 50 МВт и выработку около 275 млн кВт·ч/год. Ге-

Рис. 2. Структура установленной мощности электростанций изолированных энергоузлов Камчатского края по типам генерирующего оборудования [2].



Всего на Камчатке функционируют более 40 ДЭС общей мощностью 160,8 МВт, которые в 2020 году выработали 265,9 млн кВт·ч. Кроме того, эксплуатируются три ветродизельных комплекса

оЭС сможет заместить электроэнергию Камчатских ТЭЦ на 24,8 % и сэкономить 118,5 тыс. тонн условного топлива. Для увеличения выработки будут пробурены 4-километровые скважины на Мутновском месторождении парогидротерм. Планируется также ввести бинарный блок геотермальной электростанции мощностью 13 МВт, работающей на сбросном сепарате Мутновской ГеоЭС. Возможная степень замещения станцией выработки Камчатских ТЭЦ составит 4,6 %. Идёт строительство малой ГЭС-4 на реке Толмачева мощностью 10 МВт с выработкой 55 млн кВт·ч/год. Ее доля в замещении выработки Камчатских ТЭЦ может составить 3,5 %, экономия топлива – 23,69 тыс. т у. т. [4].

Важную роль в энергообеспечении населенных пунктов Камчатского края имеют их удаленность от линий электропередач и надежность электроснабжения по ЛЭП. Изолированность региона от единой энергосистемы вызывает по-

На Камчатке выделены участки с критичными для ЛЭП условиями льдообразования и ветрового режима, которые могут наблюдаться 1 раз в 25 лет: ДЭС Соболево – Устьевое и Манилы – ДЭС Каменское

вышенную чувствительность к авариям различного характера. Для изучения этого вопроса была проведена с использованием ГИС-технологий [5] картографическая оценка ключевого свойства энергосистемы как сложного сетевого объекта – структурной уязвимости. На территории Камчатского края выделены участки с особо критичными для ЛЭП условиями льдообразования и ветрового режима: ДЭС Соболево – Устьевое и Манилы – ДЭС Каменское. Карты районирования по максимальной толщине стенки гололёда и скорости ветра, вероятной 1 раз в 25 лет, позволяют предварительно оценить вероят-

ность аварий вследствие повышенной механической нагрузки на провода и опоры. Именно от их прочности зависит надёжное энергоснабжение конечных потребителей. Несмотря на то, что данная оценка качественная, она позволяет выявить территории, которые подвержены наибольшему риску длительного каскадного отключения электроснабжения.

При исследовании возможностей энергообеспечения Камчатского региона многие авторы акцентируют внимание на перспективах использования разных видов ВИЭ: ресурсов малой гидроэнергетики [5, 6], ветроэнергетических ресурсов и водородных технологий [7, 8]. В [8] разработан вариант энергокомплекса на основе ветрогенератора и дополнительных устройств (электролизеров, баков-накопителей, водородных котлов, систем хранения водорода, водородно-кислородных парогенераторов) для посёлка Усть-Камчатск. Результаты исследования демонстрируют принципиальную возможность реализации альтернативной схемы энергоснабжения без использования привозного топлива с выработкой водорода как энергоносителя и практически полным отсутствием токсичных продуктов горения. В [9] для различных

Ветроэнергетический комплекс в Усть-Камчатске

Источник: *rushydro.ru*



Село Манилы

Источник: *commons.wikimedia.org*

вариантов энергосистем, включающих ветродизельный комплекс и накопители энергии, проводится анализ ветроэнергетических характеристик, обеспечивающих гарантированное энергоснабжение автономного потребителя с преобладанием ветрогенерации. Для аккумуляции выработанной на автономных установках ВИЭ электроэнергии с целями энергообеспечения потребителей прогнозируется также создание и привлечение новых типов накопителей энергии [10].

Материалы и методы

Целью проведения исследования был анализ ветровых ресурсов ряда регионов Камчатского края и потенциала ветроэнергетики для обеспечения электроэнергией населенных пунктов края с учетом режима потребления (нагрузки потребителя) в различные сезоны года. Расчеты почасовых значений выработки электроэнергии и коэффициента использования установленной мощности (КИУМ) проводились для модельной установки Enercon E-53 810 kW (высота башни $H = 50$ м, диаметр ветроколеса $D = 52,9$ м) на основе почасовых значений за 10-летний период (2011–2020 гг.) скорости ветра на высоте 50 м, представленных в открытой базе

данных NASAPOWER [11]. Была использована авторская программа в среде Visual Studio. Рассматривались участки регулярной пространственной сетки с детализацией до 1° вблизи населенных пунктов Камчатского края, расположенных в изолированных энергоузлах. Для оценки потенциала энергообеспечения использовались графики нагрузки населенных пунктов Камчатского края.

Результаты и обсуждение

Для оценки эффективности использования ВЭУ были выполнены расчеты коэффициента использования установленной мощ-

Исследования за 10 лет показали наибольшую эффективность ветроустановок для о. Беринга, достаточно высокую эффективность в прибрежных районах Камчатки и низкую – для внутренних районов

Населенный пункт	КИУМ, среднегодовое значение
с. Соболево	17,36%
с. Долиновка	9,59%
п. Атласово	10,87%
п. Козыревск	10,66%
п. Усть-Камчатск	33,54%
п. Ключи	13,34%
с. Тигиль	18,45%
п. Палана	20,13%
п. Оссора	33,43%
с. Манилы	26,66%
с. Никольское	53,71%

Таблица 1. Средние многолетние значения КИУМ (2011-2020 гг.). Модельная установка: Enercon E-53 810 kW

ности (КИУМ) – средние часовые, суточные, сезонные и годовые. Средние значения КИУМ за десятилетний период показали наиболее высокую эффективность ВЭУ для с. Никольское на о. Беринга (более 53 %), достаточно высокую эффективность в прибрежных районах п-ва Камчатка (на восточном побережье КИУМ ВЭУ более 30 %, на западном побережье – около 18–20 %) и малую эффективность для внутренних районов полуострова (с. Долиновка КИУМ менее 10 %) (таблица 1, рис. 3).

Результаты, полученные в рамках поставленной задачи, далее представлены на примере четырех населенных пунктов Камчатки с разной численностью населения и уровнем энергопотребления (таблица 2). Суммарная мощность ВЭУ принималась равной максимальной мощности нагрузки для каждого поселка с учетом КИУМ ВЭУ. При таких предположениях получены оценки доли покрытия нагрузки за счет выработки электроэнергии на ВЭУ: определены периоды в течение года, когда

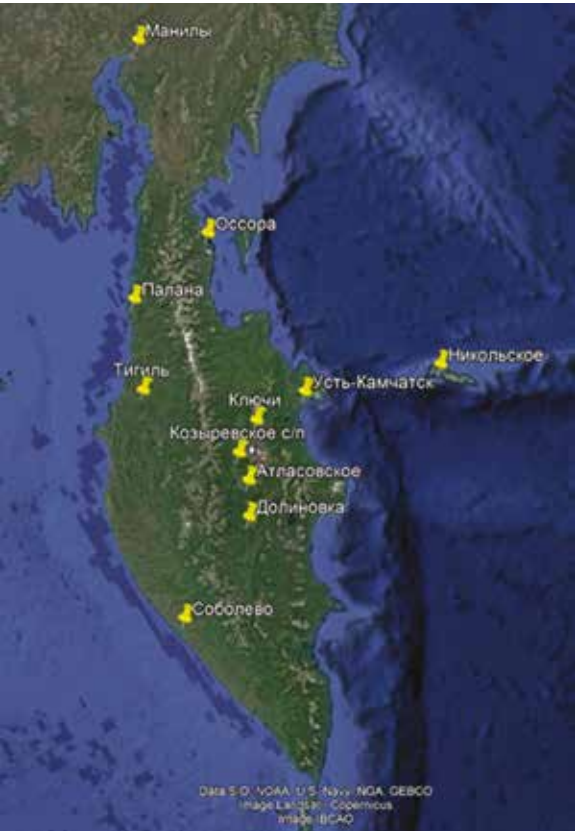


Рис. 3. Схема расположения объектов исследования – населенных пунктов в изолированных энергоузлах Камчатского края

Таблица 2. Местоположение и энергопотребление населённых пунктов Камчатского края – объектов исследования

Населенный пункт	Географические координаты		Численность населения, чел	Макс. потребл. мощность Pmax, кВт	Мин. потребл. мощность Pmin, кВт	Расчетное число ВЭУЕ-53 810 kW
	°с. ш.	°в. д.				
с. Соболево	54,3	155,95	1700	1850	820	8
с. Долиновка	55,12	159,07	300	120	30	1
с. Тигиль	57,75	158,68	1600	1140	400	5
п. Палана	59,07	159,92	3000	1960	760	8

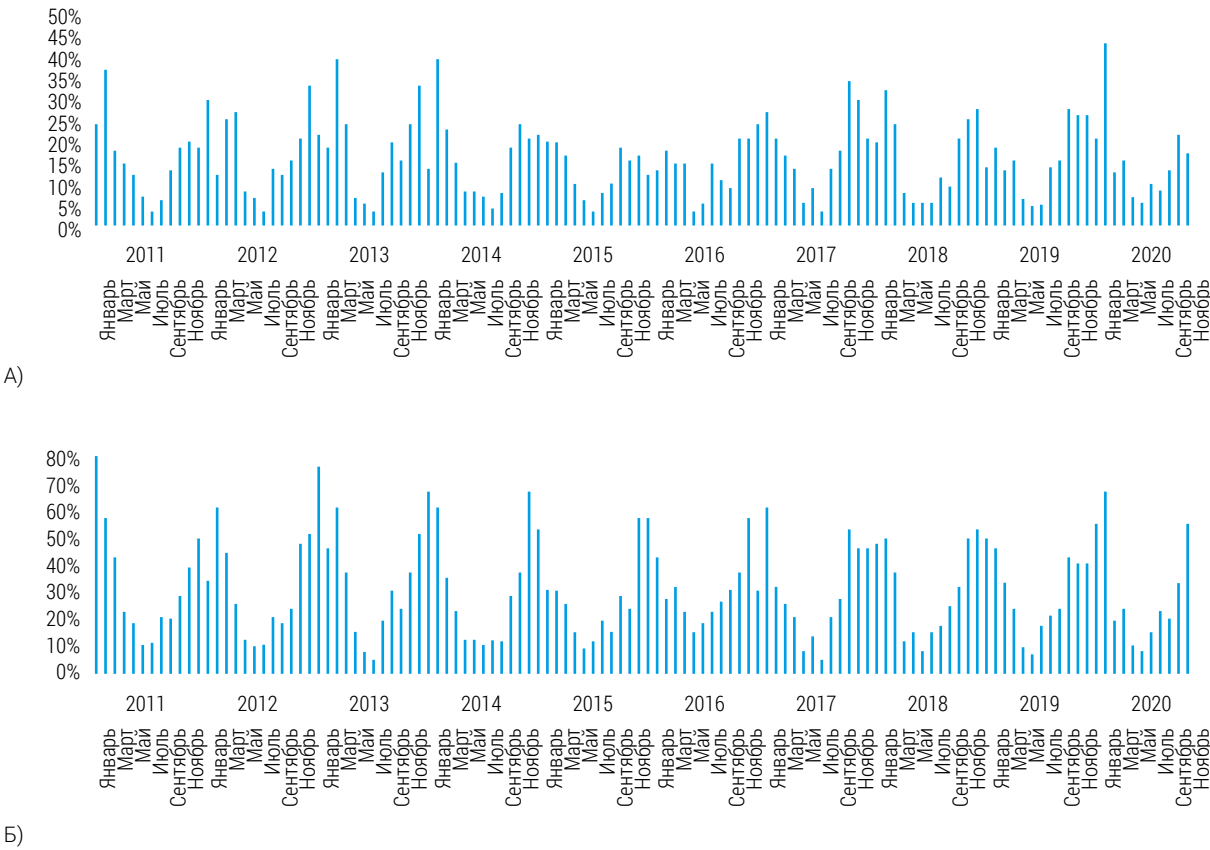


Рис. 4. Среднемесячные значения КИУМ за период 2011–2020 гг. ВЭУ в районах с. Соболево (А) и с. Манилы (Б)

ветровые условия позволяют достичь полное энергообеспечение за счет ветровых установок.

Внутригодовой ход среднемесячных значений КИУМ показывает сезонные закономерности: снижение в летний период года и повышение в зимний период. Так для с. Соболево КИУМ варьирует в течение года от 5 до 40 %, а для с. Манилы – от 10 до 75 % (рис. 4).

Для всего расчетного периода были определены среднегодовые за десятилетний период доли покрытия нагрузки (рис. 5).

Видны вариации указанной характеристики, которые достигают до 30 % (абсолютных). Прослеживаются максимумы для 2013 г. и 2017 г., величина которых зависит от местоположения населенного пункта на полуострове. При этом сезонные доли покрытия нагрузки (при указанной выше мощности ВЭУ) показывают значительные колебания от более 1,5 в холодный период года (декабрь – март) до 0,2–0,3 в летний период (рис. 6).

Расчеты суточных энергобалансов («производство минус потребление») в течение года позволяют определить периоды возможного полного энергообеспечения потребителя за счет работы ВЭУ и периоды, когда требуется дополнительное энергоснабжение за счет резервных энергоустановок (дизель-генераторов). Для определения требуемой мощности дизель-генераторов следует провести такого рода анализ на основе многолетних рядов данных о характеристиках ветра для каждой географической точки. Автономная работа ветроэнергетических комплексов для энергообеспечения в Камчатском крае требует аккумулирования энергии с привлечением суточного и сезонного аккумулирования. Для суточного аккумулирования могут быть применены накопители энергии различных типов [12]. Проблемы же сезонного аккумулирования, а также использование значительных избыточных объемов выработки электроэнергии на ВЭС могут быть рассмотрены, в том числе, с позиций организации производства «зеленого» водорода [13, 14].

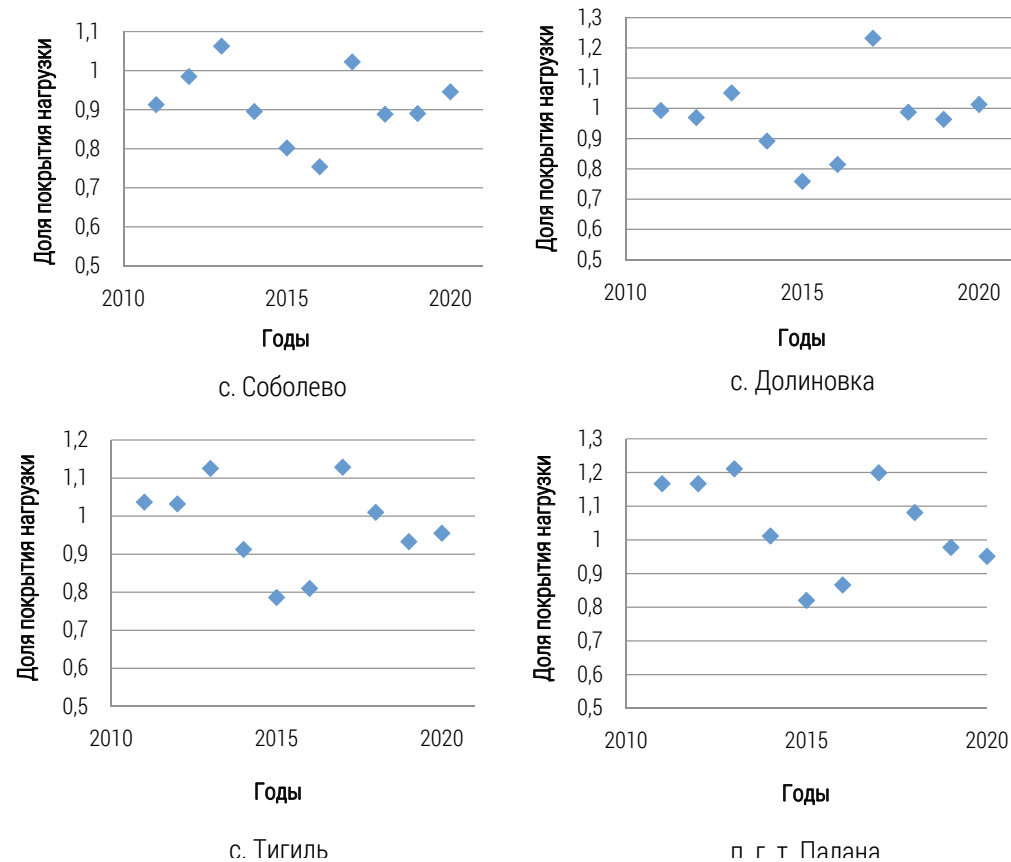
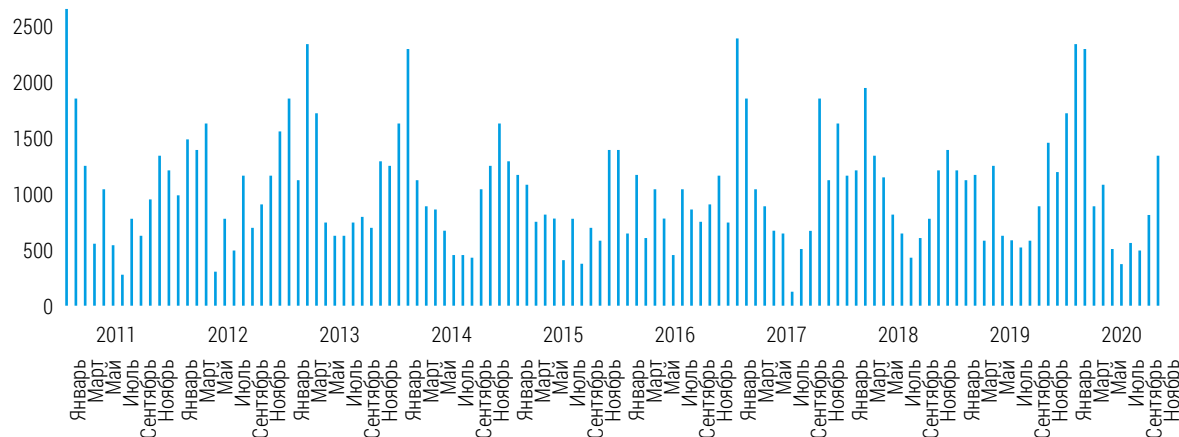


Рис. 5. Среднегодовые значения доли покрытия нагрузки за десятилетний период (2011–2020 гг.) для населенных пунктов Камчатского края

Рис. 6. Среднемесячные значения доли покрытия нагрузки за период 2011–2020 гг. (с. Тигиль)



Выводы

Энергосистема Камчатского края характеризуется заметным ростом энергопотребления, который обеспечивается как станциями в составе локальных энергоузлов, так и автономными дизельными генераторами и ветродизельными установками. Совместный анализ ветровых ресурсов и графиков нагрузки изолированных населенных пунктов позволяет определить потенциал ветроэнергоустановок для энергообеспечения автономных потребителей. Показано, что производительность и коэффициент использования установленной мощности модельных ВЭУ существенно варьируется в зависимости от их месторасположения, сезона и времени суток для территорий в пределах Камчатского края. При выбранном сценарии (суммарная мощность ВЭУ для каждого рассмотренного населенного пункта равна максимальной мощности нагрузки для каждого поселка с учетом КИУМ ВЭУ) в среднем за 10 лет достигается баланс потребления и производства энергии от ВЭУ. Однако внутри-

Расчеты суточных энергобалансов в течение года позволяют определить периоды полного энергообеспечения за счет работы ВЭУ и периоды, когда требуется привлечение резервных дизель-генераторов

годовое и внутрисуточное распределение доли покрытия нагрузки позволяет выделить длительные периоды избытка или недостатка выработки электроэнергии от ВЭУ. Необходимое количество ВЭУ в составе систем энергообеспечения населенных пунктов определяется как ветровым режимом, так и графиком нагрузки и требует детального технико-экономического обоснования с использованием полученных в данном исследовании результатов.

Использованные источники

1. Схема и программа развития электроэнергетики Камчатского края на 2021–2025 годы. Распоряжение губернатора Камчатского края № 299-Р от 29.04.2021 г. – Петропавловск-Камчатский.
2. Белов О.А. Состояние электроэнергетики Камчатского края и перспективы ее развития // Вестник ЮУрГУ. Серия «Энергетика». Т. 21. № 4, 2021. С. 48–56.
3. ПАО «РусГидро». Официальный сайт, пресс-служба. – URL: <http://www.rushydro.ru/press/news/113451.html>
4. Информационное агентство REGNUM. Правительство Камчатского края, Петропавловск-Камчатский. 20.12.2021 г. – URL: <https://regnum.ru/news/economy/3456460.html>
5. Новаковский Б. А., Прасолова А. И., Карпачевский А. М., Филиппова О. Г. Картографирование структуры изолированных энергосистем (на примере Камчатского края, Магаданской и Сахалинской областей) // Геодезия и картография. Т. 78. № 5, 2017. С. 56–63.
6. Кротенко Д.С., Семчѐв В.А., Белов О.А., Жуков С.А. Анализ перспективного развития энергообеспечения Камчатского края // Вестник Камчатского государственного технического университета. № 51, 2020. С. 6–11.
7. Марченко О.В., Соломин С.В. Анализ эффективности аккумулирования электрической энергии и водорода в энергосистемах с возобновляемыми источниками энергии // Вестник Иркутского государственного технического университета. Т. 22. № 3, 2018. С. 114–125.
8. Неведкин С.И., Барсуков А.О., Мозгова М.И., Шичков М.С., Климова М.А. Автономное энергоснабжение с использованием ветроэнергетического комплекса и водородного аккумулирования энергии // Международный научный журнал «Альтернативная энергетика и экология» (ISJAE). 2019. 16–18.12–26.
9. Игнатьев С.Г., Киселева С.В. Формирование облика автономной энергосистемы гарантированного электроснабжения с преимущественным использованием энергии ветра // Международный научный журнал «Альтернативная энергетика и экология» (ISJAE). 2018. 22–24.28–50.
10. Бушуев В.В. Энергетика будущего: технологическая синергия // Энергетическая политика. №2 (168), 2022. С. 54–61.
11. Официальный сайт NASA. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://power.larc.nasa.gov>. (Дата обращения: 15.08.2021 г.).
12. Киселева С. В., Тарасенко А. Б. О возможности использования суперконденсаторных накопителей энергии в составе автономных ветродизельных комплексов // Международный научный журнал «Альтернативная энергетика и экология». № 19–21, 2018. С. 23–33.
13. Tarasenko A. B., Kiseleva S. V., Popel O. S. Hydrogen energy pilot introduction – technology competition // International Journal of Hydrogen Energy. 2022. Vol. 47, no. 23. P. 11991–11997.
14. Prospects for green hydrogen production in the regions of Russia / L. Nefedova, K. Degtyarev, S. Kiseleva, M. Berezkin // E3S Web of Conferences. 2021. Vol. 265, APEEM 2021. P. 04011.



ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА



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

energypolicy.ru

НАШИ ПАРТНЕРЫ



*СТРЕМИМСЯ
К БОЛЬШЕМУ!*

АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
ЗАРУБЕЖНЕФТЬ





2409-5518

ISSN 2409-5516

Источник фото на обложке:
foto.rigg.at / depositphotos.com