

Гаврикова Нонна Витальевна

Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

Гусаревич Анастасия Владимировна

Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

Тельпиз Георгий Александрович

Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

Адаптация механизмов ценообразования в долгосрочных газовых контрактах к геополитическим рискам: анализ асимметрии рынков нефти и газа

Аннотация. В статье рассмотрены методологические подходы к адаптации ценообразования в долгосрочных газовых контрактах в условиях геополитической напряжённости. Актуальность исследования обусловлена разрушением традиционной корреляции между ценами на нефть и природный газ, вызванным геополитическими шоками (санкционные ограничения, изменение маршрутов поставок, логистические риски), что снижает эффективность нефтяной индексации (ОПИ). Выявлены причины асимметричной реакции рынков нефти и газа, предложена авторская классификация факторов расхождения ценовых индикаторов (Brent, TTF, JKM). Разработана гибридная модель ценообразования, интегрирующая газовые хабовые индексы и механизм автоматического пересмотра ценовых условий при превышении порога глобального геополитического риска (GPR). Обоснованы направления повышения адаптивности контрактных структур, включая диверсификацию валют расчётов (юань, рупия) и учёт ставок фрахта. Сравнительная оценка подтверждает снижение ценовых искажений и повышение устойчивости контрактных отношений.

Ключевые слова: долгосрочные газовые контракты, нефтяная индексация (ОПИ), геополитические риски (GPR), гибридное ценообразование, Title Transfer Facility (TTF), Japan Korea Marker (JKM), асимметрия рынков нефти и газа, адаптация контрактных механизмов.

Gavrikova Nonna Vitalievna

Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University

Gusarevich Anastasia Vladimirovna

Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University

Telpiz Georgiy Alexandrovich

Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University

Adaptation of pricing mechanisms in long-term gas contracts to geopolitical risks: analysis of oil and gas market asymmetry

Abstract. The article examines methodological approaches to adapting pricing mechanisms in long-term gas contracts under conditions of geopolitical tension. The relevance of the study is driven by the breakdown of the traditional correlation between oil and natural gas prices caused by geopolitical shocks (sanctions, changes in supply routes, logistical risks), which reduces the effectiveness of oil price indexation (OPI). The causes of the asymmetric response of oil and gas markets to geopolitical events are identified, and an author's classification of factors driving the divergence of price indicators (Brent, TTF, JKM) is proposed. A hybrid pricing model is developed, integrating gas hub indices and an automatic price review mechanism triggered when the global Geopolitical Risk (GPR) index exceeds a threshold. Directions for enhancing the adaptability of contractual structures are substantiated, including diversification of settlement

currencies (yuan, rupee) and consideration of freight rates. A comparative assessment confirms a reduction in price distortions and increased stability of contractual relations.

Keywords: long-term gas contracts, oil price indexation (OPI), geopolitical risks (GPR), hybrid pricing, Title Transfer Facility (TTF), Japan Korea Marker (JKM), oil and gas market asymmetry, adaptation of contractual mechanisms.

На протяжении длительного времени на мировых энергетических рынках наблюдалась устойчивая корреляция между ценами на нефть и природный газ. Рост стоимости нефти автоматически приводил к росту цен на газ, что обусловлено традиционной привязкой газовых контрактов к нефтяным котировкам – oil price indexation (OPI). Данная система обеспечивала относительную предсказуемость и стабильность ценообразования в долгосрочных газовых контрактах, поскольку динамика цен на нефть являлась ключевым ориентиром для формирования стоимости газа.

Для того, чтобы предложить какие-то изменения традиционного механизма ценообразования в долгосрочных газовых контрактах, стоит сначала поподробней рассмотреть его.

Исторической основой долгосрочных газовых контрактов стала модель, разработанная в 1959-1962 гг. при коммерциализации нидерландского месторождения Гронинген. Данная модель сформировала отраслевой стандарт, распространившийся впоследствии на контракты российского газа в Европе, норвежского газа, алжирского СПГ и нигерийского СПГ.

Ключевая проблема, которую призвана решить данная модель, связана с высокой капиталоемкостью газовых проектов. Строительство магистральных трубопроводов, терминалов по сжижению газа, развитие добывающих мощностей требует долгосрочных инвестиций с длительными сроками окупаемости. В условиях отсутствия ликвидных спотовых рынков газа в XX веке контрагенты нуждались в механизмах, снижающих транзакционные издержки и распределяющих риски [1].

Данный механизм рассматривается в экономической теории как инструмент risk-sharing (распределения рисков): продавец получает стабильный денежный поток, необходимый для обслуживания долга и финансирования инфраструктуры, а покупатель – гарантию наличия законтрактованных объемов в периоды пикового спроса [2].

Главным элементом ценообразования groningenской модели является нефтяная индексация (Oil Price Indexation). Важно подчеркнуть, что универсальной формулы OPI не существует; конкретные параметры – коэффициенты привязки к различным нефтепродуктам, базовые периоды, временные лаги, наличие потолков и полов цен – определяются в ходе двусторонних переговоров между участниками сделки [3].

Первоначально «groningenское правило» использовало привязку не к сырой нефти, а к двум основным нефтепродуктам: тяжёлому мазуту (Heavy Fuel Oil, HFO) и лёгкому мазуту (Light Fuel Oil, LFO), котировки которых определялись на Роттердамской бирже. Впоследствии в формулах стали использоваться также цены на газойль и сырую нефть Brent.

В обобщённом виде формула OPI может быть представлена следующим образом [4]:

$$P_{\text{gas}}(t) = P_{\text{base}} \times \left[a \times \left(\frac{\text{Brentavg}(t-3, t-6)}{\text{Brentbase}} \right) + (1-a) \times \left(\frac{\text{HPavg}(t-3, t-6)}{\text{HPbase}} \right) \right] + \Delta, \quad (1)$$

где, $P_{\text{gas}}(t)$ – цена газа в период поставки; P_{base} – базовая цена на момент подписания контракта; $\text{Brentavg}(t-3, t-6)$ – скользящее среднее цены Brent за период с лагом 3-6 месяцев; Brentbase – базовая цена Brent; $\text{HPavg}(t-3, t-6)$ – скользящее среднее цены тяжёлого мазута или газойля за период с лагом 3-6 месяцев; HPbase – базовая цена тяжелого мазута или газойля; a – весовой коэффициент ($0 < a < 1$); Δ – константа (отражает потолок/полы цен или фиксированную премию).

На протяжении 1970-2000-х годов OPI доказал свою эффективность как механизм согласования интересов поставщиков и покупателей в условиях низкой конкуренции и

отсутствия ликвидных альтернатив. Однако с конца 1990-х годов и особенно в 2010-е годы нарастают факторы, разрушающие адекватность OPI:

- Либерализация газовых рынков Европейского Союза и создание газовых хабов (NBP в Великобритании, TTF в Нидерландах, NCG в Германии) сформировали альтернативные механизмы ценообразования;

- Сланцевая революция в США привела к избытку газа на внутреннем рынке и росту экспортных мощностей СПГ, что способствовало глобализации газовой торговли;

- Геополитические шоки показали, что нефть чувствительна к шокам предложения, тогда как газ – к логистическим ограничениям и ставкам фрахта.

В результате долгосрочная корреляция между ценами нефти и газа, на которой базируется OPI, разрушается. Чтобы понять, почему OPI теряет эффективность, необходимо проанализировать природу этой асимметрии и расписать метод расчета риска.

Для количественной оценки влияние геополитических событий на энергетические рынки и рыночную конъюнктуру используется индекс геополитического риска (англ. Geopolitical Risk Index, GPR), предложенный Дарио Кальдара и Маттео Яковьелло в своем исследовании. Данный индекс измеряет частоту упоминаний терминов, связанных с военными действиями, угрозами, дипломатическими кризисами в средствах массовой информации. Эмпирические исследования показывают, что резкие скачки GPR коррелируют со снижением инвестиционной активности и ростом волатильности сырьевых цен [5]. Важно, что GPR фиксирует не только уже реализовавшиеся события, но и риски будущих событий, что важно для понимания динамики фрахтовых ставок.

В соответствии с целью данной статьи важно разграничить, как нефть и газ реагируют на разные компоненты геополитического шока. Как было указано ранее, нефть, как глобальный и относительно стандартизированный товар, более чувствительна к шокам предложения. Газ, в особенности сжиженный природный газ (СПГ), более чувствителен к логистическим шокам, поскольку газовый рынок менее интегрирован, чем нефтяной, и нарушение цепочек поставок, рост фрахта и иные ограничения, увеличивает нагрузку на логистику, что впоследствии вызывает дефицит углеводорода.

Практическим примером данного различия является кризис в Ормузском проливе, начавшийся в конце февраля 2026 года. Совместные атаки США и Израиля по Ирану привели к остановке транспортировки энергоресурсов через пролив, который является одним из ключевых элементов транспортной цепи для экспорта углеводородов из Персидского залива. По данным, Международного энергетического агентства (англ. IEA), через Ормузский пролив ранее проходило до 20 млн баррелей нефти и нефтепродуктов в сутки. В результате кризиса произошло расхождение траекторий цен на нефть и газ. В то время, как цены на нефть Brent резко возросли, газовые рынки претерпели структурный шок, вызванный не столько ожиданием дефицита газа, сколько нарушением логистики его доставки [6].

Наиболее показательным индикатором стал рост ставок фрахта. Ставки на супертанкеры для перевозки сырой нефти VLCC (англ. Very Large Crude Carrier), передвигающихся из Персидского залива в Азиатско-Тихоокеанский регион (АТР) выросла на 600% по сравнению со средним уровнем. Несмотря на это, для газового рынка критическим оказался рост фрахтовых ставок на газовозы VLGC (англ. Very Large Gas Carrier). Поставки сниженного нефтяного газа и этана, критически важных для нефтехимии фактически остановились. Страны-экспортеры, такие как Кувейт, Катар, ОАЭ были вынуждены сократить или полностью остановить производство сжиженных газов из-за невозможности их отгрузки [7]. Таким образом, шок спроса на газ был напрямую связан с ростом ставки фрахта и инфраструктурными ограничениями портов (см. рисунок 1).

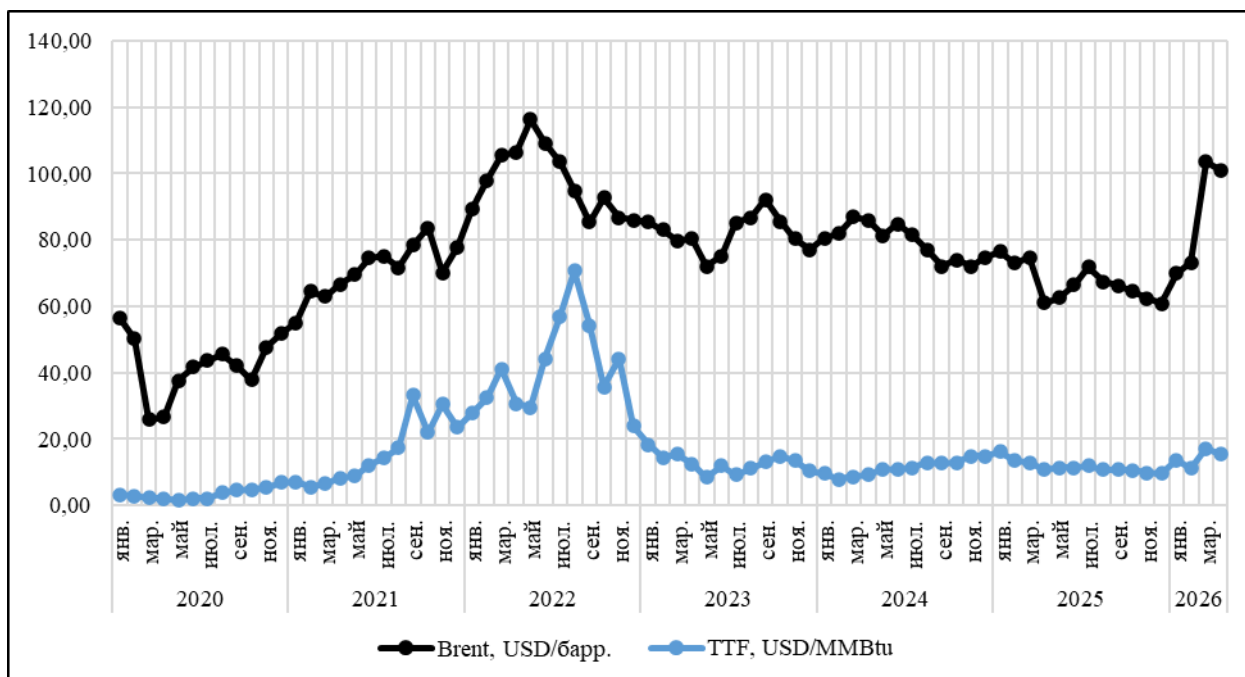


Рисунок 1 – Сопоставление котировок на нефть Brent и природного газа на нидерландской виртуальной торговой площадке TTF (составлено авторами на основе [8, 9])

На графике видно, что в 2020-2021 гг. газ следует за нефтью с некоторым временным лагом. Во второй половине 2021-2022 гг. наблюдается первый системный разрыв. Снижение поставок газа из России привели к росту TTF, в то время как нефть росла, но сравнительно медленно. Данные изменения носили прежде всего территориальный и геополитический характер. В марте 2026 г. наблюдается второй системный разрыв. Цена Brent растет скачками, что обусловлено реакцией на шок предложения нефти, в то время как цена TTF, напротив, демонстрирует менее активный рост, но сопровождается обвалом доступности ликвидности и ростом фрахтовых ставок, что на графике отражается как резкий скачок волатильности с последующей стагнацией.

Первый значимый разрыв корреляции «нефть-газ» произошёл в 2022 году после эскалации конфликта России и Украины. Согласно представленным данным, цена Brent выросла с \$89,20/бarr. в январе 2022 года до \$116,21/бarr. в мае 2022 года (рост 30,3%). Цена TTF за тот же период увеличилась с \$27,82/MMBtu до \$70,70/MMBtu в августе 2022 года (рост 154%).

Ключевое наблюдение: газ отреагировал на прямое нарушение трубопроводных поставок из России кратно более сильным ростом (154% против 30% у нефти). При этом пик Brent пришёлся на май (\$116,21), а пик TTF – на август (\$70,70), что свидетельствует о временном лаге в реакции рынков.

В марте 2026 года произошёл новый геополитический шок: Иран заблокировал Ормузский пролив, через который проходит около 20% мировых поставок нефти.

Согласно представленным данным, цена Brent выросла с \$73,20/бarr. в феврале 2026 года до \$103,52/бarr. в марте 2026 года (рост 41,4%). Цена TTF за тот же период выросла с \$11,08/MMBtu до \$17,16/MMBtu (рост 54,9%). В апреле 2026 года Brent снизилась до \$101,06/бarr., а TTF – до \$15,41/MMBtu.

В отличие от 2022 года, темпы роста газа и нефти оказались сопоставимы (55% против 41%). Однако принципиальное различие заключается в драйверах: нефть реагировала на шок предложения (блокировка пролива), тогда как динамика газа определялась логистическими ограничениями – ставки фрахта на перевозку СПГ выросли на 600% из-за необходимости перенаправлять танкеры в обход Африки.

Таким образом, нефть реагирует на сам факт военного конфликта, как на угрозу снижения мирового предложения на 5-8%. Газ, в свою очередь, реагирует на реализацию этого шока в виде блокировки пролива и невозможности зафрахтовать судна. Это принципиальное значение является ключевым: чувствительность нефти проявляется к событию, а чувствительность газа к последствиям события для логистики.

Систематическое разрушение корреляции нефти и газа под влиянием геополитики меняет контрактную логику участников рынка. Классическая take-or-pay модель с чистой нефтяной привязкой становится источником не хеджирования, а дополнительных рисков. Это подтверждается эволюцией контрактных структур, зафиксированной как в аналитических обзорах Оксфордского института энергетических исследований (англ. Oxford Institute for Energy Studies, OIES), так и рыночных данных. Если в начале 2000-х годов большинство контрактов были привязаны к нефтепродуктам, то к 2024-2025 гг. доля сделок с ценообразованием от TTF и других хабов превысила 60%. Поставщики и потребители переходят на гибридные формулы, чтобы сохранить предсказуемость базовой выручки, но привязать маржинальную цену к реальным газовым фундаментальным факторам. В новых долгосрочных контрактах все чаще встречается опцион на снижение минимального ежегодного объема или возможность применения механизма распоряжения того объема газа, который не был потреблен на будущие периоды без штрафов. Для российских экспортеров, особенно в условиях санкционного давления и переориентации на азиатские рынки OPI становится неперспективным, что подтверждает необходимость разработки новой гибридной модели.

Согласно отчету Агентства Европейского Союза по сотрудничеству органов регулирования энергетики (англ. European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulations, ACER) за 2025 год, в 2024 году доля спотовых хабовых индексов в ценообразовании европейского газа достигла около 70%, в то время как чисто нефтяная индексация сократилась. В 2024 году объем спотовых сделок по поставкам СПГ в ЕС составил более 45 млрд м³, при этом ЕС закупил на спотовом рынке 30 млрд м³ СПГ, что является самым высоким показателем среди всех крупных импортеров и более чем в два раза превышает объемы спотовых закупок Китая или Индии [10]. Ключевым бенчмарком стал нидерландский хаб TTF, который лежит в основе 73% спотовых LNG-транзакций в ЕС в 2024 году [10]. Еще одним популярным механизмом ценообразования стала фиксированная цена, которая составила 15% всех спотовых сделок по СПГ [10]. Цена устанавливается по стоимости, согласованной на момент сделки без привязки к рыночным индексам [10]. На американский хаб Henry Hub пришлось 4% сделок и 2% пришлось на азиатский JKM [10]. Несмотря на это, для долгосрочных контрактов в ЕС Henry Hub стал преобладающим индексом, который составил более половины объемов СПГ, направляемых в ЕС [10].

В подобных условиях принцип take-or-pay, по-прежнему играет важную роль, но его применение приобретает иной характер. В условиях неопределенности спроса долгосрочные контракты с жестко регламентируемым принципом take-or-pay могут привести к значительным финансовым потерям для покупателей, если спрос окажется ниже ранее законтрактованных объемов [10]. Помимо этого, вступившее в силу с 2025 года регулирование метана (англ. EU Methane Regulation) требует от импортеров раскрытия информации о выбросах метана по всей цепочке поставок, что также вынуждает пересмотреть существующие контракты уже с 2027 года. Это также является дополнительным стимулом к модернизации контрактных условий.

Проведенный анализ показал, что рыночные адаптации остаются запаздывающими. Необходим проактивный механизм – контрактная модель с автоматическими триггерами пересмотра цен при росте геополитических рисков. Авторами была разработана гибридная модель ценообразования (формула 2), интегрирующая газовые хабовые индексы и механизм автоматического пересмотра ценовых условий при превышении порога глобального геополитического риска (GPR):

$$P_{\text{new}} = P_{\text{base}} \times \left(\alpha \times \left(\frac{\text{Brentavg}}{\text{Brentbase}} \right) + \beta \times \left(\frac{\text{TTFprev}}{\text{TTFbase}} \right) \right) + \gamma \times \max(0, \text{GRP} - 100) + \delta \times (\text{Freight}_{\text{pct}} - 1), \quad (2)$$

где, P_{new} – цена газа; P_{base} – базовая цена газа в контракте (типовое значение для долгосрочных контрактов, подписанных в 2019–2020 гг. (средняя цена ~4-6 USD/MMBtu); принято значение 5 USD/MMBtu в расчетах); Brentavg – скользящее среднее цены Brent за период с лагом 3-6 месяцев; Brentbase – базовая цена нефти Brent на момент подписания контракта (средняя цена Brent в 2019 – начале 2020 гг. (до пандемии и падения); принято значение 50 USD/барр.); β – вес хабовой привязки, 0,4; TTFprev – цена газового хаба (USD/MMBtu); TTFbase – базовая цена газового хаба на момент подписания (средняя цена TTF в 2019 – начале 2020 гг.; принято значение 3 USD/MMBtu); γ – чувствительность к GPR (добавка за риск), 0,02; δ – чувствительность к фрахту, 0,5; $\text{Freight}_{\text{pct}}$ – ставка фрахта.

Ниже, на рисунке 2, представлен график цен на газ, рассчитанных по текущей и гибридной моделям OPI, что наглядно демонстрирует отличие моделей OPI.

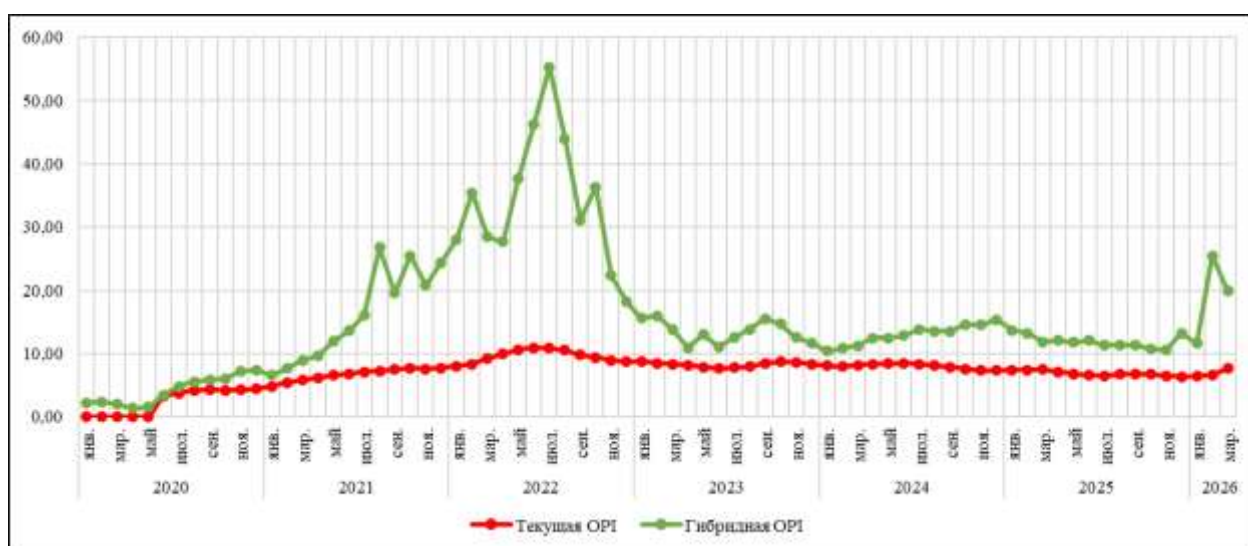


Рисунок 2 – Сравнение текущей и гибридной моделей OPI
(составлено авторами)

Таким образом, проведённое исследование подтвердило гипотезу о трансформации нефтяной индексации в долгосрочных газовых контрактах под влиянием геополитических шоков.

Основными результатами являются выводы о том, что классическая OPI, основанная на привязке к Brent с лагом 3-6 месяцев, демонстрирует критическую нечувствительность к газовым шокам. В августе 2022 года отклонение расчётной цены от фактического TTF составило 549%, в марте 2026 года – 158%.

В то время как предлагаемая гибридная модель (привязка к нефти и хабу TTF, чувствительность к GRP и учёт фрахта) сокращает отклонение до 22% в августе 2022 года. В марте 2026 года модель даёт переоценку на 48%, что связано с экстремальным значением GPR (600) и требует калибровки коэффициента γ .

Вклад GPR и фрахтовой компоненты в гибридную цену марта 2026 года достиг 49%, что подтверждает необходимость учёта геополитических рисков и логистических издержек в ценообразовании.

Как итог, классическая OPI утратила эффективность. Переход к гибридным формулам с автоматическими триггерами ревизии цены при росте геополитической напряжённости ($\text{GRP} > 100$) и учётом ставок фрахта является объективной необходимостью для минимизации асимметричных рисков поставщиков и покупателей.

Список источников

1. Talus K. Winds of Change: Long-Term Gas Contracts and Changing Energy Paradigms in the European Union / K. Talus // Palgrave Macmillan UK. – 2012. – P. 227-242.
2. Что такое договор take or pay («бери или плати»)? [Электронный ресурс] / Аргументы и факты. – 2020. – 21 апреля. Режим доступа: https://aif.ru/money/economy/chto_takoe_dogovor_take_or_pay_beri_ili_plati (дата обращения: 24.04.2026).
3. The peculiarities of price formation in the international trade in natural gas [Электронный ресурс] // Academia.edu. – 2013. Режим доступа: <https://ideas.repec.org/a/eip/journal/y2014i1p53-66.html> (дата обращения: 24.04.2026).
4. It will take time before the gas prices impact the Yamal contract (ANALYSIS) [Электронный ресурс] // BiznesAlert EN. – 13 September 2020. Режим доступа: <https://biznesalert.com/gas-prices-poland-impacts-yamal-contract-analysis/> (дата обращения: 24.04.2026).
5. Комаровская Н.В. Способы измерения экономической неопределенности [Электронный ресурс] // CyberLeninka: [сайт]. Режим доступа: <https://cyberleninka.ru/article/n/sposoby-izmereniya-ekonomicheskoy-neopredelennosti> (дата обращения: 30.04.2026).
6. Ормузский пролив пропустил 5 судов за 24 часа вместо довоенных 140 [Электронный ресурс] // Рамблер.Финансы: [сайт]. – 26 апреля 2026. Режим доступа: <https://finance.rambler.ru/business/56363078-ormuzskiy-proliv-propustil-5-sudov-za-24-chasa-vmesto-dovoennyh-140/> (дата обращения: 30.04.2026).
7. Bloomberg назвал две причины подорожания фрахта нефтетанкеров на 600% [Электронный ресурс] // РБК.Радио : [сайт]. – 27 февраля 2026. – URL: <https://www.rbc.ru/rbcfreenews/69a14f089a7947bfd04b07e0> (дата обращения: 30.04.2026).
8. TradingView Inc. UKOIL: график и котировки нефти марки Brent [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <https://ru.tradingview.com/symbols/UKOIL/?timeframe=120M> (дата обращения: 24.04.2026).
9. TFU1! Графики и котировки [Электронный ресурс] // TradingView. — URL: <https://ru.tradingview.com/symbols/ICEEUR-TFU1!/?timeframe=120M> (дата обращения: 24.04.2026).
10. Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER). 2025 Monitoring Report. LNG Market Developments [Электронный ресурс] / Agency for the Cooperation of Energy Regulators. – Ljubljana : ACER, 2025. – 66 р. – URL: https://www.acer.europa.eu/monitoring/MMR/LNG_market_developments_2025 (дата обращения: 01.05.2026).

Сведения об авторах

Гаврикова Нонна Витальевна, студентка Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого, г. Санкт-Петербург, Россия

Гусаревич Анастасия Владимировна, студентка Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого, г. Санкт-Петербург, Россия

Тельпиз Георгий Александрович, студент Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого, г. Санкт-Петербург, Россия

Научный руководитель

Бугаева Татьяна Михайловна, к.э.н., доцент, руководитель программы «Экономика инноваций в энергетике», Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого, г. Санкт-Петербург, Россия

Information about the authors

Gavrikova Nonna Vitalievna, Student, Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University, St. Petersburg, Russia

Gusarevich Anastasia Vladimirovna, Student, Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University, St. Petersburg, Russia

Telpiz Georgy Alexandrovich, Student, Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University, St. Petersburg, Russia

Academic Supervisor

Bugaeva Tatiana Mikhailovna, Candidate of Economic Sciences, Associate Professor, Head of the «Economics of Innovations in Energy» Program, Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University, St. Petersburg, Russia