

ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИЕ КОМПЛЕКСЫ И СИСТЕМЫ



УДК 620.92

DOI:10.30724/1998-9903-2026-28-1-22-41

«ЗЕЛЁНЫЙ» ЭНЕРГОПЕРЕХОД: СИСТЕМНЫЕ ПРОТИВОРЕЧИЯ И СКРЫТЫЕ ИЗДЕРЖКИ

Давыдов Д.А.¹, Никитин К.И.¹, Загоруйко А.А.², Татевосян А.А.¹

¹Омский государственный технический университет, г. Омск, Россия

²Омский государственный университет путей сообщения, г. Омск, Россия

7shaq7@gmail.ru

Резюме: АКТУАЛЬНОСТЬ работы заключается в её своевременной и критически важной «ревизии» тренда «зелёной» энергетики. Она выполняет функцию «взгляда со стороны», призывающего к взвешенной оценке, учёту всех рисков и отказу от идеологизированного подхода в пользу научно-обоснованного, комплексного анализа на пути к реальной, а не декларативной, устойчивости. Это делает её ценным вкладом не только в академическую дискуссию, но и в выработку практической государственной политики и корпоративных стратегий. **ЦЕЛЬ.** Проведение комплексного критического анализа современных тенденций, технологических решений и системных проблем в области «зеленой» энергетики и декарбонизации, с оценкой их реальной эффективности, экономической целесообразности и экологических последствий на всех этапах жизненного цикла. **МЕТОДЫ.** В основе работы лежит системный обзор и сравнительный анализ широкого круга научных исследований и технологических кейсов в области возобновляемой энергетики (ветровой, солнечной, водородной), методов улавливания углерода (CCUS), гибридных систем и накопителей энергии. Оценка проводится с учетом технологических, экономических и экологических параметров, включая коэффициенты полезного действия, уровеньized стоимость энергии (LCOE), капитальные и операционные расходы (CAPEX/OPEX), а также углеродный след. **РЕЗУЛЬТАТЫ.** Выявлены существенные противоречия и системные вызовы, связанные с переходом на возобновляемых источников энергии (ВИЭ). Показано, что многие технологические решения (водородная энергетика, CCUS, гибридные системы) находятся на ранних стадиях развития, характеризуются высокой стоимостью, низким EROI и нерешенными проблемами утилизации отходов (лопасти ветрогенераторов, солнечные панели, аккумуляторы). Озвучена проблема рентабельности ВИЭ в регионах с низким потенциалом без государственных субсидий. Установлено, что массовое внедрение inverter-based генерации снижает совокупную инерцию энергосистем, создавая риски для их стабильности. Выявлены значительные экологические и социальные издержки добычи критически важных материалов (литий, кобальт) для «зеленой» экономики. **ЗАКЛЮЧЕНИЕ.** Сделан вывод о том, что декларируемые преимущества «зеленой» энергетики зачастую нивелируются комплексом скрытых технологических, экономических и экологических проблем. Кардинальная трансформация энергосистем не является однозначно позитивной и создает многогранные вызовы, требующие сбалансированного подхода, глубокого системного анализа и разработки комплексных стратегий с участием государства, бизнеса и науки, а не лишь следования трендам. Необходим пересмотр методологий оценки для учета полного жизненного цикла технологий ВИЭ.

Ключевые слова: зеленая энергетика; современная цивилизация; утилизация отходов; добыча редких ресурсов; социальная справедливость; PR стратегия; зеленая экономика; солнечные панели; карбоновый след; аккумуляторные батареи; лопасти ветрогенераторов; возобновляемые источники энергии; электромобили.

Для цитирования: Давыдов Д.А., Никитин К.И., Загоруйко А.А., Татевосян А.А. «Зелёный» энергопереход: системные противоречия и скрытые издержки // Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2026. Т. 28. № 1. С. 22-41. doi: 10.30724/1998-9903-2026-28-1-22-41.

THE GREEN ENERGY TRANSITION: SYSTEMIC CONTRADICTIONS AND HIDDEN COSTS

Davydov D.A.¹, Nikitin K.I.¹, Zagoruyko A.A.², Tatevosyan A.A.¹

¹Omsk State Technical University, Omsk, Russia

²Omsk State Transport University, Omsk, Russia

7shaq7@gmail.ru

Abstract: *THE RELEVANCE* of this article lies in its timely and critical reassessment of the "green" energy trend. It serves as a "sober voice," advocating for a balanced evaluation, comprehensive risk assessment, and a shift from ideological approaches to scientifically-grounded, holistic analysis aimed at achieving genuine sustainability. This makes it a valuable contribution not only to academic discourse but also to the development of practical government policies and corporate strategies. *THE PURPOSE.* This paper conducts a comprehensive critical analysis of the modern trends, technological solutions, and systemic challenges within the green energy sector and decarbonization efforts. It aims to evaluate their actual effectiveness, economic viability, and full lifecycle environmental impacts, moving beyond the prevailing optimistic narratives to provide a balanced assessment. *METHODS.* The research employs a systematic review and comparative analysis of a wide range of scientific studies and technological case studies. The methodology critically examines wind, solar, and hydrogen energy, carbon capture, utilization, and storage (CCUS) technologies, hybrid systems, and various energy storage solutions. The assessment incorporates key technological, economic, and environmental metrics, including energy return on investment (EROI), levelized cost of energy (LCOE), capital and operational expenditures (CAPEX/OPEX), and carbon footprint across the entire value chain. *RESULTS.* The study identifies significant contradictions and systemic challenges in the transition to renewables. It demonstrates that many promoted solutions, such as hydrogen economy and CCUS, remain at early development stages, characterized by high costs, low EROI, and unresolved end-of-life waste management issues for wind turbine blades, solar panels, and batteries. The analysis confirms the non-viability of renewable energy sources in regions with low natural potential without substantial government subsidies. Furthermore, the mass integration of inverter-based generation reduces the overall system inertia, creating substantial risks for grid stability and reliability. The research also highlights severe environmental and social costs associated with the extraction of critical materials like lithium and cobalt, revealing a hidden negative footprint of the green energy supply chain. *CONCLUSIONS.* The study concludes that the declared benefits of the green energy transition are often offset by a complex array of hidden technological, economic, and environmental problems. The radical transformation of energy systems is not an unequivocally positive process and presents multifaceted challenges. It necessitates a balanced approach, deep systemic analysis, and the development of comprehensive strategies involving the state, business, and scientific community, rather than merely following trends. A critical revision of current assessment methodologies is required to fully account for the entire lifecycle of green technologies and their true systemic costs.

Keywords: *green energy; modern civilization; waste management; rare resource extraction; social justice; PR strategy; green economy; solar panels; carbon footprint; battery storage; wind turbine blades; renewable energy sources; electric vehicles.*

For citation: Davydov D.A., Nikitin K.I., Zagoruyko A.A., Tatevosyan A.A. The green energy transition: systemic contradictions and hidden costs. *Power engineering: research, equipment, technology.* 2026; 28 (1): 22-41. doi: 10.30724/1998-9903-2026-28-1-22-41.

Введение (Introduction)

Глобальный спрос на энергетические ресурсы неуклонно возрастает под влиянием демографической динамики, повсеместной цифровизации и технологизации быта и промышленности. Мощным катализатором перехода к «зеленой» энергетике послужил многократный рост мирового энергопотребления со скромных 5600 ТВт·ч в XIX веке до колоссальных 170 000 ТВт·ч сегодня, сопровождающийся огромным разбросом в уровнях душевого потребления между регионами (от 98 до 105 540 кВт·ч). Нарастающая угроза истощения углеводородных ресурсов, усугубляемая их доказанным вредом для

окружающей среды, сделала этот переход не просто трендом, а императивом для современной цивилизации.

Ядро «зеленой» энергетики составляют технологии, преобразующие неисчерпаемые природные ресурсы, такие как: солнечное излучение, ветер, гидроэнергия и биотопливо – в полезную энергию. Хотя термин «зеленая экономика» был введен Майклом Джейкобсом еще в 1991 году, его повсеместное принятие стало прямым следствием финансового кризиса 2008 года, который обнажил уязвимости традиционной модели развития. В этих условиях «зеленая» экономика стала восприниматься как жизнеспособная стратегия для обеспечения стабильности и нового качества экономического роста.

Таким образом, «зеленая» энергетика и «зеленая» экономика образуют симбиотическую связь, где общий эпитет «зеленый» универсально характеризует их основополагающие принципы в обеих сферах. Совокупность антропогенных, а вслед за ними и антропогенных факторов оказывает негативное влияние на экологические системы Земли, при том, что основная идея зеленой экономики – снижение этого влияния на экосистемы и рост равномерное развитие экономики без существенного роста производственных мощностей. Однозначно можно утверждать, что благополучное существование человеческой цивилизации связано с ресурсами, которые в свою очередь связаны с экологией и существование концепций, предложений и идей для получения этих ресурсов с минимальным воздействием на экосистемы, в которых живёт человечество были, есть и будут. Тем самым это можно отнести к попыткам людей снизить отрицательные эффекты воздействия на экологию, что вызвано заботой о себе и будущих поколениях. Несмотря на обилие позитивной риторики, подчеркивающей экологичность «зеленой» экономики, ее практическая реализация сталкивается с кризисом эффективности – отсутствием работающих инструментов для реализации масштабных проектов по восстановлению экосистем. Это приводит к парадоксу: при тотальном медийном охвате тем сохранения природы и декларативных усилиях, реальные экологические показатели улучшаются незначительно. В научной литературе высказывается мнение, что «зеленая» экономика используется скорее для пропаганды, нежели для решения экологических проблем [1, с. 97]. Данный дискурс активно используется рядом левых политических сил на Западе, которые абсолютизируют антропогенное воздействие на природу. Подобная радикализация порождает экстремальные формы протеста, вплоть до экотерроризма. При этом ключевые решения в области «зеленых» технологий зачастую определяются лоббистскими интересами и политической конъюнктурой, что малозаметно для рядового потребителя [2]. Таким образом, хотя переход на ВИЭ и снижение выбросов несут неоспоримые бенефиты, системные вызовы – нестабильность генерации, ресурсоемкость, высокая стоимость и необходимость в системах хранения энергии – создают новые комплексные проблемы.

Литературный обзор (Literature Review)

Одна из основных проблем экономического роста увеличение выбросов парниковых газов в атмосферу, происходит в первую очередь за счёт энергоемких отраслей, таких как металлургия [3]. Для решения необходимо внедрение прорывных технологий, включая технологии прямого восстановления железа (DRI) на основе водорода, улавливание и хранение CO₂ (CCUS), электролиза железной руды. Однако эти технологии пока находятся на ранней стадии разработки и сталкиваются со значительными техническими, экономическими и инфраструктурными ограничениями [3]. На данном этапе развития энергетики наиболее распространено применение технологии с использованием твердооксидного топливного элемента (ТОТЭ), где имеет место факт выброса углекислого газа в атмосферу. Поэтому даже в этом современном источнике энергии CO₂ необходимо улавливать и утилизировать. Авторы [4] фокусируются на декарбонизации энергетики через улавливание CO₂, выделяемого при работе ТОТЭ на ископаемом топливе. Изоляция CO₂ на ТОТЭ снижает КПД на 10-15% и не устраняет выбросов при производстве абсорбентов – 6% NaOH и 6% CaO, т.к. предлагаемая регенерация CaO требует нагрева до 95°C, что увеличивает эксплуатационные затраты (OPEX), а производство NaOH связано с выбросами Cl₂ (электролиз NaCl). Шлам, возникающий в рассматриваемом процессе улавливания углекислого газа – CaCO₃ может содержать примеси тяжёлых металлов, ограничивающие его утилизацию. В исследовании [5] более подробно рассмотрена технология захвата, хранения и утилизации углекислого газа, применение которой осложняется следующими факторами:

1. Высокие капитальные вложения и длительный срок окупаемости проектов;
2. Отсутствие методологической базы по оценке выбросов парниковых газов и стоимости углеродной единицы;

3. Геологические риски при хранении CO_2 , связанные с оценкой структуры пластов-коллекторов и возможными утечками;

4. Организационно-технологические риски, связанные с отсутствием опыта реализации и сертифицированных технологий по улавливанию, транспортировке и захоронению CO_2 ;

5. Технологические риски, связанные с коррозионными повреждениями трубопроводов при транспортировке агрессивного CO_2 .

В работе [6] рассматриваются эксплуатационные характеристики газотурбинной установки (ГТУ), применяющей в качестве топлива на синтез-газ, извлеченный из угля методом кислородной газификации. Авторы считают, что это позволит увеличить энергоэффективность ГТУ и декарбонизировать такой источник энергии как ископаемый уголь, но этот путь не является «зелёным решением», т.к. провоцирует высокие выбросы CO_2 на всех этапах (добыча, газификация, сжигание). Авторы игнорируют углеродный след, хотя упоминают «декарбонизацию энергетики». В работе не приведены данные по эмиссии NO_x/SO_2 , хотя другие исследования отмечают рост NO_x при использовании синтез-газа. При такой технологии наблюдается рост расхода топлива в 4-5 раз, что сделает электроэнергию дорогой, особенно при текущих ценах на уголь и затратах на сложные системы очистки синтез-газа (из-за высокой зольности угля), что увеличивает капитальные затраты.

Существует подход [7] к безотходному принципу работы производств, отходы которых, такие как опилки и шелуха, могут быть переработаны в топливные гранулы для собственных мини-ТЭС и покрытия своих энергетических нужд (электроэнергия, пар). Но при рассмотрении подобного решения не учитывается, что сжигание соломы повышает выбросы NO_x из-за высокого содержания азота (2.36%), а также упущены из виду: углеродный след от транспортировки и подготовки биотоплива (сушка, измельчение) и высокая зольность соломы (4.5-6.1%) и низкая температура плавления золы увеличивают риск шлакования котла, снижая КПД. Отсутствие решений для очистки или модификации топлива усугубляет проблему. Коррозионная активность, вызванная содержанием хлора в соломе, ускоряет износ оборудования также не рассматривается как проблема.

В качестве альтернативного топлива в работе [8] рассматриваются методы получения биодизельного топлива с помощью установки проточного типа с реакторами периодического и непрерывного действия. Высокие температуры (до 400°C) и давления (до 45 МПа) технологического процесса данного способа требуют дорогостоящего оборудования и повышают риски эксплуатации, а энергозатраты на рециркуляцию избыточного спирта могут нивелировать экономические выгоды, при и без того высоких капитальных затратах и конкуренции с дешевыми ископаемыми видами топлива. При этом термическая деградация ненасыщенных жирных кислот при 300°C снижает качество получаемого биодизеля. Также ряд ученых рассматривает [9] печное бытовое топливо (ПБТ) в качестве основного резервного топлива для котельных в РФ и Беларуси. Производство которого осуществляется путём переработки продуктов прямой перегонки нефти, дистиллятов, полученные в результате вторичных процессов нефтепереработки – термического и каталитического крекинга, а также коксования. Исследования авторов [9] в лабораторных условиях показывают, что ПБТ снижает выбросы SO_2 в 70 раз, зольность – в 7 раз, образование сажи – в 2 раз по сравнению с мазутом. Но хотя выбросы SO_2 снижаются, выбросы NO_x и CO_2 при сжигании ПБТ выше, чем у мазута. Это не учтено в выводах авторов. Есть также нерешенные препятствия в разделе логистики и безопасности: ПБТ требует хранения в герметичных ёмкостях, что сложнее мазутных резервуаров, а также низкая температура вспышки (62°C против 110°C у мазута) повышает пожарную опасность. Не существует оценки затрат на переоборудование котельных (замена форсунок, системы подогрева), а зависимость ПБТ от нефти делает систему уязвимой к ценам на сырьё.

Неоднозначные эффекты от следования требованиям по кардинальной трансформации энергетических систем в сторону декарбонизации, повышения энергоэффективности и увеличения доли ВИЭ рассматриваются в работах [10-15]. Построение эконометрических моделей на основе панельных данных по 83 регионам России за 2016-2020 годы (с учетом индивидуальных различий регионов) показывает о наличии двойных эффектов взаимного влияния в триаде «инновации-энергоэффективность-декарбонизация» [10]. Водородный же энергопереход для России, рассмотренный в работе [11] не анализирует КПД цепочки «производство-хранение-транспортировка» «зелёного» водорода, включая потери при электролизе (~30%), сжижении/компрессии. Также при массовом использовании водорода не рассмотрены риски утечек водорода и его влияние на парниковый эффект, усиливающее эффект метана. Себестоимость «зелёного» водорода

(€3,5–7,5/кг) в 4-7 раз выше «серого» [12] является важным экономическим барьером развития водородной энергетики в России. Исследование [12] стратегических документов Европейского Союза (European Green Deal, Водородная стратегия-2020) и России (Энергостратегия-2035, «дорожная карта» по водороду) показывает, что водород станет важнейшим энергоносителем в декарбонизированной экономике, при этом Европейский Союз планирует развивать «зелёный» водород, но до 2050 года будет импортировать «голубой» водород, что создаёт возможности для России благодаря её конкурентным преимуществам, однако медлительность в принятии решений может привести к упущению рыночных перспектив.

В исследовании [13] авторы применяют комплексный подход к анализу водородной энергетики в России, используя сравнительный анализ технологий производства водорода (электролиз, паровая конверсия метана, пиролиз) с оценкой их себестоимости. Особое внимание уделяется предприятиям Татарстана. При этом в работе выявляются существенные проблемы: высокая энергоёмкость криогенного хранения (10.5 кВт·ч/кг), значительные капитальные затраты на электролизёры, отсутствие детального анализа углеродного следа «голубого» водорода и его рисков, нерешённые вопросы масштабирования инновационных решений вроде гидрида магния, а также недостаточная проработка логистических аспектов планируемого экспорта водорода.

Противоречия между развитыми и развивающимися странами по вопросам темпов, приоритетов и финансирования энергетического перехода рассмотрены на примере Туниса [14]. Изучив текущее состояние планов и программ по развитию «зеленой» энергетики, статистических данных по структуре энергобаланса и парниковых выбросов с учетом сложностей интеграции прерывистой генерации от ВИЭ в энергосистему Туниса [14] и Индонезии [15] авторы приходят к выводу, что, несмотря на амбициозные планы стран по развитию «зеленой» энергетики существуют проблемы на фоне текущей доминирующей роли ископаемых видов топлива в энергетике Туниса [14]. Индонезия же, повторяя амбициозный курс Туниса уже сейчас сталкивается с растущим разрывом между спросом на энергию и ее предложением [15], а также ограничена внутренними ресурсами и технологиями для стремительного перехода к ВИЭ, что делает ее зависимой от технологий и финансирования иностранных государств (Франция, Германия) в области «зеленой» энергетики.

Анализ [16] текущих тенденций и прогнозов в области спроса на ископаемое топливо свидетельствует о снижении спроса на нефть и газ по мере наращивания инвестиций в ВИЭ, технологии улавливания и хранения углерода. В результате проведенного исследования понятно, что нефть и газ не обречены на немедленное исчезновение, а крупнейшие игроки нефтегазовой отрасли стремятся адаптироваться, сосредоточившись на чистых технологиях и стратегическом партнерстве с растущим сектором ВИЭ, для обеспечения своего будущего в «зеленом» мире, чего нельзя сказать о странах сильно зависящих от экспорта нефти и газа, ведь для них «зеленый» мир может привести к бюджетному дефициту.

Адаптация к новым рыночным реалиям является императивом для современных энергетических транснациональных компаний (ТНК), что выражается в активной интеграции генерации на основе ВИЭ в их стратегии развития. Наглядной иллюстрацией данной тенденции служит трансформация бизнес-модели (BP) (UK, London). Отправной точкой стало признание необходимости изменений после кризисного инцидента в Мексиканском заливе, которое переросло в последовательную реализацию новой стратегии.

Первой фазой стало вхождение в капитал компании Lightsource BP (UK, London), активов в области солнечной энергетики. На второй фазе BP осуществила стратегические инвестиции в высокотехнологичные сегменты, приобретя компании Chargemaster (UK, Milton Keynes) и FreeWire Technologies (USA, San Leandro), что позволило закрепиться в смежных сегментах – зарядной инфраструктуре и системах накопления энергии. Ключевыми драйверами данной трансформации выступают: стремление сохранить рыночную долю на европейском рынке АЗС, необходимость соответствия регуляторным требованиям ЕС в области ВИЭ, а также создание новых статей дохода для компенсации растущих экологических издержек, таких как затраты на «зеленые» квоты [17]. Компания заявляет о планах сокращения планов по добычи полезных ископаемых на 40% к 2030 году и инвестировать ежегодно в зеленую экономику порядка \$500 млн., но какие мероприятия будут включены и проведены в рамках этой инвестиционной программы? Инвестиции в биотопливо, либо покупках зеленых евробондов и других компании из зеленого сектора экономики – о чём говорится в отчетности о стратегии развития корпорации [17].

Одна из крупнейших европейских ТНК – Royal Dutch Shell (RDS) (UK, London) конкурирует с вышеупомянутой BP на рынке. Помимо схожих с BP стратегических и

маркетинговых ходов, RDS дальше продвинулась в своём желании соответствовать европейским правилам и сменила наименование вида деятельности корпорации став «энергетической компанией переходного периода», а также объявила о создании подразделения ответственного за разработки в области альтернативных источников энергии [18].

Исключить ассоциацию себя как компании причастной к добыче углеводородов решила и норвежская Statoil (один из крупнейших поставщиков сырой нефти), сменив название на Equinor. В качестве осязаемых попыток, сигнализирующих о беспокойстве за состоянием окружающей среды, компания приняла участие в разработке плавучего ветрогенератора [19].

Total продающая в сутки порядка 1,5 млн. тонн баррелей нефтепродуктов по всему миру учредила Total Capital Venture (TCV) (UK, London). Цель – вписаться в общепринятую повестку зеленой экономики, инвестируя в стартапы разрабатывающие технологии ВИЭ. Следующим этапом стала покупка разработчика маломощных ветрогенераторов United Wind (USA, New York City) [20].

Экологический след от эксплуатации ветроэнергетических установок наземного базирования пренебрежимо мал, поскольку их работа основана на прямом преобразовании кинетической энергии воздушных масс без процессов сгорания или химических реакций. Данный фактор ставит ветроэнергетику в ряд наиболее экологически безопасных технологий генерации. Первым шагом для применения этого рода источников энергии является оценка ветроэнергетического потенциала региона, где рассматривается установка турбин [21-24].

На примере Туркестана проведен анализ данных 72 метеостанций в регионе за 16 лет (2004-2020 годы) [21]. Средние скорости ветра равные 3,3-4,4 м/с недостаточны для рентабельности. Для сравнения в наиболее наполненных ветряками Дании и Германии они составляют 7-9 м/с, а рассматриваемая удельная мощность 22-150 Вт/м² (при высоте 10 м) в 3-5 раз ниже порога рентабельности (500+ Вт/м²). В работе отсутствует расчёт LCOE (Levelized Cost of Energy), срок окупаемости, а также не учтена стоимость интеграции в сеть (например, необходимость накопителей для сглаживания генерации и применение специальных турбин с большим диаметром ротора и низким cut-in speed). Всё это свидетельствует о нерентабельности технологии при текущих скоростях ветра, т.к. применение ветроэнергетических установок мощностью >1 МВт потребует субсидий или политики «зелёных» тарифов.

Различные методики оценки ветропотенциала на примере Крыма [22] несут практико-ориентированный анализ с помощью распределения Рэля смоделирована скорость ветра и влияние агрегирования данных на погрешность: доказана допустимость интервалов 1-2 м/с, что упрощает прогнозирование. С помощью учета рельефа через методику Милевского, анализируя данные затененности датчиков метеостанции можно корректировать данные для горных/прибрежных зон. Одновременно и недостатком проведенной оценки ветропотенциала является распределения Рэля, так как для генерации «идеальных» данных игнорирует локальные аномалии ветра (турбулентность, сезонные колебания). Авторы не учитывают инерционные характеристики новых турбин. ВЭУ мощностью 5+ МВт иначе реагируют на изменение ветра, чем анализируемые модели, а отсутствие анализа влияния высоты ротора недопустимо для современных ВЭУ (хабы на 150+ м) корреляция между данными датчиков (10-30 м) и реальной скоростью слабее.

В рамках ветромониторинга трёх площадок в Татарстане (Камско-Устьинский, Спасский, Рыбно-Слободский районы) для оценки целесообразности строительства ветропарков были применены мачты высотой 100 м, калиброванные анемометров (точностью ±0,5%), флюгеров, датчики температуры, влажности и давления, анализировались данные полученные с июля 2018 по январь 2019 года на высотах 50, 75, 95, 100 м с интервалом 10 минут. В рамках этого исследования [23] подтверждено, что увеличение высоты ВЭУ критически важно для рентабельности в условиях среднегодовой скорости ветра равной 6 м/с (что в свою очередь близко к минимально допустимому порогу для ВЭУ), а в густонаселенном Татарстане размещение ВЭУ высотой >100 м потребует значительных зон отчуждения и вызовет ряд неудобств населения. Помимо всего этого в ходе анализа данных [23] выявлен летний провал генерации (в январе скорость ветра до 10 м/с, в июле она составляет ≤6,5 м/с), который критичен в совокупности с пиковым спросом на электроэнергию в этот период (кондиционирование).

На примере исследования Монголии [24] авторами сделан акцент на решении проблемы нестабильности ветрогенерации из-за стохастической природы ветра, что критично для балансировки энергосистем с высокой долей ВИЭ. С применением

ансамблевых методы машинного обучения, таких как: Random Forest (RF), AdaBoost (ADA) и XGBoost (XGB) на основе данных почасовых временных рядов скорости ветра и выработки трёх ВЭУ Монголии (2019-2021 годы). Наименьшая нормализованная средняя абсолютная ошибка прогноза скорости ветра при использовании метода ADA составила 12,3-13,3%, что неприемлемо для систем с долей ВЭУ >20%, где ошибка в 5-7% мощности вызывает риски небаланса, а отдельные суточные ошибки прогнозирования скорости ветра достигают 31%, что критично для управления энергосистемой.

Предлагаемая модель [25] на примере Мурманской области предполагает прямое замещение топлива ветром (гибридная система «ВЭУ + котельная»), но не учитывает несовпадение графиков генерации и потребления тепла, упущены КПД электродкотлов/нагревательных элементов, а также необходимость тепловых аккумуляторов для сглаживания генерации. В рамках модели игнорируются потери в сетях, управление нагрузкой, роль резервирования при слабом ветре. Без аккумулялирования избыток ветровой энергии может теряться.

Сравнительный анализ [26] четырёх типов ВЭУ для систем электроснабжения подтверждает эти неутешительные выводы, авторы анализа склоняются к двум наиболее подходящим типам ВЭУ, а именно: генератору с двойным питанием (Тип 3) и системе с полномасштабным преобразователем (Тип 4). Но и в этом анализе утверждения о «перспективности Типа 4» опираются на общие тенденции, а не конкретные экономические модели, при этом Тип 3 требует частой замены щеток (каждые 6-12 месяцев), что увеличивает затраты для удалённых и морских объектов.

Попытка исследователей [27] получить универсальную модель для оценки технико-экономических показателей (ТЭП) ВЭУ определили ключевые зависимости, а именно:

1. Глубина воды увеличивает стоимость фундаментов (на 48% при переходе с 8 м до 20 м);
2. Системы HVDC (High Voltage Direct Current) экономически оправданы при удалении от берега >60 км;
3. LCOE для офшорных ВЭУ составляет 60-70 €/МВт;
4. Тип 4 (прямой привод + полный преобразователь) – наиболее перспективен для снижения LCOE в долгосрочной перспективе.

Характерной методологической проблемой ряда публикаций является минимизация климатических рисков, таких как коррозионное разрушение оборудования, обледенение турбин и высокая стоимость обслуживания офшорных объектов. Параллельно игнорируется фундаментальная проблема интеграции ВИЭ в сети – отсутствие адекватных решений для компенсации реактивной мощности в высоковольтных сетях переменного тока HVAC (High Voltage Alternating Current), что создаёт существенные барьеры для надежности всей энергетической инфраструктуры. Несмотря на эксплуатационный срок службы наземных ветроэнергетических установок (ВЭУ) в 20-25 лет, их экологический баланс омрачается проблемой утилизации композитных материалов лопастей. В настоящее время отсутствуют экономически жизнеспособные и технологически отработанные методы их переработки, в связи с чем большинство отработавших лопастей направляется на полигоны для захоронения.

Согласно исследованию Университета Стратклайда (2023), глобальный объем таких отходов в 2023 году достиг 400 тысяч тонн, а к 2050 году может превысить 2 миллиона тонн [28]. Оценочные данные, предоставляемые основателем Глобального совета по ветроэнергетике, указывают на формирование в Европе значительного потока отходов в виде отработавших лопастей ветроэнергетических установок (ВЭУ), объем которого к 2025 году может достигать четырех тысяч единиц в год [29].

В данном контексте особую актуальность приобретают результаты исследований заключительной стадии жизненного цикла. Так, исследование, выполненное СПбПУ (Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого), в рамках которого анализировалось негативное влияние по нескольким ключевым направлениям (экологическое состояние природных систем, глобальные климатические изменения и здоровье населения) приводит к выводу об отсутствии в настоящее время технологически и экономически реализуемого способа утилизации, который был бы полностью лишен негативных экологических последствий [30, с. 418]. Указанная проблема формирует комплексный вызов, ставящий под вопрос абсолютную экологическую чистоту ветроэнергетики.

Налицо системное противоречие: с одной стороны, эксплуатация ВЭУ мощностью 1 МВт способствует значительному сокращению выбросов в атмосферу, включая примерно 1800 тонн CO₂-эквивалента парниковых газов, 9 тонн оксида углерода и 4 тонн азотных

оксидов [31]. С другой стороны, экологическая нагрузка от конструкции самих установок, в частности от лопастей, масса которых может достигать до 14 тонн при длине более 35 метров, возникает на самом раннем этапе их утилизации – в ходе транспортировочных операций к объектам последующего размещения или технологической переработки. Существующие методы утилизации, такие как со-сжигание в цементных печах (при 400-700 °С) с предварительным измельчением, требуют значительных энергозатрат и оставляют несгораемый остаток в виде стекловолокна. Указанные факторы вступают в противоречие с декларируемыми принципами замкнутого цикла и устойчивого развития, лежащими в основе концепции «зеленой» энергетики.

Исследователи из Новосибирска [32] проанализировали наиболее популярный у сторонников «зеленой» энергетики метод Levelized Cost Of Energy (LCOE), который используется для оценки стоимости электроэнергии из возобновляемых источников в отчете Управления энергетической информации США за 2021 год. Пришли к выводу, что метод не учитывает влияние погодных факторов на системы ВИЭ и последующий за ухудшением погоды и дефицит мощности в энергосистемах с «зеленой» генерацией, а также рассматривает источники с максимальным набором функций и систем (ветрозащитные рамы, система слежения за солнцем) не закладывая при этом в расчет услуги по эксплуатации таких усложненных вариантов механизмов. Авторы [32] предлагают собственный метод оценки на примере установки ветряной турбины мощностью 2,5 МВт, в результате которого при первоначальных инвестициях 4 миллиона долларов прогнозируется убыток в 2,35 миллиона долларов, а выход на безубыточность для данного случая подразумевается лишь при увеличении стоимости электроэнергии, что в свою очередь, превышает в 3 раза стоимость энергии от традиционных источников.

Результаты этого исследования находят свое подтверждение и в работе [33] посвященной системному анализу устройства рынков энергосбыта стран БРИКС, где отражено наличие высоких капитальных издержек и неопределенность в отношении фактической выработки электроэнергии ВИЭ. А это в свою очередь актуализирует необходимость государственной поддержки с целью минимизации системных рисков. Предложены оптимальные варианты становления институциональной среды, корректировки механизмов субсидирования проектов ВИЭ.

Глобальное распространение технологий использования солнечной энергии стимулировало формирование мощной производственной цепочки и активную политику стимулирования во многих странах. Индустрия характеризуется рекордными темпами роста: в 2021-2024 гг. прирост потребления электроэнергии от фотоэлектрических установок достигал 40% в год [34]. Согласно прогнозам, совокупная генерирующая мощность объектов солнечной энергетики в мировом масштабе увеличится с примерно 400 ГВт в настоящее время до 4500 ГВт к 2050 году [35, с. 16].

Анализ динамики развития солнечной энергетики в России с 2014 по 2022 год в совокупности с принятыми нормативно-правовыми актами, направленными на поддержку и развитие ВИЭ [36], указывает на заинтересованность страны в «зеленой» генерации. Но вкуче с этим рассматриваются и проблемы реализации солнечной генерации в России, а именно: высокая стоимость строительства таких объектов, наличие уже существующих атомных электростанций (АЭС), тепловых электростанций (ТЭС), которые покрывают потребности крупных промышленных агломераций, что делает невыгодным инвестиции в развитие солнечной энергетики вкуче с проблемами по стабильной (зависимость от погодных условий) и бесперебойной передаче больших объемов мощности от солнечных электростанций до потребителя [36].

Существуют разные идеи гибридных энергокомплексов [37, 38]. Для совместного производства водорода (методом электролиза), кислорода, тепловой и электрической энергии [37] утверждается, что достаточной можно принять мощность фотоэлектрических установок 1,5 МВт, при этом экономическая эффективность проекта сильно зависит от цены водорода: при высокой стоимости (19,2 тыс. руб./кг) проект окупается за 4,7 года с чистым дисконтированным доходом (ЧДД) 2558 млн руб., а даже при низкой цене (0,48 тыс. руб./кг) остаётся прибыльным благодаря продаже тепла, электроэнергии и кислорода. Однако исследование имеет существенные ограничения: комплекс не является полностью «зелёным» из-за использования газопоршневых двигателей на природном газе, что создаёт выбросы CO₂. Экономическая модель построена на завышенных ценах на водород, существенно превышающих рыночные показатели. Кроме того, авторы не учли возможности интеграции накопителей энергии и альтернативных методов хранения водорода, таких как аммиак. Также вызывает вопросы масштабируемость решения, рассчитанного лишь на заправку 40 автомобилей в сутки, и отсутствие оценки углеродного

следа проекта. В итоге предложенная модель может рассматриваться только как переходное решение для промышленных хабов с доступом к дешёвой солнечной энергии.

Оценка энергетической эффективности гибридной гелио-геотермальной электростанции комбинирующей геотермальный ресурс и солнечную энергию (параболоцилиндрические концентраторы) [38] показала, что станция генерирует 7158 кВт при добавлении 5 МВт солнечной тепловой энергии, что на 8% больше, чем суммарная мощность автономных станций (5116 кВт геотермальной + 1887 кВт солнечной). Но при этом в исследовании не учтена прерывистость солнечного ресурса, ведь при падении солнечной активности геотермальный цикл работает в неоптимальном режиме (без перегрева), что снижает общую эффективность. Паразитные же нагрузки гибридной системы оценены условно (10% от мощности), без детального анализа дополнительных потерь в теплообменнике и насосах, без учёта факта коррозии и отложений, что при перегреве геотермального пара (содержащего H_2S , CO_2 и соли) не рассмотрены. Это сокращает срок службы оборудования и увеличивает эксплуатационные расходы.

Авторы исследования [39] предлагают решение по замене дизельных генераторов (ДГ) на гибридные ветро-солнечные установки для электроснабжения задвижек нефтепроводов в Восточной Сибири и Дальнем Востоке, демонстрируя, что система мощностью 25 кВт (10 кВт солнечных панелей и 15 кВт ветрогенераторов) способна обеспечить нагрузку с сокращением потребления дизтоплива на 80%, утверждая, что схема с общими накопителями надёжнее раздельной, а срок окупаемости составляет 4,12 года. Однако работа имеет существенные ограничения: низкая средняя скорость ветра (3,2 м/с) близка к порогу запуска ветрогенераторов, что создаёт риски при длительных безветренных периодах. Не учтены проблемы работы оборудования при экстремально низких температурах (ниже -40 °С), включая обледенение лопастей и снижение КПД солнечных панелей. Использование свинцово-кислотных аккумуляторных батарей (АКБ) в арктических условиях вызывает опасения из-за быстрой деградации при холоде и короткого срока службы (3-5 лет). Экономические расчёты основаны на заниженных ценах на оборудование, а также не учитывают затраты на утилизацию. Кроме того, заявленное повышение надёжности до I категории не подтверждается при длительных периодах низкой генерации ВИЭ, когда зависимость от ДГ сохраняется.

Современные ученые разрабатывают разнообразные алгоритмы оптимизации гибридных фотоэлектрических систем. Рассмотрим на примере подобной системы для спортзала в Ираке [40], которая сочетает электрохимическое и тепловое накопление энергии. Авторы доказали экономическую эффективность прямого преобразования солнечной энергии в тепло (КПД 95-99%) по сравнению с аккумуляцией через батареи (КПД 70-90%). В работе показано, что в тёплое время года система мощностью 76 кВт способна полностью обеспечить потребности объекта, а зимой требуется лишь 5-6 часов работы дизель-генератора. Однако работа имеет существенные ограничения: не учтён критический фактор высоких летних температур (до 50°C), снижающих КПД солнечных модулей на 15-25%. Отсутствует детальный экономический анализ, включая сравнение с альтернативными решениями, что особенно важно для Ирака с относительно низким ВВП. Модель ограничена масштабами малого объекта, а для промышленных нагрузок предложенное решение менее эффективно, чем тепловые насосы или прямые солнечные коллекторы, не оценены потери в инверторе и тепловом контроллере.

Задачи краткосрочного прогнозирования выработки солнечной электростанции мощностью 15 МВт относительно успешно решена в работе [41]. Ученые, достигнув точности среднеквадратической ошибки около 4% с помощью алгоритма Random Forest предложили архитектуру системы сбора данных на базе стандарта МЭК 61850. Однако анализ проведён всего на 9 днях данных, полученных в октябре, а этого недостаточно для надёжной оценки работы моделей в различных сезонных условиях, а использование исключительно исторических данных, без учета физических принципов работы СЭС, что может привести к нестабильности модели при нетипичных погодных условиях.

В работе [41] не раскрыт вопрос интеграции метеопрогноза для предсказания выработки на сутки вперёд, а также отсутствует связь между результатами прогноза и процессом принятия решений системным оператором. Предложенный метод оптимизации сети методом «грубой силы» непрактичен для реальных систем среднего и крупного масштаба. Кроме того, не исследована масштабируемость результатов на СЭС другой мощности или в других географических условиях.

Известен случай, произошедший 23 июня 2023 года, когда град серьёзно повредил солнечную электростанцию в Скоттсблaffe, штат Небраска. Непогода серьёзно повредила фотоэлектрические модули, что привело к снижению их эффективности и необходимости

ремонта, а в худших случаях и замены [42]. Фактическая продолжительность эффективной эксплуатации фотоэлектрических модулей часто оказывается меньше заявленного 20-летнего срока из-за прогрессирующей деградации, которая может достигать 10% выходной мощности в первые 10 лет. Столь значительная потеря производительности в условиях изначально переменной генерации делает экономически невыгодной дальнейшую эксплуатацию панелей, провоцируя их преждевременную замену. Как следствие, уже в обозримой перспективе мир столкнется с кризисом управления отходами: прогнозируемый IRENA объем фотоэлектрических отходов в 78 млн тонн к 2050 году [43] свидетельствует о необходимости срочного развития инфраструктуры для их утилизации и рециклинга.

Но какие варианты переработки для подобного рода источников энергии предлагает современная цивилизация? Первый этап по переработке электронных отходов – грубая обработка, а именно снимается каркас, соединяющие планки, извлекаются алюминий и медь. Механическое дробление модуля приводит к получению композитного материала, доминирующую фракцию в котором составляет стекло. Однако его высокая загрязненность металлами (Pb, Al, Ag, Si) препятствует эффективному рециклингу.

В существующей практике сложилось два основных сценария: термическая обработка (при 500°C) либо, реже, использование в качестве вторичного сырья для фотоэлектрической промышленности, что подтверждается данными IRENA [43]. Следует подчеркнуть, что второй, более устойчивый сценарий, в настоящее время реализован лишь в единичных промышленных кластерах в Западной Европе. По итогам исследований специалистов из Университета Аризоны, за полученные в ходе утилизации панели самого распространённого вида из 60 модулей полезные компоненты, перерабатывающая компания может получить порядка \$3. Себестоимость всех мероприятий по переработке оценивается специалистом Recycle PV Сэмом Вандерхурфом на уровне \$25, при том, что разместит панель на свалке, как вид твёрдых отходов стоит около \$1 [43].

Традиционные виды топлива (нефть, газ, уголь) являются более эффективными с точки зрения показателя EROI по сравнению с «зелеными» технологиями [44]. Повышение эффективности и надежности солнечной генерации напрямую зависит от интеграции в энергосистему накопителей энергии (storage systems), включая аккумулирующие устройства и суперконденсаторы. Данные системы позволяют оптимизировать энергобаланс: аккумулировать избыточную электроэнергию в периоды высокой инсоляции с последующей ее выдачей в часы пикового спроса, тем самым повышая коэффициент использования установленной мощности (capacity factor) и общую ценность солнечной генерации для энергосистемы.

Исследование [45] современных технологий хранения энергии, выявило, что некоторые системы достигли коммерческой зрелости: гидроаккумулирующие станции и литий-ионные батареи подходят для сетевой балансировки, а маховики эффективны для краткосрочной стабилизации частоты. Они прогнозируют снижение стоимости литий-ионных батарей до 160 долларов за кВт·ч к 2025 году и отмечают рост интереса к гибридным системам. Однако работа имеет существенные ограничения: использованные данные устарели, так как основаны на информации до 2016 года, при этом не учтён прорыв в твердотельных литий-ионных батареях и водородных технологиях. Авторы не провели оценку удельной стоимости хранения энергии (LCOES) и проигнорировали новейшие разработки, такие как проточные цинк-воздушные батареи и термальные накопители. Экономический анализ неполный: не рассмотрены экологические издержки литий-ионных батарей и проблема их утилизации, а также риски увеличения углеродного следа при зарядке от угольных станций. Кроме того, не учтены ресурсные ограничения массового внедрения литий-ионных систем, зависящих от редких металлов.

Предлагаемый авторами [46] сверхпроводящий электрокинетический накопитель энергии (СПЭНЭ-1) на основе высокотемпературных сверхпроводников, по их утверждению, способен эффективно решать задачи локальных энергосетей с ВИЭ: выравнивать пики нагрузки, обеспечивать резервирование и коммерциализацию избыточной энергии. Они подчёркивают преимущества технологии, включая отсутствие механических потерь и использование доступного жидкого азота вместо гелия. Однако работа имеет существенные ограничения: не представлены данные о капитальных и операционных затратах, а также об удельной стоимости хранения энергии. Практическая реализация осложняется необходимостью постоянного охлаждения до экстремально низких температур (–196°C), что требует энергозатратной инфраструктуры и контроля утечек азота и осложняется их эффективностью для краткосрочного хранения энергии. В работе [46] отсутствуют экспериментальные данные по КПД и сроку службы в реальных условиях, не проработана интеграция с другими типами накопителей для компенсации инерционности

системы. В результате идея остаётся перспективной, но пока нишевой разработкой, требующей существенной доработки для практического применения.

Существует также и концепция автономных гибридных систем электроснабжения с интеграцией умных сетей [47], авторы подтверждают, что гибридные системы ВИЭ с накопителями способны обеспечивать стабильное энергоснабжение удалённых объектов при условии сложного управления стохастической генерацией. Однако работа имеет существенные ограничения: модели АКБ в Simulink упрощены и не учитывают их деградацию и температурную зависимость, а анализ ограничен данными всего за 3 дня. Экономическая составляющая не проработана – не учтена стоимость инфраструктуры smart grid, включая IoT-устройства и системы кибербезопасности. Выявлены технологические проблемы: низкая плотность энергии накопителей, риски нестабильности при совместной работе разных источников, отсутствие анализа гармоник в сети. Для практического применения необходима более глубокая проработка всех этих аспектов.

Авторы исследования [48] разработали гибридный накопитель энергии на основе литий-ионных аккумуляторов и суперконденсаторов для защиты промышленных потребителей от кратковременных нарушений электроснабжения, доказав эффективность такой системы: суперконденсаторы обеспечивают мгновенный отклик (1 мкс) при сбоях длительностью до 60 мс, а аккумуляторы поддерживают питание при более длительных нарушениях. Однако работа не содержит в себе оценки экономической эффективности внедрения. Авторами не учтена деградация литий-ионных батарей при частых циклах и пиковых нагрузках, чувствительность к экстремальным температурам. Сложность интеграции системы увеличивает риски сбоев и затраты на обслуживание. Моделирование, проведенное авторами упрощено: не учтены эффект Пекерта и работа при несимметричных коротких замыканиях. В результате предложенное решение остаётся в разделе перспективных способов.

В работе [49] проведен анализ эксплуатационных особенностей литий-ионных накопителей энергии на примере погрузчика с батареей 48В/300Ач, установлено, что оптимальная балансировка ячеек (6 циклов) устраняет разброс напряжений и увеличивает полезную ёмкость. Однако работа имеет существенные ограничения: пассивная система балансировки приводит к потере до 20% энергии на резисторах, что неприемлемо для крупных накопителей, нет данных о долгосрочной деградации ёмкости после 500+ циклов и при различных температурных режимах, проигнорированы критические риски Li-ion технологий, такие как пожарная опасность при коротких замыканиях и ускоренная деградация при глубоком разряде. Экономическая составляющая проработана слабо – отсутствует сравнение с альтернативными технологиями хранения энергии и не учтена стоимость системы контроля, которая может достигать 30% от цены накопителя. Экологические аспекты требуют доработки во всех выше представленных технологиях накопления – не рассмотрены вопросы утилизации АКБ и углеродный след от производства оборудования.

На данном этапе развития подобных технологий необходимо согласованное управление накопителями электроэнергии и турбогенераторам, с прогнозами их влияния на стабильность энергосистем. Произведенное моделирование в MATLAB трёх сценариев (переходный процесс в основной режим, трёхфазное короткое замыкание, наброс нагрузки) с применением прогностических регуляторов системы электроснабжения (сети 6 кВ) железной дороги, подключённой через вставку постоянного тока в связке с турбогенератором мощностью 3,125 МВА, солнечными панелями мощностью 1МВт и накопителем энергии [50]. В рамках моделирования получены результаты по снижению коэффициента несимметрии с 5,8% до 0,08% и сокращению времени переходного процесса с 35 секунд до 5 секунд, но эти результаты сталкиваются с рядом практических ограничений, а именно: не указан тип накопителей энергии, нет анализа экономической целесообразности, не оценен жизненный цикл, порядок обслуживания системы, не ясно сохранится ли эффективность для кластеров электроснабжения с высокой долей ВИЭ.

Симуляционная модель [51] имитирующая микросеть с узлами (трансформаторы 10/0,4 кВ, ВИЭ, свинцово-кислотные накопители, нагрузка) с реализацией балансировки нагрузки через централизованный управляющий центр (УЦ) для минимизации потребления из внешней сети при полном использовании ВИЭ обеспечивает «оптимальное» распределение энергии при условии полного использования ВИЭ для локальных нужд и демонстрирует перспективность Smart Grid для децентрализованных систем. Но в то же время применение в модели устаревшей технологической базы в виде свинцово-кислотных АКБ (низкий КПД, срок службы) и солнечных панелей мощностью 1,5 кВт нерелевантных для промышленных решений (современные СЭС >100 кВт). Модель [51] не адаптирована

для сетей с высокой долей ВИЭ, где нестабильность требует прогнозирования и управления, а также не интегрирована с рынком.

В целом общий тренд в направлении разработок накопителей энергии характеризуется ростом патентов в области накопления энергии (+171% за 2018-2022 годы) [52]. В общем интеграция ВИЭ и вспомогательных систем сопряжена с проблемами по части обеспечения надежности и устойчивости энергосистем [53-56]. Внедрение большого объема ВИЭ с силовыми преобразователями в энергосистему приводит к увеличению скорости изменения частоты, колебаниям параметров режима, а также частоты скольжения при асинхронном ходе [53]. Это подтверждается и моделированием [54] возмущения в виде небаланса активной мощности во внешней электрической сети на основе скорости изменения частоты генератора доказывают снижение совокупной инерции энергосистемы при интеграции в нее солнечной электростанции. Известны так же и ряд серьезных инцидентов [55], связанных с нарушением частоты в системах с высокой долей ВИЭ.

Существует мнение [57], что инверторные системы возобновляемой энергетики оказывают эффективное действие при концентрированном размещении электронной генерации в дефицитных районах, повышая пропускную способность сети на 2,5-8%. Моделирование оценивающие только положительную сторону их влияния на статическую аperiodическую устойчивость энергосистем при интеграции в сети переменного тока (на примере сетей 35кВ Монголии) имеет существенные ограничения: модель упрощена и не учитывает динамические процессы, гармоники и стохастичность ВИЭ. Авторы не провели анализ обратной устойчивости и влияния сетевых возмущений на инверторы. Параллельно с потребностями энергосистемы, стремительно растущий сектор электромобильности формирует дополнительный масштабный спрос на технологии аккумулирования.

Так, в 2023 году прирост регистраций электромобилей в мире составил 31% в годовом исчислении, что оказывает прямое влияние на объемы производства и развитие технологий аккумуляторных батарей. [58]. Сверх этого необходимо отметить рост спроса на гражданские средства передвижения наблюдается и рост количества большегрузов, электробусов. Это все без учета потребности в аккумуляторах у растущего год за годом рынка носимых электронных устройств. Переориентация мировой экономики на технологии накопления энергии закономерно активизировала геологоразведку и разработку месторождений стратегических металлов, прежде всего лития и кобальта. Вместе с тем, производственный цикл их извлечения из недр сопряжен с формированием устойчивой нагрузки на экосистемы, масштабы которой приобретают тревожные очертания в регионах с высокой концентрацией запасов.

Яркой иллюстрацией данной проблемы является ситуация в Южной Америке, где Республика Чили, располагая более чем третью (36%) общемировых подтвержденных ресурсов лития по состоянию на 2022 финансовый год [59], столкнулась с лавинообразным развитием горнодобывающей инфраструктуры, последствия которого становятся предметом пристального внимания экологов. Наиболее рентабельной и распространенной технологией является добыча из соляных рассолов: подземные воды откачиваются и направляются в испарительные пруды, где в условиях аридного климата происходит концентрирование за счет естественной солнечной и ветровой инсоляции. Исследования Аризонского университета документально подтвердили, что данный метод приводит к нарушению гидрологического баланса и, как следствие, истощению водоносных горизонтов, деградации растительного покрова, опустыниванию и последующему коллапсу локальных экосистем [60, с. 150]. Альтернативным способом добычи лития является его получение из горных пород. Данный способ является более трудоёмким и не получил широкого распространения, так как требует наличие буровых установок, взрывчатки, дробилок, сгустителей и печей для обжига. Но и данный процесс нельзя считать зеленым в виду его влияния на природный ландшафт. Наряду с литием для перехода на зеленую экономику у человеческой цивилизации возникает потребность в таком многофункциональном минеральном ископаемом как кобальт. Данное сырье критически важно во всех сегментах зеленых технологий: от производства накопителей энергии до электропроводящих элементов автомобилей на электрической тяге. 70% мирового производства кобальта приходится на Демократическую Республику (ДР) Конго [61].

Как современная человеческая цивилизация, так озабоченная своим влиянием на экологию добывает такой важный минерал? В исключительно благих целях зеленой экономики для добычи кобальта кустарным путем и в ужасных условиях задействованы жители ДР Конго [62]. В лучших традициях технико-экономических расчётов и целесообразности ВИЭ, заработная плата мужчин на рудниках составляет \$1, у женщин – \$0.8, да и их дети, вместо того чтобы ходить в школу и начать свой путь к работе в

передовом участнике зеленой экономики – Tesla, заняты добычей полезных ископаемых для этой корпорации [63]. Кустарность добычи полезных ископаемых в ДР Конго и Замбии оказывает негативное влияние на экосистемы этих государств. Чаще всего встречается эрозия почв и загрязнение их тяжелыми металлами (медь, кобальт, цинк, свинец). Это всё вызывает превышение предельно допустимых концентраций веществ в съедобных овощах и дикорастущих травяных растений в 10-50 раз [64, с. 27]. Резюмируя все вышеописанное, кардинальная трансформация энергетических систем создает сложные технологические, экономические и социальные вызовы, требующие комплексного подхода с участием государства, бизнеса и общества [65].

Заключение (Conclusions)

Концепция «зеленой» энергетики, представляемая как панацея, на текущем этапе сталкивается с комплексом противоречий, где декларируемые выгоды зачастую нивелируются скрытыми технологическими, экономическими и экологическими издержками:

1. Технологико-экономическая незрелость и скрытые затраты. Многие прорывные технологии (водород, CCUS, накопители) остаются на стадии разработки, отличаются высокой стоимостью и низким энергетическим возвратом на вложенную энергию (EROI). Заявления об их эффективности зачастую основаны на упрощенных моделях, игнорирующих полный жизненный цикл – от производства оборудования до утилизации. Проблема утилизации лопастей ВЭУ, солнечных панелей и аккумуляторов становится новым экологическим вызовом, подрывающим саму концепцию «чистой» энергии;

2. Угроза стабильности энергосистем. Массовое внедрение генерации на основе возобновляемых источников, не обладающей собственной инерцией, ведет к снижению общей устойчивости энергосистем. Нестабильность и стохастичность ветра и солнца создают риски для балансировки и требуют дорогостоящих решений в виде резервных мощностей и систем накопления, что увеличивает общие системные издержки;

3. Экологические и социальные издержки цепочек поставок. Парадоксальным образом, «зеленая» экономика порождает новый ресурсный голод на такие материалы, как литий и кобальт. Их добыча сопряжена с масштабным экологическим ущербом (истощение водоносных горизонтов, загрязнение почв) и неприемлемыми социальными условиями, что ставит под сомнение этичность всей цепочки создания стоимости;

4. Экономическая несостоятельность без внешней поддержки. В отсутствие значительных государственных субсидий, «зеленых» тарифов и политического лоббирования многие проекты ВИЭ в регионах со средним и низким энергопотенциалом являются нерентабельными. Это создает риски «зеленого пузыря» и перекладывает финансовое бремя трансформации на конечных потребителей и налогоплательщиков.

Кардинальная трансформация энергетического сектора не должна осуществляться исключительно под давлением политической конъюнктуры или трендов. Она требует холистического, сбалансированного и научно-обоснованного подхода, учитывающего:

- Полный жизненный цикл технологий, а не только фазу их эксплуатации;
- Системный эффект для надежности и устойчивости энергосетей;
- Реальные, а не виртуальные экологические и социальные последствия по всей цепочке создания стоимости.

Таким образом, будущее энергетики лежит не в слепом замещении одних источников другими, а в построении сложной, диверсифицированной и гибкой системы, где место «зеленых» технологий будет определяться их реальной, а не декларативной эффективностью и устойчивостью.

Литература

1. Бардин А., Сигачёв М. Зеленый дискурс как разновидность нового левого популизма // Мировая экономика и международные отношения. 2020. Т. 64. № 11. С. 96–105.
2. Как экологический терроризм в Европе превратился в бизнес [Электронный ресурс]. Доступно по: <https://clck.ru/3A8uJn>. Ссылка активна на 19.06.2025.
3. Кочергина И.Н., Кочергин Н.В. Перспективы использования «зелёных» технологий в металлургии // Материалы девятнадцатой Всероссийской научно-практической конференции с международным участием «Современные проблемы горно-металлургического комплекса. наука и производство». Старый Оскол: изд-во Старооскольского технологического института им. А.А. Угарова, 2023. С. 33–38.
4. Филимонова А.А., Власова А.Ю., Камалиева Р.Ф. Методы декарбонизации процесса получения электроэнергии в твердооксидном топливном элементе // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. 2022. Т. 24. № 6. С. 72–82.

5. Диковенко А.Г. Современные направления декарбонизации нефтегазовой отрасли // *Наукофера*. 2024. № 3-1. С. 171–174.
6. Новоселова М.С., Мингалеева Г.Р., Марьин Г.Е., и др. Перспективы использования синтез-газа в газотурбинных установках // *Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики*. 2024. Т. 26. № 1. С. 131–143.
7. Набиуллина М.Ф., Мингалеева Г.Р., Афанасьева О.В., и др. Использование растительных отходов для обеспечения функционирования сельскохозяйственных энергокомплексов // *Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики*. 2024. Т. 26. № 3. С. 120–131.
8. Мазанов С.В., Гумеров Ф.М., Усманов Р.А., и др. Биодизельное топливо. Часть I. Способы получения // *Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики*. 2022. Т. 24. № 4. С. 16–49.
9. Макеева Е.Н., Зверева Э.Р., Морозова О.Ю. Перевод котельных на альтернативное топливо // *Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики*. 2024. Т. 26. № 1. С. 107–117.
10. Мельник А., Наумова И., Ермолаев К. Трансформация управления инновационным развитием для решения проблем декарбонизации и роста энергоэффективности // *Форсайт*. 2023. Т. 17. № 1. С. 51–66.
11. Плетнев М.А., Копысов А.Н. Социально-экономические проблемы развития водородной энергетики // *Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики*. 2021. Т. 23. № 2. С. 36–45.
12. Януш О.Б. Политические дилеммы водородной энергетики // *Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики*. 2021. Т. 23. № 2. С. 173–180.
13. Яруллин Р.С., Салихов И.З., Черезов Д.С., и др. Перспективы водородных технологий в энергетике и в химической промышленности // *Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики*. 2021. Т. 23. № 2. С. 70–83.
14. Соловьева З.А. Энергопереход в Тунисе: реальность и планы // *Восточная аналитика*. 2024. Т. 15. № 1. С. 115–126.
15. Григорьян Г.В. Особенности политики энергетического перехода Индонезии: роль иностранного бизнеса в достижении целей декарбонизации // *Анализ и прогноз. журнал ИМЭМО РАН*. 2024. № 2. С. 57–71.
16. Аллакулиев М.М., Гелдиева М., Мырадова С. Экономические особенности нефтегазовых ресурсов в условиях перехода к зеленой энергетике // *Академическая публицистика*. 2024. № 2-2. С. 50–53.
17. Gas & low carbon energy [Электронный ресурс]. Доступно по: <https://clck.ru/3A8uLL>. Ссылка активна на 19.06.2025.
18. Renewables and energy solutions [Электронный ресурс]. Доступно по: <https://clck.ru/3DekpU>. Ссылка активна на 19.06.2025.
19. Floating wind [Электронный ресурс]. Доступно по: <https://clck.ru/3Dekuа>. Ссылка активна на 19.06.2025.
20. Pickl M.J. The renewable energy strategies of oil majors -- From oil to energy? // *Energy Strategy Reviews*. 2019. Vol. 26. P. 50–58.
21. Сарыев К.А. Определение ветроэнергетических ресурсов в Туркменистане // *Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики*. 2020. Т. 22. № 6. С. 143–154.
22. Бекиров Э.А., Воскресенская С.Н., Рамазанова З.У., и др. Методики расчета выработки электрической энергии ветроэнергетическими установками и влияние на них скорости ветра // *Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики*. 2023. Т. 25. № 5. С. 30–41.
23. Насырова Е.В., Тимербаев Н.Ф., Леухина О.В., и др. Анализ данных ветромониторинга в Республике Татарстан // *Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики*. 2019. Т. 21. № 6. С. 39–50.
24. Русина А.Г., Осгонбаатар Тувшин, Матренин П.В., и др. Ансамблевая модель для прогнозирования выработки ветровых электростанций // *Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики*. 2024. Т. 26. № 1. С. 64–76.
25. Бежан А.В., Званорева Ю.Н., Пономарев Р.А. Снижение себестоимости тепловой энергии за счет использования ветроэнергетических установок совместно с котельными на нужды теплоснабжения в удаленных районах арктической зоны Российской Федерации (на примере Мурманской области) // *Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики*. 2023. Т. 25. № 3. С. 128–138.
26. Шерьязов С.К., Исенов С.С., Исаков Р.М., и др. Основные типы ветротурбин-генераторов в системе электроснабжения // *Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики*. 2021. Т. 23. № 5. С. 24–33.
27. Давыдов Д.Ю., Обухов С.Г. Модель оценки технико-экономических показателей оффшорных ветроэлектростанций // *Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики*. 2021. Т. 23. № 5. С. 115–130.

28. Research project targets mass recycling of turbine blades [Электронный ресурс]. Доступно по: <https://clck.ru/3A8uMa>. Ссылка активна на 19.06.2025.
29. Retired Wind Turbine Blades Live on as Park Benches and Picnic Tables [Электронный ресурс]. Доступно по: <https://clck.ru/3A8uP3>. Ссылка активна на 19.06.2025.
30. Денисов И.Е. Оценка негативного воздействия при утилизации лопастей ветрогенераторов на экологию // Экология и природопользование: устойчивое развитие сельских территорий: сборник статей по материалам III Всероссийской научно-практической конференции. Краснодар: Издательство КубГАУ, 2023. С. 416–419.
31. Wind Energy and Wildlife: The Three C's. American Wind Energy Association [Электронный ресурс]. Доступно по: <https://clck.ru/3A8uQq>. Ссылка активна на 19.06.2025.
32. Шевцов А.С., Проворная И.В. Перспективы возобновляемой энергетики в России // Интерэкспо Гео-Сибирь. 2022. Т. 2. № 4. С. 106–112.
33. Дениз Д.С. Институциональные производные и механизмы поддержки возобновляемой энергетики: страны группы БРИКС // Экономические Отношения. 2022. Т. 12. № 2. С. 249–264.
34. Solar Energy Outlook 2023 [Электронный ресурс]. Доступно по: <https://clck.ru/3A8uSr>. Ссылка активна на 19.06.2025.
35. Mathur D., Gregory R., Simmons T. End-of-life Management of Solar PV Panels // International Renewable Energy Agency. 2020. Vol. 1. P. 1–104.
36. Быковский А.Е. Развитие солнечной энергетики в России // Актуальные вопросы современной науки и образования сборник статей XXXV Международной научно-практической конференции. Пенза: Издательство Наука и Просвещение, 2024. С. 63–66.
37. Николаев Ю.Е., Айдаров М.А. Оценка эффективности энергокомплексов с производством водорода, кислорода, тепла и электроэнергии // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. 2024. Т. 26. № 2. С. 114–127.
38. Гемечу Б.Д., Шарاپов В.И. Оценка энергетической эффективности гибридной гелио-геотермальной электростанции // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. 2019. Т. 21. № 4. С. 3–11.
39. Сулов К.В., Шушпанов И.Н., Воронцов Д.В. Использование возобновляемых источников энергии для питания собственных нужд нефтепровода // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. 2018. Т. 20. № 1-2. С. 70–79.
40. Лукутин Б.В., Аль-Мажди Каррар Хамид. Оптимизация энергетических балансов фотоэлектрической станции с электрохимическим и тепловым аккумулярованием солнечной энергии // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. 2022. Т. 24. № 2. С. 3–13.
41. Зацаринная Ю.Н., Реутин Г.В., Курилов С.С., и др. Прогнозирование выработки электроэнергии от ВИЭ методами машинного обучения // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. 2023. Т. 25. № 3. С. 81–92.
42. Building resilient solar projects: Tips and best practices [Электронный ресурс]. Доступно по: <https://clck.ru/3Meh5D>. Ссылка активна на 19.06.2025.
43. Solar Panels Are Starting to Die, Leaving Behind Toxic Trash [Электронный ресурс]. Доступно по: <https://clck.ru/3A8uVB>. Ссылка активна на 19.06.2025.
44. Соловова Ю.В. Энергетика и социальная эффективность в контексте функционирования современной экономики // Дискуссия. 2022. № 3. С. 48–56.
45. Мухаметова Л.Р., Ахметова И.Г., Стриелковски В. Инновации в области хранения энергии // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. 2019. Т. 21. № 4. С. 33–40.
46. Смоленцев Н.И., Кондрин Н.А. Сверхпроводящий электрокинетический накопитель энергии для локальных электрических сетей // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. 2017. Т. 19. № 3-4. С. 53–60.
47. Четошников Л.М., Смоленцев Н.И., Четошников С.А., и др. Автономные системы электроснабжения с возобновляемыми источниками энергии и умной сетью // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. 2018. Т. 20. № 5-6. С. 3–10.
48. Бахтеев К.Р. Создание гибридного накопителя электроэнергии большой мощности для предотвращения кратковременных нарушений электроснабжения промышленных потребителей // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. 2017. Т. 20. № 3-4. С. 36–44.
49. Сердечный Д.В., Томашевский Ю.Б. Особенности эксплуатации накопителя энергии на базе многоэлементной литий-ионной аккумуляторной батареи // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. 2017. Т. 19. № 9-10. С. 140–145.
50. Булатов Ю.Н., Крюков А.В., Сулов К.В., и др. Согласованное управление накопителями электроэнергии и установкой распределенной генерации с прогностическими регуляторами в системе электроснабжения с пониженным качеством электроэнергии // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. 2023. Т. 25. № 6. С. 3–13.

51. Четошников Л.М., Смоленцев Н.И., Томских Н.В., и др. Управление потоками мощности в локальных сетях // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. 2023. Т. 25. № 5. С. 74–82.
52. Сафин А.Р., Басенко В.Р., Низамиев М.Ф., и др. Анализ технического уровня разработок в области мобильных зарядных установок для электротранспорта // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. 2022. Т. 25. № 3. С. 55–64.
53. Рубан Н.Ю., Аскарлов А.Б., Андреев М.В., и др. Анализ влияния возобновляемых источников энергии с силовыми преобразователями на процессы в современных энергосистемах // Вестник Пермского Национального Исследовательского Политехнического Университета. Электротехника, информационные технологии, системы управления. 2020. № 36. С. 7–30.
54. Пасека В.А. Инерционный отклик солнечных электростанций при небалансах активной мощности во внешней электрической сети // Аспирант. 2021. № 6(63). С. 124–127.
55. Chen X., Jiang Y., Terzija V., et al. Review on measurement-based frequency dynamics monitoring and analyzing in renewable energy dominated power systems // International Journal of Electrical Power and Energy Systems. 2024. Vol. 155. P. 1–16.
56. Tingyi H., Shengnan L., Shuijun W., et al. Small-Signal Stability Analysis for Power System Frequency Regulation with Renewable Energy Participation // Hindawi. Mathematical Problems in Engineering. 2021. Vol. 2021. P. 1–13.
57. Фишов А.Г., Мурашкина И.С., Марченко А.И., и др. Исследование влияния электронной генерации на статическую апериодическую устойчивость электроэнергетической системы // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. 2020. Т. 22. № 2. С. 51–64.
58. Global electric car sales rose 31% in 2023 - Rho Motion [Электронный ресурс]. Доступно по: <https://clck.ru/3A8uY4>. Ссылка активна на 19.06.2025.
59. Chile, salt lakes and Lithium: Current status of Production [Электронный ресурс]. Доступно по: <https://clck.ru/3A8uaV>. Ссылка активна на 19.06.2025.
60. Wenjuan Liua, Datu B. Agusdinataa, Soe W. Myintb. Spatiotemporal patterns of lithium mining and environmental degradation in the Atacama Salt Flat, Chile // International Journal of Applied Earth Observation and Geoinformation. 2019. Vol. 80. P. 145–156.
61. Chinese and other cobalt mines boosting output despite price slide [Электронный ресурс]. Доступно по: <https://clck.ru/3DemKu>. Ссылка активна на 19.06.2025.
62. Congo Cobalt Miners' Slave for Capitalists, including Chinese [Электронный ресурс]. Доступно по: <https://clck.ru/3DemWz>. Ссылка активна на 19.06.2025.
63. Battery Push By Tesla And Other EV Makers Raises Child Labor Concerns [Электронный ресурс]. Доступно по: <https://clck.ru/3DemgD>. Ссылка активна на 19.06.2025.
64. Сепеги Б., Чанда М., Чанда М. Загрязнение тяжелыми металлами почв техногенных территорий Республики Замбия // Сборник материалов научно-практической конференции с международным участием. Курск: Издательство КГУ, 2018. С. 25–29.
65. Оразов К., Оразов Т., Оразов М. Анализ и перспективы развития возобновляемых источников энергии // Наукосфера. 2024. № 2-1. С. 127–130.

Авторы публикации

Давыдов Дмитрий Александрович – аспирант кафедры теоретической и общей электротехники Омского государственного технического университета (ОмГТУ), г. Омск, Россия. *ORCID**: <https://orcid.org/0009-0004-2042-481X>. 7shaq7@gmail.ru.

Никитин Константин Иванович – д-р техн. наук, доцент, зав. кафедрой теоретической и общей электротехники Омского государственного технического университета (ОмГТУ), г. Омск, Россия. *ORCID**: <https://orcid.org/0009-0003-4669-3973>. n-c-i@mail.ru.

Загоруйко Антон Андреевич – аспирант Омского государственного университета путей сообщения (ОмГУПС), г. Омск, Россия. solidarnisonf@mail.ru.

Татевосян Андрей Александрович – д-р техн. наук, доцент, декан Энергетического Института Омского государственного технического университета (ОмГТУ), г. Омск, Россия. *ORCID**: <https://orcid.org/0000-0002-0891-9244>. karo1@mail.ru.

References

1. Bardin A., Sigachev M. The green discourse as a type of new left populism Populism // World Economy and International Relations. 2020; 64(11): 96-105. (In Russ. DOI: 10.20542/0131-2227-2020-64-11-96-105.
2. How Environmental Terrorism in Europe Turned into Business. Available at: <https://clck.ru/3A8uJn>. Accessed: 19 Jun 2025. (In Russ).
3. Kochergina IN, Kochergin NV. Perspektivy ispol'zovaniya «zelenyh» tekhnologij v metallurgii [Prospects for the use of «green» technologies in metallurgy]. In: Materialy devyatnadcatoj Vserossijskoj nauchno-prakticheskoy konferencii s mezhdunarodnym uchastiem «Sovremennye problemy gorno-metallurgicheskogo kompleksa. nauka i proizvodstvo». Staryj Oskol: Izd-vo Staroskol'skogo tekhnologicheskogo instituta im. A.A. Ugrova; 2023. Pp.33-38. (In Russ). DOI:10.30724/1998-9903-2022-24-6-72-82.
4. Filimonova A.A., Vlasova A.Yu., Kamaliev R.F. Generating electricity in a solid oxide fuel cell decarbonization methods. Power engineering: research, equipment, technology. 2022; 24(6): 72-82. (In Russ). doi:10.30724/1998-9903-2022-24-6-72-82
5. Dikovenko A.G. Current areas in decarbonization of the oil and gas industry. Naukosfera. 2024; (3-1): 171-174. (In Russ). DOI: 10.5281/zenodo.10829617.
6. Novoselova M.S. Prospects for the Use of Syngas in Gas Turbine Installations / Novoselova M.S., Mingaleeva G.R., Mar'in G.E., Titov A.V. // News of Higher Educational Institutions. Power Engineering Problems, 2024 — Vol. 26, No. 1. — Pp. 131-143. DOI: 10.30724/1998-9903-2024-26-1-131-143.
7. Nabiullina M.F. The Use of Plant Waste to Ensure the Functioning of Agricultural Energy Complexes / Nabiullina M.F., Mingaleeva G.R., Afanasyeva O.V., Timofeeva S.S. // News of Higher Educational Institutions. Power Engineering Problems, 2024 — Vol. 26, No. 3. — Pp. 120-131. DOI: 10.30724/1998-9903-2024-26-3-120-131.
8. Mazanov S.V. Biodiesel Fuel. Part I. Methods of Production / Mazanov S.V., Gumerov F.M., Usmanov R.A., Gabitova A.R., Zaripov Z.I., Varfolomeev S.D., Vo'lyeva V.B., Shapovalov Yu.A. // News of Higher Educational Institutions. Power Engineering Problems, 2022 — Vol. 24, No. 4. — Pp. 16-49. DOI: 10.30724/1998-9903-2022-24-4-16-49.
9. Makeeva E.N. Conversion of Boiler Houses to Alternative Fuel / Makeeva E.N., Zvereva E.R., Morozova O.Yu. // News of Higher Educational Institutions. Power Engineering Problems, 2024 — Vol. 26, No. 1. — Pp. 107-117. DOI: 10.30724/1998-9903-2024-26-1-107-117.
10. Melnik A. Transformation of Innovation Development Management to Address Decarbonization Challenges and Energy Efficiency Growth / Melnik A., Naumova I., Ermolaev K. // Foresight, 2023 — Vol. 17, No. 1. — Pp. 51-66. DOI: 10.17323/2500-2597.2023.1.51.66.
11. Pletnev M.A. Socio-Economic Problems of Hydrogen Energy Development / Pletnev M.A., Kopysov A.N. // News of Higher Educational Institutions. Power Engineering Problems, 2021 — Vol. 23, No. 2. — Pp. 36-45. DOI: 10.30724/1998-9903-2021-23-2-36-45.
12. Yanush O.B. Political Dilemmas of Hydrogen Energy / Yanush O.B. // News of Higher Educational Institutions. Power Engineering Problems, 2021 — Vol. 23, No. 2. — Pp. 173-180.
13. Yarullin R.S. Prospects of Hydrogen Technologies in Power and Chemical Industries / Yarullin R.S., Salikhov I.Z., Cherezov D.S., Nurislamova A.R. // News of Higher Educational Institutions. Power Engineering Problems, 2021 — Vol. 23, No. 2. — Pp. 70-83. DOI: 10.30724/1998-9903-2021-23-2-70-83.
14. Solovieva Z.A. Energy Transition in Tunisia: Reality and Plans / Solovieva Z.A. // Eastern Analytics, 2024 — Vol. 15, No. 1. — Pp. 115-126. DOI: 10.31696/2227-5568-2024-01-115-126.
15. Grigoryan G.V. Features of Indonesia's Energy Transition Policy: The Role of Foreign Business in Achieving Decarbonization Goals / Grigoryan G.V. // Analysis and Forecast. IMEMO RAS Journal, 2024 — No. 2. — Pp. 57-71. DOI: 10.20542/afj-2024-2-57-71.
16. Allakuliev M.M. Economic Features of Oil and Gas Resources in the Context of Transition to Green Energy / Allakuliev M.M., Geldieva M., Myradova S. // Academic Publicism, 2024 — No. 2-2. — Pp. 50-53.
17. Gas & Low Carbon Energy [Electronic resource]: URL: <https://clck.ru/3A8uLL> (accessed on 19.06.2025).
18. Renewables and energy solutions [Electronic resource]: URL: <https://clck.ru/3DekpU> (accessed on 19.06.2025).
19. Floating wind [Electronic resource]: URL: <https://clck.ru/3Dekya> (accessed on 19.06.2025).
20. Matthias J. Pickl The renewable energy strategies of oil majors – From oil to energy? / Matthias J. Pickl // 2019 Energy Strategy Reviews, 2019 — Vol. 26. — P.50-58. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.esr.2019.100370>.
21. Saryev K.A. Determination of Wind Energy Resources in Turkmenistan / Saryev K.A. // News of Higher Educational Institutions. Power Engineering Problems, 2020 — Vol. 24, No. 6. — Pp. 143-154. DOI: 10.30724/1998-9903-2020-22-6-143-154.

22. Bekirov E.A. Methods for Calculating Electric Energy Generation by Wind Turbines and the Influence of Wind Speed on Them / Bekirov E.A., Voskresenskaya S.N., Ramazanova Z.U., Bekirov O.S. // News of Higher Educational Institutions. Power Engineering Problems, 2023 — Vol. 25, No. 5. — Pp. 30-41. DOI: 10.30724/1998-9903-2023-25-5-30-41.
23. Nasyrova E.V. Analysis of Wind Monitoring Data in the Republic of Tatarstan / Nasyrova E.V., Timerbayev N.F., Leukhina O.V., Mazarov I.Yu. // News of Higher Educational Institutions. Power Engineering Problems, 2019 — Vol. 21, No. 6. — Pp. 39-50. DOI: 10.30724/1998-9903-2019-21-6-39-50.
24. Rusina A.G. Ensemble Model for Wind Power Plant Generation Forecasting / Rusina A.G., Tuvshin Osgonbaatar, Matrenin P.V., Sergeev N.N. // News of Higher Educational Institutions. Power Engineering Problems, 2024 — Vol. 26, No. 1. — Pp. 64-76. DOI: 10.30724/1998-9903-2024-26-1-64-76.
25. Bezhan A.V. Reducing the Cost of Thermal Energy through the Use of Wind Turbines in Conjunction with Boiler Houses for Heat Supply in Remote Areas of the Arctic Zone of the Russian Federation (Case Study of the Murmansk Region) / Bezhan A.V., Zvanoreva Yu.N., Ponomarev R.A. // News of Higher Educational Institutions. Power Engineering Problems, 2023 — Vol. 25, No. 3. — Pp. 128-138. DOI: 10.30724/1998-9903-2023-25-3-128-138.
26. Sheryazov S.K. Main Types of Wind Turbine Generators in Power Supply Systems / Sheryazov S.K., Isenov S.S., Iskakov R.M., Kaidar A.B. // News of Higher Educational Institutions. Power Engineering Problems, 2021 — Vol. 23, No. 5. — Pp. 24-33. DOI: 10.30724/1998-9903-2021-23-5-24-33.
27. Davydov D.Yu. Model for Assessing Technical and Economic Indicators of Offshore Wind Power Plants / Davydov D.Yu., Obukhov S.G. // News of Higher Educational Institutions. Power Engineering Problems, 2021 — Vol. 23, No. 5. — Pp. 115-130. DOI: 10.30724/1998-9903-2021-23-5-115-130.
28. Research project targets mass recycling of turbine blades [Electronic resource]: URL: <https://clck.ru/3A8uMa> (accessed on 19.06.2025).
29. Retired Wind Turbine Blades Live on as Park Benches and Picnic Tables [Electronic resource]: URL: <https://clck.ru/3A8uP3> (accessed on 19.06.2025).
30. Denisov I.E. Assessment of Negative Environmental Impact of Wind Turbine Blade Disposal / Denisov I.E. // Ecology and Environmental Management: Sustainable Development of Rural Territories: Collection of Articles Based on the Materials of the III All-Russian Scientific and Practical Conference (2023, Krasnodar, Russia) — KubSAU Publishing House, 2023 — Pp. 416-419.
31. Wind Energy and Wildlife: The Three C's. American Wind Energy Association [Electronic resource]: URL: <https://clck.ru/3A8uQq> (accessed on 19.06.2025).
32. Shevtsov A.S. Prospects of Renewable Energy in Russia / Shevtsov A.S., Provornaya I.V. // Interexpo Geo-Siberia, 2022 — Vol. 2, No. 4. — Pp. 106-112.
33. Deniz D.S. Institutional Derivatives and Mechanisms of Support for Renewable Energy: BRICS Countries / Deniz D.S. // Economic Relations, 2022 — Vol. 12, No. 2. — Pp. 249-264. DOI: 10.18334/eo.12.2.114734
34. Solar Energy Outlook 2023 [Electronic resource]: URL: <https://clck.ru/3A8uSr> (accessed on 19.06.2025).
35. Mathur D. End-of-life Management of Solar PV Panels / Mathur D., Gregory R., Simmons T., // 2020 International Renewable Energy Agency, 2020 — Vol. 1. — P.1-104.
36. Bykovskiy A.E. Development of Solar Energy in Russia / Bykovskiy A.E. // Topical Issues of Modern Science and Education: Collection of Articles of the XXXV International Scientific and Practical Conference (2024, Penza, Russia) — Science and Enlightenment Publishing House, 2024 — Pp. 63-66.
37. Nikolaev Y.E. Evaluation of the Efficiency of Energy Complexes with Hydrogen, Oxygen, Heat and Electricity Production / Nikolaev Y.E., Aidarov M.A. // News of Higher Educational Institutions. Power Engineering Problems, 2024 — Vol. 26, No. 2. — Pp. 114-127. DOI: 10.30724/1998-9903-2024-26-2-114-127.
38. Ghemechu B.D. Assessment of Energy Efficiency of a Hybrid Solar-Geothermal Power Plant / Ghemechu B.D., Sharapov V.I. // News of Higher Educational Institutions. Power Engineering Problems, 2019 — Vol. 21, No. 4. — Pp. 3-11. DOI: 10.30724/1998-9903-2019-21-4-3-11.
39. Suslov K.V. Use of Renewable Energy Sources for Powering Oil Pipeline's Internal Needs / Suslov K.V., Shushpanov I.N., Vorontsov D.V. // News of Higher Educational Institutions. Power Engineering Problems, 2018 — Vol. 20, No. 1-2. — Pp. 3-11. DOI: 10.30724/1998-9903-2018-20-1-2 -70-79.
40. Лукутин Б.В. Оптимизация энергетических балансов фотоэлектрической станции с электрохимическим и тепловым аккумулярованием солнечной энергии / Лукутин Б.В., Аль-Мажди Каррар Хамид // 2022. Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики, 2022 — т.24, №2. — С.3-13. DOI: 10.30724/1998-9903-2022-24-2-3-13.
41. Zatsarinnyaya Yu.N. Forecasting of Electric Energy Generation from Renewable Energy Sources Using Machine Learning Methods / Zatsarinnyaya Yu.N., Reutin G.V., Kurilov S.S., Isaeva O.V., Kovalev

G.S. // News of Higher Educational Institutions. Power Engineering Problems, 2023 — Vol. 25, No. 3. — Pp. 81-92. DOI: 10.30724/1998-9903-2023-25-3-81-92.

42. Building resilient solar projects: Tips and best practices [Electronic resource]: URL: <https://clck.ru/3Mex5D> (accessed on 19.06.2025).

43. Solar Panels Are Starting to Die, Leaving Behind Toxic Trash [Electronic resource]: URL: <https://clck.ru/3A8uVB> (accessed on 19.06.2025).

44. Solovova Yu.V. Energy and Social Efficiency in the Context of Modern Economy Functioning / Solovova Yu.V. // Discussion, 2022 — No. 3. — Pp. 48-56. DOI: 10.46320/2077-7639-2022-3-112-48-56.

45. Mukhametova L.R. Innovations in Energy Storage / Mukhametova L.R., Akhmetova I.G., Strielkowski W. // News of Higher Educational Institutions. Power Engineering Problems, 2019 — Vol. 21, No. 4. — Pp. 33-40. DOI: 10.30724/1998-9903-2019-21-4-33-40.

46. Smolentsev N.I. Superconducting Electrokinetic Energy Storage for Local Electrical Networks / Smolentsev N.I., Kondrin N.A. // News of Higher Educational Institutions. Power Engineering Problems, 2017 — Vol. 19, No. 3-4. — Pp. 53-60.

47. Chetoshnikova L.M. Autonomous Power Supply Systems with Renewable Energy Sources and Smart Grid / Chetoshnikova L.M., Smolentsev N.I., Chetoshnikov S.A., Gusarov G.V. // News of Higher Educational Institutions. Power Engineering Problems, 2018 — Vol. 20, No. 5-6. — Pp. 3-10. DOI: 10.30724/1998-9903-2018-20-5-6-3-10.

48. Bakhteev K.R. Development of a High-Power Hybrid Energy Storage System to Prevent Short-Term Power Supply Failures for Industrial Consumers / Bakhteev K.R. // News of Higher Educational Institutions. Power Engineering Problems, 2017 — Vol. 20, No. 3-4. — Pp. 36-44.

49. Serdechny D.V. Features of Operation of an Energy Storage System Based on a Multi-Cell Lithium-Ion Battery / Serdechny D.V., Tomashevsky Yu.B. // News of Higher Educational Institutions. Power Engineering Problems, 2017 — Vol. 19, No. 9-10. — Pp. 140-145.

50. Bulatov Yu.N. Coordinated Management of Electricity Storages and Distributed Generation Plant with Predictive Controllers in a Power Supply System with Reduced Electricity Quality / Bulatov Yu.N., Kryukov A.V., Suslov K.V., Kizhin V.V. // News of Higher Educational Institutions. Power Engineering Problems, 2023 — Vol. 25, No. 6. — Pp. 3-13. DOI: 10.30724/1998-9903-2023-25-6-3-13.

51. Chetoshnikova L.M. Power Flow Control in Local Networks / Chetoshnikova L.M., Smolentsev N.I., Tomskikh N.V., Gimgina D.A. // News of Higher Educational Institutions. Power Engineering Problems, 2023 — Vol. 25, No. 5. — Pp. 74-82. DOI: 10.30724/1998-9903-2023-25-5-74-82.

52. Safin A.R. Analysis of the Technical Level of Developments in the Field of Mobile Charging Installations for Electric Transport / Safin A.R., Basenko V.R., Nizamiev M.F., Tsvetkov A.N., Petrov T.I. // News of Higher Educational Institutions. Power Engineering Problems, 2022 — Vol. 25, No. 3. — Pp. 55-64. DOI: 10.30724/1998-9903-2023-25-3-55-64.

53. Ruban N.Yu. Analysis of the Impact of Renewable Energy Sources with Power Converters on Processes in Modern Power Systems / Ruban N.Yu., Askarov A.B., Andreev M.V., Kiyevets A.V., Rudnik V.E. // Bulletin of the Perm National Research Polytechnic University. Electrical Engineering, Information Technologies, Control Systems, 2020 — No. 36. — Pp. 7-30. DOI: 10.15593/2224-9397/2020.4.01.

54. Paseka V.A. Inertial Response of Solar Power Plants under Active Power Imbalances in the External Electrical Network / Paseka V.A. // Postgraduate, 2021 — No. 6(63). — Pp. 124-127. DOI: 10.46320/2077-7639-2022-3-112-48-56.

55. Chen X. Review on measurement-based frequency dynamics monitoring and analyzing in renewable energy dominated power systems / Chen X., Jiang Y., Terzija V., Chao L. // 2024 International Journal of Electrical Power and Energy Systems, 2024 — Vol. 155. — P.1-16. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2023.109520>.

56. Tingyi H. Small-Signal Stability Analysis for Power System Frequency Regulation with Renewable Energy Participation / Tingyi H., Shengnan L., Shuijun W., Ke L. // 2021 Hindawi. Mathematical Problems in Engineering, 2021 — Vol. 2021. — P.1-13. DOI: <https://doi.org/10.1155/2021/5556062>.

57. Fishov A.G. Research on the Influence of Electronic Generation on Static Aperiodic Stability of the Electric Power System / Fishov A.G., Murashkina I.S., Marchenko A.I., Enkhsaihan E., Ivkin E.S. // News of Higher Educational Institutions. Power Engineering Problems, 2020 — Vol. 22, No. 2. — Pp. 51-64. DOI: 10.30724/1998-9903-2020-22-2-51-64.

58. Global electric car sales rose 31% in 2023 - Rho Motion [Electronic resource]: URL: <https://clck.ru/3A8uY4> (accessed on 19.06.2025).

59. Chile, salt lakes and Lithium: Current status of Production [Electronic resource]: URL: <https://clck.ru/3A8uaV> (accessed on 19.06.2025).

60. Wenjuan Liua Spatiotemporal patterns of lithium mining and environmental degradation in the Atacama Salt Flat, Chile. / Wenjuan Liua, Datu B. Agusdinataa, Soe W. Myintb. // 2019 International Journal of Applied Earth Observation and Geoinformation, 2019 — Vol. 80. — P.145-156.

61. Chinese and other cobalt mines boosting output despite price slide [Electronic resource]: URL: <https://clck.ru/3DemKu> (accessed on 19.06.2025).

62. Congo Cobalt Miners' Slave for Capitalists, including Chinese [Electronic resource]: URL: <https://clck.ru/3DemWz> (accessed on 19.06.2025).

63. Battery Push By Tesla And Other EV Makers Raises Child Labor Concerns [Electronic resource]: URL: <https://clck.ru/3DemgD> (accessed on 19.06.2025).

64. Sepeti B. Heavy Metal Pollution of Soils in Anthropogenically Altered Territories of the Republic of Zambia / Sepeti B., Chanda M., Chanda M. // 2018 Proceedings of the Scientific and Practical Conference with International Participation (2018, Kursk, Russia) — KSU Publishing House, 2018 — Pp. 25-29.

65. Orazov K. Analysis and Development Prospects of Renewable Energy Sources / Orazov K., Orazov T., Orazov M. // Naukosfera, 2024 — No. 2-1. — Pp. 127-130.

Authors of the publication

Dmitrii A. Davydov – Omsk State Technical University, Omsk, Russia. *ORCID**: <https://orcid.org/0009-0004-2042-481X>. 7shaq7@gmail.ru.

Konstantin I. Nikitin – Omsk State Technical University, Omsk, Russia. *ORCID**: <https://orcid.org/0009-0003-4669-3973>. n-c-i@mail.ru.

Anton A. Zagoruyko – Omsk State Transport University, Omsk, Russia. solidarnisonf@mail.ru

Andrey A. Tatevosyan – Omsk State Technical University, Omsk, Russia. *ORCID**: <https://orcid.org/0000-0002-0891-9244>. karoI@mail.ru.

Шифр научной специальности: 2.4.2. Электротехнические комплексы и системы

Получено **13.11.2025 г.**

Отредактировано **27.11.2025 г.**

Принято **17.01.2026 г.**