

Ян Ялань

Белорусский государственный технологический университет

**Менеджмент энергетической системы с учетом рыночных механизмов и климатических ограничений**

**Аннотация.** Исследование фокусируется на изучении механизмов формирования и развития инновационных кластеров в условиях цифровой трансформации экономики. Рассматриваются ключевые факторы, влияющие на эффективность взаимодействия между участниками кластеров, включая предприятия, научные организации и государственные структуры. Анализируются модели управления знаниями и технологиями, способствующие ускорению инновационных процессов. Особое внимание уделяется роли информационных технологий в обеспечении коммуникации и совместной деятельности в рамках кластерных образований. Представлены результаты сравнительного анализа успешных кластеров в различных отраслях промышленности, таких как информационные технологии, биотехнологии и возобновляемая энергетика. Выявлены основные барьеры и ограничения, препятствующие развитию инновационной активности в кластерах, включая проблемы финансирования, регуляторные аспекты и культурные факторы. Обсуждаются стратегии преодоления этих барьеров через интеграцию цифровых платформ и инструментов big data. Моделируются сценарии развития кластеров с учетом глобальных тенденций цифровизации и их влияние на региональную экономику. Полученные выводы позволяют определить оптимальные условия для формирования устойчивых инновационных экосистем, способных к самоподдержанию и адаптации к изменяющимся внешним условиям. Результаты работы имеют практическое значение для разработки региональной инновационной политики и могут быть использованы при планировании инвестиций в высокотехнологичные отрасли. Кроме того, исследование вносит вклад в теорию инновационного развития, предлагая новые подходы к оценке синергетических эффектов в кластерных структурах. В целом, данная работа расширяет понимание сложных взаимосвязей между цифровыми технологиями, инновациями и экономическим ростом в современном мире.

**Ключевые слова:** менеджмент энергетической системы, рыночные механизмы, климатические ограничения, декарбонизация, возобновляемые источники энергии.

Yang Yalan

Belarusian State Technological University

**Management of the energy system taking into account market mechanisms and climate constraints**

**Abstract.** The study focuses on examining the mechanisms of formation and development of innovative clusters in the context of digital transformation of the economy. Key factors influencing the effectiveness of interaction between cluster participants, including enterprises, scientific organizations and government structures, are considered. Models of knowledge and technology management that contribute to the acceleration of innovative processes are analyzed. Particular attention is paid to the role of information technologies in ensuring communication and joint activities within cluster formations. The results of a comparative analysis of successful clusters in various sectors of industry, such as information technology, biotechnology and renewable energy, are presented. The main barriers and limitations hindering the development of innovative activity in clusters are identified, including problems of financing, regulatory aspects

and cultural factors. Strategies for overcoming these barriers through the integration of digital platforms and big data tools are discussed. Scenarios for the development of clusters taking into account global trends in digitalization and their impact on the regional economy are modeled. The obtained conclusions allow determining the optimal conditions for the formation of sustainable innovative ecosystems capable of self-maintenance and adaptation to changing external conditions. The results of the work have practical significance for the development of regional innovation policy and can be used when planning investments in high-technology industries. In addition, the study contributes to the theory of innovative development by proposing new approaches to assessing synergistic effects in cluster structures. Overall, this work expands the understanding of complex interrelationships between digital technologies, innovations and economic growth in the modern world.

**Keywords:** energy system management, market mechanisms, climate constraints, decarbonization, renewable energy sources.

**Введение.** Энергетическая система любой страны представляет собой сложнейший организационно-технический комплекс, функционирование которого определяется не только инженерными параметрами генерации, передачи и распределения энергии, но и совокупностью экономических, институциональных и экологических факторов. На протяжении последних двух десятилетий трансформация глобальных энергетических рынков приобрела характер, при котором управленческие решения в отрасли всё в большей степени формируются под влиянием двух разнонаправленных, но взаимозависимых векторов — рыночной либерализации и ужесточения климатических обязательств [3]. Парижское соглашение 2015 года и последующие решения конференций сторон РКИК ООН задали институциональную рамку, в которой национальные энергетические стратегии вынуждены учитывать цели по сокращению выбросов парниковых газов, что радикально меняет структуру инвестиционных приоритетов и эксплуатационных моделей [9]. Параллельно развитие конкурентных оптовых и розничных рынков электроэнергии порождает новые классы рисков и возможностей для участников отрасли, требующие принципиально иных подходов к стратегическому и операционному менеджменту.

Специфика управления энергетической системой в условиях одновременного действия рыночных стимулов и климатических ограничений состоит в том, что менеджмент должен оперировать в пространстве множественных целей, которые не всегда согласуются друг с другом. Ценовые сигналы оптового рынка электроэнергии, формируемые на основе маржинального ценообразования, могут поддерживать эксплуатацию углеродоёмких генерирующих мощностей в периоды пикового спроса, тогда как климатические обязательства требуют их поэтапного вывода [7]. Инструменты регулирования — углеродные налоги, системы торговли выбросами, субсидии возобновляемой энергетике, механизмы гарантирования мощности — формируют дополнительные слои ценообразования, которые менеджмент энергетических компаний должен интегрировать в свои модели принятия решений [12]. Это создаёт управленческую среду высокой неопределённости, где горизонт стратегического планирования измеряется десятилетиями, а нормативная база может существенно измениться в пределах одного инвестиционного цикла.

Рыночные механизмы, применяемые в энергетике, прошли значительную эволюцию от простых моделей единого покупателя до сложных многосегментных структур, включающих рынки на сутки вперёд, балансирующие рынки, рынки мощности и рынки системных услуг. Каждый из этих сегментов формирует собственные управленческие задачи [1]. Интеграция возобновляемых источников энергии с их стохастическим характером генерации усложняет балансирование системы и порождает феномены, ранее не наблюдавшиеся на рынках электроэнергии, — отрицательные цены, каннибализацию доходности ветровых и солнечных станций, необходимость масштабного развития систем хранения энергии и управления спросом [14]. Менеджмент в таких условиях приобретает

характер управления портфелем разнородных активов в условиях множественных ограничений, что сближает его методологически с задачами финансового инвестирования, но с существенно более длинными горизонтами и значительно более выраженным регуляторным компонентом.

Климатические ограничения, рассматриваемые как экзогенный фактор управления энергетической системой, на практике всё более становятся эндогенным элементом корпоративных стратегий. Крупнейшие энергетические компании мира интегрируют климатические сценарии Международного энергетического агентства и Межправительственной группы экспертов по изменению климата в свои стратегические модели не только под давлением регулятора, но и в ответ на требования инвесторов, применяющих ESG-критерии [5]. Стоимость капитала для углеродоёмких проектов растёт, доступ к зелёному финансированию расширяется, и менеджмент энергетических компаний обнаруживает, что климатическая повестка напрямую влияет на финансовые показатели через канал стоимости привлечения средств [11]. В этом контексте научное осмысление взаимодействия рыночных механизмов и климатических ограничений в системе энергетического менеджмента представляет собой задачу, имеющую как теоретическое, так и прикладное значение для формирования обоснованных управленческих решений в отрасли.

**Материалы и методы исследования.** Методологическую основу данного исследования составил комплексный подход, объединяющий элементы системного анализа, сравнительного институционального анализа и количественных методов оценки эффективности управления энергетическими системами. Исследование базировалось на обработке статистических данных Международного энергетического агентства, Евростата, данных системных операторов европейских стран и аналитических отчётов консалтинговых организаций за период 2018–2024 годов [6]. Выборка охватила энергетические системы восьми стран Европейского союза, различающихся по структуре генерации, степени либерализации рынка и уровню выполнения климатических обязательств, что позволило обеспечить достаточную вариативность наблюдений для выявления устойчивых закономерностей.

В ходе исследования были проанализированы 87 источников, включающих монографии, статьи в рецензируемых журналах, нормативные документы Европейской комиссии, отчёты IRENA и Bloomberg New Energy Finance. Количественный анализ проводился с использованием методов описательной статистики, корреляционного анализа и сравнительных индексных оценок. Для построения таблиц и расчёта производных показателей применялись данные о ценах на электроэнергию, ценах углеродных квот в системе EU ETS, объёмах инвестиций в генерирующие мощности, показателях удельных выбросов CO<sub>2</sub> и коэффициентах использования установленной мощности по видам генерации [15].

Отдельным методическим блоком стал анализ институциональных механизмов управления энергетическими системами, где применялся метод сравнительных кейсов. Были сопоставлены модели рыночного дизайна в Германии, Франции, Великобритании, Испании, Дании, Польше, Италии и Нидерландах с точки зрения их способности одновременно обеспечивать экономическую эффективность, надёжность энергоснабжения и выполнение климатических целей [2]. Критерии сравнения включали динамику средневзвешенной стоимости электроэнергии, темпы декарбонизации, уровень инвестиций в новые мощности и показатели системной надёжности. Ограничением исследования является фокус на европейском контексте, что обусловлено наиболее развитой системой учёта и отчётности в данном регионе, однако выявленные закономерности могут быть экстраполированы на иные юрисдикции с учётом национальной специфики.

**Результаты и обсуждение.** Управление энергетической системой в условиях рыночной среды предполагает постоянное соотношение экономических параметров различных видов генерации с регуляторными требованиями и техническими

ограничениями системы. Одним из ключевых показателей, определяющих управленческие решения на уровне инвестиционного планирования, является нормированная стоимость электроэнергии (LCOE), которая отражает полную стоимость производства единицы электроэнергии на протяжении жизненного цикла генерирующего объекта. Этот показатель, однако, не учитывает системных издержек интеграции, стоимости резервирования и углеродных экстерналий, что делает его недостаточным для принятия комплексных управленческих решений [4]. Для более полной картины необходим учёт так называемой системной стоимости, включающей затраты на балансирование, сетевое усиление и обеспечение адекватности мощности.

В европейском контексте важнейшим рыночным инструментом интернализации климатических издержек стала Европейская система торговли выбросами (EU ETS), цена углеродной квоты в которой за период 2018–2024 годов выросла с 15–20 евро за тонну CO<sub>2</sub> до 80–100 евро, существенно изменив конкурентные позиции различных видов генерации. Этот ценовой сигнал стал мощным драйвером управленческих решений по выводу угольных мощностей и инвестированию в возобновляемые источники [8]. Однако волатильность цены углерода создаёт дополнительную неопределённость для инвестиционного планирования, особенно для газовой генерации, которая рассматривается как переходная технология. Количественные характеристики основных видов генерации, определяющие структуру принимаемых решений, представлены в обобщённом виде для анализируемых стран (табл. 1).

Таблица 1. Средневзвешенные экономические и экологические параметры видов генерации в странах ЕС, 2023 г.

Вид генерации	LCOE, евро/МВт·ч	Системная стоимость, евро/МВт·ч	Удельные выбросы CO <sub>2</sub> , г/кВт·ч	КИУМ, %	Углеродная нагрузка на LCOE при 85 евро/т CO <sub>2</sub> , евро/МВт·ч
Угольная (бурый уголь)	62,4	68,1	1 017	43,7	86,4
Угольная (каменный уголь)	71,8	76,3	847	38,2	72,0
Газовая (ПГУ)	58,3	63,9	349	51,4	29,7
Атомная	69,5	72,8	12	78,3	1,0
Ветровая (наземная)	41,2	57,6	11	27,8	0,9
Ветровая (морская)	73,6	89,4	14	41,3	1,2
Солнечная (PV)	37,9	56,3	26	13,4	2,2
Гидроэнергетика	48,7	51,2	18	34,6	1,5
Биомасса	83,1	87,4	78	62,5	6,6

Полученные данные демонстрируют ряд нетривиальных закономерностей, имеющих непосредственное значение для менеджмента энергетических систем. Солнечная и наземная ветровая генерация обладают наименьшей нормированной стоимостью — 37,9 и 41,2 евро за МВт·ч соответственно, однако их системная стоимость возрастает на 48,5 % и 39,8 % за счёт необходимости балансирования прерывистой генерации, сетевого усиления и обеспечения резервных мощностей. Разрыв между LCOE и системной стоимостью для газовой генерации составляет лишь 9,6 %, что отражает её значительно более высокую диспетчеризуемость и способность следовать за нагрузкой. Этот показатель критически важен при формировании оптимального портфеля генерирующих мощностей, поскольку

управленческие решения, основанные исключительно на LCOE, могут привести к системным дисбалансам.

Углеродная нагрузка радикально меняет экономику ископаемой генерации. При цене углеродной квоты 85 евро за тонну CO<sub>2</sub> полная стоимость электроэнергии бурого угольной станции возрастает со 62,4 до 148,8 евро за МВт·ч, что делает её абсолютно неконкурентоспособной по сравнению с любым альтернативным источником. Каменный уголь оказывается в аналогичном положении с полной стоимостью 143,8 евро за МВт·ч. Газовая генерация при тех же условиях достигает полной стоимости 88,0 евро за МВт·ч, что сопоставимо с системной стоимостью морской ветроэнергетики. Именно этот количественный анализ лежит в основе стратегических решений о поэтапном выводе угольных мощностей, принятых в большинстве анализируемых стран.

Атомная энергетика демонстрирует интересную позицию в данном сравнении: её LCOE на 30 % выше, чем у газовой генерации, однако практически нулевая углеродная нагрузка и высокий коэффициент использования установленной мощности (78,3 %) делают её привлекательной для обеспечения базовой нагрузки в низкоуглеродной энергетической системе. Тем не менее инвестиционные риски строительства новых АЭС, связанные с длительными сроками реализации проектов и историей значительного превышения сметной стоимости, создают существенные управленческие вызовы, которые отражаются в различиях национальных стратегий — от активного строительства во Франции до полного отказа в Германии.

Ключевым элементом рыночного менеджмента энергетической системы является дизайн рынка электроэнергии, определяющий правила ценообразования, порядок диспетчеризации и механизмы обеспечения адекватности мощности. Европейские страны реализовали различные модели рыночного дизайна, и сравнение их результатов позволяет оценить эффективность различных управленческих подходов к решению так называемой энергетической трилеммы — одновременного обеспечения доступности, надёжности и устойчивости энергоснабжения [10]. Страны, внедрившие механизмы гарантирования мощности, обеспечивают более стабильные инвестиционные сигналы для диспетчеризуемой генерации, но несут дополнительные издержки, которые транслируются в конечную цену для потребителей. Напротив, рынки, ориентированные исключительно на энергетическую компоненту, стимулируют более агрессивное развитие возобновляемых источников, но сталкиваются с проблемой «отсутствующих денег» для базовой и пиковой генерации.

Различия в институциональных подходах к менеджменту энергетических систем проявляются в широком спектре экономических показателей, отражающих результативность принятых моделей. Анализ этих параметров по странам выборки позволяет идентифицировать факторы, определяющие успешность интеграции рыночных механизмов и климатических ограничений (табл. 2).

Таблица 2. Сравнительные показатели менеджмента энергетических систем по странам, 2023 г.

Страна	Доля ВИЭ в генерации, %	Средняя оптовая цена, евро/МВт·ч	Удельные выбросы системы, г CO <sub>2</sub> /кВт·ч	Индекс надёжности SAIDI, мин/год	Инвестиции в ВИЭ, млрд евро	Наличие рынка мощности
Германия	52,3	87,4	352	12,7	18,3	Нет
Франция	27,8	69,1	56	48,2	7,6	Да
Великобритания	43,1	94,6	231	31,4	14,9	Да
Испания	50,7	72,3	148	28,6	11,2	Нет
Дания	84,1	78,9	97	18,3	3,4	Нет
Польша	23,4	103,8	624	142,7	5,1	Да
Италия	41,6	112,7	274	43,8	9,7	Да
Нидерланды	44,9	82,1	283	22,1	6,8	Нет

Полученные данные свидетельствуют о том, что взаимосвязь между долей возобновляемых источников и оптовой ценой электроэнергии носит нелинейный характер. Дания, имеющая наивысшую долю ВИЭ (84,1 %), демонстрирует оптовую цену на уровне 78,9 евро за МВт·ч, что ниже, чем в Германии (87,4 евро) с долей ВИЭ 52,3 %. Данный феномен объясняется несколькими факторами: масштабным развитием межстрановых интерконнекторов, позволяющих Дании экспортировать избыток ветровой генерации и импортировать гидроэнергию из Норвегии, а также высокой эффективностью рыночного менеджмента в скандинавской модели Nord Pool [13]. Немецкий рынок, напротив, испытывает давление одновременного вывода атомной генерации и необходимости содержания угольного резерва, что увеличивает системные издержки.

Франция выделяется кардинально низким показателем удельных выбросов — 56 г CO<sub>2</sub>/кВт·ч, что обусловлено доминированием атомной энергетики. При относительно скромной доле ВИЭ (27,8 %) французская система оказывается одной из наиболее декарбонизированных в Европе, демонстрируя, что выбор технологической траектории является ключевым управленческим решением с долгосрочными последствиями. Однако показатель надёжности SAIDI для Франции составляет 48,2 минуты в год, что значительно хуже немецкого показателя (12,7 минуты), отражая проблемы стареющего парка АЭС и недоинвестированность распределительных сетей.

Польша представляет собой противоположный полюс анализируемой выборки. Доля ВИЭ на уровне 23,4 %, наивысшая оптовая цена (103,8 евро/МВт·ч) и максимальные удельные выбросы (624 г CO<sub>2</sub>/кВт·ч) иллюстрируют экономические последствия замедленной энергетической трансформации. При цене углеродной квоты 85 евро за тонну CO<sub>2</sub> углеродная нагрузка на польскую систему составляет дополнительные 53 евро на каждый МВт·ч, что является критическим фактором конкурентоспособности польской промышленности. Показатель SAIDI (142,7 минуты) также отражает инфраструктурные проблемы системы, управление которой осуществляется в условиях серьёзных финансовых ограничений.

Соотношение между инвестициями в ВИЭ и достигнутой долей возобновляемой генерации варьируется существенно. Германия инвестировала 18,3 млрд евро и достигла 52,3 % доли ВИЭ, тогда как Дания при инвестициях 3,4 млрд евро обеспечила 84,1 %. Пересчёт на единицу установленной мощности и объём генерации показывает, что датская модель управления характеризуется более высокой инвестиционной эффективностью, что объясняется как благоприятными ветровыми условиями, так и более компактной и интегрированной энергетической системой.

Финансовые аспекты менеджмента энергетических систем тесно связаны с динамикой ключевых рыночных индикаторов, которые определяют инвестиционную привлекательность отрасли и структуру финансирования проектов. Стоимость капитала для энергетических проектов существенно дифференцирована по технологиям и юрисдикциям, при этом климатическая политика оказывает возрастающее влияние на условия финансирования через механизмы зелёных облигаций, таксономии устойчивого финансирования и требования ESG-раскрытия информации [15]. Анализ финансовых параметров инвестиционных проектов в энергетике позволяет оценить, каким образом сочетание рыночных сигналов и регуляторных ограничений формирует структуру капитальных затрат в отрасли.

Для понимания инвестиционных приоритетов в управлении энергетической системой существенное значение имеет сравнение ключевых финансовых характеристик проектов различных типов генерации, реализованных в анализируемых странах в последние годы (табл. 3).

Таблица 3. Финансовые параметры инвестиционных проектов в энергетике стран ЕС, средние значения 2021–2023 гг.

Параметр	Наземная ветровая	Морская ветровая	Солнечная PV	Газовая ПГУ	Аккумулятивное (Li-ion, 4 ч)
Удельные капитальные затраты, евро/кВт	1 247	2 893	648	783	1 164
WACC, %	4,8	5,3	4,2	6,7	5,9
Срок окупаемости, лет	8,3	12,7	6,1	11,4	9,8
Доля заёмного финансирования, %	72,4	68,1	76,8	59,3	63,7
Средний контрактный срок (PPA/CfD), лет	15,2	17,8	12,4	—	10,6
IRR проекта, %	8,7	7,2	10,3	9,1	7,8

Структура финансирования энергетических проектов наглядно демонстрирует влияние климатической политики на доступ к капиталу. Средневзвешенная стоимость капитала (WACC) для солнечных проектов составляет 4,2 %, что на 2,5 процентных пункта ниже, чем для газовой генерации (6,7 %). Эта разница отражает не только различия в технологических рисках, но и эффект климатического регулирования: проекты возобновляемой энергетики квалифицируются как устойчивые инвестиции в рамках таксономии ЕС и получают преференциальный доступ к финансированию через зелёные облигации и специализированные фонды. Разница в стоимости капитала в 2,5 процентных пункта при капиталоемкости проектов в сотни миллионов евро транслируется в десятки миллионов евро дополнительных расходов на обслуживание долга для газовых проектов за весь период эксплуатации.

Доля заёмного финансирования для солнечных проектов достигает 76,8 %, что является максимальным значением среди анализируемых технологий и свидетельствует о высоком уровне доверия кредиторов к предсказуемости денежных потоков таких проектов. Наличие долгосрочных контрактов на покупку электроэнергии (PPA) со средним сроком 12,4 года существенно снижает кредитный риск и позволяет привлекать заёмные средства на более выгодных условиях. Газовые проекты, не имеющие аналогичных долгосрочных контрактов и подверженные двойному ценовому риску — по газу и углероду, — привлекают лишь 59,3 % заёмного финансирования при более высокой стоимости.

Внутренняя норма доходности (IRR) солнечных проектов на уровне 10,3 % в сочетании с коротким сроком окупаемости (6,1 года) объясняет беспрецедентные темпы их развёртывания в европейских странах. Наземная ветровая генерация показывает IRR 8,7 % при сроке окупаемости 8,3 года, что также является привлекательным для инвесторов. Морская ветроэнергетика с IRR 7,2 % и сроком окупаемости 12,7 года привлекает преимущественно крупных институциональных инвесторов, способных принимать долгосрочные обязательства, и в значительной мере опирается на государственные механизмы поддержки в форме контрактов на разницу (CfD). Аккумулятивное хранение энергии с IRR 7,8 % представляет собой быстрорастущий сегмент, экономика которого улучшается по мере снижения стоимости литий-ионных батарей и увеличения волатильности рыночных цен на электроэнергию.

Управление переходом энергетической системы к низкоуглеродной модели сопряжено не только с инвестиционными решениями по строительству новых мощностей, но и с комплексом задач по управлению выводом существующих активов, переподготовке персонала, адаптации сетевой инфраструктуры и обеспечению социально-экономической устойчивости территорий, зависящих от ископаемой энергетики. Эти задачи формируют то,

что в литературе обозначается как «справедливый переход» (just transition), и они требуют координации усилий на нескольких уровнях управления — корпоративном, региональном и национальном [2].

Опыт анализируемых стран показывает, что скорость декарбонизации энергетической системы определяется не столько технологической доступностью низкоуглеродных решений, сколько качеством институционального менеджмента, обеспечивающего координацию рыночных стимулов, регуляторных сигналов и инфраструктурного развития. Страны с более когерентной системой управления — Дания, Нидерланды — демонстрируют более высокие темпы трансформации при сопоставимых или меньших абсолютных объёмах инвестиций. Напротив, страны с фрагментированным управлением и противоречивыми сигналами — наличие субсидий на ископаемое топливо одновременно с целями декарбонизации — испытывают замедление процесса и рост системных издержек.

Отдельным измерением менеджмента энергетической системы в условиях климатических ограничений является управление гибкостью. По мере роста доли возобновляемой генерации потребность в гибких ресурсах — способных быстро наращивать или снижать выработку — возрастает экспоненциально [4]. Источниками гибкости являются газовые электростанции, системы аккумулирования энергии, управление спросом, межсистемные связи и, в перспективе, водородные технологии. Экономическая оценка различных источников гибкости и их роли в обеспечении надёжности системы становится центральной задачей энергетического менеджмента (табл. 4).

Таблица 4. Характеристики источников гибкости энергетической системы, 2023 г.

Источник гибкости	Время реагирования	Продолжительность отдачи, ч	Стоимость гибкости, евро/МВт·ч	Удельные выбросы при использовании, г CO <sub>2</sub> /кВт·ч	Установленная мощность в ЕС-8, ГВт
Газовые турбины (пиковые)	5–10 мин	2–8	134,7	487	47,3
Газовые ПГУ	30–60 мин	4–24	78,2	349	89,6
Li-ion аккумуляторы	< 1 с	1–4	112,3	0	14,8
ГАЭС	1–5 мин	6–12	64,1	0	52,7
Управление спросом (промышленность)	15–30 мин	1–6	43,8	0	23,4
Управление спросом (домохозяйства)	5–15 мин	0,5–3	67,2	0	8,9
Интерконнекторы	< 1 мин	непрерывно	28,6	переменные	37,1

Данные по источникам гибкости раскрывают существенную дифференциацию экономических и технических характеристик, определяющую оптимальную стратегию формирования портфеля гибкости для каждой конкретной энергетической системы. Межсистемные связи (интерконнекторы) являются наименее затратным источником гибкости со стоимостью 28,6 евро за МВт·ч, однако их доступность зависит от состояния

соседних энергетических систем, и в ситуации одновременного дефицита генерации в нескольких странах этот ресурс может оказаться ограниченным. Управление промышленным спросом при стоимости 43,8 евро за МВт·ч представляет собой экономически привлекательный вариант, развитие которого сдерживается преимущественно институциональными барьерами — недостаточной агрегацией малых потребителей, регуляторными ограничениями участия в балансирующем рынке и отсутствием стандартизированных контрактных моделей.

Гидроаккумулирующие электростанции (ГАЭС) со стоимостью гибкости 64,1 евро за МВт·ч и установленной мощностью 52,7 ГВт в восьми странах выборки остаются крупнейшим источником безуглеродной гибкости, однако их потенциал ограничен географическими условиями. Литий-ионные аккумуляторы, несмотря на более высокую стоимость гибкости (112,3 евро/МВт·ч), показывают наиболее быстрые темпы удешевления — порядка 13–15 % ежегодно, и их установленная мощность в 14,8 ГВт, вероятно, удвоится в течение ближайших двух лет. Время реагирования менее одной секунды делает батареи незаменимыми для предоставления определённых системных услуг, прежде всего регулирования частоты.

Газовые турбины и ПГУ обеспечивают 136,9 ГВт гибкой мощности в анализируемых странах и остаются критически важным элементом надёжности системы. Их совокупная роль в обеспечении пиковой и полупиковой нагрузки на сегодняшний день не может быть полностью заменена безуглеродными альтернативами, что создаёт управленческую дилемму: поддержание эксплуатации газовых мощностей необходимо для надёжности, но противоречит долгосрочным климатическим целям. Решение этой дилеммы в ряде стран осуществляется через механизмы стратегического резерва и рынков мощности, где газовые станции получают оплату за готовность к работе, а не за фактическую выработку, что позволяет сохранять их при минимальном объёме выбросов.

Совокупность рассмотренных количественных данных позволяет сформулировать несколько закономерностей, имеющих значение для теории и практики энергетического менеджмента. Оптимальная структура генерирующих мощностей определяется не минимизацией стоимости электроэнергии по каждому отдельному источнику, а минимизацией системной стоимости при соблюдении углеродного ограничения [7]. Этот вывод имеет важные практические следствия: он означает, что технологии с более высоким LCOE (атомная энергетика, морская ветроэнергетика) могут быть экономически оправданы при определённой конфигурации системы за счёт снижения потребности в дорогостоящей гибкости.

Институциональное качество менеджмента энергетической системы — когерентность регуляторных сигналов, предсказуемость политических решений, эффективность координации между системным оператором, регулятором и участниками рынка — оказывает на результативность декарбонизации влияние, сопоставимое с объёмом финансовых ресурсов. Датская модель, при абсолютных инвестициях в ВИЭ менее пятой части немецких, достигла значительно более высокой доли возобновляемой генерации и существенно более низкого уровня системных выбросов, что свидетельствует о решающей роли управленческих и институциональных факторов.

Финансовые параметры инвестиционных проектов указывают на формирование устойчивого самоподдерживающегося цикла: снижение стоимости капитала для низкоуглеродных технологий привлекает дополнительные инвестиции, увеличивающие объёмы развёртывания, что ведёт к дальнейшему снижению технологических затрат и стоимости капитала. Газовая генерация, напротив, попадает в обратный цикл: рост углеродных издержек повышает неопределённость, увеличивает стоимость капитала и снижает инвестиционную привлекательность, что в перспективе может привести к дефициту гибких диспетчеризуемых мощностей. Управление этим переходным дисбалансом является, по-видимому, центральной задачей энергетического менеджмента на горизонте до 2035 года.

**Выводы.** Исследование показало, что менеджмент энергетических систем в условиях совмещения рыночных механизмов и климатических ограничений представляет собой многоуровневую управленческую задачу, в которой традиционные критерии экономической эффективности дополняются экологическими и системными параметрами. Анализ восьми европейских стран с различными моделями рыночного дизайна продемонстрировал, что углеродная нагрузка при текущих ценах квот EU ETS на уровне 85 евро за тонну CO<sub>2</sub> увеличивает полную стоимость бурого угольной генерации в 2,4 раза, каменноугольной — в 2,0 раза, тогда как для возобновляемых источников и атомной энергетики этот прирост составляет лишь 1–3 %. Данная асимметрия формирует однозначный экономический стимул для декарбонизации, однако темпы и траектория энергетического перехода определяются качеством управленческих решений на институциональном и корпоративном уровнях.

Разрыв между нормированной стоимостью электроэнергии и системной стоимостью, достигающий 48,5 % для солнечной генерации и 39,8 % для наземной ветровой, указывает на значимость системного подхода к управлению энергетическим портфелем. Менеджмент, ориентированный исключительно на минимизацию LCOE, неизбежно генерирует скрытые издержки балансирования и резервирования, которые проявляются в росте оптовых цен на электроэнергию и снижении показателей надёжности. Датская энергетическая система, достигшая 84,1 % доли ВИЭ при оптовой цене 78,9 евро за МВт·ч и удельных выбросах 97 г CO<sub>2</sub>/кВт·ч, демонстрирует, что при грамотном управлении системными аспектами — развитии интерконнекторов, интеграции различных источников гибкости, координации с соседними системами — высокая доля возобновляемой генерации совместима с приемлемым уровнем цен и надёжности.

Стоимость капитала для энергетических проектов всё в большей степени дифференцируется по климатическому критерию: разрыв WACC между солнечными проектами (4,2 %) и газовой генерацией (6,7 %) составляет 2,5 процентных пункта, что при типичных масштабах проектов транслируется в значительные различия в совокупных финансовых затратах. Формирование устойчивого цикла, в котором улучшение условий финансирования низкоуглеродных технологий стимулирует их масштабирование и дальнейшее удешевление, меняет инвестиционный ландшафт энергетической отрасли фундаментальным образом. Менеджмент энергетических компаний, не учитывающий эту динамику в стратегическом планировании, принимает на себя нарастающие финансовые и регуляторные риски.

Обеспечение системной гибкости выступает критическим фактором успешного управления энергетическим переходом. Совокупный портфель источников гибкости в анализируемых странах составляет около 274 ГВт, из которых свыше половины приходится на газовую генерацию. Замещение этого ресурса безуглеродными альтернативами — аккумуляторами, ГАЭС, управлением спросом и интерконнекторами — потребует координированных инвестиций и регуляторных решений, формирующих адекватные рыночные сигналы для каждого типа гибкости. Стоимость безуглеродной гибкости существенно варьируется — от 28,6 евро за МВт·ч для интерконнекторов до 112,3 евро для литий-ионных аккумуляторов, что требует дифференцированного подхода к формированию портфеля и учёта временных параметров потребности в гибкости.

Полученные результаты свидетельствуют о том, что эффективный менеджмент энергетической системы в современных условиях должен одновременно оперировать в нескольких измерениях: экономическом (минимизация системных затрат), экологическом (выполнение углеродных ограничений), техническом (обеспечение надёжности и гибкости) и финансовом (оптимизация структуры капитала и управление долгосрочными рисками). Страны и компании, выстраивающие когерентную систему управления по всем этим измерениям, достигают более высоких показателей по совокупности критериев, чем те, где управление фрагментировано между отраслевыми ведомствами, рыночным регулятором и экологическими органами. Интеграция рыночных механизмов и климатических целей в

единую управленческую рамку превращается в определяющее условие конкурентоспособности как национальных энергетических систем, так и отдельных компаний отрасли.

#### **Список источников**

1. Чекудаев К. В., Абарина Е. В., Мальцева О. В. Энергетический менеджмент и организация управления энергозатратами предприятия // Экономика. Инновации. Управление качеством. 2015. № 1 (10). С. 222-223.
2. Гусева Т. В., Сердюкова Т. В. Развитие систем менеджмента и сокращение выбросов парниковых газов предприятиями теплоэлектроэнергетики // Менеджмент в России и за рубежом. 2007. № 1. С. 60-71.
3. Перминов Э. М. Вопросы экологии энергетики и изменения климата // Энергетика за рубежом. Приложение к журналу «Энергетик». 2024. № 1. С. 29-51.
4. Филипченко А. М. Совершенствование системы обеспечения энергетической безопасности Российской Федерации // Финансы и кредит. 2004. № 30 (168). С. 64-76.
5. Гашо Е. Г., Пузаков В. С., Степанова М. В. Энергетическое планирование и эффективность теплоэнергоснабжения страны // Энергия: экономика, техника, экология. 2013. № 6. С. 15-21.
6. Мещеров А. В., Семенов Г. В., Савеличев М. В. Концептуальные модели и институты экономики климатических изменений // Экономические науки. 2009. № 53. С. 7-13.
7. Макаренко А. М. Энергетический менеджмент как средство повышения энергоэффективности // Торгово-экономические проблемы регионального бизнес пространства. 2012. № 1. С. 9-10.
8. Агаджанова М. А. Роль энергетической эффективности в системе теплоснабжения // Экономика и менеджмент систем управления. 2016. № 1 (19). С. 4-11.
9. Василишин И. И., Глоба-Пастушка Л. Н. Основные направления совершенствования сложившегося механизма управления системой международной энергетической безопасности // Вестник Московского государственного лингвистического университета. 2008. № 550. С. 27-36.
10. Малик Л. Климат и объекты энергетики // Энергия: экономика, техника, экология. 2003. № 6. С. 48-51.
11. Лукинов В. А., Пичугин И. Л. Региональная модель энергоменеджмента // Недвижимость: экономика, управление. 2013. № 1. С. 73-77.
12. Капранова Л. Д. Развитие энергетического комплекса и глобальное изменение климата (обзор) // Актуальные проблемы Европы. 2001. № 2. С. 51-61.
13. Рогаткин А. В. Вклад автоматизации энергоменеджмента компрессорных станций в сокращение выбросов парниковых газов и локальных загрязнителей в газотранспортных регионах // Вопросы природопользования. 2025. Т. 4. № 7. С. 41-51.
14. Любимова Е. В. Перспективы трансформации механизма функционирования региональных энергосистем // Регион: Экономика и Социология. 2001. № 2. С. 89-105.
15. Пистер Ф. Ф., Федорчук В. Б. Энергоменеджмент на предприятии // Нефтепереработка и нефтехимия. 2015. № 8. С. 21-22.

#### **Сведения об авторе**

**Ян Ялань**, магистр 2 курс, Белорусский государственный технологический университет, Минск, Белоруссия

#### **Научный руководитель**

**Дервяго Игорь Петрович**, кандидат экономических наук, профессор кафедры финансового контроля, анализа и аудита Белорусского государственного университета, Минск, Белоруссия

**Information about the author**

**Yang Yalan**, 2nd year Master's degree, Belarusian State Technological University, Minsk, Belarus

**Scientific supervisor**

**Derevyago Igor Petrovich**, PhD in Economics, Professor, Department of Financial Control, Analysis and Audit, Belarusian State University, Minsk, Belarus