

ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКАЯ СТАТЬЯ



<https://doi.org/10.17059/ekon.reg.2023-3-17>

УДК 338.49

JEL L94

Л. Д. Гительман, М. В. Кожевников  

Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б. Н. Ельцина,
г. Екатеринбург, Российская Федерация

Концептуальное представление энергетического перехода в электроэнергетике региона в новых реалиях¹

Аннотация. Энергетический переход является проблемой мирового значения, от решения которой зависят экологическая и энергетическая безопасность, устойчивое развитие экономики, благополучие общества. Однако его осуществление в регионах имеет существенные особенности, что определяет потребность в специальных методиках, учитывающих многочисленные местные факторы, внешние угрозы и риски. Целью исследования является разработка концептуального видения реализации энергетического перехода на региональном уровне в условиях кризиса, трансформации экономических и логистических связей, изменений в социально-экономической и научно-технической архитектуре мироустройства. Гипотеза авторов заключается в предположении о необходимости применения при энергопереходе компенсационного метода, обеспечивающего равноценность экологических, экономических и технических результатов. На основе систематизации экспертных мнений по проблемам энергоперехода в зарубежных и российских публикациях, индексируемых в базах SCOPUS, Science Direct, MDPI, WIT Press, аналитических отчетах международных энергетических агентств и консалтинговых компаний выявлено, что предпочтительной формой организации региональной электроэнергетики является гибкая модель, сочетающая системный и региональный контуры и предполагающая сооружение энергоустановок в широком диапазоне генерирующих мощностей. Уточнены объекты энергоперехода – объединенная электроэнергетическая система и генерирующие установки децентрализованного электроснабжения. Предложена рациональная последовательность процессов энергетического перехода, начинающаяся с относительно малозатратных мероприятий по управлению спросом на энергию и оканчивающаяся более масштабными преобразованиями, включающими реконструкцию угольных тепловых электростанций и создание генерирующих комплексов, работающих на возобновляемых источниках энергии. Разработана идеальная модель электроэнергетики региона, выполняющая функцию эталонного прообраза энергосистемы как стратегического ориентира при осуществлении энергетического перехода, определены ее нормативные условия и допущения. Обсуждены возможные сценарии и этапы реализации энергетического перехода. Результаты статьи представляют практический интерес для органов управления и отраслевого регулирования, энергокомпаний, крупных электроемких потребителей при планировании структурных, организационных и рыночных преобразований в региональной энергетике с учетом неопределенности контекста.

Ключевые слова: энергетический переход, региональная электроэнергетика, организационно-технические преобразования, междисциплинарность, системный подход, идеальная модель, сценарий

Благодарность: Исследование выполнено при финансовой поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации в рамках Программы развития Уральского федерального университета имени первого Президента России Б. Н. Ельцина в соответствии с программой стратегического академического лидерства «Приоритет-2030».

Для цитирования: Гительман, Л. Д., Кожевников, М. В. (2023). Концептуальное представление энергетического перехода в электроэнергетике региона в новых реалиях. *Экономика региона*, 19(3), 844-859. <https://doi.org/10.17059/ekon.reg.2023-3-17>

¹ © Гительман Л. Д., Кожевников М. В. Текст. 2023.

RESEARCH ARTICLE

Lazar D. Gitelman , Mikhail V. Kozhevnikov 
Ural Federal University, Ekaterinburg, Russian Federation

Conceptual Vision of Energy Transition in the Regional Electric Power System in New Realities

Abstract. The energy transition is a global problem affecting environmental and energy security, sustainable economic development, social well-being. However, since its implementation differs in certain regions, it is necessary to develop specific approaches that consider local factors, external threats and risks. The article proposes a conceptual vision of energy transition at the regional level in the context of crisis, economic and logistical changes, and socio-economic, scientific and technical transformations. It is hypothesised that in order to implement the energy transition, a compensation method is required to ensure the equivalence of environmental, economic and technical results. The study analysed expert opinions published in foreign and Russian journals indexed in the SCOPUS, Science Direct, MDPI, WIT Press databases, as well as analytical reports of international energy agencies and consulting firms. The analysis revealed that the most appropriate form of organisation of the regional electric power system is a flexible model combining system and regional circuits and involving power plants with a wide range of generating capacities. The integrated power system and decentralised energy sources are seen as energy transition objects. The study presented an energy transition scheme from the implementation of low-cost energy demand management measures to the reconstruction of coal-fired power plants and construction of renewable energy facilities. An ideal model of the regional electric power system was developed as a strategic guideline in the energy transition implementation. Possible scenarios and stages of the energy transition were discussed. The findings can be applied by government and industry regulators, energy companies, large electricity consumers when planning structural, organisational and market transformations in the regional energy sector under uncertainty.

Keywords: energy transition, regional electric power system, organisational and technical transformations, interdisciplinarity, systems approach, ideal model, scenario

Acknowledgments: *The article has been prepared with the support of the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation (Ural Federal University Program of Development within the Priority-2030 Program).*

For citation: Gitelman, L. D. & Kozhevnikov, M. V. (2023). Conceptual Vision of the Energy Transition in the Regional Electric Power System in New Realities. *Ekonomika regiona / Economy of regions*, 19(3), 844-859. <https://doi.org/10.17059/ekon.reg.2023-3-17>

Введение

Под энергетическим переходом (ЭП), как правило, понимается трансформация глобального энергетического сектора, от производства и потребления энергии в котором преимущественно базируется на ископаемом топливе, к энергосистемам, использующим возобновляемые источники энергии (ВИЭ) и «чистые» энергетические решения¹. Подчеркивается, что ЭП неразрывно связан с достижениями

Промышленной революции 4.0, поскольку его темпы во многом определяются возможностями внедрения новейших научно-технических достижений в энергопроизводящих, энергопотребляющих системах, а в конечном итоге — в жизнь социума в целом (Tian et al., 2022). Немаловажную роль играет также так называемый общественный запрос на «чистую» энергию, выражающийся в том, что все большее число людей, институтов, стран стремятся к минимизации углеродного следа в процессе энергопотребления (рис. 1). Помимо этого, одним из ведущих драйверов ЭП, который приобрел особую актуальность в недавнее время, является необходимость обеспечения энергетической безопасности стран и регионов в части минимизации импорта углеводородного сырья для обеспечения нужд экономики (Lampiris et al., 2022; Bashir et al., 2020).

Большую роль в данном процессе играет электроэнергетика. Во-первых, в настоящее

¹ The Energy Transition: Key challenges for incumbent and new players in the global energy system. Oxford Institute for Energy Studies, 2021. <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2021/09/Energy-Transition-Key-challenges-for-incumbent-players-in-the-global-energy-system-ET01.pdf> (дата обращения: 04.12.2022); What is Energy Transition? <https://www.spglobal.com/en/research-insights/articles/what-is-energy-transition> (дата обращения: 04.12.2022); Мастепанов А. М. Энергетический переход как новый вызов мировой нефтегазовой отрасли. <https://energypolicy.ru/energeticheskij-perehod-kak-novyy-vyzov-energetika/2019/14/31/> (дата обращения: 04.12.2022).



Рис. 1. Общественный запрос на чистую энергию (источник: разработано авторами)

Fig. 1. Clean energy demand

время производство электроэнергии в значительной степени сконцентрировано на тепловых электростанциях (ТЭС)¹. Во-вторых, электричество является универсальным энергоносителем всеобщего применения (Gitelman, Kozhevnikov, 2020). В-третьих, научно-технический прогресс уже обеспечил отрасль набором экологически прогрессивных и практически освоенных технологий производства (Shabalov et al., 2021; Mihai et al., 2022; Guzowska et al., 2021). Важно также, что электроэнергетика в той или иной степени является объектом государственного регулирования, что облегчает возможность мобилизации всех необходимых ресурсов для ЭП (Hoppe & Miedema, 2020; Pastukhova & Westphal, 2020).

Существующие в настоящее время на международном уровне экологические конвенции и государственные программы носят в основном рамочный характер и декларируют общие намерения². При этом имеют место достаточно противоречивые взгляды на существенные основы ЭП, вплоть до весьма радикальных. Например, это касается перспектив

¹ What is the source of the electricity we consume? <https://ec.europa.eu/eurostat/cache/infographs/energy/bloc-3b.html> (дата обращения: 04.12.2022); World Energy Outlook. IEA, 2021. <https://iea.blob.core.windows.net/assets/4ed140c1-c3f3-4fd9-acae-789a4e14a23c/WorldEnergyOutlook2021.pdf> (дата обращения: 04.12.2022).

² Theme report on energy transition. Towards the achievement of SDG 7 and net-zero emissions. United Nations, 2021. https://www.un.org/sites/un2.un.org/files/2021-twg_2-062321.pdf (дата обращения: 04.12.2022); Global Energy Transformation. A roadmap to 2050. IRENA, 2018. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Apr/IRENA_Report_GET_2018.pdf (дата обращения: 04.12.2022).

атомной энергетики и тепловых электростанций на разных видах топлива³. Характерно, что в качестве экспертов обычно выступают климатологи, экологи и политики, в редких случаях экономисты, имеющие разные позиции; мнения технических специалистов — инженеров — в общем случае не прослеживаются. Все это является следствием отсутствия общепринятой концепции управления ЭП, которая бы в комплексе учитывала все его последствия (Gitelman & Kozhevnikov, 2022).

Важно подчеркнуть, что для России ЭП выступает драйвером радикальной модернизации электроэнергетики на основе прогрессивных экологических решений, что особенно актуально для регионов с накопленным физическим и моральным износом энергообъектов, дефицитом генерирующих мощностей и сетевыми ограничениями на подключение потребителей, растущими ценами на топливно-энергетические ресурсы (ТЭР) и отставанием в развитии газотранспортной системы.

Концепция энергетического перехода — это, по существу, ответ на два главных вопроса: какую цену должно заплатить мировое сообщество за переход к углеродно нейтраль-

³ Raimi, D. Decommissioning US Power Plants. Decisions, Costs, and Key Issues. Resources for the Future (RFF), 2017. <https://media.rff.org/documents/RFF20Rpt20Decommissioning20Power20Plants.pdf> (дата обращения: 04.12.2022); Risks and opportunities for the decommissioning of nuclear power plants in Germany. https://www.hoganlovells.com/-/media/germany_folder-for-german-team/broschueren/broschure_nuclear-plants-decommissioning_2020_e.pdf (дата обращения: 04.12.2022).

ной энергетике и как эту цену свести к минимуму в условиях геополитической и экономической нестабильности, разрыва привычных логистических цепочек, неопределенности цен на энергоносители и появляющихся колебаний во мнениях относительно перспектив зеленой повестки. Главная цель исследования, результаты которого представлены в статье, — предложить целостную концепцию ЭП, основанную на методологии системного подхода и включающую направления технологических и организационных преобразований, на основе которой могут быть определены приоритеты национальной энергетической политики и разработаны соответствующие региональные программы.

Уточнение понятийного аппарата

Далее под энергетическим переходом понимается процесс перевода электроэнергетики на модель низкоуглеродного производства электроэнергии и тепла. Можно указать ряд отличительных особенностей нового ЭП.

Беспрецедентная скорость. Предыдущие ЭП отличались плавностью и происходили в течение весьма длительного периода времени (Fouquet, 2010). Темпы осуществления нового ЭП быстрее в 1,5–2 раза. Например, для того чтобы достичь 16 % в мировом производстве и потреблении энергии, нефти понадобилось 50 лет. В отношении ВИЭ аналогичный временной горизонт — порядка 30 лет.

Фокус на углеродных выбросах. Прочие ЭП были нацелены на введение в структуру энергетического производства и энергопотребления более эффективных по стоимостным и техническим параметрам источников энергии¹. Ключевая цель настоящего ЭП — тотальная декарбонизация, где новые энергетические технологии являются лишь одним из доступных средств (Wójcik-Jurkiewicz et al., 2021).

Колоссальные затраты на технологическое перевооружение электроэнергетики и электропотребляющих систем. По оценкам Международного агентства по возобновляемым источникам энергии (IRENA), объем ежегодных мировых инвестиций, направляемых на реализацию мероприятий по ЭП, со-

ставляет 4,0–4,4 трлн долл.² Оценка McKinsey еще выше: с 2021 г. по 2050 г. совокупные капитальные затраты на необходимые для ЭП физические активы составят 275 трлн долл., или 7,5 % накопленного мирового ВВП за данный период³.

Масштаб новых технологических решений и сопутствующих НИР. Выполненный авторами анализ научных работ позволил систематизировать широкий спектр исследовательских направлений в контексте проблемы ЭП. Данный анализ (табл. 1) убедительно доказывает, что разработка концепции и программ ЭП является сверхсложной междисциплинарной задачей.

Объекты ЭП. Это, во-первых, крупная (объединенная) электроэнергетическая система (ОЭС), во-вторых, разные генерирующие установки децентрализованного (автономного) электроснабжения, размещенные непосредственно у потребителей. ОЭС, рассматриваемая в качестве объекта ЭП, должна отвечать следующим требованиям.

Границы ОЭС совпадают с границами крупного экономического района страны (региона), что позволяет расширить круг региональных факторов и условий, формирующих параметры процесса энергоснабжения, а значит, расширяющих поле поиска оптимальных решений. ОЭС полностью сбалансирована по предполагаемой мощности электростанций, пропускной способности электрических сетей и нагрузке (спроса на мощность) в периоды общесистемного максимума. Причем балансирование дефицитных по мощности ОЭС может быть достигнуто уже в процессе энергетического перехода. Связи между соседними ОЭС обеспечивают только потребности во взаимном резервировании при использовании вставок постоянного тока, а в отдельных случаях — взаимных поставках пиковой мощности при несовпадении времени максимумов нагрузки в соседних ОЭС. Такой подход исключает схему дальнейшей передачи электроэнергии, основанную на сверхконцентрации мощностей ТЭС в регионах с крупными топливно-

¹ Franklin-Mann, J. The importance of small business to the energy transition. <https://revolve.media/theimportance-of-small-business-to-the-energy-transition/> (дата обращения: 04.12.2022); Decarbonisation of Energy. Determining a robust mix of energy carriers for a carbon-neutral EU. [https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/STUD/2021/695469/IPOL_STU\(2021\)695469_EN.pdf](https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/STUD/2021/695469/IPOL_STU(2021)695469_EN.pdf) (дата обращения: 04.12.2022).

² World Energy Transitions Outlook: 1. 5°C Pathway. International Renewable Energy Agency, 2021. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2021/Jun/IRENA_World_Energy_Transitions_Outlook_2021.pdf (дата обращения: 28.12.2022).

³ The economic transformation: What would change in the net-zero transition. McKinsey Global Institute, 2022. URL: <https://www.mckinsey.com/capabilities/sustainability/our-insights/the-economic-transformation-what-would-change-in-the-net-zero-transition> (дата обращения: 28.12.2022).

Панорама исследований, проводимых в рамках ЭП

Table 1

Review of energy transition research

Направление исследований	Примеры исследовательских тем
Технические	Технологии повышения эффективности и эксплуатации солнечной, ветряной, биогазовой, геотермальной энергетики, хранения и аккумулирования энергии, электротранспорт, «умные» города, производства, дома (Kyriakopoulos et al., 2022; Hearn & Castaño-Rosa, 2021; Некрасов, 2022)
Экономические	Эффективность интегрированных систем электро-, тепло- и газоснабжения, рынки наукоемкого сервиса, гибкие тарифные механизмы, программы управления спросом, влияние ЭП на благосостояние регионов (Дзюба & Соловьева, 2021; Blazquez et al., 2020; Heal, 2020; Teulon, 2015)
Информационные	Кибербезопасность, интеллектуальная измерительная инфраструктура, цифровые платформы (Gitelman & Kozhevnikov, 2022; Bartczak, 2021; Харланов, 2021)
Экологические	Разработка экологических нормативов, реализация принципов циркулярной экономики, развертывание систем улавливания и утилизации отходов (Karaeva et al., 2023)
Управленческие	Новые бизнес-модели и системы управления*
Юридические	Международное и региональное законодательство в области ЭП, институционализация мер поддержки производителей и потребителей чистой энергии (Bürer et al., 2022; Hunta, 2022; Lavrikova et al., 2021)
Социальные	Повышение энергетической культуры потребителей, организации занятости людей в низкоуглеродной экономике, развитие «энергетической демократии» и «энергетически ответственного общества» (Wahlund & Palm, 2022; Williams & Sovacool, 2020; Delina, 2018)

Источник: разработано авторами.

* Bertoli, E., Troilo, M., Al Mugharbil, A., Rozite, V., Le Marois, J.-B. The potential of digital business models in the new energy economy. Speeding efficiency gains and increasing demand-side flexibility. <https://www.iea.org/articles/the-potential-of-digital-business-models-in-the-new-energy-economy> (дата обращения: 04.12.2022); Холкин Д., Чаусов И. Новая формула энергетического перехода. <https://energypolicy.ru/d-holkin-i-chausov-novaya-formula-energeticheskogo-perehoda/energoperehod/2020/13/20/> (дата обращения: 04.12.2022); Leis, J. Managing the Energy Transition. Three Scenarios for Planning. Bain & Company, 2019. https://www.bain.com/contentassets/bf6052e8095448bf9574cbfe48fd25bb/bain_brief-managing_the_energy_transition_three_scenarios_for_planning.pdf (дата обращения: 04.12.2022).

энергетическими базами; это, как правило, ведет к недопустимым экологическим и экономическим издержкам. Также вставки постоянного тока предотвращают каскадное распространение аварийных ситуаций на обширные территории.

ОЭС включает объекты малой энергетики, присоединенные к распределительной электросети, а также электроиспользующие установки потребителей, расположенные в зоне действия ОЭС. Таким образом, осуществляется технологическая и экономическая интеграция процессов производства, передачи, распределения и потребления в регионе.

Гипотеза исследования

Авторская гипотеза раскрывается в следующих положениях.

1. Обеспечение общественной равноценности экологических, технических и экономических результатов, означающей, что создание низкоуглеродной энергетики предполагает поддержание нормативных характеристик

надежности энергоснабжения, сохранение на приемлемом уровне цен на электроэнергию, а также рациональное использование экологически чистых энергоносителей.

В данном положении особое значение имеет бесперебойность электроснабжения с нормативными характеристиками качества электроэнергии, а также отсутствие энергомощностных и сетевых ограничений на подключение потребителей энергии. Также предполагается устойчивая работа всех электростанций в заданных режимах в соответствии с определенным суточным графиком нагрузки энергосистемы.

2. Для решения обозначенной проблемы в электроэнергетике создается специальный компенсационный механизм, распространяемый на всю отраслевую цепочку создания ценности. Компенсационный механизм включает рационализацию структуры генерирующих мощностей энергосистем, внедрение энергосберегающих технологий передачи и использования электроэнергии, прямое возмещение

экономических потерь участникам энергетического рынка.

В качестве объекта ЭП и соответствующих инновационных преобразований принята объединенная энергосистема (ОЭС), сбалансированная по суммарной генерирующей мощности и нагрузке, располагающая полноценным резервом (по величине и структуре). При этом в ОЭС выделяется три комплекса: электрогенерирующий (ЭГК), электrorаспределительный (ЭРК) и электропотребляющий (ЭПК). В каждом из них осуществляются структурно-технологические и организационно-технические нововведения, выполняющие определенные компенсационные функции (Gitelman, Kozhevnikov, 2020).

Преобразования в ЭГК направлены на поддержание системной надежности и экономию природного газа на электростанциях, в ЭРК — на стабилизацию розничных цен на электроэнергию и мощность и повышение надежности электроснабжения, в ЭПК — на стабилизацию цен, повышение надежности и экономию природного газа в потребительском секторе.

3. В связи с ЭП особое значение приобретает диверсификация энерготехнологий и способов энергоснабжения, которая приводит к снижению капитальных затрат на комплексную модернизацию ОЭС.

Например, в ЭГК внедрение прогрессивных технологий на основе техпервооружения ТЭС с ростом установленной мощности снижает удельные капиталовложения по сравнению с новым строительством, однако уменьшение средней мощности электростанций всех типов сохраняет сопутствующие единовременные затраты и капиталовложения на формирование системного резерва.

Характеристика процесса энергетического перехода

Энергетический переход включает ряд организационно-технических процессов, которые развиваются последовательно-параллельно. Это означает, что следующий процесс начинается не тогда, когда заканчивается предыдущий, а тогда, когда он охватил некоторую критическую массу объектов управления; далее его завершение происходит под действием рыночных сил (как бы по инерции) и уже не требует внешнего регулирования. При этом важно, что каждый процесс создает стартовые условия для запуска последующего.

Можно выделить определенную последовательность развертывания процессов ЭП (рис. 2).

Комментируя эту последовательность, отметим следующее.

1. Управление спросом — базовый энергоэкономический процесс, располагающийся в начале «линейки» ЭП; он локализуется на уровне отдельных потребителей, имеющих достаточные резервы рационализации потребления энергии и мощности.

Управление спросом позволяет обеспечить максимальную экономическую эффективность другого процесса — развития объектов малой генерации (включая установки ВИЭ) путем оптимизации их мощности, режимов работы и пунктов размещения (точек подключения к распределительной сети).

Управление спросом, в особенности на промышленных предприятиях, и оптимальное развитие малой генерации взаимодополняют друг друга и обеспечивают процесс электрификации электроэнергией с относительно

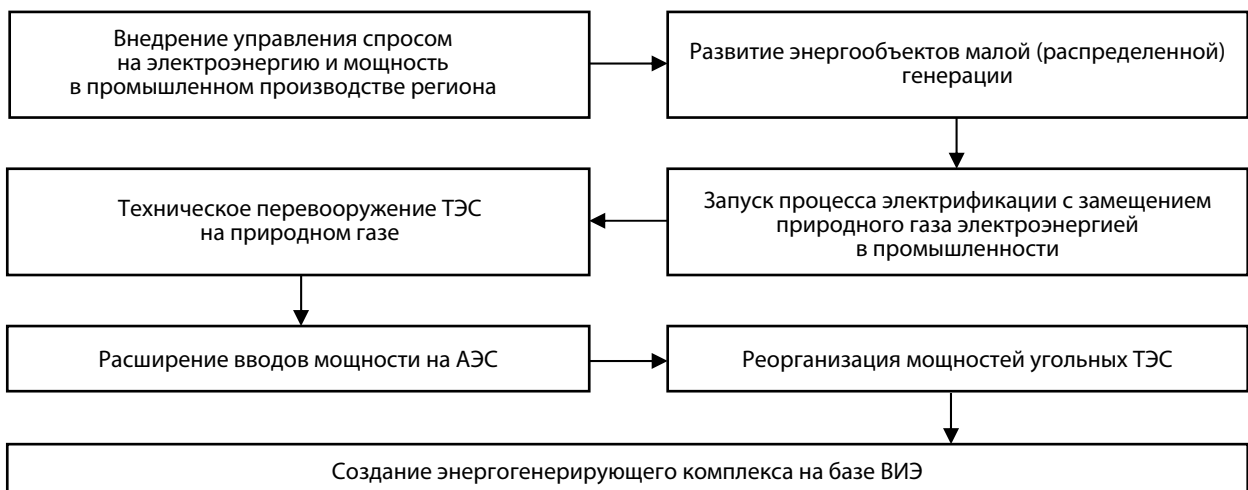


Рис. 2. Последовательность процессов ЭП в электроэнергетике (источник: разработано авторами)

Fig. 2. Energy transition scheme in the electric power system

низкими ценами, причем весьма оперативно (ускоренный запуск).

Эти первые два процесса, рассматриваемые в совокупности, в определенной степени замещают выработку на ТЭС, остановленных для реконструкции и техперевооружения. Важно, что уже на начальной стадии ЭП они создают первооснову для последующей компенсации роста цен, вызванного вводом установок атомных электростанций (АЭС) и ВИЭ.

2. Процесс электрификации направлен на экономически эффективное замещение относительно дешевой электроэнергией природного газа, цена которого повышена путем введения экологической надбавки; регулятор может осуществлять дополнительное стимулирование потребителей, вводя скидки с цен на электроэнергию, а также покупая вытесненный газ у потребителя по рыночной цене. Таким образом, расширяется ресурсная база природного газа, что является основанием для снижения цены его поставок на ТЭС.

3. Техническое перевооружение ТЭС на природном газе происходит с использованием дополнительных ресурсов и цен, обеспечиваемых топливосберегающим направлением электрификации. Под этим направлением понимается расширение ресурсной базы углеводородного топлива для использования его в наиболее эффективных областях. В первую очередь, речь идет именно о природном газе, который по своим характеристикам должен быть самым дорогим топливом в связи с его весьма высокой эффективностью и ограниченностью (Gitelman & Kozhevnikov, 2022; Gitelman et al., 2018). В этой связи в электроэнергетике целесообразен ввод ограничений на минимальную эффективность его использования на ТЭС, выражаемую КПД или удельным расходом топлива. В идеале надо стремиться к такому положению, когда объем замещенного топлива в расчете на единицу потребленной электроэнергии будет, по нашей оценке, на 30–50 % превышать средний удельный расход топлива (газа) на единицу дополнительно выработанной электроэнергии в данной ОЭС.

4. Развитие атомной энергетики осуществляется на основе ядерных энергетических установок (ЯЭУ) средней мощности с повышением радиационной безопасности и энергетической экономичности; эти АЭС работают в наиболее экономичном для них режиме. При переходе к экологически чистой электроэнергетике ЯЭУ будут вытеснять крупные угольные ТЭС, работающие в базе электрической нагрузки.

5. Процесс преобразований в части угольных ТЭС рекомендуется начать с того момента, когда прогрессивные высокоманевренные ТЭС на природном газе и АЭС достигнут критической массы, то есть начнут оказывать существенное влияние на основные экологические, технические и экономические характеристики ЭП. До этого момента угольные ТЭС должны выполнять функцию стратегического резерва, подстраховывая процессы техперевооружения газовых ТЭС и сооружения новых АЭС, обладающие элементами неопределенности в отношении достижения номинальных параметров.

6. ЭП завершается процессом развертывания мощностей ВИЭ, которые выводят электроэнергетику на целевые экологические стандарты (установленные заранее на основе проработок).

Таким образом, ЭП начинается с абсолютно экологически чистого процесса управления спросом (на уровне потребителей) и заканчивается также экологически чистым процессом использования возобновляемых энергоресурсов для производства электроэнергии. При этом все предыдущие процессы формируют необходимую технико-экономическую базу для создания мощного комплекса системных электростанций на ВИЭ; эта база призвана обеспечить общественные требования к надежности, безопасности и экономичности экологически эффективного электроснабжения.

Идеальная модель региональной электроэнергетики

Объектом моделирования является ОЭС, сбалансированная по мощности и нагрузке, функционирующая в границах крупного экономического района. Она служит агрегированным стратегическим ориентиром для долгосрочного управления ЭП.

В качестве нормативных условий и допущений, принятых авторами в идеальной модели, обозначим следующие:

- регион обладает природно-энергетическим потенциалом, достаточным для сооружения установок ВИЭ большой мощности, присоединяемых к основной сети ОЭС;
- в генерирующем комплексе применяются все прогрессивные технологии производства на момент разработки модели;
- сохраняются площадочные ограничения на размещение новых АЭС;
- технологии, внедренные как на газовых, так и на угольных ТЭС, обеспечивают равнозначные результаты по эмиссии CO₂;

— объемы природного газа, используемого на конденсационных ТЭС, определяются только технической целесообразностью, в частности, работой в режиме переменной нагрузки или формированием оперативного резерва в ОЭС. Это не относится к теплоэлектроцентралям (ТЭЦ), включая малую теплоэнергетику;

— для производства электроэнергии привлекаются топливно-энергетические ресурсы региона (в виде местных низкокачественных углей);

— отсутствуют ограничения на подключение новых энергоисточников малой мощности к сетям электrorаспределительного комплекса ОЭС;

— выработка электроэнергии на ТЭЦ всех типов производится исключительно в теплофикационном режиме, то есть на тепловом потреблении; при росте цен на газ предусматриваются скидки для малых ТЭЦ;

— предполагаются увеличение разрывов в ценах на природный газ и энергетический уголь, а также рост цен на ядерное топливо;

— пиковые нагрузки в ОЭС покрываются сочетанием газотурбинных установок с гидроаккумулирующими электростанциями, для сооружения которых в регионе имеются необходимые условия.

Структура идеальной модели представлена на рисунке 3. Рассмотрим ее составные элементы подробнее.

Электрогенерирующий комплекс (ЭГК). Согласно авторской позиции, ЭГК включает

электростанции на ВИЭ, АЭС, а также конденсационные ТЭС, работающие на природном газе и угольном топливе. Отдельную группу составляют ТЭЦ на природном газе средней мощности, работающие исключительно в теплофикационном режиме, то есть вырабатывающие электроэнергию по вынужденному графику. Теплофикационные электростанции на угольном топливе и на газе (большой мощности) в ЭГК не включаются. ЭГК включает также систему передачи электроэнергии, которая объединяет электростанции на параллельную работу и обеспечивает поставку мощности к узлам нагрузки.

Электростанции, использующие в качестве первичных энергоресурсов ВИЭ, отличаются абсолютным отсутствием выбросов парниковых газов и токсичных компонентов в атмосферу. Вырабатывая электроэнергию, они дают значительную экономию дефицитного качественного органического топлива, что особенно важно при ограничениях на поставку природного газа в электроэнергетику. Вместе с тем их гарантированная мощность и режим работы определяются характеристиками природно-энергетического потока. Нестабильность этих параметров вызывает необходимость не только в накопителях энергии, но и при повышенной мощности энергоустановок — в создании в ОЭС специального эксплуатационного резерва. Также этот резерв требуется и для компенсации снижения выработки электроэнергии на ТЭЦ в летний период.



Рис. 3. Структура идеальной модели региональной электроэнергетики (источник: разработано авторами)

Fig. 3. Ideal model of the regional electric power system

АЭС восполняют указанный недостаток ВИЭ. В условиях нормальной эксплуатации это экологически чистые энергообъекты. Они способны обеспечивать экономию органического топлива даже большую, чем установки ВИЭ (по причине большей единичной мощности энергоблоков). В силу феноменально высокой энергоемкости ядерного топлива его массовый расход на АЭС очень мал. Однако развитие современных ЯЭУ сталкивается с двумя ограничениями технического характера. Это размещение новых АЭС (так называемые площадочные ограничения) и их предназначение для работы в основном в режиме постоянной нагрузки с максимальным коэффициентом использования установленной мощности (КИУМ), но с ограниченными маневренными возможностями.

ТЭС на природном газе имеют высокие маневренные качества и пригодны для работы в полупиковой и пиковой зонах графика нагрузки энергосистемы. Они используются также для создания эксплуатационного и аварийного резервов ОЭС. В этой части они компенсируют указанные выше недостатки электростанций на ВИЭ и АЭС. Существующие прогрессивные технологии позволяют минимизировать влияние этих ТЭС на атмосферную среду, в частности за счет значительного повышения энергетического КПД установок, глубокой очистки дымовых газов, а также использования природных свойств газового топлива. В то же время какие-либо отклонения эксплуатационных параметров от нормативных и аварийные ситуации могут спровоцировать мощные атмосферные выбросы, то есть имеет место некоторая экологическая нестабильность ТЭС.

Основное ограничение, конечно, — это сам факт использования для производства электроэнергии дефицитного качественного топлива — природного газа, пусть даже с КПД порядка 60 %. Это условие обозначено в данной модели; этим электростанциям отведена роль работы только в переменном режиме, а также вменена функция оперативного резерва.

ТЭС на угле предназначены в основном для работы в базовой части графика нагрузки ОЭС. Таким образом, они дополняют АЭС и замещают в этой функции ТЭС на природном газе. Модель предусматривает, что все угольные ТЭС будут оснащены парогазовыми установками с внутрицикловой газификацией твердого топлива, позволяющей использовать низкокачественные угли с КПД до 50 %. При этом производится глубокая очистка ис-

кусственного газа, а также дымовых газов, причем с удалением CO_2 .

В целом можно сделать вывод, что несмотря на впечатляющие проектные показатели новых технологий, ТЭС на органическом топливе, в частности на угольном, нельзя считать в полной мере равноценными ВИЭ и АЭС по экологическому критерию.

Что касается гидроэнергетики, то новые равнинные гидроэлектростанции (ГЭС) большой мощности не включены в идеальную модель ЭГК по известным эколого-экономическим причинам, связанным, прежде всего, с устройством огромных водохранилищ и высокими капитальными затратами на сооружение этих объектов. Исключение составляют гидроаккумулирующие электростанции (ГАЭС), которые работают в пиковой зоне графика нагрузки энергосистемы совместно с газотурбинными установками.

Таким образом, рассмотренные способы производства, формирующие идеальную структуру ЭГК, взаимодополняют друг друга в экологическом, технологическом и ресурсном аспектах. Что касается экономики, то наблюдается разнонаправленность стоимостных параметров. В отношении электростанций на ВИЭ и АЭС вероятно, что их опережающее развитие будет способствовать увеличению стоимости производства, особенно при малых мощностях ВИЭ и снижении установленных мощностей АЭС.

Сложнее обстоит дело с тепловыми электростанциями. Например, сооружение ТЭС на природном газе требует достаточно низких удельных капиталовложений. При этом рост энергетического КПД и увеличение цен на природный газ по-разному действуют на топливную составляющую издержек производства. Внедрение парогазовых технологий на угольных ТЭС существенно увеличивает стоимость их сооружения (по некоторым оценкам, приближая ее к значениям на АЭС). В то же время за счет низкой стоимости топлива и повышенного КПД резко сокращается топливная составляющая себестоимости.

Если говорить о средней стоимости производства электроэнергии по ЭГК в целом, то разнонаправленность экономических показателей не дает оснований сделать однозначный вывод о характере ее изменений. Вероятнее всего, динамика средней стоимости в основном будет определяться соотношением цен на природный газ и уголь, а также удельным весом мощностей угольных и газовых ТЭС в структуре ЭГК. Не исключено, что компенсаци-

рующие факторы, действующие в направлении стоимости производства, окажутся недостаточными для ее стабилизации. Значит, следует переходить на другие уровни компенсационного механизма: электрораспределительный и электропотребляющий комплексы.

В идеальной модели принята концепция снижения единичной мощности энергоустановок и установленных мощностей электростанций. Такой подход обеспечивает следующие результаты:

— снижение затрат в линии электропередачи и подстанции, а также потерь в сетях за счет приближения энергообъектов к потребителям;

— уменьшение потребности в мощности системного резерва;

— большую свободу выбора площадок для новых электростанций;

— повышение надежности электроснабжения и сокращение ущерба у потребителей при перебоях в поставках электроэнергии;

— уменьшение ущерба окружающей среде при отклонении эксплуатационных параметров от нормальных значений (в данном пункте размещения электростанции);

— сокращение простоя и затрат на ремонты оборудования;

— уменьшение периода освоения новых энергоблоков;

— повышение маневренных характеристик оборудования станций.

Электрораспределительный комплекс (ЭРК).

В нем размещаются объекты малой распределенной генерации, присоединенные непосредственно к его сетям (рис. 4). Они включают установки ВИЭ, оснащенные накопителями энергии и дублирующими агрегатами, а также ма-

лые ТЭЦ, в основном газотурбинные. Эти ТЭЦ работают на природном газе с коэффициентом полезного использования топлива (КПИТ) до 85 %. Поэтому они обладают высокой экологической и энергетической эффективностью, чему также способствует полная автоматизация таких установок.

Малые ТЭЦ замещают определенную часть мощностей конденсационных электростанций на природном газе. Они расходуют меньше топлива, чем его экономится в этом случае на КЭС (при том же объеме выработки электроэнергии).

Развитие распределенной генерации в целом оказывает понижающее влияние на потребительские (розничные) цены на электроэнергию. Это происходит, в частности, за счет высокого КПИТ, небольших затрат на сооружение установок, снижения стоимости передачи электроэнергии. При этом еще и повышается надежность энергоснабжения.

Малые ТЭЦ на природном газе, конечно, генерируют некоторый углеродный след, компенсируемый их высокой энергоэффективностью, а также включением в ЭРК небольших установок ВИЭ. Кроме того, замена природного газа электроэнергией в потребительском комплексе способствует территориальной локализации этого углеродного следа.

В то же время развитие малых ТЭЦ имеет ряд ограничений. Во-первых, они могут эффективно работать лишь при наличии постоянных тепловых нагрузок, поэтому без поставок электроэнергии объектами ЭГК обойтись невозможно. Во-вторых, существует некоторый оптимальный уровень электрической мощности этих ТЭЦ, ниже которого удельные капиталовложения резко возрастают. В-третьих,



Рис. 4. Электрораспределительный комплекс в процессе ЭП (источник: разработано авторами)

Fig. 4. Power distribution system in the energy transition

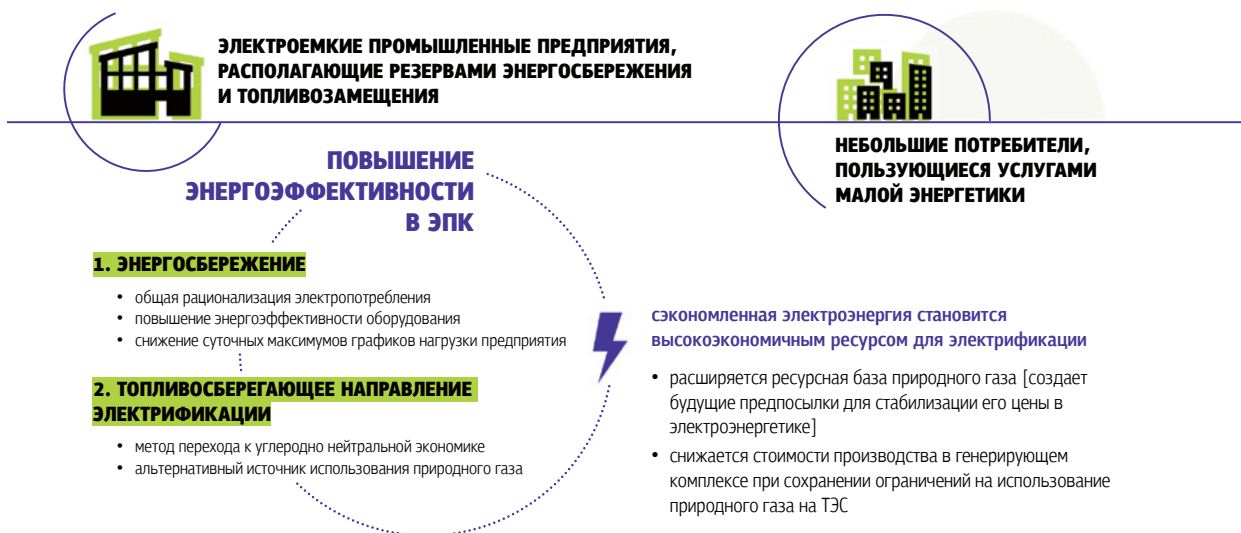


Рис. 5. Электропотребляющий комплекс в процессе ЭП (источник: разработано авторами)
Fig. 5. Power consumption system in the energy transition

присоединение этих электроустановок к электрической сети может сталкиваться с техническими проблемами (это ограничение в идеальной модели отсутствует). Также следует иметь в виду, что непосредственным фактором развития малой энергетики являются небольшие потребители, не имеющие собственных энергоисточников и весьма чувствительные к стоимости и надежности энергоснабжения.

Электропотребляющий комплекс (ЭПК), согласно идеальной модели, включает небольших потребителей, пользующихся услугами малой энергетики, а также электроемкие промышленные предприятия, располагающие резервами энергосбережения и топливозамещения (рис. 5). Причем технических и экономических ограничений по реализации этих резервов не существует. При этом энергосбережение рассматривается в следующих формах: общая рационализация электропотребления, повышение энергоэффективности оборудования, снижение суточных максимумов графиков нагрузки предприятия. Существенный эффект дает реализация комплексных программ управления спросом на электрическую и тепловую энергию.

Реализация всех форм энергосбережения является универсальным и самым эффективным методом комплексного решения задач экологичности, надежности и экономичности электроснабжения. При этом в генерирующем комплексе при сокращении выработки на ТЭС снижается потребление природного газа. В этой связи экономия электроэнергии и мощности рассматривается в качестве наиболее дешевого альтернативного (либо дополнительного) источника электроснабжения. Достаточно сказать, что по агрегированным

оценкам затраты на экономию 1 кВт·ч оцениваются в среднем в 3–5 раз меньше, чем на дополнительное производство этого кВт·ч.

Топливосберегающее направление электрификации следует рассматривать как метод перехода к углеродно нейтральной экономике и как альтернативный источник природного газа (Меджидова, 2022; Gitelman et al., 2018). Поэтому в идеальной модели электрификация включена в число инновационных преобразований, осуществляемых на уровне ОЭС в процессе ЭП. В этом отношении особый приоритет отдается промышленности как крупному потребителю природного газа.

Дискуссия

В соответствии с идеальной моделью компенсационное взаимодействие трех комплексов — генерирующего, электрораспределительного и электропотребляющего, — осуществляемое в рамках ОЭС, соответствует главному концептуальному принципу обеспечения общественной равноценности экологических, технических и экономических результатов ЭП. Представленная модель ЭП отражает его идеализированное видение и, конечно, в реальной практике будет корректироваться с учетом возникших барьеров неожиданных вводных внешней среды, человеческого фактора. Поэтому для заблаговременной подготовки управленческих решений целесообразно обсудить варианты возможных изменений. С этой целью в качестве предмета дискуссии предлагается два сценария.

1. Проблемный сценарий — в нем отражаются только неблагоприятные последствия ЭП. В нашем примере он отражает:

— рост стоимости энергии вследствие повышения удельных капитальных вложений в ВИЭ, работы энергосистемы в условиях резко переменных нагрузок (по причине климатических факторов), дополнительных затрат на поддержание надежности (из-за повышенного износа при работе в резко переменном режиме);

— риски снижения надежности;

— деформирование конкурентного спотового рынка электроэнергии.

Повышение стоимости электроэнергии, учтенное в проблемном сценарии, дестимулирует процесс электрификации, в частности, в отношении замены органического топлива. В предельном варианте может произойти сокращение выпуска электроемкой продукции — она станет попросту нерентабельной. Кроме того, за счет резко переменного характера работы установок ВИЭ и, как следствие, неопределенности цен на электроэнергию, обостряется проблема управления режимами потребителей по критерию стоимости электроснабжения.

2. Эффективный сценарий намечает пути решения проблем, порожденных ЭП на основе специально разработанных механизмов. Он предусматривает следующие исходные условия:

— ОЭС — на самобалансировании по мощности и нагрузке;

— вставки постоянного тока между ОЭС в рамках ЕЭС, чтобы не допустить распространения волнообразной частотной дестабилизации по единой энергосистеме;

— принятие прогрессивных технических решений при строительстве и модернизации ТЭС и АЭС как энергообъектов, воспринимающих на себя колебания климатического характера — перераспределения нагрузки;

— формирование оптимальной структуры генерирующих мощностей с учетом повышения доли ВИЭ;

— дифференциация экологических нормативов по регионам (ОЭС). При их выполнении источник выбросов получает премию, а при превышении — штраф. Размер премии может устанавливаться как прогрессивная величина в зависимости от размера снижения выбросов по отношению к нормативу;

— получение ВИЭ абсолютного приоритета при загрузке вне зависимости от стоимости генерации; последовательность загрузки ТЭС и АЭС определяется с учетом их экологических характеристик; при этом рекомендуемая последовательность загрузки: АЭС, затем ТЭС на газе, затем угольные ТЭС (экологически чистые пылеугольные блоки). Если в типовых

группах электростанций имеются избыточные мощности, то производится конкурентный отбор по минимуму стоимости генерации.

Другим предметом дискуссии является выделение этапов ЭП, поскольку глубина и масштабы организационно-технических преобразований обуславливают большую длительность ЭП и потребность в значительных объемах инвестиций для его осуществления. При этом принципиально, что в течение всего этого периода энергетический комплекс должен поддерживать устойчивое энергоснабжение потребителей по взаимоприемлемым ценам. В этой связи представляет интерес рациональная последовательность преобразований в виде отдельных этапов с определенным набором мероприятий (проектов), дополняющих и взаимообуславливающих друг друга (табл. 2).

Конечно, выделение этапов в чистом виде является достаточно условным, но отражает относительную приоритетность разных проектов, устанавливаемую с учетом экспертных оценок, их энергоэкологической эффективности и капиталоемкости, а также безусловного обеспечения энергомощностного баланса энергосистемы.

Отметим еще один барьер для осуществления указанных этапов преобразований. При отсутствии централизованного методологически обоснованного управления ЭП можно с большой долей вероятности ожидать его искусственного сжатия путем параллельного осуществления только лишь отдельных процессов из числа включенных в модель, причем с деформацией их причинно-следственных связей:

— неготовность маневренных мощностей, расположенных на ТЭС, обеспечивает работу АЭС в базовой части графика нагрузки;

— запаздывание с формированием в энергосистеме оперативного резерва, необходимого для дублирования (компенсации) мощностей электростанций на ВИЭ;

— недооценка значения управления спросом на электроэнергию и мощность будет тормозить замену электроэнергией природного газа, а это, в свою очередь, негативно скажется на расширении его использования на ТЭС с пониженными ценами.

Все это ведет к большим общественным потерям, выражающимся в неуправляемом росте цен на электроэнергию и падении надежности электроснабжения. Самое важное здесь — гарантированное недополучение целевых экологических результатов, установленных в программе ЭП.

Этапы преобразований при ЭП

Table 2

Stages of the energy transition

Этап	Сфера энергопроизводства	Сфера энергопотребления
I	Сооружение установок ВИЭ разных типов и с разными схемами связей с энергосистемой. Сооружение ЯЭУ нового поколения на новых площадках. Техническое перевооружение ТЭС на твердом топливе на основе применения парогазового цикла (КЭС и ТЭЦ). Техническое перевооружение районных и промышленных ТЭЦ на природном газе	Активизация управления спросом во внешнем и внутреннем контурах с получением следующих результатов: снижение суточных нагрузок потребителей, уменьшение пиковых нагрузок (в части максимума ОЭС)
II	Техпереворужение паротурбинных конденсационных ТЭС, работающих на газе. Сооружение ГАЭС на новых площадках с вытеснением части пиковых ГТУ из баланса ОЭС. Сооружение части газотурбинных пиковых установок в связи с ограничениями на ГАЭС (площадочными и экономическими, связанными со значительно большими капиталовложениями в ГАЭС)	Электрификация высоко- и среднетемпературных процессов с вытеснением ТЭР в промышленности. Электрификация железнодорожного и городского транспорта
III	Завершение плановых объемов техпереворужения паротурбинных ТЭС. Достижение полной сбалансированности (по установленной мощности и нагрузке) ОЭС	Электрификация низкотемпературных процессов в коммунально-бытовой сфере

Источник: разработано авторами.

Заключение

Энергетический переход — это сложный интегрированный процесс, занимающий длительный период времени и требующий весьма значительных объемов инвестиционных ресурсов. Реализация ЭП сопряжена с большим количеством рисков разной природы, в качестве примеров которых можно привести резкие изменения природно-климатических условий работы установок ВИЭ, рост цен на природный газ и ядерное топливо, невыполнение программы техпереворужения угольных и газомазутных станций, отставание с вводами высокоманевренных мощностей на ТЭС. Приведенная в статье концептуализация раскрывает структуру процессов — факторов, обеспечивающих ЭП, а также причинно-следственных связей между ними, обуславливающих последовательность осуществления этих процессов.

При отсутствии централизованного методологически обоснованного управления ЭП можно с большой степенью вероятности ожидать его искусственного сжатия путем параллельного осуществления только лишь отдельных процессов, причем с деформацией их при-

чинно-следственных связей: неготовность маневренных мощностей, расположенных на ТЭС, обеспечивает работу АЭС в базовой части графика нагрузки, запаздывание с формированием в энергосистеме оперативного резерва, необходимого для дублирования (компенсации) мощностей электростанций на ВИЭ, недооценка значения управления спросом на электроэнергию и мощность будет тормозить замену электроэнергией природного газа, а это, в свою очередь, негативно скажется на расширении его использования на ТЭС с пониженными ценами.

Наше исследование убеждает в целесообразности создания аналитического научно-методического органа — федерального центра управления ЭП (с региональными отделениями) со следующими задачами: разработка механизмов запуска процессов ЭП, планирование последовательности и временного лага ввода в действие энергообъектов, организация мониторинга результативности отдельных процессов, оценка возможностей параллельного осуществления некоторых смежных процессов; координация работ по реализации программы ЭП.

Список источников

- Дзюба, А. П., Соловьева, И. А. (2021). Перспективы управления спросом на энергоресурсы в регионах России. *Экономика региона*, 17(2), 502–519. DOI: <https://doi.org/10.17059/ekon.reg.2021-2-11>
- Меджидова, Д. Д. (2022). Изменение роли природного газа вследствие энергетического перехода. *Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом*, 3(207), 5–17. DOI: [https://doi.org/10.33285/1999-6942-2022-3\(207\)-5-17](https://doi.org/10.33285/1999-6942-2022-3(207)-5-17)

- Некрасов, С. А. (2022). Рост электропотребления российских регионов как фактор их социально-экономического развития. *Экономика региона*, 18(2), 509–527. DOI: <https://doi.org/10.17059/ekon.reg.2022-2-15>
- Харланов, А. С. (2021). Нефтегазовый сектор в Индустрии 4.0: переход на возобновляемые источники энергии и итоги цифровизации. *Современные технологии управления*, 2(95), 9508.
- Bartczak, K. (2021). Digital Technology Platforms as an Innovative Tool for the Implementation of Renewable Energy Sources. *Energies*, 14(23), 7877. DOI: <https://doi.org/10.3390/en14237877>
- Bashir, M. A., Sheng, B., Doğan, B., Sarwar, S. & Shahzad, U. (2020). Export product diversification and energy efficiency: Empirical evidence from OECD countries. *Structural Change and Economic Dynamics*, 55, 232–243. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.strueco.2020.09.002>
- Blazquez, J., Fuentes, R. & Manzano, B. (2020). On some economic principles of the energy transition. *Energy Policy*, 147, 111807. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2020.111807>
- Bürer, M., de Lapparent, M., Capezzali, M. & Carpita, M. (2022). Governance Drivers and Barriers for Business Model Transformation in the Energy Sector. In: P. Hettich, A. Kachi (Eds.), *Swiss Energy Governance* (pp. 195–243). Cham: Springer. DOI: https://doi.org/10.1007/978-3-030-80787-0_10
- Delina, L. L. (2018). Energy democracy in a continuum: Remaking public engagement on energy transitions in Thailand. *Energy Research & Social Science*, 42, 53–60. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.erss.2018.03.008>
- Fouquet, R. (2010). The slow search for solutions: Lessons from historical energy transitions by sector and service. *Energy Policy*, 38(11), 6586–6596. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2010.06.029>
- Gitelman, L. & Kozhevnikov, M. (2022). Energy Transition Manifesto: A Contribution towards the Discourse on the Specifics amid Energy Crisis. *Energies*, 15(23), 9199. DOI: <https://doi.org/10.3390/en15239199>
- Gitelman, L. D. & Kozhevnikov, M. V. (2020). Electrification in Industrial Revolution 4.0. *International Journal of Energy Production and Management*, 5(4), 367–379. DOI: <https://doi.org/10.2495/eq-v5-n4-367-379>
- Gitelman, L. D. & Kozhevnikov, M. V. (2022). Adoption of technology platforms in the electric power industry: new opportunities. *WIT Transactions on Ecology and the Environment*, 255, 23–34. DOI: <https://doi.org/10.2495/epm220031>
- Gitelman, L. D. Gitelman, L. M. & Kozhevnikov, M. V. (2018). Factoring environment into electrification management in a region. *International Journal of Sustainable Development and Planning*, 13(4), 707–717. DOI: <https://doi.org/10.2495/sdp-v13-n4-707-717>
- Guzowska, M. K., Kryk, B., Michalak, D. & Szyja, P. (2021). R&D Spending in the Energy Sector and Achieving the Goal of Climate Neutrality. *Energies*, 14(23), 7875. DOI: <https://doi.org/10.3390/en14237875>
- Heal, G. (2020). *Economic aspects of the energy transition*. Working Paper 27766. National Bureau of economic research, 2020. Retrieved from: https://www.nber.org/system/files/working_papers/w27766/w27766.pdf (Date of access: 04.12.2022).
- Hearn, A. X. & Castaño-Rosa, R. (2021). Towards a Just Energy Transition, Barriers and Opportunities for Positive Energy District Creation in Spain. *Sustainability*, 13(16), 8698. DOI: <https://doi.org/10.3390/su13168698>
- Hoppe, T. & Miedema, M. (2020). A Governance Approach to Regional Energy Transition: Meaning, Conceptualization and Practice. *Sustainability*, 12(3), 915. DOI: <https://doi.org/10.3390/su12030915>
- Huhta, K. (2022). The contribution of energy law to the energy transition and energy research. *Global Environmental Change*, 73(5), 102454. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.gloenvcha.2021.102454>
- Karaeva, A., Magaril, E. & Al-Kayiem, H. H. (2023). Review and Comparative Analysis of Renewable Energy Policies in the European Union, Russia and the United States. *International Journal of Energy Production and Management*, 8(1), 11–19. DOI: <https://doi.org/10.18280/ijepm.080102>
- Kyriakopoulos, G. L., Streimikiene, D. & Baležentis, T. (2022). Addressing Challenges of Low-Carbon Energy Transition. *Energies*, 15(15), 5718. DOI: <https://doi.org/10.3390/en15155718>
- Lampis, A., Martín, M. M. M., Zabaloy, M. F., Soares, R. S., Guzowski C., Mandai, S. S., ... Bermann, C. (2022). Energy transition or energy diversification? Critical thoughts from Argentina and Brazil. *Energy Policy*, 171, 113246. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2022.113246>
- Lavrikova, Yu. G., Buchinskaia, O. N. & Wegner-Kozlova, E. O. (2021). Greening of Regional Economic Systems within the Framework of Sustainable Development Goals. *Ekonomika regiona [Economy of regions]*, 17(4), 1110–1122. DOI: <https://doi.org/10.17059/ekon.reg.2021-4-5>
- Mihai, F., Aleca, O.E., Stanciu, A., Gheorghe, M. & Stan, M. (2022). Digitalization — The Engine of Sustainability in the Energy Industry. *Energies*, 15(6), 2164. DOI: <https://doi.org/10.3390/en15062164>
- Pastukhova, M. & Westphal, K. (2020). Governing the Global Energy Transformation. In: M. Hafner, S. Tagliapietra (Eds.), *The Geopolitics of the Global Energy Transition. Lecture Notes in Energy*, Vol. 73 (pp. 341–364). Springer: Cham. DOI: https://doi.org/10.1007/978-3-030-39066-2_15
- Shabalov, M. Yu., Zhukovskiy, Yu. L., Buldysko, A. D., Gil, B. & Starshaia, V. V. (2021). The influence of technological changes in energy efficiency on the infrastructure deterioration in the energy sector. *Energy Reports*, 7(10), 2664–2680. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.egy.2021.05.001>
- Teulon, F. (2015). Economic growth and energy transition: overview and review of the literature. *The Journal of Energy and Development*, 40(1/2), 247–262.
- Tian, J., Yu, L., Xue, R., Zhuang, S. & Shan, Y. (2022). Global low-carbon energy transition in the post-COVID-19 era. *Applied Energy*, 307, 118205. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.118205>

- Wahlund, M. & Palm, J. (2022). The role of energy democracy and energy citizenship for participatory energy transitions: A comprehensive review. *Energy Research & Social Science*, 87, 102482. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.erss.2021.102482>
- Williams, L. & Sovacool, B. K. (2020). Energy democracy, dissent and discourse in the party politics of shale gas in the United Kingdom. *Environmental Politics*, 29(7), 1239–1263. DOI: <https://doi.org/10.1080/09644016.2020.1740555>
- Wójcik-Jurkiewicz, M., Czarnańska, M., Kinelski, G., Sadowska, B. & Bilinska-Reformat, K. (2021). Determinants of Decarbonisation in the Transformation of the Energy Sector: The Case of Poland. *Energies*, 14(5), 1217. DOI: <https://doi.org/10.3390/en14051217>

References

- Bartczak, K. (2021). Digital Technology Platforms as an Innovative Tool for the Implementation of Renewable Energy Sources. *Energies*, 14(23), 7877. DOI: <https://doi.org/10.3390/en14237877>
- Bashir, M. A., Sheng, B., Doğan, B., Sarwar, S. & Shahzad, U. (2020). Export product diversification and energy efficiency: Empirical evidence from OECD countries. *Structural Change and Economic Dynamics*, 55, 232–243. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.strueco.2020.09.002>
- Blazquez, J., Fuentes, R. & Manzano, B. (2020). On some economic principles of the energy transition. *Energy Policy*, 147, 111807. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2020.111807>
- Bürer, M., de Lapparent, M., Capezzali, M. & Carpita, M. (2022). Governance Drivers and Barriers for Business Model Transformation in the Energy Sector. In: P. Hettich, A. Kachi (Eds.), *Swiss Energy Governance* (pp. 195–243). Cham: Springer. DOI: https://doi.org/10.1007/978-3-030-80787-0_10
- Delina, L. L. (2018). Energy democracy in a continuum: Remaking public engagement on energy transitions in Thailand. *Energy Research & Social Science*, 42, 53–60. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.erss.2018.03.008>
- Dzyuba, A. P. & Solovyeva, I. A. (2021). Prospects for Energy Demand Management in Russian Regions. *Ekonomika regiona [Economy of region]*, 17(2), 502–519. DOI: <https://doi.org/10.17059/ekon.reg.2021-2-11> (In Russ.)
- Fouquet, R. (2010). The slow search for solutions: Lessons from historical energy transitions by sector and service. *Energy Policy*, 38(11), 6586–6596. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2010.06.029>
- Gitelman, L. & Kozhevnikov, M. (2022). Energy Transition Manifesto: A Contribution towards the Discourse on the Specifics amid Energy Crisis. *Energies*, 15(23), 9199. DOI: <https://doi.org/10.3390/en15239199>
- Gitelman, L. D. & Kozhevnikov, M. V. (2020). Electrification in Industrial Revolution 4.0. *International Journal of Energy Production and Management*, 5(4), 367–379. DOI: <https://doi.org/10.2495/eq-v5-n4-367-379>
- Gitelman, L. D. & Kozhevnikov, M. V. (2022). Adoption of technology platforms in the electric power industry: new opportunities. *WIT Transactions on Ecology and the Environment*, 255, 23–34. DOI: <https://doi.org/10.2495/epm220031>
- Gitelman, L. D., Gitelman, L. M. & Kozhevnikov, M. V. (2018). Factoring environment into electrification management in a region. *International Journal of Sustainable Development and Planning*, 13(4), 707–717. DOI: <https://doi.org/10.2495/sdp-v13-n4-707-717>
- Guzowska, M. K., Kryk, B., Michalak, D. & Szyja, P. (2021). R&D Spending in the Energy Sector and Achieving the Goal of Climate Neutrality. *Energies*, 14(23), 7875. DOI: <https://doi.org/10.3390/en14237875>
- Heal, G. (2020). *Economic aspects of the energy transition*. Working Paper 27766. National Bureau of economic research, 2020. Retrieved from: https://www.nber.org/system/files/working_papers/w27766/w27766.pdf (Date of access: 04.12.2022).
- Hearn, A. X. & Castaño-Rosa, R. (2021). Towards a Just Energy Transition, Barriers and Opportunities for Positive Energy District Creation in Spain. *Sustainability*, 13(16), 8698. DOI: <https://doi.org/10.3390/su13168698>
- Hoppe, T. & Miedema, M. (2020). A Governance Approach to Regional Energy Transition: Meaning, Conceptualization and Practice. *Sustainability*, 12(3), 915. DOI: <https://doi.org/10.3390/su12030915>
- Huhta, K. (2022). The contribution of energy law to the energy transition and energy research. *Global Environmental Change*, 73(5), 102454. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.gloenvcha.2021.102454>
- Karaeva, A., Magaril, E. & Al-Kayiem, H. H. (2023). Review and Comparative Analysis of Renewable Energy Policies in the European Union, Russia and the United States. *International Journal of Energy Production and Management*, 8(1), 11–19. DOI: <https://doi.org/10.18280/ijepm.080102>
- Kharlanov, A. S. (2021). Gas oil sector by Industry 4.0.: transfer to renewable energy sources and digitalization results. *Sovremennye tekhnologii upravleniya [Modern management technology]*, 2(95), 9508. (In Russ.)
- Kyriakopoulos, G. L., Streimikiene, D. & Baležentis, T. (2022). Addressing Challenges of Low-Carbon Energy Transition. *Energies*, 15(15), 5718. DOI: <https://doi.org/10.3390/en15155718>
- Lampis, A., Martín, M. M. M., Zabaloy, M. F., Soares, R. S., Guzowski C., Mandai, S. S., ... Bermann, C. (2022). Energy transition or energy diversification? Critical thoughts from Argentina and Brazil. *Energy Policy*, 171, 113246. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2022.113246>
- Lavrikova, Yu. G., Buchinskaia, O. N. & Wegner-Kozlova, E. O. (2021). Greening of Regional Economic Systems within the Framework of Sustainable Development Goals. *Ekonomika regiona [Economy of regions]*, 17(4), 1110–1122. DOI: <https://doi.org/10.17059/ekon.reg.2021-4-5>
- Medzhidova, D. D. (2022). Influence of energy transition on the role of natural gas. *Problemy ekonomiki i upravleniya neftegazovym kompleksom [Problems of economics and management of oil and gas complex]*, 3(207), 5–17. DOI: [https://doi.org/10.33285/1999-6942-2022-3\(207\)-5-17](https://doi.org/10.33285/1999-6942-2022-3(207)-5-17) (In Russ.)

Mihai, F., Aleca, O.E., Stanciu, A., Gheorghe, M. & Stan, M. (2022). Digitalization — The Engine of Sustainability in the Energy Industry. *Energies*, 15(6), 2164. DOI: <https://doi.org/10.3390/en15062164>

Nekrasov, S. A. (2022). Electricity Consumption Growth in Russian Regions as a Factor of Their Socio-Economic Development. *Ekonomika regiona [Economy of regions]*, 18(2), 509–527. DOI: <https://doi.org/10.17059/ekon.reg.2022-2-15> (In Russ.)

Pastukhova, M. & Westphal, K. (2020). Governing the Global Energy Transformation. In: M. Hafner, S. Tagliapietra (Eds.), *The Geopolitics of the Global Energy Transition. Lecture Notes in Energy, Vol. 73* (pp. 341–364). Springer: Cham. DOI: https://doi.org/10.1007/978-3-030-39066-2_15

Shabalov, M. Yu., Zhukovskiy, Yu. L., Buldysko, A. D., Gil, B. & Starshaia, V. V. (2021). The influence of technological changes in energy efficiency on the infrastructure deterioration in the energy sector. *Energy Reports*, 7(10), 2664–2680. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.egy.2021.05.001>

Teulon, F. (2015). Economic growth and energy transition: overview and review of the literature. *The Journal of Energy and Development*, 40(1/2), 247–262.

Tian, J., Yu, L., Xue, R., Zhuang, S. & Shan, Y. (2022). Global low-carbon energy transition in the post-COVID-19 era. *Applied Energy*, 307, 118205. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.118205>

Wahlund, M. & Palm, J. (2022). The role of energy democracy and energy citizenship for participatory energy transitions: A comprehensive review. *Energy Research & Social Science*, 87, 102482. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.erss.2021.102482>

Williams, L. & Sovacool, B. K. (2020). Energy democracy, dissent and discourse in the party politics of shale gas in the United Kingdom. *Environmental Politics*, 29(7), 1239–1263. DOI: <https://doi.org/10.1080/09644016.2020.1740555>

Wójcik-Jurkiewicz, M., Czarnańska, M., Kinelski, G., Sadowska, B. & Bilinska-Reformat, K. (2021). Determinants of Decarbonisation in the Transformation of the Energy Sector: The Case of Poland. *Energies*, 14(5), 1217. DOI: <https://doi.org/10.3390/en14051217>

Информация об авторах

Гительман Лазарь Давидович — доктор экономических наук, профессор, профессор кафедры систем управления энергетикой и промышленными предприятиями Института экономики и управления, Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б. Н. Ельцина; Scopus Author ID: 55806230600 (Российская Федерация, 620002, г. Екатеринбург, ул. Мира, 19; e-mail: ldgitelman@gmail.com).

Кожевников Михаил Викторович — доктор экономических наук, доцент, заведующий кафедрой систем управления энергетикой и промышленными предприятиями Института экономики и управления, Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б. Н. Ельцина; Scopus Author ID: 55805368400; <https://orcid.org/0000-0003-4463-5625> (Российская Федерация, 620002, г. Екатеринбург, ул. Мира, 19; e-mail: m.v.kozhevnikov@urfu.ru, np.fre@mail.ru).

About the authors

Lazar D. Gitelman — Dr. Sci. (Econ.), Professor, Professor of the Academic Department of Energy Industry and Industrial Enterprise Management Systems, Graduate School of Economics and Management, Ural Federal University; Scopus Author ID: 55806230600 (19, Mira St., Ekaterinburg, 620002, Russian Federation; e-mail: ldgitelman@gmail.com).

Mikhail V. Kozhevnikov — Dr. Sci. (Econ.), Associate Professor, Head of the Academic Department of Energy Industry and Industrial Enterprise Management Systems, Graduate School of Economics and Management, Ural Federal University; Scopus Author ID: 55805368400; <https://orcid.org/0000-0003-4463-5625> (19, Mira St., Ekaterinburg, 620002, Russian Federation; e-mail: m.v.kozhevnikov@urfu.ru, np.fre@mail.ru).

Дата поступления рукописи: 05.12.2022.

Прошла рецензирование: 28.12.2022.

Принято решение о публикации: 15.06.2023.

Received: 05 Dec 2022.

Reviewed: 28 Dec 2022.

Accepted: 15 Jun 2023.