

На правах рукописи

Кузьмин Владислав Вадимович

**ФОРМИРОВАНИЕ ОБЩЕГО
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО РЫНКА СТРАН ЕАЭС:
ПРОБЛЕМЫ, ПЕРСПЕКТИВЫ И ИНТЕРЕСЫ РОССИИ**

Специальность: 5.2.5 Мировая экономика

АВТОРЕФЕРАТ
диссертации на соискание ученой степени
кандидата экономических наук

Москва – 2026

Диссертация выполнена на кафедре международных экономических отношений экономического факультета ФГАОУ ВО «Российский университет дружбы народов имени Патриса Лумумбы» (РУДН)

- Научный руководитель:** **Андропова Инна Витальевна,**
доктор экономических наук, профессор, заведующий кафедрой международных экономических отношений, декан экономического факультета ФГАОУ ВО «Российский университет дружбы народов имени Патриса Лумумбы»
- Официальные оппоненты:** **Мигранян Азгануш Ашотовна,**
доктор экономических наук, профессор, заведующий сектором экономических исследований Центра постсоветских исследований ФГБУН «Национальный исследовательский институт мировой экономики и международных отношений им. Е.М. Примакова Российской академии наук»
- Швец Николай Николаевич,**
доктор экономических наук, профессор, заведующий кафедрой «Мировая электроэнергетика» Международного института энергетической политики и дипломатии Московского государственного института международных отношений (университета) МИД России (МГИМО МИД РФ)
- Давтян Ваге Самвелович,**
доктор политических наук, профессор, профессор кафедры политологии Государственного образовательного учреждения высшего профессионального образования «Российско-Армянский (Славянский) университет» (г. Ереван)

Защита диссертации состоится 25 июня 2026 г. в 12:00 часов на заседании диссертационного совета ПДС 0600.001 при ФГАОУ ВО «Российский университет дружбы народов имени Патриса Лумумбы» по адресу: 117198, г. Москва, ул. Миклухо-Маклая, д. 6, зал заседаний диссертационного совета.

С диссертацией можно ознакомиться в Научной библиотеке РУДН по адресу: 117198, ул. Миклухо-Маклая, д. 6.

Объявление о защите диссертации и текст автореферата размещены на официальном сайте Высшей аттестационной комиссии при Министерстве науки и высшего образования Российской Федерации (<https://vak.minobrnauki.gov.ru/>) и на сайте РУДН: <https://www.rudn.ru/science/dissovet>.

Автореферат разослан 23 мая 2026 г.

И.о. ученого секретаря
Диссертационного совета ПДС 0600.001
доктор экономических наук, доцент

Динец Д.А.

I. ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы исследования обусловлена тем, что формирование Общего электроэнергетического рынка Евразийского экономического союза (ОЭР ЕАЭС), обладая высоким стратегическим значением, в то же время характеризуется фундаментальным противоречием, которое определяет его текущее состояние. С одной стороны, в условиях глубокой трансформации мировой энергетики и беспрецедентного геополитического реформирования глобальных энергопотоков, проект ОЭР приобретает критически важную геостратегическую ценность для обеспечения энергетической безопасности, экономической устойчивости и суверенитета государств-членов и становится инструментом создания самодостаточного, устойчивого к санкциям экономического пространства. С другой стороны, процесс его создания демонстрирует нарастающий разрыв между амбициозными политическими декларациями и практической реализацией, которая увязла в комплексе нерешенных технических, регуляторных и, что наиболее важно, политических разногласий.

В работе принципиально различаются понятия «общий» и «единый» электроэнергетический рынок. Под **общим рынком ЕАЭС** понимается дополнительный трансграничный контур торговли, который действует параллельно национальным оптовым рынкам и не отменяет внутренние правила стран-участниц. В модели единого рынка логика иная: требуется глубокая унификация тарифного регулирования, правил ценообразования и институциональной архитектуры. Для ЕАЭС такая конструкция пока нереалистична из-за различий в структуре энергосистем, уровне субсидирования и роли государства в отрасли. Поэтому в исследовании ОЭР рассматривается как компромиссная модель: расширение обмена и координации без отказа стран от ключевых элементов энергетического суверенитета.

Практическая реализация этой модели идет медленнее исходного графика: запуск ОЭР, планировавшийся на 2025 год, перенесен на 1 января 2027 года. Задержка связана не с одной причиной, а с совокупностью факторов. На институциональном уровне страны сохраняют разные регуляторные режимы и тарифные подходы; на техническом уровне остаются проблемы совместимости стандартов, износа межгосударственных ЛЭП и различий в системах диспетчеризации. Пока эти узкие места не устранены, переход к устойчивой трансграничной торговле остается ограниченным.

Ключевая роль в этом процессе принадлежит России, поскольку

российская энергосистема крупнейшая в ЕАЭС и выступает опорной для межгосударственных перетоков. От позиции России зависят и темп согласования правил, и практическая конфигурация будущего рынка. Одновременно именно здесь возникает главный политико-экономический узел: партнеры заинтересованы в доступе к российской инфраструктуре и ресурсам, но опасаются избыточной асимметрии влияния. В результате вопрос об ОЭР выходит за рамки инженерных и ценовых расчетов и требует анализа баланса интересов, при котором интеграция усиливает устойчивость союза, а не перерастает в конфликт распределения выгод.

В этой связи исследование направлено на решение практической задачи: при каких условиях ОЭР ЕАЭС может работать устойчиво и без дисбаланса интересов. Отдельно оцениваются выгоды и риски для стран-участниц, включая российскую позицию как системообразующего участника интеграции.

Степень научной разработанности проблемы

Проблематика интеграции электроэнергетических рынков активно разрабатывается как в зарубежной, так и в отечественной научной литературе. Фундаментальный вклад в изучение теоретических основ интеграции энергетических рынков внесли западные исследователи Батталы Дж., Джоскоу П., Кьяр Д'Эррико М., Полинори П, Паниагуа Дж., Трухильо-Бауте Э., Циферри Д. и др. Институциональные аспекты интеграции электроэнергетических рынков получили детальное освещение в работах Касетты Э., Навы К.Р. и Грация Дзои М. и др.

Среди российских исследователей данной проблематики значительный теоретический и практический вклад внесли работы Андроновой И.В., Волковой Е.А., Веселова Ф.В., Вечкинзовой Е.А., Винокурова Е.Ю., Гибадуллина А.А., Гайворонской М.С., Давтяна В.С., Ерыгина Ю.В., Жартая Ж.М., Макарова А.А., Мельник Д.А., Миграян А.А., Коломиец А.Р., Курдина А.А., Прокурякова Л.В., Пуляевой В.В., Стародубцева А.В., Стебляковой Л.П., Суюнчева М.М., Репетюка С.В., Терентьева А.С., Файна Б.С., Хачикяна С.Р., Хуссаиновой Ж.А., Шавина Е.В., Швец Н.Н. и др.

Несмотря на значительное количество исследований, ряд аспектов требует дальнейшего изучения. В частности, недостаточно разработаны подходы к комплексному моделированию интеграционных процессов с учетом гетерогенности энергосистем стран ЕАЭС и современных вызовов цифровизации. Требуется углубленного анализа оценка долгосрочных социально-экономических эффектов интеграции в контексте современных геополитических

вызовов, энергетического перехода и технологических трансформаций в условиях развития возобновляемых источников энергии (ВИЭ) и цифровых технологий.

Объект исследования – процесс формирования общего электроэнергетического рынка стран Евразийского экономического союза в условиях глобальных энергетических трансформаций и современных геополитических вызовов.

Предмет исследования – система экономических отношений, формирующихся в ходе интеграции электроэнергетических рынков ЕАЭС, включая роль и интересы России, институциональные механизмы интеграции, влияние процессов цифровизации и декарбонизации на развитие общего рынка.

Целью данной работы является разработка научно-методических подходов к формированию и оценке эффективности общего электроэнергетического рынка стран ЕАЭС с учетом глобальных трендов и региональной специфики, а также экономических интересов Российской Федерации.

Для достижения поставленной цели необходимо было решить следующие **задачи**:

1. Исследовать теоретические основы и концептуальные подходы к интеграции электроэнергетических рынков и разработать методические подходы к анализу интеграционных процессов в электроэнергетике с учетом институциональных, сравнительных и сценарных компонентов.

2. Систематизировать и обобщить мировой опыт формирования общих электроэнергетических рынков, выделив успешные и ограниченно реализованные модели региональной энергетической интеграции, а также факторы, применимые к условиям ЕАЭС.

3. Исследовать трансформацию постсоветского электроэнергетического пространства и выявить факторы, определяющие возможности и ограничения формирования общего электроэнергетического рынка ЕАЭС в условиях конкуренции различных интеграционных траекторий.

4. Выявить особенности национальных электроэнергетических систем государств – членов ЕАЭС и определить их роли, потенциал взаимодополняемости и институциональные барьеры участия в формировании ОЭР.

5. Провести сценарный анализ стратегических рисков Российской Федерации и социально-экономических эффектов формирования ОЭР ЕАЭС для

государств – членов Союза с учетом различной глубины либерализации трансграничной торговли электроэнергией, асимметрии национальных регуляторных режимов и распределения выгод и переходных издержек.

6. Сформулировать комплекс практических рекомендаций по гармонизации национальных правовых режимов, совершенствованию механизмов ценообразования, цифрового обмена данными и инвестиционного обеспечения поэтапного формирования ОЭР ЕАЭС.

7. Обосновать концепцию оптимальной структуры генерации ОЭР ЕАЭС, основанную на взаимодополняемости ресурсного, технологического и инфраструктурного потенциала национальных энергосистем, а также разработать предложения по поэтапной гармонизации регуляторной, инфраструктурной и инвестиционной политики стран ЕАЭС.

Теоретической основой исследования послужили фундаментальные работы российских и зарубежных ученых в области мировой экономики и энергетической интеграции. В исследовании использованы теории международной экономической интеграции, концепции энергетической безопасности, а также институциональный подход к анализу рынков. Эти теоретические концепции позволили сформировать комплексный подход к изучению процессов формирования общего электроэнергетического рынка ЕАЭС.

Информационно-статистическая база исследования составлена из баз данных международных организаций и статистических агрегаторов (в частности, Международного энергетического агентства (МЭА), Международного агентства по возобновляемым источникам энергии (IRENA), Евразийской экономической комиссии (ЕЭК), Enerdata, Eurostat, обзора ВР Statistical Review, Всемирного банка и Международного валютного фонда (МВФ)), национальных статистических органов, регуляторов и системных операторов стран ЕАЭС, законодательных и нормативно-правовых актов, международных соглашений, официальных концепций и стратегий развития электроэнергетики соответствующих стран, информационных и аналитических материалов отраслевых агентств и служб (МЭА, Управления энергетической информации США, Аналитического центра при Правительстве РФ), научных публикаций и статей, а также открытых интернет-источников.

Особое внимание уделялось данным о структуре генерации, объемах межгосударственных перетоков электроэнергии, тарифах и ценах на электроэнергию в странах ЕАЭС. Кроме того, в работе использованы материалы

из годовых отчетов ключевых энергетических компаний региона, таких как ПАО «Россети», «Интер РАО», АО «KEGOC» (Kazakhstan Electricity Grid Operating Company), ГПО «Белэнерго», а также отчеты российских научных институтов, программные документы и стратегии развития профильных российских ведомств.

Область исследования соответствует требованиям следующих пунктов паспорта научной специальности 5.2.5 – Мировая экономика: п. 26. «Участие Российской Федерации в системе международных экономических связей. Внешнеэкономическая деятельность российских экономических субъектов. Внешнеэкономическая политика Российской Федерации» ; п. 24. «Международная экономическая интеграция» ; п. 5. «Международные рынки товаров и услуг, их структура и конъюнктура» ; п. 6. «Ценообразование на мировых рынках товаров и услуг».

Методология и методы исследования базируются на системном подходе, позволяющем рассматривать формирование ОЭР ЕАЭС как сложный многоуровневый процесс. В работе применялись общенаучные методы анализа и синтеза, а также специальные методы исследования: сравнительный и исторический анализ для изучения мирового опыта; экономико-статистический анализ для обработки данных по энергосистемам стран ЕАЭС; методы сценарного анализа и прогнозирования для оценки долгосрочных эффектов интеграции.

Научная новизна исследования состоит в комплексном методическом подходе к анализу и сценарному моделированию интеграционных процессов в электроэнергетике ЕАЭС. Подход учитывает взаимное влияние институциональных, геополитических и технологических факторов в условиях глобального энергетического перехода, исторически сложившейся взаимозависимости национальных энергосистем и экономических интересов РФ. Сравнение европейской наднациональной модели, скандинавской модели межгосударственной кооперации и южноазиатской модели ограниченной интеграции позволило выделить факторы успеха и институциональные барьеры, значимые для ЕАЭС. Анализ национальных электроэнергетических систем пяти государств – членов ЕАЭС показал их структурную неоднородность и потенциал взаимодополняемости. Для Российской Федерации количественно оценены стратегические риски и выгоды участия в ОЭР ЕАЭС на основе модифицированной модели пространственного равновесия Такаямы-Джаджа. По результатам исследования предложены рекомендации и дорожная карта по

поэтапной гармонизации регуляторной, инфраструктурной и инвестиционной политики.

Основные положения, выносимые на защиту:

1. **Разработаны** методические подходы к анализу интеграционных процессов в электроэнергетике, основанные на комплексном сочетании институционального анализа, сравнительной оценки мирового опыта и сценарного прогнозирования социально-экономических эффектов, позволяющие учесть высокую гетерогенность участников ЕАЭС и специфику постсоветского пространства, повышая адекватность оценок.

2. На основе сравнительного анализа моделей успешной и неуспешной региональной энергетической интеграции **выявлены особенности каждого рынка**: во внутреннем энергетическом рынке Европейского союза – поэтапная либерализация через энергетические пакеты ЕС, формирование наднациональных институтов и достижение эффекта около 34 млрд евро в год от трансграничной торговли; в скандинавском рынке Nord Pool – интеграция «снизу вверх» на основе ресурсной взаимодополняемости энергосистем и высокого политического доверия, обеспечившая снижение оптовых цен на 15–20%; в модели энергетического сотрудничества Южной Азии – ограниченность интеграции из-за политических противоречий между Индией и Пакистаном, нестабильности афганского транзитного направления и слабости механизмов исполнения договоренностей; в энергетическом пуле Центральной Африки – блокировка интеграции, несмотря на значительный гидропотенциал, из-за недостаточной политической согласованности участников и дефицита реализуемых институтов. Систематизированы ключевые факторы успеха создания общего электроэнергетического рынка: политическое доверие, исполнимые правила, институциональная устойчивость и ресурсная взаимодополняемость.

3. **Произведена** этапизация постсоветского периода дезинтеграционных процессов некогда единого электроэнергетического рынка. Показано, что фрагментация единого постсоветского энергетического пространства не была хаотичным распадом, а представляла собой структурированную конкуренцию между двумя интеграционными центрами – российским и европейским. **Доказано**, что модель организации единой электроэнергетической системы ЕАЭС должна быть ориентирована на достижение оптимального баланса между экономическими и геополитическими интересами участников.

4. **Выявлены** особенности электроэнергетических систем каждой страны

ЕАЭС и определены их роли в формировании ОЭР: в Армении – экспортная модель «энергетической трансформации» при многовекторной регуляторной траектории (одновременное участие в программах СЕРА с ЕС и в институтах ЕАЭС), что создаёт регуляторную неопределённость для интеграции; в Беларуси – высокая техническая связанность с Единой энергетической системой (ЕЭС) России при сохранении институционально нерыночной модели тарифного регулирования, требующей системных реформ; в Казахстане – формирование роли ключевого транзитного узла и балансировщика на фоне структурного дефицита мощности (порядка 15% в пиковые периоды), что определяет приоритет инфраструктурных инвестиций; в Кыргызстане – значимый гидроэнергетический потенциал (свыше 90% генерации) при хроническом инвестиционном дефиците и слабой сетевой инфраструктуре; в России – системообразующая роль ЕЭС при нарастающих внутренних ограничениях (перекрёстное субсидирование около 340 млрд руб. в год, ускоренный рост спроса от ЦОД и майнинга). **Показано**, что структурная неоднородность ЕАЭС создаёт одновременно потенциал взаимодополняемости и институциональные барьеры интеграции.

5. **Выявлены стратегические риски Российской Федерации** при участии в ОЭР ЕАЭС: риск «импорта дефицита» со стороны энергодефицитных стран (прежде всего Казахстана и Кыргызстана) в пиковые периоды; риск снижения маржи от экспорта электроэнергии при выравнивании цен в едином рынке; риск фрагментации технических и цифровых стандартов вследствие усиления конкурирующих интеграционных контуров Центральной Азии; риск политической блокировки интеграции из-за опасений партнёров в утрате регуляторного суверенитета при доминировании России. **Выявлены и количественно оценены** выгоды стран ЕАЭС от участия в ОЭР: краткосрочный прирост совокупного благосостояния ЕАЭС при полной либерализации составляет около 170 млн долларов в год; в долгосрочной перспективе при расширении инфраструктуры и росте эластичности спроса эффект оценивается в 1,2–1,8 млрд долларов ежегодно; снижение тарифов для промышленных потребителей в энергодефицитных странах (Казахстан, Кыргызстан); стимулирование роста энергоёмких производств; расширение занятости в энергетическом секторе региона. **Обоснован** ключевой компромисс между геополитическими преимуществами (укрепление регионального лидерства, создание устойчивого к санкциям макрорегионального экономического пространства) и экономическими вызовами (необходимость масштабных

инвестиций в инфраструктуру, риски дестабилизации внутреннего рынка при неполной гармонизации).

6. **Разработан комплекс практических рекомендаций** по формированию ОЭР ЕАЭС, отличающийся системным и поэтапным характером: (1) приоритетная синхронизация национальных правовых режимов с утверждёнными правилами ОЭР, прежде всего в части доступа к инфраструктуре и разрешения споров; (2) закрепление транспарентных методик ценообразования на трансграничные услуги передачи и распределение ренты перегрузки между системными операторами; (3) поэтапное снижение перекрёстного субсидирования в России с введением механизмов адресной компенсации для социально уязвимых групп потребителей; (4) создание единого цифрового контура информационного обмена и расчётов на базе международных СИМ-стандартов; (5) формирование координированного инвестиционного пакета по развитию сетевой инфраструктуры в узловых зонах интеграции – прежде всего в Казахстане и Кыргызстане.

7. **Предложена** «дорожная карта», синхронизирующая три этапа: регуляторную консолидацию, запуск централизованных торговых механизмов с обеспечением ликвидности, расширение интеграции через инфраструктурные и инвестиционные проекты. **Обоснована** концепция формирования оптимизированной структуры генерации ОЭР ЕАЭС, основанная на синергетическом использовании взаимодополняющих преимуществ национальных энергосистем (гидроэнергетика Кыргызстана, атомная и тепловая генерация России, угольная генерация Казахстана). **Предложены** механизмы скоординированной инвестиционной политики для повышения коллективной энергетической безопасности и экономической эффективности ЕАЭС.

Теоретическая и практическая значимость работы связана с тем, что предложенные инструменты применимы при проектировании ОЭР ЕАЭС на уровне регуляторов и отраслевых институтов. Они помогают выбирать механизмы интеграции, согласовывать инвестиционные решения и снижать системные риски энергоснабжения в регионе.

Предложенный аналитический подход дает основу для сопоставления сценариев развития общего рынка и оценки их последствий для национальных экономик. Для Евразийской экономической комиссии и национальных регуляторов такой подход служит прикладным инструментом настройки правил, модернизации инфраструктуры и тарифной политики.

Результаты исследования могут использоваться при координации

трансграничной энергетической инфраструктуры. Такая координация повышает надежность энергоснабжения и помогает эффективнее загружать генерирующие мощности региона. Практический эффект дополняется большей прозрачностью ценообразования в рамках ЕАЭС и более понятными условиями привлечения инвестиций в электроэнергетику стран Союза.

Апробация работы. Основные положения и результаты, полученные в ходе диссертационного исследования, были изложены в докладах и выступлениях на международных научно-практических конференциях, в том числе: Международная научно-практическая конференция «Изменение климата в условиях индустрии 4.0» (МГИМО МИД России, 13.11.2020), XXIII Международная научно-практическая конференция «Актуальные проблемы глобальной экономики» (РУДН, 23.04.2021) и Пленарная конференция Московского академического экономического форума 2022 «Вызовы глобальной трансформации XXI века» (РУДН, 17.05.2022).

Публикации по теме исследования. Наиболее значимые результаты по теме диссертации были отражены в 5 научных работах общим объемом 3,75 п.л., 2 из которых изданы в рецензируемых журналах категории К1/К2, включенных в перечень ВАК Минобрнауки РФ / перечень РУДН, 2 – в периодических научных журналах, индексируемых Web of Science и Scopus, 1 – в тезисах докладов. Авторский вклад – 86%.

Объем и структура работы. Диссертация состоит из введения, 3 глав, заключения и 4 приложений. Полный объем диссертации составляет 234 страницы, включая 22 рисунка и 25 таблиц. Список литературы содержит 187 наименований.

II. СТРУКТУРА ДИССЕРТАЦИИ

ВВЕДЕНИЕ

ГЛАВА 1. ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ И МИРОВОЙ ОПЫТ ОРГАНИЗАЦИИ И ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ОБЩИХ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЫНКОВ

1.1. Теоретические подходы к интеграции национальных электроэнергетических рынков

1.2. Мировой опыт формирования общих электроэнергетических рынков

1.3. Эволюция процессов формирования общих энергетических рынков на постсоветском пространстве

Выводы по первой главе

ГЛАВА 2. СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ И НАПРАВЛЕНИЕ ФОРМИРОВАНИЯ ОБЩЕГО ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО РЫНКА

ЕАЭС

2.1. Электроэнергетический комплекс Республики Армения: структура, потенциал и интеграционные перспективы

2.2. Национальная электроэнергетическая система Республики Беларусь: экономический анализ и готовность к участию в ОЭР

2.3. Электроэнергетический сектор Республики Казахстан: состояние, конкурентные преимущества и роль в формировании ОЭР

2.4. Энергетическая система Кыргызской Республики: гидроэнергетический потенциал и возможности интеграции

2.5. Единая энергетическая система России: системообразующая роль в электроэнергетической интеграции

Выводы по второй главе

ГЛАВА 3. СТРАТЕГИЧЕСКИЕ ИНТЕРЕСЫ И СИСТЕМНАЯ РОЛЬ РОССИИ В ПРОЕКТЕ ОБЩЕГО ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО РЫНКА ЕАЭС

3.1. Современное состояние интеграционных процессов формирования ОЭР ЕАЭС

3.2. Ключевые вызовы и институциональные барьеры интеграции России в ОЭР ЕАЭС

3.3. Национальные интересы и стратегические приоритеты России в общем электроэнергетическом рынке ЕАЭС

Выводы по третьей главе

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

ПРИЛОЖЕНИЯ

III. ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ, ВЫНОСИМЫЕ НА ЗАЩИТУ

Разработаны методические подходы к анализу интеграционных процессов в электроэнергетике.

В настоящее время мировая электроэнергетика проходит этап глубокой трансформации: меняются структура генерации, направления международных энергопотоков, требования к надежности энергоснабжения и регуляторные модели взаимодействия национальных энергосистем. В этих условиях общие электроэнергетические рынки уже не могут рассматриваться только как механизм купли-продажи электроэнергии между соседними странами. Их содержание шире: они становятся инструментом согласования экономических интересов, управления сетевыми ограничениями, распределения

инвестиционных стимулов и повышения устойчивости энергосистем в условиях энергетического перехода.

В связи с этим интеграция электроэнергетических рынков рассматривается в работе как многоуровневый процесс, в котором физическая связанность энергосистем сама по себе еще не образует полноценный общий рынок. Экономический эффект возникает только тогда, когда межсистемные связи дополняются устойчивыми правилами доступа к инфраструктуре, механизмами ценообразования, процедурами распределения сетевой ренты и институтами разрешения споров. Поэтому общий электроэнергетический рынок следует рассматривать не как сумму двусторонних перетоков, а как систему экономических отношений, в которой технологическая взаимосвязанность получает институциональное и ценовое оформление.

На основе изучения теоретических подходов к интеграции энергетических рынков разработаны методические подходы к анализу интеграционных процессов в электроэнергетике, объединяющие три взаимосвязанных блока: экономический, раскрывающий источники интеграционного эффекта через сравнительные преимущества стран в структуре генерации, экономию масштаба, сетевые эффекты и взаимное выравнивание нагрузки; институциональный, связанный со снижением транзакционных издержек, согласованием правил торговли, распределением прав и обязанностей участников, а также обеспечением исполнимости принятых решений; сценарно-оценочный, позволяющий сопоставлять потенциальный прирост благосостояния с распределением выгод, издержек и рисков между участниками общего рынка.

Такой подход позволяет анализировать общий электроэнергетический рынок как сложную экономико-институциональную систему, в которой результат зависит не только от наличия сетевой инфраструктуры или ценовых различий между странами, но и от качества правил, степени доверия между участниками, устойчивости механизмов координации и способности компенсировать возникающие перераспределительные эффекты. Тем самым методический аппарат ориентирован не на механическое заимствование какой-либо одной региональной модели, а на проверку условий, при которых интеграция электроэнергетических рынков становится одновременно экономически эффективной, институционально реализуемой и политически устойчивой.

На основе сравнительного анализа моделей успешной и неуспешной региональной энергетической интеграции выявлены особенности каждого

рынка. Систематизированы и адаптированы к условиям ЕАЭС ключевые факторы успеха создания общего электроэнергетического рынка.

После определения методических оснований анализа международный опыт рассматривается не как набор готовых схем для повторения, а как материал для выявления условий, при которых физическая связанность энергосистем превращается в устойчивый рынок. В исследовании сопоставлены четыре типа моделей: наднациональная модель внутреннего энергетического рынка Европейского союза, скандинавская модель межгосударственной кооперации Nord Pool, американская модель регионального системного оператора PJM Interconnection, а также реализованные с ограничениями модели Южной Азии и африканских энергопулов.

Внутренний электроэнергетический рынок Европейского союза показывает возможности глубокой правовой и институциональной унификации. Его развитие происходило через последовательные энергетические пакеты, создание Агентства Европейского союза по сотрудничеству энергетических регуляторов (ACER), Европейской сети системных операторов передачи электроэнергии (ENTSO-E) и механизмов трансграничной координации. Центральным элементом стала торговля на сутки вперед через сопряжение рынков и оплату по цене замыкающей заявки (pay-as-cleared), когда все принятые заявки оплачиваются по единой клиринговой цене. Экономический эффект более эффективной трансграничной торговли в ЕС оценивается примерно в 34 млрд евро в год, однако даже такая модель не устраняет полностью ценовые спреды: физические ограничения межгосударственных сетей сохраняют расходы на управление перегрузками и показывают пределы одной только правовой унификации.

Скандинавский Nord Pool демонстрирует иную траекторию: рынок формировался через постепенную кооперацию системных операторов и опирался на ресурсную взаимодополняемость североевропейских энергосистем. Гидроэнергетика Норвегии и Швеции обеспечивала гибкость, водохранилища выполняли функцию регионального резерва, а менее маневренная атомная и тепловая генерация получала более устойчивый режим загрузки. Двухуровневая ценовая архитектура Nord Pool, основанная на системной и зональных ценах, позволила совместить рыночную торговлю с учетом сетевых ограничений – при отсутствии перегрузок цены сближаются, а при дефиците пропускной способности ценовой спред становится сигналом для сетевых инвестиций. Этот опыт особенно важен для ЕАЭС как пример межгосударственной кооперации без

единого политического центра.

Американская модель PJM Interconnection важна тем, что показывает возможности интеграции разнородных юрисдикций через независимого регионального оператора. Реформы Федеральной комиссии по регулированию энергетики США (FERC) обеспечили недискриминационный доступ к сетям, информационную прозрачность и закрепили роль региональных передающих организаций. Ключевым инструментом PJM стала узловая предельная цена (Locational Marginal Pricing, LMP), учитывающая стоимость энергии, сетевые перегрузки и потери при передаче. В отличие от европейской модели, PJM не сглаживает сетевые ограничения, а делает их частью ценового сигнала. Вместе с тем опыт PJM показывает, что точное краткосрочное ценообразование должно дополняться механизмами долгосрочной надежности и инвестиционного планирования.

Реализованные без итогового формирования общего рынка модели Южной Азии и африканских энергопулов раскрывают обратную сторону интеграции. В Южной Азии гидроэнергетический потенциал Непала и Бутана мог бы дополнять спрос Индии и Бангладеш, однако противоречия Индии и Пакистана, консенсусный порядок принятия решений и уязвимость транзитных направлений не позволили превратить формальные соглашения в работающий рынок. Проект CASA-1000 (Central Asia – South Asia), предусматривающий передачу летней гидроэлектроэнергии Кыргызстана и Таджикистана в Афганистан и Пакистан по южному экспортному коридору дополнительно показывает, что инфраструктура трансграничной передачи становится устойчивой только при наличии политического доверия и исполнимых правил. Схожий вывод дает африканский опыт: Энергетический пул Южной Африки достиг более заметной торговли благодаря более развитым правилам и инфраструктурной базе, тогда как Энергетический пул Центральной Африки при значительном гидропотенциале остается преимущественно декларативной площадкой.

Консолидация институциональных и экономических характеристик рассмотренных моделей отражена в таблице 1. В рамках консолидации были сопоставлены различия в управлении, драйверах интеграции, механизмах ценообразования и практических результатах, что позволяет отделить инфраструктурные предпосылки от условий, без которых общий рынок остается формальным.

Сравнительный анализ моделей региональных электроэнергетических рынков

Модель	Управление	Драйвер интеграции	Ценообразование и торговля	Практический результат	Вывод для ЕАЭС
Внутренний энергетический рынок Европейского союза	Наднациональная модель: Европейская комиссия, ACER, ENTSO-E, единые сетевые кодексы.	Политическая воля, правовая унификация, климатическая повестка и развитие трансграничной торговли.	Сопряжение рынков на сутки вперед; оплата по цене замыкающей заявки (pay-as-cleared).	Экономический эффект трансграничной торговли около 34 млрд евро в год; ценовая конвергенция ограничена сетевыми перегрузками.	Полное копирование наднациональной модели нереалистично; критичны обязательность правил, доступ к сети и распределение сетевой ренты.
Nord Pool	Межгосударственная кооперация системных операторов и биржевой инфраструктуры без единого политического центра.	Ресурсная взаимодополняемость гидро-, атомной и тепловой генерации; высокий уровень доверия участников.	Системная цена как ориентир рынка и зональные цены, учитывающие реальные сетевые ограничения.	Устойчивая региональная торговля; снижение оптовых цен на 15–20%; ценовые спреды становятся сигналом для сетевых инвестиций.	Базовый ориентир – межгосударственная кооперация с обязательными правилами и учетом физических ограничений сети.
RJM Interconnection	Независимая региональная передающая организация под надзором Федеральной комиссии по регулированию энергетики США (FERC).	Экономическая эффективность диспетчеризации, надежность энергоснабжения и недискриминационный доступ к сети.	Узловая предельная цена (LMP), включающая стоимость энергии, перегрузки и потери; рынок мощности.	Высокая прозрачность ценовых сигналов; при росте спроса требуется отдельный механизм долгосрочной надежности.	Детализированные ценовые сигналы возможны как более поздний этап после стабилизации правил и данных ОЭР.
Южная Азия и CASA-1000	Рамочные соглашения и проектная координация при	Взаимодополняемость гидропотенциала и спроса энергодефицитных	Двусторонние сделки и инфраструктурные проекты вне полноценного общего	Политические противоречия, консенсусный порядок решений и транзитные	Ресурсная взаимодополняемость не создает рынок без доверия, устойчивых

Модель	Управление	Драйвер интеграции	Ценообразование и торговля	Практический результат	Вывод для ЕАЭС
	слабом правоприменении и высокой роли политических факторов.	рынков.	ценового пространства.	риски не позволили сформировать устойчивый рынок.	институтов и исполнимых правил.
Африканские энергопулы (SAPP, CAPP, WAPP, EAPP)	От биржевой модели Южноафриканского энергопула до преимущественно координационных форматов.	Потребность в инвестициях, раскрытие гидро- и теплового потенциала, повышение надежности энергоснабжения.	Сочетание биржевой торговли, пилотных пулов и двусторонних соглашений в зависимости от региона.	SAPP достиг более заметной торговли; CAPP при значительном потенциале остается преимущественно декларативной площадкой.	Инфраструктура должна сопровождаться институциональной дисциплиной, финансированием и понятным механизмом исполнения решений.

Источник: составлено автором на основе данных и информационных ресурсов European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E). ENTSO-E Transparency Platform [Электронный ресурс]. 2025. URL: <https://transparency.entsoe.eu/>; International Renewable Energy Agency (IRENA). Renewable Capacity Statistics 2025 [Электронный ресурс]. IRENA, 2025. URL: <https://www.irena.org/Publications/2025/Mar/Renewable-capacity-statistics-2025>; Nord Pool Market Data [Электронный ресурс]. Nord Pool, 2026. URL: <https://data.nordpoolgroup.com>; NREL [Электронный ресурс]. URL: <https://docs.nrel.gov/docs/fy25osti/90992.pdf>; PJM Factsheet [Электронный ресурс]. PJM Interconnection, 2025. URL: <https://insidelines.pjm.com/new-fact-sheet-highlights-interconnection-process-reform-progress/>; World Bank. DRC Electricity & Water Access and Governance Project [Электронный ресурс]. 11.2020. URL: <https://documents1.worldbank.org/curated/en/231141609951093070/pdf/Concept-Project-Information-Document-PID-DRC-Electricity-Water-Access-and-Governance-Project-P173506.pdf>; World Bank Group. World Bank Group Cancels Financing to the Inga-3 Basse Chute Technical Assistance Project [Электронный ресурс]. 22.09.2016. URL: <https://www.worldbank.org/en/news/press-release/2016/09/22/world-bank-group-cancels-financing-to-the-inga-3-basse-chute-technical-assistance-project>.

Сравнительный анализ моделей региональной энергетической интеграции позволяет выделить условия, при которых общий электроэнергетический рынок становится устойчивым экономическим и институциональным механизмом: политическое доверие, исполнимые правила, институциональная устойчивость, прозрачное ценообразование и взаимодополняемость национальных энергосистем. Применительно к ЕАЭС это означает, что наиболее реалистичным ориентиром выступает не попытка переиспользования наднациональной модели ЕС, а межгосударственная кооперация с обязательными правилами, понятной процедурой распределения выгод и компенсационными механизмами для участников, несущих переходные издержки. При отсутствии этих условий интеграция остается формальной – инфраструктурная связанность сохраняется, но полноценный рынок не возникает. Именно поэтому анализ электроэнергетического пространства постсоветского периода требует отдельного анализа: после распада СССР оно сохранило значительную технологическую связанность, однако дальнейшая траектория его развития определялась уже не только инфраструктурным наследием, но и конкуренцией новых экономических, институциональных и геополитических ориентиров.

Произведена этапизация постсоветского периода дезинтеграционных процессов некогда единого электроэнергетического рынка. Показано, что фрагментация единого постсоветского энергетического пространства не была хаотичным распадом, а представляла собой структурированную конкуренцию между двумя интеграционными центрами – российским и европейским. Доказано, что модель организации единой электроэнергетической системы ЕАЭС должна быть ориентирована на достижение оптимального баланса между экономическими и геополитическими интересами участников.

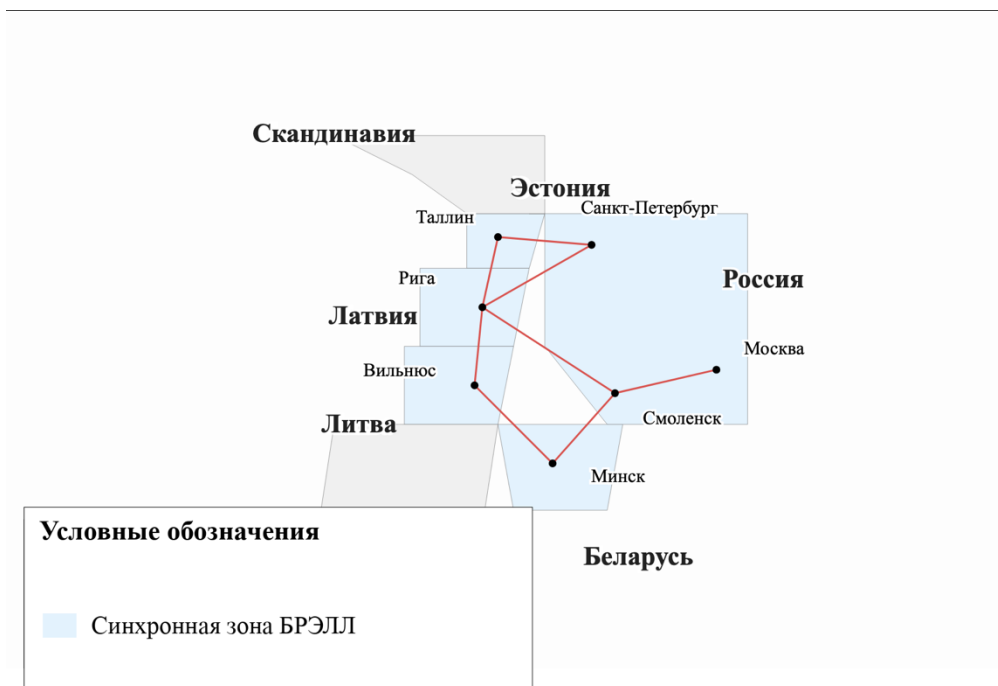
Постсоветское электроэнергетическое пространство сформировалось на основе единой советской энергосистемы, где параллельная работа республик, централизованное диспетчерское управление и развитая сеть межсистемных линий электропередачи обеспечивали устойчивость и экономичность энергоснабжения. После распада СССР эта инфраструктурная связанность сохранилась, но изменилась ее экономико-правовая природа: внутрисоюзные перетоки стали межгосударственной торговлей, а вопросы транзита, расчетов, тарифов и доступа к сетям потребовали новой договорной базы.

В исследовании выделены три этапа трансформации постсоветского

электроэнергетического пространства. Первый этап был связан с сохранением технологической устойчивости после 1991 года: создание Электроэнергетического совета Содружества Независимых Государств (СНГ) в 1992 году и поддержание параллельной работы энергосистем позволили избежать разрыва операционной координации. Второй этап охватывал координационную модель СНГ, в рамках которой Договор об обеспечении параллельной работы объединенных электроэнергетических систем государств – участников СНГ от 25 ноября 1998 года, Концепция формирования общего электроэнергетического рынка государств – участников СНГ 2005 года и Соглашение о формировании общего электроэнергетического рынка государств – участников СНГ 2007 года обозначили движение от технической координации к созданию общего рынка, но не обеспечили его практического запуска из-за рекомендательного характера решений и слабости механизмов исполнения. Третий этап связан с правовой рамкой ЕАЭС, где правила ОЭР получили более обязательное оформление, однако перенос запуска на 1 января 2027 года показывает сохраняющийся разрыв между наднациональным нормотворчеством и национальной имплементацией.

Фрагментация постсоветского энергопространства при этом не была хаотичным распадом – она развивалась как конкуренция двух интеграционных траекторий. Российский центр сохранял значение через ЕЭС России, механизмы СНГ и энергетическое кольцо БРЭЛЛ (Беларусь – Россия – Эстония – Латвия – Литва), обеспечивая преемственность технической координации и параллельной работы энергосистем. Европейский центр формировался через вовлечение стран Балтии, Украины и Молдовы в регуляторную и техническую орбиту ENTSO-E. Наиболее показателен в этом контексте выход Эстонии, Латвии и Литвы из энергетического кольца БРЭЛЛ: технологически связанное пространство было разомкнуто не из-за физической невозможности параллельной работы, а вследствие изменения внешнеполитической и регуляторной ориентации.

Рисунок 1 показывает изменение конфигурации БРЭЛЛ до и после выхода стран Балтии. До 2025 года этот контур сохранял исторически сложившуюся синхронную связь между энергосистемами России, Беларуси и стран Балтии, однако после синхронизации Балтии с ENTSO-E он был заменен иной интеграционной архитектурой. Для России это имело стратегическое значение, поскольку потребовало обеспечения автономной устойчивости энергосистемы Калининградской области.



а) Конфигурация БРЭЛЛ до 2025 года



б) Конфигурация после выхода стран

Рисунок 1 – Трансформация энергетического кольца БРЭЛЛ

Источник: составлено автором на основе информации NATO Energy Security Centre of Excellence. [Электронный ресурс] 2025 URL: <https://www.enseccoe.org/publications/brell-desynchronisation-assessment/>; ENTSO-E. [Электронный ресурс] ENTSO-E, 2025 URL: <https://www.entsoe.eu/data/power-stats/>.

Таким образом, постсоветский опыт показывает, что инфраструктурная связанность сама по себе не гарантирует сохранения общего рынка, и становится интеграционным ресурсом только при наличии согласованных правил, устойчивой политической рамки и баланса экономических интересов участников. Учитывая обозначенные факторы, модель ОЭР ЕАЭС не может строиться как простое восстановление советского технологического контура или как копирование европейской наднациональной конструкции – с целью достижения искомых интеграционных эффектов, необходимо обеспечивать оптимальный баланс между экономическими выгодами, энергетической безопасностью и сохранением регуляторного суверенитета государств – членов.

Выявлены особенности электроэнергетических систем каждой страны ЕАЭС и определены их роли в формировании ОЭР.

Постсоветский опыт показывает, что формирование ОЭР ЕАЭС нельзя оценивать только через межгосударственные соглашения и утвержденные правила общего рынка: необходимо учитывать фактическое состояние, структуру и ограничения национальных энергосистем. Государства – члены Союза входят в общий рынок с разной ресурсной базой, уровнем рыночной зрелости, сетевой конфигурацией и инвестиционными ограничениями. Такой подход позволяет определить страновые особенности, от которых зависят как потенциал взаимодополняемости, так и институциональные барьеры будущей интеграции. В этой логике каждая национальная энергосистема выполняет в будущем ОЭР собственную функцию, определяемую сочетанием структуры генерации, сетевых связей, инвестиционных потребностей и модели регулирования.

Армения характеризуется зависимостью от импортируемого первичного топлива и при этом сохраняет экспортную ориентацию электроэнергетики. Ее модель можно определить как «энергетическую трансформацию»: импортируемые газ и ядерное топливо преобразуются в электроэнергию, часть которой направляется на экспорт. В 2024 году при выработке около 9,38 млрд кВтч экспорт составил 1,54 млрд кВтч, или около 16% производства. Опора на АЭС, ГЭС и быстро растущую солнечную генерацию формирует экспортный потенциал, однако отсутствие прямых межсистемных связей с другими странами ЕАЭС и одновременное сближение с энергетическим правом ЕС в рамках Соглашения о всеобъемлющем и расширенном партнерстве с ЕС (Comprehensive and Enhanced Partnership Agreement, СЕРА) создают для ОЭР регуляторную неопределенность.

Беларусь отличается высокой технической связанностью с ЕЭС России и значительным профицитом базовой мощности после ввода БелАЭС. Установленная мощность энергосистемы на начало 2025 года оценивается примерно в 11,8–12,15 ГВт, а выработка в 2024 году – около 44 млрд кВтч. БелАЭС изменила структуру генерации, снизив зависимость от газовых ТЭС, но одновременно сформировала проблему «запертой» мощности из-за закрытия западных экспортных направлений. Главный барьер для участия Беларуси в конкурентных сегментах ОЭР связан не с технической готовностью, а с административной моделью отрасли, отсутствием внутреннего оптового рынка, регулируемые тарифами и перекрестным субсидированием.

Казахстан является крупнейшей энергосистемой Центральной Азии и ключевым узлом будущего ОЭР. На начало 2025 года установленная мощность электростанций составляла 25,3 ГВт, но располагаемая мощность была существенно ниже – около 18,9 ГВт. При производстве 117,9 млрд кВтч в 2024 году потребление достигло 120 млрд кВтч, что закрепило переход страны от прежней профицитной модели к дефицитной. Северная зона сохраняет угольную базу генерации, юг испытывает хронический дефицит, а национальная сеть КЕГОС с протяженными линиями 220 кВ и выше превращает Казахстан одновременно в транзитный узел, потребителя пиковой мощности и ключевое направление инфраструктурных инвестиций.

Кыргызстан обладает наиболее выраженным гидроэнергетическим профилем среди стран ЕАЭС: более 90% выработки приходится на ГЭС, а Нарынский каскад и Токтогульское водохранилище формируют основу всей энергосистемы. Однако текущая роль страны определяется не избытком, а дефицитом: в 2025 году при потреблении около 19,3 млрд кВтч собственная генерация составила около 15,4 млрд кВтч, что сформировало дефицит около 3,9 млрд кВтч. В долгосрочном плане Кыргызстан важен для ОЭР как потенциальный поставщик маневренной и низкоуглеродной гидроэнергии, но реализация этой роли требует крупных инвестиций в новые ГЭС, модернизацию сетей и урегулирование водно-энергетического баланса с соседними странами.

Россия сохраняет системообразующую роль в ОЭР ЕАЭС благодаря масштабу ЕЭС России, разветвленной сетевой инфраструктуре и способности поддерживать устойчивость межсистемных режимов соседних энергосистем. На начало 2026 года установленная мощность ЕЭС России превышала 271 ГВт; в 2025 году производство составило 1 166,4 млрд кВтч, потребление – 1 161,2 млрд кВтч. При этом экспортная гибкость России сужается из-за региональных дисбалансов, износа сетей, роста спроса со стороны центров обработки данных

и майнинга, а также перекрестного субсидирования, оцениваемого примерно в 340 млрд руб. в год. С учетом этих факторов, стоит отметить, что российская роль в ОЭР формирует сложный баланс: она дает рынку масштаб и устойчивость, но требует внутренней регуляторной и инфраструктурной донастройки.

Сводная характеристика национальных энергосистем и их ролей в формировании ОЭР представлена в таблице 2.

Таблица 2

Основные показатели электроэнергетических систем стран ЕАЭС

Страна	Устан. мощность, ГВт	Выработка, млрд кВтч/год	Доминирующая генерация	Баланс	Роль в ОЭР
Армения	2,85	~9,4	АЭС + ГЭС	Профицит	Экспортно ориентированный участник
Беларусь	~10	~40	ТЭС + АЭС	Профицит	Транзитный участник, плотная связка с ЕЭС России
Казахстан	~24,5	~118	Угольная ТЭС, ГЭС	Пиковый дефицит	Ключевой узел транзита и потребления
Кыргызстан	~3,8	~15,4	ГЭС (>90 %)	Сезонный профицит/дефицит	Сезонный экспортер гидроэнергии
Россия	~240	~1 100	Газовая ТЭС, АЭС, ГЭС	Профицит при региональных ограничениях	Системообразующий участник и опора межсистемной устойчивости

Источник: составлено автором на основе данных профильных ведомств стран ЕАЭС и системных операторов: Республика Армения. [Электронный ресурс] Официальный статистический портал, 2025 URL:<https://www.armstat.am/ru/?nid=12>, Республика Беларусь. [Электронный ресурс] Официальный портал, 2025 URL:<https://minenergo.gov.by/>, Республика Казахстан (годовой отчет КЕГОС. [Электронный ресурс] Интерактивный годовой отчет, 2025 URL:<https://ar2024.kegoc.kz/> и оперативные материалы КЕГОС. [Электронный ресурс] Пресс-релиз, 2025 URL:<https://www.kegoc.kz/ru/press-center/press-releases/164829/>, Кыргызская Республика. [Электронный ресурс] Официальный портал, 2026 URL:<https://minenergo.gov.kg/>, Российская Федерация (АО «СО ЕЭС»). [Электронный ресурс] Официальный сайт, 2026 URL:<https://www.soups.ru/functioning/>.

Таким образом, страновой анализ показывает, что структурная неоднородность энергосистем ЕАЭС оказывает разнонаправленное воздействие на интеграционные процессы. С одной стороны, различия в ресурсной базе, структуре генерации и сезонных балансах создают потенциал

взаимодополняемости: наиболее очевидная связка возникает между летней гидрогенерацией Кыргызстана, дефицитом Казахстана и возможностями России по поддержанию устойчивости межсистемных режимов. С другой стороны, различия в тарифных режимах, степени рыночной зрелости, инвестиционных возможностях и регуляторных траекториях формируют институциональные барьеры интеграции. Следовательно, формирование ОЭР ЕАЭС требует учета конкретных ролей национальных энергосистем, а не абстрактной модели единого рынка.

На основе исследования выявлены стратегические риски Российской Федерации при участии в ОЭР ЕАЭС. Выявлены и количественно оценены стратегические выгоды стран ЕАЭС.

Выявленная неоднородность национальных энергосистем напрямую влияет на распределение рисков и выгод от формирования ОЭР ЕАЭС. Для Российской Федерации участие в общем рынке имеет двойственный характер: с одной стороны, оно позволяет закрепить системообразующую роль в евразийском энергетическом контуре, поддержать технологическую связанность с партнерами и сформировать более устойчивое к внешним ограничениям макрорегиональное пространство; с другой стороны, открытие рынка при сохраняющихся различиях в тарифах, структуре генерации и регуляторных режимах создает специфические экономические и политико-институциональные риски.

К основным стратегическим рискам отнесены четыре группы: риск «импорта дефицита» со стороны энергодефицитных стран, прежде всего Казахстана и Кыргызстана, в пиковые периоды; риск снижения экспортной маржи при выравнивании цен в общем рынке; риск фрагментации технических и цифровых стандартов на фоне развития альтернативных интеграционных контуров Центральной Азии; риск политической блокировки интеграции из-за опасений партнеров относительно сохранения регуляторного суверенитета при доминирующей роли России. Особое значение имеют программа Всемирного банка по региональной взаимосвязанности и торговле электроэнергией в Центральной Азии (REMIT), формирующая самостоятельную рыночную, цифровую и инфраструктурную архитектуру региона, а также проект CASA-1000. Для России риск состоит не в самом наличии этих инициатив, а в том, что они создают рядом с ЕАЭС альтернативный набор правил, технических стандартов, направлений перетоков и инвестиционных стимулов.

Наиболее чувствительным количественным ограничением выступают различия в ценах и тарифных режимах. По данным I полугодия 2025 г., промышленные цены на электроэнергию в странах ЕАЭС различаются почти втрое: около 0,115 долл./кВтч в России и 0,128 долл./кВтч в Беларуси против 0,073 долл./кВтч в Казахстане и 0,043 долл./кВтч в Кыргызстане. Эти расхождения имеют разные причины: перекрестное субсидирование в России, административное регулирование в Беларуси, низкие переменные издержки угольной генерации в Казахстане и гидрогенерации в Кыргызстане. Структура ценовых различий представлена в таблице 3.

Таблица 3

Структура цен и перекрестного субсидирования в странах ЕАЭС, I пол. 2025 г.

Страна	Пром., долл./ кВтч	Население, долл./кВтч	Коэф. различия	Доминирующая генерация	Регуляторная особенность
Россия	0,115	0,077	1,49	Газовая ТЭС, АЭС, ГЭС	Высокое перекрестное субсидирование, около 340 млрд руб./год
Беларусь	0,128	0,070	1,83	Газовая ТЭС, АЭС	Административное регулирование и тарифная поддержка населения
Казахстан	0,073	0,055	1,33	Угольная ТЭС, ГЭС	Умеренные региональные дотации и дефицит мощности
Кыргызстан	0,043	0,025	1,72	ГЭС	Социально ориентированные тарифы при сезонном дефиците
Армения	0,113	0,090	1,26	АЭС, ГЭС, ТЭС	Относительно более экономически обоснованные тарифы

Источник: составлено автором на основе данных GlobalPetrolPrices. [Электронный ресурс] 2025 URL: https://www.globalpetrolprices.com/electricity_prices/ и материалов национальных регуляторов (ФАС РФ. [Электронный ресурс] 2026 URL: <https://fas.gov.ru/>, КРЕМ РК. [Электронный ресурс] 2026 URL: <https://www.gov.kz/memleket/entities/krem?lang=ru>, КРОУ РА. [Электронный ресурс] Официальный портал регулятора, 2025 URL: <https://psrc.am/ru>. Пересчет выполнен в долларах по официальным курсам национальных центральных банков и Банка России на 30.06.2025. [Электронный ресурс] 2025 URL: https://www.cbr.ru/currency_base/daily/.

Данные таблицы 3 показывают, что либерализация ОЭР не является нейтральным техническим открытием торговли. При сохранении ценовых искажений более дешевая электроэнергия Казахстана и Кыргызстана получает стимул к поставкам в Россию, тогда как внутренние цены в странах-экспортерах могут повышаться. Следовательно, даже положительный совокупный эффект интеграции не гарантирует политической устойчивости рынка, если часть участников несет переходные потери.

Для количественной оценки этих эффектов использована модифицированная модель пространственного равновесия Такаямы-Джаджа. В условиях ограниченной доступности детализированных операционных данных энергосистем ЕАЭС модель применяется в сценарном режиме: она не прогнозирует точные коммерческие потоки, а сопоставляет последствия снижения институциональных барьеров при разной глубине либерализации. Целевая функция максимизирует совокупное благосостояние с учетом спроса, предложения, транспортных издержек, пропускной способности межгосударственных сечений и виртуальных институциональных издержек, отражающих регуляторные барьеры:

$$\max_{x_{ij}, q_i^d, q_i^s} W = \sum_{i=1}^n \left[\int_0^{q_i^d} D_i^{-1}(q) dq - \int_0^{q_i^s} S_i^{-1}(q) dq \right] - \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n t_{ij} x_{ij}, \text{ где:}$$

q_i^d – объём потребления в регионе i , q_i^s – объём производства в регионе i , $D^{-1}(\cdot)$ и $S^{-1}(\cdot)$ – обратные функции спроса и предложения соответственно.

Оптимизация проводится при условиях баланса спроса и предложения в каждом регионе $q_i^d = q_i^s + \sum_{j \neq i} x_{ji} - \sum_{j \neq i} x_{ij}, \forall i = 1, \dots, n$, ограничениях пропускной способности $x_{ij} \leq K_{ij}, \forall i, j = 1, \dots, n, i \neq j$ и неотрицательности потоков $x_{ij} \geq 0, q_i^d \geq 0, q_i^s \geq 0$. Для активных торговых связей выполняется условие пространственного равновесия $p_j \leq p_i + t_{ij} + \mu_{ij}$, где $\mu_{ij} \geq 0$ – теневая цена ограничения пропускной способности. Сценарии различаются уровнем виртуальных институциональных издержек: базовое состояние, умеренная либерализация и полная либерализация.

Полученные результаты показывают, что по мере снижения институциональных барьеров цены начинают сближаться, а структура межгосударственных потоков меняется. При полной либерализации модель

фиксирует три активные связи: Казахстан – Россия в объеме 6,0 ТВтч/год, Кыргызстан – Казахстан в объеме 2,0 ТВтч/год и Россия – Беларусь в объеме 0,6 ТВтч/год. Ключевой результат состоит в возникновении потока из Казахстана в Россию, обусловленного тем, что наблюдаемая цена для промышленных потребителей в России превышает казахстанскую цену с учетом транспортных издержек. Динамика равновесных цен по сценариям представлена на рисунке 2.

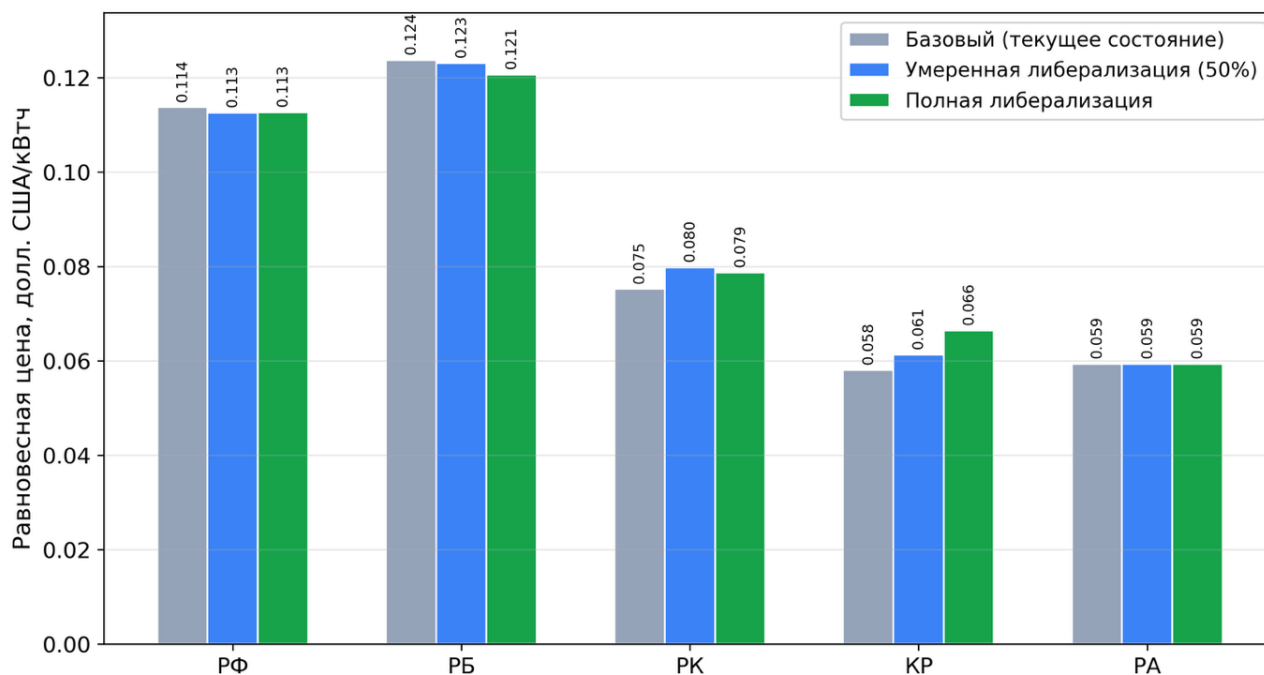


Рисунок 2 – Равновесные оптовые цены электроэнергии в странах ЕАЭС по сценариям либерализации ОЭР

Источник: результаты авторского моделирования.

Оценка прироста благосостояния подтверждает перераспределительный характер интеграционного эффекта. При полной либерализации краткосрочный совокупный эффект для ЕАЭС составляет около 0,17 млрд долл. США в год, однако положительный результат распределяется между участниками неоднородно: Россия и Беларусь получают выигрыш за счет снижения ценовой нагрузки и расширения торговых возможностей, тогда как Казахстан и Кыргызстан в краткосрочном периоде несут переходные потери, связанные с ростом внутренних цен и переориентацией части потоков на экспорт. Следовательно, ценовая конвергенция в ОЭР ЕАЭС одновременно выступает источником эффективности и фактором политико-экономического напряжения.

Таблица 4

Прирост благосостояния стран ЕАЭС в сценариях либерализации ОЭР, млрд
долл. /год

Сценарий	ΔW ЕАЭС	Россия	Беларусь	Казахстан	Кыргызстан	Армения
Умеренная либерализация	+0,057	+0,665	+0,015	-0,405	-0,046	0,000
Полная либерализация	+0,168	+0,621	+0,058	-0,145	-0,051	0,000

* Краткосрочные оценки приведены на консервативной параметризации; долгосрочный потенциал – 1,2–1,8 млрд долл./год.

Источник: результаты авторского моделирования по модифицированной модели пространственного равновесия Такаямы-Джаджа.

Нулевой краткосрочный эффект для Армении, отраженный в таблице 4 не означает отсутствия потенциальных выгод от интеграции. Такой результат связан с территориально-сетевым фактором: у Армении отсутствуют прямые межсистемные связи с другими государствами – членами ЕАЭС, поэтому либерализация внутрисоюзной торговли в расчетном контуре не меняет ее физические перетоки. Потенциальные выгоды Армении лежат за пределами краткосрочного модельного сценария и связаны с расширением рынков сбыта, развитием связей через Грузию и Иран и повышением устойчивости энергоснабжения.

В долгосрочной перспективе при расширении пропускной способности межгосударственных сечений, росте эластичности спроса и постепенном раскрытии торгового потенциала совокупный эффект в авторском консервативном сценарии оценивается в 1,2–1,8 млрд долл. в год. При полном раскрытии инфраструктурного и синергетического потенциала ОЭР Евразийская экономическая комиссия оценивала дополнительный ежегодный эффект для Союза в 7,0–7,5 млрд долл.

Таким образом, сценарный анализ показывает, что формирование ОЭР ЕАЭС связано с компромиссом между геополитическими преимуществами интеграции и экономическими издержками ее практической реализации. Общий рынок укрепляет региональную связанность, поддерживает роль России как системообразующего участника и создает потенциал прироста благосостояния, однако его запуск требует инфраструктурных инвестиций, сближения тарифных режимов и механизмов компенсации переходных потерь. Устойчивость ОЭР определяется не только величиной совокупного выигрыша, но и тем, насколько правила рынка позволяют распределить выгоды и издержки приемлемым для

участников образом.

Разработан комплекс практических рекомендаций по формированию ОЭР ЕАЭС.

Поскольку сценарный анализ показал, что ключевая проблема ОЭР ЕАЭС состоит не в отсутствии совокупного экономического эффекта, а в неравномерном распределении выгод, переходных издержек и регуляторных рисков, практические рекомендации ориентированы на снижение институциональной асимметрии между участниками. Их логика состоит в том, чтобы перевести ОЭР из состояния формально согласованной правовой конструкции в режим реально функционирующей трансграничной торговли, где правила доступа к инфраструктуре, порядок расчетов, ценообразование и инвестиционные обязательства заранее понятны всем участникам.

Первым направлением является синхронизация национальных правовых режимов с утвержденными правилами ОЭР. Приоритетное значение имеют нормы недискриминационного доступа к межгосударственной инфраструктуре, порядок допуска участников к централизованной торговле, правила взаимодействия системных операторов и процедуры разрешения трансграничных споров. Без переноса согласованных норм во внутреннее регулирование стран Союза общий рынок будет сохранять декларативный характер: наднациональные решения формально приняты, но на уровне практического исполнения продолжают действовать разные национальные правила.

Второе направление связано с ценообразованием на трансграничные услуги передачи и распределением ренты перегрузки. Для ОЭР ЕАЭС необходимо закрепить прозрачные методики расчета стоимости межгосударственной передачи электроэнергии, учета потерь и оплаты ограничений пропускной способности. Особое значение имеет распределение ренты перегрузки между системными операторами, поскольку именно этот механизм позволяет превратить сетевые ограничения из источника конфликта в ценовой сигнал для последующих инвестиций. В противном случае ценовая конвергенция будет сопровождаться спорами о том, кто получает выгоду от дефицитной пропускной способности межгосударственных сечений.

Третье направление относится к внутренней тарифной настройке России. Масштаб перекрестного субсидирования, оцениваемый примерно в 340 млрд руб. в год, искажает ценовые сигналы и влияет на структуру модельных потоков,

включая возникновение встречного импорта электроэнергии из Казахстана в Россию, поэтому снижение перекрестного субсидирования должно проводиться поэтапно, без резкого роста нагрузки на население, с использованием адресных компенсационных механизмов для социально уязвимых групп потребителей. Такая мера важна не только для внутренней эффективности российского рынка, но и для политической устойчивости ОЭР, поскольку уменьшает риск перераспределительных перекосов при либерализации.

Четвертое направление связано с созданием единого цифрового контура информационного обмена и расчетов. Для запуска централизованной торговли необходимы сопоставимые данные о доступной пропускной способности, заявках участников, фактических перетоках, отклонениях и расчетах между субъектами рынка. В качестве технологической основы целесообразно использовать международные СИМ-стандарты, обеспечивающие совместимость информационных моделей системных операторов и инфраструктурных организаций. Это особенно важно на фоне конкурирующих цифровых и технических стандартов, формируемых альтернативными интеграционными инициативами в Центральной Азии.

Пятое направление предполагает формирование координированного инвестиционного пакета по развитию сетевой инфраструктуры в узловых зонах интеграции. Приоритетными являются направления, связанные с Казахстаном и Кыргызстаном: в Казахстане дефицит мощности и высокая роль транзита требуют усиления межсистемных связей и модернизации сетей, а в Кыргызстане раскрытие гидроэнергетического потенциала невозможно без инвестиций в генерирующие мощности и экспортную инфраструктуру. Для России такие инвестиции имеют не только коммерческое, но и стратегическое значение, поскольку позволяют закрепить северный контур вывода электроэнергии и снизить риск переориентации региональных потоков на альтернативные направления.

Таким образом, предложенный комплекс рекомендаций направлен на устранение тех ограничений, которые были выявлены в сценарном анализе: правовой несинхронности, непрозрачности сетевого ценообразования, тарифных искажений, цифровой фрагментации и инфраструктурных узких мест. Системный характер рекомендаций состоит в том, что правовые, ценовые, цифровые и инвестиционные меры рассматриваются не отдельно, а как взаимосвязанные условия устойчивого запуска ОЭР ЕАЭС. Такой подход позволяет перейти от формальной гармонизации правил к модели рынка, в

которой экономический эффект интеграции сопровождается приемлемым распределением выгод и издержек между государствами – членами Союза.

Предложена «дорожная карта» формирования ОЭР ЕАЭС и обоснована концепция формирования оптимизированной структуры генерации рынка.

Разработанный комплекс рекомендаций требует последовательного порядка реализации, поскольку одновременный запуск всех элементов ОЭР при сохраняющихся тарифных, инфраструктурных и институциональных различиях может усилить выявленные перераспределительные риски. С целью отражения возможного формата практической реализации предложенных рекомендаций, была разработана трехэтапная дорожная карта формирования ОЭР ЕАЭС, представленная в таблице 5, логика которой состоит в переходе от регуляторной консолидации и подготовки национальных правил к фактическому запуску централизованных торговых механизмов, а затем – к расширению интеграции через сетевые, генерирующие, цифровые и инвестиционные проекты.

Такая последовательность позволяет не накладывать новые интеграционные решения на нерешенные внутренние дисфункции национальных рынков, снижает риск «импорта дефицита» и создает условия для того, чтобы трансграничная торговля развивалась одновременно с модернизацией инфраструктуры и согласованием инвестиционных стимулов.

Таблица 5

Дорожная карта поэтапного формирования ОЭР ЕАЭС

Этап	Период	Приоритетные меры	Ожидаемые результаты
Регуляторная консолидация	2025–2027	Сокращение перекрестного субсидирования в РФО; сближение тарифных подходов; правила недискриминационного доступа; процедуры разрешения трансграничных споров; цифровой обмен данными на базе СИМ-стандартов.	Снижение регуляторного диспаритета, подготовка национальных правил к запуску ОЭР, ограничение риска импорта дефицита.
Запуск торговых механизмов	2027–2030	Централизованная трансграничная торговля; обеспечение ликвидности; настройка балансирующих и трансграничных режимов; долгосрочные контракты; пилотное применение более детализированных ценовых сигналов.	Рост фактической трансграничной торговли, конвергенция равновесных цен, формирование инвестиционной определенности.
Расширение и углубление	после 2030	Координированные сетевые и генерирующие инвестиции;	Раскрытие долгосрочного потенциала ОЭР,

Этап	Период	Приоритетные меры	Ожидаемые результаты
		развитие гибких мощностей; интеграция ВИЭ; согласование климатической и углеродной повестки; сопряжение с внешними платформами.	повышение макрорегиональной устойчивости и энергетической безопасности.

Источник: составлено автором на основе результатов сценарного моделирования и анализа институциональной готовности государств – членов Союза.

В рамках долгосрочного этапа обоснована концепция оптимизированной структуры генерации ОЭР ЕАЭС, основой которой выступает не унификация национальных энергосистем, а синергетическое использование их взаимодополняющих преимуществ: гидроэнергетического потенциала Кыргызстана и Армении, атомной и тепловой генерации России и Беларуси, угольной и сетевой базы Казахстана, а также координированного развития ВИЭ и гибких мощностей. Такая структура позволяет рассматривать ОЭР не как механизм простого перераспределения текущих избытков и дефицитов, а как инструмент более рационального размещения будущих инвестиций в генерацию и сети.

Скоординированная инвестиционная политика в этой логике эффективнее автономного наращивания параллельных резервов в каждой стране. Для Казахстана это означает приоритет модернизации сетей и покрытия дефицита мощности; для Кыргызстана – раскрытие гидроэнергетического потенциала и развитие экспортной инфраструктуры; для России – сохранение системообразующей роли при одновременном снижении нагрузки от внутренних тарифных и сетевых дисбалансов; для Беларуси и Армении – более устойчивое включение имеющихся атомных, тепловых и гидроэнергетических мощностей в региональную архитектуру. В результате ОЭР формирует не только торговый, но и инвестиционный контур интеграции.

При такой последовательности раскрываются и социально-экономические эффекты формирования ОЭР: снижение тарифной нагрузки на промышленность в энергодефицитных странах при выровненном доступе к генерации, размещение энергоемких производств в зонах ценового выравнивания, расширение занятости в энергетике и смежных отраслях за счет согласованных инвестиций, а также повышение надежности энергоснабжения. Эти эффекты не возникают автоматически после принятия правил, напротив, они зависят от фактического роста трансграничной торговли, устойчивости компенсационных механизмов и готовности участников согласовывать инвестиционные решения.

IV. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В заключении диссертации сформулированы основные выводы исследования, посвященного разработке научно-методических подходов к формированию и оценке эффективности ОЭР ЕАЭС с учетом региональной специфики и стратегических интересов Российской Федерации. Комплексный анализ теоретических подходов, международного опыта, постсоветской эволюции электроэнергетической интеграции и национальных энергосистем государств – членов Союза показал, что устойчивый ОЭР ЕАЭС не может быть создан путем механического переноса внешних рыночных моделей. Наиболее реалистичной для ЕАЭС является межгосударственная кооперационная модель, основанная на обязательных правилах, понятном распределении выгод, компенсации переходных издержек и сохранении регуляторного суверенитета участников. Сценарное моделирование подтвердило положительный, но перераспределительный характер интеграционного эффекта: краткосрочный прирост благосостояния при полной либерализации оценивается примерно в 0,17 млрд долл. в год, долгосрочный потенциал – в 1,2–1,8 млрд долл. в год. В этих условиях политическая воля выступает необходимым условием перехода от формального согласования правил к реальному рынку, поскольку участники должны быть готовы согласовывать распределение выгод и компенсировать краткосрочные издержки. В стратегическом измерении ОЭР ЕАЭС является не только механизмом торговли электроэнергией, но и инструментом укрепления макрорегиональной устойчивости, технологической связанности и энергетической безопасности. На основе исследования предложены рекомендации по синхронизации правовых режимов, настройке ценообразования и цифрового обмена, снижению тарифных искажений, развитию инфраструктурно-инвестиционных проектов и формированию оптимизированной структуры генерации. Ключевыми индикаторами успешности ОЭР должны выступать фактический рост трансграничной торговли, сближение равновесных цен и совместимость правовых, цифровых и сетевых решений. Дальнейшая разработка темы связана с оценкой эффектов на уровне ценовых зон и межгосударственных сечений, учетом климатических и водно-энергетических ограничений, а также анализом совместимости евразийского рынка с внешними регуляторными контурами.

СПИСОК РАБОТ, ОПУБЛИКОВАННЫХ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ

Статьи в рецензируемых журналах МБЦ Scopus:

1. Andronova I.V., Kuzmin V.V., Tinkova A.A. Global Hydropower as the Main Driver of Sustainable Development in the Context of Industry 4.0 // Industry 4.0 / ed. by E.B. Zavyalova, E.G. Popkova. – Cham: Springer, 2022. – P. 379–393.
2. Andronova I.V., Kuzmin V.V., Celetti D. EAEU Balancing Hydropower Capacity Issues in Terms of Global Pandemic Consequences // Current Problems of the World Economy and International Trade / ed. by E.G. Popkova, I.V. Andronova. – Bingley: Emerald Publishing Limited, 2022. – Vol. 42. – P. 141–153.

Статьи в рецензируемых журналах перечня ВАК РФ / Перечня РУДН:

3. Кузьмин, В. В. Институциональные аспекты интеграции электроэнергетических рынков ЕАЭС: компаративный анализ на основе опыта стран Европейского союза / В. В. Кузьмин // Экономика, предпринимательство и право. – 2025. – Т. 15, № 6. – С. 4129–4150.
4. Кузьмин, В. В. Структурные асимметрии в электроэнергетике ЕАЭС: стратегические приоритеты России / В. В. Кузьмин // Экономика и предпринимательство. – 2025. – № 7(180). – С. 480–488.

Статьи в прочих изданиях:

5. Кузьмин, В. В. Prospects of hydropower as the main driver of sustainable development in the context of globalization / В. В. Кузьмин, Л. В. Абрамова // Актуальные проблемы глобальной экономики : Материалы XXII научной конференции молодых ученых, Москва, 25 сентября 2020 года / Отв. редакторы В.Н. Пинчук, Ю.А. Коновалова. – Москва: Общество с ограниченной ответственностью "Издательство "Экон-Информ", 2020. – С. 3–8.

Кузьмин Владислав Вадимович (РФ)

**Формирование общего электроэнергетического рынка стран ЕАЭС:
проблемы, перспективы и интересы России**

Диссертационное исследование посвящено анализу экономических и институциональных условий формирования общего электроэнергетического рынка (ОЭР) Евразийского экономического союза (ЕАЭС) и их значения для стратегических интересов России. На основе сопоставления европейской наднациональной, скандинавской межгосударственной и американской модели регионального системного оператора, а также опыта ограниченной интеграции в Южной Азии и Африке обоснована применимость для ЕАЭС формата межгосударственной кооперации с обязательными правилами и механизмами их исполнения. С использованием модифицированной модели пространственного равновесия Такаямы-Джаджа оценены три сценария либерализации торговли электроэнергией. Краткосрочный совокупный эффект благосостояния ЕАЭС составляет 0,16–0,18 млрд долл./год, долгосрочный потенциал – 1,2–1,8 млрд долл./год. К ключевым ограничениям устойчивой интеграции отнесены тарифные и институциональные искажения, включая перекрестное субсидирование в России, влияющие на распределение выгод и переходных издержек. Предложена трехэтапная дорожная карта формирования ОЭР: регуляторная гармонизация, запуск централизованных торговых механизмов и расширение интеграции через инфраструктурные и инвестиционные проекты.

Vladislav Kuzmin (Russia)

**Formation of the Common Electric Power Market of the EAEU Member States:
Challenges, Prospects and Russia's Interests**

The dissertation examines economic and institutional conditions for the formation of the Common Electric Power Market (CEPM) of the Eurasian Economic Union (EAEU) and their significance for Russia's strategic interests. A comparison of the European supranational, Scandinavian intergovernmental and American regional system operator models, as well as limited integration experience in South Asia and Africa, substantiates the applicability to the EAEU of intergovernmental cooperation based on binding rules and enforcement mechanisms. Using a modified Takayama-Judge spatial equilibrium model, three scenarios of electricity trade liberalisation are assessed. The short-term aggregate welfare effect for the EAEU is estimated at USD 0.16–0.18 billion per year, while the long-term potential is USD 1.2–1.8 billion per year. Key constraints on sustainable integration include tariff and institutional distortions, including cross-subsidisation in Russia, which affect the distribution of benefits and transition costs. The dissertation proposes a three-stage roadmap for the CEPM: regulatory harmonisation, centralised trading mechanisms, and deeper integration through infrastructure and investment projects.