ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ АВТОНОМНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ «МОСКОВСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ИНСТИТУТ МЕЖДУНАРОДНЫХ ОТНОШЕНИЙ (УНИВЕРСИТЕТ) МИНИСТЕРСТВА ИНОСТРАННЫХ ДЕЛ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ»

На правах рукописи

ФИЛИППОВА Алина Валерьевна

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ОПЫТА МЕЖДУНАРОДНОЙ ИНТЕГРАЦИИ В МИРОВОЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ В ЕВРАЗИЙСКОМ ЭКОНОМИЧЕСКОМ СОЮЗЕ

08.00.14 – Мировая экономика

Диссертация на соискание ученой степени
кандидата экономических наук

Научный руководитель
доктор экономических наук
Швец Николай Николаевич

Москва – 2019

СОДЕРЖАНИЕ

Стр.

ВВЕДЕНИЕ 4

ГЛАВА 1. АНАЛИЗ СОВРЕМЕННОГО СОСТОЯНИЯ И ТЕНДЕНЦИЙ РАЗВИТИЯ ИНТЕГРАЦИОННЫХ ПРОЦЕССОВ В МИРОВОЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ 13

1.1. Анализ процессов формирования и развития межгосударственных электроэнергетических объединений в макрорегионах мира 13

1.2. Обзор существующих научных работ и выявление методологических проблем развития общего рынка электроэнергии в ЕАЭС 27

1.3. Обоснование перспектив применения концепции экономической синергии к оценке эффективности интеграционных процессов в электроэнергетике ЕАЭС 44

ПОСТАНОВКА НАУЧНОЙ ЗАДАЧИ 49

ВЫВОДЫ ПО ПЕРВОЙ ГЛАВЕ 51

ГЛАВА 2. РАЗРАБОТКА НАУЧНО-МЕТОДИЧЕСКОГО АППАРАТА ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОБЪЕДИНЕНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЫНКОВ СТРАН ЕАЭС 54

2.1. Состав научно-методического аппарата оценки эффективности объединения электроэнергетических рынков стран ЕАЭС 54

2.2. Разработка методики оценки эффектов экономической синергии в проектах межгосударственной электроэнергетической интеграции 57

2.3. Разработка методики теоретико-игрового моделирования межгосударственных интеграционных объединений в электроэнергетике 66

2.4. Разработка методики экспертно-аналитической оценки ключевых выгод и рисков проекта межгосударственного электроэнергетического объединения ЕАЭС 88

ВЫВОДЫ ПО ВТОРОЙ ГЛАВЕ 105

ГЛАВА 3. РАЗРАБОТКА ПРЕДЛОЖЕНИЙ ПО ПРАКТИЧЕСКОЙ РЕАЛИЗАЦИИ ОПЫТА ИНТЕГРАЦИИ В МИРОВОЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ В ЕАЭС 107

3.1. Сравнительный анализ организационных и технико-экономических характеристик национальных электроэнергетических рынков стран ЕАЭС 107

3.2. Сценарный анализ эффектов экономической синергии при реализации проекта межгосударственного электроэнергетического объединения ЕАЭС 143

3.3. Предложения по совершенствованию общего рынка электроэнергии ЕАЭС с учетом опыта интеграции мировой электроэнергетики 165

ВЫВОДЫ ПО ТРЕТЬЕЙ ГЛАВЕ 174

ОБЩИЕ ВЫВОДЫ ПО ДИССЕРТАЦИОННОЙ РАБОТЕ 175

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ 178

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ 180

ПРИЛОЖЕНИЕ А Показатели электроэнергетических профилей стран мира 194

ПРИЛОЖЕНИЕ Б Коэффициенты для оценки потенциала трансграничной реализации избыточной электрической мощности в странах мира 198

ПРИЛОЖЕНИЕ В Показатели производства и потребления национальных электроэнергетических отраслей стран ЕАЭС 202

ПРИЛОЖЕНИЕ Г Показатели рынка государственных и корпоративных ценных бумаг России 205

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность исследования обусловлена современными тенденциями интеграции мировой электроэнергетики и необходимостью развития экономических механизмов формирования общего электроэнергетического рынка Евразийского экономического союза (ЕАЭС). В контексте мировой экономики, формирование межгосударственных электроэнергетических объединений (МГЭО) является глобальным интеграционным процессом, который начался в различных регионах мира более ста лет назад, и к настоящему времени вступил в активную фазу своего развития вследствие роста энергопотребления в экономически развитых и особенно в развивающихся странах мира.

Крупнейшие МГЭО сформированы в Северной и Южной Америке, в Европе, усилились процессы их формирования и развития в Азии и в отдельных регионах Африки. Особое экономическое значение имеет развитие трансграничных энергообъединений в ЕАЭС, которые становятся связующими звеньями между национальными и региональными электроэнергетическими системами (ЭЭС) на всем Евразийском континенте. Формирование МГЭО путем интеграции ЭЭС стран-участниц обеспечивает создание общего рынка для реализации трансграничных сделок по купле-продаже электроэнергии. Это позволяет получать широкий спектр эффектов экономической синергии, источниками которых в первую очередь являются: повышение надежности ЭЭС за счет совместного резервирования мощности и компенсации экстренных нагрузок; снижение рыночной монополизации и повышение рыночной эффективности; создание условий конкуренции и оптимизация использования генерирующих ресурсов ЭЭС; повышение эффективности использования оборудования, первичных энергетических ресурсов и возобновляемых источников энергии.

Особую актуальность вопросы оценки эффектов объединения ЭЭС приобрели после принятия решения стран-участниц ЕАЭС об интеграции национальных электроэнергетических рынков. Проект Концепции формирования общего электроэнергетического рынка ЕАЭС, одобренный 10 марта 2015 года,

определил основные направления, принципы, а также структурные элементы будущего МГЭО. Однако основная работа по его формированию предстоит к реализации в 2019 году, когда будет разработан и осуществлен конкретный план мероприятий. Таким образом, работа по определению конечного вида модели МГЭО ЕАЭС еще продолжается, что предопределяет необходимость развития научно-методического обеспечения для обоснования механизмов ее создания и функционирования, в том числе с учетом передового зарубежного опыта.

Степень разработанности темы исследования. В современных научных трудах отечественных и зарубежных авторов имеются теоретические и методологические разработки, которые охватывают важные аспекты исследуемой области.

Актуальные проблемы развития энергетической инфраструктуры стран-участниц ЕАЭС и сопредельных государств в контексте евразийской экономической интеграции, обоснования перспективных межгосударственных энергоинфраструктурных проектов, обеспечения энергетической безопасности и формирования общего рынка электроэнергии ЕАЭС исследовались в современных работах В.Л. Абрамова, П.В. Алексеева, А.И. Агеева, С.И. Борталевич, Н.И. Воропая, П.А. Дроговоза, Е.Л. Логинова, А.А. Курбаналиева, С.В. Подковальникова, В.А. Савельева, Д.Д. Сорокина, А.А. Ткаченко, А.А. Тукенова, Л.Ю. Чудиновой, Н.Н. Швеца, А.А. Шкута и других авторов.

Анализ процессов либерализации электроэнергетической отрасли, развития инфраструктуры международных электроэнергетических рынков, формирования и развития межгосударственных энергообъединений в Европе, Азии, Северной, Центральной и Латинской Америке и в Африке представлен в современных публикациях зарубежных исследователей: B.N. Bhattacharyay, A. Blanco, B. Brand, C. Breyer, M. Coviello, D. Chaniotis, A.N. Gitau, B.K. Kinyanjui, M.K. Mang'oli, J. M. Moyo, P. Omenda, P. Ondiege, N.S. Ouedraogo, B. Ruchansky, A. Ruiz Caro, N. Sangmin, J. Song, A. Verdier-Chouchane, J. Zingerle и других авторов.

Имеющийся в данных работах аналитический и научно-методический

задел был использован при проведении диссертационного исследования.

Анализ существующих отечественных и зарубежных работ в области экономических исследований интеграционных процессов в мировой и региональной электроэнергетике показал, что несмотря на накопленный опыт в исследовании проблем межгосударственных электроэнергетических объединений, требуется их дальнейшее развитие и совершенствование в части разработки современного научно-методического обеспечения для экономической оценки эффективности проектов евразийской электроэнергетической интеграции, что осталось вне поле внимания авторов, что **обусловливает актуальность** темы исследования

Цель и задачи исследования. Целью диссертации является комплексное исследование экономических перспектив развития межгосударственного электроэнергетического объединения стран ЕАЭС в контексте опыта интеграционных процессов в мировой электроэнергетике на основе современной концепции экономической синергии.

Для достижения поставленной цели в диссертационной работе решаются следующие основные задачи:

– выполняется анализ процессов формирования и развития межгосударственных электроэнергетических объединений в макрорегионах мира и выявляются проблемы развития общего рынка электроэнергии в ЕАЭС;

– обосновываются перспективы применения концепции экономической синергии к оценке эффективности интеграционных процессов в электроэнергетике ЕАЭС для решения выявленных проблем;

– разрабатывается научно-методический аппарат оценки эффективности объединения электроэнергетических рынков стран ЕАЭС на основе концепции экономической синергии, теории кооперативных игр и метода анализа иерархий;

– проводится сценарный анализ эффектов экономической синергии при реализации проекта межгосударственного электроэнергетического объединения ЕАЭС с использованием разработанного научно-методического аппарата;

– формируются предложения по созданию и совершенствованию общего

рынка электроэнергии ЕАЭС с учетом опыта интеграции мировой электроэнергетики.

Объектом исследования являются интеграционные процессы в электроэнергетике ЕАЭС.

Предметом исследования являются методы экономической оценки интеграционных перспектив при формировании общего рынка электроэнергии ЕАЭС.

Теоретическую и методологическую основу исследования составили общие методы научного познания: системный подход к анализу и синтезу данных, методы дедукции и индукции; а также прикладные научные методы: концепция и методы оценки экономической синергии, методы теории кооперативных игр, методы теории принятия решений в условиях конфликта интересов, неопределенности и рисков, методы экспертного оценивания и анализа иерархий, методы финансовой математики и экономического анализа.

Информационно-эмпирическую базу исследования составили статистические и аналитические отчеты, доклады и обзоры международных и национальных организаций, институтов, агентств; международные договоры, декларации и программы, национальные нормативные правовые акты в сфере электроэнергетики. В диссертации использованы материалы Статистической комиссии ООН (United Nations Statistics Division, UNSD), Экономической комиссии ООН по странам Латинской Америки и Карибского бассейна (Comisión Económica para América Latina y el Caribe, CEPAL), Европейского сообщества операторов магистральных сетей в области электроэнергетики (European Network of Transmission System Operators for Electricity, ENTSO-E), Агентства «Новое партнерство для развития Африки» (New Partnership for Africa's Development, NEPAD), Евразийской экономической комиссии (ЕЭК), Министерства энергетики Российской Федерации, Министерства энергетики Республики Беларусь, Министерства энергетики Республики Казахстан, Министерства энергетических инфраструктурных и природных ресурсов Республики Армения, Государственного комитета промышленности, энергетики и недропользования Кыргызской

Республики.

Обоснованность и достоверность научных положений и выводов диссертации обеспечивается корректным выбором исходных данных, основных допущений и ограничений при постановке научной задачи и использованием системного подхода в качестве общеметодологического принципа решения поставленных задач.

Научная задача заключается в разработке научно-методического аппарата оценки эффектов экономической синергии, обеспечивающего обоснование перспектив объединения электроэнергетических рынков стран ЕАЭС на основе систематизации и обобщения современных тенденций и передового опыта интеграционных процессов в мировой электроэнергетике.

Соответствие паспорту научной специальности. Область исследования соответствует пунктам 5. «Интеграционные процессы в развитых и развивающихся регионах мирового хозяйства, закономерности развития этих процессов, оценка интеграционных перспектив различных торгово-экономических блоков, включая Евразийскую экономическую интеграцию» и 21. «Развитие ресурсной базы мирового хозяйства. Экономические аспекты глобальных проблем – экологической, продовольственной, энергетической. Мирохозяйственные последствия глобальных процессов, пути и механизмы их решения» паспорта специальности 08.00.14 – Мировая экономика.

Научная новизна заключается в том, что на основе результатов анализа процессов интеграции мировой электроэнергетики разработан научно-методический аппарат для оценки эффективности объединения электроэнергетических рынков стран ЕАЭС, отличающийся комплексным использованием методов оценки эффектов экономической синергии, теоретико-игрового моделирования и экспертно-аналитической оценки. На основе разработанного научно-методического аппарата получены результаты сценарного анализа проекта межгосударственного электроэнергетического объединения стран ЕАЭС, которые позволяют оценить экономическую эффективность объединения. На основе полученных результатов в диссертации дано экономическое

обоснование практических предложений по развитию межгосударственного электроэнергетического объединения в ЕАЭС.

Основные научные результаты, полученные в ходе исследования лично автором и выносимые на защиту, заключаются в следующем:

1. На основе анализа современного состояния и тенденций развития интеграционных процессов в мировой электроэнергетике и формирования межгосударственных электроэнергетических объединений в Европе, Азии, Северной, Центральной и Латинской Америке и в Африке выявлены основные преимущества формирования объединенных энергосистем. На основе анализа концепции и программы межгосударственного сотрудничества в рамках трансевразийского энергетического интеграционного объединения и сравнительного анализа организационных и технико-экономических характеристик национальных электроэнергетических рынков стран ЕАЭС выявлены основные противоречия при формировании общего рынка электроэнергии ЕАЭС.

2. *Разработана методика оценки эффектов экономической синергии в проектах межгосударственной электроэнергетической интеграции, отличающаяся от существующих* расчетом субаддитивного и супераддитивного эффекта от объединения национальных электроэнергетических систем на основе выявления потенциала трансграничной реализации избыточной электроэнергетической мощности и его количественной оценки с использованием предложенных коэффициентов производственного энергобаланса, торгового энергобаланса и энергопотерь, *и позволяющая* на основе статистических данных по электроэнергетическим профилям стран-участниц оценить экономическую эффективность их интеграции.

3. *Разработана методика теоретико-игрового моделирования межгосударственных интеграционных объединений в электроэнергетике, отличающаяся от известных* формальной постановкой кооперативной игры с функцией исходов, характеризующей эффект экономической синергии от формирования коалиций странами-участницами, с использованием аукционного механизма для проектирования рациональной структуры и условий игры и системы

критериев для оценки стратегий стран-участниц трансграничной электроэнергетической интеграции в условиях неопределенности и рисков, *что позволяет* на формальном уровне выполнить анализ и синтез институциональных основ общего электроэнергетического рынка ЕАЭС в части механизмов регулирования и способов торговли электроэнергией по свободным двусторонним договорам и на централизованных торгах.

4. *Разработана методика экспертно-аналитической оценки ключевых выгод и рисков проекта межгосударственного электроэнергетического объединения стран ЕАЭС, отличающаяся от существующих* экспертным оцениванием стран-участниц с использованием метода анализа иерархий по авторским наборам критериев, учитывающим существующий уровень интеграции участников и характеризующим их ожидаемые преимущества от реализации ресурсного, производственного и транзитного потенциала в условиях трендов повышения энергоэффективности, экологичности и цифровизации электроэнергетики, а также вероятные дезинтеграционные факторы вследствие военно-политической и социально-экономической напряженности и организационно-технологического рассогласования электроэнергетических систем, *и позволяющая* количественно оценить военно-политические и технико-экономические аспекты интеграционного проекта в условиях многокритериальности, конфликта интересов, неопределенности и рисков.

5. На базе авторского научно-методического аппарата *получены результаты сценарного анализа* проекта межгосударственного электроэнергетического объединения стран ЕАЭС, *отличающиеся* количественной оценкой эффектов суббадитивной и супераддитивной синергии для функций свертки критериев с военно-политическими, технико-экономическими и равнозначными приоритетами, по пессимистичному, оптимистичному и реалистичному сценариям в зависимости от национальных тарифов на электроэнергию и прогноза спроса на энергоресурсы, с учетом системных и специфических рисков евразийской электроэнергетической интеграции, *что позволяет* определить пространство интеграционных перспектив и оценить экономически рациональные границы интеграционного процесса.

Теоретическая значимость диссертационного исследования заключается в дальнейшем развитии и совершенствовании научно-методического обеспечения, используемого для оценки экономической эффективности и перспектив развития проектов межгосударственных электроэнергетических объединений.

Практическая ценность диссертационной работы состоит в разработке предложений и рекомендаций по совершенствованию механизмов общего электроэнергетического рынка ЕАЭС с учетом современного опыта интеграции мировой электроэнергетики.

Апробация результатов исследования. Основные положения и выводы диссертации были доложены на VII Всероссийской научной конференции по организации производства «Чарновские чтения» (Москва, 2017 г.) и V Международном форуме Финансового университета «Как попасть в пятерку» (Москва, 2018).

Теоретические и методические положения работы использованы в учебном процессе на кафедре мировой электроэнергетики МГИМО МИД России.

Публикации. По теме диссертации опубликовано 4 научные работы общим объёмом 4,2 п.л., из них 3 статьи в рецензируемых изданиях, рекомендованных ВАК при Минобрнауки России общим объемом 3,7 п.л.

Структура работы. Диссертация изложена на 207 страницах и состоит из введения, трех глав с выводами по каждой из них, общих выводов по диссертационной работе, списка сокращений и условных обозначений, списка литературы из 120 наименований и четырех приложений. Диссертация содержит 33 таблицы и 18 рисунков.

Во введении отражена актуальность диссертационной работы, определены цель и задачи исследования, изложены научная новизна, теоретическая значимость и практическая ценность, приведены основные научные результаты, выносимые на защиту, а также сведения о реализации и публикациях полученных результатов.

В первой главе выполнен анализ предмета и объекта исследования, исследовано современное состояние и тенденции развития интеграционных

процессов в мировой электроэнергетике, выявлены методологические проблемы развития общего рынка электроэнергии в ЕАЭС, вскрыты ограничения существующего научно-методического аппарата в данной предметной области и определены направления его развития и совершенствования на основе современной концепции экономической синергии. Сформулирована гипотеза диссертации, содержательно и математически поставлена научная задача исследования, осуществлена ее декомпозиция на частные задачи.

Во второй главе определен состав авторского научно-методического аппарата оценки эффективности объединения электроэнергетических рынков стран ЕАЭС и последовательно разработаны образующие его новые методики: методика оценки эффектов экономической синергии в межгосударственных электроэнергетических интеграционных проектах; методика теоретико-игрового моделирования интеграционных объединений в электроэнергетике; методика оценки приоритетов и рисков проекта межгосударственного электроэнергетического объединения ЕАЭС. В своей совокупности, разработанные в диссертации авторские методики обеспечивают решение поставленной научной задачи.

В третьей главе на базе разработанного научно-методического аппарата выполнен сценарный анализ эффектов экономической синергии при реализации проекта межгосударственного электроэнергетического объединения ЕАЭС и разработаны предложения по совершенствованию общего рынка электроэнергии ЕАЭС с учетом опыта интеграции мировой электроэнергетики.

В общих выводах по диссертационной работе представлены основные результаты диссертационного исследования, определены пути их эффективной реализации и направления дальнейших исследований по проблематике диссертации.

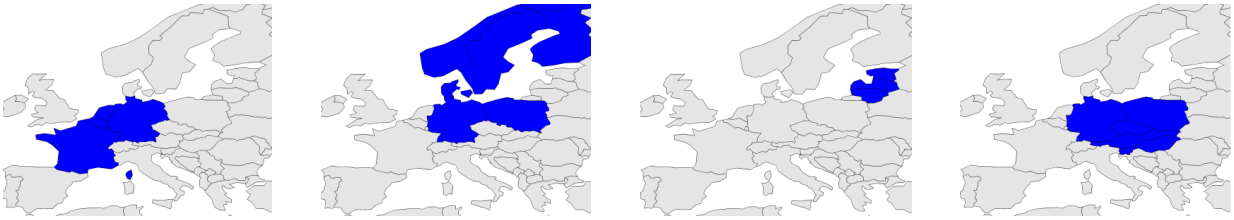
ГЛАВА 1. АНАЛИЗ СОВРЕМЕННОГО СОСТОЯНИЯ И ТЕНДЕНЦИЙ РАЗВИТИЯ ИНТЕГРАЦИОННЫХ ПРОЦЕССОВ В МИРОВОЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

1.1. Анализ процессов формирования и развития межгосударственных электроэнергетических объединений в макрорегионах мира

Важнейшей тенденцией развития мировой экономики последнего десятилетия являются процессы либерализации энергетической отрасли и формирования межгосударственных электроэнергетических объединений (МГЭО) различных стран. МГЭО служат инфраструктурой международных электроэнергетических рынков и развитие их институциональной и нормативной базы приводит к созданию общего электроэнергетического рыночного пространства.

Формирование МГЭО позволяет обеспечивать взаимовыгодную торговлю электроэнергией, расширение электроэнергетических рынков, повышение надежности и бесперебойности электроснабжения, применение наиболее эффективного оборудования и возобновляемых источников энергии. Реализация указанных эффектов требует создания единых органов стратегического и оперативного управления объединяемыми национальными и локальными электроэнергетическими сетями (ЭЭС) сотрудничающих стран, а также согласования нормативно-правовой основы их функционирования. Среди влияющих на это факторов можно отметить возможности и экономическую целесообразность сооружения конкретных трансграничных линий электропередачи с учетом надежности функционирования энергосистем, кооперацию в экономике и энергетике соответствующих стран и политическую обстановку в регионе.

Рассмотрим существующие МГЭО в следующих макрорегионах мира: в Европе (см. Рисунок 1.1), в Азии (см. Рисунок 1.2), в Центральной и Латинской Америке (см. Рисунок 1.3) и в Африке (см. Рисунок 1.4).

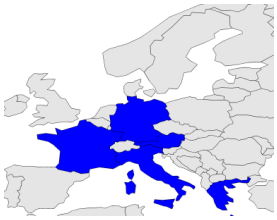


CW – Central-West (Центр-Запад)

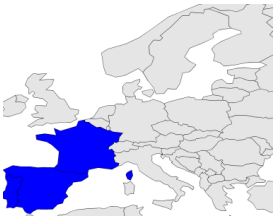
N – Northern (Север)

B – Baltic (Балтика)

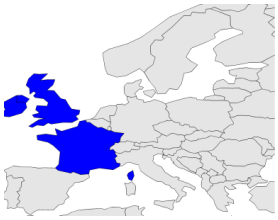
CE – Central-East (Центр-Восток)



CS –Central-South (Центр-Юг)



SW – South-West (Юг-Запад)



FUI –Fr, UK & Ireland (Франция, Великобритания и Ирландия)

	CW	N	B	CE	CS	SW	FUI
Германия	■			■	■		
Франция	■				■	■	■
Бельгия	■						
Люксембург	■						
Нидерланды	■						
Норвегия		■					
Швеция		■					
Дания		■					
Финляндия		■					
Польша		■		■			
Латвия			■				
Литва			■				
Эстония			■				
Венгрия				■			
Словакия				■			
Словения				■			
Чехия				■			
Австрия				■	■		
Греция					■		
Италия					■		
Испания						■	
Португалия						■	
Великобритания							■
Ирландия							■

Рисунок 1.1. МГЭО в Европе

Источник: составлено автором на основе данных статистической комиссии ООН. Режим доступа: https://unstats.un.org/unsd/energy/Eprofiles/default.htm



N – North
(Север)



S – South
(Юг)



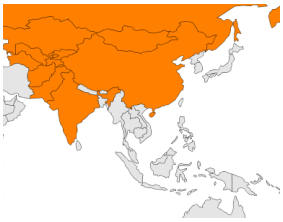
C – Central
(Центр)



CW – Central-West
(Центр-Запад)



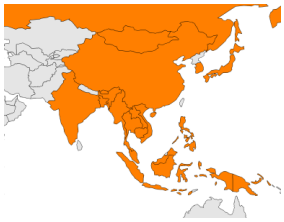
W – West
(Запад)



K1 –Asia Super Energy Ring Interconnection Projects



K2 –ASEAN Interconnection Projects



K3 – Asia Super Power Grid Interconnections

	N	S	C	CW	W	K1	K2	K3
Китай	■					■		■
Монголия	■					■		■
Южная Корея	■							■
Япония	■							■
Тайвань	■							■
Сингапур		■					■	■
Малайзия		■					■	■
Филиппины		■					■	■
Индонезия		■					■	■
Бруней		■					■	
Папуа-Новая Гвинея		■					■	
Вьетнам			■				■	■
Камбоджа			■				■	■
Лаос			■				■	
Мьянма			■				■	
Тайланд			■				■	■
Индия				■		■		■
Бангладеш				■				■
Бутан				■				■
Непал				■				
Шри-Ланка				■				
Афганистан					■	■		
Пакистан					■	■		
Казахстан, Кыргызстан					■	■		
Таджикистан, Туркменистан, Узбекистан					■	■		
Россия						■		■

Рисунок 1.2. МГЭО в Азии

Источник: составлено автором на основе данных статистической комиссии ООН. Режим доступа: https://unstats.un.org/unsd/energy/Eprofiles/default.htm



N – North
(Север)



S – South
(Юг)



SIEPAC –Central American Electrical Interconnection System



R1 – региональный амазонский проект



R2 – Comisión de Integración Energética Regional

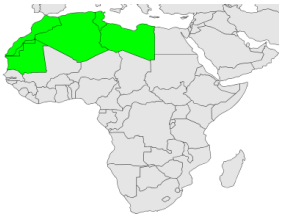


K –трансконтинентальный мегапроект

	N	S	SIEPAC	R1	R2	K
Колумбия	■			■	■	■
Эквадор	■			■	■	■
Венесуэла	■			■		
Бразилия		■		■	■	■
Парагвай		■			■	■
Уругвай		■			■	■
Аргентина		■			■	■
Коста-Рика			■			■
Сальвадор			■			■
Гватемала			■			■
Никарагуа			■			■
Гондурас			■			
Панама			■	■		■
Боливия				■		■
Перу				■		
Чили						■

Рисунок 1.3. МГЭО в Центральной и Латинской Америке

Источник: составлено автором на основе данных статистической комиссии ООН. Режим доступа: https://unstats.un.org/unsd/energy/Eprofiles/default.htm



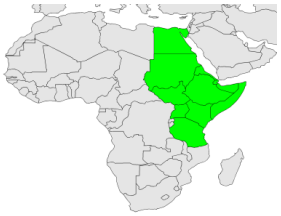
N – North
(Север)



S – South
(Юг)



C – Centre
(Центр)



E – East
(Восток)



W – West
(Запад)



K1 – COMESA Interconnection Projects



K2 – SADC Interconnection Projects

	N	S	C	E	W	K1	K2
Алжир, Тунис, З. Сахара	■						
Ливия, Мавритания, Марокко	■						
Египет	■			■			
Лесото, Малави, Свазиленд		■					
Ангола			■			■	
Конго, ЦАР, Чад, Экв.Гвинея			■			■	
Бурунди, Габон, ДРК, Руанда			■				
Камерун			■		■		
Танзания			■	■			■
Джибути, Кения				■			
Сомали, Сомалиленд, Судан				■			
Уганда, Эритрея, Эфиопия, Ю. Судан				■			
Бенин, Буркина-Фасо					■		
Гамбия, Гана, Гвинея, Гвинея-Биссау					■		
Кот-д-Ивуар, Либерия, Мали					■		
Нигер, Нигерия					■		
Сенегал, Сьерра-Леоне, Того					■		
Ботсвана						■	
Намибия						■	
ЮАР						■	■
Замбия, Зимбабве							■
Мозамбик							■

Рисунок 1.4. МГЭО в Африке

Источник: составлено автором на основе данных статистической комиссии ООН. Режим доступа: https://unstats.un.org/unsd/energy/Eprofiles/default.htm

Группировка стран по макрорегионам мира выполнена по методологии ООН в соответствии со стандартом M49 Standard country or area codes for statistical use [1]. Вследствие участия региональных координаторов в большом количестве параллельных проектов, а также значительной вариации горизонта планирования разных стратегий, МГЭО представлены в обобщенных географических рамках с указанием ключевых направлений развития.

МГЭО в Европе. Интеграционный проект единого энергорынка Европы является показательным во всех смыслах. Ключевой концепцией данной инициативы было создание общего для всех стран Европейского союза электроэнергетического рынка, которую инициировали ещё в 1986 году в рамках Единого европейского акта о свободной торговле [2]. Но на протяжении следующих 30 лет проект корректировался и трансформировался из-за ряда межгосударственных различий в национальных ЭЭС.

Процесс формирования МГЭО Европы можно условно разделить на следующие периоды[3]. В 90-е годы были реализованы нормативно-правовые мероприятия по созданию механизмов внутреннего рынка Евросоюза в целом и рынка электроэнергии в частности. Затем, в 2000-е годы был разработан пакет законопроектов по либерализации европейского рынка и внедрения специальных правил для рынка электроэнергии ЕС, а также создан внешний регулирующий орган, осуществляющий координацию политики по всем аспектам ЭЭС Европы. В 2010-е годы начался процесс формирования региональных рынков при помощи региональных МГЭО, которые должны ускорить интеграцию сначала соседствующих национальных ЭЭС, а в последствие, после отладки механизмов трансграничных связей, объединиться в более крупные региональные блоки, и, в перспективе, в общеконтинентальное европейское МГЭО.

---

[1] Standard country or area codes for statistical use. ST/ESA/STS/SER.M/49/Rev.4. – NY: United Nations publication, 1999. – 51 p. – Режим доступа: https://unstats.un.org/unsd/methodology/m49/

[2] Единый Европейский Акт (EEA) (вместе с заключительным актом и декларациями) (подписан в г. Люксембурге 17.02.1986 и в г. Гааге 28.02.1986). – Режим доступа: http://russia.bestpravo.com/ fed1991/data02/ tex13982.htm

[3] Craig, P. EU law: text, cases, and materials / P. Craig, G.De Búrca. – Oxford University Press, 2011. – 45 p.

Состав европейского трансграничного энергообъединения European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) определен субрегиональными и региональными электроэнергетическими кооперациями с долгосрочной перспективой тотальной интеграции [4]. Объединения представлены семью региональными структурами, консолидированными вокруг инициирующего ядра, представленного ФРГ, Францией и Австрией:

– балтийское субрегиональное МГЭО (Рисунок 1.1, B) включает Эстонию, Латвию и Литву;

– северное субрегиональное МГЭО (Рисунок 1.1, N) состоит из ЭЭС скандинавских стран, Дании и северных территорий Германии и Польши;

– МГЭО «Центр-Запад» (Рисунок 1.1, CW) включает ЭЭС стран Бенилюкс, а также Германии и Франции;

– британское субрегиональное МГЭО (Рисунок 1.1, FUI) объединяет Великобританию, Ирландию и север Франции;

– МГЭО «Юго-Запад» (Рисунок 1.1, SW) консолидирует Португалию, Испанию и южную часть Франции;

– МГЭО «Центр-Юг» (Рисунок 1.1, CS) соединяет Австрию, Францию, Германию, Грецию и Италию;

– МГЭО «Центр-Восток» (Рисунок 1.1, CE) охватывает Австрию, Чехию, Германию, Венгрию, Польшу, Словакию и Словению.

Также, кроме программы формирования единого энергетического пространства, предусмотрены задачи прямого межрегионального и межконтинентального взаимодействия с другими континентальными МГЭО[5]: через Балканский полуостров и Турцию с Ближним Востоком; через Россию, Белоруссию и Украину с Азией; через Испанию с Африкой; через Исландию и Гренландию с Северной Америкой.

Трансграничное взаимодействие осуществляется через региональные биржи

---

[4] Chaniotis, D. Security of supply, Sustainability, Competitiveness: a European approach / D. Chaniotis. – ENTSO-E, 2012. – 21 p.

[5] Yearly statistics & adequacy retrospect 2013. European Electricity System Data. – ENTSO-E, 2013. – 68 p. – Режим доступа: https://www.entsoe.eu/major-projects/Pages/default.aspx

электроэнергии, где ценовые стимулы (стремление к покупке по наименьшей цене и продаже по наибольшей) серьезно увеличивают заинтересованность участников МГЭО. Обеспечение трансграничных торговых сделок по реализации электроэнергии характеризуется теми же функциями, что и традиционные товарные биржи: многочисленные электронные сделки по купле-продажи электроэнергии формируют справедливую и понятную схему торговли, проведения и обеспечения сделок, универсальные стандарты качества продукции и правил реализации, регулируют соответствие спроса и предложения, и в итоге оптимизируют цены.

МГЭО в Азии. Азия, как самая крупная и густонаселенная часть света, представлена обширным пулом параллельных и перекрёстных проектов электроэнергетической интеграции разного уровня иерархии и участия. Большинство проектов стимулируется ключевыми заинтересованными участниками, представленными КНР, Индией, а также Российской Федерацией. В первую очередь стоит выделить субрегиональные МГЭО:

– северно-восточное МГЭО Northeast Asia Power Grid (Рисунок 1.2, N) сформировано Китаем, Монголией, Кореей, Японией, при заинтересованности России. Включает большое количество разнообразных отраслевых задач[6]. В приоритете находится использование ресурсного потенциала для активной генерации электроэнергии, в том числе и возобновляемых источников, и значительное развитие инфраструктуры для интенсивной трансграничной торговли со всеми азиатскими макрорегионами. Например, Гобитек – инициатива формирования полного технологического комплекса солнечной и ветровой электроэнергетики в пустыни Гоби от производства энергооборудования до продажи всем потребителям Северо-Восточной Азии[7];

– МГЭО Индокитая (Рисунок 1.2, C) объединяет Лаос, Вьетнам, Мьянму,

[6] Sangmin, N. Overview of the 4th NEAESF: multilateral dialogue and cooperation for power interconnection / N. Sangmin. – ESCAP East and North-East Asia Office. – 14 p.

[7] Breyer, C. North-East Asian super grid: renewable energy mix and economics / C. Breyer et al. //Japanese Journal of Applied Physics. – 2015. – Vol. 54. – No. 8S1. – Режим доступа: https://www.lut.fi/documents/10633/70751/ Breyer2015-published-paper-North-East+Asian-Super-Grid.pdf/902ca273-b385-49ed-b7c4-0f8cec0bec47

Таиланд, Камбоджу и другие страны континентальной части Юго-Восточной Азии;

– тихоокеанское МГЭО (Рисунок 1.2, S) консолидирует большое количество тихоокеанских государств Азии;

– индостанское субрегиональное МГЭО (Рисунок 1.2, CW) стимулирует реализацию энергетического потенциала Индии через транзитные страны.

Далее следуют крупные региональные проекты:

– транскитайское МГЭО China Grid+ (Рисунок 1.2, K1) олицетворяет программу транзитно-торгового и технологического преимущества Китая для активизации электроэнергетической интеграции со странами Средней Азии, Ближнего Востока, Индийского Субконтинента и Тихоокеанского региона[8];

– проект МГЭО ASEAN Interconnection Projects (Рисунок 1.2, K2) объединяет весь юго-восточно-азиатский макрорегион[9].

Субрегиональные, региональные и макрорегиональные проекты потенциально направлены в паназитский мегапроект Asia Super Grid (Рисунок 1.2, K3), который должен сформировать единую инфраструктурно-технологическую структуру от Мумбаи до Владивостока и от Иркутска до Сингапура[10]. Кроме того, этот проект через средства трансграничной коммуникации должен консолидироваться с ближневосточными, африканскими и европейскими МГЭО.

Интеграционные процессы в регионах Азии характеризуются высокой интенсивностью, поскольку стимулируются серьезной заинтересованностью ключевых игроков (Китай, Индия и Россия), и основываются на инновационных способах производства электроэнергии (возобновляемые источники), а также высокоэффективных принципах её распределения и потребления («умные сети» и пр.)

---

[8] Breyer, C. North-East Asian Super Grid for 100% Renewable Energy sup-ply: Optimal mix of energy technologies for electricity, gas and heat supply options / D. Bogdanov, C. Breyer //Energy Conversion and Management. – 2016. – Vol. 112. – P. 176.

[9] 9. Bhattacharyay, B.N. Infrastructure development for ASEAN economic integration / B.N. Bhattacharyay. – 2009. – 8 p.

[10] Song, J. Super grid in North-East Asia through renewable energy / J. Song //Asia-Pacific Tech Monit. – 2014. – No. 31. – P. 25.

МГЭО в Центральной и Латинской Америке. Региональным инициатором является Бразилия, которая координирует несколько значительных субрегиональных, региональных и даже общеконтинентальных проектов трансграничного взаимодействия. Комиссия региональной энергетической интеграции (Comisión de Integración Energética Regional) является активно развивающимся проектом электротехнического сотрудничества стран Центральной Америки и Карибского бассейна[11]. Он представляет собой комплекс стратегий взаимодействия ключевых государств Латинской и Центральной Америки на разных уровнях и в разных степенях электроэнергетической интеграции. Первоочередными целями взаимодействия являются производственно-техническое сотрудничество, научно-техническое и профессиональное совершенствование, унификация и стандартизация технических параметров для всех партнеров, единая координация для достижения общих задач, рационализация производства и использования электроэнергии, улучшение экологической обстановки. Из-за своей продолжительной истории и социально-экономических перемен в Карибском бассейне инициатива является динамической, многоуровневой структурой с переменным количеством участников, в которой задействованы такие государства, как Аргентина, Боливия, Бразилия, Венесуэла, Колумбия, Парагвай, Перу, Уругвай, Чили, Эквадор.

Фундамент интеграционных проектов составляют трансграничные субрегиональные проекты:

– «Север» (Рисунок 1.3, N) – Венесуэла, Колумбия, Эквадор;

– «Юг» (Рисунок 1.3, S) – Бразилия, Парагвай, Уругвай, Аргентина;

– мезоамериканское МГЭО (Рисунок 1.3, SIEPAC) Central American Electrical Interconnection System, объединяющие страны Центральной и Южной Америки для реализации их географического преимущества в трансграничной торговле электроэнергией[12].

---

[11]Comision Economica para America Latina y el Caribe. – Режим доступа: https://www.cepal.org/es/publications.

[12] Ruchansky, B. Integración eléctrica en América Latina: antecedentes, reali-dades y caminos por recorrer / B. Ruchansky. – CEPAL, 2013. – 102 p.

Одним из значительных направлений МГЭО Южной Америки является использование гидрологических ресурсов бассейна Амазонки. Координатором МГЭО северного региона (Рисунок 1.3, R1) является Бразилия, которая выступает за глубокое трансграничное сотрудничество с Венесуэлой, Колумбией, Эквадором[13]. В южном регионе (Рисунок 1.3, R2) Бразилия также активизирует взаимодействие ЭЭС с Парагваем, Аргентиной и Уругваем – каскад ГЭС на Паране и Тиете [14].

Дорожная карта панамериканского мегапроекта (Рисунок 1.3, К) уделяет значительное внимание не только активному использованию ресурсного потенциала Южной Америки, но и вопросам трансграничной и даже трансконтинентальной реализации (передача, сбыт и интеграция) электроэнергии через Панаму в Мексику и далее в Северную Америку[15]. Описанное панамериканское МГЭО включает, кроме ведущих стран Латинской Америки, Гондурас, Панаму, Никарагуа, Сальвадор, Панаму, Коста-Рику и Мексику. Кроме инфраструктурно-технологического развития региона, этот проект занимается вопросами формирования единых механизмов управления, регулирования и торговли на энергорынке; правил формирования контрактов; выработки стандартов функционирования, обслуживания и эксплуатации; общих ключевых показателей эффективности и пр.

МГЭО в Африке. Африканский континент обладает серьезными ресурсными преимуществами, как материальными, так и трудовыми для существенного электроэнергетического лидерства, поэтому в ряде его регионов давно запущены политические и экономические инициативы по взаимному сотрудничеству во всех сферах и на разных уровнях интеграции. Одним из стратегических аспектов технологического развития африканского региона является ряд межгосударственных проектов в области электроэнергетического сотрудничества

---

[13] Blanco, A. Empresas de servicios energéticos en América Latina: un docu-mento guía sobre su evolución y perspectivas / A. Blanco, M. Coviello. – CEPAL, 2015. – 78 p.

[14] Altomonte, H. Hacia una nueva gobernanza de los recursos naturales en América Latina y el Caribe / H. Altomonte, R. Sánchez. – CEPAL, 2016. – 122 p.

[15] Ruiz Caro, A. Cooperación e integración energética en América Latina y el Caribe / A. Ruiz Caro. – CEPAL, 2006. – 34 p.

разных уровней интеграции и масштаба: Комиссия Африканского союза (AUC), Агентством New Partnership for Africa's Development (NEPAD), Arab Maghreb Union (AMU), Community of Sahel-Saharan States (CEN-SAD) и множества других. Основой общеконтинентальной инициативы[16] также являются локальные субрегиональные проекты:

– ZTK (Zambia-Tanzania-Kenya Transmission Line Project) – совместное электротехническое взаимодействие Замбии, Танзании и Кении[17];

– Baringo-Silali Geothermal Field Project – программа сотрудничества Кении, Уганды и Руанды[18];

– COMELEC – Алжир, Ливия, Мавритания, Марокко и Тунис[19];

– West African Power Pool – Гана, Бенин, Того, Нигерия[20].

Далее локальные программы формируют основу более крупной региональной структуры. Инфраструктурно-технологическая электроэнергетическая инициатива The Africa Power Vision (APV) направлена на тотальную электрификацию (в форме не только всеобщего обеспечения электроэнергией, но и интенсивным использованием энергоемких производств) крупных регионов Африки к 2040 году[21]:

– восточноафриканский проект (Рисунок 1.4, E) объединяет государства Восточноафриканского сообщества (EAC) с заинтересованными странами и базируется на значительных электроэнергетических возможностях Египта, а

---

[16] Ondiege, P. Developing Africa’s infrastructure for enhanced competitiveness / P. Ondiege, J. M. Moyo, A. Verdier-Chouchane // World Economic Forum, the African Competitiveness Report. – 2013. – P. 83.

[17] Kinyanjui, B.K. Power Development Planning Models in East Africa / B.K. Kinyanjui, A.N. Gitau, M.K. Mang'oli // Strategic Planning for Energy and the Environment. – 2011. – Vol. 31. – No. 1. – P. 49.

[18] Omenda, P. Geothermal country update report for Kenya: 2014 / P. Omenda et al. // 001374011. – 2014. – 10 p.

[19] Brand, B. The renewable energy targets of the Maghreb countries: Impact on electricity supply and conventional power markets / B. Brand, J. Zingerle // Energy Policy. – 2011. – Vol. 39. – No. 8. – P. 4415.

[20] Ouedraogo, N.S. Energy consumption and economic growth: Evidence from the economic community of West African States (ECOWAS) / N.S. Ouedraogo //Energy economics. – 2013. – Vol. 36. – P. 642.

[21] New Partnership for Africa's Development. The technical body of the African Union. – Режим доступа: http://www.nepad.org/programme/africa-power-vision.

также на весомом геотермальном потенциале территории Баринго-Силали;

– западноафриканский проект (Рисунок 1.4, W), координируется заинтересованными государствами Гвинейского залива и включает приоритетные транзитные направления Medgaz по доставке энергоресурсов по маршруту Нигерия, Нигер, Алжир, Испания и Domunli из Ганы на весь западноафриканский регион;

– центральноафриканский проект (Рисунок 1.4, C), представляет собой электроэнергетическую инициативу программы торгово-экономического сообщества государств Центральной Африки и основан на значительных шагах по интенсивному развитию гидрологических ресурсов вдоль бассейна реки Конго и Замбези;

– южноафриканский проект (Рисунок 1.4, S) основан на инициативах ЮАР, заинтересованной как в генерации электроэнергии (каскад гидроэлектростанций, базирующийся в бассейне реки Замбези), так и в трансграничной передаче энергоресурсов.

В рамках программы New Partnership for Africa's Development (NEPAD) выполняется общеконтинентальное развитие МГЭО в двух направлениях[22]:

– «Юг-Центр» (Рисунок 1.4, K1) по проекту Central African Interconnection Transmission Line Project;

– «Юг-Восток» (Рисунок 1.4, K2) по проекту North–South Power Transmission Corridor.

Отраслевая стратегия экономического развития африканского континента базируется на электроэнергетическом сотрудничестве и объединении по маршруту Южная Африка, Ангола, Габон, Намибия, Экваториальная Гвинея, Камерун, Чад и трансграничных объединениях Египет, Судан, Южный Судан, Эфиопия, Кения, Танзания, Малави, Мозамбик, Замбия, Зимбабве, Южная Африка.

Следует также отметить, что до последнего времени самым перспективным проектом электроэнергетического развития континента являлся

[22] New Partnership for Africa's Development. The technical body of the African Union. – Режим доступа: http://www.nepad.org/programme/africa-power-vision.

североафриканский проект (Рисунок 1.4, N), который был фундаментом более крупной трансконтинентальной программы[23]. В него были включены инициативы Desertec Sahara Solar Project (Алжир, Нигер, Ливия, Тунис, Марокко, Египет, Чад) по созданию отраслевого электроэнергетического комплекса использования и реализации возобновляемых ресурсов пустыни Сахара (смешанные солнечно-ветровые группы установок и парков), Africa Power Super Grid (Алжир, Нигер, Ливия, Тунис, Марокко, Египет, Чад, Мавритания, Мали, Судан) по формированию единого африкано-арабского энергорынока, а также межконтинентальное соединение африканского МГЭО с Евросоюзом и Ближним Востоком для доставки электроэнергии при помощи морских высоковольтных электрических сетей через Средиземное и Красное моря.

Однако начавшиеся в 2012 году социально-политические, а впоследствии и военные конфликты в регионе заставили европейских партнеров выйти из программы, что если не полностью отменило проект североафриканского МГЭО, то существенно снизило его ценность и сдвинуло сроки его воплощения на значительно отдаленную перспективу.

Африканский опыт интеграционных процессов является очень показательным, так как представляет яркие примеры разного спектра дезинтеграционных факторов и рисков, а именно:

– технологические проблемы, вызванные существенным техническим и моральным износом всей электроэнергетической отрасли;

– инфраструктурные проблемы, обусловленные отсутствием технологической связанности между регионами;

– социально-политические проблемы, предопределенные этнической, религиозной, политической и экономической разобщенностью партнеров, наличием непрекращающейся военно-политической напряженности и локальных конфликтов (т.н. «неразрешенные» конфликты), пассивностью в принятии

[23] New Partnership for Africa's Development. The technical body of the African Union. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.nepad.org/programme/africa-power-vision.

решений и воплощении общих программ;

– экономические проблемы, обусловленные доиндустриальной организацией общества, слабостью общественных и государственных институтов, отсутствием образования и элементарных благ, и прочими характерными особенностями развивающихся стран.

Все вышеописанные обстоятельства являются серьезными дестабилизирующими факторами и значительно замедляют интеграционные мероприятия. Поэтому локальные интеграционные процессы происходят только при существенном участии наднациональных ведомств и активном влиянии центральных заинтересованных электроэнергетических «ядер» на «периферийные» страны.

Рассмотренные характеристики процессов трансграничной интеграции в Европе, Азии, Центральной и Латинской Америке, Африке, несмотря на значительные различия в технологическом и организационном уровне, имеют общие экономические черты, связанные с возникновением эффектов синергии для их участников.

1.2. Обзор существующих научных работ и выявление методологических проблем развития общего рынка электроэнергии в ЕАЭС

Проект межгосударственного сотрудничества в рамках трансевразийского энергетического интеграционного объединения значительно перемежается с параллельными инициативами, среди которых следует выделить геополитические интеграционные шаги по коллективной региональной безопасности (ОДКБ и ШОС), межгосударственной единой внешнеполитической деятельности (ЦАС и СНГ), общим таможенным и торговым правилам (ТС и ЕЭП), региональной экономической политике (ЕврАзЭС), и поэтому существенно зависит от мероприятий, происходящих на других уровнях геополитических решений.

Формирование общего рынка электроэнергии в контексте процесса евразийской экономической интеграции представлено на Рисунке 1.5.

Становление и развитие этого интеграционного процесса происходило на основании следующих международных правовых актов:

– Соглашения о создании Содружества Независимых Государств[24];

– Договора об углублении интеграции в экономической и гуманитарной областях[25], согласно ст. 2 которого к основным целям интеграции относится формирование единого экономического пространства, в том числе развитие единых энергетических систем;

– Договора об учреждении Евразийского экономического сообщества [26];

– Договор о создании единой таможенной территории и формировании таможенного союза [27];

– Декларации о евразийской экономической интеграции [28], в которой в качестве одного из основных направлений дальнейшей интеграции определено формирование согласованной энергетической политики и создание евразийских сетей в сфере энергетики;

– Договора о Евразийском экономическом союзе [29], согласно ст. 81 которого вводится поэтапное формирование ОЭР ЕАЭС на основе параллельно работающих ЭЭС;

– Концепции формирования общего электроэнергетического рынка Евразийского экономического союза [30], определяющая его цели и задачи,

---

24 О создании Содружества Независимых Государств: Соглашение от 8 декабря 1991 года // Российская газета. – Режим доступа: https://rg.ru/1991/12/19/sng-site-dok.html

25 Договор между Республикой Белоруссия, Республикой Казахстан, Киргизской Республикой и Российской Федерацией об углублении интеграции в экономической и гуманитарной областях от 29 марта 1996 г. // База данных «Законодательство стран СНГ». – Режим доступа: https://base.spinform.ru/show_doc.fwx?rgn=3990

26 Договор об учреждении Евразийского экономического сообщества от 9 октября 2000 года // Официальные сетевые ресурсы Президента России. – Режим доступа: http://www.kremlin.ru/supplement/3402

27 Договор о создании единой таможенной территории и формировании таможенного союза от 6 октября 2007 года // База данных «Законодательство стран СНГ». – Режим доступа: https://base.spinform.ru/show_doc.fwx?rgn=19060

28 Декларация о евразийской экономической интеграции от 18 ноября 2011 года // Официальные сетевые ресурсы Президента России. – Режим доступа: http://kremlin.ru/supplement/1091

29 Договор о Евразийском экономическом союзе от 29 мая 2014 года // Правовой портал ЕАЭС. – Режим доступа: https://docs.eaeunion.org/docs/ru-ru/0003610/itia_05062014

30 Концепция формирования общего электроэнергетического рынка Евразийского

принципы формирования, функции и функциональную структуру, состав субъектов рынка, способы регулирования и управления, механизмы ценообразования

– Программы формирования общего электроэнергетического рынка Евразийского экономического союза [31], конкретизирующая этапы формирования ОЭР и его субъектного состава, информационно-технологическое обеспечение торговли электроэнергией, механизм распределения пропускной способности межгосударственных ЛЭП, развитие межгосударственных электрических сетей, способы торговли электрической энергией по свободным двусторонним договорам и на централизованных торгах, основы формирования системы урегулирования почасовых отклонений фактических сальдо перетоков от плановых значений, механизмы регулирования ОЭР, а также план мероприятий по формированию ОЭР.

экономического союза: Утверждена Решением Высшего Евразийского экономического совета от 8 мая 2015 г. № 12 // Евразийская экономическая комиссия. – Режим доступа: http://www.eurasiancommission.org/ru/act/energetikaiinfr/energ/Docments/КонцепцияСоюза.pdf

[31] Программа формирования общего электроэнергетического рынка Евразийского экономического союза: Утверждена Решением Высшего Евразийского экономического совета от 26 декабря 2016 г. № 20 // Евразийская экономическая комиссия. – Режим доступа: http://www.eurasiancommission.org/ru/act/energetikaiinfr/energ/Pages/Programma.aspx



Рисунок 1.5. Формирование ОЭР ЕАЭС в контексте процесса евразийской экономической интеграции

Источник: составлено автором на основе проведенного анализа международных правовых актов о создании ОЭР ЕАЭС

Решение о формировании общего рынка электроэнергии стран-участниц ЕАЭС повысило внимание исследователей к вопросам оценки экономической эффективности трансграничной интеграции электроэнергетических комплексов, что отражено в многочисленных научных публикациях. Актуальные экономические проблемы развития энергетической инфраструктуры стран-участниц ЕАЭС и сопредельных государств в контексте евразийской интеграции исследовались учеными ведущих российских университетов и академических институтов – Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева Сибирского отделения РАН (Воропай Н.И. и др.), Института исследований международных

экономических отношений Финансового университета при Правительстве Российской Федерации (Абрамов В.Л. и др.), Института проблем рынка РАН (Логинов Е.Л. и др.), Института экономических стратегий РАН (Агеев А.И. и др.), Московского государственного института международных отношений (университета) Министерства иностранных дел Российской Федерации (Швец Н.Н. и др.), Московского государственного технического университета им. Н.Э. Баумана (Дроговоз П.А. и др.).

Эти проблемы в контексте евразийской интеграции исследовали ученые Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева Сибирского отделения РАН. В монографии «Обоснование развития электроэнергетических систем: Методология, модели, методы, их использование»[32] руководитель коллектива, член-корреспондент РАН, д.т.н., проф. Н.И. Воропай представил модели и методы формирования и исследования условий развития электроэнергетики, а также модели и методы обоснования развития электроэнергетических систем с учетом влияния факторов либерализации отношений на развитие электроэнергетики. Экономические оценки системных эффектов интеграции электроэнергетических комплексов стран постсоветского пространства даны в статье [33] на основе анализа динамики обменов перетоками электроэнергии. Анализ перспектив формирования МГЭО в мире и Евразии, а также направлений электроэнергетической интеграции России в евразийское пространство представлен в работе [34] с учетом роли российских гидроэнергетических ресурсов в создании экспортного потенциала и реализации интеграционных эффектов объединения национальных энергосистем. В статье Подковальникова С.В. «Интеграционные процессы в мировой электроэнергетике и возможная роль ЕЭС России в формировании евразийского и

---

[32] Н.И. Воропай и др. Обоснование развития электроэнергетических систем: Методология, модели, методы, их использование / Н.И. Воропай, С.В. Подковальников, В.В. Труфанов и др.; отв. ред. Н.И. Воропай. – Новосибирск: Наука, 2015. – 448 с.

[33] Волкова Е.Д. Системные эффекты интеграции электроэнергетических комплексов стран постсоветского пространства / Е.Д. Волкова, С.В. Подковальников, Л.Ю. Чудинова // Проблемы прогнозирования. – 2014. – № 2(143). – С.33-43.

[34] Беляев Л.С. Электроэнергетическая интеграция России в евразийское пространство: условия и роль гидроэнергетических ресурсов / Л.С. Беляев, Н.И. Воропай, О.В. Марченко, С.В. Подковальников, В.А. Савельев, С.В. Соломин, Л.Ю. Чудинова // Энергетическая политика. – 2016. – № 1. – С. 26-35.

глобального энергообъединений»[35] дана оценка роли России в формировании евразийского и глобального энергообъединений. Анализ МГЭО с участием России, включая Балтийское, Черноморское и Каспийское энергокольца, Южно-Центрально-Азиатское МГЭО, энергомост из России в Японию и ряд других, представлен в работе автора Воропая Н.И. «Межгосударственные энергообъединения в Евразии и их интеграция с ЕЭС России» с выводами о высокой эффективности формирования энергообъединения в Северо-Восточной Азии.

В научных публикациях д.э.н., проф. В.Л. Абрамова [36] [37]изложена концепция формирования устойчивых конкурентных преимуществ (УКП) национальных экономик государств-членов ЕАЭС. На основе предложенной концепции выполнен анализ УКП в национальных экономических системах интеграционного объединения, сформулированы и обоснованы предложения и практические рекомендации по обеспечению макроэкономической стабильности стран-участниц ЕАЭС в современных условиях формирования новой мировой и региональных систем международных экономических союзов, а также глобальных экономических проектов. Определены направления использования стратегических конкурентных преимуществ, определяющих позиционирование национальных экономик и интеграционных объединений в условиях гиперконкуренции в глобальной экономике, выявлены возможности преобразования ресурсных и операционных конкурентных преимуществ в УКП на основе синергетических эффектов.

---

[35] Подковальников, С.В. Интеграционные процессы в мировой электроэнергетике и возможная роль ЕЭС России в формировании евразийского и глобального энергообъединений / С.В. Подковальников, В.А. Савельев, Л.Ю. Чудинова // Электро. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность. – 2017. – № 2. – С. 2-9.

[36] Абрамов, В.Л. Значение макроэкономической устойчивости для формирования конкурентных преимуществ национальных экономик государств-членов ЕАЭС / В.Л. Абрамов // Вестник экономики, права и социологии. – 2017. – № 4. – С. 8-10.

[37] Абрамов, В.Л. Формирование устойчивых конкурентных преимуществ государств-членов ЕАЭС в инвестиционной сфере / В.Л. Абрамов, П.В. Алексеев // Финансы: теория и практика. – 2017. – Т. 21. – № 4. – С. 116-125.

В работах д.э.н., проф. Е.Л. Логинова [38] и д.э.н., проф. А.И. Агеева[39] обоснованы механизмы реализации энерго-инфраструктурных проектов в Восточной Азии с учетом стратегических экономических интересов России. Показана ключевая роль России как стратегического энергогаранта, обеспечивающего поставки электроэнергии и других ТЭР в кластер ключевых восточноазиатских стран. Исследованы проблемы внедрения технологий интеллектуальной энергетики при объединении энергосистем России, Китая, Южной Кореи и Японии. Фактически, авторами изложен форсайт-проект формирования на базе Азиатского энергокольца нового международного странового кластера, аналогичного БРИКС или ШОС, путем гармонизации экономико-энергетических параметров сотрудничества стран-участниц. В публикациях убедительно показано, что опыт формирования и развития ЕЭС России позволит решить узловые электроэнергетические проблемы восточно-азиатского сегмента мировой экономики, в том числе за счет модернизации существующих и создания новых объектов национальной и трансграничной энергоинфраструктуры, балансирования межрегиональных и трансграничных перетоков электроэнергии.

В научной публикации тех же авторов [40] изложена модель пространственно-потоковой компоновки и концепция формирования российскими энергокомпаниями международных энергетических хабов, обеспечивающая их интеграцию в мировую экономику. Предложенная авторами новая интеграционная стратегия обеспечивает парирование попыток перехвата западными стратегическими игроками товарных и финансовых потоков в адрес стран-

---

[38] Логинов, Е.Л. Развитие трансграничного энергоинфраструктурного комплекса Евразийского экономического союза как основа обеспечения комплексной энергобезопасности стран-потребителей российских топливно-энергетических ресурсов / Логинов Е.Л., Борталевич С.И. // Государственная служба и кадры. – 2016. – № 4. – С. 108-113.

[39] Агеев, А.И. Формирование российского кластера транспортно-транзитных и топливно-энергетических коридоров Евразии, интегрированного с китайским Экономическим поясом Шелкового пути / А.И. Агеев, Е.Л. Логинов, К.Х. Зоидов, А.А. Медков // Экономические стратегии. – 2017. – Т. 19. – № 8(150). – С. 18-27.

[40] Агеев, А.И. Международные энергохабы: новая стратегическая модель интеграции российских энергокомпаний в мировую экономику / А.И. Агеев, А.В. Баитов, С.И. Борталевич, Е.Л. Логинов // Экономические стратегии. – 2017. – Т. 19. – № 4(146). – С. 70-89.

импортеров ТЭР российского или транзитного происхождения, которые усилились на фоне политических и экономических санкций, применяемых в настоящее время к России. Кроме того, ими же обоснована необходимость создания Евразийского распределенного мегахаба как российского встречного партнерского проекта, интегрированного с китайским Экономическим поясом Шелкового пути. Предложенный авторами механизм обеспечивает консолидированное управление транспортно-транзитной и топливно-энергетической инфраструктурой России и других государств-членов ЕАЭС в интересах интеграции с Китаем и бизнес-позиционирования России как ключевого оператора поставок энергоресурсов в различных территориальных зонах национальных экономик стран Европы и Азии.

В работах д.э.н. Н.Н. Швеца [41] [42] исследованы современные проблемы обеспечения энергетической безопасности России, создания условий и механизмов усиления ее конкурентоспособности и позиционирования как стратегического лидера в мировой электроэнергетике, в контексте интеграционных процессов в мировой экономике. Рассмотрены вопросы импортозамещения электротехнического оборудования, изложены инструменты локализации его производства на примере Программы импортозамещения ПАО «ФСК ЕЭС».

В публикациях д.э.н., проф. П.А. Дроговоза и А.А. Курбаналиева изучались вопросы электроэнергетической интеграции в ЕАЭС. В статье [43] изложены основные вехи истории создания ЕАЭС, особенности реализации трансфера технологий в рамках трансграничных объединений и приоритетные направления развития совместной деятельности в электроэнергетике, в частности в области

---

[41] Швец, Н.Н. Современные проблемы обеспечения энергетической безопасности России в сфере электроэнергетики и пути их решения / Н.Н. Швец // Национальные интересы: приоритеты и безопасность. – 2013. – № 31. – С. 9-16.

[42] Швец, Н.Н. Перспективы привлечения иностранного капитала в российский электросетевой комплекс / Н.Н. Швец, Д.Л. Валькова // Вестник МГИМО Университета. – 2015. – № 1(40). – С. 183-188.

[43] Дроговоз, П.А. Перспективы трансфера энергосберегающих технологий в Евразийском экономическом сообществе / П.А. Дроговоз, А.А. Курбаналиев // Электронное научно-техническое издание «Инженерный журнал: наука и инновации». – М.: МГТУ им. Н.Э. Баумана, 2014. – № 7(31). – Режим доступа: http://engjournal.ru/articles/1217/1217.pdf

использования возобновляемых источников энергии. В работе[44] рассмотрен вопрос организации трансграничной торговли электрической мощностью, раскрыта специфика электрической мощности как рыночного товара, изложены предложения по построению эффективной модели трансграничной торговли электрической мощностью в ЕАЭС. В работе [45] выполнен анализ применимости договора о ЕАЭС для организации общего рынка электрической энергии, предложен метод оптимизации издержек производства электроэнергии в энергосистеме на основе рассмотрения различной структуры генерации. В диссертации [46] выполнено исследование ОЭР ЕАЭС как наднациональной экономической системы, формирующейся в результате интеграции отраслей ТЭК стран ЕАЭС и обоснованы организационно-экономические механизмы формирования ОЭР ЕАЭС, обеспечивающие создание рыночных условий в сфере трансграничной торговли электроэнергией и повышение эффективности взаимодействия между региональными ЭЭС.

В работах А.А. Тукенова [47]выполнено исследование процессов европейской электроэнергетической интеграции и представлена модель общего электроэнергетического рынка России, Беларуси и Казахстана.

Общая энергосреда является новым системным уровнем переосмысления энергетической отрасли. В обустроенной интегрированной системе потребители и производители энергоресурсов формируют единую технологическую инфраструктуру электроэнергетической сферы за счет интенсивного использования целого ряда принципиального новых производственно-технологических принципов: активное использование информационно-телекоммуникационных

---

[44] Курбаналиев, А.А. Разработка моделей трансграничной торговли электрической мощностью между рынками электроэнергии с различной архитектурой / А.А. Курбаналиев // Экономика и предпринимательство. – 2016. – № 1. – С. 647-654.

[45] Дроговоз, П.А. Анализ применимости договора о Евразийском экономическом союзе для организации Общего рынка электрической энергии / П.А. Дроговоз, А.А. Курбаналиев // Экономика и предпринимательство. – 2016. – № 3. – С. 424-431.

[46]Курбаналиев, А.А. Разработка механизмов формирования общего электроэнергетического рынка Евразийского экономического союза:

дис …канд. экон. наук: 08.00.05 / Курбаналиев Алишер Абуевич. – М., 2016. – 142 с.

[47] Тукенов, А.А. Интеграция рынков электроэнергии Европы: этапы, механизмы, достигнутый прогресс / А.А. Тукенов. – М.: Энергоатомиздат, 2013. – 272 с.

технологий в управлении производственными процессами; гибкие механизмы сервисного обслуживания и экономических взаимоотношений в области энергоснабжения; акцентирование внимания на процессах доставки, распределения и коммутации, развитие источников автономной и рекуперационной энергетики; использование технологии интеллектуальных алгоритмов в мониторинге, контроле и управлении энергетическими потоками и энергоресурсами, глубокая технологическая модернизация существующей инфраструктуры. Всё это – элементы сложного и долгосрочного проекта реструктуризации топливно-энергетического комплекса под задачи новой экономической и геополитической реальности, и поэтому они требуют значительных усилий нескольких заинтересованных в гармоничном развитии стран.

Интеграционный процесс потенциально гарантирует ряд долгосрочных, стратегических конкурентных преимуществ: технологическое преобразование всей инфраструктуры ЭЭС; повышение инвестиционной привлекательности и инвестиционной активности на разных уровнях энергетического рынка, от индивидуальных предпринимательских предложений до серьезных транснациональных мероприятий; долгосрочное развитие связанных производственно-технологических комплексов в форме создания нового поколения энергетического оборудования для производства, распределения, хранения, преобразования и передачи энергии, а также информационно-технологических решений, систем и сервисов для реализации и обслуживания производственного процесса коммерциализации электрической энергии; широкое внедрение и апробация цифровых и киберфизических технологий в масштабной, территориально распределенной отрасли; внедрение информационно-финансовых технологий; интеграция с контрагентами на основах принципов микроуровневых и индивидуальных организаций; продуктивное использование энергоэффективных технологий, сокращающих как объемы технологических потерь электрической энергии, так и стоимость содержания и общей потребности в базовых инфраструктуре и мощностях.

Долгосрочной стратегией формирования единого электроэнергетического

проекта, является не просто проектирование технологической и организационно-экономической инфраструктуры общей электроэнергетической отрасли, а глубокое и системное развитие энергетического потенциала стран-участниц и образование долговременных «точек роста» для интегрированных национальных экономик. Это позволяет в результате сформировать единую электроэнергетическую среду с унифицированными стандартами производственной, технологической и экологической безопасности, наладить долгосрочное технико-экономическое сотрудничество и развивать продолжительные кадровые и инфраструктурные инициативы.

Соглашение об ОЭР ЕАЭС и, соответственно, об единой политике по поводу цены на реализуемые энергоресурсы, требует долговременного и детального формулирования в форме долгосрочных контрактов, которые учитывают не только такие немаловажные факторы, как интеграция с общемировыми стоимостными параметрами сделок, но и подробное проектирование характера заказов, в особенности их качественной структуры – источников, маршрутов, локальных рынков, и ключевых количественных показателей - объемов продаж, форматов закупок и логистики поставок.

Для этих целей необходимо установить правила взаимодействия и функционирования на едином энергетическом рынке. Учет национальных интересов включается посредством механизмов мягкой конкуренции. В этом случае, экономическая целесообразность решений рассматривается в согласовании со стратегическими общественными и геополитическими целями межгосударственного кооперативного объединения – энергетическая, производственно-технологическая и экономическая самодостаточность союзного проекта, существенный стимул для локальных экономик за счет доступности энергетических ресурсов и технологий, гармонизация вопросов общегосударственной безопасности за счет укрепления региональных взаимоотношений и повышения заинтересованности сторон в разностороннем сотрудничестве.

Институционально данная инициатива реализуется посредством

формирования наднационального электроэнергетического рынка и создания наднационального регулятора и оператора, который обеспечивает согласование заказов на купле-продажу электрической энергии и мощности, произведенных параллельными национальными энергосистемами[48].

Создание общего наднационального рынка позволяет сформировать благоприятную среду для эффективной торговли энергоресурсами и спроектировать механизм стимулирования к взаимовыгодной торговле, а также учредить справедливый доступ к новым возможностям и преимуществам от транснациональной торговли, повышения конкурентного потенциала участников, уменьшения эффектов естественных монополий на ключевые ресурсы, расширения транспортно-логистической структуры национальных электроэнергетических систем, повышения экономической целесообразности и инвестиционной привлекательности электроэнергетических мероприятий. В таком случае, ключевой функцией общесоюзного электроэнергетического рынка является поддержание равновесия между получением совокупной экономической выгоды участников и предотвращением экономического ущерба в рамках функционирования локальных конкурентных видов деятельности и механизмов управления системой спроса-предложения посредством прозрачных ценовых стимулов. В рамках единого союзного рынка предусмотрены разные форматы торговых сделок:

– взаимовыгодная торговля энергией (и мощностью) посредством двусторонних контрактов на свободной основе;

– взаимовыгодная торговля энергией (и мощностью) посредством организованных торгов.

Условия сделок регламентируются производственно-технологическими особенностями коммерциализации электроэнергетических ресурсов в виде

---

[48] Концепция формирования общего электроэнергетического рынка Евразийского экономического союза: Утверждена Решением Высшего Евразийского экономического совета от 8 мая 2015 г. № 12 // Евразий-ская экономическая комиссия. – Режим доступа: http://www.eurasiancommission.org/ru/act/energetikaiinfr/energ/Docments/Концепция%20ОЭР%20Союза.pdf

рекомендуемых технологических параметров функционирования интегральной системы. А именно – указание отклонений в энергетических перетоках, предиктивное гарантирование количественных и качественных условий поставок, разграничение пропускной способности транснациональных ЛЭП и прочих форм производственно-технологических ограничений. Механизм стимулирования участия в единой электроэнергетической системе (ЕЭЭС) основан на управлении экономической заинтересованностью контрагентов в поддержании рекомендованных технологических параметров через ценовые поощрения и штрафы.

В рамках проекта единого союзного рынка предполагается интегральная наднациональная регулирующая структура, направленная на итоговую консолидацию государственных институтов и государственных агентов ЕЭЭС, национальных системных и сетевых операторов, национальных контрагентов торгов, национальных агентов финансовых служб, национальных органов управления и поддержания заданного режима функционирования (национальных диспетчеров и служб мониторинга), национальных юридических представителей, национальных информационно-телекоммуникационных служб, и других представителей национальных субъектов ЕЭЭС.

Наднациональный регулятор выполняет формирование и согласование унифицированных правил функционирования субъектов в формате ЕЭЭС: проектирование общей модели для расчета и планирования производственно-технологических показателей и электроэнергетических режимов, обеспечение единой информационно-телекоммуникационной базы между всеми участниками проекта, согласование и проектирование графика ремонтных и прочих плановых работ в рамках ЕЭЭС, проектирование порядка мероприятий при предотвращении и ликвидации аварийных и подобных им сбоев в регламентированном режиме функционирования и т.п.

Предполагаемая схема взаимодействия на ОЭР ЕАЭС раскрыта в Таблице 1, а перечень этапов его формирования приведен в Таблице 2.

Таблица 1.

Предполагаемая схема взаимодействия на ОЭР

Объект / оператор	Функция	Субъект
ЕЭЭС	Общая совокупность производственных, связующих, инфраструктурных и информационных электроэнергетических объектов	ЕЭС РФ, ОЭС Белоруссии, ОЭС Казахстана, ОЭС Киргизии, ОЭС Армении
Технологический и административно-хозяйственный оператор	Регулирование технологических параметров ЕЭЭС и управление технологическими процессами распределения электроэнергии	Системный оператор РФ
Коммерческий и рыночный оператор	Осуществление функций организации торговли энергоресурсами, проведения сделок, расчет условий и обязательств заказов, осуществление операций купле-продажи энергоресурсов	Не определен
Юридический оператор	Осуществление нормативно-правового регулирования поведения участников ОЭР и ЕЭЭС	Не определен

Источник: составлено автором на основе данных Евразийской экономической комиссии. Режим доступа: http://www.eurasiancommission.org/ru/act/energetikaiinfr/energ/Pages/Programma.aspx

Таблица 2.

Этапы формирования ОЭР ЕАЭС

Этап	Цели этапа
2015-2016	Создание и ратификации программы мероприятий по ОЭР
2016-2018	Формирование интегрированных структур ЕЭЭС, разделенных по функциональным видам деятельности
2018-2019	Формирование ОЭР и единых правил доступа к продукции экономических субъектов ЕЭЭС

Источник: составлено автором на основе данных Евразийской экономической комиссии. Режим доступа: http://www.eurasiancommission.org/ru/act/energetikaiinfr/energ/Pages/Programma.aspx

Процесс продолжительного перехода и реструктуризации локальных энергетических рынков и соответствующих им национальных ЭЭС требует уделить внимание механизму согласования правил для непосредственной организации транснациональной передачи электрической энергии (ТНПЭ). Для этих целей, кроме описанного выше наднационального института, необходимо предоставить полномочия национальным управляющим субъектам ЭЭС и подробно сформулировать рекомендации по осуществлению координации, планирования, регулирования, интегрального функционирования между конкретными государствами-партнерами.

Участие национальных структур в глобальной системе сложного интеграционного электроэнергетического объединения порождает ряд системных методологических проблем[49]:

– *проблема согласования целей*, вызванная различием функциональных ролей участников межгосударственного электроэнергетического кооперативного проекта. Условно ключевые роли партнеров можно совместить с фазами производственного процесса «генерация-распределение-сбыт». Россия, Казахстан и Узбекистан, в первую очередь, являются производителями и экспортерами

[49] Семенова, Н. К. Развитие евроазиатского энергетического рынка в условиях региональных и внерегиональных политических рисков / Н.К. Семенова // Восточная аналитика. – 2011. – №. 2. – С.131-134.

энергетических ресурсов. Беларусь, Молдова, Армения, Туркменистан обеспечивают партнерские и транзитные функции в электроэнергетической сфере. Таджикистан, Кыргызстан, Монголия и далее Китай, Индия и другие страны Азии являются потребителями-импортерами энергии;

– *проблема организационного многообразия* в принципах функционирования национальных ТЭК и транспортной логистики ТЭР. Национальные участники представляют собой разные производственно-технологические и организационно-экономические модели купли-продажи электроэнергетических ресурсов, имеют противоречивые приоритеты в производстве и реализации своего энергетического потенциала, сохраняют довольно существенную долю конкуренцию как на локальных рынках, так и в глобальном формате энергосреды;

– *проблема единой цены*, являющаяся прямым следствием технологического и маршрутного разнообразия участников, и соответственно, различием национального вклада и национальных затрат на полный цикл реализации/коммерциализации энергетических ресурсов до конечных потребителей.

Среди противоречий и проблемных позиций существующего варианта электроэнергетической программы ЕАЭС выделяются следующие[50]:

– *трудоемкость процедур регулирования*, обусловленная обсуждением, согласованием, подтверждением и ратификацией заказов в зеркальной цепочке, т.е. с обеих сторон транснациональной сделки: глобальный агент – локальный национальный агент – национальные субъекты управления и регулирования – конкретные национальные поставщики энергии. К тому же, каждая обговоренная сделка дополнительно утверждается всеми службами наднационального управления, в первую очередь, технологическим и системным операторами;

– *ограниченность использования рыночного механизма* транснациональных сделок вследствие нарушения оперативности решений от долговременных

[50] Дроговоз, П.А. Анализ применимости договора о Евразийском экономическом союзе для организации Общего рынка электрической энергии / П.А. Дроговоз, А.А. Курбаналиев // Экономика и предпринимательство. – 2016. – № 3. – С. 424-431.

процедур многостороннего согласования (участник-потребитель, участник-производитель и наднациональный регулятор) и директивного вмешательства высшего управляющего органа ОЭР;

– *отсутствие алгоритма проведения транснациональных сделок*. Для совершения процедуры купли-продажи энергоресурсов между двумя участниками МГЭО необходимо утвердить в ходе переговоров ключевые параметры заказа – цены, объемы, сроки, маршруты, обязательства и т.п. При этом количественные и качественные свойства сделки зависят от фактической структуры ЕАЭС и, соответственно, от применяемого фактического таможенного, тарифного и прочего законодательства локальных контрагентов;

– *отсутствие механизмов регулирования всех товаров электроэнергетического рынка*. В обобщенной модели на электроэнергетическом рынке реализуют не только непосредственную электрическую энергию, но и энергетическую мощность, а также целый ряд системных и вспомогательных услуг для поддержания целостности ЭЭС и ЕЭЭС. В текущих нормативно-правовых актах обсуждается только ОЭР для электрической энергии.

– *недостаточная разработанность коммерческой наднациональной инстанции.* Не составлена модель взаимодействия контрагентов в финансовых вопросах и не предложены организационно-экономические правила осуществления торговли, непосредственных операций продажи (экспорта и импорта) и поддержания производственно-технологических требований рынка.

– *недостаточная разработанность юридической наднациональной инстанции.* Не указаны институты, мероприятия и конкретные правовые механизмы ответных мер за нарушение регламентированных требований ЕЭЭС, а также механизмов решения споров между участниками.

– *потенциальная невозможность совершения оперативных сделок*, особенно в формате рынок на сутки вперед, за счет колоссальной территориальной протяженности и разрозненности границ ЕАЭС, и вызываемых этим региональных и временных задержек при оперативном планировании стоимостных параметров заказов.

Таким образом, выявленные проблемы и противоречия свидетельствуют о том, что проект ОЭР находится на стадии концептуального моделирования и процесса оценки его практической реализуемости. Дальнейшее проектирование ОЭР должно включать целый ряд шагов для подробной проработки всех аспектов совершения транснациональных сделок, не только производственно-технологические, но и финансовые, юридические, коммерческие, информационные, бухгалтерские и т.п. Это еще раз подтверждает актуальность формирования общей методологической платформы для экономического обоснования и взаимной увязки проектных решений по ОЭР ЕАЭС с учетом опыта интеграции мировой электроэнергетики.

1.3. Обоснование перспектив применения концепции экономической синергии к оценке эффективности интеграционных процессов в электроэнергетике ЕАЭС

С позиций теории систем и системного анализа, интеграционные процессы в мировой электроэнергетике в целом, отдельные проекты МГЭО, в том числе проект создания ОЭР ЕАЭС представляют собой построение сложной организационно-технической и политико-экономической системы, состоящей из национальных электроэнергетических систем. Вопросы оценки повышения кумулятивной эффективности отдельных элементов при их объединении в экономическую систему являются одним из важнейших направлений современной экономической науки и отражены в многочисленных публикациях.

Концепция синергии имеет ярко выраженный междисциплинарный характер и восходит к научным работам по тектологии А.А. Богданова[51], кибернетике Н. Винера[52], теории самоорганизации динамических систем

[51] Богданов, А.А. Всеобщая организационная наука (тектология). – М.: Финансы, 2003. – 496 с.

[52] Винер Н. Кибернетика, или управление и связь в животном и машине / Н. Винер. – 2-е изд. – М.: Наука, 1983. – 344 с.

У.Р. Эшби[53], теории диссипативных структур И.Р Пригожина[54], общей теории систем К.Л. фон Бертланфи [55], модели жизнеспособной системы С. Бира [56], синергетике Г. Хакена [57] и других ученых, исследовавших процессы эволюции сложных систем различной природы [58]. Результаты их исследований сходятся в том, что у формируемой сложной системы (биологической, физиологической, социальной, организационной, экономической или любой иной) могут появиться свойства, которыми не обладает ни одна из ее частей по отдельности.

В литературе по экономике и менеджменту концепция синергии нашла свое отражение в классических работах И. Ансоффа по корпоративной стратегии[59], М. Портера по процессам создания ценности [60]. Наиболее известной прикладной областью применения концепции синергии в экономике является оценка эффективности сделок слияний и поглощений компаний (mergers and acquisitions, M&A). Здесь под синергией понимают рост эффективности деятельности в результате слияния компаний по сравнению с их деятельностью до объединения [61].

В современной экономической литературе представлены результаты исследований, расширяющие границы применимости концепции синергии. В

---

[53] Эшби, У. Р. Введение в кибернетику / У.Р. Эшби. изд. 2-е, стер. – М.: КомКнига, 2005. – 432 с.

[54] Пригожин, И. Самоорганизация в неравновесных системах: от диссипативных структур к упорядоченности через флуктуации / Г. Николис, И. Пригожин. – М.: Мир, 1979. – 512 с.

[55] Берталанфи, Л. фон. Общая теория систем – обзор проблем и результатов / Л. фон Берталанфи // Системные исследования: Ежегодник. – М.: Наука, 1969. – С. 30–54.

[56] Бир, С. Мозг фирмы / С. Бир. – Изд. 2-е, стер. – М.: Едиториал УРСС, 2005. – 416 с.

[57] Хакен, Г. Синергетика / Г. Хакен. – М.: Мир, 1980. – 405 с.

[58] Аршинов, В.И. Синергетика как феномен постнеклассической науки / В.И. Аршинов. – М.: Институт философии РАН, 2013. – 203 с.

[59] Ансофф И. Стратегический менеджмент. Классическое издание / И. Ансофф. – СПБ.: Питер, 2009. – 344 с.

[60] Портер, М. Конкурентное преимущество: Как достичь высокого результата и обеспечить его устойчивость /М. Портер. – М.: Альпина Паблишер, 2008. – 720 с.

[61] Эванс, Ф.Ч. Оценка компаний при слияниях и поглощениях. Создание стоимости в частных компаниях / Ф.Ч. Эванс, Д.М. Бишоп. – М.: Альпина Бизнес Букс, 2007. – 336 с.

частности, в статье [62] понятие синергии рассматривается системно, без фиксации положительности ее эффекта и без привязки только лишь к сделкам слияния и поглощения, а также предлагается авторское видение типологии видов синергии. В монографии Мясникова А.А. «Синергетические эффекты в современной экономике: Введение в проблематику»[63] изложены результаты исследований нерегулярных явлений в экономике и на основе изучения временных рядов экономических показателей. В работе показано, что синергетический эффект представляет собой результат кооперативного действия элементов экономической системы, приводящий к изменению качественного состояния экономики и траектории ее развития в условиях экзогенных шоков и эндогенных флуктуаций.

В монографии Дроговоза П.А. «Управление стоимостью инновационного промышленного предприятия»[64] синергетические эффекты изучены в рамках концепции управления стоимостью бизнеса применительно к решению проблем создания эффективных организационно-экономических систем управления инновационными предприятиями в высокотехнологичных отраслях промышленности. Для обоснования управленческих решений по реструктуризации и реорганизации инновационных предприятий и формированию на их базе интегрированных корпоративных структур в работе предложены методы оценки синергетических эффектов. С позиций системного подхода, автор различает синергетические эффекты первого порядка (как критерий эффективности портфеля активов отдельной бизнес-единицы) и второго порядка (как критерий эффективности системы бизнес-единиц при их объединении в интегрированную корпоративную структуру). В работе Садовской Т.Г. «Стратегическое управление процессами военно-гражданской интеграции высокотехнологичных предприятий в условиях глобализации

---

[62] Касьяненко, Т.Г. Синергия в современной экономике: определение и типология / Т.Г. Касьяненко, Д.А. Иванов // Экономика и управление: проблемы, решения. – 2017. – № 6. – С. 18-25.

[63] Мясников, А.А. Синергетические эффекты в современной экономике: Введение в проблематику / А.А. Мясников. – М.: ЛЕНАНД, 2010. – 160 с.

[64] Дроговоз П.А. Управление стоимостью инновационного промышленного предприятия / под ред. Т.Г. Садовской . – М.: Изд-во МГТУ им. Н.Э. Баумана, 2007. – 240 с.

экономики»[65] подходы к оценке эффектов синергии применялись к решению проблем военно-гражданской интеграции и методологических вопросов повышения эффективности взаимодействия предприятий оборонно-промышленного комплекса и частных компаний предпринимательского сектора экономики в интересах активизации инновационных процессов.

Изучение ключевых публикаций отечественных и зарубежных авторов по концепции синергии и ее применению в различных прикладных областях науки позволяет сделать вывод об универсальности используемых подходов и перспективах их применения к изучению интеграционных процессов в мировой электроэнергетике. Гипотеза диссертационного исследования состоит в том, что для обоснования проектов формирования и развития МГЭО на макроэкономическом уровне могут использоваться методы оценки эффектов синергии, в настоящее время апробированные для обоснования управленческих решений на уровне микроэкономики.

Действительно, процессы формирования МГЭО как единых организационно-технических систем и создание общего электроэнергетического рыночного пространства характеризуются эффектами синергии для стран-участниц. С инфраструктурно-технологической стороны данный процесс включает в себя весь комплекс электроэнергетических объектов, как сами непосредственные электрогенерирующие сооружения, так и весь пул транспортно-соединительных каналов и связей, а также прочего вспомогательного оборудования.

Элементами ЭЭС являются непосредственно электрогенерирующие объекты (электростанции), связанные передающими электрическими сетями, состоящими из линий электропередачи и узловых электроустановок (подстанций); соединенные с конечными электроприемниками (потребителями), представленными юридическими и физическими лицами; общая совокупность

---

[65] Садовская, Т.Г. Стратегическое управление процессами военно-гражданской интеграции высокотехнологичных предприятий в условиях глобализации экономики / Т.Г. Садовская, П.А. Дроговоз, С.А. Куликов, А.С. Стрельцов // Аудит и финансовый анализ. – 2012. – № 3. – С. 325-344.

которых централизованно и оперативно координируется специализированным органом управления (диспетчером).

Производственно-технологическая особенность процесса электрогенерации заключается в необходимости поддержания постоянного баланса между производством и потреблением электроэнергии, который находится в непрерывном изменении из-за динамического характера её применения. Для этого существуют разные экономические механизмы поощрений и наказаний для стимулирования личной заинтересованности продавцов в поддержании единых установленных параметров и режимов электроэнергетической системы.

Механизм управления ЭЭС обеспечивается через прогнозирование, согласование и планирование диспетчером специального графика поставок электроэнергии на следующие 24 часа (в соответствие с ожиданиями потребителей), а заинтересованность всех субъектов ЭЭС контролируется через динамические ценовые стимулы. На данном рынке присутствуют несколько видов товаров, со своеобразной технологической спецификой:

– непосредственно сама электроэнергия, нормативные параметры которой, а также нормативные параметры функционирования всей энергосистемы, регулируется экономическими механизмами управления ценой;

– генерируемая мощность, в форме права требовать поддержания установленных техническими регламентами режимов работы, эксплуатации и резервирования электроэнергетических объектов;

– системные и вспомогательные услуги, заключающиеся в экономическом поддержании и стимулировании необязательных для локальных субъектов рынка, но необходимых для поддержания и правильного функционирования всей электроэнергетической сети условий и параметров технологического процесса электрогенерации.

В диссертации процессы интеграции мировой электроэнергетики будем рассматривать в контексте возникновения эффектов экономической синергии при объединении локальных ЭЭС, каждая из которых характеризуется производственным процессом, состоящим из следующих стадий: генерация,

распределение, передача, продажа, потребление. При этом необходимо учитывать особенности рынка электроэнергии: производство стандартного продукта с использованием различных технологий; единовременное производство и потребление электроэнергии; переменный характером спроса; длительность инвестиционного цикла; отсутствие товаров-субститутов и невозможностью хранения электроэнергии в крупных масштабах.

Также при проведении диссертационного исследования учитывалось, что несмотря на технико-экономические преимущества интеграционного процесса, ему существенно препятствуют политические и социально-экономические факторы. Различие научно-технического и производственного-технологического потенциала смежных стран, серьезное влияние межгосударственной напряженности и конфликтов, а также прочие внешнеполитические факторы заметно снижают эффективность и заинтересованность в электроэнергетическом сотрудничестве на трансрегиональном уровне. Поэтому при разработке проектов кооперации в энергетической сфере политические и страновые риски требуют детального и долгосрочного анализа.

В теоретическом аспекте, с позиций общей теории систем и системного анализа, оценка экономической эффективности проектов формирования МГЭО аналогична оценке экономической целесообразности корпоративных образований в результате сделок слияний и поглощений компаний. Поэтому в диссертации предлагается применить концепцию и методы оценки эффектов экономической синергии применительно к новой области исследования – экономическому обоснованию проектов межгосударственной электроэнергетической интеграции.

ПОСТАНОВКА НАУЧНОЙ ЗАДАЧИ

Анализ научных работ предшественников, выявленные методологические проблемы развития общего рынка электроэнергии ЕАЭС, а также обоснованные перспективы применения концепции и методов оценки эффектов экономической синергии к исследованию процессов формирования МГЭО, позволяют сформулировать гипотезу диссертации и поставить научную задачу и выполнить

ее математическую формализацию.

Гипотеза диссертации состоит в том, что существует зависимость между эффектом экономической синергии при формировании МГЭО и показателями, характеризующими:

– интеграционные факторы как ожидаемые экономические выгоды стран-участниц от реализации ресурсного, производственного и транзитного потенциала в условиях расширения электроэнергетических рынков и трендов повышения энергоэффективности, экологичности и цифровизации электроэнергетики;

– дезинтеграционные факторы как риски возникновения экономического ущерба вследствие военно-политической и социально-экономической напряженности и организационно-технологического рассогласования электроэнергетических систем стран-участниц.

При этом для выявления и аналитического описания данных зависимостей может быть использован метод капитализации потоков экономических выгод с учетом рисков, опирающийся на апробированный аппарат теории кооперативных игр и метода анализа иерархий.

Исходя из выдвинутой гипотезы, научная задача диссертации в формализованном виде состоит в том, что требуется разработать научно-методический аппарат A как совокупность образующих его методик $\{M_i\}$, позволяющий на основе статистических данных по электроэнергетическим профилям стран-участниц D_E и прогнозных данных по потреблению и генерации электроэнергии D_G сформировать рациональную коалиционную структуру c^*, при которой обеспечивается максимизация эффекта экономической синергии S как функции интеграционных факторов (выгод) $P(c)$ и дезинтеграционных факторов (рисков) $R(c)$, определенных на множестве вариантов возможных коалиционных структур $c \subset C$:

$$A: D_E \times D_G \underset{\{M_i\}}{\longrightarrow} c^*,\ c^* = \arg\max_{c \subset C} S\big(P(c), R(c)\big). \quad (1)$$

Декомпозиция поставленной научной задачи (1) на частные задачи заключается в том, что:

– требуется разработать методику M_1 для оценки эффектов экономической синергии S в межгосударственных электроэнергетических интеграционных проектах;

– требуется разработать методику M_2 для теоретико-игрового моделирования коалиционных структур C интеграционных объединений в электроэнергетике;

– требуется разработать методику M_3 для оценки приоритетов и рисков $P(c), R(c)$ проекта межгосударственного электроэнергетического объединения ЕАЭС;

– требуется сформировать массив исходных данных $D_E \times D_G$ по электроэнергетическим профилям стран-участниц и прогнозам потребления и генерации электроэнергии;

– требуется выполнить расчет и сценарный анализ эффектов экономической синергии S для различных условий $c \subset C$ и сформировать предложения по формированию рациональной коалиционной структуры c^* странц-участниц МГЭО ЕАЭС.

Таким образом, решение поставленной научной задачи диссертационного исследования позволит получить новый научно-методический аппарат, а на его основе осуществить проверку сформулированной гипотезы с обоснованием предложений по интеграционным перспективам развития МГЭО ЕАЭС.

ВЫВОДЫ ПО ПЕРВОЙ ГЛАВЕ

1. Выполненный анализ процессов формирования и развития МГЭО в Европе, Азии, Центральной и Латинской Америке и в Африке и усиления экономической либерализации энергетической отрасли позволил выявить тенденции формирования общего электроэнергетического рыночного пространства путем реализации крупных трансграничных энергоинфраструктурных проектов, основанных на инновационных способах производства электроэнергии (возобновляемые источники), а также высокоэффективных принципах ее распределения и потребления («умные сети»).

2. Анализ тенденций развития интеграционных процессов в мировой

электроэнергетике позволили установить, что преимущества МГЭО обусловлены системными свойствами экономии от эффекта масштаба: увеличение рынка, интенсификация производства, возможность продажи невостребованных национальной монопродуктовой экономикой ТЭР; оптимизация национальной электроэнергетической стратегии развития за счет диверсификации и специализации; глобальное повышение устойчивости и надежности как ЭЭС, так и в более широком смысле национального ТЭК. Поэтому в каждом регионе мире выполняются проекты МГЭО, формирующие интеграцию разного масштаба: межгосударственные, региональные, континентальные, трансконтинентальные и, в перспективе, – общемировые.

3. В результате анализа концепции и программы межгосударственного сотрудничества в рамках транс-евразийского энергетического интеграционного объединения выявлены системные методологические проблемы и противоречия при формировании общего рынка электроэнергии ЕАЭС, к которым в диссертации отнесены: проблема согласования целей вследствие различия функциональных ролей участников МГЭО; проблема организационного многообразия в принципах функционирования национальных ТЭК и транспортной логистики ТЭР; проблема единой цены вследствие технологического и маршрутного разнообразия участников; проблема значительной трудоемкости процедур регулирования ОЭР ЕАЭС и ограниченности использования рыночного механизма транснациональных сделок.

4. Выявлено противоречие между новыми потребностями практики обоснования интеграционных перспектив в электроэнергетических отраслях стран ЕАЭС в условиях современных трендов повышения энергоэффективности, экологичности и цифровой трансформации, и ограничениями существующего научно-методического обеспечения. Выполненный обзор существующих научных работ в данной области исследования показал, что для комплексной оценки экономической эффективности объединения электроэнергетических рынков стран ЕАЭС требуется разработка нового научно-методического аппарата.

5. Сформулирована гипотеза диссертационного исследования, в

соответствии с которой обоснование проектов МГЭО представляет собой новую перспективную прикладную область для развития концепции и методов оценки эффектов экономической синергии, что обусловлено необходимостью экономической оценки таких мероприятий, как: согласованная политика в аспектах развития государственной и межгосударственной энергетики; создание взаимосвязанных, совместных предприятий и проектов в рамках МГЭО; сотрудничество стран-участниц по всем стадиям производственного процесса в ЭЭС (производство, генерация, передача, продажа, обслуживание).

6. В результате анализа интеграционных и дезинтеграционных факторов формирования МГЭО показано, что такие проекты требуют многостороннего рассмотрения и долгосрочного планирования вследствие дифференциации характеристик участвующих государств для согласования научно-технических, организационно-экономических, экологических, нормативно-правовых, институциональных, социально-политических аспектов единой системы; разработки общих инфраструктурных, технологических и экономических нормативов; формирования наднационального регулятора для функционирования МГЭО.

7. Поставлена и математически формализована научная задача диссертационного исследования как разработка научно-методического аппарата в виде совокупности образующих его методик, позволяющих на основе данных по национальным электроэнергетическим профилям и прогнозов потребления и генерации электроэнергии сформировать рациональную коалиционную структуру стран-участниц МГЭО ЕАЭС по критерию максимизации эффекта экономической синергии как функции интеграционных факторов (выгод) и дезинтеграционных факторов (рисков).

ГЛАВА 2. РАЗРАБОТКА НАУЧНО-МЕТОДИЧЕСКОГО АППАРАТА ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОБЪЕДИНЕНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЫНКОВ СТРАН ЕАЭС

2.1. Состав научно-методического аппарата оценки эффективности объединения электроэнергетических рынков стран ЕАЭС

Для решения поставленной научной задачи в диссертации разработан научно-методический аппарат (НМА) оценки эффективности проектов интеграции электроэнергетических рынков стран ЕАЭС. Состав разработанного НМА приведен на Рисунке 2.1.

В состав НМА включены три методики, разработанные в диссертации:

– методика оценки эффектов экономической синергии в проектах межгосударственной электроэнергетической интеграции;

– методика теоретико-игрового моделирования межгосударственных интеграционных объединений в электроэнергетике;

– методика экспертно-аналитической оценки ключевых выгод и рисков проекта межгосударственного электроэнергетического объединения ЕАЭС.

Для разработки методик использованы следующие исходные данные:

– данные Статистической комиссии ООН по электроэнергетическим профилям стран мира[66];

– международные правовые акты по ЕАЭС и общему рынку электроэнергии;

– прогнозы экономического развития стран ЕАЭС и потребностей в ТЭР, изложенные в современных научных публикациях.

Методологическую базу при разработке НМА составили научные работы по концепции экономической синергии и существующим прикладным областям ее применения, теории кооперативных игр, теории принятия решений, методу анализа иерархий и экспертным оценкам.

---

[66] United Nations Statistics Division. Energy Balances and Electricity Profiles. – Режим доступа: https://unstats.un.org/unsd/energy/Eprofiles/default.htm.

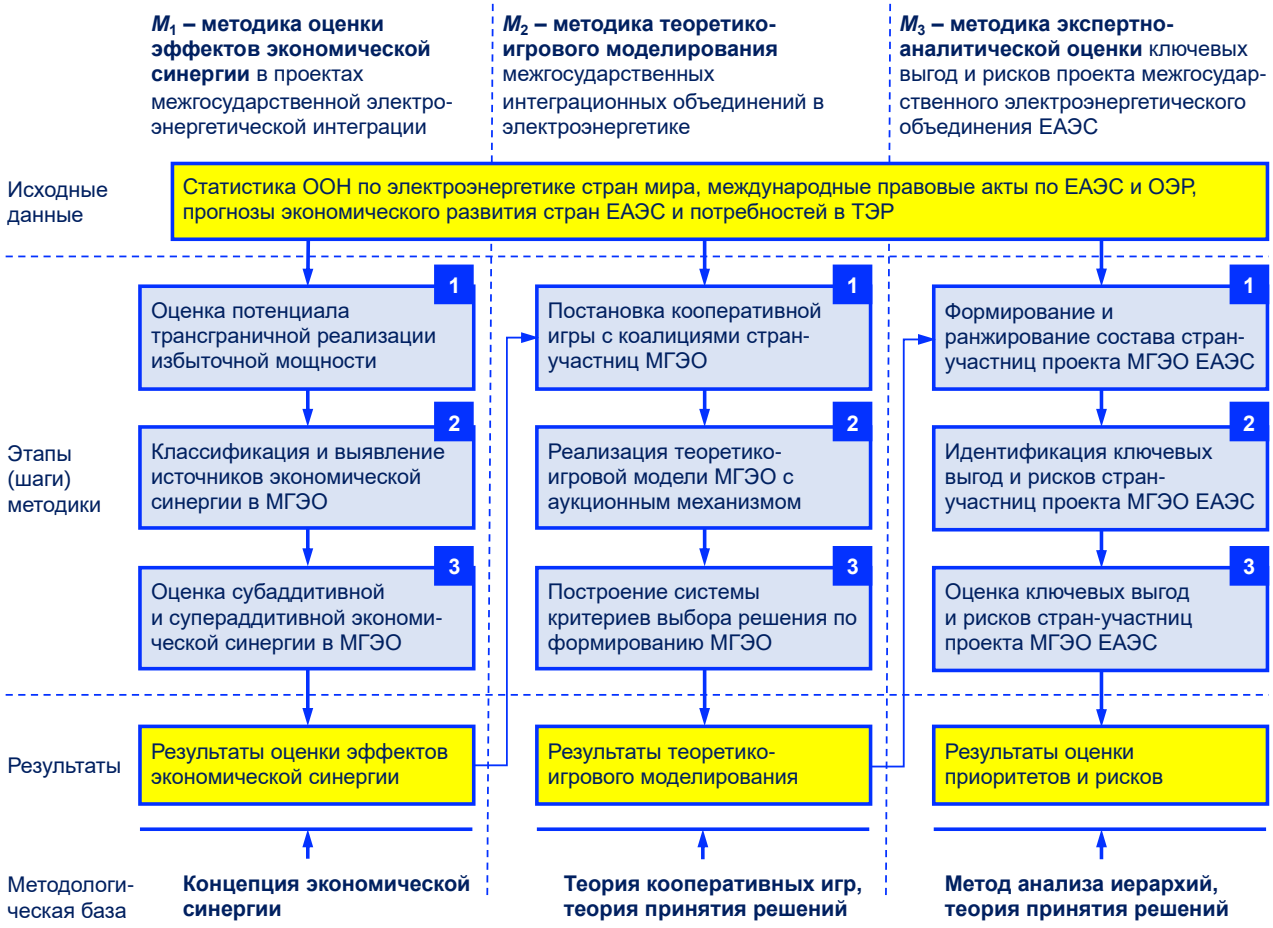


Рисунок 2.1. Состав НМА для оценки эффективности объединения электроэнергетических рынков стран ЕАЭС

Источник: составлено автором

Как видно из Рисунка 2.1, разработанные методики реализуются в виде последовательности этапов (шагов).

Методика оценки эффектов экономической синергии в межгосударственных электроэнергетических интеграционных проектах включает следующие этапы:

– этап 1. Оценка потенциала трансграничной реализации избыточной мощности по странам – потенциальным участникам проекта МГЭО;

– этап 2. Выявление и классификация источников экономической синергии, обусловленных объединением национальных ЭЭС;

– этап 3. Оценка эффектов субаддитивной и супераддитивной экономической синергии при реализации межгосударственного электроэнергетического интеграционного проекта.

В результате применения этой методики формируются оценки эффектов экономической синергии в анализируемом МГЭО, источниками которых является стоимостная оценка потенциала трансграничной реализации избыточной электроэнергетической мощности стран-участниц в средне- и долгосрочном прогнозном периоде.

Методика теоретико-игрового моделирования интеграционных объединений в электроэнергетике включает следующие этапы:

– этап 1. Формальная постановка кооперативной игры с функцией исходов, характеризующей эффект синергии от формирования коалиции стран-участниц межгосударственных интеграционных объединений в электроэнергетике;

– этап 2. Реализация теоретико-игровой модели межгосударственного интеграционного объединения с использованием аукционного механизма;

– этап 3. Построение системы критериев выбора решения по формированию межгосударственного интеграционного объединения в условиях неопределенности.

Результатом данной методики является теоретико-игровая модель, позволяющая на формальном уровне описать коалиционные стратегии стран-участниц МГЭО и выявить ключевые выгоды и риски интеграции.

Методика оценки выгод и рисков проекта межгосударственного электроэнергетического объединения ЕАЭС включает следующие этапы:

– этап 1. Формирование состава стран-участниц проекта МГЭО ЕАЭС с группировкой по уровню интеграции;

– этап 2. Идентификация ключевых выгод и рисков стран-участниц проекте МГЭО ЕАЭС;

– этап 3. Оценка ключевых выгод и рисков проекта МГЭО ЕАЭС на основе метода анализа иерархий.

В результате использования данной методики даются количественные экспертные оценки выгод и рисков стран-участниц проекта МГЭО ЕАЭС, которые затем используются в сценарном анализе эффектов экономической синергии при разработке практических предложений и рекомендаций.

Содержание разработанных методик, образующих в своей совокупности предложенный в диссертации НМА для оценки эффективности проектов интеграции электроэнергетических рынков стран ЕАЭС, изложено в последующих параграфах 2.2-2.4.

2.2. Разработка методики оценки эффектов экономической синергии в проектах межгосударственной электроэнергетической интеграции

Данная методика опирается на статистические показатели электроэнергетических профилей стран-участниц интеграционного процесса и гипотезу электроэнергетической рентабельности проекта МГЭО как источник возникновения экономической синергии.

На первом этапе методики осуществляется оценка потенциала трансграничной реализации избыточной мощности по странам – потенциальным участникам проекта МГЭО. В диссертации в качестве источника надежной и достоверной информации для оценки эффектов экономической синергии в проектах МГЭО использованы публикации Статистической комиссии ООН по электорэнергетическим профилям стран мир[67]. В них дана общая картина сектора электроэнергетики более 200 стран и регионов мира на международной сопоставимой основе за 2010-2015 годы и раскрыта подробная информация о производстве, торговле и потреблении электроэнергии, о чистой установленной мощности и энергоэффективности для каждой из этих стран и регионов.

С учетом технологических особенностей электроэнергетической отрасли [68], процесс обеспечения электричеством можно выразить компонентами электроэнергетического баланса по следующей формуле:

$$G + I - E = C + L\,, \qquad (2)$$

где: G – чистое производство энергии (внутригосударственные мощности); E, I –

[67] United Nations Statistics Division. Energy Balances and Electricity Profiles. – Режим доступа: https://unstats.un.org/unsd/energy/Eprofiles/default.htm.

[68]Короткевич М.А. Эксплуатация электрических сетей: учебник. – 2-е изд., испр. и доп. – Минск: Вышэйшая школа, 2014. – 55 с.

экспорт и импорт (трансграничные мощности); C – потребление всеми видами покупателей; L – потери разнообразной природы, в том числе технологические, системные и пр.

Обозначим разницу между экспортом E и импортом I как чистый экспорт NE:

$$NE = E - I\ . \tag{3}$$

Тогда с учетом (3) формула (2) преобразуется к виду:

$$G - C - L = NE\ . \tag{4}$$

Логистические особенности электроэнергии, в первую очередь, из-за того, что ее невозможно эффективно сохранять и передавать на большие расстояния, формируют серьезные потенциальные убытки из-за невозможности реализовать невостребованные мощности. Таким образом, обоснованность проекта МГЭО может основываться на показателях «электроэнергетической рентабельности» за счет минимизации нетехнологических потерь. Исходя из этой гипотезы, представляется целесообразным осуществить группировку стран мира по критериям, введенным в формуле (4) в соответствии с Таблицей 3.

Исходные данные статистической комиссии ООН по электроэнергетическим профилям, использованные для расчетов приведены в Приложении А.

Таблица 3.

Критерии группировки стран мира по возможностям трансграничной реализации избыточной мощности

Критерий	Значение
$G \leq C$	Собственных источников электрогенерации недостаточно для внутреннего потребления
$(G > C) \wedge (L \leq NE)$	Собственные источники электрогенерации обеспечивают внутреннее потребление, осуществляется эффективная трансграничная реализация избыточной мощности
$(G > C) \wedge (L > NE)$	Собственные источники электрогенерации обеспечивают внутреннее потребление, но трансграничная реализация избыточной мощности осуществляется ограниченно (неэффективно) вследствие существенных потерь
$(G > C) \wedge (L \gg NE)$	Собственные источники электрогенерации обеспечивают внутреннее потребление, но

	трансграничная реализация избыточной мощности практически не осуществляется вследствие высоких потерь. Чистый экспорт составляет менее 5 % от потерь

Источник: составлено автором на основе проведенного анализа

Для относительной оценки возможностей трансграничной реализации избыточной мощности по странам мира в диссертации предложены следующие коэффициенты, позволяющие оценить соотношения между отдельными элементами формулы (2):

– коэффициент производственного энергобаланса, отражающий соотношение национального чистого производства и национального потребления энергии:

$$k_{GC} = G/C\ , \tag{5}$$

где: G – чистое производство энергии (внутригосударственные мощности); C – потребление всеми видами покупателей;

– коэффициент торгового энергобаланса, характеризующий национальное соотношение импорта и экспорта электроэнергии:

$$k_{EI} = E/I\ , \tag{6}$$

где: E, I – экспорт и импорт (трансграничные мощности);

– коэффициент энергопотерь, позволяющий оценить долю электроэнергетических потерь в общем объеме национального чистого производства:

$$k_{LG} = L/G\ , \tag{7}$$

где: L – потери разнообразной природы, в том числе технологические, системные и пр.; G – чистое производство энергии (внутригосударственные мощности).

Значения этих коэффициентов, рассчитанные по странам мира, приведены в Приложении Б. Расчет выполнен в диссертации по формулам (5), (6) и (7) на основании исходных данных, приведенных в Приложении А.

Результаты группировки стран мира в соответствии с показателями, рассчитанными по критериям Таблицы 3, представлены на Рисунке 2.2 с использованием соответствующего цветового кодирования.

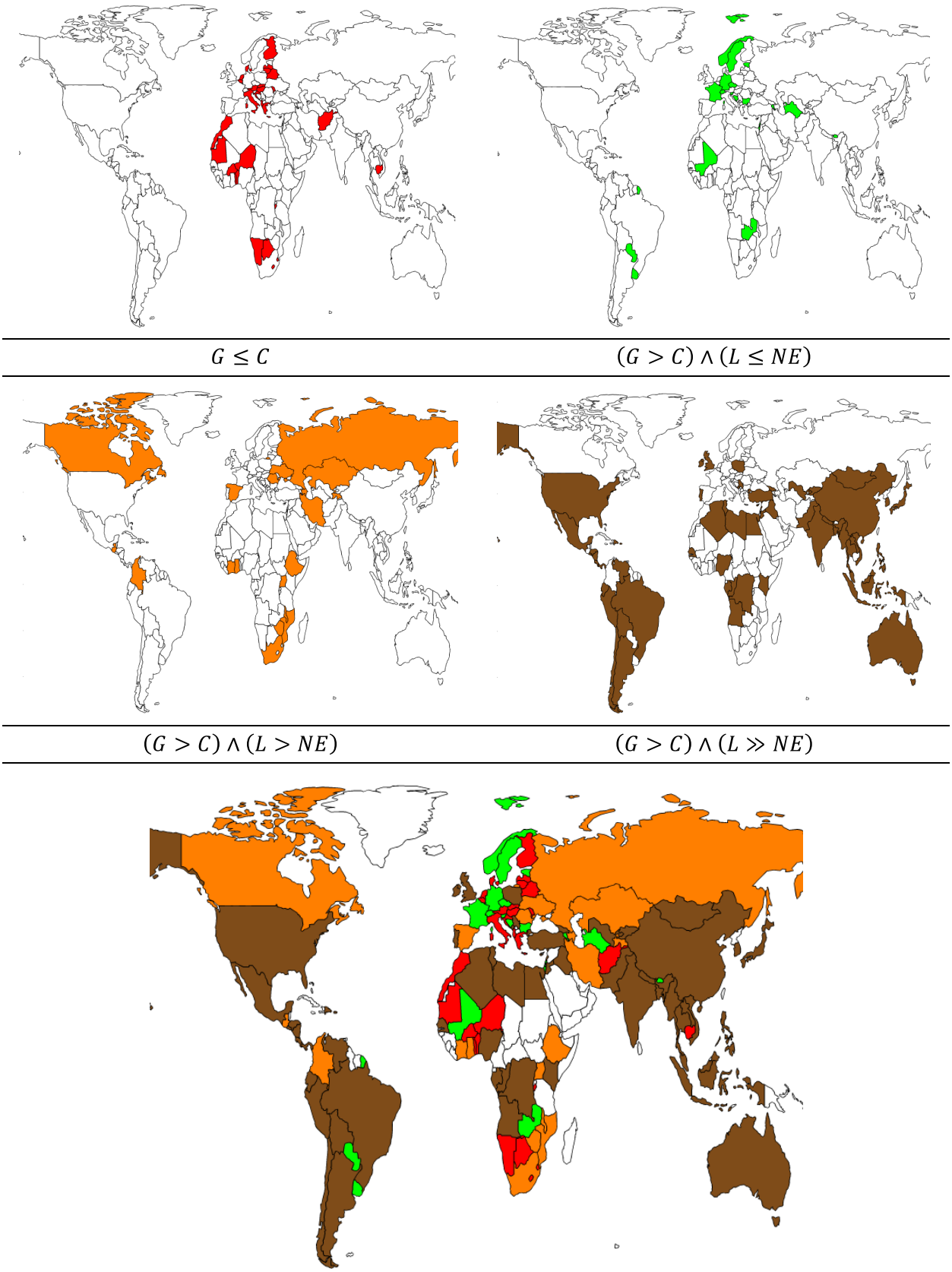


Рисунок 2.2. Группировка стран мира по потенциалу трансграничной реализации избыточной мощности

Источник: составлено автором на основе данных статистической комиссии ООН Режим доступа: https://unstats.un.org/unsd/energy/Eprofiles/default.htm

Типовые примеры стран мира, попавших в выделенные группы, приведены в Таблице 4 и в Таблице 5.

Таблица 4.

Типовые примеры оценки стран по потенциалу трансграничной реализации избыточной мощности (абсолютные показатели, ГВт·ч)

Группа	Страна	Чистое производство	Потребление	Чистый экспорт	Потери
		G	C	NE	L
$G \leq C$	Греция	46 702	51 372	8 819	4 149
$(G > C) \wedge (L \leq NE)$	Франция	539 416	439 561	67 190	32 665
$(G > C) \wedge (L > NE)$	Россия	994 657	880 042	– 8 048	106 567
$(G > C) \wedge (L \gg NE)$	Индия	1 278 907	955 927	4 998	327 978

Источник: составлено автором на основе данных статистической комиссии ООН Режим доступа: https://unstats.un.org/unsd/energy/Eprofiles/default.htm

Таблица 5.

Типовые примеры оценки стран по потенциалу трансграничной реализации избыточной мощности (относительные показатели)

Группа	Страна	Коэффициент производственного энергобаланса	Коэффициент торгового энергобаланса	Коэффициент энергопотерь, k_{LG}
		k_{GC}	k_{EI}	k_{LG}
$G \leq C$	Греция	0,909	0,068	0,089
$(G > C) \wedge (L \leq NE)$	Франция	1,227	9,534	0,061
$(G > C) \wedge (L > NE)$	Россия	1,130	2,215	0,107
$(G > C) \wedge (L \gg NE)$	Индия	1,338	0,000	0,256

Источник: составлено автором на основе данных статистической комиссии ООН Режим доступа: https://unstats.un.org/unsd/energy/Eprofiles/default.htm

На втором этапе методики, с учетом изложенной в предыдущей главе специфики интеграционных проектов в мировой электроэнергетике, осуществляется выявление источников экономической синергии, обусловленных объединением национальных ЭЭС. Для этого используется предложенная в диссертации классификация эффектов экономической синергии по функциональному и структурному признакам.

По функциональному признаку будем различать:

– эффект операционной синергии в МГЭО, обусловленный влиянием регионального координатора (диспетчера), который позволяет консолидировать и оптимизировать режимы энергопотребления на всей территории МГЭО, прогнозировать и сглаживать скачки нагрузок на элементы электроэнергетической инфраструктуры; повышать надежность МГЭО за счет гарантирования поставок в единой системе; обеспечивать и поддерживать постоянство нормативных показателей качества электроэнергии и электроэнергетического оборудования за счет масштабного эффекта; гарантировать взаимную помощь участников в критических и нештатных ситуациях;

– эффект управленческой синергии в МГЭО, обусловленный стимулирующей функцией регионального координатора, который прогнозирует предполагаемый спрос, и в соответствие с ним управляет деятельностью локальных продавцов, позволяя им генерировать заранее регламентированные по объемам и срокам поставки, уменьшить локально и глобально оперативные резервы для критических и аварийных ситуаций; централизованное планирование и регулирование потребления позволяет локальным продавцам оптимизировать и рационализировать обслуживающие и ремонтные работы, выбрать наилучший график проведения этих работ по времени и по стоимости; оптимизировать загрузку конкретного продавца, тем самым уменьшая его производственные расходы, в особенности на топливные ресурсы; существенно снижать экологический вред за счет плана обеспечения поставок и нагрузок;

– эффект финансовой синергии в МГЭО, обусловленный снижением расходов локального участника на эксплуатацию и поддержание технологической

инфраструктуры и оборудования; доступности более крупных проектов электроэнергетической интеграции и развития; также эффективная структура МГЭО позволяет локальному участнику строить долгосрочные инвестиционные и инфраструктурные планы в соответствие с общими вопросами развития региона.

По структурному признаку будем различать:

– субаддитивную синергию, которая имеет кратко- и среднесрочный характер проявления и выражается в снижении общих затрат за счет ликвидации излишних производственных процессов, снижения удельных затрат, повышения продаж, соединения имущества и капиталов, и прочих легко рассчитываемых балансовых составляющих;

– супераддитивную синергию, которая основывается на долгосрочных внебалансовых преимуществах проекта объединения – доступ к новым покупателям; взаимопомощь и совокупное дополнение в интегрированной структуре; развитие корпоративного и конкурентного потенциала; диверсификация производства, портфеля партнеров и всего бизнеса в целом.

Приведенная классификация является распространенной в известных источниках по концепции экономической синергии [69] [70]и применяется, в том числе, в смежных областях экономики ТЭК [71]. Субаддитивность выражается в снижении совокупных издержек участников объединения, а супераддитивность заключается в увеличении их кумулятивной эффективности.

В диссертации показана взаимосвязь между двумя приведенными выше признаками классификации, а именно: субаддитивная синергия соответствует рассмотренным ранее эффектам операционной и финансовой синергии в МГЭО, а супераддитивная – эффектам управленческой и финансовой синергии (см. Таблицу 6).

---

[69] Эванс, Ф.Ч. Оценка компаний при слияниях и поглощениях. Создание стоимости в частных компаниях / Ф.Ч. Эванс, Д.М. Бишоп. – М.: Альпина Бизнес Букс, 2007. – 336 с.

[70] Касьяненко, Т.Г. Синергия в современной экономике: определение и типология / Т.Г. Касьяненко, Д.А. Иванов // Экономика и управление: проблемы, решения. – 2017. – № 6. – С. 18-25.

[71] Саркисов, А.С. Использование синергетических эффектов при формировании инвестиционной политики нефтегазовых компаний / А.С. Саркисов, В.В. Гузь // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комлексом. – 2013. – № 5. – С.6-13.

Таблица 6.

Соотношения между категориями синергии в МГЭО

Категории синергии	Операционная	Управленческая	Финансовая
Субаддитивная	X		X
Супераддитивная		X	X

Источник: составлено автором

На третьем этапе методики осуществляется количественная оценка эффекта синергии в МГЭО. В диссертации примем, что эффект синергии образуется вследствие возникновения потоков дополнительных экономических выгод в адрес участников объединения – субаддитивного и супераддитивного потоков:

$$F_t^{\text{sub}} = G_t w_1 - N_t E w_2 \; ; \tag{8}$$

$$F_t^{\text{sup}} = G'_t w_3 + L'_t w_4 \, , \tag{9}$$

где: w_1, w_2, w_3, w_4 – весовые коэффициенты, отражающие интеграционные и дезинтеграционные факторы объединения; G'_t –прогнозируемый прирост национального производства электроэнергии в период *t*, L'_t – оценка сокращения нетехнологический потерь в период *t*.

В расчетах принимается, что в ситуации «как есть», когда потенциальные участники МГЭО рассматриваются по отдельности, весовые коэффициенты w_1, w_2, w_3, w_4 равны единице и представляют собой переводной коэффициент, а субаддитивный поток в формуле (8) сводится к текущему состоянию национального электроэнергетического баланса в экономическом выражении. В ситуации «как есть» долгосрочные эффекты G', L' равны нулю, а супераддитивный поток в формуле (9) отсутствует.

При рассмотрении ситуации объединения, в формате «как будет», весовые коэффициенты w_1, w_2, w_3, w_4дополнительно вносят экспертную корректирующую оценку составляющих интеграционного процесса. Для оценки долгосрочных

эффектов G', L' предполагается использовать методы теории игр.

Для расчета эффектов субаддитивной и супераддитивной синергии в диссертации используем модель капитализации потока экономических выгод:

$$S^{\text{sub}} = \sum_{t=0}^{T} \left(\frac{1}{1+r}\right)^{t} F_t^{\text{sub}}; \; S^{\text{sup}} = \sum_{t=0}^{T} \left(\frac{1}{1+r}\right)^{t} F_t^{\text{sup}}, \tag{10}$$

где: F_t^{sub}– субаддитивный поток экономических выгод; F_t^{sup} – супераддитивный поток экономических выгод; r – ставка дисконтирования; T – горизонт прогнозирования .

При построении модели также следует учесть, что в проектах трансграничной электроэнергетической интеграции также присутствуют диссинергические слагаемые, являющие факторами расходов на организационно-экономические мероприятия по проекту; затраты на ресурсное, технологическое и инфраструктурное дополнение участников; мероприятия на унификацию и стандартизацию механизмов производства и эксплуатацию и т.п. Тогда для оценки эффекта экономической синергии в МГЭО получим с учетом (8), (9), (10) следующую формулу:

$$S(C) = \sum_{i \in C} \left(S_i^{sub} + S_i^{sup}\right) - R(C), \tag{11}$$

где: C – множество участников МГЭО, S_i^{sub}, S_i^{sup}– эффекты субаддитивной и супераддитивной синергии для локального участника («как будет»), $R(C)$ – затраты на мероприятия по формированию объединения C.

Следует также отметить, что несмотря на технико-экономические преимущества интеграционного процесса, ему существенно препятствуют политические и социально-экономические факторы. Различие научно-технического и производственного-технологического потенциала смежных стран, серьезное влияние межгосударственной напряженности и конфликтов, а также прочие внешнеполитические факторы заметно снижают эффективность и заинтересованность в электроэнергетическом сотрудничестве на трансрегиональном уровне. Поэтому при разработке проектов кооперации в

энергетической сфере политические и страновые риски требуют детального и долгосрочного анализа.

Предложенная модель представляется перспективной для оценки обоснованности проектов МГЭО, так как основывается на технологических особенностях процесса обеспечения и потребления электричества, а также позволяет учитывать региональный физико-географический и инфраструктурный потенциал государств-участников электроэнергетической интеграции.

2.3. Разработка методики теоретико-игрового моделирования межгосударственных интеграционных объединений в электроэнергетике

Интеграционное объединение представляет собой сложное взаимодействие стран-участниц, имеющих собственные национальные интересы, особенные свойства, разного рода неопределенности, а также разнонаправленность и противоречивость в глобальных целях объединенной ЭЭС. Для математической формализации и дальнейшего исследования такого взаимодействия в диссертации использован аппарат теории кооперативных игр [72], в положениях которого рассматриваются принципы выработки стратегии при групповом взаимодействии. Для решения проблемы группового ведения субъектов при условии конфликта их интересов вводятся модели разногласия (несоответствия стимулов для взаимодействия разной меры) участников и разрабатываются рекомендаций для оптимального поведения при создании компромиссной стратегии[73].

В диссертации для формализованного описания взаимодействия стран-участниц МГЭО выбрана модель коалиционной игры. В обоснование выбора положены следующие предпосылки:

– аппарат антагонистических игр обеспечивает моделирование элементарных парных конфликтных ситуаций. При этом исследуется конфликт

[72]Провоторова, П. Кооперативные игры с коалиционной структурой / П. Провоторова, А. Зинченко: монография. – Lambert Academic Publishing, 2011. – 25 с.

[73] Василевич, Л.Ф. Теория игр / Л.Ф. Василевич: учеб. пособие. – Киев: КИИМ, 2000. – 37 с.

интересов всего лишь двух игроков и принимаемые ими меры и контрмеры при взаимодействии. Как правило, анализируется неопределенность действий соперника, так как конкретные шаги, цели, мотивы и стимулы его поведения невозможно знать наверняка, пытаются спрогнозировать стратегию его поведения на основании гипотезы о стремлении к увеличению личной выгоды и вычислении некоторого предполагаемого выигрыша сторон. Соперничающая сторона также может быть представлена в неявном виде некоторыми непредвиденными обстоятельствами или неопределенностью разного рода – в таком случае происходит дуэль с «природной неопределённостью»;

– аппарат бескоалиционных игр позволяет моделировать конфликт нескольких сторон, при котором не предусматривается наличие механизма взаимодействия и обсуждения между игроками либо стимулов к составлению соглашений между ними;

– аппарат коалиционных (кооперативных) игр [74] является наиболее близким к реальности интеграционных объединений в экономике, поскольку в нем акцент делается на проектировании механизма взаимодействия между участниками и на их стимулировании к договору по поводу общей стратегии. Игровая модель основывается на ряде упрощений проблемы несоответствия взглядов участников на получаемую награду. Существуют «правила игры», т.е. четкие представления об ожидаемых и возможных действиях участников, о знаниях об их состоянии и предпринимаемых мерах, о формируемой стратегии, о порядке взаимодействия, об ожидаемом вознаграждении, об итогах игры. Также игровая модель рассматривает только «разумные ходы», т.е. ограничена совокупностью стратегий, которые увеличивают или хотя бы не изменяют предполагаемый выигрыш участников.

С учетом этих указанных ограничений, представляется возможным применение коалиционных игровых моделей для проектирования оптимальной стратегии вероятного поведения группы игроков для повышения значений индивидуальных и общих вознаграждений от участия в объединенных структурах.

---

[74] Провоторова, П. Кооперативные игры с коалиционной структурой / П. Провоторова, А. Зинченко: монография. – Lambert Academic Publishing, 2011. – 44 с.

В диссертации были приняты за основу следующие методологические положения аппарата коалиционных игр[75]. Под коалиционной игрой G понимается набор:

$$G =< P, C, s, v > \quad (12)$$

где: P – множество игроков; C – множество образуемых коалиций; s – множество групповых стратегий; v – характеристическая функция игры, описывающая зависимость выигрыша от формируемой коалиции C.

Действия коалиции $C \subset P$ рассматриваются в качестве поведения единого игрока против явных соперников (других игроков), или обезличенного соперника «природы». В таком случае выигрыш конкретной коалиции участников $v_i(C)$ зависит от личных стратегий поведения игроков, создавших коалицию C. В силу того, что кооперация между игроками проявляется в создании коалиций, важным атрибутом групповой игры являются положения о кооперативном взаимодействии:

– зависимость от совместного решения, выраженная переменой локального и глобального выигрыша от выбора той или иной стратегии участниками;

– характер совместного влияния может варьироваться от идеально совпадающих локальных целей (коалиционная игра) до зеркально противоположных ожиданий (антагонистическая игра, «конфликт»);

– кооперационные структуры могут проявлять динамические свойства, т.е. формируемые объединения чаще всего временные и обладают изменяющимся составом участников;

– существует регламент кооперации, выраженный в форме известных правил взаимодействия и поведения в составе кооперации;

– возможна иерархия при взаимодействии, что означает существование «ходов», временной разницы между решениями одного участника и ответными мерами других.

Решением кооперативной игры нескольких участников является распределение общего выигрыша между ними в процессе преодоления конфликта интересов партнеров и выработки соглашений по правилам и условиям

[75] Провоторова, П. Кооперативные игры с коалиционной структурой / П. Провоторова, А. Зинченко: монография. – Lambert Academic Publishing, 2011. – 46 с.

достижения наибольшего выигрыша, правилам вхождения в кооперативные структуры и получаемые в итоге доли от общего выигрыша, оценки выигрыша при кооперативном взаимодействии, составления механизмов разрешения споров между участниками при помощи компромиссных решений и т.д. Получаемое решением может быть представлено:

– единственным набором исходов, когда существуют однозначные выигрыши для данной игры (*N*-ядро, вектор Шепли);

– множественным набором исходов, когда возможно найти много вариантов выигрыша для рассматриваемой игры (*C*-ядро, *K*-ядро).

В данной работе рассматриваются игры, в которых участники заинтересованы в создании кооперативной структуры, что формально выражается условием супераддитивности характеристической функции:

$$v(p_i) + v(p_j) \leq v(p_i \cup p_j). \tag{13}$$

Поясним вышеописанные принципы определения выигрыша в кооперативной игре. Для это введем понятие вектора дележа $D = (d_1 \dots d_n)$ с персональными выплатами участникам d_i, как индивидуально рационального и эффективного распределения выигрыша:

$$\begin{gathered} d_i \geq v(i), \qquad i \in P, \\ \sum_{i=1}^{\dim(P)} d_i = v(P), \end{gathered} \tag{14}$$

где $\dim(P)$ – размерность множества участников.

Тогда возможно составить выражение для формирования бесконфликтной «справедливой» схемы распределения частей выигрыша между участниками, стимулирующая их заинтересованность в объединении, которое называется *C*-ядром:

$$\sum_{i \in C} d_i \geq v(C), \qquad \forall C \subset P. \tag{15}$$

Условия, формирующие *C*-ядро, создают оптимальное по Парето решение, так как схема разделения полностью распределяет выигрыш, а также повышают

его устойчивость за счет стремления к максимально возможной заинтересованности игроков по участию в объединенной структуре. Решением, оптимальным по Парето, является распределение выигрыша D^* такое, что не существует другого распределения выигрыша D^0:

$$\forall i \in P \quad d_i^0 \geq d_i^*, \tag{16}$$

причём хотя бы одно неравенство выполнено строго.

Таким образом, упрощается отбор вариантов, так как вместо пересмотра всех возможных решений, выделяется решение, не доминируемое другими. Проблема, возникающая даже с дискретными вариантами, заключается в том, что Парето-оптимальным может быть множество решений в результате чего варианты, расположенные на Парето-границе, оказываются неравнозначными, опережая по одним критериям, и отставая по другим.

Вектор Шепли является другой концепцией эффективного дележа между партнерами объединенной структуры, основанной на вычислении ожидаемого вклада участников в произвольную коалицию:

$$\Phi_j = \sum_{C \ni p_i} (\dim(C) - 1)!\,(\dim(P) - \dim(C))! \Big/ \dim(P) \left(v(C) - v(C/p_i)\right). \tag{17}$$

Отличительной особенностью вектора Шепли является его существование и единственность во всех коалиционных играх, что позволяет всегда получить однозначное решение задачи при его использовании.

Значительное отличие вектора Шепли от *N*-ядра в его особенных математических свойствах существования и единственности результата, которые позволяют всегда получить однозначное решение задачи при его использовании.

Рассмотрение реальной экономической проблемы значительно сложнее её идеализированной игровой имитации: положения о абсолютно рациональном поведении участников, выработка стратегии в целях лишь оптимизации экономической ценности проекта, существование очевидных и строгих правил взаимодействия, тотальное совпадение интересов по максимизации общей прибыли являются довольно слабыми сторонами в такого рода математической абстракции. Партнеры межгосударственной электроэнергетической интеграции

скорее всего руководствуются личной заинтересованностью, в том числе и субъективной, по достижению некоторых общих целей, но различаются по некоторым аспектам задачи; в рамках большого межнационального проекта решаются не только вопросы экономической целесообразности, но и анализа социально-политической, военной, технологической значимости данного рода кооперации; поведение участников закономерно и не бессистемно, но будет подчиняться серьезному влиянию случайности и неопределенности.

Изложенные методологические основы используемого аппарата коалиционных игр позволяют перейти к изложению этапов разработанной в диссертации методики теоретико-игрового моделирования межгосударственных интеграционных объединений в электроэнергетике.

На первом этапе методики выполнена формальная постановка кооперативной игры с функцией исходов, характеризующей эффект синергии от формирования коалиции стран-участниц МГЭО. Она состоит в следующем: игроками являются страны-участницы, коалиции представлены разными вариантами МГЭО, выигрышем считается эффект синергии. Для практических целей, поставленных в диссертации, игра считается коалиционной, что означает ориентированность стратегии участников игры на максимизацию общего выигрыша, квазистационарность на периоде выбранного горизонта планирования, неиерархичность.

Формальное выражение кооперативной игры запишется в виде:

$$G =< P, v >, \tag{18}$$

где: P – множество государств, участвующих в проекте; v - характеристическая функция исходов, характеризующая получаемый эффект синергии S от формирования конкретной коалиции C:

$$v(C) = S(C) \tag{19}$$

В итоге, обобщая (18) и (19), получаем математическую задачу формирования наиболее эффективного проекта МГЭО как задачу нахождения оптимальной коалиционной структуры $G = \{C_k\}_{k=1}^{s}$ – системы подмножеств P,

удовлетворяющих условиям[76]:

$$C_k \cap C_l = \varnothing, \quad \bigcup_{k=1}^{s} C_k = P.$$

|

$$G^*\{P, C, s, v, \tau\} = \operatorname{argmax}_{G \ni C}(v_G(C)):$$

(20)

$$\tau \triangleq f(s_{p1}, s_{p2}): < s_{p1}, s_{p2} > \mapsto < S_{p1}, S_{p2} >,$$

где: P – множество государств, участвующих в проекте; G – коалиционная структура, представляющая множество образуемых коалиций; s – множество групповых стратегий; v_G – характеристическая функция, представляющая множество выигрышей в зависимости от выбираемой коалиционной структуры G; τ –отображение, позволяющее оценить предпочтительность непосредственных стратегий s_{p1}, s_{p2} посредством сравнения синергетических эффектов S_{p1}, S_{p2} для проектов G_1 и G_2.

Решение практической проблемы по согласованию стратегий участников МГЭО вскрывает критические упрощения теоретико-игровых подходов:

– реальная задача является динамическим процессом и не может быть описана общеизвестными алгоритмами одноходовых решений (one-shot game);

– неполнота информации об игре: участникам сложно сформулировать сведения в формате платежной матрицы, результатов принимаемых ими решений и условий игры из-за колоссальной описательной сложности реального долгосрочного масштабного проекта;

– несогласованность реального поведения участников с теоретико-игровыми моделями стратегий: не все сценарии поведения могут быть строго описаны действиями в рамках смешанной стратегии, а также характер кооперационного взаимодействия слабо формализуем и непостоянен;

– слабость предположения о коалиционном характере игры: коалиционные структуры спроектированы для упрощения описания вариантов, но не отражают

[76] Колесник Г.В. Использование показателей устойчивости коалиционных структур в оценке стабильности межгосударственных взаимоотношений // Вестник Тверского государственного университета, сер. Прикладная математика. 2005. № 6. С. 91 - 99.

практических механизмов поиска оптимального именно для них решения.

На втором этапе методики, для устранения перечисленных проблем и обеспечения практической реализации эталонной теоретико-игровой модели, в диссертации использованы принципы проектирования механизмов договоров и аукционов. Они представляют собой такую реализацию игровых моделей, которая направлена не на идентификацию и поиск среди известных постановок игр, приближенно подходящих к решаемой проблеме, а на проектирование рациональной структуры и условий игры. Такой подход представляется перспективным для анализа и синтеза механизмов регулирования ОЭР ЕАЭС, в том числе способов торговли электрической энергией по свободным двусторонним договорам и на централизованных торгах.

Введем формальную модель аукциона. Пусть существует некоторое общее благо, получаемое от совместного электроэнергетического проекта, которое в работе представлено эффектами экономической синергии S. В этом случае распределение экономических выгод между агентами может быть осуществлено в форме торга, при котором определённый их объём передаётся между продавцом и покупателем по некоторой оговорённой цене v_{deal}. Тогда функции полезности продающего U_{ps} и покупающего U_{pb} будут иметь вид:

$$\begin{aligned} U_{pb} &\triangleq v_{pb} - v_{deal} \\ U_{ps} &\triangleq v_{deal} - v_{ps} \end{aligned} \qquad (21)$$

где v_{pb}- субъективная ценность данных выгод для покупающего; v_{ps}- субъективная ценность выгод для продающего.

Предпочтения участников торга будут согласованы, если можно подобрать систему цен покупателя и продавца (g_b, g_s), таких, что выполнены условия индивидуальной рациональности участников (14) и

$$g_b \geq g_s, \qquad (22)$$

т.е. цена g_b, по которой покупатель готов приобрести благо, будет не ниже цены g_s, по которой продавец готов его продать.

Классическим решением задачи торга является решение Нэша [77], заключающееся в выборе среднего значения между ценами, назначенными продавцом и покупателем:

$$v_{deal} \triangleq \frac{g_b + g_s}{2}.$$

Использование механизмов самостоятельного выбора ценности рассматриваемой сделки за счет организации разных форм закрытости аукциона (к примеру, участников слишком много и существенно тяжело перебрать все их варианты поведенческих стратегий) исключает необходимость информированности о поведении других участников и поисков объективной цены. Таким образом, устраняются некоторые недостатки элементарного теоретико-игрового моделирования посредством назначения участниками справедливой и выгодной именно для них цены участия в проекте, исходя из их собственных, субъективных суждений. Но получаемый в итоге результат приходит к равновесному значению, так как участники исходили из личных оценок своих бюджетных ограничений, личных предпочтений и справедливых для них потерь.

Механизм аукциона построен на гипотезе безразличия к риску и неопределенности исходов: т.е. они рассматривали только позитивные сценарии полноценного получения наибольшей полезности от сделки. Но по факту, для формирования реалистических стратегий необходимо внести факторы учета влияния неопределенности, которые ограничат заявленные функции пользы некоторой средней ожидаемой величиной. В диссертации риски будут представлены в форме описательной статистической модели негативных вариантов развития событий, вероятности которых можно субъективно формализовать.

Для формализации аппарата использования теоретико-игровых механизмов для «согласования цены» участников электроэнергетического рынка и пояснения деталей постановки задачи поиска «справедливого» для всех решения необходимо

[77] Колесник Г.В. Теория игр с приложениями к моделированию экономических систем. – М.: URSS, 2017. – с. 63

особо указать «условия игры» (условия договора) и применяемые в работе «механизмы контрактов и договоров».

Все участники проекта межгосударственного электроэнергетического сотрудничества и их коалиции, а точнее непосредственные процессы их трансграничного сотрудничества, рассматриваются в форме регионального контракта двух сторон (производителя и покупателя), независимо от того, в какой реальной юридической и физической форме представлены технологические структуры ЭЭС, осуществляющие рассматриваемый контракт. Из-за особых технологических свойств процесса электрогенерации и регулирования договоры являются опережающими, и традиционной формой организации торгов является рынок на сутки вперед и балансирующий рынок, в условиях которых оговариваются объемы и технические параметры, цена, сроки, права и обязательства, и пр.

Проблема постановки задачи в рамках теоретико-игровой модели заключается в серьезной практической бесполезности перебора бесконечного количества математически обоснованных вариантов стратегий. Технологические особенности рынка электроэнергии и мощности характеризуются значительными свойствами, требующего отражения в пуле потенциально полезных решений: технологическая и региональная удаленность участников, требующая учета пространственной переменной (в форме интенсивности или пропускной способности); скачкообразная динамика спроса, вызываемая суточными, сезонными, годовыми и другими циклическими колебаниями; технико-экономические параметры хранения электроэнергии; технологические ограничения на предлагаемые на рынок заявки (технические параметры, мощности, оперативность и т.п.)

Так как электроэнергетическая отрасль отличается серьезным уровнем централизованного регулирования и диспетчеризации (вызванной технологическими особенностями поддержания технических параметров ЭЭС), то имеет смысл таким же образом сформировать наднационального централизованного финансового «арбитра», позволяющего консолидировать

информацию и находить оптимальное решение при переговорах, значительно сокращая транзакционную составляющую издержек, т.е. всех видов затрат, направляемых на организацию торгов, координацию контрактов, решение «споров» и т.п.[78]

Опишем формальную модель рыночной информации *MI* для описания процесса торга:

$$MI =< P, Z, V >, \quad (23)$$

где $P =< P^S, P^C, P^R >$ - множество игроков-участников торга, среди которых выделены продавцы, потребители и институциональные регулирующие организации; $Z =< Z^P, Z^V, Z^C, Z^T >$ - множество стратегий, в котором выделены механизмы поведения игрока относительно ценообразования контракта, механизмы поведения игрока относительно значений объема контракта, механизмы поведения игрока относительно условий организаций рыночных торгов электроэнергией (технический регламент диспетчера) и динамика процесса торгов, внесенная в модель в форме временной составляющей стратегии торгов S^T - сроков исполнения в условиях договора; $V =< V^P, V^V, V^B >$ – ценность сделки для игрока (выигрыш), где выделены составляющие контракта на электроэнергетические ресурсы, выражающие заявленную цену, объемы и стратегии подачи заявок (структура заявок на торгах)[79].

Ключевая особенность проекта МГЭО – значительная асимметричность участников межгосударственной кооперации: различные цели, различные функциональные роли, различная ценность участия и пр. Поэтому изложенную выше модель двухсторонних торгов необходимо скорректировать с учётом особенностей

---

[78] Ванин, В.Н. Инструментальная поддержка принятия решений по выбору стратегий на частично регулируемом субрынке / В.Н. Ванин, В.Л. Ломазов // Научные ведомости Белгородского государственного университета. Серия: Экономика. Информатика. – 2012. – Т. 23. – №. 13-1 (132). С.1-5.

[79] Прохорова О. Н., Пчелин В. Ю. Некоторые аспекты применения теории игр в институциональной экономике //Ученые записки Петрозаводского государственного университета. Общественные и гуманитарные науки. – 2015. – №. 1 (146). С. 95-101.

условий функционирования участников МГЭО[80].

«Арбитражная схема дележа» [81] представляет собой теоретико-игровую модель, при которой в «спор» (т.е. парную игру при торге между 2 субъектами) вносится некая третья независимая сторона, которая справедливо и безапелляционно разрешает конфликт сторон в целом или эксплицитно отдельное конфликтное условие. Чаще всего обращение к арбитру применяется в случае, если игроки не могут прийти к справедливому для всех решению, или же транзакционные издержки на организации самого процесса «справедливого договора» гораздо существеннее обсуждаемой цены игры

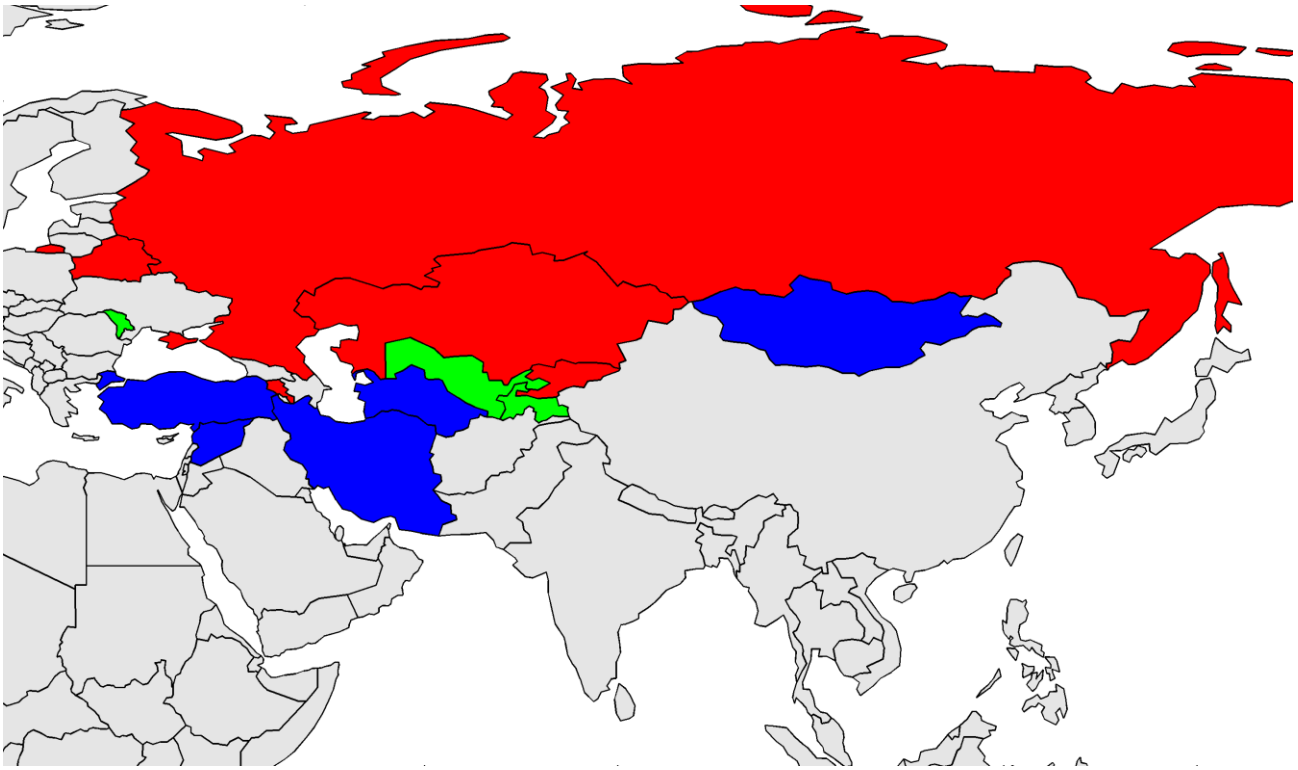
Таким образом, определить ценность кооперации участников и, соответственно, построить оптимальную модель состава участников МГЭО, можно от противного: пытаясь оценить разницу ценности единоличного функционирования и эффекта экономической синергии от объединения. Ценность отдельного игрока (т.н. «status quo value») будет оцениваться как их текущая экономическая активность на электроэнергетическом рынке. На ценность объединения серьезно влияет физическая структура кооперации, т.е. непосредственный состав участников из-за значительности вклада транзитного потенциала (в первую очередь, географического положения) в итоговую ценность всего проекта МГЭО.

Поясним на примере с условной ценностью. Рассмотрим состав участников МГЭО ЕАЭС, представленный на рисунке 2.3.

---

[80] Аюев, Б.И. Применение механизма аукциона для моделирования рынка электроэнергии / Б.И. Аюев, П.М. Ерохин, Т.Ю. Паниковская // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2005. – Т. 308. – №. 5. С. 176-178.

[81] Гулюк, Н.В. Распределение финансовых средств венчурного фонда по арбитражной схеме Нэша / Н.В. Гулюк, Г.С. Курганская //Бизнес-образование в экономике знаний. – 2017. – №. 3 (8). С. 43-46.



Действующие участники:	**Обсуждение участия:**	**Вероятные кандидаты:**
Россия, Беларусь, Казахстан, Кыргызстан, Армения	Молдова, Таджикистан, Узбекистан	Туркменистан, Монголия, Индия, Иран, Турция, Сирия, Тунис

Рисунок 2.3. Возможные участники МГЭО ЕАЭС

Источник: составлено автором

Ценность МГЭО Россия, Беларусь, Казахстан, Кыргызстан гораздо больше, ценности МГЭО Россия, Беларусь, Кыргызстан, так как пропадают возможности торговли через Центральную Азию, и при этом, в таком составе, Кыргызстан не вносит дополнительного выигрыша в проект в силу территориальной удаленности и обособленности.

В таблице 7 представлена ценность вариантов status quo и возможности трансграничной торговли каждого участника.

Таблица 7.

Ценность отдельного игрока (status quo) и возможности трансграничной торговли каждого участника

Участник	Внешний рынок	Условная транзитная ценность
Россия	Норвегия, Финляндия, Эстония, Латвия, Литва, Польша, Беларусь, Украина, Казахстан, Монголия, Китай, Абхазия, Грузия, Южная Осетия, Азербайджан	16
Беларусь	Литва, Польша, Латвия, Россия, Украина	6
Казахстан	Россия, Китай, Киргизия, Узбекистан, Туркменистан	6
Кыргызстан	Казахстан, Китай, Таджикистан, Узбекистан	5
Армения	Азербайджан, Иран, Турция, Грузия	5
Молдова	Украина, Румыния	3
Таджикистан	Узбекистан, Кыргызстан, Китай, Афганистан	5
Узбекистан	Киргизия, Казахстан, Туркменистан, Таджикистан, Афганистан	6

Источник: рассчитано автором

В задаче анализа состава участников евразийского МГЭО применение теоретико-игровых моделей направлено на упрощение процесса принятия управленческих решений за счет концентрации на стратегически полезных вариантах коалиций. Варианты коалиций стран-участниц и их ценность определена в Таблице 8. Расчет показателей ценности выполнен по методике сценарного анализа эффектов экономической синергии, подробно представленной далее в параграфе 3.2.

Таблица 8.

Условная ценность реалистичных вариантов межгосударственной кооперации с учетом влияния региональной связанности

Варианты коалиций	Условная транзитная ценность	Ценность в продуктовом выражении (потребление, ГВт/ч)	Ценность в экономическом выражении (млрд руб)
Россия	16	880 042	3 520
Россия + Армения	16*	885 395	3 541
Россия + Молдова	16*	883 739	3 534
Россия + Беларусь	16*	912 691	3 650
Россия + Казахстан	19	956 718	3 826
Россия + Беларусь + Казахстан	19	989 367	3 957
Россия + Беларусь + Казахстан + Кыргызстан + Узбекистан + Таджикистан	21	1 060 211	4 240

* – отсутствует региональная связанность, ценность равносильна status quo

Источник: рассчитано автором

Очевидно, что для оценки проекта важны не фактические возможно торговли в отдельном регионе, а перспективность каналов данных рынков, т.е. в сущности объемы и темпы роста потенциальных рынков. Чтобы не перебирать все варианты формирования коалиции, дополненной разными сценариями денежных поступлений, вычислим границы множества допустимых решений и среднее ожидаемое значение.

Динамика, недискретность и неравномерность ЭЭС может быть представлена в форме модели интенсивности каналов трансграничной торговли электроэнергией. Технологические параметры электроэнергетической инфраструктуры ОЭС приведены в Таблице 9.

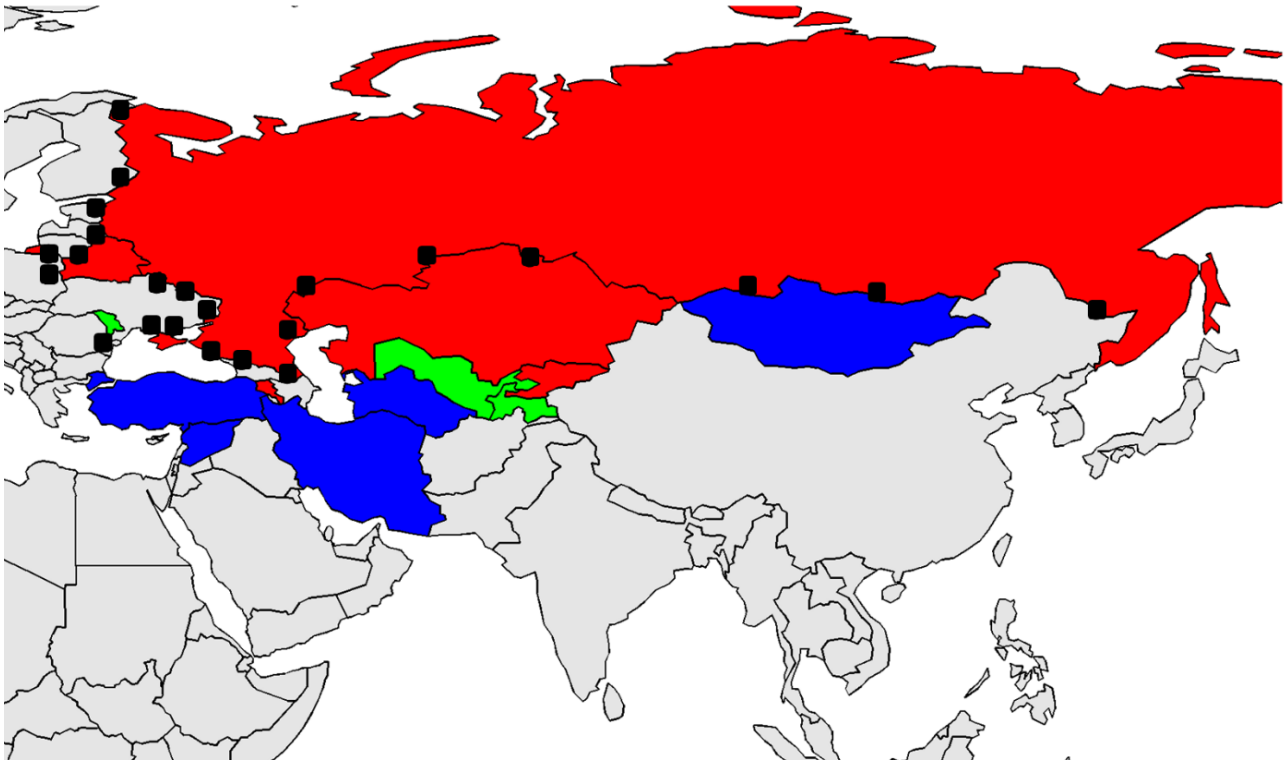


Рисунок 2.4. Схема размещения существующих узлов ЛЭП для трансграничной торговли электроэнергией

Источник: Составлено автором на основе Карты-схема размещения линий электропередачи, подстанций и электростанций. Карты. Схема развития ЕЭС России на 2017 – 2023 годы. Режим доступа: https://energybase.ru/map (дата обращения 16.12.2017)

Таблица 9.

Технологические параметры электроэнергетической инфраструктуры ОЭС

Направление	Тип узла (подстанции / станции и ЛЭП)	Дополнительная мощность к 2023 году
Северо-Запад: Новосокольники – Полоцк (Беларусь)	330 кВ	-
Великорецкая – Резекне (Латвия)	330 кВ	-
Псков – Тарту (Эстония)	330 кВ	-
Кингисеппская – Балти (Эстония)	330 кВ	Ленинградская АЭС-2, 5 ГВт
Выборгская – Кюми (Финляндия)	ПС ПТ	-
Выборгская – Юлликкяля	ПС ПТ	-

Направление	Тип узла (подстанции / станции и ЛЭП)	Дополнительная мощность к 2023 году
(Финляндия)		
Борисоглебская – Киркенес (Норвегия)	ГЭС	-
Центр: Донская – Донбасская (Украина)	500 кВ	-
Валуйки – Змиевская (Украина)	330 кВ	-
Щебекино – Лосево (Украина)	330 кВ	-
Курская – Сумы (Украина)	АЭС (ЛЭП 330 кВ)	-
Курская – Североукраинская (Украина)	АЭС (ЛЭП 750 кВ)	-
Рославль – Кричев (Белоруссия)	330 кВ	-
Смоленская – Белорусская (Белорусь)	АЭС (ЛЭП 750 кВ)	-
Талашкино-Витебск	330 кВ	-
Волга: Балаковская – Степная (Казахстан)	АЭС (ЛЭП 500 кВ)	-
Южная – Уральск (Казахстан)	220 кВ	-
Юг: Т-15 – Амвросиевка (Украина)	220 кВ	-
Ростовская – Южная (Украина)	500 кВ (ЛЭП 330кВ)	-
Шахты – Победа (Украина)	500 кВ (ЛЭП 330кВ)	-
Сысоево – Луганская (Украина)	220 кВ	-
Сысоево – Великоцкая (Украина)	220 кВ	-

Направление	Тип узла (подстанции / станции и ЛЭП)	Дополнительная мощность к 2023 году
Титан – Каховская (Украина)	330 кВ	ВЭС Крыма, 60 МВт
Джанкой – Мелитополь (Украина)	330 кВ	СЭС Крыма 50 МВт
Псоу – Бзыби (Грузия)	220 кВ	-
Центральная – Ингури (Грузия)	500 кВ	-
Зарамагская – Дзау (Южная Осетия)*	330 кВ	Зарамагская ГЭС, 15 МВт
Дербент – Хачмоэ (Азербайджан)	330 кВ	Грозненская ТЭС, 500 МВт
Урал: Новотроицкая – Ульке (Казахстан)	220 кВ (ЛЭП 500 кВ)	-
Орская – Актюбинск (Казахстан)	220 кВ	-
Орская – Кимперсай (Казахстан)	220 кВ	-
Ириклинская -Жетикара (казахстан)	ТЭС (ЛЭП 500 кВ)	-
Шагол – Костанай (Казахстан)	500 кВ	-
Троицкая - Сокол (Казахстан)	ТЭС (ЛЭП 500 кВ)	-
Курган – Аврора (Казахстан)	500 кВ	-
Ишим – Петропавловская (Казахстан)	220 кв	-
Сибирь: Таврическая – Аврора (Казахстан)	500 кВ	-
Таврическая – Экибастузская (Казахстан)	500 кВ	-
Иртышская – Ермаковская (Казахстан)	500 кВ	-
Алтай - Экибастузская (Казахстан)*	1150 кВ	-
Рубцовская – Ермаковская (Казахстан)	500 кВ	-

Направление	Тип узла (подстанции / станции и ЛЭП)	Дополнительная мощность к 2023 году
Чадан – МР (Китай)	110 кВ	-
Селедума – Дархан (Монголия)	220 кВ	-
Дальний Восток: Амурская – Хэйхэ (КНР)	500 кВ	Амурская ТЭС, 440 МВт
Благовещенская – Айгунь (КНР)	220 кВ	Нижне-Бурейская ГЭС, 320 МВт

* – год ввода в эксплуатацию 2018-2020

Источник: Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций и электростанций. Карты. Схема развития ЕЭС России на 2017 – 2023 годы. Режим доступа: https://energybase.ru/map (дата обращения 16.12.2017)

Из таблицы 9 видно разнообразие технических режимов и национальных особенностей технологических параметров электроэнергетической системы, которые необходимо учесть при проектировании структуры единого межгосударственного энергетического пространства. Согласование технических особенностей компонентов ЭЭС МГЭО могут быть внесены в оптимизационную модель в экономическом выражении в форме затрат на преобразующее электрооборудование. Таким образом, стремясь к минимизации затрат на дополнительные инфраструктурные инвестиции и максимизации трансграничных продаж электроэнергетических ресурсов, возможно спроектировать гармоничную структуру МГЭО. В итоге количественную модель транзитной связанности участников проекта можно представить в аддитивном виде, обобщив технические особенности технологической инфраструктуры к общей пропускной способности электроэнергетических каналов, а доступные для генерации и распределения мощность к общей загруженности каналов:

$$TC^k(x,y) = \sum_{i=1}^{m} \mu_i^k(x,y)\theta_i^k(x,y), \qquad (24)$$

где TC^k- показатель транзитной связанности k-го участника, μ_i^k – пропускная способность i-го канала трансграничной торговли электроэнергией k-го участника, θ_i^k – средняя загруженность i-го канала трансграничной торговли электроэнергией k-го участника, m – общее количество каналов трансграничной торговли электроэнергией k-го участника. Далее решим задачу об оптимальном размещении с минимально возможными затратами на организацию коалиции:

$$TC^*(x,y) = \sum_{k=1}^{p}\sum_{i=1}^{m} \mu_i^k(x,y)\theta_i^k(x,y) \to max, \quad (25)$$

где p – общее количество государств-участников.

Выражения можно упростить, преобразовав пространственные координаты в корректирующий весовой множитель φ:

$$TC^* = \sum_{k=1}^{p}\sum_{i=1}^{m} \mu_i^k\theta_i^k\varphi_i^k \to max. \quad (26)$$

В итоге получаем рациональную модель МГЭО в форме иерархической структуры МГЭО, консолидирующей ценность участников международного проекта по мере транзитной связанности с ключевым интегратором коалиции – Российской Федераций, обладающей наибольшим транзитным потенциалом. Наиболее перспективной структурой взаимодействия участников является такой порядок: Россия, Беларусь, Казахстан, Кыргызстан, Армения, Молдова, Таджикистан, Узбекистан.

На третьем этапе методики осуществляется построение системы критериев выбора решения по формированию межгосударственного интеграционного объединения в условиях неопределенности. Математическое обоснование при принятии решений является значительной теоретической и методологической базой, повышающей формализованность самого процесса поиска оптимального решения и объективно увеличивающей обоснованность проектируемых стратегий.

Аналитическое представление исходит из теоретико-игровых подходов: существует матрица платежей (выигрышей) $G = \|g_{ij}(P_i, F_j)\|$, отражающая

предполагаемый результат g_{ij} от выбора альтернативы P_i при условии F_j. В данном случае игровая постановка сводится к «дуэли» человека против природы. Причем, стоит заметить, что лицо, принимающее решение, выбирая конкретный вариант событий, «совершает первый ход», а независимая природа представляет контрдействия в форме последствий решения. Таким образом, ЛПР составляет матрицу платежей G из элементов g_{ij}, соотнося непосредственные варианты выбранных альтернатив с конкретными условиями («состояниями природы»):

$$g_{ij} \triangleq f(P_i, F_j). \quad (27)$$

В зависимости от комбинации альтернатив и условий, а точнее от взглядов на возможность прогнозирования поведения природы, стратегии лица, принимающего решения, можно свести к трем подходам, различающимся уровнем абстракции[82]:

– ожидаемые состояния природы строго предсказуемы, решения принимаются в условиях определенности;

– ожидаемые состояния природы ограниченно предсказуемы, решения принимаются в условиях риска;

– ожидаемые состояния природы трудно предсказуемы, решения принимаются в условиях неопределенности.

Описанные модели условий, в которых принимаются решения обладают разной стратегией для поиска игроком наилучшего варианта. Элементарной стратегией ЛПР является поиск наилучшего решений, т.е. результата платежа с максимальным выигрышем:

$$g^* = \text{argmax}(g_{ij}). \quad (28)$$

В строго определенных условиях, при однозначных сведениях о контрмерах природы, т.н. детерминированных моделях, выбор варианта с максимальным результатом будет являться наилучшим решением.

В условиях ограниченной информации о контрдействиях природы, вводят понятие риска, который формализует множество ожидаемых состояний природы в

[82] Саати, Т. Принятие решений при зависимостях и обратных связях. Аналитические сети. – М.: Ленанд, 2018. – 188-189 с.

форме вероятности наступления того или иного события. Тогда у ЛПР появляются критерии выбора наилучшего решения и различные подходы к его поиску:

$$\begin{gathered} g^* = \operatorname{argmax}(g_{ij}); \\ r^* = \operatorname{argmin}(r_{ij}) \triangleq \operatorname{argmin}\left(\max_j(g_{ij}) - g_{ij}\right); \\ u^* = \sum_1^n p_i u_i \,, \end{gathered} \tag{29}$$

где: r – предполагаемые потери от реализации варианта, u – полезность выбранной альтернативы, p – вероятность конкретного исхода событий.

В данном случае, это – стратегии достижения максимально возможного результата, выраженного непосредственным монетарным выигрышем g^*, или более обобщенной функцией ожидаемой полезности при выборе альтернатив u^*; либо достижением минимально возможного проигрыша (потерь) r^*.

В более реалистичном случае принятия решений в условиях неопределенности, т.е. отсутствия возможности предсказания вероятностей наступления событий, используют критерии, ориентированные на разные приоритеты при разработке стратегии достижения наилучшего результата. Наиболее распространённым является использование максиминного критерия Вальда, обеспечивающего максимальный выигрыш в наименее благоприятных условиях:

$$g^* = \max_i \min_j g_{ij} \tag{30}$$

где g_{ij} – элементы платёжной матрицы; i – стратегии участника; j – значения неопределённого фактора.

$$
\begin{gathered}
g_1^* = \max_i \max_j g_{ij}\,; \\
g_2^* = \max_i \min_j g_{ij}\,; \\
g_3^* = \max_i\{w_1\, g_{ij} + w_2\, g_{ij}\}; \\
g_4^* = \max_i \sum_{j=1}^{n} g_{ij}/n\,; \\
r_1^* = \min_i \max_j r_{ij}\,; \\
r_2^* = \min_i \min_j r_{ij}\,; \\
r_3^* = \max_i\{w_1\, r_{ij} + w_2\, r_{ij}\}; \\
r_4^* = \min_i \sum_{j=1}^{n} r_{ij}/n\,,
\end{gathered}
\tag{31}
$$

где: w_1, w_2- весовые коэффициенты или функционалы, позволяющие оценивать разброс между оптимистичным и пессимистичным исходами событий, n – суммарное количество событий.

Полученные выражения (20), (24), (31) позволяют выявить преимущества (приоритеты) стран-участниц при создании коалиции в форме МГЭО и оценить их риски в условиях неопределенности.

2.4. Разработка методики экспертно-аналитической оценки ключевых выгод и рисков проекта межгосударственного электроэнергетического объединения ЕАЭС

Методика предназначена для количественной экспертно-аналитической оценки приоритетов и рисков стран-участниц МГЭО ЕАЭС. В силу существенной значимости организационно-экономических и социально-политический факторов первоначальный отбор игроков и формируемые ими кооперативные структуры выбираются на основе метода анализа иерархий Саати[83] в форме субоптимальных коалиционных объединений. Они, в свою очередь, исследуются посредством модели кооперационной игры.

[83] Саати, Т. Принятие решений при зависимостях и обратных связях. Аналитические сети. – М.: Ленанд, 2018. – 360 с.

На первом этапе методики осуществляется формирование состава стран-участниц проекта МГЭО ЕАЭС с группировкой по уровню интеграции исходя из результатов анализа международных правовых актов по ЕАЭС и общему рынку электроэнергии, а также прогнозов экономического развития стран ЕАЭС и потребностей в ТЭР.

Состав ЕАЭС представлен на Рисунке 2.3:

A – действующие участники;

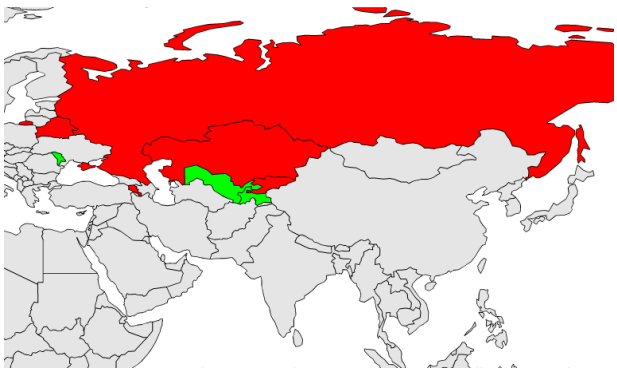
B – обсуждение участия;

C – ведение переговоров;

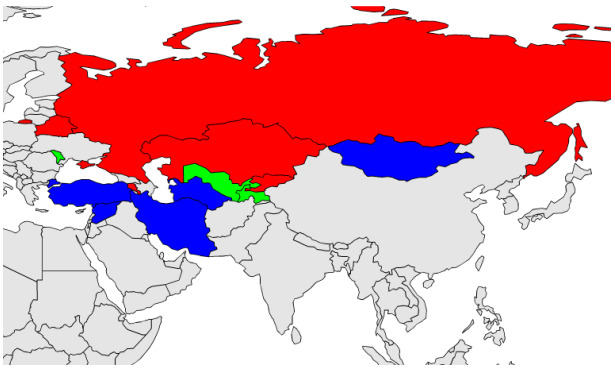
D – вероятные кандидаты;

E – проявляют заинтересованность.

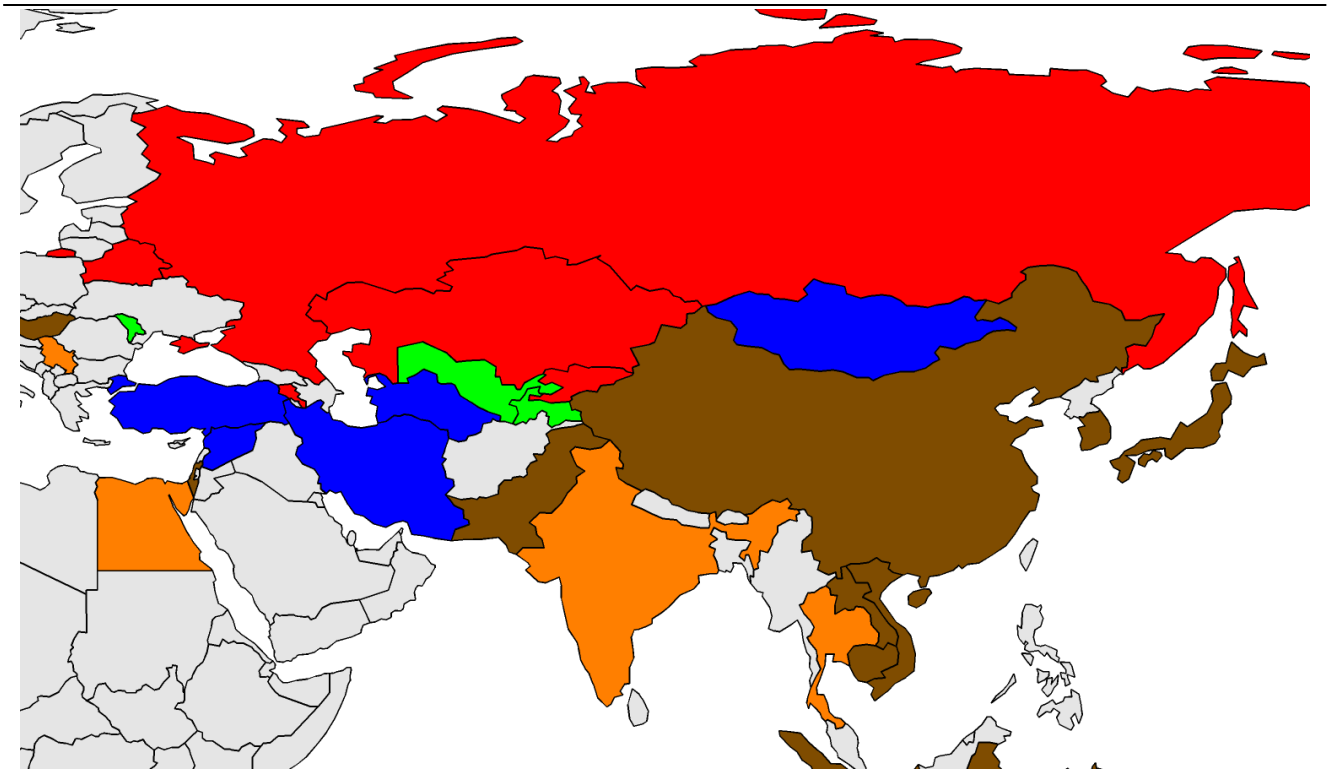
Страны, входящие в перечисленные группы, представлены на Рисунке 2.5 с использованием различного цветового кодирования.



, ∪.



, ∪. ∪#



, ∪. ∪#∪/

A	*B*	*C*	*D*	*E*
Действующие участники:	**Обсуждение участия:**	**Ведение переговоров:**	**Вероятные кандидаты:**	**Проявляют заинтересованность:**
Россия, Беларусь, Казахстан, Кыргызстан, Армения	Молдова, Таджикистан, Узбекистан	Египет, Таиланд, Сербия, Индия, Сингапур	Туркменистан, Монголия, Индия, Иран, Турция, Сирия, Тунис	Венгрия, Израиль, Китай, Вьетнам, Камбоджа, Лаос, Пакистан, Индонезия, Корея, Япония, Чили, Перу

Рисунок 2.5. Состав ЕАЭС

Источник: составлено автором

По степени интеграции стран в МГЭО ЕАЭС будем различать следующие группы:

группа 1 – участие в ОЭР (Россия, Белоруссия, Казахстан);

группа 2 – стадия переговоров (Киргизия, Армения);

группа 3 – стадия заинтересованности (Молдавия, Таджикистан, Узбекистан).

На втором этапе методики выполняется идентификация ключевых выгод и рисков стран-участниц в проекте МГЭО ЕАЭС. При формировании такого крупного проекта электроэнергетического объединения необходимо учитывать ключевые тренды электроэнергетики [84], а также новые требования международных потребителей энергоресурсов, в первую очередь это ЕС, КНР, Япония, Корея, Индия, с которыми планируется дальнейшая трансграничная торговля:

– значительность экологических требований, выраженная даже в политических мероприятиях по контролю климата, замедления опустынивания плодородных земель и регламентации выбросов парниковых газов;

– задача энергоэффективности, стимулирующая как существенное сокращение использования электроэнергии конечными потребителями, так и реорганизующая топливно-энергетические отрасли стран и национальные электроэнергетические балансы, включая стратегии перехода от сжигаемых источников энергии (углеводоров) к источникам с более мягким эффектом для окружающей среды;

– увеличение доли автономной и возобновляемой энергетики по всему миру, причем со значительными темпами роста в развивающихся регионах (Африка, Индия, Юго-Восточная Азия), создающее большой объем предложения местными участниками регионального рынка электроэнергетики;

– глобальные интеграционные процессы в других регионах мира, стимулирующие появление новых поставщиков и новых каналов

[84] The Energy Union’s five dimensions: policy observations at Member State and EU level. ANNEX 2 to the Communication from the Commission Second Report on the State of the Energy Union. COM(2017) 53. 1.2.2017. P. 3 – Режим доступа: https://ec.europa.eu/commission/sites/beta-political/files/annex2-2nd-report-state-energy-union_en.pdf.

электроэнергетических ресурсов, диверсификацию предложений на общем рынке, и переход от олигополистической инфраструктуры к полностью конкурентному механизму, требующий от существующих участников серьезного наращивания конкурентного потенциала.

Для топливно-энергетического комплекса государства и его энергетической политики важны 3 ключевые инфраструктурно-технологические компоненты: месторождения, логистика и поставщики. Другими словами, системные свойства технологического комплекса характеризуются качеством механизмов взаимодействия между непосредственными источниками энергетических ресурсов, путей их доставки и субъектов-организаторов поставок. Поэтому региональное расширение стимулирует важнейшие проекты «точек роста» для будущего ТЭК.

Так как на практике преимущества интеграционного проекта не смогут реализоваться в полной мере, а также проявятся неучтенные дезинтеграционные эффекты, необходимо оценить среднеожидаемые значения предполагаемого синергетического эффекта. Для этого при помощи группы экспертов составлена балльная оценка ключевых факторов потенциала и рисков евроазиатского МГЭО. Потенциалом будем считать интенсивное использование доступных преимуществ стран участниц, выраженный такими категориями:

– ресурсный потенциал, представленный всем спектром источников национальных топливно-энергетических ресурсов, в особенности ископаемое топливо, гидрологические ресурсы, источники для атомной промышленности и возобновляемые ресурсы;

– производственный потенциал, рассматривается в форме номенклатурной оценки существующих электроэнергетических мощностей по генерации, инфраструктурной и коммуникационно-сетевой обеспеченности, развитости национальной электроэнергетики и качества национального регулирования электроэнергетического комплекса и т.п.;

– транзитный потенциал, кроме непосредственного отражения доступности и обеспеченности средствами для сухопутной и морской трансграничной торговли

электроэнергией, формирует значительные долгосрочные стратегические перспективы и преимущества. Протяженное межгосударственное интеграционное образование может участвовать в разнообразных партнерских проектах, обходя проблемы геополитических рисков и запретительных мер для отдельной страны.

В ближней перспективе сохраняется возможность взаимодействовать с потенциальными партнерами, входящими в сомнительные геополитические альянсы. В основном это немаловажные технологии добычи трудноизвлекаемых запасов углеводородов, в первую очередь, сланцев и газогидратов, и возможности законодательно разрешенного развития уже существующих проектов с ТНК Total, Shell, ExxonMobil, British Petrolium, Statoil, Wintershall, OMV, Royal Dutch Shell, Engie и др.

В средней перспективе, это доступ к новым рынкам, преимущественно китайским и южноазиатским потребителям, и их активно развивающимся экономикам, требующим качественно нового объема энергетических ресурсов. Значительна возможность перенесения акцента на них в рамках программы развития Нового Шелкового пути. А также приоритетна поддержка позиций на европейском рынке за счёт диверсификации маршрутов через неустойчивые Восточную Европу и Ближний Восток посредством новых направлений через Северное и Средиземное море.

В дальней перспективе, это – ускоренное развитие морской формы торговли при помощи разнообразной водной инфраструктуры, уменьшающей все геополитические риски, связанные с наземной торговлей через транзитные страны. Спектр данных методов довольно широк: от использования подводных ЛЭП до интенсивного использования сжиженных углеводородов, подаваемых на арендуемые электростанции под ключ.

В диссертационном исследовании была выполнена формализация перечисленных выше преимуществ (выгод) и рисков стран-участниц МГЭО ЕАЭС. В качестве ключевых выгод для дальнейшего экспертного оценивания были определены:

P_1 – национальная электроэнергетика (возможность использования единой

системы общесоюзного ТЭК);

P_2 – генерация (развитие производства за счет долгосрочных гарантированных контрактов);

P_3 – передача (развитие услуг по распределению электроэнергии за счет ЕЭЭС и долгосрочных контрактов);

P_4 – сбыт и управление (интенсивное использование единой электроэнергетической системы для централизованной регуляции и гармонизации национальных ЭЭС);

P_5 – ископаемое топливо (гарантированная реализация ресурсного потенциала энергоресурсов в форме ископаемого топливо за счет обмена технологиями, кадрами и другими системными преимуществами);

P_6 – гидрологические ресурсы (гарантированная реализация ресурсного потенциала энергоресурсов в форме гидрологических ресурсов и долгосрочных проектов ГЭС за счет обмена технологиями, кадрами и другими системными преимуществами);

P_7 – ядерное топливо (гарантированная реализация ресурсного потенциала энергоресурсов в форме ядерной энергии и долгосрочных проектов АЭС за счет обмена технологиями, кадрами и другими системными преимуществами);

P_8 – возобновляемые ресурсы (гарантированная реализация ресурсного потенциала энергоресурсов в форме возобновляемых ресурсов и систем умного города за счет обмена технологиями, кадрами и другими системными преимуществами);

P_9 – транзитный потенциал (возможность совместного использования технологической инфраструктуры для единой системы электроэнергетики);

P_{10} – сухопутные границы (расширение возможностей транснациональной торговли электроэнергией);

P_{11} – морские границы (интенсивное использование морских маршрутов

поставок энергоресурсов для устранения транзитных проблем трансграничной торговли).

Кроме преимуществ объединяемых государств, необходимо детально рассмотреть отрицательные аспекты их потенциала, выраженные ключевыми факторами риска:

– военно-политические риски, олицетворяющие наличие военной напряженности в регионе, нерешенных конфликтов, значительное влияние террористических группировок, неустойчивость политического режима, активное проявление сепаратистских и радикальных групп граждан, акцент на агрессивной политической силе и др.;

– социально-экономические риски, представленные уровнем развитости национальной экономики, степенью заинтересованности в качестве и прозрачности рыночных правил торговли, зрелостью деловой культуры;

– инфраструктурно-технологические риски, которые обобщены до интегральных показателей технического и морального износа национального электроэнергетического оборудования.

В качестве ключевых рисков для дальнейшего экспертного оценивания выделены:

R_1 – военная напряженность;

R_2 – политическая напряженность;

R_3 – террористическая напряженность;

R_4 – региональная напряженность;

R_5 – недостаточный уровень развитости национальной экономики;

R_6 – экономическое расслоение общества;

R_7 – недостаточный уровень зрелости деловой культуры;

R_8 – недостаточный уровень зрелости гуманитарной культуры;

R_9 – технический износ ЭЭС;

R_{10} – моральный износ.

На третьем этапе методики осуществляется оценка ключевых выгод и рисков проекта МГЭО ЕАЭС на основе метода анализа иерархий (МАИ). Этот

метод предоставляет возможность свести сложную задачу многокритериальной оптимизации к алгоритму последовательного попарного сравнения разнозначных критериев и альтернатив, формируя при этом количественное выражение строгой последовательности взаимо-упорядоченных вариантов с учетом выбранных весовых коэффициентов приоритетов.

Принцип иерархической организации, применяемый в данном методе, позволяет рассмотреть сложную проблему в качестве постепенного сопоставления компонент нижестоящего уровня относительно их вышестоящей структуры, называемой вершиной. Вся проблема анализируется относительно глобальной цели принятия решения, помещаемой в вершину иерархической структуры, и существующих нижестоящих альтернатив, позволяющих данную цель достигнуть. Между целью и альтернативами помещаются детализированные подструктуры критерии, факторы и пр. Выходящий из компоненты иерархической модели узел называют дочерним элементом, формирующий этот узел компонент считается родительским элементом. Таким образом, пул дочерних узлов является «группой сравнения» по отношению к своей родительской структуре. После композиции иерархической модели выполняется определение приоритетов каждого узла структуры, которое заключается в отражении относительной значимости компонент каждой группы сравнения посредством безразмерных положительных численных характеристик, ограниченных единицей (т.е. сумма значений в группе равна единице обычно).

Этапы анализа состоят из последовательной оценки на каждом уровне рассматриваемой задачи. Если представить структуру МАИ в виде графа, то рассмотрение начинается сверху-вниз, с целей, далее следуют критерии выбора, а затем рассматриваемые альтернативы. Причем на каждом из уровней возможна детализация на глобальные и локальные подструктуры. Концептуально-графическая формализация проблемы считается первым шагом исследования и проектирования модели иерархии.

Рассматриваемые варианты оптимизируются по ряду критериев принятия решения. Учитывая многокритериальный характер задачи оценки выгод и рисков

формирования МГЭО, должна быть определена существенность значений этих критериев при принятии решения. Одним из способов является формирование свёртки критериев с использованием весовых коэффициентов. Пусть оцениваемые факторы обозначаются x_i, критерии выбора и оценивания – $r(x_i)$, а коэффициенты приоритетов критериев – w_i. Причем, для простоты шкалирования и соотношения размерностей различных величин, $r(x_i) \in [0,1]$, $w_i \in (0,1)$, $\sum w_i = 1$. Тогда можно записать формальное выражение для некоторого обобщённого интегрального показателя выбора, учитывающего значение критериев и весовых коэффициентов, называемого[85] оператором свертки Y:

$$Y = F(r(x), w), \tag{32}$$

где: F – функциональное преобразование, выполняющее непосредственную свертку.

Оно может быть представлено любыми принципами проектирования универсального показателя, но самыми частыми являются аддитивный (простой) и мультипликативный принципы, которые соответственно формируют, либо взвешенную сумму $Y = \sum_{j=1}^{m} w_j r_j(x)$, либо взвешенное произведение $Y = \prod_{j=1}^{m} r_j(x)^{w_j}$.

Выбор правил оценки весовых коэффициентов для приоритетов критериев и их последующее назначение для примеров из реальной выборки является довольно нетривиальной и в некоторой степени субъективной проблемой в силу того, что и методика вычисления приоритетов, и полученные итоговые значения для разных вариантов будут варьироваться, особенно при существовании схожих субоптимальных решений. Поэтому стоит пояснить концепцию качественных шкал ранжирования и количественных методов их расчета.

Самый элементарный метод – простое ранжирование, заключающееся в последовательном упорядочивании важности критериев w_j с назначением j-му критерию $m - j + 1$ баллов, где m – общее количество критериев, и их последующей нормировкой:

---

[85] Лотов, А.В. Многокритериальные задачи принятия решений / А.В. Лотов, И.И. Поспелова: учеб. пособие. – М.: МАКС Пресс, 2008. – 73 с.

$$w_j = \frac{m - j + 1}{\sum_{j=1}^{m} j}. \quad (33)$$

Другой принцип ранжирования – установление соотношения f^0 между критериями. Оно может быть представлено в форме качественного сравнения при помощи простых лингвистических переменных (больше и меньше) или других более сложных интервальных шкал, которые затем преобразованы к численному виду, так и непосредственно в виде количественных закономерностей и функциональных зависимостей F.

$$w_j = f^0\left(r_j, F(r_1, \dots, r_m)\right). \quad (34)$$

При анализе и количественной оценке критериев и коэффициентов их существенности необходимо стремиться к согласованности критериев между собой. Данную задачу можно описать как требование отсутствия некоторого доминирующего главного критерия. Так как, если бы он существовал, то задача оптимизации теряет свой математический смысл. Формальное выражение для требований можно представить так:

$$\sum f(x_j) \to \max, \nexists f(x_i) > f\left(x_j\right). \quad (35)$$

Принципы математической алгоритмизации, предложенные Саати [86], позволяют интерактивно производить поиск наилучшего решения для проекта, представленного множеством количественных и качественных показателей, численно представить «лингвистические» оценки экспертов, сопоставить варианты с неравной ценностью, формализовать и, в итоге, согласовать участие и степень значимости каждого свойства в вычисляемом глобальном показателе. В такой постановке многокритериальная оптимизация сводится к максимизации линейной свертки критериев:

$$\exists Y^*\colon Y^* = \max \sum_{i=1}^{n} w_i r(x_i), \quad (36)$$

где: x_i – возможные варианты, $r(x_i)$ – некоторые функции ранжирования

[86] Саати, Т. Принятие решений при зависимостях и обратных связях. Аналитические сети. – М.: Ленанд, 2018. – 360 с.

вариантов, w_i – некоторые весовые коэффициенты, Y^* – выбираемый вариант.

Далее аналитик производит попарное сопоставление элементов каждого слоя иерархических структур (подструктур), посредством преобразования разноформатных мнений экспертов в численное выражение, акцентируя внимание на взаимоотношении компонент внутри рассматриваемого в данный момент слоя (субслоя). Вычисленные значения локальных компонент составляют матрицу H, называемую «*матрицей попарных суждений*»:

$$H = \begin{vmatrix} 1 & h_{12} & h_{13} & \dots & h_{1n} \\ 1/h_{12} & 1 & h_{23} & \dots & h_{2n} \\ 1/h_{13} & 1/h_{23} & 1 & \dots & h_{3n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ 1/h_{1n} & 1/h_{2n} & 1/h_{3n} & \dots & 1 \end{vmatrix}, \quad (37)$$

$$h_{ii} = 1, h_{ij} = 1/h_{ji};$$

Если мнения экспертов представлены в лингвистической форме, то для преобразования их в количественные значения применяется 9-балльная шкала для сопоставления относительной значимости компонент с численными оценками. Таким образом, формируются «вычислимые» показатели значимости компонент, согласованности их друг с другом, а также локальные и глобальные численные характеристики компонент каждого уровня моделей. Количественное сравнение и синтез выполняется для каждой подструктуры модели иерархии.

Экспертная оценка ключевых выгод и рисков по десятибалльной шкале по странам-участницам МГЭО ЕАЭС приведена в Таблице 10 и Таблице 11. При этом страны сгруппированы по степени интеграции в МГЭО, а именно: участие в ОЭР (группа 1), стадия переговоров (группа 2), стадия заинтересованности (группа 3).

Расчет показателей ключевых выгод и рисков в Таблице 10 и Таблице 11 был выполнен с использованием процедуры экспертного оценивания. Использование ряда экспертных взглядов позволяет оперативно выполнить многофакторный анализ совокупной структуры факторов, оказывающих различное влияние на проект, сформулировать описательную модель рисков и, в итоге, выразить их в количественной форме.

При использовании методов из теории экспертного оценивания важным аспектом субъективного анкетирования и консолидации выводов становятся ключевые параметры процесса качественного и количественного исследования, а именно – достаточность сформированной экспертной группы, обоснованность их решений и согласованность их мнений.

Таблица 10.

Оценка выгод стран-участниц МГЭО ЕАЭС

Уровень интеграции	Страна	Критерии										
		P_1	P_2	P_3	P_4	P_5	P_6	P_7	P_8	P_9	P_{10}	P_{11}
1. Стадия участия в ОЭР	Россия	8	8	7	7	8	10	10	6	10	8	7
	Беларусь	6	8	7	7	4	3	1	2	6	7	1
	Казахстан	6	7	7	6	6	2	8	6	8	9	4
2. Стадия переговоров	Кыргызстан	4	5	5	4	5	3	1	4	4	6	1
	Армения	6	9	8	9	2	2	1	4	2	5	5
3. Стадия заинтересованности	Молдова	3	3	3	4	1	3	1	1	2	2	2
	Таджикистан	2	4	4	4	2	1	1	6	4	6	1
	Узбекистан	2	5	4	4	2	1	8	6	4	4	1

Источник: составлено автором на основе выполненного анализа

Таблица 11.

Оценка рисков стран-участниц МГЭО ЕАЭС

Уровень интеграции	Страна	Критерии									
		R_1	R_2	R_3	R_4	R_5	R_6	R_7	R_8	R_9	R_{10}
1. Стадия участия в ОЭР	Россия	2	2	4	2	2	4	4	4	4	5
	Беларусь	2	1	2	1	3	4	6	5	4	5
	Казахстан	4	4	4	4	3	6	5	7	6	5
2. Стадия	Кыргызстан	4	5	7	5	4	9	7	9	8	10

переговоров	Армения	8	2	3	8	2	2	2	1	3	4
3. Стадия заинтересованности	Молдова	7	5	2	8	4	6	2	4	5	7
	Таджикистан	4	5	7	5	6	10	7	9	8	10
	Узбекистан	4	5	7	5	7	9	7	8	7	9

Источник: составлено автором на основе выполненного анализа

Задачу достаточности количества экспертов в группе можно сформулировать в форме нахождения наименьшего размера экспертного совета, предлагаемые решения которого является адекватными и надежными для разработки управленческих мероприятий. С формальной стороны концепция очевидна: недостаточное привлечение экспертов предложит лишь односторонние, личные мнения участников опроса; значительное привлечение советников станет сложным и высокозатратным мероприятием. Поэтому идентификация требуемого количества участников для принятия обоснованных управленческих решений является первостепенной проблемой и существенным шагом в проектировании всей процедуры экспертного оценивания для рассматриваемого проекта.

За показатель результативности экспертного оценивания рационально выбрать функцию, отражающую точность прогнозируемого вследствие экспертизы итога. Традиционные методы оценки необходимого размера экспертного совета исходят из довольно спорных предположений и статистический упрощений, основанных на гипотезе, что согласованные мнения будут представлены нормальным распределением. Исходя из этого, можно представить разнообразные принципы расчета количества экспертов Q_m в зависимости от требуемой согласованности в суждениях в форме разнородных отклонений от «среднего ожидаемого мнения» относительно количества рассматриваемых объектов (количества испытаний) Q_x [87]:

[87] Рупосов, В.Л. Методы определения количества экспертов / В.Л. Рупо-сов // Вестник Иркутского государственного технического университе-та. – 2015. – №. 3 (98). – 286-292 с.

$$Q_m = \left\{ \begin{array}{c} = \sqrt{\dfrac{12\sum D_i^2}{Q_x(Q_x^2-1)}\Big/ t^*} \\ = (\dfrac{t\sigma}{E})^2 \\ = (\dfrac{tV}{E_p})^2 \\ \dots \end{array} \right\} \sim \sqrt{Q_x}, \quad (38)$$

где: E – математическое ожидание, D – дисперсия, σ – среднее квадратическое отклонение, V – коэффициент вариации, E_p – относительная ошибка средней величины, t^* – условный обобщенный показатель достоверности статистического эксперимента, t – значение критерия Стьюдента по достоверности статистического эксперимента.

Эти математические закономерности будут использоваться в форме контрольных значений, а процедура экспертного оценивания будет выполняться на основе эмпирического опыта аналогичных проектов и практических организационно-экономических ограничений.

В работе рассмотрены результаты экспертного оценивания 14 компетентных участников (экспертов) из разных областей стратегического планирования: экономика, внешняя политика, государственное управление, безопасность, инфраструктура, наука и технология, промышленность, энергетика и пр.

Результаты экспертного оценивания ключевых рисков для России приведены в Таблице 12.

Для количественного изучения совокупного мнения экспертов (42) и (43) выполним расчеты ранговых результатов (39) и статистических параметров отклонений (40) между субъективными ответами.

$$R_j{}^* \triangleq \sum_i^{Qm} R_{ij}\,; \qquad R^* \triangleq \sum_j^{Qx}\sum_i^{Qm} R_{ij}\,. \quad (39)$$

Для анализа отклонений в полученных ответах воспользуемся

традиционными показателями абсолютных отклонений – математическим ожиданием и дисперсией:

$$E_i = {\sum_i^{Qm} R_{ij}}\Big/{Qm};$$
$$D_i = \sum_i^{Qm} R_{ij} - {\sum_j^{Qx}\sum_i^{Qm} R_{ij}}\Big/{Qx}. \quad (40)$$

Далее вычисляется число совпадений и инверсий в рассматриваемой выборке:

$$CI = \sum_j^{Qx}(\sum_i^{Qm} R_{ij} - {\sum_j^{Qx}\sum_i^{Qm} R_{ij}}\Big/{Qx})^2. \quad (41)$$

Таблица 12.

Результаты экспертного оценивания ключевых рисков для России

	Приоритеты									
	R_1	R_2	R_3	R_4	R_5	R_6	R_7	R_8	R_9	R_{10}
Эксперт 1	2	2	4	2	2	4	4	4	4	5
Эксперт 2	2	1	2	1	2	4	3	5	4	5
Эксперт 3	4	2	4	4	1	4	3	3	6	5
Эксперт 4	4	2	3	1	2	4	3	4	4	5
Эксперт 5	1	2	3	1	2	2	4	4	4	4
Эксперт 6	2	4	2	1	1	4	2	4	5	8
Эксперт 7	2	4	3	4	2	2	4	3	4	5
Эксперт 8	2	2	3	1	2	4	4	5	4	5
Эксперт 9	2	2	2	1	1	4	4	4	4	4
Эксперт 10	2	1	3	1	1	4	4	4	4	5
Эксперт 11	2	4	4	4	2	4	4	4	4	5
Эксперт 12	2	4	2	5	1	4	4	4	4	5
Эксперт 13	2	1	2	3	1	4	5	3	6	4
Эксперт 14	1	1	2	6	1	4	4	4	6	5
R_j^*	30	32	39	35	21	52	52	55	63	70

E_i	2,1	2,3	2,8	2,5	1,5	3,7	3,7	3,9	4,5	5,0
D_i	-14,9	-12,9	-5,9	-9,9	-23,9	7,1	7,1	10,1	18,1	25,1
R^*	449									
CI	2252,9									
CC	0,14									
χ_t^2	17,56									

Источник: составлено автором на основе выполненного анализа

Для целей оценки взаимоотношений мнений экспертов в работе будет использоваться коэффициент согласованности (конкордации) Кендалла:

$$CC = \frac{12\sum_{j=1}^{n} D_j^2}{{Q_m}^2 Q_n({Q_n}^2 - 1)}, \quad (42)$$

где: n – количество рассматриваемых факторов; m – количество экспертов; D – дисперсия отклонений.

Для оценки достоверности статистических испытаний необходимо сравнить полученное итоговое значение с нормативными параметрами проверки статистических гипотез на основе критерия согласия Пирсона:

$$\chi_t^2 = Qm \cdot CC \cdot (Q_x - 1). \quad (43)$$

В результате, сверяясь с табличными значениями для значения t-30%, расчетное значение $\chi_t^2 = 17.56 > \chi_{t\text{крит}}^2 = 16.2$, следовательно, в указанной полосе уровня значимости достоверность расчета подтверждается. Но полученное значение CC = 0,14 отражает малую согласованность суждений экспертов, что в данном случае является положительным результатом, доказывающим объективность оценок. Оценка рисков по другим странам-участницам МГЭО, а также оценка их выгод была выполнена аналогично. Итоговые результаты сведены в Таблицы 8 и 9.

Полученные результаты экспертно-аналитической оценки приоритетов и рисков стран участниц МГЭО ЕАЭС позволяют перейти к решению задач сценарного анализа проекта МГЭО ЕАЭС.

ВЫВОДЫ ПО ВТОРОЙ ГЛАВЕ

1. В соответствии с поставленной научной задачей в диссертации разработана структура и определен состав научно-методического аппарата оценки эффективности проектов интеграции электроэнергетических рынков стран ЕАЭС. В него включены три взаимосвязанные методики для оценки эффектов экономической синергии в межгосударственных электроэнергетических интеграционных проектах; теоретико-игрового моделирования интеграционных объединений в электроэнергетике; оценки выгод и рисков проекта межгосударственного электроэнергетического объединения ЕАЭС.

2. Методика оценки эффектов экономической синергии в проектах межгосударственной электроэнергетической интеграции позволяет на основе статистических данных по электроэнергетическим профилям стран-участниц оценить экономическую эффективность их интеграции. Разработанная методика обеспечивает расчет субаддитивного и супераддитивного эффекта от объединения национальных электроэнергетических систем на основе выявления потенциала трансграничной реализации избыточной электроэнергетической мощности и его количественную оценку с использованием предложенных коэффициентов производственного энергобаланса, торгового энергобаланса и энергопотерь.

3. Методика теоретико-игрового моделирования межгосударственных интеграционных объединений в электроэнергетике позволяет на формальном уровне выполнить анализ и синтез институциональных основ общего электроэнергетического рынка ЕАЭС в части механизмов регулирования и способов торговли электроэнергией по свободным двусторонним договорам и на централизованных торгах. Отличительной особенностью данной методики является формальная постановка кооперативной игры с функцией исходов, характеризующей эффект экономической синергии от формирования коалиций странами-участницами, использование аукционного механизма для проектирования рациональной структуры и условий игры и систематизация критериев для оценки стратегий стран-участниц трансграничной электроэнергетической интеграции в условиях неопределенности и рисков.

4. Методика экспертно-аналитической оценки ключевых выгод и рисков проекта межгосударственного электроэнергетического объединения стран ЕАЭС предназначена для количественной оценки военно-политических и технико-экономических аспектов интеграционного проекта в условиях многокритериальности, конфликта интересов, неопределенности и рисков. Ее сущность состоит в экспертном оценивании стран-участниц с использованием метода анализа иерархий по авторским наборам критериев, учитывающим существующий уровень интеграции участников и характеризующим их ожидаемые преимущества от реализации ресурсного, производственного и транзитного потенциала в условиях трендов повышения энергоэффективности, экологичности и цифровизации электроэнергетики, а также вероятные дезинтеграционные факторы вследствие военно-политической и социально-экономической напряженности и организационно-технологического рассогласования электроэнергетических систем.

5. Разработанный в диссертации научно-методический аппарат обеспечивает дальнейшее развитие и применение к новой области исследований концепции и методов оценки экономической синергии, методов теории кооперативных игр, методов теории принятия решений в условиях конфликта интересов, неопределенности и рисков, методов экспертного оценивания и анализа иерархий. Исходными данными для разработки научно-методического аппарата послужили данные Статистической комиссии ООН по электроэнергетическим профилям стран мира, международные правовые акты по ЕАЭС и общему рынку электроэнергии, прогнозы экономического развития стран ЕАЭС и потребностей в ТЭР из официальных аналитических источников, что обеспечивает обоснованность и достоверность полученных результатов.

ГЛАВА 3. РАЗРАБОТКА ПРЕДЛОЖЕНИЙ ПО ПРАКТИЧЕСКОЙ РЕАЛИЗАЦИИ ОПЫТА ИНТЕГРАЦИИ МИРОВОЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ В ЕАЭС

3.1. Сравнительный анализ организационных и технико-экономических характеристик национальных электроэнергетических рынков стран ЕАЭС

Для оценки возможностей и обоснования перспектив практической реализации опыта интеграции мировой электроэнергетики в ЕАЭС необходимо выполнить сравнительный анализ организационных и технико-экономических характеристик объединяемых электроэнергетических рынков стран-участниц.

Рынок электроэнергии Российской Федерации. Как и в любой стране электроэнергетическая отрасль в России составляет основу экономики, обеспечивает ее развитие, снабжая электро- и теплоэнергией потребности всех секторов промышленности и населения, а также осуществляет экспорт электроэнергии в ближайшие страны, в том числе СНГ. Практически девяносто процентов электрических станций и электросетевого оборудования РФ образуют Единую энергетическую систему России (ЕЭС РФ), охватывающую территорию от запада до Дальнего Востока и, фактически, являющуюся крупнейшим в мире централизованно управляемым энергообъединением[88].

В составе ЕЭС РФ работают семь Объединенных энергосистем. ОЭС Центра, Урала, Средней Волги, Юга, Северо-Запада и Сибири работают параллельно[89]. Энергосистемы, которые находятся в составе ОЭС Востока и работающие параллельно, образуют отдельную синхронную зону. Режимами работы ЕЭС РФ осуществляют управление 7 Объединенных диспетчерских управления и 51 Региональное диспетчерское управление.

---

[88] Сайт Министерства энергетики РФ [Электронный ресурс]: – Режим доступа: http://www.minenergo.gov.ru/ (дата обращения 16.12.2018)

[89] Официальный сайт Системного оператора Единой энергетической системы [Электронный ресурс]:). – Режим доступа: http://so-ups.ru/index.php?id=ees (дата обращения 16.12.2018)

В ЕЭС РФ входят 805 электростанций мощностью больше 5 МВт[90]. На конец 2018 года общая установленная мощность генерирующих объектов ЕЭС России составила 243,2 ГВт.

Выработка электроэнергии электростанциями (в том числе с режимом комбинированной выработки электрической и тепловой энергии) в централизованной зоне электроснабжения России составила 1 070,9 млрд кВт*ч, что на 2,1% выше, чем за аналогичный период 2017 года.

Годовой максимум потребления мощности в 2018 году был зафиксирован в 17-00 24 декабря 2018 года и составил 151 900 МВт.

Потребление электроэнергии в централизованной зоне электроснабжения РФ в 2018 году составило 1 055,6 млрд кВт*ч, что на 1,7% выше, чем за аналогичный период 2017 года.

Электросетевой комплекс энергосистемы РФ на декабрь 2018 год включал 2,5 млн. км линий электропередач, 860 тыс. МВА трансформаторных мощностей и 570 тыс. трансформаторных подстанций. Основные технико-экономические показатели работы энергосистемы РФ за период 2016-2018 годы представлены в Таблице 13[91].

На текущий момент ЕЭС РФ в синхронном режиме работает с частотой электрического тока 50 Гц с энергосистемами близлежащих стран бывшего СНГ: Латвии, Монголии, Казахстана, Белоруссии, Грузии, Эстонии, Литвы, Украины и Азербайджана. Также в параллельном режиме с ЕЭС РФ работают энергосистемы Центральной Азии и энергосистема Молдовы.

В Российской Федерации федеральным органом исполнительной власти, осуществляющим функции по выработке и реализации государственной политики и нормативно-правовому регулированию в сфере топливно-энергетического комплекса в соответствии с утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 28 мая 2008 года № 400 «О Министерстве энергетики

---

[90] Сайт Министерства энергетики РФ [Электронный ресурс]:). – Режим доступа: http://www.minenergo.gov.ru/ (дата обращения 16.12.2018)

[91] Электроэнергетический совет Содружества Независимых государств. – Режим доступа: http://energo-cis.ru/ (дата обращения 16.12.2018)

Российской Федерации», является Минэнерго России[92].

Таблица 13.

Технико-экономические показатели работы энергосистемы РФ

Показатели			Годы		
			2016	2017	2018
Выработка электроэнергии, млрд. кВтч			1 071,9	1 073,7	1070,9
в т.ч.	628,5		691,2	622,4	620,1
	186,7		175,3	187,4	183,8
	196,4		180,8	202,9	204,1
	0,6		0,2	0,7	0,6
Потребление электроэнергии, млрд. кВтч			1 054,5	1 059,7	1055,6
Межгосударственный обмен электроэнергии, млрд. кВтч		Передача (экспорт)	14,8	15,7	20,4
		Получение (импорт)	7,7	2,2	3,1
Установленная мощность, МВт			240 250	239 812,2	243 243,2
в т.ч.	ТЭС		162 720	164 563	164 586,6
	ГЭС		50 817	50 969	48 506,3
	АЭС		26 384	27 194	29 132,2
	ВИЭ		329	461	478,7
Абсолютный максимум потребления мощности ЕЭС РФ, МВт			151 700	150 600	151 900
Частота в максимум нагрузки ЕЭС РФ, Гц			50,006	50,00	50,00
Уд. расход топлива на отпуск электроэнергии, г/кВтч			319,8	317,6	315,5
Отпуск электроэнергии потребителям всего, млрд. кВтч			781,4	774,4	789,1

[92] Об электроэнергетике [Электронный ресурс]: Федеральный закон от 26.03.2003 №35 ФЗ. – Режим доступа: http://base.consultant.ru/cons/cgi/online.cgi?req=doc;base=LAW;n=195983.

Показатели		Годы		
		2016	2017	2018
в т.ч.	Промышленность и строительство	291,1	314,8	326,4
	Транспорт	52,6	52,1	52,7
	Сельское хозяйство	14,4	14,8	15,1
	Непромышленные потребители	193,9	178,5	166,1
	Перепродажа электроэнергии	95,9	75,4	84,2
	Население	133,5	138,8	144,6

Источник: составлено автором на основе данных Системного оператора Единой энергетической системы. Режим доступа: http://so-ups.ru/index.php?id=ees (дата обращения 16.12.2018)

Минэнерго России осуществляет свою деятельность непосредственно и через свои подведомственные организации во взаимодействии с другими федеральными органами исполнительной власти, органами исполнительной власти субъектов РФ, органами местного самоуправления, общественными объединениями и иными организациями.

К субъектам электроэнергетики РФ относятся лица (организации), осуществляющие производство электрической, тепловой энергии и мощности, приобретение и продажу электрической энергии и мощности, энергоснабжение потребителей, оказание услуг по передаче электрической энергии, оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике, сбыт электрической энергии (мощности), организацию купли-продажи электрической энергии и мощности, предоставление системных услуг (см. Рисунок 3.1)[93].

К инфраструктурным организациям электроэнергетической отрасли РФ относятся следующие компании. АО «Системный оператор Единой энергетической системы» единолично осуществляет централизованное оперативно-диспетчерское управление в ЕЭС РФ. Работа ассоциации «НП Совет

[93] Сайт Министерства энергетики РФ [Электронный ресурс]: – Режим доступа: http://www.minenergo.gov.ru/ (дата обращения 16.12.2018)

рынка» связана с развитием и совершенствованием нормативной базы в электроэнергетике и регулированием отношений между субъектами электроэнергетики в рамках Договора о присоединении к торговой системе оптового рынка. Группа «Интер РАО» — диверсифицированный энергетический холдинг, управляющий активами в России, а также в странах Европы и СНГ, которая охватывает ряд специфических видов деятельности. ПАО «Россети» – оператор энергетических сетей в России – является одной из крупнейших электросетевых компаний в мире. ПАО «ФСК ЕЭС» создано в соответствии с программой реформирования электроэнергетики РФ как организация по управлению Единой национальной (общероссийской) электрической сетью с целью ее сохранения и развития.

В настоящее время на территории РФ действует двухуровневая система: розничный и оптовый рынки электроэнергии и мощности.

На первом из рынков в торгах участвуют потребители электроэнергии, в том числе ЭСО, которые продают приобретенную на оптовом рынке электроэнергию розничным потребителям, а также крупные поставщики.

Рынок электроэнергии РФ делится на ценовые, неценовые и изолированные зоны. В рамках изолированных зон действуют иные правила, чем для остальных зон. Данный факт объясняется тем, что в границах данных зон отсутствует технологическое соединение с другими зонами ЕЭС РФ.

В случае розничного рынка реализуется электроэнергия, купленная на оптовом рынке, а также электроэнергия генерирующих компаний, являющихся участниками розничного рынка.

Продажу электроэнергии конечным потребителям на розничном рынке осуществляют гарантирующие поставщики, ЭСО, а также электростанции, которые не продают электрическую энергию на оптовом рынке.

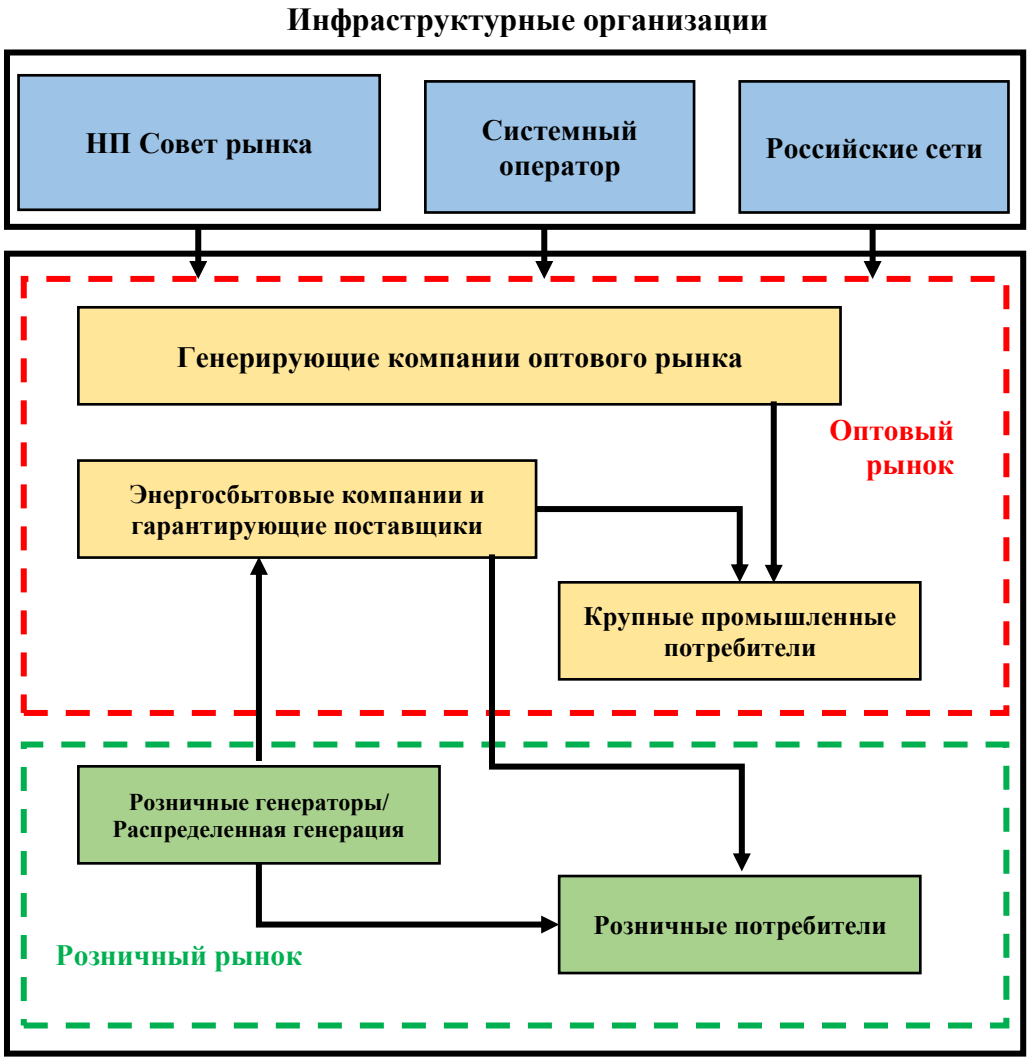


Рисунок 3.1. Структура отрасли электроэнергетики РФ

Источник: составлено автором

Гарантирующий поставщик – это энергоснабжающая организация, получившая данный статус, в функции которой законодательно закреплено обязательство заключения договор энергоснабжения с любым обратившимся к нему физическим или юридическим лицом, которые находятся в зоне его территориальной ответственности. Суть деятельности гарантирующего поставщика на розничном рынке заключается в гарантировании обеспечения конечного потребителя поставками электроэнергии, которые по тем или иным причинам не смогли заключить договор электроснабжения с другими ЭСО на данной территории. Договоры электроснабжения между гарантирующим

поставщиком и потребителями являются публичными, т.е. имеют типовую форму. При этом условия данного договора, включая цену, сроки оплаты и обязательства обоих сторон, устанавливаются Правительством Российской Федерации.

В отличие от гарантирующего поставщика все остальная ЭСО данной территории ответственности имеют право самовольно договариваться с покупателями (абонентами), определять условия поставки [94].

Структуру оптового рынок образуют несколько секторов, отличающихся условиями заключения сделок и сроками поставки[95]:

– рынок двусторонних форвардных договоров, заключаемых до начала работы РСВ, который в свою очередь делится на сектор регулируемых договоров (РД) и сектор свободных договоров (СД);

– РСВ, который начинает работать за сутки до дня операционных суток, т.е. в течение которых будут происходить физические поставки;

– балансирующий рынок, действующий в течение операционных суток в целях компенсации активной мощности в системе путем заключения сделок на объем электроэнергии, на который было допущено отклонение участников рынка.

РД заключаются на оптовом рынке с 2011 года с целью поставок электроэнергии и мощности бытовым потребителям, в том числе приравненным к населению группам абонентов, а также гарантирующим поставщикам, которые контролируются МРСК Северного Кавказа. В основе РД лежит принцип «take or pay», суть которого заключается в безусловной оплате потребителем оговоренного в договоре объеме электроэнергии независимо, была ли произведена физическая поставка[96].

---

[94] Алмазова О.Н. Развитие партнерских отношений на розничном рынке электроэнергии (в бытовом секторе): дис. … канд. эк. наук: 08.00.05 / Алмазова Ольга Николаевна. – Воронеж, 2011. – 222 с.

[95] Габриелян О.В. Совершенствование экономического механизма формирования тарифов на оптовом и потребительском рынках электроэнергии: на примере АО «Мосэнерго»: дис. … канд. эк. наук. М., 1999. – 165 с.

[96] О внесении изменений, признании утратившими силу некоторых актов Правительства Российской Федерации в связи с упразднением Федеральной службы по тарифам и об утверждении правил принятия Федеральной антимонопольной службой решений об определении (установлении) цен (тарифов) и (или) их предельных уровней в сфере деятельности субъектов естественных монополий и иных регулируемых организаций:

Для всех остальных потребителей, которые не приобретают электроэнергию и мощность по РД, заключают СД в рамках конкурентной борьбы на оптовом рынке.

Из сути СД следует, что условия поставки как цена, сроки, права и обязательства сторон предварительно оговариваются контрагентами. Однако, в отличие от РД данным договорам присущ в основном характер финансовых контрактов. Это означает, что в СД фиксируются цены; исполнение обязательств по покупке и продаже, но отсутствует график поставки (т.е. контрагенты обозначают лишь намерение и объемы приобретения электроэнергии/мощности, но не обязательно друг у друга); порядок оплаты рыночной стоимости потерь и ограниченного ресурса.

При этом по факту продавец или покупатель волен выполнить договорные обязательства экономически целесообразным для него образом, путем продажи/покупки договорного объема у других субъектов рынка. Таким образом СД являются средством хеджирования (страхования) рисков изменения рыночный цены, которая определяется по каждому узлу ЕЭС РФ на РСВ. В итоге коммерческие расчеты между сторонами СД происходят при учете разницы между оговоренным тарифом в СД и фактической ценой за идентичный объем электроэнергии на РСВ за один и тот же промежуток времени. Поэтому оплата может происходить как со стороны продавца (в случае, если цена на РСВ оказалась ниже цены по СД), так и со стороны покупателя (если цена РСВ оказалась выше, чем по СД).

Так как по СД поставка чаще всего не осуществляется, то наличие СД не влияет на планирование и управление режимами ЕЭС России. Тем не менее, стороны СД регистрируют их в АТС в части договорных почасовых объемов для определения финансовых и товарных обязательств участников оптового рынка с учетом данных договоров, а также для прогноза их потребления.

На балансирующем рынке торгуются объемы электроэнергии,

Постановление Правительства Российской Федерации от 4 сентября 2015 г. №9 941. – Режим доступа: http://pravo.gov.ru/laws/ acts/96/49525453.html

составляющими отклонения от плановых объемов.

В России рынок мощности был разработан с целью обеспечения в достаточной степени ресурсов мощности в период пикового потребления, а также чтобы обеспечить снижение рисков для инвесторов, связанных с вхождением в рынок новых генерирующих мощностей.

Рынок мощности устроен таким образом, что каждый оптовый покупатель электрической энергии обязан купить мощность в объеме заявляемого им или определяемого по факту его пикового потребления, увеличенного на объем резервов мощности, необходимый для обеспечения надежного функционирования энергосистемы.

В свете сказанного стоит резюмировать, что действующая на сегодня модель рынка РФ имеет в своей основе ниже перечисленные особенности:

– действует оптовый рынок электроэнергии и мощности в рамках единого рыночного пространства на европейской территории России, Сибири и на Урале;

– созданы и действуют достаточно конкурентные механизмы торговли электрической энергией: балансирующий рынок, долгосрочный и среднесрочные двусторонние договоры, РСВ;

– созданы условия и механизмы для торговли электрической мощностью: конкурентные - долго- и среднесрочные двусторонние договоры, купля/продажа мощности на конкурентных отборах; торговля мощностью по договорам купли-продажи и договорам (поставки) мощности

– функционирует рынок системных услуг, предоставляемых СО, и необходимых для соблюдения нужного уровня качества энергоснабжения;

– зависимость цен на электроэнергию на розничном рынке для конечных потребителей от стоимости электроэнергии на оптовом рынке.

Рынок электроэнергии Республики Беларусь. Белорусская энергетическая система представляет собой постоянно развивающийся высокотехнологичный комплекс, включающий электростанции, котельные, электрические и тепловые сети, которые связаны общностью режима их работы на территории всей республики. Установленная мощность энергосистемы на 01.01.2018 составляет

10 068,7МВт, в том числе:

8 938,34 МВт - энергоисточники ГПО «Белэнерго», из них 42 тепловых электростанций электрической мощностью – 8 841, 08 МВт, в том числе 12 тепловых электростанций высокого давления – 8 187, 57 МВт; 25 гидроэлектростанции установленной мощностью 88,26 МВт, ветроэнергетический парк мощностью 9 МВт;

1 130, 36 МВт - энергоисточники, не входящие в состав ГПО «Белэнерго». Согласно заключенным договорам в параллельной работе с энергосистемой находятся 255 блок-станций.

В структуре потребления электроэнергии 2018 года промышленность составляет 53%, сельское хозяйство - 5%, население - 24%, транспорт - 3%, остальные потребители- 15%.

В настоящее время установленной мощности электростанций Беларуси достаточно для полного обеспечения своей потребности в электроэнергии. Импорт электроэнергии осуществляется исходя из экономической целесообразности для наиболее эффективной загрузки мощностей электростанций республики, а также для проведения ремонтных мероприятий в белорусской энергосистеме. В 2018 году республика импортировала из России 3,2 млрд. кВт•ч электроэнергии.

Экспорт осуществлялся в Литву и в незначительных объемах в Латвию, Украину и Россию для реализации нормативного аварийного резерва мощности, поддерживаемого для использования в аварийных ситуациях, и в 2018 году составил 0,16 млрд. кВт•ч. Основные технико-экономические показатели работы энергосистемы РБ за период 2016-2018 годы представлены в Таблице 14.

Таблица 14.

Технико-экономические показатели работы энергосистемы РБ

Показатели		Годы		
		2016	2017	2018
Выработка электроэнергии, млрд. кВтч		33,3	30,6	30,4
в т.ч.	ТЭС	29,9	29,5	29,9

Показатели			Годы		
			2016	2017	2018
	ГЭС (выше 25 МВт)		-	-	-
	АЭС		-	-	-
	ВИЭ (в т.ч. ГЭС 25 МВт и ниже)		0,3	0,1	0,4
	Прочие		3,1	1,0	0,1
Потребление электроэнергии, млрд. кВтч			36,3	36,9	37,3
Межгосударственный обмен электроэнергии, млрд. кВтч		Передача (экспорт)	0,5	0,2	3,2
		Получение (импорт)	3,8	2,8	6,3
Установленная мощность, МВт			9 853,8	9 109,1	10 068,7
в т.ч.	ТЭС		9 107,1	8 320,2	9205,9
	ГЭС (выше 25 МВт)		-	-	-
	АЭС		-	-	-
	ВИЭ (в т.ч. ГЭС 25 МВт и ниже)		27,8	27,8	186,8
	Прочие		718,1	761,1	675,9
Абсолютный максимум потребления мощности в энергосистеме РБ, МВт			6 179	5 774	5 555
Частота в максимум нагрузки в энергосистеме РБ, Гц			50	50,01	50,01
Уд. расход топлива на отпуск электроэнергии, г/кВтч			246,8	235,5	230,4
Уд. расход топлива на отпуск теплоэнергии, кг/Гкал			167,55	167,52	167,06
Отпуск электроэнергии потребителям всего, млр. кВтч			29,8	28,5	28,5
в т.ч.	Промышленность и строительство		16,3	15,2	15,2

Показатели		Годы		
		2016	2017	2018
	Транспорт	0,8	0,7	0,7
	Сельское хозяйство	1,5	1,5	1,5
	Коммунально-бытовые потребители	7,0	6,9	6,9
	Прочие	4,2	4,2	4,2
Средний тариф на электроэнергию, цент/кВтч		11,89	10,93	10,23
в т.ч.	Промышленность	13,11	12,23	11,42
	Население	7,54	6,19	5,14

Источник: Электроэнергетический совет Содружества Независимых государств. – Режим доступа: http://energo-cis.ru/ (дата обращения 20.12.2018)

Общее руководство энергетическим комплексом осуществляет Министерство энергетики РБ (рисунок 3.2). Минэнерго подчиняется Совету Министров РБ и в соответствии с возложенными на него задачами осуществляет свою деятельность, исходя из принципов надежного и бесперебойного обеспечения потребителей Республики, в том числе и электроэнергией, создания условий безопасной эксплуатации объектов электроэнергетики, создания условий для развития и повышения уровня технического оснащения объектов электроэнергетики, диверсификации топливно-энергетических ресурсов и стабилизации финансового состояния электроэнергетики[97].

Государственное производственное объединение электроэнергетики «Белэнерго», подчиненное Министерству энергетики, осуществляет функции управления хозяйственной деятельностью Белорусской энергосистемы.

ГПО «Белэнерго» включает в себя 6 областных РУП электроэнергетики, РУП «ОДУ», которое ответственно за техническую диспетчеризацию процессов производства-потребления электрической энергии, а также иные организация,

[97] Электроэнергетический совет Содружества Независимых государств. – Режим доступа: http://energo-cis.ru/ (дата обращения 20.12.2018)

специализирующиеся на строительно-монтажных и ремонтных работах, образовательные, научно-исследовательские и проектно-изыскательные учреждения.

Электроэнергетическая отрасль РБ, как видно из Рисунка 3.2, организована как вертикально-интегрированная компания (РУП-облэнерго), разделение которой основано на территориальном признаке. В состав данной компании входят, как электростанции, так и электрические и тепловые сети.

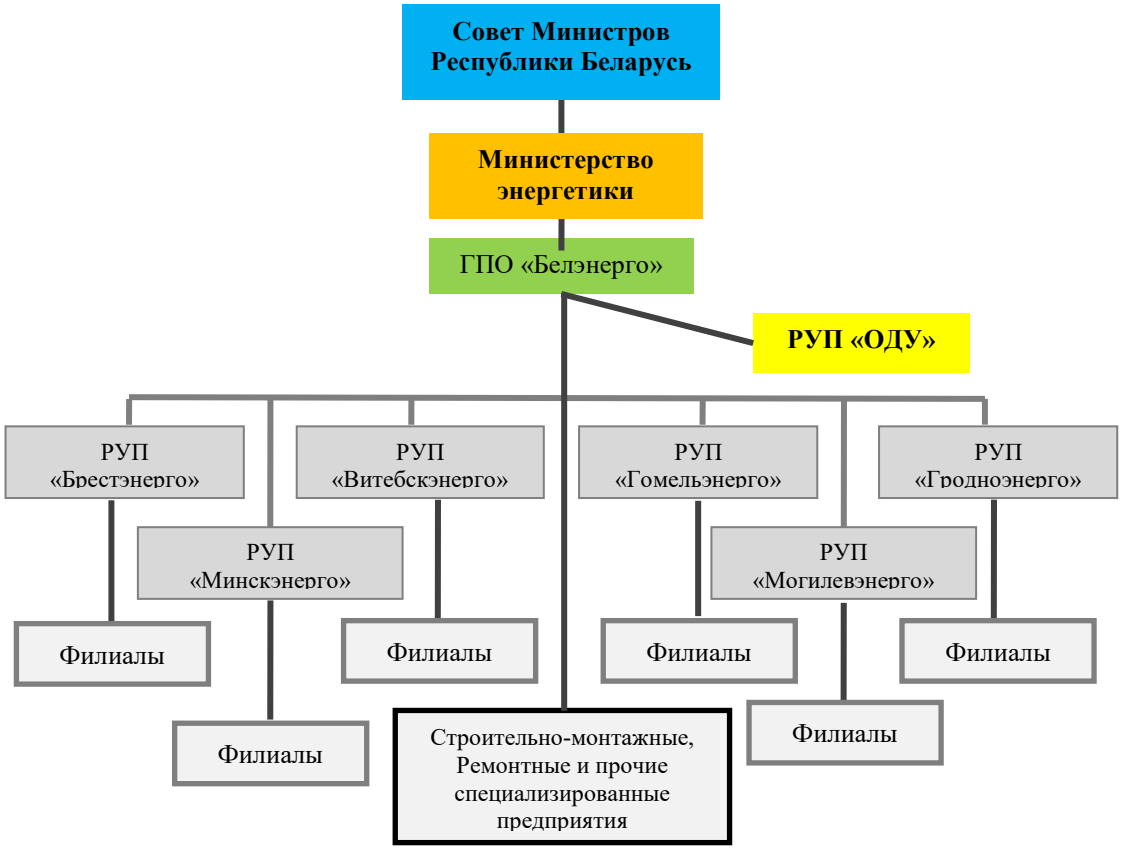


Рисунок 3.2. Структура отрасли электроэнергетики РБ

Источник: составлено автором

РУП «ОДУ» ответственно за эксплуатацию передающей электрической сети, и также является подотчетной ГПО «Белэнерго».

Процедуры составления баланса электроэнергии и мощности в РБ на предстоящий год, месяц и сутки аналогичны процедурам в большинстве стран бывшего СНГ. При составлении суточного графика РУП «ОДУ» согласует и

утверждает почасовой график нагрузки электростанций, почасовой график сальдо-перетока мощности и график обмена мощности с энергосистемами соседних государств в соответствии с существующими международными соглашениями. При этом графики трансграничных перетоков электроэнергии и мощности в обязательном порядке согласуются с ответственными за диспетчерское управления организациями энергосистем соседних государств.

Основными источниками инвестирования в нынешних условиях хозяйствования являются амортизационные отчисления, прибыль предприятий, средства республиканского бюджета, привлеченные средства национальных и зарубежных инвесторов.

Ценообразование в электроэнергетике РБ практически полностью регулируется государственными органами. Регулирование осуществляется в виде установления:

– фиксированных цен, т.е. по сути фиксированных тарифов;

– предельных («потолочных») цен, т.е. допускается только снижение цен относительно предельных, но не выше;

– предельных торговых надбавок (скидок) к ценам;

– предельных нормативов рентабельности, которые используются при расчете величины прибыли субъекта и подлежат включению в состав регулируемого тарифа;

– порядка определения и применения цен (тарифов), т.е. определения методики выбора составляющих тарифа и алгоритма их суммирования;

– декларирования цен (тарифов).

Из сказанного выше становится ясным тот факт, что в электроэнергетической отрасли РБ отсутствует как независимая регулирующая организация, так и рыночные механизмы саморегулирования (см. Рисунок 3.3).



Рисунок 3.3. Тарифообразование на электроэнергию в РБ

Источник: составлено автором

Поэтому регулирование возлагается:

– в части установления тарифов для потребителей реального сектора экономики (за исключением населения) на Минэк РБ;

– в части установления тарифов для населения на Совет Министров РБ.

Составляющие конечной стоимости на электроэнергию производителей включают затраты электростанций, затраты передающих организаций и затраты ЭСО. Ввиду определенных недоработок законодательства у продавцов электроэнергии присутствует стимул для перекрестного субсидирования промышленного сектора за счет повышения тарифов для населения. Стоит отметить, что проблема носит системный характер и часто озвучивается на собраниях с органами власти. По сообщениям властей РБ в ближайших планах

отойти от данного механизма[98].

Энергосистема Республики Беларусь работает в составе синхронного энергообъединения стран СНГ и Балтии. Параллельная работа энергосистемы Республики Беларусь с энергосистемами стран СНГ и Балтии осуществляется по межгосударственным электрическим связям с энергосистемами Литвы, России и Украины.

В рамках параллельной работы энергосистем Республика Беларусь импортирует электроэнергию из Российской Федерации и Украины, экспортирует ее в Литву, а также осуществляет транзит электроэнергии в энергодефицитные регионы Российской Федерации и страны Балтии.

В настоящее время установленной мощности электростанций Беларуси достаточно для полного обеспечения потребности республики в электроэнергии. Однако Беларусь ежегодно импортирует значительный объем электроэнергии, что позволяет избежать расходов на приобретение топлива, необходимого для выработки таких же объемов электроэнергии на собственных электростанциях страны, диверсифицировать поставки энергоресурсов в Республику по видам и поставщикам.

Тарифы на экспорт и транзит электроэнергии являются предметом переговоров хозяйствующих субъектов сторон и устанавливаются в соответствующих договорах. Определенных правил и процедур распределения пропускной способности межгосударственных линий электропередачи в настоящее время нет.

В целях укрепления энергетической безопасности и повышения энергетической независимости РБ постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 23 декабря 2015 года № 1084 утверждена Концепция энергетической безопасности Республики Беларусь. Этот документ, охватывающий перспективу до 2035 года, определяет не только концептуальные подходы, направленные на обеспечение энергетической безопасности государства

[98]Электроэнергетический совет Содружества Независимых государств. – Режим доступа: http://energo-cis.ru/ (дата обращения 20.12.2018)

и надежности энергоснабжения отраслей экономики и населения, но также ставит конкретные задачи в виде соответствующих индикаторов энергетической безопасности.

Также в целях исполнения обязательств в рамках Договора о ЕАЭС РБ в конце 2016 года была одобрена Концепция Закона «Об электроэнергетике» [99]изменения, предусматривающие разделение по видам экономической деятельности (производство, передача, распределение, продажа электроэнергии) и создание оптового и розничного рынков электроэнергии в Республике Беларусь. Работа по либерализации отрасли продолжается.

Рынок электроэнергии Республики Казахстан. Единая электроэнергетическая система Республики Казахстан (ЕЭС РК) состоит из электростанций, линий электропередачи и подстанций, которые в совокупности обеспечивают качественное и надежное энергоснабжение потребителей страны.

Производство электрической энергии в Казахстане осуществляют 128 электрических станций различной формы собственности. Общая установленная мощность электростанций РК по состоянию на 01 января 2018 года составляла 21 672, 9 МВт; располагаемая мощность – 18 791, 4 МВт[100]. Основные технико-экономические показатели работы энергосистемы РК за период 2016-2018 годы представлены в Таблице 15 [101].

Таблица 15.

Технико-экономические показатели работы энергосистемы РК

Показатели	Годы		
	2016	2017	2018
Выработка электроэнергии, млрд. кВтч	93,9	90,8	94,1

[99]Информационно-отраслевой ресурс. – Режим доступа: http://eenergy.media/2016/11/01/prezidium-sovmina-belarusi-odobril-kontseptsiyu- proekta-zakona-ob-elektroenergetike.

[100] Работа электроэнергетической отрасли Казахстана в 2016 году: аналит. обзор, февраль 2017. Астана: Национальный диспетчерский центр Системного оператора Республики Казахстан, 2016. – 128 с.

[101] Электроэнергетический совет Содружества Независимых государств. – Режим доступа: http://energo-cis.ru/ (дата обращения 20.12.2018)

Показатели			Годы		
			2016	2017	2018
в т.ч.	ТЭС		78,8	74,1	74,7
	ГЭС (выше 25 МВт)		8,2	8,8	11,1
	АЭС		-	-	-
	ВИЭ (в т.ч. ГЭС 25 МВт и ниже)		-	0,6	0,9
	Прочие		6,9	7,3	7,4
Потребление электроэнергии, млрд. кВтч			91,6	90,9	92,3
Межгосударственный обмен электроэнергии, млрд. кВтч		Передача (экспорт)	4,0	1,6	3,1
		Получение (импорт)	1,7	1,7	1,3
Установленная мощность, МВт			20 844	21 307	21 672,9
в т.ч.	ТЭС		18 252	18 589	19 200,7
	ГЭС (выше 25 МВт)		Нет данных	Нет данных	2 472,2
	АЭС		-	-	-
	ВИЭ (в т.ч. ГЭС 25 МВт и ниже)		Нет данных	Нет данных	Нет данных
	Прочие		Нет данных	Нет данных	Нет данных
Абсолютный максимум потребления мощности ЕЭС РК, МВт			13 586	13 279	13 990
Частота в максимум нагрузки ЕЭС РК, Гц			49,99	50,00	50,00
Уд. расход топлива на отпуск электроэнергии, г/кВтч			378,2	382,1	382,5
Уд. расход топлива на отпуск теплоэнергии, кг/Гкал			Нет данных	Нет данных	Нет данных

Источник: Электроэнергетический совет Содружества Независимых государств. Режим доступа: http://energo-cis.ru/ (дата обращения 20.12.2018)

Структура электроэнергетики РК, в которой функционируют оптовый и розничные рынки электроэнергии, показана ниже на Рисунке 3.4.

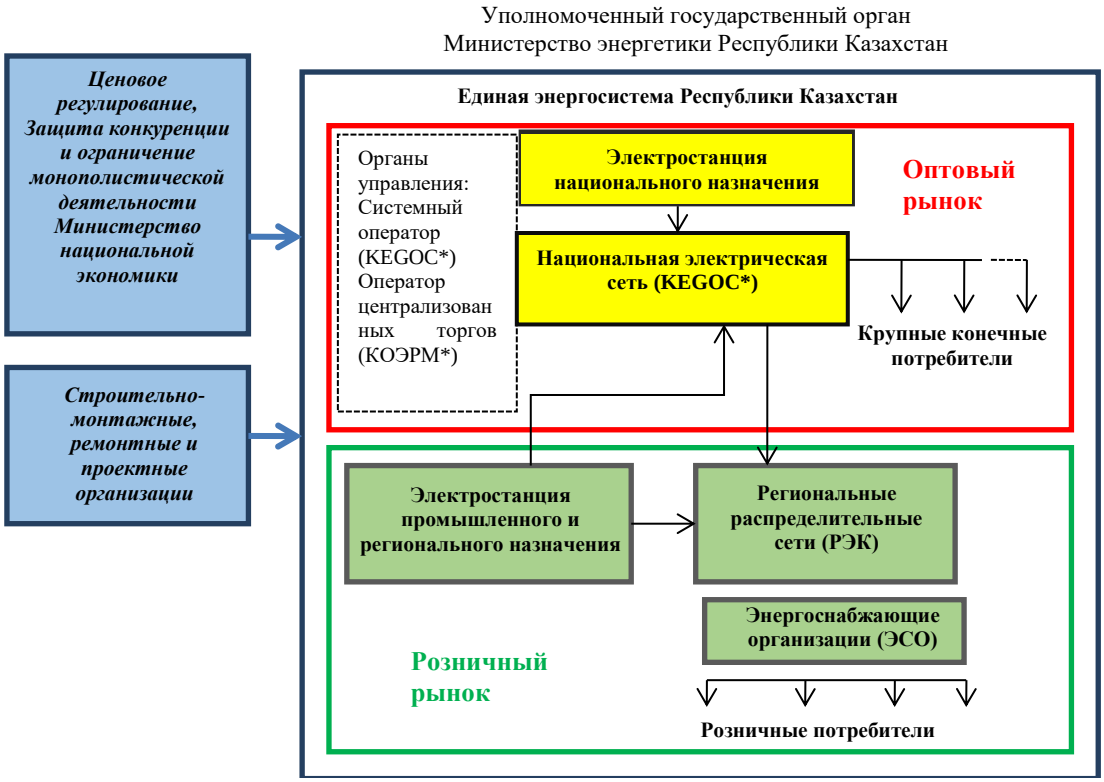
Институциональную структуру электроэнергетики Республики Казахстан составляют:

– Министерство энергетики Республики Казахстан, являющееся уполномоченным государственным органом, осуществляющим руководство в области электроэнергетики;

– Министерство национальной экономики Республики Казахстан, осуществляющее руководство в области естественных монополий и на регулируемых рынках, а также контролирует и регулирует деятельность участников рынка, обеспечивает защиту и стимулирование развития конкуренции, а также защиту прав потребителей в сегментах определенных товарных рынков, где существуют доминирующие участники (включая рынок электрической энергии), выработку и формирование политики по вопросам защиты конкуренции и ограничения монополистической деятельности.

Электрические станции в секторе генерации разделяются на электростанции национального значения, электростанции в составе промышленных комплексов, электростанции регионального значения.

В части передачи и распределения электроэнергии национальная электрическая сеть (НЭС) РК выполняет ключевую роль как системообразующая сеть ЕЭС РК, которая связывает регионы республики между собой и с энергосистемами сопредельных государств, а также транспортирует электрическую энергию от национальных станций оптовым потребителям. В совокупности распределительные устройства и подстанции РК, межрегиональные и (или) трансграничные ЛЭП и ЛЭП, которые осуществляют выдачу электрической энергии электрических станций, напряжением 220 кВ и выше, входящие в состав НЭС, находятся на балансе Казахстанской компании по управлению электрическими сетями АО «KEGOC», исполняющего функции системного оператор ЕЭС РК.



** KEGOC – системный оператор и оператор НЭС РК*
КОРЭМ – казахстанский оператор рынка электроэнергии и мощности

Рисунок 3.4. Структура отрасли электроэнергетики РК

Источник: составлено автором

Электрические сети регионального уровня обеспечивают электрические связи внутри регионов, а также передачу электрической энергии розничным потребителям. Электрические сети регионального уровня находятся на балансе и эксплуатации региональных электросетевых компаний (РЭК).

Для инфраструктурной организации централизованной торговли электрической энергии законодательно определен и функционирует оператор рынка электрической энергии и мощности АО «КОРЭМ».

На текущий момент в РК функционирует только рынок электроэнергии (не считая балансирующего рынка, работающего в имитационном режиме). С целью организации справедливой конкуренции на рынке производители электрической энергии распределены на 17 групп энергопроизводящих компаний. Критерии разделения следующие: тип электростанции, установленная мощность станции, тип используемого топлива, расстояние до места нахождения источника

топлива[102]. Для каждой из групп определен предельный тариф, выше которого запрещается реализовывать электроэнергию. Также законодательно закреплена возможность получения индивидуального тарифа для тех производителей, которые планируют или выполняют мероприятия по реконструкции, обновлению, модернизации генерирующих активов, и по результатам которого ежегодно отчитываются уполномоченному органу[103].

Структура рынка электроэнергии представлена в виде двух секторов: оптовый и розничный рынок электрической энергии.

В соответствии с действующим законодательством РК субъектами оптового рынка признаются:

– энергопроизводящие организации, объем поставки которых рынок в составляет не менее 1 МВт среднесуточной (базовой) мощности;

– потребители, объем покупки которых на данном рынке, соответственно, составляет не менее 1 МВт среднесуточной (базовой) мощности;

– АО «KEGOC», которая выполняет одновременно функции компании, эксплуатирующей высоковольтные межрегиональные и межгосударственные ЛЭП, а также функции Системного оператора;

– региональные электросетевые компании (РЭКи);

– ЭСО, которые соответствуют тем же критериям, что и потребители на оптовом рынке, т.е. покупающие электроэнергию в объеме не менее 1 МВт среднесуточной (базовой) мощности;

– АО «КОЭРМ».

Сегмент оптового рынка электроэнергии РК состоит из следующих элементов (см. Рисунок 3.5):

---

[102] О внесении изменения в приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 27 февраля 2015 года № 160 «Об утверждении предельных тарифов на электрическую энергию для группы энергопроизводящих организаций»: приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 30 декабря 2016 года № 577 // Информационно-правовая система нормативных правовых актов Республики Казахстан Астана «Әділет». – Режим доступа: http://adilet.zan.kz/rus/docs/V1500010595.

[103] Об электроэнергетике: Закон Республики Казахстан от 9 июля 2004 года № 588 // Информационно-правовая система нормативных правовых актов Республики Казахстан Астана «Әділет». – Режим доступа: http://adilet.zan.kz/rus/docs/Z040000588.

– рынка децентрализованной купли-продажи электроэнергией (двусторонних договоров купли-продажи электроэнергии);

– рынка централизованной торговли электроэнергией;

– балансирующий рынка в режиме реального времени, но функционирующего на данный момент в имитационном режиме;

– рынка системных и вспомогательных услуг.

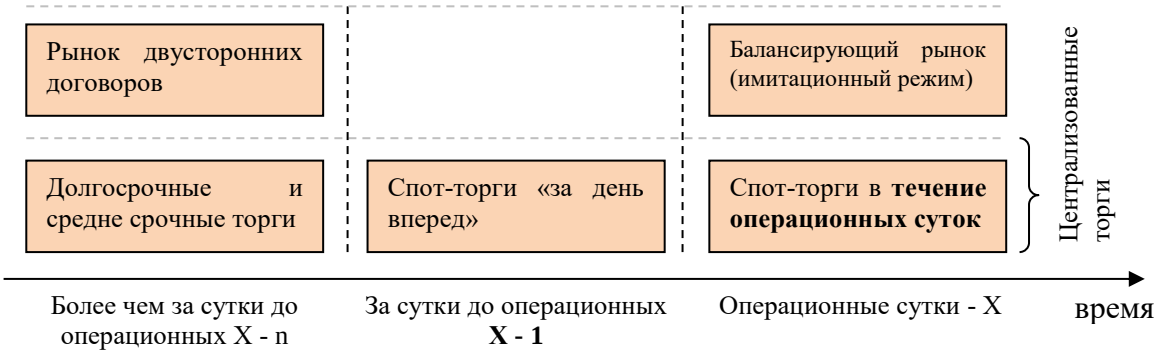


Рисунок 3.5. Архитектура оптового рынка электроэнергии РК до 01.01.2019 г.

Источник: составлено автором

В сегменте децентрализованной торговли основой взаимоотношений являются двусторонние договоры купли-продажи с оговариваемыми контрагентами условиями. Предметом переговоров является объем поставки, цена электроэнергии, условия оплаты, график поставки. Несмотря на то, что данный договор является обязательным к исполнению, по факту, ввиду объективных и субъективных причин, поставщик и покупатель могут отклоняться от оговоренных объемов, о чем также в договоре имеются соответствующие положения.

Договоры при децентрализованной торговле с физической поставкой электроэнергии заключаются на разные промежутки времени: год, месяц, квартал, неделя. Однако, в реальной практике субъекты склонны к заключению договоров

на год с месячной разбивкой объемов контрактуемой электроэнергии[104].

После заключения данных договоров стороны оповещяют в установленном порядке системного оператора для формирования суточных графиков на предстоящий период. В свою очередь системный оператор имеет право скорректировать или отказать в утверждении полученных объемов ввиду таких причин, как ремонтные работы на определенных участках межрегиональных сетей, недостаточная пропускная способность и прочие режимные ограничения.

На рынке децентрализованной торговли электроэнергией в 2009 году, с целью привлечения инвестиций в реконструкцию и модернизацию существующих электростанций, была введена система предельных тарифов, устанавливаемых Правительством на срок не менее 7 лет[105] и продолжающая действовать по сей день.

В сегменте централизованной торговли электроэнергии также существует ряд «подсегментов»:

– срочные или спот-торги «за день вперед» (РСВ);

– торги в течение операционных суток (за час до физической поставки);

– долгосрочные и среднесрочные (год, квартал, месяц, неделя).

Субъекты оптового рынка имеют право участвовать в централизованных торгах по собственному желанию, за исключением ГЭС в период природоохранных попусков воды[106].

В сегменте розничной торговли электроэнергией выделяют следующих

---

[104] Об утверждении Правил организации и функционирования оптового рынка электрической энергии: Приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 20 февраля 2015 года № 106 // Информационно-правовая система нормативных правовых актов Республики Казахстан Астана «Әділет». – Режим доступа: http://adilet.zan.kz/rus/docs/V1500010531.

[105] О внесении изменений и дополнений в некоторые законодательные ак-ты Республики Казахстан по вопросам деятельности независимых отраслевых регуляторов: Закон Республики Казахстан от 29 декабря 2008 года № 116-IV // Информационно-правовая система нормативных пра-вовых актов Республики Казахстан Астана «Әділет». – Режим доступа: http://adilet.zan.kz/rus/docs/Z080000116_#z50.

[106] Об утверждении Правил организации и функционирования централизованных торгов электрической энергией в Республике Казахстан: Приказ Председателя Агентства Республики Казахстан по регулированию естественных монополий от 29 августа 2007 года N 228-ОД // Информационно-правовая система нормативных правовых актов Республики Казахстан Астана «Әділет». – Режим доступа: http://adilet.zan.kz/ rus/docs/V070005095_.

участников:

– энергопроизводящие организации;

– региональные электросетевые компании;

– энергопередающие организации;

– гарантирующий поставщик электрической энергии;

– энергоснабжающие организации;

– розничные потребители.

Гарантирующим поставщиком электроэнергии согласно законодательству РК признается ЭСО, которая осуществляет энергоснабжение потребителей в случаях, если не по вине потребителя ему прекращена поставка электроэнергии другими ЭСО данной территориальной зоны ответственности.

На сегодняшний день розничный рынок в целом и региональные его составляющие не являются конкурентными в виду множества факторов. Основным из них является последствие разделения в 2009 году деятельности по передаче и снабжению электрической энергии, которое привело к тому, что в регионах действует несколько ЭСО, основные и самые крупные из которых являются аффилированными с соответствующей РЭК. Таким образом, каждый регион характеризуется олигопольной властью отдельных ЭСО.

Согласно постановлениями Правительства РК утверждены Правила функционирования балансирующего рынка электрической энергии и Правила организации и функционирования рынка электрической мощности, однако начало функционирования данных рынков отложено до 1 января 2019 г.

В период до введения балансирующего рынка последний, как было отмечено ранее, функционирует в имитационном режиме, а балансирование энергосистемы осуществляется преимущественно СО.

Согласно введенным в апреле 2012 г. поправкам закона[107] «Об

[107] Об утверждении Концепции развития топливно-энергетического комплекса Республики Казахстан до 2030 года: Постановление Правительства Республики Казахстан от 28 июня 2014 года № 724 // Информационно-правовая система нормативных правовых актов Республики Казахстан Астана «Әділет». – Режим доступа: http://adilet.zan.kz/rus/docs/P1400000724.

Электроэнергетике» с 2019 г. вводятся следующие изменения (см. Рисунок 3.6):

– начинает функционировать рынок электрической мощности. Причем данный рынок будет иметь несколько вариантов торговли мощностью. В первом из вариантов, так называемом конкурентном, в торговле будут участвовать все потребители электрической энергии и энергопроизводящие организации, изъявившие на это желание. При этом покупка мощности будет осуществляться единым закупщиком, определяемым Правительством РК, по принципу двустороннего аукциона, а реализация мощности конечным потребителям будет осуществляться по средней цене приобретенного объема мощности. В остальных случаях покупка мощности единым закупщиком будет осуществляться в приоритетном порядке у юридических лиц, выигравших тендер на строительство новой станции, у ТЭЦ в объеме технологического минимума, а также будут предусмотрены индивидуальные договоры между станциями и Минэнерго РК, в случае, если первые осуществляли инвестиции до 2015 года за счет кредитных средств и погашение которых к 2019 году не будет полностью осуществлено;

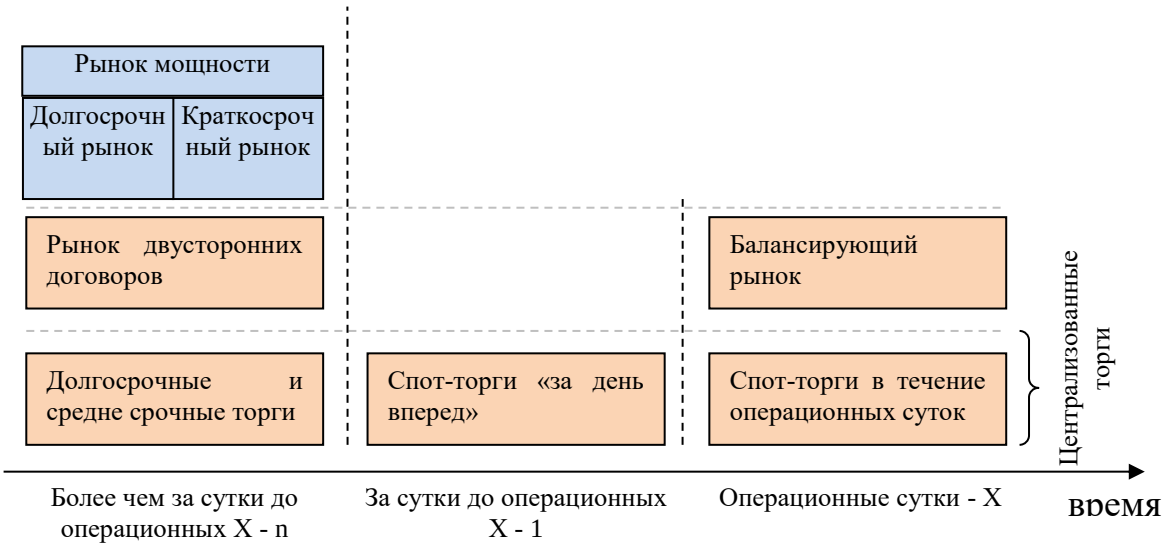


Рисунок 3.6. Архитектура оптового рынка электроэнергии РК с 01.01.2019 г.

Источник: составлено автором

– в рынке электроэнергии сохранится деление на ценовые группы, но при

этом размер предельных тарифов будет пересмотр в связи с тем, что для его определения будут использоваться только затраты производителей, которые не относятся к инвестициям;

– индивидуальные и расчетные тарифы перестают действовать;

– на рынке мощности вводится деление по группам по критериям тип энергопроизводящих организаций и единичной мощности генерирующего оборудования. Аналогично рынку электроэнергии государственным уполномоченным органом будут установлены предельные тарифы на мощность энергопроизводящих организаций. При этом на первый год действия тарифа, тариф каждой группы будет рассчитан как отношение суммарных инвестиций, сложившихся в группе за 2015 год, к суммарному объему располагаемой мощности группы. Впоследствии тариф может ежегодно корректироваться с учетом необходимости обеспечения инвестиционной привлекательности отрасли.

На сегодняшний день ведется активная работа по обсуждению и разработке нормативной правовой базы для введения рынка мощности, а также проводятся совместно с участниками электроэнергетической отрасли РК имитационные мероприятия по работе будущих рынков.

Рынок электроэнергии Республики Армения. Энергетический сектор Армении характеризуется как хорошо сбалансированная и эффективно функционирующая система. В общем балансе электроэнергии для внутреннего потребления доли выработки электроэнергии на АЭС, ТЭС и станциях, работающих на возобновляемых источниках, приблизительно одинаковы. Два газопровода из России и Ирана обеспечивают приемлемый уровень диверсификации поставок природного газа. Передающая и распределительная сети обеспечивают надежное и стабильное снабжение электроэнергией. Основные технико-экономические показатели работы энергосистемы РА за период 2016-2018 годы представлены в Таблице 16[108].

Отсутствие собственных ресурсов органического топлива и полная

[108] Электроэнергетический совет Содружества Независимых государств. – Режим доступа: http://energo-cis.ru/ (дата обращения 20.12.2018)

зависимость от импорта традиционных первичных энергетических ресурсов предопределяют необходимость уделять особое внимание сохранению разумного уровня энергетической безопасности страны. Потеря энергетической безопасности является предметом большого риска для страны в силу сложившейся геополитической ситуации в регионе.

Государственная политика в области электроэнергетики осуществляется Правительством Республики Армения, в лице Министерства энергетики и природных ресурсов и Комиссией по регулированию общественных услуг (см. Рисунок 3.7)[109].

Таблица 16.

Технико-экономические показатели работы энергосистемы РА

Показатели		Годы		
		2016	2017	2018
Выработка электроэнергии, млрд. кВтч		7,7	7,8	7,3
в т.ч.	ТЭС	3,3	2,8	2,6
	ГЭС (выше 25 МВт)	2,0	2,2	1,4
	АЭС	2,5	2,8	2,4
	ВИЭ (в т.ч. ГЭС 25 МВт и ниже)	0,7	0,8	0,9
Потребление электроэнергии, млрд. кВтч		6,8	6,6	6,3
Межгосударственный обмен электроэнергии, млрд. кВтч	Передача (экспорт)	1,2	1,3	1,2
	Получение (импорт)	0,2	0,2	0,2
Установленная мощность, МВт		1665,3	1713,2	1735
в т.ч.	ТЭС	1 537,8	1537,8	1 537,8
	ГЭС (выше 25 МВт)	965,4	965,4	960,4
	АЭС	400	400	400
	ВИЭ (в т.ч. ГЭС 25 МВт и ниже)	299,9	347,8	374,6

[109] Тукенов, А.А. Интеграция рынков электроэнергии Европы: этапы, механизмы, достигнутый прогресс / А.А. Тукенов. – М.: Энергоатомиздат, 2013. – 272 с.

Показатели		Годы		
		2016	2017	2018
Частота в максимум нагрузки в энергосистеме РА, Гц		50,07	50,03	50,06
Отпуск электроэнергии потребителям всего, млр. кВтч		5,35	5,37	5,31
в т.ч.	Промышленность	1,244	1,341	1,375
	Транспорт	0,115	0,105	0,100
	Сельское хозяйство	0,172	0,162	0,117
	Коммунально-бытовые потребители	2,008	1,948	1,889
	Прочие	1,812	1,811	1,832
Средний тариф на электроэнергию, цент/кВтч		8,45	8,38	8,91
в т.ч.	Промышленность	7,55	7,49	7,86
	Население	9,22	9,11	9,75

Источник: Электроэнергетический совет Содружества Независимых государств. – Режим доступа: http://energo-cis.ru/ (дата обращения 20.12.2018)

Регулирование области энергетики – это часть государственной политики, целью которой является сбалансирование интересов потребителей и лицензиатов, создание равных условий для деятельности лицензиатов и содействие формированию и развитию конкурентного рынка путем установления правил функционирования рынков электрической и тепловой энергии и природного газа, регулируемых тарифов и лицензионных условий.

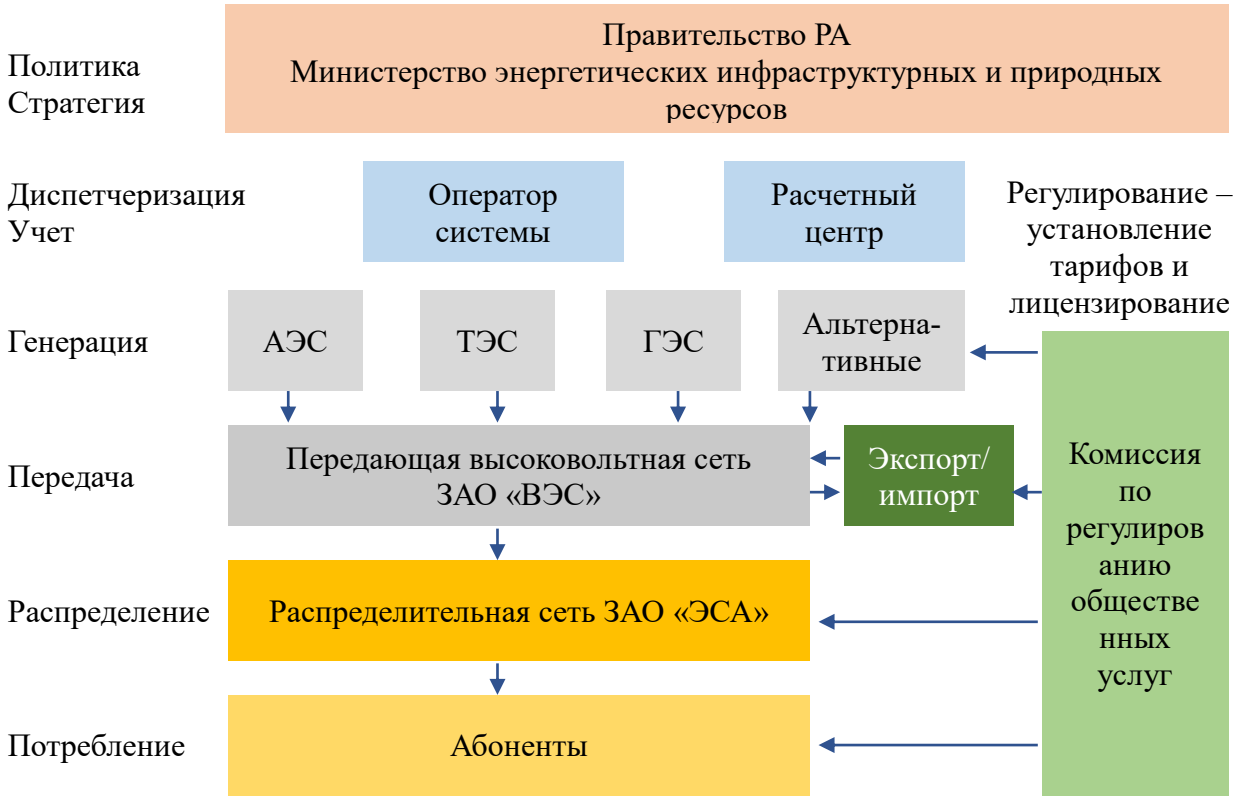


Рисунок 3.7. Структура отрасли электроэнергетики РА

Источник: составлено автором на основе проведенного анализа

Основным нормативным правовым актом, регламентирующим организацию электроэнергетической отрасли РА является Закон «Об энергетике» от 7 марта 2001 года. Закон является основой для регулирования энергетического сектора и институциональной структуры, согласно которому Комиссия по регулированию общественных услуг (КРОУ) является независимым регулятором.

Обязанности регулирующего органа включают:

– выдачу лицензий. Все операторы по производству, передаче и распределению должны получить лицензию от КРОУ. Комиссия устанавливает порядок получения лицензий, имеет полномочия в отношении всех процедур и сроков рассмотрения заявлений для их получения;

– установление тарифов. Комиссия устанавливает и рассматривает тарифы на производство, передачу, отправку и распределение;

– контроль за соблюдением обязательств лицензиатом. Комиссия

рассматривает работу лицензиата и может наказать оператора за нарушение лицензионных требований с помощью одного из четырех методов - предупреждение, снижение тарифов, прекращение лицензии, аннулирование лицензии. Лицензиат может обжаловать штраф на слушаниях комиссии;

– определение правил электроэнергетического рынка. Комиссия несет ответственность за определение правил взаимоотношений между лицензиатами, действующими в секторе;

– урегулирование конфликтов между лицензиатами и потребителями. Лицензированные операторы должны представить все жалобы клиентов в комиссию. Комиссия имеет право принимать решения по урегулированию конфликтов.

– установление требований к качеству обслуживания. Комиссия устанавливает стандарты качества обслуживания для всех видов услуг электроснабжения, предоставляемых клиентам.

В Республике разделены сферы генерации, передачи и распределения электроэнергии, действуют акционерные общества закрытого типа, производители электроэнергии, передающая компания и распределительная компания. Для предоставления услуг на оптовом Рынке действуют компании: Оператор электроэнергетической системы, Расчетный центр, Единый покупатель/продавец (Единым покупателем и продавцом является ЗАО "Армянские электрические сети").

Функции системного оператора, предоставляющего системные услуги, возложены на ЗАО «Оператор электроэнергетической системы». ЗАО «Расчетный центр» осуществляет организацию взаиморасчетов между субъектами рынка электроэнергии.

Сектор генерации представлен в основном ТЭС, ГЭС и прочими небольшими альтернативными источниками энергии: ЗАО "Армянская АЭС", ЗАО "Разданская ТЭС", ЗАО "Ереванская ТЭС", ЗАО "МЭК", ЗАО "Воротанская система ГЭС", а также малые ГЭС).

В настоящее время экономические отношения между субъектами

хозяйствования в электроэнергетике РА строятся по схеме "единственный покупатель–продавец", роль которого выполняет ЗАО "Армянские электрические сети". Действует система прямых договоров купли-продажи между генерирующими компаниями и распредкомпанией.

В случае экспортно/импортных поставок лицо, владеющее лицензией на импорт электрической энергии (мощности), имеет право импортировать и продавать электрическую энергию (мощность) в соответствии с правилами рынка, условиями лицензии и договорами. Владеющему лицензией на экспорт электрической энергии (мощности) лицу предоставляется право экспорта в соответствии с правилами рынка и условиями лицензии, закупленной им у лиц, имеющих лицензию на производство электрической энергии (мощности), и (или) произведенной им самим электрической энергии (мощности). Лицензия на экспорт электрической энергии (мощности) выдается только в случае насыщенности внутреннего рынка, когда экспорт электроэнергии не противоречит интересам потребителей внутреннего рынка. Цены на экспорт электрической энергии (мощности) не регулируются.

На сегодняшний день РА ввиду сложной ресурсной ситуации в стране делает ставку на развитие альтернативных (в основном возобновляемых) источников энергии. Так в РА созданы законодательно закрепленные механизмы для стимулирования использования возобновляемых источников энергии, сформирована тарифная политика, которая также способствует привлечению инвестиций в развитие возобновляемой энергетики. Развитие малых ГЭС - это основное достижение Армении в области использования возобновляемых источников энергии. Производство электроэнергии на малых ГЭС в 2016 году составило более 10% от общего производства электроэнергии.

Помимо развития возобновляемой энергетики национальная стратегия развития ТЭК базируется на развитии атомной отрасли; диверсификации первичных энергетических ресурсов и путей их доставки; региональной интеграция энергетических рынков.

Рынок электроэнергии Кыргызской Республики. В Кыргызской Республике (КР) эксплуатируется 18 электрических станций, включая 16 ГЭС и 2

теплоэлектроцентрали, расположенные в городах Бишкек (512 МВт) и Ош (50 МВт). Электрическая сеть включает линии электропередачи напряжением 0,4-500 кВ общей протяженностью 86 820 км. Распределительные электрические сети выполнены на напряжение 0,4-35 кВ. Для теплоснабжения городов Бишкек и Ош в Республике эксплуатируются 493,2 км тепловых сетей[110].

Учитывая географическое положение КР и природно-климатические условия, территория Республики разделена на семь экономических областей с двумя промышленно развитыми городами. Наличие тепловых и электрических сетей напряжением 0,4-500 кВ, гидроэлектростанций и тепловых электроцентралей в совокупности образует электроэнергетическую систему КР. Энергосистема Кыргызстана имеет возможность производить, транспортировать и распределять электроэнергию не только внутри страны, но и осуществлять экспорт, импорт и взаимные перетоки в соседние государства, участвовать в покрытии дефицита мощности и покрывать пиковые нагрузки в энергосистемах стран Центральной Азии.

Электроэнергетика КР обладает рядом специфических особенностей, которые оказывают влияние на перспективное развитие отрасли и диктуют необходимость осуществления реформ в энергетике. Наличие межгосударственных линий электропередачи напряжением 10-500 кВ между республиками Казахстан, Таджикистан, Узбекистан и КНР, крупного водохранилища Токтогульской ГЭС с многолетним регулированием и значительное преобладание гидроэлектростанций является положительной особенностью энергосистемы в балансе выработки электроэнергии и мощности.

Производство значительного объема электроэнергии на ГЭС, порядка 90%, существенно снижает ее себестоимость, что позволяет обеспечивать высокую эффективность энергосистемы. Неблагоприятной особенностью является то, что в энергосистему КР поставляется около 95% энергоносителей, в том числе до 50% угля, практически полностью газообразное топливо и нефтепродукты.

---

[110] Электроэнергетический совет Содружества Независимых государств. – Режим доступа: http://energo-cis.ru/ (дата обращения 20.12.2018)

Основные технико-экономические показатели работы энергосистемы КР за период 2016-2018 годы представлены в Таблице 17[111].

Таблица 17.

Технико-экономические показатели работы энергосистемы КР

Показатели			Годы		
			2016	2017	2018
Выработка электроэнергии, млрд. кВтч			14,54	12,95	13,04
в т.ч.	ТЭС		1,25	1,90	1,59
	ГЭС (выше 25 МВт) и ВИЭ (в т.ч. ГЭС 25 МВт и ниже)		13,16	10,88	11,25
	Прочие		0,13	0,17	0,20
Потребление электроэнергии, млрд. кВтч			14,88	13,51	13,16
Межгосударственный обмен электроэнергии, млрд. кВтч		Передача (экспорт)	0,0002	0,182	0,0003
		Получение (импорт)	0,4	0,729	0,133
Установленная мощность, МВт			3 785,9	3 631,9	3 631,9
в т.ч.	ТЭС		716	562	562
	ГЭС (выше 25 МВт) и ВИЭ (в т.ч. ГЭС 25 МВт и ниже)		3 030	3 030	3 030
	Прочие		39,5	39,5	39,5
Абсолютный максимум потребления мощности в энергосистеме КР, МВт			3 139	2 893	2 848
Частота в максимум нагрузки в энергосистеме КР, Гц			49,96	49,96	49,96
Уд. расход топлива на отпуск электроэнергии, г/кВтч			411,8	417,1	424,7

[111] Электроэнергетический совет Содружества Независимых государств. – Режим доступа: http://energo-cis.ru/ (дата обращения 20.12.2018)

Показатели		Годы		
		2016	2017	2018
Уд. расход топлива на отпуск теплоэнергии, кг/Гкал		150,5	152,07	152,2
Отпуск электроэнергии потребителям всего, млр. кВтч		12,2	11,7	11,4
в т.ч.	Промышленность	2,0	2,3	2,4
	Транспорт	-	-	-
	Сельское хозяйство	0,9	0,05	0,04
	Коммунально-бытовые потребители	6,8	6,1	6,0
	Прочие	2,5	3,2	2,9
Средний тариф на электроэнергию, цент/кВтч		1,98	2,17	1,81
в т.ч.	Промышленность	1,24	0,94	0,63
	Население	1,53	1,68	1,32

Источник: Электроэнергетический совет Содружества Независимых государств. Режим доступа: http://energo-cis.ru/ (дата обращения 20.12.2018)

В условиях стремления стран СНГ к рыночным отношениям и торговле топливно-энергетическими ресурсами по мировым ценам, при ограниченных валютно-финансовых средствах Республики, сохранение нынешней структуры в приходной части топливно-энергетического запаса превращается в непрерывно обостряющуюся проблему. Для преодоления возникших проблем программой экономических реформ было предусмотрено развитие электроэнергетической отрасли КР, которое направлено на освоение гидроэнергетических ресурсов, строительство электрических сетевых объектов и повышение уровня электрификации социально-культурного, коммунально-бытового сектора и отраслей экономики за счет замещения импортных энергоносителей электрической энергией. Государственное регулирование электроэнергетической отрасли осуществляется с целью предоставления электро- и теплоэнергии по экономически обоснованным, социально-приемлемым и не дискриминационным

ценам на территории КР, а также контроля за обеспечением надежности, безопасности и бесперебойности как при производстве электро- и теплоэнергии, так и при потреблении[112].

В январе 2016 года в целях реформирования управления энергетической отраслью КР, было создано открытое акционерное общество «Национальная энергетическая холдинговая компания (см. Рисунок 3.7).



Рисунок 3.8. Структура отрасли электроэнергетики КР

Источник: составлено автором на основе данных Государственного комитета промышленности, энергетики и недропользования КР. Режим доступа: http://www.gkpen.kg

В июле 2016 года был образован Государственный комитет промышленности, энергетики и недропользования КР с передачей функций по разработке и реализации государственной политики в области промышленности

[112] Тукенов, А.А. Интеграция рынков электроэнергии Европы: этапы, механизмы, достигнутый прогресс / А.А. Тукенов. – М.: Энергоатомиздат, 2013. – 168-175 с.

топливно-энергетического комплекса, в связи с реорганизацией структуры Правительства КР и в целях оптимизации деятельности государственных органов.

Основные принципы организации и регулирования хозяйственной деятельности в топливно-энергетическом комплексе определены Законами КР "Об энергетике", "Об электроэнергетике", "Правилами пользования Национальной электросетью (НЭС) Кыргызской Республики". Действие положений этих документов распространяется на все предприятия топливно-энергетического комплекса вне зависимости от их форм собственности.

Тарифы на электроэнергию, поставляемую коммерческими организациями независимо от организационно-правовых форм собственности, подлежат государственному регулированию. Тарифы на электроэнергию утверждает Государственное агентство по регулированию топливно-энергетического комплекса при Правительстве КР (Госагентство). Тарифы на продажу, передачу и распределение электроэнергии определяет Госагентство в соответствии с законодательством КР и положением, утверждаемым Правительством КР.

Таким образом, внутри страны установлено достаточно жесткое регулирование ценообразования на всех этапах производственной цепочки. При этом отрасли присуща вертикально-интегрированная структура. Экспортно-импортные цены при пересечении национальных границ устанавливаются в договорах на основе межправительственных Протоколов, заключаемых, как правило, на вегетационный период, или могут быть предметом переговоров хозяйствующих субъектов государств во вневегетационный период.

Право торговли электроэнергией в КР представляется поставщикам электроэнергии. Это юридические лица независимо от организационно-правовой формы, осуществляющие поставку (продажу) произведенной и (или) купленной электрической энергии. Как правило, ими являются собственники генерирующих источников, распределительные электросетевые компании и, в незначительной мере, юридические лица - перепродавцы электроэнергии. В исключительных случаях право продажи электроэнергии представляется передающей организации (ОАО «НЭС Кыргызстана») в целях исполнения технических обязательств в

рамках соглашений с соседними государствами по использованию Объединенной энергосистемы Центральной Азии. Для этого передающая организация имеет право покупать необходимые объемы электроэнергии на балансирующем рынке и продавать электроэнергию для компенсации затрат за транзит по сетям энергосистем смежных государств.

В настоящее время в КР не сформировались торговые площадки и/или биржи электроэнергии. В проекте закона «О рынке электроэнергии» предусмотрена организация балансирующего рынка электроэнергии для разрешения возникающих у участников рынка расхождений между договорными объемами купли-продажи электроэнергии и реальными объемами выработки или потребления.

3.2. Сценарный анализ эффектов экономической синергии при реализации проекта межгосударственного электроэнергетического объединения ЕАЭС

Выполненный анализ организационных и технико-экономических показателей электроэнергетических рынков стран-участниц ЕАЭС и разработанный в диссертации НМА для оценки эффективности проектов их интеграции позволяет выполнить расчет и анализ эффекта экономической синергии в образуемом МГЭО.

Для расчета интегрального эффекта экономической синергии используем введенную ранее формулу (11), приняв для практических оценок $R = 0$, поскольку основной целью исследования является сравнительный анализ выгод участников для различных сценариев, а их расходы на осуществление интеграционных мероприятий можно принять в этом случае условно-постоянной величиной:

$$S = \sum_{i=1}^{n} \left(S_i^{\text{sub}} + S_i^{\text{sup}} \right), \tag{44}$$

где: S_i^{sub}, S_i^{sup}– эффекты субаддитивной и супераддитивной синергии для локального участника.

При этом эффекты S_i^{sub}, S_i^{sup} рассчитываются по формуле (10), введенной ранее в параграфе 2.2.

Показатели электроэнергетических профилей стран-участниц МГЭО ЕАЭС и соответствующие коэффициенты для оценки потенциала трансграничной реализации избыточной электрической мощности, рассчитанные по методике, предложенной в параграфе 2.2, приведены в таблице 18 в соответствии с Приложением А и в Таблице 19 в соответствии с Приложением Б.

Таблица 18.

Показатели электроэнергетические профилей стран-участниц МГЭО ЕАЭС

Страна	Электроэнергетические показатели, ГВт·ч					
	Чистое производство, *G*	Потребление, *C*	Экспорт, *E*	Импорт, *I*	Потери, *L*	Чистый экспорт, *NE*
Россия	994 657	880 042	14 671	6 623	-106 567	8 048
Беларусь	32 518	32 649	4 488	7 806	-3 187	- 3 318
Казахстан	85 290	76 676	2 917	1 749	-7 446	1 168
Кыргызстан	14 302	11 058	72	286	-3 458	- 214
Армения	7 389	5 353	1 314	206	-928	1 108
Молдова	836	3 697	-	3 342	-481	- 3 342
Таджикистан	16 448	12 333	1 326	33	-2 822	1 293
Узбекистан	52 243	47 453	13 122	13 216	-4 884	- 94

Источник: составлено автором на основе статистической комиссии ООН. Режим доступа: https://unstats.un.org/unsd/energy/Eprofiles/default.htm

Таблица 19.

Коэффициенты для оценки потенциала трансграничной реализации избыточной электрической мощности в странах-участницах МГЭО ЕАЭС

Страна	Коэффициент производственного энергобаланса, k_{GC}	Коэффициент торгового энергобаланса, k_{IE}	Коэффициент энергопотерь, k_{LG}
Россия	1,130	2,215	0,107
Беларусь	0,996	0,575	0,098
Казахстан	1,112	1,668	0,087
Кыргызстан	1,293	0,252	0,242
Армения	1,380	6,379	0,126

Страна	Коэффициент производственного энергобаланса, k_{GC}	Коэффициент торгового энергобаланса, k_{IE}	Коэффициент энергопотерь, k_{LG}
Молдова	0,226	0,000	0,575
Таджикистан	1,334	40,182	0,172
Узбекистан	1,101	0,993	0,093

Источник: рассчитано автором на основе данных Таблицы 18

Для оценки значений субаддитивного и супераддитивного потоков экономических выгод в формуле (46) необходимо перейти от натуральных измерений показателей электроэнергетических балансов стран-участниц в Таблице 18 (в ГВт·ч) к стоимостным показателям (в трлн. руб). Для этого в диссертации были использованы сведения по тарифам на электроэнергию за 1 кВт·ч в странах-участницах МГЭО ЕАЭС за 2015-2017 год, приведенные к округленным значениям (без учета сезонных и региональных скидок) в российских рублях по курсам валют на конец 2017 года. Они приведены в таблице 20.

Таблица 20.

Тарифы на электроэнергию в странах-участницах МГЭО ЕАЭС за 2015-2017 г.г.

Страна	Тариф на электроэнергию, в рублях за 1 кВт·ч	
	$p_i^{\min}$	$p_i^{\max}$
Россия	1,79	5,61
Беларусь	1,91	10,5
Казахстан	5	6
Кыргызстан	0,63	0,76
Армения	4,62	5,8
Молдова	4,8	7,8
Таджикистан	1,11	1,3
Узбекистан	3,1	3,43

Источник: составлено автором по данным http://peretok.ru/articles/distribution/8026

В диссертации общесоюзные стоимостные характеристики потоков экономических выгод стран-участниц оцениваются исходя из затратного вклада стран-участниц, рассчитанного на основе объемов их потерь в натуральном выражении (параметр L в Таблице 10) и национальных тарифов (см. Таблицу 17). Для каждой страны рассчитываются весовые коэффициенты по формуле:

$$w_i = {(L_i)}\Big/{\sum_{i=1}^{m}(L_i)}, \tag{45}$$

где: L'_i – оценка электроэнергетических потерь i-го участника.

Расчет оценок национальных тарифов на электроэнергию с учетом весовых коэффициентов (45) выполнен в Таблице 21.

В Таблице 21 расчет итоговых значений стоимости реализации электроэнергии (для конечных потребителей) на территории ЕАЭС выполнен в форме обобщенной дисперсии экстремальных значений национальных цен p_i^* на электроэнергию:

$$p^0 \triangleq \Delta p^* = \begin{cases} \sum_{i=1}^{m} w_i\, p_i^{\min} \\ \frac{1}{2}\sum_{i=1}^{m} w_i\,(p_i^{\max} + p_i^{\min}), \\ \sum_{i=1}^{m} w_i\, p_i^{\max} \end{cases} \tag{46}$$

где: w_i – весовой коэффициент, рассчитываемый по формуле (45).

Таблица 21.

Взвешенная оценка национальных тарифов на электроэнергию

Страна	Потери, L_i	Весовой коэффициент, w_i	Оценка национального тарифа на электроэнергию с учетом веса		
			Мини-мальная, $w_i p_i^{\min}$	Макси-мальная, $w_i p_i^{\max}$	Средняя $w_i \frac{p_i^{\max} + p_i^{\min}}{2}$
Россия	106 567	0,821	1,47	4,61	3,04
Беларусь	3 187	0,025	0,05	0,26	0,15
Казахстан	7 446	0,057	0,29	0,34	0,32

Страна	Потери, L_i	Весовой коэффициент, w_i	Оценка национального тарифа на электроэнергию с учетом веса		
			Минимальная, $w_i p_i^{\min}$	Максимальная, $w_i p_i^{\max}$	Средняя $w_i \frac{p_i^{\max} + p_i^{\min}}{2}$
Кыргызстан	3 458	0,027	0,02	0,02	0,02
Армения	928	0,007	0,03	0,04	0,04
Молдова	481	0,004	0,02	0,03	0,02
Таджикистан	2 822	0,022	0,02	0,03	0,03
Узбекистан	4 884	0,038	0,12	0,13	0,12
Итого	129 773	1	2,01	5,46	3,73

Источник: рассчитано автором на основе данных из Таблицы 18 и Таблицы 20

Таким образом, на основании (46) получаем интервальную оценку стоимости энергии p^0 = {2.01; 3.73; 5.46} руб/кВт·ч, что позволяет выполнить анализ эффектов экономической синергии в МГЭО ЕАЭС для следующих сценариев:

– пессимистического (p^0=2,01);

– реалистического (p^0=3,73);

– оптимистического (p^0=5,46).

При проведении анализа также необходимо учесть влияние на МГЭО ЕАЭС военно-политических и технико-экономических аспектов интеграции. Для этого будут использованы полученные ранее в параграфе 2.3 экспертные оценки приоритетов (Таблица 10) и рисков (Таблица 11) стран-участниц. Свертка этих оценок выполнена в диссертации по следующим вариантам:

– равнозначная аддитивная свертка;

– аддитивная свертка с приоритетом военно-политических аспектов;

– аддитивная свертка с приоритетом технико-экономических аспектов.

Предложенный подход позволяет учесть специфику решаемой задачи, которая заключается в существенном влиянии военно-политических и технико-экономических аспектов интеграционного процесса, что означает необходимость модификации модели синергии, основанной на сугубо рациональных целях повышения продаж и максимизации финансовой выгоды. Для этих целей расчет

выполнен с учетом возможности негативной ситуации совокупного ухудшения военно-политического или технико-экономического состояния участников при помощи разных коэффициентов значимости критериев. При выполнения аддитивной свертки по трем вариантам вводятся коэффициенты значимости критериев военно-политического и социально-экономического состояния участников МГЭО. Эти коэффициенты выполняют функции усиления существенности экспертных оценок в Таблицах 10 и 11 для конкретного развития хода событий.

Значения коэффициентов значимости выгод и рисков для различных вариантов свертки приведены в Таблицах 22 и 23.

Расчет функций свертки выгод и рисков стран-участниц МГЭО ЕАЭС осуществляется по формуле:

$$W_i = \frac{\frac{1}{n_P}\sum_{k=1}^{n_P} w_k P_k^i}{\frac{1}{n_R}\sum_{k=1}^{n_R} w_k R_k^i}, \quad (47)$$

где P_k^i –оценки ключевых выгод (Таблица 10); R_k^i –оценки ключевых рисков (Таблица 11); w_k – коэффициенты значимости ключевых выгод и рисков (Таблицы 22 и 23); n_P, n_R – количество критериев выгод и рисков соответственно.

Значения функций свертки, рассчитанные для стран-участниц МГЭО ЕАЭС по формуле (47), сведены в Таблицы 24 и 25.

Полученные результаты позволяют перейти к оценке параметров субаддитивного и супераддитивного потоков экономических выгод для локального участника. Их расчет выполнен в диссертации в соответствии с введенными ранее в параграфе 2.2 формулами (8) и (9) следующим образом:

– субаддитивный поток оценивается как выгода от возможности трансграничной реализации внутренней избыточной электроэнергетической мощности каждого участника МГЭО ЕАЭС:

$$F_i^{\text{sub}} = p^0(G_i - NE_i)W_i^{\text{sub}}, \quad (48)$$

где: p^0 – взвешенная оценка национальных тарифов на электроэнергию в МГЭО, рассчитанная в по формуле (46) и по Таблице 18; G, NE – чистое производство и

чистый экспорт i-го участника по Таблице 18; W_i^{sub} – функция свертки, рассчитанная по формуле (47) по Таблице 24;

– супераддитивный поток оценивается как выгода от прироста национального производства электроэнергии и прироста ее реализации за счет гарантии поставок и сокращения нетехнологических потерь:

$$F_i^{\text{sup}} = p^0(G_i' + L_i')W_i^{\text{sup}}, \quad (49)$$

где: p^0 – взвешенная оценка национальных тарифов на электроэнергию в МГЭО, рассчитанная в по формуле (46) по Таблице 21; G_i' –прогнозируемый прирост национального производства электроэнергии, L_i' – оценка сокращения нетехнологический потерь; W_i^{sup} – функция свертки, рассчитанная по формуле (47) по Таблице 25.

Таблица 22.

Коэффициенты значимости выгод и рисков w_k стран-участниц МГЭО ЕАЭС для субаддитивного потока

Выгоды (P), риски (R)	Вариант аддитивной свертки		
	равнозначная	с приоритетом военно-политических аспектов	с приоритетом технико-экономических аспектов
P_1	1	1	1
P_2	1	1	0,8
P_3	1	1	0,8
P_4	1	1	0,8
P_5	1	1	1
P_6	1	1	1
P_7	1	1	1
P_8	1	1	1
P_9	1	0,9	1
P_{10}	1	0,9	1
P_{11}	1	0,9	1
R_1	1	4	1

Выгоды (P), риски (R)	Вариант аддитивной свертки		
	равнозначная	с приоритетом военно-политических аспектов	с приоритетом технико-экономических аспектов
R_2	1	4	1
R_3	1	4	1
R_4	1	4	1
R_5	1	1	2
R_6	1	1	2
R_7	1	1	2
R_8	1	1	2
R_9	1	1	2
R_{10}	1	1	2

Источник: составлено автором

Таблица 23.

Коэффициенты значимости выгод и рисков w_k стран-участниц МГЭО ЕАЭС для супераддитивного потока

Выгоды (P), риски (R)	Вариант аддитивной свертки		
	равнозначная	с приоритетом военно-политических аспектов	с приоритетом технико-экономических аспектов
P_1	1	1	1
P_2	1	1	1
P_3	1	1	1
P_4	1	1	1
P_5	1	1	1
P_6	1	1	1
P_7	1	1	1
P_8	1	1	1
P_9	1	1	1

Выгоды (P), риски (R)	Вариант аддитивной свертки		
	равнозначная	с приоритетом военно-политических аспектов	с приоритетом технико-экономических аспектов
P_{10}	1	1	1
P_{11}	1	1	1
R_1	1	2	1
R_2	1	2	1
R_3	1	2	1
R_4	1	2	1
R_5	1	1	2
R_6	1	1	2
R_7	1	1	1
R_8	1	1	1
R_9	1	1	1
R_{10}	1	1	1

Источник: составлено автором

Таблица 24.

Значения функций свертки W_i по странам-участницам МГЭО ЕАЭС для субаддитивного потока

Страна	Вариант аддитивной свертки		
	равнозначная	с приоритетом военно-политических аспектов	с приоритетом технико-экономических аспектов
Россия	2,5	1,2	1,4
Беларусь	1,4	0,9	0,7
Казахстан	0,6	0,3	0,3
Кыргызстан	0,5	0,2	0,3
Армения	1,4	0,5	0,9
Молдова	1,4	0,7	0,8
Таджикистан	0,5	0,2	0,3

Страна	Вариант аддитивной свертки		
	равнозначная	с приоритетом военно-политических аспектов	с приоритетом технико-экономических аспектов
Узбекистан	0,6	0,3	0,3

Источник: составлено автором

Таблица 25.

Значения функций свертки W_i по странам-участницам МГЭО ЕАЭС для супераддитивного потока

Страна	Вариант аддитивной свертки		
	равнозначная	с приоритетом военно-политических аспектов	с приоритетом технико-экономических аспектов
Россия	2,5	1,9	2,1
Беларусь	1,4	1,2	1,2
Казахстан	0,6	0,5	0,5
Кыргызстан	0,5	0,3	0,4
Армения	1,4	0,9	1,2
Молдова	1,4	1,0	1,2
Таджикистан	0,5	0,4	0,4
Узбекистан	0,6	0,4	0,5

Источник: составлено автором

Для прогноза долгосрочных темпов роста электроэнергетического производства G'_i формуле (49) использованы показатели производства и потребления национальных электроэнергетических отраслей стран-участниц ЕАЭС, рассчитанные по данным статистической комиссии ООН в Приложении В. и усредненные по всем участникам:

$$G'_i = 1{,}12G_i, \tag{50}$$

где: G_i – текущее чистое производство i-го участника (см. Таблицу 13).

Оценка нетехнологических электроэнергетических потерь L'_i в формуле (49) выполнена экспертно и принята в диссертации как 60 % национальных

электроэнергетических потерь, которых гипотетически можно было избежать при условии образования МГЭО:

$$L'_i = 0{,}6L_i, \tag{51}$$

где: L_i – текущая величина потерь i-го участника (см. Таблицу 13).

Результаты оценки субаддитивного и супераддитивного потоков, выполненные по формулам (48) и (49), представлены в Таблицах 26 и 27.

В таблице 28 представлены результаты расчета интегрального потока экономических выгод:

$$F_i = F_i^{\text{sub}} + F_i^{\text{sup}}, \tag{52}$$

где: F_i^{sub}, F_i^{sup}– субаддитивный и супераддитивный потоки экономических выгод для локального участника.

Полученные оценки потоков экономических выгод позволяют рассчитать эффекты синергии по формуле (44). При этом важным моментом является обоснование используемого значения ставки дисконтирования r и темпа роста потоков экономических выгод g.

В диссертации используется премиальная модель кумулятивной ставки дисконтирования r, учитывающая поправки на риск вложения за счет гарантированного роста предполагаемой доходности. Собранные для работы сведения представлены в Приложении Г в Таблицах Г.1 и Г.2.

Таблица 26.

Оценка субаддитивного потока экономических выгод

от участия в МГЭО ЕАЭС, трлн. руб.

Страна	Равнозначная аддитивная свертка			Аддитивная свертка с военно-политическим приоритетом			Аддитивная свертка с технико-экономическим приоритетом		
	Пессимистическая оценка	Оптимистическая оценка	Реалистичная оценка	Пессимистическая оценка	Оптимистическая оценка	Реалистичная оценка	Пессимистическая оценка	Оптимистическая оценка	Реалистичная оценка
Россия	4,867	13,200	9,034	2,478	6,720	4,599	2,726	7,394	5,060
Беларусь	0,103	0,280	0,192	0,065	0,176	0,121	0,052	0,141	0,097
Казахстан	0,103	0,278	0,190	0,050	0,135	0,093	0,057	0,156	0,107
Кыргызстан	0,013	0,036	0,025	0,006	0,015	0,010	0,008	0,021	0,015
Армения	0,017	0,047	0,032	0,006	0,016	0,011	0,011	0,030	0,021
Молдова	0,012	0,032	0,022	0,005	0,015	0,010	0,007	0,018	0,012
Таджикистан	0,015	0,040	0,028	0,007	0,020	0,014	0,008	0,022	0,015
Узбекистан	0,060	0,164	0,112	0,030	0,081	0,056	0,034	0,091	0,063

Источник: рассчитано автором на основе проведенного анализа

Таблица 27.

Оценка супераддитивного потока экономических выгод

от участия в МГЭО ЕАЭС, трлн. руб.

Страна	Равнозначная аддитивная свертка			Аддитивная свертка с военно-политическим приоритетом			Аддитивная свертка с технико-экономическим приоритетом		
	Пессимистическая оценка	Оптимистическая оценка	Реалистичная оценка	Пессимистическая оценка	Оптимистическая оценка	Реалистичная оценка	Пессимистическая оценка	Оптимистическая оценка	Реалистичная оценка
Россия	5,811	15,760	10,786	4,460	12,095	8,277	4,917	13,336	9,126
Беларусь	0,110	0,300	0,205	0,093	0,254	0,174	0,091	0,247	0,169
Казахстан	0,122	0,331	0,226	0,091	0,248	0,170	0,102	0,278	0,190
Кыргызстан	0,017	0,045	0,031	0,011	0,031	0,021	0,014	0,037	0,026
Армения	0,024	0,066	0,045	0,015	0,041	0,028	0,022	0,060	0,041
Молдова	0,003	0,009	0,006	0,003	0,007	0,005	0,003	0,008	0,005
Таджикистан	0,020	0,054	0,037	0,015	0,041	0,028	0,016	0,044	0,030
Узбекистан	0,071	0,192	0,132	0,054	0,145	0,099	0,057	0,154	0,106

Источник: рассчитано автором на основе проведенного анализа

Таблица 28.

Оценка интегрального потока экономических выгод

от участия в МГЭО ЕАЭС, трлн. руб.

Страна	Равнозначная аддитивная свертка			Аддитивная свертка с военно-политическим приоритетом			Аддитивная свертка с технико-экономическим приоритетом		
	Пессимистическая оценка	Оптимистическая оценка	Реалистичная оценка	Пессимистическая оценка	Оптимистическая оценка	Реалистичная оценка	Пессимистическая оценка	Оптимистическая оценка	Реалистичная оценка
Россия	10,678	28,960	19,819	6,938	18,815	12,876	7,644	20,730	14,187
Беларусь	0,214	0,580	0,397	0,159	0,430	0,294	0,143	0,388	0,266
Казахстан	0,225	0,609	0,417	0,141	0,383	0,262	0,160	0,434	0,297
Кыргызстан	0,030	0,081	0,055	0,017	0,046	0,032	0,022	0,059	0,040
Армения	0,042	0,114	0,078	0,021	0,058	0,040	0,033	0,090	0,062
Молдова	0,015	0,041	0,028	0,008	0,022	0,015	0,010	0,026	0,018
Таджикистан	0,035	0,094	0,064	0,022	0,061	0,041	0,025	0,067	0,046
Узбекистан	0,131	0,356	0,244	0,084	0,227	0,155	0,091	0,246	0,168

Источник: рассчитано автором на основе проведенного анализа

В первую очередь, оценивается экономическая целесообразность в целом, отражающая безрисковые инвестиции в государственные долговые бумаги, характеризующиеся наибольшей потенциальной надежностью и наименьшей доходностью. Таким образом выбирается некая исходная минимальная доходность, с которой сравниваются все последующие варианты.

На основании сведений из Таблицы Г.1, для расчета безрисковой составляющей ставки дисконтирования, выбрана средняя ставка бескупонной доходности рынка ГКО-ОФЗ Российской Федерации в размере 8,6%.

Все остальные формы вложения условно считаются рисковыми и выполняется поиск оптимального компромисса между повышением потенциальной ценности инвестирования и ростом риска вложений. Рисковая составляющая ставки дисконтирования является значительно субъективным показателем даже при значительном математическом обосновании, так как отражает эффективность относительно непосредственно рассматриваемого проекта. При её формировании ориентируются либо на сугубо экспертное оценивание перспектив проекта, либо на иерархическое аддитивное сравнение потенциального проекта со схожими по условиям вариантам инвестирования: приобретение долевых ценных бумаг 15 важнейших компаний («голубых фишек»), 50 крупнейших компаний (Индекс РТС и Индекс МосБиржи) , 100 крупных компаний (индекс второго эшелона), 1000 значимых компаний и т.п. Также проводится оценка вложений в более доходные и более надежные варианты ведения бизнеса – к примеру, товары первой необходимости. Оценка акций крупных рыночных игроков позволяет сформировать величину поправки относительно альтернативных вариантов доходности и учесть влияние изменений рыночных условий на конкретный проект. Описанная форма оценки направлена на анализ факторов обесценивания денежных вложений за счет упущения возможности получения дохода и отражается ставкой альтернатив среднерыночной доходности.

На основании сведений из Таблицы Г.2, для расчета рисковой премии за вложение в корпоративные ценные бумаги, выбрана ставка исходя из статистики

по индексам акций Московской Биржи в размере 11%.

Далее добавляются премии на специфические риски, которые выражают особенности реализации анализируемого проекта в конкретных региональных, социально-экономических и отраслевых условиях:

– региональный или страновый риск, который отражает региональную заинтересованность в проекте, политическую обстановку в государстве и её влияние на организационно-экономические процессы, особенности национального рынка долевых ценных бумаг;

– отраслевой риск, учитывающий особенности рынка, на котором реализуется проект. В особенности, это свойства его размеров и объемов, конкурентоспособность, особенности отраслевого спроса и предложения, вероятность падения объемов продаж;

– корпоративный риск, отражающий негативные процессы в процессе управления проектом: надежность экономических агентов, эффективность организационно-экономических механизмов, внутренние проблемы при воплощении проекта;

– риск реализуемости, учитывающий проблемные ситуации, возникающие в процессе реализации проекта: нарушение платежеспособности экономических агентов, нарушение технических условий реализации проекта, нарушение сроков, целей, расходов проекта и пр.

Риски рассматриваются системно и иерархически. Существует макроуровень региональных и геополитических аспектов, мезоуровень общей национальной экономической ситуации и состояния рынка и микроуровень непосредственной компании, осуществляющей проект.

Значительную часть специфической составляющей рисковой премии составляет страновый риск, отражающий региональную заинтересованность в проекте, политическую обстановку в государстве и её влияние на организационно-экономические процессы, особенности национального рынка долевых ценных бумаг. Размер этой рисковой премии выбирается с приоритетом относительно участника интеграционного проекта с наименьшим значением по принципу

слабого звена кооперационных мероприятий в соответствии с Таблицей 29.

Таблица 29.

Премия за страновый риск

Страна	Предлагаемая рисковая премия за региональную специфику, %	Комплексная оценка вероятности государства обеспечить выполнение экономических обязательств, %
Россия	5	51
Беларусь	7	40
Казахстан	2	62
Кыргызстан	9	20
Армения	7	40
Молдова	7	30
Таджикистан	10	10
Узбекистан	9	30

Источник: составлено автором на основе данных https://www.euromoney.com/research-and-awards/surveys-and-awards/country-risk-survey

Таким образом, итоговая величина ставки дисконтирования по кумулятивной модели составит:

$$r = r_1 + r_2 + r_3 = 8{,}6\% + 11\% + 7\% = 26{,}6\%, \quad (53)$$

где: r_1 – безрисковая составляющая; r_2 – премия за вложение в корпоративные ценные бумаги; r_3 – премия за страновый риск.

Для прогноза долгосрочного развития результатов проекта интеграционного объединения необходимо оценить темпы динамики электроэнергетической отрасли в дальней перспективе. Для этих целей воспользуемся сведениями по электроэнергетическим национальным профилям производства и потребления электроэнергии, представленными в Приложении В за период с 2009 по 2014 годы

Используемый в прогнозной модели показатель общесоюзного среднегодового темпа прироста будет оцениваться как средневзвешенная сумма национальных показателей g_i с акцентом на долю энергетического потенциала участников D_i в МГЭО:

$$g = \sum_{i=1}^{m} g_i D_i \,;\; g_i = \sum_{t=2010}^{2014} g_{it} \,;\; D_i = \sum_{t=2009}^{t=2014} c_{it} \,; \tag{54}$$

где: g_{it} – среднегодовой показатель темпа прироста потребления электроэнергии в i-ом государстве-участнике; c_{it} –годовой показатель потребления электроэнергии в i-ом государстве-участнике; m – количество участников.

Итоговое значение, рассчитанное по формуле (54) с использованием данных из приложения В, составило g = 3,2%.

Результаты расчета субаддитивного и супераддитивного эффектов экономической синергии по формуле (44) , приведены в Таблицах 30 и 31.

В Таблице 32 приведены оценки интегрального эффекта экономической синергии:

$$S_i = S_i^{\text{sub}} + S_i^{\text{sup}}, \tag{55}$$

где: S_i^{sub}, S_i^{sup}– субаддитивный и супераддитивный эффекты экономической синергии для локального участника.

Обоснованность получаемых выводов, основывается на многостороннем рассмотрении вопроса оценки экономической эффективности проекта электроэнергетического объединения с учетом макроэкономической специфики задачи и предположениях о многовариантных, сценарных отклонениях в процессе принятия решения.

Итоговая экономическая синергия проекта МГЭО ЕАЭС формируется добавочной экономической эффективностью всей кооперативной структуры в соответствии с выражением (44).

Значения эффекта интегральной экономической синергии проекта МГЭО ЕАЭС представлены в таблице 33.

Таблица 30.

Оценка субаддитивного эффекта экономической синергии

от участия в МГЭО ЕАЭС, трлн. руб.

Страна	Равнозначная аддитивная свертка			Аддитивная свертка с военно-экономическим приоритетом			Аддитивная свертка с технико-экономическим приоритетом		
	Пессимистическая оценка	Оптимистическая оценка	Реалистичная оценка	Пессимистическая оценка	Оптимистическая оценка	Реалистичная оценка	Пессимистическая оценка	Оптимистическая оценка	Реалистичная оценка
Россия	20,800	56,411	38,605	10,589	28,718	19,654	11,651	31,599	21,625
Беларусь	0,441	1,197	0,819	0,278	0,754	0,516	0,222	0,603	0,412
Казахстан	0,438	1,189	0,814	0,213	0,579	0,396	0,246	0,666	0,456
Кыргызстан	0,057	0,154	0,105	0,024	0,065	0,044	0,033	0,091	0,062
Армения	0,074	0,202	0,138	0,026	0,070	0,048	0,048	0,130	0,089
Молдова	0,050	0,136	0,093	0,023	0,064	0,044	0,029	0,078	0,053
Таджикистан	0,064	0,173	0,118	0,031	0,085	0,058	0,035	0,096	0,066
Узбекистан	0,258	0,700	0,479	0,128	0,348	0,238	0,144	0,391	0,268

Источник: составлено автором на основе проведенного анализа

Таблица 31.

Оценка супераддитивного эффекта экономической синергии

от участия в МГЭО ЕАЭС, трлн. руб.

Страна	Равнозначная аддитивная свертка			Аддитивная свертка с военно-экономическим приоритетом			Аддитивная свертка с технико-экономическим приоритетом		
	Пессимистическая оценка	Оптимистическая оценка	Реалистичная оценка	Пессимистическая оценка	Оптимистическая оценка	Реалистичная оценка	Пессимистическая оценка	Оптимистическая оценка	Реалистичная оценка
Россия	24,834	67,351	46,093	19,059	51,688	35,374	21,014	56,990	39,002
Беларусь	0,472	1,281	0,876	0,400	1,084	0,742	0,390	1,056	0,723
Казахстан	0,521	1,413	0,967	0,391	1,060	0,725	0,438	1,187	0,812
Кыргызстан	0,071	0,192	0,131	0,049	0,133	0,091	0,059	0,160	0,109
Армения	0,105	0,284	0,194	0,065	0,177	0,121	0,094	0,254	0,174
Молдова	0,015	0,040	0,027	0,011	0,029	0,020	0,012	0,034	0,023
Таджикистан	0,085	0,230	0,157	0,064	0,174	0,119	0,070	0,189	0,129
Узбекистан	0,303	0,822	0,562	0,229	0,621	0,425	0,243	0,659	0,451

Источник: составлено автором на основе проведенного анализа

Таблица 32.

Оценка интегрального эффекта экономической синергии

от участия в МГЭО ЕАЭС, трлн. руб.

Страна	Равнозначная аддитивная свертка			Аддитивная свертка с военно-экономическим приоритетом			Аддитивная свертка с технико-экономическим приоритетом		
	Пессимистическая оценка	Оптимистическая оценка	Реалистичная оценка	Пессимистическая оценка	Оптимистическая оценка	Реалистичная оценка	Пессимистическая оценка	Оптимистическая оценка	Реалистичная оценка
Россия	45,635	123,762	84,698	29,648	80,407	55,027	32,665	88,588	60,627
Беларусь	0,914	2,478	1,696	0,677	1,837	1,257	0,612	1,659	1,135
Казахстан	0,959	2,602	1,781	0,604	1,639	1,122	0,683	1,853	1,268
Кыргызстан	0,127	0,346	0,237	0,073	0,198	0,135	0,092	0,251	0,171
Армения	0,179	0,485	0,332	0,091	0,248	0,169	0,142	0,384	0,263
Молдова	0,065	0,176	0,120	0,034	0,093	0,064	0,041	0,112	0,076
Таджикистан	0,148	0,403	0,276	0,095	0,259	0,177	0,105	0,285	0,195
Узбекистан	0,561	1,522	1,041	0,357	0,969	0,663	0,387	1,050	0,719

Источник: составлено автором на основе проведенного анализа

Таблица 33.

Итоговые результаты оценки эффекта экономической синергии при формировании МГЭО ЕАЭС, трлн. руб.

Способ свертки	Способ оценки	Значение синергии
Равнозначная аддитивная свертка	Пессимистичная оценка	48,588
	Оптимистичная оценка	131,772
	Реалистичная оценка	90,180
Аддитивная свертка с приоритетом военно-политических аспектов	Пессимистичная оценка	31,581
	Оптимистичная оценка	85,649
	Реалистичная оценка	58,615
Аддитивная свертка с приоритетом технико-экономических аспектов	Пессимистичная оценка	34,728
	Оптимистичная оценка	94,182
	Реалистичная оценка	64,455

Источник: составлено автором на основе проведенного анализа

Анализ экономической целесообразности проекта МГЭО ЕАЭС должен исходить не только из чисто финансовых соображений эффективности, окупаемости и отдачи инвестиций. Предложенная в работе методика позволяет провести оценку экономической целесообразности формирования интеграционных межгосударственных электроэнергетических объединений, имеющих значительную стратегическую ценность для государств ЕАЭС. Предложенная модель оценки эффекта экономической синергии проекта МГЭО ЕАЭС направлена на анализ не только прироста отдачи инвестиций, но и формирования значительной общественной ценности для всех государств-партнеров. Представленный метод позволяет комплексно исследовать и консолидировать аспекты экономической целесообразности интеграционных мероприятий и задач национальной стратегии и технико-экономического суверенитета.

3.3. Предложения по совершенствованию общего рынка электроэнергии ЕАЭС с учетом опыта интеграции мировой электроэнергетики

Безусловным является тот факт, что предложения по совершенствованию трансграничной торговли электрической энергией в рамках ЕАЭС целесообразно основывать на существующих и успешно применяемых в мире механизмах торговли между зарубежными странами. Однако стоит помнить, что в «чистом» виде применение тех или иных моделей рынков электроэнергии не непродуктивно в силу множества обстоятельств, касающихся особенностей участвующих энергосистем.

В результате диссертационного исследования были сформулированы предложения по адаптации при совершенствовании ОЭР ЕАЭС тех элементов зарубежного опыта, которые представляют наиболее развитую на сегодняшний день форму интеграции ЭЭС определенных государств.

Предложения по адаптации европейского опыта. Интеграции рынков электроэнергии стран Европы берет начало с 1986 года. Тогда был подписан Единый европейский акт (The single European act), при этом в странах по факту отсутствовала свободная торговля. Основной целью документа было формирование Единого рынка Европы, в рамках которого существовало бы свободное перемещение товаров, трудовых ресурсов, услуг и капитала[113]. Соглашение вступило в силу в 1987 году.

В результате проведенной работы для участников сформированного общего рынка электроэнергии стимулом к участию в трансграничных перетоках стала разница в ценах между рынками. Причинами такой разницы являются либо структурные различия, либо технические особенности (состав участвующего оборудования, ограничения в сетях), либо рыночная конъюнктура в каждой из участвующих энергосистем. Субъекты каждого из национальных рынков самостоятельно или через брокеров приобретают электроэнергию в

[113] Тукенов, А.А. Интеграция рынков электроэнергии Европы: этапы, ме-ханизмы, достигнутый прогресс / А.А. Тукенов. – М.: Энергоатомиздат, 2013. – 28 -30 с.

энергосистемах с низкими ценами для продажи ее потребителям в энергосистемах с более высокими ценами. Если такая поставка осуществляется через межсистемные сети с ограниченной пропускной способностью, то применяется какой-либо из механизмов управления перегрузками.

Основой объединения энергосистем ЕС является механизм «соединения рынков» («market coupling»). Его характерные особенности заключаются в следующем:

– на «соединяемых» рынках действуют биржи электроэнергии, где происходит спотовая торговля;

– каждый из участвующих рынков оставляет свои правила централизованной торговли, не меняя площадки и процедуры, оставляя возможность для торговли в рамках национальной энергосистемы;

– при «соединении» рынков электроэнергии необходимы незначительные изменения в правилах торговли, при этом подача заявок на участие во внутренних, так и во внешних торгах остаются прежними.

Европейская модель интеграции энергетических рынков показала высокую степень проработанности и привлекательность разработанных механизмов взаимодействия. Однако, в случае предложения данной модели в качестве основы для формирования ОЭР ЕАЭС потребуется, чтобы РБ в ходе планируемой либерализации, а РФ в ходе дальнейшего реформирования своих рынков электроэнергии отказались (перешли) от существующей модели рынка в пользу модели рынка двусторонних контрактов, на котором определяется единая для рынка равновесная цена электроэнергии (в отличие от централизованного рынка с узловым ценообразованием, где из-за перегрузок в сетях цены в разных узлах энергосистемы могут отличаться).

Что касается РК, то для реализации данного метода необходимо будет отказаться от деления производителей на оптовом рынке на ценовые группы с предельными тарифами для каждой из них.

Предложения по адаптации североамериканского опыта. Интересным для ЕАЭС с точки зрения объединения энергосистем, включающих

сильноразветвленную сетевую инфраструктуру, является пример интеграции северо-американских рынков PJM и MISO[114]. В феврале 2003 MISO и PJM, являющиеся операторами двух самых крупных рынков электроэнергии в США, приняли Соглашение о межрегиональной торговле. Данное соглашение предусматривало в будущем введение Объединенного и Общего рынка электроэнергии (JCM), суть которого сводится к созданию единого рыночного пространства, захватывающее обе контролируемые MISO и PJM зоны, и на котором рыночные товары обоих рынков будут представлены в виде продуктов с едиными тарифами.

В последствии для реализации положений Соглашения в декабре того же года MISO и PJM подписали Соглашение о совместной деятельности. В рамках данного Соглашения предусматривается, что стороны будут координировать свою деятельность и обмениваться в оперативном режиме информацией в целях гармонизации процедур совместной деятельности и повышения эффективности рыночных операций.

Необходимо отметить, что объединяемые рынки имеют в своем составе рынок мощности и помимо взаимной торговли электроэнергией осуществляют и торговлю мощностью. Основной идеей взаимодействия двух американских рынков стало совместное управление трансграничными перегрузками путем установления процедур использования аппаратного и программного обеспечения при одновременной диспетчеризации трансграничных потоков на обоих рынках.

Основным планируемым результатом при создании JCM являлось получение всех преимуществ процесса объединения рынков, при котором повышалась бы экономическая выгода участников обоих систем в данном общем рынке за счет использования обоих электросетевых комплексов. Данная координация и процесс обмена информацией имеет характерные отличия от существующих примеров объединения рынков на основе аппаратного подхода и

---

[114] Курбаналиев, А.А. Разработка механизмов формирования общего электроэнергетического рынка Евразийского экономического союза: дис …канд. экон. наук: 08.00.05 / Курбаналиев Алишер Абуевич. – М., 2016. – 35-40 с.

заключения договора о параллельной работе. Данные особенности значительно улучшают уровень координации:

– передиспетчеризация и координация генерации;

– согласованное определение локальных маржинальных (узловых) цен в совместно определенных сторонами «узких» сечениях электрической сети;

– координация диспетчерских графиков трансграничных поставок и определения локальных маржинальных (узловых) цен в приграничных узлах ЭЭС.

Основными особенностями данного варианта интеграции рынков электроэнергии с точки зрения его использования в качестве предложения целевой модели ОЭР ЕАЭС, являются следующие обстоятельства:

– на обоих рынках американских операторов действуют централизованные торги с узловым ценообразованием, суть которых сводится к тому, что цены на электроэнергию определяются в каждом узле разветвленной энергосети практически каждую минуту;

– учитывая проблемы интеграции, вызванные различными дизайнами объединяемых рынков, каждый из рынков должен иметь в своем составе рынок мощности с аналогичными правилами торговли (однако на сегодняшний день оба оператора имеют серьезные разногласия в части оправданности трансграничной торговли электрической мощностью).

Таким образом, для применения данного варианта интеграции рынков электроэнергии для формирования ОЭР ЕАЭС необходим будет переход рынков электроэнергии РБ, РК, РА и КР на модель централизованного рынка с узловым ценообразованием (оптовый рынок электроэнергии РФ уже является таковым, но с определенными отличиями от дизайна рынков MISO и PJM).

Однако стоить отдавать отчет, что при узловом ценообразовании правила участия и процедуры торговли существенно усложняются и становятся менее прозрачными (в сравнении с рынком свободных двусторонних контрактов). Помимо этого узловое ценообразование целесообразно к применению в единственном случае, когда имеется значительная электросеть с большим количеством перегрузок в отдельных ее точках. Таким образом данный подход

является оправданным только, если участники (за исключением РФ) перейдут к такому виду ценообразования. Таким образом для РБ, РК, РА и КР, чьи энергосистемы и передающие сети на порядок меньше, чем в РФ, потребуется понести значительные организационные и финансовые издержки, связанные с переходом на централизованную модель с узловым ценообразованием, без адекватного возмещения этих издержек за счет вышеприведенных преимуществ этой модели.

Предложения по адаптации южно-американского опыта. В 1987 г. в Центральной Америки началось обсуждение нового проекта, который был призван объединить энергосистемы стран-участников переговорного процесса (Никарагуа, Гватемала, Коста Рика, Сальвадор, Панама и Гондурас). Через 12 лет правительствами данных стран был подписан документ «Рамочное соглашение Центральноамериканского рынка электроэнергии», ставшего основой будущего общего рынка. В данном документе были заложены принципы и правила взаимодействия, а также органы регулирования (рыночный регулятор и оператор – EOR, управляющий орган – Региональная электроэнергетическая комиссия CRIE).

В итоге начал свою работу проект SIEPAC или «Общая энергосистема стран Центральной Америки». В рамках данного проекта был создан региональный общий рынок под названием MER, была возведена межсистемная линия электропередачи, а также были пересмотрены действующие на тот момент трансграничные электрические связи. Ожидаемым результатом от проекта, как и в случае с объединением американских рынков, являлось получение взаимной выгоды от торговли посредством свободного доступа к мощностям любого из участвующих государств, а также увеличения энергобезопасности и надежности каждой из энергосистем и объединения в целом.

Основной целью SIEPAC является извлечение максимальной выгоды для каждого региона (страны) путем предоставления свободного доступа к региональным генерирующим мощностям друг друга и увеличения надежности поставок через более мощную построенную энергопередающую сеть. В рамках рынка MER совершаются оптовые международные сделки между субъектами

государств-участников по правилам согласно положениям Рамочного соглашения. В качестве инфраструктурной основы регионального рынка выступает электропередающая система, включающая:

– построенную ЛЭП протяженностью 1 800 км, напряжением 230 кВ и пропускной способностью 300 МВт. ЛЭП последовательно проходит по территории участников, тем самым объединяя их в единую систему;

– действующие трансграничные электрические связи и определенные участки национальных сетей.

Стоит отметить, что MER объединяет энергосистемы государств с совершенного разными моделями и архитектурами рынков. Так, например, в Коста Рике и Гондурасе функционирует модель единого закупщика электроэнергии. При этом в Гондурасе значительная доля генерации принадлежит частному сектору и в скором времени планируется переход рынка полностью на конкурентную основу. В Сальвадоре оптовый и розничный рынки электроэнергии являются конкурентными. В остальных трех странах конкуренция представлена только на оптовом рынке электроэнергии. При этом MER является отдельным рынком с собственными правилами и узлами, которые расположены на концах трансграничных линий между соседними государствами.

При торговле на региональном рынке MER основным товаром выступает электрическая энергия. Одновременно с этим затраты на передачу энергопередающих организаций и по общей совместно возведенной ЛЭП, расходы наднациональных органов, а также иные системные и вспомогательные услуги включаются в так называемую надбавку к цене электроэнергии, участвующей в трансграничной торговле.

Структура MER включает следующие сегменты (см. Рисунок 3.9):

– рынок региональных контрактов (Regional Contracts Market), в котором выделены «подсегменты» «твердых» и «гибких» контрактов;

– рынок возможных региональных поставок (Regional Opportunity Market), включающий РСВ и рынок реального времени.

В сегменте региональных контрактов (Regional Contracts Market),

участники от государств-участников могут заключать долгосрочные и среднесрочные договоры, подразумевающие межгосударственную поставку электроэнергии, при этом условия сделки как и при любом другом двустороннем свободном договоре оговариваются сторонами. В случае «твердых» контрактов физическая поставка электроэнергии обязательна к исполнению, а при «гибких» - физическая поставка может и не происходить.

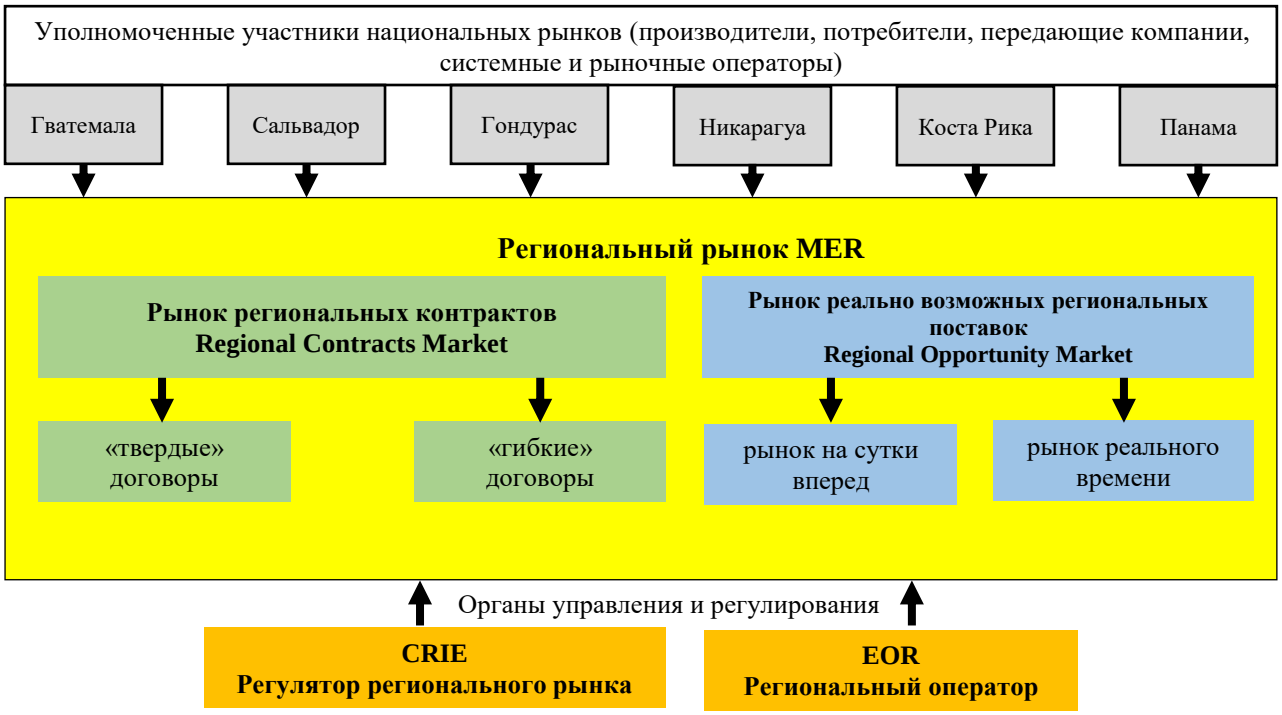


Рисунок 3.9. Архитектура рынка MER

Источник: составлено автором на основе данных Comision Economica para America Latina y el Caribe. – Режим доступа: https://www.cepal.org/es/publications.

Таким образом «гибкие» контракты можно разделить на финансовые и «гибкие принимающие». При гибких принимающих сделках участники соглашаются исполнить договор при ценах, которые сложатся на спотовой торговле в операционные сутки, в то время как при «твердых» сделках условия могут быть нарушены ли изменены только ввиду объективных системных причин. В сегменте региональных контрактов сделки совершаются раньше операционных суток, то есть суток, в течение которых планировалась поставка. Условия по объемам поставки в рамках заключенных договоров передаются субъектами оператору

регионального рынка для диспетчеризации и оптимизационных расчетов на РСВ.

Основой рынка возможных региональных поставок (Regional Opportunity Market) является РСВ. В рамках РСВ по итогам оптимизационных расчетов утверждается график и объемы трансграничных поставок электроэнергии на каждый час предстоящих суток. В данный момент проект SIEPAC и созданный рынок электроэнергии MER достаточно успешно справляются с поставленными задачами, предоставляя возможность для внутригосударственной и межгосударственной торговли, а также привлечения инвестиций.

С точки зрения возможного применения данного варианта интеграции для формирования ОЭР ЕАЭС необходимо отметить следующие его особенности:

– новый рынок основывается на объединении ЭЭС шести государств с абсолютно различной архитектурой и дизайнами национальных рынков. Данная ситуация во многом идентична рассматриваемому объединению ЕАЭС;

– все участвующие в объединении рынки сохраняют за собой право оставаться неизменными с точки зрения правил и будущих планов развития, что является безусловным плюсом для каждой из участвующих государств;

– за счет строительства новой ЛЭП и создания новой трансграничной энергопередающей системы, связывающей национальные ЭЭС всех участвующих государств появилась возможность производить беспрепятственную передачу электроэнергии через энергосистему иного государства, а также проводить сделки купли/продажи электроэнергии между субъектами, находящимися в разных географических районах и государствах, в любых требуемых объемах;

– несмотря на свободную торговлю, предметом сделок купли/продажи является только избыточная для каждой национальной ЭЭС электроэнергия, обеспечивая тем самым энергобезопасность участвующих государств.

В случае принятия решения об использовании опыта реализации проекта SIEPAC при формировании ОЭР ЕАЭС, необходимо будет, в дополнение к национальным рынкам электроэнергии государств-участников, сформировать также региональный рынок электроэнергии, на котором будут осуществляться трансграничная торговля электроэнергией между уполномоченными на внешнюю

торговлю электроэнергией участниками национальных рынков. Для регулирования и управления региональный рынок электроэнергии должны быть сформированы регулирующая комиссия и оператор регионального рынка, в которых государства-участники ЕАЭС будут представлены на паритетной основе. При этом национальные рынки электроэнергии и после создания регионального рынка могут функционировать и развиваться самостоятельно, сохраняя присущие им особенности в дизайне, правилах и механизмах рынка.

ВЫВОДЫ ПО ТРЕТЬЕЙ ГЛАВЕ

1. Выполненный сравнительный анализ организационных и технико-экономических характеристик национальных электроэнергетических рынков стран ЕАЭС (Российская Федерация, Республика Беларусь, Республика Казахстан, Республика Армения, Кыргызская Республика) позволил сформировать массив исходных данных для оценки эффектов экономической синергии с использованием разработанного в диссертации научно-методического аппарата.

2. На базе разработанного научно-методического аппарата выполнен сценарный анализ проекта межгосударственного электроэнергетического объединения стран ЕАЭС. Получена количественная оценка эффектов суббадитивной и супераддитивной синергии для функций свертки критериев с военно-политическими, технико-экономическими и равнозначными приоритетами, по пессимистичному, оптимистичному и реалистичному сценариям. В расчетах использованы данные по национальным тарифам на электроэнергию и прогнозы спроса на энергоресурсы, были учтены системные и специфические риски евразийской электроэнергетической интеграции. В результате выполненного анализа определено пространство интеграционных перспектив и дана оценка экономически рациональных границ интеграционного процесса.

3. Обоснованы авторские предложения по практической реализации опыта мировой электроэнергетической интеграции в ЕАЭС, отличающиеся от известных использованием количественных оценок эффектов экономической синергии от объединения электроэнергетических систем как действующих (Российская Федерация, Республика Беларусь, Республика Казахстан, Республика Армения, Кыргызская Республика), так и потенциальных участников (Республика Молдова, Республика Таджикистан, Республика Узбекистан), и позволяющие определить направления совершенствования общего рынка электроэнергии ЕАЭС с учетом перспектив реализации стратегических евразийских энергоинфраструктурных проектов.

ОБЩИЕ ВЫВОДЫ ПО ДИССЕРТАЦИОННОЙ РАБОТЕ

1. Выполненный в диссертации анализ современного состояния и тенденций формирования межгосударственных, региональных, континентальных и трансконтинентальных электроэнергетических объединений и энергоинфраструктурных проектов в Европе, Азии, Северной, Центральной и Латинской Америке и в Африке позволил выявить ключевые факторы, оказывающие влияние на их становление и развитие. К интеграционным факторам относятся ожидаемые экономические выгоды стран-участниц от реализации ресурсного, производственного и транзитного потенциала в условиях расширения электроэнергетических рынков и трендов повышения энергоэффективности, экологичности и цифровизации электроэнергетики. Дезинтеграционными факторами являются риски возникновения экономического ущерба вследствие военно-политической и социально-экономической напряженности и организационно-технологического рассогласования электроэнергетических систем стран-участниц.

2. Результаты анализа концепции и программы формирования общего электроэнергетического рынка ЕАЭС и обзора существующих научных работ показали, что в данной области исследования имеются системные методологические проблемы, обусловленные противоречием между новыми потребностями практики обоснования интеграционных перспектив в электроэнергетических отраслях стран ЕАЭС в условиях современных трендов повышения энергоэффективности, экологичности и цифровой трансформации, и ограничениями используемого научно-методического обеспечения, что свидетельствует об актуальности его совершенствования. Для его дальнейшего развития в диссертации предложено и обосновано применение к новой области исследований концепции и методов оценки экономической синергии, методов теории кооперативных игр, методов теории принятия решений в условиях конфликта интересов, неопределенности и рисков, методов экспертного оценивания и анализа иерархий.

3. Выдвинута гипотеза диссертации, состоящая в том, что существует зависимость между эффектом экономической синергии при формировании межгосударственного электроэнергетического объединения и показателями, характеризующими выявленными интеграционными и дезинтеграционными факторами. В соответствии с данной гипотезой, выполнена постановка научной задачи исследования и ее математическая формализация. Она сводится к формированию рациональной коалиционной структуры стран-участниц МГЭО ЕАЭС по критерию максимизация эффекта экономической синергии на основе оценок экономических выгод и рисков, исходя из анализа данных по национальным электроэнергетическим профилям и прогнозов потребления и генерации электроэнергии.

4. В целях решения поставленной научной задачи разработан новый научно-методический аппарат для оценки эффективности объединения электроэнергетических рынков стран ЕАЭС в виде комплекса взаимосвязанных авторских методик: методики оценки эффектов экономической синергии в межгосударственных электроэнергетических интеграционных проектах; методики теоретико-игрового моделирования интеграционных объединений в электроэнергетике; методики оценки выгод и рисков проекта межгосударственного электроэнергетического объединения ЕАЭС. Исходными данными для разработки научно-методического аппарата послужили данные Статистической комиссии ООН по электроэнергетическим профилям стран мира, международные правовые акты по ЕАЭС и общему рынку электроэнергии, прогнозы экономического развития стран ЕАЭС и потребностей в ТЭР из официальных аналитических источников, что обусловило обоснованность и достоверность полученных результатов.

5. На основе разработанного научно-методического аппарата получены новые результаты сценарного анализа проекта межгосударственного электроэнергетического объединения стран ЕАЭС в виде количественной оценкой эффектов суббадитивной и супераддитивной экономической синергии. Расчет выполнен по пессимистичному, оптимистичному и реалистичному сценариям в зависимости от национальных тарифов на электроэнергию и прогноза спроса на

энергоресурсы. С учетом военно-политических, технико-экономических и равнозначных приоритетов при принятии решений, а также системных и специфических рисков евразийской электроэнергетической интеграции определено пространство интеграционных перспектив и дана оценка экономически рациональных границ интеграционного процесса.

5. Исходя из полученных сценарных оценок и сравнительного анализа организационных и технико-экономических характеристик национальных электроэнергетических рынков стран ЕАЭС, обоснованы авторские предложения по практической реализации опыта мировой электроэнергетической интеграции в ЕАЭС. Для их обоснования использованы полученные количественные оценки эффектов экономической синергии от объединения электроэнергетических систем как действующих (Российская Федерация, Республика Беларусь, Республика Казахстан, Республика Армения, Кыргызская Республика), так и потенциальных участников (Республика Молдова, Республика Таджикистан, Республика Узбекистан), что позволило определить направления совершенствования механизмов общего рынка электроэнергии ЕАЭС с учетом перспектив реализации стратегических евразийских энергоинфраструктурных проектов.

6. Результаты разработки научно-методического аппарата и практических предложений позволяют сделать заключение о том, что поставленная научная задача решена, а цель диссертации достигнута. Выполнено комплексное исследование экономических перспектив развития межгосударственного электроэнергетического объединения стран ЕАЭС в контексте опыта интеграционных процессов в мировой электроэнергетике на основе современной концепции экономической синергии.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

АТС – администратор торговой системы;

АЭС – атомная электростанция;

БРИКС – Бразилия, Россия, Индия, Китай, Южно-Африканская Республика;

ВИЭ – возобновляемые источники энергии;

ГПО – государственное производственное объединение;

ГЭС – гидроэлектростанция;

ЕАЭС – Евразийский экономический союз;

ЕврАзЭС – Евразийское экономическое сообщество;

ЕЭП – Единое экономическое пространство;

ЕС – Европейский союз;

ЕЭС – Единая энергетическая система России;

ЕЭЭС – единая электроэнергетическая система;

КР – Кыргызская Республика;

КРОУ – Комиссия по регулированию общественных услуг;

ЛПР – лицо, принимающее решение;

ЛЭП – линия электропередачи;

МАИ – метод анализа иерархий;

МГЭО – межгосударственное электроэнергетическое объединение

МРСК – межрегиональная распределительная сетевая компания

НМА – научно-методический аппарат;

НЭС – национальная электрическая сеть;

ОДКБ – Организация Договора о коллективной безопасности;

ОЭР – общий рынок электроэнергии;

ОЭС – объединенная энергетическая система;

РА – Республика Армения;

РБ – Республика Беларусь;

РД – регулируемые договоры;

РК – Республика Казахстан;

РСВ – рынок на сутки вперед;

РУП – республиканское унитарное предприятие;

РФ – Российская Федерация;

РЭК – региональная электросетевая компания;

СНГ – Содружество Независимых Государств;

СО – системный оператор;

СД – свободные договоры;

ТНПЭ – транснациональная передача электрической энергии;

ТС – Таможенный союз;

ТЭК – топливно-энергетический комплекс;

ТЭР – топливно-энергетические ресурсы;

ТЭЦ – теплоэлектроцентраль;

УКП – устойчивое конкурентное преимущество;

ЦАС – Центрально-Азиатское сотрудничество

(ОСАС) (The Organization of Central Asian Cooperation);

ШОС – Шанхайская организация сотрудничества;

ЭСО – электроснабжающая организация;

ЭЭС – электроэнергетическая сеть;

AMU – Arab Maghreb Union;

AUC – African Union Commission;

CEN-SAD – Community of Sahel-Saharan States;

COMELEC – Comité Maghrébin de l’Electricité;

EAC – The East African Community;

ENTSO-E – European Network of Transmission System Operators for Electricity;

NEPAD – New Partnership for Africa's Development;

SIEPAC – Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Абрамов, В.Л. Значение макроэкономической устойчивости для формирования конкурентных преимуществ национальных экономик государств-членов ЕАЭС / В.Л. Абрамов // Вестник экономики, права и социологии. – 2017. – № 4. – С. 8-10.
2. Абрамов, В.Л. Реализация экономических интересов России при взаимодействии со странами Азии и Ближнего Востока в условиях новых вызовов и возможностей сотрудничества / В.Л. Абрамов, Е.Л. Логинов, А.А. Шкута, Б.Е. Зарицкий, Н.Н. Котляров, Л.Н. Красавина, В.К. Поспелов, Н.С. Ревенко, С.Н. Сильвестров, А.А. Ткаченко, А.Д. Годжаева, М.В. Минасян, Д.Д. Сорокин, С.Ю. Тарасова: монография. – М.: Финансовый университет при Правительстве Российской Федерации, 2018. – 327 с.
3. Абрамов, В.Л. Формирование устойчивых конкурентных преимуществ государств-членов ЕАЭС в инвестиционной сфере / В.Л. Абрамов, П.В. Алексеев // Финансы: теория и практика. – 2017. – Т. 21. – № 4. – С. 116-125.
4. Абрамов, В.Л. Формирование устойчивых конкурентных преимуществ государств-участников Евразийского экономического союза в условиях нестабильности мировой экономики / В.Л. Абрамов, П.В. Алексеев, Н.Е. Котова, Н.В. Лапенкова, А.А. Лосев, В.В. Перская, А.А. Ткаченко, М.А. Эскиндаров: монография. – М.: Научные технологии, 2018. – 254 с.
5. Агеев, А.И. Международные энергохабы: новая стратегическая модель интеграции российских энергокомпаний в мировую экономику / А.И. Агеев, А.В. Баитов, С.И. Борталевич, Е.Л. Логинов // Экономические стратегии. – 2017. – Т. 19. – № 4(146). – С. 70-89.
6. Агеев, А.И. Формирование российского кластера транспортно-транзитных и топливно-энергетических коридоров Евразии, интегрированного с китайским Экономическим поясом Шелкового пути / А.И. Агеев, Е.Л. Логинов, К.Х. Зоидов, А.А. Медков // Экономические стратегии. – 2017. – Т. 19. – № 8(150). – С. 18-27.

7. Алмазова О.Н. Развитие партнерских отношений на розничном рынке электроэнергии (в бытовом секторе): дис. … канд. эк. наук: 08.00.05 / Алмазова Ольга Николаевна. – Воронеж, 2011. – 222 с.
8. Ансофф И. Стратегический менеджмент. Классическое издание / И. Ансофф. – СПБ.: Питер, 2009. – 344 с.
9. Аршинов, В.И. Синергетика как феномен постнеклассической науки / В.И. Аршинов. – М.: Институт философии РАН, 2013. – 203 с.
10. Асаул, А.Н. Основы бизнеса на рынке ценных бумаг: учебник / А.Н. Асаул, Н.А. Асаул, Р.А. Фалтинский; под ред. д-ра экон. наук, профессора А.Н. Асаула. – СПб.: АНО «ИПЭВ», 2008. – 207 с.
11. Аюев, Б.И. Применение механизма аукциона для моделирования рынка электроэнергии / Б.И. Аюев, П.М. Ерохин, Т.Ю. Паниковская // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2005. – Т. 308. – №. 5. С. 176-178.
12. Беляев Л.С. Электроэнергетическая интеграция России в евразийское пространство: условия и роль гидроэнергетических ресурсов / Л.С. Беляев, Н.И. Воропай, О.В. Марченко, С.В. Подковальников, В.А. Савельев, С.В. Соломин, Л.Ю. Чудинова // Энергетическая политика. – 2016. – № 1. – С. 26-35.
13. Берталанфи, Л. фон. Общая теория систем – обзор проблем и результатов / Л. фон Берталанфи // Системные исследования: Ежегодник. – М.: Наука, 1969. – С. 30–54.
14. Бир, С. Мозг фирмы / С. Бир. – Изд. 2-е, стер. – М.: Едиториал УРСС, 2005. – 416 с.
15. Богданов, А.А. Всеобщая организационная наука (тектология). – М.: Финансы, 2003. – 496 с.
16. Ванин, В.Н. Инструментальная поддержка принятия решений по выбору стратегий на частично регулируемом субрынке / В.Н. Ванин, В.Л. Ломазов // Научные ведомости Белгородского государственного университета. Серия: Экономика. Информатика. – 2012. – Т. 23. – №. 13-1 (132). С.1-5.

17. Василевич, Л.Ф. Теория игр / Л.Ф. Василевич: учеб. пособие. – Киев: КИИМ, 2000. – 71 с.
18. Васильева, Н.А. К вопросу о формировании Евразийского союза: теоретический аспект / Н.А. Васильева, М.Л. Лагутина // Евразийская интеграция: экономика, право, политика. – 2011. – №. 10. – С. 166-172.
19. Васильева, Н.А. Формирование Евразийского союза в контексте глобальной регионализации / Н.А. Васильева, М.Л. Лагутина // Евразийская экономическая интеграция. – 2012. – №. 3 (16). – 78-89 с.
20. Винер Н. Кибернетика, или управление и связь в животном и машине / Н. Винер. – 2-е изд. – М.: Наука, 1983. – 344 с.
21. Винокуров, Е.Ю. Евразийский экономический союз будет способствовать импортозамещению / Е.Ю. Винокуров // Евразийская Экономическая Интеграция. – 2015. – №1 (26). – С.90-94
22. Волкова, Е.Д. Системные эффекты интеграции электроэнергетических комплексов стран постсоветского пространства / Е.Д. Волкова, С.В. Подковальников, Л.Ю. Чудинова // Проблемы прогнозирования. – 2014. – № 2(143). – С.33-43.
23. Володин, В.М. Перспективы функционирования евразийского экономического союза и возможности его расширения / В.М. Володин, Ю.А. Кафтулина, Ю.И. Русакова // Известия ВУЗов. Поволжский регион. Общественные науки. – 2015. – №1 (33). – С.276-285
24. Воронов, Е.М. Методы оптимизации управления многообъектными многокритериальными системами на основе стабильно-эффективных компромиссов / Е.М. Воронов. – М.: Изд-во МГТУ им. Н.Э. Баумана. – 2001. – 576 с.
25. Воропай Н.И. и др. Межгосударственные энергообъединения в Евразии и их интеграция с ЕЭС России / Н.И. Воропай, С.В.Подковальников, В.А.Савельев, Л.Ю. Чудинова // Электроэнергия. Передача и распределние. – 2017. – № 3(42). – С. 8-13.

26. Габриелян О.В. Совершенствование экономического механизма формирования тарифов на оптовом и потребительском рынках электроэнергии: на примере АО «Мосэнерго»: дис. … канд. эк. наук. М., 1999. – 165 с.
27. Гулюк, Н.В. Распределение финансовых средств венчурного фонда по арбитражной схеме Нэша / Н.В. Гулюк, Г.С. Курганская //Бизнес-образование в экономике знаний. – 2017. – №. 3 (8). С. 43-46.
28. Декларация о евразийской экономической интеграции от 18 ноября 2011 года // Официальные сетевые ресурсы Президента России. – Режим доступа: http://kremlin.ru/supplement/1091
29. Договор между Республикой Белоруссия, Республикой Казахстан, Киргизской Республикой и Российской Федерацией об углублении интеграции в экономической и гуманитарной областях от 29 марта 1996 г. // База данных «Законодательство стран СНГ». – Режим доступа: https://base.spinform.ru/show_doc.fwx?rgn=3990
30. Договор о Евразийском экономическом союзе от 29 мая 2014 года // Правовой портал ЕАЭС. – Режим доступа: https://docs.eaeunion.org/docs/ru-ru/0003610/itia_05062014
31. Договор о создании единой таможенной территории и формировании таможенного союза от 6 октября 2007 года // База данных «Законодательство стран СНГ». – Режим доступа: https://base.spinform.ru/show_doc.fwx?rgn=19060
32. Договор об учреждении Евразийского экономического сообщества от 9 октября 2000 года // Официальные сетевые ресурсы Президента России. – Режим доступа: http://www.kremlin.ru/supplement/3402
33. Дроговоз, П.А. Анализ применимости договора о Евразийском экономическом союзе для организации Общего рынка электрической энергии / П.А. Дроговоз, А.А. Курбаналиев // Экономика и предпринимательство. – 2016. – № 3. – С. 424-431.

34. Дроговоз, П.А. Перспективы трансфера энергосберегающих технологий в Евразийском экономическом сообществе / П.А. Дроговоз, А.А. Курбаналиев // Электронное научно-техническое издание «Инженерный журнал: наука и инновации». – М.: МГТУ им. Н.Э. Баумана, 2014. – № 7(31). – Режим доступа: http://engjournal.ru/articles/1217/1217.pdf
35. Дроговоз, П.А. Управление стоимостью инновационного промышленного предприятия / П.А. Дроговоз. – М.: Изд-во МГТУ им. Н.Э. Баумана, 2007. – 240 с.
36. Единый Европейский Акт (ЕЕА) (вместе с заключительным актом и декларациями) (подписан в г. Люксембурге 17.02.1986 и в г. Гааге 28.02.1986). – Режим доступа: http://russia.bestpravo.com/ fed1991/data02/ tex13982.htm
37. Жуковский В.И. Риски при конфликтных ситуациях. – М.: Ленанд, 2017. – 328 с.
38. Зильберова, И.Ю. Модель экспертного оценивания, основанная на теории измерения латентных переменных / И.Ю. Зильберова, А.Л. Маилян, С.А. Баркалов, С.И. Моисеев // Интернет-журнал «Науковедение». – 2015. – Т. 7. – №. 6 (31). – Режим доступа: http://naukovedenie.ru/ pdf/91evn615.pdf
39. Информационно-отраслевой ресурс. – Режим доступа: http://eenergy.media/2016/11/01/prezidium-sovmina-belarusi-odobril-kontseptsiyu- proekta-zakona-ob-elektroenergetike.
40. Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций и электростанций. Карты. Схема развития ЕЭС России на 2017 – 2023 годы. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://energybase.ru/map (дата обращения 16.12.2017)
41. Касьяненко, Т.Г. Синергия в современной экономике: определение и типология / Т.Г. Касьяненко, Д.А. Иванов // Экономика и управление: проблемы, решения. – 2017. – № 6. – С. 18-25.
42. Княгинина, В.Н. Цифровой переход в электроэнергетике России / В.Н. Княгинина, Д.В. Холкина: экспертно-аналитический доклад. – М.: Центр

стратегических разработок, 2017. – 47 с. – Режим доступа: http://csr.ru/ wp-content/ uploads/2017/09/Doklad_energetika-Web.pdf

43. Концепция формирования общего электроэнергетического рынка Евразийского экономического союза: Утверждена Решением Высшего Евразийского экономического совета от 8 мая 2015 г. № 12 // Евразийская экономическая комиссия. – Режим доступа: http://www.eurasiancommission.org/ru/act/energetikaiinfr/energ/Docments/Концепция%20ОЭР%20 Союза.pdf
44. Короткевич М.А. Эксплуатация электрических сетей: учебник. – 2-е изд., испр. и доп. – Минск: Вышэйшая школа, 2014. – 350 с.
45. Курбаналиев, А.А. Разработка механизмов формирования общего электроэнергетического рынка Евразийского экономического союза: дис …канд. экон. наук: 08.00.05 / Курбаналиев Алишер Абуевич. – М., 2016. – 142 с.
46. Курбаналиев, А.А. Разработка моделей трансграничной торговли электрической мощностью между рынками электроэнергии с различной архитектурой / А.А. Курбаналиев // Экономика и предпринимательство. – 2016. – № 1. – С. 647-654.
47. Литвак, Б.Г. Экспертные технологии в управлении / Б.Г. Литвак. – М.: Дело, 2004. – 400 с.
48. Логинов, Е.Л. Азиатское энергокольцо – формирование на основе единой энергосистемы России объединенного энергоинфраструктурного каркаса для кластера ключевых стран Восточной Азии / А.И. Агеев, Е.Л. Логинов // Экономические стратегии. – 2017. – Т. 19. – № 5(147). – С. 50-63.
49. Логинов, Е.Л. Проект создания Азиатского энергокольца – формирование энергетической метасистемы в Восточной Азии путем объединения энергосистем России, Китая, Южной Кореи и Японии / Е.Л. Логинов, А.А. Шкута // Национальные интересы: приоритеты и безопасность. – 2017. – Т. 13. – № 7(352). – С. 1353-1362.

50. Логинов, Е.Л. Развитие трансграничного энерго-инфраструктурного комплекса Евразийского экономического союза как основа обеспечения комплексной энергобезопасности стран-потребителей российских топливно-энергетических ресурсов / Логинов Е.Л., Борталевич С.И. // Государственная служба и кадры. – 2016. – № 4. – С. 108-113.
51. Логинов, Е.Л. Экономические интересы России в реализации перспективных энерго-инфраструктурных проектов в Восточной Азии / В.Л. Абрамов, С.И. Берлин, Е.Л. Логинов, А.А. Шкута, Д.Д. Сорокин // Финансы: теория и практика. – 2017. – Т. 21. – № 5. – С. 82-89.
52. Лотов, А.В. Многокритериальные задачи принятия решений / А.В. Лотов, И.И. Поспелова: учеб. пособие. – М.: МАКС Пресс, 2008. – 197 с.
53. Мельник Л.Б. Стратегии энергосбытовых компаний в условиях перехода к конкурентному рынку электроэнергии: дис. … канд. эк. Наук: 08.00.05 / Мельник Лариса Борисовна. – М., 2008. – 165 с.
54. Минаков В. Ф. Метод анализа многомерных иерархий // Nauka-rastudent.ru: электронный научно-практический журнал – 2015. – №. 7 (19). – Режим доступа: http://nauka-rastudent.ru/19/2803/.
55. Мясников, А.А. Синергетические эффекты в современной экономике: Введение в проблематику / А.А. Мясников. – М.: ЛЕНАНД, 2010. – 160 с.
56. Н.И. Воропай и др. Обоснование развития электроэнергетических систем: Методология, модели, методы, их использование / Н.И. Воропай, С.В. Подковальников, В.В. Труфанов и др.; отв. ред. Н.И. Воропай. – Новосибирск: Наука, 2015. – 448 с.
57. Ногин, В.Д. Линейная свертка критериев в многокритериальной оптимизации / В.Д. Ногин // Искусственный интеллект и принятие решений. – 2014. – №. 4. – С. 73-82.
58. О внесении изменений и дополнений в некоторые законодательные акты Республики Казахстан по вопросам деятельности независимых отраслевых регуляторов: Закон Республики Казахстан от 29 декабря 2008 года № 116-IV // Информационно-правовая система нормативных правовых актов Республики

Казахстан Астана «Әділет». – Режим доступа: http://adilet.zan.kz/rus/docs/Z080000116_#z50.

59. О внесении изменений, признании утратившими силу некоторых актов Правительства Российской Федерации в связи с упразднением Федеральной службы по тарифам и об утверждении правил принятия Федеральной антимонопольной службой решений об определении (установлении) цен (тарифов) и (или) их предельных уровней в сфере деятельности субъектов естественных монополий и иных регулируемых организаций: Постановление Правительства Российской Федерации от 4 сентября 2015 г. №9 941. – Режим доступа: http://pravo.gov.ru/laws/ acts/96/49525453.html
60. О внесении изменения в приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 27 февраля 2015 года № 160 «Об утверждении предельных тарифов на электрическую энергию для группы энергопроизводящих организаций»: приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 30 декабря 2016 года № 577 // Информационно-правовая система нормативных правовых актов Республики Казахстан Астана «Әділет». – Режим доступа: http://adilet.zan.kz/rus/docs/V1500010595.
61. О создании Содружества Независимых Государств: Соглашение от 8 декабря 1991 года // Российская газета. – Режим доступа: https://rg.ru/1991/12/19/sng-site-dok.html
62. Об утверждении Концепции развития топливно-энергетического комплекса Республики Казахстан до 2030 года: Постановление Правительства Республики Казахстан от 28 июня 2014 года № 724 // Информационно-правовая система нормативных правовых актов Республики Казахстан Астана «Әділет». – Режим доступа: http://adilet.zan.kz/ rus/docs/P1400000724.
63. Об утверждении Правил организации и функционирования оптового рынка электрической энергии: Приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 20 февраля 2015 года № 106 // Информационно-правовая система нормативных правовых актов Республики Казахстан Астана «Әділет». – Режим доступа: http://adilet.zan.kz/rus/docs/V1500010531.

64. Об утверждении Правил организации и функционирования централизованных торгов электрической энергией в Республике Казахстан: Приказ Председателя Агентства Республики Казахстан по регулированию естественных монополий от 29 августа 2007 года N 228-ОД // Информационно-правовая система нормативных правовых актов Республики Казахстан Астана «Әділет». – Режим доступа: http://adilet.zan.kz/rus/docs/V070005095_.
65. Об электроэнергетике [Электронный ресурс]: Федеральный закон от 26.03.2003 №35 ФЗ. – Режим доступа: http://base.consultant.ru/cons/cgi/online.cgi?req=doc;base=LAW;n=195983.
66. Об электроэнергетике: Закон Республики Казахстан от 9 июля 2004 года № 588 // Информационно-правовая система нормативных правовых актов Республики Казахстан Астана «Әділет». – Режим доступа: http://adilet.zan.kz/rus/docs/Z040000588.
67. Официальный сайт Системного оператора Единой энергетической системы [Электронный ресурс]:). – Режим доступа: http://so-ups.ru/index.php?id=ees (дата обращения 01.06.2017)
68. Подковальников, С.В. Интеграционные процессы в мировой электроэнергетике и возможная роль ЕЭС России в формировании евразийского и глобального энергообъединений / С.В. Подковальников, В.А. Савельев, Л.Ю. Чудинова // Электро. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность. – 2017. – № 2. – С. 2-9.
69. Портер, М. Конкурентное преимущество: Как достичь высокого результата и обеспечить его устойчивость /М. Портер. – М.: Альпина Паблишер, 2008. – 720 с.
70. Пригожин, И. Самоорганизация в неравновесных системах: от диссипативных структур к упорядоченности через флуктуации / Г. Николис, И. Пригожин. – М.: Мир, 1979. – 512 с.

71. Провоторова, П. Кооперативные игры с коалиционной структурой / П. Провоторова, А. Зинченко: монография. – Lambert Academic Publishing, 2011. – 72 с.
72. Программа формирования общего электроэнергетического рынка Евразийского экономического союза: Утверждена Решением Высшего Евразийского экономического совета от 26 декабря 2016 г. № 20 // Евразийская экономическая комиссия. – Режим доступа: http://www.eurasiancommission.org/ru/act/energetikaiinfr/energ/Pages/Programma.aspx
73. Прохорова О. Н., Пчелин В. Ю. Некоторые аспекты применения теории игр в институциональной экономике //Ученые записки Петрозаводского государственного университета. Общественные и гуманитарные науки. – 2015. – №. 1 (146). С. 95-101.
74. Работа электроэнергетической отрасли Казахстана в 2015 году: аналит. обзор, февраль 2016. Астана: Национальный диспетчерский центр Системного оператора Республики Казахстан, 2014. – 122 с.
75. Работа электроэнергетической отрасли Казахстана в 2016 году: аналит. обзор, февраль 2017. Астана: Национальный диспетчерский центр Системного оператора Республики Казахстан, 2016. – 128 с.
76. Рупосов, В.Л. Методы определения количества экспертов / В.Л. Рупосов // Вестник Иркутского государственного технического университета. – 2015. – №. 3 (98). – 286-292 с.
77. Саати, Т. Принятие решений при зависимостях и обратных связях. Аналитические сети. – М.: Ленанд, 2018. – 360 с.
78. Садовская, Т.Г. Стратегическое управление процессами военно-гражданской интеграции высокотехнологичных предприятий в условиях глобализации экономики / Т.Г. Садовская, П.А. Дроговоз, С.А. Куликов, А.С. Стрельцов // Аудит и финансовый анализ. – 2012. – № 3. – С. 325-344.
79. Сайт Министерства энергетики РФ [Электронный ресурс]:). – Режим доступа: http://www.minenergo.gov.ru/ (дата обращения 16.12.2017)

80. Саркисов, А.С. Использование синергетических эффектов при формировании инвестиционной политики нефтегазовых компаний / А.С. Саркисов, В.В. Гузь // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комлексом. – 2013. – № 5. – С.6-13.
81. Семенова, Н. К. Развитие евроазиатского энергетического рынка в условиях региональных и внерегиональных политических рисков / Н.К. Семенова // Восточная аналитика. – 2011. – №. 2. – С.131-134.
82. Соломонович, Б.А. Теоретико-игровой подход к анализу перспектив развития системы электроснабжения региона / Б.А. Соломонович // Управление большими системами. – 2015. – Т. 57. – С. 76-122.
83. Тукенов, А.А. Интеграция рынков электроэнергии Европы: этапы, механизмы, достигнутый прогресс / А.А. Тукенов. – М.: Энергоатомиздат, 2013. – 272 с.
84. Тукенов, А.А. О модели общего электроэнергетического рынка государств-участников ЕЭП – Беларуси, Казахстана и России (Часть 1) / А.А. Тукенов [и др.] // Энергорынок. – 2015. – №1. – С. 52-59.
85. Тукенов, А.А. О модели общего электроэнергетического рынка государств-участников ЕЭП – Беларуси, Казахстана и России (Часть 2) / А.А. Тукенов [и др.] // Энергорынок. – 2015. – №2. – С. 45-51.
86. Фурцев, Д.Г. Об оптимизации на основе метода анализа иерархий / Д.Г. Фурцев, А.Н. Коваленко, Е.А. Ткаченко // Научные ведомости Белгородского государственного университета. – Серия: Экономика. Информатика. – 2014. – Т. 29. – №. 1-1 (172). – С.142-149.
87. Хакен, Г. Синергетика / Г. Хакен. – М.: Мир, 1980. – 405 с.
88. Швец, Н.Н. Локализация производства электротехнического оборудования как фактор обеспечения энергетической безопасности государства в условиях глобального рынка / Н.Н. Швец, Г.В. Колесник // Национальные интересы: приоритеты и безопасность. – 2014. – № 16. – С. 37-45.

89. Швец, Н.Н. Перспективы привлечения иностранного капитала в российский электросетевой комплекс / Н.Н. Швец, Д.Л. Валькова // Вестник МГИМО Университета. – 2015. – № 1(40). – С. 183-188.
90. Швец, Н.Н. Развитие отечественной электротехнической промышленности в контексте обеспечения энергетической безопасности России / Н.Н. Швец // Энергия единой сети. – 2016. – № 1 (24). – С. 4-12.
91. Швец, Н.Н. Современные проблемы обеспечения энергетической безопасности России в сфере электроэнергетики и пути их решения / Н.Н. Швец // Национальные интересы: приоритеты и безопасность. – 2013. – № 31. – С. 9-16.
92. Швец, Н.Н. Экономика электросетевого комплекса / Н.Н. Швец: учеб. пособие. – М.: МГИМО (У) МИД РФ, 2016. – 230 с.
93. Эванс, Ф.Ч. Оценка компаний при слияниях и поглощениях. Создание стоимости в частных компаниях / Ф.Ч. Эванс, Д.М. Бишоп. – М.: Альпина Бизнес Букс, 2007. – 336 с.
94. Эксперты // Центр стратегических разработок. – Режим доступа: https://www.csr.ru/spisok-ekspertov/.
95. Электроэнергетический совет Содружества Независимых государств. – Режим доступа: http://energo-cis.ru/ (дата обращения 10.11.2017)
96. Эшби, У. Р. Введение в кибернетику / У.Р. Эшби. изд. 2-е, стер. – М.: КомКнига, 2005. – 432 с.
97. Altomonte, H. Hacia una nueva gobernanza de los recursos naturales en América Latina y el Caribe / H. Altomonte, R. Sánchez. – CEPAL, 2016. – 258 p.
98. Bhattacharyay, B.N. Infrastructure development for ASEAN economic integration / B.N. Bhattacharyay. – 2009. – 26 p.
99. Blanco, A. Empresas de servicios energéticos en América Latina: un documento guía sobre su evolución y perspectivas / A. Blanco, M. Coviello. – CEPAL, 2015. – 134 p.

100. Brand, B. The renewable energy targets of the Maghreb countries: Impact on electricity supply and conventional power markets / B. Brand, J. Zingerle // Energy Policy. – 2011. – Vol. 39. – No. 8. – P. 4411-4419.

101. Breyer, C. North-East Asian Super Grid for 100% Renewable Energy supply: Optimal mix of energy technologies for electricity, gas and heat supply options / D. Bogdanov, C. Breyer //Energy Conversion and Management. – 2016. – Vol. 112. – P. 176-190.

102. Breyer, C. North-East Asian super grid: renewable energy mix and economics / C. Breyer et al. //Japanese Journal of Applied Physics. – 2015. – Vol. 54. – No. 8S1. – Режим доступа: https://www.lut.fi/documents/10633/70751/Breyer2015-published-paper-North-East+Asian-Super-Grid.pdf/902ca273-b385-49ed-b7c4-0f8cec0bec47

103. Chaniotis, D. Security of supply, Sustainability, Competitiveness: a European approach / D. Chaniotis. – ENTSO-E, 2012. – 27 p.

104. Chufrin, G. Eurasian Economic Union: a 6 Months Report / G. Chufrin, M. Lagutina, K. Boguslavska // Russian Analytical Digest. – 2015. – T. 170. – P. 1-16.

105. Comision Economica para America Latina y el Caribe. – Режим доступа: https://www.cepal.org/es/publications.

106. Craig, P. EU law: text, cases, and materials / P. Craig, G.De Búrca. – Oxford University Press, 2011. – 143 p.

107. Kinyanjui, B.K. Power Development Planning Models in East Africa / B.K. Kinyanjui, A.N. Gitau, M.K. Mang'oli // Strategic Planning for Energy and the Environment. – 2011. – Vol. 31. – No. 1. – P. 43-55.

108. New Partnership for Africa's Development. The technical body of the African Union. – Режим доступа: http://www.nepad.org/programme/africa-power-vision.

109. Omenda, P. Geothermal country update report for Kenya: 2014 / P. Omenda et al. // 001374011. – 2014. – 10 p.

110. Ondiege, P. Developing Africa’s infrastructure for enhanced competitiveness / P. Ondiege, J. M. Moyo, A. Verdier-Chouchane // World Economic Forum, the African Competitiveness Report. – 2013. – P. 69-92.

111. Ouedraogo, N.S. Energy consumption and economic growth: Evidence from the economic community of West African States (ECOWAS) / N.S. Ouedraogo //Energy economics. – 2013. – Vol. 36. – P. 637-647.
112. Ruchansky, B. Integración eléctrica en América Latina: antecedentes, realidades y caminos por recorrer / B. Ruchansky. – CEPAL, 2013. – 150 p.
113. Ruiz Caro, A. Cooperación e integración energética en América Latina y el Caribe / A. Ruiz Caro. – CEPAL, 2006. – 84 p.
114. Saaty, T.L. Decision Making with the Analytic Network Process: Economic, Political, Social and Technological Applications with Benefits, Opportunities, Costs and Risks / T.L. Saaty, L.G. Vargas. – Springer, 2006. – 286 p.
115. Sangmin, N. Overview of the 4th NEAESF: multilateral dialogue and cooperation for power interconnection / N. Sangmin. – ESCAP East and North-East Asia Office. – 14 p.
116. Song, J. Super grid in North-East Asia through renewable energy / J. Song //Asia-Pacific Tech Monit. – 2014. – No. 31. – P. 24-27.
117. Standard country or area codes for statistical use. ST/ESA/STS/SER.M/49/Rev.4. – NY: United Nations publication, 1999. – 51 p. – Режим доступа: https://unstats.un.org/unsd/methodology/m49/
118. The Energy Union’s five dimensions: policy observations at Member State and EU level. ANNEX 2 to the Communication from the Commission Second Report on the State of the Energy Union. COM(2017) 53. 1.2.2017. P. 3 – Режим доступа: https://ec.europa.eu/commission/sites/beta-political/files/annex2-2nd-report-state-energy-union_en.pdf.
119. United Nations Statistics Division. Energy Balances and Electricity Profiles. – Режим доступа: https://unstats.un.org/unsd/energy/Eprofiles/default.htm.
120. Yearly statistics & adequacy retrospect 2013. European Electricity System Data. – ENTSO-E, 2013. – 68 p. – Режим доступа: https://www.entsoe.eu/major-projects/Pages/default.aspx

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Показатели электроэнергетических профилей стран мира

Страна	Электроэнергетические показатели, ГВт·ч				
	Чистое производство, *G*	Потребление, *C*	Экспорт, *E*	Импорт, *I*	Потери, *L*
Афганистан	776	3 767	-	3 711	- 720
Албания	4 724	6 672	183	3 250	-1 119
Алжир	57 675	46 481	877	686	- 11 003
Андорра	127	474	-	415	- 68
Ангола	9 246	8 178	-	-	-1 068
Аргентина	137 686	127 300	166	10 024	- 20 244
Армения	7 389	5 353	1 314	206	-928
Австралия	233 468	221 601	-	-	- 11 867
Австрия	62 338	68 329	17 437	26 712	-3 284
Азербайджан	23 730	19 914	489	124	-3 451
Бахрейн	27 250	26 186	237	240	-1 067
Бангладеш	52 494	48 918	-	-	-3 576
Беларусь	32 518	32 649	4 488	7 806	-3 187
Бельгия	69 965	83 622	4 188	21 791	-3 946
Бенин	184	1 031	-	1 101	-254
Бутан	6 890	2 004	4 992	187	- 81
Боливия	8 563	7 392	-	-	-1 171
Босния и Герцеговина	15 172	11 014	5 998	3 162	-1 322
Ботсвана	2 073	3 449	-	1 684	-308
Бразилия	581 854	523 871	3	33 778	- 91 758
Болгария	43 231	29 705	13 774	4 319	-4 071
Буркина Фасо	820	1 133	-	488	-175
Бурунди	166	265	-	91	8
Камбоджа	3 023	4 109	-	1 803	-717
Канада	636 960	518 977	58 421	12 808	- 72 370
Чили	72 375	67 146	-	-	-5 229
КНР	5 230 504	4 909 301	18 158	6 750	-309 795
Гонконг	39 803	43 880	1 226	10 288	-4 985
Колумбия	68 082	51 268	849	47	- 16 012
Конго	1 545	798	22	18	-743

Страна	Электроэнергетические показатели, ГВт·ч				
	Чистое производство, *G*	Потребление, *C*	Экспорт, *E*	Импорт, *I*	Потери, *L*
Коста-Рика	10 100	9 207	555	759	-1 097
Кот-д-Ивуар	7 872	5 808	877	-	-1 187
Хорватия	13 159	15 348	6 945	10 898	-1 764
Кипр	4 145	3 972	-	-	-173
Чехия	79 906	59 743	28 142	11 842	-3 863
ДРК	8 191	7 899	69	1 138	-1 361
Дания	30 814	31 569	9 847	12 702	-2 100
Доминиканская Республика	17 370	15 212	-	-	-2 158
Эквадор	23 792	21 491	47	837	-3 091
Египет	166 099	146 556	470	81	- 19 154
Сальвадор	5 879	5 524	208	589	-736
Эстония	11 013	7 417	6 484	3 730	-842
Эфиопия	9 356	6 529	1 052	-	-1 775
Финляндия	65 456	80 408	3 655	21 622	-3 015
Франция	539 416	439 561	75 063	7 873	- 32 665
Габон	2 284	2 117	-	388	-555
Грузия	10 153	9 801	545	794	-601
Германия	591 952	533 907	74 320	40 435	- 24 160
Гана	12 963	9 522	522	51	-2 970
Греция	46 702	51 372	642	9 461	-4 149
Гватемала	10 217	8 288	1 053	545	-1 421
Гондурас	8 038	5 552	505	827	-2 808
Венгрия	27 131	35 866	5 689	19 079	-4 655
Индия	1 278 907	955 927	-	4 998	-327 978
Индонезия	215 790	170 088	-	8 990	- 54 692
Иран	265 720	223 957	9 660	3 772	- 35 875
Ирак	66 055	43 993	-	12 251	- 34 313
Ирландия	25 307	24 814	704	2 853	-2 642
Израиль	58 824	52 201	4 844	-	-1 779
Италия	269 148	293 414	3 031	46 747	- 19 450
Япония	1 006 879	971 729	-	-	- 35 150
Иордания	17 638	15 419	64	435	-2 590
Казахстан	85 290	76 676	2 917	1 749	-7 446

Страна	Электроэнергетические показатели, ГВт·ч				
	Чистое производство, *G*	Потребление, *C*	Экспорт, *E*	Импорт, *I*	Потери, *L*
Кения	9 095	7 786	27	158	-1 440
Корея	530 007	505 690	-	-	- 24 317
Кыргызстан	14 302	11 058	72	286	-3 458
Лаос	3 885	3 768	630	1 486	-973
Латвия	4 732	6 582	3 023	5 340	-467
Ливан	17 952	16 210	-	136	-1 878
Лесото	515	685	3	271	- 98
Ливия	37 099	10 890	-	88	- 26 297
Литва	4 144	10 949	898	8 521	-818
Малави	1 995	1 779	18	-	-198
Малайзия	131 876	128 333	12	23	-3 554
Мали	1 679	1 340	300	-	- 39
Мавритания	755	862	-	135	- 28
Мексика	290 050	256 779	2 653	2 124	- 32 742
Монголия	5 953	5 159	33	1 349	-2 110
Черногория	2 905	2 610	642	903	-556
Марокко	28 595	30 378	128	6 138	-4 227
Мозамбик	17 501	12 342	10 199	7 656	-2 616
Мьянма	14 005	11 255	-	-	-2 750
Намибия	1 498	3 747	84	2 886	-553
Непал	3 493	3 491	3	1 319	-1 318
Нидерланды	98 774	107 222	18 128	32 855	-6 279
Новая Зеландия	42 239	39 231	-	-	-3 008
Никарагуа	4 283	3 325	49	22	-931
Нигер	388	797	-	574	-165
Нигерия	29 520	24 625	-	-	-4 895
Норвегия	141 620	116 582	21 932	6 347	-9 453
Пакистан	101 504	86 328	-	428	- 15 604
Панама	9 276	7 832	99	193	-1 538
Парагвай	54 832	9 795	41 400	-	-3 637
Перу	44 708	39 719	-	-	-4 989
Филиппины	70 615	63 345	-	-	-7 270
Польша	145 214	137 130	11 342	13 508	- 10 250

Страна	Электроэнергетические показатели, ГВт·ч				
	Чистое производство, *G*	Потребление, *C*	Экспорт, *E*	Импорт, *I*	Потери, *L*
Португалия	51 526	47 220	6 344	7 247	-5 209
Пуэрто-Рико	20 522	19 702	-	-	-820
Молдова	836	3 697	-	3 342	-481
Румыния	60 699	46 424	9 937	2 811	-7 149
Россия	994 657	880 042	14 671	6 623	-106 567
Руанда	438	438	4	90	- 86
Сенегал	3 370	3 210	-	318	-478
Сербия	31 899	28 299	5 445	7 008	-5 163
Словакия	25 007	25 426	11 862	12 964	-683
Словения	16 486	12 922	9 997	7 254	-821
ЮАР	238 272	214 673	13 836	11 177	- 20 940
Испания	268 380	238 508	15 716	12 310	- 26 466
Свазиленд	567	1 303	-	860	-124
Швеция	149 956	125 195	29 475	13 852	-9 138
Швейцария	70 008	59 812	34 021	28 530	-4 705
Таджикистан	16 448	12 333	1 326	33	-2 822
Тайланд	169 136	168 785	2 066	12 260	- 10 545
Того	351	1 023	-	857	-185
Тунис	18 371	15 418	625	536	-2 864
Турция	239 449	207 375	2 696	7 953	- 37 331
Туркменистан	18 858	13 101	3 210	-	-2 547
Уганда	3 096	2 417	125	33	-587
Украина	168 430	134 981	8 523	89	- 25 015
Великобритания	322 406	314 916	2 723	23 244	- 28 011
США	4 122 391	3 920 282	13 298	66 511	-255 322
Уругвай	12 647	10 239	1 267	-	-1 141
Узбекистан	52 243	47 453	13 122	13 216	-4 884
Венесуэла	121 878	79 576	-	-	- 42 302
Вьетнам	139 963	128 627	880	2 053	- 12 509
Замбия	13 124	10 719	1 256	13	-1 162
Зимбабве	9 839	8 238	1 226	1 127	-1 502

Источник: данные статистической комиссии ООН. Режим доступа: https://unstats.un.org/unsd/energy/Eprofiles/default.htm

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Коэффициенты для оценки потенциала трансграничной реализации избыточной электрической мощности в странах мира

Страна	Коэффициент производственного энергобаланса, k_{GC}	Коэффициент торгового энергобаланса, k_{IE}	Коэффициент энергопотерь, k_{LG}
Афганистан	0,206	0,000	0,928
Албания	0,708	0,056	0,237
Алжир	1,241	1,278	0,191
Андорра	0,268	0,000	0,535
Ангола	1,131	0,000	0,116
Аргентина	1,082	0,017	0,147
Армения	1,380	6,379	0,126
Австралия	1,054	0,000	0,051
Австрия	0,912	0,653	0,053
Азербайджан	1,192	3,944	0,145
Бахрейн	1,041	0,988	0,039
Бангладеш	1,073	0,000	0,068
Беларусь	0,996	0,575	0,098
Бельгия	0,837	0,192	0,056
Бенин	0,178	0,000	1,380
Бутан	3,438	26,695	0,012
Боливия	1,158	0,000	0,137
Босния и Герцеговина	1,378	1,897	0,087
Ботсвана	0,601	0,000	0,149
Бразилия	1,111	0,000	0,158
Болгария	1,455	3,189	0,094
Буркина Фасо	0,724	0,000	0,213
Бурунди	0,626	0,000	0,048
Камбоджа	0,736	0,000	0,237
Канада	1,227	4,561	0,114
Чили	1,078	0,000	0,072
КНР	1,065	2,690	0,059
Гонконг	0,907	0,119	0,125
Колумбия	1,328	18,064	0,235
Конго	1,936	1,222	0,481

Страна	Коэффициент производственного энергобаланса, k_{GC}	Коэффициент торгового энергобаланса, k_{IE}	Коэффициент энергопотерь, k_{LG}
Коста-Рика	1,097	0,731	0,109
Кот-д-Ивуар	1,355	0,000	0,151
Хорватия	0,857	0,637	0,134
Кипр	1,044	0,000	0,042
Чехия	1,337	2,376	0,048
ДРК	1,037	0,061	0,166
Дания	0,976	0,775	0,068
Доминиканская Республика	1,142	0,000	0,124
Эквадор	1,107	0,056	0,130
Египет	1,133	5,802	0,115
Сальвадор	1,064	0,353	0,125
Эстония	1,485	1,738	0,076
Эфиопия	1,433	0,000	0,190
Финляндия	0,814	0,169	0,046
Франция	1,227	9,534	0,061
Габон	1,079	0,000	0,243
Грузия	1,036	0,686	0,059
Германия	1,109	1,838	0,041
Гана	1,361	10,235	0,229
Греция	0,909	0,068	0,089
Гватемала	1,233	1,932	0,139
Гондурас	1,448	0,611	0,349
Венгрия	0,756	0,298	0,172
Индия	1,338	0,000	0,256
Индонезия	1,269	0,000	0,253
Иран	1,186	2,561	0,135
Ирак	1,501	0,000	0,519
Ирландия	1,020	0,247	0,104
Израиль	1,127	0,000	0,030
Италия	0,917	0,065	0,072
Япония	1,036	0,000	0,035
Иордания	1,144	0,147	0,147
Казахстан	1,112	1,668	0,087
Кения	1,168	0,171	0,158
Корея	1,048	0,000	0,046

Страна	Коэффициент производственного энергобаланса, k_{GC}	Коэффициент торгового энергобаланса, k_{IE}	Коэффициент энергопотерь, k_{LG}
Кыргызстан	1,293	0,252	0,242
Лаос	1,031	0,424	0,250
Латвия	0,719	0,566	0,099
Ливан	1,107	0,000	0,105
Лесото	0,752	0,011	0,190
Ливия	3,407	0,000	0,709
Литва	0,378	0,105	0,197
Малави	1,121	0,000	0,099
Малайзия	1,028	0,522	0,027
Мали	1,253	0,000	0,023
Мавритания	0,876	0,000	0,037
Мексика	1,130	1,249	0,113
Монголия	1,154	0,024	0,354
Черногория	1,113	0,711	0,191
Марокко	0,941	0,021	0,148
Мозамбик	1,418	1,332	0,149
Мьянма	1,244	0,000	0,196
Намибия	0,400	0,029	0,369
Непал	1,001	0,002	0,377
Нидерланды	0,921	0,552	0,064
Новая Зеландия	1,077	0,000	0,071
Никарагуа	1,288	2,227	0,217
Нигер	0,487	0,000	0,425
Нигерия	1,199	0,000	0,166
Норвегия	1,215	3,455	0,067
Пакистан	1,176	0,000	0,154
Панама	1,184	0,513	0,166
Парагвай	5,598	0,000	0,066
Перу	1,126	0,000	0,112
Филиппины	1,115	0,000	0,103
Польша	1,059	0,840	0,071
Португалия	1,091	0,875	0,101
Пуэрто-Рико	1,042	0,000	0,040
Молдова	0,226	0,000	0,575
Румыния	1,307	3,535	0,118

Страна	Коэффициент производственного энергобаланса, k_{GC}	Коэффициент торгового энергобаланса, k_{IE}	Коэффициент энергопотерь, k_{LG}
Россия	1,130	2,215	0,107
Руанда	1,000	0,044	0,196
Сенегал	1,050	0,000	0,142
Сербия	1,127	0,777	0,162
Словакия	0,984	0,915	0,027
Словения	1,276	1,378	0,050
ЮАР	1,110	1,238	0,088
Испания	1,125	1,277	0,099
Свазиленд	0,435	0,000	0,219
Швеция	1,198	2,128	0,061
Швейцария	1,170	1,192	0,067
Таджикистан	1,334	40,182	0,172
Тайланд	1,002	0,169	0,062
Того	0,343	0,000	0,527
Тунис	1,192	1,166	0,156
Турция	1,155	0,339	0,156
Туркменистан	1,439	0,000	0,135
Уганда	1,281	3,788	0,190
Украина	1,248	95,764	0,149
Великобритания	1,024	0,117	0,087
США	1,052	0,200	0,062
Уругвай	1,235	0,000	0,090
Узбекистан	1,101	0,993	0,093
Венесуэла	1,532	0,000	0,347
Вьетнам	1,088	0,429	0,089
Замбия	1,224	96,615	0,089
Зимбабве	1,194	1,088	0,153

Источник: рассчитаны автором по данным статистической комиссии ООН https://unstats.un.org/unsd/energy/Eprofiles/default.htm

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Показатели производства и потребления

национальных электроэнергетических отраслей стран ЕАЭС

Страна, показатели	Год						Среднее значение
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	
Россия:							
Чистое производство, ГВт·ч	932 524	969 508	986 506	1 001 502	994 750	994 657	979 908
Потребление, ГВт·ч	810 645	853 369	858 951	876 939	874 080	880 042	859 004
Среднегодовой темп прироста производства, %		4	2	2	-1	0	1
Среднегодовой темп прироста потребления, %		5	1	2	0	1	2
Беларусь:							
Чистое производство, ГВт·ч	28 246	32 631	29 980	28 596	29 318	32 518	30 215
Потребление, ГВт·ч	29 230	31 557	32 153	32 791	32 346	32 649	31 788
Среднегодовой темп прироста производства, %		16	-8	-5	3	11	3
Среднегодовой темп прироста потребления, %		8	2	2	-1	1	2
Казахстан:							
Чистое производство, ГВт·ч	63 669	67 858	76 421	80 950	85 749	85 290	76 656

Страна, показатели	Год						Среднее значение
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	
Потребление, ГВт·ч	58 142	63 017	71 296	75 362	73 338	76 676	69 639
Среднегодовой темп прироста производства, %		7	13	6	6	-1	6
Среднегодовой темп прироста потребления, %		8	13	6	-3	5	6
Кыргызстан: Чистое производство, ГВт·ч	10 854	11 862	14 925	14 933	13 812	14 302	13 448
Потребление, ГВт·ч	6 888	7 121	8 766	9 661	10 322	11 058	8 969
Среднегодовой темп прироста производства, %		9	26	0	-8	4	6
Среднегодовой темп прироста потребления, %		3	23	10	7	7	10
Армения: Чистое производство, ГВт·ч	5 377	6 212	7 106	7 699	7 381	7 389	6 861
Потребление, ГВт·ч	4 487	4 667	5 151	5 120	5 404	5 353	5 030
Среднегодовой темп прироста производства, %		16	14	8	-4	0	7
Среднегодовой темп прироста потребления, %		4	10	-1	6	-1	4
Молдова: Чистое производство, ГВт·ч	887	923	880	803	782	836	852
Потребление, ГВт·ч	3 378	3 488	3 571	3 636	3 683	3 697	3 576

Страна, показатели	Год						Среднее значение
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	
Среднегодовой темп прироста производства, %		4	-5	-9	-3	7	-1
Среднегодовой темп прироста потребления, %		3	2	2	1	0	2
Таджикистан:							
Чистое производство, ГВт·ч	16 076	16 344	16 144	16 907	17 025	16 448	16 491
Потребление, ГВт·ч	13 602	14 160	13 752	13 777	13 553	12 333	13 530
Среднегодовой темп прироста производства, %		2	-1	5	1	-3	0
Среднегодовой темп прироста потребления, %		4	-3	0	-2	-9	-2
Узбекистан:							
Чистое производство, ГВт·ч	47 105	48 755	49 415	49 508	51 111	52 243	49 690
Потребление, ГВт·ч	42 780	44 280	44 881	44 969	46 425	47 453	45 131
Среднегодовой темп прироста производства, %		4	1	0	3	2	2
Среднегодовой темп прироста потребления, %		4	1	0	3	2	2

Источник: рассчитано автором по данным статистической комиссии ООН Режим доступа: https://unstats.un.org/unsd/energy/Eprofiles/default.htm

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Показатели рынка государственных и корпоративных ценных бумаг России

Таблица Г.1

Годовая процентная ставка бескупонной доходности государственных долговых ценных бумаг

Срок до погашения, лет	Год						Среднее значение
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	
0,5	5,49	6,05	12,52	9,33	9,26	6,3	8,16
1	5,71	6,39	12,51	9,81	8,85	6,36	8,27
3	5,89	7,45	12,91	10,03	8,3	6,56	8,52
5	6,14	8,02	12,92	10	8,23	6,72	8,67
10	7,05	8,55	12,36	9,91	8,29	7,15	8,89
30	8,44	8,93	10,05	9,9	8,43	8,61	9,06

Источник: Центральный банк России. Режим доступа: http://www.cbr.ru/hd_base/zcyc_params/

Таблица Г.2

Ключевые индикаторы индексов акций Московской Биржи

Индикатор	Год						
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Индекс голубых фишек:							
Капитализация, трлн. руб.	178	31	581	753	128	477	646
Среднегодовой прирост капитализации, трлн. руб.	-147	550	172	-625	349	169	-147
Среднегодовой темп прироста капитализации, %	-83%	1774%	30%	-83%	273%	35%	-83%
Индекс МосБиржи:							
Капитализация, трлн. руб.	971	540	659	657	643	685	779
Среднегодовой прирост капитализации, трлн. руб.	-	-431	119	-2	-14	42	94
Среднегодовой темп прироста капитализации, %	-	-44%	22%	0%	-2%	7%	14%
Индекс средней и малой капитализации:							
Капитализация, трлн. руб.	15	39	64	87	58	122	66
Среднегодовой прирост капитализации, трлн. руб.	-	24	25	23	-29	64	-56
Среднегодовой темп прироста капитализации, %	-	160%	64%	36%	-33%	110%	-46%
Отраслевые индексы нефти и газа:							
Капитализация, трлн. руб.	366	202	285	274	235	228	281

Индикатор	Год						
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Среднегодовой прирост капитализации, трлн. руб.	-	-164	83	-11	-39	-7	53
Среднегодовой темп прироста капитализации, %	-	-45%	41%	-4%	-14%	-3%	23%
Индекс широкого рынка:							
Капитализация, трлн. руб.	993	583	645	881	698	623	797
Среднегодовой прирост капитализации, трлн. руб.	-	-410	62	236	-183	-75	174
Среднегодовой темп прироста капитализации, %	-	-41%	11%	37%	-21%	-11%	28%

Источник: Московская Биржа. Режим доступа: http://www.moex.com/ru/index/MICEXINDEXCF/archive/#/from=2012-02-01&till=2018-02-01&sort=TRADEDATE&order=desc