

На правах рукописи

ШУЛЬГИНОВ РОМАН НИКОЛАЕВИЧ



**КОМПЛЕКСНАЯ ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ
ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ГИДРОАККУМУЛИРУЮЩИХ
ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ НА ЭНЕРГЕТИЧЕСКОМ РЫНКЕ**

Специальность 08.00.05 - Экономика и управление народным хозяйством (экономика, организация и управление предприятиями, отраслями, комплексами - промышленность)

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание ученой степени кандидата экономических наук

Санкт-Петербург - 2014

Работа выполнена в Федеральном государственном бюджетном образовательном учреждении высшего профессионального образования «Санкт-Петербургский государственный политехнический университет»

Научный руководитель

кандидат экономических наук, доцент
ФГБОУ ВПО «Санкт-Петербургский
государственный политехнический
университет»
Малинина Татьяна Всеволодовна

Официальные оппоненты:

доктор экономических наук,
профессор, академик Российской
академии естественных наук, директор
по экономике ЗАО «Комкон-2»
Непомнящий Владимир Абрамович

кандидат экономических наук, доцент
ФГАОУ ДПО «Петербургский
энергетический институт повышения
квалификации»
Чекмарев Сергей Юрьевич

Ведущая организация:

ФГБОУ ВПО «Московский
энергетический институт»

Защита состоится «22» мая 2014 г. в 14 часов на заседании диссертационного совета Д 212.229.23 при ФГБОУ ВПО «Санкт-Петербургский государственный политехнический университет» по адресу: 195251, г. Санкт-Петербург, ул. Политехническая, д. 29, III учебный корпус, ауд. 506.

С диссертацией можно ознакомиться в Фундаментальной библиотеке и на сайте ФГБОУ ВПО «Санкт-Петербургский государственный политехнический университет»

Автореферат разослан апреля 2014 г. и размещен на сайте ФГБОУ ВПО «Санкт-Петербургский государственный политехнический университет»:

http://www.spbstu.ru/science/council_defends.html

Ученый секретарь

диссертационного совета Д 212.229.23,
доктор экономических наук,
профессор

Сулоева Светлана Борисовна

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность исследования. В энергетической стратегии развития России на перспективу до 2030 г. имеет место тенденция увеличения доли АЭС в структуре генерирующих мощностей, а также строительства АЭС и ТЭС с турбоагрегатами большой единичной мощности и укрупнение электростанций, что в свою очередь приводит к ухудшению маневренных свойств энергосистемы.

Несоответствие маневренных возможностей современных энергосистем с преобладанием маломаневренных ТЭС и АЭС требованиям обеспечения суточного графика электропотребления приводит к значительным режимным затруднениям, особенно в осенне-зимний период, когда необходимо выполнение графика тепловой нагрузки. В современных условиях практически все ОЭС Европейской части России, особенно ОЭС Центра, Северо-Запада и Северного Кавказа, испытывают проблемы не столько с покрытием пиковых зон графиков нагрузок, сколько с прохождением ночных провалов.

Одним из возможных путей решения проблемы может стать строительство гидроаккумулирующих электростанций (ГАЭС), обладающих высокими маневренными возможностями. Причем, в отличие от других типов маневренных электростанций (ГЭС, ГТУ), которые могут покрывать только пиковые нагрузки, ГАЭС могут работать в насосном (нагрузочном) режиме в зоне ночного провала суточного графика нагрузки, обеспечивая более благоприятный базисный режим ТЭС и АЭС, способствуя снижению межсистемных перетоков мощности, повышению качества и надежности энергоснабжения потребителей.

Важным фактором, повлиявшим на развитие энергосистем, стало появление рыночных условий их функционирования. Развитие энергетического рынка требует нового концептуального подхода к обоснованию эффективности энергосистем. Рыночные условия функционирования энергосистем, изменение условий покупки-продажи электроэнергии и мощности увеличивают роль системных факторов, обеспечивающих надежность и качество энергоснабжения. В этих условиях роль ГАЭС, которые используются как системный регулятор, особенно возрастает. Однако гидроаккумулирование не получило широкого развития в России. Это связано, в первую очередь, с недостаточно полным учетом системных факторов и механизмов стимулирования развития ГАЭС, а также реализацией этих механизмов в новых условиях функционирования конкурентного энергетического рынка. Это предопределяет необходимость дальнейшего исследования по выявлению системных эффектов,

оказываемых ГАЭС на рынке электроэнергии и мощности и разработке методов и механизмов их реализации.

Следует также отметить, что при оценке экономической эффективности энергетических объектов существенным фактором, оказывающим влияние на их эффективность, является учет инфляции в технико-экономических расчетах. Этот фактор приобретает особое значение для энергетических объектов, имеющих нормативный срок эксплуатации 30 лет, а в ряде случаев и 50 лет, например, для ГАЭС.

Таким образом, на современном этапе одной из ключевых задач при обосновании развития ГАЭС в условиях функционирования энергетического рынка является задача совершенствования методики оценки их экономической эффективности, разработка методов и механизмов учета системных эффектов, оказываемых ГАЭС в условиях функционирования рынка энергии, влияние инфляции на оценку экономической эффективности энергетических объектов, имеющих длительный срок эксплуатации.

Состояние научной разработанности проблемы. Методические вопросы обоснования эффективности энергетических объектов, в том числе ГАЭС, изучаются в отечественной и зарубежной научной литературе. Среди трудов отечественных исследователей данного направления можно выделить работы Б.Л.Бабурина, П.П.Безруких, Л.С.Беляева, В.В.Болотова, М.Ф.Губина, В.В.Елистратова, А.Н.Зейлигера, А.С.Козлова, Э.М.Косматова, А.А.Макарова, В.А.Непомнящего, В.В.Новожилова, Е.В.Обухова, В.Р.Окорокова, Р.В.Окорокова, А.М.Резняковского, Л.Д.Хабачева, Е.В.Цветкова, Д.С.Щавелева, В.С.Шарыгина и др.

Область исследования. Диссертационное исследование проведено по специальности 08.00.05 «Экономика и управление народным хозяйством», паспорта специальностей ВАК в рамках раздела 1 «Экономика, организация и управление предприятиями, отраслями, комплексами»: пункты 1.1.15. «Теоретические и методологические основы эффективности развития предприятий, отраслей и комплексов народного хозяйства» и 1.1.19. «Методологические и методические подходы к решению проблем в области экономики, организации управления отраслями и предприятиями топливно-энергетического комплекса».

Целью исследования является разработка принципов и методов эффективного функционирования ГАЭС в энергосистеме в условиях рынка электроэнергии и мощности.

Объектом исследования являются гидроаккумулирующие электростанции, вырабатывающие электроэнергию в дневные часы суток и потребляющие ее в ночной период времени.

Предмет исследования – система технико-экономических, организационных, финансовых, правовых механизмов, обеспечивающих эффективное функционирование ГАЭС на рынке электроэнергии и мощности.

Теоретической и методологической основой исследования послужили теоретические основы экономики и управления, обоснования эффективности инвестиционных решений, методы системного анализа, теории функционирования рынка электроэнергии и мощности.

Информационной базой диссертации служили материалы Госкомстата РФ, «Энергетическая стратегия России до 2030 года», нормативно-правовые акты в области регулирования рынка электроэнергии, энергетических компаний ОАО «РусГидро», ОАО «Системный оператор», Агентства по прогнозированию балансов в электроэнергетике, материалы Интернета.

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

- 1) Рассмотреть особенности и преимущества функционирования ГАЭС в энергосистеме в условиях рынка, предложить классификацию системных эффектов, оказываемых ГАЭС на энергетическом рынке, позволяющую формировать оптимальную структуру генерирующих мощностей и увеличить эффективность функционирования ГАЭС. Разработать методику и провести экономическую оценку эффектов от функционирования ГАЭС.
- 2) Разработать методы сравнительной экономической эффективности функционирования ГАЭС в энергосистеме в рыночных условиях, в том числе с учетом альтернативных источников энергии. Провести комплексную и сравнительную оценку экономической эффективности ГАЭС и выявить влияние системных эффектов от функционирования ГАЭС на ее эффективность.
- 3) Исследовать влияние инфляции на оценку целесообразности инвестиций с учетом комплекса факторов, определяющих результаты и затраты в ГАЭС. Предложить метод учета инфляции при обосновании экономической эффективности ГАЭС.
- 4) Разработать принципы и предложить механизмы реализации системных эффектов при функционировании ГАЭС на рынке электроэнергии и мощности для повышения ее конкурентоспособности. Провести оценку реализации эффекта от функционирования ГАЭС в комплексе с АЭС.
- 5) Разработать методику обоснования платы за мощность для ГАЭС на долгосрочном оптовом рынке электроэнергии и мощности.

Научная новизна исследования состоит в разработке методики оценки конкурентных преимуществ функционирования ГАЭС с учетом системных эффектов на рынке электроэнергии и мощности, а также методов и механизмов реализации этих эффектов, позволяющих более обоснованно принимать решения о вложении инвестиций в сооружение ГАЭС с учетом фактора инфляции и использования сопоставимых цен.

К числу **результатов, обладающих признаками научной новизны и выносимых на защиту**, относятся:

- 1) Рассмотрены особенности и преимущества функционирования ГАЭС в энергосистеме в условиях рынка, предложена классификация системных эффектов, оказываемых ГАЭС на энергетическом рынке, позволяющая формировать оптимальную структуру генерирующих мощностей и увеличить эффективность функционирования ГАЭС. Разработана методика и проведена экономическая оценка эффектов от функционирования ГАЭС.
- 2) Разработаны методы сравнительной экономической эффективности функционирования ГАЭС в энергосистеме в рыночных условиях, в том числе с учетом альтернативных источников энергии. Проведена комплексная и сравнительная оценка экономической эффективности ГАЭС и выявлено влияние системных эффектов от функционирования ГАЭС на ее эффективность.
- 3) Исследовано влияние инфляции на оценку целесообразности инвестиций в ГАЭС с учетом комплекса факторов, определяющих результаты и затраты. Предложен метод учета инфляции при обосновании экономической эффективности ГАЭС, основанный на использовании сопоставимых цен.
- 4) Разработаны принципы и предложены механизмы реализации системных эффектов при функционировании ГАЭС на рынке электроэнергии и мощности. Проведена оценка реализации эффекта от функционирования ГАЭС в комплексе с АЭС.
- 5) Разработана методика обоснования платы за мощность для ГАЭС на долгосрочном оптовом рынке электроэнергии и мощности с использованием рыночного механизма - договоров о предоставлении мощности (ДПМ).

Теоретическая и практическая значимость диссертационного исследования состоит в разработке методов и механизмов эффективного функционирования ГАЭС, повышающих ее конкурентоспособность на энергетическом рынке и позволяющих более обоснованно подойти к оценке целесообразности их сооружения. Материалы диссертации имеют теоретическую и практическую значимость и могут представлять научный интерес для научно-исследовательских, проектных энергетических организаций и энергетических компаний, функционирующих на рынке электроэнергии и мощности. Разработанные

материалы могут использоваться в учебном процессе высших учебных заведений по соответствующему профилю.

Апробация результатов исследования. Основные результаты представлены и опубликованы в сборнике XIV Всероссийской научно-методической конференции «Фундаментальные исследования и инновации в национальных исследовательских университетах» (СПб, 2010), в материалах Всероссийской научной конференции «Оценка эффективности инвестиционных проектов в энергетике с учетом их общественной значимости» (СПб, 2010), на 6-м Международном симпозиуме «Электроэнергетика 2011» (Словакия, 2011), на Всероссийской конференции с международным участием «Современные методы обеспечения эффективности и надежности в энергетике» (СПб, 2012). Результаты исследований, выполненных в диссертационной работе, нашли практическое применение в энергетической компании ОАО «РусГидро», что подтверждено соответствующими документами.

Публикации. По теме диссертационного исследования опубликовано 10 научных работ общим объемом 2,1 п.л., в том числе 1 доклад на международной конференции и 3 статьи в научных журналах, содержащихся в перечне ВАК.

Структура и объем диссертации. Диссертация состоит из введения, пяти глав, заключения, списка использованной литературы (134 наименования) и приложений. Основной текст изложен на 184 страницах, содержит 39 таблиц, 25 рисунков.

ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ И РЕЗУЛЬТАТЫ, ВЫНОСИМЫЕ НА ЗАЩИТУ

1. Рассмотрены особенности и преимущества функционирования ГАЭС в энергосистеме в условиях рынка, предложена классификация системных эффектов, оказываемых ГАЭС на энергетическом рынке, позволяющая формировать оптимальную структуру генерирующих мощностей и увеличить эффективность функционирования ГАЭС. Разработана методика и проведена экономическая оценка эффектов от функционирования ГАЭС.

Развитие энергетики Северо-Западного региона характеризуется ростом внутреннего потребления, а также дальнейшим увеличением экспорта электрической энергии в Финляндию в период 2016 – 2020 гг., что предусмотрено Генеральной схемой размещения объектов электроэнергетики до 2020 г. Рост потребности в электроэнергии предполагается обеспечить за счет строительства тепловых электростанций (ТЭС) и продления эксплуатации ЛАЭС. В этих условиях все большее значение приобретают гидроэлектростанции и ГАЭС как источники маневренной мощности, органически сочетаясь с широко внедряемыми атомными электростанциями.

Однако, наиболее эффективные гидроэнергетические ресурсы в европейской части Российской Федерации в значительной мере исчерпаны, поэтому особое значение имеет здесь гидроаккумулирование, не связанное с наличием крупных рек и требующее значительно меньших размеров отчуждений земель, чем речные ГЭС.

Современные суточные графики электрической нагрузки в Северо-Западном регионе характеризуются значительной неравномерностью, в частности при разгрузке блочных станций и ТЭЦ ночные избытки мощности могут достигать 1,5 – 2 млн. кВт. Кроме того, складывается негативная тенденция сокращения регулировочных возможностей Северо-Западного энергообъединения в связи с вводом крупных энергоблоков ТЭС, а также вводом нового энергоблока на Ленинградской АЭС (ЛАЭС-2). Это усугубляет проблемы регулирования суточного графика нагрузки (СГН), которые могут быть решены только за счет межсистемных перетоков мощности.

Глубокая разгрузка Киришской ГРЭС, а также остановы и пуски ее энергоблоков, практикуемые в настоящее время для обеспечения регулировочного диапазона в энергосистеме Северо-Запада, в ближайшем будущем будут недостаточными. Кроме того, они приводят к повышенному износу оборудования станции, снижению надежности, перерасходу топлива, а также к финансовым потерям, обусловленным неэкономичным режимом работы, увеличением продолжительности и объема ремонтных работ.

Наиболее эффективным способом увеличения регулировочных возможностей ОЭС Северо-Запада является строительство Ленинградской ГАЭС. Технология работы ГАЭС позволяет решить две задачи балансирования генерации и потребления: потреблять избыточную мощность в энергообъединении в часы минимальных нагрузок и выдавать мощность в энергосистему в часы дефицита мощности.

Стимулированием развития ГАЭС в России послужил бы учет этих преимуществ при обосновании эффективности использования ГАЭС в энергосистеме. В научной литературе комплексной оценки эффективности применительно к ГАЭС не существует. С этой целью в диссертации предложена классификация и проведен анализ факторов, определяющих эффективность ГАЭС (табл. 1).

На основе предложенной классификации проведен анализ преимуществ использования ГАЭС в энергосистеме Северо-Западного региона на примере Ленинградской ГАЭС в условиях функционирования энергетического рынка.

Особенность работы ГАЭС состоит в том, что на рынок поставляются два вида товаров и услуг:

- коммерческие – их предоставление является адресным, измеряемым для потребителя и оплачиваемым с использованием исключительно рыночных механизмов (электроэнергия и мощность);
- общесистемного характера – к ним имеют доступ все субъекты рынка (системная надежность, системный резерв и др.).

Таблица 1. Классификация факторов, определяющих эффективность сооружения и функционирования ГАЭС

Внутренние факторы	Внешние факторы
1. Технические свойства ГАЭС, обеспечивающие маневренность и способность работы в резко переменном режиме. 2. Управленческие, определяющие эффективность менеджмента энергетической компании ОАО «РусГидро», влияющие на эффективность: - сооружения ГАЭС; - эксплуатации ГАЭС в оптимальном режиме в соответствии с правилами энергетического рынка. 3. Квалификация эксплуатационного и ремонтного персонала, определяющая функционирование ГАЭС в оптимальном режиме при выполнении команд диспетчера энергосистемы и правил рынка. 4. Структура издержек на производство электроэнергии – в основном условно-постоянные затраты, не связанные с объемом производимой энергии.	1. Спрос на электроэнергию и мощность в рассматриваемом регионе. 2. Правила функционирования оптового и розничного рынка электроэнергии и мощности. 3. Способность оказания системных услуг другим участникам рынка: АЭС – обеспечение базисного режима работы; ТЭС – снижение перерасхода топлива за счет оптимизации режимов; ТГК, ОГК, ОАО «СО ЕЭС» - снижение аварийного и ремонтного резерва в энергосистеме; ЛЭП – компенсация реактивной мощности и снижение потерь. 4. Уровень развития смежных отраслей, в частности энергетического машиностроения, определяющих эффективные технологические решения и величину капитальных вложений в ГАЭС. 5. Инфляционные процессы в энергетике и в экономике в целом. 6. Цены на электроэнергию и мощность на энергетическом рынке, цены на топливо.

На основе анализа услуг общесистемного характера выделены системные эффекты от сооружения и функционирования ГАЭС, предложена классификация эффектов (см. табл.2) и методика их оценки.

Конкурентные преимущества использования ГАЭС реализуются через единовременные и текущие эффекты, получаемые субъектами рынка. Единовременные эффекты определяются по следующим выражениям.

$$\mathcal{E}_{сн} = N_{выд} * (\Delta W_{снГТУ} - \Delta W_{снГАЭС}) * K_{ГТУ};$$

$$\mathcal{E}_{пр} = N_{выд} * \Delta R_{пр} * K_{ГТУ};$$

$$\mathcal{E}_{ар} = N_{выд} * \Delta R_{ар} * K_{ГТУ};$$

$$\mathcal{E}_{p.m} = N_{\text{бк}} * C_{\text{бк}} + N_p * C_p ;$$

где $N_{\text{выд}}$ – установленная мощность ГАЭС в режиме выдачи; $\Delta W_{\text{снГАЭС}}$, $\Delta W_{\text{снГТУ}}$ – расход электроэнергии на собственные нужды для ГАЭС и ГТУ; $K_{\text{ГТУ}}$ – удельные капитальные вложения в ГТУ; $R_{\text{пр}}$, $R_{\text{ар}}$ – резерв для проведения планового и аварийного ремонта; $C_{\text{бк}}$, C_p – цена компенсирующих устройств (конденсаторов и реакторов).

Таблица 2. Классификация системных эффектов от строительства и функционирования ГАЭС

Вид эффекта	Единовременный эффект,	Текущий эффект,
Мощностной	Экономия расхода электроэнергии на собственные нужды – $\mathcal{E}_{\text{сн}}$	
	Экономия резервов мощности на проведение плановых ремонтов - $\mathcal{E}_{\text{пр}}$	
	Экономия от снижения аварийного резерва мощности – $\mathcal{E}_{\text{ар}}$	
	Экономия на компенсации реактивной мощности - $\mathcal{E}_{\text{рм}}$	Экономия от снижения издержек на компенсирующие устройства и потерь в ЛЭП - $\mathcal{E}_{\text{ку,ЛЭП}}$
	Экономия от выравнивания суточного графика нагрузки - $\mathcal{E}_{\text{сгн}}$	
Топливный		Экономия от оптимизации режимов и снижения перерасхода топлива на КЭС (ГАЭС-АЭС) - $\mathcal{E}_{\text{ГАЭС-АЭС}}$
		Экономия от снижения перерасхода топлива на циклах «пуск-останов» - $\mathcal{E}_{\text{п-о}}$
Экологический		Эффект от снижения платы за выбросы - $\mathcal{E}_{\text{выб}}$
Итого	$\mathcal{E}_{\Sigma\text{ед}} = \mathcal{E}_{\text{сн}} + \mathcal{E}_{\text{пр}} + \mathcal{E}_{\text{ар}} + \mathcal{E}_{\text{рм}} + \mathcal{E}_{\text{сгн}}$	$\mathcal{E}_{\Sigma\text{тек}} = \mathcal{E}_{\text{ЛЭП}} + \mathcal{E}_{\text{ГАЭС-АЭС}} + \mathcal{E}_{\text{п-о}} + \mathcal{E}_{\text{выб}}$

Самая крупная составляющая единовременного мощностного эффекта – экономия от возможного выравнивания СГН энергосистемы. В диссертации для учета этого эффекта предлагается следующий подход. Если для СГН вся потребляемая в течение соответствующих суток электроэнергия потреблялась бы по ровному графику, то это позволило бы снизить в энергосистеме установленные полупиковые и пиковые мощности на величину $N_{\text{всгн}} = N_{\text{max}} - N_{\text{ср}}$.

Экономия от выравнивания суточного графика нагрузки $\mathcal{E}_{\text{сгн}}$ можно оценить по формуле:

$$\mathcal{E}_{\text{СНГ}} = N_{\text{ВСГН}} \times K_{\text{КЭС}},$$

где $N_{\text{СГН}}$ - снижение установленной мощности, МВт;

$K_{\text{КЭС}}$ – цена 1 кВт установленной мощности на КЭС, руб./кВт.

Исследования показали, что за счет привлечения ресурсов реактивной мощности ГАЭС потери передаваемой по ЛЭП активной мощности в энергосистемах Кольской, Карельской и Ленинградской могут быть снижены на 1,6-3,1 %. Исходя из этого, можно оценить потери электроэнергии и текущую величину мощностного эффекта, которая определяется следующим образом:

$$\mathcal{E}_{\text{лэп}} = \Delta W_{\text{фск}} \cdot \varphi_{\text{фск}}^{\text{ном}} + \Delta W_{\text{рск}} \cdot \varphi_{\text{рск}}^{\text{ном}},$$

где $\Delta W_{\text{фск}}$, $\Delta W_{\text{рск}}$ - потери в ЛЭП для федеральной (ФСК) и региональной (РСК) сетевых компаний, $\varphi_{\text{фск}}^{\text{ном}}$, $\varphi_{\text{рск}}^{\text{ном}}$ – ставка тарифа на оплату нормативных потерь для ФСК и РСК.

Наибольшая величина текущего эффекта получается за счет оптимизации режимов и экономии топлива на КЭС - $\mathcal{E}_{\text{ГАЭС-АЭС}}$. При работе ГАЭС в энергосистеме в режиме заряда используется энергия от ЛАЭС и частично органическое топливо на КЭС, а в режиме разряда экономится органическое топливо на КЭС.

Экономия топлива, полученная от оптимизации режимов (ГАЭС-АЭС-КЭС) $\mathcal{E}_{\text{ГАЭС-АЭС-КЭС}}$, может быть рассчитана по следующей формуле:

$$\mathcal{E}_{\text{ГАЭС-АЭС-КЭС}} = (b_{\text{max}} \times W_{\text{выр}} - b_{\text{min}} \times W_{\text{потр}} \times \beta) \times C_{\text{у.т}},$$

где b_{max} , b_{min} – средний расход топлива в период максимальных и минимальных нагрузок, т у.т./год; $W_{\text{выр}}$, $W_{\text{потр}}$ – величина вырабатываемой и потребляемой энергии на ГАЭС, β – доля потребления электроэнергии за счет КЭС, $C_{\text{у.т}}$ – цена условного топлива, руб./т у.т.

Экономия топлива, полученная от снижения перерасхода топлива на циклах «пуск-останов» $\mathcal{E}_{\text{п-о}}$ может быть рассчитана по следующей формуле:

$$\mathcal{E}_{\text{п-о}} = B_{\text{п-о}} * n_{\text{п-о}} * C_{\text{у.т}},$$

где $B_{\text{п-о}}$ – расход топлива на пуск из «холодного» состояния; $n_{\text{п-о}}$ – ежегодное количество циклов «пуск-останов» на станциях в целях регулирования.

Экономия от снижения платы за выбросы может быть определена исходя из снижения выбросов окислов серы, азота, твердых частиц при замещении КЭС мощностью ГАЭС.

Итоговые величины единовременных $\mathcal{E}_{\Sigma\text{ед}}$ и текущих $\mathcal{E}_{\Sigma\text{тек}}$ эффектов от функционирования ГАЭС будут уменьшать единовременные и текущие затраты при оценке экономической эффективности ГАЭС.

2. Разработаны методы сравнительной экономической эффективности функционирования ГАЭС в энергосистеме в рыночных условиях, в том числе с учетом альтернативных источников энергии. Проведена комплексная и сравнительная оценка экономической эффективности ГАЭС и выявлено влияние системных эффектов от функционирования ГАЭС на ее эффективность.

В диссертации для оценки эффективности ГАЭС предлагается использовать два подхода, которые дополняют друг друга и позволяют оценить эффективность ГАЭС с учетом коммерческих и системных услуг.

1) Метод комплексной оценки эффективности. В этом случае эффективность функционирования ГАЭС определяется на основе показателей экономической эффективности (ЧДД, индекса доходности и др.), дополненных учетом услуг общесистемного характера при функционировании ГАЭС на энергетическом рынке.

2) Метод сравнительной эффективности. В этом случае анализируются показатели экономической эффективности ГАЭС и пиковых мощностей, способных покрывать аналогичные объемы потребления электроэнергии в часы максимальных нагрузок.

Учет оказываемых ГАЭС коммерческих услуг и услуг общесистемного характера представлен в табл. 3. На основе предложенных методов была проведена оценка показателей экономической эффективности функционирования ГАЭС, которая показала, что учет рассмотренных системных эффектов делает ГАЭС конкурентоспособной на энергетическом рынке. Показатели эффективности в этом случае составили: дисконтированный срок окупаемости – 15 лет, внутренняя норма доходности – 12,4 %, индекс доходности – 1,79.

Таблица 3. Учет оказываемых ГАЭС коммерческих и общесистемных услуг

Потребители услуг ГАЭС	Метод комплексной эффективности	Метод сравнительной эффективности
Конечные потребители (через рынок электроэнергии и мощности)	Показатели экономической эффективности определяются с учетом коммерческих услуг и услуг общесистемного характера	Показатели экономической эффективности ГАЭС сравниваются с альтернативными источниками энергии (с учетом (+) или без учета (-) системных услуг)
Системный оператор		+/-
ОГК, ТГК, блок-станции		+/-
ФСК, РСК		+/-

Без учета системных эффектов показатели эффективности ГАЭС имеют пороговые значения: дисконтированный срок окупаемости 48 лет, внутренняя норма доходности $E_{внд}$ составила 8,1 %, индекс доходности равен единице.

Оценка проводилась на базе стандартной программы Альт-Инвест с использованием показателей, полученных согласно «Единым сценарным условиям» ОАО «РусГидро».

Следует также отметить, что альтернативными ГАЭС источниками энергии, способными работать в переменном режиме пиковой и полупиковой частях суточного графика нагрузки, являются газотурбинные (ГТУ) и парогазовые (ПГУ) тепловые электростанции. При сравнении удельных капитальных вложений в эти электростанции, они оказываются более конкурентоспособными по сравнению с ГАЭС, удельные капитальные вложения в ТЭС (ГТУ, ПГУ) в 2,8 раза ниже, чем в ГАЭС.

Однако ГАЭС более экономичны по себестоимости производства электроэнергии по сравнению с ТЭС (ГТУ, ПГУ). Кроме того, при условии их работы в пиковой части графика нагрузки себестоимость ГАЭС в два раза ниже (без учета системных эффектов), а с учетом системных эффектов – в 5-6 раз ниже, чем для ТЭС (ГТУ, ПГУ) (см. табл. 4).

Таблица 4. Сравнительные экономические показатели для ТЭС-ПГУ и ГАЭС

Показатель	ТЭС (ПГУ)	ГАЭС (наземные)	ГАЭС (подземные) без учета эффектов*)	ГАЭС (подземные) с учетом системных эффектов*)
$K_{уд}$, дол./кВт	800	900-1200	2000	1500
C , цент/кВт.ч	6,5**)	1,5-2	3,5	1,1

*) Получены на основе проведенных расчетов

***) При значении числа часов использования установленной мощности $T_y = 1220$ час., сопоставимой с ГАЭС в турбинном режиме

Для ТЭС-ПГУ были оценены показатели экономической эффективности, которые сравнивались с показателями эффективности ГАЭС с учетом системных эффектов. Сравнительная оценка показала, что учет системных эффектов делает ГАЭС конкурентоспособными по сравнению с ТЭС-ПГУ.

3. Исследовано влияние инфляции на оценку целесообразности инвестиций в ГАЭС с учетом комплекса факторов, определяющих результаты и затраты. Предложен метод учета инфляции при обосновании экономической эффективности ГАЭС, основанный на использовании сопоставимых цен.

Учитывая, что ГАЭС имеют длительные сроки строительства и эксплуатации, особое значение приобретает учет инфляции при обосновании эффективности

инвестиций. В диссертации проведен анализ влияния учета инфляции на эффективность строительства ГАЭС.

Для обоснования инвестиционных решений в энергетике основным критерием экономической эффективности является чистый дисконтированный доход (ЧДД).

Для стоимостной оценки результатов и затрат в формуле ЧДД согласно методическим рекомендациям по оценке эффективности инвестиционных проектов могут использоваться базисные, мировые, прогнозные и расчетные цены, причем на стадии технико-экономического обоснования обязательным является расчет экономической эффективности в прогнозных и расчетных ценах, одновременно рекомендуется осуществлять расчеты и в базисных ценах. Расчетные цены используются для вычисления интегральных показателей эффективности, если текущие значения затрат и результатов выражаются в прогнозных ценах.

В диссертации проведена оценка того, как будут отличаться показатели эффективности, если расчет ведется в первом случае в расчетных (и прогнозных) ценах, во втором случае – в базисных (сопоставимых) ценах. Для этого была рассмотрена взаимосвязь между расчетными (и прогнозными) ценами и базисными ценами. Прогнозная цена $C(t)$ продукции или ресурса в конце t -ого шага расчета определяется по формуле:

$$C_n(t) = C(\bar{b}) \cdot J(t, t_n), \quad (1)$$

где $C(\bar{b})$ – базисная цена продукции или ресурса; $J(t, t_n)$ – индекс изменения цен продукции или ресурсов соответствующей группы в конце t -ого шага по отношению к начальному моменту расчета.

Расчетная цена определяется по формуле:

$$C_p(t) = C_n(t) \cdot J_G(t_n, t) = C(\bar{b}) \cdot J(t, t_n) \cdot J_G(t_n, t), \quad (2)$$

где $J_G(t_n, t)$ – индекс изменения общего уровня цен в начальный момент времени по отношению к t -ому моменту времени.

Учитывая следующее соотношение между индексами изменения цен

$$J_G(t_i, t) = [J_G(t, t_i)]^{-1},$$

выражение (2) можно записать:

$$C_n(t) = C(\bar{b}) \cdot \frac{J(t, t_n)}{J_G(t, t_n)}. \quad (3)$$

Исходя из формулы (3) можно сделать вывод, что прогнозная цена будет равна базисной, если индекс изменения цен продукции или ресурсов соответствующей группы $J(t, t_n)$ будет равен индексу изменения общего уровня цен $J_G(t, t_n)$ (в конце t -ого шага по

отношению к начальному). В этом случае расчеты показателей эффективности можно проводить в базисных (сопоставимых) ценах, так как показатели эффективности с учетом и без учета инфляции будут одинаковы. Таким образом, если ожидается, что все издержки и цена реализации, а, следовательно, ежегодные денежные потоки будут повышаться с той же скоростью, что и общий уровень инфляции, который также учтен в цене капитала, то ЧДД с учетом инфляции будет равен ЧДД без учета инфляции.

Следует отметить, что иногда анализ показателей эффективности выполняется в денежных единицах постоянной покупательной способности (в базисных ценах), но с учетом номинальной ставки банка (рыночной цены капитала). Такая оценка приводит к искажению реальной эффективности проекта, к занижению величины ЧДД, поскольку номинальная ставка банка включает инфляционную надбавку (в знаменателе формулы ЧДД есть инфляционная надбавка, а в числителе ее нет).

В диссертации было проведено сравнение показателей экономической эффективности ГАЭС двумя способами. Для первого способа расчет денежного потока проводился в базисных (сопоставимых) ценах, то есть без учета инфляции, при этом из цены капитала также исключалась инфляция. Для второго способа расчет ЧДД проводился с учетом инфляции (в расчетных ценах), денежные потоки рассчитывались с учетом темпов инфляции на конкретных рынках.

Если расчеты показателей эффективности проводятся в постоянных ценах, то численное значение банковской процентной ставки по депозитам принимается по реальным ставкам, т.е. без учета инфляции ($E_{p\delta}$). При этом между величинами при условии невысоких темпов инфляции E_p и $E_{ном}$ существует следующее соотношение:

$$E_{p\delta} = E_{ном} \delta - r_u, \quad (4)$$

где r_u – ожидаемый темп инфляции.

В диссертации проанализировано изменение величины номинальной E_n и реальной E_p процентных ставок банка и инфляции за 10 лет (с 2000 по 2010 гг.). Выявлено, что величина средней реальной процентной ставки за 10 лет с 2001 по 2010 год составила 3%, а с 2006 по 2010 г. – 0,65 %.

В диссертации показано, что при использовании формулы чистого дисконтированного дохода для оценки эффективности энергетических объектов учет инфляции ведется неоднозначно. В числителе формулы ЧДД принятые по данным ОАО «РусГидро» цепные индексы инфляции для показателей, определяющих результаты и затраты, снижаются за 10 лет до уровня 2-3 % и затем практически не меняются, а в знаменателе формулы ЧДД (при определении коэффициента приведения) цепные индексы

общего уровня инфляции остаются постоянными на уровне $r_u = 6-7\%$ для всего временного интервала - 25-50 лет, что занижает эффективность энергетических объектов, в том числе ГАЭС, имеющих срок эксплуатации 50 лет.

Оценка показателей эффективности ГАЭС с учетом инфляции (без учета конкурентных преимуществ ГАЭС) при значении $E_p = 8\%$ показала, что ГАЭС имеют пороговые значения эффективности, а при оценке эффективности без учета инфляции в сопоставимых (базисных) ценах при $E_p = 3\%$ - ГАЭС эффективны (ЧДД – положителен, срок окупаемости составил 30 лет). Это показывает, что неоднозначный учет инфляции приводит к занижению показателей эффективности ГАЭС до пороговых значений.

Для оценки эффективности проектов в энергетике с длительными сроками эксплуатации расчет ЧДД в сопоставимых ценах без учета инфляции исключает неоднозначность ее задания и дает более обоснованные решения. С этих позиций представляется целесообразным:

- наряду с традиционным методом оценки ЧДД в расчетных ценах оценивать ЧДД в сопоставимых (базисных) ценах без учета инфляции, используя величину реальной процентной ставки для определения коэффициента приведения;
- предлагается модифицировать метод учета инфляции при определении ЧДД следующим образом: первые десять лет рассматриваемого периода расчет проводить с учетом индексов инфляции, а затем цепные индексы инфляции для номинальной процентной ставки банка принимать такими же, какие задаются и для остальных показателей доходов и расходов, т.е. на уровне $r_u = 2-3\%$.

4. Разработаны принципы и предложены механизмы реализации системных эффектов при функционировании ГАЭС на рынке электроэнергии и мощности. Проведена оценка реализации эффекта от функционирования ГАЭС в комплексе с АЭС.

Для реализации эффектов при функционировании ГАЭС был проанализирован действующий рынок электроэнергии и мощности и выявлены сегменты, где возможна реализация эффектов ГАЭС (рис.1). В диссертации предложено единовременные эффекты от функционирования ГАЭС реализовать через рынок мощности, а текущие эффекты – через рынок электроэнергии.

В результате функционирования ГАЭС на оптовом рынке электроэнергии и мощности получателями услуг ГАЭС являются следующие субъекты рынка: оптовые генерирующие компании (ОГК), территориальные генерирующие компании (ТГК), системный оператор (ОАО «СО ЕЭС»), федеральная сетевая компания (ФСК), региональные сетевые компании (РСК), потребители электроэнергии.

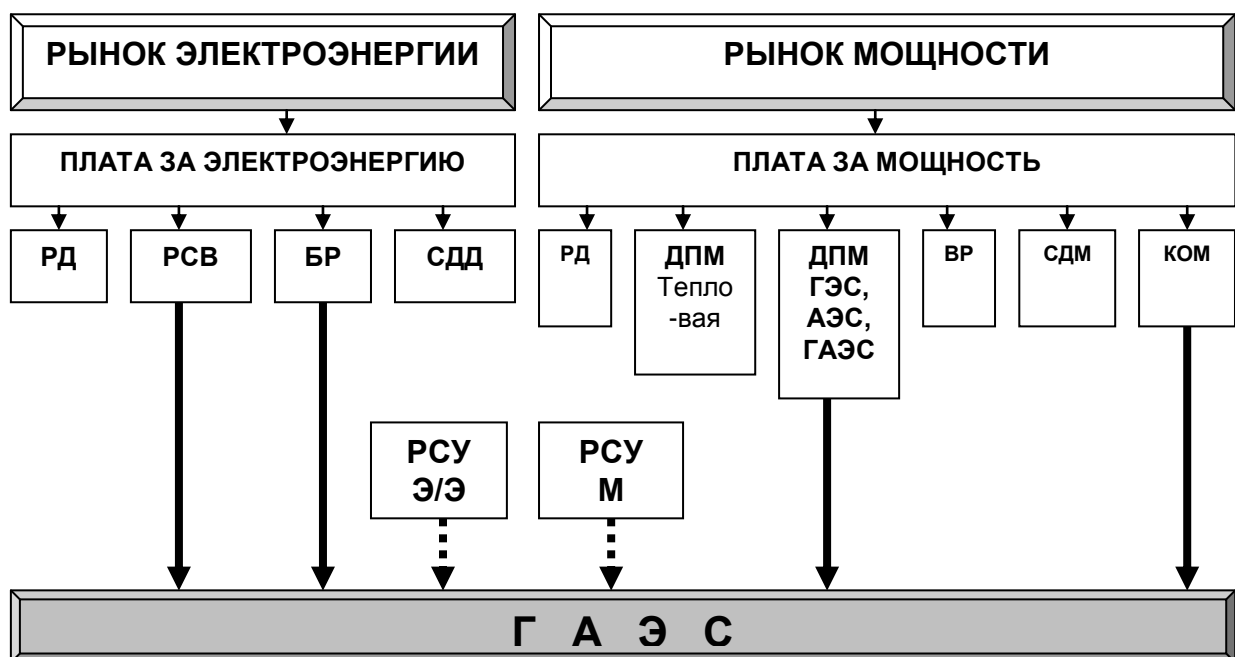


Рис. 1. Реализация механизма за поставляемые ГАЭС услуги на энергетическом рынке
 Условные обозначения: РД – регулируемые договоры, РСВ – рынок на сутки вперед, БР – балансирующий рынок, СДД – свободные двухсторонние договоры, ДПМ – договоры о предоставлении мощности, ВР – вынужденный режим, СДМ – свободные договоры на мощность, КОМ – конкурентный отбор мощности, PCY – рынок системных услуг

В диссертационной работе предлагается единовременный мощностной эффект распределить между этими получателями услуг через следующие сегменты рынка мощности: конкурентный отбор мощности (КОМ) и рынок системных услуг (PCY). Предложены механизмы реализации единовременного мощностного эффекта от ГАЭС за счет получателей услуг и методика оценки величины платы за предоставляемые услуги (см. табл. 5). Распределение платы между получателями услуг осуществляется через долю получаемой услуги d , зависящей от величины мощности.

Величину платы для получателя услуг на рынке мощности можно оценить по формуле:

$$P_{ed} = \mathcal{E}_{ed} / T_{ок} * 12 * N,$$

где P_{ed} - плата получателя услуг, $T_{ок}$ - срок окупаемости проекта по строительству ГАЭС, принят равным 20 лет, N - установленная мощность ГАЭС.

Текущий эффект предлагается распределять между получателями услуг через рынок электроэнергии (РЭ) (см. табл.6). Основная составляющая эффекта приходится на экономию топлива от оптимизации режимов.

Таблица 5. Механизмы реализации единовременного мощностного эффекта

Инструмент получения дохода	Составляющие единовременного эффекта	Доля доходной части	Получатель услуг
1. Плата за мощность на КОМ	1) Экономия расхода э/э на с.н. $\mathcal{E}_{сн}$	100%	ТГК - $d_{ТГК}$ ОГК - $d_{ОГК}$
		< 50%	ТГК
	2) Экономия резервов мощности на проведение плановых ремонтов $\mathcal{E}_{пр}$	100%	ТГК - $d_{ТГК}$ ОГК - $d_{ОГК}$
		< 50%	ТГК
	3) Экономия от снижения аварийного резерва мощности $\mathcal{E}_{сн}$	100%	СО - $d_{СО}$ ТГК - $d_{ТГК}$
		< 50%	СО
2. Плата за мощность на РСУ	4) Экономия на компенсации реактивной мощности $\mathcal{E}_{рм}$	100%	ФСК - $d_{ФСК}$ РСК - $d_{РСК}$
		< 50%	ФСК - $d_{ФСК}$ РСК - $d_{РСК}$
	5) Экономия от выравнивания суточного графика нагрузки $\mathcal{E}_{сгн}$	100%	Потребители- $d_{потр}$ ТГК - $d_{ТГК}$
		< 50%	Потребители

На основе предлагаемого подхода была определена величина платы за полное распределение текущего эффекта от ГАЭС между получателями услуг - ТГК и АЭС (100% оплата услуг), в предположении, что 90% услуг оплачивает АЭС ($d_{АЭС}=90\%$) и 10% оплачивает ТГК ($d_{ТГК}=10\%$), и величина платы за частичную оплату услуг (см. табл. 6).

В диссертации проведена оценка эффекта от функционирования ГАЭС в комплексе с АЭС. В результате потребления электроэнергии ГАЭС в ночные часы графика нагрузки ее эффективность снижается.

Таблица 6. Механизмы реализации текущего топливного эффекта при работе ГАЭС

Инструмент получения дохода	Текущий эффект	Доля доходной части	Получатель услуг	Плата, руб./кВт.*ч.
Плата за электроэнергию через РСВ, БР	1. Экономия от оптимизации режимов (ГАЭС-АЭС) $\mathcal{E}_{ГАЭС-АЭС}$	100%	ТГК $d_{ТГК}=10\%$ АЭС $d_{АЭС}=90\%$	0,072
		30%	АЭС	0,216
	3. Экономия от снижения перерасхода топлива на циклах "пуск-останов" $\mathcal{E}_{п-о}$	100%	ТГК 100%	0,0079
		30%	ТГК	0,0026

Однако при работе ГАЭС в комплексе с АЭС, если учесть, что основной объем потребляемой электроэнергии обеспечивается за счет АЭС, то имеет место экономия органического топлива на ТЭС. Для АЭС работа в комплексе с ГАЭС обеспечивает

базисный режим работы. Был предложен механизм реализации системного эффекта при функционировании ГАЭС в комплексе с АЭС.

В результате функционирования энергокомплекса АЭС-ГАЭС имеют место ряд эффектов, основным из которых является эффект от оптимизации режимов АЭС-ГАЭС-КЭС и экономии газомазутного топлива, которая может составить 1122,64 - 1625,5 млн. руб./год. В пересчете на себестоимость производства электроэнергии на ГАЭС эта экономия может дать снижение себестоимости на 0,59 руб./кВт.ч - 0,85 руб./кВт.ч.

5) Разработана методика обоснования платы за мощность для ГАЭС на долгосрочном оптовом рынке электроэнергии и мощности с использованием рыночного механизма - договоров о предоставлении мощности (ДПМ).

При анализе функционирования ГАЭС на рынке электроэнергии и мощности показано, что существующие методические положения учитывают ряд системных эффектов, связанных с функционированием ГАЭС, в то же время некоторые специфические системные эффекты от ГАЭС, в частности за выравнивание графиков нагрузки, не учитываются. Для их учета в диссертации предложено усовершенствовать существующие методические положения на базе использования такого механизма, как формирование платы за мощность через сегмент рынка мощности – договоры о предоставлении мощности.

В диссертации разработаны принципы формирования ценовых параметров ДПМ для ГАЭС и предложена методика оценки тарифа, которая была апробирована на примере Ленинградской ГАЭС.

Работая на оптовом рынке электроэнергии и мощности, ГАЭС получает доход от продажи мощности - $D^{\text{гаэс}}_{\text{р}}$; электроэнергии, выработанной в турбинном режиме - $D^{\text{гаэс}}_{\text{э/э}}$; системных услуг – $D^{\text{гаэс}}_{\text{су}}$. В ночной период графика нагрузки ГАЭС покупает потребленную в насосном режиме электроэнергию - $Z^{\text{гаэс}}_{\text{зар}}$ (см. табл.7).

Для возврата инвестиций при сроке окупаемости $T_{\text{ок}}=10$ лет ($E_n=0.1$), работая на рынке электроэнергии, ГАЭС должна обеспечить покрытие ежегодных затрат $Z^{\text{гаэс}}$. Исходя из равенства получаемых доходов и требуемых затрат для ГАЭС можно определить величину тарифа по ДПМ для ГАЭС - $D^{\text{гаэс}}_{\text{р дпм}}$

На основе предлагаемой методики была оценена величина платы за мощность, которая составила 440 тыс.руб./ МВт мес. С учетом дохода за регулирование суточного графика нагрузки и 638 тыс.руб./МВт мес. без его учета.

Таким образом, на основе предложенной методики по обоснованию ценовых параметров ГАЭС на рынке мощности, можно оценить плату за мощность на ДПМ. Эта

величина платы может быть использована в дальнейшем при обосновании эффективности инвестиций и оценке показателей эффективности ГАЭС.

Таблица 7. Методика формирования тарифа на ДПМ для ГАЭС

Вид дохода	Формирование дохода	
1. Доход от продажи электроэнергии	$D_{\text{гаэс}}^{\text{э/э}} = W^{\text{ГАЭС}}_{\text{турб}} * C_{\text{дневн}}^{\text{опт}}$	
2. Доход от продажи мощности	$D_{\text{р дпм}}^{\text{гаэс}} = Z^{\text{гаэс}} - D_{\text{э/э}}^{\text{гаэс}} - D_{\text{су}}^{\text{гаэс}}$, где величина затрат определяется $Z^{\text{гаэс}} = K^{\text{гаэс}} E_{\text{н}} + I_{\Sigma} + Z^{\text{гаэс}}_{\text{зар}}$	$C_{\text{р дпм}}^{\text{гаэс}} =$ $= D_{\text{р дпм}}^{\text{гаэс}} / (N^{\text{гаэс}}_{\text{турб}} * 12)$
3. Доход от продажи системных услуг	3.1. За регулирование частоты $D_{\text{част}}^{\text{гаэс}} = C_{\text{част}} * W^{\text{гаэс}}_{\text{турб}}$	Услуги по оперативно-диспетчерскому управлению $D_{\text{оду}}^{\text{гаэс}}$ (Приказ ФСТ №320-э/1 от 4.12.2012) включают услуги: 3.2.1. За управление режимами и инфраструктуру рынка $D_{\text{рм}}^{\text{гаэс}} = C_{\text{м}} * N^{\text{гаэс}}_{\text{турб}} * 12$ 3.2.2. За системную надежность, резерв мощности и противоаварийное управление $D_{\text{с.над}}^{\text{гаэс}} = C_{\text{ээ}} * W^{\text{гаэс}}_{\text{турб}}$
	3.2. За регулирование реактивной мощности $D_{\text{рм}}^{\text{гаэс}}$ 3.3. За развитие систем противоаварийного управления $D_{\text{ав.упр.}}^{\text{гаэс}}$	
	3.4. За регулирование суточного графика нагрузки $D_{\text{су ргн}}^{\text{гаэс}} \leq (K_{\text{ргн}} / 10) + \text{Э}_{\Sigma}$	

В заключении приведены основные выводы и даны рекомендации для практического использования полученных в диссертационном исследовании научных и практических результатов.

ОСНОВНЫЕ ПУБЛИКАЦИИ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ

Статьи в научных журналах, содержащихся в перечне ВАК

1. Шульгинов Р.Н. Оценка экономической эффективности функционирования АЭС в комплексе с гидроаккумулирующими электростанциями. [текст] / Малинина Т.В., Шульгинов Р.Н., Юшков Е.С. // Атомная энергия. М.- 2013.-вып.115, том 1, стр. 55-58. – 0,9 п.л. (в т.ч. автора – 0,3 п.л.).
2. Шульгинов Р.Н. Комплексная оценка эффективности функционирования ГАЭС на рынке электроэнергии Северо-Запада. [текст] / Малинина Т.В., Поташева А.С., Шульгинов Р.Н. // Научно-технические ведомости СПбГПУ- СПб., 2012 г. - №2, с. 67-72. - 0,6 п.л.(в т.ч.автора – 0,2 п.л.).

3. Шульгинов Р.Н. Влияние учета инфляции на обоснование эффективности инвестиционных проектов в энергетике. [текст] / Малинина Т.В., Шульгинов Р.Н. // Проблемы современной экономики - Евразийский междунар. Научно-аналитический журнал - СПб., 2012 г. - № 2, с.322- 325. – 0,8 п.л. (в т.ч. автора - 0,4 п.л.).

Другие публикации

4. . Малинина Т.В., Шульгинов Р.Н. Проблемы развития возобновляемой энергетики в России в условиях функционирования рынка энергии. Ежемесячный научный, производственно-технический и информационно-аналитический журнал «Электрика», 2012, №6. – с. 44-48.

5. Шульгинов Р.Н. Снижение потерь в высоковольтных сетях за счет регулирования реактивной мощности ГАЭС. [текст] / Малинина Т.В., Суркова Н.Г., Шульгинов Р.Н. //Методы и средства оценки состояния энергетического оборудования: Сб. трудов ПЭИПК. Вып. 39 – СПб., 2012 г. с.117-123 – 0,8 п.л.. (в т.ч. автора 0,4 п.л.).

6. Шульгинов Р.Н. Проблемы развития возобновляемой энергетики в условиях либерализации рынка электроэнергии в России. [текст] / Малинина Т.В., Шульгинов Р.Н. // Труды 6-го Международного симпозиума «Электроэнергетика 2011», 21-23 сентября 2011 г., Словакия, с.133-134. – 0,3 п.л.. (в т.ч. автора 0,15 п.л.).

7. Шульгинов Р.Н. Оценка эффективности инвестиций в энергетике в условиях инфляции. /Малинина Т.В., Шульгинов Р.Н. // Современные методы обеспечения эффективности и надежности в энергетике: Труды Всероссийской конференции с международным участием - СПб.: Издательство СПбГПУ, 2012., с. 57-71 – 0,8 п.л. (в т.ч. автора 0,4 п.л.)

8. Малинина Т.В., Шульгинов Р.Н. Принципы оценки народнохозяйственной эффективности сооружения ГАЭС в энергосистеме. /Малинина Т.В., Шульгинов Р.Н. // Методы и средства оценки состояния энергетического оборудования. Сб. трудов ПЭИПК. Вып. 33. – СПб., 2011 г., с.107-110 – 0,3 п.л. (в т.ч. автора 0,15 п.л.).

9. Шульгинов Р.Н. Оценка эффективности строительства ГАЭС с учетом экологического фактора. / Малинина Т.В., Шульгинов Р.Н. // Оценка эффективности инвестиционных проектов в энергетике с учетом их общественной значимости: Материалы Всероссийской научной конференции. - СПб.: Издательство СПбГПУ, 2010., с. 80-81 – 0,2 п.л. (в т.ч. автора 0,1 п.л.).

10. Шульгинов Р.Н. Оценка эффективности строительства ГАЭС в Северо-Западном регионе // Фундаментальные исследования и инновации в национальных исследовательских университетах: материалы XIV Всерос. Конференции Т.1. – СПб.: Изд-во Политехн. Ун-та, 2010, с.235-236. -0,1 п.л.