



ОБЩЕСТВЕННО-ДЕЛОВОЙ, НАУЧНЫЙ ЖУРНАЛ

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА

Выпуск **• 6 •** 2014

Издается с 1995 года

Редакционная коллегия:

Бушуев В.В. — д.т.н., проф., главный редактор
(Институт энергетической стратегии)
Безруких П.П. — д.т.н., зам. главного редактора
(ОАО «ЭНИН им. Г.М. Кржижановского»)
Белогорьев А.М. — отв. секретарь (Институт
энергетической стратегии)
Волков Э.П. — академик РАН (ОАО «ЭНИН
им. Г.М. Кржижановского»)
Воропай Н.И. — член-корр. РАН (ИСЭМ СО РАН)
Громов А.И. — к.г.н. (Институт энергетики и
финансов)
Дмитриевский А.Н. — академик РАН (Институт
проблем нефти и газа РАН)
Крюков В.А. — член-корр. РАН (НИУ ВШЭ)
Кучеров Ю.Н. — д.т.н. (ОАО «Системный
оператор ЕЭС»)
Макаров А.А. — академик РАН (ИНЭИ)
Мастепанов А.М. — д.э.н. (ИПНГ РАН)
Саенко В.В. — к.э.н. (Институт энергетической
стратегии)
Телегина Е.А. — член-корр. РАН
(РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина)
Шафраник Ю.К. — д.э.н. (Комитет ТПП по
энергетической стратегии и развитию ТЭК)
Яновский А.Б. — д.э.н. (Минэнерго России)

Учредитель: ЗАО «Глобализация и Устойчивое
развитие. Институт энергетической стратегии»

Адрес редакции: 109028, Москва,
Яузский бул., д. 13, стр. 3, оф. 4
Телефон ред.: (495) 698-52-34
E-mail: ies2@uamail.ru; emp7@yandex.ru
Web-site: <http://www.energystrategy.ru>

Выходит 6 раз в год

Ведущий редактор **Я.А. Каминская**
Редактор **С.И. Крылосов**
Компьютерная верстка **В.М. Щербаков**
Отпечатано в ООО ИД «ЭНЕРГИЯ»

Подписано в печать 26.12.2014

Формат 60x84/8

Бумага офсетная. Печать офсетная

Усл. печ. л. 13,485. Уч. изд. л. 14,5

Тираж 500 экз.

Заказ № 29 (67/02-99) ИЭС № 353

© ЗАО «Глобализация и Устойчивое
развитие. Институт энергетической стратегии», 2014
Журнал «Энергетическая политика» входит
в Перечень рецензируемых научных изданий ВАК.
При перепечатке материалов ссылка
на издание обязательна.

ПОБЕДИТЕЛЬ VII ВСЕРОССИЙСКОГО
ЖУРНАЛИСТСКОГО КОНКУРСА
«ЛУЧШАЯ ПУБЛИКАЦИЯ
ПО ПРОБЛЕМАМ ТЭК РОССИИ 2001 года»



СОДЕРЖАНИЕ CONTENTS

ДРАЙВЕРЫ ЭНЕРГЕТИКИ: ИННОВАЦИИ И ПЕРЕДОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

DRIVERS OF ENERGY: INNOVATIONS AND ADVANCED TECHNOLOGIES

- Ю.К. Шафраник, С.Е. Донской, В.А. Язев, С.М. Миронов.**
Первый национальный горнопромышленный форум.....3
- А.Н. Плакиткин.** Цикличность инновационно-технологических
процессов в глобальной энергетике – использование
фракталов технологического времени для прогнозирования
развития отраслей ТЭК мира и России..... 10
- Y. Plackitkin.** Cyclical character of innovative and
technological processes in global energy – the use of fractals of
technological time for the forecasting of development of world
and russian energy sector
- М.В. Афанасьева.** Методологические основы и перспективы
развития прогнозирования и форсайта как основы
структурных исследований в энергетике.....22
- M. Afanasieva.** Methodologies and prospects of development
of forecasting and foresight as a basis in the structural studies
of energy sector
- В.В. Саенко.** Роль новых технологий
в Энергетической стратегии – 2035.....32
- V. Saenko.** Main ways of technological policy in the project
of russian Energy strategy to the year 2035

А.М. Мастепанов. Инновационное развитие в условиях санкций – некоторые размышления об энергополитике, настоящем и будущем российской энергетики.....	39
<i>A. Mastepanov.</i> Innovative development in the time of sanctions – some thoughts on energy policy, present and future of russian energy sector	
В.Ю. Силкин. Инновационная политика в нефтегазовой отрасли: проблемы догоняющего развития.....	46
<i>V. Silkin.</i> Russian oil and gas industry innovation policy: problems of overtaking development	
А.Н. Токарев. Роль нефтесервиса в технологическом развитии нефтяной промышленности России.....	55
<i>A. Tokarev.</i> Role of oil related services in the technological development of russian oil and gas sector	
В.В. Бушув, Ю.Н. Кучеров. Инновационная электроэнергетика XXI века.....	66
<i>V. Bushuev, Yu. Kucherov.</i> Innovative electricity XXI century	
А.Д. Гайснер, А.Н. Новиков. Основные тенденции применения и развития систем накопления электроэнергии в современных энергосистемах (мировой опыт).....	72
<i>A. Gaisner, A. Novikov.</i> Main tendencies in application and development of power accumulation systems in modern power networks(international experience)	
В.В. Тиматков. Переход в новый электрический мир как фактор роста экономики.....	82
<i>V. Timatkov.</i> The shift to new electric world as the factor for economic growth	
Н.А. Комарова. Сравнительный анализ стратегического выбора роли ВИЭ в национальном энергобалансе.....	87
<i>N. Komarova.</i> Comparative analysis of strategic choice the alternative energy role's in the national energy balance	
С.Л. Массунов, П.С. Массунов. Угольная электрогенерация нового поколения: анализ современных тенденций изменения инвестиционной составляющей.....	102
<i>S. Massunov, P. Massunov.</i> Coal-fired electric power plants of a new generation: analysis of current trends in the changes of investment component	
Перечень статей, опубликованных в 2014 году.....	113

ПЕРВЫЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ГОРНОПРОМЫШЛЕННЫЙ ФОРУМ

В конце ноября в Москве состоялся Первый национальный горнопромышленный форум. Основная цель Форума – содействие повышению эффективности и конкурентоспособности отраслей российского минерально-сырьевого сектора. Участники представительного мероприятия обсудили актуальные проблемы добывающего комплекса страны, в том числе и ТЭК, с участием первых лиц профильных министерств и представителей законодательной власти.

В рамках Форума состоялись пленарные дискуссии по следующим направлениям: «Повышение конкурентоспособности и перспективы развития минерально-сырьевого комплекса России», «Стратегия развития минерально-сырьевого комплекса Восточной Сибири и Дальнего Востока», «Российское горное машиностроение: пути развития и рыночный потенциал».

Предлагаем вашему вниманию выступления некоторых основных спикеров Форума.



Источник: <http://rosgorprom.com>

Ю.К. Шафраник открывает 1-й Национальный горнопромышленный форум

Ю.К. Шафраник – председатель Высшего горного совета НП «Горнопромышленники России», председатель Совета директоров ЗАО «МНК «СоюзНефтеГаз», председатель Совета Союза нефтегазопромышленников России, д.э.н.

– Горнодобывающая промышленность России – один из основных индикаторов состояния экономики России. Ряд секторов отрасли успешно выстояли кризисы 2008-2009 годов и показали высокие темпы развития в последующем. Валовой внутренний продукт России с 2003 по 2013 гг. (10 лет) вырос в 5 раз, а добыча полезных ископаемых за этот период соответственно

дала бюджету более чем в 8 раз. То есть динамика за 10 лет (с 2003 по 2013 гг.) вполне приличная, я бы даже сказал – хорошая.

Еще в 2013 г. добыча основных видов полезных ископаемых (нефти, газа, угля, руд) имела положительную динамику. Однако в течение 10 месяцев текущего года эта динамика стала меняться, произошло сокращение добычи газа, падение цен на энергоносители, сокращается добыча угля, снижаются цены на железную руду. Экономическая ситуация в мире и у нас нестабильная, санкции являются дополнительным вызовом.

Нефтегазовый комплекс. Основная задача для нефтегазового комплекса – эффективность. Это – эффективность использования недр и эффективность работы нефтегазовых компаний. То и другое при общей положительной динамике требует радикально иного подхода и радикально иных показателей.

Но и задача уже 2015-2017 годов, видимо, физическая – это увеличение бурения не менее 15% к предыдущему году. Только этот показатель позволит удержать и, возможно, на длительный срок объем добычи, и только этот показатель позволит не столько обеспечить добычу, сколько развитие других видов промышленности. От производства КАМАЗов, которые необходимы для отсыпки и подготовки кустов скважин, до производства труб, оборудования, строителей, связистов, сервисников, буровиков и т.д. То есть само снижение бурения – показатель серьезной стагнации промышленности России.

Угольная промышленность. За последние 5 лет производительность труда в угольной промышленности увеличилась почти на 30% и составила 1880 т добытого угля на одного работающего. Этим можно гордиться. Это очень серьезная заслуга. Исторический максимум в 2012 г. – 354 млн т. При этом экспорт угля в России вырос в 2013 г. на 12% до 142 млн т против 126 млн т в 2012 году.

В настоящее время ведутся работы по созданию и обустройству новых центров угледобычи на базе Эльгинского (Республика Якутия), Улугхемский угольный бассейн (Республика Тыва) и Абсатское месторождение (Забайкальский край).

Имеющийся потенциал горной промышленности страны является хорошей базой для повышения конкурентоспособности российской экономики, устойчивого развития отрасли. Но необходимы дополнительные, иногда кардинальные изменения в самом Горнопроме или во взаимоотношениях органов власти и Горнопрома. Явно видно, что отсутствует глубокий анализ мировых тенденций в добывающей промышленности и в сопоставлении их с качественным состоянием российских добывающих отраслей.

Аналитика отстает от задач дня. Все 1990-е и начало 2000-х годов мы жили еще аналитикой, анализом и разработками институтов советского периода. Сейчас все это уже ушло в прошлое.

Мы очень мало вкладываем в это, имеем слабую аналитику, поверхностную, зачастую публицистичную. Поэтому для нас и возникают темы: вдруг ни с того ни с сего – сланцевая революция или вдруг, ни с того ни с сего – Китай обошел нас в том, другом и третьем. И мы делаем это открытие в течение года! Это, конечно, самый главный негативный показатель. Мы не имеем анализа для принятия самых правильных решений. А в горнодобывающих отраслях правильное решение – это почти 15 лет – сразу перспектива.

Обостряется проблема модернизации. Очень много сделано, но обновление основных фондов все еще не превышает 2,5%. Это крайне мало.

Необходимо отметить наличие ряда общих нерешенных проблем отрасли, к которым, в первую очередь, относятся:

- отсутствие комплексного использования сырья;
- отсталая технология поисков, разведки и обогащения;
- критический дефицит кадров требуемой квалификации практически по всем рассматриваемым отраслям;
- отсутствие развитого института сервисных и юниорских компаний, механизмов их финансирования. Сервис в связке с машиностроением выходит, на мой взгляд, на первые позиции по проблематике и по вкладу в результаты, которые горная промышленность должна дать для себя и для России;
- несогласованность земельного, лесного и горного законодательств, отсутствие законодательного оформления определения прогнозных ресурсов и порядка их утверждения;
- отсутствие развитого и открытого рынка минерального сырья и участков недр. К примеру, в Техасе разрешение на бурение скважин дается в течение 4-х суток. У нас – минимум полгода при большом старании. Этим все сказано. Можно говорить об административных, либеральных, любых подходах. Но надо поставить задачу и понять, почему мы не можем хоть не за четверо суток, но хотя бы за месяц дать решение;
- минерально-сырьевая база недостаточно развивается из-за низкого объема геологоразведочных работ. Состояние в этом направлении неудовлетворительное;
- выделение новых участков по рудным полезным ископаемым на основе рудопроявлений

и точек минерализации, возможностей в результате больших объемов региональных работ, включая научно-исследовательские, тематические, геофизические и далее до федерального уровня.

С.Е. ДОНСКОЙ – министр природных ресурсов и экологии РФ

– Основными задачами, стоящими перед горнодобывающей отраслью, являются – создание конкурентоспособных производств, модернизация действующих предприятий, развитие инноваций, обеспечение отраслевых проектов необходимой инфраструктурой, расширение обеспечения и воспроизводства минерально-сырьевой базы.

Эта отрасль определяет экономическое и социальное развитие нашей страны, фактически является индикатором. Ни для кого не секрет, что Россия является крупнейшим экспортером минерального сырья, первые места по многим позициям именно у нашей страны. Но в сегодняшней мировой конъюнктуре она не самая благоприятная, снижается цена на нефть, что в последующем, конечно, отразится и на стоимости природного газа. Все это негативно влияет на текущее состояние в сфере геологии и добычи. Также наблюдается колебание цен на твердые полезные ископаемые. Я приведу несколько цифр той аналитики, которой не хватает. Это у нас за 10 месяцев текущая стоимость железных руд снизилась практически на 40%, угля – на 30%, серебра – на 15%, платины – на 12%, не менее чем на 10% снизилась стоимость меди и свинца. По ряду полезных ископаемых (никель, алюминий, цинк) в этот период цены увеличились. То есть существует серьезная волатильность, и она негативно влияет на сферу деятельности, которую мы рассматриваем.

В то же время ситуация в сфере геологического изучения разведки и разработки полезных ископаемых усугубляется еще и санкциями западных государств на поставку в Россию геологоразведочного аналитического оборудования, а также уходом с российского рынка ряда сервисных компаний или сокращением объемов работ этих сервисных компаний. В этих условиях необходимо развивать производство горно-геологического аналитического оборудования. На мой взгляд, заметный прорыв в этом направлении может быть сделан в сотрудничестве с

партнерами из стран, в частности, Юго-Восточной Азии на базе российских технопарков. Назрела также необходимость создания и постепенного внедрения компаниями российского программного обеспечения. По мнению Министерства природных ресурсов и экологии драйвером в этой сфере может стать Росгеология, которая включает в себя 37 организаций, расположенных практически во всех регионах страны, так как Росгеология обладает и обширной базой геологических данных, значительным опытом геологического изучения территории России на всех стадиях работ. Хочу сказать, что подготовлен Указ Президента РФ, предусматривающий преобразование еще 10 федеральных государственных монетарных предприятий в открытое акционерное общество с соответствующим внесением их актива в основной капитал Росгеологии.

Нужно отметить, что в последние годы делаются определенные совершенствования в сфере повышения интереса и увеличения притока инвестиций в сферу недропользования, в частности, перечислю только некоторые меры в целях активизации вовлечения в разработку месторождений твердых полезных ископаемых. Ключевой мерой реализации инвестиционных проектов на территориях Дальневосточного федерального округа и отдельных субъектов РФ стало обнуление ставок налога на прибыль, на имущество, на добычу полезных ископаемых как раз на этих территориях. Также сделаны первые шаги к развитию долгожданного юниорного движения. С этого года действует заявительный принцип предоставления участков недр в пользование. С момента подписания приказа летом этого года было подано в 6 раз больше заявок, чем за весь прошлый год. Это еще на фоне санкций и говорит о том, что у нас серьезно недооценен потенциал малого и среднего бизнеса. Я думаю, что здесь есть очень хорошая возможность и сегодня на фоне всех этих санкций именно эту сферу активно развивать.

В прошлом году в Закон «О недрах» внесены изменения, касающиеся увеличения срока геологического изучения удаленных и труднодоступных регионов Восточной Сибири и Дальнего Востока. Эти и другие меры, я уверен, будут способствовать повышению эффективности деятельности горнодобывающих компаний при изучении и освоении недр Российской Федерации.

В.А. ЯЗЕВ – президент горнопромышленников России, первый заместитель председателя Комитета Государственной Думы по природным ресурсам, природопользованию и экологии.

– В результате политических и экономических преобразований в конце прошлого столетия Россия успешно включилась в мировое рыночное хозяйство, опираясь на свое главное преимущество – богатейшую минерально-сырьевую базу. Это позволило быстро подтянуть уровень ВВП, обеспечить решение социальных проблем и укрепить финансовую систему, направить инвестиции в инфраструктуру и оборону. Но в итоге сегодня российский экспорт на 85% представлен топливно-энергетическими товарами, металлами и драгоценными камнями. При такой структуре нашей экономики темпы ее роста принудительно синхронизируются динамикой мирового потребления минерально-сырьевых ресурсов и ценами на них. Оба эти параметра для нас сегодня не являются благоприятными. И перспективы риска на этих рынках, их волатильность, подверженность манипуляциям будут только усиливаться.

По данным ВТО, рост мирового экспорта энергетических ресурсов и продукции горнодобывающей промышленности стал практически нулевым, а Евросоюз даже показал сокращение на 4%. Мировой экспорт стали сократился на 6%, цветных металлов на 5%. Вместе с падением цен на нефть произошло снижение цен на сжиженный природный газ, а с начала года существенно упала цена на уголь – колумбийский, австралийский, южноафриканский и российский, как следствие.

В Евросоюзе, по данным Евростата, за 9 месяцев текущего года торговля сырьевыми и энергетическими товарами сократилась, соответственно, на 6 и 9% по сравнению с аналогичным периодом прошлого года. Экспорт из стран Евросоюза в Россию сократился на 12%, а импорт российской продукции Евросоюзом сократился на 8%.

К сожалению, российский внутренний рынок сегодня не является ни демпфером неблагоприятных тенденций в мировой экономике и внешней торговле, ни драйвером инновационного роста отечественной промышленности. В то же время за последние 10 лет себестоимость добычи российской нефти, например, увеличи-

лась более чем в 3,5 раза. Очевидно, в такой ситуации и в условиях небывалой международной напряженности, отягощенной экономическими санкциями в отношении России, возможность привлечения инвестиций в нашу горнодобывающую промышленность сокращается, а связанные с ними риски кратно возрастают.

Каким должен быть ответ на этот весьма непростой вызов? В сентябре этого года Всемирный банк выпустил очередной доклад по России, в котором констатировал, что геополитическая напряженность и связанные с этим санкции оказывают все большее воздействие на финансовый сектор, что приводит к сокращению депозитной базы банков и ограничивают доступ реального сектора экономики к кредитам. При этом со времен кризиса 2008 г. сохраняется существенный нефтяной дефицит российского бюджета – 14% в 2009 г. и 10% в 2013 году. Введенные санкции ограничили доступ к международным источникам финансирования и повысили стоимость заимствований для домохозяйств и предприятий, ухудшились условия рефинансирования краткосрочной задолженности. Высокая волатильность валютного рынка также способствовала падению инвестиционной активности, оттоку капиталов из России, как со всего развивающегося мира.

Небольшой импульс экономика получила от импортозамещения, но в целом уровень потребительской уверенности продолжил снижение. Инвестиции в основной капитал сократились на 7% по сравнению со снижением на 0,5% за аналогичный период годом ранее. По данным Минэкономразвития России, снижение инвестиций в основной капитал составило за 8 месяцев текущего года 2,4%. Это, вероятно, с учетом снижения курса рубля по отношению к доллару.

Есть проблемы и с качеством инвестиций. Согласно докладу Всемирного банка, 89% накопленного объема российских прямых и иностранных инвестиций в производство базовых металлов и металлопродукции поступает с территорий с льготным режимом налогообложения. Такие «пробермудские» острова зоны Карибского бассейна. Почти половина прямых иностранных инвестиций, поступающих в сектор услуг и строительную отрасль, относится к категории оффшорных, то есть очень мобильных. Доля их особенно высока в сфере финансового посредничества и в сфере недвижимости.

Что касается внешних российских инвестиций, то более чем на 80% это инвестиции в свои дочерние компании в оффшорных зонах. Всемирный банк в своем докладе рекомендует России не диверсификацию внешней торговли, а диверсификацию национальных активов. Иными словами, дополнение имеющегося портфеля высококачественными нематериальными активами в виде государственных и общественных институтов, отвечающих за управление волатильными источниками доходов, оказание качественных социальных услуг и справедливое регулирование деятельности предприятий. Иными словами, рекомендовал повысить качество государственного управления в России.

К рекомендациям Всемирного банка для России мы давно привыкли относиться с настороженностью. Но отмечу, что и в отношении Евросоюза в последнем докладе ОЭСР, также основанного на данных Всемирного банка, говорится, что катастрофическое сокращение инвестиционного процесса в Евросоюзе – это следствие структурного кризиса, а не циклического, на который мы сегодня пеняем.

В настоящее время как входящие, так и исходящие инвестиции Евросоюза находятся на уровне примерно 20% от докризисных. В Европе раскручивается процесс, когда снижение конкурентоспособности порождает сокращение инвестиций, а сокращение инвестиций приводит, в свою очередь, к снижению конкурентоспособности. К тому же политические трения между Евросоюзом и Россией, экономики которых связаны друг с другом, а львиная доля всех прямых иностранных инвестиций в российскую экономику все же приходится на Евросоюз, тянут на дно инвестиционные процессы, естественно, и в России. Конкурентов это устраивает, но нас устраивать не может.

Что рекомендуют Евросоюзу для оживления инвестиционного процесса? Главное – развитие единого рынка Евросоюза. Но очевидно, если рынки Европейского и Евразийского союзов будут связаны дружественным интерфейсом, то эффект от обмена ресурсами и технологиями между ними будет еще более позитивным и мультипликативным. Другие рекомендации Евросоюзу – ослабить регулирование рынков, сокращать субсидии, развивать инновации и человеческий капитал – также можно адресовать и российской экономике.

Из-за событий на Украине политический кризис наносит драматический урон экономикам России и Евросоюза, в то время как экономика Северной Америки, ряда стран Азиатско-Тихоокеанского региона демонстрирует устойчивый рост. О необходимости развития сотрудничества в инновационной сырьевой сфере мы, кстати, будем говорить с нашими партнерами из Германии на заседании оргкомитета Российско-Германского сырьевого форума. Да, мы согласны с рекомендацией Всемирного банка сделать государство более эффективным инструментом для привлечения инвестиций. Но, возможно, мы неодинаково понимаем смысл этих рекомендаций. Наш исторический опыт, в том числе и последних лет, показывает – государство эффективно, если оно настойчиво, жестко обеспечивает внешнюю и внутреннюю безопасность. С другой стороны, эффективное государство является дружественным по отношению к бизнесу, созданию условий для развития личности, укрепления традиционных культурных ценностей.

В России сделано немало для улучшения прозрачности государственного регулирования рынка, прозрачности бизнес-процессов, сокращения оттока капитала и создания благоприятных условий инвесторам. Принимаются меры деофшоризации экономики, но такие робкие, нерешительные (только что закон приняли). Но для привлечения долгосрочных прямых инвестиций в горнодобывающую промышленность необходима стройная система юридически значимых документов государственного стратегического планирования, которые должны содержать ясные стратегические цели и обязательства государства по отношению к бизнесу (этого сегодня нет), подчеркну, не только и не столько в отношении сырьевых секторов, сколько в отношении секторов промышленных и потребительских. Если обеспечить высокие темпы роста в этих секторах экономики, то не будет стагнации спроса на сырьевые ресурсы, которые мы сегодня наблюдаем с полной очевидностью, не будет недостатка в прямых инвестициях. Системное стратегическое планирование и качественное управление достижением стратегических целей должны создавать прочный, упругий каркас как у современного небоскреба, позволяющий осуществлять смелые социально-экономические эксперименты, и при этом успешно противостоять политическим землетрясениям и бурям, которые сегодня происходят.

В связи с этим я хочу еще раз обратить внимание на те возможности для ускорения социально-экономического развития, которые предоставляет Федеральный закон «О стратегическом планировании», принятый летом этого года. Эти возможности должны быть полностью реализованы, причем в кратчайшие сроки. Действительность пока отличается от желаемых результатов. Пример, в июне текущего года Счетная палата сообщила результаты экспертизы проектов государственных программ, на основе которых, строго говоря, должен формироваться федеральный бюджет, и отметила следующие недостатки:

1. Несоответствие целей госпрограмм целям государственной политики, которые установлены в документах стратегического планирования.

2. Цели госпрограмм либо неконкретны, либо вообще отсутствуют – «общее положение улучшить, повысить эффективность» – вместо конкретных цифр, сроков и ответственности за выполнение.

3. Часто достижения целей программы не обеспечиваются ни одной из задач или задач, не направленной на достижение ни одной из целей.

4. Финансирование программ значительную часть составляют средства юридических лиц и иные внебюджетные источники. Это такой «розовый» взгляд государства на промышленность, бизнес, что они будут инвестировать до 80%, притом, что государство добавит свои 20% без внятной ответственности государства перед бизнесом.

5. Недостаточно финансирование мероприятий госпрограмм из средств федерального бюджета, что вызывает недоверие компаний к этому инструменту развития. И это относится к программам, в том числе «Воспроизводство и рациональное использование природных ресурсов», «Развитие промышленности и повышение ее конкурентоспособности», которые не содержат задач для машиностроения и горнодобывающей отрасли вообще.

Вывод: государственная программа нуждается в улучшении на основе базовых документов государственного стратегического прогнозирования, программирования и планирования. Поэтому горнопромышленникам необходимо тщательно проанализировать программы, содержащие задачи и мероприятия по развитию

горнодобывающих секторов с учетом снижения себестоимости добычи и первичной переработки. Сейчас формируется перечень документов государственного стратегического планирования. Я убежден, мы должны подготовить по своей части предложения к формированию стройной системы государственного стратегического и операционного планирования с участием ведущих горнодобывающих предприятий и крупнейших потребителей минерально-сырьевой продукции в стране.

Стратегия развития горнопромышленного комплекса должна обеспечивать потребность инновационного развития, а также надежное снабжение собственными стратегическими материалами. Я здесь касаюсь редкоземов, редкометалльной группы и других. При этом должны быть выработаны предложения по улучшению системного взаимодействия с органами государственной власти и совершенствование их структуры.

С учетом формирования экономических институтов и Евразийского экономического союза (мы же развиваемся на фоне создания новой интеграционной группировки на пространстве бывшего СССР), без решения этих концептуальных проблем, ограничиваясь пусть и необходимыми, но лишь точечными мерами регулирования и стимулирования горнопромышленной отрасли, невозможно обеспечить необходимые темпы и устойчивость социально-экономического развития нашей страны, достаточный объем качественных инвестиций в горнодобывающей отрасли.

С.М. МИРОНОВ – почетный председатель Высшего горного совета, депутат Госдумы РФ.

– Проблемы недропользования затрагивают интересы всего нашего общества. Поэтому отдать недра рыночной стихии мы не имеем права. Но, с другой стороны, действующий Закон «О недрах», которому уже 20 лет, поощряет монополизацию в отрасли, что также недопустимо. Административный контроль со стороны государства за оборотом участков недр не должен, конечно же, быть избыточным. Однако ослабить контроль можно будет только тогда, когда все параметры оборота будут четко прописаны в соответствующих законах. Только тогда рынок сможет реально оживить и разведку, и добычу полезных ископаемых.

Говоря о перспективах отрасли, надо признать, что положение на мировых рынках минерального сырья в ближайшее время существенно не улучшится. Спрос продолжает сокращаться, падают цены, традиционные рынки сбыта наших компаний подвергаются атаке конкурентов, обладающих новыми технологиями, причем многие из них поддерживаются налоговыми льготами и субсидиями своих государств. Падает и совокупный внутренний спрос. Вряд ли сложившуюся рыночную конъюнктуру можно списать на санкции. По оценкам экспертов, неблагоприятные для нас изменения на рынках минерального сырья возникли не сегодня и будут, к сожалению, иметь долговременный характер.

Нынешняя ситуация обострила другую проблему, которую образно можно назвать «перетягиванием одеяла». Горнопромышленники жалуются на железнодорожные тарифы, а железнодорожники утверждают, что понижающие коэффициенты, например для угольной отрасли, эквивалентны ежегодным тарифным субсидиям в размере около 100 млрд рублей. В условиях падения курса рубля они не хотят терпеть убыточность экспортных железнодорожных перевозок.

Считаю, что такое, с позволения сказать, бодание в сложных геополитических условиях страны недопустимо. Только взаимовыгодное сотрудничество, соблюдение ими общепринятых норм делового общения позволит развиваться и отдельным компаниям, и экономике страны в целом.

Назрела необходимость детального анализа нарастающих тенденций и тех рисков, которые связаны с несовершенством действующей системы госрегулирования и налогообложения. Надо признать, что действующий Федеральный закон «О недрах» изобилует нормами отсылочного характера. Но все попытки разработать его новую редакцию пока, к сожалению, не увенчались успехом. Думаю, в перспективе надо двигаться к принятию Горного кодекса РФ. Вместе с тем некоторые законодательные и иные проблемы надо решать незамедлительно. Перечислю лишь некоторые из них.

1. Необходимо более четко разграничить полномочия федеральной, региональной и местной власти, государства и бизнеса, геоло-

горазведки и горнодобычи. В частности, надо законодательно наконец-то закрепить принцип двух ключей, когда решение по управлению недрами принимается федеральным центром и регионами совместно. Кстати, если бы эта норма уже работала, то ситуации, которую мы увидели с «Башнефтью», просто в принципе не могло бы быть.

2. Для устойчивости минерально-сырьевой базы важно диверсифицировать добычу полезных ископаемых, развивать месторождения в различных регионах нашей страны. Для этого необходимо упростить существующие многоуровневые процедуры получения согласований, разрешений, экспертиз при оформлении земельных участков для строительства новых горных предприятий и внешних подъездных путей.

3. Ныне действующая система налогообложения не стимулирует региональное использование природных ресурсов, в том числе разработку небольших месторождений сырья, переработку отходов горного производства и внедрение новейших технологий. Надо наконец решить вопрос о полном освобождении от налогов затрат компаний на НИОКР.

4. Необходимы экономические и правовые стимулы проведения геологоразведочных работ на условиях риска, моральное и материальное стимулирование геологических открытий. Меня, как бывшего горного инженера-геофизика, очень беспокоит тот факт, что объем геологоразведочных работ продолжает сокращаться. Прироста ценностей наших недр, который был предусмотрен всеми прогнозами, пока нет, 55% территории нашей страны нуждается в геологическом доизучении, а 25% – в выполнении всего современного комплекса работ по геологическому картированию.

5. В глубоком реформировании нуждается система подготовки горных специалистов. Острый недостаток менеджеров технических профессий негативно отражается на безопасности горнодобывающих производств. Здесь не могу не сказать, что та самая тенденция следования Болонским процессам, в частности, двухуровневое высшее образование, бакалавриат и магистратура, абсолютно несовместимы и не подходят для горных специальностей.

УДК 001.8:620.9 (100)

Ю.А. Плаkitкин¹

ЦИКЛИЧНОСТЬ ИННОВАЦИОННО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ В ГЛОБАЛЬНОЙ ЭНЕРГЕТИКЕ – ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ФРАКТАЛОВ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ВРЕМЕНИ ДЛЯ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ РАЗВИТИЯ ОТРАСЛЕЙ ТЭК МИРА И РОССИИ

В статье исследована динамика энергоемкости мирового ВВП за последние 20 лет и цикличность инновационно-технологических процессов в глобальной энергетике. С помощью фракталов технологического времени даны долгосрочные прогнозы мирового и российского потребления основных ТЭР – угля, нефти и газа. Разработана маршрутная карта инновационно-технологического развития и построены так называемые «часы» перехода к зрелым технологиям глобальной энергетики по блоку «Производство энергии».

Ключевые слова: энергопотребление, ВВП, инновационно-технологическое развитие, фракталы, технологическое время, технологический цикл, динамика добычи.

В последнее двадцатилетие наблюдается устойчивый рост мирового энергопотребления. В целом за этот период мировое потребление энергии увеличивалось примерно на 2,4% в год. При этом потребление газа росло темпами 2,5% в год, нефти – 0,8%, угля – 2,1%. Такое увеличение мирового энергопотребления поддерживало рост ВВП мира, который за этот период составил примерно 3,5% в год.

В связи с этим возникает вопрос: такой рост энергопотребления будет продолжаться и дальше или какие-то причины приведут к смене этой тенденции в предстоящем долговременном периоде? Для ответа на этот вопрос нами была изучена динамика энергоемкости мирового ВВП за последние 20 лет и установлена ступенчатая кривая.

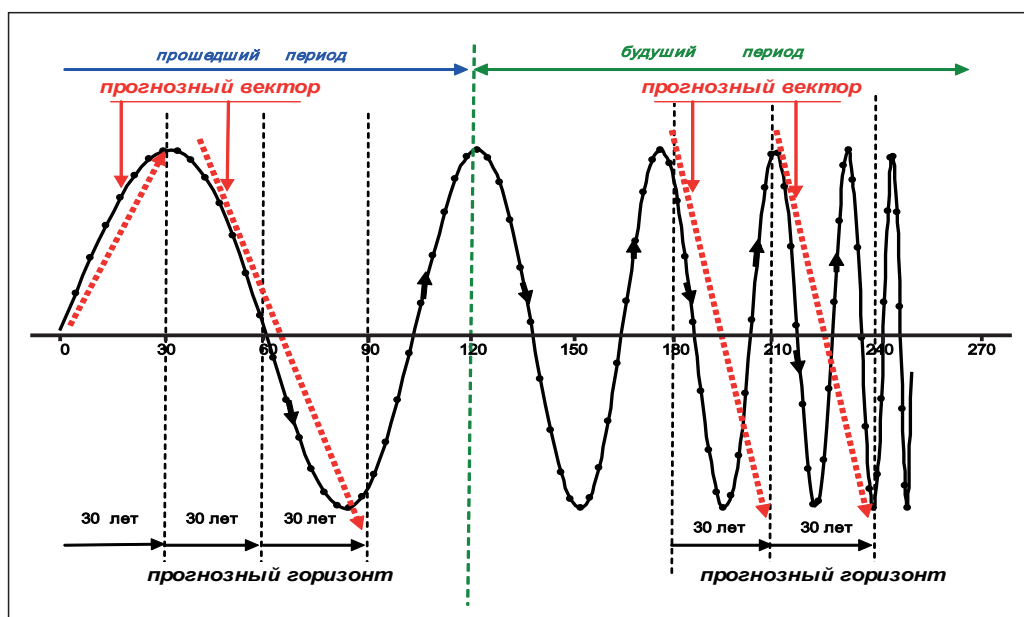
Полученные результаты свидетельствуют о наличии в изменении энергоемкости ВВП мира своеобразных циклов (скачков). В этой связи результаты расчетов показывают, что снижение энергоемкости ВВП и, соответственно, повышение энергоэффективности, происходит скачками, равными примерно 15% от достигнутого уровня. Обращает на себя внимание ситуация текущего периода времени. Так, в 2009 г., а это год глобального финансового кризиса, мировая экономика начала свой переход на последующую, еще более низкую ступень энергоемкости.

Это означает, что в настоящее время мировая экономика вошла в стадию повышения энергоэффективности. Отметим, что вклад двух факторов роста ВВП мира – объемов потребления энергии и энергоемкости ВВП на протяжении 20-летнего периода менялся циклично. Так, если предшествующий (до 2009 г.) период характеризовался высоким вкладом объемов потребляемой энергии (примерно 8% прироста на 10% прироста ВВП) в прирост ВВП и низким вкладом энергоемкости (всего 2%), то в последующем периоде (и эта тенденция реализуется в настоящее время) происходит переполюсовка этих вкладов.

Настоящий период времени характеризуется ростом доминирования фактора снижения энергоемкости в росте ВВП мира. Итак, посткризисное развитие экономики связано с фазой снижения энергоемкости ВВП и, соответственно, с ростом энергоэффективности.

Какие же технологии, и главным образом когда, будут поддерживать переход к новой энергоэффективной ступени? Но прежде чем дать характеристику прогнозного портфеля возможных технологий, зададимся вопросом: а умеем ли мы прогнозировать в условиях интенсификации мирового инновационного процесса, предусматривающего в перспективном периоде существенное уменьшение длительности технологических циклов (рис. 1)?

¹ Юрий Анатольевич Плаkitкин – заместитель директора Института энергетических исследований РАН, профессор, д.э.н., академик РАЕН, e-mail: uvn@eriras.ru



Источник: автор статьи.

Рис. 1. Прогнозирование в условиях цикличности технологического развития

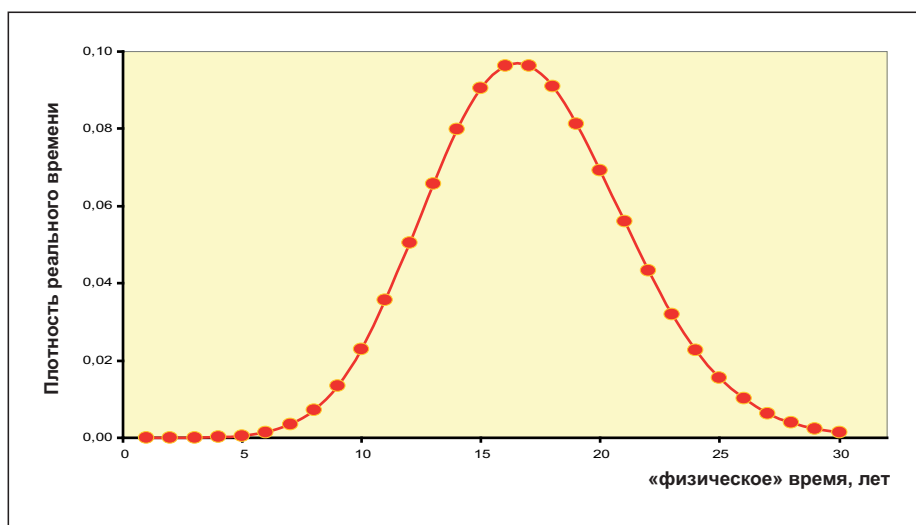
Действительно, в прошедшем периоде длительность технологического цикла составляла примерно 20-25 года. В будущем же периоде она будет соответствовать, вероятно, величине 7-10 лет. Отметим, что если взять прогнозный горизонт в 30 лет, то в прошедшем периоде прогнозный вектор имел возможность «вписаться» в технологический цикл. Однако при таком же прогножном горизонте (30 лет), но в будущем периоде, прогнозный вектор уже не только не будет «вписываться» в технологический цикл, а он будет пересекать сразу два или три цикла. Это означает, что результаты прогноза, выполненного без учета цикличности, могут оказаться ложными. Фактически, вместо прогноза можно получить антипрогноз. Такие прогнозы следует трактовать, как недостоверные. Представляется, что в период развития инновационного процесса в мировой экономике достоверные прогнозы можно получать на отрезке времени, не превышающем 5-10 лет. При прогножном горизонте в 20-30 или 40 лет невозможно получение достоверного результата без учета цикличности мирового инновационного развития. В этой связи мы обратились к учению академика В.И. Вернадского о множестве времени, который считал, что помимо физического времени существуют социальное, биологическое время и т.д. Мы пришли к пониманию использования в

дальнейших расчетах так называемого технологического времени. Оно отличается от физического времени наличием плотности, определяемой жизненным циклом соответствующего технологического процесса (рис. 2).

То обстоятельство, что время имеет плотность, мы постоянно ощущаем в нашей повседневной жизни. Иногда нам кажется, что время «бежит слишком быстро», иногда наоборот — «тянется» слишком медленно. Наличие плотности времени может привести к прогнозам искажениям (рис. 3).

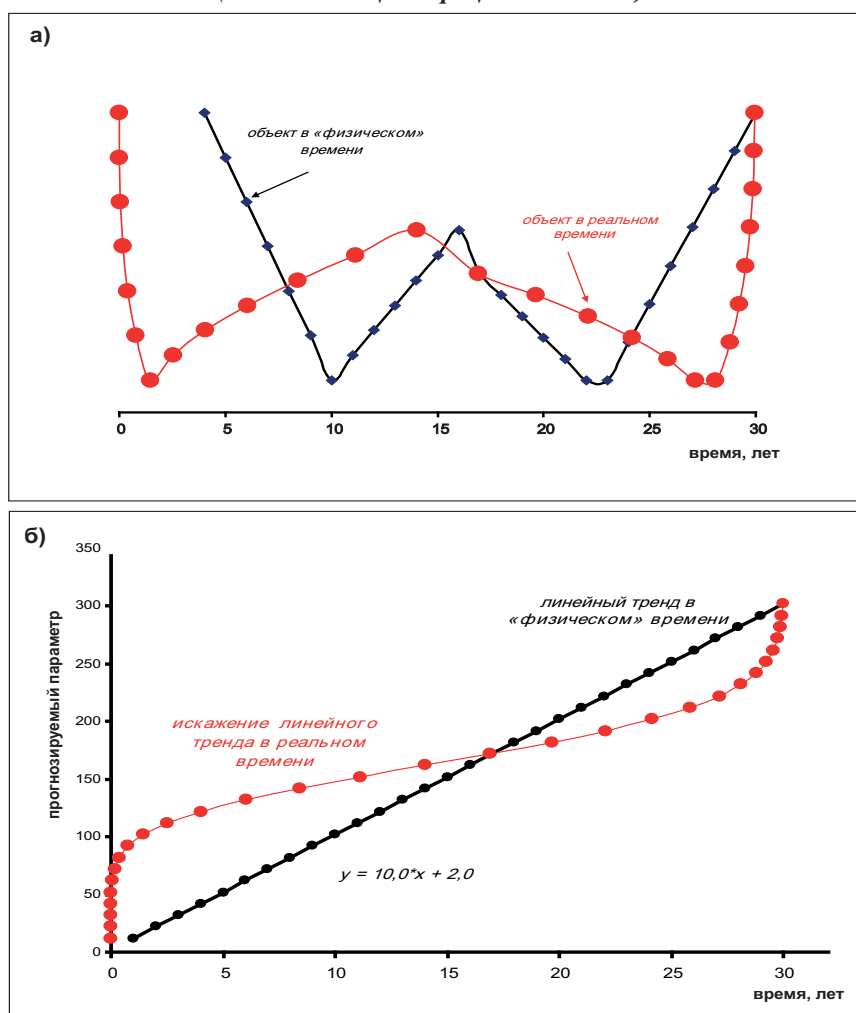
Так, объект в физическом времени выглядит как «W», а в технологическом как растянутая «W». Прогнозируя в физическом времени, мы полагаем, что объект будет двигаться по линейной траектории, а на самом деле в технологическом времени эта траектория может быть криволинейной.

В процессе исследования долгосрочных тенденций развития отраслей ТЭК был использован фрактальный анализ плотности технологического времени. Были выделены периодически повторяющиеся фракталы технологического времени по угольной, газовой и нефтяной промышленности. В качестве примера на рис. 4 представлены результаты прогноза фракталов технологического времени по мировой угольной промышленности.



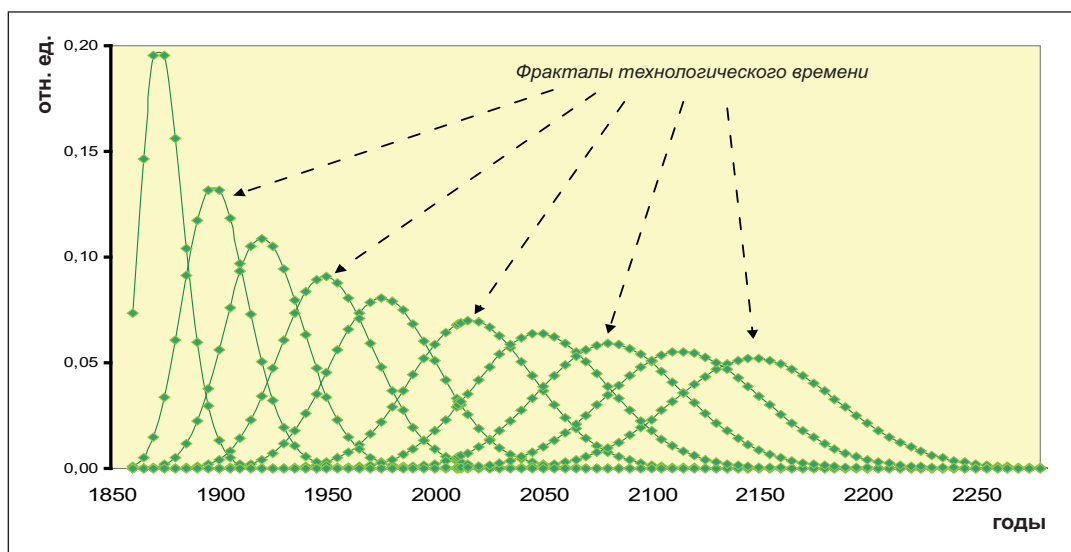
Источник: автор статьи.

**Рис. 2. Плотность технологического времени
(жизненный цикл процесса – 30 лет)**



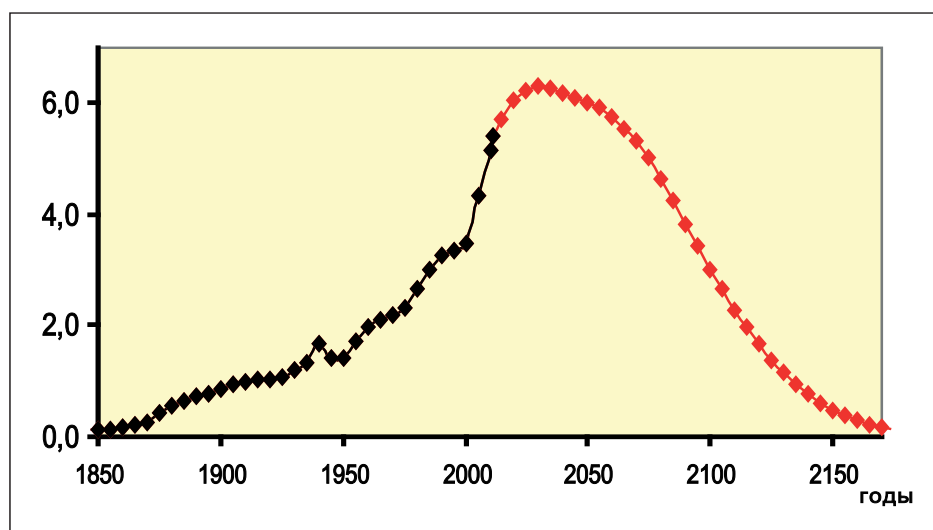
Источник: автор статьи.

**Рис. 3. а) зеркало объектов (W), прогнозируемых в реальном и «физическом» времени;
б) искажения при прогнозировании**



Источник: автор статьи.

Рис. 4. Прогноз фракталов технологического времени угольной промышленности



Источник: автор статьи.

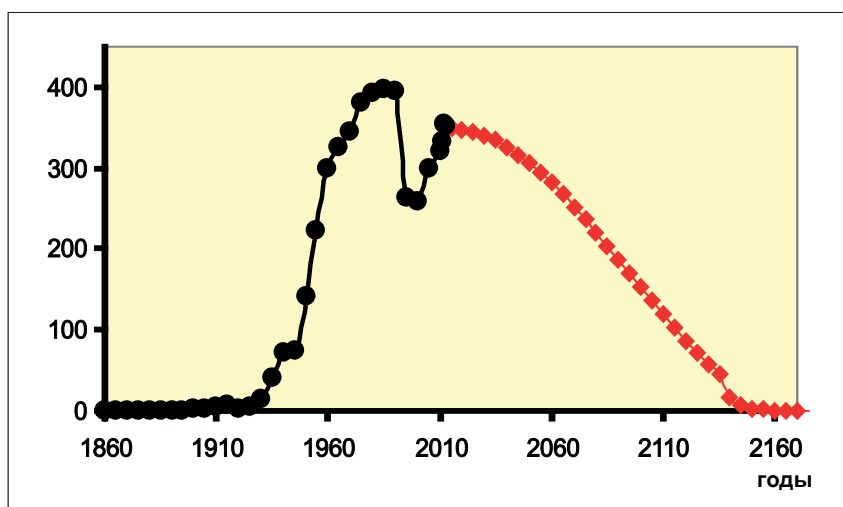
Рис. 5. Динамика мировой добычи угля, млрд т у.т.

Сумма полученных в процессе исследования фракталов добычи угля с использованием механизма их сжатия, позволила выполнить долгосрочный прогноз мировой добычи угля (рис. 5).

Отметим, что пик значений мировой добычи угля будет достигнут примерно в 25-30-х годах XXI в. и составит около 6,2-6,3 млрд т у.т. После этого периода мировая добыча угля войдет в стадию системного снижения. Правда, это снижение в ближайшие 50 лет не будет уж слишком большим. Так, мировая добыча угля в 2050 г., по сравнению с самым высоким ее значением,

упадет всего на 5%. В этой связи, скорее всего, можно говорить о том, что до 2050 г. мировая угольная промышленность будет находиться на стабилизационной стадии развития.

В соответствии с выявленными и прогнозными фракталами технологического времени была сформирована долгосрочная динамика объемов добычи угля в России (рис. 6). Результаты, проведенных расчетов свидетельствуют о том, что угольная промышленность России фактически вошла в стадию системного снижения добычи. Так, прогнозный уровень добычи в 2035 г. со-



Источник: автор статьи.

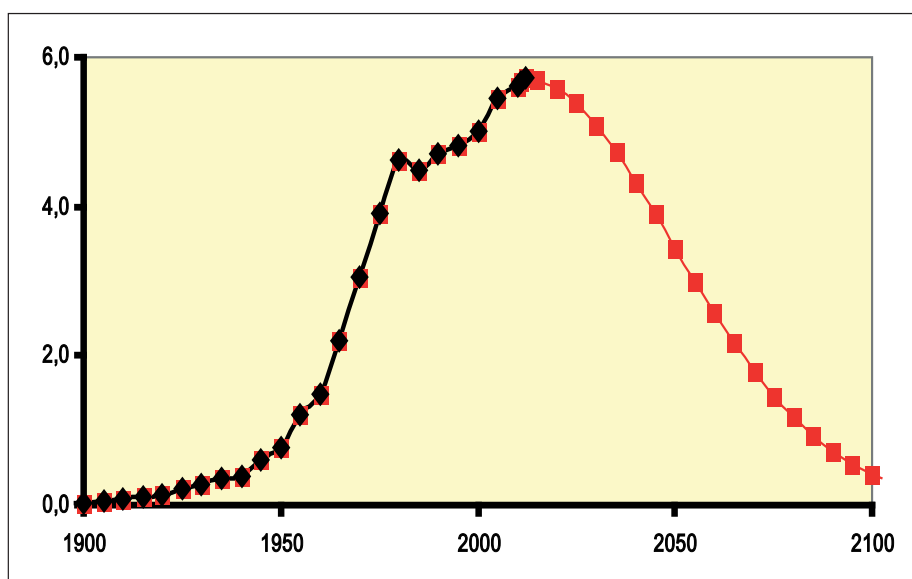
Рис. 6. Прогнозная динамика добычи угля в России, млн т

ставляет примерно 335 млн т. С учетом того, что в 2013 г. уровень добычи угля соответствовал величине 352 млн т, ежегодное падение добычи будет составлять примерно 0,20% в год или 1% за пятилетие. В 2090-2095 гг. уровень добычи угля будет составлять примерно половину от достигнутого в настоящее время. Все это свидетельствует о том, что в XXI в. уголь будет занимать значимую часть энергобаланса страны.

Проведенный фрактальный прогноз технологического времени нефтяной промышленности

позволил получить оценку перспективных объемов мировой добычи нефти (рис. 7).

Представленные результаты свидетельствуют о том, что пик мировой добычи нефти уже фактически состоялся и составил около 5,8-5,9 млрд т у.т. Дальнейшая динамика объемов добычи угля носит характер системного снижения. Правда, это снижение не является критическим. Так, к 2050 г. оно составит примерно 40%. Это означает, что среднегодовое снижение нефти в период до 2050 г. составит не более 1-1,2% в год.



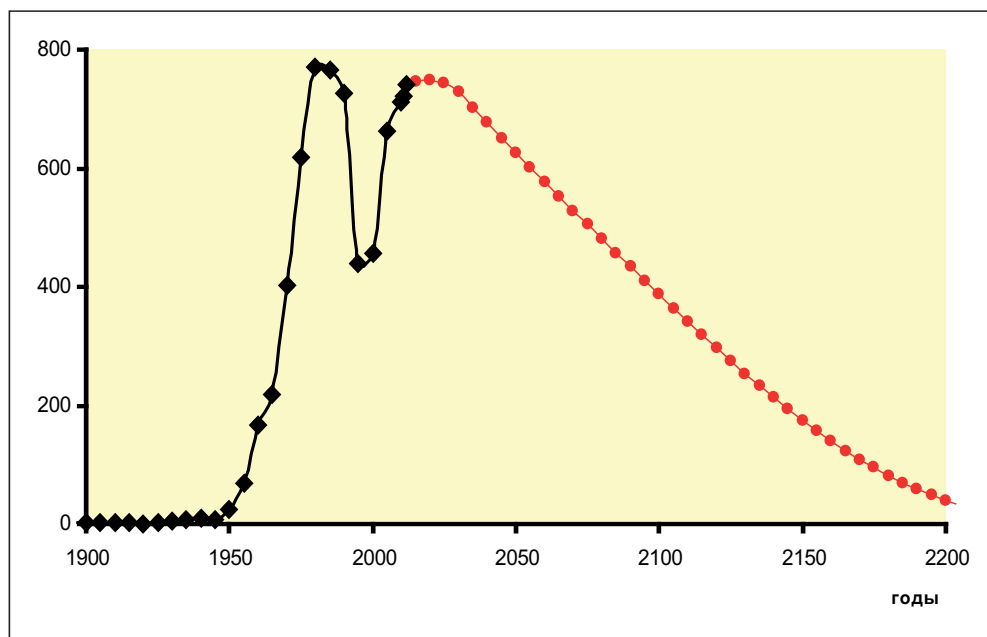
Источник: автор статьи.

Рис. 7. Прогнозная динамика мировой добычи нефти, млрд т у.т.

В соответствии с выявленными фактически и прогнозными фракталами технологического времени была сформирована долгосрочная динамика объемов добычи нефти в России (рис. 8). Результаты расчетов свидетельствуют о том, что добыча нефти в России фактически вышла на уровень, за которым будет происходить небольшое снижение. Так, в 2030 г. объем добычи нефти составит примерно 730 млн т у.т., что всего на 1,0-1,5% ниже уровня 2012 года. Однако за пределами 2035 г. снижение объемов добычи нефти может быть довольно значительным. Так, уже в 2035 г. объем добычи российской нефти может упасть на 5% по отношению к объему 2012 г., а в 2050 г. – еще на 16%. Отметим, что достигнутый в настоящее время пик добычи нефти в России не является самым большим. Так, еще в 1980 г. нефтяная промышленность России имела более высокий пик своего развития, равный примерно 770 млн т у.т. в год. Однако в начале 2000-х годов, в силу обстоятельств связанных с распадом СССР, добыча нефти резко упала – примерно до 400 млн т у.т., образовав в траектории своего движения своеобразное «седло». Напомним, что подобная траектория была характерна для угольной промышленности России. Это означает, что и угольная, и нефтяная отрасли пережили в своем развитии общее системное воздействие.

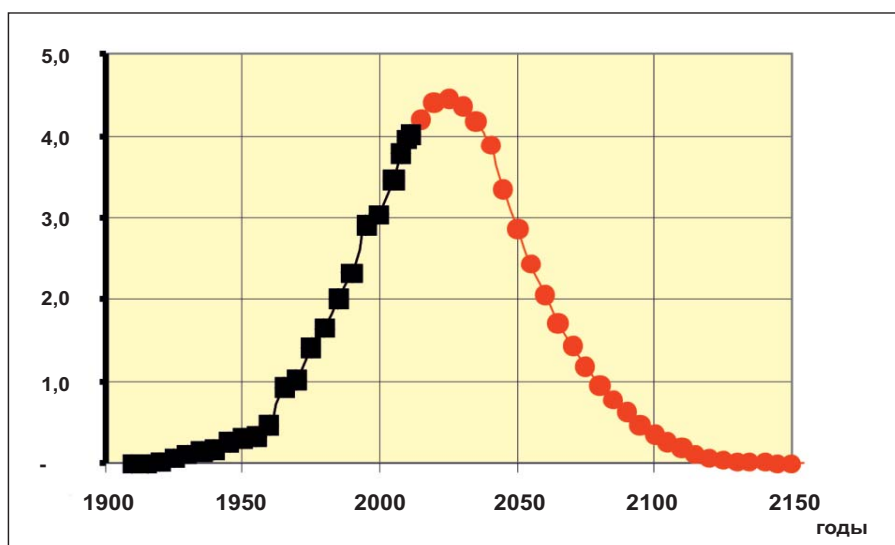
Материализация технологического времени мировой газовой промышленности позволила получить фракталы мировой добычи газа. Суммирование фракталов добычи и дальнейшее их сжатие позволило сформировать прогнозную динамику мировой добычи газа (рис. 9). Проведенные расчеты свидетельствуют о том, что в ближайшие 10 лет добыча газа будет увеличиваться, примерно в 2025-2030 годах. В этот период будет достигнут пик добычи. За пределами же 2030 г. мировая добыча газа, впрочем как и добыча нефти и угля, войдет в коридор системного снижения. Так, к 2050 г. мировой уровень добычи газа уменьшится (по сравнению с 2025 г.) примерно на 36%. Учитывая 25-летний период времени, отметим, что это не очень большая величина. Она соответствует среднегодовому темпу снижения примерно 1-1,5% в год.

Автором настоящей статьи были проведены расчеты по оценке так называемых коэффициентов «материализации» фракталов времени газовой промышленности. Это позволило сформировать фракталы добычи газа, которые должны действовать в перспективном периоде. На основе этих фракталов сформирован долгосрочный прогноз добычи российского газа (рис. 10).



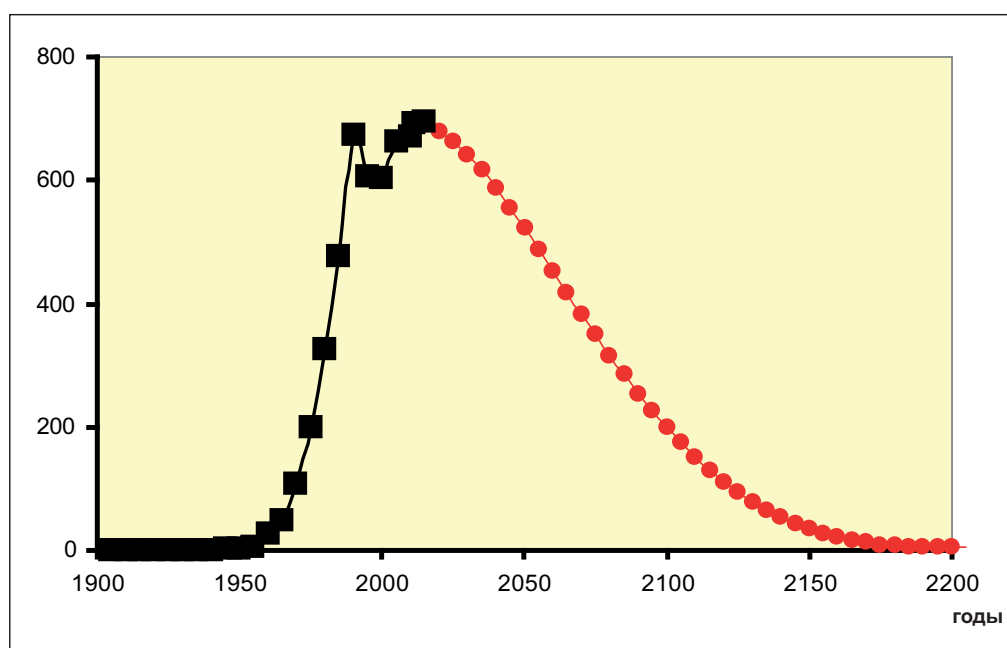
Источник: автор статьи.

Рис. 8. Прогнозная динамика добычи российской нефти, млн т у.т.



Источник: автор статьи.

Рис. 9. Прогнозная динамика мировой добычи газа, млн т у.т.



Источник: автор статьи.

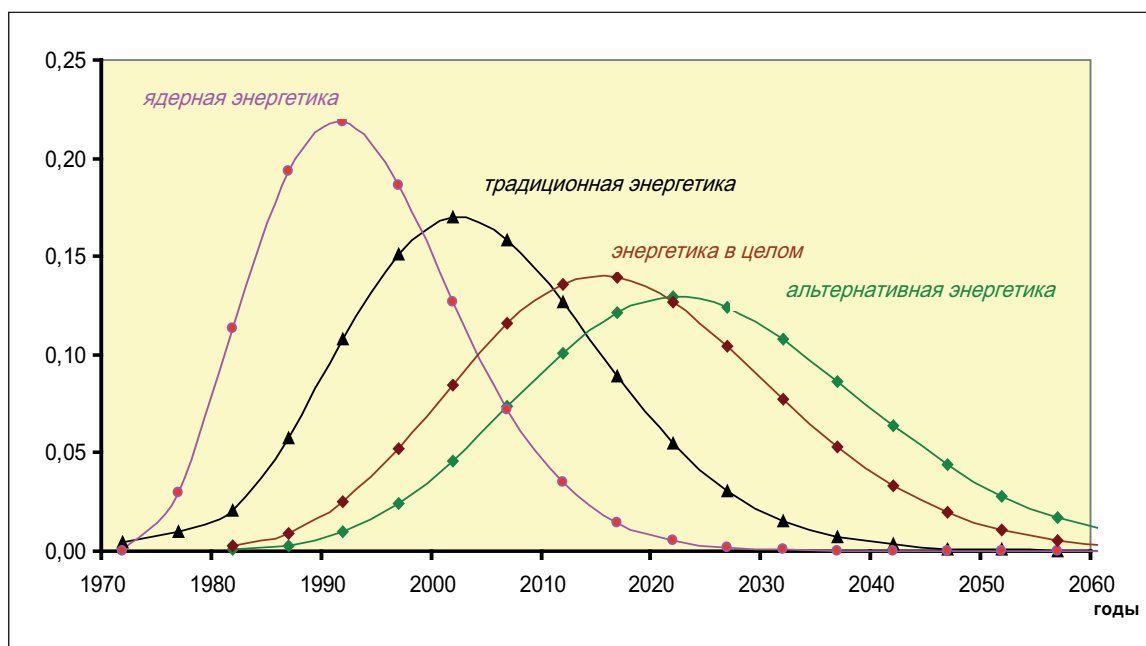
Рис. 10. Прогнозная динамика добычи российского газа, млн т у.т.

Так, к 2030 г. объем добычи газа может снизиться на 6-7% относительно настоящего уровня. За пределами же этого периода системное падение может быть более значимым. Так, к 2050 г. объем добычи газа относительно 2030 г. может снизиться уже на 19-20%.

На основе использования технологического времени проведено моделирование интенсив-

ности научно-технического развития (НТР) по направлениям блока «Производство энергии» глобальной энергетики (рис. 11).

Полученные результаты свидетельствуют о том, что пик НТР ядерной энергетики пройден примерно в 1995 году. В целом традиционная энергетика, основанная на применении угля, нефти и газа, достигла пика интенсивности НТР



Источник: автор статьи.

Рис. 11. Результаты моделирования интенсивности научно-технического развития по укрупненным технологическим направлениям блока «Производство энергии»

примерно в 2002-2005 годах. Пик НТР альтернативной энергетики будет реализован примерно в 2025-2030 годах. В процессе исследования были разработаны модели интенсивности НТР по более чем 20-ти направлениям технологического развития глобальной энергетики, в том числе по 16-ти направлениям альтернативной энергетики. Научно-техническое развитие является этапом, претворяющим технологическое развитие. В процессе исследования на основе результатов научно-технического развития по направлениям глобальной энергетики были сформированы соответствующие модели технологического развития.

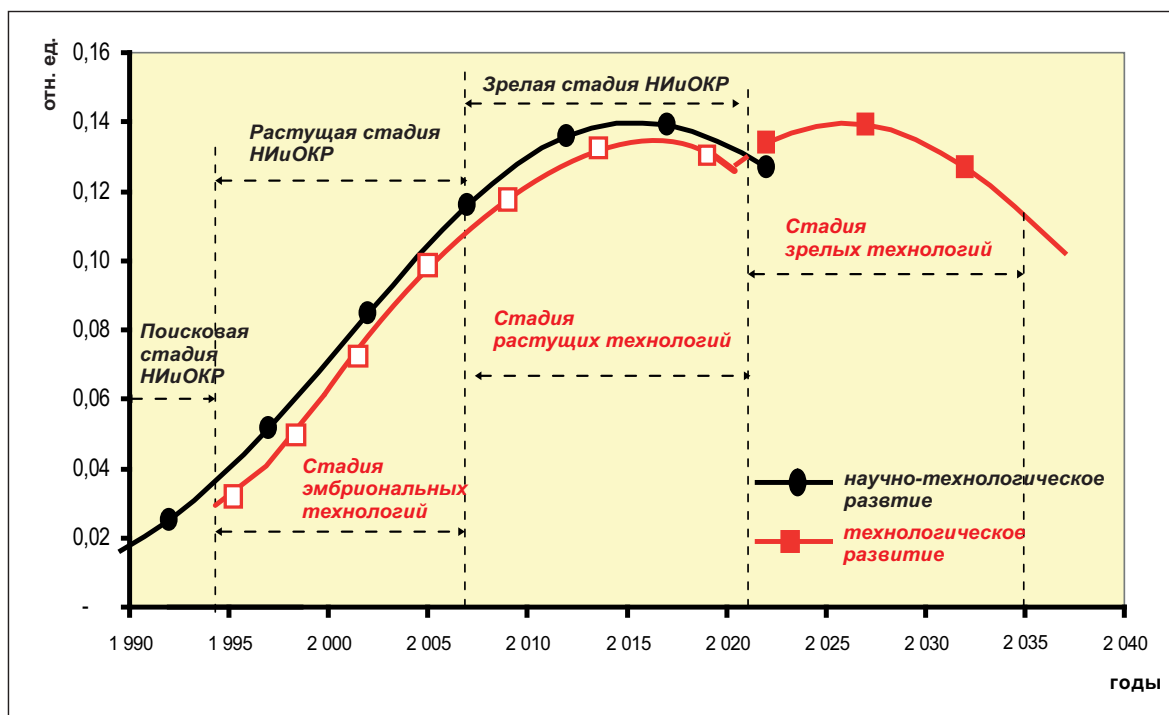
Фактически переход научно-технического в технологическое развитие происходил по схеме очень близкой к так называемой «гарвардской кривой», в которой соответствующие стадии НИОКР переходят в стадии технологического развития, включая стадию зрелого технологического развития, в которой предусматривается интенсивное промышленное освоение соответствующих технологий (рис. 12).

Вышеприведенное моделирование позволило выделить стадии технологического развития по всем анализируемым направлениям технологического развития глобальной энергетики. На

рис. 13 в качестве иллюстрации результатов расчета приведены стадии технологического развития по направлению «Геотермальная энергия» (рис. 13).

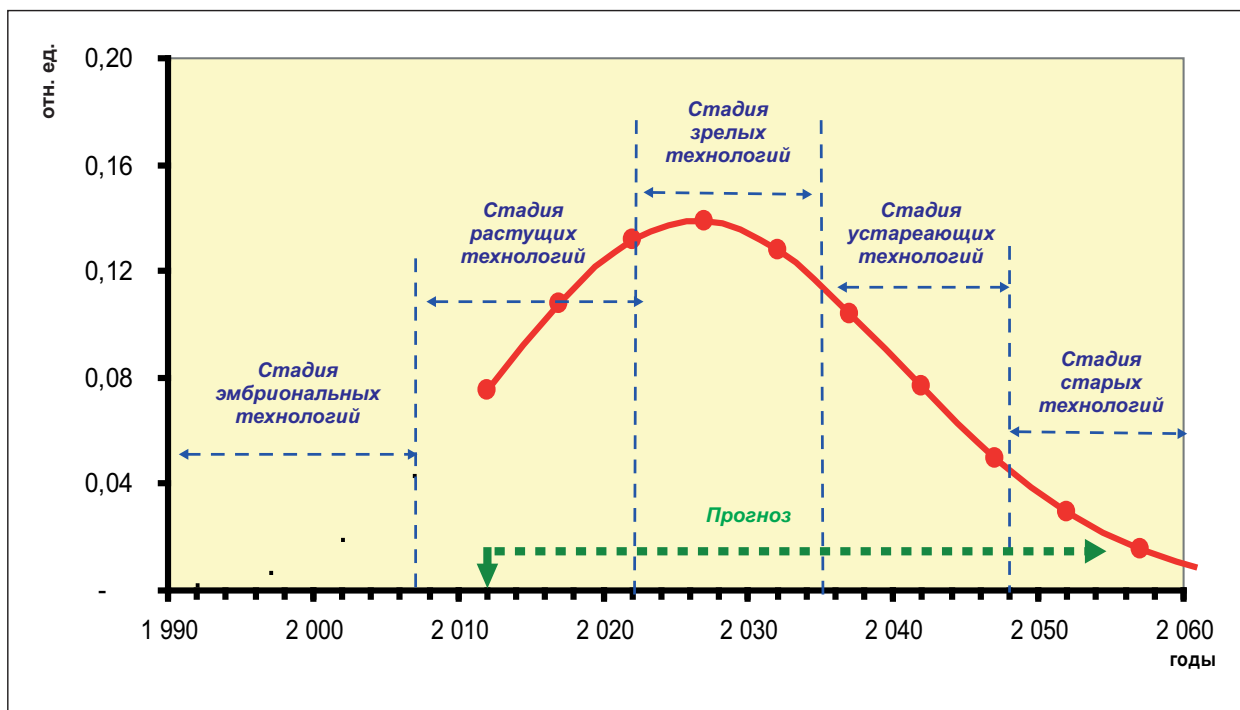
Представленные результаты свидетельствуют о том, что направление «Добыча топливно-энергетических ресурсов» в настоящее время находится на стадии зрелых технологий, то есть интенсивного промышленного освоения. Направление же «Геотермальная энергия» перейдет к стадии зрелых технологий, то есть периоду интенсивного промышленного освоения только к 2022-2025 годам. Выявленные стадии промышленного освоения технологий глобальной энергетики позволили разработать маршрутную карту инновационно-технологического развития глобальной энергетики по блоку «Производство энергии» (рис. 14).

Результаты построения маршрутной карты свидетельствуют о том, что стадия промышленного освоения новых технологий в области добычи ТЭР, начавшаяся в 2011 г., продлится примерно до 2025 года. Учитывая начало этой стадии, можно отметить, что, вероятнее всего, основные научно-технические открытия в этой области уже состоялись и в будущем надо переориентироваться на исследование других



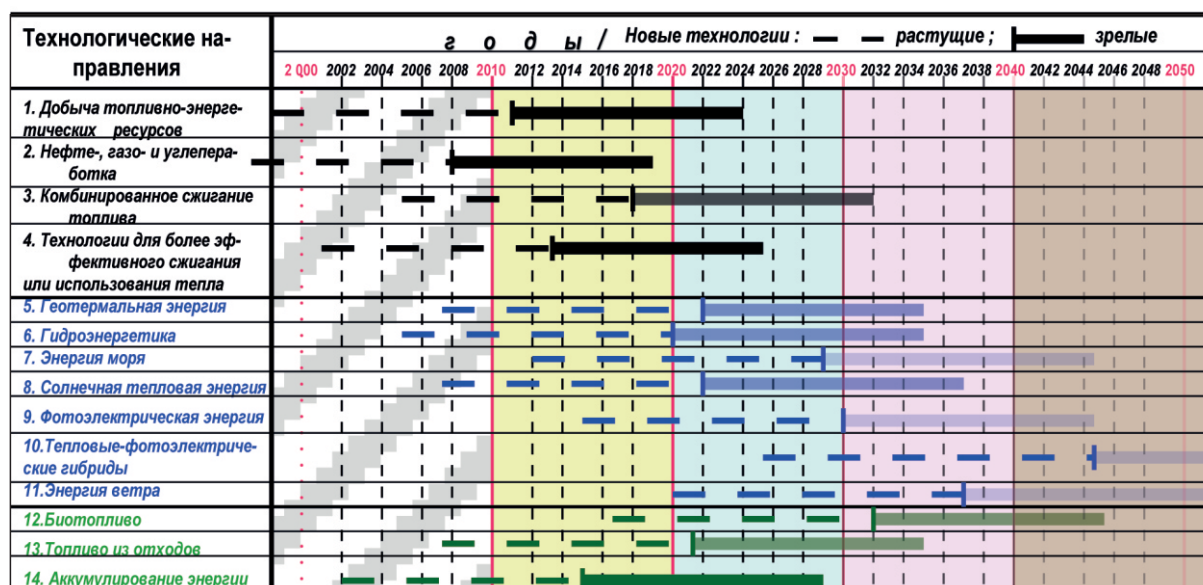
Источник: автор статьи.

Рис. 12. Взаимодействие стадий научно-технического и технологического развития глобальной энергетики по блоку «Производство энергии»



Источник: автор статьи.

Рис. 13. Прогноз стадий технологического развития направления «Геотермальная энергия»



Источник: автор статьи.

Рис. 14. Фрагмент маршрутной карты инновационно-технологического развития глобальной энергетики по блоку «Производство энергии»

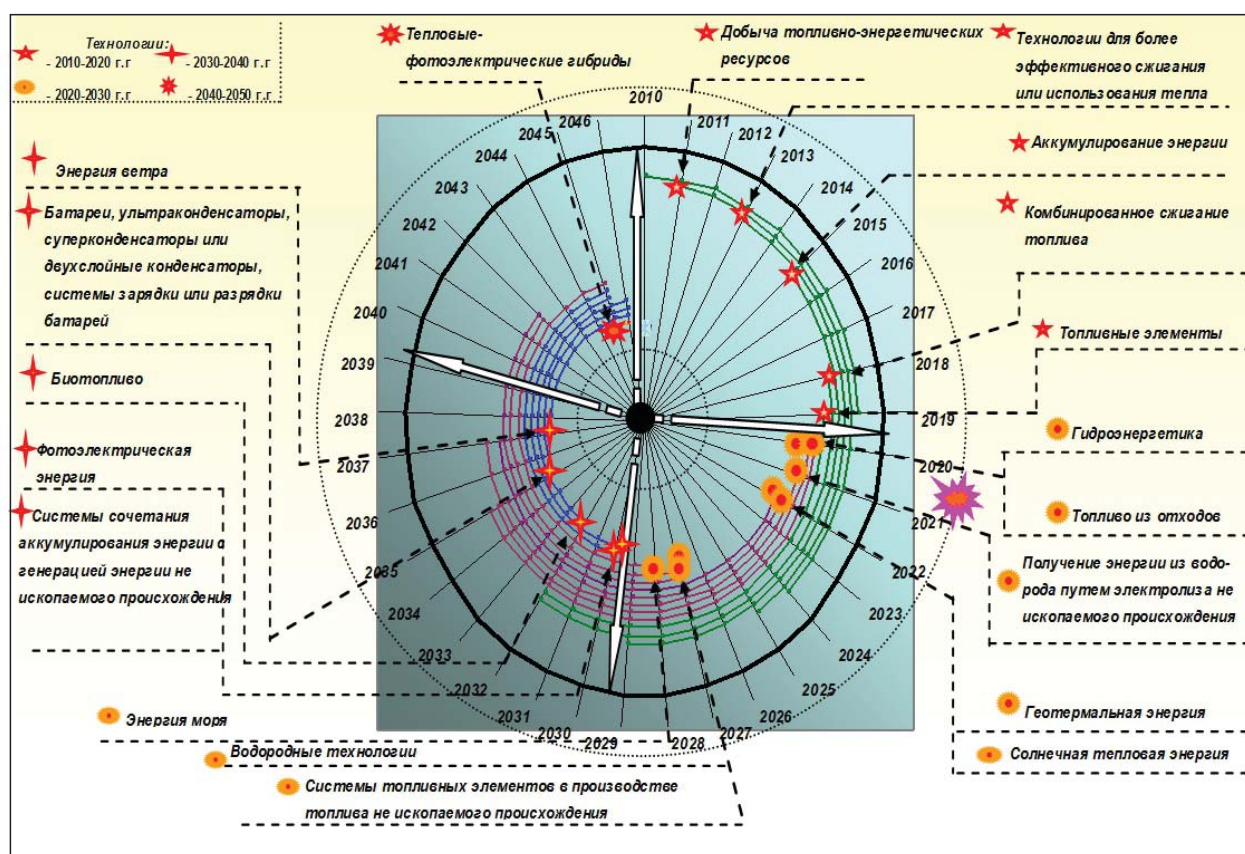
направлений. Например, еще остались до конца неисследованными научно-технологические проблемы в сфере комбинированного сжигания топлива и технологии для более эффективного сжигания. Начало зрелой стадии первого из приведенных направлений состоится примерно в 2018-2019 годах. Более близко к настоящему времени находятся стадии промышленного освоения таких технологий, как «Топливные элементы», «Аккумуляция энергии», «Топливо из отходов». Действительно, темпы роста транспортных средств с применением гибридных двигателей и двигателей на топливных элементах создают ощущение объективности полученных оценок.

Дальше всего от настоящего времени находятся технологии «Геотермальной энергии» (стадия промышленного освоения в 2022-2035 гг.), «Энергия моря» (стадия промышленного освоения в 2029-2045 гг.), «Фотоэлектрическая энергия» и др. Учитывая, что переход к стадии промышленного освоения новых технологий характеризуется началом их массового производства и использования в хозяйственном обороте мировой экономики, переход от растущей к зрелой стадии (промышленного освоения) можно характеризовать как технологический скачок или революцию в технологическом развитии эконо-

мики. В этой связи, на основе вышеприведенной маршрутной карты инновационно-технологического развития, построены так называемые «часы технологических революций» (рис. 15).

На циферблате этих часов указаны метки будущих технологических революций, которые должны состояться в глобальной энергетике. Первая метка указывает, что примерно в 2011 г. состоялась революция в области «Добыча топливно-энергетических ресурсов». Вероятнее всего, в этом случае речь идет о так называемой «сланцевой революции», приведшей к старту промышленного освоения технологий добычи сланцевого газа и сланцевой нефти. Примерно в 2019-2020 гг. состоится революция в области комбинированного сжигания топлива. Вероятно, она будет связана с так называемым пакетным сжиганием топлива на электростанциях и других энергоустановках. Примерно в 2020 г. состоится технологическая революция в области топливных элементов и т.д. по циферблату до 2050 года.

Представленная маршрутная карта и часы технологических революций дают возможность для научно-исследовательского сектора долгосрочного планирования наиболее актуальных НИОКР. Более того, представленные результаты должны быть интересны и бизнесу, который стремится диверсифицировать производство.



Источник: автор статьи.

Рис. 15. Часы перехода к зрелым технологиям глобальной энергетики по блоку «Производство энергии»

Главная его задача – подстроиться под график мировых технологических преобразований. В противном случае он будет находиться в диссонансе с циклами мирового технологического прогресса. Учитывая, что положительные устремления бизнеса должны поддерживаться государством, задачей регулятора является по-

строение такой системы государственного регулирования, в том числе налогового, при которой у бизнеса должна появиться экономическая мотивация в реализации новых технологий в сроки, приведенные на маршрутной карте и часах технологических революций.

ЛИТЕРАТУРА

1. Плаkitкин Ю.А. О концепции инновационного развития ТЭК до 2030 года и ее взаимосвязи с основными трендами инновационного развития мировой экономики. М.: АльфаМонитан, 2010, 92 с.
2. Плаkitкин Ю.А. Формирование базовых ориентиров инновационного развития ТЭК. М.: АльфаМонитан, 2010, 92 с.
3. Плаkitкин Ю.А. Закономерности развития глобальной энергетики // Личность и культура, 2011, № 5. С. 40-45.
4. Плаkitкин Ю.А. Закономерности инновационного развития мировой экономики, энергетические уклады XXI века. СПб.: ВНИГРИ, 2012. С. 120.
5. Плаkitкин Ю.А. Закономерности развития глобальной энергетики, движение будущих энергетических технологий / Сб. науч. статей ИНИОН РАН. М.: 2012. С. 71-76.
6. Плаkitкин Ю.А. Мировая экономика: снижение цен на нефть возможно // Нефтегазовая вертикаль. 2012, № 21. С. 64-69.

7. Плаkitкин Ю.А. Экономика и глобальная энергетика: прогноз цен на главный энергоноситель // Энергетическая политика. 2012, № 5. С. 29-38.

8. Плаkitкин Ю.А. Цены на нефть: перспектива падения возможна // Вестник РАЕН. № 1, 2013. Т. 13. С. 52-57.

9. Плаkitкин Ю.А. Ценовые парадигмы инновационно-технологического развития глобальной энергетике и экономики: выводы для России / Сб. науч. трудов «Россия: тенденции и перспективы развития», вып. 8. ИНИОН РАН. М.: 2013. Ч. 1. С. 301-306.

10. Плаkitкин Ю.А. Глобальная энергетика и мировое инновационно-технологическое развитие // Neftegaz. № 3, 2013, С. 54-62.

11. Плаkitкин Ю.А. Инновационно-технологическое развитие и его воздействие на вектор развития глобальной энергетике. М.: Уголь. 2013, 176 с.

12. Плаkitкин Ю.А. и др. Мировая динамика. Закономерности. Перспективы. М.: КРАСАНД. 2013. С. 203-242.

Поступила в редакцию
10.07.2014 г.

Y. Plackitckin²

CYCLICAL CHARACTER OF INNOVATIVE AND TECHNOLOGICAL PROCESSES IN GLOBAL ENERGY – THE USE OF FRACTALS OF TECHNOLOGICAL TIME FOR THE FORECASTING OF DEVELOPMENT OF WORLD AND RUSSIAN ENERGY SECTOR

The paper analyses the trend in energy intensity of world GDP for the last 20 years and the cyclical character of innovative and technological processes in global energy. Using the fractals of technological time the author forecasts long-term world and Russian consumption of the main energy resources – coal, oil and gas. The author proposes a road map of innovative and technological development and «clocks» of shift to mature world energy «production» technologies.

Key words: energy consumption, GDP, innovative and technological development, fractals, technological time, technological cycle, extraction trend.

² Yury A. Plackitckin – Deputy Director of the Energy Research Institute RAS, professor, member of RANS, Doctor of economics, e-mail: uvn@eriras.ru

УДК 338.27:629.9

М.В. Афанасьева¹

МЕТОДОЛОГИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ И ФОРСАЙТА КАК ОСНОВЫ СТРУКТУРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ В ЭНЕРГЕТИКЕ

В статье приводится описание существующих практик в области прогнозирования и форсайта, рассматриваются современные методологические особенности проведения исследований в области управления долгосрочным развитием мирового энергетического комплекса.

Ключевые слова: прогнозирование, методы прогнозирования, стратегирование, форсайт, форсайт-исследования, структурные исследования в энергетике.

Современное развитие методологического аппарата в области управления долгосрочным развитием энергетического комплекса включает широкий набор практик прогнозирования, стратегирования и более комплексных методик форсайта, активно используемых сегодня в мировой практике.

Одной из особенностей современной науки является переход к изучению сложно и сверхсложно организованных объектов. Подобные объекты изучались и раньше, но путем значительного упрощения их устройства. Чтобы изучать объекты во всей сложности их организации потребовались не только новые научные идеи, но и новый понятийный аппарат, новая методология исследования. Глубокое осмысление понятий **система** и **структура** привело к тому, что традиционные общенаучные методы пополнились **системно-структурным анализом**. *В целом системно-организационная методология помогает объединить естественно-научные, социокультурные и гуманитарные знания в единое целое [6].*

Более сложной со временем становится и сама организация исследований. Причиной этому является и междисциплинарная направленность исследований, и необходимость учета критериев устойчивого развития, и смещение общих стратегических приоритетов развития в сторону социально-гражданского аспекта, что влечет необходимость расширения групп участников процесса и пр.

Усложнение объектов и субъектов исследований помогают ставить и решать новые теоретические и методологические задачи. Сегодня мы также приходим к пониманию необходимости учета **субъектного характера среды исследования** практически для всех областей знания и вместе с этим к невозможности формализовать учесть все взаимосвязи и особенности этой среды.

Приведенные факторы обуславливают необходимость развития **структурных исследований в энергетике**, которые в общем случае оперируют к следующим основным постулатам [10]:

- комплексный анализ трендов, противоречий и развилок;
- подход к энергетике как к системе систем;
- подход к анализу инфраструктуры;
- энергетизм и фрактальная логика прогнозирования.

При этом осуществляется переход от строго формализованных методов к качественным и/или комплексным.

Современное развитие методик построения и анализа долгосрочного развития мирового энергетического комплекса идет не по пути развития нового, альтернативного аппарата, а, как правило, представляет собой дополнение к более традиционным методикам (прогнозирование, стратегирование) и опирается на их результаты. В этом ключе рассмотрим особенности развития и современного методологического аппарата прогнозирования и форсайт-исследований.

¹ Марина Владимировна Афанасьева – руководитель Центра технологического форсайта и инновационного менеджмента в энергетике, Институт энергетической стратегии (НТЦ ИЭС), e-mail: mv_afanasyeva@mail.ru.

Прогнозирование (от греч. *prognosis* – знание наперед) – это предсказание о развитии и исходе каких-нибудь событий, явлений на основании имеющихся данных.²

Результатом процесса прогнозирования является прогноз, то есть выраженные в словесной, математической, графической или другой форме суждения о возможном состоянии объекта и его среды в будущий период времени.

Под прогнозированием в узком смысле понимают специальное научное исследование конкретных перспектив развития какого-либо процесса. В истории прогнозирования можно выделить три основных направления: религиозное представление о будущем; утопические теории о будущем (Томаса Мора, Кампанеллы и др.); философско-исторический подход к формированию картины будущего³.

Попытки представить будущее в древние века отличались ориентацией на определенные философские концепции (Платон, Конфуций). В средние века прогресс понимался как следствие совершенствования человеческого разума и влияния окружающего мира. Предсказание будущего являлось не чем иным как логическим выводом из анализа существующего мира. В России значительный вклад в разработку представлений о будущем внесли такие

мыслители, как А.Н. Радищев, А.И. Герцен, Н.Г. Чернышевский.

На сегодняшний день существуют различные классификации прогнозов (табл. 1).

Также в современной науке обозначено множество возможных объектов прогнозирования, каждый из которых требует подбора оптимального комплекса методов⁴ прогнозирования. С этим связано и большое многообразие методов прогнозирования при этом на сегодняшний день не существует универсального метода, подходящего для всех возможных объектов прогнозирования.

Различные источники выделяют несколько возможных классификаций методов прогнозирования, совокупность которых может быть представлена двумя группами методов в зависимости от степени их однородности: простые и комплексные методы.

Группа *простых* методов объединяет однородные по содержанию и используемому инструментарию методы прогнозирования (например, экстраполяция тенденций, морфологический анализ и др.).

Комплексные методы отражают совокупности, комбинации методов, чаще всего реализуемые специальными системами⁵ (например, методы прогнозного графа, система паттерн и др.).

Таблица 1

Современная классификация прогнозов

Классификация прогнозов	Виды прогнозов
Горизонт прогнозирования (временной охват)	Краткосрочные, среднесрочные, долгосрочные
Типы прогнозирования	Поисковые, нормативные
Степень вероятности будущих событий	Вариантные, инвариантные
Способ представления результатов прогноза	Точечные, интервальные

Источник: Мазманова Б.Г. Основы теории и практики прогнозирования: учеб. пособие, 1998.

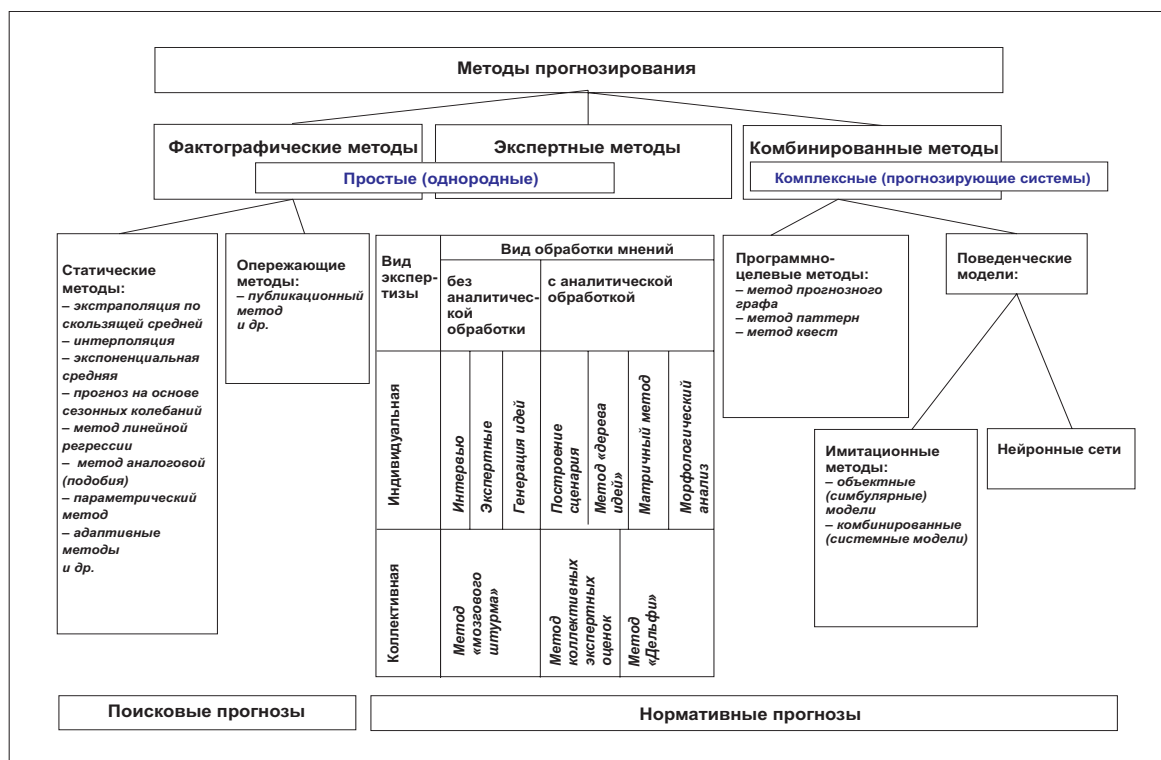
² Ушаков Д.Н. Толковый словарь Ушакова. 1935.

³ Понятие «футурологии» было впервые предложено немецким социологом О. Флехтхеймом в 1943 г. как название «философии будущего». Впоследствии значение данного термина претерпело существенные изменения и на данный момент футурология – исследование будущего, основанное на построении возможных вариантов развития человечества. Это понятие включает не только пространное фантазирование насчет будущего человечества, это основанная на реальных фактах наука, учитывающая мультивариативность развития общества.

⁴ Под методом в широком смысле слова (от др.-греч. *μέθοδος* – путь исследования или познания) понимается способ познания, исследования явлений природы и общественной жизни; прием или система приемов в какой-либо деятельности.

Метод в прогнозировании – сложный прием, упорядоченная совокупность более простых приемов, направленных на разработку прогноза в целом. Прием прогнозирования – конкретная форма теоретического или практического подхода к разработке прогноза; одна или несколько математических, или логических операций, направленных на получение конкретного результата в процессе разработки прогноза [2].

⁵ **Система прогнозирования** (прогнозирующая система) – это упорядоченная совокупность методик, технических средств, предназначенная для прогнозирования сложных явлений или процессов [2].



Источник: НТЦ ИЭС на основании материалов [1, 2, 3 и др.], 2014.

Рис. 1. Классификация методов прогнозирования

Кроме того, все методы прогнозирования могут быть поделены на три класса (рис. 1): фактографические, экспертные и комбинированные.

Методика прогнозирования – это определенное сочетание приемов (способов) выполнения прогностических операций, получение и обработка информации о будущем на основе однородных методов разработки прогноза. **Методология прогнозирования** – это учение о методе, основные принципы или совокупность приемов исследования, применяемых для составления того или иного вида прогноза для какого-либо объекта исследования. Тогда выбранное конкретное сочетание приемов и методов прогнозирования можно считать **методикой разработки прогноза** [2].

В настоящее время существует около 220 методов прогнозирования, однако на практике, как правило, используются не более 10-12 наиболее распространенных: фактографические (экстраполяция, интерполяция), экспертные, публикационные (в том числе патентные), сценарные, цитатно-индексные, матричные, моделирование

(в рамках современных исследований востребованы также интеллектуальные самообучающиеся нейромодели), метод аналогий и др.

С середины прошлого столетия в области исследований будущего развитие получили более комплексные практики, которые отражали не только прогнозы развития той или иной области, но и содержали стратегические аспекты реализации и достижения желаемых перспектив в средне- и долгосрочной перспективах, а также способы организации взаимодействия ключевых акторов и план внедрения разработок в сложившиеся на данном этапе структуры. Данные исследования получили название форсайт.

Включая уроки в области технологического прогнозирования, форсайт также рассматривает взаимосвязи между социальными, политическими и экологическими вопросами, позволяя строить будущее на основе тесного взаимодействия ключевых социальных групп и выступает в этом ключе как наиболее эффективный подход к стратегированию в рамках современных условий развития.

Форсайт позволяет оценить будущие возможности таким образом, чтобы иметь возможность ими воспользоваться, объединяет прогнозирование и действие. Использование термина для описания систематической науки о будущем – особенно о будущем, которое меняется за счет использования новых технологий – встречается впервые в работе Уэллса в начале XX в., сравнившего профессоров, изучающих форсайт, с профессорами истории.

В своем историческом развитии ключевой акцент в области форсайтных исследований сместился с технологического (60-70-е гг. прошлого века) в сторону экономического (80-90-е гг.), а затем и социального аспекта (начало 2000-х гг. – н.в.), таким образом, все более комплексно и качественно, учитывая потребности различных социальных групп, а также этические аспекты.

Существует различные определения термина форсайт, из них два наиболее распространены:

Форсайт – процесс, связанный с систематическими попытками заглянуть в более долгосрочное будущее развития науки, технологий, экономики и общества с целью выявления областей стратегических исследований и новых развивающихся технологий, которые вероятнее всего приведут к наибольшим экономическим и социальным выгодам (*Martin, 1995*).

Форсайт – открытый и коллективный процесс целенаправленного, ориентированного на будущее исследования, который инициирует обсуждение между различными акторами на научной и технологической аренах с целью формулирования общего видения стратегий, наилучшим образом учитывающих будущие возможности и угрозы (*Keenan, Popper, 2007*).

Более современные исследователи [4] определяют его следующим образом: форсайт (от англ. foresight – взгляд в будущее) – осуществление систематического, основанного на взаимодействии всех ключевых акторов, процесса создания видения будущего и его анализа для средне- и долгосрочной перспективы с целью сформировать необходимые сегодня решения и эффективно организовать совместные действия (*Manchester University – MIOIR, пер. автора, 2013*).

Ключевой особенностью форсайт-исследований является их комплексность. Методики

форсайта образованы на стыке методов прогнозирования и стратегирования при этом обязательным является включение в процесс представителей всех групп ключевых акторов и заинтересованных сторон, что и позволяет достигать высокой эффективности форсайт-программ за счет их общего согласования и обсуждения на всех этапах разработки.

На сегодняшний день в мире реализовано более 1000 крупных фосайт-проектов различной направленности [15]. Форсайт может осуществляться на наднациональном, национальном, региональном и корпоративном уровне, с широким спектром областей исследований в рамках таких базовых направлений как политика и экономика, технологии, экология и общество.

Корпоративные форсайты менее освещены в литературе, поскольку в них содержатся формулировки стратегических моментов, которые составляют в перспективе ключевые конкурентные преимущества компаний. **Форсайт-проекты на национальном уровне** достаточно широко известны и представляют собой видение развития экономики отдельного государства. **Региональный форсайт** может быть применен для решения различных проблем регионального развития, в частности таких, как научно-технологическое развитие, развитие научно-образовательного комплекса, вопросы загрязнения окружающей среды, развитие транспортной системы города, кластерное развитие территории и т.д.

Современные практики форсайта подвержены влиянию сформировавшейся новой глобальной среды и движущих сил перемен, среди которых:

- увеличение финансовых, торговых и инвестиционных потоков;
- быстрый и ускоряющийся технический прогресс, высокий уровень технологического развития: информационно-коммуникационные технологии (ICTs), биотехнологии, нанотехнологии и др.;
- новые международные правила и стандарты в области торговли, качества, труда, окружающей среды, прав интеллектуальной собственности;
- новые системы для разработки, производства, распространения и управления продуктами и услугами;

- глобальные сбытовые и производственные сети;

- необходимость повышения эффективности международной и национальной инновационной систем.

Европейским научным сообществом [4, 9, 13] также введен термин **полноценный форсайт** (Fully-Fledged Foresight), чтобы описать практику, где форсайт связан с действием и, в частности, обеспечением планирования и определением приоритетов, и подчеркнуть необходимость привлечения широкого круга заинтересованных сторон через построение социальных сетей. Это не только выходит за рамки обычного горизонта планирования, но также выводит нас за пределы традиционных подходов к принятию решений. Полноценный форсайт объединяет три направления деятельности:

- перспективный анализ (Prospective analysis) включает долгосрочные исследования будущего (прогнозирование с акцентом на альтернативные варианты будущего, а не инвариантный прогноз);

- планирование деятельности (Planning activities) – стратегический анализ, определение приоритетов, долгосрочное планирование;

- организация эффективного взаимодействия и построение сетей (Participatory methods and networking) с целью использовать больше источников информации, чтобы обеспечить участие заинтересованных лиц в процессе планирования и осуществления ориентированных на будущее действий.

Каждая из трех представленных сфер имеет свой собственный спектр методов. Многие из них являются специализированными и редко используемыми, некоторые из них хорошо известны. Методический спектр форсайт-исследований состоит как из существующих методик прогнозирования, так и из уникальных оригинальных методик, используемых только в рамках его практики (к примеру, анализ слабых сигналов и карт-джокеров)⁶, включая также широкий спектр методов работы с экспертами и организацию комплексных исследований.

⁶ **Слабые сигналы** (weak signals) – первые проявления факторов, которые возможно окажут значительное влияние на развитие системы в будущем.

Карты-джокеры (wild cards) – непредвиденные события в будущем, которые способны кардинально изменить структуру и тенденции развития рассматриваемой системы.

Традиции и инструменты перспективного анализа и исследований будущего в рамках данной концепции характеризуются следующими особенностями и отличительными чертами:

- форсайт, как правило, имеет дело с будущим с горизонтом планирования 10 и более лет;
- форсайт часто ассоциируется с альтернативным будущим и работает с несколькими сценариями;

- форсайт имеет дело с процессами планирования и разработкой политики, где вводятся подобные долгосрочные перспективы;

- форсайт предполагает довольно широкое применение подходов взаимодействия и построения экспертных сетей.

Использование форсайта сегодня представляется эффективным в областях: построения оптимального видения будущего и путей его достижения; обеспечения превентивного комплексного понимания развития для всех участников системы; определения главных направлений исследований; информирования представителей политики и общества, возможность обратной связи; информирования о финансировании и инвестиционных приоритетах. При этом достигается:

- повышение вовлечения участников системы в процесс принятия решений;

- улучшение понимания и изменение укоренившихся представлений;

- построение доверия между участниками;

- эффективное сотрудничество и широкие междисциплинарные возможности;

- построение новых социальных сетей и укрепление сообществ.

Сегодня существует широкий спектр различных методов в области форсайта, которые классифицируются в зависимости от техники (количественные, качественные, полуколичественные) по типам подходов (поисковые, нормативные), по типу источников знаний (выделяют методы, основанные на: экспертизе, взаимодействии, доказательствах (эмпирических данных)).

Вопрос о сочетании тех или иных методов в рамках практик форсайта был рассмотрен еще в

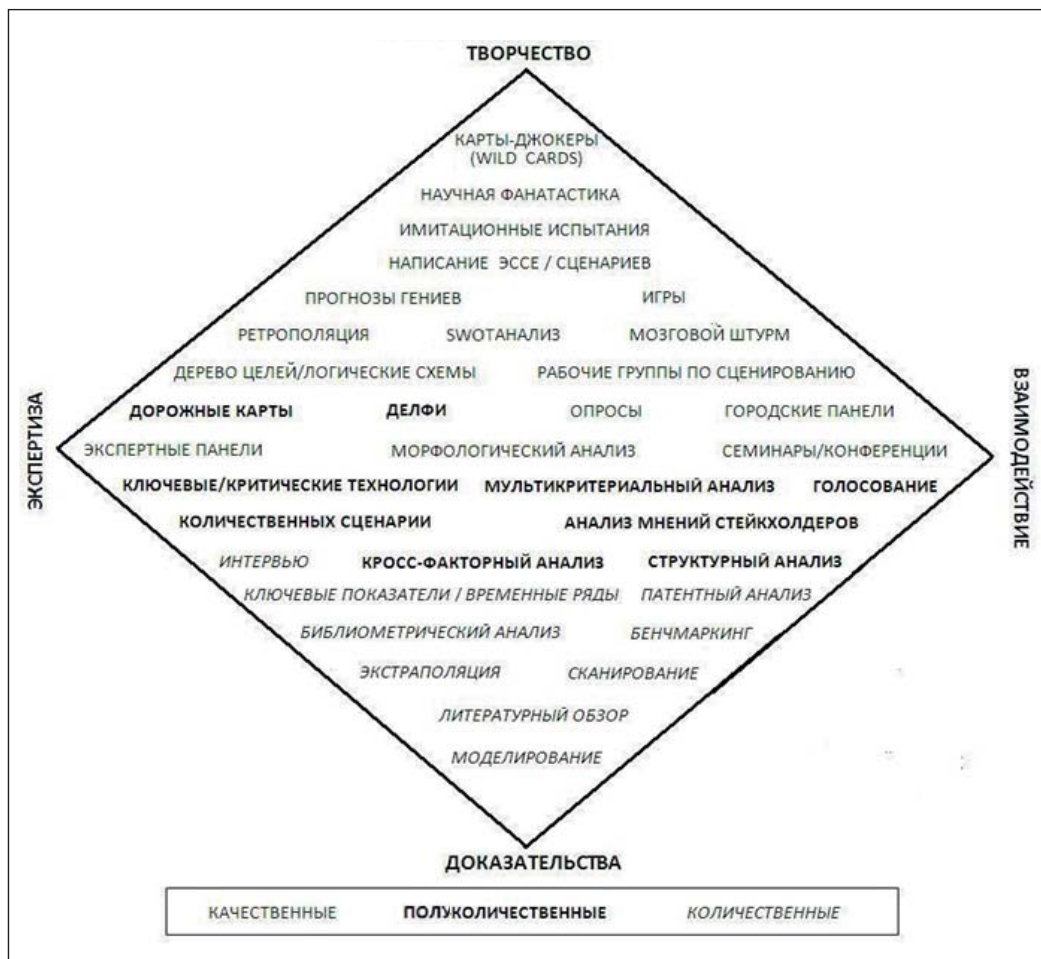
начале 2000-х гг. в работах R. Porper, где было введено понятие «ромб форсайта» (Foresight Diamond), в котором были распределены по категориям экспертное мнение – взаимодействие, творчество – эмпирические данные 32-х наиболее известных методов форсайта (с отражением их принадлежности к качественным, количественным и комбинированным методам). Методическое правило в проведении форсайт-исследования – соблюдение баланса между всеми углами ромба, то есть использование в равной степени методов различной природы и сложности (более простые методы помещены в углах ромба, в центре находятся более комплексные методы, рис. 2).

В рамках современных методологических подходов используется понятие **системный фор-**

сайт, где выделяют 7 базовых стадий (фаз) реализации форсайт-проекта.⁷ Первые шесть из них образуют замкнутый цикл (форсайт всегда является систематическим процессом с анализом эффективности разработок и мониторингом новых возможностей), а седьмая является общей для всех этапов проведения исследования и отражает постоянное взаимодействие между разработчиками и целевыми группами исследования.

I фаза – изучение. Сканирование, изучение материалов, определение ключевых трендов, создание общего понимания и оценка решаемых вопросов.

II фаза – представление. Составление ряда альтернативных сценариев на основании материала фазы I.



Источник: [9], пер. автора по современной терминологии.

Рис. 2. Ромб форсайта

⁷ Схема предложена О. Saritas (2006). Ранее использовалась более простая градация с выделением 5 базовых фаз: пре-форсайт, сбор информации, генерация, действия, обновление (Miles, 2002) – прим. автора.

III фаза – интеграция. Анализ альтернативных моделей будущего и приоритизирование их через интенсивные переговоры между стейкхолдерами и другими участниками системы, чтобы создать согласованную и наиболее желательную модель будущего.

IV фаза – интерпретация. Перевод перспектив достижения желаемого видения будущего в программу скоординированных действий для кратко-, средне- и долгосрочной перспективы, разработка дорожных карт.

V фаза – внедрение. Создание стратегии по информированию ключевых агентов для осуществления немедленных изменений, чтобы обеспечить структурные и поведенческие преобразования.

VI фаза – воздействие. Оценка результатов и последствий форсайта, обеспечивает данные для следующего раунда на основе использования данного опыта.

VII фаза – взаимодействие. Общая для всего исследования. Форсайт по определению предполагает активное включение экспертов и учет пожеланий целевых групп исследования на каждом этапе.

Схема с разбиением на фазы (табл. 2) содержит также информацию о наиболее часто употребляемых методах для каждой из них. В рамках проведения форсайт-исследования возможен широкий спектр различных комбинаций данных методов.

Таким образом, *форсайт представляет собой значительно более комплексный подход к изучению будущего, чем традиционное прогнозирование.* Используя практически все основные методы прогнозирования, форсайт содержит также стратегические аспекты реализации наиболее подходящих сценариев и достижения поставленных целей, предполагает активное включение всех ключевых акторов (согласно особенностям коллективной работы, результаты всеми участниками воспринимаются как собственные, при этом мы всегда получаем новое уникальное знание и опыт), а также учитывает интересы всех целевых групп исследования. В форсайт-исследованиях производится оценка перспектив инновационного развития, очерчиваются возможные технологические горизонты, которые могут быть достигнуты при вложении

определенных средств и соответствующей организации систематической работы, а также оцениваются вероятные эффекты для экономики и общества, определяются пути достижения поставленных целей в рамках интересующего временного горизонта.

Современные форсайт-исследования реализуются в рамках широкого спектра уровней (наднациональный, национальный, региональный, корпоративный) и всех существующих областей человеческой деятельности, рассматривая при этом различные временные горизонты (от краткосрочных периодов до столетий, включая также практики футурологических исследований). *Универсальность используемых методик, а также присутствие в методологии форсайта уникальных методов и практик наравне с синтезированными и синергетическими подходами, образованными на стыке различных областей, позволяет говорить о форсайте как о новом витке в области научного познания, комплексно отражающем современные практики стратегирования и прогнозирования, а также социально-этические аспекты и тенденции развития общества.*

Среди недостатков данных методов на сегодняшний день можно выделить:

– *дороговизну проводимых исследований* (разработка форсайт-проекта среднего уровня масштаба и сложности занимает около 1-3 лет и стоит 100-500 тысяч евро). Данный фактор сильно зависит от масштаба исследования и может быть нивелирован при его сокращении, кроме того, с развитием практик и методов, доступностью проведения экспертных опросов и составления сетей экспертов в онлайн-пространстве, а также с ростом качества автоматизированных комплексов для обработки данных и построения форсайт-программ растет и общая экономическая доступность данных исследований.

– *невозможность точной гарантии следования определенному сценарию развития* (как и для других методик). В данном ключе необходимо обратить внимание на то, что форсайт содержит уникальный комплекс методик для минимизации подобных рисков и отдельно рассматривает сценарии, в рамках которых происходят максимально непредвиденные события, ведущие к изменению качеств и структуры си-

Таблица 2

Структура системного форсайта с наиболее часто используемыми методами

Этапы	1. ИЗУЧЕНИЕ INTELLIGENCE	2. ПРЕДСТАВЛЕНИЕ IMAGINATION	3. ИНТЕГРАЦИЯ INTEGRATION	4. ИНТЕРПРЕТАЦИЯ INTERPRETATION	5. ВНЕДРЕНИЕ INTERVENTION	6. ВОЗДЕЙСТВИЕ IMPACT	7. ВЗАИМО- ДЕЙСТВИЕ INTERACTION
Функции	Обзор и исследование	Креативный этап	Этап упорядочивания	Стратегический этап	Этап действий	Этап оценивания	Экспертные панели, рабочие группы, тренинги, опросы, интервью и др.
Деятельность	Сканирование, проверка, доказательство	Концепции моделей, видение, сценарии	Приоритезация, анализ, согласование	Последовательность действий, стратегии	Планирование, политика, действия	Обзор, пересмотр, обновление	
<i>Дивергентные методы (более открытые, креативные)</i>	Горизонтальное сканирование	Сценарии / представление	Ретрополяция	SWOT-анализ	Планирование коммуникаций	Интервью	
	Анализ социальных сетей	Игры	Делфи	Стратегическое планирование	Планирование НИОКР	Политический обзор	
	Карты знаний / исследований	Визуализирование	Успешные сценарии	Дорожные карты	Исследование операций	Развитие влияния индикатора	
<i>Конвергентные методы (более специфические, вычислительные)</i>	Обзор литературы	Агентоориентированное моделирование	Многокритериальный анализ	Анализ взаимного влияния факторов («кросс-взаимодействие»)	Планирование действий	Оценка политического влияния	
	Анализ политики в сфере STI	Моделирование и разработка сценариев	Оценка рисков	Логические схемы	Критические / ключевые технологии	Сканирование	
	Библиометрический и патентный анализ	Анализ динамики системы	Анализ «затраты-выгоды»	Линейное программирование	Список приоритетов	Библиометрический анализ	

Источник: [4], пер. автора по современной терминологии.

стемы на различных уровнях, разрабатывая для данных случаев отдельные стратегические комплексы.

Перспективы развития форсайт-исследований связаны сегодня:

- с повышением их структурности (рассмотрение дополнительных уровней, слоев и контекстов в рамках представления дорожных карт⁸);
- повышением доступности проведения исследований;
- ростом спроса на исследования для всех уровней;
- повышением возможностей и вариативности реализации (стоимость и сложность исследования, уровни и продолжительность проведения);
- развитием методологического аппарата (общая частота использования всех новых, редких методов в рамках практик форсайта достигает 19% (оценка 2006 г., [4]), что представляет пятую по счету позицию в рейтинге наиболее часто используемых методов и говорит об этапе интенсивного развития и поиска новых подходов);
- формированием более четко очерченного понятийного и терминологического аппарата

(сегодня это представляет определенные трудности, так как высокая заинтересованность и мода на это направление не только стимулирует развитие исследований, но также порождает сложности в выработке единого языка для научного сообщества).

Для ТЭК России сегодня крайне важно осознание необходимости полного перехода к структурным исследованиям, позволяющим максимально отразить все аспекты развития отрасли и связанные с этим области, что означает необходимость не только внедрения практик форсайт-исследований и освоения организационных вопросов их проведения для различных уровней (страна, компании, регионы, отрасли), но и необходимость формирования действительно эффективного взаимодействия в рамках рабочих площадок, создания и поддержки сетей экспертов национального и международного уровня. Многие из обозначенных барьеров на сегодняшний день определенно являются лишь временным вопросом адаптации новых форматов для российской практики построения комплексных долгосрочных программ развития.

ЛИТЕРАТУРА

1. Вольдер Б.С. *Теория и методы прогнозирования*. М.: Теория вероятности и математическая статистика, 2000. 503 с.
2. Константиновская Л.В. *Прогнозирование*. 2013. URL: <http://www.astronom2000.info/%D0%BF%D1%80%D0%BE%D0%B3%D0%BD%D0%BE%D0%B7%D0%B8%D1%80%D0%BE%D0%B2%D0%B0%D0%BD%D0%B8%D0%B5/mipp/>.
3. Armstrong J.S. (2001). *Principles of forecasting: A handbook for researchers and practitioners*, Kluwer Academic Publishers: London.
4. *Course Foresight: Exploring the Future, Shaping the Present / The University of Manchester*, 2013.
5. Georgiou L., Keenan M. (2008), *Evaluation and Impact of Foresight*, in Georgiou L, Cassingena J., Keenan M., Miles I. and Popper R. (eds.). *The Handbook of Technology Foresight*, Cheltenham: Edward Elgar.
6. Воскобойников А.Э. *Системные исследования: базовые понятия, принципы и методология // Знание. Понимание. Умение. № 6, 2013*. URL: http://www.zpu-journal.ru/e-zpu/2013/6/Voskoboinikov_Systems-Research/.
7. EFP (2010), *EFP Online Foresight Guide*, available online at <http://www.foresight-platform.eu/>.
8. European Commission (2010) *European Forward Looking Activities: EU Research in Foresight and Forecast*. European Commission Directorate-General for Research Communication, Unit B-1049, Brussels, Belgium, available at http://ec.europa.eu/research/social-sciences/forward-looking_en.html.

⁸ **Дорожная карта** – документ, в котором определяются (для какого-либо набора потребностей) критичные требования к системе, целевые показатели продукта и процесса, технологические альтернативы и контрольные отметки достижения этих целей. В нем определяется видение будущего рыночного спроса, а также указываются альтернативные технологические продукты и процессы для удовлетворения этого спроса (UNIDO, 2005).

9. Keenan M. and Popper R. (2007), *Research Infrastructures Foresight: A practical guide for policy-makers and managers of existing (and future) research Infrastructures (Rli)*, European Commission, Brussels, Available at http://prest.mbs.ac.uk/foresight/rif_guide.pdf.
10. Бушнев В.В. Место структурного прогнозирования в исследованиях энергетики будущего // VII Мелентьевские чтения «Прогнозирование развития мировой и российской энергетики: подходы, проблемы, решения», Москва, 18 апреля 2013 г.
11. Материалы Института энергетической стратегии. URL: <http://www.energystrategy.ru/>.
12. Материалы Форсайт-центра НИУ ВШЭ / URL: <http://foresight.hse.ru/>.
13. Материалы Организации по промышленному развитию ООН (United Nations Industrial Development Organization, UNIDO). URL: <http://www.unido.ru>.
14. Материалы Манчестерского института инновационных исследований Манчестерского университета. Великобритания. URL: <http://www.manchester.ac.uk/business/>.
15. Материалы Европейской сети мониторинга форсайта. URL: <http://www.efmn.eu>.

Поступила в редакцию
05.12.2014 г.

М. Afanasieva⁹

METHODOLOGIES AND PROSPECTS OF DEVELOPMENT OF FORECASTING AND FORESIGHT AS A BASIS IN THE STRUCTURAL STUDIES OF ENERGY SECTOR

The article describes the current practices in the forecasting and foresight area, covers the modern methodological aspects of research conducting in the field of long-term development of world energy complex.

Key words: forecasting, methods of forecasting, strategizing, foresight, foresight studies, structural studies in Energy.

⁹ Marina V. Afanasieva – Head of Center for Technological Foresight and Innovation Management in Energy Sector (CTF IES), e-mail: mv_afanasyeva@mail.ru

УДК 620.9(094) (470+571)

В.В. Саенко¹

ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОЙ ПОЛИТИКИ В ПРОЕКТЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СТРАТЕГИИ РОССИИ НА ПЕРИОД ДО 2035 ГОДА

В статье рассматриваются основные направления и актуальные вопросы кардинального повышения технологической эффективности отраслей российского энергетического комплекса на основе ресурсно-инновационной модели Энергетической стратегии России на период до 2035 года. Определена основная задача – максимально эффективно раскрыть ресурсный потенциал ТЭК за счет широкого использования инновационных технологий комплексной добычи, переработки, транспорта и использования природных ТЭР.

Ключевые слова: ТЭК, Энергетическая стратегия России, научно-техническая политика, технологическое развитие, ресурсно-инновационная стратегия, приоритетные технологии.

В современном мире энергетика России сталкивается с целым рядом угроз и вызовов, требующих адекватного ответа в целях обеспечения своего стабильного развития.

Так, в настоящее время для энергетического сектора страны характерна утрата значительной части отечественного научно-технического потенциала, высокая зависимость от импортных технологий, оборудования и системных решений, несоответствие технического уровня предприятий ТЭК современным требованиям, отсутствие целостной системы взаимодействия науки и бизнеса, обеспечивающей необходимый уровень востребованности энергетикой научно-технических достижений и формирование ясных рыночных сигналов к их разработке и внедрению, недостаточность экономических стимулов для инновационной деятельности большинства предприятий, малая эффективность управления объектами интеллектуальной собственности. Кроме того, в топливно-энергетическом комплексе до сих пор полностью так и не сформирована развитая инновационная инфраструктура, практически не развита система инновационной деятельности отечественных компаний ТЭК.

Как следствие, в свете усиления геополитической напряженности многократно возрастает опасность того, что российская промышленность не сможет в приемлемые сроки полностью компенсировать внешние угрозы, связанные, прежде всего, с ограничениями поставок запад-

ными странами ключевых продуктов и услуг для энергетики. В этом заключается один из основных внутренних вызовов для развития ТЭК страны.

Рассматривая перспективы мирового технологического развития, проблема, связанная с ограничениями поставок инновационных разработок из-за рубежа, становится еще более острой. Несмотря на то, что наиболее перспективные направления технологического развития в мире получают развитие только в долгосрочной перспективе (хотя работа над ними ведется уже достаточно долгое время в различных регионах мира и появление той или иной прорывной технологии снимет существующие барьеры), обратить внимание на них необходимо уже сегодня. Это обусловлено тем, что в настоящее время уже сформировались предпосылки кардинальной трансформации энергетических систем на базе новых технологий управления, децентрализованной генерации, накопления и дальнего транспорта энергии. В сочетании с тенденциями неоиндустриального развития в дальнейшем это приведет к глубокой трансформации энергетических рынков (от рынков товаров к рынкам услуг, а далее к рынкам технологий), что снизит значимость ресурсных факторов и усилит значимость факторов технологических и институциональных. При переходе к неоиндустриальному развитию произойдет широкая интеграция в энергетику ИТ-технологий, позволяющая не

¹ Владимир Васильевич Саенко – заместитель генерального директора по науке, Институт энергетической стратегии, к.э.н., e-mail: vv_saenko@mail.ru

только связать качественные и количественные изменения, но и организовать системы единых силовых центров и управляющих структур. Информационное обеспечение новой энергетики будет сочетаться с инновационными процессами, осуществляя тем самым переход к энергоинформационным системам, как к системам нового технологического уклада.

Таким образом, в настоящий момент в мире происходит трансформация технологического лидерства в ключевой аспект геополитического влияния и конкурентного преимущества, что означает необходимость постановки долгосрочных задач не только обеспечения энергетического комплекса высокоэффективными отечественными научно-техническими решениями в объемах, необходимых для поддержания темпов роста и энергетической безопасности страны, но и развитие разработок и направлений, обеспечивающих ее конкурентные преимущества и возможность экспорта технологических решений.

В этих условиях ключевую роль играет создание необходимых условий и осуществление перехода экономики страны на новую траекторию развития, а именно – от экспортно-сырьевой модели к ресурсно-инновационному типу развития.

Ресурсно-инновационная стратегия использует потенциал ресурсодобывающих отраслей и новые технологические возможности и предполагает, прежде всего, ускоренный рост перерабатывающих отраслей. Такой подход означает смещение приоритетов к глубокой переработке ресурсов с насыщением обрабатывающих отраслей наукоемкими технологиями, направление части первичных ресурсов в обрабатывающий комплекс. Данные меры создают дополнительный внутренний спрос на технологическую продукцию и научные исследования на всех стадиях производственной цепочки, а также опережающий спрос на наукоемкую продукцию.

Ключевая роль в реализации ресурсно-инновационной стратегии принадлежит в первую очередь именно топливно-энергетическому комплексу России, причем в большей степени – ее нефтегазовому сектору. Кроме того, инновационная стратегия предполагает и глубокую электрификацию промышленности, транспор-

та и ЖКХ для повышения производительности труда в этих отраслях, обеспечения социальных условий и качества жизни населения страны. В связи с этим в Энергетической стратегии России на период до 2030 года задача перехода к новой модели развития была поставлена во главу угла. Теперь же и в разрабатываемой Энергетической стратегии России на период до 2035 года центральной идеей провозглашается переход к ресурсно-инновационному развитию ТЭК с опорой на эффективное использование отечественного ресурсного и инновационного потенциалов для создания мультипликаторов экономического роста путем модернизации технологий, обновления и развития добывающих и перерабатывающих производств.

Ключевой задачей ресурсно-инновационного развития является взаимодействие предприятий ТЭК со смежными отраслями промышленности (машиностроением, структурами сервиса, IT-технологий, наукой) в рамках общего инновационного цикла, призванного обеспечить технологическую безопасность развития энергетики за счет импортозамещения, создания новых средств комплексного использования ресурсов и безотходных производств, подготовки кадров для новой энергетики

В этой связи создание устойчивой инновационной системы для обеспечения энергетического сектора высокоэффективными отечественными технологиями, материалами и оборудованием в объемах, необходимых для его успешного развития, Энергетическая стратегия России объявляет стратегической целью всей научно-технической политики в энергетике.

Но при формировании научно-технической политики в ТЭК необходимо учитывать, что ресурсно-инновационное развитие энергетики должно быть построено на комплексном подходе при формировании систем технологических решений – в перспективе это позволит решить проблемы комплексной переработки энергосырья, экологичной разработки месторождений, утилизации отходов и др. Также должна быть предусмотрена разработка технологических систем, способных не только сохранить, но и повысить экологический уровень среды реализации. Инновационная направленность развития ТЭК также предполагает формирование

условий для развития непрерывного процесса поиска и практической реализации новых научно-технических, технологических и организационно-экономических решений в рамках общегосударственного регулирования и четкой системы взаимодействия всех участников инновационного процесса.

Помимо этого, важнейшими тенденциями, определяющими научно-техническую политику в энергетике, являются – рост капиталоемкости научно-технических разработок, развитие комплексных научно-производственных систем (технопарков) и ускоряющееся накопление научно-технических знаний, требующее регулярного повышения квалификации научных и инженерных кадров.

Проводимая в энергетике научно-техническая политика должна органично вписываться в систему стратегического планирования, определяемую Федеральным законом РФ от 28 июня 2014 г. № 172-ФЗ «О стратегическом планировании в Российской Федерации», и в формирующуюся федеральную и отраслевую систему технологического прогнозирования. Она должна учитывать принятый план мероприятий («дорожную карту») «Внедрение инновационных технологий и современных материалов в отраслях топливно-энергетического комплекса на период до 2018 года» (распоряжение Правительства РФ № 1217-р от 3 июля 2014 г.), установки государственных программ РФ «Развитие промышленности и повышение ее конкурентоспособности» (постановление Правительства РФ от 15 апреля 2014 г. № 328), «Развитие науки и технологий на 2013-2020 годы» (постановление Правительства РФ от 15 апреля 2014 г. № 301) и других нормативно-правовых актов в сфере энергетики, промышленности и науки.

Таким образом, обеспечение инновационного развития ТЭК требует решения целого ряда задач.

Центральной задачей является восстановление инновационного цикла: фундаментальные исследования – прикладные исследования – опытно-конструкторские разработки – головные образцы – производство. В число важнейших мер, направленных на решение этой проблемы, входят выявление и экономическая поддержка перспективных направлений науч-

но-технической и инновационной деятельности, а также приоритетных технологий в ТЭК с учетом их прогнозируемой эффективности и мировых тенденций; государственная поддержка прикладных исследований и разработок; финансирование фундаментальных исследований принципиально новых путей эффективного обеспечения энергетических потребностей (в том числе за счет бюджетных средств, а также путем возврата части прибыли в науку); укрепление и развитие консолидированных отраслевых источников финансирования научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ. Немаловажную роль играет активное участие государства в воссоздании отечественного энергетического машиностроения с использованием передовых технологических процессов и новых конструкционных материалов, а также налоговое и нормативное стимулирование использования компаниями лучших доступных технологий, включая разработку и применение соответствующих реестров в целях технического и экологического регулирования. Разработка механизма координации и оценки эффективности государственного заказа на НИОКР в энергетике, повышения действенности программ инновационного развития государственных компаний и технологических платформ; разработка системы вовлечения в хозяйственный оборот объектов интеллектуальной собственности и иных результатов научно-технической деятельности в ТЭК также являются одними из первоочередных мер стимулирования инновационной деятельности в энергетике.

Высокая зависимость российского энергетического сектора от зарубежных технологических и системных решений тесно связана со слабым развитием в России инновационной инфраструктуры в энергетике. В этой связи предусматривается активное развитие инновационной инфраструктуры в сфере ТЭК, включающей центры трансфера технологий, инжиниринговые центры, инновационно-технологические центры, технопарки, бизнес-инкубаторы, полигоны для отработки образцов новой техники и технологий, центры подготовки кадров для инновационной деятельности, венчурные фонды и др. Инновационная инфраструктура в ТЭК России призвана создать условия как для развития

свободного рынка энергетических технологий и оборудования в соответствии с правилами ВТО, так и для стимулирования тесного инновационного взаимодействия ТЭК и российской промышленности и науки.

Важным элементом научно-технической политики должно стать технологическое прогнозирование, уменьшающее неопределенности перспективного развития энергетики, что способствует снижению бизнесом оценок рисков и росту инвестиционной привлекательности вложений в создание и коммерциализацию новых энергетических технологий. Текущее положение в области долгосрочного прогнозирования мирового научно-технологического развития не удовлетворительно как с организационной, так и с содержательной точки зрения. В частности, прогнозы, на которые опирается бюджетный процесс в России и инвестиционные планы крупных компаний, имеют низкую надежность и непроработанную методологию. Для решения данной задачи необходимо выстроить российскую систему технологического мониторинга и долгосрочного прогнозирования (форсайта) научно-технического прогресса (в увязке со стратегическими документами развития машиностроения и ТЭК), опирающиеся на новейшие достижения и опыт структурного прогнозирования, способствующего выявлению важнейших потенциальных трендов технологического развития в энергетике. При этом ключевое значение будет иметь оценка рисков реализации потенциально возможных перспективных научно-технологических решений для российского ТЭК. Риск-анализ долгосрочного научно-технологического развития энергетики будет способствовать формированию инновационной стратегии развития российского ТЭК в рамках создаваемой сегодня национальной инновационной системы.

В целом для России сегодня крайне важно осознание необходимости перехода к новой модели в области энергетического стратегирования, которая позволит не только оптимизировать развитие отрасли, но и резко повысить значения ключевых экономических показателей за счет использования прорывных технологий и инновационных решений.

Прорывные технологии представляют особый интерес среди всех перспективных технологий. Их успешная разработка и массовое внедрение способны совершить технологическую революцию в целых секторах энергетики, кардинально изменить технологическую и пространственную структуру энергетики и ее основные свойства. Вместе с тем большие отличия природных и особенно экономических условий России от мировых технологических лидеров зачастую препятствуют прямому заимствованию их достижений и требуют разработки эффективных отечественных решений. Создание в стране прорывных технологий, направленных на решение проблемы импортозамещения технологий и оборудования, собственных инновационных технологий, приобретение отечественными разработками статуса передовых, уникальных и наиболее эффективных, могло бы обеспечить долгосрочное конкурентное преимущество отечественным производителям энергетической техники на внутреннем и внешних рынках. Таким технологиям должно отдаваться предпочтение при формировании долгосрочных программ развития науки и технологий в стране.

Так, согласно проекту ЭС-2035, в области воспроизводства ресурсной базы энергетики необходимо развивать комплексные технологии разведки месторождений углеводородов с использованием конкурирующих и взаимодополняющих методов: сейсмических, электрофизических, гравитационных; надежные методы разведки месторождений углеводородов на глубоководном шельфе арктических морей в условиях сложной ледовой обстановки; новые методы дистанционного зондирования земной поверхности из космоса в интересах геологоразведки; новые технологии глубокого разведочного бурения скважин, в том числе на глубоководном шельфе арктических морей; новые составы буровых растворов, безопасные для окружающей среды и пригодные для использования при низких температурах. В области добычи ископаемых топлив должны получить развитие: высокоточное бурение с эффективным вскрытием продуктивных пластов углеводородов; экономически и энергетически эффективные вторичные и третичные методы интенсификации извлечения углеводородного сырья; технологии добычи

трудноизвлекаемой нефти, включая гидродинамические, теплофизические, электрофизические, физико-химические методы воздействия на вмещающие породы (с целью повышения их проницаемости) и внутрипластовые флюиды (с целью снижения их вязкости и изменения химического состава); технологии добычи метана из угольных пластов; ледостойкие и сейсмически устойчивые добычные платформы; интеллектуальные безлюдные технологии добычи углеводородного сырья. Помимо этого, необходимо осваивать подводные роботизированные комплексы для разработки шельфовых месторождений углеводородного сырья; экономически конкурентоспособные технологии добычи газовых гидратов.

В сфере переработки ископаемых топлив в качестве приоритетных технологий должны рассматриваться: технологии переработки углеводородного сырья в моторные топлива с предельной глубиной преобразования; передовые нефте- и газохимические технологии производства продуктов с высокой добавленной стоимостью, включая углепласты, малотоннажные наукоемкие химические соединения, графен, фуллерены и др.; отечественные высокоэффективные катализаторы для глубокой переработки углеводородного сырья; технологии переработки тяжелой нефти с производством моторных топлив, продуктов для получения перспективных углеродсодержащих материалов (углепластов и др.) и извлечением ценных компонентов (редких металлов и др.); технологии эффективного использования низконапорного природного газа отработанных месторождений и нефтяного попутного газа; отечественные высокоэффективные технологии крупнотоннажного производства сжиженного природного газа. Кроме того, должна развиваться глубокая переработка твердых топлив с получением жидких и газообразных энергоносителей, включая новые технологии газификации с получением синтез-газа и его последующей переработки, пиролиза, гидрогенизации; глубокая переработка минеральной части углей с извлечением металлов и других компонентов.

В электроэнергетике ожидается разработка и освоение высокоэффективных газовых турбин большой мощности (110-180 МВт) и ПГУ на их основе электрической мощностью 300-500 МВт на природном газе с КПД более 57%; уголь-

ных энергоблоков электрической мощностью 300-800 МВт с усовершенствованными пылеугольными котлами и паровыми турбинами на освоенные сверхкритические параметры пара с последующим повышением температуры перегрева пара до 585-600 °С и давления до 30 МПа и эффективной газоочисткой; котлов с циркулирующим кипящим слоем на угле для паротурбинных конденсационных энергоблоков электрической мощностью 330 МВт; теплофикационных ПГУ на природном газе электрической мощностью 20-70 МВт на базе ГТУ 16-25 МВт с высоким электрическим КПД во всем диапазоне рабочих нагрузок. Также предполагается развитие мини-ТЭЦ, в том числе создаваемых путем реконструкции существующих котельных, с когенерационными установками малой мощности на твердом топливе, на природном газе и СУГ на базе ГТУ электрической мощностью 6-9 МВт, газопоршневых установок электрической мощностью 0,3-5 МВт, микротурбин электрической мощностью 0,05-1 МВт; топливных элементов (высоко- и низкотемпературных) электрической мощностью 100-200 кВт с КПД 60-65%). Развитие микрогенерации у индивидуальных потребителей (малый бизнес, домашние хозяйства и т.п.) будет осуществляться на базе топливных элементов (высоко- и низкотемпературных) электрической мощностью 2-20 кВт с КПД 60-65% и более на природном газе и сжиженных углеводородных газах. Также для развития электроэнергетики важную роль должно играть освоение эффективных средств аккумулирования больших объемов электрической энергии («сетевые аккумуляторы»), в том числе эффективные обратимые гидроагрегаты для гидроаккумулирующих электростанций; перспективные электрохимические аккумуляторы большой емкости и мощности; перспективные кинетические накопители энергии; аккумулирование электроэнергии на основе криогенных технологий. Необходимо развивать новые технические средства для эффективной передачи электроэнергии на дальние расстояния, включая перспективное электротехническое оборудование для ЛЭП переменного и постоянного тока на ультравысокие параметры.

В атомной энергетике приоритетными технологиями являются: энергетические реакторы четвертого поколения повышенной безопас-

ности и эффективности с расширенным диапазоном регулирования мощности; безопасные атомные реакторы большой мощности на быстрых нейтронах с использованием пассивных систем охлаждения активной зоны; безопасные модульные реакторы малой и средней мощности на тепловых и быстрых нейтронах, производство перспективных видов ядерного топлива (МОХ-топливо, плотное топливо и др.); использование низкопотенциального тепла АЭС для целей теплоснабжения. Важной задачей должно стать внедрение замкнутого топливного цикла и эффективных технологий утилизации отработавшего ядерного топлива.

В области использования ВИЭ необходимо осваивать фотопреобразователи с высоким КПД, длительным ресурсом работы, минимальной деградацией начальных технических характеристик и приемлемой стоимостью, использующие весь спектр солнечного излучения и полную энергию фотонов; новые полупроводниковые материалы и технологии изготовления фотоэлементов; солнечные коллекторы с большой поглощательной способностью с жидкими и газообразными теплоносителями; оборудование для ветряных электростанций, в том числе морского базирования, системы оптимального управления режимами работы ветрогенераторов и эффективные методы прогнозирования параметров ветра; бинарные технологии использования геотермальной энергии с применением высокоэффективных низкокипящих рабочих тел; технологии биохимического производства биогаза из растительного сырья различного происхождения с использованием высокоэффективных штаммов микроорганизмов.

В заключение необходимо отметить, что кроме проблемы развития производственной базы, в том числе для замещения импортируемых техники и технологий и освоения наиболее перспективных инновационных разработок, существуют и иные проблемы. Так, с необходимостью перехода к ресурсно-инновационному развитию, с требованием разработки и внедрения инноваций в ТЭК остро встает вопрос развития человеческого капитала в энергетике. Сохранение и приумножение человеческого капитала закладывает основу инновационного развития

экономики. При отсутствии стимулов и возможностей для инвестирования в человеческий капитал и его воспроизводство, переход к ресурсно-инновационному развитию в российском ТЭК представляется невозможным.

Необходимо создавать все условия для заинтересованности энергетических компаний в развитии системы профессиональной подготовки кадров и повышения их квалификации. Необходимо содействовать более интенсивному взаимодействию энергетических компаний, научных организаций и учебных заведений в целях максимально эффективного применения научного и образовательного потенциала в ТЭК. Чтобы заинтересовать энергетические компании в выпускниках профильных учебных заведений необходимо проводить обновление образовательных программ в соответствии с реалиями развития ТЭК, в том числе с позициями стратегических документов развития комплекса. Вовлечение энергетических компаний в образовательные процессы позволит проводить более целенаправленную подготовку кадров и более чутко реагировать на изменение потребностей сектора. Одновременно это облегчит процесс поиска работы для выпускников профильных образовательных учреждений.

Ориентация образовательных программ на текущие и потенциальные нужды энергетических компаний, снижение информационных издержек по подбору кадров и расширение мобильности рабочей силы сделают энергетический сектор более устойчивым, подготовленным и восприимчивым к изменениям, которые последуют при переходе на инновационный путь развития, позволяя более оперативно подстраиваться к меняющимся условиям производства.

Таким образом, развитие ТЭК, предусмотренное в проекте Энергетической стратегии России на период до 2035 года, открывает большие возможности роста производства в России современного оборудования и материалов, выдвигая новые требования в части создания и освоения производства материалов и оборудования.

Целевое развитие ТЭК требует на первом этапе Стратегии на 25-27% (в 2020 г. – до 60 млрд долл.) увеличить поставки оборудования и материалов мировых стандартов ка-

чества. Важнейшими задачами первого этапа являются: переход на преимущественную поставку отечественных материалов и заготовок, организация производства импортозамещающей продукции и запчастей для импортной техники, обременение импорта ключевых технологий обязательствами по их локализации, а также покупки зарубежных активов – технологических доноров. Доля импортных машин в объеме закупаемого оборудования должна составить на конец первого этапа не более 12%. На втором этапе Стратегии годовая потребность ТЭК в оборудовании и материалах увеличится до 70-75 млрд долларов. Доля импортных машин в объеме закупаемого оборудования к концу второго этапа должна быть не более 8%. На третьем этапе Стратегии потребность ТЭК в промышленной продукции

возрастет до 90 млрд долларов. При этом потребности ТЭК в оборудовании и материалах в основном должны удовлетворяться российским оборудованием с уменьшением доли импортного до 5-10% при полном обеспечении квалифицированными отечественными кадрами.

Обеспечение безопасности и технологической эффективности энергетического сектора на основе ресурсно-инновационного подхода, позволяющего полностью раскрыть ресурсный потенциал страны за счет широкого использования новых технологий комплексной добычи, переработки, транспорта и использования природных ТЭР – одного из главных национальных богатств страны, имеет крайне важное значение для топливно-энергетического комплекса России.

Поступила в редакцию
05.12.2014 г.

V. Saenko²

MAIN WAYS OF TECHNOLOGICAL POLICY IN THE PROJECT OF RUSSIAN ENERGY STRATEGY TO THE YEAR 2035

The paper analyses the main ways and the actual issues of the radical increase of technological efficiency of Russian energy sector based on resource model of Russian Energy Strategy to the year 2035. The paper states the main goal – to maximize the resource potential of energy sector by the wide use of innovative technologies of integrated extraction, processing, transportation and use of natural energy resources.

Key words: energy sector, Russian Energy Strategy, technological policy, technological development, resource-innovative strategy, priority technologies.

² Vladimir V. Saenko – Deputy General Director, Institute for Energy Strategy, PhD in Economics, e-mail: vv_saenko@mail.ru

УДК 330.341.1:620.9

А.М. Мастепанов¹**ИННОВАЦИОННОЕ РАЗВИТИЕ В УСЛОВИЯХ САНКЦИЙ
– НЕКОТОРЫЕ РАЗМЫШЛЕНИЯ ОБ ЭНЕРГОПОЛИТИКЕ,
НАСТОЯЩЕМ И БУДУЩЕМ РОССИЙСКОЙ ЭНЕРГЕТИКИ**

В статье даны некоторые оценки изменившейся роли технологического и внешнеполитического факторов в развитии мировой экономики и энергетики, показаны основные направления развития энергетических технологий в мире в ближайшие годы и десятилетия. Сформулированы некоторые высшие приоритеты энергетической политики России в части развития нефтегазовой отрасли, рассмотрена роль внешнеполитических факторов и международного сотрудничества в развитии российской экономики и энергетики. Приведен анализ взаимосвязей России и ЕС в контексте новых политических реалий, сделанных зарубежными специалистами в ходе работы XIII Форума Клуба Ниццы «Энергетика и геополитика» (ноябрь, 2014 г.).

Ключевые слова: энергетические технологии, газохимия, геополитика, энергетическая политика, международное сотрудничество, Россия, Европейский союз, санкции.

События последних лет заставляют вновь и вновь переосмысливать казалось бы сложившиеся, устойчивые пропорции и тенденции развития мировой экономики и энергетики, что, на наш взгляд, как раз и является одним из видимых проявлений той нарастающей глобализации и тех глобальных факторов, генерирующих нестабильность в мире, о которых мы писали в одном из предыдущих выпусков «Энергетической политики» [1]. Это касается, прежде всего, роли и возможностей техники, технологий и инноваций в целом в развитии мировой экономики (роли технологического фактора), а также роли внешнеполитических факторов и международного сотрудничества в этих процессах. Причем все эти факторы тесно переплетаются, оказывая тем самым и дополнительный, синергетический, эффект на развитие как мировой экономики и энергетики в целом, так и на развитие экономики и ТЭК России.

Что касается России, то вопросы развития ее экономики и ТЭК в условиях наступающего глобального профицита энергоресурсов и усложнившегося внешнего окружения рассмотрены в целом ряде наших последних работ [1-9]. В них же было отмечено, что за последние десятилетия страна все больше и больше интегри-

ровалась в окружающий мир, в результате чего была достигнута высокая степень открытости отечественной экономики. В результате такой открытости внешние факторы – особенно мировые цены на нефть, высокая зависимость от иностранных инвестиций и зарубежных долгосрочных кредитов – стали оказывать огромное влияние на все воспроизводственные процессы в энергетике страны. Одновременно росла зависимость экономики и энергетики России от импорта основного технологического оборудования², поскольку в условиях уже ставшей традиционной для страны экспортно-сырьевой модели экономики, отечественное машиностроение деградировало опережающими темпами.

Подобная ситуация характерна и для других отраслей обрабатывающей промышленности, от которых зависит инновационно-инвестиционная деятельность. Так, если в начале 1990-х гг. на долю всех обрабатывающих производств в ВВП страны приходилось примерно 35% добавленной стоимости, то к 2002 г. их вклад снизился до 17%, а к началу 2011 г. едва дотянул только до 16%, опустившись в 2013 г. до 14,9% [11, 12].

При сохранении сложившихся тенденций подобное положение будет только усиливаться, тогда как события 2014 г. в очередной раз убе-

¹ Алексей Михайлович Мастепанов – руководитель Аналитического центра энергетической политики и безопасности – заместитель директора Института проблем нефти и газа РАН, член Совета директоров Института энергетической стратегии, д.э.н., академик РАЕН, e-mail: amastepanov@mail.ru

² Так, в I кв. 2014 г. доля машин, оборудования и транспортных средств в суммарном российском импорте составила 47,03%, тогда как в экспорте – только 3,95% [10].

дительно продемонстрировали, что экономика России, при всей ее открытости и интеграции в окружающий мир, должна быть самодостаточной и опираться, прежде всего, на собственные ресурсы, собственные и адаптированные технологии. Но последнее практически невозможно без изменения самой модели экономического развития страны, без перехода России от экспортно-сырьевой экономики к инновационному социально-ориентированному типу экономического развития, без ресурсно-инновационной стратегии, позволяющей соединить богатейшие природные ресурсы страны и новейшие технологии, в том числе в самих ресурсодобывающих и перерабатывающих отраслях³.

В современном мире именно технологии определяют экономическое и военное могущество страны. Именно они оказывают, и будут оказывать существенное влияние на дальнейшее развитие мировых энергетических рынков, изменят расстановку сил и деление государств на страны-экспортеры и страны-импортеры, приведут к ожесточенной конкурентной борьбе как между различными источниками нефти и газа, так и районами их производства.

В этой связи еще раз отметим, что развитие энергетических технологий в мире в ближайшие годы и десятилетия будет происходить по следующим основным направлениям [3, 14]:

- первое – это новые технологии производства новых энергоресурсов и новых видов энергии (использование газогидратов, матричной нефти, энергии приливов и отливов, температурного градиента океана, атомной энергетики на быстрых нейтронах, той же термоядерной и космической энергии и др.);
- второе – это технологии, обеспечивающие эффективный транспорт традиционных энергоресурсов на большие расстояния (природного газа в гидратном состоянии, использование эффекта сверхпроводимости при передаче электроэнергии по криогенному кабелю, хемотермическая передача энергии, в частности

– атомное хемотермическое дальнее теплоснабжение и др.)⁴;

- третье – развитие технологий, обеспечивающих значительный рост эффективности использования энергии, а также ее аккумулирования и хранения (например, технологии Power to Gas);
- четвертое – развитие технологий управления потоками энергии и ее потреблением («умные сети», «интеллектуальные производства» и др.).

И от того, какие из этих технологий быстрее выйдут на рынок будет зависеть судьба не только того или другого энергоносителя или тех или иных основных экспортеров энергоресурсов, но и весь мировой энергетический ландшафт середины XXI века.

Мы уже неоднократно отмечали, что будущее российского нефтегазового комплекса, конкурентоспособность его продукции на мировом рынке во многом будут зависеть от того, насколько отечественной науке и российским компаниям удастся продвинуться в создании новых, особенно прорывных, революционных технологий по всей цепочке от разведки до потребления углеводородов. И в первую очередь это касается технологий эффективного освоения углеводородных ресурсов арктического шельфа и ресурсов нетрадиционных источников нефти и газа, принципиально новых технологий дальнего транспорта природного газа, глубокой переработки углеводородного сырья [2, 3, 13, 15].

Именно по этим направлениям зависимость России от импортного технологического оборудования велика или недопустимо велика. Она продолжает расти. И не случайно, что это именно те направления технологического развития, на которые наложены западные санкции, о которых поговорим чуть позже. И это, видимо, не просто совпадение. Наши конкуренты и противники тщательно готовятся к таким шагам, выбирают наиболее уязвимые места... Чего, к сожалению, не скажешь о действиях нашей элиты. Пока у нас в плюсе лишь одно: западные санкции, будем надеяться, помогли изменить сознание в нефтегазовой отрасли, понять смысл и

³ Подробнее о необходимости и возможности перехода экономики России на ресурсно-инновационный путь развития см., например, в наших работах [7, 8, 13].

⁴ Сюда же можно отнести и разработку мобильных комплексов по сжижению природного газа.

содержание термина «технологическая безопасность», по-новому отнестись к уже подзабытому импортозамещению в ТЭК⁵ [16].

В этих принципиально новых, по сравнению еще с началом текущего десятилетия, условиях важнейшими задачами и одновременно высшими приоритетами как энергетической политики России в части развития нефтегазовой отрасли, так и всей государственной научно-технической политики, необходимо признать:

- создание отечественных и адаптированных зарубежных технологий, обеспечивающих значительное снижение издержек производства по всей цепочке – добыча, подготовка, транспорт и распределение нефти и газа;
- создание в России совместными усилиями государства и нефтегазовых компаний принципиально новых малотоннажных нефтегазохимических технологий, ориентированных на комплексную переработку природных и попутных газов непосредственно в районах газо- и нефтедобычи;
- создание эффективных условий привлечения финансовых ресурсов к реализации инновационных проектов.

Последнее тем более актуально в условиях, когда серьезнейшей проблемой современного научно-технического комплекса страны остается его систематическое недофинансирование. И бизнесом России, и представителями академической и отраслевой науки неоднократно предлагались рецепты решения этой задачи, предлагалось незамедлительно отказаться от остаточного принципа государственного финансирования науки, придав ей статус защищенной строки бюджета [1]. Но каждый раз начинался «плач Ярославны» из Минфина о якобы выпадающих доходах, каждый раз приходилось доказывать, что без соответствующих налоговых льгот и других стимулов не будет никаких доходов, потому что не будет никакого производства! Но, как говорится, воз и ныне там.

Что же касается внедрения принципиально новых высокотехнологичных газохимических процессов в районах добычи, то это направление может открыть перед отечественной газовой отраслью новые перспективы и сыграть огромную роль в экономическом развитии России [13, 15]. Тем более что газохимия, особенно газохимия небольших мощностей, ориентированная непосредственно на районы газо- и нефтедобычи и на комплексную переработку природных и попутных газов, фактически только вступает в пору своей технологической зрелости [17]. Однако подобную роль газохимия в России может сыграть лишь тогда, когда она будет опираться на более простые и эффективные отечественные технологии конверсии природного газа, рассчитанные на эксплуатацию в условиях российских промыслов. И такие технологии, несмотря на финансовые, кадровые и прочие трудности, создаются сейчас многими коллективами отечественных разработчиков.

Естественно, что для насыщения внутреннего рынка и диверсификации экспорта России нужны и уже освоенные в мировой практике нефтегазохимические технологии и процессы, которые пока не нашли широкого применения в стране. Это, прежде всего, технологии и процессы, связанные с получением из природного и попутного нефтяного газа жидкого топлива: процесс «газ в жидкость» (GTL), технологии получения диметилового эфира (диметилэфира или ДМЭ). Это – технологии и процессы, обеспечивающие эффективную конверсию метана в низшие олефины – этилен (C_2H_4), пропилен (C_3H_6) и бутилены (C_4H_8), которые являются исходным сырьем для получения практически всех известных промышленных полимеров и химикатов. Но где гарантии, что и они не попадут в очередной санкционный список?!

Самое обидное в подобной ситуации то, что многие необходимые условия для решения таких задач в стране все еще есть. В частности, учеными РАН и других организаций разработаны и предлагаются различные инновационные технологии, в том числе и готовые к реализации.

⁵ Как отмечает президент Ассоциации предприятий нефтегазопромыслового и бурового оборудования Д. Ситдилов, импортозамещение должно привести не просто к становлению производства, но к производству на высоком конкурентоспособном уровне. Создаваемая импортозамещающая продукция должна быть ориентирована и на внутренний, и на внешний рынки, поскольку только в этом случае уровень конкурентоспособности продукции будет приемлемым, а достигнутые в результате успехи не будут утрачены при возвращении к привычному в мире экономическому взаимодействию [16].

Это касается и технологий, обеспечивающих значительное снижение издержек производства, и технологий глубокой переработки нефти и газа. Но практически каждый раз подобные технологии остаются невостребованными промышленностью, их место занимают импортные аналоги, продвигаемые в пакете с соответствующим финансированием и сервисом⁶. Ибо известно, что без дешевых инвестиционных ресурсов обеспечить технологическое переоснащение предприятий и запустить новые перспективные наработки и инновационные продукты пока еще никому не удавалось.

В новых условиях по-новому задумываешься и о роли внешнеполитических факторов и международного сотрудничества в развитии российской экономики и энергетики.

Энергетика и геополитика, энергетическая политика – в этих терминах в последние годы описываются самые разные аспекты взаимоотношений между государствами в энергетической сфере. Однако в этом, 2014 г., в таком энергетическом взаимодействии на первый план вырвалась собственно политика. Именно большая политика – и через взаимоотношения лидеров государств, и через антироссийские санкции США, ЕС и их союзников, через фактическое блокирование Евросоюзом проекта «Южный поток» и демонстративное перенаправление предназначавшихся Европе газовых ресурсов в Турцию – стала определять вектор энергетического сотрудничества, а вернее – энергетических взаимоотношений, особенно между Россией и Европейским союзом.

Конечно, ЕС может праздновать свою победу в борьбе за «Южный поток». Но, откровенно говоря, это классическая пиррова победа, в которой победителей-то и нет, одни проигравшие. Энергетика в очередной раз стала заложником политики, политических амбиций, ложных целей и конъюнктурных решений. И энергетике будет все труднее и труднее выполнять свою основную задачу – бесперебойно, надежно и эф-

фективно обеспечивать потребителей топливом и энергией.

В этих условиях и в противовес такой большой политике, и в ее развитие и дополнение, становится важной как никогда роль так называемой народной дипломатии, то есть дипломатии на уровне городов, муниципалитетов, университетов, различных общественных организаций.

Одной из площадок такой дипломатии вот уже 13 лет являются международные форумы Клуба Ниццы «Энергетика и геополитика»⁷. В этом году одной из основных тем Форума вновь стала проблема энергетического взаимодействия между Россией и ЕС. Но на этот раз, как отметил Президент Клуба Клод Нигуль, открывая Форум, «наша встреча происходит на фоне значительного ухудшения взаимоотношений между Россией и ЕС, и ситуация в этой области может еще больше ухудшиться».

Конечно, надо понимать, что на этом Форуме собрались лица (и политики, правда – в основном бывшие, и бизнесмены, и ученые), которые являются сторонниками развития российско-европейского сотрудничества, поэтому мнения, прозвучавшие на нем, не отражают всего спектра имеющихся аспектов, оценок и нюансов рассматриваемой проблемы. Но и эти мнения чрезвычайно важны, потому что, во-первых, в современных «независимых» СМИ о них практически не упоминается, а, во-вторых, это мнения специалистов, которые непосредственно занимаются, и не один год, этой проблемой.

Анализ взаимосвязей России и ЕС в контексте новых политических реалий звучал на Форуме в целом ряде выступлений зарубежных специалистов. Естественно, была затронута и тематика экономических санкций, введенных США, Евросоюзом и рядом других стран в отношении России.

Кстати, экономические санкции не есть что-то новое в практике международных отношений. Они все чаще становятся инструментом в мировой политике. Их вводят в отношении

⁶ Естественно, что подобная ситуация характерна не только для нефтегазового комплекса. К сожалению, это общая беда всей российской экономики.

⁷ «Клуб Ниццы – энергия и геополитика» был создан в ноябре 2002 г. как реакция на новые глобальные факторы, вызовы, брошенные историей человечеству, новые условия, создаваемые глобализацией, а также новые возможности развития, обусловленные этими вызовами и условиями. Учредители – Европейский институт международных исследований (l'Institut Européen des Hautes Etudes des Internationales – Ницца), Исследовательский центр предпринимательства и общества (Centre de Recherches Entreprises et Sociétés – Женева) и Российская Академия наук.

различных стран и для прекращения военных действий, и как средство давления с целью заставить уважать права человека либо изменить внутреннюю политику страны, и для других целей. В этом году дошла очередь и до России. И, по всей видимости, конкретная причина их введения не имеет принципиального значения. Не Крым, так Абхазия. Не Абхазия, так Президент России или права геев, или еще что-либо. Факт остается фактом: с конца июля действует запрет США на акционерное и долговое (сроком более 90 дней) финансирование пяти российских госбанков и двух компаний – «Роснефти» и НОВА-ТЭКа. А с 12 сентября вступили в силу принятые днем раньше Европейским союзом практически аналогичные санкции для пяти российских банков – «Сбербанка», ВТБ, ВЭБа, «Газпромбанка» и «Россельхозбанка» и трех энергокомпаний – «Роснефти», «Газпром нефти» и «Транснефти». В конце июля – начале августа США и ЕС ввели санкции против нефтяного сектора, ограничив экспорт в Россию оборудования для глубоководного бурения, разведки и добычи углеводородов в Арктике и добычи сланцевой нефти. К этим санкциям присоединились Австралия, Канада, Норвегия, Япония и некоторые другие страны.

Правда, значительное число аналитиков скептически оценивают эффективность санкций, а многие политики и бизнесмены, представители деловой элиты стран, введших санкции против России, хорошо понимают, что «российские» санкции не только угрожают бизнесу их стран, но и бесполезны с точки зрения достижения политических целей. Так, Правление Германно-Российского Экономического Альянса (Deutsch-Russische Wirtschafts allianz e.V.) на своем заседании, состоявшемся 30 октября этого года, отметило, что принятые ЕС санкции против России в значительной степени вредят двух- и многосторонним экономическим отношениям в Европе, что экономическое положение в России, Германии и других европейских странах в 2014 г. значительно ухудшилось, взаимная торговля стагнирует.

В очередной раз подобные мнения прозвучали в конце ноября с.г. и в Ницце, как и несколько ранее они звучали в Японии, где 30 октября в г. Ниигата прошла международная конферен-

ция «7-й Японо-Российский диалог по вопросам энергетики и экологии».

«Российские» санкции в Ницце анализировали с разных сторон. Так, бывший вице-президент компании ЭНЕЛ (ENEL), а ныне управляющий (президент) Фонда София Антиполис Доминик Фаш назвал введение Западом санкций по отношению к России очень серьезной психологической ошибкой. «Санкции неприемлемы к России – русские любят, когда их любят, и не любят, как и все другие люди, когда их поучают», и добавил: «Киев – купель России. Мы в Европе не поняли болезненность этого вопроса для нее».

Поддержал и развил эту мысль и Кристиан Клетинкс, бывший генеральный директор Директората энергетики и транспорта Еврокомиссии, а ныне независимый эксперт Энергодialoga РФ-ЕС, старший научный сотрудник Голландского института международных связей: «глупо считать, что санкции приведут к банкротству России».

И даже незамеченный ранее в особых симпатиях к России бывший премьер-министр Румынии, а ныне Президент Европейского фонда им. Титулеску Адриан Настасе, анализируя похолодание во взаимоотношениях России и ЕС отметил не только негативную роль в этом процессе США, но и то, что оно (похолодание) началось задолго до украинских событий, а именно – с Косово. А позже последовали Грузия, Абхазия, а затем уже Крым. Естественно, что формирование монополярного, американоцентристского мира вызвало в России ситуацию прессинга, ощущение, что Запад – и Европа, в частности, – лезет в зону ее естественного влияния. «Если посмотреть на поездки американских лидеров на Украину, то причины такой реакции становятся понятными», – добавил он.

Еще более глубокие причины похолодания во взаимоотношениях России и ЕС вскрыл Клод Нигуль, сравнив нынешнюю ситуацию с той, которая сложилась в мире после Первой мировой войны с подписанием Версальского мира и других международных договоров, когда победители хотели расчленивать побежденных, заставить их расплатиться за все тяготы войны. «Конечно, сейчас, после победы в холодной войне, требования победителей иные – не контрибу-

ции (деньги), а отказ от своего места в мировом сообществе. Но подобные требования – ошибка!», – отметил он.

Интересный анализ энергетического сотрудничества и энергетических взаимоотношений сделал бывший посол Франции, отвечавший в 2003-2005 гг. за процесс формирования Средиземноморского союза⁸, Андрэ Жаньер. И хотя говорил он о взаимоотношениях ЕС и стран южного и восточного Средиземноморья, приходилось все время ловить себя на мысли, что говорит он именно о них, а не о взаимоотношениях по линии ЕС-Россия. Настолько похожи были и причины неудач, и проблемы, и препятствия, и предложения по их преодолению. Судите сами: «Отсутствие внятной политики в целях его создания, шараханье от одной крайности к другой...», «Невозможен компромисс, если замалчиваются противоречия...», «Нельзя, чтобы кто-то считал себя маргиналом, стра-

ной второго сорта...», «Руководители, которые определяют путь в будущее, вести кропотливую работу не хотят, пытаются все решить кавалерийским наскоком», «Надо начинать все сначала». Подобная похожесть лишний раз говорит об общности проблем формирования межнациональных энергетических рынков и союзов, о необходимости поиска решений, опирающихся на тщательный анализ «всего того, что выработало человечество».

Но пока антироссийские санкции действуют, подрывая саму возможность международного энергетического сотрудничества и формирования единого европейского энергетического пространства. Это – объективная реальность предстоящих лет, и именно из нее необходимо исходить, формируя энергетическую политику России с опорой, прежде всего, на собственные ресурсы, собственные и адаптированные технологии.

ЛИТЕРАТУРА

1. Масепанов А.М., Шафраник Ю.К. *Российская энергетика: выбор развития в новых условиях* // *Энергетическая политика*. Вып. 5, 2014.
2. Масепанов А.М. *Нетрадиционные источники нефти и газа в мировом энергетическом балансе: некоторые оценки и перспективы* // *Neftegaz.RU*. № 11, 2014.
3. Масепанов А.М. *О нетрадиционных ресурсах углеводородов и перспективах развития мирового энергетического баланса: некоторые оценки и прогнозы* // *Нефтяное хозяйство*. № 2, 2014.
4. Масепанов А.М. *Энергетический профицит – новая реальность* // *Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом*. № 1, 2014.
5. Масепанов А.М. *Корректировка Энергетической стратегии: некоторые первоочередные задачи* // *Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом*. № 9, 2013; № 10, 2013.
6. Масепанов А.М. *О некоторых проблемах, стоящих перед нефтегазовым комплексом России* // *Нефтяное хозяйство*, №5, 2013.
7. Дмитриевский А.Н., Масепанов А.М. *К вопросу о разработке новой энергетической стратегии России* // *Энергетическая политика*. Вып. 2, 2013.
8. Дмитриевский А.Н., Масепанов А.М., Бушуев В.В. *Ресурсно-инновационная стратегия развития экономики России* // *Вестник РАН*. 2014, т. 84, № 10.
9. Масепанов А.М. *Мировая энергетика – новые вызовы. Доклад на ежегодном форуме Клуба Ниццы «Энергетика и геополитика», декабрь 2010*. URL: http://www.iehei.org/Club_de_Nice/2010/MASTEPANOV_2010.pdf.
10. URL: http://weic.info/ekonomicheskie_statii/vneshniaia_torgovlia_rossiyskoy_federacii_rf_rossii_za_1_kvartal_2014_goda.
11. URL: http://newsruss.ru/doc/index.php/ВВП_России_в_2010_году.
12. URL: <http://finliga.com/news/750.html>.

⁸ Средиземноморский союз (Union for the Mediterranean) – международная организация, объединяющая страны Средиземноморья и страны, входящие в Европейский союз. Существует с 2008 г. [18].

13. Дмитриевский А.Н., Комков Н.И., Мастепанов А.М., Кротова М.В. Ресурсно-инновационное развитие экономики России / под ред. А.М. Мастепанова и Н.И. Комкова. Изд. 2-е, доп. М.: Институт компьютерных исследований. 2014, 744 с.

14. Мастепанов А.М. Газогидраты в перспективном мировом энергетическом балансе: оценки, проблемы и необходимые условия // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. 2014, № 5.

15. Мастепанов А.М. Глубокая переработка углеводородного сырья (нефтегазохимия) // Энергетическая политика. Вып. 6, 2013.

16. Ситдинов Д. Импортзамещение в российском ТЭК: новые приоритеты // Ведомости. 24 ноября 2014 г.

17. Арутюнов В.С. Роль газохимии в инновационном развитии России. URL: http://npniit.ru/load/vs_arutjunov_rol_gazokhimii_v_innovacionnom_razvitii_rossii/1-1-0-7.

18. URL: https://ru.wikipedia.org/wiki/Средиземноморский_союз.

Поступила в редакцию
05.12.2014 г.

A. Mastepanov⁹

INNOVATIVE DEVELOPMENT IN THE TIME OF SCTIONS – SOME THOUGHTS ON ENERGY POLICY, PRESENT AND FUTURE OF RUSSIAN ENERGY SECTOR

The paper estimates the changing role of technological and political factors in the development of world economy and energy sector, describes the main ways of energy technologies development for the years and decades to come. The paper articulates the core priorities for Russian energy policy in the oil and gas sector, analyses the role of external political factors and international cooperation in Russian economy and energy sector's development. The paper presents the analysis of the interconnections between Russia and EU in the framework of new political reality, which was made by foreign specialists in the course of XIII Nice «Energy and Geopolitics» Forum (November, 2014).

Key words: energy technologies, gaschemistry, geopolitics, energy policy, international cooperation, Russia, EU, sanctions.

⁹ Alexey M. Mastepanov – Deputy Director with Institute for Oil and Gas Problems RAS, member of the board of directors of Institute for Energy Strategy, Doctor of Economics, member of RANS, e-mail: amastepanov@mail.ru;

УДК 330.341.1:622.323/622.324 (470+571)

В.Ю. Силкин¹

ИННОВАЦИОННАЯ ПОЛИТИКА В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ: ПРОБЛЕМЫ ДОГОНЯЮЩЕГО РАЗВИТИЯ

В статье рассматриваются особенности формирования инновационной политики в российском нефтегазовом секторе, анализируется текущее состояние технологического развития отрасли, приводится сопоставление затрат и результативности инновационной деятельности отечественных и зарубежных компаний. По результатам исследования предлагаются направления совершенствования государственной политики в рассматриваемой сфере.

Ключевые слова: инновационная политика, нефтегазовый комплекс, технологическое развитие, государственное регулирование.

Введение

На протяжении более чем 150-летней истории развития нефтегазовой отрасли ее поступательное движение вперед во многом обеспечивалось расширяющимся доступом к ресурсам за счет инноваций и новых технологий. Именно технологическое развитие изменило способы и методы поиска ресурсов, открыло доступ к освоению шельфовых месторождений, сланцевых залежей и битуминозных песков, существенно повысив эффективность и безопасность реализации проектов в сфере добычи нефти и газа. Десяток технологических прорывов и тысячи технологических инноваций привели к существенному увеличению коэффициентов нефтеотдачи с 15% в начале XX в. до 70% по некоторым проектам в настоящее время.

Последние открытия и новые проекты на глубоководном шельфе, в арктических широтах наглядно показывают, как новые технологии меняют карту добычи, обеспечивая доступ к ресурсам, о которых еще несколько десятилетий назад можно было только мечтать.

Долгие годы Россия двигалась своим путем, выстраивая свою модель научно-технического развития отрасли с доминирующей ролью государства и закрытой системой, ориентированной на внутренние интеллектуальные и промышленные ресурсы. Последние два десятилетия, с ослаблением государственного участия и открытием границ, развитие технологического потенциала нефтегазовой отрасли происходило во многом за счет приобретения готовых тех-

нологических решений из-за рубежа. В результате такого импортоориентированного вектора развития в последние годы в отрасли наметился серьезный разрыв между возможностями собственной научно-технической базы и технологическими вызовами, которые предъявляет новое поколение российской нефти. По оценкам ОАО «ВНИИнефть им. А.П. Крылова» доля запасов трудноизвлекаемых нефтей в России по качеству сырья (тяжелая, высоковязкая), или по условиям залегания (коллекторы с низкой проницаемостью), продолжает увеличиваться и сейчас составляет около 60% [1]. В ближайшее десятилетие для развития и приумножения ресурсной базы страны компаниям придется идти либо на морской шельф, либо на месторождения с трудноизвлекаемыми, нетрадиционными ресурсами. И в первом, и во втором случае потребуются новейшие технологические методы [2].

Проблема технологического отставания

Российские компании долгое время были просто потребителями западных технологий и техники. Технические решения, которые позволили нарастить добычу нефти в последние десять лет, – гидроразрыв пласта, горизонтальное бурение, использование эффективных реагентов, компьютерное моделирование для анализа поведения нефтяных залежей – были разработаны на Западе и заимствованы нашими нефтяными компаниями. В условиях открытого глобального рынка сервисных услуг любая российская компания могла получить качественный сервис

¹ Владислав Юрьевич Силкин – старший научный сотрудник ИЭОПП СО РАН, к.э.н., e-mail: vladislav.silkin@mail.ru

на базе современных технологий разведки и добычи нефти. Ориентируясь на готовые проверенные технологические решения, отечественные компании минимизировали свои технологические риски.

Помимо собственно наукоемких технологий, импорт которых обходится российским компаниям в миллиарды долларов, уже десятки миллиардов уходят на западный инжиниринг и сопутствующее оборудование. В рамках подхода «зачем разрабатывать самим, когда проще купить» российские компании ежегодно выплачивают технологическую ренту за импорт технологий, финансируя инновационное развитие западных технологических партнеров, в то время как разрыв с Западом увеличивается. В результате российский нефтегазовый сектор оказался на обочине инновационных процессов, происходящих в мировой нефтегазовой отрасли [3].

По данным Министерства промышленности и торговли РФ, зависимость российских нефтяников от западного оборудования с учетом скрытого импорта (когда услуги оказываются российскими «дочками» зарубежных компаний) доля импортного оборудования и технологий в

целом по отрасли достигает 80%. А по отдельным категориям, таким как оборудование для шельфовых проектов или программное обеспечение, может превышать 90% [4]. Больше всего нефтяники зависят от импорта насосно-компрессорного оборудования, программно-аппаратных комплексов и систем автоматизации, оборудования и технологий для морского бурения (рис. 1).

Таким образом, дефицит отечественных технологий и оборудования в нефтяной промышленности достиг критических отметок. Вместе с тем заимствование технологий имеет экономические и политические пределы. В условиях глобализации наука и технологические инновации давно входят в разряд главных факторов мировой политики. Поэтому новейшие технологии, которые являются угрозой в долгосрочной конкурентной гонке, развивающимся странам, как правило, не продаются. Речь идет об ограничениях, налагаемых развитыми странами с целью сохранить свои лидирующие позиции в сфере высоких и стратегически значимых технологий. Подобные ограничения вводятся самими развитыми странами, а также их бизнес-структурами и носят как гласный, так и негласный характер.



Источник: Минпромторг РФ.

Рис. 1. Доля импорта оборудования в нефтяной отрасли России

Стремление развитых стран контролировать процесс диффузии технологий, направляя его в более выгодное (и безопасное) для себя русло ради обеспечения своих политических и экономических интересов и минимизации рисков и угроз, периодически актуализируется в политике США и ЕС [5]. В 2006 г., комментируя эти процессы, В.В. Путин провел параллели с КОКОМ²: «Энергетика сегодня для России – один из ключевых секторов экономики, и поэтому мы хотим, чтобы партнерство было равнозначным... Но до сих пор фактически еще действуют списки КОКОМ, которые фактически закрывают нам доступ к западным высоким технологиям» [6].

Введенные США и ЕС летом 2014 г. санкции в отношении экспорта технологий и оборудования для глубоководного бурения, освоения арктического шельфа и добычи сланцевой нефти – это продолжение политики контролируемого технологического отставания России. Санкции не распространяются на оборудование, компоненты и услуги для освоения традиционных ресурсов нефти, поскольку Россия располагает достаточным собственным производственно-технологическим потенциалом для реализации таких проектов. Презумпция отказа действует только в технически сложных проектах нового освоения, где российские компании в силу недостатка опыта в значительной степени зависят от зарубежных партнеров.

В среднесрочной перспективе данные дискриминационные меры могут привести к существенным задержкам сроков реализации ряда новых масштабных российских проектов. Ключевая текущая задача для крупнейших российских нефтяных компаний – обезопасить свои перспективные проекты от санкций, подготовить «запасной выход» в виде переориентации сотрудничества в сторону компаний и стран, не присоединившихся к санкциям.

Крупнейшая отечественная нефтяная компания «Роснефть» пошла по пути технологических альянсов и покупки зарубежных активов

технологических доноров. Так, на следующий день после того как в ЕС согласовали санкции, запрещающие ввоз в Россию технологий, необходимых «Роснефти» для работы на шельфе, компания объявила о заключении соглашения с норвежской компанией North Atlantic Drilling Limited (NADL), закрепляющее долгосрочное сотрудничество в сфере реализации проектов по оказанию нефтесервисных услуг. В рамках сделки предполагается привлечение для шельфовых проектов «Роснефти» на период до 2022 г. шести морских буровых установок (более половины всего парка NADL). Соглашение позволит «Роснефти» обеспечить реализацию планов по геологоразведке и освоению шельфовых месторождений в суровых климатических условиях на ближайшие 2-3 года. Документ предусматривает приобретение «Роснефтью» акций NADL путем обмена активов и инвестиций в уставный капитал компании. Кроме того, условия соглашения предполагают возможность увеличения доли «Роснефти» в капитале NADL по мере развития сотрудничества [7].

Кроме того, в рамках стратегии «Роснефти» по наращиванию потенциала сервисного бизнеса, в июле 2014 г. компания купила у швейцарской Weatherford восемь нефтесервисных активов, занимающихся бурением и ремонтом скважин в России и Венесуэле. Реализация данного соглашения позволит «Роснефти» укрепить позиции на рынке буровых услуг и работ по текущему и капитальному ремонту скважин, расширить спектр подрядчиков по оказанию сервисных услуг и повысить эффективность бурения и добычи углеводородов [8].

В дальнейшем, при сохранении сложной внешнеполитической обстановки, в числе очевидных приоритетов российских нефтяных компаний – **реализация стратегии догоняющего развития с опорой на отечественный интеллектуальный и производственно-технологический потенциал**. Задача на обозримую среднесрочную перспективу – догнать, а точнее сократить технологическое отставание от ведущих не-

² Координационный комитет по экспортному контролю (КОКОМ; Coordinating Committee for Multilateral Export Controls) – международная организация со штаб-квартирой в Париже. Создана в 1949 г. по инициативе США для многостороннего контроля над экспортом технологий в СССР и другие социалистические страны. В эпоху холодной войны КОКОМ составлял перечни стратегических товаров и технологий, не подлежащих экспорту в страны восточного блока, а также устанавливал ограничения в сфере международной торговли с целью лишить социалистические страны доступа к достижениям научно-технического прогресса. В рамках этого комитета была разработана стратегия «контролируемого технологического отставания».

фтегазовых компаний мира. С одной стороны, сейчас, кроме крупнейших нефтегазовых компаний, просто некому выступить двигателем научно-технического прогресса в отрасли. Являясь основным заказчиком и пользователем технологий и оборудования, именно компании-операторы формируют спрос на технологические разработки. С другой стороны, не надо переоценивать роль и возможности бизнеса. Коммерческие структуры с их горизонтом планирования не обладают системным видением будущих технологических горизонтов, и, как правило, не способны обеспечить заделные научно-исследовательские работы и необходимую концентрацию ресурсов на прорывных направлениях. Компании могут взять на себя функцию катализатора инновационной активности и даже выступить в качестве источника финансирования НИОКР. Но выстроить весь процесс инновационного развития отрасли, настроить всю цепочку институтов – наука, образование, конструкторско-технологические разработки, испытание и сертификация, инжиниринг – для работы на результат можно только путем проведения системной государственной политики.

Инновационная сфера – это зона большого риска. Она не может существовать без внимания государства. Как показывает опыт развитых стран, где инновационное развитие рассматривается как процесс, который придает всей экономической системе динамичность, участие государства в поддержке и регулировании важнейших элементов национальных инновационных систем даже выше, чем в других экономических подсистемах. Долгосрочные обязательства государства в области науки и инноваций – одно из важнейших условий снижения рисков и заполнения за счет своего прямого участия возможных провалов рынка [9].

Задача догоняющего развития трудна и требует большого искусства в государственной политике, основанной на широком использовании различных методов регулирования. Необходим целый спектр мер, включающих согласованное применение инструментов научно-образовательной, технологической, промышленной, антимонопольной политики, в том числе, как показывает опыт Китая, и нерыночных протекционистских механизмов поддержки националь-

ной промышленности (субсидии, преференции при размещении госзаказов, меры таможенной политики), особенно в наукоемких отраслях [10].

Принуждение к инновациям

В последние годы внимание к НИОКР со стороны российских нефтегазовых компаний существенно возросло. Дополнительный импульс инновационным процессам в отечественном нефтегазовом секторе придало решение Комиссии при Президенте РФ по модернизации и технологическому развитию экономики России от 31 января 2011 г., в котором крупным компаниям с государственным участием было поручено разработать корпоративные программы инновационного развития, перейти к реализации активной инновационной политики и предусмотреть значительное увеличение расходов на НИОКР [11].

Необходимость интенсификации инновационных процессов в нефтегазовом секторе очевидна: за последнее десятилетие менее 10% организаций в добыче нефти и газа внедряли технологические инновации. В Норвегии доля инновационно активных предприятий в последние годы находится на уровне 25-30% [12]. В ресурсном секторе Канады этот показатель еще выше – 56% в 2012 г. [13].

Поскольку государство на сегодняшний день контролирует значительную часть активов в нефтегазовой отрасли, проводимая политика принуждения к инновациям является важным элементом активизации инновационных процессов в отрасли. Необходимо отметить, что подобная практика используется и в других развивающихся странах с высокой долей концентрации собственности в рамках госкомпаний, например, в Бразилии с 1998 г. законодательно закреплено требование обязательного отчисления 1% выручки от добычи нефти в национальные научные учреждения, аккредитованные правительством страны [14].

Программы инновационного развития компаний с государственным участием

Во исполнение поручения Президента РФ от 7 февраля 2011 г. № Пр-307, компании «Рос-

нефть» и «Газпром» разработали программы инновационного развития, в которых систематизированы основные направления и задачи компаний в области инноваций, приводится комплекс мероприятий, направленных на разработку и внедрение новых технологий, а также повышение эффективности производственной деятельности за счет внедрения новых технологий, инновационных продуктов и услуг, соответствующих мировому уровню [15].

В программе инновационного развития ОАО НК «Роснефть» выделены основные приоритетные направления НИОКР, призванные дать ответ на стоящие перед компанией вызовы, среди которых – перевод ресурсов Восточной Сибири и шельфов в доказанные запасы, эффективное освоение Арктического шельфа и шельфа Черного моря, увеличение коэффициента извлечения нефти, разработка технологий освоения низкопродуктивных пластов и месторождений высоковязких нефтей, комплексная модернизация действующих и строительство новых мощностей по переработке нефти и производству нефтехимической продукции. Общий объем финансирования проектов разработки новых технологий производства и управления в 2011-2015 годах составит более 52,3 млрд руб., из них более 30 млрд руб. планируется инвестировать в сегмент разведки и добычи [16].

Программа инновационного развития ОАО «Газпром» разработана на десятилетний период и охватывает газовый, нефтяной и электроэнергетический бизнес компании. Программа разработана с учетом направленности инновационной деятельности компании в основном на технологические и процессные инновации. К числу технологических приоритетов в газовом сегменте бизнеса отнесены технологии, обеспечивающие повышение эффективности магистрального транспорта газа, технологии освоения ресурсов углеводородов на континентальном шельфе, технологии газопереработки и нефтегазохимии, технологии освоения ресурсов углеводородов в районах вечной мерзлоты, технологии для повышения эффективности хранения газа. Всего в газовом сегменте выделены 11 технологических приоритетов, в рамках которых предполагается разработка 35-ти видов технологий и технических решений, при этом основными критериями

ранжирования и приоритезации направлений научно-технического развития выступают показатели экономической эффективности (снижение затрат, повышение производительности). Для реализации данных мероприятий в программе планируется значительное увеличение расходов на НИОКР. Суммарный объем инвестиций «Газпрома» на эти цели в 2011-2020 гг. должен составить 197,9 млрд руб. Предполагается, что к концу этого периода объем затрат на НИОКР должен увеличиться почти в 5 раз с 7,7 млрд руб в 2012 г. до 34,8 в 2020 году. Доля затрат на исследования и разработки в выручке вырастет в 3 раза до 0,6% [17].

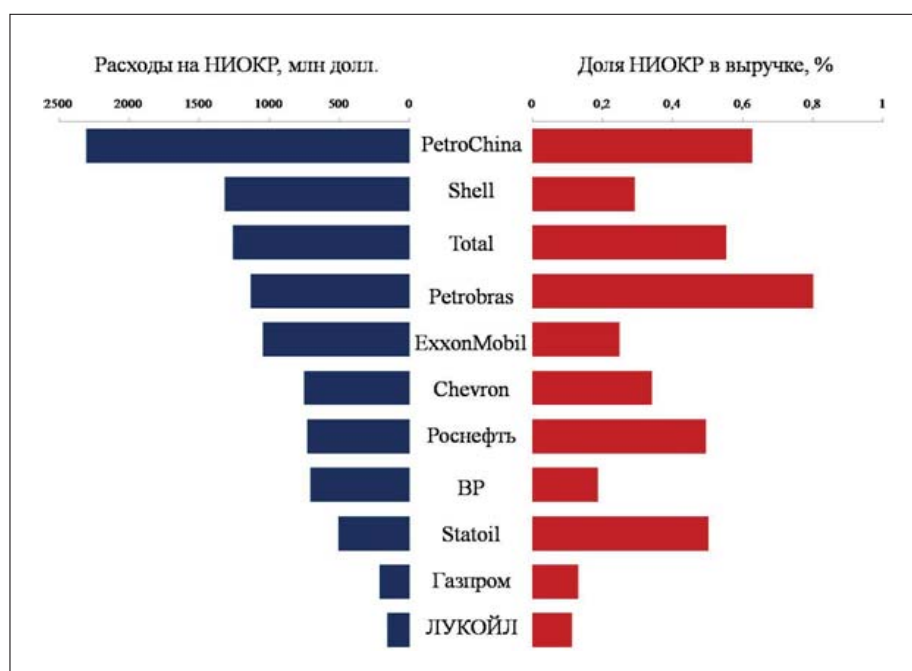
В целом разработка и реализация программ инновационного развития крупнейших государственных нефтегазовых компаний оказала положительное влияние как на процессы внутри самих компаний, позволив понять их текущее положение среди зарубежных конкурентов и усилить внимание к проблемам инновационного развития, так и на ситуацию в отрасли в целом. Так, согласно данным Росстата, общий объем затрат на технологические инновации организаций, занятых в сфере добычи нефти и газа с 2011 по 2013 гг. вырос с 64,5 млрд руб. до 82,3 млрд руб. [18].

Наибольшие темпы роста затрат на НИОКР отмечен у компании «Роснефть» – с 8,6 млрд руб. в 2011 г. до 23,2 млрд руб. в 2013 году. По объемам расходов на исследования и разработки в 2013 г. «Роснефть» опередила компании BP и Statoil, доведя долю расходов на НИОКР в выручке до 0,49% (см. рис. 2).

Мировым лидером по инвестициям в НИОКР на протяжении последних 6 лет остается китайская компания PetroChina, которая за десятилетие увеличила расходы на исследования и разработки в 6,5 раз с 355 млн долл. в 2004 г. до 2,3 млрд долл. в 2013 году.

Анализ результативности НИОКР

Что касается результативности вложений в НИОКР, то по наиболее доступному и признанному индикатору патентной активности российские нефтегазовые компании пока значительно уступают своим зарубежным конкурентам (см. таблицу).



Источник: данные компаний.

Рис. 2. Расходы на НИОКР нефтегазовых компаний в 2013 году

Заявки на патенты крупнейших нефтегазовых компаний мира в 2013 году

Компании	Количество патентов
Международные нефтяные компании	
ExxonMobil	292
Total	250
Shell	220
Chevron	163
Национальные нефтяные компании	
PetroChina	1847 (22)*
Saudi Aramco	57
Petrobras	46
Statoil	28
Российские нефтяные компании**	
«Газпром»	219
«Роснефть»	52
«Сургутнефтегаз»	16

Примечания: * Общее количество заявок на патенты PetroChina в Китае в 2013 г. составило 1847, за рубежом – 22.

** Число заявок на патенты в России.

Источник: данные компаний, WIPO.

Большую часть патентов отечественные компании получают внутри страны. Патентная активность российских заявителей за рубежом, в отличие от национальных компаний из других развивающихся стран, ничтожно мала. Напри-

мер, согласно Программе инновационного развития ОАО «Газпром» до 2020 г., компания планирует получать порядка 170 патентов в год в России и «достичь» уровня двух-пяти (!) международных заявок в год, подаваемых в патентные

ведомства ЕС, США и Канады. Вместе с тем сказать, что это сугубо отраслевая проблема нельзя. Так, по данным Всемирной организации интеллектуальной собственности, общее число поданных от России международных заявок по договорам о патентной кооперации (Patent Cooperation Treaty) в 2013 г. составило 1087 (0,53% от общего числа международных заявок в мире) [19]. И это при том, что Россия занимает 4-е место в мире по числу исследователей.

Содержательная политика и роль государства

В 1990-е годы в числе основных причин, тормозящих технологическое развитие нефтегазовой отрасли России, называли дефицит инвестиционных ресурсов, которых тогда хватало только на поддержание производственно-технологической базы. Ни о каком обновлении и модернизации оборудования в условиях передела собственности речи не шло. Сейчас, когда суммарный объем инвестиционных программ крупнейших российских нефтегазовых компаний в сегменте разведки и добычи углеводородного сырья превышает 1,5 трлн руб., а общие расходы отрасли на НИОКР составляют 82 млрд руб., причины низких темпов повышения эффективности инновационных процессов в одной из базовых отраслей экономики России лежат вне инвестиционной сферы. Хотя опыт инновационно успешных стран мира показывает, что инноваций без инвестиций не бывает, тем не менее в России основные причины низкой восприимчивости к инновациям крупнейших компаний, предъявляющих спрос на наукоемкую продукцию и услуги, следует искать скорее среди институциональных факторов [20]. Необходимость изменения системы налогообложения в нефтяном секторе, а также совершенствования институциональной среды в направлении развития конкуренции давно стали общим местом. Вместе с тем принцип «сначала институциональные изменения – потом технологическое развитие» не был реализован ни в одной стране мира [21]. Как правило, институты совершенствуются по мере того, как появляется амбициозная цель и под нее формируется содержательная политика.

Аналогичная проблема и со стороны предложения – по мнению академика Ж.И. Алферова «науке нужны не деньги, а задачи». Единственный выход – усиление участия государства, которое способно с учетом общественных интересов сформировать цели и взаимоувязать отношения бизнеса и науки. Как показывает опыт развитых стран, государству принадлежит важная роль в запуске и поддержке инновационных процессов, в том числе и в нефтегазовом секторе.

Однако в России, похоже, требуются не только технологические инновации по всей производственной цепочке от разведки и добычи до глубокой переработки углеводородов. Еще острее стоят вопросы организационных инноваций, но не перед компаниями, а скорее перед государством, поскольку сфера государственного управления и регулирования развития нефтегазового сектора в ее текущем состоянии – это область с наибольшим резервом повышения эффективности. Сегодня государственным органам катастрофически не хватает компетенций и технологической информации не столько в части know how, сколько в сфере know what для формирования эффективной инновационной политики в отрасли: фактически отсутствует системная работа, направленная на повышение технического уровня отрасли, слабо используются механизмы технического регулирования и технологической экспертизы проектов в рамках процедур лицензирования недр.

Для активизации инновационных процессов и выстраивания эффективной системы поддержки инновационно ориентированных компаний государство может использовать не только методы косвенного регулирования, но и механизмы прямого участия в наиболее перспективных и приоритетных исследовательских проектах. Подобный опыт государственного финансирования и сопровождения проектов в нефтегазовом секторе через специальные научные фонды долгие годы используется в Норвегии в рамках программы PETROMAKS и отчасти в Бразилии в рамках программы INOVA PETRO Федерального агентства по технологиям FINEP. Выступая заказчиком работ, формируя конкретные задачи с жесткими требованиями по срокам и ответственности исполнителей, государство способствует повышению уровня националь-

ных исследовательских учреждений, гарантирует востребованность их научных результатов промышленностью, налаживает действенные механизмы координации взаимодействия всех

участников инновационного процесса, напрямую контролируя продвижение по пути догоняющего технологического развития.

ЛИТЕРАТУРА

1. Крянев Д.Ю., Жданов С.А. Научное обеспечение новых технологий разработки нефтяных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами // *Бурение и нефть*. 2012. № 8. С. 29-32.
2. Алекперов В. Нефть и патриотизм // *Российская газета*. 4 февраля 2013 г. URL: <http://www.rg.ru/2013/02/04/neft.html>.
3. Федун Л. Заметить корову в коровнике // *Эксперт*. 2011. № 12. С. 36-42.
4. Нефтяным и газовым компаниям указали, где закупать новое оборудование // *РБКdaily*. 17 октября 2014 г. URL: <http://rbcdaily.ru/industry/562949992671578>.
5. Данилин И. Глобальная диффузия технологий // *Международные процессы*. 2008. Т. 6. № 18. С. 53-58.
6. Интервью В.В. Путина телеканалу ZDF. URL: http://archive.kremlin.ru/appears/2006/07/13/0852_type63379_108559.shtml.
7. «Роснефть» и North Atlantic Drilling подписали соглашение об обмене активами. URL: <http://www.rosneft.ru/news/pressrelease/21082014.html>.
8. «Роснефть» приобретает нефтесервисные активы Weatherford International. URL: <http://www.rosneft.ru/news/pressrelease/13072014.html>.
9. Иванова Н. Неумолимый рок инноваций // *Эксперт*. 2008. № 28. С. 55-62.
10. Медовников Д., Оганесян Т. Инновационное дао Поднебесной // *Эксперт*. 2014. № 45.
11. Стенографический отчет о заседании Комиссии при Президенте РФ по модернизации и технологическому развитию экономики России от 31 января 2011 года. URL: <http://www.kremlin.ru/transcripts/10187>.
12. *Innovation in the business enterprise sector, 2010-2012. Statistics Norway* URL: <http://www.ssb.no>.
13. *Survey of Innovation and Business Strategy. Statistics Canada, 2012.* URL: <http://www.statcan.gc.ca/daily-quotidien/140214/dq140214b-eng.pdf>.
14. *The National Agency of Petroleum, Natural Gas and Biofuels (ANP).* URL: <http://www.anp.gov.br>.
15. Гершман М.А. Программы инновационного развития компаний с государственным участием: первые итоги // *Форсайт*. 2013. Т. 7. № 1. С. 28-43.
16. Паспорт программы инновационного развития ОАО «НК «Роснефть». М.: Роснефть, 2011. 16 с. URL: http://www.rosneft.ru/attach/0/02/03/passport_pinr.pdf.
17. Программа инновационного развития ОАО «Газпром» до 2020 года. М.: Газпром, 2011. 409 с. URL: <http://www.gazprom.ru/f/posts/97/653302/programma-razvitia.pdf>.
18. *Россам. ЦБСД.* URL: <http://cbsd.gks.ru>.
19. *Patent Cooperation Treaty Yearly Review. World Intellectual Property Organization, 2014.* URL: http://www.wipo.int/export/sites/www/freepublications/en/patents/901/wipo_pub_901_2014.pdf.
20. Силкин В.Ю., Токарев А.Н., Шмат В.В. Сорванный стоп-кран // *Эксперт-Сибирь*. 2013. № 23. С. 11-15.
21. Полтерович В.М. О стратегии догоняющего развития для России // *Экономическая наука современной России*. 2007. № 3. С. 17-23.

Поступила в редакцию
04.12.2014 г.

V. Silkin³

**RUSSIAN OIL AND GAS INDUSTRY INNOVATION POLICY:
PROBLEMS OF OVERTAKING DEVELOPMENT**

The paper explores the features of the Russian oil and gas industry innovation policy formation, analyzes the current condition of the industry technological development, and provides a comparison of the costs and effectiveness of innovative activity of Russian companies and major international oil companies. The conducted analysis allowed to suggest the pathways of public policy improvement in this sphere.

Key words: innovation policy, oil and gas industry, technological development, government regulation.

³ Vladislav Yu. Silkin – senior research fellow, Institute of Economics and Industrial Engineering SB RAS, PhD in Economics, *e-mail:* vladislav.silkin@mail.ru

УДК 338.4:622.323 (470+571)

А.Н. Токарев¹

РОЛЬ НЕФТЕСЕРВИСА В ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМ РАЗВИТИИ НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ РОССИИ²

В статье анализируются основные проблемы развития нефтесервиса как драйвера инновационного развития нефтяной промышленности. Рассмотрены ключевые игроки нефтесервисного рынка в России. Показана роль сервиса в технологическом развитии нефтяной промышленности, предложены меры государственного стимулирования для развития нефтесервиса в РФ.

Ключевые слова: нефтегазовый сервис, инновации, государственное регулирование, социально-экономические эффекты.

Для того чтобы нефтегазовый комплекс был конкурентоспособным, необходим эффективный сервисный сектор, который оказывает широкий спектр услуг – от проведения геологоразведки до производства оборудования. При этом именно в нефтесервисе заложены предпосылки и возможности решения многих проблем добычи, повышения ее эффективности как с позиций отдельных компаний, так и с точки зрения государства. Поэтому не случайно, что в настоящее время проблемы нефтесервиса активно обсуждаются на самом высоком уровне: в Совете безопасности России, Государственной Думе [1].

Конкурентоспособный сервис является источником инноваций в нефтяном секторе. Его эффективное развитие требует выстраивания тесных связей не только с добычей углеводородного сырья, но и с научно-образовательным комплексом. С развитием сервиса (прежде всего наукоемкого) связывается новая роль ресурсного сектора в экономике как сырьевых регионов, так и на государственном уровне. Ресурсный сектор (в том числе через нефтесервис) становится ключевым потребителем наукоемкой высокотехнологичной продукции. Учитывая роль нефтегазового комплекса в экономике России, следует признать, что нефтегазовый сервис может стать одним из важнейших драйверов для перехода страны на траекторию инновационного развития.

Роль сервиса в нефтегазовом комплексе

В настоящее время общий объем рынка нефтесервиса в России оценивается на уровне

750 млрд руб. с тенденцией к росту в силу целого ряда объективных причин, связанных в том числе с необходимостью освоения новых нефтегазовых провинций, истощением ресурсной базы в «зрелых» районах.

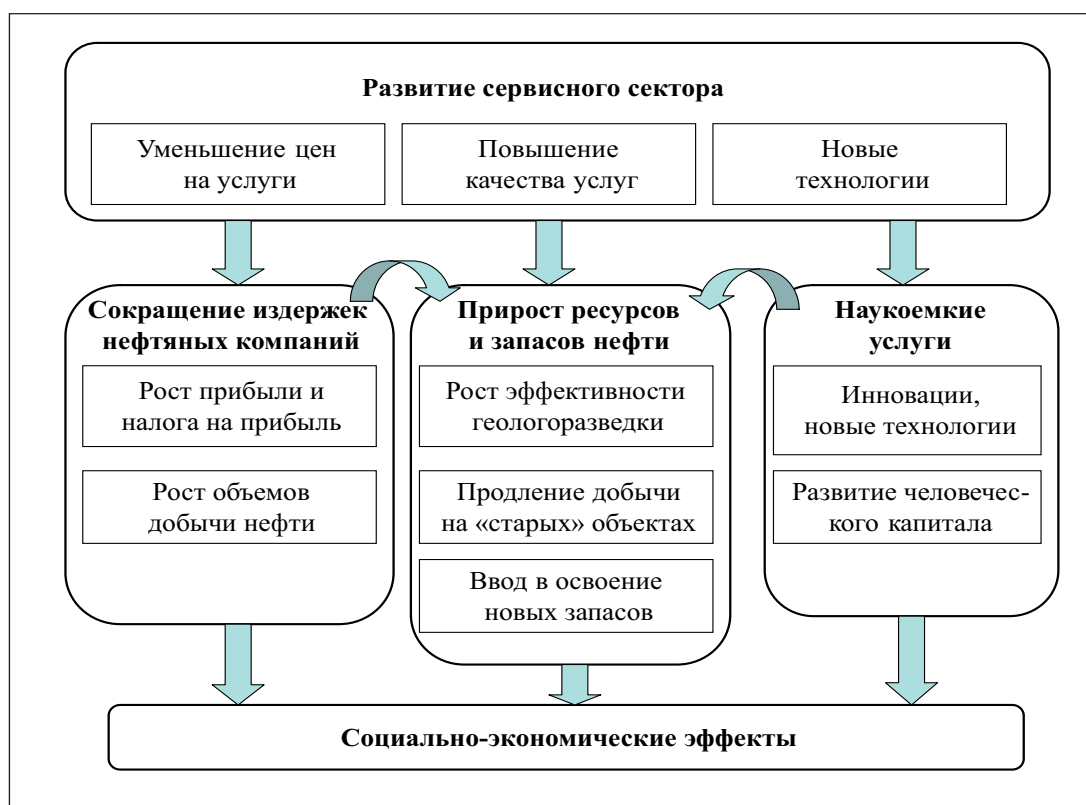
В структуре нефтесервиса в России основное место занимает эксплуатационное бурение, а также капитальный и текущий ремонт скважин. В связи с усложнением условий добычи постоянно растет доля высокотехнологичных услуг, например, горизонтального бурения, объемы которого в 2012 г. выросло до 14% от эксплуатационного бурения. При этом горизонтальное бурение изменяется качественно: в начале 2000-х годов горизонтальные участки скважин составляли в среднем около 300 м, а сейчас их протяженность превышает 1 тыс. м. Разработка сложных месторождений требует увеличения объемов горизонтального бурения.

Рост роли сервисного сектора связан также с тем, что мировой нефтяной бизнес движется в таком направлении, когда основную часть работ по разведке, освоению и разработке месторождений выполняют сторонние сервисные компании. Эта трансформация обусловлена, в том числе и возрастанием технологической сложности добычи нефти и газа [2].

При работе в условиях риска и высокой конкуренции нефтяные компании не могут позволить себе иметь высококвалифицированный персонал и наукоемкое оборудование, предназначенное для выполнения высокотехнологичных работ, когда потребности в них непостоян-

¹ Анатолий Николаевич Токарев – ведущий научный сотрудник Института экономики и организации промышленного производства СО РАН, д.э.н., e-mail: Anatoli-3@ngs.ru

² Статья подготовлена при финансовой поддержке Российского научного фонда (грант № 14-18-02345).



Влияние развития сервисного сектора на социально-экономические эффекты

ны. Таким образом, использование услуг сервиса позволяет нефтяным компаниям перенести риски недоиспользования персонала и специализированного оборудования на данные компании. Такой подход позволяет нефтесервису сконцентрироваться на выполнении отдельных (часто наиболее сложных) технологических операций и в полной мере использовать имеющийся персонал и собственные технические решения, инновации в организации и технологиях. Результаты такой специализации проявляются в сокращении издержек для производителей (сервиса) и цен для потребителей услуг – нефтедобывающих компаний.

В современных условиях разработка и использование значительной части новых технологий в добыче углеводородного сырья происходит либо по инициативе, либо с участием сервисных компаний. Интеллектуальный, наукоемкий сервис, даже при более высокой стоимости позволяет снизить издержки прироста единицы запасов, себестоимость добываемой продукции. Например, благодаря современным

технологиям, использованию точной информации о свойствах и структуре залежей, вместо трех скважин бурится одна, но она обеспечивает более высокую производительность и, соответственно, рентабельность добычи. Роль таких технологий очень высока, поскольку стоимость бурения составляет около половины от общего объема инвестиций в нефтедобычу. В рамках сервисного сектора создаются предпосылки для более быстрого применения новых технических решений и инноваций, увеличивается спрос на высококвалифицированные кадры [3].

Развитие сервисного сектора представляется важным также в силу следующих обстоятельств.

- Сокращение удельных издержек на разведку и добычу (во многом именно на это направлена деятельность нефтесервиса) фактически ведет к приросту ресурсной базы добычи углеводородов. Это связано с тем, что возникают предпосылки, во-первых, для продления добычи на «старых» объектах (что определяет значительные положительные социальные

эффекты, прежде всего на региональном уровне); во-вторых, для вовлечения в хозяйственный оборот новых участков недр (субрентабельных и трудноизвлекаемых запасов) и новых провинций [4].

- Снижение издержек на добычу (при прочих равных условиях) ведет к росту прибыли и, соответственно, налога на прибыль, направляемого в бюджеты (при этом большая часть этого налога направляется в региональные бюджеты). Проросту налоговой базы способствует и увеличение ресурсной базы для добычи углеводородов вследствие увеличения перечня рентабельных объектов.
- Нефтесервис обеспечивает условия для формирования и эффективного развития малых и средних нефтедобывающих компаний. Такие компании обычно разрабатывают сложные объекты и могут быть конкурентоспособными только при наличии развитого, конкурентного рынка в нефтесервисе (см. рисунок).

Основные игроки на рынке нефтесервиса в России

В результате реструктуризации нефтяных компаний, образования новых концернов, прихода зарубежных игроков в российский нефтесервисе в настоящее время работает около 300 компаний. Их количество довольно изменчиво: идут процессы слияний и поглощений, с рынка уходят мелкие неконкурентоспособные фирмы, появляются новые игроки. Все компании, работающие в нефтесервисе России, можно разделить на несколько групп:

- подразделения вертикально-интегрированных нефтяных компаний (ВИНК), например «РН-Бурение» – дочернее предприятие «Роснефти»;
- крупные российские сервисные компании, в том числе с участием иностранного капитала (Буровая компания «Евразия», «Интегра», IG Seismic Services – IGSS);
- крупные международные компании (например, Schlumberger, Halliburton);
- малые и средние сервисные компании.

Сервис в рамках ВИНК. В 2000-е годы в нефтяной отрасли начался процесс выведения из структуры ВИНК сервисных подразделений, не связанных непосредственно с нефтедобычей. В целом данный процесс соответствует общемировым тенденциям в нефтяном бизнесе. Основные причины выделения сервисных подразделений из состава ВИНК связаны со следующим:

- конкуренция на сервисном рынке способствует росту качества предоставляемых услуг, снижению стоимости данных работ;
- повышение прозрачности нефтегазовых компаний (прежде всего для инвесторов) ведет к росту их капитализации;
- происходит эффективное распределение ответственности, риска и выгод между добывающей компанией и подрядчиками;
- качественное управление нефтесервисом требует большого опыта, знаний и усилий, отвлекая нефтяные компании от основной деятельности.

При этом российские ВИНК реализуют разные стратегии применительно к своим сервисным подразделениям. Например «Сургутнефтегаз» и «Татнефть» преимущественно сохраняют в своем составе сервисные подразделения и относительно редко пользуются услугами сторонних компаний. «ЛУКОЙЛ», «Русснефть» и малые добывающие компании в основном ориентированы на внешний сервис.

«Роснефть» и «Газпром нефть» используют смешанный подход: имеют свои дочерние сервисные подразделения и активно используют внешних подрядчиков. Например, «Роснефть» сохраняет свои сервисные подразделения («РН-Бурение», «РН-Сервис», «РН-Ремонт») и в то же время стремится создать условия для конкуренции собственных подразделений и внешнего сервиса, чтобы обезопасить себя от необоснованного завышения цен со стороны своих структур.

При этом сервисные предприятия в структуре ВИНК могут получать преференции от материнских компаний. Этот дисбаланс приводит к снижению рентабельности сервиса, ограничивающего возможности независимых компаний инвестировать в развитие и модернизацию и, как следствие, к его отставанию от зарубежных конкурентов в технологическом развитии [5].

Независимые крупные игроки: разные пути становления и развития. Каждая из крупных российских сервисных компаний (к которым в том числе следует отнести Буровую компанию «Евразия», «Интегру», IGSS) имеет свою специфическую историю возникновения, которая во многом определяет ее современную рыночную нишу и перспективы развития.

Например, Буровая компания «Евразия» возникла в процессе реструктуризации системы управления компании «ЛУКОЙЛ». В результате такой реструктуризации была создана компания «ЛУКОЙЛ-бурение», на основе которой затем была сформирована Буровая компания «Евразия» (БКЕ).

В настоящее время БКЕ (сейчас входит в состав компании Eurasia Drilling Company – EDC) является крупнейшей компанией в России по объему бурения, занимающейся строительством и ремонтом нефтяных и газовых скважин на лицензионных участках большинства ВИНК, прежде всего «ЛУКОЙЛа», «Роснефти» и «Газпром нефти». В 2013 г. компанией было пробурено более 5 млн м горных пород, закончены бурением 1672 скважины, проведено более 12,9 тыс. ремонтов (табл. 1). Сейчас доля БКЕ в эксплуатационном бурении в России составляет около четверти – 23%.

КОЙЛ» (около 57% в 2012 г. по сравнению с 77% в 2007 г.). При этом изначально компании были связаны долгосрочным контрактом, который должен был сократить риски сторон. После своего выделения из «ЛУКОЙЛа» буровая компания опасалась остаться с многотысячным коллективом (численность сотрудников составляла более 16 тыс. человек) без заказов. «ЛУКОЙЛ», в свою очередь, опасался, что не будет гарантировано выполнение его программы буровых работ.

Зарубежный опыт показывает, что значительная часть крупных сервисных игроков создавалась в результате слияния и укрупнения относительно мелких компаний. Ряд российских крупных игроков также были образованы по этому сценарию.

Например, компания «Интегра» была образована, а затем развивалась на основе консолидации малых и средних сервисных компаний. Она была основана в 2004 г. преимущественно на базе нефтесервисных активов ТНК-ВР, впоследствии объединившей несколько независимых сервисных компаний, а также производителя бурового оборудования «Уралмаш-ВНИИБТ». С момента образования «Интегра» консолидировала около 20 приобретенных стратегических активов: нефтесервисных компаний

Таблица 1

Основные производственные показатели компании БКЕ

Показатель	Ед. изм.	2007 г.	2008 г.	2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.
Проходка бурением	тыс. м	3268	4020	3750	4078	4247	4918	5089
Пробурено скважин	шт.	1174	1472	1329	1416	1431	1674	1672
Выполнено ремонтов	шт.	1326	1025	1119	10901	11368	12733	12958

Резкий рост ремонтных работ в 2010 г. был связан с завершением обмена активами между Eurasia Drilling Company и Schlumberger в рамках созданного в 2010 г. стратегического альянса. EDC приобрела у Schlumberger все ее буровые и ремонтные установки, а взамен отдала свои подразделения, занимающиеся сервисными работами при бурении скважин [6].

До настоящего времени основной объем заказов для компании БКЕ обеспечивает «ЛУ-

и предприятий по производству оборудования для нефтегазового сектора в России и СНГ. При этом «Интегра» не является полностью российской компанией, поскольку значительная часть ее основных акционеров – это иностранные частные инвесторы.

«Интегра» имеет более диверсифицированный портфель заказов, чем, например, БКЕ, что является ее конкурентным преимуществом и создает основы для ее устойчивого функциони-

рования в дальнейшем. К примеру, в 2013 г. основными заказчиками компании являлись ТНК-ВР (34% заказов по стоимости), «Роснефть» (13%), «Газпром нефть» (10%), «ЛУКОЙЛ» (8%), «НОВАТЭК» (5%).

В 2011 г. «Интегра», «Геотек» и Schlumberger объединили свои геофизические и сейсмические активы в России. Объединение произошло на базе совместного предприятия «Интегры» и Schlumberger – IGSS. При этом контроль над новой компанией остался у российских участников: Schlumberger принадлежит всего 12% акций. IGSS может занять около 70% российского рынка (не считая внутренних рынков интегрированных компаний). Сейчас компания является крупнейшей в своем сегменте рынка в России и странах СНГ. В перспективе она может стать заметным игроком и на глобальном рынке.

Участие крупного зарубежного игрока представляется очень важным с точки зрения трансфера новых технологий, способов организации работ. Так, например, ранее Schlumberger уже привнесла в совместное предприятие новые технологии, в том числе технологию, позволяющую получать более детальные и качественные сейсмические данные; программное обеспечение по обработке данных и услуги по его поддержке. В рамках совместного предприятия был создан единый центр по обработке и интерпретации морских и наземных сейсморазведочных данных с производственными центрами в Москве, Тюмени, Томске [6].

Следует признать, что до сих пор даже крупным российским игрокам сложно конкурировать с мировыми лидерами, которые имеют длительную историю своего развития, выполняют более широкий спектр и объем работ. Зарубежные лидеры значительно превосходят российских коллег и по финансово-экономическим показателям (выручке, рентабельности). При этом наши компании ориентированы в основном на внутренний российский рынок (с выходом в страны СНГ). Серьезным преимуществом крупных западных игроков является то, что они имеют международный характер. Это позволяет им диверсифицировать риски, использовать свои инновации в разных регионах мира с учетом местных особенностей. К важным предпосылкам для успешного функционирования и развития зарубежных компаний следует отне-

сти существенно лучшие условия для финансирования своей деятельности, эффективную поддержку со стороны государства.

Иностранные компании: имеются опасения. Среди иностранных сервисных компаний в настоящее время в России представлены как мировые лидеры – Halliburton, Schlumberger и Baker Hughes, так и относительно небольшие компании. Международные сервисные компании позиционируют себя в России как носители высокотехнологичных услуг. Обычно их услуги высококачественны, что наряду с повышенной наукоемкостью работ определяет и высокий уровень цен. Новые технологии во многом направлены на сокращение издержек нефтяных компаний, повышение качества услуг, увеличение их ресурсной базы (например, за счет проведения геологоразведки, применения методов повышения нефтеотдачи). При этом западный высокотехнологичный сервис получает более высокую прибыльность по сравнению со средним уровнем по России. Его доля на рынке сейчас оценивается на уровне 20-25%. Рост доли иностранного сервиса был обеспечен в том числе за счет покупки российских компаний.

Относительно новой тенденцией становится то, что иностранные сервисные компании стали создавать производственные мощности в России. Так, в Тюменской области уже создали свои производства Schlumberger и Bentec. Более 12 тыс. специалистов подготовил Сибирский учебный центр компании Schlumberger. Компания Baker Hughes реализует проект по организации кабельного производства и производства оборудования для заканчивания скважин. Планируется создать около 200 рабочих мест. Объем инвестиций составляет более 1,5 млрд руб. Предприятие будет выпускать до 8 тыс. км нефтепогружного кабеля в год. Рассматривается возможность строительства второй очереди производства, а также создание обучающего центра.

Присутствие на российском рынке зарубежных сервисных компаний в целом отвечает интересам и нефтедобывающих компаний. Но у российских экспертов и участников рынка имеется ряд опасений относительно результатов деятельности международных сервисных компаний на российском рынке.

Например, есть опасение, что иностранные компании захватывают нефтесервисный рынок России. Об этом говорят факты: доля иностранных компаний на сервисном рынке растет, причем особенно заметно в высокотехнологическом сегменте. К тому же имеет место тенденция увеличения доли зарубежных инвесторов в капитале российских нефтесервисов.

Другое опасение связано с тем, что иностранные компании обычно приходят со своим оборудованием, из-за чего формируется технологическая зависимость российских потребителей. Позиция зарубежного сервиса заключается в том, что все материалы и оборудование для выполнения работ, которые можно купить в России, покупаются у российских компаний. При этом иностранные компании строят в России несколько заводов. Следует признать, что передача технологий российским компаниям происходит в редких случаях.

Также опасения связаны с тем, что зарубежный сервис получает доступ к закрытой информации о недрах, иностранные компании отбирают заказы у более слабых российских игроков, происходит «утечка мозгов» в иностранные сервисные компании.

В настоящее время российские сервисные предприятия по своим финансовым возможностям, технологиям и кадровым ресурсам уступают крупным зарубежным корпорациям. Иностранные компании имеют возможности расширять свое присутствие, прежде всего в высокотехнологическом сегменте сервисного рынка и, соответственно, оказывать влияние в целом на функционирование и развитие нефтяной промышленности России.

Следует признать, что часто разграничения российских и зарубежных компаний во многом размыты: иностранные компании владеют акциями российского нефтесервиса, отечественные компании размещают свои акции за рубежом [7]. Наверное, сейчас следует делать больший акцент на уровень локализуемых в России социально-экономических эффектов от деятельности тех или иных компаний. Где компания платит основные налоги? Какую часть персонала (особенно высококвалифицированного) составляют российские специалисты? Развивает ли компания научно-исследовательскую, учебную и про-

изводственную базу в России? Осуществляется ли трансфер технологий? В какой мере привлекаются российские подрядчики, поставщики и смежники? Используются ли технологии, минимизирующие отрицательное влияние на экологию в местах добычи? Вероятно, ответы на эти вопросы даже более важны, чем «прописка» той или иной компании.

Есть ли ниша для малых и средних компаний нефтесервиса? Заметное место на российском рынке занимают малые и средние сервисные компании. Часть из них появилась в результате реструктуризации ВИНК, часть – существовали и ранее, а некоторые компании были созданы заново. При этом для независимых «малышей» барьеры входа на капиталоемкие и высокотехнологичные сегменты рынка представляются очень высокими, поскольку требуются значительные инвестиции в оборудование и квалифицированный персонал.

В целом отношение к роли и месту малых и средних компаний далеко неоднозначное. Современные особенности их функционирования связаны с тем, что для получения заказов им часто приходится прибегать к демпингу. В свою очередь, низкие цены на услуги создают препятствия для технического перевооружения, разработки и покупки новых технологий. При этом одной из основных тенденций нефтесервиса в мире является конкуренция в большей степени даже не цен, а технологий (в том числе таких, которые позволяют выполнить работы с более высоким качеством).

Поэтому с точки зрения крупных сервисных компаний, работу на российском рынке существенно осложняют мелкие, некомпетентные предприятия, которые в определенной степени даже мешают нормальной работе. Часто у них нет собственных реальных мощностей. При этом себестоимость их услуг очень низкая. Но у таких компаний мало перспектив для развития: даже получив заказы сегодня, при отсутствии необходимых ресурсов на обновление и новые технологии, высока вероятность того, что уже в краткосрочной перспективе эти компании исчезнут с рынка.

Если малая компания использует только относительно небольшой набор простых технологий, то велика вероятность, что она будет по-

Таблица 2

Основные преимущества и слабые стороны нефтесервисных компаний

Категория сервисных компаний	Доля рынка / перспектива	Основные проблемы и слабые стороны	Преимущества
Сервисные компании в рамках ВИНК	40% / сокращение	Не лучшее соотношение цены и качества услуг; возможна их продажа	Поддержка со стороны материнских компаний; относительная стабильность заказов; возможности выхода на «внешний» рынок
Крупные независимые российские компании	25% / рост	В целом неустойчивые позиции на высокотехнологичной части рынка	Относительно высокая конкурентоспособность; средний уровень цен; приемлемое соотношение цены и качества
Средние и малые компании	10% / стабилизация	Объекты для поглощения; часто слабая техническая база и невысокое качество услуг	Быстрый ответ на запросы рынка; подряды у крупных сервисных компаний; хорошее знание местного рынка
Иностранные компании	25% / стабилизация	Высокие цены на услуги; протекционизм со стороны государства	Высокое качество; сильные позиции в высокотехнологичном наукоемком сервисе

глошена более крупным игроком. Тем не менее сегмент малых и средних компаний нефтесервиса также является необходимым для эффективного функционирования соответствующего рынка, например, выполняя подрядные работы для более крупных игроков. Данные компании обычно более гибкие и потенциально могут быстрее реализовывать новые идеи, отвечающие потребностям рынка. Стабильность функционирования малой сервисной компании может обеспечить наличие 1-2 уникальных, в том числе высокотехнологичных операций.

В целом структура сервисного сектора в России, основные преимущества и слабые стороны различных групп компаний представлены в табл. 2.

Современные проблемы развития нефтесервиса в России

Список проблем российского нефтесервиса сформировался уже достаточно давно: устаревание и износ оборудования; низкие темпы инновационного развития; высокая конкуренция со стороны крупных западных компаний; отсутствие источников долгосрочного финансирования; непрозрачность рынка; отсутствие требуемой поддержки со стороны государства [8]. Эти проблемы в разной степени затрагивают отме-

ченные выше типы сервисных компаний, но так или иначе они относятся ко всем предприятиям.

Одной из важнейших проблем является ограниченное применение долгосрочных контрактов, хотя в России сейчас имеются предпосылки для их заключения – реализуются масштабные проекты (например, освоение нефтегазовых ресурсов в Восточной Сибири). На практике такие контракты часто получают связанные компании, что также ограничивает возможности независимого сервиса по техническому перевооружению и модернизации [5].

В случае краткосрочных контрактов (до 1 года) сервисная компания, закупив новое современное оборудование, не имеет гарантий, что оно будет эффективно использоваться после окончания этого контракта. В результате этого рациональная политика для нефтесервиса, не отвечающая стратегическим задачам отрасли, – работать максимально долго на имеющемся, часто уже устаревшем оборудовании. Поэтому необходимо побуждать заказчиков переходить на средне- и долгосрочные (3-5 лет) договоры с квалифицированными компаниями, что будет создавать основу для технической модернизации сервиса.

Примеры долгосрочных контрактов интегрированных нефтедобывающих компаний и крупных сервисных игроков уже имеются. Так,

в 2014 г. группа компаний EDC и «Газпром нефть» заключили соглашение по оказанию услуг бурения и реконструкции скважин. Соглашение сроком на три года предусматривает использование современных и высокоэффективных мощностей EDC, определяет минимальное гарантированное количество буровых станков в работе, а также закрепляет порядок расчета стоимости работ. Заключение соглашения позволит EDC проводить плановое инвестирование в обновление и расширение парка буровых установок.

Другой пример – подписание в 2013 г. «Интеграл» долгосрочного контракта (на период до 2018 г.) на буровые работы в рамках реализации комплексного проекта «Ямал СПГ». Его стоимость составляет около 100 млн долларов. Предполагается, что дополнительное буровое оборудование будет закуплено по предоплате от заказчика, которая составляет около 30%.

Для развития малых и средних компаний нефтесервиса требуется государственная поддержка. Для таких компаний, например, важны компенсации затрат на получение банковских гарантий для участия в тендерах, части процентных ставок по кредитам, взятым для обновления своих основных фондов [9].

Одной из проблем для сервисного бизнеса является обычное отсутствие авансовых платежей. Сейчас средства за оказанные услуги нефтесервисные компании получают через 2-3 месяца, а иногда и 5 месяцев, после подписания актов выполненных работ. Все заказы выполняются подрядчиками на свои оборотные средства, что повышает издержки нефтесервиса.

Сейчас в большинстве случаев рентабельность нефтесервиса не достигает 10%. При этом низкая прибыльность нефтесервиса создает угрозы для развития всей нефтяной промышленности. В условиях низкой рентабельности нефтесервис не может эффективно выстраивать технологические звенья, не может решать все более трудные задачи в связи с усложнением структуры месторождений, извлечение запасов которых требует применения инновационных технологий и, соответственно, регулярного технического перевооружения.

Одно из предложений нефтесервиса – включать в стоимость услуг инвестиционную составляющую. Например, согласовать минимальную

базовую суточную ставку работы буровой установки, включающую в себя платежи при использовании оборудования, которые позволяют обновлять и модернизировать его, и заработную плату высококвалифицированного персонала, исходя из среднего уровня, сложившегося в отрасли по данному региону. Также предлагается предусмотреть для данной ставки региональные коэффициенты и ежегодно ее индексировать [10].

Другая проблема развития нефтесервиса (прежде всего для средних и крупных игроков) связана с демпингом. В тендерах нередко побеждают неквалифицированные малые компании, которые предлагают самые низкие цены на услуги. А такие цены часто не могут обеспечить качественных услуг, не создают предпосылок для развития сервисного сектора. Поэтому необходимо ужесточить процедуры квалификации сервисных подрядчиков, чтобы убрать с рынка компании, работающие на списанном оборудовании с привлечением неквалифицированного персонала.

Решение отмеченных проблем во многом связано с объединением усилий самих сервисных компаний и повышением роли государства, в том числе в стимулировании развития полноценного прозрачного рынка, высокотехнологичных игроков.

Драйверы развития: консолидация усилий и государственное стимулирование

Укрупнение компаний и консолидация усилий.

Одним из ответов на проблемы и вызовы, стоящие перед нефтесервисом, является консолидация, которая может быть рассмотрена в двух аспектах:

- укрупнение компаний (вслед за укрупнением основных заказчиков – добывающих компаний);
- создание новых и активизация работы действующих ассоциаций нефтесервисных компаний.

В России должны быть свои крупные игроки в нефтесервисе. Это обусловлено рядом обстоятельств.

- Процессы укрупнения добывающих компаний (здесь мы не рассматриваем обоснованность этого процесса) требуют

наличия соответствующих игроков в нефтесервисе. Расширение сферы долгосрочного сотрудничества между крупными игроками будет способствовать и технологическому развитию сервиса.

- Формирование и развитие исследовательских подразделений могут себе позволить только крупные игроки. Научно-образовательный комплекс того или иного региона является важным потенциальным источником инноваций для сервиса, но наличие корпоративных исследовательских центров также представляется необходимым для превращения сервиса в высокотехнологичный сектор.
- Только крупные российские игроки имеют перспективы в конкуренции с западным сервисом в России и на зарубежных рынках (прежде всего в высокотехнологичных сегментах).

Один из источников создания новых компаний и укрупнения существующих – сервисные активы, выводимые из состава крупных нефтедобывающих компаний. По этому пути сейчас идет развитие, например, холдинга «РУ-Энерджи Групп». Он объединяет несколько производителей и поставщиков нефтегазопромыслового и бурового оборудования, а также инструментов. Один из основных активов – тюменский завод «Нефтепромаш» по производству нефтегазового оборудования. Сейчас холдинг переходит к оказанию нефтесервисных услуг. Для реализации этой цели «РУ-Энерджи Групп» формирует свой нефтесервисный блок для работы на территории Западной и Восточной Сибири. Помимо ряда подразделений «Газпром нефти» он купил дочернюю структуру «Славнефти» – «Мегион-Сервис» и планирует дальнейшее приобретение сервисных предприятий.

С точки зрения защиты интересов российских компаний (прежде всего малых и средних) важное значение должны играть их ассоциации. На территории основного нефтегазового региона России – Тюменской области – сейчас работает несколько таких организаций. Одна из них – Тюменская ассоциация нефтегазосервисных компаний, объединяющая относительно небольших игроков, работающих на юге области.

В 2013 г. была создана Ассоциация нефтегазосервисных компаний Югры (ХМАО). Основ-

ные направления ее работы связаны с объединением усилий и технологическим развитием. Так, к ее задачам отнесены:

- объединение производственных и технологических возможностей, усилий, материальных и интеллектуальных ресурсов членов Ассоциации;
- представление и защита интересов членов Ассоциации перед заказчиками и потребителями нефтегазосервисных услуг и продукции;
- объединение и развитие научно-технического потенциала членов Ассоциации;
- обмен опытом, технологиями и оборудованием в сфере оказания нефтегазосервисных услуг.

Подобные задачи ставит перед собой и Ассоциация буровых подрядчиков, имеющая общероссийский статус.

Наличие ассоциаций нефтесервисных компаний и их работа с той или иной степенью интенсивности еще не гарантирует эффективной защиты их интересов, проведения необходимой научно-технической политики. В любом случае повышается вероятность того, что проблемы нефтесервиса будут услышаны заказчиками и государством, и будут приняты шаги и меры, учитывающие долгосрочные интересы всех участников процессов освоения нефтегазовых ресурсов.

Развитие системы государственного регулирования. Создание крупных национальных игроков, в том числе с участием государства, на рынке нефтесервиса может быть признано оправданным. Особенно, если иметь в виду положительный опыт Норвегии по использованию протекционистских мер в период создания собственной нефтяной промышленности. Для эффективного развития сервисного рынка необходима более развитая система регулирования, которая должна включать: стимулирование с использованием механизмов налоговой политики и кредитования, меры технического регулирования (нормы и регламенты), антимонопольную и научно-техническую политику.

Необходимо формирование и поддержание спроса на услуги (прежде всего высокотехнологичные, наукоемкие). К таким мерам следует отнести формирование и развитие механизмов

технического регулирования. Данные механизмы вместе с развитием системы мониторинга и контроля геологоразведки и разработки месторождений будут стимулировать повышение качества предоставляемых услуг, развитие технологической базы нефтесервисных предприятий. Вплоть до настоящего времени государству не удалось организовать эффективный контроль за разработкой месторождений нефти и газа, а также системы стимулирования добычи из трудноизвлекаемых запасов. Такое положение приводит к тому, что спрос на новые технологии и оборудование явно ниже уровня, который требуется для рационального освоения недр с позиций их собственника – государства [11].

Пожалуй, одной из сфер, где государству удалось сделать реальные шаги, направленные, в том числе и на рост спроса на нефтесервисные услуги, является стимулирование освоения новых нефтегазовых провинций. Здесь следует отметить, например, меры по налоговому регулированию добычи нефти в новых районах. Также представляется необходимым стимулирование ввода в эксплуатацию простаивающих скважин, освоение мелких малорентабельных объектов. Это будет способствовать воспроизведению и упрочению производственной связи «малые добывающие компании – независимые сервисные компании», что особенно важно для создания полноценного рынка в нефтяной промышленности России.

Также необходимы стимулирующие меры с учетом особенностей функционирования предприятий данного сектора экономики (как с точки зрения производственного процесса, так и современного состояния нефтесервиса в России). Например, важное значение для развития наукоемкого сервиса должно играть льготное налогообложение НИОКР.

В связи рядом опасений относительно результатов деятельности международных сервисных компаний роль государства видится в создании условий для трансфера технологий российским компаниям, стимулировании развития отечественных сервисных компаний, мониторинге ситуации на рынке нефтесервиса. Похожей политики придерживалась, например, Норвегия в начале освоения нефтегазовых ресурсов на шельфе Северного моря: применялись

действенные протекционистские меры до тех пор, пока местные компании не стали конкурентоспособными игроками на внутреннем и мировом рынке сервисных услуг. На федеральном уровне необходимо разработать государственную программу по техническому перевооружению нефтегазового сервиса, усилению НИОКР и оснащению машиностроительных мощностей современным технологическим оборудованием с привлечением финансовых средств как государственного бюджета, так и российских нефтегазовых компаний.

Следует учитывать, что сервисный сектор играет важную социально-экономическую роль прежде всего в регионах добычи углеводородного сырья. Оказываемые услуги – это налоги, дополнительные рабочие места (причем часто высокооплачиваемые), дополнительные заказы на оборудование для бурения и добычи у машиностроителей. Поэтому развитие конкурентоспособного сервисного сектора должно быть сферой пристального внимания и региональных органов власти. К тому же, применительно к сервису (в отличие от нефтедобычи), они обладают более широким набором инструментов, способных повлиять на ситуацию на региональных рынках.

На региональном уровне уже имеются определенные успехи в стимулировании российских производителей. Например, в Тюменской области есть опыт по компенсации части налогов нефтегазовым компаниям при покупке оборудования у отечественных производителей. Такой опыт может быть распространен и на услуги сервисных компаний. Для нефтесервиса важным инструментом стимулирования могло бы стать субсидирование части затрат по кредитам, используемым для финансирования мероприятий по техническому перевооружению.

В ряде нефтегазовых регионов, прежде всего там, где уже имеется развитый научно-образовательный комплекс (например, в Татарстане, Самарской и Томской областях), необходимо выстраивание связей между инноваторами и сервисом. Тесные связи сервиса и научно-образовательных учреждений будут способствовать созданию новых технологий, которые ведут к расширению ресурсной базы нефтяной промышленности, сокращению издержек на добычу, что

будет способствовать росту социально-экономических эффектов от развития нефтегазового сектора. Таким образом, сервисный сектор будет способствовать формированию новой роли

недропользования в экономике – драйвера инновационного развития как на государственном уровне, так и на уровне нефтегазовых регионов.

ЛИТЕРАТУРА

1. Проблемы законодательного регулирования отечественного сервисного рынка в области природопользования / Материалы круглого стола Комитета Государственной Думы по природным ресурсам и природопользованию. 11 октября 2007 г. – URL: <http://www.duma.gov.ru>. 2007.
2. Бушуев В.В., Крюков В.А., Саенко В.В., Силкин В.Ю., Токарев А.Н., Шафраник Ю.К., Шмат В.В. Нефтяная промышленность России – сценарии сбалансированного развития / ИЭС. – М.: Энергия, 2010. – 159 с.
3. Крюков В.А., Силкин В.Ю., Токарев А.Н., Шмат В.В. Минерально-сырьевой комплекс России: реализация преимуществ и возможностей развития // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. 2011. № 5. – С. 28–37.
4. Крюков В.А., Токарев А.Н., Шмат В.В. Как сохранить наш «нефтегазовый очаг»? // ЭКО. 2014. № 3. – С. 5–29.
5. Атепаева Е. Миром на защиту отечественного сервиса // Нефтегазовая вертикаль. 2013. № 23–24. – С. 100–106.
6. Нобатова М. Нефтесервис: консолидация и новые игроки // Нефтегазовая вертикаль. 2012. № 4. – С. 74–79.
7. Шульман Д. У нефтесервиса в России хорошие перспективы // Агентство нефтегазовой информации. – URL: <http://angi.ru/news.shtml?oid=2786867>.
8. Галова П., Белоглазова О. Российский нефтесервис: проблемы и решения // Нефтегазовая вертикаль. 2013. № 23–24. – С. 108–111.
9. Борисов В. Тюменская ассоциация нефтегазовых сервисных компаний // Нефть и газ Сибири. 2013. № 2. – С. 20–21.
10. Канашук А. Текущие цены на нефтесервисном рынке не позволяют иметь инвестиционную составляющую у буровых подрядчиков // Агентство нефтегазовой информации. – URL: <http://angi.ru/news.shtml?oid=2787640>.
11. Токарев А.Н., Кирпиченко В.Н. Проблемы формирования инновационной политики в нефтегазовом секторе // Сибирская финансовая школа. 2013. № 1. – С. 121–127.

Поступила в редакцию
04.08.2014 г.

А. Tokarev³

ROLE OF OIL RELATED SERVICES IN THE TECHNOLOGICAL DEVELOPMENT OF RUSSIAN OIL AND GAS SECTOR

The paper analyses the core problems of oil related services' development as the driver for innovative development of oil and gas sector. The paper presents the main players on Russian oil related services' market, underlines the role of such services in technological development of oil and gas sector, and presents the measures of state support for stimulating the development of oil related services in Russia.

Key words: oil related service, innovations, state regulation, social and economic effects.

³ Anatoly N. Tokarev – Leading Research Specialist, Institute for economics and production management SB RAS, Doctor of Economics, e-mail: Anatoli-3@ngs.ru

УДК 330.341.1:621.311 (470+571)

В.В. Бушуев, Ю.Н. Кучеров¹

ИННОВАЦИОННОЕ РАЗВИТИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ РОССИИ

Одной из главных целей новой энергетической политики России является курс на глубокую электрификацию всей экономики и социального сектора страны. Это предопределяет необходимость инновационного развития электроэнергетики, которая рассматривается не как отрасль, а как система систем, включающая и «электрический мир» потребителя, и «умную» инфраструктурную сеть, и энергоинформационное объединение ЕЭС-2.0. В статье показаны возможные направления метасистемного развития электроэнергетики и пути организации ее инновационного реформирования.

Ключевые слова: электроэнергетика, система систем, «электрический мир», сетевая инфраструктура, энергоинформационное объединение ЕЭС-2.0.

Глубокая электрификация страны признана одним из важнейших приоритетов новой Энергетической стратегии России [1].

Среди основных вызовов современности, оказывающих наибольшее влияние на характер развития электроэнергетики, выделяются: постоянный рост энергопотребления, в том числе электропотребления; повышение требований к надежности энергоснабжения и качеству услуг конечных потребителей; стремление к использованию все более экологически чистых источников энергии и минимизации негативного воздействия на природу; глобализация рыночных отношений на континентальном и межконтинентальном пространстве, в том числе внедрение рыночных отношений в электроэнергетику.

Так, на период до 2035 г. предполагается рост электропотребления в 1,6 раза, а к 2050 г. – в 2 раза по сравнению с 2010 г. с темпами, существенно превышающими спрос на ТЭР в целом. Но стратегически важен не только количественный масштаб развития электроэнергетики, а качественная структурно-технологическая трансформация как самой отрасли, так и всех связанных с ней сегментов энергетического и энергопромышленного сектора.

К сожалению, основная технологическая база электроэнергетики имеет не только «почтенный» физический возраст (почти 50% всего оборудования электростанций и ВЛ электропередач проработали более 40 лет), но и устарела морально (70% распределительных электрических сетей выработали нормативный срок).

В ответ на вызовы современности изменяется направление развития электроэнергетики как симбиоз гармоничного развития большой и малой энергетики, при котором потребитель играет все более значимую роль.

В целом электроэнергетика требует не только технической модернизации, но и инновационной перестройки материальной базы, организационной структуры и системы управления функционированием и развитием единой системы: потребитель – поставщик – производитель (нагрузка – сеть – генерация).

Это – и развитие «электрического мира» потребителей, и **поиск новых источников энергии**, в том числе и нетопливных, для централизованного и децентрализованного энергоснабжения, и **формирование Единой энергетической системы нового поколения ЕЭС-2.0** с управляемой инфраструктурой.

Обновление электроэнергетики на новой технологической основе требует решения трех основополагающих (и фундаментальных и практически обусловленных) задач:

- проведение структурно-технологического форсайта и формирование нового облика энергетики будущего, а в соответствии с этим формирование банка инновационных технологий на среднесрочную и долгосрочную перспективу;
- создание целостной системы инновационного развития – от фундаментальных путей и прорывных технологий до интеллектуального проектирования не только

¹ Виталий Васильевич Бушуев – генеральный директор Института энергетической стратегии, главный научный сотрудник ОИВТ РАН, профессор, д.т.н., e-mail: vital@df.ru;

Юрий Николаевич Кучеров – начальник Департамента технического регулирования ОАО «СО ЕЭС», д.т.н., e-mail: kucherov@so-ups.ru

отдельных энергоустановок, но и энергетических комплексов, а также подготовка кадров для их освоения;

- разработка частно-государственного партнерства с целью экономического, инвестиционного и институционального стимулирования качественного обновления систем и обеспечения общих интересов науки и бизнеса, власти и общества.

В данной статье делается попытка показать возможные пути и приоритеты решения этих задач для всего электроэнергетического комплекса. При этом электроэнергетика не рассматривается как независимая совокупность генерации, распределения и нагрузки, и даже не как отрасль, целью которой является обеспечение необходимого объема энергопоставок (либо предоставления мощности). **Электроэнергетика – это метасистема** (SoS – System of System, система систем), которая объединяет всех участников общего процесса энергоснабжения в единое целое, включая не только их синхронную работу, но и взаимовязанное по целевой задаче и конечному результату функционирование и развитие всего комплекса.

Целью электроэнергетики нового поколения является как надежность и эффективность (экономическая, технологическая и социальная) всей системы энергоснабжения на территории страны, так и ее стимулирующая роль драйвера экономического развития регионов.

Главным инструментом достижения этого целевого развития электроэнергетики является инновационность, обеспечивающая качественно новый облик «электрического мира» потребителей и Единой энергетической системы ЕЭС–2.0.

Это достигается также путем развития инфраструктуры, обеспечивающей как интеграцию регионов (крупных территориально-производственных комплексов и рассредоточенных потребителей) в единый электроэнергетический комплекс, так и стимулирование появления новых потребителей в коммунально-бытовой, транспортной и промышленной сферах для роста качества жизни населения и производительности труда за счет глубокой электрификации.

Структурно-технологический форсайт (целовое видение) электроэнергетики – это, прежде

всего, тренды и прогнозы развития спроса и производства (масштабы и направления электрификации, анализ структурных схем межрегиональных энергообъединений и локальных энергетических систем, формирование новой технологической платформы интеллектуальной (энергоинформационной) энергетики и банка новых прорывных технологий генерации, передачи и комплексного использования новых типов энергоустановок у потребителя.

К сожалению, в полной мере такого форсайта в нашей стране так и не проведено. Существуют отдельные обстоятельные исследования по вариантам развития ВИЭ, электромобильного транспорта, Единой национальной электрической сети (ЕНЭС), но все они проведены с позиции лоббирования тех или иных инноваций, оставляя без внимания общий качественный облик электроэнергетики в целом. Такая фундаментальная задача – это прерогатива не отдельных компаний и даже не министерств, а прежде всего Российской академии наук, где, к сожалению, пока что отсутствует комплексная программа системного развития электроэнергетики. Множество работ посвящено отдельным фундаментальным исследованиям новых принципов генерации (тригенерация, электровзрывные генераторы, импульсные и вихревые энергоустановки, электрохимические источники тока, термоядерные реакторы и реакторы на быстрых нейтронах, отдельные схемы солнечной энергетики и т.п.). Но в целом из этих разрозненных работ, проводимых во множестве лабораторий и институтов РАН, пока не складывается тот будущий облик электроэнергетики, который будет основан на прорывных технологиях, позволяющих существенно расширить арсенал новой генерации.

А эта новая генерация, как и электроэнергетика, в целом неминуемо будет многоукладной. Неправоммерно говорить об альтернативной энергетике: или на базе топливной генерации (угольных и газовых ТЭС), или с помощью ВИЭ, АЭС (включая реакторы на БН) или ГЭС (включая приливные станции), космические электростанции или миниаккумуляторы для бытовых электроприборов.

«Электрический мир» потребителя чрезвычайно многогранен. Это – «умные» энергоэф-

фективные дома, оборудованные различной техникой для обеспечения комфорта и удобства жизни. В мире известно более 500 различных видов бытовой электротехники: от индивидуальных биоэнергетических и физиологических медицинских приборов до осветительных установок без использования ламп накаливания, от строительных конструкций и панелей со встроенными электронагревателями до управляемых установок климат-контроля (кондиционеров и воздухообогревателей, вентиляторов и увлажнителей, ламп Чижевского и инфракрасных излучателей), не говоря уже о кухонных комбайнах, установках пищевого приготовления и утилизаторах бытовых отходов. И хотя сегодня большая часть этой бытовой техники питается от розетки, быстро растет доля устройств со встроенными источниками питания, в том числе микроаккумуляторами. А еще быстрее – новые виды электрофизических и электрохимических приборов, работающие не на традиционных источниках (переменного или постоянного тока с адаптерами) и не с помощью зарядных устройств, а на биорезонансных принципах, пьезокристаллических эффектах, волновых усилителях различного происхождения.

Еще более широкий спектр возможных энергоустановок связан с транспортно-промышленным сектором.

Помимо развития литий-ионных и водородных аккумуляторов для электромобилей (личного и общественного транспорта), разрабатываются и находят все более широкое применение импульсные, термомеханические и взрывные установки для обработки материалов.

Электрохимия и нанотехнологии позволяют создавать новые материалы и конструкции с заданными структурными механическими и физическими свойствами. При этом все возможные физико-химические реакции основаны на использовании процессов преобразования одних видов электрической энергии в другие, не ограничиваясь только стандартными электромагнитными процессами частотой 50 Гц.

Это понуждает более широко рассматривать всю совокупность энергетических преобразователей, служащих как для изменения параметров электрического тока, так и решения более широкого класса задач формирования «электриче-

ского мира», в том числе и согласования новых потребителей и новой генерации.

Так, например, для получения тугоплавких материалов с помощью токов сверхвысокой частоты обычные энергоустановки не годятся, а с успехом используются концентраторы солнечной энергии.

Для нанесения тонких покрытий на материалы могут быть использованы не традиционные гальванические установки, а специальные электрохимические электролизеры. Суперконденсаторы могут создаваться с использованием мембранных биоэнергетических технологий.

Атомные станции имеют возможность не только генерировать электрическую энергию по графику нагрузки, но и вместе с мощными накопителями, запасаящими энергию в ночные часы, будут представлять энергетические центры для питания крупных потребителей теплом и электрической энергией.

Тригенерация тепла, электрической энергии и холода может быть адекватна потребителям, в равной степени заинтересованным в использовании всех этих ресурсов, например, предприятиям криогенного профиля.

Гидроэнергетические установки целесообразно использовать не только для производства электрической энергии, но и для управления водными потоками для ирригации и борьбы с наводнениями, а также для электролиза воды и получения водорода.

Примеров такого нестандартного (не моноспециализированного) подхода к генерации и потреблению энергетических ресурсов достаточно много уже сейчас, а будущая энергетика станет комплексом для широкого использования всех видов энергии для соответствующих потребителей широкого профиля.

Применение новых материалов для силового энергетического и электротехнического оборудования позволило увеличить плотность энергии, преобразуемой на объектах электроэнергетики, а также повысить ресурс и продолжительность межсервисного (межремонтного) интервала. Развитые информационные системы диагностики и контроля состояния оборудования, в том числе встроенные системы диагностики, предоставили возможность гибкого подхода к определению допустимой нагрузки и

необходимости проведения технического обслуживания.

Особенно интенсивное развитие технологий в настоящее время наблюдается в области сверхмощных дальних электропередач, необходимых для связи крупных источников электроэнергии и центров потребления, и распределительного сектора ЭЭС, что отражает общую тенденцию к возрастанию роли потребителей и веса распределенной генерации. В связи с этим необходимо выделить развитие высоковольтной преобразовательной техники и высокоамперной техники на низком напряжении.

Технологическое развитие связано не только с ростом технических параметров силового высоковольтного оборудования. Например, развитие электротехнической промышленности позволило повысить надежность выключателей, кабельных линий, преобразователей вида тока, что положительным образом сказывается на надежности функционирования ЭЭС и предоставляет новые возможности для новых схемных решений в развитии электрической сети, коммутационных узлов ЭЭС, схем электроснабжения потребителей.

Поэтому одной из важных задач **энергетического форсайта** должно стать формирование банка новых технологий, построенного не по отраслевому принципу, а по принципу модульного построения системы. Эта система собирается на базе отдельных блоков – отдельных технологических установок, реализующих тот или иной энергетический процесс, но системно конструируемых и интегрируемых в общую многосвязную сеть. Тем самым могут быть получены (синтезированы) технологические системы с заданными свойствами либо обеспечивающими качественно новый эффект.

Идеология построения такого банка представлена в работах ИЭС [2], но основная задача – сделать его предметом многостороннего формирования и использования для инновационного развития электроэнергетики.

Инновационность – это не самоцель, а только средство для создания энергоэффективной электроэнергетики, которая должна отличаться не только энергосберегающими характеристиками, но и новым результатом, расширяющим спектр энергетических услуг для населения, и

создающим возможности качественного улучшения производственных и социальных характеристик использования электроэнергии.

Костяк банка должны составить прорывные технологии, требующие как использования новейших фундаментальных знаний в энергетике и смежных науках, так и организации всего цикла – от идеи до замкнутой широко используемой технологической системы.

Ключевым звеном в такой системе станет творческий человек, способный понимать и формировать исходный замысел SoS, участвовать в интеллектуальном проектировании многоукладной и многосвязной энергетики на базе Smart- и Super Grid, а также способный обучаться новейшим технологиям и учить этому подрастающее поколение.

Под разработку инновационных технологий необходимо формирование новых творческих коллективов из числа специалистов РАН, вузов, отраслевых НИИ, бизнес-компаний и государственных структур.

Но главным в этих коллективах должен стать системотехник – идеолог и системный менеджер для постановки задач и совместной организации работы. Поэтому до рассмотрения предложений по финансированию таких комплексных работ необходимо выделение специальных грантов под идею и под возможный качественно новый результат формирования таких технологических цепочек из общего банка. По сути дела, банк новых технологий должен стать ядром физического и финансового формирования инновационной энергетики будущего. А его обеспечение должно стать предметом заботы как государственных (бюджетных) фондов, так и частного бизнеса – потребителя новых технологий.

Еще одной крупной проблемой инновационного развития электроэнергетики должно стать формирование Единой энергетической системы нового поколения ЕС-2.0. В отличие от ЕЭС советских времен, являющейся образцом суперобъединения для своего времени, ЕС-2.0 должна формироваться не только как совокупность физических (линейных и подстанционных объектов, сетевых и межсистемных преобразователей) коммуникаций, но и как SoS-единство всех систем, энергетических, транспортных, в том

чале с перевозками сырьевых и переработанных товаров со скрытой энергией (угля, водорода, цветных металлов, СПГ, моторного топлива и др. энергохимических продуктов), а также информационных (в том числе рыночных) сигналов, институциональных связей. ЕС-2.0 охватывает не только зону синхронных связей между отдельными межрегиональными и межгосударственными системами, но и является глобальной сетью Super Grid – инфраструктурой всей Евразии.

Ее отличительные особенности:

- разрешение ограничений параллельной работы систем за счет создания межсистемных преобразований (ВПТ, СПИН, кабельных сверхпроводящих вставок и системных накопителей различного механического, индуктивного, гидроаккумулирующего, пневматического типа), обеспечивающих эффект «складирования» энергии;
- возможность интеграции с другими транспортными связями за счет согласованного использования сырьевых энергокоммуникаций (газопроводов, углеводных дорог, водных маршрутов), ВЛ электропередач и перевозкой энергоносителей в переработанном виде;
- интеллектуализация связей, объединяющих отдельные региональные и монопродуктовые системы за счет информационного единства и согласованного управления.

ЕС-2.0 – это интеллектуальная и саморазвивающаяся Super Grid, создающая условия для подключения к ней как больших генерирующих

центров, так и распределенной по территории генерации, крупных территориально-промышленных комплексов и локальных потребителей.

Тем самым она обеспечивает объединение районов с богатыми запасами природных ТЭР и центров их промышленной переработки и использования, объединение централизованных и децентрализованных систем энергоснабжения.

Структура ЕС-2.0 – это сочетание цепочечных схем объединяемых энергосистем Урала, Сибири и Дальнего Востока, а также ячеистых схем по ходу объединения отдельных широтных и меридиальных направлений: вдоль Транссиба и ВСТО, БАМа и газопровода «Сила Сибири», вдоль Севморпути и «Нового шелкового пути» в рамках общего Трансевразийского пояса развития.

Принципиальной особенностью ЕС-2.0, как и всей инновационной электроэнергетики, является то, что она представляет собой не статическую физико-техническую систему с информационными связями, а «живую» человеко-машинную (эргатическую) систему, которая не просто обслуживает Homo Sapiens и общество в целом, а делает человека социального творцом и конструктором будущего. Интеллектуальность Smart Grid и ЕС-2.0 достигается не за счет роботизации техники, а за счет нового метасистемного принципа объединения физических возможностей новых технологических комплексов и человеческого фактора.

Электроэнергетика при этом становится не средством жизнеобеспечения потребностей социума, а вместе с человеком – системой жизнедеятельности общества и государства.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Энергетическая стратегия России на период до 2035 г. (проект Минэнерго РФ, URL: www.minenergo.gov.ru).*
2. *Материалы проекта «Банк энергетических технологий». М.: Мировая энергетика, 2012.*

3. *Якунин В.И., Осипов Г.В., Садовничий В.А. Единая евразийская инфраструктурная система. М.: ИСПИ РАН, 2013.*

Поступила в редакцию
07.12.2014 г.

V. Bushuev, Yu. Kuchero²

INNOVATIVE DEVELOPMENT OF RUSSIAN POWER SECTOR

One of the main goals of new Russian energy policy is the shift to deep electrification of all its economy and social sector. Its predetermines the necessity of innovation development of power sector, which is analysed not as a sector, but as a system of systems, which includes the customer's «electric world» and «smart» infrastructure network, and power and informational incorporation UES-2.0. The papers describes the possible ways of meta-systematic development of power sector and the ways of organisation of its innovative reformation.

Key words: power sector, system of systems, «electric world», network infrastructure, power and informational incorporation UES-2.0.

² Vitaly V. Bushuev – Director General with Institute for Energy Strategy, Head research specialist of Energy Sector Systematic Research Laboratory JIHT RAS, professor, Doctor of Engineering, *e-mail:* vital@df.ru;
Yury N. Kuchero² – Head of Technical regulation department JSC SO UPS, Doctor of Engineering, *e-mail:* kuchero²@so-ups.ru

УДК 621.311

А.Д. Гайснер, А.Н. Новиков¹

ОСНОВНЫЕ ТЕНДЕНЦИИ ПРИМЕНЕНИЯ И РАЗВИТИЯ СИСТЕМ НАКОПЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В СОВРЕМЕННЫХ ЭНЕРГОСИСТЕМАХ (МИРОВОЙ ОПЫТ)

Рассмотрены основные направления и тенденции использования и развития систем накопления электроэнергии в современных энергетических системах. Определены области применения СНЭ на всех стадиях генерации, распределения и потребления электроэнергии. Проведен анализ распределения электрохимических СНЭ по основным показателям. Дан прогноз развития рынка СНЭ до 2030 года.

Ключевые слова: системы накопления электроэнергии (СНЭ), электроэнергетика, возобновляемые источники энергии (ВИЭ), генерация, распределительные сети, энергосистемы.

Введение

Развитие современных энергосистем в мире в последнее время характеризуется их значительным усложнением, активным внедрением возобновляемых источников энергии (ВИЭ), распределенной генерации, конечных потребителей с управляемым потреблением, а также систем коммуникации и управления. Эти изменения призваны обеспечить преимущества, такие как возможность отвечать целям государственной политики по диверсификации электроэнергетики и предоставлению потребителю больших возможностей выбора при обеспечении собственного электроснабжения. Однако эти преобразования сталкиваются с определенными проблемами, такими как:

- Рост вклада в суммарную генерацию изменяющейся в значительных пределах во времени генерации ВИЭ, регулирование которой затруднительно.
- Непостоянство выходной мощности солнечных электростанций, обусловленное продолжительностью светлого времени суток, облачностью и другими факторами, может привести к резким изменениям выходной мощности и потребовать непредсказуемого управления нагрузкой. Более того, резкие изменения выходной мощности ветровых генераторов, будь то быстрые колебания (секундные) или бо-

лее медленные (минутные), могут влиять на напряжение в распределительной сети (если ВИЭ присоединены к распределительной сети). Кроме того, для нейтрализации резких изменений генерации ветровых станций может потребоваться дополнительные резервы мощности в системе.

- Реверсивные перетоки, создаваемые распределенными источниками генерации, требуют пересмотра требований к средствам регулирования напряжения и релейной защиты, спроектированным для случая однонаправленного перетока мощности.
- Ограниченная пропускная способность линий электропередачи вынуждает ВИЭ снижать генерацию в периоды максимума производства электроэнергии, а увеличение пропускной способности за счет ввода новых сетевых объектов сталкивается с экологическими и регуляторными ограничениями.
- Энергокомпании изыскивают новые пути продления срока использования активов, задерживая инвестиции в модернизацию систем, поддерживая при этом надежное электроснабжение по приемлемым для потребителей ценам и учитывая неопределенность в росте нагрузки.

Активное внедрение систем накопления энергии (СНЭ) в энергосистемах позволит пре-

¹ Александр Давидович Гайснер – ведущий специалист отдела новых электросетевых технологий ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС», e-mail: gaisner_ad@ntc-power.ru;

Александр Николаевич Новиков – главный специалист, Дирекция электрооборудования и ЛЭП ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС», e-mail: novikov_an@ntc-power.ru

одолеть указанные выше проблемы. Предлагаемые СНЭ могут ранжироваться по мощности от нескольких кВт до тысяч МВт. Время разряда может также меняться от сотых долей секунды до нескольких часов. СНЭ могут управляться локально и с удаленных центров управления. Они могут быть спроектированы таким образом, чтобы очень быстро реагировать на управляющие команды. СНЭ с устройствами силовой электроники имеют возможность независимого управления активной и реактивной мощностью. В зависимости от потребностей энергосистемы СНЭ могут обеспечить регулирование частоты и напряжения, сдвиг во времени потребления и генерации, регулировку мощности на выходе системы ВИЭ+СНЭ, расширить возможности диспетчерского управления. Они могут быть спроектированы для потребностей распределительной и/или передающей сети, одноцелевого или многоцелевого использования, или для целей управления на стороне потребителя.

Каждая технология накопления энергии характеризуется капитальными затратами на ее внедрение, а также эксплуатационными расходами. В целом в настоящее время некоторые технологии накопления энергии не являются экономически эффективными и в перспективе необходимо снизить в первую очередь капитальные затраты. Независимым системным опе-

раторам (НСО), энергокомпаниям, продавцам и провайдером технологий накопления энергии необходимо активно формировать правила развивающегося рынка СНЭ, а также эксплуатационные требования с тем, чтобы добиться максимальной экономической эффективности применения СНЭ. В идеале рынки и тарифы должны быть спроектированы таким образом, чтобы можно было бы воспользоваться преимуществами СНЭ без дополнительных неоправданных затрат.

Главные направления использования СНЭ

Существующие СНЭ могут обеспечить разнообразные приложения по всему спектру производства и распределения электроэнергии, который можно условно представить тремя уровнями иерархии:

- уровень генерации и энергосистемы;
- уровень передающей и распределительной сети;
- уровень конечного потребителя.

Десять основных областей применения СНЭ, по данным [1], представлены в табл. 1, 2, 3, каждая из которых соответствует указанному выше уровню иерархии. Дополнительно существуют и другие области применения СНЭ, а кроме того – новые области применения могут возникнуть в будущем и стать предметом будущих исследо-

Таблица 1

Области применения СНЭ на уровне генерации и энергосистемы

Применение	Описание
Услуги на оптовом рынке электроэнергии	СНЭ, установленные в энергосистеме для заявки на участие в торгах на рынке электроэнергии и мощности и на рынке системных услуг*
Интеграция ВИЭ в энергосистему	СНЭ, установленные в энергосистеме и обеспечивающие сдвиг максимума нагрузки во времени и системные услуги для обеспечения параллельной работы ВИЭ с энергосистемой
Стационарные СНЭ для поддержки передачи и распределения электроэнергии	СНЭ для поддержки передачи и распределения электроэнергии, повышающие эффективность передающей и распределительной сети, а также экономию за счет отказа от строительства дополнительных сетевых объектов
Передвижные СНЭ для поддержки передачи и распределения электроэнергии	Передвижные СНЭ для поддержки передачи и распределения электроэнергии при задержке ввода объектов передающей и распределительной сети во многих местах по мере необходимости

* – только крупные СНЭ, одновременно функционирующие на рынке электроэнергии и на рынке системных услуг.

Таблица 2

Области применения СНЭ на уровне передающей и распределительной сети

Применение	Описание
СНЭ в распределительных сетях	Централизованно управляемые модульные системы, обеспечивающие возросшую надежность электроснабжения, поддержку передающих и распределительных сетей и потенциально системные услуги
СНЭ, агрегированные энергокомпаниями, осуществляющими электроснабжение на розничном рынке электроэнергии	СНЭ, установленные и обслуживающие жилые помещения, агрегированные и централизованно управляемые в интересах распределительных систем
СНЭ для обеспечения качества электроэнергии и надежности при электроснабжении коммерческих и промышленных потребителей	СНЭ для обеспечения качества и надежности поставки электроэнергии коммерческим и промышленным потребителям
СНЭ для управления электроснабжением коммерческих и промышленных потребителей	СНЭ для снижения времени использования поступающей из энергосистемы в часы максимума нагрузки электроэнергии коммерческими и промышленными потребителями

Таблица 3

Области применения СНЭ на уровне конечного потребителя

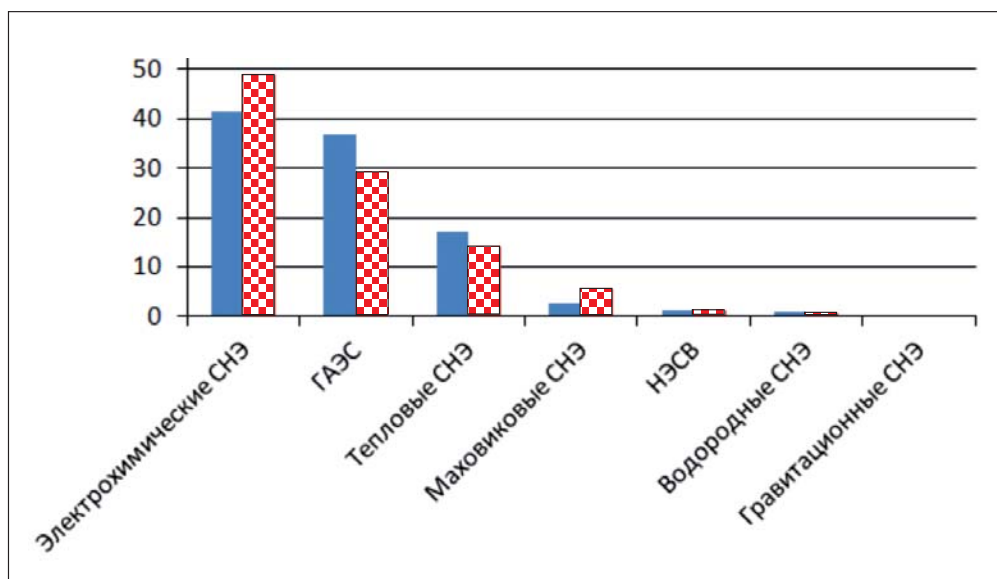
Применение	Описание
Управление электроснабжением домохозяйств	СНЭ для сдвига во времени максимума потребляемой электроэнергии на розничном рынке электроэнергии для снижения электропотребления в часы максимума нагрузки энергосистемы
Резервное электроснабжение	СНЭ для обеспечения резервного электроснабжения домашних офисов с высоким уровнем надежности

ваний. Тем не менее эти 10 ключевых областей представляют преимущественное использование СНЭ и наиболее интересны для потенциальных владельцев СНЭ и операторов рынка электроэнергии.

Основными заинтересованными в использовании СНЭ субъектами являются: электросетевые компании, потребители, НСО, участники оптового рынка электроэнергии и мощности, включая независимых производителей энергии, провайдеры услуг на розничном рынке электроэнергии, плательщики коммунальных налогов, сотрудники регулятивных органов. Каждая из десяти указанных областей применения СНЭ определена для детального анализа с целью получения от применения СНЭ максимального преимущества. Из-за высоких капитальных затрат для большинства СНЭ желательно использовать отдельные устройства для выполнения одновременно нескольких задач, соответствующим указанным в табл. 1, 2, 3 областям применения.

Департамент энергетики США совместно с Sandia National Laboratories создал базу данных

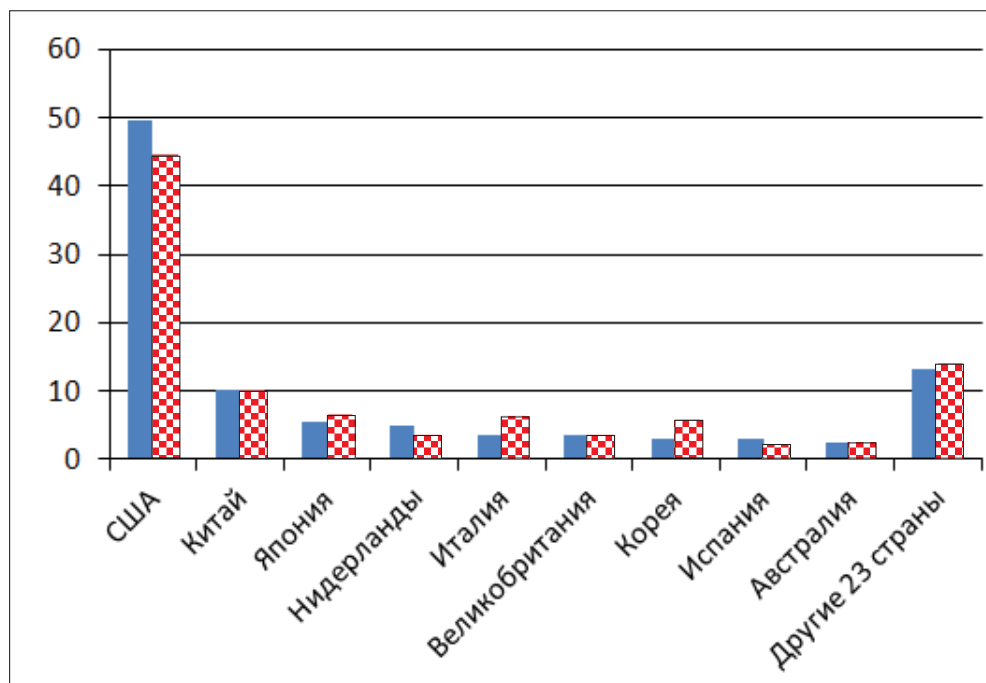
[2], в которую заносится вся имеющаяся в мире информация о находящихся в эксплуатации, стадии монтажа и наладки, заявленных и за-контрактованных СНЭ. На 15.06.2014 г. эта база данных содержала информацию о 940 СНЭ, а на 1.12.2014 г. – уже 1166 СНЭ. Для каждого СНЭ в базе данных содержится следующая информация: название, описание, тип, мощность, время разряда, местоположение и текущее состояние СНЭ, указание областей использования данного СНЭ. Результаты, представленные ниже, получены на основе этих данных. На рис. 1. представлено распределение числа СНЭ по способу накопления энергии. Наибольшая доля СНЭ соответствует электрохимическим источникам накопления энергии. Этот тип СНЭ характеризуется наиболее обширным и динамично развивающимся рынком и самым широким спектром применений. В силу этих обстоятельств, в дальнейшем будем рассматривать и анализировать только электрохимические СНЭ (общее количество в базе данных на 15.06.2014 г. – 380, на 01.12.2014 г. – 571). Ниже на диаграммах



ГАЭС – гидроаккумулирующая электрическая станция; НЭСВ – накопитель электрической энергии на основе сжатого воздуха

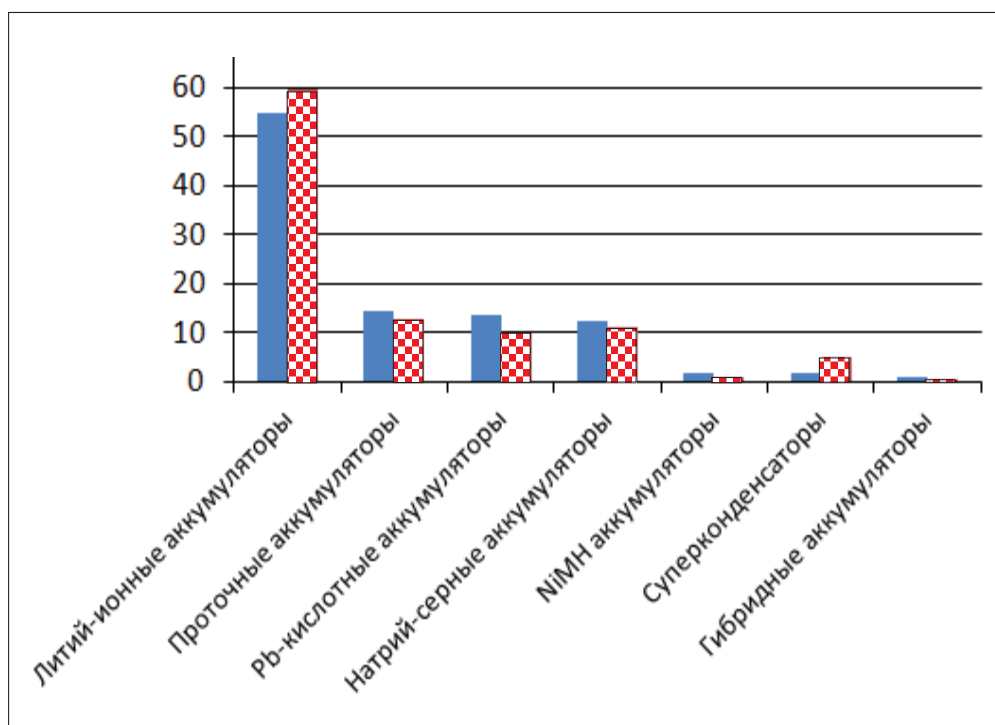
Источник: [2].

Рис. 1. Распределение СНЭ по способу накопления энергии
(доля в % от общего числа СНЭ)



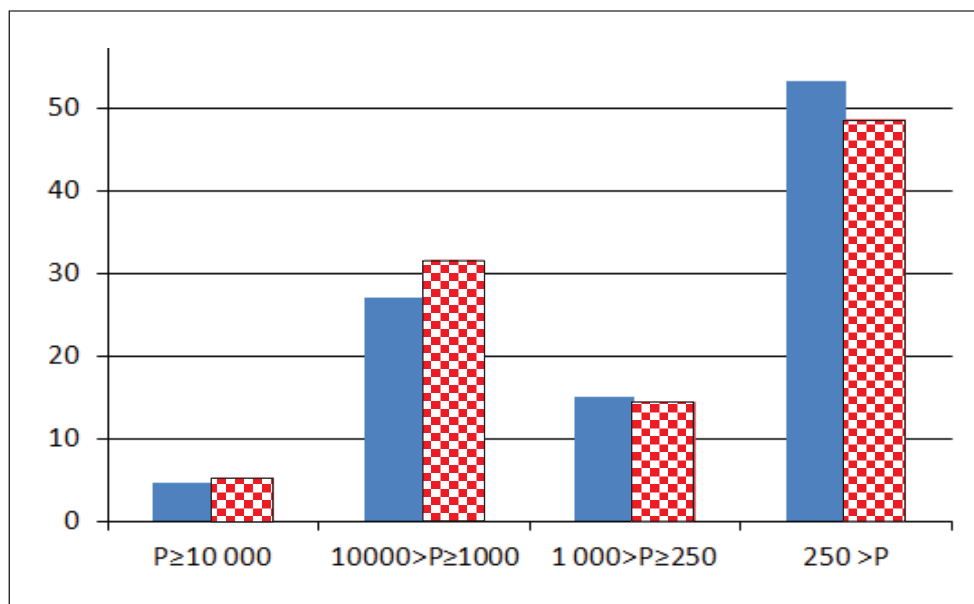
Источник: [2].

Рис. 2. Распределение электрохимических СНЭ по странам
(доля в % от общего числа СНЭ)



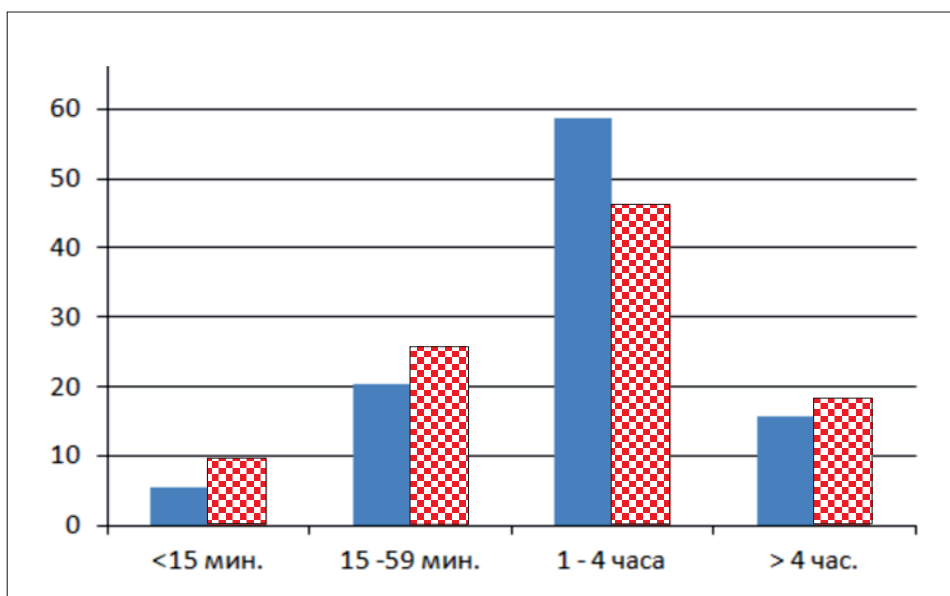
Источник: [2].

Рис. 3. Распределение электрохимических СНЭ по типу аккумулирования электроэнергии (доля в % от общего числа СНЭ)



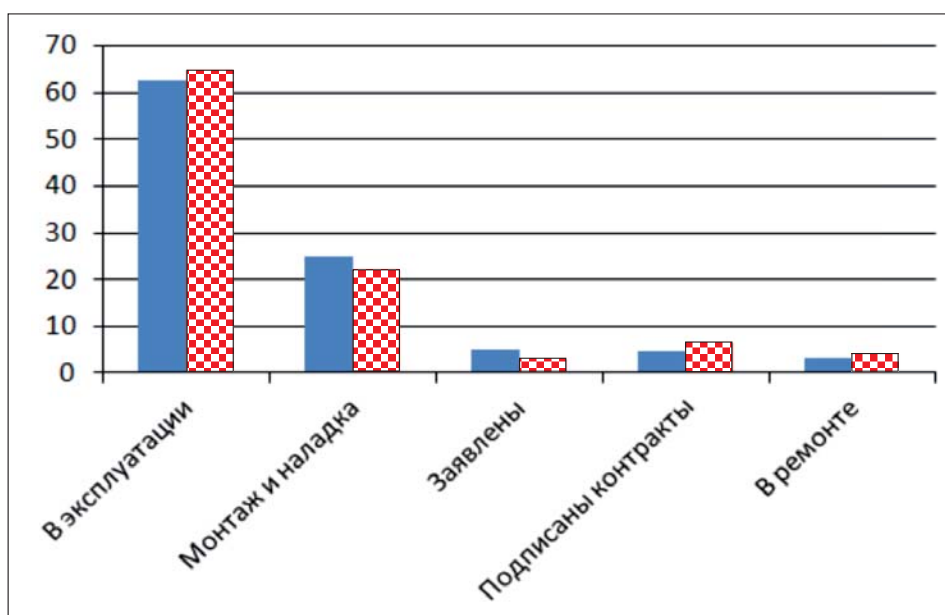
Источник: [2].

Рис. 4. Распределение электрохимических СНЭ по установленной мощности в кВт (доля в % от общего числа СНЭ)



Источник: [2].

Рис. 5. Распределение электрохимических СНЭ по времени разряда (доля в % от общего числа СНЭ)



Источник: [2].

Рис. 6. Распределение электрохимических СНЭ по состоянию на 15.06.2014 (доля в % от общего числа СНЭ)

(рис. 1-6) темным цветом отмечены результаты, полученные по данным на 15.06.2014 г., а клетчатый – по данным на 1.12.2014 года.

Почти 50% от общего числа электрохимических СНЭ приходится на США (см. рис. 2), что помимо высокого технологического и эконо-

мического уровня развития страны, объясняется еще и тем, что в США высокая суммарная установленная мощность ветровых и солнечных электростанций, для надежной и экономичной эксплуатации которых требуется установка СНЭ.

Более 50% от общего числа электрохимических СНЭ приходится на литий-ионные аккумуляторы (см. рис. 3), причем доля этих аккумуляторов возрастает. Представленное на рис. 4 распределение электрохимических СНЭ по установленной мощности показывает, что приблизительно 50% СНЭ обладают мощностью менее 250 кВт, то есть большинство СНЭ установлено на стороне потребителя. Эта доля имеет тенденцию к снижению, так как за последние полгода в мире интенсивно вводятся в эксплуатацию электрохимические СНЭ мощностью более 10 МВт. Приблизительно 50% электрохимических СНЭ имеют время разряда в интервале от 1 до 4 часов (см. рис. 5), что дает возможность использовать одни и те же СНЭ на разных рынках электроэнергии. Из рассматриваемых электрохимических СНЭ почти 90% на-

ходятся в эксплуатации или в стадии монтажа и наладки (см. рис. 6).

В табл. 4 представлен анализ использования электрохимических СНЭ. Так как СНЭ являются все еще дорогими устройствами, их установка с целью выполнения какой-либо одной из перечисленных в табл. 4 задач нерентабельна. Обычно большинство устройств СНЭ, вне зависимости от места их установки, выполняет несколько функциональных заданий. Это объясняет тот факт, что в табл. 4 для 380 (на 15.06.2014 г.) анализируемых электрохимических СНЭ насчитывается 1042 случая использования в различных областях, а для 571 СНЭ (на 1.12.2014 г.) – 1539. Области использования затрагивают всех субъектов рынка электроэнергии: генерирующие, сетевые, распределительные компании и конечных потребителей.

Таблица 4

Распределение электрохимических СНЭ по областям их применения

№ пп	Область использования электрохимических СНЭ	Количество используемых СНЭ		Прирост, %
		15.06.2014	01.12.2014	
1	Разворот системы после посадки «на ноль»	19	35	35,0
2	Модернизация распределительной сети из-за установки солнечной генерации	38	43	13,2
3	Модернизация распределительной сети из-за установки ветровой генерации	8	11	37,5
4	Управление счетом за электроэнергию в обычной энергосистеме	50	78	56,0
5	Управление счетом за электроэнергию в энергосистеме, содержащей ВЭИ	28	52	85,7
6	Сдвиг во времени потребления электроэнергии	111	149	34,2
7	Мощность для электроснабжения потребителей	63	75	19,0
8	Резервная мощность (невращающийся резерв)	13	15	15,4
9	Резервная мощность (вращающийся резерв)	29	45	55,2
10	Регулирование частоты	86	136	58,1
11	Поддержка присоединенных к энергосистеме коммерческих и бытовых потребителей	110	129	17,3
12	Отслеживание нагрузки	39	42	7,7
13	Установка СНЭ на подстанции	53	73	37,7
14	Сдвиг во времени генерации на электростанции с ВИЭ	54	112	107,4
15	Балансирование выходной мощности ВИЭ при быстрых изменениях их генерации	31	34	9,7
16	Укрепление систем с ВИЭ	122	173	41,8
17	Сдвиг во времени выдачи электроэнергии ВИЭ	88	100	13,6
18	Отсрочка дополнительного строительства передающей/распределительной сети	24	30	25,0

Окончание табл. 4.

№ пп	Область использования электрохимических СНЭ	Количество используемых СНЭ		Прирост, %
		15.06.2014	01.12.2014	
19	Устранение перегрузки линий электропередачи	9	14	55,6
20	Поддержка передачи электроэнергии	4	23	475,0
21	Модернизация передающей системы под ветровые электростанции	2	11	450,0
22	Обслуживание передачи электроэнергии	3	46	1433,3
23	Поддержка заданного уровня напряжения	58	113	94,8
Всего:		1042	1539	

Как видно из табл. 4, по данным на 01.12.2014 г., наибольшая доля использования электрохимических СНЭ – решение режимных задач с целью повышения надежности энергосистем – 37,4% (п. 1, 7, 8, 9, 10, 13, 19, 20, 22, 23 в табл. 4). Далее следует использование электрохимических СНЭ для поддержки функционирования ВИЭ и их интеграции в энергосистемы – 34,8% (п. 2, 3, 5, 14, 15, 16, 17, 21 в табл. 4). И, наконец, на третьем месте находится использование электрохимических СНЭ для решения чисто экономических задач – 25,9% (п. 4, 6, 11, 12 в табл. 4).

Прогноз развития рынка СНЭ до 2030 года

Как уже указывалось выше, в настоящее время в мире используется большое количество

технологий накопления электрической энергии. Для некоторых приложений СНЭ уже введены в эксплуатацию и в будущем их использование будет только возрастать. Кроме того, некоторые новые приложения СНЭ активно внедряются в настоящее время, например, в качестве поддержки развивающейся возобновляемой энергетики и активно-адаптивных сетей. Важность применения СНЭ в энергетике, промышленности, на транспорте, в быту в ближайшем будущем широко признана и некоторые исследования в области потенциала рынка СНЭ уже выполнены. В то время как эти исследования варьировались в заданных временных рамках и областях, обсуждались различные приложения СНЭ. Эти исследования могут быть разделены на две категории:

Таблица 5

Текущие и планируемые показатели для литий-ионных аккумуляторных батарей на период до 2030 года

Тип накопителя электроэнергии / Технические характеристики накопителя	Текущие значения	Планируемые значения на 2020-2030 гг.
Литий-ионные аккумуляторы/ энергоемкость	Макс. 241 Вт·ч/кг – 535 Вт·ч/л Безопасный электролит: 2000 циклов t° (-20, +60°C) 500-1000 евро/кВт·ч – цена установки аккумулятора (или 5 евроцент/кВт·ч/цикл – цена отпущенной электроэнергии)	180-350 Вт·ч/кг – 350-800 Вт·ч/л Безопасный электролит: > 10000 циклов t° (-20, +70°C) 200 евро/кВт·ч – цена установки аккумулятора (или 4 евроцент/кВт·ч/цикл – цена отпущенной электроэнергии)
Литий-ионные аккумуляторы/ мощность	50-90 Вт·ч/кг – 105-190 Вт·ч/л; 3кВт/кг Безопасный электролит: 10000 циклов t° (-10°C, +60°C) > 1000 евро/кВт·ч – цена установки аккумулятора	170-220Вт·ч/л > 5кВт/кг Безопасный электролит: > 15 лет t° (-20°C, +70°C) ~ 20 евро/кВт·ч – цена установки аккумулятора; Li4Ti5O12 < 10 евро/г – цена установки аккумулятора

Таблица 6

Текущие и планируемые показатели для проточных редокс-накопителей на период до 2030 года

Тип накопителя электроэнергии / Технические характеристики накопителя	Текущие значения	Планируемые значения на 2020-2030 гг.
Проточные редокс-накопители (ванадиевые, $ZnBr_2$)	10-20Вт·ч/кг – 15-25Вт·ч/л (ванадиевые); 10-20 лет (> 10000 циклов) t° (10°C, +40°C) 50-60Вт·ч/кг (на основе $ZnBr_2$) >2000 циклов Проектные цены: 10 евроцент/кВт·ч – цена отпущенной электроэнергии; По электроэнергии 400 евро/кВт·ч – цена установки аккумулятора По мощности 600 евро/кВт – цена установки аккумулятора	Второе поколение (ванадий-бромид) 20-40Вт·ч/кг Широкий диапазон T° (> 100°C) Проектные цены: 7 евроцент/кВт·ч – цена отпущенной электроэнергии; По электроэнергии – 120 евро/кВт·ч – цена установки аккумулятора По мощности – 300 евро/кВт – цена установки аккумулятора

- оценка будущего рынка, покрывающего почти все приложения СНЭ;
- оценка будущего рынка сфокусированного только на специфических новых приложениях СНЭ.

Европейская ассоциация развития технологий накопления энергии совместно с Европейским альянсом энергетических исследований разработали дорожную карту развития СНЭ до 2030 г. [3]. В табл. 5, 6 представлена информация

из этой дорожной карты для литий-ионных аккумуляторов и проточных редокс-накопителей. Эти два типа электрохимических СНЭ выбраны для иллюстрации, так как на сегодняшний день (см. рис. 3) эти СНЭ являются самыми распространенными в мире. Снижение стоимости СНЭ и улучшение их технических характеристик уже в ближайшие годы значительно расширит рынок этих устройств, что, в свою очередь, приведет к снижению их цены и расширению области их применения.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Electric Energy Storage Technology Options. A White Paper Primer on Applications, Cost and Benefits, EPRI № 1020676, December 2010.*
2. URL: <http://energystorageexchange.org/projects/>
3. *Joint EASE/EERA Recommendation for a European Energy Storage Technology Development Roadmap Towards 2030, Final Report, March 2013.*

Поступила в редакцию
08.12.2014 г.

A. Gaisner, A. Novikov²

MAIN TENDENCIES IN APPLICATION AND DEVELOPMENT OF POWER ACCUMULATION SYSTEMS IN MODERN POWER NETWORKS (INTERNATIONAL EXPERIENCE)

The paper analyses the main directions and tendencies in application and development of power accumulation systems in modern power networks. The paper analyses possible application areas of accumulation systems on all the stages of energy generation, distribution and consumption. The paper analyses the main electric and chemical characteristics of accumulative technologies. The paper also presents the power accumulation technologies' market forecast up to the year 2030.

Key words: power accumulation systems, power sector, renewable energy sources (RES), generation, distribution network, energy systems.

² Alexander D. Gaisner – leading specialist of New power technologies Department STC FGC UES, *e-mail:* gaisner_ad@ntc-power.ru;
Alexander N. Novikov – head specialist, Directorate of electrical equipment and power lines STC FGC UES, *e-mail:* novikov_an@ntc-power.ru

УДК 621.331

В.В. Тиматков¹

ПЕРЕХОД В НОВЫЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЙ МИР КАК ФАКТОР РОСТА ЭКОНОМИКИ

Развитие цивилизации сопровождается кризисами, которые открывают дорогу новым технологическим укладам. Нынешняя ситуация в транспортно-энергетическом секторе связана с освоением электромобилей, которые не только изменят вид основного транспортного средства, но и окажут существенное влияние на развитие смежных отраслей, в частности – всего ТЭК. Рассматривая и сравнивая экономические показатели использования обычных авто с ДВС и электромобилей, автор приходит к выводу, что использование последних дает не только лучшие экологические, но и экономические показатели.

Ключевые слова: энергоэффективность, новые технологии для транспорта, электромобили.

Экономические кризисы неразрывно связаны с резкими колебаниями мировых цен на сырьевые материалы, и в первую очередь – на нефть. Спад экономической активности приводит к снижению потребления энергии и сырья, предложение на эти товары начинает превышать спрос – и цена на сырьевые ресурсы снижается. В свою очередь, это приводит к кризисным явлениям в экономиках стран-экспортеров энергоресурсов и сырья.

Помимо кризисных явлений, угнетающими для экономики стран, экспортирующих энергоресурсы, являются и некоторые постепенные изменения неуклонного характера, в частности – повышение энергоэффективности всевозможных промышленных и бытовых устройств и технологий.

Для России, как для одного из крупнейших в мире нетто-экспортеров энергоресурсов, современная тенденция на повышение энергоэффективности в определенном смысле не является благом. В самом деле, при отсутствии заметного роста мировой экономики развитие энергоэффективных технологий работает на снижение энергопотребления, то есть на снижение спроса и цен на основной экспортный товар России.

Вместе с тем повышение энергоэффективности требует применения высоких технологий и продуктов, которые требуют привлечения существенных ресурсов как на этапе разработки, так и на этапе производства. Под ресурсами в данном случае подразумеваются не только ма-

териальные, но также финансовые и трудовые ресурсы.

Иными словами, тенденция на повышение энергоэффективности, с одной стороны, угнетающе действует на энергетический сектор, но стимулирует развитие высокотехнологического сектора экономики, появление новых рабочих мест и производств. Для сбалансированного развития страны-экспортеры сырья и энергоресурсов заинтересованы в том, чтобы стать зоной размещения заметной части этих новых рабочих мест и производств. В противном случае глобальное внедрение энергоэффективных технологий для таких стран фактически означает сокращение экспорта при росте импорта, то есть ухудшает платежный баланс.

Электромобили – яркий пример подобной энергоэффективной технологии, которой еще только предстоит широкое внедрение.

Энергоэффективность транспортных средств принято оценивать при помощи показателя «well-to-wheel efficiency», отражающего долю энергии от добытого на скважине энергоносителя, которая в конечном итоге преобразуется непосредственно в энергию движения транспортного средства.

Для автомобиля на ДВС цепочка преобразований включает в себя добычу нефти, ее транспортировку на НПЗ, переработку в топливо, транспортировку топлива до АЗС и, наконец, эффективность работы двигателя внутреннего сгорания и трансмиссии автомобиля.

¹ Василий Вячеславович Тиматков – технический директор ООО «ЛионСистемс», ст. научный сотрудник лаборатории системных исследований в энергетике ОИВТ РАН, к.т.н., e-mail: timatkov@guies.ru.

Для электромобиля аналогичная цепочка включает добычу ископаемого топлива, его доставку до электростанции, преобразование в электроэнергию, передачу электроэнергии до зарядной станции, процесс зарядки аккумуляторной батареи и эффективность работы тягового инвертора с электроприводом.

В зависимости от сделанных допущений, итоговая энергоэффективность электромобилей оценивается на уровне 30-40%, в то время как эффективность автомобиля на ДВС в городском цикле движения лежит в пределах 14-18% [1].

Энергетическая эффективность электромобиля, как следствие, определяет его экологическую эффективность. Помимо того факта, что локальное использование электромобилей вместо автотранспорта на углеводородном топливе позволяет резко сократить уровень загрязнения окружающей среды различными опасными химическими соединениями, применение электромобилей также позволяет снизить уровень выброса парниковых газов.

Сравним объем выбросов парниковых газов для разных типов транспортных средств в современных российских условиях, исходя из следующих фактов и допущений:

- среднее потребление топлива современного легкового автомобиля при движении в городском цикле – 8 л/100 км;
- среднее потребление электроэнергии для электромобиля – 0,18 кВт·ч/100 км;
- доля тепловой энергетики в структуре российской электрогенерации – 66,7%;
- доля природного газа в топливном балансе тепловой электрогенерации – 73%;
- средний расход условного топлива на производство электроэнергии – 335 г/кВт·ч;
- коэффициент перевода каменного угля в условное топливо по массе – 0,7;
- коэффициент перевод природного газа в условное топливо – 1,15 кг у.т./м³;
- содержание углерода в каменном угле по массе – 82%;
- содержание углерода в природном газе по массе – 75%;
- содержание углерода в бензине по массе – 84,2%;
- масса углекислого газа, образующегося при сжигании 1 кг углерода – 3,67 кг;

- плотность природного газа – 0,75 кг/м³;
- плотность бензина – 0,75 кг/л;
- энергозатраты на производство бензина от добычи нефти до продажи на АЗС – около 15% от энергоемкости бензина;
- средний уровень потерь в электросетях – 10%;
- КПД процесса зарядки аккумулятор на электромобиле – 85%.

На 100 км пробега традиционный автомобиль с бензиновым ДВС затратит 8 л бензина. Масса сгоревшего при этом углерода составит:
 $8 \cdot 0,75 \cdot 0,842 = 5,05$ кг.

Суммарные выбросы CO₂ с учетом энергозатрат на добычу нефти, производство, транспортировку и сбыт бензина составят:
 $5,05 \cdot 3,67 \cdot 1,15 = 21,3$ кг.

Оценим выбросы углекислого газа для электромобиля. С учетом доли тепловой генерации в структуре выработки электроэнергии в России равной 66,7%, и принимая для расчета, что производство электроэнергии на ГЭС и АЭС практически не создает выбросов парниковых газов, будем учитывать только $18 \cdot 0,667 = 12$ кВт·ч из потребляемой электромобилем энергии при пробеге в 100 км.

Для производства 12 кВт·ч электроэнергии потребуется $0,335 \cdot 12 = 4$ кг условного топлива. Используя распределение газа и угля в топливном балансе тепловой электроэнергетики, а также коэффициенты для перевода условного топлива в уголь и природный газ, получим, что для производства 12 кВт·ч электроэнергии на тепловых станциях необходимо затратить 1,91 кг угля и 1,8 кг природного газа. Сжигание этого топлива приведет к образованию CO₂:
 $(1,91 \cdot 0,82 + 1,8 \cdot 0,75) \cdot 3,67 = 10,7$ кг.

Учтем затраты на добычу и доставку топлива на электростанцию (7% от энергоемкости), интегральные потери в электросетях (около 10%) и КПД процесса зарядки автомобильного аккумулятора (85%). Получим итоговое количество произведенного CO₂, связанное с пробегом электромобиля 100 км:

$$10,7 \cdot 1,07 \cdot 1,1 / 0,85 = 14,8 \text{ кг.}$$

Таким образом, в современных российских условиях замена традиционного автомобиля с ДВС на электромобиль приводит в конечном итоге к сокращению уровня выбросов парниковых газов на транспорте примерно на 30%.

Какие же вызовы ставит перед научно-техническим сообществом задача внедрения электромобилей? В целом для решения этой задачи должно выполняться условие потребительской эквивалентности электромобиля и традиционного автомобиля: по суммарной стоимости приобретения и владения, комфорту и динамике, удобству использования. И практически все указанные аспекты напрямую зависят от характеристик аккумуляторной батареи.

Аккумуляторная батарея является ключевой частью электромобиля, отвечая за такие важные характеристики, как запас хода, скорость зарядки и общая масса. Одновременно с этим батарея составляет существенную долю стоимости электромобилей, предопределяя уровень спроса и скорость их распространения.

В настоящее время удельная стоимость батареи для электромобиля оценивается примерно в 500 долл. за 1 кВт·ч, в то время как в 2009 г. эта величина составляла 1000-1200 долл. за 1 кВт·ч [2]. Подобное снижение объясняется тремя составляющими: ростом объемов производства, оптимизацией производственного процесса и сокращением издержек, а также развитием конкуренции среди поставщиков основных компонентов для аккумуляторных батарей.

Согласно данным Министерства энергетики США [3], за последние 5 лет в рамках исполнения Закона «О восстановлении и реинвестировании американской экономики» (American Recovery and Reinvestment Act of 2009), за счет государственной поддержки в США была создана крупная индустрия по производству аккумуляторных батарей для электромобилей.

Учитывая приведенные выше оценки, можно примерно оценить, что на долю аккумуляторной батареи в цене электромобиля еще четыре года назад приходилось около 15-20 тыс. долл., то есть сумма, значительно превышающая разницу в цене между обычным бензиновым автомобилем и электромобилем.

По прогнозу исследовательского центра Navigant Research [4], к 2015 г. ожидается снижение удельной стоимости литий-ионных аккумуляторных батарей до уровня 300 долл. за 1 кВт·ч, а к 2020 г. – до уровня 180 долл. за 1 кВт·ч. Рассматривая эффект от подобного снижения цены на примере электромобиля Nissan

Leaf, обладающего батареей емкостью 24 кВт·ч, можно рассчитать возможное снижение его цены.

Исходя из предположения, что контракты на поставку батарей для проданных в 2013 г. Nissan Leaf были заключены не позже 2011-2012 гг., будем считать, что удельная стоимость батареи в уже проданных электромобилях составляла около 700 долл. за 1 кВт·ч. В таком случае, при снижении цены на батареи к 2020 г. до прогнозного уровня 180 долл. за 1 кВт·ч, стоимость батареи, а, следовательно, и электромобиля в целом может быть снижена на 12,5 тыс. долларов.

Нынешняя стоимость Nissan Leaf на рынке США составляет 35,4 тыс. долл., а с учетом государственной субсидии в размере 7,5 тыс. долл. этот электромобиль обходится потребителям в 28 тыс. долларов. Таким образом, ожидаемое снижение цен на аккумуляторную батарею создает потенциал для снижения потребительской цены Nissan Leaf до уровня 15,5 тыс. долл., то есть теоретически позволяет сделать его более дешевым, чем обыкновенный бензиновый автомобиль сопоставимого класса.

Реальная динамика цен на электромобили, даже при резком удешевлении аккумуляторных батарей, будет определяться и производственными возможностями компаний-изготовителей электромобилей, и государственной политикой по субсидированию приобретения экологически чистых автомобилей, и реальным спросом на электромобили. Однако в случае, если приведенный прогноз по уровню цены на аккумуляторные батареи окажется близким к реальности, то ценовой барьер, препятствующий в настоящее время возникновению массового спроса на электромобили, может быть практически ликвидирован.

В отношении удельных энергетических показателей аккумуляторных батарей, определяющих запас хода и динамику разгона, за последние несколько лет произошел значительный прогресс [5]. Так, например, значение средней объемной плотности энергии, запасаемой в аккумуляторной батарее подключаемых гибридов, выросло с 60 Вт·ч/л в 2007 г. до 150 Вт·ч/л в 2013 году. Это увеличение облегчило задачу установки батареи без ущерба для размещения прочих узлов автомобиля и без

сокращения пространства внутри салона. В результате выросло количество производителей и количество доступных на рынке марок подключаемых гибридов, и, как следствие – к росту общего объема продаж.

В рамках программы Министерства энергетики США «EV Everywhere» [6] поставлена основная цель – достичь такого уровня развития технологий в области электропривода и хранения энергии, который позволит к 2022 г. производить электромобили, ни в чем не уступающие современным автомобилям с двигателем внутреннего сгорания – то есть, имеющие аналогичные показатели по запасу хода, динамике разгона, времени заряда, внутреннему объему салона и багажного отделения, и, разумеется, по цене приобретения.

Для этого, в частности, требуется повысить характеристики аккумуляторных батарей до следующих значений:

- стоимость – 125 долл./кВт·ч;
- объемная плотность энергии – 400 Вт·ч/л;
- массовая плотность энергии – 250 Вт·ч/кг;
- удельная мощность – 2000 Вт/кг.

Помимо обозначенных задач по развитию аккумуляторных систем хранения энергии, для распространения электромобилей потребуются также и многое другое, в том числе совершенствование систем электропривода, энергосберегающие технологии обогрева салона, развитие силовой электроники для инверторов и зарядной инфраструктуры.

Более того, в настоящее время пока только осознается возможность построения транспортной инфраструктуры городов, основанной на использовании пока еще только зарождающихся технологий. Среди таких технологий – автоматическое управление движением автомобиля, беспроводная зарядка батарей или даже беспроводное снабжение электромобиля энергией во время его движения, объединения автомобилей в информационную сеть для оптимизации режимов движения и повышения пропускной способности дорог.

Просматриваются и перспективы синергетического развития электротранспорта и электро-

энергетики, в первую очередь за счет использования электромобилей как распределенного накопителя энергии, который может не только принимать энергию из сети, но и при необходимости отдавать энергию в сеть. Текущие консервативные прогнозы численности парка электромобилей к 2020 г. сходятся на величине примерно 4 млн штук. Расчет суммарной энергоемкости аккумуляторных батарей такого парка электромобилей дает величину на уровне 125 млн кВт·ч. Для сравнения, емкость верхнего бассейна Загорской ГАЭС позволяет выработать около 5 млн кВт·ч электроэнергии – то есть в 25 раз меньше.

Иными словами, уже в третьем десятилетии XXI в. можно ожидать формирования принципиально нового явления – мобильной энергетики, причем мобильной не столько в пространстве, сколько во времени.

Рассуждая теоретически, если уже разрабатываемые ныне месторождения лития будут в значительной степени потрачены на производство литий-ионных батарей, то добыча 13 млн т лития будет эквивалента производству аккумуляторных батарей суммарной энергоемкостью 15,6 млрд кВт·ч. По состоянию на 2009 г., мировая суточная выработка электроэнергии составила 54 млрд кВт·ч. Это сопоставимые цифры.

А ведь помимо уже разрабатываемых месторождений существуют разведанные запасы в объеме 34 млн т. Потенциал мобильной энергетики огромен, и вполне можно ожидать, что широкое развитие электротранспорта позволит в будущем помочь в решении проблемы наращивания возобновляемых источников энергии в общем энергобалансе – ведь эти источники нестабильны по своей природе и требуют использования систем накопления энергии.

Таким образом, заглядывая в недалекое будущее можно увидеть, что потенциальный ущерб, который может понести нефтеперерабатывающая промышленность от сокращения спроса на углеводородное топливо при массовом переходе на электромобили, с лихвой будет перекрыт ростом в тех областях знаний и промышленности, развитие которых будет необходимо при создании базы для такого перехода.

ЛИТЕРАТУРА

1. Maury Markowitz. *Wells to wheels: electric car efficiency*. 2013. URL: <https://matter2energy.wordpress.com/2013/02/22/wells-to-wheels-electric-car-efficiency/>
2. Sam Jaffe. *The Lithium Ion Inflection Point*. 2013. URL: <http://www.batterypoweronline.com/main/articles/the-lithium-ion-inflection-point/>
3. Christopher Johnson. *Grant Progress Review. US Department of Energy 2012 Merit Review*. 2012. URL: http://energy.gov/sites/prod/files/2014/03/f9/es098_johnson_2012_o.pdf
4. *Emerging Battery Technologies*. 2013. URL: <http://www.navigantresearch.com/research/emerging-battery-technologies>
5. Uday S. Kasavajjula, Chunsheng Wang and Pedro E. Arce. *Discharge Model for LiFePO₄ Accounting for the Solid Solution Range*. *Journal of The Electrochemical Society*, 155 (11) A866-A874.
6. *EV Everywhere Grand Challenge. Road to success*. 2014. URL: http://energy.gov/sites/prod/files/2014/02/f8/everywhere_road_to_success.pdf

Поступила в редакцию
09.12.2014 г.

V. Timatkov²

THE SHIFT TO NEW ELECTRIC WORLD AS THE FACTOR FOR ECONOMIC GROWTH

The civilization development goes through crises which lead to new technological modes. The current situation in transport and energy sector is connected with the growing use of electric cars, which will not only change the design of the vehicle, but will also influence heavily the growth in connected industries, including all energy sector. Analyzing and comparing the figures of use of the usual vehicles with electric ones, the author comes to the conclusion that the use of electric vehicles will not only give better ecological, but also economic results.

Key words: energy efficiency, new transport technologies, electric vehicles.

² Vasily V. Timatkov – CTO, «LionSystems» LLC, senior research specialist of Energy Sector Systematic Research Laboratory JIHT RAS, PhD in Engineering, e-mail: timatkov@guies.ru.

УДК 620.92+620.97 (100)

Н.А. Комарова¹

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ СТРАТЕГИЧЕСКОГО ВЫБОРА РОЛИ ВИЭ В НАЦИОНАЛЬНОМ ЭНЕРГЕБАЛАНСЕ

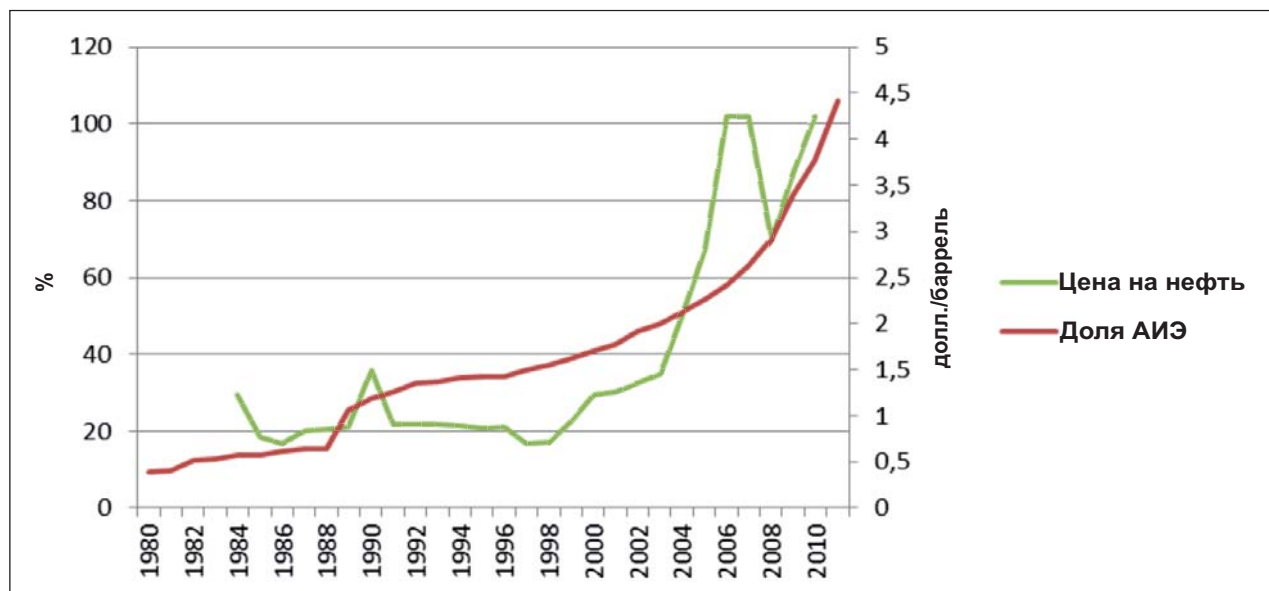
В исследовании рассматриваются современные тенденции в развитии альтернативной энергетики, определены основные стимулирующие и удерживающие факторы, представлена авторская классификация стран, на основе которой дан сравнительный анализ уровня развития и роли альтернативной энергетики в национальном энергобалансе.

Ключевые слова: альтернативная энергетика, альтернативные источники энергии, национальный энергобаланс, энергетическая политика.

Ранжирование стран мира по уровню ВИЭ в энергобалансе и темпам прироста их производства

История развития возобновляемых источников энергии (ВИЭ) началась еще во времена водяных мельниц, парусного флота и печного отопления. Сегодня ВИЭ стали более технологичными и продуктивными. В абсолютном выражении производство энергии из ВИЭ непрерывно росло с 1980 г. и в 2012 г. это значение увеличилось более чем в 2 раза (с 1,8 МВт·ч в 1980 г. до 4,5 МВт·ч в 2012 г.).

Существует два подхода в определении возобновляемой энергетики: один из них включает все источники энергии, запасы которых неисчерпаемы в обозримом будущем и восполняются естественным образом, другой – более узкий – исключает из первого подхода гидроэнергетику (а точнее ГЭС мощностью более 25 МВт), а также традиционную биомассу (дрова, торф и пр.). В некоторой литературе считается, что второй подход описывает альтернативную энергетику АИЭ. В данном исследовании будет применяться второй подход.



Источник: www.finam.ru, 2014.

Рис. 1. Динамика цены на нефть

¹ Нина Александровна Комарова – студентка кафедры социально-экономической географии зарубежных стран географического факультета МГУ им. Ломоносова, e-mail: nina.komarova93@gmail.com

Динамика производства электроэнергии из АИЭ и ВИЭ различна. Развитие АИЭ носило экспоненциальный характер, в то время как ВИЭ демонстрировали линейный рост. Темп прироста потребления АИЭ с 1990 г. к 2011 г. составил 592%.

Одной из причин развития АИЭ был рост цен на ископаемое топливо (коэффициент корреляции равен 0,84), что наглядно подтверждает рис. 1.

Помимо роста цен на ископаемое топливо, а также потенциальной исчерпаемости данного источника энергии на развитие ВИЭ оказали влияние: рост количества техногенных катастроф (аварии на Чернобыльской АЭС, АЭС «Фукусима-1») привел к стагнации в атомной электроэнергетике и росту спроса на ВИЭ в Нидерландах, Бельгии, Швеции и пр.), ухудшение экологической обстановки (развитие ВИЭ в Германии было продиктовано стремлением сократить выбросы CO₂), развитие технологий, геополитические выгоды, преимущества ВИЭ, связанные с использованием их в труднодоступных районах, близостью к потребителю (сокращение транспортных издержек) и пр.

Важным фактором на сегодняшний день является политическая и экономическая независимость, освобождающая страну от импорта энергосырья с ростом доли ВИЭ. Некоторые страны ЕС, в значительной степени зависящие от импорта российского газа, боятся в полной мере выражать свое мнение по поводу российско-украинского конфликта и накладывать еще больше санкций на РФ.

Доля ВИЭ в мировом энергобалансе составляет порядка 8,3%. Ведущим ВИЭ в производстве электроэнергии выступает ветровая энергия (48% от общего производства электроэнергии из ВИЭ), на втором месте – биотопливо (38%). На геотермальную и солнечную энергетику приходится всего 7% и 6% соответственно.

Ведущими странами по выработке электроэнергии из ВИЭ в абсолютном выражении выступают такие страны, как США, Китай, Германия, Испания и др. (см. табл. 1).

Другой рейтинг стран получается, если ранжировать по доли ВИЭ в общем энергобалансе страны. Лидерами становятся такие небольшие страны, как Белиз, Дания, Гватемала, Сальвадор, Исландия (см. табл. 2).

Таблица 1

Выработка электроэнергии из ВИЭ, млрд кВт·ч

Страна	Выработка электроэнергии из ВИЭ
Италия	39,89
Испания	56,71
Германия	109,08
Китай	110,36
США	208,13

Источник: www.pub.iea.org/; www.eia.gov/nuclear/data.cfm, 2014.

Таблица 2

Доля ВИЭ в энергобалансе страны, %

Страна	Доля ВИЭ в энергобалансе страны
Исландия	27,51
Сальвадор	30,17
Гватемала	31,26
Дания	43,50
Белиз	44,22

Источник: www.pub.iea.org/; www.eia.gov/nuclear/data.cfm, 2014.

Очевидно, что вес Белиза и США в мировом развитии ВИЭ неодинаков. Для того чтобы производить столько электроэнергии из ВИЭ сколько производят США, необходимы значительные инвестиции, несравнимые с финансовыми вливаниями Белиза в данную отрасль. Для доказательства обратимся к рейтингу компаний в области ВИЭ:

1. Крупнейшие компании по производству ветротурбин: Vestas (Дания) – 13% (от мирового производства), GE Wind (США) – 12%, Sinovel (Китай) – 9%, Enercon (Германия) – 9%, Goldwind (Китай) – 7%, Dongfang (Китай) – 7%, Gamesa (Китай) – 7%, Suzlon (Испания) – 6%, Siemens (Индия) – 6%, RePower (Германия) – 3%.

2. Крупнейшие компании по производству фотогальванических установок: First Solar (США) – 10% (от мирового производства), Suntech Power (Китай) – 7%, Sharp (Япония) – 6%, Q-Cells (Германия) – 5%, Ja Solar (Китай) – 5%, Kyocera (Япония) – 4%, Trina (Китай) – 4%, Sunpower (США) – 4%, Gintech (Тайвань) – 3%.

Как видно, наиболее крупными являются компании развитых стран, таких как США, Германия, Япония и др. Таким образом, для расчета значимости страны в развитии альтернативной энергетики показатель абсолютной выработки электроэнергии из ВИЭ более весомый.

Темп прироста показателя выработки электроэнергии из ВИЭ также относится к важным показателям определения вклада конкретной страны в развитие ВИЭ. Чем быстрее страна наращивает темпы производства электроэнергии из ВИЭ, тем больше она вкладывает в ее развитие.

Таким образом, для расчета коэффициента значимости страны в развитии ВИЭ (далее – коэффициент 1) можно применить следующую формулу:

$$K_{\text{страны}} = 3 \cdot x + 2 \cdot y + z,$$

где $K_{\text{страны}}$ – сам коэффициент;

x – показатель абсолютной выработки электроэнергии из ВИЭ, приведенный к единому знаменателю;

y – среднеарифметическое значение темпа прироста производства электроэнергии из ВИЭ за последние 20 лет, приведенный к единому знаменателю;

z – показатель доли ВИЭ в общем энергобалансе страны, приведенный к единому знаменателю.

Коэффициенты перед x , y и z носят условный, авторский характер. Значение этих переменных имеет разный вес в формуле: как уже отмечалось, значительная доля ВИЭ в энергобалансе Белиза не делает страну главным «двигателем» отрасли в мире, поэтому для уравнивания значимости показателю x дается больший вес. Темп прироста так же очень важен, так как показывает роль страны в развитии отрасли, что важнее доли ВИЭ в энергобалансе.

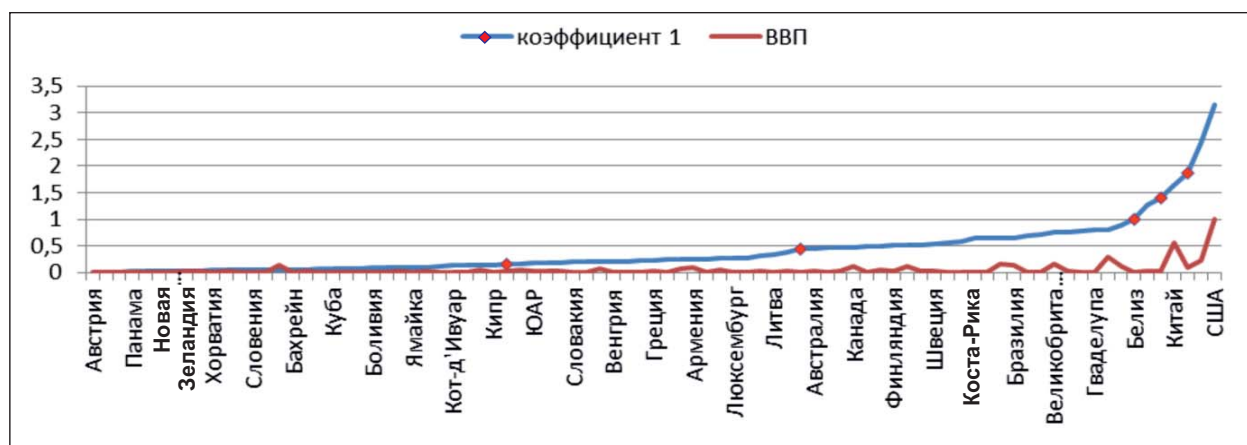
По данной формуле был рассчитан коэффициент 1 для всех стран, доля ВИЭ в энергобалансе которых выше 0%. С помощью шкалы арифметической прогрессии страны были разбиты на 6 групп. В первую группу (коэффициент 1: 0-0,15) входит 31 страна (Бангладеш, Шри Ланка, Панама и др.). Во вторую группу (коэффициент 1: 0,15-0,45) входит 25 стран (Эквадор, Венгрия, Болгария и др.). В третью группу (коэффициент 1: 0,45-0,9) входит 24 страны (Ирландия, Канада, Нидерланды и др.). В четвертую группу (коэффициент 1: 0,9-1,5) входит три страны (Белиз, Дания и Бельгия). В пятую группу (коэффициент 1: 1,5-2,25) входит две страны: Китай и Испания. Германия и США образуют заключительную шестую группу (коэффициент 1: 2,25-3,15).

Данная классификация позволяет сделать следующие выводы.

1. Распределение коэффициента 1 между странами неравномерно: только для шести стран этот коэффициент больше или равен единице, в то время как для 60 стран (из 85 рассматриваемых) коэффициент меняется в пределах от 0 до 0,5 (см. рис. 2).

Такое распределение говорит о сильной географической неравномерности развития альтернативной энергетики в мире, буквально десять стран действительно «держат в руках» эту отрасль. Мировое производство ВИЭ – 930,84 млрд кВт·ч², 60% от общемирового производства приходится всего на шесть стран (США, Китай, Германия, Испания, Италия и Бразилия). Этот факт позволяет сделать предположение о сильной монополизации, а точнее об олигополии нескольких стран на рынке альтернативной энергетики.

² По данным www.eia.gov.



Составлено по: www.eia.gov, <http://www.imf.org>, 2014.

Рис. 2. Распределение коэффициента 1 и ВВП

2. При первом взгляде на рис. 2 можно проследить закономерность: с ростом значения коэффициента 1 возрастает степень развитости страны (речь идет об общепризнанном разделении стран на отсталые, развивающиеся и развитые). Более подробно объединяющие характеристики стран, входящих в те или иные группы, будут рассмотрены далее.

Существует три основных направления преобразования первичной энергии, не считая ВИЭ, которые традиционно выделяют в топливно-энергетическом комплексе: топливная энергетика (нефть, газ и уголь), гидроэнергетика и атомная энергетика. Степень развитости и соотношение этих комплексов в энергобалансе страны будет тем или иным образом сказываться на развитии ВИЭ.

Обеспеченность энергетическими ресурсами, будь то традиционные нефть/газ/уголь или менее распространенные гидроресурсы и ядерное топливо, ведет, как правило, к менее активной энергетической политике по диверсификации энергобаланса, которая так необходима для развития ВИЭ. Анализ ресурсообеспеченности поможет выявить важность данного фактора в формировании энергетической сети, ориентированной на развитие ВИЭ.

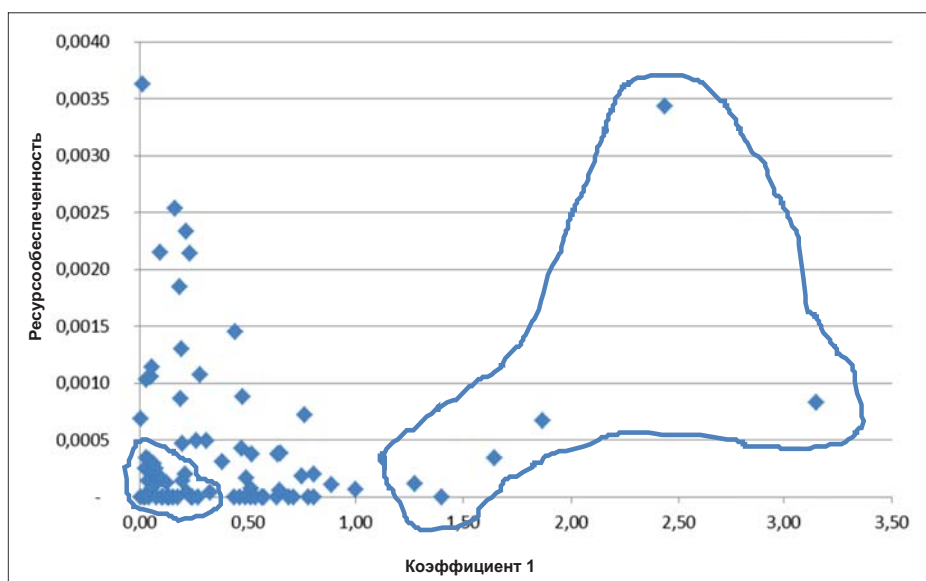
1. *Ресурсообеспеченность (традиционное топливо: нефть, газ, уголь).* История развития цивилизации непрерывно сопровождалась вовлечением в оборот природных сырьевых ресур-

сов. По разным оценкам пик добычи нефти либо уже состоялся (теория Хабберта), либо состоится в ближайшем будущем (теория Конторовича). Поэтому проблема ресурсообеспеченности становится в последнее время все более актуальной. Исходя из данного положения, логично предположить, что страны, не обладающие значительными запасами топливного сырья, будут активнее развивать ВИЭ. Для проверки этого суждения был проведен корреляционно-регрессионный анализ коэффициента 1 и коэффициента ресурсообеспеченности³.

Коэффициент корреляции для всех стран равен 0,12. Данное значение не показательно, так как не выявляет какой-либо зависимости. Однако обратившись к рис. 3 легко выделить страны-исключения, исключение которых резко меняет коэффициент корреляции до -0,52.

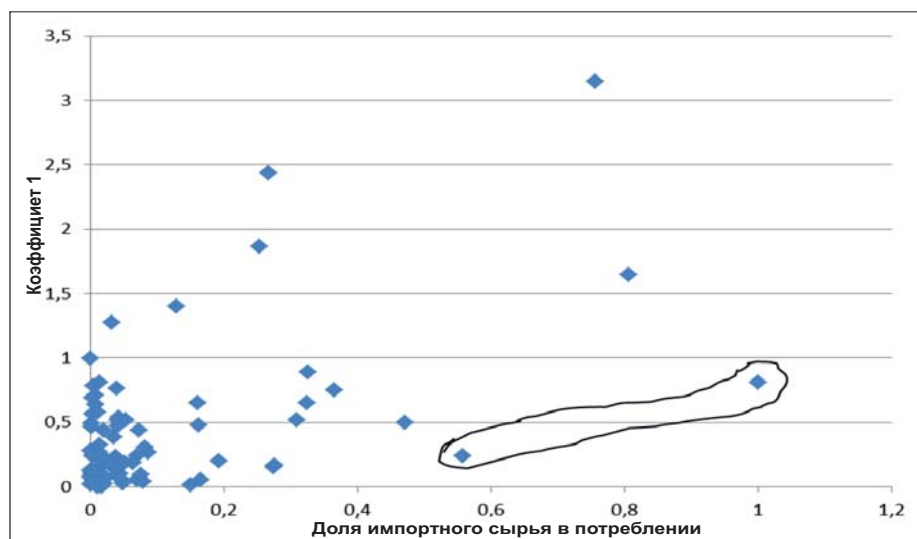
Исключением в данном случае являются страны, у которых коэффициент 1 либо выше одного (Испания, Германия, США и др), либо страны для которых одновременно выполняются условия: коэффициент 1 меньше 0,4, а ресурсообеспеченность меньше 0,0004 (Бангладеш, Шри-Ланка, Камбоджа и др). Значение коэффициента корреляции недостаточно велико, чтобы говорить о безусловной взаимозависимости, но превышение уровня 0,5 для 65-ти объектов позволяет сделать следующий вывод: уровень развитости альтернативной энергетики имеет отрицательную зависимость с показателем ресурсообеспеченности. Другими словами, в

³ Ресурсообеспеченность – отношение доказанных запасов природных ресурсов к их добыче.



Составлено по: www.eia.gov; www.data.worldbank.org, 2014.

Рис. 3. Корреляция коэффициента 1 и ресурсообеспеченности



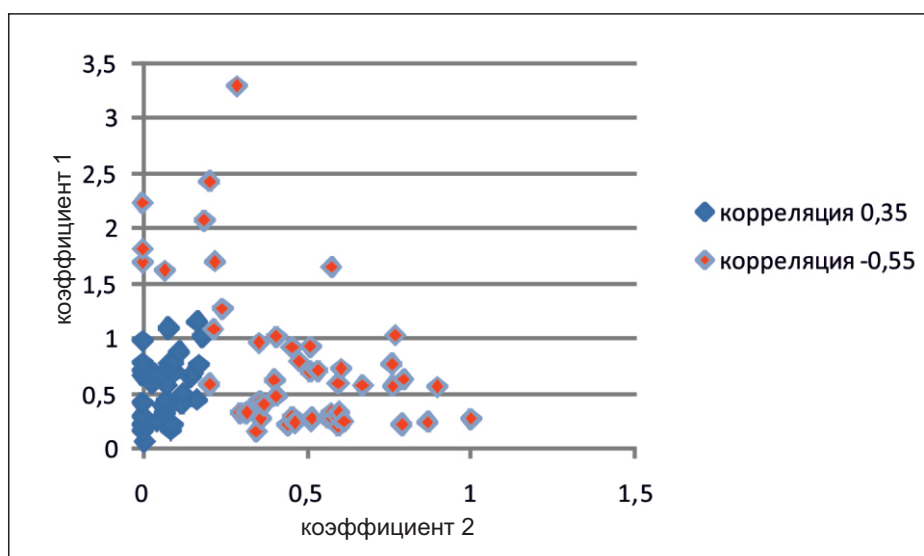
Составлено по: www.eia.gov; www.data.worldbank.org, 2014.

Рис. 4. Корреляция коэффициента 1 и доли импортного сырья в энергопотреблении

большинстве случаев высокая ресурсообеспеченность выступает блокирующим фактором на пути развития альтернативной энергетики.

Результатом данного анализа стал вывод: обеспеченность энергетическим сырьем сказывается на развитии ВИЭ. Страны с высоким показателем ресурсообеспеченности, как правило, имеют низкий показатель развитости ВИЭ (Турция, Норвегия, Россия и пр.). Но существуют и исключения – страны, коэффициент 1 у которых выше 1,5 (например, Германия, Китай, Испания). К та-

ким исключениям в основном относятся страны-гиганты со значительными запасами природных ресурсов, но являющиеся одновременно и мировыми экономическими лидерами, и развитие ВИЭ для них – это в первую очередь стратегическое преимущество, достигаемое в результате конкуренции на мировом рынке. Другими исключениями выступают, наоборот, слаборазвитые страны (Шри-Ланка, Фиджи, Гондурас, Панама, Ямайка), которые не имеют ни сырьевой базы, ни средств на развитие ВИЭ.



Составлено по: www.eia.gov; www.data.worldbank.org, 2014.

Рис. 5. Корреляция коэффициента 1 и коэффициента 2

Более показательной зависимость уровня развитости ВИЭ от сырьевого фактора становится при корреляционном анализе доли импортного энергетического сырья в общем потреблении и коэффициента 1. Коэффициент корреляции в данном случае равен 0,53. Как видно из рис. 4, существует несколько стран, которые в данном случае выбиваются из общей картины.

К странам исключения относятся страны с крайне высокой долей импортного сырья, но недостаточно высокой степенью развитости ВИЭ (Южная Корея и Япония).

Если исключить данные страны из анализа, то коэффициент корреляции возрастает до 0,66, что свидетельствует о положительной взаимозависимости данных показателей. Другими словами, зависимость от импортного сырья становится значимым стимулом развития ВИЭ.

2. Ресурсообеспеченность (ядерное топливо и гидроэнергетика). Атомная и большая гидроэнергетика традиционно выступают наиболее серьезными конкурентами ВИЭ, так как также претендуют на экологичность. Следовательно, можно предположить, что чем выше уровень развития АЭС и ГЭС, тем он меньше у ВИЭ. Для подтверждения данной теории был проведен корреляционно-регрессионный анализ

коэффициента 1 и коэффициента 2, который был рассчитан как приведенная к условным единицам сумма долей атомной и гидроэнергетики в общем производстве энергии.⁴ Коэффициент корреляции равен -0,12. При дальнейшем анализе удалось разделить исследуемые объекты на две группы стран: группа стран, которая положительно коррелирует с коэффициентом 1 (35 стран), и группа стран, которая отрицательно коррелирует с коэффициентом 1 (52 страны) (см. рис. 5).

К группе стран с отрицательным коэффициентом корреляции относятся страны с высокой долей ГЭС и АЭС в энергобалансе. Это может объясняться как сравнительным преимуществом АЭС и ГЭС перед ВИЭ (в таком случае подтверждается теория о неконкурентоспособности ВИЭ), так и относительной «молодостью» ВИЭ, которым сложно пробиться на уже устоявшийся энергетический рынок.

Результаты второго анализа свидетельствуют о прямой зависимости коэффициентов 1 и 2. Для стран второй группы верно следующие утверждение: чем выше доля АЭС и ГЭС, тем выше уровень развития ВИЭ. К таким странам относятся либо высокоразвитые государства, стремящиеся к как можно более диверсифицированной энергетической системе (Австралия, Италия и др.), либо

⁴ Формула приведения 1. Под переменными X и Y выступают значения разных показателей, в данном случае:

$K_2 = (X_n - X_{min}) / (X_{max} - X_{min}) + (Y_n - Y_{min}) / (Y_{max} - Y_{min})$, где X – доля атомной энергетики в общей выработке электроэнергии страны n , X_{min} – доля атомной энергетики в общей выработке электроэнергии страны, имеющей наименьшую долю среди рассматриваемых стран, X_{max} – доля атомной энергетики в общей выработке электроэнергии страны, имеющей наибольшую долю среди рассматриваемых стран (Y – по аналогии, только с гидроэнергетикой).

Таблица 3

Сравнение средних значения коэффициента 1 и ВВП на душу населения

Группы стран	Среднее значение		Среднее значение, рост		
	K1	ВВП/д.н.		K1	ВВП/д.н.
Группа 1 (Тунис, Колумбия и др.)	0,06	13744,6	группы 1-2	0,18	7813,42
Группа 2 (Венгрия, Болгария и др.)	0,25	21558,0	группы 2-3	0,37	2628,04
Группа 3 (Швеция, Канада и др.)	0,63	24186,0	группы 3-4	0,59	12197,5
Группа 4 (Дания, Бельгия)	1,22	36383,6	группы 4-5	0,53	-18421,2
Группа 5 (Китай, Испания)	1,76	17962,5	группы 5-6	1,03	31151,5
Группа 6 (США, ФРГ)	2,80	49114			

Составлено по: www.eia.gov; www.data.worldbank.org, 2014.

бедные на гидроресурсы слаборазвитые страны, экономика которых не позволяет строить дорогостоящие энергетические станции, к числу которых относятся АЭС и крупные ГЭС (Сенегал, Гваделупа и др.).

К основным выводам анализа влияния фактора ресурсообеспеченности на развитие ВИЭ относятся следующие.

Для большинства стран отсутствие собственных энергетических ресурсов становится стимулом к поиску альтернативных средств, в частности, таких как ВИЭ.

Существует множество исключений из данного правила. Во-первых, это развитые и одновременно ресурсообеспеченные страны, стремление развития ВИЭ которых диктуется не дефицитом энергоресурсов на внутреннем рынке. ВИЭ привлекают их по другим причинам: экологическая безопасность, возможность энергоснабжения труднодоступных районов, энергетическая безопасность (в частности, диверсификация источников энергии), привлекательность новой неосвоенной технологической ниши, занять которую стратегически выгодно, новые рабочие места и др. Во-вторых, это слаборазвитые и необеспеченные сырьевыми ресурсами страны, импорт традиционного топлива для которых привлекательнее развития ВИЭ в силу дефицита инвестиционных ресурсов.

Анализ макроэкономических причин различий между выделенными группами стран

В качестве основного макроэкономического показателя был выбран ВВП на душу населения (д.н.) по ППС. Для сравнения темпов роста коэффициента 1 и ВВП/д.н. была составлена

табл. 3. Сразу бросается в глаза, что темпы роста среднего значения показателя ВВП на душу населения и увеличения коэффициента 1 в ряде случаев не совпадают.

Наиболее значительны эти различия при переходе от группы 2 к группе 3 и от группы 4 к группе 5. Здесь, в то время как коэффициент 1 растет, валовый доход падает. Все это в совокупности с достаточно низким коэффициентом корреляции (0,4) не позволяет утверждать о безусловной взаимозависимости этих показателей, хотя и нельзя отрицать, что с ростом ВВП/д.н. растет и значение коэффициента 1. Это вполне логично ведь изначально развитие ВИЭ происходит за счет активной финансовой поддержки населения (повышение коммунальных счетов, принуждение к покупке более дорогого электричества и пр.), а это могут позволить себе граждане далеко не каждой страны.

С другой стороны, низкий коэффициент корреляции подтверждает сложность формирования отрасли: для того чтобы альтернативная энергетика развивалась нужно одновременное наличие как минимум следующих условий: нехватка собственного ископаемого сырья и высокий уровень экономической развитости (выше среднего). Кроме того, для развития ВИЭ нужен не только высокий уровень развитости страны, который выражается в душевом ВВП, но также необходима и высокая квалификация кадров. Одним из минусов показателя душевого ВВП в качестве индикатора степени экономической продвинутости страны считается абсолютизирование всех статей доходов, то есть отсутствие какого-либо дифференцирования доходов по степени их полезности. Таким образом, ВВП/д.н. Катар превышает ВВП/д.н. США почти

в два раза, но при этом большинство мировых ТНК принадлежат именно США, в то время как Катар живет исключительно за счет экспорта природных ресурсов.

Из этих соображений показатель государственных расходов на НИОКР будет более точно отражать то понятие развитости страны, которое нужно для этого исследования. Тем не менее коэффициент корреляции равен 0,38, что говорит о не очень сильной зависимости показателей. Однако, если исключить страны активно развивающие атомную энергетику (Франция, Япония) или атомную промышленность (Израиль) из рассмотрения, то коэффициент корреляции повышается до 0,51, что говорит о положительной зависимости показателей. В отличие от показателя ВВП/д.н. рост доли НИОКР в ВВП совпадает с темпом роста коэффициента 1.

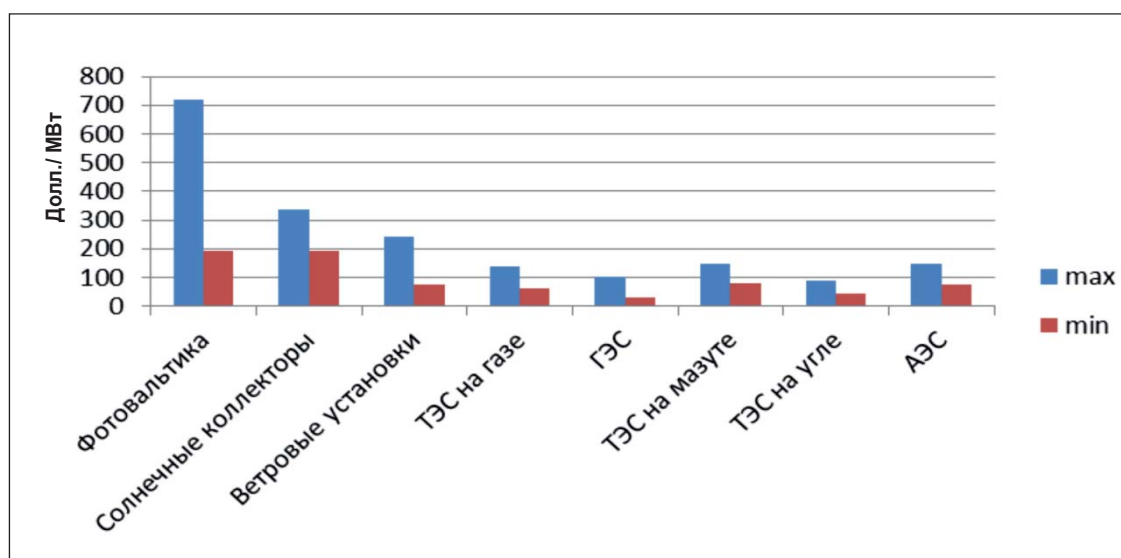
Значительное повышение коэффициента корреляции после исключения «атомных» стран говорит о том, что ядерная энергетика – действительный конкурент альтернативной энергетики на мировом энергетическом рынке. Большинство стран в поисках чистой энергии стоят перед выбором: атомная энергия или энергия альтернативных источников? Совместное и равноправное развитие этих отраслей ТЭК является

скорее исключением (Швеция), чем закономерностью (Германия, Франция и др.).

Анализ ценовых причин различий между группами стран

Тариф на электроэнергию, как правило, складывается из трех частей: плата за производство, транспортировку электроэнергии и сбытовая надбавка.⁵ В 1995 г. Т. Холт с другими американскими коллегами вывел индекс LCOE (Levelized cost of energy – нормированная стоимость энергии), ставший наиболее популярным при анализе себестоимости произведенной энергии: $LCOE = \{(OC * CRF)/(8760 * CF)\} + (FC * HR) + OMC$ ⁶ (см. рис. 6).

Как видно из рис. 6, использование ВИЭ в сравнении с традиционным топливом выходит значительно дороже. Но нельзя не отметить, что основным компонентом стоимости выступают издержки, связанные с технологическими характеристиками (см. табл. 4), а это значит, что усовершенствование технических механизмов будет снижать себестоимость. Другими словами, с развитием науки и техническим прогрессом стоимость электроэнергии из ВИЭ будет сни-



Источник: [7].

Рис. 6. Себестоимость электроэнергии из разных источников энергии

⁵ URL: <http://newtariffs.ru/blog/iz-chego-skladyvayutsya-tarify-na-elektroenergiyu>.

⁶ OC (overnight construction cost) – моментальные производственные издержки; OMC (operation and maintenance costs) – среднегодовые издержки; FC (fuel costs) – издержки на топливо; HR (heat rate) – тепловая мощность; CRF (capital recovery factor) – коэффициент аннуитета $[CRF = \frac{i \cdot (1+i)^t}{(1+i)^t - 1}]$, где i – процентная ставка за один период, t – количество периодов на протяжении всего действия аннуитета (количество операций по капитализации процентов); CF (capacity factor) – коэффициент использования установленной мощности; r – процентная ставка; t – средний срок службы техники.

Таблица 4

Основные издержки для разных видов генераторов

	LCOE max, долл./МВт	ОС, %	ОМС, %	CF, %	LCOE min, долл./МВт	ОС, %	ОМС, %	CF, %
Фотовольтика	719	98	2	0	192	90	10	0
ТСУ*	336	89	11	0	194	83	17	0
ВЭУ**	241	84	16	0	76	75	25	0
ТЭС на газе	138	27	6	67	62	12	6	82
ГЭС	101	92	8	0	29	88	12	0
ТЭС на мазуте	148	58	11	31	77	64	19	17
ТЭС на угле	88	40	13	47	43	63	14	23
АЭС	146	85	10	4	76	65	19	16

* ТСУ – тепловые солнечные установки; ** ВЭУ – ветровые энергетические установки.

Источник: [7].

жаться, чего нельзя сказать об электроэнергии, полученной традиционным способом.

Из-за своей высокой себестоимости альтернативная энергетика, как правило, неконкурентоспособна по отношению к традиционному топливу, а это значит, что для ее развития государство вынуждено применять различные стимулирующие инструменты, что, в свою очередь, повышает ее стоимость для потребителя.

Для анализа стоимостных различий цен на электроэнергию рассмотрим отдельно зависимость цены 1-го кВт·ч от типа генерирующей установки и спектра используемых стимулирующих государственных инструментов⁷.

1. Зависимость конечной стоимости 1-го кВт·ч для домохозяйств от доли ВИЭ в энергобалансе страны выявляет определенную закономерность (см. рис. 7). Коэффициент корреляции равен 0,75, что говорит о прямой зависимости этих показателей. Однако корреляционный анализ конечной стоимости электричества для промышленности и доли ВИЭ в общей выработки электроэнергии составляет всего 0,16.

На основе этих корреляционных анализов можно сделать следующие выводы:

- увеличение доли ВИЭ в общей выработке электроэнергии приводит к удорожанию конечной стоимости электричества;

- высокие тарифы на электроэнергию для промышленности приведут к переносу национального производства за пределы страны в регионы более дешевой электроэнергии, в связи с этим наибольшая нагрузка, связанная с субсидированием сектора альтернативной энергетики, приходится на домохозяйства.

2. На сегодняшний день различают следующие виды стимулирующих инструментов: – политическое воздействие (FiT, RPS⁸, ОПБ⁹, ОБТ¹⁰, «зеленые» сертификаты¹¹);

- налоговые стимулы (налог на продажу, косвенные налоги).

Наиболее популярным стимулирующим инструментом поддержки ВИЭ считается тариф (feed in tariff), под которым подразумевают законодательно установленное обязательство сбытовых/сетевых компаний закупать электри-

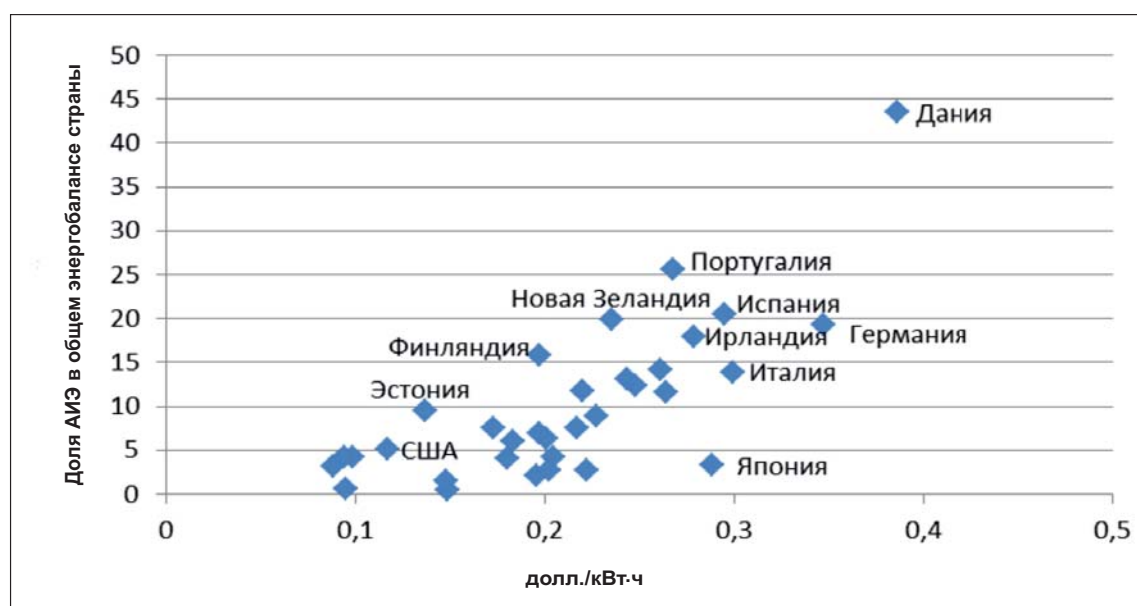
⁷ Здесь и далее дан анализ для стран, для которых была представлена статистика за 2013 год: Австралия, Австрия, Бельгия, Канада, Чили, Чехия, Дания, Эстония, Финляндия, Франция, Германия, Греция, Венгрия, Ирландия, Израиль, Италия, Япония, Корея, Люксембург, Мексика, Нидерланды, Новая Зеландия, Норвегия, Польша, Португалия, Словакия, Словения, Испания, Швеция, Швейцария, Турция, Великобритания, США.

⁹ RPS (Renewable Portfolio Standard) – механизм формирует определенную норму выработки электроэнергии из АИЭ для энергетических компаний.

⁸ RPS (Renewable Portfolio Standard) – механизм формирует определенную норму выработки электроэнергии из АИЭ для энергетических компаний.

¹⁰ ОПБ – обязательства по производству биотоплива.

¹¹ ОБТ – обязательства по выработке тепла. «Зеленый» сертификат может быть продан либо вместе с произведенной электроэнергией, либо отдельно, обеспечивая дополнительную поддержку производителя электроэнергии.



Составлено по: www.eia.org, www.cne.es/cgi-bin, 2014.

Рис. 7. Зависимость доли ВИЭ в энергобалансе и цены за 1 кВт·ч для домохозяйств

чество из ВИЭ по цене выше рыночной.¹² Широкое распространение также получили инвестиционные гранты, налоговые льготы, квоты по закупке энергии из ВИЭ. Все существующие меры поддержки ВИЭ представляют собой субсидии, которые либо выделяются напрямую из средств госбюджета, то есть за счет налогоплательщиков, либо ведут к повышению общих цен на энергию и, следовательно, оплачиваются потребителями.

Коэффициент корреляции интенсивности проводимой энергетической политики, рассчитанный как математическая сумма применяемых мер и коэффициента 1 равен 0,6. Конечно, количественная мера интенсивности проводимой политики не отражает качественной стороны, но достаточно высокой коэффициент корреляции позволяет сделать следующий вывод: более широкий выбор стимулирующих финансовых инструментов приводит к более интенсивному развитию альтернативной энергетики.

Основной причиной ценовых различий 1 кВт·ч, согласно индексу LCOE, выступает тип генерирующей установки: альтернативные ис-

точники энергии на сегодняшний день имеют наиболее высокие издержки, связанные с технологической эксплуатацией. Дополнительными факторами, повышающими себестоимость альтернативной энергетики, выступают стимулирующие государственные инструменты. Для сохранения конкурентоспособности промышленности правительство стремится переложить все эти дополнительные издержки на конечного потребителя, что приводит к разнице в цене за 1 кВт·ч для промышленных предприятий и частных лиц (в среднем цена для домохозяйств выше в два раза).

Анализ политических причин различий между группами стран

1. Энергетическая политика. Как уже выяснилось, развитие альтернативной энергетики во многом зависит от энергетической политики, проводимой государством. Сравним энергетические стратегии представителей наиболее важных трех последних групп.

Группа 6. Энергетическая политика Германии. Новый энергетический курс страны носит название «Energiewende», что можно перевести

¹² Размер вводных тарифов обычно фиксируется на 10-20 лет вперед, что выводит мощности возобновляемой энергетики из сферы действия рыночных механизмов и лишает стимулов к сокращению издержек. Вводные премии (feed in premium) – законодательно установленное обязательство сбытовых/сетевых компаний при закупке электричества из ВИЭ платить рыночную цену и, помимо этого, премию фиксированного размера.

как «энергетический поворот». Эта концепция ставит вопросы энергетической безопасности и экологической сбалансированности окружающей среды в один ряд по значимости. «Energiewende» не просто позволит обеспечить всю страну дешевой и «чистой» электроэнергией, но и создаст новые рабочие места, улучшив тем самым социальную сферу. Согласно этой энергетической концепции, страна планирует:

- сократить выбросы CO₂ на 40% по отношению к уровню 1990 года;
- увеличить выработку электроэнергии из ВИЭ до 40-45% к 2025 г. и до 55-60% к 2035 году;
- 3) снизить цены на электроэнергию;
- повысить энергоэффективность за счет санирования зданий, проведения бесплатных консультаций и др.;
- совершенствовать современные энергетические технологии, использующие ископаемое топливо, для стабилизации подачи электроэнергии в общую энергетическую сеть в пиковые нагрузки или в периоды атмосферных циклонов;
- внедрить технологии «хранения» энергии;
- планомерно вывести из эксплуатации атомные электростанции;
- создать новые или модернизировать старые места захоронения РАО.

Группа 5. Энергетическая политика Китая. Китай – типичный представитель угольно-нефтяной экономики, тем не менее коэффициент 1 у этой страны один из самых высоких (1,6) за счет колоссальной выработки электроэнергии из ВИЭ (800 млрд кВт·ч). Для Китая энергетическая безопасность связана в основном со стабильностью в снабжении нефтегазовыми и угольными ресурсами. Основными составляющими национальной энергетической политики Китая являются:

- увеличение доли ГЭС;
- увеличение доли ВИЭ (до 100 млн кВт·ч для ветровой и до 21 млн кВт·ч для солнечной энергетики к 2015 г.);
- сокращение выбросов CO₂;
- ориентирование на промышленные потребности при выборе источников электроэнергии;
- развитие энергоэффективных технологий;

- увеличение выработки электроэнергии на АЭС до 40 млн кВт·ч к 2015 г., а также усиление безопасности ядерной энергетики.

Группа 4. Энергетическая политика Дании. Основными составляющими энергетической политики Дании являются:

- выделение до 10 млн евро для демонтажа тепловых насосов в централизованном теплоснабжении;
- выделение 20 млн евро для геологоразведочных проектов геотермальной энергии;
- выделение 100 млн евро для расширения системы ВИЭ (к 2020 г. увеличить объем производства электроэнергии из ветровых турбин на 1800 МВт, ввести систему субсидий для биогазовых установок (75 евро/ГДж));
- увеличение энергоэффективности экономики;
- создание новых линий электропередач, а также улучшение существующей инфраструктуры (инвестирование до 1,1 млрд евро).

Несмотря на то что энергетическая политика данных стран весьма схожа, в каждой стране акценты делаются на различные аспекты. Германия, в которой почти 30% ВВП создается за счет промышленности, ориентируется в первую очередь на снижение стоимостных показателей электроэнергии. Развитие ВИЭ для этой страны в последнее время приобрело политическую значимость. Если раньше активным сторонником нетрадиционной энергетики выступала лишь партия «зеленых», то сегодня программа каждой партии безоговорочно принимает принципы «Energiewende» и вопрос заключается лишь в темпах развития. Таким образом, ВИЭ для Германии выполняют не только традиционные функции, но становятся одним из факторов политического воздействия на избирателей.

Для Китая ВИЭ – в первую очередь экологически чистый способ диверсифицирования энергобаланса. Стране, которая потребляет 18% от общемирового энергопотребления и при этом показывает непрерывный значительный темп прироста ВВП, необходимы новые источники энергии. В этом плане ВИЭ подходят Китаю идеально, так как это и новый источник энергии, и в то же время экологически чистый, что крайне важно для страны, у которой чуть менее

Таблица 5

Издержки на восстановление экологии и окружающей среды

Виды топлива и энергии	Издержки, связанные с нарушением экологических норм при выработке электроэнергии (цент/кВт·ч)		
	Загрязнение атмосферы	Парниковый эффект	Всего
Бурый уголь	2,07	8,68	10,75
Каменный уголь	1,55	7,38	8,94
Природный газ	1,02	3,9	4,91
Нефть	2,41	5,65	8,06
Гидроэнергия	0,14	0,04	0,18
Энергия ветра	0,17	0,09	0,26
Энергия солнца (фотовольтика)	0,62	0,56	1,18
Биомасса	1,07	2,78	3,84

Источник: [2].

70% всей энергии вырабатывается из «грязного» ископаемого топлива.

Бельгия – типичный представитель малых высокоразвитых стран Европы. Отличительной особенностью этих стран считается их узкая специализация в определенных отраслях. За счет малой территории и численности населения эти страны не имеют возможности широко развивать тяжелую промышленность, но зато они выполняют важную функцию в МРТ. В конце XX в., когда альтернативная энергетика только начала развиваться, эти страны одни из первых поспешили занять свою нишу в развитии данной отрасли. В настоящее время широко известны датские, голландские, бельгийские компании по производству отдельных частей энергетического оборудования для ВИЭ.

Макроэкономический эффект. Для анализа макроэкономических эффектов развития альтернативной энергетики обратимся к наглядному примеру – стране, развивающей эту отрасль на протяжении многих лет и обладающей высоким коэффициентом 1. Эта страна – Германия. С 1990 г. она активно развивает альтернативную энергетiku и к настоящему времени успела получить положительные макроэкономические эффекты от ее развития.

1. Создание новых рабочих мест. В 2013 г. в отрасли было занято 371,4 тыс. чел, что на 6% выше результатов 2012 года. Но при этом сто-

ит отметить, что из 371,4 тыс. чел 261,5 тыс. рабочих мест было создано за счет EEG-закона.¹³ Больше всего создается рабочих мест в биоэнергетике (34%), на втором месте – ветроэнергетика (31%), а на третьем – солнечная энергетика (27%). К 2030 г. Министерство окружающей среды Германии планирует увеличить количество занятых в данной области до 640 тыс. человек.

2. Значительный вклад в ВВП. Цепочка добавленной стоимости в области альтернативной энергетики включает в себя непосредственное производство электроэнергии, создание технологий, планирование и проектирование, а также работы связанные с обслуживанием данного сектора (логистические службы и др). В 2012 году вклад этой отрасли в ВВП Германии составил 11 млрд евро, что на три млрд евро больше результата 2011 года.¹⁴

3. Сокращение затрат на импорт ископаемых энергоносителей и издержек, связанных экологическими налогами. Только в 2012 г. выработка электроэнергии из ВИЭ позволила сэкономить 10 млрд евро на импорте ископаемого топлива, помимо этого чуть более 10 млрд евро удалось сэкономить за счет экологической чистоты этих источников. Специалистами Министерства защиты окружающей среды Германии был рассчитан ущерб от использования невозобновляемой энергии (см. табл. 5). К 2025 г. экологичность ВИЭ позволит сэкономить до 25 млрд евро.

¹³ EEG – закон, стимулирующий развитие альтернативной энергетики, определяет приоритет электроэнергии, произведенной с помощью неископаемого топлива.

¹⁴ URL: <http://www.unendlich-viel-energie.de/themen/wirtschaft/wertschoepfung>.

4. *Сокращение выбросов CO₂*. Использование ВИЭ позволило избежать загрязнения атмосферы, эквивалентного почти 148 млн т CO₂. Без использования экологически чистых источников энергии выбросы парникового газа в Германии увеличатся более чем на 15%. В 2020 г. использование ВИЭ поможет предотвратить выбросы в объеме 287 млн т.

Выводы

ВИЭ выполняют различные функции для разных групп стран: для кого-то – это в первую очередь новый энергоноситель, заменяющий дорогое импортное топливо (Германия), для кого-то – источник экологически чистой электроэнергии, снижающий издержки, связанные с Киотским протоколом (Бельгия), для кого-то – способ более значительной диверсификации энергетических источников (США), а для кого-то альтернативная энергетика – новая отрасль, открывающая ряд конкурентных преимуществ (Дания). Взаимосвязь степени развитости отрасли и ресурсообеспеченности страны выявила прямую зависимость, хотя и со своими исключениями (страны с большими запасами энергетических ресурсов, но стремящиеся развивать ВИЭ по другим соображениям: энергетическая безопасность, конкурентные преимущества новой отрасли и т.п.).

ВИЭ – остаются самыми дорогими энергоисточниками. По этой причине наблюдается положительная взаимосвязь душевого ВВП и степени развитости ВИЭ, так как только достаточно богатые страны могут позволить себе развитие этой отрасли. В связи с тем, что развитие альтернативной энергетике сопряжено со значительными техническими трудностями, большего успеха добиваются страны с высоким интеллектуальным потенциалом. Инвестиции в НИОКР способствуют техническому прогрессу и снижению издержек, связанных с техническим обеспечением альтернативной энергетике.

Стоимостные различия 1-го кВт·ч, с одной стороны, согласно индексу LCOE, зависят от технических характеристик генераторов, а с другой – связаны с разнообразием в применяемых стимулирующих инструментах. Несмотря

на значительный прогресс с момента появления первых технологий альтернативной энергетики, в среднем себестоимость производимой электроэнергии остается выше традиционных аналогов. Однако, если анализировать исключения (рассмотреть минимальную себестоимость электроэнергии, произведенной на ветровых турбинах (76 долл./МВт·ч) и максимальную себестоимость электроэнергии, произведенной на ГЭС (101 долл./МВт·ч) или ТЭС (148 долл./МВт·ч)), то можно убедиться в совершенствовании технологий производства электроэнергии из ВИЭ. Дальнейшее инвестирование в НИОКР в сфере ВИЭ приведет к еще большему снижению затрат, связанных с техническими издержками. Но если эта проблема всего лишь вопрос времени, то другая причина стоимостных различий более глубокая. Развитие ВИЭ на первых этапах неразрывно связано со значительным субсидированием и стимулированием. В связи со своей экономической непривлекательностью их ввод в эксплуатацию не может обойтись без поддержки правительства. Поэтому государство вынуждено применять меры политического воздействия или налогового стимулирования, которое заметно повышает стоимость 1-го кВт·ч. По мере решения проблем, связанных с сокращением технических издержек и перебоями в поставках энергии из ВИЭ, отпадет необходимость государственной поддержки, и тогда ВИЭ смогут вступить в честную конкурентную борьбу.

Несмотря на радужные перспективы снижения себестоимости, ВИЭ не смогут полностью заменить традиционную энергию, однако они могут занять свою нишу «запасных» источников в общем энергобалансе страны.

В России на сегодняшний день на ВИЭ в энергобалансе приходится порядка 1%, а будущие перспективы развития кажутся еще более туманными, чем для мира в целом. Долго и успешно существующая углеродная экономика, в первую очередь за счет колоссальных запасов энергосырья, позволила стать национальным нефтяным и газовым компаниям абсолютными монополистами энергетического рынка. Развитие других источников энергии было бы для них крайне непривлекательно, а поскольку компании являются государственными, то и поддерж-

ки ВИЭ взять неоткуда. Даже в опубликованном проекте Энергетической стратегии России [18] развитие ВИЭ сводится к созданию энергоэффективных технологий, снижению экологической нагрузки традиционных электростанций и вовлечению новых топливных ресурсов, в первую очередь речь идет о торфе. В целом к 2030 г. планируется решение институциональных вопросов, способствующих продвижению ВИЭ, но никакие конкретные цифры не публикуются. А ведь потенциал в альтернативной энергетике в России велик (до 4,5 млрд т у.т., в то время как на сегодняшний день в стране потребляется чуть меньше 1 млрд т у.т.).

Отсутствие государственной заинтересованности в развитии ВИЭ не сводится лишь к приоритету развития углеводородной энергетики в силу огромных запасов ископаемых энергоресурсов. Помимо этого существует еще ряд объективных причин: низкий уровень НИОКР, технической оснащенности и просвещенности населения (отсюда большое недоверие и низкий

показатель частных инвестиций), низкий душевой ВВП и др. Очень большую роль в развитии ВИЭ играет как поддержка государства, так и частного сектора, в Европе о пользе «зеленой» энергии учат еще со школьной скамьи, в Германии даже существуют специальные «солнечные» школы, а партия «зеленых» входит в Бундестаг. В России же крайне мало таких проявлений экологического движения.

Несмотря на то что ВИЭ в России действительно неконкурентоспособны в сравнении с традиционными источниками, их развитие, даже в стране с гигантскими запасами нефти и газа, на мой взгляд, положительно скажется на становлении экономики в целом. Здесь действуют все те же факторы развития: улучшение экологической обстановки, создание новых рабочих мест, развитие инновационных отраслей, экономия запасов и пр. Эти факторы выступают действительными стимулами для пересмотра Энергетической стратегии.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Agentur für Erneuerbare Energien Bundesländer mit neuer Energie, Jahresreport Federal-Erneuerbar 2013.*
2. *Hirschl B. and other Kommunale Wertschöpfung durch Erneuerbare Energien.*
3. *IEA statistics Energy prices and taxes, 2013.*
4. *J.-P. Barde. Green Tax reforms in OECD countries: an overview, 2004.*
5. *Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD.*
6. *Renewable Energy Policy Network for 21st Century Renewables 2012 Global status report.*
7. *Timilisina G.R., Kurdgelashvili L., Narbel P.A. A Review of Solar Energy, Washington 2010.*
8. URL: <http://www.eia.gov>.
9. URL: <http://www.en.openei.org>.
10. URL: <http://www.iea.org>.
11. URL: <http://www.kpmg.com>.
12. URL: <http://www.worldbank.org>.
13. URL: <http://www.unendlich-viel-energie.de/themen/wirtschaft/wertschoepfung>.
14. *Безруких П.П. Возобновляемая энергетика: сегодня – реальность, завтра – необходимость. М.: 2007.*
15. *Безруких П.П., Дегтярев В.В. Справочник ресурсов возобновляемой энергетики России, М.: Энергетика, 2007.*
16. *Попель О.С., Туманов В.Л. Возобновляемые источники энергии: состояние и перспективы развития, М.: Альтернативная энергия и экология, 2007.*
17. *Шкрадюк И.Э. Тенденции развития возобновляемых источников энергии в России и мире. М.: WWF России, 2010.*
18. URL: <http://minenergo.gov.ru/aboutminen/energostrategy/>.

Поступила в редакцию
24.11.2014 г.

N. Komarova¹⁵

**COMPARATIVE ANALYSIS OF STRATEGIC CHOICE THE
ALTERNATIVE ENERGY ROLE'S IN THE NATIONAL ENERGY
BALANCE**

The study covers the current trends in the development of alternative energy and reveals incentive and retention factors of its development. The paper presents the author's classification of countries based on which is given the comparative analysis of the level of development and the role of renewable energy in the national energy balance.

Key words: alternative energy, alternative energy sources, the national energy balance, energy policy

¹⁵ Nina A. Komarova – student of the Department of Social and Economic Geography of Foreign Countries of the Geography Faculty of Moscow State University, *e-mail*: nina.komarova93@gmail.com

УДК 621.311:338.001.36

С.Л. Массунов, П.С. Массунов¹**УГОЛЬНАЯ ЭЛЕКТРОГЕНЕРАЦИЯ НОВОГО ПОКОЛЕНИЯ:
АНАЛИЗ СОВРЕМЕННЫХ ТЕНДЕНЦИЙ ИЗМЕНЕНИЯ
ИНВЕСТИЦИОННОЙ СОСТАВЛЯЮЩЕЙ**

Показано, что результатом выявленных тенденций является резкое снижение конкурентоспособности наиболее перспективных угольных энерготехнологий по сравнению с газовыми и возобновляемыми энергоисточниками. Высказано мнение о том, что во многом такое развитие событий выгодно в первую очередь США и странам Евросоюза, с одной стороны, для продвижения продаж сланцевого газа, а с другой – для снижения зависимости от поставок российского топлива. Анализ аналогичных процессов в России позволил сделать вывод о среднеевропейском характере тенденций и возможном проявлении при этом элементов криминальной экономики.

Ключевые слова: новые технологии, угольные электростанции, инвестиции, эскалация, современные значения, тенденции изменения, регионы мира, конкурентоспособность.

Согласно публикациям Международного энергетического агентства (IEA), большая часть электроэнергии в мире – 41,3% (2011 г.) – вырабатывается угольными электростанциями [1, с. 24]. Это связано с тем, что уголь является наиболее универсальным, широко распространенным и недорогим топливом. Его доказанных запасов, по последним оценкам, человечеству будет достаточно на 109 лет (России – 443 года, США – 257, Германии – 207), а разведанных запасов – не менее 220 лет [2, с. 30]. Поэтому угольная электрогенерация остается важной частью нашего энергетического настоящего, и, безусловно, должна составлять основу энергетического будущего. Любые попытки отдельных стран искусственно заменить ее более дорогими возобновляемыми энергоресурсами в условиях глобализации мировой экономики неминуемо приведут к экономической несостоятельности. Этот процесс уже постепенно набирает обороты в Германии, Испании, Великобритании. Например, в Германии отмечается, что практически все немецкие производства стали, алюминия, бумаги, цемента, пластмассы и т.д., мигрируют в страны с более дешевой энергией: почти каждая пятая промышленная компания планирует размещать свои мощности за рубежом [3].

На перспективы развития угольной электрогенерации могут повлиять два фактора – недо-

верие в обществе, обусловленное негативным воздействием на окружающую среду, и уровень инвестиций в энергостроительство. Предлагаемая статья посвящена обсуждению второго из них, поскольку инвестиционная составляющая мировой энергетики претерпела в последнее время значительные изменения. Проанализируем современные тенденции этого процесса.

В качестве *субстанциональной тенденции* развития мировой энергетики последнего десятилетия следует считать существенное *повышение стоимости нового энергостроительства*, которое объясняется, прежде всего, возникшим в 2008 г. мировым финансово-экономическим кризисом. Как отмечается в ряде зарубежных (в основном американских) публикаций, расходы на энергостроительство за несколько лет значительно увеличились и являются весьма неопределенными [4]. При этом для характеристики такого процесса используются достаточно выразительные термины – расходы «стремительно растут», «парящие», «ошеломляющие». Действительно, в 2000-2006 гг. удельные капиталовложения в пылеугольные ТЭС с докритическими параметрами составляли величину 1200-1300 долл./кВт, с суперкритическими – 1300-1365 долл./кВт. Например, в статье [5] обращается внимание на то, что в США в 2006 г. инвестиции в угольные ТЭС со скруб-

¹ Сергей Львович Массунов – научный сотрудник Института социально-экономических и энергетических проблем Севера КНЦ УрО РАН, e-mail: massunov@energy.komisc.ru;

Павел Сергеевич Массунов – старший диспетчер ОДС ООО «Энергосервис Коми», e-mail: rskes@rskes.ru

берами составляли величину 1290 долл./кВт, с внутрицикловой газификацией – 1490, в газовые ПГУ – 594-603, АЭС – 2081 долл./кВт. Однако уже весной 2007 г. суперкритические электростанции подорожали на 65-70% – до 2250 долл./кВт. Например, удельные капиталовложения в ТЭС Iatan 2 в штате Missouri (930 МВт, период строительства – 2004-2010 гг., параметры пара – 25,5 МПа, 582/582 °С) составили величину 2151 долл./кВт, в ТЭС Oak Creek в штате Wisconsin (2x615 МВт, 2004-2011 гг.) – 2195 долл./кВт.

В связи с этим в 2010 г. Американское энергетическое агентство ЕИА обновило свои стандартные данные, согласно которым угольная электростанция с одним сверхкритическим блоком 650 МВт стала стоить 3167 долл./кВт, с двумя – 2844 долл./кВт, с внутрицикловой газификацией – 3565 и 3221 долл./кВт – соответственно [6, с. 8]. То есть в 2010 г. рост стоимости строительства ТЭС к 2007 г. составил в среднем 26%, а к докризисному уровню – 110%. Это значит, что практически за несколько лет угольные электростанции подорожали вдвое. Для АЭС капиталовложения увеличились на 157% (до

5339 долл./кВт), газовых ПГУ несколько меньше – на 66% (до 1003 долл./кВт). Стремительность процесса удорожания электростанций США показана на рис. 1.

В качестве примера на рис. 2 приведено значительное (на 80%) возрастание стоимости ТЭС газификации угольного топлива Duke Energy Edwardsport за время строительства – 2007-2013 годы. Станция была принята в эксплуатацию в июне 2013 г. с окончательной цифрой инвестиций в 3,55 млрд долл., хотя строительная организация пыталась обосновать их увеличение до 3,916 млрд долларов. Дальнейший рост стоимости не согласовала Комиссия по регулированию электроэнергетики (США), которая потребовала ограничить объем инвестиций уровнем в 2,6 млрд долл. [7]. Согласно ее формулировкам, при строительстве был допущен массовый перерасход средств, неоправданные задержки в сроках, некомпетентность. Следует обратить внимание на то, что все указанные причины никак не являются следствием мирового экономического кризиса.

«Парящие» значения инвестиций становятся еще более непонятны, если проанализировать

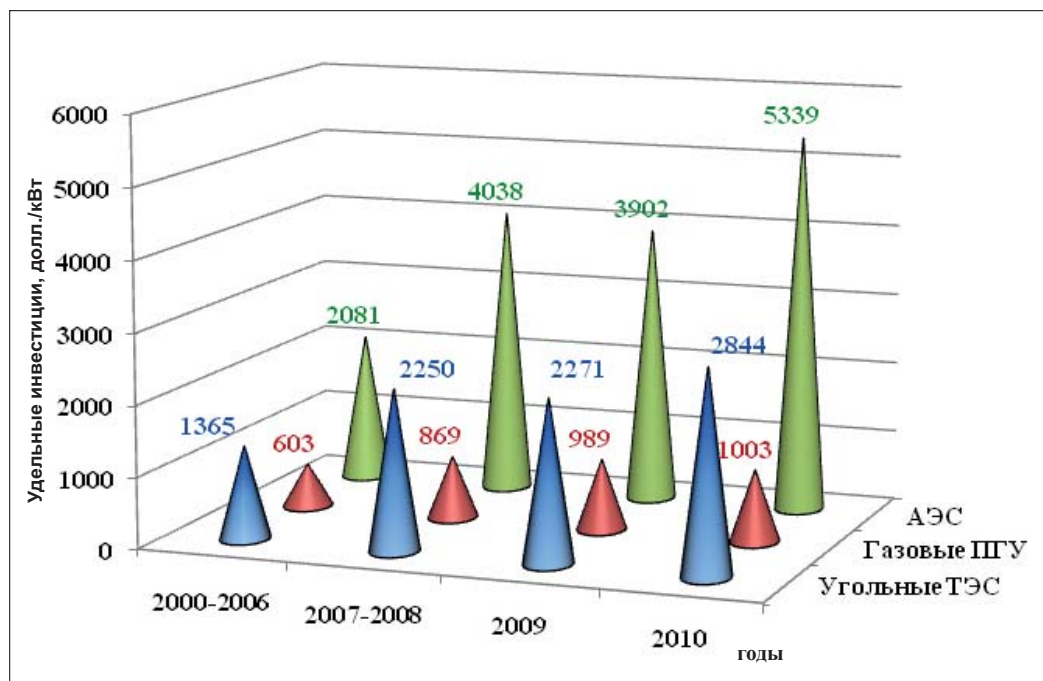


Рис. 1. Увеличение стоимости строительства пылеугольных ТЭС в США (по данным ЕИА) по сравнению с докризисными значениями и в сравнении с подорожанием других типов энергоисточников

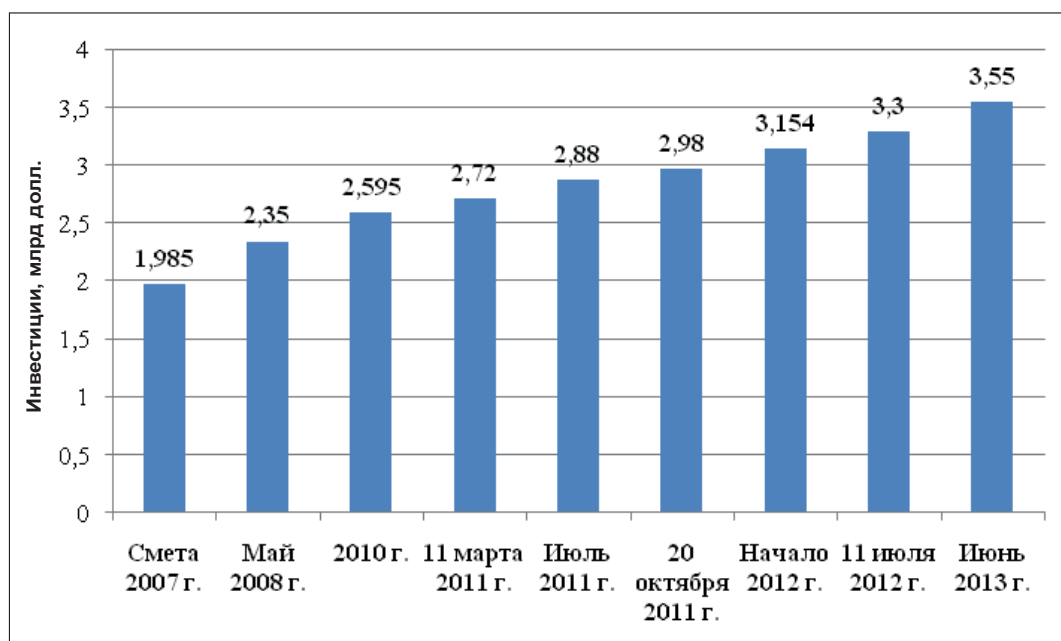


Рис. 2. Рост стоимости электростанции газификации угольного топлива Duke Energy Edwardsport (США) 630 МВт(нетто) за время строительства (2007-2013 гг.)

показатели инфляции американской экономики за это же время. Согласно данным табл. 1 максимальный темп инфляции наблюдался в 2006-2007 гг. и был равен 4,2%, что не могло служить причиной стремительного взлета стоимости электростанций, о котором говорилось выше. В 2008 г. этот показатель даже имел отрицательное значение – во время кризиса наблюдалось падение цен на потребительские продукты и услуги.

Поскольку для производства оборудования электростанции потребляется значительное количество металла, приведем данные по динамике средних цен за этот период на металлические заготовки и плиты (табл. 2). Видно, что происходило некоторое колебание цен на ме-

талл, но никакого тренда повышения стоимости не выявлено, то есть этот аспект не может служить причиной резкого удорожания ТЭС.

В 2008 г. наблюдался некоторый скачок стоимости холоднокатанной стали (на 32%), но далее к 2012 г. она подешевела на 7% (табл. 3). Конечно, это повлияло на стоимость строительства энергоисточников, но не в такой степени, как было показано выше.

Причиной увеличения инвестиций не может быть и рост стоимости труда работающих строителей, поскольку, согласно индексу Pay Scale, скачкообразного изменения средней заработной платы в этот период не происходило (табл. 4).

Таблица 1

Темпы инфляции в США по годам [8]

Годы	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Темп инфляции, %	1,6	2,4	1,9	3,3	2,7	4,2	4,2	-0,1	2,8	1,4	2,9	1,6

Таблица 2

Динамика средних цен на металлические заготовки и плиты в США за 2008-2013 гг., долл./т

Годы	на 01.01.2008	на 01.01.2009	на 01.01.2010	на 01.01.2011	на 01.01.2012	на 01.01.2013
Заготовки	531-707	375-383	407-497	578-642	609-583	510-515
Плиты	503-681	539-396	421-502	554-624	562-541	477-462

Таблица 3

Динамика средних цен на холоднокатанную сталь за 2000-2013 гг., долл./т [9]

Годы	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Цена стали	386	300	328	445	607	733	694	650	966	725	816	892	900

Таблица 4

Тренд среднегодовых значений индекса Pay Scale в США за 2007-2013 гг. [10]

Годы	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Индекс Pay Scale, %	2,4	2,1	-0,5	-0,2	0,4	1,7	1,8

Таким образом, анализ основных структурных составляющих калькуляции стоимости строительства энергоисточников показал, что для «парящего полета» инвестиций в США мало объективных оснований. Создается впечатление, что в основе этого процесса спланированные, политически ангажированные решения со стороны правительств развитых стран, направленные, в условиях глобализации мировой экономики, на нивелирование рыночных преимуществ стран-экспортеров традиционно дешевого ископаемого топлива. То есть решения, направленные на резкое повышение конкурентоспособности энергоустановок на сланцевом газе и возобновляемых энергоресурсах за счет подорожания традиционно более распространенных электростанций. Действительно, с одной стороны, в США газовые ТЭС подорожали только на 66%, а не на 110%, как угольные, или на 157%, как атомные (рис. 1). С другой стороны, резкого скачка инвестиций не произошло и в электростанции на возобновляемых энергоресурсах. Например, изменение стоимости строительства наземных ветровых электростанций, согласно усредненным данным EIA, за этот период составило только 23% (рис. 3) [6, 11].

То, что со стоимостью сланцевого газа не так все хорошо, как это представляли добывающие его компании ранее, становится ясно после решения англо-голландской компании Royal Dutch Sheel – ведущей энергетической группы Евросоюза – выставить на продажу свое участие в сланцевых проектах в трех штатах – Техасе, Колорадо и Канзасе. Такое решение компания приняла после получения во втором

квартале 2013 г. убытков в 2 млрд долл. в условиях отсутствия со стороны правительства США государственных субсидий [12]. Как считают некоторые аналитики, сланцевый бум в США заканчивается.

Суть второй тенденции заключается в регионально-неравномерном характере эскалации инвестиций в угольные электростанции – если в США их стоимость увеличилась за период кризиса на 110%, то в Германии – на 6%, Китае – 4-5%, России – 31%, Индонезии – 43% и т.д. Эта тенденция косвенно подтверждает тот факт, что процесс эскалации инвестиционной составляющей мирового энергопроизводства не имеет в своей основе объективно обусловленных оснований – влияние глобального финансово-экономического кризиса на разные регионы мира оказалось кардинально различным.

В связи с наличием некоторого спектра рассматриваемых на перспективу твердотопливных энерготехнологий, проанализируем для разных регионов характер изменения стоимости каждой из них в отдельности. Среди новых типов угольных ТЭС в ближайшей перспективе – до 2020 г. – это проекты энергоблоков сверх- и суперсверхкритических параметров пара (SC и USC), для углей низкого качества – циркулирующего кипящего слоя (CFB). В дальнейшем более широкое развитие могут получить парогазовые установки с внутрицикловой газификацией угля (IGCC), а также ПГУ с кипящим слоем под давлением (PFBC). Кроме того, в России при реконструкции действующих электростанций могут применяться ВИР-процессы.

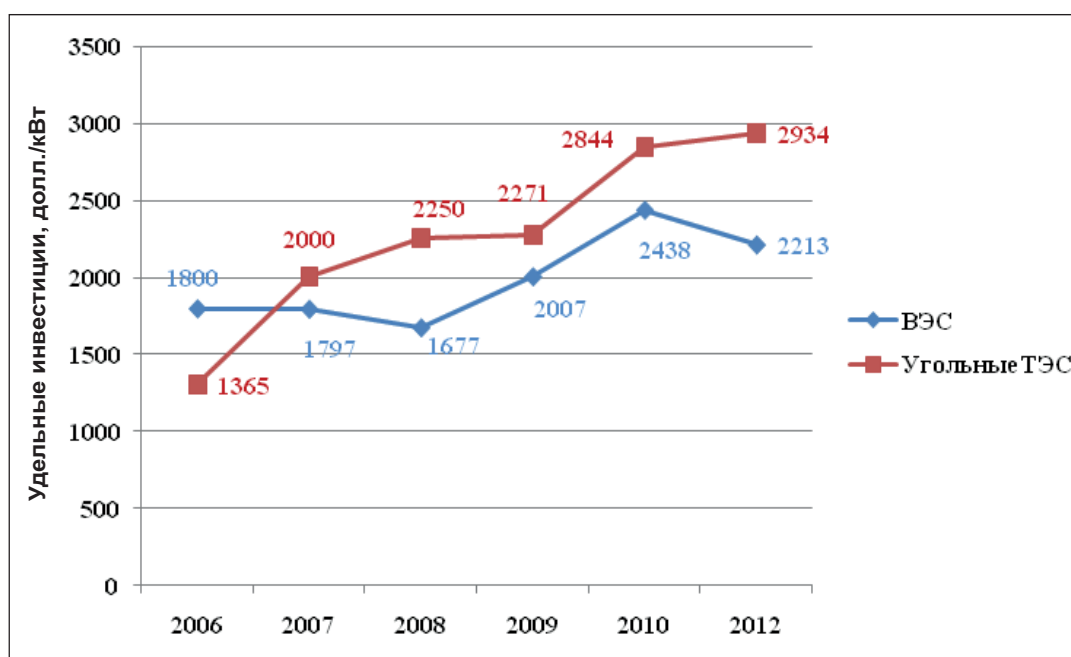


Рис. 3. Изменение стоимости строительства угольных и ветровых электростанций (данные IEA) за период 2006-2012 гг.

Инвестиционные характеристики перечисленных технологий на примере недавно построенных, строящихся и планируемых к строительству электростанций, а также диапазоны оценок данного параметра IEA, представлены в табл. 5.

Новое энергостроительство с *субкритическими параметрами пара* (*SubCR*) в настоящее время в основном имеет место в развивающихся странах Азиатско-Тихоокеанского региона (АТР) – Индии, Индонезии, Вьетнаме и др. Следует обратить внимание на то, что величина удельных инвестиций в этом районе остается практически докризисной – 1100-1300 долл./кВт, в отличие от государств североамериканского континента, где данный параметр существенно выше (например, для США на 15-40% – 1585 долл./кВт, а при более позднем строительстве еще больше – 1980 долл./кВт (данные IEA)). Совершенно очевидно, что в условиях глобализации отсутствие «парящего полета» стоимости энергостроительства создает для национальных экономик АТР существенные конкурентные преимущества. С этих позиций в значительно более предпочтительном положении находится Китай с показателями 610-856 долл./кВт (большее значение – для ТЭЦ).

В России подобные ТЭС, несмотря на отсутствие острых кризисных явлений развитых мировых экономик, подорожали на 42-48% к докризисным значениям (до 1700-1778 долл./кВт). Учитывая тот факт, что такой уровень инвестиций, например, в Германии характерен для современных USC электростанций, более затратных, чем субкритические, можно предположить, что в нашей стране тенденция повышения стоимости энергостроительства имеет, в том числе, элементы криминально-спекулятивного характера.

ВИР-технологии применяются только в нашей стране и рассматриваются в основном как средство повышения эффективности электростанций при модернизации. Затраты при этом в 3-4 раза ниже стоимости нового строительства. Например, для Интинской ТЭЦ эта величина в ценах 2002 г. оказалась равной 81 долл./кВт(э) или, учитывая специфику ТЭЦ, 5,68 долл. за установленный кВт тепловой мощности [13].

Переход на *сверхкритические параметры пара* по сравнению с субкритическими, по данным 2006 г., приводит к удорожанию строительства в среднем на 5,5% [14]. Наименьшая в мировой энергетике стоимость данного типа электростанций – в Китае (650-700 долл./

кВт). Другие страны АТР, так же как и Китай, в ближайшем будущем ориентируются практически на докризисные значения инвестиций – в Индии 1264-1328 долл./кВт (более высокие 1478 долл./кВт для ТЭЦ Darlipalli шт. Odisha, ввод в 2018 г.), во Вьетнаме 1482-1515 долл./кВт. Все это значительно ниже европейского и американского уровней. Максимальное повышение стоимости наблюдается в США – 25-105% – диапазон капвложений 1707-2804 долл./кВт (ТЭС Comanche, блок № 3, 820 МВт, шт. Colorado, 2005-2010 гг. и Prairie State Energy Campus, 2x879 МВт, шт. Illinois, 2007-2012 г.). Хотя IEA оценивает верхнюю границу несколько ниже – 2310 долл./кВт (табл. 5).

Разработанные российские проекты ТЭС определяют уровень инвестиций в 1613-1900 долл./кВт, что практически совпадает с оценками ОАО «ЭНИН» – 1795-1990 долл./кВт [15]. С нашей точки зрения, предложенный диапазон завышен, поскольку, например, в странах АТР его значения ниже на 25-40%, а в Германии в такую же стоимость обходятся более дорогие USC технологии (ТЭС Hamburg-Moorburg, 2x840 МВт, 2008-2014, 1607 долл./кВт; Hamm-Uentrop D&E, 2x820 МВт, 2008-2014, 1976 долл./кВт).

Наименьшая стоимость блоков кипящего слоя в ближайшей перспективе останется в Китае – 700-845 долл./кВт, что на 1,5-6% выше докризисных значений. В остальных странах АТР средний уровень капиталовложений приблизительно одинаков и находится в диапазоне 1360-1600 долл./кВт. Заметный рост стоимости данной технологии наблюдался в странах Европы, Турции, Филиппинах, Мозамбике – в среднем на 30-40%. Удельные инвестиции в этих странах примерно одинаковы – 1890 (Польша), 2182 (Турция, ТЭС Adana Tufanbeyli 450 МВт, 2011-2015). Максимальное их возрастание (на 100-120%) имело место в США – до 3077 долл./кВт, что на 50-60% выше европейских показателей. Стоимость сооружаемых российских электростанций близка к европейской (2000-2014 долл./кВт).

Удельные капвложения в кипящий слой под давлением, согласно оценкам 2006 г., должны быть на 25-35% выше субкритических. Поскольку пока не решены некоторые технические проблемы данной технологии, инвестиции в нее можно оценить только по демонстрационным

проектам – 1263 долл./кВт 1997 г. (ТЭС Karita, Япония, 360 МВт), 2635 долл./кВт 1995 г. (ТЭС Cottbus, Германия, 74 МВт). При переходе к коммерческим вариантам, по нашим расчетам, они могут возрасти до 1930 (Европа) и 3210 (США) долл./кВт (табл. 5).

Максимальный рост стоимости суперсверхкритических электростанций (на 67-80%) наблюдался только в американской энергетике – до 3000-3246 долл./кВт. В остальных странах величина инвестиций в перспективе примерно одинакова – 2000 (Индонезия), 2375 (Польша, ТЭС Czczott, 800 МВт, 2013-2015) долл./кВт, то есть прирост составит 11-32%. В Германии они практически не изменятся – 1473 долл./кВт (ТЭС Datteln № 4, 1100 МВт, 2008-2014), 1976 долл./кВт (Hamm-Uentrop D&E). В России первые современные USC блоки должны появиться только к 2016 г. (для сравнения в Индии – в 2017 г., 800 МВт, 30 МПа, 700 °С, ~1651 долл./кВт). Их стоимость по оценкам ОАО «ЭНИН» будет примерно средневропейской (1930-2135 долл./кВт). Опять же минимальные значения капиталовложений характерны для китайской энергетике (668-698 долл./кВт) при небольшом подорожании за время кризиса на 6-8%.

Для электростанций с внутрицикловой газификацией, так же как и в случае других технологий, наибольший рост инвестиций (в 3 раза к уровню 2006 г.) имел место в американской энергетике – 4438 долл./кВт IGCC Edwardsport (без улавливания CO₂), 3784 (600 МВт) – 4400 (2x600) долл./кВт 2012 г. – оценки EIA [11]. При этом наименьший уровень капиталовложений отмечается в Китае – 1355 долл./кВт, сравнить который с докризисным показателем не представляется возможным, поскольку Green Gen Tianjin IGCC является первой в этой стране. Можно лишь отметить, что ее инвестиции в 2 раза выше значений сверхкритических ТЭС. Кроме того, следует обратить внимание на то, что в случае расширения технологии газификации угля элементами улавливания CO₂, ее стоимость может быть существенно выше приведенных цифр – 6020 (Германия), 7692 (Австралия) долл./кВт (табл. 5) и 6599 долл./кВт 2012 г. (EIA).

Анализ соотношения стоимости рассмотренных выше технологий позволяет выделить третью тенденцию – *непропорциональность измене-*

Таблица 5

**Удельные инвестиции в недавно построенные, строящиеся и планируемые угольные ТЭС
в сравнении с газовыми ПГУ на начало 2013 года ⁽¹⁾**

Технологии угольной ТЭС		Удельные инвестиции, долл./кВт	
		В России	За рубежом
1. Пылеугольная	SubCR	1700; 1778 ⁽²⁾	642 (Китай); 1128 (Индия); 1380 (Вьетнам); 1585 (США) ⁽³⁾ 600-1980 (IEA, 2011)
	SC	1613 (4); 1900 ⁽⁵⁾ 1795-1990 ⁽⁶⁾	661 (Китай); 1264 (Индия); 1482 (Вьетнам); 2471 (США) ⁽⁷⁾ 700-2310 (IEA, 2011)
2. ВИР (реконструкция)		81 ⁽⁸⁾	—
3. ЦКС (CFB)		2000; 2014 ⁽⁹⁾	845 (Китай); 1277 (Индия); 1890 (Польша); 3077 (США) ⁽¹⁰⁾
4. ПГУ КСД (PFBC)		—	1930-3210 ⁽¹¹⁾
5. USC		2053 ⁽¹²⁾ 1930-2135 ⁽⁶⁾	668 (Китай); 1699 (Германия); 2000 (Индонезия); 3000 (США) ⁽¹³⁾ 800-2530 (IEA, 2011); 2934-3246 (EIA, США, 2013)
6. ПГУ ВЦГУ (IGCC)		—	1355 (Китай); 4438 (США); 6020 (Германия); 7692 (Австралия) ⁽¹⁴⁾ 1100-2860 (IEA, 2011); 3784-4400 (EIA, США, 2013)
7. ТЭС ПГУ (газ)		1261-1505 ⁽¹⁵⁾	712,5 (Саудовская Аравия)-975 (Германия)-1000 (США) ⁽¹⁶⁾ 917-1023 (EIA, США, 2013)

- ⁽¹⁾ – данные не учитывают меры по ограничению выбросов CO₂ (кроме технологии ПГУ ВЦГУ);
- ⁽²⁾ – Серовская ГРЭС 2х330 МВт (проект, заменен ПГУ-420), блоки № 8, 9 Черепетской ГРЭС 2х225 МВт (2010-2013);
- ⁽³⁾ – Xinxiang PP 2х600 МВт (Китай, провинция Henan, 2013-2015), Mahan I PP 2х600 МВт (Индия, шт. Madhya Pradesh, 2010-2014), Thai Binh 2 PP 2х600 МВт (Вьетнам, провинция Thai Binh, 2012-2016), Plum Point PP 2х665 МВт (США, шт. Arkansas, блок № 1 2006-2010);
- ⁽⁴⁾ – блок № 3 Березовской ГРЭС 800 МВт (2011-2015) (курс рубля – 31 руб./долл.);
- ⁽⁵⁾ – проект блока № 4 Череповецкой ГРЭС 330 МВт (заменен газовым ПГУ-420);
- ⁽⁶⁾ – оценка ОАО «ЭНИН» (при среднем курсе в 2010 г. 30,36 руб./долл.) [15];
- ⁽⁷⁾ – Yangcheng PP (Phase 2) 2х660 МВт (Китай, провин. Shanxi, 2011-2013), Nasik PP 2х660 МВт (Индия, шт. Maharashtra, 2013-2017), Quang Trach 1 PP 2х600 МВт (Вьетнам, провин. Quang Binh, 2011-2016), Washington PP 850 МВт (США, Sandersville, шт. Georgia, 2013-2017);
- ⁽⁸⁾ – затраты на внедрение ВИР-технологии при реконструкции Интинской ТЭЦ (цены 2002 г.);
- ⁽⁹⁾ – Новоростовская ГРЭС 3х330 МВт (2013-2018), блок № 9 Новочеркасской ГРЭС 330 МВт (2010-2015);
- ⁽¹⁰⁾ – Pingshuo PP 2х600 МВт (Китай, провинция Shanxi, 2012-2014), Barsingsar PP 2х125 МВт (Индия, шт. Rajasthan, 2009-2012), блок № 2 Lagisza PP 460 МВт (Польша, при среднем курсе за время строительства 0,3579 долл./PLN, 2014-2017), Dominion Virginia PP 2х300 МВт (США, шт. Virginia, 2008-2012);
- ⁽¹¹⁾ – оценка, согласно [16] инвестиции на 30% выше значений традиционной ТЭС, в данном случае SC энергоисточников Европы и США;
- ⁽¹²⁾ – согласно инвестпрограммы 2006-2010 гг. USC вариант блоков № 10, 11 Троицкой ГРЭС 2х660 МВт;
- ⁽¹³⁾ – CPI Changle PP 2х1000 МВт (Китай, провин. Gansu, 2012-2015), Neckarau Mannheim PP, блок № 9, 911 МВт (Германия, 2010-2014), Java PP 2х1000 МВт (Индонезия, 2012-2017), John W. Turk PP 600 МВт (США, шт. Arkansas, 2008-2012);
- ⁽¹⁴⁾ – Green Gen Tianjin IGCC 650 МВт, II этап – без улавливания CO₂ (Китай, провин. Hebei, 2009-2018), Edwardsport IGCC 630 МВт, без улавливания CO₂ (США, шт. Indiana, 2008-2013), RWE Goldenbergwerk IGCC 450 МВт, удаление 90% CO₂ (Германия, 2013-2020) – Wandoan IGCC 400 МВт, удаление 90% CO₂ (Австралия, шт. Queensland, 2009-2017);
- ⁽¹⁵⁾ – блок № 5 ПГУ-400 Яйвинской ГРЭС (2008-2011), блок № 2 ПГУ-225 Воронежской ТЭЦ-1 (план 2013-2014);
- ⁽¹⁶⁾ – ТЭС Qurayyah 4000 МВт (Саудовская Аравия, 2011– июнь 2014), ТЭС Lausward 595 МВт (Дюссельдорф, Германия, 2016), ТЭС Ninemile Point 500 МВт (США, шт. Louisiana, 2015).

Таблица 6

Различие инвестиций в рассмотренные инновационные типы угольных электростанций и современные субкритические ТЭС, %

	SC/SubCr	USC/SubCr	CFB/SubCr	IGCC*/SubCr
Докризисные соотношения	4-6	10-35	15-20	15-65
Китай	3-9	4-11	20-30	70-110
Развивающиеся страны АТР	7-12	40-46**	13-20	–
США, Европа	12-25	36-64	40-55	100-125
Россия	5,5-7	8,5-20	13-18	–

* – данные не учитывают затраты на технологии ограничения выбросов CO₂;

** – согласно планам первые USC ТЭС в странах АТР должны появиться после 2017 года.

ния инвестиционных показателей разных типов ТЭС в региональном разрезе. В развитых странах (США, Европа) темпы подорожания наиболее современных энергоисточников и, соответственно, темпы снижения их конкурентоспособности в 2-3 раза выше, чем у применяемых в настоящее время субкритических электростанций (табл. 6). Например, если до кризиса разница в капиталовложениях между субкритической и сверхкритической технологиями была равна 4-6%, то в 2013 г. в этих странах она составляла величину 12-25%. То же для соотношения USC/SubCr – 10-35% до кризиса и 36-64 – после, для CFB/SubCr – 15-20 и 40-55, для IGCC/SubCr – 15-65 и 100-125. То есть инвестиции в наиболее инновационные типы электростанций – в то, что будет строиться преимущественно в будущем, за время кризиса росли существенно быстрее, нежели в более простые и менее эффективные традиционные энергоисточники.

С другой стороны, в развивающихся странах АТР (Индии, Вьетнаме, Индонезии и др.), а также Китае стоимость разных типов угольных энергоисточников практически осталась на докризисном уровне, соответственно, рассматриваемые в табл. 6 соотношения изменились незначительно. Например, максимальная разница инвестиций в электростанции ЦКС, по сравнению с субкритической технологией, сохранилась на уровне 20%. Исключение составляют случаи строительства принципиально новых для конкретных стран энергоисточников, например, первой китайской электростанции с внутрицикловой газификацией (соотношение IGCC/SubCr = 70-110 вместо докризисных 15-

65%) или технологии USC в странах АТР (40-46 вместо 15-35%).

В России, несмотря на формальное отсутствие финансово-экономического кризиса, угольные энергоисточники в абсолютном исчислении подорожали примерно до среднеевропейского уровня, но соотношение инвестиций в разные технологии практически не отличаются от докризисных значений (табл. 6). Этот факт свидетельствует о том, что темпы подорожания разных типов угольных энерготехнологий были примерно одинаковыми, что может быть связано, скорее всего, с причинами неэкономического характера. Например, такая ситуация может возникнуть в результате искусственного завышения бизнесом необходимых инвестиций (до среднеевропейских значений) с применением в дальнейшем различного рода криминальных способов вывода части средств из процесса строительства.

Для сравнения стоимости рассмотренных выше угольных технологий с современными газовыми в табл. 5 приведены удельные капиталовложения в электростанции с парогазовыми установками (ТЭС ПГУ). Их наименьшие значения отмечены в Саудовской Аравии – 712,5 долл./кВт (ТЭС Qurayyah, 4000 МВт, 2011-2014), что связано с осуществлением основного периода строительства до очередного этапа подорожания. Стоимость построенной в этой стране позднее ТЭС Rabigh II (2100 МВт, 2013-2017) уже значительно выше – 1030 долл./кВт. В практически таком же ценовом диапазоне находятся капиталовложения в ПГУ развитых государств – США, Германии, Великобритании,

Южной Кореи – 917-1023 долл./кВт (EIA, 2013). Это приблизительно на 40-50% выше докризисных величин. Из таблицы видно, что в сравнении с угольной электрогенерацией газовая в 2-3 раза дешевле, что является ее существенным конкурентным преимуществом.

В России, как показывает практика реконструкции электростанций европейской части, газовые ПГУ в 1,2-1,5 раза дороже зарубежных – 1261 (ПГУ-400), 1505 (ПГУ-225) долл./кВт. Отдельно следует обратить внимание на стоимость сооружения системы олимпийского энергоснабжения – Адлерская (2 ПГУ-180, 2509 долл./кВт, согласно оценке ВЭБ), Сочинская (2 ПГУ-39, 2262 долл./кВт; блок № 3 ПГУ-80, 2421 долл./кВт) и Джубгинская ТЭС (2 ПГУ-90, 3047 долл./кВт) обошлись российскому бюджету в 2-3 раза дороже зарубежных аналогов. Сложившееся положение, опять же, очень трудно объяснить причинами экономического характера.

В заключение подчеркнем отмеченные выше тенденции изменения инвестиционной составляющей угольной электроэнергетики.

1. В связи с возникшим в 2008 г. мировым финансово-экономическим кризисом произошло существенное повышение уровня инвестиций в энергетическое строительство, в том числе, например, в угольные электростанции США с 2007 по 2012 гг. – на 110%. Однако, в результате проведенного анализа темпов инфляции, изменения стоимости основных структурных составляющих капитального строительства энергоисточников – металлических заготовок и плит, холоднокатанной стали, труда по индексу Pay Scale – объективных оснований для данной тенденции выявить не удалось.

С другой стороны, газовые электростанции за этот же период подорожали не столь значительно – на 66%. Так же как и возобновляемые энергоисточники – например, рост капитальных вложений в наземные ветровые электростанции составил только 23%.

В результате выявленной тенденции в развитых странах произошло резкое снижение конкурентоспособности угольных и атомных энергоисточников по сравнению с газовыми и возобновляемыми. Возникшее положение можно объяснить, вероятнее всего, причинами неэкономического характера – с одной стороны, стремлением США к повышению конкуренто-

способности энергетики на сланцевом газе, с другой стороны – ориентацией Евросоюза на опережающее развитие возобновляемой энергетики и снижение тем самым высокой зависимости от поставок топлива из России.

2. О том, что показанная тенденция снижения конкурентоспособности угольной электроэнергетики может быть связана со скрытым конфликтом интересов экономик разных стран свидетельствует регионально-неравномерный характер ее проявления – национальные инвестиции в новое строительство значительно варьируются. В развитых европейских государствах и США процесс удорожания угольных электростанций максимален, в развивающихся странах АТР, Китае инвестиции изменились незначительно и находятся практически на докризисном уровне.

3. В связи с наметившейся тенденцией неравномерного в разных регионах мира возрастания стоимости строительства угольных электростанций существенно изменилось и соотношение удельных инвестиций в разные типы энерготехнологий. В США и странах Европы темпы подорожания более современных ТЭС – сверхкритических, суперсверхкритических, с циркулирующим кипящим слоем, газификацией угля – оказались в 2-3 раза выше по сравнению с более простыми и менее эффективными субкритическими электростанциями. Эта тенденция означает более резкое падение в зоне развитых экономик конкурентоспособности наиболее перспективных угольных энерготехнологий, и прежде всего, в пользу газовой и возобновляемой энергетики. Учитывая разницу степени влияния кризиса в энергетическом строительстве на процесс подорожания труда и отдельных составляющих капитала, можно предположить объективный характер наличия некоторой разницы в темпах роста инвестиций в разные типы инновационных энерготехнологий. Однако эта разница не может быть столь существенной – измеряться, как в данном случае, в разы. С нашей точки зрения, выявленный характер тенденции имеет явно политически мотивированную причину, в основе которой скрытая борьба экономических интересов разных стран.

Этот вывод косвенно подтверждает и существующее положение в этом вопросе в развивающихся странах АТР (Индии, Вьетнаме, Индо-

незии и др.), а также Китае, где инвестиции в разные типы угольных энергоисточников практически остались на докризисном уровне, соответственно, соотношение их стоимости изменилось незначительно.

4. В России отмеченные тенденции имеют некоторые особенности – угольные энерготехнологии за время кризиса в абсолютном исчислении подорожали примерно до среднеевропейского уровня, но темпы роста стоимости строительства разных типов ТЭС были примерно одинаковыми. Можно предположить, что подобного рода искусственно создаваемые схемы изменения инвестиций могут быть связаны, скорее всего, с использованием элементов криминальной экономики.

Возможное наличие криминальной составляющей в характере происходящих в нашей стране процессов изменения инвестиционной составляющей энергетики наглядно иллюстрируют значения удельных капиталовложений в проекты парогазовых электростанций, превышающие зарубежные аналоги в 1,2-1,5 раза. В случае участия в энергостроительстве российского бюджета, например, при возведении олимпийских энергообъектов, эта ситуация оказывается еще острее – Адлерская, Сочинская и Джубгинской ТЭС обошлись государству в 2-3 раза дороже аналогичных электростанций за рубежом.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Key World Energy Statistics 2013*. – Paris: OECD/IEA, 2013. – 81 p. URL: <http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/KeyWorld2013.pdf>.
2. *BP Statistical Review of World Energy June 2013*. – London: Energy Academy and Centre for Economic Reform and Transformation, 2013. – 45 p. URL: <http://www.bp.com/statisticalreview>.
3. James Conca. *Germany – Insane or Just Plain Stupid* // *Forbes*, 2012. URL: <http://www.forbes.com/sites/jamesconca/2012/08/31/germany-insane-or-just-plain-stupid/>.
4. Schlissel D., Smith A., Wilson R. *Cool-fired power plant construction costs*. – Cambridge. – 2008. – 8 p. URL: <http://www.synapse-energy.com/Downloads/SynapsePaper.2008-07.0.Coal-Plant-Construction-Costs.A0021.pdf>.
5. *Estimated Capital Cost of Power Generating Plant Technologies* // *Jcmiras.Net_02*, 2008. URL: <http://www.jcmiras.net/surge/p130.htm>.
6. *Updated Capital Cost Estimates for Electricity Generation Plants*. – Washington: EIA, 2010. – 189 p. URL: http://www.eia.gov/oiaf/beck_plantcosts/pdf/updatedplantcosts.pdf.
7. *Indy Star: Duke Energy Indiana customers owe \$2.5 billion-plus for Edwardsport plant* // *Indiana Distributed Energy Alliance Blog*, 2012. URL: <http://indianadg.wordpress.com/category/duke-energy/edwardsport-igcc-plant/>.
8. *Инфляция в США // 25 сигналов*, 2013. URL: <http://25signals.ru/reference/inflyaciya-v-ssha/>.
9. *Cold-rolled steel Monthly Price* // *Index mundi*, 2013. URL: <http://www.indexmundi.com/commodities/?commodity=cold-rolled-steel&months=300>.
10. *The Pay Scale Index (US): Trends in Compensation* // *Pay Scale*, 2013. URL: <http://www.payscale.com/payscale-index-Q3-2013/>.
11. *Updated Capital Cost Estimates for Utility Scale Electricity Generating Plants*. – Washington: U.S. Energy Information Administration, 2013. – 201 p. URL: http://www.eia.gov/forecasts/capitalcost/pdf/updated_capcost.pdf (дата обращения: 21.07.2013).
12. *Англо-голландская Royal Dutch Sheel выходит из сланцевых проектов в США* // *Голос России*, 1.10.2013. URL: http://rus.ruvr.ru/2013_10_01/Anglo-gollandskaja-Royal-Dutch-Sheel-vihodit-iz-slancevih-proektov-v-SSHA-5846/.
13. Колесников Б. *Вашим трудом Север согрет. Интинской ТЭЦ – 55 лет* // *Энергетик*. – 2004. № 5 (116). – С. 1-2.
14. Wong R., Whittingham E. *A Comparison of Combustion Technologies for Electricity Generation: 2006 Update Including a Discussion of Carbon Capture and Storage in an Ontario Context*. – Drayton Valley: The Prembina Institute, 2006. – 29 p.

15. Проект программы модернизации электроэнергетики России на период до 2020 г. – М.: ЭНИИ, 2011. – 252 с.

16. CFBC & PFBC Technology // Emt-india, 2008. URL: <http://www.emt-india.net/PowerPlantComponent/TechnicalArticles/CFBC-PFBC/CFBC%20&%20PFBC%20Technology-PSJalkote-EA-0366.pdf>.

Поступила в редакцию
19.08.2014 г.

S. Massunov, P. Massunov²

COAL-FIRED ELECTRIC POWER PLANTS OF A NEW GENERATION: ANALYSIS OF CURRENT TRENDS IN THE CHANGES OF INVESTMENT COMPONENT

It has been shown that the result of the revealed trends is a sharp decrease of the most promising coal power technologies competitiveness compared to gas and renewable energy sources. It has been suggested that this trend is in many respects beneficial mostly for the USA and countries of the European Union, on the one hand, to promote sales of shale gas, and on the other hand, to reduce dependence on Russian fuel supply. Analysis of similar processes in Russia allows to draw a conclusion on their development mostly according to the European pattern with possible presence of criminal economy elements.

Key words: new technologies, coal-fired power plant, investments, escalation, modern values, trends, regions of the world, competitiveness.

² Sergey L. Massunov – research office, Department of Energy of the Komi Science Centre Institute for Social, Economic and Energy Problems of the North of the Ural Branch of the Russian Academy of Sciences, *e-mail:* massunov@energy.komisc.ru;
Pavel S. Massunov – senior dispatcher of the Operative-dispatch Service, LLC «Power Service of Komi», *e-mail:* rskes@rskes.ru

**ПЕРЕЧЕНЬ СТАТЕЙ, ОПУБЛИКОВАННЫХ
В ЖУРНАЛЕ «ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА» В 2014 ГОДУ**

Авторы, название статей	Номер выпуска
Актуальные вопросы энергоэффективности и электроэнергетики	
Государственная программа «Энергоэффективность и развитие энергетики». Обосновывающие материалы	1
<i>А.А. Троицкий.</i> Ключевые перспективы электроэнергетики России	1
<i>А.А. Никонова.</i> Можно ли нам копировать западные образцы энергоэффективности?	1
<i>Е.В. Гальперова, О.В. Мазурова.</i> Долгосрочные тенденции электропотребления в экономике и ее основных секторах в России и мире	1
<i>Т.Ю. Волкова, К.А. Воронин, Н.К. Потанчук.</i> Стратегическая модель управления производственными активами электросетевого предприятия	1
<i>Е.Г. Рыбина, П.Г. Иванов.</i> Организационно-экономические методы внедрения первичной измерительной инфраструктуры интеллектуальной сети	1
<i>О.И. Шуткин.</i> Оценка конкурентоспособности солнечной генерации в электроэнергетике России	1
<i>Н.С. Гриб, А.И. Цикорин.</i> Погнались за ветром – перешли на уголь	1
<i>Л.А. Симонян.</i> Регулирование электроэнергетической отрасли стран Персидского залива в рамках ВТО	1
<i>Л.В. Чайка.</i> Система государственного планирования энергетической инфраструктуры	1
Энергетическая стратегия России: ресурсно-инновационная модель развития	
<i>А.В. Новак.</i> Основные положения Энергетической стратегии России до 2035года	2
<i>С.И. Крылов.</i> Форум «ТЭК России в XXI веке». Энергетическая стратегия 2035: вызовы, цели и задачи	2
<i>В.В. Бушуев.</i> Опыт энергетического стратегирования в России	2
<i>А.М. Мастепанов.</i> Ресурсно-инновационное развитие в Энергетической стратегии России	2
<i>А.И. Громов.</i> Концепция Энергетической стратегии России на период до 2050 года	2
<i>М.В. Афанасьева.</i> Основные направления инновационного развития ТЭК за рубежом и в России	2
<i>Н.И. Воропай, С.В. Подковальников, Б.Г. Санеев.</i> Межгосударственная энергетическая кооперация в Северо-Восточной Азии: состояние, потенциальные проекты, энергетическая инфраструктура	2
<i>Д.А. Ваганов.</i> Меры по повышению эффективности систем управления инновационным развитием энергетических компаний с государственным участием	2
<i>Ю.Д. Кононов.</i> Подходы к количественной оценке стратегических угроз энергетической безопасности	2
<i>В.И. Рабчук, С.М. Сендеров.</i> Основные факторы угрозы снижения производственных возможностей газовой отрасли в аспекте обеспечения энергетической безопасности России до 2030 года	2

Авторы, название статей	Номер выпуска
<i>В.В. Шмат.</i> Добыча нефти: цены и налоги решают не все	2
Инфраструктурное развитие Евразии	
<i>В.И. Якунин.</i> Трансевразийский пояс «Razvitie» (ТЕПР)	3
<i>В.В. Первухин.</i> «Новый шёлковый путь»	3
<i>В.В. Саенко.</i> О Евразийской энергетической доктрине и евразийской энергетической интеграции	3
<i>А.М. Мастепанов.</i> О диверсификации экспортных поставок российского газа и восточной энергетической политике России	3
<i>В.А. Баринев, В.В. Бушуев, Г.И. Самородов.</i> Структурно-технологический форсайт развития ЕНЭС России как инфраструктуры Евразии	3
<i>Е.Н. Гусева.</i> «CASA-1000». Российская электроэнергия для Центральной и Южной Азии	3
<i>В.Е. Межевич.</i> Развитие электросетевого хозяйства и обновление технологической инфраструктуры передачи и потребления электроэнергии	3
<i>Д.А. Соловьёв.</i> Проблемы и перспективы интеграции гидроэнергетических ресурсов России в глобальные электроэнергетические рынки Евразии	3
<i>А.А. Беляков.</i> Объединенная водная система (ОВС) России и сопредельных с нею стран	3
<i>Д.А. Талюкин.</i> Роль теплоэнергетики в развитии региональной экономики	3
Институциональные аспекты развития энергетики	
<i>В.И. Гимади.</i> Смена приоритетов в тарифном регулировании отраслей ТЭК России	4
<i>С.Б. Авдашева, Ю.А. Орлова.</i> Эффекты реформ тарифного регулирования естественных монополий: опыт российских электросетевых компаний	4
<i>В.А. Рожков, Л.Г. Матвеева, О.А. Чернова.</i> Ролевые функции государства в развитии электроэнергетики как стимулирующей инфраструктуры	4
<i>С.Н. Слободяник.</i> Влияние государственной политики на процесс энергосбережения	4
<i>В.В. Шмат.</i> Российский нефтегазовый бизнес на пути к глобализации	4
<i>Л.П. Лунден, Д.Б. Фьертофт.</i> Роль государственной поддержки в развитии проектов «Ямал СПГ» и «Приразломное»	4
<i>Н.Н. Пусенкова.</i> Реформы не для проформы: трансформация национальных нефтяных компаний	4
<i>А.М. Булатов.</i> Методы государственного регулирования ТЭК США и проблемы их использования	4
<i>А.М. Сумин.</i> Тарифно-финансовое стимулирование альтернативной энергетики в Германии	4
<i>И.Л. Ковалёв.</i> Тарифная политика в энергетике Беларуси	4
Энергетика XXI века: философия и форсайт	
<i>В.В. Бушуев.</i> Энергетизм и энергология	5
<i>А.И. Агеев, А.И. Громов.</i> Концепция энергетизма и ее применение в задачах экономического и энергетического стратегирования	5

Авторы, название статей	Номер выпуска
<i>А.М. Мастепанов, Ю.К. Шафраник.</i> Российская энергетика: выбор развития в новых условиях	5
<i>Е.А. Телегина.</i> Кризис доверия: новое измерение энергетической безопасности и энергетическое будущее Евразии	5
<i>В.С. Голубев.</i> Структурная энергия и геополитика	5
<i>Н.В. Сокотущенко.</i> Солнечная активность и глобализация социально-политических мегатрендов	5
<i>Н.И. Вороний, А.Б. Осак.</i> Электроэнергетические системы будущего	5
<i>Ю.Н. Кучеров, Ю.Г. Федоров.</i> Концептуальные направления развития энергетической инфраструктуры «умного» города	5
<i>Ю.Н. Иванов.</i> Энергетические основы самоорганизующихся систем	5
<i>З.Н. Босчаева.</i> О феномене развития и информации как форме энергии	5
Драйверы энергетики: инновации и передовые технологии	
<i>Ю.К. Шафраник, С.Е. Донской, В.А. Язев, С.М. Миронов.</i> Первый национальный горнопромышленный форум	6
<i>А.Н. Плакиткин.</i> Цикличность инновационно-технологических процессов в глобальной энергетике – использование фракталов технологического времени для прогнозирования развития отраслей ТЭК России и мира	6
<i>М.В. Афанасьева.</i> Методологические основы и перспективы развития прогнозирования и форсайта как основы структурных исследований в энергетике	6
<i>В.В. Саенко.</i> Роль новых технологий в Энергетической стратегии – 2035	6
<i>А.М. Мастепанов.</i> Инновационное развитие в условиях санкций – некоторые размышления об энергополитике, настоящем и будущем российской энергетике	6
<i>В.Ю. Силкин.</i> Инновационная политика в нефтегазовой отрасли: проблемы догоняющего развития	6
<i>А.Н. Токарев.</i> Роль нефтесервиса в технологическом развитии нефтяной промышленности России	6
<i>В.В. Бушуев, Ю.Н. Кучеров.</i> Инновационное развитие электроэнергетики России	6
<i>А.Д. Гайснер, А.Н. Новиков.</i> Основные тенденции применения и развития систем накопления электроэнергии в современных энергосистемах (мировой опыт).	6
<i>В.В. Тиматков.</i> Переход в новый электрический мир как фактор роста экономики	6
<i>Н.А. Комарова.</i> Сравнительный анализ стратегического выбора роли ВИЭ в национальном энергобалансе	6
<i>С.Л. Массунов, П.С. Массунов.</i> Угольная электрогенерация нового поколения: анализ современных тенденций изменения инвестиционной составляющей	6

ПРАВИЛА ОФОРМЛЕНИЯ СТАТЕЙ

1. На первой странице статьи необходимо указать: индекс УДК (над заголовком статьи слева), имя, отчество, фамилию автора, название статьи. В статье должна быть аннотация — не более 400–600 печатных знаков с пробелами и перечень ключевых слов.

2. Статьи должны быть структурированы. Рекомендуется стандартная рубрикация разделов: введение, постановка проблемы (задачи исследования); основная часть — обсуждение проблемы; заключение (выводы).

Текст предоставляется в распечатанном виде и на электронном носителе. Текст должен быть распечатан шрифтом Times New Roman, 12 кегля, через 1,5 интервала, с полями по 2 см сверху, снизу, слева и справа. Страницы должны быть пронумерованы снизу справа. Объем статьи — 10–15 стандартных страниц и 2–3 рисунка (сюда же входят таблицы и список литературы).

3. Таблицы предоставляются в тексте статьи, через 1,5 интервала, кегль 11.

4. Нумерация формул (сплошная по всей статье) указывается в скобках (в порядке возрастания) цифрами (1, 2 и т.д.) с правой стороны (в правый край набора).

5. Иллюстрации предоставляются в тексте статьи в электронном виде. На рисунках нужно избегать лишних деталей и надписей (надписи необходимо заменять цифрами или буквами, разъяснение которых дается в подрисуночных подписях или в тексте). Линии на рисунках должны быть четкими (5–6 рix), ширина рисунков не должна превышать 140 мм, высота — 200 мм. Шрифт буквенных и цифровых обозначений на рисунке — Times New Roman (9–10 кегль). Рисунки должны быть черно-белыми, с разными типами штриховки (с размером шага, позволяющим дальнейшее уменьшение).

6. Подрисуночные подписи предоставляются в тексте статьи, через 1,5 интервала, кегль 12.

7. Список литературы приводится в конце статьи, имеет сплошную нумерацию арабскими цифрами. По тексту статьи даются ссылки на номер в квадратных скобках: [1]. Библиографическое описание дается в следующем порядке: фамилия, инициалы автора (авторов), полное название монографии, место издания, издательство, год издания; для периодических изданий — фамилии, инициалы авторов, название статьи, название журнала, год выпуска, том, номер, страницы.

8. После списка литературы необходимо указать сведения об авторе (авторах): должность, ученую степень, звание, e-mail (если нет — контактный телефон).

9. Рукописи авторам не возвращаются.

10. Плата за публикации не взимается.

Благодарим за соблюдение наших правил и рекомендаций.