

© 2017 г.

Владимир Андрианов

доктор экономических наук, профессор Московского государственного университета им. М.В. Ломоносова
(e-mail: andrianov_vd@mail.ru)

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА РОССИИ

В статье рассматриваются современные тенденции в развитии мировой энергетики и основные характеристики топливно-энергетического комплекса России. Определены актуальные проблемы, стоящие перед российским ТЭК. Подробно анализируются особенности развития газовой промышленности, нефтяной промышленности, угольной промышленности, электроэнергетики, ядерного энергетического комплекса. Рассматриваются проблемы использования возобновляемых и альтернативных источников энергии, их преимущества и перспективы. Освещаются основные направления модернизации российского ТЭК.

Ключевые слова: топливно-энергетический комплекс, структура топливно-энергетического баланса. Энергосбережение и энергоэффективность экономики, и отдельных отраслей экономики. Единая энергетическая система и ее реформа, система вертикальной интеграции. Возобновляемые и альтернативные источники энергии. Межрегиональная энерготранспортная инфраструктура. Глобальные вызовы и энергетическая безопасность.

Энергетика является одной из основных отраслей народного хозяйства любой страны, по уровню ее развития и возможностям можно судить об экономической мощи страны, потенциале ее развития. Топливо-энергетический комплекс (ТЭК) России является одним из крупнейших в мире – по добыче топливно-энергетических ресурсов и масштабам производства он уступает лишь ТЭК США.

Россия имеет огромные ресурсы традиционных источников энергии – углеводородных (нефть, газ, уголь), а также имеет значительный потенциал возобновляемых и альтернативных источников энергии. В отличие от многих других стран в топливно-энергетическом балансе России достаточно велик удельный вес природного газа и низка доля каменного угля.

Россия имеет развитую газовую, нефтяную, угольную промышленность, электроэнергетику и ядерный энергетический комплекс. Активно развивается энергетика, основанная на возобновляемых и нетрадиционных и альтернативных видах энергии.

Россия обладает уникальной сетью трубопроводного транспорта, создана современная система энергетических коммуникаций, накоплен профессиональный опыт управления энергетическими потоками. Россия занимает одно из ведущих мест в мировой торговле энергоресурсами,

активно участвует в международном сотрудничестве в области производства и поставок на внешние рынки топливно-энергетических ресурсов.

ТЭК играет системообразующую роль в экономике России. Базовые отрасли ТЭК вносят существенный вклад в создание ВВП, являются основой экспортных доходов страны, обеспечивая значительную долю доходной части федерального бюджета.

В настоящее время производство в отраслях ТЭК формирует около 30% валового внутреннего продукта, 70% экспортных доходов России, 50% бюджетных поступлений страны.

Производство и добыча основных видов топливно-энергетических ресурсов

Газовая промышленность. Россия располагает самыми богатыми в мире ресурсами природного газа. Потенциальные (прогнозные + перспективные) ресурсы природного газа России в 2016 г. оценивались примерно в 150–200 трлн куб. м, что составляло около 40% мировых запасов.

Ресурсная база природного газа характеризуется высокой степенью концентрации запасов в отдельных регионах и крупных месторождениях, что создает благоприятные условия для добычи и транспортировки газа по трубопроводам.

Разработка первого месторождения природного газа началась в Советском Союзе в 1935 г. в Коми АССР. Газовая отрасль окончательно сформировалась в СССР в 1950–1960 гг.

Основным районом, обеспечивающим около 80% добычи газа в России, является Западная Сибирь, в первую очередь – север Тюменской области. Перспективными являются месторождения на шельфах острова Сахалин и полуострове Ямал.

Россия является крупнейшим в мире производителем природного газа. Годовая мировая добыча природного газа в начале третьего тысячелетия составляла около 3,0 трлн м³. На долю России приходилось более четверти мировой добычи этого сырья.

За период 2000–2005 гг. *добыча природного газа* в России возросла с 584 до 640 млрд м³. В 2006 г. в России было добыто 656 млрд м³ природного газа, в 2007 г. – 653 млрд м³, в 2008–665 млрд м³. В 2009 г., вследствие мирового финансово-экономического кризиса и общего снижения внешнего и внутреннего спроса на природный газ, объем добычи газа в России резко сократился и составил 582 млрд м³. После 2010 г. рост добычи «голубого топлива» в России возобновился и имел следующую динамику:

2010 г. — 651 млрд м³, 2011 г. — 671 млрд м³, в 2012—655 млрд м³, 2013 г. — 668 млрд м³, 2014 г. — 640 млрд м³, 2015 г. — 635 млрд м³, 2016—640 млрд м³¹.

Крупнейшим производителем и экспортером природного газа в России является ОАО «Газпром», которое было создано Распоряжением Правительства Российской Федерации в 1993 г.

В 2014 г. добыча природного газа ОАО «Газпром» составила 423 млрд м³, в 2015 г. увеличилась до 469 млрд м³. Производственные мощности ОАО «Газпром» включают более 10 тыс. газовых и нефтяных скважин, 6 заводов по переработке газа, газового конденсата и нефти, 160 тыс. км магистральных газопроводов и отводов, 280 компрессорных станций, 25 объектов подземного хранения газа.

В начале третьего тысячелетия «Газпром» контролировал около трети мировых запасов природного газа, 80% европейских континентальных запасов, 34% мировой торговли природным газом. Поэтому компания имеет значительное влияние на мировой рынок энергоресурсов.

В последние годы растет добыча природного газа нефтяными компаниями и независимыми производителями газа. В 2014 г. добыча «голубого топлива» независимыми производителями составила 208 млрд м³. Доля этих компаний достигла 30% всей добычи газа в России.

Среди независимых производителей природного газа в России крупнейшей является созданная в 1994 г. ОАО «НОВАТЭК». В 2015 г. компания добыла 68 млрд м³. Объемы добычи газа другими нефтяными и независимыми производителями характеризовался следующими данными: ОАО «Роснефть» — 42 (млрд м³); ЛУКОЙЛ — 19 (млрд м³); Газпромнефть — 13 (млрд м³); Сургутнефтегаз — 10 (млрд м³).

Поставки природного газа на экспорт начались в Советском Союзе в 1966 г. Первым импортером советского газа была соседняя социалистическая Польша. В 1968 г. начались поставки газа в Австрию. В 1973 г. отечественный газ вышел на немецкий рынок. К концу 90-х годов прошлого столетия объем экспорта природного газа из России в Европу превысил 130 млрд куб. м.

Россия поставляла природный газ в 19 европейских государств. Из общего объема экспорта российского природного газа на Германию приходилось 26,7%, Францию — 10,1, Чехию — 7,6, Венгрию — 6,2, Польшу — 5,8, Румынию — 5,8, Словакию — 5,7, Австрию — 4,9, Болгарию — 4,9, Турцию — 4,5, Финляндию — 3,0.

В настоящее время Россия прочно удерживает первое место в мире по *экспорту газа*. В начале третьего тысячелетия Россия поставляла природный газ в 22 европейских государства. Монопольное право на экспорт российского природного газа сохраняет ОАО «Газпром».

Согласно существующим прогнозам мировое потребление газа может увеличиться к 2040 г. примерно на 50% до 5,3 трлн м³. Основным

¹ Федеральная служба государственной статистики, URL: <http://www.gks.ru/>; Министерство энергетики Российской Федерации, URL: <http://www.minenergo.gov.ru>.

драйвером столь бурного роста спроса во всех регионах мира будет в первую очередь увеличение газовой генерации. Значительный рост потребления природного газа во многом обусловлен его экологическими преимуществами перед другими традиционными источниками энергии¹.

По прогнозам экспертов, мировая торговля газом к 2030 г. может увеличиться до 700–800 млрд м³ ежегодно.

Экспорт природного газа из России может возрасти к 2020 г. – до 330340 млрд м³.

Поскольку российская газовая отрасль традиционно привязана к европейскому рынку, то основные поставки природного газа будут приходиться на этот регион.

Спрос на природный газ к 2020 г. в европейских странах возрастет примерно до 750 млрд м³, в то время как уровень собственной добычи снизится и будет покрывать лишь 34% потребностей.

Доля Алжира на европейском газовом рынке к 2020 г. сохранится на уровне 11–12%. В этих условиях, несмотря на экономические санкции, большинство европейских стран рассчитывают на поставку природного газа из России.

В последние годы отмечается некоторое ослабление позиций России на газовом рынке стран Западной Европы – основных потребителей российского природного газа.

В связи с созданием единого энергетического пространства политика стран ЕС была направлена на определенную либерализацию рынка природного газа и сокращения поставок газа из России.

Кроме того, сложности с реализации крупных российских газовых проектов в Европейских странах, возникшие из-за геополитических противоречий и кризиса на Украине, вынуждают Россию осваивать новые рынки сбыта и переориентировать экспортные поставки страны АТР, и прежде всего на Китай. В 2014 г. ОАО «Газпром» и крупнейшая китайская энергетическая компания CNPC заключили долгосрочный договор на поставки газа по восточному маршруту. Договор между двумя компаниями заключён сроком на 30 лет и предусматривает поставку до 38 млрд кубометров газа в год. Общая стоимость контракта составляет 400 млрд долл.

Согласно прогнозам экспертов, к 2020 г. ежегодный уровень добычи природного газа в России сохранится в объеме 650–670 млрд м³. В перспективе развитие сырьевой базы связано с освоением месторождений на полуострове Ямал, в Западной Сибири (север Тюменской области), районах Восточной Сибири, Дальнего Востока, российского континентального шельфа, в том числе на острове Сахалин и др. Особое внимание

¹ Прогноз развития энергетики мира и России до 2040 г. Институт энергетических исследований РАН, Аналитический центр при Правительстве РФ, Москва, 2013 г.

будет уделено освоению Чайандинского месторождения и строительству газопровода «Силы Сибири» от Чайанды до Китая протяженностью 2136 км.

Значительный потенциал России имеет в создании предприятий по производству сжиженного природного газа (СПГ) и его поставкам на внешние рынки.

Перспективным энергоресурсом являются газовые гидраты – молекулы газа, заключенные в оболочку из молекул воды. Потенциальные запасы газовых гидратов располагаются в морских донных отложениях и в районах вечной мерзлоты. По мнению экспертов, разработка и создание безопасных и эффективных технологий добычи газогидратов может стать новым технологическим прорывом в мировой энергетике.

В настоящее время основные риски дальнейшего развития и модернизации российской газовой отрасли связаны не столько со «сланцевой революцией», сколько с технологическим отставанием от зарубежных конкурентов в освоения новых месторождений. Сохраняется недостаточная восприимчивость газовых компаний к продуцированию и внедрению инноваций и новых технологий последнего поколения. Игнорирование указанных проблем может в ближайшем будущем снизить конкурентоспособность газовой отрасли, а также повысить её уязвимость в условиях нарастающего геополитического соперничества.

По оценкам экспертов, отмена монополии ОАО «Газпром» на экспорт природного газа может дать дополнительно налоговых поступлений в федеральный бюджет в размере до 1 трлн рублей.

В частности, компания ОАО «Роснефть» в случае заключения долгосрочного контракта с концерном «British Petroleum (BP)» на поставки от 7 до 10 млрд кубометров газа в год на экспорт может увеличить налоговые выплаты в бюджет примерно до 500 млрд руб. в год.

Нефтяная промышленность. Долгое время Советский Союз оставался крупнейшим в мире производителем нефти. Своего пика *добыча нефти* в СССР достигла в 1988 г. и составила 570 млн т. После этого началось постепенное падение добычи сырой нефти. Вплоть до 1991 г., несмотря на падение производства в отрасли, по уровню добычи сырой нефти в объеме 461 млн т страна сохраняла первое место в мире. После распада СССР началось резкое сокращение добычи нефти, в том числе и в России. На всех крупных и высокопродуктивных месторождениях ухудшились условия добычи. В связи с этим увеличились затраты на бурение скважин и добычу нефти. В эти годы резко сократилось финансирование капитальных вложений в нефтедобычу и начался процесс перехода к освоению менее эффективных запасов нефти.

Указанные тенденции совпали с резким падением мировых цен на нефть. Самая низкая цена нефти марки Brent на мировом рынке была зафиксирована 10 декабря 1998 г. и составила 9,1 доллара за баррель.

В результате добыча нефти в России к 1998 г. сократилась до минимального уровня — 303 млн т.

Постепенный рост мировых цен в начале текущего столетия переломил негативную тенденцию и стимулировал рост добычи в России, которая с тех пор начала стабильно расти. Динамика роста добычи нефти в России характеризовалась следующей динамикой: 1999 г. — 305 млн т., 2000 г. — 327 млн т., 2001 г. — 352 млн т., 2002 г. — 384 млн т., 2003 г. — 426 млн т., 2004 г. — 463 млн т., 2005 г. — 475 млн т., 2006 г. — 486 млн т., 2007 г. — 491 млн т., 2008 г. — 488 млн т., 2009 г. — 494 млн т., 2010 г. — 506 млн т., 2011 г. — 512 млн т., 2012 г. — 519 млн т.¹

Начиная с 2010 г. добыча нефти в России преодолела планку в 500 млн тонн в год и устойчиво держится выше этого уровня, постепенно повышаясь. В течение 2000—2012 гг. доля России в мировой добыче нефти возросла с 8,9% до 12,8%. В 2009 и 2010 гг. Россия вновь вышла на первое место в мире по добыче нефти. В 2011 г. она переместилась на второе, уступив первенство Саудовской Аравии. В 2013 г. продолжилась повышательная тенденция в добыче нефти, объем которой достиг рекордного уровня 522 млн тонн. Доля России в мировой добыче нефти составляла 12,3%.

Таким образом, среднесуточная добыча нефти в России достигла 1,4 млн тонн. Этот показатель стал рекордным за всю историю современной России с 1987 г., когда суточная добыча составляла 1,5 млн тонн в сутки.

В период с 2013 по 2016 г. в России продолжали фиксироваться рекордные объемы добычи нефти и газового концентрата.

В 2014 г. добыча нефти в России составила 526,8 млн тонн. В 2015 г. Россия установила очередной рекорд в добыче нефти, объем которой возрос до 534 млн тонн.

В 2016 г. Россия установила новый рекорд в добыче нефти и газового конденсата, объем которой возрос на 2,5% до 547,5 млн тонн (10,965 млн баррелей в сутки).

В конце ноября 2016 г. в Вене на саммите ОПЕК страны-члены организации впервые за последние 15 лет согласились с 1 января 2017 года сократить среднесуточную добычу нефти на 1,164 миллиона баррелей до 32,5 миллиона баррелей в сутки. Уменьшат объемы нефтедобычи и 11 нефтедобывающих стран, не входящие в ОПЕК. Они согласились сократить добычу нефти на 558 тыс. баррелей в сутки. Международное энергетическое агентство полагает, что если производители не нарушат свои обязательства, то спрос на нефть может обогнать поставки уже в первой половине 2017 г., что соответственно может привести к росту мировых цен на нефть и другие энергоносители.

¹ Федеральная служба государственной статистики, URL: <http://www.gks.ru/>; Министерство энергетики Российской Федерации, URL: <http://www.minenergo.gov.ru>.

В рамках этих договоренностей Россия готова сократить производство нефти на 300 тысяч баррелей в сутки.

Таким образом следует ожидать в период 2017–2020 гг. некоторое снижение добычи нефти в России примерно на 10 млн т. в год. В период до 2035 г. добыча нефти в среднем в год может составлять в среднем примерно 525 млн тонн.

С начала экономических реформ в конце 90-х годов прошлого столетия в процессе приватизации нефтяной отрасли в России стали создаваться компании, используя *концепцию вертикальной интеграции*.

Суть этой концепции объединение различных звеньев технологической цепочки, условно от «скважины до бензоколонки»¹.

В систему вертикальной интеграции входят разведка потенциальных запасов нефти, бурение и обустройство месторождений, добыча нефти и ее транспортировка, переработка нефти и транспортировка нефтепродуктов, сбыт (маркетинг) нефтепродуктов.

Созданные по этому принципу вертикально-интегрированные нефтяные компании (ВИНК) имеют ряд следующих конкурентных преимуществ на рынке:

- гарантированные условия поставок сырья и сбыта конечной продукции;
- снижение издержек производства, в том числе затрат на выпуск единицы продукции;
- снижение рисков, связанных с изменениями мировых цен на энергоносители и рыночной конъюнктуры сбыта и др.

В 2014 г. добыча нефти в объеме 527 млн т. среди крупнейших российских ВИНК распределялась следующим образом: «Роснефть» (202 млн тонн), «ЛУКОЙЛ» (87 млн тонн), «Сургутнефтегаз» (61 млн тонн), «Газпром нефть» (31 млн тонн), «Татнефть» (27 млн тонн), «Славнефть» — 19 (млн тонн), «Башнефть» (18 млн тонн) «РуссНефть» (13 млн тонн).

В 2015 г. фирменная структура нефтедобычи среди крупнейших ВИНК практически не изменилась. Добыча нефти в объеме 534 млн т. среди крупнейших российских ВИНК распределялась следующим образом: «Роснефть» (189 млн тонн); «ЛУКОЙЛ» (86 млн тонн); «Сургутнефтегаз» (62 млн тонн); «Газпром нефть» (34 млн тонн); «Татнефть» (27 млн тонн); «Башнефть» (20 млн тонн); «Славнефть» (16 млн тонн); «РуссНефть» (13 млн тонн).

В 2016 г. в России добычей нефти занималось около 240 компаний. Примерно 95% всей добычи в объеме 548 млн т. приходилось на 11 крупнейших вертикально-интегрированных нефтяных компаний (ВИНК).

¹ Первая в мире акционерная вертикально-интегрированная компания в нефтяной промышленности — «Бакинское нефтяное общество», учредителями которого были русские нефтепромышленники Пётр Губонин и Василий Кокорев, была создана в Баку в 1874 г.

В рекордном 2016 г. объем добычи нефти среди крупнейших ВИНК распределялся следующим образом: «Роснефть» (190 млн тонн)¹; «ЛУКОЙЛ» (83 млн тонн); «Сургутнефтегаз» (62 млн тонн); «Газпром нефть» (38 млн тонн); «Татнефть» (29 млн тонн); «Башнефть» (21 млн тонн); «Славнефть» (15 млн тонн); «Новотек» (13 млн тонн); «РуссНефть» (7 млн тонн).

Нефтедобывающими предприятиями с российским капиталом и совместными компаниями с иностранными инвестициями в 2016 г. было добыто 77 млн тонн сырой нефти.

Компании операторы СРП (соглашение о разделе продукции) в 2016 г. добыли 16 млн тонн углеводородного сырья².

Объем капитальных вложений вертикально-интегрированных нефтяных компаний в нефтедобычу России в 2016 г. оценивался примерно в 1,5 трлн руб.

Крупнейшим инвестором в нефтяной сектор остается компания «Роснефть». В 2015 г. капиталовложения «Роснефть» в добычу и переработку нефти составили 660 млрд руб., в 2016 г. выросли до 750 млрд руб.

В соответствии с инвестиционной программой «Роснефти» объем капиталовложений планируется увеличить в 2017 г. на 30%, до 1,1 трлн руб. и в 2018 г. на 18%, до 1,3 млрд руб.³

Основные капиталовложения планируется направить на реализацию проектов в Восточной Сибири, в том числе на расширение добычи нефти и конденсата на крупнейших «зрелых» активах – «Самотлорнефтегазе» и «Юганскнефтегазе».

В соответствии с инвестиционной программой «Газпром нефти» в 2016–2018 гг. наибольший объем капиталовложений планируется направить на развитие крупных проектов по добыче и переработке углеводородного сырья.

В 2017 г. планируется освоить 404,1 млрд рублей капитальных вложений.

Основные инвестиции будут направлены на расширение производственной инфраструктуры Новопортовского и Мессояхской группы месторождений.

Наряду с ростом добычи нефти в последние годы увеличилась ее переработка внутри страны. В 2014 г. на отечественных нефтеперерабатывающих заводах было переработано 289 млн тонн, в 2015 г. – 282 млн тонн⁴.

¹ Крупнейшая российская ВИНК «Роснефть» в середине октября 2016 г. в процессе приватизации компании «Башнефть» приобрела 50,0755% ее акций. «ЦДУ ТЭК» в статистике по итогам 2016 г. объем добычи «Башнефти» учитывает отдельно.

² По данным оперативной сводки ФГБУ Центрального диспетчерского управления топливно-энергетического комплекса «ЦДУ ТЭК».

³ Коммерсант. ru, 24 января 2017 г.

⁴ Министерство энергетики Российской Федерации, URL: <http://www.minenergo.gov.ru>.

Следует отметить, что в последние годы прослеживается тенденция к росту средней глубины переработки нефти на отечественных НПЗ.

В частности, доля светлых нефтепродуктов в общем объеме перерабатываемой нефти за последнее десятилетие выросла почти на 10% и в 2015 г. составляла 72,5%.

Однако из-за технологической отсталости глубина переработки нефти в России оставалась ниже мирового уровня. Для сравнения, глубина переработки на НПЗ промышленно развитых стран составляет около 75–80%, а в США – свыше 90%.

Россия является крупным поставщиком нефти и нефтепродуктов на рынки европейских стран. В последние годы активно наращиваются поставки нефти в страны Азиатско-Тихоокеанского региона. Экспорт нефти по итогам 2014 г. составил 222 млн тонн, в том числе по системе нефтепроводов ОАО «Транснефти» – 176 млн тонн.

По данным Федеральной таможенной службы в 2015 г. Россия экспортировала 244,5 млн т сырой нефти на сумму 89,6 млрд долл. По оценкам Минэнерго экспорт нефти из России в 2016 г. мог составить рекордные 253 млн тонн.

Следует отметить, что значительная часть внешней торговли России, в том числе нефтью и нефтепродуктами, сохраняет сильную оффшорную «окраску». По данным Счетной палаты России, доля экспортных операций с оффшорными странами в общем объеме экспорта из России в 2013 г. составляла 47,5%, в первой половине 2014 г. – 51%¹. По нашим подсчетам, более 40% от объема и стоимости поставок нефти в 2015 г. приходилось на 8 торговых российских компаний, зарегистрированных в Швейцарии (5), Нидерландах (2) и Ирландии (1).

Большая часть торговли российской нефтью и нефтепродуктами осуществляется через швейцарских трейдеров, которые в основном пользовались кантональными специальными льготными режимами оффшорного типа. В частности, в Швейцарии по состоянию на начало 2016 г. были зарегистрированы оффшорные торговые фирмы крупнейших российских нефтяных компаний, в том числе: Gazprom Schweiz AG – «Газпром экспорт»; Litasco – «ЛУКОЙЛ»; Total Oil Trading – «Газпромнефть», «Сургутнефтегаз», «Роснефть»; Trafigura – «Роснефть», «Сургутнефтегаз»; Tatneft Europe – «Татнефть»; Glencore – «Нефтиса», «Зарубежнефть», «Роснефть».

По оценкам экспертов, средний уровень цен, по которым исполняются внешнеторговые оффшорные контракты ниже цен при внешнеторговых контрактах, заключаемых напрямую с получателями товаров.

¹ Материалы к парламентским слушаниям на тему: «О мерах по предупреждению негативных вызовов национальной экономики и первоочередных задачах экономического развития в современных условиях», Комитет Совета Федерации по экономической политике, Комитет Совета Федерации по бюджету и финансовым рынкам, 24 ноября 2014 г.

По оценкам Минэнерго России экспорт нефти в 2017 г. может увеличиться примерно до 270 млн тонн. В сфере экспорта нефти и нефтепродуктов российские компании стремятся к диверсификации товарной структуры и направлений экспортных поставок, главным образом, за счет развития восточного направления.

Весомая доля России на мировом нефтяном рынке делает страну одним из ведущих участников системы глобальной энергетической безопасности.

Сырьевая база России позволяет полностью обеспечить потребности народного хозяйства в нефти и нефтепродуктах. Но в последние годы произошло ухудшение структуры и качества сырьевой базы и снизились геолого-экономические показатели ее освоения. Начальные запасы месторождений нефти, находящиеся в разработке, выработаны в среднем на 48%. Темпы выработки запасов нефти на территории России в 3–5 раз превышают соответствующий показатель Саудовской Аравии, ОАЭ, Венесуэлы, Кувейта. Такие темпы добычи обусловили резкое сокращение разведанных запасов.

Доля трудноизвлекаемых, низкоэффективных запасов в общем балансе разведанных месторождений достигла 55%. Увеличилось количество месторождений с высокой степенью выработанности и обводненности. В результате добыча нефти на половине месторождений малорентабельна или нерентабельна. Для поддержания оптимальных темпов развития нефтяному комплексу России необходимы новые современные инновационные технологии и значительные капиталовложения.

Угольная промышленность. Одним из основных факторов развития угольной промышленности является обеспеченность значительными запасами сырья.

Политика энергосбережения и диверсификации энергоснабжения, проводимая развитыми странами, привела к повышению добычи и потреблению угля и довольно четкой специализации его использования в качестве топлива на электростанциях и сырья для металлургической и химической промышленности. За период с 1972 по 2015 г. мировая добыча угля выросла более чем в три раза с 2232 до 7861 млн тонн.

В последние годы значительный рост объема добычи сланцевого газа и сланцевой нефти привел к тому, что некоторые страны стали отказываться от развития угольной промышленности. Стали закрываться действующие шахты, сократилось финансирование проектов по добыче угля за рубежом. Однако, по оценкам специалистов, в период до 2030 г. уголь останется основным первичным энергоносителем, а его доля в мировом энергобалансе может увеличиться до 44%.

Россия обладает самыми крупными в мире прогнозными запасами каменного угля, которые оценивались в 5,3 трлн т, что составляет около 30% от общемировых запасов. Разведанные запасы угля в России оценивались

в 202 млрд т (12% мировых). По этому показателю Россия занимала 3-е место в мире после США (445 млрд т) и Китая (272 млрд т).

Около половины промышленных запасов углей в России соответствуют мировым стандартам. Доля разведанных запасов высококачественных, дефицитных коксующихся углей и антрацита составляет 12% от общих запасов каменного угля в России.

В настоящее время на территории России разрабатываются 22 угольных бассейна и 129 отдельных месторождений. Большая часть угля производится в Кузнецком бассейне, в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке.

В топливно-энергетическом балансе России на долю угля приходится примерно 12–13%. Угольная промышленность России, как и большинство других добывающих отраслей, в 90-е годы прошлого столетия пережила глубокий кризис. За период с 1991 по 1998 г. добыча угля в России сократилась почти в полтора раза и составила 220 млн тонн. Однако в начале текущего столетия объем добычи угля начал постепенно возрастать и за десятилетие увеличился до 322 млн тонн. В последующие годы динамика роста добычи угля в России характеризовалась следующими данными:

2011 г. – 336 млн т., 2012 г. – 357 млн т., 2013 г. – 351 млн т., 2014 г. – 356 млн т., 2015 г. – 373 млн т., 2016 г. – 390 млн т. Более половины добычи угля приходилось на Кузбасс¹.

Крупнейшими производителями угля по итогам 2014 г. были следующие компании: «СУЭК» – (99 млн т), ХК СДС-уголь – (29 млн т), «Кузбассразрезуголь» – (43 млн т), «Южный Кузбасс» – (12 млн т), «Восток-сибуголь» – (12 млн т) «Южкузбассуголь» – (11 млн т), «Распадская» – (10 млн т), «Якутуголь» – (9 млн т).

Из общей добычи угля в России более 44% поставлялось на экспорт. Основными рынками сбыта российского угля были следующие страны: Кипр, Великобритания, Украина, Южная Корея, Турция, Япония, Нидерланды, Швейцария, Польша, Китай. Доля поставок российского угля в эти страны составляла около 75% от общего объема экспорта угля из России. На внешние рынки поставлялись в основном энергетические угли, поставки которых осуществляли 74 российские угольные компании.

Согласно прогнозам экспертов, к 2020 г. ежегодный уровень добычи угля в России может возрасти до 435 млн т., в том числе около 60% добычи будет приходиться на Кузбасс.

Усиление межтопливной конкуренции на внутреннем рынке и развитие газовой генерации приводит к снижению спроса на уголь и росту доли потребления газа в энергобалансе страны. В этой связи существенный

¹ Министерство энергетики Российской Федерации, URL: <http://www.minenergo.gov.ru>.

прирост объемов добычи угля возможен только за счет увеличения поставок угля на экспорт, что наблюдается в последние годы.

Большая часть мощностей по добыче и запасам угля сконцентрированы в Сибири и на Дальнем Востоке страны. Основные запасы угля, пригодные для добычи, удалены от потребителей как внутри России, так и за ее пределами. Для обеспечения конкурентоспособности угольной продукции необходимо сокращать транспортные расходы при поставках угля как внутри страны, так и на экспорт.

Согласно оценкам специалистов, в перспективе доля угля в топливно-энергетическом балансе страны может повышаться, и спрос на уголь в связи с изменениями структуры запасов основных энергоносителей будет возрастать.

Для роста объемов производства отрасли в России необходимо осваивать новые мощности по подземной и, особенно, открытой добыче угля. Необходимо оснащение отрасли высокопроизводительным и надежным современным горно-шахтным оборудованием. Требуется совершенствование технологии сжигания «чистого угля», при котором снижается загрязнение окружающей среды и др.

Электроэнергетика. У России большой гидроэнергетический потенциал, что создает значительные возможности для развития отечественной гидроэнергетики. На территории России сосредоточено около 9% мировых запасов гидроресурсов.

Россия обладает значительным электроэнергетическим потенциалом, который теоретически определен в 2900 млрд кВт-ч годовой выработки электроэнергии или 170 тыс. кВт-ч на 1 кв. км территории.

Из общего теоретического потенциала экономически обоснованы около 860 млрд кВт-ч год. В настоящее время освоено лишь 20% этого потенциала.

По обеспеченности гидроэнергетическими ресурсами Россия занимает второе место в мире, превосходя США, Бразилию и Канаду.

Основная часть энергетического потенциала сконцентрирована в Сибири и на Дальнем Востоке — в значительном удалении от основных потребителей электроэнергии, а его реализация увязывается с промышленным развитием указанных регионов. Кроме удаленных от потребителей территорий менее значительным, и не до конца освоенным гидропотенциалом обладают высокогорные реки Кавказа, многоводные реки Урала, Кольского полуострова, Камчатки.

Производство электроэнергии в России в период экономических реформ сократилось с 1057 млрд кВт-ч. в 1990 г. до своего минимального уровня в 860 млрд кВт-ч в 1995 г. Удельный вес России в мировом производстве электроэнергии за этот период уменьшился с 8,2 до 7,4%.

Главными причинами сокращения выработки электроэнергии являлись уменьшение спроса со стороны потребителей и износ установленного

оборудования. В конце 90-х гг. прошлого столетия около 40% электростанций в России имели устаревшее оборудование, а 15% станций были отнесены к категории «не безопасных для эксплуатации».

В начале третьего тысячелетия производство электроэнергии постепенно начало увеличиваться и в 2008 г. достигло 1040 млрд кВт-ч., что соответствовало уровню начала 90-х годов прошлого столетия. Однако в результате мирового финансово-экономического кризиса и аварии на Саяно-Шушенской ГЭС в 2009 г. производство электроэнергии вновь сократилось до 992 млрд кВт-ч. Динамика роста производства электроэнергии в России в последующие годы характеризовалась следующими данными: 2010 г. – 1038 млрд кВт-ч., 2011 г. – 1055 млрд кВт-ч., 2012 г. – 1069 млрд кВт-ч., 2013 г. – 1045 млрд кВт-ч., 2014 г. – 1059 млрд кВт-ч., 2015 г. – 1050 млрд кВт-ч (включая производство электроэнергии на электростанциях промышленных предприятий)¹.

В 2015 г. Россия производила электроэнергии в 5 раз меньше чем Китай и в 4 раза меньше чем США, не достигая уровня производства электроэнергии в Советском Союзе.

В электроэнергетический комплекс России входит около 700 электростанций единичной мощностью свыше 5 МВт. На начало 2016 г. общая установленная мощность электростанций единой энергетической системы России составила 235,30 ГВт. Коэффициент использования мощности составлял 54,7%. Установленная мощность парка действующих электростанций по типам генерации имела следующую структуру: тепловые электростанции (ТЭС) – 68,4%; гидроэлектростанции (ГЭС) – 20,3%; атомные (АЭС) – около 11,1%; электростанции на возобновляемых источниках энергии (ВЭС), (солнечные, ветровые, гидротермальные) – около 0,2%.

В структуре генерирующих мощностей электростанций России по-прежнему преобладают тепловые электростанции. Однако определенные изменения в структуре производства электроэнергии в России в последние годы связаны с уменьшением доли в генерации тепловых электростанций и ростом удельного веса атомных электростанций и электростанций на возобновляемых источниках энергии.

Фактическое потребление электроэнергии в Российской Федерации в 2015 г. составило 1036,4 млрд кВт-ч., в 2016 г. увеличилось на 0,4% и достигло 1040,3 млрд кВт-ч. Основными потребителями электроэнергии являются промышленность, ТЭК, жилой сектор и железнодорожный транспорт.

В условиях затянувшегося в России экономического кризиса в последние годы снизился спрос на электроэнергию. Наиболее значительное снижение потребления электроэнергии в указанный период наблюдалось в объединенных энергосистемах (ОЭС) Средней Волги и Сибири.

¹ Там же.

По оценкам экспертов, замедление темпов роста ВВП на 1 процент ведет к сокращению энергопотребления примерно на 0,3 процентных пункта.

По существующим прогнозам, в случае выхода экономики России из длительной стагнации и перехода на траекторию устойчивого экономического роста прирост электропотребления в период до 2020 г. может составить 4,1% в год. По этому сценарию прогноза к 2020 году объем потребления электроэнергии в экономике России может увеличиться до 1710 млрд кВт-ч. в год.

Долгое время в России фактически сохранялась монополия на производство электроэнергии Российского акционерного общества Единые энергетические системы (РАО «ЕЭС»), которое являлось крупнейшим в мире централизованно управляемым энергетическим объединением. В РАО «ЕЭС» входили 72 территориальных акционерных общества энергетики и электрификации.

В 2008 г. в результате реформы РАО «ЕЭС» прекратило свое существование, разделившись на отдельные генерирующие и сетевые компании. В процессе реформы отрасли крупнейшие тепловые электростанции России были объединены в оптовые генерирующие компании (ОГК) и территориальные генерирующие компании (ТГК).

В результате были сформированы следующие основные организации электроэнергетической отрасли:

- ОАО «ФСК ЕЭС» – оказание услуг по передаче электрической энергии (мощности) по сетям, относящимся к ЕНЭС;
- ОАО «СО ЕЭС» – оказание услуг по диспетчеризации;
- ТГК/ОГК (20 компаний) – выработка электрической энергии (мощности) на тепловых электростанциях;
- ОАО «РусГидро» – выработка электрической энергии (мощности) на гидроэлектростанциях;
- ОАО «МРСК Холдинг» – оказание услуг по передаче электрической энергии (мощности) по территориальным распределительным сетям;
- ОАО «РАО ЭС Востока» – все компании электроэнергетики Дальнего Востока;
- ОАО «Концерн Энергоатом» – объединившее все АЭС России.

На основе Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики была составлена на 2008–2012 гг. инвестиционная программа компаний, образованных в результате реформирования холдинга ОАО РАО «ЕЭС России».

Общий объем требуемых инвестиционных ресурсов в соответствии с Генеральной схемой в период 2006–2010 гг. в области развития электростанций составлял 11,6 трлн руб., в том числе: ТЭС – 6,5 трлн руб.; АЭС – 3,1 трлн руб.; ГЭС – 2,0 трлн руб.

Планировалось осуществить техническое перевооружение и реконструкцию тепловых электростанций, работающих на угле, и перевод их на использование чистых угольных технологий, а также реконструировать электростанции, работающие на газе, оснастив их парогазовыми установками.

Данная программа была положена в основу инвестиционных обязательств, которые взяли на себя новые владельцы генерирующих компаний электроэнергетики при их приватизации. Однако созданные после реформы РАО «ЕЭС» энергетические компании не полностью выполняли взятые на себя обязательства по инвестициям в расширение энерго мощностей и строительство новых электростанций.

Среди иностранных компаний крупными игроками на российском рынке электроэнергетики после реформы РАО «ЕЭС» стали германская компания E.ON, контролирующая один из крупнейших энергоактивов – ОГК-4, итальянская ENEL – ключевой акционер ОГК-5, финский концерн Fortum, контролирующая бывшую ТГК-10.

В 2015 г. Распоряжением Правительства Российской Федерации была утверждена Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до 2020 года.

В настоящее время в России работает 13 гидроэлектростанций мощностью более 1000 мегаватт. И еще более сотни ГЭС меньшей мощности. Крупнейшей российской гидроэлектростанцией остается Братская ГЭС, которая обеспечивает дешевой электроэнергией алюминиевое производство и покрывает пиковый спрос в Сибирской энергосистеме.

Перспективное развитие гидроэнергетики связывают с освоением сибирского потенциала – достройкой Бурейского и Колымского каскадов, увеличением мощности Вилюйской-III. В проектах Нижнеангарские ГЭС или Среднеенисейская ГЭС, освоение нижнего Енисея (Нижнекурейская и Эвенкийская), Нижнезейские ГЭС, Южно-Якутский ГЭК. Осваивается энергетический потенциал Северного Кавказа – в стадии строительства находятся Зарамагские, Гочатлинская ГЭС, Зеленчукская ГЭС-ГАЭС. В перспективных планах строительство второй очереди Ирганайской ГЭС, Агвалинская ГЭС, развитие Кубанского каскада и Сочинских ГЭС.

Перспективным направлением является развитие малой гидроэнергетики в Карелии, Северной Осетии и Дагестане и др.

Значительным потенциалом обладают множественные российские морские и океанические заливы с высокими, достигающими высоты в 10 метров приливами. С 1968 г. действует экспериментальная приливная электростанция (ПЭС) – Кислогубская мощностью 1,7 МВт, планируется строительство опытной Северной ПЭС мощностью в 12 МВт. Разработаны проекты строительства достаточно мощной Мезенской ПЭС (11,4 ГВт) и Пенжинской ПЭС.

Согласно «**Энергетической стратегии РФ на период до 2030 г.**» и прогнозу министерства энергетики к 2020 г. выработка электроэнергии в России увеличится до 1,065 трлн кВт-ч, а к 2035 г. — до 1,296 трлн кВт-ч. Ожидается, что в 2035 г. по этому показателю Россия займет пятое место в мире после Китая, США, Индии и Японии.

Наибольший рост увеличения элетрогенерации ожидается на атомных электростанциях (АЭС) примерно в 2,7 раза до 356–437 млрд кВт-ч. На электростанциях, работающих на возобновляемых источниках энергии (ВИЭ), рост производства увеличится примерно в 2,5 раза до 319–422 млрд кВт-ч в год. Производство электроэнергии на тепловых электростанциях (ТЭЦ) возрастет примерно на треть до — 478–505 млрд кВт-ч. Общая установленная мощность электростанций к 2030 г. вырастет почти в 2 раза и составит 355–445 ГВт.

Такой объем ввода новых генерирующих мощностей потребует примерно 700 млрд долл. капитальных вложений, которые станут возможны только при условии успешного реформирования отрасли и создания полноценного конкурентного рынка электроэнергии. В связи с быстро нарастающим старением оборудования электростанций и необходимостью его вывода из эксплуатации в перспективе необходимо обеспечить более интенсивный рост мощности новых генерирующих источников по сравнению с ростом суммарной установленной мощности.

Атомная энергетика. История ядерной энергетики охватывает период более полувека, и за это время она уже стала традиционной отраслью энергетики. В настоящее время выработка электроэнергии на АЭС составляет существенную долю в энергобалансе и энергопотреблении.

С пуском в 1954 г. в г. Обнинске под Москвой первой в мире атомной электростанции в стране появилась новая отрасль энергетического производства — ядерная энергетика.

Многие специалисты весьма оптимистично полагали, что уже к 2000 г. атомная энергетика будет давать около четверти общей мировой выработки электроэнергии. Однако ожидания оказались преувеличенными. В 2000 г. доля ядерного топлива в мировом энергобалансе составляла лишь 6%.

Темпы строительства новых атомных электростанций снизились под влиянием крупных аварий на АЭС, особенно на Чернобыльской в СССР в 1986 г. и на Фукусима-1 в Японии в 2011 г. Таким образом, многие страны после аварии на АЭС Фукусима-1 переоценили свои программы развития ядерной энергетики.

Кроме того, для большинства стран, эксплуатирующих АЭС, серьезную проблему представляет безопасное хранение возрастающих запасов отработанного топлива и ядерных отходов, часть которых будет сохранять радиоактивность до конца третьего тысячелетия.

В результате, хотя атомная энергетика обеспечивала значительную часть мирового европейского производства электроэнергии, эта отрасль сталкивалась с серьезными проблемами экологического и политического характера.

Однако, несмотря на эти проблемы, ядерная энергетика предлагает реальную возможность низкоуглеродного производства электричества и уменьшения зависимости от ископаемого органического топлива и является гарантом энергообеспечения государств.

Доля АЭС в структуре потребления первичных энергоресурсов упала с 4,9% в 1990 г. до 4,6% в 2000 г. Будущее атомной энергетике зависит от решения проблем их надежности и безопасности.

По состоянию на начало 2015 г. всего в мире на 195 атомных электростанциях эксплуатировалось 438 ядерных энергоблоков, 71 установка находилась в стадии строительства и 126 – в стадии проектирования. Общая мощность энергетических реакторов составляла 374 332 МВт. По количеству атомных реакторов первое место в мире занимали США – 104, за ними следовали Франция – 59, Япония – 50, Россия – 33, Южная Корея – 23, Китай – 21, Индия – 21, Канада – 19, Великобритания – 16, Украина – 15, Швеция – 10, Германия – 9¹.

Россия обладает технологией ядерной электроэнергетики полного цикла от добычи урановых руд до выработки электроэнергии.

Крупнейшее предприятие электроэнергетической отрасли России и единственная в России компания, выполняющая функции эксплуатирующей организации (оператора) атомных станций является АО «Концерн Росэнергоатом». В состав концерна входят все 10 атомных станций России, которые наделены статусом филиалов Концерна, а также предприятия, обеспечивающие деятельность генерирующей компании. В общей сложности на 10-ти атомных станциях России в эксплуатации находятся 35 энергоблоков суммарной установленной мощностью 26,2 ГВт., в том числе: 18 энергоблоков с реакторами типа ВВЭР (из них 12 энергоблоков ВВЭР1000 и 6 энергоблоков ВВЭР-440 различных модификаций); 15 энергоблоков с канальными реакторами (11 энергоблоков с реакторами типа РБМК-1000, четыре энергоблока с реакторами типа ЭГП-6); 2 энергоблока с реактором на быстрых нейтронах с натриевым охлаждением (БН-600 и БН-800)².

В России используется и совершенствуется технология реакторов на быстрых нейтронах, увеличивающая запасы топлива для классических реакторов в несколько раз.

¹ Статистический обзор мировой энергетики 2015 (Statistical Review of World Energy 2015), URL: <http://www.bp.com/content/dam/bp/; Energy-economics/statistical-review-2015/BP-statistical-review-of-worldenergy-2015-full-report>.

² Там же.

Динамика роста производства атомной электроэнергии в последние годы характеризовалась следующими данными: 2007 г. — 160 млрд кВт-ч., 2008 г. — 163 млрд кВт-ч., 2009 г. — 164 млрд кВт-ч., 2010 г. — 171 млрд кВт-ч., 2011 г. — 173 млрд кВт-ч., 2012 г. — 178 млрд кВт-ч., 2013 г. — 178 млрд кВт-ч., 2014 г. — 181 млрд кВт-ч.

В 2015 г. атомными электростанциями было выработано рекордное за всю историю отрасли количество электроэнергии — 195,2 млрд кВт-ч, что составило около 18,6% от общей выработки электроэнергии в Единой энергосистеме России¹. Для сравнения — аналогичный показатель для стран Западной Европы в целом оставлял 30%, во Франции — около 74%, Бельгии и Словакии более 51%, на Украине — 46%.

Следует подчеркнуть, что себестоимость электроэнергии, производимой АЭС, в полтора-два раза ниже, чем на ТЭС.

В перспективе планируется строительство 5 атомных электростанций, а также введение в эксплуатацию новых энергоблоков на Калининской, Курской, Ростовской, Ленинградской и Кольской АЭС. Предполагается вывести из эксплуатации ряд мощностей в Центральном и Северо-Западном районах. Ожидается, что в дальнейшем в России будут сооружаться более совершенные и более безопасные АЭС, использующие реакторы четвертого поколения. Общую мощность АЭС планируется увеличить к 2020 г. до 50 ГВт. Стоимость реализации программы развития атомной энергетики России на ближайшее десятилетие оценивается примерно в 13,8 млрд долл. Большая часть ассигнований предназначена для государственной корпорации «Росатом», которая будет осуществлять реконструкцию действующих станций и строительство новых.

Более трети потребностей атомной энергетики в сырье обеспечивает уранодобывающая компания «Приаргунское производственное горнохимическое объединение», которая добывает 93% российского урана.

Приоритетом эксплуатации АЭС является безопасность. С 2004 года на российских АЭС не зафиксировано ни одного серьезного нарушения безопасности, классифицируемых по международным стандартам выше нулевого (минимального) уровня.

Основным перспективным научным направлением развития атомной энергетики является создание технологии управляемого термоядерного синтеза. Потенциал термоядерного синтеза как источника энергии будущего весьма велик. Даже если предположить, что дейтерий-тритиевые термоядерные реакторы должны будут обеспечивать все будущие потребности электроэнергетики, то запасов основного расходуемого материала — лития хватит на многие сотни лет.

Российские ученые участвуют в проекте разработки международного экспериментального термоядерного реактора.

¹ Там же.

Анализ хода реализации соответствующих проектов позволяет сделать вывод о возможности строительства первых коммерческих термоядерных реакторов уже во второй половине XXI в. Это позволит сделать технологический прорыв в мировой энергетике, сравнимый с вводом в эксплуатацию первого ядерного реактора, началом освоения космического пространства.

Возобновляемые источники энергии (ВИЭ). Возобновляемые источники энергии весьма многообразны и имеют огромный потенциал развития. По прогнозу экспертов, мировое потребление ВИЭ к 2040 г. может достичь почти 3 млрд т.н.э.¹

В России технический ресурс возобновляемых источников энергии, по существующим оценкам, составляет не менее 4,5 млрд т у.т. в год. Указанный объем в 4 с лишним раза превышает объем современного потребления всех топливно-энергетических ресурсов России.

В настоящее время потенциал ВИЭ на территории России оценивается в 270 млн т у.т., в том числе по основным видам источников энергии:

- тепловая энергия Земли – 115 млн т у.т.;
- энергия малых рек – 65 млн т у.т.;
- энергия биомассы – 35 млн т у.т.;
- энергия низкопотенциальных источников тепла – 31,5 млн т у.т.;
- энергия Солнца – 12,5 млн т у.т.;
- энергия ветра – 10 млн т у.т.

Имеющийся на территории России потенциал ВИЭ создает благоприятные перспективы решения энергетических, социальных и экологических проблем.

В России имеются обширные районы, где по экономическим, экологическим и социальным условиям целесообразно приоритетное внимание уделять развитию именно возобновляемой энергетики, в том числе нетрадиционной и малой.

Основные направления развития ВИЭ утверждены в Государственной программе Российской Федерации «Энергоэффективность и развитие энергетики», рассчитанной на период до 2020 г. В частности, целевым ориентиром в Программе является увеличение доли производства электрической энергии генерирующими объектами, функционирующими на основе использования возобновляемых источников энергии, в совокупном объеме производства электроэнергии в два с лишним раза с 1,1% в настоящее время до 2,5% к 2020 г. Для достижения намеченных целевых показателей и объемов производства электроэнергии на базе ВИЭ необходимо обеспечить увеличение мощности генерирующих объектов в целом до 1,4 ГВт. Увеличение указанных мощностей планируется за счет ВИЭ геотермальных электростанций, малых ГЭС, ветроэлектрических станций,

¹ Прогноз развития энергетики мира и России до 2040 г. Институт энергетических исследований РАН, Аналитический центр при Правительстве РФ, Москва. 2013 г.

приливных электростанций, тепловых электростанций, использующих биомассу в качестве одного из топлив и прочих видов электроустановок.

Одним из наиболее перспективных направлений развития электроэнергетики в России является геотермальная энергетика. Все действующие российские геотермальные электростанции расположены на территории Камчатки и Курил. В настоящее время в России разведано 56 новых месторождений термальных вод с потенциалом, превышающим 300 тыс. м/сутки.

На 20 месторождениях ведется промышленная эксплуатация, среди них: Паратунское (Камчатка), Казьминское и Черкесское (Карачаево-Черкесия и Ставропольский край), Кизлярское и Махачкалинское (Дагестан), Мостовское и Вознесенское (Краснодарский край).

При этом суммарный электроэнергетический потенциал пароводных терм, который оценивается в 1 ГВт рабочей электрической мощности, реализован только в размере чуть более 80 МВт установленной мощности.

Некоторые геотермальные установки при наличии соответствующего ресурса по рентабельности могут быть близки к электроэнергетике.

Наиболее конкурентоспособными среди технологий возобновляемой энергетики являются малые ГЭС. В некоторых случаях удельные дисконтированные затраты¹ строительства и эксплуатации таких станций на малых реках могут быть ниже, чем для АЭС, угольных и газовых электростанций.

Важным направлением является также увеличение использования энергетического потенциала биомассы. Из биомассы получают биогаз в результате процесса биологического разложения. Органические материалы преобразуются в метан, углекислый газ и компостируются при отсутствии кислорода. Биогаз используется для производства тепла и пара, производство электроэнергии (когенерация), топливных элементов, топлива для транспортного сектора.

Для развития этого направления ВИЭ планируется увеличить использование местных видов топлива, таких как, например, торф, отходов лесной промышленности и сельского хозяйства, твердых бытовых отходов.

В последние годы активно стала развиваться солнечная энергетика. Строительство солнечных электростанций (СЭС) осуществляется в Республике Саха (Якутия), в Астраханской и Оренбургской областях, Республике Башкортостан, Республике Хакасия, Республике Алтай и др.

В 2016 г. в Орске была открыта одна из крупнейших в России СЭС мощностью 25 МВт с перспективой расширения до 40 МВт. Станция была построена на территории бывшего места хранения отходов угольных

¹ Показатель удельных дисконтированных затрат производства электроэнергии учитывает – капитальные затраты, фиксированные и операционные затраты, налоговую ставку, доступность и эффективность технологий.

электростанций с проведением дополнительных работ по восстановлению земель.

В 2015 г. состоялось открытие солнечной электростанции (СЭС) в поселке Переволоцкий Оренбургской области. Эта станция мощностью 5 МВт стала первой солнечной электростанцией, построенной в европейской части России и первой СЭС в ценовой зоне оптового рынка электроэнергии и мощности.

В 2015 г. в поселке Батагай Верхоянского улуса Республики Саха (Якутия) заработала крупнейшая СЭС в Заполярье. Мощность первой очереди энергообъекта составила 1 МВт. Солнечная станция интегрирована в существующую систему энергоснабжения поселка и совместно с действующей дизельной электростанцией представляет единый энергокомплекс. Благодаря СЭС ежегодная экономия дизельного топлива в поселке Батагай составила порядка 300 тонн или 16 млн рублей в ценах 2015 года. При создании проекта разработчики учли климатические особенности Заполярья, поэтому оборудование может выдержать перепад температур от +40 °С летом до –45 °С зимой.

При строительстве этой станции впервые был опробован «кустовой метод» строительства СЭС. Закупка и доставка оборудования для малых СЭС были объединены с реализацией проекта батагайской солнечной станции, что позволило оптимизировать капитальные затраты и сроки монтажа оборудования. В ближайшем будущем «кустовой метод» планируется применить при строительстве станций в Олекминском, Усть-Янском, Верхнеколымском и Оймяконском улусах Республики Саха (Якутия).

В 2015 г. в селе Бурибай Хайбуллинского района Республики Башкортостан была запущена первая очередь Бурибаевской СЭС мощностью 10 МВт. Более 70% комплектующих для станции были произведены на территории России, 88 тысяч солнечных модулей, установленных на станции, выпустил Новочебоксарский завод ООО «Хевел».

Также в 2015 г. были введены в эксплуатацию Абаканская СЭС (5,1 МВт) в Республике Хакасия, вторая очередь Кош-Агачской СЭС (5 МВт) в Республике Алтай и Бугульчанская СЭС (5 МВт) в Республике Башкортостан¹.

Технический потенциал ветровой энергии России оценивается примерно в 50 трлн кВт-ч в год. Экономический потенциал составляет примерно 260 млрд кВт-ч в год, то есть около трети производства электроэнергии всеми электростанциями России.

Наиболее высокий ветроэнергетический потенциала имеют побережья Тихого и Арктического океанов, Приморья, юга Камчатки, Кольского полуострова, побережья Каспийского и Азовского морей, предгорные

¹ Министерство энергетики Российской Федерации, URL: <http://www.minenergo.gov.ru>.

и горные районы Кавказа, Урала, Алтая, Саянских гор. В этих районах, имеющих подходящую инфраструктуру, возможно строительство крупных ветропарков.

Развитию масштабной ветроэнергетики в стране способствует наличие значительных запасов природного газа, который лучше других видов топлива подходит для развития высокоманевренной генерации.

Весьма эффективно применение малых ветроустановок, например для поднятия грунтовой воды и непосредственной выработки тепла, в степной и сельской местности. Установленная мощность ветряных электростанций в стране на 2007 год составляли около 16,5 МВт, суммарная выработка не превышала 25 млн кВт·ч в год.

В рамках реализации проекта по строительству первого ветропарка на Дальнем Востоке в 2015 г. был открыт ветроэнергетический комплекс в поселке Усть-Камчатск. Комплекс состоит из трех ветроэнергетических установок суммарной мощностью 900 кВт. Прогнозируется, что после сдачи в коммерческую эксплуатацию объект возобновляемой энергетики будет ежегодно вырабатывать более 2 млн кВт·ч, частично заместив выработку дизельной электростанции поселка, что позволит экономить более 550 тонн топлива. В дальнейшем планируется строительство еще 7 ветроустановок, в результате чего мощность всего комплекса ветропарка достигнет 3 МВт¹.

Ветрогенераторы на суше, будучи уже достаточно хорошо развитой и распространенной технологией, фактически вписываются в диапазон удельных дисконтированных затрат для традиционных энергоресурсов. (50–130 долл. за МВт·ч).

В 2003 г. в России была разработана комплексная научно-исследовательская программа в области водородной энергетики и создания топливных элементов.

Программа реализуется Российской академией наук при финансовой поддержке компании «Норильский никель». Создание водородных топливных элементов способно в корне изменить всю мировую энергетическую систему.

По оценкам специалистов, к 2035 г. в России мощность электростанций, работающих на ВИЭ, может увеличиться в 15–20 раз, а выработка электроэнергии на них – в 10–15 раз по сравнению с 2016 годом.

Долгое время для ВИЭ была характерна более высокая стоимость получения энергии по сравнению с энергией из традиционных источников.

Однако, согласно отчету Всемирного экономического форума (ВЭФ) возобновляемая энергия достигла «переломного момента».

В 2016 г. более чем в 30 странах мира возобновляемая энергия стала дешевле или равной по цене с ископаемыми энергоносителями. Среди этих

¹ Там же.

государств – Австралия, Бразилия, Мексика, Чили, Германия, Израиль, Новая Зеландия, Турция, Японию и другие.

Солнечная и ветряная энергетика теперь стала достаточно конкурентоспособной, и затраты продолжают падать, что создает благоприятные условия для роста инвестиций, которые в перспективе обеспечивают долгосрочные, стабильные, защищенные от инфляции доходы.

В последние годы «зеленая» энергетика получает все большую популярность среди долгосрочных инвесторов. Увеличиваются средства для развития экологических проектов привлекаемых с мировых финансовых рынков.

По прогнозам Moody's, объем долгового финансирования путем выпуска ценных бумаг в 2017 г. может превысить 200 млрд долл.

Привлекаемые инвестиции идут на реализацию проектов, связанных с возобновляемой энергией, повышением энергоэффективности, экологически чистым транспортом, низкоуглеродной энергетикой и др.

Особый интерес к «зеленым облигациям» наблюдается со стороны азиатских стран. Выпуск указанных финансовых инструментов осуществляют не только банки и финансовые институты развития, но и частные компании, правительства стран, муниципальные и местные органы власти и др.

Как правило, стоимость «зеленой» облигации несколько ниже стоимости размещения традиционных, стандартных банковских ценных бумаг.

В перспективе развитию ВИЭ будет способствовать совершенствование технологий по снижению издержек их использования. Однако в ближайшие десятилетия для внедрения таких технологий несмотря на рост их рыночной привлекательности сохранится потребность в государственной поддержке.

Трубопроводный транспорт. Активное развитие трубопроводного транспорта в Советском Союзе началось в конце 60-х годов прошлого столетия. В настоящее время в России – это единственный вид транспорта, который по уровню развития и эффективности использования соответствует мировым стандартам.

В последние десятилетия в ежегодном грузообороте всех видов транспорта России трубопроводный транспорт прочно удерживал первое место. Объем грузооборота трубопроводного транспорта 2015 г. составлял 2423 млрд т/км., в 2016 г. увеличился на 1,8% и достиг 2,489 трлн т/км. На долю трубопроводного транспорта России в 2016 г. приходилось 48% всего грузооборота страны¹.

Россия обладает уникальной сетью трубопроводного транспорта. По своему назначению трубопроводы делятся на магистральные, региональные и местные.

¹ Оперативный доклад Росстата.

Протяженность магистральных трубопроводов России на начало 2016 г. составляла свыше 250 тыс. км, в том числе включая газопродуктопроводы – 175 тыс. км, нефтепроводы – 55 тыс. км, нефтепродуктопроводы – 20 тыс. км. По протяженности магистральных трубопроводов, по их плотности (12 км на 1 тыс. кв. км) Россия в начале третьего тысячелетия занимала одно из ведущих мест в мире.

В России преобладают трубопроводы большого диаметра (1220 и 1420 мм) и большой протяженности в широтном направлении.

По системе магистрального трубопроводного транспорта перемещается 100% добываемого в России газа, 99% добываемой нефти, более 50% производимой продукции нефтеперерабатывающих предприятий.

Крупнейшая в мире система газопроводов – Уренгой – Помары – Ужгород, которая соединяет газовые месторождения Западной Сибири с конечными потребителями в Европе, имеет протяженность 4451 км.

К другим наиболее значимым и стратегически важным газопроводам следует отнести газопровод, проходящий от Оренбурга через Украину в страны Восточной и Западной Европы; газопроводы Ямал – Европа; Голубой поток; Дзуарикау – Цхинвал; Джубга – Лазаревское – Сочи; Средняя Азия – Урал и др.

Крупнейшим оператором российских газопроводов является государственная компания ОАО «Газпром». В состав Единой системы газоснабжения страны входят 160,4 тыс. магистральных газопроводов и отводов.

Трубопроводный транспорт газа оборудуется установками для осушения и одоризации (придания резкого специфического запаха).

Кроме этого, присутствуют распределительные и перекачивающие станции. Последние предназначены для поддержания оптимального давления. В начале магистрали устанавливаются головные, а через 100–150 км – промежуточные перекачивающие станции. Всего в системе ОАО «Газпром» находятся в эксплуатации 280 компрессорных станций.

Крупнейшей в мире системой магистральных нефтепроводов владеет Российская государственная компания ОАО «Транснефть». Протяженность ее нефтепроводов составляет 48,7 тыс. км., по которым прокачивается более 90% российской нефти.

Компания представляет собой государственный холдинг, объединяющий 20 дочерних предприятий, занимающихся перекачкой нефти, диагностикой, строительством, ремонтно-восстановительными, научно-исследовательскими, проектно-конструкторскими и другими работами.

В ее состав входят 393 нефтеперекачивающие станции с резервуарным парком общей емкостью 12,8 млн м³.

Сроки эксплуатации нефтепроводов довольно значительны – 45% нефтепроводов имеют возраст до 20 лет, 29% – от 20 до 30 лет. Свыше 30 лет эксплуатируется 25,3% нефтепроводов.

Дальнейшая их эксплуатация в условиях повышенного износа требует значительных усилий по поддержанию их в работоспособном состоянии.

ОАО «Транснефть» контролирует перекачку нефти не только по территории России, но и за ее пределы.

Экспорт нефти по итогам 2014 г. составил 222 млн тонн, в том числе по системе нефтепроводов ОАО «Транснефти» – 176 млн тонн. В 2015 г. экспорт составил 244 млн тонн, в том числе по системе нефтепроводов ОАО «Транснефти» – более 180 млн тонн.

Трубопроводный вид транспорта обладает лучшими технико-экономическими показателями в сравнении с другими видами транспорта и имеет ряд несомненных преимуществ. Среди них:

- трубопроводная магистраль, как правило, представляет собой кратчайший путь между пунктами добычи сырья и его потребителями;

- возможность повсеместной укладки трубопровода. Прокладка систем может осуществляться практически во всех направлениях и регионах России. В любых топографических, климатических и инженерно-геологических условиях. Таким образом, в стране действует не только сухопутный, но и морской трубопроводный транспорт;

- сооружение трубопровода осуществляется в сравнительно непродолжительный период времени, что обеспечивает достаточно быстрое освоение газовых и нефтяных месторождений при относительно низкой материало- и капиталоемкости строительства;

- транспортировка не зависит от природных, климатических, географических и прочих условий, что гарантирует бесперебойную доставку сырья потребителям;

- перемещение трубопроводным транспортом отличается планомерностью и непрерывностью в течение разных периодов времени;

- непрерывность процесса перекачки и сохранность качества благодаря полной герметизации трубы;

- полная автоматизация операций по наливу, перекачке, транспортировке и сливу сырья и соответственно малая численность персонала, необходимая для эксплуатации;

- низкая себестоимость транспортировки. По оценкам экспертов, средняя стоимость транспортировки по трубопроводам примерно в три раза ниже, чем по железным дорогам и в два раза меньше, чем на речном транспорте;

- трубопроводный транспорт остается одним из наиболее чистых в экологическом отношении видов транспорта. При соответствующем качестве изоляции и соблюдении технологии эксплуатации этот вид транспорта имеет минимальное отрицательное воздействие на окружающую среду.

Главным недостатком является его узкая специализация, и необходимость значительных запасов перекачиваемого сырья для поддержания эффективности функционирования системы.

Через систему трубопроводного транспорта Россия имеет возможность регулировать поставки газа, нефти и нефтепродуктов на внутренний и внешний рынки. Трубопроводный транспорт в перспективе, как и до сих пор, может приносить государству значительные доходы. Дополнительные валютные поступления Россия может получать в качестве платы за транзит по территории страны газа и нефти, добываемых в странах СНГ.

Развитие системы трубопроводного транспорта имеет не только стратегическое значение для России, но и является важным геополитическим фактором.

Актуальные проблемы развития топливно-энергетического комплекса России

При позитивной в целом динамике развития основных отраслей топливно-энергетического комплекса России сохраняется ряд нерешенных проблем, основными из которых являются следующие.

В России сохраняется высокая энергоемкость ВВП и низкая энергоэффективность экономики и отдельных ее отраслей.

Недостаточно эффективно используется имеющийся огромный потенциал технологического и бытового энергосбережения. Несмотря на то, что энергоемкость российской экономики все последние годы снижалась, что связано главным образом со структурными трансформациями в сфере энергопотребления, Россия по-прежнему входит в число 25 стран мира с самой энергоемкой экономикой. Энергоемкость ВВП России в 2,5 раза выше среднемирового уровня и в 2,5–3,5 раза выше, чем в развитых странах. По оценкам экспертов, в настоящее время объем неэффективного использования энергии в России равен годовому потреблению первичной энергии во Франции.

Высокий износ производственных фондов – практически во всех отраслях ТЭК. Износ оборудования в нефтеперерабатывающей промышленности достигает 80%, в электроэнергетике и газовой промышленности этот показатель составляет примерно 58%. Проектный ресурс оборудования действующих электростанций выработан почти на 40%. Об этом, в частности, свидетельствует серьезная авария на Саяно-Шушенской ГЭС в августе 2009 г., повлекшая за собой значительные человеческие жертвы.

Более 30 лет эксплуатируется 38% существующих нефтепроводов и 47% нефтепродуктопроводов. Более 20 лет эксплуатируется 75% нефтепроводов и 80% нефтепродуктопроводов.

Действующая технологическая база отраслей ТЭК не только изношена физически, но и морально устарела по своим техническим и экономическим параметрам.

Производственный потенциал ТЭК отстает от мирового научно-технического уровня; высока зависимость ТЭК от импортных технологий и оборудования.

В топливно-энергетическом комплексе до сих пор не сформирована современная инновационная инфраструктура. Отечественные энергетические компании ТЭК не уделяют достаточного внимания развитию и внедрению инноваций.

Ощущается нехватка собственных необходимых компетенций и современного технологического оборудования для реализации сложных шельфовых и других проектов в восточных регионах страны. Если раньше эта нехватка могла быть компенсирована за счет импорта, то в условиях введенных западными странами санкций и ограничений на поставки в Россию оборудования и технологий возникают существенные риски стабильной работы нефтяной и газовой отрасли и перспектив их модернизации.

Сложное положение наблюдается также в нефтепереработке. Технологическая отсталость является одним из основных факторов того, что глубина переработки нефти в России (72,4%) существенно отстает от мирового уровня (85–95%).

В этой отрасли отечественное производство обеспечивает лишь 30–40% потребностей в машинах и оборудовании, в фабрикатах и сырье.

Развитие нефтехимической и газохимической промышленности также тормозится из-за отсутствия собственных технологических решений и ориентации на импорт технологического оборудования и химических товаров, в частности катализаторов для нефтепереработки.

Сложная ситуация сложилась с поставками российской машиностроительной продукции для угольной отрасли и электроэнергетики. Например, обеспеченность электроэнергетики технологиями и оборудованием российского производства, в том числе парогазовыми установками (ПГУ) и газотурбинными установками (ГТУ) не превышает 50% (с учетом производства такого оборудования на совместных предприятиях).

Прирост разведанных запасов нефти за счет геологоразведочных работ хронически отстает от добычи. За последние 10 лет из-за этого разрыва потерян трехлетний объем добычи в геологических запасах. Существенно меняется структура разведанных запасов за счет увеличения трудноизвлекаемых и сложнокомпонентных запасов. Такая ситуация в геологоразведке нефти несет серьезные риски и угрожает энергетической безопасности страны.

Наблюдается региональная асимметрия в обеспеченности территорий энергоресурсами и их потреблении.

В частности, в Уральском федеральном округе производство топливно-энергетических ресурсов превышает потребности региона в 6,5 раз, в Дальневосточном федеральном округе – в 2,2 раза, в Сибирском федеральном округе в 1,8 раза. В Приволжском федеральном округе производство топливно-энергетических ресурсов практически соответствует потребностям округа (98%). Центральный и Северо-Кавказский федеральные округа обеспечивают свои потребности в энергоресурсах за счет собственного производства всего на 16%, Крымский федеральный округ – на 30%, Южный федеральный округ – на 68%, Северо-Западный федеральный округ – на 73%.

При таких различиях в энергетической самообеспеченности велико значение модернизации и развития межрегиональной энерготранспортной инфраструктуры. Происходит постепенное смещение центров добычи, переработки и экспорта топливно-энергетических ресурсов на север и восток страны. Сохраняющиеся проблемы и множество «узких мест» в энергоснабжении регионов существенно тормозят их экономическое развитие.

Актуальными проблемами остаются высокая стоимость крупных инвестиционных проектов и неэффективная система корпоративного управления.

В последнее время нарастают геополитические риски развития энергетического сектора России, связанные с экономическими санкциями, введенными западными странами против российских энергетических компаний. Усиление геополитической напряженности, ухудшение взаимоотношений Российской Федерации с рядом ведущих западных стран ограничивает доступ российских энергетических компаний к кредитным ресурсам на мировом рынке капиталов, а также к передовым технологиям.

В этих условиях влияние кризиса оказывается весьма ощутимым. Он вносит определенные коррективы в перспективы развития российского ТЭК, которое определяется долгосрочными тенденциями развития внешнего и внутреннего спроса на энергоресурсы, научно-техническим прогрессом в энергетике и характером внутреннего развития отдельных отраслей ТЭК.

Существенное влияние на развитие российского ТЭК оказывают тенденции развития мировой экономики и энергетики отдельных стран мира, к которым в первую очередь следует отнести следующие:

- сохраняющуюся высокую волатильность мировых цен на основные топливно-энергетические ресурсы;
- появление новых производителей топливно-энергетических ресурсов, включая разработку нетрадиционных нефтегазовых ресурсов – «сланцевый» газ и «сланцевая» нефть;
- ужесточение конкуренции на ключевых мировых энергетических рынках, включая как традиционные европейские рынки сбыта

российских энергоресурсов, так и наиболее перспективные и емкие рынки в странах Азиатско-Тихоокеанского региона;

- изменения в регулировании мировых энергетических рынков, в том числе требования к условиям поставок энергоресурсов, деятельности товарных бирж, соблюдения глобальной климатической политики и др.;
- рост капиталоемкости и интеллектуалоемкости научно-технических и опытно-конструкторских разработок в топливно-энергетической сфере и др.

Анализ текущего состояния российского топливно-энергетического комплекса показал, что он исчерпал созданный в советское время ресурсный и инфраструктурный задел и нуждается в глубокой модернизации.

В ближайшей перспективе развитие российского топливно-энергетического комплекса должно быть ориентировано, в первую очередь на:

- кардинальную модернизацию и широкое внедрение инноваций;
- сохранение и обеспечение энергетической безопасности страны;
- снижение зависимости от импортных технологий и развитие импортозамещения;
- диверсификацию структуры экспорта энергоресурсов и рынков их сбыта, в том числе за счет увеличения поставок в страны АТР;
- активное развитие не углеводородной, альтернативной, возобновляемой энергетики и местных энергоресурсов;
- модернизацию и создание новых систем транспортировки нефти, нефтепродуктов, газа и электроэнергии.

Стратегическим направлением развития ТЭК России на период до 2035 года должен стать переход от экспортно-сырьевой ориентации на эффективное использование отечественного ресурсного и инновационного потенциалов. Должна значительно возрасти роль ТЭК в формировании новых инновационных центров экономического роста России, к которым и перейдет приоритет формирования ВВП, доходов бюджета и экспортных поступлений.

В ближайшие годы одним из направлений модернизации отрасли должно стать повышение энергоэффективности, сокращение энергоемкости ВВП и энергоемкости отдельных отраслей промышленности.

Исходя из Энергетической стратегии России снижение энергоемкости экономики в период до 2020 г. прогнозируется на уровне 13,5%¹. Приоритетным направлением повышения энергоэффективности будет технологическая экономия энергии.

При сохранении таких темпов динамики этого показателя энергоемкость российского ВВП может снизиться к 2040 г. на 57%².

¹ Из выступления Президента РФ Путина В. В. на Климатической конференции ООН в Париже 30 ноября 2015 г.

² Прогноз развития энергетики мира и России до 2040 г. Институт энергетических исследований РАН, Аналитический центр при Правительстве РФ, Москва. 2013 г.

Будущее российской газовой отрасли, конкурентоспособность её продукции на мировом рынке во многом будут зависеть от того, насколько отечественной науке, промышленности и российским энергетическим компаниям удастся продвинуться в решении следующих задач:

- создание отечественных технологий освоения углеводородных ресурсов арктического шельфа;
- создание новых, более эффективных технологий производства сжиженного природного газа;
- создание отечественных технологий освоения ресурсов нетрадиционного газа – газогидратов, метана угольных пластов, сланцевого газа и др.
- создание новых эффективных технологий сооружения и эксплуатации трубопроводного транспорта газа и др.

Значительный потенциал Россия имеет в создании предприятий по производству сжиженного природного газа (СПГ) и его поставкам на внешние рынки.

Перспективным энергоресурсом являются газовые гидраты – молекулы газа, заключенные в оболочку из молекул воды. Потенциальные запасы газовых гидратов располагаются в морских донных отложениях и в районах вечной мерзлоты. Разработка и создание безопасных и эффективных технологий добычи газогидратов может стать новым технологическим прорывом в мировой энергетике.

В процессе модернизации российской электроэнергетики приоритет должен быть отдан снижению износа основных фондов, созданию и завершению строительства современных парогазовых ТЭС, экологически чистых ТЭС на угле, ГЭС малой и средней мощности, а также созданию АЭС на базе реакторов четвертого поколения.

Особое внимание необходимо уделить развитию энергетики на основе ВИЭ и местных энергоресурсов.

Для удовлетворения потребностей отечественной электроэнергетики в ближайшие годы необходимо освоить производство и ввести в эксплуатацию экономичные энергетические газотурбинные установки мощностью до 35 МВт, 60–80 МВт, 110 и 180 МВт.

Спроектировать, соорудить и ввести в действие конденсационные и теплофикационные парогазовые установки мощностью 80–540 МВт, газотурбинные ТЭС и надстройки на действующих электростанциях.

Разработать конструкции критических узлов ГТУ для проектирования перспективного газотурбинного агрегата мощностью 250–300 МВт.

Разработка и внедрение отечественных высокоэкономичных высокотемпературных газовых турбин мощностью 25–180 МВт и парогазовых установок мощностью 80–540 МВт, которые по своим техническим характеристикам будут на уровне зарубежных аналогов, создадут техническую и производственную базу для коренной структурной перестройки

электроэнергетики России. Достижение успеха здесь возможно только при условии конверсии и использования богатого опыта и научно-технического потенциала авиационной промышленности.

Ожидается, что в дальнейшем в России будут сооружаться более совершенные и более безопасные АЭС, использующие реакторы четвертого поколения. Общие мощности АЭС планируется увеличить к 2020 г. до 50 ГВт.

По оценкам специалистов, к 2035 г. в России мощность электростанций, работающих на ВИЭ, может увеличиться в 15–20 раз, а выработка электроэнергии на них – в 10–15 раз по сравнению с 2016 годом. В перспективе развитию ВИЭ будет способствовать совершенствование технологий по снижению издержек их использования. Однако в ближайшие десятилетия для внедрения таких технологий, несмотря на улучшение рыночной конъюнктуры, потребуются государственная поддержка.

В ближайшей перспективе целесообразно при разработке и реализации проектов в сфере ВИЭ использовать *инструменты долгового финансирования путем выпуска «зеленых» ценных бумаг в форме государственных и частных облигаций.*

Привлекаемые инвестиции могут быть направлены на проекты, связанные с возобновляемой энергией, повышением энергоэффективности, экологически чистым транспортом, низкоуглеродной энергетикой и др.

В более отдаленной перспективе необходимо обеспечить проведение новой электрификации страны на базе прорывных технологий в потреблении, централизованной и распределённой энергогенерации и интеллектуализации энергетических систем.

Перспективы развития трубопроводного транспорта связывают со строительством газопроводов: Северный поток; Бованенково – Ухта; Сахалин – Хабаровск – Владивосток; Турецкий поток; Якутия – Хабаровск – Владивосток и Прикаспийский газопровод. Развитие системы трубопроводного транспорта имеет не только стратегическое значение для России, но и является важным геополитическим фактором.

Долгосрочная энергетическая стратегия России должна быть ориентирована прежде всего на максимально эффективное использование природных топливно-энергетических ресурсов и потенциала энергетического сектора для обеспечения роста экономики и повышения качества жизни населения страны.

Для успешного решения этих задач и обеспечения стабильной работы такой сложной и значимой для национальной экономики отрасли, как ТЭК, необходимо создание эффективной системы управления на базе долгосрочной энергетической стратегии с использованием системы сбалансированных показателей.

Важным условием повышения конкурентоспособности российского ТЭК является коренное улучшение качества государственного управления и особенно корпоративного управления.

Одним из важных направлений модернизации российского ТЭК должно стать радикальное снижение стоимости масштабных инвестиционных проектов при всесторонней оценке рисков и экономической эффективности их реализации.

Внешним вызовам нужно противопоставить кардинальное повышение инвестиционной привлекательности и эффективности российского ТЭК, улучшение энергоэффективности и конкурентоспособности экономики в целом.

Литература

1. Прогноз развития энергетики мира и России до 2040 г. Институт энергетических исследований РАН, Аналитический центр при Правительстве РФ, Москва, 2013 г.
2. Статистический обзор мировой энергетики 2015 (Statistical Review of World Energy 2015), URL: <http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/>.
3. Energy-economics/statistical-review-2015/BP-statistical-review-of-worldenergy-2014-full-report.pdf.
4. World Energy Investment Outlook, 2015.
5. Федеральная служба государственной статистики, URL: <http://www.gks.ru/>.
6. Министерство энергетики Российской Федерации, URL: <http://www.minenergo.gov.ru>.
7. Материалы к парламентским слушаниям на тему: «О мерах по предупреждению негативных вызовов национальной экономики и первоочередных задачах экономического развития в современных условиях», Комитет Совета Федерации по экономической политике, Комитет Совета Федерации по бюджету и финансовым рынкам, 24 ноября 2014 г.
8. Выступление Президента РФ Путина В. В. на климатической конференции ООН в Париже 30 ноября 2015 г.
9. Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до 2020 года. Утверждена Распоряжением Правительства Российской Федерации от 22 февраля 2008 г. № 215-р.
10. Энергетическая стратегия России на период до 2030 г. Утверждена Правительством РФ в 2009 г.
11. Энергетическая стратегия России на период до 2035 г. Разработана Правительством РФ в 2014 г.
12. Оперативные данные ФГБУ Центрального диспетчерского управления топливно-энергетического комплекса «ЦДУ ТЭК».