

Миша Лобанов¹

РЕСТРУКТУРИЗАЦИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ КАК ФАКТОР ЭКОНОМИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ СТРАН ЦЕНТРАЛЬНОЙ И ЈУГО-ВОСТОЧНОЙ ЕВРОПИ

Извод: Реструктуризација електроенергетике као фактор економског развоја држава Централне и Југо-Источне Европе. Производња електричне енергије спада у гране привреде, чији значај и посебна улога у индустријским системима претпоставља њихов примарни квалитативни и квантитативни развој у оквирима националних и наднационалних програма индустријализације. Темпо индустријске еволуције уско је повезан са стањем енергетике, зато обнова докризног обима индустријске производње у земљама Централно-Источне Европе (ЦИЕ) могуће је само под условом повећавања техничког енергопотенцијала и одрживог раста показатеља производње електричне енергије.

Введение

Согласно оценкам экспертов, к 2030 г. глобальный спрос на энергию увеличится наполовину по сравнению с объемами 2006-07 гг., при этом 2/3 прироста обеспечат развивающиеся страны. Отметим, что если в период существования биполярного мира именно восточноевропейские соцстраны активно способствовали расширению мировой энергогенерации и энергопотребления, то сейчас их позиции заметно ослабли, а основной вклад в развитие отрасли приходится на государства с бурно эволюционирующим хозяйством, прежде всего азиатские. В связи с этим, доля Центрально-Восточной Европы (ЦВЕ) в общемировом производстве электроэнергии снизилась до 3,0-3,1% в начале XXI в., т.е. до уровня 50-х гг., когда электроэнергетика восточноевропейских республик только начинала набирать обороты (Для сравнения, к началу 1980-х гг. восточноевропейские страны производили 5,7% совокупного объема электроэнергии в мире).

Общая характеристика функциональных и пространственных трансформаций в электроэнергетике региона

В отличие от отраслей топливного сектора индикаторы эффективности функционирования электроэнергетики внушают справедливый оптимизм: уже в первые годы нового столетия были перекрыты некоторые производственные показатели, максимальные значения которых ранее

¹ Миша Лобанов, кандидат географических наук, МГУ им М.В. Ломоносова, Москва

приходились на вторую половину 80-х гг. XX в. Так, общерегиональная ежегодная генерация электроэнергии в 2001-02 гг. превысила производственный дореформенный максимум и продолжает поступательный рост (слика 1). Более того, наметились позитивные качественные сдвиги в характере электроэнергетической деятельности: в 1994-2004 гг. объем установленных мощностей вырос лишь на 4%, а выпуск энергии – на 20%, что свидетельствует о повышении рациональности использования и загруженности генерирующих мощностей.

В 1990-2005 г. показатель корреляции динамики производственных мощностей и собственно производства был невысок – 0,73, но вследствие продолжения этой тенденции он, очевидно, будет увеличиваться (для сравнения в 1950-1989 гг. коэффициент составил 0,98-0,99).

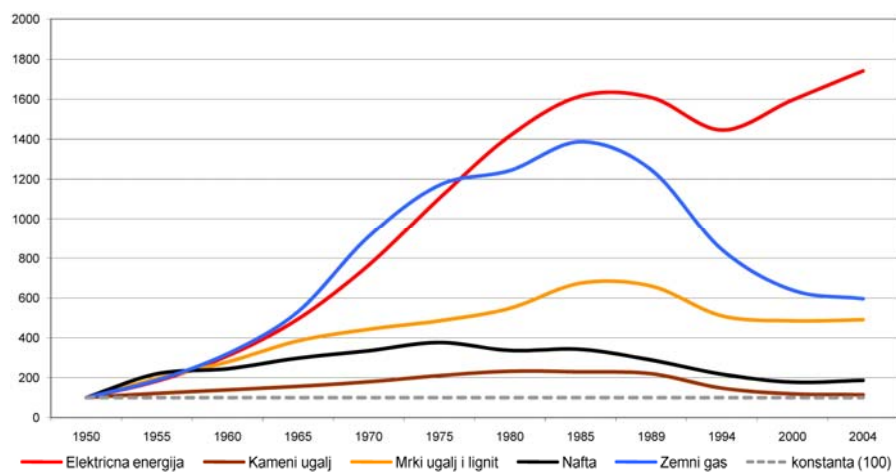


Рис. 1- Индексы производства ел. Энергии и енергоресурсов, 1950-2004.

Слика 1. – Индекси производње ел. енергије и енергоресурса 1950-2004.

Электроэнергетика характеризуется меньшей территориальной концентрацией производства, чем любая из отраслей топливной промышленности. Тем не менее, в структуре географического распределения установленных энерго мощностей и генерации электроэнергии совокупный удельный вес четырех стран-лидеров (Польши, Чешской Республики, Румынии и Болгарии) превышает $\frac{2}{3}$. Доля Польши в 1990-2005 гг. Составляла в среднем 25 и 31-32% соответственно, Чехии – 12-14 и 15-17%, Румынии – 18 и 12%, Болгарии – 10 и 9%. (слика 2).

Территориальная структура отрасли претерпела незначительные изменения, причем в гидроэнергетике и, с некоторыми оговорками, в тепло-

энергетике она была более детерминирована и инертна. Расширение производства достигается за счет повышения числа турбоагрегатов на отдельных электростанциях, то есть большей производственной концентрации. Общехозяйственный спад и смена внешне- и внутриэкономических приоритетов скорректировали принятые в 80-х гг. планы развития регионального энергокомплекса, - в частности, была приостановлена реализация некоторых программ по совместному сооружению крупных энергокомплексов и других электроэнергетических объектов. В противовес социалистической интеграции дореформенного развития стран ЦВЕ, они все в большей степени опираются на финансовую помощь из структурных фондов Евросоюза, однако в ряде случаев это ведет к ограничению свободы их действий в топливно-энергетической сфере.

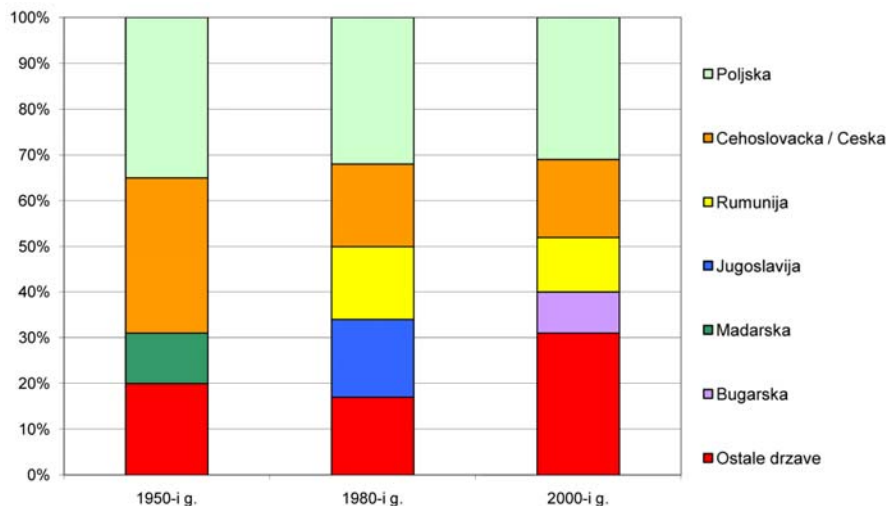


Рис. 2. – Территориальная структура генерирования эл. энергии в регионе
Слика 2. - Територијална структура производње ел. енергије у региону

Организационная структура отрасли в общих чертах похожа на структуру газового хозяйства стран ЦВЕ. Энергогенерирующие предприятия, которые могут быть как самостоятельными хозяйственными субъектами, так и объединены в контролируемые государством группы, передают электроэнергию монопольной распределительной компании (как правило, она является оператором системы ЛЭП и находится в госсобственности). Последняя перепродает эту электроэнергию региональным дистрибьютерам, в задачу которых входит осуществление поставок конечным потребителям; в ряде стран часть из них осуществляется по рыночным ценам. Внешние

частные инвесторы представлены, по большому счету, лишь в первом и завершающем звеньях этой производственно-распределительной цепочки. Функционирование отрасли по данной схеме, очевидно, лимитирует результаты мер по либерализации ценообразования.

Реформирование рынка электроэнергии в восточноевропейских республиках протекает достаточно медленно, что связано, прежде всего, с нежеланием государственных органов терять контроль над стратегически важной отраслью. Приватизационные тендеры, объектами которых выступают энергогенерирующие и энергодистрибьютерские предприятия, в случае удачной рыночной конъюнктуры несут весомые поступления в бюджет, поэтому властные структуры стран региона стремятся к более осознанному и экономически рациональному выбору новых собственников энергетических активов. Вместе с тем, необходимо учитывать и роль политического фактора передачи прав собственности в электроэнергетике, зачастую играющего решающую роль: в частности, Брюсселем принимаются меры по недопущению российских компаний на важные для западноевропейских энергоконцернов рынки стран ЦВЕ, которые приводят к необоснованным и иногда скандальным итогам приватизационных тендеров.

В результате развития процесса денационализации электроэнергетика региона характеризуется активной деятельностью крупных международных промышленных групп, среди которых можно выделить немецкие E.ON и RWE, французскую Electricite de France (EDF), итальянскую Enel. Характерно, что ряд восточноевропейских компаний также стали стратегическими инвесторами в энергокомплексы соседних стран: к ним относится, например, чешский государственный концерн ČEZ, принимающий участие в приватизации генерирующих мощностей за рубежом. Присутствие крупных продуцентов энергоресурсов и энергии выливается в жесткую конкуренцию между ними на уже освоенных и только открывающихся западному капиталу рынках ЦВЕ.

Степень проникновения ТНК на национальные рынки электроэнергии зависит от их размера (например, в Польше государству все ещё принадлежит свыше половины энерго мощностей), стадии рыночной реструктуризации и, конечно, приоритетов государственной политики. Так, в той же Польше с целью получения наибольшего дохода от продажи энергокомпаний и повышения их конкурентоспособности были созданы крупные государственные энергетические концерны PKE и PGE, объединяющие предприятия по добыче угля, генерации и дистрибуции электроэнергии.

Развитие объединения национальных энергосистем (НЭС) государств ЦВЕ пошло с начала 90-х гг. по иным принципам, чем в период становления единой энергосистемы европейских соцстран «Мир». Восточноевропейские

республики предпочли интегрироваться в общеевропейскую энергосистему, представленную рядом выделенных по географическому признаку подсистем - северную, центральную и южную. Привнесение новых элементов в территориальную структуру электроэнергетики повлияло на характер экспортно-импортных поставок.

Таблица 1. - Обобщенная характеристика этапов развития электроэнергетики ЦВЕ в 1990-2005 гг.

Табела 1. – Уопштена карактеристика фаза развоја електроенергетике Централно-Источне Европе, 1990-2005. г.

1990-1994	1995-1999	2000-2005	
Снижение объемов генерации электроэнергии (ээ) в ЦВЕ, вызванное общехозяйственным кризисом (в конце этапа – определенное постоянство ежегодного производства). Вместе с тем – скорее инерционное незначительное увеличение установленной мощности электростанций (эс). Лишь атомная энергетика характеризуется стабильностью функционирования.	Вводятся в строй новые энергомощности (наибольший прирост – в Польше), что оказывает положительное влияние на объемы выпуска ээ (главным образом, на польских и чешских ТЭС). Однако, спад в топливной промышленности ряда стран (Румынии, СиЧ) негативно сказался на загрузке их теплоэнергомощностей. В Болгарии и Словакии резкий рост генерации ээ на АЭС, что обеспечивает им лидерство в подотрасли; первый атомный энергоблок пущен в Румынии. Успехи атомной энергетики региона позволяют ей превзойти объемы гидроэнергетического производства. В гидроэнергетике Румынии, СиЧ и Хорватии достигнут максимум производства, за которым последовало стремительное падение.	Растет эффективность использования энергогенерирующих мощностей: производство ээ увеличивается (за данный этап на 10%) несмотря на отсутствие прироста мощности установленных энергоблоков. Вывод из эксплуатации мощностей электроэнергетики Румынии, Болгарии, Сербии полностью компенсирован пуском новых агрегатов в Польше (ТЭС) и Чешской Республике (АЭС). Реформирование энергопроизводительной и энергодистрибуторской деятельности, приватизация отдельных монополистов.	
		Выпуск ээ на ТЭС и ГЭС стабилен, основной вклад в наращивание производства вносит атомная энергия (ЧР, Болгария).	Вследствие закрытия или подготовки к закрытию ряда атомных энергоблоков (Болгария и Венгрия) генерация энергии на АЭС, в целом по региону, не расширяется. На первое место в ядерной энергетике выходит ЧР. Новый импульс развития получают ТЭС (Польша, Сербия, Болгария) и ГЭС (Румыния, Сербия, БиГ, Албания). Лидеры по темпам прироста выпуска ээ – Польша и ЧР.

Спад в объемах торговли электроэнергией, вызванный разрушением двусторонних связей бывших стран социализма, был кратковременным: результатом быстрого вовлечения государств ЦВЕ в новые международные энергосети стало превышение показателей трансграничного энергооборота конца 80-х гг. уже к 1992-93 гг. в Польше, Чехии и Словакии, некоторых республиках бывшей Югославии, к 1998 г. в Болгарии, к 2000 г. в Венгрии. К нетто-экспортерам энергии относятся Польша, Чешская Республика, Болгария, Словения, Румыния, Словакия и БиГ (три последние страны – с 2000 г.), а характерные нетто-импортеры с устойчивым энергодефицитом – Венгрия, Хорватия, Сербия и Черногория, Македония и Албания.

Наибольшей относительной вовлеченностью в торговые потоки отличаются Словения, Словакия, Чешская Республика, Венгрия, Босния и Герцеговина, а в целом показатели экспортной квоты производства и доли импортной энергии в энергопотреблении во всех странах региона значительно выросли, что, в том числе свидетельствует о большей эффективности свободного ценообразования по сравнению с директивно-детерминированным. Коэффициент экспортности электроэнергетики составляет 50% в Словении, 30-35% в Словакии и Чехии, 20-25% в Венгрии и БиГ, 10% в Польше и Болгарии, 7% в Румынии и Албании, 5% в Хорватии и Сербии (Македония не экспортирует электроэнергию вовсе). Практически половину потребностей в электроэнергии взамен проданной за рубеж Словения покрывает за счет импорта, а в Венгрии, Хорватии и Словакии на импортируемую электроэнергию приходится треть энергопотребления.

Дифференциация этапов развития отрасли в странах ЦВЕ (после возвращения к рыночным условиям хозяйствования) позволяет утверждать о последовательной смене трех основных временных отрезков, в последнем из которых на основании ряда показателей можно различать два подэтапа: 1990-94 гг., 1995-99 гг., 2000-05 гг. Учитывая ведущую роль электроэнергетики в функционально-отраслевой структуре ТЭК, отметим, что критерии общеэнергетической периодизации во многом определены особенностями факторов выделения этапов электроэнергетического развития.

Внутриотраслевые особенности развития электроэнергетической сферы

Теплоэнергетика остается основой комплекса отраслей по производству электроэнергии, причем ее доля в общерегиональной структуре генерации энергии продолжает снижаться: если в 80-е гг. XX в. она достигала 80-85%, то в начале 90-х гг. уже 75%, а к концу первого пятилетия XXI в. – 70%. Диверсификация производственной структуры вызвана,

прежде всего, ренессансом атомной энергетики (см. ниже), которая пока не представлена в главной восточноевропейской энергодержаве – Польше (доля ТЭС в стране сохраняется на уровне 98%). К примеру, в Чешской Республике удвоение ядерного энергетического потенциала и собственно производства энергии на АЭС привели к сокращению доли теплоэнергетики в 1993-2004 гг. с 75 до 65%. В половине стран региона рассматриваемый показатель варьирует в пределах 60-70%, хотя в Македонии (80%) и Польше он заметно выше, а в Албании (1-2%), Словакии и Словении (30-35%) – ниже.

Важнейшей внутриотраслевой трансформацией теплоэнергетики ЦВЕ в 90-е гг. являлось частичное замещение угольного топлива ТЭС на углеводородное, характеристики которого позволяли повысить эффективность функционирования электростанций, но главная причина этих перемен заключалась в адаптации странами-кандидатами на вступление в ЕС общеевропейской «стратегии декарбонизации». Сейчас сложно предположить, насколько глубокими будут эти внутриотраслевые изменения, однако тенденция перехода на газовые ТЭС в мире в целом будет продолжаться (доля угля в мировом производстве электроэнергии все ещё высока – 40%). Вместе с тем, потребление бурого угля, по прогнозам, снизится за тридцатилетие лишь на 1-3%, каменного – на 5-20%.

Экологический фактор начинает играть определяющую роль в энергетической политике стран региона. Даже в Польше, стране с традиционным угольным типом энергобаланса, где на угольные ТЭС приходится около 89% генерации энергии, долю природного газа в выработке планируют довести к 2030 г. до 17%. Аналогичные меры по диверсификации структуры используемого топлива принимаются и в соседней Чешской Республике, в которой доля ТЭС на угле составляет 72%. Современный уровень технологического развития позволяет конструировать парогазовые турбины для газовых электростанций с КПД до 60%, что вдвое превосходит КПД обычных угольных ТЭС. Особую актуальность разработка и внедрение технологии парогазового цикла приобретает в тех районах, где в выработке электроэнергии доминируют электростанции, ориентированные на использование истощенных угольных запасов. Тем не менее, уголь в производстве электроэнергии обходится в среднем дешевле природного газа, цена на который постепенно растет. При сопоставлении индикаторов экономической эффективности рассматриваемых типов электростанций в ЦВЕ необходимо учитывать, что, как правило, электростанции-эмитенты диоксида углерода (а это, прежде всего, угольные ТЭС) облагаются в ЕС-25 большими штрафами.

На расширенный Евросоюз приходится 16-17% общемировых выбросов в атмосферу диоксида углерода, хотя опасность достижения

критического уровня антропогенной нагрузки на воздушную оболочку многими специалистами подвергается сомнению. Тем не менее, все страны-члены блока в мае 2002 г. ратифицировали Киотский протокол, который обязывает их снизить эмиссию парниковых газов к 2010-12 гг. на 8% по сравнению с показателем 1990 г. Борьба с выбросами носит неоднозначный характер: с января 2005 г. в западноевропейских странах ЕС действует программа торговли национальными и корпоративными квотами на эмиссию (в ЦВЕ она только разворачивается). Очевидно, что «экологизация» энергетики обязательно затронет восточноевропейские страны с наиболее развитым ТЭК, занимающие высокие позиции по объемам выбросов, например, Польшу (6 место в Евросоюзе) и Чехию (9 место). Примечательно, что соответствие ряда восточноевропейских государств жестким экологическим нормам является следствием производственного спада в их энергоемких отраслях в 90-е гг., а также постепенной тертиаризации хозяйства.

Помимо сокращения поллюции атмосферы диоксидом углерода, одна из директив ЕС, вступившая в силу с 2008 г., предписывает всем странам-членам снизить выбросы оксидов азота и оксида серы (IV) в результате деятельности тепловых электростанций. Эмиссия диоксида серы и оксидов азота на душу населения значительна в странах, электроэнергетика которых представлена преимущественно угольными ТЭС, - например в 2000 г. в Чехии она достигла 68 и 41 кг соответственно, а в Польше – 61 и 30 кг (для сравнения, в ФРГ, где на основе угольного топлива производится свыше половины электроэнергии, но активно ведется модернизация тепловых электростанций, эти показатели не превышают 16 и 22 кг).

Германия, следуя «стратегии чистого угля» (clean coal strategy), активно использует технологические инновации в производстве электроэнергии на базе этого вида топлива, что позволило повысить КПД тепловых электростанций до 40-50% за счет новых характеристик паровых турбин², а самое главное – сократить эмиссию вредных газов. Там же ведется разработка опытной угольной ТЭС, функционирующей при повышенной температуре (700 °С вместо 600 °С), что в перспективе повысит КПД электростанций ещё на 5-7 процентных пунктов. Учитывая современный уровень и потенциал сотрудничества между восточноевропейскими странами и Германией, можно предположить, что в некоторых государствах региона в скором времени возможна адаптация немецких технологий.

² На западноевропейских угольных ТЭС КПД в среднем составляет 36%.

Появление и использование новых ресурсосберегающих и экологически безопасных технологий в производстве электроэнергии на угольных ТЭС станет началом нового этапа широкого распространения этого типа электростанций. На сооружение подобных ТЭС в ближайшие годы будет расходоваться около 35-40% всех средств, инвестированных в электроэнергетику, в связи с чем в этой рыночной нише усиливается конкуренция между «большой четверкой» производителей энергетического оборудования (американская GE, немецкая Siemens, французская Alstom, японская Mitsubishi Heavy Industries). Вместе с тем, доля оборудования для ТЭС на природном газе снизится вдвое по сравнению с 60% в 90-е гг.

Гидроэнергетика развивалась в странах ЦВЕ в постсоциалистический период гораздо быстрее, чем теплоэнергетика: прирост ежегодных объемов генерации энергии на ГЭС в 1994-2004 гг. составил 28%. В результате доля гидроэнергетики в структуре электроэнергетического производства повысилась с 12,4 до 13,2%, хотя в 80-е гг. XX в., которые были отмечены прорывом в ядерной энергетике, она непрерывно сокращалась. После распада Югославии на первое место по выработке гидроэлектроэнергии вышла Румыния, удельный вес которой в территориальной структуре подотрасли почти неизменен (около 27%). Примечательно, что динамика производства ведущих стран-производителей гидроэлектроэнергии, - Румынии и Сербии и Черногории (23 → 19%) очень схожа, что облегчало задачу выделения этапов развития электроэнергетики в конце XX – начале XXI вв. Вслед за лидерами следуют Босния и Герцеговина, Албания и Хорватия, - на каждую из этих балканских республик приходится по 8-10% общерегионального гидроэнергетического выпуска (а на Балканы в целом – свыше 85%).

Дифференциация восточноевропейских стран по удельному весу гидроэлектроэнергии в структуре энергопроизводства значительна: в Албании на ГЭС вырабатывается почти вся энергия (99%), в БиГ – 47%, Хорватии – 38%, Румынии и Сербии – около 30%, а, например, в Польше – всего 1,5%, Венгрии – 0,5%.

Далеко не самые благополучные в экономическом отношении Албания и Босния и Герцеговина, тем не менее, сумели удвоить в 1989-2004 гг. собственные гидроэнергомощности. Кроме этих стран планы по расширению установленной мощности ГЭС были реализованы в Словакии (за счет «Габчиково»), а также в Румынии (15%-ный прирост). Сербия и Хорватия, где мощность установленных гидроагрегатов с конца 80-х гг. не изменилась, пока, по всей видимости, не отводят гидроэнергетике места в национальных программах развития ТЭК.

Перспективы развития атомной энергетике в восточноевропейских странах, в целом, благоприятные, однако существуют справедливые опасения, что поступательный рост ядерного энергопотенциала ЦВЕ будет

приостановлен регулирующими органами Евросоюза, действия которых вызваны соображениями безопасности функционирования АЭС.

Атомная энергетика расширяет свою долю на электроэнергетическом рынке стран ЦВЕ: по сравнению с началом 90-х гг. она повысилась с 14,4 до 16,7%. Самой высокой зависимостью от атомной энергетики характеризуется Словакия, где на нее приходится около 55-57% всей вырабатываемой в стране энергии, причем доля АЭС в структуре производства растет. В четырех республиках (Болгарии, Венгрии, Словении и Чехии) удельный вес ядерной энергии достигает 32-37%, а в Румынии составляет 9-10%.

Мировая атомная энергетика переживает второе рождение: в 2006 г. на разных стадиях сооружения находилось около 120 ядерных реакторов, что, для примера, сопоставимо с современным атомным потенциалом всех стран Евросоюза. Издержки на выпуск электроэнергии на АЭС (капиталоёмкость производства) при прочих равных условиях меньше, чем на тепловых электростанциях, что стимулирует развитие рассматриваемой отрасли. Однако тенденция возврата к атомной энергетике приводит к росту цен на урановые концентраты, которые снижались в 80-е – начале 90-х гг. вследствие двукратного превышения предложения этого вида сырья над спросом. Примечательно, что в 2004 г. мировой спрос на уран уже вдвое превосходил объемы его производства на этом высокомонополизированном рынке (на пять ведущих продуцентов приходится свыше 80% выпуска ядерного топлива). По некоторым оценкам, для бесперебойного снабжения концентратом АЭС к 2010 г. мировая добыча урановых руд должна возрасти не менее, чем на 80%, а также существенно расширены поставки вторичных источников энергии (включая необогащенное топливо и рециклированные материалы с военных объектов). Запасов мировых урановых руд должно хватить на 80 лет, но текущий уровень развития добывающих мощностей ставит под сомнение быстрый рост атомной энергетике в краткосрочной перспективе.

В результате завершения процесса «пятого расширения» Евросоюза в январе 2007 г. этот политико-экономический блок пополнился двумя новыми государствами, располагающими атомной энергетикой – Болгарией и Румынией. Таким образом, пятнадцать стран-членов ЕС-27 располагают, в общей сложности, 157 ядерными реакторами. Ряд из них (Австрия, Дания, Испания и Португалия) ратуют за постепенное исключение атомной энергетике из структуры европейского энергопроизводства, другие, в числе которых наиболее влиятельные экономические державы Европы (Германия, Великобритания, Нидерланды, Италия и др.) пересмотрели свою позицию по данному вопросу и теперь вновь поддерживают планы развития национальной

атомной энергетики. При этом в странах, более всего зависящих от работы АЭС, - Финляндии, Франции и Бельгии, - ведется строительство, разработка или планирование новых ядерных реакторов третьего (EPR) и четвертого поколения.

Общехозяйственный кризис начала 90-х гг. практически не отразился на атомной энергетике ЦВЕ, которая продолжала наращивать обороты. В результате, в 1990-2004 гг. установленная мощность АЭС и производство атомной энергии выросли более, чем в 1,5 раза. Число атомных электростанций увеличилось до восьми: сначала по канадской технологии была достроена АЭС «Чернаводэ» в румынской Добрудже (в 1996 г.), а затем началась эксплуатация двух новых АЭС в Словакии и Чешской Республике – «Моховце» и «Темелин» (в 2000 и 2001 гг. соответственно). Расширение атомных энерго мощностей в последних двух странах в 1,6 и 2 раза позволило им занять лидирующие позиции в отрасли (более повинны совокупной выработки ядерной энергии). Вследствие закрытия в 2003 г. двух энергоблоков на болгарской «Козлодуй», ее мощность снизилась до показателя конца 80-х гг., тогда как мощность венгерской «Пакш» осталась неизменной, а словенской «Кршко» – незначительно выросла.

Мы уже отмечали, что развитие атомной энергетики в ЦВЕ сдерживают зачастую необоснованные претензии Евросоюза, связанные с безопасностью используемых на восточноевропейских АЭС технологий. Так, в 2003 и 2007 гг. Болгарии под нажимом ЕС пришлось остановить четыре реактора типа ВВЭР мощностью 440 МВт каждый значительно раньше технологически обоснованного срока, что привело к резкому повышению цен на электроэнергию, снижению экспортного потенциала страны³. Сооружение новой АЭС «Белене» позволит свести риск возможного энергодефицита к минимуму – параметры безопасности предложенного проекта были одобрены Евроатомом не в последнюю очередь благодаря тому, что в его разработке приняли участие крупные западноевропейские производители энергетического оборудования (победителем тендера стал консорциум российского «Атомстрой-экспорта», французской Aeva и немецкой Siemens). Станция будет оснащена двумя энергоблоками третьего поколения В-466 по 1 тыс. МВт каждый, которые будут запущены к 2013-14 гг.

Постепенный вывод из эксплуатации атомных энергоблоков должен был начаться и на венгерской АЭС «Пакш», однако венграм удалось

³ До начала процесса реорганизации болгарской электроэнергетики на АЭС «Козлодуй» были установлены четыре энергоблока по 440 МВт и два – по 1000 МВт. В ряде балканских стран (Албании, Македонии, Греции и Турции) от 2/3 до 4/5 объема импорта электроэнергии приходилось на Болгарию.

отстоять свое право на сохранение ядерной энергетики (закрытие «Пакш», которая производит 35-40% электроэнергии в стране, было сначала отложено до 2017 г., а затем период ее работы был пролонгирован ещё на 20 лет). Необходимость замещения выводимых из эксплуатации реакторов очевидна, поскольку отсутствие компенсационных источников генерации электроэнергии грозит обернуться энергетическим кризисом. Характерно, что результатом инспекций ЕС для оценки безопасности функционирования станции стало первое за пятнадцатилетие существенное сокращение выработки электроэнергии на ней (в 2003 г. объемы производства снизились более чем на четверть). Обеспокоенность европейских чиновников вызывает также АЭС «Ясловске-Богунце» в соседней Словакии, открытая во второй половине 70-х гг. Одним из условий вступления страны в Евросоюз стало согласие словацких властей на закрытие двух реакторов этой электростанции в 2006 и 2008 гг.

Выходом из сложившейся ситуации «нетерпимости» Евросоюза к электростанциям, оснащенным энергоблоками советского или российского образца, является строительство новых АЭС с привлечением западноевропейских, американских или канадских специалистов. По такому пути, возможно, пойдут Чешская Республика и Словакия, которые обсуждают возможность замещения и создания новых ядерных объектов. Страны Балтии в сотрудничестве с Польшей также намерены построить новую АЭС, причем на площадке закрытой по тем же соображениям безопасности Игналинской электростанции.

Рост числа проектов по сооружению и модернизации энергоблоков способствует развитию рынка строительных услуг в этой сфере, в том числе расширению портфеля заказов российской компании «Атомстройэкспорт». С большой долей вероятности она примет активное участие в строительстве новой болгарской электростанции «Белене» и замене мощностей на «Козлодуде» (если этот проект будет одобрен Евроатомом), проведении модернизации венгерской «Пакш», сооружении реакторов для словацких «Моховце» и «Ясловске-Богунце», а также внесет заявку в тендеры по реструктуризации чешской энергетики – для планируемого расширения АЭС «Темелин» и переоборудования «Дукованы».

Не стоит забывать также об исключительной роли РФ как поставщика ядерного топлива для восточноевропейских атомных электростанций. Попытки диверсификации источников и проникновение на этот рынок основных конкурентов пока не увенчались успехом: показателен пример чешской АЭС «Темелин», которая некоторое время функционировала на технологических аналогах шестиугольных ТВЭЛов, разработанных американской Westinghouse, однако затем была вынуждена вернуться к традиционному российскому поставщику.

Замещение традиционной энергетики альтернативной в восточноевропейских странах относится к категории долгосрочного планирования. Развитие альтернативной энергетики сдерживает, главным образом, стоимость электроэнергии, вырабатываемой на основе возобновляемых и относительно возобновляемых энергоресурсов (другими словами, ее экономическая эффективность определяется ценами на ископаемые энергоресурсы и темпами эволюции технологической базы)⁴. Вследствие общерегионального дефицита энергоресурсов, государства ЦВЕ, очевидно, будут всячески стимулировать внедрение разработок в сфере альтернативных энергоисточников, опираясь на опыт своих западных соседей. Немаловажным фактором расширения использования альтернативных энергоресурсов выступает необходимость соблюдения экологических стандартов, от которого в ближайшем будущем будет зависеть национальная конкурентоспособность.

Приоритетность альтернативной энергетики в Евросоюзе закреплена на законодательном уровне (действует Шестая программа Еврокомиссии по возобновляемым энергоресурсам): согласно программе диверсификации производства к 2010-12 гг. не менее 12% энергии в ЕС должно вырабатываться из возобновляемых энергоисточников, а к 2020 г. – 20-22%. Напомним, что в 2005-06 гг. на них приходилось всего 6%, причем 4% составляла доля гидроэлектроэнергетики. Достичь намеченных планов предполагается за счет собственных НИОКР и импорта высоких технологий. В связи с этим, характерно, что в совокупном объеме всех средств, выделяемых ЕС на исследование в области энергетики, около половины тратится на альтернативную энергетику (четверть мировых инвестиций в эту отрасль обеспечивают страны-члены Евросоюза).

В ряде стран ЦВЕ действуют программы по расширению объемов генерации электроэнергии из возобновляемых источников, а также увеличиваются ежегодные ассигнования на разработку соответствующих технологий. Несмотря на многократный рост абсолютных объемов произведенной «альтернативной» энергии, ее доля в структуре выработки электроэнергии региона выросла с 90-х гг. незначительно – с 0,2 до 0,5%. По уровню и темпам развития рассматриваемой отрасли лидируют Польша, Венгрия и Чешская Республика, а за ними следуют Словакия и Словения.

В частности, в Венгрии осуществляется поддержка предприятий, связанных с генерацией электроэнергии на основе возобновляемых источников или сооружением электростанций, в том числе, установление

⁴ К возобновляемым энергетическим ресурсам, безусловно, относится энергия рек, однако проблемы и перспективы хозяйственного использования гидроэнергетического потенциала рассмотрены нами отдельно.

регулируемых тарифов, создание льготных условий субсидирования и кредитования и т.п. Около 3,5-4% используемой в стране энергии приходится на возобновляемые энергоресурсы, хотя ещё в конце 90-х гг. их доля составляла чуть более 1% (республика взяла на себя обязательство к 2012 г. увеличить удельный вес альтернативной энергетики до 7-7,5%). Во внутриотраслевой структуре 71% занимает древесина, по 11% - геотермальная энергия и энергия с/х биомассы, по 3% - гидроэнергия и биогаз, 0,5% - ветровая энергия, 0,2% - солнечная энергия. Наиболее перспективным направлением считается переработка с/х сырья в биомассу, объемы применения которой в энергетике планируется увеличить к 2010 г. втрое. А, к примеру, в Хорватии основное внимание будут уделять солнечной и ветровой энергетике. Однако амбициозным планам руководства страны по повышению доли альтернативной энергетики в энергобалансе до 5,8% к 2010 г. (сейчас 0,6%), по-видимому, не суждено сбыться – для этого потребуется ввод в строй энергоустановок общей мощностью 400 МВт, что за такой короткий срок сделать маловероятно.

Наибольшим объемом установленных мощностей в мире характеризуется ветроэнергетика, динамика которой также наивысшая (темпы роста генерации ветровой энергии в 1996-2006 гг. составляли в среднем 29%; доля ВЭС в мировом энергобалансе в 2006 г. составляла 1%, к 2014 г. планируется ее увеличить до 2-2,5%). В числе механизмов поддержки ветроэнергетики помимо прямого финансирования проектов, практикуются повышенные тарифы на электроэнергию ВЭС, которые повышают доходность их эксплуатации – причем в тех странах, где стимулирующие тарифы были отменены, значительно сократились темпы прироста в отрасли. Снижение себестоимости электроэнергии ВЭС, а также широкие возможности импорта оборудования и технологий из стран-лидеров отрасли, - Германии, Испании и Дании (совместно – более половины выработки ветровой энергии) будут способствовать развитию ветровой энергетики в ЦВЕ. К примеру, в Польше или Хорватии можно сооружать как наземные ветроэнергетические установки, так и шельфовые, оснащенные крупными турбогенераторами. В хорватской Далмации (главным образом, в окрестностях Шибеника) уже функционирует несколько ветровых энергоферм, четыре малых ВЭС появились в Венгрии.

Доля солнечной энергии в мировой выработке не превышает 0,1%, - основные проблемы связаны с рентабельностью энергопроизводства, основанного на технологии прямого преобразования солнечной энергии в электрическую (с помощью полупроводниковых фотоэлектрических устройств) или использовании концентраторов-коллекторов солнечной энергии. Себестоимость 1 квт-ч в солнечной энергетике в 3-10 раз выше, чем в случае применения других возобновляемых источников или ископаемых

энергоресурсов. Помимо Японии и США, в тройку ведущих производителей оборудования для СЭС и генерации солнечной энергии входит Германия (70% рынка Евросоюза). В ЕС действуют сотни программ стимулирования солнечной энергетики, гарантирующие высокие тарифы производителям и субсидии покупателям. В отличие, например от ветровых или геотермальных энергоустановок, СЭС можно в большей степени ориентировать на потребителя. В восточноевропейском регионе снабжение домохозяйств и промышленных предприятий солнечными коллекторами наиболее перспективно на Балканах (рационально перенимать опыт Греции, занимающей второе место в Европе по площади солнечных энергоустановок).

Новый этап развития геотермальной энергетики будет основываться на внедрении технологии дооснащения ТЭС геотермальными энергогенерирующими установками, разработанной немецкими учеными. В некоторых странах ЦВЕ перспективы ГеоТЭС достаточно высоки, благодаря широкому распространению термальных вод (в Венгрии, Словакии, Чехии и др.): так, в Венгрии на геотермальную энергию приходится 11% потребления возобновляемых источников энергии.

Большие надежды связаны с внедрением в энергетику, электронику и автотранспорт источников питания на топливных элементах, где в тепловую или электрическую энергию напрямую преобразуется различные виды топлива – бензин, дизель, природный газ, уголь, биогаз и водород. В сочетании с газовыми турбинами КПД энергокомплекса может достигать 70%, при этом почти не наносится вред окружающей среде. Среди основных недостатков данных источников питания: недолговечность функционирования, вызванная высоким нагреванием в результате рабочего процесса, поэтому пока существуют лишь опытные энергоустановки с топливными элементами. В странах ЦВЕ эти разработки появятся не скоро, также как и технологии водородной энергетики, базирующиеся на использовании водорода в двигателях внутреннего сгорания и газовых турбогенераторах.

Заключение

Перспективы замены традиционного топлива для транспортных средств и тепловых электростанций различными видами биотоплива, которое позволит сократить эмиссию диоксида углерода на 90%, зависят от цен на ископаемые энергоресурсы, - только в случае резкого снижения экономической эффективности их потребления доля биомассы в структуре производства энергии будет расти (по прогнозам, к 2050 г. она повысится до 40%). Наиболее распространены два вида биогорючего – биоэтанол, получаемый на основе сахарного тростника, зерновых культур (прежде все-

го, кукурузы), сахарной свеклы, целлюлозы, и биологическое дизельное топливо – из рапса, подсолнечника или сои. По сравнению с биодизелем, выпуск которого налажен в странах ЕС – Германии, Франции и Италии, биоэтанол значительно более распространен и доступен по цене вследствие низких издержек на его производства в основных странах-производителях (Бразилия, США, Китай и Индия). Однако европейцы намерены переориентироваться на биоэтанол – объемы его выпуска намерены увеличить в 2005-10 гг. с 1 до 15 млн. т, а биодизеля – с 4 до 11 млн. т. Однако, если в среднесрочной перспективе цены на углеводороды пойдут вниз, производство биотоплива может быть свернуто, даже с учетом того высокого уровня субсидирования производства, который достигнут в развитых государствах. В новых странах-членах ЕС производится около 80 тыс. т биодизельного топлива, что составляет всего 4-4,5% от уровня ЕС-15. В восточноевропейских государствах существуют все условия для расширения производства биотоплива на основе с/х культур, причем появление новых рынков сбыта с/х продукции придаст новый импульс развитию регионального агрокомплекса. Примечательно, что крупнейшие нефтехимические компании ЦВЕ постепенно осваивают технологии выпуска биогорючего: например, в 2006 г. в структуре производства топлива словацким концерном Slovnaft свыше 11% приходилось на биодизель. Дело в том, что продажи «альтернативного» топлива облагаются меньшей фискальной ставкой или вообще освобождаются от налогообложения, и, кроме того, появляются новые требования к качественному составу горючего. В Евросоюзе к 2010 г. доля биотоплива в реализуемой через сети АЗС топливной смеси должна составлять не менее 5,75%, а к 2015 г. – 8%. Однако, расчеты показывают, что для замены 10% потребляемого странами-членами ЕС углеводородного топлива потребуются извлечь из с/х оборота от 30 до 70% угодий, а это слишком высокая цена за диверсификацию структуры энергетического производства.