

В поисках дополнительных источников роста

Перспективы и проблемы завершения строительства единого рынка электроэнергии в Европейском союзе

О.Э. Колобов

Колобов Олег Эрикович — аспирант факультета мировой экономики и мировой политики НИУ ВШЭ, специалист информационно-аналитического департамента ФГБУ «Российское энергетическое агентство»; E-mail: kolobov@rosenergo.gov.ru

В статье проводится анализ процесса строительства единого рынка электроэнергии в Европейском союзе, рассматриваются наднациональные инициативы по созданию и объединению конкурентных рынков электроэнергии государств — членов Евросоюза, а также раскрываются основные трудности, с которыми сталкиваются наднациональные органы, государства-члены и электроэнергетические компании Евросоюза в рамках строительства единого рынка электроэнергии.

Ключевые слова: Европейский союз, единый рынок электроэнергии, трансграничные линии электропередач, ЛЭП, электроэнергетические компании, регулятивная среда.

Key words: The European Union, single electricity market, electricity cross-border interconnections, transmission power lines, utilities, regulation framework.

Введение

В настоящее время электроэнергия фактически является товаром первой необходимости и основой современной экономики: сложно найти какой-либо товар или услугу, при изготовлении или оказании которых не использовалась бы электроэнергия (освещение, электроинструменты, электроприборы и т.д.). Таким образом, рост цен на электроэнергию, как правило, автоматически приводит к росту цен на все виды товаров и услуг, что не может не сказываться на конкурентоспособности экономики.

В будущем роль электроэнергии в экономике будет только расти, что обусловлено растущей долей в конечном энергопотреблении. Так, согласно прогнозу Международного энергетического агентства (МЭА) [30], доля электроэнергии в мировом конечном энергопотреблении вырастет с 17% в 2009 г. до 23–24%, в зависимости от сценария, в 2035 г. Для Европейского союза эти показатели составляют 20% и 23–24% соответственно. Что касается более долгосрочной перспективы, то, согласно «Энергетической дорожной карте 2050», которую Еврокомиссия опубликовала в декабре 2011 г., доля электроэнергии в конечном энергопотреблении Евросоюза к середине века увеличится почти вдвое (до 36–39% — в зависимости от сценария) [12].

Ожидаемое увеличение потребления электроэнергии обусловлено повышением уровня жизни, растущим спросом на информационные технологии, а также электрификацией транспортного и жилищного секторов (постепенный перевод автотранспорта на использование электроэнергии и внедрение новых электроприборов), продиктованной необходимостью сокращения выбросов углекислого газа в атмосферу.

В сложившейся ситуации необходимо повышение эффективности и надежности процессов генерации, передачи и сбыта электроэнергии. Этого можно добиться путем создания конкурентного рынка. Конкуренция, в отличие от государственной монополии, которая до либерализации отвечала за функционирование отрасли, способствует снижению издержек, эффективному распределению ресурсов, а также стимулирует разработку и внедрение новых технологий производства. Однако создание конкурентного рынка электроэнергии сопровождается возникновением ряда проблем, связанных с ее физическими свойствами:

- генерация и потребление электроэнергии происходят в реальном времени;
- генерация и потребление электроэнергии привязаны к сетевой инфраструктуре;
- отсутствуют возможности хранения промышленных объемов электроэнергии;
- отсутствуют возможности определения производителя/потребителя потребляемой/производимой электроэнергии.

Несмотря на отмеченные проблемы, создание конкурентных рынков электроэнергии является вполне выполнимой задачей. В качестве главного инструмента для достижения этой цели используют реструктуризацию электроэнергетики, а именно функциональное разделение электроэнергетического бизнеса на естественно-монопольный (передача) и конкурентные виды деятельности (генерация и сбыт), которое, как правило, сопровождается приватизацией. Такая практика применялась в «странах-первопроходцах» (Чили, Аргентине, Новой Зеландии, Австралии, США и Великобритании) в конце 1980-х и начале 1990-х годов [2]. Впоследствии их опыт использовался другими странами, в том числе и государствами — членами Евросоюза.

Первые шаги

В Евросоюзе (в рамках всего объединения, а не отдельных государств-членов) процесс либерализации рынков электроэнергии начался в середине 1990-х годов. При этом следует отметить, что либерализация европейских рынков электроэнергии сопровождалась объединением отдельных национальных рынков в единый европейский рынок электроэнергии. Необходимость совмещения этих процессов была продиктована Единым европейским актом (ЕЕА), вступившим в силу 1 июля 1987 г. Основу ЕЕА составила программа по созданию общего рынка, что подразумевало ликвидацию любых физических, законодательных и фискальных барьеров для свободного передвижения товаров, услуг, капитала и рабочей силы в рамках всего объединения [25].

Начало процесса создания и объединения конкурентных рынков электроэнергии в Евросоюзе было положено 19 декабря 1996 г., когда была принята Директива 96/92 ЕС, затрагивающая следующие вопросы [8]:

- минимальные требования реструктуризации отрасли (разделение отчетности подразделений вертикально интегрированных компаний (ВИНК), отвечающих за генерацию/сбыт и передачу электроэнергии);
- минимальные требования по открытию рынков для потребителей в зависимости от объема потребления (предоставление потребителям права выбора поставщика электроэнергии);

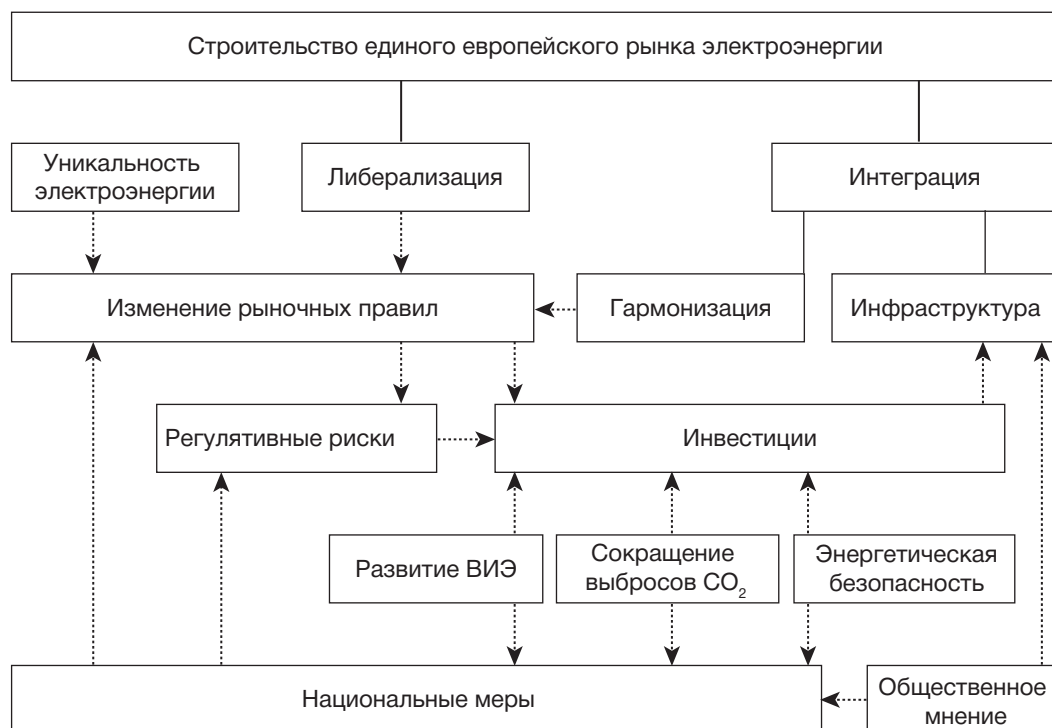


Рис. 1. Взаимосвязи между ключевыми процессами и явлениями в рамках строительства единого европейского рынка электроэнергии

— различные подходы по обеспечению доступа к сетевой инфраструктуре: доступ третьих лиц (регулируемый или на договорной основе) и модель «единого покупателя».

Директива 96/92/ЕС не принесла ожидаемых результатов. Доступ третьих лиц на договорной основе, который выбирали государства-члены, ограниченный эффект разделения отчетности и отсутствие обязательств по созданию национальных регуляторов в области электроэнергетики не позволили создать конкурентные рынки. Кроме того, образовались перекосы рынка, которые стали следствием гетерогенности результатов, достигнутых различными государствами — членами объединения.

В результате Еврокомиссия пришла к выводу о необходимости дальнейших действий, направленных на ускорение процесса либерализации рынков электроэнергии и исправление недостатков первой директивы. В итоге в 2003 г. были приняты Директива 2003/54/ЕС и Регламент (ЕС) № 1228/2003/ЕС по трансграничной торговле электроэнергией.

Новый документ заменил действие Директивы 96/92/ЕС и включал четыре основных момента. Во-первых, Директива 2003/54/ЕС ликвидировала возможность выбора варианта «доступ третьих лиц» на договорной основе, оставив только вариант «регулируемый доступ». Последний вариант характеризуется меньшей дискриминацией в отношении прав всех участников рынка на доступ к сетевой инфраструктуре.

Во-вторых, она подразумевала полную независимость (в отношении правовой формы, организации и процессов принятия решений) подразделений ВИНК, отвечающих за генерацию/сбыт и передачу электроэнергии [7, ст. 10, 15]. Целью правового

разделения стало ограничение рисков кросс-субсидирования и дискриминации по отношению к новым участникам рынков.

В-третьих, директива наложила на государства-члены обязательства по созданию эффективного национального регулятора, характеризующегося высокой степенью независимости от интересов рыночных игроков с целью обеспечения конкуренции и успешного функционирования рынков [7, ст. 23].

В-четвертых, директива определила сроки этапов открытия рынков (предоставления потребителям права выбора поставщика в зависимости от объема потребления).

Новая директива продолжила, но не завершила процесс создания и объединения конкурентных рынков электроэнергии государств — членов Евросоюза. Она не смогла ликвидировать различия между государствами-членами в отношении конфигурации рынков. Кроме того, она не смогла решить главной проблемы либерализации рынков электроэнергии — обеспечения необходимого уровня инвестиций в инфраструктуру.

Актуальные проблемы

Неопределенность и регулятивные риски

Процесс либерализации привел к росту неопределенности в отношении цен, объемов продаж и правил функционирования рынка [6]. До начала реформы электроэнергетические компании получали гарантированные доходы и не нуждались в стратегиях хеджирования рисков роста цен на топливо или других производственных факторов. В условиях же конкуренции генерирующие компании, продающие электроэнергию по свободным ценам, подвергаются высоким ценовым рискам. Более того, ценовые риски растут с увеличением волатильности цен на электроэнергию и топливо, используемое для ее генерации. Чем выше конкуренция, тем более краткосрочным и непредсказуемым становится рынок электроэнергии [14]. Рост неопределенности в условиях высокой капиталоемкости и длительных сроков окупаемости, которые характерны для отрасли, негативно сказывается на инвестициях в сетевую и генерирующую инфраструктуру.

В принципе, практически от всех предпринимательских, в том числе ценовых рисков, можно оградиться, используя соответствующие контракты: участники рынка могут согласовать объемы, сроки, цены и другие условия, которые будут устраивать все договаривающиеся стороны [17, р. 244]. Такие контракты обычно принимают форму двусторонних сделок между генерирующей и сбытовой компаниями или конечным потребителем или же форму электроэнергетических деривативов, торгуемых на официальных торговых площадках (биржах). Более серьезную проблему для электроэнергетического бизнеса создают регулятивные риски, которые практически не поддаются оценке и управлению. В качестве одного из главных источников регулятивных рисков следует отметить отсутствие системности в действиях и намерениях Еврокомиссии.

С начала 2000-х годов в Евросоюзе начали принимать активные меры по стимулированию развития генерации на основе возобновляемых источников энергии (ВИЭ) (Директива 2001/77/ЕС), сокращению выбросов углекислого газа электростанциями (Директива 2001/80/ЕС), повышению энергоэффективности («План действий по повышению энергоэффективности в Европейском сообществе» COM(2000) 247) и безопасности объединения в области поставок электроэнергии (Директива 2005/89/ЕС) и др. В декабре 2008 г. в Евросоюзе был принят пакет законопроектов в области энергетики и борьбы с изменением климата, который заменил многие из этих директив.

В рамках принятого законодательства были установлены следующие задачи: сокращение выбросов парниковых газов на 20% (относительно уровня 1990 г.), повышение энергоэффективности на 20% (относительно прогноза 2007 г.) и увеличение доли ВИЭ (возобновляемых источников энергии) в общем конечном энергопотреблении до 20%. Срок реализации поставленных задач — 2020 г. [29]

Перечисленные меры нацелены на декарбонизацию экономики¹ Евросоюза, которая может позволить решить ключевые энергетические и экологические проблемы (увеличение зависимости объединения от импорта энергоресурсов и изменение климата). Вместе с тем декарбонизация создает дополнительную нагрузку на отрасль: рост издержек за счет увеличения объема инвестиций, необходимых для реализации капиталоемких проектов по строительству низкоуглеродной генерации², а также связанные с этим регулятивные риски, в том числе необходимость в соответствующем изменении правил функционирования рынков электроэнергии³.

Разработка и применение большого числа различных директив часто характеризовались отсутствием должной скоординированности, что не могло не сказаться на эффективности процесса либерализации отрасли. Подобная практика была недальновидной и приводила к росту регулятивных рисков в электроэнергетике. В этом отношении примечательны слова Ф. Конти, главы итальянской энергетической компании Enel и действующего председателя европейской электроэнергетической ассоциации Eurelectric: «Порой возникает ощущение, что между различными генеральными директоратами Еврокомиссии больше конкуренции, чем между европейскими энергетическими компаниями» [1].

Кроме того, одной из целей либерализации рынков электроэнергии Еврокомиссия называла снижение цен. В теории конкуренция стимулирует повышение эффективности использования ресурсов и снижение издержек, что и должно вести к снижению цен. Однако на практике цены на электроэнергию могут расти на фоне повышения цен на топливо и строительные материалы, увеличения спроса, необходимости строительства новой инфраструктуры и более жестких обязательств по защите окружающей среды. Обещая снизить цены на электроэнергию, Еврокомиссия не учла, что низкие цены не стимулируют потребителей к энергосбережению, а компании — к значительным инвестициям в развитие ВИЭ и сокращению выбросов углекислого газа, чего она сама же и требовала от них.

Отсутствие системности на наднациональном уровне не могло не отразиться на действиях государств — членов Евросоюза, которые стали еще одним важным источником регулятивных рисков. Следствием необходимости решения национальных энергетических проблем и выполнения требований различных директив и регламентов стали постоянные изменения национального законодательства, а следовательно, и правил функционирования рынков. Сложившаяся ситуация негативно отражается на электроэнергетической отрасли: отсутствие стабильной регулятивной среды не способствует привлечению инвестиций в инфраструктуру.

¹ Декарбонизация экономики — устранение выбросов CO₂ из процессов производства товаров и услуг, в том числе грузовых и пассажирских перевозок, генерации электроэнергии и других видов экономической деятельности.

² Низкоуглеродная генерация — технологии генерации электроэнергии, эксплуатация которых характеризуется низкими или даже нулевыми выбросами CO₂; генерация на основе ВИЭ, атомные электростанции, а также тепловые электростанции, использующие технологию улавливания CO₂ (Carbon Capture and Storage).

³ Более подробно о необходимости изменения правил функционирования рынков электроэнергии с целью обеспечения развития низкоуглеродной генерации см. [15, р. 15–20].

Развитие трансграничной сетевой инфраструктуры

Генерирующая и сетевая инфраструктура — основа отрасли. В рамках создания единого европейского рынка электроэнергии особую важность представляет сетевая инфраструктура — линии электропередачи (ЛЭП). Это объясняется тем, что для создания по-настоящему единого европейского рынка электроэнергии необходимо обеспечить свободу перемещения электроэнергии через границы государств — членов объединения, так же как это происходит с другими товарами и услугами, что невозможно без достаточного количества ЛЭП, обладающих соответствующей передающей мощностью.

Помимо обеспечения возможности расширения трансграничной торговли, которая позволит создать более крупный, конкурентный и ликвидный рынок электроэнергии, строительство новой и расширение существующей сетевой инфраструктуры характеризуется и другими значительными преимуществами. Так, строительство новых и расширение существующих ЛЭП сокращает издержки в строительстве генерирующих мощностей, поскольку пиковый спрос может быть удовлетворен за счет свободных мощностей в соседних странах. Это, в свою очередь, облегчит управление резервированием генерирующих мощностей для балансирования непостоянной генерации на основе ВИЭ, а также позволит более эффективно использовать эту генерацию (экспорт избыточной электроэнергии, полученной из ВИЭ, в соседние страны). Такая ситуация будет способствовать развитию ВИЭ, а следовательно, и выполнению амбициозной программы по борьбе с изменением климата.

Строительство новой и расширение существующей сетевой инфраструктуры позволит также повысить энергобезопасность объединения, поскольку последствия возможной аварии на генерирующих мощностях в одной стране могут быть нивелированы увеличением импорта электроэнергии из других стран. Данный сценарий будет невозможен в случае отсутствия необходимых трансграничных ЛЭП.

Сложно представить, что такие преимущества не смогли создать стимулы для привлечения инвестиций в сетевую инфраструктуру, недостаток которых является причиной проблемы обеспечения необходимой пропускной способности трансграничных ЛЭП из-за их перегрузки. Более того, в Евросоюзе существуют практически изолированные в отношении сетевой инфраструктуры территории (Испания, Португалия и Великобритания). Но не все так очевидно, как кажется на первый взгляд.

Теоретически на конкурентных рынках электроэнергии цены в зонах, которые соединены перегруженными межсистемными ЛЭП, выступают сигналом, свидетельствующим о необходимости инвестиций в новые сетевые мощности. Высокие цены за доступ к мощностям трансграничных сетей, отражающие их перегрузку, должны стимулировать владельцев этих ЛЭП к увеличению их пропускной способности. Однако на практике высокая рента, получаемая владельцем перегруженной трансграничной ЛЭП, может подрывать стимулы к строительству новых мощностей [17, р. 242].

Строительство новых и расширение существующих трансграничных ЛЭП требует соответствующей модернизации внутренней сетевой инфраструктуры [9]. Увеличение передаваемой мощности трансграничных ЛЭП не поможет создать единый рынок электроэнергии и решить ряд других проблем, если не будет хватать передаваемой мощности внутренних сетей, что также требует дополнительных инвестиций. Нежелание расширять трансграничные ЛЭП может усилиться, если их владельцем является ВИНК, занимающая доминирующее положение на рынке и стремящаяся ограничить развитие конкуренции внутри страны.

Кроме того, расширение трансграничной сетевой инфраструктуры приведет к удешевлению электроэнергии в странах с высокими ценами и, наоборот, к ее удорожанию там, где цены на электроэнергию были низкими. В первом случае это будет идти вразрез с интересами компаний (снижение прибыли), во втором — противоречить интересам национальных правительств (недовольство населения и снижение конкурентоспособности экономики страны), хотя в общеевропейском масштабе приведет к более эффективному распределению ресурсов.

Серьезной проблемой строительства сетевой инфраструктуры являются также протестные настроения местного населения, возражающего против прокладки воздушных ЛЭП по территории проживания. Альтернативные варианты — подземные и подводные кабели — предполагают значительное удорожание проектов. В результате только на согласование строительства трансграничных ЛЭП уходит несколько лет, что существенно затягивает реализацию таких проектов.

Фрагментация рынков

Нерешенная проблема привлечения необходимого объема инвестиций в строительство генерирующей и, что более важно для создания единого рынка электроэнергии, сетевой инфраструктуры, как уже отмечалось ранее, оказалась не единственной. Еще одной серьезной проблемой, которую не смогла решить Директива 2003/54/ЕС, были значительные различия между государствами — членами объединения в отношении конфигурации рынков электроэнергии, в частности, уровня конкуренции, проблемы рыночной силы, решений по строительству трансграничных ЛЭП и степени реструктуризации отрасли.

Различная конфигурация национальных рынков электроэнергии была обусловлена тем, что Еврокомиссия сделала акцент на процедурах доступа к сетям и правилах трансграничной торговли [18]. Свою роль сыграла и значительная свобода действий, которую государства-члены получили в рамках первой и второй директив. В результате каждое государство — член Евросоюза развивало свои собственные, отличные от других правила функционирования рынков электроэнергии, а также наборы предоставляемых продуктов и услуг. Национальный подход к регулированию отрасли возобладал над общеевропейским.

Одним из наиболее ярких примеров данной проблемы служит разнообразие национальных схем поддержки развития ВИЭ (как в отношении структуры, так и объема). Сложившаяся ситуация привела к искажению рыночных сигналов и, как следствие, к неэффективному использованию ресурсов. Так, фотоэлектрические солнечные панели устанавливались главным образом на севере Европы — в Германии, а не на более подходящем для них юге (Италия и другие южные страны) [24]. Государства-члены фактически проводят политику протекционизма в отношении национального сектора по развитию ВИЭ, что не только подрывает основы единого рынка, но и увеличивает издержки достижения поставленных перед объединением задач в области развития ВИЭ и борьбы с изменением климата.

Следует также отметить, что недостаточная гармонизация правил функционирования национальных рынков электроэнергии и акцент на национальном регулировании ведут к фрагментации рынков, высоким транзакционным издержкам и неэффективности торговли электроэнергией даже тогда, когда трансграничные ЛЭП, связывающие национальные энергосети, имеют достаточную передающую мощность [3]. Отсутствие единой регулятивной среды мешает объединению национальных рынков электроэнер-

гии в общеевропейский. Ведь для того, чтобы собрать «пазл» единого европейского рынка электроэнергии, необходимо, чтобы его элементы (национальные рынки) подходили друг к другу.

Реструктуризация отрасли

Принятые директивы по электроэнергии не смогли обеспечить и полной реструктуризации отрасли: генерирующие и сбытовые компании все еще продолжали владеть сетевой инфраструктурой. Такая ситуация была вызвана главным образом тем, что процессы либерализации и создания единого европейского рынка электроэнергии повлекли за собой значительные структурные изменения. Новые рыночные условия и нестабильная регулятивная среда, характеризующиеся высокими предпринимательскими и регулятивными рисками, требовали соответствующих действий со стороны компаний.

В результате процессы либерализации и создания единого европейского рынка электроэнергии привели к росту количества слияний и поглощений (в том числе трансграничных) в электроэнергетической отрасли [4, 16]. Данная стратегия позволяла компаниям сокращать транзакционные издержки, а также снижать возросшие предпринимательские и регулятивные риски. Слияния и поглощения между генерирующими компаниями позволяли компаниям увеличить и диверсифицировать портфель генерирующих мощностей, что способствовало снижению как предпринимательских, так и регулятивных рисков. Что касается слияний и поглощений между генерирующими и сбытовыми компаниями, то они вели к созданию вертикальной интеграции, в результате которой компании получали возможность обойти оптовый рынок и тем самым избежать значительных предпринимательских рисков. Снижение предпринимательских рисков достигалось также за счет межотраслевой интеграции (например, поглощения газовых компаний), что обеспечивало надежность поставок топлива для электростанций. Стратегия слияний и поглощений к тому же обеспечивала рост компаний, необходимый в условиях ожидания расширения рынка.

Более того, компании не спешили расставаться с сетевыми активами. Деятельность по передаче электроэнергии обычно характеризуется относительно низкими рисками, а также стабильными и предсказуемыми потоками доходов. Таким образом, сохранение права на владение и управление сетевой инфраструктурой создает возможность использования кросс-субсидирования. По этой причине компании, имеющие в собственности сетевую инфраструктуру, находятся в более выгодном положении, чем отдельные генерирующие и сбытовые компании, не имеющие такой инфраструктуры, поскольку последние подвергаются значительным ценовым рискам. Кроме того, компании, владеющие сетевой инфраструктурой, характеризуются более высокой капитализацией и имеют доступ к более дешевым заемным средствам.

Важно подчеркнуть, что такие действия со стороны компаний практически не встречали никакого сопротивления со стороны национальных правительств и регуляторов. Правительства многих государств — членов Евросоюза становились инициаторами подобных действий, поскольку стратегия создания крупной национальной компании способствовала стабилизации внутреннего рынка электроэнергии [26].

Сохранение прав ВИНК на владение и управление передающими сетями негативно сказывается на инвестициях в сетевую инфраструктуру и обеспечение недискриминационного доступа к ней третьих лиц. ВИНК не заинтересованы ни в прокладке новых ЛЭП, ни в обеспечении свободного доступа к ним, так как это способствует развитию конкуренции и снижению рыночной доли вертикально интегрированной компании.

«Статус-кво плюс»

Наличие значительного количества нерешенных проблем побудило Еврокомиссию начать работу над новым пакетом законодательства, который позволил бы завершить либерализацию и объединение национальных рынков электроэнергии. В результате 19 сентября 2007 г. Еврокомиссия опубликовала проект нового законодательства в области электроэнергии, принятый 13 июля 2009 г. В состав нового, так называемого «Третьего энергетического пакета» (ТЭП) вошли⁴:

- Директива 2009/72/ЕС, заменяющая Директиву 2003/54/ЕС;
- Регламент (ЕС) № 714/2009/ЕС по трансграничной торговле электроэнергией, заменяющий Регламент (ЕС) № 1228/2003/ЕС;
- Регламент (ЕС) № 713/2009/ЕС, учреждающий Агентство по сотрудничеству энергетических регуляторов (Agency for the Cooperation of Energy Regulators).

Новое законодательство затрагивало следующие вопросы:

- условия выделения сетевых активов из состава ВИНК;
- обеспечение эффективного сотрудничества между национальными регуляторами в области электроэнергии;
- обеспечение эффективного сотрудничества между национальными операторами передающих сетей.

Следует отметить, что изначально Еврокомиссия предложила два варианта выделения сетевых активов из состава ВИНК: полное имущественное разделение (ownership unbundling) и модель независимого системного оператора (НСО) (Independent System Operator). Однако под давлением государств-членов, выступавших против разделения, первоначальные варианты Еврокомиссии были дополнены третьим — моделью независимого транспортного оператора (НТО) (Independent Transmission Operator).

Вариант, предполагающий имущественное разделение, предусматривает полное отделение электросетей от компаний, которые также занимаются генерацией или сбытом электроэнергии, т.е. электрогенерирующие или электросбытовые компании уже не могут владеть сетевой инфраструктурой. Сетевая инфраструктура будет вверена оператору электропередающих сетей, который и будет осуществлять ее управление.

Второй вариант — модель НСО — предполагает, что ВИНК сохраняет за собой право на владение электросетями, если ее управление будет осуществляться независимой компанией (как сторонней, так и выделенной из состава ВИНК), т.е. НСО. Сам НСО не имеет права владеть долевым участием в предприятии, которое занимается генерацией или сбытом электроэнергии.

Третий вариант, предложенный государствами-членами, — модель НТО — предполагает сохранение вертикальной интеграции при условии выполнения ряда требований национального регулятора по обеспечению независимости функционирования подразделений компании, занимающихся генерацией, сбытом и передачей электроэнергии.

Имущественное разделение позволяет избежать конфликта интересов со стороны ВИНК, которые не заинтересованы в свободном доступе к сетевой инфраструктуре со стороны конкурентов. Что касается последних двух вариантов, то выбор в их пользу характеризуется менее очевидными стимулами как для недискриминационного доступа к сетям, так и для инвестиций в новую сетевую инфраструктуру. Модели НСО и НТО позволяют ВИНК в той или иной степени пользоваться значительными преимуществами владельца сетевых активов. Кроме того, они характеризуются дополнительными

⁴ В состав «Третьего энергетического пакета» входят также Директива 2009/73/ЕС и Регламент (ЕС) № 715/2009, относящиеся к газовому рынку и не рассматриваемые в данной работе.

требованиями по обеспечению независимости оператора электропередающих сетей от ВИНК, что приведет к усилению регулирования и надзора на национальном уровне, а следовательно, к фрагментации рынков.

Проблему фрагментации — недостаточную гармонизацию правил функционирования национальных рынков электроэнергии — предполагалось решить за счет усиления сотрудничества между национальными регуляторами и операторами передающих сетей. Обеспечение усиления сотрудничества, в свою очередь, достигалось за счет учреждения Агентства по сотрудничеству энергетических регуляторов (АСЕР) и расширения полномочий Европейского объединения операторов электропередающих сетей (ЕОЭС) (European Network of Transmission System Operators for Electricity). Так, в функции АСЕР (в сфере электроэнергетики) входит [22]:

- участие в создании единых правил функционирования рынков электроэнергии;
- разработка рамочных рекомендаций деятельности операторов трансграничных ЛЭП;
- координация и дополнение деятельности национальных регуляторов по регулированию трансграничной торговли электроэнергией;
- решение спорных вопросов, касающихся условий доступа к трансграничным ЛЭП;
- мониторинг исполнения 10-летнего плана развития сетевой инфраструктуры, а также национальных планов;
- мониторинг рынков электроэнергии, а также сбор и оценка национальных отчетов.

В результате принятия Регламента № 714/2009/ЕС ЕОЭС получило следующие полномочия [23]:

- разработка юридически обязательных сетевых кодексов (согласованных рыночных и технических правил и норм, необходимых для интеграции национальных рынков электроэнергии) в соответствии с рамочными рекомендациями АСЕР;
- координация планирования развития сетевой инфраструктуры (публикация 10-летнего плана развития европейской сетевой инфраструктуры).

Создание АСЕР и расширение полномочий ЕОЭС является важным шагом в направлении гармонизации регулятивно-правовой системы в области торговли электроэнергией на европейском уровне. Нет сомнений в том, что АСЕР и ЕОЭС будут способствовать расширению сотрудничества, постепенному достижению консенсуса по трансграничной сетевой инфраструктуре, а также гармонизации тарифов и методик оценки активов и показателей эффективности операторов передающих сетей. Однако очевидно, что пока АСЕР и ЕОЭС наделены главным образом консультативными функциями и являются объединениями национальных регуляторов и операторов передающих сетей, характеризующимися независимыми друг от друга интересами. Более того, имплементация директив и регламентов, наделяющих данные структуры соответствующими полномочиями, еще не завершена и потребует времени. Время также потребуется и на развитие АСЕР и ЕОЭС в более авторитетные и эффективные структуры.

Таким образом, ТЭП не обеспечил кардинальных изменений ситуации, сложившейся на европейских рынках электроэнергии. Попытка Еврокомиссии решить проблему обеспечения инвестиций в сетевую инфраструктуру за счет завершения реструктуризации отрасли фактически провалилась: государства-члены смогли «выторговать» себе вариант, который, по сути, позволяет им сохранить статус-кво. Что касается мер

по гармонизации национальных рынков электроэнергии, то учреждение АСЕР и расширение полномочий ЕОЭС, без сомнения, является шагом в нужном направлении, но явно недостаточным и не слишком уверенным.

Инициативы последних лет

Отсутствие решения проблемы привлечения инвестиций в развитие сетевой инфраструктуры в рамках ТЭП требовало от Еврокомиссии принятия дополнительных мер в данной области. Важным событием в этом отношении стало принятие Лиссабонского договора, вступившего в силу 1 декабря 2009 г., который добавил развитие энергетической инфраструктуры, необходимой для объединения национальных энергосистем, в цели энергетической политики Евросоюза [28]. Таким образом, у Еврокомиссии появилась законодательная база, что значительно расширило ее возможности продвижения проектов по развитию сетевой инфраструктуры.

В результате 17 ноября 2010 г. Еврокомиссия опубликовала Коммюнике «Приоритеты развития энергетической инфраструктуры до и после 2020 г.», в котором предложила методологии по улучшению регионального сотрудничества между государствами-членами и регуляторами с целью принятия трансграничной системы распределения издержек, а также новых финансовых механизмов для ее реализации [11].

Так, Еврокомиссия отметила необходимость упрощения процедур получения разрешения на строительство инфраструктуры, а также сокращения сроков их прохождения. В частности, предлагалось создание специальных учреждений-посредников между участниками проектов и местными, региональными, национальными и европейскими органами власти. Определение приоритетных проектов, обеспечивающих надлежащее соединение национальных энергосистем на континентальном уровне, намечено проводить на основе европейских «электроэнергетических коридоров», развитие которых определено в 10-летнем плане ЕОЭС:

- офшорная сеть ЛЭП в Северном море;
- развитие трансграничных ЛЭП в Юго-Западной Европе;
- развитие трансграничных ЛЭП в Центральной и Юго-Восточной Европе;
- объединение энергосистем стран Балтии.

Что касается финансирования⁵, то основная роль здесь отводится рынку, однако Еврокомиссия указала на возможность участия международных финансовых институтов, а также использования бюджетных средств объединения посредством нового финансового инструмента в рамках следующей многолетней бюджетной перспективы, рассчитанной на 2014–2020 гг.

Через три месяца после публикации Коммюнике в Брюсселе состоялся первый саммит глав государств и правительств Евросоюза, посвященный вопросам энергетики. На саммите были определены два приоритетных направления развития единого европейского рынка электроэнергии, завершение строительства которого намечено на 2014 г. [5] Первое направление фактически подразумевает перенос сроков имплементации ТЭП в национальное законодательство с 3 марта 2011 г. на 2014 г. Второе направление – стимулирование строительства энергетической инфраструктуры. Главы государств и правительств одобрили опубликованное Еврокомиссией в ноябре 2010 г. Коммюнике, а также призвали к оптимизации процедур получения разрешений на

⁵ Согласно оценкам Еврокомиссии, развитие и модернизация европейской электросетевой инфраструктуры, с учетом выполнения задач по борьбе с изменением климата, потребует привлечения к 2020 г. 142 млрд евро [11].

строительство энергетической инфраструктуры. В отношении финансирования была отмечена ключевая роль рынка, а в отношении источника покрытия издержек на реализацию проектов — рыночные тарифы. Вместе с тем участники саммита указали на возможность ограниченного использования государственных средств. Было принято решение о полной ликвидации в Евросоюзе к 2015 г. энергетических «островов» (изолированных в отношении сетевой инфраструктуры государств), что потребует своевременного строительства трансграничных ЛЭП, а также синхронизации связей между континентальной Европой и Балтийским регионом.

В результате 19 октября 2011 г. Еврокомиссия опубликовала пакет документов, целью которых является развитие европейских транспортных, энергетических и информационных сетей. В сфере электроэнергетики было предложено создать фонд «Соединение Европы» (на электроэнергию планируется выделить более 4,5 млрд евро) [20], а также был опубликован проект регламента по рекомендациям трансъвропейской энергетической инфраструктуре, который включает меры, направленные на уменьшение рисков и ускорение реализации инфраструктурных проектов [21]. Основу законопроекта составляют проекты общеевропейского значения, которые получают дополнительные возможности по сокращению сроков получения разрешений на строительство, эффективному распределению расходов, а также доступ к европейскому финансированию в рамках фонда «Соединение Европы». В дополнение к средствам фонда Еврокомиссия предлагает использовать специальные финансовые инструменты, которые будут обеспечивать распределение рисков между заинтересованными сторонами [13]. Одним из таких инструментов должна стать Инициатива по проектным облигациям (Project Bond Initiative), апробация которой ожидается уже в 2012 г. под руководством Европейского инвестиционного банка [19].

Тем не менее следует отметить, что поиск источников инвестиций, несмотря на последние инициативы Еврокомиссии, будет оставаться ключевой проблемой развития сетевой инфраструктуры. Так, по оценкам Еврокомиссии [11], текущие рыночные условия и регулятивная среда позволят привлечь всего лишь около 45 млрд евро (чуть более трети от необходимого объема). Решение проблем получения разрешений на строительство позволит увеличить эту сумму еще на 35 млрд евро, однако даже в этом случае образуется дефицит в размере 60 млрд евро в силу отсутствия коммерческих стимулов.

Вместе с тем увеличение стимулов для инвестиций в трансграничные ЛЭП не должно сводиться только к обсуждению нормы прибыли: долгосрочный и предсказуемый режим регулирования, характеризующийся низкими инвестиционными рисками, помог бы привлечь достаточный объем инвестиций и при невысокой норме доходности [27]. В настоящее же время политические решения не воспринимаются электроэнергетическим бизнесом как долгосрочные, поскольку могут быть изменены в любое время. Решения, принимаемые политиками, обусловлены общественным мнением, а не рациональными аргументами или обещаниями, которые они делают на саммитах в Брюсселе. Ярким примером может служить пересмотр политики по атомной энергетике в Германии в пользу полного отказа от нее.

В заключение следует отметить, что разработка регулятивной основы для создания и объединения национальных конкурентных рынков электроэнергии в Евросоюзе ведется с середины 1990-х годов, однако процесс объединения национальных энергосистем все еще сталкивается с множеством проблем и требует дальнейших усилий со стороны наднациональных органов, государств-членов и электроэнергетических ком-

паний. Что касается проблем, с которыми сталкиваются все заинтересованные стороны в рамках процесса строительства единого рынка электроэнергии, то среди них следует выделить:

- отсутствие стабильной регулятивной среды (высокие регулятивные риски);
- слабую степень гармонизации между национальными системами регулирования отрасли (фрагментация рынков);
- необходимость обеспечения стимулов для привлечения инвестиций в развитие генерирующей и, главное, сетевой инфраструктуры.

Решение хотя бы одной из указанных выше проблем значительно приблизит Евросоюз к завершению строительства единого рынка электроэнергии.

Литература

1. Beckman K. We are Ahead of the Pack and We will Try to Stay Ahead // European Energy Review. 10.10.2011. URL: <http://www.europeanenergyreview.eu/site/pagina.php?id=3269> (date of access: 15.05.2012).
2. Belyaev L. Electricity Market Reforms: Economics and Policy Challenges. Springer, 2011. P. 177–201.
3. Chiorean-Sime S. Time to Act: the Case for Developing Europe's Electricity Market // EPC. December 2011. P. 3. URL: http://www.epc.eu/documents/uploads/pub_1376_time_to_act_sem.pdf (date of access: 15.05.2012).
4. Codognet M., Glachant J., Lévêque F., Plagnet M. Mergers and Acquisitions in the European Electricity Sector – Cases and Patterns // CERNA. August 2002. URL: <http://www.cerna.ensmp.fr/Documents/FL-MA-MAsEU.pdf> (date of access: 15.05.2012).
5. Conclusions – European Council. Cover Note. Brussels: European Council. 04.02.2011. URL: <http://register.consilium.europa.eu/pdf/en/11/st00/st00002-re01.en11.pdf> (date of access: 15.05.2012).
6. Coppens F., Vivet D. The Single European Electricity Market: A Long Road to Convergence // National Bank of Belgium. May 2006. P. 18. URL: <http://www.nbb.be/doc/ts/publications/wp/wp84En.pdf> (date of access: 15.05.2012).
7. Directive 2003/54/EC of the European Parliament and of the Council of 26.06.2003 Concerning Common Rules for the Internal Market in Electricity and Repealing Directive 96/92/EC. Brussels: European Commission. URL: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2003:176:0037:0055:EN:PDF> (date of access: 15.05.2012).
8. Directive 96/92/EC of the European Parliament and of the Council of 19.12.1996 Concerning Common Rules for the Internal Market in Electricity. URL: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:1997:027:0020:0029:EN:PDF> (date of access: 15.05.2012).
9. Domanico F. Liberalisation of the European Electricity Industry: Internal Market or National Champions? // The Official Website of the World Energy Council. 2007. P. 19. URL: <http://www.worldenergy.org/documents/p001227.pdf> (date of access: 15.05.2012).
10. Energy Infrastructure Priorities for 2020 and Beyond – A Blueprint for an Integrated European Energy Network. COM(2010) 677. Brussels: European Commission. 17.11.2010. URL: [http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=SPLIT_COM:2010:0677\(01\):FIN:EN:PDF](http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=SPLIT_COM:2010:0677(01):FIN:EN:PDF) (date of access: 15.05.2012).
11. Energy Infrastructure Priorities for 2020 and Beyond – A Blueprint for an Integrated European Energy Network. Impact Assessment. Commission Staff Working Document. SEC (2010) 1395. Brussels: European Commission. 17.11.2010. URL: http://www.eurosfair.pr.fr/7pc/doc/1295604531_sec_2010_1395_en.pdf (date of access: 15.05.2012).

12. Energy Roadmap 2050. COM(2011) 885/2. Brussels: European Commission. December 2011. URL: http://ec.europa.eu/energy/energy2020/roadmap/doc/com_2011_8852_en.pdf (date of access: 15.05.2012).
13. A Framework for the Next Generation of Innovative Financial Instruments – the EU Equity and Debt Platforms. COM (2011) 662. Brussels: European Commission. 19.10.2011. URL: http://ec.europa.eu/economy_finance/financial_operations/investment/europe_2020/documents/com2011_662_en.pdf (date of access: 15.05.2012).
14. Grimm V., Zoettl G. Spot Market Competition and Investment Incentives // GEABA. 30.05.2011. URL: http://whu.edu/static/geaba/Papers/2011/DP_11-11.pdf (date of access: 15.05.2012).
15. Hood C. Electricity Market Design for Decarbonisation // Climate and Electricity Annual 2011. Paris: IEA/OECD, 2011. P. 15–20.
16. How will Mergers and Acquisitions Impact on the Generation, Distribution and Supply of Power in the Next Five Years? // APX Energy Trading Symposium. 22 April 2009. URL: http://www.moffatt-associates.com/energy_services/facilitating_industry_debate/symposium/documents/2009/simon_wilde.pdf (date of access: 15.05.2012).
17. Infrastructure to 2030. Vol. 2: Mapping Policy for Electricity, Water and Transport. Paris: OECD, 2007.
18. Petrov K., Hewicker C., Boisseleau F., Nabuurs P. European Internal Electricity Market – What Next? // European Review of Energy Markets. European Energy Institute. 2007. Issue 4. P. 10. URL: <http://www.eeinstitute.org/european-review-of-energy-market/erem4-article-petrov> (date of access: 15.05.2012).
19. A Pilot for the Europe 2020 Project Bond Initiative. COM (2011) 660. Brussels: European Commission. 19.10.2011. URL: http://ec.europa.eu/economy_finance/financial_operations/investment/europe_2020/documents/com2011_660_en.pdf (date of access: 15.05.2012).
20. Proposal for a Regulation of the European Parliament and of the Council Establishing the Connecting Europe Facility COM(2011) 665. Brussels: European Commission. 19.10.2011. URL: http://ec.europa.eu/commission_2010-2014/president/news/speeches-statements/pdf/20111019_2_en.pdf (date of access: 15.05.2012).
21. Proposal for a Regulation of the European Parliament and of the Council on Guidelines for Trans-European Energy Infrastructure and Repealing Decision No. 1364/2006/EC COM (2011) 658. Brussels: European Commission. 19.10.2011. URL: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2011:0658:FIN:EN:PDF> (date of access 15.05.2012).
22. Regulation (EC) No. 713/2009 of the European Parliament and of the Council of 13.07.2009. Establishing an Agency for the Cooperation of Energy Regulators. URL: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:211:0001:0014:EN:PDF> (date of access: 15.05.2012).
23. Regulation (EC) No. 713/2009 of the European Parliament and of the Council of 13.07.2009 on Conditions for Access to the Network for Cross-border Exchanges in Electricity and Repealing Regulation (EC) No. 1228/2003. URL: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:211:0015:0035:EN:PDF> (date of access: 15.05.2012).
24. Renewables Information 2011. Paris: IEA/OECD, 2011.
25. The Single European Act. Luxembourg: European Community. 17.02.1986. URL: http://ec.europa.eu/economy_finance/emu_history/documents/treaties/singleeuropeanact.pdf (date of access: 15.05.2012).
26. Slingerland S., Tönjes C., Jacques de Jong. The European Electricity Market: Some Trends and Consequences for Investments in the Netherlands // CIEP. June 2006. P. 24. URL: http://www.clingendael.nl/publications/2006/20060800_ciep_misc_European_electricity_trends.pdf (date of access: 15.05.2012).

27. Teusch J., Behrens A., Egenhofer C. The Benefits of Investing in Electricity Transmission: A Case Study of Northern Europe // CEPS. January 2012. P. 25. URL: <http://www.ceps.eu/ceps/download/6542> (date of access: 15.05.2012).
28. Treaty of Lisbon Amending the Treaty on European Union and the Treaty Establishing the European Community. Lisbon: European Community. 13.12.2007. Art. 2. Para. 77. URL: http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:C:2007:306:0042:0133:EN:PDFhttp://www.lisbontreaty2009.ie/lisbon_treaty.pdf (date of access: 15.05.2012).
29. The EU Climate and Energy Package // The Official Website of the European Commission. URL: http://ec.europa.eu/clima/policies/package/index_en.htm (date of access: 15.05.2012).
30. World Energy Outlook 2011. Paris: IEA/OECD, 2011.