

РЕСТРУКТУРИЗАЦИЯ И РАЗВИТИЕ БЕЛОРУССКОЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ В КОНТЕКСТЕ ИНТЕГРАЦИОННЫХ ПРОЦЕССОВ С РОССИЕЙ И ЕВРОПЕЙСКИМ СОЮЗОМ

Леонид Падалко, Александр Заборовский

Проблемы реструктуризации белорусской электроэнергетики

Проблему реструктуризации энергетической системы можно рассматривать в двух аспектах: производственном и организационном.

В первом случае предполагается реформирование производственной структуры электроэнергетики. Как известно, развитие электроэнергетики в бывшем СССР осуществлялось на базе концентрации и централизации энергоснабжения. В результате проведения такой энергетической политики производство электроэнергии в Беларуси на 96% оказалось сосредоточенным на 13 крупных тепловых электростанциях (КЭС и ТЭЦ), остальные 4% электроэнергии производятся на 12 мелких ТЭЦ, построенных более 40 лет тому назад и являющихся прежде всего источниками теплоснабжения в тех городах, где они находятся.

В настоящее время энергетическая политика корректируется. Наряду с крупными тепловыми электростанциями предполагается строительство нескольких десятков сравнительно небольших ТЭЦ с единичной мощностью несколько десятков мегаватт в городах, не охваченных централизованным теплоснабжением. Эти станции предполагается сооружать на базе парогазовых и газотурбинных технологий, что обеспечивает их КПД по электроэнергии до 50%. Сооружение в указанных городах, в основном районного значения, где ныне применяется раздельная схема энергоснабжения, данных ТЭЦ позволит перейти к более экономически выгодной комбинированной схеме. Намечается также строительство угольной ТЭЦ мощностью 100 МВт.

Энергетической программой республики предусматривается установка на многих существующих котельных, работающих со средними параметрами пара, турбогенераторных установок с единичной мощностью порядка нескольких сот киловатт и нескольких мегаватт. Хотя общий энергетический потенциал такого варианта развития генерирующих мощностей сравнительно невелик (400—500 МВт), однако он является самым экономичным из всех вариантов развития генерирующих источников электроэнергии.

Предполагается сооружение ряда ГЭС, и одной из первых таких станций будет Гродненская ГЭС мощностью 17 МВт. В дальнейшем намечается сооружение каскада ГЭС на реках Неман, Западная Двина и Днепр общей мощностью примерно 250 МВт. Строительство данных ГЭС, так же как и угольной ТЭЦ, диктуется соображениями обеспечения энергетической безопасности республики, хотя с экономической точки зрения они проигрывают тепловым станциям на газовом топливе.

Наряду с развитием децентрализованных систем энергоснабжения предусматривается сооружение новых КЭС. Однако из-за сравнительно небольшого роста

электрической нагрузки строительство таких станций вряд ли будет осуществлено в нынешнем десятилетии.

Существенное влияние на структуру и размещение генерирующих источников оказывает необходимость замены износившегося оборудования. В настоящее время из 7700 МВт установленной мощности примерно 1500 МВт генерирующего оборудования отработало свой парковый ресурс. К 2010 г. отработает свой ресурс примерно 70% всего оборудования. Поэтому главным направлением развития генерирующих мощностей в нынешнем десятилетии должна быть замена физически и морально устаревшего оборудования. Эта замена будет осуществляться на передовой технологической основе и с увеличением установленной электрической мощности. Анализ динамики электропотребления за последние годы показывает, что величина электрической нагрузки не растет, а прогнозы электропотребления все время корректируются в сторону снижения. При существующем прогнозе электропотребления на 2010 г. не требуется ввод новых мощностей к этому году. Баланс мощностей может быть обеспечен путем своевременной замены оборудования на действующих электростанциях. Это обстоятельство благоприятствует возможности технического перевооружения действующих ТЭС в условиях недостатка инвестиционных ресурсов.

Важной задачей при формировании новой производственной структуры является выбор источников и способов инвестирования. Основным источником являются тарифы на энергию, в которых предусмотрены три слагаемых инвестиционных средств: амортизационные отчисления, часть прибыли и специальный инвестиционный фонд, включаемый в состав себестоимости. Однако размера этих средств совершенно недостаточно даже для обновления изношенного оборудования. Проблема усугубляется тем, что в условиях отсутствия в республике собственной энергомашиностроительной базы основное оборудование энергосистемы необходимо покупать за границей и платить при этом валютой. Возможности получения валютных средств в результате продажи энергии внутри республики весьма ограничены. Нередко использование таких внешних источников инвестирования, как кредит, акционирование, лизинг и другие, рассматривается как благо. Однако за привлеченные извне средства также надо платить, к тому же с процентами. Независимо от того, какие способы инвестирования используются, основным источником инвестирования являются средства, предусмотренные в тарифах на энергию. В настоящее время вопрос о существенном повышении тарифов не ставится. Однако в последующем, когда будет происходить заметный рост энергопотребления, потребуются адекватное увеличение генерирующих мощностей. Для этого нужны будут более значительные инвестиционные ресурсы, которые могут быть получены за счет повышения тарифов на энергию.

Падалко Леонид Прокофьевич — доктор экономических наук, главный научный сотрудник Центра мировой экономики и международных экономических исследований Института экономики Национальной академии наук Беларуси
Заборовский Александр Михайлович — аспирант Института экономики Национальной академии наук Беларуси

Реструктуризация организационной структуры предполагает отделение друг от друга функций производства, передачи и распределения электроэнергии на базе создания энергетических компаний трех типов: генерирующих, сетевой и распределительных. Цель реформирования состоит в повышении эффективности функционирования энергетического сектора экономики страны на базе создания рыночной структуры. В новой структуре предполагается создание регулирующего органа, функции которого будут сводиться к защите интересов потребителей энергии, регулированию тарифов на энергию и др.

Необходимость реструктуризации системы управления обусловлена несовершенством существующего экономического механизма энергосистемы. Данный экономический механизм не в полной мере учитывает экономические интересы республиканских унитарных предприятий энергетики (РУП), технологические особенности каждой станции и т. д. Он не всегда стимулирует электростанции к поиску мер по повышению эффективности. При нынешней системе экономического управления РУП оказываются по итогам работы за месяц, квартал и год разнорентабельными, причем некоторые из них даже убыточными. В результате концерном "Белэнерго" осуществляется централизованное перераспределение прибыли между РУП. Одни предприятия не понимают, почему у них изымают часть прибыли, а другим не ясно, почему они, работая эффективно, должны получать субсидии через "Белэнерго" от других предприятий. Это, естественно, порождает иждивенческие настроения у одних РУП и нежелание повышать эффективность производства у других. Наличие таких перекосов можно объяснить двумя причинами. Первая — это несовершенство тарифов на межсистемные перетоки электроэнергии между РУП. Вторая — применение единых для всей энергосистемы тарифов на электроэнергию (но дифференцированных по группам потребителей).

Существующая система экономического управления не стимулирует энергетические предприятия снижать себестоимость производства. Каждая электростанция и РУП в целом знают, что, осуществив мероприятия по снижению себестоимости, они не получают адекватного увеличения получаемой прибыли. Поэтому реформирование должно быть нацелено на обеспечение заинтересованности субъектов хозяйствования в повышении эффективности производства.

Директивой ЕС всем странам Восточной Европы предписывается осуществить преобразование энергетического сектора, основными принципами которого являются:

- 1) свободный доступ производителей энергии на оптовый энергетический рынок;
- 2) свободный доступ потребителей энергии к оптовому рынку электроэнергии;
- 3) свободный выбор потребителем электроэнергии ее поставщика;
- 4) применение свободных цен на электроэнергию, т. е. цен, освобожденных от государственного регулирования и формируемых на основе взаимодействия спроса и предложения.

Наиболее проблематичным сегодня является выполнение четвертого условия из-за отсутствия при нынешней структуре генерирующих источников возможности организации полноценной конкуренции. Поэтому на первых этапах реструктуризации рынок должен

быть регулируемым в том смысле, что государственный регулирующий орган разрабатывает правила формирования тарифов для всех станций генерирующей компании и утверждает их.

На первых этапах реформирования белорусской электроэнергетики можно ограничиться организационной реструктуризацией с сохранением государственной собственности. В последующем с целью привлечения инвестиций возможно акционирование некоторых энергетических объектов, в частности электростанций. Создание акционерных электростанций возможно также при строительстве новых.

Реформирование организационной структуры предполагает разработку системы экономических взаимоотношений между энергетическими компаниями. Основу этих взаимоотношений составляют тарифы на электроэнергию. При этом важное значение имеют тарифы на оптовом рынке, где может осуществляться конкуренция между генерирующими компаниями или отдельными электростанциями.

Что касается цены для конечных потребителей энергии, то она формируется добавлением к затратам генерирующих и сетевой компаний затрат и прибыли распределительных компаний. Виды тарифов для потребителей остаются прежними (одноставочные с дифференциацией по группам потребителей, двухставочные, позонные), важно лишь, чтобы средневзвешенная величина тарифа соответствовала реальному доходу, получаемому распределительной компанией (РК).

Если в состав распределительной компании входят собственные электростанции (в основном это мелкие ТЭЦ), то затраты этих станций, относящиеся на электроэнергию, также должны быть учтены в затратах РК.

Проблема реструктуризации электроэнергетики Беларуси находится в стадии изучения. Предполагается, что на первом этапе реформирование будет осуществляться на базе существующей государственной собственности и сохранения государственного регулирования. В последующем возможен переход к приватизации и либерализации.

О концепции формирования рыночной системы управления белорусской электроэнергетикой

Основным элементом в реформировании электроэнергетики во всех странах является организационное разделение энергосистемы по фазам производства: генерации, передаче, распределению и сбыт энергии. Разделение по фазам основного технологического процесса предполагает создание энергетических компаний 3 типов: генерирующих, передающих и распределительных.

Выделение генерации дает возможность организовать конкуренцию между генерирующими источниками, что, по замыслу идеологов такой реструктуризации, должно обеспечивать снижение затрат на производство электроэнергии и тем самым цены на нее. Каждая генерирующая компания может быть представлена в виде нескольких электростанций, входящих в ее состав, либо в виде одной станции.

В предлагаемых вариантах реструктуризации белорусской энергосистемы предполагается организация одной генерирующей компании, с включением в ее состав наиболее крупных электростанций. Однако конкурентный рынок возможен, если на этот рынок работает достаточно большое число генерирующих источников.

Например, в Норвегии на рынок работают 125 генерирующих компаний, в Великобритании — 40. Так как главной задачей реструктуризации является создание конкурентного оптового рынка электрической мощности и энергии, то возникает вопрос о приемлемости данной схемы выделения генерации.

Надо заметить, что данная генерирующая компания может конкурировать с поставками электроэнергии извне ее, в частности, из-за пределов республики, от независимых электростанций, не вошедших в эту компанию, или же от вновь сооружаемых вне рамок этой компании. В этом случае можно говорить о наличии оптового рынка электроэнергии, но с умеренной конкуренцией. В то же время возникает опасение, что внутри компании может осуществляться не оптимальное распределение электрической нагрузки между электростанциями и тогда вместо снижения затрат на производство электроэнергии произойдет их увеличение.

При реформировании организационной структуры белорусской энергосистемы следует учитывать ее специфику и отличие от энергосистем других стран, которые пришли к созданию оптового рынка электроэнергии. В западных странах необходимость перехода к оптовому рынку объяснялась одной и главной причиной: необходимостью снижения затрат на отпуск электроэнергии потребителям и тем самым цены на энергию. Публикуемые материалы свидетельствуют о том, что там в этом направлении добились существенного снижения цены, от 5 до 20% и даже больше. Однако необходимо при этом учитывать то, как до реструктуризации работали там электростанции и как пришли там к выводу о необходимости реструктуризации. В этих странах существовало множество самостоятельных как генерирующих, так и смешанных энергокомпаний, как государственных, так и частных. Каждая компания считалась монополистом в регионе, который она обслуживала. Между компаниями отдельных регионов были электрические связи, однако эти связи были недостаточно сильными и использовались главным образом для взаимопомощи в аварийных ситуациях. Централизованного управления режимом работы всей энергосистемы, как у нас, там не было. Между тем экономический анализ показывал, что при совместной работе этих компаний можно было бы существенно снизить затраты на производство электроэнергии, полезно отпускаемой потребителям, за счет оптимального распределения ее выработки между компаниями. Для этого был предложен такой рыночный экономический инструмент, как оптовый конкурентный рынок электроэнергии. Появление такого рынка привело к закрытию отдельных наименее экономичных электростанций.

В нашей стране исходные условия иные. В белорусской энергосистеме осуществляется централизованное управление режимом работы всех параллельно включенных станций. Поэтому в каждый момент времени обеспечивается оптимальный режим их работы, т.е. режим, который минимизирует расход топлива в энергосистеме. Надо признать, что централизованное управление режимом работы является позитивным фактором, так как режим работы каждой электростанции подчиняется экономичному режиму работы всей энергосистемы. Поэтому переход к конкурентному оптовому рынку экономии топлива не даст, если предполагать, что при централизованном управлении режимом действительно осуществляется оптимальное распределение электрической нагрузки между электростанциями.

В то же время нет необходимости убеждать в важности реформирования экономического механизма энергосистемы, т.е. системы экономического управления ее работой. Существующая система управления сложилась на протяжении нескольких десятилетий в условиях государственной собственности и централизованного государственного управления. Между тем наша страна находится на этапе перехода к рыночной экономике и поэтому энергосистема, даже если она полностью или частично останется в государственной собственности, должна также искать пути повышения эффективности работы на основе использования рыночных механизмов.

Важным доводом в пользу отделения генерации является повышение привлекательности инвестирования в генерирующие источники, так как финансовые потоки становятся более прозрачными. В какой-то степени это верно, однако не следует преувеличивать возможности повышения привлекательности инвестирования за счет этого мероприятия. Более существенным фактором повышения привлекательности инвестирования для зарубежных инвесторов является акционирование, однако и в этом случае определяющим фактором будет величина инвестиционной составляющей в тарифе на электроэнергию.

Важным аспектом организационной реструктуризации является создание электросетевой компании на базе основной электрической сети энергосистемы. Так как сетевая компания является естественным монополистом в области передачи электроэнергии, то считается необходимым сохранение ее в государственной собственности. Сетевая компания принимает электроэнергию от генерирующих и передает ее дальше к распределительным компаниям. В состав сетевой компании должен входить так называемый оператор системы. Этот орган должен управлять режимом работы основной электрической сети, занимаясь вопросами ведения режима и диспетчеризации, устанавливая технические ограничения по перетокам, выбирая оптимальную эксплуатационную схему сети, определяя техническую допустимость того или иного варианта покупки электроэнергии у генерирующих компаний. Вопрос о рациональной структуре сетевой компании должен быть обстоятельно изучен. Можно согласиться с предложением включить в состав этой компании также и сети 35—110 кВ. Ведь ремонтно-эксплуатационное обслуживание сети 35 кВ и выше осуществляется нынешними электросетевыми филиалами РУП, где сосредоточена производственная база. Тогда производственные службы ЛЭП и подстанций 35 кВ и выше нынешних электросетевых филиалов РУП образуют основу областных филиалов республиканской сетевой компании.

Вопросами покупки электроэнергии у генерирующей компании должен заниматься оператор рынка. Он выбирает оптимальный вариант покупки электроэнергии, определяет затраты на передачу ее по основной сети и формирует цену, по которой эта электроэнергия будет продаваться дальше, распределительным компаниям. Так как сетевая компания является монополистом, то тарифы за услуги по передаче электроэнергии должен утверждать регулирующий орган. Если какой-либо крупный потребитель получает питание непосредственно от сетевой компании, то он покупает электроэнергию, минуя распределительную компанию. До появления свободного оптового рынка регулирующий орган должен утверждать все тарифы и разрабатывать правила формирования тарифов на оптовом рынке.

Возникает вопрос о том, как должен ранжировать производителей энергии оператор рынка по приоритетности покупки у них электроэнергии. В публикациях, посвященных оптовому рынку, ответ, как правило, дается однозначный: по ценам, выставляемым производителями на каждый час суток. Однако при этом не учитывается то, что электроэнергию следует доставить к потребителям. При этом имеют место потери мощности и энергии в электрической сети, на покрытие которых требуются дополнительные затраты. Может возникнуть такая ситуация, когда один производитель предлагает энергию по более высокой цене, чем другой, однако потребитель, для которого предназначена эта электроэнергия, расположен ближе к первому производителю и стоимость 1 кВт·ч у него будет дешевле, если он будет получать электроэнергию от первого источника. Таким образом, речь идет о том, чтобы за основу при выборе очередности загрузки электростанций или генерирующих компаний принимать цены на энергию не у производителей, а у потребителей электроэнергии. Сам оператор рынка решить такую задачу не может. В этом деле ему должен помогать оператор системы, который сможет осуществить оптимальное распределение электрической нагрузки между электростанциями исходя из тех цен, которые выставляют последние, с учетом потерь мощности в электрической сети. Исходя из этого сформируется оптимальная ранжировка электростанций по приоритетности покупки электрической мощности в каждый момент времени. Все вопросы покупки электроэнергии оператор рынка должен решать в тесном контакте с оператором системы. С учетом этого обстоятельства оператор рынка должен находиться в составе сетевой компании вместе с оператором системы.

Как упоминалось ранее, для варианта с одной генерирующей компанией высказывается мнение о том, что внутри ее может осуществляться неоптимальное распределение мощности и электроэнергии, так как у генерирующей компании может не быть заинтересованности в оптимальном ведении режима. Такая ситуация будет иметь место, если генерирующая компания выставляет в каждый момент времени одну цену исходя или из средневзвешенной цены по всем станциям, или из предельной цены, не учитывая тот факт, что в каждый момент времени дополнительная потребность в мощности в том или ином узле системы обеспечивается на самом деле от конкретной электростанции, входящей в состав генерирующей компании. Если принять во внимание то обстоятельство, что поступление электрической мощности в сеть осуществляется от конкретных электростанций, рассредоточенных по территории республики, то следует согласиться с тем, что оператор системы, предлагая оператору рынка ранжировку по очередности покупки электрической мощности, будет при этом осуществлять оптимизацию режима работы энергосистемы.

В связи с вышесказанным целесообразна постановка вопроса о региональной дифференциации цен оптового рынка. Такая дифференциация определяется не только экономическими, но и техническими условиями, вызванными ограничениями на пропускную способность линий электропередачи основной сети. Это требование является естественным в силу территориальной рассредоточенности как источников питания, так и потребителей энергии. Следует отметить, что определяющее влияние на формирование цен на оптовом рынке будут оказывать три КЭС: Лукомльская, Березовская и Минская ТЭЦ-5. Особенностью нынешнего режима работы действующих ТЭЦ является то, что почти все они работают

по вынужденному теплофикационному режиму. Их конденсационная мощность не используется, так как она не может конкурировать по экономичности с мощностями КЭС. В условиях наличия избытка генерирующей мощности в энергосистеме конденсационная мощность ТЭЦ является не востребованной из-за ее неконкурентоспособности с КЭС. Возможно, что в перспективе, когда электрическая нагрузка энергосистемы будет расти, появится спрос и на конденсационную мощность ТЭЦ. Однако надо иметь в виду и то, что при этом повысится также тепловая нагрузка этих ТЭЦ и тем самым возрастет вынужденная теплофикационная мощность и это приведет одновременно к снижению их располагаемой конденсационной мощности.

При реформировании энергосистем в западных странах принимается во внимание также конкуренция на розничном рынке. Думается, что под этим рынком понимается поставка мощности и электроэнергии конкретным потребителям. В статьях об опыте западных стран пишут о конкуренции между сбытовыми компаниями на розничном рынке. У нас сбытовую деятельность осуществляет нынешний "Энергосбыт", который на территории, обслуживаемой РУП, занимается денежными расчетами с потребителями энергии. У этого филиала РУП имеются свои филиалы, рассредоточенные по территории РУП. Чтобы пойти по западному пути, надо нынешний "Энергосбыт" вывести из распределительной компании и разбить на несколько частей, каждую из них назвать сбытовой компанией и дать им возможность конкурировать друг с другом за право продажи электроэнергии, поступающей от распределительной компании. Но как разделить? Если по территориальному принципу, то можно, к примеру, каждому филиалу "Энергосбыта" дать статус сбытовой компании. Но каждая такая компания будет монополистом на своей территории. Где здесь возможность конкуренции? Представление о том, что достаточно расширить сеть продавцов и тогда сформируется конкурентная среда, применительно к нашей энергетике ошибочно. Реформирование системы сбыта в указанном направлении не приведет к повышению эффективности электроэнергетики. А ведь это основная цель реформирования. Думается, что в наших условиях нет необходимости менять систему сбыта энергии, следует оставить ее в руках распределительной компании.

Важной предпосылкой перехода к либерализованному варианту электроэнергетики является наведение порядка в тарифах на энергию. Необходимо окончательно устранить перекрестное субсидирование по электрической и тепловой энергии, а также перекрестное субсидирование между этими двумя видами энергии.

Проблемы развития экспортно-импортных отношений

Сегодня сохранены электрические связи с Россией, Украиной, Литвой и Польшей. Хотя энергосистема Беларуси имеет значительный резерв мощности, однако до последнего времени республика импортировала примерно 25% всей потребляемой электроэнергии из России и Литвы. Получение электроэнергии из этих стран было выгоднее по экономическим соображениям, чем производство ее на собственных электростанциях. Небольшой поток электроэнергии идет из Беларуси в Польшу. Вопросы дальнейшей интеграции энергосистемы Беларуси с системами других стран очень важны для

республики. В настоящее время рассматривается вопрос организации параллельной работы энергосистем России и Беларуси. Создание оптового рынка электроэнергетики в Беларуси будет способствовать его слиянию с таким же рынком, формируемым в России.

В настоящее время экспортно-импортные отношения в области электроэнергетики ограничиваются импортом электроэнергии из России и Литвы и экспортом в Польшу. Необходимость импорта электроэнергии при наличии значительного резерва генерирующих источников обусловлена тем, что цена импортируемой электроэнергии была меньше себестоимости производства на собственных электростанциях. Экспорт составляет примерно 0,8 млрд кВт·ч ежегодно. Между тем потенциал экспорта в настоящее время значительно выше. Экспорт в западном направлении выгоден тем, что при этом гарантируется получение денежной выручки в твердой валюте, что очень важно для осуществления выплат России за получаемый природный газ. Кроме того, следует учитывать более высокий уровень цены на электроэнергию на европейском энергорынке, что обеспечивает получение более высокой величины дохода от продажи единицы электроэнергии, чем на внутреннем рынке. В настоящее время изучаются возможности увеличения экспорта до 3,0 млрд кВт·ч на базе сооружения линии электропередачи 400 кВ от Березовской ГРЭС в Польшу. Так как оборудование на этой электростанции в значительной мере изношено, то предусматривается ряд мероприятий по его обновлению. В частности, реализуется переход на парогазовую технологию. Это позволит существенно снизить удельный расход топлива, составляющий сейчас 0,365 кг/кВт·ч. В настоящее время на двух действующих энергоблоках по 150 МВт каждый проведены восстановительные работы по продлению их срока службы до 15—20 лет и к ним надстраиваются газотурбинные энергетические установки, что позволит снизить удельный расход топлива до 0,3 кг/кВт·ч и увеличить мощность каждого до 205 МВт. Один из технически усовершенствованных блоков уже введен в эксплуатацию.

Изучаются также другие направления развития экспортно-импортных отношений. В преддверии возможного повышения цены на поставляемый природный газ изучается целесообразность сооружения в районе Бреста тепловой электростанции, работающей на польских углях. Эта электростанция должна будет поставлять электроэнергию как в Польшу, так и на внутренний рынок. Следует отметить, что цена польского угля составляет 50 дол. США за тонну условного топлива, что

примерно соответствует нынешней цене на природный газ, которая может подняться до 80 дол. США за тонну условного топлива и выше. Хотя цена польского угля ниже вероятной цены природного газа, инвестиционные затраты на сооружение угольной электростанции значительно (примерно на 30%) выше, чем на строительство станции на газовом топливе. В то же время, несмотря на экономические факторы, следует принимать во внимание целесообразность диверсификации поставок энергоресурсов в республику с целью повышения ее энергетической безопасности.

На стадии изучения находятся также другие направления развития экспортно-импортных отношений и, в частности, сооружение линии электропередачи 750 кВ от Ровенской атомной электростанции, на которой введен энергоблок мощностью 1500 МВт. Инвестиционные затраты в эту линию составят примерно 100 млн дол. США.

Экспортно-импортная политика Беларуси в области электроэнергетики зависит от экономических взаимоотношений с Россией как основным поставщиком энергоресурсов и как потенциальным экспортером электроэнергии на Запад через Беларусь. Создание оптового рынка электроэнергии в Беларуси будет способствовать его слиянию с таким же рынком, формируемым в России, а впоследствии, при условии вступления Беларуси в ВТО, с рынком других европейских стран. В будущем не исключается возможность импорта электроэнергии с оптового рынка европейской энергосистемы.

Изменение в экспортно-импортных потоках электроэнергии, вследствие вступления Литвы и Польши в Евросоюз, вопрос ближайшего будущего. Включение энергорынков этих государств в общеевропейский скажется как на объемах, так и на цене купли-продажи электрической энергии. Условия вступления в ЕС для Литвы предусматривают закрытие Игналинской АЭС. Вывод из эксплуатации первого блока предусматривается к 2005 г. Для второго окончательная дата еще не определена и будет зависеть от договоренностей с Евросоюзом по поводу сроков и объема компенсаций. В любом случае, согласно экспертным оценкам, закрытие Игналинской АЭС произойдет не позднее 2010. В результате литовская энергосистема потеряет свой экспортный потенциал и может стать дефицитной и заинтересованной в покупке электроэнергии извне. Так как в общем объеме импортируемой Беларусью электроэнергии доля Литвы составляет около 20%, необходимо рассмотреть возможные варианты замещения литовского импорта, а в перспективе оценить эффективность экспорта электроэнергии (самостоятельно или совместно с Россией).

ЛИТЕРАТУРА

1. Падалко Л. П. Проблемы реструктуризации белорусской электроэнергетики: Материалы международной научной конференции. СПб., 2002.
2. Заборовский А. М. Реформирование и развитие белорусской электроэнергетики в условиях расширения ЕС: Материалы международной научно-практической конференции "Мировая экономика и бизнес-администрирование". Мн., 2004.
3. Беляев Л. С., Подковальников С. В. Рынок в электроэнергетике: проблемы и перспективы развития генерирующих мощностей. Новосибирск: Наука, 2003.
4. Падалко Л. П., Почекина В. В., Киринович С. А. Беларусь на пути в международный энергетический рынок / Под ред. В. Ф. Медведова Мн.: Равноденствие, 2003.
5. Падалко Л. П., Шаповалов М. В. Реструктуризация и проблемы инвестирования Белорусской энергосистемы // Энергия и менеджмент. 2003. № 10.

SUMMARY

"Restructuring and Development of Belarusian Power Industry with Regard to Integration Processes with Russia and the European Union" (Leonid Padalko, Alexandr Zaborovsky)

Two largest neighbours of our country: Russia and the EU influence most strongly the development strategy of the Belarusian power industry. The choice of directions in organizational structure and liberalization level of power market during the planned structural reforms in national power sphere will take place with regard to the experience of similar transformations in Russia and the EU states and also the EU requirements to the structure and principles of the power industry functioning. The given article considers the whole set of the power industry restructuring and development with regard to integration processes with Russia and the EU. It outlines three main issues: 1) restructuring of power industry; 2) conceptual approaches to the formation of market systems of control of Belarusian power industry; 3) development of export and import relations with the Russian Federation and the EU.