

ОБ УЧАСТИИ ЭНЕРГОСНАБЖАЮЩИХ КОМПАНИЙ В СОЗДАНИИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВОК ПРИ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЯХ (НА ПРИМЕРЕ ШАХТ ДОНБАССА)

Энергетический кризис в Калифорнии, блэкауты в Нью-Йорке и Москве вынуждают говорить о необходимости изменения целеполагания в обустройстве регионального энергоснабжения. Проблема энергетической безопасности выходит на одно из первых, если не на первое, место в длинной череде задач реформирования топливно-энергетического сектора, опережая коммерческие цели.

К определению энергетической безопасности (ЭБ) имеется несколько подходов. Так, устоявшееся на Западе понятие ЭБ подразумевает уверенность в том, что энергия будет доступна в том количестве и того качества, которые потребуются при данных экономических условиях [1, цит. по: 2, с. 4]. Этим положениям созвучны две взаимодополняющие формулировки предмета ЭБ [3; 4]: ЭБ — состояние защищенности страны (региона), ее граждан, общества, государства, обслуживающей их экономики от угрозы дефицита в обеспечении обоснованных потребностей в энергии экономически доступными топливно-энергетическими ресурсами (ТЭР) приемлемого качества в нормальных условиях и при чрезвычайных обстоятельствах, а также от угрозы нарушения стабильности топливно- и энергоснабжения. ЭБ — состояние защищенности жизненно важных «энергетических интересов» личности, общества и государства от внутренних и внешних угроз. Указанные интересы сводятся к бесперебойному обеспечению потребителей экономически доступными ТЭР в нормальных условиях — в полном объеме обоснованных потребностей, в чрезвычайных ситуациях — гарантирующих минимально необходимый объем потребностей.

В указанном контексте чрезвычайная ситуация подразумевает таковую в энергоснабжении. Это обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате проявлений техногенного, природного, экономического и социально-политического характера, выражающаяся значительным нарушением стабильного энергоснабжения и (или) ощутимым дефицитом ТЭР.

Следование английской модели реформирования энергетики понудило Украину произвести разделение существовавших вертикально интегрированных энергетических систем на такие виды бизнеса, как гене-

рацию электроэнергии и передачу электроэнергии. Данное положение сохраняется и сейчас. Вместе с тем в работе [5], на основании обобщения зарубежного опыта, было высказано соображение о необходимости определенного резерва электрогенерирующих мощностей в распоряжении компаний-поставщиков. В Англии и Уэльсе, откуда пошло реформирование национальных энергетических секторов, фактически произошел отказ от разделения бизнеса, и в конце XX века 11 из 12 распределительных сетевых компаний имели в аренде или в лизинге генерирующие мощности в значительных объемах. В июле 1996 г. компания Eastern Group взяла в лизинг электростанции мощностью 6,0 млн кВт [6, с. 234]. Со своей стороны генерирующие компании на аналогичных условиях занимаются сбытовой деятельностью и становятся совладельцами распределительных сетей. Так был нарушен не де-юре, а де-факто один из основных принципов реформ — разделение бизнеса, зато повысилась финансовая устойчивость компаний и рыночная конкурентоспособность. В Калифорнии распределительным электрическим компаниям и другим поставщикам услуг для розничных потребителей вменено в обязанность иметь в собственности или по договору генерирующие мощности, достаточные для удовлетворения спроса на электрическую энергию в часы пиковых нагрузок [7, с. 279].

В ряде стран для функционирования в часы пиковых нагрузок строятся специальные пневмоаккумулирующие газотурбинные электростанций (ПАГТЭ) [8], стержневым элементом которых служат высокооборотные хранилища сжатого воздуха (природного газа) в подземных резервуарах. Так, западногерманская фирма NWK, удовлетворяющая запросы потребителей побережья Северного моря от Голландии до Дании (около 10 % площади Германии, население почти 500 тыс. чел.), для выработки электроэнергии использует электроэнергию производства мощных ТЭС и АЭС, расположенные в ряде городов, а также установки покрытия пиковых нагрузок. Фирма обменивается электроэнергией с рядом европейских электросетей. Базовую нагрузку несут электростанции с низкими удельными затратами на топливо (АЭС), которые, как правило, работают непрерывно и с полной

загрузкой. Промежуточное положение занимают установки с переменной нагрузкой (ТЭС), работающие на угле, природном газе и нефти. На ночь их обычно отключают. В системе компании есть также газотурбинные электростанции, покрывающие пиковые нагрузки, которые обеспечивают приблизительно 13 % общей суточной потребности в электроэнергии. Эксплуатация этих установок рассчитана только на короткие периоды удовлетворения внезапных всплесков спроса. Их пуск и отключение полностью автоматизированы.

Украинский ТЭК имеет развитую, но изношенную и неманевренную электроэнергетику, которая по составу является преимущественно тепловой, но по производству электроэнергии – атомной. Положение с маневренными мощностями в украинской энергетике — всего лишь 6% — существенно хуже принятого в развитых странах мира [9]. В таких условиях компаниям, занятым обеспечением электроэнергией крупных городов, они же крупные промышленные центры, затруднительно получить в распоряжение необходимый для гарантии надежности поставок парк электростанций (ТЭС) или электроцентралей (ТЭЦ).

Поэтому в плане повышения надежности энергоснабжения перспективным является вовлечение децентрализованных (рассредоточенных по предприятиям промышленности и коммунального сектора) генерирующих мощностей. Концепция развития практики применения установок распределенной генерации электроэнергии (УРГ) соответствует мировым энергетическим тенденциям, в частности, либерализации. Для либерализованной энергетике характерна ориентация на малозатратные высокоэффективные технологии [10], в силу чего уместно ожидать увеличения в энергогенерирующем парке страны доли установок малой и средней мощности, использующих инновационные технологии. Не случайно в последнее время, например, все чаще встречаются публикации, затрагивающие тему атомных энергетических установок малой мощности [11; 12; 13].

Донбасс, известный средоточием угольных шахт, может рассматриваться как регион, весьма приспособленный для размещения УРГ [14]. Так, для создания пиковых электростанций угольные шахты являются уникальным сооружением, поскольку имеют большие выработанные пространства, мощные потоки шахтных вод и крупные турбокомпрессорные станции [15]. Наличие собственных топливных ресурсов (угля, углесодержащих отходов, метана) создает предпосылки для создания топливно-энергетических блоков «Шахта-ТЭС» [16; 17].

Настоящая работа посвящена инвестиционной политике региональных энергопоставляющих компа-

ний, призванных обеспечить надежное обеспечение потребителей энергетическими ресурсами крупные промышленные угледобывающие центры.

Ключевые аспекты проблемы можно выразить тремя положениями:

во-первых, энергопоставляющие компании являются заинтересованной стороной в создании УРГ на базе шахт, поскольку автономные системы при энергоемком производстве способствуют разгрузке системы и могут отпускать энергию на сторону;

во-вторых, угледобывающие предприятия не имеют достаточных инвестиционных ресурсов для обустройства когенерационных модулей или ТЭЦ;

в-третьих, при этом традиционные поставщики электроэнергии рискуют потерять крупного клиента и часть, а то и всю, выручку, ранее поступавшую от него.

Перечисленные моменты создают ситуацию, разрешение которой относится к разряду кооперативных игр (игр, зависящих от успешности партнерских стратегий). Именно в партнерстве угледобывающих предприятий и энергоснабжающих компаний следует искать успех всего дела.

В статье [14] отмечалось, что предлагаемые для реализации энергосистемы настолько технологически интегрированы со стационарными установками шахт (водоотливными, компрессорными, котельными и др.), что возникает проблема упорядочения отношений собственности. Если предположить, что энергопоставляющая компания вкладывает средства в создание пиковой электростанции и занимается ее обслуживанием на шахте, то правомочен вопрос о получении в аренду (концессию) соответствующей установки. Тогда энергопредприятие владеет необходимым для выработки электроэнергии оборудованием и эксплуатирует его, производит арендные (концессионные) платежи угольному предприятию, поставляет ему же электроэнергию и получает плату за нее. В дополнение энергокомпанией может осуществляться энергосберегающая деятельность и экономия ресурсов, утилизация отходов, например, тепловых.

В принципе, шахта и сама может реализовать инвестиционный проект по созданию пиковой электростанции. Необходимые инвестиционные средства могут быть получены в виде банковского кредита, товарного кредита от производителей соответствующей техники или заинтересованных метакорпораций, приобретены в лизинг. Однако в результате перед угледобывающим предприятием (если выработка электроэнергии превысит собственные нужды шахты) встанут вопросы взаимодействия с энергорынком, поставки энергоресурсов потребителям, что вызовет необходимость либо создания соответствующей инф-

раструктуры, либо привлечения той же компании–поставщика в качестве посредника.

Описанные варианты, которые более подходят к варианту пиковых электростанций без применения органического топлива, следует признать достаточно упрощенными. Схемы с использованием для выработки электроэнергии когенерационных модулей на шахтном метане или угольных ТЭЦ на базе шахты существенно поляризуют отношения сторон.

Вариант: угледобывающее предприятие как реализатор инвестиционного проекта по созданию ТЭЦ.

Участники: угледобывающее предприятие (ГП или самостоятельная шахта).

Инвестиционный проект по созданию энергетического блока финансируется и реализуется самим предприятием (шахтой). Поэтому шахта является собственником и топлива, и оборудования, и энергии, которая из него вырабатывается. Источниками инвестиций могут быть нераспределенная прибыль предприятия, дотации из государственного бюджета на капитальные вложения, кредиты финансовых учреждений, лизинг.

Вариант: «Внешний инвестор—промышленный капиталист».

Участники: угледобывающее предприятие (ГП или самостоятельная шахта) и внешний инвестор, создавший энергетическое предприятие, использующее топливо от шахты.

Энергетическое предприятие осуществляет инвестиции в строительство энергоблока на базе угольной шахты. После ввода объекта в эксплуатацию шахта продает топливо энергогенерирующему предприятию, получая от него оплату в денежном виде, и, в свою очередь, покупает у него выработанную электро- и теплоэнергию, производя платежи в соответствии с количеством отпущенных энергоресурсов.

Вариант: «Внешний инвестор—финансовый капиталист».

Участники: угледобывающее предприятие (ГП или самостоятельная шахта) и внешний инвестор. В отличие от предыдущего варианта, инвестор не занимается производственной деятельностью: он вкладывает финансовые (или материальные) средства в сооружение объекта и претендует лишь на долю прибыли от эксплуатации энергетического блока. Угледобывающее предприятие само обеспечивает энергоблок топливом и на правах собственности пользуется произведенными энергетическими ресурсами.

Первый вариант (субъект угледобычи сам является инвестором и реализатором инвестиционного проекта) создает угледобывающему предприятию преимущества в виде экономии средств по оплате элект-

роэнергии. Отрицательным моментом является необходимость развития проекта за счет собственных инвестиционных ресурсов.

От такого недостатка свободны другие варианты, однако их экономическая приемлемость для угледобывающего предприятия требует тщательной проверки.

Так, во втором варианте возникает проблема назначения цен и тарифов на топливо и покупаемые энергоресурсы.

В случае использования на ТЭЦ шахтного метана, участие энергокомпании может не ограничиваться собственно эксплуатацией электростанции, а иметь распространение в улучшение работы шахтной дегазации, что само по себе можно рассматривать как отдельный инвестиционный проект. Но, поскольку, метан это не только энергетический ресурс, но и вредность, то для шахты снижение газовыделения служит безопасностью работ, а в ряде случаев — существенному приросту добычи угля. При наличии общего интереса в решении газовой проблемы как у одной, так и у другой стороны, спорным предметом является установление цены на метановоздушное топливо. Поэтому, как вариант, шахта бесплатно поставляет метан энергетическому предприятию при условии, что последнее примет инвестиционное участие в проекте дегазации. Рациональным может стать создание топливо-энергетической системы на корпоративных началах: шахта обеспечивает когенерационные модули достаточным количеством газового топлива, а энергетическое предприятие вкладывает в проект сами энергоагрегаты и обеспечивает их эксплуатацию. По данной схеме шахта участвует в прибылях на паритетных началах. Тарифы же на отпущенную шахте электрическую и тепловую энергию могут быть приняты согласно действующим положениям.

Вариант с участием внешнего инвестора-финансового капиталиста (шахта как отдельная структура) сложен проблемой выделения причитающейся последней доли прибыли от вложенных средств, поскольку в результатах деятельности энергокомплекса может отсутствовать собственно понятие прибыли, так как угледобывающее предприятие самостоятельно производит и потребляет энергетические ресурсы (включая метановоздушное топливо), а шахта, допустим, убыточна. Если же деятельность угледобывающего предприятия является рентабельной, то столь же проблематично, выделить в общем объеме прибыли часть, обусловленную деятельностью энергетического модуля.

Указанные схемы взаимоотношений субъектов экономической деятельности необходимо учитывать при оценке эффективности инвестиционных проектов.

Так, если шахта сама производит инвестирова-

ние, то при оценке эффективности капитальных вложений их размер должен быть сопоставлен с доходами от реализации дополнительной угольной продукции и экономии сумм оплаты за потребленную электрическую энергию. Расходная же часть определяется издержками на содержание энергоблока.

Когда инвестиции производит энергетическое предприятие, доходная часть проекта по угледобывающему предприятию складывается из платы ему ТЭЦ за поставленное топливо. В числе издержек присутствует стоимость потребленной тепловой и электрической энергии.

В качестве существенного позитивного начала служит то, что при этом угледобывающее предприятие свободно от инвестиционных расходов.

Таким образом, для каждого из рассмотренных вариантов эффективность инвестиционного проекта является сложной функцией от ряда факторов. В числе последних фигурируют капитальные вложения на обустройство энергогенерирующего блока, тарифы на произведенные энергетические ресурсы и цены на реализуемую угольную продукцию, а также объемы производства и потребления топлива, электроэнергии и тепловой энергии субъектами производственно-экономических отношений. Значение чистой текущей стоимости проекта (NPV, широко используемого в финансовом анализе критерия) представляет собой функцию от большого количества величин

$$NPV = \varphi(E_1, E_2, T_1, T_2, \beta_1, \beta_2, \beta_3, \tau_1, \tau_2, \gamma, \lambda, q, C),$$

где E_1 — количество выработанной электроэнергии;

E_2 — количество закупленной электроэнергии угледобывающим предприятием из объема выработки;

T_1 — количество произведенной тепловой энергии;

T_2 — количество закупленной тепловой энергии угледобывающим предприятием;

β_1 — тариф на электроэнергию, отпущенную сторонним потребителям;

β_2 — тариф на отпущенную электроэнергию угледобывающему предприятию;

β_3 — тариф на электроэнергию в сети энергопоставляющей компании;

τ_1 — тариф на тепловую энергию, отпущенную стороннему потребителю;

τ_2 — тариф на отпущенную угледобывающему предприятию тепловую энергию;

γ — цена угольной продукции;

λ — цена метановоздушной смеси;

q — норматив расхода угольного топлива на выработку тепловой энергии в шахтной котельной;

C — эксплуатационные издержки.

В представленной зависимости учтена возможность продажи выработанных энергоресурсов сторонним по-

ребителям. Так, при производстве избыточной тепловой энергии в летние месяцы она может быть продана другим предприятиям или потребителям коммунального сектора. То же относится и к электроэнергии.

Для определения экономии платы угледобывающим предприятием за электрическую электроэнергию, полученную от предприятия энергетических сетей, используется соответствующий тариф.

Трудность оценки экономической эффективности проекта подтверждает многоаспектность указанных тарифных составляющих, зависящих от многих условий (в том числе предоставляемых льгот, зонирования по времени суток и т.д.).

Таким образом, в работе показано, что надежность энергоснабжения крупных промышленных центров Донбасса может быть повышена благодаря использованию установок распределенной генерации при промышленных предприятиях, находящихся во владении компаний-поставщиков электроэнергии. В Донбассе рациональным может стать создание энергоблоков на базе угольных шахт — пиковых электростанций, когенерационных модулей на шахтном метане, угольных ТЭЦ малой и средней мощности. Проблема заключается в отсутствии соответствующих инвестиционных ресурсов у угледобывающих предприятий. Вместе с тем предприятия-поставщики электроэнергии являются заинтересованными инвесторами, поскольку в противном случае рискуют потерять крупных клиентов.

Партнерские отношения между угледобывающими и энергетическими компаниями могут строиться различным экономическим образом и принимать различные имущественные формы. В статье показаны сильные и слабые стороны различных вариантов инвестиционных проектов.

Литература

1. **Energy** dictionary / World Energy Council. — Paris: Souve SI, 1992. — 736 p.
2. **Энергетическая безопасность России (введение в проблему):** Препринт / Н.И. Воропай, С.М. Клименко, Л.Д. Криворучский и др. — Иркутск: СЭИ СО РАН, 1997. — № 3. — 56 с.
3. **О сущности** и основных проблемах энергетической безопасности России / Н.И. Воропай, С.М. Сендеров, Г.Б. Славин и др. // Изв. РАН. Энергетика. — 1996. — № 3. — С. 38—49.
4. **Некоторые** проблемы энергетической безопасности России и ее регионов / Н.И. Воропай, С.М. Клименко, Л.Д. Криворучский, Ю.Н. Руденко // Энергетика России в переходный период: проблемы и научные основы развития и управления. — Новосибирск: Наука, Сиб. издат. фирма РАН, 1996. — С. 23—35.
5. **Куденко Г.О., Черватский Д.Ю.** Щодо реформування регіональних енергопостачальних систем // Проблеми підвищення еф-

фективности предприятий различных форм собственности. — Донецк: ИЭП НАН Украины. — 2005. — С. 128—138. 6. **Анализ** опыта реформирования электроэнергетики зарубежных стран применительно к возможному его использованию в России // Матеріали міжнар. конф. «Досвід реформування енергетичних ринків» (Київ, 13—14 червня 2001 р.) — К., 2001. — С. 231—236. 7. **Безант-Джоунс Дж.Е., Тененбаум Б.В.** Опыт реформирования энергетики в Калифорнии: уроки для развивающихся стран // Матеріали міжнар. конф. «Досвід реформування енергетичних ринків» (Київ, 13—14 червня 2001 р.) — К., 2001. — С. 273—298. 8. **Коренев В.М., Ларин И.И., Сильвестров Л.К.** О пневмоаккумулирующих газотурбинных электростанциях // Энергия: экономика, техника, экология. — 2002. — №8. — С. 35—39. 9. **Праховник А., Находов В., Замулко А.** Новые энергоблоки АЭС: избыток энергии или дефицит мощности в энергосистеме? // Энергетическая политика Украины. — 2004. — №11. — С. 54—60. 10. **Буравлев В.П., Стогний В.С.** Устойчивое развитие энергетики // Эко-технологии и ресурсосбережение. — 2002. — №2. — С. 3—8. 11. **Щепетина Т.Д., Субботин С.А., Сту-**

калов В.А. Малая ядерная энергетика и глобальные проблемы // Энергия: экономика, техника, экология. — 2004. — № 4. — С. 18—22. 12. **Севостьянов В.Л.** Малая атомная энергетика: проблемы и перспективы // Энергия: экономика, техника, экология. — 2005. — № 5. — С. 24—27. 13. **Ищенко А.Г., Субботин С.А., Щепетина Т.Д.** Пути коммерциализации АЭС малой мощности // Энергия: экономика, техника, экология. — 2007. — № 10. — С. 2—11. 14. **Череватский Д.Ю.** Инновационно-инвестиционные аспекты энергетической диверсификации деятельности угледобывающих предприятий // Вісник Донецького університету. — Серія В: Економіка і право. — 2006. — № 1. — Том 1. — С. 177—183. 15. **Табаченко Н.М.** Гидроаккумулирующая электростанция на закрываемых шахтах // Уголь. — 2000. — № 9. — С. 43—44. 16. **Кабанов А.И., Филиппов А.М., Череватский Д.Ю., Разумный Ю.Т.** Принципы построения технологических блоков «Шахта-ТЭС» // Уголь Украины. — 1996. — № 5—6. — С. 5—9. 17. **Булат А.Ф., Чемерис И.Ф., Кибкало М.Н.** Малая энергетика — основа диверсификации деятельности угледобывающих предприятий // Уголь Украины. — 1999. — № 10. — С. 17—20.