Інститут економічних досліджень та політичних консультацій
Німецька консультативна група

Серія консультативних робіт [PP/07/2009]

Експорт електроенергії до ЄС – більше, ніж зміна частоти струму

Георг Захманн, Дмитро Науменко

Берлін/Київ, листопад 2009 року

Про Інститут економічних досліджень та політичних консультацій

Інститут економічних досліджень та політичних консультацій (ІЕД) – провідний український аналітичний центр, що спеціалізується на економічних дослідженнях та консультаціях з питань економічної політики. ІЕД був заснований у жовтні 1999 року провідними українськими політиками та Німецькою консультативною групою з питань економічних реформ.

Місія ІЕД - вироблення альтернативного погляду на ключові проблеми суспільного та економічного розвитку України. В рамках місії ІЕД націлює свою діяльність на надання висококваліфікованої експертної оцінки в галузі економіки й економічної політики, на формування громадської думки шляхом організації відкритого публічного діалогу, на сприяння розвитку економічних та суспільних наук і стимулювання розвитку дослідницької спільноти України.

Інститут економічних досліджень та політичних консультацій
Рейтарська 8/5-А,
01034 Київ, Україна
Тел: +38 044 / 278 63 42
Факс: +38 044 / 278 63 36
institute@ier.kiev.ua
http://www.ier.kiev.ua

Про Німецьку консультативну групу

Німецька консультативна група з питань економічних реформ працює в Україні з 1994 року, консультуючи український уряд й інші державні органи, такі як Національний банк України, по широкому колу питань економічної політики і розвитку фінансового сектору. Наші аналітичні роботи презентуються і обговорюються під час постійних зустрічей з посадовцями високого рангу. Група фінансується німецьким Федеральним міністерством економіки і технологій у рамках програм TRANSFORM та наступних після неї програм технічної допомоги.

Німецька консультативна група
З питань економічних реформ
c/o Berlin Economics
Schillerstr. 59
D-10627 Берлін
Тел: +49 30 / 20 61 34 64 0
Факс: +49 30 / 20 61 34 64 9
info@beratergruppe-ukraine.de
www.beratergruppe-ukraine.de

© 2009 Інститут економічних досліджень та політичних консультацій
© 2009 Німецька консультативна група
Всі права захищені.

Експорт електроенергії до ЄС – більше, ніж зміна частоти струму

Резюме

Характерною ознакою українського сектору електроенергетики є надзвичайно високий показник номінальної резервної потужності. Його потужності по генерації електроенергії перевищують величину пікового навантаження більш ніж на 40%. Падіння попиту на електроенергію, викликане кризою, ще більше погіршило показник завантаження потужностей українських електростанцій. В той же час, збільшення експорту до сусідніх країн на Сході не є економічно вигідним при цінах близько 40 дол. США за МВт, тоді як збільшення продажу до країн ЄС за ціною приблизно 60 дол. США за МВт є технічно обмеженим. Сьогодні обговорюються різні варіанти для подолання цих «вузьких місць». На додачу до технічних бар'єрів, також можуть виникнути юридичні перепони для зростання експорту електроенергії з України. Особливо це стосується відповідності стандартам європейського енергетичного сектору, що може перешкодити збільшенню експорту. Саме тому, в цій роботі ми аналізуємо як імплементація схеми торгівлі викидами ЄС вплине на прибутковість експорту електроенергії з України.

Оцінюючи стан українських електростанцій, ми виявили, що значна частина потужностей теплових електростанцій в Україні фактично недоступна для використання. Базуючись на оцінці кривої граничних витрат українського сектору генерації електроенергії, ми прийшли до висновку, що прибутковість експорту української електроенергії залежить від застосування в Україні схеми торгівлі викидами ЄС (EU ETS). Якщо для України продовжить діяти виключення із схеми торгівлі викидами EU ETS та за умови помірних цін на паливо, експорт 2500 МВт базового рівня навантаження до ЄС (або 22 ТВт.год) може принести 416 млн. дол. США прибутку. Однак, якщо ЄС відмовиться від збільшення імпорту з України, вимагаючи запровадження в Україні помірного податку (20 дол. США/т) на викиди вуглецю, експорт української електроенергії до ЄС буде збитковим. Таким чином, рентабельність продажу української електроенергії в Західній Європі залежить від висунутих вимог відповідності західним стандартам. Ми вважаємо, що європейський сектор електроенергетики та політики будуть перешкоджати надходженню значних обсягів імпорту електроенергії, яка не генерується в рамках «дорогого» європейського режиму. Таким чином, має бути розроблена довгострокова стратегія експорту електроенергії, яка буде приймати до уваги не тільки необхідні інвестиції в розширення мережі, а і відповідність стандартам забруднення, які діють в ЄС.

Автори

Георг Захманн	zachmann@berlin-economics.com	+49 30 / 20 61 34 64 3
Дмитро Науменко	naumenko@ier.kiev.ua	+380 44 / 235 63 42

Подяка

Автори бажають висловити свою вдячність Фердінанду Павелу, Сергію Горбачову та Денису Сакві за цінні обговорення, інформацію та припущення. Застосовується звичайне застереження.

Зміст

1. Вступ ……1
2. Надлишкова генерація в Україні ……1
3. Економічний потенціал для експорту……..7
4. Висновки……11
5. Посилання……12

1. Вступ

Енергетичний сектор України перебуває в періоді значного стресу. Економічна криза, зумовлена падінням внутрішнього споживання та зовнішнього попиту, призвела до погіршення використання потужностей українських електростанцій та зниження маржі електрогенеруючих компаній. Політична підтримка вітчизняної вугледобувної галузі частково перекладається на плечі генеруючих компаній, які використовують вугілля в якості палива. Призупинення приватизації та судові спори за контроль над компаніями створюють невизначеність і погіршують інвестиційний клімат. Врешті-решт, ціни для кінцевого споживача досі знаходяться на рівні, який не дозволяє покривати затрати і стимулювати інвестиції. Через це складне політичне/економічне середовище передбачена фундаментальна реформа ринку залишається під питанням і буде (у найкращому випадку) перенесена на наступні кілька років.

Один із способів вирішення цієї проблеми, що нині обговорюється, полягає у збільшенні ступеню інтеграції української енергетичної системи із Заходом. В той час як лише Бурштинський енергоострів з його більш ніж помірними потужностями по генерації електроенергії приєднаний до Центрально-Західної Європейської електроенергетичної системи (UCTE), точиться дискусія про збільшення експортного потенціалу України. Як аргумент, наводиться твердження, що це допоможе Україні краще використовувати недовантажені потужності електростанцій і акумулювати кошти, необхідні для задоволення майбутніх потреб в інвестиціях. Однак, як вже було помічено, значне зростання експорту до ЄС викличе протидію європейських генеруючих компаній, що будуть перебувати під загрозою втрати частини ринку. Тому, є дуже ймовірнім, що дані компанії будуть лобіювати свої інтереси на рівні місцевих урядів та ЄС з метою запровадження дозволу на імпорт лише з тих країн, які відповідають європейським стандартам. Крім того, для відповідності стандартам по забрудненню непарниковими газами встановленими у Директивах ЄС «Про великі електростанції, які спалюють органічне паливо» та «Про попередження та контроль за інтегрованим забрудненням», особливо для участі у схемі ЄС по зниженню викидів вуглецю, необхідні значні разові інвестиції, що вплине на конкурентоспроможність українських електрогенеруючих компаній. Це може статися завдяки дії схеми торгівлі викидами ЄС, згідно якої від забруднюючих агентів брати на себе дорогі права по викидам і включати їх у змінні витрати. В даній роботі ми будемо аналізувати як потенційна вимога доручення до EU ETS вплине на прибутковість експорту української електроенергії. Відповідно, в наступному розділі ми пояснимо ключові питання (високі номінальні надлишкові потужності, падаючий попит та дискусію щодо інтеграції із Заходом). В третьому розділі досліджуються питання реальної надлишкової потужності, а також справедлива ціна українського експорту електроенергії. Базуючись на цьому аналізі, ми зробимо висновки як запровадження схеми викидів вплине на прибутковість експорту та надамо рекомендації щодо політики.

2. Надлишкова генерація в Україні

Надлишкові потужності

В 2008 році встановлена потужність електрогенерації була близько 53 ГВт, тоді як максимум навантаження за останні роки не перевищував 31 ГВт.[1] Відповідно, показник номінальної резервної потужності становив 41%. Це досить велике значення у порівнянні з іншими країнами (Білорусь, 2005 р.: 20%, Росія, 2005 р.: 31%). Оскільки номінальні обсяги встановленої потужності електрогенерації значно

[1] Відповідно до Міністерства палива та енергетики.

[2] Відповідно Міністерства палива та енергетики на кінець 2008 року встановлена потужність енергосистеми України становила 52 590,78 МВт.

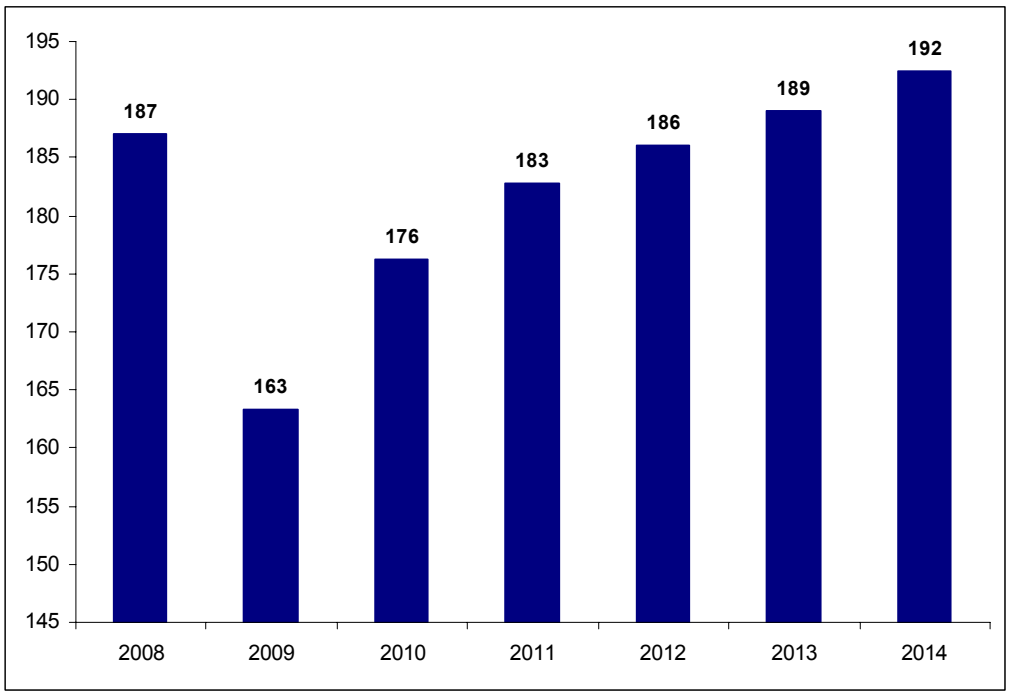
не змінились[2], тоді як попит значно скоротився у 2008 році (див. нижче), очікується що показник номінальної резервної потужність буде зростати і надалі.

Падіння попиту на електроенергію

Слід за скороченням промислового виробництва з третього кварталу 2008 року різко скоротилось споживання електроенергії. За три квартали 2009 році по відношенню до відповідного періоду минулого року споживання енергії скоротиться на 13%[3], і очікується що зниження споживання збережеться на такому ж рівні до кінця цього року (див. Рис 1). Дане падіння стало можливим виключно за рахунок скорочення споживання електроенергії промисловими підприємствами, тоді як домогосподарства збільшили споживання електроенергії за цей період. Базуючись на припущенні, що середньорічне зростання промислового виробництва у 2010-2016 рр. буде в середньому складати 5%, компанія «Тройка» (2009 р.) припускає, що споживання електроенергії на рівні 2008 року буде досягнуто лише у 2013 році.

Рис 1:

Прогноз валового споживання електроенергії (ТВт.год)



Джерело: ДПЕК, 2009 р.

Низькі коефіцієнти використання потужностей

Через світову економічну кризу також значно знизився попит на електроенергію у всіх країнах, що імпортують електроенергію з України. Внаслідок скорочення внутрішнього та зовнішнього попиту використання потужностей електростанцій продовжує погіршуватись.

[3] Згідно з статистичним звітом Міністерства палива та енергетики за 9 міс. 2009 року від 19 жовтня 2009 року.

Таблиця 1:

Використання потужностей найбільших теплових електростанцій

Генератор (електростанції)	Рівень навантаження (2008 р.)	Рівень навантаження (1п. 2009 р.)	Рівень навантаження (9м. 2009 р.)
Дніпроенерго	22,3	16,1	17,1
Донбасенерго	30,9	29,1	29,7
Західенерго	38,6	32,6	32,3
Центренерго	23,6	17,2	18,9
Востокенерго	53,2	40,8	43,1

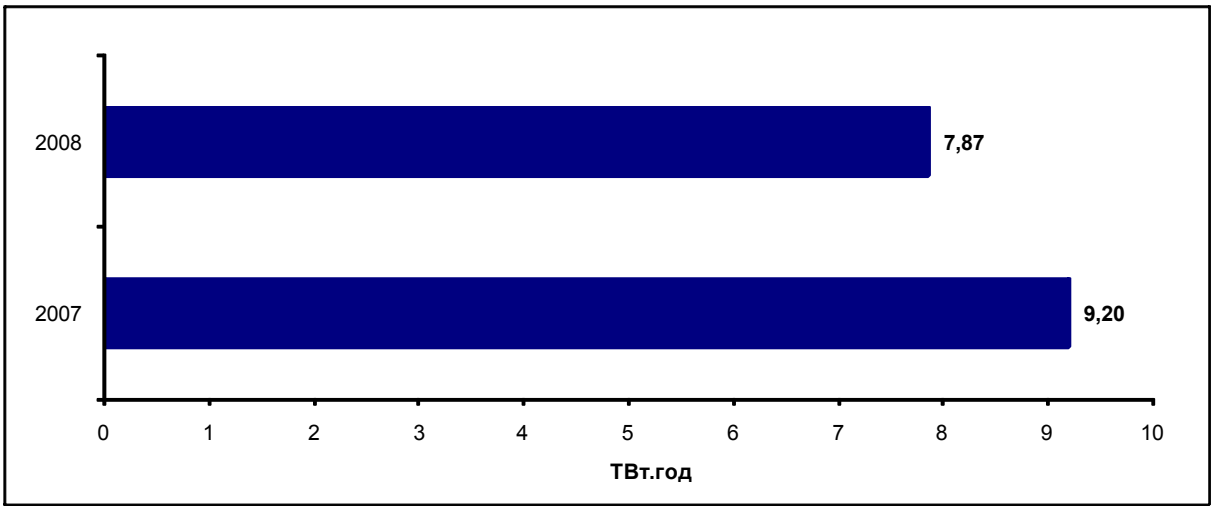
Джерело: Держкомстат, Енергобізнес

Обмежений експортний потенціал

Значні надлишкові потужності роблять експорт електроенергії першочерговим завданням для електрогенеруючих компаній України. Саме тому експорт електроенергії в 2008 році становив 7 852 804 МВт.год.

Рис 1:

Експорт електроенергії в 2007-2008 рр.

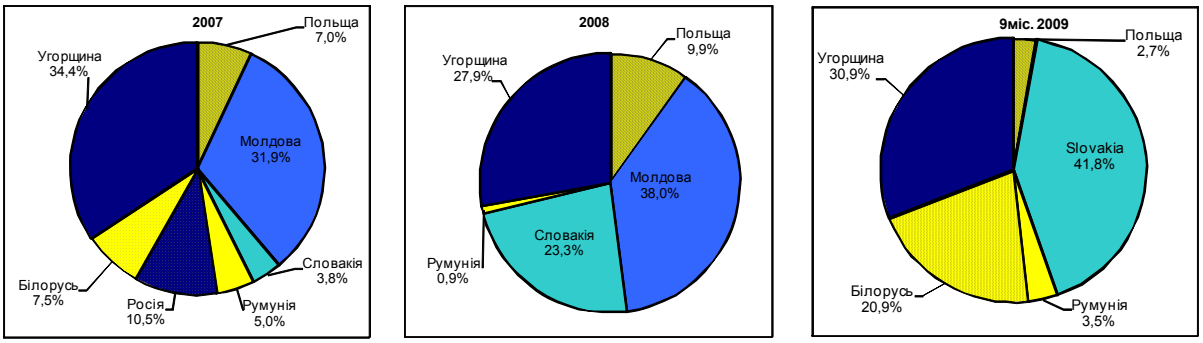


Джерело: Мінпаливенерго

Тоді як у 2007 році експорт до інших країн СНД становив майже половину від загального обсягу експорту, продаж електроенергії до Росії і Білорусі були припинені у 2008 році, і лише Молдова була єдиною країною Об'єднаної енергосистеми (див. вставку внизу), що отримала значні обсяги електроенергії з України. Після того як експорт електроенергії до Молдови було припинено, а до Білорусі було лише частково відновлено, загальний експорт електроенергії знизився на 54% дпр (за 9 міс. 2009 року у порівнянні із 9 міс. 2008 року). Не дивлячись на досі високі ціни на Заході, що дозволяє припускати зростання частки експорту в зону UCTE (див. вставку внизу), існують певні технічні обмеження, які слід прийняти до уваги.

Рис 2:

Експорт електроенергії у 2007-2008 рр. та у 2009 році за країнами



Джерело: Міністерство палива та енергетики

Зниження обсягів експорту обумовлено припиненням експортних поставок до Білорусі (з 01.07.2007) і Росії (з 01.07.2007). Експорт до Польщі було поновлено 14.04.2008.

Історично, Україна була повноцінно приєднана до енергосистем її західних сусідів – Польщі, Словаччини, Угорщини, Румунії. Із розпадом старої Об'єднаної Енергетичної Системи в кінці 90-х років енергосистеми цих країн та України були десинхронизовані. Через різні частоти експорт змінного току до вищезгаданих країн став технічно неможливим. Після синхронізації Бурштинського енергоострову із зоною UCTE Україна отримала можливість експортувати 500 МВт електроенергії взимку і 550 МВт влітку, починаючи з 2003 року. Це відповідає обсягу максимального річного експорту на рівні приблизно 4,6 ТВт.

Вставка:

Міжнародні системи передачі електроенергії

Об'єднана Енергетична Система (ОЕС) [4] – це синхронізована система передачі електроенергії в СНД (за виключенням Арменії і Туркменістану), включаючи Грузію, Україну та країни Балтії. Вона являє собою найбільш розгалужену енергосистему світу, що охоплює 8 часових зон, має загальну встановлену потужність по генерації в 335 ГВт та щорічний обсяг генерації у 1200 ТВт. До 1990 року ціла зона COMECON (Союз Економічної Взаємодопомоги) в Європі була частиною ОЕС. Різними способами Східна Німеччина, Польща, Чехія, Угорщина, Словаччина, Румунія та Болгарія вийшли із складу ОЕС і приєдналися до UCTE. ОЕС була остаточно відокремлена в 1998-1999 рр. З 2000 року вона була успішно відновлена. В серпні 2001 року енергосистеми України і Молдови були знову об'єднані в рамках ОЕС. [5]

Союз Координації Передавання Електроенергії (UCTE) управляє континентальною європейською синхронною мережею (за виключенням островів та Північних країн). Розпочавши свою роботу як виключно Західноєвропейська синхронна зона, вона значно розширилась за останні 15 років, прийнявши до свого складу енергосистеми країн Східної Європи. З 2003 року Західна частина

[4] Також відома як «Об'єднані енергетичні системи/Єдині енергетичні системи» (ОЕС/ЄЕС), тому що абревіатура ЄЕС позначає російську частину міжнародної системи.

[5] Джерело: Джангіров і Барінов (2002 р.)

енергосистеми України, т.зв. «Острів Бурштинської електростанції», працює у синхронному режимі з UCTE.

З 1 липня 2009 року **Європейська Мережа Операторів Електропередавальних Мереж (ENTSO-E)** прийняла на себе керівництво всіма операційними завданнями 6 існуючих операторів електропередавальних мереж в Європі, включаючи UCTE.

Таблиця 2:

Міждержавні лінії електропередачі та експортні можливості України

Назва країн-сусідів	Кількість повітряних ліній за класами напруги					Максимальна пропускна здатність, млрд.кВт.год. в рік	Експорт у 2005 році, млрд.кВт.год.
	750 кВ	400-500 кВ	220-330 кВ	110-0,4 кВ	Всього		
Російська Федерація	1	3*	10	18	**32**	26,3	2,0
Молдова			7	18	**25**	1,5	1,6
Білорусь			2	6	**8**	6,1	-
Польща	1		1		**2**		
Словаччина		1		1	**2**	UCTE	
Угорщина	1	1	2		**4**	5,0**	4,8
Румунія	1	1			**2**	49,0***	

* - одна лінія електропередачі постійного струму 400 кВ;

** - при роботі «Острова Бурштинської ТЕС»;

*** - при паралельній роботі.

Джерело: Енергетична стратегія України на період до 2030 року

Попередній висновок

Україна має фізичні потужності по генерації електроенергії, що перевищують піковий попит більш ніж на 40%. В минулому, частина цих надлишкових потужностей використовувались для експортування електроенергії як до східних, так і до західних сусідів. Падіння внутрішнього попиту призвело до подальшого погіршення показників рівня навантаження електростанцій. Більш сильне зниження попиту на електроенергію в Росії, ніж в Угорщині чи Польщі, а також вищі ціни на електроенергію на Заході, стимулюють зацікавленість українських генеруючих компаній до збільшення експорту у західному напрямку. Однак наразі це бажання обмежується з технічних причин.

Дискусія щодо західної інтеграції

З різних політичних та економічних причин питання збільшення експорту електроенергії з України на Захід та більш сильна інтеграція України в UCTE обговорюється вже досить тривалий період часу. Зокрема, ключовим аргументом є наявність значного експортного потенціалу. Базуючись на доволі прийнятних нормах номінальної резервної потужності, низькій собівартості генерації (при заданому рівні навантаження) на ядерних та гідроелектростанціях та наявності більш високих цін на Заході, ніж на Сході (див. Таблицю 3), аналітики стверджують, що Україна могла б продавати дешеву вітчизняну електроенергію на західних ринках, отримуючи гарні прибутки.

Таблиця 3:

Середня ціна експорту електроенергії за країнами у 1 пол. 2009 року

	Середня ціна (дол. США/МВт.год)
Білорусь (ОЕС)	44,24
Молдова (ОЕС)	48,49
Росія (ОЕС)	48,60
Румунія (UCTE)	59,36
Словаччина (UCTE)	62,26
Угорщина (UCTE)	63,01

Джерело: Держкомстат, власні розрахунки

Цей експорт може стати можливим через повну інтеграцію української енергосистеми до UCTE[6] або завдяки частковому включенню додаткових генеруючих потужностей через окремі технічні рішення (наприклад, встановлення до трьох модулів вставок постійного струму потужністю 600 МВт з метою повторного використання лінію 750 кВ між Україною та її західними сусідами, зокрема Західноукраїнська – Альбертірша (Угорщина), Хмельницька АЕС – Жешув (Польща), та Південноукраїнська – Ісакча (Румунія).[7]

Вартість західної інтеграції для сектора електроенергетики

Наразі лише UCTE включає членів, які одночасно входять до складу Енергетичного співтовариства, Європейського Союзу чи Європейської асоціації вільної торгівлі (EFTA). Договір Енергетичного співтовариства передбачає, що країни, які підписали його (головним чином у Південно-Східній Європі) запровадять регулювання ЄС щодо окремих ринків у сфері енергетики на протязі певного періоду часу (конкретно, єдину нормативну базу ЄС у відповідних сферах енергетики, навколишнього середовища, конкуренції та інші). До теперішнього часу, Україна має статус спостерігача у Енергетичному співтоваристві, але вона збирається вести переговори про повноцінне приєднання. Досвід країн Центральної та Східної Європи, які приєдналися до ЄС та UCTE свідчить, що виконання вимог законодавства ЄС може бути достатньо коштовною справою. Особливо складною проблемою було забезпечення відповідності енергосистеми країни, в якій домінує теплова генерація, наприклад у Польщі, вимогам Директив ЄС «Про великі електростанції, які спалюють органічне паливо» та «Про попередження та контроль за інтегрованим забрудненням».

Інший коштовний фактор, на який часто не звертають уваги – це вимоги законодавства про зменшення шкідливих викидів. Тоді як такі країни, як Норвегія та Ліхтенштейн, що є членами EFTA, приймають участь у схемі торгівлі викидами ЄС (EU ETS), Швейцарія має свою власну схему, що, однак, прив'язана до EU ETS. Інші країни, приєднані до електромереж ЄС[8], досі підлягають виключенню з дії зобов'язань EU ETS. До цього це не розглядалося як важливе питання, оскільки чистий експорт таких країн (за виключенням експорту Росії до країн Балтії та Фінляндії) є незначним. Ситуація зміниться з більш сильною інтеграцією України в UCTE. Таким чином, є всі підстави передбачати, що ЄС і особливо європейські електрогенеруючі компанії не сприймуть сильного розширення т.зв. «брудного»

[7] Джерело: Енергетична стратегія України на період до 2030 року.

[8] Марокко, Росія, Україна та Балканські країни, які не є членами ЄС.

імпорту. В результаті, ми вважаємо, що найбільш ймовірним є такий варіант, за якого вартість вуглецевих викидів, яка застосовується в ЄС буде також застосована і до українського експорту. Це може бути досягнуто як за рахунок певного прикордонного податку (еквівалентного ціні дозволу на викиди на спотовому ринку), так і через включення до EU ETS. Нижче ми обговоримо, як дана «кліматична націнка» може вплинути на потенціал експорту електроенергії Україною.

3. Економічний потенціал для експорту

Ми проведемо розрахунок економічного потенціалу експорту у чотири етапи. Спочатку ми розрахуємо граничні витрати по генерації електроенергії українськими електростанціями для кожного рівня виробництва (т. зв. «merit-order» або ранжирування різних рівнів генерації за рівнем собівартості для вибору найбільш ефективних варіантів). Потім, ми побудуємо умовну криву погодинного попиту на електроенергію для одного року (т. зв. «криву навантаження»). Далі ми розрахуємо середні граничні витрати для виробництва більшого обсягу електроенергії, ніж потребує внутрішній ринок. І нарешті, ми порівняємо ці витрати з цінами на електроенергію на цільових ринках.

Розрахунок кривої граничних витрат

Потужності у фізичному вимірі: Дослідження Світового банку (2007 р.) показало, що з 27 150 МВт встановленої потужності *теплових електростанцій* лише 19 848 МВт є фізично доступними. Решта відноситься до т. зв. «законсервованих», «резервних» потужностей, або потужностей у стані реабілітації. Також 13 168 МВт потужностей встановлені на *атомних електростанціях* і 4 600 МВт – на *гідроелектростанціях*. Через ряд технічних причин наявні електростанції можуть від'єднуватись від мережі час від часу, зокрема для проведення ремонтів. В результаті, ми коригуємо потужність кожного типу електростанцій на фактор наявності, взятий з дослідницької роботи (Weigt та інші, 2007 р.). Відповідно, припускається, що лише 83% потужностей теплових, 80% - атомних і 62% - гідроелектростанцій є доступними.[9] Потужності, що встановлені на *теплоелектроцентралях* (6357,3 МВт у 2009 році згідно з Мінпаливенерго), враховуються окремо для літнього та зимових періодів. Виходячи з дуже низького річного показника завантаження на рівні 10%, ми припускаємо, що лише 3000 МВт є доступними у будь-який період часу.

Змінні витрати: Для встановлених потужностей по генерації електроенергії деякі типи «дешевих» електростанцій за базового рівня навантаження ніколи не впливають на встановлення ціни. Відповідно, нульові змінні витрати для всіх атомних та гідроелектростанцій – це спрощуюче припущення, яке проте не впливає на наш аналіз граничних витрат.[10] Припускається, що теплоелектроцентралі (ТЕЦ) є завантаженими виробниками електроенергії лише взимку, оскільки вони працюють, головним чином, для генерації тепла в цьому сезоні. Влітку ТЕЦ працюють у недовантаженому режимі з неконкурентними, високими рівнями собівартості, оскільки вони використовують як паливо природний газ і характеризуються більш низькою ефективністю, ніж інші електростанції, які спалюють природний газ. Для теплових електростанцій (тобто енергоблоків, які використовують вугілля та природний газ у якості палива) змінні витрати можуть бути приблизно розраховані, базуючись на теплотворній здатності палива. Ефективність енергоблоків вітчизняних теплових електростанцій вимірюється у грамах спожитого умовного палива на

[9] За додаткового приблизного припущення, що більш нові енергоблоки будуть потребувати меншої кількості ремонтів, періоди проведення ремонтів не є випадковими, а можуть частково бути сплановані власником. Доступність атомних та гідроелектростанцій, в свою чергу, сильно залежить від погодних умов.

[10] Потужності гідро- та атомних електростанцій, скориговані на фактор доступності, складають 13 400 МВт, тоді як найнижче навантаження було на рівні 15 000 МВт.

кВт.год. Виходячи з теплотворної здатності 8141 кВт електроенергії з 1 тони умовного палива, може бути розрахований відповідний рівень ефективності. Наприклад, 400 г/кВт відповідає рівню ефективності 31%. Припускаючи, що головними факторами, що впливають на розмір граничних витрат є вартість палива та викидів вуглецю, собівартість для кожного типу генерації може бути розрахована, виходячи з ціни відповідного виду палива, ціни дозволу викидів та ефективності енергоблоків. Для розрахунку вартості викидів ми припускаємо, що кожен кВт виробленої електроенергії у тепловому вимірі для випадку використання вугілля призводить до викидів CO_2 у розмірі 400 грам, тоді як відповідний рівень викидів для природного газу буде становити 200 г/кВт.[11] Через високу невизначеність вартості палива і вуглецевих викидів у майбутньому (і навіть у теперішній момент часу) ми пропонуємо шість сценаріїв, які описані у Таблиці 4.

Оскільки вугілля є основним видом палива для українських теплових електростанцій, головним припущенням та змінною при калькуляції собівартості генерації електроенергії в Україні є ціна вугілля. Приймаючи до уваги, що українська вугледобувна галузь не має суттєвих конкурентних переваг перед іншими виробниками вугілля, ціна останнього на світовому ринку буде добрим індикатором реальної вартості вугілля для України. Відповідно, ціна імпортного вугілля у Німеччині у 2 кв. 2009 року у 76,3 євро/тону вугільного еквіваленту (тве) або 115 дол. США/тве буде доцільним зразком для порівняння.

Для сценарію низьких цін, ціни в Україні приймаються на рівні 40% нижче цього бенчмарку (70 дол. США/тве), за сценарію середніх цін – на 10% нижче бенчмарку (100 дол. США/тве); сценарій високих цін передбачає 25%-е перевищення цього рівня (150 дол. США/тве). Для природного газу ми припускаємо відповідні ціни у 230 дол. США/1000 кубометрів, 350 дол. США/1000 кубометрів та 450 дол. США/1000 кубометрів, які покривають весь діапазон можливого розвитку цін у майбутньому.

Для вартості вуглецевих викидів ми маємо два сценарії. За сценарієм відсутності плати за викиди CO_2, Україна продовжує бути виключенням із схеми торгівлі викидами в ЄС (EU ETS), навіть продовжуючи експортувати електроенергію до західних сусідів. Це може бути обґрунтовано за допомогою політичної/юридичної аргументації (нераціональної з економічної точки зору), що експортується лише електроенергія, вироблена електростанціями, які не здійснюють вуглецевих викидів. Найбільш ймовірний сценарій передбачає, що ЄС включить українські електростанції до EU ETS через запровадження прикордонного податку або іншого механізму, який змусить вітчизняних електрогенераторів платити за викиди вуглецю. Це є раціональним з економічної та кліматичної точки зору, оскільки саме теплова генерація мусить бути збільшена, щоб задовольнити експортний попит. За даного сценарію ми передбачаємо запровадження доволі помірного податку/плати за дозвіл на викиди на рівні 20 дол. США/тону.

[11] Підхід, який використовує види палива, було обрано через те, що неефективні електростанції продукують більшу кількість викидів на одиницю виробленої електроенергії, і навпаки.

Таблиця 4:

Сценарії

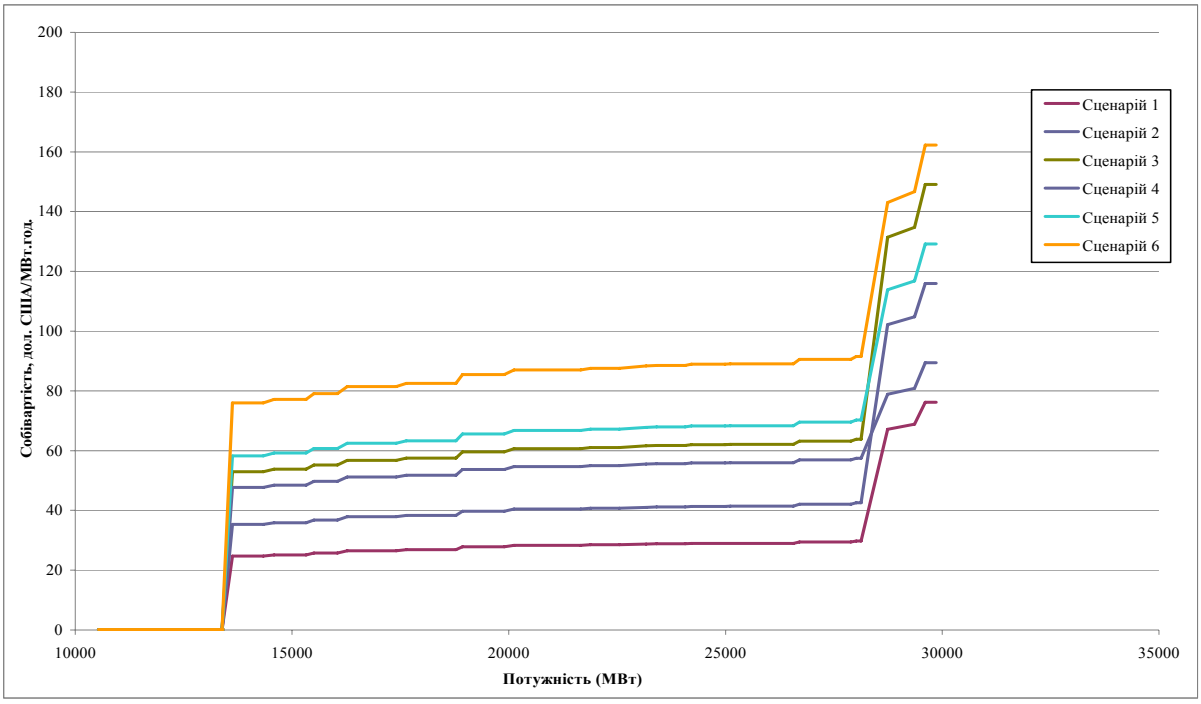
	Ціна природного газу (дол. США/1000 куб.м.)	Ціна вугілля (дол. США/тве[12])	Ціна дозволу викидів (дол. США/т)
Сценарій №1: низький, без CO_2	230	70	0
Сценарій №2: середній, без CO_2	350	100	0
Сценарій №3: високий, без CO_2	450	150	0
Сценарій №4: низький, CO_2	230	70	20
Сценарій №5: середній, CO_2	350	100	20
Сценарій №6: високий, CO_2	450	150	20

Джерело: власні припущення

Базуючись на прийнятих припущеннях та методології, ми розрахували криву граничних витрат для українських електрогенераторів. Як показано на *Рис. 4*, різниця у собівартості для теплових електростанцій, що спалюють вугілля є достатньо помірною. Це можливо завдяки приблизно однаковій ефективності відповідних енергоблоків (350-425 г/кВт або 29-35%). Через цю низьку ефективність навіть помірне підвищення вартості вуглецевих викидів призводить до значного зростання цін електроенергії приблизно на 25 дол. США/МВт.год. (порівняння Сценаріїв 2 та 5).

Рис 3:

Крива граничних витрат («Merit Order»)



Джерело: власні розрахунки

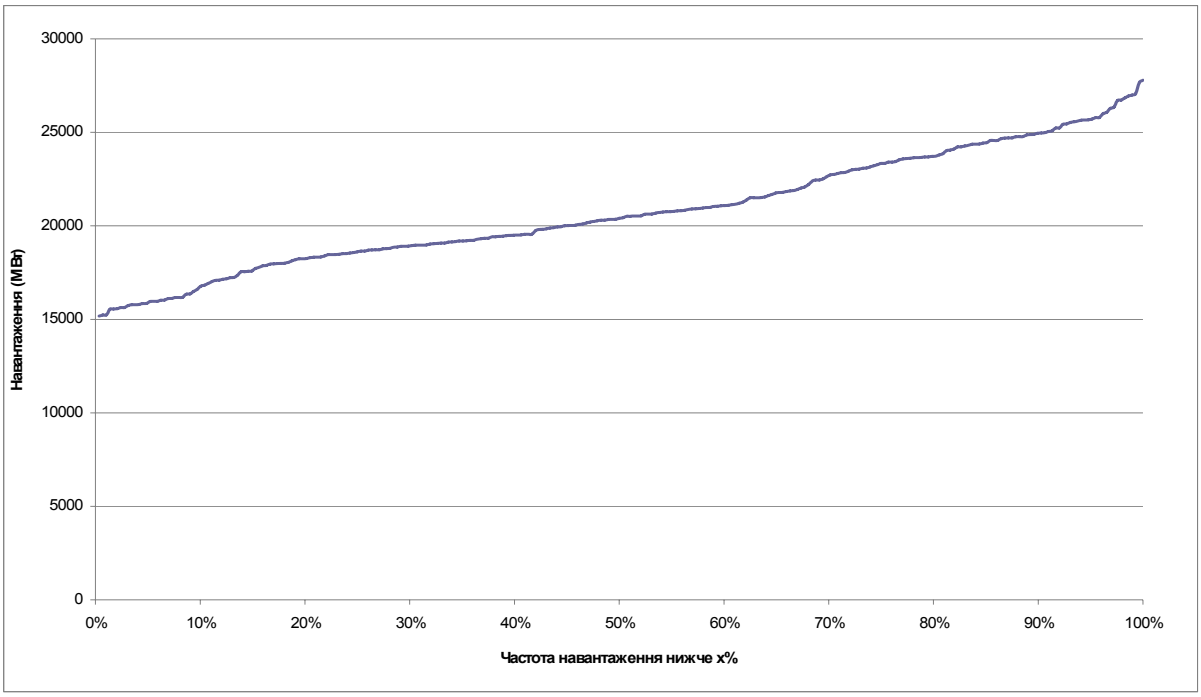
[12] За 1 тону вугільного еквіваленту

Розрахунок річної кривої навантаження

Україна може експортувати лише ту електроенергію, яка не споживається всередині країни. Базуючись на місячних даних по навантаженню та погодинному піку навантаження у 2005 році, ми розрахували криву навантаження. Було обрано 2005 рік, оскільки загальний рівень навантаження у 177 ТВт.год. є близьким до рівня завантаження, який очікується у 2010 році. Мінімальне годинне навантаження у 15 200 МВт, середнє годинне навантаження у 20 400 МВт і максимальне годинне навантаження у 27 800 МВт дають криву з деяким нахилом, проте не із самим гострим кутом (пік навантаження є меншим за 36% вище середнього рівня, у Німеччині – 38%, у Білорусі – більше 50%). Це гарна передумова для експорту електроенергії за базового рівня навантаження.

Рис 4:

Крива навантаження, побудована на даних 2005 року



Джерело: власні розрахунки, http://energo-cis.org

Розрахунок середніх граничних витрат

Маючи криву навантаження та криву граничних витрат, тепер можливо провести розрахунок, по якій ціні Україна може продавати електроенергію своїм сусідам. Виходячи з цього, ми розрахували погодинні граничні витрати для різних обсягів експорту. Потім ми усереднили витрати за всі години року і отримали середні граничні витрати для кожного рівня експорту. Наприклад, ми хочемо експортувати базову потужність у 1000 МВт. У мінімальні години споживання навантаження становить 15 200 МВт. Додаючи експорт, отримуємо 16 200 МВт. Для виробництва 16 200 МВт електроенергії гранична вартість за Сценарієм 5 складає 60,74 дол. США/МВт. У максимальні години споживання необхідно виробити 27 800 + 1 000 МВт електроенергії. При цьому завантаженні вже буде необхідно переключитись на електростанції, що використовують природний газ, що призведе до зростання граничних витрат до 113,86 дол. США/МВт. Усереднюючи граничні витрати для всіх

8760 годин року для експорту 1000 МВт електроенергії, отримаємо граничні витрати на рівні 65 дол. США/МВт у Сценарії 5.[13]

Таблиця 5:

Середньорічні граничні витрати у дол. США/МВт

	0 МВт	500 МВт	1000 МВт	1500 МВт	2000 МВт	2500 МВт
Сценарій №1	26	27	27	28	28	29
Сценарій №2	37	38	39	40	41	41
Сценарій №3	56	57	59	60	61	61
Сценарій №4	50	51	53	54	54	54
Сценарій №5	**62**	**63**	**65**	**66**	**66**	**67**
Сценарій №6	80	82	84	86	87	87

Джерело: власні розрахунки

Порівняння середніх граничних витрат з цінами та калькуляція прибутків

Середня ціна експорту електроенергії у 1 п. 2009 року до країн-сусідів UCTE становила близько 60 дол. США/МВт (див. Таблицю 3), що вказує на прибутковість експорту базового навантаження у 1000 МВт до ЄС лише в сценаріях 1, 2 і 4. Таким чином, може бути досягнута висока маржа (Сценарій №1: 33 дол. США/МВт та Сценарій 2: 22 дол. США/МВт). Приймаючи до уваги втрати в мережі та інші витрати, експорт буде можливим навіть за встановлення помірних цін на викиди вуглецю (Сценарії 4-6)[14]. Відповідно, український експорт буде конкурентноздатним лише у випадку, якщо Україна зможе уникнути включення до EU ETS, навіть якщо це призведе до конкуренції з європейськими енергетичними компаніями, які повинні будуть отримувати дорогі дозволи на викиди парникових газів.

4. Висновки

В даній роботі ми оцінили криву граничних витрат (merit order) для українських електростанцій. Виходячи з оцінки фактично наявних електростанцій, ми визначили, що наявний потенціал експорту електроенергії у фізичному вимірі є більш обмеженим, ніж можна визначити із прийнятного показника номінальної резервної потужності. Більш того, структура нормальних граничних витрат (тобто такого, що визначається цінами) теплових електростанцій сильно залежить від цін на вугілля та вуглецеві викиди. За найбільш ймовірного сценарію, ціна вуглецевих викидів на рівні 20 дол. США/т та ціна вугілля у 100 дол. США/тве призводить до формування середніх граничних витрат по генерації електроенергії на рівні 62 дол. США/МВт. Зростання експорту призведе до збільшення цих витрат, оскільки для задоволення попиту доведеться включати в мережу більш дорогі типи електростанцій, що працюють на природному газі. Оскільки ціна експорту на початку 2009 року становила 60 дол. США/МВт, зростання експорту не буде прибутковим для українського енергетичного сектору. Відповідно, український сектор електрогенерації може конкурувати на європейському ринку лише у випадку, якщо Україна зможе уникнути включення в систему європейських правил.

---

[13] Зверніть увагу, що якщо експорт на погодинній основі є можливим, експортний потенціал може бути вищим, ніж якщо просто порівнювати середню ціну експорту із середніми граничними витратами. У цьому випадку Україна має можливість продавати електроенергію, використовуючи погодинну різницю між внутрішніми витратами та зовнішніми цінами. Ця різниця, однак, не буде дуже суттєвою, якщо криві погодинного навантаження та ціни мають схожий профіль.

[14] Однак зауважимо, що український уряд може отримати прибуток від експорту електроенергії у випадку, якщо доходи від продажу від продажу прав на здійснення викидів надійдуть до державного бюджету.

Для вирішення цієї дилеми ми пропонуємо здійснити наступні чотири кроки:

1. Заключити з ЄС чітку перехідну угоду, в якій буде визначено, коли і як будуть запроваджені відповідні Директиви для створення чіткого регуляторного поля, необхідного для здійснення інвестицій. З цієї точки зору, приєднання до Енергетичного співтовариства, як обговорювалося вище, було б дуже корисним.
2. Разом із стороною від ЄС розробити справедливий довгостроковий підхід до зниження вуглецевих викидів, пов'язаних із експортом електроенергії.
3. Підвищити експортний потенціал шляхом зниження внутрішнього попиту. Це передбачає встановлення цін, що покривають витрати, для всіх внутрішніх споживачів, в тому числі і промислових, та стимулювання ефективного використання електроенергії в державному секторі.
4. Посилення конкурентоспроможності українського сектору електрогенерації через переведення на ринкову основу планування роботи електростанцій, забезпечення життєздатності вугільних шахт та рентабельності електростанцій. Цей захід включає проведення запланованої реформи оптового ринку електроенергії (ОРЕ), яка нині ризикує бути відкладена на значний термін. Більш того, визначення етапів приватизації електрогенеруючих компаній є дуже важливим для стимулювання інвестицій.

5. Посилання

BRAAC (2009 р.): Рекомендації щодо політики економічних та інституціональних реформ. Аналітично-дорадчий центр Блакитної стрічки, Київ, квітень 2009 р.

Джангіров В.А., Барінов В.А. (2002 р.): "Формування ринків електроенергії в СНД та їх вплив на розвиток енергетичної системи". CIGRE 2002, протокол зборів.

ДПЕК (2009 р.): "Енергетичний сектор: стратегічні пріорітети", презентація Віталія Бутенка (Директор зі стратегії), березень 2009 р., Лондон, Великобританія

Міністерство палива та енергетики (2009 р.). "Privatization of the Ukrainian Thermal Power Generation Companies". Презентація, травень 2009 р.

Укренерго (2006 р.). Український оператор електропередавальних систем – Національна Енергетична Компанія "Укренерго". Чорноморська Енергетична конференція, 3-5 квітня 2006 р., Бухарест, Румунія.

Weigt, H., von Hirschhausen, C., Zachmann, G. (2007). "Preisbildung und Marktmacht auf den Elektrizitätsmärkten in Deutschland". EE2 Electricity Markets Working Papers WP-EM-15.

Світовий банк (2007 р.). "Реконструкція теплових електростанцій в Україні: Оцінка потреб, коштів та переваг."

Список останніх консультативних робіт

- Актуальні проблеми монетарної політики, Рікардо Джуччі, Роберт Кірхнер, Віталій Кравчук, консультативна робота РР 06, листопад 2009 року
- Адміністративні заходи для підтримки гривні: належний інструмент валютної політики?, Рікардо Джуччі, Роберт Кірхнер, Віталій Кравчук, консультативна робота РР 05, жовтень 2009 року
- «Газовий» виклик: щодо забезпечення транзиту природного газу і стабілізації внутрішнього ринку в Україні, Роберт Кірхнер, Рікардо Джуччі та Віталій Кравчук, консультативна робота РР 04, липень 2009 року
- Тільки швидка приватизація «Укртелекому» зможе забезпечити подальший розвиток сектору телекомунікацій в Україні, Фердінанд Павел, Дмитро Науменко консультативна робота РР 03, липень 2009 року
- Як розвинути ринок державних запозичень для дрібних інвесторів?, Роберт Кірхнер, Рікардо Джуччі та Віталій Кравчук, консультативна робота РР 02, липень 2009 року
- Роль торгівельної політики в скороченні дефіциту рахунку поточних операцій в Україні – міжнародний досвід, Крістіан Хелмерс, Вероніка Мовчан, Рікардо Джуччі та Катерина Куценко, консультативна робота РР 01, березень 2009 року
- Створення ринку валютних деривативів в Україні: порядок заходів, Роберт Кірхнер, Рікардо Джуччі та Алла Кобилянська, консультативна робота РР 09, грудень 2008 року
- Оцінка наслідків тривалого економічного спаду на пенсійне страхування в Україні: сподіваємось на краще, але готуємось до найгіршого!, Ларс Хандріх, Олександра Бетлій, консультативна робота РР 09, грудень 2008 року.
- Депозитне страхування в Україні: Час для Реформи?, Роберт Кірхнер, Рікардо Джуччі, консультативна робота РР 08, листопад 2008 року
- Принципи і способи функціонування адресної соціальної допомоги: рекомендації для України, Ларс Хандріх, Олександра Бетлій, консультативна робота РР 07, жовтень 2008 року
- Проблема «європейських газових цін» в Україні, Фердінанд Павел, Інна Юзефович, консультативна робота РР 06, жовтень 2008 року
- Інфляція в Україні: Результати емпіричного дослідження та рекомендації щодо економічної політики, Рікардо Джуччі, Роберт Кірхнер, Енцо Вебер, консультативна робота РР 05, жовтень 2008 року
- Житлове будівництво в Україні: Причини поточної кризи та висновки для економічної політики, Рікардо Джуччі, Роберт Кірхнер, Роман Возняк, консультативна робота РР 04, жовтень 2008 року
- Взаємодія між Урядом і Національним банком України: Оцінка поточної ситуації та рекомендації, Рікардо Джуччі, Роберт Кірхнер, Віталій Кравчук, консультативна робота РР 03, червень 2008 року
- Інфляційні очікування: значення та вимірювання, Роберт Кірхнер, Рікардо Джуччі, Ярослава Сучок, Оксана Кузяків та Вероніка Мовчан, консультативна робота РР 02, червень 2008 року

Консультативні роботи та наукові матеріали у відкритому доступі: http://www.ier.kiev.ua/English/papers/papers_eng.phtml. За більш детальною інформацію з питань підписки на наші регулярні видання звертайтесь до Аліни Долі: dolya@ier.kiev.ua