

НАУКОВІ СТАТТІ

Соціально-економічні проблеми Донбасу

УДК 620.9(477)

О. С. Сердюк,

кандидат економічних наук,

Інститут економіки промисловості НАН України, м. Київ

СУЧАСНИЙ СТАН ТА ПЕРСПЕКТИВИ РОЗВИТКУ УКРАЇНСЬКИХ ТЕС

Постановка проблеми. На сьогодні у світі спостерігається тенденція до зниження обсягів виробництва електроенергії електростанціями, що працюють на високовуглецевому паливі (вугілля, мазут). Поточна тенденція зумовлена усвідомленням ступеня залежності негативних екологічних та економічних наслідків від обсягів викидів CO₂ в атмосферу. За таких умов набуває актуальності питання щодо визначення доцільності подальшої експлуатації вітчизняних ТЕС.

Аналіз останніх досліджень і публікацій. Широко висвітлення проблем та перспектив розвитку вітчизняної енергетики, зокрема теплової (ТЕС, ТЕЦ), наводиться у періодичному виданні «Енерго-Бизнес». Крім того у виданні широко представлена статистична інформація щодо виробничо-економічної діяльності українських ТЕС. Подібна інформація також широко представлена у журналі «Енергетичний вісник України». На основі аналізу та систематизації наведеної у виданнях інформації виконано дослідження щодо поточного стану та перспектив розвитку українських ТЕС.

Метою статті є дослідження виробничо-економічних процесів, що відбуваються у секторі тепло-

вої енергетики України; визначення доцільності подальшої експлуатації українських ТЕС.

Виклад основного матеріалу дослідження. Вітчизняна енергетична галузь відіграє ключову роль у процесах соціально-економічного розвитку країни, оскільки безперерйне забезпечення економіки та суспільства енергетичними ресурсами є запорукою успішності даного процесу. Основу енергетичної галузі України складають атомний та тепловий сектори, на які припадає близько 90% вітчизняної енергогенерації. В останні роки частка виробництва електроенергії на АЕС суттєво збільшилась, що було спричинено зниженням навантаження на сектор теплої енергетики (табл. 1). Впродовж 2013-2015 рр. обсяг виробництва електроенергії на ТЕС зменшився на 28 911 млн кВт·год, що негативним чином позначилось на рентабельності теплової енергогенерації. Ураховуючи поточну ситуацію в енергетиці, можна стверджувати, що поглиблення кирзового стану у секторі теплової енергетики зумовлює доцільність реалізації оперативних заходів спрямованих на підвищення ефективності експлуатації вітчизняних ТЕС.

Таблиця 1

Структура енергетичної галузі України [1, 2, 3, 4]

	АЕС		ТЕС		ТЕЦ		ГЕС	
	млн кВт·год	%	млн кВт·год	%	млн кВт·год	%	млн кВт·год	%
2010	89151	49,5	67828	37,7	10148	5,6	12952	7,2
2011	90247	48,6	73709	39,7	11065	6,0	10772	5,8
2012	90137	47,4	78907	41,5	9650	5,1	10832	5,7
2013	83208	44,9	78297	42,3	8281	4,5	14215	7,7
2014	88389	50,7	68469	39,3	6726	3,9	9086	5,2
2015	87647	57,2	49386	32,2	6075	4,0	6777	4,4

Сьогодні в Україні¹ налічується 12 теплових електростанцій, що забезпечують близько 30% вітчизняної енергогенерації. Основним видом палива для українських ТЕС є вугілля (97,5%). Газ та мазут на електростанціях використовується у незначній кількості (2% газу та 0,5% мазуту). Діючі ТЕС функціонують в рамках об'єднаної енергетичної системи (ОЕС) України та входять до складу енергетичних

компаній: ПАТ «ДТЕК Дніпроенерго» (Криворізька, Придніпровська, Запорізька ТЕС); ПАТ «Донбасенерго» (Слов'янська ТЕС); ПАТ «ДТЕК Західенерго» (Бурштинська, Добротвірська, Ладжинська ТЕС); ПАТ «Центренерго» (Вуглегірська, Трипільська, Зміївська ТЕС); ТОВ «ДТЕК Східенерго» (Луганська, Курахівська ТЕС). На українському ринку теплової енергетики домінуючою є

¹ Без урахування окупованих територій Донецької, Луганської областей та АР Крим.

частка енергогенерації компанії ДТЕК (рис. 1). Однак попри це, компанію не слід розцінювати як монополіста, оскільки: по-перше, вона функціонує в рамках єдиного енергоринку України, де її частка не є домінуючою (24% ДТЕК проти 56% Енергоатома);

по-друге, компанія не може впливати на формування ціни на вироблену електроенергію, оскільки ДП «Енергоринок» наділена повноваженнями встановлювати розцінки для всіх учасників ринку.

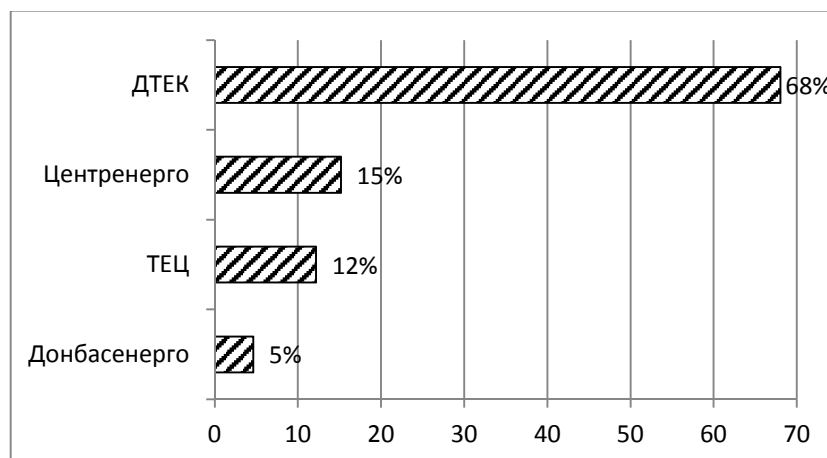


Рис. 1. Частка енергогенеруючих компаній на ринку теплової енергетики [4]

Українські ТЕС умовно можна розділити на дві групи: перша – ТЕС, що працюють на високореакційному паливі (вугілля газової групи, марок Д, ДГ, Г); друга – ТЕС, що працюють на низькорекційному паливі (антрацитове вугілля, марок П, ПС, А). На сьогоднішній день налічується 6 ТЕС першої

групи, які за 2015 рік виробили 33584 млн кВт год, що склало 22 % від загальної енергогенерації в Україні. У тому ж періоді ТЕС другої групи (6 ТЕС) виробили 13986 млн кВт год, зайнявши таким чином лише 9% ринку вітчизняної електроенергії (табл. 2).

Таблиця 2

Виробничі показники ТЕС України за 2015 р. [4]

	Марка вугілля ¹	Електрична потужність, МВт	Виробництво е/е, млн кВт·год	Питома частка виробництва е/е, %
ДТЕК Дніпроенерго			9963	6,5
Криворізька ТЕС	П	2328	2578	1,7
Придніпровська ТЕС	А	1195	1490	1,0
Запорізька ТЕС	Д, Г	2825	5895	3,8
Донбасенерго			2353	1,5
Слов'янська ТЕС	А, П	880	2353	1,5
ДТЕК Західенерго			17274	11,3
Доброутвірська ТЕС	ДГ, Г	510	2245	1,5
Ладизинська ТЕС	Д, Г	1800	5302	3,5
Бурштинська ТЕС	ДГ, Г	2334	9727	6,3
Центренерго			9420	6,1
Вуглегірська ТЕС	ДГ, Г	3600	4446	2,9
Трипільська ТЕС	А	1800	3794	2,5
Зміївська ТЕС	А, П	2200	1180	0,8
ДТЕК Східенерго			8560	5,6
Луганська ТЕС	А	1220	2591	1,7
Курахівська ТЕС	Г	1517	5969	3,9

¹ У таблиці вказано марки вугілля, що зазвичай використовується на приведених ТЕС. Однак допустиме використання інших марок, що належать до відповідних групи (газові, антрацитові).

Суттєві розбіжності між виробничими показниками ТЕС першої та другої групи безпосередньо пов'язані з проблемою нестачі антрацитового вугілля, що є актуальною останні роки. З початком бойових дій на сході, Україна втратила доступ до всіх шахт, що видобувають антрацитові марки вугілля. У наслідок чого виробничі зв'язки (шахта – ТЕС) було

розірвано, що призвело до ресурсної кризи у тепловій енергетиці. У нинішніх обставинах Україна вимушена імпортувати значні обсяги антрацитового вугілля за ринковою ціною, що є економічно невідповідним для вітчизняної електроенергетики в цілому. У період 2014-2016 рр. Україна імпортувала антрацитового вугілля на 3,75 млрд дол. США. У зазначе-

ному періоді основними експортерами антрацитового вугілля в Україну були: РФ (56% від загального експорту); США (21%); Казахстан (6%).

З метою пом'якшення ресурсної кризи у тепловій енергетиці, Міністерством енергетики та вугільної промисловості України було реалізовано ряд заходів спрямованих на переорієнтацію потужностей з антрацитових ТЕС на електростанції, що працюють на високореакційному паливі. Як наслідок частка виробництва електроенергії ТЕС першої

групи збільшилась до 64% від загальної теплової енергогенерації в Україні. Частка виробництв ТЕС другої групи скоротилась до мінімуму, необхідного для підтримки підприємств у робочому стані (рис. 2). Однак подальша експлуатація антрацитових ТЕС у даному режимі є недоцільною, оскільки тривале функціонування енергоблоків на рівні мінімального (у деяких випадках нижче мінімального) навантаження впливає на прискорення зносу обладнання та збільшення аварійності енергоблоків.

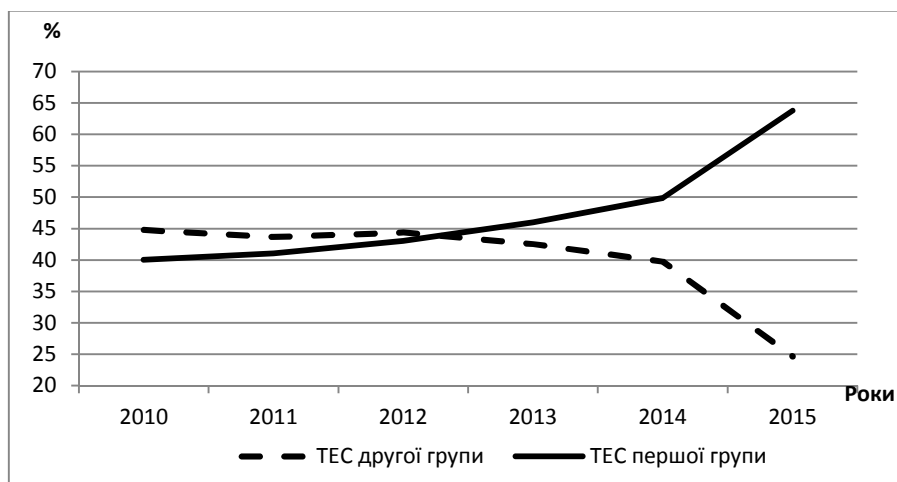


Рис. 2. Частка теплової енергогенерації ТЕС першої та другої групи [4]

Разом з ресурсною кризою, негативним чином на стані вітчизняної теплової енергетики позначилось зменшення попиту на електроенергію. У період 2013-2015 рр. Україна на 17% зменшила виробництво електроенергії. На долю теплової енергетики

припало 36% скорочення енергогенерації. Незважаючи на певний позитивний вплив (зменшення витрат антрацитового вугілля), скорочення попиту призвело до зменшення навантаження на ТЕС, що в свою чергу спричинило збільшення витрат умовного палива на виробництво електроенергії (табл. 3).

Таблиця 3

Витрати умовного палива тепловими електростанціями України, г/кВт·год [3, 4]

		2013 р.	+/- 2013 р.	2014 р.	+/- 2014 р.	2015 р.	Всього
ТЕС першої групи	Запорізька ТЕС	357,0	-4,0	353,0	3,0	356,0	-1,0
	Вуглегірська ТЕС	372,0	1,0	373,0	5,0	378,0	6,0
	Ладижинська ТЕС	377,0	8,0	385,0	14,0	399,0	22,0
	Курахівська ТЕС	384,0	-4,0	380,0	13,0	393,0	9,0
	Бурштинська ТЕС	397,0	-1,0	396,0	-1,0	395,0	-2,0
	Добротвірська ТЕС	409,0	4,0	413,0	-5,0	408,0	-1,0
ТЕС другої групи	Криворізька ТЕС	386,0	9,0	395,0	51,0	446,0	60,0
	Зміївська ТЕС	405,0	7,0	412,0	34,0	446,0	41,0
	Луганська ТЕС	426,0	-4,0	422,0	23,0	445,0	19,0
	Трипільська ТЕС	404,0	5,0	409,0	17,0	426,0	22,0
	Придніпровська ТЕС	425,0	4,0	429,0	20,0	449,0	24,0
	Слов'янська ТЕС	419,0	1,0	420,0	-9,0	411,0	-8,0

Проаналізувавши табл. 3 можна зазначити, що найсуттєвіше збільшення витрат умовного палива (в середньому 23,7 г/кВт·год) спостерігалось на ТЕС другої групи. Дана тенденція є логічною, оскільки середнє навантаження на електростанції зменшилось на 22%. На ТЕС першої групи витрати умовного палива в середньому збільшились на 4,8 г/кВт·год, при зменшенні навантаження станцій на 3%.

Таким чином, в українській тепловій енергетиці склалась ситуація коли виробництво кожного додаткового мільйона кВт·год електроенергії стає непропорційно витратнішим. Особливо чітко дана тенденція простежується у 2015 р., де витрати умовного палива на виробництво додаткової одиниці електроенергії є найвищими (рис. 3).

На основі аналізу кумулятивної кривої виробництва електроенергії українськими ТЕС у період

2012-2015 рр., виявлено тенденцію до зростання питомих витрат умовного палива при зменшенні обсягів енергогенерації. Однак слід зазначити, що дана тенденція є актуальною лише за поточних умов розподілення навантаження на теплоелектростанції

(рис. 4). При зміні комбінації навантажень, кумулятивна крива (рис. 3) змінить кут нахилу, що безпосереднім чином вплине на питомі витрати умовного палива.

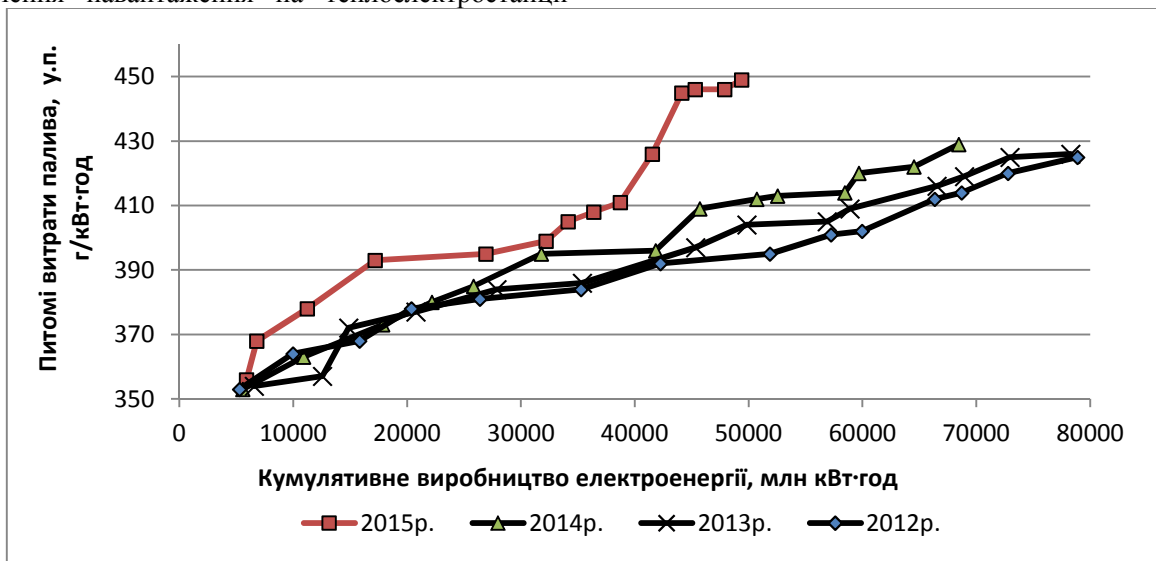


Рис. 3. Кумулятивна крива виробництва електроенергії на ТЕС України [2, 3, 4]

У поточних умовах, навантаження на енергоблоки вугільних ТЕС тісно корелюється з питомою часткою теплової енергетики у загальному енергетичному балансі, що в свою чергу встановлюється відповідно до внутрішніх потреб країни в електроенергії та кон'юнктури ринку енергоресурсів.

За останні роки (2013-2016 рр.) світова ціна на енергетичне вугілля знизилась майже в два рази, що було зумовлено світовим падінням цін на енергоресурси та кволим зростанням попиту (частково зумовленого зниженням обсягів світової енергогенерації вугільними ТЕС). Однак зниження світових цін не вплинуло на обсяги виробництва електроенергії вугільними ТЕС, оскільки девальвація національної валюти призвела до вирівнювання (з середнім відхиленням у 4,1 дол. США) внутрішніх та світових цін (рис. 5).

У період 2013-2016 рр. процес здешевлення вугілля на світовому ринку відбувався паралельно із знеціненням гривні в Україні. Впродовж зазначеного періоду ціна вітчизняного вугілля на внутрішньому ринку в доларовому еквіваленті знизилась на 42%, тоді як у гривневому збільшилась майже в 2 рази. За таких умов розглядати імпорт енергоресурсів як альтернативу вітчизняному паливу недоцільно, оскільки: по-перше, за поточних цін це не принесе суттєвої економічної вигоди; по-друге, даний крок негативним чином позначиться на діяльності вітчизняного вугільного сектору.

Здорожчання енергетичного вугілля на внутрішньому ринку (у гривневому еквіваленті) нега-

тивним чином вплинуло на економічний стан сектору теплової енергетики, оскільки темпи зростання ціни не відповідали темпам підняття тарифів на електроенергію. Протягом 2013-2016 рр. вартість вугілля для українських ТЕС (що складає 80% у структурі собівартості виробництва електроенергії) збільшилась на 94%, в той час, як тарифи на електроенергію в цьому ж період підвищились в середньому лише на 39%. Крім того на економічному стані ТЕС негативним чином позначилось зростання заборгованості підприємств та населення за спожити електроенергію.

У березні 2016 р. Національна комісія, що здійснює державне регулювання в сферах енергетики та комунальних послуг (НКРЕКП) постановою №289 затвердила Порядок формування прогнозованої оптової ціни електричної енергії [13], в рамках якого була приведена нова формула розрахунку вартості вітчизняного вугілля. Оновлена формула включає розрахунок ціни енергетичного вугілля на базі індексу API2² у портах Амстердам, Роттердам, Антверпен з поправкою на калорійність та з додаванням умовних витрат на доставку до ТЕС [14]. Тобто, за даною формулою нова ціна українського вугілля дорівнюватиме вартості закупки та доставки палива з портів Амстердама, Роттердама та Антверпена. За таких умов українське вугілля теоретично втрачає майже всі конкурентні переваги (окрім деяких альтернативних трансакційних витрат) на внутрішньому ринку, оскільки його ціна урівнюється з ціною імпорту.

² API2 є щотижневим індексом цін на умовах CIF ARA (Амстердам, Роттердам, Антверпен) на енергетичне вугілля з теплотворною здатністю 6000 ккал/кг та сіркою до 1% [14].

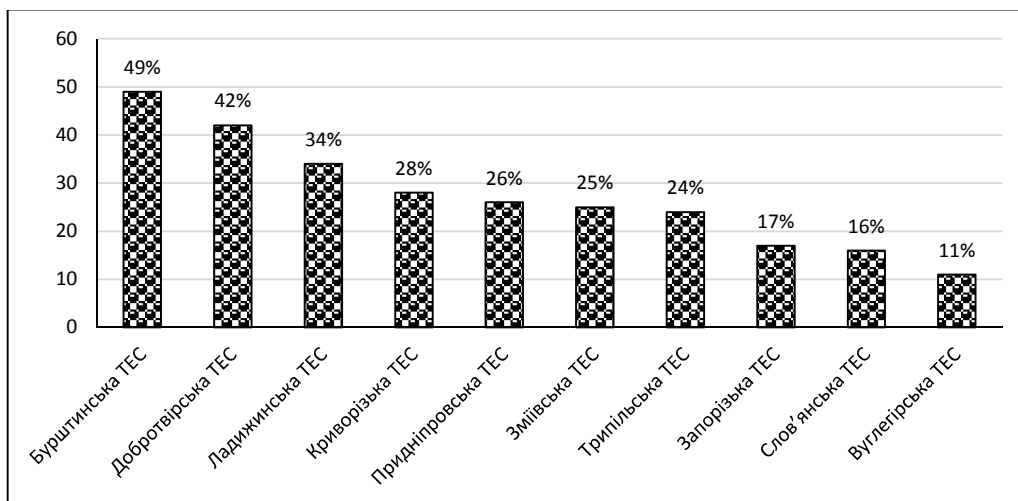


Рис. 4. Коефіцієнт використання потужності українських ТЕС у 2015 р.* [5]

* Не наведено показники по Луганській та Курахівській ТЕС.

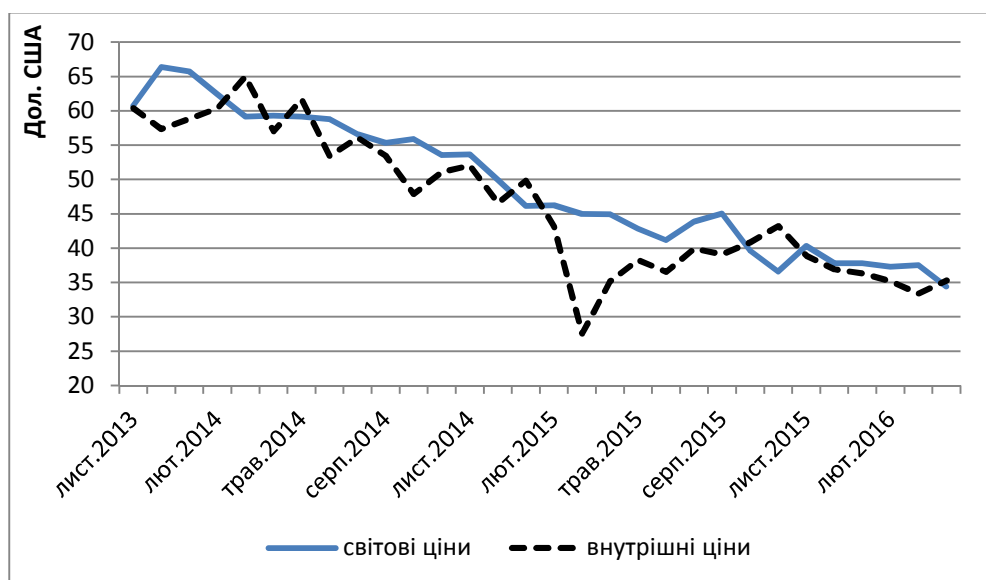


Рис. 5. Динаміка цін на енергетичне вугілля [8, 9, 10, 11, 12]

Основною метою нової цінової політики є створення рівноправних умов конкуренції між вітчизняними та зарубіжними вугільними компаніями. Однак, якщо в теорії це виглядає більш-менш реалістичним, то на практиці слід очікувати виникнення перепон на шляху переходу до конкурентного ринку. На даному етапі з високою долею ймовірності можна передбачити, що українське вугілля у повному обсязі буде реалізовуватися на внутрішньому ринку, оскільки відмова від його споживання на користь імпортного призведе до активізації (не без допомоги зацікавлених осіб) певних соціальних інститутів (політичні партії, профспілки, громадські організації тощо), дії яких будуть спрямовані на збереження ринків збуту для вітчизняних вугледобувних підприємств. При досягненні соціальними інститутами своєї мети, імпорту вугілля буде обмежено, що зробить попит на нього в Україні нееластичним. За таких умов буде мати місце нерівноправна конку-

ренція між вітчизняними та зарубіжними вугільними компаніями.

Виходячи з мотивів та можливих наслідків впровадження нової цінової політики, можна зробити висновок, що від нової ціни на вугілля матимуть економічний зиск лише вітчизняні вугледобувні компанії. Однак цей зиск буде досягнуто за рахунок економічних втрат споживачів вугілля (ТЕС, ТЕЦ, комунальні підприємства тощо).

З огляду на стабільне зростання індексу API2 (з II кварталу 2016 р.) [15], найближчим часом слід очікувати суттєвого підвищення собівартості виробництва електроенергії українськими ТЕС. Найбільш негативним чином це позначиться на діяльності компаній Центренерго та Донбасенерго, адже вони безпосередньо прив'язані до ринку енергоресурсів. Стійкою до коливань цін на енергоресурси залишиться компанія ДТЕК, адже вона є вертикально інтегрованою із замкнутим циклом виробництва. З

чого впливає, що за умови підвищення ціни на паливо додаткові витрати (на паливо) в енергетичному секторі ДТЕК компенсуються доходами у вугледобувному секторі ДТЕК. Тобто, всі транзакції здійснюватимуться в рамках однієї компанії. Крім

того, можна спрогнозувати, що зміна цінової політики принесе додаткові фінансові вигоди компанії ДТЕК від продажу власного вугілля (не використаного на електростанціях), оскільки ДТЕК є найкрупнішим постачальником вугілля на внутрішній ринок України (рис. 6).

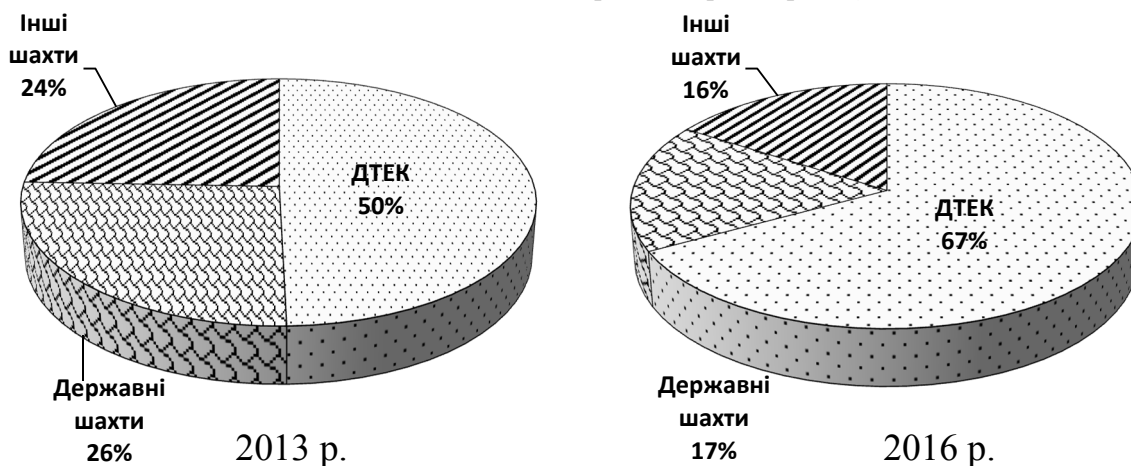


Рис. 6. Частка ДТЕК на ринку вугілля в Україні

За останні роки частка ДТЕК на внутрішньому ринку вугілля збільшилась на 17%, що зумовлено, по-перше, втратою контролю (у зв'язку з окупацією частини Донецької та Луганської областей) над значною частиною вугледобувних підприємств державної форми власності, по-друге, поставками вугілля з підприємств ДТЕК, що розташовані на окупованій території.

Отже, на сьогоднішній день склалась несприятлива ситуація для нарощування обсягів енергогенерації на вітчизняних ТЕС. З одного боку, дефіцит антрацитового вугілля обмежує можливості з підвищення навантаження на енергогенеруючі потужності ТЕС (це актуально по відношенню до 6 ТЕС). З іншого боку, висока ціна на вугілля робить нарощування обсягів виробництва електроенергії економічно не вигідним (це стосується ТЕС Центренерго та Донбасенерго). За нинішньої економічної ситуації, подальше функціонування вітчизняних ТЕС (не беручи до уваги ТЕС, що входять у склад ДТЕК) можливе лише за умови: підвищення тарифів на електроенергію; переходу ТЕС під контроль вертикально інтегрованих компаній; державних дотацій на покриття різниці в собівартості.

Підвищення тарифів на електроенергію має стати адекватною відповіддю на зростаючу собівартість виробництва електроенергії вугільними ТЕС. Однак, стрімке підняття тарифів у поточних економічних умовах може призвести до: зниження рівня життя населення; зниження прибутків у виробничій сфері та сфері послуг. Крім того, для забезпечення сталих умов функціонування ТЕС, тариф слід регулярно корегувати відповідно до змін індексу АРІ2. Виходячи з вищенаведеного можна зробити висновок, що за поточних економічних умов є логічним

помірковане та поступове підвищення тарифів на електроенергію. Однак, розглядати тариф як повноцінний інструмент компенсації витрат на паливо недоцільно. Тариф має бути використаний в тандемі з іншими стабілізуючими заходами.

Перехід ТЕС під контроль вертикально інтегрованих компаній. За поточних цін на вугілля, даний підхід є оптимальним з точки зору забезпечення стабільної роботи енергогенеруючих потужностей ТЕС. За умов функціонування ТЕС у складі вертикально інтегрованих компаній, нівелюється економічна залежність від ринку енергоресурсів, з огляду на те що, приналежні компанії вугледобувні підприємства забезпечують електростанції паливом. Однак, за поточних умов реалізація даного сценарію є малоімовірною, оскільки створення вертикально інтегрованих компаній в Україні є економічно недоцільним, з огляду на несприятливу кон'юнктуру ринку електроенергії. Винятком може стати лише перехід ТЕС Центренерго та Донбасенерго до складу ДТЕК, але дана процедура може зіткнутися з перепонами з боку антимонопольного законодавства.

Державні дотації на покриття різниці в собівартості. Даний підхід є найменш бажаним, оскільки шляхом дотацій, збитки енергетичного сектору перекадаватимуться на державний бюджет країни, що у свою чергу призведе до обмеження соціальних та інвестиційних програм уряду. Державні дотації можуть бути виправдані лише у випадку відсутності альтернативних шляхів до зменшення собівартості виробництва електроенергії, однак у поточній ситуації вони фактично зводяться до фінансування прибутків вугільного сектору.

Висновки. На основі аналізу поточного стану енергетичного сектору України, можна зробити

висновок щодо доцільності подальшої експлуатації вугільних ТЕС. Даний висновок обумовлюється відсутністю альтернативних енергетичних потужностей, що могли б замінити виведені з експлуатації енергоблоки ТЕС. Виходячи з поточної ситуації, постає питання щодо розробки заходів підвищення економічної ефективності роботи вітчизняних ТЕС. Дослідження в рамках даного питання може бути реалізовано за напрямками: розробка заходів спрямованих на зниження питомих витрат палива; коригування цінової та тарифної політики. Задля досягнення синергетичного ефекту, дослідження в обох напрямках має відбуватися одночасно.

Література

1. **Производство** електроенергии энергетическими компаниями и ТЭС Украины за 12 месяцев 2011 г. // *ЕнергоБизнес*. – 2012. – №6(742). – С. 45.
2. **Производство** електроенергии энергетическими компаниями и ТЭС Украины за 12 месяцев 2012 г. // *ЕнергоБизнес*. – 2013. – №4(791). – С. 32.
3. **Производство** електроенергии энергетическими компаниями и ТЭС Украины за 12 месяцев 2014 г. // *ЕнергоБизнес*. – 2015. – №4(893). – С. 36.
4. **Производство** електроенергии энергетическими компаниями и ТЭС Украины за 12 месяцев 2015 г. // *ЕнергоБизнес*. – 2016. – №4(944). – С. 32.
5. **Анализ** выполнения технико-экономических показателей ТЭС Украины за 12 мес. 2015 г. // *ЕнергоБизнес*. – 2016. – №16(956). – С. 40-46.
6. **Домбровский О.** Паризька кліматична угода: Україні треба скоротити викиди на 70% [Електронний ресурс] / О. Домбровский, Г. Гелетука // *Українська правда*. – Режим доступу: www.epravda.com.ua/publications/2016/03/18/585855/.
7. **Прогнози** викидів ПГ в Україні: шляхи до 2050 року [Електронний ресурс] / Підготовлено для Програми розвитку Організації Об'єднаних Націй; виконавець: Thomson reuters point carbon. 2012. – 32 с. – Режим доступу: <http://www.ua.undp.org/content>.
8. **Котировки** на уголь [Електронний ресурс] / *Investing.com* – Режим доступу: <http://ru.investing.com>.
9. **Итоги** работы угольной отрасли в апреле и за 4 мес. 2016 г. // *ЕнергоБизнес*. – 2016. – №24(964). – С. 38.
10. **Итоги** работы угольной отрасли за 12 мес. 2015 г. // *ЕнергоБизнес*. – 2016. – №6(946). – С. 38.
11. **Итоги** работы угольной отрасли за 12 мес. 2014 г. // *ЕнергоБизнес*. – 2015. – №5(894). – С. 37.
12. **Итоги** работы угольной отрасли за 12 мес. 2013 г. // *ЕнергоБизнес*. – 2014. – №5(842). – С. 36.
13. **Про затвердження** Порядку формування прогнозної оптової ціни електричної енергії [Електронний ресурс]: Постанова Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг від 3 березня 2016 р. № 289. – Режим доступу: <http://www.nerc.gov.ua/?id=19380>.

14. **Спорим** на формулу: експерты разошлись во мнении о справедливости новой формулы ценообразования для украинского угля // *ЕнергоБизнес*. – 2016. – №24(964). – С. 12-16.

15. **Coal (API2) CIF ARA (ARGUS-McCloskey) Futures, Continuous Contract #2 (MTF2)** [Electronic resource] / *Quandl* – Access mode: <https://www.quandl.com>.

Сердюк О. С. Сучасний стан та перспективи розвитку українських ТЕС

У статті досліджено структуру енергетичної галузі України, визначено роль сектору теплової енергетики у об'єднаній енергетичній системі України, встановлено наслідки впливу дефіциту антрацитового вугілля на сектор теплової енергетики, визначено причини підвищення витрат умовного палива на одиницю електроенергії, досліджено ключові фактори, що впливають на економічну ефективність експлуатації ТЕС, надано рекомендації щодо стабілізації роботи вітчизняних ТЕС.

Ключові слова: енергетика, ТЕС, паливо, тариф, умовне паливо, енергогенерація, антрацитове вугілля, кумулятивна крива.

Сердюк А. С. Современное состояние и перспективы развития украинских ТЭС

В статье исследована структура энергетической отрасли Украины, определена роль сектора тепловой энергетики в объединенной энергетической системе Украины, установлены последствия влияния дефицита антрацитового угля на сектор тепловой энергетики, определены причины повышения расходов условного топлива на единицу электроэнергии, исследованы ключевые факторы влияющие на экономическую эффективность эксплуатации ТЭС, даны рекомендации по стабилизации работы отечественных ТЭС.

Ключевые слова: энергетика, ТЭС, топливо, тариф, условное топливо, энергогенерация, антрацитовый уголь, кумулятивная кривая.

Serdyuk O. Current status and development prospects Ukrainian TPP

In the article research the structure of the energy sector of Ukraine, the role of thermal power sector in the United Energy System of Ukraine, establishes the effects of deficit anthracite on thermal power sector, defined causes higher costs of fuel per unit of electricity, studied the key factors affecting the economic the operational efficiency of thermal power plants, recommendations on stabilization of domestic power station.

Keywords: energy, thermal power plants, fuel rate, standard fuel, power generation, anthracite coal, cumulative curve.

Стаття надійшла до редакції 29.06.2016

Прийнято до друку 21.09.2016