

Топливо и энергетика

УДК 621.311+551.588.74

DOI: 10.33070/etars.4.2019.01

Вольчин І.А., докт. техн. наук, **Гапонич Л.С.,** канд. техн. наук
Інститут вугільних енерготехнологій НАН України, Київ
вул. Андріївська, 19, 04070 Київ, Україна, e-mail: ceti@i.kiev.ua

Викиди парникових газів на українських теплових електростанціях

Україна у 2014 р. підписала та ратифікувала Угоду про асоціацію з ЄС. Однією з вимог, що висувуються в Угоді, є встановлення процедур моніторингу, звітності та верифікації викидів парникових газів (ПГ) від енергетичних установок. Основою цієї системи є сукупність методик оцінки викидів ПГ. Парникові гази, що утворюються при спалюванні органічного палива, — це CO_2 , CH_4 та N_2O . Основним ПГ, що викидається тепловими електростанціями (ТЕС), є CO_2 . При виконанні роботи створено метод розрахунку викидів CO_2 , що утворюється при спалюванні вугілля на ТЕС, на основі коефіцієнтів вмісту вуглецю з урахуванням теплоти згоряння вугілля та втрат теплоти через механічний недопал. За розробленим методом отримані значення специфічних коефіцієнтів вмісту вуглецю, коефіцієнтів викиду CO_2 та валових викидів CO_2 на ТЕС України в останні роки. Розраховано, що валові викиди ПГ на ТЕС України у 2018 р. становили 45,5 млн т CO_2 -екв, значення питомих викидів ПГ на одиницю відпущеної електроенергії були на рівні 1126 г/кВт-год, причому для вугілля марок А, П цей показник сягав 1186 г/кВт-год, для марок Г, ДГ — 1112 г/кВт-год. *Бібл. 16, табл. 8.*

Ключові слова: тепла електростанція, екологія, парникові гази, діоксид вуглецю, показник викиду, показник вмісту вуглецю, теплота згоряння вугілля.

Верховна рада України 28.02.2019 р. прийняла за основу проект Закону України «Про засади моніторингу, звітності та верифікації викидів парникових газів», спрямованого на виконання зобов'язань взятих на себе Україною за Угодою про асоціацію між Україною та ЄС у сфері «Зміна клімату та захист озонового шару» [1]. Цей Закон є рамковим, він визначає правові та організаційні основи функціонування системи моніторингу, звітності та верифікації викидів (МЗВ) парникових газів. Вже готовий Проект постанови Кабінету Міні-

стрів України «Про затвердження Порядку здійснення моніторингу та звітності викидів парникових газів».

Основою системи МЗВ є сукупність методик розрахунку валових викидів парникових газів (ПГ), але в Україні немає єдиної відповідної методики, яка б базувалася на використанні коефіцієнта викиду (emission factor), що враховує теплоту згоряння палива, як того вимагає Директива №2003/87/ЄС [2]. Основним нормативним актом ЄС, що регулює правила розрахунку викидів, моніторингу та звітності

про викиди ПГ, є Регламент № 601/2012/ЄС з моніторингу та звітності стосовно викидів парникових газів відповідно до Директиви 2003/87/ЄС Європейського Парламенту та Ради [3]. Методика розрахунку наведена у Керівництві щодо національних кадастрів парникових газів Міжурядової групи експертів зі зміни клімату (Intergovernmental Panel on Climate Change, IPCC) [4].

Одним з найбільших джерел викидів парникових газів є теплові електростанції (ТЕС). На українських ТЕС в останні роки викидається 13–19 % від загального обсягу антропогенних викидів ПГ. У 1990 р. на них викидалося 150 млн т ПГ, в останні роки – близько 60 млн т на рік [5]. Парникові гази, що утворюються при спалюванні органічного палива, – це CO_2 , CH_4 та N_2O . Діоксид вуглецю є основним ПГ, що викидається на ТЕС [4–8]. Головні фактори, що визначають величезні обсяги викидів CO_2 на ТЕС – це щорічне споживання десятків мільйонів тонн вугілля та високі питомі витрати палива на відпуск електроенергії (табл.1). Споживання вугілля на ТЕС в останні роки скорочується в основному за рахунок зменшення використання вугілля марок антрацит (А) та пісного (П), але його обсяги залишаються великими. У паливному балансі ТЕС України частка вугілля є переважною – більше 98 %. Крім того, усі українські ТЕС, згідно [3], відносяться до установок категорії В – установок, в яких середній річний обсяг викидів парникових газів перевищує 500 тис. т CO_2 . Вугілля на цих ТЕС відноситься до «значного матеріального потоку». При застосуванні розрахункових методик для оцінки викидів CO_2 , спричинених спалюванням «значних матеріальних потоків» для установок категорії В, слід застосовувати такі методики, які дають можливість отримати рівні точності не менше 2,5 %.

Мазут та газ на українських вугільних ТЕС відносяться до «незначних» та «мінімальних матеріальних потоків», обсяги викидів CO_2 , що утворюється при їх спалюванні,

становлять менш 5 тис. т та 1 тис. т CO_2 на рік відповідно. Для їх розрахунків допускаються рівні точності менше 5,0 та 7,5 % відповідно, які досягаються при застосуванні стандартних методик. Тому становить інтерес створення методики розрахунку викидів CO_2 , що утворюється при спалюванні вугілля, яка б враховувала теплоту згоряння палива та давала можливість отримати рівні точності менше 2,5 %.

При відомому елементному складі вугілля за стандартною методикою можна визначити валовий викид діоксиду вуглецю у сухих димових газах, що утворилися при спалюванні вугілля. Інформація з викидів діоксиду вуглецю при спалюванні органічного палива отримується або неперервними вимірюваннями концентрацій CO_2 та об'ємної витрати димових газів, або розрахунковими методами за даними про витрати, склад використаного палива та характеристики енергетичних котлів. Для організації постійних неперервних вимірювань концентрацій та об'ємної витрати димових газів потрібно використовувати вимірювальне обладнання, якого сьогодні немає на більшості ТЕС України.

Розрахункові методи визначення викидів CO_2 , що утворюється при спалюванні палива, базуються на використанні коефіцієнта викиду та ступеня окислення вуглецю палива у котлі [4, 9]:

$$E_{\text{CO}_2} = 10^{-6} k_{\text{CO}_2} V Q_{\text{I}}^{\text{r}} = 10^{-6} k_{\text{CO}_2} V', \quad (1)$$

де E_{CO_2} – валовий викид CO_2 , тис. т; k_{CO_2} – коефіцієнт (показник) викиду CO_2 , г/ГДж; V – споживання палива за проміжок часу (рік), тис. т; Q_{I}^{r} – нижча робоча теплота згоряння палива, МДж/кг; V' – енергетичне споживання палива за проміжок часу (рік), ТДж.

Коефіцієнт викиду характеризує масову кількість речовини, яка викидається енергетичною установкою в атмосферне повітря разом з димовими газами, віднесена до одиниці енергії, що виділяється при згорянні палива. Він залежить від багатьох чинників, але насамперед від вмісту вуглецю у паливі. Існують два коефі-

Таблиця 1. Обсяги споживання вугілля та питомі витрати палива на виробництво електроенергії на ТЕС України у 2013–2018 рр.

Показник	2013 р.	2014 р.	2015 р.	2016 р.	2017 р.	2018 р.
Витрата вугілля, млн т з них:	36,8	32,5	26,7	29,2	22,4	24,0
марок А, П	17,8	14,5	8,4	12,1	4,9	4,3
марок Г, ДГ	19,0	18,0	18,3	17,1	17,5	19,7
% у паливному балансі	98,0	98,3	98,0	98,3	98,2	98,3
Питома витрата, г у.п./кВт.год	394,8	397,7	400,8	403,7	402,6	404,7

цієнта викиду: узагальнений та специфічний [4, 9]. При наявності обох коефіцієнтів необхідно використовувати специфічний. Специфічний коефіцієнт викиду CO_2 є питомою величиною викиду, яка визначається для конкретної енергетичної установки з урахуванням індивідуальних характеристик палива та конкретних характеристик процесу спалювання. Узагальнений коефіцієнт викиду CO_2 є середньою питомою величиною викиду, він не враховує особливостей хімічного складу палива.

Специфічний коефіцієнт викиду CO_2 для вугілля можна записати так:

$$k_{\text{CO}_2} = 44/12 \times C^r/100 \times 10^6/Q_1^r \varepsilon_C = 3,6 k_C \varepsilon_C, \quad (2)$$

де C^r — масовий вміст вуглецю у вугіллі на робочу масу, %; Q_1^r — нижча робоча теплота згоряння вугілля, МДж/кг; ε_C — ступінь окислення вуглецю палива; k_C — коефіцієнт (показник) вмісту вуглецю, г/ГДж.

Ступінь окислення вуглецю ε_C палива визначається за формулою [9]:

$$\varepsilon_C = 1 - (q_4/C^r) (Q_1^r/Q_C), \quad (3)$$

де q_4 — втрати теплоти через механічний недопал, %; Q_C — теплота згоряння вуглецю до CO_2 , $Q_C = 32,68$ МДж/кг.

За розрахунками авторів [10], ступінь окислення вуглецю ε_C палива з точністю до 0,6 % можна визначати за формулою:

$$\varepsilon_C = 1/(1 - q_4/100). \quad (4)$$

Специфічний коефіцієнт вмісту вуглецю k_C — це відношення вмісту вуглецю вугілля до його теплоти згоряння:

Таблиця 2. Специфічні та узагальнені коефіцієнти вмісту вуглецю для різних марок енергетичного вугілля України

Коефіцієнти вмісту вуглецю k_C , г/ГДж	А	П	Г та ДГ
Специфічні:			
отримана залежність	$29900 - 40 Q_1^r, (6)$	26450	$26800 - 55 Q_1^r, (7)$
ε_C , %	0,97	0,90	2,39
максимальне значення	29735	26805	27292
мінімальне значення	28200	25934	24116
Узагальнені:			
наші розрахунки	28760	26450	25630
наведені у [9]	28160	26050	25180
Наведені в Керівництві IPCC [4]:			
середнє значення	26800	25800	25800
максимальне значення	27545	27191	27191
мінімальне значення	25800	24409	24409

$$k_C = (C^r/100) (10^6/Q_1^r). \quad (5)$$

За відсутності даних про вміст вуглецю у вугіллі для оціночних розрахунків можна користуватися узагальненими коефіцієнтами викиду CO_2 (k_{CO_2} , г/ГДж) або коефіцієнтами вмісту вуглецю (k_C , г/ГДж), наведеними у Керівництві IPCC [4] або в національному керуючому документі ГКД 34.02.305-2002 [9].

Розрахунок специфічного коефіцієнта вмісту вуглецю базується на використанні вмісту вуглецю у вугіллі C^r , значеннях нижчої робочої теплоти згоряння палива Q_1^r та втрат теплоти через механічний недопал палива в енергетичній установці q_4 . Але в реальних умовах партії вугілля, що постачаються на ТЕС, супроводжуються тільки технічним аналізом, в якому надані тільки такі характеристики палива, які не дають можливості безпосередньо (за стандартною методикою) розрахувати специфічний показник викиду вуглецю.

Мета роботи — створення методу розрахунку викиду CO_2 , що утворюється при спалюванні вугілля на ТЕС, за даними технічного аналізу з урахуванням нижчої теплоти згоряння Q_1^r .

Метод розрахунку створювався на основі 140 сертифікатів на вугілля та вугільну продукцію з шахт та збагачувальних фабрик Донецького вугільного басейну для зразків вугілля марок А, П, Г, ДГ з діапазоном Q_1^r від 16,1 до 31,3 МДж/кг. Сертифікати були складені та затверджені державним підприємством «УкрНДІвуглезбагачення», м. Дніпро. За даними сертифікатів було визначено елементний склад для кожного зразка палива та виконано розрахунки специфічних коефіцієнтів вмісту вуглецю вугілля k_C (г/ГДж).

Встановлено, що для вугілля марок А, Г та ДГ залежність специфічних коефіцієнтів вмісту вуглецю вугілля k_C від теплоти згоряння вугілля Q_1^r (МДж/кг) має лінійний характер: $k_C = a - b Q_1^r$, де a та b — коефіцієнти, що залежать від марки вугілля [11]. Для вугілля марки П залежності специфічних коефіцієнтів вмісту вуглецю від теплоти згоряння вугілля не виявлено.

У табл.2 наведено узагальнені результати розрахунків залежності значень специфічних коефіцієнтів вмісту вуглецю від нижчої теплоти згоряння вугілля Q_1^r (МДж/кг), відносна похибка δ (%), діапа-

зон отриманих значень k_C та їх узагальнені значення для вугілля марок А, П, Г та ДГ. Крім того, для порівняння у табл.2 наведені значення узагальнених коефіцієнтів вмісту вуглецю з ГКД 34.02.305-2002 [9] та Керівництва IPCC [4]. Видно, що значення узагальнених за марками палива коефіцієнти вмісту вуглецю з національних та європейських керівництв відрізняються суттєво.

Треба зазначити, що в європейських керівних та методичних документах з визначення парникових газів вказується, що значення специфічних коефіцієнтів викиду вуглецю та діоксиду вуглецю залежить від країни видобутку вугілля та рекомендується використовувати національні значення цих коефіцієнтів [4]. Аналіз результатів показує, що для вугілля ма-

рок П, Г та ДГ значення коефіцієнтів вмісту вуглецю з різних джерел знаходяться у діапазоні отриманих з розрахунків значень специфічних коефіцієнтів вмісту (у табл.2 наведено максимальні та мінімальні значення). Для вугілля марки А отримані значення коефіцієнтів вмісту вуглецю значно вищі. Похибка їх розрахунку за залежностями, наведеними у табл.2, менше 2,5 %, що відповідає вимогам до моніторингу, звітності та верифікації викидів парникових газів від енергетичних та промислових установок [3].

На ТЕС України спалюються паливні суміші з вугілля марок А та П. Використання значень узагальнених коефіцієнтів вмісту вуглецю вугілля з табл.2 пов'язано з деякими похибками, оскільки в офіційній звітності ТЕС не

Таблиця 3. Результати розрахунків специфічних коефіцієнтів вмісту вуглецю та коефіцієнтів викиду CO_2 , валових викидів CO_2 на ТЕС України у 2017 р.

Генеральна компанія, ТЕС	Вугілля				q_d , %	Результати розрахунку				
	Марка вугілля	$Q_{гг}$, МДж/кг	Споживання			з урахуванням $Q_{гг}$			за [9]	
			В, тис. т	В', ТДж		k_C , г/ГДж	k_{CO_2} , г/ГДж	$E_{CO_2^B}$, тис. т	k_C , г/ГДж,	$E_{CO_2^B}$, тис. т,
ДОНБАСЕНЕРГО			1048,4	25492,9				2510,4		2457,9
Слов'янська	А	24,32	1048,4	25492,9	2,88	27684	98474	2510,4	27105	2457,9
ЦЕНТРЕНЕРГО			3047,7	66316,9				6313,6		6196,6
Вуглегірська	Г, ДГ	21,86	1935,6	42018,5	0,22	25598	94318	3963,1	25180	3898,5
Трипільська	А, П	21,73	464,1	9733,0	6,36	27814	98962	963,2	27105	938,6
Зміївська, у т.ч.:		22,48	648,0	14565,4			1387,3			1359,5
ст. № 1-4	А, П, Г	22,42	259,4	5814,2	1,53	26545	95680	556,3	25950	545,6
ст. № 5-6	А, П, Г		315,6	7077,4	2,66	26674	95233	674,0	26143	660,5
ст. № 7-10	А, П	22,95	73,0	1674,8	7,89	27982	93743	157,0	27105	153,3
ДНІПРОЕНЕРГО			4756,3	104132,6			9676,5		9502,8	
Криворізька	П	23,42	1220,8	28593,4	6,14	26450	91025	2602,7	26050	2563,4
Придніпровська, у т.ч.:		23,29	689,4	16054,7						1466,13
ст. №№ 7-10	А, П, Г	23,29	572,9	13340,7	6,17	27206	93571	1248,3	26624	1221,9
ст. №№ 11-14	А, П	23,28	116,5	2713,5	9,42	27736	92095	249,9	27105	244,2
Запорізька	Г, ДГ	20,90	2846,1	59484,5	0,34	25650	93732	5575,6	25180	5473,3
ЗАХІДЕНЕРГО			8391,0	176227,0				16423,6		16125,8
Бурштинська	Г, ДГ	21,06	4441,0	93526,2	0,97	25642	93108	8708,0	25180	8551,2
Добровірівська, у т.ч.:		21,15	1348,8	28529,7		25642	92581	2641	25180	
ст. №№ 7-8	Г, ДГ	21,12	790,4	16690,9	1,58	25639	92523	1544,3	25180	1516,7
4 × 50 МВт		21,21	558,4	11842,7	1,44	25634	92631	1097,0	25180	1077,5
Ладизинська	Г, ДГ	20,83	2601,2	54171,1	0,42	25655	93672	5074,3	25180	4980,4
СХІДЕНЕРГО			5182,0	100904,1			9461,0		9301,4	
Курахівська	Г, ДГ	18,07	3922,7	70884,3	1,9	25806	92789	6577,3	25180	6417,7
Луганська	А, П	23,84	1259,3	30019,8	5,45	27708	96060	2883,7	27708	2883,7
ВСЬОГО, з них:			22425,5	473073,4				44385,1		43584,5
для А + П		23,54	4858,7 (22 %)*	114433,6 (24 %)*				11845,5 (27 %)**		11669,1
для Г + ДГ		20,45	17536,8 (78%)*	358639,9 (76 %)*				32539,6 (73 %)**		31915,4

* Відсоток від загального споживання; ** відсоток від загального викиду.

надається інформація про масові частки вугілля тієї чи іншої марки. Тому для оціночних розрахунків специфічних коефіцієнтів вмісту вуглецю при спалюванні сумішей вугілля марок А та П пропонується використовувати таку залежність:

$$k_C = 28900 - 50 Q_{I^r}. \quad (8)$$

За отриманими залежностями коефіцієнтів вмісту вуглецю з урахуванням нижчої теплоти згоряння вугілля (табл.2 та формули (6)–(8)) та формулою (4) для врахування ступенів окислення вуглецю ε_C були проведені розрахунки специфічних коефіцієнтів вмісту вугле-

цю k_C (г/ГДж) та коефіцієнтів викиду CO_2 k_{CO_2} (г/ГДж), валових викидів діоксиду вуглецю $E_{CO_2^B}$ (тис. т) від спалювання вугілля на ТЕС України. Для розрахунків використовувалася інформація з якості, споживання вугілля, що постачалося на ТЕС, та q_4 з офіційних звітів ТЕС, складених за формою ЗТех.

У табл.3 та 4 наведено результати цих розрахунків для вугільних ТЕС та 5-ти генеруючих компаній України за 2017–2018 рр. Для порівняння у табл.3 та табл.4 також наведені результати відповідних розрахунків за методикою, наведеною у ГКД 34.02.305-2002 [9], за узагальненими коефіцієнтами вмісту вуглецю без урахування теплоти згоряння вугілля.

Таблиця 4. Результати розрахунків специфічних коефіцієнтів вмісту вуглецю та коефіцієнтів викиду CO_2 , валових викидів CO_2 на ТЕС України у 2018 р.

Генеральна компанія, ТЕС	Вугілля				$q_4, \%$	Результати розрахунку				
	Марка вугілля	$Q_{I^r},$ МДж/кг	Споживання			з урахуванням Q_{I^r}			за [9]	
			В, тис. т	В', ТДж		$k_C,$ г/ГДж	$k_{CO_2},$ г/ГДж	$E_{CO_2^B},$ тис. т	$k_C,$ г/ГДж,	$E_{CO_2^B},$ тис. т
ДОНБАСЕНЕРГО		1630,0	37507,1				3682,7			3597,2
Слов'янська	А	1630,0	37507,1	3,48	27749	98187	3682,7	27105	3597,2	1630,0
ЦЕНТРЕНЕРГО			4191,4	92771,1				8677,8		8533,5
Вуглегірська	Г, ДГ	22,20	2012,1	44663,8	0,21	25579	93593	4180,2	25180	4115,0
Трипільська, у т.ч.:	А, П	22,29	1113,9	24824,1	2,78			2324,2		2281,2
ст. №№ 1–3	А, П		371,6	8281,9	6,35	27786	95594	791,7	27105	772,3
ст. № 4	Г, ДГ		742,3	16542,2	1,2	25574	92648	1532,6	25180	1509,0
Зміївська, у т.ч.:		21,85	1065,5	23283,2				2173,4		2137,4
ст. № 1–4	Г, ДГ	21,87	483,3	10569,6	0,54	27807	93428	987,5	25180	971,3
ст. № 5–6		21,84	563,4	12306,8	0,67	27808	93233	1147,4	25180	1128,6
ст. № 7–10	А, П	21,78	18,7	406,8	7,22	28029	94641	38,5	27105	37,5
ДНПРОЕНЕРГО			4756,3	104132,6				9676,5		9502,8
Криворізька	П	23,81	1125,2	26797,2	6,01	26450	91163	2442,9	26050	2405,9
Придніпровська, у т.ч.:		21,83	908,2	19823,7				1837,4		1807,0
ст. №№ 7–10	Г, ДГ	21,79	896,0	19523,0	1,32	25602	92645	1808,7	25180	1778,9
ст. №№ 11–14	А, П	24,75	12,2	300,7	5,99	27663	95444	28,7	27105	28,1
Запорізька	Г, ДГ	21,01	2869,1	60278,5	0,29	25644	93756	5651,5	25180	5549,2
ЗАХІДЕНЕРГО			8411,9	178039,2				16581,2		16286,5
Бурштинська	Г, ДГ	21,06	5167,2	108819,8	1,05	25642	93033	10123,8	25180	9941,5
Добротвірська, у т.ч.:		21,99	1242,7	27326,8				2531,7		2491,1
ст. №№ 7–8	Г, ДГ	21,99	847,5	18639,7	1,28	25590	92625	1726,5	25180	1698,9
4 × 50 МВт		21,98	395,2	8687,1	1,22	25591	92689	805,2	25180	792,2
Ладжинська	Г, ДГ	20,93	2002,0	41892,6	0,36	25649	93709	3925,7	25180	3853,9
СХІДЕНЕРГО			4808,1	94971,5				8920,3		8716,7
Курахівська	Г, ДГ	18,66	3729,9	69611,0		25773	92840	6462,7	25180	6313,9
Луганська	А, П	23,52	1078,2	25360,5	4,67	27724	96907	2457,6	27105	2402,8
ВСЬОГО, з них:			23943,9	510188,3				47793,8		46896,0
для А + П		23,25	4243,0 (18 %)*	98812,5 (19 %)*				9440,6 (20 %)		14631,5
для Г + ДГ		20,89	19701,0 (82 %)*	411375,8 (81 %)*				38353,2 (80 %)		32264,5

* Відсоток від загального споживання; ** відсоток від загального викиду.

Таблиця 5. Розрахункові та наявні значення валових викидів CO₂ від спалювання палива на ТЕС України

Генеруюча компанія	Розрахунок, тис. т				Дані ТЕС	δ, %
	E _{CO₂^B}	E _{CO₂^M}	E _{CO₂^{np.r}}	E _{CO₂}	E _{CO₂} , тис. т	
2017 рік						
ДОНБАСЕНЕРГО	2510,4	0,05	21,2	2531,6	2576,0	1,7
ЦЕНТРЕНЕРГО	6313,6	23,4	40,2	6377,2	6130,5	4,0
ДНПРОЕНЕРГО	9676,5	45,4	92,3	9814,3	9692,1	1,3
ЗАХІДЕНЕРГО	16423,6	29,0	169,9	16622,5	16388,1	1,4
СХІДЕНЕРГО	9461,0	63,7	26,4	9551,0	9527,5	0,2
ВСЬОГО	44385,1 (98,70%)*	161,55	350,0	44896,6	44314,2	1,3
2018 рік						
ВСЬОГО	47793,8 (98,96%)*	110,9	390,5	48295,2	н/д	–

* Відсоток від загального викиду CO₂

Для визначення значень питомих та валових викидів діоксиду вуглецю на ТЕС у розрахунках необхідно враховувати викиди, що утворюються при спалюванні вугілля, мазуту та природного газу:

$$E_{CO_2} = E_{CO_2^B} + E_{CO_2^M} + E_{CO_2^{np.r}}, \quad (9)$$

де E_{CO₂} — валовий викид CO₂, що утворюється при спалюванні палива, вугілля, мазуту та природного газу на ТЕС за рік відповідно, тис. т.

Розрахунки E_{CO₂^M} та E_{CO₂^{np.r}} були проведені за формулою (1) з використанням значень узагальнених коефіцієнтів вмісту вуглецю (k_C, г/ГДж) з Керівництва IPCC [4]: 15300 г/ГДж для природного газу та 21100 г/ГДж для мазуту. Згідно [4], було прийнято, що ступені окислення вуглецю ε_C при спалюванні природного газу та мазуту дорівнюють 1. Для розрахунків використовувалася інформація щодо споживання та якості мазуту та природного газу, що постачалися на ТЕС, з офіційних звітів ТЕС.

У табл.5 наведено результати розрахунків валових викидів CO₂ на ТЕС України. Майже 99 % CO₂ утворюється при спалюванні вугілля. Отримані значення збігаються з наявними оперативними даними ТЕС України за 2017 р. Похибка розрахунків для валових викидів CO₂ на ТЕС склала 1,3 %, що відповідає вимогам [3].

За методикою, викладеною у [4], були розраховані викиди CH₄ та N₂O:

$$E_{i,ПГ} = 10^{-6} k_{i,ПГ} V Q_{i,r} = 10^{-6} k_{i,ПГ} V'; \quad (10)$$

$$E_{i,ПГ} = E_{i,ПГ^B} + E_{i,ПГ^M} + E_{i,ПГ^{np.r}}, \quad (11)$$

де E_{i,ПГ} — валовий викид парникового газу: CH₄ або N₂O, тис. т; k_{i,ПГ} — коефіцієнт викиду

парникового газу, г/ГДж; парникового газу, г/ГДж; V — споживання палива за проміжок часу (рік), тис. т; Q_{i,r} — нижча робоча теплота згоряння палива, МДж/кг; V' — споживання палива за проміжок часу (рік), ТДж.

Значення узагальнених коефіцієнтів викиду N₂O та CH₄ для спалювання вугілля, мазуту та природного газу на ТЕС наведені у табл.6 [4]. Для розрахунків також використовувалася інформація щодо споживання та якості вугілля, мазуту та природного газу, що постачалися на ТЕС, та q₄ з офіційних звітів ТЕС. У розрахунках було враховано, що потенціал глобального потеплення N₂O та CH₄ становить 310 та 21.

Таблиця 6. Узагальнені коефіцієнти викиду N₂O та CH₄ для спалювання вугілля, мазуту та природного газу на ТЕС

Паливо, технологія	k _{N₂O} , г/ГДж	k _{CH₄} , г/ГДж
Вугілля всіх марок (факельне спалювання)	1,5	1,0
Вугілля всіх марок (киплячий шар)	61	1,0
Мазут	0,6	3,0
Природний газ	0,1	1,0

Результати розрахунків викидів N₂O та CH₄ та загальних викидів ПГ на ТЕС України у 2017–2018 рр. наведено в табл.7. Частка CO₂ у загальному об'ємі ПГ на ТЕС України складає 99,5 %.

Таблиця 7. Викиди парникових газів на ТЕС України у 2017–2018 рр.

Мазут	Природний газ	E _{CO₂} , тис. т	E _{N₂O} , тис. т CO ₂ екв	E _{CH₄} , тис. т CO ₂ екв	E _{ПГ} , тис. т CO ₂ екв
V', ТДж	V', ТДж				
2017 р.					
2152,5	4373,7	44896,5 (99,5%)*	218,0	10,7	45125,3
2018 р.					
1535,2	6018,2	48295,2 (99,5%)*	232,8	10,8	48539,8

* Відсоток від загального обсягу ПГ.

У табл.8 наведено валові та питомі викиди ПГ на вугільних ТЕС України у 2014–2018 рр. Результати узагальнено для ТЕС, що спалюють вугілля марок А, П, та що спалюють вугілля марок Г, ДГ.

Таблиця 8. Валові та питомі викиди парникових газів на ТЕС України у 2014–2018 рр.

ТЕС України	Відпущена електроенергія		Валовий вихід ПГ тис. т CO ₂ -екв	Питомий вихід ПГ		
	тис. кВт-год	%*		г /кВт-год	г /т вугілля	г /т у. п.
2014 р.						
Всього	62032,7		69135,8	1115	2,1	2,8
Для марок А, П	28561,6	46,0	33608,3	1177	2,3	3,1
Для марок Г, ДГ	33471,0	54,0	35527,5	1061	2,0	2,6
2015 р.						
Всього	49397,8		55411,8	1122	2,1	2,80
Для марок А, П	15564,5	31,5	19388,9	1246	2,3	2,85
Для марок Г, ДГ	33833,2	68,5	36022,9	1065	2,0	2,78
2016 р.						
Всього	52726,3		63668,0	1208	2,0	3,1
Для марок А, П	21454,9	40,7	28911,1	1348	2,2	3,3
Для марок Г, ДГ	31271,4	59,3	34756,9	1111	1,9	2,9
2017 р.						
Всього	40526,1		45124,2	1114	2,01	2,75
Для марок А, П	9046,8	22,3	12071,8	1135	2,63	2,70
Для марок Г, ДГ	31479,9	77,7	33053,3	1050	1,85	2,76
2018 р.						
Всього	43108,5		48539,8	1126	2,03	2,74
Для марок А, П	8134,1	18,9	9648,5	1186	2,27	2,78
Для марок Г, ДГ	34974,4	81,1	38891,4	1112	1,97	2,73

* Відсоток від загального відпуску електроенергії.

З табл.8 видно, що в останні роки валові викиди парникових газів на ТЕС України скорочуються. Це пов'язано зі зменшенням виробництва електроенергії та споживанням вугілля на ТЕС (див. табл.1). Значення питомих викидів CO₂-екв на 1 кВт-год відпущеної електроенергії на ТЕС України знаходяться на рівні 1100–1200 г/кВт-год, причому на ТЕС, що спалюють вугілля марок А та П, ці значення досягають 1200–1250 г /кВт-год, а на ТЕС, що спалюють вугілля марок Г та ДГ, – 1050–1100 г /кВт-год. Для порівняння: на вугільних ТЕС Японії, Європи, Америки, Китаю, що працюють на надкритичних параметрах пари (тиск пари 240–260 бар, як на вугільних ТЕС України) із встановленим обладнанням сірко- та азотоочищення, цей показник складає 860–940 г/кВт-год, а на ТЕС, що працюють на ультра-надкритичних параметрах пари (більше 280 бар) – 760–840 г/кВт-год [12–16].

У 2009 р. для об'єднаної енергосистеми України цей показник був 1050 г/кВт-год [6, 11], тобто зменшення питомих викидів CO₂ не відбулося. Це корелює зі зменшенням КПД вугільних блоків та збільшенням питомих витрат палива на 1 кВт-год відпущеної електроенергії,

що спостерігається на ТЕС України в останні роки (див. табл.1) [11, 16]. Середній ККД вугільних енергоблоків низький, він становить близько 31 %.

Отримані також значення питомих викидів CO₂ на 1 т спожитого вугілля та на 1 т умовного палива. Ці показники є корисними для розрахунків валових викидів парникових газів та екологічного податку.

ТЕС України мають платити екологічний податок. Ставка екологічного податку за викиди CO₂ стаціонарними джерелами у 2017 та 2018 рр., згідно Статті 243 Податкового кодексу України, складала 0,41 грн/т. Розрахункова величина загальної плати за викиди CO₂ на ТЕС України у 2017 р. досягла 18,5 млн грн, у 2018 р. – 19,9 млн грн.

З 1 січня 2019 р. ставку екологічного податку за викиди CO₂ стаціонарними джерелами збільшено до 10 грн/т.

Висновки

Основою системи моніторингу, звітності та верифікації викидів парникових газів є сукупність методик для оцінки викидів парникових газів. На сьогодні в енергетиці України немає єдиної обов'язкової методики розрахунку викидів парникових газів, яка б базувалася на використанні коефіцієнту викидів парникових газів, який враховує теплоту згоряння палива, як того вимагає Директива 2003/87/ЄС.

При виконанні роботи було розроблено метод розрахунку викидів CO₂, що утворюється при спалюванні вугілля на ТЕС, на основі специфічних коефіцієнтів вмісту вуглецю з урахуванням нижчої теплоти згоряння вугілля та втрат теплоти через механічний недопал.

За розробленим методом були отримані значення специфічних коефіцієнтів вмісту вуглецю, коефіцієнтів викиду CO₂, валових викидів діоксиду вуглецю та парникових газів на ТЕС України у 2017 та 2018 рр.

Значення питомих викидів CO₂ на 1 кВт-год відпущеної електроенергії на ТЕС України знаходяться на рівні 1130 г/кВт-год, причому на ТЕС, що спалюють вугілля марок А та П, ці

значення досягають 1240–1290 г/кВт-год, а на ТЕС, що спалюють вугілля марок Г та ДГ, — 1050–1150 г/кВт-год. Це корелює зі зменшенням КПД вугільних блоків та збільшенням питомих витрат палива на 1 кВт-год відпущеної електроенергії, що спостерігається на ТЕС України в останні роки.

Список літератури

1. Угода про асоціацію між Україною, з однієї сторони, та Європейським Союзом, Європейським співтовариством з атомної енергії і їхніми державами-членами, з іншої сторони. *Офіційний вісник України*. 2014. Т. 1, № 75. С. 83.
2. Directive 2003/87/EC of the European Parliament and of the Council of 13 October 2003 establishing a scheme for greenhouse gas emission allowance trading within the Community and amending Council Directive 96/61/EC // Official Journal of the European Union. 2003. Vol. 46. L 275. P. 32–46. — <http://data.europa.eu/eli/dir/2003/87/oj>.
3. Commission Regulation (EU) No 601/2012 of 21 June 2012 on the monitoring and reporting of greenhouse gas emissions pursuant to Directive 2003/87/EC of the European Parliament and of the Council // Official Journal of the European Union. 2012. Vol. 55. L 181. P. 30–104. — <http://data.europa.eu/eli/reg/2012/601/oj>.
4. 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, Prepared by the National Greenhouse Gas Inventories Programme, Eggleston H.S., Buendia L., Miwa K., Ngara T., and Tanabe K. (eds). Published: IGES, Japan. 2006. Vol. 2: Energy. IPCC. 47 p. — https://www.ipccnggip.iges.or.jp/public/2006gl/pdf/2_Volume2/V2_0_Cover.pdf
5. Annual National Inventory Report for Submission under the United Nations Framework Convention on Climate Change and the Kyoto Protocol. Kiev : Ministry of Ecology and Natural Resources of Ukraine. 2018. 519 p.
6. EMEP/EEA air pollutant emission inventory guidebook 2019. Technical guidance to prepare national emission inventories // EEA Report. 2019. № 13. 21 p. Doi: 10.2800/293657.
7. Annual European Union greenhouse gas inventory 1990–2017 and inventory report 2019. Submission under the United Nations Framework Convention on Climate Change and the Kyoto Protocol // EEA Report. 2019. № 6. 62 p. — www.eea.europa.eu/publications/european-union-greenhouse-gas-inventory-2019.
8. ГКД 34.02.305–2002. Викиди забруднюючих речовин в атмосферне повітря від енергетичних установок. Методика визначення. Київ : ОЕП «ГРІФРЕ», 2002. 42 с.
9. Корчевой Ю.П., Вольчин И.А., Коломиец А.М., Парасюк Н.В., Потапов А.А. Инвентаризация парниковых газов в теплоэнергетике Украины: особенности проведения инвентаризации парниковых газов в теплоэнергетической отрасли. *Энергетика и электрификация*. 2002. № 6. С. 46–51.
10. Volchyn I., Haronych L. Estimate of the sulfur dioxide concentration at thermal power plants fired by donetsk coal. *Power Technology and Engineering*. 2014. Vol. 48, №. 3. P. 218–221.
11. Вольчин І.А., Гапонич Л. С. Викиди діоксиду вуглецю на українських вугільних теплових електростанціях. *Наукові праці Нац. ун-ту харчових технологій*. 2018. Т. 24. № 6. С. 131–142.
12. Phillips J. N., Wheeldon J. M. Economic Analysis of Advanced Ultra-Supercritical Pulverized Coal Power Plants: A Cost-Effective CO₂ Emission Reduction Option? *Proceedings from the Sixth International Conference «Advances in Materials Technology for Fossil Power Plants»*. Santa Fe, New Mexico, USA. 2010. P. 53–64. — https://www.asminternational.org/documents/10192/3298473/05319G_Sample_BuyNow.pdf/99adedbd-fc0e-4ff7-a650-5e2ad0210103.
13. Mohammed S. J., Mansoori G. A. A Unique View on Carbon Dioxide Emissions around the World // *Global Journal of Earth Science and Engineering*. 2017. Vol. 4, No. 1. P. 8–17. DOI: <http://dx.doi.org/10.15377/2409-5710.2017.04.01.2>
14. Gouw J.A., Parrish D.D., Frost G.J., Trainer M. Reduced emissions of CO₂, NO_x, and SO₂ from U.S. power plants owing to switch from coal to natural gas with combined cycle technology. *Earth&Future. Bognor Regis*. 2014. Vol. 2, Iss. 2. P. 75–82. DOI: 10.1002/2013EF000196.
15. Mittal Moti L. Estimates of Emissions from Coal Fired Thermal Power Plants in India // 20th Emission inventory Conference, Aug. 13–16, 2012, Tampa, Flo., USA, 22 p. — https://www3.epa.gov/ttnchie1/conference/ei20/session5/mmittal_pres.pdf.
16. Вольчин І.А., Дунаєвська Н.І., Гапонич Л.С., Чернявський М.В., Топал О.І., Засядько Я.І. Перспективи впровадження чистих вугільних технологій в енергетику країни. Київ : ГНОЗІС, 2013. 310 с.

Надійшла до редакції 01.11.19

Вольчин И. А., докт. техн. наук, **Гапонич Л.С.,** канд. техн. наук
Институт угольных энерготехнологий НАН Украины, Киев
ул. Андреевская, 19, 04070 Киев, Украина, e-mail: ceti@i.kiev.ua

Выбросы парниковых газов на украинских тепловых электростанциях

Украина в 2014 г. подписала и ратифицировала Соглашение об ассоциации с ЕС. Одним из требований, предъявляемых в Соглашении, является установление процедур мониторинга, отчетности и верификации выбросов парниковых газов (ПГ) от энергетических установок. Основой этой системы является совокупность методик оценки эмиссии ПГ. Парниковые газы, образующиеся при сжигании органического топлива, — это CO₂, CH₄ и N₂O. Основным ПГ, выбрасываемым тепловыми электростанциями (ТЭС), является CO₂. При выполнении работы создан метод расчета эмиссии CO₂, образующегося при сжигании угля на ТЭС, на основе коэффициентов содержания углерода с учетом теплоты сгорания угля и потерь теплоты через механический недожог. По разработанной методике получены значения специфических коэффициентов содержания углерода, коэффициентов выбросов CO₂ и валовых выбросов CO₂ на ТЭС Украины в последние годы. Рассчитано, что валовые выбросы ПГ на ТЭС Украины в 2018 г. составили 45,5 млн т CO₂-экв, значения удельных выбросов ПГ на ТЭС Украины находились на уровне 1126 г/кВт-год, причем для углей марок А, П этот показатель составлял 1186 г/кВт-год, для марок Г, ДГ — 1112 г/кВт-год. *Библ. 16, табл. 8.*

Ключевые слова: тепловая электростанция, экология, парниковые газы, диоксид углерода, показатель эмиссии, показатель содержания углерода, теплота сгорания угля.

Volchyn I.A., Doctor of Technical Sciences,
Напонич Л.С., Candidate of Technical Sciences
Coal Energy Technology Institute of the National Academy of Sciences of Ukraine, Kyiv
19, Andriivska Str., 04070 Kyiv, Ukraine, e-mail: ceti@i.kiev.ua

Emissions of Greenhouse Gases from Ukrainian Thermal Power Plants

In 2014, Ukraine signed and ratified the Agreement on associated with the EU. One of the requirements advanced in this Agreement lies in establishing the procedures of monitoring, reporting, and verification of the emissions of greenhouse gases (GG) from power plants. This system is based on the assemblage of procedures for estimating the GG emissions. Greenhouse gases formed at the combustion of organic fuels are CO₂, CH₄, and N₂O. Carbon dioxide is the main GG emitted by power plants. In carrying out this work, we developed a method for the calculation of CO₂ emission, formed during coal firing at thermal power plants (TPP), based on the carbon content factors with regard for the low calorific value of coal and heat loss due to unburned carbon. Using this method, we obtained the values of specific carbon content factors, CO₂ emission factors and gross CO₂ emissions from Ukrainian TPP during the last years. We also calculated the gross GG emissions. In 2018, the GG emissions at Ukrainian TPP were equal to 45.5 mln t of CO₂-equivalent. The values of specific GG emissions per unit of supplied electric power constituted 1126 g /kW-h. This parameter reached 1186 g/kW-h for coal of grade A and L, and 1112 g/kW-h for grades G and DG. *Ref. 16, Tab. 8.*

Key words: thermal power plant, ecology, greenhouse gases, carbon dioxide, emission factor, carbon content, coal calorific value.

References

1. Uгода pro asociaciyu mizh Ukrayinoyu, z odniyeyi storony', ta Yevropejs'ky`m Soyuzom, Yevropejs'ky`m spivtovary`stvom z atomnoyi energiyi i yixnimy` derzhavamy`-chlenamy`, z inshoyi storony. [Association Agreement between Ukraine, of the one part, and the European Union, the European Atomic Energy Community and their Member States, of the other part.] *Oficij`nyj visnyk Ukrainy [Official Bulletin of Ukraine]*. 2014. 1 (75). pp. 83. (Ukr.)
2. Directive 2003/87/EC of the European Parliament and of the Council of 13 October 2003 establishing a scheme for greenhouse gas emission allowance trading within the Community and amending Council Directive 96/61/EC. *Official Journal of the European Union*. 2003. Vol. 46. L 275. P. 32–46. — <http://data.europa.eu/eli/dir/2003/87/oj>.
3. Commission Regulation (EU) No 601/2012 of 21 June 2012 on the monitoring and reporting of greenhouse gas emissions pursuant to Directive 2003/87/EC of the European Parliament and of the Council. *Official Journal of the European Union*. 2012. Vol. 55. L 181. pp. 30–104. — <http://data.europa.eu/eli/reg/2012/601/oj>.
4. 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, Prepared by the National Greenhouse Gas Inventories Programme, Eggleston H.S., Buendia L., Miwa K., Ngara T., and Tanabe K. (eds). Published : IGES, Japan. 2006. Vol. 2: Energy. IPCC. 47 p. — https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/pdf/2_Volume2/V2_0_Cover.pdf
5. Annual National Inventory Report for Submission under the United Nations Framework Convention on Climate Change and the Kyoto Protocol. Kiev : 777Ministry of Ecology and Natural Resources of Ukraine. 2018. 519 p.
6. EMEP/EEA air pollutant emission inventory guidebook 2019. Technical guidance to prepare national emission inventories. EEA Report. 2019. No. 13. 21 p. Doi:10.2800/293657.
7. Annual European Union greenhouse gas inventory 1990–2017 and inventory report 2019. Submission under the United Nations Framework Convention on Climate Change and the Kyoto Protocol. EEA Report. 2019. No. 6. 62 p. — <https://www.eea.europa.eu/publications/european-union-greenhouse-gas-inventory-2019>.
8. **HKD 34.02.305–2002.** «Vykydy zabrudniuiuchykh rehovyn v atmosferne povitria vid enerhetychnykh ustanovok. Metodyka vyznachennia». [Emissions of pollutants into the ambient air from power installations. Methodic of determination]. Kyiv : OEP «GRIFRE», 2002. 42 p. (Ukr.)
9. Korchevoi Yu.P., Volchyn I.A., Kolomyets A.M., Parasiuk N.V., Potapov A.A., Ynventaryzatsiya parnykovykh hazov v teploenerhetyke Ukrainy: osobennosty provedeniya ynventaryzatsyy parnykovykh hazov v teploenerhetycheskoi otrasly. [Greenhouse gas inventory in the thermal power industry of Ukraine: features of implementing an inventory of greenhouse gases in the thermal power industry.] *Enerhetyka ta Elektryfikatsiya. [Energy and Electrification]*. 2002. No. 6. pp. 46–51. (Rus.)
10. Volchyn I., Haponych L. Estimate of the sulfur dioxide concentration at thermal power plants fired by donetsk coal. *Power Technology and Engineering*. 2014. 48 (3). pp. 218–221
11. Volchyn I.A., Haponych L.S. Vykydy dioksydu vuhletsiu na ukrainskykh vuhilnykh teplovykh lektrostantsiakh. [Carbon dioxide emissions from Ukrainian coal-fired power plants]. *Naukovi pratsi Natsionalnoho universyte- tu kharkovyykh tekhnolohii [NUFT Scientific works] Naukovi pratsi* 2018. 24 (6). pp. 131–142. (Ukr.)
12. Phillips J. N., Wheeldon J. M. Economic Analysis of Advanced Ultra-Supercritical Pulverized Coal Power Plants: A Cost-Effective CO₂ Emission Reduction Option? *Proceedings from the Sixth International Conference «Advances in Materials Technology for Fossil Power Plants»*. Santa Fe, New Mexico, USA. 2010. pp. 53–64. — https://www.asminternational.org/documents/10192/3298473/05319G_Sample_Buy-Now.pdf/99adedbd-fc0e-4ff7-a650-5e2ad0210103.
13. Mohammed S. J., Mansoori G. A. A Unique View on Carbon Dioxide Emissions around the World. *Global Journal of Earth Science and Engineering*. 2017. 4 (1). pp. 8–17. DOI: <http://dx.doi.org/10.15377/2409-5710.2017.04.01.2>
14. Gouw J.A., Parrish D.D., Frost G.J., Trainer M. Reduced emissions of CO₂, NO_x, and SO₂ from U. S. power plants owing to switch from coal to natural gas with combined cycle technology. *Earth&Future Bognor Regis*. 2014. Vol. 2, Iss. 2. pp. 75–82. DOI:10.1002/2013EF000196 .
15. Mittal Moti L. Estimates of Emissions from Coal Fired Thermal Power Plants in India. *20th Emission inventory Conference*, Aug. 13–16, 2012, Tampa, Flo., 22 p. — https://www3.epa.gov/ttnchie1/conference/ei20/session5/mmittal_pres.pdf.
16. Volchyn I.A., Dunaievska N.I., Haponych L.S., Cherniavskiy M.V., Topal O.I., Zasiadko Ya.I. Perspektyvy vprovadzhennia chystykh vuhilnykh tekhnolohii v enerhetyku Ukrainy. [Prospects for the Implementation of Clean Coal Technologies in the Energy Sector of Ukraine]. Kyiv : GNOZIS, 2013. 310 p. (Ukr.)

Received November 1, 2019