

УДК 621.311

**І.А. ВОЛЬЧИН**, д-р техн. наук, ст. наук. співр., ORCID: 0000-0002-5388-4984

**Л.С. ГАПОНІЧ**, канд. техн. наук, ст. наук. співр., ORCID: 0000-0003-4611-3193

Інститут вугільних енерготехнологій НАН України, вул. Андріївська, 19, м. Київ, 04070, Україна

## ОЦІНКА ВИКИДІВ ЗАБРУДНЮЮЧИХ РЕЧОВИН НА ТЕПЛОВИХ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЯХ УКРАЇНИ

*Запропоновано алгоритм оцінки викиду забруднюючих речовин (діоксиду сірки, пилу та оксидів азоту), залежно від кількості відпущеної електроенергії та теплової енергії за кожен рік роботи спалювальної установки у складі енергоблоку чи котельні. За розробленим алгоритмом розраховано викиди діоксиду сірки на ТЕС України у 2017 та 2018 рр. Результати розрахунків збігаються з наявними оперативними даними ТЕС та результатами розрахунків за стандартною методикою, що базується на використанні інформації про споживання палива та елементного складу вугілля. Концентрації  $SO_2$  у сухих димових газах на ТЕС України у 2017 та 2018 рр. склали 1520–5900  $mg/m^3$ , а валові викиди  $SO_2$  становили близько 620 тис. т. Значення питомих викидів  $SO_2$  на ТЕС України в останні роки знаходяться на рівні 14–15  $g/kWh$  відпущеної електроенергії, проти 1,2  $g/kWh$  – для вугільних ТЕС країн ЄС. Це пояснюється відсутністю на ТЕС України установок сіркоочистки та високим рівнем питомого споживання палива на виробництво електроенергії.*

*Ключові слова:* теплова електростанція, екологія, відпущена електроенергія, димові гази, викиди, забруднюючі речовини, діоксид сірки, нормативи викидів.

Ухвалення урядом України Національного плану скорочення викидів забруднюючих речовин від великих спалювальних установок (далі – НПСВ) [1, 2] ставить перед операторами ТЕС України вимогу не перевищувати граничні значення валових викидів забруднюючих речовин в цілому по країні за кожен рік дії плану – з 2018 до 2028 р. для діоксиду сірки та пилу і з 2018 до 2033 р. для оксидів азоту. Технологічні нормативи допустимих викидів діоксиду сірки на термін дії НПСВ визначено в наказі Мінприроди від 16 лютого 2018 р. № 62 [3].

Граничні значення концентрації  $SO_2$  у димових газах пилувугільних теплових електростанціях (ТЕС) при спалюванні антрациту не повинні перевищувати 3400  $mg/m^3$ , пісного вугілля – 4500,  $mg/m^3$ , кам'яного та бурого вугілля – 5100  $mg/m^3$ . Для спалювання твердого палива в циркулюючому киплячому шарі граничне значення викидів діоксиду сірки в димових газах становить 400  $mg/m^3$ . Викиди забруднюючих речовин останнього року дії НПСВ базуються на граничних значеннях викидів з Директиви 2010/75/ЄС про промислові викиди [4]. З 1 січня 2029 р. вихідна концентрація діоксиду сірки в димових газах пилувугільних ТЕС не має перевищувати 200  $mg/m^3$ .

Тому актуальною є оцінка очікуваного викиду забруднюючої речовини (діоксиду сірки, пилу та оксидів азоту) залежно від кількості виробленої (відпущеної) електроенергії (МВт·год) чи виробленої теплоти (Гкал) за кожен рік роботи спалювальної установки у складі енергоблоку чи котельні. В останні роки на українських ТЕС споживається 25–30 млн т вугілля. У паливному балансі ТЕС частка вугілля переважає: у 2018 р. вона склала 98,3%, а газу – 1,4%, мазуту – 0,3%. Нами розроблено алгоритм оцінки очікуваного викиду забруднюючої речовини, що утворюється при спалюванні вугілля на ТЕС.

Щорічний валовий викид забруднюючої речовини  $E$ , т, визначається добутком її середньої концентрації  $c$ ,  $mg/m^3$ , і об'єму сухих димових газів  $V_{DFG}$ ,  $m^3/рік$ , приведенного до нормальних умов (температура 0 °С і тиск 101,35 кПа) та стандартного вмісту в них кисню (для твердого палива – 6%):

$$E = 10^{-9} \times c \times V_{DFG} \quad (1)$$

Кількість сухих димових газів визначаються кількістю спаленого палива  $G$ , т, та питомим виходом сухих димових газів  $v_{DFG}$ ,  $m^3/kg$ :

$$V_{DFG} = 10^3 \times G \times v_{DFG} \quad (2)$$

Питомий вихід сухих димових газів визначається вмістом у паливі вуглецю  $C$ , водню  $H$ , сірки  $S$ , кисню  $O$ , азоту  $N$ , золи  $A$  та вологи  $W$  [4, 5].

© І.А. ВОЛЬЧИН, Л.С. ГАПОНІЧ, 2019

Ці параметри елементного складу вказуються в сертифікатах на паливо, що видаються окремими сертифікованими лабораторіями з використанням обладнання, яке відсутнє в хімічних лабораторіях ТЕС.

У [5, 6] запропоновано розглянути кореляцію між нижчою теплотою згоряння на робочий стан палива  $Q_i^r$ , МДж/кг, яка визначається на ТЕС при проведенні технічного аналізу, та питомим виходом сухих димових газів  $v_{DFG}$ . На основі аналізу більше 100 сертифікатів на вугільну продукцію з шахт та збагачувальних фабрик Донецького вугільного басейну для зразків вугілля марок А, П, Г, ДГ, Д на українське вугілля були розраховані значення  $v_{DFG}$ , які можна зв'язати з теплотою згоряння палива  $Q_i^r$  емпіричною лінійною залежністю:

$$v_{DFG} = k \times Q_i^r, \quad (3)$$

де  $k$  – коефіцієнт пропорційності, м<sup>3</sup>/МДж.

Було запропоновано різні коефіцієнти  $k$ : для вугілля газової групи (марки Г, ДГ) – 0,357 та антрациту і пісного вугілля (марки А, П) – 0,368 [6]. Значення  $k$  для вугілля антрацитової групи вище через низький вміст у ньому водню, при спалюванні якого утворюється водяна пара, яка не входить у сухі димові гази.

Наявність втрат теплоти через механічний недопал палива  $q_4$  зменшує питомий об'єм сухих димових газів. При наявності втрат теплоти через механічний недопал палива  $q_4$ , %, формула (3) приймає вигляд:

$$v_{DFG} = k \times Q_i^r \times \varepsilon \quad (4)$$

де  $\varepsilon$  – ступінь окиснення вуглецю палива,  $k_1$  – модифікований коефіцієнт пропорційності, м<sup>3</sup>/МДж.

Ступінь окиснення вуглецю палива  $\varepsilon_C$  визначається за формулою [7]:

$$\varepsilon_C = 1 - q_4/C^r \times Q_i^r / Q_C \quad (5)$$

де  $C^r$  – вміст вуглецю у паливі на робочий стан, %;  $Q_C$  – теплота згоряння вуглецю до  $CO_2$ , яка дорівнює 32,68 МДж/кг.

За попередніми дослідженнями [5, 6] ступінь окиснення вуглецю палива  $\varepsilon_C$  з точністю близько 0,6% можна визначати за формулою:

$$\varepsilon_C = 1/(1 - q_4/100). \quad (6)$$

Урахування фактичних значень втрат теплоти через механічний недопал  $q_4$  на ТЕС України у 2017–2018 рр. дало наступні значення модифікованих коефіцієнтів пропорційності: для котлів, що працюють на антрациті та пісному вугіллі – 0,3463 м<sup>3</sup>/МДж з середньоквадратичним відхиленням 0,0072 м<sup>3</sup>/МДж, похибка складає 1,7%; для котлів, що працюють на газовому вугіллі – 0,3537 м<sup>3</sup>/МДж з середньоквадратичним

відхиленням 0,0022 м<sup>3</sup>/МДж, похибка становить 0,6%. Значення модифікованого коефіцієнта пропорційності для енергетичного вугілля становить 0,3490 м<sup>3</sup>/МДж з середньоквадратичним відхиленням 0,0072 м<sup>3</sup>/МДж, похибка складає 1,2%.

Кількість спожитого палива в котлі  $G$  пропорційна кількості відпущеної електричної або теплової енергії. Коефіцієнтами пропорційності можна взяти нормативні величини, такі як витрата умовного палива на одиницю відпущеної електроенергії  $b_e$ , г/кВтгод, чи витрата умовного палива на одиницю відпущеної теплоти  $b_p$ , кг/Гкал. Тоді кількість витраченого умовного палива  $G_{ce(e)}$ , т, для відпуску електроенергії в розмірі  $P$ , кВт·год, можна розрахувати за формулою:

$$G_{ce(e)} = P \times b_e \times 10^{-6}. \quad (7)$$

Кількість умовного палива  $G_{ce(t)}$ , т, для відпуску теплової енергії у розмірі  $W$ , Гкал, розраховується за формулою:

$$G_{ce(t)} = W \times b_t \times 10^{-3}. \quad (8)$$

Для переходу на витрату натурального палива слід урахувати, що теплота згоряння  $Q_C$  умовного палива (вугільного еквівалента) становить 29,3 МДж/кг.

Тоді при відпуску електроенергії кількість витраченого палива визначається за формулою:

$$G_{ce(e)} = 10^{-6} \times P \times b_e \times Q_C / Q_i^r. \quad (9)$$

Кількість валового викиду забруднюючої речовини при відпуску електроенергії  $E_e$ , т, можна розрахувати за формулою:

$$E_e = 10^{-12} \times c \times k_1 \times P \times b_e \times Q_{ce}. \quad (10)$$

Питомий викид забруднюючої речовини на одиницю відпущеної електроенергії  $e_e$ , г/кВт·год, можна визначити за формулою:

$$e_e = 10^{-6} \times c \times k_1 \times b_e \times Q_{ce}. \quad (11)$$

При наявності даних тільки про кількість виробленої електроенергії  $P_{br}$  кількість відпущеної електроенергії  $P$  становитиме 87–90% від  $P_{br}$ .

У разі відпуску теплової енергії кількість палива та кількість викиду забруднюючої речовини визначаються за формулами:

$$G_{ce(t)} = 10^{-3} \times W \times b_t \times Q_{ce} / Q_i^r, \quad (12)$$

$$E_t = 10^{-9} \times c \times k_1 \times W \times b_t \times Q_{ce}. \quad (13)$$

Таким чином, кількість викиду забруднюючої речовини  $E$  напряму не залежить від теплоти згоряння палива. Якість палива впливає на питому витрату умовного палива на відпуск енергії.

За розробленим алгоритмом оцінки очікуваного викиду забруднюючої речовини виконано розрахунки викиду  $SO_2$  на українських ТЕС у

2017–2018 рр. Для розрахунків використовувалася інформація з офіційних звітів ТЕС, складених за формою ЗТех. У табл. 1, 2 наведено вихідні дані для розрахунку – марку проектного вугілля, відпуск електроенергії та теплоти, питомі витрати палива на українських вугільних ТЕС у 2017 та 2018 рр. У табл. 1, 2 також наведено результати розрахунків кількості спожитого умовного палива (у. п.) для виробництва електроенергії та теплоти за формулами (7)–(10). Інформацію узагальнено для енергогенеруючих компаній України (ЕГК).

Слід зазначити, що станом на 1 січня 2019 р. встановлена потужність ТЕС ЕГК України становила 21,6 ГВт (табл. 3), або 43,5% потужності всієї Об'єднаної енергосистеми (ОЕС) України. Ними було вироблено та відпущено всього 30,0% від загальної кількості електроенергії [8].

За період з 2008 р. проведено реконструкцію близько 20% енергоблоків ТЕС, але в результаті реконструкції не були вирішені питання очищен-

ня димових газів від забруднюючих речовин і приведення їх характеристик до сучасних європейських екологічних вимог.

Крім того, для зменшення дефіциту антрацитового вугілля Генеруючими компаніями у 2017–2019 рр. виконано роботи з переоснащення енергоблоків, які працювали на вугіллі марок А, П на спалювання вугілля газової групи. На спалювання вугілля марок Г, ДГ переведено 10 енергоблоків загальною встановленою потужністю 2,1 ГВт, а саме ст. № 2, 5, 6 Зміївської ТЕС, ст. № 7–10 Придніпровської ТЕС, ст. № 3, 4 Трипільської ТЕС, ст. № 1 Криворізької ТЕС [8]. На Криворізькій ТЕС на початку 2018 р. впроваджено спільне спалювання вугілля марок А та Г у співвідношенні 70% А та 30% Г. У виконаних розрахунках враховано ці зміни проектного палива.

Для розрахунків концентрації діоксиду сірки в димових газах  $c_{SO_2}$ , мг/м<sup>3</sup>, використовувалися емпіричні залежності, наведені в табл. 4 [6]. Залежності наведено для різних типів шлаковидалення

**Таблиця 1.** Інформація з марки проектного палива, відпуску електроенергії та теплоти, питомих витрат та кількості умовного палива на виробництво електроенергії та теплоти на українських ТЕС у 2017 р.

Назва ЕГК, ТЕС	Марка палива	Відпуск		Питомі витрати умовного палива на відпущену		Кількість у. п. для виробництва, т	
		електроенергії, тис. кВт·год	теплоти, Гкал	електроенергію, г/кВт·год	теплоту, кг/Гкал	електроенергії	теплоти
Всього або середнє значення		40526103	1182957	402,6	170,5	16256022,2	201648,2
ДОНБАСЕНЕРГО		2120662	67877			868283,9	15080,2
Слов'янська	А, П	2120662	67877	409,4	222,2	868283,9	15080,2
ЦЕНТРЕНЕРГО		5647775	249758			2285752,2	35210,4
Вуглегірська	Г, ДГ	3772748	86223	384,2	124,0	1449640,7	10689,1
Трипільська	А, П	737127	81084	459,7	150,5	338872,0	12202,3
Зміївська	А, П, Г, ДГ	1137900	82451	437,0	149,4	497239,5	12319,0
ДНПРОЕНЕРГО		9334872	464604			3547004,6	87440,5
Криворізька	П	2340673	43158	430,0	195,2	1004265,8	8424,0
Придніпровська	А, П, Г, ДГ	1137980	398317	431,0	187,4	490719,7	74648,6
Запорізька	Г, ДГ	5856219	23129	350,0	188,9	2052019,1	4367,9
ЗАХІДЕНЕРГО		14995008	220893			6100551,8	29629,7
Бурштинська	Г, ДГ	7880494	69217	413,4	126,7	3257559,8	8767,0
Добротвірська	Г, ДГ	2383116	36653	409,6	149,6	976124,3	5482,9
Ладижинська	Г, ДГ	4731398	115023	394,6	133,7	1866867,7	15379,7
СХІДЕНЕРГО		8427786	179825			3454429,7	34287,3
Курахівська	Г, ДГ	6095494	143591	397,8	188,4	2424909,4	27058,3
Луганська	А, П	2332292	36234	441,4	199,5	1029520,3	7229,0

**Таблиця 2.** Інформація з марки проектного вугілля, відпуску електроенергії та теплоти, питомих витрат та кількості умовного палива на виробництво електроенергії та теплоти на українських ТЕС у 2018 р.

Назва ЕГК, ТЕС	Марка палива	Відпуск		Питоми витрати умовного палива на відпущену		Кількість у.п. для виробництва, т	
		електроенергії, тис. кВт·год	теплоти, Гкал	електроенергію, г/кВт·год	теплоту, кг/Гкал	електроенергії	теплоти
Всього або середнє значення		43 108 472	1188 740	404,7	163,0	17 444 150,6	193 762,3
ДОНБАСЕНЕРГО		3 145 608	74 198			1 281 489,2	13 073,0
Слов'янська	А, П	3 145 608	74 198	407,4	176,2	1 281 489,2	13 073,0
ЦЕНТРОЕНЕРГО		7 827 265	282 691			3 171 374,5	39 103,4
Вуглегірська	Г, ДГ	3 935 261	84 974	389,7	125,0	1 533 453,2	10 621,7
Трипільська	А, П, Г, ДГ	2 008 238	102 508	421,7	151,0	846 833,8	15 482,8
Зміївська	Г, ДГ	1 883 766	95209	420,0	136,5	791 087,5	12 998,9
ДНІПРОЕНЕРГО		9 679 406	427 683			3 640 210,4	76 179, 8
Криворізька	А, П, Г	2 244 051	43 890	422,5	194,0	948 156,4	8 513,8
Придніпровська	Г, ДГ	1 521 758	356 773	409,7	175,78	623 418,6	62 710,0
Запорізька	Г, ДГ	5 913 597	27 020	349,8	183,428	2 068 635,4	4 956,0
ЗАХІДЕНЕРГО		14 655 507	217 228			6 124 286,1	29 600,5
Бурштинська	Г, ДГ	8 771 692	71 709	428,2	132,9	3 756 213,9	9 530,1
Добровірська	Г, ДГ	2 270 038	36 618	410,3	149,6	931 487,4	5 477,7
Ладжинська	Г, ДГ	3 613 777	108 901	397,5	134,0	1 436 584,8	14 592,7
СХІДЕНЕРГО		7 800686	186 940			3 226 790,4	35805,6
Курахівська	Г, ДГ	5 798 636	146 368	405,1	189,8	2 348 911,5	27 786,5
Луганська	А, П	2 002 050	40 572	438,5	197,7	877 878,9	8 019,1

**Таблиця 3.** Встановлена потужність енергоблоків ТЕС ЕГК України та стан їх експлуатації

Енергоблоки ТЕС ЕГК	Кількість, одиниці	Встановлена потужність, ГВт	Реконструкція		Консервація		Не залучаються до роботи ОЕС України	
			одиниці	ГВт	одиниці	ГВт	одиниці	ГВт
Усі	75	21,6	1	0,3	7	2,4	6	3,8
Вугільні, з них на марках	68	17,0	1	0,3	6	1,6	–	–
А, П	23	6,5	–	–	5	1,3	–	–
Г, ДГ	45	10,5	1	0,3	1	0,3	–	–
Газомазутні	7	4,6	–	–	1	0,8	6	3,8

**Таблиця 4.** Емпіричні залежності для розрахунку концентрації діоксиду сірки в сухих димових газах українських ТЕС за даними технічного аналізу вугілля

Тип шлаковидалення	$c_{SO_2}$ , мг/нм <sup>3</sup> , для марок вугілля	
	А, П	Г, ДГ
Тверде (ТШВ)	$S^d \times (1400 + 24 \times A^d) \pm 40$	$S^d \times (1350 + 31 \times A^d) \pm 60$
Рідке (РШВ)	$S^d \times (1500 + 25 \times A^d) \pm 40$	$S^d \times (1450 + 32 \times A^d) \pm 70$

для двох груп українського енергетичного вугілля – марки А, П та Г, ДГ.

У табл. 5 приведено інформацію про тип шлаковидалення, марку вугілля, технічний аналіз його складу та отримані значення концентрацій  $SO_2$  ( $c_{SO_2}$ , мг/м<sup>3</sup>) з урахуванням ступеня окиснення вуглецю палива (табл. 4, ф. (5), (6)), у димових газах ТЕС України у 2017 та 2018 рр.

Значення концентрацій діоксиду сірки в сухих димових газах на ТЕС України у 2017 та 2018 рр., залежно від марки палива, його сірчистості (поставок) та способу шлаковидалення в котлі, були в діапазоні 1520–5900 мг/м<sup>3</sup>. Треба зазначити, що значення концентрації діоксиду сірки  $c_{SO_2}$  на Вуглегірській і Зміївській ТЕС перевищують значення максимальних концентрацій забруднюючої речовини в димових газах ТЕС, визначених в наказі Мінприроди від 16.02.2018 № 62 [3].

У табл. 6 та 7 наведено результати розрахунків викидів діоксиду сірки на ТЕС України у 2017 та 2018 рр. за запропонованим алгоритмом – при відпуску електроенергії ( $E_e$ , т), теплоти ( $E_p$ , т) та загальна кількість ( $E$ , т). Для порівняння наведено результати розрахунків викидів  $SO_2$  на ТЕС України за стандартною методикою, що базується на використанні інформації про споживання та елементний склад вугілля [7], наявні оперативні дані ТЕС. Показано, що резуль-

тати розрахунків викиду  $SO_2$  добре збігаються з оперативними даними ТЕС та розрахунками за стандартною методикою, яка використовує дані елементного аналізу вугілля. У табл. 8 наведено узагальнені дані окремо для ТЕС, що спалюють вугілля марок А та П, і для ТЕС, що спалюють вугілля марок Г та ДГ. Для аналізу також використано дані 2013–2016 рр. [6, 9].

Аналіз результатів, наведених в табл. 6–8, показує, що в останні роки валові викиди оксиду сірки на ТЕС України зменшилися, порівняно з 2013 р., майже вдвічі і становлять близько 620 тис. т. Це пов'язано зі зменшенням виробництва електроенергії на ТЕС – на 40%, порівняно з 2013 р., в першу чергу на ТЕС, що споживають вугілля марок А та П. Крім того, вміст сірки в останні роки також зменшився на 27%.

Значення питомих викидів  $SO_2$  на ТЕС України в останні роки знаходяться на рівні 14–15 г/кВт·год відпущеної електроенергії, проти 1,2 г/кВт·год відпущеної електроенергії – середнього рівня для розвинутих країн ЄС та Америки [10, 11]. Питомі викиди  $SO_2$  на сучасних вугільних ТЕС Індії – 7,5 г/кВт·год, на нових ТЕС Китаю – 0,1–1,0 г/кВт·год при рівнях споживання умовного палива на відпуск електроенергії – 278–321 г/кВт·год [12–15]. Високі значення питомих викидів оксидів сірки на ТЕС України пояснюєть-

**Таблиця 5.** Дані про марки проектного палива, технічного аналізу складу вугілля та значення питомих концентрацій  $SO_2$  в сухих димових газах українських вугільних ТЕС у 2017 та 2018 рр.

Назва ТЕС	Тип шлаковидалення	Марка вугілля	2017 р.				2018 р.			
			$Q_i^r$ , МДж/кг	A <sup>d</sup> , %	S <sup>d</sup> , %	$c_{SO_2}$ , мг/м <sup>3</sup>	$Q_i^r$ , МДж/кг	A <sup>d</sup> , %	S <sup>d</sup> , %	$c_{SO_2}$ , мг/м <sup>3</sup>
Слов'янська	РШВ	А, П	24,3	19,5	0,8	1603	23,0	23,7	1,1	2217
Вуглегірська	РШВ	Г, ДГ	21,9	23,8	2,7	5890	22,2	23,4	2,5	5471
Трипільська	РШВ	А, П Г, ДГ	21,7	25,9	1,4	3083	22,3	25,1	1,7	3829
Зміївська	РШВ	А, П Г, ДГ	22,5	23,6	2,2	4790	21,9	24,3	2,4	5262
Криворізька	РШВ	П А, П, Г	23,4	23,2	1,5	3019	23,8	20,9	0,7	1521
Придніпровська	РШВ	А, П Г, ДГ	23,3	21,3	1,4	2927	21,8	23,1	1,3	2761
Запорізька	РШВ	Г, ДГ	20,9	26,5	1,5	3472	21,0	25,9	1,4	3069
Бурштинська	РШВ	Г, ДГ	21,1	24,3	1,5	3367	21,5	23,6	1,5	3356
Добровірівська	ТШВ	Г, ДГ	21,2	26,8	1,8	3925	22,0	23,0	1,7	3492
Ладжинська	РШВ	Г, ДГ	20,8	25,2	1,6	3700	20,9	24,5	1,6	3609
Курахівська	ТШВ	Г, ДГ	18,1	36,7	1,5	3809	18,7	35,9	1,6	3910
Луганська	РШВ	А, П	23,8	20,2	1,4	2846	23,5	19,9	0,8	1529

**Таблиця 6.** Результати розрахунків викидів SO<sub>2</sub> на ТЕС України у 2017 р. за запропонованим алгоритмом, за стандартною методикою [7] та оперативні дані ТЕС

Назва ЕГК, ТЕС	$E_e$ , тис. т	$E_p$ , тис. т	$E$ , тис. т	$E$ , тис. т	d	$E$ , тис. т	$\delta$ , %	Питомий викид SO <sub>2</sub> , г/кВт год
	за запропонованим алгоритмом		за [7]			оперативні дані ТЕС		
Всього / середнє значення	607,3	6,9	614,2	611,9	0,38	608,3	0,97	15,10
ДОНБАСЕНЕРГО	14,1	0,3	14,4	14,5	0,98	14,0	3,18	6,84
Слов'янська	14,1	0,3	14,4	14,5	0,98	13,9	3,18	6,84
ЦЕНТРЕНЕРГО	123,5	1,6	125,2	123,3	1,51	122,0	2,63	21,83
Вуглегірська	88,5	0,6	89,1	86,9	2,56	87,5	1,82	23,04
Трипільська	10,7	0,4	11,1	11,3	2,30	11,7	5,36	15,37
Зміївська	24,3	0,6	25,0	25,1	0,41	22,7	9,88	22,02
ДНІПРОЕНЕРГО	119,3	2,6	121,9	120,7	1,07	119,7	1,87	12,93
Криворізька	30,8	0,2	31,0	31,0	0,04	31,1	0,32	13,26
Придніпровська	14,7	2,2	16,9	16,8	0,67	16,0	5,59	14,77
Запорізька	73,8	0,2	74,0	72,8	1,64	72,6	1,99	12,43
ЗАХІДЕНЕРГО	224,9	1,1	226,0	223,0	1,36	223,3	1,21	14,87
Бурштинська	113,6	0,3	113,9	112,4	1,38	113,8	0,14	14,26
Добровірівська	39,7	0,2	39,9	39,8	0,32	38,6	3,56	16,70
Ладизинська	71,6	0,6	72,2	70,8	1,93	71,0	1,65	14,96
СХІДЕНЕРГО	125,4	1,3	126,7	130,5	2,87	129,4	2,08	15,48
Курахівська	95,7	1,1	96,8	99,3	2,54	99,3	2,51	16,29
Луганська	29,7	0,2	29,9	30,9	3,23	30,1	0,65	13,26

**Таблиця 7.** Результати розрахунків викидів SO<sub>2</sub> на ТЕС України у 2018 р. за запропонованим алгоритмом, за стандартною методикою [7] та оперативні дані ТЕС

Назва ЕГК, ТЕС	$E_e$ , тис. т	$E_p$ , тис. т	$E$ , тис. т	$E$ , тис. т	d	$E$ , тис. т	$\delta$ , %	Питомий викид SO <sub>2</sub> , г/кВт год
	за запропонованим алгоритмом		за [7]			оперативні дані ТЕС		
Всього / середнє значення	616,4	6,5	622,9	616,4	1,0	н/д	–	14,45
ДОНБАСЕНЕРГО	28,8	0,3	29,1	29,8	1,96	29,75	2,1	9,26
Слов'янська	28,8	0,3	29,1	29,8	1,96	29,75	2,1	9,26
ЦЕНТРЕНЕРГО	162,7	1,9	164,6	162,3	1,39	н/д	–	21,03
Вуглегірська	86,9	0,6	87,5	85,7	2,20	85,6	2,3	22,25
Трипільська	33,2	0,6	33,8	33,5	0,76	33,6	0,6	16,81
Зміївська	42,6	0,7	43,3	43,1	0,28	н/д	–	22,97
ДНІПРОЕНЕРГО	98,0	2,1	100,1	98,3	1,65	н/д	–	10,34
Криворізька	14,6	0,1	14,7	14,3	1,88	н/д	–	6,58
Придніпровська	17,6	1,8	19,4	19,2	0,82	н/д	–	12,73
Запорізька	65,8	0,2	66,0	64,8	1,85	н/д	–	11,15
ЗАХІДЕНЕРГО	218,0	1,0	219,1	216,2	1,35	н/д	–	14,95
Бурштинська	130,6	0,3	131,0	129,1	1,44	н/д	–	14,93
Добровірівська	33,7	0,2	33,9	33,5	1,25	н/д	–	14,94
Ладизинська	53,7	0,5	54,2	53,6	1,18	н/д	–	15,02
СХІДЕНЕРГО	108,8	1,2	110,0	109,9	0,16	н/д	–	14,10
Курахівська	95,2	1,1	96,3	95,9	0,41	н/д	–	16,54
Луганська	13,6	0,1	13,7	14,0	1,52	13,5	1,7	6,97

**Таблиця 8.** Інформація про відпуск електроенергії, питомі витрати палива, вміст сірки вугілля та валові викиди SO<sub>2</sub> на ТЕС України у 2013–2018 рр.

Параметри	Відпуск електроенергії		Питома витрата умовного палива, г/кВт год	S <sup>d</sup> , %	E <sub>SO<sub>2</sub></sub>		SO <sub>2</sub> , г/кВтгод
	млрд. кВт год	% від загального			тис. т	% від загального	
2013 р.							
Всього/середнє значення	71,1		394,8	1,9	1223,0		17,2
з них А, П	34,7	48,9	410,0	1,8	573,3	46,9	16,5
Г, ДГ	36,4	51,1	379,0	2,0	548,7	53,1	17,8
2014 р.							
Всього/середнє значення	62,0		397,7	1,8	1013,5		16,3
з них А, П	28,6	46,0	413,6	1,7	433,4	42,8	15,2
Г, ДГ	33,5	54,0	378,8	1,9	580,1	57,2	17,3
2015 р.							
Всього/середнє значення	49,4		400,8	1,7	802,4		16,2
з них А, П	15,6	31,7	428,5	1,7	257,6	32,1	16,6
Г, ДГ	33,8	68,3	386,3	1,7	544,8	67,9	16,1
2016 р.							
Всього/середнє значення	52,7		403,7	1,9	971,5		18,4
з них А, П	21,4	40,7	423,8	2,0	435,6	44,8	20,3
Г, ДГ	31,3	59,3	388,5	1,9	535,9	55,2	17,1
2017 р.							
Всього/середнє значення	40,5		402,6	1,6	614,2		15,2
з них А, П	9,0	22,3	430,7	1,4	107,3	17,5	11,9
Г, ДГ	31,5	77,7	391,5	1,7	506,9	82,5	16,1
2018 р.							
Всього/середнє значення	43,1		404,7	1,4	622,9		14,5
з них А, П	7,4	17,1	420,0	1,0	64,3	10,3	8,7
Г, ДГ	35,7	82,9	400,1	1,7	558,6	89,7	15,6

ся відсутністю установок сіркоочищення та високими рівнями споживання палива на виробництво електроенергії (табл. 1, 2, 7) [9, 16, 17].

Ставка податку за викид SO<sub>2</sub> згідно Статті 243 Податкового кодексу України у 2018 р. досягла 2451,84 грн/т (76,3 Євро в цінах 2018 р.). Розрахункова величина загальної плати за викиди SO<sub>2</sub> на ТЕС України у 2018 р. досягла 1,5 млрд грн. (76,3 млн Євро). Вартість за викиди SO<sub>2</sub> на ТЕС України у 2018 р. склала 3,18 коп./кВт·год відпущеної електроенергії. Зростання плати за викиди діоксиду сірки згідно НПСВ до 200 €/т призведе до суттєвого збільшення цієї плати [1].

За запропонованим алгоритмом для оцінки максимальних викидів забруднюючої речовини як середні концентрації можна взяти значення

технологічних нормативів, визначених в наказі Мінприроди від 16 лютого 2018 р. № 62 [3]. Результати цих розрахунків для 2018 р. наведено в табл. 9.

Порівняння результатів розрахунків, наведених в табл. 7 та 9, показало, що рівень викидів SO<sub>2</sub> на ТЕС України у 2018 р. не перевищував максимально можливий згідно Наказу Мінприроди від 16 лютого 2018 р. № 62 та Національного плану скорочення викидів забруднюючих речовин від великих спалювальних установок [1, 3]. Але НПСВ передбачає зменшення викидів оксидів сірки в теплоенергетиці України до 51 тис. т у 2028 р. [1]. Крім того, Україна після 1 січня 2029 р. має забезпечити дотримання концентрації діоксиду сірки в димових газах ТЕС

**Таблиця 9.** Результати розрахунків максимально можливих викидів SO<sub>2</sub> на ТЕС України у 2018 р.

Енергогенеруюча компанія, ТЕС	Марка вугілля	C <sub>SO<sub>2</sub></sub> , мг/м <sub>н</sub> <sup>3</sup> з Наказу Мінприроди № 62	E <sub>e</sub> , тис. т	E <sub>p</sub> , тис. т	E, тис. т
<b>ВСЬОГО</b>			927,0	9,9	936,9
<b>ДОНБАСЕНЕРГО</b>			60,1	0,6	60,7
Слов'янська	А, П	4500	60,1	0,6	60,7
<b>ЦЕНТРОЕНЕРГО</b>			171,7	2,0	173,7
Вуглегірська	Г, ДГ	5100	83,0	0,6	83,6
Трипільська	А, П Г, ДГ	4500 5100	45,0	0,7	45,7
Зміївська	Г, ДГ	5100	43,7	0,7	44,4
<b>ДНІПРОЕНЕРГО</b>			188,4	3,9	192,3
Криворізька	А, П, Г	4500 5100	44,3	0,4	44,7
Придніпровська	Г, ДГ	5100	34,2	3,3	37,5
Запорізька	Г, ДГ	5100	109,9	0,2	110,1
<b>ЗАХІДЕНЕРГО</b>			331,6	1,6	333,2
Бурштинська	Г, ДГ	5100	200,4	0,5	200,9
Добротвірська	Г, ДГ	5100	52,6	0,3	52,9
Ладизинська	Г, ДГ	5100	78,6	0,8	79,4
<b>СХІДЕНЕРГО</b>			175,1	1,8	176,9
Курахівська	Г, ДГ	5100	134,1	1,5	135,5
Луганська	А, П	4500	41,0	0,3	41,4

не вище 200 мг/м<sub>н</sub><sup>3</sup>, як того вимагає Директива 2010/75/ЄС про промислові викиди [4]. Нинішній рівень концентрації SO<sub>2</sub> в димових газах ТЕС України перевищує ці граничні значення в 8–25 разів (табл. 4). Для досягнення європейських екологічних показників необхідно різко підвищити ефективність існуючого пилоочисного обладнання або спорудити нове сучасне газоочисне устаткування з ефективністю очистки не менше 96%. Існуючий парк газоочисного устаткування на ТЕС України представлений лише пиловловлювачами – сухими електрофільтрами та мокрими золовловлювачами [17]. Установки очищення димових газів від оксидів сірки та азоту на ТЕС України взагалі не проектувалися. На сьогодні в мокрих золовловлювачах уловлюється від 3 до 5% діоксиду сірки завдяки лужноземельним складовим золи.

Треба зазначити, що проектування та будівництво установки сіркоочищення на ТЕС триває 3–4 роки, так що роботи в цьому напрямку треба розпочати вже сьогодні. У планах реконструкції передбачено реалізацію всього одного пілотного проекту з будівництва сіркоочисної установки на енергоблоці № 2 Трипільської ТЕС, на якій планується використання технології напівсухого вапняного сіркоочищення за технологією ЦКШ Rafako [17].

## ВИСНОВКИ

1. Запропоновано алгоритм оцінки викиду забруднюючої речовини (діоксиду сірки, пилу та оксидів азоту), залежно від кількості відпущеної електричної та теплової енергії за кожен рік роботи спалювальної установки у складі енергоблоку чи котельні.

2. За розробленим алгоритмом оцінки викиду забруднюючої речовини виконано розрахунки викидів діоксиду сірки на ТЕС України у 2017 та 2018 рр. Результати розрахунків збігаються з наявними оперативними даними ТЕС та результатами розрахунків за стандартною методикою, що базується на інформації про споживання та елементний склад вугілля.

Значення концентрацій діоксиду сірки в сухих димових газах на ТЕС України у 2017–2018 рр., залежно від марки палива, вмісту сірки та способу шлаковидалення в котлі були в діапазоні 1520–5900 мг/м<sub>н</sub><sup>3</sup>, а загальні валові викиди діоксиду сірки становили близько 620 тис. т.

3. Значення питомих викидів діоксиду сірки на ТЕС України в останні роки знаходяться на рівні 14–15 г/кВт·год відпущеної електроенергії, проти 1,2 г/кВт·год – рівня для вугільних ТЕС країн ЄС. Це пояснюється відсутністю на ТЕС України установок сіркоочищення та високим рівнем витрати умовного палива на виробництво електроенергії.

1. Національний план скорочення викидів від великих спалювальних установок: схвалено розпорядженням Кабінету Міністрів України від 08.11.2017 р. № 796-р. URL: [http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/control/uk/publish/article?art\\_id=245255506&cat\\_id=245255478](http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/control/uk/publish/article?art_id=245255506&cat_id=245255478) (дата звернення: 15.10.2019).
2. Вольчин І.А. Техніко-економічні аспекти виконання Національного плану скорочення викидів. *Збірка наукових праць XIII Міжнародної науково-практичної конференції «Вугільна теплоенергетика: шляхи реконструкції та розвитку»*. К., 2017. С. 5—7.
3. Про внесення змін до наказу Мінприроди від 22 жовтня 2008 року № 541; наказ Міністерства екології та природних ресурсів України від 16.02.2018 № 62. *Офіційний вісник України*. 2018. № 28 (10.04.2018). С. 290, ст. 1009. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0290-18> (дата звернення: 17.10.2019).
4. Directive 2010/75/EU of the European Parliament and of the Council of 24 November 2010 on industrial emissions (integrated pollution prevention and control). *Official Journal of the European Communities*. 2010. L 334. P. 17—119. URL: <http://data.europa.eu/eli/dir/2010/75/oj> (дата звернення: 07.10.2019).
5. Volchyn I., Haponych L. Estimate of the sulfur dioxide concentration at thermal power plants fired by donetsk coal. *Power Technology and Engineering*. Vol. 48, No. 3. 2014. P. 218—221. <https://doi.org/10.1007/s10749-014-0511-0>
6. Вольчин І.А., Гапонич Л.С. Розрахунок параметрів димових газів вугільних теплових електростанцій на основі характеристик твердого палива. *Енерготехнології та ресурсозбереження*. 2016. № 1. С. 49—55. URL: [http://nbuv.gov.ua/UJRN/ETRS\\_2016\\_1\\_7](http://nbuv.gov.ua/UJRN/ETRS_2016_1_7) (дата звернення: 15.10.2019).
7. ГКД 34.02.305—2002. Викиди забруднюючих речовин в атмосферне повітря від енергетичних установок. Методика визначення. К.: ОЕП «ГРІФРЕ», 2002. 42 с.
8. Вольчин І.А., Гапонич Л.С., Згоран І. Вибір технології десульфуризації димових газів для українських вугільних теплових електростанцій. *Наукові праці національного університету харчових технологій*. 2018. Т. 24, № 4. С. 154—168. <https://doi.org/10.24263/2225-2924-2018-24-4-18>
9. Звіт з оцінки відповідності (достатності) генеруючих потужностей. *Національна енергетична компанія «Укренерго»*. 2019. 77 с. URL: <https://ua.energy/wp-content/uploads/2019/11/Zvit-z-otsinky-vidpovidnosti-2019-v2-1> (дата звернення: 17.10.2019).
10. Thierry Lecomte, José Félix Ferrería de la Fuente, Frederik Neuwahl, Michele Canova, Antoine Pinasseau, Ivan Jankov, Thomas Brinkmann, Serge Roudier, Luis Delgado Sancho; Best Available Techniques (BAT) Reference Document for Large Combustion Plants; EUR 28836 EN. 2017. 986 p. <https://doi.org/10.2760/949>
11. Gouw J.A., Parrish D.D., Frost G.J., Trainer M. Reduced emissions of CO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, and SO<sub>2</sub> from U. S. power plants owing to switch from coal to natural gas with combined cycle technology. *Earth's Future. Bognor Regis*. 2014. Vol. 2, Issue 2. P. 75—82. <https://doi.org/10.1002/2013EF000196>
12. Srinivasan S., Roshna N., Guttikunda S., Kanudia A., Saif S., Asundi J. Benefit Cost Analysis of Emission Standards for Coal-based Thermal Power Plants in India, (CSTEP-Report-2018-06). 2018. 92 p. URL: <https://shaktifoundation.in/wp-content/uploads/2018/07/Benefit-cost-analysis-of-emission-standards-for-coal-based-thermal-power-plants-in-India-1.pdf> (дата звернення: 18.10.2019).
13. Mittal M.L., Sharma C., Singh R. Decadal emission estimates of carbon dioxide, sulfur dioxide, and nitric oxide emissions from coal burning in electric power generation plants in India. *Environmental Monitoring and Assessment*. 2014. Vol. 186, Issue 10. P. 6857—6866. <https://doi.org/10.1007/s10661-014-3894-3>
14. Dai H., Ma D., Zhu R., Sun B., He J. Impact of Control Measures on Nitrogen Oxides, Sulfur Dioxide and Particulate Matter Emissions from Coal-Fired Power Plants in Anhui Province, China. *Atmosphere*. 2019. Vol. 10 (35). <https://doi.org/10.3390/atmos10010035>
15. Wu R., Liu F., Tong D., Zheng Y., Lei Y., Hong Ch., Li M., Liu J., Zheng B., Bo Y. Air quality and health benefits of China's emission control policies on coal-fired power plants during 2005–2020. *Environmental Research Letters*. 2019. Vol. 14, No. 9. URL: <https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1748-9326/ab3bae> (дата звернення: 18.10.2019).
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. К.: ГНОЗІС, 2013. 310 с.
17. Вольчин І.А., Гапонич Л.С. Викиди парникових газів на українських теплових електростанціях. *Енерготехнології та ресурсозбереження*. 2019. № 4. С. 3—12. <https://doi.org/10.33070/etars.4.2019.01>

Надійшла до редколегії: 14.11.2019