



**МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ ІМЕНІ ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»**

**«КОМПЛЕКСНИЙ АНАЛІЗ ЕФЕКТИВНОСТІ ЕКСПЛУАТАЦІЇ
ТЕПЛОЕНЕРГЕТИЧНОГО ОБ'ЄКТУ»**

ВКАЗІВКИ ДО ВИКОНАННЯ ПРАКТИЧНИХ ЗАНЯТЬ

*Рекомендовано Методичною радою КПІ ім. Ігоря Сікорського
як навчальний посібник для здобувачів
ступеня доктора філософії за спеціальністю 144 «Теплоенергетика»*

Київ
КПІ ім. Ігоря Сікорського
2021

Комплексний аналіз ефективності експлуатації теплоенергетичного об'єкту: Вказівки до виконання практичних занять [Електронний ресурс]: навч. посіб. для здоб. ступеня доктора філософії за спеціальністю 144 «Теплоенергетика» / КПІ ім. Ігоря Сікорського; уклад: Г.Б. Варламов, К.О. Романова. – Електронні текстові дані (1 файл: 1,5 Мбайт). – Київ: КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2021. – 80 с.

*Гриф надано Методичною радою КПІ ім. Ігоря Сікорського (протокол №8 від 24.06. 2021 р.)
за поданням Вченої ради Теплоенергетичного факультету (протокол № 12 від 31.05.2021 р.)*

Електронне мережне навчальне видання

КОМПЛЕКСНИЙ АНАЛІЗ ЕФЕКТИВНОСТІ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ТЕПЛОЕНЕРГЕТИЧНОГО ОБ'ЄКТУ

ВКАЗІВКИ ДО ВИКОНАННЯ ПРАКТИЧНИХ ЗАНЯТЬ ПО ОСВІТНЬОМУ КОМПОНЕНТУ

«МАЛОВИТРАТНІ ТЕХНОЛОГІЇ ПІДВИЩЕННЯ
КОМПЛЕКСНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ ЕНЕРГОВИРОБНИЦТВА»

Укладачі: *Варламов Геннадій Борисович, д.т.н, проф.*
Романова Катерина Олександрівна, доцент, к.т.н.

Відповідальний редактор *Безродний, Михайло Костянтинович, д.т.н., проф.*

Рецензент *Карвацький Антон Янович, д.т.н., проф.*

Посібник призначений для здобувачів ступеня доктора філософії за спеціальністю 144 «Теплоенергетика», які вивчають освітній компонент «Маловитратні технології підвищення комплексної ефективності енерговиробництва».

Метою посібника є закріплення знань та отримання навичок з визначення комплексної енерго-екологічної ефективності експлуатації теплоенергетичного устаткування та об'єкту в цілому з визначенням особливостей процесів енергоперетворення, аналізу і розробки заходів з підвищення комплексної ефективності.

У процесі виконання індивідуального завдання з даної навчальної дисципліни здобувачі мають можливість усвідомити особливості реалізації практичного алгоритму проведення комплексного аналізу режимів роботи енергооб'єктів, навчитися розробляти проекти та управлінські рішення щодо впровадження нових інноваційнимх рішень, сучасного обладнання, технологій та приладів.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	4
Мета і завдання роботи.....	5
Тема 1: Визначення та аналіз енергетичної ефективності котельного агрегату	6
1.1 Індивідуальні завдання.....	6
1.2 Теоретичні положення та алгоритм проведення розрахунків.....	7
1.3 Приклади виконання завдань.....	24
1.4 Звіт по роботі.....	28
Тема 2: Визначення та аналіз екологічної безпеки експлуатації котельного агрегату.....	29
2.1 Індивідуальні завдання.....	29
2.2 Теоретичні положення та проведення розрахунків.....	31
2.3 Звіт по роботі.....	43
ТЕМА 3: Визначення показників комплексної енерго-екологічної ефективності котла.....	44
3.1 Індивідуальне завдання.....	44
3.2 Теоретичні положення та проведення розрахунків.....	44
3.3 Звіт по роботі.....	57
Контрольні запитання	58
Додатки	60
Додаток А . Значення величини Z для природного газу.....	60
Додаток Б. Визначення об'єму сухих димових газів.....	61
Додаток В. Перерахунок характеристик газоподібного палива.....	63
Додаток Г. Перерахунок характеристик палива.....	65
Додаток Д.Склад і характеристики різних видів органічного палива.....	66
Додаток Е. Параметри установок очищення димових газів.....	67
Додаток Ж. Показники емісії CO , вуглецю палива, N_2O і CH_4	70
Додаток З. Визначення теплової потужності котельної установки.....	71
Додаток И. Приклади розрахунків.....	72
Перелік посилань.....	79

ВСТУП

Здобувачі ступеня доктора філософії спеціальності 144 «Теплоенергетика» вивчають освітній компонент «Маловитратні технології підвищення комплексної ефективності енерговиробництва» у III семестрі.

Згідно з навчальним планом з дисципліни передбачені практичні заняття, спрямовані на формування у студентів здатності розуміння, розробки алгоритму й проведення енергетичної експертизи та паспортизації теплоенергетичних об'єктів.

У методичних вказівках наведені індивідуальні завдання для практичних занять, теоретичні положення та алгоритми проведення розрахунків, приклади виконання завдань та оформлення звітів.

Навчальний посібник видано для оволодіння практичних навичок проведення комплексного аналізу умов роботи енергетичного обладнання у складі енергетичного об'єкту під час підготовки фахівців-теплоенергетиків для підприємств та установ з обліку та використанню паливно-енергетичних ресурсів (далі - ПЕР), а також при визначенні енерго-економічних показників експлуатації з метою обґрунтування розробки заходів і методів підвищення ефективності під час спалювання органічного палива в енергетичних установках.

При виконанні практичних завдань використовуються знання та вміння, які отримані під час вивчення наступних дисциплін:

«Паливо та обладнання для його спалювання»;

«Енергозбереження в теплопостачанні»;

«Проектування теплоенергетичних установок»;

«Системи та установки знешкодження промислових викидів».

Мета і завдання

Навчальною *метою* виконання завдання є надання студентам знань з практики розв'язання типових задач з визначенням рівня комплексної енерго-екологічної ефективності енерговиробництва, визначення кількості виробленої теплової енергії та витрат енергоносіїв для даного виробництва на різних типів котлів, а також вартості витрачених енергетичних ресурсів.

Крім того, в роботі проводиться порівняння фактичного рівня теплових втрат котлів з прийнятими нормативами. За підсумками розрахунків необхідно проаналізувати енергетичну ефективність виробництва теплової енергії та виявити шляхи її підвищення з оцінкою необхідності модернізації складових частин різних котлів, в яких, спрямовані на енергозбереження інвестиції, дадуть найбільший економічний ефект.

У навчальному посібнику розглянуто наступні практичні завдання:

- 1) визначення та аналіз енергетичної ефективності котельного агрегату;
- 2) визначення та аналіз екологічної безпеки експлуатації котельного агрегату;
- 3) визначення показників комплексної енерго-екологічної ефективності котла.

Завдання виконується студентами за викладеною далі методикою з використанням вихідних даних конкретного варіанту, що вказуються викладачем для кожного студента.

У посібнику у деяких випадках використовуються позасистемні одиниці. Ці позасистемні від Міжнародної система одиниць фізичних величин СІ застосовані для зручності роботи, оскільки вони широко використовуються на практиці на реальних енергетичних об'єктах, на яких прилади та датчики робочих параметрів та величин фіксують у системах моніторингу та на панелях управління ці позасистемні одиниці. Відмова від них неможлива у зв'язку з їх широким розповсюдженням.

ТЕМА 1: ВИЗНАЧЕННЯ ТА АНАЛІЗ ЕНЕРГЕТИЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ КОТЕЛЬНОГО АГРЕГАТУ

1.1 Індивідуальні завдання

Умова: На енергетичному підприємстві встановлено котел заданої продуктивності із заданими параметрами роботи (табл.1.1).

Завдання: Провести розрахунок всіх можливих теплових втрат котла за зворотнім балансом, дійсної повної та питомої витрати органічного та умовного палива, можливої економії палива за рахунок здійснення обґрунтованих заходів. За результатами проведення розрахунків за окремим варіантом зробити висновки і пропозиції щодо підвищення енергетичної ефективності паливовикористання.

Таблиця 1.1 – Вихідні дані для розрахунків за варіантами*

Найменування параметрів	Позначення	Одиниця величини	Варіант 1	Варіант 2	Варіант 3	Варіант 4	Варіант 5	Варіант 6
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Тип котла			КВГМ-10	КВГМ-100	ПТВМ-180	БКЗ-160-100ПТ	БКЗ-210-140ПТ	БКЗ-220-100ГЦ
Теплова потужність	$Q^{\text{к}}_{\text{брутто}}$	МВт	11,63	116,3	209	-	-	-
Витрата живильної води на котел	D ж.в	т/год	123,5	1235	4390	143	195	227
Тиск живильної води	P _{жв}	кгс/см ²	22,5	25	16	129	169	123
Температура живильної води	t _{ж.в}	°С	80	90	110	218	216	227
Витрата води з неперервною продувкою	D н.пр	т/год	-	-	-	6,7	3,3	2,9
Тиск в барабані котла	P б	кгс/см ²	-	-	-	108	149	105
Витрата перегрітої пари	D пе	т/год	-	-	-	152	201	235
Тиск перегрітої пари	P пе	кгс/см ²	-	-	-	94	135	94
Температура перегрітої пари	t пе	°С	-	-	-	503	551	520

Продовження таблиці 1.1

Найменування параметрів	Позначення	Одиниця величини	Варіант 1	Варіант 2	Варіант 3	Варіант 4	Варіант 5	Варіант 6
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Вологість на робочу масу палива	W^p	%	-	-	-	9,6	7,6	8,1
Зольність на робочу масу палива	A^p	%	-	-	-	16,5	20,4	17,1
Нижча теплота згорання вугілля на робочу масу	$Q_{н}^{p, вуг}$	ккал/кг	-	-	-	5482	5701	5367
Вміст горючих у золі перед золовловлювачами	$\Gamma_{ун}$	%	-	-	-	32	24	29
Витрата природного газу	$V_{газ}$	м ³ /год	1260	11500	20660	-	-	-
Нижча теплота згорання природного газу	$Q_{н}^{p, газ}$	ккал/нм ³	8150	8200	8100	-	-	-
Температура холодного повітря	$t_{х.п}$	°С	20	25	15	22	18	23
Температура відхідних димових газів	$T_{відх.}$	°С	185	180	175	105	162	144
об'ємна концентрація кисню	$O_2^{бал}$	%	4,5	4,0	4,0	5,9	8,4	4,4
масова концентрація оксиду вуглецю	$CO^{бал}$	мг/нм ³	5	3	4	33	14	32

1.2 Теоретичні положення та алгоритм проведення розрахунків

1.2.1 Тепловий баланс котельного агрегату

Тепловий баланс котельного агрегату складається для визначення теплових та енергетичних показників його роботи і дає уявлення про досконалість процесів горіння палива, якісний рівень організації аеродинамічних, теплових та тепломасообмінних процесів у теплогенераторах, водогрійних і парових котлах, печах тощо [1].

При спалюванні усіх видів палива, крім сланцю, і в разі, коли паливо і повітря, які надходять в топку котла не підігріваються, вхідна частина балансу котла визначається теплотою, яка виділяється при згоранні палива, тобто розрахунковою теплотою Q_p^p , яка практично дорівнює робочій нижчій теплоті згорання палива без урахування затрат на випаровування присутньої у паливі вологи: $Q_p^p \approx Q_n^p$.

1.2.2 Визначення втрат теплоти у котлі та у допоміжному обладнанню котельні

Рівняння теплового балансу котельного агрегату, віднесене до 1 кг твердого або рідкого палива, або до 1 м³ газоподібного палива, має вигляд [1]:

$$Q_n^p = Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_5 + Q_\phi^{uhl}, \text{ ккал/кг [ккал/м}^3\text{]}, \quad (1.1)$$

або у відсотках від теплоти, яка вноситься в топку котла:

$$100\% = q_1 + q_2 + q_3 + q_4 + q_5 + q_\phi^{uhl}, \text{ \%}. \quad (1.2)$$

У формулах (1.1), (1.2):

$Q_1(q_1)$ - корисна теплота, ккал/кг [ккал/м³], (%);

$Q_2(q_2)$ - теплота, яка втрачається з відхідними газами, ккал/кг [ккал/м³], (%);

$Q_3(q_3)$ - теплота, яка втрачається від хімічної неповноти згорання, ккал/кг [ккал/м³], (%);

$Q_4(q_4)$ - теплота, яка втрачається внаслідок механічної неповноти згорання, ккал/кг [ккал/м³], (%);

$Q_5(q_5)$ - теплота, яка втрачається у навколишнє середовище, ккал/кг [ккал/м³], (%);

$Q_\phi^{uhl}(q_\phi^{uhl})$ - теплота, яка втрачається з шлаком та золою, ккал/кг [ккал/м³], (%).

1.2.3 У випадках, коли паливо і повітря, які надходять в топку котла, підігріваються за рахунок сторонніх джерел теплоти, вхідну частину теплового балансу визначають за формулою:

$$Q_p^p = Q_n^p + Q_{в.вн} + Q_{мл} + Q_{ф} - Q_{к}, \quad \text{ккал/кг [ккал/м}^3\text{]}, \quad (1.3)$$

де Q_p^p - розрахункова теплота на 1 кг палива; $Q_{в.вн}$ - теплота, що вноситься в котельний агрегат з повітрям, яке нагрівається в калорифері, ккал/кг; $Q_{мл}$ - фізичне тепло палива, у разі, коли паливо піддавалось попередньому сушінню, ккал/кг; $Q_{ф}$ - теплота, яка вноситься в котельний агрегат форсуночною парою, ккал/кг; $Q_{к}$ - теплота, яка витрачена на розпад карбонатів у тих випадках, коли вона не врахована в теплоті згоряння, ккал/кг.

Зворотний баланс застосовується для аналізу усіх палив крім сланців, і в разі відсутності витрати пари на дуття і розпилювання мазуту. Якщо зазначені умови витримуються, тоді розрахункове тепло Q_p^p на 1 кг або 1 м³ палива буде дорівнювати значенню нижньої теплоти згоряння палива Q_n^p і це дає змогу застосувати рівняння зворотного балансу котлоагрегату.

Витрату теплоти на підігрів повітря, яке надходить в котельний агрегат, визначають за формулою:

$$Q_{в.вн} = \beta' [(i' - i'')], \quad \text{ккал/кг [ккал/м}^3\text{]}, \quad (1.4)$$

де β' - відношення кількості повітря на вході у повітропідігрівник до теоретично необхідного; $\beta' = V/V_o \cdot B$; V - кількість повітря, яке надходить у підігрівник від вентилятора, м³/год; V_o - кількість повітря, яке теоретично необхідне, для горіння палива, м³/кг; B - витрата робочого палива, кг/год; i' - ентальпія підігрітого повітря, ккал/кг; i'' - те ж саме холодного повітря, ккал/кг.

Фізичне тепло палива визначають за формулою:

$$Q_{ml} = c_n \cdot t_n, \text{ ккал/кг [ккал/м}^3\text{]}, \quad (1.5)$$

де c_n - теплоємність робочого палива, ккал/кг•°С (приймається довідково);
 t_n - температура палива, °С (задається).

Теплоту, яка вноситься в котельний агрегат з форсуночною парою, визначають за формулою:

$$Q_\phi = G_\phi (i_\phi - 600), \text{ ккал/кг [ккал/м}^3\text{]}, \quad (1.6)$$

де G_ϕ - витрата пари, кг/кг; i_ϕ - ентальпія пари, ккал/кг; 600 - умовна ентальпія пари, яка міститься у викидних газах, ккал/кг.

1.2.4 У випадках, коли величина парової продувки не перевищує 2% і насичена пара не витрачається, корисну теплоту, яка вироблена котельним агрегатом визначають за формулою:

$$Q_1 = \frac{D}{B} (i_{nn} - i_{жсв}), \text{ ккал/кг [ккал/м}^3\text{]}, \quad (1.7)$$

де D - витрата перегрітої пари, кг/год; B - кількість палива, яке витрачене на виробництво пари, кг/год; i_{nn} - ентальпія перегрітої пари, ккал/кг; $i_{жсв}$ - ентальпія живильної води, ккал/кг.

1.2.5 Коефіцієнт корисної дії котлоагрегата (брутто) визначають за формулою [2]:

$$\eta_k^{\bar{p}} = Q_1 / Q_n^p, \quad (1.8)$$

або у відсотках:

$$\eta_{\kappa}^{\text{бp}} = q_1 = \frac{Q_1}{Q_n^p} 100, \% \quad (1.9)$$

ККД котлоагрегату визначається за прямим або зворотнім балансами.

ККД бруто котлоагрегату за прямим балансом для водогрійного котла визначається за формулою:

$$\eta_{\text{бp}} = \frac{G_v \cdot (t_2 - t_1) \cdot C}{B_n \cdot Q_n} \cdot 100, \% \quad (1.10)$$

де G_v - кількість води, яка подається на котел, кг/год;

t_1, t_2 - температура води „до” і „після” котла, °C;

C - питома теплоємність води, ккал/кг град;

B_n - витрата палива, що визначається приладами, кг/год;

Q_n^p - нижча теплота згорання палива, ккал/кг.

Для парового котла, коли враховується тепло продувочної води:

$$\eta_{\text{бp.}} = \frac{D_n (i_n - i_{\text{ж.в.}}) + D_{\text{п.в.}} (i_{\text{к.в.}} - i_{\text{ж.в.}})}{B \cdot Q_n^p} \quad (1.11)$$

де $i_n, i_{\text{к.в.}}, i_{\text{ж.в.}}$ - ентальпія пари, котлової (продувочної) та живильної води, ккал/кг;

D_n - кількість виробленої пари, кг/год (визначається приладами);

$D_{\text{п.в.}}$ - кількість продувочної води, кг/год, визначається приладами обліку, а в разі відсутності – за результатами хімічного аналізу води (котлової та живильної), кг/год, а саме:

$$D_{пв} = D_{пт} \cdot \frac{P_{факт}}{100}, \quad (1.12)$$

де $P_{факт}$ - значення відсотка безперервної продувки котлів при тиску пари до 14 кг/см² слід приймати не більше 10 % продуктивності котлів, при більшому тиску пари – не більш 5% або значень даних режимних карт при проведенні водно-хімічного режиму котлів.

Перевитрати умовного палива (кг умов. палив.), при перевищенні безперервної продувки вище дозволеної, визначаються за формулою:

$$\Delta B = \frac{D(P_{факт.} - P_{дозв.}) \cdot i_{к.в.}}{7000 \cdot \eta_{бр.}} \quad (1.13)$$

ККД котла по зворотньому балансу визначається за формулою:

$$\eta_{к}^{бр} = 100 - (q_2 + q_3 + q_4 + q_5), \quad (1.14)$$

де $\eta_{к}^{бр}$ - ККД котлоагрегату бруто, %;

Зворотний баланс застосовується для аналізу усіх палив крім сланців, і в разі відсутності витрати пари на дуття і розпилювання мазуту. Якщо зазначені умови витримуються, тоді розрахункове тепло Q_p^p на 1кг або 1м³ палива буде дорівнювати значенню нижньої теплоти згоряння палива Q_n^p і це дає змогу застосувати рівняння зворотного балансу котлоагрегата.

Коефіцієнт корисної дії (нетто) котельної установки визначають за формулою:

$$\eta_{к}^н = \eta_{к}^{бр} - \frac{Q_{ен}}{Q_n^p \cdot B} = \eta_{к}^{бр} - \Delta \eta_{ен}, \quad (1.15)$$

де Q_{en} - витрата енергії в перерахунку на теплоту на власні потреби котельні (насоси, вентилятори, димососи і таке інше), ккал/год, яка складає близько 4%.

1.2.6 Втрати теплоти з відхідними газами найбільші з усіх теплових втрат в котлоагрегаті. Величина q_2 у котлоагрегатах великої потужності становить 4-8%, а в старих котлах невеликої потужності – 10-20%. Ця втрата відбувається тому, що продукти згоряння палива, які виносяться з котлоагрегату, мають високу температуру (у великих агрегатах 115-150 °С, а в малих – ще вищу).

Втрату теплоти з відхідними газами без урахування кількості повітря, що надходить через нещільності у топці та на газоходах, визначають за формулою:

$$q_2 = (K\alpha_{відх} + C)(T_{відх} - (\alpha_{відх}/(\alpha_{відх} + b)) \cdot t_{хл}) \cdot A_t \cdot (1 - q_4/100) \cdot 10^{-2}, \% \quad (1.16)$$

де:

а) коефіцієнти К, С, b, які залежать від марки палива та приведеної вологості, наведені в таблиці 1.2.

Таблиця 1.2 – Залежність коефіцієнтів К, С, b від марки палива та приведеної вологості

Паливо	Значення коефіцієнтів		
	К	С	b
Донецький АШ	$3,49 + 0,021W^n$	$0,3 + 0,04W^n$	0,11
Природний газ	3,52	0,63	0,18

де:

$W^n = W^P \cdot 10^3 / Q_H^P$ - приведена вологість, %·кг/ккал;

W^P – вологість палива на робочу масу, %;

Q_p^p – нижча теплота згорання палива на робочу масу, (ккал/кг) – визначається лабораторним способом;

б) $t_{хп} = t_{зп} + \Delta t_{дв}$ – температура холодного повітря, °С

де:

$t_{зп}$ – температура зовнішнього повітря, °С;

$\Delta t_{дв}$ – нагрів повітря в дуттьовому вентиляторі, °С, може бути заміряний інструментально або визначений $\Delta t_{дв} = H_{дв} / 100$, °С, де $H_{дв}$ – повний напір дуттьового вентилятора, кгс/м²;

в) $\alpha_{відх}$ – коефіцієнт надлишку повітря в відхідних газах за повітропідігрівником визначається за формулою:

$$\alpha_{відх} = (21 - \rho \cdot O_2) / (21 - (O_2 - 0,5CO - 0,5H_2 - 2CH_4)), \quad (1.17)$$

де:

O_2 – об'ємний вміст кисню в сухих продуктах згорання, % (визначається газовим аналізом);

CO, H_2, CH_4 – вміст в димових газах відповідно оксиду вуглецю, водню і метану, %

(визначається газовим аналізом);

ρ - коефіцієнт, який враховує співвідношення теоретичних об'ємів сухих продуктів згорання та повітря і має наступне значення:

0,10 – для природного газу,

0,02 – для твердого палива.

г) $T_{відх}$ - температура відхідних газів за повітропідігрівником, °С.

д) A_t – поправочний коефіцієнт, який враховує вплив температури на теплоємність продуктів згорання, визначається за формулою:

$$A_t = 1 + 0,013 ((T_{відх} - 150) / 100) \quad (1.18)$$

1.2.7 Втрати теплоти від хімічної неповноти згоряння виникають через незадовільне використання кисню повітря внаслідок недосконалого перемішування палива з повітрям і незадовільної аеродинаміки топки. Крім того, можуть бути і інші причини: недостатня загальна кількість повітря, низька температура в топковому просторі, тощо. У топках раціональної конструкції при нормальній їх експлуатації q_3 становить не більше 1%.

Втрату теплоти від хімічної неповноти згоряння визначають за формулою:
для твердого палива :

$$q_3 = 0,11(\alpha_{\text{відх}} - 0,02)(30,2\text{CO} + 25,8\text{H}_2 + 85,55\text{CH}_4)(1 + 0,006W^n)(1 - 0,01q_4), \% \quad (1.19)$$

для природного газу:

$$q_3 = 0,111(\alpha_{\text{відх}} - 0,1)(30,2\text{CO} + 25,8\text{H}_2 + 85,55\text{CH}_4), \%$$

1.2.8 При спалюванні твердого палива шлак і провал, що видаляються з топки, а також летка зола, що виноситься в газоходи, містять певну кількість горючих речовин (вуглецю). Величина q_4 коливається в широких межах - від 1-2% у великих камерних топках, до 10-15% у малих установках.

Втрату теплоти від механічної неповноти згоряння палива визначають за формулою:

$$q_4 = a_{\text{вин}} ((\Gamma_{\text{вин}} A^p) / (100 - \Gamma_{\text{вин}})) * (7800 / Q^p_{\text{н}}), \% \quad (1.20)$$

де:

$a_{\text{вин}}$ – доля золи палива, яке виноситься з паливні (приймається згідно нормативного методу теплового розрахунку котельних агрегатів);

$\Gamma_{\text{вин}}$ – вміст горючих в золі виносу, %;

A^p – зольність вугілля на робочу масу, %;

$Q^p_{\text{н}}$ – наявне тепло, ккал/кг.

При спалюванні в котлі природного газу втрата тепла від механічної неповноти згорання практично дорівнює нулю.

1.2.9 Втрати теплоти поверхнями котла в навколишнє середовище з досить високою точністю визначають за формулою:

$$Q_5 = \frac{F_k}{B} [\alpha_k (t_{cm} - t_n) + \alpha_e (t_{cm} - t_{огр})], \text{ ккал/кг}, \quad (1.21)$$

де F_k - сумарна зовнішня поверхня котла, m^2 ; B -витрата палива котлом, $кг/год$; $m^3/год$; α_k - коефіцієнт теплообміну стінок котла конвекцією, приймати α_k 6,3 $ккал/м^2 \cdot ^\circ C \cdot год$; α_e - коефіцієнт теплообміну стінок котла випромінюванням, приймати α_e 5,8 $ккал/м^2 \cdot ^\circ C \cdot год$; $t_{ст}$, t_n , $t_{огр}$ - температури, $^\circ C$ відповідно стінок котла, повітря у котельні, внутрішніх поверхонь зовнішніх огорожень котельні.

Визначення втрати теплоти $Q_5(q_5)$ за формулою (1.21) зустрічає певні труднощі, які полягають у необхідності приладних замірів температур зовнішніх елементів котла.

При проведенні балансових, еколого-налагоджувальних та інших випробувань більш доцільно користуватись нормативними значеннями q_5 , які приведені у таблиці 1.3.

При навантаженнях парових котлів, які відрізняються від номінальних більше за 25%, втрату теплоти в навколишнє середовище визначають за формулою:

$$q_5 = q_5^h \cdot \frac{D^h}{D}, \%, \quad (1.22)$$

де

D^h – номінальна паропродуктивність котла, $т/год$,

D – фактична паропродуктивність котла, $т/год$.

Формула (1.22) свідчить, що абсолютна втрата теплоти котлом від охолодження його стінок мало змінюється в залежності від навантаження і відносна втрата теплоти практично обернено пропорційна фактичному навантаженню.

Для котлів з номінальною паропродуктивністю $D^H > 700$ т/год втрата теплоти в навколишнє середовище $q_5^H = 0,2\%$.

Для водогрійних котлів втрату теплоти від охолодження стінок слід приймати за даними табл. 1.3 в залежності від теплопродуктивності котла.

Таблиця 1.3 – Нормативні втрати теплоти в навколишнє середовище паровими та водяними котлами з хвостовими поверхнями нагріву

Номінальна паропродуктивність парового котла, D^H , т/год	Номінальна теплопродуктивність водяного котла, Q_4 , Гкал/год	Втрата теплоти, q_5^H , %
2	1,12	3,6
4	2,24	2,8
6	3,36	2,38
8	4,48	2,0
10	5,60	1,6
14	7,84	1,55
18	10,08	1,3
20	11,20	1,2
40	22,40	1,1
60	33,60	0,8
80	44,80	0,75
100	56,00	0,6
300	168,00	0,4
500	-	0,38
700	-	0,35

1.2.10 Втрата теплоти з фізичним теплом шлаків визначається за формулою:

$$q_{\phi}^{шл} = \frac{A^p \cdot a_1 \cdot c \cdot t_{шл}}{Q_n^p (100 - t_{шл})}, \% \quad (1.23)$$

де c - теплоємність золи; $t_{шл}$ - температура шлаку, °С.

або за формулою:

$$q_6 = (a_{шл} \times (cv)_{шл} \times A^p) / Q_n^p, \% \quad (1.24)$$

де: $a_{шл}$ - частка золи палива, яка видаляється з паливні в вигляді шлаку: $a_{шл} = 1 - a_{вин}$; $(cv)_{шл}$ - ентальпія шлаку, визначається по температурі початку нормального рідкого жужільовидалення: $t_{н.ш} = t_3 + 100^\circ\text{C}$; °С, (t_3 - температура початку рідкоплавкого стану золи, °С); A^p - зольність палива на робочу масу, %.

1.2.11 Визначення складових теплового балансу котельного агрегату і допоміжного обладнання котельні за спрощеною методикою

Визначення складових теплового балансу котельного агрегату за приведеною вище методикою потребує досить багато часу і великої кількості дослідних замірів.

При спалюванні в котельних агрегатах газоподібного і рідкого палива значне зниження трудомісткості замірів і скорочення часу їх проведення може бути досягнуто при використанні для визначення складових теплового балансу котельного агрегату і допоміжного обладнання котелень спрощеної методики розрахунку (у подальшому СМ).

Згідно СМ для визначення теплового балансу котельного агрегату необхідно приладно-аналітичним методом визначити такі характеристики палива:

- жаропродуктивність палива - максимальну температуру, яка досягається

при повному спалюванні палива з теоретично необхідною кількістю повітря без підігрівання палива і повітря; $t_{ж}, ^\circ\text{C}$;

- кількість теплоти, яка виділяється при повному згоранні палива, в перерахунку на 1 м^3 сухих продуктів згорання, P , ккал/ м^3 ;

- хімічний склад сухих продуктів повного згорання палива.

За допомогою зазначених характеристик можна точно виконувати порівняльні теплотехнічні розрахунки і визначати втрати теплоти котельним агрегатом з відхідними газами q_2 і від хімічної неповноти горіння q_3 , не виконуючи при цьому приладних аналізів складу палива і теплоти його згорання. Об'єм приладних замірів зводиться до визначення складу відхідних продуктів згорання і їх температури.

Значення розрахункового параметра Z , який використовується у СМ, приведені у додатку А.

Довідково:

- жаропродуктивність природного газу дорівнює $t_{ж} = 2010^\circ\text{C}$;

- кількість теплоти, яка виділяється при повному згоранні природного газу в перерахунку на 1 м^3 сухих продуктів згорання $P = 1000$ ккал/ м^3 ;

- максимальний вміст CO_2 в сухих продуктах згорання природного газу $\text{CO}_{2\text{м}} = 11,8\%$, (для мазуту – 16% , для вугілля - $19-20\%$).

Втрату теплоти котельним агрегатом з відхідними газами визначають за формулою:

$$q_2 = 0,01 \cdot (t_n - t) Z, \% \quad (1.25)$$

де t_n - температура продуктів згорання, $^\circ\text{C}$; Z - розрахунковий параметр (за даними додатку А); t – температура повітря, $t=20^\circ\text{C}$.

Втрату теплоти котельним агрегатом від хімічної неповноти згорання палива q_3 визначають шляхом аналізу складу продуктів згорання.

Склад продуктів згорання газового палива включає такі основні компоненти: CO_2 ,

CO, H₂, CH₄. Теплота згоряння 1 м³ не розбавлених повітрям продуктів згоряння газового палива ρ = 1000 ккал. Запас хімічної теплоти в димових газах, тобто теплоту згоряння наявних у них горючих елементів містять CO, H₂, і CH₄. Теплота згоряння 1 м³ CO дорівнює 3000 ккал; H₂ - 2580 ккал, CH₄ - 8500 ккал. Відповідно, кожний відсоток CO в продуктах згоряння має запас теплоти 30 ккал, водню H₂ - 25,8; метану - 85 ккал.

Втрату теплоти від хімічної неповноти згоряння палива визначають за формулою:

$$q_3 = \frac{(30,2CO' + 25,8H'_2 + 85,5CH'_4) \cdot h}{\rho} 100, \%, \quad (1.26)$$

де h - розрахунковий параметр, який характеризує зміну об'єму продуктів згоряння у порівнянні з теоретичним об'ємом, тобто таким об'ємом, коли вони не розбавлені повітрям (визначається за даними аналізу газів).

Визначаємо коефіцієнт розбавлення h:

$$h = \frac{CO_2^{max}}{CO'_2 + CO' + CH'_4} \quad (1.27)$$

Визначаємо:

$$CO_2^{max} = \frac{(CO'_2 + CO' + CH'_4) \cdot 100}{100 - 4,76 \cdot (O'_2 - 0,4CO' - 0,2H'_2 - 1,6CH'_2)} \quad (1.28)$$

Нераціональні втрати палива внаслідок хімічної неповноти горіння визначаються:

$$\frac{q_5 \cdot V}{10000} \text{ кг умов. палив./год} \quad (1.29)$$

Під фактичною теплопродуктивністю котла розуміється теплопродуктивність, яка підводиться у гідравлічну систему.

Втрату теплоти стінками котлоагрегату приймають на рівні 1 %.

Для парових котлів паропроодуктивністю менше 2,5 т/год і температурою зовнішньої поверхні більше 45 градусів С q_5 визначається за формулою:

$$q_5 = \frac{F \cdot q}{V_n \cdot Q_n^p} \cdot 100, \quad (1.30)$$

де F – зовнішня поверхня котла, м²;

q -усереднена за фактичними температурами поверхні – питома втрата тепла на 1м² зовнішньої поверхні, яка приймається при обмуровці середньої якості 350 – 450 ккал/м² год;

V_n – витрати палива, м³/год, (кг/год);

Q_n^p – нижня теплота згоряння палива, ккал/м³ (ккал/кг).

Фактичні втрати в навколишнє середовище обумовлені, головним чином, погіршенням якості термоізоляції топочних камер та газоходів котла.

Якість ізоляції котлів контролюється шляхом безпосереднього вимірювання питомих втрат тепла q_5^ϕ , приладами.

Нераціональні втрати в навколишнє середовище визначаються за формулою:

$$\Delta B = \frac{(q_5^\phi - q_5^H) \cdot B_0^\phi}{100}, \text{ кг умов. палив./год} \quad (1.31)$$

1.2.12 Техніко-економічне обґрунтування заміни котлів з низьким ККД на високоекономічні котли

При заміні котлоагрегатів з низьким ККД на високоекономічні котли, досягнення економічного ефекту відбувається за рахунок зниження споживання палива при більш ефективному процесі його спалювання для отримання теплової енергії.

Визначення питомої витрати палива на відпуск теплової енергії після заміни котла.

Визначення зниження питомої витрати палива $b_{\text{те}}^{\text{н}}$ (кг.у.п./Гкал) на відпуск теплової енергії за рахунок збільшення ККД котла визначається за формулою (1.32):

$$b_{\text{те}}^{\text{н}} = \left(\frac{142,76}{\eta_{\text{нетто}}^{\text{н}}} \right) \cdot 100 \quad (1.32)$$

де: $\eta_{\text{нетто}}^{\text{н}}$ – ККД нового котла, %.

Визначення економії умовного палива $\Delta B_{\text{п}}$ (т.у.п.) від зміни ККД котла нетто виконується по формулі (1.33):

$$\Delta B_{\text{п}} = Q_{\text{год}} \cdot T_{\text{р}} \cdot (b_{\text{те}}^{\text{ф}} - b_{\text{те}}^{\text{н}}) \cdot 10^{-3} \quad (1.33)$$

де: $b_{\text{те}}^{\text{ф}}$ – питома витрата палива на відпуск теплової енергії фактична, кг.у.п./Гкал;

$Q_{\text{год}}$ – середньогодинне теплове навантаження котельні, Гкал/год;

$T_{\text{р}}$ – число годин роботи котельні в рік, год.

Річну очікувану економію натурального палива за рахунок підвищення ККД котельної установки визначають за формулою:

$$\Delta B = \frac{1000 \cdot Q \cdot \tau (\eta_2 - \eta_1)}{Q_{it}^p \cdot \eta_1 \cdot \eta_2}, \text{ т,} \quad (1.34)$$

де Q - встановлена теплопродуктивність котельні, Гкал/год; τ -число годин використання встановленої теплопродуктивності, год; η_1, η_2 - ККД котельної установки до і після здійснення заходів по його підвищенню у долях одиниці; $Q_{it}^p=7000$ ккал/кг.

Розглянемо приклади застосування СМ для визначення втрат енергоспоживаючим обладнанням.

1.3 Приклади виконання завдань

Приклад 1.

Припустимо, що заміри складу продуктів згоряння газового палива від котла показали – 5,6% CO₂; 0,1% CO; 0,2% CH₄, а їх температура $t = 150^{\circ}\text{C}$.

Необхідно визначити ККД котла.

Визначають довідкові значення характеристик природного газу, який використовується, а саме: $t_{\text{ж}} = 2010^{\circ}\text{C}$; $P = 1000$ ккал/м³; CO₂ = 11,8%.

Складають тепловий баланс котла, приймаючи теплоту згоряння газу за 100% і виходячи з того, що для газового котла $q_4 = 0$; $q_6 = 0$:

$$100 = q_1 + q_2 + q_3 + q_5,$$

де q_1 – теплота, корисно використана в котлі; q_2 – втрата теплоти з відхідними газами, охолодженими до 150°C ; q_3 – втрата теплоти від хімічної неповноти згоряння; q_5 – втрата теплоти стінками котла.

Визначають складові втрат теплоти котлом: $q_2 = 0,01 \cdot t \cdot Z$, %.

де Z – довідкова розрахункова величина, яка залежить від температури продуктів згоряння та їх складу (Додаток А). У даному разі $t = 150^{\circ}\text{C}$, а

CO₂ + CO + CH₄ = 5,6 + 0,1 + 0,2 = 5,9 %. Згідно цих даних величина $Z = 7,25$, а $q_2 = 0,01 \cdot 150 \cdot 7,25 = 10,87$ %.

Втрату теплоти від хімічної неповноти згоряння палива можна визначити простим віднесенням запасу хімічної теплоти у димових газах до максимального можливого запасу теплоти в 1 м³ сухих продуктів згоряння (Додаток Б), тобто P .

Запас хімічної теплоти у димових газах, не розбавлених повітрям, тобто при CO₂ = 11,8 % складає 0,1 % CO = $30 \cdot 0,1 = 3$ ккал + 0,2 % CH₄ = $0,2 \cdot 85 = 17$ ккал = 20 ккал. При цьому величина q_3 складала б: $q_3 = 20 : 1000 = 2$ %.

У даному випадку продукти згоряння містять 5,9 % CO₂, тобто вони розбавлені повітрям у два рази і відповідно у два рази підвищується втрата теплоти від хімічної неповноти згоряння $q_3 = 4$ %.

- Втрату теплоти стінками котла q_5 приймають на рівні 1 %.
- Визначають сумарні втрати теплоти котлом і його ККД.
- Сумарні втрати теплоти $q_2 + q_3 + q_5 = 11+4+1 = 16$ %.
- Теплота, яка корисно використовується у котлі $q_1 = 100-(q_2 + q_3 + q_5) = 100 - 16 = 84$ %.
- ККД котла $\eta_k^{op} = 84$ %.

Приклад 2.

Припустимо, що на природному газі працюють промислова піч і сушарка. Температура продуктів згоряння, які відводяться від печі дорівнює 900 °С, а вміст CO_2 становить 10 %. Від сушарки продукти згоряння відводяться з температурою 300 °С і вмістом $CO_2 = 2$ %. Необхідно визначити втрату теплоти з вихідними газами для печі і сушарки.

З довідників відомо, що максимальний вміст CO_2 у сухих продуктах повного згоряння різних видів палива складає: природний газ – 11,8 %; мазут – 16 %; вугілля – 19%; вугілля антрацит – 20 %.

У продуктах згоряння природного газу, які відводяться від сушарки, вміст CO_2 складає 2 %, що майже в 6 разів менше максимально можливого вмісту. Це свідчить про те, що їх об'єм збільшився у 6 разів за рахунок розбавлення повітрям.

Якщо продукти згоряння від сушарки не були б розбавлені повітрям, то втрата тепла з викидними газами була рівною відношенню 300 до 2000, тобто 15 %, а у наслідок розбавлення повітрям у 6 разів ця втрата складає майже 90 %.

Якщо продукти згоряння від печі з температурою 900 °С направити спочатку у повітрянагрівач і при цьому знизити їх температуру до 700 °С, витрата палива знизиться на 10,1 %:

$$\Delta q_2 = 0,01(900 - 700) \cdot 5,05 = 10,1 \text{ \%}$$

Приклад 3.

Припустимо, що продукти згоряння природного газу, які містять 6 % ($\text{CO}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4$), відводяться з енергоспоживаючої установки з температурою 820 °С при температурі повітря, яке надходить в топку котла 20 °С. Для зазначених умов величина Z (Додаток А) дорівнює 3,3 і втрата теплоти з відхідними газами складає $q_2 = 0,01(t - t_{\text{в}}) \cdot Z = 0,01(820 - 20) \cdot 3,3 = 61,6$ %.

Якщо температуру відхідних газів знизити до 220 °С, втрата теплоти буде дорівнювати:

$$q_2 = 0,01(220 - 20) \cdot 4,67 = 9,3 \text{ \%}.$$

Приклад 4.

Припустимо, що ККД бруто котельного агрегату за режимною картою складає 0,9, а значення фактичного ККД за результатами замірів дорівнює 0,8 і у топку котла за лічильником надходить 1000 м³/год газу.

Необхідно визначити втрати газу від зниження ККД котла.

Можлива кількість газу, спожитого котлом при умові роботи його за режимною картою, складає:

$$1000 \cdot 0,9 = 900 \text{ м}^3/\text{год}, \text{ а втрати } 100 \text{ м}^3/\text{год}.$$

Кількість спожитого газу котлом при його роботі з фактичним ККД = 0,8 складає

$$1000 \cdot 0,8 = 800 \text{ м}^3/\text{год}, \text{ а втрати } 200 \text{ м}^3/\text{год}.$$

Припустимо, що котел працював 1000 годин з фактичним ККД. За цей час втрати газу котлом перевищували втрати газу котлом за режимною картою на 100 м³/год.

Загальні втрати газу при роботі котла з фактичним ККД = 0,8 за 1000 годин складають 100000 м³.

Приклад 5.

Спалюється природний газ. Склад сухих продуктів згорання:

CO₂= 10,5%, O₂= 0,20 %, N₂= 85,105 %, CO =2,335%, CH₄=0,0%, H₂=1,81%,

V₀^φ= 4600 кг умов.палив./год.

Визначити втрати тепла (q₃) внаслідок хімічної неповноти горіння.

а)Визначаємо:

$$q_3 = \frac{V_{CO} \cdot Q_{CO} + V_{CH_4} \cdot Q_{CH_4} + V_{H_2} \cdot Q_{H_2}}{V_0^{\phi}} = \frac{1000 \cdot 10000 + 0 + 1000 \cdot 10000}{10000} = 2000 \text{ ккал/год}$$

б)Визначаємо коефіцієнт розбавлення h:

$$h = \frac{V_{CO} + V_{CH_4} + V_{H_2}}{V_0^{\phi}} = \frac{1000 + 0 + 1000}{10000} = 0,2$$

с)Визначаємо втрати тепла внаслідок хімічної неповноти горіння:

$$q_3 = \frac{V_{CO} \cdot Q_{CO} + V_{CH_4} \cdot Q_{CH_4} + V_{H_2} \cdot Q_{H_2}}{V_0^{\phi}} = \frac{1000 \cdot 10000 + 0 + 1000 \cdot 10000}{10000} = 2000 \text{ ккал/год}$$

Нераціональні втрати палива внаслідок хімічної неповноти горіння становитимуть:

$$V_{\text{неповноти}} = \frac{q_3}{Q_{\text{норм}}} = \frac{2000}{10000} = 0,2 \text{ кг умов. палив./год}$$

Під фактичною теплопродуктивністю котла розуміється теплопродуктивність, яка підводиться у гідравлічну систему.

1.4 Звіт по роботі

Звіт виконаної роботи повинен містити такі пункти:

- а) вступ (характер впливу теплових втрат та режимів на ефективність роботи котлів);
- б) розрахункову частину: вихідні дані, розв'язання типових задач з обґрунтуванням та описом проведення розрахунків;
- в) підсумкову таблицю результатів розрахунку
- г) загальні висновки та пропозиції з покращення енергетичної ефективності котла.

ТЕМА 2: ВИЗНАЧЕННЯ ТА АНАЛІЗ ЕКОЛОГІЧНОЇ БЕЗПЕКИ ЕКСПЛУАТАЦІЇ КОТЕЛЬНОГО АГРЕГАТУ

2.1 Індивідуальні завдання

Умова: На енергетичному підприємстві встановлено котел заданої продуктивності із заданими параметрами роботи (табл.2.1).

Завдання: Провести розрахунок питомого об'єму сухих димових газівна заданому паливі, всіх показників емісії забруднюючих компонентів котла, їх валових викидів, та порівняти їх із допустимими значеннями. Розрахунок провести 2-ма методами: методом постійних вимірювань концентрацій забруднювальних речовин та розрахунковим методом за даними про витрати та склад використаного палива, отримані результати порівняти.

За результатами розв'язаних задач зробити висновки і пропозиції щодо підвищення екологічної ефективності паливовикористання.

Таблиця 2.1 – Вихіднідані для розрахунків*

Найменування параметрів	Позна - чення	Розмір -ність	Варіант 1	Варіант 2	Варіант 3	Варіант 4	Варіант 5	Варіант 6
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Тип котла			КВ-ГМ-10	КВ-ГМ-100	ПТВМ-180	БКЗ-160-100ПТ	БКЗ-210-140ПТ	БКЗ-220-100ГЦ
Теплова потужність	$Q_{\text{брут}}^{\text{то}}$	МВт	11,63	116,3	209	-	-	-
Витрата живильної води на котел	$D_{\text{ж.в}}$	т/год	123,5	1235	4390	143	195	227
Тискживильної води	$P_{\text{жв}}$	кгс/см ²	22,5	25	16	129	169	123
Температура живильної води	$t_{\text{ж.в}}$	°С	80	90	110	218	216	227
Витрата води з неперервною продувкою	$D_{\text{н.пр}}$	т/год	-	-	-	6,7	3,3	2,9
Тиск в барабані котла	$P_{\text{б}}$	кгс/см ²	-	-	-	108	149	105
Витрата перегрітої пари	$D_{\text{пе}}$	т/год	-	-	-	152	201	235

Проводження таблиці 2.1

Найменування параметрів	Позна-чення	Розмір-ність	Варіант 1	Варіант 2	Варіант 3	Варіант 4	Варіант 5	Варіант 6
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Тискперегрітої пари	$P_{пе}$	кгс/см ²	-	-	-	94	135	94
Температура перегрітої пари	$t_{пе}$	°C	-	-	-	503	551	520
Вологість на робочу масу палива	W^p	%	-	-	-	9,6	7,6	8,1
Зольність на робочу масу палива	A^p	%	-	-	-	16,5	20,4	17,1
Нижча теплота згорання вугілля на робочу масу	$Q_{н}^{p, вуг}$	ккал/кг	-	-	-	5482	5701	5367
Вміст горючих у золі перед золовловлювачами	$\Gamma_{ун}$	%	-	-	-	32	24	29
Витрата природного газу	$V_{газ}$	м ³ /год	1260	11500	20660	-	-	-
Нижча теплота згорання природного газу	$Q_{н}^{p, газ}$	ккал/нм ³	8150	8200	8100	-	-	-
Температура холодного повітря	$t_{х.п}$	°C	20	25	15	22	18	23
Температура відхідних димових газів	$T_{відх.}$	°C	185	180	175	105	162	144
Об'ємна концентрація кисню	$O_2^{бал}$	%	4,5	4,0	4,0	5,9	8,4	4,4
Масова концентрація оксиду вуглецю	$CO^{бал}$	мг/нм ³	5	3	4	33	14	32
Масова концентрація оксидів азоту	NO_x	мг/нм ³	209	254	305	697	1002	849
Масова концентрація діоксиду сірки	SO_2	мг/нм ³	-	-	-	1267	1691	2498
Масова концентрація золи за золовловлювачами	$C_{зол}$	г/нм ³	-	-	-	2,8	1,78	3,41
Витрата палива для розрахункового методу	$V_{пал}$	кг(м ³)/год	1260	11500	20660	19300	24000	27880

2.2 Теоретичні положення та проведення розрахунків

2.2.1 Викиди в процесі роботи котельного агрегату

Під час повного спалювання палива в енергетичних установках у атмосферне повітря разом з димовими газами надходять забруднювальні речовини та парникові гази [3]. До викидів, що потрапляють в атмосферне повітря, як забруднюючі речовини або суміші відносяться:

- водяні пари H_2O ;
- оксиди сірки SO_x у перерахунку на діоксид сірки або сірчистий ангідрид SO_2 ;
- азот N_2 ;
- оксиди азоту NO_x у перерахунку на діоксид азоту NO_2 ;
- оксид вуглецю CO ;
- зола сполуки ванадію і інших металів;
- діоксид вуглецю CO_2 ;
- метан CH_4 ;
- бензопірен.

З перерахованих складових викидів до числа токсичних відносяться газоподібні оксиди вуглецю, азоту, сірки, ванадію. При високих температурах в топці котлів відбувається часткове окислення азоту з утворенням оксидів азоту NO (оксид азоту) и NO_2 (діоксид азоту).

У випадку неповного згоряння палива в топках можуть утворюватися оксид вуглецю CO , вуглеводні CH_4 , C_2H_4 і інші токсичні речовини а також канцерогени.

У процесі роботи енергетичних об'єктів важливо контролювати та оцінювати вплив шкідливих домішок у димових газах на НПС та стан здоров'я людей, які необхідно контролювати для запобігання порушень існуючих екологічних вимог [4,5].

Доцільно розглянути характеристики та вплив деяких забруднюючих речовин на організм людини. Однією із таких речовин є бензопірен. Інші речовини та їх дію на організм можна подивитись в таблиці 2.5.

Таблиця 2.5 - Вплив шкідливих речовин на здоров'я

Назва речовини	Характеристика	Вплив на здоров'я людини при отруєнні	
		Легке отруєння	Важке отруєння
Сірчаний ангідрид SO_2	Безбарвний газ з характерним різким запахом	Кашель, нежить, сльозотеча, біль у грудях.	Атрофічним риніт, що часто загострюється токсичним бронхітом з нападами задухи. Можливі ураження печінки, системи крові.
Окис азоту NO	Безбарвний газ зі слабким запахом	Збудливо діє на нервову систему.	Набряк легенів.
Окис вуглецю CO	Газ без кольору і запаху	Запаморочення, головні болі, підвищена стомлюваність.	Головний біль, запаморочення, нудота, слабкість, задишка, прискорений пульс. Можлива втрата свідомості, судоми.
Оксиди ванадію V_nO	Канцероген	Нежить, сухість в горлі, втома.	Подразнення дихальних шляхів, легеневі кровотечі, запаморочення, порушення діяльності серця, нирок і т.д.

2.2.2 Класифікація викидів за класом небезпеки

По ступеню впливу на організм людини є 4 класи небезпекишкідливих речовин:

- 1-й - речовини надзвичайно небезпечні;
- 2-й - речовини високо шкідливі;
- 3-й - речовини помірно шкідливі;
- 4-й - речовини мало шкідливі.

Класнебезпекишкідливихречовинвстановлюють в залежності від норм і показниківграничнодопустимихконцентрацій (ГДК) приведених у таблиці 2.6.

Таблиця 2.6 - Значення класу небезпеки в залежності від ГДК в повітрі робочої зони

Назва показника	Норма для класу небезпеки			
	1	2	3	4
Гранично допустима концентрація шкідливих речовин в повітрі робочої зони $\frac{\text{мг}}{\text{м}^3}$	<0,1	0,1- 1,0	1,1- 10,1	>10,0

Перелік поширених в енергетиці забруднюючих речовин наведено у табл.2.7 згідно з ГДК та класом небезпеки, де значення класу небезпеки забруднюючої речовини зменшується відповідно до підвищення її небезпечності.

Таблиця 2.7– Значення ГДК забруднюючих речовин зони шкідливих речовин

Забруднююча речовина, формула	ГДК(мг/м ³)	Клас небезпеки
Діоксид сірки SO ₂	10,0	3
Оксид вуглецю CO	20	4
Діоксид азоту NO ₂	2	3
Оксид азоту NO	5	3
Бензопірен	0,00015	1
Оксиди ванадія	0,002	1

Клас небезпеки відходів (к) - показник, що характеризує ступінь небезпеки для людини речовин, які забруднюють атмосферне повітря. Клас небезпеки відходів встановлюється залежно від вмісту в них високотоксичних речовин розрахунковим методом або згідно з переліком відходів, наведених у Державному класифікаторі відходів. На всі види відходів розробляється технічний паспорт згідно з Міждержавним стандартом ДСТУ-2195-93, дія якого поширюється на 10 країн СНД [6].

Валові викиди забруднюваних речовин та парникових газів визначаються на основі:

- використання розрахункових методів за даними про витрати та склад використаного палива і характеристики енергетичних та газоочисних установок.
- здійснення постійних вимірювань концентрацій забруднювальних речовин у димових газах енергетичних установок.

2.2.3 Визначення викидів забруднювальних речовин за даними постійних вимірювань

Під час проведення постійних вимірювань концентрацій забруднювальних речовин і поточних витрат димових газів, які надходять у атмосферне повітря від енергетичної установки, валовий викид E_j , т, j -ї забруднювальної речовини за проміжок часу P визначається за формулою:

$$E_j = 10^{-9} \sum_t^P c_j(t) V(t) \Delta t, \quad (2.1)$$

де P – проміжок часу звітності;

$c_j(t)$ – масова концентрація j -ї забруднювальної речовини в сухих димових газах, яка вимірюється в момент часу t , мг/м³;

$V(t)$ – витрата сухих димових газів, яка вимірюється в момент часу t , м³/с;

Δt – дискретність вимірювань, с.

Масова концентрація c_j , мг/м³, j -ї забруднювальної речовини в сухих димових газах, розраховується через об'ємну концентрацію за співвідношенням:

$$c_j = c_{vj} \rho_j, \quad (2.2)$$

де c_{vj} – об'ємна концентрація j -ї забруднювальної речовини в сухих димових газах, см³/м³;

ρ_j – густина j -ї забруднювальної речовини в умовах вимірювання її концентрації, кг/м³.

Густина забруднювальної речовини ρ_j , кг/м³, в умовах вимірювання концентрації:

$$\rho_j = \rho_{j0} \frac{p}{p_0} \frac{T_0}{T}, \quad (2.3)$$

де ρ_{j0} – густина j -ї забруднювальної речовини при н. у. (тиску p_0 та температурі T_0), кг/нм³;

p – тиск в умовах вимірювання концентрації, МПа;

T – температура в умовах вимірювання концентрації, К.

Під час проведення постійних вимірювань тільки масової концентрації забруднювальної речовини $c_j(t)$ поточна витрата димових газів $V(t)$ розраховується через обсяги витрат палив:

$$V(t) = \sum_i (v_{дг})_i b_i(t), \quad (2.4)$$

де $(v_{дг})_i$ – питомий об'єм сухих димових газів на робочу масу під час спалювання i -го палива при нормальних умовах, нм³/кг;

$b_i(t)$ – витрата i -го палива в момент часу t , кг/с.

Питомий об'єм $v_{дг}$ сухих димових газів розраховується при стандартному вмісті кисню і н. у. для визначення валового викиду j -ї речовини приймає вигляд:

$$E_j = 10^{-9} \sum_t^P \left(c'_j(t) \sum_i (v_{дг})_i b_i(t) \right) \Delta t, \quad (2.5)$$

де E_j – валовий викид j -ї забруднювальної речовини за проміжок часу P , т;

$c'_j(t)$ – приведена масова концентрація j -ї забруднювальної речовини в сухих димових газах при стандартному вмісті кисню і нормальних умовах в момент часу t , мг/нм³;

$(v_{дг})_i$ – питомий об'єм сухих димових газів на робочу масу під час спалювання i -го палива при стандартному вмісті кисню і нормальних умовах, нм³/кг;

$b_i(t)$ – витрата i -го палива в момент часу t , кг/с;

Δt – дискретність вимірювань, с.

Приведену масову концентрацію $c'_j(t)$, мг/нм³, j -ї забруднювальної речовини в сухих димових газах при стандартному вмісті кисню та н. у. в момент часу t

можна отримати через значення вимірної масової концентрації j -ї забруднювальної речовини $c_j(t)$ за формулою:

$$c'_j(t) = c_j(t) \frac{21 - \alpha}{21 - O_2} = c_j(t) \frac{\alpha}{\alpha_0}, \quad (2.6)$$

де $c_j(t)$ – вимірjana масова концентрація j -ї забруднювальної речовини в сухих димових газах при нормальних умовах в момент часу t , мг/нм³;

O_2 – вміст кисню в димових газах при вимірюванні концентрації, %;

α – коефіцієнт надлишку повітря при вимірюванні концентрації;

α_0 – коефіцієнт надлишку повітря при стандартному вмісті кисню в димових газах .

Формули розрахунку питомого об'єму сухих димових газів під час спалювання палива з урахуванням його механічного недопалу наведено у Додатку Б. Для розрахунку питомого об'єму сухих димових газів у випадку використання газоподібного палива попередньо необхідно перерахувати об'ємні характеристики палива в масові. Формули перерахунку об'ємних характеристик газоподібного палива в масові наведено у Додатку В. Усі розрахунки проводяться для робочої маси палива. Формули перерахунку характеристик палива з сухої беззольної маси на робочу або суху наведено у Додатку Г. За відсутності фактичних даних про елементний склад палива використовуються значення, наведені у Додатку Д.

2.2.4 Визначення викидів забруднювальних речовин розрахунковими методами

Розрахункові методи визначення викиду забруднювальної речовини базуються на використанні показника емісії. Показник емісії характеризує масову кількість забруднювальної речовини, яка викидається енергетичною установкою в атмосферне повітря разом з димовими газами, віднесена до одиниці енергії, що виділяється при згорянні палива.

Узагальнений показник емісії забруднювальної речовини є середньою питомою величиною викиду для певної категорії енергетичних установок, певної технології спалювання палива, певного виду палива з урахуванням заходів щодо зниження викиду забруднювальної речовини. Він не враховує особливостей хімічного складу палива.

Специфічний показник емісії є питомою величиною викиду, яка визначається для конкретної енергетичної установки з урахуванням індивідуальних характеристик палива, конкретних характеристик процесу спалювання та заходів щодо зниження викиду забруднювальної речовини.

Валовий викид j -ї забруднювальної речовини E_j , т, що надходить у атмосферу з димовими газами енергетичної установки за проміжок часу P , визначається як сума валових викидів цієї речовини під час спалювання різних видів палива:

$$E_j = \sum_i E_{ji} = 10^{-6} \sum_i k_{ji} B_i (Q_i^r)_i, \quad (2.7)$$

де E_{ji} – валовий викид j -ї забруднювальної речовини під час спалювання i -го палива за проміжок часу P , т;

k_{ji} – показник емісії j -ї забруднювальної речовини для i -го палива, г/ГДж;

B_i – витрата i -го палива за проміжок часу P , т;

$(Q_i^r)_i$ – нижча робоча теплота згоряння i -го палива, МДж/кг.

Показники емісії забруднювальних речовин визначаються за формулами, наведеними далі.

2.2.5 Речовини у вигляді суспендованих твердих частинок

Показник емісії речовини у вигляді суспендованих твердих частинок (далі – твердих частинок) визначається як специфічний і розраховується за формулою:

$$k_{\text{ТВ}} = \frac{10^6}{Q_i^r} a_{\text{ВИН}} \frac{A^r}{100 - \Gamma_{\text{ВИН}}} (1 - \eta_{\text{ЗУ}}) + k_{\text{ТВS}}, \quad (2.8)$$

або

$$k_{\text{ТВ}} = \frac{10^6}{Q_i^r} \left(a_{\text{вин}} \frac{A^r}{100} + \frac{q_4}{100} \cdot \frac{Q_i^r}{Q_C} \right) (1 - \eta_{\text{зу}}) + k_{\text{ТВS}}, \quad (2.9)$$

де $k_{\text{ТВ}}$ – показник емісії твердих частинок, г/ГДж;

Q_i^r – нижча робоча теплота згоряння палива, МДж/кг;

A^r – масовий вміст золи в паливі на робочу масу, %;

$a_{\text{вин}}$ – частка золи, яка виходить з котла у вигляді леткої золи;

Q_C – теплота згоряння вуглецю до CO_2 , яка дорівнює 32,68МДж/кг;

q_4 – втрати тепла, пов'язані з механічним недопалом палива, %;

$\eta_{\text{зу}}$ – ефективність очищення димових газів від твердих частинок;

$\Gamma_{\text{вин}}$ – масовий вміст горючих речовин у викидах твердих частинок, %;

$k_{\text{ТВS}}$ – показник емісії твердих продуктів взаємодії сорбенту та оксидів сірки і твердих частинок сорбенту, г/ГДж.

Вміст золи A^r в паливі та горючих у викиді твердих частинок $\Gamma_{\text{вин}}$ визначаються при проведенні технічного аналізу за ГОСТ 11022—95 (ISO 1171—81) палива і леткої золи.

Зола палива виходить з котла у вигляді леткої золи (виносу) та або донної золи (шлаку). Частка золи, яка виноситься з енергетичної установки у вигляді леткої золи, $a_{\text{вин}}$ залежить від технології спалювання і приймаються згідно з таблицею Е.1 (Додаток Е).

Значення ефективності очищення димових газів від твердих частинок $\eta_{\text{зу}}$ визначається за результатами останніх випробувань золоуловлювальної установки або за її паспортними даними. Ефективність золоуловлювальної установки визначається як різниця між одиницею та відношенням масових концентрацій твердих частинок після і до золоуловника.

При використанні сорбенту для зв'язування оксидів сірки в топці котла (наприклад, за технологіями спалювання палива в киплячому шарі) чи при застосуванні технологій сухого або напівсухого зв'язування сірки утворюються тверді частинки сульфату та сульфіту і невикористаного сорбенту. Показник

емісії твердих частинок невикористаного в енергетичній установці сорбенту та утворених сульфатів і сульфідів $k_{\text{твS}}$, г/ГДж, розраховується:

$$k_{\text{твS}} = \frac{10^6}{Q_i^r} \cdot \frac{S^r}{100} \left[\eta_I \frac{\mu_{\text{прод}}}{\mu_S} + (m - \eta_I) \frac{\mu_{\text{сорб}}}{\mu_S} \right] a_{\text{вин}} (1 - \eta_{\text{зу}}), \quad (2.10)$$

де Q_i^r – нижча робоча теплота згоряння палива, МДж/кг;

S^r – масовий вміст сірки в паливі на робочу масу, %;

$a_{\text{вин}}$ – частка золи, яка виходить з котла у вигляді леткої золи;

$\mu_{\text{прод}}$ – молекулярна маса твердого продукту взаємодії сорбенту та оксидів сірки, кг/кмоль;

$\mu_{\text{сорб}}$ – молекулярна маса сорбенту, кг/кмоль;

μ_S – молекулярна маса сірки, яка дорівнює 32 кг/кмоль;

M – мольне відношення активного хімічного елементу сорбенту та сірки (таблиця Е.2 Додатка Е);

η_I – ефективність зв'язування сірки сорбентом у топці або при застосуванні сухих та напівсухих методів десульфуризації димових газів (таблиці Е.2 і Е.3 Додатка Е);

$\eta_{\text{зу}}$ – ефективність очистки димових газів від твердих частинок.

2.2.6 Діоксид сірки SO₂

Показник емісії k_{SO_2} , г/ГДж, оксидів сірки SO₂ та SO₃, у перерахунку на діоксид сірки SO₂, які надходять у атмосферу з димовими газами, є специфічним і розраховується за формулою

$$k_{\text{SO}_2} = \frac{10^6}{Q_i^r} \frac{2S^r}{100} (1 - \eta_I)(1 - \eta_{II}\beta), \quad (2.11)$$

де Q_i^r – нижча робоча теплота згоряння палива, МДж/кг;

S^r – вміст сірки в паливі на робочу масу за проміжок часу P , %;

η_I – ефективність зв'язування сірки золою або сорбентом у енергетичній установці;

η_{II} – ефективність очистки димових газів від оксидів сірки;

β – коефіцієнт роботи сіркоочисної установки.

Масовий вміст сірки в робочій масі потрібно визначати під час технічного аналізу палива відповідно до ГОСТ 27313—95 (ISO 1170—77).

Усереднені значення вмісту сірки для різних видів і марок палива наведено в Додатку Е. Ці значення беруться у випадку відсутності достовірних даних технічного аналізу.

Ефективність зв'язування оксидів сірки золою або сорбентом у енергетичній установці η_I залежить від технології спалювання та хімічного складу палива, яке спалюється, і типу сорбенту, значення η_I для різних технологій спалювання палива приймаються згідно з таблицею Ж.2 (Додаток Ж).

Димові гази можуть бути очищені від оксидів сірки в сіркоочисних установках шляхом застосування технологій десульфуризації димових газів з різною ефективністю очищення η_{II} . Коефіцієнт роботи сіркоочисної установки β приймається згідно з таблицею Ж.3 (Додаток Ж).

До установок десульфуризації димових газів відносяться і деякі види золоуловлювальних установок (мокрі скрубери типу МС та МВ) величина η_{II} залежить від загальної лужності води на зрошення та від вмісту сірки в паливі S' . Приведений вміст сірки визначається як відношення масового вмісту сірки на робочу масу палива до нижчої робочої теплоти згоряння палива ($S' = S''/Q_i'$). Дані про ефективність уловлення оксидів сірки в мокрих скруберах наведено в таблиці Ж.4 (Додаток Ж).

2.2.7 Оксиди азоту NO_x

Під час спалювання органічного палива утворюються оксиди азоту NO_x (оксид азоту NO та діоксид азоту NO_2), викиди яких визначаються в перерахунку на NO_2 .

Показник емісії оксидів азоту k_{NO_x} , г/ГДж, з урахуванням заходів скорочення викиду розраховується:

$$k_{\text{NO}_x} = (k_{\text{NO}_x})_0 f_H (1 - \eta_I) (1 - \eta_{II} \beta), \quad (2.12)$$

де $(k_{\text{NO}_x})_0$ – показник емісії оксидів азоту без урахування заходів скорочення викиду, г/ГДж;

f_n – ступінь зменшення викиду NO_x під час роботи на низькому навантаженні;

η_I – ефективність первинних (режимно-технологічних) заходів скорочення викиду;

η_{II} – ефективність вторинних заходів (азотоочисної установки);

β – коефіцієнт роботи азотоочисної установки.

Для конкретної енергетичної установки специфічний показник емісії оксидів азоту може бути визначено на основі результатів випробувань енергетичної установки, документально підтверджених відповідними актами. Формулу перерахунку значення вимірної концентрації забруднювальної речовини в показник емісії приведено в Додатку Г.

Значення узагальненого показника емісії оксидів азоту під час спалювання органічного палива за різними технологіями без урахування заходів щодо скорочення викиду NO_x визначаються згідно з таблицею Ж.5 (Додаток Ж).

Під час роботи енергетичної установки на низькому навантаженні зменшується температура процесу горіння палива, завдяки чому скорочується викид оксидів азоту. Ступінь зменшення викиду NO_x при цьому визначається за емпіричною формулою:

$$f_n = (Q_\phi / Q_n)^z, \quad (2.13)$$

де f_n – ступінь зменшення викиду оксидів азоту під час роботи на низькому навантаженні;

Q_ϕ – фактична теплова потужність енергетичної установки, МВт;

Q_n – номінальна теплова потужність енергетичної установки, МВт;

Z – емпіричний коефіцієнт, який залежить від виду енергетичної установки, її потужності, типу палива тощо.

Якщо відома тільки продуктивність парового котла D , його теплова потужність Q визначається згідно з Додатком 3 Емпіричний коефіцієнт z

визначається під час випробувань енергетичної установки. За їх відсутності значення z береться з Додатку И.

Первинні (режимно-технологічні) заходи спрямовано на зменшення утворення оксидів азоту в топці або камері згоряння енергетичної установки. До цих заходів відносяться: використання малотоксичних пальників, ступенева подача повітря та палива, рециркуляція димових газів тощо [7]. Значення ефективності застосування первинних заходів η_1 , окремих та їх комбінацій, визначаються за результатами випробувань енергетичної установки після їх впровадження і затверджуються відповідними актами. Орієнтовні значення ефективності первинних заходів зменшення викиду оксидів азоту наведено в таблиці Ж.7 (Додаток Ж).

За неможливості досягти за допомогою первинних заходів допустимої концентрації оксидів азоту в димових газах для їх очищення від NO_x використовують азотоочисну установку. Значення ефективності η_{II} та коефіцієнта роботи азотоочисної установки (відношення часу роботи азотоочисної установки до часу роботи енергетичної установки) визначаються під час випробувань, а за їх відсутності — згідно з таблицею Ж.8 (Додаток Ж).

Розглянемо приклади застосування описаної методики для визначення екологічної ефективності енергоспоживаючим обладнанням.

2.3 Звіт по роботі

Звіт виконаної роботи повинен містити такі пункти:

- а) вступ (характер впливу показників емісії забруднюючих компонентів на ефективність роботи котлів та докільця);
- б) розрахункову частину: вихідні дані, розв'язання типових задач з обґрунтуванням дій;
- в) підсумкову таблицю результатів розрахунку і загальні висновки та пропозиції.

ТЕМА 3: ВИЗНАЧЕННЯ ПОКАЗНИКІВ КОМПЛЕКСНОЇ ЕНЕРГО-ЕКОЛОГІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ КОТЛА

3.1 Індивідуальне завдання

Умова: На енергетичному підприємстві встановлено котел заданої продуктивності із заданими параметрами роботи.

Завдання: Провести розрахунок всіх можливих тепловтрат котла та викидів забруднюючих речовин за методиками практичних занять «Визначення та аналіз енергетичної ефективності котельного агрегату» та «Визначення та аналіз екологічної ефективності котельного агрегату», визначити комплексний коефіцієнт енергоекологічної ефективності (КЕЕЕ) агрегату, провести енергоекологічну експертизу та паспортизацію енергооб'єкту за попередньо отриманими даними указанного варіанту з таблиці 1.1 та 1.2.

За результатами розв'язаних задач зробити висновки і пропозиції щодо підвищення енерго-екологічної ефективності паливовикористання.

3.2 Теоретичні положення та проведення розрахунків

«Прогнозування та оцінювання теплової ефективності роботи котла»

3.2.1 Енерго-екологічна ефективність котельного агрегату

Проблема забезпечення енерговиробництва з високим показником екологічної безпеки і енергетичної ефективності полягає в тому, що необхідно розкрити взаємозв'язок факторів і показників енергетично-екологічного спрямування. Існує тісний зв'язок та пропорційна залежність екологічних показників з технічними характеристиками енергетичних процесів перетворення видів енергії (хімічної у теплову, теплову в електричну і т.п.). Тому доцільно проводити комплексний енерго-екологічний аналіз об'єктів з розрахунком енергоекологічних показників для здійснення об'єктивної оцінки їх діяльності, відповідності існуючим нормам.

Окрім того, для введення котельного агрегату в експлуатацію необхідно отримати дозвіл на викиди забруднюючих речовин в атмосферне повітря стаціонарними джерелами для суб'єктів господарювання, розмір яких необхідно об'єктивно обґрунтувати та розрахувати [8], що особливо важливо у даний час, оскільки Україна у 2016р. після підписання Паризької Угоди [9] повинна виконувати не тільки національні екологічні норми [10,11], а й Європейські екологічні Директиви [12-13].

Угодою про асоціацію передбачено сприяння і заохочення торгівлі та прямих іноземних інвестицій в екологічно чисті товари, послуги й технології, використання збалансованих джерел відновлюваної енергії та енергозберігаючих продуктів і послуг, а також екологічне маркування товарів, у тому числі шляхом усунення пов'язаних із цим нетарифних бар'єрів. (стаття 293 «Торгівля на користь сталого розвитку»).

Крім цього Угода про асоціацію (стаття 360, глава 6 «Навколишнє середовище») передбачає розвиток та зміцнення співробітництва з питань охорони навколишнього середовища й сприяння реалізації довгострокових цілей сталого розвитку і зеленої економіки.

Згідно з Додатком ХХХ до Угоди Україна має адаптувати своє законодавство до 26 директив та 3 регламентів ЄС у таких секторах як:

- управління довкіллям та інтеграція екологічної політики у інші галузеві політики;
- якість атмосферного повітря;
- управління відходами та ресурсами;
- якість води та управління водними ресурсами, включаючи морське середовище;
- охорона природи;
- промислове забруднення та техногенні загрози;
- зміна клімату та захист озонового шару;
- генетично модифіковані організми.

На даний момент Україна здійснює адаптацію законодавства для співпраці з ЄС, а саме:

-Верховною Радою України прийнято прийнято Закон України "Про оцінку впливу на довкілля", який враховує вимоги Директиви 2011/92/ЄС про оцінку впливу окремих державних і приватних проєктів на навколишнє середовище (кодифікація);

-з метою імплементації вимог Директиви 2001/42/ЄС Верховною Радою України прийнято Закон України «Про стратегічну екологічну оцінку»;

-затверджено Закон України «Про Основні засади (стратегію) державної екологічної політики України на період до 2030 року», який визначає основні стратегічні цілі екологічної політики держави, етапи реалізації державної екологічної політики та очікувані результати;

-з метою імплементації вимог Директив 2003/4/ЄС та 2003/35/ЄС Мінприроди розроблено законопроект «Про внесення змін до деяких законодавчих актів України у частині доступу до екологічної інформації», який перебуває на стадії доопрацювання;

Розпорядженням Кабінету Міністрів України від 7 листопада 2018 р. № 825-р схвалено Концепцію створення загальнодержавної автоматизованої системи «Відкрите довкілля».

Враховуючи вищенаведені зобов'язання України стосовно екологічної державної політики необхідно розробити та впровадити механізм здійснення енерго-екологічного аналізу (ЕЕА) та енерго-екологічного моніторингу та менеджменту об'єктів та систем енергогенерування.

ЕЕА – це незалежне комплексне дослідження енергооб'єкту для встановлення впливу цього об'єкту на НПС, що включає в себе енергетичне обстеження для виявлення ефективності енерговикористання і потенціалу енергозбереження та екологічний аналіз для оцінки впливу екологічних наслідків через використання ПЕР.

Енерго-екологічний моніторинг з метою здійснення системних спостережень за станом енергетичних об'єктів, систем та територій, включаючи енерго-екологічний контроль і для того, щоб прогнозувати зміни та розроблення обґрунтованих рекомендацій для прийняття управлінсько-організаційних рішень щодо дотримання вимог екологічної безпеки.

Метою енерго-екологічного менеджменту є управління і експлуатація теплоенергетичного об'єкту з високим рівнем енергетичної ефективності та рівнем екологічної безпеки.

Для того, щоб енерго-екологічний аналіз мав ефективний результат, то потрібно застосувати адекватних критерії екологічної безпеки, які являють собою відповідну систему факторів, параметрів та показників.

Серед існуючих показників екологічної небезпеки особливе місце займає універсальний питомий показник (g_i), який характеризує екологічну безпеку агрегату або цілого об'єкту та показує величину корисної енергії (кВт·г або Гкал), яка виробляється на одиницю шкідливого викиду (мг). Застосування цього показника дозволяє об'єктивно оцінювати ефективність впливу різних факторів: термодинамічного, паливного, технологічного, експлуатаційного[6].

3.2.2 Енерго-екологічна експертиза та паспортизація енергооб'єктів

Існуючі методики оцінки шкідливих викидів, розраховані на застарілі енерготехнології, не дають можливості у повній мірі оцінити дійсний стан екологічності експлуатації енергооб'єктів. Тому доцільне подальше вдосконалення методик визначення валових та питомих викидів шкідливих речовин енергооб'єктів на прикладі парових та водогрійних котлів, камер згорання ГТУ за рахунок вилучення існуючих недоліків.

Основні принципи побудови методик енерго-екологічної експертизи базуються на:

- фіксації основних технологічних параметрів з врахуванням шкідливих викидів та негативного впливу енергооб'єкту на оточуюче середовище та здоров'я людей;

- застосуванні системи універсальних питомих енерго-екологічних показників;

- методиках узагальнення і прогнозування викидів NO_x і інших інгредієнтів для різноманітних типів енергооб'єктів.

Об'єктами енерго-екологічної експертизи можуть бути енергооб'єкти або системи, які мають викиди, що потенційно здатні шкідливо вплинути на навколишнє природне середовище і здоров'я населення.

Методика та схема енерго-екологічної експертизи енергооб'єкта будується на підставі технічних умов (ТУ) і обов'язково проходить послідовно всі стадії для одержання необхідної об'єктивної інформації за відповідним алгоритмом (див. рис.3.1) з врахуванням даних:

- типу основного енергообладнання заданої потужності (наприклад, основні техніко-екологічні показники);

- визначення теплотехнічних характеристик палива і теоретичного складу продуктів згорання;

- оцінка викидів шкідливих речовин (твердих часток, оксидів сірки, оксидів азоту, оксидів вуглецю, оксиду ванадію та ін.);

- оцінка валових і питомих екологічних показників;

- порівняння отриманих даних із допустимими значеннями відповідних величин.

Такий алгоритм дає можливість проаналізувати реальний стан обладнання та всього об'єкту і визначити перспективи використання того або іншого теплоенергетичного устаткування, проводити комплексний моніторинг.

ЕЕА має закінчуватись енерго-екологічним паспортом (табл. 3.1), в якому вказуються всі необхідні показники.

Враховуючі усе працююче на об'єкті теплоенергетичне обладнання за підсумками проведеної експертизи складається енерго-екологічний паспорт теплоенергетичного об'єкту, до якого заносять основні показники експлуатації.



Рисунок 3.1 – Загальний вигляд алгоритму проведення енерго-екологічного аналізу енергетичного об'єкту

Впровадження на кожному об'єкті, діяльність якого пов'язана зі спалюванням органічного палива, енерго-екологічного паспорта дозволяє створити умови для постійного та якісного контролю за станом експлуатації та рівнем екологічної безпеки, забезпечити оперативне реагування на нештатні ситуації та організувати впровадження відповідних заходів підвищення рівня екобезпеки та енергоефективності на підставі енергоекологічного аудиту та моніторингу.

Таблиця 3.1 – Енерго-екологічний паспорт теплоенергетичного об'єкту

№ п/п	Назва величин	Позначення	Розмірність	Значення
1	Номінальне теплове та електричне навантаження (потужність)	$Q_{\text{ном}}$ (N_E)	ГДж/с (МВт)	
2	Температура димових газів на виході з устаткування	t_{yx}	°С	
3	Об'ємна витрата димових газів при максимальному навантаженні	V_{Γ}	м ³ /с	
4	Максимальна швидкість димових газів на виході	W_{Γ}	м/с	
5	Витрата натурального палива (газ) (для рідкого або твердого)	B_{Γ} B_p, B_{Γ}	м ³ /ГОД т/ГОД	
6	ККД установки			
7	Максимальний секундний викид шкідливих речовин: -оксидів азоту - оксидів вуглецю -оксидів сірки	M_{Nox} M_{CO} M_{Sox}	г/с, г/с, г/с,	
8	Валовий викид шкідливих речовин: – оксидів азоту – оксидів вуглецю – оксидів сірки	M_{Nox} M_{CO} M_{Sox}	г/с, г/с, г/с,	
9	Річна витрата палива – тверде паливо – газ – мазут	$B_{\text{тг}}$ $B_{\text{тг}}$ $B_{\text{тм}}$	т/рік м ³ /рік т/рік	
10	Очікуваний річний викид шкідливих речовин : -оксидів азоту – оксидів вуглецю – -діоксидів сірки	M_{Nox} M_{CO} M_{Sox}	т/рік т/рік т/рік	
11.	Нормований КЕЕЕ	ε^H		
12.	Комплексний КЕЕЕ	ε		

3.2.3 Визначення комплексного коефіцієнту енерго-екологічної ефективності (КЕЕЕ) агрегату

Для комплексного аналізу енерго-екологічного стану об'єктів та умов експлуатації, пропонується в роботі ввести новий показник - Коефіцієнт енерго-екологічної ефективності .

КЕЕЕ агрегату (об'єкту) показує енерго-екологічну ефективність роботи енергоустановки (енергооб'єкту) та характеризує рівень ефективності роботи агрегатів з одночасним визначенням рівня екологічної безпеки:

$$\varepsilon = \frac{\eta_{\text{бр}}}{A}, \quad (3.1)$$

де A – загальна агресивність димових газів:

$$A = \prod_{i=1}^n a_i, \quad (3.2)$$

де Π – добуток питомих величин агресивності шкідливих компонентів викиду, який враховує загальний рівень небезпеки викидів шкідливих речовин в димових газах;

a_i – питома величина агресивності шкідливого викиду, яка враховує клас небезпеки і гранично допустимі концентрації у повітрі робочої зони, а також шкідливого викиду.

Чим більше значення величини a_i , тим більш небезпечним є даний компонент у складі димових газів. Величина a_i визначається за формулою:

$$a_i = \frac{C_{i_{\alpha=1}}}{j_i} + 1, \quad (3.3)$$

де $C_{i_{\alpha=1}}$ - масова концентрація шкідливого компоненту у відхідних газах при коефіцієнті надлишку повітря рівному одиниці;

j_i – дозволена концентрація шкідливого викиду, яка визначається за формулою:

$$j_i = k \cdot \text{ГДК} \quad (3.4)$$

де k_i – клас небезпеки компонента (див. табл. 3.2).

Таблиця 3.2 – Значення ГДК забруднюючих речовин робочої зони шкідливих речовин.

Забруднююча речовина, Формула	ГДК (мг/м³)	Клас небезпеки
Діоксид сірки SO ₂	10,0	2
Оксид вуглецю CO	20	4
Діоксид азоту NO ₂	2	3
Оксид азоту NO	5	3
Безапірен	0,00015	1
Оксиди ванадія	0,002	1

Клас небезпеки відходів (к) - показник, що характеризує ступінь небезпеки для людини речовин, які забруднюють атмосферне повітря. Клас небезпеки відходів встановлюється залежно від вмісту в них високотоксичних речовин розрахунковим методом або згідно з переліком відходів, наведених у Державному класифікаторі відходів.

$$C_{i_{\alpha=1}} = C_i \cdot h \frac{\text{мг}}{\text{м}^3} \quad (3.5)$$

де C_i - масова концентрація компонента, що вимірюється приладом, мг/м³;

h - коефіцієнт розведення продуктів згоряння, визначається за формулою:

$$h = \frac{\text{NO}_2^{\text{max}}}{\text{NO}_2 + \text{CO}_2 + \text{CH}_4}, \% \quad (3.6)$$

де $\text{NO}_2^{\text{max}} = 11,8\%$ - максимальний об'ємний вміст трьохатомних газів в сухих продуктах згоряння при відсутності хімічної та механічної неповноти згоряння та $\alpha=1$;

NO_2 - об'ємний вміст трьохатомних газів в сухих продуктах згоряння, вимірюється за останньою поверхнею нагріву котла, шляхом виміру газоаналізатором, %;

CH_4 - концентрація метану в продуктах згоряння, вимірюється за останньою поверхнею нагріву котла, шляхом виміру газоаналізатором, %.

Коефіцієнт надлишку повітря α_n – визначається, як відношення кількості повітря, що надійшло в установку, до його кількості, необхідного для повного згоряння палива.

Для визначення ε вводиться значення $\eta_{бр}$ – ККД (брутто, %), який визначається за зворотнім балансом $\eta_{бр}$ та визначалась за формулою

$$\eta_{бр} = 100 - \sum q, \% \quad (3.7)$$

де $\sum q$ - сума втрат тепла, що визначається за формулою:

$$\sum q = q_2 + q_3 + q_5, \% \quad (3.8)$$

де q_2 – втрати теплоти з відхідними газами, %

q_3 - втрати теплоти з хімічним недопалом, %;

q_5 - втрати теплоти через зовнішні поверхні котла, %.

Значення одиниці введено з метою запобігання утворення некоректного критичного значення j_i , у випадках, коли відсутні викиди деяких компонентів та значення

$$C_{i_{\alpha=1}} = 0.$$

Таким чином, до складу КЕЕЕ введені такі значення основних величин, що характеризують енергетичну ефективність (ККД) та екологічну безпеку.

Остання з них, включає в собі значення та вплив класу токсичності, концентрацію та агресивність викиду. Даний коефіцієнт КЕЕЕ комплексно характеризує стан енергетичного обладнання з врахуванням його рівня екологічної небезпеки. Чим більше значення КЕЕЕ, тим рівень енергоекологічності об'єкту вищий.

Фактично КЕЕЕ є опосередкованою величиною, що характеризує рентабельність та екологічну доцільність експлуатації обладнання чи енергетичного об'єкту.

З метою оцінки реального стану об'єктів, що експлуатуються та порівняння їх з паспортними значеннями основних енергоекологічних характеристик доцільно розраховувати нормований КЕЕЕ агрегатів та установок за формулою:

$$\varepsilon^H = \frac{\eta_{бр}}{A^H}, \quad (3.9)$$

Це дозволить в реальному часі експлуатації об'єкту здійснювати моніторинг основних характеристик експлуатації та порівнювати різні типи агрегатів.

Для прикладу визначимо реальні значення нормованого показника КЕЕЕ для таких установок, як енергетичний котел та газоперекачуючий агрегат у складі енергетичних об'єктів котельні та компресорних станцій відповідно.

З цією метою використаємо показники концентрації (див. табл. 3.3) та агресивність викидів (див. табл.3.4).

Таблиця 3.3 – Встановлені концентрації та обсяги викидів забруднюючих речовин, що відводяться від котла на газоподібному паливі

Джерело утворення	Забруднююча речовина	Максимальна масова концентрація забруднюючих речовин, мг/м ³	Технологічний норматив допустимих викидів відповідно до законодавства, різних країн, мг/м ³		Затверджений граничнодопустимий викид, мг/м ³		Термін досягнення затвердженого граничнодопустимого викиду
			Україна	ЄС	Україна	ЄС	
Найменування, марка, вид палива	Найменування						
	Оксиди азоту (в перерахунку на діоксид азоту) NO _x	700	150	150	500	01.12.10	
Котел на газоподібному паливі	Вуглецю оксид CO	200	250	100	200	01.12.10	

За паспортними даними значення ККД для котлів КВГМ-100, КВГМ-10, ПТВМ-180 дорівнюють відповідно: 93%, 92%, 88,8%.

Таблиця 3.4 – Значення ГДК забруднюючих речовин зони шкідливих речовин

Забруднююча речовина, формула	ГДК (мг/м ³)	Клас небезпеки
Діоксид сірки SO ₂	10,0	3
Оксид вуглецю CO	20	4
Діоксид азоту NO ₂	2	3
Оксид азоту NO	5	3
Безапирен	0,00015	1
Оксиди ванадія	0,002	1

Клас небезпеки відходів (к) - показник, що характеризує ступінь небезпеки для людини речовин, які забруднюють атмосферне повітря. Клас небезпеки відходів встановлюється залежно від вмісту в них високотоксичних речовин розрахунковим методом або згідно з переліком відходів, наведених у Державному класифікаторі відходів. На всі види відходів розробляється технічний паспорт згідно з Міждержавним стандартом ДСТУ-2195-93, дія якого поширюється на 10 країн СНД.

Клас небезпеки шкідливих речовин встановлюють в залежності від норм і показників гранично допустимих концентрацій (ГДК) приведених у таблиці 3.5.

Таблиця 3.5 – Значення класу небезпеки в залежності від ГДК в повітрі робочої зони

Назва показника	Норма для класу небезпеки			
	1	2	3	4
Гранично допустима концентрація шкідливих речовин в повітрі робочої зони $\frac{\text{мг}}{\text{м}^3}$	<0,1	0,1-1,0	1,1-10,1	>10,0

Перелік поширених в енергетиці забруднюючих речовин наведено у табл. 11 згідно з ГДК та класом небезпеки, де значення класу небезпеки забруднюючої речовини зменшується відповідно до підвищення її небезпечності.

Визначення дозволеної концентрація шкідливого викиду здійснюється за формулою 3.4 та таблицями 3.4 і 3.5:

$$j_{\text{NO}_x} = 2 \cdot 3 = 6 \frac{\text{мг}}{\text{м}^3}$$

$$j_{\text{CO}_2} = 4 \cdot 20 = 80 \frac{\text{мг}}{\text{м}^3}$$

Визначення питомої нормованої величини агресивності шкідливого викиду здійснюється з використанням даних таблиці 6 та формули 3

$$a_{\text{NO}_x}^H = \frac{500}{6} + 1 = 84,3$$

$$a_{\text{CO}_2}^H = \frac{200}{80} + 1 = 3,5$$

Загальна нормована агресивність викиду димових газів становить:

$$A^H = 84,3 \cdot 3,5 = 295,16$$

Для визначення нормованого значення КЕЕЕ котельних агрегатів різних типів скористаємося формулою 48:

$$\varepsilon_{\text{КВГМ-10}}^H = \frac{92}{295,16} = 0,311;$$

$$\varepsilon_{\text{КВГМ-100}}^H = \frac{93}{295,16} = 0,315$$

$$\varepsilon_{\text{ПТВМ-180}}^H = \frac{88,8}{295,16} = 0,30,$$

Отримані результати зведемо у таблицю 3.6.

Таблиця 3.6 – Результати нормованого значення КЕЕЕ для котлів різних типів

№	Тип котла	Дозволена концентрація шкідливого викиду робочої зони j_i мг/м ³		ГДК мг/м ³		Питома величина агресивності викиду, а		Паспортне значення ККД, %	Загальна агресивність, А	Значення КЕЕЕ
		NO _x	CO	NO _x	CO	NO _x	CO			
1	КВ-ГМ-10	6	80	500	200	84,33	3,5	92	295,16	0,311
2	КВ-ГМ-100	6	80	500	200	84,33	3,5	93	295,16	0,315
3	ПТВМ-180	6	80	500	200	84,33	3,5	88,8	295,16	0,3
4	БКЗ-160-100ПТ	6	80	700	250	116,67	3,125	91,8	364,6	0,218
5	БКЗ-220-100ГЦ	6	80	700	250	116,67	3,125	91,15	364,6	0,250
6	БКЗ-210-140ПТ	6	80	700	250	116,67	3,125	91,5	364,6	0,251

З таблиці видно, що нормоване значення КЕЕЕ різних типів котлів майже однакове, оскільки для них усіх встановлені однакові величини ГДК компонентів викиду. На різницю між значеннями КЕЕЕ різних котлів впливають різні значення паспортних даних ККД.

3.3 Звіт по роботі

Звіт виконаної роботи повинен містити такі пункти:

а) вступ (характер та послідовність проведення енергоекологічної експертизи та паспортизації енергооб'єктів);

б) розрахункову частину: вихідні дані, розв'язання типових задач з обґрунтуванням дій;

в) підсумкову таблицю результатів розрахунку, енергоекологічний паспорт теплоенергетичного об'єкту і загальні висновки та пропозиції.

Контрольні запитання

1. В чому полягає розробка рекомендацій щодо усунення виявлених при обстеженнях недоліків - підвищених присосов повітря в топці і газоходах котлів?
2. В чому полягає розробка рекомендацій щодо усунення виявлених при обстеженнях недоліків - високої температури відхідних газів?
3. В чому полягає розробка рекомендацій щодо усунення виявлених при обстеженнях недоліків - підвищених витрат теплової та електричної енергії на власні потреби котельні?
4. Які особливості впровадження нової енергозберігаючої техніки і технології (регульованого електроприводу, нових технологій по водно-хімічним режимом і т.д.)?
5. В чому полягає удосконалення техніки обліку: впровадження автоматизованого комерційного обліку відпуску теплової енергії, витрати газу, споживання електроенергії на власні потреби, підвищення точності оперативного і технічного обліку вугілля і мазуту, розвиток претензійної роботи з теплівоснабжаючими організаціями?
6. Які особливості розширення енергетичного аналізу шляхом вдосконалення нормативно-технічної документації, підвищення достовірності розрахунку показників, своєчасного виявлення і усунення причин нераціонального використання енергоресурсів?
7. В чому полягає оцінка обсягів економії паливно-енергетичних ресурсів від впровадження заходів, витрати на їх реалізацію, терміни їх окупності визначаються відповідно до діючої в галузі НТД ?
8. Яка послідовність проведення та правила оформлення результатів енергетичного обстеження комунальних опалювальних котелень.
9. Яка мета і завдання енергетичного обстеження, його вигляд?
10. Що включають у себе Програма та алгоритм проведення енергетичного обстеження?

11. Який порядок та послідовність складання енерго-екологічного паспорту котла?
12. В чому полягає вдосконалення законодавства про енергозбереження і про підвищення енергетичної ефективності?
13. Яка роль і можливий вплив органів державної влади в області підвищення енергоефективності та розвитку енергозберігаючих технологій?
14. В чому полягає позитивний і негативний досвід впровадження заходів з підвищення енергоефективності та енергозбереження на прикладі підприємства, регіону, галузі?
15. Який Ви знаєте приклад та досвід використання місцевих видів палива в регіоні?
- 16 В чому полягає позитивний ефект використання автоматизованих систем та сучасних технологій в реалізації регіональних програм в галузі енергозбереження та енергоефективності?

Значення величини Z для природного газу

Вміст в сухих продуктах згорання CO ₂ +CO+CH ₄ , %	Температурний інтервал продуктів згорання, °C							
	0-250	250-300	350-500	500-700	700-900	900-1000	1100-1300	1300-1600
11,8	4,13	4,16	4,28	4,37	4,47	4,57	4,67	4,77
11,7	4,15	4,21	4,31	4,40	4,50	4,60	4,70	4,80
11,6	4,18	4,25	4,33	4,43	4,53	4,63	4,73	4,83
11,5	4,21	4,28	4,37	4,47	4,57	4,67	4,77	4,87
11,4	4,24	4,30	4,40	4,50	4,60	4,70	4,80	4,90
11,3	4,26	4,32	4,43	4,53	4,63	4,73	4,83	4,93
11,2	4,28	4,34	4,46	4,56	4,66	4,76	4,86	4,96
11,1	4,30	4,37	4,48	4,58	4,68	4,78	4,88	4,93
11,0	4,35	4,40	4,50	4,60	4,70	4,80	4,90	5,00
10,9	4,40	4,43	4,53	4,63	4,73	4,83	4,93	5,03
10,8	4,43	4,47	4,57	4,67	4,77	4,87	4,97	5,07
10,7	4,45	4,50	4,60	4,70	4,80	4,90	5,00	5,10
10,6	4,48	4,53	4,65	4,75	4,85	4,95	5,05	5,15
10,5	4,50	4,56	4,67	4,78	4,88	4,93	5,03	5,18
10,4	4,53	4,60	4,70	4,80	4,90	5,00	5,10	5,20
10,3	4,57	4,63	4,75	4,85	4,95	5,05	5,15	5,25
10,2	4,60	4,65	4,78	4,88	4,93	5,03	5,18	5,28
10,1	4,63	4,70	4,80	4,90	5,00	5,10	5,20	5,30
10,0	4,67	4,75	4,85	4,95	5,05	5,15	5,25	5,35
9,9	4,70	4,80	4,90	5,00	5,10	5,20	5,30	5,40
9,8	4,75	4,83	4,93	5,03	5,13	5,23	5,33	5,43
9,7	4,80	4,87	4,97	5,07	5,17	5,27	5,37	5,47
9,6	4,84	4,90	5,00	5,10	5,20	5,30	5,40	5,50
9,5	4,88	4,95	5,05	5,15	5,25	5,35	5,45	5,55
9,4	4,93	5,00	5,10	5,20	5,30	5,40	5,50	5,60
9,3	4,97	5,05	5,15	5,25	5,35	5,45	5,55	5,65
9,2	5,02	5,07	5,20	5,30	5,40	5,50	5,60	5,70
9,1	5,07	5,10	5,25	5,35	5,50	5,60	5,70	5,80
9,0	5,10	5,15	5,30	5,40	5,55	5,65	5,75	5,85
8,9	5,13	5,22	5,33	5,45	5,60	5,70	5,80	-
8,8	5,17	5,26	5,35	5,50	5,65	5,75	5,85	-
8,7	5,22	5,30	5,40	5,55	5,70	5,80	5,90	-
8,6	5,27	5,35	5,45	5,60	5,75	5,85	5,95	-
8,5	5,30	5,40	5,50	5,65	5,80	5,90	6,00	-
8,4	5,35	5,45	5,55	5,70	5,85	5,95	6,05	-
8,3	5,40	5,50	5,60	5,75	5,90	6,00	6,10	-
8,2	5,45	5,55	5,65	5,80	5,95	6,05	6,15	-
8,1	5,50	5,60	5,70	5,85	6,00	6,10	6,20	-
8,0	5,57	5,67	5,77	5,90	6,05	6,15	6,30	-
7,9	5,62	5,72	5,85	5,95	6,10	6,20	-	-
7,8	5,68	5,80	5,90	6,00	6,15	6,25	-	-
7,7	5,75	5,85	5,97	6,03	6,25	6,35	-	-
7,6	5,80	5,90	6,05	6,15	6,32	6,42	-	-
7,5	5,85	6,00	6,10	6,25	6,40	6,50	-	-
7,4	5,90	6,05	6,20	6,30	6,45	6,60	-	-
7,3	6,00	6,10	6,25	6,35	6,50	6,65	-	-
7,2	6,05	6,15	6,30	6,40	6,55	6,70	-	-
7,1	6,10	6,25	6,40	6,50	6,65	6,80	-	-
7,0	6,22	6,32	6,45	6,60	6,75	6,90	-	-
6,9	6,35	6,40	6,55	6,70	6,85	-	-	-
6,8	6,45	6,50	6,65	6,75	6,90	-	-	-
6,7	6,50	6,60	6,70	6,85	7,00	-	-	-
6,6	6,55	6,65	6,80	6,95	7,10	-	-	-
6,5	6,65	6,75	6,85	7,05	7,20	-	-	-
6,4	6,70	6,85	6,95	7,15	7,30	-	-	-
6,3	6,80	6,95	7,05	7,25	7,40	-	-	-
6,2	6,95	7,05	7,15	7,35	7,50	-	-	-
6,1	7,05	7,15	7,25	7,45	7,60	-	-	-
6,0	7,15	7,25	7,35	7,55	7,70	-	-	-
5,9	7,25	7,35	7,50	7,65	7,80	-	-	-
5,8	7,40	7,45	7,60	7,75	7,90	-	-	-
5,7	7,45	7,55	7,70	7,85	8,05	-	-	-
5,6	7,55	7,65	7,80	7,95	8,15	-	-	-
5,5	7,70	7,80	7,95	8,10	8,25	-	-	-
5,4	7,85	7,95	8,05	8,25	8,40	-	-	-
5,3	7,95	8,05	8,20	8,35	8,50	-	-	-
5,2	8,05	8,20	8,35	8,50	8,65	-	-	-
5,1	8,20	8,35	8,50	8,65	8,80	-	-	-
5,0	8,35	8,50	8,65	8,80	9,00	-	-	-

Визначення об'єму сухих димових газів

Питомий об'єм сухих димових газів, які утворюються під час повного згоряння палива, визначається на підставі даних про масовий елементний склад робочої маси палива та витрати повітря для його спалювання відповідно до стехіометричних співвідношень між паливом та повітрям. Для газоподібного палива перерахунок об'ємного вмісту його компонентів (індивідуальних газів) у масовий вміст хімічних елементів горючої маси наведено у додатку В. Формули перерахунку характеристик палива з робочої маси палива на суху та горючу (суху беззольну) і навпаки наведено у додатку В. За відсутності інформації про елементний склад палива можна використовувати дані додатка Г або відповідну довідкову літературу.

Під час спалювання палива можливе його неповне згоряння, у першу чергу механічний недопал, внаслідок чого до викидів твердих частинок та шлаку потрапляють горючі речовини, головним чином вуглець.

Масовий вміст вуглецю $C^{взг}$, який згоряє, % на робочу масу, виражається через масовий вміст вуглецю в паливі C^r за формулою:

$$C^{взг} = \varepsilon_C C^r, \quad (Б.1)$$

де ε_C – ступінь окислення вуглецю палива;

C^r – масовий вміст вуглецю в паливі на робочу масу, %.

Ефективність процесу горіння визначає ступінь окислення вуглецю палива ε_C . При повному згорянні палива ступінь окислення дорівнює одиниці, але за наявності недогоряння палива його значення зменшується. Ступінь окислення вуглецю палива ε_C в енергетичній установці розраховується за формулою:

$$\varepsilon_C = 1 - \frac{A^r}{C^r} \left(a_{вин} \frac{\Gamma_{вин}}{100 - \Gamma_{вин}} + (1 - a_{вин}) \frac{\Gamma_{шл}}{100 - \Gamma_{шл}} \right), \quad (Б.2)$$

де A^r – масовий вміст золи в паливі на робочу масу, %;

C^r – масовий вміст вуглецю в паливі на робочу масу, %;

$a_{вин}$ – частка золи, яка видаляється у вигляді леткої золи;

$\Gamma_{вин}$ – масовий вміст горючих речовин у виносі твердих частинок, %;

$\Gamma_{шл}$ – масовий вміст горючих речовин у шлаку, %.

Для природного газу рекомендоване значення ε_C становить 0,995, для мазуту – 0,99.

Вміст золи A^r в паливі та горючих речовин у шлаку $\Gamma_{шл}$ і викидах твердих частинок $\Gamma_{вин}$ визначається технічним аналізом палива (ГОСТ 27313—95), а також шлаку та твердих частинок, які виходять з енергетичної установки. Частка золи $a_{вин}$, яка виноситься з енергетичної установки у вигляді леткої золи, залежить від технології спалювання палива. Вона визначається для енергетичної установки за даними таблиці Е.1 (додаток Е).

Під час спалювання 1 кг робочої маси палива з урахуванням механічного недопалювання питомий об'єм сухих димових газів $v_{дг}^o$, $\text{нм}^3/\text{кг}$ (за відсутності в них кисню) визначається:

$$v_{дг}^o = 0,01(1,866C^{взг} + 0,7S^r + 0,8N^r) + v_{N_2пов}, \quad (Б.3)$$

де $C^{взг}$ – масовий вміст вуглецю палива, що згорів, на робочу масу, %;

S^r – масовий вміст сірки в паливі на робочу масу, %;

N^r – масовий вміст азоту в паливі на робочу масу, %;

$v_{N_2пов}$ – питомий об'єм азоту повітря, необхідного для горіння палива, $\text{нм}^3/\text{кг}$.

Питомий об'єм азоту $v_{N_2пов}$, $\text{нм}^3/\text{кг}$, в повітрі, яке необхідне для спалювання палива:

$$v_{N_2пов} = 3,762 v_{O_2}, \quad (Б.4)$$

де v_{O_2} – питомий стехіометричний об'єм кисню, $\text{нм}^3/\text{кг}$.

Питомий об'єм кисню v_{O_2} , $\text{нм}^3/\text{кг}$, необхідного для проходження стехіометричних реакцій окислення:

$$v_{O_2} = 0,01(1,866C^{\text{взг}} + 5,56H^r + 0,7S^r - 0,7O^r), \quad (\text{Б.5})$$

де $C^{\text{взг}}$ – масовий вміст вуглецю палива, що згорів, на робочу масу, %;
 H^r – масовий вміст водню в паливі на робочу масу, %;
 S^r – масовий вміст сірки в паливі на робочу масу, %;
 O^r – масовий вміст кисню в паливі на робочу масу, %.

Константи в рівняннях (Б.3) – (Б.5) є стереометричними множниками.

Густина сухих димових газів $\rho_{\text{дг}}^{\circ}$ визначається як відношення питомої маси сухих димових газів $m_{\text{дг}}^{\circ}$ до питомого об'єму сухих димових газів $v_{\text{дг}}^{\circ}$ (під час спалювання 1 кг робочої маси палива). Питома маса сухих димових газів $m_{\text{дг}}^{\circ}$ визначається за відсутності в них кисню та водяної пари, утвореної в результаті випарювання вологи та окислення водню.

Густина сухих димових газів $\rho_{\text{дг}}^{\circ}$, $\text{кг}/\text{нм}^3$, визначається за формулою

$$\rho_{\text{дг}}^{\circ} = m_{\text{дг}}^{\circ} / v_{\text{дг}}^{\circ}, \quad (\text{Б.6})$$

де $m_{\text{дг}}^{\circ}$ – питома маса сухих димових газів, $\text{кг}/\text{кг}$;
 $v_{\text{дг}}^{\circ}$ – питома об'єм сухих димових газів, $\text{нм}^3/\text{кг}$.

Питома маса сухих димових газів $m_{\text{дг}}^{\circ}$, $\text{кг}/\text{кг}$, вираховується за формулою

$$m_{\text{дг}}^{\circ} = 0,01(3,664C^{\text{взг}} + 1,000N^r + 2,001S^r) + 4,702v_{O_2}, \quad (\text{Б.7})$$

де $C^{\text{взг}}$ – масовий вміст вуглецю палива, що згоряє, на робочу масу, %;
 N^r – масовий вміст азоту в паливі на робочу масу, %;
 S^r – масовий вміст сірки в паливі на робочу масу, %;
 v_{O_2} – питома об'єм кисню, необхідного для проходження стехіометричних реакцій окислення, $\text{нм}^3/\text{кг}$.

Одержане значення $v_{\text{дг}}^{\circ}$ за відсутності кисню в димових газах (коефіцієнт надлишку повітря $\alpha = 1$) може бути приведене до стандартного вмісту кисню в димових газах, наприклад, до 6 %, за допомогою рівняння

$$v_{\text{дг}} = v_{\text{дг}}^{\circ} \frac{21}{21 - O_{2\text{ст}}} = v_{\text{дг}}^{\circ} \frac{21}{21 - 6} = 1,4v_{\text{дг}}^{\circ}, \quad (\text{Б.8})$$

де $v_{\text{дг}}$ – питома об'єм сухих димових газів, приведений до стандартного вмісту кисню в димових газах, $\text{нм}^3/\text{кг}$;

$v_{\text{дг}}^{\circ}$ – питома об'єм сухих димових газів при $O_2 = 0$ %, $\text{нм}^3/\text{кг}$;

$O_{2\text{ст}}$ – стандартний об'ємний вміст кисню в сухих димових газах, %.

Перерахунок значення вимірної концентрації в показник емісії j -ї забруднювальної речовини для конкретного джерела викиду здійснюється за формулою

$$k_j = c'_j v_{\text{дг}} / Q_i^r, \quad (\text{Б.9})$$

де k_j – показник емісії j -ї забруднювальної речовини, $\text{г}/\text{ГДж}$;

c'_j – вимірня масова концентрація j -ї забруднювальної речовини в сухих димових газах, приведена до нормальних умов та стандартного вмісту кисню, $\text{мг}/\text{нм}^3$;

$v_{\text{дг}}$ – питома об'єм сухих димових газів, приведений до стандартного вмісту кисню, $\text{нм}^3/\text{кг}$;

Q_i^r – нижча робоча теплота згоряння палива, $\text{МДж}/\text{кг}$.

Перерахунок характеристик газоподібного палива

Для газоподібного палива, як правило, відомі його об'ємні характеристики:

- склад – метан (CH_4), етан (C_2H_6), пропан (C_3H_8), бутан (C_4H_{10}), пентан (C_5H_{12}) та більш важкі вуглеводні, азот (N_2), сірководень (H_2S), оксид (CO) і діоксид (CO_2) вуглецю;

- теплота згоряння;

- об'ємна витрата;

- об'єм використаного палива за певний проміжок часу.

У методиці та додатку Б для визначення величин викидів та питомого об'єму використовуються масові характеристики палива – масовий елементний склад, масова теплота згоряння, маса використаного палива. Тому для газоподібного палива об'ємні характеристики необхідно перерахувати в масові.

Питома маса кожного індивідуального газу в сухому стані газоподібного палива:

$$m_{\text{CH}_4} = 0,716 \cdot 0,01(\text{CH}_4)_v, \quad (\text{B.1})$$

$$m_{\text{C}_2\text{H}_6} = 1,342 \cdot 0,01(\text{C}_2\text{H}_6)_v, \quad (\text{B.2})$$

$$m_{\text{C}_3\text{H}_8} = 1,967 \cdot 0,01(\text{C}_3\text{H}_8)_v, \quad (\text{B.3})$$

$$m_{\text{C}_4\text{H}_{10}} = 2,593 \cdot 0,01(\text{C}_4\text{H}_{10})_v, \quad (\text{B.4})$$

$$m_{\text{C}_5\text{H}_{12}} = 3,219 \cdot 0,01(\text{C}_5\text{H}_{12})_v, \quad (\text{B.5})$$

$$m_{\text{C}_6\text{H}_6} = 3,492 \cdot 0,01(\text{C}_6\text{H}_6)_v, \quad (\text{B.6})$$

$$m_{\text{N}_2} = 1,250 \cdot 0,01(\text{N}_2)_v, \quad (\text{B.7})$$

$$m_{\text{H}_2\text{S}} = 1,521 \cdot 0,01(\text{H}_2\text{S})_v, \quad (\text{B.8})$$

$$m_{\text{CO}} = 1,250 \cdot 0,01(\text{CO})_v, \quad (\text{B.9})$$

$$m_{\text{CO}_2} = 1,964 \cdot 0,01(\text{CO}_2)_v, \quad (\text{B.10})$$

де m_i – питома маса i -го індивідуального газу в 1 нм^3 сухого палива, $\text{кг}/\text{нм}^3$;

$(i)_v$ – об'ємний вміст i -го індивідуального газу, %.

Густина сухого газоподібного палива $\rho_{\text{н}}$, $\text{кг}/\text{нм}^3$, при нормальних умовах визначається як сума питомих мас індивідуальних газів, що входять до складу палива:

$$\rho_{\text{н}} = \sum m_{\text{C}_p\text{H}_q} + m_{\text{N}_2} + m_{\text{H}_2\text{S}} + m_{\text{CO}} + m_{\text{CO}_2}, \quad (\text{B.11})$$

де m_i – питома маса i -го індивідуального газу в 1 нм^3 сухого палива при н. у., $\text{кг}/\text{нм}^3$;

$m_{\text{C}_p\text{H}_q}$ – питома маса вуглеводню C_pH_q , який складається з p атомів вуглецю та q атомів водню при нормальних умовах, $\text{кг}/\text{нм}^3$.

Масовий елементний склад сухого газоподібного палива визначається за формулами:

$$\text{C}^{daf} = \frac{100}{\rho_{\text{н}}} \left(\sum \frac{12p}{12p+q} m_{\text{C}_p\text{H}_q} + 0,429m_{\text{CO}} + 0,273m_{\text{CO}_2} \right), \quad (\text{B.12})$$

$$\text{H}^{daf} = \frac{100}{\rho_{\text{н}}} \left(\sum \frac{q}{12p+q} m_{\text{C}_p\text{H}_q} + 0,059m_{\text{H}_2\text{S}} \right), \quad (\text{B.13})$$

$$\text{N}^{daf} = \frac{100}{\rho_{\text{н}}} m_{\text{N}_2}, \quad (\text{B.14})$$

$$\text{S}^{daf} = \frac{100}{\rho_{\text{н}}} (0,941m_{\text{H}_2\text{S}}), \quad (\text{B.15})$$

$$\text{O}^{daf} = \frac{100}{\rho_{\text{н}}} (0,571m_{\text{CO}} + 0,727m_{\text{CO}_2}), \quad (\text{B.16})$$

де C^{daf} – масовий вміст вуглецю в паливі на горючу масу, %;

H^{daf} – масовий вміст водню в паливі на горючу масу, %;

N^{daf} – масовий вміст азоту в паливі на горючу масу, %;

S^{daf} – масовий вміст сірки в паливі на горючу масу, %;

O^{daf} – масовий вміст кисню в паливі на горючу масу, %;

ρ_n – густина сухого газоподібного палива при нормальних умовах, кг/нм³;

m_i – питома маса i -го індивідуального газу в 1 нм³ сухого газоподібного палива, кг/нм³.

Для перерахунку об'ємної витрати газу в масову використовують формулу:

$$b = b_v \rho_n, \quad (\text{B.17})$$

де b – масова витрата газоподібного палива, кг/с;

b_v – об'ємна витрата газоподібного палива при нормальних умовах, нм³/с;

ρ_n – густина газоподібного палива при нормальних умовах, кг/нм³.

Маса використаного газоподібного палива B , т, за проміжок часу P та масова теплота згоряння розраховуються за формулами:

$$B = B_v \rho_n, \quad (\text{B.18})$$

$$Q_i^r = Q_{iv}^r / \rho_n, \quad (\text{B.19})$$

де B_v – об'єм використаного газу за проміжок часу P при нормальних умовах, тис. нм³;

Q_i^r – масова нижча теплота згоряння газоподібного палива, МДж/кг;

Q_{iv}^r – об'ємна нижча теплота згоряння газу при нормальних умовах, МДж/нм³;

ρ_n – густина газоподібного палива при нормальних умовах, кг/нм³.

Перерахунок характеристик палива

Складові та характеристики палива можуть бути перераховані на робочу (raw), суху (dry) масу (коли в паливі відсутня волога), суху беззолну (dry ash-free) або горючу масу (коли в паливі відсутня негорюча частина – зола та волога).

У таблиці В.1 наведено множники перерахунку масового вмісту складових палива на робочу, суху або горючу масу.

Таблиця Г.1 — Перерахунок масового вмісту складових палива

Маса	Початкове значення маси		
	робочої	Сухої	горючої
Робоча	1	$(100 - W^r)/100$	$(100 - W^r - A^r)/100$
Суха	$100/(100 - W^r)$	1	$(100 - A^d)/100$
Горюча	$100/(100 - W^r - A^r)$	$100/(100 - A^d)$	1

Примітка. W^r – масовий вміст води в паливі на робочу масу, %;

A^r – масовий вміст золи в паливі на робочу масу, %;

A^d – масовий вміст золи в паливі на суху масу, %.

У таблиці Г.2 наведено формули перерахунку нижчої робочої теплоти згоряння палива Q_i^r в нижчу суху теплоту згоряння палива Q_i^d та нижчу горючу теплоту згоряння палива Q_i^{daf} і навпаки.

Таблиця Г.2 — Перерахунок теплоти згоряння палива

Теплота згоряння	Початкове значення маси		
	робочої	Сухої	горючої
Q_i^r	1	$Q_i^d \frac{100 - W^r}{100} - 0,025W^r$	$Q_i^{daf} \frac{100 - W^r - A^r}{100} - 0,025W^r$
Q_i^d	$(Q_i^r + 0,025W^r) \frac{100}{100 - W^r}$	1	$Q_i^{daf} \frac{100 - A^d}{100}$
Q_i^{daf}	$(Q_i^r + 0,025W^r) \frac{100}{100 - W^r - A^r}$	$Q_i^d \frac{100}{100 - A^d}$	1

Примітка. Q_i^r – нижча робоча теплота згоряння палива, МДж/кг;

Q_i^d – нижча суха теплота згоряння палива, МДж/кг;

Q_i^{daf} – нижча горюча теплота згоряння палива, МДж/кг;

W^r – масовий вміст води в паливі на робочу масу, %;

A^r – масовий вміст золи в паливі на робочу масу, %;

A^d – масовий вміст золи в паливі на суху масу, %.

При неповному окисленні вуглецю палива в енергетичній установці величина Q_i^r фактично зменшується на величину енергії палива, що не догоріло, а саме:

$$Q_i^{r*} = Q_i^r - Q_C(1 - \varepsilon_C), \quad (\text{Г.1})$$

де Q_i^{r*} – нижча теплота згоряння палива з урахуванням механічного недопалу, МДж/кг;

Q_i^r – нижча теплота згоряння палива, МДж/кг;

Q_C – теплота згоряння вуглецю, МДж/кг, $Q_C = 32,657$ МДж/кг;

ε_C – ступінь окислення вуглецю палива (формула (Б.2) додатка Б).

Склад і характеристики різних видів органічного палива

Тверде паливо

Масовий елементний склад палива на робочу масу та нижча робоча теплота згоряння визначаються за даними таблиці Д.1, формулами перерахунку, наведеними у Додатку Г.

Таблиця Д.1 — Елементний склад вугілля (масовий вміст на горючу масу)

Вугілля	C^{daf} , %	H^{daf} , %	S^{daf} , %	O^{daf} , %	N^{daf} , %	V^{daf} , %	Q_i^{daf} , МДж/кг
Антрацитовий штиб АШ	93,5	1,8	2,4	1,5	0,8	4,0	33.24
Пісне вугілля ТР	89,0	4,2	3,3	2,1	1,5	12,0	34.29
Донецьке газове ГР	81,0	5,4	4,4	7,7	1,5	40,0	31.98
Донецьке довгополуменеве ДР	75,5	5,5	4,3	13,1	1,6	43,0	30.56
Львівсько-волинське (ЛВ) ГР	79,5	5,2	3,7	10,3	1,3	39,0	31.69
Олександрійське буре Б1Р	67,5	5,8	5,9	19,9	0,9	58,5	26.96

Таблиця Д.2 — Вміст важких металів $c_{вм}$ у енергетичному вугіллі, мг/кг

Вугілля	As	Cd	Cr	Cu	Hg	Ni	Pb	Se	Zn
Антрацитовий штиб АШ	20	0	47	29	0.28	26	20	0	40
Донецьке пісне ТР	20	0	47	29	0.20	26	18	0	40
Донецьке ГР	20	0	47	29	0.14	26	14	0	40
Донецьке довгополуменеве ДР	20	0	47	29	0.16	26	16	0	40
Львівсько-Волинське (ЛВ) ГР	20	0	47	29	0.16	26	16	0	40
Олександрійське буре Б1Р	20	0	47	29	0.16	26	14	0	40

Мазут

Таблиця Д.3 — Склад енергетичних мазутів

Показники	Марка мазуту				
	високосірчистого			малосірчистого	
	40	100	200	40	100
Середні:					
S^{daf} , %	2,50	2,70	3,00	0,40	0,40
C^{daf} , %	85,50	85,70	85,90	87,50	87,50
H^{daf} , %	11,20	10,60	10,20	11,50	11,10
$(O + N)^{daf}$, %	0,80	1,00	0,90	0,60	1,00
Q^{daf} , МДж/кг	40,40	40,03	39,77	41,24	40,82
Граничні:					
A^d , %	0,15	0,15	0,30	0,15	0,15
Мазутна зола (V_2O_5), мг/кг	600	600	1200	600	600
W^r , %	2,00	2,00	1,00	2,00	2,00

Природний газ

Таблиця Д.4 — Характеристики природного газу для різних газопроводів

Газопровід	CH_4 , %	C_2H_6 , %	C_3H_8 , %	C_4H_{10} , %	C_5H_{12} , %	CO_2 , %	N_2 , %	H_2S , %	Q_i^d , МДж/нм ³	ρ_n , кг/нм ³
Уренгой—Ужгород	98.90	0.12	0.011	0.01	0.00	0.06	0.90	0.00	33.08	0.723
Середня Азія—Центр	94.29	2.80	0.73	0.15	0.03	1.00	1.00	0.00	34.21	0.764

Параметри установок очищення димових газів

В таблицях Е.1–Е.8 наведено орієнтовні значення величин для визначення зменшення викидів забруднювальних речовин залежно від виду палива та технології спалювання.

Таблиця Е.1 — Частка леткої золи $a_{\text{вин}}$ при різних технологіях спалювання палива

Котел	Вугілля	Мазут
З твердим (сухим) шлаковидаленням	0,95	1,00
Відкрита топка з рідким шлаковидаленням	0,80	1,00
Напіввідкрита топка з рідким шлаковидаленням	0,70	1,00
Двокамерна топка:	0,55	1,00
з вертикальним передтопком	0,30	1,00
горизонтальна циклонна	0,15	1,00
З циркулюючим киплячим шаром	0,50	—
З бульбашковим киплячим шаром	0,20	—
З нерухомим шаром	0,15	—

Таблиця Е.2 — Ефективність зв'язування оксидів сірки золою або сорбентом у топці

Технологія спалювання	η_1	Примітка
Факельне спалювання вугілля в котлах з рідким шлаковидаленням	0,05	Зв'язування золою палива
Факельне спалювання вугілля в котлах з твердим шлаковидаленням	0,10	Те саме
Факельне спалювання мазуту в котлах	0,02	“
Спалювання в киплячому шарі	0,95	Зв'язування сорбентом у котлі при мольному відношенні $\text{Ca/S } m= 2,5$

Таблиця Е.3 — Ефективність та коефіцієнт роботи сіркоочисної установки

Технологія десульфуризації димових газів	Параметри сіркоочисної установки	
	$\eta_{\text{п}}$	β
1	2	3
Мокре очищення – у скрубєрі з використанням вапняку (вапна) або доломіту з одержанням гіпсу	0,95	0,99
Мокре очищення – процес Веллмана—Лорда з використанням солей натрію	0,97	0,99
Мокре очищення – процес Вальтера з використанням аміачної води	0,88	0,99
Напівсухе очищення – розпилення крапель суспензії або розчину сорбенту в реакторі (технології ESOX, GSA, NiroAtomizer...)	0,90	0,99
Сухе очищення – інжекція сухого сорбенту (DSI)	0,45	0,98
Напівсухе очищення – процес LIFAC як розвиток процесу DSI з розпилом крапель води	0,80	0,98
Напівсухе очищення – процес Lurgi CFB (з використанням реактора циркулюючого киплячого шару) з розпилом крапель води	0,90	0,99
Сухе очищення – абсорбція активованим вугіллям	0,95	0,99
Каталітичне очищення від оксидів сірки і азоту (DESONOX, SNOX)	0,95	0,99

Таблиця Е.4 — Ефективність уловлювання оксидів сірки η_{II} мокрим скрубером

Приведений вміст сірки, %/(МДж/кг)	Лужність води на зрошення, мг-екв/дм ³		
	0	5	10
0,01	0,0250	0,1450	0,3000
0,02	0,0220	0,0850	0,1680
0,03	0,0195	0,0520	0,1010
0,04	0,0180	0,0390	0,0660
0,05	0,0175	0,0300	0,0520
0,06	0,0170	0,0260	0,0430
0,07	0,0165	0,0215	0,0350
0,08	0,0160	0,0200	0,0300
0,09	0,0155	0,0190	0,0275
0,10	0,0150	0,0180	0,0230
0,11	0,0145	0,0170	0,0205
0,12	0,0135	0,0160	0,0200
0,13	0,0130	0,0150	0,0185
0,18	0,0120	0,0120	0,0120

Таблиця Е.5 — Показник емісії оксидів азоту без урахування первинних заходів, г/ГДж

Технологія спалювання	Тверде паливо	Мазут	Газотурбінне паливо	Природний газ
1	2	3	4	5
Факельне спалювання:				
Теплова потужність котла ≥ 300 МВт:	–	200	–	150
з рідким шлаковидаленням при спалюванні антрациту	420	–	–	–
з рідким шлаковидаленням при спалюванні кам'яного вугілля	250	–	–	–
з твердим шлаковидаленням при спалюванні кам'яного вугілля	230	–	–	–
Теплова потужність котла < 300 МВт:		140	–	100
з рідким шлаковидаленням при спалюванні антрациту	250	–	–	–
з рідким шлаковидаленням при спалюванні кам'яного вугілля	180	–	–	–
з твердим шлаковидаленням при спалюванні кам'яного вугілля	160	–	–	–
з горизонтальною циклонною топкою для кам'яного вугілля	480	–	–	–
Циркулюючий киплячий шар	70	–	–	–
Киплячий шар під тиском	100	–	–	–
Нерухомий шар	100	–	–	–
Камера згоряння газової турбіни	–	150	150	120

Таблиця Е.6 — Значення емпіричного коефіцієнта z

Теплова потужність (паропродуктивність) котельної установки	Тверде паливо	Природний газ, мазут
Паровий котел 140 МВт і вище (200 т/год і вище)	1,15	1,25
Паровий котел від 22 до 140 МВт (від 30 до 200 т/год)	1,15	1,25
Водогрійний котел	1,15	1,25

Таблиця Е.7 — Ефективність первинних заходів η_I скорочення викиду NO_x

Тип первинних заходів	Ефективність η_I
Малотоксичні пальники	0,20
Ступенева подача повітря	0,30
Подача третинного повітря	0,20
Рециркуляція димових газів	0,10
Трьохступенева подача повітря та палива	0,35
Малотоксичні пальники + ступенева подача повітря	0,45
Малотоксичні пальники + подача третинного повітря	0,40
Малотоксичні пальники + рециркуляція димових газів	0,30
Ступенева подача повітря + подача третинного повітря	0,45
Ступенева подача повітря + рециркуляція димових газів	0,40
Малотоксичні пальники + ступенева подача повітря + рециркуляція димових газів	0,50
Малотоксичні пальники + ступенева подача повітря + подача третинного повітря	0,60

Таблиця Е.8 — Ефективність та коефіцієнт роботи азотоочисної установки NO_x

Технологія очищення димових газів від NO_x	Ефективність η_{II}	Коефіцієнт роботи β
Селективне некаталітичне відновлення (СНКВ)	0,50	0,99
Селективне каталітичне відновлення (СКВ)	0,80	0,99
Активоване вугілля	0,70	0,99
DESONOX – SNOX	0,95	0,99

Таблиця Е.9 — Коефіцієнт збагачення важких металів після золоуловлювача

	Ступінь уловлення			
	$\eta \leq 0,7$	$0,7 < \eta \leq 0,97$	$0,97 < \eta \leq 0,99$	$\eta > 0,99$
Арсен (As)	1,0	$= 3,70 \cdot \eta - 1,59$	$= 175 \cdot \eta - 167,75$	5,5
Кадмій (Cd)	1,0	$= 7,04 \cdot \eta - 3,93$	$= 205 \cdot \eta - 195,55$	7,0
Хром (Cr)	1,0	1,0	1,0	1,0
Мідь (Cu)	1,0	$= 0,37 \cdot \eta + 0,74$	$= 60 \cdot \eta - 57,10$	2,3
Ртуть (Hg)	1,0	1,0	1,0	1,0
Нікель (Ni)	1,0	$= 1,48 \cdot \eta - 0,04$	$= 95 \cdot \eta - 90,75$	3,3
Свинець (Pb)	1,0	$= 5,56 \cdot \eta - 2,89$	$= 175 \cdot \eta - 167,25$	6,0
Селен (Se)	1,0	$= 7,78 \cdot \eta - 4,44$	$= 220 \cdot \eta - 210,30$	7,5
Цинк (Zn)	1,0	$= 7,04 \cdot \eta - 3,93$	$= 205 \cdot \eta - 195,55$	7,0

Таблиця Е.10 — Частка газоподібної фракції важкого металу при спалюванні вугілля

Важкий метал	Частка газоподібної фракції
Арсен (As)	0,005
Ртуть (Hg)	0,900
Селен (Se)	0,150
Інші	0

Таблиця Е.11 — Ефективність уловлювання газоподібної фракції важкого металу

Золоуловлювальна установка	Ефективність
Електростатичний фільтр	0,35
Інші	0

Показники емісії CO, вуглецю палива, N₂O і CH₄

В таблицях Ж.1–Ж.4 наведено показники емісії оксиду вуглецю (CO), вуглецю палива, оксиду діазоту (N₂O) та метану (CH₄) залежно від виду палива та технології спалювання.

Таблиця Ж.1—Показник емісії оксиду вуглецю k_{CO} , г/ГДж

Показник	Тверде паливо	Мазут	Природний газ
Факельне спалювання:	–	15	17
Котел з рідким шлаковидаленням	11,4	–	–
Котел з твердим шлаковидаленням	11,4	–	–
Спалювання в киплячому шарі	9,7	–	–
Спалювання в нерухомому шарі	121	–	–
Спалювання в камері згоряння ГТУ	–	15	15

Таблиця Ж.2—Показник емісії вуглецю палива k_C , г/ГДж

Паливо	Значення
Вугілля:	
Антрацит	28 160
Пісне	26 050
газове та довгополуменеве	25 180
Буре	25 630
Мазут	21 100
Природний газ	15 300

Таблиця Ж.3—Показник емісії оксиду діазоту N₂O, г/ГДж

Технологія і паливо	Значення
Вугілля (факельне спалювання)	1,4
Вугілля (киплячий шар)	56
Вугілля (нерухомий шар)	1,4
Мазут	0,6
Природний газ	0,1
Камера згоряння газової турбіни	2,5

Таблиця Ж.4—Показник емісії метану CH₄, г/ГДж

Паливо	Значення
Вугілля	1,0
Мазут	3,0
Природний газ	1,0

Визначення теплової потужності котельної установки

У додатку наведено формули розрахунку теплової потужності для різних типів котельних установок.

Для парових котлів тепла потужність Q залежить від паропродуктивності D_0 , параметрів пари та інших характеристик котла.

Формула розрахунку теплової потужності парового котла Q , МВт, на основі даних про його паропродуктивність має вигляд:

$$Q = D_0 \frac{1}{w}, \quad (3.1)$$

де D_0 – паропродуктивність парового котла, т/год;

w – відношення паропродуктивності до теплової потужності котла, т/(год·МВт).

Значення відношення паропродуктивності котла D_0 до його теплової потужності Q наведено в таблиці 3.1

Таблиця 3.1—Значення відношення паропродуктивності котла до його теплової потужності

Обладнання	Значення
Котел з тиском свіжої пари p_0 (13,8 МПа (при $D_0 > 500$ т/год) з проміжним перегрівом	1,35
Котел з тиском пари в межах: 9,8 МПа $\leq p_0 \leq 13,8$ МПа (при $D_0 < 500$ т/год) без проміжного перегріву	1,45
Котел з тиском пари в межах: 1,4 МПа $< p_0 < 9,8$ МПа (при $D_0 = 6,5 \dots 75$ т/год для перегрітої пари) без проміжного перегріву	1,35
Котел з тиском пари $p_0 \leq 1,4$ МПа (при $D_0 \leq 20$ т/год для насиченої пари) без проміжного перегріву	1,50

Для водогрійних котлів формула переведення теплової потужності з Гкал/год в МВт(т) має вигляд:

$$Q = N \frac{4,1867}{3,6} = 1,163N, \quad (3.2)$$

де Q – тепла потужність водогрійного котла, МВт;

N – тепла потужність водогрійного котла, Гкал/год.

Приклади розрахунків

Загальні дані

Розглядається енергоблок з котлом, призначеним для факельного спалювання газового вугілля, з рідким шлаковидаленням. Номінальна паропроодуктивність котла становить 950 т/год, а середня фактична – 760 т/год. На ньому застосовується ступенева подача повітря та рециркуляція димових газів. Для уловлювання твердих частинок використовується електростатичний фільтр типу ЕГА з ефективністю золовловлення 0,985. Установки для очищення димових газів від оксидів азоту та сірки відсутні. Паливо:

- донецьке газове вугілля марки ГР — 1 096 363 т;
- високосірчистий мазут марки 40 — 70 945 т;
- природний газ із газопроводу Уренгой-Ужгород — 84 762 тис. м³.

За даними елементного та технічного аналізу склад робочої маси вугілля такий, %:

вуглець (C ^r)	–	52,49;
водень (H ^r)	–	3,50;
кисень (O ^r)	–	4,99;
азот (N ^r)	–	0,97;
сірка (S ^r)	–	2,85;
зола (A ^r)	–	25,20;
волога (W ^r)	–	10,00;
леткі речовини (V ^r)	–	25,92.

Нижча теплота згоряння робочої маси вугілля становить 20,47 МДж/кг. Технічний аналіз уловленої золи та шлаку показав, що масовий вміст горючих речовин у леткій золі $\Gamma_{\text{вин}}$ дорівнює 1,5 %, а в шлаці $\Gamma_{\text{шл}}$ – 0,5 %.

За даними таблиці Д.3 (додаток Д) склад горючої маси мазуту такий, %:

вуглець	–	85,50;
водень	–	11,20;
кисень та азот	–	0,80;
сірка	–	2,50.

Нижча теплота згоряння горючої маси мазуту дорівнює 40,40 МДж/кг, вологість робочої маси палива - 2,00 %, зольність сухої маси - 0,15 %, вміст ванадію (V) - 333,3 мг/кг.

За даними таблиці Д.3 (додаток Д) об'ємний склад сухої маси газу становить, %:

метан (CH ₄)	–	98,90;
етан (C ₂ H ₆)	–	0,12;
пропан (C ₃ H ₈)	–	0,011;
бутан (C ₄ H ₁₀)	–	0,01;
вуглекислий газ (CO ₂)	–	0,06;
азот (N ₂)	–	0,90.

Об'ємна нижча теплота згоряння газу 33,08 МДж/м³, густина – 0,723 кг/м³ при н. у.

Перерахована теплова потужність при номінальній паропроодуктивності 950 т/год становить 950/1,35 = 704 МВт (додаток З) при середній фактичній паропроодуктивності 760 т/год – 760/1,35 = 563 МВт.

Викиди під час спалювання вугілля

При використанні вугілля потрібно розраховувати викиди оксидів азоту, сірки і вуглецю, твердих частинок та важких металів, а також N₂O та CH₄.

Валовий викид оксидів азоту

Узагальнений показник емісії оксидів азоту k_{NO_x} розраховується за формулою:

$$k_{\text{NO}_x} = (k_{\text{NO}_x})_0 f_{\text{H}} (1 - \eta_I) (1 - \eta_{II} \beta), \text{ г/ГДж.}$$

Показник емісії оксидів азоту кам'яного вугілля без урахування заходів зі зменшення викидів (k_{NO_x})₀ становить 250 г/ГДж (таблиця Е.5 додатка Е). Як видно з таблиці Е.6 (додаток Е), відповідний емпіричний коефіцієнт для розрахунку ступеня зниження викиду NO_x під час роботи на низькому навантаженні $z = 1,15$. Відповідно до початкових даних та згідно з таблицею Е.7 додатка Е ефективність первинних заходів зі зменшення викиду оксидів азоту η_I становить 0,40. Азотоочисної установки на енергетичній установці немає, тому ефективність η_{II} та коефіцієнт роботи β дорівнюють нулю. Показник емісії k_{NO_x} оксидів азоту:

$$k_{NO_x} = 250 \cdot (563/704)^{1,15} \cdot (1 - 0,40) = 116 \text{ г/ГДж.}$$

Тоді за формулою (2.7) валовий викид:

$$E_{NO_x} = 10^{-6} k_{NO_x} Q_i^r B = 10^{-6} \cdot 116 \cdot 20,47 \cdot 1096363 = 2604 \text{ т.}$$

Валовий викид сірчистого ангідриду

Показник емісії оксидів сірки (у перерахунку на діоксид сірки SO₂), які надходять у атмосферу з димовими газами за проміжок часу P , є специфічним і розраховується за:

$$k_{SO_2} = \frac{10^6}{Q_i^r} \cdot \frac{2S^r}{100} (1 - \eta_I)(1 - \eta_{II} \beta), \text{ г/ГДж.}$$

Ефективність зв'язування оксидів сірки золою або сорбентом у енергетичній установці η_I (таблиця Е.2 додатка Е) становить 0,05. Сірчоочисна установка відсутня, тому ефективність η_{II} та коефіцієнт роботи β дорівнюють нулю. Показник емісії k_{SO_2} оксиду сірки

$$k_{SO_2} = \frac{10^6}{20,47} \cdot \frac{2 \cdot 2,85}{100} (1 - 0,05) = 2646 \text{ г/ГДж.}$$

Тоді валовий викид

$$E_{SO_2} = 10^{-6} k_{SO_2} Q_i^r B = 10^{-6} \cdot 2646 \cdot 20,47 \cdot 1096363 = 59393 \text{ т.}$$

Валові викиди оксидів вуглецю

За даними таблиці Ж.1 додатка Ж показник емісії оксиду вуглецю k_{CO} становить 11,4 г/ГДж. Тоді валовий викид оксиду вуглецю E_{CO}

$$E_{CO} = 10^{-6} k_{CO} Q_i^r B = 10^{-6} \cdot 11,4 \cdot 20,47 \cdot 1096363 = 256 \text{ т.}$$

Показник емісії вуглекислого газу при спалюванні палива визначається за:

$$k_{CO_2} = \frac{44}{12} \cdot \frac{C^r}{100} \cdot \frac{10^6}{Q_i^r} \varepsilon_C, \text{ г/ГДж.}$$

У цьому прикладі при рідкому шлаковидаленні частка золи, яка видаляється у вигляді легкої золи $a_{вин}$ становить 0,8 (таблиця Е.1 додатка Е). У котлі відбувається неповне згоряння палива, у першу чергу через механічний недопал. Ступінь окислення вуглецю для робочої маси палива ε_C в енергетичній установці розраховується за формулою(Б.2):

$$\varepsilon_C = 1 - \frac{A^r}{C^r} \left(a_{вин} \frac{\Gamma_{вин}}{100 - \Gamma_{вин}} + (1 - a_{вин}) \frac{\Gamma_{шл}}{100 - \Gamma_{шл}} \right),$$

$$\varepsilon_C = 1 - \frac{25,20}{52,49} \left(0,80 \frac{1,50}{100 - 1,50} + (1 - 0,80) \frac{0,50}{100 - 0,50} \right) = 0,994.$$

Показник емісії вуглекислого газу:

$$k_{CO_2} = \frac{44}{12} \cdot \frac{52,49}{100} \cdot \frac{10^6}{20,47} \cdot 0,994 = 93409 \text{ г/ГДж}$$

Тоді валовий викид:

$$E_{CO_2} = 10^{-6} k_{CO_2} Q_i^r B = 10^{-6} \cdot 93409 \cdot 20,47 \cdot 1096363 = 2096657 \text{ т.}$$

Валовий викид твердих частинок

Показник емісії твердих частинок визначається як специфічний і розраховується за:

$$k_{\text{тв}} = \frac{10^6}{Q_i^r} a_{\text{вин}} \frac{A^r}{100 - \Gamma_{\text{вин}}} (1 - \eta_{\text{зв}}) + k_{\text{тв},\text{С}}.$$

Сірководна установка відсутня, тому викиду твердих частинок сорбенту та продуктів взаємодії сорбенту та оксидів сірки немає. Ефективність золоуловлювальної установки $\eta_{\text{зв}}$ за даними останніх випробувань становить 0,985. Показник емісії твердих частинок

$$k_{\text{тв}} = \frac{10^6}{20,47} \cdot 0,8 \cdot \frac{25,20}{100 - 1,5} (1 - 0,985) = 150 \text{ г/ГДж}.$$

За формулою (2.7) валовий викид:

$$E_{\text{тв}} = 10^{-6} k_{\text{тв}} Q_i^r B = 10^{-6} \cdot 150 \cdot 20,47 \cdot 1096363 = 3366 \text{ т}.$$

Валовий викид оксиду діазоту

Валовий викид оксиду діазоту N_2O під час спалювання вугілля розраховується за даними таблиці Е.3 (додаток Е) та формулою:

$$E_{\text{N}_2\text{O}} = 10^{-6} k_{\text{N}_2\text{O}} Q_i^r B = 10^{-6} \cdot 1,4 \cdot 20,47 \cdot 1096363 = 31,4 \text{ т}.$$

Валовий викид метану

Валовий викид метану CH_4 під час спалювання вугілля розраховується за даними таблиці Ж.4 (додаток Ж) та формулою (2.7):

$$E_{\text{CH}_4} = 10^{-6} k_{\text{CH}_4} Q_i^r B = 10^{-6} \cdot 1,0 \cdot 20,47 \cdot 1096363 = 22,4 \text{ т}.$$

Викиди під час спалювання мазуту

При використанні мазуту потрібно розрахувати викиди оксидів азоту, сірки і вуглецю, твердих частинок і мазутної золи (у перерахунку на ванадій), а також N_2O та CH_4 .

Перерахунок характеристик мазуту

Для перерахунку складу палива на робочу масу застосовуються множники згідно з таблицею Г.1 (додаток Г). Склад робочої маси мазуту такий:

вуглець	– $85,50 \cdot (100 - 2,0 - 0,15) / 100 = 83,66 \%$;
водень	– $11,20 \cdot (100 - 2,0 - 0,15) / 100 = 10,96 \%$;
кисень та азот	– $0,80 \cdot (100 - 2,0 - 0,15) / 100 = 0,78 \%$;
сірка	– $2,50 \cdot (100 - 2,0 - 0,15) / 100 = 2,45 \%$;
зола	– $0,15 \cdot (100 - 2,0) / 100 = 0,15 \%$;
ванадій (V)	– $333,3 \cdot (100 - 2,0) / 100 = 327,4 \text{ мг/кг}$.

Згідно з таблицею Г.2 (додаток Г) нижча теплота згоряння з горючої маси Q_i^{daf} на робочу Q_i^r перераховується за формулою

$$Q_i^r = Q_i^{\text{daf}} \frac{100 - W^r - A^r}{100} - 0,025 W^r = 40,40 \frac{100 - 2,0 - 0,147}{100} - 0,025 \cdot 2,0 = 39,48 \text{ МДж/кг}.$$

Валовий викид оксидів азоту

Показник емісії оксидів азоту $(k_{\text{NO}_x})_0$ без урахування первинних заходів згідно з даними таблиці Д.5 (додаток Д) дорівнює 200 г/ГДж.

Відповідно до початкових даних і згідно з таблицею Е.5 (додаток Е) ефективність первинних заходів зменшення викиду оксидів азоту η_l становить 0,40. Емпіричний коефіцієнт z дорівнює 1,25 (таблиця Е.6 додатка Е). Азотоочисна установка відсутня, тому ефективність η_{II} та коефіцієнт роботи β дорівнюють нулю. Показник емісії k_{NO_x} оксидів азоту

$$k_{\text{NO}_x} = 200(563/704)^{1,25} (1 - 0,40)(1 - 0) = 90,8 \text{ г/ГДж}.$$

Валовий викид оксидів азоту E_{NO_x} за звітний період дорівнює

$$E_{\text{NO}_x} = 10^{-6} k_{\text{NO}_x} Q_i^r B = 10^{-6} \cdot 90,8 \cdot 39,48 \cdot 70945 = 254 \text{ т}.$$

Викид сірчистого ангідриду

Показник емісії оксидів сірки (у перерахунку на SO₂), які надходять в атмосферу з димовими газами за проміжок часу P , є специфічним і розраховується за формулою:

$$k_{\text{SO}_2} = \frac{10^6}{Q_i^r} \frac{2S^r}{100} (1 - \eta_I)(1 - \eta_{II}\beta) \text{ г/ГДж.}$$

Ефективність зв'язування оксидів сірки η_I за даними таблиці Е.2 (додаток Е) становить 0,05, а ефективність уловлювання оксидів сірки разом з твердими частинками в золоуловлювальній установці дорівнює нулю. Сіркоочисна установка відсутня, тому ефективність η_{II} та коефіцієнт роботи β дорівнюють нулю. Показник емісії E_{SO_2} оксиду сірки

$$k_{\text{SO}_2} = \frac{10^6}{39,48} \frac{2 \cdot 2,45}{100} (1 - 0,05) = 1176 \text{ г/ГДж.}$$

Тоді валовий викид

$$E_{\text{SO}_2} = 10^{-6} k_{\text{SO}_2} Q_i^r B = 10^{-6} \cdot 1176 \cdot 39,48 \cdot 70945 = 3297 \text{ т.}$$

Валові викиди оксидів вуглецю

За даними таблиці Ж.1 (додаток Ж) показник емісії оксиду вуглецю k_{CO} становить 15г/ГДж. Тоді валовий викид E_{CO} оксиду вуглецю

$$E_{\text{CO}} = 10^{-6} k_{\text{CO}} Q_i^r B = 10^{-6} \cdot 15 \cdot 39,48 \cdot 70945 = 42,1 \text{ т.}$$

Показник емісії вуглекислого газу під час спалювання палива визначається за:

$$k_{\text{CO}_2} = \frac{44}{12} \cdot \frac{C^r}{100} \cdot \frac{10^6}{Q_i^r} \varepsilon_C, \text{ г/ГДж.}$$

Ступінь окислення вуглецю ε_C під час спалювання мазуту в енергетичній установці за даними додатка Б становить 0,99. Показник емісії вуглекислого газу

$$k_{\text{CO}_2} = \frac{44}{12} \cdot \frac{83,66}{100} \cdot \frac{10^6}{39,48} \cdot 0,99 = 76918 \text{ г/ГДж.}$$

За валовий викид

$$E_{\text{CO}_2} = 10^{-6} k_{\text{CO}_2} Q_i^r B = 10^{-6} \cdot 76918 \cdot 39,48 \cdot 70945 = 215455 \text{ т.}$$

Валовий викид твердих частинок

Показник емісії твердих частинок визначається як специфічний і розраховується за:

$$k_{\text{тв}} = \frac{10^6}{Q_i^r} a_{\text{вин}} \frac{A^r}{100 - \Gamma_{\text{вин}}} (1 - \eta_{\text{зв}}) + k_{\text{твS}} \text{ г/ГДж.}$$

Сіркоочисна установка відсутня, тому викиду твердих частинок сорбенту та продуктів взаємодії сорбенту та оксидів сірки немає. Масовий вміст горючих речовин у викиді твердих частинок $\Gamma_{\text{вин}}$ становить 0 %. Ефективність золоуловлювальної установки $\eta_{\text{зв}}$, за даними останніх випробувань, становить 0,985. Показник емісії твердих частинок

$$k_{\text{тв}} = \frac{10^6}{39,48} \cdot 1 \cdot \frac{0,15}{100 - 0} (1 - 0,985) = 0,57 \text{ г/ГДж.}$$

Тоді за формулою валовий викид

$$E_{\text{тв}} = 10^{-6} k_{\text{тв}} Q_i^r B = 10^{-6} \cdot 0,57 \cdot 39,48 \cdot 70945 = 1,60 \text{ т.}$$

Валовий викид ванадію

Показник емісії мазутної золи в перерахунку на ванадій розраховується:

$$k_V = \frac{c_V}{Q_i^r} (1 - \eta_{\text{ос}})(1 - \eta_{\text{зв}(V)}) \text{ г/ГДж.}$$

Частка ванадію $\eta_{\text{ос}}$, який осідає на поверхнях нагріву котла становить 0,07. Емпіричний коефіцієнт f_V для електростатичних фільтрів становить 0,6 (додаток Е). Ефективність уловлювання ванадію електрофільтром під час спільного спалювання вугілля та мазуту

$$\eta_{\text{зв}(V)} = 1 - \frac{1 - \eta_{\text{зв}}}{f_V} = 1 - \frac{1 - 0,985}{0,6} = 0,975.$$

Показник емісії мазутної золи в перерахунку на ванадій

$$k_v = \frac{327,4}{39,48} (1 - 0,07)(1 - 0,975) = 0,19 \text{ г/ГДж.}$$

Тоді валовий викид ванадію

$$E_v = 10^{-6} k_e Q_i^r B = 10^{-6} \cdot 0,19 \cdot 39,48 \cdot 70945 = 0,53 \text{ т.}$$

Показник емісії п'ятиоксиду ванадію за формулою (2.18)

$$k_{v_2O_5} = 1,8k_v = 1,8 \cdot 0,19 = 0,34 \text{ г/ГДж.}$$

За валовий викид п'ятиоксиду ванадію

$$E_{v_2O_5} = 10^{-6} k_e Q_i^r B = 10^{-6} \cdot 0,34 \cdot 39,48 \cdot 70945 = 0,95 \text{ т.}$$

Валовий викид оксиду діазоту

Валовий викид оксиду діазоту N_2O під час спалювання мазуту розраховується за даними таблиці Ж.3 (додаток Ж) та формулою:

$$E_{N_2O} = 10^{-6} k_{N_2O} Q_i^r B = 10^{-6} \cdot 0,6 \cdot 39,48 \cdot 70945 = 1,68 \text{ т.}$$

Валовий викид метану

Валовий викид метану CH_4 під час спалювання мазуту розраховується за даними таблиці Ж.4 (додаток Ж) та формулою:

$$E_{CH_4} = 10^{-6} k_{CH_4} Q_i^r B = 10^{-6} \cdot 3,0 \cdot 39,48 \cdot 70945 = 8,41 \text{ т.}$$

Викиди під час спалювання природного газу

При використанні природного газу потрібно розраховувати викиди оксидів азоту, сірки і вуглецю, оксиду діазоту та метану.

Перерахунок характеристик природного газу, кг/нм³

Питома маса кожного індивідуального газу в сухому паливі визначається за додатком Б.

$$m_{CH_4} = 0,716 \cdot 0,01(CH_4)_v = 0,716 \cdot 0,01 \cdot 98,90 = 0,7081 ,$$

$$m_{C_2H_6} = 1,342 \cdot 0,01(C_2H_6)_v = 1,342 \cdot 0,01 \cdot 0,12 = 0,0016 ,$$

$$m_{C_3H_8} = 1,967 \cdot 0,01(C_3H_8)_v = 1,967 \cdot 0,01 \cdot 0,011 = 0,0002 ,$$

$$m_{C_4H_{10}} = 2,593 \cdot 0,01(C_4H_{10})_v = 2,593 \cdot 0,01 \cdot 0,01 = 0,0003 ,$$

$$m_{N_2} = 1,250 \cdot 0,01(N_2)_v = 1,250 \cdot 0,01 \cdot 0,90 = 0,0113 ,$$

$$m_{CO_2} = 1,964 \cdot 0,01(CO_2)_v = 1,964 \cdot 0,01 \cdot 0,06 = 0,0012 ,$$

де m_i – питома маса i -го індивідуального газу в 1 нм³ сухого газоподібного палива, кг/нм³;
(i)_v – об'ємний вміст i -го індивідуального газу, %.

Масовий елементний склад сухого газоподібного палива визначається за формулами

$$C^{daf} = \frac{100}{\rho_n} \left(\sum \frac{12p}{12p+q} m_{C_pH_q} + 0,429m_{CO} + 0,273m_{CO_2} \right),$$

$$C^{daf} = \frac{100}{0,723} (0,749 \cdot 0,7081 + 0,799 \cdot 0,0016 + 0,817 \cdot 0,0002 + 0,827 \cdot 0,0003 + 0,273 \cdot 0,0012) = 73,67,$$

$$H^{daf} = \frac{100}{\rho_n} \left(\sum \frac{q}{12p+q} m_{C_pH_q} + 0,059m_{H_2S} \right),$$

$$H^{daf} = \frac{100}{0,723} (0,251 \cdot 0,7081 + 0,201 \cdot 0,0016 + 0,183 \cdot 0,0002 + 0,173 \cdot 0,0003) = 24,65 ,$$

$$N^{daf} = \frac{100}{\rho_n} m_{N_2} = \frac{100}{0,723} 0,0113 = 1,56 ,$$

$$O^{daf} = \frac{100}{\rho_n} (0,571m_{CO} + 0,727m_{CO_2}) = \frac{100}{0,723} 0,727 \cdot 0,0012 = 0,12 ,$$

де C^{daf} – масовий вміст вуглецю в паливі на горючу масу, %;

H^{daf} – масовий вміст водню в паливі на горючу масу, %;

N^{daf} – масовий вміст азоту в паливі на горючу масу, %;

O^{daf} – масовий вміст кисню в паливі на горючу масу, %;

ρ_n – густина сухого газоподібного палива, кг/м³.

Таким чином, отримано значення, % масового елементного складу природного газу:

вуглець – $C^r = C^{daf} = 73,67$;

водень – $H^r = H^{daf} = 24,65$;

кисень – $O^r = O^{daf} = 0,12$;

азот – $N^r = N^{daf} = 1,56$.

Масова нижча теплота згоряння Q_i^r

$$Q_i^r = Q_i^{daf} = Q_{iv}^{daf} / \rho_n = 33,08 / 0,723 = 45,75 \text{ МДж/кг.}$$

Масова витрата природного газу

$$B = B_v \rho_n = 84\,762 \cdot 10^3 \cdot 0,723 = 61\,252 \text{ т.}$$

Валовий викид оксидів азоту

Показник емісії оксидів азоту (k_{NOx})₀ без урахування первинних заходів згідно з даними таблиці Е.5 (додаток Е) дорівнює 150 г/ГДж. У таблиці Е.6 (додаток Е) емпіричний коефіцієнт z для природного газу становить 1,25. Відповідно до вихідних даних та згідно з таблицею Д.7 (додаток Е) ефективність первинних заходів зменшення викиду оксидів азоту η_I становить 0,40. Азотоочисна установка відсутня, тому ефективність η_{II} та коефіцієнт роботи β дорівнюють нулю. Показник емісії k_{NOx} оксидів азоту

$$k_{NOx} = 150 \cdot (563/704)^{1,25} (1 - 0,40) = 68,1 \text{ г/ГДж.}$$

Тоді за формулою (2.7) валовий викид

$$E_{NOx} = 10^{-6} k_{NOx} Q_i^r B = 10^{-6} \cdot 68,1 \cdot 45,75 \cdot 61252 = 191 \text{ т.}$$

Валові викиди оксидів вуглецю

За даними таблиці Ж.1 (додаток Ж) показник емісії оксиду вуглецю k_{CO} становить 17 г/ГДж. Валовий викид оксиду вуглецю E_{CO}

$$E_{CO} = 10^{-6} k_{CO} Q_i^r B = 10^{-6} \cdot 17 \cdot 45,75 \cdot 61252 = 48 \text{ т.}$$

Показник емісії вуглекислого газу під час спалювання органічного палива визначається:

$$k_{CO_2} = \frac{44}{12} \cdot \frac{C^r}{100} \cdot \frac{10^6}{Q_i^r} \varepsilon_C \text{ г/ГДж.}$$

Ступінь окислення вуглецю ε_C під час спалювання природного газу в енергетичній установці за даними додатку Б становить 0,995. Показник емісії вуглекислого газу

$$k_{CO_2} = \frac{44}{12} \cdot \frac{73,67}{100} \cdot \frac{10^6}{45,78} \cdot 0,995 = 58716 \text{ г/ГДж.}$$

Тоді валовий викид

$$E_{CO_2} = 10^{-6} k_{CO_2} Q_i^r B = 10^{-6} \cdot 58716 \cdot 45,78 \cdot 61252 = 164635 \text{ т.}$$

Валовий викид ртуті

Валовий викид ртуті під час спалювання природного газу розраховується за даними таблиці Е.12 (додаток Е):

$$E_{Hg} = 10^{-6} k_{Hg} Q_i^r B = 10^{-6} \cdot 0,0001 \cdot 45,75 \cdot 61252 = 0,00028 \text{ т.}$$

Валовий викид оксиду діазоту

Валовий викид оксиду діазоту N_2O при спалюванні природного газу розраховується за даними таблиці Ж.3:

$$E_{N_2O} = 10^{-6} k_{N_2O} Q_i^r B = 10^{-6} \cdot 0,1 \cdot 45,75 \cdot 61252 = 0,28 \text{ т.}$$

Валовий викид метану

Валовий викид метану CH_4 під час спалювання природного газу розраховується за даними таблиці Ж.4 (додаток Ж):

$$E_{CH_4} = 10^{-6} k_{CH_4} Q_i^r B = 10^{-6} \cdot 1,0 \cdot 45,75 \cdot 61252 = 2,80 \text{ т.}$$

В таблиці И.2 наведено значення викидів всього розглянутого спектру забруднювальних речовин щодо кожного палива та загалом.

Таблиця И.2. — Валові викиди, т, забруднювальних речовин

Викид	Вугілля	Мазут	Природний газ	Всього
1	2	3	4	5
SO ₂	59393	3297	0	62 690
NO _x	2 604	254	191	3 049
CO	256	42	48	346
CO ₂	2096657	215 455	164 635	2 476 747
N ₂ O	31,40	1,68	0,28	33,36
CH ₄	22,40	8,42	2,80	33,62
Витрата палива, (т у.п.)	765 957,4	95 739,4	95 697,2	957 394,0

Розрахунок питомого об'єму сухих димових газів

Загальна формула визначення питомого об'єму сухих димових газів при нормальних умовах (додаток Б) має вигляд

$$v_{дг} = \frac{1,4}{100} \cdot [4,762 \cdot (1,866 \cdot \varepsilon_c \cdot C^r + 0,7 \cdot S^r) + 0,8 \cdot N^r + 3,762 \cdot (5,56 \cdot H^r - 0,7 \cdot O^r)].$$

Під час спалювання вугілля питомий об'єм сухих димових газів

$$v_{дг} = \frac{1,4}{100} \cdot [4,762 \cdot (1,866 \cdot 0,994 \cdot 52,49 + 0,7 \cdot 2,85) + 0,8 \cdot 0,97 + 3,762 \cdot (5,56 \cdot 3,50 - 0,7 \cdot 4,99)]$$

$$v_{дг} = \frac{1,4}{100} \cdot 534 = 7,48 \text{ нм}^3/\text{кг}$$

Під час спалювання мазуту питомий об'єм сухих димових газів

$$v_{дг} = \frac{1,4}{100} \cdot [4,762 \cdot (1,866 \cdot 0,99 \cdot 83,66 + 0,7 \cdot 2,45) + 0,8 \cdot 0,39 + 3,762 \cdot (5,56 \cdot 10,96 - 0,7 \cdot 0,39)]$$

$$v_{дг} = \frac{1,4}{100} \cdot 999 = 13,99 \text{ нм}^3/\text{кг}$$

Під час спалювання природного газу питомий об'єм сухих димових газів

$$v_{дг} = \frac{1,4}{100} \cdot [4,762 \cdot (1,866 \cdot 0,995 \cdot 73,67 + 0,7 \cdot 0,0) + 0,8 \cdot 1,56 + 3,762 \cdot (5,56 \cdot 24,65 - 0,7 \cdot 0,12)]$$

$$v_{дг} = \frac{1,4}{100} \cdot 1168 = 16,35 \text{ нм}^3/\text{кг},$$

а якщо питомий об'єм сухих димових газів віднести до одиниці об'єму природного газу, то

$$(v_{дг})_v = v_{дг} \cdot \rho_n = 16,35 \cdot 0,723 = 11,82 \text{ нм}^3/\text{нм}^3.$$

Перелік посилань

1. Тепловой расчет котельных агрегатов. Нормативный метод. НПО ЦКТИ, СПб: 1998 г.
2. Равич М.Б. Эффективность использования топлива. Изд-во «Наука»– 1977– 344 с.
3. Методологія екологічного аналізу енергетичних об'єктів, систем та територій (ЕОС та Т) / Г.М. Любчик, Г.Б. Варламов, Р.М. Говдяк, Л.Б.Чабанович, Б.І.Шелковський // Енергетика и электрификация.- 2005. – №3. – С.50–55.
4. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны: – ГОСТ 12.1.005-88 [действителен от 1989-01-01]. – К.: Межгосударственный стандарт, 1989. –50 с.
5. Про екологічний аудит: Закон України поточна редакція від 16.10.2020 р. № 1862-IV // Відомості Верховної Ради України. – 2004. – № 45. – Ст. 500 . – [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/1862-15#Text>.
6. Любчик Г.Н. Факторы, параметры и показатели экобезопасности энергетических объектов / Г.Н.Любчик, Г.Б. Варламов// Экотехнологии и ресурсосбережение.- 2001.- № 2. – С. 53–58.
7. Говдяк Р.М., Шелковский Б.И., Любчик Г.Н., Варламов Г.Б. Актуальные проблемы модернизации газотурбинных газоперекачивающих агрегатов// Экотехнологии и ресурсосбережение. – 2003. – №5. – С. 66–72.
8. Методичні рекомендації щодо оформлення дозволу на викиди забруднюючих речовин в атмосферне повітря стаціонарними джерелами для суб'єктів господарювання з урахування технологічних нормативів допустимих викидів забруднюючих речовин в атмосферне повітря: Наказ Міністерства охорони навколишнього природного середовища України від 17.09.2010 р. № 407. – [Електронний ресурс]. – Режим доступу:

https://zakon.isu.net.ua/sites/default/files/pdf/metodichni_rekomendacii_schodo_o-3-26449.pdf.

9. Про ратифікацію Паризької угоди: Закон України поточна редакція від 14.07.2016 № 1469-VIII // Відомості Верховної Ради України. – 2016. – № 35. – Ст. 595 . – [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/1469-19#Text>.
10. Викиди забруднювальних речовин у атмосферу від енергетичних установок: Методика визначення // ГКД 34.02.305–2002.
11. Про стратегічну екологічну оцінку: Закон України поточна редакція від 16.10.2020 р. № 1862-IV // Відомості Верховної Ради України. – 2018. – № 16. – Ст. 138. – [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2354-19#Text>.
12. Угода про асоціацію між Україною, з однієї сторони, та Європейським Союзом, Європейським співтовариством з атомної енергії і їхніми державами-членами, з іншої сторони Відомості Верховної Ради України. – 2015. – [Електронний ресурс]. – Режим доступу: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/984_011#Text.