

## Emission Factor สารไดออกซิน/ฟิวแรน

เพื่อการคาดประมาณการปลดปล่อยมลพิษจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงในโรงงานอุตสาหกรรม  
(การเผาไหม้เชื้อเพลิงในหม้อไอน้ำอุตสาหกรรมโรงไฟฟ้าและหม้อไอน้ำโรงงานอุตสาหกรรมอื่น)

กองจัดการกากของเสียและสารอันตราย

กรมควบคุมมลพิษ

ฉบับแก้ไข มิถุนายน 2564

## คำนำ

การจัดทำตัวคูณการปลดปล่อยมลพิษ หรือ Emission Factor สารไดออกซิน/ฟิวแรน จากการเผาไหม้เชื้อเพลิงในหม้อน้ำอุตสาหกรรม (industrial boiler) ของโรงไฟฟ้าและโรงงานอุตสาหกรรมที่ใช้หม้อไอน้ำในการผลิต เป็นส่วนหนึ่งของการจัดทำ Emission Factor สาร ไดออกซิน/ฟิวแรน เพื่อการคาดประมาณการปลดปล่อยมลพิษจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงในโรงงานอุตสาหกรรม โดยเน้นเฉพาะสารไดออกซินฯ จากการเผาไหม้เชื้อเพลิงในหม้อไอน้ำและมีการปลดปล่อยสู่อากาศเท่านั้น โดยแบ่งข้อมูลเป็น 2 ส่วนคือ ค่า Emission Factor สาร ไดออกซินฯ จากการเผาไหม้เชื้อเพลิงในหม้อไอน้ำ ของต่างประเทศ และค่า Emission Factor สารไดออกซินฯ จากการเผาไหม้เชื้อเพลิงในหม้อไอน้ำของไทย ซึ่งจัดทำขึ้นใหม่โดยใช้ข้อมูลผลการตรวจวัดสารไดออกซินฯ ของกรมควบคุมมลพิษ ในการจ้างบริษัทที่ปรึกษาตรวจวัดมลพิษจากปล่องระบายของโรงไฟฟ้าและหม้อน้ำอุตสาหกรรมในประเทศ ระหว่างปี 2553 – 2555 โดย Emission Factor ที่จัดทำขึ้นในหน่วยน้ำหนักกิโลกรัมต่อหน่วยของเชื้อเพลิง และยกตัวอย่างการคำนวณ หรือ การนำข้อมูล Emission Factor ไปใช้ในการคำนวณการปลดปล่อย การรวบรวมและนำข้อมูลค่า Emission Factor เป็นการลดเวลาสำหรับผู้ประกอบการในการสืบค้นข้อมูล

ปัจจุบัน การตรวจวัดสารไดออกซิน/ฟิวแรน ที่ระบายออกจากปล่อง ยังมีค่าใช้จ่ายที่สูงเมื่อเทียบกับมลพิษอื่น กองจัดการกากของเสียและสารอันตรายหวังว่า การรวบรวมข้อมูลและจัดทำตัวคูณการปลดปล่อยมลพิษ หรือ Emission Factor สารไดออกซิน/ฟิวแรน จากการเผาไหม้เชื้อเพลิงในหม้อน้ำอุตสาหกรรมของโรงไฟฟ้าและโรงงานอุตสาหกรรมที่ใช้หม้อน้ำในกระบวนการผลิตต่างๆ จะมีส่วนช่วยสนับสนุนและถูกนำไปใช้ประโยชน์ในการคาดประมาณและรายงานข้อมูลการปลดปล่อยสารไดออกซินฯ ภายใต้การจัดทำทำเนียบการปลดปล่อยและเคลื่อนย้ายมลพิษ จนกว่าจะมีการศึกษาและพัฒนา Emission Factor ที่มีความเที่ยงตรงและน่าเชื่อถือมากขึ้น ในการนำไปใช้ในอนาคต ทั้งนี้ คณะทำงานพัฒนาระบบทำเนียบการปลดปล่อยและเคลื่อนย้ายมลพิษ ในการประชุมครั้งที่ 19 - 2/2564 เมื่อวันที่ 6 สิงหาคม 2564 มีมติให้กรมควบคุมมลพิษ นำค่า Emission Factor สารไดออกซิน/ฟิวแรนเพื่อการคาดประมาณการปลดปล่อยมลพิษจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงในหม้อไอน้ำอุตสาหกรรมโรงไฟฟ้าและหม้อไอน้ำอุตสาหกรรมโรงงานอุตสาหกรรมอื่น ไปทดลองใช้ก่อนนำเสนอต่อคณะกรรมการจัดทำทำเนียบการปลดปล่อยและเคลื่อนย้ายมลพิษ เพื่อพิจารณาต่อไป หากท่านมีข้อเสนอแนะประการใด โปรดส่งข้อคิดเห็นหรือข้อเสนอแนะได้ตามรายละเอียดตามที่ระบุด้านท้ายของเอกสารนี้

กองจัดการกากของเสียและสารอันตราย

กรมควบคุมมลพิษ

สิงหาคม 2564

## สารบัญ

ส่วนที่	เรื่อง	หน้า
1.	บทนำ	1
2.	การรวบรวมค่า Emission Factor การปลดปล่อยสารไดออกซิน/ฟิวแรนจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงในหม้อไอน้ำอุตสาหกรรมซึ่งใช้ในการผลิตไฟฟ้าและการผลิตในอุตสาหกรรมอื่นของต่างประเทศ	7
3.	การจัดทำ Emission Factor สารไดออกซิน/ฟิวแรนจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงจากโรงไฟฟ้าและหม้อไอน้ำอุตสาหกรรมในประเทศไทย	15
4.	การผนวกค่า Emission Factor การปลดปล่อยสารไดออกซิน/ฟิวแรน จากการเผาไหม้เชื้อเพลิงในหม้อไอน้ำอุตสาหกรรมซึ่งใช้ในการผลิตไฟฟ้าและการผลิตในอุตสาหกรรมอื่นทั้งของต่างประเทศและประเทศไทย	22
5.	การคำนวณการปลดปล่อยมลพิษโดยใช้ Emission Factor เอกสารอ้างอิง	26

## สารบัญรูป

รูป		หน้า
รูปที่ 1	หม้อน้ำแบบท่อไฟ (fire tube boiler)	2
รูปที่ 2	หม้อน้ำแบบท่อน้ำ (water tube boiler)	2
รูปที่ 3	ลักษณะโครงสร้างของหม้อน้ำแบบเหล็กหล่อ (Cast iron boiler)	3
รูปที่ 4	ตัวอย่างหม้อไอน้ำความร้อนทิ้ง (Waste-Heat Boiler) ซึ่งนำพลังงานความร้อนจากกระบวนการอื่นมาใช้ในการให้ความร้อนในหม้อไอน้ำ	3
รูปที่ 5	การเผาไหม้เชื้อเพลิงในหม้อไอน้ำ	5
รูปที่ 6	โครงสร้างสารไดออกซิน (dioxins) และ ฟิวแรน (furans)	5

## สารบัญตาราง

ตาราง		หน้า
ตารางที่ 2-1	ค่า Emission Factor การปลดปล่อยสารไดออกซินฯ จากการเผาไหม้เชื้อเพลิงในหม้อไอน้ำโรงไฟฟ้าและอุตสาหกรรมอื่น ของประเทศออสเตรเลีย	6
ตารางที่ 2-2	ค่า Emission Factor การปลดปล่อยสารไดออกซินฯ จากการเผาไหม้เชื้อเพลิงในหม้อไอน้ำโรงไฟฟ้าและในอุตสาหกรรมอื่น จากการศึกษาวิจัยในต่างประเทศ	7
ตารางที่ 2-3	ค่า emission factor การปลดปล่อยสารไดออกซินฯ จากเชื้อเพลิงฟอสซิลในหม้อไอน้ำโรงไฟฟ้า	10
ตารางที่ 3.1	ผลการตรวจวัดไดออกซิน/ฟิวแรนจากโรงไฟฟ้าและหม้อไอน้ำอุตสาหกรรมภายใต้โครงการจัดจ้างเก็บและวิเคราะห์ปริมาณสารมลพิษในตัวอย่างอากาศจากปล่องระบายของโรงไฟฟ้าและหม้อไอน้ำอุตสาหกรรม เมื่อปี 2553 ของกรมควบคุมมลพิษ	15
ตารางที่ 3.2	ผลการตรวจวัดไดออกซิน/ฟิวแรนจากโรงไฟฟ้าและหม้อไอน้ำอุตสาหกรรมภายใต้โครงการจัดจ้างเก็บและวิเคราะห์ปริมาณสารมลพิษในตัวอย่างอากาศจากปล่องระบายของโรงไฟฟ้าและหม้อไอน้ำอุตสาหกรรม เมื่อปี 2554 ของกรมควบคุมมลพิษ	16
ตารางที่ 3.3	ผลการตรวจวัดไดออกซิน/ฟิวแรนจากโรงไฟฟ้าและหม้อไอน้ำอุตสาหกรรมภายใต้โครงการจัดจ้างเก็บและวิเคราะห์ปริมาณสารมลพิษในตัวอย่างอากาศจากปล่องระบายของโรงไฟฟ้าและหม้อไอน้ำอุตสาหกรรม เมื่อปี 2555 ของกรมควบคุมมลพิษ	17
ตารางที่ 3.4	ค่า Emission Factor สาร ไดออกซิน/ฟิวแรนจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงในหม้อไอน้ำอุตสาหกรรมของไทย	21
ตารางที่ 4.1	ค่า Emission Factor การปลดปล่อยสารไดออกซินฯ จากการเผาไหม้เชื้อเพลิงในหม้อไอน้ำโรงไฟฟ้า	23
ตารางที่ 4.2	ค่า Emission Factor การปลดปล่อยสารไดออกซินฯ จากการเผาไหม้เชื้อเพลิงในหม้อไอน้ำในอุตสาหกรรมต่างๆ	24

## ส่วนที่ 1 บทนำ

### 1.1 ความเป็นมา

การเผาไหม้ของเชื้อเพลิงในหม้อไอน้ำอุตสาหกรรม (Industrial Boiler) เป็นสาเหตุสำคัญที่ทำให้เกิดมลพิษทางอากาศหลายชนิด รวมทั้ง ไดออกซิน/ฟิวแรน (PCDDs/PCDFs) ซึ่งเป็นผลผลิตทางเคมีที่เกิดขึ้นโดยไม่ตั้งใจจากการเผาไหม้ที่ไม่สมบูรณ์ และจัดเป็นสารมลพิษที่ตกค้างยาวนานในสิ่งแวดล้อม สามารถสะสมได้ดีในสิ่งมีชีวิต ถ่ายทอดได้ทางห่วงโซ่อาหาร และยังเป็นสารก่อมะเร็งในมนุษย์

ไดออกซินฯ เป็นสารมลพิษภายใต้โครงการจัดทำทำเนียบการปลดปล่อยและเคลื่อนย้ายมลพิษ (Pollutant Release and Transfer Register : PRTR) นับตั้งแต่การดำเนินโครงการนำร่องจัดทำ PRTR ในพื้นที่จังหวัดระยอง (ตั้งแต่ปี 2556) จังหวัดสมุทรปราการ (ตั้งแต่ปี 2559) และ จังหวัดชลบุรี (ตั้งแต่ปี 2560) ไม่พบการรายงานข้อมูลสารไดออกซินฯ จากโรงงานอุตสาหกรรมเป้าหมาย ที่มีการเผาไหม้เชื้อเพลิงในหม้อไอน้ำอุตสาหกรรม เนื่องจากค่าใช้จ่ายในการตรวจวิเคราะห์สารไดออกซินฯ มีราคาที่สูงมาก

เพื่อสนับสนุนให้ผู้ประกอบการอุตสาหกรรมเป้าหมายที่มีหม้อไอน้ำในสถานประกอบการ มีการรายงานข้อมูลการปลดปล่อยสารไดออกซินฯ และหน่วยงานราชการสามารถคาดการณ์การปลดปล่อยสารไดออกซินฯ จากโรงงานอุตสาหกรรมที่ไม่เข้าข่ายต้องรายงานข้อมูล กองจัดการกากของเสียและสารอันตรายจึงได้มีการรวบรวมข้อมูล Emission Factor สารไดออกซินฯ จากการเผาไหม้เชื้อเพลิงในหม้อไอน้ำอุตสาหกรรมของต่างประเทศ และนำข้อมูลการตรวจวัด สารไดออกซินฯ จากปล่องระบายของโรงไฟฟ้าและหม้อไอน้ำอุตสาหกรรม ในระหว่างปี 2553 - 2555 ซึ่งกรมควบคุมมลพิษ ได้ว่าจ้างที่ปรึกษาดำเนินการตรวจวัดมาใช้ โดยต่อยอดด้วยการพัฒนา Emission Factor สารไดออกซินฯ ที่ปลดปล่อยสู่อากาศจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงในหม้อไอน้ำอุตสาหกรรมขึ้น

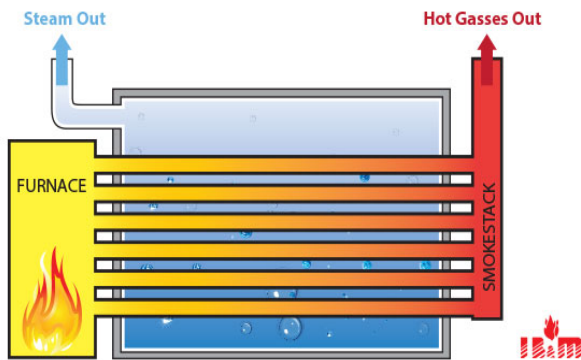
### 1.2 หม้อไอน้ำ

หม้อน้ำ หรือ หม้อไอน้ำ (boiler หรือ steam boiler) เป็นเครื่องมือสำหรับผลิตไอน้ำในภาชนะปิดเมื่อได้รับความร้อนจากการสันดาปหรือเผาไหม้เชื้อเพลิงในห้องเผาหรือแหล่งพลังงานความร้อน จะทำให้น้ำในหม้อเปลี่ยนสถานะกลายเป็นไอน้ำภายใต้ความดัน และถูกนำไปใช้ประโยชน์ในกระบวนการต่างๆ อาทิ การอบแห้ง อบความร้อน ฆ่าเชื้อโรค ผลิตกระแสไฟฟ้า ผลิตพลังงานกลสำหรับขับเคลื่อนเครื่องจักรหรืออุปกรณ์ เนื่องจากมีราคาถูกกว่าการใช้พลังงานไฟฟ้า โดยพบว่ามีให้นำหม้อไอน้ำไปใช้ในอาคาร โรงแรม โรงพยาบาล รวมถึงกระบวนการผลิตภายในโรงงานอุตสาหกรรมที่หลากหลาย ได้แก่ อุตสาหกรรมเคมี ปิโตรเคมี สิ่งทอ บรรจุภัณฑ์ อีเล็กทรอนิกส์ อาหาร นม ไม้ พลาสติก ยาง ยา ยานยนต์ เป็นต้น หรืออาจกล่าวโดยสรุปว่า หน้าที่หลักของหม้อไอน้ำคือการผลิตไอน้ำที่มีความดัน อุณหภูมิ และอัตราการไหลที่กำหนดไว้

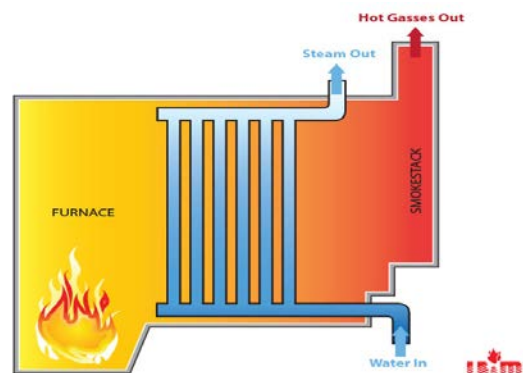
### 1.3 ประเภทของหม้อไอน้ำอุตสาหกรรม (Type of Industrial Boilers)

หม้อไอน้ำอุตสาหกรรม สามารถจำแนกได้หลายประเภท\* ตามลักษณะโครงสร้างการทำงานหรือวัตถุประสงค์การใช้งาน ในที่นี้จะกล่าวถึงหม้อไอน้ำซึ่งแบ่งตามลักษณะการถ่ายเทความร้อนได้ 2 ประเภท คือ

- 1) หม้อไอน้ำแบบท่อไฟ (Fire Tube Boiler) หม้อไอน้ำประเภทนี้ มีท่อไฟที่ก๊าซร้อนไหลผ่านในท่อ ส่วนน้ำที่รับความร้อนอยู่นอกท่อระหว่างเปลือกของหม้อน้ำ (Boiler Shell) (รูปที่ 1)
- 2) หม้อไอน้ำแบบท่อน้ำ (Water Tube Boiler) หม้อไอน้ำประเภทนี้ น้ำจะบรรจุหรือไหลอยู่ในท่อ โดยเตาเผาจะอยู่ด้านนอก จากนั้นจะส่งถ่ายความร้อน มาให้ท่อ และท่อจะส่งต่อความร้อนไปให้น้ำด้านในท่อ (รูปที่ 2)



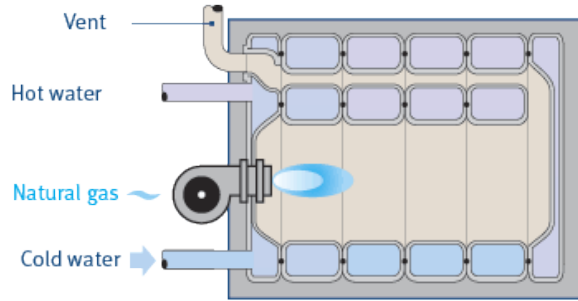
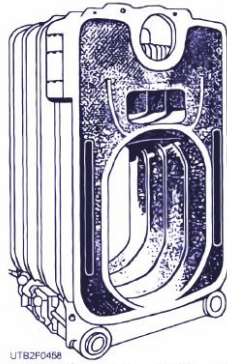
ที่มา: <http://www.industrialboiler.com/Boilers/Firetube-Boilers>  
รูปที่ 1 หม้อไอน้ำแบบท่อไฟ (Fire Tube Boiler)



ที่มา : <http://www.industrialboiler.com/Boilers/Watertube-Boilers>  
รูปที่ 2 หม้อไอน้ำแบบท่อน้ำ (Water Tube Boiler)

หมายเหตุ\* หม้อไอน้ำประเภทอื่น ได้แก่

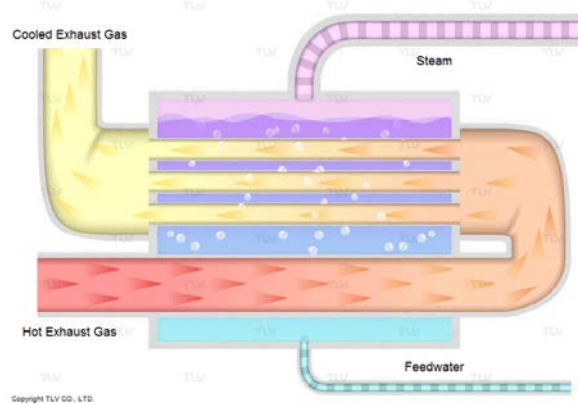
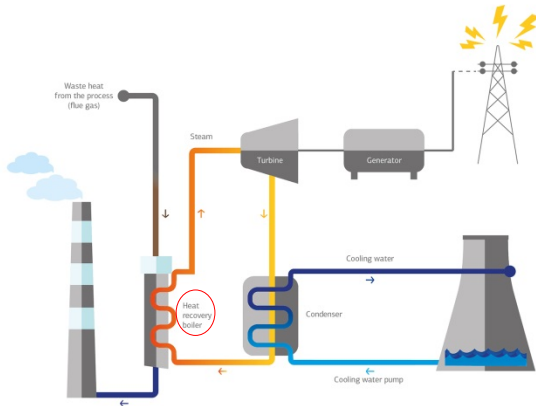
- ก. หม้อไอน้ำเหล็กหล่อ (Cast Iron Boiler) หรือ หม้อไอน้ำแบบไหลผ่านครั้งเดียวตลอด (Once-Through Boiler): หม้อน้ำประเภทนี้ ส่วนหล่อของหม้อไอน้ำมีทางเดินสำหรับทั้งน้ำและก๊าซเผาไหม้ ไม่มีถังไอน้ำ (Steam Drum) สำหรับบรรจุน้ำและไอน้ำขณะกลายเป็นไอน้ำ เหมือนกับหม้อไอน้ำแบบท่อไฟหรือท่อน้ำ แต่จะประกอบด้วยหลายๆ ท่อ เดินขนานกันไปอยู่ในเตาหม้อไอน้ำ โดยได้รับความร้อนจากเตาโดยวิธีการแผ่รังสีเป็นสำคัญ ขนาดที่ใช้กันทั่วไปมีขนาดตั้งแต่ขนาดเล็กถึงขนาดที่ใช้กันในโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ (รูปที่ 3)
- ข. หม้อไอน้ำความร้อนทิ้ง (Waste-Heat Boiler) ความร้อนที่ใช้ผลิตไอน้ำ ได้มาจากกระบวนการผลิต หรือเครื่องจักรบางอย่าง เช่น ไอเสียจากเตาเผาปูนซีเมนต์ เตาอบเหล็ก และเครื่องกังหันก๊าซ เป็นต้น (รูปที่ 4)



ที่มา: <https://www.indoorcomfortmarketing.com/high-efficiency-equipment-is-here-to-stay>

ที่มา : <https://www.energir.com/en/business/equipment/all/cast-iron-boiler/>

รูปที่ 3 ลักษณะโครงสร้างของหม้อน้ำแบบเหล็กหล่อ (Cast Iron Boiler)



ที่มา: <https://www.grenzebach.com/en/industries/glass/float-glass/waste-heat-recovery/>

ที่มา : <https://www.tlv.com/global/ME/steam-theory/waste-heat-recovery.html>

รูปที่ 4 ตัวอย่างหม้อไอน้ำความร้อนทิ้ง (Waste-Heat Boiler) ซึ่งนำพลังงานความร้อนจากกระบวนการอื่นมาใช้.

ในการให้ความร้อนในหม้อไอน้ำ

#### 1.4 ประเภทเชื้อเพลิงในหม้อไอน้ำ และประสิทธิภาพการเผาไหม้

เชื้อเพลิงในหม้อไอน้ำจำแนกได้ 3 ประเภทคือ

- 1) เชื้อเพลิงแข็ง (Solid Fuels) ได้แก่ ฟืน ถ่านหิน กากอ้อย แกลบ ฟางข้าว มีค่าประสิทธิภาพการเผาไหม้ 75-85%
- 2) เชื้อเพลิงเหลว (Liquid Fuels) ได้แก่ น้ำมันเตา ดีเซล มีค่าประสิทธิภาพการเผาไหม้ 80-85%
- 3) เชื้อเพลิงก๊าซ (Gaseous Fuels) ได้แก่ ก๊าซธรรมชาติ LPG ก๊าซชีวภาพ (biogas) มีค่าประสิทธิภาพการเผาไหม้ 80-90%

ผิวสัมผัสระหว่างเชื้อเพลิงกับอากาศจะส่งผลต่อประสิทธิภาพในการเผาไหม้เชื้อเพลิง หากผิวสัมผัสของเชื้อเพลิงสามารถสัมผัสกับอากาศได้มากประสิทธิภาพการเผาไหม้ก็จะมาก ดังจะเห็นได้จากประสิทธิภาพการเผาไหม้ของเชื้อเพลิงทั้งสามประเภทเมื่อเรียงจากน้อยไปมาก คือ เชื้อเพลิงแข็ง เชื้อเพลิงเหลว และเชื้อเพลิงก๊าซ นอกจากนี้ เชื้อเพลิงที่มีความหนืดสูงจะกระจายเป็นฝอยหรือละอองยากกว่าของเหลวที่มีความหนืดต่ำ ทำให้พื้นที่สัมผัสน้อยจึงส่งผลให้ประสิทธิภาพการเผาไหม้ต่ำด้วย

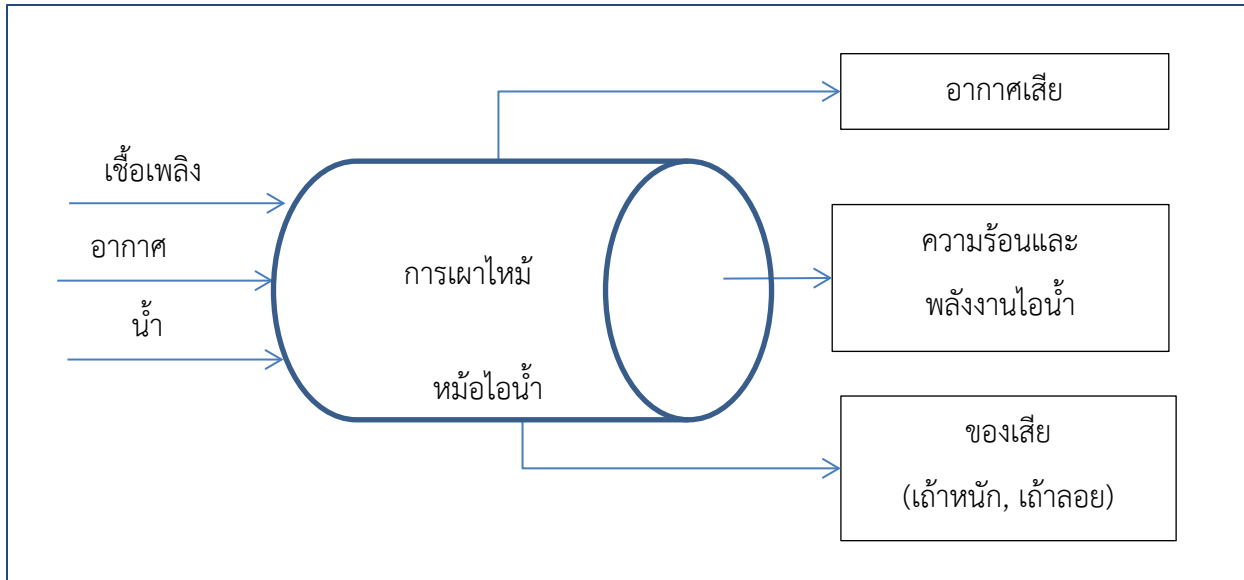
#### 1.5 มลพิษจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงในหม้อไอน้ำ

เนื่องจากหม้อไอน้ำเป็นระบบที่ใช้เชื้อเพลิงในปริมาณสูง เมื่อเกิดการเผาไหม้ เชื้อเพลิงจะถูกเปลี่ยนเป็นสารต่าง ๆ เช่น  $\text{CO}_2$ ,  $\text{SO}_2$ ,  $\text{NO}_x$ , โลหะและสารประกอบ และสารประกอบอินทรีย์ เช่น PAH ไดออกซิน/พีวแรน เป็นต้น ซึ่งขึ้นกับชนิดและองค์ประกอบของเชื้อเพลิง สำหรับเชื้อเพลิงส่วนที่ไม่ติดไฟ หรือส่วนที่เหลือจากการเผาไหม้จะกลายเป็น 'เถ้าหนัก' หรือ 'bottom ash' ซึ่งตกอยู่ด้านล่างของหม้อไอน้ำ และ 'เถ้าลอย' หรือ 'fly ash' ซึ่งมีน้ำหนักเบาจะถูกระบายทางปล่องของหม้อไอน้ำ

นอกจากชนิดของมลพิษที่เกิดขึ้นแล้ว ปริมาณและลักษณะของการปล่อยมลพิษจากการเผาไหม้ในหม้อไอน้ำมีความแตกต่างกันไปขึ้นอยู่กับองค์ประกอบของเชื้อเพลิง ปริมาณการใช้เชื้อเพลิง การออกแบบหม้อไอน้ำ อุปกรณ์ควบคุมมลพิษที่ใช้ การทำงานและการบำรุงรักษาหม้อไอน้ำ อุปกรณ์ควบคุมมลพิษ และ การปรับเปลี่ยนวิธีการเผาไหม้เชื้อเพลิง เป็นต้น

สำหรับกระบวนการทั่วไปของการเผาไหม้เชื้อเพลิงในหม้อไอน้ำแสดงในรูปที่ 5

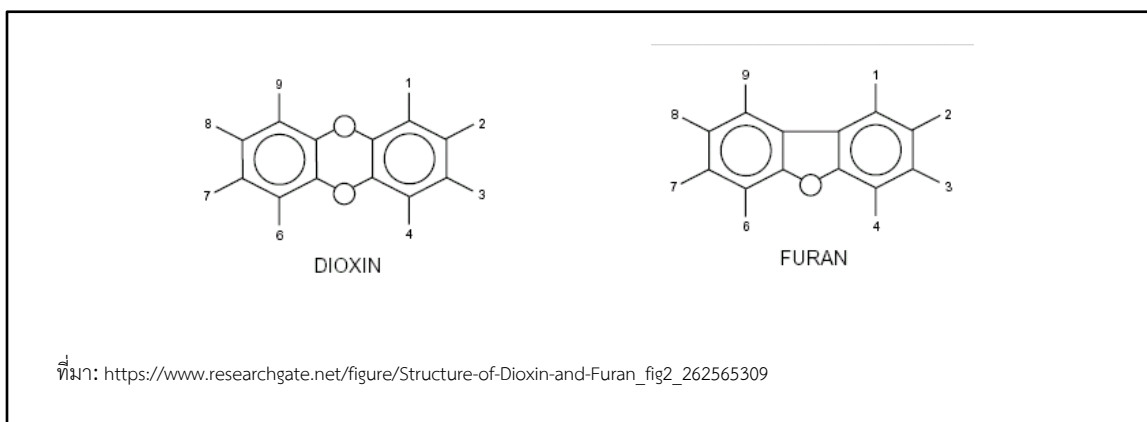




รูปที่ 5 การเผาไหม้เชื้อเพลิงในหม้อไอน้ำ

## 1.6 สารไดออกซิน/ฟิวแรน

สารไดออกซิน (Dioxins) หรือ โพลีคลอรีเนตเตทไดเบนโซ พารา-ไดออกซิน (polychlorinated dibenzo-para-dioxins : PCDDs) และ ฟิวแรน (Furans) หรือ โพลีคลอรีเนตเตท ไดเบนโซ ฟิวแรน (polychlorinated dibenzo furans : PCDFs) เป็นผลผลิตทางเคมีที่เกิดขึ้นโดยไม่ตั้งใจ (unintentional products) จากการเผาไหม้ไม่สมบูรณ์ หรือมีอุณหภูมิต่ำกว่า 900 องศาเซลเซียส โดยสารตั้งต้นหรือวัตถุดิบมีสารประกอบในกลุ่มคลอรีเนตเตทอะโรมาติก (chlorinated aromatic compounds) มีโครงสร้างพื้นฐานประกอบด้วยวงแหวนเบนซีนสองวงเชื่อมต่อกันด้วยอะตอมของออกซิเจนและคลอรีน โดยสารไดออกซินมีออกซิเจนสองอะตอม ส่วนสารฟิวแรนมีออกซิเจนหนึ่งอะตอม (รูปที่ 6)



รูปที่ 6 โครงสร้างสารไดออกซิน (Dioxins) และ ฟิวแรน (Furans)

## 1.7 ค่า Emission Factor (E.F.)

Emission Factor (E.F.) อาจเรียกว่า ตัวคูณอัตราการปลดปล่อยมลพิษ หรือ สัมประสิทธิ์การปลดปล่อยมลพิษ คือ อัตราส่วนหรือตัวเลขที่นำมาใช้เพื่อการคาดการณ์การปลดปล่อย (emission) โดยตัวเลขดังกล่าวมีความสัมพันธ์กับกิจกรรม (activity) อย่างใดอย่างหนึ่งที่ก่อให้เกิดการปลดปล่อยมลพิษนั้น โดยแสดงเป็นน้ำหนักของสารมลพิษหารด้วยน้ำหนัก ปริมาตร ระยะทาง หรือ ระยะเวลาของกิจกรรม ที่ปล่อยมลพิษออกมา เช่น ปริมาณการปลดปล่อยมลพิษต่อปริมาณการผลิต ปริมาณการปลดปล่อยมลพิษต่อปริมาณการใช้เชื้อเพลิง ปริมาณการเกิดมลพิษต่อปริมาณการผลิตผลิตภัณฑ์ เป็นต้น โดยค่าดังกล่าวจะถูกนำมาใช้คาดการณ์การปลดปล่อยมลพิษจากแหล่งกำเนิดต่าง ๆ

## 1.8 การคาดการณ์การปลดปล่อยมลพิษโดยใช้ Emission Factor

การคาดการณ์การปลดปล่อยมลพิษโดยใช้ Emission Factor เป็นหนึ่งในวิธีสำหรับคาดการณ์การปลดปล่อยมลพิษภายใต้ระบบ PRTR คือ การใช้ข้อมูลผลการตรวจวัด (Monitoring) การจัดทำสมดุลมวล (Mass Balance) การใช้หลักทางวิศวกรรม (Engineering Calculation) โดยการนำค่า Emission Factor มาใช้ ต้องมีลักษณะของกระบวนการที่ก่อให้เกิดการปลดปล่อยมลพิษประเภทเดียวกัน หรือ คล้ายคลึงกันจึงจะให้ผลการคำนวณมีค่าถูกต้องหรือใกล้เคียงกับการปลดปล่อยมากที่สุด โดยนำค่า Emission Factor ไปคูณกับกิจกรรมที่ก่อให้เกิดการปลดปล่อยมลพิษนั้น ตัวอย่างเช่น ค่า Emission Factor สำหรับการปลดปล่อยสารไดออกซินฯ จากการเผาไหม้เชื้อเพลิง คือ ปริมาณการปลดปล่อยสารไดออกซินฯ ต่อปริมาณการใช้ถ่านหินต่อวัน ดังนั้น เมื่อนำปริมาณการใช้ถ่านหินต่อวัน ไปคูณกับค่า Emission Factor ก็จะได้ทราบถึงปริมาณการปลดปล่อยสารไดออกซินฯ ได้

การคำนวณหรือคาดการณ์การปลดปล่อยมลพิษโดยใช้ Emission Factor สามารถคำนวณได้จากสมการ ดังนี้

Emission	=	Activity Data	x	Emission Factor
----------	---	---------------	---	-----------------

โดยที่

Emission คือ ปริมาณการปลดปล่อยมลพิษต่อหน่วยเวลา

Activity Data คือ กิจกรรมที่ก่อให้เกิดการปลดปล่อยมลพิษต่อหน่วยเวลา

Emission Factor คือ ตัวคูณอัตราการปลดปล่อยมลพิษซึ่งสัมพันธ์กับกิจกรรมที่ก่อให้เกิดมลพิษ (Activity Data)

## ส่วนที่ 2

### การรวบรวมค่า Emission Factor การปลดปล่อยสารไดออกซิน/ฟิวแรนจากการเผาไหม้เชื้อเพลิง ในหม้อไอน้ำอุตสาหกรรมซึ่งใช้ในการผลิตไฟฟ้าและการผลิตในอุตสาหกรรมอื่นของต่างประเทศ

การรวบรวมค่า Emission Factor การปลดปล่อยสารไดออกซินฯ จากหม้อไอน้ำ ของต่างประเทศ มีวัตถุประสงค์ เพื่อใช้เป็นข้อมูลอ้างอิงสำหรับประกอบการคาดการณ์การปลดปล่อยสารไดออกซินฯ สู่อากาศ จากกระบวนการเผาไหม้เชื้อเพลิงในหม้อไอน้ำอุตสาหกรรม ซึ่งใช้ไอน้ำในการผลิตไฟฟ้าและกระบวนการผลิตของ อุตสาหกรรมอื่น ๆ สำหรับการรายงานข้อมูลการจัดทำทำเนียบการปลดปล่อยและเคลื่อนย้ายมลพิษของประเทศ รวมถึงเพื่อใช้เป็นแนวทางการจัดทำค่า Emission Factor การปลดปล่อยสารไดออกซินฯ จากการเผาไหม้เชื้อเพลิง ในหม้อไอน้ำของประเทศ

การศึกษาและจัดทำ Emission Factor สารไดออกซินฯ จากแหล่งกำเนิดประเภทต่าง ๆ อาจมี ค่อนข้างหลากหลาย ทั้งนี้ จากการสืบค้นข้อมูลการจัดทำค่า Emission Factor การปลดปล่อยสารไดออกซินฯ จากหม้อไอน้ำ ของหน่วยงาน (U.S.EPA) องค์การระหว่างประเทศ (UN Environment) กลุ่มประเทศ OECD หรือ EU เป็นต้น พบว่า ข้อมูลมีค่อนข้างจำกัด สำหรับข้อมูลค่า Emission Factor ที่รวบรวมได้ จำแนกเป็น 2 กลุ่ม คือ ข้อมูลที่ได้จากคู่มือคาดการณ์การปลดปล่อยมลพิษจากหม้อไอน้ำสำหรับการรายงานข้อมูลการปลดปล่อย มลพิษภายใต้ระบบ National Pollutant Inventory หรือ NPI ของประเทศออสเตรเลีย และข้อมูลที่ได้จากการ ศึกษาวิจัย ดังนี้

1. คู่มือสำหรับคาดการณ์การปลดปล่อยมลพิษ พบค่า Emission Factor สารไดออกซินฯ จากคู่มือคาดการณ์การปลดปล่อยมลพิษที่เกิดจากการเผาไหม้ในหม้อไอน้ำ ภายใต้ระบบการรายงานข้อมูลการ ปลดปล่อยมลพิษของประเทศออสเตรเลีย (National Pollutant Inventory : Emission Estimation Technique Manual For Combustion in Boilers, Version 3.6, December 2011) ซึ่งมีการนำเสนอค่า Emission Factor มลพิษต่าง ๆ ร่วมกับสารไดออกซิน โดยครอบคลุมเชื้อเพลิงทั้งสามประเภท คือ 1) เชื้อเพลิงแข็ง เช่น ถ่านหิน ไม้ 2) เชื้อเพลิงเหลว เช่น น้ำมันดีเซล waste oil และ 3) เชื้อเพลิงก๊าซ เช่น ก๊าซธรรมชาติ ก๊าซปิโตรเลียมเหลว และมีการนำเสนอข้อมูล Emission Factor จากหม้อไอน้ำที่มีและไม่มีระบบบำบัดอากาศเสีย รวมทั้งมีการระบุถึงอัตรา ความน่าเชื่อถือในการนำค่า Emission Factor ไปใช้ (Emission Factor Rating : EFR) ด้วย โดยนำเสนอค่า Emission Factor การปลดปล่อยสารไดออกซินฯ น้ำหนักเป็นกิโลกรัมต่อหน่วยของเชื้อเพลิงแต่ละประเภท ได้แก่ 1) หน่วยกิโลกรัมต่อตัน (kg/t) กรณีเชื้อเพลิงเป็นของแข็ง 2) กิโลกรัมต่อตัน และ กิโลกรัมต่อกิโลลิตร (kg/kL) กรณีเชื้อเพลิงเป็นของเหลว 3) กิโลกรัมต่อตัน และ กิโลกรัมต่อหน่วยพลังงานความร้อนของเชื้อเพลิง (kg/Gj : Gj หรือ กิกะจูล) กิโลกรัมต่อกิโลลิตร (kg/kL) และ กิโลกรัมต่อลูกบาศก์เมตรของเชื้อเพลิง (kg/m<sup>3</sup>) กรณีเชื้อเพลิง เป็นก๊าซ และพบว่าค่า Emission Factor สารไดออกซินฯ ระหว่างหม้อไอน้ำที่มีอุปกรณ์บำบัดมลพิษ และ ไม่มี

อุปกรณ์บำบัดมลพิษไม่มีความแตกต่างกัน และพบว่าไม่มีการระบุถึงประเภทของประเภทของหม้อไอน้ำ โดยมีรายละเอียดดังตารางที่ 2-1

2. ข้อมูลจากการศึกษาวิจัย เป็นการนำเสนอผลการรวบรวมงานศึกษาวิจัย และจัดทำค่า Emission Factor สารไดออกซินฯ จากการเผาไหม้เชื้อเพลิงประเภทต่างๆ ในหม้อไอน้ำที่ใช้ประโยชน์เพื่อผลิตไฟฟ้าและใช้ในอุตสาหกรรมอื่น ทั้งที่มีอุปกรณ์และไม่มีการใช้อุปกรณ์บำบัดมลพิษ โดยเป็นการศึกษาในเชื้อเพลิงแข็ง (solid fuels) เช่น ถ่านหินประเภทบิทูมินัส และซับบิทูมินัส เชื้อเพลิงชีวมวล เช่น ฟางข้าว ไม้ และเชื้อเพลิงที่เป็นของเหลว (liquid fuels) คือ น้ำมันเตา (heavy oil) โดยนำเสนอค่า Emission Factor การปลดปล่อยสารไดออกซินในหน่วยกิโลกรัมต่อหน่วยของเชื้อเพลิง คือ กิโลกรัมต่อตันเชื้อเพลิง ( $\text{Kg}_{\text{I-TEQ}}/\text{t}$ ) และ กิโลกรัมต่อกิโลลิตรเชื้อเพลิง ( $\text{Kg}/\text{KL}_{\text{fuel}}$ , หรือ กิโลกรัมต่อลูกบาศก์เมตรของชนิดเชื้อเพลิงที่ใช้ ( $\text{Kg}/\text{m}^3_{\text{fuel}}$ )) เพื่อให้สอดคล้องและป็นรูปแบบเดียวกับคู่มือคาดการณ์การปลดปล่อยมลพิษจากหม้อไอน้ำของประเทศออสเตรเลีย ดังตารางที่ 2-2

3. การปลดปล่อยสารไดออกซิน จากการเผาไหม้เชื้อเพลิงในหม้อไอน้ำ จากคู่มือแนวทางด้านเทคนิคที่ดีที่สุด (BAT) และแนวการปฏิบัติที่ดีที่สุด (BEP) จากการเผาไหม้เชื้อเพลิงฟอสซิลในโรงไฟฟ้าและในหม้อไอน้ำอุตสาหกรรม (Fossil fuel-fired utility and industrial boilers) ของ UNEP หรือ UN Environment โดยนำเสนอค่า Emission Factor ในหน่วยของไมโครกรัมต่อค่าพลังงานความร้อนของเชื้อเพลิงที่เผาไหม้ ( $\mu\text{g TEQ}/\text{TJ}$  of Fossil Fuel Burned) โดยมีรายละเอียดดังตารางที่ 2-3

ตารางที่ 2-1 ค่า Emission Factor การปลดปล่อยสารไดออกซินฯ จากการเผาไหม้เชื้อเพลิงในหม้อไอน้ำโรงไฟฟ้า และอุตสาหกรรมอื่น ของประเทศออสเตรเลีย\*

Process Configuration	Emission Factor (Kg/t)	EFR <sup>5</sup>	Notes
bagasse boilers (uncontrolled)	4.75E-10 (TEQ)	U	c
bagasse boilers (dry scrubber)	4.75E-10 (TEQ)	U	c
bagasse boilers (wet scrubber)	4.75E-10 (TEQ)	U	c
<p>c) Source: Table 4.45, Pacific Air &amp; Environment, National Dioxins Program, Technical Report 3, a consultancy prepared for the Department of the Environment and Heritage.</p> <p>- Bagasse has an energy to weight value of 18-21 GJ/t</p> <p>- Bagasse has a bulk density of 120-200 kg/m<sup>3</sup>, Sugar Cane Trash has a bulk density of 70-150 kg/m<sup>3</sup></p> <p>Source: Table 5-7 NPI*, Emission Estimation Technique Manual for Combustion in Boilers, version 3.6 December 2011</p>			
Process Configuration	Emission Factor (Kg/t)	EFR	Notes
brown coal briquettes (uncontrolled)	2.32E-10 (TEF)	U	b
brown coal briquettes (baghouse)	2.32E-10 (TEF)	U	b
<p>b) Source: Pacific Power International 2002, as provided by the Victorian electricity generators</p> <p>Source: Table 8-9 NPI*, Emission Estimation Technique Manual for Combustion in Boilers, version 3.6 December 2011</p>			
Process Configuration	Emission Factor (Kg/t)	EFR	Notes
black coal (cyclone furnace)			
<i>Uncontrolled, or with ESP, or with baghouse</i>	2.97E-10 (TEQ)	D	a, c
black coal (fluidized bed)			
<i>Uncontrolled, or with ESP, or with baghouse</i>	2.97E-10 (TEQ)	D	a, c
black coal (overfeed stoker)			
<i>Uncontrolled, or with ESP, or with baghouse</i>	2.97E-10 (TEQ)	D	a, c
black coal (Pulverized coal, dry bottom)			
<i>Uncontrolled, or with ESP, or with baghouse</i>	2.97E-10 (TEQ)	D	a, c
black coal (Pulverized coal, wet bottom)			
<i>Uncontrolled, or with ESP, or with baghouse</i>	2.97E-10 (TEQ)	D	a, c
black coal (spreader stoker)			
<i>Uncontrolled, or with ESP, or with baghouse</i>	2.97E-10 (TEQ)	D	a, c
black coal (underfeed stoker)			
<i>Uncontrolled, or with ESP, or with baghouse</i>	2.97E-10 (TEQ)	D	a, c
<p>a) Source: Table 35-41, HRL Technology Pty Ltd, NPI – Development of Emission Factors for Combustion in Boilers, a report prepared for the Department of the Environment, Water, Heritage and the Arts.</p> <p>c) The emission factors that have been developed for black coal are based on a Gross Specific Energy content (or higher heating value, HHV) of 23.4 GJ/t. If a facility knows that the energy content of the coal they are using is different from 23.4 GJ/t, the emission factors should be scaled according to the ratio of energy content, i.e. by the ratio of (H/23.4), where H is HHV of the fuel used, eg the emission factor for CO from the combustion of black coal with a HHV of 25.0 GJ/t is equal to <math>2.50 \times (25/23.4) = 2.67</math> kg/t. The HHV of the coal is sometimes also referred to as the Gross Calorific Value. The energy content should be on an as-fired basis.</p>			

ตารางที่ 2-1 ค่า Emission Factor การปลดปล่อยสารไดออกซินฯ จากการเผาไหม้เชื้อเพลิงในหม้อไอน้ำโรงไฟฟ้า และอุตสาหกรรมอื่น ของประเทศออสเตรเลีย\* (ต่อ)

Source: Table 10-16 NPI*, Emission Estimation Technique Manual for <b>Combustion in Boilers</b> , version 3.6 December 2011 (ต่อ)				
Process Configuration	Emission Factor (Kg/t)	EFR	Notes	
blast furnace gas	1.00E-11 (TEQ)	U	a	
a) Source: Table 55, HRL Technology Pty Ltd, NPI – Development of Emission Factors for Combustion in Boilers, a report prepared for the Department of the Environment, Water, Heritage and the Arts. Source: Table 17 NPI*, Emission Estimation Technique Manual for Combustion in Boilers, version 3.6 December 2011				
Process Configuration	Emission Factor (Kg/t)	EFR	Notes	
coke oven gas	2.00E-11 (TEQ)	U	a	
a) Source: Table 56, HRL Technology Pty Ltd, NPI – Development of Emission Factors for Combustion in Boilers, a report prepared for the Department of the Environment, Water, Heritage and the Arts. Source: Table 18 NPI*, Emission Estimation Technique Manual for Combustion in Boilers, version 3.6 December 2011				
Process Configuration	Emission Factor (Kg/t)	EFR	Notes	
landfill gas boilers (uncontrolled)	1.33E-13 (TEQ)	U	c	
c) Source: Background information document for updating AP42 Section 2.4 for estimating emissions from municipal solid waste landfills Source: Table 19 NPI*, Emission Estimation Technique Manual for Combustion in Boilers, version 3.6 December 2011				
Process Configuration	Emission Factor (kg/t)	Emission Factor (kg/Gj)	EFR	Notes
natural gas (tangential fired)	1.07E-10 (TEQ)	2.41E-12	E	a, b
natural gas ( $\leq 30$ MW wall fired)	1.07E-10 (TEQ)	2.41E-12	E	a, b
natural gas ( $> 30$ MW wall fired)	1.07E-10 (TEQ)	2.41E-12	E	a, b
a) Source: Table 51-53, HRL Technology Pty Ltd, NPI – Development of Emission Factors for Combustion in Boilers, a report prepared for the Department of the Environment, Water, Heritage and the Arts. b) Converted from kg/106 m <sup>3</sup> using a natural gas specific volume of 1.30E+06 L/t Source: Table 20-22 NPI*, Emission Estimation Technique Manual for Combustion in Boilers, version 3.6 December 2011				
Process Configuration	Emission Factor (kg/m <sup>3</sup> )	EFR	Notes	
petroleum refinery gas	1.07E-10 (TEQ)	E	a, d	
a) Source: Table 57, HRL Technology Pty Ltd, NPI – Development of Emission Factors for Combustion in Boilers, a report prepared for the Department of Environment, Water, Heritage and the Arts. d) Source: Table 51-53, HRL Technology Pty Ltd, NPI – Development of Emission Factors for Combustion in Boilers, a report prepared for the Department of the Environment, Water, Heritage and the Arts Source : Table 23 NPI*, Emission Estimation Technique Manual for Combustion in Boilers, version 3.6 December 2011				
Process Configuration	Emission Factor (kg/t)	Emission Factor (kg/kL)	EFR	Notes
LPG (industrial butane)	9.92E-11 (TEQ)	5.64E-11	E	a, b
LPG (industrial propane)	9.92E-11(TEQ)	5.06E-11	E	a, b
a) Source: Table 54, HRL Technology Pty Ltd, NPI – Development of Emission Factors for Combustion in Boilers, a report prepared for the Department of the Environment, Water, Heritage and the Arts. b) Converted to kg/1,000L using a Butane density of 1760 L/t. Source : Table 24-25 NPI*, Emission Estimation Technique Manual for Combustion in Boilers, version 3.6 December 2011				

ตารางที่ 2-1 ค่า Emission Factor การปลดปล่อยสารไดออกซินฯ จากการเผาไหม้เชื้อเพลิงในหม้อไอน้ำโรงไฟฟ้า และอุตสาหกรรมอื่น ของประเทศออสเตรเลีย\* (ต่อ)

Process Configuration	Emission Factor (kg/t)	Emission Factor (kg/kL)	EFR	Notes
residual oil ( $\leq 30\text{MW}$ )	2.34E-10 (TEQ)	2.11E-10	E	a, b
residual oil ( $>30\text{MW}$ )	2.34E-10(TEQ)	2.11E-10	E	a, b
a) Source: Table 42-45, HRL Technology Pty Ltd, NPI – Development of Emission Factors for Combustion in Boilers, a report prepared for the Department of Environment, Water, Heritage and the Arts. b) Converted from kg/1,000L using a density of 1,110 L/t Source : Table 26-27 NPI*, Emission Estimation Technique Manual for Combustion in Boilers, version 3.6 December 2011				
Process Configuration	Emission Factor (kg/t)	Emission Factor (kg/kL)	EFR	Notes
distillate (diesel) oil ( $\leq 30\text{MW}$ )	4.49E-10(TEQ)	3.75E-10	E	a, b
distillate (diesel) oil ( $>30\text{MW}$ )	4.49E-10(TEQ)	3.75E-10	E	a, b
a) Source: Table 46-49, HRL Technology Pty Ltd, NPI – Development of Emission Factors for Combustion in Boilers, a report prepared for the Department of Environment, Water, Heritage and the Arts. b) Converted from kg/1,000L using a density of 1,110 L/t Source: Table 28-29 NPI*, Emission Estimation Technique Manual for Combustion in Boilers, version 3.6 December 2011				
Process Configuration	Emission Factor (kg/t)	EFR	Notes	
bark fired boilers	5.29E-10 (TEQ)	U	a	
wood/bark fired boilers	5.29E-10 (TEQ)	U	a	
a) Source: HRL Technology Pty Ltd, NPI – Development of Emission Factors for Combustion in Boilers, a report prepared for the Department of Environment, Water, Heritage and the Arts. Source :Table 32-33 NPI*, Emission Estimation Technique Manual for Combustion in Boilers, version 3.6 December 2011				

ที่มา \* :Department of Sustainability, Environment, Water, Population and Communities; Australia “ National Pollutant Inventory :Emission estimation technique manual For Combustion in boilers Version 3.6 December 2011”

### หมายเหตุ

§: EFR : Emission Factor Rating (EFR system) ระดับความน่าเชื่อถือ คือ การจัดระดับของความน่าเชื่อถือ หรือคุณภาพของข้อมูลที่ได้จากการนำค่า Emission Factor ดังกล่าวไปใช้ในการคาดประมาณการปลดปล่อยมลพิษว่าค่าที่ประเมินได้มีความน่าเชื่อถือ มีความถูกต้องหรือคุณภาพดีเพียงใด โดย NPI ได้แบ่งระดับของความน่าเชื่อถือของ Emission Factor ออกเป็น 6 ระดับ คือ

A (Excellent)	ดีเยี่ยม
B (Above Average)	สูงกว่าปานกลาง
C (Average)	ปานกลาง
D (Below Average)	ต่ำกว่าปานกลาง
E (Poor)	ต่ำ
U (Unrated)	ไม่ได้จัดลำดับ

ตารางที่ 2-2 ค่า Emission Factor การปลดปล่อยสารไดออกซินฯ จากการเผาไหม้เชื้อเพลิงในหม้อไอน้ำโรงไฟฟ้า และในอุตสาหกรรมอื่น จากการศึกษาวิจัยในต่างประเทศ

การใช้หม้อไอน้ำ	เชื้อเพลิง	APCDs อุปกรณ์บำบัดมลพิษ	Emission Factor * kg (I-TEQ) /t <sub>fuel</sub> ยกเว้นระบุเป็นหน่วยอื่น	เอกสารอ้างอิง
Industrial	straw	-	*1.20E-08 - 1.30E-08	Kubica et al., 2004
Boiler	Wood biomass (Boiler not adopted for biomass combustion)	-	*2.0 - 3.30E-08	Kubica et al., 2004
	Wood Chips	CY + BF	*9.50E-11	Chen et al.,2011
	Wood Chips	CY + BF	*2.99E-09	Wang et al., 2010
Power plants	Coal	SCR + ESP + FGD	*1.47E-10	Wang et al.,2010
	Mixed Fuel (MF) Coal co-combustion with sewage sludge	SDS + BF	*3.40E-11 - 1.60E-10	Zhang et al.,2013
	Bituminous coal	SCR + ESP +FGD	*6.20E-10	Lin et al.,2007
	Bituminous, subbituminous and lignite coal	-	*1.00 E-12 - 5.00E-12	Fernández-Martinez et al., 2004
	coal	ESP	*1.10E-10	Mokhtar et al., 2014
	coal	ESP + FGD	*8.00E-11	Mokhtar et al., 2014
	coal	ESD	*1.75E-09	Lin et al.,2010
	Heavy oil	SCR + ESP + FGD	*1.81E-10	Wang et al.,2010
	Heavy oil	ESP	*1.88E-10 kg/m <sup>3</sup>	Wang et al.,2009
	860 MW Subbituminous	FGD +FF	**1.11E-07	EPA 1993

หมายเหตุ BF: Bag Filter, CY: Cyclone, ESD: Electrostatic Dust Collectors, FGD: Flue Gas Desulphurization, ESP: Electrostatic Precipitator, SDS: Semidry Scrubber, SCR: Selective Catalytic Reduction. FF: Fabric Filter

APCDs : Air Pollution Control Devices, อุปกรณ์บำบัดมลพิษ

\* ข้อมูลที่นำเสนอเป็นการเปลี่ยนหน่วยจากเดิม  $\mu\text{g I-TEQ/tonne-fuel}$  เป็น  $\text{kg (I-TEQ) /t}_{\text{fuel}}$  และจาก  $\mu\text{g I-TEQ/m}^3$  (fuel) เป็น  $\text{kg I-TEQ/m}^3$  (fuel)

\*\*ข้อมูลที่นำเสนอเป็นการเปลี่ยนหน่วยจากเดิม  $\text{lb/ton}$  เป็น  $\text{kg (I-TEQ)/t}_{\text{fuel}}$  โดยมีค่า Emission Factor Quality Rating คือ ระดับ E ทั้งนี้ EPA กำหนดค่า Emission Factor Quality Rating เป็น 5 ระดับคือ A (Excellent), B (Above Average) , C (Average) , D (Below Average) และ E (Poor)



ตารางที่ 2-3 ค่า emission factor การปลดปล่อยสารไดออกซินฯ จากเชื้อเพลิงฟอสซิลในหม้อไอน้ำโรงไฟฟ้า

Classification	Emission Factors - $\mu\text{g TEQ/TJ}$ of Fossil Fuel Burned
	Air
<b>Fossil fuel power plants</b>	
Fossil fuel/waste co-fired power boilers	35
Coal fired power boilers	10
<b>Heavy fuel</b> fired power boilers	2.5
Shale oil fired power plants	1.5
Light fuel oil/natural gas fired power boilers	0.5
<b>Biomass power plants</b>	
Mixed biomass fired power boilers	500
<b>Clean wood</b> fired power boilers	50

ที่มา: UNEP, (2019/2021 updates), Guidelines on best available techniques and guidance on best environmental practices Part III Source category (d): Fossil fuel-fired utility and industrial boilers  
 UNEP Chemicals, United Nations Environment Programme, (2005), Standardized Toolkit for Identification and Quantification of Dioxin and Furan Releases, Edition 2.1,

กรณีของ ค่า emission factor การปลดปล่อยสารไดออกซินฯ จากเชื้อเพลิงฟอสซิลในโรงไฟฟ้าและหม้อไอน้ำในตารางที่ 2-3 สามารถสรุปปริมาณการปลดปล่อยสารไดออกซินจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงในหม้อไอน้ำจากน้อยไปมากคือ เชื้อเพลิงก๊าซ < ของเหลว (light oil < heavy oil) < เชื้อเพลิงแข็ง (ถ่านหิน < ซีวมวล) ทั้งนี้ ข้อมูลที่นำเสนอไม่ได้มีการจัดทำ emission factor โดยคำนวณกลับเป็นปริมาณการปลดปล่อยในหน่วย กิโลกรัม/หน่วยเชื้อเพลิง เช่นเดียวกับตารางที่ 2.2 เนื่องจากไม่มีรายละเอียดของข้อมูลของประเภทเชื้อเพลิงที่ใช้ว่าเป็นชนิดใด และมีค่าความร้อนต่อหน่วยของเชื้อเพลิงเป็นเท่าใด ตัวอย่าง เช่น coal fuel หรือเชื้อเพลิงถ่านหิน แต่ไม่ทราบว่าเป็นประเภทใด bituminous sub bituminous lignite เป็นต้น หรือ กรณีเป็น fossil/waste ซึ่งไม่ทราบรายละเอียดหรือข้อมูลของ fossil และwaste เช่นกัน อาจทำให้มีค่า emission factor ที่คาดเคลื่อนได้มากและไม่เหมาะสำหรับนำมาใช้ในการคำนวณการปลดปล่อยและเคลื่อนย้ายมลพิษ

## ข้อคิดเห็นจากการรวบรวมข้อมูล Emission Factor สารไดออกซิน/ฟิวแรนจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงในหม้อไอน้ำอุตสาหกรรม

1. จากคู่มือ คาดประมาณการปลดปล่อยมลพิษจากหม้อไอน้ำ (Emission Estimation Technique Manual for Combustion in Boilers Version 3.6 December 2011) ของประเทศออสเตรเลีย จะเห็นว่า
  - การจัดทำค่า Emission Factor ไม่ได้คำนึงถึงประเภทของหม้อไอน้ำว่าเป็นหม้อไอน้ำประเภทใด แต่สนใจประเภทของเชื้อเพลิง และชนิดของระบบบำบัดอากาศเสียที่นำมาใช้ว่าเป็นประเภทใด
  - ค่า Emission Factor สารไดออกซินฯ ที่ระบายออกจากปล่องซึ่งมีหรือไม่มีอุปกรณ์บำบัดมลพิษก็ตาม ไม่มีความแตกต่างกัน ดังตัวอย่างของ Emission Factor สารไดออกซินฯ จากหม้อไอน้ำที่ใช้ที่ชานอ้อย (bagasse) และถ่านหิน (black coal) เป็นเชื้อเพลิง ดังนั้น การที่มีหรือไม่มีอุปกรณ์ป้องกันมลพิษอาจไม่มีความแตกต่างกัน ทั้งนี้ อาจเนื่องมาจาก อุปกรณ์ที่ใช้บำบัดมลพิษ ดังกล่าวมีวัตถุประสงค์หลักเพื่อกำจัดฝุ่นและก๊าซที่เกิดจากการเผาไหม้เป็นหลัก การลดการเกิดหรือลดปริมาณการปลดปล่อยสารไดออกซินจึงมีส่วนที่น้อยกว่า การจัดการเชื้อเพลิงก่อนนำมาเผาไหม้ การควบคุมอุณหภูมิในการเผาไหม้อาจจะมีส่วนช่วยในการลดการปลดปล่อยสารไดออกซิน
  - ค่า EFR ของ Emission Factor การปลดปล่อยสารไดออกซินฯ โรงไฟฟ้า อยู่ระหว่าง D (Below Average) E (Poor) และ U (Unrated) ซึ่งแสดงให้เห็นว่า ค่าที่นำมาใช้ในการคาดประมาณการปลดปล่อยไดออกซินได้ไม่เที่ยงตรงมากนัก กล่าวคือ ระดับ D E และ U โดย Emission Factor ของหม้อไอน้ำพบ EFR rating ระดับ U สำหรับเชื้อเพลิงจำนวน 5 รายการ ระดับ D จำนวน 7 รายการ และ ระดับ E จำนวน 4 รายการ ส่วนโรงไฟฟ้า พบ EFR rating ระดับ U สำหรับเชื้อเพลิงระดับ E จำนวน 6 รายการ
  - โดยทั่วไป ปริมาณความร้อนของเชื้อเพลิงก๊าซ จะมากกว่า เชื้อเพลิงเหลว และ เชื้อเพลิงแข็ง และมีความสะอาดมากกว่า ดังนั้น เมื่อเปรียบเทียบประเภทของเชื้อเพลิง กับปริมาณสารไดออกซินที่ปลดปล่อย พบว่าเชื้อเพลิงก๊าซ มีการปลดปล่อยน้อยกว่า เชื้อเพลิงเหลวและเชื้อเพลิงแข็งตามลำดับ ดังตารางที่ 2-1 และ ตารางที่ 2-3 และในกรณีของตารางที่ 2-3 จะเห็นว่าปริมาณการปลดปล่อยสารไดออกซินฯ จากเชื้อเพลิงแต่ละชนิด มีความแตกต่างกันอย่างชัดเจน

## ส่วนที่ 3

การจัดทำ Emission Factor การปลดปล่อยสารไดออกซิน/ฟิวแรน จากการเผาไหม้เชื้อเพลิง  
ในหม้อไอน้ำอุตสาหกรรมซึ่งใช้ในการผลิตไฟฟ้าและการผลิตในอุตสาหกรรมอื่นของประเทศไทย

## 3.1 ข้อมูลประกอบการจัดทำ Emission Factor

กรมควบคุมมลพิษ ได้ดำเนินโครงการจัดจ้างเก็บและวิเคราะห์ปริมาณสารมลพิษในตัวอย่าง  
อากาศจากปล่องระบายของโรงไฟฟ้าและหม้อไอน้ำอุตสาหกรรม ระหว่างปี 2553 – 2555 โดยมีการจัดเก็บและ  
วิเคราะห์สารไดออกซินฯ ในตัวอย่างอากาศจากโรงไฟฟ้าและหม้อไอน้ำอุตสาหกรรมจำนวน 11 แห่ง ประกอบด้วย  
โรงไฟฟ้า 7 แห่ง และหม้อไอน้ำอุตสาหกรรมจำนวน 4 แห่ง โดยสรุปได้ดังตารางที่ 3.1 - 3.3

ตารางที่ 3.1 ผลการตรวจวัดไดออกซิน/ฟิวแรนจากโรงไฟฟ้าและหม้อไอน้ำอุตสาหกรรมภายใต้โครงการจัดจ้าง  
เก็บและวิเคราะห์ปริมาณสารมลพิษในตัวอย่างอากาศจากปล่องระบายของโรงไฟฟ้าและหม้อไอน้ำ  
อุตสาหกรรม เมื่อปี 2553 ของกรมควบคุมมลพิษ

ข้อมูล boiler	โรงงาน A	โรงงาน B	โรงงาน C	โรงงาน D	โรงงาน E
การใช้งาน boiler	Power Plant (1.8 MW)	Power Plant (52.5 MW)	Power Plant (55 MW)	Industrial Boiler (12 t/hr)	Industrial Boiler (13 MW)
1.ประเภทของหม้อไอน้ำ	Water Tube+ Fire Tube	Water Tube	Water Tube	Fire Tube	Water Tube
2.ขนาดของหม้อไอน้ำ	22 t/hr	120 t/hr	140 t/hr	12 t/hr	170 t/hr
3.อายุการใช้งานหม้อไอน้ำ	5 ปี	> 21 ปี	15 ปี	7 ปี	20 ปี
4.อุณหภูมิที่ใช้ในการเผาไหม้	600-700 °C	800 – 900 °C	2,000 °C	1400 °C	950-1,000 °C
- เวลาที่ใช้ในการเผาไหม้	เผาไหม้แบบต่อเนื่อง	เผาไหม้แบบต่อเนื่อง	เผาไหม้แบบต่อเนื่อง	เผาไหม้แบบต่อเนื่อง	เผาไหม้แบบต่อเนื่อง
5.ประเภทเชื้อเพลิงที่ใช้	ถ่านหินซับบิทูมินัส (Sub Bituminous)	กากอ้อย: แกลบ หรือขี้เถ้า 85 :15	ถ่านหินบิทูมินัส (Bituminous)	น้ำมันเตาเกรด C	ขานอ้อย
6.อัตราการใช้เชื้อเพลิง	5 t/hr	90 - 110 t/hr	31.25 t/hr	750 t/hr	75.5 t/hr
7.อัตราการผลิตไอน้ำ	22 t/hr	110 - 120 t/hr	140 t/hr	12 t/hr	170 t/hr
8. ความเร็วของอากาศในปล่อง	17.68 m/s	13.92 m/s	13.68 m/s	5.25 m/s	6.97 m/s
9. อัตราการระบายของอากาศ ในปล่อง	54,718 m <sup>3</sup> /hr	132,648 m <sup>3</sup> /hr	380,742 m <sup>3</sup> /hr	8,911 m <sup>3</sup> /hr	241,966 m <sup>3</sup> /hr
10.ระบบบำบัดอากาศ	MCY+ WS	WS	FGD+ESP	WS	DC +CY+ WS
11.ประสิทธิภาพของระบบ บำบัดอากาศ	80%	99.20%	99%	ไม่มีการตรวจสอบ	ไม่มีการตรวจสอบ
12. Dioxin/furan					
12.1 Total I-TEQ	0.0343 ng I-TEQ/Nm <sup>3</sup>	1.984 ng I-TEQ/Nm <sup>3</sup>	0.0083 ng I-TEQ/Nm <sup>3</sup>	0.0034 ng I-TEQ/Nm <sup>3</sup>	0.021 ng I-TEQ/Nm <sup>3</sup>
12.2 Total PCDD/PCDF	4.835 ng/Nm <sup>3</sup>	225.2 ng/Nm <sup>3</sup>	3.389 ng/Nm <sup>3</sup>	1.240 ng/Nm <sup>3</sup>	3.96 ng/Nm <sup>3</sup>

ที่มา : กรมควบคุมมลพิษ (2553), รายงานฉบับสมบูรณ์, โครงการจัดจ้างเก็บและวิเคราะห์ปริมาณสารมลพิษในตัวอย่างอากาศจากปล่องระบายของโรงไฟฟ้า  
และหม้อไอน้ำอุตสาหกรรม, โดยบริษัท เอนแอลเอส แลบบอราทอรี กรุ๊ป(ประเทศไทย จำกัด)

หมายเหตุ :Total PCDD/PCDF มีค่าเท่ากับผลรวมของ Total PCDD และ Total PCDF, I-TEQ (International Toxicity Equivalence) หรือ สมมูลย์  
ความเป็นพิษ

BF: bag filter, CY: cyclone, MCY : Multi Cyclone, DC: dust collectors, FGD: Flue Gas Desulphurization, ESP: Electrostatic  
Precipitator WS: Wet Scrubber

ตารางที่ 3.2 ผลการตรวจวัดไดออกซิน/ฟิวแรนจากโรงไฟฟ้าและหม้อไอน้ำอุตสาหกรรมภายใต้โครงการจัดจ้าง  
เก็บและวิเคราะห์ปริมาณสารมลพิษในตัวอย่างอากาศจากปล่องระบายของโรงไฟฟ้าและหม้อไอน้ำ  
อุตสาหกรรม เมื่อปี 2554 ของกรมควบคุมมลพิษ

ข้อมูล boiler	โรงงาน F	โรงงาน G
การใช้งาน boiler	Power Plant (7.5 MW)	Power Plant (7.5 MW)
1. ประเภทของหม้อไอน้ำ	Water Tube	Water Tube
2. ขนาดของหม้อไอน้ำ	35 t/hr	35 t/hr
3. อายุการใช้งานของหม้อไอน้ำ	4 ปี	5 ปี
4.อุณหภูมิที่ใช้ในการเผาไหม้	800-900 °C	800 – 900 °C
- เวลาที่ใช้ในการเผาไหม้	เผาไหม้แบบต่อเนื่อง	เผาไหม้แบบต่อเนื่อง
5.ประเภทเชื้อเพลิงที่ใช้	แกลบและเศษไม้	แกลบ
6.อัตราการใช้เชื้อเพลิง	150-180 t/hr	220 t/hr
7.อัตราการผลิตไอน้ำ	30 t/hr	35 t/hr
8. ความเร็วของอากาศในปล่อง	7.15 m/s	13.23 m/s
9. อัตราการระบายของอากาศในปล่อง	48,407 Nm <sup>3</sup> /hr	57,000 Nm <sup>3</sup> /hr
10.ระบบบำบัดอากาศ	ESP	MCY + BF
11.ประสิทธิภาพของระบบบำบัดอากาศ	ประมาณ 99%	MCY 60-80 % + BF 99.9%
12. Dioxin/furan		
12.1 Total I-TEQ	0.0926 ng I-TEQ/Nm <sup>3</sup>	0.0151 ng I-TEQ/Nm <sup>3</sup>
12.2Total PCDD/PCDF	34.729 ng/Nm <sup>3</sup>	1.999 ng/Nm <sup>3</sup>

ที่มา : กรมควบคุมมลพิษ (2554),รายงานฉบับสมบูรณ์ “โครงการจัดจ้างเก็บและวิเคราะห์ปริมาณสารมลพิษในตัวอย่างอากาศจากปล่องระบายของ  
โรงไฟฟ้าและหม้อไอน้ำอุตสาหกรรม”,โดยบริษัท เอสจีเอส(ประเทศไทย)จำกัด

หมายเหตุ

- Total PCDD/PCDF มีค่าเท่ากับผลรวมของ Total PCDD และ Total PCDF
- I-TEQ (International Toxicity Equivalence) หรือ สมมูลย์ความเป็นพิษ
- TEQ = The Value have calculated using the Toxicity Equivalence Factors (TEF).
- BF: Bag Filter, MCY : Multi Cyclone, ESP: Electrostatic Precipitator WS: Wet Scrubber

ตารางที่ 3.3 ผลการตรวจวัดไดออกซิน/ฟิวแรนจากโรงไฟฟ้าและหม้อไอน้ำอุตสาหกรรมภายใต้โครงการจัดจ้าง  
เก็บและวิเคราะห์ปริมาณสารมลพิษในตัวอย่างอากาศจากปล่องระบายของโรงไฟฟ้าและหม้อไอน้ำ  
อุตสาหกรรม เมื่อปี 2555 ของกรมควบคุมมลพิษ

ข้อมูล boiler	โรงงาน H	โรงงาน I	โรงงาน J	โรงงาน K
การใช้งาน boiler	Power Plant (7.5 MW)	Industrial Boiler	Industrial Boiler	Power Plant (9.9 MW)
1. ประเภทของหม้อไอน้ำ	Water Tube	Fire tube	Water Tube & Fire tube	Water Tube
2. ขนาดของหม้อไอน้ำ	22 t/hr	30 t/hr	16 t/hr	55 t/hr
3. อายุการใช้งานของหม้อไอน้ำ	4 ปี	16 ปี	4 ปี	6 ปี
4. อุณหภูมิที่ใช้ในการเผาไหม้	800-900 °C	800 – 900 °C	800 °C	700 - 800 °C
- เวลาที่ใช้ในการเผาไหม้	3-6 นาที	-	1.5 ชั่วโมง	-
5.ประเภทเชื้อเพลิงที่ใช้	ถ่านหิน	น้ำมันเตาเกรด C	ถ่านหินซับบิทูมินัส	ถ่านหิน
6. อัตราการใช้เชื้อเพลิง	200 t /day	26.67 m <sup>3</sup> /day	35 t /day	270 t /day
7. อัตราการผลิตไอน้ำ	47 t/hr	16.67 t/hr	9.6 t/hr	55 t/hr
8. ความเร็วของอากาศในปล่อง	10.46 m/s	12.67 m/s	7.34 m/s	11.09 m/s
9. อัตราการระบายของอากาศ ในปล่อง	81,542 m <sup>3</sup> /hr	12,350 m <sup>3</sup> /hr	20,361 m <sup>3</sup> /hr	71,868 m <sup>3</sup> /hr
10. ระบบบำบัดอากาศ	MCY + ESP	ไม่มีระบบบำบัดมลพิษ	MCY + WS	MCY + ESP
11. ประสิทธิภาพของระบบ บำบัดอากาศ	60% และ >99.6%	88%	70%	>60% และ 99.6%
12. Dioxin/furan				
12.1 Total I-TEQ	1.3674 ng I-TEQ/Nm <sup>3</sup>	0.0161 ng I-TEQ/Nm <sup>3</sup>	0.0066 ng I-TEQ/Nm <sup>3</sup>	0.0203 ng I-TEQ/Nm <sup>3</sup>
12.2 Total PCDD/PCDF	1,262.476 ng/Nm <sup>3</sup>	0.781 ng/Nm <sup>3</sup>	0.231 ng/Nm <sup>3</sup>	2.739 ng/Nm <sup>3</sup>

ที่มา : กรมควบคุมมลพิษ (2555), รายงานฉบับสมบูรณ์ “โครงการจัดจ้างเก็บและวิเคราะห์ปริมาณสารมลพิษในตัวอย่างอากาศจากปล่องระบายของ  
โรงไฟฟ้าและหม้อไอน้ำอุตสาหกรรม”, โดยบริษัท เอสจีเอส (ประเทศไทย) จำกัด,

**หมายเหตุ**

- Total PCDD/PCDF มีค่าเท่ากับผลรวมของ Total PCDD และ Total PCDF
- I-TEQ (International Toxicity Equivalence) หรือ สมมูลความเป็นพิษ
- TEQ = The Value have calculated using the Toxicity Equivalence Factors (TEF).
- BF: Bag Filter, MCY : Multi Cyclone, ESP: Electrostatic Precipitator, WS: Wet Scrubber

จากข้อมูลฯ การดำเนินงานในปี 2553 – 2555 จะพบว่า หม้อไอน้ำที่ใช้เพื่อผลิตกระแสไฟฟ้า  
และพลังงานความร้อนเป็นหม้อไอน้ำแบบ water tube, fire tube และ boiler tube+fire tube โดยส่วนใหญ่เป็น  
แบบ water tube และมีขนาดหม้อไอน้ำตั้งแต่ 12 – 170 ตัน/ชั่วโมง เชื้อเพลิงส่วนใหญ่เป็นเชื้อเพลิงแข็งประเภท  
ชีวมวลและส่วนใหญ่มีระบบบำบัดมลพิษทางอากาศ ทั้งการบำบัดฝุ่นและบำบัดก๊าซ ในการจัดทำ Emission  
Factor ได้มีการตัดข้อมูลประเภทของหม้อไอน้ำออกเพื่อให้เป็นรูปแบบของต่างประเทศโดยคงข้อมูลในส่วนของ  
อุปกรณ์บำบัดมลพิษ และขนาดของการผลิตกระแสไฟฟ้าไว้

### 3.2 วิธีการจัดทำ Emission Factor สารไดออกซินฯ

การคำนวณหรือคาดประมาณการปลดปล่อยมลพิษโดยใช้ Emission Factor สามารถคำนวณได้จากสมการ ดังนี้

$$\text{Emission} = \text{Activity Data} \times \text{Emission Factor}$$

โดยที่

Emission คือ ปริมาณการปลดปล่อยมลพิษต่อหน่วยเวลา

Activity Data คือ กิจกรรมที่ก่อให้เกิดการปลดปล่อยมลพิษต่อหน่วยเวลา

Emission Factor คือ ตัวคูณอัตราการปลดปล่อยมลพิษซึ่งสัมพันธ์กับกิจกรรมที่ก่อให้เกิดมลพิษ (Activity Data)

ในที่นี้ การปลดปล่อยมลพิษจากการเผาไหม้เชื้อเพลิง สามารถคำนวณได้จาก

Emission		=	Activity Data	x	Emission Factor
(Concentration	↓ X		↓ (Fuel use rate)	x	↓ (Emission/Fuel use rate)
ความเข้มข้นของสาร	อัตราการระบาย		อัตราการใช้เชื้อเพลิง		การปลดปล่อย/อัตราการใช้
มลพิษที่ระบายออก	อากาศออกจาก				เชื้อเพลิง
จากปล่อง	ปล่อง				

ในการจัดทำ Emission Factor สามารถเขียนสมการใหม่ได้เป็น

$$\text{Emission Factor (EF)} = \frac{\text{Emission}}{\text{Activity data}}$$

ดังนั้น การจัดทำค่า emission factor การปลดปล่อยสาร ไดออกซินฯ จากการเผาไหม้เชื้อเพลิง ในหม้อน้ำอุตสาหกรรม (industrial boiler) ซึ่งใช้ boiler ในการผลิตไอน้ำและพลังงานไฟฟ้า ได้ดำเนินการเช่นเดียวกับต่างประเทศ คือ จัดทำค่า emission factor เป็นปริมาณปลดปล่อยสารไดออกซินฯ ต่อปริมาณการใช้เชื้อเพลิง ใน boiler ได้จากสมการ

$$EF = \frac{C \times Q_v}{I_F}$$

นั่นคือ

Emission factor (ng I-TEQ/kg fuel burned)	=	Stack gas conc. (ng I-TEQ/Nm <sup>3</sup> )	x	Stack gas flow rate (Nm <sup>3</sup> /hr)
		Fuel Incineration rate (kg/hr)		

หรือ

$$EF = \frac{\text{ความเข้มข้นของสารมลพิษที่ระบายออกจากปล่อง} \times \text{อัตราการระบายของอากาศในปล่อง}}{\text{อัตราการเผาไหม้เชื้อเพลิง หรือ ใช้เชื้อเพลิง}}$$

โดยที่

- EF : ตัวคูณอัตราการปลดปล่อยมลพิษ ng I-TEQ/unit-fuel burned  
[Emission Factor]
- C : ความเข้มข้นของสารไดออกซินที่ระบายออกจากปล่อง ng I-TEQ/Nm<sup>3</sup>  
[Concentration in stack flue gases]
- Q<sub>v</sub> : อัตราการระบายของอากาศออกจากปล่อง Nm<sup>3</sup>/hr  
[Volumetric flue gas flow rate]
- I<sub>F</sub> : อัตราการเผาไหม้เชื้อเพลิง kg/hr  
[Fuel incineration rate]

### 3.3 ค่า Emission Factor สาร ไดออกซิน/ฟิวแรนจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงในหม้อน้ำอุตสาหกรรมของไทย

จากข้อมูลผลการตรวจวัดสารไดออกซินฯ ของกรมควบคุมมลพิษ ภายใต้โครงการจัดจ้างเก็บและวิเคราะห์ปริมาณสารมลพิษในตัวอย่างอากาศจากปล่องระบายของโรงไฟฟ้าและหม้อน้ำอุตสาหกรรม ระหว่างปี 2553 – 2555 ได้ถูกนำมาจัดทำค่า Emission Factor สารไดออกซินฯ จากการเผาไหม้เชื้อเพลิงในหม้อน้ำอุตสาหกรรมของไทยตามแนวทางของต่างประเทศ โดยจัดทำปริมาณการปลดปล่อยสารไดออกซินฯ ต่อหน่วยของการใช้เชื้อเพลิง ตามสมการในข้อ 3.2 และได้นำเสนอค่า Emission Factor สารไดออกซินฯ ในหน่วยกิโลกรัมต่อหน่วยน้ำหนักของเชื้อเพลิง (ตัน) กรณีที่เป็นเชื้อเพลิงแข็ง และในหน่วยกิโลกรัมต่อปริมาตรของเชื้อเพลิง [(กิโลลิตร (KL) หรือ ลูกบาศก์เมตร ( $m^3$ ))] กรณีที่เป็นเชื้อเพลิงเหลว กรณีใช้หม้อน้ำเพื่อพลังงานความร้อน ค่า Emission Factor จะไม่มีรายละเอียดเกี่ยวกับประเภทและขนาดของหม้อน้ำ ยกเว้นกรณีใช้หม้อน้ำที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า จะมีรายละเอียดของกำลังไฟฟ้าที่ผลิต เช่นเดียวกับค่า Emission Factor ตามคู่มือคาดการณ์การปลดปล่อยมลพิษจากหม้อน้ำของประเทศออสเตรเลีย ดังตารางที่ 3.4

อย่างไรก็ตามค่า Emission Factor สารไดออกซินฯ ที่จัดทำขึ้น ได้จากผลการตรวจวัดสารไดออกซินฯ เพียงครั้งเดียว อาจไม่สามารถระบุถึงความเชื่อมั่นหรือความถูกต้องว่าค่าดังกล่าวถูกต้องมากน้อยเพียงใด ทั้งนี้ หากพิจารณากำหนดค่า EFR : Emission Factor Rating (EFR system) หรือ ระดับความเชื่อมั่นหรือระดับความถูกต้องของการนำค่า Emission Factor ไปใช้ ตามที่ปรากฏในคู่มือคาดการณ์การปลดปล่อยฯ NPI ของประเทศออสเตรเลียได้ ซึ่งแบ่งเป็น 6 ระดับ อาจจัดค่า Emission Factor Rating โดยกรมควบคุมมลพิษ อยู่ในกลุ่มประเภท U หรือ Unrated

การนำไปใช้ จึงควรพิจารณานำค่า Emission Factor ของประเทศออสเตรเลีย เป็นลำดับแรก กรณีที่ข้อมูลไม่สอดคล้องกัน จึงควรนำข้อมูล Emission Factor การศึกษาวิจัยในต่างประเทศ และของไทยมาใช้



ตารางที่ 3.4 ค่า Emission Factor สาร ไดออกซิน/ฟิวแรนจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงในหม้อน้ำอุตสาหกรรมของไทย

การใช้งานหม้อน้ำ		เชื้อเพลิง	ระบบบำบัดอากาศ	Emission Factor		อ้างอิง
				Kg I-TEQ /t <sub>fuel</sub>	Kg I-TEQ /m <sup>3</sup> <sub>fuel</sub>	
พลังงานไอน้ำ/ ความร้อน	กระบวนการผลิต	น้ำมันเตาเกรด ซี <sup>#</sup>	WS	4.0805E-11	4.0397E-11	1
	กระบวนการผลิต	น้ำมันเตาเกรด ซี <sup>#</sup>	ไม่มี	1.8074E-10	1.7893E-10	3
	กระบวนการผลิต	ถ่านหินซับบิทูมินัส	MCY + WS	9.21481E-11	-	3
	กระบวนการผลิต	ชานอ้อย	DC+ CY+WS	6.73018E-11	-	1
ผลิตไฟฟ้า	1.8 MW	ถ่านหินซับบิทูมินัส	MCY + WS	3.75365E-10	-	1
	≤ 9.9 MW	แกลบ	MCY+ ESP	1.33801E-08	-	3
	9.9 MW	แกลบ	MCY + ESP	1.29682E-10	-	3
	7.5 MW	แกลบ	MCY+ BF	3.91227E-12	-	2
	7.5 MW	แกลบและเศษไม้	ESP	7.17198E-10	-	2
	52.5 MW	กากอ้อย 85% : แกลบหรือชิ้นไม้สับ 15%	WS	2.92415E-09	-	1
	55 MW	ถ่านหินบิทูมินัส	FGD+ ESP	1.01125E-10	-	1

หมายเหตุ BF: Bag Filter, CY: Cyclone, DC: Dust Collectors, ESP: Electrostatic Precipitator , MCY :Multi Cyclone, FGD: Flue Gas Desulphurization, WS: Wet Scrubber

# : น้ำมันเตาเกรด ซี ใช้ข้อมูลค่าความถ่วงจำเพาะของน้ำมันเตาชนิดที่ 2 เป็นชนิดที่มีกำมะถันไม่เกิน 2% มีความหนืดต่ำไม่มากกว่า 180 เซนติสโตกส์ (50 °C) ซึ่งมีค่าความถ่วงจำเพาะ 0.990 kg/L ณ อุณหภูมิ 15.6/15.6 °C ตามประกาศกรมธุรกิจพลังงาน เรื่อง กำหนดลักษณะและคุณภาพของน้ำมันเตา พ.ศ. 2562 ลงวันที่ 25 มีนาคม พ.ศ. 2562

#### อ้างอิง

- 1: กรมควบคุมมลพิษ (2553), รายงานฉบับสมบูรณ์, โครงการจัดจ้างเก็บและวิเคราะห์ปริมาณสารมลพิษในตัวอย่างอากาศจากปล่องระบายของโรงไฟฟ้าและหม้อน้ำอุตสาหกรรม, โดย บริษัท เอแอลเอส แลบบอราทอรี กรุ๊ป (ประเทศไทย) จำกัด
- 2: กรมควบคุมมลพิษ (2554), รายงานฉบับสมบูรณ์ “โครงการจัดจ้างเก็บและวิเคราะห์ปริมาณสารมลพิษในตัวอย่างอากาศจากปล่องระบายของโรงไฟฟ้าและหม้อน้ำอุตสาหกรรม”, โดย บริษัท เอสจีเอส (ประเทศไทย) จำกัด
- 3: กรมควบคุมมลพิษ (2555), รายงานฉบับสมบูรณ์ “โครงการจัดจ้างเก็บและวิเคราะห์ปริมาณสารมลพิษในตัวอย่างอากาศจากปล่องระบายของโรงไฟฟ้าและหม้อน้ำอุตสาหกรรม”, โดย บริษัท เอสจีเอส (ประเทศไทย) จำกัด

#### ส่วนที่ 4

### การผนวกค่า Emission Factor การปลดปล่อยสารไดออกซิน/ฟิวแรน จากการเผาไหม้เชื้อเพลิง ในหม้อไอน้ำอุตสาหกรรมซึ่งใช้ในการผลิตไฟฟ้าและการผลิตในอุตสาหกรรมอื่น ทั้งของต่างประเทศและประเทศไทย

เพื่อให้การนำค่า Emission Factor การปลดปล่อยสารไดออกซินฯ จากการเผาไหม้เชื้อเพลิงในหม้อไอน้ำอุตสาหกรรมซึ่งใช้ในการผลิตไฟฟ้าและการผลิตในอุตสาหกรรมอื่น ไปใช้ได้สะดวก จึงได้มีการผนวกค่า Emission Factor การปลดปล่อยสารไดออกซินฯ ที่รวบรวมจากต่างประเทศในตารางที่ 2-1 และ 2-2 และของประเทศไทย ในตารางที่ 3-4 เข้าไว้ด้วยกัน ดังนี้

1. โดยแยกเป็นค่า Emission Factor การปลดปล่อยสารไดออกซินฯ จากโรงไฟฟ้า สรุปลงได้ดังตารางที่ 4.1 และ จากการใช้หม้อไอน้ำในโรงงานอุตสาหกรรมอื่น สรุปลงได้ดังตารางที่ 4.2

2. สำหรับผลการศึกษาที่มีการรายงานข้อมูลเป็นช่วงของข้อมูล หรือการศึกษาที่มีผลการศึกษามากกว่าหนึ่งการศึกษา เช่น เชื้อเพลิงชนิดเดียวกัน อุปกรณ์ป้องกันกำจัดมลพิษชนิดเดียวกัน ได้เลือกใช้ปริมาณการปลดปล่อยมลพิษที่สูงที่สุดเป็นค่า Emission Factor เพื่อป้องกันความสับสนในการนำค่า Emission Factor ไปใช้ ตัวอย่างเช่น จากตารางที่ 2-2 Chen et al., 2011 และ Wang et al., 2010 ได้ศึกษาค่า Emission Factor โดยใช้ wood chips เป็นเชื้อเพลิง และมีอุปกรณ์บำบัดมลพิษคือ cyclone และ bag filter (CY + BF) เช่นเดียวกัน จึงมีค่า Emission Factor จำนวน 2 ค่า คือ  $9.50E-11$  (I-TEQ) kg/t จากการศึกษาของ Chen et al., 2011 และ  $2.99E-09$  (I-TEQ) kg/t จากการศึกษาของ Wang et al., 2010 จึงได้มีการตัดค่า Chen et al., 2011 ออก และจากการศึกษาของ Kubica et al., 2004 โดยใช้ Wood biomass เป็นเชื้อเพลิง จะพบค่า emission factor เป็นช่วงคือ  $2.0E-08$  (I-TEQ)kg/t –  $3.30E-08$  (I-TEQ)kg/t จึงตัด ค่า  $2.0 E-08$  (I-TEQ) kg/t ออก เป็นต้น

3. ได้มีการกำหนดค่า Emission Factor Rating ตามระบบของ NPI ประเทศออสเตรเลีย คือ A (Excellent), B (Above Average), C (Average), D (Below Average), E (Poor) และ U (Unrated) โดยกำหนด ค่า Emission Factor ของไทยและจากการรวบรวมงานศึกษาวิจัยของต่างประเทศเป็นประเภท U (Unrated) ยกเว้นในการศึกษาของ EPA ซึ่งระบุค่า Emission Factor Rating ไว้แล้ว คือ E (Poor) ทั้งนี้จะเห็นว่าค่า Emission Factor Rating ของโรงไฟฟ้า อยู่ในระดับ E และ U ส่วน Emission Factor Rating ของหม้อไอน้ำอุตสาหกรรม อยู่ในระดับ D, E และ U

ตารางที่ 4.1 ค่า Emission Factor การปลดปล่อยสารไดออกซินฯ จากการเผาไหม้เชื้อเพลิงในหม้อไอน้ำซึ่งใช้ผลิตไฟฟ้า

ขนาด	ประเภทเชื้อเพลิง	อุปกรณ์บำบัดมลพิษ	Emission Factor (kgต่อหน่วยเชื้อเพลิง)		EFR	อ้างอิง
≤30MW wall fired	natural gas		1.07E-10 (I-TEQ) kg/t	2.41E-12 kg/Gj	E	NPI
>30MW wall fired	natural gas		1.07E-10 (I-TEQ) kg/t	2.41E-12 kg/Gj	E	NPI
≤30MW	residual oil		2.34E-10 (I-TEQ) kg/t	2.11E-10 kg/kL	E	NPI
>30MW	residual oil		2.34E-10 (I-TEQ) kg/t	2.11E-10 kg/kL	E	NPI
≤30MW	distillate (diesel) oil		4.49E-10 (I-TEQ) kg/t	3.75E-10 kg/kL	E	NPI
>30MW	distillate (diesel) oil		4.49E-10 (I-TEQ) kg/t	3.75E-10 kg/kL	E	NPI
-	Coal	SCR + ESP + FGD	*1.47E-10 (I-TEQ) kg/t		U	Wang et al.,2010
-	Mixed Fuel (MF) Coal co-combustion with sewage sludge	SDS + BF	***1.60E-10 (I-TEQ) kg/t <sup>&amp;</sup>		U	Zhang et al.,2013
-	Bituminous coal	SCR + ESP +FGD	*6.20E-10 (I-TEQ) kg/t		U	Lin et al.,2007
-	Bituminous, subbituminous and lignite coal	-	***5.00E-12 (I-TEQ) kg/t <sup>&amp;</sup>		U	Fernández-Martinez et al., 2004
-	coal	ESP	*1.10E-10 (I-TEQ) kg/t		U	Mokhtar et al., 2014
-	coal	ESP + FGD	*8.00E-11 (I-TEQ) kg/t		U	Mokhtar et al., 2014
-	coal	SD	*1.75E-09 (I-TEQ) kg/t		U	Lin et al.,2010
-	Heavy oil	SCR + ESP + FGD	*1.81E-10 (I-TEQ) kg/t		U	Wang et al.,2010
-	Heavy oil	ESP	*1.88E-10 (I-TEQ) kg/m <sup>3</sup>		U	Wang et al.,2009
860 MW	Subbituminous	FGD +FF	***1.11E-07 (I-TEQ) kg/t		E	EPA <sup>b</sup> 1993
1.8 MW	ถ่านหินซับบิทูมินัส	MCY + WS	3.75E-10 (I-TEQ) kg/t		U	PCD 1
≤ 9.9 MW	แกลบ	MCY+ ESP	***1.34E-08 (I-TEQ) kg/t		U	PCD 3
7.5 MW	แกลบ	MCY+ BF	3.91E-12 (I-TEQ) kg/t		U	PCD 2
7.5 MW	แกลบและเศษไม้	ESP	7.17E-10 (I-TEQ) kg/t		U	PCD 2
52.5 MW	กากอ้อย 85% :แกลบหรือชิ้นไม้สับ15%	WS	2.92E-09 (I-TEQ) kg/t		U	PCD 1
55 MW	ถ่านหินบิทูมินัส	FGD+ ESP	1.01E-10 (I-TEQ) kg/t		U	PCD 1

หมายเหตุ

\* ข้อมูลที่นำเสนอเป็นการเปลี่ยนหน่วยจากเดิม  $\mu\text{g I-TEQ/tonne-fuel}$  เป็น  $\text{kg (I-TEQ) /t}_{\text{fuel}}$  และ  $\mu\text{g I-TEQ/m}^3 \text{ (fuel)}$  เป็น  $\text{kg I-TEQ/m}^3 \text{ (fuel)}$

\*\* ข้อมูลที่นำเสนอเป็นการเปลี่ยนหน่วยจากเดิม  $\text{lb/ton}$  เป็น  $\text{kg (I-TEQ) /t}_{\text{fuel}}$

\*\*\* กรณีข้อมูลการศึกษา ระบุค่า EF เป็นช่วง หรือ การศึกษาตั้งแต่สองการศึกษา ที่ใช้เชื้อเพลิงชนิดเดียวกัน อุปกรณ์ป้องกันมลพิษ ชนิดเดียวกัน จะเลือกค่า EF ที่มีค่าการปลดปล่อยสารไดออกซินฯ สูงสุด ไว้เพื่อป้องกันการสับสนในการนำไปใช้

BF: Bag Filter, CY: Cyclone, DC: Dust Collectors, ESP: Electrostatic Precipitator, MCY: Multi Cyclone, FGD: Flue Gas Desulphurization, WS: Wet Scrubber

ตารางที่ 4.2 ค่า Emission Factor การปลดปล่อยสารไดออกซินฯ จากการเผาไหม้เชื้อเพลิงในหม้อไอน้ำในอุตสาหกรรมต่างๆ

ประเภทเชื้อเพลิง	อุปกรณ์บำบัดมลพิษ	Emission Factor (kg ต่อหน่วยเชื้อเพลิง)	EFR <sup>S</sup>	Notes
bagasse boilers	uncontrolled	4.75E-10 (I-TEQ) kg/t	U	NPI
bagasse boilers	dry scrubber	4.75E-10 (I-TEQ) kg/t	U	NPI
bagasse boilers	wet scrubber	4.75E-10 (I-TEQ) kg/t	U	NPI
brown coal briquettes	uncontrolled	2.32E-10 (I-TEQ) kg/t	U	NPI
brown coal briquettes	Bag house	2.32E-10 (I-TEQ) kg/t	U	NPI
black coal (cyclone furnace)	Uncontrolled, or with ESP, or with baghouse	2.97E-10 (I-TEQ) kg/t	D	NPI
black coal (fluidized bed)	Uncontrolled, or with ESP, or with baghouse	2.97E-10 (I-TEQ) kg/t	D	NPI
black coal (overfeed stoker)	Uncontrolled, or with ESP, or with baghouse	2.97E-10 (I-TEQ) kg/t	D	NPI
black coal (Pulverized coal, dry bottom)	Uncontrolled, or with ESP, or with baghouse	2.97E-10 (I-TEQ) kg/t	D	NPI
black coal (Pulverized coal, wet bottom)	Uncontrolled, or with ESP, or with baghouse	2.97E-10 (I-TEQ) kg/t	D	NPI
black coal (spreader stoker)	Uncontrolled, or with ESP, or with baghouse	2.97E-10 (I-TEQ) kg/t	D	NPI
black coal (underfeed stoker)	Uncontrolled, or with ESP, or with baghouse	2.97E-10 (I-TEQ) kg/t	D	NPI
blast furnace gas	(uncontrolled)	1.00E-11 (I-TEQ) kg/t	U	NPI
coke oven gas	(uncontrolled)	2.00E-11 (I-TEQ) kg/t	U	NPI
landfill gas boilers	(uncontrolled)	1.33E-13 (I-TEQ) kg/t	U	NPI
bark fired boilers	(uncontrolled)	5.29E-10 (I-TEQ) kg/t	U	NPI
wood/bark fired boilers	(uncontrolled)	5.29E-10 (I-TEQ) kg/t	U	NPI

ประเภทเชื้อเพลิง	อุปกรณ์บำบัดมลพิษ	Emission Factor (kg ต่อหน่วยเชื้อเพลิง)		EFR <sup>S</sup>	Notes
petroleum refinery gas	(uncontrolled)	1.07E-10 (I-TEQ) kg/m <sup>3</sup>		E	NPI
LPG (industrial butane)	(uncontrolled)	9.92E-11 (I-TEQ) kg/t	5.64E-11 kg/kL	E	NPI
LPG (industrial propane)	(uncontrolled)	9.92E-11 (I-TEQ) kg/t	5.06E-11 kg/kL	E	NPI
natural gas (tangential fired)	(uncontrolled)	1.07E-10 (I-TEQ) kg/t	2.41E-12 kg/Gj	E	NPI
Straw	uncontrolled	*/***1.30E-08 (I-TEQ) kg/t		U	Kubica et al., 2004
Wood biomass (Boiler not adopted for biomass combustion)	uncontrolled	*/***3.30E-08(I-TEQ) kg/t		U	Kubica et al., 2004
Wood Chips	CY + BF	*/***2.99E-09 (I-TEQ) kg/t		U	Wang et al., 2010
น้ำมันเตากรด C#	WS	4.08E-11 (I-TEQ) kg/t	4.04E-11 kg/m <sup>3</sup>	U	PCD1
น้ำมันเตากรด C#	uncontrolled	1.81E-10 (I-TEQ) kg/t	1.79E-10 kg/m <sup>3</sup>	U	PCD3
ถ่านหินซับบิทูมินัส	MCY + WS	9.21E-11 (I-TEQ) kg/t	-	U	PCD3
ชานอ้อย	DC+ CY+WS	6.73E-11 (I-TEQ) kg/t	-	U	PCD1

#### หมายเหตุ

\* ข้อมูลที่นำเสนอเป็นการเปลี่ยนหน่วยจากเดิม  $\mu\text{g I-TEQ/tonne-fuel}$  เป็น  $\text{kg (I-TEQ) /t}_{\text{fuel}}$  และ  $\mu\text{g I-TEQ/m}^3 \text{ (fuel)}$  เป็น  $\text{kg I-TEQ/m}^3 \text{ (fuel)}$

\*\* ข้อมูลที่นำเสนอเป็นการเปลี่ยนหน่วยจากเดิม lb/ton เป็น  $\text{kg (I-TEQ) /t}_{\text{fuel}}$

\*\*\* กรณีข้อมูลการศึกษา ระบุค่า EF เป็นช่วง หรือ การศึกษาตั้งแต่สองการศึกษา ที่ใช้เชื้อเพลิงชนิดเดียวกัน อุปกรณ์ป้องกันมลพิษ ชนิดเดียวกัน จะเลือกค่า EF ที่มีค่าการปลดปล่อยสารไดออกซินฯ สูงสุด ไว้เพื่อป้องกันการสับสนในการนำไปใช้

BF: bag filter, CY: cyclone, DC: dust collectors, ESP: Electrostatic Precipitator, Multi Cyclone: MCY, FGD: Flue Gas Desulphurization, WS: Wet Scrubber

#: น้ำมันเตากรด ซี ใช้ข้อมูลค่าความถ่วงจำเพาะของน้ำมันเตาชนิดที่ 2 เป็นชนิดที่มีกำมะถันไม่เกิน 2% มีความหนืดต่ำไม่มากกว่า 180 เซนติสโตกส์ (50 °C) ซึ่งมีค่าความถ่วงจำเพาะ 0.990 kg/L ณ อุณหภูมิ 15.6/15.6 °C ตามประกาศกรมธุรกิจพลังงาน เรื่อง กำหนดลักษณะและคุณภาพของน้ำมันเตา พ.ศ. 2562 ลงวันที่ 25 มีนาคม พ.ศ. 2562

## ส่วนที่ 5

## การคำนวณการปลดปล่อยมลพิษโดยใช้ Emission Factor

## 5.1 สมการในการคำนวณการปลดปล่อยมลพิษ โดยใช้ Emission Factor

สมการทั่วไปการคำนวณหรือคาดประมาณการปลดปล่อยมลพิษโดยใช้ Emission Factor สามารถคำนวณได้จากสมการ

Emission	=	Activity Data	x	Emission Factor
----------	---	---------------	---	-----------------

ปริมาณการปลดปล่อยมลพิษ	=	กิจกรรมที่ก่อให้เกิดมลพิษ	x	ตัวคูณการปลดปล่อยมลพิษ
------------------------	---	---------------------------	---	------------------------

ในกรณีของหม้อไอน้ำ ซึ่งมีการจัดทำ emission factor เป็นปริมาณการปลดปล่อยสารไดออกซินฯ ต่อหน่วยของเชื้อเพลิง สามารถเขียนสมการได้ดังนี้

ปริมาณการปลดปล่อยมลพิษ	=	อัตราการใช้เชื้อเพลิง	x	ตัวคูณการปลดปล่อยมลพิษ
------------------------	---	-----------------------	---	------------------------

หรือ

	=	อัตราการใช้เชื้อเพลิง	x	ปริมาณปริมาณการปลดปล่อยไดออกซิน/พีวแรน ต่อหน่วยเชื้อเพลิง
--	---	-----------------------	---	--

ปริมาณการปลดปล่อยมลพิษ : น้ำหนัก/เวลาการปลดปล่อย : กิโลกรัม/ปี

อัตราการใช้เชื้อเพลิง : น้ำหนัก/เวลาที่ป้อน : กิโลกรัม/ปี

EF : ปริมาณการปลดปล่อยต่อหน่วยเชื้อเพลิง

## 5.2 ข้อพิจารณาในการนำค่า Emission Factor มาใช้คำนวณการปลดปล่อยมลพิษ

ผู้นำค่า Emission Factor การปลดปล่อยสารไดออกซินฯ ทั้งในส่วนของการรวบรวมข้อมูลจากต่างประเทศ และการจัดทำค่า Emission Factor ของไทย ไปใช้งานควรพิจารณาถึงข้อจำกัดของการนำไปใช้ในการคำนวณหรือคาดประมาณการปลดปล่อยมลพิษด้วยว่า ต้องมีข้อมูลของหม้อไอน้ำตรงกับที่ระบุไว้เท่านั้น โดยไม่สามารถนำไปใช้กับประเภท ขนาดหม้อไอน้ำ รวมถึง เชื้อเพลิงและระบบบำบัดอากาศเสียที่แตกต่างจากข้อมูลที่กำหนดไว้ได้

เนื่องจากการคาดประมาณการปลดปล่อยมลพิษโดยใช้ Emission Factor มักให้ผลการคาดประมาณการปลดปล่อยที่คาดเคลื่อนค่อนข้างสูง และขึ้นกับคุณภาพความเชื่อมั่น (Emission Factor Rating หรือ Emission Factor Quality Rating) ของค่า Emission Factor แต่เป็นวิธีที่ประหยัดและเสียค่าใช้จ่ายและ

ระยะเวลาสั้นเมื่อเทียบกับวิธีอื่น ดังนั้น การนำ Emission Factor การปลดปล่อยสารไดออกซินฯ จากการเผาไหม้เชื้อเพลิงในหม้อไอน้ำ ไปใช้ควรมีการตรวจสอบดังนี้

- ตรวจสอบลักษณะการใช้ประโยชน์จากหม้อไอน้ำ ว่าใช้ประโยชน์ไอน้ำในการผลิตของ หรือใช้ผลิตไฟฟ้า กรณีที่ใช้ประโยชน์เพื่อการผลิตไฟฟ้า ให้ตรวจสอบกำลังการผลิตไฟฟ้า และเลือกกำลังการผลิตไฟฟ้าที่ตรงกัน
- ตรวจสอบประเภทของเชื้อเพลิงที่ใช้ โดยต้องเป็นเชื้อเพลิงประเภทเดียวกัน
- ตรวจสอบประเภทของระบบบำบัดมลพิษที่ใช้ โดยต้องมีระบบบำบัดมลพิษเช่นเดียวกับที่สถานประกอบการใช้
- หากการตรวจสอบพบว่ามีข้อมูลตรงกับหม้อไอน้ำที่สถานประกอบการใช้อยู่ ก็สามารถนำค่า Emission Factor ดังกล่าวมาใช้คำนวณ หากข้อมูลไม่ตรงกัน ควรเลือกวิธีคาดประมาณ หรือ วิธีการคำนวณ อื่นมาใช้แทน Emission Factor เช่น mass balance, direct measurement เพื่อให้การคาดประมาณการปลดปล่อยใกล้เคียงหรือถูกต้อง และ น่าเชื่อถือมากที่สุด

### 5.3 ตัวอย่างการคำนวณ

#### ตัวอย่างที่ 1

โรงงานผลิตไฟฟ้า ขนาด 55 MW ใช้ถ่านหินบิทูมินัสเป็นเชื้อเพลิง 250 ตัน/วัน มีระบบบำบัดมลพิษแบบ FGD+ ESP ต้องการคาดการณ์การปลดปล่อยสารไดออกซินฯ จากโรงไฟฟ้าแห่งนี้ในระยะเวลา 1 ปี โดยใช้ค่า emission factor

จากข้อมูลพบว่าโรงไฟฟ้า ใช้ถ่านหินบิทูมินัสเป็นเชื้อเพลิง มีระบบบำบัดมลพิษแบบ FGD ร่วมกับ ESP การคาดการณ์การปลดปล่อยสารไดออกซินฯ โดยใช้ Emission Factor จึงพิจารณานำตารางที่ 4-1 มาใช้ จะเห็นว่ามีการใช้ถ่านหิน bituminus 2 รายการ โดยข้อมูลที่ตรงกันมากที่สุดคือลำดับที่ 2 (ตามอักษรตัวเอียง) ดังนี้

ขนาด	ประเภทเชื้อเพลิง	อุปกรณ์บำบัดมลพิษ	Emission Factor (kgต่อหน่วยเชื้อเพลิง)
-	Bituminous coal	SCR + ESP +FGD	*6.20E-10 (I-TEQ) kg/t
55 MW	ถ่านหินบิทูมินัส	FGD+ ESP	1.01E-10 (I-TEQ) kg/t

จากสมการ

Emission	=	Activity Data	x	Emission Factor
----------	---	---------------	---	-----------------

ในที่นี้

Activity Data = Fuel use rate หรืออัตราการใช้เชื้อเพลิง 250 t<sub>bituminus</sub> /d (ตัน-บิทูมินัส/วัน)

Emission Factor = 1.01E-10 (I-TEQ) kg/t<sub>bituminus</sub> (กก/ตัน-บิทูมินัส)

แทนค่าในสมการ

Emission	=	Activity Data	x	Emission Factor
	=	Fuel use rate	x	Emission/Fuel use rate
		250 t <sub>bituminus</sub> /d		1.01E-10 kg/t <sub>bituminus</sub>

$$\text{ปริมาณการปลดปล่อยไดออกซินฯ} = \frac{250 \text{ t}_{\text{bituminus}}}{\text{d}} \times \frac{365 \text{ d}}{\text{y}} \times \frac{1.01\text{E-}10 \text{ kg}}{\text{t}_{\text{bituminus}}}$$

$$\text{ปริมาณการปลดปล่อยไดออกซินฯ} = \underline{9.22\text{E-}06} \quad \text{กิโลกรัม/ปี}$$

$$\underline{9.22} \quad \text{มิลลิกรัม/ปี}$$



## ตัวอย่างที่ 2

โรงงานผลิตไฟฟ้า โดยใช้พลังงานความร้อนจากไอน้ำ ใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิง 250 ตัน/วัน มีระบบบำบัดมลพิษแบบ SD ต้องการคาดการณ์การปลดปล่อยสารไดออกซินฯ จากโรงไฟฟ้าแห่งนี้ในระยะเวลา 1 ปี โดยใช้ค่า Emission Factor

จากตัวอย่างนี้ เนื่องจากไม่ทราบถึงกำลังไฟฟ้าที่ผลิต เชื้อเพลิงที่ใช้เป็นถ่านหิน (coal) แต่ไม่ทราบชนิดของถ่านหินที่นำมาใช้ และมีระบบบำบัดมลพิษแบบ SD จึงพิจารณานำตารางที่ 4-1 มาใช้ จะเห็นว่าการใช้ถ่านหิน 4 รายการ โดยใช้ข้อมูลแถวที่ 4 (ตัดจากตารางที่ 4-1) ดังนี้

ขนาด	ประเภทเชื้อเพลิง	อุปกรณ์บำบัดมลพิษ	Emission Factor (kgต่อหน่วยเชื้อเพลิง)
-	Coal	SCR + ESP + FGD	*1.47E-10 (I-TEQ) kg/t
-	coal	ESP	*1.10E-10 (I-TEQ) kg/t
-	coal	ESP + FGD	*8.00E-11 (I-TEQ) kg/t
-	coal	SD	*1.75E-09 (I-TEQ) kg/t

จากสมการ

Emission	=	Activity Data	x	Emission Factor
----------	---	---------------	---	-----------------

ในที่นี้

Activity Data = Fuel use rate หรืออัตราการใช้เชื้อเพลิง 250 t<sub>coal</sub> /d (ตัน-ถ่านหิน/วัน)

Emission Factor = 1.75E-09 (I-TEQ) kg/t<sub>coal</sub> (กก/ตัน-ถ่านหิน)

แทนค่าในสมการ

Emission	=	Fuel use rate	x	Emission/Fuel use rate
		↓		↓
		250 t <sub>coal</sub> /d		1.75E-09 (I-TEQ) kg/t <sub>coal</sub>

$$\text{ปริมาณการปลดปล่อย} = \left| \frac{250 \text{ t}_{\text{coal}}}{\text{d}} \right| \times \left| \frac{365 \text{ d}}{\text{y}} \right| \times \left| \frac{1.75\text{E-}09 \text{ kg}}{\text{t}_{\text{coal}}} \right|$$

$$\text{ปริมาณการปลดปล่อย} = \underline{1.60\text{E-}04} \quad \text{กิโลกรัม/ปี}$$

$$\underline{160} \quad \text{มิลลิกรัม/ปี}$$

## ตัวอย่างที่ 3

โรงงานผลิตไฟฟ้าขนาด 45 MW โดยใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง 500 ตัน/วัน ต้องการคาดประมาณการปลดปล่อยสารไดออกซินฯ จากโรงไฟฟ้าแห่งนี้ในระยะเวลา 1 ปี โดยใช้ค่า Emission Factor จากตัวอย่างนี้ ทราบถึงกำลังไฟฟ้าที่ผลิตคือ 45 MW และเชื้อเพลิงคือก๊าซธรรมชาติ ไม่มีระบบบำบัดอากาศเสีย จึงนำตารางที่ 4-1 มาใช้ โดยค่า EF จากโรงไฟฟ้าที่มีขนาด >30MW wall fired มาใช้ คือ 1.07E-10 (I-TEQ) kg/t โดยใช้ข้อมูลแถวที่ 2 (ตัดจากตารางที่ 4-1)

ขนาด	ประเภทเชื้อเพลิง	อุปกรณ์บำบัดมลพิษ	Emission Factor (kgต่อหน่วยเชื้อเพลิง)
<30MW wall fired	natural gas	-	1.07E-10 (I-TEQ) kg/t
>30MW wall fired	natural gas	-	1.07E-10 (I-TEQ) kg/t

จากสมการ

Emission	=	Activity Data	x	Emission Factor
----------	---	---------------	---	-----------------

ในที่นี้

Activity Data = Fuel use rate หรือ อัตราการใช้เชื้อเพลิง 500 t<sub>natural gas</sub> /d (ตัน-ก๊าซธรรมชาติ/วัน)

Emission Factor = 1.75E-09 (I-TEQ) kg/t<sub>natural gas</sub> (กิโลกรัม/ตัน-ก๊าซธรรมชาติ)

แทนค่าในสมการ

$$\text{Emission} = \begin{matrix} \text{Fuel use rate} \\ \downarrow \\ 500 \text{ t}_{\text{natural gas}} / \text{d} \end{matrix} \times \begin{matrix} \text{Emission/Fuel use rate} \\ \downarrow \\ 1.07\text{E-}10 \text{ kg/t}_{\text{natural gas}} \end{matrix}$$

$$\text{ปริมาณการปลดปล่อย} = \frac{500 \text{ t}_{\text{natural gas}}}{\text{d}} \times \frac{365 \text{ d}}{\text{y}} \times \frac{1.07\text{E-}10 \text{ kg}}{\text{t}_{\text{natural gas}}}$$

$$\text{ปริมาณการปลดปล่อย} = \underline{1.95\text{E-}05} \quad \text{กิโลกรัม/ปี}$$

$$\underline{19.5} \quad \text{มิลลิกรัม/ปี}$$

## ตัวอย่างที่ 4

โรงงานใช้น้ำมันเตากรด C เป็นเชื้อเพลิง 500 ลูกบาศก์เมตร/วัน ในหม้อไอน้ำ มีระบบบำบัดอากาศเสียแบบ Wet Scrubber ต้องการคาดการณ์การปลดปล่อยสารไดออกซินฯ ในระยะเวลา 1 ปี

จากตัวอย่างนี้ ทราบถึงเชื้อเพลิงคือ ใช้น้ำมันเตากรด C เป็นเชื้อเพลิงจำนวน 500 m<sup>3</sup>/วัน  
ข้อพิจารณาในการเลือกค่า EF มาใช้ คือ 4.0397E-11 kg/m<sup>3</sup> ในแถวที่ 1 (ตัดจากตารางที่ 5-2)

ประเภทเชื้อเพลิง	อุปกรณ์บำบัดมลพิษ	Emission Factor(kgต่อหน่วยเชื้อเพลิง)	
น้ำมันเตากรด C#	WS	4.08E-11 (I-TEQ) kg/t	4.04E-11 kg/m <sup>3</sup>
น้ำมันเตากรด C#	uncontrolled	1.81E-10 (I-TEQ) kg/t	1.79E-10 kg/m <sup>3</sup>

จากสมการ

Emission	=	Activity Data	x	Emission Factor
----------	---	---------------	---	-----------------

ในที่นี้

Activity Data = Fuel use rate หรืออัตราการใช้เชื้อเพลิง 500 m<sup>3</sup>/d (ลูกบาศก์เมตร/วัน)

Emission Factor = 4.04E-11 kg/m<sup>3</sup> (กิโลกรัม/ลูกบาศก์เมตร)

แทนค่าในสมการ

$$\text{Emission} = \begin{array}{c} \text{Fuel use rate} \\ \downarrow \\ 500 \text{ m}^3/\text{d} \end{array} \times \begin{array}{c} \text{Emission/Fuel use rate} \\ \downarrow \\ 4.04\text{E-}11 \text{ kg/m}^3 \end{array}$$

$$\text{ปริมาณการปลดปล่อย} = \left| \frac{500 \text{ m}^3}{\text{d}} \right| \times \left| \frac{365 \text{ d}}{\text{y}} \right| \times \left| \frac{4.04\text{E-}11 \text{ kg}}{\text{m}^3} \right|$$

$$\text{ปริมาณการปลดปล่อย} = \underline{7.37\text{E-}06} \quad \text{กิโลกรัม/ปี}$$

$$\underline{7.37} \quad \text{มิลลิกรัม/ปี}$$

## ตัวอย่างที่ 5

โรงงานมีหม้อไอน้ำและใช้ LPG (industrial butane) เป็นเชื้อเพลิงประมาณ 200 ลิตร/ชั่วโมง ต้องการคาดประมาณการปลดปล่อยสารไดออกซินฯ ในระยะเวลา 1 ปี

จากตารางที่ 4-2 เชื้อเพลิงคือ LPG (industrial butane) ค่า EF ที่นำมาใช้ คือ 5.64E-11 kg/kL (ตัดจาก ตารางที่ 5-2)

เชื้อเพลิง	ระบบบำบัดมลพิษ	Emission Factor	
LPG (industrial butane)	(uncontrolled)	9.92E-11 (I-TEQ) kg/t	5.64E-11 kg/kL
LPG (industrial propane)	(uncontrolled)	9.92E-11 (I-TEQ) kg/t	5.06E-11 kg/kL

ในที่นี้

Activity Data = Fuel use rate หรืออัตราการใช้เชื้อเพลิง 200 L/hr (ลิตร/ชั่วโมง)

Emission Factor = 4.04E-11 kg//kL (กิโลกรัม/กิโลลิตร)

$$\text{Emission} = \text{Fuel use rate} \times \text{Emission/Fuel use rate}$$

↓
↓  
 200 L/hr
 5.64E-11 kg/kL

$$\text{ปริมาณการปลดปล่อย} = \left| \frac{200 \text{ l}}{\text{hr}} \right| \times \left| \frac{24 \text{ hr}}{\text{d}} \right| \times \left| \frac{365 \text{ วัน}}{\text{ปี}} \right| \times \left| \frac{1 \text{ kL}}{1,000 \text{ l}} \right| \times \left| \frac{5.64 \text{ E-}11 \text{ kg}}{\text{kL}} \right|$$

$$\text{ปริมาณการปลดปล่อย} = \underline{2.47 \text{ E-}07} \quad \text{กิโลกรัม/ปี}$$

$$\underline{0.247} \quad \text{มิลลิกรัม/ปี}$$

## เอกสารอ้างอิง

- กรมควบคุมมลพิษ<sup>1</sup> (2553), รายงานฉบับสมบูรณ์, โครงการจัดจ้างเก็บและวิเคราะห์ปริมาณสารมลพิษในตัวอย่างอากาศจากปล่องระบายของโรงไฟฟ้าและหม้อน้ำอุตสาหกรรม, โดยบริษัท เอแอลเอส แลบอลราทอรี กรุ๊ป (ประเทศไทยจำกัด)
- กรมควบคุมมลพิษ<sup>2</sup> (2554), รายงานฉบับสมบูรณ์ “โครงการจัดจ้างเก็บและวิเคราะห์ปริมาณสารมลพิษในตัวอย่างอากาศจากปล่องระบายของโรงไฟฟ้าและหม้อน้ำอุตสาหกรรม”, โดยบริษัท เอสจีเอส (ประเทศไทย)จำกัด
- กรมควบคุมมลพิษ<sup>3</sup> (2555), รายงานฉบับสมบูรณ์ “โครงการจัดจ้างเก็บและวิเคราะห์ปริมาณสารมลพิษในตัวอย่างอากาศจากปล่องระบายของโรงไฟฟ้าและหม้อน้ำอุตสาหกรรม”, โดยบริษัท เอสจีเอส(ประเทศไทย)จำกัด
- ประกาศกรมธุรกิจพลังงาน เรื่อง กำหนดลักษณะและคุณภาพของน้ำมันเตา พ.ศ. 2562 ลงวันที่ 25 มีนาคม พ.ศ. 2562
- Chen, W.S., Shen, Y.H., Hsieh, T.Y., Lin, C.W., Wang, L.C. and Chang-Chien, G.P. (2011). Fate and distribution of polychlorinated dibenzo-p-dioxins and dibenzofurans in a woodchip-fuelled boiler. *Aerosol Air Quality Research*. 11: 282–289.
- Fernández-Martinez, G., Lopez-Vilarino, J., López-Mahia, P., Muniategui-Lorenzo, S., Prada-Rodriguez, D., Abad, E. and Rivera, J. (2004). First assessment of dioxin emissions from coal-fired power stations in Spain. *Chemosphere* 57: 67–71.
- Kubica, K., Dilara, D.P. and Paradiž B. (2004). Toxic emissions from solid fuel combustion in small residential appliances. *Procc. 6th International Conference on Emission Monitoring CEM-2004*. 9–11, Milano Italy.
- Lin, L.F., Lee, W.J., Li, H.W., Wang, M.S. and ChangChien, G.P. (2007). Characterization and inventory of PCDD/F emissions from coal-fired power plants and other sources in Taiwan. *Chemosphere* 68: 1642–1649
- Lin, W.Y., Wu, Y.L., Tu, L.K., Wang, L.C. and Lu, X. (2010). The emission and distribution of PCDD/Fs in municipal solid waste incinerators and coal-fired power plant. *Aerosol Air Quality Research*. 10: 519–532.
- Mokhtar, M.M., Taib, R.M. and Hassim, M.H. (2014). Measurement of PCDD/Fs emissions from a coal-fired power plant in Malaysia and establishment of emission factors. *Atmospheric Pollution Research* 5: 388–397.

- Wang, J.B., Hung, C.H., Hung, C.H. and Chang-Chien, G.P. (2009). Polychlorinated dibenzo-p-dioxin and dibenzofuran emissions from an industrial park clustered with metallurgical industries. *Journal of Hazardous Materials* 161: 800–807.
- Wang, L.C., Wang, Y.F., Hsi, H.C. and Chang-Chien, G.P. (2010). Characterizing the emissions of polybrominated diphenyl ethers (PBDEs) and polybrominated dibenzo-p-dioxins and dibenzofurans (PBDD/Fs) from metallurgical processes. *Environmental Science & Technology*. 44: 1240–1246.
- Zhang, G., Hai, J., Ren, M., Zhang, S., Cheng, J. and Yang, Z. (2013). Emission, mass balance, and distribution characteristics of PCDD/Fs and heavy metals during cocombustion of sewage sludge and coal in power plants. *Environmental Science & Technology*. 47: 2123–2130.
- Department of Sustainability, Environment, Water, Population and Communities; Australia  
“National Pollutant Inventory: Emission estimation technique manual For Combustion in boilers Version 3.6 December 2011”,
- EPA (United States Environmental Protection Agency), (1993) EMISSION FACTOR DOCUMENTATION FOR AP-42 SECTION 1.1, Bituminous and Subbituminous Coal Combustion
- UNEP: “Guidelines on best available techniques and guidance on best environmental practices Part III Source category (d): Fossil fuel-fired utility and industrial boilers (2019/2021 updates) ”
- กรมโรงงานอุตสาหกรรม, “คู่มือการใช้งานและดูแลบำรุงรักษาหม้อน้ำ”, โครงการถ่ายทอดเทคโนโลยีด้านความปลอดภัยแก่สถานประกอบการ : ความปลอดภัยในการใช้งานหม้อน้ำ, 2553,  
<<http://php.diw.go.th/safety/wp-content/uploads/2015/01/boiler2.pdf>>  
(10 กุมภาพันธ์ 2564)
- นายช่างมาแชร์, หม้อน้ำ (Boiler) EP.1 : หลักการและประเภทของหม้อน้ำเบื้องต้น,  
<<https://naichangmashare.com/2020/11/19/boiler-ep1/>>, (9 กุมภาพันธ์ 2564)
- บริษัท เอ็น เอส อาร์ เซ็นเตอร์ จำกัด, การทำงานของหม้อไอน้ำ, <<http://www.boilerthailand.com/>> (9 กุมภาพันธ์ 2564)
- บริษัท สหกิจเจริญ อินเทอร์เน็ตเนชั่นแนล จำกัด, ระบบการเผาไหม้เชื้อเพลิงพลังงานทดแทน,  
(<http://www.espthailand.com/การเผาไหม้เชื้อเพลิง>) (17 พฤษภาคม 2564)
- INDUSTRIAL BOILER & MECHANICAL, WATERTUBE BOILERS,  
<<http://www.industrialboiler.com/Boilers/Watertube-Boilers>> , (9 กุมภาพันธ์ 2564)

หากท่านมีข้อคิดเห็นหรือข้อเสนอเพิ่มเติม เกี่ยวกับการจัดทำ Emission Factor สารไดออกซิน/ฟิวแรน เพื่อการ  
คาดการณ์การปลดปล่อยมลพิษจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงในหม้อไอน้ำอุตสาหกรรมโรงไฟฟ้าและหม้อไอน้ำโรงงาน  
อุตสาหกรรมอื่น ประการใด สามารถส่งข้อคิดเห็นหรือข้อเสนอแนะได้ที่

นายอร่าม พันธุ์วรรณ

นักวิชาการสิ่งแวดล้อมชำนาญการพิเศษ

Email : [aram.b@pcd.go.th](mailto:aram.b@pcd.go.th)

โทร. 02 298 2425