# การประมาณมลพิษทางอากาศที่ปล่อยจากโรงไฟฟ้าในประเทศไทย

นายมงคล ตรีกิจจานนท์

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต
สาขาวิชาวิศวกรรมสิ่งแวดล้อม
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี
ปีการศึกษา 2545

ISBN 974-533-089-2

# ESTIMATING EMISSION OF AIR POLLUTANTS FROM POWER PLANTS IN THAILAND

**Mr. Mongkol Treekijjanon**

**A Thesis Submitted in Partial Fulfillment of the Requirements**

**for the Degree of Master of Engineering in Environmental Engineering**

**Suranaree University of Technology**

**Academic Year 2002**

**ISBN 974-533-089-2**

หัวข้อวิทยานิพนธ์

การประมาณมลพิษทางอากาศที่ปล่อยจากโรงไฟฟ้าในประเทศไทย

ESTIMATING EMISSION OF AIR POLLUTANTS FROM POWER PLANTS IN THAILAND

สภามหาวิทยาลัย มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี อนุมัติให้นับวิทยานิพนธ์ฉบับนี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญามหาบัณฑิต

คณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์

……..……....…

( อาจารย์ ดร.วุฒิ ด่านกิตติกุล)

ประธานกรรมการ

……..……..

( อาจารย์ ดร.สุดจิต ครุจิต )

อาจารย์ที่ปรึกษา

…….……..

( อาจารย์ ดร.อนันท์ อุ่นศิวิไลย์ )

กรรมการ

……..……. ..…..……....

( รองศาสตราจารย์ ดร.ทวิช จิตรสมบูรณ์ ) ( รองศาสตราจารย์ น.อ.ดร.วรพจน์ ขำพิศ )

รองอธิการบดีฝ่ายวิชาการ คณบดีสำนักวิชาวิศวกรรมศาสตร์

มงคล ตรีกิจจานนท์ : การประมาณมลพิษทางอากาศที่ปล่อยจากโรงไฟฟ้าในประเทศไทย (ESTIMATING EMISSION OF AIR POLLUTANTS FROM POWER PLANTS IN THAILAND) อ. ที่ปรึกษา : อ.ดร.สุดจิต ครุจิต, 124 หน้า
ISBN 974-533-089-2

การศึกษานี้ มีวัตถุประสงค์เพื่อคำนวณหาปริมาณการปลดปล่อยมลพิษทางอากาศจากการผลิตไฟฟ้า ได้แก่ ซัลเฟอร์ไดออกไซด์ ($SO_2$) ไนโตรเจนออกไซด์ ($NO_X$) คาร์บอนไดออกไซด์ ($CO_2$) คาร์บอนมอนอกไซด์ (CO) มีเทน ($CH_4$) ไนตรัสออกไซด์ ($N_2O$) และ อนุภาคมลสาร (SPM) ตั้งแต่ปี 2529-2559 ทั้งของภาครัฐและเอกชนซึ่งแบ่งออกเป็น Small Power Producer (SPP) และ Independent Power Producer (IPP) และเสนอแนะแนวทางในการลดการปลดปล่อยมลพิษทางอากาศ ในการศึกษานี้ได้ใช้ข้อมูลปริมาณกำลังผลิตไฟฟ้าจากการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) และใช้แบบจำลองทางคณิตศาสตร์ของ Intergovernmental Panel On Climate Change (IPCC) ในการคำนวณ

ในการศึกษานี้พบว่า ปริมาณการปล่อยมลพิษทางอากาศจากการผลิตไฟฟ้าทั้งหมดในประเทศไทย มีแนวโน้มสูงขึ้นตามอัตราการเพิ่มของกำลังการผลิตไฟฟ้า ยกเว้นกรณีก๊าซ $SO_2$ และ SPM ซึ่งมีแนวโน้มคงที่และลดลงเนื่องจากการใช้ลิกไนต์เป็นเชื้อเพลิงลดลง คาดว่าเมื่อสิ้นปี 2559 จะมีการปล่อยก๊าซ $SO_2$ $NO_X$ $CO_2$ CO $CH_4$ $N_2O$ และ SPM ประมาณ 629 568 159,684 130 9 3 และ 1,006 พันตัน ตามลำดับ และในช่วงปี 2544-2559 การผลิตไฟฟ้าของภาครัฐจะมีปริมาณการปล่อยมลพิษทางอากาศที่มีแนวโน้มลดลง ส่วนภาคเอกชนจะมีปริมาณการปล่อยมลพิษทางอากาศที่มีแนวโน้มสูงขึ้น โดยส่วนใหญ่มาจาก IPP มากกว่า SPP นอกจากนี้พบว่าสัดส่วนปริมาณการปล่อยมลพิษทางอากาศต่อหน่วยพลังงานไฟฟ้า (MWh.) จากการผลิตไฟฟ้าของภาครัฐมีค่าสูงกว่าภาคเอกชนในกรณีของก๊าซ $CO_2$ $NO_X$ $SO_2$ และ SPM ในช่วงปี 2544-2559 ส่วนก๊าซ CO $CH_4$ และ $N_2O$ ภาคเอกชนมีค่าสูงกว่า จากผลการศึกษาได้ข้อเสนอแนะที่สำคัญเกี่ยวกับแนวทางการลดการปล่อยมลพิษทางอากาศ คือ รัฐควรกำหนดนโยบายที่ชัดเจนในการกำหนดประเภทของโรงไฟฟ้าและชนิดของเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าของภาคเอกชน รวมทั้งการกำหนดมาตรการในการดำเนินการสำหรับโรงไฟฟ้าที่มีข้อจำกัดทางด้านสิ่งแวดล้อม ที่ไม่มีอุปกรณ์การกำจัดหรือลดมลพิษทางอากาศ

สาขาวิชาวิศวกรรมสิ่งแวดล้อม ลายมือชื่อนักศึกษา……...……..…
ปีการศึกษา 2545 ลายมือชื่ออาจารย์ที่ปรึกษา……...…...…..

MONGKOL TREEKIJJANON : ESTIMATING EMISSION OF AIR POLLUTANTS FROM POWER PLANTS IN THAILAND
THESIS ADVISOR : SUDJIT KARUCHIT, Ph.D. 124 PP.ISBN 974-533-089-2

ESTIMATING/EMISSION/AIR POLLUTANTS/POWER PLANTS

This study was aimed to calculate the amount of the air pollutants emitted from electricity production by the government sector and the private sector during the year 1986-2016. The latter consists of Small Power Producer (SPP) and Independent Power Producer (IPP). The pollutants studied were sulfur dioxide ($SO_2$), nitrogen oxide ($NO_X$), carbon dioxide ($CO_2$), carbon monoxide (CO), methane ($CH_4$), nitrous oxide ($N_2O$), and suspended particulate matter (SPM). Suggestions of the way to decrease the emissions were also made. The data for the production of electricity were obtained from the Electricity Generation Authority of Thailand (EGAT). Emission estimation was done based on the Intergovernmental Panel On Climate Change (IPCC) mathematical model.

The study found that the emission had a rising trend with the production rate for all pollutants except $SO_2$ and SPM, which have a stable period followed by a declining trend caused by phasing out of lignite usage. The emission of $SO_2$, $NO_X$, $CO_2$, CO, $CH_4$, $N_2O$ and SPM in the year 2016 would be approximately 629, 568, 159,684, 130, 9, 3 and 1,006 thousand tons, respectively. During 2001-2016, the government sector's emission would have a decreasing trend, while the private sector will have a rising trend, which is due to IPP rather than SPP. Moreover, the amount of pollutants emitted per unit energy of electricity (MWh.) from the government sector will be higher for $CO_2$, $NO_X$, $SO_2$ and SPM during 2001-2016. In contrast, the values for CO, $CH_4$, and $N_2O$ would be greater in the private sector. Recommendations made include clear government policies for the type of power plant and fuel used for electricity production in private sector, and regulations on power plants that have inadequate air pollution control equipment.

สาขาวิชาวิศวกรรมสิ่งแวดล้อม ลายมือชื่อนักศึกษา.....
ปีการศึกษา 2545 ลายมือชื่ออาจารย์ที่ปรึกษา.....

## กิตติกรรมประกาศ

วิทยานิพนธ์นี้สำเร็จลุล่วงด้วยดี ผู้วิจัยขอกราบขอบพระคุณ บุคคล และกลุ่มบุคคลต่าง ๆ ที่ได้กรุณาให้คำปรึกษา แนะนำ ช่วยเหลือ อย่างดียิ่ง ทั้งในด้านวิชาการและทางด้านการดำเนินการวิจัย ดังต่อไปนี้

- อาจารย์ ดร.วุฒิ ด่านกิตติกุล ประธานกรรมการสอบวิทยานิพนธ์
- อาจารย์ ดร.สุดจิต ครุจิต อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์
- อาจารย์ ดร.อนันท์ อุ่นศิวิไลย์ กรรมการสอบวิทยานิพนธ์
- คุณนฤมิต คินิมาน การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย
- เพื่อน ๆ ร่วมชั้นเรียนระดับปริญญาโทที่ให้กำลังใจ และคำปรึกษามาโดยตลอด

ท้ายนี้ ขอกราบขอบพระคุณบิดา มารดา และญาติ ๆ ทุกคนที่ให้การเลี้ยงดูอบรมและส่งเสริมการศึกษาเป็นอย่างดีตลอดมา จนทำให้ผู้วิจัยมีความรู้ ความสามารถ มีจิตใจที่เข้มแข็งและช่วยเหลือตัวเองได้จนประสบความสำเร็จในชีวิตตลอดมา

มงคล ตรีกิจจานนท์

# สารบัญ

**หน้า**


บทคัดย่อ (ภาษาไทย) ..……...ก

บทคัดย่อ (ภาษาอังกฤษ)..……..…ข

กิตติกรรมประกาศ .....……ค

สารบัญ…..……..ง

สารบัญตาราง..……...ช

สารบัญรูป ……..……..……..……ญ

คำอธิบายสัญลักษณ์และคำย่อ...……..……..……...……..……ฎ

**บทที่**

**1 บทนำ**

1.1 ความสำคัญของปัญหา..……..……....1

1.2 วัตถุประสงค์…..……...……..……..…2

1.3 ขอบเขตของการศึกษา..……...…..……..……..2

1.4 ประโยชน์ที่ได้รับจากการศึกษา……..……..3

**2 ปริทัศน์วรรณกรรมและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง**

2.1 มลพิษทางอากาศ……..……4

1.2 บรรยากาศ……..……..…4

2.3 องค์ประกอบของบรรยากาศและสารมลพิษทางอากาศ..……5

2.4 ชนิดของมลพิษทางอากาศและแหล่งกำเนิด…..……...6

2.5 อิทธิพลของมลภาวะอากาศ…..……...7

2.6 นโยบายพลังงานและสิ่งแวดล้อมของประเทศไทย…..……..10

2.7 มาตรฐานมลพิษทางอากาศต่าง ๆ ของประเทศไทย…..……12

2.8 การใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า……..……...…..12

2.9 สถานการณ์ผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย……..……..…13

2.10 ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก…...…..……...…17

**สารบัญ (ต่อ)**

**หน้า**


2.11 ผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ...……..……...……..……19

2.12 การพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า.....……22

2.13 รายงานการศึกษาที่เกี่ยวข้อง……..……..….23

**3 วิธีการดำเนินการวิจัย**

3.1 ศึกษาข้อมูลการผลิตไฟฟ้าในประเทศไทย……..……..34

3.2 ความต้องการใช้ไฟฟ้าในอนาคต……..……..…..34

3.3 แบบจำลองการประเมินการปล่อยมลพิษทางอากาศจากการผลิตไฟฟ้า..…...……..34

3.4 ปัจจัยการปล่อยมลสาร…….……35

3.5 วิธีการประเมินการปล่อยมลพิษทางอากาศ…….……37

3.6 การวิเคราะห์ข้อมูล…….……...…...40

**4 ผลการศึกษาและวิจารณ์ผลการศึกษา**

4.1 กำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย …….……..42

4.2 ปริมาณการปล่อยมลพิษทางอากาศจากการผลิตไฟฟ้าในประเทศไทย…..……...46

4.3 สัดส่วนปริมาณการปล่อยมลพิษทางอากาศจากการผลิตไฟฟ้าของ SPP และ IPP...54

4.4 ปริมาณการปล่อยมลพิษทางอากาศจากการใช้เชื้อเพลิงชนิดต่างๆ ในการผลิตไฟฟ้า ……..56

4.5 สัดส่วนปริมาณการปล่อยมลพิษทางอากาศ ต่อหน่วยพลังงานไฟฟ้า(MWh.) จากการผลิตไฟฟ้าของภาครัฐและภาคเอกชน…….……..60

**5 สรุปผลการวิจัยและข้อเสนอแนะ**

5.1 สรุปผลการวิจัย……..…67

5.2 ปัญหาและอุปสรรค……..……..…69

5.3 ข้อเสนอแนะ……..…69

เอกสารอ้างอิง……...70

**สารบัญ (ต่อ)**

**หน้า**

ภาคผนวก

ภาคผนวก ก สถิติกำลังผลิตไฟฟ้า……..……73

ภาคผนวก ข แนวทางการลดปัญหามลพิษทางอากาศจากการผลิตไฟฟ้าในประเทศไทย..80

ภาคผนวก ค มาตรฐานคุณภาพอากาศของประเทศไทย……..…..……85

ภาคผนวก ง ผลการคำนวณปริมาณมลพิษทางอากาศที่ปล่อยจากโรงไฟฟ้า...…..……...92

ประวัติผู้เขียน……124

**สารบัญตาราง**

**ตารางที่** **หน้า**


2.1 โครงการโรงไฟฟ้าที่อยู่ระหว่างก่อสร้าง ของ กฟผ.....15

2.2 โครงการโรงไฟฟ้าที่อยู่ในระหว่างก่อสร้างของเอกชนและต่างประเทศ.....15

2.3 ปริมาณมลพิษทางอากาศที่ถูกปล่อยออกมาจากการใช้พลังงานในประเทศไทย.....23

2.4 อัตราการปล่อยมลพิษทางอากาศต่อการใช้พลังงานในภาคเศรษฐกิจ ในปี 2541.....26

2.5 ปริมาณมลสารแต่ละชนิดที่ปล่อยจากแหล่งกำเนิดไฟฟ้า.....28

2.6 ค่าความเข้มข้นสูงสุดของมลสารที่เกิดจากโครงการและแหล่งกำเนิดอื่น ๆ.....33

3.1 Power Plant Technologies and Emission Coefficients.....37

3.2 การจำแนกประเภทและการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า .....38

3.3 ค่า Heat Rate ของแต่ละประเภทโรงไฟฟ้า .....39

4.1 แผนการลดกำลังผลิตไฟฟ้าของภาครัฐ ในช่วงปี 2544-2559.....44

4.2 แผนการเพิ่มกำลังผลิตไฟฟ้าของภาคเอกชน ในช่วงปี 2543-2559.....45

4.3 ปริมาณมลพิษทางอากาศแต่ละชนิดที่ปล่อยจากการผลิตไฟฟ้าในประเทศไทย .....47

4.4 ปริมาณมลพิษทางอากาศแต่ละชนิดที่ปล่อยจากการผลิตไฟฟ้าของภาครัฐและเอกชน ....48

4.5 ปริมาณการปล่อยมลพิษทางอากาศจากการผลิตไฟฟ้าระหว่าง SPP และ IPP .....55

4.6 เปรียบเทียบ $CO_2$ Intensities จากการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยและประเทศอื่นๆ .....63

1.ก สถิติการผลิตพลังงานไฟฟ้าแยกตามชนิดของเชื้อเพลิง.....74

2.ก ประมาณการการผลิตพลังงานไฟฟ้าแยกตามชนิดของเชื้อเพลิง (แผนหลัก).....75

3.ก ประมาณการการผลิตพลังงานไฟฟ้าแยกตามชนิดของเชื้อเพลิง (แผนสำรอง).....76

4.ก สรุปแผนการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตรายเล็ก(SPP) ประเภท FIRM.....77

5.ก การผลิตไฟฟ้าแยกตามชนิดเชื้อเพลิง (ร้อยละ).....78

6.ก ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กที่ได้รับการตอบรับซื้อไฟฟ้า แยกตามประเภทเชื้อเพลิง.....78

7.ก รายชื่อ IPP ที่ได้รับการคัดเลือกจาก กฟผ.....79

1.ค มาตรฐานคุณภาพอากาศในบรรยากาศโดยทั่วไป.....86

2.ค มาตรฐานค่าก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ในบรรยากาศในเวลา 1 ชั่วโมง.....86

**สารบัญตาราง (ต่อ)**

**ตารางที่** **หน้า**


3.ค มาตรฐานควบคุมการปล่อยทิ้งอากาศเสียจากโรงไฟฟ้าใหม่……..87
4.ค มาตรฐานควบคุมการปล่อยทิ้งอากาศเสียจากโรงไฟฟ้าเก่า…..……..88
5.ค มาตรฐานการระบายสารพิษของโรงไฟฟ้า……..……..90
6.ค เปรียบเทียบปริมาณการระบายก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ของโรงไฟฟ้าขที่ใช้เชื้อเพลิงต่างกัน ปี 2540 และ 2541……...…….……...90
7.ค มาตรฐานความเข้มข้นของก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ในบรรยากาศโดยทั่วไป……91
8.ค ความเข้มข้นก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ในบรรยากาศ ของโรงไฟฟ้าเอกชน……91
1.ง ข้อมูลผลการประเมินปริมาณมลพิษทางอากาศ ปี พ.ศ.2529……...93
2.ง ข้อมูลผลการประเมินปริมาณมลพิษทางอากาศ ปี พ.ศ.2530……...94
3.ง ข้อมูลผลการประเมินปริมาณมลพิษทางอากาศ ปี พ.ศ.2531……...95
4.ง ข้อมูลผลการประเมินปริมาณมลพิษทางอากาศ ปี พ.ศ.2532……...96
5.ง ข้อมูลผลการประเมินปริมาณมลพิษทางอากาศ ปี พ.ศ.2533……...97
6.ง ข้อมูลผลการประเมินปริมาณมลพิษทางอากาศ ปี พ.ศ.2534……...98
7.ง ข้อมูลผลการประเมินปริมาณมลพิษทางอากาศ ปี พ.ศ.2535……...99
8.ง ข้อมูลผลการประเมินปริมาณมลพิษทางอากาศ ปี พ.ศ.2536……100
9.ง ข้อมูลผลการประเมินปริมาณมลพิษทางอากาศ ปี พ.ศ.2537……101
10.ง ข้อมูลผลการประเมินปริมาณมลพิษทางอากาศ ปี พ.ศ.2538 ……..……..102
11.ง ข้อมูลผลการประเมินปริมาณมลพิษทางอากาศ ปี พ.ศ.2539 ……..……..103
12.ง ข้อมูลผลการประเมินปริมาณมลพิษทางอากาศ ปี พ.ศ.2540 ……..……..104
13.ง ข้อมูลผลการประเมินปริมาณมลพิษทางอากาศ ปี พ.ศ.2541 ……..……..105
14.ง ข้อมูลผลการประเมินปริมาณมลพิษทางอากาศ ปี พ.ศ.2542 ……..……..106
15.ง ข้อมูลผลการประเมินปริมาณมลพิษทางอากาศ ปี พ.ศ.2543 ……..……..107
16.ง ข้อมูลผลการประเมินปริมาณมลพิษทางอากาศ ปี พ.ศ.2544 ……..……..108
17.ง ข้อมูลผลการประเมินปริมาณมลพิษทางอากาศ ปี พ.ศ.2545 ……..……..109
18.ง ข้อมูลผลการประเมินปริมาณมลพิษทางอากาศ ปี พ.ศ.2546 ……..……..110
19.ง ข้อมูลผลการประเมินปริมาณมลพิษทางอากาศ ปี พ.ศ.2547 ……..……..111

**สารบัญตาราง (ต่อ)**

**ตารางที่** **หน้า**


20.ง ข้อมูลผลการประเมินปริมาณมลพิษทางอากาศ ปี พ.ศ.2548 ……..112
21.ง ข้อมูลผลการประเมินปริมาณมลพิษทางอากาศ ปี พ.ศ.2549 ……..113
22.ง ข้อมูลผลการประเมินปริมาณมลพิษทางอากาศ ปี พ.ศ.2550 ……..114
23.ง ข้อมูลผลการประเมินปริมาณมลพิษทางอากาศ ปี พ.ศ.2551 ……..115
24.ง ข้อมูลผลการประเมินปริมาณมลพิษทางอากาศ ปี พ.ศ.2552 ……..116
25.ง ข้อมูลผลการประเมินปริมาณมลพิษทางอากาศ ปี พ.ศ.2553 ……..117
26.ง ข้อมูลผลการประเมินปริมาณมลพิษทางอากาศ ปี พ.ศ.2554 ……..118
27.ง ข้อมูลผลการประเมินปริมาณมลพิษทางอากาศ ปี พ.ศ.2555 ……..119
28.ง ข้อมูลผลการประเมินปริมาณมลพิษทางอากาศ ปี พ.ศ.2556 ……..120
29.ง ข้อมูลผลการประเมินปริมาณมลพิษทางอากาศ ปี พ.ศ.2557 ……..121
30.ง ข้อมูลผลการประเมินปริมาณมลพิษทางอากาศ ปี พ.ศ.2558 ……..122
31.ง ข้อมูลผลการประเมินปริมาณมลพิษทางอากาศ ปี พ.ศ.2559 ……..123

# สารบัญรูป

**รูปที่** **หน้า**


2.1 สัดส่วนการใช้พลังงานและการปล่อยมลพิษทางอากาศในแต่ละภาคเศรษฐกิจในปี 2541.....25

2.2 สัดส่วนการใช้พลังงานและการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ ในภาคเศรษฐกิจหลัก.....27

2.3 อัตราการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ต่อการใช้พลังงานหนึ่งตันน้ำมันดิบเทียบเท่า.....28

4.1 ปริมาณกำลังผลิตไฟฟ้าของภาครัฐและเอกชนของประเทศไทย .....43

4.2 ปริมาณการผลิตพลังงานไฟฟ้าของภาครัฐและเอกชนของประเทศไทย.....43

4.3 ปริมาณการปล่อยก๊าซ CO จากการผลิตไฟฟ้าของภาครัฐและเอกชน.....50

4.4 ปริมาณการปล่อยก๊าซ $CO_2$ จากการผลิตไฟฟ้าของภาครัฐและเอกชน.....51

4.5 ปริมาณการปล่อยก๊าซ $NO_X$ จากการผลิตไฟฟ้าของภาครัฐและเอกชน.....51

4.6 ปริมาณการปล่อยก๊าซ $SO_2$ จากการผลิตไฟฟ้าของภาครัฐและเอกชน.....52

4.7 ปริมาณการปล่อยก๊าซ $CH_4$ จากการผลิตไฟฟ้าของภาครัฐและเอกชน.....52

4.8 ปริมาณการปล่อยก๊าซ SPM จากการผลิตไฟฟ้าของภาครัฐและเอกชน.....53

4.9 ปริมาณการปล่อยก๊าซ $N_2O$ จากการผลิตไฟฟ้าของภาครัฐและเอกชน.....53

4.10 ปริมาณการปล่อยก๊าซ CO จากการใช้เชื้อเพลิงชนิดต่าง ๆในการผลิตไฟฟ้า.....57

4.11 ปริมาณการปล่อยก๊าซ $CO_2$ จากการใช้เชื้อเพลิงชนิดต่าง ๆในการผลิตไฟฟ้า.....57

4.12 ปริมาณการปล่อยก๊าซ $NO_X$ จากการใช้เชื้อเพลิงชนิดต่าง ๆในการผลิตไฟฟ้า.....58

4.13 ปริมาณการปล่อยก๊าซ $SO_2$ จากการใช้เชื้อเพลิงชนิดต่าง ๆในการผลิตไฟฟ้า.....58

4.14 ปริมาณการปล่อยก๊าซ $CH_4$ จากการใช้เชื้อเพลิงชนิดต่าง ๆในการผลิตไฟฟ้า.....59

4.15 ปริมาณการปล่อยก๊าซ SPM จากการใช้เชื้อเพลิงชนิดต่าง ๆในการผลิตไฟฟ้า.....59

4.16 ปริมาณการปล่อยก๊าซ $N_2O$ จากการใช้เชื้อเพลิงชนิดต่าง ๆในการผลิตไฟฟ้า.....60

4.17 สัดส่วนปริมาณการปล่อยก๊าซ CO ต่อ MWh. จากการผลิตไฟฟ้าของภาครัฐและเอกชน.....61

4.18 สัดส่วนปริมาณการปล่อยก๊าซ $CO_2$ ต่อ MWh. จากการผลิตไฟฟ้าของภาครัฐและเอกชน.....62

4.19 สัดส่วนปริมาณการปล่อยก๊าซ $NO_X$ ต่อ MWh. จากการผลิตไฟฟ้าของภาครัฐและเอกชน.....62

4.20 กราฟเปรียบเทียบ $CO_2$ Intensities จากการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยและประเทศอื่น ๆ.....63

4.21 สัดส่วนปริมาณการปล่อยก๊าซ $SO_2$ ต่อ MWh. จากการผลิตไฟฟ้าของภาครัฐและเอกชน.....64

**สารบัญรูป (ต่อ)**

**รูปที่** **หน้า**

4.22 สัดส่วนปริมาณการปล่อยก๊าซ SPM ต่อ MWh. จากการผลิตไฟฟ้าของภาครัฐและเอกชน....65
4.23 สัดส่วนปริมาณการปล่อยก๊าซ $CH_4$ ต่อ MWh. จากการผลิตไฟฟ้าของภาครัฐและเอกชน….66
4.24 สัดส่วนปริมาณการปล่อยก๊าซ $N_2O$ ต่อ MWh. จากการผลิตไฟฟ้าของภาครัฐและเอกชน.....66

# คำอธิบายสัญลักษณ์และคำย่อ

| | | |
|---|---|---|
| CO | = | Carbon monoxide |
| $CO_2$ | = | Carbon dioxide |
| $CH_4$ | = | Methane |
| $EMF_{x,y}$ | = | Emission coefficient of x from power plant type y (g/GJ) |
| $Emission_{x,y}$ | = | x emission from power plant type y (ton) |
| $END_y$ | = | Energy Demand of power plant type y (MWh.) |
| FGD | = | Fule Gas Desulfurization |
| GJ | = | Gigajoule |
| GWh. | = | Gigawatthour, i.e. one billion watt-hours |
| GWP | = | Global Warming Potential |
| IPP | = | Independent Power Producer |
| LER | = | Low Economic Recovery |
| MER | = | Moderate Economic Recovery |
| MWh. | = | Megawatthour, i.e. one million watt-hours |
| $NO_X$ | = | Nitrogen oxide |
| $N_2O$ | = | Nitrous oxide |
| $PHEAT_y$ | = | Heat rate of power plant type y ($10^6$ Btu/MWh) |
| RER | = | Relatively Economic Recovery |
| $SO_2$ | = | Sulfur dioxide |
| SPM | = | Suspended particulate Matter |
| SPP | = | Small Power Producer |
| WHO | = | World Health Organization |

# บทที่ 1
# บทนำ

## 1.1 ความสำคัญของปัญหา

ปัจจุบันไฟฟ้าได้กลายเป็นปัจจัยสำคัญอย่างยิ่งในการดำเนินชีวิต มีความต้องการด้านการใช้พลังงานไฟฟ้าในประเทศไทยเพิ่มขึ้นอย่างรวดเร็ว อันเป็นผลมาจากการเจริญเติบโตทางเศรษฐกิจทั้งทางด้านอุตสาหกรรม เกษตรกรรม รวมไปถึงการขยายตัวและการเพิ่มของประชากรและชุมชน

ในการผลิตไฟฟ้า มีการใช้เชื้อเพลิงในอัตราที่สูงเป็นอันดับสูงรองจากภาคคมนาคมขนส่ง ส่งผลให้มลภาวะถูกปลดปล่อยสู่สภาพแวดล้อมในอัตราที่สูงด้วยเช่นกัน ซึ่งก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ เป็นก๊าซเรือนกระจกที่สำคัญ ถูกปลดปล่อยออกมาจากภาคการผลิตไฟฟ้า นอกจากนั้นภาคการผลิตไฟฟ้ายังปล่อยก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ ฝุ่น และขี้เถ้าเป็นจำนวนมาก สืบเนื่องมาจากการใช้ถ่านหินและลิกไนต์ที่เพิ่มขึ้น ทำให้เกิดผลกระทบทางด้านสิ่งแวดล้อมเพิ่มมากขึ้นด้วย จากการศึกษาปริมาณการปล่อยมลพิษทางอากาศจากการผลิตและการใช้พลังงานในประเทศไทย ในปี 2541 (Sarochakawisit Rungsun, 1998) ก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ที่ปล่อยออกมาจากการผลิตไฟฟ้า มีประมาณ 63,809,480 ตัน หรือประมาณร้อยละ 31.5 ของการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ทั้งประเทศ ก๊าซคาร์บอนมอนอกไซด์ที่ปล่อยออกมาจากการผลิตไฟฟ้ามีประมาณ 34,310 ตัน หรือประมาณร้อยละ 0.5 ของการปล่อยก๊าซคาร์บอนมอนอกไซด์ทั้งประเทศ ก๊าซไนโตรเจนออกไซด์ที่ปล่อยออกมาจากการผลิตไฟฟ้ามีประมาณ 211,980 ตัน หรือประมาณร้อยละ 21.6 ของการปล่อยก๊าซไนโตรเจนออกไซด์ทั้งประเทศ ก๊าซมีเทนที่ปล่อยออกมาจากการผลิตไฟฟ้ามีประมาณ 2,640 ตัน หรือประมาณร้อยละ 9.7 ของการปล่อยก๊าซมีเทนทั้งประเทศ ก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ที่ปล่อยออกมาจากการผลิตไฟฟ้ามีประมาณ 599,680 ตัน หรือประมาณร้อยละ 64.6 ของการปล่อยก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ทั้งประเทศ ฝุ่นละอองที่ปล่อยออกมาจากการผลิตไฟฟ้ามีประมาณ 160,500 ตัน หรือประมาณ ร้อยละ 82.4 ของการปล่อยฝุ่นละอองทั้งประเทศ

ในอดีตการผลิตไฟฟ้ามีเพียงจากภาครัฐเท่านั้น อย่างไรก็ตามตั้งแต่ปี 2539 รัฐบาลมีนโยบายลดภาระการลงทุนภาครัฐ และส่งเสริมให้เอกชนเข้ามาลงทุนดำเนินการธุรกิจผลิตไฟฟ้า ซึ่งกำหนดให้มีการลงทุนโดยเอกชน ในรูปของผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ (Independent Power Producer : IPP) โดยได้รับซื้อจากผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระรอบแรก รวม 7 ราย ในระหว่างปี 2542-2550 จำนวน 5,943.5 เมกะวัตต์ และปัจจุบันมีโรงไฟฟ้าที่แล้วเสร็จและเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้า รวม 2 ราย คือ บริษัท ไตรเอ็นเนอยี จำกัด (ขนาด 700 เมกะวัตต์) และบริษัท ผลิตไฟฟ้าอิสระ(ประเทศไทย) จำกัด

(ขนาด 700 เมกะวัตต์) ซึ่งขนานเครื่องเข้าระบบเมื่อเดือน กรกฎาคม และสิงหาคม 2543 ตามลำดับ ส่วนที่เหลืออีก 5 รายจะทยอยเข้าระบบในปี 2545-2550 นอกจากนั้นคณะรัฐมนตรีมีนโยบายให้ กฟผ. รับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (Small Power Producer : SPP) ในช่วงปี 2539-2543 เป็นจำนวน 3,200 เมกะวัตต์ แต่เนื่องจากสถานที่ตั้งของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กส่วนมากตั้งอยู่ทางภาคตะวันออก ซึ่งประสบปัญหาด้านการจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบของ กฟผ. และจากปัญหาการชะลอตัวทางเศรษฐกิจ ทำให้มีผู้ผลิตไฟฟ้าหลายรายขอเลื่อนโครงการและขอยกเลิกโครงการ คาดว่าจะมีผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กประเภท Firm สามารถจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบ กฟผ. ในช่วงปี 2539-2550 ได้ประมาณ 2,057 เมกะวัตต์ การที่เอกชนเข้ามามีส่วนในการผลิตไฟฟ้ามากขึ้น จะส่งผลให้การใช้เชื้อเพลิงประเภทต่าง ๆ ในการผลิตไฟฟ้าเปลี่ยนไป และปริมาณการปล่อยมลพิษอากาศเปลี่ยนตามไปด้วย อย่างไรก็ดีรัฐบาลยังไม่มีความชัดเจนในส่วนการกำหนดประเภทของโรงผลิตไฟฟ้าของภาคเอกชน

ดังนั้น การศึกษานี้จึงมีจุดมุ่งหมายที่จะศึกษาปริมาณการปล่อยมลพิษทางอากาศจากการผลิตไฟฟ้าในประเทศไทย ในส่วนของภาครัฐและภาคเอกชน ตั้งแต่ในอดีตจนถึงปัจจุบันและประมาณการปล่อยมลพิษทางอากาศในอนาคต เพื่อให้ทราบถึงผลกระทบที่อาจจะเกิดขึ้น และจะได้ข้อมูลที่เป็นประโยชน์ไว้ใช้ประกอบในการตัดสินใจ เกี่ยวกับการกำหนดนโยบายและมาตรการของรัฐ ในการลดมลพิษทางอากาศจากการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยต่อไป

## 1.2 วัตถุประสงค์ของการศึกษา

1.2.1) เพื่อคำนวณหาปริมาณการปลดปล่อยมลพิษทางอากาศ ในรูปของ ก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ ($SO_2$) ก๊าซไนโตรเจนออกไซด์ ($NO_x$) ก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ ($CO_2$) ก๊าซคาร์บอนมอนอกไซด์ (CO) ก๊าซมีเทน ($CH_4$) ก๊าซไนตรัสออกไซด์ ($N_2O$) และอนุภาคมลสาร (SPM) จากการผลิตไฟฟ้าในประเทศไทย ในปี 2529-2543 และคาดการณ์ปริมาณการปลดปล่อยมลพิษทางอากาศในอนาคต ในปี 2544-2559

1.2.2) เพื่อเปรียบเทียบปริมาณมลพิษทางอากาศจากการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย ของภาครัฐ และภาคเอกชน ในอดีต ปัจจุบัน และอนาคต

1.2.3) เพื่อเสนอแนะแนวทางในการลดการปลดปล่อยมลพิษทางอากาศจากการผลิตไฟฟ้าในประเทศไทยของภาครัฐบาลและภาคเอกชน

## 1.3 ขอบเขตของการศึกษา

1.3.1) มลพิษทางอากาศที่ศึกษา ได้แก่ ก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ ($SO_2$) ก๊าซไนโตรเจนออกไซด์ ($NO_x$) ก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ ($CO_2$) ก๊าซคาร์บอนมอนอกไซด์ (CO) ก๊าซมีเทน ($CH_4$) ก๊าซไนตรัสออกไซด์ ($N_2O$) และ อนุภาคมลสาร (SPM)

1.3.2) ศึกษาปริมาณมลพิษทางอากาศจากการผลิตไฟฟ้าในประเทศไทยที่ผ่านมา ตั้งแต่ปี 2529-2543 และในอนาคตตั้งแต่ปี 2544-2559

1.3.3) ศึกษาปริมาณมลพิษทางอากาศที่เกิดขึ้น จะแยกตามประเภทของโรงไฟฟ้า และประเภทเชื้อเพลิงที่ใช้ผลิตไฟฟ้า

1.3.4) ใช้ข้อมูลการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าในอนาคต ตามแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ปี พ.ศ 2544-2559 โดย กฟผ. ได้กำหนดแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าเป็น 2 แผน คือ แผนที่มีกำลังผลิตสำรองต่ำสุดไม่น้อยกว่าร้อยละ 15 เป็นแผนหลัก และแผนที่มีกำลังผลิตสำรองต่ำสุดไม่น้อยกว่าร้อยละ 20 เป็นแผนสำรอง

1.3.5) ใช้ Emission Factor ของ IPCC หรือ ของประเทศไทย อย่างใดอย่างหนึ่ง หรือใช้ร่วมกันตามความเหมาะสม

**1.4 ประโยชน์ที่ได้รับจากการศึกษา**

1.4.1) ทำให้ทราบถึงปริมาณมลพิษทางอากาศ จากการผลิตไฟฟ้าในประเทศไทย โดยจะแยกตามประเภทของโรงไฟฟ้า และประเภทเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า

1.4.2) สามารถเปรียบเทียบปริมาณมลพิษทางอากาศจากการผลิตไฟฟ้า ของภาครัฐ และเอกชน ซึ่งจะทำให้ทราบข้อมูลและใช้เป็นแนวทางในการแก้ไขและป้องกันปัญหาต่อไป

1.4.3) ผลที่ได้สามารถนำมาพิจารณา และกำหนดสัดส่วนของเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าตลอดจนการเลือกเทคโนโลยีและเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าอย่างเหมาะสม และมีผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมน้อยที่สุด

# บทที่ 2
# ปริทัศน์วรรณกรรมและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

## 2.1 มลพิษทางอากาศ

มลพิษทางอากาศ (Air pollution) หมายถึงการที่มีสิ่งแปลกปลอมซึ่งเป็นสารมลพิษปะปนเข้าสู่บรรยากาศ อาจโดยทางธรรมชาติหรือโดยการกระทำของมนุษย์ ทั้งโดยทางตรงหรือทางอ้อม เป็นปริมาณมากจนเกิดผลกระทบต่อมนุษย์ สัตว์ พืช หรือวัตถุต่าง ๆ

## 2.2 บรรยากาศ

บรรยากาศ (Atmosphere) มีอิทธิพลโดยตรงต่ออุณหภูมิบนผิวโลก และการเปลี่ยนแปลงของอุณหภูมิในชั้นบรรยากาศ ผิวโลกปกคลุมด้วยแก๊สผสม เรียกว่าบรรยากาศซึ่งสูงถึง 2,000 กิโลเมตรนับจากผิวโลกขึ้นไป อุณหภูมิในชั้นบรรยากาศแปรผันตามความสูงซึ่งใช้เป็นเกณฑ์ในการแบ่งบรรยากาศเป็นชั้น ๆ ดังนี้

### 2.2.1 โทรโปสเฟียร์ (Troposphere)

เป็นบรรยากาศที่อยู่ใกล้ผิวโลกมากที่สุด และสูงขึ้นไปถึงประมาณ 12 กิโลเมตร อุณหภูมิของบรรยากาศในชั้นนี้จะลดลงตามความสูง $6^{o}C$ ต่อกิโลเมตรโดยเฉลี่ย เนื่องจากมีอากาศและละอองไอน้ำในบริเวณใกล้ผิวโลกมากกว่าที่สูงขึ้นไป ซึ่งสามารถดูดกลืนคลื่นแสงจากดวงอาทิตย์ไว้ได้ดีทำให้บริเวณผิวโลกอุ่นที่สุด เมื่อชั้นของบรรยากาศเบาบางลง และละอองไอน้ำน้อยลงบรรยากาศก็จะค่อย ๆ เย็นลงตามลำดับ

### 2.2.2 สตราโตสเฟียร์ (Stratosphere)

บรรยากาศในชั้นนี้มีอุณหภูมิสูงขึ้น เมื่อความสูงเพิ่มขึ้น และสูงสุดถึง 50 กิโลเมตรจากผิวโลก ทั้งนี้เพราะมีการดูดกลืนแสงจากดวงอาทิตย์ เช่น แสงอัลตราไวโอเลต (UV) และ อินฟาเรด (IR) โดยโอโซน ($O_3$) ซึ่งพบว่ามีความเข้มข้นของโอโซนในชั้นนี้ประมาณ 1-5 ppm. โดยปริมาตร โอโซนในบรรยากาศชั้นนี้จึงทำหน้าที่กรองแสงให้เข้าสู่ชั้นโทรโปสเฟียร์ได้น้อยลง ช่วยป้องกันสิ่งมีชีวิตไม่ให้ถูกแสง UV มากเกินไปซึ่งอาจเป็นอันตรายได้ จากการศึกษาในระยะหลังพบว่าสารมลพิษบางอย่าง เช่นไนโตรเจนไดออกไซด์ และสารพวก Freon มีส่วนทำให้ปริมาณโอโซนในบรรยากาศลดลง ซึ่งอาจทำให้เกิดอันตราย เพิ่มมากขึ้นได้

### 2.2.3 มีโซสเฟียร์ (Mesosphere)

อุณหภูมิในบรรยากาศชั้นนี้ลดลงตามลำดับ เพราะมีโอโซนน้อยมาก ขณะเดียวกัน

เริ่มพบโมเลกุลของแก๊สในรูปของอิออน เช่น $O_2^+$ , $NO^+$ ในชั้นนี้ด้วย มีโซสเฟียร์อยู่บริเวณความสูงต่อจากสตราโตสเฟียร์ขึ้นไปถึงความสูงที่ 90 กิโลเมตรจากผิวโลก ซึ่ง ณ ที่นี้จะมีอุณหภูมิลดลงเหลือประมาณ 100°C

**2.2.4 เทอร์โมสเฟียร์ (Thermosphere) หรือ อิออนโนสเฟียร์ (Ionosphere)**

เป็นชั้นที่อยู่สูงสุดหรือนอกสุดเท่าที่สำรวจพบ อุณหภูมิเริ่มสูงเพิ่มขึ้นตามความสูงของบรรยากาศ ณ ความสูงประมาณ 200 กิโลเมตรจากผิวโลก พบว่าอุณหภูมิสูงกว่า 500°K และ ณ ความสูง 700-800 กิโลเมตร พบอุณหภูมิสูงกว่า 1000°K ทั้งนี้เพราะการดูดกลืนแสงอัลตราไวโอเลต (UV) โดยออกซิเจนและไนโตรเจน ซึ่งส่วนใหญ่อยู่ในรูปของอิออน เช่น $NO^+$, $O_2^+$, $O^+$ เป็นต้น

## 2.3 องค์ประกอบของบรรยากาศ และสารมลพิษทางอากาศ

อากาศบริสุทธิ์ประกอบด้วย ไนโตรเจน 78.09% โดยปริมาตร ออกซิเจน 20.94% โดยปริมาตร ที่เหลืออีก 0.97% ประกอบด้วย อาร์กอน คาร์บอนไดออกไซด์ นีออน ฮีเลี่ยม คริบตอน ซีนอน ก๊าซอินทรีย์ และก๊าซอนินทรีย์ ซึ่งมีปริมาณเปลี่ยนแปลงไปตามสภาพการณ์และเวลา โดยปกติจะมีไอน้ำอยู่ในอากาศประมาณ 1-3% มลพิษทางอากาศเกิดจากมีสารอื่น ๆ ปะปนมากถึงขีดที่ก่อให้เกิดอันตราย ทั้งที่เกิดจากปรากฏการณ์ตามธรรมชาติและมนุษย์ปล่อยเข้าสู่บรรยากาศ ซึ่งแบ่งออกเป็น 3 ประเภทใหญ่ ๆ คือ

1) ก๊าซของสารอนินทรีย์ ได้แก่ ออกไซด์ของคาร์บอน (เช่น CO, $CO_2$) ออกไซด์ของไนโตรเจน (เช่น NO, $NO_2$) ออกไซด์ของซัลเฟอร์ (เช่น SO, $SO_2$) และก๊าซอนินทรีย์อื่น ๆ เช่น $H_2S$, HF, $NH_3$ และก๊าซคลอรีน เป็นต้น

2) ก๊าซของสารอินทรีย์ ได้แก่ ไฮโดรคาร์บอน (เช่น มีเทน บิวเทน ออกเทน เบนซิน อะซิทีลีน เอทีลีน และบิวตะไดอีน) แอลดีไฮด์ และคีโตน (เช่น ฟอร์มาลดีไฮด์ อะซีโตน) และสารอินทรีย์อื่น ๆ เช่น คลอรีนเนตเตดไฮโดรคาร์บอน พวกเบนโซแอลฟาไพรีน แอลกอฮอล์ และกรดอินทรีย์ต่าง ๆ

3) อนุภาคมลสาร (Particulates) ได้แก่ อนุภาคที่เป็นของแข็ง (เช่น ควัน เขม่า ฝุ่น ขี้เถ้า คาร์บอน ตะกั่ว แอสเบสทอส) อนุภาคที่เป็นของเหลว (เช่น ละอองไอน้ำ ละอองกรดต่าง ๆ)

นอกจากนี้ยังมีพวกสารกัมมันตภาพรังสี ก๊าซโอโซน พวกจุลินทรีย์ต่าง ๆ ละอองเกสรดอกไม้ เชื้อรา และยีสต์ เป็นต้น

## 2.4 ชนิดของมลพิษทางอากาศและแหล่งกำเนิด

### 2.4.1 อนุภาคมลสาร (SPM)

มลพิษในรูปสารอนุภาค (Suspended Particulate Matter) รวมทั้งฟูม (Fume) หมอกน้ำค้าง (Mist) และควัน (Smoke) ที่เกิดพร้อมกับกระบวนการสันดาปหรือให้ความร้อน และฝุ่นละอองที่เกิดจากกระบวนการผลิต ขนส่งและการจัดการวัสดุผง SPM ที่มีอยู่ในอากาศจะมาจากแหล่งธรรมชาติ ซึ่งมีทั้ง พื้นดิน มหาสมุทร และภูเขาไฟ อย่างไรก็ดีในเขตตัวเมืองมีแหล่ง SPM ที่มนุษย์สร้างเป็นจำนวนมาก และอนุภาคที่มีภัยจำนวนมาก จะเกิดจากแหล่งมนุษย์สร้าง

สารอนุภาคที่มีเส้นผ่าศูนย์กลางน้อยกว่า 10 ไมครอน จะเรียกว่า สารอนุภาคแขวนลอย (Suspended Particulate Matter) สารแขวนลอยจะตกลงบนพื้นจากบรรยากาศ โดยแรงโน้มถ่วงอย่างช้า ๆ และจะลอยอยู่ในอากาศเป็นเวลาค่อนข้างนาน ดังนั้นปริมาณอนุภาคมลสารที่ปล่อยออกบรรยากาศ จึงมีจำนวนจำกัดในเขตตัวเมือง อนุภาคแขวนลอยที่ปล่อยออกโดยรถยนต์ โดยเฉพาะรถที่ใช้เครื่องยนต์ดีเซล ควรจะได้รับความสนใจเป็นพิเศษ ในปัจจุบันการควบคุมอนุภาคแขวนลอยจะใช้ความเข้มข้นเชิงน้ำหนักเป็นเกณฑ์โดยไม่คำนึงถึงองค์ประกอบของอนุภาคแขวนลอย อย่างไรก็ดี อนุภาคแขวนลอย ประกอบด้วยองค์ประกอบเคมีหลายชนิด และระดับของผลกระทบต่อสุขภาพของคน จะขึ้นกับองค์ประกอบแต่ละตัว ดังนั้นหัวข้อสำคัญที่ควรศึกษาในอนาคตคือ การทำความเข้าใจแหล่งอนุภาคแขวนลอยตามองค์ประกอบเคมีที่เกิดขึ้น (ชิคาโอะ คานาโอกะ และวิวัฒน์ ตัณฑะพานิชกุล, 2531)

### 2.4.2 ซัลเฟอร์ออกไซด์ ($SO_X$)

ซัลเฟอร์ออกไซด์เกิดจากการสันดาป หรือเผาเชื้อเพลิง หรือวัสดุที่มีกำมะถัน เช่น ถ่านหินและน้ำมัน ซัลเฟอร์ออกไซด์ที่ปล่อยออกมาเกือบทั้งหมดจะเป็น $SO_2$ และบางส่วนจะเป็น $SO_3$ ภายในครึ่งวันถึงสองวัน $SO_2$ จะถูกออกซิไดซ์เป็น $SO_3$ เมื่อถูกแสงอาทิตย์ $SO_3$ จะถูกดูดกลืนอย่างรวดเร็วโดยฝน หรือเมฆ และกลายเป็น $H_2SO_4$ ก่อให้เกิดหมอกน้ำค้าง (Mist) ของกรดกำมะถัน

แหล่งของ $SO_X$ มีทั้งหม้อไอน้ำที่ใช้ถ่านหินหรือน้ำมันเชื้อเพลิง เตาให้ความร้อน เตาเผาสินแร่เหล็ก เตาถ่านโค๊ก (coke oven) เตาเผาขยะ และเครื่องยนต์ดีเซลของเรือและรถยนต์ ความเข้มข้นของ $SO_X$ ในไอเสียจะมีความสัมพันธ์โดยตรงกับปริมาณกำมะถันในเชื้อเพลิงนั้น

### 2.4.3 ไนโตรเจนออกไซด์ ($NO_X$)

ไนโตรเจนออกไซด์ที่มีอยู่ในอากาศ คือ $N_2O$, $NO_3$, $N_2O_3$, $N_2O_4$, $N_2O_5$, NO และ $NO_2$ สารสองตัวสุดท้ายเป็นมลสารที่มนุษย์สร้างขึ้น ค่ารวมของความเข้มข้นของสารสองตัวดังกล่าวจะแสดงในรูป $NO_X$ นั่นคือ $(NO + NO_2)$ $NO_X$ เกิดขึ้นเมื่อมีการเผาถ่านหิน หรือน้ำมัน $NO_X$ หรือน้ำมัน $NO_X$ ยังแบ่งจำพวกได้เป็น $NO_X$ จากเชื้อเพลิง (Fuel $NO_X$) ซึ่งมาจากสารประกอบไนโตรเจนในเชื้อเพลิง และ $NO_X$ เชิงความร้อน (Thermal $NO_X$) ซึ่งเกิดขึ้นเมื่อ $N_2$ ในอากาศถูกออกซิไดซ์ที่

อุณหภูมิสูง $NO_X$ ส่วนใหญ่ในไอเสีย (ก๊าซทิ้ง) ที่มีอุณหภูมิสูงจะอยู่ในรูป NO และจะถูกออกซิไดซ์เป็น $NO_2$ อย่างรวดเร็วเมื่อไอเสียถูกปล่อยออกสู่อากาศ เมื่อ $NO_X$ และไฮโดรคาร์บอนผสมกันและได้รับแสงรังสีเหนือม่วง (Ultraviolet rays) ในแสงอาทิตย์ มันจะทำปฏิกิริยา photochemical ที่ซับซ้อนกลายเป็น photochemical oxidants (OX) $NO_2$ จะรวมตัวกับน้ำในอากาศเป็น $HNO_3$(กรดดินประสิว) ซึ่งอยู่ในรูปหมอกน้ำค้างไนเตรด (nitrate mist) หรือทำปฏิกิริยากับเกลือของโลหะไปเป็นอนุภาคของไนเตรดอนุภาคเหล่านี้มีพิษภัย

แหล่ง $NO_X$ มีทั้งหม้อไอน้ำที่ใช้ถ่านหินและน้ำมัน อุปกรณ์และเตาเผาต่าง ๆ เครื่องยนต์ของรถ เรือ และเตาให้ความอบอุ่นในบ้านเรือน นั่นคือ แหล่งของ $NO_X$ จะครอบคลุมอุปกรณ์ และเครื่องใช้จำนวนมากที่เกี่ยวข้องกับกระบวนการเผาไหม้ นอกจากนี้ ยังมีแหล่งพิเศษ เช่น กระบวนการผลิตกรดดินประสิว และสารประกอบของมัน อัตราการผลิต $NO_X$ จะขึ้นอยู่กับอุณหภูมิของการสันดาป และปริมาณ $NO_X$ ที่ปล่อยออกมา จะขึ้นกับกระบวนการและเงื่อนไขปฏิบัติการ

**2.4.4 ไฮโดรคาร์บอน (HC)**

ในอากาศมีไฮโดรคาร์บอนหลายประเภท รวมทั้งสารพาราฟิน (parafins) สารแนฟธีน (naphthenes) สารโอเลฟิน (olefins) และสารอโรเมติก (aromatic compounds) สารเหล่านี้ส่วนใหญ่มีความเข้มข้นต่ำและไม่มีพิษภัย อย่างไรก็ดีการสำรวจบางอันได้พบว่า ไฮโดรคาร์บอนบางตัว เช่น methylcholanthrene เป็นสารก่อมะเร็ง (cacinogens) นอกจากนี้ เมื่อสารโอเลฟินผสมกับ $NO_X$ จะสามารถทำปฏิกิริยาภายใต้รังสีเหนือม่วงเป็น photochemical oxidants OX แหล่งของ HC มีทั้งรถยนต์ สถานที่กักตุน กลั่นน้ำมัน และกระบวนการพ่นสีโดยเฉพาะในเขตตัวเมือง รถยนต์จะเป็นแหล่งปัญหาสำคัญ

**2.4.5 คาร์บอนมอนอกไซด์ (CO)**

CO เป็นผลผลิตของการสันดาปอย่างไม่สมบูรณ์ของคาร์บอน และสารประกอบคาร์บอนในอากาศ CO ที่ปล่อยออกจากแหล่งของการสันดาปเชื้อเพลิงฟอสซิล (fossil fuel) จะมีปริมาณมากกว่าที่ปล่อยออกจากแหล่งอื่น ๆ ทั้งหมดรวมกัน รถยนต์เป็นแหล่งปล่อย CO แหล่งเดียวที่เหนือแหล่งอื่น ๆ มาก

## 2.5 อิทธิพลของมลภาวะอากาศ

**2.5.1 อิทธิพลต่อร่างกายมนุษย์**

มลพิษในอากาศรอบ ๆ สามารถเข้าสู่มนุษย์ได้หลายทาง และมีผลกระทบพิเศษต่อระบบหายใจ (Respiratory system) เหตุที่เป็นเช่นนี้เพราะคนเราหายใจเอาอากาศเข้าและออกจากปอดวันละสองหมื่นถึงสามหมื่นครั้ง หรือคิดเป็นอากาศประมาณวันละ 10 ลูกบาศก์เมตร เมื่อเลือดไหลวนในเส้นเลือดฝอย (capillary vessels) ของถุงอากาศของปอด (alveoli) ของปอด

คาร์บอนไดออกไซด์จะออกจากเลือดเข้าไปในถุงอากาศ ในขณะเดียวกันออกซิเจนที่มีอยู่ในอากาศจะละลายเข้าไปในเลือด เลือดที่ได้รับออกซิเจนนี้จะไหลกลับไปที่หัวใจ และหัวใจจะสูบเลือดนี้ผ่านเส้นเลือดแดงใหญ่ (aorta) ไปเลี้ยงอวัยวะต่าง ๆ ทั่วร่างกาย ด้วยเหตุนี้ถ้าอากาศมีมลพิษอยู่สารเหล่านี้จะมีผลร้ายต่อหลอดลมแยก (bronchi) และถุงอากาศ ซึ่งนำไปสู่โรคหลอดลมแยกอักเสบ (bronchitis) หรือ pulmonary emphysema (ชิคาโอะ คานาโอกะ และ วิวัฒน์ ตัณฑะพานิชกุล, 2531)

**2.5.1.1 ผลของสารมลพิษต่าง ๆ** ในจำนวนมลพิษที่มีผลต่อสุขภาพของมนุษย์ ตัวที่สำคัญมาก ได้แก่ ซัลเฟอร์ออกไซด์ ไนโตรเจนออกไซด์ โอโซน คาร์บอนมอนอกไซด์ และสารอนุภาคแขวนลอย เนื่องจาก $SO_2$ และ $H_2SO_4$ จะสามารถละลายน้ำได้ดี สารเหล่านี้ส่วนใหญ่จะซึมผ่านผนังส่วนบนของทางหายใจนั่นคือ โพรงจมูก (nasal cavity) คอ และ ลิ้นไก่ (larynx) ผลก็คือสารเหล่านี้จะมีผลร้ายต่อส่วนบนของทางหายใจ ในทางตรงกันข้าม $NO_2$ ละลายน้ำได้ในอัตราที่ช้ามาก จึงสามารถล่วงล้ำถึงส่วนลึกของทางหายใจ ซึ่งรวมหลอดลมเล็ก (bronchioles) และถุงอากาศ (alveoli) ของปอด

เมื่อมลพิษในรูปก๊าซและอนุภาคอยู่ร่วมกันอาจจะมีผลกระทบที่ร้ายแรง เมื่อถูกหายใจเข้าในรูปของผสมมากกว่าในรูปก๊าซและอนุภาคแยกกัน นั่นคือมลพิษสองชนิดสามารถเพิ่มความรุนแรงของผลร้ายของแต่ละตัว ผลกระทบของสารอนุภาคต่อร่างกายมนุษย์ จะขึ้นอยู่กับขนาดของอนุภาคตลอดจนความเข้มข้นและองค์ประกอบเคมี

อนุภาคขนาดเส้นผ่าศูนย์กลางโตกว่า 5 ไมครอน ส่วนใหญ่จะถูกจับอยู่ที่ส่วนบนของทางหายใจและเกาะติดอยู่ที่นั่น ในทางตรงกันข้ามอนุภาคขนาดเส้นผ่าศูนย์กลาง 3 ไมครอน จะเกาะติดอยู่ที่ส่วนล่างของทางหายใจได้ง่ายกว่าส่วนบน โดยเฉพาะอย่างยิ่งอนุภาคขนาดประมาณ 1 ไมครอน จะเกาะอยู่ที่ส่วนล่างของทางหายใจได้ง่ายมาก อย่างไรก็ดีเมื่อเส้นผ่าศูนย์กลางของอนุภาคมีขนาดเล็กลงอีก ระดับการเกาะติดในทางหายใจจะลดน้อยลง จนกระทั่งถึงขนาดเล็กอันหนึ่ง เมื่อเลยขนาดนี้ลงไปอีกระดับการเกาะติดจะกลับเพิ่มขึ้นอีก อนุภาคที่เกาะติดบนผนังของทางเดินหายใจจะถูกขับออกไปที่คอโดยการเคลื่อนโบกของเส้นขน (cilia) บนผนังแล้วรวมตัวเป็นเสมหะ (sputum) อนุภาคที่เกาะติดในถุงอากาศ ซึ่งไม่มีขนจะบุกรุกเยื่อของปอดและบางครั้งก่อให้เกิดโรค pneumoconiosis เนื่องจากคาร์บอนมอนอกไซด์ มีคุณสมบัติยึดแน่นมากกับฮีโมโกลบิน (hemoglobin) ในเลือด ทำให้ฮีโมโกลบินนั้นไม่สามารถทำหน้าที่ขนส่งออกซิเจนไปยังเยื่อที่มีชีวิต ดังนั้นจึงมีผลมากต่อระบบประสาทกลาง ซึ่งอ่อนแอต่อการขาดออกซิเจนมากที่สุด เมื่อผลคูณของความเข้มข้นของ CO (ppm.) กับชั่วโมงที่สูดมันมีค่าเท่ากับ 1,500 คนที่สูดอาจถึงแก่ความตายได้

**2.5.1.2 การประเมินผลของมลพิษต่อร่างกายมนุษย์** ก่อนทำการประเมินอิทธิพลของมลพิษต่อสุขภาพมนุษย์ ในทางวิทยาศาสตร์มีความจำเป็นที่จะทำการศึกษาเชิงระบาดวิทยาเพื่อค้นหาความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของมลภาวะอากาศ (ความเข้มข้น x เวลาที่สัมผัส) กับภัย

ต่อสุขภาพ จากข้อมูลบันทึกที่หาได้ องค์การอนามัยโลก (WHO) ได้แบ่งคุณภาพของอากาศเป็น 4 ระดับ ดังนี้

ระดับที่ 1 : มลพิษที่มีอยู่ในอากาศมีน้อยมาก (ต่ำกว่าค่า ๆ หนึ่งที่ระบุ) จนไม่มีผลกระทบโดยตรง หรือ โดยอ้อม

ระดับที่ 2 : มลพิษที่มีในอากาศกระตุ้นอวัยวะความรู้สึก มีอิทธิพลในแง่พิษภัยต่อพืชลดทัศนวิสัย และมีผลร้ายอื่น ๆ ต่อสิ่งแวดล้อม

ระดับที่ 3 : มลพิษที่มีอยู่ในอากาศ ก่อให้เกิดโรคเรื้อรังหรือทำให้ช่วงชีวิตสั้นลง

ระดับที่ 4 : มลพิษที่มีอยู่ในอากาศ ก่อให้เกิดโรคเฉียบพลัน และทำให้บางคนของกลุ่มคนที่มีความรู้สึกไวมากต่อสารนั้นเสียชีวิต

ในทันทีที่ได้พบความสัมพันธ์เชิงเหตุและผลที่ชัดเจนระหว่างปริมาณของมลพิษ และภัยต่อสุขภาพ ก้าวต่อไปคือการกำหนดความเข้มข้นที่ยอมได้ของมลพิษแต่ละตัวและการตั้งมาตรฐานของสภาวะแวดล้อมเพื่อประยุกต์ใช้ ในการทำเช่นนี้เป็นสิ่งจำเป็นที่จะต้องรู้ค่าขีดเริ่ม (threshold value) ของมลพิษเฉพาะตัว นั่นคือปริมาณสิ่งมีชีวิตเริ่มมีปฏิกิริยาต่อมลพิษ ความเข้มข้นที่ยอมได้ คือ ค่าความเข้มข้นที่ไม่อาจเกินได้ โดยที่คนแทบทั้งหมดที่ได้รับมลพิษนั้น จะไม่มีผลกระทบในค่ามาตรฐานสภาวะแวดล้อม คือ ความเข้มข้นที่ต่ำพอที่จะพิทักษ์สุขภาพของมนุษย์อย่างดีและปลอดภัยต่อสิ่งแวดล้อมที่มีชีวิต

แม้ว่าความเข้มข้นที่ยอมได้จะคล้ายคลึงกับมาตรฐานสภาวะแวดล้อมในแง่ที่ว่าทั้งสองสิ่งถูกกำหนดขึ้นปกป้องสุขภาพ แต่มันก็มีความหมายแตกต่างกันเพราะประเภทของคน ระดับที่ได้รับมลพิษ และเวลาที่รับมลพิษจะกำหนดไว้ไม่เหมือนกัน โดยทั่วไปค่าความเข้มข้นที่ยอมได้จะสูงกว่าค่ามาตรฐานสภาวะแวดล้อม และค่ามาตรฐานสภาวะแวดล้อมจะสูงกว่าค่าขีดเริ่ม (threshold value) การกำหนดค่ามาตรฐานสภาวะแวดล้อม ควรกระทำอย่างถูกหลักวิทยาศาสตร์ แต่ก็มีความจำเป็นต้องคำนึงถึงแง่ปัญหาทางการเมือง เศรษฐกิจ และสังคมด้วย ดังนั้น จึงเป็นธรรมดาที่มาตรฐานมลพิษตัวหนึ่ง ๆ ในแต่ละประเทศย่อมแตกต่างกันได้

### 2.5.2 อิทธิพลต่อพืช

ในจำนวนมลพิษที่มีผลกระทบต่อพืชตัวสำคัญ คือ $SO_2$, ไฮโดรฟลูออไรด์ (HF), $O_3$, PAN (Peroxy Acetyl Nitrate), $SO_2$ ก่อให้เกิดความเสียหายต่อพืชมากที่สุด และที่รองลงมา คือ HF ในระยะหลังที่มีการเกิด photochemical smog ความเสียหายที่เกิดจาก $O_3$ หรือ PAN เริ่มปรากฏมากขึ้น

#### 2.5.2.1 กลไกของการเกิดความเสียหาย

$SO_2$ ถูกดูดซึมผ่านทางหายใจ (Stomata) เข้าไปในพืชและทำปฏิกิริยากับแอลดีไฮด์ (aldehyde) ในพืชเกิดเป็น Hydroxysulfulic acid นอกจากนี้ $SO_2$ บางส่วนก็ถูกออกซิไดส์

เป็นกรดกำมะถัน ซึ่งทำลายเซลล์ของพืช HF เกือบทั้งหมดก็ถูกดูดซึมผ่าน Stomata เข้าไปในพืช และกลายเป็น hydroacid fluoride ซึ่งทำปฏิกิริยาเป็น silicic acid และก่อให้เกิดความเสียหาย รูหายใจของพืชจะเปิดออกเมื่อได้รับแสงอาทิตย์ และเปิดกว้างขึ้นเมื่อความชื้นในอากาศมีสูงขึ้น ดังนั้นความเสียหายจึงมักเกิดขึ้นทันทีหลังจากฝนตกในเวลากลางวัน

**2.5.2.2 ลักษณะสมบัติของความเสียหาย**

$SO_2$ มีแนวโน้มที่ก่อความเสียหายต่อใบเขียวที่เจริญเต็มที่ แต่ผลกระทบต่อใบอ่อนหรือใบแก่ จะมีน้อยมากเว้นแต่กรณีที่มีความเข้มข้นของ $SO_2$ มีค่าสูงมาก เหตุที่เป็นเช่นนั้นเพราะใบที่เจริญเต็มที่จะผลิตแอลดีไฮด์ปริมาณมากและรูหายใจของใบก็ทำงานว่องไว แต้มควัน (smoke specks) ที่เกิดจาก $SO_2$ จะมีสีขาวหรือสีทองสัมฤทธิ์และมีรูปกลม สี่เหลี่ยมจัตุรัสและรูปอื่น ๆ

HF ก่อความเสียหายต่อพืชรุนแรงกว่า $SO_2$ มาก HF จะทำความเสียหายต่อใบอ่อนด้วย แต่ความเสียหายจะเกิดที่ยอดหรือขอบรอบของใบ

$O_3$ ก่อให้เกิดแต้มสีขาว หรือสีขาวแกมเหลืองบนใบ PAN ก่อให้เกิดแต้มสีเงินหรือสีทองสัมฤทธิ์บนใบ

## 2.6 นโยบายพลังงานและสิ่งแวดล้อมของประเทศไทย

### 2.6.1 นโยบายพลังงาน

ประเทศไทยได้จัดทำนโยบายพลังงานเป็นส่วนหนึ่ง ของแผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ที่มีระยะเวลา 5 ปี สำหรับนโยบายพลังงาน ตามแผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ 8 ปี พ.ศ. 2540-2544 มีเป้าหมายพัฒนาพลังงานที่สำคัญ ดังนี้

1) เพิ่มการผลิตพลังงานเชิงพาณิชย์ในอัตราร้อยละ 5 ต่อปี
2) กำหนดให้อัตราการขยายตัวของอุปสงค์พลังงานเชิงพาณิชย์ของประเทศเพิ่มในระดับเดียวกันกับการขยายตัวของผลิตภัณฑ์มวลรวม
3) รักษาสัดส่วนการพึ่งพาพลังงานนำเข้าในสัดส่วนไม่เกินร้อยละ 70 ของอุปทานในปี 2544
4) กำหนดเป้าหมายการผลิตก๊าซธรรมชาติ น้ำมันดิบ คอนเดนเสทและถ่านหิน/ลิกไนต์จากแหล่งพลังงานในประเทศและจากพลังงานนำเข้า
5) เพิ่มกำลังการผลิตไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายใหญ่ในรูปของ Independent Power Producers (IPP) และจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP) ที่ผลิตไฟฟ้านอกรูปแบบหรือระบบผลิตพลังร่วม

6) ลดความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าผ่านโครงการการจัดการด้านอุปสงค์ (Demand Side Management) ให้ได้ 1,400 เมกะวัตต์ และ 3,846 ล้านหน่วย ในปี 2544

7) เพิ่มความมั่นคงของระบบไฟฟ้า

8) จำกัดระดับการปล่อยก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ จากการใช้พลังงานเชิงพาณิชย์ในสาขาคมนาคม การผลิตไฟฟ้า และอุตสาหกรรม รวมให้ได้ 555 พันตัน ในปี 2544

ตามเป้าหมายของนโยบายพลังงานสามารถสรุปได้เป็นดังนี้ คือ จะสร้างความมั่นคงในการจัดหาพลังงานให้เพียงพอสนองความต้องการในประเทศ, รักษาระดับการขยายตัวของการใช้ไฟฟ้าให้สอดคล้องกับการขยายตัวทางเศรษฐกิจ, เร่งรัดการอนุรักษ์พลังงานและการจัดการด้าน อุปสงค์พลังงาน, ควบคุมการนำเข้าพลังงานโดยพยายามเร่งผลิตพลังงานจากแหล่งพลังงานภายในประเทศและลดผลกระทบสิ่งแวดล้อมจากการผลิตและการใช้พลังงาน

ขณะเดียวกันแผนการรับซื้อไฟฟ้าจากทั้งผู้ผลิตไฟฟ้ารายใหญ่ และจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กก็จำเป็นต้องเลื่อนออกไป เนื่องจากความต้องการใช้ไฟฟ้าของประเทศได้ลดลงอย่างเห็นได้ชัดเจนจากผลของวิกฤตเศรษฐกิจ ส่งผลกระทบต่อแผนการขยายระบบผลิตไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยที่ได้วางแผนการขยายกำลังผลิตไว้ เช่น การก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังความร้อนใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงที่จังหวัดราชบุรี โดยการวางท่อก๊าซธรรมชาติมาจากประเทศสหภาพพม่า กำหนดการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าจ่ายกระแสไฟฟ้าเข้าระบบต้องเลื่อนออกไปเช่นกัน

**2.6.2 นโยบายสิ่งแวดล้อม**

นโยบายสิ่งแวดล้อมของประเทศไทย ที่เกี่ยวข้องกับพลังงาน สามารถแบ่งได้เป็นสองส่วน คือ นโยบายสิ่งแวดล้อมในการลดมลพิษจากการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล และนโยบายสิ่งแวดล้อมเกี่ยวกับก๊าซเรือนกระจกและการควบคุม สำหรับช่วงแผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 8 มีนโยบายสิ่งแวดล้อมด้านพลังงานที่สำคัญ ดังนี้

1) นโยบายสิ่งแวดล้อมในการลดมลพิษจาการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล เป็นแนวทางที่รัฐต้องการป้องกันไม่ให้ประชาชนและสิ่งแวดล้อมได้รับอันตรายและหรือความเสียหายจากการผลิตและการใช้พลังงาน นโยบายส่วนนี้ที่ชัดเจน ได้แก่

- การออกกฎหมายกำหนดพื้นที่บังคับใช้น้ำมันเตาที่มีส่วนผสมของกำมะถันต่างกัน
- การเร่งรัดให้มีการจำหน่ายน้ำมันดีเซลกำมะถัน 0.05%
- การกำหนดให้โรงไฟฟ้าใช้ถ่านหิน/ลิกไนต์ต้องติดตั้งระบบกำจัดก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ และฝุ่นละอองให้เป็นไปตามมาตรฐานการปล่อยทิ้งอากาศเสีย
- การส่งเสริมให้ใช้เชื้อเพลิงสะอาด เช่น ก๊าซธรรมชาติ ชีวมวลในโรงไฟฟ้า ยานพาหนะ
- การสนับสนุนให้มีการกำจัดขยะโดยมีพลังงานเป็นผลพลอยได้

2) นโยบายสิ่งแวดล้อมเกี่ยวกับก๊าซเรือนกระจกและการควบคุม เป็นแนวทางที่รัฐได้จัดเตรียมการ เพื่อรองรับการที่ประเทศไทยได้ให้สัตยาบรรณต่ออนุสัญญาว่าด้วยการเปลี่ยนแปลงภูมิอากาศของสหประชาชาติ (UNFCCC) เมื่อ 28 ธันวาคม 2537 จึงมีพันธกิจที่สำคัญต้องดำเนินการจัดทำรายงานแห่งชาติประกอบด้วย ข้อสนเทศบัญชีรายการแห่งชาติ (National Inventories) รายงานมาตรการการลด (Mitigation) ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจก และรายงานการปรับตัว (Adaptation) จากผลกระทบของก๊าซเรือนกระจกในระยะยาว โดยแนวนโยบายการผลิตและการใช้พลังงานที่เกี่ยวข้องกับการลดและการปรับตัวจากผลกระทบก๊าซเรือนกระจกที่สำคัญ ได้แก่

- การส่งเสริมให้มีการใช้พลังงานหมุนเวียน (Renewable Energy) มากขึ้น
- การสนับสนุนให้มีการอนุรักษ์พลังงาน (Energy Conservation)
- การเปลี่ยนไปใช้เชื้อเพลิงที่มีคาร์บอนต่ำ (Fuel Switching)

นอกจากนี้รัฐบาลโดยกระทรวงวิทยาศาสตร์ เทคโนโลยีและสิ่งแวดล้อม ได้ออกมาตรการควบคุมการปล่อยมลสารจากการใช้พลังงาน ซึ่งเป็นกฎหมายควบคุมการระบายมลพิษทางอากาศสู่บรรยากาศ คือ มาตรฐานควบคุมการปล่อยทิ้งอากาศเสียจากโรงไฟฟ้า เมื่อวันที่ 25 ธันวาคม 2538

## 2.7 มาตรฐานมลพิษทางอากาศต่าง ๆ ของประเทศไทย

มาตรฐานมลพิษอากาศในปัจจุบันที่ใช้ประกอบด้วย มาตรฐานคุณภาพอากาศในบรรยากาศทั่วไป มุ่งเน้นเพื่อปกป้องสุขภาพอนามัยของประชาชนโดยทั่วไปส่วนมาตรฐานคุณภาพอากาศในสถานที่ทำงานจะมีความเข้มข้นสูงกว่ามาตรฐานคุณภาพอากาศในบรรยากาศทั่วไป เนื่องจากมาตรฐานคุณภาพอากาศในบรรยากาศทั่วไปนั้น คำนึงถึงประชาชนจะต้องอยู่ในบรรยากาศที่มีมลพิษตลอด 24 ชั่วโมง ตลอดช่วงอายุของประชาชน โดยที่ยังไม่ก่อให้เกิดอันตรายต่อร่างกาย ส่วนมาตรฐานคุณภาพอากาศในที่ทำงานจะพิจารณาเฉลี่ย 8 ชั่วโมง ที่คนงานต้องสัมผัสสารนั้น ๆ โดยยังไม่ก่อให้เกิดอันตรายต่อร่างกาย ส่วนมาตรฐานการระบายอากาศเสียออกจากแหล่งกำเนิดจะเป็นการควบคุมการระบายอากาศเสียจากแหล่งกำเนิดโดยตรง ทั้งที่เป็นปล่องและฝุ่นฟุ้งกระจาย เช่น ฝุ่นจากเครื่องโม่บดและย่อยหิน ความเข้มข้นของมลพิษที่ยอมให้ระบายจากแหล่งกำเนิดจะมีค่าสูงเนื่องจากจะมีการฟุ้งกระจายและเจือจางไปในอากาศ แต่ความเข้มข้นจากแหล่งกำเนิดที่ยอมให้ระบายออกนั้น จะต้องไม่ทำให้คุณภาพอากาศในบรรยากาศสูงกว่ามาตรฐาน ดังรายละเอียดแสดงในภาคผนวก ค ตารางที่ 1.ค ถึง 4.ค

## 2.8 การใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า

สำนักงานคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (2544) ได้กล่าวว่าในปี 2543 ไฟฟ้าที่ผลิตจากก๊าซธรรมชาติ มีสัดส่วนร้อยละ 60.4 รองลงไปได้แก่ไฟฟ้าที่ผลิตจากลิกไนต์/ถ่านหิน

ร้อยละ 19.7 จากน้ำมันเตาร้อยละ 13.2 จากพลังน้ำร้อยละ 3.9 และจากการนำเข้าร้อยละ 2.8 โดยแนวโน้มการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าในช่วงแผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ 9 และ 10 จะเป็นดังนี้

1) ก๊าซธรรมชาติ ยังคงเป็นเชื้อเพลิงหลักในการผลิตไฟฟ้าตลอดช่วงแผนฯ 9 และแผนฯ 10 ทั้งนี้การผลิตไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติ จะมีสัดส่วนในระดับร้อยละ 57.5-73.5 โดยสัดส่วน สูงสุดจะอยู่ในปี 2546

2) การผลิตไฟฟ้าจากถ่านหินและลิกไนต์ จะเพิ่มความสำคัญมากขึ้นโดยมีสัดส่วนอยู่ ในช่วง ร้อยละ 16.8-28.4 ทั้งนี้สัดส่วนของลิกไนต์ จะลดความสำคัญลงขณะที่ถ่านหินนำเข้า จะมีความสำคัญเพิ่มมากขึ้น การใช้ถ่านหินในการผลิตไฟฟ้าของ IPP คาดว่าจะเกิดขึ้นในปี 2547 เป็นต้นไป

3) การผลิตไฟฟ้าจากน้ำมันเตา จะมีแนวโน้มลดลงตลอดช่วงแผนฯ 9 และแผนฯ 10 โดยเป็นไปตามแผนการใช้ก๊าซธรรมชาติ ทดแทนน้ำมันเตาของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ดังนั้นสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากน้ำมันเตาจะลดจากร้อยละ 13.2 ในปี 2543 เหลือเพียง ร้อยละ 0.8 ในปี 2554 เมื่อสิ้นแผนฯ 10

4) การนำเข้าพลังงานไฟฟ้าจะเพิ่มความสำคัญมากขึ้น ทั้งนี้สัดส่วนไฟฟ้านำเข้าจะเพิ่มจากร้อยละ 2.2 ในปี 2544 เป็นร้อยละ 9.2 ในปี 2554 โดยสรุปแล้วในปี 2554 สัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติ ยังคงสูงสุดอยู่ในระดับร้อยละ 64.4 รองลงไปได้แก่ ลิกไนต์/ถ่านหินร้อยละ 22.8 ไฟฟ้านำเข้าร้อยละ 9.2 ไฟฟ้าพลังน้ำร้อยละ 2.8 และจากน้ำมันเตาร้อยละ 0.8 ดังรายละเอียดแสดงในภาคผนวก ก ตารางที่ 5ก

**2.9 สถานการณ์ผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย**

หลังจากสถานการณ์วิกฤตเศรษฐกิจในประเทศไทยซึ่งเริ่มตั้งแต่ปลายปี 2540 ทำให้การใช้ไฟฟ้าของประเทศได้ชะลอตัวลง จนในที่สุดคณะอนุกรรมการการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า ได้จัดทำการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าชุดใหม่เมื่อเดือน กันยายน 2541 และ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ได้ปรับปรุงแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของ กฟผ. พ.ศ 2542-2554 หรือ PDP99-01 โดยอาศัยผลการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าชุด กรณีเศรษฐกิจฟื้นตัวปานกลาง

แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของ กฟผ. พ.ศ 2542-2554 หรือ PDP99-01 กฟผ. ได้ใช้งานมาเป็นระยะเวลาพอสมควร และในช่วงระยะเวลาดังกล่าวได้มีการเปลี่ยนแปลงของปัจจัยและตัวแปรต่าง ๆ ที่มีผลต่อการพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า เช่น ปริมาณการผลิตและการใช้ก๊าซธรรมชาติ การแปรรูปโครงการโรงไฟฟ้าราชบุรี กำหนดแล้วเสร็จของโครงการต่าง ๆ ที่อยู่ระหว่างก่อสร้างได้เปลี่ยนไป อย่างไรก็ตามข้อมูลกำหนดแล้วเสร็จของโรงไฟฟ้าเอกชนต่าง ๆ ที่อยู่ระหว่างการทำประชาพิจารณ์และสภาพความต้องการไฟฟ้าในอนาคตยังไม่แน่ชัด ดังนั้น กฟผ. จึงได้ดำเนินการปรับปรุง

แผนชั่วคราว โดยปรับเปลี่ยนมาใช้ข้อมูลล่าสุดแต่ยังคงแผนระยะยาวไว้ก่อน และเรียกแผนปรับปรุงใหม่นี้ว่า PDP99-02 ซึ่งแผนดังกล่าวได้นำเสนอคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) ในคราวประชุม ครั้งที่ 9/2543 (ครั้งที่ 79) เมื่อวันที่ 28 กันยายน 2543 และเมื่อต้นปี 2544 คณะอนุกรรมการการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า ได้มีการประเมินความต้องการใช้ไฟฟ้าที่ผ่านมาปรากฏว่าเกิดความเบี่ยงเบนในอัตราส่วนการใช้ไฟฟ้าในเขตนครหลวงและภูมิภาค โดยที่การใช้ไฟฟ้าในเขตนครหลวงเพิ่มขึ้นน้อยกว่าที่ประมาณการไว้ และการใช้ไฟฟ้าในเขตภูมิภาคเพิ่มมากกว่าที่ประมาณการไว้ โดยที่ความต้องการใช้ไฟฟ้ารวมมีค่าใกล้เคียงกับค่าพยากรณ์ในชุดกรณีเศรษฐกิจฟื้นตัวปานกลาง (MER) ดังนั้นคณะอนุกรรมการฯ จึงจัดทำผลการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าขึ้นใหม่เมื่อเดือนกุมภาพันธ์ 2544 เป็นชุดกรณีฐาน โดยปรับปรุงจากค่าพยากรณ์ฯ กรณีเศรษฐกิจฟื้นตัวปานกลาง

กฟผ. จึงได้ทำการจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของ กฟผ.ใหม่ เพื่อให้ได้แผนที่สอดคล้องกับพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าและข้อมูลล่าสุดของความก้าวหน้าของการก่อสร้างโรงไฟฟ้าพร้อมทั้งลดกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองต่ำสุดให้เหมาะสมและลดเงินลงทุนในการก่อสร้างโรงไฟฟ้าใหม่โดยพิจารณาการปรับปรุงโรงไฟฟ้าเก่าที่ใช้งานมากกว่า 20 ปีให้สามารถยืดอายุการใช้งานออกไป เป็นต้น สำหรับแผนฯใหม่ นี้เรียกว่า แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของ กฟผ. พ.ศ 2544-2559 หรือ PDP2001 โดย กฟผ.ได้เสนอแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าเป็น 2 แผน คือ แผนที่มีกำลังผลิตสำรองต่ำสุดไม่น้อยกว่าร้อยละ 15 และ ไม่น้อยกว่าร้อยละ 20 เป็นแผนหลัก และแผนสำรองตามลำดับ และได้รับอนุมัติจากคณะกรรมการ กฟผ. ในการประชุมครั้งที่ 11/2544 เมื่อวันที่ 21 กันยายน 2544 ดังรายละเอียดตามภาคผนวก ก ตารางที่ 2.ก-3.ก

ในปีงบประมาณ 2544 (ช่วงตุลาคม 2543-สิงหาคม 2544) ความต้องการไฟฟ้าสูงสุด เกิดขึ้นเมื่อวันที่ 23 เมษายน 2544 เท่ากับ 16,126.4 เมกะวัตต์ (สูงกว่าความต้องการสูงสุดของงบประมาณ 2543 ประมาณ 1,208.1 เมกะวัตต์) ในขณะที่เมื่อเดือนสิงหาคม 2544 มีกำลังผลิตติดตั้งของระบบไฟฟ้าทั้งสิ้น 21,939.8 เมกะวัตต์ ซึ่งประกอบด้วย

| | |
|---|---|
| - โรงไฟฟ้าพลังน้ำ | 2,886.3 เมกะวัตต์ (13.2 %) |
| - โรงไฟฟ้าพลังความร้อน | 6,255.0 เมกะวัตต์ (28.5 %) |
| - โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม | 5,074.6 เมกะวัตต์ (23.1 %) |
| - โรงไฟฟ้ากังหันแก๊ส ดีเซล และอื่น ๆ | 784.5 เมกะวัตต์ (3.6 %) |
| - ซื้อจากเอกชน และ ประเทศ สปป.ลาว | 6,939.4 เมกะวัตต์ (31.6 %) |

( การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย, 2544)

สำหรับโครงการโรงไฟฟ้าที่อยู่ในระหว่างก่อสร้าง ของ กฟผ. และ เอกชน รวมกำลังผลิตที่อยู่ระหว่างก่อสร้างทั้งสิ้น 8738.5 เมกะวัตต์ ดังรายละเอียดตามตารางที่ 2.1-2.2

ตารางที่ 2.1 โครงการโรงไฟฟ้าที่อยู่ในระหว่างการก่อสร้าง ของ กฟผ.

| ชื่อโครงการ | กำลังผลิต (เมกะวัตต์) | กำลังผลิต |
|---|---|---|
| 1) พลังน้ำเขื่อนลำตะคองแบบสูบกลับ เครื่องที่ 1-2 | 2 x 250 | ต.ค-พ.ย 2544 |
| 2) พลังความร้อนร่วมราชบุรี ชุดที่ 1 | 725 | พฤศจิกายน 2544 |
| 3) พลังความร้อนร่วมราชบุรี ชุดที่ 2 | 725 | ธันวาคม 2544 |
| 4) สายส่งเชื่อมโยงไทย-มาเลเซีย ระยะที่ 2 | 300 | ธันวาคม 2544 |
| 5) พลังความร้อนร่วมราชบุรี ชุดที่ 3 | 725 | เมษายน 2545 |
| 6) พลังความร้อนกระบี่ เครื่องที่ 1 | 300 | ธันวาคม 2545 |
| รวม | 3275 | |

ที่มา : การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย, 2544

ตารางที่ 2.2 โครงการโรงไฟฟ้าที่อยู่ในระหว่างก่อสร้าง ของเอกชนและต่างประเทศ

| โครงการ | กำลังผลิต (MW.) | กำหนดแล้วเสร็จ |
|---|---|---|
| 1) บริษัทบ่อวิน เพาเวอร์จำกัด | 2 x 356.5 | เมษายน 2545 |
| 2) บริษัทอิสเทริ์นเพาเวอร์ จำกัด | 350 | กรกฎาคม 2545 |
| 3) บริษัทกัลฟ์เพาเวอร์เจนเนอเรชั่น จำกัด เครื่องที่ 1-2 | 2 x 367 | ต.ค 47-เม.ย 49 |
| 4) บริษัทยูเนียนเพาเวอร์ ดีวิลอปเมนต์ ฯ เครื่องที่ 1-2 | 2 x 700 | ต.ค 48-ม.ค 49 |
| 5) บริษัท BLCP เพาเวอร์ จำกัด เครื่องที่ 1-2 | 2 x 673.25 | ต.ค 49-ก.พ 50 |
| รวม | 4,543.5 | |
| รับซื้อไฟฟ้าจาก สปป.ลาว<br>1) พลังน้ำน้ำเทิน 2 | 920 | กันยายน 2550 |

ที่มา : การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย, 2544

**2.9.1 แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า**

แผนการผลิตไฟฟ้าของ กฟผ. (PDP 2001) เป็นแผนระยะยาวครอบคลุมระยะเวลา 16 ปี (ปี 2544-2559) ตั้งแต่ปลายแผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ 8 ถึงสิ้นฉบับที่ 11 โดยใช้ค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าฉบับเดือนกุมภาพันธ์ 2544 ได้วางแผนเป็น 2 แผน คือ

- แผนหลัก คือแผนที่มีกำลังผลิตสำรองต่ำสุดไม่น้อยกว่าร้อยละ 15
- แผนสำรอง คือแผนที่มีกำลังผลิตสำรองต่ำสุดไม่น้อยกว่าร้อยละ 20

**2.9.1.1 กำลังผลิตติดตั้ง การชะลอโครงการ และโครงการใหม่**

1) กำลังผลิตติดตั้งในช่วงระหว่างปี 2544-2559 จะมีกำลังผลิตติดตั้งเพิ่มขึ้นสุทธิ (กำลังผลิตที่เพิ่มใหม่ทั้งหมดรวมรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตเอกชนรายเล็ก หักด้วยกำลังผลิตที่ปลดออกจากระบบ) 26,331.7 เมกะวัตต์ ในแผนหลัก และ 28,231.7 เมกะวัตต์ ในแผนสำรอง และเมื่อรวมกับกำลังผลิตติดตั้งในปัจจุบัน (สิ้นเดือนสิงหาคม 2544) จำนวน 21,939.8 เมกะวัตต์ จะทำให้กำลังผลิตติดตั้งในปลายปี 2559 มีจำนวน 48,271.5 เมกะวัตต์ ในแผนหลัก และ 50,171.5 เมกะวัตต์ ในแผนสำรอง ตามลำดับ

2) ชะลอโครงการของ กฟผ. ที่อยู่ในระหว่างก่อสร้างและโครงการที่อยู่ระหว่างการขออนุมัติออกไปจากแผนฯ คือ โครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำลำตะคองแบบสูบกลับเครื่อง 3 และ 4 ขนาด 2 x250 เมกะวัตต์ โครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนที่กระบี่ เครื่องที่ 2 ขนาด 300 เมกะวัตต์ และโครงการพลังความร้อนร่วมสุราษฎร์ธานี (ส่วนกังหันไอน้ำ)

3) โครงการสายส่ง 500 กิโลโวลต์ บางสะพาน2-สุราษฎร์ธานี ซึ่งเป็นส่วนต่อขยายโครงการสายส่ง 500 กิโลโวลต์ ฝั่งตะวันตก (จอมบึง-บางสะพาน 2) เป็นโครงการเพิ่มความมั่นคงของระบบไฟฟ้าภาคใต้ คาดว่าระยะแรกจะแล้วเสร็จในปี 2550

4) ปรับปรุงโรงไฟฟ้าเก่าที่มีประสิทธิภาพต่ำ ให้มีประสิทธิภาพสูงขึ้น โดยการ Repowering คือเปลี่ยนโรงไฟฟ้าพลังความร้อนพระนครเหนือเป็นโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมเข้าระบบในปี 2550 ในแผนหลัก ปี 2548 ในแผนสำรอง โรงไฟฟ้าพลังความร้อนพระนครใต้ เครื่องที่ 1-5 เป็นโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม 2 ชุด เข้าระบบในปี 2550 และปี 2552ในแผนหลัก ปี 2548 และ 2550ในแผนสำรอง และโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมบางประกง ชุดที่ 1-2 เข้าระบบในปี 2553 ในแผนหลัก และปี 2552 ในแผนสำรอง

5) ปรับปรุงเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ของโรงไฟฟ้าพลังน้ำที่ใช้งานมานาน ให้มีประสิทธิภาพสูงขึ้น ประกอบด้วย เขื่อนอุบลรัตน์ เขื่อนสิรินธร เขื่อนจุฬาภรณ์ เขื่อนน้ำพุง และเขื่อนแก่งกระจาน

**2.9.1.2 การลงทุนของภาคเอกชนและรับซื้อไฟฟ้าจากประเทศเพื่อนบ้าน**

1) ตามที่รัฐบาลมีนโยบายลดภาระการลงทุนภาครัฐ และส่งเสริมให้เอกชนเข้ามาลงทุนดำเนินธุรกิจผลิตไฟฟ้า ซึ่งกำหนดให้มีการลงทุนโดยเอกชนในรูปของผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ (Independent Power Producer : IPP) ในโครงการใหม่ กฟผ.ได้ดำเนินการตามแนวนโยบายในการรับซื้อไฟฟ้าจากเอกชน โดยได้รับซื้อจากผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระรอบแรก รวม 7 ราย ในระหว่างปี 2542-2550 จำนวน 5,943.5 เมกะวัตต์ และปัจจุบันมีโรงไฟฟ้าที่แล้วเสร็จและเริ่มต้นซื้อ-ขาย รวม 2 ราย คือ บริษัทไตรเอ็นเนอยี่ จำกัด (ขนาด 700 เมกะวัตต์) และบริษัท ผลิตไฟฟ้าอิสระ (ประเทศไทย)

จำกัด (ขนาด 700 เมกะวัตต์) ซึ่งขนานเครื่องเข้าระบบเมื่อเดือน กรกฎาคม และ สิงหาคม 2543 ตามลำดับ ส่วนที่เหลืออีก 5 ราย จะทยอยเข้าระบบในปี 2545-2550

2) จากการที่คณะรัฐมนตรีมีนโยบายให้ กฟผ. รับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก (SPP) ในช่วงปี 2539-2543 เป็นจำนวน 3,200 เมกะวัตต์ แต่เนื่องจากสถานที่ตั้งของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กส่วนมากตั้งอยู่ทางภาคตะวันออก ซึ่งประสบปัญหาด้านการจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบของ กฟผ. และจากปัญหาการชะลอตัวทางเศรษฐกิจ ทำให้มีผู้ผลิตหลายรายขอเลื่อนโครงการและขอยกเลิกโครงการคาดว่าจะมีผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กประเภท Firm สามารถจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบ กฟผ. ในช่วงปี 2539-2550 ได้ประมาน 2,057 เมกะวัตต์ รายละเอียดแสดงในภาคผนวก ก ตารางที่ 4.ก

3) แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าฉบับ PDP 2001 ได้รวมการรับซื้อไฟฟ้าจากโครงการที่พัฒนาใน สปป.ลาว จำนวนประมาณ 3,300 เมกะวัตต์ แต่เนื่องจากข้อจำกัดของระยะเวลาการก่อสร้างสายส่งทำให้การรับซื้อไฟฟ้าต้องเลื่อนออกไปอีก 9 เดือน เป็นเดือนกันยายน 2550 และมีนาคม 2551

## 2.10 ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (Small Power Producer : SPP)

### 2.10.1 ความหมายของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP)

ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP) หมายถึง โครงการผลิตไฟฟ้าโดยใช้ระบบการผลิตพลังงานความร้อนและไฟฟ้าร่วมกัน (Cogeneration) หรือการผลิตไฟฟ้า โดยใช้พลังงานนอกรูปแบบกากหรือเศษวัสดุเหลือใช้เป็นเชื้อเพลิง โครงการ SPP แต่ละโครงการจะจำหน่ายไฟฟ้าให้ กฟผ. ไม่เกิน 90 เมกะวัตต์ (MW) แต่เนื่องจาก SPP แต่ละแห่งสามารถขายไฟฟ้าให้ผู้บริโภคที่อยู่ในบริเวณใกล้เคียงได้โดยตรง กำลังการผลิตของ SPP มักจะอยู่ในระดับ 120-150 MW SPP บางโครงการมีขนาดใกล้เคียงกับ IPP แต่ใช้รูปแบบการผลิตเป็นระบบ Cogeneration

### 2.10.2 ความเป็นมาของ SPP

คณะรัฐมนตรี ได้มีมติเมื่อวันที่ 17 มีนาคม 2535 เห็นชอบร่างระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตรายเล็ก (SPP) โดยการไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง ได้ออกระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตรายเล็ก และการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ได้ออกประกาศการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP งวดที่ 1 เมื่อวันที่ 30 มีนาคม 2535 จำนวน 300 เมกะวัตต์ ให้ผู้สนใจยื่นข้อเสนอต่อ กฟผ. ต่อมาได้มีการขยายปริมาณการรับซื้อเป็นลำดับ โดยในครั้งล่าสุด เมื่อวันที่ 9 กรกฎาคม 2539 คณะรัฐมนตรีได้มีมติให้ขยายปริมาณการรับซื้อเป็น 3,200 เมกะวัตต์ สำหรับการรับซื้อไฟฟ้าในช่วงปี 2539-2543 และให้มีการรับซื้อไฟฟ้าที่ผลิตจากพลังงานนอกรูปแบบ กากหรือวัสดุเหลือใช้เป็นเชื้อเพลิงต่อไปโดยไม่กำหนดปริมาณการรับซื้อไฟฟ้า

**2.10.3 วัตถุประสงค์ของการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตรายเล็ก**

- เพื่อส่งเสริมให้ผู้ผลิตรายเล็กเข้ามามีส่วนร่วมในการผลิตไฟฟ้า
- เพื่อส่งเสริมให้มีการใช้ต้นพลังงานพลอยได้ในประเทศ และพลังงานนอกรูปแบบในการผลิตไฟฟ้า
- เพื่อส่งเสริมให้มีการใช้ต้นพลังงานในการผลิตไฟฟ้าให้เกิดประโยชน์มากยิ่ง ขึ้น
- เพื่อช่วยแบ่งเบาภาระทางด้านการลงทุนของรัฐในระบบการผลิต และระบบจำหน่ายไฟฟ้า

**2.10.4 ความก้าวหน้าในการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก**

นับตั้งแต่ปี 2535 กฟผ. ได้รับข้อเสนอขายไฟฟ้าทั้งสิ้น 92 ราย แต่มีบางราย ที่ถูกปฏิเสธและบางรายที่ขอถอนข้อเสนอ โดยเฉพาะอย่างยิ่งหลังจากค่าเงินบาทลอยตัวเมื่อเดือนกรกฎาคม 2540 และภาวะวิกฤตเศรษฐกิจที่เกิดขึ้นต่อเนื่องมาจนถึงปัจจุบัน ทำให้ผู้ดำเนินโครงการ SPP ประสบกับปัญหาการจัดหาเงินกู้ล่าช้า และลูกค้าตรงของผู้ผลิตรายเล็ก ไม่สามารถดำเนินโครงการได้ตามกำหนด ทำให้ SPP หลายรายขอเลื่อนกำหนดการจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบ นอกจากนี้ ภาวะเศรษฐกิจที่ซบเซา ยังมีผลทำให้ความต้องการใช้ไฟฟ้า ของประเทศลดลงอย่างมาก กล่าวคือ ความต้องการพลังไฟฟ้าของประเทศในปี 2541 ลดลงร้อยละ 2.25 การเลื่อนโครงการ SPP จึงเป็นประโยชน์แก่ทั้ง 2 ฝ่าย เพราะทำให้ กฟผ. สามารถลดภาระการชำระค่าไฟฟ้าให้โครงการ SPP ได้ด้วย

ในปัจจุบัน กฟผ. ได้ลงนามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าไปแล้ว 50 ราย และกำลังอยู่ในระหว่างการเจรจา 6 ราย หากทุกโครงการแล้วเสร็จ และสามารถจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบไฟฟ้าได้ ปริมาณรับซื้อทั้งสิ้นจะสูงถึง 2,365 MW เมื่อสิ้นเดือนเมษายน 2542 มี SPP 37 โครงการ ที่สามารถจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบของ กฟผ. ได้แล้ว โดยมีปริมาณเสนอขายรวม 1,220 MW โครงการที่อยู่ระหว่างการก่อสร้างและคาดว่าจะเสร็จภายในช่วง 2 ปีข้างหน้าอีกประมาณ 8 โครงการ ส่วนที่เหลือมี 5 โครงการมีปัญหาด้านการเงิน และอาจจะไม่สามารถดำเนินการให้แล้วเสร็จได้ ดังนั้นในที่สุด กฟผ. อาจจะรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP ได้เพียง 51 ราย กำลังผลิตรวมประมาณ 2,000 เมกะวัตต์ ดังรายละเอียดตามภาคผนวก ก ตารางที่ 4.ก และ 6.ก

**2.10.5 ประโยชน์ ของ SPP**

SPP มีประโยชน์ต่อประเทศโดยส่วนรวม พอสรุปได้ดังนี้

**2.10.5.1** ทำให้ประเทศไทยมีไฟฟ้าใช้อย่างเพียงพอกับความต้องการ

**2.10.5.2** เป็นการเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงานของประเทศ เพราะระบบ Cogeneration คือ ระบบการผลิตไฟฟ้าและไอน้ำร่วมกัน ซึ่งเป็นระบบที่มีประสิทธิภาพสูงมาก อีกทั้งยังตอบสนองความต้องการของโรงงานอุตสาหกรรม หลายประเภทที่ต้องการใช้ทั้งไฟฟ้า และ

ไอน้ำในระบบการผลิตของโรงงาน

**2.10.5.3** ทำให้ผู้ใช้ไฟฟ้าในเขตนิคมอุตสาหกรรม ที่ซื้อไฟฟ้าโดยตรงจาก SPP สามารถซื้อไฟฟ้าได้ในราคาต่ำกว่าราคาที่ซื้อจากการไฟฟ้าฯ

**2.10.5.4** ทำให้ผู้ใช้ไฟฟ้าในเขตนิคมอุตสาหกรรม ได้รับไฟฟ้าที่มีคุณภาพดีและมีความมั่นคงกว่าการรับซื้อจากระบบของการไฟฟ้าฯ อันเป็นการลดผลกระทบจากปัญหาไฟดับไฟตกได้อย่างมาก

**2.10.5.5** ช่วยลดต้นทุนแก่โรงงานอุตสาหกรรม ที่ซื้อไฟฟ้าและไอน้ำจาก SPP โดยโรงงานเหล่านี้ จะสามารถลดเงินลงทุน และการบำรุงรักษาเกี่ยวกับการผลิตไอน้ำได้ทั้งหมด

**2.10.5.6** เป็นการแบ่งเบาภาระการลงทุนของรัฐ โดยคาดว่า SPP จะช่วยลดการลงทุนในการก่อสร้างโรงไฟฟ้า โดย กฟผ. ได้กว่า 100,000 ล้านบาท

**2.10.5.7** เพิ่มการแข่งขันในการผลิตไฟฟ้า ซึ่งเป็นขั้นตอนแรกที่จะนำไปสู่การแข่งขันในทุกขั้นตอนของระบบไฟฟ้าของประเทศ ซึ่งต่อไปจะเปิดให้ผู้ผลิตไฟฟ้า ขายไฟฟ้าได้โดยตรงแก่ผู้ใช้ไฟฟ้า โดยใช้บริการสายส่งและสายจำหน่ายของการไฟฟ้า

**2.10.6 การจัดการสิ่งแวดล้อมของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP)**

ตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตรายเล็ก ได้กำหนดให้ผู้ผลิตรายเล็กจะต้องได้รับอนุญาต หรือมีหนังสือรับรองการอนุญาตให้ก่อสร้างโรงงาน ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้า หรือผลิตและจำหน่ายไฟฟ้าจากหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง โดยจะต้องนำมาแสดงกับการไฟฟ้าภายใน 18 เดือน หลังทำสัญญาซื้อ-ขายไฟฟ้ากับการไฟฟ้าและก่อนการเริ่มจำหน่ายไฟฟ้า นอกจากนี้ผู้ผลิตรายเล็กจะต้องปฏิบัติตามกฎหมายสิ่งแวดล้อมที่เกี่ยวข้อง เช่น หากผู้ผลิตรายเล็กมีขนาดกำลังการผลิตตั้งแต่ 20 เมกะวัตต์ขึ้นไป จะต้องทำรายงานการศึกษาวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม (Environmental Impact Assessment : EIA) ตามพระราชบัญญัติส่งเสริมและรักษาคุณภาพสิ่งแวดล้อมแห่งชาติ มีการกำหนดมลพิษที่ปล่อยออกจากโรงไฟฟ้า ได้แก่ อากาศ น้ำ และของเสีย จะต้องเป็นไปตามมาตรฐาน ที่กำหนดโดยกระทรวงที่เกี่ยวข้อง คือ กระทรวงวิทยาศาสตร์ เทคโนโลยีและสิ่งแวดล้อม กระทรวงมหาดไทย และกระทรวงอุตสาหกรรม

## 2.11 ผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ (Independent Power Producer : IPP)

### 2.11. 1 นโยบายของรัฐเกี่ยวกับ IPP

กฟผ. ประกาศรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ (Independent Power Producer : IPP) หรือ ผู้ผลิตไฟฟ้ารายใหญ่ รอบแรก เมื่อเดือนธันวาคม 2537 โดยกำหนดที่จะรับซื้อไฟฟ้าจาก IPP รวมทั้งหมด 5,800 MW สำหรับช่วงปี 2539-2546 ในขณะนี้มีการลงนามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าจาก IPP ไปแล้ว 7 โครงการ รวมปริมาณไฟฟ้าที่ขายให้ กฟผ. 5,944 MW รัฐมีนโยบายในการส่ง

เสริมให้เอกชนเข้ามามีบทบาทในการผลิตไฟฟ้าตั้งแต่ปี 2532 โดยตามแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของ กฟผ. ส่วนหนึ่งจะมีการรับซื้อไฟฟ้าจากเอกชนรายใหญ่ (IPP) และรายเล็ก (SPP) ซึ่งเป็นนโยบายที่รัฐส่งเสริมให้เอกชน เข้ามามีบทบาทมากขึ้น ในกิจการไฟฟ้าของประเทศ ทั้งนี้ได้กำหนดให้ กฟผ. มีการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตเอกชนรายใหญ่ ในระยะแรก ปริมาณ 3,800 เมกะวัตต์ ซึ่ง กฟผ. ได้ออกประกาศรับซื้อไฟฟ้า ตั้งแต่วันที่ 15 ธันวาคม 2537 เป็นต้นมา แต่เนื่องจากความต้องการไฟฟ้าในช่วงเวลานั้นเพิ่มขึ้นอย่างรวดเร็ว คณะรัฐมนตรีจึงได้มีมติให้เพิ่มการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตเอกชนรายใหญ่ (IPP) อีก 1,600 เมกะวัตต์ โดยให้อำนาจ กฟผ. พิจารณาเพิ่มลดได้ร้อยละ 20

**2.11.2 การประเมินและคัดเลือก IPP**

1) การดำเนินการประเมิน และคัดเลือกโครงการ IPP มีหลักเกณฑ์การประเมินดังนี้

- ปัจจัยทางด้านราคา (Price Factors) ให้น้ำหนัก 60% ในการประเมินพิจารณาจากค่าความพร้อมจ่าย และพลังงานไฟฟ้า รวมทั้งค่าใช้จ่ายในการเชื่อมโยงกับระบบสายส่งของ กฟผ.

- ปัจจัยที่ไม่เกี่ยวกับราคา (Non-Price Factors) ให้น้ำหนัก 40% ประกอบด้วยการพิจารณาจากความเป็นไปได้ของโครงการ (Viability of Project) ให้น้ำหนัก 25% เชื้อเพลิงและการกระจายแหล่งเชื้อเพลิง (Fuel and Fuel Diversity) ให้น้ำหนัก 4% ปัจจัยอื่น (Other Factors) ให้น้ำหนัก 1%

2) ผลการพิจารณาคัดเลือกโครงการ IPP มีดังนี้

ระยะที่ 1 (พ.ศ. 2539-2543) มีโครงการที่ได้รับการคัดเลือก จำนวน 3 ราย รวม 1,750 เมกะวัตต์ ประกอบด้วย

- บริษัท ผลิตไฟฟ้าอิสระ (ประเทศไทย) หรือ IPT จำกัด จำนวน 700 เมกะวัตต์ ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง มีสถานที่ตั้งอยู่ที่อ่าวไผ่ จ.ชลบุรี

- บริษัท ไตรเอ็นเนอยี จำกัด หรือ TECO จำนวน 700 เมกะวัตต์ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง มีสถานที่ตั้งอยู่ที่ จ.ราชบุรี

- บริษัท อีสเทอร์น เพาเวอร์ แอนด์ อิเล็คทริค จำกัด หรือ EPEC จำนวน 350 เมกะวัตต์ ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง มีสถานที่ตั้งอยู่ที่ อ.บางบ่อ จ.สมุทรปราการ

ระยะที่ 2 (พ.ศ. 2544-2546) มีโครงการที่ได้รับการคัดเลือก จำนวน 4 ราย รวม 4,193.5 เมกะวัตต์ ประกอบด้วย

- บริษัท ยูเนียน พาวเวอร์ ดีเวลลอปเมนท์ จำกัด หรือ UPDC จำนวน 1,400 เมกะวัตต์ โดยใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิง มีสถานที่ตั้งอยู่ที่ อ.บางสะพาน จ.ประจวบคีรีขันธ์

- บริษัท บ่อวิน เพาเวอร์ จำกัด จำนวน 713 เมกะวัตต์ ใช้ก๊าซธรรมชาติ เป็น

เชื้อเพลิง มีสถานที่ตั้งอยู่ที่ อ.บ่อวิน จ.ชลบุรี

- บริษัท บี แอล ซี พี เพาเวอร์ จำกัด หรือ BLCP จำนวน 1,346.5 เมกะวัตต์ ใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิง มีสถานที่ตั้งอยู่ที่ อ.มาบตาพุด จ.ระยอง
- บริษัท กัลฟ์ เพาเวอร์ เจเนอเรชั่น จำกัด จำนวน 734 เมกะวัตต์ ใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิง มีสถานที่ตั้งอยู่ที่ อ.กุยบุรี จ.ประจวบคีรีขันธ์

**2.11.3 การป้องกันผลกระทบต่อสภาวะแวดล้อม**

จากการที่โรงไฟฟ้าเอกชนต้องปฏิบัติตามมาตรฐานและหลักเกณฑ์ที่รัฐกำหนด รวมทั้งต้องจัดทำรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม ซึ่งจะต้องได้รับการอนุมัติจากสำนักงานนโยบายและแผนสิ่งแวดล้อมอีกด้วยนั้น พอสรุปมาตรการในการลดผลกระทบ ทางด้านสิ่งแวดล้อมของโรงไฟฟ้าเอกชน ได้ดังนี้

1) มาตรฐานคุณภาพอากาศของโรงไฟฟ้าเอกชนจะต้องปฏิบัติตามมาตรฐานการระบายมลพิษใหม่ตามที่กรมควบคุมมลพิษกำหนด ซึ่งมีความเข้มงวดมากกว่าโรงไฟฟ้าเดิมของ กฟผ. ได้แก่ โรงไฟฟ้าแม่เมาะ บางปะกง และพระนครใต้ โดยเฉพาะโรงไฟฟ้าแม่เมาะ เมื่อยังไม่ติดตั้งระบบกำจัดก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ (FGD) จะมีปริมาณการระบายก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์มากกว่าโรงไฟฟ้าถ่านหินมาตรฐานใหม่เกือบ 20 เท่า โดยดูจากตัวเลขเปรียบเทียบได้ดังภาค ผนวก ค ตารางที่ 5.ค

2) มาตรการลดผลกระทบทางด้านคุณภาพน้ำ ที่เกิดจากน้ำที่ใช้หล่อเย็น และน้ำทิ้งในขบวนการผลิตไฟฟ้า มีดังนี้

- โรงไฟฟ้าจะต้องติดตั้งระบบหอระบายความร้อน ซึ่งช่วยควบคุมอุณหภูมิน้ำที่จะปล่อยออกสู่ทะเล ให้อยู่ที่ระดับ 34 องศาเซลเซียส โดยเฉลี่ยทั้งปี
- น้ำร้อนที่ปล่อยออกสู่ทะเล จะกระจายอุณหภูมิออกไปตามมาตรฐานน้ำชายฝั่งของไทย กล่าวคือ จุดกึ่งกลางความลึกในระยะ 500 เมตร จากจุดปล่อย จะมีอุณหภูมิเพิ่มขึ้นไม่เกิน 3 องศาเซลเซียส ตลอดทั้งปี
- มีระบบบำบัดน้ำเสีย สำหรับน้ำที่ใช้แล้วจากขบวนการผลิต เพื่อปรับคุณภาพน้ำที่เป็นด่างให้เป็นกลางก่อนนำกลับมาใช้ใหม่ หรือก่อนปล่อยลงทะเล

เมื่อเปรียบเทียบการระบายก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์จากโรงไฟฟ้าของ กฟผ. และโรงไฟฟ้าเอกชนในกรณีที่ใช้น้ำมันเตาและถ่านหิน เป็นเชื้อเพลิง จะมีปริมาณการระบายก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ที่แตกต่างกัน ดังรายละเอียดตามภาคผนวก ค ตารางที่ 6.ค

นอกจากนี้ กรมควบคุมมลพิษยังได้มีการกำหนดมาตรฐานความเข้มข้น ของก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ในบรรยากาศโดยทั่วไป เพื่อควบคุมสารมลพิษในบรรยากาศ ให้อยู่ในเกณฑ์ที่ไม่เป็นอันตรายต่อประชาชนและสิ่งแวดล้อม ดังรายละเอียดตามภาคผนวก ค ตารางที่ 7.ค

อย่างไรก็ตาม จากผลการศึกษารายงานผลกระทบสิ่งแวดล้อมของโรงไฟฟ้าเอกชน ที่ได้รับการคัดเลือกจาก กฟผ. ซึ่งใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิงจำนวน 2 โรง คือ โรงไฟฟ้าของบริษัทยูเนียนฯ และบริษัทกัลฟ์ฯ ความเข้มข้นของก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ในบรรยากาศ จะอยู่ในเกณฑ์มาตรฐานข้างต้น ดังรายละเอียดตามภาคผนวก ค ตารางที่ 8.ค

**2.12 การพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า**

การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ได้พยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าในส่วนของลูกค้าตรงของ กฟผ.ซึ่งมีอยู่ 12 ราย ได้ใช้วิธีการสัมภาษณ์โดยตรง

กฟผ. พยากรณ์พลังงานไฟฟ้าที่สูญเสียจากระบบผลิต ระบบส่ง และสถานีจ่ายไฟของ กฟผ. โดยมีข้อสมมุติฐานว่าพลังงานไฟฟ้าที่สูญเสียจากระบบส่งจะอยู่ในระดับร้อยละ 3.50 ของพลังงานไฟฟ้าที่จำหน่ายทั้งหมด ส่วนพลังงานไฟฟ้าที่ใช้ในสถานีจ่ายไฟของ กฟผ. จะลดลงในระดับร้อยละ 3.63 ในปี 2541 เป็นร้อยละ 2.14 ในปี 2554 เนื่องจากในอนาคตจะมีสถานีจ่ายไฟของผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน มาทดแทนสถานีจ่ายไฟของ กฟผ.มากขึ้น

กฟผ. นำความต้องการไฟฟ้าทั้งในรูปของค่าพลังงานไฟฟ้าและค่าพลังไฟฟ้า (ในรูป Load Curve) ของการไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ลูกค้าตรง และพลังงานไฟฟ้าที่สูญเสียมารวมกัน จัดทำเป็นความต้องการไฟฟ้าของประเทศและตามคณะอนุกรรมการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าประกอบด้วย การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย การไฟฟ้านครหลวง และ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ได้ให้ความเห็นชอบในการปรับค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า เป็น 3 กรณี เพื่อรองรับเศรษฐกิจไทยที่ยังมีความผันผวน คือ

กรณีที่ 1 เศรษฐกิจฟื้นตัวค่อนข้างเร็ว (Relatively Rapid Economic Recovery : RER)

กรณีที่ 2 เศรษฐกิจฟื้นตัวในระดับปานกลาง (Moderate Economic Recovery : MER)

กรณีที่ 3 เศรษฐกิจฟื้นตัวช้า (Low Economic Recovery : LER)

คณะกรรมการการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าได้ปรับปรุงค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าใหม่เมื่อเดือน กุมภาพันธ์ 2544 โดยปรับปรุงจากค่าพยากรณ์ ฯ เมื่อเดือนกันยายน 2544 ชุดกรณีเศรษฐกิจฟื้นตัวปานกลาง : MER

ค่าพยากรณ์ความต้องการพลังไฟฟ้า เมื่อสิ้นแผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 8 ,9 ,10 และ 11 จะอยู่ในระดับ 16,184 22,552 30,587 และ 40,699 เมกะวัตต์ ตามลำดับ เมื่อเปรียบเทียบกับค่าพยากรณ์ความต้องการพลังไฟฟ้าชุดก่อนหน้านี้ (ชุดกรณีเศรษฐกิจฟื้นตัวปานกลาง : MER) ปรากฏว่าเมื่อสิ้นแผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 8 ความต้องการพลังไฟฟ้าชุดใหม่จะลดลง 30 เมกะวัตต์ และเมื่อสิ้นแผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 9 ความต้องการพลังไฟฟ้าจะเพิ่มขึ้น 384 เมกะวัตต์ และมีค่าเท่ากัน เมื่อสิ้นแผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 10 นอกจากนี้คณะอนุกรรมการฯ ได้พยากรณ์ต่อไปอีก 5 ปี ถึงปี 2559 ดังราย

ละเอียดตามภาคผนวก ก ตารางที่ 2.ก และ 3.ก
(ที่มา : การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย, 2542)

## 2.13 รายงานการศึกษาที่เกี่ยวข้อง

### 2.13.1 การปล่อยมลพิษทางอากาศจากการผลิตไฟฟ้า

Sarochakawisit Rungsun (1998) ได้ศึกษาปริมาณการปล่อยมลพิษทางอากาศจากการผลิตและการใช้พลังงานของประเทศไทย ในปี 2541 ผลการศึกษาตามรายละเอียด ดังนี้

1) ปริมาณการปล่อยมลพิษทางอากาศในปี 2541

การประเมินปริมาณการปล่อยมลพิษทางอากาศจากการผลิตและการใช้พลังงานของประเทศไทย มลพิษทางอากาศที่สำคัญ 5 ชนิด คือ ก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ คาร์บอนมอนอกไซด์ ไนโตรเจนไดออกไซด์ มีเทน ซัลเฟอร์ไดออกไซด์ และฝุ่นละออง ด้วยการใช้โมเดลของ Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) โดยรวบรวมข้อมูล 4 กลุ่ม ที่โมเดลต้องการ คือ ปริมาณการใช้เชื้อเพลิงพลังงานชนิดต่าง ๆ ในกิจกรรมของภาคเศรษฐกิจหลัก 5 ภาค คือ ภาคอุตสาหกรรม ภาคการผลิตไฟฟ้า ภาคคมนาคม ภาคครัวเรือนและธุรกิจและภาคอื่นๆ (ประกอบด้วยภาคเกษตรกรรม ก่อสร้าง และเหมืองแร่) ประเภทเทคโนโลยีพลังงาน นโยบายและมาตรการด้านสิ่งแวดล้อมพลังงาน และค่า Emission Factors ของมลพิษทางอากาศที่ปล่อยจากการผลิตและการใช้พลังงาน สามารถประเมินปริมาณมลพิษทางอากาศแต่ละชนิดที่ถูกปล่อยออกมาจากการใช้พลังงานรวม และปริมาณมลพิษทางอากาศแต่ละชนิดที่ถูกปล่อยออกมาจากการใช้พลังงานในกิจกรรมต่าง ๆ ของเศรษฐกิจหลัก 5 ภาค ดังแสดงในตารางที่ 2.3

ตาราง 2.3 ปริมาณมลพิษทางอากาศที่ถูกปล่อยออกมาจากการใช้พลังงานของประเทศไทย ในปี 2541

| ภาคเศรษฐกิจ | การใช้พลังงาน (KToe) | ปริมาณการปล่อยมลพิษ (พันตัน) | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | $CO_2$* | CO | $NO_X$ | $CH_4$ | $SO_2$ | SPM |
| - อุตสาหกรรม | 11,761 | 52,210.62 | 300.60 | 151.46 | 0.98 | 204.81 | 6.84 |
| - การผลิตไฟฟ้า | 19,904 | 63,809.48 | 34.31 | 211.98 | 2.64 | 599.68 | 160.50 |
| - คมนาคมขนส่ง | 18,865 | 57,094.86 | 2,239.51 | 487.60 | 8.20 | 107.37 | 17.94 |
| - ครัวเรือนและ ธุรกิจ | 6,045 | 22,675.53 | 3,619.58 | 42.03 | 14.65 | 1.17 | 0.10 |
| - อื่น ๆ | 2,425 | 7,519.63 | 67.02 | 100.88 | 0.82 | 19.86 | 10.21 |
| - รวมทั้งหมด | 58,991 | 203,310.12 | 6,261.01 | 993.95 | 27.29 | 932.90 | 195.59 |

หมายเหตุ : * คิดรวมค่า $CO_2$ ที่ปล่อยจากเชื้อเพลิงชีวมวล

2) การวิเคราะห์สัดส่วนการปล่อยมลพิษทางอากาศ

การวิเคราะห์ผลภาพรวมในปี 2541 ปริมาณทั้งหมดของมลพิษทางอากาศ แต่ละชนิดที่ปล่อยออกมาจากปริมาณการใช้พลังงานรวมในภาคเศรษฐกิจทั้ง 5 ภาค จะมีผลดังแสดงในรูปที่ 2.1 กล่าวคือ การใช้พลังงานทั้งประเทศรวม 58.72 ล้านตันน้ำมันดิบเทียบเท่า แยกการใช้พลังงานตามภาคเศรษฐกิจที่มีการใช้พลังงานจากมากไปหาน้อยเป็น ภาคการผลิตไฟฟ้าร้อยละ 33.9 ของการใช้พลังงานทั้งประเทศ ภาคคมนาคมขนส่งร้อยละ 32.1 ภาคอุตสาหกรรมร้อยละ 20.0 ภาคครัวเรือนและธุรกิจร้อยละ 10.3 และภาคอื่น ๆ ร้อยละ 3.7 แต่การปล่อยมลพิษทางอากาศแต่ละชนิดจากภาคเศรษฐกิจจะเป็นดังนี้

- ก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ปล่อยทั้งประเทศ 203.31 ล้านตัน การผลิตไฟฟ้าปล่อยออกมากที่สุดร้อยละ 31.5 ของการปล่อยแก๊สคาร์บอนไดออกไซด์ทั้งประเทศ ภาคคมนาคมขนส่งร้อยละ 28.2 ภาคอุตสาหกรรมร้อยละ 25.8 ภาคครัวเรือนและธุรกิจร้อยละ 11.2 และภาคอื่น ๆ ร้อยละ 3.3

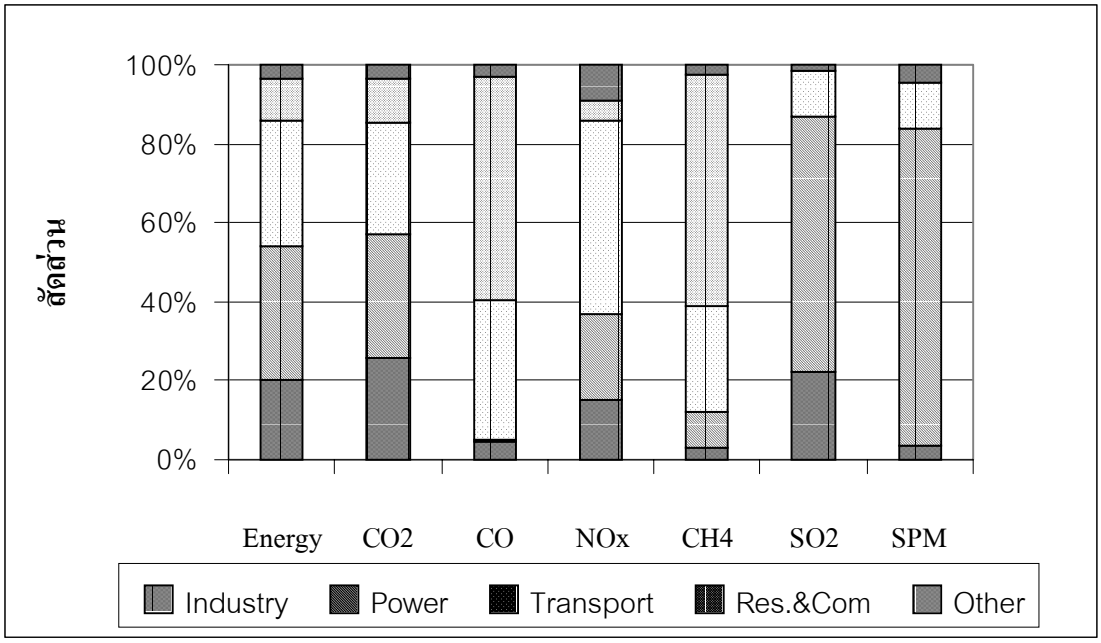
- ก๊าซคาร์บอนมอนอกไซด์ปล่อยทั้งประเทศ 6.26 ล้านตัน ภาคครัวเรือนและธุรกิจปล่อยมากที่สุดร้อยละ 57.9 ของการปล่อยแก๊สคาร์บอนมอนอกไซด์ทั้งประเทศ ภาคคมนาคมขนส่งร้อยละ 35.8 ภาคอุตสาหกรรมร้อยละ 4.8 ภาคอื่น ๆ ร้อยละ 3.3 และภาคการผลิตไฟฟ้าร้อยละ 0.5

- ก๊าซไนโตรเจนไดออกไซด์ ปล่อยทั้งประเทศรวม 0.993 ล้านตัน ภาคคมนาคมขนส่งปล่อยมากที่สุดร้อยละ 49.6 ภาคการผลิตไฟฟ้าร้อยละ 21.6 ภาคอุตสาหกรรมร้อยละ 15.4 ภาคอื่น ๆ ร้อยละ 9.1 และภาคครัวเรือนและธุรกิจร้อยละ 4.9

- ก๊าซมีเทนปล่อยทั้งประเทศรวม 27,290 ตัน ภาคครัวเรือนและธุรกิจปล่อยมากที่สุดร้อยละ 64.6 ของการปล่อยแก๊สมีเทนทั้งประเทศ ภาคคมนาคมขนส่งร้อยละ 30.1 ภาคการผลิตไฟฟ้าร้อยละ 9.7 ภาคอุตสาหกรรมร้อยละ 3.6 และภาคอื่น ๆ ร้อยละ 3.0

- ก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ปล่อยทั้งประเทศ 932,900 ตัน การผลิตไฟฟ้าปล่อยออกมากที่สุดร้อยละ 64.6 ของการปล่อยแก๊สซัลเฟอร์ไดออกไซด์ทั้งประเทศ ภาคอุตสาหกรรมร้อยละ 22.1 ภาคคมนาคมขนส่งร้อยละ 11.6 และภาคอื่น ๆ ร้อยละ 1.6 และภาคครัวเรือนและธุรกิจร้อยละ 0.1

- ฝุ่นละอองปล่อยทั้งประเทศ 195,590 ตัน การผลิตไฟฟ้าปล่อยออกมากที่สุดร้อยละ 82.4 ของการปล่อยฝุ่นละอองทั้งประเทศ ภาคคมนาคมขนส่งร้อยละ 11.6 ภาคอื่น ๆ ร้อยละ 4.8 ภาคอุตสาหกรรมร้อยละ 3.5 และภาคครัวเรือนและธุรกิจร้อยละ 0.1




รูปที่ 2.1 สัดส่วนการใช้พลังงานและการปล่อยมลพิษทางอากาศในแต่ละภาคเศรษฐกิจ ในปี 2541

3) การวิเคราะห์อัตราการปล่อยมลพิษทางอากาศต่อการใช้พลังงาน

เมื่อวิเคราะห์หาอัตราส่วนของการปล่อยมลพิษทางอากาศ ต่อการใช้พลังงานในประเทศไทยสำหรับแต่ละภาคเศรษฐกิจแล้วมีรายละเอียดในตาราง 2.4 ปรากฏผลเป็นดังนี้

- ภาคอุตสาหกรรมมีอัตราการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ต่อปริมาณการใช้พลังงานมากที่สุด คือ 4,439.3 กิโลกรัมต่อหนึ่งตันน้ำมันดิบเทียบเท่า ส่วนค่าเฉลี่ยอัตราการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ ต่อการใช้พลังงานของประเทศในปี 2541 เป็น 3,448 กิโลกรัมต่อหนึ่งตันน้ำมันดิบเทียบเท่า

- ภาคครัวเรือนและธุรกิจ มีอัตราการปล่อยก๊าซคาร์บอนมอนนอกไซด์ต่อปริมาณการใช้พลังงานมากที่สุด คือ 598.8 กิโลกรัมต่อหนึ่งตันน้ำมันดิบเทียบเท่า ส่วนค่าเฉลี่ยอัตราการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ต่อการใช้พลังงานของประเทศไทยในปี 2541 เป็น 106.5 กิโลกรัมต่อหนึ่งตันน้ำมันดิบเทียบเท่า

- ภาคอื่น ๆ (เกษตรกรรม ก่อสร้าง และเหมืองแร่) มีอัตราการปล่อยก๊าซไนโตรเจนไดออกไซด์ต่อปริมาณการใช้พลังงานมากที่สุด คือ 41.6 กิโลกรัมต่อหนึ่งตันน้ำมันดิบเทียบเท่า ส่วนค่าเฉลี่ยอัตราการปล่อยก๊าซไนโตรเจนไดออกไซด์ต่อการใช้พลังงานของประเทศไทยในปี 2541 เป็น 16.7 กิโลกรัมต่อหนึ่งตันน้ำมันดิบเทียบเท่า

ตาราง 2.4 อัตราการปล่อยมลพิษทางอากาศต่อการใช้พลังงานในภาคเศรษฐกิจ ในปี 2541

(หน่วย : กิโลกรัมต่อ Toe)

| ภาคเศรษฐกิจ | อัตราการปล่อยมลพิษทางอากาศต่อการใช้พลังงาน | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | $CO_2^*$ | CO | $NO_X$ | $CH_4$ | $SO_2$ | SPM |
| - อุตสาหกรรม | 4,439.30 | 25.559 | 12.878 | 0.083 | 17.414 | 0.582 |
| - การผลิตไฟฟ้า | 3,205.86 | 1.724 | 10.650 | 0.133 | 30.129 | 8.064 |
| - คมนาคมขนส่ง | 3,027.94 | 118.769 | 25.859 | 0.435 | 5.694 | 0.951 |
| - ครัวเรือนและธุรกิจ | 3,751.12 | 598.773 | 6.953 | 2.423 | 0.194 | 0.017 |
| - อื่น ๆ | 3,098.70 | 28.972 | 41.649 | 0.375 | 6.994 | 4.331 |
| - ค่าเฉลี่ย | 3,447.95 | 106.540 | 16.739 | 0.465 | 15.805 | 3.316 |

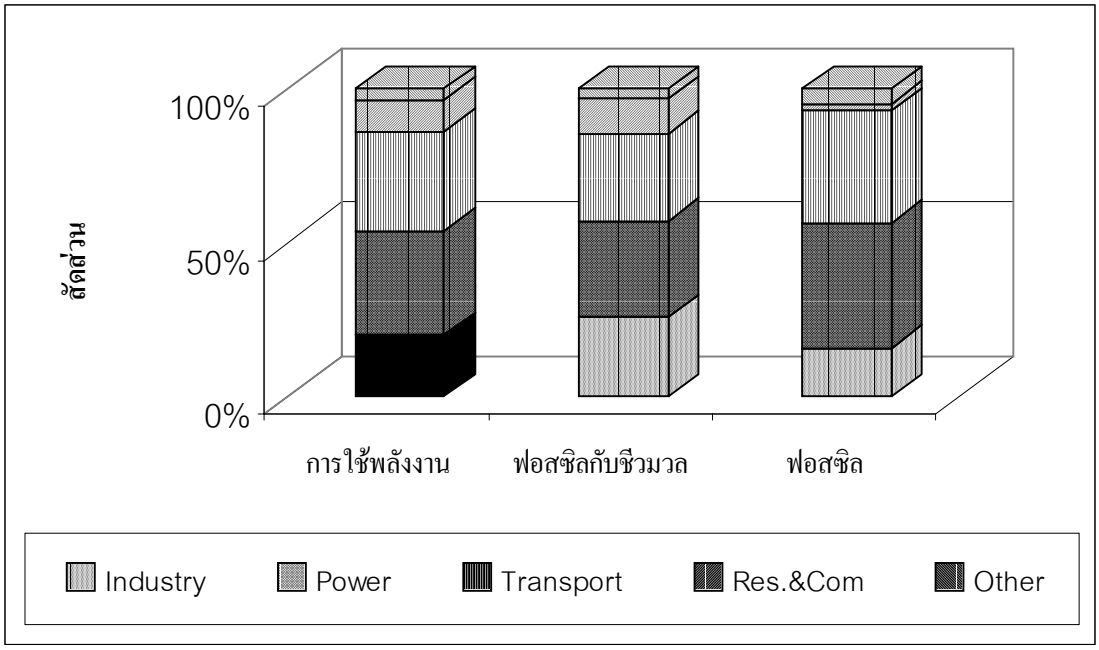
หมายเหตุ : * คิดรวมค่า $CO_2$ ที่ปล่อยจากเชื้อเพลิงชีวมวล

ที่มา : Sarochakawisit Rungsun, 1998

- ภาคครัวเรือนและธุรกิจมีอัตราการปล่อยก๊าซมีเทนต่อปริมาณการใช้พลังงานมากที่สุด คือ 2.4 กิโลกรัมต่อหนึ่งตันน้ำมันดิบเทียบเท่า ส่วนค่าเฉลี่ยอัตราการปล่อยก๊าซมีเทนต่อการใช้พลังงานของประเทศไทยในปี 2541 เป็น 0.5 กิโลกรัมต่อหนึ่งตันน้ำมันดิบเทียบเท่า

- ภาคการผลิตไฟฟ้ามีอัตราการปล่อยก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ต่อปริมาณการใช้พลังงานมากที่สุด คือ 30.1 กิโลกรัมต่อหนึ่งตันน้ำมันดิบเทียบเท่า ส่วนค่าเฉลี่ยอัตราการปล่อยก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ต่อการใช้พลังงานของประเทศไทยในปี 2541 เป็น 15.8 กิโลกรัมต่อหนึ่งตันน้ำมันดิบเทียบเท่า

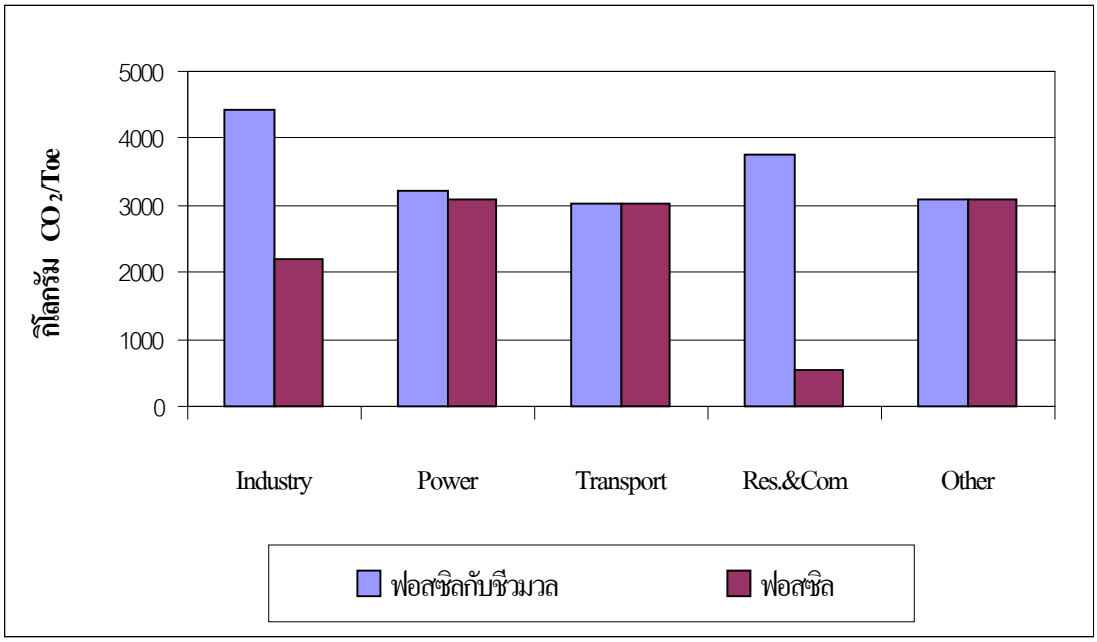
- ภาคการผลิตไฟฟ้ามีอัตราการปล่อยฝุ่นละออง ต่อปริมาณการใช้พลังงานมากที่สุด คือ 8.0 กิโลกรัมต่อหนึ่งตันน้ำมันดิบเทียบเท่า ส่วนค่าเฉลี่ยอัตราการปล่อยฝุ่นละอองต่อการใช้พลังงานของประเทศไทยในปี 2541 เป็น 3.3 กิโลกรัมต่อหนึ่งตันน้ำมันดิบเทียบเท่า แต่ถ้าพิจารณาจากหลักเกณฑ์สากลที่ถือว่าการใช้ชีวมวลไม่ต้องคิดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ซึ่งเป็นแก๊สเรือนกระจกหลักตัวหนึ่งที่ก่อให้เกิดภาวะโลกร้อน เนื่องจากวัฏจักรการปลูกพืช ที่มีการใช้คาร์บอนไดออกไซด์สังเคราะห์แสงแล้ว การปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์จากภาคเศรษฐกิจต่าง ๆ จะเปลี่ยนไป ดังแสดงในรูปที่ 2.2




รูปที่ 2-2 สัดส่วนการใช้พลังงานและการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ในภาคเศรษฐกิจหลัก

ในรูปที่ 2.2 สัดส่วนการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์จากการเผาไหม้เชื้อเพลิงทั้งฟอสซิลและชีวมวลมีการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ออกมาจากภาคการผลิตไฟฟ้ามากที่สุด รองลงมาคือภาคคมนาคมขนส่ง แต่ถ้าคิดเฉพาะก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ส่วนที่ปล่อยจากการใช้ ชื้อเพลิงฟอสซิลเทียบกับการใช้เชื้อเพลิงรวมของภาคเศรษฐกิจหลักนั้นแล้ว ผลปรากฏว่าภาคอุตสาหกรรมและภาคครัวเรือนและธุรกิจมีสัดส่วนการปล่อยลดลงอย่างเห็นได้ชัดเจน เพราะทั้งสองภาคนี้มีการใช้เชื้อเพลิงชีวมวลเป็นจำนวนมาก คือ ภาคครัวเรือนและธุรกิจมีการใช้ชีวมวลประมาณร้อยละ 77 ของการใช้พลังงานในภาคครัวเรือนและธุรกิจ และภาคอุตสาหกรรมมีการใช้ชีวมวลประมาณร้อยละ 33 ของการใช้พลังงานในภาคอุตสาหกรรม ภาคการผลิตไฟฟ้ามีปริมาณการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ลดลงเล็กน้อย เนื่องจากมีการใช้ชีวมวลเป็นเชื้อเพลิงผลิตไฟฟ้าไม่มาก แต่ภาคขนส่งมีสัดส่วนการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์เพิ่มขึ้น เพราะมีการใช้เฉพาะเชื้อเพลิงฟอสซิลเท่านั้น

รูปที่ 2.3 แสดงอัตราการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ต่อการใช้พลังงานหนึ่งตันน้ำมันดิบเทียบเท่า ซึ่งจะเห็นผลกระทบของการไม่คิดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์จากการใช้ชีวมวลได้อย่างชัดเจน โดยอัตราการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ในภาคอุตสาหกรรมลดลงประมาณร้อยละ 40 และภาคครัวเรือนและธุรกิจลดลงกว่าร้อยละ 80




รูปที่ 2.3 อัตราการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ต่อการใช้พลังงานหนึ่งตันน้ำมันดิบเทียบเท่า
ที่มา : Sarochakawisit Rungsun, 1998

สำนักงานนโยบายและแผนสิ่งแวดล้อม (2544) ได้รายงานสถานการณ์คุณภาพสิ่งแวดล้อม พ.ศ. 2543 พบว่าปริมาณมลสารแต่ละชนิดที่ปล่อยจากแหล่งกำเนิดไฟฟ้า ดังรายละเอียดตามตาราง ที่ 2.5

ตารางที่ 2.5 ปริมาณมลสารแต่ละชนิดที่ปล่อยจากแหล่งกำเนิดไฟฟ้า

(หน่วย : 1000 ตัน)

| ชนิดของมลสาร | ปี พ.ศ. | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 2533 | 2534 | 2535 | 2536 | 2537 | 2538 | 2539 | 2540 | 2541 |
| - SPM | 839.0 | 996.0 | 1,052.0 | 980.0 | 1,038 | 1,065.0 | 1,130.0 | 200.0 | 160.0 |
| - CO | 7.0 | 10.0 | 11.0 | 12.0 | 14.0 | 15.0 | 17.0 | 31.0 | 34.0 |
| - $CO_2$ | 31,546.0 | 38,538.0 | 41,896.0 | 44,824.0 | 49,773.0 | 54,498.0 | 61,981.0 | 67,581.0 | 62,492.0 |
| - $SO_2$ | 688.0 | 825.0 | 897.0 | 895.0 | 935.0 | 990.0 | 839.0 | 1047.0 | 600.0 |
| - $NO_X$ | 110.0 | 130.0 | 140.0 | 148.0 | 162.0 | 177.0 | 204.0 | 227.0 | 212.0 |
| - $CH_4$ | 1.0 | 1.0 | 1.0 | 1.0 | 2.0 | 2.0 | 2.0 | 3.0 | 2.0 |

ที่มา : สำนักงานนโยบายและแผนสิ่งแวดล้อม, 2544

สถาบันสิ่งแวดล้อมไทย (2540) ได้ศึกษาประเมินการปล่อยออกและกักเก็บก๊าซเรือนกระจกของประเทศไทยในปี 2533 และประเมินแนวโน้มการปล่อยในปี 2563 พบว่า ณ ปี 2533 ก๊าซเรือนกระจกที่สำคัญที่ปล่อยออกมามี 3 ชนิด ได้แก่ คาร์บอนไดออกไซด์ 170 ล้านตัน มีเทน 2.9 ล้านตัน และไนตรัสออกไซด์ 0.03 ล้านตัน ซึ่งเมื่อพิจารณาถึงศักยภาพในการทำให้โลกร้อนขึ้น Global Warming Potentials (GWP) พบว่า ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกทั้ง 3 ชนิด มีค่ารวมเทียบเท่ากับคาร์บอนไดออกไซด์ 250 ล้านตัน ส่วนในปี 2563 ปริมาณการปล่อยก๊าซรวมทั้ง 3 ชนิด จะมีค่าเทียบเท่ากับคาร์บอนไดออกไซด์ 578 ล้านตัน

ในแง่ของแหล่งกำเนิดก๊าซ ในปี 2533 ภาคกิจกรรมที่ปล่อยก๊าซเรือนกระจกออกมามาก ได้แก่ ภาคพลังงาน ภาคป่าไม้ และการเกษตร โดยปริมาณก๊าซที่ปล่อยออกมาจากภาคพลังงาน(รวมการใช้พลังงานของอุตสาหกรรม) มี 87 ล้านตัน จากการเปลี่ยนแปลงการใช้ที่ดินและป่าไม้ 78 ล้านตัน และจากภาคการเกษตร 70 ล้านตัน นอกจากนั้น มาจากกระบวนการผลิตทางอุตสาหกรรม 10 ล้านตัน ของเสีย 4 ล้านตัน และพื้นที่ชุ่มน้ำ 1 ล้านตัน คิดเป็นร้อยละ 35, 31, 28, 4, 1.6 และ 0.4 ตามลำดับ ส่วนการปล่อยก๊าซในปี 2563 ภาคพลังงานและการเกษตรยังคงเป็นต้นเหตุหลัก โดยภาคพลังงานปล่อยก๊าซเรือนกระจกถึง 457 ล้านตัน ภาคการเกษตร 98 ล้านตัน แต่ภาคป่าไม้ลดลงเหลือ 23 ล้านตัน คิดเป็นร้อยละ 79, 17 และ 4 ตามลำดับ

**2.13.2 ระดับมลพิษทางอากาศบริเวณแหล่งผลิตไฟฟ้า**

สถาบันวิจัยสภาวะแวดล้อม จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย (2535) ได้ประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม โครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนอ่าวไผ่ จังหวัดชลบุรี เป็นโครงการของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย มีขนาดกำลังการผลิตไฟฟ้า 2 x 700 MW, 4 x 700 MW และ 6 x 700 MW ใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า การประเมินได้ใช้แบบจำลองทางคณิตศาสตร์ และจากการประเมินผลกระทบของโครงการที่จะมีต่อคุณภาพอากาศโดยรอบ พบว่าแหล่งปล่อยอากาศเสียจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงเป็นแหล่งสารมลพิษหลัก โดยมีปัจจัยที่เอื้ออำนวยให้เกิดระดับของผลกระทบที่แตกต่างกัน ได้แก่

- ชนิดและปริมาณการใช้เชื้อเพลิง
- ปริมาณองค์ประกอบกำมะถันในน้ำมันเชื้อเพลิง
- ความสูงของปล่องระบายอากาศจากการเผาไหม้เชื้อเพลิง
- ประสิทธิภาพของระบบควบคุมสารมลพิษ

ผลของการประเมิน พบว่าที่บริเวณเขาฉลาก เป็นบริเวณที่มีความเข้มข้นสูงสุดที่ระดับความสูงของปล่องที่แตกต่างกัน (150-200 เมตร) และกรณีกำลังการผลิตสูงสุด ถ้าต้องการให้ค่าความเข้มข้นของก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์สูงสุดใน 24 ชั่วโมง ที่เกิดขึ้นบริเวณเขาฉลากมีค่าต่ำกว่ามาตรฐานโดยไม่ติดตั้งระบบ Flue Gas Desulfurization (FGD) แล้วจะต้องใช้เชื้อเพลิงที่มีองค์ประกอบของ

สารกำมะถันอยู่ในช่วงร้อยละ 0.10-0.25 หรือถ้าหากจะใช้เชื้อเพลิงมีองค์ประกอบของกำมะถันร้อยละ 0.7 ซึ่งเป็นค่าที่ใช้สำหรับถ่านหินที่สั่งเข้ามา จะต้องติดตั้งระบบ FGD ให้มีประสิทธิภาพระหว่างร้อยละ 64.5 ถึง 86.4 อย่างไรก็ตามหากควบคุมค่าความเข้มข้นสูงสุดของก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ ที่บริเวณเขาฉลากให้อยู่ในเกณฑ์มาตรฐานแล้ว ไม่ว่าจะดำเนินการด้วยวิธีใดก็ตาม ย่อมส่งผลให้ค่าความเข้มข้นสูงสุดบริเวณที่ราบ ซึ่งได้แก่ที่บริเวณชุมชนวัดนาพร้าวหรือบริเวณชุมชนอยู่อาศัยอื่นมีค่าความเข้มข้นของก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์น้อยลงกว่าเดิม เช่นกัน กล่าวคือ จะมีค่าความเข้มข้น อยู่ในช่วง 16.0-34.6 ไมโครกรัมต่อลูกบาศก์เมตร. ที่ความสูงปล่อง 150-200 เมตร (ปริมาณกำมะถันมีค่าร้อยละ 0.10-0.25) และมีค่าเท่ากับ 34.6-16.0 ไมโครกรัมต่อลูกบาศก์เมตร เมื่อประสิทธิภาพของระบบ FGD เป็นร้อยละ 64.5-86.4 และความสูงปล่องต่าง ๆ (กำมะถันในน้ำมันเชื้อเพลิงร้อยละ 0.7) ซึ่งต่ำกว่าค่ามาตรฐานคุณภาพอากาศ (300 ไมโครกรัมต่อลูกบาศก์เมตร)

ดังนั้น เพื่อเป็นการลดผลกระทบที่จะมีต่อคุณภาพอากาศ อันเนื่องมาจากการปล่อยก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ และผลกระทบที่มีนัยสำคัญของการปล่อยก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ที่บริเวณเขาฉลาก จึงควรมีการติดตั้งระบบ FGD เพื่อใช้ในการกำจัดก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์จากความสูงของปล่อง สำหรับการประเมินในขั้นต้น (โดยคิดจากเชื้อเพลิงที่มีองค์ประกอบร้อยละของกำมะถันร้อยละ 7) นั้น ความสูงของปล่อง ควรอยู่ในช่วงระหว่าง 180-200 เมตร พร้อมติดตั้งระบบ FGD ที่มีประสิทธิภาพในการกำจัดก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ร้อยละ 80-65 โดยในการเลือกติดตั้งนั้น จะขึ้นอยู่กับการได้รับประโยชน์ทางด้านสิ่งแวดล้อม และค่าใช้จ่ายในการติดตั้งระบบ FGD และปล่องสูง

สำหรับผลกระทบเนื่องจากสารมลพิษอื่น ๆ เช่น ฝุ่นละอองและไนโตรเจนไดออกไซด์ นั้นถือว่าไม่มีนัยสำคัญเนื่องจากได้มีการติดตั้งระบบควบคุมสารมลพิษนั้น กล่าวคือใช้ระบบถุงกรองเพื่อกำจัดฝุ่นละออง และใช้เตาแบบ Low $NO_X$ burners เพื่อลดปริมาณไนโตรเจนออกไซด์ ทำให้ค่าประเมินสำหรับความเข้มข้นสูงสุดของฝุ่นละออง (24 ชั่วโมง) มีค่า 68.8 และ 65.5 ไมโครกรัมต่อลูกบาศก์เมตร ซึ่งต่ำกว่าค่ามาตรฐานคุณภาพอากาศในบรรยากาศ (300 และ 320 ไมโครกรัมต่อลูกบาศก์เมตร ตามลำดับ)

สถาบันวิจัยสภาวะแวดล้อม จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย (2539) ได้วิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม โครงการโรงไฟฟ้าพลังก๊าซราชบุรี ของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ประกอบด้วยโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วม (Combine Cycle) ขนาด 3 x 600 MW และโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อน (Thermal) ขนาด 4 x 700 MW ซึ่งทั้งสองโรงจะใช้ก๊าซธรรมชาติ หรือน้ำมันเชื้อเพลิง (Fuel Oil) เป็นแหล่งเชื้อเพลิง การประเมินได้ใช้แบบจำลองทางคณิตศาสตร์ ISCST 2 เป็นแบบจำลองที่พัฒนาขึ้นมาโดย US. EPA จากการประเมินพบว่าปริมาณก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ ($SO_2$)ไนโตรเจนออกไซด์ ($NO_X$) และ ฝุ่นละออง จากการใช้ก๊าซธรรมชาติและน้ำมันดีเซลเป็นเชื้อเพลิง เมื่อเทียบกับมาตรฐานของกรมควบคุมมลพิษสำหรับโรงไฟฟ้าใหม่ไม่เกินค่ามาตรฐาน อนึ่งสำหรับการใช้น้ำมัน

ดีเซลนั้น จะใช้ในช่วงที่มีความจำเป็นขาดก๊าซชั่วคราวแต่จะไม่เดินเครื่องโดยใช้น้ำมันดีเซลเป็นเวลานานติดต่อกันหรืออย่างถาวรแน่นอน เพราะ ค่าใช้จ่ายสูงกว่าก๊าซมาก

บริษัท ทีม คอนซัลติ้ง เอนจิเนียริ่ง แอนด์ แมเนจเมนท์ จำกัด (2543) ได้ติดตามคุณภาพสิ่งแวดล้อม โครงการโรงไฟฟ้าแก่งคอยโคเจนเนอเรชั่น ตำบลตาลเดี่ยว อำเภอแก่งคอย จังหวัดสระบุรี เป็นโครงการของภาคเอกชน ขนาดกำลังการผลิต 90 MW ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า จากผลการศึกษาจะเห็นว่า ค่าความเข้มข้นของฝุ่นละอองและก๊าซคาร์บอนมอนอกไซด์ อยู่ในระดับที่ต่ำมาก ขณะที่ก๊าซไนโตรเจนออกไซด์ ซึ่งวัดในรูปของก๊าซไนโตรเจนไดออกไซด์มีค่าความเข้มข้นค่อนข้างสูง โดยเมื่อคำนวณจากสภาวะออกซิเจนร้อยละ 15 ให้อยู่ในสภาวะร้อยละ 7 แล้วพบว่าปล่อง HRSG-A และ HRSG-B มีค่าความเข้มข้นของก๊าซไนโตรเจนออกไซด์เท่ากับ 80.23 และ 80.90 ppm. (ตรวจวัดเมื่อเดือนมิถุนายน 2543) และผลตรวจวัดเมื่อเดือนธันวาคม 2543 มีค่าความเข้มข้นเท่ากับ 85.25 และ 94.76 ppm. ตามลำดับ เมื่อเปรียบเทียบกับค่ามาตรฐานคุณภาพอากาศจากปล่องของกระทรวงอุตสาหกรรม ฉบับที่ 1 (พ.ศ. 2540) ซึ่งกำหนดค่าความเข้มข้นของก๊าซไนโตรเจนไดออกไซด์สำหรับโรงไฟฟ้าที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงเท่ากับ 120 ppm. ดังนั้น ค่าความเข้มข้นของก๊าซไนโตรเจนไดออกไซด์ที่ตรวจวัดได้ทั้งหมดยังอยู่ในเกณฑ์มาตรฐานดังกล่าว

บริษัท ทีม คอนซัลติ้ง เอนจิเนียร์ จำกัด (2540) ได้วิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม โครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมราชบุรี ชุดที่ 4 อำเภอดำเนินสะดวก และอำเภอเมืองราชบุรี จังหวัดราชบุรี ของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ขนาดกำลังการผลิต 600 MW ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงหลักและน้ำมันดีเซลเป็นเชื้อเพลิงสำรอง การประเมินได้ใช้แบบจำลองทางคณิตศาสตร์ ISCST 3 เป็นแบบจำลองของ US. EPA ผลการประเมินผลกระทบจากมลพิษทางอากาศที่สูงที่สุดสำหรับซัลเฟอร์ไดออกไซด์สูงสุด 1 ชั่วโมง และ 24 ชั่วโมง จะอยู่บริเวณหมู่บ้านนิคมเกษตรกรรมเพื่อการส่งออก (บ้านดอนโพธิ์) ซึ่งหมู่บ้านดังกล่าวอยู่ห่างจากโรงไฟฟ้าไปทางทิศเหนือประมาณ 500 เมตร ส่วนความ เข้มข้นสูงสุดรายปี อยู่บริเวณบ้านบางลาน ซึ่งอยู่ทางทิศตะวันตกเฉียงเหนือห่างจากโรงไฟฟ้าประมาณ 6 กม. และจุดที่ก๊าซไนโตรเจนออกไซด์สูงสุด เป็นพื้นที่หนองปลาไหลเผือก อยู่ในพื้นที่โครงการ อย่างไรก็ตามมลพิษที่ประเมินได้ในระดับนี้จะไม่มีปัญหาต่อสุขภาพของประชาชน ส่วนมลพิษจากฝุ่นละอองนั้น โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม มิได้เป็นแหล่งกำเนิดฝุ่นละอองที่สำคัญแต่อย่างใด

สำหรับปริมาณ $NO_2$- 1 ชั่วโมง นั้น ในภาวะปกติที่โรงไฟฟ้าราชบุรี (ทั้งหมด) และโรงไฟฟ้าไตรเอเนอจี้เปิดดำเนินการ พบว่า มีค่าสูงถึง 206 ไมโครกรัมต่อลูกบาศก์เมตร แต่ไม่สามารถนำมาเปรียบเทียบกับค่ามาตรฐาน $NO_2$- 1 ชั่วโมง ในบรรยากาศ (320 ไมโครกรัมต่อลูกบาศก์เมตร) ได้ เพราะว่า $NO_X$ ส่วนใหญ่ที่ระบายออกจากปล่องระบายของโรงไฟฟ้านั้น NO และ ก๊าซโอโซน($O_3$)

หรือ ออกซิแดนท์จะทำปฏิกิริยากับ NO แล้วได้ $NO_2$ คงมีน้อยมากในสภาพปัจจุบันของจังหวัดราชบุรี ดังนั้นจึงคาดว่าปริมาณ $NO_2$ ที่เกิดขึ้นในบรรยากาศ จากการดำเนินการโครงการโรงไฟฟ้าดังกล่าวจะมีค่าอยู่ในเกณฑ์มาตรฐาน

บริษัท ทีม คอนซัลติ้ง เอนจิเนียริ่ง แอนด์ แมเนจเมนท์ จำกัด (2543) ได้ศึกษาผลกระทบสิ่งแวดล้อม โครงการติดตั้งหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบ COGENERATION อำเภอเมือง จังหวัดระยอง ของการปิโตรเลียมแห่งประเทศไทย ขนาดกำลังการผลิต 12.5 MW ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า ในการศึกษานี้ได้ใช้แบบจำลองทางคณิตศาสตร์ ISCST (Industrial Source Complex Short Term) ของ US.EPA Version 3 ผลการศึกษาประเมินคุณภาพอากาศ เมื่อมีการดำเนินโครงการความเข้มข้นของไนโตรเจนออกไซด์($NO_2$) เฉลี่ย 1 ชั่วโมง สูงสุดที่เกิดจากโครงการเท่ากับ 26.70 ไมโครกรัมต่อลูกบาศก์เมตร พบที่ พื้นที่ใกล้บ้านพรง ซึ่งค่าความเข้มข้นดังกล่าวคิดเป็นร้อยละ 2.19 ของค่าสูงสุดที่กำหนดในพื้นที่ (คณะกรรมการสิ่งแวดล้อมแห่งชาติได้กำหนดให้พื้นที่นิคมอุตสาหกรรมมาบตาพุดมีค่า $NO_2$ เฉลี่ย 1 ชั่วโมง สูงสุดไม่เกิน 512.0 ไมโครกรัมต่อลูกบาศก์เมตร) ส่วนชุมชนใกล้เคียงมีค่าอยู่ในช่วง 17.41-10.29 ไมโครกรัมต่อลูกบาศก์เมตร และเมื่อโครงการรวมกับแหล่งกำเนิดอื่น ๆ พบว่าค่าสูงสุดของ $NO_2$ เฉลี่ย 1 ชั่วโมง เท่ากับ 492.74 ไมโครกรัมต่อลูกบาศก์เมตร คิดเป็นร้อยละ 96.24 ของค่ากำหนดในพื้นที่ (คณะกรรมการสิ่งแวดล้อมแห่งชาติได้กำหนดให้พื้นที่นิคมอุตสาหกรรมมาบตาพุดมีค่า $NO_2$ เฉลี่ย 1 ชั่วโมง สูงสุดไม่เกิน 512.0 ไมโครกรัมต่อลูกบาศก์เมตร) โดยพบอยู่ในบริเวณใกล้บ้านน้ำริน และบริเวณชุมชนใกล้เคียงอยู่ในช่วง 333.46-248.71 ไมโครกรัมต่อลูกบาศก์เมตร

ค่าความเข้มข้นของละอองแขวนลอยรวม(TSP) เฉลี่ย 24 ชั่วโมง จากโครงการไม่มี เนื่องจากไม่มีการระบาย TSP จากโครงการนี้ ส่วนค่าความเข้มข้นที่เกิดจากแหล่งกำเนิดโครงการอื่น ๆ พบว่าค่าสูงสุดของ TSP เฉลี่ย 24 ชั่วโมง เท่ากับ 63.72 ไมโครกรัมต่อลูกบาศก์เมตร คิดเป็นร้อยละ 19.31 ของค่ามาตรฐาน (มาตรฐาน TSP เฉลี่ย 24 ชั่วโมง เท่ากับ 330 ไมโครกรัมต่อลูกบาศก์เมตร) โดยพบที่บริเวณพื้นที่นิคมอุตสาหกรรมมาบตาพุด ส่วนบริเวณชุมชนใกล้เคียงจะมีค่าอยู่ในช่วง 14.44-17.54 ไมโครกรัมต่อลูกบาศก์เมตร

สำหรับปริมาณซัลเฟอร์ไดออกไซด์($SO_2$) ที่เกิดจากโครงการค่าสูงสุดเฉลี่ย 1 ชั่วโมง เท่ากับ 4.21 ไมโครกรัมต่อลูกบาศก์เมตร พบที่บริเวณนิคมอุตสาหกรรม ซึ่งค่านี้คิดเป็นร้อยละ 0.54 ของค่ามาตรฐาน (มาตรฐาน $SO_2$ เฉลี่ย 1 ชั่วโมง เท่ากับ 780 ไมโครกรัมต่อลูกบาศก์เมตร) โดยชุมชนใกล้เคียงมีค่าอยู่ในช่วง 1.06 ไมโครกรัมต่อลูกบาศก์เมตร พบบริเวณพื้นที่นิคมอุตสาหกรรมเช่นกัน ซึ่งค่าความเข้มข้นดังกล่าวคิดเป็นร้อยละ 0.35 ของค่ามาตรฐาน(มาตรฐาน $SO_2$ เฉลี่ย 24 ชั่วโมง เท่ากับ 300 ไมโครกรัมต่อลูกบาศก์เมตร) และบริเวณใกล้เคียงจะมีค่าอยู่ในช่วง 0.17-0.49 ไมโครกรัมต่อลูกบาศก์เมตร คิดเป็นร้อยละ 0.056-0.16 ของค่ามาตรฐาน ในกรณีแหล่งกำเนิด

มลสารจากโครงการรวมกับแหล่งกำเนิดอื่น ๆ พบว่าค่าก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ ค่าสูงสุดเฉลี่ย 1 ชั่วโมง เท่ากับ 674.25 ไมโครกรัมต่อลูกบาศก์เมตร พบที่บริเวณนิคมอุตสาหกรรม ซึ่งค่าสูงสุดนี้คิดเป็นร้อยละ 86.44 ของค่ามาตรฐาน และชุมชนใกล้เคียงมีค่าอยู่ในช่วง 193.84-343.19 ไมโครกรัมต่อลูกบาศก์เมตร หรือคิดเป็นร้อยละ 24.85-43.99 ของค่ามาตรฐาน นอกจากนี้ค่าสูงสุดเฉลี่ย 24 ชั่วโมง เท่ากับ 193.72 ไมโครกรัมต่อลูกบาศก์เมตร คิดเป็นร้อยละ 64.57 ของค่ามาตรฐาน โดยจะพบที่บริเวณนิคมอุตสาหกรรม และชุมชนบริเวณใกล้เคียงมีค่าอยู่ในช่วง 51.66-65.23 ไมโครกรัมต่อลูกบาศก์เมตร คิดเป็นร้อยละ 17.22-2.74 ของค่ามาตรฐาน

บริษัท ทีม คอนซัลติ้ง เอนจิเนียร์ จำกัด (2543) ได้ศึกษาผลกระทบสิ่งแวดล้อม โครงการโรงไฟฟ้าอิสระ ที่นิคมอุตสาหกรรมชลบุรี จังหวัดชลบุรี เป็นโครงการของภาคเอกชน ขนาดกำลังการผลิต 713 MW ใช้ก๊าซธรรมชาติและน้ำมันดีเซลเป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า การประเมินคุณภาพอากาศใช้แบบจำลองของ ISC (The Industrial Source Complex Dispersion Model) เป็นเครื่องมือที่ช่วยในการศึกษา ซึ่งสามารถสรุปค่าความเข้มข้นสูงสุดของมลสารชนิดต่าง ๆ ดังในตารางที่ 2.6

ตารางที่ 2.6 ค่าความเข้มข้นสูงสุดของมลสารที่เกิดจากโครงการและแหล่งกำเนิดอื่น ๆ

| ชนิดของมลสาร | ก๊าซธรรมชาติ | | | | น้ำมันดีเซล | | | | ค่ามาตรฐานที่กำหนด (มคก./ลบ.ม) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | โครงการ | | แหล่งกำเนิดอื่น ๆ รวมกับโครงการ | | โครงการ | | แหล่งกำเนิดอื่น ๆ รวมกับโครงการ | | |
| | มคก./ลบ.ม. | ร้อยละ | มคก./ลบ.ม. | ร้อยละ | มคก./ลบ.ม. | ร้อยละ | มคก./ลบ.ม. | ร้อยละ | |
| - TSP (24 ชม.) | 1.39 | 0.42 | 28.90 | 8.76 | 1.51 | 0.46 | 28.90 | 8.75 | 330 |
| - CO (1 ชม.) | 51.82 | 0.15 | 164.87 | 0.48 | 51.76 | 0.15 | 162.05 | 0.47 | 34,200 |
| - NO2 (1 ชม.) | 34.02 | 10.63 | 162.58 | 50.81 | 41.01 | 12.81 | 162.58 | 50.81 | 320 |
| - SO2 (1 ชม.) | - | - | 17.40 | 2.23 | 61.88 | 7.93 | 67.65 | 8.67 | 780 |
| - SO2 (24 ชม.) | - | - | 3.97 | 1.32 | 18.59 | 6.19 | 19.07 | 6.35 | 300 |

หมายเหตุ ร้อยละ หมายถึง ร้อยละของค่ามาตรฐานที่กำหนด

ที่มา : บริษัท ทีม คอนซัลติ้ง เอนจิเนียร์ จำกัด, 2543

# บทที่ 3
# วิธีการดำเนินการวิจัย

ในการดำเนินการวิจัยสำหรับการประมาณมลพิษทางอากาศที่ปล่อยจากโรงไฟฟ้าในประเทศไทย ประกอบด้วยขั้นตอนดังต่อไปนี้

## 3.1 ศึกษาข้อมูลการผลิตไฟฟ้าในประเทศไทย

ทำการเก็บรวบรวมข้อมูลปริมาณกำลังผลิตติดตั้งของแต่ละโรงไฟฟ้าของ กฟผ. SPP และ IPP โดยจะแยกตามประเภทของโรงไฟฟ้า ชนิดของเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า และปริมาณเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า ตั้งแต่ปี 2529-2543 ดังรายละเอียดตามภาคผนวก ก ตารางที่ 1.ก

## 3.2 ความต้องการใช้ไฟฟ้าในอนาคต

ใช้ข้อมูลการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าในอนาคต ชุดกรณีเศรษฐกิจฟื้นตัวปานกลาง ตามแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศ (กฟผ.) ปี พ.ศ 2544-2559 โดย กฟผ. ได้กำหนดแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าเป็น 2 แผน คือ แผนที่มีกำลังผลิตสำรองต่ำสุดไม่น้อยกว่าร้อยละ 15 เป็นแผนหลัก และ แผนที่มีกำลังผลิตสำรองต่ำสุดไม่น้อยกว่าร้อยละ 20 เป็นแผนสำรอง โดยแยกตามประเภทของโรงไฟฟ้า และชนิดของเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า แบ่งเป็นการผลิตไฟฟ้าของ กฟผ. SPP และ IPP ดังรายละเอียดตามภาคผนวก ก ตารางที่ 2.ก-4.ก

## 3.3 แบบจำลองการประเมินการปล่อยมลพิษทางอากาศ จากการผลิตไฟฟ้า

ในการประเมินปริมาณมลพิษทางอากาศนั้น ได้ใช้รูปแบบการคำนวณตามแนวทางที่คณะทำงาน Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) ได้ทบทวนและตรวจสอบเพื่อให้เป็นมาตรฐานและมีความยุติธรรมต่อประเทศต่าง ๆ ที่จะนำไปใช้ประเมินการปล่อยมลพิษทางอากาศจากการผลิตไฟฟ้า การคำนวณจะแยกตามประเภทโรงไฟฟ้า และเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าตามสมการ (1) ดังนี้

$$\text{Emission}_{x,y} = \frac{\text{PCAP}_y * 8760(\text{hrs/y}) * \text{PLF}_y * 1.05485\ (\text{GJ/mmBtu}) * \text{PHEAT}_y * \text{EMF}_{x,y}}{1{,}000{,}000\ (\text{g/ton})} \qquad (1)$$

เมื่อ $Emission_{x,y}$ = x emission from power plant type y (ton)

$PCAP_y$ = Generation capacity of power plant type y (MW)

$PLF_y$ = Plant load factor of power plant type y (%)

$PHEAT_y$ = Heat rate of power plant type y ($10^6$ Btu/MWh)

$EMF_{x,y}$ = Emission coefficient of x from power plant type y (g/GJ)

ที่มา : IPCC (1994) and TEI (1995)

จากสมการ (1) จะเห็นว่าการประเมินการปล่อยมลพิษทางอากาศจากการผลิตไฟฟ้าขึ้นกับตัวแปรสำคัญ 4 ตัว คือ กำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้า (MW.) Plant load factor ของโรงไฟฟ้า (%) Heat rate ของโรงไฟฟ้า ($10^6$ Btu/MWh.) และ Emission coefficient หรือ Emission Factor ของมลสารแต่ละประเภทโรงไฟฟ้า(g/GJ) และเนื่องจากข้อมูลกำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าได้มีการคำนวณในหน่วยพลังงานไฟฟ้า (MWh.) แล้ว ดังนั้นสมการ (1) จะเปลี่ยนใหม่เป็นดังสมการที่ (2) ดังนี้

$$Emission_{x,y} = \frac{END_y * 1.05485\ (GJ/mmBtu) * PHEAT_y * EMF_{x,y}}{1{,}000{,}000\ (g/ton)} \quad (2)$$

เมื่อ $Emission_{x,y}$ = x emission from power plant type y (ton)

$END_y$ = Energy Demand of power plant type y (MWh.)

$PHEAT_y$ = Heat rate of power plant type y ($10^6$ Btu/MWh.)

$EMF_{x,y}$ = Emission coefficient of x from power plant type y (g/GJ)

**3.4 ปัจจัยการปล่อยมลสาร (Emission Factors)**

ปัจจัยการปล่อยมลสาร (Emission Factors) เป็นตัวแปรแสดงปริมาณการปล่อยมลสารทางอากาศชนิดต่าง ๆ ที่เกิดในกระบวนการเผาไหม้เชื้อเพลิง ซึ่งจะเกิดมากหรือน้อยขึ้นอยู่กับ

- ชนิดของเชื้อเพลิง
- เทคโนโลยีการเผาไหม้
- สภาพการเผาไหม้เชื้อเพลิง
- การบำรุงรักษาอุปกรณ์เผาไหม้

ในการกำหนดค่ามาตรฐาน Emission Factors ของ IPCC ได้ตรวจสอบและทบทวนข้อมูลตัวเลขค่า Emission Factors ของการศึกษาที่ดำเนินโดยคณะบุคคลและหน่วยงานต่าง ๆ แล้วสรุปเป็นค่ามาตรฐาน Emission Factors การศึกษาที่สำคัญ ได้แก่

- European Environment Agency Task Force (EEATF) (1992), Default Emission Factors Handbook, Bouscaren.
- Radian Corporation (1990), Emission and Cost Estimates for Globally Significant Anthropogenic Combustion Source of $NO_X$, $N_2O$, $CH_4$, CO and $CO_2$, Prepared for US. Environmental Protection Agency, Washington, D.C.,USA
- CORINAIR Working Group on Emission Factors for Calculation 1990 Emission from Road Trafific, Volume 1: Methodology and Emission Factors (Eggleston, el al.,1992)
- US EPA's Compilation of Air Pollution Emission Factors (AP-42), 4th Edition 1985, (US EPA, 1985a and 1985b), 5th Edition 1995 (US EPA, 1995) and Supplement F, (US EPA,1993b)
- Atmospheric Emission Inventory Guidebook (Joint EMEP/CORINAIR, European Environment Agency, 1996)

IPCC ได้จัดทำค่า Emission Factors ของเทคโนโลยีพลังงานต่าง ๆ ที่เป็นแหล่งกำเนิดมลพิษชนิดอยู่กับที่ และที่เป็นแหล่งกำเนิดมลพิษชนิดเคลื่อนที่ เพื่อเป็นแนวทางให้ประเทศต่าง ๆ นำไปใช้ประเมินการปล่อยมลพิษทางอากาศจากการผลิตและการใช้พลังงาน

การศึกษานี้ได้เลือกค่า Emission Factors ของ IPCC (1994) และ Thailand Environment Institute (1995) สำหรับใช้ประเมินการปล่อยมลพิษทางอากาศโดยพิจารณาจากเทคโนโลยีพลังงานส่วนใหญ่ที่ใช้ในผลิตไฟฟ้า ซึ่งสามารถสรุปได้ดังแสดงในตารางที่ 3.1

ตารางที่ 3.1 Power Plant Technologies and Emission Coefficients

| Plant Type & Fuel Type | Technology | Emission Factor[1] ( g/GJ ) | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | $CO_2$ | CO | $NO_X$ | $CH_4$ | $SO_2$ | SPM | $N_2O$ |
| **พลังความร้อน** | | | | | | | | |
| ลิกไนต์ | Coal – Spreader Stoker | 99,176 | 14 | 461 | 0.6 | 4,913.1 | 8,029.5 | n.a. |
| บิทูมินัส | Imported Coal Boiler | 92,708 | 93 | 329 | 2.4 | n.a. | n.a. | n.a. |
| ก๊าซธรรมชาติ | Natural Gas Boiler | 55,820 | 19 | 267 | 0.1 | 0.005 | 1.0 | n.a. |
| น้ำมันเตา | Residual Oil Boiler | 76,593 | 15 | 201 | 0.7 | 1,500.6 | 76.0 | n.a. |
| น้ำมันดีเซล | Distillate Oil Boiler | 73,326 | 15 | 68 | 0.03 | 119.4 | n.a. | n.a. |
| ไม้ฟืน | Fuel Wood Boiler | 95,764 | 1,504 | 115 | 15 | n.a. | n.a. | n.a. |
| แกลบ | Paddy Husk Boiler | 100,833 | 1,706 | 88 | n.a. | n.a. | n.a. | n.a. |
| กากอ้อย | Bagasse Boiler | 192,826 | 1,706 | 88 | n.a. | n.a. | n.a. | n.a. |
| **พลังความร้อนร่วม** | | | | | | | | |
| ก๊าซธรรมชาติ | Gas Turbine Combined Cycle | 55,820 | 32 | 187 | 6.1 | 0.3 | 0.4 | 3.35 |
| น้ำมันดีเซล | Combine Cycle Oil | 73,326 | 8 | 215 | 0.7 | 119.4 | 0.4 | 13.97 |
| **กังหันแก๊ส** | | | | | | | | |
| ก๊าซธรรมชาติ | Gas Turbine Simple Cycle | 55,820 | 32 | 188 | 5.9 | 0.005 | 1.0 | n.a. |
| น้ำมันดีเซล | Combustion Turbine | 73,326 | 50 | 258 | 0.7 | 119.4 | 12.9 | 9.07 |
| **เครื่องยนต์ดีเซล** | | | | | | | | |
| น้ำมันดีเซล | Diesel Engine | 73,326 | 15 | 68 | 0.03 | 119.4 | n.a. | n.a. |
| นำมันเตา | Residual Oil Boiler | 76,593 | 15 | 201 | 0.7 | 1,500.6 | 76.0 | n.a. |

หมายเหตุ : 1. Emission Factor สำหรับ $N_2O$ ใช้ค่าของ TEI ส่วนมลพิษที่เหลือใช้ค่าของ IPCC

Sources : IPCC (1994). and TEI (1995).

### 3.5 วิธีการประเมินการปล่อยมลพิษทางอากาศ

วิธีการประเมินปริมาณการปล่อยมลพิษทางอากาศ แต่ละชนิดใช้สมการ (2) เป็นหลัก ใช้ข้อมูลต่าง ๆ ที่เตรียมไว้ตามข้อ 3.1-3.4 โดยตารางการประเมินประกอบด้วยข้อมูลที่นำเข้า (Input Data)

และแสดงผลลัพธ์ (Output) รวมทั้งการแบ่งแยกโรงไฟฟ้าของภาครัฐและภาคเอกชน ไว้บนหน้าเดียวกันเพื่อความสะดวกในการพิจารณาผล และแบ่งข้อมูลนำเข้าเป็น 5 กลุ่มข้อมูล ดังนี้

3.5.1 ประเภทโรงไฟฟ้าจำแนกตามชนิดเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า

ได้แบ่งตามความต้องการใช้เชื้อเพลิงสำหรับการผลิตไฟฟ้า ตามกลุ่มเทคโนโลยีปัจจุบันการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยมีการใช้เทคโนโลยีหลัก 4 ประเภท และแต่ละประเภท มีการใช้เชื้อเพลิงชนิดต่าง ๆ ดังแสดงในตารางที่ 3.2

ตารางที่ 3.2 การจำแนกประเภทและการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า

| ประเภทโรงไฟฟ้า | | | |
|---|---|---|---|
| พลังความร้อน | พลังความร้อนร่วม | กังหันแก๊ส | เครื่องยนต์ดีเซล |
| น้ำมันดีเซล<br>น้ำมันเตา<br>ลิกไนต์<br>ถ่านหินนำเข้า<br>แกลบ | ก๊าซธรรมชาติ | ก๊าซธรรมชาติ | น้ำมันดีเซล |

3.5.2 ปริมาณการผลิตพลังงานไฟฟ้าแยกตามประเภทของโรงไฟฟ้า

การผลิตพลังงานไฟฟ้าของประเทศไทยจะแยกตามประเภทของโรงไฟฟ้าและชนิดของเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า ใช้ข้อมูลการผลิตพลังงานไฟฟ้าจริงปี 2529 ถึงปี 2543 และการคาดการณ์การผลิตพลังงานไฟฟ้าในอนาคตตั้งแต่ ปี 2544-2559 โดยแบ่งเป็นการผลิตไฟฟ้าของภาครัฐและภาคเอกชน ในส่วนการผลิตไฟฟ้าของภาครัฐ กฟผ. เป็นผู้ดำเนินการผลิตไฟฟ้า และในส่วนการผลิตไฟฟ้าของภาคเอกชน จะประกอบด้วยผู้ผลิตไฟฟ้า ได้แก่ บริษัท ผลิตไฟฟ้า จำกัด (EGCO), RATCH, SPP และ IPP รายละเอียดแสดงในภาคผนวก ก ตารางที่ 1.ก-4.ก

3.5.3 ค่า Heat Rate ของแต่ละประเภทโรงไฟฟ้า

ค่า Heat Rate จะแยกตามประเภทเทคโนโลยีและชนิดของเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า ดังแสดงในตารางที่ 3.3

ตารางที่ 3.3 ค่า Heat Rate ของแต่ละประเภทโรงไฟฟ้า

| Plant Type | | Technology | Heat Rate(mmBtu/MWh.) |
|---|---|---|---|
| พลังความร้อน | น้ำมันดีเซล | Residual Oil Boiler | 8.492 |
| | น้ำมันเตา | Natural Gas Boiler | 8.400 |
| | ลิกไนต์ | Spreader Stoker | 10.559 |
| | ถ่านหินนำเข้า | Atmospheric Fluidized Bed | 9.023 |
| | แกลบ | Paddy Husk Boiler | 8.492 |
| พลังความร้อนร่วม | ก๊าซธรรมชาติ | Combined Cycle –Natural Gas | 7.940 |
| กังหันแก๊ส | ก๊าซธรรมชาติ | Gas turbine –Simple Cycle | 7.940 |
| เครื่องยนต์ดีเซล | น้ำมันดีเซล | Combustion Turbine-Distillate Oil | 11.618 |

ที่มา : Thailand Environment Institute, 1995

3.5.4 ค่า Emission Factors ของมลสาร ทั้ง 7 ชนิด ได้แก่ ก๊าซคาร์บอนมอนอกไซด์ ก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ ก๊าซไนโตรเจนออกไซด์ ก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ ก๊าซมีเทน อนุภาคมลสาร และ ก๊าซไนตรัสออกไซด์ แบ่งตามประเภทเทคโนโลยีที่จำแนกไว้ ดังแสดงในตารางที่ 3.1

3.5.5 ผลการประเมิน จะคำนวณและแสดงเป็นปริมาณมลสารชนิดต่าง ๆ ได้แก่ ก๊าซคาร์บอนมอนอกไซด์ ก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ ก๊าซไนโตรเจนออกไซด์ ก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ ก๊าซมีเทน อนุภาคมลสาร และก๊าซไนตรัสออกไซด์ ที่ถูกปล่อยออกมาจากการใช้เชื้อเพลิงชนิดต่าง ๆ ในการผลิตไฟฟ้า โดยจะทำการคำนวณหาปริมาณมลพิษทางอากาศที่ปล่อยจากการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย ในปี 2529-2559 สำหรับการประเมินข้อมูลของภาคเอกชน ในช่วงปี 2553-2559 จะมีการประเมินเป็น 2 สถานการณ์ ได้แก่

สถานการณ์ที่ 1 โรงไฟฟ้าเอกชนเฉพาะ IPP ได้ใช้สัดส่วนเชื้อเพลิงปัจจุบัน คือ ใช้ก๊าซธรรมชาติประมาณ 41% และใช้ถ่านหินนำเข้าประมาณ 59% เป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า

สถานการณ์ที่ 2 โรงไฟฟ้าเอกชนเฉพาะ IPP ได้ใช้สัดส่วนเชื้อเพลิงตามสมมุติฐาน (Assumption) คือใช้ ก๊าซธรรมชาติ 100% เป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า

ซึ่งตัวอย่างการคำนวณปริมาณมลพิษทางอากาศได้แสดงรายละเอียด ดังนี้

จาก สมการที่ (2)

$$\text{Emission}_{x,y} = \frac{\text{END}_y * 1.05485\ (\text{GJ/mmBtu}) * \text{PHEAT}_y * \text{EMF}_{x,y}}{1{,}000{,}000\ (\text{g/ton})}$$

เมื่อ $Emission_{x,y}$ = x emission from power plant type y (ton)

$END_y$ = Energy Demand of power plant type y (MWh.)

$PHEAT_y$ = heat rate of power plant type y ($10^6$ Btu/MWh)

$EMF_{x,y}$ = emission coefficient of x from power plant type y (g/GJ)

เลือกข้อมูลปี พ.ศ. 2529

และเลือกโรงไฟฟ้าภาครัฐ ประเภทพลังความร้อน ใช้น้ำมันเตาเป็นเชื้อเพลิง หน่วยงานที่รับผิดชอบได้แก่ กฟผ. จะได้ข้อมูลต่าง ๆ ดังนี้

$END_y$ = 3,286,000 MWh.

$PHEAT_y$ = 8.492 mmBtu/ MWh.

$EMF_{x,y}$ = 15 g/GJ (สำหรับ CO )

แทนค่าลงในสมการ (2)

$$CO = \frac{3{,}286{,}000 * 1.05485\ (GJ/mmBtu) * 8.492 * 15}{1{,}000{,}000\ (g/ton)}$$

CO = 441.53 tons หรือ 0.44 thousand tons

หรือถ้าจะหา Emission ของ $CO_2$ จะสามารถคำนวณหาได้ ดังนี้

$EMF_{x,y}$ = 76,593 g/GJ (สำหรับ $CO_2$)

แทนค่าลงในสมการ (2) เช่นเดียวกัน

$$CO_2 = \frac{3{,}286{,}000 * 1.05485\ (GJ/mmBtu) * 8.492 * 76{,}593}{1{,}000{,}000\ (g/ton)}$$

$CO_2$ = 2,254,536.82 tons หรือ 2,254.54 thousand tons

สำหรับ Emission ของมลสารอื่น ๆ ก็สามารถคำนวณหาได้ในลักษณะเดียวกัน และข้อมูลผลการคำนวณปริมาณมลพิษทางอากาศที่ปล่อยจากโรงไฟฟ้า ระหว่างปี 2529-2559 จะแสดงรายละเอียดในภาคผนวก ง ตารางที่ 1.ง-31.ง

**3.6 การวิเคราะห์ข้อมูล**

ได้ดำเนินการประเมินและวิเคราะห์ข้อมูล ดังนี้

3.6.1 เปรียบเทียบกำลังการผลิตไฟฟ้าของภาครัฐและภาคเอกชน ของประเทศไทยในช่วงปี 2529-2559

3.6.2 ประเมินและวิเคราะห์ปริมาณการปล่อยมลพิษทางอากาศ ที่ปล่อยจากการผลิตไฟฟ้าในประเทศไทย ในช่วงปี 2529-2559

3.6.3 ประเมินและวิเคราะห์สัดส่วนการปล่อยมลพิษทางอากาศ ที่ปล่อยจากการผลิตไฟฟ้าในประเทศไทย ระหว่างภาครัฐและเอกชน ในช่วงปี 2529-2559

3.6.4 ประเมินและวิเคราะห์ปริมาณการปล่อยมลพิษทางอากาศ จากการใช้เชื้อเพลิงชนิดต่าง ๆ ในการผลิตไฟฟ้าในประเทศไทย ในช่วงปี 2529-2559

3.6.5 ประเมินและวิเคราะห์อัตราการปล่อยมลพิษทางอากาศ ต่อหน่วยพลังงานไฟฟ้า (MWh.)

3.6.7 เสนอแนวทางและมาตรการ ในการลดปริมาณการปล่อยมลพิษทางอากาศ จากการผลิตไฟฟ้าในประเทศไทย

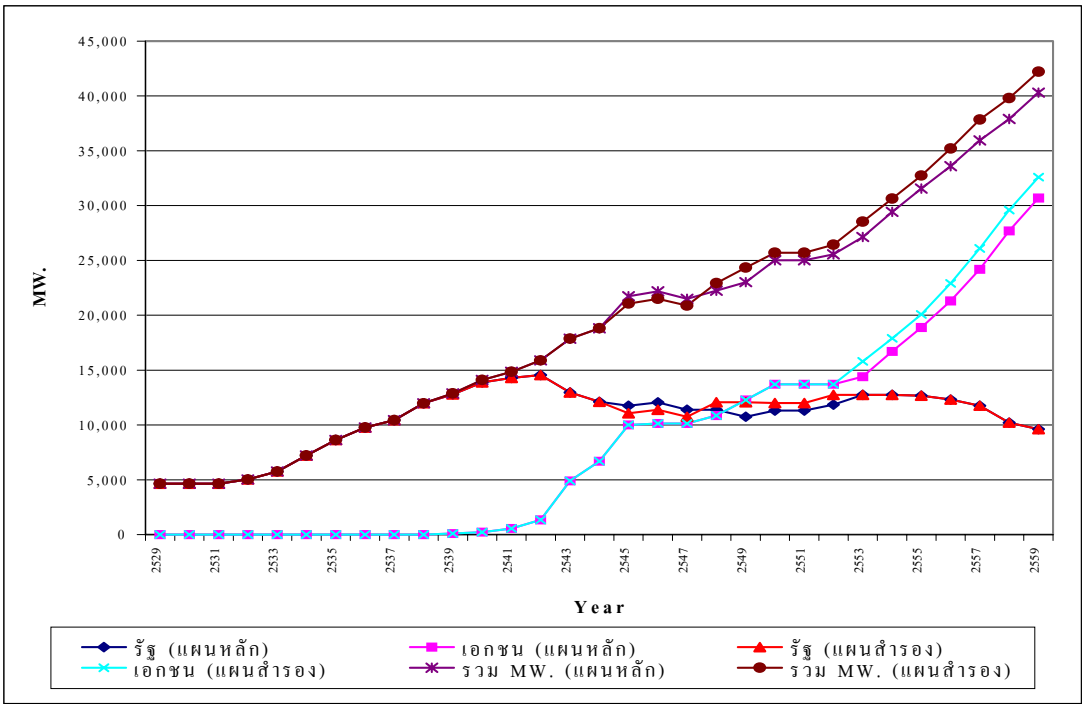
# บทที่ 4
# ผลการศึกษาและการอภิปรายผล

## 4.1 กำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย

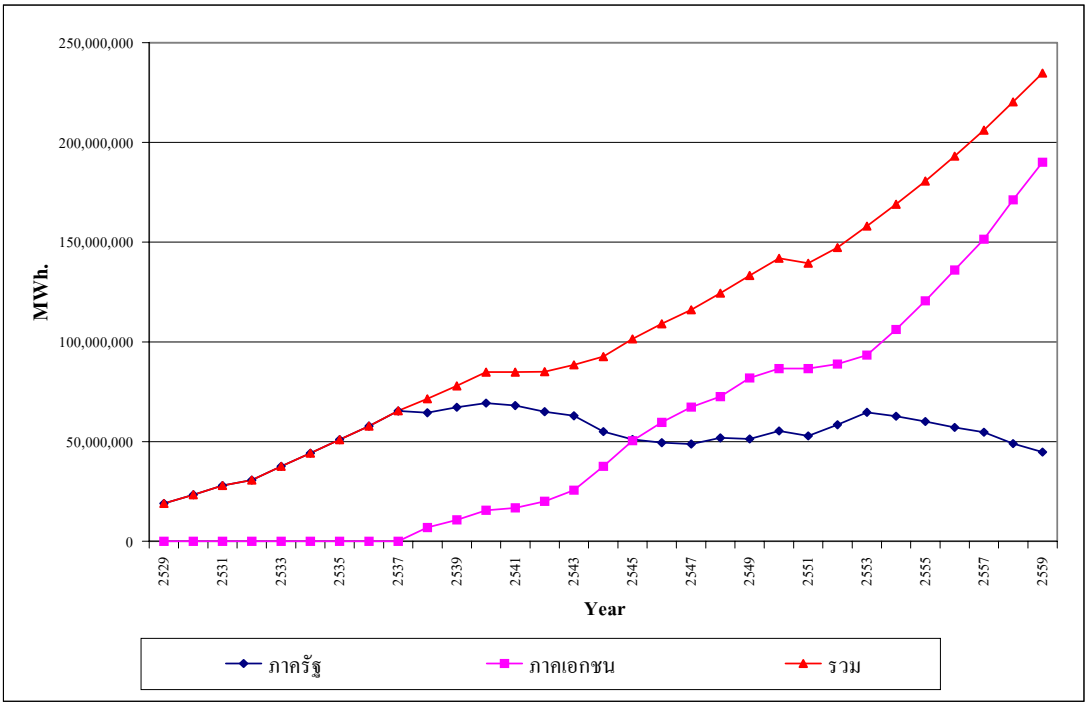
เมื่อวิเคราะห์แนวโน้มกำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย ทั้งของภาครัฐและเอกชน ตั้งแต่ปี 2529 ถึง 2543 ซึ่งเป็นข้อมูลการผลิตไฟฟ้าจริง และการคาดการณ์กำลังการผลิตไฟฟ้าในอนาคต ปี 2544 ถึงปี 2559 โดยการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ได้กำหนดแผนกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองต่ำสุดไม่น้อยกว่าร้อยละ 15 สำหรับแผนหลัก และไม่น้อยกว่าร้อยละ 20 สำหรับแผนสำรอง จะมีผลดังแสดงในรูปที่ 4.1 และปริมาณการผลิตพลังงานไฟฟ้า ดังแสดงในรูปที่ 4.2

จากรูปที่ 4.1 และ 4.2 กำลังผลิตไฟฟ้าและปริมาณการผลิตพลังงานไฟฟ้าของประเทศไทย ในช่วงปี 2529-2559 มีแนวโน้มสูงขึ้นอย่างต่อเนื่อง ทั้งนี้เนื่องจากอัตราการขยายตัวทางด้านเศรษฐกิจ ซึ่งส่งผลให้ความต้องการไฟฟ้าสูงขึ้นมาก ทำให้ต้องมีการผลิตไฟฟ้าเพิ่มขึ้นตามไปด้วย เพื่อให้เพียงพอต่อความต้องการ โดยในช่วงปี 2530-2534 มีการผลิตไฟฟ้าเพิ่มขึ้นในอัตราเฉลี่ยร้อยละ 7.72 ปี 2535-2539 มีการผลิตไฟฟ้าเพิ่มขึ้นในอัตราเฉลี่ยร้อยละ 10.60 ปี 2540-2544 มีการผลิตไฟฟ้าเพิ่มขึ้นเฉลี่ยร้อยละ 3.99 ปี 2545-2549 มีการผลิตไฟฟ้าเพิ่มขึ้นเฉลี่ยร้อยละ 6.86 ปี 2550-2554 มีการผลิตไฟฟ้าเพิ่มขึ้นในอัตราเฉลี่ยร้อยละ 6.28 และในช่วงปี 2555-2559 มีการผลิตไฟฟ้าเพิ่มขึ้นในอัตราเฉลี่ยร้อยละ 5.88

หากพิจารณากำลังผลิตไฟฟ้าของภาครัฐในช่วงปี 2529-2542 กำลังผลิตไฟฟ้าของภาครัฐมีแนวโน้มสูงขึ้นตามลำดับ แต่ในช่วงปี 2543-2559 กำลังผลิตไฟฟ้าของภาครัฐจะมีแนวโน้มลดลง ทั้งนี้เนื่องจากรัฐบาลมีนโยบายลดภาระการลงทุนของภาครัฐ และส่งเสริมให้ภาคเอกชนเข้ามาลงทุนในธุรกิจผลิตไฟฟ้าเพิ่มมากขึ้น ซึ่งกำหนดให้มีการลงทุนโดยเอกชนในรูปของผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ (Independent Power Producer : IPP) จำนวน 5,943.5 เมกะวัตต์ และรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก (SPP) จำนวน 2,057 เมกะวัตต์ นอกจากนี้ยังรับซื้อไฟฟ้าจากโครงการที่พัฒนาในประเทศสาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาว จำนวนประมาณ 3,300 เมกะวัตต์ นอกจากนั้นภาครัฐยังมีแผนการลดกำลังผลิตไฟฟ้าลงและปลดโรงไฟฟ้าที่หมดอายุการใช้งาน กล่าวคือ โรงไฟฟ้าพลังความร้อนจะมีอายุการใช้งานประมาณ 30 ปี โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมจะมีอายุการใช้งานประมาณ 25 ปี และโรงไฟฟ้ากังหันแก๊ส มีอายุการใช้งานประมาณ 20 ปี ดังรายละเอียดตามตารางที่ 4.1




รูปที่ 4.1 ปริมาณกำลังผลิตไฟฟ้าของภาครัฐและเอกชน ของประเทศไทย




รูปที่ 4.2 ปริมาณการผลิตพลังงานไฟฟ้าของภาครัฐและเอกชน ของประเทศไทย

ตารางที่ 4.1 แผนการลดกำลังผลิตไฟฟ้าของภาครัฐ ในช่วงปี 2544-2559

| ปี พ.ศ | รายละเอียด | ขนาดกำลังผลิต (MW.) |
|---|---|---|
| 2544 | กฟผ. ปลดโรงไฟฟ้าพลังความร้อนพระนครเหนือ ยูนิตที่ 1-3 | 238 |
| | กฟผ. ปลดโรงไฟฟ้าพลังความร้อนพระนครใต้ ยูนิตที่ 1-2 | 400 |
| 2545 | กฟผ. ปลดโรงไฟฟ้ากังหันแก๊สลานกระบือ | 88 |
| 2546 | กฟผ.ปลดโรงไฟฟ้าพลังความร้อนพระนครใต้ ยูนิตที่ 3 | 310 |
| | กฟผ. กฟผ. ปลดโรงไฟฟ้ากังหันแก๊สหนองจอก ชุดที่ 1-3 | 3 x 122 |
| 2548 | กฟผ. ปลดโรงไฟฟ้าพลังความร้อนพระนครใต้ ยูนิตที่ 4-5 | 620 |
| 2549 | กฟผ. ปลดโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมบางประกง ยูนิตที่ 1-2 | 2 x 380.3 |
| 2551 | กฟผ. ปลดโรงไฟฟ้าพลังความร้อนแม่เมาะ ยูนิตที่ 1-2 | 150 |
| 2554 | กฟผ. ปลดโรงไฟฟ้าพลังความร้อนแม่เมาะ ยูนิตที่ 3 | 75 |
| 2555 | กฟผ. ปลดโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมน้ำพอง ยูนิตที่ 1 และ | |
| | กฟผ. ปลดโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมระยอง ยูนิตที่ 3 | 663 |
| | กฟผ. ปลดโรงไฟฟ้าพลังความร้อนขนอม ยูนิตที่ 1 | 75 |
| 2556 | กฟผ. ปลดโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมระยอง ยูนิตที่ 4 | 308 |
| | กฟผ. ปลดโรงไฟฟ้าพลังความร้อนบางประกง ยูนิตที่ 1 | 550 |
| 2557 | กฟผ. ปลดโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมน้ำพอง ยูนิตที่ 2 และ | |
| | กฟผ. ปลดโรงไฟฟ้าพลังความร้อนพระนครใต้ ยูนิตที่ 1 | 690 |
| | กฟผ. ปลดโรงไฟฟ้าพลังความร้อนบางประกง ยูนิตที่ 2 และ | |
| | กฟผ. ปลดโรงไฟฟ้าพลังความร้อนแม่เมาะ ยูนิตที่ 4-5 | 850 |
| 2558 | กฟผ. ปลดโรงไฟฟ้าพลังความร้อนแม่เมาะ ยูนิตที่ 6-7 | 300 |
| | กฟผ. ปลดโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมบางประกง ยูนิตที่ 3 | 307 |
| | รวม | 7,128.6 |

ที่มา : การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย, 2544

หากพิจารณากำลังผลิตไฟฟ้าของภาคเอกชน ได้เริ่มมีการผลิตไฟฟ้าในช่วงปี 2538-2542 ได้แก่ บริษัท ผลิตไฟฟ้า จำกัด (EGCO) และจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP) โดยในช่วงปี 2542-2559 ปริมาณกำลังผลิตไฟฟ้าของภาคเอกชนยังคงมีแนวโน้มสูงขึ้น ทั้งนี้เป็นผลมาจากนโยบายของภาครัฐที่มีแผนลดการลงทุนและส่งเสริมให้ภาคเอกชนมีการผลิตไฟฟ้าเพิ่มมากขึ้น โดยภาคเอกชนมีแผนการเพิ่มกำลังการผลิตไฟฟ้า ดังรายละเอียดตามตารางที่ 4.2

ตารางที่ 4.2 แผนการเพิ่มกำลังผลิตไฟฟ้าของภาคเอกชน ในช่วงปี 2543-2559

| ปี พ.ศ | รายละเอียด | ขนาดกำลังผลิต (MW.) |
|---|---|---|
| 2543 | ซื้อไฟฟ้าจาก บ. ไทยเนชั่นแนลเพาเวอร์ จำกัด | 90 |
| | ซื้อไฟฟ้าจาก บ. หนองแค โคเจนเนอเรชั่น จำกัด | 90 |
| 2544 | ซื้อไฟฟ้าจาก บ. ไบโอ-แมส เพาเวอร์ จำกัด | 5 |
| | ซื้อไฟฟ้าจาก บ. แหลมฉบัง เพาเวอร์ จำกัด | 60 |
| | ซื้อไฟฟ้าจาก บ. อมตะ เพาเวอร์ จำกัด | 90 |
| | ซื้อไฟฟ้าจาก บ. ร้อยเอ็ดกรีน จำกัด | 8.8 |
| | ซื้อไฟฟ้าจาก โรงไฟฟ้าราชบุรี ยูนิตที่ 1 และ 2 | 2 x 725 |
| 2545 | ซื้อไฟฟ้าจาก โรงไฟฟ้าราชบุรี ยูนิตที่ 3 | 725 |
| | ซื้อไฟฟ้าจาก บ.บ่อวิน เพาเวอร์ จำกัด | 713 |
| | ซื้อไฟฟ้าจาก บ. อิสเทิร์นเพาเวอร์ จำกัด | 350 |
| 2546 | ซื้อไฟฟ้าจาก บ. ทีแอลพี โคเจนเนอเรชั่น จำกัด | 60 |
| | ซื้อไฟฟ้าจาก บ. อัลฟา เพาเวอร์ จำกัด | 70 |
| | ซื้อไฟฟ้าจาก บ. สยาม เพาเวอร์ เจนเนอเรชั่น จำกัด | 60 |
| 2547 | ซื้อไฟฟ้าจาก บ. กัลฟ์ เพาเวอร์ เจนเนอเรชั่น จำกัด ยูนิต 1 | 367 |
| 2548 | ซื้อไฟฟ้าจาก บ. กัลฟ์ เพาเวอร์ เจนเนอเรชั่น จำกัด ยูนิต 2 | 367 |
| | ซื้อไฟฟ้าจาก บ. ยูเนียน เพาเวอร์ ดีวีลอปเมนต์ จำกัด ยูนิต 1 | 700 |
| 2549 | ซื้อไฟฟ้าจาก บ. ยูเนียน เพาเวอร์ ดีวีลอปเมนต์ จำกัด ยูนิต 2 | 700 |
| | ซื้อไฟฟ้าจาก บ. BLCP เพาเวอร์ จำกัด ยูนิต 1 | 673.25 |
| | ซื้อไฟฟ้าจาก บ. ปัญจพล พัลพ์ อินดัสตรี้ จำกัด | 90 |
| 2550 | ซื้อไฟฟ้าจาก บ. BLCP เพาเวอร์ จำกัด ยูนิต 2 | 673.25 |
| 2552 | ซื้อไฟฟ้าจาก บ.เอกชน | 700 |
| 2553 | ซื้อไฟฟ้าจาก บ.เอกชน | 3 x 700 |
| | ซื้อไฟฟ้าจาก บ.เอกชน | 200 |
| 2554 | ซื้อไฟฟ้าจาก บ.เอกชน | 4 x 700 |
| 2556 | ซื้อไฟฟ้าจาก บ.เอกชน | 4 x 700 |
| 2557 | ซื้อไฟฟ้าจาก บ.เอกชน | 4 x 700 |
| | ซื้อไฟฟ้าจาก บ.เอกชน | 2 x 200 |
| 2558 | ซื้อไฟฟ้าจาก บ.เอกชน | 5 x 700 |
| 2559 | ซื้อไฟฟ้าจาก บ.เอกชน | 4 x 700 |
| | ซื้อไฟฟ้าจาก บ.เอกชน | 200 |
| | รวม | 25,642.3 |

ที่มา : การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย, 2544

คาดว่าเมื่อสิ้นปี 2559 จะมีกำลังผลิตติดตั้งไฟฟ้ารวม 40,302.2 MW. (ตามแผนหลัก) และ 42,202.2 MW. (ตามแผนสำรอง) โดยแยกเป็นกำลังการผลิตไฟฟ้าของภาครัฐ 9,607 MW. (ตามแผนหลักและแผนสำรอง) และ กำลังผลิตไฟฟ้าของภาคเอกชน 30,695.2 MW. (ตามแผนหลัก) และ 32,595.2 MW. (ตามแผนสำรอง) ทั้งนี้ไม่รวมกำลังผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำและที่ซื้อจากต่างประเทศ ได้แก่ ประเทศสาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาว และประเทศมาเลเซีย จะเห็นว่ากำลังผลิตติดตั้งรวม ทั้งแผนหลักและแผนสำรองแตกต่างกันเพียงเล็กน้อย ดังนั้น ในการศึกษานี้จึงใช้ข้อมูลเฉพาะกำลังผลิตติดตั้งตามแผนหลักเท่านั้น ในการวิเคราะห์และประเมินปริมาณมลพิษทางอากาศที่ปล่อยจากโรงไฟฟ้าในประเทศไทย

**4.2 ปริมาณการปล่อยมลพิษทางอากาศที่ปล่อยจากโรงไฟฟ้าในประเทศไทย**

การประเมินปริมาณการปล่อยมลพิษทางอากาศที่ปล่อยจากการผลิตไฟฟ้าในประเทศไทย ปี 2529-2559 โดยในช่วงปี 2529-2543 ได้ใช้ข้อมูลการผลิตไฟฟ้าจริงในการประเมินการปล่อยมลพิษทางอากาศ ส่วนในช่วงปี 2544-2559 เป็นข้อมูลประมาณการที่ได้จากการคาดการณ์ปริมาณการผลิตไฟฟ้าในอนาคต ในการประเมินการปล่อยมลพิษทางอากาศ และได้ทำการศึกษาถึงปริมาณการปล่อยมลพิษทางอากาศ 7 ชนิด ได้แก่ ก๊าซคาร์บอนมอนอกไซด์ (CO), ก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ ($CO_2$), ก๊าซไนโตรเจนออกไซด์ ($NO_X$), ก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ ($SO_2$), ก๊าซมีเทน($CH_4$), อนุภาคมลสาร (SPM) และก๊าซไนตรัสออกไซด์($N_2O$) โดยการใช้ Model ของ Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) ในการประเมินปริมาณมลพิษทางอากาศแต่ละชนิด ซึ่งผลการประเมินดังแสดงในตารางที่ 4.3 และปริมาณมลพิษทางอากาศแต่ละชนิดที่ปล่อยจากการผลิตไฟฟ้าของภาครัฐและเอกชน ผลการประเมินดังแสดงในตารางที่ 4.4

จากตารางที่ 4.3 ปริมาณมลพิษทางอากาศแต่ละชนิดที่ปล่อยจากการผลิตไฟฟ้าในประเทศไทย ที่ได้จากการคำนวณ ในช่วงตั้งแต่ปี 2529 ถึงปี 2559 มีแนวโน้มเพิ่มสูงขึ้นทุกชนิด ทั้งนี้สอดคล้องกับสัดส่วนการเพิ่มกำลังผลิตไฟฟ้าที่มากขึ้นของประเทศไทย และจะยังคงเพิ่มต่อไปหากยังไม่มีการควบคุมชนิดของเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าที่ชัดเจน และเมื่อเปรียบเทียบผลที่ได้จากการคำนวณ กับของสำนักงานนโยบายและแผนสิ่งแวดล้อม ตามตารางที่ 2.6 ในช่วงปี 2533-2541 มีค่าใกล้เคียงกัน

จากตารางที่ 4.4 ปริมาณมลพิษทางอากาศแต่ละชนิดที่ปล่อยจากการผลิตไฟฟ้า ของภาครัฐและภาคเอกชน ในช่วงปี 2529-2537 ภาครัฐมีปริมาณการปล่อยมลพิษทางอากาศเพิ่มสูงขึ้นตามปริมาณกำลังผลิตไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นของ กฟผ. และจะเริ่มลดลง ตั้งแต่ปี 2538 จนกระทั่งถึงปี 2559 สำหรับภาคเอกชนตั้งแต่ปี 2538 จนกระทั่งถึงปี 2559 จะมีปริมาณการปล่อยมลพิษทางอากาศที่เพิ่มขึ้นตามปริมาณกำลังผลิตไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นของ SPP และ IPP

ตารางที่ 4.3 ปริมาณมลพิษทางอากาศแต่ละชนิดที่ปล่อยจากการผลิตไฟฟ้าในประเทศไทย

| ปี พ.ศ | ปริมาณมลพิษทางอากาศ (พันตัน ) | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | CO | $CO_2$ | $NO_X$ | $SO_2$ | $CH_4$ | SPM | $N_2O$ |
| 2529 | 4.037 | 13,026.03 | 49.725 | 339.602 | 0.581 | 485.035 | 0.288 |
| 2530 | 5.161 | 15,700.850 | 60.927 | 399.423 | 0.781 | 599.352 | 0.396 |
| 2531 | 6.335 | 17,993.466 | 68.592 | 409.938 | 0.996 | 609.171 | 0.512 |
| 2532 | 6.864 | 19,923.434 | 75.281 | 456.920 | 1.061 | 660.951 | 0.542 |
| 2533 | 7.688 | 26,134.155 | 97.293 | 682.018 | 1.048 | 921.142 | 0.507 |
| 2534 | 8.843 | 31,211.397 | 116.347 | 842.034 | 1.166 | 1127.190 | 0.554 |
| 2535 | 9.938 | 36,775.327 | 137.121 | 1028.940 | 1.251 | 1359.128 | 0.580 |
| 2536 | 11.747 | 39,390.060 | 143.129 | 971.222 | 1.601 | 1247.447 | 0.774 |
| 2537 | 13.150 | 44,050.103 | 155.537 | 1030.627 | 1.768 | 1270.767 | 0.853 |
| 2538 | 14.387 | 47,472.422 | 164.665 | 1058.542 | 1.944 | 1270.847 | 0.942 |
| 2539 | 15.509 | 52,695.542 | 183.225 | 1218.948 | 2.041 | 1506.305 | 0.982 |
| 2540 | 17.669 | 56,514.489 | 201.283 | 1289.768 | 2.464 | 1695.306 | 1.217 |
| 2541 | 18.334 | 54,539.252 | 195.682 | 1159.168 | 2.714 | 1505.453 | 1.365 |
| 2542 | 21.738 | 53,915.377 | 193.805 | 1068.252 | 2.857 | 1405.122 | 1.440 |
| 2543 | 25.090 | 54,745.609 | 199.803 | 992.975 | 3.254 | 1389.406 | 1.661 |
| 2544 | 27.034 | 54,920.618 | 203.588 | 888.875 | 3.796 | 1363.639 | 1.987 |
| 2545 | 30.919 | 58,494.815 | 215.284 | 836.799 | 4.331 | 1308.173 | 2.285 |
| 2546 | 32.440 | 62,741.633 | 229.239 | 891.316 | 4.606 | 1354.542 | 2.428 |
| 2547 | 35.359 | 66,753.780 | 247.670 | 961.940 | 5.020 | 1549.235 | 2.656 |
| 2548 | 39.940 | 72,225.582 | 266.471 | 959.631 | 5.337 | 1544.536 | 2.783 |
| 2549 | 48.582 | 80,572.757 | 296.206 | 959.632 | 5.500 | 1544.445 | 2.745 |
| 2550 | 56.960 | 88,543.908 | 324.607 | 959.049 | 5.681 | 1544.242 | 2.726 |
| 2551 | 57.465 | 88,195.981 | 323.928 | 961.560 | 5.503 | 1549.037 | 2.605 |
| 2552 | 59.625 | 91,136.777 | 332.251 | 903.838 | 5.950 | 1454.714 | 2.855 |
| 2553 | 64.396 | 97,432.718 | 353.871 | 903.778 | 6.413 | 1454.562 | 3.071 |
| 2554 | 72.996 | 106,363.393 | 385.408 | 903.916 | 6.714 | 1454.835 | 3.121 |
| 2555 | 83.756 | 116,614.763 | 421.249 | 878.907 | 6.981 | 1413.876 | 3.115 |
| 2556 | 94.415 | 127,354.958 | 459.234 | 876.227 | 7.292 | 1409.583 | 3.137 |
| 2557 | 105.150 | 138,309.930 | 497.994 | 876.368 | 7.624 | 1409.768 | 3.172 |
| 2558 | 117.898 | 149,523.656 | 535.232 | 768.827 | 8.030 | 1234.036 | 3.225 |
| 2559 | 129.528 | 159,683.860 | 567.734 | 629.391 | 8.540 | 1006.087 | 3.363 |

ตารางที่ 4.4 ปริมาณมลพิษทางอากาศแต่ละชนิดที่ปล่อยจากการผลิตไฟฟ้าของภาครัฐและเอกชน

| ปี พ.ศ | ปริมาณมลพิษทางอากาศ ( พันตัน ) | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | CO | | $CO_2$ | | $NO_X$ | | $SO_2$ | | $CH_4$ | | SPM | | $N_2O$ | |
| | รัฐ | เอกชน | รัฐ | เอกชน | รัฐ | เอกชน | รัฐ | เอกชน | รัฐ | เอกชน | รัฐ | เอกชน | รัฐ | เอกชน |
| 2529 | 4.03 | 0 | 13026.03 | 0 | 49.72 | 0 | 339.60 | 0 | 0.58 | 0 | 485.03 | 0 | 0.28 | 0 |
| 2530 | 5.16 | 0 | 15700.85 | 0 | 60.92 | 0 | 399.42 | 0 | 0.78 | 0 | 599.35 | 0 | 0.39 | 0 |
| 2531 | 6.33 | 0 | 17993.46 | 0 | 68.59 | 0 | 409.93 | 0 | 0.99 | 0 | 609.17 | 0 | 0.51 | 0 |
| 2532 | 6.96 | 0 | 19923.43 | 0 | 75.28 | 0 | 456.92 | 0 | 1.06 | 0 | 660.95 | 0 | 0.54 | 0 |
| 2533 | 7.68 | 0 | 26134.15 | 0 | 97.29 | 0 | 682.01 | 0 | 1.04 | 0 | 921.14 | 0 | 0.50 | 0 |
| 2534 | 8.84 | 0 | 31211.39 | 0 | 116.34 | 0 | 842.03 | 0 | 1.16 | 0 | 1127.19 | 0 | 0.55 | 0 |
| 2535 | 9.93 | 0 | 36775.32 | 0 | 137.12 | 0 | 1028.94 | 0 | 1.25 | 0 | 1359.12 | 0 | 0.58 | 0 |
| 2536 | 11.74 | 0 | 39390.06 | 0 | 143.12 | 0 | 971.22 | 0 | 1.60 | 0 | 1247.44 | 0 | 0.77 | 0 |
| 2537 | 13.14 | 0 | 44047.76 | 2.33 | 155.52 | 0 | 1030.62 | 0 | 1.76 | 0 | 1270.76 | 0 | 0.85 | 0 |
| 2538 | 12.52 | 1.86 | 44226.89 | 3245.53 | 153.79 | 10.87 | 1058.52 | 0.01 | 1.58 | 0.35 | 1270.82 | 0.02 | 0.74 | 0.19 |
| 2539 | 12.63 | 2.87 | 47684.65 | 5010.88 | 166.43 | 16.78 | 1218.92 | 0.02 | 1.49 | 0.54 | 1506.26 | 0.03 | 0.68 | 0.30 |
| 2540 | 13.43 | 4.23 | 49185.62 | 7328.86 | 176.71 | 24.56 | 1289.72 | 0.03 | 1.67 | 0.79 | 1695.25 | 0.05 | 0.78 | 0.43 |
| 2541 | 13.77 | 4.56 | 46648.53 | 7890.71 | 169.23 | 26.45 | 1159.12 | 0.04 | 1.85 | 0.85 | 1505.39 | 0.05 | 0.89 | 0.46 |
| 2542 | 13.44 | 8.28 | 43945.87 | 9969.50 | 160.49 | 33.31 | 1068.20 | 0.04 | 1.87 | 0.97 | 1405.06 | 0.06 | 0.91 | 0.52 |
| 2543 | 13.63 | 11.45 | 41656.71 | 13088.89 | 156.00 | 43.82 | 992.91 | 0.05 | 2.02 | 1.22 | 1389.33 | 0.07 | 1.01 | 0.64 |
| 2544 | 12.54 | 14.49 | 36257.58 | 18663.03 | 141.35 | 62.23 | 883.15 | 5.72 | 1.96 | 1.82 | 1363.23 | 0.40 | 1.01 | 0.97 |
| 2545 | 11.86 | 19.23 | 33807.94 | 24686.87 | 132.79 | 82.49 | 836.67 | 0.12 | 1.83 | 2.49 | 1308.01 | 0.16 | 0.94 | 1.33 |
| 2546 | 10.91 | 21.52 | 33787.28 | 28954.34 | 132.44 | 96.79 | 891.17 | 0.14 | 1.63 | 2.96 | 1354.35 | 0.19 | 0.82 | 1.60 |
| 2547 | 10.99 | 24.36 | 34079.46 | 32674.31 | 138.44 | 109.22 | 961.77 | 0.16 | 1.67 | 3.34 | 1549.02 | 0.21 | 0.85 | 1.80 |
| 2548 | 11.79 | 28.14 | 35474.48 | 36751.09 | 142.92 | 123.55 | 959.46 | 0.16 | 1.82 | 3.51 | 1544.31 | 0.22 | 0.93 | 1.84 |
| 2549 | 11.66 | 36.91 | 35258.74 | 45314.01 | 142.18 | 154.02 | 959.46 | 0.16 | 1.80 | 3.69 | 1544.22 | 0.21 | 0.92 | 1.82 |
| 2550 | 12.73 | 44.22 | 37093.53 | 51450.37 | 148.40 | 176.19 | 958.89 | 0.15 | 2.00 | 3.67 | 1544.22 | 0.20 | 1.03 | 1.69 |
| 2551 | 12.08 | 45.37 | 35969.81 | 52226.16 | 144.80 | 179.12 | 961.41 | 0.14 | 1.88 | 3.61 | 1548.84 | 0.19 | 0.96 | 1.63 |
| 2552 | 13.68 | 45.94 | 37875.25 | 53261.51 | 149.66 | 182.58 | 903.68 | 0.15 | 2.21 | 3.73 | 1454.51 | 0.20 | 1.15 | 1.70 |
| 2553 | 15.35 | 49.04 | 40792.78 | 56639.93 | 159.43 | 194.43 | 903.62 | 0.15 | 2.53 | 3.88 | 1454.35 | 0.20 | 1.32 | 1.74 |
| 2554 | 14.84 | 58.14 | 39911.48 | 66451.91 | 156.49 | 228.91 | 903.75 | 0.16 | 2.43 | 4.27 | 1454.61 | 0.22 | 1.27 | 1.84 |
| 2555 | 14.19 | 69.56 | 38386.30 | 78228.46 | 150.72 | 270.52 | 878.73 | 0.17 | 2.32 | 4.66 | 1413.64 | 0.22 | 1.21 | 1.90 |
| 2556 | 13.39 | 81.01 | 36960.04 | 90394.91 | 145.87 | 313.35 | 876.04 | 0.18 | 2.17 | 5.12 | 1409.34 | 0.24 | 1.13 | 2.00 |
| 2557 | 12.75 | 92.37 | 35838.02 | 102471.90 | 142.12 | 355.87 | 876.17 | 0.18 | 2.04 | 5.57 | 1409.51 | 0.25 | 1.06 | 2.10 |
| 2558 | 11.45 | 106.44 | 31933.90 | 117589.75 | 126.22 | 409.00 | 768.62 | 0.20 | 1.84 | 6.18 | 1233.76 | 0.27 | 0.95 | 2.26 |
| 2559 | 10.57 | 118.95 | 28284.77 | 131339.08 | 110.34 | 457.39 | 629.17 | 0.22 | 1.73 | 6.80 | 1005.79 | 0.29 | 0.90 | 2.45 |

จากข้อมูลปริมาณมลพิษทางอากาศแต่ละชนิดที่ปล่อยจากการผลิตไฟฟ้าของภาครัฐและเอกชน ตามตารางที่ 4.3-4.4 เพื่อให้สามารถเห็นภาพชัดเจนยิ่งขึ้นจึงได้นำข้อมูลมาแสดงเป็นกราฟเปรียบเทียบปริมาณการปล่อยก๊าซชนิดต่าง ๆ ทั้งของภาครัฐและเอกชน ดังแสดงในรูปที่ 4.3-4.9

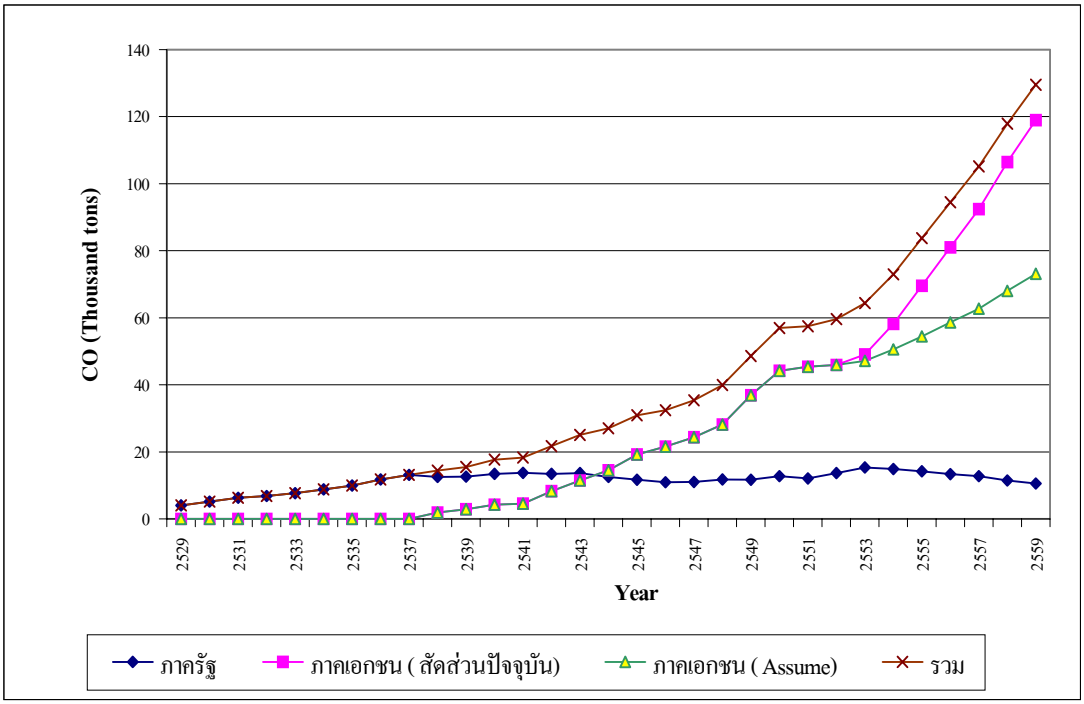
จากรูปที่ 4.3-4.9 ปริมาณการปล่อยก๊าซ CO $CO_2$ $NO_X$ $CH_4$ และ $N_2O$ จากการผลิตไฟฟ้าของภาครัฐ จะมีอัตราสูงในช่วงปี 2529-2540 เนื่องจากกำลังผลิตไฟฟ้าส่วนใหญ่ของประเทศในช่วงดังกล่าว เป็นการผลิตไฟฟ้าของภาครัฐเกือบทั้งหมด และจะเริ่มลดลงและคงที่ในช่วงปี 2541-2559 เมื่อนโยบายของรัฐได้เริ่มมีการส่งเสริมให้ภาคเอกชนมีส่วนในการผลิตไฟฟ้ามากขึ้น ทำให้อัตราการปล่อยมลพิษทางอากาศของภาครัฐเริ่มลดลงด้วย คาดว่าเมื่อสิ้นปี 2559 ปริมาณการปล่อยมลพิษทางอากาศจากการผลิตไฟฟ้าของภาครัฐ จะมีปริมาณการปล่อยมลพิษทางอากาศ ดังนี้ ก๊าซ CO ประมาณ 10.578 พันตัน, ก๊าซ $CO_2$ ประมาณ 28,284.775 พันตัน, ก๊าซ $NO_x$ ประมาณ 110.34 พันตัน, ก๊าซ $CH_4$ ประมาณ 1.737 พันตัน และก๊าซ $N_2O$ ประมาณ 0.909 พันตัน

ส่วนปริมาณการปล่อยก๊าซ CO, $CO_2$, $NO_X$, $CH_4$ และ $N_2O$ จากการผลิตไฟฟ้าของภาคเอกชน จะเริ่มปล่อยมลพิษทางอากาศในช่วงปี 2538 และมีแนวโน้มสูงขึ้นเรื่อย ๆ ตามสัดส่วนกำลังผลิตไฟฟ้าของภาคเอกชนที่สูงขึ้น โดยในช่วงหลังปี 2545 เป็นต้นไป ปริมาณการปล่อยก๊าซดังกล่าวของภาคเอกชนจะมีอัตราการปล่อยก๊าซฯ สูงกว่าภาครัฐมาก ทั้งนี้เนื่องจากนโยบายของรัฐที่มีแผนลดกำลังผลิตไฟฟ้าของภาครัฐลง โดยจะเริ่มทยอยปลดโรงไฟฟ้าที่มีอายุการใช้งานมานานและมีต้นทุนในการดำเนินการสูง โดยส่งเสริมให้ภาคเอกชนได้แก่ SPP และ IPP เป็นผู้ผลิตไฟฟ้าแทนภาครัฐ ทำให้ปริมาณการปล่อยมลพิษทางอากาศของภาคเอกชนมีแนวโน้มที่สูงขึ้นเป็นลำดับ และคาดว่าเมื่อสิ้นปี 2559 ปริมาณการปล่อยมลพิษทางอากาศจากการผลิตไฟฟ้าของภาคเอกชน ถ้าใช้สัดส่วนเชื้อเพลิงปัจจุบันเป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า จะมีปริมาณการปล่อยมลพิษทางอากาศ ดังนี้ ก๊าซ CO ประมาณ 118.950 พันตัน, ก๊าซ $CO_2$ ประมาณ 131,399.083 พันตัน, ก๊าซ $NO_x$ ประมาณ 457.39 พันตัน, ก๊าซ $CH_4$ ประมาณ 6.803 พันตัน และก๊าซ $N_2O$ ประมาณ 2.453 พันตันแต่ถ้ากำหนดตามสมมุติฐานให้ภาคเอกชนใช้ก๊าซธรรมชาติแต่เพียงอย่างเดียวเป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า จะมีปริมาณการปล่อยมลพิษทางอากาศ ดังนี้ ก๊าซ CO ประมาณ 73.095 พันตัน, ก๊าซ $CO_2$ ประมาณ 100,574.373 พันตัน, ก๊าซ $NO_x$ ประมาณ 341.097 พันตัน, ก๊าซ $CH_4$ ประมาณ 8.902 พันตัน และก๊าซ $N_2O$ ประมาณ 4.538 พันตัน

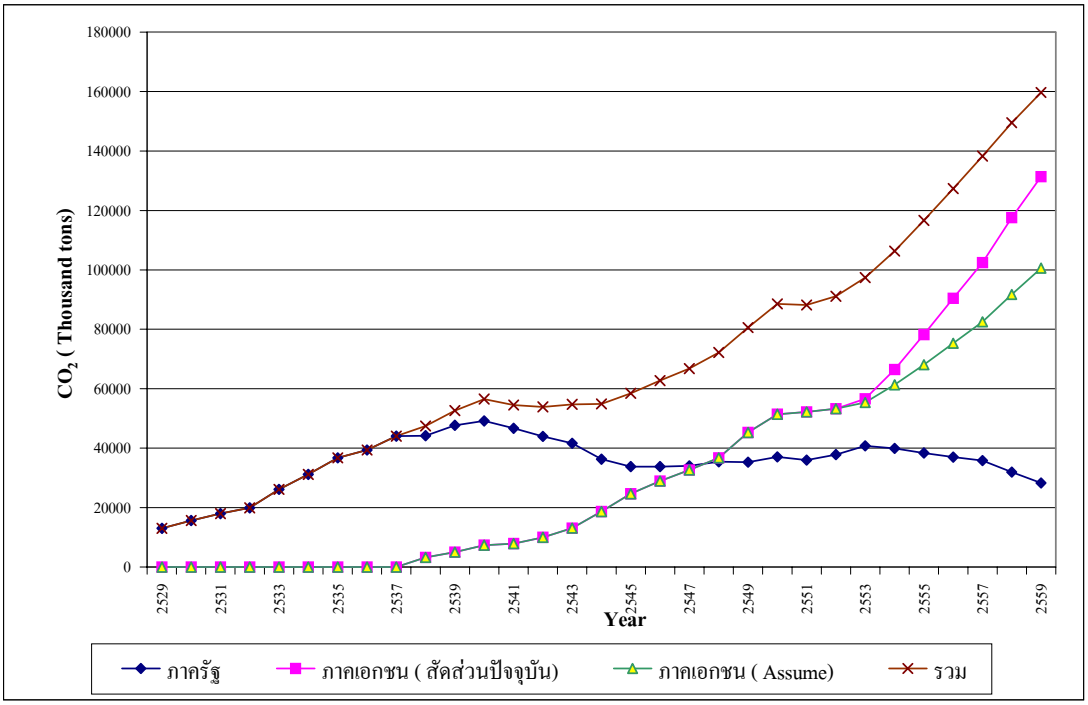
ส่วนปริมาณการปล่อยก๊าซ $SO_2$ และ SPM จากการผลิตไฟฟ้าของภาครัฐ ในช่วงปี 2529-2540 มีปริมาณการปล่อยที่สูงขึ้น ทั้งนี้เนื่องจากในช่วงดังกล่าว ภาครัฐได้เพิ่มกำลังผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าแม่เมาะ ที่ใช้ลิกไนต์เป็นเชื้อเพลิงเพิ่มมากขึ้น ส่วนในช่วงปี 2541-2559 ปริมาณการปล่อยก๊าซ $SO_2$ และ SPM ของภาครัฐเริ่มมีแนวโน้มลดลง ทั้งนี้เนื่องจากภาครัฐได้ลดกำลังผลิตไฟฟ้าลงและเปลี่ยนไปใช้เชื้อเพลิงชนิดอื่น ในการผลิตไฟฟ้าทดแทนที่มีคุณภาพสูงกว่าสำหรับโรง

ไฟฟ้าบางแห่ง และคาดว่าเมื่อสิ้นปี 2559 ภาครัฐจะมีการปล่อยก๊าซ $SO_2$ ประมาณ 629.172 พันตัน และ SPM ประมาณ 1,005.794 พันตัน

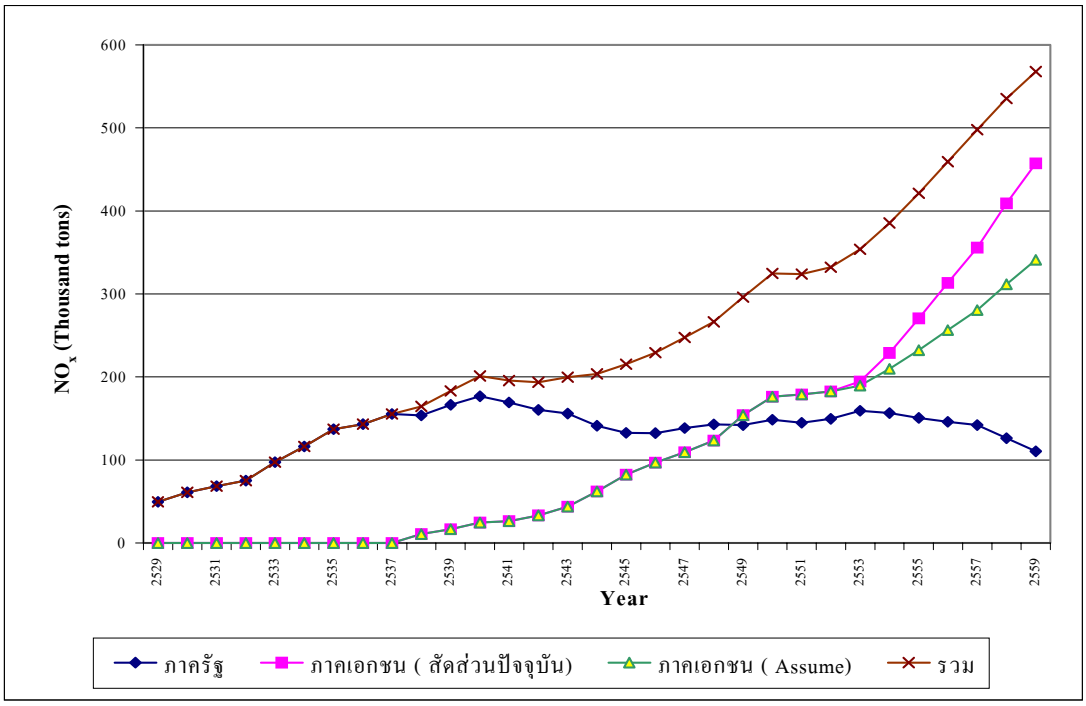
ส่วนปริมาณการปล่อยก๊าซ $SO_2$ และ SPM จากการผลิตไฟฟ้าของภาคเอกชน มีปริมาณการปล่อยน้อยมากเมื่อเทียบกับของภาครัฐ ทั้งนี้เนื่องจากภาคเอกชนได้ใช้ก๊าซธรรมชาติและถ่านหินนำเข้าที่มีคุณภาพดีเป็นเชื้อเพลิงหลักในการผลิตไฟฟ้า ทำให้ปริมาณการปล่อยก๊าซ $SO_2$ และ SPM น้อยมาก และคาดว่าเมื่อสิ้นปี 2559 ปริมาณการปล่อยก๊าซ $SO_2$ และ SPM จากการผลิตไฟฟ้าของภาคเอกชน ถ้าใช้สัดส่วนเชื้อเพลิงปัจจุบัน จะมีการปล่อยก๊าซ $SO_2$ ประมาณ 0.222 พันตัน และ SPM ประมาณ 0.293 พันตัน แต่ถ้าตามสมมุติฐานกำหนดให้ภาคเอกชนใช้ก๊าซธรรมชาติแต่เพียงอย่างเดียวเป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า จะมีปริมาณการก๊าซ $SO_2$ เพิ่มขึ้นเล็กน้อยประมาณ 0.406 พันตัน และ SPM ประมาณ 0.543 พันตัน



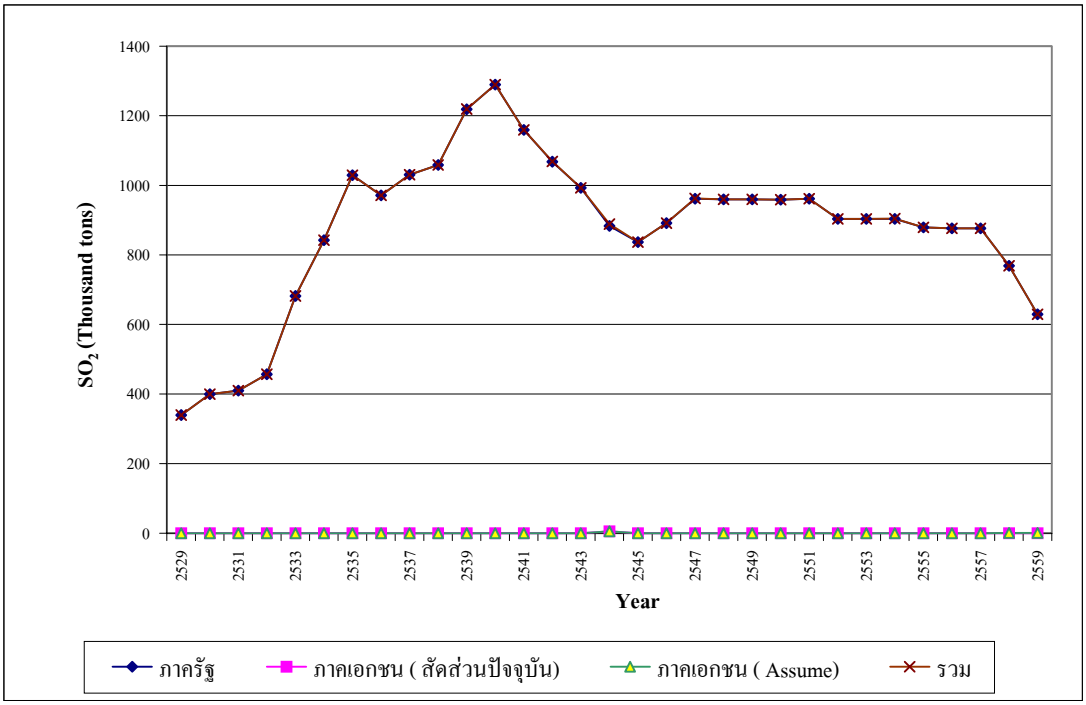

รูปที่ 4.3 ปริมาณก๊าซ CO จากการผลิตไฟฟ้าของภาครัฐและภาคเอกชน



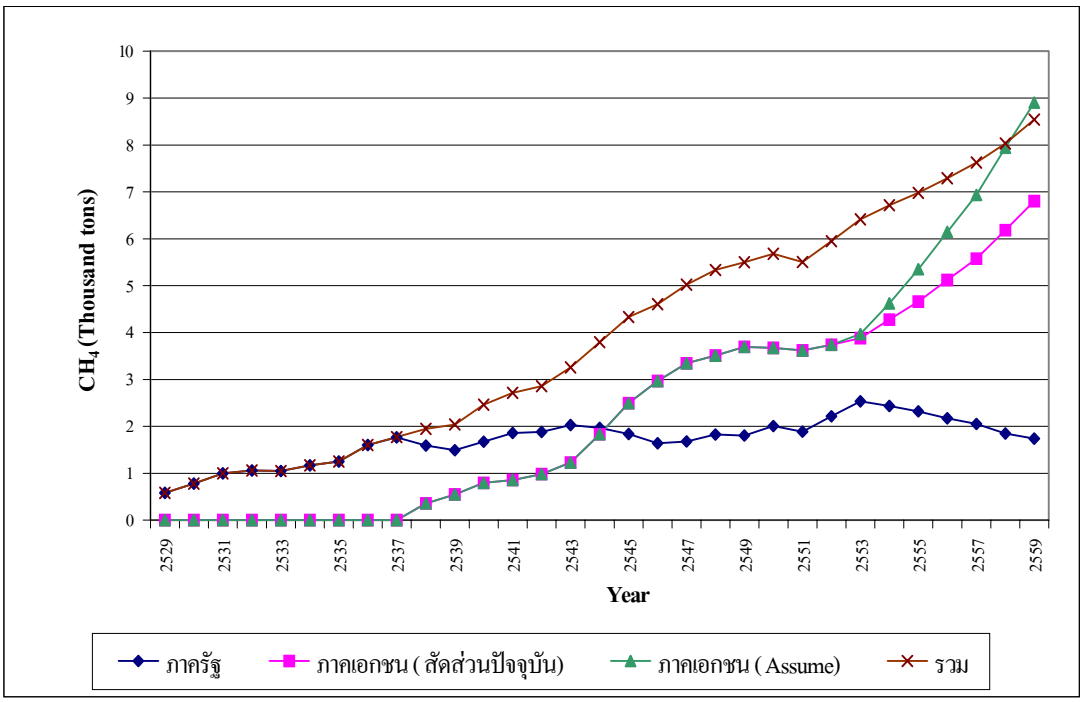

รูปที่ 4.4 ปริมาณก๊าซ $CO_2$ จากการผลิตไฟฟ้าของภาครัฐและภาคเอกชน



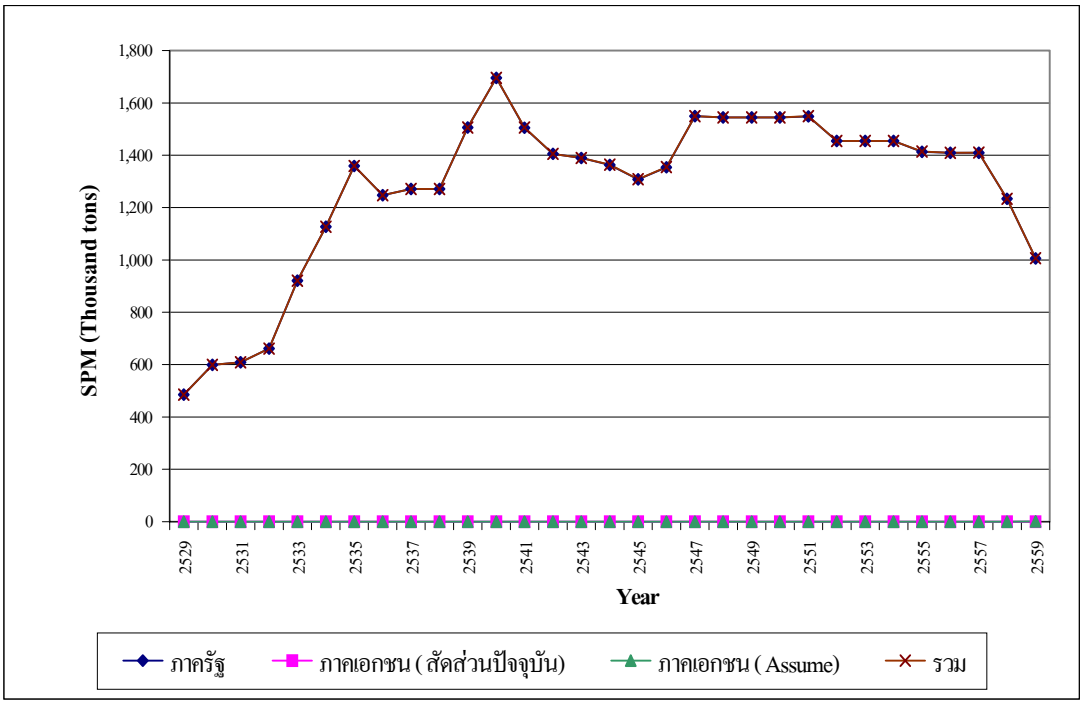

รูปที่ 4.5 ปริมาณก๊าซ $NO_X$ จากการผลิตไฟฟ้าของภาครัฐและภาคเอกชน



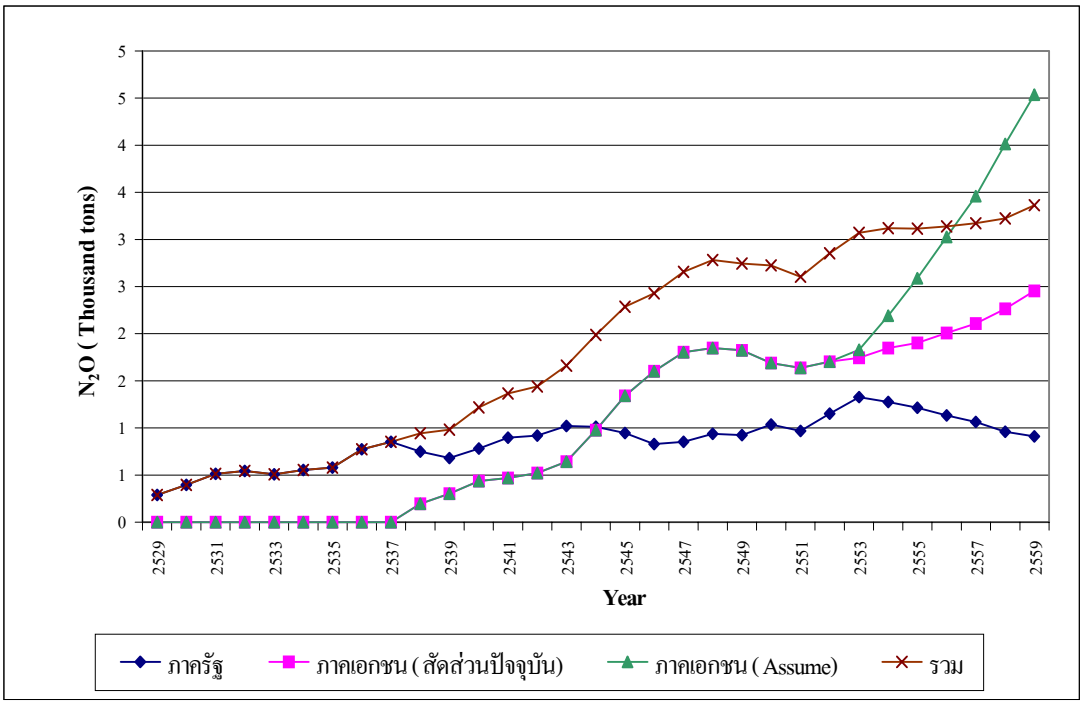

รูปที่ 4.6 ปริมาณการปล่อยก๊าซ $SO_2$ จากการผลิตไฟฟ้าของภาครัฐ และเอกชน




รูปที่ 4.7 ปริมาณการปล่อยก๊าซ $CH_4$ จากการผลิตไฟฟ้าของภาครัฐและภาคเอกชน




รูปที่ 4.8 ปริมาณการปล่อย SPM จากการผลิตไฟฟ้าของภาครัฐและภาคเอกชน




รูปที่ 4.9 ปริมาณการปล่อย $N_2O$ จากการผลิตไฟฟ้าของภาครัฐและภาคเอกชน

**4.3 สัดส่วนปริมาณการปล่อยมลพิษทางอากาศจากการผลิตไฟฟ้าระหว่าง SPP และ IPP**

เมื่อวิเคราะห์สัดส่วนปริมาณการปล่อยมลพิษทางอากาศชนิดต่าง ๆ จากการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย โดยแยกเป็นจากการผลิตไฟฟ้าของ SPP และ IPP ตามแผนกำลังผลิตไฟฟ้าของ กฟผ. จะมีผลดังแสดงในตารางที่ 4.5

จากตารางที่ 4.5 ปริมาณการปล่อยก๊าซ CO, $CO_2$, $NO_X$, $SO_2$, $CH_4$, SPM และ $N_2O$ จากการผลิตไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ Independent Power Producer (IPP) และจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก Small Power Producer (SPP) โดยปริมาณการปล่อยมลพิษทางอากาศ จากการผลิตไฟฟ้าของ SPP จะเพิ่มสูงขึ้นในช่วงปี 2537-2542 และจะเริ่มคงที่ในช่วงปี 2543-2559 ซึ่งส่วนใหญ่จะใช้พลังงานนอกรูปแบบ กากหรือเศษวัสดุเหลือใช้เป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าและไอน้ำร่วมกัน (Cogeneration) โดยปริมาณกำลังผลิตไฟฟ้าของ SPP ไม่สูงมากนัก ทำให้สัดส่วนปริมาณการปล่อยมลพิษทางอากาศค่อนข้างน้อย ส่วนปริมาณการปล่อยมลพิษทางอากาศของ IPP จะเริ่มสูงขึ้นในช่วงปี 2549 เป็นต้นไป สาเหตุมาจากการที่รัฐบาลมีนโยบายส่งเสริมให้ IPP มีการผลิตไฟฟ้าเพิ่มมากขึ้น เพื่อทดแทนการผลิตไฟฟ้าของภาครัฐที่มีแผนในการลดกำลังผลิตไฟฟ้าลงอย่างต่อเนื่อง โดยจะมีการปลดโรงไฟฟ้าของภาครัฐที่มีอายุการใช้งานนาน ดังนั้นแนวโน้มการผลิตไฟฟ้าของ IPP จะมีแนวโน้มสูงขึ้นมาก ทำให้ปริมาณการปล่อยมลพิษทางอากาศสูงขึ้นตามไปด้วย คาดว่าเมื่อสิ้นปี 2559 ปริมาณการปล่อยมลพิษทางอากาศจากการผลิตไฟฟ้าของ IPP จะเป็นดังนี้ ก๊าซ CO ประมาณ 103.791 พันตัน, ก๊าซ $CO_2$ ประมาณ 115,232.895 พันตัน, ก๊าซ $NO_X$ ประมาณ 403.479 พันตัน, ก๊าซ $SO_2$ ประมาณ 0.148 พันตัน, ก๊าซ $CH_4$ ประมาณ 5.273 พันตัน, SPM ประมาณ 0.197 พันตัน และก๊าซ $N_2O$ ประมาณ 1.648 พันตัน

ตารางที่ 4.5 ปริมาณมลพิษทางอากาศแต่ละชนิดที่ปล่อยจากการผลิตไฟฟ้าระหว่าง SPP และ IPP

| ปี พ.ศ | ปริมาณมลพิษทางอากาศ ( พันตัน ) | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | CO | | $CO_2$ | | $NO_X$ | | $SO_2$ | | $CH_4$ | | SPM | | $N_2O$ | |
| | SPP | IPP | SPP | IPP | SPP | IPP | SPP | IPP | SPP | IPP | SPP | IPP | SPP | IPP |
| 2537 | 0.001 | - | 2.338 | - | 0.008 | - | 0.000 | - | 0.000 | - | 0.000 | - | 0.000 | - |
| 2538 | 0.035 | - | 61.245 | - | 0.205 | - | 0.000 | - | 0.007 | - | 0.000 | - | 0.004 | - |
| 2539 | 0.251 | - | 437.600 | - | 1.466 | - | 0.002 | - | 0.048 | - | 0.003 | - | 0.026 | - |
| 2540 | 0.585 | - | 961.234 | - | 3.236 | - | 0.005 | - | 0.098 | - | 0.006 | - | 0.053 | - |
| 2541 | 0.816 | - | 1360.851 | - | 4.576 | - | 0.007 | - | 0.142 | - | 0.009 | - | 0.077 | - |
| 2542 | 4.551 | - | 3448.520 | - | 11.467 | - | 0.012 | - | 0.267 | - | 0.016 | - | 0.130 | - |
| 2543 | 7.118 | 0.589 | 5518.797 | 1027.143 | 18.468 | 3.441 | 0.017 | 0.006 | 0.400 | 0.112 | 0.022 | 0.007 | 0.188 | 0.062 |
| 2544 | 7.211 | 2.202 | 5773.532 | 3841.619 | 19.260 | 12.870 | 0.020 | 0.021 | 0.449 | 0.420 | 0.026 | 0.028 | 0.219 | 0.231 |
| 2545 | 8.730 | 3.260 | 6366.597 | 5686.457 | 21.116 | 19.050 | 0.021 | 0.031 | 0.492 | 0.621 | 0.029 | 0.041 | 0.240 | 0.341 |
| 2546 | 8.779 | 4.408 | 6718.587 | 7688.849 | 22.302 | 25.758 | 0.024 | 0.041 | 0.536 | 0.840 | 0.032 | 0.055 | 0.265 | 0.461 |
| 2547 | 10.037 | 4.982 | 7682.046 | 8690.746 | 25.500 | 29.114 | 0.027 | 0.047 | 0.613 | 0.950 | 0.036 | 0.062 | 0.303 | 0.522 |
| 2548 | 10.037 | 8.345 | 7682.046 | 12037.263 | 25.500 | 40.993 | 0.027 | 0.047 | 0.613 | 1.035 | 0.036 | 0.062 | 0.303 | 0.521 |
| 2549 | 10.037 | 17.322 | 7682.046 | 20967.188 | 25.500 | 72.692 | 0.027 | 0.046 | 0.613 | 1.263 | 0.036 | 0.062 | 0.303 | 0.518 |
| 2550 | 10.497 | 25.395 | 8033.663 | 28887.563 | 26.667 | 100.859 | 0.028 | 0.045 | 0.641 | 1.443 | 0.038 | 0.060 | 0.317 | 0.500 |
| 2551 | 10.497 | 27.148 | 8033.663 | 30701.719 | 26.667 | 107.266 | 0.028 | 0.046 | 0.641 | 1.503 | 0.038 | 0.061 | 0.317 | 0.510 |
| 2552 | 10.497 | 27.106 | 8033.663 | 30679.072 | 26.667 | 107.177 | 0.028 | 0.046 | 0.641 | 1.506 | 0.038 | 0.061 | 0.317 | 0.512 |
| 2553 | 10.497 | 30.344 | 8033.663 | 34301.530 | 26.667 | 119.849 | 0.028 | 0.051 | 0.641 | 1.677 | 0.038 | 0.068 | 0.317 | 0.568 |
| 2554 | 10.497 | 40.067 | 8033.663 | 45190.679 | 26.667 | 157.937 | 0.028 | 0.066 | 0.641 | 2.191 | 0.038 | 0.088 | 0.317 | 0.735 |
| 2555 | 10.497 | 52.802 | 8033.663 | 59266.497 | 26.667 | 207.249 | 0.028 | 0.083 | 0.641 | 2.825 | 0.038 | 0.111 | 0.317 | 0.929 |
| 2556 | 10.497 | 64.995 | 8033.663 | 72724.713 | 26.667 | 254.405 | 0.028 | 0.099 | 0.641 | 3.427 | 0.038 | 0.133 | 0.317 | 1.111 |
| 2557 | 10.497 | 76.852 | 8033.663 | 85632.489 | 26.667 | 299.707 | 0.028 | 0.113 | 0.641 | 3.973 | 0.038 | 0.151 | 0.317 | 1.264 |
| 2558 | 10.497 | 91.238 | 8033.663 | 101342.680 | 26.667 | 354.824 | 0.028 | 0.130 | 0.641 | 4.646 | 0.038 | 0.174 | 0.317 | 1.455 |
| 2559 | 10.497 | 103.791 | 8033.663 | 115232.890 | 26.667 | 403.479 | 0.028 | 0.148 | 0.641 | 5.273 | 0.038 | 0.197 | 0.317 | 1.648 |

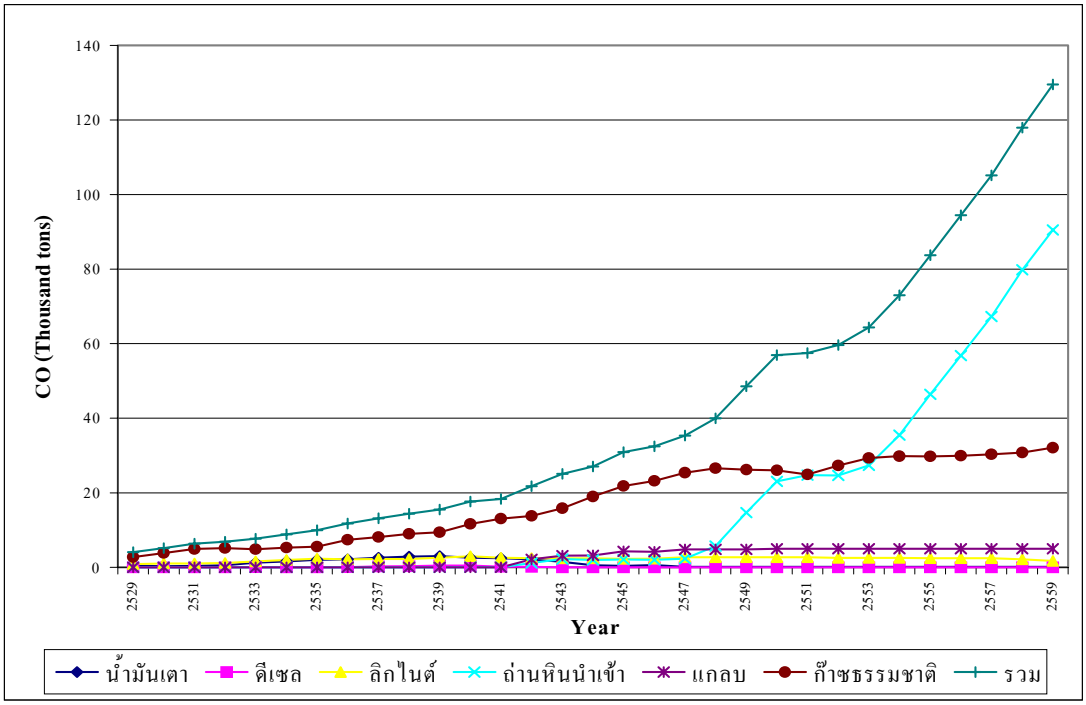
หมายเหตุ ในช่วงปี 2529-2536 ยังไม่มีการผลิตไฟฟ้าของ SPP และ IPP

**4.4 ปริมาณการปล่อยมลพิษทางอากาศจากการใช้เชื้อเพลิงชนิดต่าง ๆ ในการผลิตไฟฟ้า**

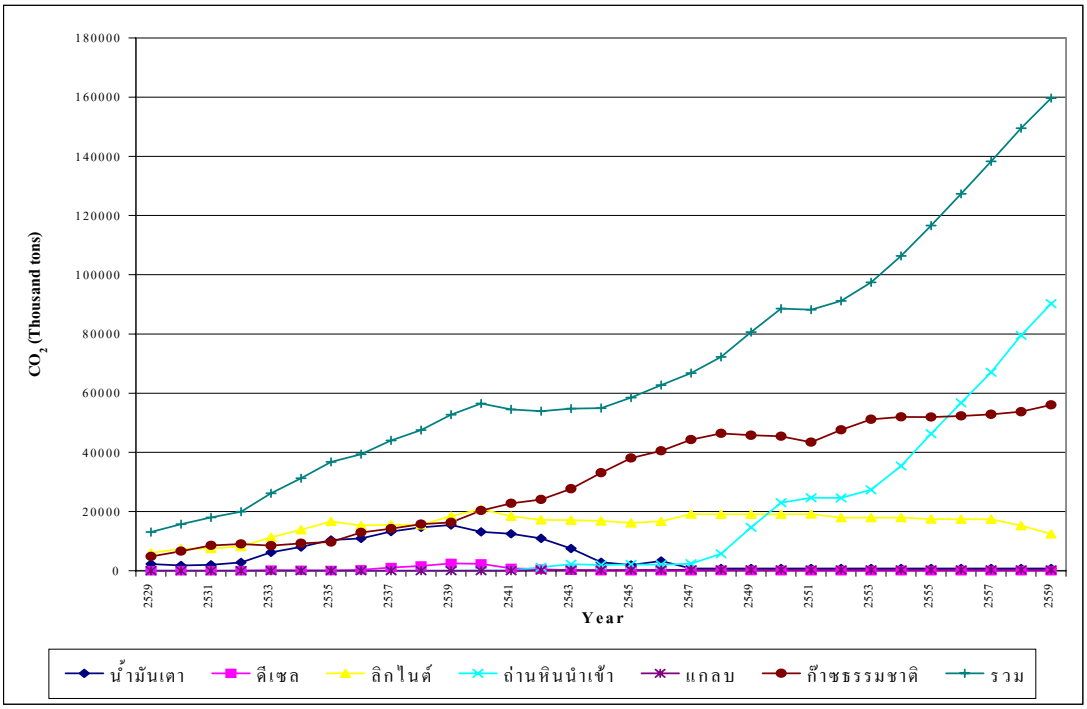
เมื่อวิเคราะห์ปริมาณการปล่อยมลพิษทางอากาศจากการใช้เชื้อเพลิงชนิดต่าง ๆ ในการผลิตไฟฟ้า ได้แก่ น้ำมันเตา, ดีเซล, ลิกไนต์, ถ่านหินนำเข้า, แกลบ และ ก๊าซธรรมชาติ จะมีผลดังแสดงในรูปที่ 4.17-4.23 (สำหรับโรงไฟฟ้าของ IPP ในช่วงปี 2553-2559 ได้ใช้สัดส่วนเชื้อเพลิงปัจจุบัน)

จากรูปที่ 4.10-4.16 ปริมาณการปล่อยก๊าซ CO, $CO_2$, $NO_X$, $CH_4$ และ $N_2O$ จากการใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าจะมีปริมาณสูงที่สุดในช่วงปี 2529-2553 และมีแนวโน้มสูงขึ้นตามสัดส่วนปริมาณกำลังผลิตไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น โดยอัตราส่วนการใช้ก๊าซธรรมชาติเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่องและจะเริ่มคงที่ในช่วงปี 2554-2559 ทั้งนี้เนื่องจากการใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงก่อให้เกิดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมน้อย รัฐบาลจึงสนับสนุนให้ กฟผ. ใช้ทดแทนน้ำมันเตาในการผลิตไฟฟ้า อย่างไรก็ตามในช่วงปี 2554-2559 ปริมาณการปล่อยก๊าซ CO, $CO_2$, $NO_X$, $CH_4$ และ $N_2O$ จากการใช้ถ่านหินนำเข้าเป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้ายังคงมีอัตราสูงกว่าการใช้ก๊าซธรรมชาติ ทั้งนี้เนื่องจากมีโรงไฟฟ้าประเภทพลังความร้อนของ IPP ที่ใช้ถ่านหินนำเข้าเป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้ามีแนวโน้มสูงขึ้นเพราะถ่านหินนำเข้ามีคุณภาพสูง และมีราคาถูกลงทำให้ภาคเอกชนเพิ่มการนำเข้ามากขึ้น

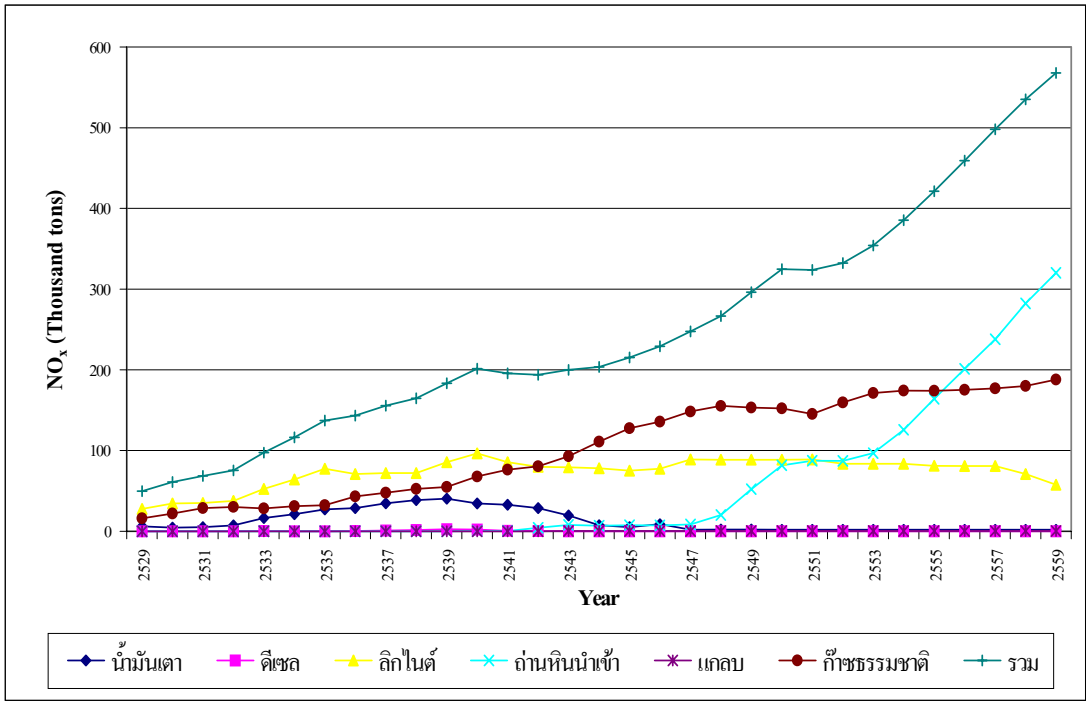
ส่วนปริมาณการปล่อยก๊าซ $SO_2$ และ SPM ในช่วงปี 2529-2540 มีการปล่อยก๊าซทั้งสองชนิดนี้เพิ่มมากขึ้น เนื่องจากโรงไฟฟ้าของภาครัฐที่ใช้ลิกไนต์เป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า ได้แก่ โรงไฟฟ้าแม่เมาะ มีการผลิตไฟฟ้าเพิ่มมากขึ้น และจะเริ่มลดลงในช่วงปี 2541-2559 สาเหตุจากนโยบายของรัฐที่ลดภาระการลงทุน โดยให้โรงไฟฟ้าของภาครัฐลดกำลังการผลิตไฟฟ้าลง และมีแผนในการปลดโรงไฟฟ้าแม่เมาะ ยูนิตที่ 1-7 ทำให้ปริมาณมลพิษทางอากาศลดลงด้วย



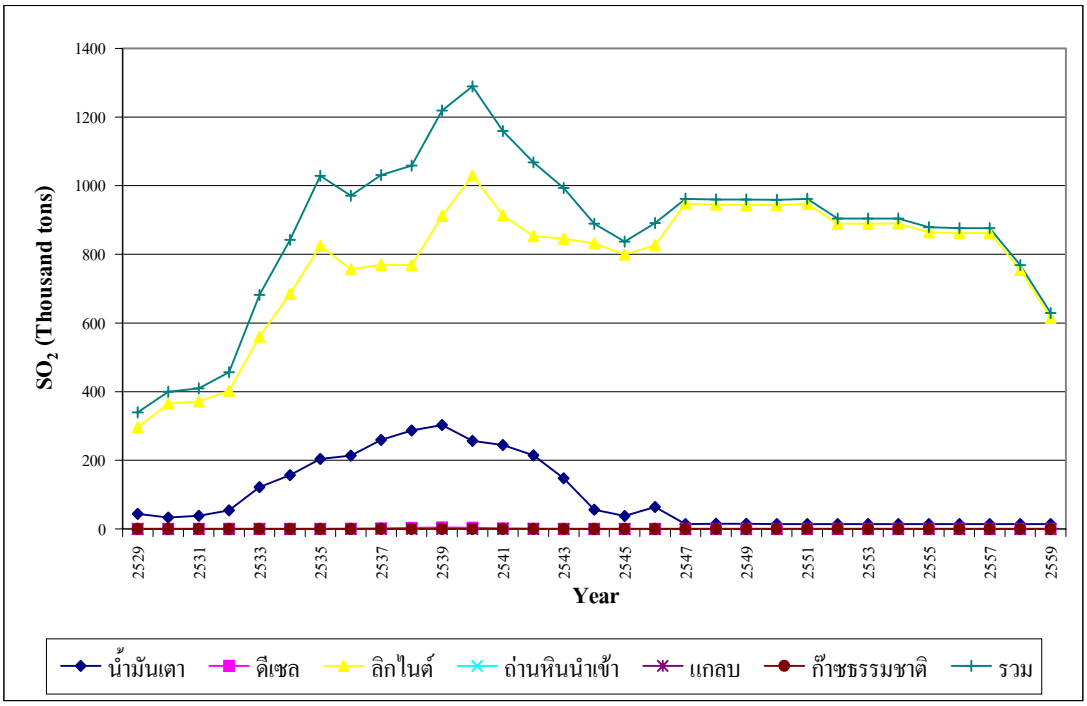

รูปที่ 4.10 ปริมาณการปล่อยก๊าซ CO จากการใช้เชื้อเพลิงชนิดต่าง ๆ ในการผลิตไฟฟ้า



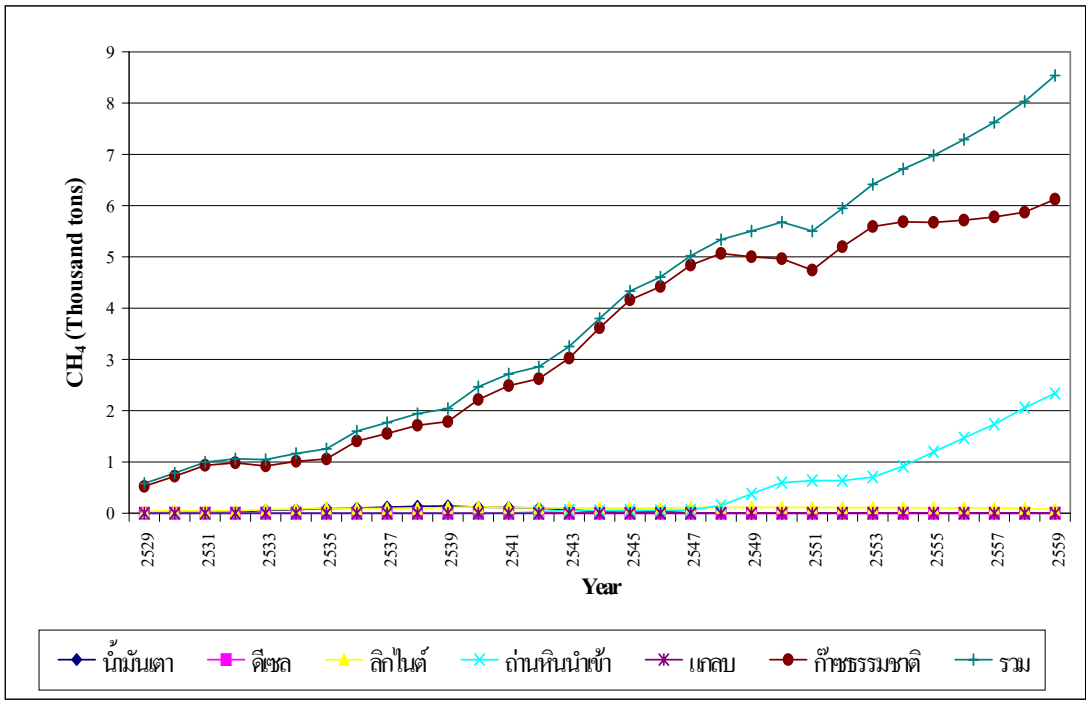

รูปที่ 4.11 ปริมาณการปล่อยก๊าซ $CO_2$ จากการใช้เชื้อเพลิงชนิดต่าง ๆ ในการผลิตไฟฟ้า



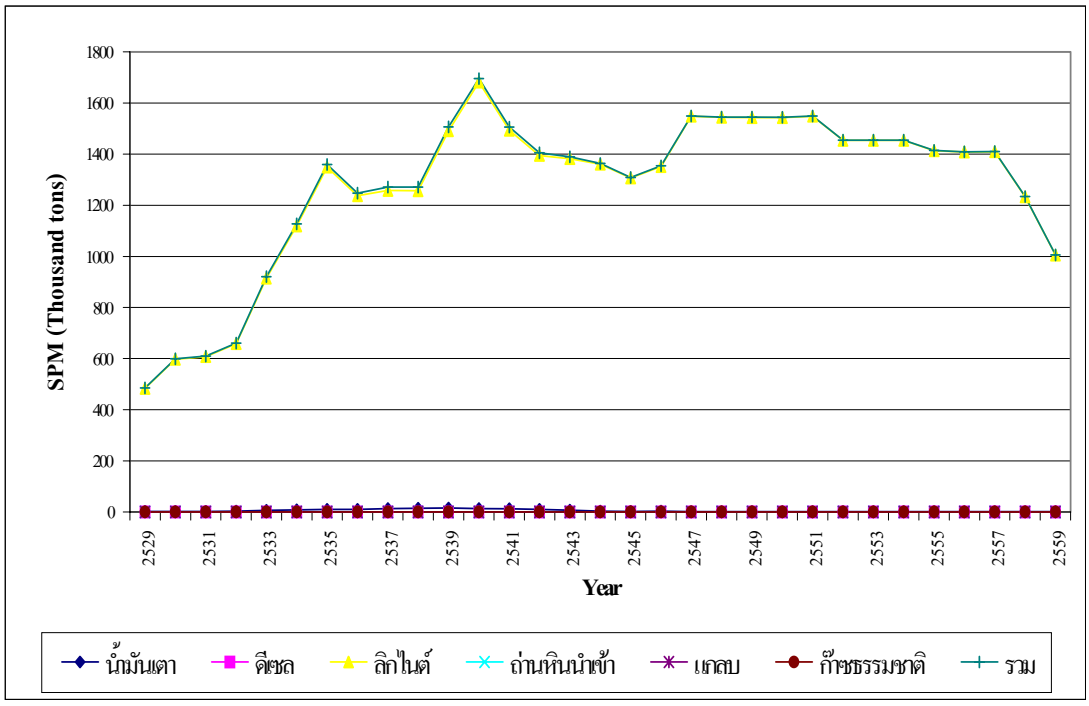

รูปที่ 4.12 ปริมาณการปล่อยก๊าซ $NO_x$ จากการใช้เชื้อเพลิงชนิดต่าง ๆ ในการผลิตไฟฟ้า



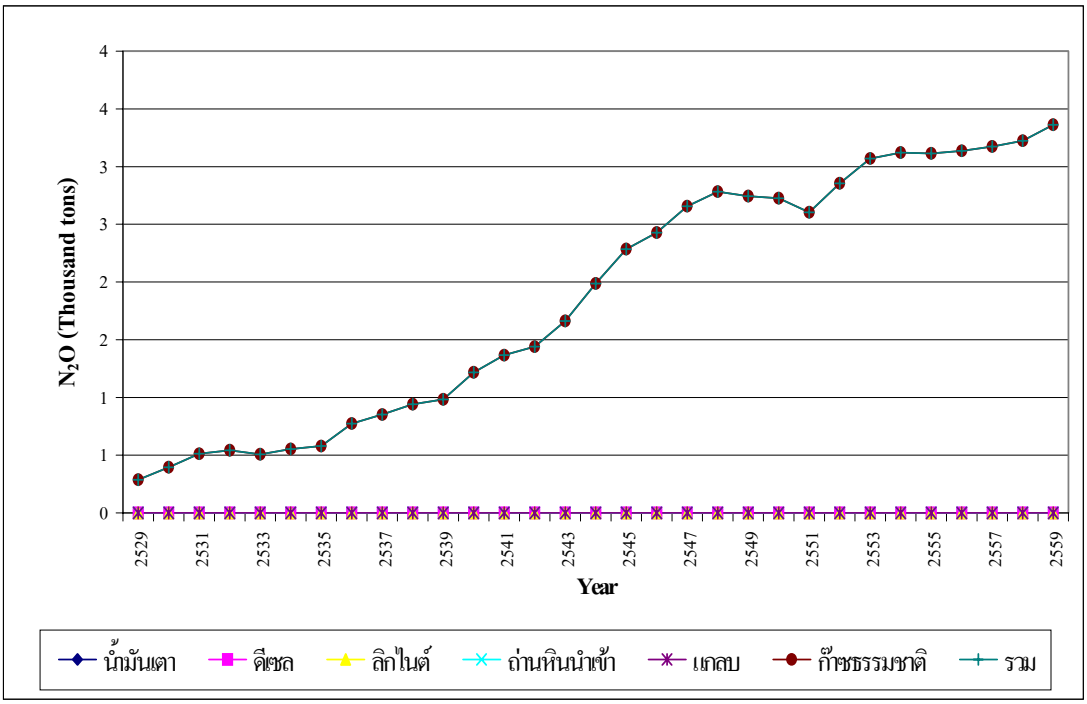

รูปที่ 4.13 ปริมาณการปล่อยก๊าซ $SO_2$ จากการใช้เชื้อเพลิงชนิดต่าง ๆ ในการผลิตไฟฟ้า




รูปที่ 4.14 ปริมาณก๊าซ $CH_4$ จากการใช้เชื้อเพลิงชนิดต่าง ๆ ในการผลิตไฟฟ้า




รูปที่ 4.15 ปริมาณ SPM จากการใช้เชื้อเพลิงชนิดต่าง ๆ ในการผลิตไฟฟ้า

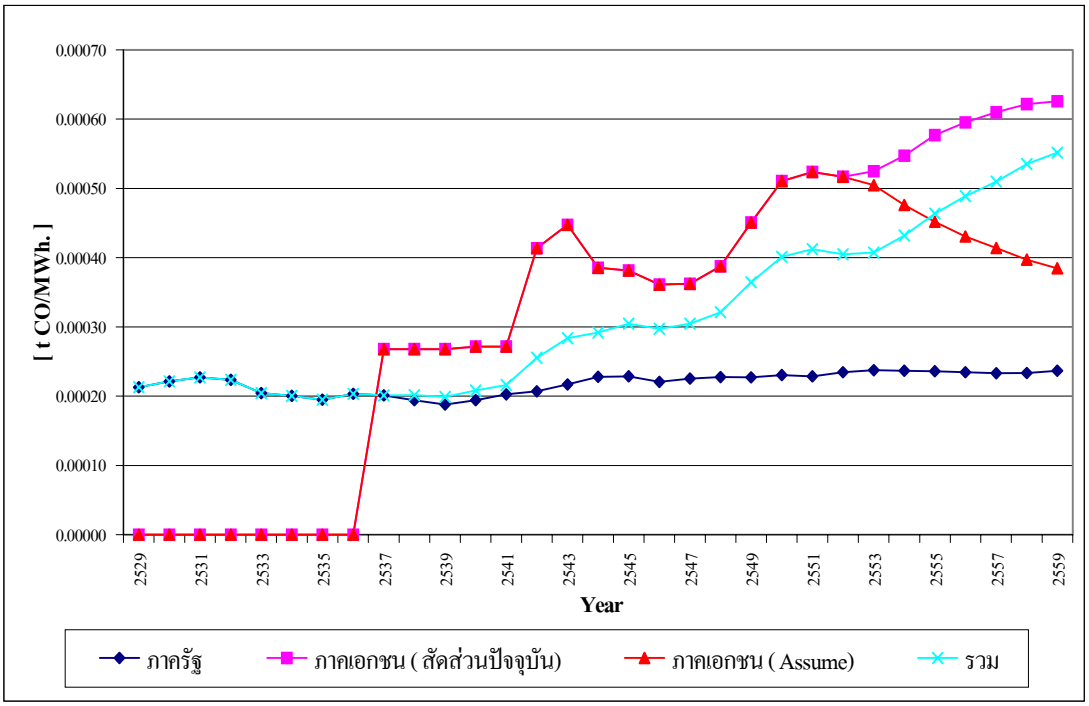



รูปที่ 4.16 ปริมาณก๊าซ $N_2O$ จากการใช้เชื้อเพลิงชนิดต่าง ๆ ในการผลิตไฟฟ้า

## 4.5 สัดส่วนปริมาณการปล่อยมลพิษทางอากาศต่อหน่วยพลังงานไฟฟ้า (MWh.) จากการผลิตไฟฟ้าของภาครัฐและภาคเอกชน

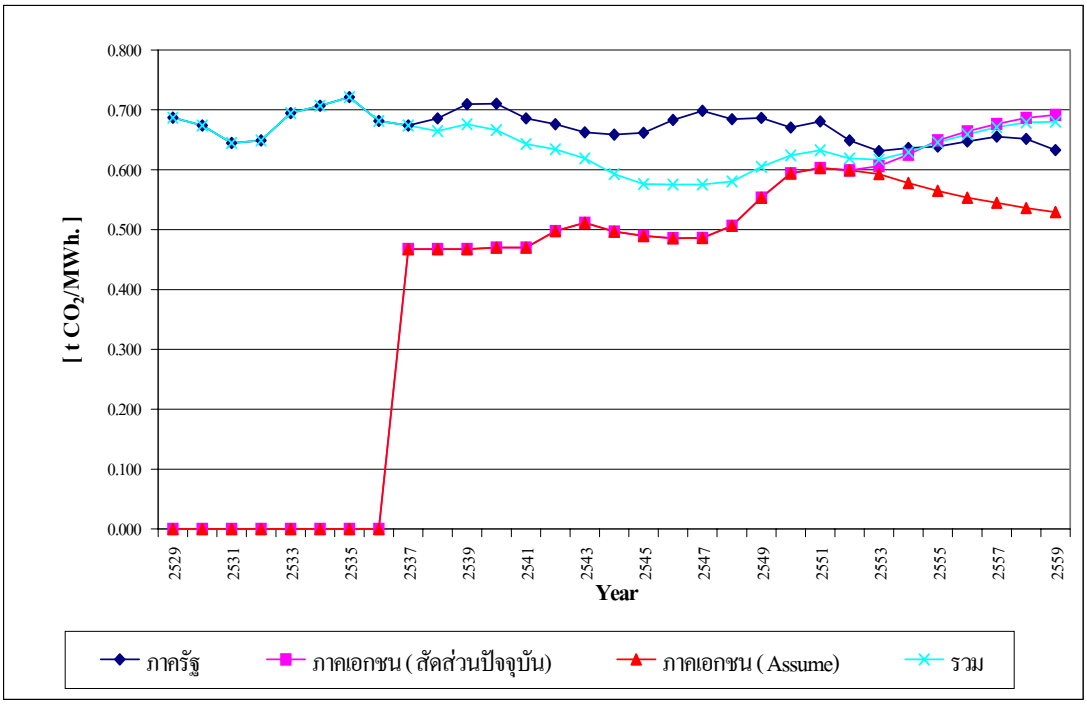
เมื่อวิเคราะห์สัดส่วนปริมาณการปล่อยมลพิษทางอากาศชนิดต่างๆ ต่อหน่วยพลังงานไฟฟ้า (MWh.) จากการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย โดยแยกเป็นของภาครัฐและภาคเอกชน ตามแผนกำลังผลิตไฟฟ้า จะมีผลดังแสดงในรูปที่ 4.17- 4.23

จากรูปที่ 4.17 สัดส่วนปริมาณการปล่อยก๊าซ CO ต่อหน่วยพลังงานไฟฟ้า(MWh.) จากการผลิตไฟฟ้าของภาครัฐและเอกชน โดยในช่วงปี 2529-2559 สัดส่วนปริมาณการปล่อยก๊าซ CO จากการผลิตไฟฟ้าของภาครัฐค่อนข้างคงที่ สอดคล้องกับปริมาณการเพิ่มกำลังผลิตไฟฟ้าของภาครัฐที่ค่อนข้างคงที่ และสัดส่วนปริมาณการปล่อยก๊าซ CO ของภาคเอกชน ในช่วงตั้งแต่ปี 2537-2559 มีแนวโน้มสูงขึ้นทุกปี ทั้งนี้เนื่องจากภาคเอกชนได้มีการผลิตไฟฟ้าเพิ่มมากขึ้น และส่วนใหญ่จะใช้ถ่านหินนำเข้าและก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงหลักในการผลิตไฟฟ้า ทำให้มีปริมาณการปล่อยก๊าซ CO เพิ่มมากขึ้นตามไปด้วย โดยหากภาคเอกชนใช้เชื้อเพลิงในสัดส่วนปัจจุบัน คาดว่าเมื่อสิ้นปี 2559 สัดส่วนปริมาณการปล่อยจะอยู่ที่ประมาณ 0.00063 ตันต่อ MWh. แต่ถ้าภาคเอกชนใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงหลักในการผลิตไฟฟ้าตามสมมุติฐาน สัดส่วนปริมาณการปล่อยจะอยู่ที่ประมาณ 0.00038 ตันต่อ MWh.

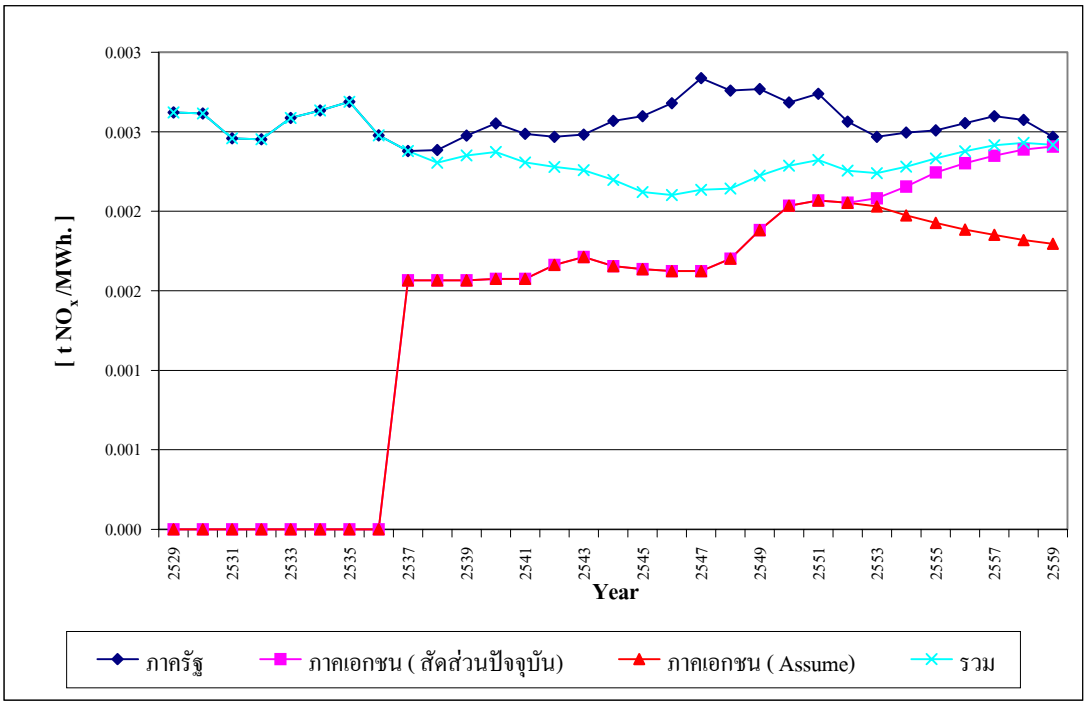



รูปที่ 4.17 สัดส่วนปริมาณการปล่อยก๊าซ CO ต่อ MWh. จากการผลิตไฟฟ้าของภาครัฐและเอกชน

จากรูปที่ 4.18 และ 4.19 สัดส่วนปริมาณการปล่อยก๊าซ $CO_2$ และ $NO_X$ ต่อหน่วยพลังงานไฟฟ้า(MWh.) จากการผลิตไฟฟ้าของภาครัฐและเอกชน โดยในช่วงปี 2529-2559 สัดส่วนปริมาณการปล่อยก๊าซ $CO_2$ และ $NO_X$ จากการผลิตไฟฟ้าของภาครัฐค่อนข้างสูง ทั้งนี้เนื่องจากโรงไฟฟ้าของภาครัฐยังคงใช้เชื้อเพลิงได้แก่ น้ำมันเตา ดีเซล ลิกไนต์ แกลบ เป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า และสัดส่วนปริมาณการปล่อยก๊าซ $CO_2$ และ $NO_X$ ของภาคเอกชน ในช่วงตั้งแต่ปี 2537-2559 มีแนวโน้มเพิ่มสูงขึ้นทุกปี ทั้งนี้เนื่องจากภาคเอกชนได้มีการผลิตไฟฟ้าเพิ่มมากขึ้น และส่วนใหญ่จะใช้ถ่านหินนำเข้าและก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงหลักในการผลิตไฟฟ้า ทำให้มีปริมาณการปล่อยก๊าซ $CO_2$ และ $NO_X$ เพิ่มมากขึ้นตามไปด้วย โดยหากภาคเอกชนใช้เชื้อเพลิงในสัดส่วนปัจจุบัน คาดว่าเมื่อสิ้นปี 2559 สัดส่วนปริมาณการปล่อยจะอยู่ที่ประมาณ 0.69150 ตันต่อ MWh. และ 0.00241 ตันต่อ MWh. ตามลำดับ แต่ถ้าภาคเอกชนใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงหลักในการผลิตไฟฟ้าตามสมมุติฐาน สัดส่วนปริมาณการปล่อยจะอยู่ที่ประมาณ 0.52928 ตันต่อ MWh. และ 0.00180 ตันต่อ MWh. ตามลำดับ




รูปที่ 4.18 สัดส่วนปริมาณการปล่อยก๊าซ $CO_2$ ต่อ MWh. จากการผลิตไฟฟ้าของภาครัฐและเอกชน

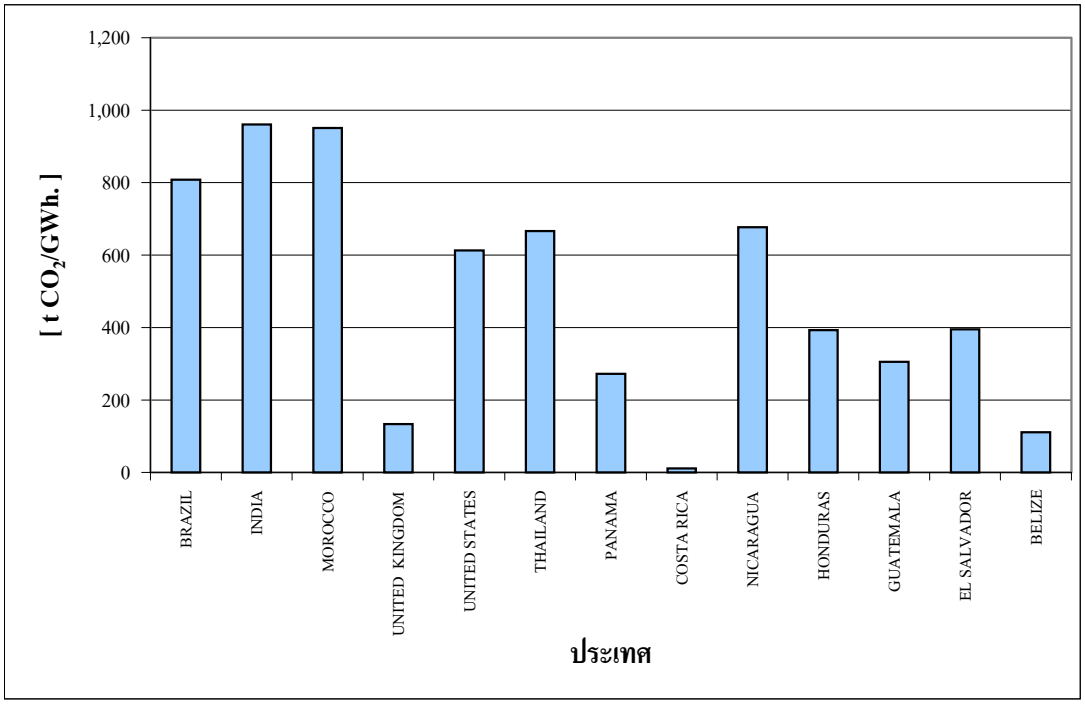



รูปที่ 4.19 สัดส่วนปริมาณการปล่อยก๊าซ $NO_x$ ต่อ MWh. จากการผลิตไฟฟ้าของภาครัฐและเอกชน

ตารางที่ 4.6 เปรียบเทียบ $CO_2$ Intensities จากการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยและประเทศอื่น ๆ

| ประเทศ | Electricity Source | GHG Emission ( t $CO_2$/GWh.) |
|---|---|---|
| BRAZIL | Fossil Fuel only | 807.93 |
| INDIA | Fossil Fuel only | 960.15 |
| MOROCCO | Fossil Fuel only | 950.97 |
| UNITED KINGDOM | Fossil Fuel only | 134.00 |
| UNITED STATES | Fossil Fuel only | 612.90 |
| THAILAND | Fossil Fuel only | 666.15 |
| PANAMA | Fossil Fuel only | 272.00 |
| COSTA RICA | Fossil Fuel only | 11.00 |
| NICARAGUA | Fossil Fuel only | 677.00 |
| HONDURAS | Fossil Fuel only | 393.00 |
| GUATEMALA | Fossil Fuel only | 305.00 |
| EL SAVADOR | Fossil Fuel only | 395.00 |
| BELIZE | Fossil Fuel only | 111.00 |

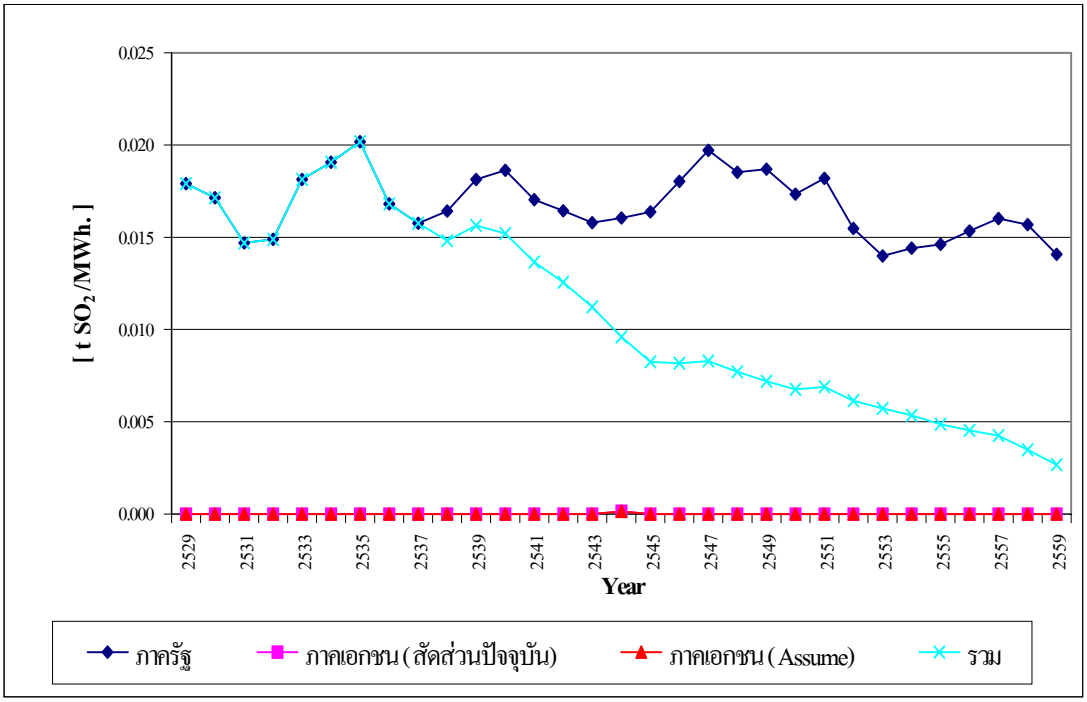
Source : EPA , IEA (1997), WWW.BUN-CA.ORG



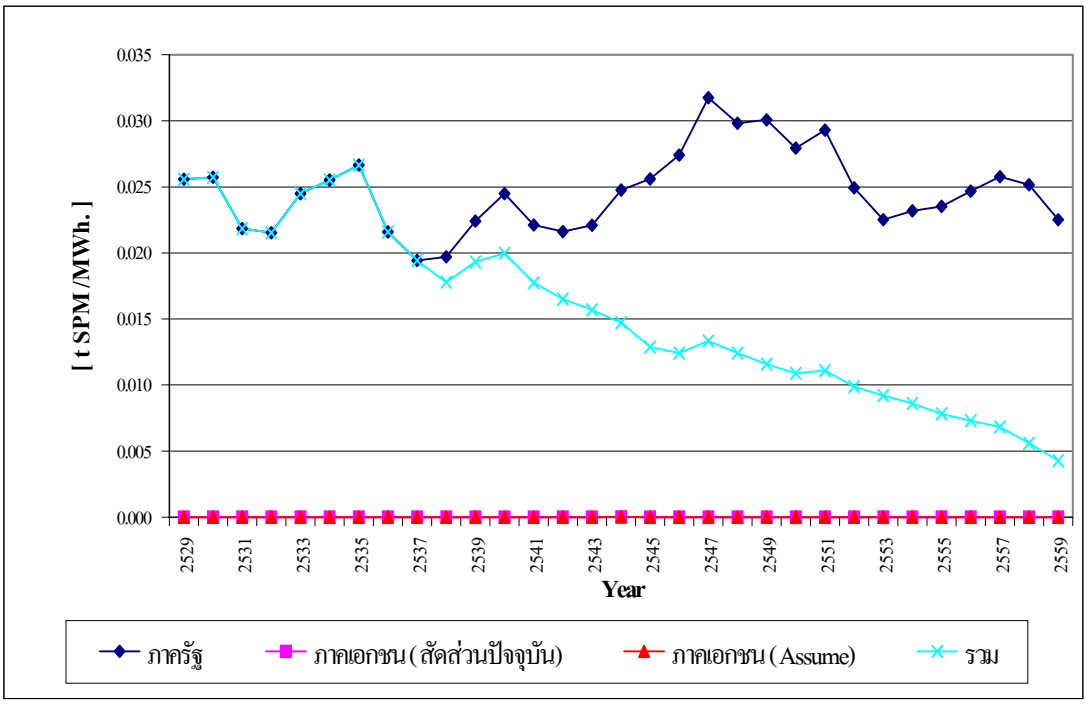

รูปที่ 4.20 กราฟเปรียบเทียบ $CO_2$ Intensities จากการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยและประเทศอื่น ๆ

จากตารางที่ 4.6 และรูปที่ 4.20 เปรียบเทียบ $CO_2$ Intensities จากการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยและประเทศอื่น ๆ แสดงให้เห็นว่าสัดส่วน $CO_2$ Intensities (t $CO_2$/GWh.) จากการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย ยังอยู่ในระดับที่ยังไม่สูงมากนักเมื่อเปรียบเทียบกับหลายประเทศ จาก 13 ประเทศ สำหรับบางประเทศที่มีค่า $CO_2$ Intensities ต่ำ ส่วนใหญ่มีการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานหมุนเวียน (Renewables) ในสัดส่วนที่สูงกว่าการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล สำหรับประเทศไทยสามารถที่จะลดสัดส่วน $CO_2$ Intensities ให้ต่ำลงได้อีกหากมีการลดการใช้เชื้อเพลิงบางชนิดในการผลิตไฟฟ้า ได้แก่ น้ำมันเตา ดีเซล และ ลิกไนต์ โดยเปลี่ยนไปใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้ามากขึ้น

จากรูปที่ 4.21 และ 4.22 สัดส่วนปริมาณการปล่อยก๊าซ $SO_2$ และ SPM ต่อหน่วยพลังงานไฟฟ้า(MWh.) จากการผลิตไฟฟ้าของภาครัฐและเอกชน โดยในช่วงปี 2529-2559 สัดส่วนปริมาณการปล่อยก๊าซ $SO_2$ และ SPM จากการผลิตไฟฟ้าของภาครัฐค่อนข้างสูง ทั้งนี้เนื่องจากโรงไฟฟ้าของภาครัฐได้แก่โรงไฟฟ้าแม่เมาะยังคงใช้ลิกไนต์ เป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าอย่างต่อเนื่อง ซึ่งหากเป็นไปตามแผนของ กฟผ. ในการลดกำลังการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าแม่เมาะ คาดว่าเมื่อสิ้นปี 2559 สัดส่วนปริมาณการปล่อยก๊าซ $SO_2$ และ SPM ของภาครัฐ จะอยู่ที่ประมาณ 0.01408 ตันต่อ MWh. และ 0.02250 ตันต่อ MWh. ตามลำดับ ส่วนภาคเอกชนถ้าใช้เชื้อเพลิงในสัดส่วนปัจจุบันในการผลิตไฟฟ้า สัดส่วนปริมาณการปล่อยจะน้อยมาก

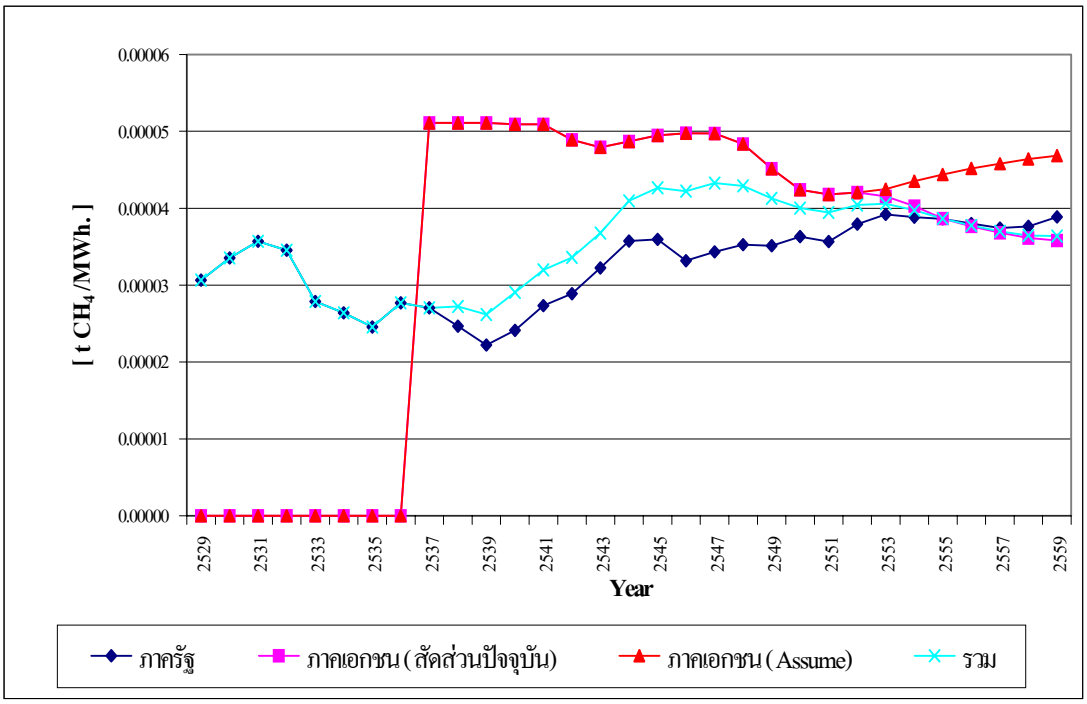



รูปที่ 4.21 สัดส่วนปริมาณการปล่อยก๊าซ $SO_2$ ต่อ MWh. จากการผลิตไฟฟ้าของภาครัฐและเอกชน

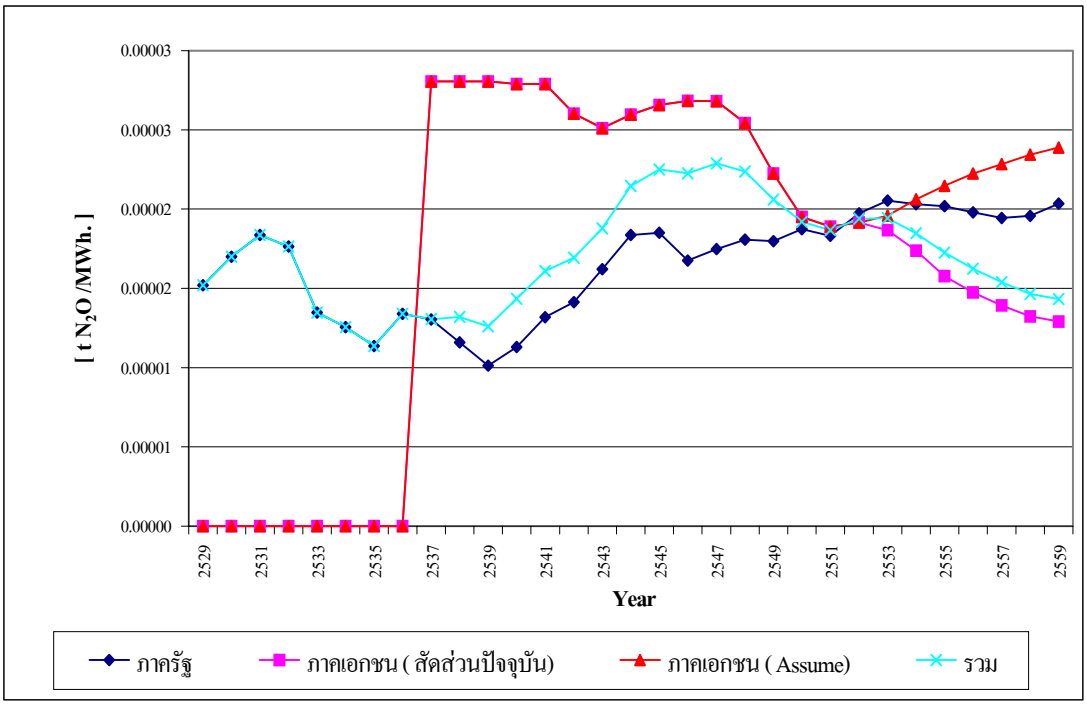



รูปที่ 4.22 สัดส่วนปริมาณการปล่อย SPM ต่อ MWh. จากการผลิตไฟฟ้าของภาครัฐและเอกชน

จากรูปที่ 4.23 และ 4.24 สัดส่วนปริมาณการปล่อยก๊าซ $CH_4$ และ $N_2O$ ต่อหน่วยพลังงานไฟฟ้า MWh. จากการผลิตไฟฟ้าของภาครัฐและเอกชน โดยในช่วงปี 2529-2559 สัดส่วนปริมาณการปล่อยก๊าซ $CH_4$ และ $N_2O$ จากการผลิตไฟฟ้าของภาครัฐมีแนวโน้มสูงขึ้น ทั้งนี้เนื่องจากโรงไฟฟ้าของภาครัฐได้ปรับเปลี่ยนมาใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าเพิ่มมากขึ้น เพื่อเป็นการลดต้นทุนในการผลิตไฟฟ้า คาดว่าเมื่อสิ้นปี 2559 สัดส่วนปริมาณการปล่อยก๊าซ $CH_4$ และ $N_2O$ ของภาครัฐ จะอยู่ที่ประมาณ 0.00004 ตันต่อ MWh. และ 0.00002 ตันต่อ MWh. ตามลำดับ ส่วนภาคเอกชนถ้าใช้เชื้อเพลิงในสัดส่วนปัจจุบันในการผลิตไฟฟ้า ในช่วงปี 2537-2559 ซึ่งมีสัดส่วนปริมาณการปล่อยค่อนข้างสูง แต่มีแนวโน้มลดลง ทั้งนี้เนื่องจากโรงไฟฟ้าภาคเอกชนมีการใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าลดลง แต่มีการใช้ถ่านหินนำเข้าเป็นเชื้อเพลิงเพิ่มมากขึ้น โดยหากภาคเอกชนใช้เชื้อเพลิงในสัดส่วนปัจจุบัน คาดว่าเมื่อสิ้นปี 2559 สัดส่วนปริมาณการปล่อยจะอยู่ที่ประมาณ 0.00004 ตันต่อ MWh. และ 0.00001 ตันต่อ MWh. ตามลำดับ แต่ถ้าภาคเอกชนใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงหลักในการผลิตไฟฟ้าตามสมมุติฐาน สัดส่วนปริมาณการปล่อยจะอยู่ที่ประมาณ 0.00005 ตันต่อ MWh. และ 0.00002 ตันต่อ MWh. ตามลำดับ




รูปที่ 4.23 สัดส่วนปริมาณการปล่อยก๊าซ $CH_4$ ต่อ MWh. จากการผลิตไฟฟ้าของภาครัฐและเอกชน




รูปที่ 4.24 สัดส่วนปริมาณการปล่อยก๊าซ $N_2O$ ต่อ MWh. จากการผลิตไฟฟ้าของภาครัฐและเอกชน

# บทที่ 5
# สรุปผลการวิจัยและข้อเสนอแนะ

## 5.1 สรุปผลการวิจัย

การประมาณปริมาณมลพิษทางอากาศที่ปล่อยจากโรงไฟฟ้าในประเทศไทย เพื่อคำนวณหาปริมาณการปลดปล่อยมลพิษทางอากาศจากการผลิตไฟฟ้า ได้แก่ ก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ ($SO_2$), ก๊าซไนโตรเจนออกไซด์ ($NO_X$), ก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ ($CO_2$), ก๊าซคาร์บอนมอนอกไซด์ (CO), ก๊าซมีเทน ($CH_4$), ก๊าซไนตรัสออกไซด์ ($N_2O$) และ อนุภาคมลสาร (SPM) ตั้งแต่ปี 2529-2559 และเปรียบเทียบปริมาณการปลดปล่อยมลพิษทางอากาศจากการผลิตไฟฟ้าของภาครัฐและเอกชน การวิจัยได้ใช้ข้อมูลปริมาณกำลังผลิตไฟฟ้าของแต่ละโรงไฟฟ้าของ กฟผ., SPP และ IPP ตั้งแต่ปี 2529-2559 โดยแยกตามประเภทของโรงไฟฟ้า และชนิดของเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า แล้วใช้แบบจำลองทางคณิตศาสตร์ ของ Intergovernmental Panel On Climate Change (IPCC) ในการประเมินปริมาณมลพิษทางอากาศ และแยกตามประเภทของโรงไฟฟ้า, ชนิดของเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า ทั้งของภาครัฐและเอกชน

ในการศึกษานี้พบว่า ปริมาณการปล่อยมลพิษทางอากาศจากการผลิตไฟฟ้าในประเทศไทยมีแนวโน้มสูงขึ้นตามกำลังผลิตไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น ยกเว้นกรณีก๊าซ $SO_2$ และ SPM ซึ่งมีแนวโน้มคงที่และลดลงเนื่องจากการใช้ลิกไนต์เป็นเชื้อเพลิงลดลง คาดว่าเมื่อสิ้นปี 2559 จะมีการปล่อย ก๊าซ $SO_2$, $NO_X$, $CO_2$, CO, $CH_4$, $N_2O$ และ SPM ประมาณ 629, 568, 159,684, 130, 9, 3 และ 1,006 พันตัน ตามลำดับ

นอกจากนี้เมื่อเปรียบเทียบปริมาณมลพิษทางอากาศจากการผลิตไฟฟ้าของภาครัฐ และภาคเอกชน โดยในช่วงปี 2544-2559 ภาครัฐจะมีปริมาณการปล่อยมลพิษทางอากาศจะมีแนวโน้มลดลง ส่วนภาคเอกชนจะมีปริมาณการปล่อยมลพิษทางอากาศซึ่งมีแนวโน้มสูงขึ้น โดยส่วนใหญ่มาจาก IPP มากกว่า SPP จากการประมาณการคาดการณ์ว่าเมื่อสิ้นปี 2559 ภาครัฐจะมีการปล่อยก๊าซ $SO_2$, $NO_X$, $CO_2$, CO, $CH_4$, $N_2O$ และ SPM ประมาณ 629, 110, 28,285, 11, 2, 1 และ 1,006 พันตัน ตามลำดับ และภาคเอกชนจะมีปริมาณการปล่อยก๊าซ $SO_2$, $NO_X$, $CO_2$, CO, $CH_4$, $N_2O$ และ SPM ประมาณ 1, 457, 131,339, 119, 7, 2 และ 1 พันตัน ตามลำดับ และเมื่อเปรียบเทียบสัดส่วนปริมาณการปล่อยมลพิษทางอากาศจากการผลิตไฟฟ้า ระหว่าง SPP และ IPP พบว่าปริมาณการปล่อยมลพิษทางอากาศของ SPP จะค่อนข้างคงที่ ส่วน IPP จะมีปริมาณการปล่อยมลพิษทางอากาศเพิ่มขึ้นในอัตราที่สูงมาก

สำหรับปริมาณการปล่อยมลพิษทางอากาศจากการผลิตไฟฟ้าจากการใช้เชื้อเพลิงชนิดต่าง ๆ ในการผลิตไฟฟ้า พบว่าส่วนใหญ่ใช้ก๊าซธรรมชาติ ถ่านหินนำเข้า และ ลิกไนต์ เป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า และสำหรับสัดส่วนปริมาณการปล่อยมลพิษทางอากาศต่อหน่วยพลังงานไฟฟ้า (MWh.) พบว่าภาครัฐมีค่าสูงกว่าภาคเอกชนในกรณีของก๊าซ $CO_2$, $NO_X$, $SO_2$ และ SPM ในช่วงปี 2544-2559 ส่วนก๊าซ CO, $CH_4$ และ $N_2O$ ภาคเอกชนมีค่าสูงกว่า

ดังนั้น จากผลการศึกษาวิจัย ชี้ให้เห็นว่าทิศทางการผลิตไฟฟ้าของภาคเอกชนมีแนวโน้มสูงขึ้นมาก และมีประสิทธิภาพสูงกว่าภาครัฐ และเพื่อเป็นการลดปัญหามลพิษทางอากาศที่ปล่อยจากโรงไฟฟ้าในประเทศไทย จึงขอเสนอแนวทางในการลดปัญหามลพิษทางอากาศ โดยใช้ข้อมูลบนพื้นฐานของการวิจัย ดังนี้

(1) การที่รัฐได้มีการส่งเสริมให้ภาคเอกชนมีการผลิตไฟฟ้าเพิ่มมากขึ้น รัฐควรมีการกำหนดนโยบายที่ชัดเจนในการกำหนดประเภทของโรงไฟฟ้า ชนิดของเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าของภาคเอกชน ซึ่งจากการศึกษาพบว่าการใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าจะส่งผลกระทบน้อยที่สุด ตลอดจนการกำหนดสถานที่ตั้งโรงไฟฟ้าควรอยู่ในตำแหน่งที่เหมาะสมและมีผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมน้อยที่สุด

(2) เนื่องจากมลพิษทางอากาศจากโรงไฟฟ้าสามารถควบคุมได้ในระดับหนึ่งจากการมีอุปกรณ์หรือระบบบำบัด แต่ปัจจุบันพบว่ายังมีโรงไฟฟ้าบางแห่งที่มีข้อจำกัดในการบำบัด ดังนั้นรัฐควรกำหนดมาตรการที่ชัดเจน ในการดำเนินการสำหรับโรงไฟฟ้าที่มีข้อจำกัดทางด้านสิ่ง แวดล้อม เช่น ไม่มีอุปกรณ์การกำจัดหรือลดมลพิษทางอากาศ โดยการลดกำลังการผลิตไฟฟ้าลง หรือในระยะยาวควรมีแผนในการปลดโรงไฟฟ้าดังกล่าว ซึ่งได้แก่ โรงไฟฟ้าแม่เมาะยูนิต 1-3 โรงไฟฟ้าพระนครเหนือ ที่ใช้ลิกไนต์ และน้ำมันเตาในการผลิตไฟฟ้า นอกจากนั้นยังมีโรงไฟฟ้ากังหันก๊าซ ได้แก่ โรงไฟฟ้าหนองจอก ซึ่งใช้น้ำมันดีเซลเป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าในช่วงที่มีความต้องการไฟฟ้าสูงสุด

(3) จากข้อมูลที่รวบรวมได้เกี่ยวกับความต้องการพลังงานไฟฟ้า และผลการวิเคราะห์มลพิษทางอากาศที่จะเกิดขึ้นในอนาคต ทำให้เห็นแนวโน้มมีการเพิ่มขึ้นอย่างรวดเร็ว ของทั้งกำลังผลิตไฟฟ้าและปริมาณมลพิษที่ปล่อยสู่บรรยากาศ ไม่ว่าจะเป็นการผลิตโดยรัฐบาลหรือเอกชนก็ตาม ดังนั้น แนวทางอื่น ๆ ที่จำเป็นในการแก้ปัญหาที่รัฐบาลควรพิจารณา มีดังนี้

(3.1) รัฐควรส่งเสริมโครงการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้า (Demand Side Management) และการอนุรักษ์พลังงานอย่างจริงจัง เพราะเป็นวิธีการที่เสียค่าใช้จ่ายน้อยที่สุด และสามารถลดความต้องการใช้ไฟฟ้าลงได้มาก ซึ่งจะส่งผลให้ปริมาณมลพิษทางอากาศจากการผลิตไฟฟ้าลดลงด้วย

(3.2) รัฐควรกำหนดแผนการลดกำลังผลิตไฟฟ้าของ กฟผ. ลง สำหรับโรงไฟฟ้าที่ยังใช้ น้ำมันเตา ดีเซล และลิกไนต์ เป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า โดยเปลี่ยนไปใช้เชื้อเพลิงที่มี

คุณภาพดีกว่า ได้แก่ ก๊าซธรรมชาติ หรือ ถ่านหินนำเข้า เป็นต้น นอกจากนั้นยังสามารถที่จะรับซื้อไฟฟ้าจากภาคเอกชน ที่มีประสิทธิภาพสูงกว่า และมีผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมน้อยกว่า

(3.3) รัฐควรมีนโยบายส่งเสริมการใช้พลังงานหมุนเวียนอย่างจริงจัง ซึ่งมีผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมน้อย ได้แก่ พลังลม, พลังงานแสงอาทิตย์, พลังน้ำขนาดเล็ก, พลังงานจากกากหรือเศษวัสดุเหลือใช้ในการเกษตรในการผลิตไฟฟ้า เพื่อใช้ทดแทนพลังงานจากฟอสซิล

นอกจากนั้น ยังได้รวบรวมแนวทางในการลดปัญหามลพิษทางอากาศจากการผลิตไฟฟ้า จากสำนักงานคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ, กรมควบคุมมลพิษ, การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย และสถาบันสิ่งแวดล้อมไทย ดังรายละเอียดในภาคผนวก ข

## 5.2 ปัญหาและอุปสรรค

การใช้แบบจำลองประเมินมลพิษทางอากาศจากการผลิตไฟฟ้าในประเทศไทย ทำให้ทราบถึงปัญหาต่าง ๆ ที่เกิดขึ้นจากการใช้แบบจำลอง ดังนี้

1. การใช้เชื้อเพลิงชนิดต่าง ๆ บางชนิดไม่สามารถจำแนกเทคโนโลยีที่ใช้จริงได้เนื่องจากไม่มีข้อมูล Heat rate ของเทคโนโลยีนั้น ต้องใช้เทคโนโลยีที่ใกล้เคียงแทน

2. การประเมินปริมาณมลพิษทางอากาศจากการผลิตไฟฟ้าของภาคเอกชน ในส่วนของ SPP และ IPP รายใหม่ที่จะเกิดขึ้น ในช่วงปี 2553-2559 จากแผนการผลิตไฟฟ้าของ กฟผ. ไม่สามารถระบุชนิดของเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าที่ชัดเจนได้ ซึ่งอาจทำให้ผลการประเมินที่ได้คลาดเคลื่อนจากความเป็นจริงไปบ้าง

3. การประเมินปริมาณมลพิษทางอากาศของภาคเอกชน จะไม่รวมกำลังผลิตไฟฟ้าของ SPP ที่ใช้เศษวัสดุเหลือใช้ในการเกษตรเป็นเชื้อเพลิง ที่เป็นประเภทสัญญาการซื้อขายแบบ Non-Firm จะนำมาประเมินเฉพาะในส่วนที่เป็นสัญญา Firm เท่านั้น อาจทำให้ผลการประเมินต่ำกว่าความเป็นจริงไปบ้าง

## 5.3 ข้อเสนอแนะ

1. การประเมินปริมาณมลพิษทางอากาศจากการผลิตไฟฟ้าของภาคเอกชน ในส่วนของ SPP และ IPP รายใหม่ที่จะเกิดขึ้นในช่วงปี 2553-2559 จากแผนการผลิตไฟฟ้าของ กฟผ. ควรจะมีการระบุชนิดของเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตที่ชัดเจน เพื่อให้การประเมินปริมาณมลพิษทางอากาศ มีความถูกต้องมากยิ่งขึ้น

2. เพื่อให้ผลการประเมินมีความถูกต้องยิ่งขึ้น ควรประเมินมลพิษทางอากาศ ของภาคเอกชน โดยรวมกำลังผลิตไฟฟ้าของ SPP ทุกประเภท ทั้งแบบที่เป็นสัญญาการซื้อขายแบบ Firm และแบบ Non Firm เพื่อจะทำให้ข้อมูลการประเมินสมบูรณ์มากยิ่งขึ้น

# เอกสารอ้างอิง


การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย. ฝ่ายวางแผนระบบไฟฟ้า. (2544). **สรุปแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของ กฟผ. พ.ศ. 2544-2559**. กรุงเทพ : การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย. (2543). **รายงานประจำปี 2543**. กรุงเทพ : การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

กระทรวงสาธารณสุข. (2539). **คู่มือการเก็บตัวอย่างและการตรวจวิเคราะห์คุณภาพอากาศ.** (หน้า 3-5). สำนักอนามัยสิ่งแวดล้อม. กรมอนามัย : กระทรวงสาธารณสุข

คณะอนุกรรมการการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า. (2541). **รายงานการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า**. กรุงเทพ : คณะอนุกรรมการการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า

คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ. (2545). **ทิศทางการจัดหาไฟฟ้าไทย**. กรุงเทพ : สำนักงานคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย. สถาบันวิจัยสภาวะแวดล้อม. (2535). **การประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนอ่าวไผ่** : สำนักพิมพ์จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย. สถาบันวิจัยสภาวะแวดล้อม. (2539). **รายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อมโครงการโรงไฟฟ้าพลังก๊าซราชบุรี** : สำนักพิมพ์จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

บริษัท ทีม คอนซัลติ้ง เอนจิเนียร์ จำกัด. (2540). **รายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อมโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมราชบุรี ชุดที่ 4 อำเภอดำเนินสะดวก และอำเภอเมืองราชบุรี จังหวัดราชบุรี** : บริษัท ทีม คอนซัลติ้ง เอนจิเนียร์ จำกัด

บริษัท ทีม คอนซัลติ้ง เอนจิเนียร์ จำกัด. (2543). **การศึกษาผลกระทบสิ่งแวดล้อมโครงการโรงไฟฟ้าอิสระ จังหวัดชลบุรี** : บริษัท ทีม คอนซัลติ้ง เอนจิเนียร์ จำกัด

บริษัท ทีม คอนซัลติ้ง เอนจิเนียริ่ง แอนด์ แมเนจเมนท์ จำกัด. (2543). **รายงานผลการติดตามตรวจสอบคุณภาพสิ่งแวดล้อมโครงการโรงไฟฟ้าแก่งคอยโคเจนเนอเรชั่น ตำบลตาลเดี่ยว อำเภอแก่งคอย จังหวัดสระบุรี** : บริษัท ทีม คอนซัลติ้ง เอนจิเนียริ่ง แอนด์ แมเนจเมนท์ จำกัด

บริษัท ทีม คอนซัลติ้ง เอนจิเนียริ่ง แอนด์ แมเนจเมนท์ จำกัด. (2543). **การศึกษาผลกระทบสิ่งแวดล้อมโครงการติดตั้งหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบ COGENERATION อำเภอเมือง จังหวัดระยอง** : บริษัท ทีม คอนซัลติ้ง เอนจิเนียริ่ง แอนด์ แมเนจเมนท์ จำกัด

เพ็ญรพี ฝูงกลิ่น. (2543). **การมีส่วนร่วมของประชาชนต่อปัญหามลพิษทางอากาศจากโรงไฟฟ้าแม่เมาะ กรณีศึกษา : ตำบลสบป้าด อำเภอแม่เมาะ จังหวัดลำปาง** . วิทยานิพนธ์ปริญญาวิทยาศาสตรมหาบัณฑิต สาขาวิชาเทคโนโลยีการวางแผนสิ่งแวดล้อมเพื่อพัฒนาชนบท บัณฑิตวิทยาลัย มหาวิทยาลัยมหิดล

พลศักดิ์ วิทูรชวลิตวงษ์. (2536). **ปริมาณการปลดปล่อยมลพิษทางอากาศจากการสันดาปเชื้อเพลิงในประเทศไทย**. วิทยานิพนธ์ปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต ภาควิชาวิศวกรรมสิ่งแวดล้อม บัณฑิตวิทยาลัย จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

วงศ์พันธ์ ลิมปเสนีย์, นิตนา มหาผล, ธีระ เกรอต. (2536). **มลภาวะอากาศ**. พิมพ์ครั้งที่ 3 :จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

รังสรรค์ สโรชกวิสิต. (2542). **การศึกษาปริมาณการปล่อยมลพิษทางอากาศจากการผลิตและการใช้พลังงานในประเทศไทย** : กรมพัฒนาและส่งเสริมพลังงาน

ศักดิ์สิทธิ ตรีเดช. (2542). **กลไกของปรากฏการณ์แก๊สเรือนกระจกและข้อตกลงนานาชาติ** : คณะกรรมาธิการวิทยาศาสตร์เทคโนโลยีและการพลังงาน วุฒิสภา พ.ศ 2542

สำนักงานคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ. (2543). **การปรับโครงสร้างกิจการไฟฟ้าและการจัดตั้งตลาดกลางซื้อขายไฟฟ้า**. กรุงเทพ : สำนักงานคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ

Department of Energy Development and Promotion (DEDP). (1998) . **Thailand energy situation 1998**. Bangkok : Department of Energy Development and Promotion (DEDP).

Department of Energy Development and Promotion (DEDP). (1997) . **Report of a analysis and proposal for energy saving of DEDP**. Bangkok : Department of Energy Development and Promotion (DEDP).

Department of Energy Development and promotion.(DEDP). (1995), **Thailand Energy Situation 1995**. Bangkok : Ministry of Science Technology and Environment, Department of Energy Development and promotion.(DEDP)

Ellis, Jane and Martina Bosi. (1999). **Options for Project Emission Baselines**, OECD and IEA Information Paper,Paris [On-line].Available:http://www.oecd.org/env.cc/freedocs.htm

Henry C. Perkins. (1974). **Air Pollution**. Tokyo : Mc Graw-Hill

Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC). (1996). **The reference manual volume 3** . [On-line]. Available: http://www.ipcc.ch

International Energy Agency.[IEA]. (1999). **$CO_2$ Emissions from Fuel Combustion, 1998 and 1999 editions**, Paris

International Energy Agency .(IEA). (1999). **Energy Balances of Non-OECD Countries: 1996 - 1997**, Paris

IPCC/OECD. (1997). **Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories ; Reference Manual (Volume 3)**, Paris, France

IPCC/OECD. (1994). **IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories ; Reference Manual (Volume 3)**, Paris, France

Lenz, H.P. and Cozzarini. C. (1999). **Emission and air quality**. USA :SAE.

National Energy Policy Office. (2000). **Electricity Generation by System Type**. Bangkok : [On-line]. Available : http://www.nepo.go.th/info/NB-T12.html

National Energy Policy Office. (2000). **Fuel Consumption on Power Generation**.Bangkok : [On-line]. Available : http://www.nepo.go.th/info/T36.html

National Energy Policy Office. (2000). **Electrical Consumption for The Whole Country**. Bangkok : [On-line]. Available : http://www.nepo.go.th/info/T40.html

Never,N.D. (1995). **Air pollution control engineering**. Singapore: McGraw-Hill.

OECD. (1998). **Status of Research on project Baselines Under the UNFCCC and the Kyoto Protocol** [On-line]. Available : http://www.oecd.org/env.cc/freedocs.htm

Pollution Control Department. (1999). **Air Quality and Noise information System.** Bangkok : [On-line]. Available : http://www.aqnis.pcd.go.th/air/monitor/47T/about.htm

Seinfeid, J. H. (1986). **Atmospheric Chemistry and physics of Air Pollution**. USA : John Wiley &sons.

Thailand Environment Institute. ( 1995). **Electricity :Meeting Needs with Least Environmental Impacts**. Bangkok : Thailand Environment Institute

Utility Data Institute (UDI).(1999). **World Electric Power Plants Data Base** : McGraw-Hill

# ภาคผนวก ก

สถิติกำลังผลิตไฟฟ้า

ตารางที่ 1.ก สถิติการผลิตพลังงานไฟฟ้าแยกตามชนิดของเชื้อเพลิง

| ชนิดของเชื้อเพลิง | | ปีงบประมาณ (ล้านหน่วย) | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | **2529** | **2530** | **2531** | **2532** | **2533** | **2534** | **2535** | **2536** | **2537** | **2538** | **2539** | **2540** | **2541** | **2542** | **2543** |
| **พลังน้ำ** | - กฟผ. | 5051 | 4460 | 3618 | 5249 | 4858 | 4413 | 4506 | 3827 | 3431 | 6685 | 7234 | 7055 | 5882 | 3433 | 5296 |
| **ก๊าซธรรมชาติ** | - กฟผ. | 10270 | 14109 | 18255 | 19305 | 18057 | 19752 | 20663 | 27573 | 30391 | 26635 | 24271 | 27865 | 31962 | 32757 | 36308 |
| | - EGCO | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 6811 | 9782 | 13620 | 13967 | 13948 | 13995 |
| | - RATCH | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| | - IPP | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2197 |
| | **รวม** | 10270 | 14109 | 18255 | 19305 | 18057 | 19752 | 20663 | 27573 | 30391 | 33446 | 34053 | 41485 | 45929 | 46705 | 52500 |
| **น้ำมันเตา** | - กฟผ. | 3286 | 2509 | 2855 | 4029 | 9067 | 11676 | 15139 | 15925 | 19294 | 21367 | 22511 | 19094 | 18171 | 15945 | 10950 |
| **ดีเซล** | - กฟผ. | 11 | 3 | 1 | 7 | 260 | 217 | 105 | 457 | 1628 | 2434 | 3773 | 3472 | 1216 | 719 | 156 |
| **ลิกไนต์** | - กฟผ. | 5398 | 6682 | 6789 | 7359 | 10230 | 12514 | 15081 | 13826 | 14061 | 14046 | 16670 | 18809 | 16693 | 15588 | 15450 |
| **อื่น ๆ** | | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 3 | 2 | 1 | 1 | 1 | 1 | 2 | 1 | 2 | 2 |
| **ซื้อ** | - พพ. | | 22 | 30 | 21 | 26 | 21 | 25 | 27 | 39 | 29 | 26 | 28 | 16 | 33 | 27 |
| | - SPP | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 5 | 131 | 936 | 1977 | 2826 | 6085 | 9409 |
| | - สปป.ลาว | 764 | 410 | 451 | 488 | 691 | 630 | 485 | 543 | 801 | 742 | 721 | 803 | 1401 | 1904 | 2991 |
| | **รวม** | 764 | 432 | 481 | 509 | 717 | 651 | 510 | 570 | 845 | 902 | 1683 | 2808 | 4243 | 8022 | 12427 |
| **รวมทั้งหมด** | | 24780 | 28195 | 31999 | 36458 | 43190 | 49226 | 56006 | 62179 | 69651 | 78881 | 85925 | 92725 | 92135 | 90414 | 96781 |

ที่มา : การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย, 2544

ตารางที่ 2.ก ประมาณการการผลิตพลังงานไฟฟ้าแยกตามชนิดของเชื้อเพลิง (แผนหลัก)

| ชนิดของเชื้อเพลิง | | ปีงบประมาณ (ล้านหน่วย) | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | **2544** | **2545** | **2546** | **2547** | **2548** | **2549** | **2550** | **2551** | **2552** | **2553** | **2554** | **2555** | **2556** | **2557** | **2558** | **2559** |
| **พลังน้ำ** | - กฟผ. | 5052 | 3552 | 3552 | 4351 | 4493 | 4503 | 4479 | 4241 | 4413 | 4461 | 4457 | 4476 | 4536 | 4489 | 5149 | 5573 |
| **ก๊าซธรรมชาติ** | - กฟผ. | 36044 | 33703 | 29525 | 30408 | 33370 | 32898 | 36929 | 34498 | 41065 | 47303 | 45418 | 43232 | 40302 | 37893 | 34188 | 32401 |
| | - EGCO | 11395 | 8904 | 9931 | 12847 | 13297 | 12964 | 11123 | 10691 | 11623 | 11208 | 9874 | 5363 | 3226 | 1762 | 981 | 763 |
| | - RATCH | 7343 | 18119 | 21184 | 22021 | 23133 | 22681 | 19954 | 18165 | 19496 | 19389 | 18419 | 18012 | 17386 | 17073 | 16587 | 16632 |
| | - IPP | 8217 | 12163 | 16446 | 18589 | 18558 | 18464 | 17830 | 18164 | 18259 | 18100 | 17697 | 16096 | 14343 | 11612 | 8586 | 7106 |
| | **รวม** | 62999 | 72889 | 77086 | 83865 | 88358 | 87007 | 85836 | 81518 | 90443 | 96000 | 91408 | 82703 | 75257 | 68340 | 60342 | 56902 |
| **น้ำมันเตา** | - กฟผ. | 3759 | 2787 | 4794 | 1070 | 1108 | 1112 | 1080 | 1051 | 1050 | 1052 | 1050 | 1054 | 1050 | 1052 | 1051 | 1054 |
| | - EGCO | 8 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | - RATCH | 411 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | **รวม** | 4178 | 2787 | 4794 | 1070 | 1108 | 1112 | 1080 | 1051 | 1050 | 1052 | 1050 | 1054 | 1050 | 1052 | 1051 | 1054 |
| **ดีเซล** | - กฟผ. | 34 | 12 | 12 | 10 | 75 | 80 | 41 | 0 | 2 | 5 | 2 | 2 | 1 | 2 | 1 | 1 |
| **ลิกไนต์** | - กฟผ. | 15213 | 14603 | 15106 | 17311 | 17258 | 17257 | 17255 | 17309 | 16254 | 16252 | 16255 | 15797 | 15749 | 15751 | 13786 | 11237 |
| **ถ่านหินนำเข้า** | - IPP | 0 | 0 | 0 | 0 | 3809 | 13979 | 23291 | 25170 | 25094 | 25094 | 25094 | 25170 | 25094 | 25094 | 25094 | 25170 |
| **ซื้อ** | - SPP | 10215 | 11232 | 12057 | 13786 | 13786 | 13786 | 14417 | 14417 | 14417 | 14417 | 14417 | 14417 | 14417 | 14417 | 14417 | 14417 |
| | - สปป.ลาว | 2631 | 2690 | 2640 | 2921 | 2918 | 2875 | 3330 | 15332 | 18835 | 18787 | 18722 | 18699 | 18635 | 18585 | 18535 | 18499 |
| | - NEW IPP | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 5190 | 20742 | 41460 | 61599 | 81513 | 105555 | 125933 |
| | **รวม** | 12846 | 13922 | 14697 | 16707 | 16704 | 16661 | 17747 | 29749 | 33252 | 38394 | 53881 | 74576 | 94651 | 114515 | 138507 | 158849 |
| **รวมทั้งหมด** | | 100322 | 107765 | 115247 | 123314 | 131805 | 140599 | 149729 | 159038 | 170508 | 181258 | 192147 | 203778 | 216338 | 229243 | 243930 | 258786 |

ที่มา : การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย, 2544

ตารางที่ 3.ก ประมาณการการผลิตพลังงานไฟฟ้าแยกตามชนิดของเชื้อเพลิง (แผนสำรอง)

| ชนิดของเชื้อเพลิง | | ปีงบประมาณ (ล้านหน่วย) | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 2544 | 2545 | 2546 | 2547 | 2548 | 2549 | 2550 | 2551 | 2552 | 2553 | 2554 | 2555 | 2556 | 2557 | 2558 | 2559 |
| พลังน้ำ | - กฟผ. | 5052 | 3552 | 3552 | 4351 | 4303 | 4372 | 4414 | 4201 | 4260 | 4269 | 4281 | 4303 | 4305 | 4291 | 4592 | 4831 |
| ก๊าซธรรมชาติ | - กฟผ. | 36044 | 33703 | 29525 | 30408 | 37862 | 37481 | 39726 | 37685 | 41724 | 44908 | 43311 | 40772 | 38005 | 33557 | 30036 | 28285 |
| | - EGCO | 11395 | 8904 | 9931 | 12847 | 11822 | 11362 | 9974 | 9017 | 9857 | 8165 | 6501 | 3159 | 1763 | 592 | 264 | 217 |
| | - RATCH | 7343 | 18119 | 21184 | 22021 | 20481 | 20212 | 18669 | 17163 | 17660 | 17131 | 16907 | 16785 | 16541 | 16329 | 16263 | 16321 |
| | - IPP | 8217 | 12163 | 16446 | 18589 | 18289 | 18079 | 17509 | 17636 | 17872 | 17289 | 16202 | 13646 | 10815 | 6304 | 3623 | 2983 |
| | **รวม** | 62999 | 72889 | 77086 | 83865 | 88454 | 87134 | 85878 | 81501 | 87113 | 87493 | 82921 | 74362 | 67124 | 56782 | 50186 | 47806 |
| น้ำมันเตา | - กฟผ. | 3759 | 2787 | 4794 | 1070 | 1059 | 1061 | 1061 | 1050 | 1047 | 1047 | 1047 | 1051 | 1047 | 1047 | 1047 | 1051 |
| | - EGCO | 8 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | - RATCH | 411 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | **รวม** | 4178 | 2787 | 4794 | 1070 | 1059 | 1061 | 1061 | 1050 | 1047 | 1047 | 1047 | 1051 | 1047 | 1047 | 1047 | 1051 |
| ดีเซล | - กฟผ. | 34 | 12 | 12 | 10 | 10 | 14 | 16 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| ลิกไนต์ | - กฟผ. | 15213 | 14603 | 15106 | 17311 | 17257 | 17259 | 17255 | 17310 | 16251 | 16253 | 16252 | 15798 | 15750 | 15749 | 13782 | 10743 |
| ถ่านหินนำเข้า | - IPP | 0 | 0 | 0 | 0 | 3809 | 13979 | 23291 | 25170 | 25094 | 25094 | 25094 | 25170 | 25094 | 25094 | 25094 | 25170 |
| ซื้อ | - SPP | 10215 | 11232 | 12057 | 13786 | 13786 | 13786 | 14417 | 14417 | 14417 | 14417 | 14417 | 14417 | 14417 | 14417 | 14417 | 14417 |
| | - สปป.ลาว | 2631 | 2690 | 2640 | 2921 | 2857 | 2810 | 3305 | 15332 | 18834 | 18784 | 18721 | 18698 | 18634 | 18584 | 18534 | 18498 |
| | - NEW IPP | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 3273 | 13626 | 29161 | 49732 | 69637 | 92997 | 115536 | 135293 |
| | **รวม** | 12846 | 13922 | 14697 | 16707 | 16643 | 16596 | 17722 | 29749 | 36524 | 46827 | 62299 | 82847 | 102688 | 125998 | 148487 | 168208 |
| **รวมทั้งหมด** | | 100322 | 107765 | 115247 | 123314 | 131535 | 140415 | 149637 | 158981 | 170289 | 180983 | 191894 | 203531 | 216008 | 228961 | 243188 | 257809 |

ที่มา : การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย, 2544

ตารางที่ 4.ก สรุปแผนการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตรายเล็ก (SPP) ประเภท FIRM

(หน่วย : MW.)

| ผู้ผลิตรายเล็ก (FIRM) | เชื้อเพลิง | วันซื้อ - ขาย | COD ที่เลื่อน (เดือน) | 2539 | 2540 | 2541 | 2542 | 2543 | 2544 | 2545 | 2546 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| ลงนามในสัญญาแล้ว | | | | | | | | | | | |
| 1. บ.เดอะ โคเจนเนอเรชัน จำกัด (1) | ก๊าซ | 1 เม.ย 39 | | 90 | | | | | | | |
| 2. บ.เดอะ โคเจนเนอเรชัน จำกัด (2) | ก๊าซ | 1 ต.ค 39 | | | 90 | | | | | | |
| 3. บ.ทุนเท็กซ์ปิโตเคมิคอลส์ จำกัด | ถ่านหิน | 1 ก.พ 40 | | | 10 | | | | | | |
| 4. บ.ปิโตเคมีแห่งชาติ จำกัด | ก๊าซ | 1 เม.ย 40 | | | 32 | | | | | | |
| 5. บ.พลังงานอุตสาหกรรม จำกัด (1) | ก๊าซ | 3 ก.พ 41 | | | | 55 | | | | | |
| 6. บ.ไทยออยล์ เพาเวอร์ จำกัด | ก๊าซ | 1 เม.ย 41 | | | | 41 | | | | | |
| 7. กรมการพลังงานทหาร | น้ำมันเตา | 26 มิ.ย 41 | | | | 9 | | | | | |
| 8. บ.กัลฟ์ฟ โคเจนเนอเรชัน จำกัด | ก๊าซ | 3 ก.ย 41 | 2.5 | | | 90 | | | | | |
| 9. บ.อมตะ-เอ็กโก จำกัด | ก๊าซ | 17 ก.ย 41 | | | | 90 | | | | | |
| 10. บ.พลังงานอุตสาหกรรม จำกัด (2) | ก๊าซ | 18 ก.ย 41 | | | | 55 | | | | | |
| 11. บ.บางกอก โคเจนเนอเรชัน จำกัด | ก๊าซ | 4 ก.พ 42 | 4 | | | | 90 | | | | |
| 12. บ.เนชันแนล เพาเวอร์ ซัพพลาย จำกัด (1) | ถ่านหิน | 12 มี.ค 42 | 5.5 | | | | 90 | | | | |
| 13. บ.เอ็มทีพี โคเจนเนอเรชัน จำกัด (1) | ก๊าซ | 29 มี.ค 42 | 15 | | | | 60 | | | | |
| 14. บ.สห โคเจน (ชลบุรี) จำกัด | ก๊าซ | 19 เม.ย 42 | | | | | 90 | | | | |
| 15. บ.ไทยเพาเวอร์ ซัพพลาย จำกัด (1) | แกลบ | 21 เม.ย 42 | 25 | | | | 25 | | | | |
| 16. บ.เอ็มทีพี โคเจนเนอเรชัน จำกัด (2) | ก๊าซ | 26 เม.ย 42 | 16 | | | | 60 | | | | |
| 17. บ.ไทยเพาเวอร์ ซัพพลาย จำกัด (2) | แกลบ | 7 พ.ค 42 | 6.4 | | | | 6.4 | | | | |
| 18. บ.โรจนะ เพาเวอร์ จำกัด | ก๊าซ | 26 พ.ค 42 | | | | | 90 | | | | |
| 19. บ.เนชันแนล เพาเวอร์ ซัพพลาย จำกัด (2) | ถ่านหิน | 12 ก.ค 42 | 7 | | | | 90 | | | | |
| 20. บ.สมุทรปราการ โคเจนเนอเรชัน จำกัด | ก๊าซ | 23 ส.ค 42 | 1 | | | | 90 | | | | |
| 21. ไทยโคเจนเนอเรชัน จำกัด (1) | ถ่านหิน | 1 ก.ย 42 | 5 | | | | 90 | | | | |
| 22. ไทยโคเจนเนอเรชัน จำกัด(2) | ถ่านหิน | 20 มี.ค 43 | 9 | | | | | 90 | | | |
| 23. บ.ไทย เนชันแนลพาวเวอร์ จำกัด | ก๊าซ | 4 ต.ค 43 | 11 | | | | | | 90 | | |
| 24. บ.หนองแค โคเจนเนอเรชัน จำกัด | ก๊าซ | 12 ต.ค 43 | 9 | | | | | | 90 | | |
| 25. บ.แหลมฉบัง เพาเวอร์ จำกัด | ก๊าซ | 16 ก.ค 44 | 3 | | | | | | 60 | | |
| 26. บ.ไบโอแมส เพาเวอร์ จำกัด | แกลบ | 9 ก.ย 44 | 28 | | | | | | 5 | | |
| 27. บ.อมตะ เพาเวอร์ จำกัด | ก๊าซ | 30 ก.ย 44 | 18 | | | | | | 90 | | |
| 28. บ.ร้อยเอ็ด กรีน จำกัด | แกลบ | ก.ค 45 | | | | | | | | 8.8 | |
| 29. บ.ทีแอลพี โคเจนเนอเรชัน จำกัด | ก๊าซ | 1 ม.ค 46 | 36 | | | | | | | | 60 |
| 30. บ.อัลฟา เพาเวอร์ จำกัด | ก๊าซ | 31 มี.ค 46 | 53 | | | | | | | | 70 |
| 31. บ.สยาม เพาเวอร์ เจนเนอเรชัน จำกัด | ก๊าซ | 31 ส.ค 46 | 36 | | | | | | | | 60 |
| รวม | | | | 90 | 132 | 340 | 781.4 | 90 | 335 | 8.8 | 190 |
| **รวม (สะสม)** | | | | 90 | 222 | 562 | 1343 | 1433 | 1768 | 1777 | 1967 |
| อยู่ระหว่างรอลงนามในสัญญา | | | | | | | | | | | |
| 32. บ. ปัญจพล พัลพ์ อินดัสตรี จำกัด | ถ่านหิน | 1 ส.ค 49 | | | | | | | | | 90 |
| **รวมทั้งหมด (สะสม)** | | | | **90** | **222.0** | **562.0** | **1343.4** | **1433.4** | **1768.4** | **1777.2** | **2057.2** |

ที่มา : การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย, 2544

ตารางที่ 5.ก การผลิตไฟฟ้าแยกตามชนิดเชื้อเพลิง (ร้อยละ)

| ชนิดเชื้อเพลิง | 2543 | 2549 | 2554 |
|---|---|---|---|
| ก๊าซธรรมชาติ | 60.4 | 64.4 | 64.4 |
| ลิกไนต์/ถ่านหิน | 19.7 | 27.0 | 22.8 |
| น้ำมันเตา/ดีเซล | 13.2 | 3.0 | 0.8 |
| ไฟฟ้าพลังน้ำ | 3.9 | 3.4 | 2.8 |
| นำเข้า | 2.8 | 2.2 | 9.2 |
| รวม | 100.0 | 100.0 | 100.0 |

ที่มา : สำนักงานคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ, 2542

ตารางที่ 6.ก ผู้ผลิตรายเล็กที่ได้รับการตอบรับซื้อไฟฟ้า แยกตามประเภทเชื้อเพลิง (สถานะ วันที่ 30 เมษายน 2542)

| จำนวนโครงการ | | กำลังการผลิต (เมกะวัตต์) | ปริมาณพลังไฟฟ้า เสนอขาย (เมกะวัตต์) |
|---|---|---|---|
| **เชื้อเพลิงพาณิชย์** | | | |
| ก๊าซธรรมชาติ | 22 | 2,863 | 1,588 |
| น้ำมันเตา | 1 | 10.4 | 9 |
| ถ่านหิน | 10 | 1,210 | 618 |
| รวม | 33 | 4,083 | 2,215 |
| **พลังงานนอกรูปแบบ** | | | |
| กากอ้อย | 14 | 301 | 67 |
| แกลบ, เศษไม้ | 6 | 144 | 57 |
| ขยะ | 1 | 2.5 | 1 |
| ก๊าซชีวภาพ | 1 | 0.06 | 0.05 |
| น้ำมันยางดำ (Black Liquer) | 1 | 33 | 25 |
| รวม | 23 | 481 | 150 |
| รวมทั้งสิ้น | 56 | 4,564 | 2,365 |

ที่มา : สำนักงานคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ, 2542

ตารางที่ 7.ก รายชื่อ IPP ที่ได้รับการคัดเลือกจาก กฟผ.

| ผู้ผลิตเอกชน | สัดส่วนการร่วมทุน | กำลังการผลิต (เมกะวัตต์) | กำหนดการจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบ | เชื้อเพลิง |
|---|---|---|---|---|
| **ระยะที่ 1 (2539-2543)** | | | | |
| 1. Independent Power (Thailand) Co., Ltd. (IPT) | Thaioil 56%<br>Unocal 24%<br>Westinghouse 20% | 700 | ก.ย. 2542 | ก๊าซธรรมชาติ |
| 2. Eastern Power & Electric Co., Ltd. (Bang Bo) (EPEC) | MDX Power 67%<br>Marubeni 33% | 350 | 31 ม.ค. 2545 | ก๊าซธรรมชาติ |
| 3. Tri Energy Co., Ltd. (TECO) | Banpu 37.5%<br>Texaco 37.5%<br>Edison Mission Energy 25% | 700 | ก.ค. 2543 | ก๊าซธรรมชาติ |
| **ระยะที่ 2 (2544-2546)** | | | | |
| 1. Union Power Development Co., Ltd. | Union Energy 10%<br>Tomen 34%<br>Imatran Voima Oy 28%<br>Consolidated Electric Power Asia (CEPA) 28% | 1,400 | เครื่องที่ 1<br>1 ต.ค. 2545<br>เครื่องที่ 2<br>1 ม.ค. 2546 | ถ่านหิน |
| 2. Bowin Power Co., Ltd. | Hemaraj 50%<br>Tractebel 50% | 713 | 1 เมษายน 2545 | ก๊าซธรรมชาติ |
| 3. BLCP Power Limited * | Banpu 47.5%<br>Loxley 5%<br>PowerGen 47.5% | 1,346.5 | เครื่องที่ 1<br>1 ต.ค. 2545<br>เครื่องที่ 2<br>1 ก.พ. 2546 | ถ่านหิน |
| 4. Gulf Power Generation Co., Ltd. | Gulf Electric 60%<br>Mission Energy 40% | 734 | เครื่องที่ 1<br>1 ต.ค. 2545<br>เครื่องที่ 2<br>1 เม.ย. 2546 | ถ่านหิน |
| **รวมทั้งสิ้น** | | 5,943.5 | | |

หมายเหตุ * ยังอยู่ระหว่างการเจรจาเพื่อเลื่อนกำหนดการจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบ

ที่มา : สำนักงานคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ, 2542

# ภาคผนวก ข

แนวทางการลดมลพิษทางอากาศจากการผลิตไฟฟ้าในประเทศไทย

**แนวทางการลดปัญหามลพิษทางอากาศจากการผลิตไฟฟ้าในประเทศไทย**

จากการที่ประเทศไทยมีความต้องการไฟฟ้าเพิ่มขึ้นทุกปี จึงมีการผลิตไฟฟ้าเพิ่มขึ้น เพื่อให้เพียงพอต่อความต้องการไฟฟ้า โดยในช่วงแผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 8 (2540-2544) ประเทศไทยมีความต้องการไฟฟ้าเพิ่มขึ้นประมาณ 3.99 % และคาดว่าในช่วงแผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 11 (2555-2559) ประเทศไทยจะมีความต้องการไฟฟ้าเพิ่มขึ้นประมาณ 5.88%

จากการคาดการณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าดังกล่าว ทำให้ประเทศไทยต้องใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้ามากขึ้น และปล่อยมลพิษทางอากาศจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงมีปริมาณสูงมากเช่นกัน แนวทางการลดปริมาณการปล่อยมลพิษทางอากาศ จึงควรให้ความสนใจและเร่งรัดหามาตรการแก้ไข ต้องมีการกำหนดทิศทางและมาตรการการผลิตและการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพและประหยัด

ดังนั้น เพื่อการควบคุมและการลดการปล่อยมลพิษทางอากาศ ที่ปล่อยจากการผลิตไฟฟ้า จึงจำเป็นที่รัฐจะต้องดำเนินการ ดังนี้ (สำนักงานคณะกรรมการพลังงานแห่งชาติ, กรมควบคุมมลพิษ, การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย, สถาบันสิ่งแวดล้อมไทย, 2545)

1. กำหนดนโยบายการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน เพื่อลดภาระการลงทุนของภาครัฐ และเพิ่มประสิทธิภาพในการผลิตไฟฟ้า โดยใช้พลังงานนอกรูปแบบ กากหรือเศษวัสดุเหลือใช้เป็นเชื้อเพลิง การผลิตไฟฟ้าและไอน้ำร่วมกัน (Cogeneration) รวมถึงการใช้พลังงานนอกรูปแบบและต้นพลังงานพลอยได้ในประเทศ โดยให้ความสำคัญกับเชื้อเพลิงที่สะอาดเป็นที่ยอมรับของพลังงานของประเทศ ได้แก่ พลังงานนอกรูปแบบ (ไม่รวมนิวเคลียร์) ก๊าซธรรมชาติทั้งที่ผลิตในประเทศ นำเข้าถ่านหินและอริมัลชั่น นอกจากนี้ควรส่งเสริมให้มีการใช้พลังงานหมุนเวียนเพิ่มขึ้นอย่างจริงจัง ซึ่งได้แก่ ลม แสงแดด ก๊าซชีวภาพ พลังงานความร้อนใต้พิภพ และเศษวัสดุเหลือใช้ในการเกษตร

2. การพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้า ควรให้ใกล้เคียงกับความเป็นจริง โดยควรจะมีการปรับและทบทวนค่าพยากรณ์ทุก ๆ ปี หรือทุกระยะ ซึ่งค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าอาจจะทำให้ปริมาณสำรองไฟฟ้าสูงเกินไป ควรจะอยู่ในประมาณที่เหมาะสม (แผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 7-8 กำหนดปริมาณสำรอง 20-25%) ดังนั้นในการกำหนดระดับกำลังผลิตไฟฟ้ากำรองหากกำหนดไว้สูงเกินไปก็จะเป็นภาระการลงทุนของการไฟฟ้า ซึ่งจะมีผลให้ค่าไฟฟ้าสูงขึ้นโดยไม่จำเป็น แต่ถ้ากำหนดต่ำมากไปก็จะทำให้เกิดปัญหาไฟฟ้าดับได้ ซึ่งจากการศึกษาของสถาบันวิจัยจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย พบว่าไฟฟ้าตกไฟฟ้าดับมีมูลค่าความเสียหายประมาณ 60 บาท/หน่วย ขณะที่ค่าไฟฟ้าราคาหน่วยละ 2.50 บาทเท่านั้น

3. ควรทำการปรับปรุงประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าฯ (Repowering) โรงไฟฟ้าที่มีอายุการใช้งานมานาน ค่าซ่อมบำรุงสูงและประสิทธิภาพต่ำ เพื่อให้มีประสิทธิภาพสูงขึ้น

4. ควรนำมาตรการทางด้านราคา มาใช้ในการบริหารจัดการการใช้ไฟฟ้า โดยมีการนำโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าที่แตกต่างกันตามช่วงเวลา TOD และ TOU มาใช้อย่างจริงจัง

5. ควรส่งเสริมให้มีการใช้ลิกไนต์กำมะถันต่ำ จากเหมืองเอกชนมาผสมกับลิกไนต์ของ กฟผ. ในการผลิตไฟฟ้าเพื่อลดผลกระทบจากก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์

6. รัฐควรสนับสนุนให้มีการใช้ก๊าซธรรมชาติเพื่อทดแทนน้ำมันเตาในการผลิตไฟฟ้า เพื่อลดผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อม

7. ควรกำหนดมาตรฐาน การระบายก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ ในโรงไฟฟ้า/โรงงานใหม่ทั้งของภาครัฐและภาคเอกชน ที่เข้มงวดขึ้น

8. ประชาสัมพันธ์และเผยแพร่ความรู้ ความเข้าใจให้กับประชาชนในพื้นที่ที่มีโครงการก่อสร้างโรงไฟฟ้าและบริเวณใกล้เคียง ตลอดจนสนับสนุนการมีส่วนร่วมของประชาชนในการควบคุมและตรวจสอบการดำเนินการของผู้ประกอบการผลิตไฟฟ้า

9. ควรผลักดันให้เกิดความเจริญเติบโตทางเศรษฐกิจ ความมั่นคงด้านพลังงาน การพัฒนาและการใช้พลังงานอย่างสะอาดและยั่งยืนมีประสิทธิภาพ รวมทั้งคำนึงถึงผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม ซึ่งจะช่วยลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก โดยเฉพาะอย่างยิ่งก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ ซึ่งสามารถดำเนินการได้โดย :

- การปรับปรุงประสิทธิภาพทั้งในการผลิต และการใช้พลังงาน รวมทั้งส่งเสริมระบบผลิตพลังงานที่ไม่มีคาร์บอน หรือ คาร์บอนต่ำอย่างกว้างขวางยิ่งขึ้น
- ควรกระตุ้นให้ภาคเอกชนขยายการลงทุนเพื่อใช้เทคโนโลยีด้านพลังงานที่ทันสมัย เทคโนโลยีด้านพลังงานสะอาด รวมทั้งส่งเสริมความร่วมมือระดับภูมิภาค เพื่อพัฒนาและใช้เทคโนโลยีพลังงานที่สะอาด
- การส่งเสริมโครงการต่าง ๆ ทีมุ่งแก้ปัญหาด้านสิ่งแวดล้อมระดับท้องถิ่น ระดับภูมิภาค และระดับโลก และสนับสนุนงานวิจัย การพัฒนาและการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพ การเปลี่ยนไปใช้พลังงานซึ่งมีผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมน้อยกว่า รวมถึงการใช้พลังงานหมุนเวียนในรูปแบบต่าง ๆ

10. ส่งเสริมความร่วมมือกับประเทศเพื่อนบ้านในการสำรวจและพัฒนาพลังงานร่วมกัน โดยเฉพาะประเทศลาว , พม่า, กัมพูชา และเวียดนาม

11. ส่งเสริมภาคเอกชนให้เข้ามามีบทบาทในกิจการพลังงานมากขึ้น โดยเฉพาะการดำเนินการปรับโครงสร้าง และแปรรูปกิจการพลังงาน ต้องดำเนินการอย่างต่อเนื่องให้เป็นไปตามกรอบของแผนแม่บทการปฏิรูปรัฐวิสาหกิจสาขาพลังงาน เพื่อส่งเสริมการแข่งขันและเพิ่มประสิทธิภาพการบริการให้แกประชาชน

12 การป้องกันและแก้ไขปัญหาทางด้านสิ่งแวดล้อมที่เกิดจากการผลิตและใช้พลังงาน โดยส่งเสริมให้มีการใช้เชื้อเพลิงที่มีผลกระทบต่อสภาวะแวดล้อมน้อย และส่งเสริมให้มีการควบคุมมลพิษโดยใช้เทคโนโลยีควบคุมมลพิษและมาตรฐานที่เหมาะสม

13. ควรส่งเสริม สนับสนุน และกำกับดูแลการดำเนินการตามแนวอนุรักษ์พลังงานภายใต้พระราชบัญญัติการส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน พ.ศ. 2535 เพื่อลดการใช้พลังงาน รวมทั้งส่งเสริมการศึกษา ค้นคว้าวิจัย และพัฒนาเทคโนโลยีด้านพลังงานและการนำพลังงานทดแทนขึ้นมาใช้ประโยชน์ให้มากขึ้น

14. ควรส่งเสริมให้มีการใช้เชื้อเพลิงที่สะอาด เช่น ก๊าซธรรมชาติในโรงไฟฟ้า เพื่อทดแทนน้ำมันเตาและลิกไนต์ เพื่อช่วยลดมลพิษทางอากาศ

15. ควรกำหนดแผนงานพัฒนากลไกการบริหารงานด้านพลังงานที่ชัดเจน เพื่อให้การบริหารด้านพลังงานมีเอกภาพ มีประสิทธิภาพและสร้างความมั่นใจให้แก่นักลงทุน รวมทั้งให้มีการคุ้มครองสำหรับมนุษยชนด้านทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม ควรดำเนินการดังนี้

- เร่งดำเนินการออกกฎระเบียบในการกำกับดูแลกิจการพลังงาน และการจัดตั้งกลไกกำกับดูแลกิจการด้านพลังงานที่มีความเป็นอิสระ รวมทั้งการออกกฎหมายการจัดตั้งองค์กรกำกับดูแลกิจการพลังงานเพื่อสร้างความมั่นใจ
- ดำเนินการปรับปรุงแก้ไขกฎหมายต่าง ๆ ที่เกี่ยวข้องกับการบริหารและพัฒนาพลังงานให้สอดคล้องกับสถานการณ์ปัจจุบัน และแนวโน้มในอนาคต
- สร้างกลไกการบริหารงานด้านพลังงานเพื่อสร้างความรู้, ความเข้าใจ และเผยแพร่ข้อมูลข่าวสารนโยบายโครงการพัฒนา หรือ กิจกรรมใด ๆ ที่จะส่งผลกระทบต่อทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม

16. ส่งเสริมและสนับสนุนโครงการผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กที่ใช้พลังงานหมุนเวียน หรือพลังงานนอกรูปแบบเป็นเชื้อเพลิง โดยให้เงินทุนสนับสนุนจากกองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงานโดยคณะกรรมการกองทุนฯ จะจ่ายเงินสนับสนุนให้กับผู้ที่มีข้อเสนอที่เหมาะสม และเสนอขอรับเงินสนันสนุนค่าพลังงานไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นจากอัตรารับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตรายเล็กไม่เกิน 0.36 บาทต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง เป็นระยะเวลา 5 ปี ซึ่งจะทำให้มีการผลิตไฟฟ้าจากการใช้พลังงานหมุนเวียนหรือพลังงานนอกรูปแบบเพิ่มมากขึ้น

17. การควบคุมและการลดการปล่อยมลพิษทางอากาศจากการผลิตไฟฟ้า จึงจำเป็นที่จะต้องดำเนินการ โดยใช้เทคโนโลยีที่สะอาดสำหรับการผลิตไฟฟ้า ซึ่งอาจแบ่งได้เป็น 2 กลุ่มคือ

1) เทคโนโลยีใหม่ สำหรับการผลิตไฟฟ้า เป็นกรรมวิธีการผลิตไฟฟ้าแบบใหม่ที่สามารถลดการปล่อยมลพิษทางอากาศชนิดใดชนิดหนึ่ง หรือหลายชนิด ซึ่งได้รับการพัฒนานำมาใช้ในเชิงพาณิชย์ ได้แก่

- การผลิตพลังงานความร้อนและไฟฟ้าร่วม (Co-generation)

- การผลิตความร้อนร่วม (Combined Cycle)
- การเผาแบบฟลูอิดไดซ์เบต (Fluidized Bed Combustion : FBC)

2) เทคโนโลยีสำหรับการกำจัดการปล่อยมลพิษทางอากาศ เป็นกรรมวิธีที่ใช้กำจัดหรือลดการปล่อยมลพิษในอากาศเสียจากปล่องควัน ได้แก่

- อุปกรณ์ดักฝุ่น เช่น เครื่องดักฝุ่นไฟฟ้าสถิต (Electrostatic Precipitator)
- เครื่องดักฝุ่นแบบถุงกรอง (Bab House Filter) และเครื่องดักฝุ่นแบบตกตะกอน (Cyclone)
- อุปกรณ์ลดก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ (Fule Gas Desulfurization)
- Selective catalytic $NO_x$ Reduction (SCR)
- แคทาลิสติก คอนเวอเตอร์ (Catalytic Converter)

อย่างไรก็ดี การควบคุมการลดการปล่อยมลพิษทางอากาศจากการผลิตไฟฟ้าในประเทศไทย สามารถดำเนินการได้โดยการออกกฎหมาย มาตรการและระเบียบมาบังคับใช้ หากมลพิษทางอากาศนั้น จะสามารถก่อให้เกิดผลกระทบต่อสภาพแวดล้อมที่รุนแรง เช่น การออกมาตรฐานการปล่อยมลพิษทางอากาศจากโรงไฟฟ้า เป็นต้น

นอกจากนี้ การใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าสำหรับโรงไฟฟ้าใหม่ที่จะเกิดขึ้นในอนาคต ควรกำหนดให้ใช้เชื้อเพลิงที่ก่อให้เกิดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมน้อยที่สุด เช่น ก๊าซธรรมชาติ รวมทั้งการควบคุมเทคโนโลยีในการผลิตไฟฟ้าควรให้มีประสิทธิภาพสูง

# ภาคผนวก ค

มาตรฐานคุณภาพอากาศของประเทศไทย

ตารางที่ 1.ค มาตรฐานคุณภาพอากาศในบรรยากาศโดยทั่วไป

| สารมลพิษ | ค่าเฉลี่ยความเข้มข้นในเวลา | ค่ามาตรฐาน |
|---|---|---|
| ก๊าซคาร์บอนมอนอกไซด์ (CO) | 1 ชม. | ไม่เกิน 30 ppm. (34.2 มก./ลบ.ม) |
| | 8 ชม. | ไม่เกิน 9 ppm. (10.26 มก./ลบ.ม) |
| ก๊าซไนโตรเจนออกไซด์ ($NO_2$) | 1 ชม. | ไม่เกิน 0.17 ppm. (0.32 มก./ลบ.ม) |
| ก๊าซโอโซน ($O_3$) | 1 ชม. | 0.10 ppm. (0.20 มก./ลบ.ม) |
| ก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ ($SO_2$) | 1 ปี | ไม่เกิน 0.04 ppm. (0.10 มก./ลบ.ม) |
| | 24 ชม. | ไม่เกิน 0.12 ppm. (0.30 มก./ลบ.ม) |
| | 1 ชม. | ไม่เกิน 0.3 ppm. (780 มคก./ลบ.ม) |
| ตะกั่ว (Pb) | 1 เดือน | ไม่เกิน 1.5 มคก./ลบ.ม |
| ฝุ่นละอองขนาดไม่เกิน 10 ไมครอน | 24 ชม. | ไม่เกิน 0.12 มก./ลบ.ม |
| | 1 ปี | ไม่เกิน 0.05 มก./ลบ.ม |
| ฝุ่นละอองขนาดไม่เกิน 100 ไมครอน | 24 ชม. | ไม่เกิน 0.33 มก./ลบ.ม |
| | 1 ปี | ไม่เกิน 0.10 มก./ลบ.ม |

ที่มา : กรมควบคุมมลพิษ, 2538

ตารางที่ 2.ค มาตรฐานค่าก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ในบรรยากาศในเวลา 1 ชั่วโมง

| สารมลพิษ | ค่าเฉลี่ยความเข้มข้นในเวลา/พื้นที่ | ค่ามาตรฐาน |
|---|---|---|
| ก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์($SO_2$) | 1 ชม. /พื้นที่ตำบลนากสัก ตำบลสบป้าด ตำบลดงตำบลจางเหนือ และตำบลแม่เมาะ จ.ลำปาง | ไม่เกิน 0.50 ppm. (1,300 มคก./ลบ.ม) |
| | 1 ชม./พื้นที่อื่น | ไม่เกิน 0.30 ppm. (780 มคก./ลบ.ม) |

ที่มา : กรมควบคุมมลพิษ, 2538

ตารางที่ 3.ค มาตรฐานควบคุมการปล่อยทิ้งอากาศเสียจากโรงไฟฟ้าใหม่

(หน่วย : ส่วนในล้านส่วน )

| ประเภทของสารมลพิษทางอากาศ | ค่ามาตรฐานการระบายสารมลพิษ * | | | วิธีการตรวจวัด |
|---|---|---|---|---|
| | ถ่านหิน | น้ำมัน | ก๊าซ | |
| ก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์(ส่วนในล้านส่วน)<br>โรงไฟฟ้าขนาด มากกว่า 500 เมกะวัตต์<br>โรงไฟฟ้าขนาด 300-500 เมกะวัตต์<br>โรงไฟฟ้าขนาดต่ำกว่า 300 เมกะวัตต์ | <br>320<br>450<br>640 | <br>320<br>450<br>640 | <br>20<br>20<br>20 | USEPA Method 6,8 / วิธีอื่นที่กรมควบคุมมลพิษเห็นชอบ |
| ก๊าซออกไซด์ของไนโตรเจนในรูปก๊าซไนโตรเจนไดออกไซด์ (ส่วนในล้านส่วน) | 350 | 180 | 120 | USEPA Method 7 / วิธีอื่นที่กรมควบคุมมลพิษเห็นชอบ |
| ฝุ่นละออง (มิลลิกรัมต่อลูกบาศก์เมตร) | 120 | 120 | 60 | USEPA Method 5 / วิธีอื่นที่กรมควบคุมมลพิษเห็นชอบ |

หมายเหตุ : 1. มาตรฐานนี้มีผลบังคับใช้กับโรงไฟฟ้าที่ได้รับอนุญาตประกอบกิจการโรงงานหรือใบอนุญาตขยายโรงงานตั้งแต่วันที่ 30 มกราคม 2539

2. ให้คำนวณความเข้มข้นสารมลพิษทางอากาศ เทียบที่สภาวะอ้างอิง (Reference Condition) อุณหภูมิ 25 องศาเซลเซียส ที่ความดัน 760 มิลลิเมตรปรอท หรือความดัน 1 บรรยากาศ ที่สภาวะแห้งปริมาตรอากาศส่วนเกิน ช่วยในการเผาไหม้ (Excess Air) ร้อยละ 50 หรือที่ออกซิเจน (Oxygen) ที่ร้อยละ 7

ที่มา : กรมควบคุมมลพิษ, 2539

ตารางที่ 4.ค มาตรฐานควบคุมการปล่อยทิ้งอากาศเสียจากโรงไฟฟ้าเก่า

| โรงไฟฟ้าเก่า | ปริมาณอากาศเสียที่ปล่อยทิ้ง | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | ก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ (ส่วนในล้านส่วน) | | ก๊าซออกไซด์ของไนโตรเจน ซึ่งคำนวณผลในรูปของก๊าซไนโตรเจนออกไซด์ (ส่วนในล้านส่วน) | | ฝุ่นละออง (มิลลิกรัมต่อลูกบาศก์เมตร ) | |
| 1. บางปะกง(พลังความร้อน)หน่วยการผลิตที่ 1-4 | 800 | 320 (2) | 250 | 200 (1) | 320 | 120(1) |
| 2. บางปะกง (พลังความร้อนร่วม)<br>หน่วยการผลิตที่1 และ 2<br>หน่วยการผลิตที่ 3 และ 4 | 60 | | 450<br>230 | | 60 | |
| 3. พระนครใต้ (พลังความร้อน)<br>หน่วยการผลิตที่ 1<br>หน่วยการผลิตที่ 2 | 800 | 320(2) | 180 | | 240 | 120(2) |
| 4. พระนครใต้ (พลังความร้อนร่วม)<br>หน่วยการผลิตที่ 1<br>หน่วยการผลิตที่ 2 | 60 | | 250<br>175 | | 60 | |
| 5.พระนครเหนือ | 500 | | 180 | | 150 | |
| 6.สุราษฎร์ธานี | 1,000 | | 200 | | 320 | |
| 7.ลานกระบือ | 60 | | 250 | | 60 | |
| 8.หนองจอก | 60 | | 230 | | 60 | |
| 9.ไทรน้อย | 60 | | 230 | | 60 | |
| 10.วังน้อย | 60 | | 175 | | 60 | |
| 11.น้ำพอง | 60 | | 250 | | 60 | |
| 12.โรงไฟฟ้าอื่น ๆ ที่ใช้เชื้อเพลิง<br>(ก.) ถ่านหิน<br>(ข.) น้ำมัน<br>(ค.) ก๊าซธรรมชาติ | <br>700<br>1,000<br>60 | | <br>400<br>200<br>200 | | <br>320<br>240<br>60 | |

หมายเหตุ : (1) เริ่มบังคับใช้ตั้งแต่วันที่ 1 มกราคม 2543

(2) เริ่มบังคับใช้ตั้งแต่วันที่ 1 เมษายน 2543

(3) ให้คำนวณความเข้มข้นสารมลพิษทางอากาศเทียบที่สภาวะอ้างอิง (Reference Condition) อุณหภูมิ 25 องศาเซลเซียส ที่ความดัน 760 มิลลิเมตรปรอท หรือความดัน 1 บรรยากาศ ที่สภาวะแห้ง ปริมาตรอากาศส่วนเกินช่วยในการเผาไหม้ (Excess Air) ร้อยละ 50 หรือที่ออกซิเจน (Oxygen) ร้อยละ 7

(4) กรณีโรงไฟฟ้าเก่าประเภทพลังความร้อน พลังความร้อนร่วม กังหันแก๊ส หรือโรงไฟฟ้าเก่าประเภทอื่น ๆ ที่มีปล่องปล่อยทิ้งอากาศออกสู่สิ่งแวดล้อมมากกว่า 1 ปล่อง ให้คำนวณค่าเฉลี่ยการปล่อยทิ้งอากาศเสีย ด้วยวิธีการ ดังต่อไปนี้

$$\text{ค่าเฉลี่ยการปล่อยทิ้งอากาศเสีย} = \frac{\sum_{i=1}^{n} Qi\,Ci}{\sum_{i=1}^{n} Qi}$$

เมื่อ Qi = อัตราการไหลของอากาศเสียที่ปล่อยทิ้งจากปล่องที่ i ของโรงไฟฟ้าเก่าประเภทพลังความร้อน พลังความร้อนร่วม กังหันแก๊ส หรือโรงไฟฟ้าเก่าประเภทอื่น ๆ (ลูกบาศก์เมตรต่อชั่วโมง)

Ci = ค่าความเข้มข้นของอากาศเสียที่ปล่อยทิ้งจากปล่องที่ i ของโรงไฟฟ้าเก่าประเภทประเภท พลังความร้อน พลังความร้อนร่วม กังหันแก๊ส หรือโรงไฟฟ้าเก่าประเภทอื่น ๆ ที่เป็นก๊าซ (ส่วนในล้านส่วน) หรือที่เป็นฝุ่นละออง (มิลลิเมตรต่อลูกบาศก์เมตร)

n = จำนวนปล่องปล่อยทิ้งอากาศของโรงไฟฟ้าเก่า ประเภทพลังความร้อน พลังความร้อนร่วม กังหันแก๊ส หรือโรงไฟฟ้าเก่าประเภทอื่น ๆ

i = 1,2,3,….n

ที่มา : กรมควบคุมมลพิษ, 2543

**มาตรฐานควบคุมการปล่อยทิ้งอากาศเสียของโรงไฟฟ้าใหม่หรือเก่าที่ใช้เชื้อเพลิงร่วมกัน**

ในกรณีโรงงานไฟฟ้าใช้ถ่านหิน น้ำมัน หรือก๊าซธรรมชาติ เป็นเชื้อเพลิงร่วมกัน ตั้งแต่ 2 ประเภทขึ้นไป ให้คำนวณค่ามาตรฐานการปล่อยทิ้งอากาศเสียตามสัดส่วนของเชื้อเพลิงแต่ละประเภทที่ใช้ดังต่อไปนี้

มาตรฐานควบคุมการปล่อยทิ้งอากาศเสีย = AX + BY + CZ

A = ค่ามาตรฐานอากาศที่ปล่อยทิ้ง เมื่อใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิงอย่างเดียว

B = ค่ามาตรฐานอากาศที่ปล่อยทิ้ง เมื่อใช้น้ำมันเป็นเชื้อเพลิงอย่างเดียว

C = ค่ามาตรฐานอากาศที่ปล่อยทิ้ง เมื่อใช้ก๊าซเป็นเชื้อเพลิงอย่างเดียว

X = สัดส่วนของความร้อน (Heat Input) ที่ได้จากเชื้อเพลิงที่ใช้ถ่านหิน

Y = สัดส่วนของความร้อน (Heat Input) ที่ได้จากเชื้อเพลิงที่ใช้น้ำมัน

Z = สัดส่วนของความร้อน (Heat Input) ที่ได้จากเชื้อเพลิงที่ใช้ก๊าซ

ที่มา : กรมควบคุมมลพิษ, 2542

ตารางที่ 5.ค มาตรฐานการระบายสารพิษของโรงไฟฟ้า

| โรงไฟฟ้า | ก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ (ส่วนในล้านส่วน) | ออกไซด์ของไนโตรเจน (ส่วนในล้านส่วน) | ฝุ่นละออง (มิลลิกรัม/ลูกบาศก์เมตร) |
|---|---|---|---|
| 1. โรงไฟฟ้าของ IPP และ SPP | | | |
| - ขนาดโรงไฟฟ้า > 500 เมกะวัตต์ | 320 | 350 | 120 |
| - ขนาดโรงไฟฟ้า 300-500 เมกะวัตต์ | 450 | 350 | 120 |
| - ขนาดโรงไฟฟ้า < 300 เมกะวัตต์ | 640 | 350 | 120 |
| 2. โรงไฟฟ้าแม่เมาะ | | | |
| - หน่วย 1-3 : ไม่ติด FGD | 3,800 | 500 | 250 |
| - หน่วย 4-11 : ไม่ติด FGD | 320 | 500 | 250 |
| - หน่วย 12-13 : ติด FGD | 350 | 350 | 250 |
| 3. บางปะกง | 800 | 250 | 350 |
| 4. พระนครใต้ | 800 | 180 | 240 |

ที่มา : สำนักงานคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ, 2542

ตารางที่ 6.ค เปรียบเทียบปริมาณการระบายก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ ของโรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงต่างกัน ปี 2540 และ 2541

| โรงไฟฟ้า | ปริมาณการใช้เชื้อเพลิง (ล้านลิตร/ปี) | | ปริมาณก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ (ตัน/ปี) | |
|---|---|---|---|---|
| | 2540 | 2541 | 2540 | 2541 |
| **กรณีใช้น้ำมันเตา** | | | | |
| - โรงไฟฟ้าของ กฟผ. | | | | |
| บางปะกง | 2,368 | 1,962 | 90,947 | 75,333 |
| พระนครเหนือ | 366 | 397 | 9,827 | 10,633 |
| พระนครใต้ | 1,875 | 1,834 | 56,168 | 54,941 |
| **กรณีใช้ถ่านหิน/ลิกไนต์** | | | | |
| - โรงไฟฟ้าแม่เมาะของ กฟผ. (กำมะถัน 3%) กำลังผลิตรวม 2,625 เมกะวัตต์) | | | | |
| กรณีไม่ติด FGD | 18.01 | 15.39 | 832,062 | 709,170 |
| กรณีติด FGD (หน่วย 4-13) | 18.01 | 15.39 | 115,062 | 98,069 |
| - โรงไฟฟ้าของเอกชน กำลังผลิตรวม 2,134 เมกะวัตต์) | | | | |
| บ. กัลฟ์ (ถ่านหินกำมะถัน 0.12% ไม่ติด FGD) | 2.80 | - | 4,704 | - |
| บ. ยูเนี่ยน (ถ่านหินกำมะถัน 0.52% ติด FGD) | 3.80 | - | 15,647 | - |

ที่มา : สำนักงานคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ, 2542

ตารางที่ 7.ค มาตรฐานความเข้มข้นของก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ในบรรยากาศโดยทั่วไป

| โรงไฟฟ้า | ความเข้มข้นก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ (ไมโครกรัม/ลูกบาศก์เมตร) |
|---|---|
| ค่าเฉลี่ย 1 ชั่วโมง<br>- โรงไฟฟ้าทั่วไป<br>- โรงไฟฟ้าแม่เมาะ | <br>780<br>1,300 |
| ค่าเฉลี่ย 24 ชั่วโมง | 300 |
| ค่าเฉลี่ย 1 ปี | 100 |

ที่มา **:** สำนักงานคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ, 2542

ตารางที่ 8.ค ความเข้มข้นก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ในบรรยากาศ ของโรงไฟฟ้าเอกชน

(หน่วย : ไมโครกรัม/ลูกบาศก์เมตร)

| ค่าเฉลี่ย | บ.ยูเนียน [1] | บ.กัลฟ์ [2] | มาตรฐาน |
|---|---|---|---|
| ค่าเฉลี่ย 1 ชั่วโมง | 566 | 564 | 780 |
| ค่าเฉลี่ย 24 ชั่วโมง | 164 | 70 | 300 |
| ค่าเฉลี่ย 1 ปี | (ไม่มีข้อมูล) | 2 | 100 |

หมายเหตุ 1. ใช้ข้อมูลอุตุนิยมวิทยาในปี 2537

2. ใช้ข้อมูลอุตุนิยมวิทยาในปี 2539

ที่มา : สำนักงานคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ, 2542

# ภาคผนวก ง

ผลการคำนวณปริมาณมลพิษทางอากาศที่ปล่อยจากโรงไฟฟ้า

ตารางที่ 1.ง ข้อมูลผลการประเมินปริมาณมลพิษทางอากาศ ปี พ.ศ. 2529

| ข้อมูลนำเข้า | | | | | | | | | | | | | ผลลัพธ์ | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Plant Type | | หน่วยงาน/บริษัท | Technology | Heat Rate (mmbtu/Mwh) | Energy Demand ( Mwh.) | Emission Factor (g/GJ) | | | | | | | Emission (thousand tons) | | | | | | |
| | | | | | | CO | $CO_2$ | $NO_x$ | $SO_2$ | $CH_4$ | SPM | $N_2O$ | CO | $CO_2$ | $NO_x$ | $SO_2$ | $CH_4$ | SPM | $N_2O$ |
| **โรงไฟฟ้าภาครัฐ** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| พลังความร้อน | น้ำมันเตา | กฟผ. | Residual Oil Boiler | 8.492 | 3,286,000 | 15 | 76593 | 201 | 1500.6 | 0.7 | 76 | 0 | 0.44 | 2254.54 | 5.92 | 44.17 | 0.02 | 2.24 | 0.00 |
| | ดีเซล | กฟผ. | Distillate Oil Boiler | 8.492 | 11,000 | 15 | 73326 | 68 | 119.4 | 0.03 | 0 | 0 | 0.00 | 7.23 | 0.01 | 0.01 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | ลิกไนต์ | กฟผ. | Coal-Spreader Stoker | 10.559 | 5,398,000 | 14 | 99176 | 461 | 4913.1 | 0.6 | 8029.5 | 0 | 0.84 | 5962.84 | 27.72 | 295.39 | 0.04 | 482.76 | 0.00 |
| | ถ่านหินนำเข้า | กฟผ. | Imported Coal Boiler | 9.023 | - | 93 | 92708 | 329 | 0 | 2.4 | 0 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| พลังความร้อนร่วม | ก๊าซธรรมชาติ | กฟผ. | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | 10,270,000 | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 2.75 | 4801.44 | 16.09 | 0.03 | 0.52 | 0.03 | 0.29 |
| กังหันแก๊ส | ก๊าซธรรมชาติ | กฟผ. | Gas turbine -Simple Cycle | 7.940 | - | 32 | 55820 | 188 | 0.005 | 5.9 | 1 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| เครื่องยนต์ดีเซล | ดีเซล | กฟผ. | Diesel Engine | 11.618 | - | 15 | 73326 | 68 | 119.4 | 0.03 | 0 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| **รวมภาครัฐ** | | | | | 18,965,000 | | | | | | | | 4.037 | 13026.039 | 49.725 | 339.602 | 0.581 | 485.035 | 0.288 |
| **โรงไฟฟ้าภาคเอกชน** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| พลังความร้อน | น้ำมันเตา | EGCO | Residual Oil Boiler | 8.492 | - | 15 | 76593 | 201 | 1500.6 | 0.7 | 76 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | | RATCH | Residual Oil Boiler | 8.492 | - | 15 | 76593 | 201 | 1500.6 | 0.7 | 76 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | ถ่านหินนำเข้า | IPP | Imported Coal Boiler | 9.023 | - | 93 | 92708 | 329 | 0 | 2.4 | 0 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | | SPP | Imported Coal Boiler | 9.023 | - | 93 | 92708 | 329 | 0 | 2.4 | 0 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | แกลบ | SPP | Paddy Husk Boiler | 8.400 | - | 1706 | 100833 | 88 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| พลังความร้อนร่วม | ก๊าซธรรมชาติ | EGCO | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | - | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | | RATCH | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | - | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | | IPP | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | - | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | | SPP | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | - | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | | ( New IPP ) | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | - | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| **รวมภาคเอกชน** | | | | | - | | | | | | | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| **รวมทั้งหมด** | | | | | 18,965,000 | | | | | | | | 4.037 | 13026.039 | 49.725 | 339.602 | 0.581 | 485.035 | 0.288 |

ตารางที่ 2.ง ข้อมูลผลการประเมินปริมาณมลพิษทางอากาศ ปี พ.ศ. 2530

| ข้อมูลนำเข้า | | | | | | | | | | | | | ผลลัพธ์ | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Plant Type | | หน่วยงาน/บริษัท | Technology | Heat Rate (mmbtu/Mwh) | Energy Demand ( Mwh.) | Emission Factor (g/GJ) | | | | | | | Emission (thousand tons) | | | | | | |
| | | | | | | CO | $CO_2$ | $NO_x$ | $SO_2$ | $CH_4$ | SPM | $N_2O$ | CO | $CO_2$ | $NO_x$ | $SO_2$ | $CH_4$ | SPM | $N_2O$ |
| **โรงไฟฟ้าภาครัฐ** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| พลังความร้อน | น้ำมันเตา | กฟผ. | Residual Oil Boiler | 8.492 | 2,509,000 | 15 | 76593 | 201 | 1500.6 | 0.7 | 76 | 0 | 0.34 | 1721.43 | 4.52 | 33.73 | 0.02 | 1.71 | 0.00 |
| | ดีเซล | กฟผ. | Distillate Oil Boiler | 8.492 | 3,000 | 15 | 73326 | 68 | 119.4 | 0.03 | 0 | 0 | 0.00 | 1.97 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | ลิกไนต์ | กฟผ. | Coal-Spreader Stoker | 10.559 | 6,682,000 | 14 | 99176 | 461 | 4913.1 | 0.6 | 8029.5 | 0 | 1.04 | 7381.19 | 34.31 | 365.66 | 0.04 | 597.60 | 0.00 |
| | ถ่านหินนำเข้า | กฟผ. | Imported Coal Boiler | 9.023 | - | 93 | 92708 | 329 | 0 | 2.4 | 0 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| พลังความร้อนร่วม | ก๊าซธรรมชาติ | กฟผ. | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | 14,109,000 | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 3.78 | 6596.25 | 22.10 | 0.04 | 0.72 | 0.05 | 0.40 |
| กังหันแก๊ส | ก๊าซธรรมชาติ | กฟผ. | Gas turbine -Simple Cycle | 7.940 | - | 32 | 55820 | 188 | 0.005 | 5.9 | 1 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| เครื่องยนต์ดีเซล | ดีเซล | กฟผ. | Diesel Engine | 11.618 | - | 15 | 73326 | 68 | 119.4 | 0.03 | 0 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| **รวมภาครัฐ** | | | | | 23,303,000 | | | | | | | | 5.161 | 15700.850 | 60.927 | 399.423 | 0.781 | 599.352 | 0.396 |
| **โรงไฟฟ้าภาคเอกชน** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| พลังความร้อน | น้ำมันเตา | EGCO | Residual Oil Boiler | 8.492 | - | 15 | 76593 | 201 | 1500.6 | 0.7 | 76 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | | RATCH | Residual Oil Boiler | 8.492 | - | 15 | 76593 | 201 | 1500.6 | 0.7 | 76 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | ถ่านหินนำเข้า | IPP | Imported Coal Boiler | 9.023 | - | 93 | 92708 | 329 | 0 | 2.4 | 0 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | | SPP | Imported Coal Boiler | 9.023 | - | 93 | 92708 | 329 | 0 | 2.4 | 0 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | แกลบ | SPP | Paddy Husk Boiler | 8.400 | - | 1706 | 100833 | 88 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| พลังความร้อนร่วม | ก๊าซธรรมชาติ | EGCO | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | - | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | | RATCH | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | - | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | | IPP | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | - | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | | SPP | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | - | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | | ( New IPP ) | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | - | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| **รวมภาคเอกชน** | | | | | - | | | | | | | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| **รวมทั้งหมด** | | | | | 23,303,000 | | | | | | | | 5.161 | 15700.850 | 60.927 | 399.423 | 0.781 | 599.352 | 0.396 |

ตารางที่ 3.ง ข้อมูลผลการประเมินปริมาณมลพิษทางอากาศ ปี พ.ศ. 2531

| ข้อมูลนำเข้า | | | | | | | | | | | | | ผลลัพธ์ | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Plant Type | | หน่วยงาน/บริษัท | Technology | Heat Rate (mmbtu/Mwh) | Energy Demand ( Mwh.) | Emission Factor (g/GJ) | | | | | | | Emission (thousand tons) | | | | | | |
| | | | | | | CO | $CO_2$ | $NO_x$ | $SO_2$ | $CH_4$ | SPM | $N_2O$ | CO | $CO_2$ | $NO_x$ | $SO_2$ | $CH_4$ | SPM | $N_2O$ |
| **โรงไฟฟ้าภาครัฐ** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| พลังความร้อน | น้ำมันเตา | กฟผ. | Residual Oil Boiler | 8.492 | 2,855,000 | 15 | 76593 | 201 | 1500.6 | 0.7 | 76 | 0 | 0.38 | 1958.83 | 5.14 | 38.38 | 0.02 | 1.94 | 0.00 |
| | ดีเซล | กฟผ. | Distillate Oil Boiler | 8.492 | 1,000 | 15 | 73326 | 68 | 119.4 | 0.03 | 0 | 0 | 0.00 | 0.66 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | ลิกไนต์ | กฟผ. | Coal-Spreader Stoker | 10.559 | 6,789,000 | 14 | 99176 | 461 | 4913.1 | 0.6 | 8029.5 | 0 | 1.06 | 7499.39 | 34.86 | 371.51 | 0.05 | 607.17 | 0.00 |
| | ถ่านหินนำเข้า | กฟผ. | Imported Coal Boiler | 9.023 | - | 93 | 92708 | 329 | 0 | 2.4 | 0 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| พลังความร้อนร่วม | ก๊าซธรรมชาติ | กฟผ. | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | 18,255,000 | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 4.89 | 8534.59 | 28.59 | 0.05 | 0.93 | 0.06 | 0.51 |
| กังหันแก๊ส | ก๊าซธรรมชาติ | กฟผ. | Gas turbine -Simple Cycle | 7.940 | - | 32 | 55820 | 188 | 0.005 | 5.9 | 1 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| เครื่องยนต์ดีเซล | ดีเซล | กฟผ. | Diesel Engine | 11.618 | - | 15 | 73326 | 68 | 119.4 | 0.03 | 0 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| **รวมภาครัฐ** | | | | | 27,900,000 | | | | | | | | 6.335 | 17993.466 | 68.592 | 409.938 | 0.996 | 609.171 | 0.512 |
| **โรงไฟฟ้าภาคเอกชน** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| พลังความร้อน | น้ำมันเตา | EGCO | Residual Oil Boiler | 8.492 | - | 15 | 76593 | 201 | 1500.6 | 0.7 | 76 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | | RATCH | Residual Oil Boiler | 8.492 | - | 15 | 76593 | 201 | 1500.6 | 0.7 | 76 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | ถ่านหินนำเข้า | IPP | Imported Coal Boiler | 9.023 | - | 93 | 92708 | 329 | 0 | 2.4 | 0 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | | SPP | Imported Coal Boiler | 9.023 | - | 93 | 92708 | 329 | 0 | 2.4 | 0 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | แกลบ | SPP | Paddy Husk Boiler | 8.400 | - | 1706 | 100833 | 88 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| พลังความร้อนร่วม | ก๊าซธรรมชาติ | EGCO | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | - | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | | RATCH | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | - | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | | IPP | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | - | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | | SPP | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | - | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | | ( New IPP ) | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | - | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| **รวมภาคเอกชน** | | | | | - | | | | | | | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| **รวมทั้งหมด** | | | | | 27,900,000 | | | | | | | | 6.335 | 17993.466 | 68.592 | 409.938 | 0.996 | 609.171 | 0.512 |

ตารางที่ 4.ง ข้อมูลผลการประเมินปริมาณมลพิษทางอากาศ ปี พ.ศ. 2532

| ข้อมูลนำเข้า | | | | | | | | | | | | | ผลลัพธ์ | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Plant Type | | หน่วยงาน/บริษัท | Technology | Heat Rate (mmbtu/Mwh) | Energy Demand ( Mwh.) | Emission Factor (g/GJ) | | | | | | | Emission (thousand tons) | | | | | | |
| | | | | | | CO | $CO_2$ | $NO_x$ | $SO_2$ | $CH_4$ | SPM | $N_2O$ | CO | $CO_2$ | $NO_x$ | $SO_2$ | $CH_4$ | SPM | $N_2O$ |
| **โรงไฟฟ้าภาครัฐ** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| พลังความร้อน | น้ำมันเตา | กฟผ. | Residual Oil Boiler | 8.492 | 4,029,000 | 15 | 76593 | 201 | 1500.6 | 0.7 | 76 | 0 | 0.54 | 2764.31 | 7.25 | 54.16 | 0.03 | 2.74 | 0.00 |
| | ดีเซล | กฟผ. | Distillate Oil Boiler | 8.492 | 7,000 | 15 | 73326 | 68 | 119.4 | 0.03 | 0 | 0 | 0.00 | 4.60 | 0.00 | 0.01 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | ลิกไนต์ | กฟผ. | Coal-Spreader Stoker | 10.559 | 7,359,000 | 14 | 99176 | 461 | 4913.1 | 0.6 | 8029.5 | 0 | 1.15 | 8129.03 | 37.79 | 402.71 | 0.05 | 658.14 | 0.00 |
| | ถ่านหินนำเข้า | กฟผ. | Imported Coal Boiler | 9.023 | - | 93 | 92708 | 329 | 0 | 2.4 | 0 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| พลังความร้อนร่วม | ก๊าซธรรมชาติ | กฟผ. | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | 19,305,000 | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 5.17 | 9025.49 | 30.24 | 0.05 | 0.99 | 0.06 | 0.54 |
| กังหันแก๊ส | ก๊าซธรรมชาติ | กฟผ. | Gas turbine -Simple Cycle | 7.940 | - | 32 | 55820 | 188 | 0.005 | 5.9 | 1 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| เครื่องยนต์ดีเซล | ดีเซล | กฟผ. | Diesel Engine | 11.618 | - | 15 | 73326 | 68 | 119.4 | 0.03 | 0 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| **รวมภาครัฐ** | | | | | 30,700,000 | | | | | | | | 6.864 | 19923.434 | 75.281 | 456.920 | 1.061 | 660.951 | 0.542 |
| **โรงไฟฟ้าภาคเอกชน** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| พลังความร้อน | น้ำมันเตา | EGCO | Residual Oil Boiler | 8.492 | - | 15 | 76593 | 201 | 1500.6 | 0.7 | 76 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | | RATCH | Residual Oil Boiler | 8.492 | - | 15 | 76593 | 201 | 1500.6 | 0.7 | 76 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | ถ่านหินนำเข้า | IPP | Imported Coal Boiler | 9.023 | - | 93 | 92708 | 329 | 0 | 2.4 | 0 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | | SPP | Imported Coal Boiler | 9.023 | - | 93 | 92708 | 329 | 0 | 2.4 | 0 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | แกลบ | SPP | Paddy Husk Boiler | 8.400 | - | 1706 | 100833 | 88 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| พลังความร้อนร่วม | ก๊าซธรรมชาติ | EGCO | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | - | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | | RATCH | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | - | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | | IPP | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | - | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | | SPP | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | - | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | | ( New IPP ) | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | - | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| **รวมภาคเอกชน** | | | | | - | | | | | | | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| **รวมทั้งหมด** | | | | | 30,700,000 | | | | | | | | 6.864 | 19923.434 | 75.281 | 456.920 | 1.061 | 660.951 | 0.542 |

ตารางที่ 5.ง ข้อมูลผลการประเมินปริมาณมลพิษทางอากาศ ปี พ.ศ. 2533

| ข้อมูลนำเข้า | | | | | | | | | | | | | ผลลัพธ์ | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Plant Type | | หน่วยงาน/บริษัท | Technology | Heat Rate (mmbtu/Mwh) | Energy Demand ( Mwh.) | Emission Factor (g/GJ) | | | | | | | Emission (thousand tons) | | | | | | |
| | | | | | | CO | $CO_2$ | $NO_x$ | $SO_2$ | $CH_4$ | SPM | $N_2O$ | CO | $CO_2$ | $NO_x$ | $SO_2$ | $CH_4$ | SPM | $N_2O$ |
| **โรงไฟฟ้าภาครัฐ** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| พลังความร้อน | น้ำมันเตา | กฟผ. | Residual Oil Boiler | 8.492 | 9,067,000 | 15 | 76593 | 201 | 1500.6 | 0.7 | 76 | 0 | 1.22 | 6220.90 | 16.33 | 121.88 | 0.06 | 6.17 | 0.00 |
| | ดีเซล | กฟผ. | Distillate Oil Boiler | 8.492 | 260,000 | 15 | 73326 | 68 | 119.4 | 0.03 | 0 | 0 | 0.03 | 170.78 | 0.16 | 0.28 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | ลิกไนต์ | กฟผ. | Coal-Spreader Stoker | 10.559 | 10,230,000 | 14 | 99176 | 461 | 4913.1 | 0.6 | 8029.5 | 0 | 1.60 | 11300.45 | 52.53 | 559.82 | 0.07 | 914.91 | 0.00 |
| | ถ่านหินนำเข้า | กฟผ. | Imported Coal Boiler | 9.023 | - | 93 | 92708 | 329 | 0 | 2.4 | 0 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| พลังความร้อนร่วม | ก๊าซธรรมชาติ | กฟผ. | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | 18,057,000 | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 4.84 | 8442.03 | 28.28 | 0.05 | 0.92 | 0.06 | 0.51 |
| กังหันแก๊ส | ก๊าซธรรมชาติ | กฟผ. | Gas turbine -Simple Cycle | 7.940 | - | 32 | 55820 | 188 | 0.005 | 5.9 | 1 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| เครื่องยนต์ดีเซล | ดีเซล | กฟผ. | Diesel Engine | 11.618 | - | 15 | 73326 | 68 | 119.4 | 0.03 | 0 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| **รวมภาครัฐ** | | | | | 37,614,000 | | | | | | | | 7.688 | 26134.155 | 97.293 | 682.018 | 1.048 | 921.142 | 0.507 |
| **โรงไฟฟ้าภาคเอกชน** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| พลังความร้อน | น้ำมันเตา | EGCO | Residual Oil Boiler | 8.492 | - | 15 | 76593 | 201 | 1500.6 | 0.7 | 76 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | | RATCH | Residual Oil Boiler | 8.492 | - | 15 | 76593 | 201 | 1500.6 | 0.7 | 76 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | ถ่านหินนำเข้า | IPP | Imported Coal Boiler | 9.023 | - | 93 | 92708 | 329 | 0 | 2.4 | 0 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | | SPP | Imported Coal Boiler | 9.023 | - | 93 | 92708 | 329 | 0 | 2.4 | 0 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | แกลบ | SPP | Paddy Husk Boiler | 8.400 | - | 1706 | 100833 | 88 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| พลังความร้อนร่วม | ก๊าซธรรมชาติ | EGCO | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | - | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | | RATCH | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | - | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | | IPP | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | - | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | | SPP | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | - | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | | ( New IPP ) | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | - | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| **รวมภาคเอกชน** | | | | | - | | | | | | | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| **รวมทั้งหมด** | | | | | 37,614,000 | | | | | | | | 7.688 | 26134.155 | 97.293 | 682.018 | 1.048 | 921.142 | 0.507 |

ตารางที่ 6.ง ข้อมูลผลการประเมินปริมาณมลพิษทางอากาศ ปี พ.ศ. 2534

| ข้อมูลนำเข้า | | | | | | | | | | | | | ผลลัพธ์ | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Plant Type | | หน่วยงาน/บริษัท | Technology | Heat Rate (mmbtu/Mwh) | Energy Demand ( Mwh.) | Emission Factor (g/GJ) | | | | | | | Emission (thousand tons) | | | | | | |
| | | | | | | CO | $CO_2$ | $NO_x$ | $SO_2$ | $CH_4$ | SPM | $N_2O$ | CO | $CO_2$ | $NO_x$ | $SO_2$ | $CH_4$ | SPM | $N_2O$ |
| **โรงไฟฟ้าภาครัฐ** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| พลังความร้อน | น้ำมันเตา | กฟผ. | Residual Oil Boiler | 8.492 | 11,676,000 | 15 | 76593 | 201 | 1500.6 | 0.7 | 76 | 0 | 1.57 | 8010.95 | 21.02 | 156.95 | 0.07 | 7.95 | 0.00 |
| | ดีเซล | กฟผ. | Distillate Oil Boiler | 8.492 | 217,000 | 15 | 73326 | 68 | 119.4 | 0.03 | 0 | 0 | 0.03 | 142.53 | 0.13 | 0.23 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | ลิกไนต์ | กฟผ. | Coal-Spreader Stoker | 10.559 | 12,514,000 | 14 | 99176 | 461 | 4913.1 | 0.6 | 8029.5 | 0 | 1.95 | 13823.44 | 64.26 | 684.80 | 0.08 | 1119.18 | 0.00 |
| | ถ่านหินนำเข้า | กฟผ. | Imported Coal Boiler | 9.023 | - | 93 | 92708 | 329 | 0 | 2.4 | 0 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| พลังความร้อนร่วม | ก๊าซธรรมชาติ | กฟผ. | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | 19,752,000 | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 5.29 | 9234.47 | 30.94 | 0.05 | 1.01 | 0.07 | 0.55 |
| กังหันแก๊ส | ก๊าซธรรมชาติ | กฟผ. | Gas turbine -Simple Cycle | 7.940 | - | 32 | 55820 | 188 | 0.005 | 5.9 | 1 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| เครื่องยนต์ดีเซล | ดีเซล | กฟผ. | Diesel Engine | 11.618 | - | 15 | 73326 | 68 | 119.4 | 0.03 | 0 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| **รวมภาครัฐ** | | | | | 44,159,000 | | | | | | | | 8.843 | 31211.397 | 116.347 | 842.034 | 1.166 | 1127.190 | 0.554 |
| **โรงไฟฟ้าภาคเอกชน** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| พลังความร้อน | น้ำมันเตา | EGCO | Residual Oil Boiler | 8.492 | - | 15 | 76593 | 201 | 1500.6 | 0.7 | 76 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | | RATCH | Residual Oil Boiler | 8.492 | - | 15 | 76593 | 201 | 1500.6 | 0.7 | 76 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | ถ่านหินนำเข้า | IPP | Imported Coal Boiler | 9.023 | - | 93 | 92708 | 329 | 0 | 2.4 | 0 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | | SPP | Imported Coal Boiler | 9.023 | - | 93 | 92708 | 329 | 0 | 2.4 | 0 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | แกลบ | SPP | Paddy Husk Boiler | 8.400 | - | 1706 | 100833 | 88 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| พลังความร้อนร่วม | ก๊าซธรรมชาติ | EGCO | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | - | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | | RATCH | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | - | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | | IPP | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | - | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | | SPP | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | - | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | | ( New IPP ) | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | - | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| **รวมภาคเอกชน** | | | | | - | | | | | | | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| **รวมทั้งหมด** | | | | | 44,159,000 | | | | | | | | 8.843 | 31211.397 | 116.347 | 842.034 | 1.166 | 1127.190 | 0.554 |

ตารางที่ 7.ง ข้อมูลผลการประเมินปริมาณมลพิษทางอากาศ ปี พ.ศ. 2535

| ข้อมูลนำเข้า | | | | | | | | | | | | | ผลลัพธ์ | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Plant Type | | หน่วยงาน/บริษัท | Technology | Heat Rate (mmbtu/Mwh) | Energy Demand ( Mwh.) | Emission Factor (g/GJ) | | | | | | | Emission (thousand tons) | | | | | | |
| | | | | | | CO | $CO_2$ | $NO_x$ | $SO_2$ | $CH_4$ | SPM | $N_2O$ | CO | $CO_2$ | $NO_x$ | $SO_2$ | $CH_4$ | SPM | $N_2O$ |
| **โรงไฟฟ้าภาครัฐ** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| พลังความร้อน | น้ำมันเตา | กฟผ. | Residual Oil Boiler | 8.492 | 15,139,000 | 15 | 76593 | 201 | 1500.6 | 0.7 | 76 | 0 | 2.03 | 10386.92 | 27.26 | 203.50 | 0.09 | 10.31 | 0.00 |
| | ดีเซล | กฟผ. | Distillate Oil Boiler | 8.492 | 105,000 | 15 | 73326 | 68 | 119.4 | 0.03 | 0 | 0 | 0.01 | 68.97 | 0.06 | 0.11 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | ลิกไนต์ | กฟผ. | Coal-Spreader Stoker | 10.559 | 15,081,000 | 14 | 99176 | 461 | 4913.1 | 0.6 | 8029.5 | 0 | 2.35 | 16659.05 | 77.44 | 825.28 | 0.10 | 1348.75 | 0.00 |
| | ถ่านหินนำเข้า | กฟผ. | Imported Coal Boiler | 9.023 | - | 93 | 92708 | 329 | 0 | 2.4 | 0 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| พลังความร้อนร่วม | ก๊าซธรรมชาติ | กฟผ. | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | 20,663,000 | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 5.54 | 9660.38 | 32.36 | 0.05 | 1.06 | 0.07 | 0.58 |
| กังหันแก๊ส | ก๊าซธรรมชาติ | กฟผ. | Gas turbine -Simple Cycle | 7.940 | - | 32 | 55820 | 188 | 0.005 | 5.9 | 1 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| เครื่องยนต์ดีเซล | ดีเซล | กฟผ. | Diesel Engine | 11.618 | - | 15 | 73326 | 68 | 119.4 | 0.03 | 0 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| **รวมภาครัฐ** | | | | | 50,988,000 | | | | | | | | 9.938 | 36775.327 | 137.121 | 1028.940 | 1.251 | 1359.128 | 0.580 |
| **โรงไฟฟ้าภาคเอกชน** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| พลังความร้อน | น้ำมันเตา | EGCO | Residual Oil Boiler | 8.492 | - | 15 | 76593 | 201 | 1500.6 | 0.7 | 76 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | | RATCH | Residual Oil Boiler | 8.492 | - | 15 | 76593 | 201 | 1500.6 | 0.7 | 76 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | ถ่านหินนำเข้า | IPP | Imported Coal Boiler | 9.023 | - | 93 | 92708 | 329 | 0 | 2.4 | 0 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | | SPP | Imported Coal Boiler | 9.023 | - | 93 | 92708 | 329 | 0 | 2.4 | 0 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | แกลบ | SPP | Paddy Husk Boiler | 8.400 | - | 1706 | 100833 | 88 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| พลังความร้อนร่วม | ก๊าซธรรมชาติ | EGCO | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | - | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | | RATCH | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | - | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | | IPP | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | - | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | | SPP | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | - | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | | ( New IPP ) | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | - | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| **รวมภาคเอกชน** | | | | | - | | | | | | | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| **รวมทั้งหมด** | | | | | 50,988,000 | | | | | | | | 9.938 | 36775.327 | 137.121 | 1028.940 | 1.251 | 1359.128 | 0.580 |

ตารางที่ 8.ง ข้อมูลผลการประเมินปริมาณมลพิษทางอากาศ ปี พ.ศ. 2536

| ข้อมูลนำเข้า | | | | | | | | | | | | | ผลลัพธ์ | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Plant Type | | หน่วยงาน/บริษัท | Technology | Heat Rate (mmbtu/Mwh) | Energy Demand ( Mwh.) | Emission Factor (g/GJ) | | | | | | | Emission (thousand tons) | | | | | | |
| | | | | | | CO | $CO_2$ | $NO_x$ | $SO_2$ | $CH_4$ | SPM | $N_2O$ | CO | $CO_2$ | $NO_x$ | $SO_2$ | $CH_4$ | SPM | $N_2O$ |
| **โรงไฟฟ้าภาครัฐ** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| พลังความร้อน | น้ำมันเตา | กฟผ. | Residual Oil Boiler | 8.492 | 15,925,000 | 15 | 76593 | 201 | 1500.6 | 0.7 | 76 | 0 | 2.14 | 10926.20 | 28.67 | 214.06 | 0.10 | 10.84 | 0.00 |
| | ดีเซล | กฟผ. | Distillate Oil Boiler | 8.492 | 457,000 | 15 | 73326 | 68 | 119.4 | 0.03 | 0 | 0 | 0.06 | 300.18 | 0.28 | 0.49 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | ลิกไนต์ | กฟผ. | Coal-Spreader Stoker | 10.559 | 13,826,000 | 14 | 99176 | 461 | 4913.1 | 0.6 | 8029.5 | 0 | 2.16 | 15272.73 | 70.99 | 756.60 | 0.09 | 1236.51 | 0.00 |
| | ถ่านหินนำเข้า | กฟผ. | Imported Coal Boiler | 9.023 | - | 93 | 92708 | 329 | 0 | 2.4 | 0 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| พลังความร้อนร่วม | ก๊าซธรรมชาติ | กฟผ. | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | 27,573,000 | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 7.39 | 12890.95 | 43.19 | 0.07 | 1.41 | 0.09 | 0.77 |
| กังหันแก๊ส | ก๊าซธรรมชาติ | กฟผ. | Gas turbine -Simple Cycle | 7.940 | - | 32 | 55820 | 188 | 0.005 | 5.9 | 1 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| เครื่องยนต์ดีเซล | ดีเซล | กฟผ. | Diesel Engine | 11.618 | - | 15 | 73326 | 68 | 119.4 | 0.03 | 0 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| **รวมภาครัฐ** | | | | | 57,781,000 | | | | | | | | 11.747 | 39390.060 | 143.129 | 971.222 | 1.601 | 1247.447 | 0.774 |
| **โรงไฟฟ้าภาคเอกชน** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| พลังความร้อน | น้ำมันเตา | EGCO | Residual Oil Boiler | 8.492 | - | 15 | 76593 | 201 | 1500.6 | 0.7 | 76 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | | RATCH | Residual Oil Boiler | 8.492 | - | 15 | 76593 | 201 | 1500.6 | 0.7 | 76 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | ถ่านหินนำเข้า | IPP | Imported Coal Boiler | 9.023 | - | 93 | 92708 | 329 | 0 | 2.4 | 0 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | | SPP | Imported Coal Boiler | 9.023 | - | 93 | 92708 | 329 | 0 | 2.4 | 0 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | แกลบ | SPP | Paddy Husk Boiler | 8.400 | - | 1706 | 100833 | 88 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| พลังความร้อนร่วม | ก๊าซธรรมชาติ | EGCO | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | - | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | | RATCH | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | - | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | | IPP | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | - | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | | SPP | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | - | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | | ( New IPP ) | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | - | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| **รวมภาคเอกชน** | | | | | - | | | | | | | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| **รวมทั้งหมด** | | | | | 57,781,000 | | | | | | | | 11.747 | 39390.060 | 143.129 | 971.222 | 1.601 | 1247.447 | 0.774 |

ตารางที่ 9.ง ข้อมูลผลการประเมินปริมาณมลพิษทางอากาศ ปี พ.ศ. 2537

| ข้อมูลนำเข้า | | | | | | | | | | | | | ผลลัพธ์ | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Plant Type | | หน่วยงาน/บริษัท | Technology | Heat Rate (mmbtu/Mwh) | Energy Demand ( Mwh.) | Emission Factor (g/GJ) | | | | | | | Emission (thousand tons) | | | | | | |
| | | | | | | CO | $CO_2$ | $NO_x$ | $SO_2$ | $CH_4$ | SPM | $N_2O$ | CO | $CO_2$ | $NO_x$ | $SO_2$ | $CH_4$ | SPM | $N_2O$ |
| **โรงไฟฟ้าภาครัฐ** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| พลังความร้อน | น้ำมันเตา | กฟผ. | Residual Oil Boiler | 8.492 | 19,294,000 | 15 | 76593 | 201 | 1500.6 | 0.7 | 76 | 0 | 2.59 | 13237.69 | 34.74 | 259.35 | 0.12 | 13.14 | 0.00 |
| | ดีเซล | กฟผ. | Distillate Oil Boiler | 8.492 | 1,628,000 | 15 | 73326 | 68 | 119.4 | 0.03 | 0 | 0 | 0.22 | 1069.33 | 0.99 | 1.74 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | ลิกไนต์ | กฟผ. | Coal-Spreader Stoker | 10.559 | 14,061,000 | 14 | 99176 | 461 | 4913.1 | 0.6 | 8029.5 | 0 | 2.19 | 15532.32 | 72.20 | 769.46 | 0.09 | 1257.53 | 0.00 |
| | ถ่านหินนำเข้า | กฟผ. | Imported Coal Boiler | 9.023 | - | 93 | 92708 | 329 | 0 | 2.4 | 0 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| พลังความร้อนร่วม | ก๊าซธรรมชาติ | กฟผ. | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | 30,391,000 | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 8.15 | 14208.43 | 47.60 | 0.08 | 1.55 | 0.10 | 0.85 |
| กังหันแก๊ส | ก๊าซธรรมชาติ | กฟผ. | Gas turbine -Simple Cycle | 7.940 | - | 32 | 55820 | 188 | 0.005 | 5.9 | 1 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| เครื่องยนต์ดีเซล | ดีเซล | กฟผ. | Diesel Engine | 11.618 | - | 15 | 73326 | 68 | 119.4 | 0.03 | 0 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| **รวมภาครัฐ** | | | | | 65,374,000 | | | | | | | | 13.149 | 44047.765 | 155.529 | 1030.627 | 1.768 | 1270.767 | 0.853 |
| **โรงไฟฟ้าภาคเอกชน** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| พลังความร้อน | น้ำมันเตา | EGCO | Residual Oil Boiler | 8.492 | - | 15 | 76593 | 201 | 1500.6 | 0.7 | 76 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | | RATCH | Residual Oil Boiler | 8.492 | - | 15 | 76593 | 201 | 1500.6 | 0.7 | 76 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | ถ่านหินนำเข้า | IPP | Imported Coal Boiler | 9.023 | - | 93 | 92708 | 329 | 0 | 2.4 | 0 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | | SPP | Imported Coal Boiler | 9.023 | - | 93 | 92708 | 329 | 0 | 2.4 | 0 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | แกลบ | SPP | Paddy Husk Boiler | 8.400 | - | 1706 | 100833 | 88 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| พลังความร้อนร่วม | ก๊าซธรรมชาติ | EGCO | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | - | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | | RATCH | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | - | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | | IPP | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | - | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | | SPP | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | 5,000 | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 0.00 | 2.34 | 0.01 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | | ( New IPP ) | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | - | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| **รวมภาคเอกชน** | | | | | 5,000 | | | | | | | | 0.001 | 2.338 | 0.008 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| **รวมทั้งหมด** | | | | | 65,379,000 | | | | | | | | 13.150 | 44050.103 | 155.537 | 1030.627 | 1.768 | 1270.767 | 0.853 |

ตารางที่ 10.ง ข้อมูลผลการประเมินปริมาณมลพิษทางอากาศ ปี พ.ศ. 2538

| ข้อมูลนำเข้า | | | | | | | | | | | | | ผลลัพธ์ | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Plant Type | | หน่วยงาน/บริษัท | Technology | Heat Rate (mmbtu/Mwh) | Energy Demand ( Mwh.) | Emission Factor (g/GJ) | | | | | | | Emission (thousand tons) | | | | | | |
| | | | | | | CO | $CO_2$ | $NO_x$ | $SO_2$ | $CH_4$ | SPM | $N_2O$ | CO | $CO_2$ | $NO_x$ | $SO_2$ | $CH_4$ | SPM | $N_2O$ |
| **โรงไฟฟ้าภาครัฐ** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| พลังความร้อน | น้ำมันเตา | กฟผ. | Residual Oil Boiler | 8.492 | 21,367,000 | 15 | 76593 | 201 | 1500.6 | 0.7 | 76 | 0 | 2.87 | 14659.98 | 38.47 | 287.22 | 0.13 | 14.55 | 0.00 |
| | ดีเซล | กฟผ. | Distillate Oil Boiler | 8.492 | 2,434,000 | 15 | 73326 | 68 | 119.4 | 0.03 | 0 | 0 | 0.33 | 1598.75 | 1.48 | 2.60 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | ลิกไนต์ | กฟผ. | Coal-Spreader Stoker | 10.559 | 14,046,000 | 14 | 99176 | 461 | 4913.1 | 0.6 | 8029.5 | 0 | 2.19 | 15515.75 | 72.12 | 768.64 | 0.09 | 1256.19 | 0.00 |
| | ถ่านหินนำเข้า | กฟผ. | Imported Coal Boiler | 9.023 | - | 93 | 92708 | 329 | 0 | 2.4 | 0 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| พลังความร้อนร่วม | ก๊าซธรรมชาติ | กฟผ. | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | 26,635,000 | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 7.14 | 12452.42 | 41.72 | 0.07 | 1.36 | 0.09 | 0.75 |
| กังหันแก๊ส | ก๊าซธรรมชาติ | กฟผ. | Gas turbine -Simple Cycle | 7.940 | - | 32 | 55820 | 188 | 0.005 | 5.9 | 1 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| เครื่องยนต์ดีเซล | ดีเซล | กฟผ. | Diesel Engine | 11.618 | - | 15 | 73326 | 68 | 119.4 | 0.03 | 0 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| **รวมภาครัฐ** | | | | | 64,482,000 | | | | | | | | 12.527 | 44226.892 | 153.792 | 1058.524 | 1.589 | 1270.824 | 0.747 |
| **โรงไฟฟ้าภาคเอกชน** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| พลังความร้อน | น้ำมันเตา | EGCO | Residual Oil Boiler | 8.492 | - | 15 | 76593 | 201 | 1500.6 | 0.7 | 76 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | | RATCH | Residual Oil Boiler | 8.492 | - | 15 | 76593 | 201 | 1500.6 | 0.7 | 76 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | ถ่านหินนำเข้า | IPP | Imported Coal Boiler | 9.023 | - | 93 | 92708 | 329 | 0 | 2.4 | 0 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | | SPP | Imported Coal Boiler | 9.023 | - | 93 | 92708 | 329 | 0 | 2.4 | 0 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | แกลบ | SPP | Paddy Husk Boiler | 8.400 | - | 1706 | 100833 | 88 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| พลังความร้อนร่วม | ก๊าซธรรมชาติ | EGCO | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | 6,811,000 | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 1.83 | 3184.28 | 10.67 | 0.02 | 0.35 | 0.02 | 0.19 |
| | | RATCH | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | - | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | | IPP | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | - | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | | SPP | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | 131,000 | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 0.04 | 61.25 | 0.21 | 0.00 | 0.01 | 0.00 | 0.00 |
| | | ( New IPP ) | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | - | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| **รวมภาคเอกชน** | | | | | 6,942,000 | | | | | | | | 1.861 | 3245.530 | 10.873 | 0.017 | 0.355 | 0.023 | 0.195 |
| **รวมทั้งหมด** | | | | | 71,424,000 | | | | | | | | 14.387 | 47472.422 | 164.665 | 1058.542 | 1.944 | 1270.847 | 0.942 |

ตารางที่ 11.ง ข้อมูลผลการประเมินปริมาณมลพิษทางอากาศ ปี พ.ศ. 2539

| ข้อมูลนำเข้า | | | | | | | | | | | | | ผลลัพธ์ | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Plant Type | | หน่วยงาน/บริษัท | Technology | Heat Rate (mmbtu/Mwh) | Energy Demand ( Mwh.) | Emission Factor (g/GJ) | | | | | | | Emission (thousand tons) | | | | | | |
| | | | | | | CO | $CO_2$ | $NO_x$ | $SO_2$ | $CH_4$ | SPM | $N_2O$ | CO | $CO_2$ | $NO_x$ | $SO_2$ | $CH_4$ | SPM | $N_2O$ |
| **โรงไฟฟ้าภาครัฐ** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| พลังความร้อน | น้ำมันเตา | กฟผ. | Residual Oil Boiler | 8.492 | 22,511,000 | 15 | 76593 | 201 | 1500.6 | 0.7 | 76 | 0 | 3.02 | 15444.88 | 40.53 | 302.59 | 0.14 | 15.33 | 0.00 |
| | ดีเซล | กฟผ. | Distillate Oil Boiler | 8.492 | 3,773,000 | 15 | 73326 | 68 | 119.4 | 0.03 | 0 | 0 | 0.51 | 2478.25 | 2.30 | 4.04 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | ลิกไนต์ | กฟผ. | Coal-Spreader Stoker | 10.559 | 16,670,000 | 14 | 99176 | 461 | 4913.1 | 0.6 | 8029.5 | 0 | 2.60 | 18414.32 | 85.60 | 912.23 | 0.11 | 1490.86 | 0.00 |
| | ถ่านหินนำเข้า | กฟผ. | Imported Coal Boiler | 9.023 | - | 93 | 92708 | 329 | 0 | 2.4 | 0 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| พลังความร้อนร่วม | ก๊าซธรรมชาติ | กฟผ. | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | 24,271,000 | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 6.51 | 11347.20 | 38.01 | 0.06 | 1.24 | 0.08 | 0.68 |
| กังหันแก๊ส | ก๊าซธรรมชาติ | กฟผ. | Gas turbine -Simple Cycle | 7.940 | - | 32 | 55820 | 188 | 0.005 | 5.9 | 1 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| เครื่องยนต์ดีเซล | ดีเซล | กฟผ. | Diesel Engine | 11.618 | - | 15 | 73326 | 68 | 119.4 | 0.03 | 0 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| **รวมภาครัฐ** | | | | | 67,225,000 | | | | | | | | 12.636 | 47684.653 | 166.439 | 1218.921 | 1.494 | 1506.269 | 0.681 |
| **โรงไฟฟ้าภาคเอกชน** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| พลังความร้อน | น้ำมันเตา | EGCO | Residual Oil Boiler | 8.492 | - | 15 | 76593 | 201 | 1500.6 | 0.7 | 76 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | | RATCH | Residual Oil Boiler | 8.492 | - | 15 | 76593 | 201 | 1500.6 | 0.7 | 76 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | ถ่านหินนำเข้า | IPP | Imported Coal Boiler | 9.023 | - | 93 | 92708 | 329 | 0 | 2.4 | 0 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | | SPP | Imported Coal Boiler | 9.023 | - | 93 | 92708 | 329 | 0 | 2.4 | 0 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | แกลบ | SPP | Paddy Husk Boiler | 8.400 | - | 1706 | 100833 | 88 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| พลังความร้อนร่วม | ก๊าซธรรมชาติ | EGCO | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | 9,782,000 | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 2.62 | 4573.29 | 15.32 | 0.02 | 0.50 | 0.03 | 0.27 |
| | | RATCH | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | - | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | | IPP | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | - | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | | SPP | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | 936,000 | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 0.25 | 437.60 | 1.47 | 0.00 | 0.05 | 0.00 | 0.03 |
| | | ( New IPP ) | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | - | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| **รวมภาคเอกชน** | | | | | 10,718,000 | | | | | | | | 2.873 | 5010.889 | 16.787 | 0.027 | 0.548 | 0.036 | 0.301 |
| **รวมทั้งหมด** | | | | | 77,943,000 | | | | | | | | 15.509 | 52695.542 | 183.225 | 1218.948 | 2.041 | 1506.305 | 0.982 |

ตารางที่ 12.ง ข้อมูลผลการประเมินปริมาณมลพิษทางอากาศ ปี พ.ศ. 2540

| ข้อมูลนำเข้า | | | | | | | | | | | | | ผลลัพธ์ | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Plant Type | | หน่วยงาน/บริษัท | Technology | Heat Rate (mmbtu/Mwh) | Energy Demand ( Mwh.) | Emission Factor (g/GJ) | | | | | | | Emission (thousand tons) | | | | | | |
| | | | | | | CO | $CO_2$ | $NO_x$ | $SO_2$ | $CH_4$ | SPM | $N_2O$ | CO | $CO_2$ | $NO_x$ | $SO_2$ | $CH_4$ | SPM | $N_2O$ |
| **โรงไฟฟ้าภาครัฐ** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| พลังความร้อน | น้ำมันเตา | กฟผ. | Residual Oil Boiler | 8.492 | 19,094,000 | 15 | 76593 | 201 | 1500.6 | 0.7 | 76 | 0 | 2.57 | 13100.46 | 34.38 | 256.66 | 0.12 | 13.00 | 0.00 |
| | ดีเซล | กฟผ. | Distillate Oil Boiler | 8.492 | 3,472,000 | 15 | 73326 | 68 | 119.4 | 0.03 | 0 | 0 | 0.47 | 2280.54 | 2.11 | 3.71 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | ลิกไนต์ | กฟผ. | Coal-Spreader Stoker | 10.559 | 18,809,000 | 14 | 99176 | 461 | 4913.1 | 0.6 | 8029.5 | 0 | 2.93 | 20777.14 | 96.58 | 1029.28 | 0.13 | 1682.16 | 0.00 |
| | ถ่านหินนำเข้า | กฟผ. | Imported Coal Boiler | 9.023 | - | 93 | 92708 | 329 | 0 | 2.4 | 0 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| พลังความร้อนร่วม | ก๊าซธรรมชาติ | กฟผ. | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | 27,865,000 | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 7.47 | 13027.47 | 43.64 | 0.07 | 1.42 | 0.09 | 0.78 |
| กังหันแก๊ส | ก๊าซธรรมชาติ | กฟผ. | Gas turbine -Simple Cycle | 7.940 | - | 32 | 55820 | 188 | 0.005 | 5.9 | 1 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| เครื่องยนต์ดีเซล | ดีเซล | กฟผ. | Diesel Engine | 11.618 | - | 15 | 73326 | 68 | 119.4 | 0.03 | 0 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| **รวมภาครัฐ** | | | | | 69,240,000 | | | | | | | | 13.433 | 49185.620 | 176.715 | 1289.729 | 1.670 | 1695.254 | 0.782 |
| **โรงไฟฟ้าภาคเอกชน** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| พลังความร้อน | น้ำมันเตา | EGCO | Residual Oil Boiler | 8.492 | - | 15 | 76593 | 201 | 1500.6 | 0.7 | 76 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | | RATCH | Residual Oil Boiler | 8.492 | - | 15 | 76593 | 201 | 1500.6 | 0.7 | 76 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | ถ่านหินนำเข้า | IPP | Imported Coal Boiler | 9.023 | - | 93 | 92708 | 329 | 0 | 2.4 | 0 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | | SPP | Imported Coal Boiler | 9.023 | 89,054 | 93 | 92708 | 329 | 0 | 2.4 | 0 | 0 | 0.08 | 78.58 | 0.28 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | แกลบ | SPP | Paddy Husk Boiler | 8.400 | - | 1706 | 100833 | 88 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| พลังความร้อนร่วม | ก๊าซธรรมชาติ | EGCO | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | 13,620,000 | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 3.65 | 6367.63 | 21.33 | 0.03 | 0.70 | 0.05 | 0.38 |
| | | RATCH | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | - | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | | IPP | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | - | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | | SPP | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | 1,887,946 | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 0.51 | 882.65 | 2.96 | 0.00 | 0.10 | 0.01 | 0.05 |
| | | ( New IPP ) | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | - | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| **รวมภาคเอกชน** | | | | | 15,597,000 | | | | | | | | 4.235 | 7328.869 | 24.568 | 0.039 | 0.794 | 0.052 | 0.435 |
| **รวมทั้งหมด** | | | | | 84,837,000 | | | | | | | | 17.669 | 56514.489 | 201.283 | 1289.768 | 2.464 | 1695.306 | 1.217 |

ตารางที่ 13.ง ข้อมูลผลการประเมินปริมาณมลพิษทางอากาศ ปี พ.ศ. 2541

| ข้อมูลนำเข้า | | | | | | | | | | | | | ผลลัพธ์ | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Plant Type | | หน่วยงาน/บริษัท | Technology | Heat Rate (mmbtu/Mwh) | Energy Demand ( Mwh.) | Emission Factor (g/GJ) | | | | | | | Emission (thousand tons) | | | | | | |
| | | | | | | CO | $CO_2$ | $NO_x$ | $SO_2$ | $CH_4$ | SPM | $N_2O$ | CO | $CO_2$ | $NO_x$ | $SO_2$ | $CH_4$ | SPM | $N_2O$ |
| **โรงไฟฟ้าภาครัฐ** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| พลังความร้อน | น้ำมันเตา | กฟผ. | Residual Oil Boiler | 8.492 | 18,171,000 | 15 | 76593 | 201 | 1500.6 | 0.7 | 76 | 0 | 2.44 | 12467.19 | 32.72 | 244.26 | 0.11 | 12.37 | 0.00 |
| | ดีเซล | กฟผ. | Distillate Oil Boiler | 8.492 | 1,216,000 | 15 | 73326 | 68 | 119.4 | 0.03 | 0 | 0 | 0.16 | 798.72 | 0.74 | 1.30 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | ลิกไนต์ | กฟผ. | Coal-Spreader Stoker | 10.559 | 16,693,000 | 14 | 99176 | 461 | 4913.1 | 0.6 | 8029.5 | 0 | 2.60 | 18439.73 | 85.71 | 913.49 | 0.11 | 1492.92 | 0.00 |
| | ถ่านหินนำเข้า | กฟผ. | Imported Coal Boiler | 9.023 | - | 93 | 92708 | 329 | 0 | 2.4 | 0 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| พลังความร้อนร่วม | ก๊าซธรรมชาติ | กฟผ. | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | 31,962,000 | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 8.57 | 14942.90 | 50.06 | 0.08 | 1.63 | 0.11 | 0.90 |
| กังหันแก๊ส | ก๊าซธรรมชาติ | กฟผ. | Gas turbine -Simple Cycle | 7.940 | - | 32 | 55820 | 188 | 0.005 | 5.9 | 1 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| เครื่องยนต์ดีเซล | ดีเซล | กฟผ. | Diesel Engine | 11.618 | - | 15 | 73326 | 68 | 119.4 | 0.03 | 0 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| **รวมภาครัฐ** | | | | | 68,042,000 | | | | | | | | 13.774 | 46648.536 | 169.231 | 1159.126 | 1.859 | 1505.397 | 0.897 |
| **โรงไฟฟ้าภาคเอกชน** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| พลังความร้อน | น้ำมันเตา | EGCO | Residual Oil Boiler | 8.492 | - | 15 | 76593 | 201 | 1500.6 | 0.7 | 76 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | | RATCH | Residual Oil Boiler | 8.492 | - | 15 | 76593 | 201 | 1500.6 | 0.7 | 76 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | ถ่านหินนำเข้า | IPP | Imported Coal Boiler | 9.023 | - | 93 | 92708 | 329 | 0 | 2.4 | 0 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | | SPP | Imported Coal Boiler | 9.023 | 95,541 | 93 | 92708 | 329 | 0 | 2.4 | 0 | 0 | 0.08 | 84.30 | 0.30 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | แกลบ | SPP | Paddy Husk Boiler | 8.400 | - | 1706 | 100833 | 88 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| พลังความร้อนร่วม | ก๊าซธรรมชาติ | EGCO | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | 13,967,000 | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 3.74 | 6529.86 | 21.88 | 0.04 | 0.71 | 0.05 | 0.39 |
| | | RATCH | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | - | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | | IPP | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | - | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | | SPP | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | 2,730,459 | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 0.73 | 1276.55 | 4.28 | 0.01 | 0.14 | 0.01 | 0.08 |
| | | ( New IPP ) | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | - | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| **รวมภาคเอกชน** | | | | | 16,793,000 | | | | | | | | 4.560 | 7890.715 | 26.451 | 0.042 | 0.855 | 0.056 | 0.468 |
| **รวมทั้งหมด** | | | | | 84,835,000 | | | | | | | | 18.334 | 54539.252 | 195.682 | 1159.168 | 2.714 | 1505.453 | 1.365 |

ตารางที่ 14.ง ข้อมูลผลการประเมินปริมาณมลพิษทางอากาศ ปี พ.ศ. 2542

| ข้อมูลนำเข้า | | | | | | | | | | | | | ผลลัพธ์ | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Plant Type | | หน่วยงาน/บริษัท | Technology | Heat Rate (mmbtu/Mwh) | Energy Demand ( Mwh.) | Emission Factor (g/GJ) | | | | | | | Emission (thousand tons) | | | | | | |
| | | | | | | CO | $CO_2$ | $NO_x$ | $SO_2$ | $CH_4$ | SPM | $N_2O$ | CO | $CO_2$ | $NO_x$ | $SO_2$ | $CH_4$ | SPM | $N_2O$ |
| **โรงไฟฟ้าภาครัฐ** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| พลังความร้อน | น้ำมันเตา | กฟผ. | Residual Oil Boiler | 8.492 | 15,945,000 | 15 | 76593 | 201 | 1500.6 | 0.7 | 76 | 0 | 2.14 | 10939.92 | 28.71 | 214.33 | 0.10 | 10.86 | 0.00 |
| | ดีเซล | กฟผ. | Distillate Oil Boiler | 8.492 | 719,000 | 15 | 73326 | 68 | 119.4 | 0.03 | 0 | 0 | 0.10 | 472.27 | 0.44 | 0.77 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | ลิกไนต์ | กฟผ. | Coal-Spreader Stoker | 10.559 | 15,588,000 | 14 | 99176 | 461 | 4913.1 | 0.6 | 8029.5 | 0 | 2.43 | 17219.10 | 80.04 | 853.02 | 0.10 | 1394.10 | 0.00 |
| | ถ่านหินนำเข้า | กฟผ. | Imported Coal Boiler | 9.023 | - | 93 | 92708 | 329 | 0 | 2.4 | 0 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| พลังความร้อนร่วม | ก๊าซธรรมชาติ | กฟผ. | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | 32,757,000 | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 8.78 | 15314.58 | 51.30 | 0.08 | 1.67 | 0.11 | 0.92 |
| กังหันแก๊ส | ก๊าซธรรมชาติ | กฟผ. | Gas turbine -Simple Cycle | 7.940 | - | 32 | 55820 | 188 | 0.005 | 5.9 | 1 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| เครื่องยนต์ดีเซล | ดีเซล | กฟผ. | Diesel Engine | 11.618 | - | 15 | 73326 | 68 | 119.4 | 0.03 | 0 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| **รวมภาครัฐ** | | | | | 65,009,000 | | | | | | | | 13.449 | 43945.875 | 160.491 | 1068.205 | 1.878 | 1405.060 | 0.919 |
| **โรงไฟฟ้าภาคเอกชน** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| พลังความร้อน | น้ำมันเตา | EGCO | Residual Oil Boiler | 8.492 | - | 15 | 76593 | 201 | 1500.6 | 0.7 | 76 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | | RATCH | Residual Oil Boiler | 8.492 | - | 15 | 76593 | 201 | 1500.6 | 0.7 | 76 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | ถ่านหินนำเข้า | IPP | Imported Coal Boiler | 9.023 | - | 93 | 92708 | 329 | 0 | 2.4 | 0 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | | SPP | Imported Coal Boiler | 9.023 | 1,309,040 | 93 | 92708 | 329 | 0 | 2.4 | 0 | 0 | 1.16 | 1155.08 | 4.10 | 0.00 | 0.03 | 0.00 | 0.00 |
| | แกลบ | SPP | Paddy Husk Boiler | 8.400 | 142,228 | 1706 | 100833 | 88 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2.15 | 127.07 | 0.11 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| พลังความร้อนร่วม | ก๊าซธรรมชาติ | EGCO | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | 13,948,000 | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 3.74 | 6520.98 | 21.85 | 0.04 | 0.71 | 0.05 | 0.39 |
| | | RATCH | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | - | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | | IPP | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | - | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | | SPP | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | 4,633,732 | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 1.24 | 2166.37 | 7.26 | 0.01 | 0.24 | 0.02 | 0.13 |
| | | ( New IPP ) | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | - | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| **รวมภาคเอกชน** | | | | | 20,033,000 | | | | | | | | 8.289 | 9969.502 | 33.313 | 0.047 | 0.979 | 0.062 | 0.521 |
| **รวมทั้งหมด** | | | | | 85,042,000 | | | | | | | | 21.738 | 53915.377 | 193.805 | 1068.252 | 2.857 | 1405.122 | 1.440 |

ตารางที่ 15.ง ข้อมูลผลการประเมินปริมาณมลพิษทางอากาศ ปี พ.ศ. 2543

| ข้อมูลนำเข้า | | | | | | | | | | | | | ผลลัพธ์ | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Plant Type | | หน่วยงาน/บริษัท | Technology | Heat Rate (mmbtu/Mwh) | Energy Demand ( Mwh.) | Emission Factor (g/GJ) | | | | | | | Emission (thousand tons) | | | | | | |
| | | | | | | CO | $CO_2$ | $NO_x$ | $SO_2$ | $CH_4$ | SPM | $N_2O$ | CO | $CO_2$ | $NO_x$ | $SO_2$ | $CH_4$ | SPM | $N_2O$ |
| **โรงไฟฟ้าภาครัฐ** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| พลังความร้อน | น้ำมันเตา | กฟผ. | Residual Oil Boiler | 8.492 | 10,950,000 | 15 | 76593 | 201 | 1500.6 | 0.7 | 76 | 0 | 1.47 | 7512.84 | 19.72 | 147.19 | 0.07 | 7.45 | 0.00 |
| | ดีเซล | กฟผ. | Distillate Oil Boiler | 8.492 | 156,000 | 15 | 73326 | 68 | 119.4 | 0.03 | 0 | 0 | 0.02 | 102.47 | 0.10 | 0.17 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | ลิกไนต์ | กฟผ. | Coal-Spreader Stoker | 10.559 | 15,450,000 | 14 | 99176 | 461 | 4913.1 | 0.6 | 8029.5 | 0 | 2.41 | 17066.66 | 79.33 | 845.47 | 0.10 | 1381.75 | 0.00 |
| | ถ่านหินนำเข้า | กฟผ. | Imported Coal Boiler | 9.023 | - | 93 | 92708 | 329 | 0 | 2.4 | 0 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| พลังความร้อนร่วม | ก๊าซธรรมชาติ | กฟผ. | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | 36,308,000 | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 9.73 | 16974.75 | 56.87 | 0.09 | 1.85 | 0.12 | 1.02 |
| กังหันแก๊ส | ก๊าซธรรมชาติ | กฟผ. | Gas turbine -Simple Cycle | 7.940 | - | 32 | 55820 | 188 | 0.005 | 5.9 | 1 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| เครื่องยนต์ดีเซล | ดีเซล | กฟผ. | Diesel Engine | 11.618 | - | 15 | 73326 | 68 | 119.4 | 0.03 | 0 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| **รวมภาครัฐ** | | | | | 62,864,000 | | | | | | | | 13.633 | 41656.713 | 156.008 | 992.917 | 2.027 | 1389.330 | 1.019 |
| **โรงไฟฟ้าภาคเอกชน** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| พลังความร้อน | น้ำมันเตา | EGCO | Residual Oil Boiler | 8.492 | - | 15 | 76593 | 201 | 1500.6 | 0.7 | 76 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | | RATCH | Residual Oil Boiler | 8.492 | - | 15 | 76593 | 201 | 1500.6 | 0.7 | 76 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | ถ่านหินนำเข้า | IPP | Imported Coal Boiler | 9.023 | - | 93 | 92708 | 329 | 0 | 2.4 | 0 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | | SPP | Imported Coal Boiler | 9.023 | 2,487,799 | 93 | 92708 | 329 | 0 | 2.4 | 0 | 0 | 2.20 | 2195.20 | 7.79 | 0.00 | 0.06 | 0.00 | 0.00 |
| | แกลบ | SPP | Paddy Husk Boiler | 8.400 | 206,113 | 1706 | 100833 | 88 | 0 | 0 | 0 | 0 | 3.12 | 184.15 | 0.16 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| พลังความร้อนร่วม | ก๊าซธรรมชาติ | EGCO | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | 13,995,000 | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 3.75 | 6542.96 | 21.92 | 0.04 | 0.72 | 0.05 | 0.39 |
| | | RATCH | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | - | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | | IPP | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | 2,197,000 | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 0.59 | 1027.14 | 3.44 | 0.01 | 0.11 | 0.01 | 0.06 |
| | | SPP | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | 6,715,088 | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 1.80 | 3139.44 | 10.52 | 0.02 | 0.34 | 0.02 | 0.19 |
| | | ( New IPP ) | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | - | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| **รวมภาคเอกชน** | | | | | 25,601,000 | | | | | | | | 11.457 | 13088.896 | 43.829 | 0.058 | 1.227 | 0.077 | 0.643 |
| **รวมทั้งหมด** | | | | | 88,465,000 | | | | | | | | 25.090 | 54745.609 | 199.837 | 992.975 | 3.254 | 1389.406 | 1.661 |

ตารางที่ 16.ง ข้อมูลผลการประเมินปริมาณมลพิษทางอากาศ ปี พ.ศ. 2544

| ข้อมูลนำเข้า | | | | | | | | | | | | | ผลลัพธ์ | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Plant Type | | หน่วยงาน/บริษัท | Technology | Heat Rate (mmbtu/Mwh) | Energy Demand ( Mwh.) | Emission Factor (g/GJ) | | | | | | | Emission (thousand tons) | | | | | | |
| | | | | | | CO | $CO_2$ | $NO_x$ | $SO_2$ | $CH_4$ | SPM | $N_2O$ | CO | $CO_2$ | $NO_x$ | $SO_2$ | $CH_4$ | SPM | $N_2O$ |
| **โรงไฟฟ้าภาครัฐ** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| พลังความร้อน | น้ำมันเตา | กฟผ. | Residual Oil Boiler | 8.492 | 3,759,000 | 15 | 76593 | 201 | 1500.6 | 0.7 | 76 | 0 | 0.51 | 2579.06 | 6.77 | 50.53 | 0.02 | 2.56 | 0.00 |
| | ดีเซล | กฟผ. | Distillate Oil Boiler | 8.492 | 34,000 | 15 | 73326 | 68 | 119.4 | 0.03 | 0 | 0 | 0.00 | 22.33 | 0.02 | 0.04 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | ลิกไนต์ | กฟผ. | Coal-Spreader Stoker | 10.559 | 15,213,000 | 14 | 99176 | 461 | 4913.1 | 0.6 | 8029.5 | 0 | 2.37 | 16804.86 | 78.11 | 832.50 | 0.10 | 1360.56 | 0.00 |
| | ถ่านหินนำเข้า | กฟผ. | Imported Coal Boiler | 9.023 | - | 93 | 92708 | 329 | 0 | 2.4 | 0 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| พลังความร้อนร่วม | ก๊าซธรรมชาติ | กฟผ. | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | 36,044,000 | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 9.66 | 16851.32 | 56.45 | 0.09 | 1.84 | 0.12 | 1.01 |
| กังหันแก๊ส | ก๊าซธรรมชาติ | กฟผ. | Gas turbine -Simple Cycle | 7.940 | - | 32 | 55820 | 188 | 0.005 | 5.9 | 1 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| เครื่องยนต์ดีเซล | ดีเซล | กฟผ. | Diesel Engine | 11.618 | - | 15 | 73326 | 68 | 119.4 | 0.03 | 0 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| **รวมภาครัฐ** | | | | | 55,050,000 | | | | | | | | 12.542 | 36257.582 | 141.356 | 883.155 | 1.967 | 1363.237 | 1.011 |
| **โรงไฟฟ้าภาคเอกชน** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| พลังความร้อน | น้ำมันเตา | EGCO | Residual Oil Boiler | 8.492 | 8,000 | 15 | 76593 | 201 | 1500.6 | 0.7 | 76 | 0 | 0.00 | 5.49 | 0.01 | 0.11 | 0.00 | 0.01 | 0.00 |
| | | RATCH | Residual Oil Boiler | 8.492 | 411,000 | 15 | 76593 | 201 | 1500.6 | 0.7 | 76 | 0 | 0.06 | 281.99 | 0.74 | 5.52 | 0.00 | 0.28 | 0.00 |
| | ถ่านหินนำเข้า | IPP | Imported Coal Boiler | 9.023 | - | 93 | 92708 | 329 | 0 | 2.4 | 0 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | | SPP | Imported Coal Boiler | 9.023 | 2,189,259 | 93 | 92708 | 329 | 0 | 2.4 | 0 | 0 | 1.94 | 1931.77 | 6.86 | 0.00 | 0.05 | 0.00 | 0.00 |
| | แกลบ | SPP | Paddy Husk Boiler | 8.400 | 210,261 | 1706 | 100833 | 88 | 0 | 0 | 0 | 0 | 3.18 | 187.86 | 0.16 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| พลังความร้อนร่วม | ก๊าซธรรมชาติ | EGCO | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | 11,395,000 | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 3.05 | 5327.40 | 17.85 | 0.03 | 0.58 | 0.04 | 0.32 |
| | | RATCH | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | 7,343,000 | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 1.97 | 3433.01 | 11.50 | 0.02 | 0.38 | 0.02 | 0.21 |
| | | IPP | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | 8,217,000 | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 2.20 | 3841.62 | 12.87 | 0.02 | 0.42 | 0.03 | 0.23 |
| | | SPP | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | 7,815,480 | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 2.09 | 3653.90 | 12.24 | 0.02 | 0.40 | 0.03 | 0.22 |
| | | ( New IPP ) | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | - | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| **รวมภาคเอกชน** | | | | | 37,589,000 | | | | | | | | 14.492 | 18663.035 | 62.232 | 5.720 | 1.829 | 0.402 | 0.976 |
| **รวมทั้งหมด** | | | | | 92,639,000 | | | | | | | | 27.034 | 54920.618 | 203.588 | 888.875 | 3.796 | 1363.639 | 1.987 |

ตารางที่ 17.ง ข้อมูลผลการประเมินปริมาณมลพิษทางอากาศ ปี พ.ศ. 2545

| ข้อมูลนำเข้า | | | | | | | | | | | | | ผลลัพธ์ | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Plant Type | | หน่วยงาน/บริษัท | Technology | Heat Rate (mmbtu/Mwh) | Energy Demand ( Mwh.) | Emission Factor (g/GJ) | | | | | | | Emission (thousand tons) | | | | | | |
| | | | | | | CO | $CO_2$ | $NO_x$ | $SO_2$ | $CH_4$ | SPM | $N_2O$ | CO | $CO_2$ | $NO_x$ | $SO_2$ | $CH_4$ | SPM | $N_2O$ |
| **โรงไฟฟ้าภาครัฐ** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| พลังความร้อน | น้ำมันเตา | กฟผ. | Residual Oil Boiler | 8.492 | 2,787,000 | 15 | 76593 | 201 | 1500.6 | 0.7 | 76 | 0 | 0.37 | 1912.17 | 5.02 | 37.46 | 0.02 | 1.90 | 0.00 |
| | ดีเซล | กฟผ. | Distillate Oil Boiler | 8.492 | 12,000 | 15 | 73326 | 68 | 119.4 | 0.03 | 0 | 0 | 0.00 | 7.88 | 0.01 | 0.01 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | ลิกไนต์ | กฟผ. | Coal-Spreader Stoker | 10.559 | 14,603,000 | 14 | 99176 | 461 | 4913.1 | 0.6 | 8029.5 | 0 | 2.28 | 16131.03 | 74.98 | 799.12 | 0.10 | 1306.00 | 0.00 |
| | ถ่านหินนำเข้า | กฟผ. | Imported Coal Boiler | 9.023 | - | 93 | 92708 | 329 | 0 | 2.4 | 0 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| พลังความร้อนร่วม | ก๊าซธรรมชาติ | กฟผ. | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | 33,703,000 | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 9.03 | 15756.86 | 52.79 | 0.08 | 1.72 | 0.11 | 0.95 |
| กังหันแก๊ส | ก๊าซธรรมชาติ | กฟผ. | Gas turbine -Simple Cycle | 7.940 | - | 32 | 55820 | 188 | 0.005 | 5.9 | 1 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| เครื่องยนต์ดีเซล | ดีเซล | กฟผ. | Diesel Engine | 11.618 | - | 15 | 73326 | 68 | 119.4 | 0.03 | 0 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| **รวมภาครัฐ** | | | | | 51,105,000 | | | | | | | | 11.686 | 33807.943 | 132.794 | 836.679 | 1.837 | 1308.013 | 0.946 |
| **โรงไฟฟ้าภาคเอกชน** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| พลังความร้อน | น้ำมันเตา | EGCO | Residual Oil Boiler | 8.492 | - | 15 | 76593 | 201 | 1500.6 | 0.7 | 76 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | | RATCH | Residual Oil Boiler | 8.492 | - | 15 | 76593 | 201 | 1500.6 | 0.7 | 76 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | ถ่านหินนำเข้า | IPP | Imported Coal Boiler | 9.023 | - | 93 | 92708 | 329 | 0 | 2.4 | 0 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | | SPP | Imported Coal Boiler | 9.023 | 2,395,300 | 93 | 92708 | 329 | 0 | 2.4 | 0 | 0 | 2.12 | 2113.58 | 7.50 | 0.00 | 0.05 | 0.00 | 0.00 |
| | แกลบ | SPP | Paddy Husk Boiler | 8.400 | 285,666 | 1706 | 100833 | 88 | 0 | 0 | 0 | 0 | 4.32 | 255.23 | 0.22 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| พลังความร้อนร่วม | ก๊าซธรรมชาติ | EGCO | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | 8,904,000 | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 2.39 | 4162.81 | 13.95 | 0.02 | 0.45 | 0.03 | 0.25 |
| | | RATCH | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | 18,119,000 | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 4.86 | 8471.01 | 28.38 | 0.05 | 0.93 | 0.06 | 0.51 |
| | | IPP | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | 12,163,000 | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 3.26 | 5686.46 | 19.05 | 0.03 | 0.62 | 0.04 | 0.34 |
| | | SPP | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | 8,551,033 | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 2.29 | 3997.79 | 13.39 | 0.02 | 0.44 | 0.03 | 0.24 |
| | | ( New IPP ) | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | - | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| **รวมภาคเอกชน** | | | | | 50,417,999 | | | | | | | | 19.233 | 24686.871 | 82.490 | 0.120 | 2.494 | 0.160 | 1.339 |
| **รวมทั้งหมด** | | | | | 101,522,999 | | | | | | | | 30.919 | 58494.815 | 215.284 | 836.799 | 4.331 | 1308.173 | 2.285 |

ตารางที่ 18.ง ข้อมูลผลการประเมินปริมาณมลพิษทางอากาศ ปี พ.ศ. 2546

| ข้อมูลนำเข้า | | | | | | | | | | | | | ผลลัพธ์ | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Plant Type | | หน่วยงาน/บริษัท | Technology | Heat Rate (mmbtu/Mwh) | Energy Demand ( Mwh.) | Emission Factor (g/GJ) | | | | | | | Emission (thousand tons) | | | | | | |
| | | | | | | CO | $CO_2$ | $NO_x$ | $SO_2$ | $CH_4$ | SPM | $N_2O$ | CO | $CO_2$ | $NO_x$ | $SO_2$ | $CH_4$ | SPM | $N_2O$ |
| **โรงไฟฟ้าภาครัฐ** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| พลังความร้อน | น้ำมันเตา | กฟผ. | Residual Oil Boiler | 8.492 | 4,794,000 | 15 | 76593 | 201 | 1500.6 | 0.7 | 76 | 0 | 0.64 | 3289.18 | 8.63 | 64.44 | 0.03 | 3.26 | 0.00 |
| | ดีเซล | กฟผ. | Distillate Oil Boiler | 8.492 | 12,000 | 15 | 73326 | 68 | 119.4 | 0.03 | 0 | 0 | 0.00 | 7.88 | 0.01 | 0.01 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | ลิกไนต์ | กฟผ. | Coal-Spreader Stoker | 10.559 | 15,106,000 | 14 | 99176 | 461 | 4913.1 | 0.6 | 8029.5 | 0 | 2.36 | 16686.67 | 77.56 | 826.64 | 0.10 | 1350.99 | 0.00 |
| | ถ่านหินนำเข้า | กฟผ. | Imported Coal Boiler | 9.023 | - | 93 | 92708 | 329 | 0 | 2.4 | 0 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| พลังความร้อนร่วม | ก๊าซธรรมชาติ | กฟผ. | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | 29,525,000 | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 7.91 | 13803.55 | 46.24 | 0.07 | 1.51 | 0.10 | 0.83 |
| กังหันแก๊ส | ก๊าซธรรมชาติ | กฟผ. | Gas turbine -Simple Cycle | 7.940 | - | 32 | 55820 | 188 | 0.005 | 5.9 | 1 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| เครื่องยนต์ดีเซล | ดีเซล | กฟผ. | Diesel Engine | 11.618 | - | 15 | 73326 | 68 | 119.4 | 0.03 | 0 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| **รวมภาครัฐ** | | | | | 49,437,000 | | | | | | | | 10.914 | 33787.284 | 132.446 | 891.172 | 1.639 | 1354.351 | 0.828 |
| **โรงไฟฟ้าภาคเอกชน** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| พลังความร้อน | น้ำมันเตา | EGCO | Residual Oil Boiler | 8.492 | - | 15 | 76593 | 201 | 1500.6 | 0.7 | 76 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | | RATCH | Residual Oil Boiler | 8.492 | - | 15 | 76593 | 201 | 1500.6 | 0.7 | 76 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | ถ่านหินนำเข้า | IPP | Imported Coal Boiler | 9.023 | - | 93 | 92708 | 329 | 0 | 2.4 | 0 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | | SPP | Imported Coal Boiler | 9.023 | 2,322,897 | 93 | 92708 | 329 | 0 | 2.4 | 0 | 0 | 2.06 | 2049.69 | 7.27 | 0.00 | 0.05 | 0.00 | 0.00 |
| | แกลบ | SPP | Paddy Husk Boiler | 8.400 | 277,032 | 1706 | 100833 | 88 | 0 | 0 | 0 | 0 | 4.19 | 247.52 | 0.22 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| พลังความร้อนร่วม | ก๊าซธรรมชาติ | EGCO | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | 9,931,000 | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 2.66 | 4642.95 | 15.55 | 0.02 | 0.51 | 0.03 | 0.28 |
| | | RATCH | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | 21,184,000 | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 5.68 | 9903.96 | 33.18 | 0.05 | 1.08 | 0.07 | 0.59 |
| | | IPP | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | 16,446,000 | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 4.41 | 7688.85 | 25.76 | 0.04 | 0.84 | 0.06 | 0.46 |
| | | SPP | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | 9,457,071 | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 2.53 | 4421.38 | 14.81 | 0.02 | 0.48 | 0.03 | 0.27 |
| | | ( New IPP ) | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | - | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| **รวมภาคเอกชน** | | | | | 59,618,000 | | | | | | | | 21.526 | 28954.349 | 96.793 | 0.143 | 2.966 | 0.191 | 1.600 |
| **รวมทั้งหมด** | | | | | 109,055,000 | | | | | | | | 32.440 | 62741.633 | 229.239 | 891.316 | 4.606 | 1354.542 | 2.428 |

ตารางที่ 19.ง ข้อมูลผลการประเมินปริมาณมลพิษทางอากาศ ปี พ.ศ. 2547

| ข้อมูลนำเข้า | | | | | | | | | | | | | ผลลัพธ์ | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Plant Type | | หน่วยงาน/บริษัท | Technology | Heat Rate (mmbtu/Mwh) | Energy Demand ( Mwh.) | Emission Factor (g/GJ) | | | | | | | Emission (thousand tons) | | | | | | |
| | | | | | | CO | $CO_2$ | $NO_x$ | $SO_2$ | $CH_4$ | SPM | $N_2O$ | CO | $CO_2$ | $NO_x$ | $SO_2$ | $CH_4$ | SPM | $N_2O$ |
| **โรงไฟฟ้าภาครัฐ** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| พลังความร้อน | น้ำมันเตา | กฟผ. | Residual Oil Boiler | 8.492 | 1,070,000 | 15 | 76593 | 201 | 1500.6 | 0.7 | 76 | 0 | 0.14 | 734.13 | 1.93 | 14.38 | 0.01 | 0.73 | 0.00 |
| | ดีเซล | กฟผ. | Distillate Oil Boiler | 8.492 | 10,000 | 15 | 73326 | 68 | 119.4 | 0.03 | 0 | 0 | 0.00 | 6.57 | 0.01 | 0.01 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | ลิกไนต์ | กฟผ. | Coal-Spreader Stoker | 10.559 | 17,311,000 | 14 | 99176 | 461 | 4913.1 | 0.6 | 8029.5 | 0 | 2.70 | 19122.39 | 88.89 | 947.31 | 0.12 | 1548.19 | 0.00 |
| | ถ่านหินนำเข้า | กฟผ. | Imported Coal Boiler | 9.023 | - | 93 | 92708 | 329 | 0 | 2.4 | 0 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| พลังความร้อนร่วม | ก๊าซธรรมชาติ | กฟผ. | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | 30,408,000 | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 8.15 | 14216.38 | 47.63 | 0.08 | 1.55 | 0.10 | 0.85 |
| กังหันแก๊ส | ก๊าซธรรมชาติ | กฟผ. | Gas turbine -Simple Cycle | 7.940 | - | 32 | 55820 | 188 | 0.005 | 5.9 | 1 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| เครื่องยนต์ดีเซล | ดีเซล | กฟผ. | Diesel Engine | 11.618 | - | 15 | 73326 | 68 | 119.4 | 0.03 | 0 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| **รวมภาครัฐ** | | | | | 48,799,000 | | | | | | | | 10.994 | 34079.468 | 138.445 | 961.778 | 1.676 | 1549.020 | 0.853 |
| **โรงไฟฟ้าภาคเอกชน** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| พลังความร้อน | น้ำมันเตา | EGCO | Residual Oil Boiler | 8.492 | - | 15 | 76593 | 201 | 1500.6 | 0.7 | 76 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | | RATCH | Residual Oil Boiler | 8.492 | - | 15 | 76593 | 201 | 1500.6 | 0.7 | 76 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | ถ่านหินนำเข้า | IPP | Imported Coal Boiler | 9.023 | - | 93 | 92708 | 329 | 0 | 2.4 | 0 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | | SPP | Imported Coal Boiler | 9.023 | 2,656,005 | 93 | 92708 | 329 | 0 | 2.4 | 0 | 0 | 2.35 | 2343.62 | 8.32 | 0.00 | 0.06 | 0.00 | 0.00 |
| | แกลบ | SPP | Paddy Husk Boiler | 8.400 | 316,758 | 1706 | 100833 | 88 | 0 | 0 | 0 | 0 | 4.79 | 283.01 | 0.25 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| พลังความร้อนร่วม | ก๊าซธรรมชาติ | EGCO | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | 12,847,000 | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 3.44 | 6006.24 | 20.12 | 0.03 | 0.66 | 0.04 | 0.36 |
| | | RATCH | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | 22,021,000 | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 5.90 | 10295.28 | 34.49 | 0.06 | 1.13 | 0.07 | 0.62 |
| | | IPP | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | 18,589,000 | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 4.98 | 8690.75 | 29.11 | 0.05 | 0.95 | 0.06 | 0.52 |
| | | SPP | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | 10,813,236 | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 2.90 | 5055.41 | 16.94 | 0.03 | 0.55 | 0.04 | 0.30 |
| | | ( New IPP ) | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | - | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| **รวมภาคเอกชน** | | | | | 67,242,999 | | | | | | | | 24.365 | 32674.311 | 109.225 | 0.161 | 3.344 | 0.215 | 1.803 |
| **รวมทั้งหมด** | | | | | 116,041,999 | | | | | | | | 35.359 | 66753.780 | 247.670 | 961.940 | 5.020 | 1549.235 | 2.656 |

ตารางที่ 20.ง ข้อมูลผลการประเมินปริมาณมลพิษทางอากาศ ปี พ.ศ. 2548

| ข้อมูลนำเข้า | | | | | | | | | | | | | ผลลัพธ์ | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Plant Type | | หน่วยงาน/บริษัท | Technology | Heat Rate (mmbtu/Mwh) | Energy Demand ( Mwh.) | Emission Factor (g/GJ) | | | | | | | Emission (thousand tons) | | | | | | |
| | | | | | | CO | $CO_2$ | $NO_x$ | $SO_2$ | $CH_4$ | SPM | $N_2O$ | CO | $CO_2$ | $NO_x$ | $SO_2$ | $CH_4$ | SPM | $N_2O$ |
| **โรงไฟฟ้าภาครัฐ** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| พลังความร้อน | น้ำมันเตา | กฟผ. | Residual Oil Boiler | 8.492 | 1,108,000 | 15 | 76593 | 201 | 1500.6 | 0.7 | 76 | 0 | 0.15 | 760.20 | 1.99 | 14.89 | 0.01 | 0.75 | 0.00 |
| | ดีเซล | กฟผ. | Distillate Oil Boiler | 8.492 | 75,000 | 15 | 73326 | 68 | 119.4 | 0.03 | 0 | 0 | 0.01 | 49.26 | 0.05 | 0.08 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | ลิกไนต์ | กฟผ. | Coal-Spreader Stoker | 10.559 | 17,258,000 | 14 | 99176 | 461 | 4913.1 | 0.6 | 8029.5 | 0 | 2.69 | 19063.85 | 88.61 | 944.41 | 0.12 | 1543.45 | 0.00 |
| | ถ่านหินนำเข้า | กฟผ. | Imported Coal Boiler | 9.023 | - | 93 | 92708 | 329 | 0 | 2.4 | 0 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| พลังความร้อนร่วม | ก๊าซธรรมชาติ | กฟผ. | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | 33,370,000 | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 8.94 | 15601.17 | 52.26 | 0.08 | 1.70 | 0.11 | 0.94 |
| กังหันแก๊ส | ก๊าซธรรมชาติ | กฟผ. | Gas turbine -Simple Cycle | 7.940 | - | 32 | 55820 | 188 | 0.005 | 5.9 | 1 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| เครื่องยนต์ดีเซล | ดีเซล | กฟผ. | Diesel Engine | 11.618 | - | 15 | 73326 | 68 | 119.4 | 0.03 | 0 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| **รวมภาครัฐ** | | | | | 51,811,000 | | | | | | | | 11.794 | 35474.486 | 142.920 | 959.466 | 1.827 | 1544.316 | 0.936 |
| **โรงไฟฟ้าภาคเอกชน** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| พลังความร้อน | น้ำมันเตา | EGCO | Residual Oil Boiler | 8.492 | - | 15 | 76593 | 201 | 1500.6 | 0.7 | 76 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | | RATCH | Residual Oil Boiler | 8.492 | - | 15 | 76593 | 201 | 1500.6 | 0.7 | 76 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | ถ่านหินนำเข้า | IPP | Imported Coal Boiler | 9.023 | 3,809,000 | 93 | 92708 | 329 | 0 | 2.4 | 0 | 0 | 3.37 | 3361.01 | 11.93 | 0.00 | 0.09 | 0.00 | 0.00 |
| | | SPP | Imported Coal Boiler | 9.023 | 2,656,005 | 93 | 92708 | 329 | 0 | 2.4 | 0 | 0 | 2.35 | 2343.62 | 8.32 | 0.00 | 0.06 | 0.00 | 0.00 |
| | แกลบ | SPP | Paddy Husk Boiler | 8.400 | 316,758 | 1706 | 100833 | 88 | 0 | 0 | 0 | 0 | 4.79 | 283.01 | 0.25 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| พลังความร้อนร่วม | ก๊าซธรรมชาติ | EGCO | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | 13,297,000 | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 3.56 | 6216.63 | 20.83 | 0.03 | 0.68 | 0.04 | 0.37 |
| | | RATCH | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | 23,133,000 | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 6.20 | 10815.16 | 36.23 | 0.06 | 1.18 | 0.08 | 0.65 |
| | | IPP | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | 18,558,000 | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 4.97 | 8676.25 | 29.07 | 0.05 | 0.95 | 0.06 | 0.52 |
| | | SPP | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | 10,813,236 | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 2.90 | 5055.41 | 16.94 | 0.03 | 0.55 | 0.04 | 0.30 |
| | | ( New IPP ) | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | - | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| **รวมภาคเอกชน** | | | | | 72,582,999 | | | | | | | | 28.147 | 36751.096 | 123.551 | 0.165 | 3.510 | 0.220 | 1.846 |
| **รวมทั้งหมด** | | | | | 124,393,999 | | | | | | | | 39.940 | 72225.582 | 266.471 | 959.631 | 5.337 | 1544.536 | 2.783 |

ตารางที่ 21.ง ข้อมูลผลการประเมินปริมาณมลพิษทางอากาศ ปี พ.ศ. 2549

| ข้อมูลนำเข้า | | | | | | | | | | | | | ผลลัพธ์ | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Plant Type | | หน่วยงาน/บริษัท | Technology | Heat Rate (mmbtu/Mwh) | Energy Demand ( Mwh.) | Emission Factor (g/GJ) | | | | | | | Emission (thousand tons) | | | | | | |
| | | | | | | CO | $CO_2$ | $NO_x$ | $SO_2$ | $CH_4$ | SPM | $N_2O$ | CO | $CO_2$ | $NO_x$ | $SO_2$ | $CH_4$ | SPM | $N_2O$ |
| **โรงไฟฟ้าภาครัฐ** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| พลังความร้อน | น้ำมันเตา | กฟผ. | Residual Oil Boiler | 8.492 | 1,112,000 | 15 | 76593 | 201 | 1500.6 | 0.7 | 76 | 0 | 0.15 | 762.95 | 2.00 | 14.95 | 0.01 | 0.76 | 0.00 |
| | ดีเซล | กฟผ. | Distillate Oil Boiler | 8.492 | 80,000 | 15 | 73326 | 68 | 119.4 | 0.03 | 0 | 0 | 0.01 | 52.55 | 0.05 | 0.09 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | ลิกไนต์ | กฟผ. | Coal-Spreader Stoker | 10.559 | 17,257,000 | 14 | 99176 | 461 | 4913.1 | 0.6 | 8029.5 | 0 | 2.69 | 19062.74 | 88.61 | 944.35 | 0.12 | 1543.36 | 0.00 |
| | ถ่านหินนำเข้า | กฟผ. | Imported Coal Boiler | 9.023 | - | 93 | 92708 | 329 | 0 | 2.4 | 0 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| พลังความร้อนร่วม | ก๊าซธรรมชาติ | กฟผ. | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | 32,898,000 | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 8.82 | 15380.50 | 51.53 | 0.08 | 1.68 | 0.11 | 0.92 |
| กังหันแก๊ส | ก๊าซธรรมชาติ | กฟผ. | Gas turbine -Simple Cycle | 7.940 | - | 32 | 55820 | 188 | 0.005 | 5.9 | 1 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| เครื่องยนต์ดีเซล | ดีเซล | กฟผ. | Diesel Engine | 11.618 | - | 15 | 73326 | 68 | 119.4 | 0.03 | 0 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| **รวมภาครัฐ** | | | | | 51,347,000 | | | | | | | | 11.668 | 35258.740 | 142.186 | 959.469 | 1.803 | 1544.227 | 0.923 |
| **โรงไฟฟ้าภาคเอกชน** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| พลังความร้อน | น้ำมันเตา | EGCO | Residual Oil Boiler | 8.492 | - | 15 | 76593 | 201 | 1500.6 | 0.7 | 76 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | | RATCH | Residual Oil Boiler | 8.492 | - | 15 | 76593 | 201 | 1500.6 | 0.7 | 76 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | ถ่านหินนำเข้า | IPP | Imported Coal Boiler | 9.023 | 13,979,000 | 93 | 92708 | 329 | 0 | 2.4 | 0 | 0 | 12.37 | 12334.88 | 43.77 | 0.00 | 0.32 | 0.00 | 0.00 |
| | | SPP | Imported Coal Boiler | 9.023 | 2,656,005 | 93 | 92708 | 329 | 0 | 2.4 | 0 | 0 | 2.35 | 2343.62 | 8.32 | 0.00 | 0.06 | 0.00 | 0.00 |
| | แกลบ | SPP | Paddy Husk Boiler | 8.400 | 316,758 | 1706 | 100833 | 88 | 0 | 0 | 0 | 0 | 4.79 | 283.01 | 0.25 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| พลังความร้อนร่วม | ก๊าซธรรมชาติ | EGCO | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | 12,964,000 | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 3.47 | 6060.94 | 20.30 | 0.03 | 0.66 | 0.04 | 0.36 |
| | | RATCH | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | 22,681,000 | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 6.08 | 10603.84 | 35.52 | 0.06 | 1.16 | 0.08 | 0.64 |
| | | IPP | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | 18,464,000 | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 4.95 | 8632.31 | 28.92 | 0.05 | 0.94 | 0.06 | 0.52 |
| | | SPP | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | 10,813,236 | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 2.90 | 5055.41 | 16.94 | 0.03 | 0.55 | 0.04 | 0.30 |
| | | ( New IPP ) | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | - | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| **รวมภาคเอกชน** | | | | | 81,873,999 | | | | | | | | 36.913 | 45314.017 | 154.020 | 0.163 | 3.697 | 0.218 | 1.822 |
| **รวมทั้งหมด** | | | | | 133,220,999 | | | | | | | | 48.582 | 80572.757 | 296.206 | 959.632 | 5.500 | 1544.445 | 2.745 |

ตารางที่ 22.ง ข้อมูลผลการประเมินปริมาณมลพิษทางอากาศ ปี พ.ศ. 2550

| ข้อมูลนำเข้า | | | | | | | | | | | | | ผลลัพธ์ | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Plant Type | | หน่วยงาน/บริษัท | Technology | Heat Rate (mmbtu/Mwh) | Energy Demand ( Mwh.) | Emission Factor (g/GJ) | | | | | | | Emission (thousand tons) | | | | | | |
| | | | | | | CO | $CO_2$ | $NO_x$ | $SO_2$ | $CH_4$ | SPM | $N_2O$ | CO | $CO_2$ | $NO_x$ | $SO_2$ | $CH_4$ | SPM | $N_2O$ |
| **โรงไฟฟ้าภาครัฐ** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| พลังความร้อน | น้ำมันเตา | กฟผ. | Residual Oil Boiler | 8.492 | 1,080,000 | 15 | 76593 | 201 | 1500.6 | 0.7 | 76 | 0 | 0.15 | 740.99 | 1.94 | 14.52 | 0.01 | 0.74 | 0.00 |
| | ดีเซล | กฟผ. | Distillate Oil Boiler | 8.492 | 41,000 | 15 | 73326 | 68 | 119.4 | 0.03 | 0 | 0 | 0.01 | 26.93 | 0.02 | 0.04 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | ลิกไนต์ | กฟผ. | Coal-Spreader Stoker | 10.559 | 17,255,000 | 14 | 99176 | 461 | 4913.1 | 0.6 | 8029.5 | 0 | 2.69 | 19060.53 | 88.60 | 944.24 | 0.12 | 1543.18 | 0.00 |
| | ถ่านหินนำเข้า | กฟผ. | Imported Coal Boiler | 9.023 | - | 93 | 92708 | 329 | 0 | 2.4 | 0 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| พลังความร้อนร่วม | ก๊าซธรรมชาติ | กฟผ. | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | 36,929,000 | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 9.90 | 17265.08 | 57.84 | 0.09 | 1.89 | 0.12 | 1.04 |
| กังหันแก๊ส | ก๊าซธรรมชาติ | กฟผ. | Gas turbine -Simple Cycle | 7.940 | - | 32 | 55820 | 188 | 0.005 | 5.9 | 1 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| เครื่องยนต์ดีเซล | ดีเซล | กฟผ. | Diesel Engine | 11.618 | - | 15 | 73326 | 68 | 119.4 | 0.03 | 0 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| **รวมภาครัฐ** | | | | | 55,305,000 | | | | | | | | 12.739 | 37093.536 | 148.408 | 958.898 | 2.009 | 1544.040 | 1.036 |
| **โรงไฟฟ้าภาคเอกชน** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| พลังความร้อน | น้ำมันเตา | EGCO | Residual Oil Boiler | 8.492 | - | 15 | 76593 | 201 | 1500.6 | 0.7 | 76 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | | RATCH | Residual Oil Boiler | 8.492 | - | 15 | 76593 | 201 | 1500.6 | 0.7 | 76 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | ถ่านหินนำเข้า | IPP | Imported Coal Boiler | 9.023 | 23,291,000 | 93 | 92708 | 329 | 0 | 2.4 | 0 | 0 | 20.62 | 20551.66 | 72.93 | 0.00 | 0.53 | 0.00 | 0.00 |
| | | SPP | Imported Coal Boiler | 9.023 | 2,777,574 | 93 | 92708 | 329 | 0 | 2.4 | 0 | 0 | 2.46 | 2450.89 | 8.70 | 0.00 | 0.06 | 0.00 | 0.00 |
| | แกลบ | SPP | Paddy Husk Boiler | 8.400 | 331,257 | 1706 | 100833 | 88 | 0 | 0 | 0 | 0 | 5.01 | 295.96 | 0.26 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| พลังความร้อนร่วม | ก๊าซธรรมชาติ | EGCO | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | 11,123,000 | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 2.98 | 5200.24 | 17.42 | 0.03 | 0.57 | 0.04 | 0.31 |
| | | RATCH | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | 19,954,000 | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 5.35 | 9328.91 | 31.25 | 0.05 | 1.02 | 0.07 | 0.56 |
| | | IPP | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | 17,830,000 | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 4.78 | 8335.90 | 27.93 | 0.04 | 0.91 | 0.06 | 0.50 |
| | | SPP | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | 11,308,169 | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 3.03 | 5286.81 | 17.71 | 0.03 | 0.58 | 0.04 | 0.32 |
| | | ( New IPP ) | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | - | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| **รวมภาคเอกชน** | | | | | 86,615,000 | | | | | | | | 44.221 | 51450.373 | 176.199 | 0.151 | 3.672 | 0.202 | 1.690 |
| **รวมทั้งหมด** | | | | | 141,920,000 | | | | | | | | 56.960 | 88543.908 | 324.607 | 959.049 | 5.681 | 1544.242 | 2.726 |

ตารางที่ 23.ง ข้อมูลผลการประเมินปริมาณมลพิษทางอากาศ ปี พ.ศ. 2551

| ข้อมูลนำเข้า | | | | | | | | | | | | | ผลลัพธ์ | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Plant Type | | หน่วยงาน/บริษัท | Technology | Heat Rate (mmbtu/Mwh) | Energy Demand ( Mwh.) | Emission Factor (g/GJ) | | | | | | | Emission (thousand tons) | | | | | | |
| | | | | | | CO | $CO_2$ | $NO_x$ | $SO_2$ | $CH_4$ | SPM | $N_2O$ | CO | $CO_2$ | $NO_x$ | $SO_2$ | $CH_4$ | SPM | $N_2O$ |
| **โรงไฟฟ้าภาครัฐ** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| พลังความร้อน | น้ำมันเตา | กฟผ. | Residual Oil Boiler | 8.492 | 1,051,000 | 15 | 76593 | 201 | 1500.6 | 0.7 | 76 | 0 | 0.14 | 721.10 | 1.89 | 14.13 | 0.01 | 0.72 | 0.00 |
| | ดีเซล | กฟผ. | Distillate Oil Boiler | 8.492 | - | 15 | 73326 | 68 | 119.4 | 0.03 | 0 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | ลิกไนต์ | กฟผ. | Coal-Spreader Stoker | 10.559 | 17,309,000 | 14 | 99176 | 461 | 4913.1 | 0.6 | 8029.5 | 0 | 2.70 | 19120.18 | 88.88 | 947.20 | 0.12 | 1548.01 | 0.00 |
| | ถ่านหินนำเข้า | กฟผ. | Imported Coal Boiler | 9.023 | - | 93 | 92708 | 329 | 0 | 2.4 | 0 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| พลังความร้อนร่วม | ก๊าซธรรมชาติ | กฟผ. | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | 34,498,000 | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 9.25 | 16128.54 | 54.03 | 0.09 | 1.76 | 0.12 | 0.97 |
| กังหันแก๊ส | ก๊าซธรรมชาติ | กฟผ. | Gas turbine -Simple Cycle | 7.940 | - | 32 | 55820 | 188 | 0.005 | 5.9 | 1 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| เครื่องยนต์ดีเซล | ดีเซล | กฟผ. | Diesel Engine | 11.618 | - | 15 | 73326 | 68 | 119.4 | 0.03 | 0 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| **รวมภาครัฐ** | | | | | 52,858,000 | | | | | | | | 12.086 | 35969.815 | 144.800 | 961.413 | 1.885 | 1548.842 | 0.968 |
| **โรงไฟฟ้าภาคเอกชน** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| พลังความร้อน | น้ำมันเตา | EGCO | Residual Oil Boiler | 8.492 | - | 15 | 76593 | 201 | 1500.6 | 0.7 | 76 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | | RATCH | Residual Oil Boiler | 8.492 | - | 15 | 76593 | 201 | 1500.6 | 0.7 | 76 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | ถ่านหินนำเข้า | IPP | Imported Coal Boiler | 9.023 | 25,170,000 | 93 | 92708 | 329 | 0 | 2.4 | 0 | 0 | 22.28 | 22209.67 | 78.82 | 0.00 | 0.57 | 0.00 | 0.00 |
| | | SPP | Imported Coal Boiler | 9.023 | 2,777,574 | 93 | 92708 | 329 | 0 | 2.4 | 0 | 0 | 2.46 | 2450.89 | 8.70 | 0.00 | 0.06 | 0.00 | 0.00 |
| | แกลบ | SPP | Paddy Husk Boiler | 8.400 | 331,257 | 1706 | 100833 | 88 | 0 | 0 | 0 | 0 | 5.01 | 295.96 | 0.26 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| พลังความร้อนร่วม | ก๊าซธรรมชาติ | EGCO | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | 10,691,000 | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 2.87 | 4998.27 | 16.74 | 0.03 | 0.55 | 0.04 | 0.30 |
| | | RATCH | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | 18,165,000 | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 4.87 | 8492.52 | 28.45 | 0.05 | 0.93 | 0.06 | 0.51 |
| | | IPP | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | 18,164,000 | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 4.87 | 8492.05 | 28.45 | 0.05 | 0.93 | 0.06 | 0.51 |
| | | SPP | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | 11,308,169 | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 3.03 | 5286.81 | 17.71 | 0.03 | 0.58 | 0.04 | 0.32 |
| | | ( New IPP ) | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | - | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| **รวมภาคเอกชน** | | | | | 86,607,000 | | | | | | | | 45.379 | 52226.165 | 179.128 | 0.147 | 3.618 | 0.195 | 1.637 |
| **รวมทั้งหมด** | | | | | 139,465,000 | | | | | | | | 57.465 | 88195.981 | 323.928 | 961.560 | 5.503 | 1549.037 | 2.605 |

ตารางที่ 24.ง ข้อมูลผลการประเมินปริมาณมลพิษทางอากาศ ปี พ.ศ. 2552

| ข้อมูลนำเข้า | | | | | | | | | | | | | ผลลัพธ์ | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Plant Type | | หน่วยงาน/บริษัท | Technology | Heat Rate (mmbtu/Mwh) | Energy Demand ( Mwh.) | Emission Factor (g/GJ) | | | | | | | Emission (thousand tons) | | | | | | |
| | | | | | | CO | $CO_2$ | $NO_x$ | $SO_2$ | $CH_4$ | SPM | $N_2O$ | CO | $CO_2$ | $NO_x$ | $SO_2$ | $CH_4$ | SPM | $N_2O$ |
| **โรงไฟฟ้าภาครัฐ** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| พลังความร้อน | น้ำมันเตา | กฟผ. | Residual Oil Boiler | 8.492 | 1,050,000 | 15 | 76593 | 201 | 1500.6 | 0.7 | 76 | 0 | 0.14 | 720.41 | 1.89 | 14.11 | 0.01 | 0.71 | 0.00 |
| | ดีเซล | กฟผ. | Distillate Oil Boiler | 8.492 | 2,000 | 15 | 73326 | 68 | 119.4 | 0.03 | 0 | 0 | 0.00 | 1.31 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | ลิกไนต์ | กฟผ. | Coal-Spreader Stoker | 10.559 | 16,254,000 | 14 | 99176 | 461 | 4913.1 | 0.6 | 8029.5 | 0 | 2.53 | 17954.79 | 83.46 | 889.47 | 0.11 | 1453.66 | 0.00 |
| | ถ่านหินนำเข้า | กฟผ. | Imported Coal Boiler | 9.023 | - | 93 | 92708 | 329 | 0 | 2.4 | 0 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| พลังความร้อนร่วม | ก๊าซธรรมชาติ | กฟผ. | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | 41,065,000 | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 11.01 | 19198.75 | 64.32 | 0.10 | 2.10 | 0.14 | 1.15 |
| กังหันแก๊ส | ก๊าซธรรมชาติ | กฟผ. | Gas turbine -Simple Cycle | 7.940 | - | 32 | 55820 | 188 | 0.005 | 5.9 | 1 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| เครื่องยนต์ดีเซล | ดีเซล | กฟผ. | Diesel Engine | 11.618 | - | 15 | 73326 | 68 | 119.4 | 0.03 | 0 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| **รวมภาครัฐ** | | | | | 58,371,000 | | | | | | | | 13.682 | 37875.259 | 149.668 | 903.685 | 2.213 | 1454.510 | 1.152 |
| **โรงไฟฟ้าภาคเอกชน** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| พลังความร้อน | น้ำมันเตา | EGCO | Residual Oil Boiler | 8.492 | - | 15 | 76593 | 201 | 1500.6 | 0.7 | 76 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | | RATCH | Residual Oil Boiler | 8.492 | - | 15 | 76593 | 201 | 1500.6 | 0.7 | 76 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | ถ่านหินนำเข้า | IPP | Imported Coal Boiler | 9.023 | 25,094,000 | 93 | 92708 | 329 | 0 | 2.4 | 0 | 0 | 22.21 | 22142.61 | 78.58 | 0.00 | 0.57 | 0.00 | 0.00 |
| | | SPP | Imported Coal Boiler | 9.023 | 2,777,574 | 93 | 92708 | 329 | 0 | 2.4 | 0 | 0 | 2.46 | 2450.89 | 8.70 | 0.00 | 0.06 | 0.00 | 0.00 |
| | แกลบ | SPP | Paddy Husk Boiler | 8.400 | 331,257 | 1706 | 100833 | 88 | 0 | 0 | 0 | 0 | 5.01 | 295.96 | 0.26 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| พลังความร้อนร่วม | ก๊าซธรรมชาติ | EGCO | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | 11,623,000 | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 3.12 | 5434.00 | 18.20 | 0.03 | 0.59 | 0.04 | 0.33 |
| | | RATCH | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | 19,496,000 | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 5.23 | 9114.79 | 30.54 | 0.05 | 1.00 | 0.07 | 0.55 |
| | | IPP | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | 18,259,000 | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 4.89 | 8536.46 | 28.60 | 0.05 | 0.93 | 0.06 | 0.51 |
| | | SPP | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | 11,308,169 | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 3.03 | 5286.81 | 17.71 | 0.03 | 0.58 | 0.04 | 0.32 |
| | | ( New IPP ) | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | - | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| **รวมภาคเอกชน** | | | | | 88,889,000 | | | | | | | | 45.943 | 53261.518 | 182.583 | 0.152 | 3.737 | 0.203 | 1.703 |
| **รวมทั้งหมด** | | | | | 147,260,000 | | | | | | | | 59.625 | 91136.777 | 332.251 | 903.838 | 5.950 | 1454.714 | 2.855 |

ตารางที่ 25.ง ข้อมูลผลการประเมินปริมาณมลพิษทางอากาศ ปี พ.ศ. 2553

| ข้อมูลนำเข้า | | | | | | | | | | | | | ผลลัพธ์ | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Plant Type | | หน่วยงาน/บริษัท | Technology | Heat Rate (mmbtu/Mwh) | Energy Demand ( Mwh.) | Emission Factor (g/GJ) | | | | | | | Emission (thousand tons) | | | | | | |
| | | | | | | CO | $CO_2$ | $NO_x$ | $SO_2$ | $CH_4$ | SPM | $N_2O$ | CO | $CO_2$ | $NO_x$ | $SO_2$ | $CH_4$ | SPM | $N_2O$ |
| **โรงไฟฟ้าภาครัฐ** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| พลังความร้อน | น้ำมันเตา | กฟผ. | Residual Oil Boiler | 8.492 | 1,052,000 | 15 | 76593 | 201 | 1500.6 | 0.7 | 76 | 0 | 0.14 | 721.78 | 1.89 | 14.14 | 0.01 | 0.72 | 0.00 |
| | ดีเซล | กฟผ. | Distillate Oil Boiler | 8.492 | 5,000 | 15 | 73326 | 68 | 119.4 | 0.03 | 0 | 0 | 0.00 | 3.28 | 0.00 | 0.01 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | ลิกไนต์ | กฟผ. | Coal-Spreader Stoker | 10.559 | 16,252,000 | 14 | 99176 | 461 | 4913.1 | 0.6 | 8029.5 | 0 | 2.53 | 17952.58 | 83.45 | 889.36 | 0.11 | 1453.48 | 0.00 |
| | ถ่านหินนำเข้า | กฟผ. | Imported Coal Boiler | 9.023 | - | 93 | 92708 | 329 | 0 | 2.4 | 0 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| พลังความร้อนร่วม | ก๊าซธรรมชาติ | กฟผ. | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | 47,303,000 | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 12.68 | 22115.14 | 74.09 | 0.12 | 2.42 | 0.16 | 1.33 |
| กังหันแก๊ส | ก๊าซธรรมชาติ | กฟผ. | Gas turbine -Simple Cycle | 7.940 | - | 32 | 55820 | 188 | 0.005 | 5.9 | 1 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| เครื่องยนต์ดีเซล | ดีเซล | กฟผ. | Diesel Engine | 11.618 | - | 15 | 73326 | 68 | 119.4 | 0.03 | 0 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| **รวมภาครัฐ** | | | | | 64,612,000 | | | | | | | | 15.354 | 40792.788 | 159.433 | 903.622 | 2.532 | 1454.354 | 1.327 |
| **โรงไฟฟ้าภาคเอกชน** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| พลังความร้อน | น้ำมันเตา | EGCO | Residual Oil Boiler | 8.492 | - | 15 | 76593 | 201 | 1500.6 | 0.7 | 76 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | | RATCH | Residual Oil Boiler | 8.492 | - | 15 | 76593 | 201 | 1500.6 | 0.7 | 76 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | ถ่านหินนำเข้า | IPP | Imported Coal Boiler | 9.023 | 28,156,100 | 93 | 92708 | 329 | 0 | 2.4 | 0 | 0 | 24.92 | 24844.56 | 88.17 | 0.00 | 0.64 | 0.00 | 0.00 |
| | | SPP | Imported Coal Boiler | 9.023 | 2,777,574 | 93 | 92708 | 329 | 0 | 2.4 | 0 | 0 | 2.46 | 2450.89 | 8.70 | 0.00 | 0.06 | 0.00 | 0.00 |
| | แกลบ | SPP | Paddy Husk Boiler | 8.400 | 331,257 | 1706 | 100833 | 88 | 0 | 0 | 0 | 0 | 5.01 | 295.96 | 0.26 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| พลังความร้อนร่วม | ก๊าซธรรมชาติ | EGCO | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | 11,208,000 | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 3.00 | 5239.97 | 17.55 | 0.03 | 0.57 | 0.04 | 0.31 |
| | | RATCH | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | 19,389,000 | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 5.20 | 9064.76 | 30.37 | 0.05 | 0.99 | 0.06 | 0.54 |
| | | IPP | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | 18,100,000 | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 4.85 | 8462.13 | 28.35 | 0.05 | 0.92 | 0.06 | 0.51 |
| | | SPP | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | 11,308,169 | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 3.03 | 5286.81 | 17.71 | 0.03 | 0.58 | 0.04 | 0.32 |
| | | ( New IPP ) | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | 2,127,900 | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 0.57 | 994.84 | 3.33 | 0.01 | 0.11 | 0.01 | 0.06 |
| **รวมภาคเอกชน** | | | | | 93,398,000 | | | | | | | | 49.042 | 56639.930 | 194.438 | 0.156 | 3.881 | 0.208 | 1.743 |
| **รวมทั้งหมด** | | | | | 158,010,000 | | | | | | | | 64.396 | 97432.718 | 353.871 | 903.778 | 6.413 | 1454.562 | 3.071 |

ตารางที่ 26.ง ข้อมูลผลการประเมินปริมาณมลพิษทางอากาศ ปี พ.ศ. 2554

| ข้อมูลนำเข้า | | | | | | | | | | | | | ผลลัพธ์ | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Plant Type | | หน่วยงาน/บริษัท | Technology | Heat Rate (mmbtu/Mwh) | Energy Demand ( Mwh.) | Emission Factor (g/GJ) | | | | | | | Emission (thousand tons) | | | | | | |
| | | | | | | CO | $CO_2$ | $NO_x$ | $SO_2$ | $CH_4$ | SPM | $N_2O$ | CO | $CO_2$ | $NO_x$ | $SO_2$ | $CH_4$ | SPM | $N_2O$ |
| **โรงไฟฟ้าภาครัฐ** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| พลังความร้อน | น้ำมันเตา | กฟผ. | Residual Oil Boiler | 8.492 | 1,050,000 | 15 | 76593 | 201 | 1500.6 | 0.7 | 76 | 0 | 0.14 | 720.41 | 1.89 | 14.11 | 0.01 | 0.71 | 0.00 |
| | ดีเซล | กฟผ. | Distillate Oil Boiler | 8.492 | 2,000 | 15 | 73326 | 68 | 119.4 | 0.03 | 0 | 0 | 0.00 | 1.31 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | ลิกไนต์ | กฟผ. | Coal-Spreader Stoker | 10.559 | 16,255,000 | 14 | 99176 | 461 | 4913.1 | 0.6 | 8029.5 | 0 | 2.53 | 17955.90 | 83.46 | 889.52 | 0.11 | 1453.75 | 0.00 |
| | ถ่านหินนำเข้า | กฟผ. | Imported Coal Boiler | 9.023 | - | 93 | 92708 | 329 | 0 | 2.4 | 0 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| พลังความร้อนร่วม | ก๊าซธรรมชาติ | กฟผ. | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | 45,418,000 | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 12.17 | 21233.86 | 71.13 | 0.11 | 2.32 | 0.15 | 1.27 |
| กังหันแก๊ส | ก๊าซธรรมชาติ | กฟผ. | Gas turbine -Simple Cycle | 7.940 | - | 32 | 55820 | 188 | 0.005 | 5.9 | 1 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| เครื่องยนต์ดีเซล | ดีเซล | กฟผ. | Diesel Engine | 11.618 | - | 15 | 73326 | 68 | 119.4 | 0.03 | 0 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| **รวมภาครัฐ** | | | | | 62,725,000 | | | | | | | | 14.849 | 39911.482 | 156.491 | 903.751 | 2.436 | 1454.614 | 1.274 |
| **โรงไฟฟ้าภาคเอกชน** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| พลังความร้อน | น้ำมันเตา | EGCO | Residual Oil Boiler | 8.492 | - | 15 | 76593 | 201 | 1500.6 | 0.7 | 76 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | | RATCH | Residual Oil Boiler | 8.492 | - | 15 | 76593 | 201 | 1500.6 | 0.7 | 76 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | ถ่านหินนำเข้า | IPP | Imported Coal Boiler | 9.023 | 37,331,780 | 93 | 92708 | 329 | 0 | 2.4 | 0 | 0 | 33.04 | 32941.06 | 116.90 | 0.00 | 0.85 | 0.00 | 0.00 |
| | | SPP | Imported Coal Boiler | 9.023 | 2,777,574 | 93 | 92708 | 329 | 0 | 2.4 | 0 | 0 | 2.46 | 2450.89 | 8.70 | 0.00 | 0.06 | 0.00 | 0.00 |
| | แกลบ | SPP | Paddy Husk Boiler | 8.400 | 331,257 | 1706 | 100833 | 88 | 0 | 0 | 0 | 0 | 5.01 | 295.96 | 0.26 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| พลังความร้อนร่วม | ก๊าซธรรมชาติ | EGCO | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | 9,874,000 | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 2.65 | 4616.30 | 15.46 | 0.02 | 0.50 | 0.03 | 0.28 |
| | | RATCH | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | 18,419,000 | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 4.94 | 8611.27 | 28.85 | 0.05 | 0.94 | 0.06 | 0.52 |
| | | IPP | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | 17,697,000 | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 4.74 | 8273.72 | 27.72 | 0.04 | 0.90 | 0.06 | 0.50 |
| | | SPP | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | 11,308,169 | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 3.03 | 5286.81 | 17.71 | 0.03 | 0.58 | 0.04 | 0.32 |
| | | ( New IPP ) | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | 8,504,220 | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 2.28 | 3975.90 | 13.32 | 0.02 | 0.43 | 0.03 | 0.24 |
| **รวมภาคเอกชน** | | | | | 106,243,000 | | | | | | | | 58.147 | 66451.910 | 228.917 | 0.165 | 4.278 | 0.220 | 1.846 |
| **รวมทั้งหมด** | | | | | 168,968,000 | | | | | | | | 72.996 | 106363.393 | 385.408 | 903.916 | 6.714 | 1454.835 | 3.121 |

ตารางที่ 27.ง ข้อมูลผลการประเมินปริมาณมลพิษทางอากาศ ปี พ.ศ. 2555

| ข้อมูลนำเข้า | | | | | | | | | | | | | ผลลัพธ์ | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Plant Type | | หน่วยงาน/บริษัท | Technology | Heat Rate (mmbtu/Mwh) | Energy Demand ( Mwh.) | Emission Factor (g/GJ) | | | | | | | Emission (thousand tons) | | | | | | |
| | | | | | | CO | $CO_2$ | $NO_x$ | $SO_2$ | $CH_4$ | SPM | $N_2O$ | CO | $CO_2$ | $NO_x$ | $SO_2$ | $CH_4$ | SPM | $N_2O$ |
| **โรงไฟฟ้าภาครัฐ** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| พลังความร้อน | น้ำมันเตา | กฟผ. | Residual Oil Boiler | 8.492 | 1,054,000 | 15 | 76593 | 201 | 1500.6 | 0.7 | 76 | 0 | 0.14 | 723.15 | 1.90 | 14.17 | 0.01 | 0.72 | 0.00 |
| | ดีเซล | กฟผ. | Distillate Oil Boiler | 8.492 | 2,000 | 15 | 73326 | 68 | 119.4 | 0.03 | 0 | 0 | 0.00 | 1.31 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | ลิกไนต์ | กฟผ. | Coal-Spreader Stoker | 10.559 | 15,797,000 | 14 | 99176 | 461 | 4913.1 | 0.6 | 8029.5 | 0 | 2.46 | 17449.97 | 81.11 | 864.46 | 0.11 | 1412.79 | 0.00 |
| | ถ่านหินนำเข้า | กฟผ. | Imported Coal Boiler | 9.023 | - | 93 | 92708 | 329 | 0 | 2.4 | 0 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| พลังความร้อนร่วม | ก๊าซธรรมชาติ | กฟผ. | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | 43,232,000 | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 11.59 | 20211.86 | 67.71 | 0.11 | 2.21 | 0.14 | 1.21 |
| กังหันแก๊ส | ก๊าซธรรมชาติ | กฟผ. | Gas turbine -Simple Cycle | 7.940 | - | 32 | 55820 | 188 | 0.005 | 5.9 | 1 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| เครื่องยนต์ดีเซล | ดีเซล | กฟผ. | Diesel Engine | 11.618 | - | 15 | 73326 | 68 | 119.4 | 0.03 | 0 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| **รวมภาครัฐ** | | | | | 60,085,000 | | | | | | | | 14.192 | 38386.302 | 150.723 | 878.736 | 2.321 | 1413.649 | 1.213 |
| **โรงไฟฟ้าภาคเอกชน** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| พลังความร้อน | น้ำมันเตา | EGCO | Residual Oil Boiler | 8.492 | - | 15 | 76593 | 201 | 1500.6 | 0.7 | 76 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | | RATCH | Residual Oil Boiler | 8.492 | - | 15 | 76593 | 201 | 1500.6 | 0.7 | 76 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | ถ่านหินนำเข้า | IPP | Imported Coal Boiler | 9.023 | 49,631,400 | 93 | 92708 | 329 | 0 | 2.4 | 0 | 0 | 43.93 | 43794.08 | 155.42 | 0.00 | 1.13 | 0.00 | 0.00 |
| | | SPP | Imported Coal Boiler | 9.023 | 2,777,574 | 93 | 92708 | 329 | 0 | 2.4 | 0 | 0 | 2.46 | 2450.89 | 8.70 | 0.00 | 0.06 | 0.00 | 0.00 |
| | แกลบ | SPP | Paddy Husk Boiler | 8.400 | 331,257 | 1706 | 100833 | 88 | 0 | 0 | 0 | 0 | 5.01 | 295.96 | 0.26 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| พลังความร้อนร่วม | ก๊าซธรรมชาติ | EGCO | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | 5,363,000 | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 1.44 | 2507.31 | 8.40 | 0.01 | 0.27 | 0.02 | 0.15 |
| | | RATCH | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | 18,012,000 | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 4.83 | 8420.99 | 28.21 | 0.05 | 0.92 | 0.06 | 0.51 |
| | | IPP | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | 16,096,000 | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 4.31 | 7525.22 | 25.21 | 0.04 | 0.82 | 0.05 | 0.45 |
| | | SPP | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | 11,308,169 | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 3.03 | 5286.81 | 17.71 | 0.03 | 0.58 | 0.04 | 0.32 |
| | | ( New IPP ) | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | 16,998,600 | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 4.56 | 7947.20 | 26.62 | 0.04 | 0.87 | 0.06 | 0.48 |
| **รวมภาคเอกชน** | | | | | 120,518,000 | | | | | | | | 69.564 | 78228.461 | 270.526 | 0.170 | 4.660 | 0.227 | 1.902 |
| **รวมทั้งหมด** | | | | | 180,603,000 | | | | | | | | 83.756 | 116614.763 | 421.249 | 878.907 | 6.981 | 1413.876 | 3.115 |

ตารางที่ 28.ง ข้อมูลผลการประเมินปริมาณมลพิษทางอากาศ ปี พ.ศ. 2556

| ข้อมูลนำเข้า | | | | | | | | | | | | | ผลลัพธ์ | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Plant Type | | หน่วยงาน/บริษัท | Technology | Heat Rate (mmbtu/Mwh) | Energy Demand ( Mwh.) | Emission Factor (g/GJ) | | | | | | | Emission (thousand tons) | | | | | | |
| | | | | | | CO | $CO_2$ | $NO_x$ | $SO_2$ | $CH_4$ | SPM | $N_2O$ | CO | $CO_2$ | $NO_x$ | $SO_2$ | $CH_4$ | SPM | $N_2O$ |
| **โรงไฟฟ้าภาครัฐ** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| พลังความร้อน | น้ำมันเตา | กฟผ. | Residual Oil Boiler | 8.492 | 1,050,000 | 15 | 76593 | 201 | 1500.6 | 0.7 | 76 | 0 | 0.14 | 720.41 | 1.89 | 14.11 | 0.01 | 0.71 | 0.00 |
| | ดีเซล | กฟผ. | Distillate Oil Boiler | 8.492 | 1,000 | 15 | 73326 | 68 | 119.4 | 0.03 | 0 | 0 | 0.00 | 0.66 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | ลิกไนต์ | กฟผ. | Coal-Spreader Stoker | 10.559 | 15,749,000 | 14 | 99176 | 461 | 4913.1 | 0.6 | 8029.5 | 0 | 2.46 | 17396.95 | 80.87 | 861.83 | 0.11 | 1408.49 | 0.00 |
| | ถ่านหินนำเข้า | กฟผ. | Imported Coal Boiler | 9.023 | - | 93 | 92708 | 329 | 0 | 2.4 | 0 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| พลังความร้อนร่วม | ก๊าซธรรมชาติ | กฟผ. | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | 40,302,000 | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 10.80 | 18842.03 | 63.12 | 0.10 | 2.06 | 0.14 | 1.13 |
| กังหันแก๊ส | ก๊าซธรรมชาติ | กฟผ. | Gas turbine -Simple Cycle | 7.940 | - | 32 | 55820 | 188 | 0.005 | 5.9 | 1 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| เครื่องยนต์ดีเซล | ดีเซล | กฟผ. | Diesel Engine | 11.618 | - | 15 | 73326 | 68 | 119.4 | 0.03 | 0 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| **รวมภาครัฐ** | | | | | 57,102,000 | | | | | | | | 13.399 | 36960.042 | 145.879 | 876.047 | 2.171 | 1409.344 | 1.131 |
| **โรงไฟฟ้าภาคเอกชน** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| พลังความร้อน | น้ำมันเตา | EGCO | Residual Oil Boiler | 8.492 | - | 15 | 76593 | 201 | 1500.6 | 0.7 | 76 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | | RATCH | Residual Oil Boiler | 8.492 | - | 15 | 76593 | 201 | 1500.6 | 0.7 | 76 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | ถ่านหินนำเข้า | IPP | Imported Coal Boiler | 9.023 | 61,437,410 | 93 | 92708 | 329 | 0 | 2.4 | 0 | 0 | 54.38 | 54211.54 | 192.38 | 0.00 | 1.40 | 0.00 | 0.00 |
| | | SPP | Imported Coal Boiler | 9.023 | 2,777,574 | 93 | 92708 | 329 | 0 | 2.4 | 0 | 0 | 2.46 | 2450.89 | 8.70 | 0.00 | 0.06 | 0.00 | 0.00 |
| | แกลบ | SPP | Paddy Husk Boiler | 8.400 | 331,257 | 1706 | 100833 | 88 | 0 | 0 | 0 | 0 | 5.01 | 295.96 | 0.26 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| พลังความร้อนร่วม | ก๊าซธรรมชาติ | EGCO | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | 3,226,000 | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 0.86 | 1508.22 | 5.05 | 0.01 | 0.16 | 0.01 | 0.09 |
| | | RATCH | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | 17,386,000 | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 4.66 | 8128.32 | 27.23 | 0.04 | 0.89 | 0.06 | 0.49 |
| | | IPP | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | 14,343,000 | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 3.84 | 6705.65 | 22.46 | 0.04 | 0.73 | 0.05 | 0.40 |
| | | SPP | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | 11,308,169 | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 3.03 | 5286.81 | 17.71 | 0.03 | 0.58 | 0.04 | 0.32 |
| | | ( New IPP ) | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | 25,255,590 | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 6.77 | 11807.52 | 39.56 | 0.06 | 1.29 | 0.08 | 0.71 |
| **รวมภาคเอกชน** | | | | | 136,065,000 | | | | | | | | 81.017 | 90394.916 | 313.355 | 0.180 | 5.121 | 0.240 | 2.007 |
| **รวมทั้งหมด** | | | | | 193,167,000 | | | | | | | | 94.415 | 127354.958 | 459.234 | 876.227 | 7.292 | 1409.583 | 3.137 |

ตารางที่ 29.ง ข้อมูลผลการประเมินปริมาณมลพิษทางอากาศ ปี พ.ศ. 2557

| ข้อมูลนำเข้า | | | | | | | | | | | | | ผลลัพธ์ | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Plant Type | | หน่วยงาน/บริษัท | Technology | Heat Rate (mmbtu/Mwh) | Energy Demand ( Mwh.) | Emission Factor (g/GJ) | | | | | | | Emission (thousand tons) | | | | | | |
| | | | | | | CO | $CO_2$ | $NO_x$ | $SO_2$ | $CH_4$ | SPM | $N_2O$ | CO | $CO_2$ | $NO_x$ | $SO_2$ | $CH_4$ | SPM | $N_2O$ |
| **โรงไฟฟ้าภาครัฐ** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| พลังความร้อน | น้ำมันเตา | กฟผ. | Residual Oil Boiler | 8.492 | 1,052,000 | 15 | 76593 | 201 | 1500.6 | 0.7 | 76 | 0 | 0.14 | 721.78 | 1.89 | 14.14 | 0.01 | 0.72 | 0.00 |
| | ดีเซล | กฟผ. | Distillate Oil Boiler | 8.492 | 2,000 | 15 | 73326 | 68 | 119.4 | 0.03 | 0 | 0 | 0.00 | 1.31 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | ลิกไนต์ | กฟผ. | Coal-Spreader Stoker | 10.559 | 15,751,000 | 14 | 99176 | 461 | 4913.1 | 0.6 | 8029.5 | 0 | 2.46 | 17399.16 | 80.88 | 861.94 | 0.11 | 1408.67 | 0.00 |
| | ถ่านหินนำเข้า | กฟผ. | Imported Coal Boiler | 9.023 | - | 93 | 92708 | 329 | 0 | 2.4 | 0 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| พลังความร้อนร่วม | ก๊าซธรรมชาติ | กฟผ. | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | 37,893,000 | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 10.16 | 17715.77 | 59.35 | 0.10 | 1.94 | 0.13 | 1.06 |
| กังหันแก๊ส | ก๊าซธรรมชาติ | กฟผ. | Gas turbine -Simple Cycle | 7.940 | - | 32 | 55820 | 188 | 0.005 | 5.9 | 1 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| เครื่องยนต์ดีเซล | ดีเซล | กฟผ. | Diesel Engine | 11.618 | - | 15 | 73326 | 68 | 119.4 | 0.03 | 0 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| **รวมภาครัฐ** | | | | | 54,698,000 | | | | | | | | 12.754 | 35838.022 | 142.121 | 876.179 | 2.048 | 1409.516 | 1.063 |
| **โรงไฟฟ้าภาคเอกชน** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| พลังความร้อน | น้ำมันเตา | EGCO | Residual Oil Boiler | 8.492 | - | 15 | 76593 | 201 | 1500.6 | 0.7 | 76 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | | RATCH | Residual Oil Boiler | 8.492 | - | 15 | 76593 | 201 | 1500.6 | 0.7 | 76 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | ถ่านหินนำเข้า | IPP | Imported Coal Boiler | 9.023 | 73,186,670 | 93 | 92708 | 329 | 0 | 2.4 | 0 | 0 | 64.78 | 64578.93 | 229.18 | 0.00 | 1.67 | 0.00 | 0.00 |
| | | SPP | Imported Coal Boiler | 9.023 | 2,777,574 | 93 | 92708 | 329 | 0 | 2.4 | 0 | 0 | 2.46 | 2450.89 | 8.70 | 0.00 | 0.06 | 0.00 | 0.00 |
| | แกลบ | SPP | Paddy Husk Boiler | 8.400 | 331,257 | 1706 | 100833 | 88 | 0 | 0 | 0 | 0 | 5.01 | 295.96 | 0.26 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| พลังความร้อนร่วม | ก๊าซธรรมชาติ | EGCO | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | 1,762,000 | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 0.47 | 823.77 | 2.76 | 0.00 | 0.09 | 0.01 | 0.05 |
| | | RATCH | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | 17,073,000 | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 4.58 | 7981.98 | 26.74 | 0.04 | 0.87 | 0.06 | 0.48 |
| | | IPP | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | 11,612,000 | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 3.11 | 5428.85 | 18.19 | 0.03 | 0.59 | 0.04 | 0.33 |
| | | SPP | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | 11,308,169 | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 3.03 | 5286.81 | 17.71 | 0.03 | 0.58 | 0.04 | 0.32 |
| | | ( New IPP ) | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | 33,420,330 | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 8.96 | 15624.70 | 52.34 | 0.08 | 1.71 | 0.11 | 0.94 |
| **รวมภาคเอกชน** | | | | | 151,471,000 | | | | | | | | 92.397 | 102471.908 | 355.874 | 0.189 | 5.576 | 0.252 | 2.109 |
| **รวมทั้งหมด** | | | | | 206,169,000 | | | | | | | | 105.150 | 138309.930 | 497.994 | 876.368 | 7.624 | 1409.768 | 3.172 |

ตารางที่ 30.ง ข้อมูลผลการประเมินปริมาณมลพิษทางอากาศ ปี พ.ศ. 2558

| ข้อมูลนำเข้า | | | | | | | | | | | | | ผลลัพธ์ | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Plant Type | | หน่วยงาน/บริษัท | Technology | Heat Rate (mmbtu/Mwh) | Energy Demand ( Mwh.) | Emission Factor (g/GJ) | | | | | | | Emission (thousand tons) | | | | | | |
| | | | | | | CO | $CO_2$ | $NO_x$ | $SO_2$ | $CH_4$ | SPM | $N_2O$ | CO | $CO_2$ | $NO_x$ | $SO_2$ | $CH_4$ | SPM | $N_2O$ |
| **โรงไฟฟ้าภาครัฐ** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| พลังความร้อน | น้ำมันเตา | กฟผ. | Residual Oil Boiler | 8.492 | 1,051,000 | 15 | 76593 | 201 | 1500.6 | 0.7 | 76 | 0 | 0.14 | 721.10 | 1.89 | 14.13 | 0.01 | 0.72 | 0.00 |
| | ดีเซล | กฟผ. | Distillate Oil Boiler | 8.492 | 1,000 | 15 | 73326 | 68 | 119.4 | 0.03 | 0 | 0 | 0.00 | 0.66 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | ลิกไนต์ | กฟผ. | Coal-Spreader Stoker | 10.559 | 13,786,000 | 14 | 99176 | 461 | 4913.1 | 0.6 | 8029.5 | 0 | 2.15 | 15228.54 | 70.79 | 754.41 | 0.09 | 1232.94 | 0.00 |
| | ถ่านหินนำเข้า | กฟผ. | Imported Coal Boiler | 9.023 | - | 93 | 92708 | 329 | 0 | 2.4 | 0 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| พลังความร้อนร่วม | ก๊าซธรรมชาติ | กฟผ. | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | 34,188,000 | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 9.16 | 15983.60 | 53.55 | 0.09 | 1.75 | 0.11 | 0.96 |
| กังหันแก๊ส | ก๊าซธรรมชาติ | กฟผ. | Gas turbine -Simple Cycle | 7.940 | - | 32 | 55820 | 188 | 0.005 | 5.9 | 1 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| เครื่องยนต์ดีเซล | ดีเซล | กฟผ. | Diesel Engine | 11.618 | - | 15 | 73326 | 68 | 119.4 | 0.03 | 0 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| **รวมภาครัฐ** | | | | | 49,026,000 | | | | | | | | 11.454 | 31933.900 | 126.226 | 768.624 | 1.845 | 1233.765 | 0.959 |
| **โรงไฟฟ้าภาคเอกชน** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| พลังความร้อน | น้ำมันเตา | EGCO | Residual Oil Boiler | 8.492 | - | 15 | 76593 | 201 | 1500.6 | 0.7 | 76 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | | RATCH | Residual Oil Boiler | 8.492 | - | 15 | 76593 | 201 | 1500.6 | 0.7 | 76 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | ถ่านหินนำเข้า | IPP | Imported Coal Boiler | 9.023 | 87,371,450 | 93 | 92708 | 329 | 0 | 2.4 | 0 | 0 | 77.34 | 77095.39 | 273.59 | 0.00 | 2.00 | 0.00 | 0.00 |
| | | SPP | Imported Coal Boiler | 9.023 | 2,777,574 | 93 | 92708 | 329 | 0 | 2.4 | 0 | 0 | 2.46 | 2450.89 | 8.70 | 0.00 | 0.06 | 0.00 | 0.00 |
| | แกลบ | SPP | Paddy Husk Boiler | 8.400 | 331,257 | 1706 | 100833 | 88 | 0 | 0 | 0 | 0 | 5.01 | 295.96 | 0.26 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| พลังความร้อนร่วม | ก๊าซธรรมชาติ | EGCO | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | 981,000 | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 0.26 | 458.64 | 1.54 | 0.00 | 0.05 | 0.00 | 0.03 |
| | | RATCH | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | 16,587,000 | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 4.45 | 7754.77 | 25.98 | 0.04 | 0.85 | 0.06 | 0.47 |
| | | IPP | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | 8,586,000 | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 2.30 | 4014.13 | 13.45 | 0.02 | 0.44 | 0.03 | 0.24 |
| | | SPP | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | 11,308,169 | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 3.03 | 5286.81 | 17.71 | 0.03 | 0.58 | 0.04 | 0.32 |
| | | ( New IPP ) | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | 43,277,550 | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 11.60 | 20233.16 | 67.78 | 0.11 | 2.21 | 0.14 | 1.21 |
| **รวมภาคเอกชน** | | | | | 171,220,000 | | | | | | | | 106.444 | 117589.756 | 409.006 | 0.203 | 6.184 | 0.270 | 2.265 |
| **รวมทั้งหมด** | | | | | 220,246,000 | | | | | | | | 117.898 | 149523.656 | 535.232 | 768.827 | 8.030 | 1234.036 | 3.225 |

ตารางที่ 31.ง ข้อมูลผลการประเมินปริมาณมลพิษทางอากาศ ปี พ.ศ. 2559

| ข้อมูลนำเข้า | | | | | | | | | | | | | ผลลัพธ์ | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Plant Type | | หน่วยงาน/บริษัท | Technology | Heat Rate (mmbtu/Mwh) | Energy Demand ( Mwh.) | Emission Factor (g/GJ) | | | | | | | Emission (thousand tons) | | | | | | |
| | | | | | | CO | $CO_2$ | $NO_x$ | $SO_2$ | $CH_4$ | SPM | $N_2O$ | CO | $CO_2$ | $NO_x$ | $SO_2$ | $CH_4$ | SPM | $N_2O$ |
| **โรงไฟฟ้าภาครัฐ** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| พลังความร้อน | น้ำมันเตา | กฟผ. | Residual Oil Boiler | 8.492 | 1,054,000 | 15 | 76593 | 201 | 1500.6 | 0.7 | 76 | 0 | 0.14 | 723.15 | 1.90 | 14.17 | 0.01 | 0.72 | 0.00 |
| | ดีเซล | กฟผ. | Distillate Oil Boiler | 8.492 | 1,000 | 15 | 73326 | 68 | 119.4 | 0.03 | 0 | 0 | 0.00 | 0.66 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | ลิกไนต์ | กฟผ. | Coal-Spreader Stoker | 10.559 | 11,237,000 | 14 | 99176 | 461 | 4913.1 | 0.6 | 8029.5 | 0 | 1.75 | 12412.82 | 57.70 | 614.92 | 0.08 | 1004.97 | 0.00 |
| | ถ่านหินนำเข้า | กฟผ. | Imported Coal Boiler | 9.023 | - | 93 | 92708 | 329 | 0 | 2.4 | 0 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| พลังความร้อนร่วม | ก๊าซธรรมชาติ | กฟผ. | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | 32,401,000 | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 8.68 | 15148.15 | 50.75 | 0.08 | 1.66 | 0.11 | 0.91 |
| กังหันแก๊ส | ก๊าซธรรมชาติ | กฟผ. | Gas turbine -Simple Cycle | 7.940 | - | 32 | 55820 | 188 | 0.005 | 5.9 | 1 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| เครื่องยนต์ดีเซล | ดีเซล | กฟผ. | Diesel Engine | 11.618 | - | 15 | 73326 | 68 | 119.4 | 0.03 | 0 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| **รวมภาครัฐ** | | | | | 44,693,000 | | | | | | | | 10.578 | 28284.775 | 110.344 | 629.172 | 1.737 | 1005.794 | 0.909 |
| **โรงไฟฟ้าภาคเอกชน** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| พลังความร้อน | น้ำมันเตา | EGCO | Residual Oil Boiler | 8.492 | - | 15 | 76593 | 201 | 1500.6 | 0.7 | 76 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | | RATCH | Residual Oil Boiler | 8.492 | - | 15 | 76593 | 201 | 1500.6 | 0.7 | 76 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | ถ่านหินนำเข้า | IPP | Imported Coal Boiler | 9.023 | 99,470,470 | 93 | 92708 | 329 | 0 | 2.4 | 0 | 0 | 88.05 | 87771.40 | 311.48 | 0.00 | 2.27 | 0.00 | 0.00 |
| | | SPP | Imported Coal Boiler | 9.023 | 2,777,574 | 93 | 92708 | 329 | 0 | 2.4 | 0 | 0 | 2.46 | 2450.89 | 8.70 | 0.00 | 0.06 | 0.00 | 0.00 |
| | แกลบ | SPP | Paddy Husk Boiler | 8.400 | 331,257 | 1706 | 100833 | 88 | 0 | 0 | 0 | 0 | 5.01 | 295.96 | 0.26 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| พลังความร้อนร่วม | ก๊าซธรรมชาติ | EGCO | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | 763,000 | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 0.20 | 356.72 | 1.20 | 0.00 | 0.04 | 0.00 | 0.02 |
| | | RATCH | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | 16,632,000 | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 4.46 | 7775.81 | 26.05 | 0.04 | 0.85 | 0.06 | 0.47 |
| | | IPP | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | 7,106,000 | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 1.90 | 3322.20 | 11.13 | 0.02 | 0.36 | 0.02 | 0.20 |
| | | SPP | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | 11,308,169 | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 3.03 | 5286.81 | 17.71 | 0.03 | 0.58 | 0.04 | 0.32 |
| | | ( New IPP ) | Gas turbine -Combined Cycle | 7.940 | 51,632,530 | 32 | 55820 | 187 | 0.3 | 6.1 | 0.4 | 3.35 | 13.84 | 24139.29 | 80.87 | 0.13 | 2.64 | 0.17 | 1.45 |
| **รวมภาคเอกชน** | | | | | 190,021,000 | | | | | | | | 118.950 | 131399.084 | 457.390 | 0.220 | 6.803 | 0.293 | 2.453 |
| **รวมทั้งหมด** | | | | | 234,714,000 | | | | | | | | 129.528 | 159683.860 | 567.734 | 629.391 | 8.540 | 1006.087 | 3.363 |

## ประวัติผู้เขียน

นายมงคล ตรีกิจจานนท์ เกิดเมื่อวันที่ 8 กรกฎาคม พ.ศ. 2510 เริ่มเข้าศึกษาระดับปริญญาตรี สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า สถาบันเทคโนโลยีราชมงคล วิทยาเขตเทเวศร์ กรุงเทพมหานคร สำเร็จการศึกษาเมื่อปี พ.ศ. 2532 ภายหลังสำเร็จการศึกษาได้เข้าทำงานที่บริษัท อิตาเลี่ยน-ไทย จำกัด ในตำแหน่งวิศวกรไฟฟ้า และในปี 2533 ได้เข้าทำงานที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เขต 3 ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ นครราชสีมา ในตำแหน่งวิศวกร ระดับ 4 จากการทำงานทำให้ผู้วิจัยเกิดแรงจูงใจที่จะศึกษาต่อในระดับปริญญาโททางด้านวิศวกรรมสิ่งแวดล้อม เพื่อเป็นการพัฒนาความรู้ความสามารถให้กับตัวเอง จึงได้ศึกษาต่อในสาขาวิชาวิศวกรรมสิ่งแวดล้อม สำนักวิชาวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี ในปี 2541 ปัจจุบันดำรงตำแหน่งหัวหน้าแผนกควบคุมการจ่ายไฟ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เขต 3 ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ นครราชสีมา