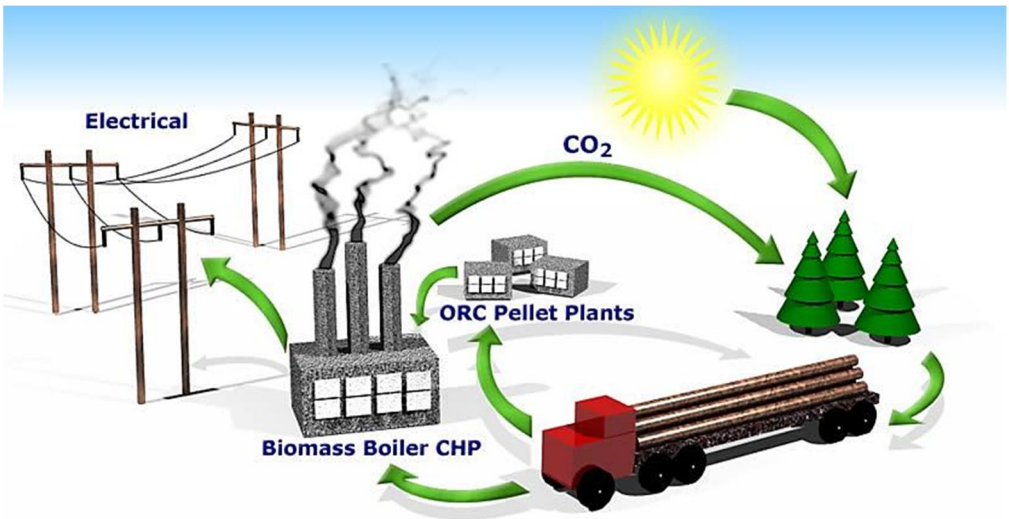
พลังงาน

ชีวมวล



คู่มือการพัฒนาและการลงทุน
ผลิตพลังงานทดแทน
ชุดที่ 4

พลังงาน
ชีวมวล

กรมพัฒนาพลังงานทดแทน
และอนุรักษ์พลังงาน
กระทรวงพลังงาน

คำนำ

เนื่องจากประเทศไทยเป็นประเทศเกษตรกรรม และมีผลผลิตทางการเกษตรรวมถึงผลผลิตเหลือใช้ทางการเกษตรที่มีศักยภาพสูงสามารถใช้เป็นพลังงานทดแทนได้ เช่น อ้อย มันสำปะหลัง ปาล์มน้ำมัน ข้าว ข้าวโพด เป็นต้น โดยการแปรรูป ชานอ้อย ใยและกะลาปาล์ม แกลบ และซังข้าวโพด เป็นเชื้อเพลิงผลิตไฟฟ้าและพลังงานความร้อนสำหรับใช้ในกระบวนการผลิตอุตสาหกรรม ส่วนกากน้ำตาล น้ำอ้อย และมันสำปะหลังใช้ผลิตเอทานอล และน้ำมันปาล์ม และสเตรินใช้ผลิตไบโอดีเซล เป็นต้น กระทรวงพลังงานจึงมียุทธศาสตร์การพัฒนาพลังงานทดแทนจากพืชพลังงานเหล่านี้ เพื่อจะได้เป็นตลาดทางเลือกสำหรับผลิตผลการเกษตรไทย ซึ่งจะสามารถช่วยดูดซับผลผลิตทางการเกษตรและช่วยทำให้ราคาผลผลิตการเกษตรมีเสถียรภาพ และภาครัฐไม่ต้องจัดสรรงบประมาณมาประกันราคาพืชผลผลิตดังกล่าว ประกอบกับเทคโนโลยีพลังงานทดแทนจากพืชพลังงานเป็นเทคโนโลยีที่ได้มีการพัฒนาอย่างต่อเนื่องและมีความคุ้มทุนทางเศรษฐกิจหรือเกือบคุ้มทุนหากได้รับการสนับสนุนอีกเพียงเล็กน้อยจากภาครัฐบาล นอกจากนี้ประเทศไทยยังมีแหล่งพลังงานจากธรรมชาติที่จัดเป็นพลังงานหมุนเวียน เช่น ไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็ก พลังลม และพลังงานแสงอาทิตย์ที่จะสามารถใช้ผลิตพลังงานทดแทนได้

กระทรวงพลังงาน (พน.) ได้กำหนดแผนพัฒนาพลังงานทดแทน 15 ปี โดยมอบหมายให้กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (พพ.) ซึ่งเป็นหน่วยงานหลักประสานงานกับส่วนผู้เกี่ยวข้องอื่นๆ ให้ดำเนินการจัดทำแผนปฏิบัติการตามกรอบแผนพัฒนาพลังงานทดแทน เพื่อให้สามารถดำเนินการพัฒนาพลังงานทดแทนด้านต่างๆ ให้สามารถผลิตไฟฟ้ารวมสะสมถึงปี 2565 จำนวน 5,604 เมกะวัตต์ ประกอบด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ 500 เมกะวัตต์ พลังงานลม 800 เมกะวัตต์ พลังน้ำ 324 เมกะวัตต์ พลังงานชีวมวล 3,700 เมกะวัตต์ ก๊าซชีวภาพ 120 เมกะวัตต์ ขยะ 160 เมกะวัตต์ นอกจากนั้นยังให้มีการพัฒนาเชื้อเพลิงชีวภาพ ได้แก่ เอทานอลและไบโอดีเซล รวมทั้งพลังงานความร้อนและก๊าซ NGV ซึ่งก่อให้เกิดสัดส่วนการใช้พลังงานทดแทนได้ 20% ของปริมาณการใช้บริโภคของประเทศในปี 2565 การตั้งเป้าหมายสู่ความสำเร็จของการผลิตพลังงานทดแทนให้ได้ปริมาณดังกล่าว จำเป็นต้องสร้างแนวทางแผนพัฒนาในแต่ละเทคโนโลยีโดยเฉพาะกับภาคเอกชน ซึ่งเป็นแนวทางหลักที่สำคัญในการขับเคลื่อนสู่ความสำเร็จได้ ต้องมีความเด่นชัดในนโยบายเพื่อให้ปรากฏต่อการลงทุนจากภาคเอกชนและสร้างผลประโยชน์ต่อการดำเนินการ

สำหรับคู่มือการพัฒนาและการลงทุนผลิตพลังงานทดแทนที่ได้จัดทำขึ้นนี้จะเป็นคู่มือที่จะช่วยให้ผู้สนใจทราบถึงเป้าหมายของแผนพัฒนาพลังงานทดแทน รวมทั้งมีความเข้าใจในแนวทางการพัฒนาพลังงานทดแทน มาใช้ทดแทนเชื้อเพลิงฟอสซิล อาทิ การพิจารณาถึงศักยภาพ โอกาสและความสามารถในการจัดหาแหล่งพลังงานหรือวัตถุดิบ ลักษณะการทำงานทางเทคนิค และการประยุกต์ใช้เทคโนโลยีที่มีอยู่โดยทั่วไป ข้อดีและข้อเสียเฉพาะของแต่ละเทคโนโลยี การจัดหาแหล่งเงินทุน กฎระเบียบและมาตรการ

ส่งเสริมสนับสนุนต่างๆ ของภาครัฐ ขั้นตอนปฏิบัติในการติดต่อหน่วยงานต่างๆซึ่งจะเป็นเอกสารที่จะช่วยสร้างความเข้าใจในลักษณะเฉพาะของเทคโนโลยีพลังงานหมุนเวียนชนิดต่างๆ ทั้งการผลิตไฟฟ้า ความร้อนและเชื้อเพลิงชีวภาพ เพื่อเผยแพร่ประชาสัมพันธ์ไปยังกลุ่มเป้าหมายตามความต้องการของกระทรวงพลังงานต่อไป

คู่มือการพัฒนาและการลงทุนผลิตพลังงานทดแทนที่จัดทำขึ้นนี้ จะแบ่งออกเป็น 8 ชุด ได้แก่ ลม แสงอาทิตย์ น้ำ ชีวมวล ก๊าซชีวภาพ ขยะ เอทานอล ไบโอดีเซล โดยฉบับนี้จะเป็น **ชุดที่ 4 เรื่องคู่มือการพัฒนาและการลงทุนผลิตพลังงานทดแทน (พลังงานชีวมวล)** ซึ่ง พพ. หวังเป็นอย่างยิ่งว่าจะช่วยให้ผู้สนใจมีความเข้าใจในแนวทางการพัฒนาพลังงานทดแทนมาใช้เพิ่มมากขึ้น ซึ่งจะช่วยลดการพึ่งพาการนำเข้าพลังงานจากต่างประเทศ สร้างความมั่นคงด้านพลังงานของประเทศ รวมทั้งลดการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกซึ่งจะส่งผลดีต่อประเทศชาติโดยรวม อย่างยั่งยืนต่อไป

กรมพัฒนาพลังงานทดแทน
และอนุรักษ์พลังงาน
กระทรวงพลังงาน

สารบัญ

หน้า

บทที่ 1 บทนำ 1

1.1 พืชเชื้อเพลิงชีวมวลของประเทศไทย 1

1.2 ปฏิกิริยาชีวมวล 7

1.3 ศักยภาพชีวมวล 9

1.4 คุณสมบัติของชีวมวล 15

บทที่ 2 เทคโนโลยีการผลิตพลังงานจากเชื้อเพลิงชีวมวล 16

2.1 เทคโนโลยีการเผาไหม้ชีวมวล 16

2.2 เทคโนโลยีหม้อไอน้ำ 31

2.3 เทคโนโลยีผลิตความร้อนร่วมกับไฟฟ้า 34

2.4 เทคโนโลยีหลังการเผาไหม้ 37

2.5 การเลือกใช้เทคโนโลยี 40

บทที่ 3 การศึกษาความเป็นไปได้ของโครงการผลิตไฟฟ้าจากชีวมวลเพื่อจำหน่าย 44

3.1 ปัจจัยที่ต้องคำนึงถึงและแนวทางที่เหมาะสมสำหรับนักลงทุน 45

3.2 ขั้นตอนการพิจารณาโครงการผลิตพลังงานจากชีวมวล 49

3.3 การวิเคราะห์ผลการตอบแทนการลงทุน 52

3.4 การศึกษาความเป็นไปได้ในการประเมินสถานที่ตั้งโรงไฟฟ้าชีวมวล 55

3.5 ตัวอย่างกรณีศึกษา : การประเมินหาแหล่งที่ตั้งโรงไฟฟ้าชีวมวล 56

3.6 การประเมินต้นทุนของการผลิตไฟฟ้าจากชีวมวล 60

บทที่ 4 การสนับสนุนจากภาครัฐ 63

4.1 มาตรการส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน 64

4.2 โครงการเงินหมุนเวียนเพื่อส่งเสริมการใช้พลังงานทดแทน 65

4.3 โครงการส่งเสริมการลงทุนด้านอนุรักษ์พลังงานและพลังงานทดแทน 67

4.4 กลไกลการพัฒนาที่สะอาด 69

4.5 โครงการส่งเสริมการลงทุน โดยสำนักงานคณะกรรมการส่งเสริมการลงทุน 73

บทที่ 5 ขั้นตอนการขอใบอนุญาตต่างๆ 75

สารบัญ(ต่อ)

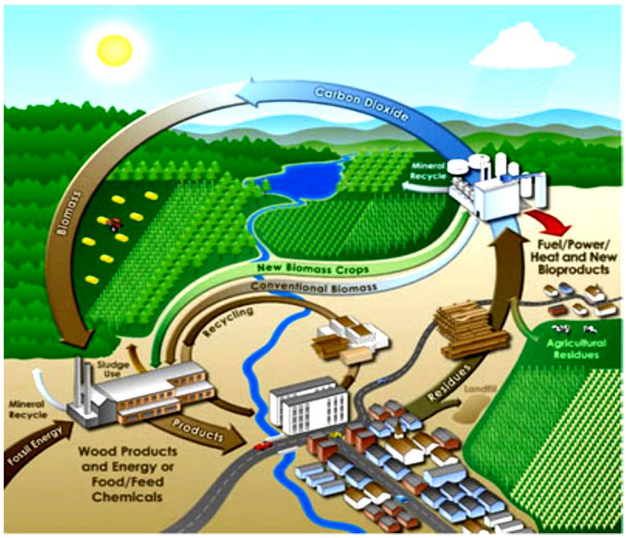
หน้า

ภาคผนวก ก ข้อมูล ผู้ผลิต / จำหน่ายเครื่องจักร / อุปกรณ์ ด้านพลังงานชีวมวล 83
ภาคผนวก ข ประกาศกระทรวงอุตสาหกรรม เรื่อง ข้อกำหนดค่าปริมาณของสารเจือปนในอากาศที่ระบายออกจากโรงงาน พ.ศ.2549 85
เอกสารอ้างอิง 90

บทที่ 1
บทนำ

พลังงานชีวมวล

ชีวมวล (Biomass) หมายถึงวัตถุหรือสสารที่ได้จากธรรมชาติหรือสิ่งมีชีวิตโดยไม่นับการกลายเป็นเชื้อเพลิงฟอสซิล ซึ่งประเทศไทยเป็นประเทศเกษตรกรรมมีผลผลิตทางการเกษตรหลากหลายชนิด เช่น ข้าว น้ำตาล มันสำปะหลัง ยางพาราและน้ำมันปาล์ม เป็นต้น ในอดีตชีวมวลส่วนใหญ่ จะถูกทิ้งซากให้เป็นปุ๋ยอินทรีย์ภายในพื้นที่การเพาะปลูกหรือบางครั้งเกษตรกรกำจัดโดยการเผาทำลาย ซึ่งเป็นการสร้างมลพิษให้กับสิ่งแวดล้อม แต่อันที่จริงแล้วชีวมวลเหล่านี้มีคุณสมบัติในการเป็นเชื้อเพลิงอย่างดีและให้ค่าพลังงานความร้อนในระดับที่สามารถนำไปใช้ประโยชน์ได้และเนื่องจากภาวะถดถอยของแหล่งพลังงาน จึงได้มีการเสาะแสวงหาแหล่งพลังงานทดแทนที่มีศักยภาพและมีปริมาณที่มากพอ “ชีวมวล” จึงเป็นเป้าหมายสำคัญที่ถูกพิจารณา เพื่อเป็นทางเลือกของแหล่งพลังงานใหม่ การใช้ประโยชน์จากพลังงานชีวมวล สามารถนำไปเป็นเชื้อเพลิงเพื่อผลิตพลังงานความร้อน ไอน้ำหรือผลิตเป็นกระแสไฟฟ้า ดังนั้นการนำชีวมวลมาใช้จึงช่วยลดการสูญเสียเงินตราต่างประเทศในการนำเข้าเชื้อเพลิงและสร้างรายได้ให้กับคนท้องถิ่น นอกจากนี้การผลิตพลังงานจากเชื้อเพลิงชีวมวลด้วยเทคโนโลยีที่เหมาะสม จะไม่ก่อให้เกิดมลภาวะและไม่สร้างสภาวะเรือนกระจก เนื่องจากการปลูกทดแทนทำให้ก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์เกิดการหมุนเวียนและไม่มีการปลดปล่อย สำหรับในประเทศไทยนั้นนอกเหนือจากพลังงานจากแสงอาทิตย์แล้วพลังงานชีวมวลจัดได้ว่าเป็นอีกทางเลือกหนึ่งที่น่าสนใจสำหรับการใช้เป็นพลังงานหลักทดแทนเชื้อเพลิงฟอสซิล



วัฏจักรของชีวมวล

1.1 พืชเชื้อเพลิงชีวมวลของประเทศไทย

1.1.1 ข้าว เป็นพืชระยะสั้น ใช้เวลาปลูก 3-4 เดือน มีพื้นที่การเพาะปลูกมากที่สุดประมาณ 69.35 ล้านไร่ (ปี พ.ศ.2552) ซึ่งถือว่ามากที่สุดในบรรดาพืชทั้งหมดและข้าวก็เป็นพืชที่ต้องการน้ำมากที่สุดเช่นกัน สามารถจำแนกตามลักษณะการปลูกได้ 2 แบบ ดังนี้ หนึ่งข้าวนาปีคือ ข้าวที่ปลูกในฤดูฝน ซึ่งมีการเพาะปลูกครอบคลุมทุกภาคในประเทศไทยโดยเฉพาะนาปีนั้นมีพื้นที่เพาะปลูกประมาณ 57.26 ล้าน

ไร่ ในปี พ.ศ.2552 สามารถเก็บเกี่ยวได้ในช่วงเดือนสิงหาคมถึงเดือนเมษายน และสองข้าวนาปรัง คือข้าวที่ปลูกนอกฤดูฝนส่วนใหญ่อยู่ในเขตชลประทานมีพื้นที่เพาะปลูกข้าวนาปรังประมาณ 12.4 ล้านไร่ ในปี พ.ศ. 2552 จะเริ่มเก็บได้ในช่วงเดือนกุมภาพันธ์ถึงเดือนตุลาคม จากข้อมูลสำนักงานเศรษฐกิจการเกษตรปี พ.ศ. 2552 พื้นที่ปลูกข้าวส่วนใหญ่อยู่ในภาคตะวันออกเฉียงเหนือของประเทศ ปัจจุบันมีสัดส่วนประมาณ 37.67% ของเนื้อที่ถือครองทางการเกษตรทั้งประเทศ[1] ดังนั้น สามารถสรุปสถานการณ์พื้นที่เพาะปลูก ผลผลิต และผลผลิตต่อไร่ ของข้าวนาปีและนาปรัง คือ มีแนวโน้มของการทำนาปีลดลง แต่การทำนาปรังเพิ่มขึ้นและผลผลิตมากขึ้นด้วย ดังตารางที่ 1-1 และ 1-2 ดังนี้

ตารางที่ 1-1 พื้นที่เพาะปลูก ผลผลิต และผลผลิตต่อไร่ ของข้าวนาปีและนาปรัง ปี 2548 - 2552

รายการ	ปี 2548	ปี 2549	ปี 2550	ปี 2551	ปี 2552	อัตราการขยายตัว
ข้าวนาปี						
- พื้นที่ปลูก (ล้านไร่)	57.774	57.542	57.386	57.422	57.497	-0.11
- ผลผลิต (ล้านตัน)	23.539	22.840	23.308	23.235	23.253	-0.07
- ผลผลิตต่อไร่ (กก.)	407	397	406	405	404	0.05
ข้าวนาปรัง						
- พื้นที่ปลูก (ล้านไร่)	8.914	9.903	10.074	12.801	12.402	9.61
- ผลผลิต (ล้านตัน)	5.888	6.753	6.802	8.791	8.415	10.27
- ผลผลิตต่อไร่ (กก.)	661	682	675	687	679	0.61
ข้าวรวม						
- พื้นที่ปลูก (ล้านไร่)	66.688	67.445	67.460	70.223	69.899	9.50
- ผลผลิต (ล้านตัน)	29.427	29.593	30.110	32.026	31.668	10.20
- ผลผลิตต่อไร่ (กก.)	441	439	446	456	453	0.66

ที่มา : ตัวชี้วัดเศรษฐกิจการเกษตรของประเทศไทย ปี 2552 , สำนักงานเศรษฐกิจการเกษตร

ตารางที่ 1-2 อุปสงค์และอุปทานข้าวของไทย ในปี 2548-2553

หน่วย : ล้านตันข้าวสาร

รายการ	ปี 2548	ปี 2549	ปี 2550	ปี 2551	ปี 2552* (2)	อัตราเพิ่มร้อยละ	ปี 2553* (1)	ผลต่างร้อยละ (1) และ (2)
ผลผลิต	28.537	30.292	29.642	32.099	31.650	2.69	31.489	-0.51
ความต้องการใช้	15.860	15.914	16.261	16.815	17.101	2.08	17.829	4.26
การส่งออก	11.358 (7.496)	11.355 (7.496)	13.929 (9.193)	15.479 (10.216)	13.030 (8.600)	6.02	14.394 (9.50)	10.47

หมายเหตุ : * ประมาณการ ณ เดือนตุลาคม 2552, หน่วยล้านตันข้าวสาร, อัตราแปรสภาพข้าวเปลือกเป็นข้าวสาร 1 : 0.66

ที่มา : สำนักวิจัยเศรษฐกิจการเกษตร สำนักงานเศรษฐกิจการเกษตร

[1] ข้อมูลพื้นฐานเศรษฐกิจการเกษตร ปี 2552, สำนักงานเศรษฐกิจการเกษตร

1.1.2 อ้อย ประเทศไทยมีพื้นที่ปลูกอ้อยประมาณ 6 ล้านไร่ คิดเป็นผลผลิตประมาณ 66.8 ล้านตัน/ปี จากข้อมูลสำนักงานเศรษฐกิจการเกษตรปี พ.ศ.2552(ตารางที่ 1-3) พื้นที่ปลูกอ้อยส่วนใหญ่อยู่ในเขตภาคกลาง ภาคตะวันออกเฉียงเหนือและภาคเหนือ ไม่พบการปลูกอ้อยโรงงานในพื้นที่ภาคใต้ สำหรับแหล่งผลิตที่สำคัญในประเทศได้แก่ กาญจนบุรี นครสวรรค์ นครราชสีมา ขอนแก่นและกำแพงเพชร อ้อยเป็นพืชล้มลุกใช้ระยะเวลาให้ผลผลิตประมาณ 1 ปีและมีช่วงฤดูเก็บเกี่ยวเพียง 6-7 เดือนตั้งแต่เดือนพฤศจิกายนถึงเดือนพฤษภาคมของปีถัดไป ซึ่งต่างจากพืชอื่นๆ อ้อยเป็นพืชที่ปลูกง่าย เพียงแต่นำพันธุ์ (ส่วนที่เป็นลำต้น) มาปักลงในดิน ช่วงเวลาการเก็บเกี่ยวอ้อยโรงงานที่เหมาะสมควรเก็บเกี่ยวที่อายุ 10-14 เดือน หลังจากเก็บเกี่ยวแล้วตอที่เหลืออยู่ยังสามารถเจริญเติบโตได้อีกในปีถัดไป

ตารางที่ 1-3 พื้นที่เพาะปลูก ผลผลิต และผลผลิตต่อไร่ ของอ้อยโรงงาน ปี 2548 - 2552

รายการ	ปี 2548	ปี 2549	ปี 2550	ปี 2551	ปี 2552	อัตราการขยายตัว
อ้อยโรงงาน						
- พื้นที่ปลูก (ล้านไร่)	6.670	6.033	6.314	6.588	6.024	-1.15
- ผลผลิต (ล้านตัน)	49.586	47.658	64.365	73.502	66.816	10.85
- ผลผลิตต่อไร่ (กก.)	7,434	7,899	10,194	11,157	11,092	12.14

ที่มา : สำนักงานเศรษฐกิจการเกษตร

1.1.3 มันสำปะหลังโรงงาน เป็นพืชล้มลุกชนิดหนึ่งใช้ระยะเวลาการให้ผลผลิตประมาณ 8-13 เดือน ขึ้นอยู่กับพันธุ์ที่ปลูก ปัจจุบันปลูกมากในภาคอีสานตอนใต้และภาคตะวันออกได้แก่ จังหวัดนครราชสีมา สระแก้ว ชัยภูมิ และกำแพงเพชร เป็นต้น มันสำปะหลังแบ่งออกเป็น 2 ชนิด คือ ชนิดขมและชนิดหวาน ซึ่งชนิดขมนิยมปลูกในประเทศ แต่ไม่เหมาะสำหรับการบริโภคโดยตรงเนื่องจากมีกรดไฮโดรไซยานิคสูง เป็นพิษต่อร่างกายต้องนำไปแปรรูปเป็นมันอัดเม็ดและมันเส้นซื้อไปผสมกับหัวมันสดเพื่อลดต้นทุนและใช้เพื่อเลี้ยงสัตว์ เช่น สุกร โคนมและโค

เนื้อ หรือนำแป้งมันเพื่อใช้ในอุตสาหกรรมอาหาร สำหรับชนิดหวานส่วนใหญ่ปลูกไว้ตามรอบๆ บ้านเพื่อการบริโภค นำมานึ่ง ทอดหรือทำเป็นมันสำปะหลัง

จากข้อมูลสำนักงานเศรษฐกิจการเกษตร ในช่วงปี 2548 - 2552 พื้นที่เก็บเกี่ยว ผลผลิต และผลผลิตต่อไร่มีแนวโน้มเพิ่มขึ้นในอัตราร้อยละ 7.19 13.39 และ 5.79 ตามลำดับ (ดังตารางที่ 1-4) เนื่องจากราคาจูงใจให้เกษตรกรขยายพื้นที่ปลูกเพิ่มขึ้น โดยเฉพาะอย่างยิ่ง ปี 2550 ราคาธัญพืชในตลาดต่างประเทศปรับตัวสูงขึ้นมาก จากกระแสความต้องการพลังงานทดแทนทำให้ราคามันสำปะหลังพุ่งสูงขึ้นด้วย ประกอบกับมีการใช้พันธุ์ดีกระจายไปทั่วพื้นที่ปลูก นอกจากนี้สภาพอากาศที่เอื้ออำนวยและมีการปรับปรุงบำรุงดินการดูแลรักษาที่ดี จึงทำให้ผลผลิตต่อไร่เพิ่มขึ้น

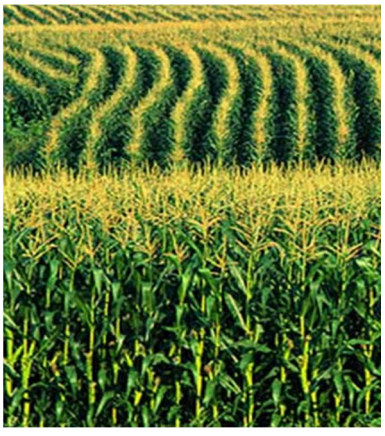
ตารางที่ 1-4 พื้นที่เพาะปลูก ผลผลิต และผลผลิตต่อไร่ ของมันสำปะหลังโรงงาน ปี 2548 - 2552

รายการ	ปี 2548	ปี 2549	ปี 2550	ปี 2551	ปี 2552	อัตราการขยายตัว
มันสำปะหลังโรงงาน						
- พื้นที่เก็บเกี่ยว (ล้านไร่)	6.162	6.693	7.339	7.397	8.292	7.19
- ผลผลิต (ล้านตัน)	16.938	22.584	26.916	25.156	30.088	13.39
- ผลผลิตต่อไร่ (ตัน)	2.749	3.375	3.668	3.401	3.628	5.79

ที่มา : สำนักงานเศรษฐกิจการเกษตร

1.1.4 ข้าวโพด เป็นพืชล้มลุก ใช้ระยะเวลาปลูกผลผลิต 3-4 เดือนเช่นเดียวกับข้าว ข้าวโพดที่ปลูกในประเทศไทย มี 2 ประเภทคือ ข้าวโพดหวานสำหรับบริโภคโดยตรงและข้าวโพดเลี้ยงสัตว์สำหรับผสมในอาหารสัตว์ ซึ่งมีสัดส่วนการปลูกมากกว่าข้าวโพดหวานมากและมีความสำคัญต่ออุตสาหกรรมสัตว์

โดยทั่วไปการปลูกข้าวโพดมี 2 ช่วง รุ่นที่ 1 ปลูกในช่วงเดือนพฤษภาคมถึงเดือนตุลาคม เก็บเกี่ยวผลผลิตอยู่ในช่วงเดือนสิงหาคมถึงเดือนกุมภาพันธ์ รุ่นที่ 2 ปลูกในช่วงเดือนพฤศจิกายนถึงเดือนมีนาคม มีช่วงเก็บเกี่ยวผลผลิตอยู่ในช่วงเดือนกุมภาพันธ์ ถึงเดือนมิถุนายน พื้นที่ส่วนใหญ่ที่เพาะปลูกอยู่ที่ภาคเหนือ ภาคอีสานตอนล่างและภาคกลาง ได้แก่จังหวัดเพชรบูรณ์ นครราชสีมา ลพบุรี นครสวรรค์ น่าน เลย และตาก



ในช่วงปี พ.ศ.2548-2551 การเพาะปลูกข้าวโพดมีแนวโน้มลดลงดังตารางที่ 1-5 เนื่องจากเกษตรกรบางรายเปลี่ยนไปปลูกพืชที่ให้ผลการตอบแทนที่ดีและทนแล้งกว่าข้าวโพด เช่น พื้นที่ทางภาคเหนือและตะวันออกเฉียงเหนือเปลี่ยนไปปลูกยางพารา เป็นต้น

ตารางที่ 1-5 พื้นที่เพาะปลูก ผลผลิต และผลผลิตต่อไร่ ของข้าวโพด ปี 2548 - 2552

รายการ	ปี 2548	ปี 2549	ปี 2550	ปี 2551	ปี 2552	อัตราการขยายตัว
ข้าวโพด						
- พื้นที่ปลูก (ล้านไร่)	6.906	6.405	6.364	6.691	7.099	0.99
- ผลผลิต (ล้านตัน)	4.094	3.918	3.890	4.249	4.616	3.26
- ผลผลิตต่อไร่ (กก.)	593	612	611	635	650	2.23

ที่มา : สำนักงานเศรษฐกิจการเกษตร

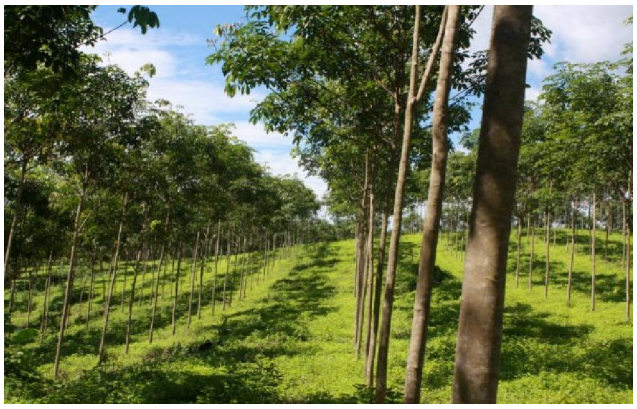
1.1.5 ปาล์มน้ำมัน ปาล์มน้ำมันเป็นพืชเศรษฐกิจที่สำคัญชนิดหนึ่ง เหมาะสมกับสภาพอากาศร้อนชื้น จัดอยู่บริเวณใกล้เคียงกับเส้นศูนย์สูตร ดังนั้น ปาล์มน้ำมันจึงเจริญเติบโตได้ดีในภาคใต้ของประเทศบริเวณที่ปลูกมากที่สุดคือ จังหวัดกระบี่ สุราษฎร์ธานี ชุมพร สตูล และตรัง สามารถเกี่ยวผลผลิตทุก 15 วัน จึงใช้แรงงานไม่มากในการเก็บเกี่ยว ช่วงเดือนที่ให้ผลผลิตสูงสุดอยู่ระหว่างเดือนกันยายนถึง ธันวาคม เนื่องจากน้ำมันปาล์มที่ผลิตได้ยังไม่เพียงพอต่อการอุปโภคบริโภคภายในประเทศและผลตอบแทนการปลูกปาล์มน้ำมันดีกว่าการปลูกพืชชนิดอื่น เช่นยางพาราและการทำนาข้าว ทำให้พื้นที่เพาะปลูกปาล์มน้ำมันมีการขยายตัวอย่างต่อเนื่องส่งผลให้พื้นที่ให้ผลและผลผลิตปาล์มน้ำมันในช่วงปีที่ผ่านมา (ปี พ.ศ.2548-2552) เพิ่มขึ้นในอัตราเฉลี่ยต่อปี 11.65% และ 13.90% ตามลำดับ (ดังตารางที่ 1-6) คาดว่าปริมาณความต้องการน้ำมันปาล์มภายในประเทศเพิ่มมากขึ้น ทั้งนี้เพราะราคาน้ำมันปาล์มในตลาดโลกมีแนวโน้มสูงขึ้น เศษวัสดุที่เหลือจากการเกษตรหรือชีวมวลจากปาล์ม ที่นำมาใช้ประโยชน์ด้านพลังงานได้ ได้แก่ ทะลายปาล์มเปล่า กะลาปาล์มและเส้นใย ซึ่งเป็นวัสดุที่เกิดจากกระบวนการหีบน้ำมันปาล์ม

ตารางที่ 1-6 พื้นที่เพาะปลูก ผลผลิต และผลผลิตต่อไร่ ของปาล์มน้ำมัน ปี 2548 - 2552

รายการ	ปี 2548	ปี 2549	ปี 2550	ปี 2551	ปี 2552	อัตราการขยายตัว
ปาล์มน้ำมัน						
- พื้นที่ยืนต้น (ล้านไร่)	2.75	2.95	3.20	3.63	3.95	9.76
- พื้นที่ให้ผล (ล้านไร่)	2.023	2.37	2.66	2.88	3.19	11.65
- ผลผลิต (ล้านตัน)	5.00	6.72	6.39	9.27	8.16	13.90
- ผลผลิตต่อไร่ (กก.)	2,469	2,828	2,399	3,214	2,560	2.02

ที่มา : สำนักงานเศรษฐกิจการเกษตร

1.1.6 ยางพารา เป็นไม้ที่ถูกนำมาแปรรูปมากที่สุด ในช่วงที่ผ่านมา (ปี พ.ศ. 2548-2552) พื้นที่เพาะปลูกเพิ่มขึ้นในอัตราเฉลี่ย 6.36% ต่อปี จาก 13.61 ล้านไร่ ในปี พ.ศ.2548 เป็น 17.41 ล้านไร่ ในปี พ.ศ.2552 (จากตารางที่ 1-7) ซึ่งกว่า 80% ของพื้นที่ทั้งหมดนี้อยู่ในภาคใต้ ผลผลิตหลักของยางพารา คือ น้ำยางและเมื่อต้นยางพารามีอายุประมาณ 25-30 ปี การผลิตน้ำยางจะหมดสภาพลง โดยยางพาราที่หมดสภาพเหล่านี้จะถูกโค่นเพื่อนำไม้ยางเข้าสู่กระบวนการแปรรูปเป็นเฟอร์นิเจอร์ต่อไป ซึ่งการโค่นไม้ยางพารานั้น มักจะทำการโค่นในช่วงฤดูแล้ง (ช่วงเดือน ธันวาคม ถึง พฤษภาคม) เนื่องจากง่ายต่อการเข้าไปในพื้นที่ โดยจังหวัดที่มีการโค่นไม้ยางพาราสูง ได้แก่ จังหวัดสุราษฎร์ธานี สงขลา ตรังและนครศรีธรรมราช โดยวัสดุที่เหลือทิ้งในสวนยางพาราประกอบด้วย เนื้อไม้และส่วนปลายยอด กิ่งก้านและใบ ตอไม้และรากไม้ ซึ่งวัสดุเหลือทิ้งเหล่านี้เกษตรกร นิยมนำไปเผาทิ้งหรือบางส่วนอาจนำไปใช้เป็นวัตถุดิบ เพื่อใช้ในการเผาถ่าน



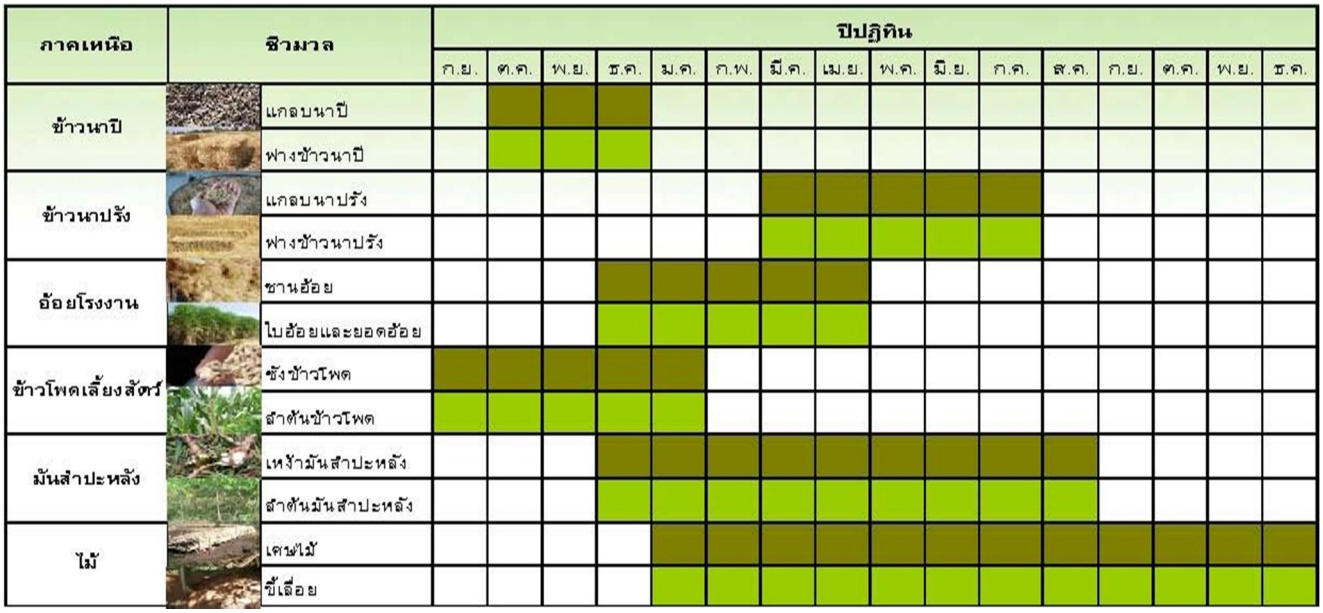
ตารางที่ 1-7 พื้นที่เพาะปลูก ผลผลิต และผลผลิตต่อไร่ ยางพาราของไทย ปี 2548 - 2552

รายการ	ปี 2548	ปี 2549	ปี 2550	ปี 2551	ปี 2552	อัตราการขยายตัว
ยางพารา						
- พื้นที่ปลูก (ล้านไร่)	13.610	14.354	15.354	16.717	17.410	6.36
- พื้นที่กรีดได้ (ล้านไร่)	10.569	10.893	11.043	11.371	11.600	2.32
- ผลผลิต (ล้านตัน)	2.980	3.071	3.022	3.167	3.090	1.04
- ผลผลิตต่อไร่ (กก.)	282	282	274	278	266	-1.30

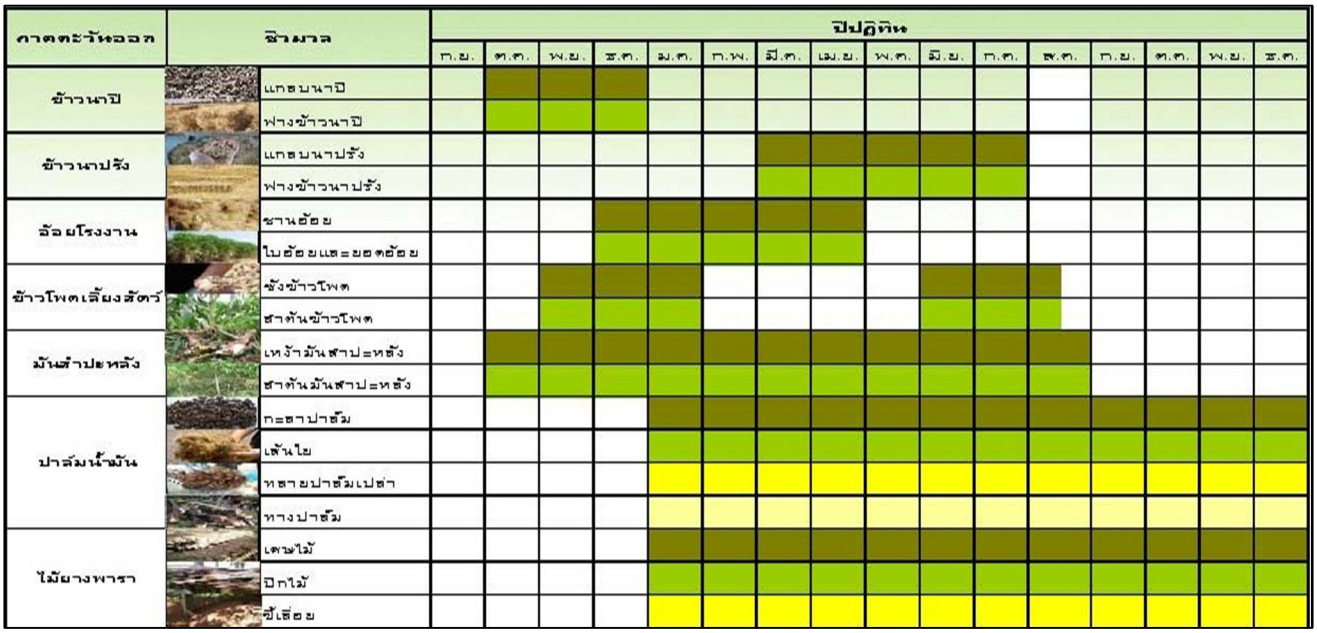
ที่มา : สำนักงานเศรษฐกิจการเกษตร

1.2 ปฏิทินชีวมวล[2]

ปฏิทินชีวมวล เป็นข้อมูลอธิบายรอบของการปลูกและเก็บเกี่ยวพืชเศรษฐกิจและชีวมวลของพืชเศรษฐกิจเหล่านั้น ซึ่งจะมีความแตกต่างกันในแต่ละภาค ทั้งนี้ขึ้นอยู่กับชนิดของพืช สภาพภูมิประเทศและสภาพภูมิอากาศ ปฏิทินชีวมวลจะทำให้ทราบสัดส่วนของพืชชีวมวลรายภาคในแต่ละเดือน เพื่อเป็นแนวทางในการบริหารจัดการเชื้อเพลิง การเพิ่มประสิทธิภาพและลดต้นทุนในการเคลื่อนย้ายชีวมวลต่อไป ดังแสดงในรูป**ปฏิทินชีวมวล**ในภาคเหนือ ภาคตะวันออก ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ภาคใต้และภาคกลาง ตามลำดับ



รูปแสดงปฏิทินชีวมวลภาคเหนือ



รูปแสดงปฏิทินชีวมวลภาคตะวันออก

[2] http://www.efe.or.th

ภาคอีสาน	ชีวมวล	ปีปฏิทิน															
		ก.ย.	ต.ค.	พ.ย.	ธ.ค.	ม.ค.	ก.พ.	มี.ค.	เม.ย.	พ.ค.	มิ.ย.	ก.ค.	ส.ค.	ก.ย.	ต.ค.	พ.ย.	ธ.ค.
ข้าวนาปี	แกลบนาปี																
	ฟางข้าวนาปี																
ข้าวนาปรัง	แกลบนาปรัง																
	ฟางข้าวนาปรัง																
ไม้โรงงาน	ขานอ้อย																
	ใบอ้อยและยอดอ้อย																
ข้าวโพดเลี้ยงสัตว์	ซังข้าวโพด																
	ลำต้นข้าวโพด																
มันสำปะหลัง	เหง้ามันสำปะหลัง																
	ลำต้นมันสำปะหลัง																
ไม้	เศษไม้																
	ขี้เลื่อย																

รูปแสดงปฏิทินชีวมวลภาคตะวันออกเฉียงเหนือ

ภาคใต้	ชีวมวล	ปีปฏิทิน															
		ก.ย.	ต.ค.	พ.ย.	ธ.ค.	ม.ค.	ก.พ.	มี.ค.	เม.ย.	พ.ค.	มิ.ย.	ก.ค.	ส.ค.	ก.ย.	ต.ค.	พ.ย.	ธ.ค.
ข้าวนาปี	แกลบนาปี		ภาคใต้ฝั่งตะวันตก				ภาคใต้ฝั่งตะวันออก										
	ฟางข้าวนาปี		ภาคใต้ฝั่งตะวันตก				ภาคใต้ฝั่งตะวันออก										
ข้าวนาปรัง	แกลบนาปรัง							ภาคใต้ฝั่งตะวันตก			ภาคใต้ฝั่งตะวันออก						
	ฟางข้าวนาปรัง							ภาคใต้ฝั่งตะวันตก			ภาคใต้ฝั่งตะวันออก						
ปาล์มน้ำมัน	กะลาปาล์ม																
	เส้นใย																
	ทลายปาล์มเปล่า																
	ทางปาล์ม																
ไม้ยางพารา	เศษไม้																
	ปีกไม้																
	ขี้เลื่อย																

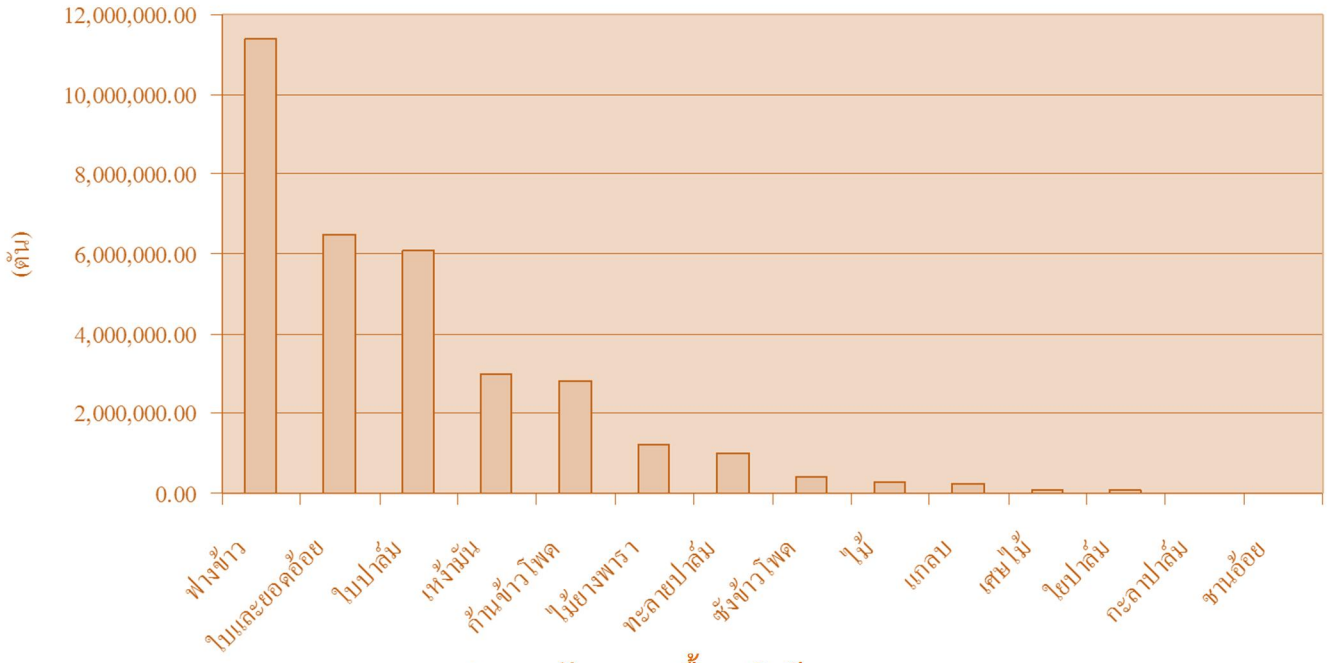
รูปแสดงปฏิทินชีวมวลภาคใต้

ภาคกลาง	ชีวมวล	ปีปฏิทิน															
		ก.ย.	ต.ค.	พ.ย.	ธ.ค.	ม.ค.	ก.พ.	มี.ค.	เม.ย.	พ.ค.	มิ.ย.	ก.ค.	ส.ค.	ก.ย.	ต.ค.	พ.ย.	ธ.ค.
ข้าวนาปี	แกลบนาปี																
	ฟางข้าวนาปี																
ข้าวนาปรัง	แกลบนาปรัง																
	ฟางข้าวนาปรัง																
ไม้โรงงาน	ขานอ้อย																
	ใบอ้อยและยอดอ้อย																
ข้าวโพดเลี้ยงสัตว์	ซังข้าวโพด																
	ลำต้นข้าวโพด																
มันสำปะหลัง	เหง้ามันสำปะหลัง																
	ลำต้นมันสำปะหลัง																
ปาล์มน้ำมัน	กะลาปาล์ม																
	เส้นใย																
	ทลายปาล์มเปล่า																
	ทางปาล์ม																

รูปแสดงปฏิทินชีวมวลภาคกลาง

1.3 ศักยภาพชีวมวล

ผลการประเมินศักยภาพชีวมวลปี พ.ศ.2551 โดยอาศัยข้อมูลผลผลิตทางการเกษตร 6 ชนิด ได้แก่ ข้าว อ้อยโรงงาน ข้าวโพดเลี้ยงสัตว์ ปาล์มน้ำมัน มันสำปะหลังและยางพารา ซึ่งชีวมวลบางชนิดไม่เหมาะนำมาเป็นพลังงานเนื่องจากความชื้นค่อนข้างสูงและบางชนิดต้องหาวิธีจัดเก็บรวบรวมเพื่อให้ต้นทุนถูกที่สุด เช่น ฟางข้าว ใบอ้อยยอดอ้อย รากไม้ยางพาราและเหง้ามันสำปะหลัง เป็นต้น



รูปแสดงศักยภาพเชื้อเพลิงชีวมวล

1.3.1 ข้าว เศษวัสดุเหลือใช้ทางการเกษตรหรือชีวมวลที่เกิดขึ้นจากการเพาะปลูกข้าว ได้แก่ แกลบและฟางข้าว หากพิจารณาเฉพาะชีวมวลจาก ข้าว สามารถสรุปรายละเอียดได้ดังนี้โดยจากข้อมูลผลผลิตทางการเกษตรในปีเพาะปลูก พ.ศ.2551 มีแกลบเกิดขึ้นประมาณ 6.73 ล้านตัน คิดเป็น 21% ของผลผลิตข้าวทั้งหมดและมีฟางเกิดขึ้น 15.69 ล้านตัน คิดเป็น 49% ของผลผลิตข้าวทั้งหมดและคาดว่าจะมีประมาณฟางข้าวทิ้งประมาณ 4.63 ล้านตันต่อปี คิดเป็นศักยภาพพลังงานเท่ากับ 57,080 TJหรือ 1,363.27 ktoe

แกลบและฟางข้าว

ศักยภาพแกลบที่เกิดขึ้น ณปัจจุบัน ส่วนใหญ่นั้นมักจะนำไปทำเป็นเชื้อเพลิงในอุตสาหกรรมต่างๆเช่นอุตสาหกรรมทำกระดาษ เป็นต้น เนื่องจากมีราคาถูกเมื่อเทียบกับน้ำมันเชื้อเพลิง เช่น น้ำมันเตา ที่มีแนวโน้มด้านราคาสูงขึ้นอย่างต่อเนื่อง ทำให้แกลบเป็นที่สนใจของโรงงานอุตสาหกรรมต่างๆ อีกทั้งเมื่อเผาไหม้แล้วเถ้าที่เกิดขึ้นยังสามารถนำไปเป็นวัตถุดิบในอุตสาหกรรมในการผลิตสารกึ่งตัวนำอีกด้วย ฉะนั้นปริมาณแกลบที่จะเป็นวัสดุเหลือทิ้งทางการเกษตรหรือชีวมวลมีเพียง 38,423 ตันต่อปีหรือคิดเป็นศักยภาพพลังงานเท่ากับ 519.47 TJ หรือ 12.41 ktoe

1.3.2 อ้อย การเพาะปลูกอ้อยโรงงานสามารถทำการประเมินวัสดุเหลือทิ้งทางการเกษตรหรือชีวมวลที่เกิดขึ้น จากข้อมูลสถิติของสำนักงานเศรษฐกิจการเกษตรช่วงปี พ.ศ.2551 ซึ่งผลผลิตในรูปของลำต้นมีประมาณ 73.5 ล้านตัน/ปี เศษวัสดุที่นำมาใช้ผลิตพลังงาน ได้แก่ ชานอ้อยและยอดและใบอ้อย โดยชานอ้อยเกิดจากกระบวนการหีบ 58% ของผลผลิตอ้อย ส่วนยอดและใบอ้อยนั้นเป็นเศษวัสดุที่เกิดบนพื้นที่เพาะปลูกเมื่อมีการเก็บเกี่ยว 17% ของผลผลิตอ้อย

ชานอ้อยและชานอ้อยอัดเม็ด

ปัจจุบันชานอ้อยถูกใช้เป็นเชื้อเพลิงเพื่อผลิตพลังงานที่จำเป็นสำหรับกระบวนการผลิตน้ำตาลเกือบ 100% ของปริมาณที่เกิดขึ้นทั้งหมด ทำให้ปริมาณที่เหลือนำมาใช้ประโยชน์ได้นั้นมีน้อยมาก ในส่วนของใบและยอดอ้อย ส่วนใหญ่จะถูกเผาทิ้งก่อนตัดหรือ/และหลังตัดเพื่อสะดวกต่อการตัดและการเตรียมพื้นที่เพาะปลูกในรอบต่อไป ในปัจจุบันในพื้นที่ภาคตะวันออกเฉียงเหนือมีการเก็บใบและยอดอ้อยนำเข้าโรงงานน้ำตาลพร้อมกับลำต้นเพื่อเพิ่มปริมาณชีวมวล แต่ยังอยู่ในปริมาณที่จำกัด ดังนั้นถ้ามีการจัดเก็บที่เป็นระบบและเหมาะสมกับพื้นที่เพาะปลูกของประเทศ ยอดและใบอ้อยที่เก็บได้จะนำมาเพิ่มศักยภาพในการผลิตพลังงานได้ประมาณ 2,544.31 ktoe

เหง้ากองเปลือกมันสำปะหลัง

1.3.3 มันสำปะหลัง ชีวมวลที่ได้จากมันสำปะหลังสามารถจำแนกออกเป็น 2 ส่วน คือ ส่วนแรก เหง้ามันสำปะหลังและส่วนที่สอง คือ ลำต้น ยอดและใบ ซึ่งจากข้อมูลในปี พ.ศ.2551 มีปริมาณผลผลิตมันสำปะหลังทั้งประเทศอยู่ที่ 25.15 ล้านตัน จะมีปริมาณวัสดุเหลือใช้ที่เกิดขึ้นจากมันสำปะหลัง (เหง้ามันสำปะหลัง) เกิดขึ้นประมาณ 5.03 ตัน คิดเป็น 20% ของผลผลิตมันสำปะหลังทั้งหมดและคาดว่าจะมีปริมาณเหง้าเหลือทิ้งประมาณ 3.32 ล้านตันต่อปี มีศักยภาพพลังงานประมาณ 18,230.05 TJ หรือ 435.40 ktoeในส่วนของลำต้นของมันสำปะหลังมีปริมาณเฉลี่ยอยู่ที่ 2.26 ล้านตันต่อปี มีศักยภาพพลังงานประมาณ 14,356.63 TJ หรือ 343.10 ktoe เนื่องจากส่วนใหญ่ลำต้นจะนำไปใช้เป็นตอพันธุ์

1.3.4 ปาล์มน้ำมัน มีผลผลิตในรูปของผลปาล์มสด (Fresh Fruit Bunch: FFB) ประมาณ 9.27 ล้านตัน/ปี เศษวัสดุจากปาล์มที่นำมาใช้ประโยชน์ด้านพลังงานได้ ได้แก่ ทะลายปาล์มเปล่า (Empty Fruit Bunch : EFB) กะลาปาล์มและเส้นใย ซึ่งเป็นเศษวัสดุที่เกิดจากกระบวนการหีบน้ำมันปาล์ม สำหรับทะลาย

ปาล์มเปล่าเกิดขึ้น 32% ของผลผลิตทั้งหมด กะลาปาล์ม 4% ของผลผลิตทั้งหมดและเส้นใยประมาณ 19% ของผลผลิตทั้งหมด ปัจจุบันเส้นใยถูกนำมาใช้เป็นเชื้อเพลิงเพื่อผลิตพลังงานความร้อนและไฟฟ้าในโรงงานหีบน้ำมันปาล์ม เกือบทั้งหมดสำหรับกะลาปาล์มจะจำหน่ายเพื่อเป็นเชื้อเพลิงในโรงงานอุตสาหกรรมอื่นๆ เช่น ปูนซีเมนต์ เป็นต้นหรือใช้เป็นวัตถุดิบในการผลิตถ่านกัมมันต์ เมื่อหักลบการใช้ประโยชน์ดังกล่าวออกไป เศษวัสดุจากปาล์มที่มีศักยภาพเหลือพอนำมาใช้ในการผลิตพลังงานสูงสุด ได้แก่ ทะลายปาล์มเปล่า เพราะในปัจจุบันยังมีสัดส่วนที่เหลือทิ้งที่สามารถนำมาใช้ประโยชน์ได้กว่า 50% ซึ่งคิดเป็นพลังงานเทียบเท่า 194.94 ktoe

ทะลายปาล์มและผลปาล์ม

ลำต้นและซังข้าวโพด

1.3.5 ข้าวโพด ชีวมวลที่ได้จากข้าวโพดสามารถจำแนกออกเป็น 2 ส่วน คือ 1. ซังข้าวโพดและ2.ลำต้น ยอดและใบ ซึ่งจากข้อมูลในปีเพาะปลูก พ.ศ.2551 มีปริมาณผลผลิตข้าวโพดเลี้ยงสัตว์ทั้งประเทศ 4.249 ล้านตัน จะมีปริมาณวัสดุเหลือใช้ที่เกิดขึ้นจากข้าวโพด (ซังข้าวโพด) มีซังข้าวโพดเกิดขึ้นประมาณ 1.02 ล้านตัน คิดเป็น 24% ของผลผลิตข้าวโพดทั้งหมดและคาดว่าจะเหลือใช้ประมาณ 0.683 ล้านตัน คิดเป็นศักยภาพพลังงานเท่ากับ 6,572.76 TJ หรือ 156.98 ktoe

ในส่วนของลำต้นของข้าวโพดที่เกิดขึ้นมีปริมาณ 3.48 ล้านตัน คิดเป็นประมาณ 82% ของปริมาณผลผลิตเมล็ดข้าวโพดทั้งหมด ส่วนลำต้นจะนำไปใช้เลี้ยงสัตว์และทำปุ๋ยเช่นกัน หากมีการรวบรวมปริมาณลำต้นข้าวโพดคงเหลือมาใช้เป็นพลังงาน พบว่ามีศักยภาพพลังงานประมาณ 498.98 ktoe

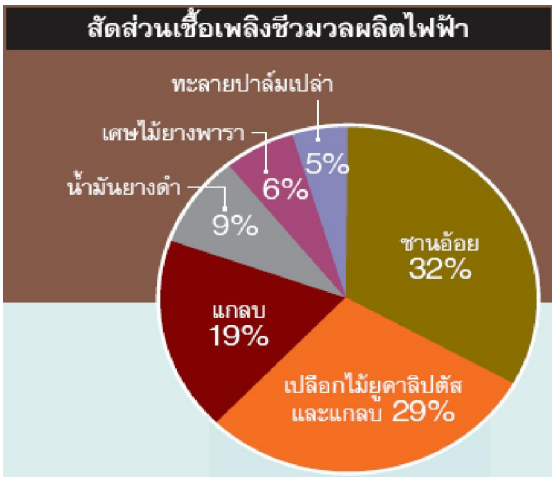
การแปรรูปไม้ยางพาราและเศษไม้

1.3.6 ยางพารา วัสดุที่เหลือทิ้งจากการโค่นไม้ยางพารา ได้แก่ รากไม้ยางพาราและกิ่งไม้เล็กๆ ซึ่งเหลือในพื้นที่ปลูกยางพาราประมาณ 40% ของปริมาณต้นยางพาราทั้งหมด แต่ยากในการเก็บรวบรวมเพื่อนำมาใช้ประโยชน์ ดังนั้นเกษตรกรจึงนิยมเผาทิ้งหรือบางส่วนเอานำกิ่งไม้ยางเล็กๆ ที่พอรวบรวมได้ไปเป็นวัตถุดิบในการเผาถ่าน

สำหรับวัสดุที่เหลือจากการแปรรูปไม้ยางพารา อาทิ ปีกไม้ ขี้เลื่อยหรือขี้กบ จะถูกนำไปใช้เป็นเชื้อเพลิงในโรงงานแปรรูปเองและบางส่วนถูกนำไปจำหน่ายเพื่อใช้เป็นเชื้อเพลิงหรือนำไปทำเป็นไม้อัด

และเผาถ่าน ดังนั้น ศักยภาพที่จะนำวัสดุเหลือทิ้งจากการแปรรูปเพื่อใช้ในการผลิตกระแสไฟฟ้าเป็นไปได้น้อยมาก ส่วนที่เหลือทิ้งในสวนยางพารา เนื้อไม้ยางพารา จำพวกกิ่งไม้ รากไม้ สามารถประเมินคงเหลือที่นำมาใช้ได้ประมาณ 0.986 ล้านตัน แต่ค่อนข้างยากต่อการเก็บรวบรวม ดังนั้น สามารถประเมินศักยภาพพลังงานได้ประมาณ 6,478.90 TJ หรือ 154.75 ktoe

จากรูปสัดส่วนเชื้อเพลิงชีวมวลเพื่อผลิตไฟฟ้า[3] จะแสดงให้เห็นถึงสัดส่วนของเชื้อเพลิงชีวมวลแต่ละประเภทเพื่อการผลิตไฟฟ้า และในตารางที่ 1-9 จะเป็นการประเมินศักยภาพชีวมวลที่เหลืออยู่ และในตารางที่ 1-10 จะแสดงราคาชีวมวล (ตั้งแต่ ม.ค. 53 - ส.ค. 53) ซึ่งจะพบว่าแกลบจะมีสัดส่วนการใช้สูงสุดเนื่องจากราคาเชื้อเพลิงปิโตรเลียมปรับตัวสูงขึ้น ส่งผลให้ภาคเอกชนหันมาใช้ชีวมวลซึ่งเป็นวัสดุเหลือทิ้ง เช่น แกลบและชานอ้อยมาผลิตเป็นไฟฟ้าและความร้อนที่ใช้ในกระบวนการผลิตอุตสาหกรรม จนเกือบไม่เหลือศักยภาพที่จะมาผลิตเป็นพลังงานได้อีกต่อไป



สัดส่วนเชื้อเพลิงชีวมวลผลิตไฟฟ้า

[3] ที่มา : วารสารอินทาเนีย ปีที่ 14 ฉบับที่ 4 พ.ศ.2552

ตารางที่ 1-8 การประเมินศักยภาพชีวมวลปี พ.ศ.2551[4]

ชนิด	ผลผลิตต่อปี		ชีวมวล	อัตราส่วนชีวมวล		ปริมาณชีวมวลเกิดขึ้น (ล้านตัน)	ค่าความร้อนต่ำ (MJ/kg)	ความชื้น (%)	ตัวประกอบวัสดุเหลือใช้ที่ยังไม่มีการนำไปใช้	ปริมาณชีวมวลที่ยังไม่มีการใช้ (ล้านตัน)	ศักยภาพพลังงาน	
				ต่อผลผลิต	ตัน/ไร่						(เทราจูล)	(ktoe)
ข้าว	32.026	ล้านตัน	แกลบ	0.21		6.73	13.52	12	0.0057	0.0383	518.29	12.38
			ฟางข้าว	0.49		15.69	12.33	10	0.295	4.6294	57,079.99	1,363.27
อ้อยโรงงาน	73.502	ล้านตัน	ชานอ้อย	0.28		20.61	7.37	50.73	0	0.000	-	-
			ยอดและใบ	0.17		12.51	15.48	9.2	0.55	6.8818	106,530.06	2,544.31
มันสำปะหลัง	25.156	ล้านตัน	ลำต้น	0.09		2.26	15.59	59.4	0.407	0.9215	14,356.63	343.10
			เหง้า	0.20		5.03	5.49	59.4	0.66	3.3206	18,230.05	435.40
ข้าวโพด	4.249	ล้านตัน	ซัง	0.24		1.02	9.62	40	0.67	0.6832	6,572.76	156.98
			ลำต้น	0.82		3.48	9.83	42	0.61	2.1253	20,892.19	498.98
ปาล์มน้ำมัน	9.271	ล้านตัน	ทะลายเปล่า	0.32		2.97	7.24	58.6	0.38	1.1274	8,162.04	194.94
			กากใย	0.19		1.76	11.4	38.5	0	0.000	-	-
			กะลา	0.04		0.37	16.9	12	0	0.000	-	-
ไม้ยางพารา	0.25*	ล้านไร่	ขี้เลื่อย		3	0.75	6.57	55	0	0.000	-	-
			ปีกไม้/เศษไม้		12	3.00	6.57	55	0.41	1.2300	8,081.10	193.00
			รากไม้		5	1.25	6.57	55	0.95	1.1875	7,801.88	186.34
ยูคาลิปตัส	0.6*	ล้านไร่	เปลือกไม้		3	1.80	4.92	63	-	-	-	-

[4] ที่มา ผลผลิตต่อปี : ปริมาณผลผลิต ในปี พ.ศ.2551 ของ สำนักงานเศรษฐกิจการเกษตร
ศักยภาพพลังงาน เป็นค่าที่ได้จากการคำนวณโดยอาศัย "ตัวประกอบวัสดุเหลือใช้ที่ยังไม่มีการนำไปใช้"
* ผลผลิตต่อปีของไม้ยางพาราและยูคาลิปตัสเป็นข้อมูลปริมาณผลผลิตของปี พ.ศ.2550, มูลนิธิพลังงานเพื่อสิ่งแวดล้อม

ตารางที่ 1-9 ราคาชีวมวล (ตั้งแต่ ม.ค. 53 - ส.ค. 53)

ลำดับ	ชีวมวล	จังหวัด	ราคาชีวมวล (บาท/ตัน)							
			ม.ค.53	ก.พ.53	มี.ค.53	เม.ย.53	พ.ค.53	มิ.ย.53	ก.ค.53	ส.ค.53
1.	แกลบ	สุรินทร์	1,000	900	1,000	1,100	1,200	1,100	1,100	1,200
		กำแพงเพชร	1,000	1,100	1,100	1,200	1,300	1,300	1,300	1,600
		สุพรรณบุรี	950	1,150	1,000	1,100	1,100	1,100	1,100	1,100
		พะเยา	-	300	-	-	-	-	-	
		ฉะเชิงเทรา	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,400
2.	ปีกไม้ ยางพารา	กระบี่	550	400	400	400	400	550	550	550
		สงขลา	650	650	620	570	-	-	-	780
		นครศรีธรรมราช	750	750	-	750	750	750	750	750
		สุราษฎร์ธานี	700	700	700	700	700	700	700	700
		นราธิวาส	800	770	-	770	700	750	750	830
3.	กะลาปาล์ม	สุราษฎร์ธานี	-	-	-	-	-	-	-	-
		กระบี่	-	1,500	-	1,500	1,500	1,500	1,500	1,800
		เพชรบูรณ์	-	-	-	-	-	-	-	-
4.	ทะลาย ปาล์มเปล่า	สุราษฎร์ธานี	-	-	-	-	-	-	-	-
		กระบี่	-	50	-	50	50	50	50	50
5.	ไม้ชิ้นสับ	นครปฐม	1,180	1,200	1,250	1,250	1,280	1,250	1,250	1,250
		อุดรธานี	-	-	-	-	-	-	-	-
		ขอนแก่น	-	-	-	-	-	-	-	-
		กาญจนบุรี	-	-	-	-	-	-	-	-
6.	ใบอ้อยและยอดอ้อย	สุพรรณบุรี	530	530	530	*	*	*	*	*
7.	ซังข้าวโพด	เพชรบูรณ์	-	-	-	-	-	-	-	-
8.	เหง้ามัน	เพชรบูรณ์	-	-	-	-	-	-	-	-

หมายเหตุ * หยุดการรับซื้อ

ที่มา : มูลนิธิพลังงานเพื่อสิ่งแวดล้อม

1.4 คุณสมบัติของชีวมวล

ชีวมวลแต่ละประเภทจะให้พลังงานจากการเผาไหม้แตกต่างกัน ตามลักษณะองค์ประกอบต่างๆ ของชีวมวลแต่ละชนิด และสัดส่วนความชื้นที่สะสมอยู่ในชีวมวล โดยคุณสมบัติของชีวมวลที่เป็นพืชหลักและมีศักยภาพในการนำมาใช้สำหรับประเทศไทย แสดงในตารางที่ 1-8

ตารางที่ 1-10 แสดงคุณสมบัติของชีวมวล

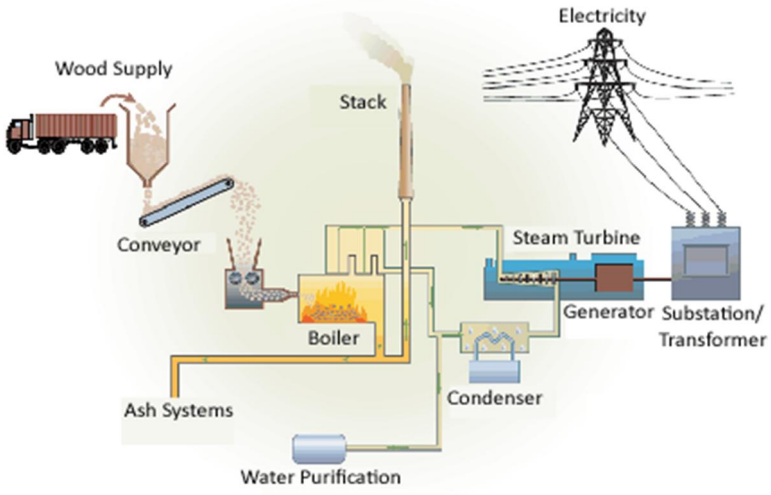
พืช	ส่วนประกอบ	ค่าความร้อนต่ำ (kJ/kg)	ความชื้น (%)	ความหนาแน่นรวม (kg/m^3)
ข้าว	ฟางข้าว	12,330	10.00	125
	แกลบ	14,204	8.20	150
อ้อยโรงงาน	ใบ	15,479	9.20	100
	ชานอ้อย	7,368	50.73	120
มันสำปะหลัง	เหง้ามันสำปะหลัง	5,494	59.40	250
	ลำต้น	7,560	48.40	Na
	ทางใบ	1,760	78.40	Na
ข้าวโพดเลี้ยงสัตว์	ซังข้าวโพด	16,220	7.00	Na
	ลำต้น	9,830	41.7	na
ปาล์มน้ำมัน	ทะลายปาล์ม	7,240	58.60	380
	เส้นใยปาล์ม	11,800	31.84	250
	กะลาปาล์ม	18,267	12.00	400
	ลำต้นปาล์ม	7,540	48.40	na
ยางพารา	ไม้ยางพารา	8,600	45.00	450
ยูคาลิปตัส	เปลือกไม้ยูคาลิปตัส	6,745	50.00	na
มะพร้าว	ขุยมะพร้าว	6,272	na	270

ที่มา : http://www.bpe-boiler.com/mambo/Presentation%20Boiler/BiomassAnalysis.html

บทที่ 2
เทคโนโลยีการผลิตพลังงานจากเชื้อเพลิงชีวมวล

ปัจจุบันประเทศไทยมีการผลิตพลังงานความร้อนและไฟฟ้า โดยใช้ชีวมวลเป็นเชื้อเพลิงกันอย่างแพร่หลาย ซึ่งระบบจะมีตั้งแต่ขนาดเล็กจนถึงระดับโรงไฟฟ้า โดยการเปลี่ยนชีวมวลเป็นพลังงานด้วยกระบวนการทางเคมี-ความร้อน มีระบบหลักๆ อยู่ 4 ระบบ คือ 1.การเผาไหม้โดยตรง (Direct-Fired) 2. การเผาไหม้โดยใช้เชื้อเพลิงสองชนิดขึ้นไป (Co-Firing) 3.การผลิตก๊าซเชื้อเพลิง (Gasification) และ 4.ไพโรไลซิส (Pyrolysis)

การผลิตพลังงานจากเชื้อเพลิงชีวมวลส่วนใหญ่เลือกใช้ระบบการเผาไหม้โดยตรง โดยนำเชื้อเพลิงชีวมวลมาเผาไหม้โดยตรงให้หม้อไอน้ำ (Boiler) ซึ่งไอน้ำที่ผลิตได้นี้จะถูกนำไปปั่นกังหันที่ต่ออยู่กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทำให้ได้กระแสไฟฟ้าออกมาและยังสามารถออกแบบให้นำไอน้ำที่ผ่านกังหันเพื่อผลิตไฟฟ้า (Condensing Turbine) มาใช้ประโยชน์ในรูปแบบความร้อน ซึ่งการผลิตไอน้ำและไฟฟ้าร่วมกันนี้เรียกว่าระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม (Cogeneration) ซึ่งเป็นระบบที่มีประสิทธิภาพในการใช้เชื้อเพลิงสูง โรงไฟฟ้าถ่านหินหลายแห่งสามารถนำระบบการเผาไหม้โดยใช้เชื้อเพลิงชีวมวลเผาร่วมกับถ่านหิน (Co-Firing) เพื่อเป็นการลดการปล่อยมลภาวะโดยเฉพาะก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์



รูปแสดงการเผาไหม้โดยตรงของชีวมวล

2.1 เทคโนโลยีการเผาไหม้ชีวมวล

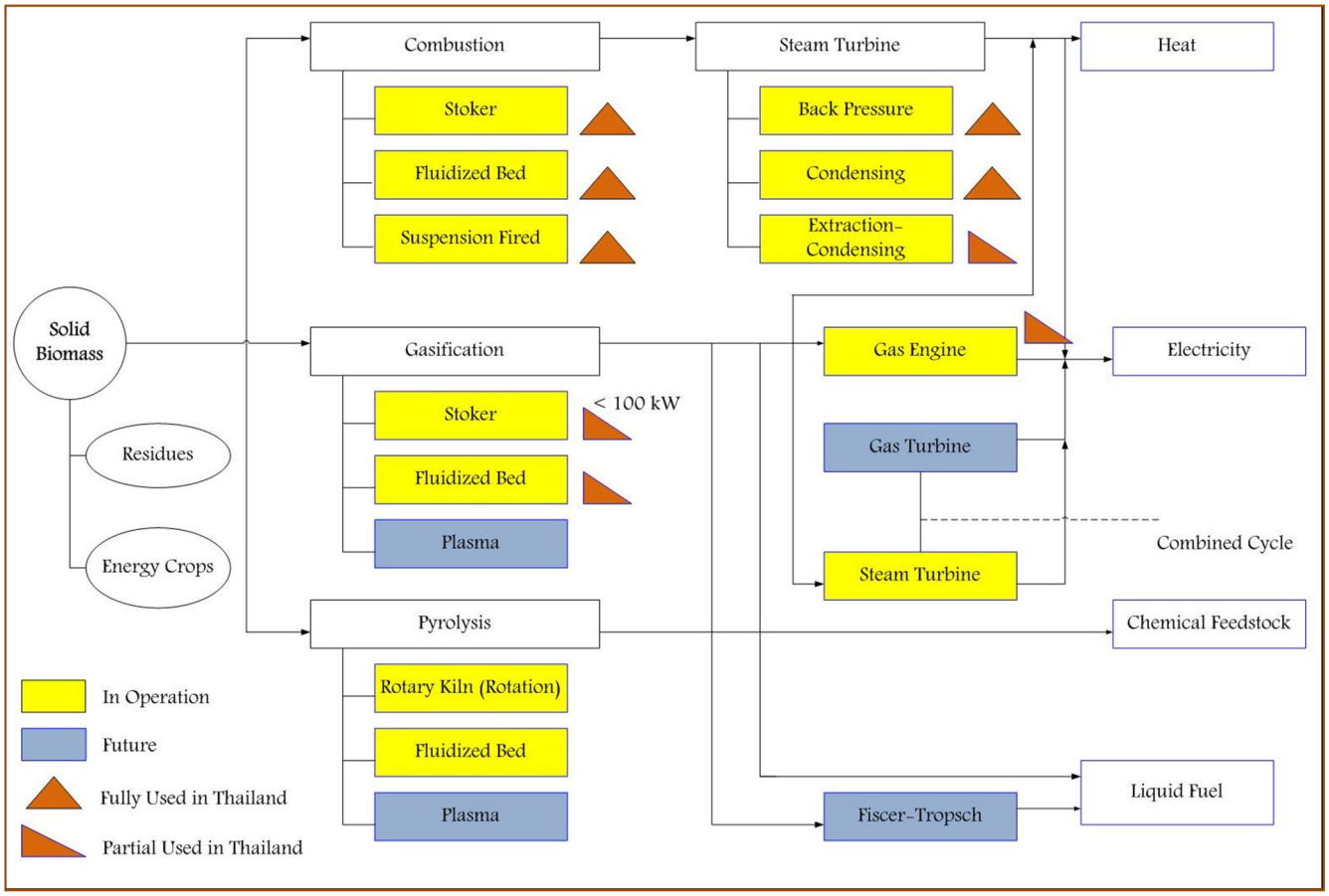
ในปัจจุบันเชื้อเพลิงชีวมวลได้ถูกนำมาใช้เป็นพลังงานทดแทนเชื้อเพลิงพาณิชย์ในภาคอุตสาหกรรม ซึ่งชีวมวลที่นำมาใช้ได้มาจากเศษวัสดุเหลือใช้ที่เป็นของเสียจากกระบวนการผลิต เชื้อเพลิงชีวมวลสามารถนำมาเปลี่ยนเป็นพลังงานได้หลายวิธี ได้แก่

- การเผาไหม้โดยตรง (Direct Combustion)
- การใช้ความร้อนสลายโมเลกุล (Thermochemical conversion) ประกอบด้วย

- กระบวนการไพโรไลซิส(Pyrolysis)
- กระบวนการแก๊สซิฟิเคชั่น(Gasification)
- กระบวนการลิขวิดแฟคชั่น(Liquidfaction)

♦ การใช้ชีวเคมีสลายโมเลกุล (Biochemical conversion)ประกอบด้วย

- กระบวนการย่อยสลายโดยไม่ใช้ออกซิเจน (Anaerobic digestion)
- กระบวนการหมัก (Yeast fermentation)

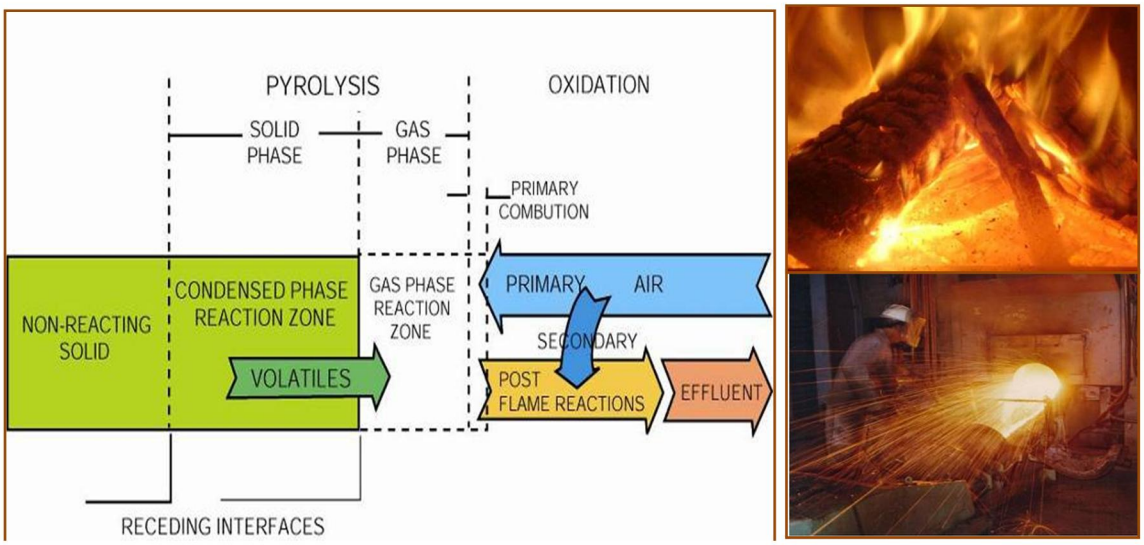


รูปแสดงเทคโนโลยีการผลิตพลังงานจากเชื้อเพลิงชีวมวล

การเผาไหม้โดยตรงเป็นวิธีที่ใช้กันมากที่สุดในการนำเชื้อเพลิงมาใช้ให้เกิดประโยชน์โดยการเผาให้ได้ความร้อนเพื่อเอาก๊าซร้อนไปใช้ในกระบวนการผลิตเช่นการอบแห้งหรือการนำความร้อนที่ได้ไปผลิตไอน้ำร้อนที่มีความดันสูงเพื่อใช้ในการผลิตไฟฟ้าเชื้อเพลิงจะถูกเผาไหม้โดยตรงภายในเตาเผาความร้อนที่ได้จากการเผาไหม้จะถูกนำไปใช้ผลิตไอน้ำที่มีอุณหภูมิและความดันสูงไอน้ำที่ผลิตได้นี้จะถูกนำไปใช้ขับกังหันไอน้ำเพื่อผลิตไฟฟ้าหรือนำความร้อนไปใช้ในกระบวนการ

สำหรับการใช้ความร้อนสลายโมเลกุลของการพัฒนาเทคโนโลยีที่ใช้กับเชื้อเพลิงชีวมวล ได้แก่ การใช้กระบวนการแก๊สซิฟิเคชั่น โดยเปลี่ยนรูปแบบของเชื้อเพลิงชีวมวลให้เป็นก๊าซเชื้อเพลิงเพื่อใช้ในเครื่องยนต์สันดาปภายใน (Internal Combustion Engine) กังหันก๊าซทั้งในวัฏจักรธรรมดาและ Combined Cycle หรือเพื่อใช้ในการผลิตเซลล์เชื้อเพลิง (Fuel Cell) การแยกสลายด้วยความร้อนแบบไม่มีออกซิเจน คือ

เทคโนโลยีไพโรไลซิสและแก๊สซิฟิเคชั่น ซึ่งเป็นกระบวนการที่ทำให้เกิดการออกซิเดชั่นบางส่วนกับออกซิเจน ไอน้ำหรือ คาร์บอนไดออกไซด์ (CO_2) ทั้งสองกระบวนการเปลี่ยนชีวมวลที่อยู่ในรูปของแข็งซึ่งมีองค์ประกอบหลักคือ คาร์บอน ไฮโดรเจนและออกซิเจน ให้กลายเป็นก๊าซที่เผาไหม้ได้ ได้แก่ ก๊าซคาร์บอนมอนอกไซด์ (CO) ก๊าซไฮโดรเจน (H_2) และก๊าซมีเทน (CH_4) ก๊าซเหล่านี้จะถูกเผาไหม้เพื่อเปลี่ยนเป็นพลังงานความร้อน



รูปแสดงการเผาไหม้โดยตรงของชีวมวล

การเผาไหม้เป็นวิธีที่ใช้กันมากในการนำเชื้อเพลิงมาใช้ให้เกิดประโยชน์โดยการเผาให้ได้ความร้อนเพื่อเอาก๊าซร้อนไปใช้ในกระบวนการผลิตเช่นการอบแห้งหรือการนำความร้อนที่ได้ไปผลิตไอน้ำร้อนที่มีความดันสูงเพื่อใช้ในการผลิตไฟฟ้าเชื้อเพลิงจะถูกเผาไหม้โดยตรงภายในเตาเผาความร้อนที่ได้จากการเผาไหม้จะถูกนำไปใช้ผลิตไอน้ำที่มีอุณหภูมิและความดันสูงไอน้ำที่ผลิตได้นี้จะถูกนำไปใช้ขับกังหันไอน้ำเพื่อผลิตไฟฟ้าหรือนำความร้อนไปใช้ในกระบวนการ แบ่งออกเป็น

2.1.1 ระบบการเผาไหม้โดยตรง (Direct-Fired) เป็นระบบเพื่อทำงานร่วมกับเทคโนโลยีกังหันไอน้ำในการผลิตพลังงานจากเชื้อเพลิงชีวมวลเป็นระบบที่ใช้กันมากที่สุดในโลก ซึ่งส่วนประกอบที่สำคัญ คือ เตาเผา มีหน้าที่เปลี่ยนชีวมวลเป็นพลังงานความร้อน ปัจจุบันมีอยู่ด้วนกันหลายประเภท คือ เตาเผาระบบตะกรับ (Stoker Firing) เตาเผาระบบฟลูอิไดซ์เบด (Fluidized Bed Combustion) และเตาเผาระบบลอยตัว (Suspension Firing)

ในการเผาไหม้ตรงนั้น ส่วนประกอบที่สำคัญเป็นอย่างยิ่งได้แก่ เตาเผา ซึ่งทำหน้าที่เป็นอุปกรณ์ในการเปลี่ยนชีวมวลเป็นพลังงานความร้อน เตาเผาที่ใช้ในปัจจุบันมีอยู่ด้วยกันหลายประเภท เตาเผาที่ใช้จะต้องมีประสิทธิภาพที่ดีและเหมาะสมกับการใช้งานกับเชื้อเพลิงในแต่ละประเภท ดังนี้

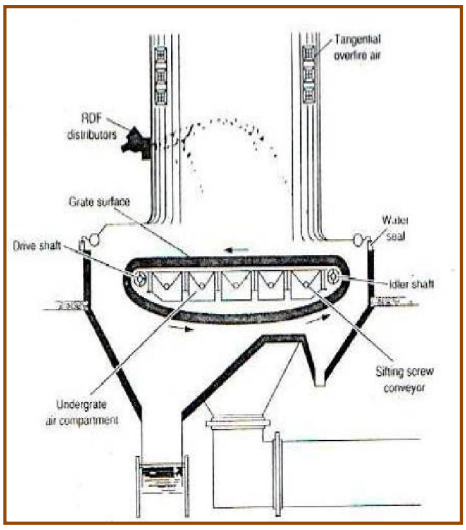
2.1.1.1 เตาเผาระบบใช้แรงงานคนป้อนเชื้อเพลิง เตาเผาระบบนี้จะอาศัยคนงานที่มีความชำนาญในการกระจายเชื้อเพลิงให้ทั่วสม่ำเสมอบนตะกรันเตาไฟซึ่งที่ทำมาจากเหล็กหล่อเป็น

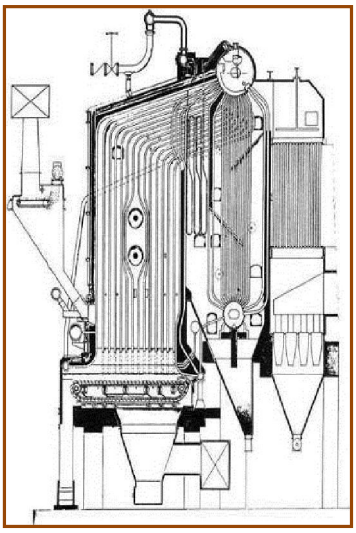
ตอนๆ อากาศที่ใช้สำหรับเผาไหม้จะถูกส่งจากใต้เตาเหนือตะกรันเตาไฟ ประสิทธิภาพการเผาไหม้ของระบบนี้ค่อนข้างต่ำและปัจจุบันไม่ได้รับความนิยม

2.1.1.2 ระบบสโตกเกอร์ (Stoker) เป็นระบบแรกที่มีการป้อนเชื้อเพลิงเข้าสู่เตาโดยอาศัยเครื่องกลแทนแรงงานคนข้อดีของระบบนี้คือมีราคาถูกและสามารถออกแบบให้ใช้ได้กับเชื้อเพลิงแข็งหลายชนิดแต่ระบบสโตกเกอร์มีขีดความสามารถในการผลิตไอน้ำร้อนในระดับต่ำระบบสโตกเกอร์สามารถแบ่งตามลักษณะการป้อนเชื้อเพลิงได้เป็น 2 ชนิดคือระบบสโตกเกอร์ที่เชื้อเพลิงถูกป้อนเข้าสู่เตาทางด้านบน (Overfeed Stoker) และระบบสโตกเกอร์ที่เชื้อเพลิงถูกป้อนเข้าสู่เตาทางด้านล่าง (Underfeed Stoker)

1) ระบบสโตกเกอร์ที่เชื้อเพลิงถูกป้อนเข้าสู่เตาทางด้านบน เชื้อเพลิงจะถูกป้อนเข้าสู่เตาทางด้านบนหรือสูงกว่าตำแหน่งทางเข้าของอากาศส่วนแรกที่ถูกส่งไปช่วยในการเผาไหม้โดยป้อนเชื้อเพลิงให้อยู่บนตะแกรงจากนั้นอากาศส่วนแรกถูกป้อนเข้าทางด้านล่างของตะแกรงผ่านขึ้นมาเผาไหม้เชื้อเพลิงบนตะแกรงอากาศอีกส่วนหนึ่งจะถูกป้อนเข้าทางส่วนบนของตะแกรงเพื่อช่วยให้การเผาไหม้สมบูรณ์ ข้อเสียของการเผาไหม้ระบบนี้ คือ การควบคุมปริมาณของอากาศที่ป้อนเข้าใต้ตะแกรงนั้นทำได้ยากเพราะจะขึ้นอยู่กับความสูงและความหนาแน่นของเชื้อเพลิงที่กองอยู่บนตะแกรงและนอกจากนี้ต้องเสียค่าใช้จ่ายในการก่อสร้างค่อนข้างสูงเพราะต้องป้องกันการสูญเสียความร้อนออกจากผนังเตาเพื่อทำให้การเผาไหม้เกิดขึ้นได้อย่างคงที่ เตาที่ใช้กับการป้อนเชื้อเพลิงเข้าสู่เตาทางด้านบนที่นิยมใช้ในอุตสาหกรรมทั่วไปมีอยู่ด้วยกันคือ

แบบที่ 1ระบบสโตกเกอร์แบบตะกรับเลื่อน (Traveling Grate Stoker) เชื้อเพลิงจะถูกป้อนออกจากถังเก็บ (Hopper) โดยสายพานตีนตะขาบซึ่งจะเคลื่อนที่พาเชื้อเพลิงผ่านเข้าไปในเตาเพื่อเผาไหม้การลุกไหม้จะลุกคืบจากด้านบนของชั้นเชื้อเพลิงลงสู่ด้านล่างในขณะที่เชื้อเพลิงถูกพาให้เคลื่อนที่ไปยังอีกด้านหนึ่งของเตาเมื่อสายพานเลื่อนไปจนสุดทางอีกด้านหนึ่งเชื้อเพลิงจะถูกเผาไหม้หมดพอดีเถ้าที่เหลืออยู่จะตกลงสู่ที่รองรับทางด้านล่าง ข้อดีของ สโตกเกอร์แบบตะกรับเลื่อนคือระบบการทำงานไม่ยุ่งยากเพราะมีอุปกรณ์น้อยและสามารถเผาไหม้เชื้อเพลิงได้หมดเนื่องจากสามารถควบคุมความเร็วของสายพานได้และปริมาณควันและเขม่าที่ปล่อยออกมามีน้อย



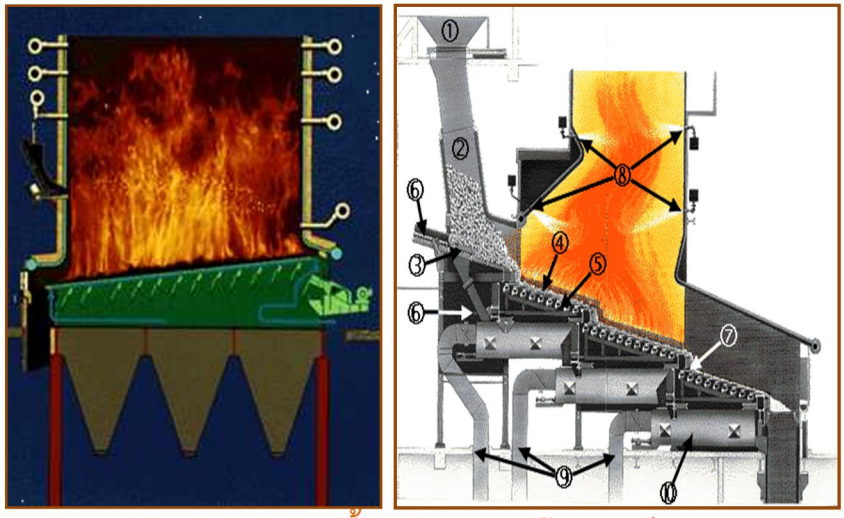


รูปแสดงลักษณะเตาเผาเชื้อเพลิงระบบสโตกเกอร์แบบตะกรับเลื่อน

แบบที่ 2 ระบบสโตกเกอร์แบบกระจาย (Spreader Fired Stoker) เป็นการปรับปรุงจากเตาเผาแบบตะกรับเลื่อน เชื้อเพลิงถูกส่งเข้าเตาในลักษณะกระจายไปทั่วห้องเผาไหม้ด้วยเครื่องป้อนซึ่งมีลักษณะคล้ายใบพัดเป็นตัวหมุนวักเอาเชื้อเพลิงเข้าสู่เตาเชื้อเพลิงที่มีขนาดเล็กหรือเป็นผงจะเกิดการเผาไหม้ขึ้นอย่างรวดเร็วในขณะลอยตัวอยู่ภายในเตาส่วนเชื้อเพลิงที่มีขนาดใหญ่ก็จะตกลงมาบนตะแกรงและเกิดการเผาไหม้บนตะแกรงตะแกรงอาจมีการสั่นเป็นจังหวะเพื่อให้เถ้าร่วงลงสู่ด้านล่าง (ตะแกรงนี้อาจแทนได้ด้วยสายพานตีนตะขาบ) ระบบการเผาไหม้แบบนี้จำเป็นต้องใช้อากาศเหนือไฟที่ด้านหลังและด้านข้างเตาเพื่อเพิ่มปริมาณออกซิเจนให้พอเพียงต่อการเผาไหม้อย่างสมบูรณ์บางครั้งจำเป็นต้องติดตั้งหัวพ่นอากาศใกล้เครื่องกระจายเชื้อเพลิงเพื่อช่วยเป่าเชื้อเพลิงละเอียดให้กระจายออกไป

ข้อดีของการเผาไหม้ระบบนี้ คือ การที่เชื้อเพลิงกองอยู่บางๆบนตะแกรงทำให้ความดันอากาศไหลผ่านเชื้อเพลิงมีค่าน้อยกว่าสโตกเกอร์แบบตะกรับเลื่อนดังนั้นการควบคุมอากาศที่ป้อนใต้ตะแกรงสามารถทำได้ง่ายกว่า

ข้อเสียของระบบสโตกเกอร์แบบกระจาย คือ มีปริมาณเขม่าและควันออกจากปล่องมากจึงต้องมีอุปกรณ์สำหรับดักขี้เถ้าที่ออกจากปล่องสู่บรรยากาศภายนอก



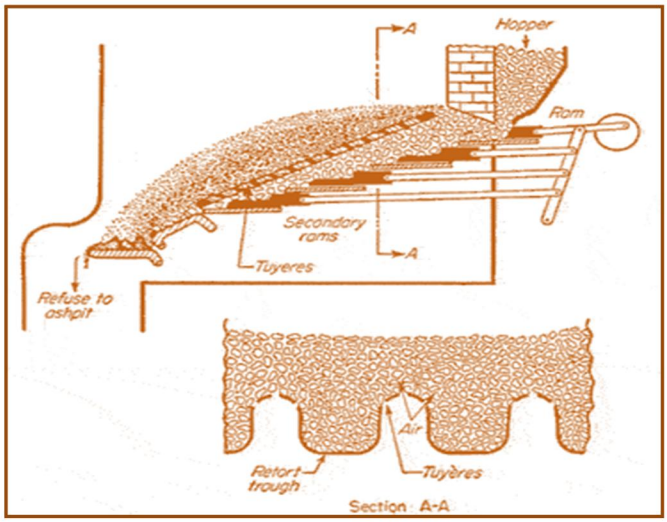
รูปแสดงลักษณะเตาเผาเชื้อเพลิงระบบสโตกเกอร์แบบกระจาย

2) ระบบสโตกเกอร์ที่เชื้อเพลิงถูกป้อนเข้าสู่เตาทางด้านล่าง (Underfeed Stoker)

เชื้อเพลิงจะถูกป้อนเข้าสู่เตาทางด้านล่างส่งผลให้เชื้อเพลิงไปตามรางให้เคลื่อนตัวลึกเข้าไปในเตาตลอดเวลาทำให้เกิดความดันขึ้นในเชื้อเพลิงส่วนล่างส่งผลให้เชื้อเพลิงส่วนบนขยับขึ้นด้านบนได้วิธีนี้จะทำให้สารระเหยที่มีอยู่ในเชื้อเพลิงระเหยขึ้นสู่ส่วนบนจึงทำให้ติดไฟได้ง่ายขึ้นและเกิดการเผาไหม้ขึ้นได้อย่างสมบรูณ์เชื้อเพลิงที่ลุกไหม้หมดแล้วเป็นเถ้าซึ่งอยู่ส่วนบนสุดจะถูกเชื้อเพลิงตอนล่างดันกระจายลงสู่ที่รองรับเถ้า

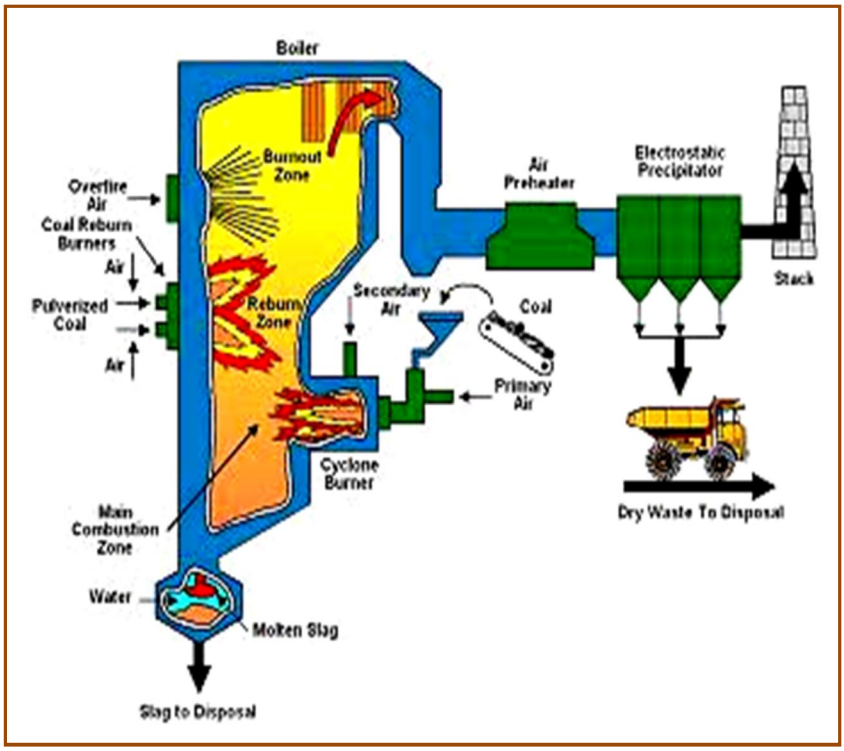
การควบคุมการเผาไหม้ของระบบนี้สามารถทำได้โดยการเปลี่ยนแปลงระยะชักหรืออัตราเร็วของตัวดันเชื้อเพลิงส่วนปริมาณอากาศที่ส่งเข้าเตาก็สามารถปรับให้พอเหมาะกันได้ที่ช่องอากาศเข้าเตาอากาศที่ส่งเข้าเตาเพื่อช่วยการเผาไหม้เชื้อเพลิงนี้จะผ่านเข้าไปในเตาได้ทางช่องหรือพวยรับลม (Tuyeres)

ข้อดีของระบบสโตกเกอร์ที่เชื้อเพลิงถูกป้อนเข้าสู่เตาทางด้านล่างคือการป้อนเชื้อเพลิงทางด้านล่างจะช่วยลดควันได้เพราะสารระเหยที่ปล่อยออกจากเชื้อเพลิงจะไหลผ่านชั้นเชื้อเพลิงที่ร้อนทำให้เผาไหม้หมด



รูปแสดงลักษณะเตาเผาเชื้อเพลิงระบบสโตกเกอร์ที่เชื้อเพลิงถูกป้อนเข้าสู่เตาทางด้านล่าง

2.1.1.3 ระบบพัลเวอร์ไรซ์(Pulverised) การเผาไหม้ของเชื้อเพลิงในเตาระบบพัลเวอร์ไรซ์จะเกิดขึ้นในลักษณะที่เชื้อเพลิงแขวนลอยอยู่ ดังนั้นเชื้อเพลิงที่ใช้ในเตาเผาแบบนี้จะต้องมีขนาดเล็กเพียงพอที่จะแขวนลอยอยู่ในอากาศภายในเตา อากาศส่วนแรกจะถูกอุ่นก่อนส่งเข้าเตา เพื่อใช้ในการอบแห้งเชื้อเพลิงในขณะที่อากาศส่วนที่สองถูกส่งเข้าเตาโดยตรง เพื่อช่วยให้การเผาไหม้เกิดขึ้นอย่างสมบรูณ์ ขี้เถ้าที่ได้จากการเผาไหม้จะถูกพัดพาออกจากเตาเผาติดมากับแก๊สร้อนจากการเผาไหม้

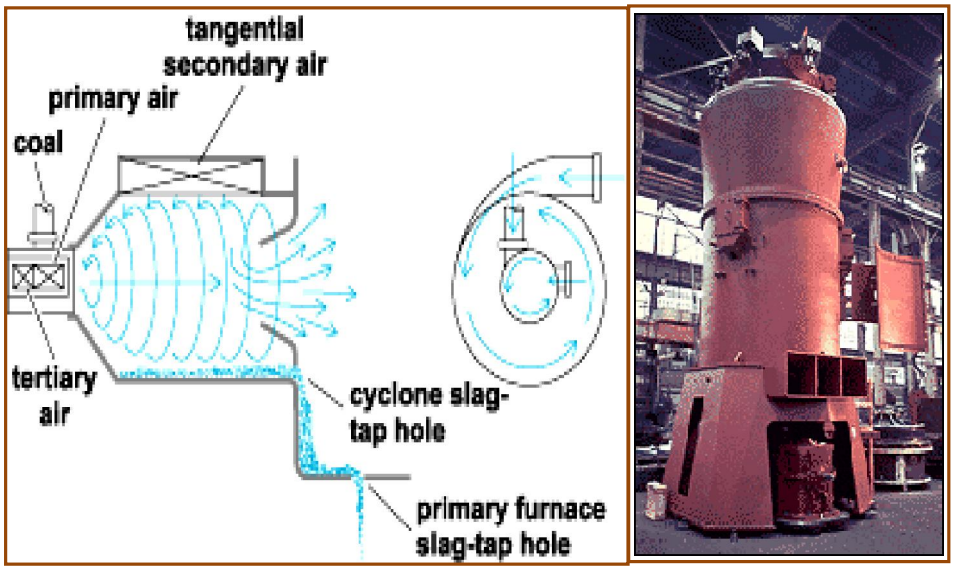


รูปแสดงลักษณะเตาเผาเชื้อเพลิงระบบพัลเวอร์ไรซ์

ข้อดีของการเผาระบบนี้ คือ ไม่จำเป็นต้องมีระบบตะแกรงที่จะต้องให้ความร้อนในการเผาไหม้สูง เพราะระบบสโตกเกอร์ที่กล่าวมาแล้วนั้น เชื้อเพลิงจะเผาไหม้ได้จะต้องได้รับความร้อนที่สูงเพียงพอจากเชื้อเพลิงเก่าบนตะแกรง จากเหตุดังกล่าวข้างต้นจึงต้องให้เตาเผาระบบสโตกเกอร์มีขนาดเล็กเพียงพอที่จะทำให้ความร้อนภายในเตาเผามีค่าสูงพอแก่เชื้อเพลิงที่จะเผาไหม้ต่อไป ดังนั้นเตาเผาระบบพัลเวอร์ไรซ์นี้จึงให้ความร้อนในการเผาไหม้ได้สูงกว่า

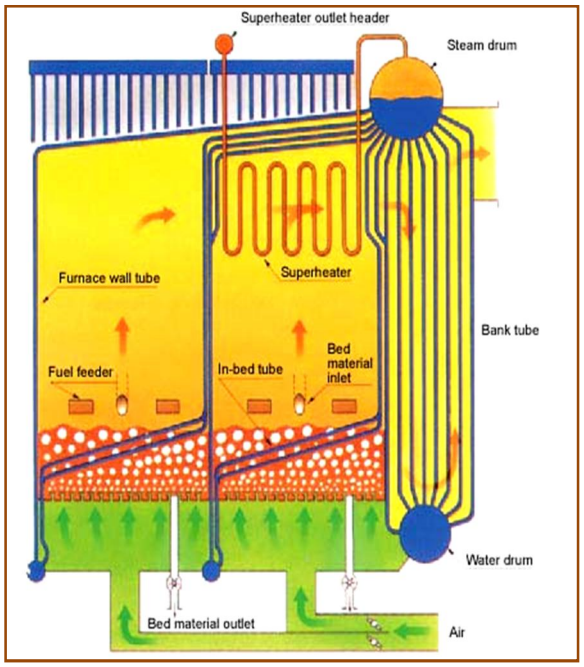
ข้อเสียของระบบพัลเวอร์ไรซ์นี้ คือ การควบคุมเถ้าทำได้ยาก ดังนั้นจึงต้องมีระบบกำจัดเถ้าที่ดีซึ่งต้องเสียค่าใช้จ่ายสูง เชื้อเพลิงที่ใช้จะต้องมีขนาดเล็กเพียงพอ ทำให้ต้องเสียค่าใช้จ่ายในการบดเชื้อเพลิงให้มีขนาดเล็กลง นอกจากนี้การควบคุมอุณหภูมิภายในเตาเผาทำได้ยาก เพราะถ้าอุณหภูมิของการเผาไหม้สูงเกินไปจะทำให้เกิดการหลอมตัวของเถ้าเกาะกันเป็นก้อนใหญ่ ซึ่งจะทำให้เตาเผาเสียหายได้ เชื้อเพลิงที่ใช้จะต้องแห้งเพียงพอจึงต้องมีการอบแห้ง ซึ่งทั้งหมดนี้เป็นการเพิ่มราคาต้นทุนและพลังงานที่ใช้

2.1.1.4 ระบบไซโคลน (Cyclone) เตาเผาระบบไซโคลนเชื้อเพลิงถูกป้อนเข้าเตาเผาโดยอาศัยแรงโน้มถ่วงเช่นเดียวกับระบบพัลเวอร์ไรซ์แต่ไม่จำเป็นต้องบดเชื้อเพลิงให้มีขนาดเล็กทำให้สามารถลดค่าใช้จ่ายในการบดเชื้อเพลิงลงได้การเผาไหม้ในระบบไซโคลนจะใช้หัวเผาแบบ Horizontal water-cooled ขนาดเล็กทำให้เตาเผาระบบไซโคลนมีขนาดเล็กกว่าเตาเผาระบบพัลเวอร์ไรซ์เมื่อคิดต่อหน่วยปริมาตรอากาศจะเข้าสู่เตาเผาในแนวสัมผัสกับผนังของห้องเผาไหม้ซึ่งจะทำให้เชื้อเพลิงเกิดการเคลื่อนที่แบบปั่นป่วน (Turbulence) ในห้องเผาไหม้ทำให้การเผาไหม้ดียิ่งขึ้นอุณหภูมิของการเผาไหม้ภายในเตาระบบไซโคลนสูงถึง 1,650°C ซึ่งจะทำให้ขี้เถ้าถูกเผาไหม้กลายเป็นขี้โลหะเหลว (Liquid Slag) ได้ประมาณ 30 -50 % และเหลือขี้เถ้าที่ปนออกมากับแก๊สร้อนเพียง 70-50% ขี้โลหะเหลวที่เกิดขึ้นภายในเตาเผาระบบไซโคลนนี้สามารถปล่อยออกทางด้านล่างของเตาเผาได้



รูปแสดงลักษณะเตาเผาเชื้อเพลิงระบบไซโคลน

2.1.1.5 ระบบฟลูอิดไดซ์เบด (Fluidized Bed) การเผาไหม้ในเตาฟลูอิดไดซ์เบดเกิดขึ้นโดยเชื้อเพลิงจะถูกพยุงให้ลอยตัวด้วยก๊าซหรืออากาศที่เข้าสู่เตาโดยผ่านแผ่นกระจายลม เชื้อเพลิงจะมีสภาพคล้ายของไหล ภายในเตาเผาจะมีเบดที่ร้อนเช่น ทรายหรือเถ้าที่เกิดจากการเผาไหม้ เพื่อช่วยทำให้เกิดการผสมผสานของเชื้อเพลิงกับออกซิเจนได้ดี และช่วยทำให้เถ้าที่เกาะกับผิวเชื้อเพลิงนั้นหลุด ผิวของเชื้อเพลิงจึงสามารถสัมผัสกับออกซิเจนได้ตลอดเวลาทำให้เกิดการเผาไหม้ที่ดี ซึ่งจะต่างจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงแข็งทั่วไป ซึ่งจะเกิดการเผาไหม้ที่ผิวของเชื้อเพลิงก่อน จากนั้นบริเวณของการเกิดปฏิกิริยาก็จะค่อยๆเคลื่อนเข้าไปข้างในโดยส่วนที่เหลือที่เกิดจากการเผาไหม้ คือ เถ้าซึ่งเป็นสารเฉื่อยทำให้เชื้อเพลิงมีโอกาสสัมผัสกับออกซิเจนลดลงดังนั้นเมื่อเวลาผ่านไปอัตราการเผาไหม้จะค่อยๆลดลงจนเผาไหม้หมดทั้งก้อน



รูปแสดงลักษณะเตาเผาเชื้อเพลิงระบบฟลูอิดไดซ์เบด

ระบบฟลูอิดไดซ์เบดนี้ได้รับความสนใจมากในปัจจุบันเนื่องจากสามารถใช้กับเชื้อเพลิงแข็งได้ทุกชนิดเพราะอุณหภูมิภายในเตาจะมีค่าใกล้เคียงตลอดทั่วเตาเผาทำให้อัตราการเผาไหม้ของเชื้อเพลิงสม่ำเสมอสามารถเผาเชื้อเพลิงที่มีปริมาณความชื้นสูงได้ดีนอกจากนี้ยังทำให้อุณหภูมิของเปลวไฟคงที่ ปัจจุบันระบบนี้ได้ใช้กันอย่างแพร่หลายเนื่องจากสามารถใช้กับเชื้อเพลิงแข็งได้เกือบทุกชนิดและมีอุณหภูมิภายในเตาสม่ำเสมอทั่วทั้งเตา มีอัตราการเผาไหม้ที่คงที่ สามารถเผาเชื้อเพลิงที่มีความชื้นสูงได้ดี

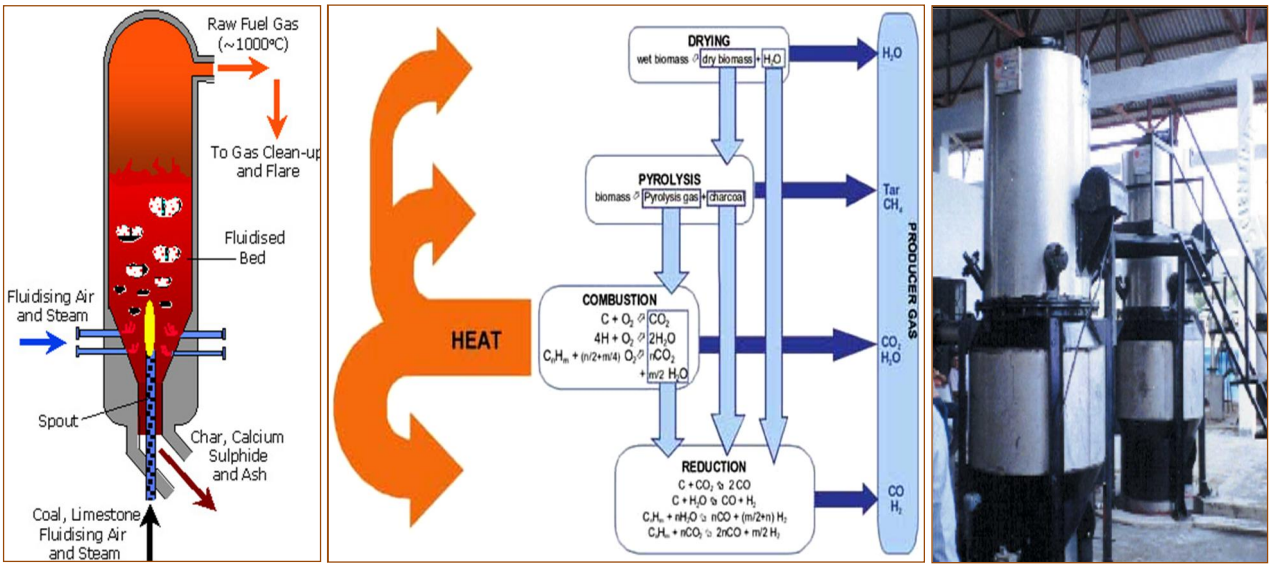
<u>ข้อดีของระบบฟลูอิดไดซ์เบด</u> คือ มีสารเฉื่อยเช่นทรายเป็นเบดจึงทำให้เกิดการผสมของเชื้อเพลิงกับออกซิเจนได้ดีเกิดการเผาไหม้ได้อย่างสมบูรณ์และรวดเร็วนอกจากนี้ตัวเบดยังช่วยอมความร้อนทำให้เตามีความเสถียรไม่ดับง่ายและเกิดการเผาไหม้ในตัวเตาเผาได้อย่างทั่วถึงจึงทำให้อุณหภูมิภายในเตาเผามีค่าเท่ากันและสม่ำเสมอ สามารถใช้เผาไหม้เชื้อเพลิงในช่วงอุณหภูมิการเผาไหม้ที่ต่ำ (ประมาณ 850^{o}C) จึงช่วยแก้ปัญหาด้านมลพิษของอากาศเนื่องจากการเกิดสารประกอบไนโตรเจนออกไซด์ (NO_x) ได้เป็นระบบเกี่ยวกับลมเกือบทั้งหมด (Pneumatic System) ไม่ค่อยมีระบบเครื่องกล (Mechanical System) ทำให้การควบคุมระบบทำได้ง่าย เชื้อเพลิงที่เผาไหม้ในเตาระบบฟลูอิดไดซ์เบดใช้เวลาในการทำปฏิกิริยาการเผาไหม้หมดสมบูรณ์ไม่เกิน 5 วินาทีซึ่งน้อยกว่าเวลาที่เชื้อเพลิงใช้อยู่ในเตาเผาจึงทำให้การเผาไหม้สมบูรณ์

ชนิดของเตาเผาชีมวล *ดังที่กล่าวมาถือได้ว่าเป็นองค์ประกอบสำคัญของระบบผลิตพลังงานความร้อนหรือพลังงานไฟฟ้าที่นำไปใช้ในโรงงงานอุตสาหกรรมต่างๆ ทั้งนี้จะขึ้นอยู่กับชนิดของชีวมวลที่ใช้เป็นเชื้อเพลิง สำหรับชีวมวลที่มีขนาดเป็นชิ้นค่อนข้างใหญ่เตาเผาระบบสโตกเกอร์มีความเหมาะสมมากในขณะที่ชีวมวลที่เป็นชิ้นเล็กหรือเป็นเมล็ดเช่นขี้เลื่อยแกลบมีความเหมาะสมกับเตาเผาระบบฟลูอิดไดซ์เบดหรือไซโคลน*

เตาเผาระบบสโตกเกอร์นั้นสามารถใช้กับเชื้อเพลิงได้หลายชนิด/ขนาดแต่ตอบสนองต่อการเปลี่ยนแปลงภาระต่ำเตาเผาระบบไซโคลนตอบสนองต่อการเปลี่ยนแปลงภาระสูงกว่าเตาเผาระบบสโตกเกอร์แต่ต้องการเชื้อเพลิงที่มีความแห้งมากเตาเผาระบบฟลูอิดไดซ์เป็นระบบค่อนข้างใหม่มีความยืดหยุ่นต่อการเปลี่ยนแปลงคุณภาพของเชื้อเพลิงและตอบสนองต่อการเปลี่ยนแปลงภาระได้เร็ว

2.1.2 เทคโนโลยีแก๊สเชื้อเพลิง (Gasification Technology) เป็นการแตกตัวของสารประกอบไฮโดรคาร์บอนในสภาวะที่มีการควบคุมปริมาณออกซิเจนในสัดส่วนที่ต่ำกว่าค่าที่ทำให้เกิดการเผาไหม้ที่สมบูรณ์ (Stoichiometric Fuel Air Ratio) ได้ก๊าซซึ่งมีองค์ประกอบหลัก ได้แก่ คาร์บอนมอนอกไซด์ ไฮโดรเจนและมีเทน เรียกว่า ก๊าซสังเคราะห์ (Synthesis Gas) ในกรณีที่ใช้อากาศเป็นตัวทำปฏิกิริยา ก๊าซที่ได้จะมีค่าความร้อนต่ำ หากมีการเติมไอน้ำด้วยจะทำให้ได้ก๊าซที่มีค่าความร้อนเพิ่มขึ้น แต่ถ้าใช้ออกซิเจนเป็นตัวทำปฏิกิริยา ก๊าซที่ได้จะมีค่าความร้อนสูงกว่า ก๊าซที่ได้นี้สามารถนำไปใช้ในรูปของเชื้อเพลิงเพื่อผลิตพลังงานหรือนำไปใช้ผลิตเชื้อเพลิงในรูปแบบอื่นต่อไป

เทคโนโลยีนี้สามารถรองรับวัตถุดิบได้หลากหลายชนิด บางกระบวนการได้รับการพัฒนาและปรับปรุงให้สามารถใช้กับกากตะกอนน้ำเสีย (Sewage Sludge) เครื่องปฏิกรณ์แก๊สซิฟิเคชั่นสามารถแบ่งออกได้เป็น 2 ระบบคือ ระบบฟิกซ์เบด (Fixed-Bed) และระบบฟลูอิไดซ์เบด (Fluidized-Bed)

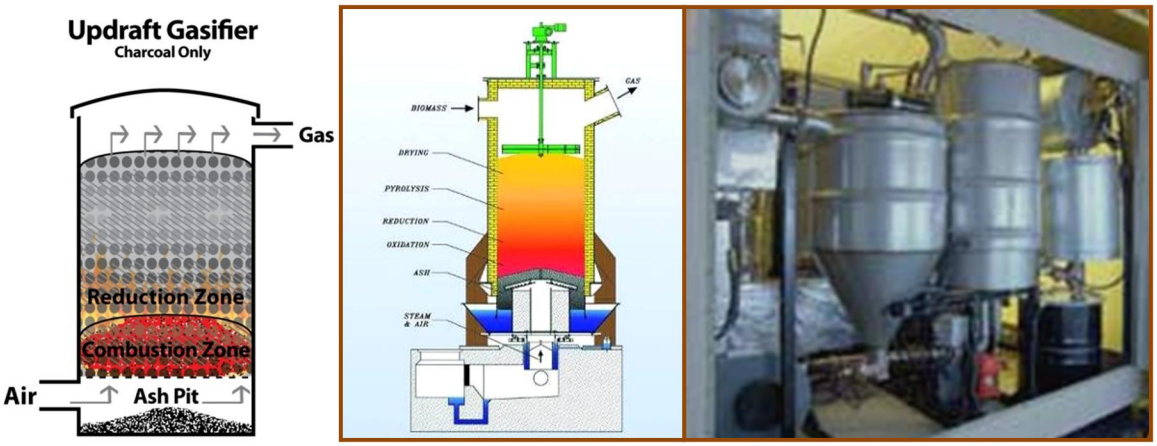


รูปแสดงกระบวนการ Gasification และเตา Gasifier

2.1.2.1 ระบบระบบฟิกซ์เบด (Fixed-Bed) มีลักษณะการทำงานที่ซับซ้อนน้อยกว่าแบบระบบฟลูอิไดซ์เบด มีการแบ่งส่วนการทำปฏิกิริยาที่ชัดเจน คือ ส่วนการอบเชื้อเพลิง ส่วนการกลั่นสลายและส่วนการสันดาป ระบบระบบฟิกซ์เบดสามารถแบ่งได้เป็น 3 แบบ คือ

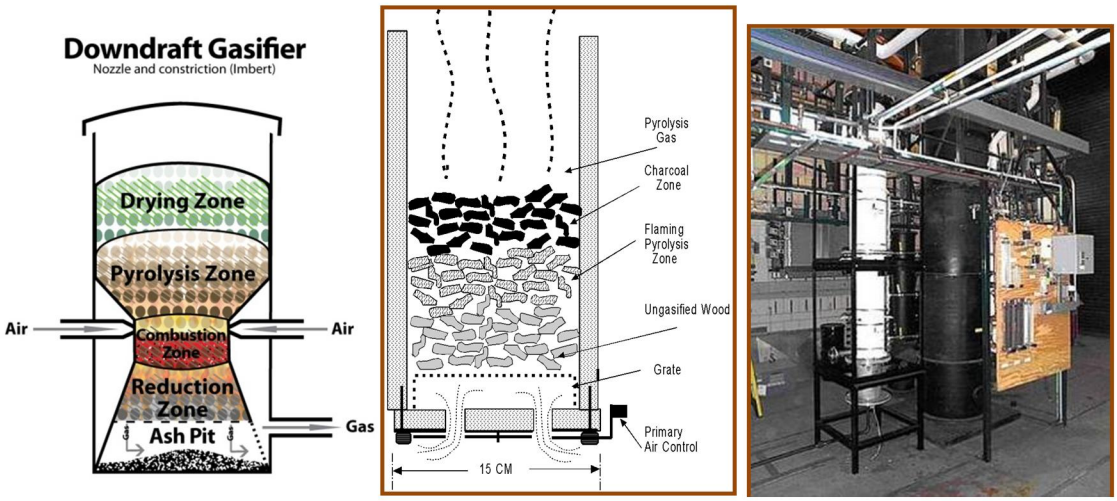
1) **Updraft Gasifier** เป็นเตาผลิตก๊าซแบบอากาศไหลขึ้น โดยอากาศจะถูกป้อนเข้าทางด้านล่างไหลขึ้นด้านบนในขณะที่เชื้อเพลิงจะเคลื่อนที่ลงด้านล่างลักษณะสวนทางกัน สามารถเรียกอีกชื่อหนึ่งว่า Counter Current Gasifierเตาประเภทนี้มีประสิทธิภาพทางความร้อนสูง เนื่องจากก๊าซร้อนที่เกิดจาก Combustion Zone ไหลผ่านเชื้อเพลิง ความร้อนสัมผัสจะถูกถ่ายเทให้

เชื้อเพลิงผ่านสู่ Pyrolysis Zone และ Reduction Zone ต่อไป ผลิตภัณฑ์ที่เกิดจาก Pyrolysis และ Drying จะปะปนอยู่ในก๊าซเชื้อเพลิงและเมื่อออกจากเตาผลิตก๊าซอุณหภูมิ ก๊าซเชื้อเพลิงจะลดลง ทาร์และน้ำมันดินจะกลั่นตัวปนเปื้อนในก๊าซเชื้อเพลิงสูง



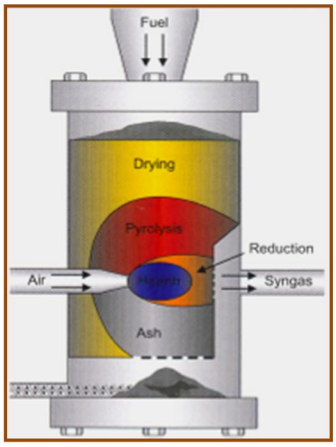
รูปแสดงเตาแบบ updraft Gasifier

2) Downdraft Gasifier เป็นเตาผลิตก๊าซเชื้อเพลิงแบบอากาศไหลลง โดยอากาศจะไหลทิศทางเดียวกับการเคลื่อนที่ของเชื้อเพลิง หรืออาจเรียกว่า Co-Current Gasfierเตาชนิดนี้ผลิตภัณฑ์จาก Pyrolysis Zone ไหลผ่านCombustion Zone ซึ่งมีอุณหภูมิสูงจะทำให้เกิดการแตกตัวเป็นก๊าซก่อนที่จะไหลออกจากเตา ก๊าซเชื้อเพลิงที่ได้จึงมีทาร์ต่ำแต่ก็มีอุณหภูมิสูง 300-500 องศาเซลเซียส



รูปแสดงเตาแบบ Downdraft Gasifier

3) Crossdraft Gasifier เป็นเตาผลิตก๊าซแบบอากาศไหลขวางกับการเคลื่อนที่ของเชื้อเพลิง ลักษณะชั้นปฏิกิริยาโดยเฉพาะ Combustion Zone และ Reduction Zone จะอยู่ชิดกันมาก ดังนั้นจะสามารถผลิตก๊าซได้อย่างรวดเร็วและแปรผันได้ง่าย ปกติบริเวณเผาไหม้จะอยู่กึ่งกลางของเตาผลิตก๊าซ แต่ขอบเขตการเผาไหม้อาจจะขยายกว้างขึ้นหากความเร็วอากาศสูงขึ้น



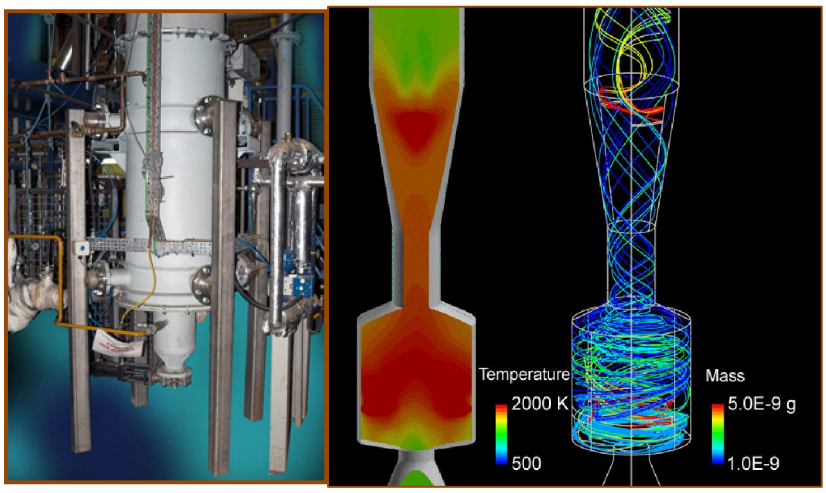
รูปแสดงเตาแบบ CrossdraftGasifier

2.1.2.2 Fluidized Bed Gasifier เป็นเตาผลิตก๊าซเชื้อเพลิงแบบพ่นฝอยที่มีรูปแบบเหมาะสมกับชนิดของเชื้อเพลิงบางชนิดเช่น เชื้อเพลิงที่มีขนาดเล็ก มีความหนาแน่นต่ำ ปริมาณเถ้าสูง และอุณหภูมิการหลอมเหลวของเถ้าต่ำ ในระบบชนิดนี้การสัมผัสระหว่างอากาศและสารตัวกลางกับเชื้อเพลิงมีประสิทธิภาพสูง ดังนั้นสามารถทำงานที่อุณหภูมิต่ำประมาณ 800-900 องศาเซลเซียส ซึ่งต่ำกว่าจุดหลอมเหลวของเถ้า

Fluidized Bed Gasifier แบ่งเป็น 2 รูปแบบ คือการเผาไหม้เชื้อเพลิงโดยตรงและการเผาไหม้เชื้อเพลิงในห้องเผาไหม้สำรอง อุณหภูมิของสารตัวกลางจะมีการกระจายอย่างสม่ำเสมออย่างทั่วถึง การเผาไหม้และการเกิดก๊าซจะเกิดขึ้นพร้อมๆกัน เนื่องจากระบบนี้ต้องการความเร็วอากาศสูงดังนั้นจึงเกิดการสูญเสียเชื้อเพลิงไปบางส่วนและก๊าซเชื้อเพลิงจะมีฝุ่นปะปนสูง

รูปแสดงเตาแบบ Fluidized Bed Gasifier

2.1.2.3 Entrained Bed Gasifier หรืออาจเรียกว่า เตาผลิตก๊าซแบบหมุนวน หรือ Moving Bed Gasifierเป็นระบบที่มีประสิทธิภาพการถ่ายเทความร้อนสูง การทำงานในการถ่ายเทความร้อนคล้ายกับ Fluidized Bed Gasifier โดยปกติอุณหภูมิอยู่ที่ 482 - 593 องศาเซลเซียส เตาระบบนี้มีประสิทธิภาพสูงในการทำปฏิกิริยาระหว่างของแข็งกับก๊าซ ลักษณะเชื้อเพลิงที่เหมาะสมเช่น ผงถ่านหิน หรือเชื้อเพลิงชีวมวลที่มีขนาดเล็กๆ การทำปฏิกิริยาระหว่างอากาศกับเชื้อเพลิงเกิดในช่องปฏิกิริยาแบบหมุนวน



รูปแสดงเตาแบบ Entrained Bed Gasifier

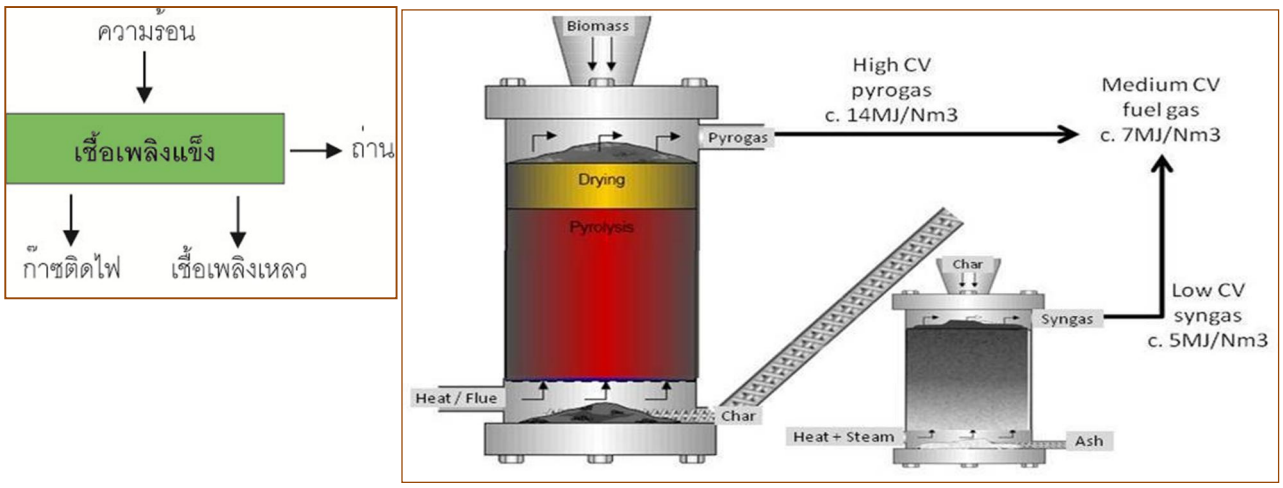
ข้อดีของระบบแก๊สซิฟิเคชั่น คือ เหมาะกับการผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก ไม่เกิน 1 เมกกะวัตต์

ข้อเสียของระบบแก๊สซิฟิเคชั่น คือมีน้ำมันดิน (TAR) ผสมในก๊าซ เป็นสาเหตุที่เทคโนโลยีแก๊สซิฟิเคชั่น ไม่เป็นที่แพร่หลายเนื่องจากประสบปัญหาเกี่ยวกับการทำความสะอาดน้ำมันดินในก๊าซที่ผลิตได้ ทำให้ไม่เป็นที่นิยมนำมาใช้ผลิตไฟฟ้าและหยุดการพัฒนาไป ดังนั้น หากจะนำไปใช้ต้องหาทางกำจัดหรือทำให้น้อยลง เพื่อไม่ให้เกิดปัญหากับเครื่องยนต์ ชีวมวลที่เหมาะสมจะนำ เป็นเชื้อเพลิงอาทิ แกลบ เศษไม้ที่ย่อยแล้ว กะลาปาล์ม และชานอ้อย ต้องมีขนาดที่พอเหมาะ ความชื้นไม่ควรเกิน 20% หากเล็กเกินไป จะทำให้อากาศไหลผ่านไม่ได้ หรือหากใหญ่เกินไปจะเกิดการเผาไหม้เชื้อเพลิงไม่หมด

2.1.3 เทคโนโลยีไพโรไลซิส (Pyrolysis) อาศัยกระบวนการสลายตัวด้วยความร้อน เป็นกระบวนการเผาไหม้ชีวมวลโดยใช้ออกซิเจนน้อยได้ผลิตภัณฑ์คือ ถ่านชาร์ น้ำมันชีวภาพและก๊าซ ซึ่งสัดส่วนของผลิตภัณฑ์ที่ได้ขึ้นอยู่กับชนิดของมวลชีวภาพและวิธีการให้ความร้อน สำหรับวิธีการให้ความร้อนแบบไพโรไลซิสสามารถแบ่งได้เป็น 2 ประเภทหลักๆ ได้แก่

- **Conventional Pyrolysis** หรือเรียกอีกชื่อหนึ่งว่า Slow Pyrolysis ซึ่งจะทำการไพโรไลซิสโดยอัตราการให้ความร้อนน้อยกว่า 10 °C/s และอุณหภูมิที่ใช้น้อยกว่า 500องศาเซลเซียส โดยผลิตภัณฑ์ที่ได้ส่วนใหญ่จะเป็นน้ำมันดินและถ่านไม้
- **Flash** หรือ Fast pyrolysis ซึ่งจะให้อัตราความร้อนอยู่ในช่วง 10-10,000 °C/s และอุณหภูมิอยู่ระหว่าง 400-1,000 องศาเซลเซียสโดยผลิตภัณฑ์ที่ได้คือก๊าซและของเหลวเป็นส่วนใหญ่

หากต้องการผลิตภัณฑ์หลักคือ ของเหลวซึ่งอยู่ในรูปของน้ำมัน จะต้องใช้ปฏิกิริยาไพโรไลซิสแบบเร็ว (Fast Pyrolysis) และหากต้องการผลิตภัณฑ์หลักคือ ถ่านชาร์ จะใช้อัตราการให้ความร้อนต่ำ อุณหภูมิปานกลางและระยะเวลาที่ทำปฏิกิริยานาน เรียกว่าปฏิกิริยาไพโรไลซิสแบบช้า (Slow Pyrolysis)



รูปแสดงกระบวนการ Pyrolysis

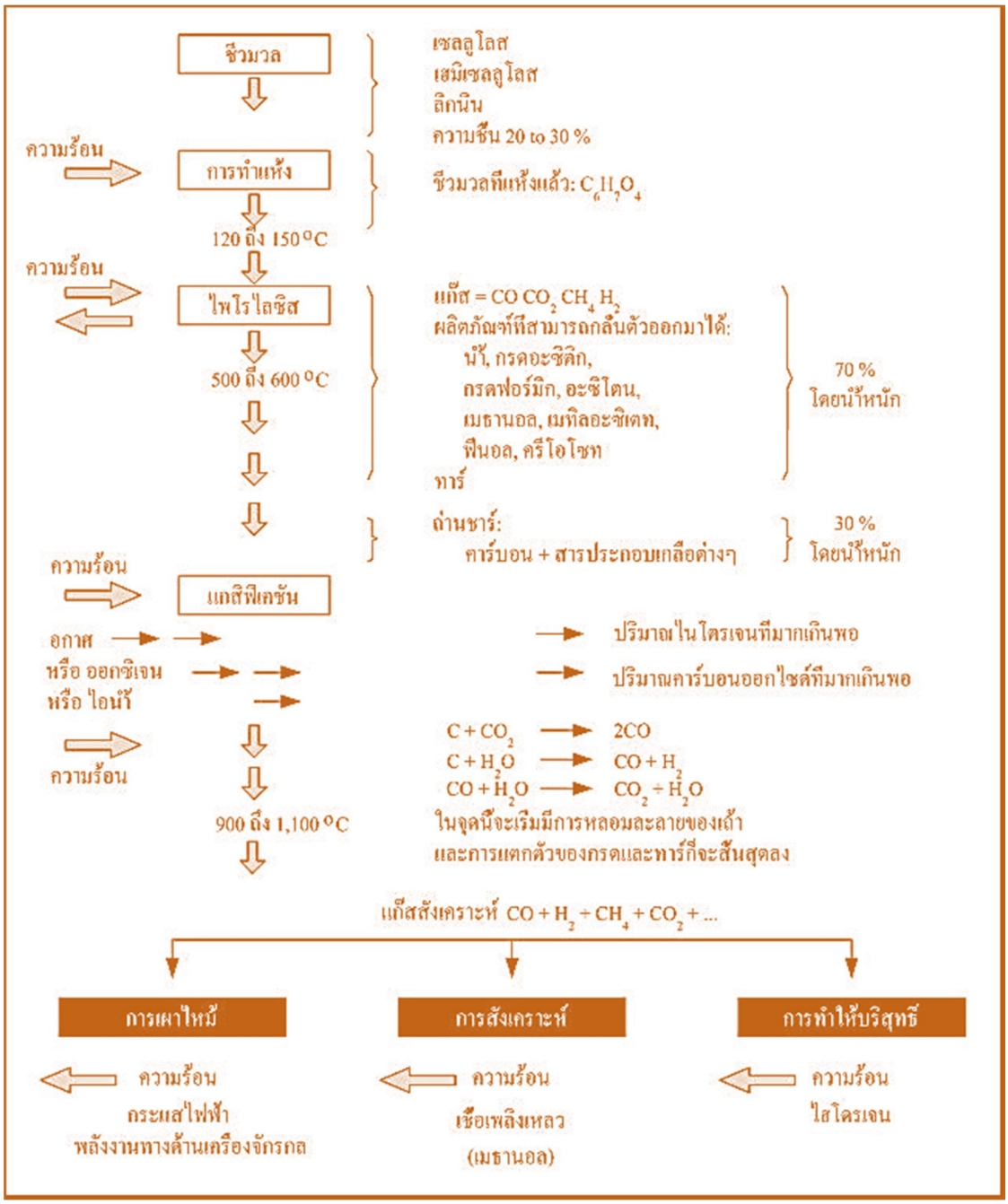
กระบวนการไพโรไลซิสและกระบวนการแก๊สซิฟิเคชั่นนั้นมีความคล้ายคลึงกันมาก เมื่อพิจารณาแล้วกระบวนการไพโรไลซิสนั้นนับว่าเป็นกระบวนการเริ่มต้นซึ่งโดยทั่วไปแล้วกระบวนการไพโรไลซิสจะเกิดได้เร็วกว่ากระบวนการแก๊สซิฟิเคชั่น ขั้นตอนโดยรวมนั้นเริ่มจาก การทำให้ชีวมวลซึ่งเป็นวัตถุดิบที่ประกอบไปด้วยเซลลูโลส เฮมิเซลูโลส และลิกนิน ที่มีความชื้นประมาณร้อยละ 20-30 โดยน้ำหนักนั้นปราศจากน้ำโดยอาศัยกระบวนการทำแห้งที่อุณหภูมิประมาณ 120-150 องศาเซลเซียส หลังจากนั้นชีวมวลจะถูกให้ความร้อนจนมีอุณหภูมิประมาณ 500-600 องศาเซลเซียส เพื่อทำลายพันธะทางเคมีของโมเลกุลซึ่งเป็นขั้นตอนของกระบวนการไพโรไลซิสได้เป็นผลิตภัณฑ์จำพวกก๊าซต่างๆ ได้แก่ คาร์บอนมอนอกไซด์ คาร์บอนไดออกไซด์ มีเทน และไฮโดรเจน ผลิตภัณฑ์ของเหลวที่สามารถกลั่นตัวได้ เช่น น้ำ กรดอะซิติก กรดฟอร์มิกอะซิโตน เมธานอลเมทิลอะซิเตทฟีนอล เป็นต้น รวมทั้งพวกทาร์และชาร์ หลังจากนั้นเมื่อมีการให้ความร้อนเพิ่มขึ้นไปอีกจนมีอุณหภูมิประมาณ 900 – 1,100 องศาเซลเซียส ประกอบกับมีการเติมตัวออกซิไดส์ให้แก่ระบบจะทำให้ทาร์และถ่านชาร์เกิดการแตกตัวได้เป็นก๊าซผลิตภัณฑ์ต่อไป ซึ่งขั้นตอนนี้นั้นเป็นขั้นตอนของกระบวนการแก๊สซิฟิเคชั่นนั่นเอง

กระบวนการไพโรไลซิสและกระบวนการแก๊สซิฟิเคชั่น ต่างก็มีข้อดีและข้อเสีย แตกต่างกันซึ่งสามารถสรุปได้ในตารางที่ 2-1

ตารางที่ 2-1 การเปรียบเทียบ ข้อดี ข้อเสีย ของกระบวนการไพโรไลซิสและกระบวนการแก๊สซิฟิเคชั่น

ประเภท	กระบวนการไพโรไลซิส (Pyrolysis)	กระบวนการแก๊สซิฟิเคชั่น (Gasification)
ข้อดี	ผลิตภันฑ์ที่ได้ทั้ง 3 ประเภท เป็นเชื้อเพลิงที่มีเกรดสูงกว่าเชื้อเพลิงชีวมวล	เป็นการนำเชื้อเพลิงราคาถูกมาใช้แทนก๊าซหรือใช้กับเครื่องยนต์สันดาปภายในได้
		เหมาะกับการผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กไม่เกิน 1 เมกะวัตต์ บริเวณที่มีปริมาณเชื้อเพลิงจำกัด และเหมาะสมกับหมู่บ้านชนบทที่กระแสไฟฟ้าเข้าไม่ถึง
ข้อเสีย	กระบวนการให้ความร้อนโดยตรงยังมี	ประสิทธิภาพทางด้านความร้อนของระบบนี้

ประเภท	กระบวนการไพโรไลซิส (Pyrolysis)	กระบวนการแก๊สซิฟิเคชั่น (Gasification)
	ข้อจำกัดและไม่แพร่หลาย	ประมาณ 70%
		เกิดน้ำมันดิน (Tar) ซึ่งส่งผลต่อการกัดกร่อนในเครื่องยนต์ดัดแปลงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า
		ชีวมวลที่เหมาะสมความชื้นไม่ควรเกิน 20%
		ขนาดของชีวมวลต้องมีขนาดใกล้เคียงกันไม่เกิน 10 ซม. หากเล็กเกินไปจะทำให้อากาศไหลผ่านไม่ได้ และหากใหญ่เกินไปจะเกิดการเผาไหม้เชื้อเพลิงไม่หมด



รูปแสดงกระบวนการไพโรไลซิสร่วมกับกระบวนการแก๊สซิฟิเคชั่น

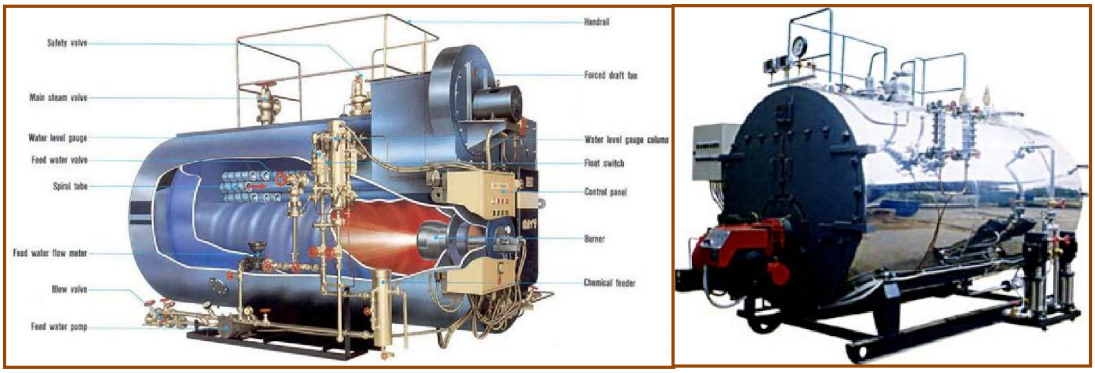
2.2 เทคโนโลยีหม้อไอน้ำ

หม้อไอน้ำเป็นอุปกรณ์ที่ใช้ในการผลิตไอน้ำ สำหรับให้ความร้อนในกระบวนการผลิตในโรงงานอุตสาหกรรม หรือเพื่อใช้ขับกังหันไอน้ำ (Steam Turbine) หรือเครื่องจักรไอน้ำ (Steam Engine) เพื่อผลิตพลังงานไฟฟ้าหรือพลังงานกล หน้าที่หลักของหม้อไอน้ำคือการผลิตไอน้ำที่มีความดัน อุณหภูมิ และอัตราการไหลที่กำหนดไว้

2.2.1 ชนิดของหม้อไอน้ำ สามารถจำแนกชนิดของหม้อไอน้ำออกเป็นหลายประเภทตามลักษณะโครงสร้างการทำงานและวัตถุประสงค์การใช้งาน ในที่นี้จะขอกล่าวถึงหม้อไอน้ำโดยพิจารณาจากโครงสร้างการทำงาน ดังนี้

2.2.1.1 หม้อไอน้ำท่อไฟ (Fire Tube Boiler) เป็นหม้อไอน้ำที่มีความสามารถในการผลิตไอน้ำได้ไม่มาก เนื่องจากผลิตไอน้ำได้ที่ความดันและอัตราการไหลจำกัด เนื่องจากมีลักษณะโครงสร้างที่เป็นถัง (shell) ทรงกระบอกใหญ่ในแนวนอนหรือแนวตั้ง โดยมีห้องเผาไหม้เป็นรูปทรงกระบอกอยู่ภายในตัวถัง ส่วนผนังของท่อจะทำเป็นลอกเพื่อรองรับการขยายตัวขณะร้อน และเพื่อเพิ่มความแข็งแรงของโครงสร้างเมื่อรับความดันสูง ห้องเผาไหม้จะอยู่ด้านหน้าของหม้อไอน้ำ ซึ่งสามารถใช้ได้ทั้งเชื้อเพลิงแข็ง เชื่อเพลิงเหลว และก๊าซความร้อนที่ได้จากการเผาไหม้เชื้อเพลิงจะถ่ายเทความร้อนให้กับน้ำรอบตัว โดยกลไกการถ่ายเทส่วนใหญ่จะเป็นแบบการแผ่รังสี หลังจากนั้นไอเสียร้อนจะเคลื่อนที่ย้อนกลับในท่อหลายๆ ท่อที่วางเรียงตัวขนานกับหม้อไอน้ำ ซึ่งจะช่วยเพิ่มอัตราการถ่ายเทความร้อนให้กับหม้อไอน้ำ (เนื่องจากปริมาณพื้นผิวถ่ายเทความร้อนมีค่ามากขึ้น) การมีไฟหรือไอเสียร้อนเดินในท่อ จึงเรียกหม้อไอน้ำชนิดว่าท่อไฟ หลังจากที่ไอเสียร้อนเคลื่อนที่มาถึงด้านหน้าของหม้อถ้าปล่อยออกที่ตำแหน่งนี้ โดยปกติหม้อไอน้ำชนิดนี้จะเรียกว่า ท่อไฟแบบ 2 กลับ (2 passes) แต่สามารถออกแบบให้ไอเสียเคลื่อนที่ย้อนกลับได้อีกครั้งหนึ่งก่อนออกสู่ปล่อง ก็จะเรียกว่าเป็นท่อไฟ 3 กลับ โดยทั่วไปมักใช้มาเกิน 4 กลับ เนื่องจากเพิ่มความยุ่งยากในการออกแบบตำแหน่งของกลุ่มท่อไฟในแต่ละกลับ (pass) อาจกำหนดให้อยู่ข้างใต้ หรือเหนือช่องเตาก็ได้ วัตถุประสงค์ของการเพิ่มจำนวนกลับเพื่อเพิ่มเนื้อที่ผิวถ่ายเทความร้อน ซึ่งจะทำให้การถ่ายเทความร้อนออกจากตำแหน่งไอเสียจากน้ำให้ได้มากที่สุดก่อนไหลออกปล่อง

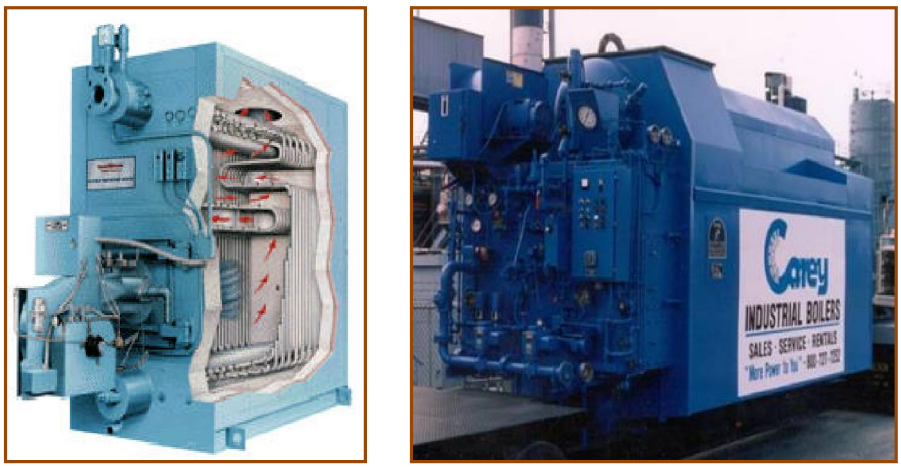
เนื่องจากข้อจำกัดในเรื่องของรูปร่างโครงสร้างทำให้หม้อไอน้ำชนิดนี้มีความสามารถในการผลิตไอน้ำได้ไม่เกิน 25 บาร์ ที่อัตราการไหลไม่เกิน 29 ตัน/ชั่วโมง ส่วนใหญ่จะใช้ในการผลิตไอน้ำอิ่มตัวเพื่อใช้ในกระบวนการผลิตและใช้สอยอย่างอื่น



รูปแสดงหม้อไอน้ำชนิดท่อไฟ

2.2.1.2 หม้อไอน้ำท่อน้ำ (Water Tube Boiler) ในระบบหม้อไอน้ำชนิดนี้ น้ำจะไหลเวียนอยู่ในท่อ ในขณะที่ไอเสียจากการเผาไหม้จะไหลผ่านท่อต่างๆ เหล่านี้ ทำให้ได้การถ่ายเทความร้อนจากไอเสียมาให้น้ำในท่อ ซึ่งมีการไหลเวียนโดยอาศัยความแตกต่างในค่าความหนาแน่นของน้ำที่ตำแหน่งแตกต่างกัน น้ำในท่อส่วนที่รับความร้อนก็จะลอยตัวสูงขึ้นและน้ำที่เย็นกว่าก็จะไหลมาแทนที่ ทำให้เกิดการไหลเวียนตามธรรมชาติ ในกรณีที่ต้องการไอน้ำที่มีความดันสูง อัตราการไหลสูง ลักษณะการเวียนตามธรรมชาตินี้อาจไม่เพียงพอจึงจะเป็นต้องใช้ปั๊มช่วยไอน้ำที่เกิดขึ้นจะถูกเก็บสะสมไว้ในถังไอน้ำด้านบนสำหรับนำออกไปใช้งาน ระบบท่อน้ำที่ใช้อาจออกแบบให้มีรูปร่างหลายลักษณะ เช่น ออกแบบให้มีรูปร่างตามอักษร A D และ O เป็นต้น หรือออกแบบให้ระบบท่อบางส่วนให้เป็นส่วนหนึ่งของผนังหม้อไอน้ำ จะได้ช่วยหล่อเย็นผนังทำให้สามารถรับอุณหภูมิได้สูงขึ้นเป็นการช่วยเพิ่มประสิทธิภาพของระบบ

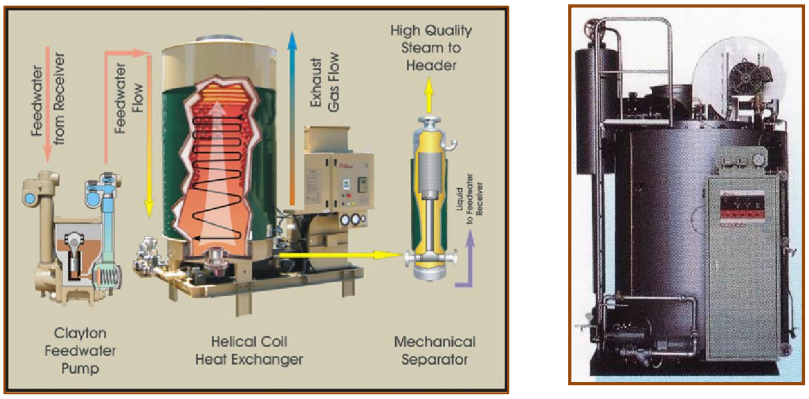
หม้อไอน้ำที่ใช้ระบบผลิตกำลังมักจะเป็นแบบท่อน้ำผลิตไอดง โดยที่น้ำจะอยู่ภายในท่อและไอเสียร้อนไหลผ่านด้านนอกของท่อ จากลักษณะโครงสร้างที่แสดงดังรูป ทำให้สามารถผลิตได้ไอน้ำปริมาณมากๆ ที่ความดันสูงอาจมีค่าถึง 1,800 ตัน/ชั่วโมง ที่ความดันสูงกว่าค่าความดันวิกฤตของน้ำ (>221 บาร์)



รูปแสดงหม้อไอน้ำชนิดท่อน้ำ

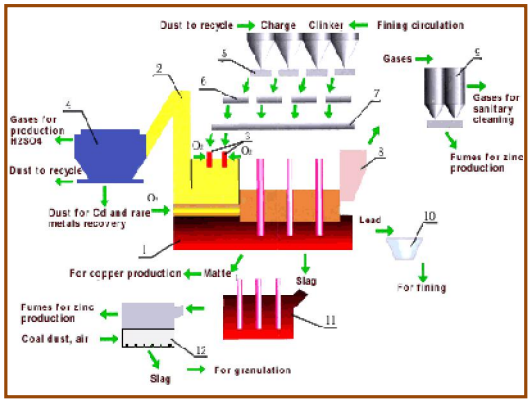
นอกจากนี้หม้อไอน้ำยังมีท่อไอน้ำแบบอื่นๆ อีก 2 แบบ ซึ่งเป็นหม้อไอน้ำเฉพาะอย่างและมีใช้อยู่ในวงแคบ ได้แก่

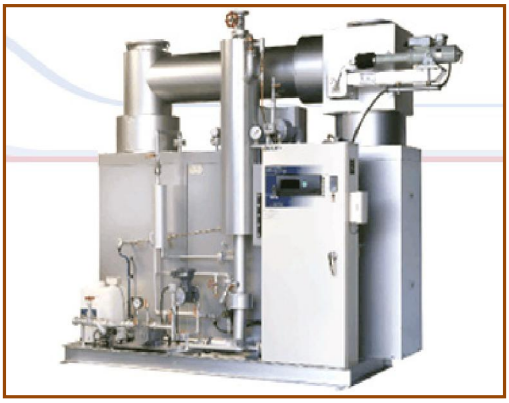
2.2.1.3 หม้อไอน้ำแบบไหลผ่านครั้งเดียวตลอด (Once-Through Boiler) หม้อไอน้ำชนิดนี้ไม่มีถังไอน้ำ (Steam Drum) สำหรับบรรจุน้ำและไอน้ำขณะกลายเป็นไอ เหมือนกับหม้อไอน้ำแบบท่อไฟหรือท่อน้ำ แต่จะประกอบด้วยหลายๆท่อ ท่อเดินขนานกันไปอยู่ในเตาหม้อไอน้ำ ความดันที่ใช้มักสูงกว่าความดันวิกฤตของน้ำ เนื่องจากที่ค่าความดันสูงนี้ปริมาณความร้อนที่ใช้จะมีค่าน้อยมาก อุณหภูมิไอน้ำที่ได้จะมีค่าประมาณ 600°C โดยได้รับความร้อนจากเตาโดยวิธีการแผ่รังสีเป็นสำคัญ ขนาดที่ใช้กันทั่วไปมีขนาดตั้งแต่ขนาดเล็กถึงขนาดที่ใช้กันในโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ โดยส่วนรวมข้อดีของหม้อไอน้ำชนิดนี้เป็นผลจากการใช้ท่อเชื่อมตลอดทำให้สามารถหลีกเลี่ยงปัญหาการขยายตัวเนื่องจากการเปิด-ปิดเครื่อง ดังนั้น การเปิด-ปิดเครื่องจึงสามารถกระทำได้รวดเร็ว



รูปแสดงหม้อไอน้ำแบบไหลผ่านครั้งเดียวตลอด

2.2.1.4 หม้อไอน้ำความร้อนทิ้ง (Waste-Heat Boiler) ความร้อนที่ใช้ผลิตไอน้ำในหม้อไอน้ำชนิดนี้ ได้จากความร้อนทิ้งจากกระบวนการผลิต หรือเครื่องจักรบางอย่างเช่น ไอเสียจากเตาเผาปูนซีเมนต์ เตาอบเหล็ก เตาเผาเซรามิค เครื่องยนต์เผาไหม้ภายใน และเครื่องกังหันก๊าซ เป็นต้น ความร้อนในไอเสียที่ได้มักจะมีอุณหภูมิสูงที่ได้มักมีอุณหภูมิอยู่ระหว่าง 500 -1,000°C ซึ่งยังจัดว่ายังมีอะเวเลบิลิตีค่อนข้างสูง สามารถนำมาใช้ในการผลิตไอน้ำหรือน้ำร้อยเพื่อใช้ประโยชน์ได้ โดยทำให้ไอเสียดังกล่าวไหลผ่านเข้าไปในหม้อไอน้ำความร้อนทิ้ง ซึ่งโดยลักษณะโครงสร้างของมันสามารถกล่าวได้ว่าเป็นอุปกรณ์แลกเปลี่ยนความร้อนแบบเปลือกและท่อ (Shell-and-Tube Heat Exchanger) แบบหนึ่งนั่นเอง ทั้งนี้โดยจัดให้ไอเสียร้อนไหลในถังและน้ำไหลในท่อ ในกรณีที่ต้องการเพิ่มพิกัดความสามารถของหม้อเช่น เพิ่มอัตราการไหล หรือความดัน อาจจะใช้เตาเผาไหม้เชื้อเพลิงเสริมเข้าไปในระบบได้





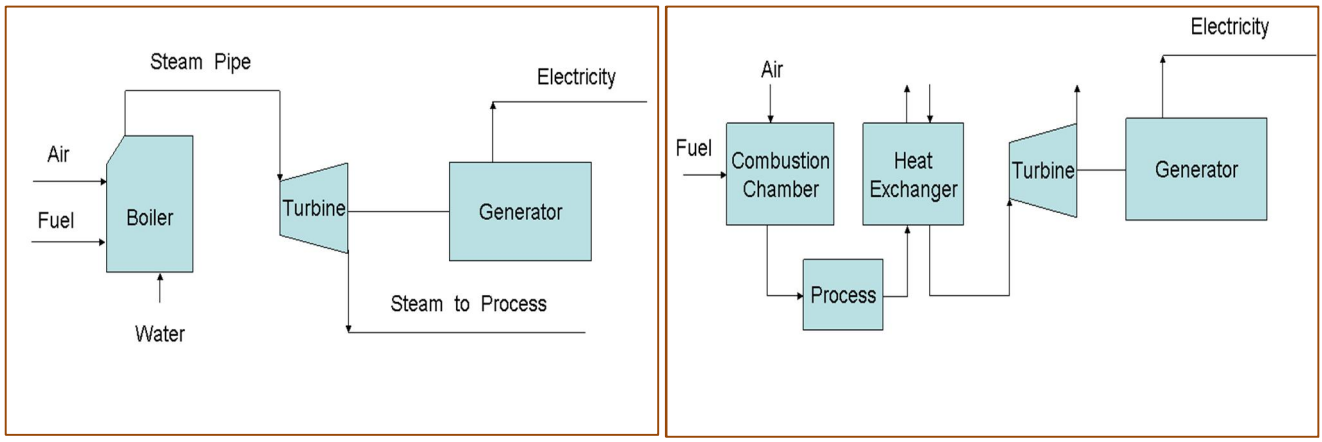
รูปแสดงหม้อไอน้ำความร้อนทิ้ง

2.2.1.5 หม้อไอน้ำชีวมวล โรงไฟฟ้าชีวมวลและโรงงานที่ใช้เชื้อเพลิงชีวมวลในการผลิตพลังงานนั้น ส่วนมากจะใช้ระบบการเผาไหม้โดยตรง (Direct-Fired) โดยนำเชื้อเพลิงชีวมวล มาเผาไหม้โดยตรงในหม้อไอน้ำ (Boiler) และถ่ายเทความร้อนที่เกิดขึ้นให้แก่น้ำในหม้อไอน้ำจนกลายเป็นไอน้ำที่ร้อนจัดและมีความดันสูง ซึ่งไอน้ำนี้จะถูกนำไปปั่นกังหันที่ต่ออยู่กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ทำให้ได้กระแสไฟฟ้าออกมา นอกเหนือจากการผลิตไฟฟ้าเพียงอย่างเดียวแล้ว ในโรงงานอุตสาหกรรมหลายประเภท เช่น โรงน้ำตาล โรงกระดาษ ก็จะใช้ประโยชน์จากไอน้ำที่ผลิตได้จากเชื้อเพลิงชีวมวล ไปใช้ในขั้นตอนการผลิตของโรงงานด้วย ซึ่งการผลิตไอน้ำและไฟฟ้าร่วมกันนี้เรียกว่าระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม (Cogeneration) ซึ่งเป็นระบบที่มีประสิทธิภาพในการใช้เชื้อเพลิงสูง

ปัจจุบันอุตสาหกรรมผลิตหม้อไอน้ำชีวมวลจะเป็นหม้อไอน้ำประเภทท่อไฟ หรือหม้อไอน้ำประเภทท่อน้ำ และมีระบบการเผาไหม้ดังที่เสนอไว้เช่น ระบบสโตรกเกอร์ ระบบไซโคลน และระบบฟลูอิดไดซ์เบด ทั้งนี้ขึ้นอยู่กับวัตถุประสงค์การใช้งานของแต่ละภาคอุตสาหกรรม เช่น ในอุตสาหกรรมที่ต้องใช้ไอน้ำในกระบวนการผลิตมักเลือกใช้หม้อไอน้ำแบบท่อน้ำเนื่องจากสามารถผลิตไอน้ำที่ความดันสูงได้ ซึ่งนอกจากจะใช้ไอน้ำในกระบวนการผลิตแล้วยังผลิตไฟฟ้าใช้ในโรงงานหรือผลิตขายให้กับการไฟฟ้าฯ ยกตัวอย่างเช่น โรงงานน้ำตาล โรงงานผลิตแป้งมันสำปะหลัง โรงงานผลิตน้ำมันปาล์ม เป็นต้น สำหรับหม้อไอน้ำแบบท่อไฟส่วนใหญ่จะใช้ในโรงงานที่ต้องการใช้ไอน้ำไม่สูงมากนักเช่น โรงสีไฟ โรงเลื่อยไม้ โรงงานผลิตเฟอร์นิเจอร์ โรงงานผลิตอาหาร เป็นต้น

2.3 เทคโนโลยีผลิตความร้อนร่วมกับไฟฟ้า

ระบบผลิตพลังงานความร้อนร่วม เป็นอีกทางหนึ่งในการเพิ่มประสิทธิภาพโดยรวมของระบบเพราะเป็นการนำพลังงานความร้อนที่ออกจากกังหันผลิตไฟฟ้ากลับมาใช้ประโยชน์ได้อีก การผลิตพลังงานร่วมสามารถจำแนกตามลำดับก่อนหลังของการผลิตไฟฟ้าและความร้อนออกได้เป็น 2 แบบ คือการผลิตไฟฟ้านำหน้า (Topping Cycle) แต่ถ้าเอาความร้อนจากเชื้อเพลิงไปใช้ในกระบวนการผลิตก่อน จากนั้นจึงนำความร้อนที่เหลือไปใช้ในการผลิตไฟฟ้าเรียกว่า การผลิตไฟฟ้าตามหลัง (Bottoming Cycle)



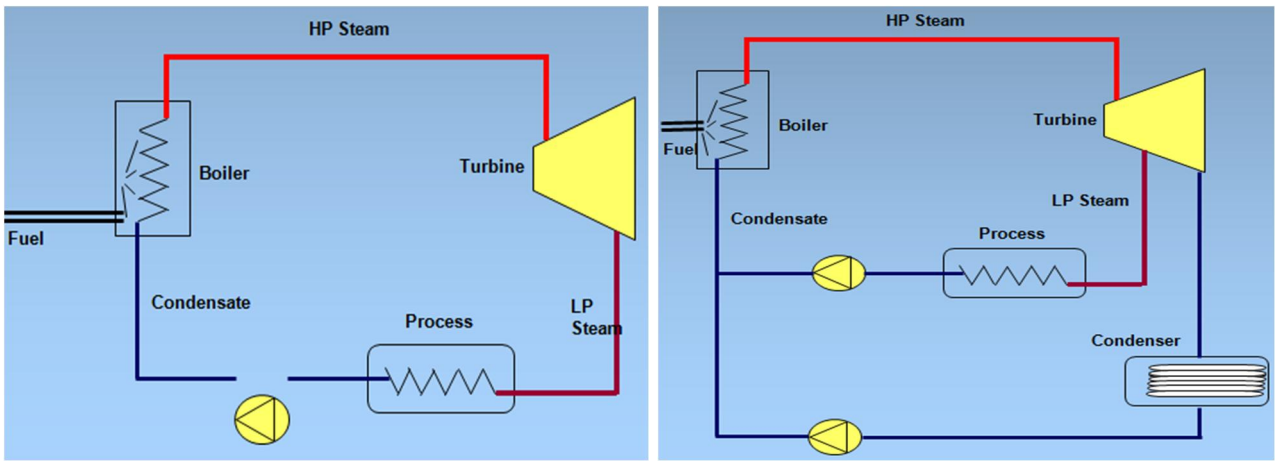
แบบการผลิตไฟฟ้านำหน้า (ซ้าย) และการผลิตไฟฟ้าตามหลัง (ขวา)

รูปแสดงประเภทของเทคโนโลยีการผลิตความร้อนร่วมกับไฟฟ้า

ปัจจุบันระบบที่ได้รับความนิยม คือ ระบบผลิตกำลังไฟฟ้านำหน้า เพราะอุตสาหกรรมทั่วไปใช้ความร้อนที่ระดับอุณหภูมิไม่สูงนัก ประกอบกับการผลิตพลังงานร่วมชนิดนี้มักให้ผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์ดีกว่าและอุปกรณ์ต่างๆที่ใช้ในระบบนี้ได้รับการพัฒนามาแล้วเป็นอย่างดี ซึ่งสามารถจำแนกได้เป็น 3 ประเภท คือ ระบบที่ใช้กังหันไอน้ำ ระบบที่ใช้กังหันแก๊สและระบบที่ใช้เครื่องยนต์สันดาปภายใน แต่ละระบบมีสมรรถนะและราคาที่แตกต่างกันแต่ทั้ง 3 ระบบจะให้การประหยัดพลังงานที่เท่าเทียมกัน โดยประสิทธิภาพของระบบมีค่าถึง 50-80%

2.3.1 ระบบผลิตพลังงานความร้อนร่วมโดยใช้กังหันไอน้ำ (Steam Turbine Cogeneration)

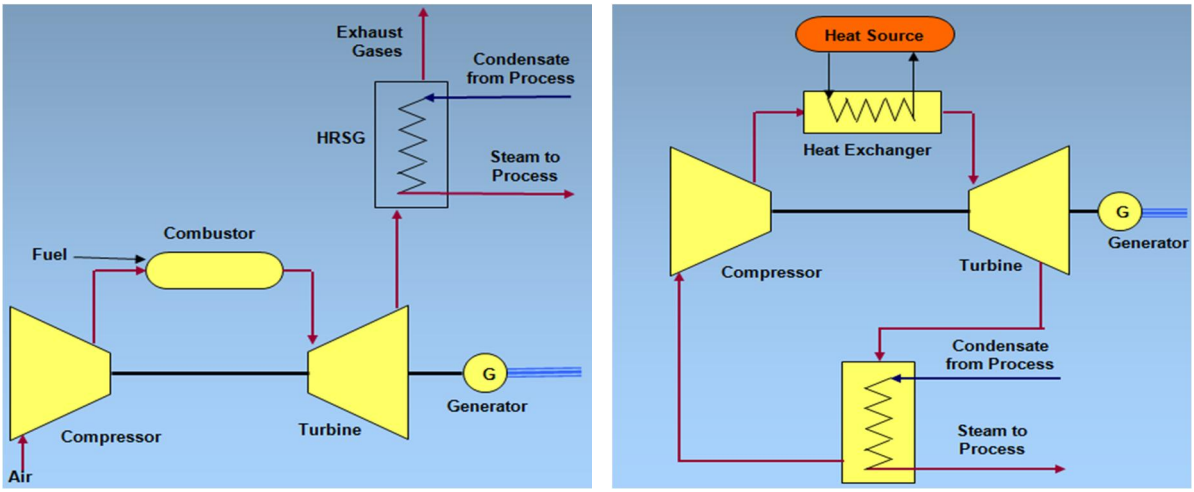
ประกอบด้วยหม้อไอน้ำสำหรับผลิตไอน้ำความดันสูงและตัวกังหัน (Turbine) ที่สามารถดึงเอาไอน้ำจากตัวกังหันแบบ Back Pressure หรือ Condensing Extraction เพื่อผลิตงานเพลาที่จะนำไปใช้หมุนเครื่องปั่นไฟ หลักการทำงานของระบบ คือ ไอน้ำความดันสูงจะขยายตัวผ่านกังหันไอน้ำเพื่อผลิตงานเพลา ซึ่งจะนำไปขับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อผลิตไฟฟ้า ไอน้ำที่ออกจากกังหันไอน้ำเป็นไอน้ำความดันต่ำพอที่จะนำไปใช้ในกระบวนการต่างๆของโรงงาน



Back Pressure Steam Turbine Extraction condensing steam turbine

รูปแสดงชนิดของ Steam Turbine Cogeneration

2.3.2 ระบบผลิตพลังงานร่วมโดยใช้กังหันแก๊ส (Gas Turbine Cogeneration) หลักการทำงานของระบบ คือ อากาศจะถูกดูดเข้าไปยังเครื่องอัดอากาศ เพื่อเพิ่มความดันให้ก่อนส่งผ่านเข้าห้องเผาไหม้ เชื้อเพลิงจะถูกฉีดเข้ามาผสมที่ห้องเผาไหม้และเกิดการเผาไหม้ได้ก๊าซร้อน ก๊าซร้อนนี้จะขยายตัวผ่านเครื่องกังหันแก๊ส ทำให้กังหันหมุนได้งานเพลา

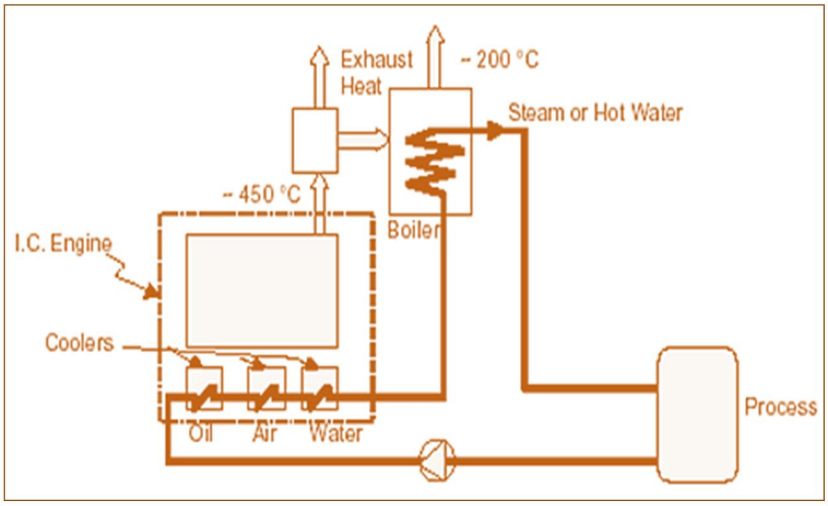


Open cycle gas turbine cogeneration System Closed Cycle Gas Turbine Cogeneration System

รูปแสดง Gas Turbine Cogeneration

2.3.3 ระบบผลิตพลังงานร่วมโดยใช้เครื่องยนต์สันดาปภายใน (InternalCombustion Engine Cogeneration) ระบบนี้มีทั้งชนิดที่เป็น Spark-Ignition (S.I) มักใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงและ Compression Ignition (C.I) Engines เน้นการใช้น้ำมันเตาเป็นหลัก นอกจากเครื่องยนต์แล้ว ระบบยังประกอบด้วย ระบบหล่อเย็น เสื้อสูบและน้ำมันหล่อลื่น กับ Waste Heat Boiler ที่ใช้แปลงพลังงานในไอเสียให้เป็นไอน้ำหรือน้ำร้อนไปในกระบวนการผลิตได้ พลังงานความร้อนที่ปล่อยออกมาจะเครื่องยนต์สันดาปมี 2 ลักษณะคือ

- **อยู่ในรูปของไอเสีย** ซึ่งมีอุณหภูมิประมาณ 310-430°C ซึ่งอาจใช้ในการผลิตไอน้ำ ปริมาณความร้อนที่มีอยู่ในไอเสียนี้จะมีค่าประมาณ 50% ของความร้อนที่เครื่องยนต์จะปล่อยออกมาทั้งหมด
- **พลังงานความร้อนที่มีอุณหภูมิต่ำ** อยู่ในรูปของระบบน้ำระบายความร้อน ระบบน้ำมันหล่อลื่นและระบบลมระบายความร้อน พลังงานเหล่านี้ไม่อาจจะใช้ในกระบวนการผลิตได้ แต่อาจจะใช้ในการอุ่นน้ำป้อนหรือใช้เป็นน้ำป้อนระบบ ซึ่งในกรณีนี้จะต้องมีระบบน้ำหล่อเย็นสำรองไว้ใช้ในกรณีฉุกเฉินด้วย



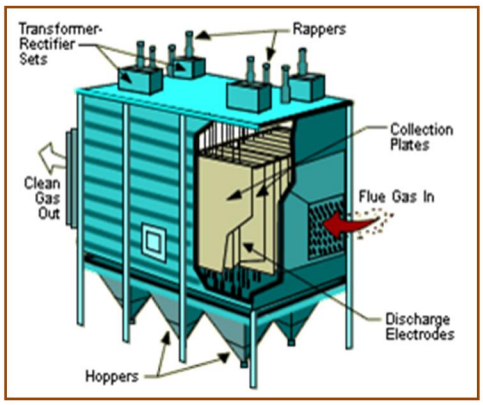
รูปแสดง Internal Combustion Engine Cogeneration

2.4 เทคโนโลยีหลังการเผาไหม้

การเผาไหม้ทุกชนิดจะก่อให้เกิดมลพิษมากมาย ซึ่งสร้างปัญหาให้แก่สภาพแวดล้อมได้ จึงจำเป็นต้องคิดพัฒนาเทคโนโลยีการดักจับสารมลพิษและฝุ่นละอองที่ออกจากกระบวนการเผาไหม้ก่อนปล่อยก๊าซออกสู่ปล่องเพื่อระบายสู่บรรยากาศโดยปราศจากมลพิษ

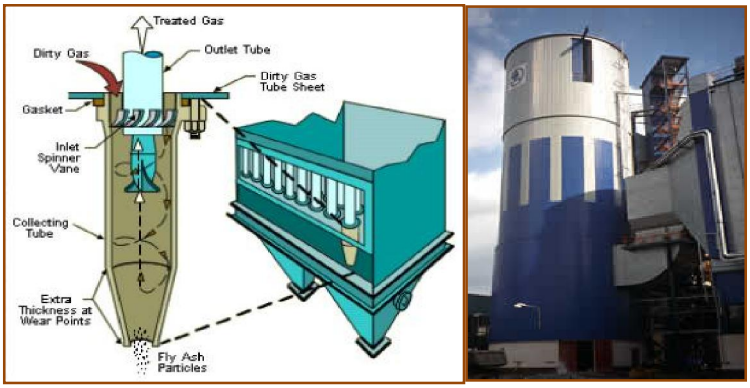
2.4.1 เทคโนโลยีการดักจับฝุ่น

- **Electrostatic Precipitator (ESP)** การดักจับฝุ่นด้วยการใช้ไฟฟ้าสถิตดักจับเถ้าลอย โดยให้ฝุ่นละอองมีประจุไฟฟ้าขั้วหนึ่งและถังเก็บละอองมีประจุไฟฟ้าอีกขั้วหนึ่ง ระบบนี้มีประสิทธิภาพสูงในการดักจับฝุ่น แต่เมื่อนำมาใช้กับขี้เถ้าอื่นๆ โดยเฉพาะซิลิกาในขี้เถ้าแกลบซึ่งมีคุณสมบัติต้านทานการถูกดูด ทำให้ประสิทธิภาพในการจับฝุ่นลดลง ดังนั้น ต้องออกแบบเผื่อไว้ให้ใหญ่ขึ้นหรือมีระบบอื่นมาเสริม เช่น ไซโคลน



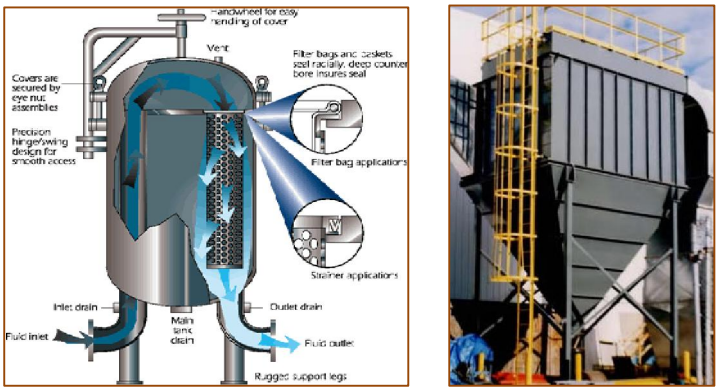
รูปแสดง Electrostatic Precipitator (ESP)

- **ไซโคลน (Cyclone)** ใช้หลักการของแรงหนีศูนย์กลางเหวี่ยงเพื่อให้ก๊าซเกิดการหมุนตัว ฝุ่นจะถูกแยกออกมายังผนังไซโคลนและจะเคลื่อนที่ลงไปยังส่วนปลายของโคนลงสู่ถังพัก (Hopper)



รูปแสดงไซโคลน (Cyclone)

- **ถุงกรอง (Bag Filter)** ถุงกรองมีโครงสร้างเป็นรูพรุน ประกอบด้วยสารที่เป็นเมล็ดหรือเส้นใย ซึ่งจะกักกันอนุภาคไว้ให้ก๊าซไหลผ่านช่องว่างของเครื่องกรอง เครื่องกรองในปัจจุบันสามารถกำจัดอนุภาคขนาดต่างๆ โดยเสียค่าใช้จ่ายไม่มาก สำหรับถุงกรองโดยปกติทำด้วยผ้าทอ (Woven Fabric) หรือผ้าสักหลาด (Felted Fabric) ใยหินหรือไนลอน เครื่องกรองแบบถุงนี้ต้องทำความสะอาดเป็นครั้งคราวไม่เหมาะกับอนุภาคที่มีความชื้น ค่าก่อสร้างและการดำเนินงานสูง แต่ทนความร้อนสูงได้ไม่ดี



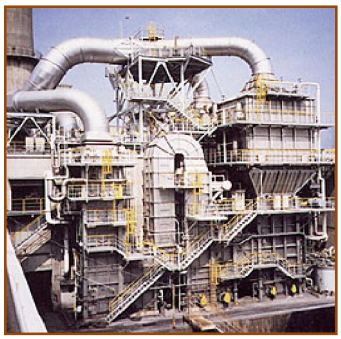
รูปแสดงถุงกรอง (Bag Filter)

- **Wet Collector** หรือเรียกอีกชื่อหนึ่งว่า Wet Scrubber อุปกรณ์ชนิดนี้ให้หลักของการชนหรือการตกกระทบ สามารถใช้กำจัดอนุภาคก๊าซและก๊าซที่มีฤทธิ์กัดกร่อนได้ ทนความร้อนสูง ใช้ได้ทั้งระบบเปียกและแห้ง ค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษาและลงทุนสูง

รูปแสดง Wet Collector

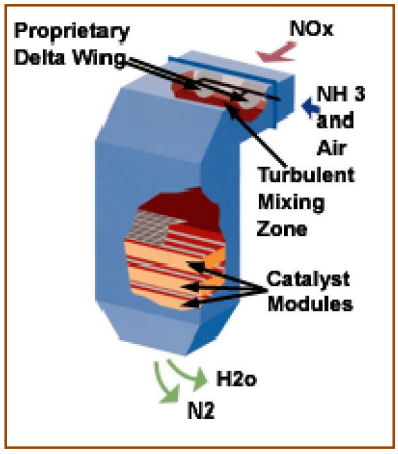
2.4.2 เทคโนโลยีการจับก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ เป็นการจับก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ออกจากก๊าซที่เกิดจากการเผาไหม้หรือจากก๊าซเชื้อเพลิง (Flue Gas) ที่เกิดจากขบวนการผลิตก่อนปล่อยออกสู่บรรยากาศ เรียกกระบวนการนี้ว่า Flue Gas Desulfurization (FGD) โดยการทำปฏิกิริยาระหว่าง Flue Gas กับน้ำปูนหรือหินปูนทั้งในรูปของการฉีดพ่นฝอยหรือใส่เข้าไปเป็นของเหลว ปฏิกิริยาดังกล่าวจะเกิดซัลเฟตหรือซัลไฟต์ขึ้นเป็นของแข็ง คือ ยิปซั่มสังเคราะห์ (Synthetic Gypsum) วิธีการนี้สามารถลดซัลเฟอร์ได้ 80-90% แต่ไม่สามารถลดปริมาณออกไซด์ของไนโตรเจนได้ จึงต้องมีระบบกำจัดของเสียที่เกิดจากระบบกำจัด (Scrubber) อีกด้วย เทคโนโลยีดังกล่าวมี 2 แบบ ได้แก่

- **แบบฉีดแห้ง (Dry Sorbent Injection Process)** เหมาะสำหรับใช้กรณีที่ไม่ต้องการประสิทธิภาพสูงในการกำจัดก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์เพราะมีประสิทธิภาพในการกำจัด 45% ระบบนี้จึงไม่เป็นที่นิยมและใช้อยู่ในวงจำกัดเท่านั้น
- **ระบบเปียก (Wet Limestone Process)** เป็นระบบที่มีประสิทธิภาพสูงกว่าแบบแห้งคือสามารถกำจัดก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์สูงประมาณ 92% และมีค่าใช้จ่ายสูงกว่า ระบบนี้ได้รับความนิยมมากกว่าระบบแห้งมีใช้กันอยู่ประมาณ 90% ของการใช้ FGD ทั้งหมด



รูปแสดงระบบ Flue Gas Desulfurization (FGD)

2.4.3 เทคโนโลยีการลดปริมาณก๊าซไนโตรเจนออกไซด์ในก๊าซทิ้ง มีเทคโนโลยีหลักๆคือ Selective Catalytic Reduction (SCR), Two Stage Combustionและ Low Nox Burner แต่อย่างไรก็ตามเทคโนโลยี SCR นิยมใช้กันแพร่หลายเนื่องจากมีประสิทธิภาพสูง โดยการใช้แอมโมเนียเข้าไปทำปฏิกิริยากับก๊าซไนโตรเจนออกไซด์ ผลของปฏิกิริยาจะเกิดเป็นไนโตรเจนและน้ำ



รูปแสดงเทคโนโลยี Selective Catalytic Reduction (SCR)

2.5 การเลือกใช้เทคโนโลยี

โดยทั่วไปเชื้อเพลิงชีวมวลสามารถนำมาใช้กับเทคโนโลยีการเผาไหม้แบบต่างๆได้ แต่ต้องมีการนำชีวมวลมาวิเคราะห์อย่างถูกต้องเพื่อใช้ในการออกแบบเทคโนโลยีที่ใช้เผาไหม้ชีวมวลได้ดี ยกตัวอย่างเช่น การใช้แกลบเป็นเชื้อเพลิงในการเผาไหม้ซึ่งจะเผาไหม้ได้ดีในฟลูอิไดซ์เบด (Fluidized Bed) เพราะใช้อุณหภูมิเผาไหม้ต่ำช่วยลดการจับตัวเป็นก้อน การเผาไหม้ในเตาแบบตะกรับ (Stoker Firing) และการเผาไหม้ในเตาแบบลอยตัว (Suspension Firing) สามารถใช้ได้แต่ต้องระวังให้การจับตัวเป็นก้อนของขี้เถ้าให้มีน้อยที่สุด สำหรับการเผาไหม้ในเตาแบบลอยตัวไม่เหมาะกับชีวมวลเป็นส่วนใหญ่เพราะต้องนำมาย่อยก่อน ทำให้ราคาต้นทุนชีวมวลสูงขึ้น เทคโนโลยีแก๊สเชื้อเพลิง (Gasification Technology) อาจเป็นทางเลือกที่น่าสนใจ แต่ติดปัญหาในด้านการยอมรับทางเทคนิคและการค้าหากทำการแก้ไขอุปสรรคต่างๆ ซึ่งทำให้ระบบมีความน่าเชื่อถือและราคาไม่สูง ระบบแก๊สเชื้อเพลิงก็จะเป็นทางเลือกที่สำคัญทางหนึ่ง ในปัจจุบันเทคโนโลยีหม้อไอน้ำที่ใช้เตาเผาแต่ละแบบข้างต้นจะมีประสิทธิภาพ (Boiler efficiency) มากกว่า 80% ขึ้นไป โดยสามารถเปรียบเทียบ ข้อเด่น – ข้อด้อย ของระบบการเผาไหม้แต่ละแบบดังแสดงในตารางที่ 2.2

ตารางที่ 2.2 เปรียบเทียบ ข้อเด่น – ข้อด้อย ของระบบการเผาไหม้โดยตรงแต่ละแบบ

ข้อเด่น	ข้อด้อย
การเผาไหม้ในเตาเผาแบบตะกรับ	
• การควบคุมง่าย สามารถปิดเตาและเร่งเตาขึ้นใช้ได้ทันที • มีให้เลือกหลายขนาด ตั้งแต่ขนาดเล็กจนถึงไม่เกิน 181,440 กิโลกรัมไอน้ำต่อชั่วโมง โดยขนาดที่คุ้มค่าทางเศรษฐกิจ คือ กำลังการผลิตไอน้ำไม่เกิน 45,000 กิโลกรัมไอน้ำชั่วโมง • ใช้พลังงานในการเตรียมเชื้อเพลิงน้อย(ไม่ต้องมีเครื่องบด) • ใช้เชื้อเพลิงได้หลายชนิด โดยอาจป้อนเดี่ยวหรือผสมกัน • ควบคุมการเกิดควันและการปลดปล่อยฝุ่นให้อยู่ในมาตรฐาน โดยใช้เพียงอุปกรณ์กำจัดง่ายๆ	• มีส่วนประกอบที่ต้องเคลื่อนที่ขนาดใหญ่และต้องรับความร้อนตลอดเวลา ทำให้ต้องเสียค่าใช้จ่ายบำรุงรักษาสูง • ใช้พื้นที่ติดตั้งส่วนเตาเผามาก • อัตราการปล่อยความร้อนต่อปริมาตรต่ำกว่าเตาเผาแบบอื่น เตาเผาแบบตะกรับสามารถใช้กับเชื้อเพลิงชีวมวลที่มีปริมาณเถ้าอย่างต่ำ 8% (หลักอ้างอิงแห้ง) เพื่อให้มีชั้นเถ้าปกคลุมตะกรับเตาหนาพอไม่ให้ตะกรับร้อนจัดเกินไป กรณีที่เชื้อเพลิงมีปริมาณเถ้าต่ำจะทำให้ไม่มีเถ้าหลอม (molten ash) ปกคลุมตะกรับหนาเพียงพอ โดยเถ้าหลอมนี้จะทำหน้าที่คล้ายฉนวนความ

ข้อเด่น	ข้อด้อย
เช่น ไซโคลน หรือเครื่องดักฝุ่น เท่านั้น	ร้อนจากการเผาไหม้ถ่ายเทสู่ตะกรับมากเกินไป จนทำให้เตาเผาเสียหายได้
การเผาไหม้ในเตาเผาฟลูอิไดซ์เบด	
• ใช้เชื้อเพลิงได้หลายชนิดโดยใช้เดี่ยวหรือผสมที่มีคุณภาพแตกต่างกันมากได้เพราะมีเวลาอยู่ในเบดนานจึงเผาไหม้ได้สมบูรณ์ • เนื่องจากอุณหภูมิในเตาเผาต่ำ (ไม่เกิน 1,000°C) ทำให้ลดการกัดกร่อนและการเกาะของเถ้าหลอมเหลวบนพื้นผิวถ่านโอนความร้อน (fouling) • ถ่ายเทความร้อนที่สำคัญเป็นแบบการพาความร้อน เนื่องจากการปั่นป่วนของอนุภาคในเบด	• ระยะเวลาเริ่มจุดเตาหรือหยุดเดินเตานาน • การทำงานของระบบป้อนผันแปรกับสมบัติของเชื้อเพลิงมาก • ท่อไอน้ำเกิดการสึกกร่อน (erosion) สูง จากการปะทะของอนุภาคและก๊าซ • ระบบจัดการกับเถ้าขนาดใหญ่ และยุ่งยาก • ใช้พลังงานสำหรับพัดลมของหม้อไอน้ำสูงกว่าเตาเผาชนิดอื่นๆ
การเผาไหม้แบบลอยตัว	
• ปรับอัตราการป้อนเชื้อเพลิงง่าย และมีการตอบสนองเร็ว • ได้เปลวไฟที่อุณหภูมิสูงในตำแหน่งที่ถูกต้องและเปลวไฟมีการแผ่รังสีความร้อนสูง • การเผาไหม้สมบูรณ์โดยไม่ต้องใช้อากาศเกินพอสูง • มีชั่วโมงการใช้งาน (availability) สูง • ได้เถ้าที่มีคุณภาพสูง	• ต้องมีการเตรียมเชื้อเพลิงให้มีขนาดและความชื้นไม่เกินค่าที่ออกแบบไว้ - ความชื้นของเชื้อเพลิง – ระบบการเผาไหม้แบบลอยตัว มีข้อจำกัดเรื่องความชื้นของเชื้อเพลิงที่ใช้ในการเผาไหม้ไม่เกิน 20% (ขึ้นอยู่กับการออกแบบของผู้ผลิต) ซึ่งก่อให้เกิดปัญหาในการบดและประสิทธิภาพการเผาไหม้ - ขนาดของเชื้อเพลิง – เชื้อเพลิงที่ใช้ในระบบการเผาไหม้แบบลอยตัวจะต้องถูกบดละเอียด • เถ้าเบามีขนาดเล็กและส่วนใหญ่ติดไปกับ Flue gas จึงต้องใช้ระบบกำจัดที่มีประสิทธิภาพสูง • ต้องมีการควบคุมอุณหภูมิการเผาไหม้และการเกิดก๊าซไนโตรเจนออกไซด์ การออกแบบเตาเผาให้มีอุณหภูมิการเผาไหม้ ประมาณ 800 -

ข้อเด่น	ข้อด้อย
	900°C การใช้กระบวนการเผาไหม้แบบหลายขั้นตอน (Staged Combustion) และการจำกัดปริมาณออกซิเจนที่ใช้ในการเผาไหม้ไม่ให้เกิน 6% (Excess air < 30%) เพื่อลดการเกิดก๊าซไนโตรเจนออกไซด์

นอกจากนี้ยังมีปัญหาเรื่องขี้เถ้าซึ่งมีส่วนประกอบของอัลคาไลน์ทำให้เกิดตะกรัน การจับตัวเป็นก้อนและทำให้ท่อน้ำในหม้อน้ำชำรุดเสียหาย ถ้าเป็นขี้เถ้าแกลบจะมีลักษณะคล้ายทรายละเอียดทำให้เกิดการกัดกร่อนได้ ดังนั้นการแก้ปัญหาคือลดอุณหภูมิเผาไหม้ลงและให้มีการติดตั้งอุปกรณ์ดักจับฝุ่นที่มีประสิทธิภาพสูงก็สามารถช่วยแก้ปัญหาที่เกิดจากขี้เถ้าได้ ทั้งนี้คุณสมบัติของชีวมวลแต่ละชนิดจะมีข้อดีและข้อเสียแตกต่างกันไป อาจสรุปได้ดังตารางที่ 2-3 และด้วยความแตกต่างของคุณสมบัติชีวมวลจึงส่งผลต่อต้นทุนในการจัดการได้ ดังนี้

ตารางที่ 2-3 เปรียบเทียบความเหมาะสมของแต่ละเทคโนโลยีสำหรับชีวมวลชนิดต่างๆ

ชีวมวล	ระดับความเหมาะสม		
	แบบตะกรับ	ฟลูอิดไดซ์เบด	แบบลอยตัว
แกลบ	ปานกลาง	มาก	ปานกลาง
กากปาล์ม	น้อย	ปานกลาง	น้อย
ชานอ้อย	ปานกลาง	มาก	น้อย
เศษไม้	มาก	มาก	น้อย
กะลาและซังข้าวโพด	ปานกลาง	ปานกลาง	น้อย

- **ซังข้าวโพด** มีส่วนผสมของโปแตสเซียมไดออกไซด์ มีฤทธิ์กัดกร่อนอย่างรุนแรง จึงส่งผลให้การลงทุนในเทคโนโลยีการเผาไหม้สูงกว่าชีวมวลประเภทอื่นๆ เพราะมีความจำเป็นต้องใช้วัสดุอุปกรณ์ที่มีความทนต่อการกัดกร่อน นอกจากนี้ซังข้าวโพดยังมีน้ำหนักเบาทำให้การสับย่อยทำได้ยาก ต้องใช้เครื่องตีซังข้าวโพดที่มีราคาสูง ทำให้ต้นทุนการย่อยขนาดซังข้าวโพดต่อน้ำหนักสูงกว่าชีวมวลอื่นๆด้วย

- **ทะลายปาล์ม กะลาปาล์มและใยปาล์ม** เป็นวัสดุเหลือทิ้งไว้ในโรงงานสกัดน้ำมันปาล์ม แต่ไม่ได้นำทะลายปาล์มมาใช้เป็นเชื้อเพลิง เนื่องจากมีความชื้นค่อนข้างสูงและมีขนาดใหญ่จึงทำให้การสับย่อยให้มีขนาดเล็กลงทำได้ยากเพราะมีไฟเบอร์ที่เหนียว นอกจากนี้ยังมีสารประกอบอัลคาไลน์สูง เมื่อเผาไหม้จะทำให้ท่อน้ำในหม้อมียางเหนียวเกาะติดได้ง่าย ดังนั้นการนำทะลายปาล์มมาเป็นเชื้อเพลิงจึงต้องมีการแปรรูปและออกแบบเตาเผาพิเศษจึงทำให้ต้นทุนด้านเทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าจากทะลายปาล์มสูง

❑ **เหง้ามันสำปะหลัง** เป็นวัสดุเหลือทิ้งในไร่เกษตรกรส่วนใหญ่ไม่มีการนำไปใช้ประโยชน์และมักจะเผาทิ้ง ปัญหาหลักของการนำเหง้ามันมาใช้เป็นเชื้อเพลิงเพื่อผลิตไฟฟ้าคือ มีสิ่งปนเปื้อนมาก เช่น กรวด หิน ดิน ทราย จึงต้องมีการจัดการเบื้องต้นก่อน คุณสมบัติของเหง้ามันสำปะหลังและเปลือกนอกมีโครงข่ายของซิลิก้าให้ความแข็งแรงและทนต่อการเผาไหม้และติดไฟได้ยาก การนำเหง้ามัน มาเป็นเชื้อเพลิงจึงจำเป็นต้องทำการย่อยเหง้ามันให้มีขนาดเล็กประมาณ 3-5 มิลลิเมตร ก่อนป้อนเข้าสู่กระบวนการเผาไหม้ จึงทำให้ต้นทุนในการแปรรูปค่อนข้างสูง

❑ **ใบ/ยอดอ้อยและฟางข้าว** มีน้ำหนักเบาส่งผลให้ต้นทุนการขนส่งสูง สำหรับปัญหาหลักคือการเก็บรวบรวมใบและยอดอ้อยมาใช้เป็นเชื้อเพลิง โดยใช้รถอัดก้อน (Baler) ลงไปเก็บในไร่อ้อย ทำให้ตออ้อยที่จะปลูกในฤดูกาลถัดไปถูกรถทับได้รับความหาย ขณะเดียวกันก็ไม่มีเทคโนโลยีหม้อไอน้ำ (Boiler) ที่เหมาะสมรองรับ

บทที่ 3
การศึกษาความเป็นไปได้ของการลงทุนโครงการผลิตพลังงานชีวมวล

การพิจารณาและตัดสินใจในการหาสถานที่ตั้งโรงงานไฟฟ้าชีวมวลที่เหมาะสม ต้องพิจารณาถึงแหล่งชีวมวล ปริมาณชีวมวลที่จะนำมาใช้เป็นเชื้อเพลิงและต้นทุนการผลิตซึ่งได้แก่ ต้นทุนการรวบรวม ต้นทุนการแปรรูปและต้นทุนการขนส่ง (ภายในรัศมีไม่เกิน 100 กิโลเมตร) ทั้งนี้เพื่อลดปัญหา อุปสรรคที่อาจจะเกิดขึ้นและส่งผลกระทบต่อการดำเนินการของโรงไฟฟ้าได้ ซึ่งในภาคต่างๆ ของประเทศไทยมีโรงไฟฟ้าชีวภาพและมีความต้องการเชื้อเพลิงชีวภาพแตกต่างกัน ดังนี้ **ภาคตะวันออก** ถือเป็นภาคที่มีกำลังการผลิตไฟฟ้าชีวมวลมากสุดมีความต้องการแกลบและชีวมวลอื่นๆประมาณวันละ 3,000 ตันซึ่งมากกว่าที่ผลิตได้หลายเท่าตัวจึงต้องทำการจัดหาชีวมวลจากภาคใกล้เคียงอื่นๆ เช่น ภาคอีสานตอนบนตอนล่างภาคกลางและภาคตะวันตกซึ่งการผลิตไฟฟ้าส่วนใหญ่มากกว่า 90% มาจากโรงงานน้ำตาลนอกจากนี้ยังมีอุตสาหกรรมอื่นๆเช่นโรงปูนซิเมนต์ฟาร์มเลี้ยงไก่และโรงเผาอิฐร่วมบริโภคด้วยทำให้มีโรงไฟฟ้าแกลบในเขตนี้น้อยมาก

ภาคเหนือ ตอนล่างมีโรงไฟฟ้าแกลบและชานอ้อยเท่าๆกันแต่ใน ภาคเหนือตอนบนมีโรงไฟฟ้าชีวมวลน้อยมากทั้งๆที่มูลค่าของชีวมวลค่อนข้างถูกสาเหตุเพราะมีผู้บริโภคน้อยรายและอีกประการหนึ่งคืออยู่ห่างจากผู้บริโภครายใหญ่ในเขตภาคกลางและตะวันออกมาก จึงไม่คุ้มต่อค่าขนส่ง

ภาคใต้ตอนบน เป็นเขตที่มีชีวมวลเหลือใช้จากโรงงานปาล์มน้ำมันและเศษไม้ยางพาราเป็นจำนวนมากแต่มีโรงไฟฟ้าใช้เศษวัสดุเหลือใช้ปาล์มน้ำมันเป็นเชื้อเพลิงเพียง 1 โรงเท่านั้นเพราะมีผู้ผลิตรายใหญ่ซื้อเศษไม้ยางพารามาแปรรูปเป็นเฟอร์นิเจอร์เพื่อส่งออกทำให้มีการแข่งขันด้านราคากันมากในเขตนี้โรงไฟฟ้าเศษไม้ จึงมีโอกาสน้อยมากที่จะเข้ามาร่วมแข่งขันด้วย **ภาคใต้ตอนล่าง** มีโรงไฟฟ้าเศษไม้ยางพาราเพียงแห่งเดียวตั้งอยู่ที่จังหวัดยะลาถือเป็นตัวแทนโรงไฟฟ้าเศษไม้ในภาคใต้ทั้งหมดอย่างไรก็ตามสัดส่วนผู้บริโภคเศษไม้มากสุดไม่ใช่โรงไฟฟ้าแต่เป็นโรงงานอุตสาหกรรมที่ใช้ความร้อนในกระบวนการผลิต เช่น โรงงานผลิตถุงมือยางและโรงงานแปรรูปสัตว์น้ำส่วนใหญ่ตั้งอยู่ในอำเภอหาดใหญ่จังหวัดสงขลา

3.1 ปัจจัยที่ต้องคำนึงถึงและแนวทางที่เหมาะสมสำหรับนักลงทุน[5]

การดำเนินโครงการผลิตพลังงานหมุนเวียนจากชีวมวล ผู้ประกอบการจะต้องพิจารณาข้อจำกัดและปัญหา-อุปสรรค และกำหนดแนวทางแก้ปัญหาที่ชัดเจนเพื่อให้เกิดความสำเร็จจากการลงทุน ดังนี้

1. ประเด็นจากสภาพหรือคุณสมบัติของชีวมวล

1.) ปริมาณวัตถุดิบไม่สม่ำเสมอตลอดปี เนื่องจากผลผลิตเป็นฤดูกาล อาทิ ชานอ้อย เนื่องจากมีการหีบอ้อยปีละ 4 เดือน โรงงานส่วนใหญ่จะเลือกใช้ระบบผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กที่มีประสิทธิภาพไม่สูงมากและเดินเครื่องเพียง 4 เดือน เนื่องจากโรงงานน้ำตาลที่ผลิตไฟฟ้าจากชานอ้อยขนาดใหญ่และมีประสิทธิภาพสูงจะมีมูลค่าการลงทุนสูง ทำให้ต้องเดินเครื่องผลิตไฟฟ้าต่อเนื่องตลอดทั้งปี เพื่อให้เกิดความคุ้มค่าในการลงทุน อย่างไรก็ตามปริมาณชานอ้อยจะมีเพียงพอสำหรับการผลิตไฟฟ้าในช่วงของการหีบอ้อยเท่านั้น ดังนั้นหากผู้ประกอบการโรงงานน้ำตาลจะเดินเครื่องโรงไฟฟ้าตลอดทั้งปี ผู้ประกอบการจะมีภาระในการจัดหาเชื้อเพลิงเพิ่มเติม ประกอบกับปัจจุบันราคาเชื้อเพลิงชีวมวลเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง จึงไม่จูงใจให้ผู้ประกอบกิจการโรงงานน้ำตาลลงทุนในเทคโนโลยีผลิตไฟฟ้าที่มีประสิทธิภาพสูง

2.) คุณสมบัติที่ทำให้เป็นต้นทุนด้านต่างๆ

- **ฤทธิ์กัดกร่อน** ได้แก่ ซังข้าวโพด เนื่องจากซังข้าวโพดมีส่วนผสมของโพแทสเซียมไดออกไซด์ ซึ่งมีฤทธิ์กัดกร่อนอย่างรุนแรง วัสดุที่ใช้ทำอุปกรณ์ในระบบผลิตไฟฟ้าจึงมีความจำเป็นต้องทนต่อการกัดกร่อนได้ดี **ทำให้ต้นทุนด้านเทคโนโลยีการเผาไหม้สูงกว่าชีวมวลประเภทอื่นๆ** นอกจากนี้ซังข้าวโพดยังมีน้ำหนักเบาทำให้การสับย่อยทำได้ยาก ต้องใช้เครื่องตีซังข้าวโพดที่มีราคาสูง ทำให้ต้นทุนการย่อยขนาดซังข้าวโพดต่อน้ำหนักสูงกว่าชีวมวลอื่นๆ
- **มีความชื้นและสารประกอบอัลคาไลน์สูง** ได้แก่ ทะลายปาล์ม เป็นวัสดุเหลือทิ้งในโรงงานสกัดน้ำมันปาล์ม เช่นเดียวกับ กะลาปาล์มและใยปาล์ม แต่โรงงานสกัดปาล์มน้ำมันส่วนใหญ่ไม่ได้นำทะลายปาล์มมาใช้เป็นเชื้อเพลิง เนื่องจากปัญหาเรื่องความชื้นที่ค่อนข้างสูง มีที่ขนาดใหญ่และการสับย่อยขนาดให้เล็กลงทำได้ยากเพราะมีไฟเบอร์ที่เหนียว การกองเก็บทับไว้นานๆ ไฟเบอร์จะมีความเหนียวมากยิ่งขึ้น นอกจากนี้ยังมีสารประกอบอัลคาไลน์สูง เมื่อเผาไหม้จะทำให้ท่อน้ำในหม้อน้ำมียางเหนียวเกาะติดได้ง่าย ดังนั้นการนำทะลายปาล์มมาเป็นเชื้อเพลิงจึงต้องมีแปรรูป และออกแบบเตาเผาพิเศษสำหรับทะลายปาล์ม **ทำให้ต้นทุนด้านเทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าจากทะลายปาล์มสูง** ทะลายปาล์มเปล่าที่กองเก็บไว้นานจะเกิดความร้อนและติดไฟได้เอง
- **มีสิ่งปนเปื้อนมาก** ได้แก่ เหง้ามันสำปะหลัง เป็นวัสดุเหลือทิ้งในไร่ และมีสิ่งปนเปื้อนมาก เช่น กรวด หิน ดิน ทราย **ทำให้ต้องมีการจัดการเบื้องต้นก่อนส่งผลให้ต้นทุนการผลิต**

[5] ที่มา หนังสือ“เทคโนโลยีการผลิตพลังงานจากเชื้อเพลิงชีวมวลและก๊าซชีวภาพ”, มูลนิธิพลังงานเพื่อสิ่งแวดล้อม.

ไฟฟ้าจากเหง้ามันสำปะหลังสูง เกษตรส่วนใหญ่ไม่มีการนำไปใช้ประโยชน์และมักจะเผาทิ้ง ปัญหาหลักของการนำเหง้ามันมาใช้เป็นเชื้อเพลิงเพื่อผลิตไฟฟ้าคือคุณสมบัติของเหง้ามันเอง เนื่องจากเปลือกนอกมีโครงข่ายของซีลิก้าให้ความแข็งแรงและทนต่อการเผาไหม้และติดไฟได้ยาก การนำเหง้ามันมาเป็นเชื้อเพลิงจึงจำเป็นต้องทำการย่อยเหง้ามันให้มีขนาดเล็กประมาณ 3 - 5 มิลลิเมตร ก่อนป้อนเข้าสู่กระบวนการเผาไหม้ ซึ่งต้นทุนในการแปรรูปค่อนข้างสูง

- **น้ำหนักเบา** ได้แก่ ใบ/ยอดอ้อย และฟางข้าว มีน้ำหนักเบาส่งผลให้ต้นทุนการขนส่งสูง สำหรับปัญหาหลักของใบและยอดอ้อยคือการเก็บรวบรวม ปัจจุบันมีโรงน้ำตาลบางแห่งได้ทดลองนำใบและยอดอ้อยมาใช้เป็นเชื้อเพลิงโดยใช้รถอัดก้อน (Baler) ลงไปเก็บในไร่อ้อยหลังจากเก็บเกี่ยวผลผลิตอ้อยแล้ว ปัญหาที่พบคือรถอัดก้อน ไปเหยียบทับ “ตออ้อย” ทำให้ตออ้อยได้รับความเสียหาย ซึ่งจะมีผลต่ออ้อยในฤดูกาลถัดไป ขณะเดียวกันไม่มีเทคโนโลยีหม้อไอน้ำ (Boiler) ที่เหมาะสมรองรับ
- **ต้องการการจัดการพิเศษ** ได้แก่ เศษไม้จากสวนป่าขององค์การอุตสาหกรรมป่าไม้ (ออป.) ต้นทุนเชื้อเพลิงสูงเนื่องจากค่าใช้จ่ายในการตัดรีดกิ่งและรวบรวมสูง อย่างไรก็ตามการตัดรีดกิ่งจะทำให้ไม้ที่ได้จากสวนป่ามีคุณภาพสูงขึ้น ซึ่งทำให้ ออป. มีรายได้จากการขายไม้เพิ่มขึ้น

แนวทางที่เหมาะสม

การแก้ไขปัญหาที่มาจากคุณสมบัติของชีวมวล ได้แก่ ปริมาณวัตถุดิบไม่สม่ำเสมอตลอดปี เนื่องจากผลผลิตเป็นฤดูกาล มีฤทธิ์กัดกร่อน มีความชื้นสูง มีสารประกอบอัลคาไลน์สูง มีสิ่งปนเปื้อนมาก และน้ำหนักเบาจำเป็นต้องอาศัยการจัดการแก้ไขปัญหาให้ตรงจุดดังนี้

- **ปริมาณวัตถุดิบไม่สม่ำเสมอตลอดปี เนื่องจากผลผลิตเป็นฤดูกาล** ได้แก่ กากอ้อย จำเป็นต้องมีการสร้างโกดัง หรือระบบเก็บวัตถุดิบที่มีคุณภาพ รวมไปถึงการเลือกเทคโนโลยีที่ใช้เชื้อเพลิงมากกว่า 1 ชนิด ที่ให้ผลผลิตในช่วงต่างกันเพื่อให้สามารถบริหารจัดการเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าได้ตลอดทั้งปี
- **คุณสมบัติมีฤทธิ์กัดกร่อน มีความชื้นและสารประกอบอัลคาไลน์สูง** ได้แก่ ซังข้าวโพดและทะลายปาล์ม ส่งผลให้ต้นทุนทางด้านเทคโนโลยีสูงขึ้น
- **คุณสมบัติมีสิ่งปนเปื้อนมาก** ได้แก่ เหง้ามันสำปะหลัง ทำให้มีค่าใช้จ่ายในการจัดการสิ่งปนเปื้อนและการย่อยก่อนป้อนเชื้อเพลิงเข้าห้องเผาไหม้ ส่งผลให้ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าสูงขึ้นเช่นเดียวกับ ซังข้าวโพดและทะลายปาล์ม

- **คุณสมบัติมีน้ำหนักเบา** ได้แก่ ใบ/ยอดอ้อย และฟางข้าว ส่งผลให้ต้นทุนค่าขนส่งสูง ขณะเดียวกันก็มีค่าใช้จ่ายในการเก็บรวบรวม แนวทางหนึ่งในการลดต้นทุนค่าขนส่ง ได้แก่ การอัดเป็นก้อน (Briquetting)

2. ปัญหาจากสภาพอุปสงค์/อุปทานไม่สมดุล

ปัญหาจากสภาพอุปสงค์/อุปทานไม่สมดุลในปัจจุบันเกิดขึ้นกับ**แกลบ**โดยเฉพาะ เนื่องจากมีคุณสมบัติเป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าได้ดีและรวบรวมได้ง่าย ดังนั้น ตั้งแต่ปี 2535 ที่มีระเบียบ SPP จึงส่งผลให้เกิดโครงการผลิตไฟฟ้าจากแกลบจำนวนหนึ่ง และได้มีการพัฒนาเทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าจากแกลบอย่างต่อเนื่อง จนส่งผลให้ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากแกลบต่ำลง จึงไม่มีโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ที่ใช้แกลบเกิดขึ้นเป็นจำนวนมาก ส่งผลให้แกลบที่ไม่มีราคาได้เพิ่มสูงขึ้นเป็น 900 บาท/ตันในปี 2551 ขณะเดียวกันการกำหนด “ส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า” ในปี 2549 ยังเป็นปัจจัยสำคัญที่ผลักดันให้มีการผลิตไฟฟ้าจากแกลบ เนื่องจากเป็นมาตรการสนับสนุนที่ส่งผลให้ความคุ้มค่าเชิงเศรษฐศาสตร์ในการผลิตไฟฟ้าจากแกลบเพิ่มสูงขึ้น ทำให้เกิดปัญหาการแย่งชิงชีวมวล ซึ่งหากเชื้อเพลิงอื่นๆ ได้รับการพัฒนาเทคโนโลยีจนต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่ำลง ก็จะประสบปัญหาการแย่งเชื้อเพลิงเช่นเดียวกับแกลบ

นอกจากนี้แกลบยังเป็นที่ต้องการในกิจการอื่นๆ ด้วย เช่น โรงงานปูนซิเมนต์ ฟาร์มไก่ในภาคตะวันออก โรงงานเผาอิฐ ส่งผลให้เกิดการแย่งเชื้อเพลิงอย่างรุนแรง โดยฟาร์มไก่ในภาคตะวันออกรับซื้อในราคาสูงถึง 1,200 บาท/ตัน และการกว้านซื้อแกลบของโรงงานปูนซีเมนต์ในช่วงที่ความต้องการสูงยังส่งผลทำให้ราคาแกลบไม่ลดลงในช่วงผลผลิตแกลบออกมามาก จึงทำให้ราคาแกลบในพื้นที่ เช่น จังหวัดอยุธยา สระบุรี สิงห์บุรี คงตัวอยู่ในระดับที่สูงตลอดทั้งปี นอกจากนี้การแทรกแซงราคาข้าวเปลือกและการรับจำนำข้างก็ส่งผลกระทบต่อปริมาณแกลบในตลาดด้วยเช่นกัน

แนวทางที่เหมาะสม

ปัญหาสภาพอุปสงค์-อุปทานไม่สมดุล เป็นปัญหาและอุปสรรคสำคัญในการส่งเสริมชีวมวล ดังนั้น สำหรับผู้ประกอบการ/หรือนักลงทุนรายใหม่ ควรเลือกใช้เทคโนโลยีที่ใช้ชีวมวลได้มากกว่า 2 ชนิด เพื่อเพิ่มทางเลือกในการใช้เชื้อเพลิงเพื่อลดความเสี่ยงด้านเชื้อเพลิง

3. การมีส่วนร่วมของภาคประชาชน

ตั้งแต่อดีตจนถึงปัจจุบัน ประชาชนที่อาศัยอยู่บริเวณใกล้เคียงกับ โรงไฟฟ้ามักได้รับผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อมที่เกิดจากโรงไฟฟ้าตลอดมา ไม่ว่าโรงไฟฟ้านั้นจะใช้ฟอสซิลหรือชีวมวลเป็นเชื้อเพลิง โดยเฉพาะมลภาวะด้านฝุ่น ประชาชนจึงมักต่อต้านเสมอเมื่อทราบว่าจะมีการสร้างโรงไฟฟ้าขึ้นในพื้นที่ที่ใกล้กับที่อยู่อาศัยของตน มลภาวะด้านฝุ่นเป็นปัญหาหลักในกระบวนการผลิตไฟฟ้า ดังนั้นนักลงทุนจึงจำเป็นต้องศึกษาและเลือกใช้เทคโนโลยีที่สามารถป้องกันปัญหาฝุ่นไม่ให้ส่งผลกระทบต่อประชาชนบริเวณใกล้เคียง และต้องสร้างความรู้ความเข้าใจกับชุมชนเกี่ยวกับวิธีการป้องกันและเทคโนโลยีที่นำมาใช้

เพื่อป้องกันปัญหาความขัดแย้งระหว่างโรงไฟฟ้าและชุมชนที่สำคัญคือให้ชุมชนมีส่วนร่วมในการสร้างโรงไฟฟ้าด้วย

แนวทางที่เหมาะสม

ก่อนดำเนินการก่อสร้างโรงไฟฟ้า ผู้ลงทุนควรประชาสัมพันธ์เพื่อให้ความรู้เกี่ยวกับเทคโนโลยีที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าที่ผู้ลงทุนเลือกใช้และเทคโนโลยีการกำจัดมลภาวะเพื่อป้องกันปัญหาฝุ่น รวมถึงการเชิญตัวแทนชาวบ้าน ผู้นำชุมชน และผู้คัดค้านการก่อสร้างโรงไฟฟ้า เดินทางศึกษาดูงานโรงไฟฟ้าแบบเดียวกับที่ผู้ลงทุนจะดำเนินการก่อสร้าง เพื่อให้เห็นตัวอย่างของโรงไฟฟ้าที่ไม่ก่อให้เกิดมลภาวะด้านฝุ่นต่อชุมชน ซึ่งจะช่วยให้ชุมชนมีความเข้าใจและมั่นใจว่าจะไม่ได้รับผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อมจากโรงไฟฟ้าที่จะสร้างขึ้น

นอกจากนี้ผู้ลงทุนควรให้ความสำคัญกับชุมชน โดยการเปิดโอกาสให้ชุมชนมีส่วนร่วมในการแสดงความคิดเห็น มีการแลกเปลี่ยนความคิดเห็น และสอบถามข้อข้องใจต่างๆ ระหว่างผู้ลงทุนและชุมชน โดยแนวทางที่เหมาะสมที่ได้จากการประเมินผลในรายงานฉบับนี้พบว่าขั้นตอนการลงพื้นที่เพื่อทำความเข้าใจกับชุมชน มีดังนี้

- จัดเวทีประชุมเพื่อรับฟังความคิดเห็นจากประชาชนในพื้นที่ และให้ประชาชนแสดงความเห็นเกี่ยวกับผลกระทบต่างๆ ที่อาจเกิดขึ้นจากโรงไฟฟ้า
- จัดให้มีการศึกษาและดูงานจากโรงไฟฟ้าที่ใช้ชีวมวลชนิดต่างๆ เป็นเชื้อเพลิงซึ่งมีเทคโนโลยีที่สามารถป้องกันปัญหามลภาวะด้านฝุ่นต่อชุมชนได้อย่างมีประสิทธิภาพ เพื่อเพิ่มความมั่นใจให้กับประชาชนว่าผู้ลงทุนจะรักษาสภาพแวดล้อมต่างๆ ให้ดีดังตัวอย่างที่ประชาชนได้พบเห็น ผลที่ได้รับจากการศึกษาดูงานจะทำให้ผู้ลงทุนทราบว่า ประชาชนในพื้นที่เห็นชอบกับการสร้างโรงไฟฟ้าของผู้ลงทุนหรือไม่ และผู้ลงทุนควรให้ความรู้ความเข้าใจเกี่ยวกับวิธีป้องกันผลกระทบที่อาจจะเกิดขึ้น เพื่อให้ชุมชนยอมรับและไม่มีกระแสต่อต้าน ก่อนที่จะเริ่มก่อสร้างโรงไฟฟ้า
- ระหว่างการก่อสร้างโรงไฟฟ้า ผู้ลงทุนควรให้ความช่วยเหลือด้านต่างๆ แก่ชุมชน เพื่อเป็นการเชื่อมความสัมพันธ์ที่ดีระหว่าผู้ลงทุนและประชาชนที่อาศัยอยู่ในบริเวณใกล้เคียงกับที่ตั้งของโรงไฟฟ้า การให้ความช่วยเหลือแก่โรงเรียนที่อยู่ใกล้กับโรงไฟฟ้า เช่น สร้างสนามเด็กเล่น หรือให้เครื่องมืออุปกรณ์ที่จำเป็นแก่การเรียนการสอน หรืออาจมีส่วนร่วมในงานบุญโอกาสต่างๆ เช่น ทอดกฐิน เป็นต้น รวมถึงการช่วยเหลือในเรื่องต่างๆ เมื่อมีการร้องขอมาจากหน่วยงานของภาครัฐ เช่น องค์การบริหารส่วนตำบล (อบต.)
- ควรจัดให้มีตัวแทนจากโรงไฟฟ้าเข้าร่วมประชุมตามวาระการประชุมของ อบต. เป็นระยะๆ อย่างต่อเนื่อง เพื่อแลกเปลี่ยนความคิดเห็นระหว่างชาวบ้าน ผู้นำชุมชน และตัวแทนของโรงไฟฟ้า และเพื่อให้ทางโรงไฟฟ้าได้ข้อมูลที่จะเป็นประโยชน์ในการสร้างโรงไฟฟ้าให้เป็นมิตรกับชุมชนอย่างแท้จริง

- จัดหาวิธีการเพื่อให้ประชาชนในพื้นที่เข้าร่วมลงทุนที่เหมาะสม เพื่อแสดงถึงการเข้ามามีส่วนร่วม / ความเป็นเจ้าของ

3.2 ขั้นตอนการพิจารณาโครงการผลิตพลังงานจากชีวมวล

ขั้นตอนการพิจารณาโครงการผลิตพลังงานจากชีวมวล จะต้องศึกษาความเป็นไปได้ของโครงการทางด้านเทคนิค การเงิน และผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม ดังนั้นจะต้องรวบรวมข้อมูล เพื่อนำมาศึกษาและวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทาง ด้านต่างๆ เหล่านี้ ดังนี้

1) **การศึกษาความเป็นไปได้ของโครงการ** ควรพิจารณา รายละเอียด ดังนี้

- **รายละเอียดโครงการ** อาทิ การพิจารณาการคัดเลือกสถานที่ตั้งโครงการทั่วไปควรอยู่ใกล้แหล่งชีวมวลและจุดเชื่อมโยงเข้าระบบไฟฟ้าหรือสถานีย่อยไฟฟ้าของ กฟผ. สถานที่ตั้งควรห่างจากชุมชนเพื่อลดผลกระทบระหว่างการก่อสร้างและดำเนินการ ขนาดพื้นที่ที่ต้องการ และการจัดผังพื้นที่โครงการ
- **ปริมาณชีวมวล** เนื่องด้วยปริมาณเชื้อเพลิงที่ใช้มีความสำคัญยิ่งในการผลิตไฟฟ้าและไอน้ำ ดังนั้นก่อนการเริ่มดำเนินโครงการจำเป็นต้องศึกษาปริมาณเชื้อเพลิงอย่างละเอียด ว่ามีปริมาณชีวมวลในพื้นที่เพียงพอตลอดระยะเวลาดำเนินโครงการ รวมถึงราคาและค่าขนส่งของ ชีวมวลที่ส่งมาจากแหล่งต่างๆ โดยควรพิจารณาความเสี่ยงด้านราคาของชีวมวล เนื่องจากชีวมวลเป็นผลผลิตทางการเกษตรชนิดหนึ่ง ราคาจะเปลี่ยนแปลงตามอุปสงค์-อุปทานและฤดูกาลผลผลิตทำให้ขาดความสม่ำเสมอตลอดทั้งปี ทางแก้ไขคือการสำรองชีวมวลไว้จำนวนหนึ่งช่วงฤดูเก็บเกี่ยวเพื่อนำมาใช้ในช่วงนอกฤดูเก็บเกี่ยวหรือหาชีวมวลอื่นๆเข้ามาเสริมหรือทดแทนเชื้อเพลิงหลัก รวมถึงการทำสัญญากันระหว่างนักลงทุนกับเจ้าของเชื้อเพลิงชีวมวลเพื่อช่วยในการจัดหาเชื้อเพลิง

ตารางที่ 3-1 อัตราการบริโภคชีวมวลในการผลิตไฟฟ้าขนาด 1 เมกะวัตต์

ลำดับที่	ประเภทชีวมวล	ตัน/ปี/เมกะวัตต์
1	แกลบ	9,600
2	ลำต้นข้าวโพด	13,200
3	ชานอ้อย	17,600
4	เศษไม้ยางพารา (สด)	19,700
5	ฟางข้าว	10,500
6	เหง้ามันสำปะหลัง (สด)	23,600
7	ซังข้าวโพด	13,500

หมายเหตุ : คิดค่าประสิทธิภาพโรงไฟฟ้าที่ 20%

- **เทคโนโลยีการผลิต** ประกอบด้วยการพิจารณาเทคโนโลยี กำลังการผลิตที่เหมาะสม ระบบการผลิตไฟฟ้า ระบบการผลิตไอน้ำ การใช้เครื่องจักรและอุปกรณ์ที่ทันสมัยและมีประสิทธิภาพ ข้อกำหนดเบื้องต้นของอุปกรณ์ ของแต่ละชนิดของชีวมวลที่จะใช้เป็นเชื้อเพลิง จนถึงระบบส่งไฟฟ้าถึงจุดเชื่อมโยงเข้าระบบไฟฟ้าของ กฟผ.
- **การศึกษาทางด้านแหล่งน้ำ** เนื่องจากมีความจำเป็นต้องใช้น้ำในระบบการผลิต ทั้งในรูปแบบน้ำป้อน หรือน้ำหล่อเย็น ซึ่งจะต้องศึกษาว่ามีแหล่งน้ำในโครงการ เช่น แหล่งน้ำผิวดิน จากแม่น้ำ ลำธาร คลอง หรือแหล่งน้ำใต้ดิน ว่ามีปริมาณที่เพียงพอในการผลิต เก็บข้อมูลและวิเคราะห์คุณภาพน้ำ แผนเบื้องต้นการส่งน้ำดิบ ตลอดจนวิธีการที่จะ ใช้ในการปรับปรุงคุณภาพน้ำดิบจากแหล่งเหล่านี้เพื่อใช้ในการผลิต ปริมาณน้ำที่ต้องใช้ต่อวัน ประมาณ 120 ลบ.เมตร ต่อการผลิตไฟฟ้า 1 เมกกะวัตต์
- **การกำจัดน้ำเสียที่เกิดขึ้น** จะต้องถูกบำบัดโดยกรรมวิธีที่เหมาะสม และหาแนวทางการระบายน้ำเสียออกจากโรงไฟฟ้า
- **การกำจัดขี้เถ้า** วิธีการเคลื่อนย้าย เก็บ และกำจัดจากบริเวณโครงการ โดยไม่มีผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม โดยเฉพาะขี้เถ้าแกลบจะมีปริมาณร้อยละ 16 โดยน้ำหนัก
- **มลสารที่ปล่อยออก** โรงไฟฟ้าถือเป็นโรงงานชนิดหนึ่ง (ประเภท 3) มลสารจากโรงไฟฟ้าชีวมวลส่วนใหญ่ประกอบด้วย ฝุ่นละออง และไนโตรเจนออกไซด์ จะต้องถูกควบคุมให้อยู่ในเกณฑ์มาตรฐาน (*หมายเหตุ กระทรวงอุตสาหกรรมประกาศข้อ กำหนดค่าปริมาณของสารเจือปนในอากาศที่ระบายออกจากโรงงาน พ.ศ.2549 เพื่อใช้บังคับสำหรับประเภทโรงงานใด ๆ ที่เป็นแหล่งกำเนิดสารเจือปนในอากาศที่ไม่ได้กำหนดค่าการระบายปริมาณสารเจือปนในอากาศไว้เป็นการเฉพาะ* ***รายละเอียดแสดงในภาคผนวก ค***)
- **การวางแผนดำเนินการโครงการ** ประกอบด้วยการประเมินราคาโครงการเบื้องต้น ค่าใช้จ่ายในการ- ดำเนินการและบำรุงรักษา แผนดำเนินการโครงการเบื้องต้น เริ่มจากการศึกษา หาแหล่งเงินทุน ออกแบบ และข้อกำหนด จัดหาเครื่องจักรและอุปกรณ์ ระยะเวลาก่อสร้าง จนกระทั่งกำหนดการจ่ายไฟเข้าระบบ

2) การพิจารณาด้านการเงินและจัดหาแหล่งเงินทุน

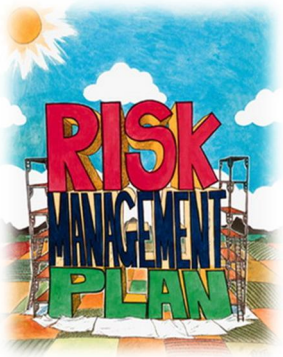
คือ การคำนวณหาผลการตอบแทนการลงทุนของโครงการว่าอยู่ในระดับดีหรือไม่ เปรียบเทียบ กับการลงทุนทางด้านอื่น โดยการประเมินรายได้จากการผลิตไฟฟ้าที่ขายให้แก่ กฟผ. และลูกค้าอื่น รวมรายได้อื่นที่เกิดจากโครงการ(ถ้ามี) และราคาของโครงการรวมค่าใช้จ่ายในการดำเนินการ ซึ่งทั่วไปรวมการวิเคราะห์การเปลี่ยนแปลงของรายได้และราคาว่าจะมีการเปลี่ยนไปมากน้อยเพียงใดต่อผลการตอบแทนการลงทุน ถ้าอัตราผลตอบแทนออกมาเป็นที่น่าพอใจ และควรศึกษา

แหล่งเงินสำหรับการดำเนินการโครงการ อาทิ เงินทุนของผู้ประกอบการ การสนับสนุนจากภาครัฐ ดอกเบี้ยเงินกู้ แหล่งเงินทุนจากนักลงทุนทั้งในประเทสและต่างประเทศ เป็นต้น

3) การทำความเข้าใจกับชุมชน

ผู้ประกอบการควรทำการศึกษาผลกระทบต่อชุมชนจากการสร้างโรงไฟฟ้า และแผยแพร่ข้อมูลเพื่อสร้างความเข้าใจที่ถูกต้องและสร้างความยอมรับแก่ประชาชนทั่วไป ขั้นตอนนี้เป็นขั้นตอนที่สำคัญที่จะต้องดำเนินการให้เร็วที่สุด ดังจะเห็นตัวอย่างจากบางโครงการ ที่ได้ดำเนินการขออนุญาตจากหน่วยงานต่าง ๆ และก่อสร้างโครงการไปบ้างแล้ว แต่ได้รับการต่อต้านจากชุมชน จนโครงการต้องล้มเลิกในที่สุด

4) การออกแบบโรงไฟฟ้า



การออกแบบและกำหนดขนาดของอุปกรณ์เบื้องต้นเพื่อนำไปใช้ในการจัดทำข้อกำหนดทางวิชาการ และจัดทำรายละเอียดเทคนิคและอุปกรณ์ต่าง ๆ ที่ใช้ในโรงไฟฟ้าเพื่อนำไปใช้ในการสอบราคาหาผู้รับเหมา โดยในการคัดเลือกผู้รับเหมาออกแบบและก่อสร้าง (Turn Key Contractor) ควรคัดเลือกผู้ที่มีประสบการณ์ด้านโรงไฟฟ้าชีวมวลโดยตรง เพื่อลดความเสี่ยงของการดำเนินโครงการ โดยเทคโนโลยีจะแบ่ง ได้ดังนี้คือ

- โรงไฟฟ้าแบบใช้หม้อไอน้ำ (Boiler) ซึ่งโรงไฟฟ้าชนิดนี้จะเหมาะกับกำลังการผลิตระดับกลางถึงระดับสูงโดยจะมีอุปกรณีหลัก คือ Boiler, Steam Tubine และ Generator
- โรงไฟฟ้าแบบไม่ใช้หม้อไอน้ำ เช่นเทคโนโลยี Gasification หลือ Pyrolysis ซึ่งเทคโนโลยีแบบนี้เหมาะสำหรับโรงไฟฟ้าขนาดเล็กเพราะไม่ต้องใช้แหล่งน้ำขนาดใหญ่ และทำให้มีต้นทุนอุปกรณ์และการก่อสร้างลดลง

5) การติดต่อขออนุญาตจากหน่วยงานต่าง ๆ

เพื่อขออนุญาตทั้ง ก่อสร้างโรงไฟฟ้า การใช้ที่ดิน และขออนุญาตจำหน่ายไฟฟ้า ซึ่งจะมีหลายกระบวนการที่เกี่ยวข้องกับหน่วยงานราชการต่างๆ หลายแห่ง รวมไปถึงข้อกฎหมาย และกฎระเบียบอื่นๆ **ดังแสดงในบทที่ 5**

6) การดำเนินการก่อสร้างโรงไฟฟ้า

ประกอบด้วยขั้นตอนหลัก ๆ ดังนี้

6.1) การเปิดประมูลหรือสอบราคา ในขั้นตอนการเปิดประมูลหรือสอบราคาเพื่อว่าจ้างผู้รับเหมามาดำเนินการก่อสร้างโรงไฟฟ้าที่เหมาะสมและราคายุติธรรม

6.2) ดำเนินการก่อสร้างโรงไฟฟ้าแบ่งได้ 2 ขั้นตอนคือ

1) ขั้นตอนก่อสร้างโรงไฟฟ้า

2) ขั้นตอนการเชื่อมต่อโรงไฟฟ้ากับสายส่ง

7) การเริ่มใช้งานและการบริหารโรงไฟฟ้า

การบริหารโรงไฟฟ้าหลังจากเริ่มดำเนินการ เป็นส่วนที่มีความสำคัญมากส่วนหนึ่งของกิจกรรมทั้งหมด เนื่องจากจะมีผลต่อความสามารถในการจำหน่ายไฟฟ้าของโรงไฟฟ้า และจะส่งผลต่อต้นทุนในการดำเนินการ โดยที่ผู้ประกอบการจะต้องคำนึงถึงการดำเนินกิจกรรมต่าง ๆ อาทิ แผนซ่อมบำรุงประจำปี แผนการจัดซื้อวัตถุดิบระหว่างการดำเนินการ แผนการจ่ายไฟฟ้าในช่วง Peak หรือ Off Peak เป็นต้น

8) อื่นๆ

นอกเหนือจากนั้นการดำเนินโครงการยังมีการศึกษาวิเคราะห์ทั่วไป อาทิ การศึกษาทางด้านสิ่งแวดล้อมเบื้องต้น ด้านเศรษฐกิจและสังคม ทางด้านนโยบายของรัฐ ซึ่งอาจจะมีผลกระทบต่อการผลิตปริมาณชีวมวลและรายได้ของโครงการ และในกรณีที่โครงการมีกำลังการผลิตไฟฟ้าตั้งแต่ 10 เมกะวัตต์ขึ้นไป จะต้องมีการศึกษาผลกระทบสิ่งแวดล้อม(EIA) ซึ่งผู้ประกอบการจะต้องดำเนินการตามแนวทางของสำนักนโยบายและแผนสิ่งแวดล้อม กระทรวงวิทยาศาสตร์เทคโนโลยีและสิ่งแวดล้อมแห่งชาติหรือหากขนาดของโรงไฟฟ้าใหญ่กว่า 6 เมกะวัตต์ผู้ประกอบการจะต้องศึกษากระบวนการจัดตั้งกองทุนพัฒนาชุมชนรอบพื้นที่โรงไฟฟ้า ตามประกาศของ สำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน

3.3 การวิเคราะห์ผลการตอบแทนการลงทุน

การวิเคราะห์ด้านเศรษฐกิจและการเงิน ทั้งนี้เพื่อศึกษาคัดเลือกแนวทางการพัฒนาโครงการที่มีความเหมาะสมทางด้านเศรษฐกิจ โดยประเมินหาตัวชี้วัดทางเศรษฐกิจ ซึ่งได้แก่มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value : NPV) อัตราผลตอบแทนทางเศรษฐกิจ (Economic Internal Rate of Return :EIRR) อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน (Benefit Cost Ratio, B/C) และต้นทุนพลังงานไฟฟ้า (Average Incremental Costs : AIC) เพื่อนำผลการศึกษาเหล่านี้พิจารณาร่วมกับผลการศึกษาด้านวิศวกรรม สังคมและสิ่งแวดล้อม เพื่อจัดทำแบบพัฒนาโครงการต่อไป ในการวิเคราะห์ด้านเศรษฐกิจของโครงการเพื่อประเมินผลตอบแทนต่อการลงทุน จะดูค่ามูลค่าปัจจุบันสุทธิ ดูค่าอัตราส่วนของผลประโยชน์ต่อต้นทุน อัตราผลตอบแทนทางเศรษฐกิจ ต้นทุนพลังงานไฟฟ้า จากนั้นจะมาวิเคราะห์ต้นทุนโครงการ (Project Costs) และวิเคราะห์ผลประโยชน์ของโครงการ (Project Benefits) กล่าวคือ

การวิเคราะห์ต้นทุนของโครงการ ซึ่งประกอบด้วยค่าใช้จ่ายในการลงทุน ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานและบำรุงรักษา การวิเคราะห์ผลประโยชน์โครงการ ประกอบด้วย ผลประโยชน์ด้านไฟฟ้า ผลประโยชน์ด้านการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ จากนั้นจึงนำมาวิเคราะห์ความเหมาะสมด้านการเงิน ทั้งนี้เพื่อหาต้นทุนและผลตอบแทนทางการเงิน เพื่อใช้พิจารณาในการวางแผนและตัดสินใจลงทุน ซึ่งต้องคำนึงถึงเงินเฟ้อ เงินอุดหนุนราคาไฟฟ้า (Adder) เพื่อใช้ประเมินค่าใช้จ่ายและผลประโยชน์ของโครงการด้วย ผลประโยชน์ของโครงการทางการเงินเป็นรายได้หลักจากการขายไฟฟ้า จะทำโดยใช้หลักเกณฑ์และราคาที่กำหนดตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) หรือผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก (SPP) แล้วแต่ขนาดการผลิตไฟฟ้าของโครงการ ภายหลังการประเมินการดำเนินการโครงการทางด้านวิศวกรรมแล้ว และ

ได้ผลการวิเคราะห์งบประมาณที่ใช้ในการลงทุนทั้งหมด วิเคราะห์ผลตอบแทนด้านการเงิน วิเคราะห์ถึงปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้ และรายได้จากการขายไฟฟ้า ผลประโยชน์ทางด้านสังคม ก็จะนำมาสู่การตัดสินใจของการลงทุนโครงการต่อไป

การวิเคราะห์ผลตอบแทนการลงทุนจะเป็นการเปรียบเทียบระหว่างรายได้และรายจ่ายว่า รายได้สูงกว่ารายจ่ายหรือไม่ หากรายได้สูงกว่ารายจ่าย แสดงว่าการลงทุนนั้นคุ้มค่า และหากมีอัตราตอบแทนในระดับสูงกว่าอัตราดอกเบี้ยของการนำเงินลงทุนนั้นไปลงทุนอย่างอื่น หรือสูงกว่าดอกเบี้ยเงินกู้ก็จะหมายความว่า การลงทุนนั้นให้ผลตอบแทนในอัตราที่จูงใจตัวชี้วัดในประเด็นที่กล่าวข้างต้นที่ใช้กันทั่วไปมีดังนี้

1) มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value, NPV)

มูลค่าปัจจุบันสุทธิของโครงการคือมูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดของโครงการ ซึ่งสามารถคำนวณได้จากการทำส่วนลดกระแสผลตอบแทนสุทธิตลอดอายุโครงการให้เป็นมูลค่าปัจจุบัน ซึ่งการวิเคราะห์มูลค่าปัจจุบันสุทธิคือหากค่ามูลค่าปัจจุบันสุทธิ ≥0 แสดงว่าเป็นโครงการที่สมควรจะดำเนินการเนื่องจากมีผลตอบแทนเมื่อเปรียบเทียบ ณ ปัจจุบันมากกว่าค่าใช้จ่ายแต่ในทางตรงกันข้ามหากมูลค่าปัจจุบันสุทธิมีค่าน้อยกว่าศูนย์แสดงว่าเป็นโครงการที่ไม่น่าจะลงทุนเนื่องจากมีผลตอบแทนเมื่อเปรียบเทียบ ณ ปัจจุบันน้อยกว่าค่าใช้จ่าย

2) อัตราผลตอบแทนของโครงการ (Internal Rate of Return, IRR)

อัตราผลตอบแทนของโครงการคืออัตราดอกเบี้ยเงินกู้ที่ทำให้ค่า NPV มีค่าเท่ากับศูนย์ดังนั้นอัตราผลตอบแทนของโครงการจึงได้แก่อัตราดอกเบี้ยหรือ i ที่ทำให้ NPV=0 ซึ่งหากว่าอัตราดอกเบี้ยเงินกู้ ณ สถานการณ์ปัจจุบันสูงกว่าค่าอัตราผลตอบแทนของโครงการที่คำนวณได้ก็ไม่สมควรที่จะลงทุนโครงการดังกล่าวในทางตรงกันข้ามหากอัตราดอกเบี้ยเงินกู้ ณ สถานการณ์ปัจจุบันยิ่งต่ำกว่าค่าอัตราผลตอบแทนของโครงการที่คำนวณได้มากเท่าไรแสดงเป็นโครงการที่ให้ผลตอบแทนมากขึ้นตามลำดับ

3) ผลประโยชน์ต่อเงินลงทุน (Benefit-Cost Ratio, B/C)

ผลประโยชน์ต่อเงินลงทุนคืออัตราส่วนระหว่างมูลค่าปัจจุบันของกระแสผลตอบแทนหรือมูลค่าผลตอบแทนของโครงการเทียบกับมูลค่าปัจจุบันของกระแสต้นทุนหรือต้นทุนรวมของโครงการซึ่งรวมทั้ง ค่าอุปกรณ์ เครื่องจักร ค่าที่ดิน ค่าติดตั้ง ค่าดำเนินการ ค่าซ่อมบำรุงรักษา ค่าการบำบัดน้ำเสีย ถ้าอัตราส่วนที่ได้มากกว่า 1 แสดงว่าควรตัดสินใจเลือกโครงการนั้น แต่ถ้าอัตราส่วนที่ได้น้อยกว่า 1 แสดงว่าโครงการนั้นไม่น่าสนใจลงทุน แต่ถ้าเท่ากับ 1 แสดงว่าโครงการคุ้มทุน

4) ต้นทุนพลังงานต่อหน่วย (Cost of Energy)

การพิจารณาความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ที่สำคัญอีกตัวชี้วัดหนึ่ง คือ การวิเคราะห์ต้นทุนต่อหน่วยในการผลิตไฟฟ้าซึ่งวิเคราะห์จากต้นทุนการผลิตตลอดอายุโครงการ สำหรับโครงการผลิตไฟฟ้าจากชีวมวลต้นทุนเริ่มต้นในการติดตั้งเครื่องจักรผลิตไฟฟ้ารวมทั้งต้นทุนค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นรายปีตลอดอายุโครงการที่ทำ

การผลิตไฟฟ้าแล้วคำนวณหาค่าใช้จ่ายต่อปีที่เท่ากัน (Equivalent annual costs, EAC) ซึ่งได้คำนึงถึงการปรับค่าของเวลา และการเลือกค่าเสียโอกาสของทุนที่เหมาะสมเข้าไว้ด้วยแล้วและคำนวณหาต้นทุนต่อหน่วยโดยหารด้วยปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้ต่อปี

ผลการวิเคราะห์ต้นทุนต่อหน่วยสามารถใช้ประโยชน์ในการพิจารณาเปรียบเทียบกับราคาไฟฟ้าที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาครับซื้อ ซึ่งจะเป็นเกณฑ์การพิจารณาความเหมาะสมในการเลือกขนาดโรงไฟฟ้า และมีการวิเคราะห์ผลกรณีที่ปัจจัยด้านอัตราดอกเบี้ยเปลี่ยนแปลง (Sensitivity Analysis)

5) ระยะเวลาการลงทุน (Pay Back Period)

คือ ระยะเวลาที่รายได้หลังจากหักค่าใช้จ่ายในการดำเนินการสามารถนำไปชำระเงินที่ใช้ลงทุนในการพัฒนาโครงการได้ครบถ้วน โดยส่วนใหญ่ใช้นับเป็นจำนวนปี โครงการที่มีระยะเวลาคืนทุนสั้นจะเป็นโครงการที่ดีกว่าโครงการที่มีระยะคืนทุนยาว โดยทฤษฎีระยะเวลาคืนทุนจะต้องไม่นานกว่าอายุการใช้งานของโครงการ แต่ในภาคปฏิบัติระยะเวลาคืนทุนของโครงการขนาดใหญ่จะยอมรับกันที่ 7-10 ปี

6) งบกระแสเงินสด (Cash Flow)

เป็นการวิเคราะห์เปรียบเทียบค่าใช้จ่ายและรายได้ที่เกิดขึ้นในแต่ละปีในช่วงอายุที่โครงการยังก่อให้เกิดรายได้ว่า รายได้ที่ได้รับจะเพียงพอต่อค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นในปีนั้นๆ หรือไม่ ทั้งนี้ เพื่อให้นักลงทุนจะได้ตระหนักและหาทางแก้ไขล่วงหน้าเพื่อมิให้เกิดสถานการณ์เงินขาดมือในช่วงใดช่วงหนึ่ง ซึ่งจะส่งผลให้โครงการสะดุด ซึ่งในกรณีการกู้เงิน สถาบันการเงินจะให้ความสำคัญกับงบกระแสเงินสดมาก

7) ปัจจัยสำคัญที่มีผลต่อการวิเคราะห์ความเหมาะสมการลงทุนที่ถูกต้อง มีดังนี้

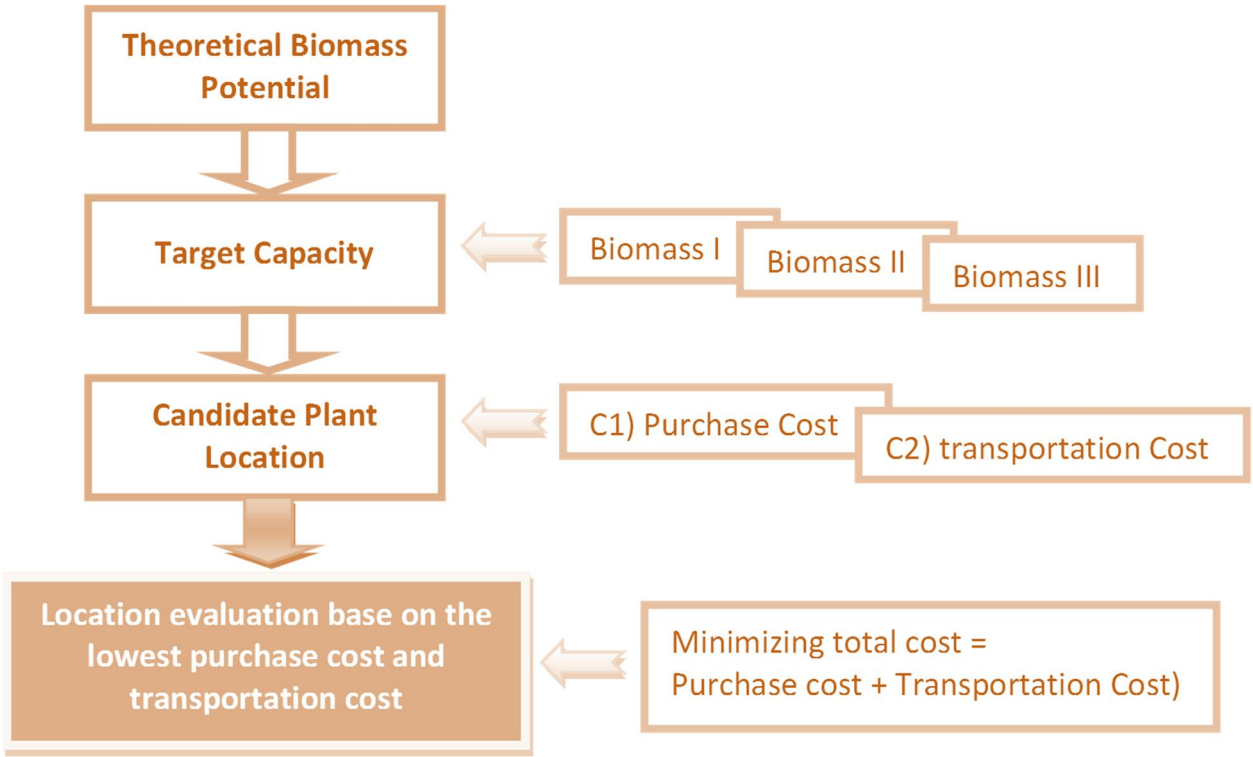
- **รายจ่าย (Cost)** ประกอบด้วย ต้นทุน การลงทุน และค่าใช้จ่ายในการดำเนินการ
  - **ต้นทุน** ได้แก่ เงินที่ใช้ลงทุนในการพัฒนาโครงการ เช่น การซื้อที่ดิน เครื่องจักรอุปกรณ์ต่างๆ ฯลฯ ตลอดจนค่าติดตั้งดำเนินการทดสอบ
  - **ค่าใช้จ่าย** ได้แก่ ค่าดำเนินการในการเดินเครื่องหลังจากการพัฒนาโครงการแล้วเสร็จ เช่น ค่าจ้างพนักงาน ค่าซ่อมแซม ดอกเบี้ยเงินกู้ ค่าใช้จ่ายอื่นๆ ภาษี ฯลฯ แต่ละเทคโนโลยีจะมีค่าใช้จ่ายเหล่านี้อาจไม่เหมือนกันขึ้นอยู่กับเทคโนโลยีและขนาด และมาตรการส่งเสริมการลงทุนของรัฐ
  - **ประโยชน์หรือรายรับ (Benefit)** รายรับที่ได้รับจากโครงการ แยกออกเป็น 2 รูปแบบ คือ ประโยชน์โดยตรงทางการเงิน อันได้แก่ รายได้จากการขายพลังงานในกรณีที่ขายให้แก่ภายนอก หรือการลดค่าใช้จ่ายพลังงานที่ใช้อยู่เดิม การขายวัสดุที่เหลือจากการผลิตพลังงาน รายได้จาก CDM กับประโยชน์ทางอ้อมที่มิใช่เป็นเม็ดเงินโดยตรงแต่สามารถประเมินเป็นรูปเงินได้ เช่น การลดการกำจัดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม ฯลฯ ซึ่งในการประเมินผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์ จะใช้ประโยชน์ที่เกิดจากทั้งทางตรงและทางอ้อม ผู้ประกอบการจะต้องหาข้อมูลให้ถูกต้องและถี่ถ้วนถึงราคาพลังงานที่จะขาย

ได้หรือสามารถทดแทนได้ตลอดจนมาตรการสนับสนุนของรัฐที่มีผลต่อรายรับในด้านราคาของพลังงานที่ขาย เช่น adder ระยะเวลาที่ให้การสนับสนุน เพื่อนำมาใช้ประเมินผลตอบแทนโครงการ

- **ข้อเสนอแนะ** ข้อมูลข้างต้นเป็นการให้ความรู้พื้นฐานเบื้องต้นแก่ผู้ประกอบการ เพื่อความเข้าใจและนำไปใช้ประกอบการพิจารณาประเมินผลเบื้องต้น แต่แนะนำว่าหากจะได้ผลอย่างสมบูรณ์ที่ให้ความเชื่อมั่นอย่างแท้จริงแก่ผู้ประกอบการและสถาบันการเงิน ควรให้ผู้เชี่ยวชาญด้านการเงินเป็นผู้ดำเนินการวิเคราะห์

3.4 การศึกษาความเป็นไปได้ในการประเมินสถานที่ตั้งโรงไฟฟ้าชีวมวล[6]

สำหรับแนวทางที่ใช้ในการพิจารณาในการหาสถานที่ตั้งโรงไฟฟ้าที่เหมาะสม ซึ่งได้พิจารณาถึงแหล่งชีวมวล ปริมาณชีวมวลที่จะนำมาใช้เป็นเชื้อเพลิง และต้นทุนการผลิตซึ่งได้แก่ ต้นทุนการรวบรวม ต้นทุนการแปรรูป และต้นทุนการขนส่ง(ภายในรัศมีไม่เกิน 100 กิโลเมตร) ดังรูป ซึ่งจะแสดงถึงข้อมูลต่างๆ ที่ใช้ในการประเมินหาสถานที่ตั้งโรงไฟฟ้า ซึ่งตัวแปรต่างๆ ที่ใช้ ได้แก่ ค่าพลังงานชีวมวล (Biomass I, II, III) แต่ละชนิดในพื้นที่ (GJ/y) ซึ่งในตัวอย่างเบื้องต้นจะกำหนดขนาดโรงไฟฟ้าไว้ที่ 6 MWe (756,000 GJ) เพื่อหาชีวมวลที่เหมาะสม ทั้งด้านปริมาณและค่าพลังงานของชีวมวลในพื้นที่ นอกจากนั้นได้พิจารณาถึงต้นทุนการผลิตของชีวมวลแต่ละชนิด (C1, C2) ในพื้นที่ รวมทั้งระยะทางจากแหล่งชีวมวลถึงจุดที่ตั้งโรงไฟฟ้า เพื่อหาสถานที่ตั้งโรงไฟฟ้าที่มีต้นทุนการผลิตต่ำที่สุด (Minimizing Total Cost)



รูปแสดงขั้นตอนในการประเมินหาสถานที่ตั้งโรงไฟฟ้าชีวมวล

[6] ที่มา รายงานฉบับสมบูรณ์โครงการศึกษาแนวทางบริหารจัดการเชื้อเพลิงชีวมวลเพื่อใช้เป็นพลังงานทดแทน(ระดับมหภาค), สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน, มูลนิธิพลังงานเพื่อสิ่งแวดล้อม, ธันวาคม 2551

3.5 ตัวอย่างกรณีศึกษา : การประเมินหาแหล่งที่ตั้งโรงไฟฟ้าชีวมวล ในพื้นที่ภาคตะวันออก 4 จังหวัด ได้แก่ สระแก้ว ปราจีนบุรี ฉะเชิงเทรา และจันทบุรี[7]

3.5.1 สำรวจโรงไฟฟ้าชีวมวลในพื้นที่เป้าหมาย

จากข้อมูลโรงไฟฟ้าชีวมวลในพื้นที่ภาคตะวันออก พบว่ามีโรงไฟฟ้าชีวมวลอยู่ 5 แห่ง ที่จ่ายไฟฟ้าเข้าระบบแล้วและอีก 2 แห่งรอจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบ โดยมีกำลังการผลิตติดตั้งรวม 168.7 MW ซึ่งโรงไฟฟ้าชีวมวลส่วนใหญ่ตั้งอยู่ในพื้นที่ จ.ฉะเชิงเทราและปราจีนบุรี โดยเชื้อเพลิงชีวมวลหลักที่ใช้ได้แก่ แกลบ เปลือกไม้ เศษไม้/เศษยูคาลิปตัส ไม้ชิ้นสับ และซังข้าวโพด (รอขายไฟข้าระบบ)

ตารางที่ 3-2 รายชื่อโรงไฟฟ้าในพื้นที่เป้าหมาย

ลำดับ	ชื่อ	เชื้อเพลิง	สถานที่ตั้งโรงไฟฟ้า	วันเริ่มต้นจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบ (COD)	ขนาดกำลังการผลิต (MW)	ปริมาณพลังไฟฟ้าสูงสุดที่จะจ่ายเข้าระบบ (MW)
1	บ. บีพีเค เพาเวอร์ ซัพพลาย จก.	แกลบและเศษไม้	อ.บางปะกง จ.ฉะเชิงเทรา	ขายไฟฟ้าเข้าระบบแล้ว	10.400	8.000
2	บ. แอ๊ดวานซ์ อะโกร จก.(มหาชน) (1)	เปลือกไม้, เศษไม้และน้ำมันยางน้ำ	อ.ศรีมหาโพธิ์ จ.ปราจีนบุรี	ขายไฟฟ้าเข้าระบบแล้ว	75.000	50.000
3	บ. แอ๊ดวานซ์ อะโกร จก.(มหาชน) (2)	น้ำมันยางดำ	อ.ศรีมหาโพธิ์ จ.ปราจีนบุรี	ขายไฟฟ้าเข้าระบบแล้ว	32.900	25.000
4	บ. บีดับบลิว เพาเวอร์ ซัพพลาย จก.	แกลบ เศษไม้ยูคาลิปตัส	อ.บางสมัคร จ.ฉะเชิงเทรา	ขายไฟฟ้าเข้าระบบแล้ว	3.000	1.800
5	บ. ไทยเพาเวอร์ ซัพพลาย จก. (1)	แกลบและเศษไม้	อ.พนมสารคาม จ.ฉะเชิงเทรา	ขายไฟฟ้าเข้าระบบแล้ว	47.400	41.000
6	บ. ไฟฟ้าชีวมวล จก.	แกลบ, ไม้ยูคาลิปตัสและชิ้นไม้สับ	อ.ศรีมหาโพธิ์ จ.ปราจีนบุรี	รอขายไฟเข้าระบบ	(165.000)	(90.000)
7	บจก. สหโคเจน คลีน	ซังข้าวโพด	อ.กบินทร์บุรี จ.ปราจีนบุรี	รอขายไฟเข้าระบบ	(9.900)	(8.000)
รวม (โรงไฟฟ้าที่จ่ายไฟฟ้าเข้าระบบแล้ว)					**168.7**	**125.8**

หมายเหตุ ข้อมูล ณ. วันที่ 20 สิงหาคม 2551

[7] ที่มา รายงานฉบับสมบูรณ์โครงการศึกษาแนวทางบริหารจัดการเชื้อเพลิงชีวมวลเพื่อใช้เป็นพลังงานทดแทน(ระดับมหภาค), สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน, มูลนิธิพลังงานเพื่อสิ่งแวดล้อม, ธันวาคม 2551

3.5.2 ศักยภาพชีวมวลที่เกิดขึ้นในพื้นที่เป้าหมาย

สำรวจพืชชีวมวลในพื้นที่เป้าหมาย 4 จังหวัดในภาคตะวันออก ได้แก่ สระแก้ว ปราจีนบุรี ฉะเชิงเทรา และจันทบุรี พบชีวมวลและฤดูกาลผลผลิตในพื้นที่ดังกล่าวแสดงดังตารางที่ 3-6

นอกจากนี้ยังพิจารณาถึงการกระจายตัวของพืชชีวมวลในพื้นที่เป้าหมาย อันได้แก่ ผลผลิตพืชชีวมวล และปริมาณชีวมวลที่เกิดขึ้นในพื้นที่เป้าหมาย (ดังตารางที่ 3-7 และตารางที่ 3-8) ซึ่งในกรณีศึกษานี้จะพิจารณาเฉพาะชีวมวลที่มีศักยภาพในการนำมาผลิตไฟฟ้าเท่านั้น

จากตารางที่ 3-8 ปริมาณชีวมวลที่เกิดขึ้นในภาคตะวันออก พบว่าการใช้ประโยชน์จาก**แกลบ** ถูกใช้เป็นเชื้อเพลิงในภาคอุตสาหกรรมเป็นหลัก ซึ่งส่วนใหญ่นั้นมักจะนำไปใช้เป็นเชื้อเพลิงในกระบวนการของโรงสีเอง รวมทั้งขายไปเป็นเชื้อเพลิงในโรงไฟฟ้าชีวมวล คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 70-80

ตารางที่ 3-3 ฤดูกาลผลผลิตเชื้อเพลิงชีวมวล

ภาคตะวันออก	ปีปฏิทิน											
	ม.ค.	ก.พ.	มี.ค.	เม.ย.	พ.ค.	มิ.ย.	ก.ค.	ส.ค.	ก.ย.	ต.ค.	พ.ย.	ธ.ค.
ข้าวนาปี										■	■	■
ข้าวนาปรัง			■	■	■	■	■					
อ้อยโรงงาน	■	■	■	■								■
ข้าวโพดเลี้ยง						■	■	■			■	■
มันสำปะหลัง	■	■	■	■	■	■	■			■	■	■
ปาล์มน้ำมัน	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
ไม้ยางพารา	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■

ตารางที่ 3-4 ผลผลิตพืชชีวมวลในพื้นที่เป้าหมาย 4 จังหวัดในภาคตะวันออก

จังหวัด	ผลผลิตข้าว (ตัน)	ผลผลิตข้าวโพด (ตัน)	ผลผลิตมันสำปะหลัง (ตัน)	ผลผลิตอ้อยโรงงาน (ตัน)	ผลผลิตปาล์มน้ำมัน (ตัน)	พื้นที่ตัดโค่นยางพารา (ไร่)
ฉะเชิงเทรา	697,385	11,480	1,138,104	480,919	4,876	265
ปราจีนบุรี	358,566	14,406	560,054	51,548	-	-
จันทบุรี	15,541	21,166	950,121	183,528	4,967	3,935.05
สระแก้ว	236,714	160,632	1,356,761	974,657	1,008	-
รวม	**1,308,206**	**207,684**	**4,005,040**	**1,690,652**	**10,851**	**4,200.05**

ตารางที่ 3-5 ปริมาณชีวมวลที่เกิดขึ้นในพื้นที่เป้าหมาย 4 จังหวัดในภาคตะวันออก

จังหวัด	แกลบ (ตัน)	ฟางข้าว (ตัน)	ต้นและใบข้าวโพด (ตัน)	ซังข้าวโพด (ตัน)	เหง้ามันสำปะหลัง (ตัน)	ยอดและใบอ้อย (ตัน)	ชานอ้อย (ตัน)
ฉะเชิงเทรา	140,872	343,811	10,217	2,686	101,291	108,207	135,138
ปราจีนบุรี	72,430	176,773	12,821	3,371	49,845	11,598	14,485
จันทบุรี	3,139	7,662	18,838	4,953	84,561	41,294	51,571
สระแก้ว	47,816	116,700	142,962	37,588	120,752	219,298	273,879
รวม	**264,257**	**644,946**	**184,838**	**48,598**	**356,449**	**380,397**	**475,073**

ในส่วนของ**ฟางข้าว**การใช้ประโยชน์เพื่อเป็นเชื้อเพลิงในโรงไฟฟ้าชีวมวลยังไม่มี ส่วนใหญ่จะใช้ในภาคการเกษตรได้แก่ ใช้เพื่อเลี้ยงสัตว์(วัว) เพาะเห็ดฟาง ทำปุ๋ย ส่วนที่เหลือจะปล่อยทิ้งไว้ในไร่นา บางรายมีการเผาทิ้ง

การใช้ประโยชน์ของ**ซังข้าวโพด** หลักๆอยู่ในภาคอุตสาหกรรม เช่นใช้เป็นเชื้อเพลิงสำหรับโรงไฟฟ้าชีวมวล และใช้เป็นเชื้อเพลิงสำหรับหม้อไอน้ำอุตสาหกรรม นอกจากนี้ยังมีการใช้ประโยชน์เพื่อเป็นวัตถุดิบในการผลิตแอลกอฮอล์ อาหารสัตว์ และใช้ประโยชน์ในครัวเรือนเพื่อเป็นเชื้อเพลิงหุงต้ม ส่วนที่เหลือทางการเกษตรจะปล่อยให้ย่อยสลายเป็นปุ๋ยในบางรายอาจมีการเผาทิ้ง

ในส่วนของ**ลำต้น ยอดและใบข้าวโพด** สัดส่วนการนำไปใช้ประโยชน์ พบว่าร้อยละ 100 มีการใช้เป็นปุ๋ย นอกจากนี้ส่วนของจังหวัดสระแก้ว พบว่าร้อยละ 24 มีการนำไปใช้ในส่วนอื่นๆ เช่น ใช้เป็นอาหารสัตว์และเผาทิ้ง ส่วนใหญ่ยังไม่ถูกนำมาใช้ประโยชน์ด้านพลังงาน เนื่องจากยากต่อการจัดเก็บและรวบรวมมาใช้ประโยชน์ให้ได้ในปริมาณมาก ดังนั้นการใช้ประโยชน์จากชีวมวลที่ได้จากข้าวโพดลี้ยงสัตว์ ซึ่งเป็นวัสดุเหลือใช้ทางการเกษตรจากข้าวโพดจะมีเฉพาะส่วนของซังข้าวโพด ในส่วนของลำต้นรวมทั้งยอดและใบจะถูกทิ้งไว้ในไร่ เพื่อทำการไถ่กลบ หรือถูกเผาทิ้งในบางพื้นที่

ในส่วนของ**เหง้ามันสำปะหลัง** ยังไม่พบการนำไปใช้ประโยชน์ จะเหลือใช้เกือบร้อยละ 100 ซึ่งส่วนที่เหลือนี้จะถูกนำไปทำปุ๋ยโดยการไถกลบ หรือเผาทิ้ง ยกเว้นที่จังหวัดสระแก้วพบว่า 6% มีการให้กับโรงไฟฟ้าของบริษัทแอดวานซ์ อะโกร

สำหรับ**ชานอ้อย** ได้ถูกใช้เป็นเชื้อเพลิงเพื่อผลิตพลังงานที่จำเป็นสำหรับกระบวนการผลิตน้ำตาลเกือบ 100% ของปริมาณที่เกิดขึ้นทั้งหมด ทำให้ปริมาณที่เหลือนำมาใช้ประโยชน์ได้มีน้อยมาก ส่วนโรงงานที่มีเหลือใช้จะ ขายให้กับโรงผลิตกระดาษและปาติเคิลบอร์ด หรือโรงงานผลิตไฟฟ้าจากชานอ้อย จึงทำให้ชีวมวลชนิดนี้ถูกใช้หมด

ในส่วนของ**ยอดและใบอ้อย** นั้นไม่พบว่ามีการนำชีวมวลนี้ไปใช้ประโยชน์ในด้านเชื้อเพลิง หรือมีการซื้อขาย ส่วนใหญ่จะถูกเผาทิ้งก่อนตัด ปัจจุบันมีโรงงานน้ำตาลบางแห่งทางภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ได้ทดลองนำไปเป็นเชื้อเพลิงชีวมวล สำหรับในพื้นที่ภาคตะวันออกยังไม่มีการซื้อขาย

ตารางที่ 3-6 ศักยภาพพลังงานชีวมวลในพื้นที่เป้าหมาย (Unit : GJ)

จังหวัด	แกลบ	ฟางข้าว	ต้นและใบข้าวโพด	ซังข้าวโพด	เหง้ามันสำปะหลัง	ยอดและใบอ้อย	ชานอ้อย
ฉะเชิงเทรา	1,904,589	4,239,190	100,433	39,995	556,088	1,675,044	995,967
ปราจีนบุรี	979,254	2,179,611	126,030	50,194	273,649	179,537	106,754
จันทบุรี	42,439	94,472	185,178	73,750	464,240	639,231	380,078
สระแก้ว	646,472	1,438,911	1,405,316	559,685	662,928	3,394,733	2,018,488
รวม	**3,572,755**	**7,952,184**	**1,816,316**	**723,624**	**1,956,905**	**5,888,546**	**3,501,288**

ตารางที่ 3-7 ศักยภาพในการผลิตไฟฟ้าจากชีวมวลในพื้นที่เป้าหมาย (Unit : *MWe*)

จังหวัด	แกลบ	ฟางข้าว	ต้นและใบข้าวโพด	ซังข้าวโพด	เหง้ามันสำปะหลัง	ยอดและใบอ้อย	ชานอ้อย	รวม
ฉะเชิงเทรา	15.12	**33.64**	**0.80**	0.32	**4.41**	**13.29**	7.90	**75.49**
ปราจีนบุรี	7.77	17.30	1.00	0.40	2.17	1.42	0.85	**30.91**
จันทบุรี	0.34	0.75	1.47	0.59	3.68	5.07	3.02	**14.92**
สระแก้ว	5.13	**11.42**	**11.15**	4.44	**5.26**	**26.94**	16.02	**80.37**
รวม	**28.36**	**63.11**	**14.42**	**5.74**	**15.53**	**46.73**	**27.79**	**201.68**

เมื่อพิจารณาถึงศักยภาพในการผลิตไฟฟ้ารวมจากชีวมวลในพื้นที่เป้าหมาย พบว่ามีประมาณ 201.68 MWe ในปี 2550 อย่างไรก็ตาม ชีวมวลบางประเภทในพื้นที่ได้ถูกนำมาใช้เป็นเชื้อเพลิงชีวมวลหลักในการผลิตไฟฟ้าแล้ว อาทิ แกลบ ชานอ้อย ซังข้าวโพด เป็นต้น

3.5.3 ต้นทุนการผลิตของชีวมวลแต่ละชนิดในพื้นที่เป้าหมาย

สำหรับต้นทุนการผลิตในพื้นที่เป้าหมาย จะใช้ราคาชีวมวลและต้นทุนการจัดการที่ได้จากการสำรวจในพื้นที่ภาคตะวันออก จากการคำนวณต้นทุนการผลิตและค่าความร้อนของชีวมวลแต่ละประเภท พบว่าค่าความร้อนของใบ/ยอดอ้อยมีค่าสูงสุด รองลงมาได้แก่ ซังข้าวโพด ฟางข้าว และเหง้ามันสำปะหลังตามลำดับ และเมื่อพิจารณาถึงต้นทุนพลังงานต่อค่าความร้อน พบว่า ซังข้าวโพดมีต้นทุนพลังงานที่ถูกที่สุด รองลงมาได้แก่ ใบ/ยอดอ้อย ลำต้นข้าวโพด ฟางข้าว ลำต้นข้าวโพดและเหง้ามันสำปะหลัง ขณะที่ต้นทุนพลังงานของแกลบ สูงสุด

ตารางที่ 3-8 ราคาชีวมวลในพื้นที่เป้าหมาย

ลำดับ	ชีวมวล	ค่าความร้อนต่ำ (เมกะจูล/กก.)	ความชื้น (%)	ราคาชีวมวล[1] (บาท/ตัน)	ต้นทุนค่า[3] ขนส่ง (บาท/ตัน)	ต้นทุนการแปรรูป (บาท/ตัน)	ต้นทุนรวม (บาท/ตัน)	ต้นทุนพลังงาน (บาท/GJ)
1	แกลบ	13.52	12	1000	150 - 250	-	1150-1250	85 - 104
2	ฟางข้าว	12.23	10	350	150 - 250	100	600-700	49 - 57

ลำดับ	ชีวมวล	ค่าความร้อนต่ำ (เมกะจูล/กก.)	ความชื้น (%)	ราคาชีวมวล[1] (บาท/ตัน)	ต้นทุนค่า[3] ขนส่ง (บาท/ตัน)	ต้นทุนการแปรรูป (บาท/ตัน)	ต้นทุนรวม (บาท/ตัน)	ต้นทุนพลังงาน (บาท/GJ)
3	เหง้ามันสำปะหลัง	10.84	30	300	150 - 250	200	650-750	60 - 69
4	ซังข้าวโพด	14.89	12	300	150 - 250	-	450-550	30 - 37
5	ลำต้นข้าวโพด	9.83	42	250	150 - 250	100	400-500	50 - 60
6	ใบ/ยอดอ้อย	15.48	9.2	500[2]	-	100	600	38.76

หมายเหตุ 1) ราคาชีวมวล[1] จากการสำรวจชีวมวลในพื้นที่ภาคตะวันออก ณ เดือน กันยายน 2551

2) ราคาชีวมวล: ใบ/ยอดอ้อย เป็นราคารับซื้อหน้าโรงไฟฟ้าซึ่งได้รวมต้นทุนค่าขนส่งไว้ด้วย อ้างอิงข้อมูลโรงไฟฟ้าด่านช้าง

3) ต้นทุนค่าขนส่งคิดในรัศมีไม่เกิน 100 กิโลเมตร

ปัจจัยในการเลือกเชื้อเพลิงชีวมวลได้แก่ ต้นทุนด้านพลังงาน (บาท/GJ) และศักยภาพชีวมวลที่เกิดขึ้นในพื้นที่ ดังนั้น เชื้อเพลิงที่เหมาะสมทั้งทางด้านต้นทุนพลังงาน (บาท/GJ) และศักยภาพชีวมวลที่คงเหลือในพื้นที่ ได้แก่ ยอด/ใบอ้อย ฟางข้าว ลำต้นข้าวโพดและเหง้ามันสำปะหลัง ซึ่งสถานที่ตั้งโรงไฟฟ้าชีวมวลที่เหมาะสมคือ จ.ฉะเชิงเทรา และ จ.สระแก้ว เนื่องจากอยู่ใกล้แหล่งเชื้อเพลิง

3.5.4 สรุปการประเมินสถานที่ตั้งโรงไฟฟ้าชีวมวลที่เหมาะสม

จากการวิเคราะห์หาสถานที่ตั้งโรงไฟฟ้าที่เหมาะสมโดยคำนึงถึง ต้นทุนด้านพลังงาน (บาท/GJ) และศักยภาพชีวมวลที่เกิดขึ้นในพื้นที่ รวมถึงต้นทุนค่าขนส่งในพื้นที่เป้าหมายได้แก่ ฉะเชิงเทรา ปราจีนบุรี สระแก้ว และจันทบุรี พบว่า สถานที่ตั้งโรงไฟฟ้าชีวมวลที่เหมาะสมคือ ในพื้นที่ จ.ฉะเชิงเทรา และสระแก้ว โดยใช้ ยอด/ใบอ้อย ฟางข้าว ลำต้นข้าวโพดและเหง้ามันสำปะหลังเป็นเชื้อเพลิง ***ซึ่งผลการวิเคราะห์ข้างต้นทำให้ผู้พัฒนาโรงไฟฟ้า (Developer) ได้ทราบเบื้องต้นว่าในพื้นที่เป้าหมายมีเชื้อเพลิงประเภทใดบ้างและควรตั้งโรงไฟฟ้าชีวมวลในพื้นที่จังหวัดใด***

3.6 การประเมินต้นทุนของการผลิตไฟฟ้าจากชีวมวล[8]

เป็นการประเมินราคาต้นทุนต่อหน่วยของการดำเนินการก่อสร้างโรงไฟฟ้าชีวมวลเบื้องต้น เพื่อให้ผู้ประกอบการตัดสินใจเลือกขนาดโรงไฟฟ้าที่เหมาะสมกับความต้องการ ซึ่งโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่จะมีราคาต้นทุนต่อหน่วยที่ต่ำกว่าโรงไฟฟ้าขนาดเล็ก ดังตาราง

[8] ศูนย์บริการวิชาการด้านพลังงานทดแทน กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน, เว็บไซต์ http://www.alternative.in.th

ตาราง 3-9 การประเมินต้นทุนของการผลิตไฟฟ้าจากชีวมวล

กำลังผลิตติดตั้ง	MW	ขนาด 500 kW		ขนาด 9 MW	
ดอกเบี้ยเงินกู้	%	9.00	12.00	9.00	12.00
Plant Factor	**%**	**75.00%**	**75.00%**	**75.00%**	**75.00%**
อายุการผลิตไฟฟ้า	Year	25	25	25	25
ค่า Capital Recovery Factor	-	0.101806	0.127500	0.101806	0.127500
ค่าความร้อนของชีวมวล	kCal/kg	3,500.0	3,500.0	3,500.0	3,500.0
ค่าความร้อนที่ได้ต่อตันชีวมวล	kWht/ตัน	4,069.8	4,069.8	4,069.8	4,069.8
Thermal Plant Efficiency	%	20.00%	20.00%	23.00%	23.00%
พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากชีวมวล	kWh/ตัน	814.0	814.0	936.0	936.0
ปริมาณชีวมวลที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า	ตัน/ปี	4,036	4,036	63,170	63,170
ค่าดูแลรักษาระบบ*	Bath/yr.	796,875	796,875	11,475,000	11,475,000
ค่าเชื้อเพลิงที่ใช้ผลิตไฟฟ้าต่อปี**	Bath/yr.	4,035,857	4,035,857	63,169,938	63,169,938
ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ทั้งหมด	kWh/yr.	3,285,000	3,285,000	59,130,000	59,130,000
ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้สุทธิ***	kWh/yr.	2,956,500	2,956,500	53,217,000	53,217,000
ราคาของระบบทั้งหมด	Bath/kW	63,750	63,750	51,000	51,000
กรณีที่ 1 ได้รับเงินช่วยเหลือ	0.0%				
เงินลงทุนของโครงการ	Bath	31,875,000	31,875,000	459,000,000	459,000,000
เงินลงทุนต่อปี	Bath/yr.	3,245,074	4,064,062	46,729,069	58,522,486
ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วย*	Bath/kWh	**2.73**	**3.01**	**2.28**	**2.50**
กรณีที่ 2 ได้รับเงินช่วยเหลือ	30%				
เงินลงทุนของโครงการ	Bath	22,312,500	22,312,500	321,300,000	321,300,000
เงินลงทุนต่อปี	Bath/yr.	2,271,552	2,844,843	32,710,348	40,965,740
ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วย*	Bath/kWh	2.40	2.60	2.02	2.17

* คิดค่าบำรุงรักษาและค่าพลังงานคงที่ ใช้ค่าO&M = 2.50% ของเงินลงทุน

*** ใช้ไฟฟ้าภายใน 10% ** ราคาชีวมวล/แกลบ = 1,000 บาท/ตัน

ตารางที่ 3-10 แรงดันไอน้ำ และต้นทุนค่าก่อสร้างของโรงไฟฟ้าแต่ละชนิด

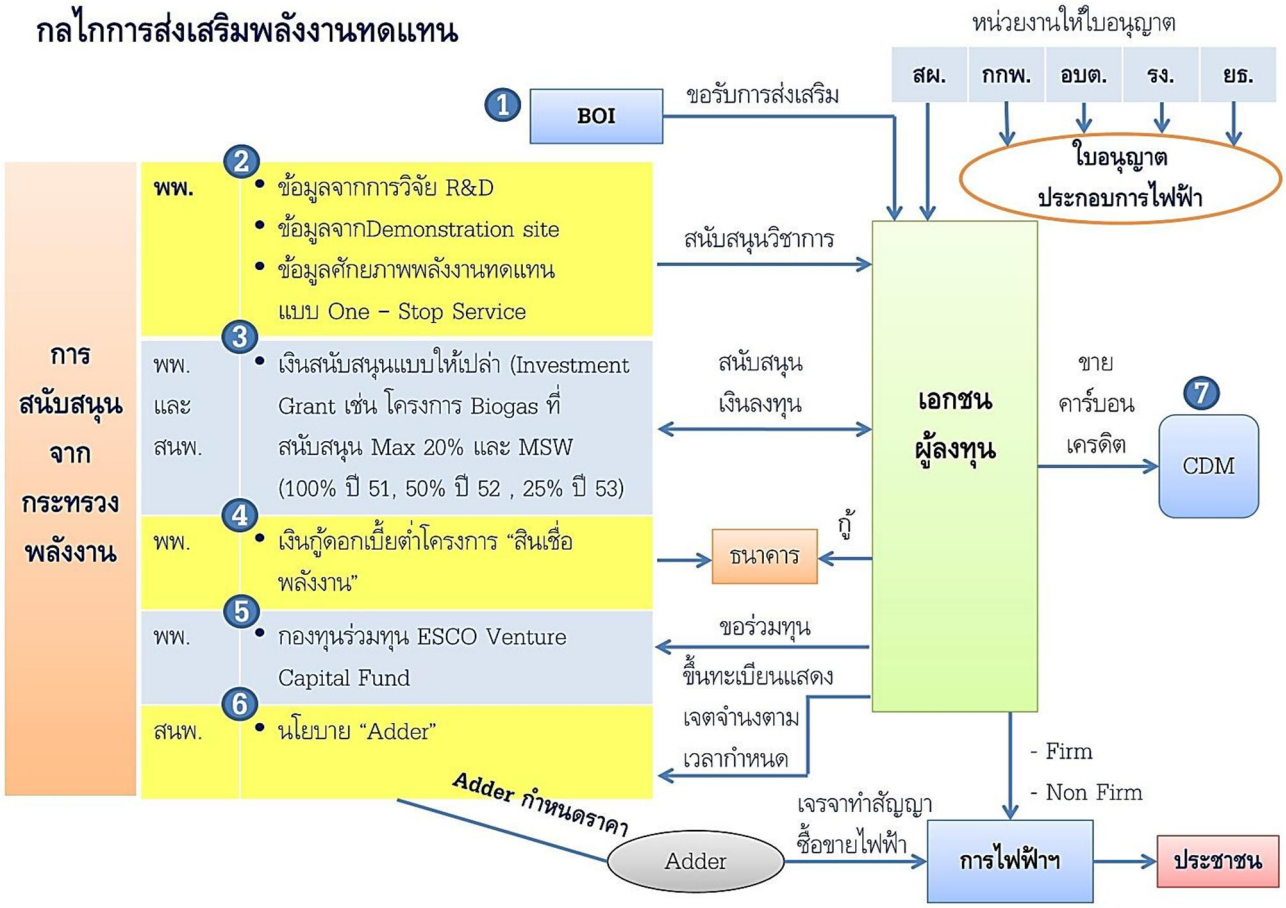
โรงไฟฟ้า	แรงดันไอน้ำ (bar)	ต้นทุนค่าก่อสร้าง (ล้านบาท/เมกะวัตต์)
โรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงแกลบ	40	50-70
โรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงแกลบ	65	62
โรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงเศษไม้ยางพารา	62	70
โรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงชานอ้อย	70	33-40
โรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงทะลายปาล์มเปล่า	40	60-90

- **โรงไฟฟ้าเศษไม้ยางพารา** มีอยู่แห่งเดียวที่ใช้ความดันไอน้ำสูงถึง 62 บาร์ และต้องมีระบบย่อยเศษไม้ก่อนเข้าหม้อไอน้ำทำให้มีต้นทุนค่าก่อสร้างเพิ่มขึ้นเป็น 70 ล้านบาท/เมกะวัตต์
- **โรงไฟฟ้าชานอ้อย** ตั้งอยู่ในบริเวณเดียวกับโรงน้ำตาลซึ่งจะผลิตไฟฟ้าและไอน้ำในฤดูหีบอ้อย และผลิตไฟฟ้าอย่างเดียวนอกฤดูหีบอ้อย มีต้นทุนค่าก่อสร้างค่อนข้างถูกกว่าโรงไฟฟ้าชีวมวลทั่วไป เพราะใช้เครื่องจักรและอุปกรณ์บางอย่างร่วมกับโรงงานน้ำตาล มีต้นทุนค่าก่อสร้างประมาณ 33-40 ล้านบาท/เมกะวัตต์
- **โรงไฟฟ้าทะลายปาล์มเปล่า** มีต้นทุนค่าก่อสร้างสูงกว่าโรงไฟฟ้าใช้เชื้อเพลิงอื่นๆ เพราะต้องออกแบบห้องเผาไหม้มีอุณหภูมิไม่เกิน 800 องศาเซลเซียส เพราะถ้าสูงกว่านี้ขี้เถ้าทะลายปาล์มเปล่า อาจจะหลอมละลายติดผนังและท่อน้ำในหม้อไอน้ำ สร้างปัญหาในการผลิตไฟฟ้าได้ นอกจากนี้ต้องมีระบบย่อยทะลายปาล์มเปล่าก่อนเข้าหม้อไอ

บทที่ 4

การสนับสนุนจากภาครัฐ

ประเทศไทยได้ให้ความสำคัญกับการพัฒนาพลังงานทดแทนจากชีวมวล เนื่องจากพลังงานจากชีวมวลนั้นสอดคล้องกับองค์ประกอบต่างๆ ของไทย ไม่ว่าจะเป็นทางด้านวัตถุดิบซึ่งประเทศไทยมีชีวมวลจากเกษตรกรรมจำนวนมาก นอกจากนี้ประเทศยังพึ่งพิงการนำเข้าน้ำมันดิบจากต่างประเทศในระดับสูง และการพัฒนาพลังงานทดแทนจากชีวมวลจะเป็นการกระตุ้นให้เกิดการสร้างงานและรายได้ให้กับคนในภาคเกษตรกรรมและพัฒนาความเจริญก้าวหน้าทางเศรษฐกิจให้กับประเทศ และมุ่งหวังให้การพัฒนาโครงการชีวมวลจะสามารถเสริมสร้างความเข้มแข็งและการมีส่วนร่วมของชุมชนได้อีกด้วย ซึ่งปัจจุบันนโยบายของภาครัฐที่ชัดเจนและมีการส่งเสริมและสนับสนุนพลังงานหมุนเวียนอย่างจริงจังและเป็นประเทศแรกๆของเอเชียที่มีนโยบายส่งเสริมพลังงานหมุนเวียนได้แก่มาตรการแก้ไขหรือปรับปรุงระเบียบให้สอดคล้องกับพลังงานหมุนเวียน รวมถึงการกำหนดระเบียบเฉพาะสำหรับพลังงานหมุนเวียน เพื่อให้มีความชัดเจนและเป็นไปตามมาตรฐานสากลเรื่อยมา และมาตรการสนับสนุนทางด้านการเงินเพื่อส่งเสริมให้มีการใช้พลังงานหมุนเวียนมากขึ้น โดยลักษณะของมาตรการจูงใจจะอยู่ในระดับที่เหมาะสมเอื้อต่อการพัฒนาและเป็นธรรมต่อประชาชนทุกภาคส่วน แนวทางและมาตรการส่งเสริมการพัฒนาพลังงานทดแทนของประเทศไทยด้านการส่งเสริมชีวมวลของประเทศไทย ดังนี้



4.1 มาตรการส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน (Adder Cost)

มาตรการส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน (Adder Cost) เป็นการให้เงินสนับสนุนการผลิตต่อหน่วยการผลิตเป็นการกำหนดราคารับซื้อในอัตราพิเศษหรือเฉพาะสำหรับไฟฟ้าที่มาจากพลังงานหมุนเวียน เพื่อสะท้อนต้นทุนการผลิตจากพลังงานหมุนเวียน ภายในระยะเวลารับซื้อไฟฟ้าที่ชัดเจนและแน่นอนเป็นมาตรการสนับสนุนที่นิยมใช้กันแพร่หลายมาก ที่สุดในปัจจุบัน เพื่อให้มีผู้ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนมากขึ้นและเป็นการจูงใจให้เกิดการผลิตไฟฟ้าหลากหลายประเภทพลังงาน ดังนี้

ตารางที่ 4-1 มาตรการส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน (Adder)

เชื้อเพลิง	ส่วนเพิ่ม (บาท/kwh)	ส่วนเพิ่มพิเศษ (บาท/kwh)[1]	ส่วนเพิ่มพิเศษใน 3 จว.ภาคใต้ (บาท/kwh)[2]	ระยะเวลาสนับสนุน (ปี)
❑ **ชีวมวล**				
- **กำลังผลิตติดตั้ง <= 1 MW**	**0.50**	**1.00**	**1.00**	**7**
- **กำลังผลิตติดตั้ง >1 MW**	**0.30**	**1.00**	**1.00**	**7**
❑ ก๊าซชีวภาพ (ทุกประเภทแหล่งผลิต)				
- กำลังผลิตติดตั้ง <= 1 MW	0.50	1.00	1.00	7
- กำลังผลิตติดตั้ง >1 MW	0.30	1.00	1.00	7
❑ ขยะ				
- ระบบหมักหรือหลุมฝังกลบขยะ	2.50	1.00	1.00	7
- พลังงานความร้อน(Thermal Process)	3.50	1.00	1.00	7
❑ พลังงานลม				
- กำลังผลิตติดตั้ง <= 50 kw	4.50	1.50	1.50	10
- กำลังผลิตติดตั้ง > 50 kw	3.50	1.50	1.50	10
❑ พลังงานแสงอาทิตย์	6.50/8.00[3]	1.50	1.50	10
❑ พลังน้ำขนาดเล็ก				
- กำลังผลิตติดตั้ง 50kw -<200 kw	0.80	1.00	1.00	7
- กำลังการผลิตติดตั้ง <50 kw	1.50	1.00	1.00	7

หมายเหตุ 1. สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในพื้นที่มีการผลิตไฟฟ้าจากน้ำมันดีเซล

2. กพช. เห็นชอบให้เพิ่มพื้นที่อีก 4 อำเภอคือ อ.จะนะ อ.เทพา อ.สะบ้าย้อย และอ.นาทวี จังหวัดสงขลา เมื่อ 25 พ.ย. 53

3. ผู้ที่ยื่นขอเสนอขายไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ที่ได้รับหนังสือตอบรับแล้วก่อนวันที่ 28 มิ.ย.53 จะได้ Adder 8 บาท และผู้ที่ได้รับหนังสือตอบรับหลัง วันที่ 28 มิ.ย. 53 จะได้ Adder 6.50 บาท

4.2 โครงการเงินหมุนเวียนเพื่อส่งเสริมการใช้พลังงานทดแทน

โครงการเงินหมุนเวียนเพื่อการอนุรักษ์พลังงานและพลังงานทดแทนขึ้นมาเพื่อเป็นแหล่งเงินทุนในการดำเนินการอนุรักษ์พลังงานและพลังงานทดแทนให้แก่โรงงาน อาคาร และบริษัทจัดการพลังงาน โดยผ่านทางสถาบันการเงิน

ทั้งนี้มีวัตถุประสงค์เพื่อกระตุ้นให้เกิดการลงทุนด้านอนุรักษ์พลังงานและพลังงานทดแทนรวมทั้งสร้างความมั่นใจและความคุ้นเคยให้กับสถาบันการเงินที่เสนอตัวเข้าร่วมโครงการในการปล่อยสินเชื่อในโครงการดังกล่าวในการปล่อยสินเชื่อโดยใช้เงินกองทุนฯ ให้แก่ โรงงานอาคารและบริษัทจัดการพลังงานแล้วกองทุนฯ ยังต้องการให้เน้นการมีส่วนร่วมในการสมทบเงินจากสถาบันการเงินเพิ่มมากขึ้นด้วยโดยตั้งแต่เริ่มโครงการจนถึง ณ ปัจจุบันได้มีการดำเนินการเสร็จสิ้นไปแล้วและอยู่ระหว่างดำเนินการทั้งหมด จำนวน 6 ครั้ง ดังนี้

1) โครงการเงินหมุนเวียนเพื่อการอนุรักษ์พลังงาน โดยสถาบันการเงินระยะที่ 1 ปี พ.ศ.2546-2549 จำนวน 2,000 ล้านบาท เพื่อการอนุรักษ์พลังงาน

2) โครงการเงินหมุนเวียนเพื่อการอนุรักษ์พลังงาน โดยสถาบันการเงินระยะที่ 2 ปี พ.ศ.2549-2552 จำนวน 2,000 ล้านบาทเพื่อการอนุรักษ์พลังงาน

3) โครงการเงินหมุนเวียนเพื่อส่งเสริมการใช้พลังงานทดแทนโดยสถาบันการเงิน ระยะที่ 1 จำนวน 1,000 ล้านบาทเพื่อส่งเสริมการใช้พลังงานทดแทน

4) โครงการเงินหมุนเวียนเพื่อการอนุรักษ์พลังงาน โดยสถาบันการเงินระยะที่ 3 จำนวน1,000 ล้านบาทเพื่อการอนุรักษ์พลังงาน

6) โครงการเงินหมุนเวียนเพื่อการอนุรักษ์พลังงาน โดยสถาบันการเงิน ระยะที่ 3 เพิ่มเติม จำนวน 942.5 ล้านบาทเพื่อการอนุรักษ์พลังงานและพลังงานทดแทน

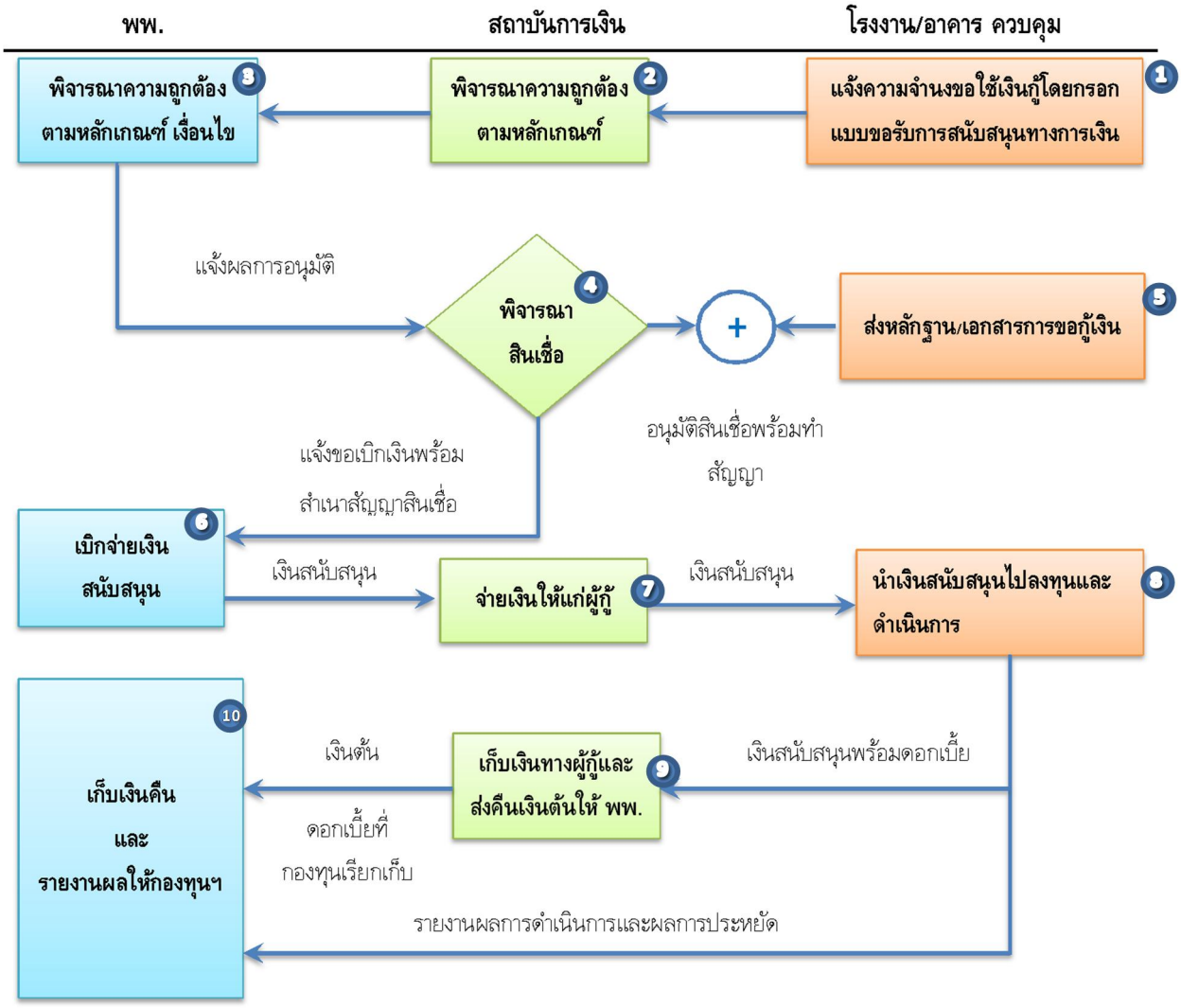
7) โครงการเงินหมุนเวียนเพื่อการอนุรักษ์พลังงาน โดยสถาบันการเงินระยะที่ 4 จำนวน 400 ล้านบาทเพื่อการอนุรักษ์พลังงานและพลังงานทดแทน

ลักษณะโครงการ/ หลักเกณฑ์ และเงื่อนไข

กำหนดให้สถาบันการเงินนำเงินที่ พพ.จัดสรรให้ไปเป็นเงินกู้ผ่านต่อให้โรงงาน/อาคารควบคุมหรือโรงงาน/อาคารทั่วไปตลอดจนบริษัทจัดการพลังงาน (ESCO) นำไปลงทุนเพื่อการอนุรักษ์พลังงานและพลังงานทดแทน โดยมีหลักเกณฑ์และเงื่อนไขดังนี้

วงเงินโครงการ	1. โครงการเงินหมุนเวียนเพื่อส่งเสริมการใช้พลังงานทดแทน ระยะที่ 1 จำนวน 1,000 ล้านบาท 2. โครงการเงินหมุนเวียนเพื่อการอนุรักษ์พลังงาน ระยะที่ 3 จำนวน 1,000 ล้านบาท

อายุเงินกู้	ไม่เกิน 7 ปี
ช่องทางปล่อยกู้	ผ่านสถาบันการเงินที่เข้าร่วมโครงการโดยต้องรับผิดชอบเงินที่ปล่อยกู้ทั้งหมด
ผู้มีสิทธิ์กู้	เป็นอาคารควบคุมและโรงงานควบคุมตาม พรบ.ส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน พ.ศ. 2535 ประสงค์จะลงทุนในด้านการประหยัดพลังงานหรือโรงงาน/อาคารทั่วไป ตลอดจน บริษัทจัดการพลังงาน (ESCO) นำไปลงทุนเพื่อการอนุรักษ์พลังงาน
วงเงินกู้	ไม่เกิน 50 ล้านบาทต่อโครงการ
อัตราดอกเบี้ย	ไม่เกินร้อยละ 4 ต่อปี (ระหว่างสถาบันการเงินกับผู้กู้)
โครงการที่มีสิทธิ์ขอรับการสนับสนุนต้องเป็น	โครงการอนุรักษ์พลังงานหรือเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงาน ส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน พ.ศ. 2535 มาตรา 7 และมาตรา 17



รูปแสดงวิธีปฏิบัติในการขอรับเงินกู้โครงการเงินทุนหมุนเวียนเพื่อการอนุรักษ์พลังงานและพลังงานทดแทน

สถาบันการเงินจะเป็นผู้อนุมัติเงินกู้เพื่อโครงการอนุรักษ์พลังงานและพลังงานทดแทนตามแนวหลักเกณฑ์และเงื่อนไขของสถาบันการเงินนั้นๆ นอกเหนือจากหลักเกณฑ์เงื่อนไขข้างต้นนี้โดยดอกเบี้ยวงเงินกู้และระยะเวลาการกู้จะขึ้นอยู่กับการพิจารณาและข้อตกลงระหว่างผู้กู้กับสถาบันการเงินขั้นตอนการขอรับการสนับสนุน

รายละเอียดเพิ่มเติมสามารถติดต่อสอบถามมายัง **ศูนย์อำนวยการโครงการเงินหมุนเวียนเพื่อการอนุรักษ์พลังงานกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน** หมายเลขโทรศัพท์ 02-226-3850-1, 02-225-3106 โทรสาร 02-226-3851เว็บไซต์ http://www.dede.go.th

4.3 โครงการส่งเสริมการลงทุนด้านอนุรักษ์พลังงานและพลังงานทดแทน (ESCO FUND)

เป็นโครงการที่กองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงานได้นำวงเงินจำนวน 500 ล้านบาท จัดตั้ง “กองทุนร่วมทุนพลังงาน หรือ ESCO Capital Fund” ผ่านการจัดการของผู้จัดการกองทุน (Fund Manager) 2 แห่ง ได้แก่ มูลนิธิพลังงานเพื่อสิ่งแวดล้อม (มพส. หรือ E for E) และมูลนิธิอนุรักษ์พลังงานแห่งประเทศไทย (มอพท.) โดยปัจจุบัน Fund Manage ทั้ง 2 แห่ง เข้าร่วมลงทุนแล้ว จำนวน 26โครงการ คิดเป็นเงินสนับสนุนจำนวน 407 ล้านบาท และก่อให้เกิดการลงทุนมากกว่า 5,000 ล้านบาท ในรอบ 2 ปีที่ผ่านมา และในระยะต่อไปคณะกรรมการกองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงานได้อนุมัติวงเงินต่อเนื่องอีก 500 ล้านบาทสำหรับรอบการลงทุนในปี 2553-2555เพื่อส่งเสริมการลงทุนด้านการอนุรักษ์พลังงานและพลังงานทดแทนที่มีศักยภาพทางเทคนิคแต่ยังขาดปัจจัยการลงทุนและช่วยผู้ประกอบการหรือผู้ลงทุนให้ได้ประโยชน์จากการขายคาร์บอนเครดิตโดยมีรูปแบบการจะส่งเสริมในหลายลักษณะ อาทิเช่น ร่วมลงทุนในโครงการ , ร่วมลงทุนในบริษัทจัดการพลังงาน, ร่วมลงทุนในการพัฒนาและซื้อขายคาร์บอนเครดิต, การเช่าซื้ออุปกรณ์, การอำนวยเครดิตให้สินเชื่อ และการให้ความช่วยเหลือทางด้านเทคนิค

ผู้มีสิทธิยื่นข้อเสนอ ได้แก่ ผู้ประกอบการโรงงานอุตสาหกรรมและ/หรือ บริษัทจัดการพลังงาน (Energy Service Company - ESCO) ที่มีโครงการด้านอนุรักษ์พลังงานและพลังงานทดแทนวัตถุประสงค์เพื่อจะลดปริมาณการใช้พลังงาน เพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงานหรือต้องการปรับเปลี่ยนการใช้เชื้อเพลิงมาเป็นพลังงานทดแทน

ลักษณะการส่งเสริมการลงทุน

1. การเข้าร่วมทุนในโครงการ(Equity Investment)โครงการส่งเสริมการลงทุนฯจะเข้าร่วมลงทุนในโครงการที่ก่อให้เกิดการอนุรักษ์พลังงานหรือพลังงานทดแทนเท่านั้น เพื่อก่อให้เกิดผลประหยัดพลังงานทั้งนี้จะต้องมีการแบ่งผลประหยัดพลังงาน (Shared Saving) ตามสัดส่วนเงินลงทุนที่ได้รับการส่งเสริมระยะเวลาในการส่งเสริมประมาณ 5-7 ปีผู้ที่ได้รับการส่งเสริมทำการคืนเงินลงทุนแก่โครงการภายในระยะเวลาที่ส่งเสริม

2. การเข้าร่วมทุนกับบริษัทจัดการพลังงาน (ESCO Venture Capital)การเข้าร่วมทุนกับบริษัทจัดการพลังงานโดยช่วยให้บริษัทที่ได้รับพิจารณาร่วมทุนนั้นมีทุนในการประกอบการโดยโครงการจะได้รับผลตอบแทนขึ้นอยู่กับผลประกอบการของบริษัททั้งนี้โครงการจะร่วมหุ้นไม่เกินร้อยละ 30 ของทุนจดทะเบียนและมีส่วนในการควบคุมดูแลการบริหารจัดการของบริษัท

3. การช่วยให้โครงการอนุรักษ์พลังงาน/พลังงานทดแทนได้รับผลประโยชน์จากการขาย CDM

4. โครงการส่งเสริมการลงทุนฯจะดำเนินการจัดทำแบบประเมินเบื้องต้นของโครงการ หรือ Project Idea Note (PIN) ซึ่งจะทำให้ผู้ประกอบการสามารถเห็นภาพรวมของโครงการที่จะพัฒนาให้เกิดการซื้อขายหรือได้รับประโยชน์จาก Carbon Credit หรือ เป็นตัวกลางในการรับซื้อ Carbon Credit จากโครงการอนุรักษ์พลังงาน/พลังงานทดแทนที่มีขนาดเล็ก และรวบรวม (Bundle Up) เพื่อนำไปขายในมูลค่าที่สูงขึ้น

5. การเช่าซื้ออุปกรณ์ประหยัดพลังงาน/พลังงานทดแทน (Equipment Leasing)

6. โครงการส่งเสริมการลงทุนฯจะทำการซื้ออุปกรณ์เพื่อการอนุรักษ์พลังงานและพลังงานทดแทนให้กับผู้ประกอบการก่อนและทำสัญญาเช่าซื้อระยะยาวระหว่างผู้ประกอบการกับโครงการโดยผู้ประกอบการจะต้องทำการผ่อนชำระคืนเงินต้นพร้อมดอกเบี้ยเป็นรายงวดงวดละเท่า ๆ กันตลอดอายุสัญญาเช่าซื้อ การสนับสนุนในการเช่าซื้ออุปกรณ์ได้ 100% ของราคาอุปกรณ์นั้น แต่ไม่เกิน 10 ล้านบาท ระยะเวลาการผ่อนชำระคืน 3-5 ปีโดยคิดอัตราดอกเบี้ยต่ำ

7. การอำนวยเครดิตให้สินเชื่อ (Credit Guarantee Facility) โครงการส่งเสริมการลงทุนฯจะดำเนินการจัดหาสถาบันหรือองค์กรที่ให้การสนับสนุนในเรื่อง Credit Guarantee เพื่อให้โครงการลงทุนได้รับการปล่อยสินเชื่อจากธนาคารพาณิชย์ทั้งนี้โครงการอาจจะเป็นผู้ออกค่าใช้จ่ายในเรื่องค่าธรรมเนียมรับประกันสินเชื่อทั้งหมดหรือบางส่วนโดยคิดค่าธรรมเนียมต่ำในการส่งเสริมในด้านนี้

8. การช่วยเหลือทางเทคนิค (Technical Assistance) โครงการส่งเสริมการลงทุนฯจะให้ความช่วยเหลือทางด้านเทคนิคในการอนุรักษ์พลังงานและพลังงานแก่ผู้ประกอบการหรือ หน่วยงานองค์การต่าง ๆ ที่เกี่ยวข้องกับผู้ประกอบการโดยกองทุนจะให้ความช่วยเหลือทางด้านเทคนิคตั้งแต่เริ่มต้นจนสิ้นสุดระยะเวลาโครงการโดยคิดค่าธรรมเนียมต่ำในการส่งเสริมหรือ อาจมีการแบ่งผลการประหยัดพลังงาน

รูปแสดงการบริหารงานโครงการส่งเสริมการลงทุนด้านอนุรักษ์พลังงานและพลังงานทดแทน

สามารถสอบถามรายละเอียดเพิ่มเติมได้ที่

1. **มูลนิธิพลังงานเพื่อสิ่งแวดล้อม (Energy for Environment Foundation)**

   487/1 อาคารศรีอยุธยา ชั้น 14 ถนนศรีอยุธยา ราชเทวี กรุงเทพฯ 10400

   โทรศัพท์ 02-6426424 -5 โทรสาร 02-642-6426

   หรือสอบถามรายละเอียดเพิ่มเติมได้ที่อีเมล์ escofund@efe.or.th

2. **มูลนิธิอนุรักษ์พลังงานแห่งประเทศไทย**

   (กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน – อาคาร 9 ชั้น 2)

   เลขที่ 17 ถนนพระราม 1 เชิงสะพานกษัตริย์ศึก แขวงรองเมือง เขตปทุมวัน กรุงเทพฯ 10330

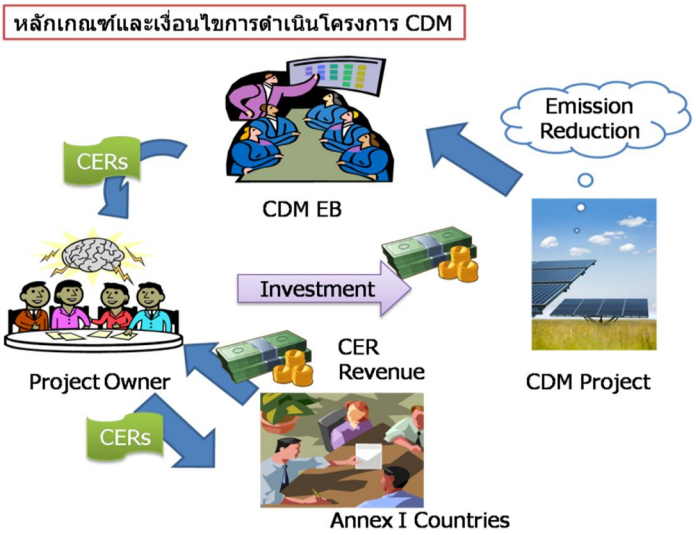
   โทรศัพท์: 0-2621-8530, 0-2621-8531-9 ต่อ 501, 502 โทรสาร: 0-2621-8502-3

4.4 กลไกการพัฒนาที่สะอาด (CDM)

กลไกการพัฒนาที่สะอาด Clean Development Mechanism (CDM) เป็นกลไกที่จะสนับสนุนการพัฒนาโครงการที่ช่วยลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกและสามารถนำปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่ลดลงได้จากโครงการ ไปขายให้กับประเทศที่พัฒนา (Developed Countries) เพื่อ

ตอบสนองข้อผูกพันในการปล่อยก๊าซเรือนกระจกตามเป้าหมายที่ได้ตกลงในพิธีสารเกียวโต (Kyoto Protocol) ซึ่งมีผลบังคับใช้เมื่อวันที่ 16 กุมภาพันธ์ 2548 อันเนื่องมาจากปัญหาการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ เนื่องจากการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกิจกรรมดำรงชีวิตของประชากรโลกในปัจจุบัน ทั้งจากภาคคมนาคมขนส่ง ภาคอุตสาหกรรมและภาคเกษตรกรรม เป็นปัญหาร่วมกันของนานาชาติแนวทางหนึ่งในการร่วมกันแก้ไขปัญหาดังกล่าวคือการให้สัตยาบัณต่ออนุสัญญาสหประชาชาติว่าด้วยการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ (United Nation Framework Convention on Climate Change : UNFCCC)

กลไกการพัฒนาที่สะอาดเป็นเครื่องมือเพื่อส่งเสริมการลงทุนเพื่อการพัฒนาอย่างยั่งยืนและเกิดการถ่ายทอดเทคโนโลยีให้กับประเทศที่กำลังพัฒนา อย่างเช่น ประเทศไทยและถือเป็นช่องทางหนึ่งในการสร้างรายได้ให้แก่ผู้ประกอบการพลังงานทดแทน เช่น โครงการผลิตพลังงานชีวมวล ที่เป็นวัสดุเหลือใช้ทิ้งทางการเกษตร การผลิตก๊าซชีวภาพจากขยะและน้ำเสียเพื่อนำมาเป็นพลังงาน รวมไปถึงโครงการการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพ ซึ่งจะได้รับผลประโยชน์ในรูปแบบของการขายคาร์บอนเครดิตหรือปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่ลดได้ และเป็นที่ต้องการของกลุ่มประเทศที่พัฒนาแล้ว ซึ่งมีพันธกรณีต้องลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกให้ได้ ตามข้อตกลงตามพิธีสารเกียวโต



กลไกการพัฒนาที่สะอาดเปรียบเสมือนแรงจูงใจให้ประเทศกำลังพัฒนาหันมาใช้เทคโนโลยีสะอาดเพิ่มมากขึ้นส่งผลให้การปล่อยก๊าซเรือนกระจกสู่บรรยากาศลดน้อยลงแรงจูงใจจากการดำเนินโครงการกลไกการพัฒนาที่สะอาด คือ คาร์บอนเครดิต หรือ CER ที่ผู้ดำเนินโครงการจะได้รับโดยได้รับการสนับสนุนทางการเงินจากประเทศที่มีพันธกรณีในการลดก๊าซเรือนกระจกนอกจากนี้ประเทศเจ้าของโครงการก็จะเกิดการพัฒนาอย่างยั่งยืน (Sustainable Development) ทั้งในระดับท้องถิ่นและระดับประเทศในด้านสิ่งแวดล้อมมีการรักษาคุณภาพสิ่งแวดล้อมระดับชุมชนในพื้นที่โครงการลดปริมาณของเสียที่เกิดขึ้นโดยการนำมาใช้เป็นเชื้อเพลิงพลังงานลดการใช้ทรัพยากรเชื้อเพลิงที่ไม่สามารถทดแทนได้ ด้านเศรษฐกิจก่อให้เกิดการจ้างงานในชุมชน เกษตรกรสามารถนำวัสดุเหลือใช้ เช่น แกลบ เศษไม้ไปขายเพื่อเป็นวัตถุดิบในการดำเนินโครงการ CDM ลดการนำเข้าเชื้อเพลิงพลังงานจากต่างประเทศ ด้านสังคมประชาชนมีคุณภาพชีวิตที่ดีขึ้นโดยเฉพาะด้านสุขภาพอนามัยจากคุณภาพสิ่งแวดล้อมที่ดีขึ้นมีบทบาทในเวทีโลกในการแก้ไขปัญหาระดับนานาชาติโดยประโยชน์ต่างๆที่ประเทศไทยจะได้รับ จากการดำเนินโครงการ CDM สามารถสรุปเป็นข้อๆ ได้ดังนี้

1. รายได้จากการขายคาร์บอนเครดิตในโครงการ CDM เป็นส่วนที่ช่วยให้ผู้ประกอบการคืนทุนได้รวดเร็วขึ้นจากการพัฒนาโครงการด้านพลังงานทดแทนการอนุรักษ์พลังงาน นอกเหนือจากการสนับสนุนของภาครัฐภายในประเทศ

2. เกิดรายได้เข้าสู่ประเทศจากการดำเนินกิจกรรมการลดก๊าซเรือนกระจก

3. ประเทศไทยมีอัตราการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกลดลงจากการดำเนินโครงการ CDM

4. การตรวจสอบ (Monitoring) ปริมาณการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากโครงการ CDM ช่วยให้ประเทศไทยมีตัวเลขการดำเนินงานเพื่อลดก๊าซเรือนกระจกภายในประเทศไทย

5. เกิดการพัฒนาโครงการด้านพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงานที่ดีกว่ามาตรฐานที่กำหนดภายในประเทศ สร้างสิ่งแวดล้อมและคุณภาพชีวิตที่ดีให้กับชุมชนรอบพื้นที่โครงการ

สำหรับเกณฑ์การพิจารณาการดำเนินโครงการภายใต้กลไกการพัฒนาที่สะอาดในปัจจุบันนั้นประเทศไทย ได้มีการจัดทำหลักเกณฑ์การพัฒนาอย่างยั่งยืนสำหรับโครงการ CDM ขึ้นซึ่งประกอบด้วยมิติการพัฒนาอย่างยั่งยืน 4 ด้านได้แก่ด้านทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม ด้านสังคมด้านการพัฒนาและ/หรือการถ่ายทอดเทคโนโลยีและด้านเศรษฐกิจโดยโครงการที่คณะกรรมการองค์การบริหารจัดการก๊าซเรือนกระจกจะพิจารณาให้การรับรองได้แก่

1. โครงการด้านพลังงาน ได้แก่การผลิตพลังงานและการปรับปรุงประสิทธิภาพในการใช้พลังงาน เช่นโครงการพลังงานทดแทนการใช้น้ำมันเชื้อเพลิง โครงการแปลงกากของอุตสาหกรรมเป็นพลังงาน โครงการปรับปรุงประสิทธิภาพระบบทำความเย็นและโครงการปรับปรุงประสิทธิภาพในการใช้พลังงานในอาคาร เป็นต้น

2. โครงการด้านสิ่งแวดล้อม เช่น โครงการแปลงขยะเป็นพลังงานโครงการแปลงน้ำเสียเป็นพลังงาน เป็นต้น

3. โครงการด้านคมนาคมขนส่ง เช่นโครงการเพิ่มประสิทธิภาพในการคมนาคมขนส่งและการใช้พลังงาน

4. โครงการด้านอุตสาหกรรม เช่นโครงการที่สามารถลดปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกระบวนการอุตสาหกรรม

การขอพัฒนาโครงการ CDM

การดำเนินโครงการภายใต้กลไกการพัฒนาที่สะอาด ประกอบด้วย 7 ขั้นตอน ดังนี้

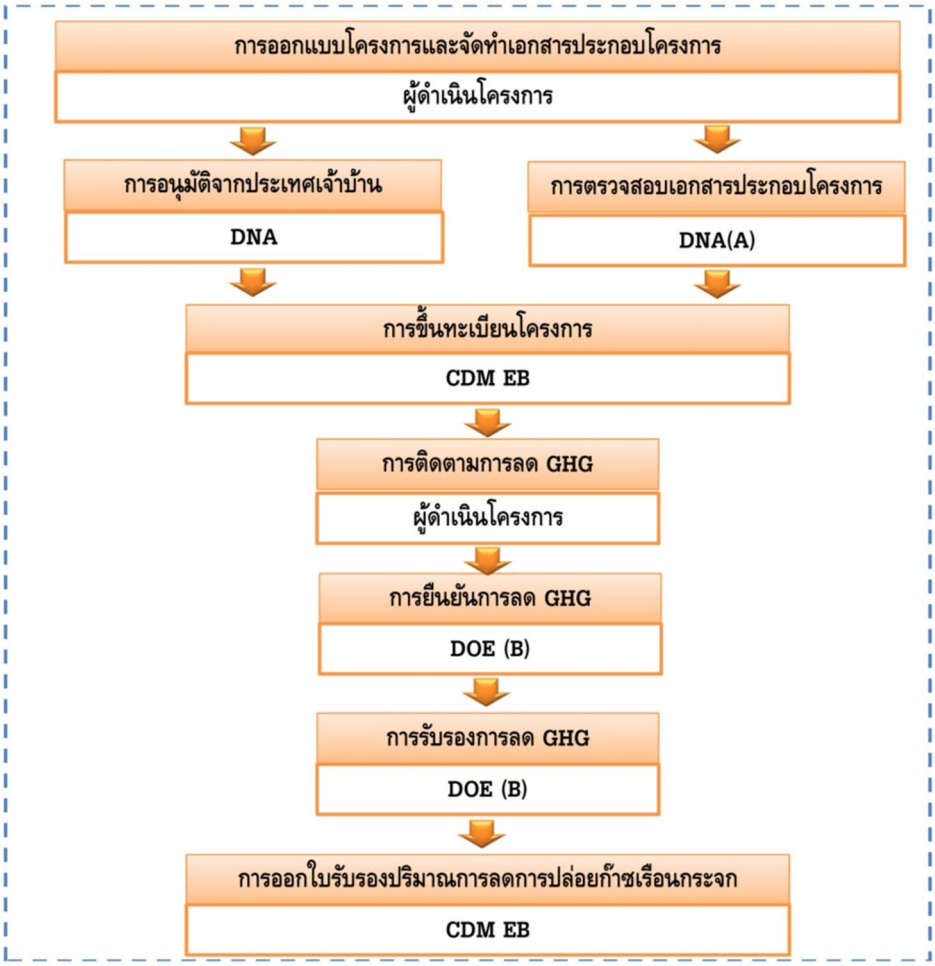
1. การออกแบบโครงการ (Project Design) ผู้ดำเนินโครงการจะต้องออกแบบลักษณะของโครงการและจัดทำเอกสารประกอบโครงการ (Project Design Document: PDD) โดยมีการกำหนดขอบเขตของโครงการ วิธีการคำนวณการลดก๊าซเรือนกระจก วิธีการในการติดตามผลการลดก๊าซเรือนกระจก การวิเคราะห์ผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม เป็นต้น

2. การตรวจสอบเอกสารประกอบโครงการ (Validation) ผู้ดำเนินโครงการจะต้องว่าจ้างหน่วยงานกลางที่ได้รับมอบหมายในการปฏิบัติหน้าที่แทนคณะกรรมการบริหารฯ หรือที่เรียกว่า Designated Operational Entity (DOE) ในการตรวจสอบเอกสารประกอบโครงการ ว่าเป็นไปตามข้อกำหนดต่างๆ หรือไม่ ซึ่งรวมถึงการได้รับความเห็นชอบในการดำเนินโครงการจากประเทศเจ้าบ้านด้วย

3. การขึ้นทะเบียนโครงการ (Registration) เมื่อ DOE ได้ทำการตรวจสอบเอกสารประกอบโครงการและลงความเห็นว่าผ่านข้อกำหนดต่างๆ ครบถ้วน จะส่งรายงานไปยังคณะกรรมการบริหารกลไกการพัฒนาที่สะอาด (EB) เพื่อขอขึ้นทะเบียนโครงการ

4. การติดตามการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก (Monitoring) เมื่อโครงการได้รับการขึ้นทะเบียนเป็นโครงการ CDM แล้ว ผู้ดำเนินโครงการจึงดำเนินโครงการตามที่เสนอไว้ในเอกสารประกอบโครงการ และทำการติดตามการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก ตามที่ได้เสนอไว้เช่นกัน

5. การยืนยันการลดก๊าซเรือนกระจก (Verification) ผู้ดำเนินโครงการจะต้องว่าจ้างหน่วยงาน DOE ให้ทำการตรวจสอบและยืนยันการติดตามการลดก๊าซเรือนกระจก



หมายเหตุ

DNA *หมายถึง หน่วยงานกลางที่ทำหน้าที่ประสานการดำเนินงานตามกลไกการพัฒนาที่สะอาด*

DOE *หมายถึง หน่วยงานปฏิบัติการที่ได้รับหมอบหมายในการตรวจสอบ (Designated Operational Entities)*

CDM EB *หมายถึง คณะกรรมการบริหารกลไกการพัฒนาที่สะอาด (Executive Board of CDM)*

6. การรับรองการลดก๊าซเรือนกระจก (Certification) เมื่อหน่วยงาน DOE ได้ทำการตรวจสอบการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกแล้ว จะทำรายงานรับรองปริมาณการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกที่ดำเนินการได้จริงต่อคณะกรรมการบริหารฯ เพื่อขออนุมัติให้ออกหนังสือรับรองปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกที่ลดได้ หรือ CER ให้ผู้ดำเนินโครงการ

7. การออกใบรับรองปริมาณการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก (Issuance of CER) เมื่อคณะกรรมการบริหารฯ ได้รับรายงานรับรองการลดก๊าซเรือนกระจก จะได้พิจารณาออกหนังสือรับรองปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกที่ลดได้ หรือ CER ให้ผู้ดำเนินโครงการต่อไป

ทั้งนี้ หน่วยงานกลาง (DOE) ที่ทำหน้าที่ในการการตรวจสอบเอกสารประกอบโครงการ (Validation) และการยืนยันการลดก๊าซเรือนกระจก (Verification) นั้น จะต้องเป็นหน่วยงานคนละหน่วยงาน

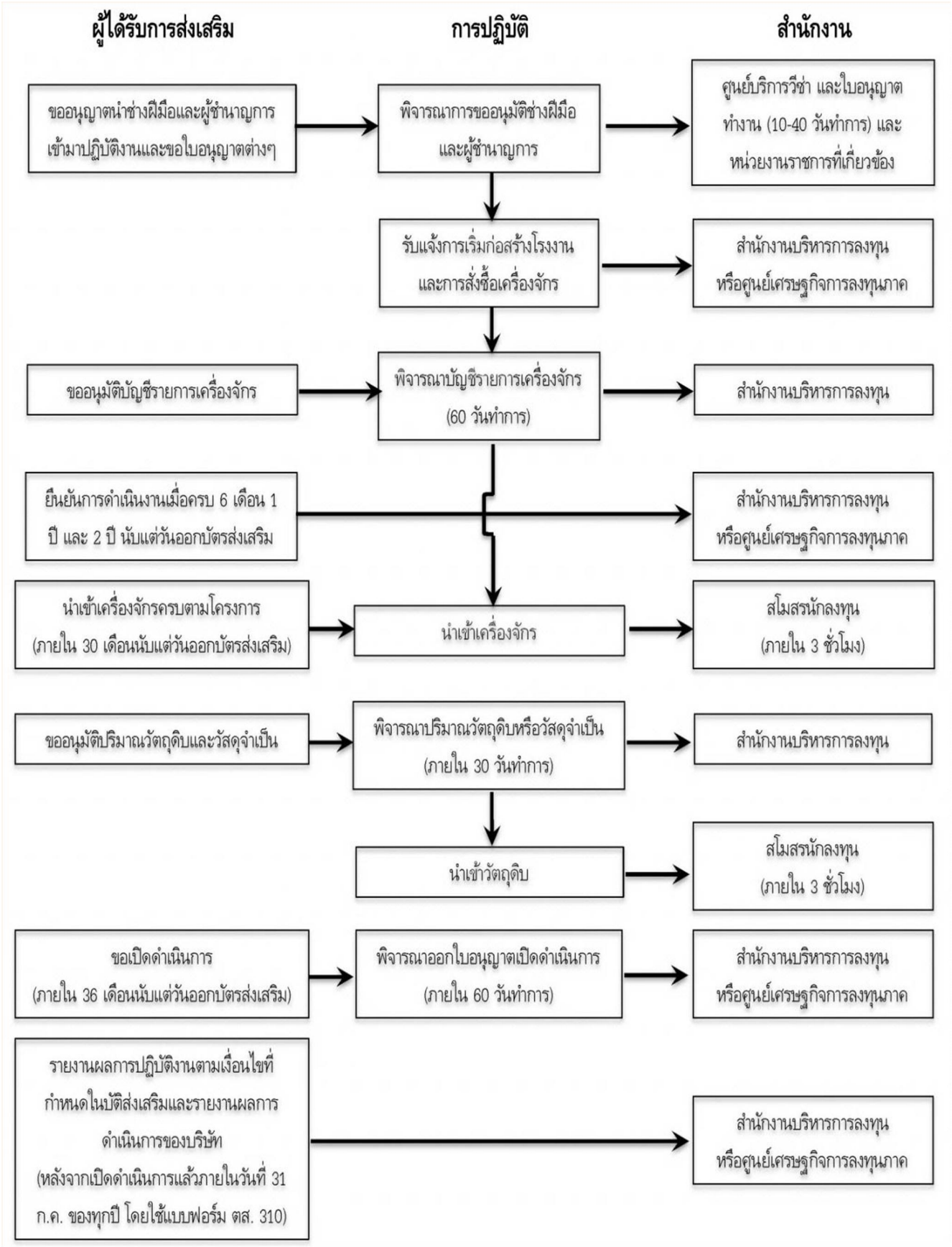
ขอทราบรายละเอียดเพิ่มเติมสามารถติดต่อสอบถามมายัง **องค์การบริหารจัดการก๊าซเรือนกระจก (องค์การมหาชน)** เลขที่ 120 หมู่ที่ 3 ชั้น 9 อาคาร B ศูนย์ราชการเฉลิมพระเกียรติฯ ถนนแจ้งวัฒนะ แขวงทุ่งสองห้อง เขตหลักสี่ กรุงเทพมหานคร 10210 โทรศัพท์ 0 2141 9790 โทรสาร 0 2143 8400 เว็บไซต์ http://www.tgo.or.th

4.5 โครงการส่งเสริมการลงทุน โดยสำนักงานคณะกรรมการส่งเสริมการลงทุน (BOI)

ภาครัฐได้ยกระดับให้อุตสาหกรรมพลังงานทดแทน เป็นกิจการที่มีระดับความสำคัญสูงสุดและจะได้รับการส่งเสริมการลงทุนในระดับสูงสุดเช่นกัน จึงมีมาตรการส่งเสริมการลงทุนเพื่อเพิ่มขีดความสามารถในการแข่งขัน (Maximum incentive) จากคณะกรรมการส่งเสริมการลงทุน (BOI) ซึ่งได้กำหนดสิทธิประโยชน์ที่ยกเว้นอากรขาเข้าสำหรับเครื่องจักร ยกเว้นภาษีเงินได้นิติบุคคล เป็นเวลา 8 ปี และหลังจากนั้นอีก 5 ปี หรือตั้งแต่ปีที่ 9-13 จะลดหย่อนภาษีเงินได้นิติบุคคลได้ 50% รวมทั้งมาตรการจูงใจด้านภาษี อาทิ การลดภาษีเครื่องจักรอุปกรณ์ที่นำเข้าจากต่างประเทศ รวมทั้งการอนุญาตให้นำต้นทุนในการติดตั้งโครงสร้างพื้นฐานต่างๆ เช่น ไฟฟ้า ประปา ขอหักลบภาษีได้สูงสุด 2 เท่าสำหรับโครงการที่เป็นประโยชน์ต่อสาธารณะ เป็นต้น

หลักเกณฑ์ในการพิจารณาส่งเสริมโครงการด้านพลังงานทดแทน ได้แก่ กรณีที่ผู้ประกอบการหรือนักลงทุนมีสัดส่วนหนี้ต่อทุน น้อยกว่า 3 ต่อ 1 สำหรับโครงการใหม่ หรือมีเครื่องจักรใหม่ที่มีขบวนการผลิตที่สมัย หรือมีระบบจัดการที่ปลอดภัย รักษาสิ่งแวดล้อม และใช้ประโยชน์จากวัตถุดิบในการผลิต เป็นต้น

โดยผู้ประกอบหรือนักลงทุนที่สนใจขอทราบรายละเอียดเพิ่มเติมสามารถติดต่อสอบถามยัง **สำนักงานคณะกรรมการส่งเสริมการลงทุน** เลขที่ 555 ถ.วิภาวดี รังสิต จตุจักรกรุงเทพฯ 10900 โทร 02-537-8111, 02-537-8155 โทรสาร 02-537-8177 อีเมล์: head@boi.go.th เว็บไซต์ : http://www.boi.go.th

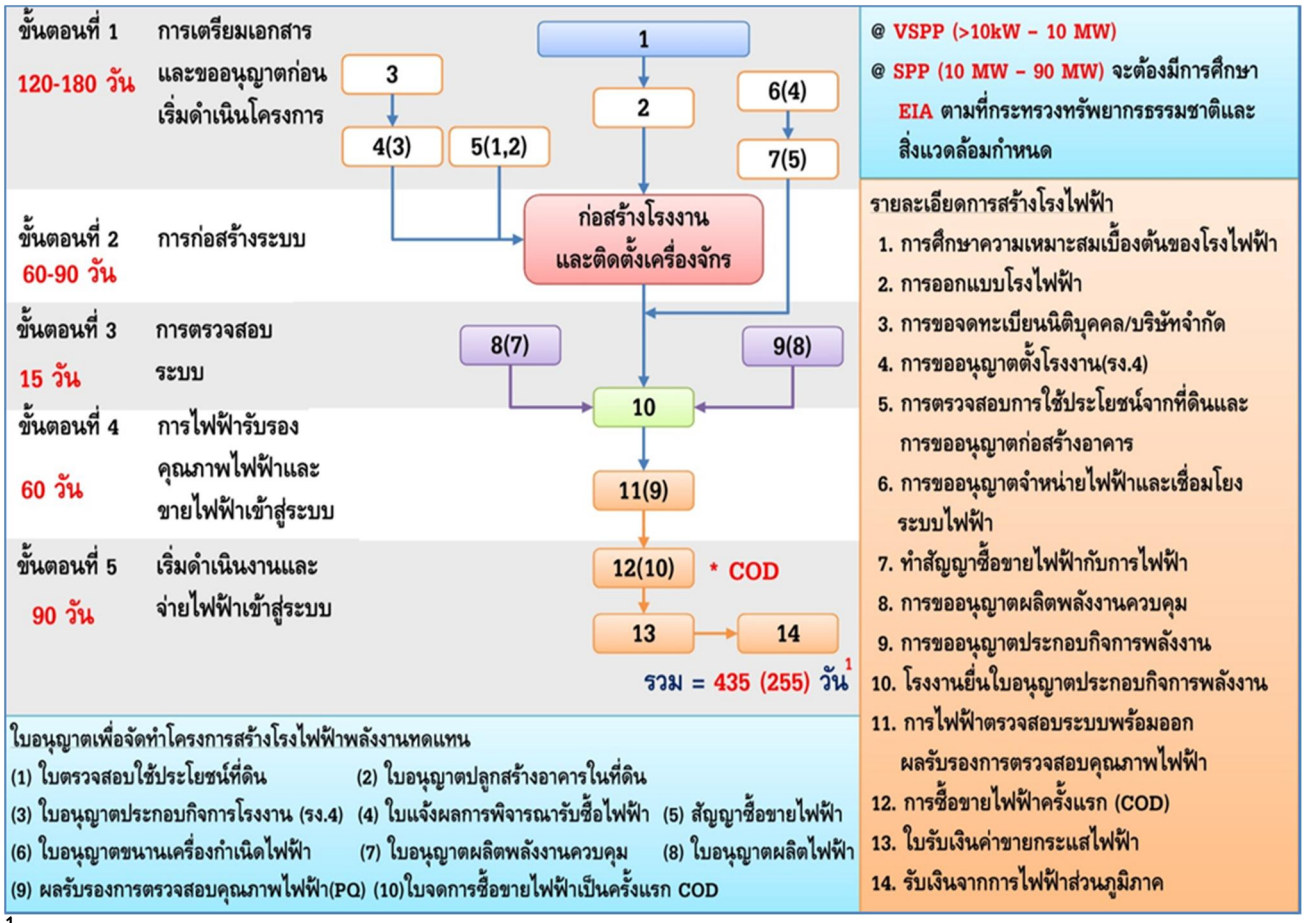


รูปแสดงขั้นตอนขอรับการสนับสนุนจากสำนักงานคณะกรรมการส่งเสริมการลงทุน(BOI)

บทที่ 5

ขั้นตอนการขอใบอนุญาตต่างๆ

ขั้นตอนการติดต่อเพื่อขอใบอนุญาตจำหน่ายไฟฟ้า เพื่อจำหน่ายพัฒนาพลังงานทดแทน มีหลายกระบวนการที่เกี่ยวข้องกับหน่วยงานราชการต่างๆ หลายแห่ง รวมไปถึงข้อกฎหมาย และกฎระเบียบอื่นๆ ซึ่งล้วนแต่มีขั้นตอนการปฏิบัติที่แตกต่างกัน ปัจจุบันยังไม่มีหน่วยงานใดที่เป็นหน่วยงานหลักในการประสานงาน หรือสามารถให้บริการแบบเบ็ดเสร็จ (One Stop Service) ได้ ซึ่งในการพัฒนาโครงการพลังงานทดแทนต่างๆนั้น นักลงทุนควรได้รับทราบขั้นตอนการขออนุญาต และการเตรียมเอกสารเพื่อประกอบในการยื่นขอ รวมถึงขั้นตอนการติดต่อประสานงานกับหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง ประเด็นเหล่านี้ถือเป็นความสำคัญอย่างยิ่งที่จะต้องเผยแพร่ให้ผู้ประกอบการและประชาชนโดยทั่วไป ได้รับทราบและเข้าใจในกระบวนการสำหรับขั้นตอนการขออนุญาตต่างๆ โดยทั่วกัน



หมายหตุ 1) ระยะเวลารวมการยื่นของอนุมัติสูงสุดไม่เกิน 435 วัน

2) ระยะเวลารวมการยื่นขอจนกระทั่งอนุมัติต่ำสุดไม่เกิน 255 วัน (ไม่นับรวมระยะเวลาในขั้นตอนที่ 2)

3) การติดต่อประสานงานหน่วยงานราชการมี 7 หน่วยงาน ต้องได้รับใบอนุญาต 10 ใบ รวมเวลาตั้งแต่เริ่มยื่นเอกสารจนได้รับเงินค่าไฟฟ้าในงวดแรก

รูปแสดงขั้นตอนการขอใบอนุญาตต่างๆ

ตารางที่ 5-1 รายละเอียดขั้นตอนการจัดทำโครงการสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานทดแทน

รายการ	หน่วยงานที่รับผิดชอบ	ชื่อคำขอ/คำร้อง/เอกสาร	วัน	หมายเหตุ
1. การศึกษาความเหมาะสมของโครงการ	ผู้ประกอบการ	-	-	
2. การออกแบบโครงสร้างอาคาร สิ่งปลูกสร้างและออกแบบแผนผังการติดตั้งเครื่องจักร และประเมินราคาวัสดุ	ผู้ประกอบการ	-	-	
3. การขอจดทะเบียนนิติบุคล - ผู้ประกอบการยื่นแบบคำขอ “จดทะเบียนบริษัทจำกัด” กับกรมพัฒนาธุรกิจการค้า(DEB) - กรมธุรกิจการค้าอนุมัติ “จดทะเบียนบริษัทจำกัด”	กรมพัฒนาธุรกิจการค้า กระทรวงพาณิชย์	- คำขอจดทะเบียนบริษัทจำกัด (บอจ.1) - รายการจดทะเบียนจัดตั้ง	1	โดยสามารถยื่นแบบคำขอผ่าน www.dbd.go.th/register/login.phtml
4. การขออนุญาตตั้งโรงงาน (รง.4) 4.1 กรณียื่นแบบคำขอตั้งโรงงานต่ออุตสาหกรรมจังหวัด (อก.) - ยื่นเอกสารกับอุตสาหกรรมจังหวัด - อุตสาหกรรมจังหวัดขอความเห็น อบต. และตรวจสอบพื้นที่ และจัดทำรายงานการตรวจสอบภายใน 30 วัน - อุตสาหกรรมจังหวัดปิดประกาศตามมาตร 30 15 วัน - ส่งเรื่องให้ กกพ. พิจารณา	-อุตสาหกรรมจังหวัด -กรมโรงงานอุตสาหกรรม กระทรวงอุตสาหกรรม	คำขอรับใบอนุญาตประกอบกิจการพลังงาน (รง.3)	90	- แก้ไขตามบันทึกข้อตกลงความร่วมมือระหว่างคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงานและกระทรวงอุตสาหกรรม เรื่อง แนวทางการให้อนุญาตตั้งโรงงานและการอื่นเพื่อประกอบกิจการพลังงาน - โรงงานทั่วไปที่ตั้งใหม่โดยมีการผลิตไฟฟ้าเพื่อใช้ในกระบวนการผลิตของตนเอง หรือเพื่อใช้ในกระบวนการผลิตและส่วนที่เหลือใช้จำหน่าย ให้ยื่นคำขออนุญาตประกอบกิจการโรงงานต่อสำนักงานอุตสาหกรรมจังหวัดหรือ

รายการ	หน่วยงานที่รับผิดชอบ	ชื่อคำขอ/คำร้อง/เอกสาร	วัน	หมายเหตุ
- คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงานส่งเรื่องเพื่อขอความเห็นจากกรมโรงงาน - คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงานพิจารณาใบอนุญาต 4.2 ในกรณีที่ยื่นคำขอที่ สกพ. - ยื่นเอกสารต่อ สกพ. - สกพ. ขอความเห็นประกอบการพิจารณาอนุญาตโรงงานจาก อก. และ อก. เสนอความเห็นกลับ กกพ. 60 วัน - สกพ. จัดทำความเห็นเสนอต่อ กกพ. และ กกพ. มีคำวินิจฉัยพิจารณาการอนุญาตตั้งโรงงานภายใน 20 วัน นับจากได้รับความเห็นจาก อก. - สกพ. แจ้งผลภายใน 10 วันนับตั้งแต่วันมีมติ	-สำนักกำกับกิจการพลังงาน		90	กรมโรงงานอุตสาหกรรม การอนุญาตให้ระบุประเภทหรือลำดับที่ 88 ลงในใบอนุญาต และเมื่อมีการอนุญาตแล้ว ให้แจ้งคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงานทราบ - ในกรณีที่ต้องการขยายโรงงานและเพิ่มประเภทการผลิต ให้ยื่นเรื่องต่อสำนักงานอุตสาหกรรมจังหวัดหรือกรมโรงงานอุตสาหกรรม และเมื่อมีการอนุญาตแล้ว ให้แจ้งคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงานทราบ ติดต่อ ที่ กรมโรงงานอุตสาหกรรม เลขที่ 75/6 ถ.พระรามที่ 6 เขตราชเทวี กรุงเทพฯ 10400 โทร. 0-2202-4000 โทรสาร. 0-2245-8000 http://www.diw.go.th - กรณี ต่างจังหวัด ติดต่อ สำนักงานอุตสาหกรรมจังหวัด
5. การขออนุญาตใช้พื้นที่ก่อสร้าง 5.1 กรณีขออนุญาตต่อองค์การปกครองส่วนท้องถิ่น	องค์การปริหารส่วน	คำขออนุญาตก่อสร้าง	45	ติดต่อที่ องค์การปกครองส่วนท้องถิ่น ในพื้นที่

รายการ	หน่วยงานที่รับผิดชอบ	ชื่อคำขอ/คำร้อง/เอกสาร	วัน	หมายเหตุ
- ผู้ประกอบการยื่นแบบคำขอ “อนุญาตก่อสร้าง/ดัดแปลงอาคาร”ต่อ อบต. - อบต. ตรวจสอบเอกสารและออกหนังสือแจ้งการอนุมัติ - อบต. อนุมัติ “อนุญาตก่อสร้าง/ดัดแปลงอาคาร”	ตำบลกระทรวงหาดไทย	อาคาร (ข.1)		ที่จะก่อสร้างโรงงาน
5.2 กรณีพื้นที่อยู่ในการนิคมอุตสาหกรรม (กนอ.) - ผู้ประกอบการยื่นแบบคำขอการขออนุญาตก่อสร้างจาก กทม. อาทิการแจ้งชื่อผู้ควบคุมงานกับวันเริ่มต้นและวันสิ้นสุดการดำเนินการ - ผู้ประกอบการขอใบรับรองการก่อสร้างอาคาร ดัดแปลงอาคาร หรือเคลื่อนย้ายอาคาร กทม. อนุมัติ “อนุญาตก่อสร้าง/ดัดแปลงอาคาร”	การนิคมอุตสาหกรรม	คำขอรับใบรับรองการก่อสร้างอาคาร ดัดแปลงอาคาร หรือเคลื่อนย้ายอาคาร (แบบ กทม.4)	45	การนิคมอุตสาหกรรมแห่งประเทศไทย 618 ถนนนิคมมักกะสัน แขวงมักกะสัน เขตราชเทวี กรุงเทพ 10400 โทรศัพท์ : 0-2253-0561 โทรสาร : 0-2253-4086 http://www.ieat.go.th
6-7 การขอจำหน่ายไฟฟ้าและสัญญาซื้อขายไฟฟ้า - ผู้ประกอบการยื่นแบบคำขอจำหน่ายไฟฟ้าและการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า ณ ที่ทำการสำนักงานเขตของ กฟน.หรือที่ทำการสำนักงานจังหวัดของ กฟภ	-กฟน. กฟภ .กฟผ.	คำขอจำหน่ายไฟฟ้าและการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า	10 5	ติดต่อ กฟผ. *เลขที่ 53 หมู่ 2 ถ.จรัญสนิทวงศ์ ตำบลบางกรวย อำเภอบางกรวย นนทบุรี 11130* โทร 0-2436-0000 สามารถดาวน์โหลดเอกสารได้ที่

รายการ	หน่วยงานที่รับผิดชอบ	ชื่อคำขอ/คำร้อง/เอกสาร	วัน	หมายเหตุ
- การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายพิจารณาเอกสารรับซื้อไฟฟ้าและแจ้งผล พร้อมทั้งรายละเอียดค่าใช้จ่ายเป็นลายลักษณ์อักษรภายใน 45 วัน นับจากวันที่การไฟฟ้า ฝ่ายจำหน่ายได้รับข้อมูลประกอบการพิจารณาครบถ้วน - ผู้ประกอบการต้องชำระค่าใช้จ่ายและทำสัญญาและซื้อขายไฟฟ้ากับการไฟฟ้า ภายใน 60 วัน นับตั้งวันได้รับแจ้งผล				http://www.ppa.egat.co.th/Sppx/a4.html ติดต่อ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (สำนักงานใหญ่) แผนกวางแผนแหล่งผลิตไฟฟ้า โทร 0-2590-9733 - แผนก SPP โทร 0-2590-9743 - แผนก VSPP โทร 0-2590-9753 - แผนกสัญญาซื้อขายไฟฟ้า โทร 0-2590-9763 สามารถดาวน์โหลดเอกสารได้ที่ http://www.pea.co.th/vspp/vspp.html
ก่อสร้างโรงงานและติดตั้งเครื่องจักร				
8 ใบอนุญาตผลิตพลังงานควบคุม - ผู้ประกอบการยื่นคำขอ “ใบอนุญาตให้ผลิตพลังงานควบคุม” แก่ พพ.หรือ สกพ. - พพ. ตรวจสอบระบบไฟฟ้าและอุปกรณ์ป้องกัน - พพ. อนุมัติใบอนุญาตให้ผลิตพลังงานควบคุม	-กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน กระทรวงพลังงาน -สำนักกำกับกิจการพลังงาน	คำขอรับใบอนุญาตผลิตพลังงานควบคุม (พค.1)	60	ขนาดตั้งแต่ 200-1000 kVA ให้ พพ.พิจารณา แต่ในกรณีที่ขนาดมากกว่า 1000 kVA สกพ. เป็นผู้ตรวจสอบและส่งให้ พพ.เป็นผู้เห็นชอบ สามารถ ดาวน์โหลดเอกสารได้ที่ http://www.dede.go.th ติดต่อขอรายละเอียดเพิ่มเติมที่ กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (พพ.) กระทรวงพลังงาน เลขที่ 17

รายการ	หน่วยงานที่รับผิดชอบ	ชื่อคำขอ/คำร้อง/เอกสาร	วัน	หมายเหตุ
				ถนนพระราม 1 เขตปทุมวัน กรุงเทพมหานคร 10330 Tel. 0-2223-0021-9 ต่อ 1411
9-10 ใบอนุญาตประกอบกิจการไฟฟ้า - ผู้ประกอบการเตรียมเอกสารประกอบแยกประเภทตามใบอนุญาต - สกพ. ตรวจสอบความถูกต้องของเอกสาร - สกพ. เสนอความเห็นแก่ กกพ. พิจารณาเอกสาร - กกพ. พิจารณาออกใบอนุญาต “ใบประกอบกิจการไฟฟ้า” - สกพ. แจ้งชำระค่าธรรมเนียมพร้อมออกใบอนุญาตแก่ผู้ประกอบการ	-สำนักกำกับกิจการพลังงาน	ใบอนุญาตประกอบกิจการไฟฟ้า ประกอบด้วย 1. ใบอนุญาตผลิตไฟฟ้า (สกพ01-1) 2. ใบอนุญาตระบบส่งไฟฟ้า (สกพ01-2) 3. ใบอนุญาตระบบจำหน่ายไฟฟ้า (สกพ01-3) 4. ใบอนุญาตจำหน่ายไฟฟ้า (สกพ01-4) 5. ใบอนุญาตควบคุมระบบไฟฟ้า (สกพ01-5)	75	ติดต่อขอรายละเอียดเพิ่มเติมที่ *319 อาคารจัตุรัสจามจุรี ชั้น 19 ถนนพญาไท แขวงปทุมวัน เขตปทุมวัน กรุงเทพฯ 10330* *โทรศัพท์ : 0 2207 3599 ,* *โทรสาร : 0 2207 3502 , 0 2207 3508* สามารถ ดาวน์โหลดเอกสารได้ที่ http://www2.erc.or.th/Form1.html
11-12 การไฟฟ้าตรวจสอบระบบพร้อมออกผลการรับรองการตรวจคุณภาพไฟฟ้า เมื่อทำสัญญาและติดตั้งระบบแล้วเสร็จให้ผู้ผลิตไฟฟ้าแจ้งความประสงค์จะจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบ การไฟฟ้าจะ	-		45	-

รายการ	หน่วยงานที่รับผิดชอบ	ชื่อคำขอ/คำร้อง/เอกสาร	วัน	หมายเหตุ
เข้าไปตรวจสอบภายใน 15 วัน - การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะตรวจสอบการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า และอุปกรณ์ที่ติดตั้งว่าเป็นไปตามมาตรฐานที่กำหนดให้แล้วเสร็จภายใน 15วันยกเว้นกรณีที่ผู้ผลิตไฟฟ้าเป็นผู้ใช้ไฟรายใหม่ให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายดำเนินการตามระเบียบปฏิบัติของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายภายใน 30 วัน - การไฟฟ้าแจ้งวันเริ่มรับซื้อไฟฟ้าเชิงพานิชย์ (COD)				
13-14 รับเงินค่าขายกระแสไฟฟ้า				-
หมายเหตุ : โครงการที่กระทรวงทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อมกำหนดต้องจัดทำรายงานผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อม (EIA,IEE)	-สำนักนโยบายและแผนฯกระทรวงทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม	รายงานการศึกษาผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม	180 - 365	(กรณีที่สร้างโรงไฟฟ้ามีขนาดเกิน 10 MW)

หมายเหตุ : ระยะเวลาไม่รวมขั้นตอนการรับฟังความคิดเห็นจากประชาชน และจะนับตั้งแต่ได้รับเอกสารครบถ้วน

การประเมินผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม (EIA)

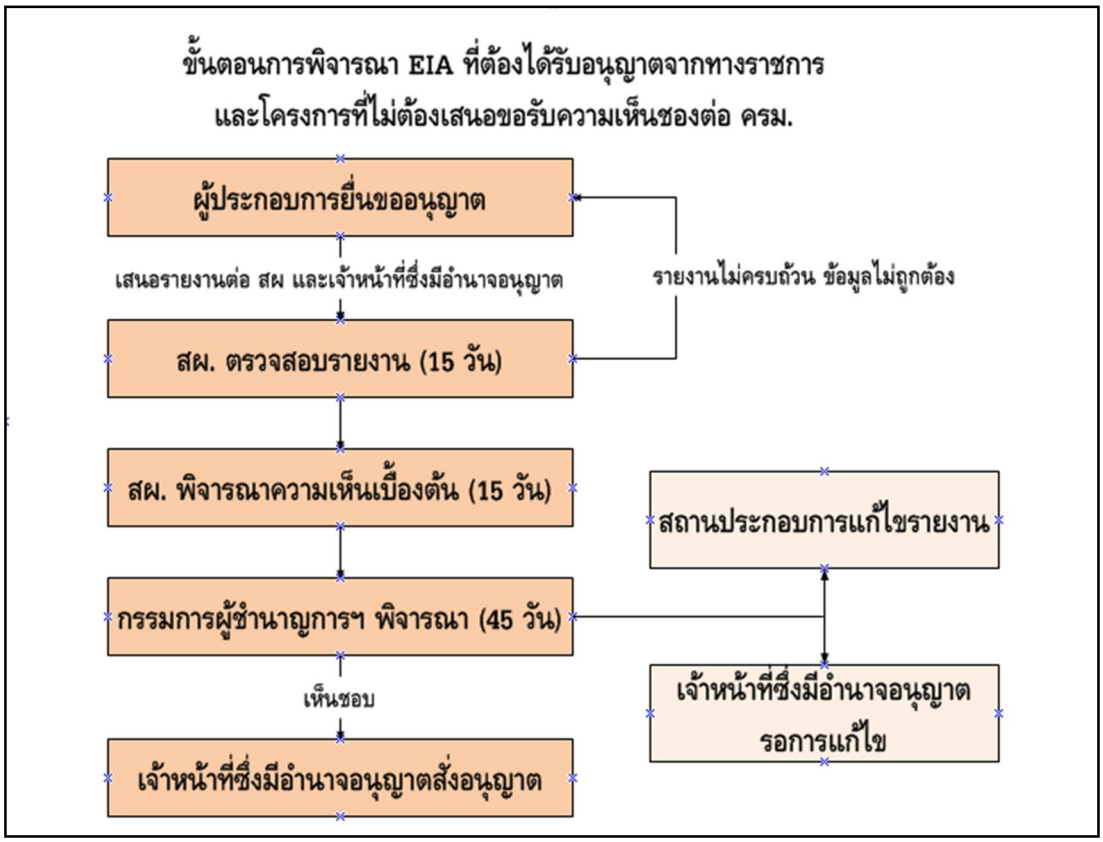
EIA หรือ Environmental Impact Assessment เป็นการศึกษาเพื่อคาดการณ์ผลกระทบทั้งในทางบวกและทางลบจากการพัฒนาโครงการหรือกิจการที่สำคัญ เพื่อกำหนดมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมและใช้ในการประกอบการตัดสินใจพัฒนาโครงการหรือกิจการ ผลการศึกษาจัดทำเป็นเอกสาร เรียกว่า "รายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม" ซึ่งการดำเนินโครงการด้านโรงไฟฟ้าพลังความร้อนที่มีขนาดผลิตไฟฟ้ามากกว่า 10 MW จะต้องจัดทำรายงานผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมเช่นกัน

ขั้นตอนการทำรายงาน EIA

1. ผู้ประกอบการจะต้องทราบก่อนว่าโครงการนั้นจะต้องจัดทำรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อมหรือไม่

2. ว่าจ้างที่ปรึกษาที่ขึ้นทะเบียนเป็นนิติบุคคลผู้มีสิทธิทำรายงานฯ

3. ผู้ประกอบการส่งรายงานให้สำนักนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม (สผ.) โดย สผ. และคณะกรรมการผู้ชำนาญการจะใช้เวลาการพิจารณารายงานฯ ตามขั้นตอนที่กำหนดไม่เกิน 75 วัน แต่หากคณะกรรมการฯ มีข้อเสนอแนะให้แก้ไขเพิ่มเติม ที่ปรึกษาจะต้องใช้เวลาในการปรับแก้ และจัดส่งให้ สผ. และคณะกรรมการฯ พิจารณา ซึ่งจะใช้เวลาไม่เกิน 30 วัน



ภาคผนวก ก

ข้อมูล ผู้ผลิต / จำหน่ายเครื่องจักร / อุปกรณ์ ด้านพลังงานชีวมวล

ลำดับ	ธุรกิจ	รายชื่อ	ที่ติดต่อ	โทรศัพท์	แฟกซ์	ติดต่อ	Website
1	หม้อไอน้ำ	หจก. ม.ธนศักดิ์ เอ็นจิเนียริ่ง	153/13 ถ.สมเด็จพระปิ่นเกล้า แขวงอรุณอัมรินทร์ เขตบางกอกน้อย กรุงเทพฯ	02-433-9126-8, 02-424-3919-20	02-882-5282	คุณธนศักดิ์ จิรวัฒน์สถิตย์	
2	หม้อไอน้ำ	หจก. จงวัฒนาโลหะกิจ	715/10 ซ.วัดจันทร์ใน ถ.สาธุประดิษฐ์ แขวงบางโพงพาง เขตยานนาวา กรุงเทพฯ	02-294-2038, 02-2945679	02-6838692	คุณวิชัย จงรัตนเมธีกุล	
3	หม้อไอน้ำ	บ. บางกอกอินดัสเตรียล บอยเลอร์ จก.	368 หมู่ 6 ถ.สุขุมวิท อ.สำโรง จ.สมุทรปราการ	02-398-0143, 02-361-5357-61	02-749-1969	คุณนันทวีพร วิโมกข์เจริญ	www.vpe.co.th
4	หม้อไอน้ำ	บ. แบบคอคฮันซ่า จำกัด	309 หมู่ 6 เขตอุตสาหกรรมสุรนารี ถ.นครราชสีมา-โชคชัย ต.หนองระเวียง อ.เมือง จ.นครราชสีมา	044-212-511, 044-334924-6	044-212-522	คุณบุญธรรม แผ่ประดิษฐ์	
5	หม้อไอน้ำ	หจก. แสงชัยการช่าง	73/37 ซ.จอมทอง 15 ถ.จอมทอง เขตจอมทอง กรุงเทพฯ	02-468-0256, 02-878-0051		คุณยุทธพล วงศ์จงใจหาญ	
6	หม้อไอน้ำ	บ. ไทยเค. บอยเลอร์ จำกัด	134 หมู่ 6 ซอยเพชรเกษม 91 ถ.เพชรเกษม ต.สวนหลวง อ.กระทุ่มแบน จ.สมุทรสาคร	02-420-8046-9	02-8110143	คุณนฤมล สุวรรณประทีป	www.thaikboiler.com
7	หม้อไอน้ำ	บ. เกตาเบค จำกัด	609 หมู่ 17 นิคมอุตสาหกรรมบางพลี บางเสาธง อ.บางพลี จ.สมุทรปราการ	02-705-1400			www.getabecboiler.com
8	หม้อไอน้ำ	บ.เทอร์แมกซ์ จำกัด	ชั้น4 อาคารนายเลิศ เลขที่ 2/4	02-655-5790	02-6555791	Mr. M.K. Balaji	

ลำดับ	ธุรกิจ	รายชื่อ	ที่ติดต่อ	โทรศัพท์	แฟกซ์	ติดต่อ	Website
			ถ.วิทยุ เขตปทุมวัน กรุงเทพฯ				
9	ที่ปรึกษาออกแบบโรงไฟฟ้า	การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย	ห้อง 310 ชั้น 3 อาคาร ท.101 เลขที่ 53 ถ.จรัลสนิทวงศ์ อ.บางกรวย จ.นนทบุรี	02-436-3681	02-424-9361		www.egat.com
10	ที่ปรึกษาออกแบบโรงไฟฟ้า	บ. บ้านโป่งเอ็นจิเนียริ่ง จำกัด	21/1 หมู่ 1 ถ.หัวโพธิ์-บ้านสิงห์ ต.หัวโพธิ์ อ.บางแพ จ.ราชบุรี	032-349-514-5	032-349398	คุณชูชัย เจริญงาม	www.bpe-boiler.com
11	ที่ปรึกษาออกแบบโรงไฟฟ้า	บ. อิตัลไทยอุตสาหกรรม จำกัด	203 ถ.เพชรบุรีตัดใหม่ แขวงบางกะปิ เขตห้วยขวาง กรุงเทพฯ	02-319-1031-40	02-3182654	คุณเกรียงไกร ธีรนันท์	www.italthai.co.th
12	ที่ปรึกษาออกแบบโรงไฟฟ้า	บ. อินดัสเตรียล พาวเวอร์ เทคโนโลยี(ประเทศไทย) จำกัด	ตึกบีบี ชั้น 17 ห้อง 1703 ถนนสุขุมวิท 21 แขวงคลองเตย เขตทวีวัฒนา กรุงเทพฯ	02-287-3327	02-2873327	คุณไพโรจน์ ลีนะวัต	www.ipttech.net
13	ที่ปรึกษาออกแบบโรงไฟฟ้า	บ.สุมิโตโมไทย อินเตอร์เนชั่นแนล จก.	ชั้น 20 อาคารเอ็มไทย เลขที่ 87 ถ.วิทยุ เขตปทุมวัน กรุงเทพฯ	02-654-0002	02-6540065	คุณภูมิชัย ศักดิ์ศรี	www.sumitomocorp.co.jp
14	ที่ปรึกษาออกแบบโรงไฟฟ้า	บ.อิเลคโทรวัตต์ อีโคโน จำกัด	ชั้น 22 อาคารวานิช เลขที่ 1126/2 ถ.เพชรบุรีตัดใหม่ ราชเทวี กรุงเทพฯ	02-657-1000	02-6503445-6	Dr. Alexander Skaria	www.ewe.net
15	ที่ปรึกษาออกแบบโรงไฟฟ้า	บ.ไทยเมเดนชา จำกัด	ชั้น 11 อาคารทีเอสที ถ.วิภาวดีรังสิต เขตจตุจักร กรุงเทพฯ	02-273-8954	02-2738966	คุณบุญเลิศ ศิริกุล	www.tmd.co.th

ที่มา กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (พพ.)

ภาคผนวก ข

ประกาศกระทรวงอุตสาหกรรม เรื่อง ข้อกำหนดค่าปริมาณของสารเจือปนในอากาศที่ระบายออกจากโรงงาน พ.ศ.2549

ที่มา: http://www2.diw.go.th/PIC/download/air/A11.pdf

ประกาศกระทรวงอุตสาหกรรม

เรื่อง กำหนดค่าปริมาณของสารเจือปนในอากาศที่ระบายออกจากโรงงาน

พ.ศ. ๒๕๔๙

อาศัยอำนาจตามความในข้อ ๑๖ แห่งกฎกระทรวงฉบับที่ ๒ (พ.ศ. ๒๕๓๕) ออกตามความในพระราชบัญญัติโรงงาน พ.ศ. ๒๕๓๕ รัฐมนตรีว่าการกระทรวงอุตสาหกรรม จึงได้ออกประกาศไว้ดังต่อไปนี้

ข้อ ๑ ให้ยกเลิกประกาศกระทรวงอุตสาหกรรม เรื่อง กำหนดค่าปริมาณของสารเจือปนในอากาศที่ระบายออกจากโรงงาน พ.ศ. ๒๕๔๘ ลงวันที่ ๔ กุมภาพันธ์ พ.ศ. ๒๕๔๘

ข้อ ๒ ในประกาศนี้

“อากาศที่ระบายออกจากโรงงาน” หมายความว่า อากาศที่ระบายออกจากปล่องหรือช่องหรือท่อระบายอากาศของโรงงานไม่ว่าจะผ่านระบบบำบัดหรือไม่ก็ตาม

“น้ำมันหรือน้ำมันเตา” ให้หมายความรวมถึง ผลพลอยได้ที่นำมาใช้เป็นเชื้อเพลิงสำหรับการเผาไหม้ด้วย

“ถ่านหิน” ให้หมายความรวมถึง ผลพลอยได้ที่นำมาใช้เป็นเชื้อเพลิงสำหรับการเผาไหม้ด้วย

“เชื้อเพลิงชีวมวล” หมายความว่า เชื้อเพลิงที่ได้มาจากอินทรีย์สารหรือสิ่งมีชีวิต รวมทั้งผลผลิตจากการเกษตร การปศุสัตว์และการทำป่าไม้ เช่น ไม้ฟืน เศษไม้ แกลบ ฟาง ชานอ้อย ต้นและใบอ้อย ใยปาล์ม กะลาปาล์ม ทะลายปาล์ม กะลามะพร้าว ใยมะพร้าว เศษพืช มูลสัตว์ ก๊าซชีวภาพ กากตะกอน หรือของเสียจากโรงงานแปรรูปผลิตภัณฑ์ทางการเกษตร เป็นต้น

“เชื้อเพลิงอื่น ๆ” หมายความว่า เชื้อเพลิงอื่นใดนอกเหนือจากที่ระบุไว้ในประกาศนี้ แต่ไม่รวมถึงเชื้อเพลิงที่ได้กำหนดค่าการระบายปริมาณสารเจือปนในอากาศไว้เป็นการเฉพาะ

“ระบบปิด” หมายความว่า ระบบการเผาไหม้เชื้อเพลิงและหรือวัตถุดิบที่มีการออกแบบให้มีการควบคุมปริมาตรอากาศและสภาวะแวดล้อมในการเผาไหม้ เช่น หม้อเผาปูนซีเมนต์ หม้อน้ำ เป็นต้น

"ระบบเปิด" หมายความว่า ระบบการเผาไหม้เชื้อเพลิงและหรือวัตถุดิบที่ไม่มีการออกแบบเพื่อควบคุมปริมาตรอากาศและสภาวะแวดล้อมในการเผาไหม้ เช่น เตาเผาปูนขาว เตาหลอมโลหะแบบคิวโปล่า (Cupola) เป็นต้น

ข้อ ๓ อากาศที่ระบายออกจากโรงงาน ต้องมีค่าปริมาณของสารเจือปนแต่ละชนิดไม่เกินที่กำหนดไว้ ดังต่อไปนี้

ชนิดของสารเจือปน (หน่วยวัด)	แหล่งที่มาของสารเจือปน	ค่าปริมาณของสารเจือปนในอากาศที่	
		ไม่มีการเผาไหม้เชื้อเพลิง	มีการเผาไหม้เชื้อเพลิง
๑. ฝุ่นละออง (Total Suspended Particulate) (มิลลิกรัมต่อลูกบาศก์เมตร)	ก. แหล่งกำเนิดความร้อนที่ใช้		
	- น้ำมันหรือน้ำมันเตา	-	๒๔๐
	- ถ่านหิน	-	๓๒๐
	- เชื้อเพลิงชีวมวล	-	๓๒๐
	- เชื้อเพลิงอื่น ๆ	-	๓๒๐
	ข. การถลุง หล่อหลอม รีดดึง และ/หรือผลิต อลูมิเนียม	๓๐๐	๒๔๐
	ค. การผลิตทั่วไป	๔๐๐	๓๒๐
๒. พลวง (Antimony) (มิลลิกรัมต่อลูกบาศก์เมตร)	การผลิตทั่วไป	๒๐	๑๖
๓. สารหนู (Arsenic) (มิลลิกรัมต่อลูกบาศก์เมตร)	การผลิตทั่วไป	๒๐	๑๖
๔. ทองแดง (Copper) (มิลลิกรัมต่อลูกบาศก์เมตร)	การผลิตทั่วไป	๓๐	๒๔
๕. ตะกั่ว (Lead) (มิลลิกรัมต่อลูกบาศก์เมตร)	การผลิตทั่วไป	๓๐	๒๔
๖. ปรอท (มิลลิกรัมต่อลูกบาศก์เมตร)	การผลิตทั่วไป	๓	๒.๔
๗. คลอรีน (Chlorine) (มิลลิกรัมต่อลูกบาศก์เมตร)	การผลิตทั่วไป	๓๐	๒๔
๘. ไฮโดรเจนคลอไรด์ (Hydrogen chloride) (มิลลิกรัมต่อลูกบาศก์เมตร)	การผลิตทั่วไป	๒๐๐	๑๖๐

ชนิดของสารเจือปน (หน่วยวัด)	แหล่งที่มาของสารเจือปน	ค่าปริมาณของสารเจือปนในอากาศที่	
		ไม่มีการเผาไหม้เชื้อเพลิง	มีการเผาไหม้เชื้อเพลิง
๙. กรดกำมะถัน (Sulfuric acid) (ส่วนในล้านส่วน)	การผลิตทั่วไป	๒๕	-
๑๐. ไฮโดรเจนซัลไฟด์ (Hydrogen sulfide) (ส่วนในล้านส่วน)	การผลิตทั่วไป	๑๐๐	๘๐
๑๑. คาร์บอนมอนอกไซด์ (Carbon monoxide) (ส่วนในล้านส่วน)	การผลิตทั่วไป	๘๗๐	๖๙๐
๑๒. ซัลเฟอร์ไดออกไซด์ (Sulfur dioxide) (ส่วนในล้านส่วน)	ก. แหล่งกำเนิดความร้อนที่ใช้		
	- น้ำมันหรือน้ำมันเตา	-	๕๕๐
	- ถ่านหิน	-	๗๐๐
	- เชื้อเพลิงชีวมวล	-	๖๐
	- เชื้อเพลิงอื่น ๆ	-	๖๐
	ข. การผลิตทั่วไป	๕๐๐	-
๑๓. ออกไซด์ของไนโตรเจน (Oxides of nitrogen) (ส่วนในล้านส่วน)	แหล่งกำเนิดความร้อนที่ใช้		
	- น้ำมันหรือน้ำมันเตา	-	๒๐๐
	- ถ่านหิน	-	๔๐๐
	- เชื้อเพลิงชีวมวล	-	๒๐๐
	- เชื้อเพลิงอื่น ๆ	-	๒๐๐
๑๔. ไซลีน (Xylene) (ส่วนในล้านส่วน)	การผลิตทั่วไป	๒๐๐	-
๑๕. ครีซอล (Cresol) (ส่วนในล้านส่วน)	การผลิตทั่วไป	๕	-

ข้อ ๔ กรณีโรงงานใช้เชื้อเพลิงร่วมกันตั้งแต่ ๒ ประเภทขึ้นไป อากาศที่ระบายออกจากโรงงาน ต้องมีค่าปริมาณสารเจือปนในอากาศไม่เกินค่าที่กำหนด สำหรับเชื้อเพลิงประเภทที่มีสัดส่วนการใช้มากที่สุด

ข้อ ๕ การตรวจวัดค่าปริมาณของสารเจือปนในอากาศที่ระบายออกจากโรงงาน แต่ละชนิดให้ใช้วิธีดังต่อไปนี้

(๑) การตรวจวัดค่าปริมาณฝุ่นละออง ให้ใช้วิธี Determination of Particulate Emissions from Stationary Sources ที่องค์การพิทักษ์สิ่งแวดล้อมแห่งประเทศสหรัฐอเมริกา (United States environmental Protection Agency : U.S. EPA) กำหนดไว้ หรือใช้วิธีตามมาตรฐานอื่นที่เทียบเท่า

(๒) การตรวจวัดค่าปริมาณพลวง สารหนู ทองแดง ตะกั่ว และสารปรอท ให้ใช้วิธี Determination of Metals Emissions from Stationary Sources ที่องค์การพิทักษ์สิ่งแวดล้อมแห่งประเทศสหรัฐอเมริกา (United States Environmental Protection Agency : U.S. EPA) กำหนดไว้ หรือใช้วิธีตามมาตรฐานอื่นที่เทียบเท่า

(๓) การตรวจวัดค่าปริมาณคลอรีน และไฮโดรเจนคลอไรด์ ให้ใช้วิธี Determination of Hydrogen Halide and Halogen Emissions from Stationary Sources Non-Isokinetic หรือวิธี Determination of Hydrogen Halide and Halogen Emissions from Stationary Sources Isokinetic ที่องค์การพิทักษ์สิ่งแวดล้อมแห่งประเทศสหรัฐอเมริกา (United States Environmental Protection Agency : U.S. EPA) กำหนดไว้ หรือใช้วิธีตามมาตรฐานอื่นที่เทียบเท่า

(๔) การตรวจวัดค่าปริมาณกรดกำมะถัน ให้ใช้วิธี Determination of Sulfuric Acid Mist and Sulfur Dioxide Emissions from Stationary Sources ที่องค์การพิทักษ์สิ่งแวดล้อมแห่งประเทศสหรัฐอเมริกา (United States Environmental Protection Agency : U.S. EPA) กำหนดไว้ หรือใช้วิธีตามมาตรฐานอื่นที่เทียบเท่า

(๕) การตรวจวัดค่าปริมาณไฮโดรเจนซัลไฟด์ ให้ใช้วิธี Determination of Hydrogen Sulfuric, Carbonyl Sulfide and Carbon Disulfide Emissions from Stationary Sources ที่องค์การพิทักษ์สิ่งแวดล้อมแห่งประเทศสหรัฐอเมริกา (United States Environmental Protection Agency : U.S. EPA) กำหนดไว้ หรือใช้วิธีตามมาตรฐานอื่นที่เทียบเท่า

(๖) การตรวจวัดค่าปริมาณคาร์บอนมอนอกไซด์ ให้ใช้วิธี Determination of Carbon Monoxide Emissions from Stationary Sources ที่องค์การพิทักษ์สิ่งแวดล้อมแห่งประเทศสหรัฐอเมริกา (United States Environmental Protection Agency : U.S. EPA) กำหนดไว้หรือใช้วิธีตามมาตรฐานอื่นที่เทียบเท่า

(๗) การตรวจวัดค่าปริมาณซัลเฟอร์ไดออกไซด์ ให้ใช้วิธี Determination of Sulfur Dioxide Emissions from Stationary Sources หรือวิธี Determination of Sulfuric Acid Mist and Sulfur Dioxide Emissions from Stationary Sources ที่องค์การพิทักษ์สิ่งแวดล้อมแห่งประเทศสหรัฐอเมริกา (United States Environmental Protection Agency : U.S. EPA) กำหนดไว้ หรือใช้วิธีตามมาตรฐานอื่นที่เทียบเท่า

(๘) การตรวจวัดค่าปริมาณออกไซด์ของไนโตรเจนในรูปไนโตรเจนไดออกไซด์ ให้ใช้วิธี Determination of Nitrogen Oxide Emissions from Stationary Sources ที่องค์การพิทักษ์สิ่งแวดล้อมแห่งประเทศสหรัฐอเมริกา (United States Environmental Protection Agency : U.S. EPA) กำหนดไว้ หรือใช้วิธีตามมาตรฐานอื่นที่เทียบเท่า

(๙) การตรวจวัดค่าปริมาณไซลีน และครีซอล ให้ใช้วิธี Measurement of Gaseous Organic Compound Emissions by Gas Chromatography ที่องค์การพิทักษ์สิ่งแวดล้อมแห่งประเทศสหรัฐอเมริกา (United States Environmental Protection Agency : U.S. EPA) กำหนดไว้หรือใช้วิธีตามมาตรฐานอื่นที่เทียบเท่า

ข้อ ๖ การรายงานผลการตรวจวัดค่าปริมาณของสารเจือปนในอากาศ ให้รายงานผลดังต่อไปนี้

(๑) ในกรณีที่ไม่มีการเผาไหม้เชื้อเพลิง ให้คำนวณผลที่ความดัน ๑ บรรยากาศ หรือที่ ๗๖๐ มิลลิเมตรปรอท อุณหภูมิ ๒๕ องศาเซลเซียส ที่สภาวะแห้ง (Dry Basis) โดยมีปริมาตรออกซิเจนในอากาศเสียสภาวะจริงในขณะตรวจวัด

(๒) ในกรณีที่มีการเผาไหม้เชื้อเพลิง

(ก) ระบบปิดให้คำนวณผลที่ความดัน ๑ บรรยากาศ หรือที่ ๗๖๐ มิลลิเมตรปรอท อุณหภูมิ ๒๕ องศาเซลเซียส ที่สภาวะแห้ง (Dry Basis) โดยมีปริมาตรอากาศส่วนเกินในการเผาไหม้ (Excess Air) ร้อยละ ๕๐ หรือ มีปริมาตรออกซิเจนในอากาศเสีย ร้อยละ ๗

(ข) ระบบเปิดให้คำนวณผลที่ความดัน ๑ บรรยากาศ หรือที่ ๗๖๐ มิลลิเมตรปรอท อุณหภูมิ ๒๕ องศาเซลเซียส ที่สภาวะแห้ง (Dry Basis) โดยมีปริมาตรออกซิเจนในอากาศเสีย ณ สภาวะจริงขณะตรวจวัด

ข้อ ๗ ประกาศฉบับนี้ใช้บังคับสำหรับประเภทโรงงานใด ๆ ที่เป็นแหล่งกำเนิดสารเจือปนในอากาศที่ไม่ได้กำหนดค่าการระบายปริมาณสารเจือปนในอากาศไว้เป็นการเฉพาะ

ทั้งนี้ ให้ใช้บังคับตั้งแต่วันถัดจากวันประกาศในราชกิจจานุเบกษาเป็นต้นไป

ประกาศ ณ วันที่ ๓๑ ตุลาคม พ.ศ. ๒๕๔๙
โฆสิต ปั้นเปี่ยมรัษฎ์
รัฐมนตรีว่าการกระทรวงอุตสาหกรรม

เอกสารอ้างอิง

1. เทคโนโลยีการแปลงสภาพชีวมวล, รศ.ดร.นคร ทิพยาวงศ์, สถาบันเทคโนโลยีไทย-ญี่ปุ่น, มกราคม 2553
2. คู่มือการลงทุนโรงไฟฟ้าชีวมวลและโรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพ, โครงการจัดทำข้อมูลด้านการลงทุนในกิจการพลังงานหมุนเวียนชีวมวลและก๊าซชีวภาพ, สำนักนโยบายและยุทธศาสตร์, สำนักงานปลัดกระทรวงพลังงาน, กระทรวงพลังงาน, กันยายน 2552
3. แนวทางการบริหารความเสี่ยงการพัฒนาโครงการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานชีวมวล, มูลนิธิพลังงานเพื่อสิ่งแวดล้อม, พฤศจิกายน 2552
4. โครงการส่งเสริมเทคโนโลยีด้านพลังงานทดแทนให้เกิดศักยภาพในภาคอุตสาหกรรม, กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน,บริษัทเอเบิลคอนซัลแตนท์จำกัด บริษัทเอทีที คอนซัลแตนท์ จำกัด,ธันวาคม2551
5. รายงานฉบับสมบูรณ์โครงการศึกษาแนวทางบริหารจัดการเชื้อเพลิงชีวมวลเพื่อใช้เป็นพลังงานทดแทน (ระดับมหภาค), สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน, มูลนิธิพลังงานเพื่อสิ่งแวดล้อม, ธันวาคม 2551
6. ชีวมวล, แผนที่แสดงแหล่งชีวมวลและที่ตั้งโรงไฟฟ้าชีวมวล, มูลนิธิพลังงานเพื่อสิ่งแวดล้อม, พฤศจิกายน2549
7. Lessons Learned ปัญหาและจุดเรียนรู้ที่ได้จากโครงการผลิตพลังงานจากชีวมวลในประเทศไทย, มูลนิธิพลังงานเพื่อสิ่งแวดล้อม
8. สำนักงานคณะกรรมการส่งเสริมการลงทุน, เว็บไซต์ www.boi.go.th
9. องค์การบริหารจัดการก๊าซเรือนกระจก (องค์การมหาชน), เว็บไซต์ www.tgo.or.th
10. กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน, เว็บไซต์ www.dede.go.th
11. มูลนิธิพลังงานเพื่อสิ่งแวดล้อม, เว็บไซต์ www.efe.or.th
12. กรมโรงงานอุตสาหกรรม, เว็บไซต์ www2.diw.go.th/PIC/download/air/A11.pdf
13. วารสารอินทาเนีย ปีที่ 14 ฉบับที่ 4พ.ศ.2552
14. CogenerationPresentation from the “Energy Efficiency Guide for Industry in Asia” www.energyefficiency.asia.org
15. ศูนย์บริการวิชาการด้านพลังงานทดแทน กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน, เว็บไซต์ http://www.alternative.in.th

บันทึก

บันทึก

ผู้สนใจสามารถขอข้อมูลและรายละเอียดเพิ่มเติมได้ที่

กรมพัฒนาพลังงานทดแทน
และอนุรักษ์พลังงาน
กระทรวงพลังงาน

ศูนย์บริการวิชาการด้านพลังงานทดแทนโทรศัพท์ : 0-2223-7474

หรือ

กลุ่มชีวมวล สำนักวิจัย ค้นคว้าพลังงาน

กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน

17 ถนนพระราม 1 แขวงรองเมือง เขตปทุมวัน กรุงเทพฯ 10330

โทรศัพท์ : 0-2223-0021-9

เว็บไซต์ www.dede.go.th

จัดทำเอกสาร โดย

able

บริษัท เอเบิล คอนซัลแตนท์ จำกัด

888/29-32 ถนนนวลจันทร์ แขวงนวลจันทร์ เขตบึงกุ่ม กรุงเทพฯ 10230

โทรศัพท์ 0-2184-2728-32 โทรสาร 0-2184-2734

พิมพ์ครั้งที่ 1 : กันยายน 2554