



รายงานวิจัยฉบับสมบูรณ์(ฉบับแก้ไข)

โครงการ แนวทางการส่งเสริมมาตรฐาน
เชื้อเพลิงชีวมวลแปรรูปในภาคอุตสาหกรรม

Study of Biomass Transformation for Industrial Sector

สัญญาเลขที่ RDG5250083

โดย รศ.ดร.บุษบา พฤษภาพันธุ์รัตน์

ดร.บุญรอด สัจกุลนุกิจ

และคณะ

กรกฎาคม 2555



รายงานวิจัยฉบับสมบูรณ์ (ฉบับแก้ไข)

โครงการ แนวทางการส่งเสริมมาตรฐาน
เชื้อเพลิงชีวมวลแปรรูปในภาคอุตสาหกรรม

Study of Biomass Transformation for Industrial Sector

สัญญาเลขที่ RDG5250083

โดย รศ.ดร.บุษบา พฤษชาพันธุ์รัตน์
ดร.บุญรอด สัจจกุลนุกิจ
และคณะ

กรกฎาคม 2555

สารบัญ

บทที่ 1 บทนำ	1-1
1.1 ความเป็นมาโครงการ	1-1
1.2 วัตถุประสงค์ของโครงการ	1-3
1.3 ประโยชน์ที่จะได้รับ	1-3
1.4 ระยะเวลาการศึกษา	1-4
1.5 ขั้นตอนและวิธีดำเนินการวิจัย	1-4
 บทที่ 2 ข้อมูลเบื้องต้นเกี่ยวกับชีวมวล	 2-1
2.1 ข้อมูลเชิงเทคนิคเกี่ยวกับชีวมวล	2-1
2.1.1 แหล่งกำเนิดชีวมวล	2-1
2.1.2 องค์ประกอบของชีวมวล	2-2
2.1.3 การวัดค่าความร้อนของเชื้อเพลิงชีวมวล	2-2
2.1.4 รูปแบบการใช้ประโยชน์ชีวมวลเชิงพลังงาน	2-3
2.1.5 คุณลักษณะโดยทั่วไปของชีวมวล	2-3
2.1.6 คุณสมบัติของเชื้อเพลิงชีวมวล	2-4
 บทที่ 3 ศักยภาพการนำชีวมวลไปใช้เป็นพลังงานทดแทน	 3-1
3.1 ศักยภาพชีวมวลของประเทศไทยในปัจจุบัน	3-2
3.1.1 ข้าว	3-4
3.1.2 ข้าวโพด	3-7
3.1.3 อ้อย	3-9
3.1.4 มันสำปะหลัง	3-12
3.1.5 ปาล์มน้ำมัน	3-15
3.1.6 ยางพารา	3-17
3.2 การประเมินศักยภาพชีวมวลของประเทศไทยในอนาคต	3-24
3.3 ปัจจัยที่มีผลกระทบต่อปริมาณชีวมวล	3-29
3.3.1 ราคาชีวมวล	3-29
3.3.2 ฤดูกาลเพาะปลูก	3-33
3.3.3 สภาพภูมิอากาศ	3-33
3.3.4 ภัยธรรมชาติ	3-33
3.3.5 ความสามารถในการเก็บรวบรวมชีวมวล	3-33
3.4 ศึกษาปริมาณการใช้เชื้อเพลิงชีวมวลในภาคอุตสาหกรรม	3-35

บทที่ 4 นโยบายและมาตรการส่งเสริมชีวมวล	4-1
4.1 นโยบายด้านพลังงานของภาครัฐ	4-1
4.1.1 นโยบายพลังงานระหว่าง ปี พ.ศ. 2542-2552	4-1
4.1.2 แผนการพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก 25% ใน 10 ปี (พ.ศ. 2555 – 2564) : AEDP 2012 – 2021)	4-8
4.1.3 นโยบายพลังงานของประเทศ	4-21
4.1.4 การดำเนินการพัฒนาพลังงานทดแทน	4-23
4.1.5 ทิศทางพลังงานและยุทธศาสตร์พลังงานของไทยปี 2553	4-25
4.2 มาตรการส่งเสริมชีวมวลในประเทศไทย	4-27
4.2.1 มาตรการแก้ไขหรือปรับปรุงระเบียบให้สอดคล้องกับพลังงานหมุนเวียน	4-28
4.2.2 มาตรการสนับสนุนทางการเงิน	4-28
4.3 มาตรฐานส่งเสริมชีวมวลในต่างประเทศ	4-29
บทที่ 5 เทคโนโลยีการแปรรูปเชื้อเพลิงชีวมวล	5-1
5.1 เทคนิคการแปรรูปเชื้อเพลิงชีวมวล	5-1
5.1.1 เทคนิคการแปรรูปด้วยวิธีทางกายภาพ	5-2
5.1.2 เทคนิคการแปรรูปด้วยวิธีทางความร้อนและทางเคมี	5-3
5.1.3 เทคนิคการแปรรูปด้วยวิธีทางชีวภาพ	5-9
5.2 รายละเอียดเทคโนโลยีการแปรรูปชีวมวลที่เกี่ยวข้อง – การอัดก้อน	5-11
5.2.1 ความแตกต่างระหว่างเชื้อเพลิงชีวมวลแบบอัดแท่งและอัดก้อน	5-11
5.2.2 การแปรรูปชีวมวลแบบไม้อัดก้อน (Wood pellet)	5-12
5.2.3 การแปรรูปชีวมวลแบบ CCB (Composite fuel of Coal and Biomass ; Biobriquette)	5-14
5.2.4 การแปรรูปชีวมวลแบบ RDF (Refuse-derived Fuel)	5-16
5.2.5 เครื่องอัดก้อนชีวมวลที่มีอยู่ในปัจจุบันในประเทศไทย	5-19
5.2.6 เครื่องแปรรูปชีวมวลในประเทศจีน	5-22
5.2.7 เทคโนโลยีการใช้พลังงานชีวมวลอัดก้อนและอัดแท่งในต่างประเทศ	5-23
5.3 การเตรียมชีวมวล	5-27
5.3.1 การเตรียมเชื้อเพลิงชีวมวล	5-27
5.3.2 การจัดเก็บชีวมวล	5-27
5.3.3 การขนส่งชีวมวล	5-27
5.4 มาตรฐานชีวมวลอัดก้อนที่เกี่ยวข้อง	5-29
5.5 บทวิเคราะห์เทคโนโลยีที่เหมาะสมสำหรับโครงการ	5-28

บทที่ 6 เทคโนโลยีการเผาไหม้เชื้อเพลิงชีวมวล	6-1
6.1 ระบบการเผาไหม้เชื้อเพลิงแข็ง.....	6-2
6.1.1 ระบบการป้อนเชื้อเพลิงโดยใช้แรงงานคน.....	6-2
6.1.2 ระบบการป้อนเชื้อเพลิงแบบสโตกเกอร์ (Stoker)	6-2
6.1.3 ระบบพัลเวอร์ไรซ์ (Pulverized)	6-6
6.1.4 ระบบไซโคลน (Cyclone).....	6-7
6.1.5 ระบบฟลูอิดไดซ์เบด (Fluidized Bed)	6-8
6.1.6 ระบบการเผาไหม้แบบ Dust Combustion.....	6-10
6.2 เทคโนโลยีระบบการเผาไหม้ของเชื้อเพลิงแข็งในหม้อไอน้ำในต่างประเทศ.....	6-12
6.3 ผลกระทบขององค์ประกอบในชีวมวลที่มีต่อกระบวนการเผาไหม้.....	6-15

บทที่ 7 ตลาดของเชื้อเพลิงชีวมวลในต่างประเทศ และข้อเสนอแนะสำหรับเกณฑ์มาตรฐานเชื้อเพลิงชีวมวลอัดเม็ดในประเทศไทย	7-1
7.1 ศักยภาพของเชื้อเพลิงชีวมวลแข็งในต่างประเทศ	7-1
7.1.1 ตลาดเชื้อเพลิงชีวมวลอัดก้อนในยุโรป	7-1
7.1.2 ตลาดชีวมวลอัดแท่งของจีน	7-2
7.2 ปริมาณการใช้เชื้อเพลิงชีวมวลในต่างประเทศ	7-4
7.3 ตลาดของเชื้อเพลิงชีวมวลแข็ง.....	7-8
7.3.1 ตลาดของเชื้อเพลิงชีวมวลแข็งที่มีความแปรปรวนของคุณสมบัติน้อย	7-11
7.3.2 ตลาดสำหรับระบบขนาดเล็กของประเทศในยุโรป	7-12
7.4 มาตรฐานด้านชีวมวลแปรรูปที่เกี่ยวข้อง	7-17
7.5 ข้อเสนอแนะสำหรับเกณฑ์มาตรฐานเชื้อเพลิงชีวมวลอัดเม็ดในประเทศไทย.....	7-22
7.6 บทสรุป.....	7-24

บทที่ 8 การจัดการโซ่อุปทานของเชื้อเพลิงชีวมวล	8-1
8.1 โซ่อุปทานของเชื้อเพลิงชีวมวล.....	8-1
8.1.1 การเก็บเกี่ยว (Harvesting)	8-1
8.1.2 การจัดเก็บ (Storage)	8-1
8.1.3 การแปรรูปเบื้องต้น (Pre-treatment).....	8-1
8.1.4 การขนส่ง (Transport).....	8-2
8.1.5 การแปรรูปชีวมวล (Conversion)	8-2
8.2 ตัวแบบทางคณิตศาสตร์เกี่ยวกับการจัดการโซ่อุปทาน	8-5
8.2.1 ค่าใช้จ่ายในการเก็บรวบรวมและการแปรรูปเบื้องต้น.....	8-5
8.2.2 ค่าใช้จ่ายในการจัดเก็บ	8-7

8.2.3	ค่าใช้จ่ายในการขนส่ง	8-7
8.2.4	ค่าใช้จ่ายในการแปรรูป	8-14
8.3	กรณีศึกษารูปแบบโซ่อุปทาน.....	8-24
8.3.1	โซ่อุปทานของชีวมวลจากข้าวโพด	8-24
8.3.2	โซ่อุปทานของชีวมวลจากหญ้า Switchgrass.....	8-29
บทที่ 9	การศึกษาความเป็นไปได้ในการลงทุนแปรรูปเชื้อเพลิง	9-1
9.1	การศึกษาความเป็นไปได้ในการลงทุน	9-1
9.1.1	การศึกษาด้านการตลาด	9-2
9.1.2	การศึกษาด้านวิศวกรรม	9-2
9.1.3	การศึกษาด้านการบริหารและการจัดการองค์กร	9-2
9.1.4	การศึกษาด้านการเงิน	9-2
9.2	ข้อมูลศักยภาพของชีวมวลและคุณสมบัติของชีวมวล.....	9-3
9.3	การใช้พลังงานจากหม้อไอน้ำในประเทศไทย	9-5
9.3.1	เชื้อเพลิงที่ใช้สำหรับหม้อไอน้ำ	9-10
9.4	การพิจารณาความเป็นไปได้ในการลงทุนทางด้านการเงินและการบริหารจัดการ	9-11
9.4.1	ระดับท้องถิ่น.....	9-12
9.4.2	ระดับภูมิภาค	9-15
9.4.3	ระดับประเทศ.....	9-18
9.5	ผลกระทบทางด้านสิ่งแวดล้อม.....	9-21
9.6	ผลกระทบทางด้านเศรษฐกิจ.....	9-22
9.7	ผลกระทบทางด้านสังคม	9-22
9.8	สรุป.....	9-22

บทที่ 10	ข้อเสนอแนะในการส่งเสริมการใช้ชีวมวลอัดก้อนในภาคอุตสาหกรรม	10-1
-----------------	--	-------------

เอกสารอ้างอิง

คำชี้แจงในประเด็นของผู้ประเมิน

สารบัญภาพ

ภาพที่ 2-1 องค์ประกอบเชื้อเพลิงชีวมวล	2-2
ภาพที่ 3-1 ตัวอย่างวัสดุเหลือใช้ทางการเกษตรที่สามารถนำมาใช้เป็นเชื้อเพลิงชีวมวล	3-2
ภาพที่ 3-2 แหล่งเพาะปลูกข้าวของประเทศไทย.....	3-5
ภาพที่ 3-3 เนื้อที่เพาะปลูก และผลผลิตข้าว ระหว่างปี พ.ศ.2541-2551	3-6
ภาพที่ 3-4 แหล่งเพาะปลูกข้าวโพดของประเทศไทย.....	3-8
ภาพที่ 3-5 เนื้อที่เพาะปลูก และผลผลิตข้าวโพด ระหว่างปี พ.ศ.2541-2550	3-9
ภาพที่ 3-6 แหล่งเพาะปลูกอ้อยของประเทศไทย.....	3-11
ภาพที่ 3-7 เนื้อที่เพาะปลูก และผลผลิตอ้อย ระหว่างปี พ.ศ.2542-2551	3-12
ภาพที่ 3-8 แหล่งเพาะปลูกมันสำปะหลังของประเทศไทย.....	3-13
ภาพที่ 3-9 เนื้อที่เพาะปลูก และผลผลิตมันสำปะหลัง ระหว่างปี พ.ศ.2542-2551	3-15
ภาพที่ 3-10 แหล่งเพาะปลูกปาล์มน้ำมันของประเทศไทย.....	3-16
ภาพที่ 3-11 เนื้อที่เพาะปลูก และผลผลิตปาล์มน้ำมัน ระหว่างปี พ.ศ.2542-2551.....	3-17
ภาพที่ 3-12 แหล่งเพาะปลูกยางพาราของประเทศไทย	3-18
ภาพที่ 3-13 เนื้อที่ขออนุญาตสงเคราะห์ปลูกทดแทน ปริมาตรและผลผลิต ไม้ยางพารา ระหว่างปี พ.ศ.2545-2549.....	3-19
ภาพที่ 3-14 เปรียบเทียบค่าพลังงานที่ได้จากชีวมวลแต่ละประเภท (PJ)	3-22
ภาพที่ 3-15 แผนผังการประเมินศักยภาพชีวมวลของพืชเศรษฐกิจหลัก 6 ชนิด ด้วยค่า RPR และ SAF	3-23
ภาพที่ 3-16 การเปรียบเทียบผลการพยากรณ์ปริมาณชีวมวลทั้ง 3 กรณี ระหว่างปี พ.ศ.2553-2562.....	3-28
ภาพที่ 3-17 ราคาชีวมวลแกลบเฉลี่ยรายเดือนระหว่างปี พ.ศ.2549-2553 (มกราคม)	3-30
ภาพที่ 3-18 ราคาชีวมวลฟางข้าวเฉลี่ยรายเดือนระหว่างปี พ.ศ.2549-2550	3-30
ภาพที่ 3-19 ราคาชีวมวลปึกไม้ยางพาราเฉลี่ยรายเดือน ระหว่างปี พ.ศ.2549-2553 (มกราคม).....	3-31
ภาพที่ 3-20 ราคาชีวมวลกะลาปาล์มเฉลี่ยรายเดือนระหว่างปี พ.ศ.2549-2552.....	3-31
ภาพที่ 3-21 ราคาชีวมวลทะลายปาล์มเฉลี่ยรายเดือนระหว่างปี พ.ศ.2549-2552	3-32
ภาพที่ 3-22 ราคาชีวมวลใบและยอดอ้อยเฉลี่ยรายเดือน ระหว่างปี พ.ศ.2552-2553 (มกราคม).....	3-32
ภาพที่ 3-23 กราฟแสดงสัดส่วนปริมาณการใช้เชื้อเพลิงแต่ละประเภท (ล้านกิโลกรัมเชื้อเพลิงต่อปี).....	3-35
ภาพที่ 3-24 กราฟแสดงจำนวนหม้อไอน้ำแบ่งตามประเภทอุตสาหกรรมและเชื้อเพลิง (ตัว) ...	3-36

ภาพที่ 4-1	โครงสร้างแนวทางการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน.....	4-8
ภาพที่ 4-2	สัดส่วนการใช้พลังงานประเทศ ปี 2554	4-9
ภาพที่ 4-3	เป้าหมายการใช้งานของประเทศ ปี 2564	4-10
ภาพที่ 4-4	ราคาคาดการณ์น้ำมันดิบ Dubai ปี 2553	4-26
ภาพที่ 4-5	ผลกระทบของการสนับสนุนทางการเงินต่อตลาดระบบความร้อน จากชีวมวลอัดเม็ดในเยอรมันและฝรั่งเศส	4-30
ภาพที่ 4-6	ผลกระทบของการหยุดให้เงินสนับสนุนต่อตลาดเชื้อเพลิงก้อนในเยอรมัน	4-30
ภาพที่ 4-7	การเติบโตของตลาดเชื้อเพลิงเม็ดใน Wallonia เบลเยียม	4-31
ภาพที่ 4-8	การเติบโตของตลาดเชื้อเพลิงชีวมวล Wallonia เบลเยียม	4-32
ภาพที่ 4-9	ราคาน้ำมันตั้งแต่ช่วงทศวรรษที่ 70	4-33
ภาพที่ 4-10	ราคากำหนดภาษีสำหรับเชื้อเพลิงแต่ละชนิดของประเทศเดนมาร์ก	4-33
ภาพที่ 4-11	การจัดวางให้เป็นก้อนเพื่อใช้เป็นเชื้อเพลิงสำหรับพลังงาน ในประเทศเดนมาร์ก	4-34
ภาพที่ 5-1	เทคโนโลยีการแปรรูปเชื้อเพลิงเพื่อใช้ในงานประเภทต่างๆ	5-2
ภาพที่ 5-2	กระบวนการอัดก้อนชีวมวล (Pelletizing).....	5-3
ภาพที่ 5-3	แผนภูมิการไหลของกระบวนการเตรียมชีวมวล.....	5-4
ภาพที่ 5-4	โครงสร้างระบบ BIGCC	5-6
ภาพที่ 5-5	โครงสร้าง BIGCC แบบความดันสูง.....	5-6
ภาพที่ 5-6	โครงสร้าง BIGCC แบบความดันต่ำ	5-7
ภาพที่ 5-7	การเปลี่ยนแปลงองค์ประกอบในระหว่างไพโรไลซิส	5-8
ภาพที่ 5-8	เทคโนโลยีการแปรรูปชีวมวล	5-9
ภาพที่ 5-9	ประเภทของเชื้อเพลิงอัดแท่ง	5-11
ภาพที่ 5-10	ตัวอย่างเกลบอัดแท่ง	5-12
ภาพที่ 5-11	ตัวอย่างชีวมวลอัดเม็ด	5-12
ภาพที่ 5-12	เครื่องอัดเม็ดไม้ (ภาพซ้าย) และเครื่องอัดแท่งไม้และเกลบ (ภาพขวา)	5-13
ภาพที่ 5-13	เครื่องอัดเม็ดสำหรับ CCB	5-14
ภาพที่ 5-14	กระบวนการอัดแท่ง	5-15
ภาพที่ 5-15	ผลของปริมาณชีวมวลและผลของแรงดันในการอัด	5-15
ภาพที่ 5-16	RDF	5-16
ภาพที่ 5-17	กระบวนการผลิต RDF	5-17
ภาพที่ 5-18	เครื่องอัดเม็ดชีวมวลตัวอย่างที่ 1	5-20
ภาพที่ 5-19	เครื่องอัดเม็ดชีวมวลตัวอย่างที่ 2	5-20
ภาพที่ 5-20	เชื้อเพลิงชีวมวลแบบเม็ดแข็ง	5-21

ภาพที่ 5-21 เครื่องอัดเม็ดเชื้อเพลิงชีวมวลแบบแท่ง (briquette)	5-21
ภาพที่ 5-22 (a) Swedish pellet boiler Effecta-Pannan ;	
(b) and (c) Austrian pellet boiler koFen.....	5-24
ภาพที่ 5-23 Pellet heating stove with and integrated pellet stoves	5-25
ภาพที่ 5-24 Types of pellet burners by their feed principle: (a) bottom fed burner;	
(b) horizontally fed burner; (c) top fed burner	5-26
ภาพที่ 6-1 ระบบการเผาไหม้ของเชื้อเพลิงแข็งในหม้อไอน้ำ	6-2
ภาพที่ 6-2 ตัวอย่างระบบสโตเกอร์ที่มีการป้อนเชื้อเพลิงทางด้านบน(Overfeed Stoker)	6-3
ภาพที่ 6-3 ระบบสโตเกอร์แบบตะกรับเอียง	6-3
ภาพที่ 6-4 ระบบสโตเกอร์แบบตะกรับเคลื่อนที่	6-4
ภาพที่ 6-5 ห้องเผาไหม้แบบ Spreader stoker	6-4
ภาพที่ 6-6 ห้องเผาไหม้แบบชั้นบันได	6-5
ภาพที่ 6-7 ห้องเผาไหม้แบบตะกรับสั้น.....	6-5
ภาพที่ 6-8 ตัวอย่างระบบสโตเกอร์ที่มีการป้อนเชื้อเพลิงทางด้านล่าง (Underfeed Stoker)	6-6
ภาพที่ 6-9 การเผาไหม้เชื้อเพลิงของระบบพัลเวอร์ไรซ์ (Pulverized).....	6-8
ภาพที่ 6-11 การเกิดสภาวะฟลูอิดไดซ์ ระดับต่างๆ เปรียบเทียบกับเบดนิ่ง	6-8
ภาพที่ 6-12 การเผาไหม้ฟลูอิดไดซ์เบดแบบเดือด (Bubbling Fluidized Bed)	6-9
ภาพที่ 6-13 การเผาไหม้ฟลูอิดไดซ์เบดแบบหมุนเวียน (Circulating Fluidized Bed)	6-10
ภาพที่ 6-14 การเผาไหม้แบบ Dust combustion	6-11
ภาพที่ 7-1 แหล่งพลังงานชีวมวลของประเศยุโรป 20 ประเทศ (EUBINETII).....	7-6
ภาพที่ 7-2 แหล่งพลังงานชีวมวลของประเศยุโรป 20 ประเทศ	7-7
ภาพที่ 7-3 การไหลของชีวมวลภายในและระหว่างประเทศ.....	7-8
ภาพที่ 7-4 โครงสร้างการจัดประเภทของเชื้อเพลิงมาตรฐานและความสัมพันธ์กับการค้า.....	7-19
ภาพที่ 7-5 ตลาดของชีวมวลแข็ง	7-10
ภาพที่ 7-6 การพัฒนาของตลาดชีวมวลอัดเม็ดและอัดแท่งในยุโรป	7-12
ภาพที่ 7-7 จำนวนผู้ติดตั้งหม้อไอน้ำและเตาเผาโดยใช้เชื้อเพลิงชีวมวลอัดเม็ดใน 3 ประเทศ..	7-13
ภาพที่ 7-8 ปริมาณการติดตั้งระบบความร้อนที่ใช้เชื้อเพลิงชีวมวลอัดเม็ดใน 3 ประเทศ	7-13
ภาพที่ 7-9 ตำแหน่งและกำลังการผลิตของโรงงานผลิตชีวมวลอัดเม็ดในพื้นที่	
ที่ทำการศึกษ (ด้านซ้าย) และ กำลังการผลิตโดยรวมตามพื้นที่, ต้นปี (ด้านขวา)	7-14
ภาพที่ 7-10 การแจกแจงของผู้ผลิตตามปริมาณกำลังการผลิตในสวีเดนและฟินแลนด์.....	7-14
ภาพที่ 7-11 การผลิตเชื้อเพลิงแข็งแบบอัดเม็ดในสวีเดนและฟินแลนด์	
(a) อัตราการส่งออก (b) อัตราการนำเข้า	7-15

ภาพที่ 7-12 การปริมาณการใช้เชื้อเพลิงแข็งแบบอัดเม็ดในหนึ่งปี (tons) ในขนาดเล็ก/ครัวเรือน ขนาดกลาง และขนาดใหญ่ในโรงงานผลิตไฟฟ้า (a) ปริมาณการใช้ในฟินแลนด์ (b) ปริมาณการใช้ในสวีเดน	7-16
ภาพที่ 8-1 โครงสร้างพื้นฐานโซ่อุปทานของเชื้อเพลิงชีวมวล	8-4
ภาพที่ 8-2 รูปแบบทั่วไปของโซ่อุปทานของเชื้อเพลิงชีวมวลที่มีการแปรรูป	8-5
ภาพที่ 8-3 รูปแบบโซ่อุปทานของเชื้อเพลิงชีวมวลที่ไม่มีการแปรรูป	8-5
ภาพที่ 8-4 การวิเคราะห์ต้นทุนค่าใช้จ่ายในการเก็บรวบรวม	8-6
ภาพที่ 8-5 ต้นทุนค่าขนส่งฟางที่เป็นฟังก์ชันของขนาดโรงงานผลิตชีวมวลอัดเม็ด	8-14
ภาพที่ 8-6 การเปลี่ยนแปลงของเงินลงทุนเริ่มต้นต่อหน่วยสำหรับโรงงานผลิตชีวมวลอัดเม็ด ที่ระดับกำลังการผลิตต่างๆ	8-17
ภาพที่ 8-7 ต้นทุนการผลิตชีวมวลอัดเม็ดและองค์ประกอบ	8-23
ภาพที่ 8-8 การเก็บรวบรวมต้นข้าวโพด	8-24
ภาพที่ 8-9 การเคลื่อนย้ายชีวมวลข้าวโพดอัดก้อน	8-26
ภาพที่ 8-10 การห่อชีวมวลข้าวโพดอัดก้อนด้วยแผ่นพลาสติกเพื่อป้องกันความชื้น	8-27
ภาพที่ 8-11 การขนย้ายก้อนชีวมวลไปยังแหล่งผลิตพลังงาน	8-27
ภาพที่ 8-12 ค่าใช้จ่ายในการขนส่งก้อนชีวมวลจากข้าวโพด	8-28
ภาพที่ 8-13 การจัดวางก้อนชีวมวล	8-29
ภาพที่ 8-14 โซ่อุปทานของชีวมวลจากหญ้า switchgrass ในประเทศอาร์เจนตินา	8-29
ภาพที่ 8-15 การเก็บเกี่ยวและขนส่งชีวมวลจากหญ้า switchgrass ไปยังแหล่งผลิตพลังงาน	8-30
ภาพที่ 9-1 สัดส่วนความสนใจการใช้ชีวมวลเป็นเชื้อเพลิง	9-6
ภาพที่ 9-2 สัดส่วนของชีวมวลที่มีในอุตสาหกรรมต่างๆ	9-7
ภาพที่ 9-3 สัดส่วนอุตสาหกรรมที่ใช้ชีวมวลเป็นเชื้อเพลิง	9-8
ภาพที่ 9-4 ปริมาณการใช้เชื้อเพลิงของหม้อไอน้ำในอุตสาหกรรมต่างๆ	9-9

สารบัญตาราง

ตารางที่ 2-1 คุณสมบัติทางเคมีของชีวมวลตัวอย่าง	2-5
ตารางที่ 2-2 คุณสมบัติของชีวมวลแต่ละชนิดที่ใช้กันอยู่ในปัจจุบัน	2-6
ตารางที่ 3-1 การประเมินศักยภาพภาพชีวมวลในประเทศไทย ปี 2550-2551	3-3
ตารางที่ 3-2 เนื้อที่เพาะปลูก ปริมาณผลผลิตและราคาผลผลิตข้าว ระหว่างปี 2541-2551	3-4
ตารางที่ 3-3 เนื้อที่เพาะปลูก ปริมาณผลผลิตและราคาผลผลิตข้าวโพด ระหว่างปี พ.ศ.2541-2550	3-7
ตารางที่ 3-4 เนื้อที่เพาะปลูก ปริมาณผลผลิตและราคาผลผลิตอ้อย ระหว่างปี 2542-2551	3-10
ตารางที่ 3-5 เนื้อที่เพาะปลูก ปริมาณผลผลิตและราคาผลผลิตมันสำปะหลัง ระหว่างปี พ.ศ.2542-2551	3-14
ตารางที่ 3-6 เนื้อที่เพาะปลูก ปริมาณผลผลิตและราคาผลผลิตปาล์มน้ำมัน ระหว่างปี 2541-2551	3-17
ตารางที่ 3-7 เนื้อเขตพื้นที่สงเคราะห์ปลูกทดแทน ปริมาตรและผลผลิตไม้ยางพารา ระหว่างปี 2545-2549	3-19
ตารางที่ 3-8 สรุปภาพรวมศักยภาพชีวมวลจากพืชทั้ง 6 ชนิดในประเทศไทย ระหว่างปี 2541-2551	3-21
ตารางที่ 3-9 การพยากรณ์ปริมาณชีวมวลจากพืชทั้ง 6 ชนิด ระหว่างปี 2553-2562 ตามกรณีที่ 1	3-25
ตารางที่ 3-10 การพยากรณ์ปริมาณชีวมวลจากพืชทั้ง 6 ชนิด ระหว่างปี 2553-2562 ตามกรณีที่ 2	3-26
ตารางที่ 3-11 การพยากรณ์ปริมาณชีวมวลจากพืชทั้ง 6 ชนิด ระหว่างปี 2553-2562 ตามกรณีที่ 3	3-27
ตารางที่ 3-12 ช่วงของปริมาณชีวมวลจากพืชทั้ง 6 ชนิด ระหว่างปี 2553-2562	3-28
ตารางที่ 3-13 ร้อยละของการเกิดชีวมวลจากพืช 6 ชนิด จำแนกรายเดือน	3-34
ตารางที่ 3-14 ช่วงเวลาการเกิดขึ้นของชีวมวลแต่ละประเภท	3-34
ตารางที่ 4-1 ลำดับประเทศและที่มีการกำหนดนโยบายทางพลังงาน	4-2
ตารางที่ 4-2 การอันดับประเทศที่มีการผลิตพลังงานทดแทนน้ำมัน	4-2
ตารางที่ 4-3 นโยบายพลังงานระหว่างปีพ.ศ 2542-2552	4-3
ตารางที่ 4-4 ส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าจาก vspp	4-6
ตารางที่ 4-5 ข้อเสนอส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าแยกตามประเภทเทคโนโลยี	4-6
ตารางที่ 4-6 ตารางค่าเป้าหมายปริมาณการใช้พลังงานทดแทนตาม AEDP	4-19

ตารางที่ 4-7 เป้าหมายการผลิตติดตั้งไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนเพื่อการขับเคลื่อนและติดตาม	4-21
ตารางที่ 4-8 ตารางเปรียบเทียบผลที่คาดว่าจะได้รับการดำเนินการแผนพัฒนาพลังงานทดแทน 15 ปี กับแผน AEDP 25% 10 ปี	4-21
ตารางที่ 4-9 กำลังการผลิตและเป้าหมายพลังงานทดแทน	4-25
ตารางที่ 5-1 ประเภทการเผาไหม้และคุณลักษณะของชีวมวล	5-3
ตารางที่ 5-2 การแบ่งประเภทวิธีแก๊สซิฟิเคชัน	5-5
ตารางที่ 5-3 คุณลักษณะของไม้อัดเม็ด	5-13
ตารางที่ 5-4 คุณลักษณะของเชื้อเพลิงขยะแต่ละประเภทและระบบการเผาไหม้ที่ใช้	5-16
ตารางที่ 5-5 องค์ประกอบของขยะ และ RDF	5-17
ตารางที่ 5-6 คุณสมบัติของหม้อไอน้ำแบบ pellet ของสวีเดนและออสเตรีย	5-25
ตารางที่ 5-7 ลักษณะของเชื้อเพลิงที่ได้จากการใช้เทคโนโลยีการแปรสภาพชีวมวล	5-28
ตารางที่ 5-8 ข้อมูลที่ใช้ในการพิจารณาการเลือกใช้เทคโนโลยีการแปรสภาพชีวมวลแต่ละประเภท	5-28
ตารางที่ 6-1 เทคโนโลยีระบบการเผาไหม้ของเชื้อเพลิงแข็งของต่างประเทศ	6-12
ตารางที่ 6-2 การเปรียบเทียบระบบการเผาไหม้แต่ละประเภท (กลุ่มประเทศ อเมริกา, อังกฤษ, ตุรกี และออสเตรีย)	6-13
ตารางที่ 6-3 การเปรียบเทียบระบบการเผาไหม้แต่ละประเภท (ประเทศโปรตุเกส)	6-14
ตารางที่ 6-4 การเปรียบเทียบระบบการเผาไหม้แต่ละประเภท (ประเทศสวีเดนและออสเตรีย)	6-14
ตารางที่ 7-1 ข้อมูลทางเทคนิคของศักยภาพชีวมวลใน EU-15	7-2
ตารางที่ 7-2 ผลผลิตของพืชผลทางการเกษตรของจีนจากปี ค.ศ. 1995-2006 (หน่วย : 10 ⁶ ตัน)	7-3
ตารางที่ 7-3 ค่าความชื้นและปริมาณเถ้าของพืชผลทางการเกษตรในประเทศจีน	7-3
ตารางที่ 7-4 สัดส่วนของแหล่งพลังงานต่างในแหล่งพลังงานหลักต่างๆ ทั่วโลกในปี ค.ศ. 2005	7-5
ตารางที่ 7-5 การใช้พลังงานชีวมวลใน EU-15 ในปี 1997 และ 2002	7-5
ตารางที่ 7-6 ปริมาณการใช้พลังงานใน EU-15 ในปี 2002	7-6
ตารางที่ 7-7 ค่าประมาณการของการผลิตเชื้อเพลิงแข็งแบบอัดเม็ดทั่วโลก ในปี ค.ศ. 2006	7-7
ตารางที่ 7-8 ปริมาณการผลิตและการค้าระดับนานาชาติของชีวมวลประเทศต่างๆตั้งแต่ปี ค.ศ. 2004-2006	7-10
ตารางที่ 7-9 การวิเคราะห์ SWOT ของประเทศสวีเดนในการใช้งานเชื้อเพลิงชีวมวลแข็งแบบอัดเม็ด	7-17

ตารางที่ 8-1 ลำดับขั้นตอนและปัจจัยที่เกี่ยวข้องกับโซ่อุปทานของเชื้อเพลิงชีวมวล	8-2
ตารางที่ 8-2 พารามิเตอร์ที่เกี่ยวข้องในการคำนวณระบบโลจิสติกส์ของ BLS1	8-11
ตารางที่ 8-3 ค่า S.G และค่า M.C. ของชีวมวลแต่ละชนิด	8-13
ตารางที่ 8-4 ตัวอย่างผลการคำนวณค่าใช้จ่ายในการขนส่งชีวมวล	8-13
ตารางที่ 8-5 ข้อมูลนำเข้าและสมมุติฐานของตัวแบบในการวิเคราะห์ความคุ้มค่าทางเทคโนโลยี	8-15
ตารางที่ 8-6 เงินลงทุนเริ่มต้นสำหรับอุปกรณ์และค่าแรงสำหรับโรงงานผลิตชีวมวลอัดเม็ด (ที่ระดับ 6 ตันต่อชั่วโมง)	8-16
ตารางที่ 8-7 ต้นทุนในการดำเนินการของโรงงานแปรรูปขนาดเล็กที่มีความสามารถในการผลิตเชื้อเพลิงชีวมวลแข็งอัดเม็ด 6,000 ตันต่อปี	8-18
ตารางที่ 8-8 ทรัพยากรหลักที่ใช้ในการผลิตเชื้อเพลิงชีวมวลอัดเม็ดต่อปี	8-19
ตารางที่ 8-9 เงินลงทุนทั้งหมดสำหรับโรงงานผลิตชีวมวลอัดเม็ดต่อปี	8-20
ตารางที่ 8-10 ต้นทุนในการดำเนินการทั้งหมด (ยูโร/ปี) และค่าต้นทุนในการดำเนินการจำเพาะสำหรับการผลิตชีวมวลอัดเม็ดต่อปี	8-20
ตารางที่ 8-11 โครงสร้างเงื่อนไขสำหรับการคำนวณของต้นทุนการผลิตชีวมวลอัดเม็ด	8-21
ตารางที่ 8-12 การคำนวณต้นทุนการผลิตชีวมวลอัดเม็ด	8-22
ตารางที่ 8-13 อุปกรณ์ คุณสมบัติที่สำคัญ และการประเมินค่าใช้จ่ายในกระบวนการเก็บรวบรวมชีวมวลจากข้าวโพด	8-25
ตารางที่ 8-14 อุปกรณ์ คุณสมบัติที่สำคัญ และการประเมินค่าใช้จ่ายในกระบวนการจัดเก็บชีวมวลจากข้าวโพด	8-26
ตารางที่ 8-15 อุปกรณ์ คุณสมบัติที่สำคัญ และการประเมินค่าใช้จ่ายในการขนย้ายชีวมวลจากข้าวโพด	8-28
ตารางที่ 9-1 สรุปภาพรวมศักยภาพชีวมวลจากฟางข้าวและอ้อยในภาคกลาง	9-3
ตารางที่ 9-2 สรุปภาพรวมศักยภาพชีวมวลจากพืชข้าวและอ้อยของจังหวัดนครสวรรค์	9-4
ตารางที่ 9-3 คุณสมบัติของฟางประเภทต่างๆ	9-4
ตารางที่ 9-4 ค่าความหนาแน่นของชีวมวลในรูปแบบต่างๆ	9-5
ตารางที่ 9-5 คุณสมบัติของฟางอัดเม็ดและเปลือกไม้อัดแท่ง	9-5
ตารางที่ 9-6 ราคาชีวมวลอัดเม็ดต่อตัน	9-14
ตารางที่ 9-7 ค่าขนส่งชีวมวลอัดเม็ด	9-14
ตารางที่ 9-8 ค่าใช้จ่ายอุปกรณ์ และแรงงาน	9-19

บทที่ 1 บทนำ

1.1 ความเป็นมาของโครงการ

เนื่องจากประเทศไทยมีดินที่มีความอุดมสมบูรณ์ มีแหล่งน้ำเพียงพอและมีสภาพภูมิอากาศที่เหมาะสมในการทำเกษตรกรรมได้หลากหลายชนิด และสามารถทำการเพาะปลูกพืชชนิดต่างๆ ได้ตลอดทั้งปี ส่งผลให้ประเทศไทย มีชื่อเสียงทางด้านเกษตรกรรม เป็นผู้ผลิตสินค้าทางการเกษตรรายใหญ่ของโลก โดยพืชที่มีความสำคัญ มีบทบาทอย่างมากต่อเศรษฐกิจโดยรวมของประเทศ อาทิเช่น ข้าว ข้าวโพด อ้อย ปาล์ม มันสำปะหลัง ยางพารา ฯลฯ สามารถสร้างงานให้กับประชาชนในประเทศ และสามารถสร้างรายได้เข้าประเทศได้เป็นจำนวนมาก ในแต่ละปีมีการเพาะปลูกพืชเศรษฐกิจชนิดต่างๆ รวมทั้งการแปรรูปผลผลิตทางการเกษตร เพื่อการบริโภคภายในประเทศ และการส่งออกเป็นจำนวนมาก โดยในแต่ละปีก็มีเศษวัสดุเหลือใช้ทั้งจากการเกษตรและการแปรรูปผลผลิตทางการเกษตรอยู่เป็นปริมาณสูงมาก ซึ่งสามารถนำกลับมาใช้ประโยชน์ได้ในหลายรูปแบบ ในปัจจุบันได้มีการนำไปใช้เป็นปุ๋ย อาหารสัตว์ วัตถุดิบสำหรับเฟอร์นิเจอร์ เชื้อเพลิงในครัวเรือน เชื้อเพลิงในภาคอุตสาหกรรม

ถึงแม้ว่าเศษวัสดุเหลือใช้จากการเกษตร จะสามารถนำมาใช้ประโยชน์ได้มากมาย แต่ก็พบว่าในแต่ละปียังมีเศษวัสดุเหลือใช้ดังกล่าวที่ถูกทิ้งไว้โดยไม่มีการนำมาใช้เป็นจำนวนมาก ซึ่งในหลายๆ ประเทศได้มีการนำเทคโนโลยีต่างๆ มาใช้ในการนำเศษวัสดุเหลือใช้จากการเกษตรมาผลิตเป็นเชื้อเพลิงชีวมวล เพื่อทดแทนเชื้อเพลิงจากฟอสซิล และเมื่อพิจารณาการใช้พลังงานของประเทศ พบว่ามีการนำเข้าเชื้อเพลิงฟอสซิล ทั้งในรูปน้ำมันดิบ ถ่านหิน และก๊าซธรรมชาติ มาใช้ภายในประเทศเป็นสัดส่วนที่สูงมาก เมื่อเปรียบเทียบกับมูลค่าการนำเข้าสินค้าทั้งหมดของประเทศ ดังนั้นการหาแนวทางส่งเสริมการนำเศษวัสดุเหลือใช้จากการเกษตรมาใช้ประโยชน์เป็นเชื้อเพลิงชีวมวลจึงมีความสอดคล้องกับสถานการณ์ของประเทศไทยเป็นอย่างมาก

ภาครัฐมีนโยบายการส่งเสริมการใช้พลังงานหมุนเวียน ภายใต้การดำเนินงานโดยกระทรวงพลังงาน มีการกำหนดให้เชื้อเพลิงชีวมวลเป็นหนึ่งในพลังงานหมุนเวียน ที่ได้รับการสนับสนุนและส่งเสริม จนทำให้เกิดมีการนำเชื้อเพลิงชีวมวลมาใช้มากกว่า 30 ปี ที่ผ่านมามาภาครัฐได้เข้าไปส่งเสริม โดยให้การสนับสนุนทางการเงินในการปลูกป่า เพื่อนำไม้มาทำเชื้อเพลิงชีวมวลแต่ปัญหาที่พบ คือ มีการแก่งแย่งพื้นที่ระหว่างการปลูกป่าสำหรับนำมาใช้เป็นชีวมวลกับการเพาะปลูกสำหรับผลิตอาหาร ทำให้หลายฝ่ายมีแนวคิดในการแก้ไขปัญหาที่เกิดขึ้น โดยการนำเศษวัสดุเหลือใช้จากการเกษตร และการแปรรูปผลผลิตทางการเกษตรมาใช้เป็นเชื้อเพลิงชีวมวล แทนการปลูกเพื่อนำมาใช้ประโยชน์เป็นพลังงานเพียงอย่างเดียว จากเหตุผลที่ได้กล่าวมาข้างต้นทำให้ภาครัฐหันมาส่งเสริมการนำเศษวัสดุเหลือใช้ที่ยังมีอยู่เป็นจำนวนมากมาใช้ทั้งการนำมาใช้โดยตรง และการนำมาแปรรูปก่อนใช้งาน

ในปี พ.ศ. 2551 ภาครัฐมีนโยบายส่งเสริมการใช้พลังงานทดแทนให้มากขึ้น โดยกำหนดเป้าหมายในแผนพัฒนาพลังงานทดแทน 15 ปี (พ.ศ.2551 - พ.ศ.2565) ในการเพิ่มสัดส่วนการใช้พลังงานทดแทนให้เป็นร้อยละ 20 โดยกำหนดให้มีปริมาณการใช้เชื้อเพลิงจากชีวมวลในการผลิตพลังงานความร้อน จำนวน 6,760 ktoe ของการใช้พลังงานขั้นสุดท้ายของประเทศภายในปี พ.ศ. 2565

ผลจากนโยบายของภาครัฐในการส่งเสริมการใช้เชื้อเพลิงชีวมวล ประกอบกับต้นทุนพลังงานจากเชื้อเพลิงฟอสซิลที่สูงขึ้น ทำให้มีความต้องการใช้เชื้อเพลิงชีวมวลเพื่อมาผลิตพลังงานมากขึ้น ส่งผลให้เกิดการแย่งชิงวัสดุเหลือใช้จากการเกษตร เพราะเศษวัสดุเหลือใช้ในประเทศที่สามารถนำมาใช้เป็นเชื้อเพลิงได้โดยตรงมีจำกัด และส่วนใหญ่จะอยู่ในกลุ่มเกษตรกรผู้ผลิตรายใหญ่

นอกจากนี้สินค้าเกษตรส่วนใหญ่ยังมีความผันผวนทั้งในด้านราคาและปริมาณที่ผลิตได้ในแต่ละปี โดยปัจจัยที่ส่งผลให้เกิดความผันผวนมีหลายสาเหตุ อาทิเช่น การเพาะปลูกของพืชแต่ละชนิดมีช่วงเวลาเป็นฤดูกาล การเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ นโยบายการช่วยเหลือผลผลิตทางการเกษตรของภาครัฐ อุปสงค์และอุปทานภายในและภายนอกประเทศ การเปลี่ยนแปลงพื้นที่เพาะปลูก ภัยธรรมชาติต่างๆ เป็นต้น ปัจจัยต่างๆ เหล่านี้ทำให้ปริมาณสินค้าเกษตรที่จะนำมาใช้เป็นเชื้อเพลิงชีวมวลมีการเปลี่ยนแปลงได้ตลอดเวลา และที่สำคัญยังไม่มีนโยบายหรือแผนงานจากภาครัฐในการกำหนดทิศทางและบริหารจัดการปริมาณสินค้าเกษตรแต่ละชนิดในแต่ละช่วงที่เหมาะสม ทำให้ปริมาณผลผลิตที่ออกมาไม่สัมพันธ์กับภาวะตลาดทั้งภายในและภายนอกประเทศ เกิดสภาพผลผลิตล้นตลาด หรือผลผลิตขาดตลาดอยู่เป็นช่วงๆ มีความเสี่ยงที่จะประสบปัญหาในการนำเชื้อเพลิงชีวมวลมาใช้ทั้งด้านปริมาณและด้านคุณภาพ อาทิเช่น ค่าความร้อน ความชื้น ขนาด ซึ่งไม่มีการกำหนดเป็นมาตรฐานอย่างชัดเจน รวมทั้งไม่มีแนวทางการกำหนดราคาซื้อขายเชื้อเพลิงชีวมวลแต่ละชนิดอย่างเป็นระบบ ทำให้ผู้ใช้งานในภาคอุตสาหกรรมส่วนใหญ่ยังใช้เชื้อเพลิงประเภทอื่นๆอยู่

ดังนั้นถ้ามีการนำเทคโนโลยีการแปรรูปชีวมวลมาใช้ปรับสภาพของชีวมวลที่มีอยู่ในปัจจุบันให้เหมาะสมกับการใช้งานมากขึ้น และมีกลไกที่สามารถจัดการให้มีปริมาณเชื้อเพลิงชีวมวลให้เพียงพอและครอบคลุมพื้นที่ต่างๆอย่างทั่วถึงได้ จะช่วยลดข้อจำกัดการใช้งานของเชื้อเพลิงชีวมวล ไม่ว่าจะเป็นด้านต้นทุนการขนส่ง ปริมาณที่มีในแต่ละฤดูกาล หรือคุณสมบัติต่างๆได้ ทำให้เพิ่มปริมาณการใช้พลังงานจากชีวมวลในภาคอุตสาหกรรมได้มากขึ้นตามไปด้วย

ในการส่งเสริมการใช้เชื้อเพลิงชีวมวลสำหรับอุตสาหกรรม ภาครัฐควรสร้างความมั่นใจให้กับผู้ใช้งานในกลุ่มนี้ว่า จะสามารถจัดหาเชื้อเพลิงชีวมวลได้อย่างต่อเนื่องในราคาที่เหมาะสม และมีคุณสมบัติต่างๆอยู่ในเกณฑ์มาตรฐาน สามารถนำไปใช้งานได้มีประสิทธิภาพ ดังนั้นการศึกษาเพื่อเลือกรูปแบบการแปรรูปชีวมวลที่เหมาะสมและการกำหนดมาตรฐานเชื้อเพลิงชีวมวลทั้งด้านคุณภาพและราคา รวมทั้งการกำหนดกลไกตลาดต่างๆ เพื่อให้เชื้อเพลิงชีวมวลมีเสถียรภาพทั้งในด้านปริมาณ ราคาและคุณภาพ จะเป็นปัจจัยเกื้อหนุนให้ภาคอุตสาหกรรมมีความมั่นใจในการใช้เชื้อเพลิงชีวมวลเป็นแหล่งพลังงานความร้อนในการผลิตมากขึ้น สร้างความต้องการใช้ชีวมวลให้

มากขึ้น ช่วยเพิ่มมูลค่าของผลผลิตสินค้าเกษตร และในระยะยาวเป็นการลดการพึ่งพาเชื้อเพลิงจากต่างประเทศได้

1.2 วัตถุประสงค์ของโครงการ

- 1) เพื่อประเมินศักยภาพและปัจจัยเสี่ยง (ราคา ชนิด ปริมาณและคุณภาพ) ในการใช้เชื้อเพลิงชีวมวลเพื่อเป็นพลังงานความร้อนในภาคอุตสาหกรรม
- 2) เพื่อศึกษาความเป็นไปได้ในการแปรรูปเชื้อเพลิงชีวมวลเพื่อใช้ในภาคอุตสาหกรรม (ในด้านตลาดของเชื้อเพลิงชีวมวล รูปแบบเทคโนโลยีการแปรรูปเชื้อเพลิงชีวมวล รูปแบบทางเลือกธุรกิจ การบริหารจัดการ ความคุ้มค่าในการลงทุน และผลกระทบต่อสังคมและสิ่งแวดล้อม)
- 3) เพื่อหาแนวทางการกำหนดมาตรฐานของเชื้อเพลิงชีวมวลในด้านคุณภาพและราคา เพื่อส่งเสริมให้มีการใช้เชื้อเพลิงชีวมวลอย่างแพร่หลายในภาคอุตสาหกรรม
- 4) เพื่อสร้างแบบจำลอง (Model) กลไกการตลาดของเชื้อเพลิงชีวมวลแปรรูป ที่สามารถตอบสนองการซื้อขายและโลจิสติกส์ของเชื้อเพลิงชีวมวลแปรรูปอย่างเป็นระบบ มีประสิทธิภาพ สามารถช่วยลดปัญหาความผันผวนของราคาสินค้าเกษตรได้อย่างยั่งยืน และมีความสอดคล้องกับภาวะตลาด

1.3 ประโยชน์ที่จะได้รับ

- 1) โครงสร้างและรูปแบบการลงทุนทางด้านการแปรรูปเชื้อเพลิงที่มีความคุ้มค่า สอดคล้องกับการใช้งานในภาคอุตสาหกรรม และคำนึงถึงผลกระทบทางด้านสังคมและสิ่งแวดล้อม
- 2) มาตรฐานทางด้านคุณภาพและราคาของเชื้อเพลิงชีวมวลแปรรูปที่เหมาะสมกับแหล่งชีวมวลที่มีศักยภาพและการใช้งานในภาคอุตสาหกรรม
- 3) แบบจำลอง (Model) กลไกตลาด ที่มีกระบวนการบริหารจัดการระบบโลจิสติกส์ที่สามารถรองรับการซื้อขายสินค้าชีวมวลแปรรูปได้อย่างมีประสิทธิภาพ
- 4) ข้อเสนอแนะเชิงนโยบายและเชิงยุทธศาสตร์ในการส่งเสริมการใช้เชื้อเพลิงชีวมวลในภาคอุตสาหกรรม

1.4 ระยะเวลาการศึกษา

ระยะเวลาการศึกษาในโครงการเริ่มตั้งแต่วันที่ 1 กันยายน 2552 และสิ้นสุดในวันที่ 28 กุมภาพันธ์ 2554

1.5 ขั้นตอนและวิธีการดำเนินการวิจัย

บททวนการวิจัยเกี่ยวกับการประเมินศักยภาพในการนำเชื้อเพลิงชีวมวลมาใช้ในประเทศและประเมินปัจจัยเสี่ยงด้านการจัดหา รวมทั้งเทคโนโลยีการแปรรูปเชื้อเพลิงชีวมวลและการส่งเสริมกลไกการตลาดของเชื้อเพลิงชีวมวลในประเทศ โดยนำข้อมูลที่ได้ มาพัฒนาแบบจำลองเพื่อหาแนวทางที่เหมาะสมในการบริหารการใช้เชื้อเพลิงชีวมวลอย่างเป็นระบบ เพื่อให้เกิดการใช้ประโยชน์จากเชื้อเพลิงชีวมวลมากขึ้น โดยในการวิจัยนี้จะทำการแบ่งขอบเขตออกเป็น 3 ส่วนหลักๆ ดังนี้

ส่วนที่ 1 การประเมินศักยภาพและปัจจัยเสี่ยงในการนำเชื้อเพลิงชีวมวลมาใช้เป็นพลังงานความร้อนในภาคอุตสาหกรรม โดยมีขั้นตอนย่อยดังนี้

- ทบทวนข้อมูลศักยภาพของแหล่งพลังงานชีวมวลและปริมาณเชื้อเพลิงชีวมวลที่นำมาใช้ในประเทศ
- ทบทวนนโยบายในการส่งเสริมการปลูกพืชเพื่อเป็นอาหารและพลังงานทดแทน รวมถึงเทคโนโลยีการเพิ่มผลผลิตของพืชที่สามารถนำมาเป็นเชื้อเพลิงชีวมวลได้
- ศึกษาและวิเคราะห์นโยบายภาครัฐด้านการสนับสนุนการใช้เชื้อเพลิงชีวมวลในภาคอุตสาหกรรม
- วิเคราะห์ปัจจัยที่ส่งผลกระทบต่อความผันผวนของชนิด ปริมาณ คุณภาพและราคาของผลผลิตทางการเกษตรที่นำมาเป็นเชื้อเพลิงชีวมวลทั้งภายในประเทศและต่างประเทศ เช่น การเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ ภัยธรรมชาติ ฤดูกาลเพาะปลูก รวมทั้งแนวโน้มความต้องการนำเชื้อเพลิงชีวมวลไปใช้ในส่วนอื่นๆ ที่มีความจำเป็นหรือมีความคุ้มค่ามากกว่า
- ศึกษาข้อจำกัดต่างๆ ของการนำเชื้อเพลิงชีวมวลแต่ละชนิดไปใช้งาน

ส่วนที่ 2 ศึกษาความเป็นไปได้ในการแปรรูปเชื้อเพลิงชีวมวลเพื่อใช้ในภาคอุตสาหกรรม โดยมีขั้นตอนย่อยดังนี้

- ศึกษาปริมาณการใช้เชื้อเพลิงแต่ละชนิดที่ใช้ผลิตพลังงานความร้อนในภาคอุตสาหกรรม
- ศึกษาเทคโนโลยีการแปรรูปเชื้อเพลิงชีวมวลชนิดต่างๆ เพื่อนำไปใช้ในอุตสาหกรรม
- ศึกษาและทบทวนเทคโนโลยีระบบการเผาไหม้ของเชื้อเพลิงแข็งในเตาเผาหรือหม้อไอน้ำที่ใช้อยู่ในภาคอุตสาหกรรม
- ทบทวนคุณสมบัติของเชื้อเพลิงชีวมวลแต่ละชนิด และวิธีการจัดเก็บที่ถูกต้องเหมาะสมสำหรับนำมาใช้เป็นเชื้อเพลิงในภาคอุตสาหกรรม

- ศึกษาโครงสร้าง รูปแบบและความคุ้มค่าในการลงทุนเพื่อแปรรูปเชื้อเพลิงชีวมวลให้เหมาะสมกับการใช้งานในภาคอุตสาหกรรม
- ศึกษาผลกระทบของการใช้เชื้อเพลิงชีวมวลต่อสังคม เศรษฐกิจและสิ่งแวดล้อมในด้านต่างๆ

ส่วนที่ 3 จัดทำรูปแบบจำลอง (Model) กลไกตลาดเพื่อใช้ในการศึกษาแนวทางในการส่งเสริมการใช้เชื้อเพลิงชีวมวลในอุตสาหกรรมอย่างเป็นมาตรฐานและเกิดความยั่งยืน

- ศึกษาเทคโนโลยี กฎระเบียบ ข้อกำหนด รูปแบบการดำเนินงาน (Model) ของตลาดเชื้อเพลิงชีวมวลแปรรูปในต่างประเทศที่ประสบความสำเร็จ และเปรียบเทียบความเป็นไปได้ในการส่งเสริมการใช้เชื้อเพลิงชีวมวลในอุตสาหกรรมในประเทศไทย เพื่อนำมาเป็นข้อมูลการศึกษาตามขอบเขตที่กำหนด
- จัดทำแบบจำลองรูปแบบทางเลือกธุรกิจ (Business Model) ของตลาดกลางในระดับประเทศ (ใหญ่) ระดับภูมิภาค (กลาง) และระดับท้องถิ่น (เล็ก) ที่สามารถเชื่อมโยงและกระจายผลผลิตต่อกันทั้งในระดับเดียวกันและต่างระดับ มีกระบวนการบริหารจัดการระบบโลจิสติกส์ที่สามารถรองรับการซื้อขายเชื้อเพลิงชีวมวลแปรรูปได้อย่างมีประสิทธิภาพ สามารถช่วยลดต้นทุนการผลิต เพิ่มมูลค่าสินค้า และสนับสนุนให้เกิดการกระจายเชื้อเพลิงชีวมวลแปรรูปทั้งในประเทศและระหว่างประเทศอย่างเป็นระบบ

บทที่ 2 ข้อมูลเบื้องต้นเกี่ยวกับชีวมวล

2.1 ข้อมูลเชิงเทคนิคเกี่ยวกับชีวมวล

ชีวมวล (Biomass) คือ สารอินทรีย์ที่เป็นแหล่งกักเก็บพลังงานจากธรรมชาติและสามารถนำมาใช้ผลิตพลังงานได้ เช่น เศษวัสดุเหลือใช้ จากการเก็บเกี่ยวผลผลิตทางการเกษตร หรือจากกระบวนการผลิตในอุตสาหกรรมการแปรรูปสินค้าทางการเกษตร เช่น แกลบจากการสีข้าวเปลือก ชานอ้อยจากการผลิตน้ำตาลทราย เศษไม้จากการแปรรูปไม้ยางพาราหรือไม้ยูคาลิปตัส กากปาล์มจากการสกัดน้ำมันปาล์มดิบออกจากผลปาล์มสด กากมันสำปะหลังจากการผลิตแป้งมันสำปะหลัง ชังข้าวโพดจากการสีข้าวโพดนำเมล็ดออก กาบและกะลามะพร้าวจากการปอกเปลือกมะพร้าวเพื่อผลิตกะทิและน้ำมันมะพร้าว สำเหล้าจากการผลิตแอลกอฮอล์ เป็นต้น

ชีวมวลสามารถเปลี่ยนรูปเป็นพลังงานได้ เพราะในขั้นตอนการเจริญเติบโตของพืชใช้คาร์บอนไดออกไซด์ น้ำ และกระบวนการสังเคราะห์แสง เปลี่ยนเป็นแป้งและน้ำตาลแล้วกักเก็บไว้ตามส่วนต่างๆ ของพืช ดังนั้นเมื่อนำพืชมาเป็นเชื้อเพลิงก็จะได้พลังงานออกมา

การใช้ประโยชน์จากพลังงานชีวมวลสามารถใช้ได้ทั้งในรูปของพลังงานความร้อน ไอน้ำ หรือผลิตเป็นกระแสไฟฟ้า โดยจะใช้เชื้อเพลิงชีวมวลชนิดใดชนิดหนึ่ง หรือหลายชนิดรวมกันก็ได้ ชีวมวลเป็นแหล่งเชื้อเพลิงที่สามารถหาได้ภายในประเทศ มีกระจายตัวอยู่ทั่วไปตามภาคต่างๆ ในประเทศ มีต้นทุนถูกกว่าเชื้อเพลิงประเภทอื่น เนื่องจากประเทศไทยทำการเกษตรเป็นจำนวนมาก โดยเฉพาะอย่างยิ่งหากมีการใช้ประโยชน์ในบริเวณใกล้เคียงกับแหล่งทำการเกษตรเพราะทำให้ต้นทุนการขนส่งไม่สูงมาก

ชีวมวลไทย การนำชีวมวลมาใช้สามารถช่วยลดการพึ่งพาและการนำเข้าเชื้อเพลิง และสร้างรายได้ให้กับคนในท้องถิ่น นอกจากนี้การผลิตพลังงานจากเชื้อเพลิงชีวมวลด้วยเทคโนโลยีที่เหมาะสม จะไม่ก่อให้เกิดมลภาวะและไม่สร้างสภาวะเรือนกระจกในภาพรวม เนื่องจากการใช้ชีวมวลเป็นพลังงานจะไม่เพิ่มปริมาณสุทธิของคาร์บอนไดออกไซด์ในชั้นบรรยากาศ เพราะการเกิดชีวมวลใหม่จะดูดซับก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์เท่ากับปริมาณที่ปล่อยออกมาจากการเผาไหม้ชีวมวล

2.1.1 แหล่งกำเนิดชีวมวล

2.1.1.1 ชีวมวลที่ได้จากการแปรรูปสินค้าทางการเกษตร ส่วนใหญ่มีการนำมาใช้เป็นเชื้อเพลิงชีวมวลแล้ว และเป็นที่ต้องการของอุตสาหกรรม เนื่องจากเก็บรวบรวมได้ง่าย

2.1.1.2 ชีวมวลที่ได้จากไร่ สวน และนาข้าว มีการนำไปใช้เป็นเชื้อเพลิงในสัดส่วนที่น้อยมาก ส่วนใหญ่จะถูกปล่อยทิ้งไว้ในพื้นที่การเกษตร หรือถูกเผาทิ้งเนื่องจากต้องเสียค่าใช้จ่ายในการรวบรวมและจัดเก็บ

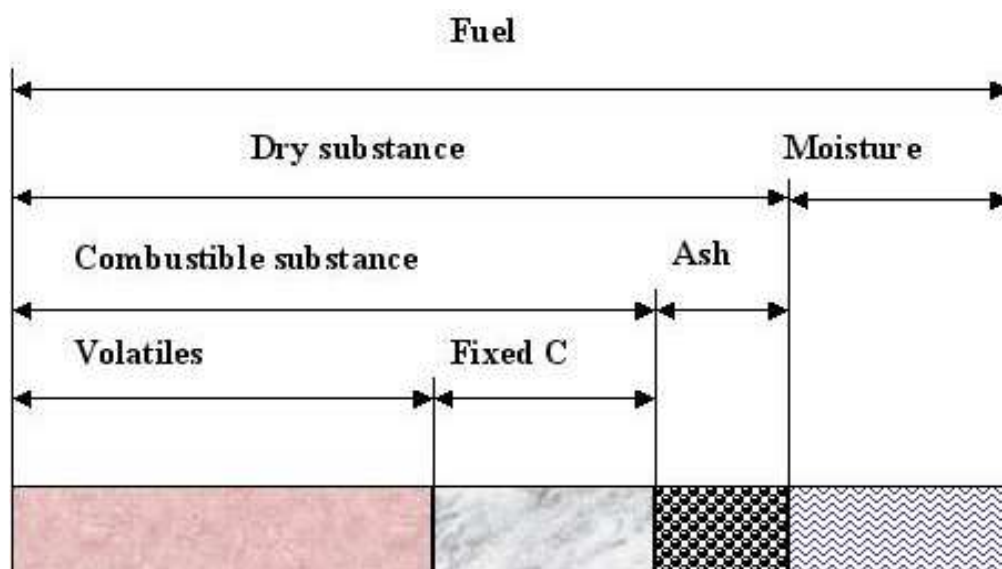
2.1.1.3 ชีวมวลที่ปลูกใหม่เพื่อเป็นพลังงานโดยเฉพาะ เป็นการปลูกพืชโตเร็วเพื่อนำไปเป็นเชื้อเพลิงชีวมวลโดยเฉพาะ แต่ยังไม่เป็นที่นิยมมากเนื่องจากยังไม่คุ้มค่าในการลงทุน

2.1.2 องค์ประกอบของชีวมวล แบ่งออกเป็น 3 ส่วนหลัก คือ

2.1.2.1 ความชื้น (Moisture) หมายถึง ปริมาณน้ำที่มีอยู่ในชีวมวล โดยทั่วไปชีวมวลมีความชื้นค่อนข้างสูง ชีวมวลที่เหมาะสมนำไปเป็นเชื้อเพลิงในการเผาไหม้ ควรมีความชื้นไม่เกินร้อยละ 50

2.1.2.2 ส่วนที่เผาไหม้ได้ (Combustible Substance) แบ่งออกได้เป็น 2 ส่วน คือ Volatiles Matter และ Fixed Carbon สำหรับ Volatiles Matter คือ ส่วนที่ลุกเผาไหม้ได้ง่าย ดังนั้นชีวมวลใดที่มีค่า Volatiles Matter สูงแสดงว่าสามารถติดไฟได้ง่าย สำหรับ Fixed Carbon เป็นสารประกอบของคาร์บอน เป็นค่าที่ใช้วัดปริมาณสารที่สามารถเผาไหม้ได้ที่หลงเหลืออยู่ และเป็นค่าหนึ่งที่ใช้ในการคำนวณหาประสิทธิภาพในการเผาไหม้

2.1.2.3 ขี้เถ้า (Ash) คือส่วนที่เผาไหม้ไม่ได้ ชีวมวลส่วนใหญ่จะมีขี้เถ้าประมาณร้อยละ 1 ถึง 3 ยกเว้นแกลบและฟางข้าว จะมีสัดส่วนขี้เถ้าประมาณร้อยละ 10 ถึง 20



ภาพที่ 2-1 องค์ประกอบเชื้อเพลิงชีวมวล

2.1.3 การวัดค่าความร้อนของเชื้อเพลิงชีวมวล มีวิธีการวัด 3 แบบคือ

2.1.3.1 ค่าความร้อนต่ำ หรือ Lower Heating Value (LHV) หมายถึง การนำชีวมวลหนัก 1 กิโลกรัม มาหาค่าความร้อน ค่าที่วัดได้คือ ค่าความร้อนต่ำ (LHV) ต่อ กิโลกรัม

2.1.3.2 ค่าความร้อนสูง หรือ Higher Heating Value (HHV) หมายถึง การนำชีวมวลหนัก 1 กิโลกรัม มาลดความชื้นหรือกำจัดน้ำออกให้หมด จากนั้นนำมาหาค่าความร้อนค่าที่วัดได้คือ ค่าความร้อนสูง (HHV) ต่อ กิโลกรัม และมีความสัมพันธ์กับค่าความร้อนต่ำ ดังนี้

$$HHV = LHV + 5.72(9H + M) \text{ kcal/kg หรือ } HHV = LHV + 23.95(9H + M) \text{ kJ/kg}$$

เมื่อ H เท่ากับปริมาณร้อยละของธาตุไฮโดรเจนในชีวมวล

เมื่อ M เท่ากับปริมาณร้อยละของความชื้นในชีวมวล

2.1.3.3 ค่าความร้อนแห้ง หรือ Dry Heating Value หมายถึง การนำชีวมวลส่วนหนึ่งมาลดความชื้นหรือกำจัดน้ำออกให้หมดจากนั้นแบ่งมา 1 กิโลกรัม เพื่อนำมาหาค่าความร้อนค่าที่วัดได้ คือ ค่าความร้อนแห้งต่อกิโลกรัม และมีความสัมพันธ์กับค่าความร้อนสูง ดังนี้

$$\text{Dry Heating Value} = \text{HHV} / (1 - M/100)$$

เมื่อ M เท่ากับปริมาณร้อยละของความชื้นในชีวมวล

2.1.4 รูปแบบการใช้ประโยชน์ชีวมวลเชิงพลังงาน

การนำชีวมวลไปใช้เป็นเชื้อเพลิง เป็นการเปลี่ยนรูปชีวมวลซึ่งเป็นพลังงานเคมีให้เป็นพลังงานความร้อน วิธีการในการเปลี่ยนชีวมวลให้เป็นพลังงานความร้อน มีรูปแบบต่างๆ ดังนี้

2.1.4.1 การเผาไหม้โดยตรง (Direct Combustion) เป็นวิธีที่ใช้กันมากที่สุด ใช้กับเชื้อเพลิงชีวมวลที่เป็นเชื้อเพลิงแข็ง มีขั้นตอนคือ เผาเชื้อเพลิงชีวมวลโดยตรงในเตาเผา ความร้อนที่ได้จะถูกนำไปใช้ในกระบวนการผลิตต่างๆ หรือผลิตไอน้ำที่มีอุณหภูมิและความดันสูง

2.1.4.2 การผลิตก๊าซ (Gasification) กระบวนการผลิตก๊าซจากการเผาไหม้เป็นการเปลี่ยนเชื้อเพลิงชีวมวลซึ่งเป็นเชื้อเพลิงแข็งให้เป็นก๊าซ โดยการเผาไหม้เชื้อเพลิงแข็งในบริเวณที่มีอากาศจำกัด ความร้อนที่เกิดขึ้นจะเร่งปฏิกิริยาแบบต่อเนื่องให้กลายเป็น Producer Gas ซึ่งมีองค์ประกอบหลัก คือ ก๊าซคาร์บอนมอนอกไซด์ ก๊าซไฮโดรเจน และก๊าซมีเทน Producer Gas ที่ผลิตได้สามารถนำไปใช้เป็นเชื้อเพลิงได้ทั้งระบบกังหันก๊าซ (Gas Turbine) และเครื่องยนต์สำหรับผลิตกระแสไฟฟ้า (Gas Engine) และการผลิตต่างๆ สามารถใช้ได้ทั้งรูปของพลังงานความร้อน ไอน้ำ หรือผลิตกระแสไฟฟ้า โดยจะใช้เชื้อเพลิงชีวมวลชนิดใดชนิดหนึ่งหรือหลายชนิดรวมกันก็ได้

2.1.5 คุณลักษณะโดยทั่วไปของชีวมวล

2.1.5.1 การกระจายตัวของแหล่งชีวมวล รูปแบบการกระจายตัวของแหล่งชีวมวล มี 2 ลักษณะคืออยู่รวมเป็นกลุ่มและอยู่กระจัดกระจาย ชีวมวลที่อยู่รวมเป็นกลุ่ม คือ เศษชีวมวลจากกระบวนการแปรรูป ณ ที่ใดที่หนึ่ง เช่น โรงสีข้าว โรงงานผลิตน้ำตาลทราย โรงงานแปรงไม้สำหรับแปรงล้าง โรงงานสกัดน้ำมันปาล์ม และโรงงานแปรรูปไม้ยางพารา ฟาร์มเลี้ยงหมู เป็นต้น ส่วนชีวมวลที่อยู่กระจัดกระจาย คือ เศษวัสดุทางการเกษตรเหลือใช้ตามพื้นที่เพาะปลูกต่างๆ และไม่มีการรวบรวม เช่น เศษจากการสีข้าวโพดโดยอาศัยอุปกรณ์สีข้าวโพดที่เคลื่อนที่ได้ และเศษไม้ ปลายไม้จากสวนปาล์มยางพารา เป็นต้น โดยการนำชีวมวลที่อยู่กระจัดกระจายมาใช้งานจะมีข้อเสียเปรียบ คือ มีค่าใช้จ่ายในการรวบรวมเพิ่มขึ้น

2.1.5.2 ขนาด ขนาดของชีวมวลเป็นอีกองค์ประกอบหนึ่งที่สำคัญ ชีวมวลที่มีขนาดใหญ่ เช่น เศษไม้หรือปลายไม้จากสวนยางพารา ปีกไม้ที่ได้จากโรงเลื่อยไม้ยางพารา ไม่เหมาะที่จะ

นำมาเผาไหม้เป็นเชื้อเพลิงโดยตรงเพราะประสิทธิภาพการเผาไหม้จะต่ำ ควรจะนำมาตัดให้เป็นชิ้นเล็กๆ จะทำให้ประสิทธิภาพการเผาไหม้ดีขึ้น แต่ทำให้มีค่าใช้จ่ายในการลดขนาดชีวมวลเพิ่มขึ้น

2.1.5.3 ความชื้น ความชื้นของชีวมวลเป็นสิ่งที่ต้องคำนึงถึงอย่างมาก สำหรับการนำมาใช้เป็นเชื้อเพลิง ถ้าชีวมวลมีความชื้นสูงมาก เช่น กากมันสำปะหลังหรือส่าเหล้า ซึ่งมีความชื้นประมาณร้อยละ 80 ถึง 90 ไม่เหมาะที่จะนำมาเผาไหม้โดยตรง แต่อาจจะนำมาผ่านกระบวนการบีบอัด (Dewatering) เพื่อลดความชื้นก่อนนำไปเผา หรือนำมาผ่านกระบวนการบำบัดแบบไร้อากาศเพื่อผลิตก๊าซชีวภาพแทน ในกรณีของเศษไม้มีความชื้นประมาณร้อยละ 50 ถึง 60 ถ้านำมาเก็บไว้ช่วงระยะหนึ่งความชื้นจะลดลงโดยธรรมชาติ แต่มีข้อเสียคือต้องใช้พื้นที่ในการจัดเก็บและถ้าเก็บไว้นานเกินไปก็มีโอกาสผุได้

2.1.5.4 สิ่งเจือปน สิ่งเจือปนในชีวมวลมีหลายอย่าง เช่น เศษดิน หิน กรวดทราย คราบน้ำมันปาล์ม เป็นต้น สิ่งเจือปนที่ต้องระมัดระวังให้มากคือ คราบน้ำมันปาล์มที่ติดอยู่ในทะลายและกะลาปาล์ม เพราะเมื่อคราบน้ำมันปาล์มถูกความร้อนจะกลายเป็นยางเหนียวเกาะติดในห้องเผาไหม้ดังนั้นในการออกแบบห้องเผาไหม้ต้องพิจารณาจุดนี้เป็นพิเศษ

2.1.5.5 ปริมาณขี้เถ้า ปริมาณขี้เถ้าของชีวมวลมีผลต่อการเผาไหม้เช่นกัน อาทิเช่น แกลบจะมีปริมาณขี้เถ้าร้อยละ 16 โดยน้ำหนัก ดังนั้นการออกแบบห้องเผาไหม้จะต้องพิจารณาถึงการรวบรวมขี้เถ้าออกจากห้องเผาไหม้อย่างมีประสิทธิภาพ

2.1.6 คุณสมบัติของเชื้อเพลิงชีวมวล แสดงดังตารางที่ 2-1 และตารางที่ 2-2

ตารางที่ 2-1 คุณสมบัติทางเคมีของชีวมวลตัวอย่าง

	แกลบ ¹	ฟางข้าว ¹	ซังข้าวโพด ³	ลำต้นข้าวโพด ³	ชานอ้อย ³	ใบอ้อย ³	เหง้ามันสำปะหลัง ³	ใยปาล์ม ³	กะลาปาล์ม ³	ทะลายปาล์ม ³	ลำต้นปาล์ม ³	ทางปาล์ม ³	ไม้ยางพารา ³	เปลือกไม้ยูคา ³
Proximate analysis														
Moisture, %	12.00	10.00	5.37	10.65	61	9.20	53.50	0.49	12.00	13.06	48.40	65.6	2.39	59.53
Ash, %	12.65	10.39	1.21	7.71	6.91	6.10	8.43	5.34	3.50	3.21	1.20	4.72	1.83	8.94
Volatile Matter, %	56.46	60.70	82.70	73.47	80.53	67.80	75.80	75.02	68.20	79.66	38.70	76.00	81	69.79
Fixed Carbon, %	18.88	18.90	16.09	18.81	12.26	16.90	14.01	19.15	16.30	4.07	11.70	17.66	14.78	21.27
Ultimate Analysis														
Carbon, %	37.48	38.17	51.46	44.30	21.33	41.60	46.12	30.82	44.44	21.15	23.90	47.94	55.96	38.57
Hydrogen, %	4.41	5.02	4.75	4.62	3.06	5.08	7.55	3.74	5.01	2.56	3.04	7.63	9.68	3.86
Oxygen, %	33.27	35.28	40.79	42.83	23.29	37.42	54.83	21.61	34.70	15.34	22.91	43.77	33.51	47.81
Nitrogen, %	0.17	0.58	1.57	0.85	0.12	0.40	1.13	0.84	0.28	0.27	0.56	0.63	0.78	0.51
Sulfur, %	0.04	0.09	0.32	0.11	0.03	0.69	0.03	0.08	0.02	0.04	0.06	0.03	0.07	0.31
Chlorine, %	0.09	na	1.92	0.875	na	na	na	0.11	0.02	0.16	na	7.519	0.215	0.98
Other Characteristics														
Bulk Density, kg/m3	150	125	120.32	46.25		100	193	250	400	380	na	570	na	127.45
Higher heating value, kJ/kg	14,755	13,650	19,836	16,316	18,555	16,794	14,734	20,915.9	18,267	9,196	9,370	17,839	18,735	16,810
Lower heating value, kJ/kg	13,517	12,330	17,408	na	6,907	15,370	8,094	11,400	16,900	7,240	7,556	6,534	12,142	7,344

ที่มา : ¹Garivait, et al., 2006.

²ศูนย์ส่งเสริมพลังงานชีวมวล มูลนิธิพลังงานเพื่อสิ่งแวดล้อม, 2011.

³ศูนย์ความเป็นเลิศทางด้านชีวมวล มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

⁴Sornkade et l., 2010.

⁵Kripittayakorn, et al., 2010.

ตารางที่ 2-2 คุณสมบัติของชีวมวลแต่ละชนิดที่ใช้กันอยู่ในปัจจุบัน

	ลักษณะทั่วไป	แหล่ง	การนำไปใช้งาน	จุดเด่น	จุดด้อย	การจัดเก็บ	ภาพตัวอย่าง
แกลบ	ขนาดเล็ก ยาวไม่เกิน 5 มม. หนาไม่เกิน 2 มม. สีเหลือง แกลบได้มาจากการสีข้าวเปลือก ซึ่งต้องมีความชื้นไม่เกิน 15% ดังนั้นความชื้นของแกลบจึงไม่เกิน 15%	ส่วนใหญ่มาจากโรงสีข้าว	- เชื้อเพลิง - ผสมลงในดินเพื่อปรับสภาพดินก่อนเพาะปลูก - ใช้โปรยใต้โรงเลี้ยงไก่ เพื่อรองรับมูลไก่	มีความชื้นต่ำและขนาดเล็ก เหมาะเป็นเชื้อเพลิง นอกจากนี้ซี้แกลบมีมูลค่าสูงถ้าสามารถควบคุมคุณสมบัติ ให้ได้ตามที่ผู้ซื้อกำหนด	มีปริมาณซี้แถ้า 16-18% โดยน้ำหนัก	โกดังหรือห้องที่ปิดมิดชิด เพื่อกันความชื้นและฝุ่น	
ฟางข้าว	ขนาดเล็กยาวแตกलग ได้มาหลังการเกี่ยวข้าว	ถ้าเกี่ยวข้าวด้วยแรงคน ฟางข้าวจะกองอยู่บริเวณลานตากข้าวตามหมู่บ้าน ถ้าเกี่ยวข้าวด้วยเครื่องจักรฟางข้าวจะถูกทิ้งไว้ในนาข้าว	- เป็นอาหารสัตว์ - คลุมดิน เพาะเห็ดฟาง - ทำโครงพวงหรีดดอกไม้ - ใช้ในอุตสาหกรรมทำกระดาษ	ยังมีฟางข้าวอีกมากที่ไม่ได้นำไปใช้ให้เป็นประโยชน์, ความชื้นน้อย	รวบรวมได้ยากถ้าใช้แรงคน เพราะอยู่กระจัดกระจาย ต้องใช้เครื่องทุ่นแรง (Straw baler) มาช่วยในการรวบรวม	โกดัง หรือห้องที่ปิดมิดชิดเพื่อกันความชื้นและฝุ่น	
ซังข้าวโพดและลำต้น	ซังข้าวโพดได้จากการสีข้าวโพดเพื่อนำ เมล็ดมาใช้งาน ส่วนใหญ่เป็นข้าวโพดเลี้ยงสัตว์ ในส่วนของลำต้นจะถูกตัดหลังจากการเก็บเกี่ยวแล้ว	ปัจจุบันการสีข้าวโพดจะใช้เครื่องจักรที่สามารถเคลื่อนที่ไปตามไร่ข้าวโพด ดังนั้นสามารถหา ซังข้าวโพดและ ต้นข้าวโพด ได้ตามไร่ข้าวโพดทั่วไป	- เป็นวัตถุดิบผลิตแอลกอฮอล์ - เป็นเชื้อเพลิง - ผสมกับโมลาสเพื่อเลี้ยงสัตว์ - ส่วนลำต้น นำไปเลี้ยงสัตว์ได้	ซังข้าวโพดมีค่าความร้อนสูง เมื่อเทียบกับ ชีวมวลอื่นๆ ส่วนลำต้นข้าวโพดมี ส่วนหนึ่งที่ไม่ได้นำไปใช้งาน ชาวไร่ข้าวโพดจะไถฟ้งกลบในไร่	ซังข้าวโพดมีการนำไปใช้ประโยชน์หลายอย่าง ดังนั้นต้องพิจารณาถึงแหล่งที่มีการนำไปใช้งานน้อยที่สุด เพื่อไม่ให้มีการแก่งแย่งกันซื้อ ส่วนลำต้น ข้าวโพดจะเก็บรวบรวมลำบาก ต้องใช้แรงคนมาก	โกดัง หรือห้องที่ปิดมิดชิดเพื่อกันความชื้นและฝุ่น	

	ลักษณะทั่วไป	แหล่ง	การนำไปใช้งาน	จุดเด่น	จุดด้อย	การจัดเก็บ	ภาพตัวอย่าง
กากอ้อย	มีลักษณะเป็นขุย ได้จากการผลิตน้ำตาลดิบ โดยนำอ้อยมาคั้นน้ำออก ส่วนที่เป็นน้ำนำไปผลิตเป็นน้ำตาลดิบ ส่วนที่เหลือคือกากอ้อย	โรงงานน้ำตาล ซึ่งมีอยู่ประมาณ 46 โรง	• 80 % ของปริมาณกากอ้อยใช้เป็นเชื้อเพลิงเพื่อผลิต น้ำตาลดิบ • 20 % ของปริมาณกากอ้อยนำไปเป็นวัตถุดิบสำหรับผลิต กระดาษ และ MDF Board	ยังมีกากอ้อยเหลืออีกส่วนหนึ่งที่ยังไม่ได้นำไปใช้งาน	น้ำหนักเบา และ ความชื้นสูง	โกดัง หรือห้องที่ปิดมิดชิดเพื่อกันความชื้นและฝุ่น	
ใบอ้อยและยอดอ้อย	มีลักษณะเรียวยาว จะถูกตัดออกจากลำต้นก่อนส่งไปโรงงาน โดยจะกระจายอยู่ไปทั่วไร่อ้อย บางครั้งชาวไร่ใช้วิธีการเผาแทนการตัด ซึ่งทำให้ไม่มีใบอ้อยและยอดอ้อยหลงเหลืออยู่	ตามไร่อ้อยทั่วไป	• ยอดอ้อยสามารถนำมาเป็นอาหารสัตว์	ใบอ้อยและยอดอ้อยส่วนใหญ่จะถูกเผาทั้งในไร่ ยังไม่มีการนำไปใช้ประโยชน์, ความชื้นน้อย	มีเฉพาะเดือนธันวาคมถึงเมษายนของทุกปี และการรวบรวมเก็บค่อนข้างใช้แรงงานมาก จำเป็นต้องหาเครื่องทุ่นแรงมาช่วย	โกดัง หรือห้องที่ปิดมิดชิดเพื่อกันความชื้นและฝุ่น	
เหง้ามันสำปะหลัง	เหง้ามันเป็นส่วนที่ถูกตัดออกจากหัวมัน ด้านบนมีลักษณะเป็นลำต้นค่อนข้างกลม มีขนาดเส้นผ่าศูนย์กลางไม่เกิน 15 มม .ยาวประมาณ 30 ซม. ส่วนอีกด้านหนึ่งมีรูปร่างไม่แน่นอน	ตามไร่มันสำปะหลัง	• ปัจจุบันยังไม่ค่อยนำไปใช้งาน จึงมักปล่อยทิ้งตามไร่	เนื่องจากส่วนมากยังไม่ได้นำไปใช้ให้เป็นประโยชน์ จึงไม่มีคู่แข่งในการจัดหา	ความชื้นโดยเฉลี่ย 60 % และมีขนาดรูปทรงไม่แน่นอน จึงต้องมีขบวนการทำให้เล็กลงก่อนนำไปเป็นเชื้อเพลิง	โกดัง หรือห้องที่ปิดมิดชิดเพื่อกันความชื้นและฝุ่น	
เปลือกและกากมันสำปะหลัง	เปลือกมีลักษณะเป็นขุย สีน้ำตาล ความชื้น 50 % กากมันมีลักษณะละเอียด สีขาว ความชื้นสูงประมาณ 80 %	เป็นเศษที่เหลือจากการผลิตแป้งมันสำปะหลัง	• กากมันนำไปใช้ผสมอาหารสัตว์ • ในมันเส้น เปลือกมันทำปุ๋ย	เนื่องจากเปลือกมันส่วนยังมีส่วนหนึ่งที่ขายไม่ได้ ทางโรงงานต้องนำไปฝังกลบ เพราะยังไม่ได้ศึกษา นำไปใช้ให้เป็นประโยชน์อย่างอื่น	เปลือกมันมีค่าความร้อนค่อนข้างต่ำ	โกดัง หรือห้องที่ปิดมิดชิดเพื่อกันความชื้นและฝุ่น	

โครงการแนวทางการส่งเสริมมาตรฐานเชื้อเพลิงแปรรูปในภาคอุตสาหกรรม							
	ลักษณะทั่วไป	แหล่ง	การนำไปใช้งาน	จุดเด่น	จุดด้อย	การจัดเก็บ	ภาพตัวอย่าง
ใบปาล์ม และ ต้นปาล์ม	ใบปาล์มหรือทางปาล์มจะถูกตัดออกเพื่อนำทะเลลายปาล์มสดลงจากลำต้น มีขนาดยาวประมาณ 2-3 เมตร ส่วนลำต้นจะถูกโค่นเมื่อมีอายุ 20-25 ปี หรือเมื่อไม่สามารถให้ผลผลิตได้ดี	จากสวนปาล์ม	• ทางปาล์มใช้คลุมดิน • ลำต้นนำไปผลิตเอทานอลจากเซลลูโลส	ยังไม่มีการศึกษานำไปใช้ประโยชน์เป็นอย่างอื่น	ทางปาล์มมีความชื้นสูงถึง 80 % และขนาดใหญ่	ควรมีการไล่ความชื้นก่อนจัดเก็บในโกดังหรือห้องที่ปิดมิดชิด	
กากปาล์ม	กากปาล์มเป็นเศษเหลือจากการสกัดน้ำมันปาล์มดิบจากทะเลลายปาล์มสดมี 3 แบบคือ ใบปาล์มมีลักษณะเป็นขุย กะลาปาล์มมีลักษณะเป็นคล้ายกะลามะพร้าวแต่มีขนาดเล็กกว่ามากโดยประมาณ 1-2 ซม. และทะเลลายปาล์มเปล่า	จะได้จากโรงงานสกัดน้ำมันปาล์มดิบมาตรฐาน อย่างไรก็ตาม โรงงานสกัดอีกประเภทหนึ่งคือ นำเฉพาะผลปาล์มสดไม่รวมทะเลลายมาสกัดเศษที่ได้จะนำมาเป็นอาหารสัตว์	• ใบปาล์มนำมาเป็นเชื้อเพลิง ในขบวนการผลิตน้ำมันปาล์มดิบ • ทะลายปาล์มเปล่านำไปเพาะเห็ด	กะลาปาล์มมีค่าความร้อนสูงสุด เหมาะนำมาเป็นเชื้อเพลิง ส่วนทะเลลายปาล์มเปล่ามีเหลืออีกมากที่ยังไม่ได้นำมาใช้ และถ้านำมาเผา จะได้ซีเถ้าที่มีแร่ธาตุโปแตสเซียมสูงมาก	การที่จะนำทะเลลายปาล์มเปล่ามาเป็นเชื้อเพลิง ต้องนำมาผ่านขบวนการย่อยหรือตัดก่อนและ ยังมีสารประกอบอัลคาไลน์สูง จะทำให้ท่อน้ำในระบบหม้อไอน้ำมียางเหนียวเกาะติดได้ง่าย	โกดัง หรือห้องที่ปิดมิดชิดเพื่อกันความชื้นและฝุ่น	
เศษไม้ ยางพารา	ไม้ยางพาราที่ถูกตัดจะแบ่งออกเป็น 3 ส่วน คือ รากหรือตอไม้ ปลายไม้มีขนาดเส้นผ่าศูนย์กลาง 3 นิ้วลงมา และไม้ท่อนมีขนาดเส้นผ่าศูนย์กลาง 4 นิ้วขึ้นไป ไม้ท่อนจะถูกตัดให้ได้ความยาว1.05 ม.เพื่อส่งโรงเลื่อย และโรงงานเฟอร์นิเจอร์จะได้เศษไม้หลายแบบคือ ปีกไม้ ตาไม้ ซีเลื่อย และซีกบ	ปีกไม้และซีเลื่อย จะหาได้จากโรงเลื่อยไม้ยางพารา ตาไม้และซีกบ จะหาได้จากโรงงานเฟอร์นิเจอร์ไม้ยางพารา ปลายไม้และรากไม้ จะหาได้จากสวนยางพารา	• ซีเลื่อยนำไปเพาะเห็ดทำรูป ใช้คลุมเห็ดถ่าน • เศษไม้อื่นๆจะนำไปเป็นเชื้อเพลิง สำหรับโรงบ่มยางพารา • นำไปเผาถ่าน ใช้ในขบวนการผลิต • ใช้เป็นวัตถุดิบสำหรับไม้อัดยางพารา MDF และ Chip board • นำไปใช้ในงานก่อสร้าง เช่นเสาเข็ม • ใช้ทำเป็นพาเลทและลังไม้	ยังมีเศษไม้ยางพาราคือ รากไม้ และกิ่งไม้ เหลืออีกมากที่ยังไม่ได้นำไปใช้งาน	มีขนาดใหญ่ และถ้าเป็นเศษไม้สดจะมีความชื้นค่อนข้างสูงประมาณ 50% ประสิทธิภาพในการเผาไหม้จึงไม่ค่อยสมบูรณ์ ดังนั้นอาจจะต้องเพิ่มขบวนการย่อยและลดความชื้นก่อนนำไปเผา	โกดัง หรือห้องที่ปิดมิดชิดเพื่อกันความชื้นและฝุ่น	

บทที่ 3 ศักยภาพการนำชีวมวลไปใช้เป็นพลังงานทดแทน

จากสถานการณ์ด้านพลังงานในปัจจุบันซึ่งมีแนวโน้มที่จะประสบปัญหาการขาดแคลนแหล่งพลังงานในอนาคต อันเนื่องมาจากการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล เช่น น้ำมัน ถ่านหิน และก๊าซธรรมชาติที่เพิ่มขึ้นตลอดเวลา ซึ่งแหล่งเชื้อเพลิงฟอสซิลมีปริมาณจำกัดและต้องใช้เวลาอันมากกว่าธรรมชาติจะสร้างขึ้นใหม่ รวมทั้งเกิดปัญหาภาวะโลกร้อนจากการปล่อยก๊าซเรือนกระจกเนื่องจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงดังกล่าว ส่งผลให้ภาครัฐมีนโยบายส่งเสริมการใช้พลังงานทดแทนให้มากขึ้น เช่น พลังงานจากแสงอาทิตย์ พลังงานลมแบบทุ้งกังหันลม พลังงานน้ำขนาดเล็ก ก๊าซชีวภาพ ชีวมวล แต่เมื่อพิจารณาถึงความเหมาะสมกับทรัพยากรที่มีอยู่ของประเทศไทย พบว่าการนำวัสดุเหลือใช้จากการเกษตรมาใช้เป็นแหล่งเชื้อเพลิงนับเป็นทางเลือกที่สอดคล้องกับจุดเด่นของประเทศที่มีผลผลิตการเกษตรเป็นจำนวนมาก

ผลผลิตที่สำคัญของไทย เช่น ข้าว ข้าวโพด อ้อย มันสำปะหลัง ปาล์มน้ำมัน ยางพารา มีการเพาะปลูกอยู่เป็นจำนวนมาก ซึ่งภายหลังจากการเก็บเกี่ยวผลผลิตหรือการแปรรูปผลผลิต จะมีวัสดุเหลือใช้ทางการเกษตรเกิดขึ้นเป็นจำนวนมาก อาทิเช่น แกลบ ฟางข้าว ชังข้าวโพด ใบอ้อย กากอ้อย ใบและทะลายปาล์ม เป็นต้น ดังภาพที่ 3-1 โดยวัสดุเหลือใช้ทางการเกษตรเหล่านี้สามารถนำมาใช้เป็นเชื้อเพลิงชีวมวล เพื่อทดแทนการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลได้เป็นอย่างดี

ในปัจจุบันภาคอุตสาหกรรมได้หันมาใช้เชื้อเพลิงชีวมวลกันมากขึ้น โดยเฉพาะอย่างยิ่งการนำวัสดุเหลือใช้ทางการเกษตรมาเป็นเชื้อเพลิงสำหรับระบบความร้อน ซึ่งวารสารเครือข่ายชีวมวลและถ่านหินสะอาด ฉบับที่ 2/2551 (กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (พพ.), 2551) ได้นำเสนอตัวเลขจากรายงานการสำรวจศักยภาพชีวมวลของกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน ซึ่งระบุว่าประเทศไทยมีชีวมวลที่มีศักยภาพในการนำไปใช้เป็นเชื้อเพลิงจำนวน 9 ชนิด เท่ากับ 9,800 พันตันเทียบเท่าน้ำมันดิบ(ktoe) หรือคิดเป็นการผลิตไฟฟ้า 2,600 เมกะวัตต์ โดยชีวมวลที่ได้มาจากอ้อย (กาก ยอดและใบ) ข้าว (ฟางข้าวและแกลบ) รวมทั้งปาล์มน้ำมัน (ใบและทะลายปาล์ม) เป็นชีวมวลที่มีสัดส่วนสูงที่สุดในปริมาณชีวมวลทั้งหมด โดยคิดเป็น 80-85 เปอร์เซ็นต์ของชีวมวลที่มีภายในประเทศ ซึ่งรายละเอียดของชีวมวลแต่ละชนิดที่มีศักยภาพในการนำไปใช้ รวมถึงปริมาณที่สามารถนำมาใช้เป็นเชื้อเพลิงชีวมวลในประเทศไทย และความเป็นไปได้ในการนำเชื้อเพลิงชีวมวลไปใช้ทดแทนเชื้อเพลิงหลักในอุตสาหกรรมต่างๆใน จะนำเสนอในรายงานต่อไป



ฟางข้าว



กากอ้อย



ซังข้าวโพด



ทะเลยาปาล์ม

ภาพที่ 3-1 ตัวอย่างวัสดุเหลือใช้ทางการเกษตรที่สามารถนำมาใช้เป็นเชื้อเพลิงชีวมวล
[ที่มา: มูลนิธิพลังงานเพื่อสิ่งแวดล้อม (มพส.), <http://www.effe.or.th>]

3.1 ศักยภาพชีวมวลของประเทศไทยในปัจจุบัน

สำหรับการศึกษาเกี่ยวกับศักยภาพชีวมวลภายในประเทศเพื่อนำมาใช้เป็นพลังงานทดแทน สิ่งหนึ่งที่มีความสำคัญอย่างยิ่งที่ต้องพิจารณาคือ ปริมาณชีวมวลแต่ละประเภทที่มีอยู่ทั้งหมด เพื่อให้ทราบถึงปริมาณชีวมวลที่มีภายในประเทศ และปริมาณชีวมวลที่สามารถนำมาใช้ประโยชน์ได้ ซึ่งข้อมูลดังกล่าว เป็นส่วนสำคัญในการนำมาพิจารณาว่าชีวมวลชนิดใดบ้าง มีศักยภาพที่ควรได้รับการส่งเสริมให้มีการนำมาใช้เป็นพลังงานทดแทน โดยการประเมินศักยภาพชีวมวลแต่ละชนิด ในงานวิจัยนี้ ใช้แนวทางการประเมินจากค่าอัตราส่วนชีวมวลต่อผลผลิต (Residue to Product Ratio) หรือ RPR และค่าอัตราส่วนชีวมวลที่เหลือจากการใช้ประโยชน์ (Surplus Availability Factor) หรือ SAF เนื่องจากเป็นวิธีที่สะดวกและมีมาตรฐาน ซึ่งรายละเอียดของทั้ง 2 ค่า มีดังต่อไปนี้

- ค่าอัตราส่วนชีวมวลต่อผลผลิต (Residue to Product Ratio) (RPR)

ค่า RPR เป็นค่าที่แสดงอัตราส่วนการเปลี่ยนแปลงจากผลผลิตไปเป็นชีวมวล โดยแสดงอยู่ในรูปร้อยละของผลผลิต ซึ่งสามารถคำนวณหาปริมาณชีวมวลได้จาก

$$\text{ปริมาณชีวมวลที่เกิดขึ้น} = \text{RPR} \times \text{ปริมาณผลผลิต}$$

• ค่าอัตราส่วนชีวมวลที่เหลือจากการใช้ประโยชน์ (Surplus Availability Factor) (SAF)

สำหรับค่า SAF เป็นค่าที่แสดงอัตราส่วนของชีวมวลที่เหลือจากการใช้ประโยชน์จากปริมาณชีวมวลที่เกิดขึ้นทั้งหมด โดยชีวมวลส่วนนี้จะเป็นส่วนที่สามารถนำไปผลิตพลังงานได้คำนวณได้จาก

$$\text{ปริมาณชีวมวลเพื่อการผลิตพลังงาน} = \text{SAF} \times [\text{RPR} \times \text{ปริมาณผลผลิต}]$$

จากการศึกษาและค้นคว้าข้อมูลจากเอกสาร รายงานและงานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับศักยภาพชีวมวลที่เกิดขึ้นจากพืชเศรษฐกิจหลักของประเทศไทยพบว่า พืชที่มีศักยภาพในการนำมาใช้เป็นพลังงานชีวมวล ประกอบไปด้วยข้าว ข้าวโพด อ้อย มันสำปะหลัง ปาล์มน้ำมัน ยางพารา ถั่วเหลือง ข้าวฟ่าง มะพร้าว และฝ้าย ซึ่งปริมาณชีวมวลที่เกิดจากพืชดังกล่าวนี้มีศักยภาพเทียบเท่ากับพลังงานสูงถึง 997.78 PJ ดังตารางที่ 3-1

ตารางที่ 3-1 การประเมินศักยภาพชีวมวลในประเทศไทย ปี 2550-2551

พืช	ปริมาณผลผลิต (ล้านตัน/ปี)	ชีวมวล	ค่า RPR	ค่า SAF	ค่าความร้อน (MJ/kg)	ศักยภาพ (PJ)
ข้าว	32.0[a]	แกลบ	0.230[b]	0.493[b]	13.98	50.726
		ฟางข้าว	0.750[b]	0.648[c]	14.35	235.570
ข้าวโพด	3.6[a]	ลำต้น	0.830[b]	0.550[b]	15.05	24.733
		ซังข้าวโพด	0.230[b]	0.550[b]	16.12	7.341
อ้อย	74.0[a]	ใบอ้อย	0.230[b]	0.950[b]	16.15	261.129
		กาก/ชานอ้อย	0.290[b]	0.000[b]	7.53	0.000
มันสำปะหลัง	27.0[a]	ลำต้น	0.088[c]	0.700[b]	13.38	22.254
		เหง้าและกาก	0.210[b]	0.000[b]	14.56	0.000
ปาล์มน้ำมัน	9.0[a]	ก้านและทาง	1.440[b]	1.000[b]	9.83	127.397
		ลำต้น	2.600[b]	1.000[b]	9.83	230.022
		ใบ	0.140[b]	0.000[b]	17.36	0.000
		กะลาปาล์ม	0.060[b]	0.000[b]	18.70	0.000
		ทะลายปาล์ม	0.200[b]	0.580[b]	16.83	17.571
ยางพารา	7.5[a]	เศษไม้ยางพารา	0.101[b]	0.900[b]	14.98	10.213
		ขี้เลื่อย	0.034[b]	0.800[b]	18.40	3.754
ถั่วเหลือง	0.198[a]	ลำต้น/ใบ/เปลือก	2.024[b]	0.760[b]	19.44	5.921
ข้าวฟ่าง	0.058[a]	ลำต้น/ใบ	0.811[b]	0.648[b]	19.23	0.586
มะพร้าว	0.172[a]	ทางมะพร้าว	0.182[b]	0.809[b]	16.00	0.405
ฝ้าย	0.0035[a]	ลำต้น	3.232[b]	1.000[c]	14.49	0.164
รวม						997.78

[a] สำนักงานเศรษฐกิจการเกษตร (สศก.) 2551, [b] สำนักงานกองทุนสนับสนุนการวิจัย (สกว.) 2552

[c] Sajjakulnukit et al 2005

ในงานวิจัยนี้กำหนดขอบเขตการศึกษาศักยภาพการนำชีวมวลไปใช้เป็นพลังงานทดแทน เฉพาะชีวมวลที่มีศักยภาพมากกว่า 10 PJ ขึ้นไป จากตารางที่ 3-1 พบว่าพืชเศรษฐกิจหลักของประเทศจำนวน 6 ชนิด โดย ได้แก่ ข้าว ข้าวโพด อ้อย มันสำปะหลัง ปาล์มน้ำมัน และยางพารา มีศักยภาพเพียงพอ ซึ่งจะได้ทำการศึกษารายละเอียดเกี่ยวกับลักษณะทั่วไปและปริมาณชีวมวลที่ได้จากพืชแต่ละชนิด ดังต่อไปนี้

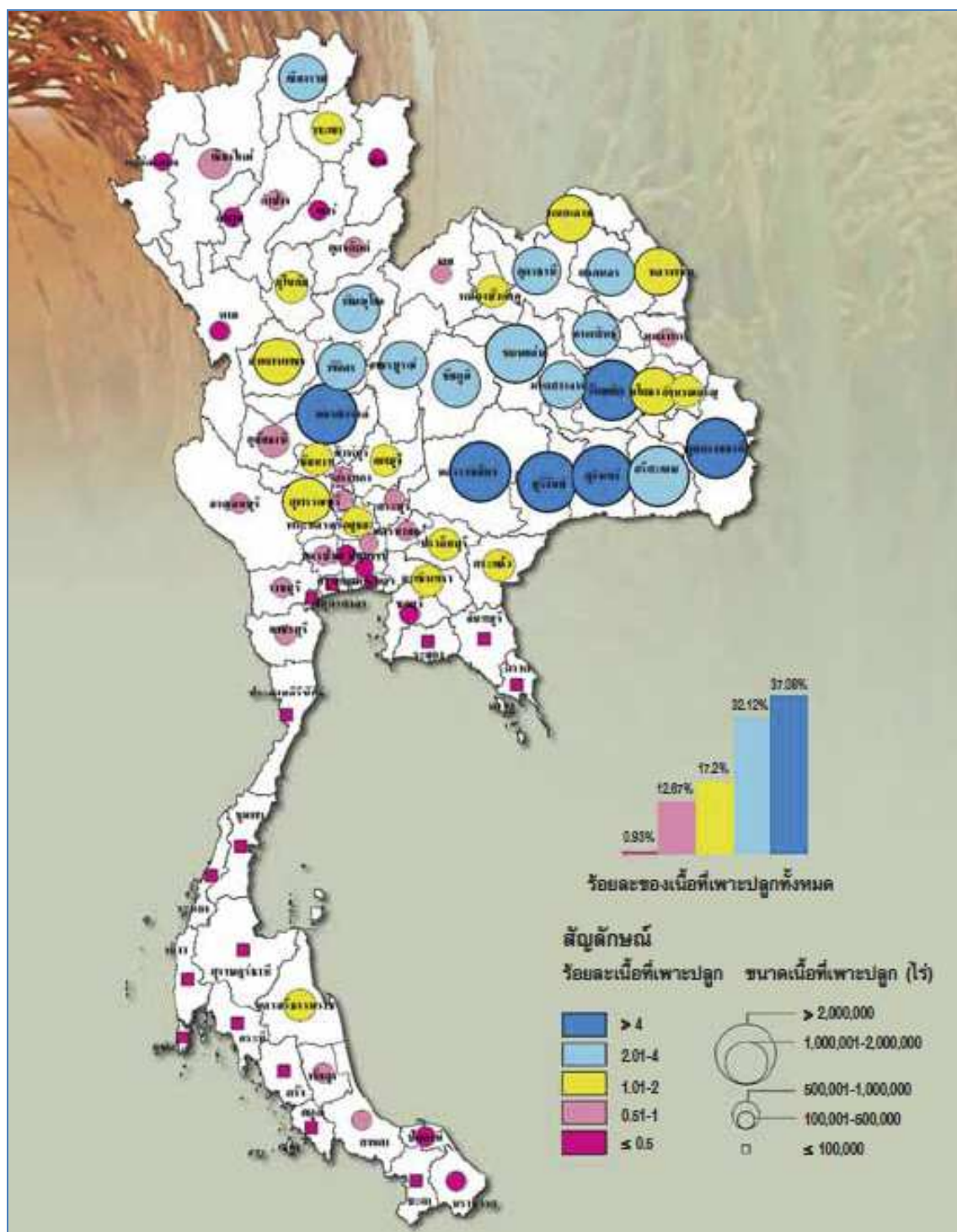
3.1.1 ข้าว

ข้าวถือได้ว่าเป็นพืชเศรษฐกิจหลักที่สำคัญของประเทศ โดยไทยเป็นผู้ส่งออกข้าวมากที่สุดในโลก ในปี 2550 และ 2551 ไทยมีปริมาณการส่งออกข้าว 9.19 และ 10.22 ล้านตัน ตามลำดับ มีส่วนแบ่งการตลาดมากกว่า 29 เปอร์เซ็นต์ของตลาดข้าวทั่วโลก และมีมูลค่าการส่งออกกว่า 1.2 แสนล้านบาท [สำนักงานเศรษฐกิจการเกษตร (สศก.) 2551] ซึ่งการเพาะปลูกข้าวมีการปลูกตลอดทั้งปีและมีพื้นที่เพาะปลูกข้าวกระจายอยู่ทั่วประเทศประมาณ 70 ล้านไร่ ดังภาพที่ 3-2 โดยการเพาะปลูกข้าวปกติ แบ่งเป็นข้าวนาปีและข้าวนาปรัง โดยข้าวนาปีมีสัดส่วนการปลูกมากที่สุดถึง 80-85 เปอร์เซ็นต์ของเนื้อที่เพาะปลูกข้าวทั้งประเทศ ทำการเพาะปลูกกันมากบริเวณภาคตะวันออกเฉียงเหนือในช่วงเดือนพฤษภาคม-ตุลาคม และทำการเก็บเกี่ยวผลผลิตในช่วงเดือนสิงหาคม-เมษายน โดยในเดือนพฤศจิกายน-ธันวาคม เป็นช่วงที่มีการเก็บเกี่ยวผลผลิตข้าวนาปีสูงสุด ส่วนข้าวนาปรัง จะทำการเพาะปลูกกันมากในเขตชลประทานของภาคกลาง ในช่วงเดือนพฤศจิกายน-เมษายน และเก็บเกี่ยวผลผลิตในช่วงเดือนกุมภาพันธ์-ตุลาคม โดยมีการเก็บเกี่ยวผลผลิตสูงที่สุดในช่วงเดือนเมษายน-กรกฎาคม ทำให้ประเทศไทยมีผลผลิตข้าวออกมามากตลอดทั้งปี

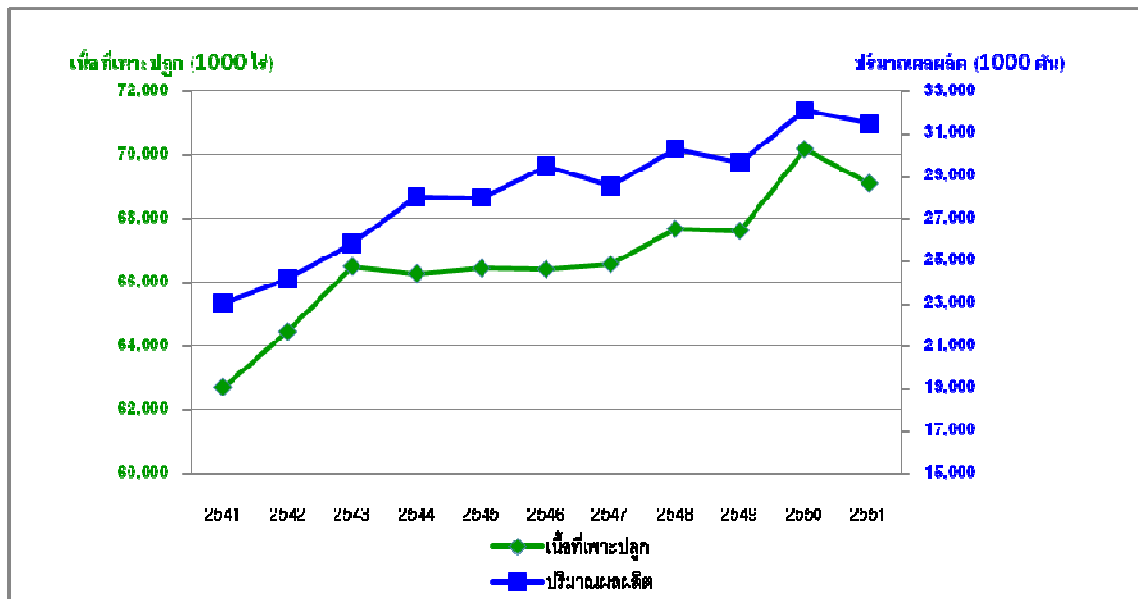
จากสถิติการเพาะปลูกข้าวของสำนักงานเศรษฐกิจการเกษตร ช่วงปี 2541 - 2551 แสดงให้เห็นว่าพื้นที่เพาะปลูกข้าวมีแนวโน้มเพิ่มสูงขึ้นอย่างต่อเนื่อง ดังตารางที่ 3-2 และ ดังภาพที่ 3-3 และทำให้ในปัจจุบันมีผลผลิตข้าวมากกว่า 30 ล้านตันต่อปี [สศก. 2551]

ตารางที่ 3-2 เนื้อที่เพาะปลูก ปริมาณ และราคาผลผลิตข้าว ระหว่างปี 2541-2551

ปี	เนื้อที่เพาะปลูก (1000 ไร่)	ปริมาณผลผลิต (1000 ตัน)	ผลผลิตต่อไร่ (กิโลกรัม/ไร่)	ราคาผลผลิต (บาท/กิโลกรัม)
2541	62,698	22,998	366.80	5.32
2542	64,444	24,171	375.10	4.73
2543	66,492	25,844	388.70	4.35
2544	66,272	28,034	423.00	4.83
2545	66,440	27,992	421.30	5.05
2546	66,404	29,474	443.90	5.57
2547	66,565	28,538	428.70	6.65
2548	67,677	30,292	447.60	6.92
2549	67,616	29,642	438.40	6.83
2550	70,187	32,099	457.30	11.47
2551	69,110	31,470	455.40	10.25



ภาพที่ 3-2 แหล่งเพาะปลูกข้าวของประเทศไทย
[ที่มา: “ข้อมูลพื้นฐานเศรษฐกิจการเกษตร” สำนักงานเศรษฐกิจการเกษตร 2551]



ภาพที่ 3-3 เนื้อที่เพาะปลูก และผลผลิตข้าว ระหว่างปี 2541-2551

[ที่มา: สำนักงานเศรษฐกิจการเกษตร 2551]

ชีวมวลที่ได้จากการเพาะปลูกข้าว ประกอบไปด้วยแกลบและฟางข้าว โดยแกลบเกิดขึ้นจากกระบวนการแปรรูปหรือสีข้าวเปลือก ค่าอัตราส่วนชีวมวลต่อผลผลิต (Residue to Product Ratio) หรือ RPR ของแกลบมีค่าประมาณ 0.23 กล่าวคือ ผลผลิตข้าว 1 ส่วนจะมีแกลบเกิดขึ้น 0.23 ส่วนโดยประมาณ ซึ่งแกลบที่เกิดขึ้นได้ถูกนำไปใช้ประโยชน์อย่างหลากหลายทั้งในภาคการเกษตร ภาคอุตสาหกรรม ภาคการผลิตไฟฟ้า และอื่นๆ [พพ. 2548] ซึ่งหากพิจารณาสัดส่วนของแกลบทั้งในส่วนที่ถูกนำไปใช้ในภาคอุตสาหกรรม ภาคการผลิตไฟฟ้า และส่วนที่คงเหลือ จะพบว่ามีสัดส่วนของแกลบที่สามารถนำมาผลิตเป็นเชื้อเพลิงชีวมวล (Surplus Availability Factor) หรือ SAF เท่ากับ 0.493 [สำนักงานกองทุนสนับสนุนการวิจัย (สกว.) 2552] โดยค่าความร้อนของแกลบมีค่าประมาณ 13.98 MJ/kg [สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) 2552 และ สกว. 2552] แกลบมีศักยภาพในการนำมาผลิตเป็นเชื้อเพลิงชีวมวลประมาณ 3.63 ล้านตันในปี 2551 สามารถประเมินค่าพลังงานความร้อนจากแกลบที่ได้เท่ากับ 50.73 PJ หรือเทียบเท่า 1200 ktoe และสามารถคิดเป็นค่ากำลังไฟฟ้าได้เท่ากับ 322 MW คิดที่ประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าเท่ากับ 20% และมีชั่วโมงปฏิบัติการเท่ากับ 8,760 ชั่วโมง/ปี [สกว. 2552 และ พพ. 2548]

ฟางข้าวเป็นเศษวัสดุที่เกิดขึ้นภายหลังจากการเก็บเกี่ยวข้าว โดยจะมีฟางข้าวประมาณ 0.3-1.2 ส่วนจากผลผลิตข้าว 1 ส่วน ซึ่งโดยเฉลี่ยฟางข้าวจะมีค่า RPR ประมาณ 0.75 [สกว. 2552] ฟางข้าวที่เกิดขึ้นถูกนำไปใช้ประโยชน์ต่างๆ เช่น เลี้ยงสัตว์ ไถกลบ บ่ม และวัสดุคลุมดินในการเกษตร เป็นต้น นอกจากนี้ฟางข้าวบางส่วนจะถูกเผาทิ้งเนื่องจากเป็นอุปสรรคในการเก็บรวบรวมผลผลิต ซึ่งหากมีการบริหารจัดการที่ดีจะทำให้ฟางข้าวมีค่า SAF สูงถึง 0.684 โดยค่าความร้อนของฟางข้าวมีค่าประมาณ 14.35 MJ/kg [สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน

(สนพ.) 2552 และ สกว. 2552] สามารถประมาณค่าพลังงานความร้อนจากฟางข้าวที่เหลือใช้ได้ประมาณ 16.42 ล้านตันในปี 2551 ได้เท่ากับ 235.57 PJ หรือเทียบเท่า 5,576 ktoe และสามารถคิดเป็นค่ากำลังไฟฟ้าได้เท่ากับ 1,494 MW

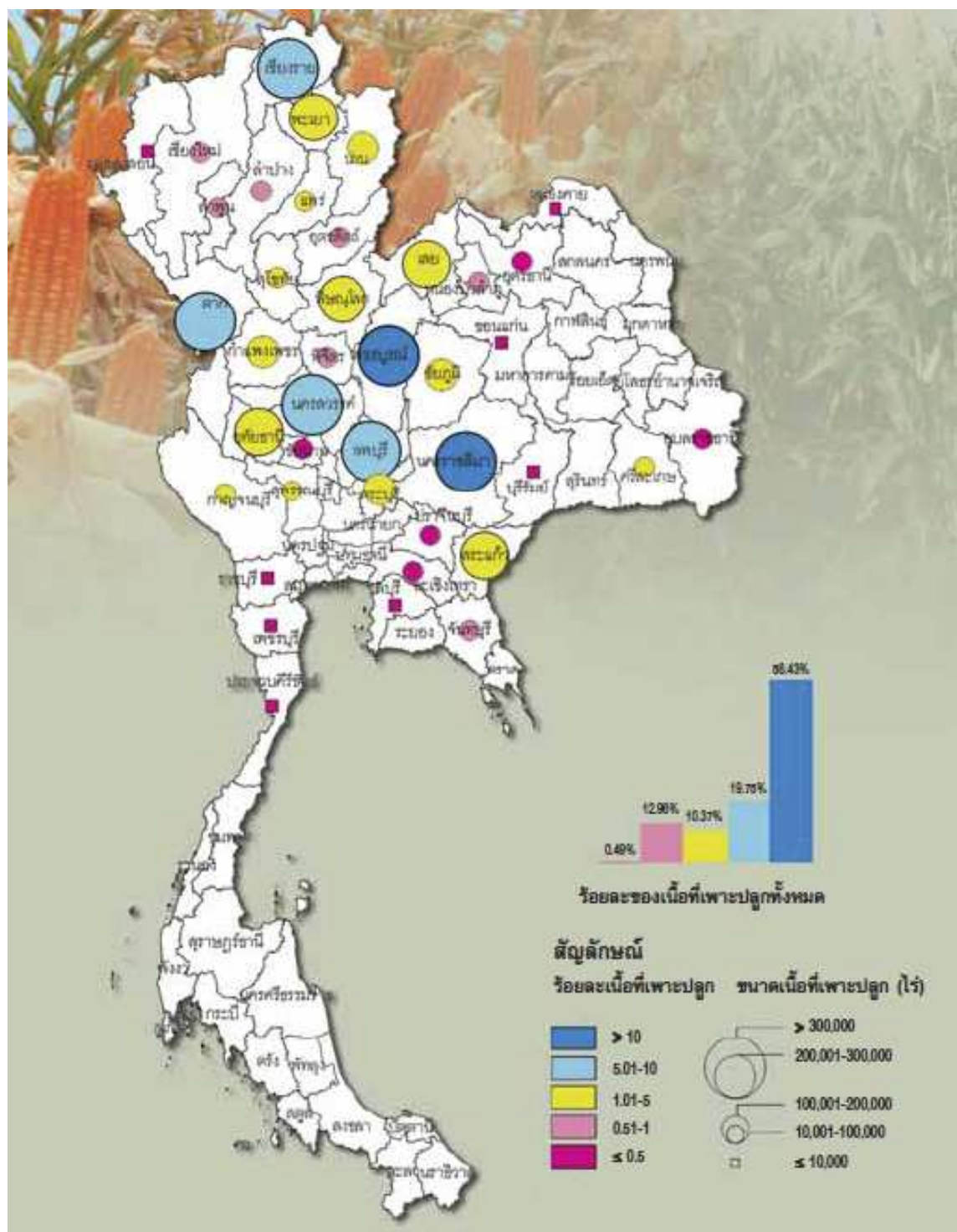
3.1.2 ข้าวโพด

ข้าวโพดเป็นพืชเศรษฐกิจที่สำคัญอีกชนิดหนึ่ง เพาะปลูกกันมากบริเวณภาคเหนือ ภาคกลาง รวมไปถึงภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ดังภาพที่ 3-4 โดยภาคเหนือมีเนื้อที่เพาะปลูกมากที่สุดกว่าร้อยละ 60 ของพื้นที่ปลูกทั้งหมด การเพาะปลูกข้าวโพด มีการปลูกปีละ 2 รุ่น โดยรุ่นที่ 1 ทำการเพาะปลูกในช่วงเดือนพฤศจิกายน-ตุลาคม เก็บเกี่ยวผลผลิตในช่วงเดือนสิงหาคมถึงเดือนกุมภาพันธ์ และรุ่นที่ 2 จะทำการเพาะปลูกในช่วงเดือนพฤศจิกายนถึงเดือนมีนาคม และเก็บเกี่ยวผลผลิตในช่วงเดือนกุมภาพันธ์ถึงเดือนมิถุนายน โดยช่วงเดือนสิงหาคมถึงเดือนธันวาคม จะมีปริมาณการเก็บเกี่ยวสูงที่สุด

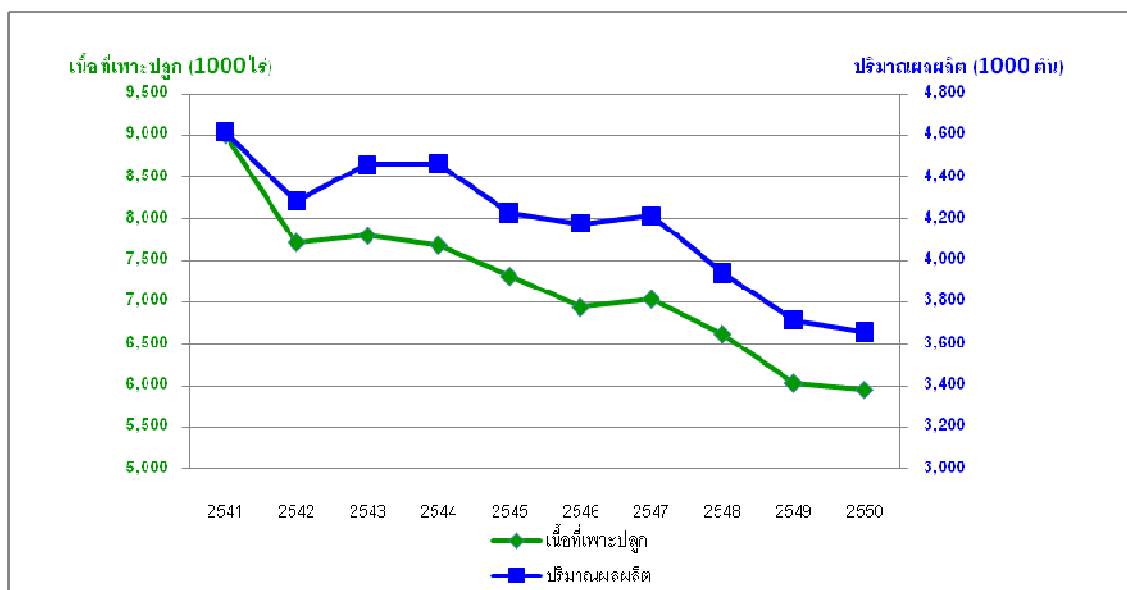
เนื้อที่เพาะปลูกข้าวโพด ลดลงอย่างต่อเนื่องในช่วงระยะเวลา 10 ปีที่ผ่านมา ดังตารางที่ 3-3 และดังภาพที่ 3-5 เนื่องจากเกษตรกรที่ปลูกข้าวโพดประสบผลกระทบจากภาวะแล้งและต้นทุนที่สูงขึ้น จึงหันไปปลูกมันสำปะหลังที่สามารถทนต่อสภาวะแห้งแล้งและมีผลตอบแทนที่ดีกว่า อย่างไรก็ตามผลผลิตข้าวโพดของไทยยังคงอยู่ในระดับ 3.8 ถึง 4 ล้านตันต่อปี

ตารางที่ 3-3 เนื้อที่เพาะปลูก ปริมาณ และราคาผลผลิตข้าวโพด ระหว่างปี พ.ศ.2541-2550

ปี	เนื้อที่เพาะปลูก (1000 ไร่)	ปริมาณผลผลิต (1000 ตัน)	ผลผลิตต่อไร่ (กิโลกรัม/ไร่)	ราคาผลผลิต (บาท/กิโลกรัม)
2541	9,008	4,617	512.54	3.70
2542	7,719	4,286	555.25	4.31
2543	7,802	4,462	571.90	3.82
2544	7,685	4,466	581.13	3.95
2545	7,317	4,230	578.11	4.14
2546	6,943	4,178	601.76	4.43
2547	7,040	4,216	598.86	4.59
2548	6,626	3,943	595.08	4.78
2549	6,040	3,716	615.23	5.45
2550	5,961	3,661	614.16	6.85



ภาพที่ 3-4 แหล่งเพาะปลูกข้าวโพดของประเทศไทย
[ที่มา : “ข้อมูลพื้นฐานเศรษฐกิจการเกษตร” สำนักงานเศรษฐกิจการเกษตร 2551]



ภาพที่ 3-5 เนื้อที่เพาะปลูก และผลผลิตข้าวโพด ระหว่างปี พ.ศ.2541-2550

[ที่มา: สำนักงานเศรษฐกิจการเกษตร 2550]

สำหรับชีวมวลที่ได้จากการเพาะปลูกข้าวโพดมี 2 ชนิดคือ ลำต้นและชังข้าวโพด โดยเฉลี่ยลำต้นข้าวโพดที่เกิดขึ้นจะมีค่า RPR ประมาณ 0.83 ซึ่งลำต้นข้าวโพดจะถูกนำไปใช้ประโยชน์ในภาคการเกษตรด้วย จึงมีค่า SAF ของลำต้นข้าวโพดที่เหลือจากการใช้ประโยชน์ประมาณ 0.55 ค่าความร้อนของลำต้นข้าวโพดมีค่าเท่ากับ 15.05 MJ/kg [สกว. 2552 และ พพ. 2548] สามารถประเมินค่าพลังงานความร้อนจากลำต้นข้าวโพดที่เหลือใช้ประมาณ 1.6 ล้านตันในปี 2550 ได้เท่ากับ 25 PJ หรือเทียบเท่า 585 ktoe และสามารถคิดเป็นค่ากำลังไฟฟ้าได้เท่ากับ 157 MW ส่วนชังข้าวโพด โดยเฉลี่ยจะมีค่า RPR ประมาณ 0.23 และมีค่า SAF ของชังข้าวโพดที่เหลือจากการใช้ประโยชน์ประมาณ 0.55 ค่าความร้อนของชังข้าวโพดมีค่าเท่ากับ 16.12 MJ/kg [สกว. 2552 และ พพ. 2548] สามารถประเมินค่าพลังงานความร้อนจากชังข้าวโพดที่เหลือใช้ได้ประมาณ 0.5 ล้านตันในปี 2550 ได้เท่ากับ 7.3 PJ หรือเทียบเท่า 174 ktoe และสามารถคิดเป็นค่ากำลังไฟฟ้าได้เท่ากับ 47 MW คิดที่ประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าเท่ากับ 20 % และมีชั่วโมงปฏิบัติการเท่ากับ 8,760 ชั่วโมง/ปี [สกว. 2552 และ พพ. 2548]

3.1.3 อ้อย

อ้อยเป็นพืชเศรษฐกิจที่เป็นวัตถุดิบหลักในอุตสาหกรรมน้ำตาล ซึ่งประเทศไทยเป็นประเทศที่มีการส่งออกน้ำตาลเป็นอันดับ 2 ของโลก รองจากบราซิล [สศก. 2551] พื้นที่เพาะปลูกอ้อยส่วนใหญ่จะอยู่บริเวณภาคกลางและภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ดังภาพที่ 3-6 โดยมีการเก็บเกี่ยวผลผลิตในช่วงเดือนพฤศจิกายน-พฤษภาคม และเก็บเกี่ยวผลผลิตสูงที่สุดในช่วงเดือนธันวาคม-มีนาคม

ประเทศไทยมีผลผลิตอ้อยอยู่ในช่วง 50-70 ล้านตัน ซึ่งในช่วง 3 ปีที่ผ่านมา ผลผลิตอ้อยเพิ่มสูงขึ้นอย่างต่อเนื่อง โดยในปี 2551 มีผลผลิตอ้อยสูงถึง 73.5 ล้านตัน ดังตารางที่ 3-4 และ

ดังภาพที่ 3-7 เชื้อเพลิงชีวมวลที่ได้จากการเพาะปลูกอ้อยมี 2 ส่วนคือ ใบอ้อยและกากอ้อย โดยใบอ้อยเป็นชีวมวลที่เกิดขึ้นหลังการเก็บเกี่ยวผลผลิต ส่วนกากอ้อยได้มาจากระบวนการแปรรูปอ้อยในโรงงานผลิตน้ำตาล

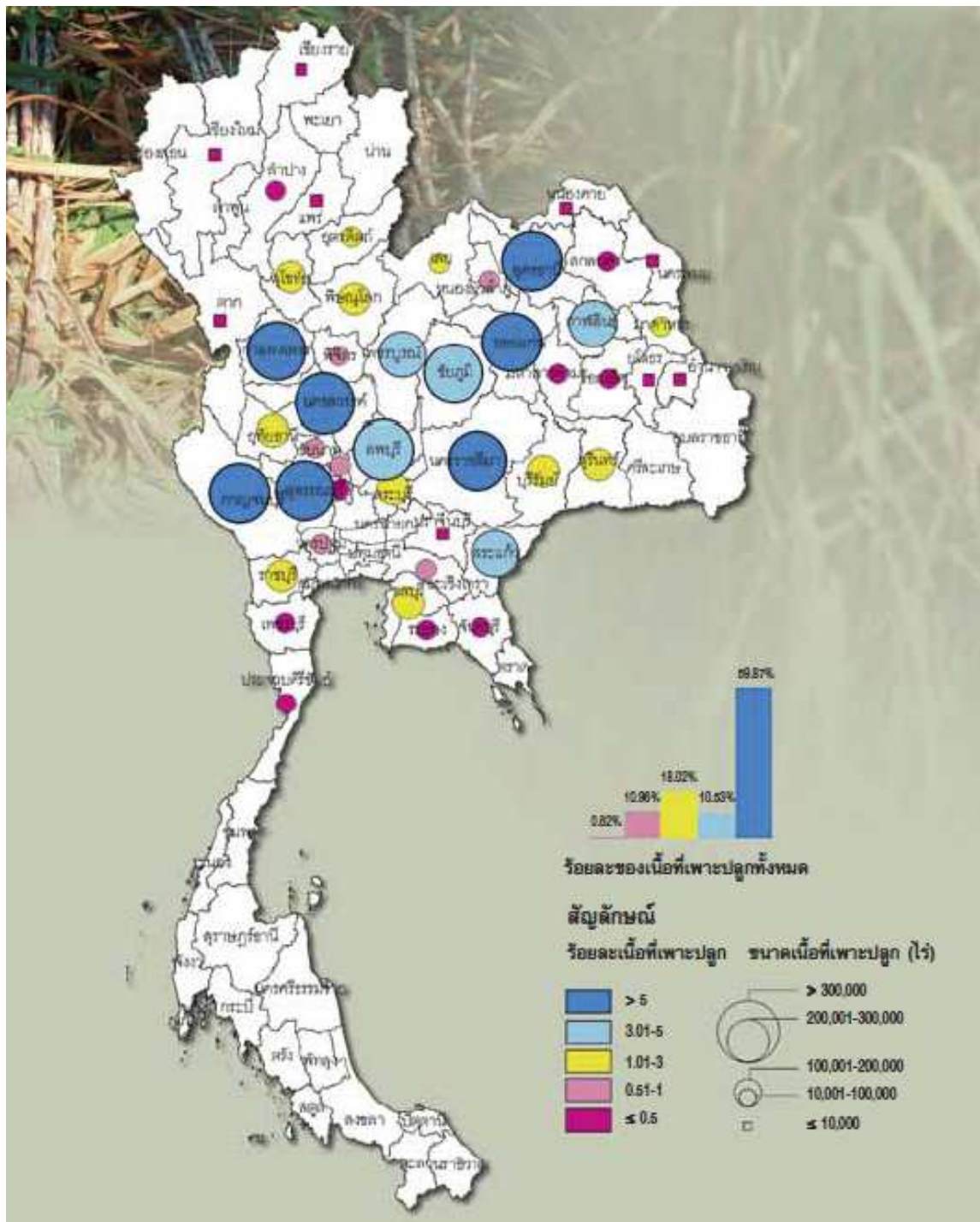
สำหรับใบและยอดอ้อย มีค่า RPR ประมาณ 0.23 แต่ในปัจจุบันยังคงมีการนำใบและยอดอ้อยไปใช้ประโยชน์ในปริมาณน้อย จึงส่งผลให้มีค่า SAF สูงถึง 0.95 ค่าความร้อนของใบอ้อยมีค่าเท่ากับ 16.15 MJ/kg [สกว. 2552 และ พพ. 2548] จึงทำให้สามารถประเมินค่าพลังงานความร้อนจากใบอ้อยที่เหลือใช้ได้ประมาณ 16.1 ล้านตันในปี 2551 ได้เท่ากับ 261 PJ หรือเทียบเท่า 6,181 ktoe และสามารถคิดเป็นค่ากำลังไฟฟ้าได้เท่ากับ 1,656 MW คิดที่ประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าเท่ากับ 20 % และมีชั่วโมงปฏิบัติการเท่ากับ 8,760 ชั่วโมง/ปี [สกว. 2552 และ พพ. 2548]

กากอ้อยที่เกิดขึ้นในกระบวนการแปรรูปอ้อยนั้นคิดเป็นสัดส่วนตามค่า RPR ได้เท่ากับ 0.29 ซึ่งกากหรือขานอ้อยส่วนใหญ่จะถูกนำไปผลิตเป็นวัสดุต่างๆ เช่น บรรจุภัณฑ์ที่ย่อยสลายได้ กระดาษ และนำไปใช้เป็นเชื้อเพลิงสำหรับการผลิตไฟฟ้าในโรงงานอุตสาหกรรม [สกว. 2552 และ พพ. 2548] จึงทำให้กากอ้อยที่เกิดขึ้น ถูกนำไปใช้ประโยชน์จนหมด (SAF เท่ากับ 0.00) ซึ่งความต้องการกากอ้อยสำหรับใช้เป็นเชื้อเพลิงในโรงงานอุตสาหกรรม ยังคงมีสูงกว่าปริมาณกากอ้อยที่เกิดขึ้นในปัจจุบัน [พพ. 2548]

ตารางที่ 3-4 เนื้อที่เพาะปลูกปริมาณและราคาผลผลิตอ้อย ระหว่างปี 2542-2551

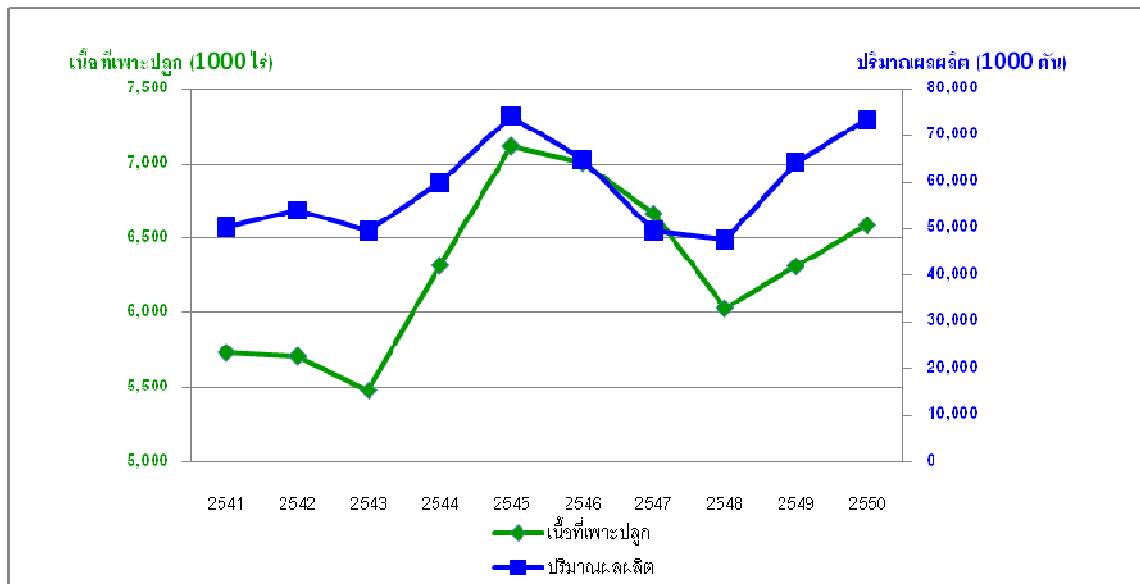
ปี	เนื้อที่เพาะปลูก (1000 ไร่)	ปริมาณผลผลิต (1000 ตัน)	ผลผลิตต่อไร่ (ตัน/ไร่)	ราคาผลผลิต (บาท/ตัน)
2542	5,735	50,332	8.78	496
2543	5,710	54,052	9.47	445
2544	5,481	49,563	9.04	514
2545	6,320	60,013	9.50	435
2546	7,121	74,259	10.43	469
2547	7,012	64,996	9.27	368
2548	6,670	49,586 ^[1]	7.43	520
2549	6,033	47,658 ^[1]	7.90	688
2550	6,314	64,365	10.19	683
2551	6,590	73,502	11.15	557

^[1] ปริมาณผลผลิตลดลงอย่างผิดปกติ เนื่องมาจากราคาผลผลิตที่ตกต่ำในปี 2547 เกิดภัยแล้งและภัยธรรมชาติ จึงทำให้เกษตรกรหันไปปลูกพืชชนิดอื่นทดแทน [สศก. 2548 และ 2549]



ภาพที่ 3-6 แหล่งเพาะปลูกอ้อยของประเทศไทย

[ที่มา : “ข้อมูลพื้นฐานเศรษฐกิจการเกษตร” สำนักงานเศรษฐกิจการเกษตร 2551]

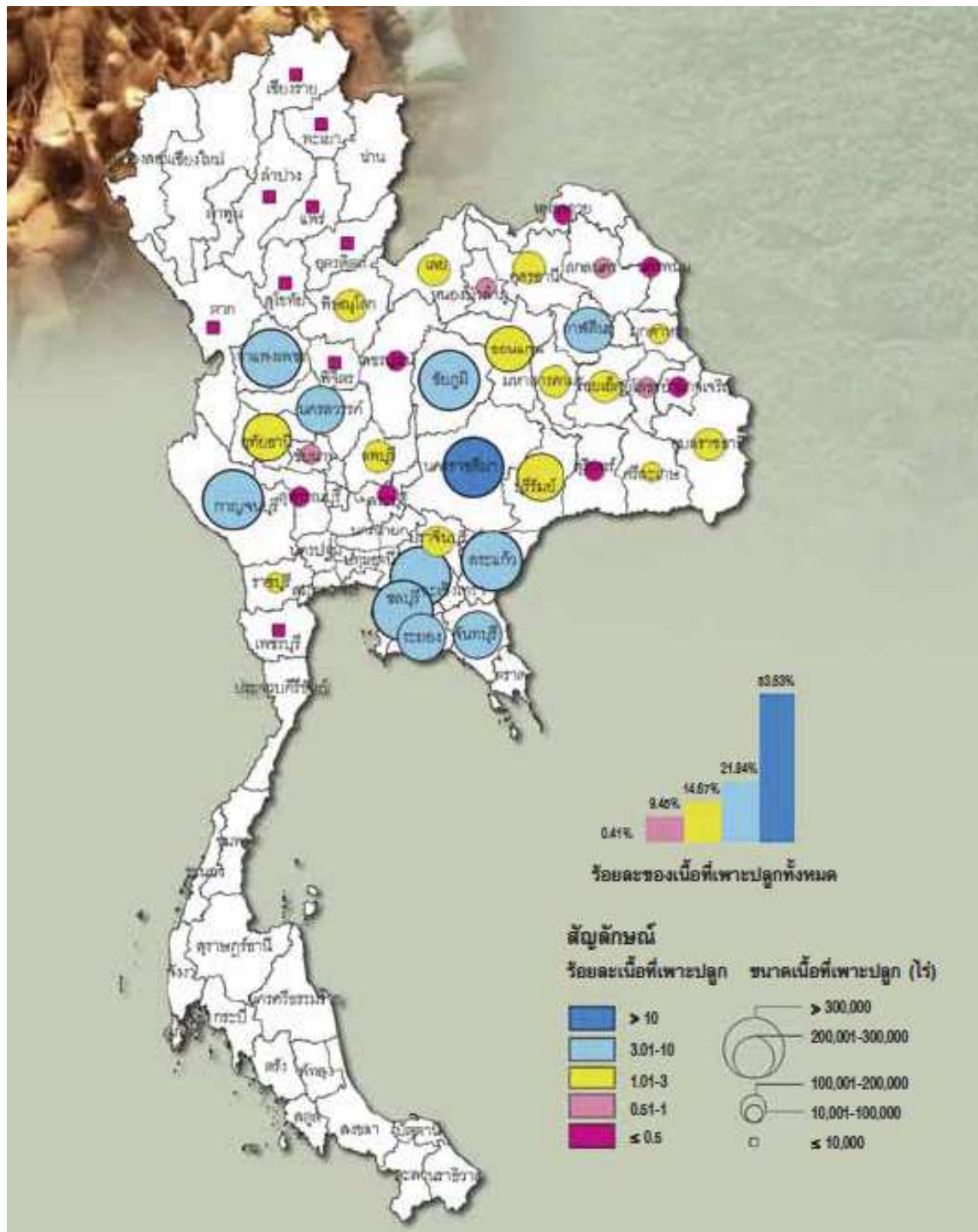


ภาพที่ 3-7 เชื้อที่เพาเปอ และผลผลิตอ้อย ระหว่างปีพ.ศ. 2542-2551

[ที่มา: สำนักงานเศรษฐกิจการเกษตร 2551]

3.1.4 มันสำปะหลัง

ประเทศไทยเป็นผู้ส่งออกมันสำปะหลังอันดับ 1 ของโลก โดยมีส่วนแบ่งการตลาดประมาณ 70 เปอร์เซ็นต์ [สศก. 2551] ผลผลิตมันสำปะหลังถูกนำมาใช้ภายในประเทศเพียง 20 เปอร์เซ็นต์ของผลผลิตทั้งหมด สำหรับพื้นที่เพาะปลูกอยู่ในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ภาคกลาง และภาคตะวันออก ดังภาพที่ 3-8 ซึ่งมีการเก็บเกี่ยวผลผลิตตลอดทั้งปี โดยในเดือนพฤศจิกายน-มกราคม เป็นช่วงที่มีการเก็บเกี่ยวผลผลิตสูงที่สุด



ภาพที่ 3-8 แหล่งเพาะปลูกมันสำปะหลังของประเทศไทย
[ที่มา: “ข้อมูลพื้นฐานเศรษฐกิจการเกษตร” สำนักงานเศรษฐกิจการเกษตร 2551]

ปัจจุบันเนื้อที่เพาะปลูกมันสำปะหลังมีประมาณ 7.4 ล้านไร่ และมีผลผลิตมันสำปะหลังประมาณ 25 ล้านตัน ดังตารางที่ 3-5 และดังภาพที่ 3-9 ทั้งนี้ผลผลิตที่เพิ่มสูงขึ้นในช่วง 3-4 ปีที่ผ่านมาจะเป็นผลมาจากการส่งเสริมการผลิตเอทานอลเพื่อนำมาใช้เป็นพลังงานทดแทน จึงทำให้เกษตรกรหันมาปลูกมันสำปะหลังเพิ่มมากขึ้น โดยชีวมวลที่ได้จากการเพาะปลูกมันสำปะหลังเป็นส่วนของลำต้น ซึ่งเป็นชีวมวลที่เกิดขึ้นหลังการเก็บเกี่ยวผลผลิต นอกจากนี้ยังมีชีวมวลจากส่วนเหง้าและกากมันสำปะหลังจากกระบวนการแปรรูปเป็นแป้งมันสำปะหลังด้วย

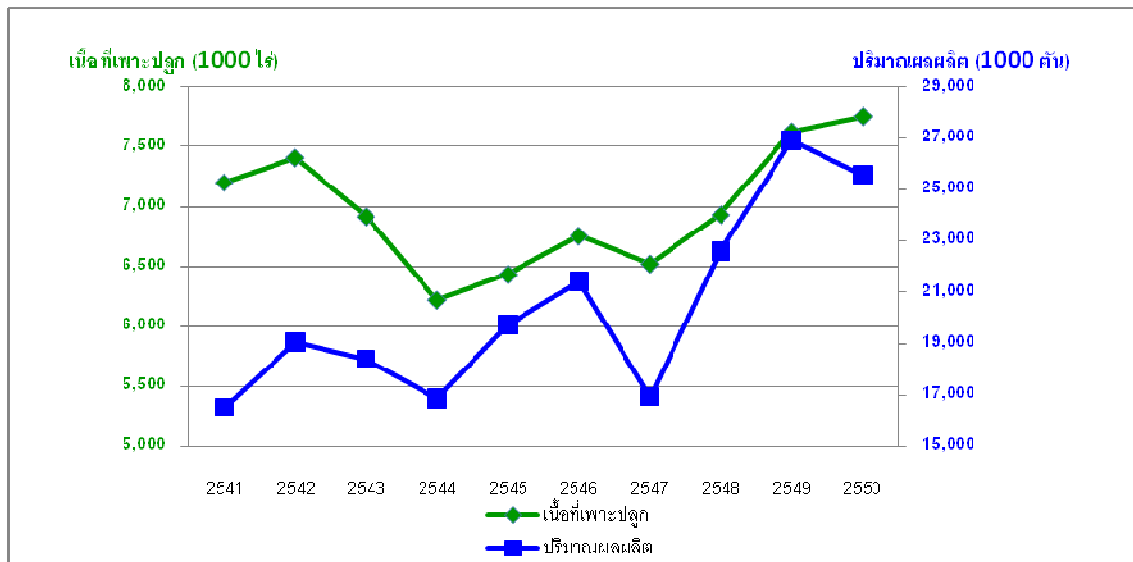
ลำต้นมันสำปะหลังมีค่าอัตราส่วนชีวมวลต่อผลผลิตหรือ RPR เท่ากับ 0.088 และมีค่า SAF สูงถึง 0.70 เนื่องจากยังมีการนำไปใช้ประโยชน์ในปริมาณน้อย (ตามปกติจะถูกนำมาใช้เป็นต้นพันธุ์ในการเพาะปลูกต่อไป) ค่าความร้อนของลำต้นมันสำปะหลังมีค่าเท่ากับ 13.38 MJ/kg [สกว. 2552 และ พพ. 2548] จึงทำให้สามารถประเมินค่าพลังงานความร้อนจากลำต้นมันสำปะหลังที่เหลือใช้ประมาณ 1.6 ล้านตันในปี 2551 ได้เท่ากับ 22 PJ หรือเทียบเท่า 527 ktoe และสามารถคิดเป็นค่ากำลังไฟฟ้าได้เท่ากับ 141 MW คิดที่ประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าเท่ากับ 20 % และมีชั่วโมงปฏิบัติการเท่ากับ 8,760 ชั่วโมง/ปี [สกว. 2552 และ พพ. 2548]

ส่วนเหง้าและกากมันสำปะหลัง มีค่า RPR เท่ากับ 0.21 แต่เนื่องจากในปัจจุบันเหง้าและกากมันสำปะหลังที่เกิดขึ้น จะถูกนำไปใช้ในอุตสาหกรรมอาหารสัตว์ จึงมีเหง้าและกากมันสำปะหลังสำหรับใช้เป็นเชื้อเพลิงชีวมวลในปริมาณน้อยมาก หรือมีค่า SAF เท่ากับ 0.00 [สกว. 2552 และ พพ. 2548]

ตารางที่ 3-5 เนื้อที่เพาะปลูก ปริมาณ และราคาผลผลิตมันสำปะหลัง ระหว่างปีพ.ศ.2542-2551

ปี	เนื้อที่เพาะปลูก (1000 ไร่)	ปริมาณผลผลิต (1000 ตัน)	ผลผลิตต่อไร่ (กิโลกรัม/ไร่)	ราคาผลผลิต (บาท/กิโลกรัม)
2542	7,200	16,507	2,292.64	0.91
2543	7,406	19,064	2,574.13	0.63
2544	6,918	18,396	2,659.15	0.69
2545	6,224	16,868	2,710.15	1.05
2546	6,435	19,718	3,064.18	0.93
2547	6,757	21,440	3,173.01	0.80
2548	6,524	16,938 ^[1]	2,596.26	1.33
2549	6,933	22,584	3,257.46	1.29
2550	7,623	26,916	3,530.89	1.18
2551	7,750	25,566	3,298.84	1.73

^[1] ปริมาณผลผลิตลดลงอย่างผิดปกติ เนื่องมาจากเกิดภัยแล้ง ฝนทิ้งช่วงเร็วกว่ากำหนดตั้งแต่ปลายเดือนกันยายน 2547 ประกอบกับเกษตรกรเพาะปลูกในที่ดินเดิมโดยไม่มีการบำรุงดินและใช้ท่อนพันธุ์ที่ไม่เหมาะสมกับพื้นที่ [สศก. 2548]



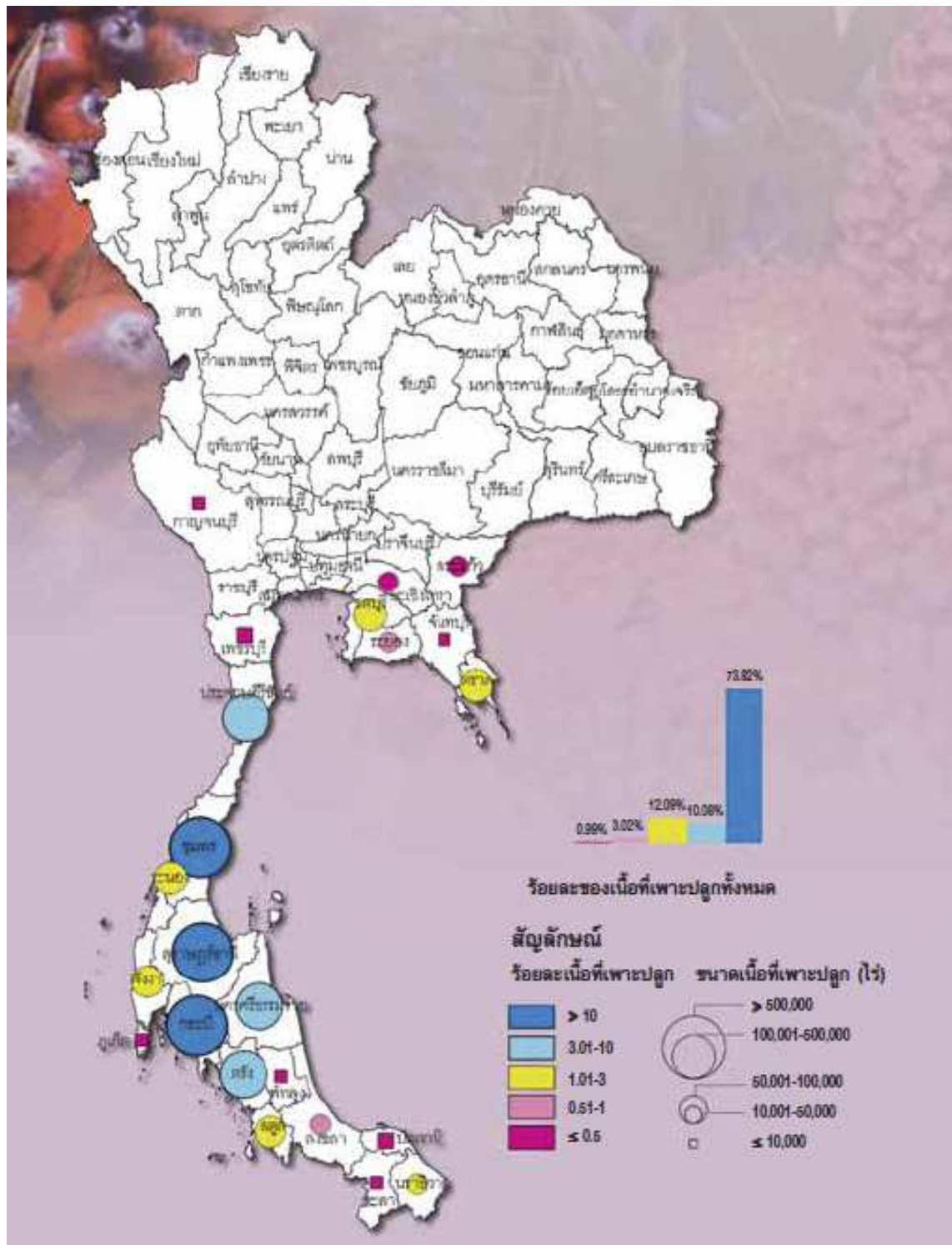
ภาพที่ 3-9 เนื้อที่เพาะปลูก และผลผลิตมันสำปะหลัง ระหว่างปีพ.ศ. 2542-2551

[ที่มา: สำนักงานเศรษฐกิจการเกษตร 2551]

3.1.5 ปาล์มน้ำมัน

เนื่องจากปาล์มน้ำมัน จัดเป็นทั้งพืชอาหารและพืชพลังงานที่มีความต้องการอย่างไม่มีจำกัด จึงมีการสนับสนุนให้มีการเพาะปลูกปาล์มอย่างต่อเนื่อง ในปัจจุบันพื้นที่ปลูกปาล์มน้ำมันส่วนใหญ่จะอยู่ในบริเวณภาคใต้ ซึ่งคิดเป็นสัดส่วนมากกว่า 85 เปอร์เซ็นต์ของพื้นที่เพาะปลูกทั้งประเทศ และส่วนที่เหลือจะมีการเพาะปลูกในภาคตะวันออก ดังภาพที่ 3-10 โดยผลผลิตปาล์มน้ำมัน จะมีตลอดทั้งปีและในช่วงเดือนมีนาคม-กรกฎาคม จะเป็นช่วงเวลาที่มีผลผลิตสูงที่สุด

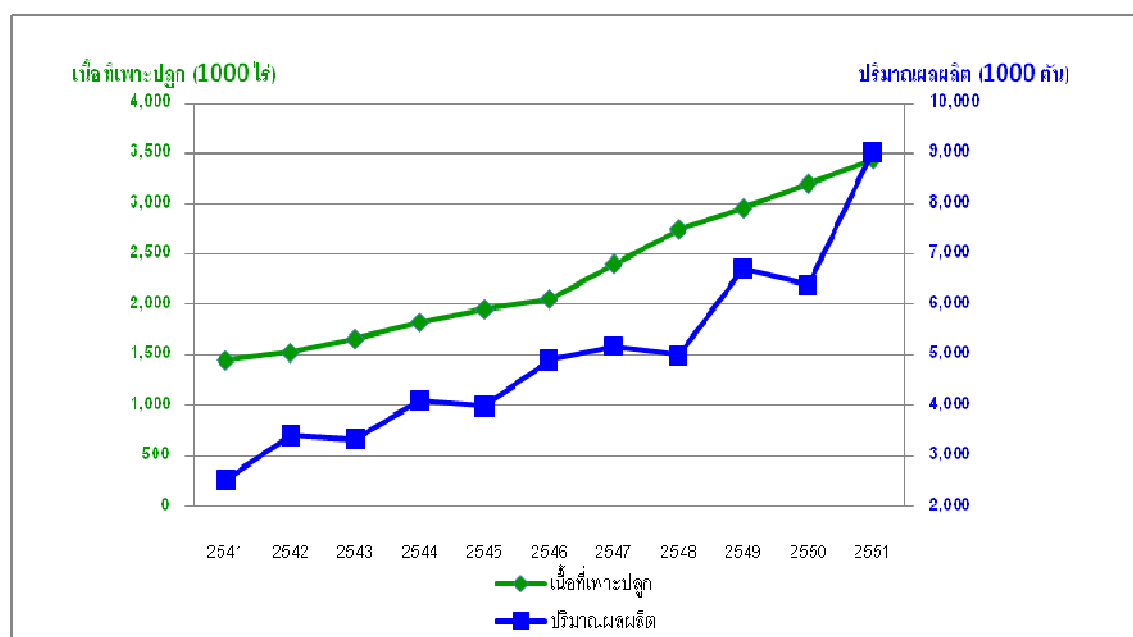
ในปัจจุบันประเทศไทยมีเนื้อที่ปลูกปาล์มน้ำมันประมาณ 3.4 ล้านไร่ และมีผลผลิตประมาณ 2.8 ล้านตันต่อปี โดยในช่วงเวลา 10 ปีที่ผ่านมา ประเทศไทยมีเนื้อที่เพาะปลูกปาล์มน้ำมันเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง ดังตารางที่ 3-6 และดังภาพที่ 3-11 สำหรับชีวมวลที่ได้จากการเพาะปลูกปาล์มน้ำมัน จะเป็นลำต้น ใบ กะลาปาล์ม ก้าน และทะลายปาล์ม โดยใบและกะลาปาล์มมีค่า RPR ประมาณ 0.02-0.25 ซึ่งชีวมวลทั้ง 2 ชนิดนั้นจะได้มาจากการบดการหีบปาล์มน้ำมัน แต่ชีวมวลดังกล่าวจะถูกนำไปใช้ประโยชน์ในภาคอุตสาหกรรมเกือบทั้งหมด จึงทำให้มีค่า SAF เท่ากับ 0.00 [สกว. 2552 และ พพ. 2548] ส่วนลำต้น ก้านทาง และทะลายปาล์ม มีค่า RPR ประมาณ 0.20-2.60 และมีค่า SAF เท่ากับ 1.00 เนื่องจากยังไม่มีหรือนำมาใช้ประโยชน์ สำหรับค่าความร้อนของลำต้นและก้านทาง มีค่าเท่ากับ 9.83 MJ/kg และมีค่าเท่ากับ 16.83 MJ/kg สำหรับทะลายปาล์ม [สกว. 2552 และ พพ. 2548] จึงทำให้สามารถประเมินค่าพลังงานความร้อนจากชีวมวลของปาล์มน้ำมันทั้ง 3 ชนิดที่เหลือใช้ได้ประมาณ 37.4 ล้านตันในปี 2551 ได้เท่ากับ 375 PJ หรือเทียบเท่า 8,876 ktoe และสามารถคิดเป็นค่ากำลังไฟฟ้าได้เท่ากับ 2,378 MW รายละเอียดแสดงดังตารางที่ 3-8 คิดที่ประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าเท่ากับ 20 % และมีชั่วโมงปฏิบัติการเท่ากับ 8,760 ชั่วโมง/ปี [สกว. 2552 และ พพ. 2548]



ภาพที่ 3-10 แหล่งเพาะปลูกปาล์มน้ำมันของประเทศไทย
[ที่มา : “ข้อมูลพื้นฐานเศรษฐกิจการเกษตร” สำนักงานเศรษฐกิจการเกษตร 2551]

ตารางที่ 3-6 เนื้อที่เพาะปลูก ปริมาณและราคาผลผลิตปาล์มน้ำมัน ระหว่างปีพ.ศ. 2541-2551

ปี	เนื้อที่เพาะปลูก (1000 ไร่)	ปริมาณผลผลิต (1000 ตัน)	ผลผลิตต่อไร่ (กิโลกรัม/ไร่)	ราคาผลผลิต (บาท/กิโลกรัม)
2541	1,451	2,523	1,738.80	3.37
2542	1,526	3,413	2,236.57	2.21
2543	1,660	3,343	2,013.86	1.66
2544	1,827	4,097	2,242.47	1.19
2545	1,956	4,001	2,045.50	2.3
2546	2,057	4,903	2,383.57	2.34
2547	2,405	5,182	2,154.68	3.11
2548	2,748	5,003	1,820.60	2.76
2549	2,954	6,715	2,273.19	2.39
2550	3,198	6,390	1,998.12	4.07
2551	3,442	9,028	2,622.89	4.23

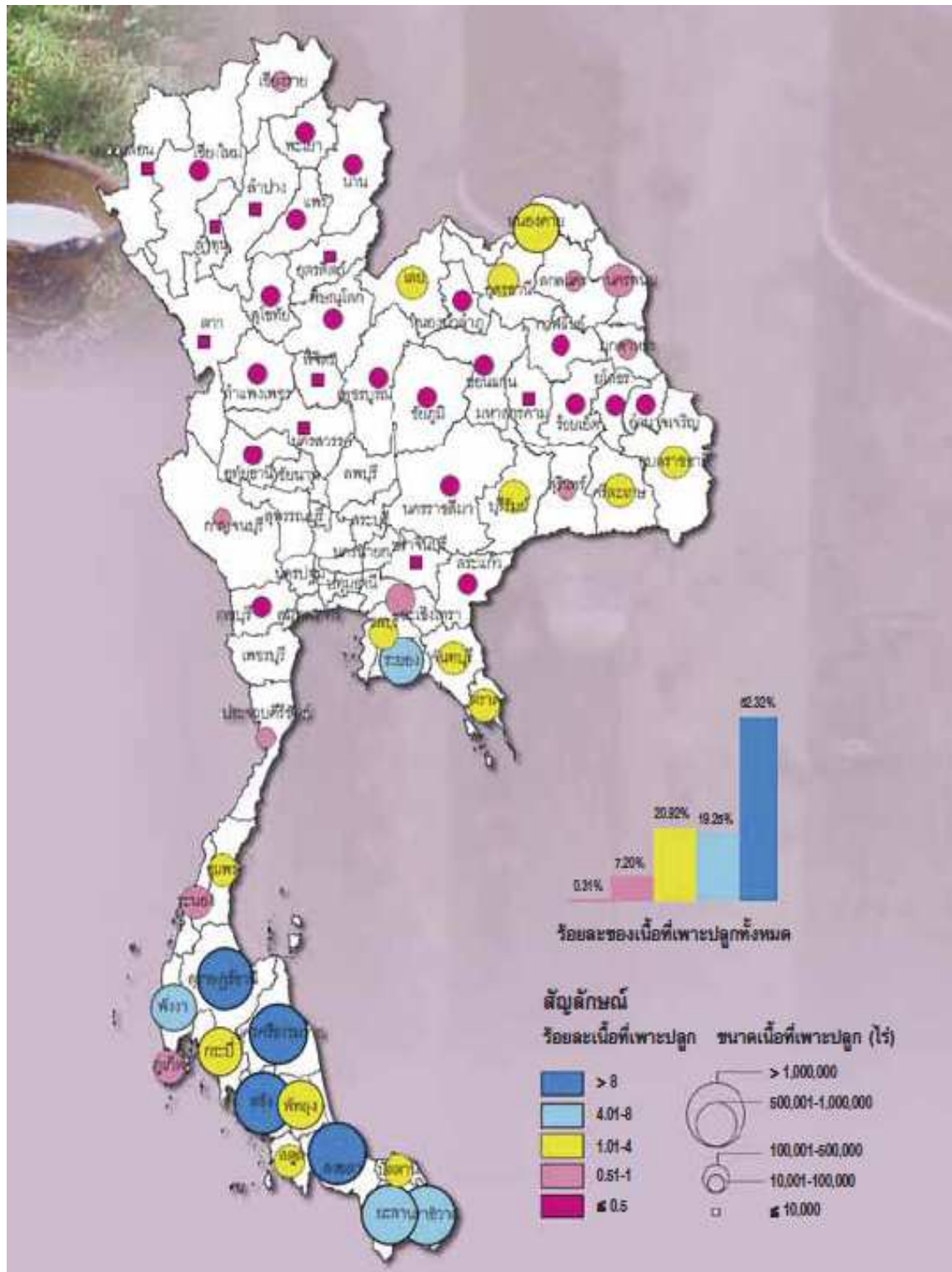


ภาพที่ 3-11 เนื้อที่เพาะปลูก และผลผลิตปาล์มน้ำมัน ระหว่างปีพ.ศ. 2542-2551

[ที่มา: สำนักงานเศรษฐกิจการเกษตร 2551]

3.1.6 ยางพารา

ยางพาราเป็นพืชเศรษฐกิจที่สำคัญอีกชนิดหนึ่ง พื้นที่เพาะปลูกยางพาราส่วนใหญ่อยู่ทางภาคใต้ ซึ่งคิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 85 ของพื้นที่เพาะปลูกยางพาราทั่วประเทศ และนอกจากนี้ยังมีการเพาะปลูกมากทางภาคตะวันออก ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ และภาคเหนือ ดังภาพที่ 3-12



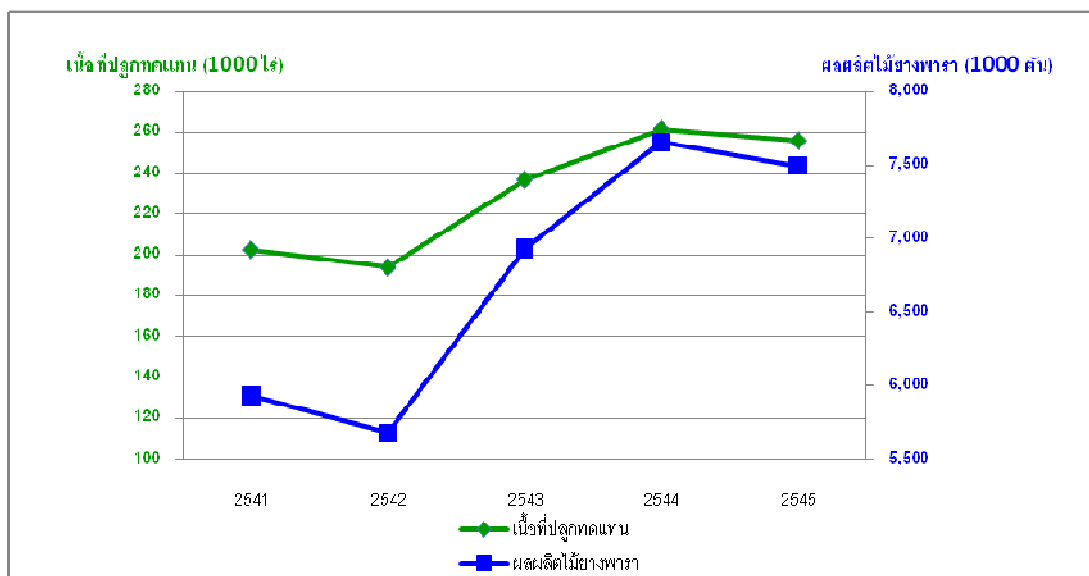
ภาพที่ 3-12 แหล่งเพาะปลูกยางพาราของประเทศไทย

[ที่มา: “ข้อมูลพื้นฐานเศรษฐกิจการเกษตร” สำนักงานเศรษฐกิจการเกษตร, 2551]

ในปัจจุบันมีเนื้อที่เพาะปลูกยางพาราประมาณ 16.3 ล้านไร่ และมีเนื้อที่ให้ผลผลิตประมาณ 11.4 ล้านไร่ [สศก. 2551] การเก็บเกี่ยวผลผลิตยางพาราสามารถทำได้ตลอดทั้งปี โดยในช่วงเดือนกันยายน-ตุลาคม และธันวาคม-มกราคม จะเป็นช่วงที่มีผลผลิตสูงที่สุด สำหรับชีวมวลที่ได้จากยางพารา จะเป็นไม้ยางพาราที่ถูกโค่นทิ้งเมื่อไม่สามารถให้น้ำยางได้ โดยเฉลี่ยแล้วจะเป็นต้นยางที่มีอายุ 10-15 ปี ซึ่งไม้ยางที่ได้ มักจะถูกนำไปใช้ทำเป็นเฟอร์นิเจอร์ทดแทนการใช้ไม้ธรรมชาติ และไม้ที่มีขนาดเล็กจะถูกนำไปใช้ทำเป็นฟืน (เชื้อเพลิงชีวมวล) จากรายงานของสำนักงานกองทุนสงเคราะห์การทำสวนยาง (สกย.) แสดงให้เห็นว่าในปี 2549 มีเกษตรกรเจ้าของสวนยางพาราของทุนสงเคราะห์ปลูกทดแทน คิดเป็นเนื้อที่ปลูกทดแทนทั่วประเทศประมาณ 2.6 แสนไร่ ซึ่งสามารถคำนวณปริมาณไม้ยางที่ได้จากการโค่นต้นยางพาราได้มากถึง 9.7 ล้านลูกบาศก์เมตร คิดเป็นน้ำหนัก 7.4 ล้านตัน ดังตารางที่ 3-7 และดังภาพที่ 3-13

ตารางที่ 3-7 เนื้อที่ของทุนสงเคราะห์ปลูกทดแทน ปริมาตรและผลผลิตไม้ยางพารา ระหว่างปีพ.ศ. 2545-2549

ปี	เนื้อที่ปลูกทดแทน (1000 ไร่)	ปริมาตรไม้ยางพารา (1000 ลูกบาศก์เมตร)	ผลผลิตไม้ยางพารา (1000 ตัน)
2545	202.706	7,702.828	5,931.178
2546	194.067	7,374.546	5,678.400
2547	237.004	9,006.152	6,934.737
2548	261.650	9,942.700	7,655.879
2549	256.133	9,733.054	7,494.452



ภาพที่ 3-13 เนื้อที่ของทุนสงเคราะห์ปลูกทดแทน ระหว่างปีพ.ศ.2545-2549

[ที่มา : สำนักงานกองทุนสงเคราะห์การทำสวนยาง 2551]

ในการประเมินปริมาณชีวมวลที่ได้จากยางพารา จะทำการคำนวณหาน้ำหนักไม้ยางพาราที่เกิดขึ้นในแต่ละปี โดยประเมินหาน้ำหนักรวมของไม้ยางพาราที่มีขนาด 3 นิ้วขึ้นไปและมีการปลูกลงดินจำนวนประมาณ 65 ต้นต่อไร่ ซึ่งจะมีปริมาตรไม้เฉลี่ย 38 ลูกบาศก์เมตรต่อไร่ และมีน้ำหนักประมาณ 0.77 ตันต่อลูกบาศก์เมตร [สถาบันวิจัยยาง 2552 และ สกย. 2552]

ชีวมวลที่เกิดจากไม้ยางพารา ประกอบไปด้วยไม้ยางพาราและซี้เลื้อย โดยชีวมวลประเภทไม้หรือเศษไม้ยางพารามีค่า RPR เท่ากับ 0.10 และชีวมวลที่เกิดขึ้น ยังไม่ได้มีการนำไปใช้ประโยชน์อย่างอื่นนอกจากใช้เป็นไม้ฟืน จึงมีค่า SAF สูงถึง 0.90 ค่าความร้อนของไม้ยางพารามีค่าเท่ากับ 14.98 MJ/kg [สกย. 2552 และ พพ. 2548] จึงทำให้สามารถประเมินค่าพลังงานความร้อนจากเศษไม้ยางพาราที่เหลือใช้ประมาณ 0.7 ล้านตันในปี 2549 ได้เท่ากับ 10.2 PJ หรือเทียบเท่า 242 ktoe และสามารถคิดเป็นค่ากำลังไฟฟ้าได้เท่ากับ 65 MW คิดที่ประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าเท่ากับ 20 % และมีชั่วโมงปฏิบัติการเท่ากับ 8,760 ชั่วโมง/ปี [สกย. 2552 และ พพ. 2548]

ส่วนซี้เลื้อยจากไม้ยางพารา มีค่า RPR เท่ากับ 0.03 และมีค่า SAF สูงถึง 0.80 ค่าความร้อนของซี้เลื้อยไม้ยางพารามีค่าเท่ากับ 18.40 MJ/kg [สกย. 2552 และ พพ. 2548] จึงทำให้สามารถประมาณค่าพลังงานความร้อนจากซี้เลื้อยไม้ยางพาราที่เหลือใช้ประมาณ 0.2 ล้านตันในปี 2549 ได้เท่ากับ 3.8 PJ หรือเทียบเท่า 89 ktoe และสามารถคิดเป็นค่ากำลังไฟฟ้าได้เท่ากับ 24 MW [สกย. 2552 และ พพ. 2548]

จากการศึกษาและรวบรวมข้อมูลพืชเศรษฐกิจหลักของประเทศระหว่างปี 2541-2551 จำนวน 6 ชนิด ได้แก่ ข้าว ข้าวโพด อ้อย มันสำปะหลัง ปาล์มน้ำมัน และยางพารา เพื่อประเมินศักยภาพของชีวมวลในประเทศไทยที่สามารถนำมาใช้เป็นเชื้อเพลิงชีวมวลในภาคอุตสาหกรรม จะเห็นได้ว่าในแต่ละปี ยังคงมีชีวมวลปริมาณมากที่ไม่ได้ถูกนำมาใช้ประโยชน์ ซึ่งชีวมวลจากปาล์มน้ำมัน อ้อย และข้าวโพดเป็นชีวมวลที่มีศักยภาพสูงที่สุด ซึ่งสามารถแสดงรายละเอียดการประเมินศักยภาพชีวมวลทั้ง 6 ชนิดได้ดังตารางที่ 3-8 และภาพที่ 3-14 และ 3-15 กำหนดให้ $1 \text{ MJ} = 23.67 \times 10^{-9} \text{ ktoe}$, $1 \text{ kwh} = 85.21 \times 10^{-9} \text{ ktoe} = 3.6 \text{ MJ}$, $1 \text{ MW} = 8.76 \times 10^6 \text{ kwh/yr}$ และการคำนวณค่ากำลังไฟฟ้านั้นกำหนดประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าที่ 20 % และมีชั่วโมงปฏิบัติการเท่ากับ 8,760 ชั่วโมง/ปี [พพ. 2548]

ตารางที่ 3-8 สรุปภาพรวมศักยภาพชีวมวลจากพืชทั้ง 6 ชนิดในประเทศไทย ระหว่างปีพ.ศ. 2541-2551

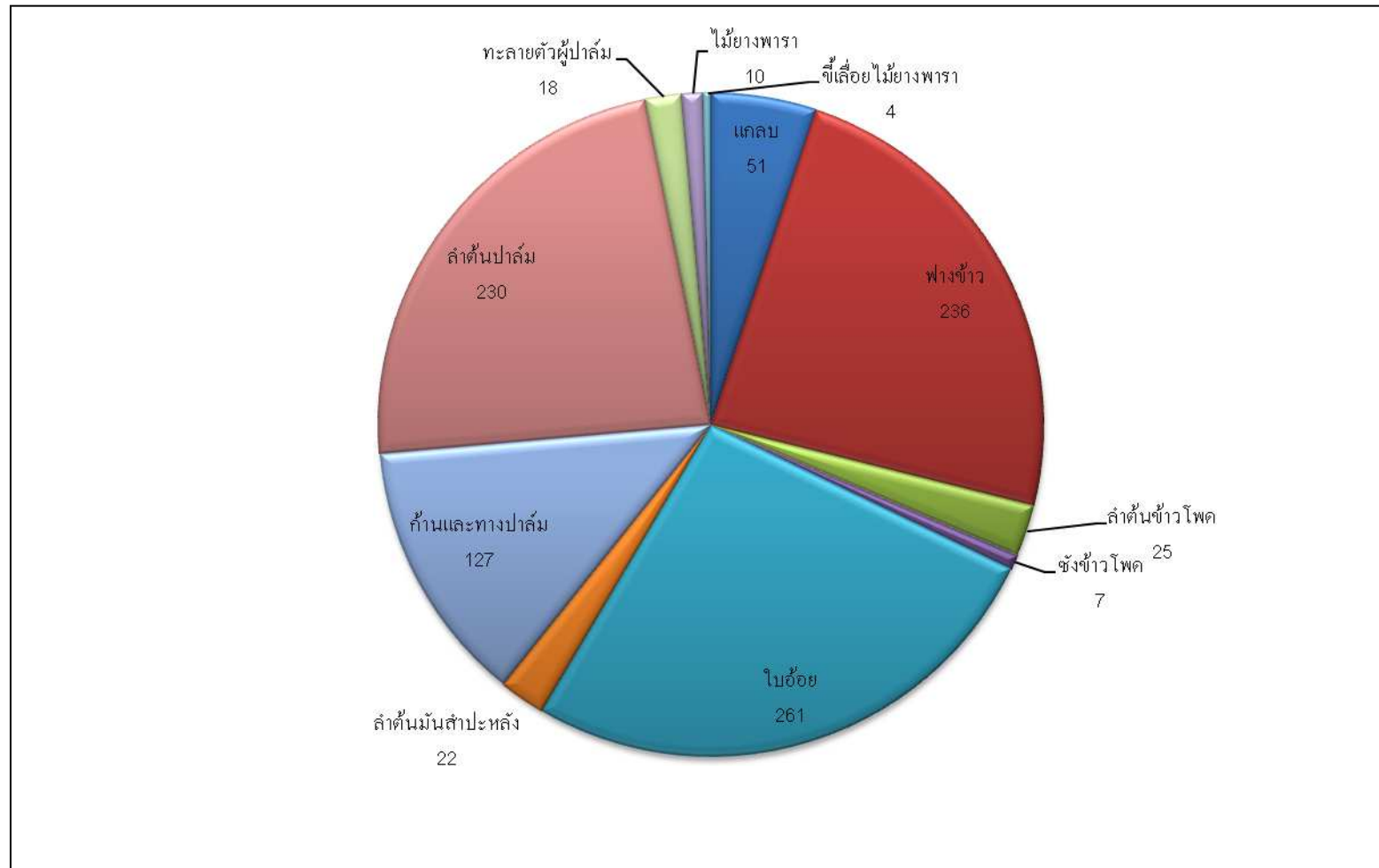
พืช	ปริมาณผลผลิต (ล้านตัน/ปี)	ชีวมวล	ค่า RPR ¹	ค่า SAF ²	ปริมาณชีวมวลเหลือใช้ ³ (ล้านตัน/ปี)	ค่าความร้อน (MJ/kg)	ศักยภาพเชื้อเพลิงชีวมวล		
							(PJ)	(ktoe)	(MW)
ข้าว	23-32	แกลบ	0.230	0.493	2.61-3.63	13.98	36-51	863-1,201	231-322
		ฟางข้าว	0.750	0.684	11.80-16.42	14.35	169-236	4,008-5,576	1,074-1,494
ข้าวโพด	4.6-3.6 ⁴	ลำต้น	0.830	0.550	2.10-1.64	15.05	32-25	748-585	200-157
		ซังข้าวโพด	0.230	0.550	0.58-0.46	16.12	9.4-7.3	222-174	59-47
อ้อย	47-74	ใบอ้อย	0.230	0.950	10.27-16.17	16.15	166-261	3,926-6,181	1,052-1,656
		กาก/ชานอ้อย	0.290	0.000	0.00	7.53	0.00	0.00	0.00
มันสำปะหลัง	16-27	ลำต้น	0.088	0.700	0.99-1.66	13.38	13-22	312-527	84-141
		เหง้าและกาก	0.210	0.000	0.00	14.56	0.00	0.00	0.00
ปาล์มน้ำมัน	2.5-9.0	ก้านและทาง	1.440	1.000	3.60-12.96	9.83	35-127	838-3,015	224-808
		ลำต้น	2.600	1.000	6.50-23.40	9.83	64-230	1,512-5,445	405-1,459
		ใบ	0.140	0.000	0.00	17.36	0.00	0.00	0.00
		กะลาปาล์ม	0.060	0.000	0.00	18.70	0.00	0.00	0.00
		ทะลายปาล์ม	0.200	0.580	0.29-1.04	16.83	4.9-18	116-416	31-111
ยางพารา	5.7-7.7	เศษไม้ยางพารา	0.101	0.900	0.52-0.68	14.98	7.8-10	184-248	49-65
		ขี้เลื่อย	0.034	0.800	0.16-0.20	18.40	2.9-3.8	68-91	18-24
รวมศักยภาพเชื้อเพลิงชีวมวล							540-991	12,795-23,450	3,428-6,283

¹ ค่าอัตราส่วนชีวมวลต่อผลผลิต (Residue to Product Ratio)

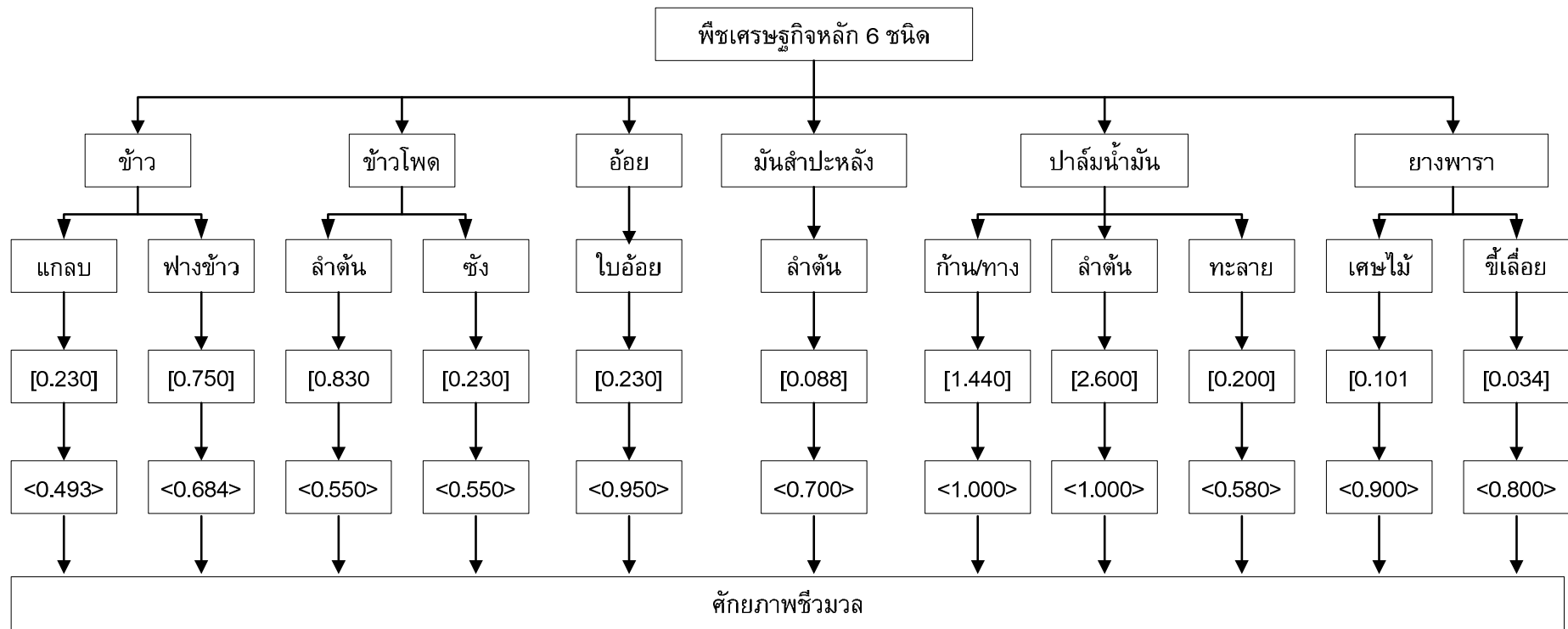
² ค่าอัตราส่วนชีวมวลที่เหลือจากการใช้ประโยชน์ (Surplus Availability Factor)

³ ปริมาณชีวมวลเพื่อการผลิตพลังงาน = SAF × [RPR × ปริมาณผลผลิต]

⁴ ปริมาณผลผลิตลดลงอย่างต่อเนื่องตั้งแต่ปี 2541



ภาพที่ 3-14 เปรียบเทียบค่าศักยภาพพลังงานที่ได้จากชีวมวลแต่ละประเภทในหน่วย PJ



[RPR]

<SAF>

ภาพที่ 3-15 แผนผังการประเมินศักยภาพชีวมวลของพืชเศรษฐกิจหลัก 6 ชนิด ด้วยค่า RPR และ SAF

3.2 การประเมินศักยภาพชีวมวลของประเทศไทยในอนาคต

สำหรับการประเมินศักยภาพของชีวมวลในอนาคต คณะผู้วิจัยได้ทำการประเมินและพยากรณ์ปริมาณชีวมวลที่เหลือใช้ทั้ง 6 ชนิด ในระหว่างปี 2553-2562 โดยทั่วไปการประเมินศักยภาพของชีวมวลในอนาคต จะใช้การประมาณจากค่าอัตราผลผลิต (Yield) ที่เกิดขึ้นในปัจจุบัน แต่วิธีการดังกล่าวมีความคลาดเคลื่อนสูงเมื่อเปรียบเทียบกับค่าจริง เนื่องจากบางครั้งอาจจะมีการอ้างอิงข้อมูลในอดีตน้อยเกินไป ดังนั้นงานวิจัยนี้จึงจะทำการประเมินศักยภาพของชีวมวลในอนาคตด้วยการพยากรณ์อิทธิพลของแนวโน้มตามหลักการของวิธีกำลังสองน้อยสุด (Least Square Techniques) จากข้อมูลในอดีตระหว่างปี 2541-2551 และประเมินค่าคลาดเคลื่อนของการพยากรณ์ด้วยค่าเฉลี่ยของความเบี่ยงเบนสัมบูรณ์ (Mean Absolute Deviation) และค่าเฉลี่ยเปอร์เซ็นต์ของความคลาดเคลื่อนสัมบูรณ์ (Mean Absolute Percentage Error) โดยมีข้อสันนิษฐาน (Assumption) ดังต่อไปนี้

- 1) ข้อมูลที่นำมาใช้ในการพยากรณ์ อ้างอิงมาจากข้อมูลเนื้อที่เพาะปลูก และผลผลิต ระหว่างปี 2541-2551 ของสำนักงานเศรษฐกิจการเกษตร (2551) และสำนักงานกองทุนสงเคราะห์การทำสวนยาง (2551)
- 2) ข้อมูลที่มีความเบี่ยงเบนอย่างผิดปกติเนื่องจากปัจจัยเกี่ยวกับฤดูกาลและภัยธรรมชาตินั้นจะถูกตัดออกจากการพยากรณ์
- 3) ปริมาณชีวมวลในอนาคต มีความสัมพันธ์กับอิทธิพลแนวโน้มของผลผลิต อัตราผลผลิต และปริมาณชีวมวลในอดีต

จากวิกฤตการณ์ทางด้านอาหารของโลก ส่งผลให้คณะรัฐมนตรีได้ทำการพิจารณาและวางกรอบนโยบายพืชพลังงานและอาหาร โดยเน้นไปที่พืชพลังงานที่มีศักยภาพ 3 ชนิด ได้แก่ อ้อย มันสำปะหลัง และปาล์มน้ำมัน ซึ่งอ้อยและมันสำปะหลังได้ถูกกำหนดให้คงพื้นที่เพาะปลูกไว้ แต่จะเน้นในด้านการเพิ่มอัตราผลผลิต ส่วนปาล์มน้ำมันถูกกำหนดให้มีการขยายพื้นที่เพาะปลูกในเขตนาร้างและพื้นที่เสื่อมโทรมมากขึ้น และปรับเพิ่มอัตราผลผลิตเช่นกัน [กรุงเทพฯธุรกิจ 2552] ปัจจัยเหล่านี้มีผลโดยตรงต่อปริมาณผลผลิตและปริมาณชีวมวลที่เกิดขึ้นในแต่ละปี ดังนั้นงานวิจัยจึงทำการพยากรณ์เป็น 3 กรณีดังต่อไปนี้

กรณีที่ 1 กำหนดให้ปริมาณผลผลิตในปีที่พยากรณ์ แปรผันตามปริมาณผลผลิต (Production) ของข้อมูลในอดีต โดยไม่มีการจำกัดการขยายตัวและไม่ลดลงของพื้นที่เพาะปลูก

กรณีที่ 2 กำหนดให้ปริมาณผลผลิตในปีที่พยากรณ์ แปรผันตามอัตราผลผลิต (Yield) ของข้อมูลในอดีต โดยพื้นที่เพาะปลูกคงที่

กรณีที่ 3 กำหนดให้ปริมาณผลผลิตของข้าว ข้าวโพด ปาล์มน้ำมัน และยางพาราในปีที่พยากรณ์แปรผันตามปริมาณผลผลิต (Production) ของข้อมูลในอดีต โดยไม่มีการจำกัดการขยายตัวหรือลดลงของพื้นที่เพาะปลูก ยกเว้นอ้อยและมันสำปะหลังที่กำหนดให้ปริมาณผลผลิตในปีที่พยากรณ์แปรผันตามอัตราผลผลิต (Yield) ของข้อมูลในอดีต โดยพื้นที่เพาะปลูกคงที่ ซึ่งผลจากการพยากรณ์อิทธิพลของแนวโน้มตามหลักการของวิธีกำลังสองน้อยสุดของการพยากรณ์ทั้ง 3 กรณี แสดงได้ดังในตารางที่ 3-9 ถึง 3-11

ตารางที่ 3-9 การพยากรณ์ปริมาณชีวมวลจากพืชทั้ง 6 ชนิด ระหว่างปีพ.ศ. 2553-2562 ตามกรณีที่ 1

พืช	ค่าพารามิเตอร์ ¹		ชีวมวล	ค่าพยากรณ์ปริมาณชีวมวลเหลือใช้ (ล้านตัน/ปี)										ค่าคลาดเคลื่อน การพยากรณ์	
	y = a + bx														
	a	b		2553	2554	2555	2556	2557	2558	2559	2560	2561	2562	MAD ²	MAPE ³
ข้าว	23,294.29	822.98	แกลบ	3.854	3.948	4.041	4.134	4.228	4.321	4.414	4.508	4.601	4.694	0.789	2.83
			ฟางข้าว	17.438	17.861	18.283	18.705	19.127	19.549	19.972	20.394	20.816	21.238	0.789	2.83
ข้าวโพด	4,710.53	-96.92	ลำต้น	1.575	1.531	1.487	1.442	1.398	1.354	1.310	1.266	1.221	1.177	0.087	2.09
			ชังข้าวโพด	0.437	0.424	0.412	0.400	0.387	0.375	0.363	0.351	0.338	0.326	0.087	2.09
อ้อย	49,764.21	2324.21	ใบอ้อย	16.968	17.475	17.983	18.491	18.999	19.507	20.015	20.522	21.030	21.538	3.902	6.25
มันสำปะหลัง	15,087.47	1608.16	ลำต้น	1.719	1.785	1.851	1.916	1.982	2.048	2.114	2.180	2.245	2.311	1.002	4.96
ปาล์มน้ำมัน	1,824.80	523.11	ก้านและทาง	12.420	13.174	13.927	14.680	15.433	16.187	16.940	17.693	18.447	19.200	0.460	8.74
			ลำต้น	22.426	23.786	25.146	26.506	27.866	29.226	30.586	31.946	33.306	34.666	0.460	8.74
			ทะลายปาล์ม	1.001	1.061	1.122	1.183	1.243	1.304	1.365	1.425	1.486	1.547	0.460	8.74
ยางพารา	5,207.60	510.40	เศษไม้ยางพารา	0.798	0.845	0.891	0.937	0.984	1.030	1.077	1.123	1.169	1.216	0.326	4.99
			ขี้เลื่อย	0.239	0.253	0.267	0.280	0.294	0.308	0.322	0.336	0.350	0.364	0.326	4.99
ปริมาณชีวมวลรวม				78.87	82.14	85.41	88.67	91.94	95.21	98.48	101.74	105.01	108.28		

¹ ค่าพารามิเตอร์การพยากรณ์ผลผลิตของพืชแต่ละชนิด (พื้นต้น)

โดยค่าช่วงเวลาการพยากรณ์ (x) ในปี 2553 สำหรับข้าว ข้าวโพด และปาล์มน้ำมัน มีค่าเท่ากับ 13
 สำหรับอ้อย และมันสำปะหลัง มีค่าเท่ากับ 12
 สำหรับยางพารา มีค่าเท่ากับ 9

² ค่าเฉลี่ยของความเบี่ยงเบนสัมบูรณ์ (Mean Absolute Deviation), หน่วย : ล้านตัน/ปี

³ ค่าเฉลี่ยเปอร์เซ็นต์ของความคลาดเคลื่อนสัมบูรณ์ (Mean Absolute Percentage Error), หน่วย : เปอร์เซนต์

ตารางที่ 3-10 การพยากรณ์ปริมาณชีวมวลจากพืชทั้ง 6 ชนิด ระหว่างปีพ.ศ. 2553-2562 ตามกรณีที่ 2

พืช	ค่าพารามิเตอร์ ¹ y = a + bx		ชีวมวล	ค่าพยากรณ์ปริมาณชีวมวลเหลือใช้ (ล้านตัน/ปี)										ค่าคลาดเคลื่อน การพยากรณ์	
	a	b		2553	2554	2555	2556	2557	2558	2559	2560	2561	2562	MAD ²	MAPE ³
ข้าว	369.06	8.89	แกลบ	3.797	3.867	3.937	4.006	4.076	4.146	4.215	4.285	4.355	4.424	0.010	2.40
			ฟางข้าว	17.180	17.495	17.810	18.125	18.440	18.755	19.071	19.386	19.701	20.016	0.010	2.40
ข้าวโพด	531.50	9.26	ลำต้น	1.774	1.799	1.824	1.849	1.874	1.900	1.925	1.950	1.975	2.000	0.010	1.72
			ชังข้าวโพด	0.492	0.498	0.505	0.512	0.519	0.526	0.533	0.540	0.547	0.554	0.010	1.72
อ้อย	8,705.44	204.56	ใบอ้อย	16.070	16.364	16.659	16.953	17.248	17.542	17.837	18.132	18.426	18.721	0.364	3.69
มันสำปะหลัง	2,298.61	122.35	ลำต้น	1.798	1.857	1.915	1.974	2.032	2.090	2.149	2.207	2.266	2.324	0.101	3.38
ปาล์มน้ำมัน	1,947.65	31.91	ก้านและทาง	11.710	11.868	12.026	12.184	12.342	12.500	12.659	12.817	12.975	13.133	0.182	8.67
			ลำต้น	21.142	21.428	21.713	21.999	22.285	22.570	22.856	23.141	23.427	23.712	0.182	8.67
			ทะลายปาล์ม	0.943	0.956	0.969	0.981	0.994	1.007	1.020	1.032	1.045	1.058	0.182	8.67
ยางพารา	449.04	20.18	เศษไม้ยางพารา	0.823	0.849	0.876	0.902	0.928	0.955	0.981	1.007	1.034	1.060	0.027	5.29
			ขี้เลื่อย	0.246	0.254	0.262	0.270	0.278	0.286	0.293	0.301	0.309	0.317	0.027	5.29
ปริมาณชีวมวลรวม				75.98	77.24	78.50	79.76	81.02	82.28	83.54	84.80	86.06	87.32		

¹ ค่าพารามิเตอร์การพยากรณ์ผลผลิตของพืชแต่ละชนิด (กิโลกรัมต่อไร่)

โดยค่าช่วงเวลาการพยากรณ์ (x) ในปี 2553 สำหรับข้าว ข้าวโพด และปาล์มน้ำมัน มีค่าเท่ากับ 13
 สำหรับอ้อย และมันสำปะหลัง มีค่าเท่ากับ 12
 สำหรับยางพารา มีค่าเท่ากับ 9

² ค่าเฉลี่ยของความเบี่ยงเบนสัมบูรณ์ (Mean Absolute Deviation), หน่วย : ล้านตัน/ปี

³ ค่าเฉลี่ยเปอร์เซ็นต์ของความคลาดเคลื่อนสัมบูรณ์ (Mean Absolute Percentage Error), หน่วย : เปอร์เซนต์

ตารางที่ 3-11 การพยากรณ์ปริมาณชีวมวลจากพืชทั้ง 6 ชนิด ระหว่างปีพ.ศ. 2553-2562 ตามกรณีที่ 3

พืช	ค่าพารามิเตอร์ ¹		ชีวมวล	ค่าพยากรณ์ปริมาณชีวมวลเหลือใช้										ค่าคลาดเคลื่อน	
	y = a + bx			(ล้านตัน/ปี)										การพยากรณ์	
	a	b		2553	2554	2555	2556	2557	2558	2559	2560	2561	2562	MAD ²	MAPE ³
ข้าว ^{1A}	23,294.2	822.98	แกลบ	3.854	3.948	4.041	4.134	4.228	4.321	4.414	4.508	4.601	4.694	0.789	2.83
	9		ฟางข้าว	17.438	17.861	18.283	18.705	19.127	19.549	19.972	20.394	20.816	21.238	0.789	2.83
ข้าวโพด ^{1A}	4,710.53	-96.92	ลำต้น	1.575	1.531	1.487	1.442	1.398	1.354	1.310	1.266	1.221	1.177	0.087	2.09
			ชังข้าวโพด	0.437	0.424	0.412	0.400	0.387	0.375	0.363	0.351	0.338	0.326	0.087	2.09
อ้อย ^{1B}	8,705.44	204.56	ใบอ้อย	16.070	16.364	16.659	16.953	17.248	17.542	17.837	18.132	18.426	18.721	0.364	3.69
มันสำปะหลัง ^{1B}	2,298.61	122.35	ลำต้น	1.798	1.857	1.915	1.974	2.032	2.090	2.149	2.207	2.266	2.324	0.101	3.38
ปาล์มน้ำมัน ^{1A}	1,824.80	523.11	ก้านและทาง	12.420	13.174	13.927	14.680	15.433	16.187	16.940	17.693	18.447	19.200	0.460	8.74
			ลำต้น	22.426	23.786	25.146	26.506	27.866	29.226	30.586	31.946	33.306	34.666	0.460	8.74
			ทะลายปาล์ม	1.001	1.061	1.122	1.183	1.243	1.304	1.365	1.425	1.486	1.547	0.460	8.74
ยางพารา ^{1A}	5,207.60	510.40	เศษไม้ยางพารา	0.798	0.845	0.891	0.937	0.984	1.030	1.077	1.123	1.169	1.216	0.326	4.99
			ขี้เลื่อย	0.239	0.253	0.267	0.280	0.294	0.308	0.322	0.336	0.350	0.364	0.326	4.99
ปริมาณชีวมวลรวม				78.06	81.10	84.15	87.19	90.24	93.29	96.34	99.38	102.43	105.47		

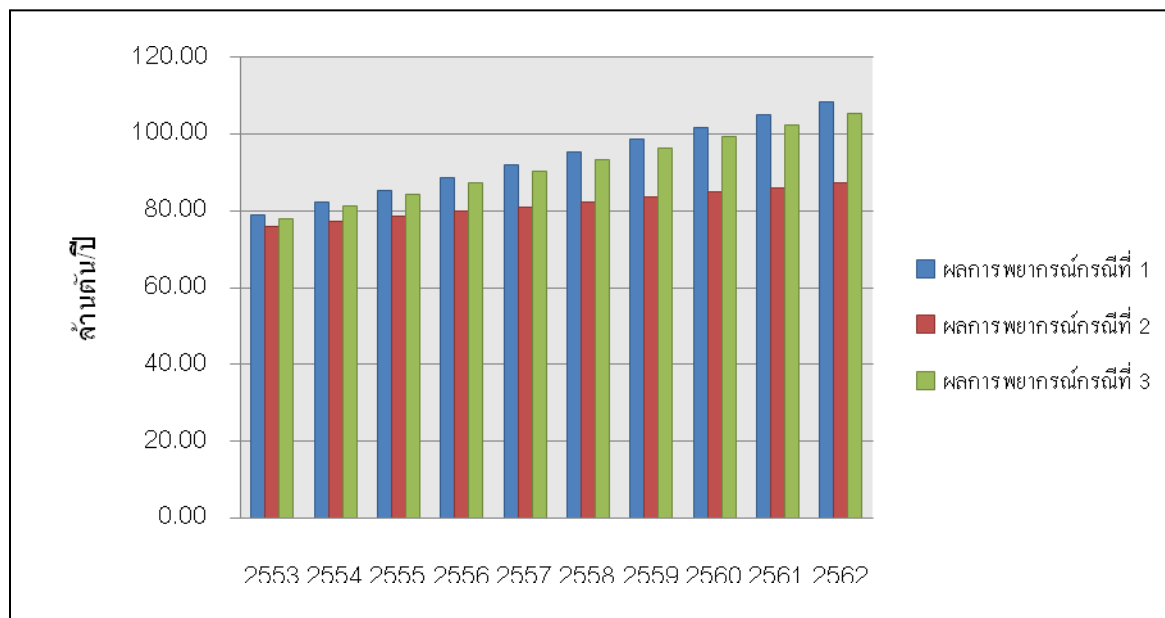
¹ ค่าพารามิเตอร์การพยากรณ์ผลผลิตของพืชแต่ละชนิด (พืชนั้น^{1A} และพืชนั้นต่อไร่^{1B})

โดยค่าช่วงเวลาการพยากรณ์ (x) ในปี 2553 สำหรับข้าว ข้าวโพด และปาล์มน้ำมัน มีค่าเท่ากับ 13
 สำหรับอ้อย และมันสำปะหลัง มีค่าเท่ากับ 12
 สำหรับยางพารา มีค่าเท่ากับ 9

² ค่าเฉลี่ยของความเบี่ยงเบนสัมบูรณ์ (Mean Absolute Deviation), หน่วย : ล้านตัน/ปี

³ ค่าเฉลี่ยเปอร์เซ็นต์ของความคลาดเคลื่อนสัมบูรณ์ (Mean Absolute Percentage Error), หน่วย : เปอร์เซนต์

จากตารางที่ 3-9 ถึง 3-11 จะเห็นได้ว่าผลจากการพยากรณ์ปริมาณชีวมวลทั้ง 3 กรณี มีความคลาดเคลื่อนต่ำและทำให้ทราบถึงขอบเขต (Range) ของปริมาณชีวมวลที่คาดว่าจะเกิดขึ้นในอนาคต โดยกรณีที่หนึ่งเปรียบเสมือนการมองในเชิงบวก กรณีที่ 2 เป็นการมองในเชิงลบ ส่วนกรณีที่ 3 เป็นการมองในมุมมองแบบเป็นกลาง ซึ่งช่วยให้สามารถประเมินและวางแผนการใช้ประโยชน์จากชีวมวลในอนาคตได้ โดยสามารถแสดงได้ดังภาพที่ 3-16 และตารางที่ 5-12



ภาพที่ 3-16 การเปรียบเทียบผลการพยากรณ์ปริมาณชีวมวลทั้ง 3 กรณี ระหว่างปีพ.ศ. 2553-2562

ตารางที่ 3-12 ช่วงของปริมาณชีวมวลจากพืชทั้ง 6 ชนิด ระหว่างปีพ.ศ. 2553-2562

ปี	ปริมาณชีวมวล (ล้านบาท)
2553	75.98 - 78.87
2554	77.24 - 82.14
2555	78.50 - 85.41
2556	79.76 - 88.67
2557	81.02 - 91.94
2558	82.28 - 95.21
2559	83.54 - 98.48
2560	84.80 - 101.74
2561	86.06 - 105.01
2562	87.32 - 108.28

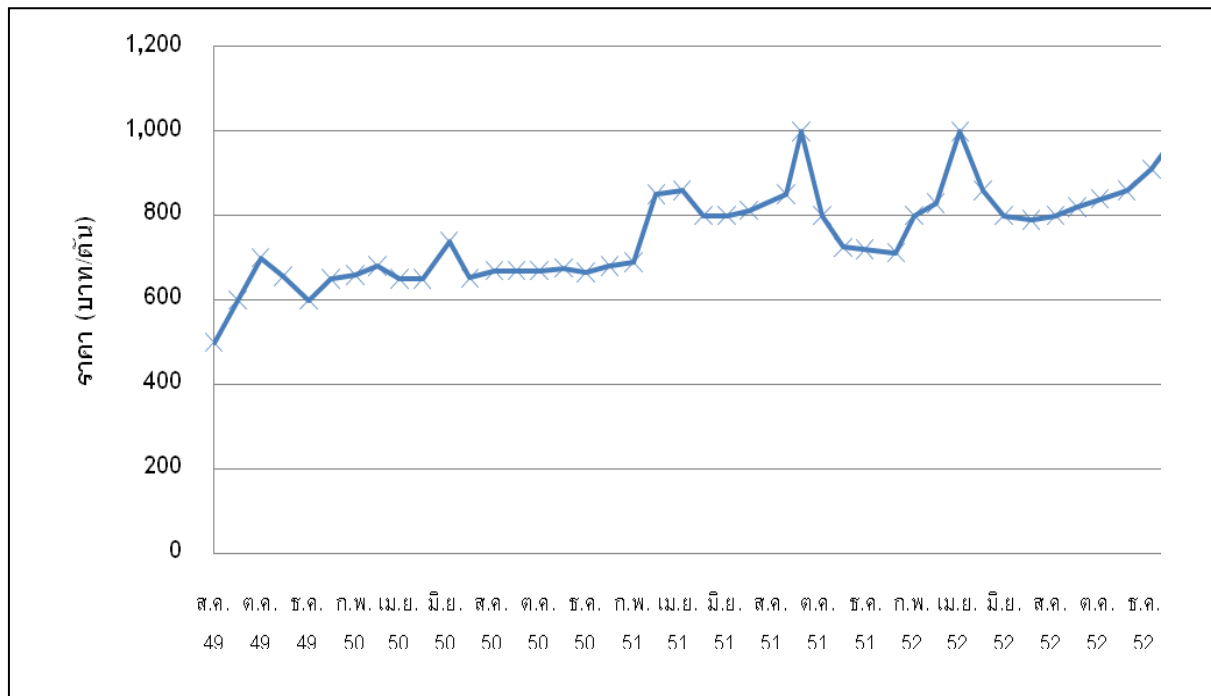
3.3 ปัจจัยที่มีผลต่อปริมาณชีวมวล

จากการประเมินศักยภาพชีวมวล พบว่ามีชีวมวลหลายประเภทที่ไม่ได้มีการนำมาใช้ประโยชน์ ซึ่งหากพิจารณาในด้านความสามารถในการผลิตเป็นพลังงานแล้ว เห็นได้อย่างชัดเจนว่า ชีวมวลเป็นแหล่งพลังงานหนึ่ง ที่ควรได้รับการส่งเสริมและพัฒนา เพื่อนำมาใช้เป็นพลังงานทดแทนอย่างยิ่ง แต่ทั้งนี้ หากชีวมวลได้รับการส่งเสริมและนำมาใช้เป็นแหล่งพลังงานทดแทนอย่างจริงจัง ชีวมวลควรมีปริมาณที่มากเพียงพอที่จะนำไปใช้ในกระบวนการผลิตพลังงานได้อย่างต่อเนื่อง ดังนั้นสิ่งสำคัญที่ควรพิจารณา คือ ความแปรปรวนของปริมาณชีวมวลที่เกิดขึ้นในประเทศ ซึ่งมีปัจจัยต่างๆ ที่เกี่ยวข้องกับความแปรปรวนของปริมาณชีวมวลมีดังนี้คือ

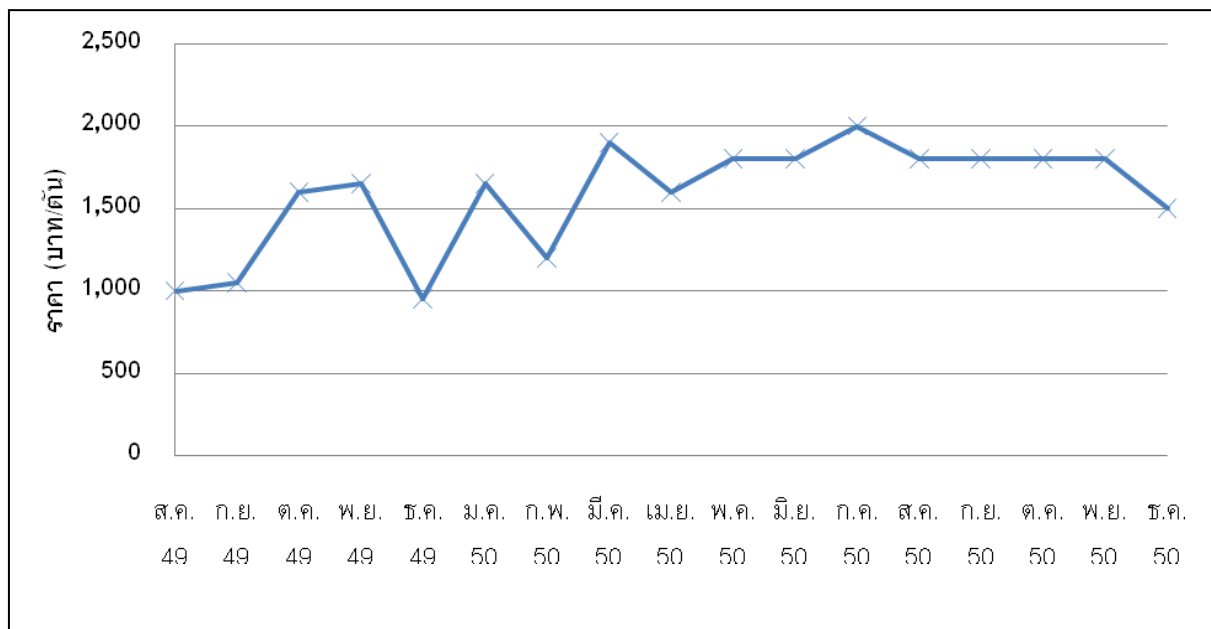
3.3.1 ราคาชีวมวล

ราคาของชีวมวลเป็นปัจจัยสำคัญ ที่ส่งผลต่อปริมาณชีวมวลที่จะเข้าสู่ระบบการซื้อขายในปัจจุบัน ที่ผ่านมาชีวมวลส่วนใหญ่ มักจะถูกเผาทิ้งภายในพื้นที่ของการทำเกษตรกรรม เนื่องจากชีวมวล ยังไม่ได้ถูกส่งเสริมให้มีการนำมาใช้ประโยชน์อย่างจริงจัง ประกอบกับยังไม่มีระบบการจัดการและการเก็บรวบรวมที่มีประสิทธิภาพ แต่ในปัจจุบันการส่งเสริมการใช้ชีวมวลมาเป็นเชื้อเพลิงมีเพิ่มมากขึ้น การเก็บรวบรวมชีวมวลเพื่อนำไปจำหน่าย ทำให้เกษตรกรมีรายได้เพิ่มมากขึ้นนอกเหนือจากการเพาะปลูก โดยทั่วไปราคาของชีวมวลเป็นแรงจูงใจสำคัญที่จะทำให้มีการเก็บรวบรวมชีวมวลมากหรือน้อยในพื้นที่ เนื่องจากในการเก็บรวบรวมชีวมวลบางชนิดต้องมีอุปกรณ์ หรือเทคโนโลยีในการเก็บรวบรวม รวมทั้งอาจมีการอัดเป็นก้อนหรือการแปรรูปเพื่อการขนส่ง การลดความชื้น เป็นต้น ซึ่งขั้นตอนต่างๆนี้ ทำให้เกิดต้นทุนที่เพิ่มขึ้นในการเก็บรวบรวมชีวมวล หากราคาการซื้อขายชีวมวลนั้นไม่คุ้มค่างับต้นทุนที่เพิ่มขึ้นในการเก็บรวบรวมชีวมวลแล้ว จะทำให้ชีวมวลเหล่านั้นถูกปล่อยทิ้งไปโดยเปล่าประโยชน์ และส่งผลต่อศักยภาพชีวมวลโดยรวมด้วย

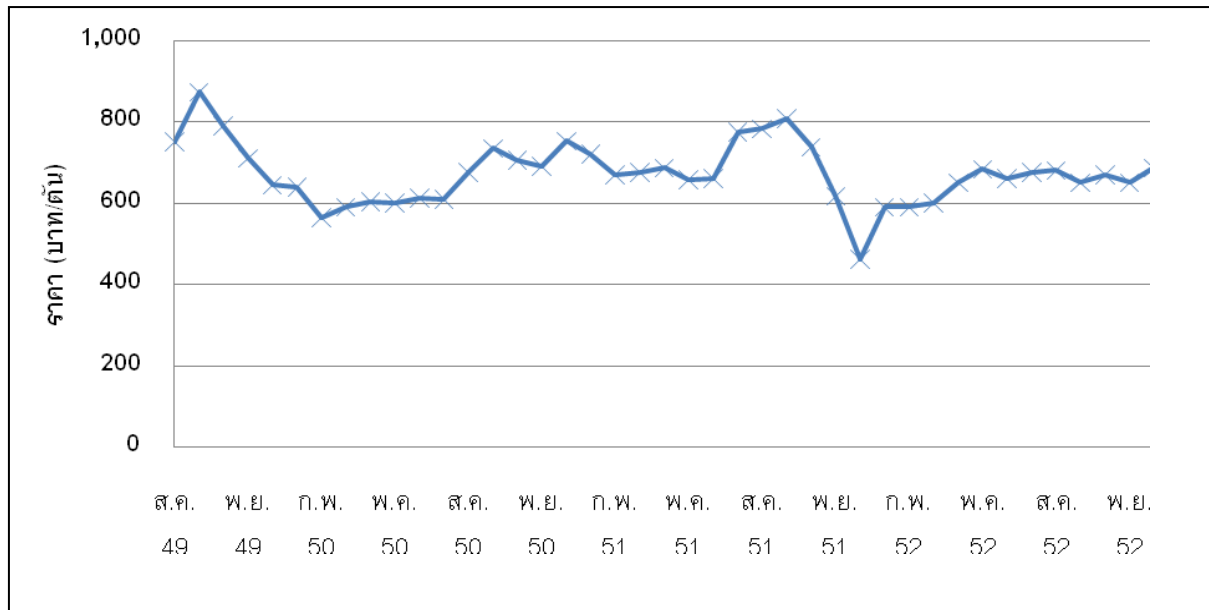
ในปัจจุบันราคาซื้อขายชีวมวลในประเทศไทย ยังไม่มีการกำหนดอย่างชัดเจน มักเป็นการตกลงกันเองระหว่างผู้ซื้อและผู้ขาย และมักจะแปรผันตามต้นทุนการขนส่งเป็นหลัก ซึ่งแตกต่างกับในต่างประเทศที่มีการใช้ชีวมวลเป็นเชื้อเพลิงกันอย่างแพร่หลาย และราคาชีวมวลจะถูกกำหนดขึ้นตามกลไกของตลาดเหมือนกับเชื้อเพลิงชนิดอื่น ราคาชีวมวลที่มีการซื้อขายกันในปัจจุบันของประเทศไทย นั้นสามารถแสดงได้ดังภาพที่ 3-17 ถึง 3-22 [มูลนิธิพลังงานเพื่อสิ่งแวดล้อม 2552] จะเห็นได้ว่าราคาของชีวมวลบางชนิดมีแนวโน้มเพิ่มสูงขึ้น ซึ่งจะเป็แรงจูงใจให้เกษตรกรมีการเก็บรวบรวมชีวมวลเพื่อนำมาขายมากขึ้น แต่ก็มีราคาของชีวมวลบางชนิดที่มีความแปรปรวน เพิ่มขึ้นและลดลงอย่างผิดปกติในบางช่วงเวลา หากในอนาคตมีการกำหนดมาตรฐานของราคาชีวมวลตามชนิดและคุณสมบัติทางเทคนิคของชีวมวล จะทำให้มีระบบการซื้อขายที่เป็นมาตรฐานและส่งเสริมให้มีชีวมวลเข้าสู่ระบบปริมาณมากกว่าในปัจจุบัน



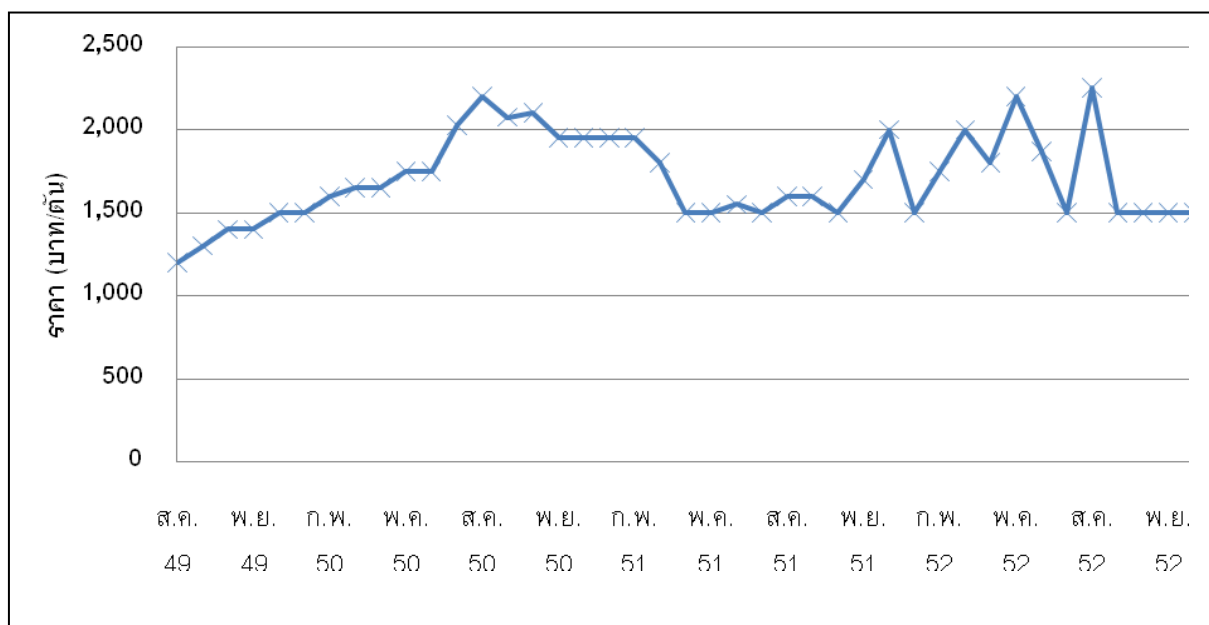
ภาพที่ 3-17 ราคาชีวมวลแกลบเฉลี่ยรายเดือนระหว่างปีพ.ศ. 2549 -2553 (มกราคม)
[ที่มา : มูลนิธิพลังงานเพื่อสิ่งแวดล้อม 2552]



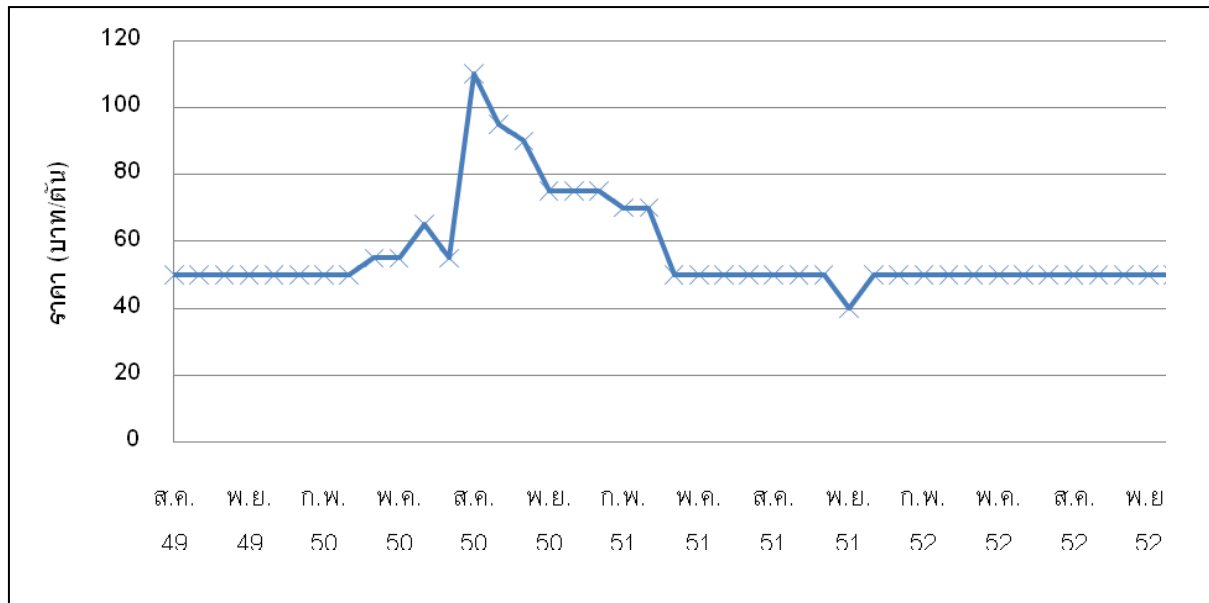
ภาพที่ 3-18 ราคาชีวมวลฟางข้าวเฉลี่ยรายเดือนระหว่างปีพ.ศ. 2549 -2550
[ที่มา : มูลนิธิพลังงานเพื่อสิ่งแวดล้อม 2552]



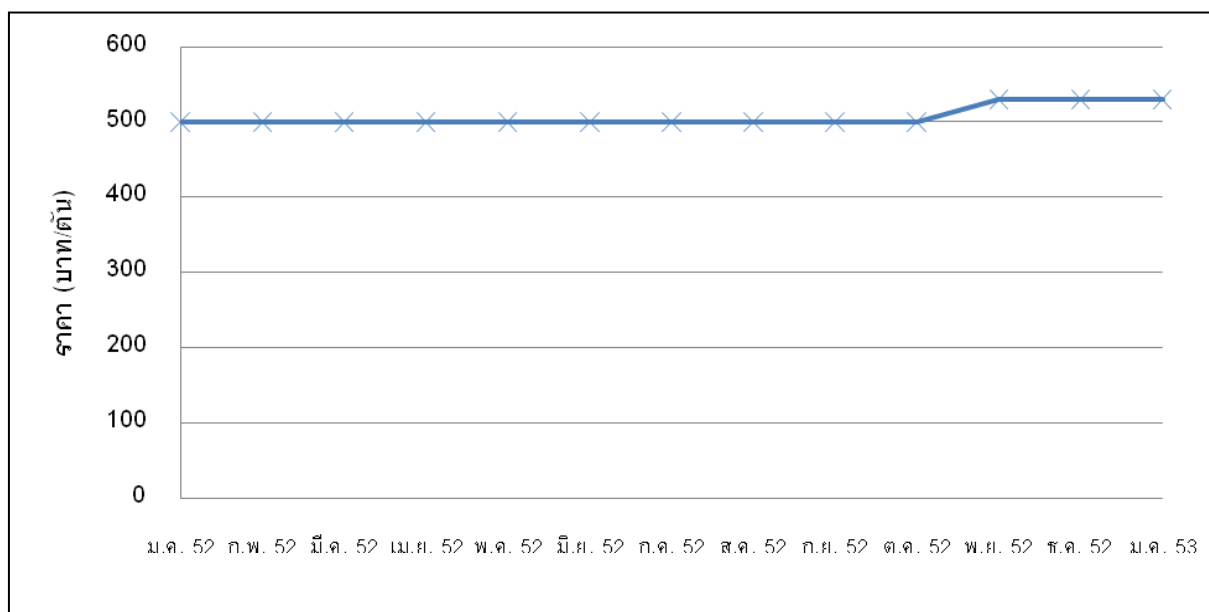
ภาพที่ 3-19 ราคาชีวมวลปาล์มไม่ยางพาราเฉลี่ยรายเดือนระหว่างปีพ.ศ. 2549 -2553 (มกราคม)
[ที่มา : มูลนิธิพลังงานเพื่อสิ่งแวดล้อม 2552]



ภาพที่ 3-20 ราคาชีวมวลกะลาปาล์มเฉลี่ยรายเดือนระหว่างปีพ.ศ. 2549 -2552
[ที่มา : มูลนิธิพลังงานเพื่อสิ่งแวดล้อม 2552]



ภาพที่ 3-21 ราคาชีวมวลทะเลลายปาล์มเฉลี่ยรายเดือนระหว่างปีพ.ศ. 2549 -2552
[ที่มา : มูลนิธิพลังงานเพื่อสิ่งแวดล้อม 2552]



ภาพที่ 3-22 ราคาชีวมวลใบและยอดอ้อยเฉลี่ยรายเดือนระหว่างปีพ.ศ. 2552 -2553 (มกราคม)
[ที่มา : มูลนิธิพลังงานเพื่อสิ่งแวดล้อม 2552]

3.3.2 ฤดูกาลเพาะปลูก

เนื่องจากชีวมวลได้มาจากผลผลิตและวัสดุที่เหลือใช้จากการเพาะปลูก ในแต่ละช่วงเวลาหรือฤดูกาลเพาะปลูก จะมีปริมาณชีวมวลเกิดขึ้นแตกต่างกัน ในช่วงระยะเวลาการเก็บเกี่ยวจะมีชีวมวลเกิดขึ้นในปริมาณมาก และนอกช่วงเวลาการเพาะปลูกจะไม่มีชีวมวลจากพืชชนิดนั้นๆ ซึ่งส่งผลให้ปริมาณชีวมวลในแต่ละช่วงเวลาไม่คงที่ แต่ในการใช้งานในภาคอุตสาหกรรมนั้น จำเป็นต้องมีเชื้อเพลิงป้อนเข้าสู่กระบวนการอย่างต่อเนื่อง ดังนั้นจึงต้องประเมินช่วงเวลาที่จะมีชีวมวลแต่ละชนิดเกิดขึ้น เพื่อวางแผนการจัดหาชีวมวลชนิดอื่นหรือเลือกใช้เชื้อเพลิงชีวมวลแบบผสมมาทดแทนในระบบการผลิตพลังงาน [Rentizelas และคณะ, 2009] โดยจากข้อมูลเบื้องต้นของชีวมวลจากพืชทั้ง 6 ชนิดที่ได้ทำการศึกษามาในหัวข้อที่ 3.1 สามารถแสดงสัดส่วนปริมาณของชีวมวลแต่ละประเภทที่เกิดขึ้นได้ดังตารางที่ 3-13 และสามารถประเมินช่วงเวลาการเกิดขึ้นของชีวมวลได้ดังตารางที่ 3-14 พบว่าในช่วงเดือนกรกฎาคม เป็นช่วงที่มีปริมาณชีวมวลน้อยที่สุดของปี ดังนั้นถ้าหากมีการใช้เชื้อเพลิงชีวมวลกันอย่างจริงจัง ควรมีการวางแผนและบริหารจัดการในภาพรวมเพื่อให้มีปริมาณชีวมวลเพียงพอต่อการใช้งานได้ตลอดทั้งปี

3.3.3 สภาพภูมิอากาศ

อุณหภูมิและปริมาณน้ำฝนเป็นปัจจัยที่มีผลอย่างยิ่งต่อการเพาะปลูก ตัวอย่างเช่น จากข้อมูลการเพาะปลูกข้าวโพดที่แสดงไว้ในหัวข้อที่ 3.2 จะเห็นได้ว่าเนื้อที่เพาะปลูกข้าวโพดลดลงอย่างต่อเนื่องในช่วง 10 ปีที่ผ่านมา เนื่องจากเกษตรกรประสบผลกระทบจากภาวะแห้งแล้ง [“ข้อมูลพื้นฐานเศรษฐกิจการเกษตร” สำนักงานเศรษฐกิจการเกษตร 2551] จึงหันไปปลูกมันสำปะหลังที่สามารถทนต่อสภาวะแห้งแล้งและมีผลตอบแทนที่ดีกว่า

3.3.4 ภัยธรรมชาติ

ภัยธรรมชาติส่งผลกระทบต่อปริมาณชีวมวลที่เกิดขึ้นในแต่ละปี ซึ่งหากเกิดภัยธรรมชาติจะเห็นได้ชัดเจนว่าปริมาณการเพาะปลูกและปริมาณผลผลิตจะลดลงอย่างผิดปกติ ยกตัวอย่างเช่น การเพาะปลูกอ้อยและมันสำปะหลังในปี 2548 ต่อเนื่องปี 2549 เป็นปีที่มีภัยธรรมชาติเกิดขึ้นบ่อยครั้ง มีพายุหมุนเขตร้อนเคลื่อนเข้าสู่ประเทศไทยหลายลูก [กรมอุตุนิยมวิทยา 2548 และ 2549] ส่งผลกระทบต่อสภาวะฝนในประเทศไทยและก่อให้เกิดอุทกภัยหลายพื้นที่ต่อเนื่องในช่วงดังกล่าว การเพาะปลูกและผลผลิตจึงลดลงซึ่งส่งผลกระทบต่อปริมาณชีวมวลที่เกิดขึ้นในช่วงเวลานั้นเช่นกัน

3.3.5 ความสามารถในการเก็บรวบรวมชีวมวล

ชีวมวลบางชนิด ต้องอาศัยเครื่องมือหรืออุปกรณ์มาช่วยเพื่อเพิ่มความสามารถในการเก็บรวบรวม อาทิเช่น การอัดฟางข้าวหรือชีวมวลที่มีลักษณะคล้ายคลึงกันเพื่อเพิ่มประสิทธิภาพในการจัดเก็บและการขนส่ง ดังนั้นหากมีการนำเทคโนโลยีเข้ามาช่วยในการเก็บรวบรวมชีวมวล จะช่วยให้มีปริมาณชีวมวลเข้าสู่ระบบการผลิตพลังงานทดแทนเพิ่มมากขึ้น แต่อย่างไรก็ตามเทคโนโลยีที่นำเข้ามาใช้ต้องมีราคาที่สูงกว่าค่าต่อการลงทุนด้วยเช่นกัน

ตารางที่ 3-13 ร้อยละของการเกิดชีวมวลจากพืช 6 ชนิด จำแนกรายเดือน

พืช	ชีวมวล	เดือน											
		ม.ค.	ก.พ.	มี.ค.	เม.ย.	พ.ค.	มิ.ย.	ก.ค.	ส.ค.	ก.ย.	ต.ค.	พ.ย.	ธ.ค.
ข้าว	แกลบ	3.27	2.36	2.29	6.58	5.97	4.23	3.82	4.36	3.81	6.61	35.21	21.51
	ฟางข้าว	3.27	2.36	2.29	6.58	5.97	4.23	3.82	4.36	3.81	6.61	35.21	21.51
ข้าวโพด	ลำต้น	5.25	1.33	1.04	0.69	0.07	0.01	0.00	16.34	28.77	16.07	17.37	13.06
	ซังข้าวโพด	5.25	1.33	1.04	0.69	0.07	0.01	0.00	16.34	28.77	16.07	17.37	13.06
อ้อย	ใบอ้อย	28.44	25.55	23.31	4.49	0.45	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.38	17.38
มันสำปะหลัง	ลำต้น	12.84	9.60	7.53	4.75	1.84	0.35	3.68	6.55	9.76	8.20	14.60	20.30
ปาล์มน้ำมัน	ก้านและทาง	8.33	8.33	8.33	8.33	8.33	8.33	8.33	8.33	8.33	8.33	8.33	8.33
	ลำต้น	8.33	8.33	8.33	8.33	8.33	8.33	8.33	8.33	8.33	8.33	8.33	8.33
	ทะลายปาล์ม	6.31	8.57	10.48	9.69	11.57	9.85	9.17	8.85	8.82	7.69	6.13	2.87
ยางพารา	เศษไม้ยางพารา	8.33	8.33	8.33	8.33	8.33	8.33	8.33	8.33	8.33	8.33	8.33	8.33
	ขี้เลื่อย	8.33	8.33	8.33	8.33	8.33	8.33	8.33	8.33	8.33	8.33	8.33	8.33

หน่วย : ร้อยละ [ที่มา: “ข้อมูลพื้นฐานเศรษฐกิจการเกษตร” สำนักงานเศรษฐกิจการเกษตร 2551]

ตารางที่ 3-14 ช่วงเวลาการเกิดขึ้นของชีวมวลแต่ละประเภท

พืช	ชีวมวล	เดือน											
		ม.ค.	ก.พ.	มี.ค.	เม.ย.	พ.ค.	มิ.ย.	ก.ค.	ส.ค.	ก.ย.	ต.ค.	พ.ย.	ธ.ค.
ข้าว	แกลบ	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	xx	xx
	ฟางข้าว	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	xx	xx
ข้าวโพด	ลำต้น	x	x	x	x	x	x		xx	xx	xx	xx	xx
	ซังข้าวโพด	x	x	x	x	x	x		xx	xx	xx	xx	xx
อ้อย	ใบอ้อย	xx	xx	xx	x	x						x	xx
มันสำปะหลัง	ลำต้น	xx	xx	xx	x	x	x	x	xx	xx	xx	xx	xx
ปาล์มน้ำมัน	ก้านและทาง	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
	ลำต้น	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
	ทะลายปาล์ม	x	x	xx	xx	xx	xx	xx	xx	xx	x	x	x
ยางพารา	เศษไม้ยางพารา	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
	ขี้เลื่อย	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x

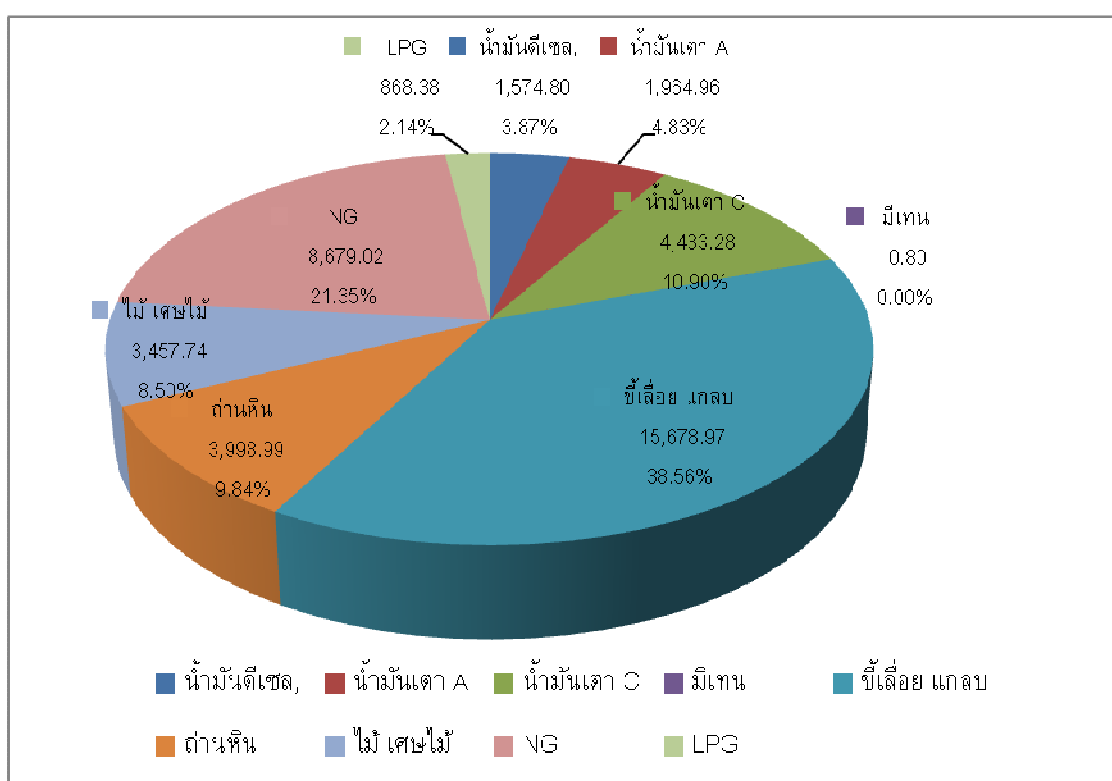
x หมายถึงช่วงเวลาที่มีชีวมวลเกิดขึ้นในปริมาณปกติ

xx หมายถึงช่วงเวลาที่มีชีวมวลเกิดขึ้นในปริมาณสูง

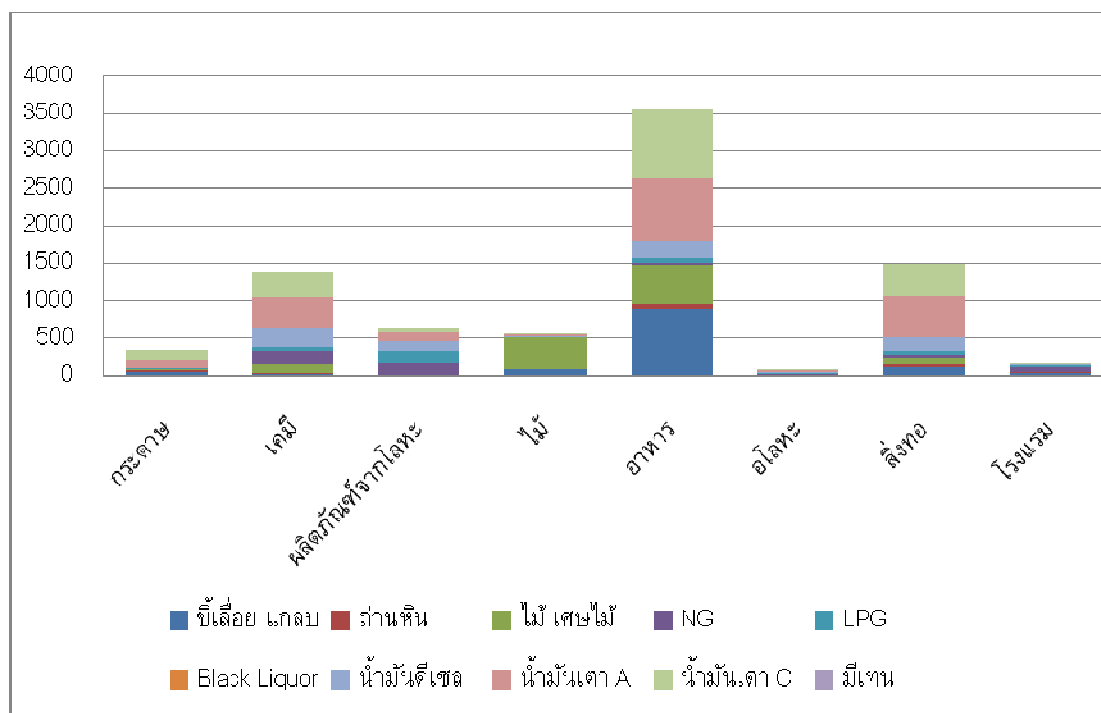
3.4 ศึกษาปริมาณการใช้เชื้อเพลิงชีวมวลในภาคอุตสาหกรรม

การศึกษาการนำเชื้อเพลิงชีวมวลไปใช้ทดแทนเชื้อเพลิงหลักในอุตสาหกรรม ทางผู้วิจัย ประเมินว่าโอกาสที่โรงงานอุตสาหกรรมต่างๆจะนำเชื้อเพลิงชีวมวลไปใช้เป็นแหล่งพลังงานความร้อนในส่วนของการผลิตโดยตรงเป็นไปได้ยาก เนื่องจากมีข้อจำกัดในหลายๆด้าน ดังนั้นในการศึกษารุ่นนี้จะมุ่งเน้นไปที่การนำเชื้อเพลิงชีวมวลไปใช้ทดแทนในการใช้งานที่หม้อต้มไอน้ำเป็นหลัก ซึ่งในอุตสาหกรรมหลายประเภทได้มีการลงทุนปรับเปลี่ยนประเภทของหม้อต้มไอน้ำไปเป็นเชื้อเพลิงแข็งบ้างแล้ว เพื่อลดต้นทุนพลังงานที่ใช้อยู่เดิม

ดังนั้นปริมาณการใช้เชื้อเพลิงชีวมวลทั้งหมดในภาคอุตสาหกรรม โดยไม่นับรวมถึงโรงไฟฟ้า จะใช้อ้างอิงจากข้อมูลปริมาณหม้อไอน้ำที่จดทะเบียนกับกรมโรงงานอุตสาหกรรม ซึ่งจากข้อมูลของกรมโรงงานอุตสาหกรรม ในปี 2552 จากการสำรวจหม้อไอน้ำทั่วประเทศ 8,771 ลูก มีปริมาณการใช้เชื้อเพลิงชีวมวลต่อปี รวม 19,136 ล้านกิโลกรัมเชื้อเพลิงต่อปี ซึ่งคิดเป็นสัดส่วน 47.06 เปอร์เซ็นต์จากการใช้เชื้อเพลิงทั้งหมดในภาคอุตสาหกรรม โดยแบ่งเป็นเชื้อเพลิงชีเลื่อย แกลบ 15,678 ล้านกิโลกรัมเชื้อเพลิงต่อปี และไม้ เศษไม้ 3,457 ล้านกิโลกรัมเชื้อเพลิงต่อปี



ภาพที่ 3-23 กราฟแสดงสัดส่วนปริมาณการใช้เชื้อเพลิงแต่ละประเภทในระบบหม้อไอน้ำ (ล้านกิโลกรัมเชื้อเพลิงต่อปี)



ภาพที่ 3-24 กราฟแสดงจำนวนหม้อไอน้ำแบ่งตามประเภทอุตสาหกรรมและเชื้อเพลิง (ตัว)

จากรูปที่ 3-24 พบว่าการแบ่งประเภทอุตสาหกรรมที่มีการใช้หม้อไอน้ำได้ 8 ประเภท คือ อุตสาหกรรมกระดาษ อุตสาหกรรมเคมี อุตสาหกรรมผลิตภัณฑ์จากโลหะ อุตสาหกรรมไม้ อุตสาหกรรมอาหาร อุตสาหกรรมอโลหะ อุตสาหกรรมสิ่งทอ และอุตสาหกรรมโรงแรม ซึ่งภาคอุตสาหกรรมที่ใช้พลังงานจากชีวมวลมากที่สุด คือ กลุ่มอุตสาหกรรมอาหาร รองลงมาเป็น อุตสาหกรรมไม้ และสิ่งทอ ตามลำดับ

จากข้อมูลการใช้หม้อไอน้ำในภาคอุตสาหกรรม จะพบว่าบริเวณที่มีการใช้เชื้อเพลิงชีวมวล สำหรับหม้อต้มไอน้ำสูงสุด 9 อันดับแรก คือ นนทบุรี ปทุมธานี สมุทรปราการ กรุงเทพฯ ชลบุรี ระยอง ฉะเชิงเทรา สมุทรสาคร และสระบุรี ตามลำดับ

เมื่อวิเคราะห์ถึงความเป็นไปได้ของการนำเชื้อเพลิงชีวมวลแปรรูปมาใช้เป็นแหล่งพลังงาน สำหรับระบบหม้อไอน้ำในอุตสาหกรรม โดยแบ่งกลุ่มเป้าหมายที่พิจารณาออกเป็น 2 กลุ่มคือ 1) กลุ่มที่ใช้พลังงานจาก ชีวมวลอยู่แล้วซึ่งมีสัดส่วนเกือบครึ่งหนึ่งของปริมาณการใช้เชื้อเพลิง ทั้งหมดในภาคอุตสาหกรรม และ 2) กลุ่มที่ยังไม่มีการใช้เชื้อเพลิงชีวมวล ซึ่งส่วนใหญ่จะใช้น้ำมัน เตา ถ่านหินและก๊าซธรรมชาติ โดยพิจารณาประกอบกับข้อดีจากการแปรรูปชีวมวล ซึ่งช่วย ปรับปรุงให้คุณสมบัติต่างๆของชีวมวลแปรรูปสามารถแข่งขันกับเชื้อเพลิงอื่นๆที่มีการใช้อยู่ได้ โดย ทั้ง 2 กลุ่มนี้ สามารถได้รับผลประโยชน์จากการดำเนินการบริหารจัดการมาตรฐานเชื้อเพลิงชีวมวล แปรรูปที่เหมาะสม เนื่องจากการดำเนินการดังกล่าวสามารถช่วยเพิ่มประสิทธิภาพการเผาไหม้ของ เชื้อเพลิงชีวมวลให้ดีขึ้นในกลุ่มที่ใช้พลังงานชีวมวลอยู่แล้ว และช่วยทำให้เกิดความมั่นใจกับผู้ใช้ ชีวมวลอยู่เดิมมากขึ้นในด้านความสม่ำเสมอของปริมาณเชื้อเพลิงชีวมวลที่ป้อนเข้าสู่อุตสาหกรรม

สำหรับในกลุ่มผู้ใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล การดำเนินการบริหารจัดการมาตรฐานเชื้อเพลิงชีวมวลแปรรูปที่เหมาะสม สามารถสร้างแรงจูงใจให้อุตสาหกรรมในกลุ่มนี้ที่ยังไม่มีการใช้เชื้อเพลิงชีวมวลเปลี่ยนมาใช้เชื้อเพลิงชีวมวลแปรรูปมากขึ้น เพราะต้นทุนที่ต่ำกว่าในระยะยาว เนื่องจากเชื้อเพลิงฟอสซิลต้องนำเข้ามาและมีการปรับราคาเพิ่มขึ้นอยู่ตลอดเวลาจากผู้ผลิต แต่เชื้อเพลิงชีวมวลสามารถหาได้ภายในประเทศ และเมื่อมีการใช้ที่แพร่หลายมากขึ้นจะช่วยทำให้ต้นทุนการแปรรูปชีวมวลและต้นทุนการขนส่งลดลงได้ นอกจากนี้ยังเป็นการเตรียมความพร้อมให้กับอุตสาหกรรมเพื่อรองรับกับมาตรการควบคุมการปล่อยก๊าซเรือนกระจกขององค์กรระหว่างประเทศ ซึ่งมีแนวโน้มจะนำมาใช้กันมากขึ้นเป็นการกีดกันทางการค้าในอีกรูปแบบหนึ่ง เนื่องจากการใช้ชีวมวลเป็นแนวทางหนึ่งในการลดปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกได้โดยตรง

บทที่ 4 นโยบายและมาตรการส่งเสริมการใช้ชีวมวล

การพัฒนาพลังงานทดแทนอย่างจริงจังจะช่วยลดการพึ่งพาและการนำเข้าของน้ำมัน เชื้อเพลิงและพลังงานชนิดอื่น และยังช่วยกระจายความเสี่ยงในการจัดหาเชื้อเพลิงเพื่อการผลิตไฟฟ้าของประเทศได้อย่างมีนัยสำคัญ ดังนั้นการพัฒนาพลังงานทดแทนจึงเป็นยุทธศาสตร์ที่สำคัญในด้านพลังงานของประเทศ เทคโนโลยีพลังงานทดแทนที่ภาครัฐให้การสนับสนุนมีอยู่หลายส่วน เช่น พลังงานจากแสงอาทิตย์ พลังงานลม พลังน้ำ ก๊าซชีวภาพ ชยะ และชีวมวล ซึ่งเทคโนโลยีดังกล่าวยังมีต้นทุนค่อนข้างสูง เนื่องจากเป็นเรื่องใหม่ และยังไม่มีการใช้กันอย่างแพร่หลาย

อย่างไรก็ตามพลังงานจากชีวมวล นับว่าเป็นแหล่งพลังงานทดแทนที่มีการใช้กันมายาวนาน และนิยมใช้กันมากที่สุด ดังจะเห็นได้จากการใช้ชีวมวลที่มีสัดส่วนมากที่สุดในพลังงานทดแทนทั้งหมด แต่การใช้เชื้อเพลิงชีวมวลก็ยังมีอุปสรรคอยู่หลายอย่าง เช่น ปริมาณชีวมวลที่มี คุณสมบัติบางอย่างที่ไม่เหมาะกับการใช้งาน (ความชื้น ค่าความร้อน) ต้นทุนการขนส่ง ซึ่งต้องการให้ภาครัฐเข้าไปสนับสนุนในด้านต่างๆ เช่น ทางด้านการเงิน ด้านกฎหมาย ด้านเทคโนโลยี และข้อมูลข่าวสารอย่างเพียงพอ

ดังนั้นในบทนี้ผู้วิจัยจึงได้ทำการรวบรวมนโยบาย แนวทาง และมาตรการต่างๆ ที่ส่งเสริมการใช้ชีวมวลทั้งในประเทศและต่างประเทศเพื่อวิเคราะห์ข้อดีและข้อเสีย และนำมาประเมินหาแนวทางการส่งเสริมการใช้เชื้อเพลิงชีวมวลแปรรูปต่อไป

4.1 นโยบายด้านพลังงานของภาครัฐ

4.1.1 นโยบายพลังงานทดแทนระหว่าง ปี พ.ศ. 2542-2552

จากการที่รัฐบาลให้ความสำคัญกับความมั่นคงด้านพลังงานของประเทศ ประกอบกับแนวโน้มการเกิดวิกฤตทางพลังงานในอนาคตนั้นทวีความรุนแรงมากขึ้น ดังจะเห็นได้จากรายงานการศึกษาค้นคว้าเกี่ยวกับการอนุรักษ์พลังงานของหลายๆ ประเทศที่ต้องการพัฒนาศักยภาพของพลังงานทดแทน เพื่อทดแทนพลังงานจากฟอสซิล ที่มีโอกาสอย่างสูงที่จะหมดไปในอนาคตอันใกล้ ประเทศไทยจึงมีการกำหนดนโยบายด้านพลังงานทดแทนของประเทศขึ้นมา ซึ่งจาก Renewable Global Status Report 2009 โดย Renewable Energy Policy Network for the 21st Century หรือ REN21 นั้น แสดงให้เห็นว่าประเทศไทยมีการกำหนดนโยบายเกี่ยวกับพลังงานทดแทนมาตั้งแต่ปี 2006 ดังตารางที่ 4-1 และในปี 2008 ประเทศไทยมีการผลิตพลังงานทดแทนน้ำมันได้มากเป็นอันดับที่ 9 ดังตารางที่ 4-2

คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ หรือ กพช. เป็นหน่วยงานหลักในการกำหนดนโยบาย เป้าหมาย และแนวทางในการปฏิบัติที่จะช่วยให้เกิดความมั่นคงทางด้านพลังงานในอนาคต โดยนับตั้งแต่ปี 2542 ซึ่งเป็นช่วงเวลาที่เกิดการตื่นตัวของภาคอนุรักษ์พลังงานนั้น กพช. ได้มีมติในการรณรงค์ ส่งเสริม และออกนโยบายเพื่อให้เกิดการปฏิบัติอย่างเป็นรูปธรรมอย่างต่อเนื่อง จากการศึกษามติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ 10 ปีย้อนหลัง ระหว่างปี

2542-2552 นั้นพบว่ามีกำหนดเป้าหมาย แผนการดำเนินงาน แผนรองรับ และแนวทางในการปฏิบัติมาอย่างต่อเนื่อง เพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน ตลอดจนการพัฒนาพลังงานทดแทน/หมุนเวียน จากแหล่งต่างๆที่มีศักยภาพ อาทิเช่น แสงอาทิตย์ น้ำ ลม ก๊าซชีวภาพ ชีวมวล เชลล์เชื้อเพลิง เป็นต้น ซึ่งสามารถสรุปมติที่มีความสำคัญและมีการปฏิบัติอย่างเป็นรูปธรรมได้ดังตารางที่ 4-3

ตารางที่ 4-1 ลำดับของประเทศและปีที่มีการกำหนดนโยบายทางพลังงาน

Year	Cumulative Number	Countries/States/Provinces Added That Year
1978	1	United States
1990	2	Germany
1991	3	Switzerland
1992	4	Italy
1993	6	Denmark, India
1994	8	Spain, Greece
1997	9	Sri Lanka
1998	10	Sweden
1999	13	Portugal, Norway, Slovenia
2000	13	—
2001	15	France, Latvia
2002	21	Algeria, Austria, Brazil, Czech Republic, Indonesia, Lithuania
2003	28	Cyprus, Estonia, Hungary, South Korea, Slovak Republic, Maharashtra (India)
2004	33	Israel, Nicaragua, Prince Edward Island (Canada), Andhra Pradesh and Madhya Pradesh (India)
2005	40	Karnataka, Uttaranchal, and Uttar Pradesh (India); China, Turkey, Ecuador, Ireland
2006	43	Ontario (Canada), Argentina, Thailand
2007	49	South Australia (Australia), Albania, Bulgaria, Croatia, Macedonia, Uganda
2008	61	Queensland (Australia); California (USA); Gujarat, Haryana, Punjab, Rajasthan, Tamil Nadu, and West Bengal (India); Kenya, the Philippines, Poland, Ukraine
2009 (early)	63	Australian Capital Territory (Australia); South Africa

ตารางที่ 4-2 การจัดอันดับประเทศที่มีการผลิตพลังงานทดแทนน้ำมัน

Country	Fuel ethanol	Biodiesel
billion liters		
1. United States	34	2.0
2. Brazil	27	1.2
3. France	1.2	1.6
4. Germany	0.5	2.2
5. China	1.9	0.1
6. Argentina	—	1.2
7. Canada	0.9	0.1
8. Spain	0.40	0.3
9. Thailand	0.3	0.4
10. Colombia	0.3	0.2
11. Italy	0.13	0.3
12. India	0.3	0.02
13. Sweden	0.14	0.1
14. Poland	0.12	0.1
15. United Kingdom	—	0.2
EU Total	2.8	8
World Total	67	12

ตารางที่ 4-3 นโยบายพลังงานระหว่าง ปี พ.ศ. 2542-2552

ปี	การดำเนินงาน	แผนรองรับ	พลังงานทดแทน	ชีวมวล
2542	- ส่งเสริมให้มีการใช้พลังงานหมุนเวียนให้มากขึ้น ได้แก่ พลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานลม พลังงานชีวมวลและการแปรรูปจากขยะมูลฝอยโดยเฉพาะเพื่อการผลิตกระแสไฟฟ้า - ดำเนินการประชาสัมพันธ์เพื่อกระตุ้นให้ประชาชนทุกระดับทั่วประเทศเกิดกระแสความร่วมมือในการอนุรักษ์พลังงานและสร้างจิตสำนึกด้านการอนุรักษ์พลังงานให้กับกลุ่มเป้าหมายทุกกลุ่มอย่างต่อเนื่อง	-	✓	✓
2543	อนุมัติเงินกองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงานให้กลุ่มพัฒนาพลังงานจากไม้เพื่อส่งเสริมการนำวัสดุเหลือใช้จากการเกษตรมาทำเป็นแท่งเชื้อเพลิงแข็ง	-		✓
2544	สนับสนุนการใช้น้ำมันจากพืชเป็นเชื้อเพลิงในเครื่องยนต์ดีเซล	-	✓	
2545	- โครงการส่งเสริมผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กที่ใช้พลังงานหมุนเวียน - สนับสนุนให้ทุนการศึกษา ทุนวิจัย และทุนพัฒนานักวิจัยในเทคโนโลยีด้านแสงอาทิตย์ ลม ก๊าซชีวภาพ ชีวมวล เซลล์เชื้อเพลิง	-	✓	✓
2546	กำหนดเป้าหมายสัดส่วนของการใช้พลังงานทดแทนให้เพิ่มขึ้นจากร้อยละ 0.5 ของการใช้พลังงานภายในประเทศในปัจจุบันเป็นร้อยละ 8 ภายในปี 2554	- แผนยุทธศาสตร์การอนุรักษ์พลังงานในช่วงปี 2545-2554 - ยุทธศาสตร์พลังงานเพื่อการแข่งขันของประเทศ	✓	✓

ตารางที่ 4-3 (ต่อ) นโยบายพลังงานระหว่าง ปี พ.ศ. 2542-2552

ปี	การดำเนินงาน	แผนรองรับ	พลังงานทดแทน	ชีวมวล
2547	- กำหนดแนวทางในการกำกับ ดูแล และส่งเสริมให้มีการผลิตไฟฟ้าโดยใช้พลังงานทดแทน - กำหนดสัดส่วนการจัดหาไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนต่อการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานฟอสซิลที่ร้อยละ 5 ของกำลังผลิตโรงไฟฟ้าใหม่ - กำหนดให้โรงไฟฟ้าใหม่ต้องใช้เทคโนโลยีพลังงานหมุนเวียน 5 ประเภท ได้แก่ พลังแสงอาทิตย์ พลังลม ไฟฟ้าจากขยะมูลฝอย ชีวมวล และพลังน้ำขนาดเล็ก - แก้ไขระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนขนาดเล็กมาก - ส่งเสริมการใช้ Biodiesel - ส่งเสริมการใช้ NGV โดยการลดภาษีการนำเข้ารถยนต์ที่ใช้ NGV เพื่อเพิ่มจำนวนรถยนต์ที่ใช้ NGV ให้มากขึ้น - จัดทำกรอบแผนอนุรักษ์พลังงาน ระยะที่ 3	- นโยบาย Renewable Portfolio Standard (RPS) - แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย (PDP) - - - ยุทธศาสตร์อุตสาหกรรมปาล์มน้ำมัน ปี 2547-2572 - - แผนงานพัฒนาพลังงานทดแทน - แผนงานเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงาน - แผนงานบริหารเชิงยุทธศาสตร์	✓ ✓ ✓ ✓ ✓ ✓ ✓	✓ ✓ ✓ ✓
2548	- ประกาศให้การดำเนินงานด้านพลังงานทดแทนเป็นวาระแห่งชาติ - จัดตั้งคณะกรรมการพัฒนาและส่งเสริมเชื้อเพลิงชีวภาพ (กชช.)	-	✓ ✓	✓

ตารางที่ 4-3 (ต่อ) นโยบายพลังงานระหว่าง ปี พ.ศ. 2542-2552

ปี	การดำเนินงาน	แผนรองรับ	พลังงานทดแทน	ชีวมวล
2549	ส่งเสริมพลังงานทดแทนที่เหมาะสมกับประเทศ เพื่อกระจายชนิดเชื้อเพลิงและลดการพึ่งพาการนำเข้าพลังงาน	-	✓	✓
2550	ส่งเสริมการผลิตก๊าซชีวภาพ จากฟาร์มสุกร โรงงานแปรงมันสำปะหลัง และน้ำเสียจากโรงงาน	แผนอนุรักษ์พลังงาน	✓	
2551	- นโยบายการพัฒนาพลังงานของประเทศตามนโยบายรัฐบาล เพื่อส่งเสริมและวิจัยพัฒนาพลังงานทดแทนทุกรูปแบบอย่างต่อเนื่อง โดยเร่งรัดพัฒนาและยกร่างแผนแม่บทพัฒนาพลังงานทดแทน 15 ปี หรือ Renewable Energy Development Plan (REDP) เพื่อเสนอให้เป็นวาระแห่งชาติ - การส่งเสริมและพัฒนาเอทานอล - การส่งเสริมและพัฒนาไบโอดีเซล	- แผนพัฒนาพลังงานทดแทน 15 ปี (หัวข้อที่ 6.2.2) - -	✓ ✓ ✓	✓
2552	- วางเป้าหมายการเพิ่มสัดส่วนการใช้พลังงานทดแทนให้เป็นร้อยละ 20 ของการใช้พลังงานขั้นสุดท้ายของประเทศ ภายในปี 2565 - ปรับปรุงแนวทางการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน โดยกำหนดส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (ดังตารางที่ 4-8 และ 4-9) - ส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าด้วยระบบ Cogeneration - กำหนดนโยบายพลังงานของประเทศ (หัวข้อที่ 4.2.3)	- แผนพัฒนาพลังงานทดแทน 15 ปี - - -	✓ ✓ ✓ ✓	✓ ✓ ✓ ✓

ในการประชุมเมื่อวันที่ 9 มีนาคม 2552 คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติได้มีมติเห็นชอบข้อเสนอเพื่อปรับปรุงแนวทางการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนแก่ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก หรือ Small Power Producer (SPP) และผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก หรือ Very Small Power Producer (VSPP) ที่มีปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขายไม่เกิน 10 เมกะวัตต์ โดยมีกำหนดส่วนเพิ่มราคา รับซื้อไฟฟ้า สำหรับ SPP โครงการพลังงานลม พลังงานแสงอาทิตย์ และขยะ ในอัตราคงที่และไม่กำหนดระยะเวลาการยื่นข้อเสนอ สำหรับ SPP ที่ใช้พลังงานหมุนเวียนอื่นๆ เช่น ชีวมวล และก๊าซชีวภาพ ซึ่งมีการกำหนดเป้าหมายปริมาณพลังไฟฟ้ารับซื้อจากแต่ละชนิดเชื้อเพลิงไว้อย่างชัดเจน ในส่วนของ VSPP ได้กำหนดส่วนเพิ่มการรับซื้อไฟฟ้า สำหรับโครงการพลังงานลม พลังงานแสงอาทิตย์ ชีวมวล ก๊าซชีวภาพ ขยะ และพลังน้ำขนาดเล็ก ในอัตราคงที่ นอกจากนี้ โครงการ SPP และ VSPP ที่ได้รับส่วนเพิ่มการรับซื้อไฟฟ้างดงาม หากตั้งอยู่ใน 3 จังหวัดชายแดนภาคใต้ ได้แก่ จังหวัดยะลา ปัตตานี และนราธิวาสนั้นจะได้รับส่วนเพิ่มพิเศษ โดยสามารถสรุปข้อเสนอส่วนเพิ่มการรับซื้อไฟฟ้าแยกตามประเภทเทคโนโลยีและเชื้อเพลิงได้ดังตารางที่ 4-4 และ 4-5 และแสดงโครงสร้างแนวทางการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนได้ดังภาพที่ 4-1

ตารางที่ 4-4 ส่วนเพิ่มการรับซื้อไฟฟ้าจาก VSPP

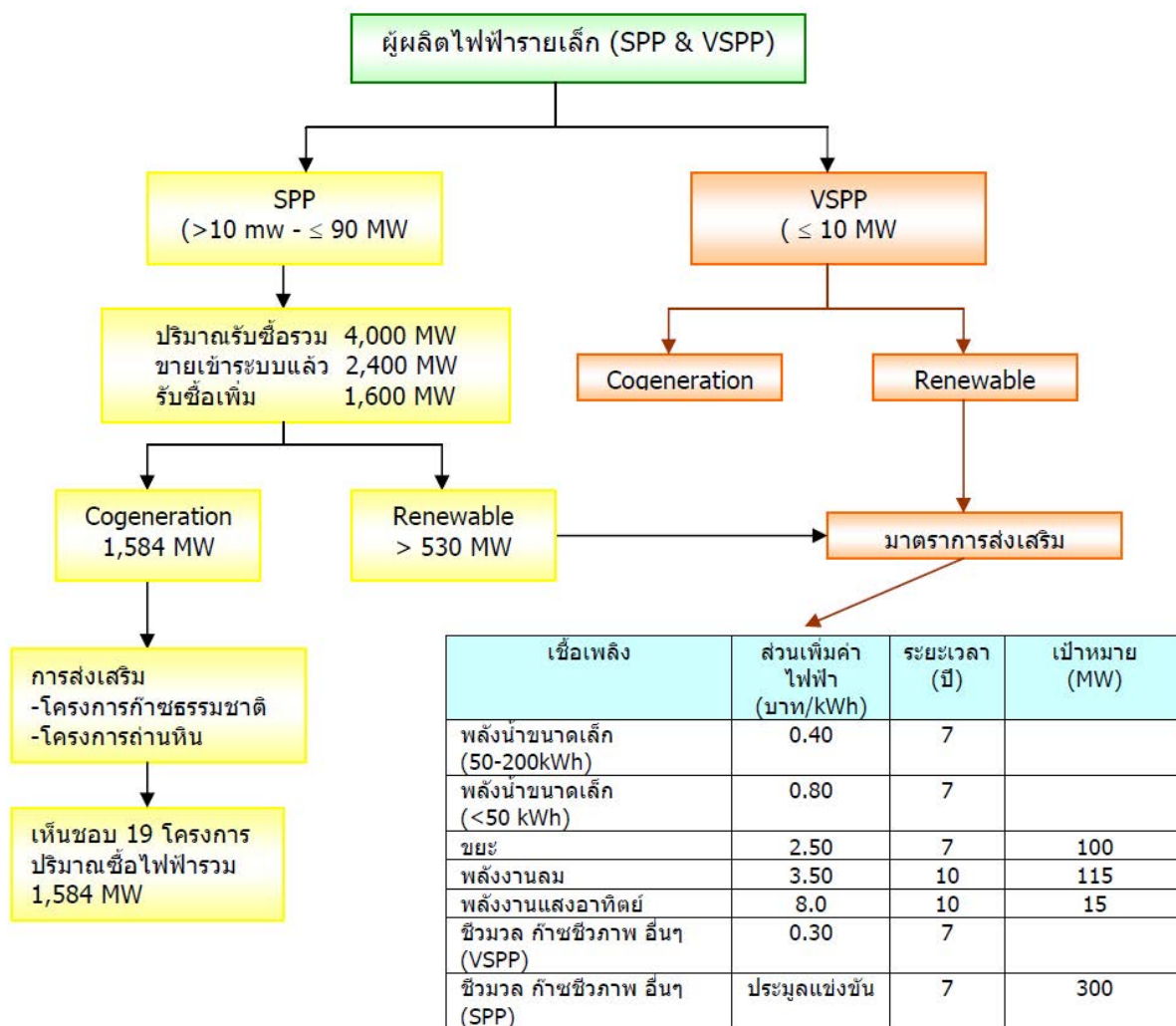
เชื้อเพลิง	ส่วนเพิ่มฯ (บาท/kWh)	ระยะเวลาสนับสนุน (ปี)
ชีวมวล/ก๊าซชีวภาพ	0.30	7
พลังน้ำขนาดเล็ก (50-200 kW)	0.40	7
พลังน้ำขนาดเล็ก (<50 kW)	0.80	7
ขยะชุมชน	2.50	7
พลังงานลม	3.50	10
พลังงานแสงอาทิตย์	8.00	10

ตารางที่ 4-5 ข้อเสนอส่วนเพิ่มการรับซื้อไฟฟ้า แยกตามประเภทเทคโนโลยีและเชื้อเพลิง

เชื้อเพลิง	ส่วนเพิ่มฯ ปัจจุบัน (บาท/kWh)	ข้อเสนอส่วนเพิ่มฯ (บาท/kWh)	ส่วนเพิ่มพิเศษ (บาท/kWh)	ระยะเวลาสนับสนุน	เหตุผลสนับสนุน
1. ชีวมวล					
กำลังการผลิตติดตั้ง <= 1 MW	0.30	0.50	1.00	7	เพิ่มขึ้นเพื่อส่งเสริมโรงไฟฟ้าระดับชุมชน
กำลังการผลิตติดตั้ง >1 MW	0.30	0.30	1.00	7	เท่าเดิม

ตารางที่ 4-5 (ต่อ) ข้อเสนอส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า แยกตามประเภทเทคโนโลยีและเชื้อเพลิง

เชื้อเพลิง	ส่วนเพิ่มฯ ปัจจุบัน (บาท/kWh)	ข้อเสนอส่วน เพิ่มฯ (บาท/kWh)	ส่วนเพิ่ม พิเศษ* (บาท/ kWh)	ระยะเวลา สนับสนุน	เหตุผลสนับสนุน
2. ก๊าซชีวภาพ (จากทุกประเภทแหล่งผลิต)					
กำลังการผลิต ติดตั้ง <= 1 MW	0.30	0.50	1.00	7	เพิ่มขึ้น เพื่อส่งเสริม โครงการขนาดเล็กที่มีการ จัดการด้านสิ่งแวดล้อมใน ระดับชุมชน
กำลังการผลิต ติดตั้ง >1 MW	0.30	0.30	1.00	7	เท่าเดิม และกำหนดนิยาม ให้ครอบคลุมแหล่งที่มา ของเชื้อเพลิงที่นำมาผลิต เป็นก๊าซชีวภาพ
3. ขยะ (ขยะชุมชน และขยะอุตสาหกรรมที่ไม่ใช่ขยะอันตราย และไม่เป็นขยะที่เป็นอันตรายวัตถุ)					
ระบบหมักหรือ หลุมฝังกลบขยะ	2.50	2.50	1.00	7	เท่าเดิม
พลังงานความ ร้อน (Thermal Process)	2.50	3.50	1.00	7	เพิ่มขึ้น เพราะมีต้นทุนการ คัดแยกขยะสูงกว่า
4. พลังงานลม					
กำลังการผลิต ติดตั้ง <= 50 kW	3.50	4.50	1.50	10	เพิ่มขึ้นเพื่อส่งเสริมการ พัฒนาเทคโนโลยีใน ประเทศ
กำลังการผลิต ติดตั้ง > 50 kW	3.50	3.50	1.50	10	เท่าเดิม
5. พลังน้ำขนาดเล็ก					
กำลังการผลิต ติดตั้ง 50 kW - <200 kW	0.40	0.80	1.00	7	ส่งเสริมการอนุรักษ์ป่าและ ต้นน้ำ และการพัฒนา เทคโนโลยีในประเทศ
กำลังการผลิต ติดตั้ง <50 kW	0.80	1.50	1.00	7	
6. พลังงานแสงอาทิตย์					
	8.00	8.00	1.50	10	เท่าเดิม



ภาพที่ 4-1 โครงสร้างแนวทางการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน

4.1.2 แผนการพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก 25% ใน 10 ปี (พ.ศ. 2555 – 2564) (Alternative Energy Development Plan : AEDP 2012 – 2021)

ประเทศไทยต้องพึ่งพาการนำเข้าพลังงานจากต่างประเทศเป็นหลัก จากข้อมูลในปี 2554 ที่ผ่านมามีการนำเข้ากว่าร้อยละ 60 ของความต้องการพลังงานเชิงพาณิชย์ขึ้นต้นมาจากการนำเข้า โดยมีสัดส่วนการนำเข้าน้ำมันสูงถึงร้อยละ 80 ของปริมาณการใช้น้ำมันทั้งหมดภายในประเทศ และยังมีแนวโน้มจะสูงขึ้นอีกเพราะไม่สามารถเพิ่มปริมาณการผลิตปิโตรเลียมในประเทศได้ทันกับความต้องการใช้งาน การพัฒนาพลังงานทดแทนอย่างจริงจังจะช่วยลดการพึ่งพาและการนำเข้า น้ำมันเชื้อเพลิงและพลังงานชนิดอื่น และยังช่วยกระจายความเสี่ยงในการจัดหาเชื้อเพลิงเพื่อการผลิตไฟฟ้าของประเทศซึ่งเดิมต้องพึ่งพาก๊าซธรรมชาติเป็นหลักมากกว่าร้อยละ 70 โดยพลังงานทดแทน ถือเป็นหนึ่งในเชื้อเพลิงเป้าหมายที่คาดว่าจะสามารถนำมาใช้ในการผลิตไฟฟ้าทดแทน ก๊าซธรรมชาติได้อย่างมีนัยสำคัญ โดยเฉพาะพลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานลมแบบทุ้งกังหันลม พลังน้ำขนาดเล็ก ชีวมวล ก๊าซชีวภาพ และขยะ และหากเทคโนโลยีพลังงานทดแทนเหล่านี้มีต้นทุน

ถูกลงและได้รับการยอมรับอย่างกว้างขวาง ก็อาจสามารถพัฒนาให้เป็นพลังงานหลักในการผลิตไฟฟ้าสำหรับประเทศไทยได้ในอนาคต



ภาพที่ 4-2 สัดส่วนการใช้พลังงานของประเทศปี 2554

ปัญหาภาวะโลกร้อนเนื่องจากการปล่อยก๊าซเรือนกระจกเป็นปัญหาที่ทั่วโลกกำลังให้ความสนใจและเร่งหามาตรการเพื่อควบคุม โดยมาตรการกีดกันทางการค้าก็เป็นมาตรการหนึ่งที่มีแนวโน้มจะนำใช้อย่างแพร่หลายในอนาคต และถึงแม้ว่าประเทศไทยยังไม่ถูกบังคับใช้ตามมาตรการดังกล่าวในปัจจุบัน แต่ก็ควรต้องดำเนินการพัฒนาและส่งเสริมพลังงานทดแทน ซึ่งเป็นหนึ่งในแนวทางลดปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจก รวมทั้งเป็นจุดเริ่มต้นให้ประเทศไทยเริ่มก้าวสู่เส้นทางของการเป็นสังคมคาร์บอนต่ำ (Low Carbon Society) และให้เป็นแบบอย่างของสังคมโลกที่กล่าวขวัญถึงประเทศไทยว่าเป็นประเทศที่มีความมุ่งมั่นให้มีการใช้พลังงานทดแทน

ดังนั้น รัฐบาลจึงมอบหมายให้กระทรวงพลังงานจัดทำแผนการพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก 25% ใน 10 ปี (พ.ศ.2555-2564) หรือ Alternative Energy Development Plan : AEDP (2012-2021) เพื่อกำหนดกรอบและทิศทางการพัฒนาพลังงานทดแทนของประเทศ

4.1.2.1 กรอบแผนการพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก 25% ใน 10 ปี

กระทรวงพลังงานได้พยากรณ์ความต้องการพลังงานในอนาคตของประเทศ โดยในปี 2564 คาดว่าจะมีความต้องการ 99,838 ktoe จากปัจจุบัน 71,728 ktoe โดยแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2553-2573 และแผนการพลังงานทดแทนและพลังงาน

ทางเลือก พ.ศ. 2555-2564 ได้กำหนดให้มีสัดส่วนการใช้พลังงานทดแทนเพิ่มขึ้นจาก 7,413 ktoe ในปี 2555 เป็น 25,000 ktoe ในปี 2564 หรือคิดเป็น 25% ของการใช้พลังงานรวมทั้งหมด

4.1.2.2 วัตถุประสงค์ของแผนพัฒนาพลังงานทดแทน 15 ปี

1. เพื่อให้ประเทศไทยสามารถพัฒนาพลังงานทดแทนให้เป็นหนึ่งในพลังงานหลักของประเทศ ทดแทนเชื้อเพลิงฟอสซิลและและการนำเข้าน้ำมันได้อย่างยั่งยืนในอนาคต โดยในแผนนี้จะไม่รวมเป้าหมายการพัฒนาก๊าซธรรมชาติในภาคขนส่ง (NGV)
2. เพื่อเสริมสร้างความมั่นคงด้านพลังงานของประเทศ
3. เพื่อเสริมสร้างการใช้พลังงานทดแทนในระดับชุมชนในรูปแบบชุมชนสีเขียวแบบครบวงจร
4. เพื่อสนับสนุนอุตสาหกรรมการผลิตเทคโนโลยีพลังงานทดแทนในประเทศ
5. เพื่อวิจัยพัฒนาส่งเสริมเทคโนโลยีพลังงานทดแทนของไทยให้สามารถแข่งขันในตลาดสากล



ภาพที่ 4-3 เป้าหมายการใช้พลังงานของประเทศปี 2564

4.1.2.3 ยุทธศาสตร์การส่งเสริมการพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก 25% ใน 10 ปี

กระทรวงพลังงานได้กำหนดยุทธศาสตร์ในการจัดทำ Roadmap เพื่อส่งเสริมการพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก 25% ใน 10 ปี (พ.ศ.2555-2564) หรือ AEDP (2012-2021) โดยได้มีการกำหนดยุทธศาสตร์ส่งเสริมการพัฒนาพลังงานทดแทนตามแผน AEDP ใน 6 ประเด็น ดังนี้

1. การส่งเสริมให้ชุมชนมีส่วนร่วมในการผลิตและการใช้พลังงานทดแทนอย่างกว้างขวาง
2. การปรับมาตรการจูงใจสำหรับการลงทุนจากภาคเอกชนให้เหมาะสมกับสถานการณ์
3. การแก้ไขกฎหมาย และกฎระเบียบที่ยังไม่เอื้อต่อการพัฒนาพลังงานทดแทน
4. การปรับปรุงระบบโครงสร้างพื้นฐาน เช่น ระบบสายส่ง สายจำหน่ายไฟฟ้ารวมทั้งการพัฒนาสู่ระบบ Smart Grid
5. การประชาสัมพันธ์ และสร้างความรู้ความเข้าใจต่อประชาชน
6. การส่งเสริมให้งานวิจัยเป็นเครื่องมือในการพัฒนาอุตสาหกรรมพลังงานทดแทนแบบครบวงจร

4.1.2.4 การขับเคลื่อนรายเทคโนโลยี

● พลังงานทดแทนเพื่อการผลิตไฟฟ้า

พลังงานแสงอาทิตย์

เป้าหมายในปี 2564 คือ 2,000 MW ปัจจุบันมีกำลังการผลิตรวม 75.48 MW โดยมุ่งเน้นการพัฒนาตามกรอบการส่งเสริมการพัฒนาแผน AEDP ที่สำคัญ ดังนี้

1. การส่งเสริมให้ชุมชนมีส่วนร่วมในการผลิตและการใช้พลังงานทดแทนอย่างกว้างขวาง
 - ส่งเสริมโครงการระบบขนาดเล็กที่สามารถติดตั้งในระดับชุมชนและครัวเรือนรวมทั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา (Solar PV Rooftop) ให้ได้ 1,000 MW ภายใน 10 ปี โดยอาจพิจารณาให้รวมถึงระบบที่ติดตั้งใน
 - 1) บ้านของประชาชนทั่วไป และชุมชน
 - 2) อาคารสำนักงาน และหลังคาโรงงานอุตสาหกรรม
 - 3) โครงการบ้านจัดสรร หรือ คอนโดมิเนียม
 - 4) อาคารภาครัฐ
2. การปรับมาตรการจูงใจสำหรับการลงทุนจากภาคเอกชนให้เหมาะสมกับสถานการณ์
 - การปรับ Adder เป็นระบบ Feed In Tariff (FiT)
3. การแก้ไขกฎหมาย และกฎระเบียบที่ยังไม่เอื้อต่อการพัฒนาพลังงานทดแทน
 - ผลักดันปรับปรุง แก้ไขกฎหมาย พ.ร.บ.โรงงาน (พ.ศ.2535)
4. การปรับปรุงระบบโครงสร้างพื้นฐาน

- ให้ 3 การไฟฟ้าเตรียมความพร้อมในการขยาย และเพิ่มระบบสายส่งเพื่อรองรับพลังงานทดแทนที่เพิ่มขึ้นรวมทั้งเตรียมการพัฒนาสู่ระบบ Smart Grid

5. การประชาสัมพันธ์ และสร้างความรู้ความเข้าใจต่อประชาชน

- การส่งเสริมให้ภาคประชาชน หรือภาคส่วนที่เกี่ยวข้องให้มีความรู้ความเข้าใจในเรื่องการใช้งานระบบผลิตไฟฟ้า พลังงานแสงอาทิตย์ในรูปแบบต่างๆ

6. การส่งเสริมให้งานวิจัยเป็นเครื่องมือในการพัฒนาอุตสาหกรรมพลังงานทดแทนแบบครบวงจร

- ส่งเสริมอุตสาหกรรมผลิตแผงแสงอาทิตย์ต้นน้ำครบวงจร เช่น โรงงานผลิตซิลิกอนเวเฟอร์

พลังงานลม

เป้าหมายในปี 2564 คือ 1,200 MW ปัจจุบันมีกำลังการผลิตรวม 7.28 MW โดยมุ่งเน้นการพัฒนาตามกรอบการส่งเสริมการพัฒนาแผน AEDP ที่สำคัญ ดังนี้

1. การส่งเสริมให้ชุมชนมีส่วนร่วมในการผลิตและการใช้พลังงานทดแทนอย่างกว้างขวาง

- กังหันลมเพื่อการผลิตไฟฟ้าร่วมกับระบบผลิตไฟฟ้าอื่นในชุมชนห่างไกล และเกาะที่ยังไม่มีไฟฟ้าใช้

- กังหันลมเพื่อการเกษตรโดยเฉพาะกังหันลมสูบน้ำและระเหยน้ำเพื่อการอุปโภค บริโภค

2. การปรับมาตรการจูงใจสำหรับการลงทุนจากภาคเอกชนให้เหมาะสมกับสถานการณ์

- การอำนวยความสะดวกให้เอกชนสามารถที่จะขอใช้พื้นที่และดำเนินติดตั้งกังหันลมในพื้นที่ห่างไกลได้

3. การแก้ไขกฎหมาย และกฎระเบียบที่ยังไม่เอื้อต่อการพัฒนาพลังงานทดแทน

- ผลักดันแก้ไข ปรับปรุง ขอกฎหมายและระเบียบปฏิบัติบางอย่างที่ยังไม่เอื้อต่อการพัฒนาพลังงานลม เช่น

1) ระเบียบปฏิบัติของกระทรวงทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อมเกี่ยวกับการขอใช้พื้นที่เพื่อพัฒนาโครงการพลังงานลม

2) การขอยกเว้นพื้นที่ 1-B ที่ไม่มีสภาพป่าต้นน้ำหลงเหลืออยู่และยากต่อการฟื้นฟูในบางพื้นที่เพื่อให้ภาคเอกชนขอใช้พื้นที่เพื่อพัฒนาโครงการพลังงานลมได้

3) แก้ไข พรบ.โรงงาน (พ.ศ.2535)

4. การปรับปรุงระบบโครงสร้างพื้นฐาน

- การจัดทำแผนขยายระบบสายส่ง และระบบเก็บสะสมพลังงาน เช่น ระบบสูบกกลับในพื้นที่ที่มีศักยภาพพลังงานลมสูง เช่น บริเวณภาคอีสาน

5. การประชาสัมพันธ์ และสร้างความรู้ความเข้าใจต่อประชาชน

- ส่งเสริมให้มีการสร้างเครือข่ายผู้ใช้และผลิตพลังงานลม

6. การส่งเสริมให้งานวิจัยเป็นเครื่องมือในการพัฒนาอุตสาหกรรมพลังงาน

ทดแทนแบบครบวงจร

- ผลักดันให้มีอุตสาหกรรมการผลิตอุปกรณ์ส่วนควบเพื่อการกักเก็บไฟฟ้าและระบบผลิตไฟฟ้าแบบผสมผสาน

- พัฒนารูปแบบกักเก็บที่เหมาะสมกับความเร็วลมของประเทศ

ไฟฟ้าพลังน้ำ

เป้าหมายในปี 2564 คือ 1,608 MW ปัจจุบันมีกำลังการผลิตรวม 86.39 MW (ไม่รวมระบบสูบกกลับที่มีอยู่ปัจจุบันของ กฟผ. คือ ลำตะคอง 1-2 500 MW) โดยมุ่งเน้นการพัฒนาตามกรอบการส่งเสริมการพัฒนาแผน AEDP ที่สำคัญ ดังนี้

1. การส่งเสริมให้ชุมชนมีส่วนร่วมในการผลิตและการใช้พลังงานทดแทน

อย่างกว้างขวาง

- ผลิตไฟฟ้าพลังน้ำระดับหมู่บ้านให้แก่ราษฎรที่ไม่มีไฟฟ้าใช้ โดยไม่เชื่อมโยงกับระบบสายส่งไฟฟ้า (Off Grid)

- สนับสนุนการก่อสร้างโครงการไฟฟ้าพลังน้ำระดับชุมชนให้องค์กรปกครองส่วนท้องถิ่นหรือชุมชนเจ้าของพื้นที่มีส่วนร่วมเป็นเจ้าของโครงการ และสามารถบริหารงานและบำรุงรักษาเองได้ในอนาคต

2. การปรับมาตรการจูงใจสำหรับการลงทุนจากภาคเอกชนให้เหมาะสมกับ

สถานการณ์

3. การแก้ไขกฎหมาย และกฎระเบียบที่ยังไม่เอื้อต่อการพัฒนาพลังงาน

ทดแทน

- แก้ไขปัญหาอุปสรรคในการพัฒนาโครงการไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็กที่อาจตั้งอยู่ในพื้นที่อ่อนไหว เช่น พื้นที่ลุ่มน้ำชั้นที่ 1-B พื้นที่อุทยานแห่งชาติ หรือเขตรักษาพันธุ์สัตว์ป่า เป็นต้น

4. การปรับปรุงระบบโครงสร้างพื้นฐาน

- มอบหมายให้ พพ. และ กฟผ. พัฒนาระบบผลิตไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็กท้ายเขื่อนชลประทานและระบบผลิตไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็กกำลังผลิตตั้งแต่ 200-6,000 kw

- มอบหมายให้ กฟผ. พัฒนาโครงการระบบสูบกกลับใหม่ใน 2 พื้นที่ ได้แก่ โครงการลำตะคองสูบกกลับ(3-4) 500 MW และโครงการเขื่อนจุฬาภรณ์สูบกกลับขนาด 784 MW เพื่อช่วยรองรับการพัฒนาพลังงานทดแทนในเขตพื้นที่ภาคอีสาน

5. การประชาสัมพันธ์ และสร้างความรู้ความเข้าใจต่อประชาชน

- เผยแพร่ประชาสัมพันธ์ข้อมูลและประโยชน์ของโครงการไฟฟ้าพลังน้ำ
- 6. การส่งเสริมให้งานวิจัยเป็นเครื่องมือในการพัฒนาอุตสาหกรรมพลังงาน

ทดแทนแบบครบวงจร

- วิจัยและพัฒนา Micro Hydro Turbine แบบน้ำไหล
- ศึกษาพัฒนาเครื่องกังหันน้ำแบบความสูงหัวน้ำต่ำ

พลังงานจากขยะ

เป้าหมายในปี 2564 คือ 160 MW ปัจจุบันมีกำลังการผลิตรวม 13.45 MW โดยมุ่งเน้นการพัฒนาตามกรอบการส่งเสริมการพัฒนาแผน AEDP ที่สำคัญ ดังนี้

1. การส่งเสริมให้ชุมชนมีส่วนร่วมในการผลิตและการใช้พลังงานทดแทนอย่างกว้างขวาง

- ส่งเสริมสนับสนุนการผลิตพลังงานจากขยะใน อปท.ขนาดกลางและขนาดเล็ก

- ส่งเสริมสนับสนุนการผลิตพลังงานจากขยะในชุมชนขนาดเล็ก เช่น ในโรงเรียน วัด ชุมชน หน่วยงานต่างๆ

2. การปรับมาตรการจูงใจสำหรับการลงทุนจากภาคเอกชนให้เหมาะสมกับสถานการณ์

3. การแก้ไขกฎหมาย และกฎระเบียบฯ ที่ยังไม่เอื้อต่อการพัฒนาพลังงานทดแทน

- เร่งรัด ปรับปรุง แก้ไข พรบ.ร่วมทุน พ.ศ.2535 เพื่อเอื้อให้เอกชนสามารถเข้าร่วมทุนกับ อปท. ในการผลิตพลังงานจากขยะทุกรูปแบบ โดยเฉพาะส่งเสริมการจัดการขยะแบบ RDF แล้วนำมาผลิตหรือความร้อนร่วมในโรงงานอุตสาหกรรม รวมทั้งส่งเสริมการผลิตน้ำมันจากขยะพลาสติก

4. การปรับปรุงระบบโครงสร้างพื้นฐาน

5. การประชาสัมพันธ์ และสร้างความรู้ความเข้าใจต่อประชาชน

- สร้างการมีส่วนร่วมในพื้นที่เป้าหมายการจัดตั้งระบบผลิตพลังงานจากขยะ รณรงค์ให้ความรู้แก่เด็กเยาวชนในการจัดการขยะเพื่อพลังงานและสิ่งแวดล้อมเชิงลึกระดับพื้นที่

6. การส่งเสริมให้งานวิจัยเป็นเครื่องมือในการพัฒนาอุตสาหกรรมพลังงานทดแทนแบบครบวงจร

- ศึกษาการจัดการเชื้อเพลิง RDF
- วิจัยพัฒนาเตาเผาขยะและระบบผลิตพลังงานจากขยะขนาดเล็ก

ไม่เกิน 50 ตัน/วัน ให้สามารถผลิตในประเทศ

- พัฒนามาตรฐานและอุปกรณ์ที่เกี่ยวข้องกับการผลิตน้ำมันจากขยะพลาสติก

ชีวมวล

เป้าหมายในปี 2564 คือ 3,630 MW ปัจจุบันมีกำลังการผลิตรวม 1,751.86 MW โดยมุ่งเน้นการพัฒนาตามกรอบการส่งเสริมการพัฒนาแผน AEDP ที่สำคัญ ดังนี้

1. การส่งเสริมให้ชุมชนมีส่วนร่วมในการผลิตและการใช้พลังงานทดแทนอย่างกว้างขวาง
 - ส่งเสริมให้มีการจัดตั้ง “สถานีผลิตพลังงานชุมชน Distributed-Green-Generation-DDG (DGG)” โดยมีกลุ่มวิสาหกิจพลังงานชุมชนเป็นเจ้าของและบริหารจัดการสถานีฯ ได้อย่างครบวงจร
 - ส่งเสริมการปลูกไม้โตเร็ว ในพื้นที่รกร้างว่างเปล่า/พื้นที่ที่ไม่ได้มีการใช้ประโยชน์ พร้อมแปรรูปเพื่อจำหน่ายเป็นเชื้อเพลิงให้สถานีผลิตพลังงานชุมชน นำไปใช้ต่อยอดในการผลิตไฟฟ้า
2. การปรับมาตรการจูงใจสำหรับการลงทุนจากภาคเอกชนให้เหมาะสมกับสถานการณ์
 - พิจารณากำหนดมาตรการสนับสนุนเชิง Adder หรือ FIT และ Renewable Heat Incentive (RHI) พิเศษสำหรับโครงการ DGG ในระดับชุมชนเป็นการเฉพาะ
 - จัดเตรียมมาตรการด้านการเงินสนับสนุนการเพิ่มประสิทธิภาพโรงไฟฟ้าเดิมชีวมวลที่ใช้ Low Pressure Boiler ที่ผลิตไฟฟ้าจากชีวมวล ให้เป็น High pressure boiler
3. การแก้ไขกฎหมาย และกฎระเบียบฯ ที่ยังไม่เอื้อต่อการพัฒนาพลังงานทดแทน
4. การปรับปรุงระบบโครงสร้างพื้นฐาน
 - มอบหมาย กฟผ. และ กฟภ. พิจารณายาเยระบบสายส่ง สายจำหน่ายไฟฟ้าเพื่อรองรับการพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าชีวมวล โดยเฉพาะในพื้นที่ที่มีศักยภาพพลังงานจากชีวมวลสูง เช่นบริเวณภาคใต้
5. การประชาสัมพันธ์ และสร้างความรู้ความเข้าใจต่อประชาชน
 - สร้างกระบวนการมีส่วนร่วมในพื้นที่เป้าหมายที่จะมีการจัดตั้งระบบผลิตพลังงานจากชีวมวลณรงค์ให้ความรู้แก่เด็กเยาวชนในการจัดการชีวมวลเพื่อพลังงานและสิ่งแวดล้อมเชิงลึกระดับพื้นที่
 - สร้างเครือข่ายผู้ประกอบการพลังงานชีวมวล
6. การส่งเสริมให้งานวิจัยเป็นเครื่องมือในการพัฒนาอุตสาหกรรมพลังงานทดแทนแบบครบวงจร
 - พัฒนาการผลิต การใช้ และมาตรฐานของ Biomass Pallet เพื่อพัฒนาให้เป็นเชื้อเพลิงชีวมวลสำหรับอนาคต

- พัฒนาเทคโนโลยี Gasifier และ Gas Engine และพัฒนาอุตสาหกรรมต่อเนื่องเพื่อการผลิตภายในประเทศ

- พัฒนาเทคโนโลยีการผลิตเชื้อเพลิงชีวมวลเหลว (Biomass-to-Liquid)

ก๊าซชีวภาพ

เป้าหมายในปี 2564 คือ 600 MW ปัจจุบันมีกำลังการผลิตรวม 138 MW โดยมุ่งเน้นการพัฒนาตามกรอบการส่งเสริมการพัฒนาแผน AEDP ที่สำคัญ ดังนี้

1. การส่งเสริมให้ชุมชนมีส่วนร่วมในการผลิตและการใช้พลังงานทดแทนอย่างกว้างขวาง

- ส่งเสริมสนับสนุนการผลิตก๊าซชีวภาพในระดับครัวเรือนครัวเรือน โดยเฉพาะชุมชนชนบทเพื่อประโยชน์ในการนำมาใช้เองในครัวเรือน

- ส่งเสริมสนับสนุนการพัฒนาเครือข่ายท่อก๊าซชีวภาพในชุมชน (Biogas Network) เพื่อต่อเชื่อมระบบที่อาจมีกำลังการผลิตเหลือให้สามารถนำมาแบ่งปันกันใช้ได้ ในชุมชน โดยกลไกการบริหารของชุมชนเอง

2. การปรับมาตรการจูงใจสำหรับการลงทุนจากภาคเอกชนให้เหมาะสมกับสถานการณ์

- ส่งเสริมการผลิต/การใช้ก๊าซชีวภาพเพื่อการคมนาคมขนส่ง (CBG) โดยมีกลไกราคาที่สะท้อนต้นทุนเพื่อช่วยสนับสนุนการนำก๊าซชีวภาพมาใช้ในการผลิต CBG

3. การแก้ไขกฎหมาย และกฎระเบียบฯ ที่ยังไม่เอื้อต่อการพัฒนาพลังงานทดแทน

- ศึกษา และพัฒนากฎหมาย กฎระเบียบที่เข้าด้วยมาตรฐานความปลอดภัยระบบก๊าซชีวภาพ

4. การปรับปรุงระบบโครงสร้างพื้นฐาน

5. การประชาสัมพันธ์ และสร้างความรู้ความเข้าใจต่อประชาชน

- ประชาสัมพันธ์ผ่านสื่อเพื่อเผยแพร่ความรู้ ข่าวสาร เพื่อสร้างภาพลักษณ์ที่ดีด้าน การลงทุนผลิตและใช้ประโยชน์ก๊าซชีวภาพ อย่างปลอดภัย (Biogas Safety Campaign)

6. การส่งเสริมให้งานวิจัยเป็นเครื่องมือในการพัฒนาอุตสาหกรรมพลังงานทดแทนแบบครบวงจร

- วิจัยและพัฒนาผลิตก๊าซชีวภาพจากของเสียผสม (Co-Digestion) โดยเฉพาะการนำชีวมวลบางประเภท เช่น ผักตบชวา ชังข้าวโพด มาหมักผสมกับมูลสัตว์

- พัฒนาการใช้ก๊าซชีวภาพเพื่อการคมนาคมขนส่ง (CBG) ให้มีประสิทธิภาพมากยิ่งขึ้น

● **พลังงานทดแทนในภาคขนส่ง (ทดแทนการใช้น้ำมัน)**

เอทานอล (เชื้อเพลิงทดแทนเบนซิน)

เป้าหมายในปี 2564 คือ 9 ล้านลิตร/วัน ปัจจุบันมีกำลังการผลิตรวม 1.3 ล้านลิตร/วัน โดยมุ่งเน้นการพัฒนาพัฒนาแผน AEDP ที่สำคัญ 2 ด้าน ดังนี้

1. ด้านอุปทาน

- เพิ่มผลผลิตเฉลี่ยของประเทศต่อไร่ต่อปี ของมันสำปะหลังและอ้อย ไม่น้อยกว่า 5 และ 15 ตัน/ไร่/ปี ในปี 2564 ดังนี้

- ส่งเสริมพืชทางเลือกอื่นๆ ในเชิงพาณิชย์ เช่น ข้าวฟ่างหวาน เป็นต้น

2. ด้านอุปสงค์

- เตรียมการยกเลิกการใช้น้ำมันเบนซิน 91 ภายในตุลาคม 2555

- บริหารส่วนต่างราคาน้ำมัน E20 ให้ถูกกว่าน้ำมันแก๊สโซฮอล์ 95 ประมาณ 3 บาท/ลิตร พร้อมกำหนดให้ค่าการตลาดของน้ำมัน E20 ต้องมากกว่าน้ำมันแก๊สโซฮอล์ 91 และไม่น้อยกว่า 50 สตางค์/ลิตร เพื่อเป็นแรงจูงใจในการเร่งรัดขยายสถานีบริการ E20

- สนับสนุนงบประมาณการวิจัย ทดสอบ และการสร้างแรงจูงใจเพื่อเพิ่มความต้องการใช้เอทานอล เช่น การใช้ conversion kit กับรถยนต์และรถจักรยานยนต์เก่าเพื่อให้สามารถใช้น้ำมัน E85 ได้หรือการปรับปรุงดัดแปลงเครื่องยนต์ดีเซลให้สามารถใช้น้ำมัน ED 95 ได้ เป็นต้น

- ประชาสัมพันธ์สร้างความเข้าใจน้ำมันแก๊สโซฮอล์ E10 E20 E85 อย่างต่อเนื่อง

- สนับสนุนการผลิตรถยนต์ E85 ในรถยนต์นั่งทั่วไป และ ECO-CAR โดยการลดภาษีสรรพสามิตให้กับผู้ผลิตรถยนต์ E85 50,000 บาท/คัน และ ECO CAR-E85 30,000 บาท/คัน

- เสนอเพื่อให้มีการกำหนดให้การซื้อรถยนต์ราชการเป็นรถยนต์ E85

- ปรับปรุงกฎ ระเบียบ ข้อบังคับและกฎหมายต่างๆ เพื่อรองรับการค้าเอทานอลอย่างเสรีในอนาคต เช่น การกำหนดชื่อยกเว้นใน พ.ร.บ. สุรา ให้ไม่มีผลบังคับใช้กับการผลิตเอทานอลเพื่อเป็นเชื้อเพลิง เป็นต้น และการปรับปรุง พ.ร.บ. ภาษีสรรพสามิตเพื่อสนับสนุนการส่งออกเอทานอลรวมทั้งเป็นการเตรียมพร้อมรองรับเทคโนโลยี Multi-Dispenser เป็นต้น

ไบโอดีเซล (เชื้อเพลิงทดแทนดีเซล)

เป้าหมายในปี 2564 คือ 5.97 ล้านลิตร/วัน ปัจจุบันมีกำลังการผลิตรวม 1.62 ล้านลิตร/วัน โดยมุ่งเน้นการพัฒนาพัฒนาแผน AEDP ที่สำคัญ 2 ด้าน ดังนี้

1. ด้านอุปทาน

ส่งเสริมการปลูกปาล์มในพื้นที่ที่เหมาะสมโดยไม่แย่งพื้นที่พืชอาหาร โดย

- ส่งเสริมให้มีพื้นที่ปลูกปาล์ม 5.5 ล้านไร่ และมีปาล์มให้ผลรวม 5.3 ล้านไร่ภายในปี 2564

- มีกำลังการผลิตน้ำมันปาล์มดิบ ไม่น้อยกว่า 3.05 ล้านตัน/ปี
- ส่งเสริมให้เป้าหมายผลิตภาพ หรือ yield ไม่น้อยกว่า 3.2 ตัน/ไร่/ปี มีอัตราส่วนการให้น้ำมัน (Oil Content) ไม่น้อยกว่า 18%

2. ด้านอุปสงค์

- บริหารจัดการสัดส่วนการผสมน้ำมันไบโอดีเซลให้สอดคล้องกับปริมาณการผลิตน้ำมันปาล์มภายในประเทศ
- ทดลองนำร่อง B10 หรือ B20 ใน fleet รถบรรทุกหรือเรือประมงเฉพาะ
- เตรียมพัฒนามาตรฐานไบโอดีเซลแบบ FAME ให้สามารถมีสัดส่วนผสมในน้ำมันดีเซลถึง 7% (B7)

3. มีการบริหารจัดการแบบครบวงจร ตั้งแต่การปลูกปาล์มน้ำมัน การสกัดน้ำมัน การผลิตน้ำมันพืชบริโภค การผลิตไบโอดีเซลและอุตสาหกรรมต่อเนื่อง การนำเข้า การส่งออกและ R&D เพื่อลดต้นทุนและสร้างมูลค่าเพิ่มแก่ประเทศสูงสุด

● พลังงานทดแทนเพื่อการผลิตความร้อน (Renewable Heat)

จัดให้มีการพัฒนามาตรการ “RHI” (Renewable Heat Incentive) สำหรับส่งเสริมการนำพลังงานทดแทน เช่น ชีวมวล ขยะ ก๊าซชีวภาพ และแสงอาทิตย์ มาเป็นความร้อนในภาคอุตสาหกรรมทดแทนเชื้อเพลิงฟอสซิล เช่น ก๊าซหุงต้ม น้ำมันเตา LPG และถ่านหิน ได้แก่

พลังงานแสงอาทิตย์

- เป้าหมายในปี 2564 คือ 100 ktoe ปัจจุบันมีกำลังการผลิตรวม 1.98 ktoe
- ส่งเสริมการติดตั้งระบบน้ำร้อน/น้ำเย็นแสงอาทิตย์ (Solar Heating/Cooling) โดยอาจจัดให้มีการนำร่องในอาคารภาครัฐก่อนได้
 - พัฒนาระบบน้ำร้อนแสงอาทิตย์ระดับครัวเรือนที่มีต้นทุนต่ำ
 - พัฒนากลไกภาคบังคับ เช่น Building Energy Code ให้บังคับอาคารขนาดใหญ่ติดตั้งระบบน้ำร้อน/น้ำเย็นแสงอาทิตย์
 - ส่งเสริมระบบอบแห้งแสงอาทิตย์สำหรับธุรกิจขนาดกลางและขนาดเล็ก (SME) และวิสาหกิจชุมชน (OTOP)

ก๊าซชีวภาพ

- เป้าหมายในปี 2564 คือ 1,000 ktoe ปัจจุบันมีกำลังการผลิตรวม 379 ktoe
- ดำเนินโครงการ Compressed Biogas (CBG) เพื่อใช้เป็นส่วนเสริมและสนับสนุนการส่งเสริมการใช้ก๊าซธรรมชาติในภาคขนส่ง (NGV) โดยมีเป้าหมายในการเสริมระบบ NGV ให้ได้ 5%

ชีวมวล

เป้าหมายในปี 2564 คือ 8,200 ktoe ปัจจุบันมีกำลังการผลิตรวม 3,286 ktoe

- ส่งเสริมระบบการผลิต Biomass Pallets
- ส่งเสริมระบบผลิตพลังงานความร้อนร่วม (ไฟฟ้า+ความร้อน) หรือระบบ

Biomass Co-Generation ให้มีการใช้อย่างกว้างขวาง

ตารางที่ 4.6 ตารางค่าเป้าหมายปริมาณการใช้พลังงานทดแทน ตาม AEDP

ประเภท	หน่วย	เป้าหมายเดิม	เป้าหมายใหม่	
ไฟฟ้า		KTOE	KTOE	ล้านหน่วย
1. พลังงานลม		89	134	1,283
2. พลังงานแสงอาทิตย์		56	224	2,484
3. ไฟฟ้าพลังน้ำ		85	756	5,604
4. พลังงานชีวมวล		1,933	1,896	14,008
5. ก๊าซชีวภาพ		54	270	1,050
6. พลังงานจากขยะ		72	72	518
7. พลังงานรูปแบบใหม่		1 (ไฮโดรเจน)	0.86	10
รวม		2,290	3,352.86	24,956
สัดส่วนทดแทนไฟฟ้า	%	6%	10.1%	
ความร้อน				

ตารางที่ 4.6 (ต่อ) ตารางค่าเป้าหมายปริมาณการใช้พลังงานทดแทน ตาม AEDP

ประเภท	หน่วย	เป้าหมายเดิม	เป้าหมายใหม่
1. พลังงานแสงอาทิตย์	KTOE	38	100
2. พลังงานชีวมวล	KTOE	6,760	8,200
3. ก๊าซชีวภาพ	KTOE	600	1,000
3.1 ก๊าซชีวภาพ			797
3.2 CBG (5% ของ NGV)			203
4. พลังงานจากขยะ	KTOE	35	35
รวม	KTOE	7,433	9,335
เชื้อเพลิงชีวภาพ			
1. เอทานอล	ลล/วัน	9.0	9.0
2. ไบโอดีเซล	ลล/วัน	4.5	5.97
3. เชื้อเพลิงใหม่ทดแทนดีเซล	ลล/วัน	-	25.0
รวม	ลล/วัน	13.5	39.97
สัดส่วนทดแทนน้ำมัน		14%	44%
สัดส่วนพลังงานทดแทนต่อการใช้พลังงานขั้นสุดท้ายของประเทศ		12% (ไม่รวม NGV)	25%

ตารางที่ 4-7 เป้าหมายกำลังการผลิตติดตั้งไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนเพื่อการขับเคลื่อนและติดตาม

ประเภท	เป้าหมายปริมาณการผลิตไฟฟ้า ในปี 2564	กำลังการผลิตติดตั้งสะสม ในปี 2564
	หน่วย : GW-hr	MW
1. พลังงานลม	1,283	1,200
2. พลังงานแสงอาทิตย์	2,484	2,000
3. ไฟฟ้าพลังน้ำ	5,604	1,608
		- EGAT Pump storage 1,284 MW - Small-Hydro 324 MW
4. พลังงานชีวมวล	14,008	3,630
5. ก๊าซชีวภาพ	1,050	600
6. พลังงานจากขยะ	518	160
7. พลังงานรูปแบบใหม่	10	3
		- ความร้อนใต้พิภพ 1 MW - คลื่นหรือกระแสน้ำ 2 MW
รวม	24,956 หน่วย	9,201 MW

ตารางที่ 4.8 ตารางเปรียบเทียบ ผลที่คาดว่าจะได้รับจากการดำเนินการแผนพัฒนาพลังงานทดแทน 15 ปี กับแผน AEDP 25% ใน 10 ปี

	แผนเดิม REDP 15 ปี	แผนใหม่ AEDP-25% ใน 10 ปี
ด้านพลังงาน • % การทดแทนฟอสซิล • กำลังการผลิตไฟฟ้า MW จากพลังงานทดแทน • ปริมาณความร้อน (ktoe) • เชื้อเพลิงชีวภาพ (ลส/วัน) • % ทดแทนน้ำมัน	12% (20% เมื่อรวม NGV) 5,604 MW 7,433 13.5 14%	25% (ไม่รวม NGV) 9,201 MW 9,335 39.97 44%
ด้านเศรษฐกิจ • ลดการนำเข้าน้ำมัน • ส่งเสริมการลงทุนในภาคเอกชน	460,000 ล้านบาท/ปี 382,240 ล้านบาท/ปี	574,000 ล้านบาท 442,000 ล้านบาท
ด้านสิ่งแวดล้อม • การลด CO₂ • รายได้ที่เกิดขึ้นจากการขายคาร์บอนเครดิต	42 ล้านตัน/ปี ในปี 65 14,000 ล้านบาท/ปี	76 ล้านตัน/ปี ในปี 2564 23,000 ล้านบาท
ด้านการพัฒนางานนวัตกรรมและเทคโนโลยี • แผนงานวิจัย	ไม่มี	มีแผนปฏิบัติการที่ชัดเจน (55-59)

4.1.3 นโยบายพลังงานของประเทศ

นโยบายที่ 1 : ความมั่นคงด้านพลังงาน

พัฒนาพลังงานให้ประเทศไทยสามารถพึ่งตนเองได้มากขึ้น โดยจัดการพลังงานให้เพียงพอ มีเสถียรภาพ ด้วยการเร่งสำรวจพัฒนาแหล่งพลังงานประเภทต่างๆ ทั้งภายในประเทศและต่างประเทศ และเร่งให้มีการเจรจากับประเทศเพื่อนบ้านในระดับรัฐบาลเพื่อร่วมพัฒนาแหล่งพลังงาน วางแผนพัฒนาไฟฟ้าให้มีการกระจายชนิดของเชื้อเพลิงที่ใช้ เพื่อลดความเสี่ยงด้านการจัดหา ความผันผวนทางด้านราคา และลดต้นทุนการผลิตส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนที่มีศักยภาพ โดยเฉพาะโครงการผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กและโครงการผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก รวมทั้งศึกษาความเหมาะสมในการพัฒนาพลังงานทางเลือกอื่นๆ มาใช้ประโยชน์ในการผลิตไฟฟ้า โดย

- 1) ส่งเสริมการผลิต น้ำมันดิบและคอนเดนเสทในประเทศ และพัฒนาระบบโครงสร้างพื้นฐานที่เกี่ยวข้อง
- 2) จัดหาก๊าซธรรมชาติจากในประเทศและต่างประเทศให้เพียงพอและพัฒนาระบบโครงสร้างพื้นฐานที่เกี่ยวข้อง
- 3) พัฒนากิจการไฟฟ้าให้เหมาะสมเพียงพอกับความต้องการและส่งเสริมการกระจายชนิดเชื้อเพลิง

- 4) ศึกษาความเหมาะสมในการพัฒนาทางเลือกอื่น ๆ ในการผลิตไฟฟ้า เช่น นิวเคลียร์ ถ่าน หินสะอาด หินน้ำมัน
- 5) แสวงหาแหล่งพลังงานในต่างประเทศ โดยเน้นการทำงานร่วมกันระหว่างภาครัฐและเอกชนผู้ประกอบการไทย
- 6) ส่งเสริมการพัฒนาอุตสาหกรรมพลังงานและอุตสาหกรรมต่อเนื่องให้มีความเข้มแข็ง
- 7) มีแผนเตรียมพร้อมรองรับวิกฤตการณ์ด้านพลังงาน

นโยบายที่ 2 : พลังงานทดแทน

ดำเนินการให้นโยบายด้านพลังงานทดแทนเป็นวาระแห่งชาติ โดยสนับสนุนการผลิตและการใช้พลังงานทดแทนโดยเฉพาะการพัฒนาเชื้อเพลิงชีวภาพและชีวมวล (E10 E20 และ E85) ไบโอดีเซล ขยะ และมูลสัตว์ เป็นต้น เพื่อเสริมสร้างความมั่นคงด้านพลังงานลดภาวะมลพิษ และเพื่อประโยชน์ของเกษตรกรโดยสนับสนุนให้มีการผลิตและใช้พลังงานหมุนเวียนในระดับชุมชน หมู่บ้าน ภายใต้มาตรการสร้างแรงจูงใจที่เหมาะสมรวมทั้งสนับสนุนการใช้ก๊าซธรรมชาติในภาคขนส่งให้มากขึ้น โดยขยายระบบขนส่งก๊าซธรรมชาติให้ครอบคลุมพื้นที่ทั่วประเทศ ตลอดจนส่งเสริมและวิจัยพลังงานทดแทนทุกรูปแบบอย่างจริงจังและต่อเนื่อง โดย

- 1) ส่งเสริมการผลิตและการใช้เชื้อเพลิงชีวภาพแทนน้ำมัน เช่น เอทานอล ไบโอดีเซล
- 2) ส่งเสริมการใช้ก๊าซธรรมชาติในภาคขนส่ง (NGV) ภาคอุตสาหกรรม ภาคธุรกิจและภาคครัวเรือน
- 3) ส่งเสริมพลังงานหมุนเวียนทุกรูปแบบ ทั้งลม แสงอาทิตย์ พลังน้ำ พลังงานชีวมวล ก๊าซชีวภาพ พลังงานจากขยะ
- 4) วิจัยและพัฒนาพลังงานทางเลือกพลังงานทดแทนและพลังงานในรูปแบบใหม่
- 5) ผลักดันให้พลังงานทดแทนเป็นวาระแห่งชาติ พร้อมกำหนดมาตรการจูงใจ
- 6) สร้างเครือข่ายพลังงานหมุนเวียนให้มีความเข้มแข็งโดยสร้างกระบวนการมีส่วนร่วมในชุมชน อำเภอและจังหวัด เพื่อสร้างความมั่นคงด้านพลังงานในระดับฐานราก

นโยบายที่ 3 : กำกับดูแลราคา ความปลอดภัย

กำกับดูแลราคาพลังงานให้อยู่ในระดับที่เหมาะสม มีเสถียรภาพ และเป็นธรรมต่อประชาชน โดยกำหนดโครงสร้างราคาเชื้อเพลิงที่เหมาะสมและเอื้อต่อการพัฒนาพืชพลังงาน รวมทั้งสะท้อนต้นทุนที่แท้จริงมากที่สุด และบริหารจัดการผ่านกลไกตลาดและกองทุนน้ำมัน เพื่อให้มีการใช้พลังงานอย่างประหยัด และส่งเสริมการแข่งขันและการลงทุนในธุรกิจพลังงาน รวมทั้งพัฒนาคุณภาพการให้บริการและความปลอดภัย โดย

- 1) กำกับดูแลราคาพลังงานให้มีเสถียรภาพและเป็นธรรม สะท้อนต้นทุนที่แท้จริงตามกลไกตลาด
- 2) ส่งเสริมการพัฒนาคุณภาพการให้บริการและความปลอดภัยของกิจการ สถานประกอบการ สถานีบริการและอุปกรณ์ด้านพลังงาน

3) ส่งเสริมการแข่งขันและการลงทุนในธุรกิจพลังงาน

นโยบายที่ 4 : การอนุรักษ์พลังงานและประสิทธิภาพ

ส่งเสริมการอนุรักษ์และประหยัดพลังงาน ทั้งในภาคครัวเรือน อุตสาหกรรม บริการ และขนส่ง โดยรณรงค์ให้เกิดวินัยและสร้างจิตสำนึกในการประหยัดพลังงาน และสนับสนุนการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพ มีมาตรการจูงใจให้มีการลงทุนจากภาคเอกชนในการปรับเปลี่ยนอุปกรณ์ประหยัดและมาตรการสนับสนุนให้ครัวเรือนลดการใช้ไฟฟ้าในช่วงการใช้ไฟฟ้าสูงสุด รวมทั้งการวิจัยพัฒนาและกำหนดมาตรฐานอุปกรณ์ไฟฟ้าและมาตรฐานอาคารประหยัดพลังงาน ตลอดจนสนับสนุนการพัฒนาระบบขนส่งมวลชน และการขนส่งระบบราง เพื่อให้มีการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพและสามารถชะลอการลงทุนด้านการจัดหาพลังงานของประเทศ โดย

- 1) การพัฒนาและการอนุรักษ์พลังงานของประเทศ
- 2) รณรงค์ สร้างจิตสำนึกในการประหยัดพลังงานและการให้ความรู้ด้านการอนุรักษ์พลังงาน
- 3) สร้างแรงจูงใจและสิทธิประโยชน์ในการลงทุนเพื่อประหยัดพลังงาน
- 4) วิจัยและพัฒนาระบบและเทคโนโลยีที่ทำให้การประหยัด
- 5) กำหนดมาตรฐาน กฎ ระเบียบ สำหรับอุปกรณ์ วัสดุและวิธีการบริหารจัดการในการประหยัดพลังงาน
- 6) ส่งเสริมการสร้างเครือข่ายต้นแบบ เช่น ประชกการ SME ที่มีความโดดเด่นสนใจในการประหยัดพลังงาน

นโยบายที่ 5 : การดูแลสิ่งแวดล้อม

ส่งเสริมการจัดหาและการใช้พลังงานที่ให้ความสำคัญต่อสิ่งแวดล้อมภายใต้กระบวนการมีส่วนร่วมของประชาชน โดยกำหนดมาตรฐานด้านต่างๆ รวมทั้งส่งเสริมให้เกิดโครงการกลไกการพัฒนาพลังงานที่สะอาด เพื่อลดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมและชุมชน และลดปริมาณก๊าซเรือนกระจก โดย

- 1) การดูแลผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมที่มาจากการผลิต การแปรรูปและการใช้พลังงาน
- 2) ส่งเสริมกลไกการพัฒนาที่สะอาด (CDM) สาขาพลังงาน เพื่อลดปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจก
- 3) ควบคุม ดูแลมาตรฐานการปลดปล่อยสาร VOC จากอุตสาหกรรมปิโตรเคมีและการกลั่นไม่ให้เกิดปัญหาเกี่ยวกับสิ่งแวดล้อม

4.1.4 การดำเนินการพัฒนาพลังงานทดแทน

การส่งเสริมพลังงานทดแทนในช่วง 1 ปีที่ผ่านมาประกอบไปด้วยการพัฒนาพลังงานทดแทนทางด้านการผลิตไฟฟ้า พลังงานทดแทนทางด้านการผลิตความร้อน และพลังงานทดแทนเชื้อเพลิงชีวภาพ รวมทั้ง NGV โดยมีผลการดำเนินงานสำคัญๆ ดังนี้

- 1) การพัฒนาพลังงานทางด้านการผลิตไฟฟ้า อยู่ที่ 1,840 MW ณ สิ้นปี 2552 เทียบกับ 1,720 MW ณ สิ้นปี 2551 เพิ่มขึ้นร้อยละ 7 หรือเพิ่มขึ้น 120 MW โดยมาจากโรงไฟฟ้า

ชีวมวล 58 MW โรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพ พลังงานน้ำ 18 MW พลังงานแสงอาทิตย์ 6 MW และ พลังงานลม 4 MW ทั้งนี้ เป้าหมายการพัฒนาพลังงานทดแทนทางด้านการผลิตไฟฟ้าในปี 2554 จะต้องเพิ่มขึ้นเป็น 3,273 MW หรือเพิ่มขึ้นร้อยละ 78

2) การพัฒนาพลังงานทดแทนทางด้านการผลิตความร้อน อยู่ที่ 3,274 ktoe ณ สิ้นปี 2552 เทียบกับ 3,195 ktoe ณ สิ้นปี 2551 เพิ่มขึ้นร้อยละ 2 หรือเพิ่มขึ้น 78 ktoe โดยมาจาก พลังงานชีวมวล 71 ktoe ก๊าซชีวภาพ 6 ktoe ขยะพลังงานแสงอาทิตย์ประเภทละ 0.5 ktoe ทั้งนี้ เป้าหมายการพัฒนาพลังงานทดแทนทางด้านการผลิตความร้อนในปี 2544 จะต้องเพิ่มขึ้นเป็น 4,150 ktoe หรือเพิ่มขึ้นอีกร้อยละ 27

3) การพัฒนาพลังงานทดแทนเชื้อเพลิงชีวภาพ แยกเป็นเอทานอล อยู่ที่ 1.2 ล้าน ลิตรต่อวัน ในปี 2552 เทียบกับ 0.93 ล้านลิตร/วัน ในปี 2551 เพิ่มขึ้นร้อยละ 29 ทั้งนี้ เป้าหมาย ในปี 2554 จะต้องเพิ่มขึ้นเป็น 3 ล้านลิตร/วัน หรือเพิ่มขึ้นอีกร้อยละ 150 ในขณะที่ไบโอดีเซล อยู่ที่ 1.6 ล้านลิตร/วัน ในปี 2552 เทียบกับ 1.1 ล้านลิตร/วัน ในปี 2551 เพิ่มขึ้นร้อยละ 45 ทั้งนี้ เป้าหมายในปี 2554 จะต้องเพิ่มขึ้นเป็น 3 ล้านลิตร/วัน หรือเพิ่มขึ้นอีกร้อยละ 88

4) การส่งเสริมการใช้ NGV มียอดการใช้ 147 ล้านลูกบาศก์ฟุต/วัน ในปี 2552 เทียบกับ 73.8 ล้านลูกบาศก์ฟุต/วัน ในปี 2551 หรือเพิ่มขึ้นร้อยละ 99 มียอดรถ NGV จำนวน 162,323 คัน ในปี 2552 เทียบกับ 127,735 คันในปี 2551 เพิ่มขึ้นร้อยละ 27 และมีจำนวนสถานี 368 แห่ง ในปี 2552 เทียบกับ 303 แห่ง ในปี 2551 เพิ่มขึ้นร้อยละ 21 โดยเป็นในกทม. และ ปริมณฑล เพิ่มขึ้นอีก 32 แห่ง เป็นทั้งสิ้น 177 และเป็นสถานีในต่างจังหวัดเพิ่มขึ้นอีก 33 แห่ง เป็นทั้งสิ้น 191 แห่ง (ทำให้มีจำนวนจังหวัดที่มีสถานี NGV ในปี 2552 เพิ่มขึ้นเป็น 50 จังหวัดทั่วประเทศ จากเดิม 40 จังหวัด ในปี 2551)

ทั้งนี้เป้าหมายในปี 2554 จะต้องมีส่วนการทดแทนน้ำมันเพิ่มขึ้นเป็นร้อยละ 12.7 โดยปัจจุบันในปี 2552 มีสัดส่วนการทดแทนน้ำมันร้อยละ 5.9 โดยสามารถแสดงได้ดังตารางที่ 4-9

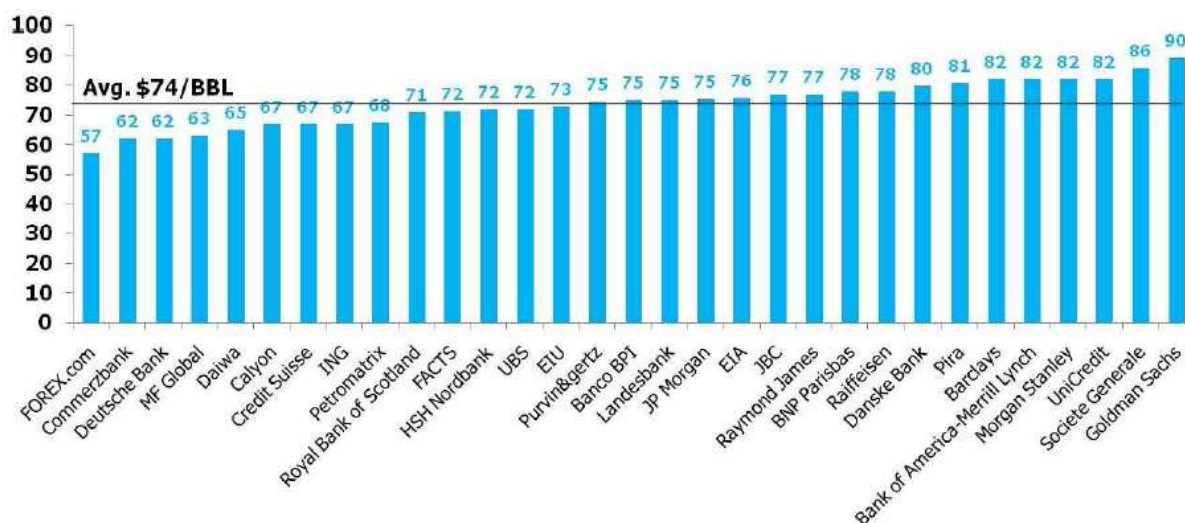
ตารางที่ 4-9 กำลังการผลิตและเป้าหมายพลังงานทดแทน

ประเภท	กำลังการผลิต ณ 30 ธ.ค. 2551	กำลังการผลิต ณ 30 ก.ย. 2552	เปลี่ยนแปลง (2552-2551)	%	เป้าหมาย ปี 2554	เป้าหมายปี 2564 (AEDP Plan)
พลังงานธรรมชาติ						
พลังงานลม	1,109 MW	5.13 MW	4.02 MW	363	115 MW	1,200 MW
พลังงานแสงอาทิตย์						
ผลิตไฟฟ้า	33.18 MW	38.6 MW	5.42 MW	13	55 MW	2000 MW
ผลิตน้ำร้อน	N.A.	0.5 ktoe	N.A.	N.A.	5 ktoe	100 ktoe
พลังงานน้ำ	48.9 MW	67 MW	18.1 MW	37	165 MW	1,608 MW
พลังงานชีวมวล						
ชีวมวล						
ผลิตไฟฟ้า	1,586 MW	1,644 MW	58 MW	3.65	2,800 MW	3,630 MW
ผลิตความร้อน	3,000 ktoe	3,071 ktoe	71 ktoe	2	3,660 ktoe	8,200 ktoe
ก๊าซชีวมวล						
ผลิตไฟฟ้า	45.65 MW	79.6 MW	33.95 MW	74	60 MW	600 MW
ผลิตความร้อน	194.67 ktoe	201 ktoe	6.33 ktoe	3	470 ktoe	1,000 ktoe
ขยะ						
ผลิตไฟฟ้า	5 MW	5.6 MW	0.6 MW	12	60 MW	160 MW
ผลิตความร้อน	0.58 ktoe	1.09 ktoe	0.51 ktoe	8	470 ktoe	35 ktoe
รวม ไฟฟ้า (MW)	1,719.84	1,840	120.15	6.98	3,273	5,608
รวม ความร้อน (ktoe)	3,195.25	3,274	78.75	2	4,150	7,433
เชื้อเพลิงชีวมวล						
เอทานอล(ลล./วัน)	0.934	1.2	0.266	29	3	9
ไบโอดีเซล(ลล./วัน)	1.1	1.6	0.5	45	3	5.97
NGV						
ปริมาณก๊าซ ฯ	73.8	147	73.2	99	236 ลลบ.ฟุต/วัน	-
ทดแทนน้ำมัน	3.2	5.9	2.7	84	12.7	-
จำนวนรถ(คัน)	127,735	162,323	34,588	27	236,360	-
จำนวนสถานี(แห่ง)	303	368	65	21	512	-
กทม.และปริมณฑล	155	177	32	21	240	-
อื่น ๆ	148	191	33	22	272	-

4.1.5 ทิศทางพลังงานและยุทธศาสตร์พลังงานของไทยปี 2553

สำหรับแนวโน้มการใช้พลังงานในปี 2553 จากสถานการณ์เศรษฐกิจที่ฟื้นตัวในปัจจุบันทำให้คาดว่าความต้องการใช้น้ำมันของโลกจะเพิ่มขึ้นร้อยละ 1.86 จากระดับ 84.6 ล้านบาร์เรลต่อวันในปี 2552 อยู่ที่ระดับประมาณ 86.2 ล้านบาร์เรลต่อวันในปี 2553

ราคาน้ำมันตลาดโลกในปี 2553 คาดว่าจะอยู่ระดับ 70-80 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล ดังภาพที่ 4-4 และอาจปรับตัวสูงกว่า 100 เหรียญ สหรัฐต่อบาร์เรล หากการเติบโตของกลุ่มประเทศเศรษฐกิจใหม่ เช่น กลุ่ม BRIC (บราซิล รัสเซีย อินเดีย และจีน) และกลุ่มประเทศในเอเชีย ยังอยู่ในระดับสูงทำให้การใช้น้ำมันขยายตัวเร็วกว่าอัตราการจัดหา



ภาพที่ 4-4 ราคาคาดการณ์น้ำมันดิบ Dubai ปี 2553

สำหรับประเทศไทย คาดว่าหากอัตราการเติบโตของ GDP ไทยปี 2553 อยู่ในระดับร้อยละ 3-4 ตามการคาดการณ์ของสภาพัฒน์ การใช้พลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นต้นของไทยปีนี้คาดว่าจะเพิ่มขึ้นประมาณร้อยละ 3.8 ภาพรวมการใช้น้ำมันสำเร็จรูปเพิ่มขึ้นประมาณร้อยละ 1.7 การใช้ก๊าซธรรมชาติเพิ่มขึ้นประมาณร้อยละ 5.1 การใช้ลินไนด์/ถ่านหินนำเข้าเพิ่มขึ้นประมาณร้อยละ 2.9 และการใช้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้นประมาณร้อยละ 4 ดังนั้น เพื่อให้สอดคล้องสถานการณ์ด้านพลังงานของโลกและของไทยในปี 2553 กระทรวงพลังงานได้กำหนดทิศทางในการดำเนินงานไว้โดยจะเน้นยุทธศาสตร์ 4 ด้านคือ

1) สร้างความมั่นคงด้านพลังงานของประเทศ

- สร้างกระบวนการจัดหาพลังงานให้เพียงพอต่อความต้องการ โดยให้ภาคประชาชนมีส่วนร่วมเพื่อให้เกิดการยอมรับ โดยเฉพาะกระบวนการจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า(PDP)
- สนับสนุนให้ท้องถิ่นมีส่วนร่วมพัฒนาและจัดหาพลังงานทดแทนที่มีอยู่ในท้องถิ่นนั้นๆ รวมทั้งการจัดตั้งสถานีพลังงานชุมชน
- เสริมสร้างขีดความสามารถเพื่อรองรับวิกฤติและภาวะฉุกเฉินโดยเฉพาะในด้านก๊าซธรรมชาติ และ LPG

2) การกำกับดูแลกิจการพลังงาน

- กำกับดูแลราคาพลังงานตามนโยบายรัฐบาลเพื่อลดค่าครองชีพประชาชน โดยเฉพาะการตรึงราคา LPG NGV และค่าไฟฟ้า (Ft)
- บริหารกองทุนด้านพลังงานให้มีเสถียรภาพเพื่อบรรเทาผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่อความเป็นอยู่ของประชาชน และเป็นกลไกในการส่งเสริมพลังงานทดแทนและการอนุรักษ์พลังงาน

- พัฒนาและเพิ่มขีดความสามารถในการคุ้มครองและดูแลผู้บริโภคทั้งด้านคุณภาพและความปลอดภัย

3) เสริมความเข้มแข็งขององค์กรด้านพลังงาน

- สนับสนุนให้เกิดศูนย์ความเป็นเลิศทางด้านพลังงานทั้งในระดับประเทศและระดับท้องถิ่น

4) การพัฒนาพลังงานให้เป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อม

- ส่งเสริมการผลิตและการจัดหาพลังงานทดแทน โดยเน้นกลยุทธ์ 2 ระดับ (Dual Track)

- **ระดับประเทศ (Air War)** โดยเน้นเชื้อเพลิงชีวภาพ (แก๊สโซฮอล และ ไบโอดีเซล) พลังงานลม พลังงานแสงอาทิตย์ และก๊าซชีวภาพ

- **ระดับท้องถิ่น (Ground War)** โดยเน้นก๊าซชีวภาพระดับครัวเรือนอยู่ในชุมชนทั่วประเทศ

- ลดการใช้พลังงานในทุกภาคส่วน โดยอาศัยเครื่องมือรัฐทุกรูปแบบทั้งในด้านกฎหมาย การรณรงค์ในภาคประชาสังคมโดยเฉพาะภาคขนส่ง เน้นการผลักดันเพื่อนำไปสู่การมีส่วนร่วมของผู้มีส่วนได้ส่วนเสียในภาคขนส่ง

- เพิ่มจำนวนโครงข่ายพลังงานตามกลไกพัฒนาที่สะอาด (CDM) ซึ่งในปี 2552 ที่ผ่านมามีการออกหนังสือให้คำรับรองโครงการ CDM จำนวน 94 โครงการ สามารถลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกได้ 5.98 ล้านตันคาร์บอนไดออกไซด์ต่อปี

อย่างไรก็ดี มีประเด็นที่ไทยต้องเตรียมการรับมือสถานการณ์ด้านพลังงาน โดยเฉพาะการเร่งแก้ไขเรื่องโรงแยกก๊าซธรรมชาติหน่วย ที่ 6 ที่มาบตาพุด เพื่อให้สามารถกลับมาดำเนินการผลิตภายในต้นปี 2553 ได้ ซึ่งกระทรวงพลังงานได้เตรียมแก้ไขสถานการณ์ขาดแคลนก๊าซ LPG ในประเทศไว้ด้วยการบริหารจัดการหลายๆ ด้านไปพร้อมกัน

สำหรับการจัดหาก๊าซ LPG หากมีการนำเข้าเกิน 1 แสนตันต่อเดือนจะบริหารจัดการโดยจัดทำคลังลอยน้ำในทะเล และขอให้เอกชนพิจารณาเพื่อเลื่อนการปิดซ่อมประจำปีของโรงแยกก๊าซและโรงกลั่นน้ำมันไปก่อน ตลอดจนบริหารจัดการการใช้ก๊าซ LPG ในประเทศ เช่น จูงใจให้รถแท็กซี่เปลี่ยนมาใช้ NGV ตามโครงการเปลี่ยนแท็กซี่เป็น NGV 3 หมื่นคัน ซึ่งเทียบเท่าการลดการใช้ LPG ประมาณ 3 หมื่นตันต่อเดือน

4.2 มาตรการส่งเสริมชีวมวลในประเทศไทย

เนื่องจากประเทศไทยเป็นประเทศที่ต้องพึ่งพาการนำเข้าน้ำมันในระดับสูง โดยในปี 2551 ได้มีการคาดการณ์มูลค่าการนำเข้าพลังงานสุทธิสูงถึง 900,000 ล้านบาท ประกอบกับประเทศไทยเป็นประเทศเกษตรกรรม จึงเป็นประเทศแรกๆ ของเอเชียที่มีนโยบายการส่งเสริมพลังงานหมุนเวียน (มูลนิธิพลังงานเพื่อสิ่งแวดล้อม (มพส.), 2552) ได้แก่

4.2.1 มาตรการแก้ไขหรือปรับปรุงระเบียบให้สอดคล้องกับพลังงานหมุนเวียน

รวมไปถึงการกำหนดระเบียบเฉพาะสำหรับพลังงานหมุนเวียน รัฐบาลได้กำหนดระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP) และผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) ทั้งระบบ Co-generation และพลังงานหมุนเวียน ตั้งแต่ปี 2535 และ ปี 2545 ตามลำดับ โดยข้อกำหนดการเชื่อมต่อเพื่อขายไฟฟ้าเข้าระบบภายใต้ระเบียบทั้ง 2 ได้มีการปรับปรุงเรื่อยมาเพื่อให้มีความชัดเจนและเป็นไปตามมาตรฐานสากล ส่วนระบบการนับหน่วยไฟฟ้าสุทธิ (Net Metering) ได้นำมาประยุกต์ใช้ในระเบียบ VSPP เพื่อความสะดวกแก่ผู้ประกอบการอีกด้วย สำหรับ VSPP ที่มีปริมาณพลังไฟฟ้าขายเข้าระบบไม่เกิน 6 เมกะวัตต์ ยังคงใช้หลักการหักลบหน่วยพลังงานไฟฟ้า (Net Energy) อย่างไรก็ตาม มีความจำเป็นต้องใช้แยกมิเตอร์สำหรับวัดปริมาณพลังไฟฟ้าที่ VSPP ซื้อจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายและมิเตอร์สำหรับวัดปริมาณพลังไฟฟ้าที่ VSPP ขายให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย เนื่องจากมีปัญหาเรื่องการคำนวณภาษีมูลค่าเพิ่ม

- มาตรการกำหนดโควตา หรือสัดส่วนพลังงานหมุนเวียน ในปี 2546 รัฐบาลไทยได้มีความพยายามที่จะกำหนดเป็นระเบียบหรือกฎหมายบังคับ Renewable Portfolio Standard (RPS) สำหรับโรงไฟฟ้าที่ก่อสร้างใหม่ ต้องผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ ลม หรือชีวมวล ในสัดส่วนร้อยละ 4

4.2.2 มาตรการสนับสนุนทางการเงิน

เนื่องจากต้นทุนการผลิตพลังงานทดแทนสูงกว่าพลังงานฟอสซิลมาก รัฐบาลจึงได้กำหนดมาตรการสนับสนุนทางการเงินทุกรูปแบบ ได้แก่

- การให้เงินสนับสนุนเพื่อลดภาระการลงทุนเริ่มต้น ซึ่งกระทรวงพลังงาน โดยกองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงานได้ให้เงินอุดหนุนในโครงการพลังงานหมุนเวียนต่างๆ เช่น การส่งเสริมการลงทุนระบบก๊าซชีวภาพในฟาร์มสุกรและโรงงานอุตสาหกรรม โดยสนับสนุนเงิน 44–50% และ 20% ตามลำดับตั้งแต่ปี 2538 เป็นต้น

- การสนับสนุนเงินกู้ลงทุน โดยกองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน ได้อนุมัติวงเงินจำนวน 2,000 ล้านบาท เพื่อให้สถาบันการเงินนำไปเป็นเงินทุนหมุนเวียนให้สินเชื่อกับโครงการด้านอนุรักษ์พลังงานและพลังงานหมุนเวียน โครงการละไม่เกิน 50 ล้านบาท และดอกเบี้ยไม่เกินร้อยละ 4 ตั้งแต่ปี 2546

- การใช้มาตรการทางภาษีเพื่อลดภาระการลงทุน ซึ่งคณะกรรมการส่งเสริมการลงทุนในกำหนดให้กิจการพลังงานหมุนเวียนเป็นกิจการที่สามารถขอรับสิทธิประโยชน์ BOI ซึ่งครอบคลุมการยกเว้นภาษีอากรขาเข้าและการยกเว้นภาษีเงินได้นิติบุคคลเป็นเวลา 8 ปี ตั้งแต่ปี 2548

- การให้เงินสนับสนุนต้นทุนส่วนเพิ่ม โดยใช้ระบบประมูลแข่งขัน (Competitive Bidding) รัฐบาลได้จัดให้มีการประมูลแข่งขัน “ส่วนเพิ่มราคาซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน” สำหรับโครงการ SPP ในปี 2545 และ 2550

- การให้เงินสนับสนุนต่อหน่วยพลังงานที่ผลิตได้ (Feed-in Tariff) มาตรการนี้ถูกนำมาใช้ในปี 2549 สำหรับกำหนดส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนแต่ละประเภท สำหรับโครงการ SPP และ VSPP เป็นระยะเวลา 7-10 ปี นับจากวันที่เริ่มจำหน่ายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์ (COD)

จากข้อมูลสรุปได้ว่า ปัจจุบันมาตรการส่งเสริมการใช้ชีวมวลในประเทศไทยจะมีมาตรการหลักๆ อยู่ 2 มาตรการ คือ 1) มาตรการด้านกฎหมาย/ระเบียบ เช่น มาตรการกำหนดสัดส่วนพลังงานหมุนเวียน แต่อย่างไรก็ตามยังไม่มีกฏระเบียบอย่างชัดเจนในปัจจุบัน และ 2) มาตรการด้านการเงิน ในส่วนนี้ทางสำนักงานคณะกรรมการนโยบายแห่งชาติ ได้ใช้เงินจาก “กองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน” ดำเนินการในด้านต่างๆ ไปแล้วคือ การกำหนดราคารับซื้อไฟฟ้าที่ผลิตจากพลังงานหมุนเวียน และส่งเสริมผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กที่ใช้พลังงานหมุนเวียน โดยการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตรายเล็ก (SPP) และผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP)

4.3 มาตรการส่งเสริมการใช้ชีวมวลในต่างประเทศ

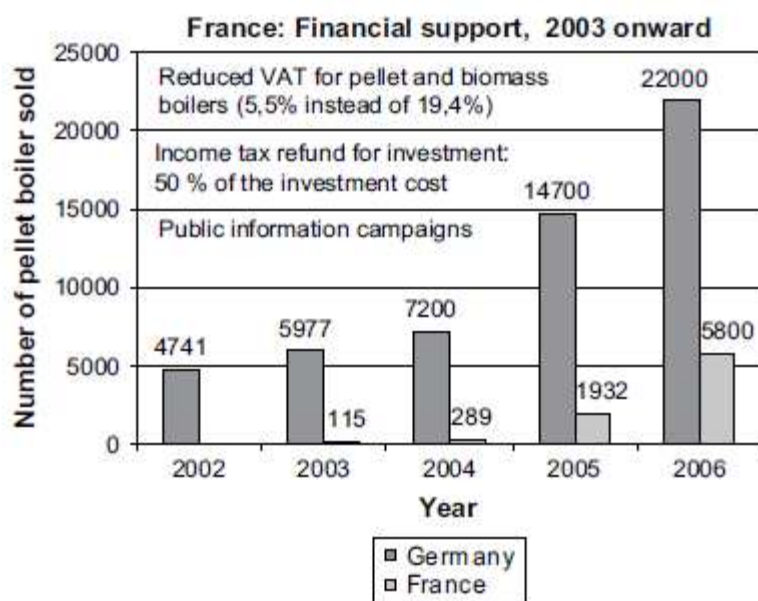
ทางผู้วิจัยได้รวบรวมตัวอย่างมาตรการส่งเสริมการใช้ชีวมวลในประเทศต่างๆ เพื่อนำมาประยุกต์ใช้กับแนวทางการส่งเสริมในประเทศไทย โดยสามารถสรุปได้ดังนี้

- ประเทศในยุโรปบางประเทศ เช่น เดนมาร์ก สวีเดน ออสเตรีย เยอรมัน ฝรั่งเศส มีนโยบายระดับชาติในการส่งเสริมการใช้พลังงานความร้อนจากชีวมวล และมีการกำหนดแนวทางที่ชัดเจนในการส่งเสริมการใช้ชีวมวล เช่น ‘Federal Building Code and Federal Land Utilization Ordinance’ ในเยอรมัน หรือ ‘Permit Procedure’ ในสวีเดน หรือ ‘Wood Fuel Programme’ ในฝรั่งเศส หรือ ‘Energy Saving Ordinance’ ในเยอรมัน

- การเพิ่มขึ้นของยอดขายอุปกรณ์เกี่ยวกับระบบทำความร้อนด้วยเชื้อเพลิงชีวมวลแข็งในไอซ์แลนด์เป็นผลทางตรงจากการสนับสนุนของรัฐบาลในโปรแกรม ‘Bioheat Development Programme’ โครงการเริ่มต้นด้วยเงินทุนมหาศาลสำหรับผู้ใช้อินเทอร์เน็ตที่ใช้เชื้อเพลิงประเภทไม้ ซึ่งบางกรณีครอบคลุมค่าใช้จ่ายเกือบทั้งหมด ผลของโครงการทำให้ยอดขายเพิ่มขึ้นถึงร้อยละ 50

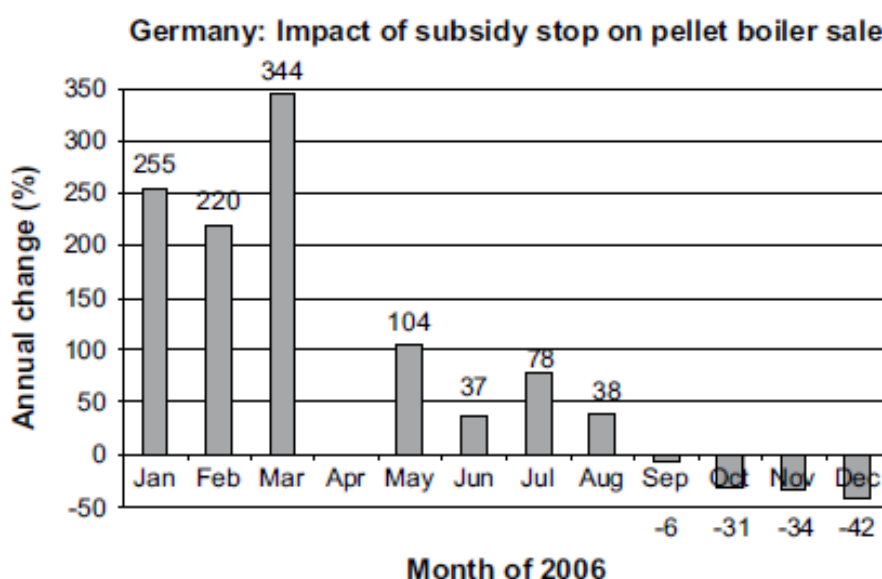
- ความช่วยเหลือทางการเงินในการเปลี่ยนหรือแทนที่หม้อไอน้ำแบบน้ำมันหรือไม้แบบเก่าด้วยเทคโนโลยีชีวมวลอัดก้อนแบบใหม่ ถูกบรรจุใน Local Investment Programme (LIP) ของสวีเดน เพื่อเทคโนโลยีที่มีความเป็นมิตรกับสิ่งแวดล้อม ในระยะเวลาตั้งแต่ปี ค.ศ.2002 ในขณะที่ ‘The Local Climate Investment Programme (KLIPM)’ ถูกตั้งขึ้นด้วยแรงจูงใจคล้ายๆกัน

- ในฝรั่งเศส กฎหมายการเงิน (ค.ศ.2005 ถึง 2009) เพิ่มเครดิตภาษีสำหรับการพัฒนาอย่างยั่งยืนและใช้พลังงานส่งเสริมการใช้อุปกรณ์ที่มีประสิทธิภาพสูง ระบบทำความร้อนด้วยเชื้อเพลิงชีวมวล (Biomass heating system, BHS) ได้รับเครดิตภาษีมากกว่าร้อยละ 50 แต่อย่างไรก็ตามค่าประสิทธิภาพน้อยที่สุดที่ได้รับสิทธิดังกล่าว กำหนดไว้ที่ร้อยละ 65 และอุปกรณ์ต้องได้มาตรฐานทางเทคนิค ซึ่งเป็นตัวอย่างที่ดีของผลกระทบทางตรงจากการสนับสนุนทางการเงินต่อตลาดความร้อนชีวมวลอัดก้อนดังแสดงในภาพที่ 4-5



ภาพที่ 4-5 ผลกระทบของการสนับสนุนทางการเงินต่อตลาดระบบความร้อนจากชีวมวลอัดเม็ดในเยอรมันและฝรั่งเศส

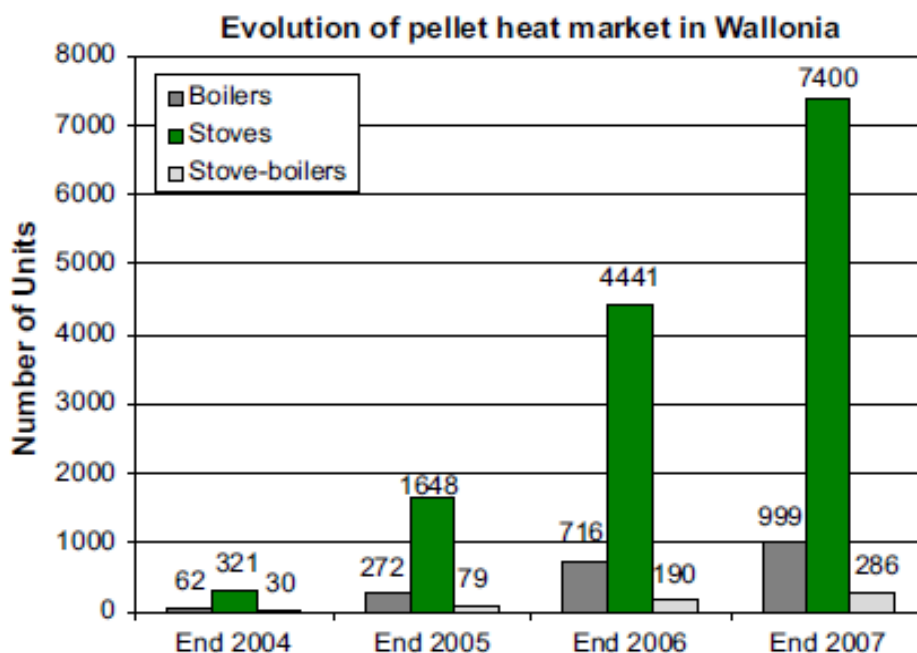
• ในเยอรมัน The MAP (Market Incentives Programme, September, 1999) ได้สนับสนุนอุปกรณ์การป้อนเชื้อเพลิงแข็งแบบแท่งตะเกียบ ในระบบความร้อนแบบเชื้อเพลิงแข็งแบบแท่งตะเกียบที่อยู่ในช่วง 8 - 100 kW ด้วยเงิน 25 ยูโรต่อ kW และอย่างน้อย 1000 ยูโรสำหรับระบบที่มีประสิทธิภาพถึงร้อยละ 90 นอกจากนี้ ระบบเฉพาะที่ได้ตามข้อกำหนดด้านสิ่งแวดล้อม เช่น secondary measures for emission reduction จะได้รับเงินช่วยเหลือเป็น 2 เท่า อย่างไรก็ตาม การหยุดการให้เงินสนับสนุนส่งผลต่อการเจริญเติบโตตลาดหม้อไอน้ำชีวมวลเป็นอย่างมาก ดังภาพที่ 4-6



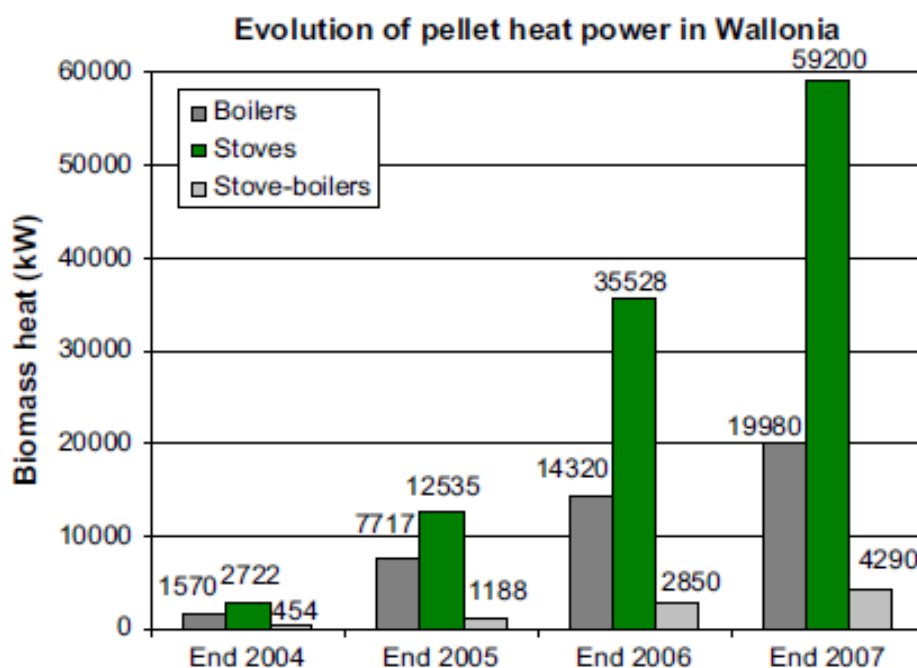
ภาพที่ 4-6 ผลกระทบของการหยุดให้เงินสนับสนุนต่อตลาดเชื้อเพลิงอัดเม็ดในเยอรมัน

● รัฐบาลออสเตรียได้นำโปรแกรม 'Förderung Holzheizungen-2008 (Promotion action for wood heating-2008)' ในช่วงวันที่ 1 เมษายน ถึง 30 พฤศจิกายน ค.ศ.2008 โดยสนับสนุนระบบความร้อนจากส่วนกลางในที่อยู่อาศัย ใช้เชื้อเพลิงชีวมวลแข็งอัดแท่งแบบแท่งตะเกียบ เศษไม้ และฟืน โดยสนับสนุนเงิน 800 ยูโร สำหรับระบบทำความร้อนด้วยชีวมวลแข็งอัดเม็ด และ 400 ยูโร สำหรับระบบที่ใช้เศษไม้และฟืน โดยปริมาณความร้อนจำกัดอยู่ที่ 50 kW และการดัดแปลงแก้ไขต้องอยู่ในข้อกำหนด Austrian Ecolabel-UZ-37.

● ในเบลเยียม แรงจูงในด้านการเงินถูกกำหนดไว้สำหรับการลงทุนในระบบพลังงานทดแทน โดยรัฐบาลกลางหรือระดับภูมิภาค เช่น ECHOP Programme (Wallonia region) เงินสนับสนุนสำหรับบริษัทที่ลงทุนในระบบพลังงานหมุนเวียนนี้ อยู่ที่ร้อยละ 20 สำหรับระบบขนาดเล็ก และร้อยละ 10 สำหรับระบบขนาดกลาง นอกจากนี้ยังได้รับการสนับสนุนจากองค์กร NGO ที่เรียกว่า ERBE ซึ่งมีจุดประสงค์ในการส่งเสริมการใช้ประโยชน์ของชีวมวลไม้สำหรับพลังงานความร้อน โดยสนับสนุนการตรวจสอบ และศึกษาความเป็นไปได้สำหรับโครงการพลังงานความร้อนจากชีวมวล สำหรับระบบความร้อนที่มีการใช้เชื้อเพลิงแข็งอัดเม็ดใน Wallonia ผลจากการสนับสนุนต่างๆ ส่งผลให้ตลาดความร้อนชีวมวลของ Wallonia มีการขยายตัว ดังภาพที่ 4-7 และ 4-8



ภาพที่ 4-7 การเติบโตของตลาดเชื้อเพลิงอัดเม็ดใน Wallonia เบลเยียม



ภาพที่ 4-8 การเติบโตของตลาดเชื้อเพลิงชีวมวลใน Wallonia เบลเยียม

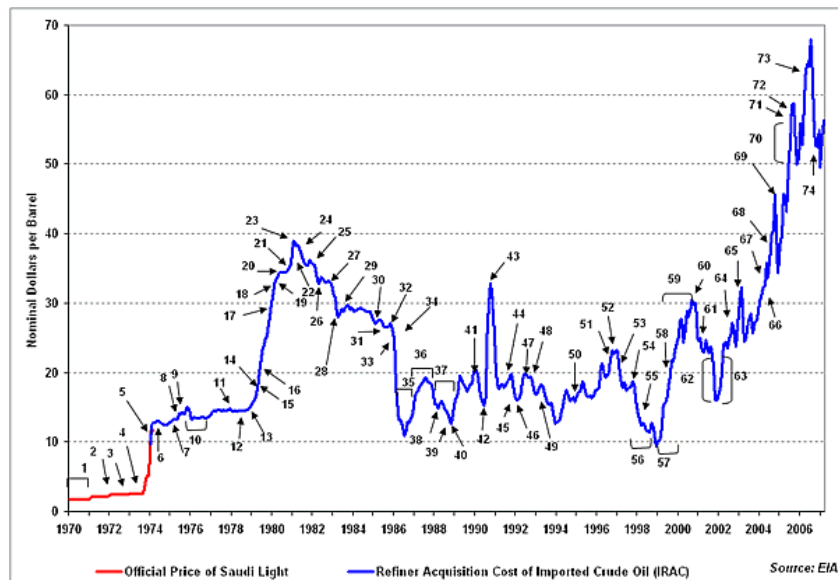
4.3.1 กรณีศึกษาการส่งเสริมการใช้เชื้อเพลิงชีวมวลของประเทศเดนมาร์ก

นับตั้งแต่วิกฤตการณ์ราคาน้ำมันเพิ่มสูงขึ้นในช่วง ค.ศ. 1973 ดังภาพที่ 4-9 ประเทศเดนมาร์กได้ให้ความสำคัญกับการอนุรักษ์พลังงานและพลังงานทดแทน (ทั้งก๊าซธรรมชาติและเชื้อเพลิงชีวมวล) เพื่อลดผลกระทบจากการนำเข้าน้ำมัน ระบบการผลิตพลังงานความร้อนรูปแบบเดิมได้ถูกแทนที่ด้วยระบบใหม่ที่มีประสิทธิภาพมากขึ้น การกำหนดภาษีด้านพลังงานได้ถูกนำมาใช้กับน้ำมันและถ่านหินเพื่อให้ต้นทุนการใช้เชื้อเพลิงเหล่านั้นยังคงสูงขึ้นต่อไป ผลประโยชน์จากภาษีดังกล่าวได้ถูกนำมาลงทุนในการพัฒนาเครื่องมือในการประหยัดพลังงานและการวิจัยในระบบพลังงานจากเชื้อเพลิงชีวมวลที่ทันสมัย

นอกจากนั้นแหล่งผลิตพลังงานความร้อนได้ถูกปรับเปลี่ยนให้มีการใช้เชื้อเพลิงจากฟางข้าว เศษไม้ และขยะ ในปี ค.ศ. 1990 มีการกำหนดข้อห้ามในการเผาฟางข้าวทั้งในนาข้าว และแนวคิดเกี่ยวกับการเก็บภาษีจากการปล่อย CO₂ ออกสู่ชั้นบรรยากาศ ที่ได้รับผลมาจากการนำเสนอรายงานเกี่ยวกับปัญหาจากภาวะโลกร้อน (Global warming) และการกำหนดภาษีดังกล่าวนั้น เพื่อที่จะกระตุ้นให้มีการใช้พลังงานทดแทนในการผลิตกระแสไฟฟ้าเพิ่มมากขึ้น ดังภาพที่ 4-10 ยิ่งไปกว่านั้นยังมีการสนับสนุนทางการเงินให้แก่โรงงานที่มีการใช้หม้อต้มไอน้ำจากพลังงานชีวมวลและก๊าซธรรมชาติในสัดส่วน 30% ของเงินลงทุน รวมทั้งสนับสนุนการวิจัยเกี่ยวกับการปลูกพืชที่สามารถใช้เป็นเชื้อเพลิง ชีวมวลและระบบการผลิตพลังงานจากเชื้อเพลิงชีวมวลด้วย

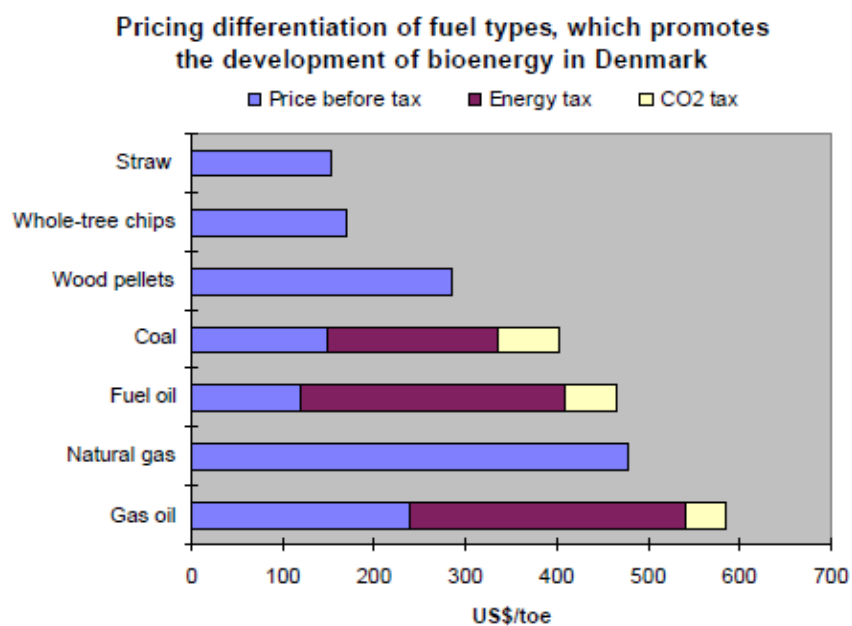
ผลจากการส่งเสริมการใช้เชื้อเพลิงชีวมวลของประเทศเดนมาร์กดังที่กล่าวมาข้างต้นนั้น ส่งผลให้ประเทศเดนมาร์กมีสัดส่วนการใช้พลังงานจากเชื้อเพลิงชีวมวลทั้งสิ้น 6% ของพลังงานทั้งหมดในปี 1997 และการใช้เชื้อเพลิงชีวมวลนั้นคิดเป็น 75% ของการผลิตพลังงาน

ทดแทนทั้งหมด ทั้งนี้ประเทศเดนมาร์กนั้นเป็นประเทศที่มีการทำเกษตรกรรม และมีฟางข้าวเหลือจากการเพาะปลูกเป็นจำนวนมาก ซึ่งหลังจากการเก็บเกี่ยวแล้ว จะมีการเพิ่มกระบวนการในการอัดฟางให้เป็นก้อน ดังภาพที่ 4-11 ตามขนาดมาตรฐาน โดยฟางข้าวเหล่านั้นจะถูกขายให้กับโรงงานผลิตไฟฟ้าและระบบผลิตพลังงานความร้อน และมีการทำข้อตกลงระหว่างโรงไฟฟ้าและภาครัฐในการผลิตพลังงานไฟฟ้าโดยใช้ฟางข้าวเป็นเชื้อเพลิงให้เพิ่มมากขึ้น



ภาพที่ 4-9 ราคาน้ำมันตั้งแต่ช่วงทศวรรษที่ 70

[ที่มา: http://en.wikipedia.org/wiki/File:Oil_price_chronology-june2007.gif]



ภาพที่ 4-10 ราคาและการกำหนดภาษีสำหรับเชื้อเพลิงแต่ละชนิดของประเทศเดนมาร์ก



ภาพที่ 4-11 การอัดฟางให้เป็นก้อนเพื่อใช้เป็นเชื้อเพลิงสำหรับผลิตพลังงานในประเทศเดนมาร์ก

จากมาตรการต่างๆ ของต่างประเทศ พอจะสรุปเป็นประเด็นที่น่าสนใจได้ว่า แนวทางในการส่งเสริมจะเน้นทางด้านการสนับสนุนเงินและด้านภาษี โดยมีทั้งให้เงิน และการลดอัตราภาษี แต่ที่ มีความแตกต่างอย่างชัดเจนกับมาตรการของประเทศไทยคือ มีการสนับสนุนที่มีความเฉพาะเจาะจง ไม่กว้างจนเกินไป รวมทั้งมีการกำหนดประสิทธิภาพของอุปกรณ์อยู่ในเงื่อนไขของการได้รับการสนับสนุนด้วย ซึ่งช่วยให้มาตรการที่ส่งเสริมมีความคุ้มค่า ทำให้วัดผลได้อย่างชัดเจน แต่ก็มีข้อควรระวังคือเมื่อหยุดการสนับสนุน อาจทำให้เกิดการเลิกใช้เหมือนกับที่เกิดขึ้นในเยอรมัน

นอกจากนี้ยังพบว่าการออกมาตรการที่เป็นด้านกฎระเบียบในลักษณะที่เป็น การบังคับหรือกึ่งบังคับออกมาเพื่อผลักดันให้มีการใช้ชีวมวลมากขึ้น เช่นการห้ามเผาฟาง และ การเก็บค่าใช้จ่ายจากการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในเดนมาร์ก แต่ในประเทศไทยยังไม่พบแนวทางแบบนี้ ในการส่งเสริมการใช้ชีวมวล

บทที่ 5 เทคโนโลยีการแปรรูปเชื้อเพลิงชีวมวล

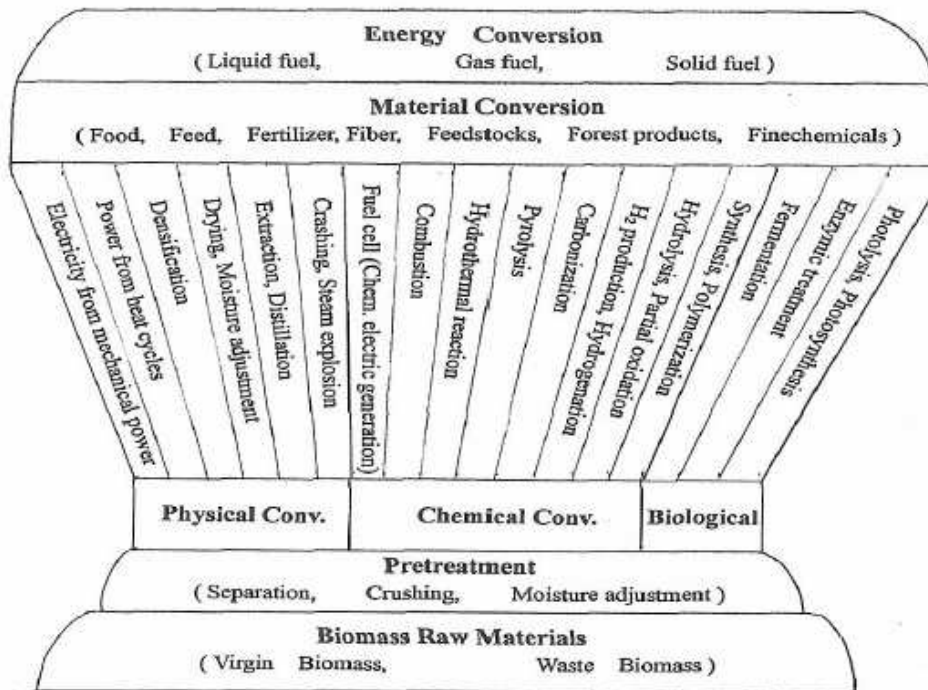
ปัญหาสำคัญของการนำชีวมวลมาใช้เชื้อเพลิง ก็คือต้นทุนการขนส่งและการจัดเก็บ เนื่องจากคุณลักษณะของชีวมวลที่มีน้ำหนักเบาและมีขนาดหลากหลาย ทำให้ต้องคำนึงถึงต้นทุนในการขนส่งเมื่อจะนำไปใช้ นอกจากนี้ความชื้นที่มีอยู่ในชีวมวลก็มีผลกระทบต่อคุณภาพของชีวมวล ซึ่งคุณภาพอาจจะลดลงได้ถ้าการจัดเก็บไม่เหมาะสม ดังนั้นโดยทั่วไปแล้วการใช้เชื้อเพลิงชีวมวลมักนิยมใช้ในบริเวณพื้นที่ใกล้เคียงกับแหล่งของชีวมวลนั้นๆ และยังพบว่า การนำชีวมวลมาใช้งานโดยการเผาไหม้โดยตรงโดยไม่ผ่านขั้นตอนการเตรียมสภาพหรือแปรรูปจะทำให้ได้ประสิทธิภาพการเผาไหม้ต่ำและอาจทำให้เกิดปัญหากับอุปกรณ์หม้อไอน้ำหรืออาจก่อให้เกิดมลภาวะขึ้นได้

แต่เมื่อนำชีวมวลมาแปรรูปสภาพก่อนนำไปใช้งาน ก็จะสามารถนำไปใช้ในพื้นที่ต่างๆ ได้ครอบคลุมมากขึ้น ในปัจจุบันมีการนำเทคโนโลยีการแปรรูปมาใช้กับชีวมวลมากขึ้น เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพในการใช้ชีวมวลเป็นเชื้อเพลิง ซึ่งปัจจุบันชีวมวลสามารถแปรรูปเป็นได้ทั้ง ก๊าซของเหลว และเชื้อเพลิงแข็ง ทั้งนี้ขึ้นอยู่กับความเหมาะสมกับการนำไปใช้งานในภาคอุตสาหกรรมต่อไป

เทคนิคในการแปรรูปเชื้อเพลิงชีวมวลมีหลายรูปแบบ ซึ่งสามารถแบ่งกลุ่มได้เป็น 3 กลุ่มคือ เทคนิคการแปรรูปด้วยวิธีทางกายภาพ (Physical Conversion Techniques) เทคนิคการแปรรูปด้วยวิธีทางความร้อนและทางเคมี (Thermochemical Conversion Techniques) และเทคนิคการแปรรูปด้วยวิธีทางชีวภาพ (Biological conversion techniques) โดยเทคนิคที่มีศักยภาพในการผลิตเชื้อเพลิงแข็งที่มีการผลิตกันอยู่ในปัจจุบัน คือวิธีทางด้านกายภาพ อันได้แก่ การอัดเม็ด (Pellet) การอัดแท่ง (Briquette) CCB (Composite fuel of Coal and Biomass ; Biobriquette) หรือ densified-RDF ทั้งนี้การเลือกใช้เทคนิคในการแปรรูปจะขึ้นอยู่กับเทคโนโลยีการเผาไหม้ ผลกระทบในการใช้เชื้อเพลิงและปริมาณความร้อนที่ต้องการ ในบางประเทศมีการกำหนดมาตรฐานเชื้อเพลิงแข็งขึ้น เพื่ออำนวยความสะดวกให้ผู้ผลิตและผู้ใช้ในการนำไปใช้งาน

5.1 เทคนิคการแปรรูปเชื้อเพลิงชีวมวล

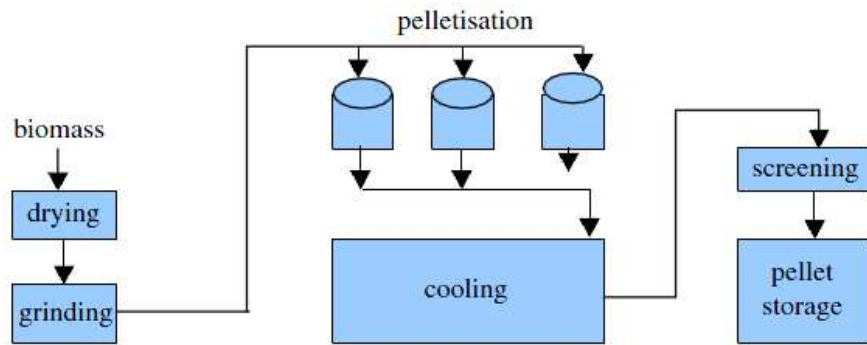
เทคนิคในการแปรรูปเชื้อเพลิงชีวมวลมีด้วยกันหลายลักษณะเพื่อใช้ในงานประเภทต่างๆ แสดงดังภาพที่ 5-1



ภาพที่ 5-1 เทคโนโลยีการแปรรูปเชื้อเพลิงเพื่อใช้ในงานประเภทต่างๆ

5.1.2 เทคนิคการแปรรูปด้วยวิธีทางกายภาพ (Physical Conversion Techniques)

การแปรรูปทางกายภาพ หมายถึง การไม่ บด หรือการการต้มด้วยความร้อนสูงเพื่อแยกโครงสร้างของชีวมวล เพื่อเป็นการเพิ่มพื้นที่ผิวในการเร่งปฏิกิริยาในกระบวนการทางเคมี ทางความร้อน หรือทางชีวภาพ นอกจากนั้นยังครอบคลุมถึง การแยก การสกัด การกลั่น ฯลฯ เพื่อให้ได้ส่วนผสมและความเข้มข้นของชีวมวลที่ต้องการ การตากแห้ง หรือการควบคุมความชื้น เพื่อทำให้ชีวมวลมีความเหมาะสมในการขนส่งหรือจัดเก็บ เทคโนโลยีการแปรรูปทางกายภาพ มักจะถูกนำมาใช้ในการเตรียมเชื้อเพลิงเพื่อเข้าสู่กระบวนการหลัก การแปรรูปทางกายภาพสามารถแบ่งเป็นประเภทได้ดังนี้คือ ไม้ฟืน (firewood) ชีวมวลอัดเม็ด (pelletizing) และ ไม้พาร์ติเคิล (particleboard) ไม้ฟืนโดยทั่วไปจะมีการเตรียม คือมีการตัดให้มีความยาวน้อยกว่า 50 เซนติเมตร ก่อนนำไปใช้งาน ทั้งนี้เนื่องจากข้อจำกัดของเตาเผา ในการที่จะเพิ่มประสิทธิภาพการเผาไหม้ อาจทำได้โดยการทำเชื้อเพลิงมีขนาดเล็กลง ปัจจุบันมีเทคโนโลยีในการผลิตไม้ฟืนสำเร็จรูปโดยใช้เทคโนโลยีในการอัดเม็ด (pelletizing) รายละเอียดดูในหัวข้อที่ 5.3 ส่วนไม้พาร์ติเคิล (particleboard) เป็นการหลอมอนุภาคด้วยความร้อนและความดันสูง โดยมากนำไปใช้ในงานเฟอร์นิเจอร์และก่อสร้างเป็นหลัก [Yokoyama S., 2007]



ภาพที่ 5-2 กระบวนการอัดเม็ดชีวมวล (Pelletizing) (A. Uslu et. Al., 2008)

5.1.3 เทคนิคการแปรรูปด้วยวิธีทางความร้อนและทางเคมี (Thermochemical Conversion Techniques)

การแปรรูปด้วยวิธีทางความร้อนและทางเคมี หมายถึง การใช้วิธีไฮโดรไลซิส (Hydrolysis) พายีลออกซิเดชัน (Partial Oxidation) การเผาไหม้ (Combustion) คาร์บอนไนเซชัน (Carbonization) ไพโรไลซิส (Pyrolysis) และกระบวนการจากปฏิกิริยาไฮโดรเทอร์มอล (Hydrothermal Reactions) สำหรับย่อยชีวมวล และยังรวมถึงวิธีการสังเคราะห์ (Synthesis) โพลีเมอร์ไรเซชัน (Polymerization) และไฮโดรจิเนชัน (Hydrogenation) [Yokoyama S., 2007].

5.1.2.1 การเผาไหม้ (Combustion) ในระบบการเผาไหม้ทางตรงของชีวมวลจะใช้ในรูปของของแข็ง โดยระบบการเผาไหม้สามารถสรุปได้ดังตารางต่อไปนี้

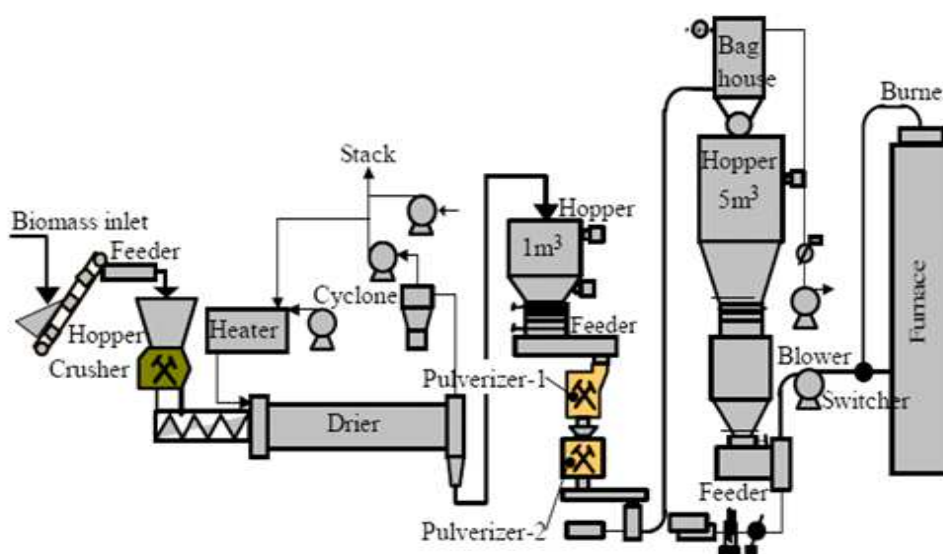
ตารางที่ 5-1 ประเภทการเผาไหม้และคุณลักษณะของชีวมวล

Combustion method	Combustion type	Features
Fixed bed combustion	Horizontal/Inclined grate Water-cooling grate Dumping grate	Grate is level or sloping. Ignites and burns as surface combustion of biomass supplied to grate. Used in small-scale batch furnace for biomass containing little ash.
Moving bed combustion	Forward moving grate Reverse moving grate Step grate Louver grate	Grate moves gradually and is divided into combustion zone and after-combustion zone. Due to continuous ash discharge, grate load is large. The combustion obstruction caused by ash can be avoided. Can be applied to wide range of fuels from chip type to block type.
Fluidized bed combustion	Bubbling fluidized bed combustion Circulation fluidized bed combustion	Uses sand for bed material, keeps fuel and sand in furnace in boiling state with high pressure combustion air, and burns through thermal storage and heat transmission effect of sand. Suitable for high moisture fuel or low grade fuel.
Rotary hearth furnace combustion	Kiln furnace	Used for combustion of high moisture fuel such as liquid organic sludge and food residue, or large waste etc. Restricted to fuel size on its fluidity.
Burner combustion	Burner	Burns wood powder and fine powder such as bagasse pith by burners, same as that for liquid fuel.

5.1.2.2 CHP (Combined Heat and Power) การผลิตพลังงานไฟฟ้าและความร้อนจากแหล่งพลังงานในขณะเดียวกันจะเรียกว่า CHP (Combine Heat and Power) เนื่องจากประสิทธิภาพที่สูงกว่าการผลิตพลังงานไฟฟ้าเพียงอย่างเดียว ดังนั้น CHP จึงเป็นวิธีการที่มีการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพ โดยวิธีในการเปลี่ยนพลังงานจากชีวมวลเป็นพลังงานจลน์มีด้วยกัน 2 ลักษณะ คือ

- ใช้ความร้อนจากการเผาไหม้ชีวมวลในการผลิตความร้อนและทำให้กังหันไอน้ำหมุน
- ผลิตก๊าซที่ติดไฟจากกระบวนการไพโรไลซิส หรือการสลายตัวของจุลินทรีย์ของชีวมวลและนำไปใช้กับเครื่องยนต์ที่ใช้ก๊าซหรือกังหันก๊าซ

5.1.2.3 การเผาไหม้ร่วม (Co-Firing) เป็นการใช้เชื้อเพลิงชีวมวลมาเผาไหม้ร่วมกับเชื้อเพลิงประเภทฟอสซิล โดยต้องมีการเตรียมชีวมวลให้มีขนาดเล็กมากกว่า 20 มิลลิเมตร และมีความชื้นต่ำกว่าร้อยละ 20 โดยน้ำหนักก่อน แล้วจึงทำการบดให้มีขนาดเหลือไม่เกิน 1 ถึง 5 มิลลิเมตร และเชื้อเพลิงเหล่านี้จะถูกเป่าเข้าสู่เตาเผา โดยมีอัตราส่วนผสมไม่เกินร้อยละ 15 ซึ่งเตาเผาที่มีด้วยกัน 2 ลักษณะ คือ เตาเผาด้านหินแบบมีแกนกลางร่วมกัน (coaxial coal burner) และเตาเผาที่มีการผสมชีวมวล (biomass mixed burner) กระบวนการเตรียมชีวมวลแสดงดังภาพที่ 5-3



ภาพที่ 5-3 แผนภูมิการไหลของกระบวนการเตรียมชีวมวล

5.1.2.4 แก๊สซิฟิเคชัน (Gasification) เป็นกระบวนการในการแปลงชีวมวลแข็งไปเป็นพลังงานประเภทแก๊ส หรือแก๊สที่ได้จากการสังเคราะห์ ซึ่งจะเรียกว่าเป็นกระบวนการแก๊สซิฟิเคชัน หรือเทอร์โมเคมีคอล การแบ่งประเภทของวิธีการแก๊สซิฟิเคชันสามารถแบ่งได้ดังแสดงในตารางที่ 5-2

ตารางที่ 5-2 การแบ่งประเภทวิธีแก๊สซิฟิเคชัน

Classification	Conditional factor
Gasification pressure	Normal pressure (0.1-0.12 MPa), High pressure (0.5-2.5 MPa)
Gasification temperature	Low temperature (700°C and below), High temperature (700 °C and above), High temperature decomposition (ash fusion point and above)
Gasification agent	Air, oxygen, steam and combination of them, carbon dioxide for particular time
Heating (Temperature zone formation)	Direct gasification (heat generation from reaction of partial gasification raw material and oxygen) Indirect gasification (heating raw material and gasification agent by external heat)
Gasifier types	Fixed bed, flow bed, circulating flow bed, entrained bed, mixing bed, rotary kiln, twin tower, molten furnace

โดยการพิจารณาคูณสมบัติของชีวมวล (การวิเคราะห์องค์ประกอบ ส่วนผสมของเถ้าและจุดหลอม และการวิเคราะห์ทางเทคนิค) มีความจำเป็นต้องประเมินก่อนการ ดำเนินกระบวนการแก๊สซิฟิเคชัน

ในกระบวนการแก๊สซิฟิเคชัน ได้มีการพัฒนามาใช้ในการผลิตไฟฟ้าเรียกว่า เทคโนโลยี Biomass Integrated Gasification Combined Cycle (BIGCC) ซึ่งสามารถนำมาใช้ในการผลิตกระแสไฟฟ้าได้เป็นจำนวนมาก ที่ระดับประสิทธิภาพสูงกว่าของกระบวนการของกังหัน ก๊าซ และกังหันไอน้ำ โดยได้มีการประเมินแล้วว่าสามารถนำไปใช้กับชีวมวล เช่น เยื่อกระดาษ อ้อย และข้าวโพด [Kam, et al., 2009] โดยขั้นตอนหลักๆ ประกอบไปด้วย

- **การเตรียมชีวมวลและการทำให้แห้ง**

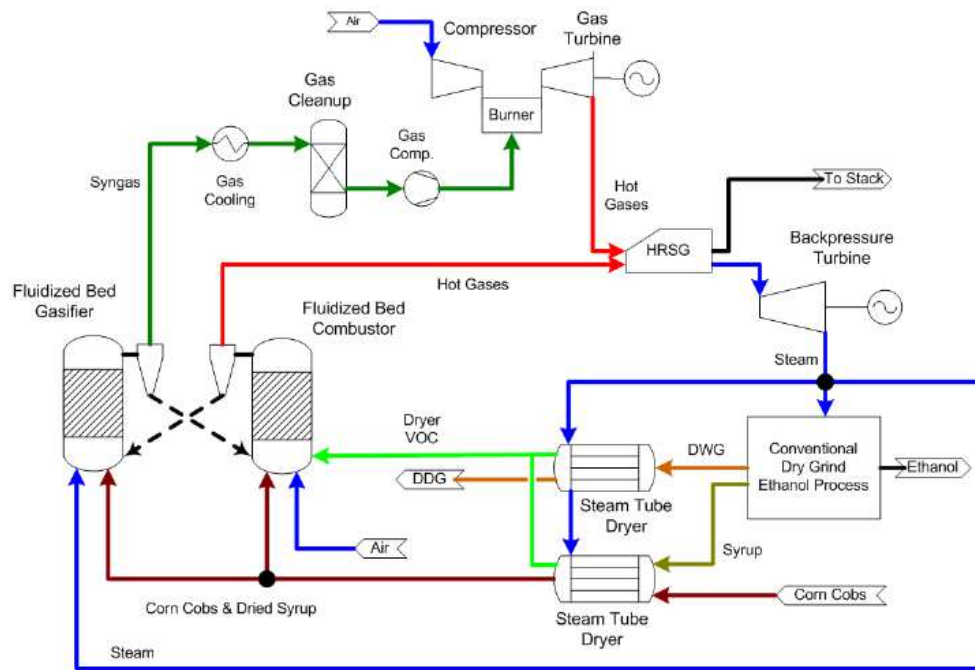
ชีวมวลขนาดพอเหมาะป้อนเข้าสู่กระบวนการ โดยมีการทำให้แห้งโดย ก๊าซธรรมชาติด้วยเครื่องเป่าลม สำหรับระบบที่ใช้ชีวมวลแข็งมักใช้เครื่องเป่าที่เป็นท่อไอน้ำแบบ หมุน (Steam tube rotary dryer) โดยทำให้ชีวมวลมีความชื้นไม่เกิน 10%

- **กระบวนการ Fluidized bed gasification**

ใช้กระบวนการทางความร้อนที่ความดันบรรยากาศ ในการเปลี่ยนชีวมวลไปเป็นก๊าซที่มีค่าการสังเคราะห์ทางความร้อนระดับกลาง ชีวมวลเข้าสู่เครื่องเปลี่ยนเป็นก๊าซที่มีความดันใกล้เคียงความดันบรรยากาศและทำปฏิกิริยากับไอน้ำ และทรายร้อนที่หมุนเวียนเพื่อผลิตก๊าซสังเคราะห์

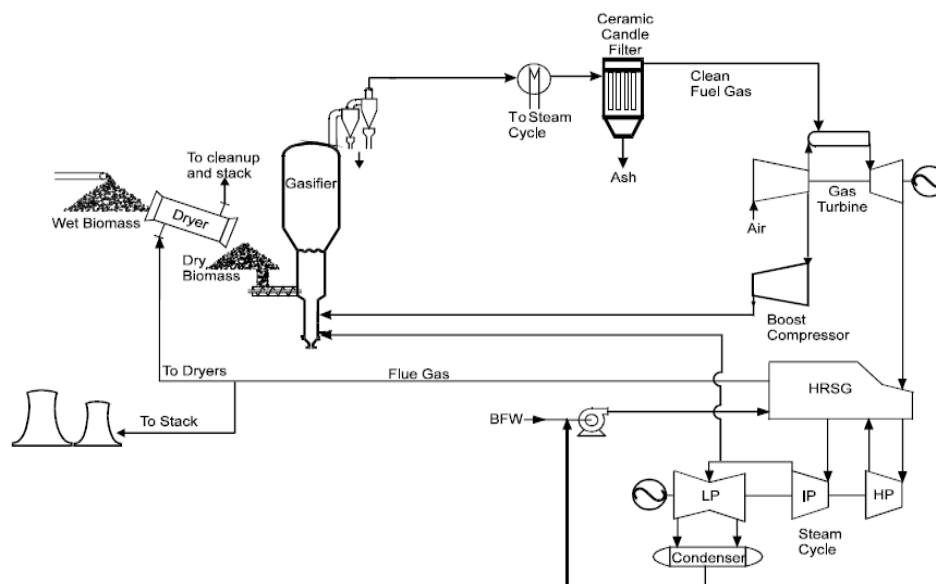
- **การกำหนดเงื่อนไขของก๊าซสังเคราะห์**

หลังจากก๊าซสังเคราะห์ออกจากเครื่องเปลี่ยนเป็นก๊าซ จะต้องถูกนำเข้าสู่กระบวนการสำหรับใช้ในกังหันก๊าซ โดยเริ่มจากก๊าซสังเคราะห์ผ่านส่วนที่ทำให้ก๊าซเย็นตัวลง ซึ่งทำให้เกิดกระบวนการไอน้ำ ต่อมาก๊าซจะผ่านเข้าสู่เครื่องขัดแบบเปียกเพื่อกำจัดอนุภาค และทำการแยกอนุภาคที่เป็นพิษ หลังจากการปรับปรุงก๊าซจะถูกอัด หลังจากนั้นก๊าซสังเคราะห์ที่ได้จะถูกนำไปใช้กับกังหันเผาไหม้ก๊าซ กระบวนการต่างๆ แสดงได้ดังภาพที่ 5-4



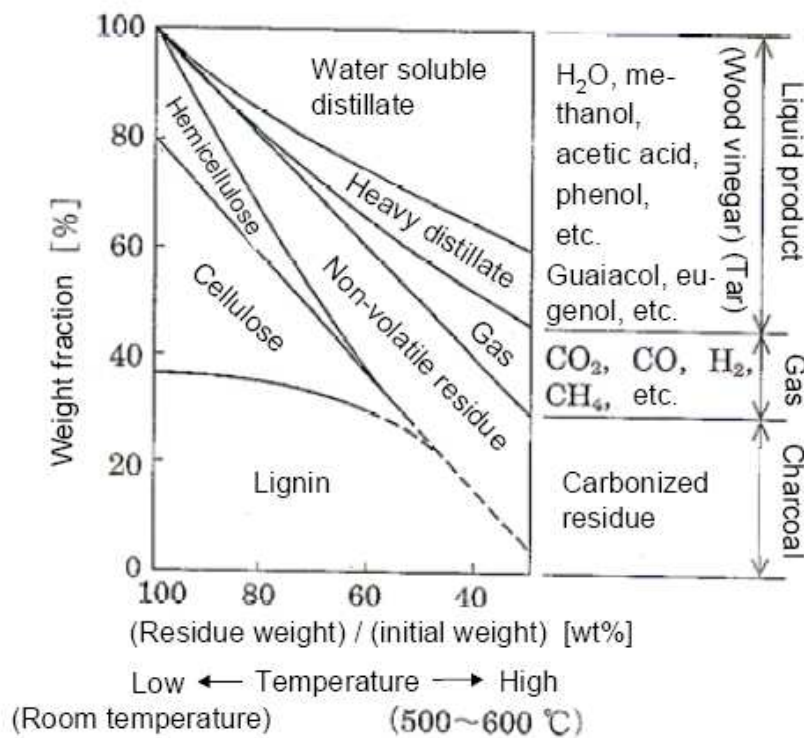
ภาพที่ 5-4 โครงสร้างระบบ BIGCC

โดยกระบวนการของ BIGCC อาจแบ่งตามกระบวนการ Gasification ได้เป็น กระบวนการใช้ความดันสูงในการเป่าอากาศในการเปลี่ยนเป็นก๊าซเชื้อเพลิง รูปแบบกระบวนการเป็นดังภาพที่ 5-5



ภาพที่ 5-5 โครงสร้าง BIGCC แบบความดันสูง

และกระบวนการใช้ความดันต่ำในการเป่าอากาศในการเปลี่ยนเป็นก๊าซเชื้อเพลิง รูปแบบกระบวนการเป็นดังภาพที่ 5-6



ภาพที่ 5-7 การเปลี่ยนแปลงองค์ประกอบในระหว่างไพโรไลซิส

5.1.2.6 คาร์บอนไนซ์เซชัน (Carbonization) เป็นเทคโนโลยีที่ทำให้เกิดการเปลี่ยนแปลงเป็นถ่าน โดยการใช้ความร้อนกับชีวมวลประเภท ไม้ไผ่ เปลือกไม้ แกลบ ที่อุณหภูมิ 400 -600 องศาเซลเซียส ในที่ที่ไม่มีอากาศหรือออกซิเจน ซึ่งจะทำให้ได้ทาร์ กรดไพโรลิกเนียส (Pyrolyigneous) และก๊าซที่เผาไหม้ได้เป็นผลพลอยได้ เป็นวิธีแบบดั้งเดิมในการแปรสภาพชีวมวล คล้ายคลึงกับการเผาไหม้ เป้าหมายคือการเพิ่มค่าความร้อนของถ่าน ในประเทศญี่ปุ่น ถ่านถูกนำไปใช้ในการเพิ่มประสิทธิภาพของดิน นอกจากนั้นยังนำไปใช้ในการหุงต้มให้ความร้อนอีกด้วย

5.1.2.7 ไฮโดรเทอร์มอลแก๊สซิฟิเคชัน (Hydrothermal Gasification) ไฮโดรเทอร์มอลแก๊สซิฟิเคชัน คือการเตรียมชีวมวลด้วยน้ำร้อนแรงดันสูง โดยทั่วไปใช้อุณหภูมิสูงกว่า 350 องศาเซลเซียส และความดัน 20 MPa เพื่อให้ได้ก๊าซที่เผาไหม้ได้ ไฮโดรเทอร์มอลแก๊สซิฟิเคชันเหมาะสำหรับชีวมวลแบบเปียก

5.1.2.8 ไฮโดรเทอร์มอลลิควิแฟกชัน (Hydrothermal Liquefaction) ไฮโดรเทอร์มอลลิควิแฟกชัน คือการไพโรไลซิสในน้ำร้อนความดันสูงประมาณ 300 องศาเซลเซียส และความดัน 10 MPa ชีวมวลจะถูกเปลี่ยนไปเป็นก๊าซ ของเหลว และของแข็ง เช่นเดียวกับไพโรไลซิสในเฟสของก๊าซ

5.1.2.9 เทอร์ริแฟกชัน (Torrefaction) เทอร์ริแฟกชันเป็นกระบวนการเตรียมชีวมวลโดยให้ความร้อนระหว่าง 200 ถึง 300 องศาเซลเซียส ที่อุณหภูมิปกติในที่ที่ไม่มีออกซิเจน ซึ่งจะทำให้ได้ของแข็งที่มีคุณภาพคงที่ ความชื้นต่ำ มีค่าความร้อนสูง แต่เป็นเทคโนโลยีใหม่ที่ยังอยู่

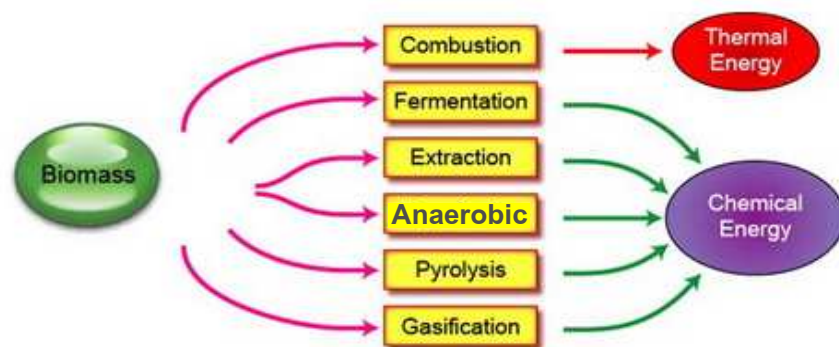
ในระหว่างการศึกษา ชีวมวลที่ผลิตด้วยวิธีนี้จะมีน้ำหนักอยู่ที่ร้อยละ 70 ของน้ำหนักเดิม และมีปริมาณพลังงานร้อยละ 90 ของชีวมวลตั้งต้น [Uslu et al., 2008]

มีการค้นพบว่าเทคโนโลยีเทอร์รีแฟกชัน การอัดเม็ด และไพโรไลซิสสามารถนำมาใช้ในการแปลงชีวมวลที่มีขนาดกลาง เป็นพลังงานที่มีความหนาแน่นสูงที่สามารถทำการขนส่งได้ง่ายและจัดเก็บได้ง่าย เทอร์รีแฟกชันเป็นเทคโนโลยีที่มีอนาคตเนื่องจากมีความสามารถของกระบวนการสูง (94%) เมื่อเทียบกับการอัดเม็ด (84%) และไพโรไลซิส (64%) เมื่อนำวิธีเทอร์รีแฟกชันมาผสมกับการอัดเม็ด (TOP) จะทำให้ผลิตภัณฑ์ที่ได้มีปริมาณพลังงานสูงถึง 20.40-22.70 จิกกะจูลต่อตัน จากการศึกษาที่ยังสรุปอีกว่าแม้ว่าวิธีไพโรไลซิสจะทำให้ได้ค่าสมรรถนะที่สูง แต่ต้นทุนต่อหน่วยความร้อนก็ยังสูงกว่าเมื่อเทียบกับเทคโนโลยีการเตรียมวัตถุดิบวิธีเทอร์รีแฟกชันมาผสมกับการอัดเม็ด (TOP) และการอัดเม็ด และแม้ว่าวิธีเทอร์รีแฟกชันจะได้แสดงให้เห็นถึงผลดีที่เกิดขึ้นแล้ว แต่สมรรถนะก็ยังไม่แน่นอนและยังต้องมีการตรวจสอบความถูกต้อง ส่วนวิธีการอัดเม็ดมีการใช้และมีการผลิตรายตลาดและยังมีแนวโน้มเรื่องการพัฒนาทางเทคโนโลยีอีกมาก ดังนั้นวิธีการอัดเม็ดจึงยังคงเป็นวิธีที่มีบทบาทสำคัญในอนาคต เทคโนโลยีไพโรไลซิสยังคงต้องมีการศึกษาวิจัยอีกมากเพื่อให้ต้นทุนต่ำลง [Ayla Uslu et al., 2008]

5.1.4 เทคนิคการแปรรูปด้วยวิธีทางชีวภาพ (Biological conversion techniques)

การแปรรูปชีวมวลด้วยวิธีทางชีวภาพประกอบไปด้วยกระบวนการหลัก เช่น การหมักเอทานอล การหมักมีเทน การหมักอะซิโตนบิวทานอล การหมักไฮโดรเจน และการย่อยสลายด้วยเอนไซม์ ซึ่งการแปรรูปในลักษณะนี้เชื้อเพลิงจะอยู่ในรูปของก๊าซ [Yokoyama S., 2007] ซึ่งไม่นำมาพิจารณาในขอบเขตของการศึกษาวิจัยครั้งนี้

จากเทคนิคการแปรรูปชีวมวลทั้ง 3 กลุ่ม สามารถแบ่งออกเป็นลักษณะการแปรรูปชีวมวลได้เป็น 6 เทคโนโลยี ดังภาพที่ 5-8



ภาพที่ 5-8 เทคโนโลยีการแปรรูปชีวมวล

- เทคโนโลยีกระบวนการเผาไหม้โดยตรง (Combustion) คือ การนำเชื้อเพลิงชีวมวลมาอัดเม็ดหรือทำให้เป็นท่อนที่มีขนาดเท่ากัน ก่อนเข้าเตาเผา เพื่อให้ได้ค่าความร้อนออกมาตามความต้องการและมีประสิทธิภาพในการเผาไหม้สูงขึ้นกว่าการนำเอาเศษวัสดุชีวมวลมาเผาไหม้โดยตรง

- **เทคโนโลยีกระบวนการหมัก (Fermentation)** คือ การย่อยสลายแป้ง น้ำตาล และเซลลูโลสจากพืชทางการเกษตร ได้แก่ อ้อย มันสำปะหลัง โดยใช้เชื้อแบคทีเรีย ทำหน้าที่ย่อยสลายให้กลายเป็นเอทานอล เพื่อใช้เป็นเชื้อเพลิงเหลวในเครื่องยนต์เบนซิน และดีเซล

- **เทคโนโลยีกระบวนการสกัด (Extraction)** คือ การนำพืชน้ำมันที่ได้จากผลผลิตทางการเกษตรมาสกัดเป็นน้ำมันเชื้อเพลิง โดยมีพืชน้ำมันที่ใช้หลักๆ อยู่ 7 ชนิด คือ ปาล์มน้ำมัน มะพร้าว ถั่วเหลือง ทานตะวัน ละหุ่ง ถั่วลิสง และสบู่ดำ ซึ่งหลังจากผ่านกระบวนการสกัดจะได้ น้ำมันดิบจากพืชออกมา จากนั้นจะนำน้ำมันดิบที่ได้ไปผ่านกระบวนการ Transesterification เพื่อผลิตเป็นไบโอดีเซลต่อไป

- **เทคโนโลยีกระบวนการย่อยสลายแบบไม่ใช้ออกซิเจน (Anaerobic Digestion)** คือ การนำเศษชีวมวล (เศษอาหารและวัสดุทางการเกษตร) มาหมักในสภาวะไร้ออกซิเจน ชีวมวลจะถูกย่อยสลายด้วยแบคทีเรีย และแตกตัวเกิดแก๊สชีวภาพ (biogas) ที่มีองค์ประกอบของแก๊สมีเทน และคาร์บอนไดออกไซด์

- **เทคโนโลยีกระบวนการใช้ความร้อน (Pyrolysis)** คือ กระบวนการให้ความร้อนสูงในสภาวะไร้ออกซิเจนกับเชื้อเพลิงชีวมวล ซึ่งจะทำให้เกิดการสลายตัว และจะมีการเกิดไอน้ำ ความร้อนสูงเกิดขึ้น และหลังจากปรับสภาพให้อุณหภูมิเย็นลง ซึ่งจะทำให้เกิดของเหลวในรูปสีน้ำตาลดำโดยมีค่าความร้อนจำเพาะที่พอเหมาะ และจะนำของเหลวดังกล่าวไปแปรรูปให้เป็นน้ำมันเชื้อเพลิงต่อไป โดยที่ในขั้นตอนการไพโรไลซิสจะทำให้มีถ่านไม่เกิดขึ้นด้วย กระบวนการไพโรไลซิส เป็นกระบวนการที่จะต้องทำการควบคุมการทำงานของระบบอย่างดี เพื่อให้ได้เชื้อเพลิงเหลวจำนวนมาก สิ่งสำคัญของระบบไพโรไลซิสในการผลิตเชื้อเพลิงเหลว ก็คือ

- ในการป้อนเชื้อเพลิงชีวมวลเข้าไปในระบบไพโรไลซิส จะต้องมีความเหมาะสมของเชื้อเพลิงที่สม่ำเสมอ และปริมาณที่เหมาะสม จึงจะได้ค่าความร้อนของเชื้อเพลิงสูง และมีอัตราการถ่ายเทความร้อนดี

- จะต้องมีการควบคุมระบบไพโรไลซิส อย่างใกล้ชิด โดยเฉพาะในช่วงของการทำปฏิกิริยาความร้อน ในช่วงอุณหภูมิประมาณ 500 องศาเซลเซียส

- ระยะเวลาของเชื้อเพลิงที่อยู่ในรูปของไอจะสั้นมากเพียง 2 วินาที

- จะทำการลดอุณหภูมิอย่างรวดเร็ว ทำให้เกิดเชื้อเพลิงเหลวขึ้น

- **เทคโนโลยีกระบวนการผลิตแก๊ส (Gasification)** คือ กระบวนการเปลี่ยนแปลงพลังงานที่มีอยู่ในชีวมวลไปเป็นเชื้อเพลิงแก๊ส โดยอาศัยกระบวนการควบคุมอากาศและอุณหภูมิที่มีความเหมาะสม แก๊สที่ได้จะประกอบไปด้วย ก๊าซคาร์บอนมอนอกไซด์ (CO) ไฮโดรเจน (H₂) และมีเทน (CH₄) ซึ่งสามารถนำเชื้อเพลิงดังกล่าวไปใช้งานได้หลากหลาย

กล่าวโดยสรุป คือการแปรรูปชีวมวลที่จะช่วยให้เกิดการนำไปใช้เป็นเชื้อเพลิงชีวมวลสำหรับภาคอุตสาหกรรมในวงกว้าง จำเป็นจะต้องมีความยืดหยุ่นสูง ทั้งในแง่ของชนิดของชีวมวลที่จะนำมาแปรรูป และการนำไปใช้ได้หลายประเภทอุตสาหกรรมหรือในหลายพื้นที่ ซึ่งควรเป็นวิธีการแปรรูปที่จะทำให้มีการขนส่งและการจัดเก็บที่สะดวก สามารถใช้กับชีวมวลได้หลายชนิด

จากรูปแบบการแปรรูปที่กล่าวมาจะเห็นว่าวิธีการแปรรูปทางกายภาพโดยใช้เทคโนโลยีการอัดแท่งหรืออัดเม็ด มีความเหมาะสม และมีความเป็นไปได้สูง ในการนำมาส่งเสริมเพื่อใช้แปรรูปชีวมวลสำหรับภาคอุตสาหกรรมในประเทศไทย เนื่องจากสามารถแปรรูปชีวมวลแข็งให้มีขนาดที่เหมาะสมต่อการจัดเก็บและขนส่ง ทำให้การเผาไหม้เชื้อเพลิงชีวมวลมีประสิทธิภาพที่สูงขึ้น เลือกใช้ชีวมวลมาเป็นวัตถุดิบได้หลายประเภท ดังนั้นในการวิจัยนี้ จะมุ่งเน้นศึกษาเกี่ยวกับเทคโนโลยีการแปรรูปชีวมวลโดยการอัดเม็ดเป็นหลัก

5.2 รายละเอียดเทคโนโลยีการแปรรูปชีวมวลที่เกี่ยวข้อง-การอัดเม็ด

การอัดเม็ด (Pelletizing) คือ การอัดวัสดุให้มีรูปร่างเป็นก้อน โดยสามารถใช้วัตถุดิบได้หลากหลาย เช่น เชื้อเพลิงแข็ง ยา อาหาร แร่ ชีวมวล เป็นต้น สามารถทำวัสดุต่างๆ ให้เป็นก้อนได้ในขนาดและรูปทรงที่ต้องการ ในการอัดลักษณะนี้ จะทำให้ได้เชื้อเพลิงที่มีปริมาตรต่ำลง มีปริมาณความเข้มข้นของพลังงานความร้อนสูงขึ้น ทำให้สะดวกในการจัดเก็บ ขนส่ง และแปลงเป็นพลังงาน

เชื้อเพลิงอัดเม็ดมีหลากหลายแบบประกอบไปด้วย ไม้อัดเม็ด (Wood pellet) ขี้เลื่อยอัดแท่ง (Ogalite หรือ Wood briquette) ถ่านอัดแท่ง (Coal briquette) หรือเชื้อเพลิงผสมไม้อัดเม็ดแสดงดังภาพที่ 5-9 (a) ผลิตจากไม้เหลือใช้ เช่น ขี้เลื่อย ฝืนผงไม้ ขนาดของก้อนคือ 6 ถึง 12 มิลลิเมตร และความยาวอยู่ที่ 10 ถึง 25 มิลลิเมตร ภาพที่ 5-9 (b) และ (c) แสดงไม้อัดแท่งและแกลบอัดแท่ง (Wood briquette และ Rice husk briquette) ขนาดของการอัดแท่งคือ 50 ถึง 80 มิลลิเมตร ความยาว 300 มิลลิเมตร ภาพที่ 5-9 (d) แสดง CCB (Composite fuel of Coal and Biomass ; Biobriquette) ซึ่งเป็นเชื้อเพลิงผสมระหว่างชีวมวลและถ่านหิน จะถูกเรียกว่าไบโอบริคเกต (Biobriquette) [Yokoyama S., 2007]



ภาพที่ 5-9 ประเภทของเชื้อเพลิงชีวมวลแปรรูปต่างๆ

5.2.2 ความแตกต่างระหว่างเชื้อเพลิงชีวมวลแบบอัดแท่งและอัดเม็ด

1) ชีวมวลแบบอัดแท่ง (Briquettes) การอัดแท่งชีวมวล เป็นกระบวนการแปรรูปชีวมวลโดยใช้เทคนิควิธีทางกายภาพ โดยในการอัดแท่งนั้น เส้นผ่านศูนย์กลางของชีวมวลแปรรูปจะไม่ต่ำกว่า 25 มิลลิเมตร



ภาพที่ 5-10 ตัวอย่างชีวมวลอัดแท่ง

2) ชีวมวลแบบอัดเม็ด (Pellets) การอัดเม็ดชีวมวล เป็นกระบวนการแปรรูปชีวมวล โดยใช้เทคนิควิธีทางกายภาพ โดยในการอัดเม็ดนั้น เส้นผ่านศูนย์กลางของชีวมวลแปรรูปจะต่ำกว่า 25 มิลลิเมตร



ภาพที่ 5-11 ตัวอย่างชีวมวลอัดเม็ด

5.2.3 การแปรรูปชีวมวลแบบไม้อัดเม็ด (Wood pellet)

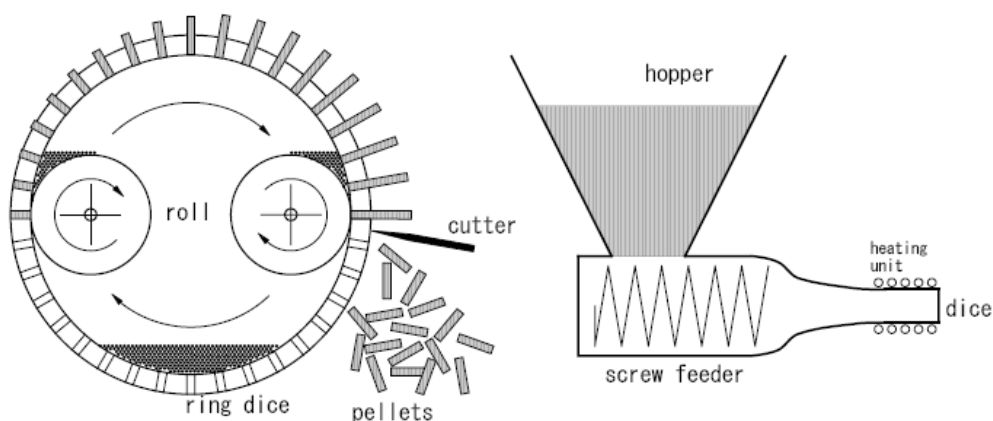
ชีวมวลแบบไม้อัดเม็ดมีคุณลักษณะที่ดีกว่าเมื่อเปรียบเทียบกับไม้ฟืน คือ ขนถ่าย สะดวก ติดไฟง่าย เผาไหม้ได้ง่าย รูปร่างของเชื้อเพลิงคงที่ มีขนาดใกล้เคียงกัน การปล่อยก๊าซที่เป็นอันตรายระหว่างการเผาไหม้น้อย การขนส่งมีประสิทธิภาพสูง ความหนาแน่นของพลังงานสูง รายละเอียดคุณลักษณะแสดงดังตารางที่ 5-3

ตารางที่ 5-3 คุณลักษณะของไม้อัดเม็ด [Ayla Usla et al.,2008]

ตัวแปร	หน่วย	ค่า
เส้นผ่าศูนย์กลาง	mm	6-10
ความยาว	mm	10-13
ปริมาณพลังงาน	MJ/kg	16.9-18.0
ปริมาณความชื้น	%	7-12
ปริมาณเถ้า	%	2
Bulk density	kg/m ³	650-700
Space demand	m ³ /ton	1.5

ในการผลิตไม้อัดเม็ดจะต้องมีการเตรียมชีวมวลให้มีขนาดเล็กอยู่ระหว่าง 3 ถึง 20 มิลลิเมตร ปริมาณความชื้นอยู่ระหว่างร้อยละ 10 ถึง 15 โดยทำการผลิตที่ระดับอุณหภูมิ 150 องศาเซลเซียส ขั้นตอนในการผลิต ไม้อัดเม็ด ไม้อัดแท่ง และ แกลบอัดแท่งประกอบไปด้วย

- กระบวนการทำให้แห้ง โดยทั่วไปปริมาณความชื้นของไม้จะอยู่ที่ร้อยละ 50 จำเป็นต้องทำการลดความชื้นให้เหลือปริมาณร้อยละ 10 ถึง 20 เพื่อให้ได้จุดที่ดีที่สุดในการบดและเงื่อนไขของการอัดเม็ด อนุภาคที่มีขนาดใหญ่ของวัตถุดิบจะต้องทำให้แห้งในหม้อเผาแบบหมุน (rotary kiln) ส่วนอนุภาคที่มีขนาดเล็กจะต้องทำให้แห้งด้วยเครื่องอบ (flash dryer)
- กระบวนการบด วัตถุดิบจะต้องถูกบดให้ได้ขนาดของการทำเป็นก้อน (pellet) ในกรณีที่ใช้ไม้ที่มีขนาดใหญ่ วัตถุดิบจะต้องถูกย่อยและบดอัดก่อนการทำให้แห้ง เพื่อเป็นการเตรียมให้ปริมาณความชื้นมีความสม่ำเสมอ แต่ถ้าวัตถุดิบเป็นแกลบไม้จำเป็นต้องมีขั้นตอนนี้
- กระบวนการทำให้เป็นก้อน เครื่องทำให้เป็นก้อน (pelletizer) ประกอบไปด้วย ตัวป้อน แคนหมุน แม่พิมพ์ ในภาพที่ 5-12 แสดงเครื่องอัดเม็ดไม้ โดยเครื่องลักษณะนี้เป็นแบบที่นิยมที่สุดในโลก และรูปเครื่องอัดแท่งไม้และแกลบ
- กระบวนการทำให้เย็น เนื่องจากในการผลิตชีวมวลอัดเม็ดต้องใช้อุณหภูมิสูงและมีความชื้น ดังนั้นจึงจำเป็นต้องมีการทำให้เย็น
- กระบวนการคัดกรอง ชีวมวลอัดเม็ดที่มีคุณภาพต่ำจะถูกคัดออกในกระบวนการนี้ และถูกนำมาใช้เป็นพลังงานสำหรับการทำให้แห้ง



ภาพที่ 5-12 เครื่องอัดเม็ดไม้ (ภาพซ้าย) และเครื่องอัดแท่งไม้และแกลบ (ภาพขวา)

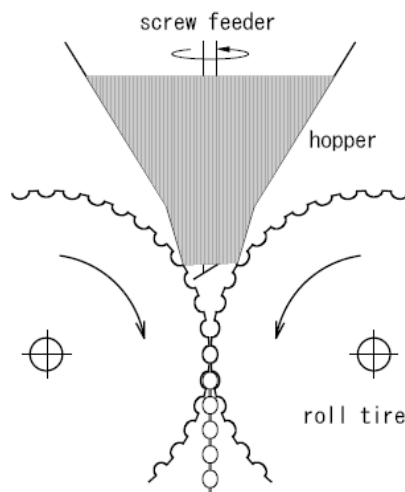
5.2.4 การแปรรูปชีวมวลแบบ CCB (Composite fuel of Coal and Biomass; Biobriquette)

ชีวมวลแบบ CCB ได้ถูกพัฒนาขึ้นเพื่อเป็นเชื้อเพลิงทดแทนน้ำมันก๊าดในประเทศญี่ปุ่นในช่วงที่เกิดวิกฤตน้ำมัน CCB เป็นการนำเชื้อเพลิงถ่านหิน ($< 2 \text{ mm}$) ผสมกับชีวมวล ($< 2 \text{ mm}$) และนำมาทำการผลิตโดยใช้เครื่องอัดแท่งแรงดันสูงดังภาพที่ 5-13

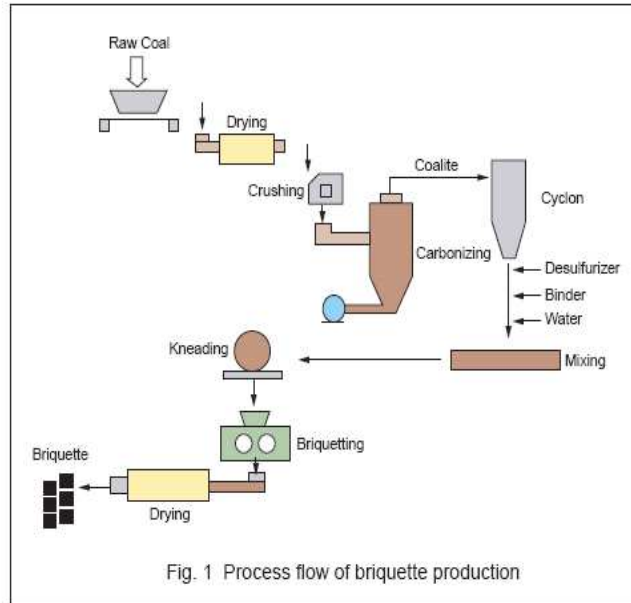
วัตถุดิบพื้นฐานในการผสม CCB จะประกอบไปด้วย ถ่านหินร้อยละ 70 ถึง 90 และชีวมลร้อยละ 10 ถึง 30 โดยน้ำหนัก หากถ่านหินมีส่วนผสมของซัลเฟอร์สูง จะมีการผสมปูนขาวในสัดส่วน 1:2 เพื่อเป็นดีซัลเฟอร์ไรเซชัน (Desulfurizer) ถ่านหินสามารถใช้ในรูปของลิกไนท์เพื่อให้มีปริมาณควันที่น้อย และชีวมวลสามารถนำมาจากเศษเหลือจากไม้ พืชผลทางการเกษตร

เนื่องจากชีวมวลได้ถูกนำไปผสมกับถ่านหิน โดยทั่วไปแล้วชีวมวลมีคุณสมบัติที่เป็นข้อเสียคือ ปริมาณความร้อนที่ต่ำ เมื่อผสมกันแล้วทำให้ประสิทธิภาพการเผาไหม้ของเชื้อเพลิงมีค่าสูง และได้ประโยชน์จากคุณสมบัติที่ดีของชีวมวลในแง่ของการติดไฟ และการเกิดเปลวไฟที่ดี มีควันน้อยและมี ขี้เถ้าที่น้อย ซึ่งเป็นคุณสมบัติที่ไม่มีในถ่านหิน และยังทำให้ใช้ปริมาณของถ่านหินลดลงได้อีกด้วย ทั้งยังสามารถนำไปใช้กับถ่านหินคุณภาพต่ำได้

ดังนั้นเทคโนโลยีของ CCB จึงถูกนำไปเป็นเทคโนโลยีหนึ่งของเทคโนโลยีถ่านหินสะอาด (Clean coal technology) ซึ่งได้รับการถ่ายทอดไปยังประเทศต่างๆ เป็นการผลิตเชื้อเพลิงทางเลือกของ ไม้ฟืน น้ำมันก๊าด และถ่าน โดยกระบวนการผลิตแสดงได้ดังภาพที่ 5-14

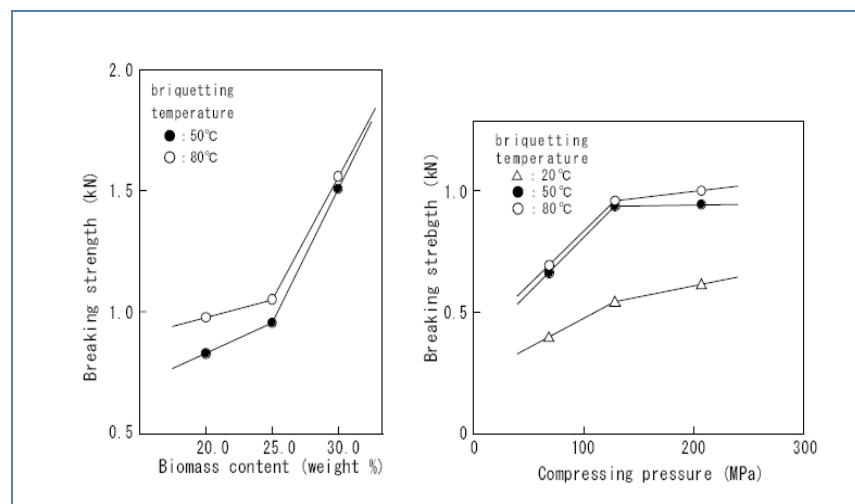


ภาพที่ 5-13 เครื่องอัดเม็ดสำหรับ CCB



ภาพที่ 5-14 กระบวนการอัดแท่ง

เชื้อเพลิงที่ถูกผลิตขึ้นมาโดยการอัดเม็ด จะถูกทดสอบด้วยการใช้แรงกดลงไปที่เชื้อเพลิงจนเม็ดเชื้อเพลิงแตก แรงที่ใช้ในการกดจะถูกนำมาใช้ในการวัดคุณภาพเชื้อเพลิง โดยภาพที่ 5-15 แสดงผลของการทดสอบ CCB โดยค่าของแรงอัด (breaking strength) ที่ใช้จะสูงขึ้นเมื่อปริมาณของ ชีวมวลมากขึ้น และการให้ความร้อนกับวัตถุดิบเป็นวิธีที่ดีในการเพิ่มความแข็งแรง (breaking strength) ภาพที่ 5-15 แสดงให้เห็นว่าหากอุณหภูมิของแบบหล่อสูงขึ้นจะทำให้มีค่าความแข็งแรงมากขึ้น



ภาพที่ 5-15 ผลของปริมาณชีวมวลและผลของแรงดันในการอัด

5.2.5 การแปรรูปชีวมวลแบบ RDF (Refuse-derived Fuel)

การเตรียมเชื้อเพลิงชีวมวลอีกประเภทหนึ่งก็คือ Refuse-derived Fuel (RDF) หรืออาจเรียกเป็น Solid recovered fuel/ specified recovered fuel (SRF) ก็ได้ ดังแสดงในภาพที่ 5-16 ทั่วไปมักจะใช้ขยะเป็นวัตถุดิบในการผลิต RDF โดยมีข้อดีก็คือ ง่ายต่อการจัดเก็บ ขนส่งได้สะดวก เนื่องจากมีการลดปริมาตร มีค่าความร้อนสูง และมีผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมต่ำ แต่ต้องใช้เงินลงทุนในการแปรรูปค่อนข้างสูง เชื้อเพลิง RDF สามารถแบ่งออกได้เป็น 7 ประเภท ดังแสดงในตารางที่ 5-4

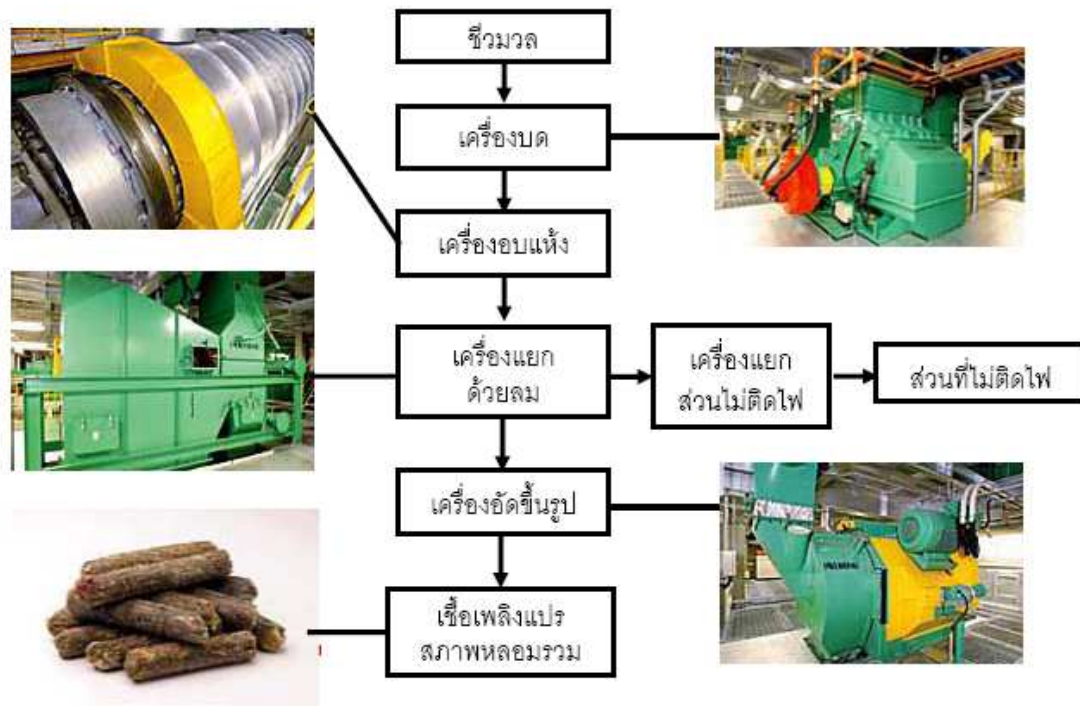


ภาพที่ 5-16 RDF

ตารางที่ 5-4 คุณสมบัติของเชื้อเพลิงขยะแต่ละประเภทและระบบการเผาไหม้ที่ใช้ [สมรัฐ เกิดสุวรรณและสุธรรม ปทุมสวัสดิ์]

ประเภท	กระบวนการจัดการ	ระบบการเผาไหม้
RDF1 : MSW	คัดแยกส่วนที่เผาไหม้ได้ออกมาด้วยมือรวมทั้งขยะที่มีขนาดใหญ่	Stoker
RDF2: Coarse RDF	บดหรือตัดขยะมูลฝอยอย่างหยาบๆ	FBC, MFC
RDF3: Fluff RDF	คัดแยกส่วนที่เผาไหม้ไม่ได้ ออก เช่น โลหะแก้วและอื่นๆ มีการบดหรือตัดจนทำให้ร้อยละ 95 ของขยะมูลฝอยที่คัดแยกแล้วมีขนาดเล็กกว่า 2 นิ้ว	Stoker
RDF4: Dust RDF	คัดแยกขยะมูลฝอยส่วนที่เผาไหม้ได้ มาผ่านกระบวนการทำให้อยู่ในรูปของผงฝุ่น	FBC, PF
RDF5: Densified RDF	คัดขยะมูลฝอยส่วนที่เผาไหม้ได้มาผ่านกระบวนการอัดแท่งโดยให้ความหนาแน่นมากกว่า 600 kg/m ³	FBC, MFC
RDF6: RDF Slurry	คัดแยกขยะมูลฝอยส่วนที่เผาไหม้ได้ มาผ่านกระบวนการให้อยู่ในรูปของ Slurry	Swirl burner
RDF7: RDF syngas	คัดแยกขยะมูลฝอยส่วนที่เผาไหม้ได้มาผ่านกระบวนการผลิตก๊าซเชื้อเพลิง (Gasification) เพื่อผลิต Syngas ที่สามารถใช้เป็นเชื้อเพลิงก๊าซได้	Burner, IGCC

สำหรับกระบวนการผลิตเชื้อเพลิง RDF สามารถแสดงได้ดังภาพที่ 5-17



ภาพที่ 5-17 กระบวนการผลิต RDF

องค์ประกอบของเชื้อเพลิง RDF นั้นขึ้นอยู่กับองค์ประกอบของขยะมูลฝอยที่นำมาแปรรูป วิธีการจัดเก็บ และกระบวนการที่ใช้ในการแปรรูป คุณสมบัติที่สำคัญหลังการแปรรูปได้แก่ ค่าความร้อน ปริมาณความชื้น ปริมาณเถ้า ปริมาณซัลเฟอร์ และคลอไรด์ ตัวอย่างคุณลักษณะของขยะและ RDF ที่ได้จากการแปรรูปขยะแสดงในตารางที่ 5-5

ตารางที่ 5-5 องค์ประกอบของขยะ และ RDF [สมรรถ เกิดสุวรรณและสุธรรม ปทุมสวัสดิ์]

Proximate Analysis			Elemental Analysis		
	MSW(wt%)	RDF(wt%)		MSW(wt%)	RDF(wt%)
Moisture	55.93	29.29	Carbon	51.33	50.87
Volatile	35.28	54.27	Hydrogen	6.77	6.68
Fixed Carbon	4.27	10.98	Oxygen	30.92	26.66
Ash	4.52	5.46	Nitrogen	1.42	1.56
Calorific Value					
LHV(KJ/Kg)	9,736.17	14,805.25	HHV(KJ/Kg)	21,894.33	21,306.77

จะเห็นว่าค่าความชื้นลดลงอย่างมาก (ประมาณร้อยละ 50) เมื่อเทียบกับขยะ ก่อนที่จะนำมาแปรรูป ส่งผลให้มีความร้อนที่สูงขึ้น โดยทั่วไปเชื้อเพลิง RDF ที่มีศักยภาพนำมาใช้ประโยชน์ ได้แก่ ประเภท Dust-RDF และ Densified-RDF โดย Dust-RDF ใช้ในกระบวนการเผาไหม้เชื้อเพลิงผง หรือใช้เป็นเชื้อเพลิงเสริมในการเผาทำลายกากตะกอนของเสีย

ส่วน Densified-RDF หรือที่เรียกว่า d-RDF เป็นการนำขยะที่เผาแล้วมาอัดเป็นแท่งเพื่อเพิ่มความหนาแน่น สามารถนำมาใช้ประโยชน์ได้กว้างขวางกว่า Dust-RDF สามารถใช้กับหม้อไอน้ำขนาดเล็กไปจนถึงขนาดใหญ่ได้และสามารถใช้กับเตาเผาที่มีการใช้อยู่แล้ว

● คุณสมบัติของ Densified-RDF เมื่อเทียบกับถ่านหิน

- ค่าความร้อน โดยปกติเฉลี่ยค่าความหนาแน่นของถ่านหินประมาณ 1,400 kg/m³ และค่าความร้อนประมาณ 26,000 kJ/kg ดังนั้นในปริมาตร 1 ลูกบาศก์เมตร ถ่านหินจะให้ความร้อนออกมา 36,400 MJ ในขณะที่ d-RDF จะมีความหนาแน่นอยู่ประมาณ 600 kg/m³ และค่าความร้อนออกมา 12,000 MJ แม้ว่าจะมีค่าความร้อนที่ต่ำกว่าถ่านหิน แต่เมื่อเทียบกับขยะที่ไม่ได้มีการแปรรูปจะให้ค่าความหนาแน่นและความร้อนที่สูงกว่า
- ปริมาณเถ้าของ d-RDF มีค่าเท่ากับถ่านหิน แต่ถ้าเทียบที่ปริมาณความร้อนเท่ากันจะมีปริมาณเถ้ามากกว่าถ่านหิน
- ปริมาณความชื้นของ d-RDF มีค่าสูงกว่าถ่านหิน ปริมาณความชื้นในเชื้อเพลิงเป็นข้อจำกัดตัวหนึ่ง เมื่อเชื้อเพลิงเผาไหม้ ความร้อนที่ได้ส่วนหนึ่งจะถูกนำไปใช้ในการทำให้น้ำในเชื้อเพลิงกลายเป็นไอน้ำทำให้ปริมาณความร้อนลดลง
- ปริมาณคลอไรด์และซัลเฟอร์ ปริมาณคลอไรด์ในกระบวนการเผาไหม้คลอไรด์จะทำปฏิกิริยาและเปลี่ยนไปเป็นกรดไฮโดรคลอริก ส่วนซัลเฟอร์ในเชื้อเพลิงจะทำให้เกิดซัลเฟอร์ไดออกไซด์ ซึ่งสามารถทำปฏิกิริยาต่อไปเป็นกรดซัลฟูริก อย่างไรก็ตามปริมาณการเกิดก๊าซกรดนี้เมื่อเปรียบเทียบกับถ่านหินแล้ว d-RDF จะมีปริมาณน้อยกว่า

● การเผาไหม้ของ d-RDF

d-RDF จะเผาไหม้ได้ดีในเตาเผาแบบป้อนใต้ตะกรับ แต่ต้องมีขนาดใหญ่กว่าการใช้เชื้อเพลิงถ่านหิน นอกจากนั้นเถ้าของ d-RDF จะมากกว่าถ่านหินจึงต้องมีการปรับปรุงในเรื่องของการกำจัดเถ้า และ d-RDF มีองค์ประกอบที่เป็นสารระเหยมากกว่าถ่านหิน ดังนั้นจึงต้องป้อนอากาศเหนือทางเข้าตะกรับ มากกว่าป้อนใต้ตะกรับ ทำให้ Secondary air มีความสำคัญมากกว่า Primary air

ส่วนเตาฟลูอิดไเบดนั้นถูกพัฒนาเพื่อใช้กับเชื้อเพลิงคุณภาพต่ำ ทำให้สามารถเผาไหม้เชื้อเพลิงได้ทั้งแบบ Dust-RDF และ d-RDF แต่มีข้อจำกัดคือในการรักษาอุณหภูมิในเบดให้คงที่ จะต้องมีความร้อนมากพอที่จะเกิดการเผาไหม้ภายในเบดและปล่อยความร้อนออกมา ในขณะที่สารระเหยที่ถูกขับออกจะเกิดการเผาไหม้บริเวณเหนือเบด ดังนั้นถ้าเชื้อเพลิงมีปริมาณสารระเหยสูงอาจจะไม่สามารถรักษาอุณหภูมิภายในเบดได้

ในประเทศญี่ปุ่น ได้มีการผลิตเชื้อเพลิง RDF เพื่อการค้า โดยใช้ของเสียประเภทพลาสติกและกระดาษมาตั้งแต่ปี ค.ศ. 1980 โดยเริ่มจากขยะตามบ้าน โดยกระบวนการจะประกอบไปด้วยกระบวนการแยกวัตถุดิบที่ไม่สามารถเผาไหม้ได้ การทำให้แห้ง การฉีกให้เป็นชิ้นเล็กๆ และการอัดเป็นก้อน เชื้อเพลิง RDF สามารถจัดเก็บและขนส่งได้ง่าย ทำให้เป็นทางเลือกของเชื้อเพลิงที่น่าสนใจ

เมื่อเปรียบเทียบกับขยะที่ยังไม่ได้ผ่านกระบวนการใดๆ เชื้อเพลิง RDF จะให้ค่าความร้อนที่สูงกว่าและมีสัดส่วนที่เสถียร ทำให้ค่าสมรรถนะของการกำเนิดพลังงานสูงขึ้น ในประเทศญี่ปุ่น มีการก่อสร้างโรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิง RDF ขึ้นตั้งแต่ปี ค.ศ. 2001 ซึ่งได้คาดว่าจะใช้เชื้อเพลิง RDF ประมาณ 160-310 ตันต่อวันและมีสมรรถนะของการกำเนิดพลังงานร้อยละ 20 ถึง 30 ได้ไฟฟ้า 3,000 ถึง 20,000 กิโลวัตต์ แต่อย่างไรก็ตาม มีประเด็นเชิงลบต่อเชื้อเพลิง RDF โดยถึงกักเก็บเชื้อเพลิง RDF ได้ระเบิดขึ้นที่โรงไฟฟ้าแห่งหนึ่งในปี ค.ศ.2003 และจากการสำรวจอย่างละเอียดพบว่ามีโอกาสที่จะเกิดขึ้นได้อีก

ในปีค.ศ.2003 สถานที่ผลิตเชื้อเพลิง RDF ได้สร้างขึ้น 43 แห่ง แต่เทคโนโลยีนี้ถูกทำให้ขาดความน่าเชื่อถือเนื่องจากประวัติทางด้านความปลอดภัย ในสหรัฐอเมริกา ปัจจุบันได้มีการสร้างเตาเผา RDF ขนาดใหญ่ ขึ้น 15 แห่ง แต่ประเภทของเชื้อเพลิง RDF ที่ใช้นี้จะเป็น เพียงประเภทที่เรียกว่า “fluff RDF” (หรือ coarse RDF) [Yokoyama S., 2007]

เชื้อเพลิง RDF สามารถใช้ได้หลากหลายเพื่อกำเนิดพลังงานไฟฟ้า โดยสามารถใช้ร่วมกับถ่านหินได้ นำมาใช้ในอุตสาหกรรมซีเมนต์ และนำไปใช้ในส่วนของการบำบัดก๊าซพิษและไฟโรไลซิสอีกด้วย

5.2.6 เครื่องแปรรูปชีวมวลในประเทศไทย

ในปัจจุบันมีผู้ผลิตเครื่องจักรสำหรับแปรรูปชีวมวลให้เป็นชีวมวลอัดเม็ดภายในประเทศมีอยู่หลายราย แต่โดยส่วนใหญ่ยังมีกำลังการผลิตไม่สูงมาก ทำให้มีการนำไปใช้ในช่วงจำกัด มีเครื่องจักรทั้งสำหรับผลิตชีวมวลอัดเม็ด และอัดแท่ง ซึ่งแสดงตัวอย่างรายละเอียดของเครื่องอัดแบบต่างๆ ได้ดังนี้

● เครื่องอัดเม็ดชีวมวล (Biomass Pellet Press)

เป็นเครื่องอัดเม็ดเชื้อเพลิงชีวมวล ให้มีขนาดเส้นผ่านศูนย์กลางตั้งแต่ 6-12 มม. โดยการนำเอาเศษวัสดุที่เหลือใช้จากการเกษตร เช่น ชังข้าวโพด เหว้ามันสำปะหลัง ต้นไม้ เบนจพรรณ เช่น ต้นตะกู ต้นกระถินยักษ์หรือไม้โตเร็วที่สามารถปลูกทดแทน โดยนำมาย่อยให้เป็นชิ้นเล็กๆ แล้วผ่านกระบวนการอบลดความชื้น แล้วจึงนำมาอัดเป็นแท่งเพื่อนำไปเป็นเชื้อเพลิงใช้กับหม้อต้มไอน้ำ โดยสามารถรักษาความชื้น อยู่ในระหว่าง 8 -15% มีประสิทธิภาพในการเผาไหม้และให้ปริมาณความร้อนสูงกว่าการเผาจากเศษชีวมวลที่ไม่ผ่านการอัดถึง 3-4 เท่าตัว

คุณสมบัติเครื่องจักร ตัวอย่างที่ 1

ขนาดชีวมวลอัดเม็ดที่ได้	เส้นผ่าศูนย์กลาง 6-12 มม. ยาว 24-54 มม.
ค่าความชื้น	7-12%
ค่าพลังงานความร้อน	4.4-5.0 kwh/kg (16.9-18.0 MJ/kg)
ขี้เถ้า	< 0.5%
กำลังการผลิตสูงสุด	1-2 ตัน/ชม.
มอเตอร์ขับเคลื่อน	2x75kW

มอเตอร์ลำเลียง	3 kW
ขนาดเครื่องจักร	2,150 มม. x 2,600 มม. x 2,150 มม.
น้ำหนัก	3,500 kg



ภาพที่ 5-18 เครื่องอัดเม็ดชีวมวลตัวอย่างที่ 1

คุณสมบัติเครื่องจักร ตัวอย่างที่ 2

ขนาดชีวมวลอัดเม็ดที่ได้	เส้นผ่าศูนย์กลาง 8-12 มม. ยาว 20-50 มม.
ค่าความชื้น	10-15%
ค่าพลังงานความร้อน	4,000-5,000 kcal/kg
กำลังการผลิตสูงสุด	1-3 ตัน/ชม.
มอเตอร์ขับ	165 kW
มอเตอร์ลำเลียง	3.75 kW



ภาพที่ 5-19 เครื่องอัดเม็ดชีวมวลตัวอย่างที่ 2



ภาพที่ 5-20 เชื้อเพลิงชีวมวลแบบเม็ดแข็ง

- **เครื่องอัดเม็ดเชื้อเพลิงชีวมวลแบบแท่ง (briquette)**

ระบบการทำงานของเครื่องอัดแท่งเชื้อเพลิง เริ่มจากการนำเอาวัสดุเหลือใช้จากการเกษตร หรืออุตสาหกรรมการเกษตร เช่น ชานอ้อยเน่าเปื่อย วัชพืชหรือใบไม้ มาย่อยด้วยเครื่องบดย่อย จากนั้นเศษย่อยจะถูกลำเลียงด้วยชุดสายพานลำเลียงอย่างต่อเนื่องเข้าสู่ฮอปเปอร์ของเครื่องอัดแท่งเชื้อเพลิง โดยกระบวนการอัดเป็นจากเครื่องอัดแท่งเชื้อเพลิง แบบสกรูที่ทำจากสแตนเลสและขับเคลื่อนด้วยมอเตอร์ไฟฟ้า ขนาด 2 แรงม้า ได้เชื้อเพลิงออกมาเป็นแท่ง (Briquette) มีขนาดเส้นผ่าศูนย์กลาง 7 เซนติเมตร แล้วนำไปตากแดดให้แห้ง จะได้เชื้อเพลิงที่สามารถใช้แทนฟืนและถ่านได้เป็นอย่างดี หรือนำไปเผาในระบบแก๊สซิฟิเคชัน โดยขนาดของแท่งเชื้อเพลิงสามารถปรับเปลี่ยนได้ด้วยการเปลี่ยนชุดแม่พิมพ์ด้านหน้าของเครื่องอัด



ภาพที่ 5-21 เครื่องอัดเม็ดเชื้อเพลิงแข็งชีวมวลแบบแท่ง (briquette)

คุณสมบัติของเครื่องจักร

กำลังการผลิตสูงสุด	:	150 – 180 กก./ชม.
ระบบการทำงาน	:	สกรูเกลียวอัด และกระบอกอัด (Piston Press)
รูปแบบการทำงาน	:	การทำงานแบบต่อเนื่อง

วัสดุกรวยใส่วัตถุดิบ	:	เหล็กพ่นสี
มอเตอร์	:	AC Motor 30 HP 4P (22 kW)
ระบบไฟฟ้ากำลัง	:	380 V 3 Phase
ขนาดเครื่องจักร/size (M x L x H)	:	800 x 800 x 2300 mm
น้ำหนักเครื่อง	:	976 kg

5.2.7 เครื่องแปรรูปชีวมวลในประเทศจีน

● เทคโนโลยีการอัดแท่งชีวมวลในจีน

เทคโนโลยีการอัดแท่งชีวมวลในจีน มีการใช้ตัวประสานมาช่วยในกระบวนการ โดยการใช้ตัวประสานที่เป็นธรรมชาติ ที่เกิดจากโปรตีนและลิกนิน ลิกนินมีจุดหลอมเหลวต่ำอยู่ที่ประมาณ 140 องศาเซลเซียส เมื่อชีวมวลเกิดความร้อน จะนุ่มขึ้นและมีการละลายในบางส่วนและจะเกิดคุณสมบัติ Thermosetting โดยโปรตีนเป็นส่วนสำคัญที่ทำหน้าที่ประสานของอนุภาคชีวมวลที่แตกต่างกันระหว่างกระบวนการอัด โดยโปรตีนเกิดปฏิกิริยาเปลี่ยนแปลงลักษณะทางธรรมชาติและกลายเป็นลักษณะที่เป็นพลาสติกในระหว่างการอัด ก่อให้เกิดผลดีทางด้านความแข็งแรงและความทนทานของชีวมวลอัดเม็ด ในขั้นตอนการทำให้ความเย็น โปรตีนที่มีส่วนสัมพันธ์และเป็นพันธะได้จะถูกสร้างขึ้นระหว่างอนุภาคที่แตกต่างกัน

● อุปกรณ์ในการอัด (Briquetting Device)

วิธีการอัดแท่งชีวมวลในจีนมีต้นแบบและวิธีการหลักๆ แบ่งออกเป็น การอัดทางกล การอัดแบบเกลียว การอัดด้วยไฮดรอลิก และการอัดแบบลูกกลิ้ง

- การอัดทางกล (Mechanical piston press)

เทคโนโลยีของการตอกและแม่แบบชีวมวลจะถูกอัดเข้าไปในแม่พิมพ์ด้วยเครื่องตอกด้วยความดันสูง จึงได้ชีวมวลอัดเม็ดออกมา เครื่องอัดมีอายุของการติดตั้งยาวและใช้กำลังต่ำ แต่สามารถใช้อัดชีวมวลดิบได้หลากหลายซึ่งรวมไปถึงจำพวก ชังข้าวโพด เปลือกถั่วลิสง เปลือกลูกนัท แขนฝ้าย ก้านทานตะวันและอื่นๆ อย่างไรก็ตาม เครื่องอัดทางกลต้องการการบำรุงรักษามากกว่าปกติ และเชื้อเพลิงแข็งที่ได้มีคุณภาพต่ำกว่าการอัดแบบเกลียว

- การอัดเกลียว (Screw press)

การอัดแบบเกลียว คือ การดันออกอย่างต่อเนื่องผ่านแม่พิมพ์แบบเรียบที่มีความร้อน เนื่องจากความร้อนที่สูงทำให้ลดแรงเสียดทาน ข้อดีของการอัดแบบเกลียว คือ ได้ชีวมวลอัดแท่งที่มีคุณภาพสูง ผิวเรียบและมีการดำเนินการโดยไม่มีเสียงรบกวน แต่มีข้อเสียคือการสึกกร่อนสูง และใช้กำลังมากเมื่อเปรียบเทียบกับวิธีการอัดแบบอื่น

- การอัดด้วยไฮดรอลิก (Hydraulic press)

การทำชีวมวลด้วยการอัดไฮดรอลิก จะใช้พลังงานที่ส่งไปยังลูกสูบจากมอเตอร์ไฟฟ้าของระบบไฮดรอลิกแรงดันสูง เนื่องจากการอัดที่ช้าของกรวยเมื่อเทียบกับการอัดแบบกลทำให้ได้ผลลัพธ์ต่ำกว่า แต่สามารถทนต่อความชื้นสูงของเศษวัสดุเหลือใช้ทางเกษตรสูงกว่า

- การอัดแบบลูกกลิ้ง (Roller press)

การอัดแบบลูกกลิ้งจะมีแม่พิมพ์ที่เล็กกว่า ประมาณ 30 mm ดังนั้นจึงได้ผลิตภัณฑ์ที่เล็กกว่า ซึ่งเรียกว่าชีวมวลอัดเม็ด (pellet) มีแม่พิมพ์จำนวนมากเรียงอยู่เป็นรูปกลมบนแผ่นเหล็กหนาหรือวงแหวน และใช้ตัววัสดุเข้าแม่พิมพ์ด้วยแรงจากลูกกลิ้งสองหรือสามตัว เครื่องอัดลูกกลิ้งมีสองชนิดหลักๆ คือ แบบแบนซึ่งมีการเจาะรูให้เป็นวงกลมแผ่นดิสก์ โดยมีลูกกลิ้งสองลูกหรือมากกว่าหมุน และแบบวงแหวนซึ่งมีการหมุนด้วยวงแหวนจากภายในเครื่องหมุน

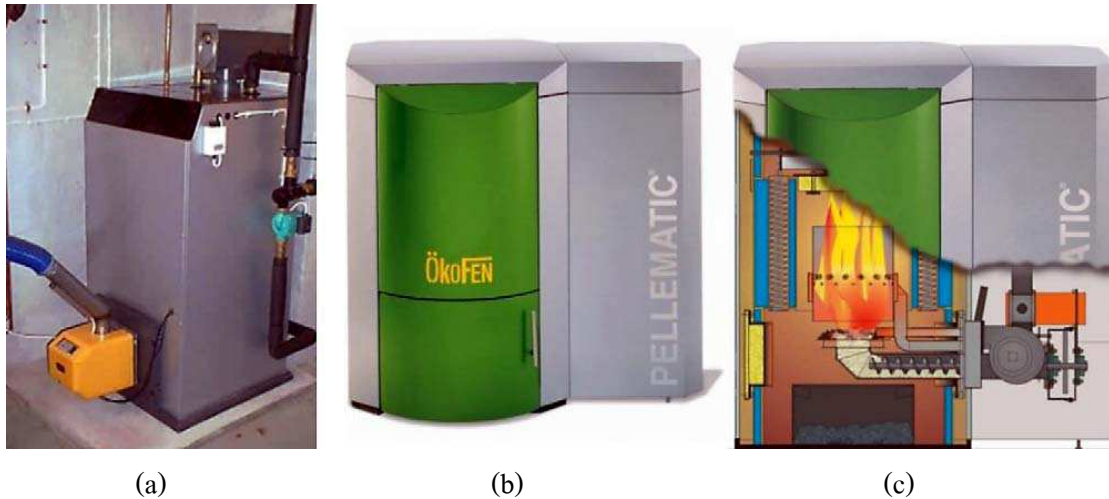
5.2.8 เทคโนโลยีการใช้ชีวมวลอัดเม็ดและอัดแท่งในต่างประเทศ

• เทคโนโลยีการใช้ชีวมวลอัดเม็ดในยุโรป

ในภาคพื้นยุโรป มีการใช้ประโยชน์จากชีวมวลโดยการแปรรูปเป็นเม็ดกันอย่างแพร่หลาย มีการพัฒนาทั้งเทคโนโลยีการแปรรูป และอุปกรณ์ที่ใช้เผาไหม้ การใช้งานมีทั้งในภาคครัวเรือนและภาคอุตสาหกรรม สำหรับประเทศที่มีสัดส่วนการใช้ชีวมวลอัดเม็ดสูงจะมีอยู่หลายประเทศ เช่น เยอรมัน ออสเตรีย และสวีเดน ซึ่งเหตุผลที่มีอัตราการเติบโตสูงในทั้งสามประเทศนั้นมีความแตกต่างกันออกไป สำหรับประเทศสวีเดน มีนโยบายด้านภาษีและการสนับสนุนจากภาครัฐ ทำให้การใช้พลังงานความร้อนจากชีวมวลอัดเม็ดขนาดเล็กมีราคาถูกกว่าการใช้น้ำมันหรือไฟฟ้า ซึ่งเป็นปัจจัยหลักที่ส่งเสริมให้มีการใช้อย่างแพร่หลาย แต่ในประเทศเยอรมันและออสเตรีย ความแตกต่างของราคาเชื้อเพลิงยังไม่ชัดเจนมากนัก แต่ผู้ใช้คาดการณ์ว่าเชื้อเพลิงอื่น ๆ จะมีราคาสูงขึ้น และอัตราภาษีที่เกี่ยวข้องมีแนวโน้มที่สูงขึ้น นอกจากนี้มาตรฐานค่าความร้อนจากชีวมวลอัดเม็ดที่สูงขึ้น ภาพลักษณ์ด้านการเป็นมิตรกับสิ่งแวดล้อม และการสนับสนุนทางตรงจากรัฐบาลเป็นปัจจัยที่ทำให้มีการลงทุนใช้ในเทคโนโลยีนี้มากขึ้น

เทคโนโลยีการเผาไหม้ของชีวมวลอัดเม็ดยังคงมีข้อเสียเมื่อเทียบกับระบบความร้อนที่ใช้เชื้อเพลิงอื่น เช่น น้ำมัน หรือ ก๊าซ ในแง่ของพื้นที่ที่ใช้ในการติดตั้ง ประสิทธิภาพ และการบำรุงรักษา สำหรับเทคโนโลยีการเผาไหม้ชีวมวลอัดเม็ดที่มีการใช้ในยุโรป มี 2 ประเภทคือ หม้อไอน้ำแบบศูนย์กลาง (Central Heating Boilers) และ เตาเผา (Stove)

1) หม้อไอน้ำแบบศูนย์กลาง (Central Heating Boilers) ดังแสดงในรูปที่ 5-22 สามารถให้ความร้อนโดยมีกำลังอยู่ระหว่าง 10-40 kW ถูกออกแบบเหมือนหม้อไอน้ำที่ใช้ใช้น้ำมัน โดยเชื้อเพลิงชีวมวลจะถูกขนย้ายจากห้องเก็บมายังที่วางเตา และบรรจุในห้องเผาไหม้ เพื่อที่เชื้อเพลิงจะได้ถูกจุดและเผาไหม้ ก๊าซจากเชื้อเพลิงจะเกิดขึ้นจำนวนมากและจะผ่านไปบริเวณแลกเปลี่ยนความร้อนเพื่อทำให้น้ำที่อยู่อีกด้านหนึ่งให้กลายเป็นน้ำร้อน ป้อนน้ำร้อนจะทำงานเพื่อนำน้ำร้อนไปใช้งานต่อไป มีการติดตั้งพัดลม เพื่อให้มีการปรับปรุงการถ่ายเทความร้อนและปริมาณอากาศที่ใช้ในการเผาไหม้ได้อย่างเพียงพอ หม้อไอน้ำทั้งหมดเป็นฉนวนและปิดด้วยแผ่นโลหะเพื่อป้องกันอันตรายและลดความร้อนที่สูญเสีย สามารถแบ่งได้เป็น 2 ลักษณะคือ



ภาพที่ 5-22 (a) Swedish pellet boiler Effecta-Pannan ; (b) and (c) Austrian pellet boiler OekoFen

- Two unit boilers หม้อไอน้ำชนิดนี้มาจากการผสมผสานระหว่างเตาเผาชีวมวลอัดเม็ดกับหม้อไอน้ำมาตรฐาน (ไม่มีเตาเผาไหม้) เนื่องจากหม้อไอน้ำมาตรฐานสามารถติดตั้งกับเตาเผาได้หลายประเภท การติดตั้งกับเตาเผาชีวมวลอัดเม็ดจึงทำได้ง่ายมาก เนื่องจากการเชื่อมต่อระหว่างหม้อไอน้ำและเตาเผาเหมือนกัน ด้วยเหตุนี้จึงทำให้มีการติดตั้งเตาหม้อไอน้ำประเภทนี้เป็นจำนวนมากในสวีเดน

- Integrated boilers ออกแบบให้เตาเผาเป็นส่วนหนึ่งของหม้อไอน้ำ และไม่สามารถแยกออกได้ การออกแบบหม้อไอน้ำชนิดนี้เพื่อใช้กับชีวมวลอัดเม็ดโดยเฉพาะ จะใกล้เคียงกับหม้อไอน้ำที่ใช้เศษไม้ ในบางรุ่นยังมีพื้นที่สำหรับเก็บชีวมวลอัดเม็ดด้วย ซึ่งหม้อไอน้ำชนิดนี้เป็นที่นิยมในตลาดออสเตรียและเยอรมัน เนื่องจากมีการใช้งานง่ายและได้ความสะดวกเหมือนกับใช้แก๊สและน้ำมัน แต่ท่อและเตาเผาต้องทำความสะอาดอัตโนมัติบ่อย โดยสกรูขดลวดกันหยอยที่ทำให้เกิดการเคลื่อนไหว ถ้าจากการเผาไหม้ต้องทำการขนออกไปทิ้งเอง หรือบางผู้ผลิตก็ใช้เครื่องมือช่วยลดเวลาการกำจัดเถ้าให้มากที่สุด

ในออสเตรีย หม้อไอน้ำส่วนใหญ่จะถูกติดตั้งเครื่องสูบอากาศช่วยจ่ายลมให้เหมาะสม และติดตั้งเซนเซอร์สำหรับควบคุมการเผาไหม้ให้เหมาะสม ซึ่งสามารถเพิ่มประสิทธิภาพของหม้อไอน้ำได้สูงถึง 94% แตกต่างจากในสวีเดน ผู้ผลิตได้มีการปรับกระบวนการให้เหมาะสมกับช่วงเวลาเป็นบางช่วงเท่านั้น เช่น ฤดูหนาว ฤดูร้อน ทำให้ได้ประสิทธิภาพของหม้อไอน้ำต่ำกว่า 85% และการปล่อยก๊าซจะมากกว่าเมื่อเทียบกับหม้อไอน้ำในประเทศออสเตรีย รายละเอียดของคุณสมบัติของหม้อไอน้ำแบบชีวมวลอัดเม็ดของทั้ง 2 ประเทศแสดงดังตารางที่ 5-6

ตารางที่ 5-6 คุณสมบัติของหม้อไอน้ำแบบชีวมวลอัดเม็ดของสวีเดนและออสเตรีย

Characteristics of typical Swedish and Austrian pellet boilers [6,31,40]

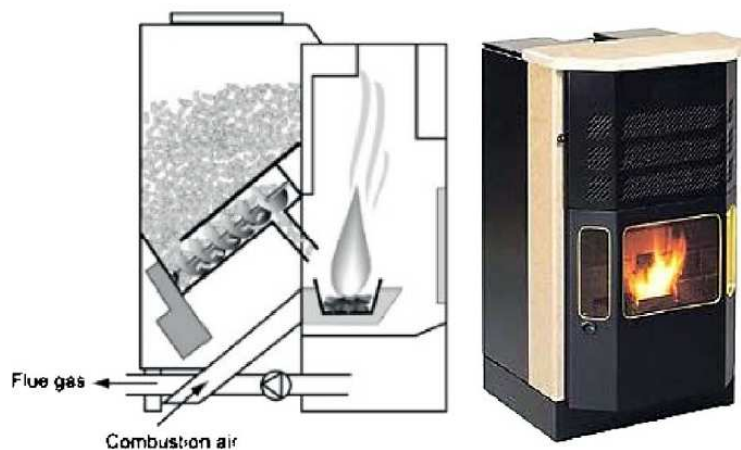
Property	Swedish boilers	Austrian boilers
Type	two unit boiler	integrated boiler
Power modulation	50%/100%	30–100%
Boiler efficiency ^a	78–85%	86–94%
Combustion air supply	blower	aspirator
Combustion control	no	no/lambda/speed controlled fan
Lighting	automatic	automatic
Air-passage cleaning	manual	automatic, optional
Cleaning burner	manual	automatic, optional
Ash removal from combustion chamber	manual	automatic, optional
Time interval ash removal from ash pan	weekly	2–8 times per year
CO emissions [mg/m ³]	260–650 ^b	12–250 ^c
Price	4000–6000 Euro	7000–10,000 Euro

^a At nominal power.

^b At nominal power with 10% O₂.

^c At nominal power with 13% O₂.

2) เตาเผา (Stove) ดังแสดงในภาพที่ 5-23 ให้ความร้อนที่ระดับไม่เกิน 10 kW มี 2 ประเภท คือ เตาเดี่ยว และเตารวมปล่อง (stand-alone pellet stoves and chimney integrated stoves) ส่วนใหญ่ที่พบมีการใช้เตาเดี่ยวมากที่สุด

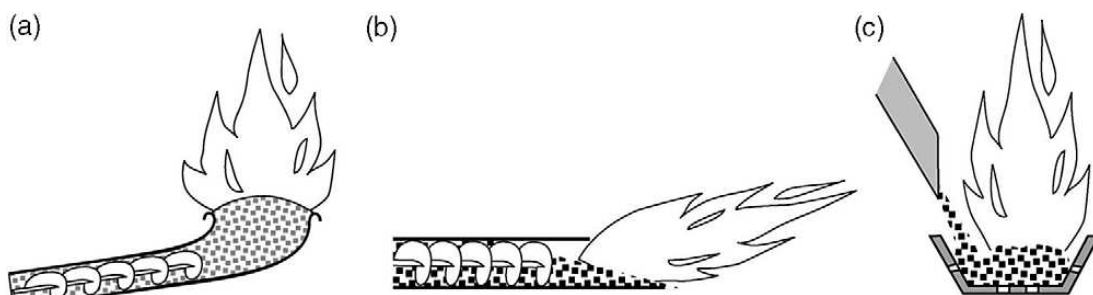


ภาพที่ 5-23 Pellet heating stove with and integrated pellet stoves

• ชนิดของอุปกรณ์เผาชีวมวลอัดเม็ด (pellet burner) ในยุโรป

ชนิดของอุปกรณ์เผาชีวมวลอัดเม็ดในยุโรป แบ่งได้ตามวิธีการป้อนชีวมวลอัดเม็ดไปยังส่วนของอุปกรณ์เผา ดังแสดงในภาพที่ 5-24 ซึ่งมี 3 แบบคือ

- เตาป้อนด้านล่าง
- เตาป้อนด้านข้าง
- เตาป้อนด้านบน



ภาพที่ 5-24 (a) bottom fed burner; (b) horizontally fed burner; (c) top fed burner.

ในตลาดของสวิตเดนพบการใช้เตาป้อนด้านบนเป็นหลัก มีข้อดีคือพื้นที่เก็บชีวมวลอัดเม็ดจะถูกแยกจากบริเวณที่มีการเผา ซึ่งทำให้มีอันตรายจากการเตาเผาไหม้น้อยมาก ทั้งยังเป็นการป้องกันการคุกกรุ่นอีกครั้งเมื่อมีการปิดเตาไฟ การป้อนชีวมวลอัดเม็ดจากด้านบนสามารถป้อนได้ตามปริมาณความต้องการ ความร้อนแตกต่างจากแบบอื่น แต่วิธีนี้ก็มีข้อเสียคือการตกลงมามีผลด้านลบกับการเผาไหม้ คือ มีการเพิ่มขึ้นของฝุ่นและอนุภาคเผาไหม้ มีผลทำให้การเผาไหม้ไม่คงที่

การป้อนชีวมวลอัดเม็ดจากด้านล่างได้ออกแบบจากใช้หม้อไอน้ำแบบใช้เศษไม้ โดยมีหลักการ คือ สกรูลำเลียงจะส่งชีวมวลอัดเม็ดไปตามท่อเพื่อส่งไปยังส่วนเผาไหม้หลัก อากาศจะมาพร้อมกับชีวมวลอัดเม็ดหรือเปิดจากส่วนหัวเตา อากาศสำหรับการเผาไหม้เพื่อปลดปล่อยแก๊สร้อน จะถูกป้อนมาจากท่ออากาศ ถ้าที่เก็บบนจะถูกแทนที่โดยชีวมวลอัดเม็ดที่ป้อนเข้ามาใหม่ และถูกดันให้ถ่างตกต่ำลงไปยังที่เก็บหรือระบบกำจัดถั่วต่อไป เตาเผาลักษณะนี้ยังต้องการมาตรการความปลอดภัยเพิ่มเติมเพื่อลดความเสี่ยงจากการเผาไหม้ที่ย้อนกลับมาอีกครั้ง รวมไปถึงวิธีการป้อนที่มีประสิทธิภาพ

เตาเผาที่ป้อนจากด้านข้างใช้หลักการเดียวกับแบบป้อนจากด้านล่างแตกต่างกันที่รูปแบบของการเผาไหม้ และวิธีนี้จะต้องมีอุปกรณ์กำจัดถั่วเพิ่มเข้าไป

● การขนถ่ายชีวมวลอัดเม็ดและการจัดเก็บ

ในหลายกรณีหม้อไอน้ำจะถูกวางแยกจากพื้นที่เก็บชีวมวลอัดเม็ด ในการขนถ่ายชีวมวลอัดเม็ดไปใช้งาน มี 2 เทคโนโลยีหลักคือ

- สายพานลำเลียงแบบสกรู
- ระบบดูด

สายพานลำเลียงแบบสกรูจะใช้เมื่อระยะห่างระหว่างพื้นที่จัดเก็บกับหม้อไอน้ำห่างกันไม่มากนัก ถ้ามีระยะห่างที่มากขึ้น มักใช้ระบบดูดมาแทนโดยที่ชีวมวลอัดเม็ดจะถูกดูดโดยหลักการเดียวกับการดูดฝุ่น พื้นที่เก็บภายในหม้อไอน้ำมีความจุจำกัด จึงต้องมีการออกแบบพื้นที่เก็บภายนอกซึ่งจะถูกออกแบบมาแตกต่างกันตามชนิดและการป้อนของหม้อไอน้ำ ถ้าใช้สกรูลำเลียงในการขนส่ง ชีวมวลอัดเม็ดจะต้องมีช่อง ที่สามารถทำให้ชีวมวลอัดเม็ดเลื่อนลงไปยังด้านล่างที่สกรูลำเลียงได้

ถ้าระบบความร้อนจากน้ำมันถูกแทนที่ด้วยระบบความร้อนจากชีวมวลอัดเม็ด จะต้องเพิ่มพื้นที่เก็บเชื้อเพลิงมากขึ้น 3-4 เท่า ขึ้นอยู่กับความหนาแน่นของชีวมวลอัดเม็ด

ตัวอย่างเช่นบ้านที่มีความต้องการความร้อนประมาณ 20,000 kWh จะต้องใช้พื้นที่เก็บความจุขนาด 6-8 m³ สำหรับปริมาณการใช้ใน 1 ปี

5.3 การเตรียมชีวมวล

5.3.1 การเตรียมเชื้อเพลิงชีวมวล เช่น การแยก การสกัด การบด การโม เพื่อทำให้ได้ระดับความชื้นตามที่กำหนด หรือทำให้มีขนาดที่ต้องการ มักเป็นขั้นตอนก่อนเข้าสู่กระบวนการแปรรูปชีวมวล โดยมากแล้วเชื้อเพลิงชีวมวลมักมีขนาดที่หลากหลาย มีความหนาแน่นต่ำ จึงจำเป็นต้องมีการเตรียมทางกายภาพ สามารถแบ่งได้เป็น

- **การตัดให้มีขนาดสม่ำเสมอ** เป็นการช่วยให้ขนถ่าย ทำให้แห้ง ขนส่งและจัดเก็บได้สะดวก โดยกำหนดขนาดไม่เกิน 2 ถึง 3 เมตร การตัดไม้ท่อนขนาดเล็กให้มีขนาดเล็ก (25 ถึง 50 เซนติเมตร) จะใช้สำหรับตลาดครัวเรือน
- **การตัดเป็นชิ้นเล็ก** เป็นการเพิ่มความหนาแน่นและสะดวกในการขนส่งและจัดเก็บมากยิ่งขึ้น และมีความเหมาะสมสำหรับอุปกรณ์ โดยจะมีการกำหนดขนาดให้เหมาะสมสำหรับการใช้งานแต่ละประเภท
- **การบดโม** เป็นการลดปริมาตรของชีวมวลและทำให้สะดวกในการขนถ่าย ขนส่งและจัดเก็บ
- **การลดปริมาณความชื้น** ชีวมวลสามารถใช้งานได้ในช่วงของความชื้นที่กว้าง ขึ้นอยู่กับลักษณะการใช้งานและอุปกรณ์ แต่อย่างไรก็ตาม โดยทั่วไปในการใช้งานต้องการปริมาณความชื้นที่ต่ำกว่าร้อยละ 25 ถึง 30

5.3.2 การจัดเก็บชีวมวล ชีวมวลมักมีลักษณะแข็งและเปื่อยก จะมีความหนาแน่นของพลังงานต่ำเมื่อเทียบกับเชื้อเพลิงฟอสซิล และมีปริมาตรมาก ซึ่งทำให้ต้องใช้เนื้อที่ในการจัดเก็บมาก ปัจจัยที่สำคัญในที่จะต้องพิจารณาคือ

- ชีวมวลจะดูดความชื้นหากไม่มีการปิดหรือหุ้มไว้
- คุณภาพชีวมวลอาจลดลงหากเก็บไว้นาน เนื่องด้วยปฏิกิริยาทางชีวภาพโดยเฉพาะอย่างยิ่งถ้าชีวมวลนั้นไม่แห้งสนิท
- สถานที่เก็บชีวมวลควรมีการออกแบบและสร้างไว้ เพื่อเก็บชีวมวลให้อยู่ในสภาพที่ดี โดยเฉพาะอย่างยิ่งในเรื่องของความชื้น

5.3.3 การขนส่งชีวมวล สามารถขนส่งได้ด้วยพาหนะหลากหลายชนิด ทั้งนี้ขึ้นอยู่กับปริมาณ ลูกค้า ระยะทาง

5.4 บทวิเคราะห์เทคโนโลยีที่เหมาะสมสำหรับโครงการ

จากข้อมูลเทคโนโลยีการแปรรูปเชื้อเพลิงชีวมวล ตามที่กล่าวมาแล้วนั้น พบว่าในการแปรสภาพชีวมวลในแต่ละวิธีนั้น เหมาะสมกับประเภทของชีวมวลที่นำมาใช้แตกต่างกัน รวมทั้งมีความเหมาะสมในการนำไปใช้งานที่แตกต่างกัน ซึ่งจากการรวบรวมข้อมูลที่ผ่านมาสามารถสรุปได้ตามตารางที่ 5-7

ตารางที่ 5-7 ลักษณะของเชื้อเพลิงที่ได้จากการใช้เทคโนโลยีการแปรสภาพชีวมวล

เทคโนโลยีการแปรสภาพชีวมวล	รูปแบบพลังงานที่ได้จากการแปรสภาพ			
	ความร้อน	ก๊าซ	ของเหลว	ของแข็ง
การเผาไหม้โดยตรง	×			
การย่อยสลายแบบไม่ใช้ออกาศ		×		
การหมัก			×	
การสกัด			×	
ไพโรไลซิส	×	×	×	×
แก๊สซิฟิเคชัน	×	×	×	

ตารางที่ 5-8 ข้อมูลที่ใช้ในการพิจารณาการเลือกใช้เทคโนโลยีการแปรสภาพชีวมวลแต่ละประเภท

เทคโนโลยีการแปรสภาพชีวมวล	แนวโน้มการเกิดตะกรัน	ประเภทชีวมวลที่นำมาใช้ได้	ประสิทธิภาพในการแปรสภาพ	ความหลากหลายของเชื้อเพลิงที่ผลิตได้	มูลค่าทางการตลาด	ความก้าวหน้าของเทคโนโลยี
การเผาไหม้โดยตรง	มาก	มาก	ต่ำ	ต่ำ	ต่ำ	มีใช้ทั่วไป
การย่อยสลายแบบไม่ใช้ออกาศ	น้อย	น้อย	ปานกลาง	ต่ำ	ปานกลาง	มีใช้ทั่วไป
การหมัก	ปานกลาง	น้อย	ปานกลาง	ต่ำ	สูง	มีใช้ทั่วไป
การสกัด	น้อย	น้อย	สูง	ต่ำ	สูง	มีใช้ทั่วไป
ไพโรไลซิส	มาก	มาก	ปานกลาง	สูง	ปานกลาง	ช่วงเริ่มต้น
แก๊สซิฟิเคชัน	มาก	ปานกลาง	ปานกลาง	ปานกลาง	ปานกลาง	ช่วงเริ่มต้น

หมายเหตุ : การประเมินผลกระทบการแปรรูปมักอยู่ในรูปของ การดูคุณภาพเชื้อเพลิง ประสิทธิภาพของพลังงาน yield และ ความคุ้มค่าของระบบ

ในการเลือกเทคโนโลยีการแปรรูปชีวมวลที่เหมาะสมกับการนำวัสดุเหลือใช้ทางการเกษตรมาใช้ประโยชน์ในการให้พลังงาน สามารถทำได้หลายวิธี แต่ละวิธีลักษณะต่างๆ กันไป แต่ทุกวิธีจำเป็นจะต้องเริ่มจากการจัดเก็บรวบรวมและขนส่งวัสดุเหลือใช้เหล่านี้ไปยังโรงงานที่แปรรูปชีวมวล วิธีการในการจัดเก็บรวบรวมจะต่างกันออกไป เช่น แกลบสามารถรับได้โดยตรงจากโรงสีข้าว แต่ฟางข้าวซึ่งทั้ง

การจัดกระจายในนาข้าว ต้องมีการใช้เครื่องจักร แรงงาน ในการรวบรวม เป็นต้น การขนส่งวัสดุเหลือใช้ทางเกษตรที่มีความหนาแน่นต่าง ๆ กัน ทำให้น้ำหนักบรรทุกต่อเที่ยว ๆ ไม่เท่ากัน ความสิ้นเปลืองเชื้อเพลิงในการขนส่งต่อน้ำหนักของวัสดุเหลือใช้ที่ขนส่งก็แตกต่างกันออกไป ที่เห็นได้ชัดเจนคือฟางข้าวซึ่งมีน้ำหนักเบา รถบรรทุกสามารถบรรทุกได้น้อย เมื่อเทียบกับการขนส่งวัสดุเหลือใช้ชนิดอื่นในระหว่างเท่ากัน ค่าใช้จ่ายสำหรับเชื้อเพลิงที่ใช้ในการขนส่งต่อน้ำหนักของฟางข้าวจึงสูงกว่าการขนส่งวัสดุเหลือใช้ทางเกษตรชนิดอื่น

การแปรรูปวัสดุเหลือใช้ทางเกษตรเหล่านี้ให้เป็นเชื้อเพลิงทำได้หลายวิธี อาจเป็นการนำไปเผาไหม้โดยตรงหรือเปลี่ยนเป็นเชื้อเพลิงเหลวเสียก่อน ด้วยลักษณะเฉพาะที่แตกต่างกันนี้ทำให้ความคุ้มค่าในเชิงเศรษฐศาสตร์ต่างกัน อีกทั้งยังมีผลต่อสิ่งแวดล้อมจากปริมาณเชื้อเพลิงที่ใช้ต่างกัน มลพิษทางอากาศรวมถึงก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ที่ถูกปล่อยออกมาจะต่างกันเมื่อเทียบต่อน้ำหนักของวัสดุเหลือใช้ทางเกษตรที่ขนส่งนอกเหนือจากความคุ้มค่าทางพลังงาน ความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์และผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมแล้ว ปัจจัยสำคัญอีกอย่างหนึ่งที่จะต้องคำนึงถึงผลกระทบทางสังคม

ปัจจัยที่กล่าวมาข้างต้นจะนำมาใช้กำหนดเป็นเกณฑ์การเลือกกระบวนการและเทคโนโลยีที่เหมาะสมเพื่อให้เกิดประโยชน์สูงสุดสำหรับวัสดุเหลือใช้ทางเกษตรแต่ละชนิด ดังต่อไปนี้

- **ความคุ้มค่าทางพลังงาน**

วัสดุเหลือใช้ทางเกษตรสามารถนำมาใช้เป็นเชื้อเพลิงเพื่อเปลี่ยนเป็นพลังงาน ด้วยกระบวนการทางกายภาพและทางเคมี ซึ่งกระบวนการต่าง ๆ ในการเปลี่ยนเชื้อเพลิงต้องมีการใช้พลังงานในแต่ละขั้นตอนแตกต่างกันไปตามชนิดของวัสดุและกระบวนการเปลี่ยนรูปที่ใช้ เนื่องจากวัตถุประสงค์ของการใช้เป็นเชื้อเพลิงคือการทำให้เกิดเป็นพลังงานที่เป็นประโยชน์ ดังนั้นพลังงานที่ได้รับควรจะต้องไม่น้อยกว่าพลังงานที่ใช้ไปในกระบวนการจัดเตรียมและแปรรูป กระบวนการที่ใช้พลังงานมากกว่าพลังงานที่ได้รับมาใช้ประโยชน์ จึงไม่ได้เป็นการเพิ่มคุณค่าพลังงานแต่อย่างใด และหากเปรียบเทียบระหว่างวัสดุเหลือใช้ที่ต่างชนิดกันหรือกระบวนการที่แตกต่างกัน ควรเป็นการเปรียบเทียบพลังงานผลลัพธ์ต่อน้ำหนักของวัสดุที่ใช้ ซึ่งเป็นพลังงานที่นำมาใช้ประโยชน์หักออกด้วยพลังงานที่ใช้ในระหว่างกระบวนการเก็บรวบรวม ขนย้าย และเปลี่ยนเป็นเชื้อเพลิง กระบวนการที่เหมาะสมจะให้พลังงานผลลัพธ์มากกว่าการเปลี่ยนรูปด้วยกระบวนการอื่น

- **ความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์**

ในการนำวัสดุเหลือใช้ทางเกษตรมาเปลี่ยนรูปเป็นพลังงานที่เป็นประโยชน์ มีขั้นตอนที่แตกต่างกันจึงมีค่าใช้จ่ายที่แตกต่างกันออกไป ทำให้ต้นทุนต่อน้ำหนักหรือหน่วยความร้อนที่ได้รับก็แตกต่างกันไปด้วยเชื้อเพลิงที่มีต้นทุนต่อน้ำหนักต่ำย่อมมีความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์มากกว่า

● ผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม

วัตถุประสงค์หลักอันหนึ่งในการใช้วัสดุเหลือใช้ทางการเกษตรคือการลดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมที่เกิดจากการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลทั่วไป ซึ่งรวมถึงก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ ก๊าซไนโตรเจนออกไซด์ ฝุ่นละออง ตลอดจนก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ แม้ว่าวัสดุเหลือใช้ทางการเกษตรจะมีการดูดซับก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ในระหว่างการเจริญเติบโตของพืชหรือต้นไม้เหล่านั้น และไม่ถือว่าการเพิ่มก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์สู่บรรยากาศในขณะที่ถูกใช้เป็นเชื้อเพลิง แต่ในกระบวนการเก็บรวบรวม ขนส่ง และเปลี่ยนรูปของวัสดุเหลือใช้ทางการเกษตรนั้น ต้องใช้เชื้อเพลิง มีการใช้พลังงานจากเชื้อเพลิงฟอสซิลด้วย จึงควรมีการพิจารณาผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมโดยรวมในทุกขั้นตอนที่นำวัสดุเหลือใช้ทางการเกษตรมาแปรรูปเพื่อใช้เป็นเชื้อเพลิง

● ผลกระทบทางสังคม

การนำวัสดุเหลือใช้ทางการเกษตรมาแปรรูปเป็นเชื้อเพลิง สามารถนำมาสร้างรายได้ให้กับเกษตรกรเพิ่มขึ้นจากเดิมซึ่งขายได้เฉพาะพืชผลทางการเกษตรเท่านั้น กระบวนการในการนำวัสดุเหลือใช้ทางการเกษตรมาใช้ประโยชน์ทำให้มีความต้องการแรงงานเพิ่มขึ้น เป็นโอกาสให้ชุมชนในบริเวณโดยรอบได้มีงานทำ โดยไม่ต้องเดินทางไปหางานทำในต่างถิ่น ไม่ต้องทิ้งถิ่นฐาน ทิ้งครอบครัว เพื่อไปหางานทำตามเมืองใหญ่ ความเป็นอยู่ของครอบครัวดีขึ้น มีความใกล้ชิดและอบอุ่น อันเป็นแนวทางในการลดปัญหาสังคมได้เป็นอย่างดี

เมื่อเราพิจารณาทางเลือกการใช้เทคโนโลยีแปรรูปที่เหมาะสม โดยวิเคราะห์จากข้อมูล และเกณฑ์ข้างต้น พบว่าเทคโนโลยีการแปรรูปเพื่อนำไปเผาไหม้โดยตรง มีจุดเด่นที่ประเด็นของความหลากหลายของประเภทเชื้อเพลิงที่สามารถนำมาใช้ได้มีค่าสูง ซึ่งหมายถึงสามารถเลือกใช้วัตถุดิบที่นำมาแปรรูปเป็นเชื้อเพลิงได้หลากหลายประเภทมากกว่าวิธีอื่น และเมื่อพิจารณาร่วมกับโครงสร้างทางเศรษฐกิจของประเทศ ที่มีสัดส่วนของการทำเกษตรกรรมสูงมากทั้งในด้านปริมาณและมูลค่า และพืชที่เพาะปลูกมีความหลากหลายเปลี่ยนไปตามแต่ละฤดูกาล จะพบว่าการแปรรูปชีวมวลโดยการเผาไหม้โดยตรงเป็นวิธีการที่มีศักยภาพอย่างมากในการนำมาประยุกต์ใช้และส่งเสริมภายในประเทศ เนื่องจากในพื้นที่เกษตรกรรมส่วนใหญ่จะพบเศษไม้ เศษวัสดุทางการเกษตรอยู่เป็นจำนวนมาก และมักถูกปล่อยทิ้งไว้ในพื้นที่เพาะปลูกของเกษตรกรโดยไม่มีการจัดการที่ดี ไม่มีการรวบรวมหรือคัดแยกอย่างเหมาะสม ทำให้ประสิทธิภาพในการนำมาใช้ยังต่ำอยู่ ดังนั้นการนำชีวมวลมาแปรรูปเพื่อใช้เป็นเชื้อเพลิงในการเผาไหม้โดยตรงจึงมีความเหมาะสม เป็นวิธีการที่ทำให้ใช้ประโยชน์จากวัสดุเหลือใช้จากการเกษตรได้มีประสิทธิภาพสูงสุด แต่ก็ยังต้องคำนึงถึงต้นทุนการเก็บรวบรวมและขนส่ง ซึ่งทำให้การใช้ชีวมวลยังไม่ได้รับความนิยมมากนัก

จากเทคโนโลยีในการแปรรูปเชื้อเพลิงชีวมวลที่มีอยู่ พบว่าเทคโนโลยีแปรรูปแบบชีวมวลอัดเม็ดซึ่งเป็นการแปรรูปเพื่อนำมาเป็นเชื้อเพลิงในการเผาไหม้โดยตรง เป็นแนวทางที่เหมาะสมกับสถานการณ์ของชีวมวลในประเทศไทย เชื้อเพลิงที่ผลิตได้จะถูกนำไปใช้ในกระบวนการเผาไหม้โดยตรงของหม้อไอน้ำ และนำมาใช้เป็นพลังงานความร้อนเป็นหลัก เพราะฉะนั้นควรมองการพัฒนาเทคโนโลยีดังกล่าวให้มีความสอดคล้องกับเทคโนโลยีของหม้อไอน้ำด้วย เพื่อให้คุ้มค่าในการลงทุนเพื่อแปรรูป และการนำไปใช้

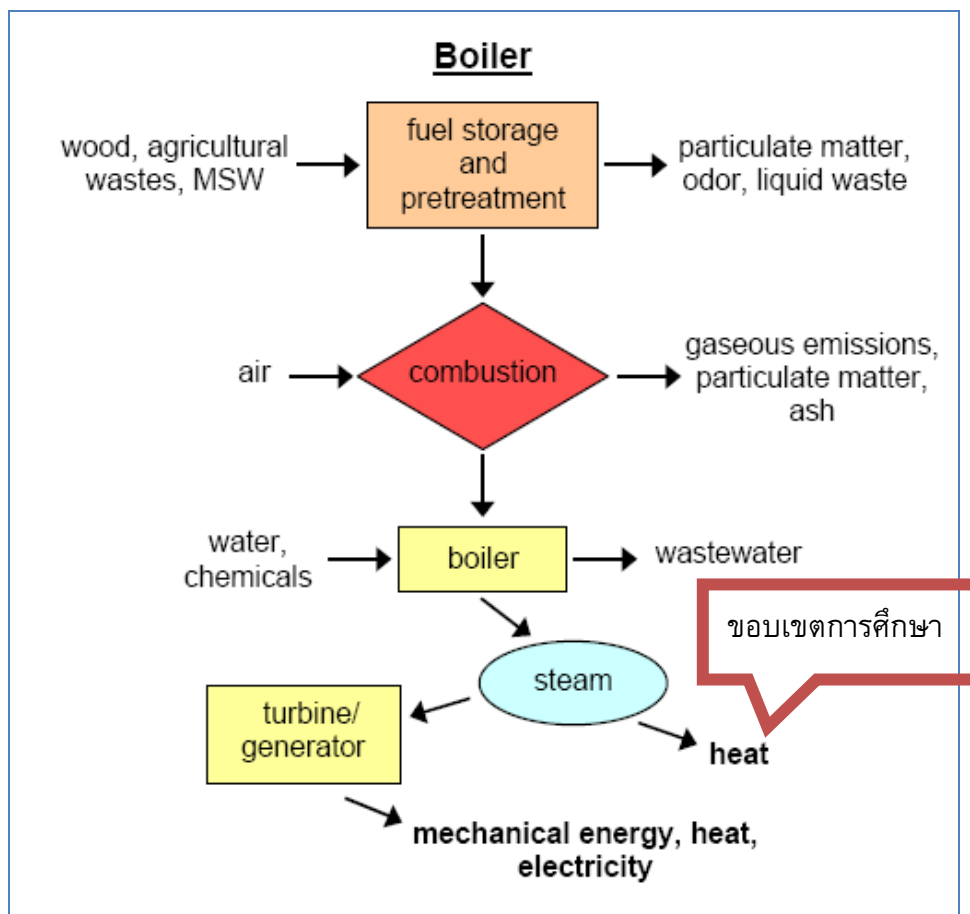
งาน ปัจจุบันพบว่าผู้ใช้หม้อไอน้ำเชื้อเพลิงชีวมวลในประเทศไทยส่วนใหญ่ยังคงใช้เชื้อเพลิงไม้สับ กะลา ปาล์ม และถ่านหิน เป็นหลัก ดังนั้นการสนับสนุนการแปรรูปเชื้อเพลิงชีวมวลก่อนนำมาใช้งานจะสามารถช่วยลดข้อด้อยของชีวมวลในด้านประสิทธิภาพในการเผาไหม้ การขนส่ง และมลพิษที่เกิดจากการเผาไหม้ที่ไม่สมบูรณ์ได้ และช่วยส่งเสริมให้มีการนำชีวมวลมาใช้ในอุตสาหกรรมมากขึ้น เพื่อเป็นแหล่งพลังงานที่สำคัญอีกแหล่งหนึ่งให้กับภาคอุตสาหกรรมต่อไป นอกจากนี้ควรพิจารณาถึงการบริหารจัดการเศษวัสดุเหลือใช้ ให้สามารถเก็บรวบรวมได้สะดวก และใช้ต้นทุนต่ำ จะเป็นการช่วยเสริมให้การแปรรูปชีวมวลอัดเม็ดมีความเหมาะสมมากยิ่งขึ้นด้วย

สำหรับเทคโนโลยีแก๊สซิฟิเคชัน ซึ่งมีจุดเด่นด้านความหลากหลายของวัตถุดิบเช่นเดียวกับการเผาไหม้โดยตรง แต่เนื่องจากเป็นเทคโนโลยีที่ต้องลงทุนสูง และมักใช้กับการผลิตไฟฟ้า วิธีการนี้จึงยังไม่เหมาะสมที่จะนำมาใช้ส่งเสริมเพื่อให้เกิดการใช้ชีวมวลแพร่หลายมากขึ้นในประเทศ

บทที่ 6 เทคโนโลยีการเผาไหม้เชื้อเพลิงชีวมวล

เชื้อเพลิงชีวมวลประกอบด้วยธาตุต่างๆ ดังนี้ คือ คาร์บอน (C) ออกซิเจน (O_2) ไฮโดรเจน (H_2) และธาตุอื่นๆ ที่สำคัญได้แก่ ไนโตรเจน (N) และซัลเฟอร์ (S) เนื่องจากจะทำให้เกิดก๊าซไนโตรเจนออกไซด์ (NO_x) และซัลเฟอร์ไดออกไซด์ (SO_2) ซึ่งเป็นก๊าซที่มีผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมเมื่อเกิดการเผาไหม้ที่อุณหภูมิเหมาะสม ดังนั้น จึงควรเลือกระบบการเผาไหม้ของเชื้อเพลิงแข็งให้เหมาะสมกับประเภทของชีวมวลแต่ละชนิด

การเผาไหม้เชื้อเพลิงชีวมวลมีการใช้งานในหลายลักษณะ ทั้งนำไปเป็นความร้อนสำหรับภาคครัวเรือนเพื่อการหุงต้มอาหาร หรือเป็นความร้อนสำหรับภาคอุตสาหกรรม และยังสามารถนำไปใช้ เป็นความร้อนสำหรับกระบวนการผลิตไฟฟ้า โดยในการศึกษาวิจัยนี้จะมุ่งเน้นที่เทคโนโลยีที่เหมาะสมสำหรับการเผาไหม้เชื้อเพลิงชีวมวลในหม้อไอน้ำสำหรับผลิตไอน้ำเพื่อนำไปใช้ เป็นความร้อนในภาคอุตสาหกรรมเท่านั้น เนื่องจากเป็นลักษณะการใช้งานที่มีศักยภาพในการใช้ชีวมวลสูง ดังแสดงในภาพที่ 6-1



ภาพที่ 6-1 ระบบการเผาไหม้ของเชื้อเพลิงแข็งในหม้อไอน้ำ

6.1 ระบบการเผาไหม้เชื้อเพลิงแข็ง

6.1.1 ระบบการป้อนเชื้อเพลิงโดยใช้แรงงานคน

เป็นระบบที่มีใช้อยู่ดั้งเดิมโดยการใช้คนตักเชื้อเพลิงป้อนเข้าสู่เตา ประสิทธิภาพของระบบจะขึ้นอยู่กับความชำนาญและความเอาใจใส่ของแรงงาน

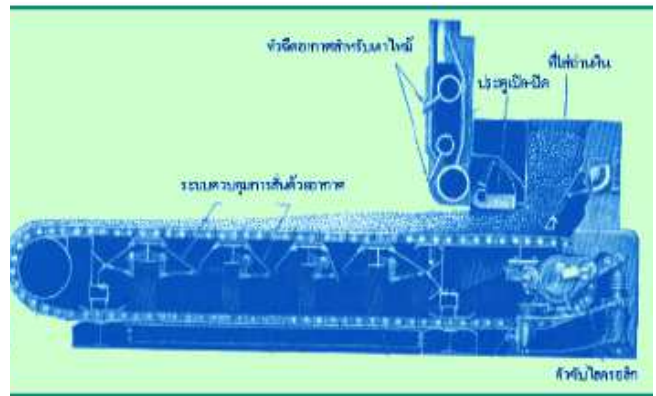
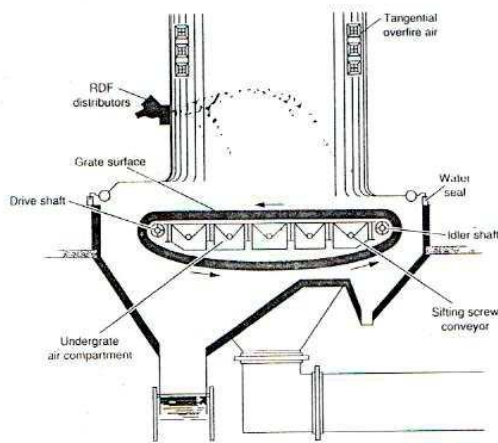
6.1.2 ระบบการป้อนเชื้อเพลิงแบบสโตกเกอร์ (Stoker)

เป็นระบบที่ใช้เครื่องจักรป้อนเชื้อเพลิงแทนแรงงานคนโดยมีกลไกที่ไม่ซับซ้อนมากนัก มีราคาถูก และสามารถออกแบบให้ใช้ได้กับเชื้อเพลิงแข็งได้หลายชนิด หลายขนาด ยังเป็นที่นิยมใช้กันมากในปัจจุบัน โดยเฉพาะขนาดเล็กที่ใช้ในครัวเรือน ตลอดจนธุรกิจอุตสาหกรรม เป็นการเผาไหม้เชื้อเพลิงขณะวางอยู่บนตะแกรงเตา มีอากาศส่วนแรกป้อนเข้าจากด้านล่าง และอากาศส่วนที่สองป้อนจากด้านบนเหนือเบด โดยระบบสโตกเกอร์สามารถแบ่งออกได้ตามลักษณะการป้อนเชื้อเพลิง คือ ระบบสโตกเกอร์ที่มีการป้อนเชื้อเพลิงทางด้านบน (Overfeed Stoker) และระบบสโตกเกอร์ที่มีการป้อนเชื้อเพลิงทางด้านล่าง (Underfeed Stoker)

ลักษณะเด่นของระบบการป้อนเชื้อเพลิงแบบสโตกเกอร์ คือ มีให้เลือกหลายขนาด ตั้งแต่เล็กจนถึงใหญ่ การควบคุมง่าย สามารถเปิดเตาและเร่งเตาขึ้นใช้ได้ทันที ใช้พลังงานในการเตรียมเชื้อเพลิงน้อย (ไม่ต้องมีการบด) แต่มีข้อเสีย คือ มีส่วนประกอบที่ต้องเคลื่อนไหวขนาดใหญ่ และรับความร้อนตลอดเวลา ทำให้ต้องเสียค่าใช้จ่ายบำรุงรักษามาก ใช้พื้นที่ติดตั้งส่วนเตามาก อัตราการปลดปล่อยความร้อนต่อปริมาตรต่ำกว่าระบบการเผาไหม้แบบอื่น และระบบสโตกเกอร์มีขีดความสามารถในการผลิตไอน้ำต่ำ สามารถแบ่งออกได้ ดังนี้

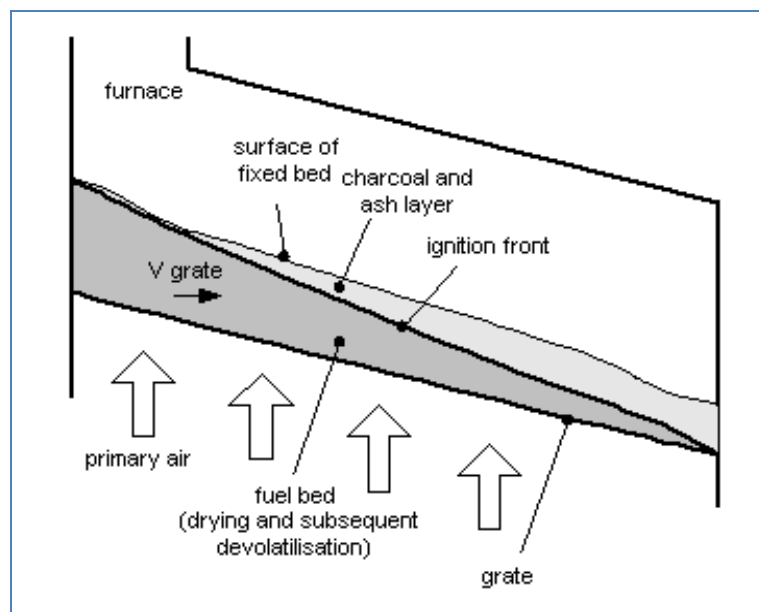
6.1.2.1 ระบบสโตกเกอร์ที่มีการป้อนเชื้อเพลิงทางด้านบน (Overfeed Stoker)

ระบบสโตกเกอร์ที่มีการป้อนเชื้อเพลิงทางด้านบน (Overfeed Stoker) เป็นแบบตะแกรงเลื่อน (Traveling Grate Stoker) จะมีการป้อนเชื้อเพลิงจากถังพักให้ร่วงลงสู่พื้นตะแกรงที่เคลื่อนที่ไปข้างหน้าช้าๆ ตลอดเวลา ในที่นี้จะรวมถึงระบบการเผาไหม้แบบ Fixed grates, Moving grates, Rotating grates และ Traveling grates ด้วย ซึ่งระบบ Overfeed Stoker มีจุดเด่นที่แตกต่างจากระบบ Underfeed stoker คือ สามารถเผาไหม้เชื้อเพลิงแข็งได้หลายชนิด หลายขนาด ที่ความชื้นสูงได้ และไม่มีปัญหาเรื่องข้อจำกัดของขี้เถ้า รวมทั้งที่สำคัญที่สุด ระบบ Overfeed Stoker จะมีการเติมเชื้อเพลิงทางด้านบนที่แพร่กระจายอย่างสม่ำเสมอเท่าๆ กันในทุกพื้นที่ และยังสามารถควบคุมให้มีปริมาณอากาศในห้องเผาไหม้อย่างเหมาะสมทำให้เกิดการเผาไหม้ที่สมบูรณ์



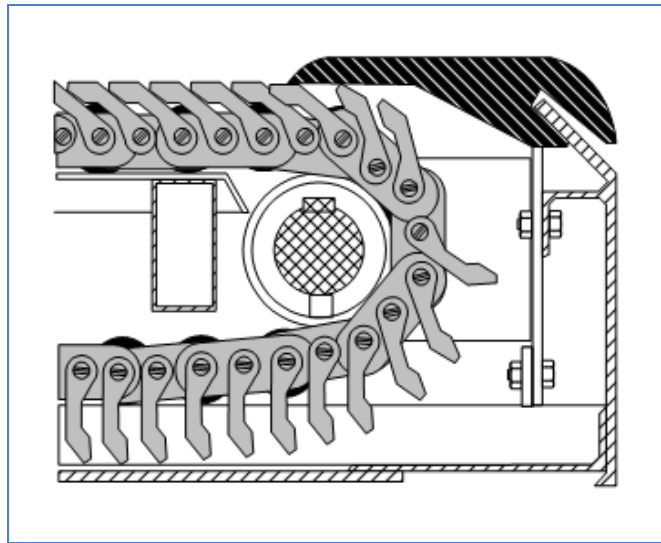
ภาพที่ 6-2 ตัวอย่างระบบสโตเกอร์ที่มีการป้อนเชื้อเพลิงทางด้านบน (Overfeed Stoker)

- แบบ **Incline / Fixed grate stoker** มีโครงสร้างแบบง่าย ๆ ตะกรับจะยึดติดอยู่กับที่ โดยเชื้อเพลิงจะป้อนเข้าสู่หม้อไอน้ำทางด้านบน ซึ่งสามารถปรับระดับความสูงต่ำได้จากนั้นเชื้อเพลิงค่อย ๆ ไหลลาดเอียงลงสู่ห้องเผาไหม้ ทางด้านต้นทุนค่าก่อสร้างค่อนข้างถูก ข้อเสีย คือประสิทธิภาพต่ำ น้ำขึ้นไถ้ออกยาก และบางครั้งเชื้อเพลิงค้างอยู่กลางตะกรับ ทำให้ประสิทธิภาพการเผาไหม้ลดลง โครงสร้างนี้ส่วนใหญ่ใช้ในโรงงานน้ำตาล โรงงานน้ำมันปาล์ม และโรงสีข้าว แสดงดังภาพที่ 6-3



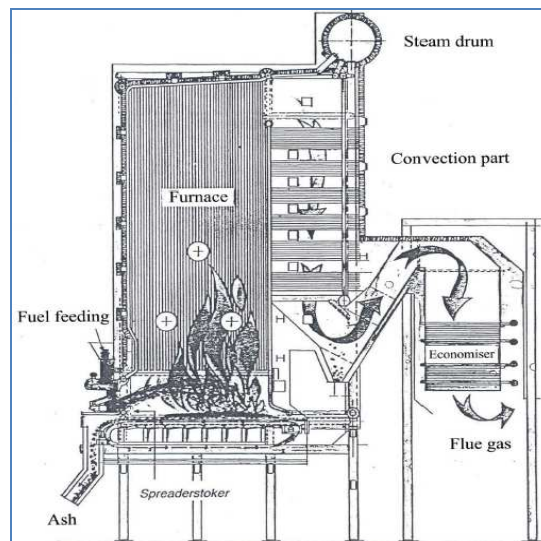
ภาพที่ 6-3 ระบบสโตเกอร์แบบตะกรับเอียง

- แบบ **Traveling grate stoker** โครงสร้างของตะกรับจะเคลื่อนที่ตลอดเวลา คล้ายดินตะขารถถัง โดยตะกรับส่วนใหญ่จะทำมาจากโลหะผสมหรือเหล็ก ซึ่งสามารถควบคุมความเร็วได้ตามต้องการ เหมาะสำหรับเชื้อเพลิงที่มีขนาดใกล้เคียงกันและมีสัดส่วนชีไถ้อาก มาก เช่น แกลบ อย่างไรก็ตามโครงสร้างนี้ไม่เหมาะกับการเผาไหม้เชื้อเพลิงหลายชนิดพร้อมกัน เพราะเชื้อเพลิงจะถูกเผาไหม้หมดไม่พร้อมกัน แสดงดังภาพที่ 6-4



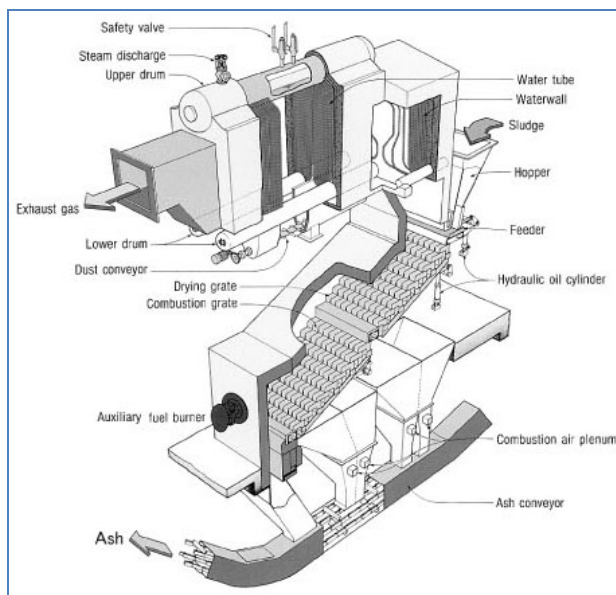
ภาพที่ 6-4 ระบบสโตเกอร์แบบตะแกรงเคลื่อนที่

- แบบ **Spreader fired stoker** โครงสร้างนี้พัฒนามาจาก Traveling grate stoker โดยนำเชื้อเพลิงมาบดให้ละเอียดและพ่นเข้าเตา มีประสิทธิภาพการเผาไหม้สูงขึ้น เพราะเชื้อเพลิงสัมผัสอากาศทั่วถึง แต่ต้นทุนค่าก่อสร้างสูง แสดงดังภาพที่ 6-5



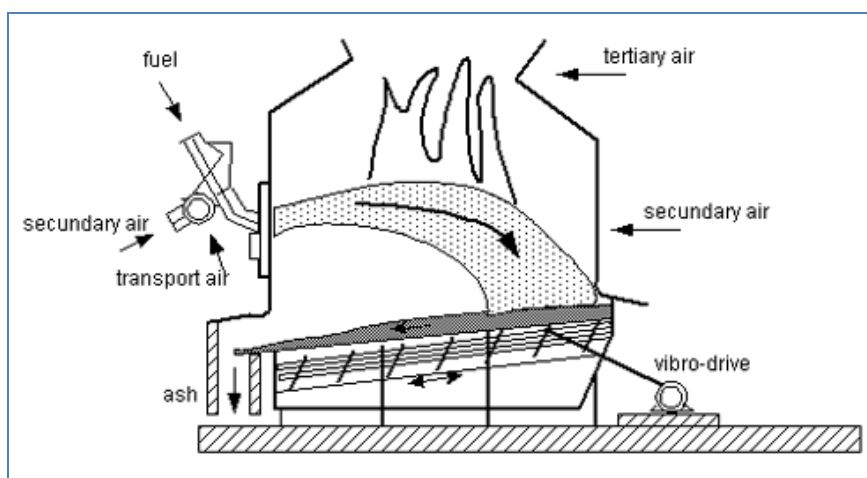
ภาพที่ 6-5 ห้องเผาไหม้แบบ Spreader stoker

- แบบ **Step grate stoker** มีโครงสร้างคล้ายกับขั้นบันได เชื้อเพลิงจะถูกผลักลงทีละขั้นทำให้มีโอกาสพลิกไปมา ประสิทธิภาพการเผาไหม้ดีขึ้น เหมาะกับการใช้เชื้อเพลิงหลายชนิดแสดงดังภาพที่ 6-6



ภาพที่ 6-6 หอเผาไหม้แบบชั้นบันได

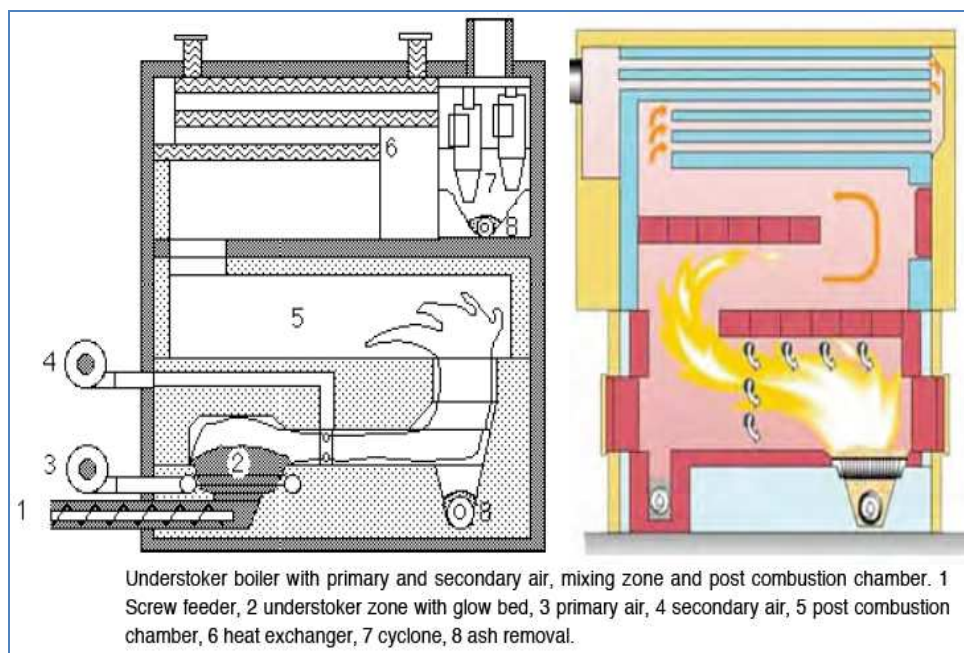
- แบบ **Vibrating grate stoker** ตะกรับจะสั่นเพื่อให้เชื้อเพลิงค่อยๆ ไหลลงจากต้นทางถึงปลายทาง ซึ่งสามารถปรับความเร็วของการสั่นได้ตามความเหมาะสมของการใช้เชื้อเพลิงแต่ละชนิด และการสั่นจะทำให้ขี้เถ้าไหลลงสะดวก เป็นการเพิ่มประสิทธิภาพการเผาไหม้ ระบบนี้ส่วนใหญ่จะใช้ในโรงงานน้ำตาล แสดงดังภาพที่ 6-7



ภาพที่ 6-7 หอเผาไหม้แบบตะกรับสั่น

6.1.2.2 ระบบสโตเกอร์ที่มีการป้อนเชื้อเพลิงทางด้านล่าง (Underfeed Stoker) ระบบสโตเกอร์ที่มีการป้อนเชื้อเพลิงทางด้านล่าง เป็นแบบมีอุปกรณ์ดันเชื้อเพลิงเข้าด้านล่างในแนวนอนหรือสายพานเกลียว เชื้อเพลิงถูกดันเป็นกองพูน เชื้อเพลิงที่เผาไหม้แล้วกลายเป็นขี้เถ้า ซึ่งจะถูกดันให้ตกลงด้านข้างที่มีช่องให้ขี้เถ้าสะสม ต้องนำออกเป็นระยะโดยแรงงานคน ทำการป้อนอากาศเข้าด้วยพัดลม ทำให้เกิดกระแสลมแรงแบบบังคับผ่านช่องอากาศที่อยู่เหนือเบด โดยทั่วไปจะเหมาะสมกับระบบการเผาไหม้ขนาดเล็ก ซึ่งระบบการป้อนเชื้อเพลิงทางด้านล่าง มีจุดเด่นอยู่ที่ราคาถูกและสามารถออกแบบให้ใช้ได้กับเชื้อเพลิงแข็งได้หลายชนิด

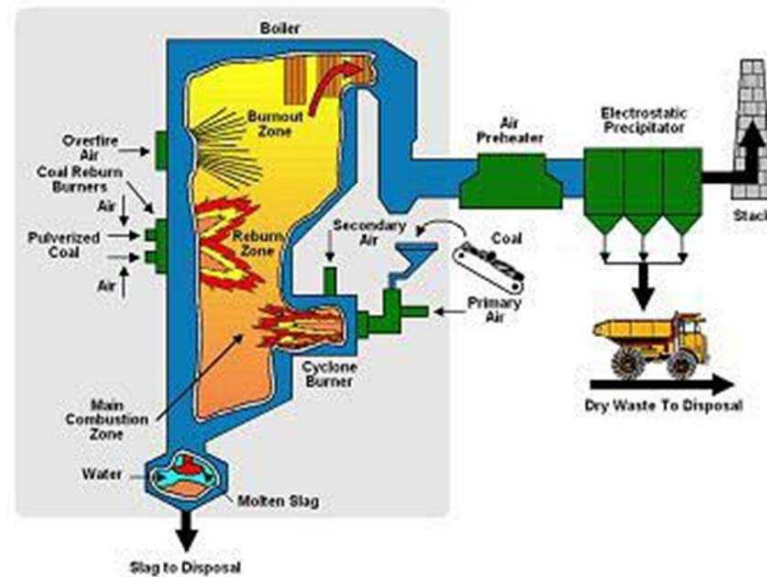
หลายขนาด รวมทั้งการควบคุมการเผาไหม้สามารถทำได้ง่าย ไม่ยุ่งยากซับซ้อน เมื่อเทียบกับเทคโนโลยีการเผาไหม้ในรูปแบบอื่นๆ โดยการทำงานของระบบ ระบบการป้อนเชื้อเพลิงทางด้านล่าง จะมีการป้อนเชื้อเพลิงและจะใช้ Screw ในการถูกลำเลียงเชื้อเพลิงเข้าสู่ห้องเผาไหม้อย่างต่อเนื่อง แต่ข้อจำกัดของระบบการป้อนเชื้อเพลิงทางด้านล่าง คือ ชนิดของเชื้อเพลิงที่ใช้ในการเผาไหม้จะต้องมีชี้เล็กน้อย เช่น เศษไม้ และที่สำคัญจะต้องควบคุมปริมาณอากาศในห้องเผาไหม้ให้เหมาะสม เพราะถ้าปริมาณอากาศในห้องเผาไหม้ไม่เหมาะสมก็จะเกิดการเผาไหม้ที่ไม่สมบูรณ์ขึ้น ทำให้เกิดชี้เถ้าที่ยังเผาไหม้ไม่สมบูรณ์ ซึ่งจะเป็นปัญหาในการเคลื่อนย้ายชี้เถ้าออกมาจากห้องเผาไหม้ รวมทั้งถ้าเชื้อเพลิงไหนมีราคาแพงก็จะเป็นการสูญเสียเงินโดยเปล่าประโยชน์จากการเผาไหม้ไม่สมบูรณ์ แสดงดังภาพที่ 6-8



ภาพที่ 6-8 ตัวอย่างระบบสโตเกอร์ที่มีการป้อนเชื้อเพลิงทางด้านล่าง (Underfeed Stoker)

6.1.3 ระบบพัลเวอร์ไรซ์ (Pulverized)

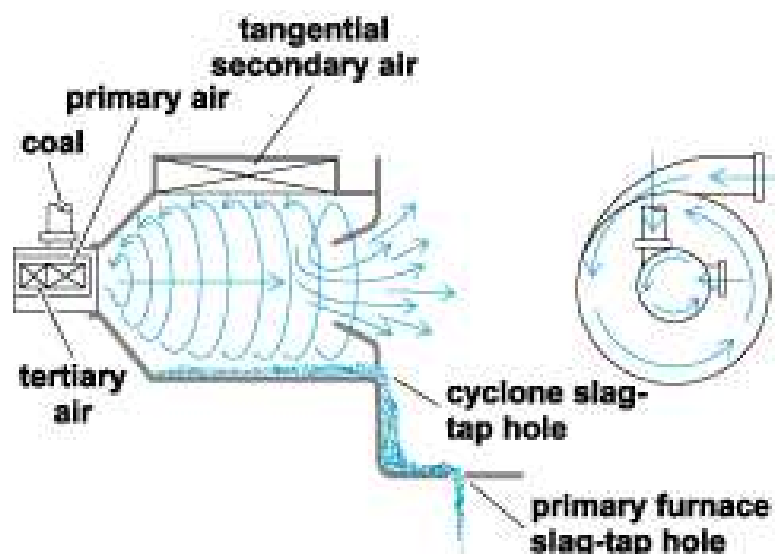
การเผาไหม้เชื้อเพลิงของระบบพัลเวอร์ไรซ์จะเกิดขึ้นในลักษณะเชื้อเพลิงที่ถูกแขวนลอย ดังนั้น ขนาดของเชื้อเพลิงที่ถูกป้อนเข้าสู่เตาจะต้องมีขนาดเล็กสามารถแขวนลอยอยู่ได้ในอากาศ อากาศส่วนแรกที่ถูกป้อนเข้าสู่เตาจะถูกอุ่นก่อนเพื่อช่วยในการอบแห้งเชื้อเพลิง อากาศส่วนที่สองจะถูกส่งเข้าสู่เตาโดยตรงเพื่อช่วยทำให้เกิดการเผาไหม้ที่สมบูรณ์ ชี้เถ้าที่เกิดขึ้นจะถูกปล่อยออกมากับไอเสีย แสดงดังภาพที่ 6-9



ภาพที่ 6-9 การเผาไหม้เชื้อเพลิงของระบบฟัลเวอร์ไรซ์ (Pulverized)

6.1.4 ระบบไซโคลน (Cyclone)

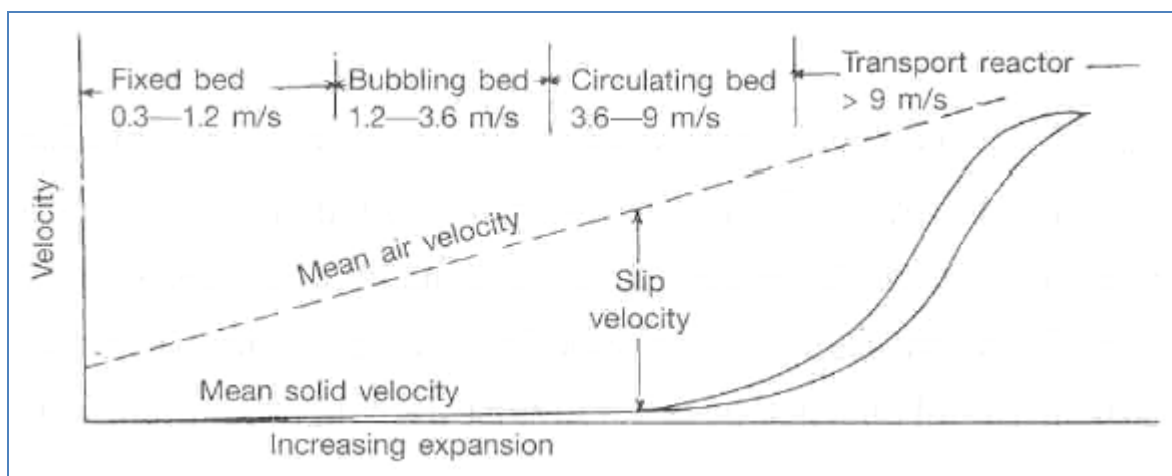
ระบบนี้ได้พัฒนาขึ้นมาเพื่อแก้ไขข้อบกพร่องของการเผาไหม้เชื้อเพลิงของระบบฟัลเวอร์ไรซ์ เชื้อเพลิงที่ถูกป้อนเข้าสู่เตาอาศัยแรงโน้มถ่วงเช่นเดียวกับระบบฟัลเวอร์ไรซ์แต่ไม่จำเป็นต้องบดเชื้อเพลิงให้มีขนาดเล็ก สามารถลดค่าใช้จ่ายของการบดเชื้อเพลิงลงได้ การเผาไหม้ระบบไซโคลน จะใช้หัวเผาแบบ Horizontal water-cooled ขนาดเล็กทำให้เตาเผา ระบบไซโคลนมีขนาดเล็กกว่าเตาเผา ระบบฟัลเวอร์ไรซ์ เมื่อคิดต่อหน่วยปริมาตร อากาศที่เข้าสู่เตาจะอยู่ในแนวสัมผัสกับผนังของห้องเผาไหม้ซึ่งจะทำให้เชื้อเพลิงเคลื่อนที่แบบปั่นป่วนในห้องเผาไหม้ทำให้การเผาไหม้เป็นไปอย่างทั่วถึงและสมบูรณ์ยิ่งขึ้น อุณหภูมิของการเผาไหม้จะสูงถึง 1,650 องศาเซลเซียส ทำให้ 30-50 เปอร์เซ็นต์ของเถ้าหลอมเป็นซีโลทะเลว (Liquid Slag) ส่วนที่เหลืออีก 50-70 เปอร์เซ็นต์จะเป็นเถ้าลอยปนมากับก๊าซไอเสีย แสดงดังภาพที่ 6-10



ภาพที่ 6-10 การเผาไหม้เชื้อเพลิงของระบบไซโคลน (Cyclone)

6.1.5 ระบบฟลูอิดไดซ์เบด (Fluidized Bed)

เป็นการป้อนกระแสแก๊ส (หรือของไหลอื่น) ผ่านด้านล่างของเบดที่บรรจุอนุภาคของแข็ง ที่ความเร็วระดับหนึ่ง กระแสดังกล่าวจะเพียงพอที่จะดันให้เบดขยายตัวขึ้นจนกระทั่งอนุภาคอยู่ในสภาวะแขวนลอย และหมุนวนอยู่ในกระแสแก๊สอย่างสม่ำเสมอ โดยยังคงรักษาระดับความสูงของเบดไว้คงที่ ความเร็วนี้เรียกว่า ความเร็วต่ำสุดที่จะทำให้เกิดสภาวะฟลูอิด-ไดซ์ (minimum fluidizing velocity) ถ้าความเร็วสูงขึ้น เบดจะปรับตัวอยู่ในสภาวะที่มีช่องว่างกระจายอยู่ทั่วไป เรียกว่า เบดเดือดเป็นฟอง (bubbling bed) ที่ความเร็วสูงขึ้นอีก อนุภาคจะเริ่มถูกเป่าไล่ออกไปจากเบด ซึ่งนำกลับมาป้อนเบดใหม่ได้ เรียกว่า เบดหมุนเวียน (circulating bed) และที่ความเร็วสูงมาก แก๊สจะทำหน้าที่เป่าไล่อนุภาคไปตามท่อส่ง (transport reactor)

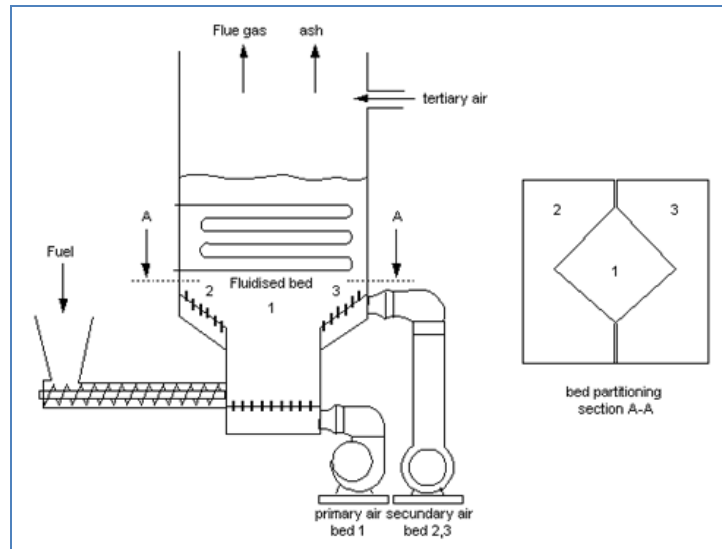


ภาพที่ 6-11 การเกิดสภาวะฟลูอิดไดซ์ ระดับต่างๆ เปรียบเทียบกับเบดนิ่ง

ในสภาวะฟลูอิดไดซ์อย่างสม่ำเสมอ อนุภาคของแข็งจะหมุนเวียนโดยมีกระแสแก๊สหมุนวนและพัดผ่านตลอดเวลา ทำให้เกิดการถ่ายโอนมวลและความร้อนที่พื้นผิวอย่างดียิ่ง มีผลให้อัตราการเกิดปฏิกิริยาสูงมากและสม่ำเสมอตลอดทั้งช่วงความสูง และพื้นที่หน้าตัดของเบด โดยฟลูอิดไดซ์เบดที่ใช้ในการเผาไหม้เชื้อเพลิงมักบรรจุวัสดุเฉื่อย เช่น ทราบาย และถ่านเชื้อเพลิง ตลอดจนปูนขาวไว้ และมีเชื้อเพลิงอยู่ในเบดเพียงประมาณ 1-5 เปอร์เซ็นต์ เมื่อป้อนเชื้อเพลิงขนาดเล็ก (น้อยกว่า 32 มิลลิเมตร) เข้าไปในเบดที่มีอากาศพ่นขึ้นมา อากาศที่ใช้อยู่ในช่วง 122-366 เซนติเมตรต่อวินาที (4-12 ฟุตต่อวินาที) ทำให้เชื้อเพลิงหมุนวนอยู่ในเบดที่มีสภาพคล้ายของไหลระดับอนุกรมในเบด อยู่ระหว่าง 750-1,000 องศาเซลเซียส ทำให้อัตราการปลดปล่อยแก๊สกลุ่มไนโตรเจนออกไซด์ต่ำ แต่การเผาไหม้สมบูรณ์ได้ถึงร้อยละ 97-99 ทำให้ใช้เชื้อเพลิงคุณภาพต่ำได้ นอกจากนี้สามารถเติมสารดูดซับ เช่น ปูนขาวเข้าไปทำปฏิกิริยากับแก๊สซัลเฟอร์ไดออกไซด์ในเบดได้ โดยระบบฟลูอิดไดซ์เบด (Fluidized Bed) สามารถแบ่งออกได้ ดังนี้

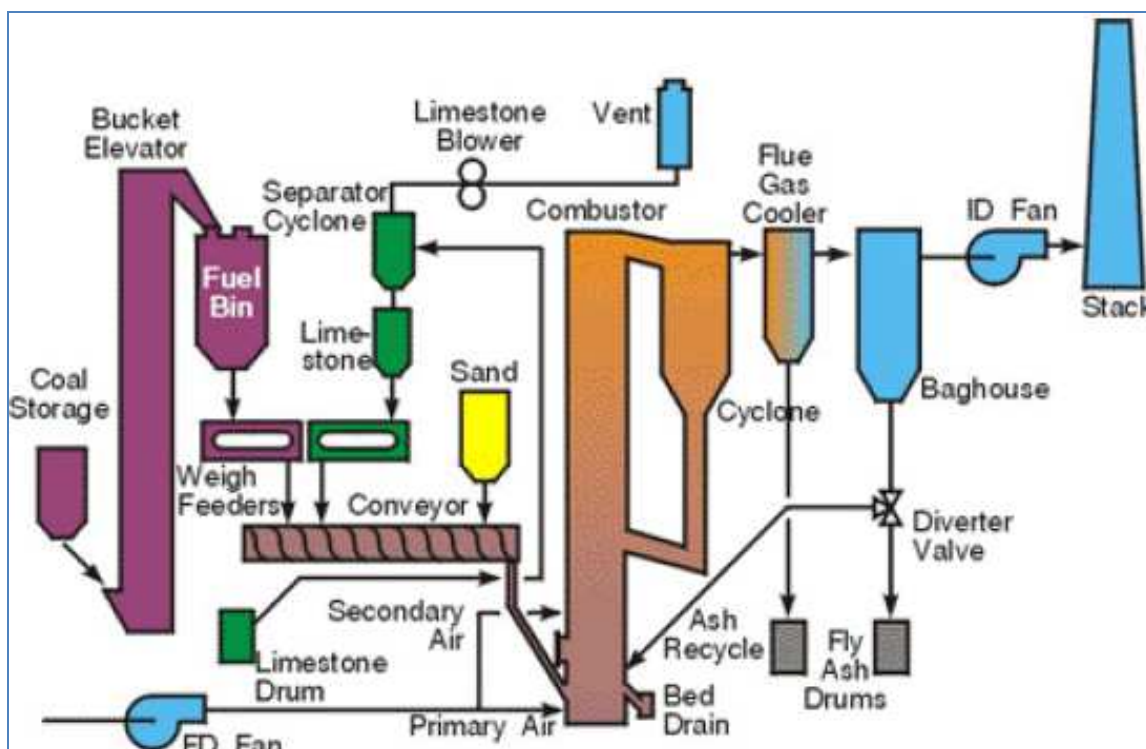
6.1.5.1 ระบบ Bubbling Fluidized Bed (BFB) (ระบบการเผาไหม้เชื้อเพลิงแบบเดือด) ลักษณะการทำงาน คือ เชื้อเพลิงจะไหลจากด้านบนลงมาสู่ห้องเผาไหม้ด้านล่าง โดยที่ฐานห้องเผาไหม้จะมีทราบยับอยู่ด้านบนของท่ออากาศ ที่ควบคุมความเร็วของอากาศที่ป้อนเข้าห้องเผาไหม้อยู่ที่ 1-2.5 เมตรต่อวินาที ซึ่งโดยทั่วไปในห้องเผาไหม้จะมีอุณหภูมิอยู่ที่ 800-900

องศาเซลเซียส และในห้องเผาไหม้จะมีส่วนผสมของทรายอยู่ที่ 98 เปอร์เซ็นต์ และที่เหลือเป็นเชื้อเพลิง ซึ่งมีจำนวนเล็กน้อย โดยจุดเด่นของระบบ BFB คือรองรับความชื้นของเชื้อเพลิงได้หลากหลาย และการเผาไหม้สามารถผสมเชื้อเพลิงหลายชนิดเข้าสู่อ่างเผาไหม้ได้ เช่น ไม้ผสมกับฟางข้าว เป็นต้น ซึ่งระบบ BFB จะเหมาะสมกับระบบขนาดใหญ่ที่มีหม้อไอน้ำที่กำลังการผลิตมากกว่า 10 MW แสดงดังภาพที่ 6-12



ภาพที่ 6-12 การเผาไหม้ฟลูอิดไดซ์เบดแบบเดือด (Bubbling Fluidized Bed)

6.1.5.2 ระบบ Circulating Fluidized Bed (CFB) (ระบบการเผาไหม้เชื้อเพลิงขณะลอยตัวและหมุนเวียน) เป็นการเผาไหม้เชื้อเพลิงขณะลอยตัวและหมุนเวียน (ความเร็วของอากาศที่ป้อนเข้าห้องเผาไหม้อยู่ที่ 5-10 เมตรต่อวินาที) โดยจะมีการแยกเอากำมะถันออกระหว่างการเผาไหม้ และการเผาไหม้แบบฟลูอิดไดซ์เบด จะประกอบไปด้วยอนุภาคของแข็ง อยู่ในสภาวะผสมเข้ากับของไหลที่ไหลผ่านตัวมันด้วยความเร็วสูง พอที่จะทำให้อนุภาคแยกออกจากกัน และสามารถลอยตัวอยู่ได้ด้วยการไหล ในการเผาไหม้แบบฟลูอิดไดซ์เบดเชื้อเพลิงก้อนเล็กขนาดระหว่าง 1/4 และ 3/4 นิ้วจะถูกป้อนเข้าสู่เบดเหนือตะแกรง โดยอากาศจะถูกเป่าเข้าสู่ด้านล่างตะแกรง ทำให้เชื้อเพลิงลอยขึ้นมาและทำการเผาไหม้โดยก๊าซที่ได้จะมีคาร์บอนส่วนที่ยังเผาไหม้ไม่หมดปนออกไป และจะถูกแยกโดยเครื่องแยกแบบไซโคลน และจะส่งกลับมายังเบดเพื่อเผาไหม้ต่อให้สมบูรณ์ แสดงดังภาพที่ 6-13



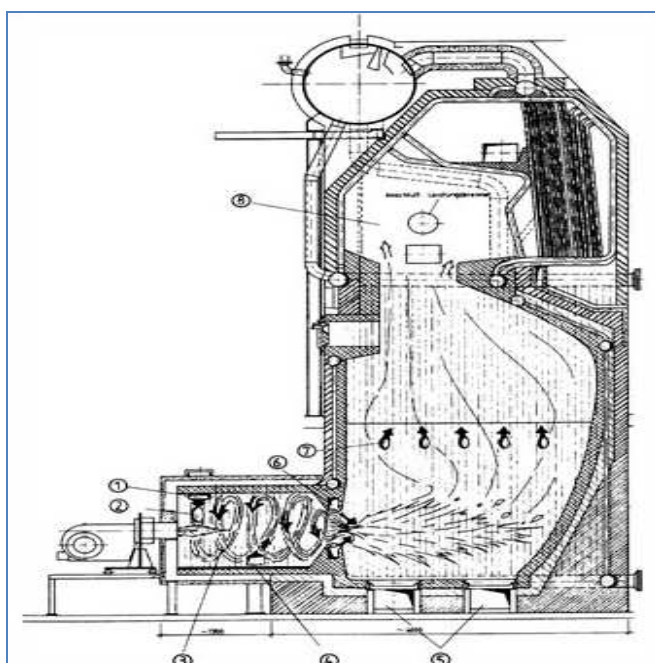
ภาพที่ 6-13 การเผาไหม้ฟลูอิดไดซ์เบดแบบหมุนเวียน (Circulating Fluidized Bed)

ข้อดีที่สำคัญของการเผาไหม้แบบฟลูอิดไดซ์เบดก็คือ การเผาไหม้จะมีการแยกเอาซัลเฟอร์ไดออกไซด์ ซึ่งเป็นก๊าซพิษและมักจะเกิดในการเผาไหม้ทั่วไปออกไปได้ การลดซัลเฟอร์ไดออกไซด์ทำได้โดยการเติมหินปูนเข้าไปกับเชื้อเพลิงแข็ง หินปูนจะประกอบไปด้วย CaCO_3 และในบางครั้งก็มี MgCO_3 ซึ่งจะทำหน้าที่ร่วมกับ อากาศส่วนที่เหลือจากการเผาไหม้ดูดซับซัลเฟอร์ไดออกไซด์ ส่วนหินปูนเมื่อถูกเผาที่อุณหภูมิประมาณ 800-850 องศาเซลเซียส จะกลายเป็นแคลเซียมทำปฏิกิริยากับซัลเฟอร์ไดออกไซด์เกิดเป็นยิปซัม (ที่สัดส่วนที่ใช้ระหว่างแคลเซียม/กำมะถัน เท่ากับ 2 และอุณหภูมิของการเผาไหม้ที่ 800 องศาเซลเซียส ประสิทธิภาพการกำจัดกำมะถันอยู่ที่ประมาณ 80 เปอร์เซ็นต์) และข้อดีอีกอย่างของการเผาไหม้แบบนี้ก็คือเผาไหม้ที่อุณหภูมิไม่สูงมาก ทำให้สามารถใช้โลหะที่มีราคาถูกกว่าเป็นอุปกรณ์ได้และมี NO_x ที่เกิดจากการเผาไหม้น้อย เหมาะกับเชื้อเพลิงที่มีความชื้นสูงและเผาไหม้เชื้อเพลิงได้หลากหลายชนิดพร้อมกัน ประสิทธิภาพในการเผาไหม้สูงกว่า 99.5 เปอร์เซ็นต์ส่วนประสิทธิภาพโดยรวมมากกว่า 85 เปอร์เซ็นต์ ซึ่งระบบ CFB จะเหมาะสมกับระบบขนาดใหญ่ที่มีหม้อไอน้ำกำลังการผลิตมากกว่า 30 MW

6.1.6 ระบบการเผาไหม้แบบ Dust combustion

ระบบนี้เหมาะสมกับเชื้อเพลิงที่มีอนุภาคขนาดเล็กมากๆ โดยมีขนาดเส้นผ่าศูนย์กลางเฉลี่ยน้อยกว่า 2 มิลลิเมตร เช่น ขี้เลื่อย จะถูกพ่นโดยลมเข้าสู่ห้องเผาไหม้ (ขนาดเส้นผ่าศูนย์กลางสูงสุดที่ระบบยอมรับได้ คือ 10-20 มิลลิเมตร แต่ต้องระมัดระวังความเสียหายที่อาจเกิดขึ้นกับ

ระบบ) ส่วนความชื้นของเชื้อเพลิงที่ยอมรับได้โดยปกติไม่ควรเกิน 20 เปอร์เซ็นต์ ซึ่งระบบการเผาไหม้แบบ Dust combustion จะมีคุณภาพดีที่สุด เพราะจะเกิดการเผาไหม้อย่างสมบูรณ์ แม้แต่ช่วงเร่งการเผาไหม้ การควบคุมการทำงานของระบบจะต้องใช้ความระมัดระวังอย่างมาก ตั้งแต่การป้อนเชื้อเพลิง เมื่อเชื้อเพลิงและอากาศผสมกันจะถูกพ่นเข้าสู่ห้องเผาไหม้รูปทรงกระบอก และจะไหลวนเวียนอยู่ในนั้น โดยใช้แก๊สในการช่วยในการให้เชื้อเพลิงไหลวนเวียนอยู่ในห้องเผาไหม้ พลังงานความร้อนและอุณหภูมิจะสูงมากบริเวณผนังของห้องเผาไหม้ ซึ่งระบบนี้จะคล้ายกับระบบแก๊สซิฟิเคชันเนื่องจากการใช้เชื้อเพลิงที่มีอนุภาคขนาดเล็กเหมือนกัน แสดงดังภาพที่ 6-15



ภาพที่ 6-14 การเผาไหม้แบบ Dust combustion

6.2 เทคโนโลยีระบบการเผาไหม้ของเชื้อเพลิงแข็งในหม้อไอน้ำในต่างประเทศ

ตารางที่ 6-1 เทคโนโลยีระบบการเผาไหม้ของเชื้อเพลิงแข็งของต่างประเทศ

ลำดับ	ประเทศ	ระบบสโตกเกอร์ (Stoker)		ระบบพัลเวอร์ไรซ์ (Pulverized)	ระบบไซโคลน (Cyclone)	ระบบฟลูอิดไดซ์เบด (Fluidized Bed)		ระบบ Dust combustion
		การป้อนเชื้อเพลิง ทางด้านล่าง (Underfeed Stoker)	การป้อนเชื้อเพลิง ทางด้านบน (Overfeed Stoker)			ระบบ Bubbling Fluidized Bed (BFB)	ระบบ Circulating Fluidized Bed (CFB)	
1	โปรตุเกส	✓	✓	✓	-	✓	✓	-
2	สวีตเซอร์แลนด์	✓	✓	-	-	✓	✓	✓
3	กลุ่มประเทศ อเมริกา, อังกฤษ, ตุรกีและออสเตรีย	✓	✓	-	-	✓	✓	-
4	กลุ่มประเทศ IEA ¹	✓	✓	-	-	✓	✓	✓

¹ European Commission participate in IEA Bioenergy : Australia, Austria, Belgium, Brazil, Canada, Croatia, Denmark, Finland, France, Germany, Ireland, Italy, Japan, Netherlands, New Zealand, Norway, South Africa, Sweden, Switzerland, United Kingdom, USA

ตารางที่ 6-2 การเปรียบเทียบระบบการเผาไหม้แต่ละประเภท (กลุ่มประเทศ อเมริกา, อังกฤษ, ตุรกี และออสเตรีย)

Boiler Type	Typical fuel	Moisture	Fuel flexibility	Boiler Size	Investment
Pulverized fuel boiler	pulverized or very small sizes	Dry <10% moisture	Any pulverized dry biomass	Any size	Low
Plane grate (under stoker)	Biomass < 50 mm accepts sticks <100mm	Design for wet or dry fuels	Flexible	Small size	Low
Inclined grate (fixed grate)	Biomass < 50 mm accepts sticks <200mm	Design for wet or dry fuels	Inclination determined by the fuel, sensitive to low ash melting temperatures	Up to 60 MW thermal	Low
Step grate	Biomass < 50 mm accepts sticks <200mm	Design for wet or dry fuels	Very flexible, can accept lower ash melting temperatures	Up to 20 MW thermal	Medium
Traveling grate	Biomass < 30 mm accepts sticks <200mm	Design for wet or dry fuels	Sensitive to ash melting and larger fuel particles	Up to 100 MW thermal	Medium
Spreader stoker	Biomass < 50 mm accepts sticks <100mm	Design for wet or dry fuels	Sensitive to ash melting and larger fuel particles, can handle large amounts of “fines”	Up to 120 MW thermal	Medium
Vibrating grate	Biomass < 50 mm accepts sticks <200mm	Design for wet or dry fuels	Flexible	Up to 120 MW thermal	Medium
Bubbling Fluidized Bed (BFB)	Biomass < 50 mm accepts sticks <100mm	Design for wet or dry fuels <50 mm	Very flexible Sensitive to low ash melting temp.	From 5 MW thermal and up	Medium
Circulating Fluidized Bed (CFB)	Biomass < 50 mm accepts sticks <100mm	Design for wet or dry fuels <50 mm	The most flexible Sensitive to low ash melting temp.	From 10 MW thermal and up	Expensive

ตารางที่ 6-3 การเปรียบเทียบระบบการเผาไหม้แต่ละประเภท (ประเทศโปรตุเกส)

Characteristic	Combustion technology		
	Pulverized	Grate	Fluidized bed
Combustion efficiency (%)	99	70-90	90-99
Global thermal efficiency (%)	35-45	25-35	40-45
Excess air (%)	15-50	20-40	10-25
Particle size (mm)	<0.5	12-20	8
Operating temperature (°C)	1400-1700	1400-1700	800-1000
NO _x emissions	High	High	Low
SO _x capture (%)	-	-	80-90

ตารางที่ 6-4 การเปรียบเทียบระบบการเผาไหม้แต่ละประเภท (ประเทศสวีเดน)

Application	Type	Typical size range	Fuels	Ash	Moisture content
Manual	Wood stoves	2 kW – 10 kW	dry wood logs	< 2%	5% – 20%
	Log wood boilers	5 kW – 50 kW	log wood, sticky wood residues	< 2%	5% – 30%
Pellets	Pellet stoves and boilers	2 kW – 25 kW	wood pellets	< 2%	8% – 10%
Automatic	Understoker furnaces	20 kW – 2.5 MW	wood chips, wood residues	< 2%	5% – 50%
	Moving grate furnaces	150 kW – 15 MW	all wood fuels and most biomass	< 50%	5% – 60%
	Pre oven with grate	20 kW – 1.5 MW	dry wood (residues)	< 5%	5% – 35%
	Understoker with rotating grate	2 MW – 5 MW	wood chips, high water content	< 50%	40% – 65%
	Cigar burner	3 MW – 5 MW	straw bales	< 5%	20%
	Whole bale furnaces	3 MW – 5 MW	whole bales	< 5%	20%
	Straw furnaces	100 kW – 5 MW	straw bales with bale cutter	< 5%	20%
	Stationary fluidized bed	5 MW – 15 MW	various biomass, d < 10 mm	< 50%	5% – 60%
	Circulating fluidized bed	15 MW – 100 MW	various biomass, d < 10 mm	< 50%	5% – 60%
	Dust combustor, entrained flow	5 MW – 10 MW	various biomass, d < 5 mm	< 5%	< 20%

6.3 ผลกระทบขององค์ประกอบในชีวมวลที่มีต่อกระบวนการเผาไหม้

การใช้ชีวมวลเป็นเชื้อเพลิงในการเผาไหม้ แม้จะมีผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมน้อยกว่าเชื้อเพลิงอื่นๆ คือ ไม่เป็นการเพิ่มปริมาณสุทธิของคาร์บอนไดออกไซด์ที่ปล่อยสู่บรรยากาศ ไม่ก่อให้เกิดมลภาวะเรือนกระจก แต่ในการนำชีวมวลมาใช้โดยวิธีการเผาไหม้โดยตรงก็อาจมีผลกระทบต่ออุปกรณ์ต่างๆ รวมทั้งสิ่งแวดล้อมได้ ขึ้นอยู่กับคุณสมบัติและคุณภาพของชีวมวลนั้นๆ โดยผลกระทบที่เกิดขึ้นสามารถสรุปได้ดังนี้

1) ความหนาแน่น เชื้อเพลิงชีวมวลที่มีความหนาแน่นสูงจะให้ค่าความร้อนสูงและให้การเผาไหม้อย่างต่อเนื่อง หากเชื้อเพลิงชีวมวลมีความหนาแน่นที่แตกต่างกันมาก จะส่งผลกระทบต่อประสิทธิภาพในการเผาไหม้โดยเฉพาะกับหม้อไอน้ำ เนื่องจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงไม่ทั่วถึง

2) ขนาดของชีวมวล ขนาดที่ไม่เหมาะสมกับประเภทของระบบการเผาไหม้ ทำให้ระบบการลำเลียงติดขัดได้ และส่งผลกระทบต่อประสิทธิภาพในการเผาไหม้ได้

3) ความทนทาน เชื้อเพลิงชีวมวลที่มีความทนทานต่ำ อาจกลายเป็นอนุภาคเล็กในระหว่างลำเลียงเข้าสู่ห้องการเผาไหม้และทำให้มีฝุ่นละอองมากขึ้น

4) ความชื้น ค่าความชื้นของชีวมวลส่งผลกระทบอย่างมากต่อค่าความร้อน และความสามารถในการเผาไหม้ ซึ่งโดยทั่วไปปริมาณความชื้นในชีวมวลไม่ควรเกินร้อยละ 10 โดยน้ำหนัก

5) ค่าความร้อน ค่าความร้อนของชีวมวลจะแตกต่างกันออกไปตามชนิดและปริมาณความชื้นในชีวมวลนั้นๆ โดยค่าความร้อนของชีวมวลจะส่งผลกระทบต่อารออกแบบระบบเผาไหม้

6) องค์ประกอบทางเคมีต่างๆ ปริมาณองค์ประกอบพื้นฐานต่างๆในชีวมวล สามารถส่งผลกระทบต่อระบบการเผาไหม้ เช่น

- คลอไรด์ ก่อให้เกิดสารไดออกซิน และฟูแรนซึ่งเป็นสารก่อมะเร็ง นอกจากนี้ หากชีวมวลมีปริมาณคลอรีนสูง อาจก่อให้เกิดการกัดกร่อนในระบบทำความร้อนจากกรดไฮโดรคลอริกที่เกิดขึ้น

- ไนโตรเจน ก่อให้เกิดแก๊สไนโตรเจนออกไซด์ สารไซยาไนด์ และแก๊สไดไนโตรเจนออกไซด์

- ซัลเฟอร์ ก่อให้เกิดแก๊สซัลเฟอร์ออกไซด์ และกัดกร่อนพื้นผิวของเตาเผา

- โพแทสเซียม ก่อให้เกิดการกัดกร่อนในระบบทำความร้อน และช่วยทำให้จุดหลอมเหลวของเถ้าลดลง

- แมกนีเซียม แคลเซียม และฟอสฟอรัส จะทำให้จุดหลอมเหลวของเถ้าเพิ่มขึ้น และส่งผลให้เถ้าสามารถกักเก็บมลพิษไว้ในตัว

- โลหะหนัก ก่อให้เกิดการปลดปล่อยมลพิษ เมื่อมีการเผาไหม้เชื้อเพลิงชีวมวล และส่งผลกระทบต่อกระบวนการกำจัดเถ้า หรือการนำเถ้าไปใช้

7) ปริมาณเถ้า ปริมาณเถ้าในเชื้อเพลิงชีวมวล ควรมีน้อยที่สุดเท่าที่จะเป็นไปได้ เพื่อหลีกเลี่ยงการเกิดควันและตะกอนในเตาเผา นอกจากนี้ ยังส่งผลถึงปริมาณฝุ่นละออง และการออกแบบอุปกรณ์ในการจัดการเถ้าที่เกิดขึ้น

บทที่ 7 ตลาดของเชื้อเพลิงชีวมวลในต่างประเทศ และข้อเสนอแนะ สำหรับเกณฑ์มาตรฐานเชื้อเพลิงชีวมวลอัดเม็ดในประเทศไทย

เนื่องจากตลาดของเชื้อเพลิงชีวมวลที่สำคัญในปัจจุบัน จะอยู่ในบริเวณภาคพื้นยุโรป ซึ่งมีการใช้กันทั่วไปในหลายประเทศ เช่น สวีเดน เยอรมัน ออสเตรีย อันเป็นผลมาจากการสนับสนุนอย่างจริงจังและต่อเนื่องจากภาครัฐของแต่ละประเทศ นอกจากนี้ในแต่ละประเทศยังมีการกำหนดมาตรฐานเชื้อเพลิงชีวมวลที่ใช้กันอย่างชัดเจน ดังนั้นทางผู้วิจัยจึงทำการศึกษาดูตลาดของชีวมวลในต่างประเทศ โดยเน้นประเทศในยุโรปเป็นหลักเนื่องจากเป็นตลาดชีวมวลแปรูปที่มีการซื้อขายมานาน มีความพร้อมในหลายๆ ด้าน ควบคู่กับการศึกษาตลาดในประเทศจีน ซึ่งแม้ว่าเป็นตลาดชีวมวลแปรูปที่เพิ่งเริ่มต้น แต่ก็มีศักยภาพในการใช้เชื้อเพลิงชีวมวลที่สูงมาก เพื่อนำข้อมูลที่ได้มาเป็นแนวทางในการส่งเสริมการใช้ชีวมวลแปรูปในประเทศต่อไป

7.1 ศักยภาพของเชื้อเพลิงชีวมวลในต่างประเทศ

7.1.1 ตลาดเชื้อเพลิงชีวมวลในยุโรป

ในกลุ่มประเทศยุโรปมีศักยภาพของชีวมวลแข็งในทางเทคนิคสามารถแบ่งได้เป็น ไม้ และเศษเหลือจากไม้ ฟางข้าว และผลพลอยได้ของผลิตผลทางการเกษตรอื่นๆ รวมถึงพืชพลังงานด้วย ซึ่งมีรายละเอียดดังนี้

7.1.1.1 เศษเหลือจากไม้

เศษเหลือจากไม้ ประกอบไปด้วยเศษเหลือจากการเพาะปลูก การเก็บเกี่ยว การตัดไม้ และผลพลอยได้จากอุตสาหกรรมไม้ หรือการการโค่นทำลาย เศษเหลือจากการเพาะปลูกสามารถประมาณได้จากจำนวนตันที่เพาะปลูกหรือพื้นที่ในการเพาะปลูก และผลพลอยได้จากอุตสาหกรรมไม้ประมาณจากปริมาณไม้ที่ใช้ในการผลิตหรือปริมาณสินค้าที่ผลิตจากไม้ ส่วนการโค่นทำลายมีวิธีการคำนวณแตกต่างกันออกไปขึ้นอยู่กับปัจจัยของแต่ละประเทศ

7.1.1.2 เศษเหลือจากผลิตผลทางการเกษตร

เศษเหลือจากผลิตผลทางการเกษตรประกอบไปด้วย ฟางข้าวจากการเก็บเกี่ยว หญ้าจากทุ่งหญ้า และเศษเหลือของวัสดุต่างๆ ตัวอย่างการคำนวณ เช่น ฟางข้าวคำนวณได้จากปริมาณการเก็บเกี่ยว แต่อย่างไรก็ตามจะมีประมาณเพียงร้อยละ 20 ที่ถูกนำมาใช้สำหรับพลังงาน เนื่องจากความต้องการใช้ของภาคเกษตรกรรมและตลาดอื่นๆ

7.1.1.3 พืชพลังงาน

พืชพลังงาน หมายถึง พืชที่ให้เนื้อไม้หรือส่วนใดส่วนหนึ่งมาใช้เป็นเชื้อเพลิง ปัจจุบัน ประเทศในกลุ่ม EU 15 ประเทศ มีการกำหนดให้ร้อยละ 15 ถึง 20 ของพื้นที่การเพาะปลูกสามารถนำมาใช้ในการเพาะปลูกพืชพลังงานได้

7.1.1.4 ศักยภาพโดยรวม

ประเทศในแถบยุโรปเหนือจะมีศักยภาพของเศษเหลือจากไม้มากกว่าประเทศอื่นๆ โดยเฉพาะ สวีเดนและฟินแลนด์ ส่วนในยุโรปใต้จะมีศักยภาพของฟางข้าวสูง แต่เมื่อเทียบกับปริมาณของเศษเหลือจากไม้แล้วยังน้อยกว่ามาก และเนื่องจากข้อจำกัดของพื้นที่ และจะสังเกตได้ว่าปริมาณของพืชพลังงานแตกต่างกันอย่างมากในแต่ละประเทศขึ้นอยู่กับนโยบายของรัฐ ดังแสดงในตารางที่ 7-1

ตารางที่ 7-1 ข้อมูลทางเทคนิคของศักยภาพชีวมวลใน EU-15

Technical biomass potentials in EU-15 [3]

	Woody residues ^a	Straw ^b	Energy crops	Total
	in PJ/a			
Austria	139	10	38	187
Belgium	45	5	28	78
Denmark	18	24	47	89
Finland	600	10	23	633
France	430	146	557	1133
Germany	441	121	293	855
Greece	50	8	47	105
Ireland	22	5	33	60
Italy	186	32	157	375
Luxembourg	3	0	2	5
The Netherlands	22	3	30	55
Portugal	99	2	46	147
Spain	323	43	231	597
Sweden	736	14	37	787
United Kingdom	126	60	194	380
EU-15	3237	485	1764	5486

^aBasis 2002.

^bBased on the mean of grain yields from 1997 to 2002.

7.1.2 ตลาดเชื้อเพลิงชีวมวลของจีน (L.Chen, L.Xing and L.Han, 2009)

จีนมีทรัพยากรที่เหลือจากการเกษตร ประมาณ 630 ล้านตันในปี ค.ศ.2006 โดยจำนวนร้อยละ 20 สามารถนำมาแปรรูปเป็นพลังงานใช้ในพื้นที่ชนบท ซึ่งการใช้ของเหลือจากเกษตรมาแปรรูปเป็นพลังงานชีวมวล สามารถลดปัญหาทางด้านสิ่งแวดล้อม และเป็นการเพิ่มรายได้ให้กับเกษตรกรในชนบท

7.1.2.1 ปริมาณผลผลิตในประเทศจีน

ปริมาณเศษเหลือจากการเกษตรสามารถประเมินได้จากอัตราส่วนของผลผลิตต่อสัดส่วนของเศษเหลือ (residue to crop ratio) ซึ่งปริมาณพืชที่เพาะปลูกในประเทศจีน ตั้งแต่ปี ค.ศ. 1995 ถึง 2006 แสดงได้ดังตารางที่ 7-2 เศษเหลือจากการเกษตรส่วนใหญ่ ประกอบไปด้วยเศษเหลือจากข้าว ข้าวโพด อ้อย และข้าวสาลี ซึ่งมีปริมาณร้อยละ 70 ของปริมาณเศษเหลือใช้จากการเกษตรทั้งหมด โดยในปัจจุบันมีการนำไปใช้ประโยชน์คือ ใช้ในอุตสาหกรรม ใช้ทำ

กระดาด ใช้เป็นปุ๋ย และใช้เลี้ยงสัตว์ ปริมาณของเศษเหลือจากการเกษตรที่สามารถนำไปใช้ในการทำเป็นพลังงานเทียบเท่าได้กับ 168 ล้านตันของถ่านหิน ซึ่งมีศักยภาพที่สูงมากสำหรับการนำไปใช้ทำเป็นเชื้อเพลิงชีวมวลแข็ง

ตารางที่ 7-2 ผลผลิตของพืชผลทางการเกษตรของจีนจากปี ค.ศ.1995-2006 (หน่วย : 10^6 ตัน)

Crops	Residue to crop ratio ^a	Yields											
		1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Rice	0.623	185.23	195.10	200.73	198.71	198.49	187.91	177.58	174.54	160.66	179.09	180.59	182.57
Wheat	1.336	102.21	110.57	123.29	109.73	113.88	99.64	93.87	90.29	86.49	91.95	97.45	104.47
Corn	2	111.99	127.47	104.31	132.95	128.09	106.00	114.09	121.31	115.83	130.29	139.37	145.48
Soybeans	1.5	17.88	17.90	18.76	20.01	18.94	20.10	20.53	22.41	21.28	22.32	21.58	21.04
Tubers	0.5	32.63	35.36	31.92	36.04	36.41	36.85	35.63	36.66	35.13	35.58	34.69	34.06
Oil bearing	2.0	22.50	22.11	21.57	23.14	26.01	29.55	28.65	28.97	28.11	30.66	30.77	30.59
Cotton	3.0	4.77	4.20	4.60	4.50	3.83	4.42	5.32	4.92	4.86	6.32	5.71	6.75
Hemp	2.5	0.90	0.79	0.75	0.50	0.47	0.53	0.68	0.96	0.85	1.07	1.10	0.89
Sugarcane	0.1	79.40	83.60	93.86	97.90	83.34	76.35	86.55	102.93	96.42	95.71	94.52	110.32
Total	-	557.49	597.11	599.80	623.48	609.45	561.34	562.90	582.99	549.62	592.99	605.77	636.18

^a Source: China Statistical Yearbook [7].

^b Source: MAO/DOE Project [8] except Hemp [4].

7.1.2.2 คุณสมบัติทั่วไปของชีวมวลในประเทศจีน

จากการรวบรวมคุณสมบัติพื้นฐานของชีวมวลในประเทศจีน พบว่าปริมาณความชื้นของชีวมวลโดยเฉลี่ยอยู่ในช่วงร้อยละ 10 ถึง 15 ซึ่งถือว่าเหมาะสมในการนำมาใช้ในการเผาไหม้ ยกเว้นขานอ้อย ใบอ้อย ใบปาล์ม และทะลายปาล์มที่มีปริมาณความชื้นสูงมาก สำหรับปริมาณเถ้าของชีวมวล โดยส่วนใหญ่จะมีค่าน้อยกว่า ร้อยละ 10 ยกเว้น ฟางข้าว แกลบ ข้าวสาลี และซังข้าวโพด เศษเหลือจากการเกษตรที่มีค่าปริมาณเถ้าต่ำกว่าร้อยละ 4 จะมีความเหมาะสมในการนำไปทำเชื้อเพลิงชีวมวลอัดแท่ง รายละเอียดสามารถสรุป ได้ดังตารางที่ 7-3

ตารางที่ 7-3 ค่าความชื้นและปริมาณเถ้าของพืชผลทางการเกษตรในประเทศจีน

Crop	Residue	Moisture content (%)	Ash content ^b (%)
Rice	Straw	15.5	18.1
Rice	Husk	10.4	19.5
Corn	Stalk	16.8	10.0
Corn	Cob	7.7	8.1
Corn	Husk	11.0	1.2
Wheat	Straw	14.6	12.8
Millet/Rye/Oats	Straw	15.0	na
Barley	Straw	16.3	4.3
Sorghum	Straw	15.0	na
Cassava	Stalk	15.0	na
Groundnut	Husk/Shell	7.8	na
Groundnut	Straw	12.0	1.3
Soybean	Straw	15.0	na
Sugar cane	Bagasse	49.8	6.0
Sugar cane	Tops/Leaves	62.5	1.2
Cotton	Stalk	12.0	9.4
Cotton	Husk	10.0	6.0
Coconut	Shell	10.9	1.0
Oil palm	Shell	7.3	4.0
Oil palm	Fibre	36.7	5.0
Oil palm	Empty bunches	36.7	5.0
Coffee	Husk	15.0	na

^a Source: Koopmans and Koppejan [11].

^b na denotes not available.

7.1.2.3 ตลาดเชื้อเพลิงชีวมวลอัดแท่งในประเทศจีน

ในประเทศจีนมีการใช้เศษเหลือจากการเกษตร เพื่อนำมาใช้ทำเป็นชีวมวลอัดแท่งเป็นจำนวนมาก โดยปัจจัยสำคัญที่ทำให้ตลาดดังกล่าวประสบความสำเร็จ คือ

- เศษเหลือจากการเกษตรมีราคาต่ำ ซึ่งโดยมากแล้วเศษเหลือเหล่านี้จะไม่ได้ถูกนำมาใช้เป็นประโยชน์ หรือบางครั้งก็มีการเผาทำลาย
- เศษเหลือจากการเกษตรมีปริมาณมาก
- มีความต้องการเชื้อเพลิงในปริมาณมากและเร่งด่วน โดยเฉพาะพื้นที่ชนบทในประเทศจีน ทั้งนี้เนื่องจากจำนวนประชากรในชนบทที่มีมากถึงร้อยละ 70 และความต้องการยังคงมีเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง

การพัฒนาพลังงานชีวมวลจากเศษเหลือใช้ทางการเกษตรในประเทศจีนสามารถทำให้เกิดเทคโนโลยีสะอาด และพลังงานยั่งยืนสำหรับในพื้นที่ชนบท สนับสนุนและพัฒนาเศรษฐกิจในพื้นที่ชนบท ยกตัวอย่างได้ในชุมชนชนบท เร่งให้เกิดอุตสาหกรรมทางด้านการเกษตรกรรม รวมถึงลดอันตรายจากมลภาวะต่างๆ สถานการณ์ปัจจุบันของจีน มีการพัฒนาเชื้อเพลิงชีวมวลอัดแท่ง ให้เป็นพลังงานที่สามารถเข้าถึงได้ และทำได้ง่าย โดยเฉพาะพื้นที่ในชนบท และสนับสนุนให้มีการใช้เป็นวงกว้าง ทั้งยังสามารถใช้เป็นเชื้อเพลิงในการทำอาหาร และให้ความร้อนในบ้าน รวมทั้งเป็นเชื้อเพลิงที่ใช้ในบริเวณเมืองด้วย ซึ่งได้มีการวางแผนระยะกลางและระยะยาว คือ

- ภายในปี ค.ศ.2010 เขตชนบท 500 แห่งจะใช้เชื้อเพลิงชีวมวลอัดแท่งทั้งในเขตชนบทและในเขตเมืองเป็นปริมาณ 1 ล้านตัน
- ในปี ค.ศ.2020 ปริมาณการใช้เชื้อเพลิงชีวมวลแข็งอัดแท่งจะมีปริมาณ 50 ล้านตัน

โดยการผลิตเชื้อเพลิงชีวมวลอัดแท่งสามารถทำได้ ทั้งการผลิตขนาดย่อมในพื้นที่ชนบท และการผลิตขนาดใหญ่ในพื้นที่ที่เหมาะสม

7.2 ปริมาณการใช้เชื้อเพลิงชีวมวลในต่างประเทศ

ในอดีตที่ผ่านมาแหล่งพลังงานส่วนใหญ่ของโลก มาจากพลังงานจากฟอสซิลมากกว่าร้อยละ 80 ของแหล่งพลังงานทั้งหมด และมาจากพลังงานทดแทนร้อยละ 12 ของทั้งหมด โดยในกลุ่มพลังงานทดแทน พบว่ามีการใช้ชีวมวลเป็นแหล่งพลังงานในปริมาณที่สูงที่สุดคือ ประมาณ 48 EJ ดังแสดงในตารางที่ 7-4

ตารางที่ 7-4 สัดส่วนของแหล่งพลังงานต่างในแหล่งพลังงานหลักต่างๆ ทั่วโลกในปี ค.ศ.2005

Table 1 – Proportions of various energy sources in the world's total primary energy supply in 2005 [7].		
Source of energy	Energy (EJ)	Share
Coal	121	25.3%
Oil	168	35.0%
Natural gas	99	20.7%
Nuclear	30	6.3%
Hydropower	11	2.2%
Combustible renewables and waste	48	10.0%
Others	2	0.5%
Total	479	100%

ในขณะเดียวกันพบว่า ในประเทศแถบยุโรปสัดส่วนการใช้ชีวมวลเป็นแหล่งพลังงานมีแนวโน้มสูงขึ้นมาก โดยตารางที่ 7-5 แสดงให้เห็นถึงปริมาณการผลิตไฟฟ้าของกลุ่มประเทศในยุโรปในช่วงปี 1997-2002 จากตารางจะเห็นได้ว่า มีการใช้เชื้อเพลิงชีวมวลแข็งเกินกว่าครึ่งหนึ่งของการใช้ชีวมวลเพื่อผลิตไฟฟ้าทั้งหมด แต่บางประเทศก็มีการใช้พลังงานประเภทก๊าซชีวมวลในปริมาณที่สูงกว่า เช่น เยอรมันและอังกฤษ

ตารางที่ 7-5 การใช้พลังงานชีวมวลใน EU-15 ในปี 1997 และ 2002

	Electricity generation						Heat generation		Biofuels	
	Biogas		Solid biofuels		Organic municipal waste		1997	2001	1997	2002
	1997	2002	1997	2002	1997	2002				
in PJ/a										
Austria	0.3	0.8	5.7	6.3	0.1	0.1	106.3	99.4	0.5	1.1
Belgium	0.1	0.5	0.2	0.7	0.7	1.5	12.4	16.1	n.d.	n.d.
Denmark	0.3	0.8	1.1	3.2	1.7	3.7	40.1	37.3	n.d.	0.4
Finland	0.1	0.1	25.0	35.1	0.0	0.4	179.6	201.7	n.d.	n.d.
France	0.5	1.5	6.5	5.1	4.0	6.2	383.2	400.6	12.8	19.5
Germany	2.7	10.5	1.8	2.5	4.2	7.3	179.2	229.4	3.6	21.8
Greece	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	38.1	40.3	n.d.	n.d.
Ireland	0.3	0.3	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	4.8	6.1	n.d.	n.d.
Italy	1.2	2.3	0.7	1.4	0.5	2.5	190.3	235.0	1.9	6.8
Luxembourg	0.0	0.0	n.d.	n.d.	0.1	0.1	0.6	1.0	n.d.	n.d.
Portugal	0.9	1.1	0.2	4.5	3.1	3.5	77.9	78.9	n.d.	n.d.
Spain	0.0	0.0	3.7	4.4	n.d.	1.9	136.9	141.6	n.d.	5.0
Sweden	0.5	1.5	2.4	10.6	1.0	2.3	226.4	209.1	n.d.	1.7
The Netherlands	0.2	0.1	9.7	13.6	0.4	0.8	13.6	13.6	n.d.	n.d.
United Kingdom	4.8	11.1	0.7	3.1	1.7	3.5	38.4	29.3	n.d.	0.1
EU-15	11.8	30.6	57.8	90.5	17.5	33.7	1628.0	1739.0	19.0	56.0

n.d.: no data available.

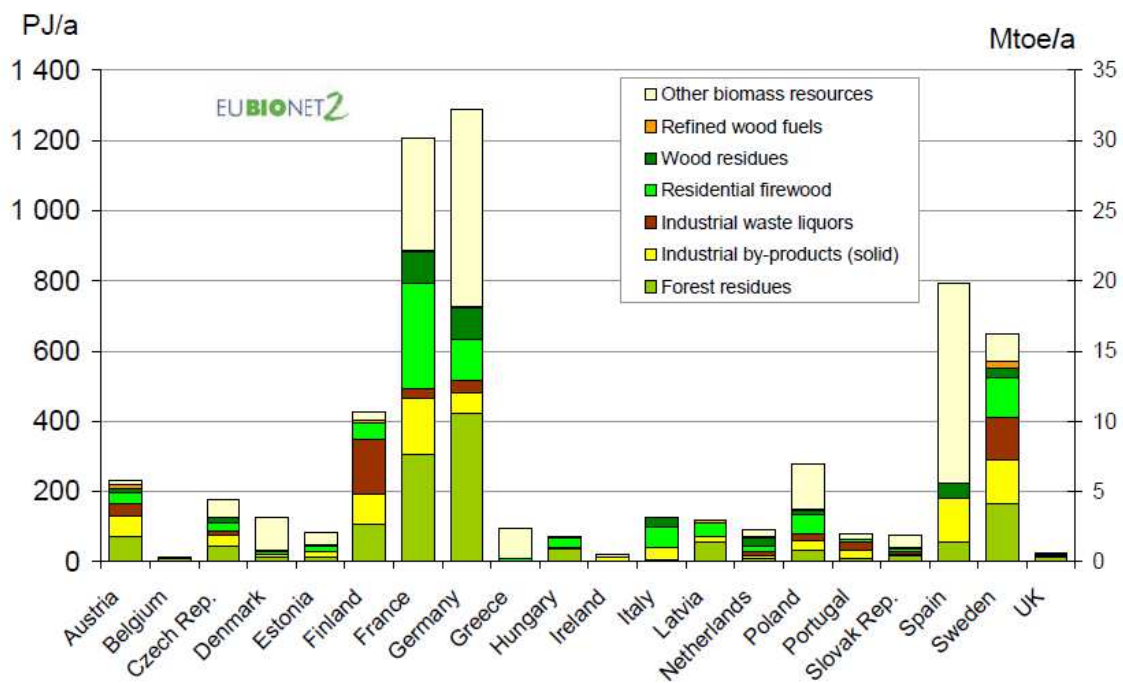
จากการสำรวจปริมาณการใช้พลังงานของกลุ่มประเทศในยุโรป 15 ประเทศ พบว่าชีวมวลร้อยละ 90 ของปริมาณชีวมวลทั้งหมด ถูกนำมาแปรรูปเป็นพลังงานความร้อนในระบบความร้อนขนาดเล็ก และเป็นความร้อนสำหรับในโรงงาน โดยมีการใช้งานทั้งในรูปของแข็งและของเหลว ทั้งนี้ขึ้นกับเงื่อนไขของระบบความร้อนที่มีใช้อยู่ ซึ่งโดยทั่วไปแล้วจะใช้กับเชื้อเพลิงชีวมวลแข็งประเภทไม้ท่อนหรือเศษไม้ มีสัดส่วนเพียงเล็กน้อยเท่านั้นที่จะใช้เชื้อเพลิงชีวมวลเหลว เช่น น้ำมัน

แม้ว่าเชื้อเพลิงชีวมวลเหลวจะมีบทบาทเพียงเล็กน้อยเท่านั้น แต่ในอนาคตอาจจะมีบทบาทที่สำคัญมากขึ้น เนื่องจากการกำหนดเป็นเป้าหมายไว้ในบางประเทศ

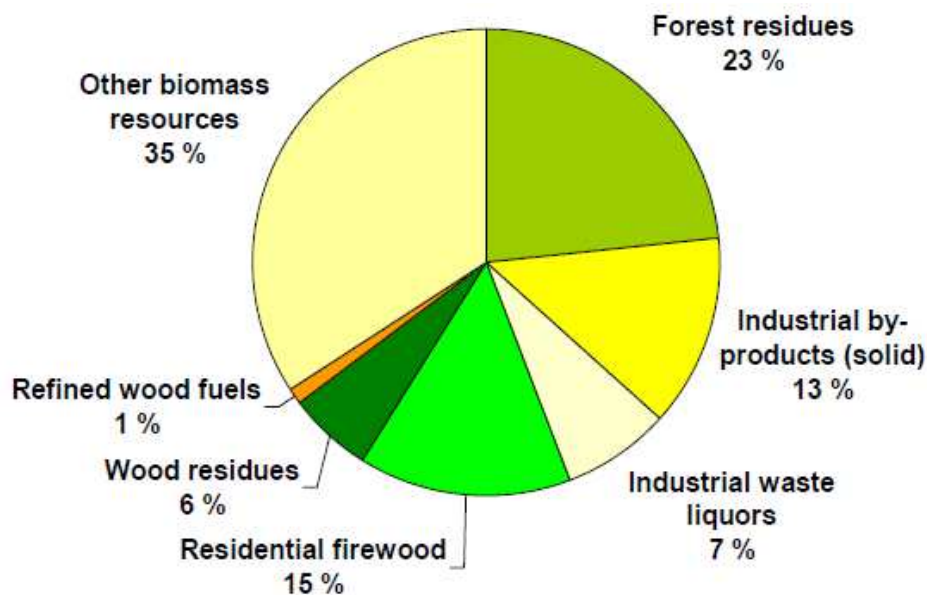
ปริมาณพลังงานชีวมวลที่ใช้ในประเทศในยุโรปทั้ง 15 ประเทศ แสดงได้ดังตารางที่ 7-6 ซึ่งจะเห็นได้ว่า ปริมาณการใช้ชีวมวลโดยเฉลี่ยของแต่ละประเทศ ยังอยู่ในเกณฑ์ปริมาณค่อนข้างต่ำเมื่อเทียบกับพลังงานประเภทอื่น แต่ก็คาดการณ์ว่ามีแนวโน้มที่จะเพิ่มสูงขึ้นได้ในอนาคต ซึ่งแหล่งพลังงานชีวมวลของประเทศยุโรปนั้นสามารถจำแนกได้ดังภาพที่ 7-1 และ 7-2 โดยพบว่าเศษเหลือใช้จากการเกษตรมีสัดส่วนสูงที่สุด

ตารางที่ 7-6 ปริมาณการใช้พลังงานใน EU-15 ในปี 2002

	Solid fuels	Oil	Natural gas	Nuclear	Biomass	Other renewables	Total
in PJ/a							
Austria	151	536	276	—	163	147	1285
Belgium	281	783	561	511	33	1	2202
Denmark	176	364	193	—	86	19	829
Finland	272	427	155	243	288	39	1470
France	565	3856	1407	4719	448	227	10944
Germany	3580	5334	3165	1779	297	147	14390
Greece	13	712	75	—	42	17	1243
Ireland	109	360	155	—	7	5	636
Italy	574	3697	2416	—	89	292	7268
Luxembourg	4	105	46	—	2	1	167
The Netherlands	352	1239	1499	42	69	2	3274
Portugal	147	670	113	—	119	32	1084
Spain	909	2747	787	682	175	118	5439
Sweden	117	666	33	729	346	244	2156
United Kingdom	1495	3203	3588	950	95	22	9383
Total EU-15	9115	24694	14465	9655	2257	1314	61772



ภาพที่ 7-1 แหล่งพลังงานชีวมวลของประเทศยุโรป 20 ประเทศ (EUBINETII)



ภาพที่ 7-2 แหล่งพลังงานชีวมวลของประเทศยุโรป 20 ประเทศ

สำหรับปริมาณการผลิตเชื้อเพลิงอัดเม็ดในประเทศต่างๆ ทั่วโลกโดยประมาณ แสดงได้ดังตารางที่ 7-7 (Heinimo and Junginger, 2009) และได้มีการคาดการณ์การผลิตของชีวมวลอัดเม็ดของแต่ละประเทศในปี ค.ศ.2006 ไว้ในตาราง ซึ่งทุกประเทศในแถบยุโรปมีแนวโน้มของกำลังการผลิตเชื้อเพลิงชีวมวลอัดเม็ดที่สูงขึ้น เพื่อรองรับความต้องการใช้ที่มากขึ้น

ตารางที่ 7-7 ค่าประมาณการของการผลิตเชื้อเพลิงชีวมวลอัดเม็ดทั่วโลกในปี ค.ศ.2006

	Reported capacity (k ton y ⁻¹) ^a	Reported production (k ton) ^b	Estimated production (k ton) ^c
Sweden	1144	1128	1297
Canada	–	1200	1200
US	–	800	800
Austria	970	290	756
Russia	862	–	647
Germany	843	342	640
Denmark	667	40	480
Latvia	540	380	451
Poland	365	256	450
Finland	556	259 ^d	259 ^d
Estonia	380	240	338
Italy	244	–	183
France	–	146	146
Lithuania	120	70	108
Other Europe	639	211	471
Total	7330	5362	8226

a Capacity reported per individual plant. In some cases capacity was not given.

b Production reported per individual plant. In some cases production volumes were not given.

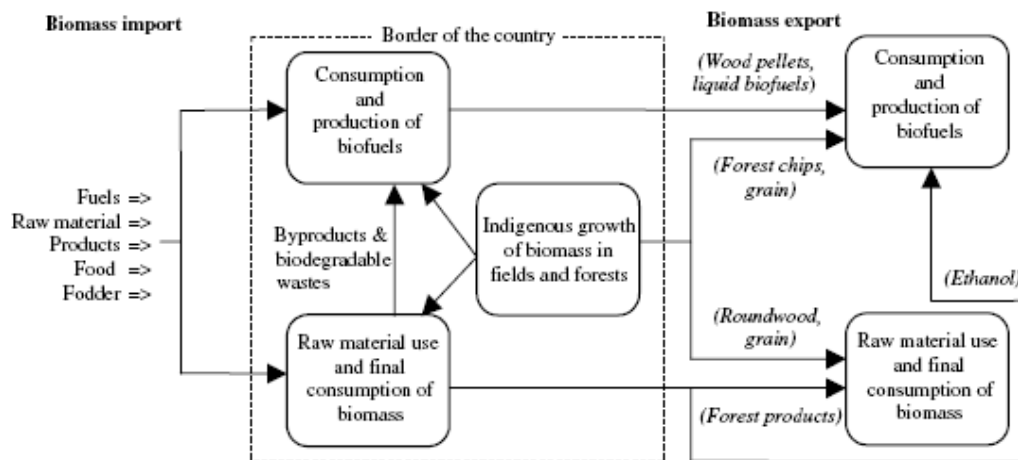
c In many cases, pellet mills reported capacity but not actual production. The average production load factor of all plants that reported both capacity and production, when averaged overall countries, was about 0.75. With this load factor, a production volume was estimated for all plants that reported only their capacity.

d Source [9].

7.3 ตลาดของเชื้อเพลิงชีวมวลแข็ง

ในปัจจุบัน ประเภทเชื้อเพลิงชีวมวลที่มีอยู่ในตลาดทั้งในระดับประเทศและระดับนานาชาติ ได้แก่ เอทานอล น้ำมันพืช เชื้อเพลิงจากไม้ ถ่าน และเชื้อเพลิงอัดเม็ด แต่ก็ยังมีสัดส่วนน้อยมาก เมื่อเทียบกับปริมาณของชีวมวลที่นำไปใช้ในวัตถุประสงค์อื่นๆ

การไหลของชีวมวลทั้งที่รูปวัตถุดิบ ในรูปชีวมวลที่แปรรูปแล้ว หรือเป็นผลิตภัณฑ์สำเร็จรูป ในระดับประเทศและระหว่างประเทศ สามารถแสดงได้ดังภาพที่ 7-3 ซึ่งจะเห็นว่าตลาดของเชื้อเพลิงชีวมวลอัดเม็ดมีทั้งการใช้งานภายในประเทศ และการส่งออกใช้ในต่างประเทศด้วย อาทิเช่นประเทศในเขตบอลติกที่มีการผลิตชีวมวลอัดเม็ดและส่งออกไปยังประเทศต่างๆในยุโรป



ภาพที่ 7-3 การไหลของชีวมวลภายในและระหว่างประเทศ

ปริมาณการผลิตและการค้าระดับนานาชาติของชีวมวลประเภทต่างๆ ตั้งแต่ปี ค.ศ.2004 ถึง 2006 ชีวมวลส่วนใหญ่จะมีการใช้กันภายในประเทศเป็นหลัก สำหรับเชื้อเพลิงชีวมวลอัดเม็ด มีข้อมูลของการส่งออก โดยมีการประมาณการผลิตของชีวมวลอัดเม็ดในปี 2006 ไว้ที่ 7.8 Mt และมีแนวโน้มของปริมาณการค้าชีวมวลอัดเม็ดที่สูงขึ้นอย่างต่อเนื่อง จากเมื่อปี ค.ศ. 2004 อยู่ที่ 1.2 ถึง 1.7 Mt เพิ่มขึ้นเป็น 3.6 Mt ในปี ค.ศ.2006 รายละเอียดแสดงดังตารางที่ 7-8

ตารางที่ 7-8 ปริมาณการผลิตและการค้าระดับนานาชาติของชีวมวลประเภทต่างๆ ตั้งแต่ปี ค.ศ. 2004-2006

Product/year	Unit	World production			International trade volumes		
		2004	2005	2006	2004	2005	2006
Industrial wood and forest products: ^a							
Industrial roundwood	Mm ³	1656	1709	1684	121	131	129
Wood chips and particles	Mm ³	215	222	232	39	43	44
Sawn timber	Mm ³	421	426	427	133	134	133
Pulp for paper production	Mt	190	189	190	42	42	43
Paper and paperboard	Mt	355	354	354	111	113	114
Agricultural products: ^a							
Maize	Mt	727	713	695	83	90	95
Wheat	Mt	633	629	606	118	121	125
Barley	Mt	154	141	139	22	25	24
Oats	Mt	26	24	23	3	3	3
Rye	Mt	18	15	13	2	2	2
Rice	Mt	607	632	635	2	2	2
Palm oil	Mt	31	34	37	23	26	29
Rapeseed	Mt	46	50	49	9	8	11
Rapeseed oil	Mt	15	16	17	2.6	3.1	4.1
Solid and liquid biofuels:							
Ethanol ^b	Mm ³	40.8	46.0	51.1	2.7	3.0	4.3
Biodiesel ^c	Mt	2.3	3.6 (2.7–3.8)	5.3	n.a.	0.2	0.4
Fuel wood ^a	Mm ³	1771	1824	1827	4	4	4
Charcoal ^a	Mt	46	43	43	1.1	1.3	1.4
Wood pellets ^d	Mt	4.0 (3.7–4.8)	5.5 (4.6–6.5)	7.8 (7.1–8.4)	1.5 (1.2–1.7)	2.4	3.6

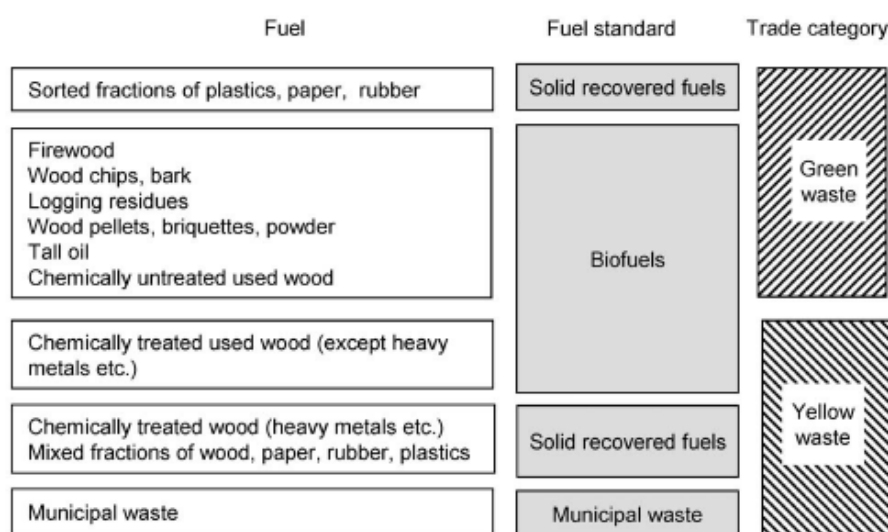
a Source [18].

b These numbers cover total ethanol trade – i.e., trade for all end uses. Sources [19–21].

c The main numbers of biodiesel production are the best estimates of the authors, with lower and upper estimates in brackets. Data from sources [22–25]. Figures of biodiesel trade are from source [2] and are net trade. I.e. if a country imports 1 million and exports 2 million tonnes biodiesel, they will only report 1 million 'net export'.

d International trade volumes should be seen as rough estimates. The values presented are estimated averages, with lower and upper estimates in brackets, based on published production capacity and/or production volumes. Sources [26–29].

ในประเทศสวีเดน ได้มีการกำหนดแบ่งประเภทของการค้าเชื้อเพลิงชีวมวลระหว่างประเทศตามระดับความอันตราย เป็นแบบ Green waste (free trade) ซึ่งจะได้รับการสนับสนุนจากภาครัฐ และ แบบ Yellow waste ซึ่งต้องได้รับการอนุมัติโดย the Swedish National Environmental Agency รายละเอียดแสดงดังภาพที่ 7-4



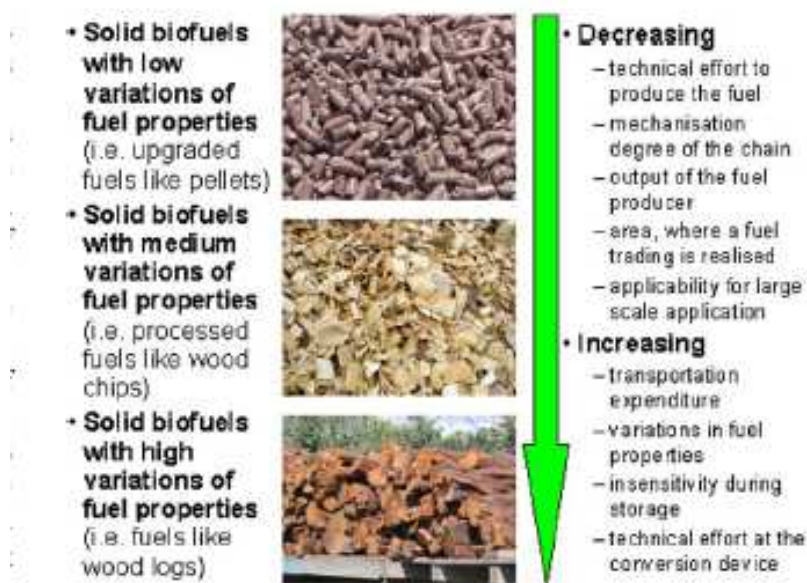
ภาพที่ 7-4 โครงสร้างการจัดประเภทของเชื้อเพลิงมาตรฐานและความสัมพันธ์กับการค้า

การขนส่งเชื้อเพลิงชีวมวลโดยทั่วไป สำหรับเส้นทางระยะสั้นไม่เกิน 150 กิโลเมตร นิยมใช้รถบรรทุกสำหรับการขนส่ง แต่หากระยะทางขนส่งยาว การใช้เรือจะเป็นการขนส่งที่เหมาะสมกว่า และเชื้อเพลิงชีวมวลที่นำเข้าส่วนใหญ่จะขนส่งทางน้ำ มีเพียงชีวมวลประเภท SRF (solid recovered fuels) และ municipal waste จากนอร์เวย์และเดนมาร์ก จะขนส่งมาด้วยรถบรรทุก

ตลาดของการใช้เชื้อเพลิงชีวมวลสำหรับระบบพลังงานของยุโรปในปัจจุบัน ถึงแม้จะมีในปริมาณที่สูงแต่ก็มีข้อจำกัดในบางอย่าง เนื่องจากเงื่อนไขและข้อกำหนดของเชื้อเพลิงแต่ละประเภท โดยตลาดของเชื้อเพลิงชีวมวลเชิงประเภทไม่สามารถแบ่งได้เป็น

- ตลาดของเชื้อเพลิงชีวมวลเชิงที่มีความแปรปรวนของคุณสมบัติน้อย เช่น เชื้อเพลิงที่มีการแปรรูปโดยการอัดเม็ด (pellets) และการอัดแท่ง (briquettes)
- ตลาดของเชื้อเพลิงชีวมวลเชิงที่มีความแปรปรวนของคุณสมบัติปานกลาง เช่น เชื้อเพลิงที่มีการผ่านกระบวนการบางส่วน เช่น เศษไม้
- ตลาดของเชื้อเพลิงชีวมวลเชิงที่มีความแปรปรวนของคุณสมบัติสูง เช่น ไม้ท่อน

ตลาดชีวมวลเชิงในแต่ละประเภท สามารถแสดงดังภาพที่ 7-5 โดยแต่ละตลาด สามารถแบ่งย่อยเป็นขนาดเล็กและขนาดใหญ่ได้อีก ในการศึกษาครั้งนี้ จะกล่าวถึงเฉพาะตลาดของเชื้อเพลิงชีวมวลเชิงที่มีความแปรปรวนของคุณสมบัติน้อย เป็นกลุ่มเชื้อเพลิงที่มีการแปรรูปด้วยการอัดแท่งหรืออัดเม็ดเท่านั้น ซึ่งเป็นประเภทเชื้อเพลิงที่อยู่ในขอบเขตของการวิจัยนี้



ภาพที่ 7-5 ลักษณะตลาดของชีวมวลเชิง

7.3.1 ตลาดของเชื้อเพลิงชีวมวลแข็งที่มีความแปรปรวนของคุณสมบัติน้อย

เชื้อเพลิงชีวมวลแข็งที่แปรรูปโดยการอัดเม็ดหรืออัดแท่ง จะมีคุณสมบัติของก้อนข้างสม่ำเสมอ ถึงแม้ว่ากระบวนการแปรรูปมีต้นทุนสูง แต่ก็ทำให้ได้เชื้อเพลิงที่มีคุณสมบัติทางด้านเทคนิค สิ่งแวดล้อม มีราคาที่เหมาะสม และมีคุณสมบัติสม่ำเสมอ ช่วยประหยัดในการขนส่งและจัดเก็บ และช่วยให้ง่ายต่อการซื้อขาย ด้วยคุณสมบัติเหล่านี้ทำให้เชื้อเพลิงประเภทนี้มีบทบาทมากขึ้น สามารถนำไปใช้งานได้หลากหลาย กลุ่ม ดังนี้

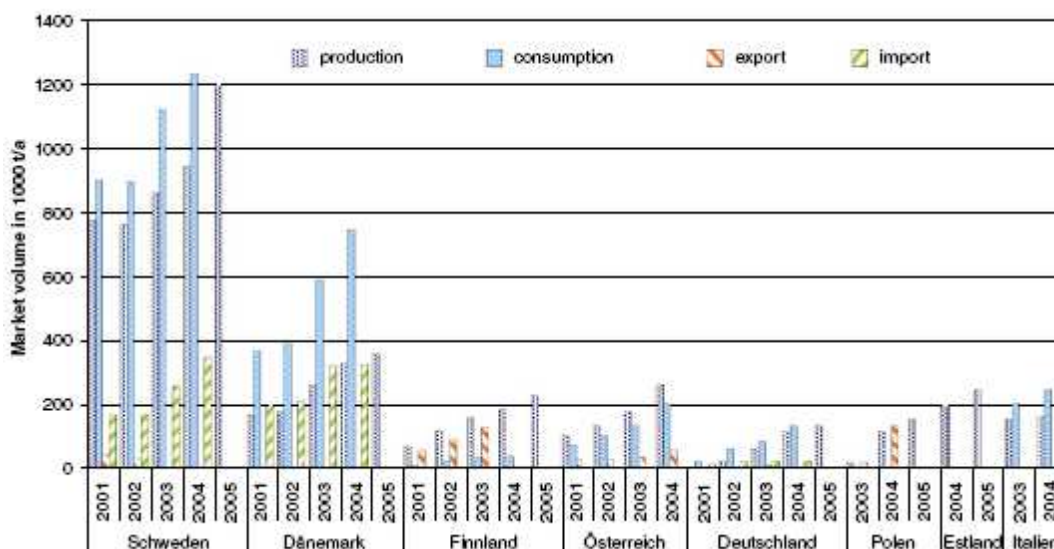
7.3.1.1 การประยุกต์ใช้กับระบบขนาดใหญ่

การประยุกต์ใช้กับระบบขนาดใหญ่มีการใช้ในลักษณะการเผาไหม้ร่วมกับเชื้อเพลิงประเภทฟอสซิล เช่น ถ่านหิน ในโรงงานผลิตพลังงานขนาดใหญ่ โรงงานพลังงานความร้อนร่วม หรือโรงงานขนาดใหญ่ที่ใช้พลังงานความร้อน การใช้เชื้อเพลิงแบบผสมแบบนี้ มีข้อดี คือ เป็นการเฉลี่ยคุณสมบัติของเชื้อเพลิงเพื่อลดข้อด้อย และเฉลี่ยการใช้ของเชื้อเพลิงทั้งสองประเภท เนื่องจากความต้องการใช้เชื้อเพลิงปริมาณมาก ส่งผลให้เชื้อเพลิงชีวมวลในท้องถิ่นมีปริมาณไม่เพียงพอสำหรับโรงงานผลิตพลังงานขนาดใหญ่ ซึ่งโดยมากจะตั้งอยู่บริเวณใกล้เคียงกับแหล่งของชีวมวล แต่มักมีปัญหาเชื้อเพลิงชีวมวลท้องถิ่นไม่เพียงพอ ดังนั้นเชื้อเพลิงชีวมวลอัดเม็ดจะช่วยลดข้อจำกัดดังกล่าวได้ เพราะทำให้ต้นทุนการขนส่งลดลง สามารถเลือกใช้เชื้อเพลิงชีวมวลจากแหล่งที่ไกลขึ้นได้ นอกจากนี้ยังช่วยให้สถานที่เก็บเชื้อเพลิงลดลง

7.3.1.2 การประยุกต์ใช้กับระบบขนาดเล็ก

เชื้อเพลิงชีวมวลแปรรูปโดยการอัดเม็ดหรืออัดแท่ง สามารถนำมาใช้ในหม้อไอน้ำขนาดเล็กที่มีขนาดการทำความร้อนไม่เกิน 100 kW¹ ได้ โดยข้อดีของการใช้เชื้อเพลิงชีวมวลอัดเม็ดสำหรับตลาดกลุ่มนี้ คือ เชื้อเพลิงที่มีคุณสมบัติ และขนาดใกล้เคียงกัน ทำให้ผู้ใช้สามารถประยุกต์ใช้กับเทคโนโลยีแบบอัตโนมัติได้ เมื่อมีการส่งเสริมการใช้เชื้อเพลิงชีวมวลอัดแท่งในตลาดนี้ จะทำให้เกิดการพัฒนาและขยายตัวเนื่องจากการใช้งานจะมีปริมาณสูง ซึ่งจะทำให้เกิดการแข่งขันในตลาดสูงและจะทำให้ราคาถูกลงได้ ข้อเสียของวิธีการนี้ก็คือราคาของเชื้อเพลิงที่ค่อนข้างสูงเนื่องจากเทคโนโลยีและการขนส่ง

จากการที่เชื้อเพลิงชีวมวลอัดเม็ดหรืออัดแท่ง สามารถนำไปประยุกต์ใช้ได้หลายระบบทั้งขนาดเล็กและขนาดใหญ่ ดังที่ได้กล่าวมาแล้ว ทำให้การเติบโตของชีวมวลแข็งอัดเม็ดและอัดแท่ง ในยุโรปเพิ่มขึ้นอย่างรวดเร็วตั้งแต่ปี ค.ศ.1990 ดังแสดงในภาพที่ 7-6



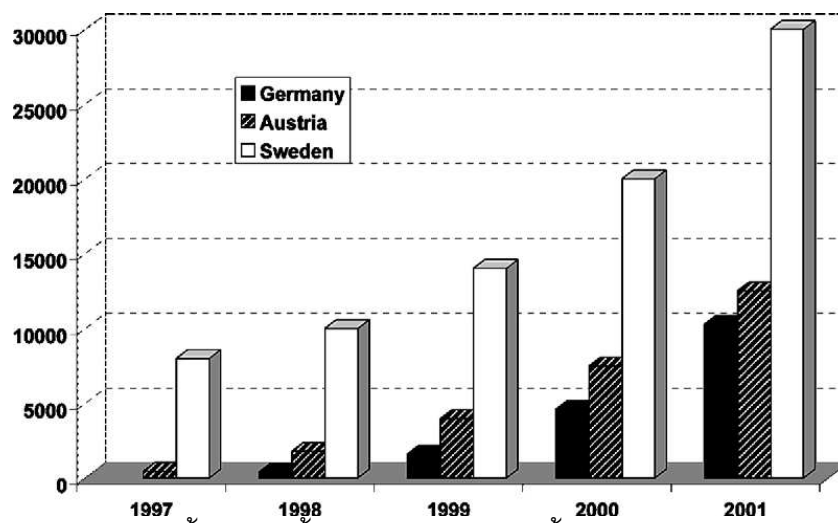
ภาพที่ 7-6 การพัฒนาของตลาดชีวมวลแข็งอัดเม็ดและอัดแท่งในยุโรป

โดยประเทศที่มีบทบาทอย่างมากในตลาดยุโรปก็คือ ประเทศในแถบสแกนดิเนเวีย เช่น สวีเดน เดนมาร์ก ฟินแลนด์ และประเทศที่อยู่เขตบอลติก เช่น ลิทัวเนีย เอสโตเนีย และโปแลนด์ รวมทั้งในประเทศออสเตรีย และเยอรมันด้วย โดยประเทศในแถบสแกนดิเนเวีย มีความต้องการเชื้อเพลิงในลักษณะการประยุกต์ใช้กับระบบขนาดใหญ่ เช่น โรงงานพลังงานความร้อนร่วม หรือโรงงานผลิตความร้อน ส่วนประเทศออสเตรียและเยอรมันจะใช้เชื้อเพลิงในการเผาไหม้สำหรับระบบขนาดเล็ก โดยตลาดของประเทศแถบสแกนดิเนเวีย ออสเตรีย และเยอรมันเป็นลักษณะที่มีความต้องการเกินกว่ากำลังการผลิต จึงเป็นตลาดที่เน้นนำเข้า ส่วนประเทศที่อยู่เขตบอลติกจะมีการผลิตที่เกินความต้องการ จึงเป็นตลาดที่เน้นการส่งออก โดยผู้ใช้เชื้อเพลิงหลัก คือ สวีเดน ซึ่งเป็นประเทศที่มีการผลิตสูงสุด แต่ก็มีการใช้เชื้อเพลิงชีวมวลอัดเม็ดและอัดแท่งสูงสุดในยุโรปเช่นกัน โดยในปี ค.ศ.2004 ร้อยละ 25 ของปริมาณการใช้เชื้อเพลิงชีวมวลในสวีเดน ต้องนำเข้าจากต่างประเทศ

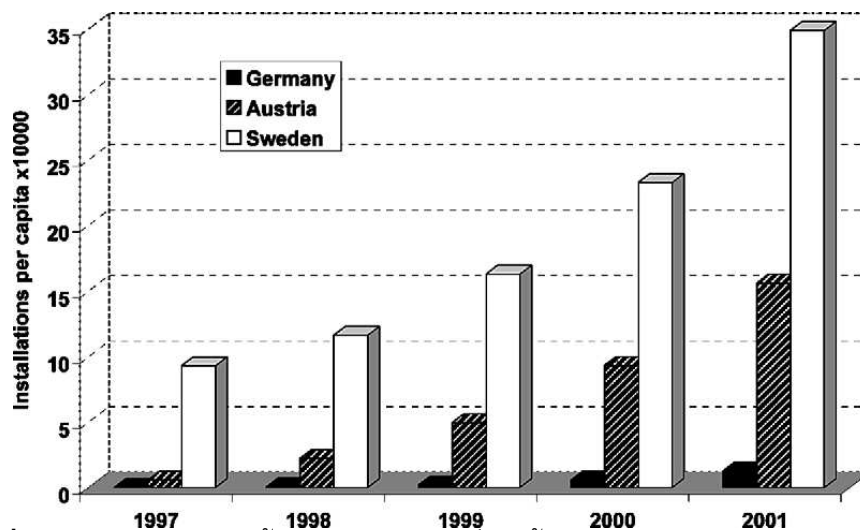
ส่วนประเทศผู้ใช้หลักที่เป็นระบบขนาดเล็ก คือ ประเทศเยอรมัน โดยปริมาณการใช้และการผลิตเพิ่มขึ้น 2 เท่าภายใน 2 ปี ส่วนในโปแลนด์ตลาดขนาดเล็กของผู้ใช้หม้อไอน้ำกับเชื้อเพลิงชีวมวลแข็งอัดเม็ดยังอยู่ในขั้นพัฒนา สำหรับระบบการทำความร้อนด้วยเชื้อเพลิงชีวมวลในยุโรป ที่เป็นระบบขนาดเล็ก ส่วนใหญ่มีการติดตั้งใน ฝรั่งเศส ออสเตรีย สวิสเซอร์แลนด์ และเยอรมัน ซึ่งมีแนวโน้มเติบโตขึ้นเรื่อยๆ ส่วนตลาดในอิตาลีจะเป็นตลาดของเตาเผาชีวมวลแข็งอัดเม็ด(Pellet stove)

7.3.2 ตลาดสำหรับระบบขนาดเล็กของประเทศในยุโรป (F. Fiedler, 2004)

ในปัจจุบันระบบผลิตความร้อนขนาดเล็กที่ใช้เชื้อเพลิงชีวมวลอัดเม็ด ที่ติดตั้งในประเทศสวีเดนและออสเตรียมีแนวโน้มเพิ่มสูงขึ้นอย่างต่อเนื่อง โดยตลาดของทั้งสองประเทศพัฒนาอย่างเป็นอิสระจากกัน เนื่องจากเทคโนโลยีของทั้งสองประเทศมีความแตกต่างกันอย่างชัดเจน ในขณะที่ตลาดของเยอรมันมีการเติบโตขึ้นอย่างรวดเร็วเช่นเดียวกัน ดังแสดงในภาพที่ 7-7



ภาพที่ 7-7 จำนวนผู้ติดตั้งหม้อไอน้ำและเตาเผาโดยใช้เชื้อเพลิงชีวมวลอัดเม็ดใน 3 ประเทศ

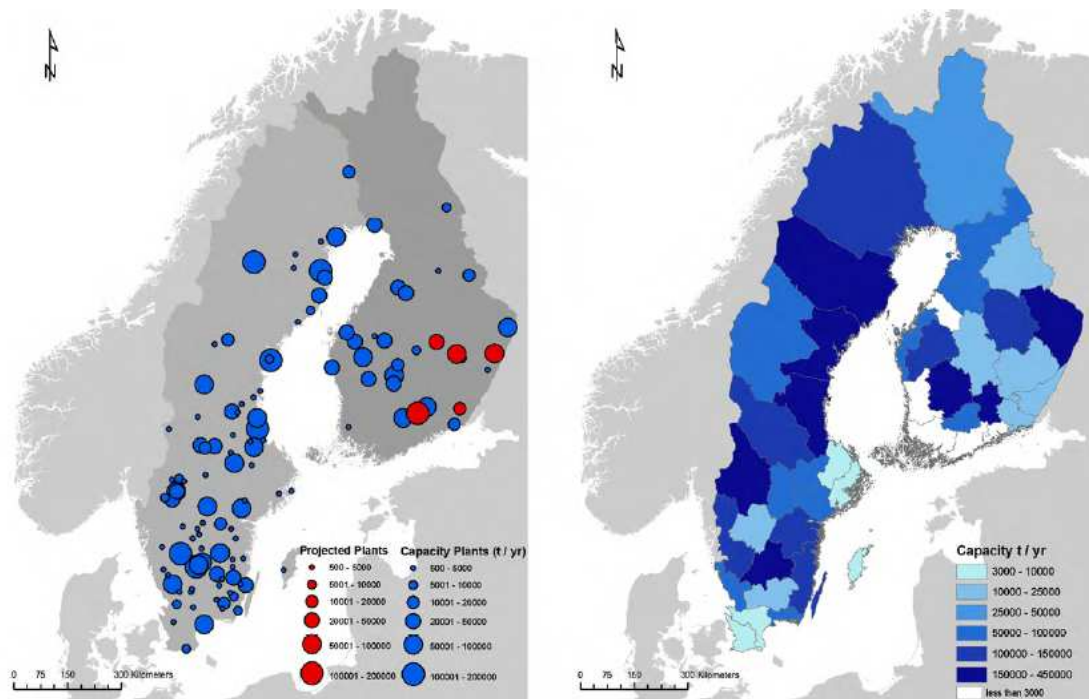


ภาพที่ 7-8 ปริมาณการติดตั้งระบบความร้อนที่ใช้เชื้อเพลิงชีวมวลอัดเม็ดใน 3 ประเทศ

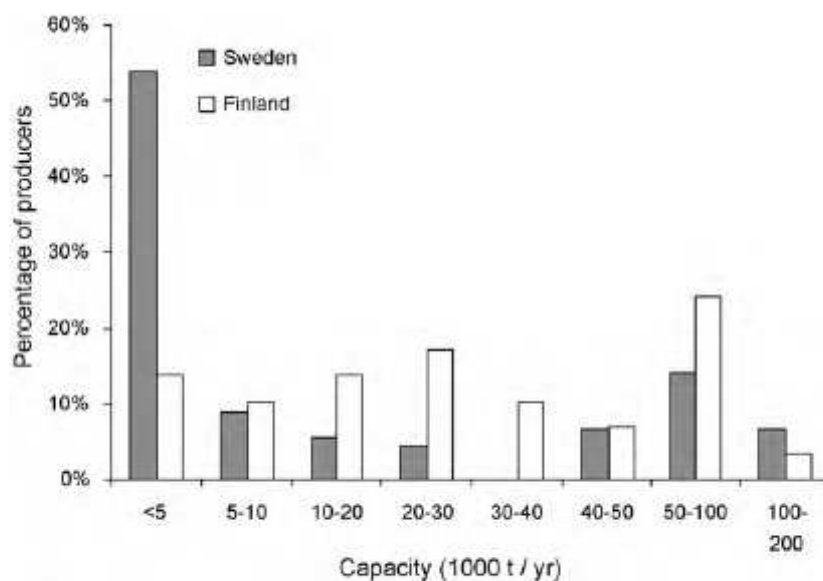
ตลาดสำหรับเชื้อเพลิงชีวมวลอัดเม็ดของทั้ง 3 ประเทศยังคงมีศักยภาพสูง เนื่องจากเมื่อพิจารณาจากภาพที่ 7-8 ซึ่งแสดงจำนวนการติดตั้งระบบความร้อนขนาดเล็กที่ใช้เชื้อเพลิงชีวมวลอัดเม็ดต่อจำนวนประชากรในทั้ง 3 ประเทศตั้งแต่ปี ค.ศ.1997 ถึง 2001 ที่มีแนวโน้มสูงขึ้นตลอดเวลา หมายความว่าความต้องการเชื้อเพลิงชีวมวลอัดเม็ดก็จะสูงขึ้นแปรผันตามจำนวนระบบด้วย

สำหรับประเทศสวีเดนเริ่มก่อตั้งโรงงานสำหรับผลิตเชื้อเพลิงชีวมวลอัดเม็ดตั้งแต่ปี ค.ศ.1982 และหลังจากนั้นทำให้สวีเดนมีจำนวนผู้ผลิตเพิ่มมากขึ้นถึง 94 ราย ซึ่งส่งผลให้สวีเดนกลายเป็นประเทศผู้นำทางด้านการผลิตเชื้อเพลิงชีวมวลอัดเม็ดและเป็นประเทศที่มีการใช้งานเชื้อเพลิงดังกล่าวมากที่สุดในโลก (Selkimaki et al., 2010) จากการประเมินกำลังการผลิตนั้นมีการคาดการณ์ว่า สวีเดนมีกำลังการผลิตประมาณ 2,344,000 ตันต่อปี โดยมีโรงงาน 5 แห่งที่มี

กำลังการผลิตต่อปีอย่างน้อย 100,000 ตัน และมีโรงงานถึง 15 แห่ง ที่มีกำลังการผลิตระหว่าง 50,000 ถึง 100,000 ตันต่อปี ซึ่งเมื่อนำกำลังการผลิตของโรงงานข้างต้นมารวมกันแล้วจะพบว่า มีกำลังการผลิตมากกว่าร้อยละ 20 ของผู้ผลิตทั้งหมด ดังภาพที่ 7-9

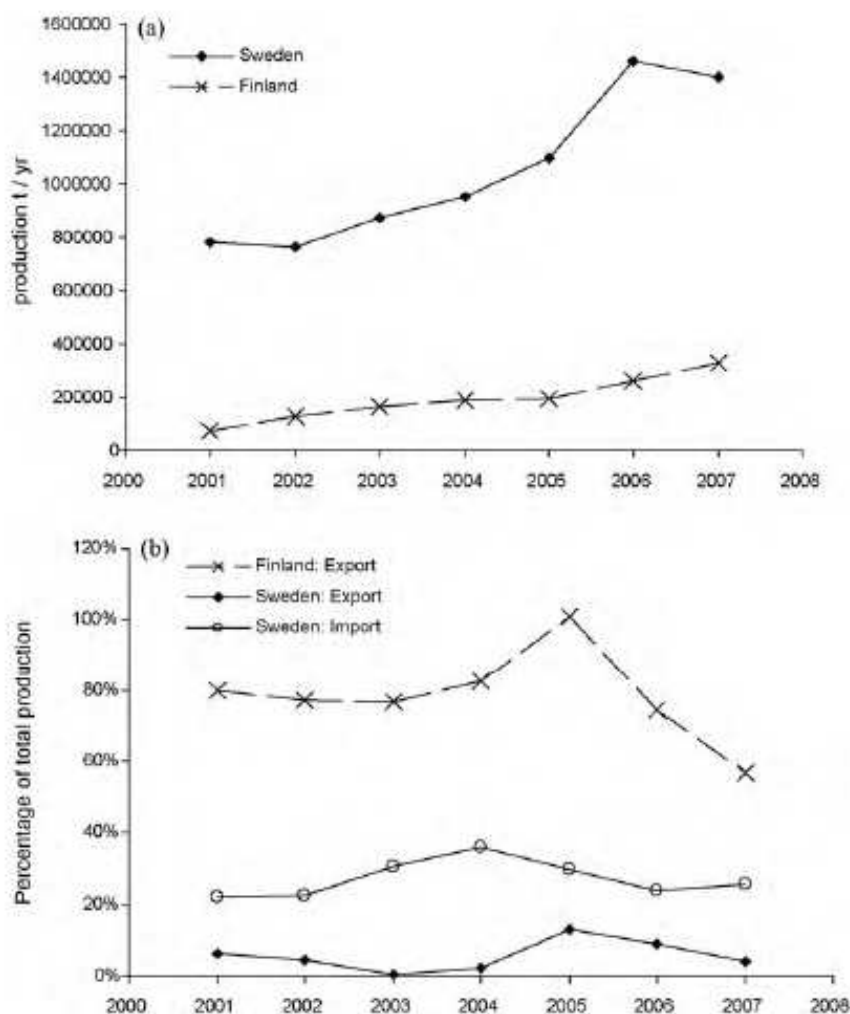


ภาพที่ 7-9 ตำแหน่งและกำลังการผลิตของโรงงานผลิตชีวมวลแข็งอัดเม็ดในพื้นที่ที่ทำการศึกษา (ด้านซ้าย) และ กำลังการผลิตโดยรวมตามพื้นที่ (ด้านขวา)



ภาพที่ 7-10 การแจกแจงของผู้ผลิตตามปริมาณกำลังการผลิตในสวีเดนและฟินแลนด์

จากภาพที่ 7-10 จะเห็นได้ว่ามีโรงงานขนาดเล็กในประเทศสวีเดนอยู่มากกว่า 50 เปอร์เซ็นต์ของจำนวนผู้ผลิตทั้งหมด ซึ่งมีกำลังการผลิตตั้งแต่ร้อยละ 10 ถึงหลายพันตันต่อปี โดยกำลังการผลิตรวมของโรงงานขนาดเล็ก (กำลังการผลิตไม่เกิน 5,000 ตันต่อปี) ประมาณ 150,000 ตันต่อปี ซึ่งคิดเป็นร้อยละ 6 ของกำลังการผลิตทั้งหมดในอุตสาหกรรมการผลิตเชื้อเพลิงชีวมวลอัดเม็ดของประเทศสวีเดน ในอนาคตข้างหน้ามีการวางแผนที่จะสร้างโรงงานที่มีกำลังการผลิตสูงถึง 160,000 ตันต่อปี ซึ่งจะทำให้ประเทศสวีเดนมีกำลังการผลิตรวมมากกว่า 2.5 ล้านตันต่อปี เมื่อพิจารณาดำเนินทางภูมิศาสตร์จะพบว่าเมือง Jonkoping ทางตอนใต้และเมือง Vasterbottens ทางตอนเหนือมีกำลังการผลิตต่อปีสูงที่สุดประมาณ 342,000 และ 321,000 ตัน ตามลำดับ โดยกำลังการผลิตของประเทศสวีเดนนั้นแสดงได้ดังภาพที่ 7-11

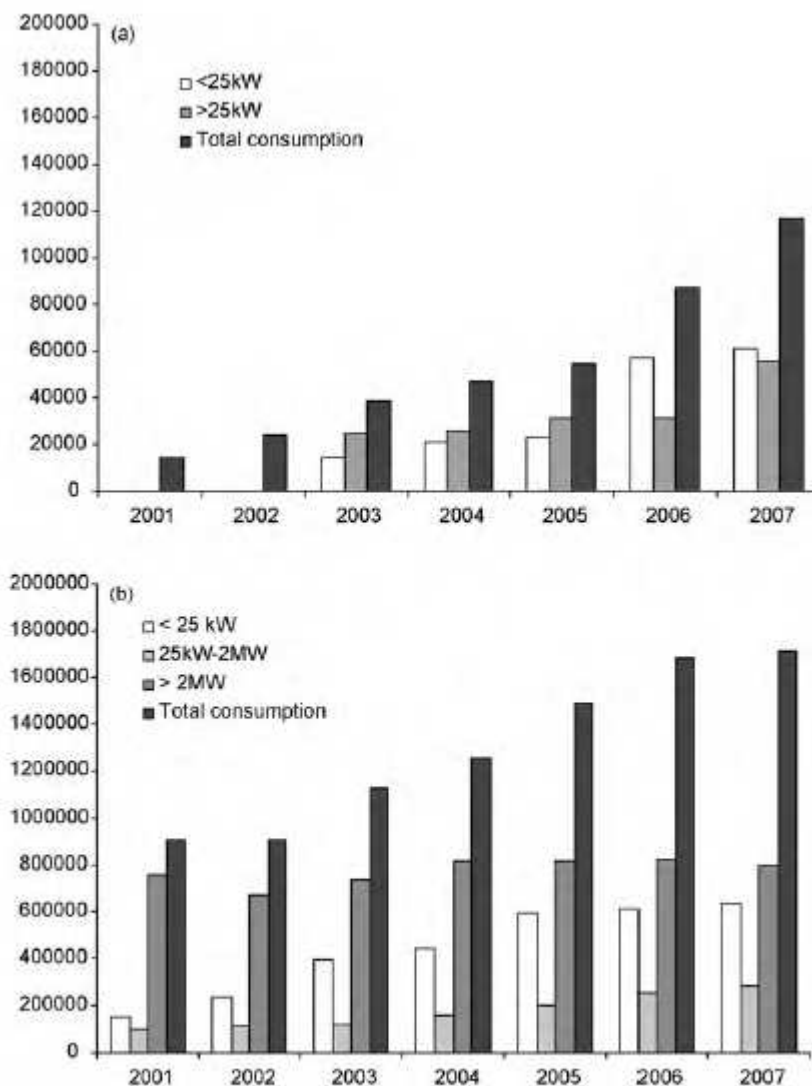


ภาพที่ 7-11 การผลิตเชื้อเพลิงชีวมวลอัดเม็ดในสวีเดนและฟินแลนด์

(a) กำลังการผลิต (b) อัตราการส่งออกและการนำเข้า

ปริมาณการใช้งานเชื้อเพลิงชีวมวลอัดเม็ดในประเทศสวีเดนนั้นมีอยู่ประมาณ 1,715,000 ตัน โดยเชื้อเพลิงชีวมวลอัดเม็ดจำนวน 635,000 ตันนั้น ถูกใช้ในโรงงานที่มีหม้อไอน้ำขนาดเล็ก (กำลังการผลิตน้อยกว่า 25 kW) และเชื้อเพลิงชีวมวลอัดเม็ดจำนวนอีก 280,000 ตันนั้น

ถูกใช้ในโรงงานที่มีหม้อไอน้ำขนาดกลาง (กำลังการผลิตระหว่าง 25 kW-2 MW) นอกจากนั้นในปี ค.ศ. 2007 เชื้อเพลิงชีวมวลอัดเม็ดจำนวน 800,000 ตันนั้น ถูกใช้ในโรงงานผลิตความร้อนและ โรงงานพลังงานความร้อนร่วม โดยเชื้อเพลิงชีวมวลอัดเม็ดประมาณครึ่งหนึ่งของกำลังการผลิต ทั้งหมดนั้นจะถูกใช้ในโรงงานขนาดใหญ่ แต่อย่างไรก็ตาม การใช้งานเชื้อเพลิงชีวมวลอัดเม็ดของ โรงงานขนาดเล็กก็มีปริมาณเพิ่มสูงขึ้นอย่างรวดเร็วเช่นเดียวกัน ดังแสดงภาพที่ 7-12



ภาพที่ 7-12 ปริมาณการใช้เชื้อเพลิงชีวมวลอัดเม็ดต่อปี ในหม้อไอน้ำขนาดเล็ก/ครัวเรือน ขนาดกลาง และขนาดใหญ่ในโรงงานผลิตไฟฟ้า

(a) ปริมาณการใช้ในฟินแลนด์ (b) ปริมาณการใช้ในสวีเดน

ในปี ค.ศ.1996 เชื้อเพลิงชีวมวลอัดเม็ดประมาณร้อยละ 95 ของทั้งหมด ถูกใช้ไปใน โรงงานผลิตความร้อน ในขณะที่การใช้เชื้อเพลิงชีวมวลอัดเม็ดในครัวเรือนนั้นมีปริมาณต่ำ (1,800 ครัวเรือน) ในช่วงปี ค.ศ.2004 ถึง 2006 รัฐบาลของสวีเดนได้ให้ความช่วยเหลือโรงงานผลิตความร้อนขนาดกลางและขนาดเล็กที่ใช้เชื้อเพลิงชีวมวลเป็นแหล่งพลังงาน ส่งผลให้มีผู้ใช้งานเชื้อเพลิง

ชีวมวลอัดเม็ดเพิ่มมากขึ้น หลังจากนั้นพบว่า มีผู้ใช้งานเชื้อเพลิงชีวมวลอัดเม็ดในระบบการผลิตความร้อนในครัวเรือนเพิ่มขึ้น และมีจำนวนของผู้ใช้งานเชื้อเพลิงชีวมวลอัดเม็ดที่มีกำลังการผลิตขนาดเล็กเพิ่มมากขึ้นอย่างรวดเร็วในช่วงนั้นเช่นกัน อาทิเช่น มีจำนวนผู้ใช้งานเชื้อเพลิงชีวมวลอัดเม็ดในหม้อไอน้ำและเตาเผาเกิดขึ้นประมาณ 32,000 แห่งในปี ค.ศ. 2006 และในปี ค.ศ. 2008 มีผู้ใช้งานในครัวเรือนประมาณ 120,000 ราย ในระบบการผลิตความร้อนและในเตาเผา 20,000 ราย

นอกจากการเพิ่มขึ้นของจำนวนผู้ใช้งานเชื้อเพลิงชีวมวลอัดเม็ดที่มีกำลังการผลิตขนาดเล็กโดยเฉพาะในครัวเรือนแล้วนั้น ยังมีผู้ใช้งานที่มีกำลังการผลิตขนาดกลางเพิ่มขึ้นในปี 2008 เช่นกัน โดยมีจำนวนประมาณ 4,000 ราย และมีโรงงานผลิตความร้อนที่ใช้งานเชื้อเพลิงชีวมวลอัดเม็ดเป็นแหล่งพลังงานหลักในการผลิตความร้อนอยู่ประมาณ 200 แห่ง โดยการวิเคราะห์ SWOT ของการใช้งานเชื้อเพลิงชีวมวลอัดเม็ดในประเทศสวีเดน แสดงได้ดังตารางที่ 7-9

ตารางที่ 7-9 การวิเคราะห์ SWOT ของประเทศสวีเดนในการใช้งานเชื้อเพลิงชีวมวลอัดเม็ด

SWOT	เหตุผล
1. จุดแข็ง	- มีการเพิ่มขึ้นของตลาดเชื้อเพลิงชีวมวลอัดเม็ด - มีผู้ใช้งานที่มีกำลังผลิตขนาดเล็กอยู่มาก - มีระบบการขนส่งที่ดี - เชื้อเพลิงชีวมวลอัดเม็ดส่วนใหญ่ถูกผลิตขึ้นตามมาตรฐาน - มีการลดอัตราภาษีสำหรับผู้ใช้งานเชื้อเพลิงชีวมวลอัดเม็ด
2. จุดอ่อน	- ขาดแคลนวัตถุดิบภายในประเทศ - ผู้ผลิตขนาดเล็กไม่ค่อยทำตามมาตรฐาน - คุณภาพของเชื้อเพลิงชีวมวลอัดเม็ดที่นำเข้า
3. โอกาส	- วัตถุดิบชนิดใหม่ - การพัฒนาของท่าเรือในการนำเข้าเชื้อเพลิงชีวมวลอัดเม็ด
4. อุปสรรค	- เกิดการแข่งขันในการใช้วัตถุดิบกับอุตสาหกรรมอื่นๆ - ราคาวัตถุดิบเพิ่มสูงขึ้น - มีการลดการนำเข้าเชื้อเพลิงชีวมวลอัดเม็ด

7.4 มาตรฐานด้านชีวมวลแปรรูปที่เกี่ยวข้อง

เนื่องจากชีวมวลอัดเม็ดมีการใช้กันอย่างแพร่หลายในกลุ่มประเทศยุโรปหลายประเทศ มีระบบการซื้อขายชีวมวลอัดเม็ดระหว่างผู้ใช้งานและผู้ผลิตทั้งภายในประเทศ และระหว่างประเทศ ดังนั้นเพื่อให้การใช้ชีวมวลอัดเม็ดมีอย่างต่อเนื่องและมากขึ้น ควรต้องมีการควบคุมคุณภาพและกำหนดมาตรฐานของชีวมวลอัดเม็ด ให้สอดคล้องกับการนำไปใช้ ไม่ก่อให้เกิดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม หรืออุปกรณ์ต่างๆ ดังนั้น ประเทศในกลุ่มยุโรปจึงได้มีการกำหนดร่างมาตรฐาน

เชื้อเพลิงชีวมวลแข็งขึ้นเพื่อใช้กับประเทศในกลุ่ม ซึ่งรวมถึง เศษไม้ เศษไม้อัดเม็ด ไม้ท่อน ชีเลื่อย เรียกว่า CEN/TC335 โดยจะบ่งบอกถึงรายละเอียดคุณลักษณะของเชื้อเพลิงที่จะต้องมีการเตรียมให้เป็นมาตรฐานทั้งทางด้านกายภาพและทางเคมี และได้อธิบายถึงแหล่งที่มาของเชื้อเพลิง โดยรายละเอียดคุณลักษณะได้แสดงไว้ใน CEN/TS 14961:2005 Solid biofuels-Fuel specification and classes

นอกจากนั้นยังมีการจัดทำคู่มือสำหรับการผลิตเศษไม้อัดเม็ดขึ้น โดยบริษัท The energy crops company, England (Wood pellet fuel utilization design guide V1.8 September 2007, The energy crops company, England) ซึ่งมีรายละเอียดของหม้อไอน้ำสำหรับชีวมวลอัดเม็ด การออกแบบ การจัดเก็บและขนาดของชีวมวล

ในขณะที่ CEN/TC335 ถูกกำหนดเป็นมาตรฐานเชื้อเพลิงแข็งในยุโรป ก่อนหน้านั้นในหลายประเทศได้มีการกำหนดมาตรฐานขึ้นใช้เอง เช่น Austrian standards Institute กำหนดให้มีมาตรฐาน ÖNORM โดยผู้ผลิตหม้อไอน้ำของออสเตรียหลายแห่งได้ใช้มาตรฐานเชื้อเพลิงตามมาตรฐาน ÖNORM M 7133 สำหรับเศษไม้ และ ÖNORM M 7135 สำหรับชีวมวลอัดเม็ด ส่วน German Standards Institute ก็ได้กำหนดมาตรฐานเชื้อเพลิงชีวมวลไว้เช่นกัน คือ มาตรฐาน DIN 66 165 ซึ่งก็ยังพบว่ามีการใช้อยู่ในปัจจุบัน

นอกจากมาตรฐานเกี่ยวกับชีวมวลแล้ว ยังต้องมีการกำหนดคุณลักษณะของอุปกรณ์เผาไหม้ชีวมวล โดยในประเทศอังกฤษได้มีการกำหนดมาตรฐาน BS EN 303-5:1999 ใช้สำหรับหม้อไอน้ำที่ใช้เชื้อเพลิงชีวมวลแข็ง ที่ให้ความร้อนไม่เกิน 300 kW [www.biomassenergycentre.org.uk/portal/]

ในขณะเดียวกันก็ยังมีประเทศในยุโรปบางส่วนที่ยังไม่มีมาตรฐานสำหรับการแปรรูปเชื้อเพลิงชีวมวลอัดเม็ด เนื่องจากปริมาณการใช้เชื้อเพลิงชีวมวลอัดเม็ดยังน้อยอยู่ และตลาดการซื้อขายเชื้อเพลิงชีวมวลอัดเม็ดในประเทศยังไม่มีหรือมีขนาดเล็ก และในบางประเทศที่มีการใช้เชื้อเพลิงชีวมวลอัดเม็ดมากพอสมควรแต่ยังไม่มีมาตรฐาน เนื่องจากรอมาตรฐานกลางของทางยุโรปอยู่

สำหรับมาตรฐานเชื้อเพลิงชีวมวลอัดเม็ดที่มีใช้กันอยู่ของประเทศในกลุ่มยุโรป สามารถรวบรวมได้ดังนี้

- ออสเตรีย

มาตรฐานการแปรรูปเชื้อเพลิงชีวมวลอัดเม็ดของประเทศออสเตรีย แบ่งออกเป็น 3 มาตรฐาน โดยขึ้นอยู่กับคุณภาพผลิตภัณฑ์ คุณภาพทางโลจิสติกส์ และคุณภาพการจัดเก็บ

- ÖNORM M 7135 เป็นมาตรฐานเชื้อเพลิงชีวมวลอัดเม็ดและอัดแท่งซึ่งเน้นการตรวจสอบแบบเฉพาะเจาะจง

- ÖNORM M 7136 เป็นมาตรฐานกำหนดคุณภาพของเชื้อเพลิงชีวมวลอัดเม็ดด้านโลจิสติกส์ของการขนส่งและการจัดเก็บในพื้นที่เพาะปลูก

- ÖNORM M 7137 เป็นมาตรฐานเชื้อเพลิงชีวมวลอัดเม็ดด้านการจัดเก็บและ
ผู้บริโภค

- สวีเดน

ประเทศสวีเดนใช้มาตรฐาน SS 18 71 20 ในการกำหนดมาตรฐานคุณภาพ
เชื้อเพลิงชีวมวล ซึ่งมาตรฐานนี้แบ่งออกได้เป็น 3 ประเภทตามขนาดและปริมาณถ้ำ

- เยอรมัน

ประเทศเยอรมันใช้มาตรฐาน DIN 51731 สำหรับกำหนดเงื่อนไขของเชื้อเพลิง
ไม้อัดเม็ดและอัดแท่ง นอกจากนี้ยังมีมาตรฐาน DIN EN 15270 สำหรับเชื้อเพลิงชีวมวลที่มี
คุณภาพสูง ในส่วนของมาตรฐานด้านโลจิสติกส์ที่ใช้นั้นค่อนข้างใกล้เคียงกับมาตรฐาน ÖNORM M
7136 ของประเทศออสเตรีย และมาตรฐานในการกักเก็บเชื้อเพลิงชีวมวลก็อ้างอิงมาจากมาตรฐาน
ÖNORM M 7137 ของประเทศออสเตรีย

- อิตาลี

ประเทศอิตาลีใช้มาตรฐาน CTI-R04/05 ในการกำหนดปัจจัยต่างๆ ที่ส่งผลต่อ
พลังงานของเชื้อเพลิงชีวมวลอัดเม็ด ซึ่งประเภทของเชื้อเพลิงชีวมวลอัดเม็ดขึ้นอยู่กับองค์ประกอบ
ของชีวมวลนั้นๆ

- A.1 ไม้ผลัดใบและต้นสนที่ไม่มีเปลือก ผลิตภัณฑ์จากไม้ที่ยังไม่ผ่าน
กระบวนการในโรงงานอุตสาหกรรม ไม้ที่ไม่มีเปลือกที่ผ่านการใช้แล้วและไม้ที่ผสมกับวัตถุดิบอื่นๆ

- A.2 วัตถุดิบที่ไม่จัดอยู่ในประเภท A.1 ชีวมวลประเภทลำต้นไม้อ่อนและไม้ที่
ผสมกับวัตถุดิบอื่นๆ

- A.3 วัตถุดิบอื่นๆที่ไม่จัดอยู่ในประเภท A.2

- ฝรั่งเศส

ประเทศฝรั่งเศสไม่มีมาตรฐานสำหรับเชื้อเพลิงชีวมวลแบบอัดเม็ด แต่ได้มี
มาตรการควบคุมโดยอ้างอิงจากมาตรฐาน CTI-R04/05 สำหรับกรณีการใช้เชื้อเพลิงชีวมวลใน
เตาเผา หม้อต้มไอน้ำ หม้อต้มไอน้ำขนาดใหญ่ และเตาเผาขนาดใหญ่

โดยค่ามาตรฐานเชื้อเพลิงชีวมวลแปรรูปต่างๆ ที่กล่าวถึงของทั้ง 5 ประเทศ แสดงดังใน
ตารางที่ 7-10

ตารางที่ 7-10 มาตรฐานของเชื้อเพลิงชีวมวลแบบอัดเม็ดในประเทศต่างๆ

Parameter	Country												
	Austria	Sweden (SS 18 71 20)			German		Italy			France			
Standard	ÖNORM M 7135	Gr. 1	Gr. 2	Gr. 3	DIN 51731	DINEN 15270	A. 1	A. 2	A. 3	Stove	Boiler	Large boiler	Incinerator
<u>Physical</u>													
Diameter (mm)	4-10	<25	<25	<25	4-10	-	6 ± 0.5-8	6 ± 0.5-8	10 ± 0.5-25	6 ± 1	8-10 ± 1	>16	>16
Length (mm)	<5	<4	<5	<5	<5	<5	-	<5	-	10-30	10-15	>16	>16
Bulk density (kg/dm ³)	-	>600	>500	>500	-	-	620-720	600-720	≥550	>650	>650	>580	>580
Particle density (kg/dm ³)	<1.12	-	-	-	<1.2	<1.2	-	-	-	1.2-1.4	1.2-1.4	-	-
<u>Mechanical</u>													
Durability (%)*	<2.3	<0.8	<1.5	<1.5	-	<2.3	-	-	-	-	-	-	-
Dust Emission (%)							≤1	≤1	-	-	-	-	-
<u>Chemical</u>													
Moisture content (%)	<10	<10	<10	<10	<12	<10	≤10	≤10	≤15	<10	<10	-	-
Ash content (%)	<0.5	<0.7	<1.5	<1.5	<1.5	<0.5	≤0.7	<1.5	-	<10	<10	-	-
Heating value (kcal/kg)	>4,302	>4,039	>4,039	>3,609	3,705- 4,661	>4,302	>4,039	>3,870	-	>4,052	>4,052	-	-

ตารางที่ 7-10 (ต่อ) มาตรฐานของเชื้อเพลิงชีวมวลแบบอัดเม็ดในประเทศต่างๆ

Parameter	Country												
	Austria	Sweden (SS 18 71 20)			German		Italy			France			
Standard	ÖNORM M 7135	Gr.1	Gr.2	Gr.3	DIN 51731	DINEN 15270	A.1	A.2	A.3	Stove	Boiler	Large boiler	Incinerator
N (%)	<0.3	-		-	<0.3	<0.3	≤0.3	≤0.3	-	<0.3	<0.3	-	-
S (%)	<0.04	<0.08	<0.08	-	<0.08	<0.04	≤0.5	≤0.5	-	<0.08	<0.08	-	-
Cl (%)	<0.02	<0.03	<0.03	-	<0.03	<0.02	≤0.03	-	-	<0.3	-	-	-
Na (%)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	<300	-	-	-
Additives (%)	<2	-	-	-	-	<2	banned	-	-	-	-	-	-
As (mg/kg)	-	-	-	-	<0.8	<0.8	-	-	-	-	-	-	-
Cd (mg/kg)	-	-	-	-	<0.5	<0.5	-	-	-	-	-	-	-
Cr (mg/kg)	-	-	-	-	<8	<8	-	-	-	-	-	-	-
Cu (mg/kg)	-	-	-	-	<5	<5	-	-	-	-	-	-	-
Hg (mg/kg)	-	-	-	-	<0.05	<0.05	-	-	-	-	-	-	-
Pb (mg/kg)	-	-	-	-	<10	<10	-	-	-	-	-	-	-
Zn (mg/kg)	-	-	-	-	<100	<100	-	-	-	-	-	-	-

*Remark : Durability has been defined in terms of the percentage of fines after testing.

7.5 ข้อเสนอแนะสำหรับเกณฑ์มาตรฐานเชื้อเพลิงชีวมวลอัดเม็ดในประเทศไทย

ปัจจุบันประเทศไทยยังไม่มีมาตรฐานเชื้อเพลิงชีวมวลอัดเม็ดเพื่อใช้อ้างอิงในการผลิตและการซื้อขายระหว่างกันอย่างชัดเจน ส่วนใหญ่มักอ้างอิงจากผู้ผลิตเครื่องจักรหรือมาตรฐานจากต่างประเทศ ทำให้เป็นอุปสรรคต่อการพัฒนาการใช้งานชีวมวลอัดเม็ดในอุตสาหกรรม ทั้งในการพัฒนาเทคโนโลยีการแปรรูปชีวมวล การกำหนดราคาของชีวมวลอัดเม็ดที่เหมาะสม รวมทั้งปัญหาด้านทุนด้านการขนส่งของประเทศไทยที่ทำให้ปริมาณการใช้เชื้อเพลิงชีวมวลยังไม่แพร่หลายในปัจจุบัน

แต่จากการศึกษามาตรฐานเชื้อเพลิงชีวมวลของประเทศต่างๆในยุโรป สามารถนำมาประยุกต์ใช้เพื่อหาแนวทางมาตรฐานเชื้อเพลิงชีวมวลอัดเม็ดที่เหมาะสมกับประเทศไทยได้ โดยค่าที่ควรระบุอยู่ในมาตรฐานสำหรับประเทศไทยหลักๆ ควรพิจารณาทั้งคุณสมบัติทางกายภาพ คุณสมบัติทางเคมี ค่าความร้อนและองค์ประกอบอื่นๆ ของเชื้อเพลิงชีวมวล เช่น ค่าความหนาแน่น และปริมาณความชื้นในชีวมวลเป็นหลัก ซึ่งปัจจัยต่างๆ เหล่านี้ล้วนมีผลต่อต้นทุนเชื้อเพลิงชีวมวลอัดเม็ดและผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม

ในข้อเสนอแนะสำหรับมาตรฐานของเชื้อเพลิงชีวมวลอัดเม็ดเพื่อใช้ในประเทศไทย จะอ้างอิงจากมาตรฐานของประเทศทางยุโรปทั้ง 5 ประเทศ ซึ่งได้แก่ ออสเตรีย สวีเดน เยอรมัน อิตาลี และฝรั่งเศส ทั้งจากคุณสมบัติทางกายภาพ เคมีและองค์ประกอบทางเคมีของชีวมวล และจากคุณสมบัติที่เหมาะสมสำหรับใช้เป็นเชื้อเพลิงป้อนเข้าสู่ระบบหม้อต้มไอน้ำ ซึ่งสามารถสรุปได้ดังตารางที่ 7-11 ข้อเสนอแนะสำหรับเกณฑ์มาตรฐานเชื้อเพลิงชีวมวลอัดเม็ดในประเทศไทย

คุณสมบัติ	เกณฑ์มาตรฐาน	หมายเหตุ
คุณสมบัติทางกายภาพ		
เส้นผ่านศูนย์กลาง (มม.)	6-10	อ้างอิงจากเกณฑ์ความแตกต่างระหว่างเชื้อเพลิง ชีวมวลแบบอัดแท่งและอัดเม็ด และมาตรฐานของประเทศต่างๆ
ความยาว (มม.)	<5	เพื่อความสะดวกในการขนส่ง และง่ายต่อการป้อนเชื้อเพลิงเข้าสู่ระบบทำความร้อน
ความหนาแน่น (กก./ลบ.เดซิเมตร)	>650	ลดพื้นที่ในการจัดเก็บและประหยัดค่าใช้จ่ายในการขนส่ง
คุณสมบัติทางเคมี		
ความชื้น (%)	<10	มาตรฐานทั่วไป รวมถึงมาตรฐานของประเทศแถบยุโรป
ปริมาณเถ้า (%)	<10	มาตรฐานเชื้อเพลิงที่ใช้ป้อนเข้าสู่ระบบหม้อต้มไอน้ำ
ไนโตรเจน (%)	≤0.6	เพื่อป้องกันการเกิดมลพิษ
ซัลเฟอร์ (%)	≤0.3	เพื่อป้องกันการเกิดมลพิษและการกัดกร่อนในระบบทำความร้อน
คลอไรด์ (%)	<0.03	เพื่อป้องกันการเกิดมลพิษและการกัดกร่อนในระบบ
ค่าความร้อน (กิโลแคลอรี/กก.)	>3,000	ค่าความร้อนที่เหมาะสมและคุ้มค่ากับการนำไปใช้ในระบบการผลิตไอน้ำ

การกำหนดเกณฑ์มาตรฐานเชื้อเพลิงชีวมวลอัดเม็ดในประเทศไทย ค่ามาตรฐานต่าง ๆ ได้ถูกกำหนด โดยคำนึงถึงคุณสมบัติของชีวมวลที่เหมาะสมกับการประยุกต์ใช้ภายในประเทศ รวมถึงผลกระทบในด้านสังคม เศรษฐกิจ และสิ่งแวดล้อม เช่น ค่าใช้จ่ายในการขนส่ง ความเหมาะสมกับชนิดของระบบทำความร้อน (ระบบหม้อต้มไอน้ำ) และการปลดปล่อยมลพิษ เป็นต้น ซึ่งการกำหนดคุณสมบัติทางกายภาพของเชื้อเพลิงชีวมวลนั้น จะคำนึงถึงปัญหาด้านการจัดเก็บ และการขนส่ง เพื่อให้ลดพื้นที่ในการจัดเก็บ และสะดวกในการขนส่ง ในส่วนของคุณสมบัติด้านเคมี จะคำนึงถึงความคุ้มค่าในการใช้ในระบบทำความร้อน ผลกระทบด้านมลพิษ และการสึกกร่อนภายในระบบทำความร้อน

การกำหนดเกณฑ์มาตรฐานของเส้นผ่านศูนย์กลางของชีวมวลนั้น เนื่องจากชีวมวลแบบอัดแท่งและอัดเม็ดมีการแบ่งโดยใช้เส้นผ่านศูนย์กลางเป็นเกณฑ์กำหนด ซึ่งขนาดเส้นผ่านศูนย์กลางของชีวมวลอัดเม็ด คือ น้อยกว่า 25 มม. และมาตรฐานประเทศต่าง ๆ เช่น ออสเตรเลีย และเยอรมัน กำหนดไว้ว่าชีวมวลอัดเม็ดที่มีคุณภาพควรมีเส้นผ่านศูนย์กลางอยู่ระหว่าง 4-10 มม. รวมถึงมาตรฐานของประเทศฝรั่งเศสที่กำหนดไว้ว่าเชื้อเพลิงชีวมวลแบบอัดเม็ดที่เหมาะสมกับการป้อนเข้าระบบหม้อต้มไอน้ำควรมีเส้นผ่านศูนย์กลางอยู่ระหว่าง 8-10 มม. ประกอบกับเทคโนโลยีการอัดเม็ดชีวมวลในประเทศไทย สามารถอัดเม็ดที่มีเส้นผ่านศูนย์กลางอยู่ในช่วง 6-12 มม. ดังนั้นเมื่อวิเคราะห์จากมาตรฐานต่าง ๆ จึงได้เสนอแนะมาตรฐานเส้นผ่านศูนย์กลางของชีวมวลอัดเม็ดไว้ว่าควรมีขนาดเส้นผ่านศูนย์กลางอยู่ระหว่าง 6-10 มม.

ในส่วนของมาตรฐานความยาวของชีวมวลอัดเม็ดนั้น กำหนดโดยอ้างอิงจากค่ามาตรฐานของประเทศแถบยุโรปส่วนใหญ่ เช่น ออสเตรเลีย สวีเดน เยอรมัน และอิตาลี คือ น้อยกว่า 5 มม. และสำหรับค่ามาตรฐานความหนาแน่นของเชื้อเพลิง จะอ้างอิงจากค่ามาตรฐานของประเทศฝรั่งเศส เนื่องจากมีการยังคำนึงถึงเกณฑ์ที่ใช้เป็นเชื้อเพลิงเพื่อป้อนเข้าสู่ระบบหม้อต้มไอน้ำด้วย ดังนั้นค่ามาตรฐานความหนาแน่นของเชื้อเพลิงชีวมวลที่เสนอแนะ คือ มากกว่า 650 kg/dm³ เชื้อเพลิงชีวมวลที่มีความหนาแน่นมากจะช่วยให้สามารถประหยัดพื้นที่ในการจัดเก็บและค่าใช้จ่ายในการขนส่ง นอกจากนี้

จากคุณสมบัติเคมีและองค์ประกอบทางเคมีของชีวมวลในประเทศไทย และคุณสมบัติของเชื้อเพลิงที่เหมาะสมสำหรับใช้เป็นเชื้อเพลิงป้อนเข้าสู่ระบบหม้อต้มไอน้ำ จึงได้เสนอแนะค่ามาตรฐานขององค์ประกอบเคมีต่าง ๆ ที่เหมาะสมสำหรับเชื้อเพลิงชีวมวลอัดเม็ดในประเทศไทย โดยอ้างอิงจากองค์ประกอบทางเคมีในชีวมวลต่าง ๆ ที่มีในประเทศไทย เนื่องจากค่ามาตรฐานด้านชีวมวลของประเทศยุโรปเป็นที่ยอมรับในระดับสากลทั่วโลก ซึ่งค่ามาตรฐานของไนโตรเจนที่เสนอแนะเพื่อป้องกันการปลดปล่อยมลพิษต่าง ๆ เช่น ไนโตรเจนออกไซด์ ไซยาไนต์และไดไนโตรเจนออกไซด์ คือ น้อยกว่าหรือเท่ากับร้อยละ 0.6 เนื่องจาก ชีวมวลในประเทศไทยส่วนใหญ่มีธาตุไนโตรเจนเป็นองค์ประกอบในปริมาณค่อนข้างสูง และค่าดังกล่าวอยู่ในเกณฑ์ที่ไม่ก่อให้เกิดมลภาวะทางด้านสิ่งแวดล้อม ค่ามาตรฐานของซัลเฟอร์ที่เสนอแนะ คือ น้อยกว่าหรือเท่ากับร้อยละ 0.3 เพื่อป้องกันการเกิดแก๊สซัลเฟอร์ออกไซด์ในระบบทำความร้อน ซึ่งจะก่อให้เกิด

มลพิษทางอากาศได้ ค่ามาตรฐานของคลอไรด์ กำหนดเพื่อป้องกันการเกิดมลพิษทางอากาศ โดยเฉพาะไดออกซินและฟูรานซึ่งเป็นสารก่อมะเร็ง และป้องกันการเกิดการกัดกร่อนภายในระบบทำความร้อน โดยค่ามาตรฐานของคลอไรด์ที่เสนอแนะอ้างอิงจากค่ามาตรฐานเชื้อเพลิงชีวมวลอัดเม็ดของประเทศแถบยุโรป ซึ่งกำหนดไว้ที่น้อยกว่าร้อยละ 0.03

7.6 บทสรุป

ในกลุ่มประเทศยุโรป ซึ่งมีความตื่นตัวในเรื่องผลกระทบทางด้านสิ่งแวดล้อมอย่างมาก พยายามลดการใช้พลังงานจากเชื้อเพลิงฟอสซิล เพื่อลดผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อม โดยการเลือกใช้พลังงานทดแทนจากชีวมวล จากการศึกษาและวิเคราะห์การใช้เชื้อเพลิงชีวมวลในตลาดต่างประเทศ พบว่าแนวทางการใช้เชื้อเพลิงชีวมวลแปรรูปเป็นวิธีที่ได้รับการยอมรับจากหลายๆ ประเทศในยุโรป มีแนวโน้มที่มีปริมาณการใช้เพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่องในแต่ละปี และมีศักยภาพในการพัฒนาให้เป็นตลาดที่ยั่งยืนต่อไปได้

จากตัวอย่างที่เห็นได้จากประเทศต่างๆ ในยุโรป การส่งเสริมให้เกิดตลาดที่มั่นคงสำหรับการใช้เชื้อเพลิงชีวมวลแปรรูป ไม่ว่าจะเป็นชีวมวลอัดเม็ดหรือชีวมวลอัดแท่ง ควรต้องมีการใช้นโยบายส่งเสริมในด้านต่างๆ ทั้งทางกฎหมาย ทางภาษี ทางการเงิน เพื่อเป็นเครื่องมือช่วยให้มีการใช้เชื้อเพลิงชีวมวลแปรรูปอย่างแพร่หลาย นอกจากนี้การกำหนดมาตรฐานของชีวมวลแปรรูปก็มีส่วนช่วยให้ตลาดการซื้อขายชีวมวลแปรรูปมีการเติบโตมากยิ่งขึ้น ทั้งในด้านปริมาณการใช้และการผลิตสามารถขยายขอบเขตของตลาดครอบคลุมทั้งภายในประเทศและระหว่างประเทศ

เชื้อเพลิงชีวมวลอัดเม็ด เป็นเชื้อเพลิงชีวมวลที่นิยมใช้มากในยุโรป มีการใช้กับระบบขนาดเล็ก และระบบขนาดใหญ่ สามารถใช้ได้กับภาคครัวเรือน ภาคอุตสาหกรรม และ การผลิตไฟฟ้า ดังนั้นการพัฒนาเทคโนโลยีที่เกี่ยวข้องกับเชื้อเพลิงชีวมวลอัดเม็ด จึงมีความเหมาะสมและมีความคุ้มค่าในระยะยาว

ปัจจุบันในประเทศไทยยังไม่มีแนวทางที่ชัดเจนเกี่ยวกับการใช้ประโยชน์จากชีวมวลให้มีประสิทธิภาพ โดยเฉพาะกับชีวมวลแข็ง ส่วนใหญ่ยังเป็นการนำชีวมวลแข็งไปใช้ประโยชน์โดยตรง ไม่มีการปรับปรุงก่อนการนำไปใช้ ทำให้มีข้อจำกัดหลายประการในการใช้งาน เช่น การขนส่ง การจัดเก็บ คุณสมบัติของชีวมวล เพื่อเป็นการแก้ปัญหาดังกล่าว ทางหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง ควรนำแนวทางที่มีการใช้กันในแต่ละประเทศ และพิสูจน์ว่าใช้ได้ผล มาประยุกต์ใช้อย่างจริงจัง ซึ่งการส่งเสริมให้มีการแปรรูปชีวมวลอัดเม็ดเพื่อนำไปใช้งานต่างๆ จะเป็นการเพิ่มการใช้ประโยชน์จากชีวมวลแข็งที่มีอยู่ได้อย่างชัดเจน แต่อย่างไรก็ตามการส่งเสริมดังกล่าว ควรต้องได้รับการสนับสนุนจากภาครัฐอย่างจริงจังและต่อเนื่องเช่นเดียวกับที่ประเทศในยุโรปดำเนินการสำเร็จมาแล้ว

บทที่ 8 การจัดการโซ่อุปทานของเชื้อเพลิงชีวมวล

การจัดการโซ่อุปทานของเชื้อเพลิงชีวมวลนั้น เป็นสิ่งสำคัญที่จะส่งผลให้การใช้งานเชื้อเพลิงชีวมวลมีประสิทธิภาพเต็มที่ เนื่องจากทุกขั้นตอนที่เกิดขึ้นระหว่างการผลิตเชื้อเพลิงชีวมวลจากแหล่งเพาะปลูก จนกระทั่งถึงการแปรรูปชีวมวลก่อนการนำไปใช้งานล้วนแต่มีผลต่อต้นทุน คุณภาพ และประสิทธิภาพของชีวมวลทั้งสิ้น ในบทนี้ได้กล่าวถึงกระบวนการต่างๆที่เกิดขึ้นในโซ่อุปทานของเชื้อเพลิงชีวมวล ตลอดจนตัวอย่างกรณีศึกษาของการจัดการโซ่อุปทานของเชื้อเพลิงชีวมวลบางชนิดในต่างประเทศ เพื่อใช้เป็นแนวทางในการพัฒนาโซ่อุปทานของเชื้อเพลิงชีวมวลในประเทศไทยต่อไป

8.1 โซ่อุปทานของเชื้อเพลิงชีวมวล

โซ่อุปทานของเชื้อเพลิงชีวมวล เป็นกระบวนการที่เกี่ยวข้องกับเงินลงทุน ต้นทุนในกระบวนการผลิต และต้นทุนในการบริหาร ตั้งแต่แหล่งเพาะปลูกชีวมวลจนกระทั่งถึงกระบวนการแปรรูป โดยกระบวนการต่างๆในโซ่อุปทานของเชื้อเพลิงชีวมวลนั้นประกอบไปด้วย 5 ส่วนสำคัญดังต่อไปนี้ (Hess et al., 2009)

8.1.1 การเก็บเกี่ยว (Harvesting)

การเก็บเกี่ยวชีวมวล เป็นกระบวนการที่เกี่ยวข้องกับการรวบรวมชีวมวล ตั้งแต่แหล่งเพาะปลูกจนถึงสถานที่จัดเก็บ นอกจากการตัดและการขนย้ายชีวมวลจากแหล่งเพาะปลูกแล้ว กระบวนการเก็บเกี่ยวนั้น ยังเกี่ยวข้องกับการอัดก้อนหรือการมัดเป็นห่อ เพื่อความสะดวกในการขนย้ายและการจัดเก็บอีกด้วย

8.1.2 การจัดเก็บ (Storage)

การจัดเก็บชีวมวลเกี่ยวข้องโดยตรงกับฤดูกาลเก็บเกี่ยว ความแปรปรวนของอัตราการผลิต และตารางการขนส่ง การจัดเก็บชีวมวลมีวัตถุประสงค์เพื่อลดต้นทุนที่เกี่ยวข้องและความสูญเสียต่างๆที่อาจเกิดขึ้นในระหว่างการรอที่จะนำชีวมวลไปใช้งานหรือแปรรูป ซึ่งในการจัดเก็บนั้น อาจจะใช้การกองไว้กลางแจ้ง การคลุมด้วยผ้าใบ การจัดเก็บในไซโล เป็นต้น

8.1.3 การแปรรูปเบื้องต้น (Pre-treatment)

การแปรรูปเบื้องต้นโดยทั่วไปจะเกี่ยวข้องกับการลดขนาดของชีวมวล เพื่อเพิ่มความหนาแน่นในขณะทำการอัดก้อนหรือเพิ่มประสิทธิภาพในการแปรรูป นอกจากนั้นอาจจะเป็นการปรับปรุงคุณภาพของชีวมวลด้วยการทำให้เป็นเศษเล็ก ๆ การทำให้แห้งหรือลดความชื้น หรือการ ปั่นผสมเพื่อให้มีคุณสมบัติทางเคมีตามที่ต้องการ

8.1.4 การขนส่ง (Transport)

การขนส่งชีวมวลเกี่ยวข้องกับการขนย้ายชีวมวลจากจุดหนึ่งไปยังอีกจุดหนึ่งในโซ่อุปทานของชีวมวล โดยอาจจะใช้รถบรรทุก รถไฟ หรือเรือบรรทุก เพื่อขนย้ายชีวมวลจากแหล่งเพาะปลูกหรือสถานที่จัดเก็บไปยังโรงงานแปรรูป ซึ่งหากมีการอัดชีวมวลเป็นก้อนหรือมัดเป็นห่อ จะช่วยให้การขนส่งมีความสะดวกมากขึ้น

8.1.5 การแปรรูปชีวมวล (Conversion)

กระบวนการแปรรูปชีวมวล เป็นขั้นตอนในการแปลงสภาพชีวมวลให้อยู่ในรูปแบบและคุณสมบัติที่ต้องการ ซึ่งการแปรรูปชีวมวลมักจะถูกนำมาใช้ในการปรับปรุงคุณสมบัติของเชื้อเพลิงให้เผาไหม้ได้ดีขึ้น ชีวมวลที่เข้าสู่กระบวนการนี้อาจจะผ่านกระบวนการแปรสภาพเบื้องต้นมาก่อนหรือไม่ก็ได้ โดยทั่วไปกรรมวิธีการแปรรูปที่นำมาใช้ในขั้นตอนนี้ มีหลายวิธี เช่น ไบโอเคมี การอัดด้วยแรงดัน และกรรมวิธีทางเคมีและความร้อน เป็นต้น สิ่งที่เป็นที่ที่จะต้องพิจารณาในขั้นตอนนี้ คือ คุณสมบัติจำเพาะของเชื้อเพลิงที่ได้จากการแปรรูปจะต้องเป็นไปตามคุณสมบัติที่ต้องการ โดยเฉพาะอย่างยิ่งคุณสมบัติทางเคมีและความร้อน เช่น ค่าความร้อน ปริมาณความชื้น และขนาดที่เหมาะสมในการเผาไหม้ เป็นต้น

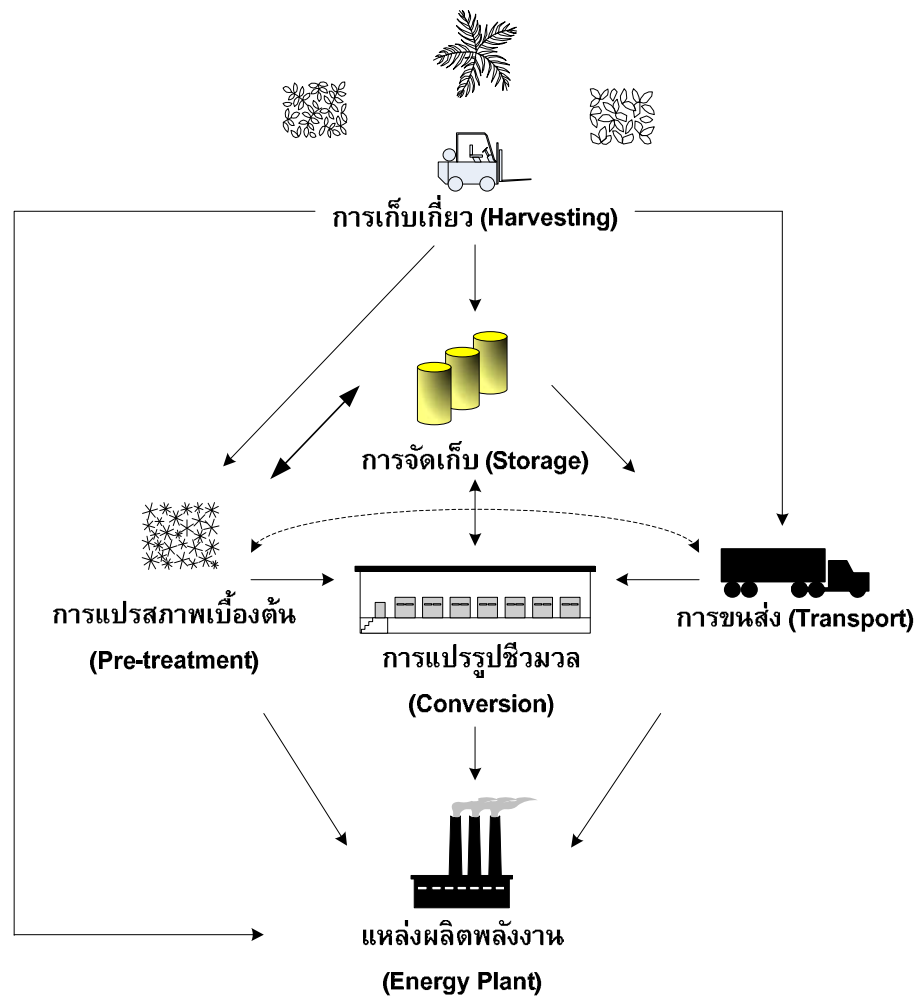
ส่วนประกอบทั้ง 5 ส่วนของโซ่อุปทานที่กล่าวมาข้างต้น เป็นเพียงส่วนประกอบพื้นฐานที่มีในโซ่อุปทานของชีวมวลส่วนใหญ่ โดยในโซ่อุปทานของชีวมวลแต่ละชนิดนั้นจะมีรายละเอียดที่แตกต่างกันไป ซึ่งส่วนประกอบพื้นฐานทั้ง 5 ส่วน สามารถสรุปรายละเอียดได้ดังตารางที่ 8-1 และสามารถแสดงโครงสร้างพื้นฐานโซ่อุปทานเชื้อเพลิงชีวมวลได้ดังภาพที่ 8-1

ตารางที่ 8-1 ลำดับขั้นตอนและปัจจัยที่เกี่ยวข้องกับโซ่อุปทานของเชื้อเพลิงชีวมวล (Hess et al., 2009)

ลำดับขั้นตอนของโซ่อุปทาน	ปัจจัยที่เกี่ยวข้อง
ขั้นตอนที่ 1 การเก็บเกี่ยว (Harvesting) ➤ แหล่งผลิตชีวมวล ➤ ได้จากพื้นที่เกษตรกรรม (ท่อนซุง/ห่อหรือมัด/เศษ) ➤ ได้จากวัสดุเหลือใช้จากการทำเกษตรกรรม (ท่อนซุง/เศษ)	➤ ราคาชีวมวล ➤ คุณสมบัติของชีวมวล ➤ ลักษณะและตำแหน่งของพื้นที่ ➤ ความหนาแน่นของการกระจายตัว

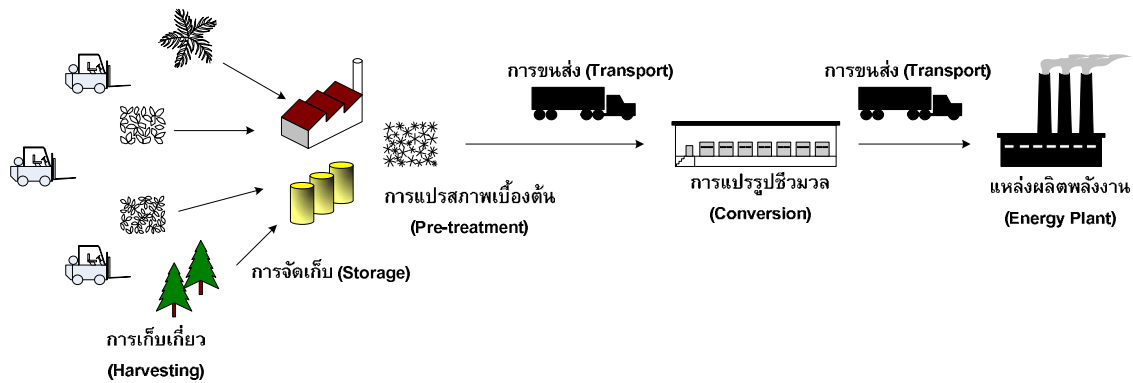
ตารางที่ 8-1 ลำดับขั้นตอนและปัจจัยที่เกี่ยวข้องกับโซ่อุปทานของเชื้อเพลิงชีวมวล (Hess et al., 2009)

ลำดับขั้นตอนของโซ่อุปทาน	ปัจจัยที่เกี่ยวข้อง
ขั้นตอนที่ 2 การจัดเก็บ (Storage) ➤ กองไว้กลางแจ้ง (ท่อนซุง/ห่อหรือมัด/เศษ) ➤ กองไว้ในพื้นที่ปิด (เศษ/มัด) ➤ ไซโล (เศษ/มัด) ➤ ถังหรือบ่อ (ชีวมวลที่เป็นของเหลว)	➤ เงินลงทุน ➤ การบริหารจัดการหรือกระบวนการ ➡ ความสามารถในการจัดเก็บ ➤ วิธีจัดเก็บ ➤ ระยะเวลา
ขั้นตอนที่ 3 การแปรสภาพเบื้องต้น (Pre-treatment) ➤ การลดขนาด ➤ การทำให้แห้ง/ลดความชื้น ➤ การอัดเป็นก้อน/มัด/ห่อ	➤ ขนาด/ปริมาณ/ประเภท ➤ เงินลงทุน ➡ การบริหารจัดการหรือกระบวนการ ➤ อายุการใช้งานของชีวมวล ➤ การสูญเสียความชื้นและมวลขณะแห้ง
ขั้นตอนที่ 4 การขนส่ง (Transport) ➤ รถบรรทุก ➤ รถไฟ ➤ เรือ	➤ ปริมาณ/ระยะทาง ➡ ความรวดเร็วในการขนส่ง ➤ ต้นทุน ➤ การขนย้าย
ขั้นตอนที่ 5 การแปรรูปชีวมวล (Conversion) ➤ ไบโอดีเซล ➤ การอัดด้วยแรงดัน ➤ ความร้อนและเคมี	➤ ขนาด/ปริมาณ ➤ เงินลงทุน ➡ การบริหารจัดการ ➤ ประสิทธิภาพ ➤ เครื่องจักร ➤ คุณสมบัติ

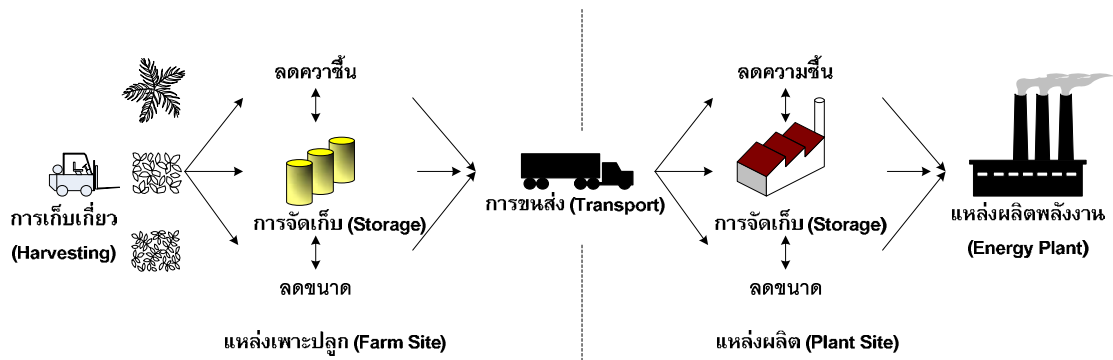


ภาพที่ 8-1 โครงสร้างพื้นฐานโซ่อุปทานของเชื้อเพลิงชีวมวล (De Mol et al., 1997)

จากภาพที่ 8-1 จะเห็นได้ว่าส่วนประกอบทั้ง 5 ส่วนของโซ่อุปทานที่กล่าวมาข้างต้นเป็นส่วนหนึ่งของโครงสร้างอุปทานพื้นฐาน ซึ่งในโซ่อุปทานของชีวมวลแต่ละชนิดนั้นอาจมีส่วนประกอบและลำดับขั้นตอนที่แตกต่างกันไป โดยในโซ่อุปทานของชีวมวลบางตัวอาจจะมีส่วนครบทั้ง 5 ส่วน ซึ่งเป็นรูปแบบทั่วไปที่มีส่วนประกอบเรียงลำดับตั้งแต่การเก็บเกี่ยว จนกระทั่งถึงการแปรรูปชีวมวลก่อนที่จะถูกนำไปใช้ในแหล่งผลิตพลังงาน ดังภาพที่ 8-2 แต่ในโซ่อุปทานของชีวมวลบางชนิดอาจจะไม่ได้มีส่วนประกอบครบทั้ง 5 ส่วนก็ได้ ดังจะเห็นได้จากการนำไปใช้เป็นเชื้อเพลิงในการผลิตความร้อนในอุตสาหกรรมต่างๆ มักจะมีเพียงการแปรสภาพเบื้องต้น เช่น การลดความชื้น หรือการลดขนาดโดยที่ไม่มีการแปรรูปชีวมวล ดังตัวอย่างในภาพที่ 8-3 ทั้งนี้ส่วนประกอบและลำดับขั้นตอนในโซ่อุปทานของชีวมวลแต่ละชนิด จะขึ้นอยู่กับความจำเป็นและความเหมาะสมของชีวมวลแต่ละตัว



ภาพที่ 8-2 รูปแบบทั่วไปของโซ่อุปทานของเชื้อเพลิงชีวมวลที่มีการแปรรูป



ภาพที่ 8-3 รูปแบบโซ่อุปทานของเชื้อเพลิงชีวมวลที่ไม่มีการแปรรูป

(Dunnett et al., 2007)

8.2 ตัวแบบทางคณิตศาสตร์เกี่ยวกับการจัดการโซ่อุปทาน

ในการจัดการโซ่อุปทาน มีความจำเป็นอย่างยิ่งที่จะต้องทราบค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นระหว่างกระบวนการทั้งหมด โดยค่าใช้จ่ายหลักที่เกี่ยวข้องในโซ่อุปทานของเชื้อเพลิงชีวมวล ได้แก่ ค่าใช้จ่ายในการเก็บรวบรวม ค่าใช้จ่ายในการจัดเก็บ ค่าใช้จ่ายในการขนส่ง ค่าใช้จ่ายในการแปรรูป และค่าใช้จ่ายในการเก็บรักษา ดังนั้นในหัวข้อนี้ จึงเป็นการศึกษาการคำนวณหาค่าใช้จ่ายที่เกี่ยวข้องในการจัดการโซ่อุปทาน โดยมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

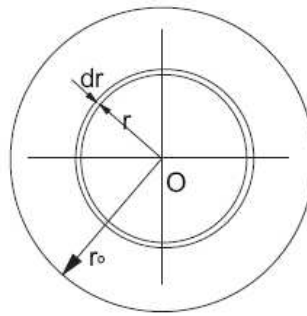
8.2.1 ค่าใช้จ่ายในการเก็บรวบรวมและการแปรรูปเบื้องต้น

ค่าใช้จ่ายในการเก็บรวบรวมชีวมวล คือ ค่าใช้จ่ายในการเก็บรวบรวมชีวมวลที่กระจายกระจายตามแหล่งชีวมวลต่างๆ มาไว้ในบริเวณที่จะขนส่งต่อ ต้นทุนการเก็บรวบรวมขึ้นอยู่กับความหนาแน่นของการกระจายตัวของแหล่งชีวมวล ต้นทุนต่อหน่วยของการปรับปรุงพื้นที่ และ

ความสามารถในการขนส่ง ดังนั้น ต้นทุนการเก็บรวบรวม คือ ผลรวมของต้นทุนการปรับสภาพพื้นที่และต้นทุนการขนส่งจากแหล่ง ชีวมวลไปยังจุดที่จะมีการขนส่งต่อ

เนื่องจากต้นทุนการเก็บรวบรวม ขึ้นอยู่กับเทคโนโลยีในการปรับสภาพพื้นที่ด้วย ดังนั้นในการคำนวณค่าใช้จ่าย จะสมมุติให้ต้นทุนในการปรับสภาพพื้นที่เป็นสัดส่วนกับพื้นที่ที่มีการเก็บรวบรวม ตัวแบบทางคณิตศาสตร์สำหรับต้นทุนในการเก็บต่อหน่วยในพื้นที่แสดงได้ดังต่อไปนี้ (Singh et al., 2010)

ถ้าให้ตำแหน่งการขนส่งต่ออยู่ที่ จุด O ดังภาพที่ 8-4 และ r_0 คือรัศมีของพื้นที่ที่มีการเก็บรวบรวมชีวมวลรอบๆ ตำแหน่งการขนส่งต่อ ถ้า q_c คือความสามารถในการรับน้ำหนักต่อหน่วยการขนส่ง ρ คือความหนาแน่นเชิงพื้นที่ของชีวมวลที่มีอยู่ C_r ค่าการปรับสภาพพื้นที่ (฿ km^{-2}) และ C_t คือค่าใช้จ่ายในการขนส่ง (ด้วยคนหรือเครื่องจักร) จากตำแหน่งใดๆ ที่มีชีวมวลไปยังจุดที่จะมีการขนส่ง ($\text{฿ km}^{-1} \text{ t}^{-1}$) ซึ่งสามารถทำการคำนวณได้ดังนี้



ภาพที่ 8-4 การวิเคราะห์ต้นทุนค่าใช้จ่ายในการเก็บรวบรวม

$$q_c = \int_0^{r_0} \rho 2\pi r dr = \pi \rho r_0^2 \Rightarrow r_0 = \sqrt{\frac{q_c}{\pi \rho}} \quad (1)$$

ค่าใช้จ่ายรวมของชีวมวลในพื้นที่

$$\begin{aligned} &= \int_0^{r_0} (C_r 2\pi r dr + C_t r \rho 2\pi r dr) = \pi \rho r_0^2 \left[\frac{C_r}{\rho} + \frac{2}{3} C_t r_0 \right] \\ &= q_c \left[\frac{C_r}{\rho} + \frac{2}{3} C_t r_0 \right] \quad (2) \end{aligned}$$

ค่าใช้จ่ายในการเก็บรวบรวมต่อหน่วย (C_c) หมายถึง อัตราส่วนค่าใช้จ่ายในการเก็บรวบรวมทั้งหมดต่อความสามารถในการรับน้ำหนักต่อหน่วยการขนส่ง (q_c)

$$\therefore C_c = C_r \frac{1}{\rho} + \frac{2}{3} C_t r_0 \quad (3)$$

สมการที่ (3) เป็นการแสดงต้นทุนในการเก็บรวบรวมต่อหน่วยในรูปฟังก์ชันของ ρ , C_r และ C_t โดยในการคำนวณของ Singh และคณะ, 2010 กำหนดให้ค่า $C_r = 1862.43 \text{ US\$ km}^{-2}$

การเตรียมชีวมวลให้เป็นชิ้นเล็กๆก่อนที่แหล่งเก็บวัตถุดิบ จะช่วยให้การเก็บ การขนส่ง และการเปลี่ยนแปลงทางกายภาพใดๆ เช่นทำให้แห้ง จะทำได้ง่ายกว่าชีวมวลที่ไม่มีการเตรียมใดๆ

ค่าใช้จ่ายในการเตรียมชีวมวลเป็นชิ้นเล็กๆ นั้นประกอบด้วยปัจจัยต่างๆ แต่ที่สำคัญคือศักยภาพของเครื่องมือในการเตรียมโดยในงานวิจัยของ Boukis et al., 2009 ได้กำหนดค่าใช้จ่ายในการทำให้เป็นชิ้นเล็กๆ สำหรับพืชพลังงานในประเทศกรีซไว้ที่ประมาณ 4-6 ยูโรหรือ 160-250 บาทต่อตัน

สำหรับกรณีฟางข้าว ค่าเก็บรวบรวมจะขึ้นอยู่กับอุปกรณ์ที่ใช้ โดยทั่วไปจะมีค่าเก็บประมาณ \$21 ต่อตัน (ประมาณ 735 บาท) สำหรับฟางที่อัดเป็นก้อน ก้อนละ 500 กิโลกรัม และประมาณ \$6.5 ต่อตัน (ประมาณ 228 บาท) สำหรับฟางที่กองไว้ข้างถนน (Sultana et al., 2010) โดยมีแนวทางในการจัดเก็บอยู่ 3 ลักษณะคือ ท้ายไร่ ตอนกลาง หรือโรงเก็บ โดยโรงเก็บจะใช้ค่าใช้จ่ายสูงสุด

8.2.2 ค่าใช้จ่ายในการจัดเก็บ

ค่าใช้จ่ายและคุณภาพของชีวมวล จะขึ้นอยู่กับวิธีการเก็บรักษา การเก็บชีวมวลในโกดังปิด จะช่วยเก็บรักษาคุณภาพของชีวมวลได้ดี เกิดความชื้นขึ้นน้อย แต่เป็นทางเลือกที่มีค่าใช้จ่ายสูง สำหรับค่าใช้จ่ายของการจัดเก็บ จะมีได้หลายกรณี เช่นจากไร่จะอยู่ที่ \$0.9-1.8 ต่อตัน (ประมาณ 31-62 บาท) การเก็บไว้ภายนอกบนพื้นที่ที่มีการอัดจะอยู่ที่ \$2.0-\$2.7 ต่อตัน (ประมาณ 70-95 บาท) การเก็บไว้ภายนอกใต้หลังคาบนพื้นที่มีการอัดแหล่งชีวมวลจะอยู่ที่ \$5.4-\$7.2 ต่อตัน (ประมาณ 189-252 บาท) และการเก็บภายในอาคารปิดบนพื้นที่มีการอัดจะอยู่ที่ \$9-\$13.5 ต่อตัน (ประมาณ 315-473 บาท) โดยมีความสูญเสียในระหว่างการจัดเก็บแต่ละแบบเป็น 10-20%, 5% และ 2% ตามลำดับ (Sultana et al., 2010)

8.2.3 ค่าใช้จ่ายในการขนส่ง

กระบวนการขนส่งที่สมบูรณ์แบ่งออกเป็นองค์ประกอบย่อยได้ดังนี้คือ การขนขึ้น (Loading) การเคลื่อนที่ (Travelling) การขนลง (Unloading) การจัดวางซ้อนกัน (Stacking) และการเดินทางกลับ (Return journey) โดยค่าขนส่งสามารถควบคุมได้โดยการกำหนดตำแหน่งของสถานที่จัดเก็บและแหล่งใช้ชีวมวลให้เหมาะสม โดยต้นทุนที่เกิดขึ้นสามารถแบ่งได้เป็น 2 ส่วน คือ ต้นทุนการขนส่งต่อหน่วย และ ค่าขนส่งจากสถานที่เก็บไปยังแหล่งใช้ชีวมวล ซึ่งก็ขึ้นอยู่กับชนิด

ของชีวมวลด้วย แบบจำลองในพิจารณาดำเนินการของการขนส่งต่อหน่วย (C_t) คือ (Singh et al., 2010)

$$FCPL = FCPH \times TTPL + FCCH \times TTCL \quad (4)$$

$$OCPL = (OCPH + OCCH) \times OTPL \quad (5)$$

$$LCPL = LWPH \times LUPL \times TL \quad (6)$$

$$VCPL = (T5 \times FCUL + T4 \times FCL) \times DPR \times (1 + LUBC/100) \text{ หรือ } D \times (FCUL + FCL) \times DPR \times (1 + LUBC/100) \quad (7)$$

$$C_t = (FCPL \times CCPL \times LCPL + VCPL) / (Q_c D) \quad (8)$$

$$LUPL = T1 + T2 + T3 + T4$$

สำหรับระบบที่คนงานชุดเดียวกันทำหน้าที่ขนขึ้นขนลงและจัดเรียง

$$= \text{Max} ((T1 + T2 + T4 + T5), (T2 + T3))$$

สำหรับระบบที่คนงานที่ทำหน้าที่ขนขึ้นและขนลงเป็นคนละชุดกัน

$$= \text{Max} ((T1 + T4 + T5), (T2 + T4 + T5), (T2 + T3))$$

สำหรับระบบที่มีการใช้หัวขับเคลื่อนเพียงหัวเดียวแต่มีตู้บรรทุกหลายตู้

$$= \text{Max} (T1, (T4 + T5), (T2 + T4 + T5), (T2 + T3))$$

สำหรับระบบที่มีหัวขับเคลื่อนหลายหัวและมีตู้บรรทุก 2 ตู้

(9)

$$T1 = Q_c L_l / TL_l \quad T2 = Q_c L_{ul} / TL_{ul} \quad T3 = Q_c L_{st} / TL_{st}$$

$$T4 = D / VL \quad T5 = D / VUL \quad (10)$$

$$TL_l = TL_{ul} = L_{st} = TL$$

สำหรับระบบที่คนงานชุดเดียวกันทำหน้าที่ขนขึ้นขนลงและจัดเรียง

$$\left. \begin{aligned} TL_l &= TL \times L_l / (L_l + L_{ul} + L_{st}), \\ TL_{ul} &= TL \times L_{ul} / (L_l + L_{ul} + L_{st}), \\ TL_{st} &= TL \times L_{st} / (L_l + L_{ul} + L_{st}) \end{aligned} \right\} \text{สำหรับระบบอื่นๆ} \quad (11)$$

โดยที่

FCPL	เป็นต้นทุนคงที่ทั้งหมดต่อการขนหนึ่งครั้ง	หน่วยเป็นบาท
FCHP	เป็นต้นทุนคงที่ของพาหนะในการขน	หน่วยบาทต่อชั่วโมง
FCCH	เป็นต้นทุนคงที่ของตู้สินค้า (รถบรรทุก เป็น 0)	หน่วยบาทต่อชั่วโมง
TTPL	เป็นเวลารวมของพาหนะต่อการขนหนึ่งครั้ง	หน่วยชั่วโมง
TTCL	เป็นเวลารวมของตู้สินค้าต่อการขนหนึ่งครั้ง	หน่วยชั่วโมง
OCPL	เป็นค่าใช้จ่ายในการดำเนินการต่อการขนหนึ่งครั้ง	หน่วยบาทต่อชั่วโมง
OCPH	เป็นต้นทุนการดำเนินงานของพาหนะ	หน่วยบาทต่อชั่วโมง

OCCH	เป็นต้นทุนดำเนินการของตู้สินค้า (รถบรรทุกเป็น 0)	หน่วยบาทต่อชั่วโมง
OTPL	เป็นเวลาการเดินทางต่อการขนหนึ่งครั้ง	หน่วยชั่วโมง
LCPL	เป็นต้นทุนแรงงานต่อการขนหนึ่งครั้ง	หน่วยบาท
LWPH	เป็นค่าจ้างแรงงานต่อชั่วโมง	หน่วยบาท
LUPL	เป็นเวลาที่ใช้แรงงานต่อการขนหนึ่งครั้ง	หน่วยชั่วโมง
TL	เป็นจำนวนแรงงานทั้งหมด	
TL_l , TL_{ul} , TL_{st}	เป็นจำนวนแรงงานที่ใช้สำหรับขนชีวมวลขึ้น ขนชีวมวลลง และจัดเรียงตามลำดับ	
L_l , L_{ul} , L_{st}	เป็นจำนวนแรงงานที่ต้องการสำหรับขนชีวมวลขึ้น หน่วยคนชั่วโมงต่อตัน ขนชีวมวลลง และจัดเรียงตามลำดับ	
VCPL	เป็นต้นทุนผันแปรต่อการขนหนึ่งครั้ง	หน่วยบาท
D	เป็นระยะทางขนส่ง	หน่วยกิโลเมตร
FCUL	เป็นปริมาณการใช้น้ำมันดีเซลเครื่องจักรในการขนส่ง สำหรับแทรกเตอร์	หน่วยลิตรต่อชั่วโมง
	สำหรับรถบรรทุก	หน่วยลิตรต่อกิโลเมตร
FCL	เป็นปริมาณการใช้น้ำมันดีเซลของเครื่องจักรสำหรับการขนขึ้น สำหรับแทรกเตอร์	หน่วยลิตรต่อชั่วโมง
	สำหรับรถบรรทุก	หน่วยลิตรต่อกิโลเมตร
VUL	เป็นความเร็วในการเคลื่อนเครื่องจักร สำหรับการขนลง	หน่วยกิโลเมตรต่อชั่วโมง
VL	เป็นความเร็วในการเคลื่อนเครื่องจักร สำหรับการขนขึ้น	หน่วยกิโลเมตรต่อชั่วโมง
DPR	เป็นราคาของน้ำมันดีเซล	หน่วยบาทต่อลิตร
LUBC	เป็นค่าใช้จ่ายน้ำมันหล่อลื่น % ของน้ำมันเชื้อเพลิง	
C_t	ต้นทุนการขนส่งชีวมวลต่อหน่วย	หน่วยบาทต่อตัน
T_1 , T_2 , T_3	เป็นเวลาสำหรับขนชีวมวลขึ้น ขนชีวมวลลง และจัดเรียงตามลำดับ	หน่วยชั่วโมง
T_4	เป็นเวลาเดินทางจากสถานที่ขนชีวมวลขึ้น ไปสถานที่ขนชีวมวลลง	หน่วยชั่วโมง
T_5	เป็นเวลาเดินทางจากสถานที่ขนชีวมวลลง ไปสถานที่ขนชีวมวลขึ้น	หน่วยชั่วโมง

ในสมการแรกของสมการที่ (7) ใช้สำหรับรถแทรกเตอร์ ในขณะที่สมการที่สองใช้สำหรับรถบรรทุก

ในงานวิจัยของ Alfons et al., 2009 ได้แสดงไว้ว่าฟังก์ชันต้นทุนการขนส่งจะประกอบไปด้วยต้นทุนคงที่และต้นทุนที่ผันแปรตามระยะทาง ในการประเมินต้นทุนการขนส่งชีวมวลเฉลี่ย, ABTC (฿/ton) ที่ตำแหน่ง $y=y_B$ สำหรับโรงผลิตชีวมวลแสดงได้ดังนี้

$$BTC(x,y) = \frac{FC + DC \times \text{Distance}(x, y)}{TUC} \quad (11)$$

$$FC = FC1 + FC2 \quad (12)$$

$$DC = DC1 + DC2 \quad (13)$$

$$ABTC(x_i, y_B) = \frac{FC \times NR + DC \times \sum_i \text{Distance}(x_i, y_B)}{TUC \times NR} \quad (14)$$

โดยที่

$BTC(x,y)$ คือ ค่าใช้จ่ายเฉพาะของชีวมวล 1 เทียวยจากจุด x ไปจุด y (บาทต่อตัน)

FC คือ ค่าใช้จ่ายคงที่เนื่องมาจากขนขึ้นและขนลง ($FC1$) และ ค่าใช้จ่ายในการอัด ($FC2$)

$\text{Distance}(x,y)$ คือ การขนส่ง 1 เทียวยจาก x ไป y

NR คือ จำนวนรอบทั้งหมดที่ขนส่ง

DC คือ ค่าใช้จ่ายที่ขึ้นอยู่กับระยะทาง (ค่าน้ำมัน) และค่าบำรุงรักษา (บาทต่อกิโลเมตร)ของการขนส่ง 1 หน่วย ($DC1$ เช่น รถบรรทุก) และระบบการบรรจุหีบห่อ ($DC2$) ค่าคงที่เหล่านี้รวมไปถึงค่าใช้จ่ายที่ขึ้นอยู่กับเวลา (ค่าจ้างแรงงาน ต่อชั่วโมง) โดยพิจารณาจากความเร็วเฉลี่ยในการขนส่งอยู่ที่ 30-50 km/hr

TUC คือ ค่าความจุหรือปริมาณการบรรทุก (ตัน)

โครงสร้างการขนส่งถูกนำเสนอไว้ 2 แบบ เรียกว่า BLS1 และ BLS2 ใน BLS1 ชีวมวลจะถูกขนส่งในรถบรรทุกขนาดกลาง (รถบรรทุกที่มีน้ำหนักบรรทุก 8-12 ตัน, 25-30 m^3) โดยที่ชีวมวลมีการอัดก้อนมาแล้ว (ขนาดของก้อนที่อัดมาประมาณ 1 m^3 , 300-400 kg) ใน BLS2 ชีวมวลจะถูกขนส่งด้วยรถขนาดเดียวกันแต่ไม่มีการอัดชีวมวล ในกรณีนี้น้ำหนักบรรทุกจะคงที่ที่ 3 ตัน โดยสรุปแล้วค่าใช้จ่ายการขนส่งของ BLS1 สามารถดูได้ในตารางที่ 8.2 โดยพิจารณาจากประสบการณ์จริงขององค์กรที่เกี่ยวข้องกับการเก็บและขนส่งชีวมวลในสเปน และข้อมูลจากผู้ผลิตเครื่องจักร

ดังนั้น จะได้สมการที่ (15) และ (16) ซึ่งแสดงฟังก์ชันค่าใช้จ่ายการขนส่งชีวมวลโดยเฉลี่ย, ABTC จากโครงสร้าง BLS1 และ BLS2 ตามลำดับ

$$ABTC_1(x_i, y_B) = 12.6 + \frac{0.2025}{NR} \times \sum_i Distance(x_i, y_B), \quad \text{for BLS1} \quad (15)$$

$$ABTC_2(x_i, y_B) = 13.7 + \frac{0.5}{NR} \times \sum_i Distance(x_i, y_B), \quad \text{for BLS2} \quad (16)$$

ตารางที่ 8-2 พารามิเตอร์ที่เกี่ยวข้องในการคำนวณระบบโลจิสติกส์ของ BLS1

Distance dependent costs for logistic structure BLS1		
Parameter	DC1 ^a	DC2 ^a
Speed (km h ⁻¹)	30-50	30-50
Fuel consumption (l/100 km)	30	30
Maintenance (€ km ⁻¹)	0.1	0.1
Personnel (people)	1	2
DC – distance dependent cost (€ km ⁻¹)	1.5	0.525
Fixed cost estimation for logistic structure BLS1		
Parameters	FC1 ^b	FC2 ^b
Bales production capacity (t h ⁻¹)	–	4
Fuel consumption for full load of transport unit (l)	5	25
Transport unit capacity (tonne)	10	10
Required time for full load of transport unit (h)	3	2.5
Personnel (number of workers))	1	2
Fixed cost (€ per run)	41.0	85.0
Reference cost indicator		Value
Fuel (€ l ⁻¹)		1
Personnel (€ h ⁻¹)		12
Operation & Maintenance of vehicles (€ km ⁻¹)		0.1
a DC1 – Distance dependent cost of the transport unit (truck), DC2 – Distance dependent cost of the baling system unit.		
b FC1 – Loading/unloading cost of the transport unit (truck), FC2 – Baling cost.		

โดยทั่วไปวัตถุดิบ (ชีวมวลประเภทต่างๆ) หลังจากมีการเก็บไว้ที่ศูนย์กลางแล้ว จะมีการขนส่งด้วยรถบรรทุกไปยังโรงงานอัดชีวมวลซึ่งขึ้นอยู่กับหลายปัจจัย ในกรณีที่การขนส่งชีวมวลด้วยรถบรรทุกครอบคลุมพื้นที่ระยะสั้น (เช่น ประมาณ 30 กิโลเมตร) ค่าใช้จ่ายประมาณตามสมมติฐานดังนี้ (Boukis et al., 2009)

- ระยะทางเฉลี่ยจากพื้นที่การผลิตพลังงานชีวมวล ประมาณ 30 กม.
- ระยะที่ครอบคลุมโดยรถบรรทุก : $(2 \times 30) = 60$ กม.
- ความเร็วเฉลี่ยของรถบรรทุก : 40 กม./ชั่วโมง
- ระยะเวลาในการให้บริการของรถบรรทุก : $(60/40) = 1.5$ ชั่วโมง
- เวลาในการบรรทุกชีวมวลขึ้นรถบรรทุก : 0.4 ชั่วโมง
- เวลาในการขนชีวมวลลงที่โรงงาน : 0.1 ชั่วโมง
- เวลาทั้งหมดในการขนส่ง : $(1.5+0.4+0.1) = 2$ ชั่วโมง
- จำนวนรอบการขนส่งต่อวัน (เวลาทำงาน 8 ชั่วโมงต่อวัน) : $(8/2) = 4$
- ค่าเฉลี่ยปริมาณการบรรทุกของรถบรรทุก : 30 m^3

โดยสมมติให้ค่าเฉลี่ยของค่าใช้จ่ายของรถบรรทุกอยู่ที่ 220 ยูโรต่อวันหรือ $220 \times 40 = 8,800$ บาทต่อวัน ค่าใช้จ่ายของการขนส่งสำหรับทุกรูปแบบชีวมวลสัมพัทธ์แสดงได้ดังต่อไปนี้

$$\frac{\text{Total day expenses}}{(\text{no.of service/day}) \times (\text{load capacity}) \times (\text{biomass specific gravity (S.G)}) \times (100 - \text{moisture content\% (M.C.)}) / 100} \quad (17)$$

ค่าความถ่วงจำเพาะ และค่าปริมาณความชื้น มีค่าดังแสดงในตารางที่ 8-3 แต่หากชีวมวลนั้นเป็นพืชพลังงานประเภทไม้แห้ง จากทำเป็นชิ้นเล็กๆ แล้วจะมีค่า 300 kg/m^3

ค่าใช้จ่ายการขนส่งของพืชพลังงานจากแหล่งจนมาถึงโรงงานถูกคำนวณโดยแบ่งเป็น 2 ประเภท คือ แบบมีการเตรียมเป็นชิ้นเล็กๆ กับแบบที่ยังไม่มีการเตรียมใดๆ โดยนำข้อมูลของค่าความถ่วงจำเพาะ และค่าปริมาณความชื้น จากตารางที่ 8-3 และแสดงผลการคำนวณในตารางที่ 8-4

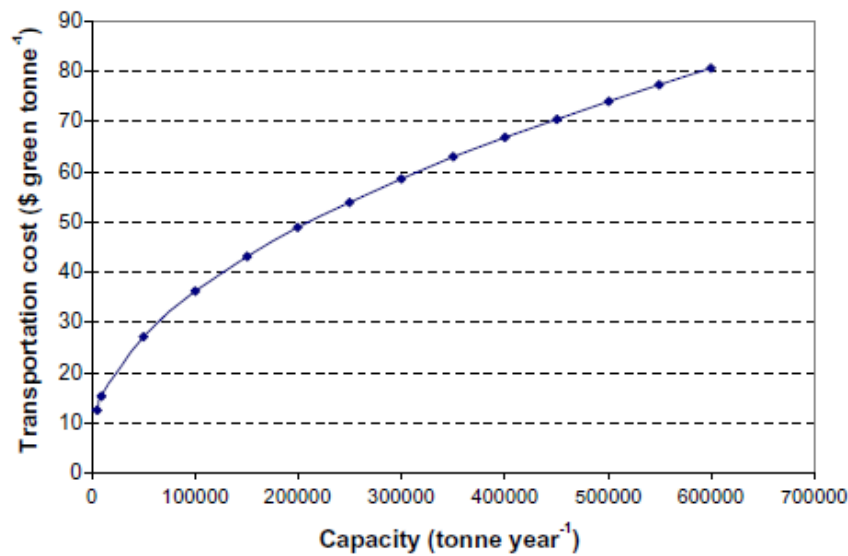
ตารางที่ 8-3 ค่าความถ่วงจำเพาะ และค่าปริมาณความชื้นของชีวมวลแต่ละชนิด

Biomass type	Moisture Content (weight%)	Specific Gravity (kg/m ³)
Biomass residues		
Olive tree pruning	35.00	300
Leaves–twigs (from olive oil production)	30.00	280
Olive pit	18.00	350
Vineyard pruning	37.00	325
Saw dust	65.00	450
Grain straw (in bales)	50.00	300
Energy crop		
Sweet sorghum (As Is)	40.00	100
Sweet sorghum (after chipping)	30.00	300
Rapeseeds (As Is)	50.00	125
Rapeseeds (after chipping)	40.00	300
Sunflower (As Is)	50.00	125
Sunflower (after chipping)	40.00	300
Fiber sorghum	40.00	100
Fiber sorghum (after chipping)	30.00	300

ตารางที่ 8-4 ตัวอย่างผลการคำนวณค่าใช้จ่ายในการขนส่งชีวมวล

Cost factor	Plant			
	Sweet sorghum	Rapeseed	Sunflower	Fiber sorghum
Transportation cost (without chipping)				
Specific cost (AI) (€/dry tonne)	30.56	29.33	29.33	26.19
Specific cost (AI) (€/tonne)	18.33	14.67	14.67	18.33
Pre-treatment of primary sources (biomass chipping)				
Chipping cost (€/dry tonne)	5.00	5.00	5.00	5.00
Chipping cost (€/dry tonne)	3.00	2.50	2.50	3.50
Transportation cost (of the chipped primary sources)				
Specific cost (€/tonne)	6.11	6.11	6.11	6.11
Total chipping and transportation cost (€/tonne)	9.11	8.61	8.61	9.61

Sultana et al., 2010 ได้แบ่งต้นทุนค่าขนส่งเป็น 2 ส่วน คือ ส่วนที่เป็นต้นทุนคงที่จากการขนส่ง ได้แก่ ต้นทุนในการขนขึ้นและขนลง และส่วนผันแปร ได้แก่ ค่าจ้างพนักงานขับรถ ค่าเชื้อเพลิงและค่าบำรุงรักษา โดยต้นทุนส่วนผันแปรจะเป็นสัดส่วนกับระยะทางที่มีการเคลื่อนที่ ต้นทุนในการขนขึ้นและขนลงสำหรับรถบรรทุกในอเมริกาเหนือจะมีค่าใช้จ่ายอยู่ที่ \$5.54 ต่อตัน (ประมาณ 194 บาท) รถขนส่งจะมีค่าใช้จ่ายผันแปรอยู่ที่ \$0.22 ตันต่อกิโลเมตร (ประมาณ 7.7 บาท) โดยค่าขนส่งทางฟางจะมีความสัมพันธ์กับขนาดของกำลังการผลิตโรงงานผลิตชีวมวลอัดก้อนดังภาพที่ 8-5



ภาพที่ 8-5 ต้นทุนค่าขนส่งฟางที่เป็นฟังก์ชันของขนาดโรงงานผลิตชีวมวลอัดก้อน

(Sultana et al., 2009)

สำหรับการขนส่งเชื้อเพลิงอัดก้อนที่มีคุณสมบัติที่เหมาะสมภายหลังการแปรรูปในบางประเทศอาจใช้การขนส่งทางรถไฟ เช่น อเมริกา สวีเดน แคนาดา รัสเซีย ไปยังสถานีกระจายสินค้า แล้วขนส่งโดยบริษัทขนส่งไปยังลูกค้า

8.2.4 ค่าใช้จ่ายในการแปรรูป

ในการวิเคราะห์ความคุ้มค่าทางเทคโนโลยีสำหรับการผลิตเชื้อเพลิงแบบอัดก้อนจะพิจารณาถึงต้นทุนต่างๆ ดังต่อไปนี้ ซึ่งสามารถนำไปใช้ในการพิจารณาดำเนินการแปรรูปเชื้อเพลิงแข็งได้

- 1) เงินลงทุนเริ่มต้น
- 2) ต้นทุนค่าแรง
- 3) ต้นทุนพลังงาน
- 4) ต้นทุนที่สามารถใช้หมดไป

การคิดต้นทุนค่าแรงและต้นทุนพลังงานจะพิจารณาเป็นต้นทุนในการดำเนินการ ในงานวิจัยของ Sultana et al., 2009 ได้กำหนดค่าคงที่ไว้ดังตารางที่ 8-5

ตารางที่ 8-5 ข้อมูลนำเข้าและสมมติฐานของตัวแบบในการวิเคราะห์ความคุ้มค่าทางเทคโนโลยี (Sultana et al., 2009)

Factors	Value
Plant life (years)	30 ^a
Inflation	2.0% ^b
Internal rate of return	10% ^c
Material loss during pelleting process	5% ^d
Plant operating factor ^e	
Year 1	0.70
Year 2	0.80
Year 3 and onward	0.85
Spread of capital cost during construction ^f	
Year 1	20%
Year 2	35%
Year 3	45%
Cost of additional equal sized pellet plant unit relative to the first	0.95 ^g
Other costs such as tax, insurance etc. are assumed to be a percentage of capital cost	0.5%
Power requirement for different equipment for pellet production ^{h,i}	(KW)
Primary grinder	112
Dryer	120
Hammer mill	75
Boiler	75
Pellet mill	300
Cooling	5
Bagging	40
Other	40
Lighting and heating	112

^a Plant life for the pellet plant is assumed based on the other biomass-processing facilities. There is large number of studies which assumes similar number Kumar et al. (2003) and Sarkar and Kumar (2009).

^b This is the average inflation over 12 years Kumar et al. (2003) and Sarkar and Kumar (2009).

^c Assumed.

^d Derived from earlier studies on pellet production.

^e Solid handling plants have a start-up profile. These values are assumed based on operating factors reported in earlier studies on biomass handling facilities. Kumar et al. (2003) and Sarkar and Kumar (2009).

^f Taken from earlier studies and values reported on the investment profile. Kumar et al. (2003) and Sarkar and Kumar (2009).

^g Kumar et al. (2003) and Sarkar and Kumar (2009).

^h Campbell (2007).

ⁱ Pastre (2002).

1) เงินลงทุนเริ่มต้น

เงินลงทุนเริ่มต้นประกอบไปด้วยต้นทุนของกระบวนการ อุปกรณ์และสิ่งที่เป็นประโยชน์ต่างๆ และการติดตั้ง รวมถึงค่าที่ดิน คลังสินค้า อาคารและโครงสร้างต่างๆ โดยค่าบำรุงรักษาอุปกรณ์จะอยู่ที่ร้อยละ 2.5 ของต้นทุนอุปกรณ์ ยกเว้น hammer mill และ pellet mill จะอยู่ที่ร้อยละ 18 และร้อยละ 10 ของต้นทุนการติดตั้งอุปกรณ์ตามลำดับ ต้นทุนในการติดตั้งระบบ

ทางกลและระบบไฟฟ้าอยู่ที่ร้อยละ 32 และร้อยละ 20 ของต้นทุนอุปกรณ์ (Sultana et al., 2010) ต้นทุนอุปกรณ์สามารถปรับมาอยู่ในปีที่ทำการศึกษได้จากแฟกเตอร์ของเงินเฟ้อ

- ค่าสเกลแฟกเตอร์ จะใช้ในการประมาณเงินลงทุนเริ่มต้นที่ระดับกำลังการผลิตต่าง ๆ โดยทั่วไปจะใช้ฟังก์ชันยกกำลังดังแสดงในสมการที่ (18)

$$\text{ต้นทุน}_2 = \text{ต้นทุน}_1 * (\text{กำลังการผลิต}_2 / \text{กำลังการผลิต}_1)^{\text{สเกลแฟกเตอร์}} \quad (18)$$

ถ้าสเกลแฟกเตอร์ = 1 หมายความว่าเงินลงทุนเริ่มต้นเพิ่มขึ้นอย่างเป็นสัดส่วนกับกำลังการผลิต

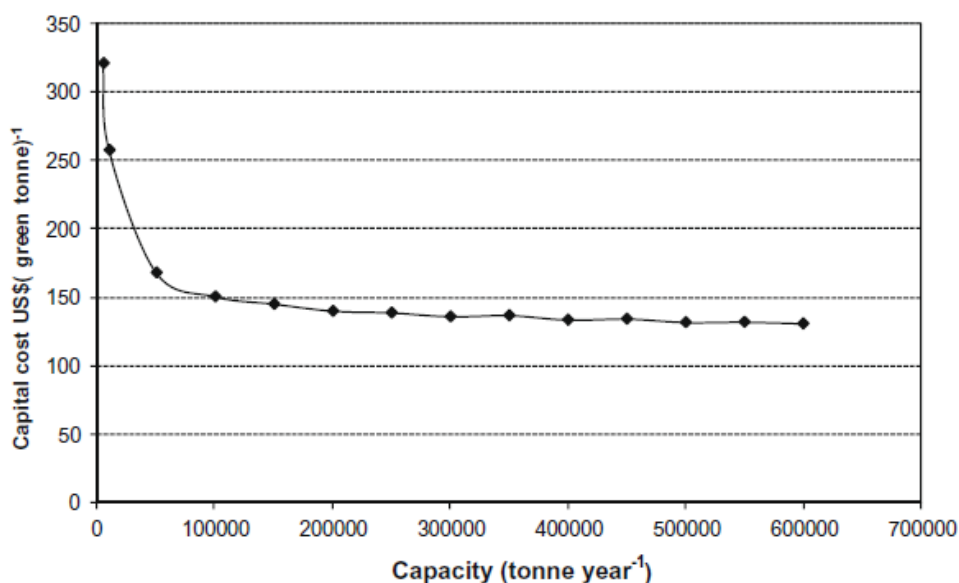
ถ้าสเกลแฟกเตอร์ < 1 หมายความว่าเงินลงทุนเริ่มต้นเพิ่มในอัตราที่น้อยกว่ากำลังการผลิต

สำหรับอุปกรณ์สำหรับชีวมวลจะมีสเกลตามขนาดที่เพิ่มขึ้น โดยเงินลงทุนเริ่มต้นต่อหน่วยผลผลิตจะลดลงเมื่อกำลังการผลิตสูง สำหรับเชื้อเพลิงชีวมวลอัดก้อนมีการใช้สเกลแฟกเตอร์อยู่ที่ 0.6 (Sultana et al., 2010) โดยเงินลงทุนเริ่มต้น และต้นทุนค่าแรงที่ระดับ 6 ตันต่อชั่วโมง สามารถใช้สเกล แฟกเตอร์ได้ดังตารางที่ 8-6

ภาพที่ 8-6 แสดงเงินลงทุนเริ่มต้นต่อหน่วยของทั้งโรงงานเทียบกับการเปลี่ยนระดับกำลังการผลิต เงินลงทุนเริ่มต้นของโรงงานผลิตชีวมวลอัดก้อนต่อหน่วยผลผลิตเพิ่มขึ้นเมื่อกำลังการผลิตเพิ่มขึ้น แต่สำหรับโรงงานที่มีกำลังการผลิตมากกว่า 100,000 ตันของชีวมวลแห้งต่อปีเงินลงทุนเริ่มต้นจะไม่เปลี่ยนแปลง

ตารางที่ 8-6 เงินลงทุนเริ่มต้นสำหรับอุปกรณ์และค่าแรงสำหรับโรงงานผลิตชีวมวลอัดก้อน (ที่ระดับ 6 ตันต่อชั่วโมง) (Sultana et al., 2009)

Plant equipment	Scale factor	Capital cost – base case (\$)	Maximum size of equipment (tonne year ⁻¹)	Source
<i>Capital cost</i>				
Primary grinder	0.99	650,000	105,000	Campbell (2007) and Polman (2008)
Dryer	0.6	430,000	100,000	Hamelinck and Faaij (2002) and Campbell (2007)
Hammer mill	0.6	150,000	108,000	Wright (2008) and Polman (2008)
Feeder	0.57	44,700	50,000	Campbell (2007) and Polman (2008)
Boiler	0.7	51,000		Campbell (2007) and Kumar et al. (2003)
Pellet mill (with conditioner)	0.85	350,000	50,000	Wright (2008) and Polman (2008)
Pellet cooler	0.58	170,000	216,000	Wright (2008) and Polman (2008)
Screen/shaker	0.6	18,300	100,800	Campbell (2007) and Polman (2008)
Bagging system	0.63	450,000	100,800	Campbell (2007) and Polman (2008)
Conveyor tanks etc.	0.75	1130,00	84,000	Campbell (2007) and Polman (2008)
Hourly-wage employee	Hourly rate	Worker shift	Annual hours	Source
<i>Cost of hourly-wage employee</i>				
Supervisor	21.00	1	7200	Hoque et al. (2006)
Maintenance worker	18.00	On-call	2080	Hoque et al. (2006)
Machinery operator	16.00	2	7200	Campbell (2007)
Packaging	15.00	2	7200	Campbell (2007)
Forklift operator	15.00	1	7200	Hoque et al. (2006)
Salary labor		Salary (\$ year ⁻¹)	Payroll tax benefit	Source
<i>Cost of permanent employee</i>				
General manager		100,000	45%	Hoque et al. (2006)
Financial manager		75,000	45%	Hoque et al. (2006)
Supervisor		60,000	45%	Campbell (2007)
Secretary		40,000	45%	Campbell (2007)



ภาพที่ 8-6 การเปลี่ยนแปลงของเงินลงทุนเริ่มต้นต่อหน่วยสำหรับโรงงานผลิตชีวมวลอัดก้อนที่ระดับกำลังการผลิตต่างๆ (Sultana et al., 2009)

2) ต้นทุนค่าแรง

ต้นทุนค่าแรงเป็นต้นทุนหลักอีกส่วนหนึ่ง โดยทั่วไปจะมีแรงงาน 2 ลักษณะคือ ลูกจ้างประจำและลูกค้ำรายชั่วโมง ในกระบวนการผลิตจะโดยทั่วไปจะใช้พนักงานรายชั่วโมง 7 คน ลูกจ้างประจำ 4 คนสำหรับโรงงานที่ผลิต 44,000 ตันต่อปี ซึ่งมักใช้เป็นพื้นฐานในการคำนวณในบทความต่างๆ โดยต้นทุนค่าแรงได้ประมาณไว้ดังแสดงในตารางที่ 8-6 (Sultana et al., 2009)

3) ต้นทุนพลังงาน

- ค่าไฟฟ้า

อุปกรณ์ต่างๆ ในการผลิตชีวมวลอัดแท่งจะเป็นต้องใช้ไฟฟ้าในการผลิตโดยจะสามารถผลิตได้ในอัตรา 4 ตันต่อชั่วโมงสำหรับไม้เนื้ออ่อน และผลิตได้ที่อัตรา 2 ถึง 3 ตันต่อชั่วโมงสำหรับไม้เนื้อแข็ง ปริมาณการใช้ไฟของอุปกรณ์ต่างๆ ได้มีการประมาณไว้ดังแสดงในตารางที่ 8-5

- ค่าก๊าซธรรมชาติ

ก๊าซธรรมชาติถูกนำมาใช้ในการลดปริมาณความชื้นของชีวมวลในเครื่องเป่า และเป็นเชื้อเพลิงสำหรับหม้อไอน้ำในการผลิตไอน้ำ ที่ระดับความชื้นร้อยละ 14 ถึง 10 จะใช้ก๊าซธรรมชาติในอัตรา 1 เหรียญต่อตัน ไอน้ำที่ใช้ในการอัดก้อนอยู่ที่ร้อยละ 4 ของน้ำหนักชีวมวลที่ใส่เข้าไป โดยก๊าซสำหรับการทำให้แห้งมีค่าใช้จ่ายอยู่ที่ 1.27 เหรียญต่อตัน

4) ต้นทุนที่สามารถใช้หมดไป

ในการผลิตชีวมวลอัดแท่ง แม่พิมพ์และโรลเลอร์ถูกพิจารณาเป็นอุปกรณ์ที่ใช้แล้วหมดไปได้ อายุการใช้งานขึ้นอยู่กับคุณลักษณะของชีวมวล ต้นทุนของโรลเลอร์และตะแกรงอยู่ที่ 2.75 เหรียญต่อตัน วัสดุชีวมวลอัดก้อนมีค่าใช้จ่าย 7.5 เหรียญต่อตัน

ในการแปรรูปอาจแบ่งได้ เป็นโรงงานขนาดเล็กและขนาดใหญ่สำหรับผลิตเชื้อเพลิงชีวมวลอัดก้อน

8.2.4.1 โรงงานขนาดเล็ก

เงินลงทุนสำหรับโรงงานแปรรูปขนาดเล็กที่มีการผลิตประมาณ 6,000 ตันต่อปีจะอยู่ที่ประมาณ 625,000 ยูโร (25 ล้านบาท) โดยวัตถุดิบหลักมาจากเศษเหลือทางการเกษตรและพืชพลังงาน โรงงานขนาดเล็กจะมีลักษณะเฉพาะ โดยมีประเภทของเศษเหลือเป็นเฉพาะอย่างที่มีอยู่ในบริเวณที่มีการตั้งโรงงาน ประสิทธิภาพจะอยู่ที่ร้อยละ 41 พิจารณาจากประสิทธิภาพในการแปรรูปชีวมวลไปเป็นชีวมวลอัดก้อน ดังนั้นปริมาณชีวมวลสำหรับป้อนเข้าโรงงานจะอยู่ที่ 14,500 ตันต่อปี รายละเอียดต้นทุนในการดำเนินการทั้งหมด (Total operating cost) สามารถแบ่งได้ดังตารางที่ 8-7

ตารางที่ 8-7 ต้นทุนในการดำเนินการของโรงงานแปรรูปขนาดเล็กที่มีความสามารถในการผลิตเชื้อเพลิง ชีวมวลแข็งอัดก้อน 6,000 ตันต่อปี (Boukis et al., 2009)

#	Operating cost category	%	€/year
A	Personnel	13.20%	95,200
B	Operating and maintenance	1.34%	9,650
C-1	Consumption of electrical power	10.95%	78,986
C-2	Fuel (diesel) consumption	2.08%	15,000
D	General expenses	0.66%	4,760
E	Consumables	1.46%	10,500
F-1	Production cost of primary sources (biomass) ^a	40.42%	291,436
F-2	Transportation cost of primary sources (biomass) ^b	19.42%	140,035
G	Other costs	1.48%	10,705
H	Rent	1.66%	12,000
I	Amortization	7.32%	52,745
Total operating cost (TOC)		100.00%	721,017

^a ต้นทุนการผลิตจากแหล่งวัตถุดิบประมาณ 20 ยูโร (800 บาท) ต่อตัน

^b ต้นทุนการขนส่งประมาณ 10 ยูโร (400 บาท) ต่อตัน

8.2.4.2 โรงงานขนาดใหญ่

เงินลงทุนสำหรับโรงงานแปรรูปขนาดใหญ่สำหรับกำลังการผลิตไฟฟ้าที่มากกว่า 12 MW อยู่ที่ประมาณ 1,650 ยูโร (66,000 บาท) ต่อ kW ต้นทุนค่าเชื้อเพลิงอยู่ที่ร้อยละ 37 ของค่าใช้จ่ายในการดำเนินการ ดังนั้นหากพิจารณาถึงขนาดที่เพิ่มขึ้นและราคาต่อหน่วยที่ลดลงแล้วต้นทุนในการดำเนินการส่วนที่ไม่เกี่ยวข้องกับค่าเชื้อเพลิงจะถูกกลบ แต่ค่าเชื้อเพลิงสูงขึ้นในการผลิตชีวมวลอัดก้อน (กำลังการผลิตประมาณ 44,000 ตันต่อปี) จากข้างฟางของบริษัทแห่งหนึ่งในเยอรมัน พบว่ามีทรัพยากรที่ใช้ในการผลิตดังแสดงในตารางที่ 8-8 ส่วนตารางที่ 8-9 และ 8-10 แสดงต้นทุนในการลงทุนและค่าใช้จ่ายในการดำเนินการ

ตารางที่ 8-8 ทรัพยากรหลักที่ใช้ในการผลิตเชื้อเพลิงชีวมวลอัดก้อนต่อปี (Boukis et al., 2009)

Parameter (unit)	Values
Capacity of the treatment equipment (kg/h)	7,355
Availability of the equipment (%)	92
Operation of the unit ^a (days/year)	310
Operation shifts every day	3
Installed power capacity (kW _e)	892
Operating hours every year ^b (h/year)	5,985
Supply chain efficiency (%)	70
Pellets capacity (tonnes/year)	44,021
Total yearly quantities of primary sources provided to the unit (tonnes/year)	76,862
Needed primary sources (in the field) (tonnes/year)	109,803
Efficiency of fiber sorghum (dry tonnes/1000 m ² /year)	2.60
Humidity of fiber sorghum (%)	30
Needed cultivation area (×1000 m ²)	29,562

^a Week operation of the unit with the exception of Sundays and very important holidays (except 55 days a year).

^b 7 working hours in each shift.

ตารางที่ 8-9 เงินลงทุนทั้งหมดสำหรับโรงงานผลิตชีวมวลอัดก้อนต่อปี (Boukis et al., 2009)

Parameter (unit)	Values
Specific Investment Cost (€/tonne)	144
Plant size (tonnes of pellets/year)	44,021
Total investment cost (€)	6,339,039
Needed investment ^a (€)	1,584,760
Needed subsidy ^b (€)	2,535,615
Credit (€)	2,218,664

^a The needed investment is the 25% of the total investment cost (data from the company KAHL).

^b The expected subsidy corresponds to the 40% of the total investment cost.

ตารางที่ 8-10 ต้นทุนในการดำเนินการทั้งหมด (ยูโร/ปี) และค่าต้นทุนในการดำเนินการจำเพาะสำหรับการผลิตชีวมวลอัดก้อนต่อปี (Boukis et al., 2009)

#	Operating cost parameter	%	€/year
A	Personnel	20.49	316,650
B	Operation and maintenance (O&M)	20.51	316,952
C-1	Consumables (electricity consumption)	39.39	608,782
C-2	Consumables (diesel consumption)	5.18	80,000
D	General expenses	3.07	47,498
E	Other consumables	2.26	35,000
F	Other costs	9.09	140,488
Total operating cost (without fuel cost)		100.00	1,545,370
Specific Operating Cost – Fuel Cost (SOC – FC) (€/tonne pellet)			35.11

สำหรับต้นทุนในการผลิตชีวมวลอัดก้อนของออสเตรีย มีการกำหนดเงื่อนไขไว้ดังตารางที่ 8-11 และได้ผลลัพธ์ดังตารางที่ 8-12

ตารางที่ 8-11 โครงสร้างเงื่อนไขสำหรับการคำนวณของต้นทุนการผลิตชีวมวลอัดก้อน (Thek และ Obernberger, 2004)

Parameters	Unit	Value
<i>General conditions</i>		
Price for electricity	€/MWh	50.87
Interest rate	% p.a.	7.00
Other costs	% p.a.	0.50
Equipment availability	%	90.00
Simultaneity factor (electrical installations)	%	85.00
Utilisation period construction	a	50.00
Service and maintenance costs construction	%	1.00
Utilisation period office and data processing	a	5.00
Service and maintenance costs office and data processing	%	1.00
Utilisation period market introduction	a	10.00
<i>Raw material data</i>		
Raw material		Sawdust
Water content	wt% (w.b.)	55.00
Bulk density (d.b.)	kg (d.b.)/m ³	120.00
Raw material price	€/m ³	4.36
<i>Drying data</i>		
Dryer type		Tube bundle dryer
Specific heat costs (steam)	€/MWh	21.80
Required electric power (including feeding)	kW	77.50
Heat demand for drying (per ton vaporised water)	kWh/ton vaporised water	1000.00
Utilisation period	a	15.00
Service and maintenance costs	%	2.50
<i>Grinding data</i>		
Grinding unit type		Hammer mill
Required electric power	kW	110.00
Utilisation period	a	10.00
Service and maintenance costs	%	18.00
<i>Pellet mill data</i>		
Pellet mill type		Ring die pellet mill
Required electric power	kW	233.00
Steam consumption for conditioning per ton pellets produced	wt%	4.00
Specific heat costs (steam)	€/t	11.73
Bio-additive demand	%	1.00
Costs for bio-additives	€/t _{pellets}	1.82
Utilisation period	a	10.00
Service and maintenance costs	%	10.00
<i>Cooling data</i>		
Cooler type		Counterflow cooler
Required electric power	kW	12.00
Utilisation period	a	15.00
Service and maintenance costs	%	2.00
<i>Storage data</i>		
Kind of storage		Silo storage
Utilisation period	a	20.00
Service and maintenance costs	%	1.50
Storage capacity (in % of the annual pellet production)	%	7.61
<i>Peripheral equipment data (conveying systems, intermediate storage, steel construction)</i>		
Required electric power	kW	90.00
Utilisation period	a	10.00
Service and maintenance costs	%	2.00

ตารางที่ 8-11 (ต่อ) โครงสร้างเงื่อนไขสำหรับการคำนวณของต้นทุนการผลิตชีวมวลอัดก้อน (Thek และ Obernberger, 2004)

Parameters	Unit	Value
<i>Pellets data</i>		
Pellet production rate	t (w.b.)/h	3.00
Annual pellet production	t (w.b.)/a	23,652.00
Water content pellets	wt% (w.b.)	10.00
Bulk density pellets	kg (w.b.)/m ³	610.00
Diameter pellets	mm	6.00
Retail price for pellets (exclusive of VAT)	€/t (w.b.)	162.72
<i>Kind of shift work</i>		
Shifts per day		3.00
Working days per week		7.00
Annual operating hours	h p.a.	7884.00
<i>Personnel data</i>		
Hourly rate	€/h	21.80
Annual basis for personnel hours	h p.a.	8760.00
Persons per shift		1.00
Persons for substitution per shift		0.25
Personnel for administration and marketing	€/a	66,000.00

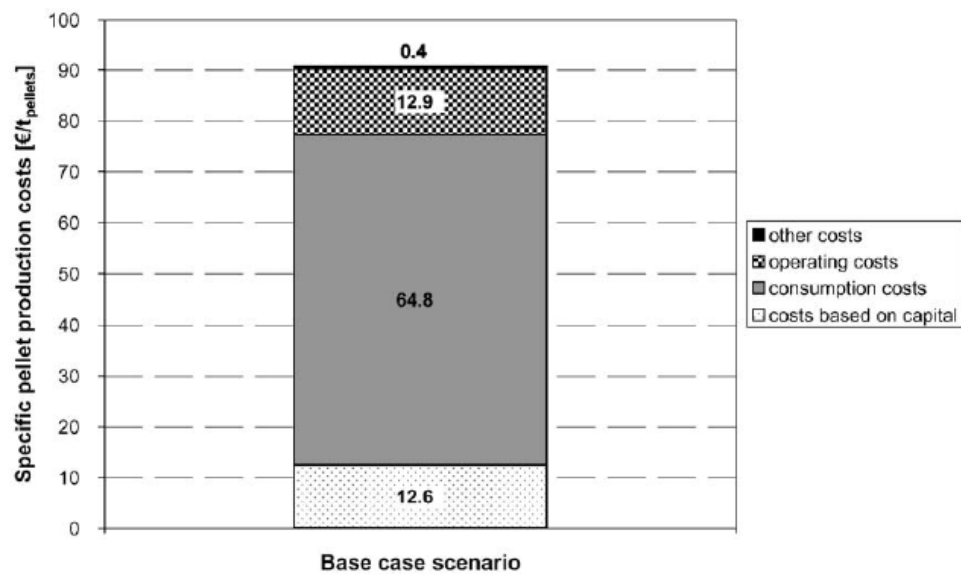
Explanations: wt%—weight per cent; w.b.—wet base; d.b.—dry base; the retail price for pellets is an average price for the year 2002 based on information from pellet retailers; data source [1–3,5,9,10].

ตารางที่ 8-12 การคำนวณต้นทุนการผลิตชีวมวลอัดก้อน (Thek และ Obernberger, 2004)

	Investment costs €	Capital costs € p.a.	Maintenance costs € p.a.	Consumption costs € p.a.	Operating costs € p.a.	Other costs € p.a.	Total costs € p.a.	Specific costs €/t _{pellets}
General investments	580,080	55,050	4,650			2,900	62,601	2.6
Drying	375,000	41,173	9,375	542,033		1,875	594,456	25.1
Grinding	84,000	11,960	15,120	37,499		420	64,999	2.7
Pelletisation	190,000	27,052	19,000	133,574		950	180,576	7.6
Cooling	13,000	1,427	260	4,091		65	5,843	0.2
Storage	291,000	27,468	4,365	10,251		1,455	43,540	1.8
Peripheral equipment	500,000	71,189	10,000	30,681		2,500	114,370	4.8
Personnel					304,710		304,710	12.9
Raw material				773,420			773,420	32.7
Total	2,033,080	235,319	62,770	1,531,550	304,710	10,165	2,144,514	90.7
Specific costs in €/t _{pellets}		9.9	2.7	64.8	12.9	0.4		90.7

Explanations: data source [1–3,5,9,10].

จากภาพที่ 8-7 จะเห็นได้ว่าต้นทุนของที่ใช้แล้วหมดไปมีมูลค่าที่สูงกว่าส่วนอื่นๆ ตามด้วยต้นทุนในการดำเนินการและเงินลงทุนเริ่มต้น



ภาพที่ 8-7 ต้นทุนการผลิตชีวมวลอัดก้อนและองค์ประกอบ

(Thek และ Obernberger, 2004)

8.3 กรณีศึกษารูปแบบโซ่อุปทานของเชื้อเพลิงชีวมวล

ในหัวข้อนี้จะเป็นการศึกษาขั้นตอนและกระบวนการของการจัดการโซ่อุปทานของชีวมวล 2 ชนิด ได้แก่ ข้าวโพดและหญ้า Switchgrass ซึ่งเป็นชีวมวลที่ได้รับความนิยมในการนำไปผลิตเป็นพลังงานและสอดคล้องกับลักษณะของชีวมวลที่มีภายในประเทศไทย โดยลักษณะการจัดการโซ่อุปทานดังกล่าวนั้นสามารถนำมาปรับใช้กับชีวมวลภายในประเทศได้เป็นอย่างดี ซึ่งรายละเอียดของการจัดการโซ่อุปทานของชีวมวลทั้ง 2 ชนิดนั้นมีดังต่อไปนี้

8.3.1 โซ่อุปทานของชีวมวลจากข้าวโพด

ในประเทศสหรัฐอเมริกามีการนำชีวมวลจากข้าวโพดมาใช้ในการผลิตพลังงานอย่างกว้างขวาง โดยสิ่งสำคัญที่ทำให้การนำชีวมวลจากข้าวโพดมาใช้ประโยชน์อย่างประสพผลสำเร็จนั้น คือ การบริหารจัดการที่ดี ในประเทศสหรัฐอเมริกามีการวางแผนการใช้งานที่ดีและการมีกระบวนการจัดการที่มีประสิทธิภาพ ซึ่งกระบวนการของโซ่อุปทานชีวมวลจากข้าวโพดนั้นจะเริ่มตั้งแต่กระบวนการเก็บเกี่ยวต้นข้าวโพดหลังฤดูกาลเก็บเกี่ยวผลผลิต การอัดให้เป็นก้อนเพื่อการขนย้าย ตลอดจนการลำเลียงไปยังแหล่งผลิตพลังงาน

กระบวนการแรกซึ่งเป็นกระบวนการที่สำคัญของโซ่อุปทานชีวมวลจากข้าวโพดนั้นเป็นการเก็บรวบรวมต้นข้าวโพด ซึ่งดังที่แสดงในภาพที่ 8-8 ต้นข้าวโพดหลังการเก็บเกี่ยวผลผลิตนั้นจะถูกตัดและอัดให้เป็นก้อนเพื่อความสะดวกในการขนย้าย ซึ่งโดยทั่วไปต้นข้าวโพดที่ถูกอัดเป็นก้อนนั้นจะถูกวางกระจายกระจายภายในไร่เพื่อรอการการขนย้ายไปยังจุดอื่นต่อไป



ภาพที่ 8-8 การเก็บรวบรวมต้นข้าวโพด

สิ่งจำเป็นที่จะต้องพิจารณาประการหนึ่งคือ ค่าความชื้นของชีวมวล เนื่องจากชีวมวลที่เก็บรวบรวมนั้นจะถูกนำไปใช้ผลิตพลังงานต่อไป จึงต้องมีการพิจารณาค่าความชื้นที่เกิดขึ้นในชีวมวล โดยทั่วไปความชื้นที่มีอยู่ในชีวมวลจากข้าวโพดระหว่างการเก็บรวบรวมนั้นจะอยู่สูงถึงร้อยละ 50-60 แต่ค่าความชื้นที่เหมาะสมต่อการนำไปใช้ผลิตพลังงานนั้นจะอยู่ที่ประมาณร้อยละ 12 (ตารางที่ 8-13) ดังนั้นจึงจำเป็นที่จะต้องมีการพิจารณาค่าความชื้นก่อนการลำเลียงไปยังแหล่งผลิตพลังงาน โดยทั่วไปชีวมวลจากข้าวโพดจะถูกอัดเป็นก้อนที่ขนาดประมาณ 4×4×8 ลูกบาศก์ฟุตเพื่อความสะดวกในการขนย้าย

ตารางที่ 8-13 อุปกรณ์ คุณสมบัติที่สำคัญ และการประเมินค่าใช้จ่ายในกระบวนการเก็บรวบรวมชีวมวลจากข้าวโพด (Hess et al., 2009)

Logistics processes	Production	Grain harvest	Condition & windrow	Baling	Collect & roadside to stack	Dry matter loss	Total harvest & collection costs
Equipment	N/A	Combine with 8-row corn header	180 hp tractor and 15-ft flail shredder with windrowing	275 hp tractor and large square baler	Self-propelled stacker		
Format intermediates	Standing crop	Stubble—standing stalk; cob and husk on ground	Windrow	Randomly distributed 4 × 4 × 8-ft bales ^a	Collected at field side 4 × 4 × 8-ft bales ^a		
Biomass description	Whole crop (grain and residue)	Stalk, cob, and husk (collectively stover)					
Yield (DM ton/acre) ^b	8.52 (180 bu/acre corn)	4.26	3.0	1.6 (2.8 bale/acre)	1.6		
Bulk DM density	N/A		~0.8–0.9 lb/ft ³ (1.04 ton/1,000 windrow-ft ^c)	9 lb/ft ³ (1,150 lb/bale) ^d			
Moisture (w.b.) ^e	50%		12%				
Modeled cost totals ^f (\$/DM ton)	No cost ^g		4.16 ± 0.65	10.91 ± 1.11	1.89 ± 0.32	4.65 ± 1.91	21.61 ± 2.69
Modeled cost totals ^f (\$/acre)	No cost ^g		12.27 ± 1.53	15.86 ± 3.62	2.75 ± 0.75	6.26 ± 1.38	37.14 ± 4.25

^a The Conventional Bale Stover supply system is based on the 4 × 4 × 8-ft bale, though other large square bale formats are available, including 3 × 4 × 8-ft low- and high-density formats

^b Process output yield calculations based on equipment dry matter loss; grain harvest 1:1 residue-to-grain ratio, or harvest index of .5; condition and windrow collection efficiency of 71%; baling collection efficiency of 54%; and collect and roadside collection efficiency of 100%

^c Windrow size is based on a 15-ft swath × yield/acre. (Windrow bulk density is estimated at 10% of bale bulk density; however, biomass material size and weathering can greatly influence windrow volume.)

^d Shinnars et al. 2007

^e Hoskinson et al. 2007

^f Cost totals represent the mean and standard deviations of 10,000 model iterations for the simulated scenario

^g Harvest costs associated with grain are not included in the cost of the feedstock since they are born by the grain industry

ภายหลังจากการเก็บเกี่ยวต้นข้าวโพดและอัดให้เป็นก้อนตามขนาดที่เหมาะสม ก้อนชีวมวลดังกล่าวจะถูกลำเลียงไปยังจุดรวบรวมสำหรับรอการเคลื่อนย้ายต่อไป ซึ่งจุดดังกล่าวนี้มักจะเป็นจุดใดจุดหนึ่งภายในไร่ข้าวโพด ที่มีความสะดวกและเหมาะสมต่อการเก็บรวบรวม (ภาพที่ 8-9) ซึ่งภายหลังจากเสร็จสิ้นกระบวนการดังกล่าว ก้อนชีวมวลจะถูกห่อและคลุมด้วยวัสดุต่างๆ เพื่อป้องกันการสัมผัสความชื้นระหว่างรอการขนย้ายไปยังแหล่งผลิตพลังงานต่อไป โดยวัสดุอุปกรณ์สำหรับการห่อเพื่อป้องกันความชื้นและการประเมินค่าใช้จ่ายนั้นแสดงได้ดังตารางที่ 8-14



ภาพที่ 8-9 การเคลื่อนย้ายชีวมวลข้าวโพดอัดก้อน

ตารางที่ 8-14 อุปกรณ์ คุณสมบัติที่สำคัญ และการประเมินค่าใช้จ่ายในกระบวนการจัดเก็บชีวมวลจากข้าวโพด (Hess et al., 2009)

Logistics processes	Stack bales	Protect bales	Store bales	Dry matter loss costs	Total storage costs
Equipment	Self-propelled loader	Bale wrapper	Insurance, land rent, stack maintenance		
Format intermediates	Rows of plastic wrapped 4 × 4 × 8-ft bales, stacked 1-bale wide and 2-bales high at field side				
Biomass description	Stalk, cob, and husk (collectively stover)				
Stack size ^a	200 DM ton/stack (348 bales)		190 DM ton/stack (348 bales)		
Bulk DM density output ^b	9 lb/ft ³ stack (0.13 acre/stack)				
Output moisture (w.b.)	12%				
Modeled cost totals ^c (\$/DM ton)	0.91 ± 0.13	5.66 ± 0.34	0.10 ± 0.01	1.44 ± 0.44	8.11 ± 0.66

^a Assume 5% shrinkage of yielding DM tons during storage (i.e., loss of original biomass DM); actual wet tons may be equal to or greater than starting tonnage

^b Assumes wrapping results in tight stack with the same bulk density as the bales

^c Cost totals represent the mean and standard deviations of 10,000 model iterations for the simulated scenario

จากภาพที่ 8-10 จะเห็นว่าก้อนชีวมวลที่ถูกลำเลียงมายังจุดรวบรวมนั้นจะถูกห่อหุ้มด้วยแผ่นพลาสติก เพื่อป้องกันความชื้นขณะรอการขนย้ายไปยังแหล่งผลิตพลังงาน ซึ่งในขั้นตอนการขนย้ายไปยังแหล่งผลิตพลังงานนั้นโดยทั่วไปจะมีการใช้อุปกรณ์หรือพาหนะสำหรับการขนย้าย เช่น รถแทรกเตอร์ (ภาพที่ 8-11) โดยอัตราการขนย้ายก้อนชีวมวลขนาด 4×4×8 ลูกบาศก์ฟุตนั้นจะมีค่าประมาณอยู่ที่ 80 ก้อนต่อชั่วโมง ซึ่งรายละเอียดของกระบวนการและการประเมินค่าใช้จ่ายในการขนย้ายนั้นแสดงได้ดังตารางที่ 8-15



ภาพที่ 8-10 การห่อชีวมวลข้าวโพดอัดก้อนด้วยแผ่นพลาสติกเพื่อป้องกันความชื้น



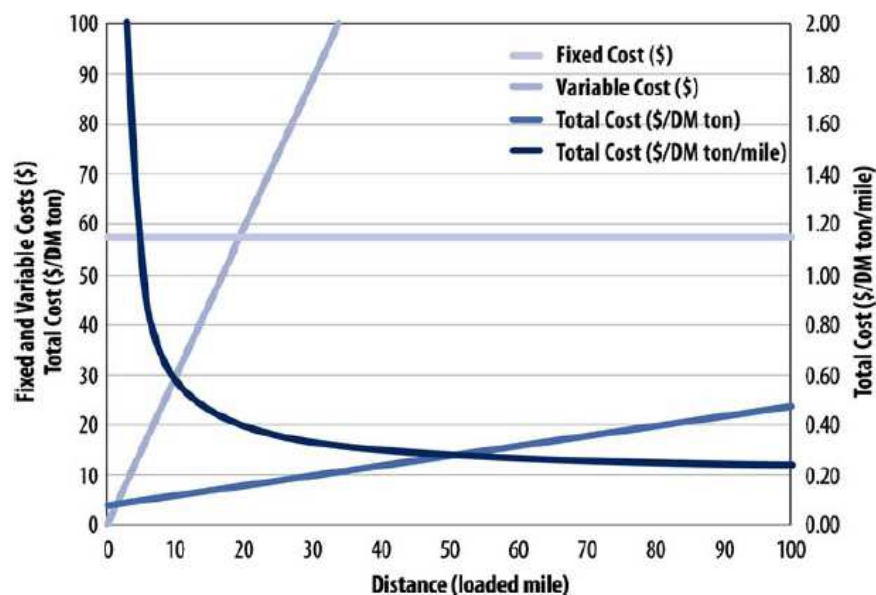
ภาพที่ 8-11 การขนย้ายก้อนชีวมวลไปยังแหล่งผลิตพลังงาน

ตารางที่ 8-15 อุปกรณ์ คุณสมบัติที่สำคัญ และการประเมินค่าใช้จ่ายในการขนย้ายชีวมวลจากข้าวโพด (Hess et al., 2009)

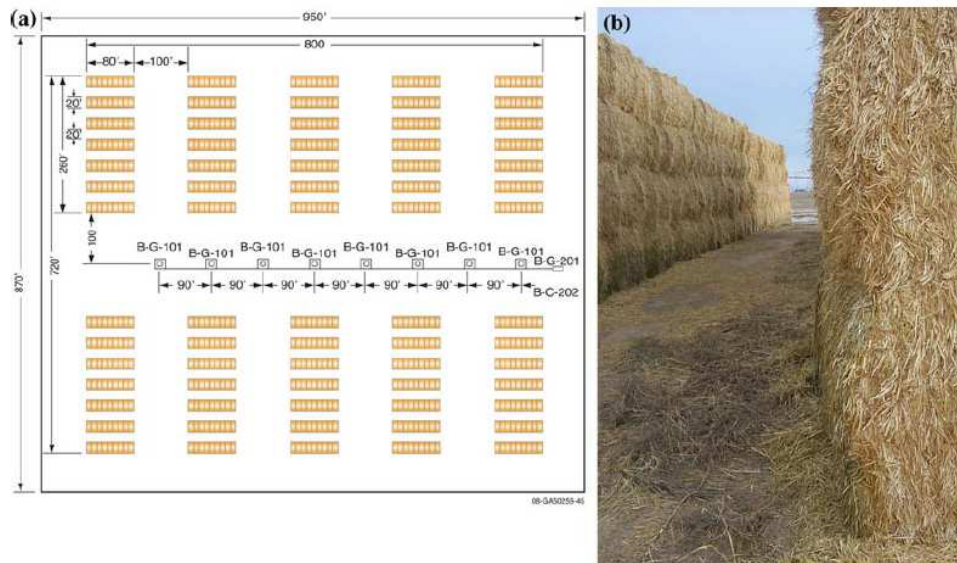
Logistics processes	Load truck from stack	Transport load	Total handling & transportation costs
Equipment	Self-propelled loader	3-axle day cab tractor with 53-ft flat bed trailer	
Format intermediates	4 × 4 × 8-ft bales		
Biomass description	Stalk, cob, and husk (collectively stover)		
Load size (DM lb/load)	28,500 (26 bales)		
Bulk DM density	8.55 lb/ft ³		
Moisture (w.b.)	12%		
Modeled cost totals ^a (\$/DM ton)	0.84 ± 0.09	11.09 ± 1.22	11.93 ± 1.25

^a Cost totals represent the mean and standard deviations of 10,000 model iterations for the simulated scenario

ในการประเมินค่าใช้จ่ายในการขนย้ายนั้นจะประกอบไปด้วยต้นทุนคงที่ (Fixed Cost) ต้นทุนผันแปร (Variable Cost) และจะถูกประเมินเป็นค่าใช้จ่ายรวมและค่าใช้จ่ายรวมต่อระยะทาง ได้ดังภาพที่ 8-12 ซึ่งเมื่อก่อนชีวมวลทั้งหมดถูกลำเลียงไปยังแหล่งผลิตพลังงานแล้วนั้น จะถูกจัดเก็บตามรูปแบบที่เหมาะสมเพื่อการแปรรูปเป็นพลังงานต่อไป แสดงดังภาพที่ 8-13



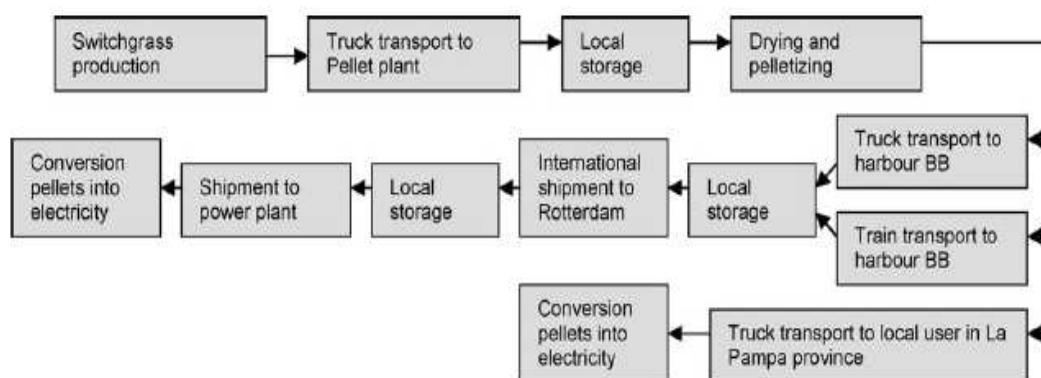
ภาพที่ 8-12 ค่าใช้จ่ายในการขนส่งก่อนชีวมวลจากข้าวโพด



ภาพที่ 8-13 การจัดวางก้อนชีวมวล

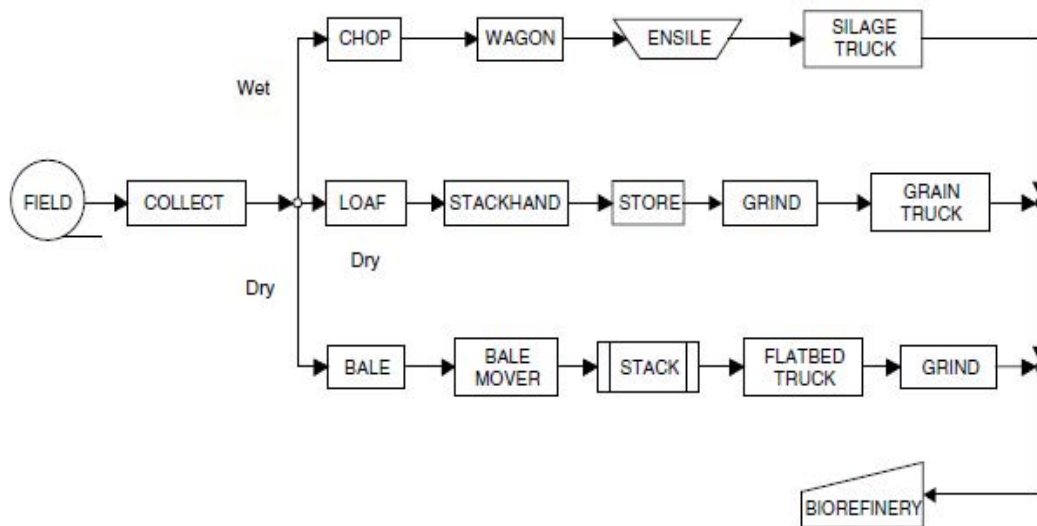
8.3.2 โซ่อุปทานของชีวมวลจากหญ้า Switchgrass

หญ้า Switchgrass เป็นพืชที่เพาะปลูกกันมากทางตอนกลางของฝั่งตะวันตกในประเทศสหรัฐอเมริกาและทวีปอเมริกาใต้ โดยจะเริ่มเพาะปลูกในช่วงเดือนเมษายนถึงพฤษภาคม และเก็บเกี่ยวในช่วงเดือนมิถุนายนถึงเดือนกันยายน ซึ่งช่วงที่มีปริมาณผลผลิตสูงที่สุดจะเป็นช่วงกลางเดือนสิงหาคมจึงทำให้มีปริมาณชีวมวลสูงตามไปด้วย โดยตัวอย่างโซ่อุปทานของชีวมวลจากหญ้า Switchgrass ในประเทศอาร์เจนตินานั้นแสดงได้ดังภาพที่ 8-14



ภาพที่ 8-14 โซ่อุปทานของชีวมวลจากหญ้า Switchgrass ในประเทศอาร์เจนตินา

ในขั้นตอนการเก็บเกี่ยวหญ้า Switchgrass จะทำการตัดและอัดเป็นก้อนเพื่อความสะดวกในการขนย้าย โดยลักษณะของก้อนชีวมวลนั้นจะมีทั้งการม้วนเป็นห่อกลมและก้อนสี่เหลี่ยม ซึ่งหญ้า Switchgrass ที่ถูกเก็บเกี่ยวมา จะต้องมีการลดความชื้นเช่นเดียวกับข้าวโพดให้เหลือความชื้นประมาณ ร้อยละ 20 โดยขนาดของก้อนชีวมวลสี่เหลี่ยมจะมีขนาดประมาณ 1.2x1.2x2.4 ลูกบาศก์เมตร และห่อกลมจะมีขนาดเส้นผ่านศูนย์กลางประมาณ 1.8 เมตร กว้าง 1.5 เมตร นอกจากนั้นการเก็บเกี่ยวหญ้า Switchgrass สามารถทำการเก็บเกี่ยวและตัดให้มีขนาดประมาณ 2.5 ถึง 5 เซนติเมตรได้เช่นกัน ซึ่งการจัดเก็บเป็นชั้นขนาดเล็ก จำเป็นต้องมีอุปกรณ์สำหรับการจัดเก็บเพื่อความสะดวกในการขนย้าย โดยภาพที่ 8-15 แสดงการเก็บเกี่ยวและขนส่งชีวมวลจากหญ้า Switchgrass ไปยังแหล่งผลิตพลังงาน



ภาพที่ 8-15 การเก็บเกี่ยวและขนส่งชีวมวลจากหญ้า switchgrass ไปยังแหล่งผลิตพลังงาน

ในขั้นตอนการขนส่งไปยังแหล่งผลิตพลังงานนั้น ชีวมวลจากหญ้า switchgrass จะถูกขนส่งโดยใช้รถบรรทุกตามลักษณะของชีวมวลที่ถูกเก็บเกี่ยว ซึ่งชีวมวลมีการอัดเป็นก้อนนั้นจะลำเลียงในลักษณะเดียวกับชีวมวลจากข้าวโพดที่ถูกอัดก้อน แต่หากชีวมวลดังกล่าวถูกบดเป็นชั้นขนาดเล็กก็就会被ลำเลียงโดยใช้รถบรรทุกที่สามารถทำการเทชีวมวลทั้งหมดออกได้เมื่อถูกขนส่งไปยังแหล่งผลิตพลังงาน

บทที่ 9

การศึกษาความเป็นไปได้ในการลงทุนแปรรูปเชื้อเพลิงชีวมวล

จากการศึกษาข้อมูลศักยภาพชีวมวลจากพืชเศรษฐกิจทั้ง 6 ชนิดที่อยู่ในขอบเขตของการวิจัยนี้ ตามที่กล่าวไว้ในบทที่ 3 (ศักยภาพการนำชีวมวลไปใช้เป็นพลังงานทดแทน) พบว่าฟางข้าว และใบอ้อย เป็นชีวมวลที่มีศักยภาพสูงกว่าชีวมวลประเภทอื่นๆ ทั้งในด้านของค่าความร้อน และปริมาณชีวมวลที่สามารถนำมาใช้ประโยชน์ได้ภายหลังจากการเก็บเกี่ยว และเมื่อวิเคราะห์ค่าคุณสมบัติกายภาพ ทางเคมีและองค์ประกอบต่างๆ ของชีวมวลทั้ง 2 ชนิด พบว่า ปริมาณความชื้น ค่าความร้อน ค่า Volatile matter ค่าปริมาณคาร์บอน มีความเหมาะสมในการนำมาแปรรูป ซึ่งจะพิจารณาเลือกใช้เทคโนโลยีการแปรรูปแบบอัดเม็ด (pellet) เนื่องจากเป็นวิธีการที่มีการดำเนินการในต่างประเทศ ทั้งในแถบยุโรปและในเอเชีย โดยการใช้เชื้อเพลิงชีวมวลอัดเม็ดขยายตัวได้อย่างต่อเนื่องและรวดเร็ว มีตลาดการค้ำรองรับอย่างแพร่หลาย จำนวนผู้ผลิตและผู้ใช้เพิ่มปริมาณมากขึ้น นอกจากนี้คุณภาพของเชื้อเพลิงชีวมวลอัดเม็ดที่ใช้งาน ยังมีการกำหนดเป็นมาตรฐานในประเทศต่างๆ ทั่วโลกหลาย สร้างความเชื่อมั่นให้กับผู้ที่เกี่ยวข้องในระยะยาว

เนื่องจากการต้นทุนการแปรรูปชีวมวล ส่วนใหญ่มาจากต้นทุนการขนส่งและการเก็บรวบรวมวัตถุดิบชีวมวล ดังนั้นโอกาสที่จะทำให้เชื้อเพลิงชีวมวลอัดเม็ดมีความคุ้มค่าในลงทุน จำเป็นต้องคำนึงถึงต้นทุนการขนส่งเป็นหลัก ถึงแม้ว่าการอัดเม็ดจะช่วยเพิ่มประสิทธิภาพการขนส่งแล้วก็ตาม ในการศึกษาความเป็นไปได้ในการลงทุนแปรรูปชีวมวลอัดเม็ด สำหรับใช้ในอุตสาหกรรม จึงกำหนดขอบเขตพื้นที่ของการศึกษาอยู่ในเขตภาคกลางเป็นหลัก เนื่องด้วยแหล่งวัตถุดิบชีวมวลที่ทำการศึกษา คือ ฟางและใบอ้อย ส่วนใหญ่อยู่ในเขตภาคกลาง และเมื่อพิจารณาในส่วนของผู้ใช้ ซึ่งก็คือโรงงานอุตสาหกรรมที่มีหม้อไอน้ำ ก็พบว่าการกระจายตัวของโรงงาน จะหนาแน่นอยู่ในเขตภาคกลางในบริเวณรอบๆพื้นที่กรุงเทพมหานคร

ในการศึกษาความเป็นไปได้ในการลงทุนของงานวิจัยนี้ จะศึกษาถึงทางเลือกของรูปแบบในการลงทุนเพื่อแปรรูปชีวมวล ด้วยวิธีการอัดเม็ดโดยใช้วัตถุดิบเป็นฟางข้าวและใบอ้อย ระหว่างการแปรรูปในระดับท้องถิ่น ระดับภูมิภาคและระดับประเทศ เพื่อเป็นแนวทางในการส่งเสริมการใช้เชื้อเพลิงชีวมวลแปรรูปในภาคอุตสาหกรรมต่อไป

9.1 การศึกษาความเป็นไปได้ในการลงทุน

การศึกษาความเป็นไปได้ของโครงการ หมายถึง การศึกษาเพื่อให้ทราบถึงผลที่จะเกิดขึ้นจากการดำเนินการ โดยพิจารณาจากผลการวิเคราะห์ทางด้านการตลาด วิศวกรรม การเงิน การบริหารจัดการ เศรษฐศาสตร์ สังคม และสิ่งแวดล้อม ทั้งนี้เพื่อให้มีโอกาสได้ผลตอบแทนจากการลงทุนให้มากที่สุด ซึ่งทั่วไปแล้วการศึกษาความเป็นไปได้ของโครงการจะดำเนินการในระยะก่อนการลงทุนและครอบคลุมด้านต่างๆ ดังต่อไปนี้คือ

9.1.1 การศึกษาด้านการตลาด

การศึกษาด้านการตลาดเพื่อให้ทราบว่า มีความต้องการสินค้าที่โครงการจะผลิตขึ้นมากน้อยเพียงใด การผลิตสินค้าของโรงงานอื่นที่มีอยู่ในปัจจุบันเป็นอย่างไร ผลิตภัณฑ์ประเภทเดียวกันที่นำเข้าจากต่างประเทศและในประเทศมีปริมาณมากน้อยแค่ไหน สินค้าที่ทดแทนกันได้อะไรบ้าง ราคาเป็นอย่างไร เป็นต้น เพื่อให้ทราบถึงปริมาณความต้องการทั้งหมด ส่วนแบ่งตลาดที่มีและแนวโน้มที่จะขยายตลาดมีมากน้อยเพียงใด

การศึกษาในด้านตลาดนี้เป็นเรื่องสำคัญอย่างยิ่งเพราะโรงงานอุตสาหกรรมที่จะลงทุนสร้างขึ้นมาจะดำเนินงานไปได้ด้วยดีเพียงไหน ขึ้นอยู่กับตลาดหรือความต้องการของลูกค้าเป็นสำคัญ โดยที่ผลการศึกษาด้านนี้เป็นสิ่งชี้ถึงความเป็นไปได้ของความสำเร็จและความล้มเหลวของการลงทุน การดำเนินการศึกษาความเหมาะสม หรือความเป็นไปได้ของโครงการลงทุนจึงมุ่งในด้านตลาดก่อนเป็นเบื้องต้น หากผลชี้ชัดว่าโครงการดังกล่าวมีตลาดรองรับผลผลิตแล้ว จึงค่อยศึกษาความเหมาะสมของโครงการในลักษณะอื่นๆ เช่น ด้านวิศวกรรม ด้านการเงิน ในขั้นต่อไป

ในงานวิจัยนี้ได้ศึกษาถึงศักยภาพ นโยบายส่งเสริมการใช้เชื้อเพลิงชีวมวล ตลาดต่างประเทศดังแสดงในบทที่ 4 5 และ 7 ตามลำดับ ซึ่งเป็นการศึกษาความเป็นไปได้เบื้องต้นทางด้านตลาด ซึ่งตลาดในต่างประเทศมีการเติบโตอย่างรวดเร็ว ส่วนตลาดในประเทศยังไม่มีกำหนดอย่างเป็นรูปแบบ ดังนั้นในบทนี้จึงมีการวิเคราะห์เพิ่มเติมถึงตลาดในประเทศที่เกี่ยวข้องกับตลาดชีวมวลอัดเม็ดสำหรับหม้อไอน้ำดังแสดงในหัวข้อต่อไป

9.1.2 การศึกษาด้านวิศวกรรม

เมื่อโครงการมีความเป็นไปได้ทางด้านการตลาดแล้ว จะพิจารณาความเป็นไปได้ทางวิศวกรรม การเงินและการบริหารจัดการในลำดับต่อไป การศึกษาในด้านด้านวิศวกรรมจะทำให้ทราบถึง เทคนิควิธีการผลิตสินค้าและบริการ ขนาดการผลิตที่เหมาะสมว่าควรเป็นอย่างไร กระบวนการผลิต ที่เหมาะสมเป็นอย่างไร มีขั้นตอนการผลิตเป็นอย่างไร โรงงานควรตั้งอยู่ในบริเวณใด ปริมาณวัตถุดิบที่จะใช้เป็นเท่าไร และหาได้จากแหล่งใด เครื่องจักรอุปกรณ์การผลิตประกอบด้วยอะไรบ้าง การวางผังโรงงานควรจะเป็นอย่างไร แผนการก่อสร้างโรงงานจะดำเนินการตามขั้นตอนอย่างไรเหล่านี้ เป็นต้น การศึกษาในด้านนี้จะเน้นถึงกิจกรรมที่เกี่ยวข้องกับการผลิตหรือกระบวนการที่เกี่ยวข้องของโรงงานที่จะต้องลงทุน

การวิเคราะห์ทางด้านวิศวกรรมสำหรับงานวิจัยนี้ได้ทำการวิเคราะห์คุณสมบัติของชีวมวล เทคโนโลยีการแปรรูป เทคโนโลยีการเผาไหม้ และระบบโซ่อุปทานของการผลิตไว้ในบทที่ 2 5 6 และ 8 ซึ่งจะนำมาใช้เป็นข้อมูลในการวิเคราะห์ทางการเงินต่อไป

9.1.3 การศึกษาด้านการบริหารและการจัดการองค์กร

เป็นการศึกษาความสามารถของโครงการในการดำเนินการให้ประสบผลสำเร็จตามที่ต้องการ ในด้านการบริหาร การจัดองค์กรและบุคลากร โครงสร้างการบริหารจัดการควรมีการแบ่งส่วนอย่างไร จะต้องใช้บุคลากรมากน้อยเพียงใด เป็นองค์กรหรือองค์การลักษณะใด ลักษณะ

โครงสร้างขององค์กร มีโครงสร้างตัวแบบทางธุรกิจอย่างไร ด้านภาษีต่างๆ ที่เกี่ยวข้องกับโครงการ ถ้าเป็นโครงการร่วมมือระหว่างประเทศ สิ่งที่ต้องการมีอะไรบ้าง

ในส่วนของการวิจัยนี้การบริหารและการจัดการองค์กรกำหนดขึ้นเป็น 3 รูปแบบคือ ระดับท้องถิ่น ระดับภูมิภาคและระดับประเทศ โดยในระดับภูมิภาคแบ่งเป็นขนาดเล็กและกลางตามความสามารถในการผลิตที่กำหนดขนาดความสามารถในการผลิตเท่ากับในบทความต่างประเทศที่ได้มีการศึกษาไว้แล้ว

9.1.4 การศึกษาด้านการเงิน

การศึกษาในด้านนี้อาศัยข้อมูลและผลจากการศึกษาวิเคราะห์ที่ได้จากการตลาดและวิศวกรรมประกอบกันเพื่อพิจารณาว่า จำนวนเงินลงทุนทั้งหมดในการดำเนินงานตามโครงการเป็นเท่าไร มีค่าใช้จ่ายในการลงทุนแต่ละด้านเป็นอย่างไรบ้าง เช่น ในด้านค่าก่อสร้างโรงงาน ค่าเครื่องจักรอุปกรณ์การผลิต ฯลฯ ยอดขายที่คาดว่าจะเกิดขึ้นในแต่ละช่วงเวลาจะเป็นเท่าใด และโรงงานนี้เมื่อตั้งขึ้นแล้วจะคืนทุนได้ภายในกี่ปี ผลตอบแทนการลงทุนที่คาดว่าจะได้รับในแต่ละปีเป็นอย่างไร ผลตอบแทนการลงทุนตลอดอายุของโครงการเป็นเท่าไร มีความคุ้มค่าในการลงทุนหรือไม่

นอกจากนี้แล้วยังอาจต้องวิเคราะห์ผลกระทบที่จะเกิดขึ้นกับสังคม เศรษฐกิจและสิ่งแวดล้อมโดยส่วนรวมด้วยว่าเป็นอย่างไร โดยเฉพาะโครงการขนาดใหญ่ หรือโครงการภาครัฐ และเนื่องจากในงานวิจัยนี้ได้กล่าวถึงการศึกษาความเป็นไปได้ทางด้านตลาดและวิศวกรรมไว้แล้ว ดังนั้น ในบทนี้จะกล่าวถึงความเป็นไปได้ทางการเงิน ด้านการบริหารและการจัดการ รวมถึงผลกระทบต่อสังคม เศรษฐกิจ และสิ่งแวดล้อม โดยตัวชี้วัดหลักในการประเมินความคุ้มค่าทางด้านการเงินประกอบไปด้วย

- มูลค่าปัจจุบัน (Net Present Value, NPV)
- อัตราผลตอบแทนของโครงการ (Internal Rate of Return) โดยทำการเปรียบเทียบกับ อัตราผลตอบแทนที่พึงพอใจที่สุด (Minimum Attractive Rate of Return, MARR)
- ระยะเวลาคืนทุน (Payback Period, PP)

9.2 ข้อมูลศักยภาพและคุณสมบัติของชีวมวลที่ทำการศึกษา

จากข้อมูลในบทที่ 3 พบว่า ชีวมวลที่มีศักยภาพและมีปริมาณสูงที่อยู่ในเขตภาคกลางประกอบไปด้วยฟางข้าวและอ้อย โดยฟางข้าวจะมีมากในจังหวัดนครสวรรค์ พิจิตร เพชรบูรณ์ และส่วนใบอ้อยมีมากในจังหวัดนครสวรรค์ กำแพงเพชร สุพรรณบุรี และกาญจนบุรี ซึ่งชีวมวลทั้ง 2 ประเภทมีปริมาณเหลือใช้รวมกันมากกว่า 10 ล้านตันต่อปี ดังตารางที่ 9-1 ซึ่งจะสังเกตเห็นได้ว่าในจังหวัดนครสวรรค์เป็นแห่งเดียวที่มีแหล่งของชีวมวลครบทั้ง 2 ประเภท ดังนั้นในการวิเคราะห์ความเป็นไปได้ในการลงทุนจะใช้จังหวัดนครสวรรค์เป็นกรณีศึกษาความคุ้มค่าในการแปรรูปชีวมวล

ตารางที่ 9-1 สรุปภาพรวมศักยภาพชีวมวลจากฟางข้าวและอ้อยในภาคกลาง

พืช	ชีวมวล	ค่า RPR ¹	ค่า SAF ²	สัดส่วนเมื่อเทียบกับชีวมวลทั้งประเทศ	ปริมาณชีวมวลเหลือใช้ ³ (ล้านตัน/ปี)	ค่าความร้อน (MJ/kg)	ศักยภาพเชื้อเพลิงชีวมวล (PJ) (ktoe) (MW)		
ข้าว	ฟางข้าว	0.750	0.684	0.335	3.95-5.50	14.35	57-80	1342-1868	360-500
อ้อย	ใบอ้อย	0.230	0.950	0.570	5.85-9.22	16.15	95-149	2238-3523	600-944

¹ ค่าอัตราส่วนชีวมวลต่อผลผลิต (Residue to Product Ratio)

² ค่าอัตราส่วนชีวมวลที่เหลือจากการใช้ประโยชน์ (Surplus Availability Factor)

³ ปริมาณชีวมวลเพื่อการผลิตพลังงานสำหรับภาคกลาง = SAF × [RPR × ปริมาณผลผลิต] × สัดส่วนเมื่อเทียบกับชีวมวลทั้งประเทศ

เมื่อตรวจสอบแหล่งชีวมวลภายในจังหวัดนครสวรรค์ จะเห็นว่าชีวมวลเหลือใช้ทั้งประเภทฟางข้าวและใบอ้อย ที่มีอยู่ในจังหวัดนครสวรรค์นั้นมีมากกว่า 1 ล้านตันต่อปี ดังแสดงในตารางที่ 9-2 ซึ่งมีปริมาณเพียงพอสำหรับการผลิตชีวมวลอัดแท่งได้ถึงในระดับ 200,000 ตันต่อปี ดังนั้นในการวิเคราะห์ความเป็นไปได้ของการแปรรูปชีวมวล จะประเมินโดยกำหนดให้ฐานการผลิตอยู่ในเขตจังหวัดนครสวรรค์ เพื่อเปรียบเทียบความคุ้มค่าในการลงทุนของแต่ละกรณี

ตารางที่ 9-2 สรุปภาพรวมศักยภาพชีวมวลจากฟางข้าวและอ้อยของจังหวัดนครสวรรค์

พืช	ชีวมวล	ค่า RPR ¹	ค่า SAF ²	ปริมาณผลผลิต (ล้านตัน/ปี)	ปริมาณชีวมวลเหลือใช้ ³ (ล้านตัน/ปี)
ข้าว	ฟางข้าว	0.750	0.684	>0.915	>0.469
อ้อย	ใบอ้อย	0.230	0.950	>3.346	>0.731

¹ ค่าอัตราส่วนชีวมวลต่อผลผลิต (Residue to Product Ratio)

² ค่าอัตราส่วนชีวมวลที่เหลือจากการใช้ประโยชน์ (Surplus Availability Factor)

³ ปริมาณชีวมวลเพื่อการผลิตพลังงานสำหรับภาคกลาง = SAF × [RPR × ปริมาณผลผลิต] × สัดส่วนเมื่อเทียบกับชีวมวลทั้งประเทศ

แม้ว่าทั้งฟางข้าวและใบอ้อยจะมีศักยภาพในการนำมาแปรรูปเพื่อใช้เป็นเชื้อเพลิงสำหรับหม้อต้มไอน้ำได้ แต่เนื่องจากข้อมูลต่างๆ ที่ต้องใช้ในการประเมินมีค่อนข้างจำกัด ดังนั้นในการพิจารณาความเป็นไปได้ของการลงทุนแปรรูปเป็นชีวมวลอัดเม็ด จะทำการศึกษาในส่วนของฟางข้าวเท่านั้นเพื่อเป็นกรณีตัวอย่าง เนื่องจากมีข้อมูลที่มากกว่า และพบว่าได้มีการดำเนินการในต่างประเทศอยู่แล้ว โดยผลที่ได้จากการวิเคราะห์ฟางข้าว สามารถนำมาใช้อ้างอิงกับใบอ้อยได้ เพราะแหล่งที่มาและต้นทุนวัตถุดิบของทั้งสองชนิดมีความใกล้เคียงกัน

เมื่อพิจารณาคุณสมบัติของฟางข้าว โดยทั่วไปฟางข้าวมีค่าความหนาแน่น (bulk density) ประมาณ 75 kg/m³ สำหรับค่า high heating value (HHV) มีค่า 15-17 MJ/Kg, ค่า high calorific value 15.3 MJ/Kg, high ash content 10-17%, high silica content in ash (SO₂) มีค่า 75%, alkali content (Na₂O และ K₂O) น้อยกว่า 15% ของเก๋ทั้งหมด [Kargbo, et al., 2010] ซึ่งแสดงให้เห็นว่าฟางข้าวมีผลกระทบค่อนข้างน้อย

ทั้งนี้ชีวมวลชนิดต่างๆ จะมีค่าความหนาแน่นที่แตกต่างกันออกไปตามรูปแบบของการเตรียมชีวมวล ดังแสดงในตารางที่ 9-3 แต่ถ้ามีการม้วนเป็นก้อน (Bales) จะมีค่าความหนาแน่นอยู่ที่ประมาณ 110-200 kg/m³

ตารางที่ 9-3 ค่าความหนาแน่นของชีวมวลในรูปแบบต่างๆ [Kargbo, et al., 2010]

Form (Kg/m ³) dry basis	Bulk density
Loose	20-40
Chooped	40-80
Bales	110-200
Moduled	96-128
Hammer milled	40-100
Cubed	320-640
Pelleted	560-720

ในการวิเคราะห์ความเป็นไปได้ในการลงทุนจะใช้ฟางอัดเม็ดสำหรับการวิเคราะห์ในระดับภูมิภาคและระดับประเทศ ฟางอัดมีคุณสมบัติดังแสดงในตารางที่ 9-4

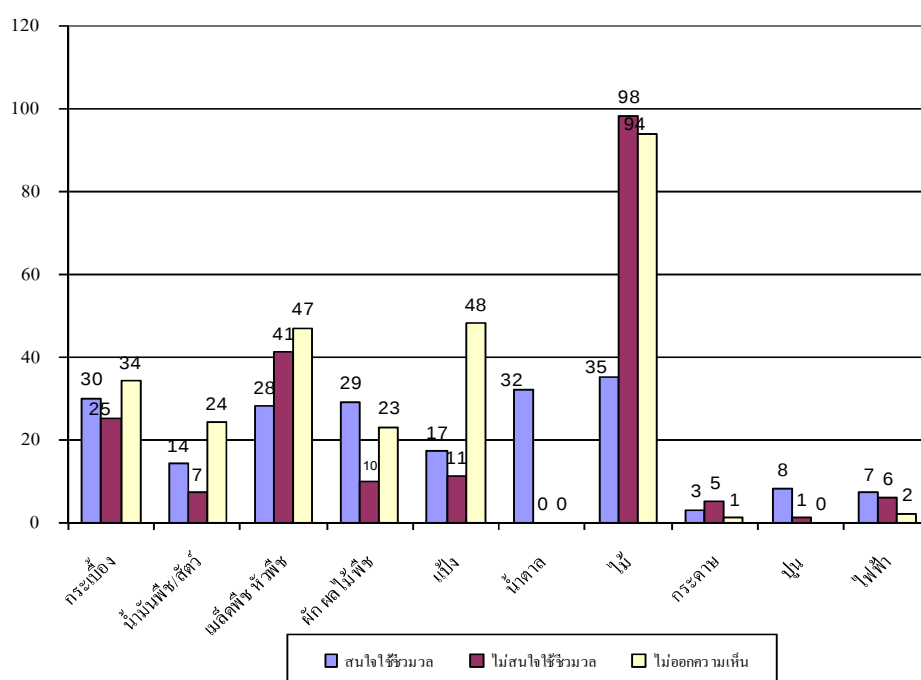
ตารางที่ 9-4 คุณสมบัติของฟางอัด

Parameter	Unit	Straw pellets	
		Sample 1	Sample 2
Diameter D	Mm	8.1	8.2
Length	Mm	16.6	12.3
Bulk density	kg/m ³	660	540
Particle density	kg/dm ³	1.08	0.95
Water content	wt% (w.b.)	7.2	5.6
Ash content	wt% (d.b.)	5.97	4.82
Abrasion	wt% (w.b.)	2.37	19.89
GCV	MJ/kg (d.b.)	18.6	19.0
NCV	MJ/kg (d.b.)	17.4	17.7
C	wt% (d.b.)	46.1	47.2
H	wt% (w.b.)	5.4	5.7
N	wt% (d.b.)	0.55	0.53
S	mg/kg (d.b.)	745	788
Cl	mg/kg (d.b.)	1158	1141
K	mg/kg (d.b.)	8680	7200
Cd	mg/kg (d.b.)	0.11	0.06
Pb	mg/kg (d.b.)	0.71	0.46
Zn	mg/kg (d.b.)	10.0	6.0
Cr	mg/kg (d.b.)	2.3	1.9
Cu	mg/kg (d.b.)	2.8	2.2

9.3 ตลาดการใช้พลังงานของหม้อไอน้ำในประเทศ

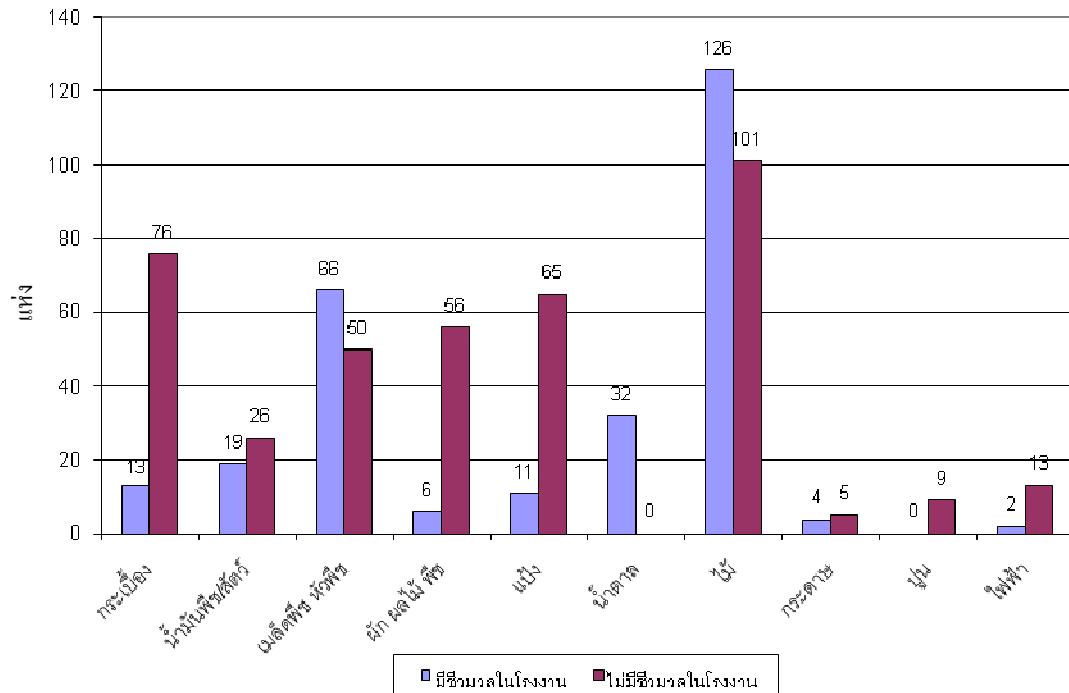
จากข้อมูลการศึกษาการใช้เชื้อเพลิงชีวมวลในภาคอุตสาหกรรมในบทที่ 3 พบว่าพื้นที่จังหวัดที่มีการใช้เชื้อเพลิงสูงสุด 9 จังหวัด ตามลำดับมีดังนี้ นนทบุรี ปทุมธานี สมุทรปราการ กรุงเทพมหานคร อยุธยา ระยอง ฉะเชิงเทรา สมุทรสาคร และสระบุรี ซึ่งอยู่ในเขตพื้นที่ภาคกลางเป็นส่วนใหญ่ และมีการสำรวจความต้องการใช้พลังงานชีวมวลสำหรับหม้อไอน้ำในอุตสาหกรรมต่างๆ ตามโครงการศึกษาวางแผนการผลิตและการใช้พลังงานความร้อนร่วมจากชีวมวลในภาคอุตสาหกรรมของกระทรวงพลังงาน ได้สำรวจข้อมูลโดยใช้แบบสอบถามทั้งหมด 800 โรงงาน และได้รับการตอบกลับทั้งหมด 680 โรงงาน โดยแบ่งเป็นประเภทอุตสาหกรรมได้ 10 ประเภท คือ อุตสาหกรรมกระเบื้องและเซรามิก อุตสาหกรรมน้ำมันพืชและสัตว์ อุตสาหกรรมเมล็ดพืช/หัวพืช อุตสาหกรรมผัก ผลไม้ พืช อุตสาหกรรมแป้ง อุตสาหกรรมน้ำตาล อุตสาหกรรมไม้ อุตสาหกรรมกระดาษ อุตสาหกรรมปูนซีเมนต์ และอุตสาหกรรมผลิต สังกะสีและจำหน่ายไฟฟ้า

จำนวนแห่ง



ภาพที่ 9-1 สัดส่วนความสนใจการใช้ชีวมวลเป็นเชื้อเพลิง

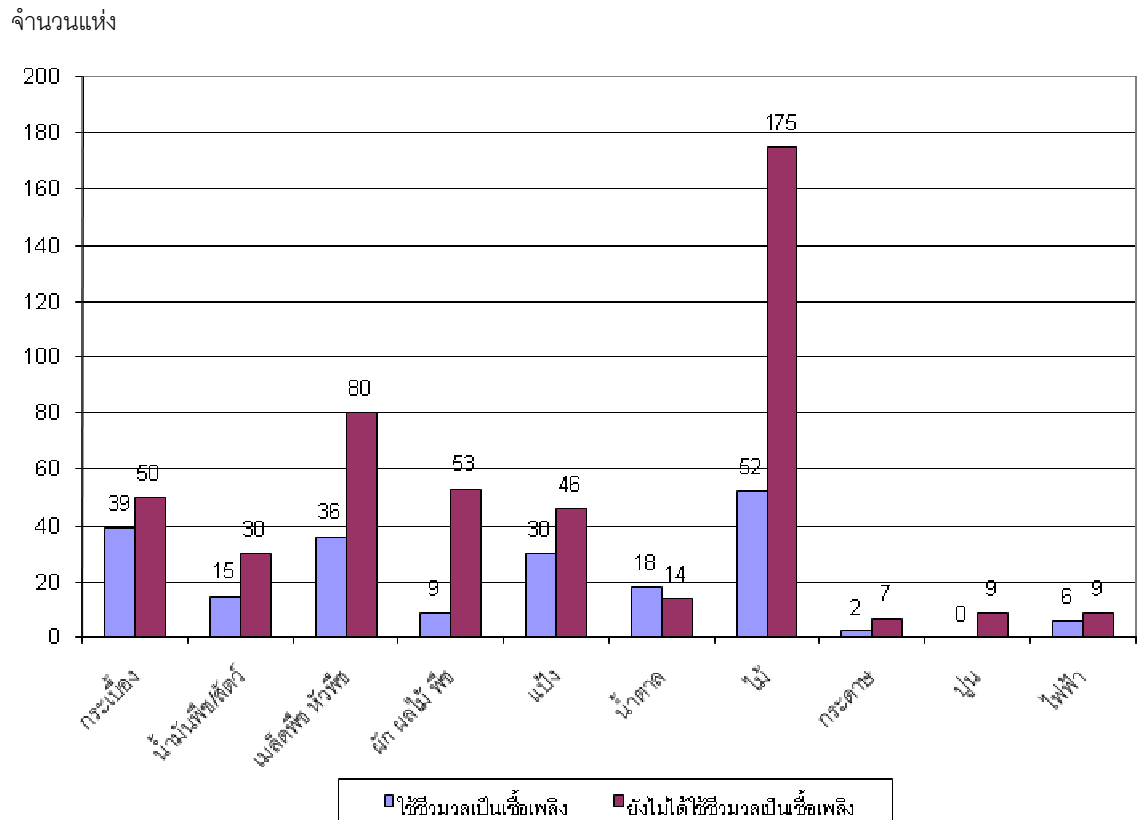
จำนวนแห่ง



ภาพที่ 9-2 สัดส่วนของชีวมวลที่มีอยู่ภายในโรงงานในอุตสาหกรรมต่าง ๆ

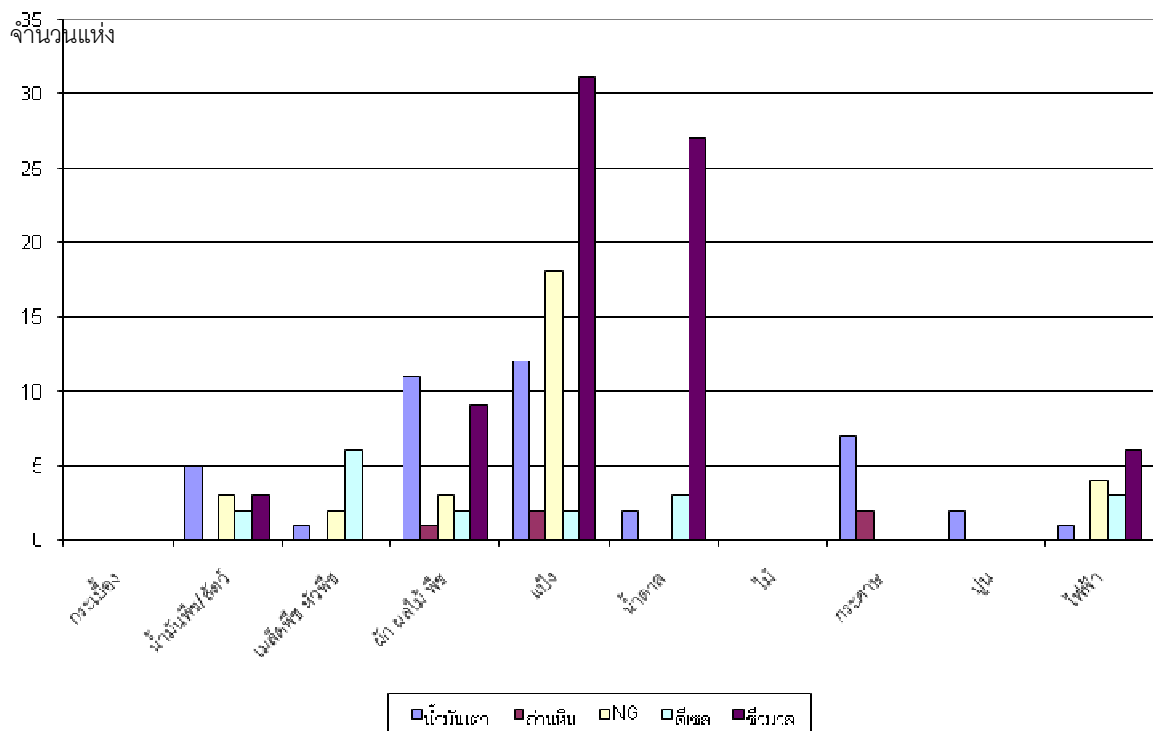
จากภาพที่ 9-1 จะเห็นว่า อุตสาหกรรมที่ให้ข้อมูลส่วนใหญ่มีความสนใจในการใช้ชีวมวลโดยอุตสาหกรรมน้ำมันพืชและสัตว์ อาหารจากแป้ง พืชผักและผลไม้ น้ำตาล ปูนซีเมนต์ และผลิตไฟฟ้า เป็นกลุ่มที่สนใจใช้มากกว่าไม่สนใจ เนื่องจากวัตถุดิบที่ใช้ในโรงงานมีเศษวัสดุที่สามารถนำมาใช้เป็นเชื้อเพลิงได้ ตัวอย่างเช่น โรงงานน้ำตาลมีเชื้อเพลิงชีวมวลจากกากอ้อย จึงสามารถนำมาใช้ในกระบวนการเผาไหม้ในหม้อไอน้ำได้ สำหรับภาพรวมของอุตสาหกรรมทั้งหมดมีสัดส่วนความสนใจใช้เชื้อเพลิงชีวมวล 24% ไม่สนใจใช้ชีวมวล 32% และไม่ออกความคิดเห็น 44%

จากภาพที่ 9-2 แสดงถึงสัดส่วนของชีวมวลที่มีอยู่ภายในโรงงาน ซึ่งพบว่าอุตสาหกรรมที่มีชีวมวลในโรงงานมากที่สุด คือ อุตสาหกรรมการแปรรูปไม้ แต่ไม่สามารถนำชีวมวลที่มีอยู่มาใช้ประโยชน์ได้ เนื่องจากในกระบวนการผลิตมีความต้องการใช้เชื้อเพลิงในการให้ความร้อนน้อยมาก และเป็นสาเหตุที่ทำให้อุตสาหกรรมนี้มีสัดส่วนที่ไม่สนใจใช้ชีวมวลสูง และจะเห็นว่าในอุตสาหกรรมที่มีชีวมวลภายในโรงงานมาก ส่วนใหญ่เป็นอุตสาหกรรมแปรรูปทางการเกษตร เช่น อุตสาหกรรมน้ำตาล เมล็ดพืช/หัวพืช น้ำมันพืชและสัตว์ และอุตสาหกรรมกระดาษ ซึ่งถ้าสามารถนำชีวมวลได้ จะทำให้ไม่ต้องเสียต้นทุนในการจัดหาและสามารถนำมาใช้ในการผลิตได้อย่างต่อเนื่องด้วย



ภาพที่ 9-3 สัดส่วนอุตสาหกรรมที่มีการใช้ชีวมวลเป็นเชื้อเพลิง

จากภาพที่ 9-3 แสดงให้เห็นถึงสัดส่วนการใช้ชีวมวลเป็นเชื้อเพลิงในแต่ละอุตสาหกรรมที่ได้ทำการสำรวจ ซึ่งในอุตสาหกรรมที่มีสัดส่วนการใช้ชีวมวลเป็นเชื้อเพลิงมากที่สุด คือ อุตสาหกรรมกระเบื้อง (ใช้เป็นเชื้อเพลิงในเตาเผา) ในขณะที่อุตสาหกรรมน้ำตาลเป็นอุตสาหกรรมเดียวที่มีจำนวนโรงงานที่มีการใช้ชีวมวลแล้วมากกว่า อย่างไรก็ตามผลการสำรวจสะท้อนให้เห็นว่าการใช้ชีวมวลเป็นเชื้อเพลิงในอุตสาหกรรมต่างๆ ยังมีน้อย ซึ่งในหลายอุตสาหกรรมมีความเหมาะสมที่จะนำเชื้อเพลิงชีวมวลมาใช้เช่น อุตสาหกรรมทางการแปรรูปผลผลิตทางการเกษตร แต่การใช้ชีวมวลในแต่ละอุตสาหกรรมถูกจำกัดด้วยตัวแปรหลายอย่าง เช่น ตัวแปรด้านความร้อนจากการเผาไหม้ ต้นทุนการจัดหาและเก็บรักษา รูปแบบของการนำไปใช้ และมลภาวะที่เกิดขึ้น เป็นต้น ทำให้ยังมีการใช้ชีวมวลเป็นเชื้อเพลิงในอุตสาหกรรมยังน้อยอยู่



ภาพที่ 9-4 แสดงการใช้เชื้อเพลิงของหม้อไอน้ำในอุตสาหกรรมต่างๆ

จากภาพที่ 9-4 เห็นว่าอุตสาหกรรมกระเบื้องดินเผาและปูนซีเมนต์ ไม่มีหรือมีการใช้หม้อไอน้ำในการผลิตน้อยมาก ส่วนใหญ่ที่มีการใช้หม้อไอน้ำในกระบวนการผลิตจะอยู่ในกลุ่มอุตสาหกรรมผัก ผลไม้และพืช (ประมาณ 42%) อุตสาหกรรมอาหารจากแป้ง (ประมาณ 85%) อุตสาหกรรมน้ำตาล(100%) และอุตสาหกรรมผลิตไฟฟ้า (93%) โดยโรงงานน้ำตาลมีการใช้หม้อไอน้ำทุกโรงงาน ซึ่งส่วนใหญ่แล้วมีการใช้ชีวมวลเป็นเชื้อเพลิงในหม้อไอน้ำแล้วประมาณ 85% เทียบกับการใช้หม้อไอน้ำทั้งหมด ส่วนโรงงานที่เหลือใช้น้ำมันเตาและเชื้อเพลิงประเภทอื่นอยู่ในอุตสาหกรรมอาหารจากแป้งมีการใช้ชีวมวลเป็นเชื้อเพลิงประมาณ 48% (ส่วนใหญ่เป็นฟืนและแกลบ) ส่วนที่เหลือเป็นการใช้เชื้อเพลิงอื่นๆ (น้ำมันเตา ถ่านหิน NG ดีเซล) ประมาณ 52% ในอุตสาหกรรมผลิตไฟฟ้ามีการใช้ชีวมวลในหม้อไอน้ำประมาณ 43% (ส่วนใหญ่เป็นแกลบ) และในอุตสาหกรรมพืช ผัก ผลไม้ มีการใช้ชีวมวลเป็นเชื้อเพลิงประมาณ 35% (แกลบ ไม้)

จากการสำรวจความต้องการใช้เชื้อเพลิงชีวมวลในโรงงาน สามารถสรุปได้ว่า อุตสาหกรรมที่ทำการสำรวจส่วนใหญ่มีการใช้เชื้อเพลิงในระบบหม้อไอน้ำอยู่แล้ว ยกเว้นกลุ่มกระเบื้องและไม้ที่ยังไม่มีการใช้ในส่วนนี้ และยังพบว่าสัดส่วนการใช้ชีวมวลเป็นเชื้อเพลิงยังค่อนข้างต่ำในหลายอุตสาหกรรม แต่มีแนวโน้มที่จะมีการใช้ชีวมวลมากขึ้น เนื่องจากมีหลายกลุ่มที่แสดงความสนใจในการนำชีวมวลมาใช้เป็นเชื้อเพลิงสำหรับหม้อไอน้ำในโรงงานในอนาคต แต่อาจมีอุปสรรคในด้านของแหล่งชีวมวลเนื่องจากโรงงานส่วนใหญ่ไม่มีแหล่งชีวมวลภายในโรงงานหรือไม่สามารถหาได้

จากพื้นที่รอบๆ ได้ เมื่อพิจารณาจากข้อมูลที่ได้ จะเห็นว่าตลาดของชีวมวลแปรรูปเพื่อเป็นเชื้อเพลิงของหม้อไอน้ำมีแนวโน้มที่ดี มีศักยภาพที่จะขยายตัวได้ในอนาคต

9.3.1 เชื้อเพลิงที่ใช้สำหรับหม้อไอน้ำในอุตสาหกรรม

เชื้อเพลิงที่นิยมใช้สำหรับหม้อไอน้ำในอุตสาหกรรม สามารถแบ่งออกได้เป็น 4 ประเภท ได้แก่ แก๊สธรรมชาติ แก๊สปิโตรเลียมเหลว น้ำมันเชื้อเพลิง และถ่านหิน ซึ่งแต่ละประเภทมีข้อดีข้อเสียต่างกัน ดังนี้

• แก๊สธรรมชาติ (Natural Gas)

การใช้แก๊สธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงนิยมใช้กับหม้อไอน้ำในโรงงาน เมื่อแก๊สธรรมชาติผสมกับอากาศและเกิดการเผาไหม้สมบูรณ์ จะเหลือเพียงน้ำและคาร์บอนไดออกไซด์เท่านั้น

- ข้อดี :
1. เมื่อแก๊สธรรมชาติผสมกับอากาศแล้วเผาไหม้ จะไม่ก่อให้เกิดควัน และเขม่า
 2. ค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษาหม้อไอน้ำต่ำ
 3. ไม่ต้องคำนึงถึงเรื่องการเก็บสำรอง

- ข้อจำกัด :
1. ต้องมีการบำรุงรักษาอย่างสม่ำเสมอ
 2. การเผาไหม้แก๊สเป็นสาเหตุทำให้เกิดแก๊สเรือนกระจก (Greenhouse Gases) เช่น แก๊สมีเทน (Methane) ไนโตรเจนออกไซด์ (Nitrogen oxide) และ คาร์บอนไดออกไซด์ (Carbon dioxide) เป็นต้น

• แก๊สปิโตรเลียมเหลว (LPG)

แก๊สปิโตรเลียมเหลว (LPG) จะมี 2 ชนิด คือ โพรเพน และบิวเทน โดยในทางปฏิบัติการติดตั้งหม้อไอน้ำส่วนใหญ่จะใช้โพรเพนเป็นเชื้อเพลิง ถึงแม้ว่าบิวเทนจะถูกกว่าโพรเพนก็ตาม แต่ก็ยังมีการใช้น้อยกว่า เพราะว่าเมื่ออุณหภูมิลดลงมาถึง 0°C บิวเทนก็จะมีคุณสมบัติเป็นแก๊สอีกต่อไปแต่จะกลายเป็นของเหลว

- ข้อดี :
1. ราคาถูก และเป็นที่ต้องการของตลาด

- ข้อจำกัด :
1. ต้องการความสะดวกในการจัดเก็บเพื่อสำรองใช้ในโรงงาน
 2. ต้องมีระบบความปลอดภัยที่ต้องระมัดระวังเป็นพิเศษที่จะไม่ให้เกิดการรั่วไหลขึ้น ทำให้มีทั้งค่าใช้จ่ายในการลงทุนของโครงการและค่าใช้จ่ายในการปฏิบัติการ และการบำรุงรักษาโดยรวมสูง

• น้ำมันเชื้อเพลิง (Fuel Oil) หรือน้ำมันดิบ (Crude Oil)

น้ำมันดิน (Crude Oil) ประกอบด้วยองค์ประกอบของไฮโดรคาร์บอนที่ซับซ้อน เช่น น้ำมันเบนซิน น้ำมันดีเซล และน้ำมันเตา เป็นต้น โดยส่วนที่เหลือจากการกลั่นน้ำมันดิบ จะเป็นส่วนที่มีประโยชน์ที่สามารถนำไปใช้ในอุตสาหกรรมปิโตรเคมีและพลาสติก

- ข้อดี :
1. ราคาถูก
 2. การใช้ น้ำมันจะผลิตแก๊สไนโตรเจนออกไซด์ (NO_x) ออกมาน้อยกว่าเชื้อเพลิงที่เป็นแก๊ส

- ข้อจำกัด :**
1. เป็นสาเหตุทำให้เกิดปัญหาในเรื่องการจัดเก็บ การลำเลียง การเผาไหม้และการเกิดมลภาวะต่อสิ่งแวดล้อม เนื่องจากมีความหนืดมาก
 2. หากใช้น้ำมันชนิดหนักจะส่งผลกระทบต่อประสิทธิภาพการทำงานของหม้อไอน้ำจะต่ำ
 3. ต้องการใช้อุณหภูมิในการสูบน้ำมันที่เหมาะสมอย่างคงที่ เพื่อป้องกันการแข็งตัวและอุดตันภายในระบบ

• **ถ่านหิน (Coal)**

โดยทั่วไปบริเวณเขตร้อนและเขตอบอุ่นของโลก จะมีแหล่งถ่านหินมากกว่าแหล่งน้ำมันดิบหรือแก๊สธรรมชาติ เมื่อราคาน้ำมันดิบสูงขึ้น หลายประเทศจึงมีการนำถ่านหินมาใช้เพิ่มมากขึ้น

- ข้อดี :**
1. ช่วยกำจัดปัญหาด้านมลพิษทางอากาศได้
 2. ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิงมีราคาถูกที่สุด
 3. ราคาของถ่านหินคงที่มากกว่าราคาของเชื้อเพลิงอื่นๆ
 4. ค่าใช้จ่ายสำหรับการบำรุงรักษาจะสูงกว่าเชื้อเพลิงจากฟอสซิลมาก
 5. ลักษณะของเชื้อเพลิงและซีเถ้าก็จะมีลักษณะที่แข็งและหยาบมาก ส่งผลให้มีระดับของการสึกหรบของอุปกรณ์ที่เกิดจากการลำเลียงถ่านหินและซีเถ้าสูง
 6. ก่อให้เกิดมลภาวะน้อยกว่าน้ำมันเตา

- ข้อจำกัด :**
1. การเผาไหม้ถ่านหินจะก่อให้เกิดมลพิษทางอากาศ ได้แก่ คว้น (Smoke) เขม่า (Soot) สะเก็ด (Grit) และฝุ่น (Dust) เป็นต้น
 2. ค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษาสูงกว่าเชื้อเพลิงฟอสซิลมาก

ในการวิเคราะห์ความเป็นไปได้ของการนำเชื้อเพลิงชีวมวลมาประยุกต์ใช้สำหรับหม้อต้มไอน้ำในอุตสาหกรรมนี้จะใช้น้ำมันเตาในการเปรียบเทียบเนื่องจาก ระบบหม้อต้มไอน้ำในโรงงานอุตสาหกรรมในประเทศไทยส่วนใหญ่ ใช้น้ำมันเตาเป็นเชื้อเพลิงป้อน แม้ว่าปัจจุบันจะมีปริมาณการใช้ถ่านหินเป็นจำนวนมาก แต่หากจะใช้ถ่านหินเป็นตัวเปรียบเทียบต้องเทียบกับราคาและคุณภาพถ่านหินจากต่างประเทศ เนื่องจากในประเทศไทยยังไม่มีรวบรวมข้อมูลในส่วนนี้ นอกจากนี้ การใช้ถ่านหินเป็นตัวเปรียบเทียบ และต้องคำนึงถึงค่า CO₂ emission และ SO₂ emission ด้วย (15 Euro ต่อดัน CO₂ ที่ปล่อย) เนื่องจาก หากใช้ชีวมวลเป็นเชื้อเพลิง จะไม่มี CO₂ emission ซึ่งถือเป็นการสูญเสียทางเศรษฐกิจ ทำให้ต้องคำนึงถึงผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมและสังคมตามมา

9.4 การพิจารณาความเป็นไปได้ในการลงทุนทางด้านการเงินและการบริหารจัดการ

เนื่องจากแหล่งของชีวมวลกระจายอยู่ทั่วไป ทำให้มีต้นทุนการรวบรวมค่อนข้างสูงและมีนัยสำคัญต่อต้นทุนของชีวมวลอัดเม็ด ดังนั้นสมมุติฐานในการศึกษาความเป็นไปได้ของการลงทุนจึงกำหนดจุดที่ทำการแปรรูปชีวมวลในบริเวณที่แตกต่างกัน โดยแบ่งการพิจารณาเป็น 3 ระดับคือ

ระดับท้องถิ่น ระดับภูมิภาค และระดับประเทศ โดยพิจารณามูลค่าปัจจุบัน (Net Present Value, NPV) อัตราผลตอบแทน (Internal Rate of Return, IRR) และ ระยะเวลาคืนทุน (Payback Period, PP) โดยในการลงทุนทั่วไปจะกำหนดค่าอัตราผลตอบแทนที่พึงพอใจ (Minimum Attractive Rate of Return, MARR) ว่าควรมีค่ามากกว่า 15% (Boukis et al, 2009) จึงจะคุ้มค่าในการลงทุน ทั้งนี้ได้กำหนดราคาขายของชีวมวลอัดเม็ดในการศึกษาเป็น 5 ระดับราคา คือ ราคา 2,000 3,000 4,000 5,000 6,000 7,000 8,000 บาทต่อตัน หรือ 0.12 0.18 0.24 0.3 0.36 0.42 0.48 บาทต่อ MJ ในการคำนวณทางการเงิน โดยราคาชีวมวลอัดเม็ดที่มีการซื้อขายในปัจจุบัน อยู่ที่ราคาตันละประมาณ 2,800-3,500 บาท ที่ค่าความร้อน 4,200-4,700 กิโลแคลอรีต่อ 1 กิโลกรัม (17.58-20.51 MJ/kg) หรือประมาณ 0.15-0.19 บาท/MJ ที่ค่าความร้อน 4,500 กิโลแคลอรีต่อ 1 กิโลกรัม (www.rci1994.com) ส่วนราคาสูงสุดที่พิจารณา กำหนดจากราคาชีวมวลอัดเม็ดในต่างประเทศ (จีน) ตันละ 4,000-6,300 บาท ที่ระดับค่าความร้อน 4,000 กิโลแคลอรีต่อ 1 กิโลกรัม (16.75 MJ/kg) (ที่ 1 เหรียญต่อ 35 บาท) หรือ 0.24-0.38 บาท/MJ (<http://www.alibaba.com/showroom/straw-pellets-in-energy.html>) ในส่วนของการขนส่งชีวมวลทั้งหมดจะใช้รถบรรทุกสิบล้อ ซึ่งข้อจำกัดของกรมทางหลวงสามารถบรรทุก ได้ไม่เกิน 15 ตัน

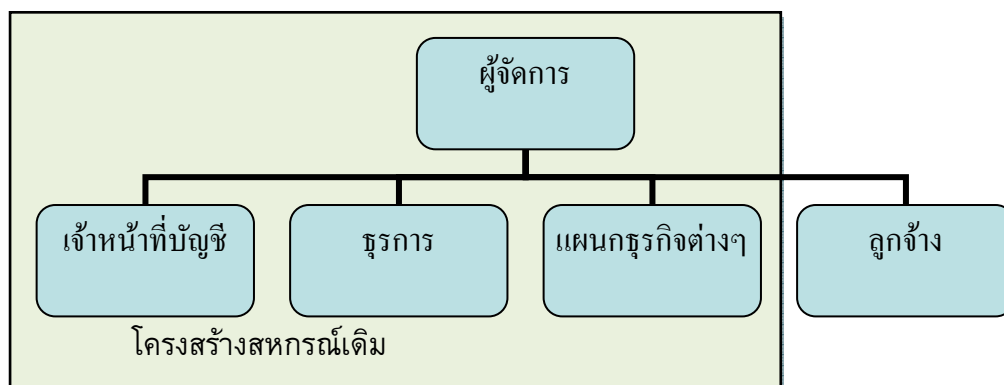
การเปรียบเทียบโอกาสด้านการตลาดในการนำไปใช้เป็นเชื้อเพลิงในหม้อไอน้ำของชีวมวลอัดเม็ดในการวิเคราะห์ครั้งนี้ จะเปรียบเทียบกับการใช้น้ำมันเตา เนื่องจากน้ำมันเตาเป็นเชื้อเพลิงที่มีการใช้อย่างแพร่หลายในระบบหม้อต้มไอน้ำ และเป็นกลุ่มเป้าหมายที่มีโอกาสในการเปลี่ยนมาใช้ชีวมวล อัดเม็ดได้ และเนื่องจากบริเวณที่มีการใช้หม้อต้มไอน้ำหนาแน่นอยู่ในเขตภาคกลาง จึงกำหนดขอบเขตระยะทางการขนส่งชีวมวลอัดเม็ดอยู่ในเขตภาคกลางเป็นหลัก ซึ่งมีราคาน้ำมันเตาอ้างอิง (ม.ค. 54) อยู่ที่ราคา 16.75 บาทต่อลิตร และให้ค่าความร้อน 9,500 kcal/l (39.77MJ/l) หรือ 0.42 บาท/MJ ส่วนชีวมวลอัดเม็ดที่สามารถผลิตพิจารณาที่ค่าระดับความร้อน 4,000 กิโลแคลอรีต่อ 1 กิโลกรัม

9.4.1 ระดับท้องถิ่น

ในกรณีนี้กำหนดให้การแปรรูปชีวมวลดำเนินการในพื้นที่ที่เป็นแหล่งของชีวมวลเอง โดยการติดตั้งเครื่องจักรในพื้นที่ใกล้เคียง โดยใช้เครื่องจักรที่มีขนาดเล็กและสามารถเคลื่อนย้ายได้ เพื่อแปรรูปชีวมวลให้มีขนาดและคุณสมบัติที่เหมาะสม ลดต้นทุนการขนส่ง

● โครงสร้างการบริหารจัดการ

การบริหารจัดการจะใช้การบริหารในลักษณะของกลุ่มสหกรณ์ที่มีอยู่เดิม ดังนั้น ค่าใช้จ่ายของการบริหารจัดการเดิมจะไม่นำมาคิดเพิ่มเติมแต่ละคิดเฉพาะ ค่าใช้จ่ายที่เพิ่มขึ้น โดยโครงสร้างเดิมของสหกรณ์มักประกอบไปด้วย ผู้จัดการ เจ้าหน้าที่บัญชี ธุรการ และ แผนกธุรกิจต่างๆ ดังแสดงในภาพที่ 9-5 ในส่วนเพิ่มเติมสำหรับการผลิตชีวมวลอัดแท่งจะกำหนดให้มีลูกจ้างที่ดำเนินการผลิต 1 คน โดยใช้เศษเหลือทางการเกษตรในท้องถิ่นของสมาชิก ซึ่งไม่มีค่าใช้จ่ายในการขนส่งเกิดขึ้น



ภาพที่ 9-5 โครงสร้างการบริหารจัดการระดับท้องถิ่น

● การวิเคราะห์ทางการเงิน

กำหนดให้

- อายุของเครื่องอัดอยู่ที่ 10 ปีไม่มีมูลค่าซาก
- ไม่มีค่าใช้จ่ายในการขนวัตถุดิบมายังแหล่งผลิตเนื่องจากการแปรรูปในท้องถิ่นที่มีทรัพยากรอยู่แล้ว และราคาฟางที่ 500 บาทต่อตัน
- กำหนดให้ค่าใช้จ่ายในแต่ละปีมีค่าเท่ากัน
- ใช้ฟางแบบไม่อัดเม็ดเป็นวัตถุดิบในท้องถิ่นมีค่า bulk density ที่ 75 kg/m^3
- กำหนดให้สามารถจำหน่ายชีวมวลอัดเม็ดได้ทั้งหมดที่ได้ทำการผลิต
- ราคาเครื่องอัด 200,000 บาทต่อเครื่อง มีกำลังการผลิต 200 กก./ชม. หรือ 480 ตันต่อปี โดยชีวมวลอัดเม็ดที่ผลิตได้มีค่า bulk density 550 kg/m^3
- การขนชีวมวลอัดเม็ดขนได้เที่ยวละไม่เกิน 15 ตัน การขนฟางที่มี bulk density 75 kg/m^3 สามารถขนได้ 40 m^3 หรือ 3 ตัน

ค่าใช้จ่าย

1. เงินลงทุนเริ่มต้น ประกอบไปด้วยเครื่องอัดชีวมวลและอุปกรณ์การเตรียมชีวมวลต่างๆ
2. ต้นทุนในการดำเนินการ ประกอบไปด้วยค่าแรง ค่าน้ำ ค่าไฟ ค่าชีวมวลและวัตถุดิบเพิ่มเติมอื่นๆ

รายได้

กำหนดจากราคาขายชีวมวลอัดเม็ดเป็น 7 ระดับคือ ราคา 2,000, 3,000,..., 8,000 บาทต่อตัน รายละเอียดการคำนวณแสดงดังตารางที่ 9-5

ตารางที่ 9-5 ตารางแสดงค่าใช้จ่ายและรายได้จากการลงทุนในระดับท้องถิ่น

ค่าใช้จ่าย	ราคาต่อหน่วย	หน่วย	จำนวน	ยอดค่าใช้จ่าย
เงินลงทุนเริ่มต้น				
เครื่องอัด	200,000.00 บาท/เครื่อง		1	200,000.00
อุปกรณ์เพิ่มเติมอื่นๆ ในการเตรียมชีวมวล				40,000.00
เงินลงทุนเริ่มต้นรวม				240,000.00
ต้นทุนในการดำเนินงาน				
ต้นทุนค่าแรง (7,500 บาทต่อเดือน)	90,000.00 บาท/คน/ปี		1	90,000.00
ค่าน้ำ ค่าไฟฟ้า (10,000 บาทต่อเดือน)	12,000 บาท		1	12,000.00
ค่าซ่อมบำรุงอุปกรณ์ (5% ของเครื่องอัด)	10,000 บาท		1	10,000.00
ค่าเสียหาย (10% ของต้นทุนค่าแรง)	9,000 บาท		1	9,000.00
			3,520	
ค่าชีวมวล ฟาง	500 บาท/ตัน		(480*550/75)	1,760,000.00
วัตถุดิบเสริมอื่นๆ (10% ของราคาวัตถุดิบ)				176,000.00
ต้นทุนในการดำเนินงานรวม				2,057,000.00
รายได้				
ชีวมวลที่จำหน่ายได้ต่อปี	2,000.00 บาท/ตัน		480	960,000.00
ชีวมวลที่จำหน่ายได้ต่อปี	3,000.00 บาท/ตัน		480	1,440,000.00
ชีวมวลที่จำหน่ายได้ต่อปี	4,000.00 บาท/ตัน		480	1,920,000.00
ชีวมวลที่จำหน่ายได้ต่อปี	5,000.00 บาท/ตัน		480	2,400,000.00
ชีวมวลที่จำหน่ายได้ต่อปี	6,000.00 บาท/ตัน		480	2,880,000.00
ชีวมวลที่จำหน่ายได้ต่อปี	7,000.00 บาท/ตัน		480	3,360,000.00
ชีวมวลที่จำหน่ายได้ต่อปี	8,000.00 บาท/ตัน		480	3,840,000.00
Optimal Price	4,390.00 บาท/ตัน	หรือ		2.26 บาทต่อ/MJ

ผลการประเมินความคุ้มค่า พบว่าความคุ้มค่าของการลงทุนขึ้นอยู่กับราคาของวัตถุดิบเป็นหลัก ในที่นี้ใช้ราคาฟาง 500 บาทต่อตัน (85.5% ของต้นทุนทั้งหมด) พบว่าในการพิจารณาราคาขายของชีวมวลอัดเม็ดที่คุ้มค่า ในการลงทุนของระดับท้องถิ่น ควรมีราคาที่สูงกว่า 4,390 บาทต่อตัน ซึ่งเป็นราคา ณ แหล่งผลิต โดยในการวิเคราะห์ทางการเงินพบว่าที่ราคาขาย 2,000-4,000 บาทต่อตันไม่คุ้มค่าที่จะลงทุน แต่ถ้าราคาขายของชีวมวลอัดเม็ดต่อตันเป็น 5,000 บาทต่อตันขึ้นไปจะพบว่ามีค่าความคุ้มค่าโดยมีค่า NPV IRR และ Payback Period แสดงดังตาราง 9-6

ตารางที่ 9-6 ความคุ้มค่าในการลงทุนที่แบบท้องถิ่นระดับราคาชีวมวลอัดเม็ดต่อตันต่างๆ

ราคาชีวมวลอัดเม็ดต่อตัน	NPV	IRR	Payback period, ปี
5,000	฿1,288,206.64	143%	0.67
6,000	฿3,382,997.03	343%	0.29
7,000	฿5,477,787.41	543%	0.18
8,000	฿7,572,577.79	743%	0.13

การขนส่งถึงผู้ใช้งาน

ราคาค่าขนส่งขึ้นอยู่กับระยะทางในการขนส่งเป็นหลัก โดยอัตราค่าขนส่งนั้นสามารถตรวจสอบได้จากศูนย์ข้อมูลรถบรรทุก "ทรัคทัวร์ไทย" (<http://www.trucktourthai.com>) ตามขนาดบรรทุกของรถที่ใช้สำหรับการขนส่งชีวมวลอัดเม็ดจะใช้รถบรรทุกขนาด 15 ตันในการขนส่งถึงจุดใช้งาน โดยจะสามารถบรรทุกชีวมวลอัดเม็ดที่มี bulk density 550 kg/ m³ ได้ โดยสามารถสรุปค่าขนส่งตามกิโลเมตรได้ดังนี้

ตารางที่ 9-7 ค่าขนส่งชีวมวลอัดเม็ด

ระยะทาง (กม.)	ค่าขนส่ง (บาท)	ระยะทาง (กม.)	ค่าขนส่ง (บาท)
50	4,875	550	23,625
100	6,750	600	25,500
150	8,625	650	27,375
200	10,500	700	29,250
250	12,375	750	31,125
300	14,250	800	33,000
350	16,125	850	34,875
400	18,000	900	36,750
450	19,875	950	38,625
500	21,750	1000	40,500

เมื่อเปรียบเทียบราคาชีวมวลอัดเม็ดกับน้ำมันเตาที่ค่าความร้อนเท่ากัน พบว่าน้ำมันเตาให้ค่าความร้อนมากกว่าชีวมวลอัดเม็ด 2.37 เท่า (9,500/4,000) ดังนั้นปริมาณชีวมวลที่ต้องใช้สำหรับค่าความร้อนที่เท่ากันจะมีมากขึ้น 2.37 เท่า โดยน้ำมันเตาสามารถขนส่งได้เฉลี่ยครั้งละ 40,000 ลิตรต่อเที่ยว ดังนั้นสรุปค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นได้ดังนี้

- น้ำมันเตา

การขนส่งน้ำมันเตา 1 เที่ยว มูลค่า = 40,000 ลิตร*16.75 บาทต่อลิตร= 670,000 บาท

การขนส่งน้ำมันเตา 1 เทียว ค่าความร้อน = 9,500 kcal/l * 40,000 ลิตร = 380 Gcal

- ชีวมวลอัดเม็ด

ปริมาณชีวมวลที่มีค่าความร้อนเทียบเท่ากับ 380 Gcal = $380 \text{ Gcal} / 4500 \text{ kcal/kg} = 84.4$ ตัน ที่ราคาเทียบเท่าน้ำมันเตา 1 เทียว ถ้าราคาชีวมวลอัดเม็ดเทียบเท่าน้ำมันเตาที่ระดับพลังงานเท่ากันจะมีค่า 670,000 บาท/84.4 ตัน = 7,938 บาท/ตัน โดยจะต้องทำการขนส่ง 84.4 ตัน/15 ตัน = 5.6 เทียว

ดังนั้นระดับราคาชีวมวลที่เหมาะสมกับการขนส่งไปยังแหล่งใช้พลังงานที่ระยะทางห่างจากแหล่งผลิตออกไปแสดงได้ดังตารางที่ 9-8

ตารางที่ 9-8 ระดับราคาชีวมวลอัดเม็ดและระยะทางที่สามารถขนส่งได้

ราคาชีวมวลอัดเม็ด	ระยะทางจากแหล่งผลิตไปยังแหล่งใช้พลังงานต้องไม่เกิน
5,000 บาท/ตัน	165 กิโลเมตร
6,000 บาท/ตัน	567 กิโลเมตร
7,000 บาท/ตัน	965 กิโลเมตร
8,000 บาท/ตัน	>1000 กิโลเมตร

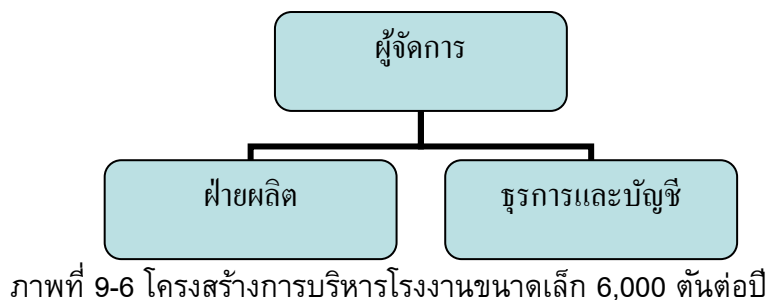
โดยในระดับท้องถิ่นระดับราคาที่เหมาะสมคือ 5,000 บาท/ตัน หรือ 0.3 บาท/MJ ซึ่งครอบคลุมการขนส่งในพื้นที่ระดับท้องถิ่นได้ที่ระยะทางไม่เกิน 165 กิโลเมตร ซึ่งคุ้มค่ากว่าการใช้ น้ำมันเตาที่อยู่ทีราคา 0.42 บาท/MJ

9.4.2 ระดับภูมิภาค

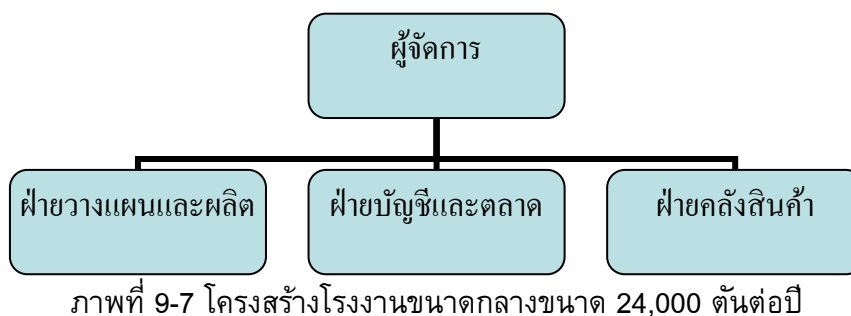
ในกรณีนี้กำหนดให้มีการรวบรวมชีวมวลจากแหล่งต่างๆ มาไว้ที่ศูนย์รวบรวม ที่มีท่าเลอยู่ ณ จุดศูนย์กลางของแหล่งชีวมวลในภาคนั้นๆ ที่มีทรัพยากรในการผลิตอย่างเพียงพอ และทำการแปรรูปในพื้นที่เพื่อเป็นการลดต้นทุนการผลิตต่อหน่วย แต่จะมีค่าใช้จ่ายในการรวบรวมมากขึ้นกว่าในระดับท้องถิ่น โดยแบ่งกำลังการผลิตออกเป็น 2 ระดับ เป็นขนาดเล็ก 6,000 ตันต่อปี และขนาดกลาง 24,000 ตันต่อปี

● โครงสร้างการบริหารจัดการ

เป็นโรงงานขนาดเล็ก 6,000 ตันต่อปี และขนาดกลาง 24,000 ตันต่อปี โรงงานขนาด 6,000 ตันต่อปี มีโครงสร้างการบริหารประกอบไปด้วย ผู้จัดการ ฝ่ายผลิตซึ่งประกอบไปด้วยช่างควบคุมเครื่อง 1 คน และพนักงานทั่วไป 1 คน และฝ่ายธุรการและบัญชี 1 คน ดังแสดงในภาพที่ 9-6



โรงงานขนาดกลางประกอบไปด้วยผู้จัดการ ฝ่ายวางแผนและผลิต 5 คน ฝ่ายบัญชีและตลาด 2 คน ฝ่ายคลังสินค้า 1 คน ดังแสดงในภาพที่ 9-7



● การวิเคราะห์ทางการเงิน

กำหนดให้

- อายุของระบบ 20 ปีไม่มีมูลค่าซาก เนื่องจากเป็นระบบที่มีขนาดใหญ่และสมบูรณ์มากขึ้นกว่าระดับท้องถิ่น
- กำหนดให้ค่าใช้จ่ายในแต่ละปีมีค่าเท่ากัน
- กำหนดให้สามารถจำหน่ายชีวมวลอัดเม็ดได้ทั้งหมดที่ได้ทำการผลิต
- การขนส่งขนส่งด้วยรถบรรทุก 10 ล้อ ขนาด 2.5 ม.*3.8 ม.*10 ม.
- ประเภทของวัตถุดิบใช้ฟางแบบอัดเม็ด ขนาด 0.4*0.4*0.8 m³ น้ำหนักก้อนละ 19 กิโลกรัม ก้อนละ 30 บาท สามารถขนฟางอัดเม็ดได้เที่ยวละ 450 ก้อนน้ำหนักรวม 8.55 ตันโดยราคานี้รวมค่าขนส่งจากแหล่งชีวมวลไปยังแหล่งแปรรูปอยู่ในระยะ 20 กิโลเมตร
- การขนชีวมวลอัดเม็ดขนได้เที่ยวละ 15 ตัน
- Bulk density ฟาง 148 kg/m³ Bulk density ฟางอัดเม็ด 550 kg/m³

กำลังการผลิต 6,000 ตันต่อปี (Boukis et al, 2009)

ค่าใช้จ่าย

1. เงินลงทุนเริ่มต้น คัดจากข้อมูลของ Boukis et al, 2009 มูลค่าการลงทุนเริ่มต้นที่ 62,500 ยูโร (ในปี 2006) อัตราแลกเปลี่ยนคิดที่ 45 บาทต่อยูโร โดยคิดอัตราเงินเฟ้อที่ 2%

2. ต้นทุนในการดำเนินการประกอบไปด้วย

- ค่าแรงช่างควบคุม พนักงานทั่วไป ผู้จัดการ และธุรการ
- ค่าวัตถุดิบ
- ค่าซ่อมบำรุงกำหนดตามบทความ 9,650 ยูโร
- ค่าใช้จ่ายอื่นๆ

รายได้

กำหนดจากราคาขายชีวมวลอัดเม็ดเป็น 7 ระดับคือ ราคา 2,000, 3,000,...,8,000 บาทต่อตัน รายละเอียดการคำนวณแสดงดังตารางที่ 9-9

ตารางที่ 9-9 ตารางแสดงค่าใช้จ่ายและรายได้จากการลงทุนในระดับภูมิภาคที่ 6,000 ตันต่อปี

ค่าใช้จ่าย	ราคาต่อหน่วย	หน่วย	จำนวน	เป็นเงิน
เงินลงทุนเริ่มต้น	$62,500 \times 45 \times 1.02^5$			31,052,272.59
	เงินลงทุนเริ่มต้นรวม			31,052,272.59
ต้นทุนในการดำเนินงาน				
	(30*450/8.55)		(6,000*550/148)	
ค่าวัตถุดิบ (ฟางอัดเม็ด)	1,578.95	บาท/ตัน	22,297.30	35,206,258.89
ค่าวัตถุดิบอื่นๆ (5% ของวัตถุดิบ)				1,760,312.94
ต้นทุนค่าแรงทางตรง				
ค่าแรงช่างคุมเครื่อง	100,000.00	บาท/ปี	1.00	100,000.00
พนักงานทั่วไป	100,000.00	บาท/ปี	1.00	100,000.00
ต้นทุนพนักงานประจำ				
ผู้จัดการ	200,000.00	บาท/ปี	1.00	200,000.00
ธุรการ	100,000.00	บาท/ปี	1.00	100,000.00
ค่าซ่อมบำรุงอุปกรณ์	$9,650 \times 45$			434,250.00
ค่าน้ำ ค่าไฟฟ้า	120,000.00	บาท/ปี	1.00	120,000.00
ค่าใช้จ่ายอื่นๆ	60,000.00	บาท/ปี	1.00	60,000.00
	ต้นทุนในการดำเนินงานรวม			38,062,672.29
รายได้				
ชีวมวลที่จำหน่ายได้ต่อปี	2,000.00	บาท/ตัน	6,000.00	12,000,000.00
ชีวมวลที่จำหน่ายได้ต่อปี	3,000.00	บาท/ตัน	6,000.00	18,000,000.00
ชีวมวลที่จำหน่ายได้ต่อปี	4,000.00	บาท/ตัน	6,000.00	24,000,000.00
ชีวมวลที่จำหน่ายได้ต่อปี	5,000.00	บาท/ตัน	6,000.00	30,000,000.00
ชีวมวลที่จำหน่ายได้ต่อปี	6,000.00	บาท/ตัน	6,000.00	36,000,000.00
ชีวมวลที่จำหน่ายได้ต่อปี	7,000.00	บาท/ตัน	6,000.00	42,000,000.00
ชีวมวลที่จำหน่ายได้ต่อปี	8,000.00	บาท/ตัน	6,000.00	48,000,000.00
Optimal Price	7,174.00	บาท/ตัน		

ผลการประเมินความคุ้มค่า พบว่าไม่คุ้มค่าในการลงทุนเนื่องจากต้นทุนในการลงทุนและต้นทุนวัตถุดิบสูง โดยจะมีความคุ้มค่าก็ต่อเมื่อราคาขายของชีวมวลอัดเม็ดสูงกว่า 7,174 บาทต่อตัน ซึ่งเป็นราคาหน้าโรงงานที่ยังไม่รวมค่าขนส่งถึงผู้ใช้งาน สูงกว่าราคาน้ำมันเตาจึงไม่สมควรที่จะลงทุน

กำลังการผลิต 24,000 ตันต่อปี (Thek and Obernberger, 2004)

ค่าใช้จ่าย

1. เงินลงทุนเริ่มต้น คัดจากข้อมูลของ Thek and Obernberger, 2004 โดยคิดมูลค่าเริ่มต้นที่ 2,033,080 ยูโร (ปี 2004) อัตราแลกเปลี่ยนคิดที่ 45 บาทต่อยูโร อัตราเงินเฟ้อที่ 2%
2. ต้นทุนในการดำเนินการประกอบไปด้วย
 - ค่าแรง
 - ค่าวัตถุดิบ
 - ค่าเช่า
 - ค่าซ่อมบำรุงกำหนดตามบทความ 62,770 ยูโร
 - ค่าใช้จ่ายอื่นๆ

รายได้

กำหนดจากราคาขายชีวมวลอัดเม็ดเป็น 5 ระดับคือ ราคา 2,000, 3,000,..., 10,000 บาทต่อตัน รายละเอียดการคำนวณแสดงดังตารางที่ 9-10

ผลการประเมินความคุ้มค่าพบว่า ไม่คุ้มค่าในการลงทุนเนื่องจาก ต้นทุนในการลงทุนและต้นทุนวัตถุดิบสูง โดยจะมีความคุ้มค่าก็ต่อเมื่อราคาชีวมวลอัดเม็ดสูงกว่า 7,034 บาท ซึ่งเป็นราคาหน้าโรงงานที่ยังไม่รวมค่าขนส่งถึงผู้ใช้งาน สูงกว่าราคาน้ำมันเตาจึงไม่สมควรที่จะลงทุน

ตารางที่ 9-10 ตารางแสดงค่าใช้จ่ายและรายได้จากการลงทุนในระดับภูมิภาคที่ 24,000 ตันต่อปี

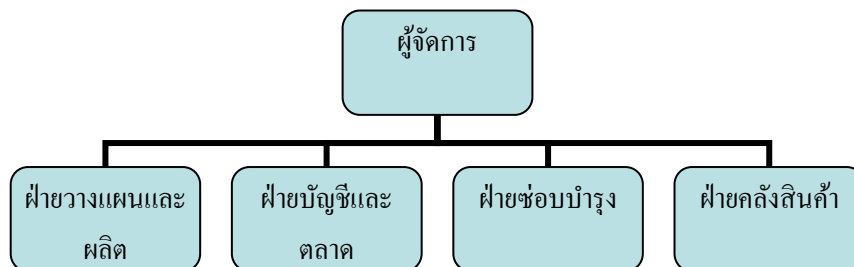
ค่าใช้จ่าย	ราคาต่อหน่วย	หน่วย	จำนวน	เป็นเงิน
เงินลงทุนเริ่มต้น	2,033,080*45*1.02 ⁷			105,091,643.57
เงินลงทุนเริ่มต้นรวม				105,091,643.57
ต้นทุนในการดำเนินงาน				
	(30*450/8.55)		(24,000*550/148)	
ค่าวัตถุดิบ (ฟางอัดเม็ด)	1,578.95	บาท/ตัน	89,189.19	140,825,035.56
ค่าวัตถุดิบอื่นๆ (5% ของวัตถุดิบ)				7,041,251.78
ต้นทุนค่าแรงทางตรง				
ค่าแรงช่างคุมเครื่อง	100,000	บาท/ปี	3	300,000
พนักงานทั่วไป	100,000	บาท/ปี	3	300,000
ต้นทุนพนักงานประจำ				
ผู้จัดการ	300,000	บาท/ปี	1	300,000
ธุรการ	100,000	บาท/ปี	1	100,000
พนักงานบัญชีและตลาด	100,000	บาท/ปี	1	100,000
ค่าซ่อมบำรุงอุปกรณ์	62700*45			2,821,500.00
ค่าน้ำ ค่าไฟฟ้า	180,000	บาท/ปี		180,000
ค่าใช้จ่ายอื่นๆ	60,000	บาท/ปี		60,000
ต้นทุนในการดำเนินงานรวม				152,030,937.34
รายได้				
ชีวมวลที่จำหน่ายได้ต่อปี	2,000 บาทต่อตัน		24,000	48,000,000.00
ชีวมวลที่จำหน่ายได้ต่อปี	3,000 บาทต่อตัน		24,000	72,000,000.00
ชีวมวลที่จำหน่ายได้ต่อปี	4,000 บาทต่อตัน		24,000	96,000,000.00
ชีวมวลที่จำหน่ายได้ต่อปี	5,000 บาทต่อตัน		24,000	120,000,000.00
ชีวมวลที่จำหน่ายได้ต่อปี	6,000 บาทต่อตัน		24,000	144,000,000.00
ชีวมวลที่จำหน่ายได้ต่อปี	7,000 บาทต่อตัน		24,000	168,000,000.00
ชีวมวลที่จำหน่ายได้ต่อปี	8,000 บาทต่อตัน		24,000	192,000,000.00
Optimal Price	7,034.00 บาท/ตัน			

9.4.3 ระดับประเทศ

ในกรณีนี้กำหนดให้มีการรวบรวมชีวมวลจากแหล่งต่างๆ มาไว้ที่ศูนย์กลาง เพื่อเป็นการลดข้อจำกัดทางด้านวัตถุดิบเนื่องจากมีทางเลือกแหล่งวัตถุดิบได้จากทั่วทุกภาค แต่ก็มีค่าใช้จ่ายในการรวบรวมที่สูงขึ้น ในขณะที่ต้นทุนการผลิตต่อหน่วยจะลดลง จากการผลิตที่สูงขึ้น ข้อมูลที่ได้จากการศึกษาของ A.Sultana et al, 2010 โดยพิจารณาที่กำลังการผลิต 44,000 ตันต่อปี

• โครงสร้างการบริหารจัดการ

โรงงานขนาดใหญ่ประกอบไปด้วยผู้จัดการ ฝ่ายวางแผนและผลิต 6 คน ฝ่ายบัญชีและตลาด 2 คน ฝ่ายซ่อมบำรุง 1 คน ฝ่ายคลังสินค้า 1 คน



ภาพที่ 9-8 โครงสร้างโรงงานขนาดใหญ่ขนาด 44,000 ตันต่อปี

• การวิเคราะห์ทางการเงิน

กำหนดให้

- อายุของระบบ 30 ปีไม่มีมูลค่าซาก
- กำหนดให้ค่าใช้จ่ายในแต่ละปีมีค่าเท่ากัน
- กำหนดให้สามารถจำหน่ายชีวมวลอัดเม็ดได้ทั้งหมดที่ได้ทำการผลิต
- การขนส่งขนส่งด้วยรถบรรทุก 10 ล้อ ขนาด 2.5 ม.*3.8 ม.*10 ม.
- ประเภทของวัตถุดิบใช้ฟางแบบอัดเม็ด ขนาด 0.4*0.4*0.8 m3 น้ำหนักก้อน

ละ 19 กิโลกรัม

- สามารถขนฟางอัดเม็ดได้เที่ยวละ 450 ก้อนน้ำหนักรวม 8.55 ตัน
- ระยะทางจากแหล่งชีวมวลไปยังแหล่งแปรรูปอยู่ในระยะ 20 กิโลเมตร
- การขนชีวมวลแปรรูปจะขนได้เที่ยวละ 15 ตัน
- อัตราเงินเฟ้อที่ใช้ในการคำนวณ 2%

ค่าใช้จ่าย

1. เงินลงทุนเริ่มต้น ประกอบไปด้วยต้นทุนการติดตั้งระบบและอุปกรณ์ต่างๆ ที่เกี่ยวข้อง โดยอ้างอิงจาก A.Sultana et al, 2010 ดังตารางที่ 9-11 โดยคิดอัตราเงินเฟ้อ 2% ต่อปี อัตราแลกเปลี่ยนที่ 1 เหรียญต่อ 35 บาท

ตารางที่ 9-11 ค่าใช้จ่ายอุปกรณ์ และแรงงาน

Plant equipment	Scale factor	Capital cost – base case (\$)	Maximum size of equipment (tonne year ⁻¹)	Source
<i>Capital cost</i>				
Primary grinder	0.99	650,000	105,000	Campbell (2007) and Polman (2008)
Dryer	0.6	430,000	100,000	Hamelinck and Faaij (2002) and Campbell (2007)
Hammer mill	0.6	150,000	108,000	Wright (2008) and Polman (2008)
Feeder	0.57	44,700	50,000	Campbell (2007) and Polman (2008)
Boiler	0.7	51,000		Campbell (2007) and Kumar et al. (2003)
Pellet mill (with conditioner)	0.85	350,000	50,000	Wright (2008) and Polman (2008)
Pellet cooler	0.58	170,000	216,000	Wright (2008) and Polman (2008)
Screener/shaker	0.6	18,300	100,800	Campbell (2007) and Polman (2008)
Bagging system	0.63	450,000	100,800	Campbell (2007) and Polman (2008)
Conveyor tanks etc.	0.75	1130,00	84,000	Campbell (2007) and Polman (2008)
Hourly-wage employee	Hourly rate	Worker shift	Annual hours	Source

2. ต้นทุนในการดำเนินงานประกอบไปด้วย

ต้นทุนในการเก็บเกี่ยวคิดที่ 228 บาทต่อตัน (\$6.5/t) ต้นทุนในการจัดเก็บคิดที่ 62 บาทต่อตัน (\$1.8/t) ค่าขนส่งจากแหล่งวัตถุดิบมาแหล่งผลิตไม่เสียค่าใช้จ่ายเนื่องจากราคาได้ถูกรวมกับราคาวัตถุดิบที่ค่าขนส่ง 20 กิโลเมตรแล้ว ค่าวัตถุดิบ (ฟางอัดเม็ด) ก้อนละ 30 บาท รถบรรทุกบรรทุกได้ 450 ก้อนรวมน้ำหนัก 8.55 ตัน

ต้นทุนค่าแรงทางตรงประกอบไปด้วย

- ค่าแรงช่างควบคุมงาน
- ค่าแรงช่างซ่อมบำรุง
- ค่าแรงช่างคุมเครื่อง
- ค่าแรงในการบรรจุ
- พนักงาน forklift

ต้นทุนพนักงานประจำประกอบไปด้วย

- ผู้จัดการ
- พนักงานบัญชี
- หัวหน้างาน
- ช่างการ
- ค่าซ่อมบำรุงอุปกรณ์คิดที่ 2.5% ของค่าอุปกรณ์ ยกเว้น hammer mill และ pellet mill คิดที่ 18% และ 10% ตามลำดับ เนื่องจากต้องมีการบำรุงรักษามากกว่าอุปกรณ์อื่นๆ (Sultana et al, 2010)

- ค่าน้ำ ค่าไฟฟ้า
- ค่าใช้จ่ายอื่นๆ

รายได้

กำหนดจากราคาขาย 7 ลักษณะคือ ราคา 2,000, 3,000,...8,000 บาทต่อตัน โดยกำหนดให้สามารถจำหน่ายชีวมวลอัดเม็ดได้ทั้งหมด รายละเอียดการคำนวณแสดงดังตารางที่ 9-12

ตารางที่ 9-12 ตารางแสดงค่าใช้จ่ายและรายได้จากการลงทุนในระดับภูมิภาคที่ 24,000 ตันต่อปี

ค่าใช้จ่าย	ราคาต่อหน่วย	หน่วย	จำนวน	เป็นเงิน
เงินลงทุนเริ่มต้น				
Primary grinder				24,142,482.00
Dryer				15,971,180.40
Hammer mill				5,571,342.00
Feeder				1,660,259.92
Boiler				1,894,256.28
Pellet mill				12,999,798.00
Pellet cooler				6,314,187.60
Screener				8,894,408.73
Bagging system				16,714,026.00
Conveyor tank				4,197,077.64
เงินลงทุนเริ่มต้นรวม				98,359,018.57
ต้นทุนในการดำเนินงาน				
(44,000*550/148)				
ต้นทุนในการเก็บเกี่ยว	228	บาท/ตัน	163,513.51	37,281,081.08
ต้นทุนในการจัดเก็บ	62	บาท/ตัน	163,513.51	10,137,837.84
ค่าวัตถุดิบ (ฟางอัดเม็ด) (30*450/8.55)	1578.95	บาท/ตัน	163,513.51	258,179,231.86
ต้นทุนค่าแรงทางตรง				
ค่าแรงช่างควบคุมงาน	120,000	บาท/ปี	1	120,000.00
ค่าแรงช่างซ่อมบำรุง	100,000	บาท/ปี	1	100,000.00
ค่าแรงช่างคุมเครื่อง	100,000	บาท/ปี	2	200,000.00
ค่าแรงในการบรรจุ	90,000	บาท/ปี	2	180,000.00
พนักงาน forklift	90,000	บาท/ปี/	1	90,000.00
ต้นทุนพนักงานประจำ				
ผู้จัดการ	400000	บาท/ปี	1	400,000.00
พนักงานบัญชี	100,000	บาท/ปี	1	100,000.00
หัวหน้างาน	200,000	บาท/ปี	1	200,000.00
ธุรการ	100,000	บาท/ปี	1	100,000.00
ค่าซ่อมบำรุงอุปกรณ์				4,297,518.32
ค่าน้ำ ค่าไฟฟ้า	180,000	บาท/ปี		180,000.00
ต้นทุนในการดำเนินงานรวม				311,565,669.11

รายได้				
ชีวมวลที่จำหน่ายได้ต่อปี	2,000	บาท/ตัน	44,000	88,000,000.00
ชีวมวลที่จำหน่ายได้ต่อปี	3,000	บาท/ตัน	44,000	132,000,000.00
ชีวมวลที่จำหน่ายได้ต่อปี	4,000	บาท/ตัน	44,000	176,000,000.00
ชีวมวลที่จำหน่ายได้ต่อปี	5,000	บาท/ตัน	44,000	220,000,000.00
ชีวมวลที่จำหน่ายได้ต่อปี	6,000	บาท/ตัน	44,000	264,000,000.00
ชีวมวลที่จำหน่ายได้ต่อปี	7,000	บาท/ตัน	44,000	308,000,000.00
ชีวมวลที่จำหน่ายได้ต่อปี	8,000	บาท/ตัน	44,000	352,000,000.00
ชีวมวลที่จำหน่ายได้ต่อปี	9,000	บาท/ตัน	44,000	396,000,000.00
ชีวมวลที่จำหน่ายได้ต่อปี	10,000	บาท/ตัน	44,000	1,000,000,000.00
Optimal Price	7,422.00	บาท/ตัน		

ผลการประเมินความคุ้มค่า พบว่าไม่คุ้มค่าในการลงทุนเนื่องจากต้นทุนในการลงทุนและต้นทุนวัตถุดิบสูง โดยจะมีความคุ้มค่าก็ต่อเมื่อราคาขายของชีวมวลอัดเม็ดสูงกว่า 7,422 บาท ซึ่งเป็นราคาหน้าโรงงานที่ยังไม่รวมค่าขนส่งถึงผู้ใช้งาน สูงกว่าราคาน้ำมันเตาจึงไม่สมควรที่จะลงทุน

9.5 ผลกระทบทางด้านสิ่งแวดล้อม

การนำชีวมวลมาแปรรูปเป็นชีวมวลอัดเม็ดเป็นกระบวนการผลิตที่มีผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมค่อนข้างน้อย แต่ช่วยลดผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อมได้อย่างมาก เนื่องจากภายหลังการการเก็บเกี่ยวผลผลิตจะมีเศษวัสดุเหลือทิ้งในพื้นที่เพาะปลูกเป็นจำนวนมาก เช่น ฟางข้าว ใบอ้อย เป็นต้น แต่เดิมนั้นเศษวัสดุเหลือทิ้งหรือชีวมวล ยังไม่มีการนำไปใช้ให้เกิดประโยชน์แต่อย่างใด อีกทั้งเกษตรกรส่วนใหญ่ มองว่าเศษวัสดุเหลือทิ้งที่เกิดขึ้นในพื้นที่เกษตรกรรมเป็นของเสียที่ไม่ก่อให้เกิดประโยชน์นอกจากเป็นเพียงแค่น้ำสำหรับปรับปรุงคุณภาพดิน ดังนั้นก่อนที่จะเกษตรกรจะดำเนินการเพาะปลูกในรอบต่อไป จึงดำเนินการทำลายชีวมวลที่เกิดขึ้นก่อน เช่น การไถกลบเพื่อให้เป็นสารอาหารบำรุงดิน และการเผาทำลาย ซึ่งในกรณีการเผาฟางข้าวหรือใบอ้อย ไม่เพียงความร้อนที่เกิดจากการเผาจะทำลายธาตุอาหารในดิน และได้ผลผลิตคุณภาพไม่ดีแล้ว การเผายังเป็นการปลดปล่อยมลพิษทางอากาศอีกด้วย ซึ่งส่งผลกระทบต่อสุขภาพและความเป็นอยู่ของประชาชนใกล้เคียง และอาจก่อให้เกิดอุบัติเหตุไฟไหม้ได้ เมื่อมีการนำเศษเหลือใช้มาใช้ประโยชน์จะช่วยลดการเผาทำลายดังกล่าวได้เพราะเศษเหลือใช้ที่มีในพื้นที่มีมูลค่ามากขึ้นแล้ว อย่างไรก็ตามการนำเศษเหลือใช้ดังกล่าวมาใช้เป็นชีวมวลก็อาจส่งผลกระทบต่อสารอาหารต่างๆที่สะสมในดินลดลงได้เช่นกัน

9.6 ผลกระทบทางด้านเศรษฐกิจ

การแปรรูปชีวมวลเป็นการเพิ่มมูลค่าให้กับเศษวัสดุเหลือใช้พื้นที่เกษตรกรรมโดยตรง เป็นแหล่งรายได้ใหม่ของเกษตรกร เนื่องจากฟางข้าวและใบอ้อยนั้น ในปัจจุบันถือว่ายังไม่มีมูลค่าหรือถ้ามีการซื้อขายก็มีราคาถูกมาก เนื่องจากมีข้อจำกัดและค่าใช้จ่ายในเรื่องของการรวบรวมสูง เมื่อมีการแปรรูปเป็นชีวมวลอัดเม็ดจะช่วยลดข้อจำกัดดังกล่าวได้ ที่ผ่านมามีเกษตรกรบางส่วนมีการเก็บฟางข้าวเป็นก้อนสี่เหลี่ยมไว้ข้างนา โดยอัดให้แน่น (ประมาณ 18-20 กก.ต่อฟ่อน) และจำหน่ายให้ผู้ประกอบการโดยตรง แต่ก็ยังมีมูลค่าเพิ่มที่น้อยมาก ถ้ามีการบริหารจัดการในการแปรรูปชีวมวลอัดเม็ดอย่างเหมาะสมจะเป็นการลดต้นทุนและเพิ่มประสิทธิภาพการนำชีวมวลมาใช้ประโยชน์ ซึ่งอาจทำให้ได้รับความนิยมใช้เป็นเชื้อเพลิงเพิ่มมากขึ้นทั้งในการผลิตพลังงานความร้อนและไฟฟ้า ส่งผลให้มูลค่าสูงขึ้นจนมีราคาใกล้เคียงกับเชื้อเพลิงปิโตรเลียมก็ได้

9.7 ผลกระทบทางด้านสังคม

การนำวัสดุเหลือทิ้งทางการเกษตรที่มีอยู่แปรรูป จึงเป็นทางเลือกหนึ่งของเกษตรกรในการเพิ่มรายได้ซึ่งจะช่วยให้มีคุณภาพชีวิตที่ดีขึ้น แต่ในขณะเดียวกันต้องระมัดระวังไม่ให้มีการนำชีวมวลอย่างอื่นที่ไม่ใช่เศษเหลือใช้มาแปรรูป เนื่องจากมูลค่าที่สูงขึ้นของชีวมวล อาทิเช่น ต้นไม้ที่อยู่ในป่าตามธรรมชาติ

9.8 สรุป

จากการศึกษาความเป็นไปได้ของการแปรรูปชีวมวลโดยการอัดเม็ดในประเทศไทย ควรลงทุนติดตั้งอุปกรณ์เพื่อทำการแปรรูปเศษเหลือใช้ทางการเกษตรในระดับท้องถิ่น เนื่องจากมีค่าใช้จ่ายในการดำเนินการและการลงทุนเริ่มต้นที่ต่ำ อีกทั้งวัตถุดิบที่ใช้ยังมีต้นทุนที่ถูกเนื่องจากไม่ต้องเสียค่าใช้จ่ายในการจัดเตรียมและขนส่ง จึงทำให้มีความเป็นไปได้สูงกว่าการลงทุนในระดับภูมิภาค (ขนาดกลาง) และระดับชาติ (ขนาดใหญ่) ที่มีต้นทุนเทคโนโลยีและต้นทุนวัตถุดิบที่ได้มีการเตรียมสภาพแล้วที่สูง ทำให้ไม่มีความคุ้มค่าในการลงทุนเมื่อเทียบกับระดับท้องถิ่น และจากการวิเคราะห์จะเห็นว่าต้นทุนของวัตถุดิบในการผลิตมีผลต่อความคุ้มค่าอย่างมาก หากเป็นเศษเหลือทางการเกษตรที่มีมูลค่าต่ำจะยิ่งทำให้เกิดผลกำไรมากขึ้น อย่างไรก็ตามต้นทุนในการเตรียมวัตถุดิบก็ต้องมีมูลค่าที่ต่ำด้วย โดยระดับราคาชีวมวลอัดเม็ดระดับท้องถิ่นควรมีราคาที่สูงกว่า 4,390 บาทต่อตัน (ราคาไม่รวมค่าขนส่งถึงผู้ใช้งาน) หากรวมค่าขนส่งแล้วควรอยู่ที่ราคาไม่ต่ำกว่า 5,000 บาทต่อตัน หรือ 0.3 บาท/MJ ขนส่งถึงผู้บริโภคในระยะทางไม่เกิน 165 กิโลเมตร ซึ่งมีราคาที่ถูกลงกว่าน้ำมันเตา ที่อยู่ในระดับราคา 0.42 บาท/MJ โครงการการแปรรูปชีวมวลในระดับท้องถิ่นจึงมีความคุ้มค่าในการลงทุน

บทที่ 10

ข้อเสนอแนะในการส่งเสริมการใช้ชีวมวลอัดเม็ดในภาคอุตสาหกรรม

ถึงแม้ว่าในปัจจุบันจะมีการนำชีวมวลที่ได้จากวัสดุเหลือทิ้งทางการเกษตรมาใช้ผลิตพลังงานกันอย่างแพร่หลาย ส่งผลให้ชีวมวลบางชนิดมีราคาสูงขึ้นและเกิดปัญหาขาดแคลนในบางท้องถิ่น แต่กระนั้นยังคงมีชีวมวลเหลืออีกจำนวนมากที่ยังไม่ถูกนำมาใช้ประโยชน์ในรูปของพลังงาน เช่น ฟางข้าว ยอดอ้อยและใบอ้อย ทางปาล์มน้ำมัน ลำต้นข้าวโพด เนื่องจากคุณสมบัติของชีวมวลดังกล่าวเป็นวัสดุมวลเบา และมักจะถูกกองทิ้งไว้บริเวณพื้นที่เพาะปลูกภายหลังการเก็บเกี่ยว ทำให้ต้นทุนในการเก็บรวบรวมและขนส่งเพิ่มสูงขึ้น

ที่ผ่านมาเกษตรกรที่ปลูกข้าวจะจัดการกับฟางข้าวภายหลังการเก็บเกี่ยวโดยการเผาฟาง ถึงแม้ว่าปัจจุบันฟางข้าวจะสามารถนำไปใช้ประโยชน์ได้หลากหลาย เช่น อาหารสัตว์ ปุ๋ยหมัก ชีวภาพ แต่ด้วยภาวะเร่งรีบในการทำนาครั้งต่อไป การเผาทิ้งจึงกลายเป็นทางเลือกที่สะดวกและรวดเร็วที่สุด ส่วนใบอ้อยก็เช่นกัน เกษตรกรนิยมเผาอ้อยก่อนตัดเพื่อความสะดวกในการตัด โดยสัดส่วนการเผาอ้อยก่อนตัดประมาณร้อยละ 60 ถึง 70 ซึ่งปัจจุบันมีการณรงค์ให้ลดสัดส่วนการเผาอ้อยก่อนตัดให้คงเหลือร้อยละ 50 จะทำให้มีสัดส่วนใบอ้อยต่อยอดอ้อยที่สามารถนำมาใช้ในการผลิตพลังงานได้มากขึ้น

ดังนั้นหากจะนำชีวมวลดังกล่าวมาใช้ให้เกิดประโยชน์โดยการผลิตพลังงาน จำเป็นต้องมีการศึกษาและกำหนดแนวทางอย่างเป็นระบบและครอบคลุมตั้งแต่ในการเก็บรวบรวม การแปรรูปให้เป็นชีวมวลอัดเม็ด (Pellet) การขนส่ง เพื่อให้การบริหารจัดการชีวมวลมีประสิทธิภาพ ซึ่งเครื่องมือที่สำคัญในการบริหารจัดการอย่างหนึ่ง คือ การกำหนดมาตรฐานเชื้อเพลิงชีวมวลอัดเม็ด เพื่อนำมาใช้เป็นสื่อกลางระหว่างผู้ผลิตชีวมวลและผู้ใช้งานให้เกิดความเข้าใจอย่างชัดเจน เกี่ยวกับตลาดซื้อขายของชีวมวลอัดเม็ด ซึ่งจะเป็นจุดเริ่มต้นในการผลักดันให้เกิดการใช้ชีวมวลแปรรูปสำหรับหม้อต้มไอน้ำในอุตสาหกรรมได้อย่างแพร่หลาย

นอกจากนี้ปัจจัยที่จะช่วยให้การใช้ชีวมวลอัดเม็ดเป็นไปอย่างแพร่หลายและยั่งยืน จำเป็นต้องมีการพัฒนาทั้งเทคโนโลยีการแปรรูป การเก็บรวบรวม และระบบการจัดการห่วงโซ่อุปทาน รวมถึงปัจจัยที่จะมีผลอย่างมากต่อการยอมรับการใช้ชีวมวลอัดเม็ดในช่วงแรก คือ การสนับสนุนจากภาครัฐทั้งในด้านภาษี และเงินทุนช่วยเหลือ ดังจะเห็นได้จากตัวอย่างในต่างประเทศที่มีการใช้ชีวมวลอัดเม็ดอยู่ในปัจจุบัน เช่น สวีเดน เยอรมัน หรือ ออสเตรเลีย

จากการวิจัยครั้งนี้ สามารถสรุปแนวทางในการส่งเสริมการแปรรูปชีวมวลเพื่อเป็นเชื้อเพลิงได้ดังนี้

- ควรดำเนินการพัฒนาเทคโนโลยีการเก็บรวบรวมชีวมวลที่เหลือทิ้งในพื้นที่การเกษตรจากการสำรวจแม่ฟางข้าวและใบอ้อยมีศักยภาพในการนำมาผลิตพลังงานได้สูง แต่ยังมีข้อจำกัดสำคัญด้านการรวบรวม หากให้มีการพัฒนาเทคโนโลยีอุปกรณ์ที่ช่วยให้เกษตรกรสามารถเก็บฟางข้าวหรือใบอ้อยให้อยู่ในรูปแบบของชีวมวลที่สะดวกในการเก็บรวบรวมได้ทันที เช่น มัดหรืออัด

เป็นก้อน เพื่อให้เคลื่อนย้ายได้ในปริมาณมากขึ้น ซึ่งนอกจากจะลดจำนวนเที่ยวและประหยัดค่าการขนส่งแล้ว ยังช่วยให้คุณภาพของชีวมวลดีขึ้น ดังนั้นควรมีการศึกษาแนวทางหรือพัฒนาอุปกรณ์ที่ช่วยในการรวบรวมอย่างจริงจัง แต่ทั้งนี้ต้องอาศัยการผลักดันจากภาครัฐในการพัฒนาเครื่องจักรและอุปกรณ์เป็นสำคัญ

- ควรส่งเสริมการพัฒนาอุปกรณ์การแปรรูปชีวมวลอัดเม็ด กับผู้ผลิตในประเทศในรูปของทุนสำหรับการวิจัยและพัฒนา หรือการลงทุน หรืออาจจำเป็นต้องมีมาตรการสนับสนุนให้กับผู้ผลิตจากต่างประเทศ ในกรณีที่ต้องมีการนำเข้าเทคโนโลยีในช่วงแรก เพื่อให้เกิดการนำไปใช้ได้เร็วที่สุด

- ควรมีการจัดทำมาตรฐานของชีวมวลอัดเม็ดของประเทศ เพื่อใช้เป็นแนวทางในการพัฒนาให้เกิดการใช้ชีวมวลอัดเม็ดอย่างยั่งยืน เนื่องจากจะทำให้เกิดความชัดเจนในการซื้อและขาย การกำหนดราคาเป็นไปอย่างยุติธรรม ผู้ผลิตเครื่องจักรต่างๆสามารถใช้มาตรฐานที่กำหนดขึ้นในการออกแบบพัฒนาอุปกรณ์แปรรูปชีวมวลให้สอดคล้องกับการใช้งาน ผู้ผลิตชีวมวลก็สามารถวิจัยพัฒนาเทคโนโลยีการแปรรูปให้สอดคล้องกับมาตรฐานได้ ทำให้เกิดความสัมพันธ์เชื่อมโยงได้อย่างเป็นระบบ

- เนื่องจากมีวัสดุเหลือใช้ทางการเกษตรอีกหลายชนิดที่ถูกปล่อยทิ้ง ไม่มีการนำมาใช้ประโยชน์ และชีวมวลหลายชนิดก็มีปริมาณที่แตกต่างกันในแต่ละช่วงเวลา ในการนำชีวมวลมาแปรรูปอัดเม็ดสามารถพัฒนาให้แปรรูปชีวมวลที่ต่างชนิดกันมาอัดก้อน เพื่อนำไปใช้ได้ ดังนั้นควรส่งเสริมการวิจัยการนำชีวมวลที่ต่างชนิดกันมาแปรรูปเป็นก้อนให้มากขึ้นเพื่อช่วยลดข้อจำกัดของแหล่งวัตถุดิบ รวมทั้งช่วยปรับปรุงให้คุณสมบัติของชีวมวลอัดก้อนมีคุณภาพสูงขึ้นได้

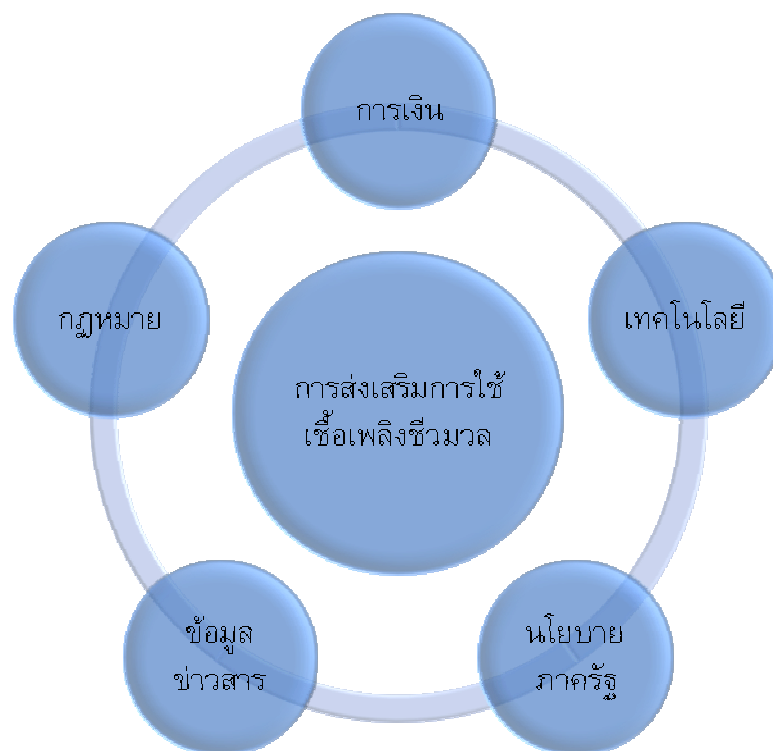
- ควรทำการศึกษาความเหมาะสมในการจัดพื้นที่ (Zoning) ในการเพาะปลูก เพื่อเป็นการเพิ่มประสิทธิภาพของการแปรรูปชีวมวลเพื่อเป็นเชื้อเพลิง เนื่องจากปัจจุบันมีข้อจำกัดเรื่องการกระจายตัวของแหล่งชีวมวล มีปัญหาต้นทุนในการเก็บรวบรวมและขนส่ง การจัดพื้นที่สำหรับแปรรูปชีวมวลเพื่อเป็นเชื้อเพลิงควรอยู่ใกล้กับพื้นที่การเกษตร เพื่อลดต้นทุนในการขนส่ง ดังนั้นการวางแผนกำหนดให้มีแหล่งชีวมวลในบริเวณเดียวกันจะส่งเสริมให้มีความคุ้มค่ามากขึ้นในการนำมาใช้ในทางกลับกันหากชีวมวลในพื้นที่มีการกระจายตัวมาก การรับซื้อชีวมวลจากแต่ละแหล่งแล้วนำมาแปรรูปใกล้กับโรงงาน อาจจะไม่คุ้มค่าในเชิงเศรษฐศาสตร์ ดังนั้นจึงควรมีการศึกษาอย่างละเอียดในแต่ละพื้นที่ เพื่อให้การจัดการเหมาะสมที่สุด

- ควรส่งเสริมให้มีการรวมกลุ่มของเกษตรกรเพื่อร่วมกันดำเนินการแปรรูปชีวมวลในระดับท้องถิ่น จะทำให้มีประสิทธิภาพการผลิตสูงขึ้นและช่วยลดต้นทุนในการดำเนินการได้ รวมทั้งเพิ่มอำนาจการต่อรองกับผู้ซื้อได้มากขึ้น

- ประเทศไทยมีเศษวัสดุเหลือใช้จากการทำเกษตรกรรมเป็นจำนวนมาก แต่อย่างไรก็ตามการนำทรัพยากรดังกล่าวมาใช้ประโยชน์ ยังคงเกิดขึ้นในสัดส่วนที่ไม่สูงมาก ทั้งๆที่สามารถนำมาใช้เป็นแหล่งพลังงานที่มีศักยภาพ ในปัจจุบันเศษวัสดุบางส่วนที่เกิดขึ้นจากการทำเกษตรกรรม ได้ถูกนำไปใช้เป็นวัตถุดิบของผลิตภัณฑ์บางชนิด (อาทิเช่น particle board และ fiberboard) อาหารสัตว์ ปุ๋ย เชื้อเพลิงในครัวเรือนและในภาคอุตสาหกรรม ถึงแม้ว่าจะมีการใช้ประโยชน์จากชีวมวล

มาใช้ในรูปของเชื้อเพลิงแล้ว แต่ก็ยังคงไม่มีประสิทธิภาพเท่าที่ควร ในขณะที่เทคโนโลยีในการผลิตพลังงานจากเชื้อเพลิงชีวมวลนั้นได้ถูกพัฒนาให้มีความสามารถมากยิ่งขึ้นและทำให้เกิดความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์มากยิ่งขึ้นแล้ว ในหลายๆ ประเทศมีการนำเชื้อเพลิงชีวมวลมาใช้เป็นพลังงานทดแทนได้อย่างมีประสิทธิภาพ ซึ่งแนวทางดังกล่าวสามารถช่วยแก้ไขปัญหาวิกฤตการณ์ทางพลังงาน ในระยะยาวได้เป็นอย่างดี ทั้งยังเป็นพลังงานสะอาดที่เป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อมอีกด้วย

นอกจากการส่งเสริมและพัฒนาเชื้อเพลิงชีวมวลแล้ว การส่งเสริมการใช้เชื้อเพลิงชีวมวลมาใช้ผลิตพลังงาน ยังมีปัจจัยที่ต้องคำนึงถึงเพื่อให้การผลักดันการแปรรูปเชื้อเพลิงชีวมวลในเชิงพาณิชย์ ดังนี้



ภาพที่ 10.1 ปัจจัยที่ช่วยส่งเสริมการใช้เชื้อเพลิงชีวมวล

- **การเงิน**

มีหลายปัจจัยที่จำกัดการขยายตัวและการพัฒนาของการผลิตพลังงานจากเชื้อเพลิงชีวมวลในเชิงพาณิชย์ เช่น ราคาน้ำมันดิบ การขาดการสนับสนุนและช่วยเหลือในการพัฒนาให้เป็นเชื้อเพลิงในเชิงพาณิชย์ เงินลงทุนตั้งต้นที่สูง การมีช่วงระยะเวลาในการเพาะปลูกและเก็บเกี่ยวที่ยาวนาน ฤดูกาลในการเก็บเกี่ยว และต้นทุนในการแปรรูปและการขนส่ง จากปัจจัยเหล่านี้แสดงให้เห็นว่าแนวทางการพัฒนาของเชื้อเพลิงชีวมวลนั้นจำเป็นต้องได้รับการสนับสนุนทางด้านการเงิน การลงทุน ในการนำเศษเหลือจากกิจกรรมทางการเกษตรมาใช้เป็นเชื้อเพลิงชีวมวลทางอุตสาหกรรมอย่างจริงจัง

ดังนั้นจึงจำเป็นที่จะต้องมีการวิเคราะห์ทั้งต้นทุนและผลประโยชน์ (cost-benefit analyses) แทนการพิจารณาเฉพาะในแง่ของต้นทุนเพียงอย่างเดียว ซึ่งผู้ใช้งานเชื้อเพลิงชีวมวลควรได้รับการสนับสนุนทางการเงินในการลงทุนเกี่ยวกับการผลิตพลังงานจากเชื้อเพลิงชีวมวล เนื่องจากการนำชีวมวลมาใช้เป็นเชื้อเพลิงมีประโยชน์ในภาพรวมหลายด้าน ทั้งด้านเศรษฐกิจ สังคม และสิ่งแวดล้อม ดังนั้นการมองในด้านต้นทุนอย่างเดียว ไม่อาจสร้างให้เกิดแรงจูงใจในการใช้ชีวมวล ดังนั้นรัฐบาลจึงควรมีการสนับสนุนทางการเงินดังกล่าวเพิ่มเติม เพื่อส่งเสริมให้เกิดการใช้เชื้อเพลิงชีวมวลอย่างจริงจัง

● เทคโนโลยี

เชื้อเพลิงชีวมวลโดยทั่วไปมีค่าความร้อนที่ต่ำกว่าเชื้อเพลิงฟอสซิล ซึ่งการเพิ่มความหนาแน่นโดยการอัดเม็ด จะช่วยเพิ่มความสามารถทางด้านค่าความร้อนได้เป็นอย่างดี แต่สิ่งที่ตามมาจากการกระบวนการดังกล่าวคือต้นทุนที่เพิ่มสูงขึ้นจนบางครั้งผู้ใช้งานเชื้อเพลิงชีวมวลไม่สามารถที่จะแบกรับต้นทุนส่วนนั้นได้ ดังนั้นในการพัฒนาทางด้านพลังงานจากเชื้อเพลิงชีวมวลนั้น จำเป็นที่จะต้องคำนึงถึงการเลือกใช้เทคโนโลยีที่เหมาะสมก่อนการพิจารณาด้านการลงทุน เพื่อให้เกิดความคุ้มค่าในการนำไปใช้

การพิจารณาเพียงเทคโนโลยีที่มีอยู่ทั่วไปนั้นไม่เพียงพอที่จะพัฒนาการผลิตพลังงานจากเชื้อเพลิงชีวมวลในเชิงพาณิชย์ จำเป็นที่จะต้องมีการนำเข้าเทคโนโลยีจากประเทศที่มีการพัฒนาของเทคโนโลยีเหล่านั้น แต่เทคโนโลยีที่ถูกนำเข้ามานั้นจะต้องมีการดำเนินการ การบริหารจัดการ และการอบรมเกี่ยวกับการใช้งานเทคโนโลยี รวมทั้งต้องคำนึงถึงการซ่อมบำรุงและความสามารถของเทคโนโลยี ดังนั้นจึงจำเป็นที่จะต้องมีการพิจารณาทั้งทางด้านฮาร์ดแวร์และซอฟต์แวร์ของเทคโนโลยีที่จะนำมาใช้ ซึ่งในปัจจุบันการวิจัยและพัฒนาเกี่ยวกับการผลิตและการใช้เชื้อเพลิงชีวมวลในเชิงพาณิชย์ยังไม่ได้ได้รับความสนใจเท่าที่ควร นอกจากนี้การกำหนดมาตรฐานสำหรับเชื้อเพลิงชีวมวลก็เป็นสิ่งสำคัญเนื่องจากเป็นแนวทางที่ส่งเสริมให้เกิดการใช้ชีวมวลอย่างแพร่หลายมากขึ้น

● นโยบายภาครัฐ

สำหรับประเทศไทย นโยบายของภาครัฐในการพัฒนาพลังงานชีวมวลและบทบาทของภาคเอกชนนั้นยังไม่เกิดขึ้นเป็นรูปธรรมเท่าที่ควร นอกจากนี้การแลกเปลี่ยนข้อมูลและการถ่ายทอดประสบการณ์เกี่ยวกับเทคโนโลยีใหม่ๆ สำหรับพลังงานจากเชื้อเพลิงชีวมวลยังคงมีอยู่ในวงจำกัด ซึ่งการถ่ายทอดทั้งองค์ความรู้และทักษะ (Know-how) นั้นเป็นสิ่งที่จำเป็นอย่างยิ่ง โดยเฉพาะการพัฒนาและการจัดตั้งระบบการถ่ายทอดความรู้และการแลกเปลี่ยนเทคโนโลยีซึ่งกันและกันระหว่างองค์กรของภาครัฐและเอกชน จะสามารถเกิดขึ้นได้ก็ต่อเมื่อมีการสนับสนุนที่ดีจากภาครัฐ

นอกจากการถ่ายทอดเทคโนโลยีใหม่ๆ แล้ว ภาครัฐควรให้การสนับสนุนในด้านการเงินหรือภาษี ให้กับโรงงานอุตสาหกรรมในการปรับเปลี่ยนอุปกรณ์ของระบบหม้อต้มไอน้ำ เพื่อให้รองรับการใช้ชีวมวลอัด สำหรับการนำเชื้อเพลิงชีวมวลอัดเม็ดไปใช้งานนั้น บางระบบก็สามารถทำได้ทันที หรืออาจต้องปรับเปลี่ยนอุปกรณ์บางส่วนก่อนใช้งาน เช่น สำหรับหม้อต้มไอน้ำที่ใช้ถ่านหิน

หรือเชื้อเพลิงแข็ง แต่สำหรับหม้อไอน้ำที่ใช้ น้ำมันเตา ต้องทำการเปลี่ยนอุปกรณ์ทั้งหมด ซึ่งภาครัฐควรสร้างแรงจูงใจในการเปลี่ยนประเภทเชื้อเพลิงในด้านของกฎหมาย ภาษี หรือเงินสนับสนุนในรูปแบบต่างๆ อาทิ การสร้างระบบประกันความเสี่ยงราคาชีวมวล(Risk Guarantee Fund) หรือการลดอัตราภาษีสำหรับโรงงานที่ใช้ pellet เนื่องจากการใช้เชื้อเพลิงชีวมวลอัดเม็ดเป็นเชื้อเพลิงทดแทนเชื้อเพลิงจากฟอสซิล นอกจากจะช่วยให้ช่วยลดมลพิษทางอากาศได้แล้ว ยังช่วยลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ด้วย นอกจากนี้เป็นการลดนำเข้าพลังงานจากต่างประเทศ และกระจายรายได้สู่เกษตรกรและท้องถิ่นโดยตรง

● ข้อมูลข่าวสาร

การนำเสนอข้อมูลเกี่ยวกับเชื้อเพลิงชีวมวลที่สามารถใช้เป็นพลังงานทดแทนที่ยั่งยืน เพื่อที่จะกระตุ้นความสนใจของประชาชนนั้นยังคงมีอยู่น้อยและไม่เพียงพอ โดยเฉพาะอย่างยิ่ง ข้อมูลที่เกี่ยวข้องกับแหล่งเชื้อเพลิงชีวมวล ทั้งแหล่งเชื้อเพลิงจากธรรมชาติที่มีอยู่ในปัจจุบันและการผลิตเพิ่มขึ้นจากแหล่งเชื้อเพลิงแหล่งใหม่ รวมไปถึงในส่วนการนำมาใช้ประโยชน์ ยังมีอยู่ไม่มากเท่าที่ควร ดังนั้นจึงควรมีการจัดทำฐานข้อมูลเกี่ยวกับราคา การแข่งขัน การเปรียบเทียบต้นทุนระหว่างพลังงานจากเชื้อเพลิงชีวมวลและแหล่งพลังงานอื่น ตลาดพลังงาน ขนาดและแหล่งพลังงานที่มีอยู่ ซึ่งในปัจจุบันนั้นยังไม่มีระบบในการถ่ายทอดการวิจัยและการพัฒนาพลังงานจากเชื้อเพลิงชีวมวลดังกล่าวเท่าที่ควร ดังนั้นจึงมีความจำเป็นที่จะต้องจัดตั้งและยกระดับระบบเหล่านี้ขึ้นมาเพื่อให้เกิดประโยชน์ในการใช้งานและการพัฒนาเชื้อเพลิงชีวมวล

● กฎหมาย

กฎหมายและนโยบายทางพลังงานที่มีอยู่ในปัจจุบันนั้นยังคงไม่เพียงพอที่จะกระตุ้นให้เกิดการพัฒนาทางด้านพลังงานจากเชื้อเพลิงชีวมวลได้ อาทิเช่น นโยบายและกฎหมายเกี่ยวกับการเพาะปลูก การเก็บเกี่ยว การใช้ประโยชน์ การขนส่ง และการครอบครองที่ดิน เป็นต้น ในบางประเทศมีการให้การสนับสนุนทางการเงิน ในการใช้เชื้อเพลิงในเชิงพาณิชย์ เพื่อให้เกิดความสมดุลทางการค้าและการลงทุน แทนการสนับสนุนการพัฒนาแหล่งเชื้อเพลิงและการจัดหาพลังงานจากเชื้อเพลิง ชีวมวล ซึ่งความเข้าใจผิดบางประการเกี่ยวกับการใช้เชื้อเพลิงชีวมวลว่าเป็นสาเหตุสำคัญที่ก่อให้เกิดการตัดไม้ทำลายป่าและการทำลายสภาพแวดล้อมนั้นเป็นสิ่งที่ทำให้การพัฒนาพลังงานจากเชื้อเพลิงชีวมวลไม่ได้รับความสนใจ ดังนั้นจึงควรมีการบัญญัติกฎหมายเกี่ยวกับระเบียบในการใช้ชีวมวลที่เหมาะสม

กฎหมายและสิ่งที่ภาครัฐกำหนดขึ้นในปัจจุบันนั้นยังไม่สามารถดึงดูดใจให้ภาคเอกชนเข้ามามีส่วนร่วมในการพัฒนาแหล่งเชื้อเพลิงชีวมวลได้ เงื่อนไขทางกฎหมายและข้อกำหนดที่ดึงดูดใจ หรือนโยบายทางด้านภาษี จะช่วยให้การผลิตและขายเชื้อเพลิงชีวมวลในเชิงพาณิชย์นั้นมีความคุ้มค่าและน่าสนใจมากยิ่งขึ้น ดังนั้นทุกประเทศจึงควรให้การส่งเสริมการเพาะปลูกพืชที่โตเร็วและมีประโยชน์หลายอย่าง ด้วยการออกกฎหมายและการสนับสนุนทางการเงินควบคู่กัน

ปัจจัยทั้ง 5 ประการที่กล่าวมาข้างต้น ล้วนแล้วแต่มีส่วนสำคัญในการส่งเสริมการใช้เชื้อเพลิงชีวมวลทั้งสิ้น ซึ่งการที่จะส่งเสริมให้เกิดการใช้เชื้อเพลิงชีวมวลนั้นจะต้องได้รับความร่วมมือจากทุกฝ่ายทั้งองค์กรภาครัฐ เอกชน และตัวผู้ใช้พลังงาน เพื่อลดช่องว่างและข้อจำกัดของการใช้เชื้อเพลิงชีวมวล โดยหากปัจจัยทั้ง 5 ประการนั้นถูกกำหนดขึ้นมาอย่างเป็นรูปธรรมและเป็นแบบแผน จะทำให้เกิดการพัฒนาในการใช้พลังงานจากเชื้อเพลิงชีวมวลดังเช่นที่เกิดขึ้นในประเทศในกลุ่มสหภาพยุโรปหลายประเทศ

เอกสารอ้างอิง

ภาษาไทย

กรมประมง กระทรวงเกษตรและสหกรณ์, 2553. ปู่หมักจากเกล็ดปลา [ออนไลน์]. สืบค้นจาก:

http://www.fisheries.go.th/cf-pak_panang/webbord/index.php?topic=23.0

[28 กรกฎาคม 2553].

กรมป่าไม้ กระทรวงเกษตรและสหกรณ์. เทคโนโลยีการผลิตถ่านสำหรับชนบท, 2541.

กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (พพ.). รายงานฉบับสมบูรณ์ การศึกษาและประเมินศักยภาพแหล่งชีวมวล. กระทรวงพลังงาน, 2548.

กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (พพ.). วารสารเครือข่ายชีวมวลและถ่านหินสะอาด ฉบับที่ 2/2551. กระทรวงพลังงาน, 2551.

กรมพัฒนาและส่งเสริมพลังงาน กระทรวงวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยีและสิ่งแวดล้อม. คุณจะต้องจ่ายค่าไฟเดือนละเท่าไร. พิมพ์ครั้งที่ 6. กรุงเทพมหานคร: โรงพิมพ์มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์.

กองวิจัยผลิตป่าไม้. คู่มือการผลิตถ่าน. กรมป่าไม้, 2526.

การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย. เอกสารประกอบการประชุมทางวิชาการอุตสาหกรรมถ่านลิกไนต์ในประเทศไทย, 2528.

เครือข่ายตลาดสีเขียว, 2553. บรรจุภัณฑ์จากชานอ้อย [ออนไลน์]. สืบค้นจาก:

<http://www.thaigreenmarket.com/greenproducerpage.php?id=108> [8 สิงหาคม 2553].

โครงการศึกษาความเป็นไปได้ของการปลูกพืชน้ำมันและพัฒนารูปแบบการผลิตพลังงานแบบครบวงจรในพื้นที่ตัวอย่างเขตภาคเหนือ กระทรวงพลังงาน, 2549.

ปาล์มน้ำมัน [ออนไลน์]. สืบค้นจาก:

<http://www.kasetcity.com/ThaiBioenergy/Plam/QAview.asp?id=58> [9 สิงหาคม 2553].

จำเนียรสุข แสงศรี, วนันสนี วงษ์วิเศษ และ วรุณรักษ์ เครือมัน. การผลิตถ่านอัดก้อนจากแอนทราไซต์ผงเหลือทิ้ง. วิทยานิพนธ์ปริญญาวิศวกรรมศาสตรบัณฑิต ภาควิชาวิศวกรรมเคมี มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี, 2542.

ณัฐพร ดำรงโรจน์วัฒนา. การศึกษาการใช้กากตะกอนน้ำเสียชุมชนร่วมกับเศษวัสดุเหลือใช้ทางการเกษตรเพื่อการผลิตเชื้อเพลิงอัดแท่ง. วิทยานิพนธ์ปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต สาขาวิชาเทคโนโลยีสิ่งแวดล้อม คณะพลังงานและวัสดุ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี, 2546.

ทองทิพย์ พูลเกษม. การศึกษาการผลิตเชื้อเพลิงอัดแท่งจากเปลือกทุเรียนเพื่อทดแทนฟืนและถ่านในการหุงต้มในครัวเรือน. วิทยานิพนธ์ปริญญาวิทยาศาสตรมหาบัณฑิต สาขาเทคโนโลยีที่เหมาะสมเพื่อการพัฒนาทรัพยากร มหาวิทยาลัยมหิดล, 2542.

ไทยกู๊ดวิวดอทคอม, 2553. ฟางข้าว ประโยชน์ใกล้ตัว [ออนไลน์]. สืบค้นจาก :

<http://www.thaigoodview.com/node/5520> [26 กรกฎาคม 2553].

ธำรง โชตะมังสะ. เชื้อเพลิงและวัสดุหล่อลื่น. กรุงเทพมหานคร: สำนักพิมพ์เม็ดทรายพรินต์. 233 หน้า.

นรินพร ดงไม้สถิตย์. การอบแห้งชานอ้อยโดยใช้ก๊าซร้อนจากหม้อน้ำของโรงงานน้ำตาล. วิทยานิพนธ์ปริญญาวิทยาศาสตรมหาบัณฑิต สาขาวิชาเทคโนโลยีการจัดการพลังงาน สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี, 2537.

นารา พิทักษ์อรณพ. การผลิตแท่งเชื้อเพลิงแข็งจากวัสดุเหลือใช้ทางอุตสาหกรรม. เทคโนโลยีการผลิตเชื้อเพลิงแข็งจากวัสดุเหลือใช้ โครงการวิจัยที่ ภ.31-05 รายงานฉบับที่ 2, 2541.

ประทีป ปิ่นท้วม. การศึกษาการทำซีลี้อยที่เหลือทิ้งหลังจากการเพาะเห็ดมาใช้ในรูปเชื้อเพลิงอัดแท่ง. วิทยานิพนธ์ปริญญาวิทยาศาสตรมหาบัณฑิต สาขาวิชาเทคโนโลยีที่เหมาะสมเพื่อการพัฒนาทรัพยากร มหาวิทยาลัยมหิดล, 2538.

ประลอง ดำรงไทย. แท่งเชื้อเพลิงเขี้ยวเพื่อทดแทนฟืนและถ่าน. วนสาร ปีที่ 57 ฉบับที่ 1, หน้า 53-60, 2542.

วชิรวิภา นาควิโรจน์. การประเมินโครงการผลิตฟืนอัดแท่งในประเทศไทย. วิทยานิพนธ์เศรษฐศาสตรบัณฑิต คณะเศรษฐศาสตร์ มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์, 2525.

สถาบันวิจัยวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยีแห่งประเทศไทย. การผลิตแท่งเชื้อเพลิงแข็งจากวัสดุเหลือใช้, 2535.

สมสกุล ภาณุมาศ. การผลิตเชื้อเพลิงเขี้ยวแบบอุตสาหกรรมจากวัชพืชเพื่อใช้ทดแทนฟืนและถ่านในชนบท. วิทยานิพนธ์ปริญญาวิทยาศาสตรมหาบัณฑิต สาขาวิทยาศาสตร์สิ่งแวดล้อม คณะเกษตรศาสตร์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์, 2529.

สมาคมเทคโนโลยีที่เหมาะสม. คู่มือเตาเผาถ่าน 200 ลิตร. หน้า 4-28.

สุริยา ชัยเดชทยากุล. การทำเชื้อเพลิงอัดแท่งจากส่วนผสมกากตะกอนของระบบบำบัดน้ำเสียและเศษชิ้นไม้สักของโรงงานผลิตเยื่อกระดาษ. วิทยานิพนธ์ปริญญาวิทยาศาสตรมหาบัณฑิตสาขาเทคโนโลยีที่เหมาะสมเพื่อการพัฒนาทรัพยากร มหาวิทยาลัยมหิดล, 2544.

สุวิมล สัจจาณิษฐ์, 2545. อีฐบล้อกจากถ่านชานอ้อย. เทคโนโลยีชาวบ้าน 290 [ออนไลน์].

สืบค้นจาก: http://www.ist.cmu.ac.th/riseat/archives/Jul_02/News/03070201.html

[8 สิงหาคม 2553].

สำนักงานกองทุนสนับสนุนการวิจัย (สกว.). รายงานฉบับสมบูรณ์ โครงการทบทวนและวิเคราะห์
เชิงเปรียบเทียบผลงานวิจัยด้านการประเมินศักยภาพแหล่งพลังงานชีวมวล, 2552.

สำนักงานเศรษฐกิจการเกษตร (สศก.). ข้อมูลพื้นฐานเศรษฐกิจการเกษตร. กระทรวงเกษตรและ
สหกรณ์, 2551.

สำนักวิจัยและพัฒนาพันธุ์ข้าว กรมการข้าว, 2553. ผลิตภัณฑ์จากแกลบ [ออนไลน์]. สืบค้นจาก:
http://www.brrd.in.th/rkb2/product_from_khao/index.php-file=content.php&id=14.htm

[28 กรกฎาคม 2553]

หญิงชาวบ้าน, 2553. ต้นแบบโรงปุ๋ยหมักขานอ้อยสร้างรายได้นับล้านบาท [ออนไลน์]. สืบค้นจาก:
<http://www.oknation.net/blog/countrygirl/2009/12/23/entry-1> [4 สิงหาคม 2553].

อาร์วายทีไนน์, 2553. มันสำปะหลัง ผลิตเอทานอล [ออนไลน์]. สืบค้นจาก:
<http://www.ryt9.com/s/prg/641084> [8 สิงหาคม 2553].

ภาษาอังกฤษ

Alfonso, D., et al. Methodology for optimization of distributed biomass resources evaluation, management and final energy use. Biomass and Bioenergy 33 (2009): 1070-1079.

Biomass combustion in Europe Overview on Technologies and Regulations. Final Report 08-03. New York State Energy Research and Development Authority, 2008.

Boukis, I., Vassilakos, N., Kontopoulos, G., and Karellas, S. Policy plan for the use of biomass and biofuels in Greece Part II: Logistics and economic investigation. Renewable and Sustainable Energy Reviews 13 (2009): 703-720.

Chang, D.X. Briquette and production technology. China Patent No.1285391, 2001.

Chen, L., Xing, L., and Han, L. Renewable energy from agro-residues in China: Solid biofuels and biomass briquetting technology. Renewable and Sustainable Energy Reviews 13 (2009): 2689-2695.

- Chengchun, Y. Briquette Coal Formation by Using Straw Pulp Black Liquor in Paper Making and Forming Method. China Patent No.1206736, 1999.
- Dam, J. V., Faaij, A.P.C., Hilbert, J., Petruzzi, H., and Turkenburg, W.C. Large-scale bioenergy production from soybeans and switchgrass in Argentina Part A: Potential and economic feasibility for national and international markets. Renewable and Sustainable Energy Reviews 13 (2009): 1710–1733.
- Demirbas, A. Potential applications of renewable energy sources biomass combustion problems in boiler systems and combustion related environmental issues. Process in Energy and Combustion Science 31 (2005): 171-192.
- Dumanli, A.G., Gulyurtlu, I., and Yurum, Y. Fuel supply chain analysis of Turkey. Renewable and Sustainable Energy 11 (2007): 2058-2082.
- Dummersdolf, HU., et al. Process for the Utilization of Sewage Sludges. United States Patent No.5645614, 1997.
- Ericsson, K., and Nilsson, J.J. International biofuel trade-A study of the Swedish import. Biomass and Bioenergy 26 (2004): 205-220.
- Everett, A.S., et al. Review of advances in combustion technology and biomass cofiring. Fuel Processing Technology 71 (2001): 7-38.
- Fiedler, F. The state of the art of small-scale pellet-based heating systems and relevant regulations in Sweden. Solar Energy Research Center SERC, Department of Mathematics, Natural Sciences and Technology, Dalarna University College, 2004.
- Frandsen, F.J. Utilizing biomass and waste for power production - a decade of contributing to the understading, interpretation and analysis of deposits and corrosion products. Fuel Chem Vol. 49 No.1 (2004): 84.
- Garivait, S., Chaiyo, U., Patumsawad, S., and Deakkhuntod, J. Physical and chemical properties of thai biomass fuels from agricultural residues. The 2nd Joint International Conference on “Sustainable Energy and Environment (SEE 2006)”. Bangkok, Thailand, 2006.
- Giacomo, G.Di., and Taglieri, L. Renewable energy benefits with conversion of woody residues to pellets. Energy 33 (2009): 724-731.
- Greig, G.E. Fuel Briquette. South African, 2000.

- Hahn, B. Existing guidelines and quality assurance for fuel pellets (pellets for Europe). UMBERA. Pölsen, Austria, 2004.
- Heinimö, J., and Junginger, M. Production and trading of biomass for energy-An overview of the global status. Biomass and Bioenergy 33 (2009): 1310-1320.
- Helmut, W.S., and Harrison, N.Y. Sewage Sludge Disposal Process and Product. United States Patent No.5645614, 1998.
- Hess, J. R., Kenney, K. L., Wright, T. C., Perlaack, R., and Turhollow, A. Corn stover availability for biomass conversion: situation analysis. Cellulose 16 (2009): 599-619.
- Kaltschmitt, M., and Weber, M. Markets for solid biofuels within the EU-15. Biomass and Bioenergy 30 (2006): 897-907.
- Kargbo, F.R., Xing, J., and Zhang, Y. Property analysis and pretreatment of rice straw for energy use in grain drying: A review. Agriculture and Biology Journal of North America Vol.1 No.3 (2010):195-200.
- Kerdsuwan, S., Dornkrasin, N., and Uyasathien, A. Utilization of fuel briquette derived from mixing fat, oil and grease with sawdust. Proceeding of the Air and waste management Association's Annual conference & Exhibit 95th, 2000.
- Kumar, A., and Sokhansanj, S. Switchgrass (*Panicum virgatum*, L.) delivery to a biorefinery using integrated biomass supply analysis and logistics (IBSAL) model. Bioresource Technology 98 (2007): 1033-1044.
- Lundgren, J., Hermansson, R., and Dahl, J. Experimental studies of a biomass boiler suitable for small district heating systems. Biomass and Bioenergy 26 (2004): 443-453.
- Maraver, A.G., Popov, P., and Zamorano, M. A review of European standards for pellet quality. Renewable Energy 36 (2011): 3537-3540.
- McDougal, O., Stanley, R., and Holstein, S.C. A Unique Approach to Conservation. Chemical Innovation Vol.31 No.2 (2001): 22-28.
- McKendry, P. Energy production from biomass (part 2): conversion technologies. Bioresource Technology 83 (2002): 47-54.

- Müller, D. Sewage Sludge Fuel Briquette. United States Patent No.5645614, 1986
- Obernberger, I. Decentralized biomass combustion: state of the art and future development. Biomass and Bioenergy 14 (1998): 33-56.
- Ostejski, A. Use of Sludge Energy in Swarzewo. Gaz, Woda Tech. Sanit Vol.71 No.10 (1997): 370-373.
- Regional Wood Energy Development Programme in Asia FAO/RAPA. Biomass energy in ASEAN member countries "Biomass: more than traditional form of energy". Regional Wood Energy Development Programme in Asia FAO/RAPA, Bangkok Thailand, 1997.
- Renewable Energy Policy Network for the 21st Century (REN21), 2553. Renewable Energy [online]. Available from: <http://www.ren21.net/> [2010, Jan 15].
- Rentizelas, A.A., Tatsiopoulos, I.P., and Tolis, A. An optimization model for multi-biomass tri-generation energy supply. Biomass and Bioenergy 33 (2009): 223-233.
- Sajjakulnukit, B., et al., Assessment of sustainable energy potential of non-plantation biomass resources in Thailand, Biomass and Bioenergy 29 (2005): 214-224.
- Sell, N.J., McIntosh, T.H. Technical and economic feasibility of briquetting mill sludge for boiler fuel. Tappi Journal Vol.71 No.3. (1988): 139-144.
- Singh, J., Panesar, B.S., and Sharma, S.K. A mathematical model for transporting the biomass to biomass based power plant. Biomass and Bioenergy 34 (2010): 483-488.
- Slupek, S., Buczek, A., Kurek, L., and Sekula, R. Energy recovery from liquid wastes of a sewage-treatment plant. Energy Conversion & Management Vol.22 No.7 (2000): 641-648.
- Sultana, A., Kumar, A., and Harfield, D. Development of agri-pellet production cost and optimum size. Bioresource Technology 101 (2010): 5609-5621.
- Swamy, Y.V., Mohanty, J.N., Murthy, B.U.R., and Tripathy, H.K. Treatment of black liquor and utilization of waste materials generated in small paper plant. IPPTA Vol.12 No.2 (2000): 53-60.
- Tripathi, A.K., Iyer, P.V.R., and Kandpal, T.C. A techno-economic evaluation of biomass briquetting in India. Biomass and Bioenergy 14 (1998): 479- 488.

Wolf, A., Widlund, A., and Andersson, E. Energy-efficient pellet production in the forest industry-a study of obstacles and success factors. Biomass and Bioenergy 30 (2006) 38-45.

Yokoyama, S., and Matsumura, Y. The Asian biomass handbook: A guide for biomass production and utilization. The Japan Institute of Energy, 2008.