

โครงการศึกษาศักยภาพและความเป็นไปได้ ในการผลิตน้ำมันเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวล (Biomass to Liquid) ระดับเชิงพาณิชย์



รายงานฉบับสมบูรณ์

รายงานฉบับสมบูรณ์

โครงการศึกษาศักยภาพและความเป็นไปได้ในการผลิตน้ำมัน เชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวล (Biomass to Liquid) ระดับเชิงพาณิชย์

สารบัญ

	หน้า
สารบัญ	I
สารบัญตาราง	IV
สารบัญรูป	VII
บทที่ 1 ขอบเขตของงานและแผนการดำเนินงาน	
1.1 บทนำและวัตถุประสงค์	1-1
1.2 ขอบเขตของงาน	1-2
1.3 ระยะเวลาการปฏิบัติงานและการจัดส่งผลงาน	1-2
1.4 แผนและขั้นตอนการดำเนินงาน	1-3
บทที่ 2 เทคโนโลยีการผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวล	
2.1 เทคโนโลยีการผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวล	2-1
2.1.1 กระบวนการผลิตเชื้อเพลิงเหลวด้วยกระบวนการไพโรไลซิส	2-1
2.1.2 กระบวนการแก๊สซิฟิเคชัน/ฟิชเชอร์-ทรอปช์ (Gasification/Fischer Tropsch)	2-4
2.2 เทคโนโลยีการผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวลในต่างประเทศ	2-35
2.3 มาตรการส่งเสริม และนโยบายสนับสนุนในต่างประเทศ	2-44
2.4 เทคโนโลยีการผลิตเชื้อเพลิงเหลว มาตรการและนโยบายส่งเสริมในประเทศไทย	2-47
บทที่ 3 การศึกษาและคัดเลือกชีวมวลโครงการ	
3.1 ศักยภาพชีวมวล	3-1
3.1.1 อ้อย	3-2
3.1.2 มันสำปะหลัง	3-3
3.1.3 สับปะรด	3-5
3.1.4 ปาล์มน้ำมัน	3-6
3.1.5 ข้าว	3-7

สารบัญ (ต่อ)

	หน้า	
3.1.6	ไม้โตเร็ว/ไม้เศรษฐกิจ	3-9
3.1.7	ปริมาณชีวมวล	3-11
3.2	คุณสมบัติชีวมวล	3-13
3.3	คัดเลือกชีวมวลโครงการ	3-14
บทที่ 4 การคัดเลือกเทคโนโลยีที่เหมาะสม		
4.1	เทคโนโลยีการผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวล	4-1
4.2	การคัดเลือกเทคโนโลยีการผลิตเชื้อเพลิงเหลวที่เหมาะสม	4-8
4.3	รูปแบบเทคโนโลยีที่น่าเสนอ	4-15
4.4	การศึกษารูปแบบการดำเนินธุรกิจที่มีความเป็นไปได้	4-19
4.4.1	การนำเข้าเทคโนโลยีจากต่างประเทศ	4-19
4.4.2	การศึกษาและจัดสร้างเทคโนโลยีภายในประเทศ	4-20
บทที่ 5 การศึกษาศักยภาพและออกแบบเบื้องต้นโรงงานผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวล		
5.1	ศึกษาศักยภาพของโรงงานที่มีวัตถุดิบ	5-1
5.2	การคัดเลือกโรงงานที่มีศักยภาพ	5-1
5.3	การออกแบบเบื้องต้นโรงงานผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวล	5-8
5.3.1	โรงงานผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากทะเลสาบปาล์ม	5-9
5.3.2	โรงงานผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากเปลือกไม้ยูคาลิปตัส	5-12
5.3.3	โรงงานผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากไม้เศรษฐกิจ/ไม้โตเร็ว	5-14
บทที่ 6 การวิเคราะห์ความเป็นไปได้ของโครงการ		
6.1	ความเป็นไปได้ด้านเทคโนโลยีการผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวล	6-1
6.2	การประเมินความเหมาะสมด้านเศรษฐศาสตร์ การเงิน และการลงทุน	6-4
6.3	การวิเคราะห์การลงทุนโครงการผลิตเชื้อเพลิงเหลวโดยใช้ประเภทของชีวมวล และระดับการผลิตในรูปแบบต่างๆ	6-6
6.4	การวิเคราะห์การลงทุนโครงการผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวล ในกรณีของโรงงานที่เข้าร่วมโครงการ และโรงงานต้นแบบ	6-14
6.5	สรุปผลการวิเคราะห์ด้านการเงินและเศรษฐศาสตร์	6-31
6.6	ความเป็นไปได้ด้านการพัฒนาการจัดทำโครงการกลไกการพัฒนา ที่สะอาด (CDM)	6-32

สารบัญ (ต่อ)

หน้า

บทที่ 7	แนวทางและมาตรการส่งเสริมสนับสนุนในการจัดตั้งโรงงานผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวล	
7.1	แนวทางการส่งเสริมสนับสนุน และมาตรการในระยะสั้น (5 ปี)	7-1
7.2	แนวทางการส่งเสริมสนับสนุน และมาตรการในระยะยาว (แบบยั่งยืน)	7-7

อภิธานศัพท์และคำย่อ

เอกสารอ้างอิง

ภาคผนวก ก รายชื่อกลุ่มโรงงานเป้าหมาย

ภาคผนวก ข แบบสำรวจข้อมูลโรงงาน

ภาคผนวก ค แบบเบื้องต้นโรงงานผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวล

ภาคผนวก ง ตารางวิเคราะห์ด้านเศรษฐศาสตร์ และการเงิน

สารบัญตาราง

ตารางที่	หน้า	
2.1-1	ประเภทของระบบแก๊สซิฟิเคชัน	2-7
2.1-2	สรุปข้อดีข้อเสียของแก๊สซิฟิเคชันแต่ละชนิด	2-9
2.1-3	สิ่งเจือปนในก๊าซสังเคราะห์	2-10
2.1-4	สภาวะการทำงานของระบบแก๊สซิฟิเคชัน	2-11
2.1-5	ผลการสรุปช่วงสภาวะการทำงานของระบบแก๊สซิฟิเคชันประเภทต่าง ๆ	2-12
2.1-6	องค์ประกอบของก๊าซสังเคราะห์ที่ได้จากชีวมวล	2-13
2.1-7	องค์ประกอบของก๊าซสังเคราะห์ที่ได้จากระบบแก๊สซิฟิเคชัน	2-14
2.1-8	การปลดปล่อยสารมลพิษจากระบบแก๊สซิฟิเคชันของชีวมวล	2-14
2.1-9	อุปกรณ์เสริมสำหรับระบบแก๊สซิฟิเคชัน	2-16
2.1-10	คุณลักษณะของก๊าซสังเคราะห์ ที่เหมาะสมกับรูปแบบของการใช้งาน	2-18
2.1-11	สคริปต์ประเภทต่าง ๆ สำหรับการทำความสะอาดก๊าซ	2-21
2.1-12	ข้อมูลการทำงานสำหรับอุปกรณ์แยกอนุภาคของแข็งและอนุภาคมิปฏิบัติการ	2-22
2.1-13	แสดงคุณสมบัติความว่องไวของโลหะชนิดต่าง ๆ กับกระบวนการฟิชเชอร์ทรอปซ์	2-30
2.1-14	ผลของตัวรองรับต่อคุณสมบัติของตัวเร่งปฏิกิริยาเหล็กในปฏิกิริยาฟิชเชอร์ทรอปซ์	2-31
2.1-15	ผลิตภัณฑ์ที่ได้จากการสังเคราะห์เชื้อเพลิงเหลว	2-33
2.1-16	ประสิทธิภาพการผลิตน้ำมันดีเซลจากกระบวนการ FT	2-34
2.2-1	สรุปข้อมูลของโรงงาน B ขณะนี้อยู่ระหว่างการก่อสร้าง (2006)	2-37
2.2-2	รายละเอียดโรงงานต้นแบบ Repotec, Gussing	2-41
2.2-3	รายละเอียดโรงงานต้นแบบ CHRISGAS, Värnamo, Sweden	2-43
2.4-1	ส่วนเพิ่มราคาไฟฟ้าแยกตามประเภทเทคโนโลยีและเชื้อเพลิง	2-49
3.1-1	ผลผลิตการเกษตรและอัตรส่วนชีวมวล	3-1
3.1-2	สรุปข้อมูลปริมาณชีวมวล การนำไปใช้ประโยชน์ และปริมาณคงเหลือ	3-12
3.2-1	คุณสมบัติทางเคมีของชีวมวลเบื้องต้น	3-12
3.3-1	สรุปข้อมูลชีวมวลชนิดต่าง ๆ ตามเกณฑ์การให้คะแนน	3-20
3.3-2	สรุปการให้คะแนนชีวมวลตามเกณฑ์การคัดเลือก	3-21
4.1.1	สรุปข้อดีข้อเสียของแก๊สซิฟิเคชัน	4-4
4.1-2	ข้อมูลการทำงานสำหรับอุปกรณ์แยกอนุภาคของแข็งและอนุภาคมิปฏิบัติการ	4-4
4.1-3	แสดงคุณสมบัติความว่องไวของโลหะชนิดต่าง ๆ กับกระบวนการฟิชเชอร์ทรอปซ์	4-6
4.1-4	ผลิตภัณฑ์ที่ได้จากการสังเคราะห์เชื้อเพลิงเหลว	4-7
4.1-5	ประสิทธิภาพการผลิตน้ำมันดีเซลจากกระบวนการ FT	4-7
5.1-1	สรุปข้อมูลโรงงานจากแบบสำรวจ (ทะเลสาบปาล์ม)	5-4
5.1-2	สรุปข้อมูลโรงงานจากแบบสำรวจ (เศษไม้/เปลือกไม้)	5-5
5.1-3	สรุปผลคะแนนโรงงานที่มีทะเลสาบปาล์มเป็นชีวมวล	5-6

สารบัญตาราง (ต่อ)

ตารางที่	หน้า	
5.1-4	สรุปผลคะแนนโรงงานที่มีเศษไม้เปลือกไม้ เป็นชีวมวล	5-7
5.3-1	คุณสมบัติสำหรับการเผาไหม้ของทะเลสาบปาล์ม	5-11
5.3-2	คุณสมบัติสำหรับการเผาไหม้ของเปลือกไม้ยูคาลิปตัส	5-13
5.3-3	คุณสมบัติสำหรับการเผาไหม้ของไม้ซิ่นสับ	5-16
6.3-1	ค่าลงทุนของโครงการ กรณีการใช้ไม้ซิ่นเป็นวัตถุดิบ	6-8
6.3-2	ค่าลงทุนของโครงการ กรณีการใช้ทะเลสาบปาล์มเป็นวัตถุดิบ	6-8
3.3-3	ค่าลงทุนของโครงการ กรณีการใช้เปลือกไม้เป็นวัตถุดิบ	6-9
6.3-4	มูลค่าผลประโยชน์ของโครงการ ที่การผลิตระดับต่างๆ	6-10
6.3-5	ผลการวิเคราะห์ความคุ้มค่าในการลงทุนโครงการ กรณีการใช้ไม้ซิ่นเป็นวัตถุดิบ	6-12
6.3-6	ผลการวิเคราะห์ความคุ้มค่าในการลงทุนโครงการ กรณีการใช้ทะเลสาบปาล์มเป็นวัตถุดิบ	6-12
6.3-7	ผลการวิเคราะห์ความคุ้มค่าในการลงทุนโครงการ กรณีการใช้เปลือกไม้เป็นวัตถุดิบ	6-13
6.4-1	ค่าลงทุนทางด้านการเงิน	6-15
6.4-2	ค่าลงทุนทางด้านเศรษฐศาสตร์	6-15
6.4-3	มูลค่าผลประโยชน์ของโครงการโดยใช้วัตถุดิบชนิดต่างๆ	6-15
6.4-4	ผลการวิเคราะห์ความคุ้มค่าในการลงทุนโครงการ กรณีโรงงานต้นแบบ	6-19
6.4-5	ผลการวิเคราะห์ความคุ้มค่าในการลงทุนโครงการ กรณีโรงงานต้นแบบ โดยมีค่าลงทุนเพิ่มขึ้นร้อยละ 10	6-21
6.4-6	ผลการวิเคราะห์ความคุ้มค่าในการลงทุนโครงการ กรณีโรงงานต้นแบบ โดยผลประโยชน์เพิ่มขึ้นร้อยละ 20	6-22
6.4-7	ผลการวิเคราะห์ความคุ้มค่าในการลงทุนโครงการ กรณีโรงงานต้นแบบ โดยมีค่าลงทุนเพิ่มขึ้นร้อยละ 30	6-23
6.4-8	ผลการวิเคราะห์ความคุ้มค่าในการลงทุนโครงการ กรณีโรงงานต้นแบบ โดยมีผลประโยชน์ลดลงร้อยละ 10	6-24
6.4-9	ผลการวิเคราะห์ความคุ้มค่าในการลงทุนโครงการ กรณีโรงงานต้นแบบ โดยมีผลประโยชน์ลดลงร้อยละ 20	6-25
6.4-10	ผลการวิเคราะห์ความคุ้มค่าในการลงทุนโครงการ กรณีโรงงานต้นแบบ โดยมีผลประโยชน์ลดลงร้อยละ 30	6-26
6.4-11	ผลการวิเคราะห์ความคุ้มค่าในการลงทุนโครงการ กรณีโรงงานต้นแบบ โดยมีค่าลงทุนเพิ่มขึ้นร้อยละ 10 และผลประโยชน์ลดลงร้อยละ 10 พร้อมกัน	6-27
6.4-12	ผลการวิเคราะห์ความคุ้มค่าในการลงทุนโครงการ กรณีโรงงานต้นแบบ โดยมีค่าลงทุนเพิ่มขึ้นร้อยละ 20 และผลประโยชน์ลดลงร้อยละ 20 พร้อมกัน	6-28
6.4-13	ผลการวิเคราะห์ความคุ้มค่าในการลงทุนโครงการ กรณีโรงงานต้นแบบ โดยมีค่าลงทุนเพิ่มขึ้นร้อยละ 30 และผลประโยชน์ลดลงร้อยละ 30 พร้อมกัน	6-29

6.4-14	รูปแบบและมูลค่าเงินสนับสนุนโครงการในกรณีโรงงานต้นแบบ	6-30
6.4-15	การกำหนดราคาขายเชื้อเพลิงชีวภาพที่ระดับอัตราผลตอบแทนต่าง ๆ	6-31
6.6-1	ก๊าซเรือนกระจกที่ถูกควบคุมภายใต้พิธีสารเกียวโตและค่าศักยภาพในการทำให้โลกร้อน	6-33
7.1-1	รายละเอียดเทคโนโลยีเชื้อเพลิงชีวภาพ First and Second Generation	7-2

สารบัญรูป

รูปที่		หน้า
1.3-1	แผนการจัดส่งรายงาน	1-3
1.4-1	ขั้นตอนการดำเนินโครงการ	1-6
1.4-2	แผนการปฏิบัติงานโครงการ	1-7
2.1-1	กระบวนการไพโรไลซิส	2-2
2.1-2	ภาพรวมของกระบวนการไพโรไลซิสและกระบวนการแก๊สซิฟิเคชัน	2-3
2.1-3	ลักษณะของไบโอออย	2-4
2.1-4	ขั้นตอนการผลิตเชื้อเพลิงจากชีวมวล	2-5
2.1-5	ขั้นตอนของกระบวนการแก๊สซิฟิเคชัน	2-6
2.1-6	รูปแบบการใช้งานของก๊าซสังเคราะห์	2-17
2.1-7	การกรองอนุภาคของแข็งที่อุณหภูมิสูงโดยแท่งกรอง หรือตัวกรองเบดเคลื่อนที่	2-21
2.1-8	แผนภาพแสดงกระบวนการ Ultra-Clean Gas Cleanup	2-27
2.1-9	ลำดับการต่อสายโซ่ของกระบวนการฟิชเชอร์ทรอปซ์	2-32
2.2-1	Sasol's current global Fischer – Tropsch activities	2-36
2.2-2	โรงงาน FT นำร่องของบริษัท Choren, Freiberg ในประเทศเยอรมนี	2-37
2.2-3	กระบวนการ Carbo-V สำหรับการผลิตก๊าซสังเคราะห์จากชีวมวล	2-38
2.2-4	โรงงาน CHP ที่ Güssing, Austria	2-39
2.2-5	แผนผังของโรงงาน CHP ใน Güssing, Austria	2-40
2.2-6	โรงงาน Värnamo IGCC ที่ Sweden	2-41
2.2-7	โรงงาน Värnamo IGCC ในการผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวล	2-42
2.2-8	ศักยภาพชีวมวลในการผลิตเชื้อเพลิงชีวภาพในประเทศกลุ่มยุโรป	2-43
2.2-9	ปริมาณผลผลิตเชื้อเพลิงเหลวที่เกิดขึ้นของชีวมวล	2-44
2.3-1	Production process for synthetic biofuels (BTL)	2-45
2.3-2	แผนพัฒนาพลังงานทดแทนของประเทศสมาชิกเอเปค	2-45
2.3-3	แผนพัฒนาพลังงานชีวมวลของสหภาพยุโรป	2-46
2.4-1	แผนพัฒนาพลังงาน 15 ปี (พ.ศ.2551-2565) ของประเทศไทย	2-48
4.1-1	ภาพรวมการใช้ประโยชน์จากก๊าซสังเคราะห์	4-2
4.1-2	ขั้นตอนการผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวล	4-3
4.2-1	กระบวนการ BTL ของบริษัท choren	4-8
4.2-3	แผนผังระบบการผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากถ่านหินหรือชีวมวล	4-9
4.2-4	กระบวนการแก๊สซิฟิเคชันแบบใช้อากาศและออกซิเจนและหรือไอน้ำเป็นตัวทำปฏิกิริยา	4-10
4.2-5	ต้นทุนเทียบกับกำลังการผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวล	4-11
4.2-6	ต้นทุนเทียบกับกำลังการผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวล (ขนาดเล็ก)	4-12
4.2-7	การเปรียบเทียบเทคโนโลยีการผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวล	4-13

สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่	หน้า	
4.2-8	การเปรียบเทียบเทคโนโลยีการผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวล (ขนาดเล็ก)	4-13
4.2-9	ปริมาณเชื้อเพลิงเหลวที่ผลิตได้ที่ความชื้นต่างๆ	4-14
4.2-10	ปริมาณเชื้อเพลิงเหลวที่ผลิตได้ที่ความชื้นต่างๆ (ขนาดเล็ก)	4-15
4.3-1	กระบวนการผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวล	4-16
4.3-2	แผนผังระบบการผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากไม้เศรษฐกิจ/ไม้โตเร็ว (ไม้ชื้นสับ)	4-17
4.3-3	แผนผังระบบผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวล	4-19
5.3-1	ประมวลภาพสำรวจโรงงานทำางสวนปาล์มน้ำมันอุตสาหกรรม อ.ทำาง จ.สุราษฎร์ธานี	5-8
5.3-2	ประมวลภาพสำรวจ บริษัท ฟินิกซ์ พัลพ แอนด์ เพเพอร์ จำกัด อ.น้ำพอง จ.ขอนแก่น	5-9
5.3-3	ระบบผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากทะเลสาบปาล์ม	5-10
5.3-4	สมดุลพลังงานการผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากทะเลสาบปาล์ม	5-11
5.3-5	สมดุลพลังงานการผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากเปลือกไม้	5-13
5.3-6	แผนผังระบบการผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากไม้ชื้นสับ	5-15
5.3-7	สมดุลพลังงานการผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากไม้ชื้นสับ	5-17
6.1-1	รูปแบบของระบบผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวล	6-2
6.6-1	ตัวอย่างพันธกรณีในการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกของประเทศกลุ่มภาคี Annex I	6-34
6.6-2	ขั้นตอนการดำเนินโครงการ CDM	6-38
6.6-3	ช่วงเวลาการคิดเครดิต	6-39
6.6-4	ขั้นตอนการดำเนินโครงการภายใต้กลไกการพัฒนาที่สะอาด	6-40
7.1-1	สัดส่วนการใช้พลังงานของประเทศในปี 2552	7-1
7.1-2	แผนพัฒนาไปโอดีเซล 2551-2565	7-3
7.1-3	แผนพัฒนาพลังงานทดแทนของประเทศสมาชิกเอเปค	7-4
7.1-4	ทิศทางพลังงานทดแทน นำเสนอโดย David E Minns	7-4
7.1-5	การกำหนดระยะเวลาในการส่งเสริมเทคโนโลยีการผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวล (BTL)	7-5
7.1-6	ขั้นตอนการรวบรวมชีวมวล แปรรูป การขนส่ง และการผลิตเชื้อเพลิงเหลว	7-6
7.2-1	การเปรียบเทียบการปล่อย CO ₂ จากกลั่นน้ำมันจากน้ำมันดิบ และเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวล	7-8
7.2-2	การใช้ประโยชน์จากพลังงานจากการผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวล ในระบบ Tri-Generation	7-9

บทที่ 1

ขอบเขตของงานและแผนการดำเนินงาน

1.1 บทนำและวัตถุประสงค์

ในสภาวะปัจจุบันน้ำมันปิโตรเลียมได้ปรับราคาเพิ่มสูงขึ้น ขณะที่เชื้อเพลิงฟอสซิลนั้นวันจะลดน้อยลง ส่งผลกระทบต่อประเทศไทยที่จำเป็นต้องพึ่งพาการนำเข้าน้ำมันปิโตรเลียมจากต่างประเทศเพื่อมาใช้เป็นแหล่งพลังงานหลักของประเทศมากขึ้นเรื่อยๆ นำมาซึ่งปัญหาด้านความมั่นคง เศรษฐกิจและพลังงานของประเทศ รัฐบาลโดยกระทรวงพลังงานได้ตระหนักถึงปัญหาดังกล่าวเป็นอย่างดี จึงได้มีนโยบายที่จะส่งเสริมการใช้พลังงานจากแหล่งต่างๆภายในประเทศ โดยเฉพาะพลังงานทดแทนซึ่งได้กำหนดเป้าหมายในการเพิ่มสัดส่วนของการใช้พลังงานทดแทนในเชิงพาณิชย์ เป็นร้อยละ 20.3 ในปี 2565 ตามแผนพัฒนาพลังงานทดแทน 15 ปี

โดยเมื่อปี พ.ศ. 2548 ภาครัฐได้ดำเนินการสนับสนุนการผลิต และการใช้เชื้อเพลิงชีวภาพซึ่งได้แก่ ไบโอดีเซล และแก๊สโซฮอลล์ อย่างจริงจัง เพื่อใช้ทดแทนในภาคขนส่งที่มีสัดส่วนการใช้พลังงานร้อยละ 36 ของการใช้พลังงานทั้งหมด ปัจจุบันประเทศไทยได้มีการใช้น้ำมันแก๊สโซฮอลล์และน้ำมันไบโอดีเซลกันอย่างแพร่หลาย

ประเทศไทยเป็นประเทศที่มีความอุดมสมบูรณ์ในด้านทรัพยากรน้ำ และมีสภาพภูมิอากาศเหมาะสมตามธรรมชาติในการทำการเกษตร ซึ่งเป็นที่มาให้มีปริมาณชีวมวลที่เป็นวัสดุเหลือใช้ในภาคเกษตรกรรมอยู่เป็นจำนวนมาก ซึ่งในบางส่วนอาจถูกนำไปใช้ประโยชน์ในรูปแบบต่างๆ ทั้งทางตรงและทางอ้อม หนึ่งในรูปแบบของการใช้ประโยชน์วัสดุเหลือใช้ดังกล่าวได้แก่ การนำมาแปรรูปให้ได้เป็นพลังงานทางเลือกที่มีความหลากหลายในการประยุกต์ใช้งาน แนวคิดดังกล่าวนอกจากจะเป็นการใช้ทรัพยากรอย่างคุ้มค่าแล้วยังช่วยเพิ่มมูลค่าให้กับผลผลิตและวัสดุเหลือใช้จากการเกษตร ซึ่งส่งผลโดยตรงต่อรายได้ของเกษตรกรที่เพิ่มมากขึ้น และพลังงานทดแทนที่ได้จากภาคการเกษตรนับเป็นพลังงานที่สะอาดส่งผลเสียต่อสิ่งแวดล้อมน้อย

ดังนั้นเพื่อให้เกิดการพัฒนาอย่างต่อเนื่อง กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (พพ.) มีความประสงค์ที่จะทำการศึกษาความเป็นไปได้ในการพัฒนาเชื้อเพลิงชีวภาพจากแหล่งอื่นๆ เพื่อรองรับความต้องการพลังงานจากเชื้อเพลิงชีวภาพที่เพิ่มสูงขึ้น โดยมุ่งเน้นไปที่เทคโนโลยีรุ่นที่ 2 (2nd Generation) ได้แก่ เทคโนโลยีการผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวล (Biomass to Liquid; BTL) ในระดับเชิงพาณิชย์ เนื่องจากใช้วัตถุดิบที่ไม่ใช่พืชอาหาร เพื่อเป็นอีกหนึ่งทางเลือกที่จะนำมาเป็นเชื้อเพลิงเพื่อการขนส่งทดแทนการใช้น้ำมันปิโตรเลียมในอนาคต โดยมีวัตถุประสงค์ของโครงการ ดังนี้

- 1) เพื่อศึกษาเทคโนโลยีการผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวลที่เหมาะสมกับประเทศไทย โดยใช้วัตถุดิบชีวมวลหรือผลผลิตทางเกษตร

2) เพื่อศึกษาความเป็นไปได้ และแนวทางในการส่งเสริมการจัดตั้งโรงงานผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวลของประเทศไทย เพื่อการพัฒนาเป็นพลังงานทางเลือกในภาคขนส่ง

1.2 ขอบเขตของงาน

1) ศึกษาทบทวนข้อมูลทั้งในประเทศและต่างประเทศเกี่ยวกับเทคโนโลยีการผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวล (Biomass to Liquid) ด้านมาตรการส่งเสริม และนโยบายสนับสนุนจากหน่วยงานภาครัฐของประเทศนั้นๆ

2) ศึกษาเทคโนโลยีการผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวลโดยละเอียด ทั้งในด้านวัตถุดิบ กระบวนการผลิต ขนาดกำลังการผลิตที่เหมาะสม จากประเทศที่มีความเชี่ยวชาญด้านเทคโนโลยีเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวล

3) ศึกษา สำรวจ วิเคราะห์ชนิด/ประเภทของพืชชีวมวล ที่มีศักยภาพในการผลิตเชื้อเพลิงเหลวสำหรับประเทศไทยไม่น้อยกว่า 5 ชนิด และทำการคัดเลือกที่มีศักยภาพสูงสุดให้เหลือเพียง 3 ชนิด

4) คัดเลือกเทคโนโลยีที่เหมาะสมกับศักยภาพชีวมวลของประเทศไทยโดยใช้พืชชีวมวลที่คัดเลือกไว้ในข้อ 3) พร้อมทั้งศึกษารูปแบบการดำเนินธุรกิจที่มีความเป็นไปได้ในระดับเชิงพาณิชย์

5) ศึกษาศักยภาพของโรงงานที่มีวัตถุดิบตามข้อ 3) เพื่อใช้ในการศึกษาความเป็นไปได้ของโครงการฯ รวมทั้งออกแบบเบื้องต้นการจัดตั้งโรงงานผลิตเชื้อเพลิงเหลวในระดับเชิงพาณิชย์ โดยใช้พืชชีวมวลที่ได้คัดเลือกไว้ในข้อ 3) จำนวน 3 ชนิด ทั้งนี้ที่ปรึกษาจะต้องเสนอรายชื่อโรงงานอย่างน้อย 2 แห่ง (อีก 1 แห่ง อาจเป็นชีวมวลที่มีศักยภาพ แต่ยังไม่มีการก่อสร้างก็ได้) ให้ พพ. อนุมัติก่อนเข้าร่วมโครงการ โดยโรงงานดังกล่าวต้องยินยอม ให้ พพ. นำแนวทางการศึกษาเผยแพร่แก่สาธารณชนได้ อย่างไรก็ตามข้อมูลใดเป็นความลับของโรงงาน ให้ที่ปรึกษาประมาณการตามหลักวิชาการแทนได้

6) วิเคราะห์ประเมินความเป็นไปได้ด้านเทคโนโลยี การบริหาร การตลาด โอกาส ช่องทางการพัฒนาการจัดทำโครงการกลไกการพัฒนาที่สะอาด (CDM) และวิเคราะห์ประเมินความเหมาะสมทางด้านเศรษฐศาสตร์ การเงิน และการลงทุนของการดำเนินงาน ตลอดจนวิเคราะห์ Sensitivity Analysis (SA) ของความคุ้มค่าเชิงพาณิชย์ของ BTL เปรียบเทียบกับราคาน้ำมันดิบและน้ำมันดีเซล รวมถึงแนวทางการสนับสนุนในระยะสั้น (5 ปี) และมาตรการต่างๆ ในการดำเนินการจัดตั้งโรงงานผลิตเชื้อเพลิงเหลว ต้นแบบในข้อ 5)

7) ศึกษา วิเคราะห์ พร้อมทั้งเสนอแนะมาตรการหรือนโยบายระยะยาว (แบบยั่งยืน) ของภาครัฐในการส่งเสริมสนับสนุนเทคโนโลยีการผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวล

8) จัดทำรายงานสรุปผลการศึกษา

1.3 ระยะเวลาการปฏิบัติงานและการจัดส่งผลงาน

แผนการจัดส่งรายงานและผลงานต่างๆ ให้กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน ได้จัดทำสอดคล้องกับข้อกำหนดขอบเขตของงานที่กล่าวมาแล้ว เพื่อให้การดำเนินงานต่างๆ ของโครงการ

ได้สอดคล้องตามแผนงานที่ พพ. ได้จัดเตรียมไว้ โดยมีระยะเวลา 12 เดือน ตั้งแต่วันที่ 5 กรกฎาคม 2553 ถึง 4 กรกฎาคม 2554 ดังแสดงในรูปที่ 1.3-1

รูปที่ 1.3-1 แผนการจัดส่งรายงาน

ที่	รายการ	ระยะเวลาการปฏิบัติงาน (เดือน)												หมายเหตุ	
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12		
1	รายงานเบื้องต้น	📖													6 ชุด
2	รายงานความก้าวหน้าฉบับที่ 1				📖										6 ชุด
3	รายงานความก้าวหน้าฉบับที่ 2							📖							6 ชุด
4	รายงานความก้าวหน้าฉบับที่ 3									📖					6 ชุด
5	ร่างรายงานฉบับสมบูรณ์											📖			6 ชุด
6	รายงานฉบับสมบูรณ์												📖		20 ชุด

1) รายงานเบื้องต้น (Inception Report) จำนวน 6 ชุด และในรูป CD จำนวน 6 ชุด ส่งภายใน วันที่ 4 สิงหาคม 2553 โดยเนื้อหาอธิบายแนวทางการดำเนินงานตามขอบเขตเงื่อนไขการว่าจ้าง แผนงาน การดำเนินงานโดยละเอียด และรายละเอียดการดำเนินการตามข้อ 1)

2) รายงานความก้าวหน้าฉบับที่ 1 จำนวน 6 ชุด และในรูป CD จำนวน 6 ชุด ส่งภายใน วันที่ 4 พฤศจิกายน 2553 โดยครอบคลุมขอบเขตการดำเนินงานตามรายละเอียดข้อ 2) และข้อ 3)

3) รายงานความก้าวหน้า ฉบับที่ 2 จำนวน 6 ชุด และในรูป CD จำนวน 6 ชุด ส่งภายใน วันที่ 4 กุมภาพันธ์ 2554 โดยครอบคลุมของเขตการดำเนินงานตามรายละเอียด ข้อ 4) ถึงข้อ 5)

4) รายงานความก้าวหน้า ฉบับที่ 3 จำนวน 6 ชุด และในรูป CD จำนวน 6 ชุด ส่งภายใน วันที่ 4 เมษายน 2554 โดยครอบคลุมขอบเขตการดำเนินงานตามรายละเอียดข้อ 6)

5) ร่างรายงานฉบับสมบูรณ์ จำนวน 6 ชุด และในรูป CD จำนวน 6 ชุด ส่งภายใน วันที่ 4 มิถุนายน 2554 โดยครอบคลุมขอบเขตการดำเนินงานตามรายละเอียดข้อ 1) ถึงข้อ 7)

6) รายงานฉบับสุดท้าย (Final Report) ประกอบด้วยรายงานสรุปสำหรับผู้บริหารทำเป็นทั้ง ภาษาไทยและภาษาอังกฤษ (อยู่ในหน้าเดียวกัน) และรายงานหลักรวม 20 ชุด พร้อมบันทึก CD-ROM 50 ชุด ทั้งนี้ รายงานต่างๆที่เป็นฉบับสมบูรณ์ให้เข้าปกชนิดออบมัน และเข้าสันกาวอย่างดี ส่งมอบก่อนการ เบิกจ่ายงวดสุดท้าย และเนื้อหาครอบคลุมผลการดำเนินการทั้งหมด ภายใน วันที่ 4 กรกฎาคม 2554

1.4 แผนและขั้นตอนการดำเนินงาน

การกำหนดแนวทางในการดำเนินงาน เพื่อให้โครงการประสบความสำเร็จ ตามวัตถุประสงค์ ขอบเขตของงาน และแผนงานของกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน โดยมีขั้นตอนการ ดำเนินงานโครงการในรูปที่ 1.4-1 และมีแผนการปฏิบัติงานแสดงในรูปที่ 1.4-2 ประกอบด้วย

1. ศึกษาทบทวนข้อมูลเทคโนโลยีการผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวล
2. ศึกษาเทคโนโลยีการผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวลโดยละเอียด
3. ศึกษา สํารวจ ชีวมวลที่มีศักยภาพผลิตเชื้อเพลิงเหลวในประเทศ
4. คัดเลือกเทคโนโลยีที่เหมาะสม
5. ศึกษาความเป็นไปได้ของโครงการจากโรงงานที่มีวัตถุดิบ
6. ประเมินความเป็นไปได้ของโครงการ
7. เสนอแนะมาตรการหรือนโยบายระยะยาว

โดยมีรายละเอียดแผนการดำเนินงานแต่ละขั้นตอน ดังต่อไปนี้

1) ศึกษาทบทวนข้อมูลเทคโนโลยีการผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวล

ที่ปรึกษามีกำหนดแผนงานให้แล้วเสร็จในเดือนแรกของการดำเนินงาน ซึ่งการดำเนินงานประกอบด้วย การศึกษา และรวบรวมข้อมูลเทคโนโลยีการผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวล รวบรวมข้อมูลด้านมาตรการส่งเสริมและนโยบายสนับสนุนจากภาครัฐของประเทศต่างๆ เพื่อเป็นแนวทางการดำเนินโครงการ

2) ศึกษาเทคโนโลยีการผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวลโดยละเอียด

ที่ปรึกษาจะดำเนินการให้แล้วเสร็จในเดือนตุลาคม 2553 ประกอบด้วย การรวบรวม ศึกษาข้อมูลด้านเทคโนโลยี BTL โดยละเอียด ทั้งข้อมูลด้านชีวมวลที่นำมาเป็นวัตถุดิบ ข้อมูลด้านกระบวนการผลิตขนาดและกำลังการผลิตที่เหมาะสม จากประเทศที่มีความเชี่ยวชาญด้านเทคโนโลยีเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวล รวมทั้งศึกษาเทคโนโลยีปัจจุบันที่เป็นไปได้ เพื่อเป็นแนวทางในการคัดเลือกเทคโนโลยีที่เหมาะสมกับชีวมวลแต่ละชนิด

3) ศึกษา สํารวจ ชีวมวลที่มีศักยภาพผลิตเชื้อเพลิงเหลวในประเทศ

ในระหว่างการศึกษาและรวบรวมข้อมูลเทคโนโลยี BTL จะดำเนินศึกษา สํารวจ และรวบรวมข้อมูลชีวมวลอย่างน้อย 5 ชนิด ที่มีศักยภาพในการผลิตเชื้อเพลิงเหลวสำหรับประเทศไทย และคัดเลือกชีวมวลที่มีศักยภาพสูงสุด 3 ชนิด เพื่อศึกษาและออกแบบเบื้องต้นการจัดตั้งโรงงาน โดยจะแล้วเสร็จในเดือนตุลาคม 2553 พร้อมกับการศึกษาเทคโนโลยี BTL โดยละเอียด

4) คัดเลือกเทคโนโลยีที่เหมาะสม

เมื่อได้ข้อมูลของเทคโนโลยี BTL โดยละเอียดแล้ว จะทำการประเมิน พร้อมทั้งศึกษารูปแบบการดำเนินธุรกิจที่มีความเป็นไปได้เชิงพาณิชย์ เพื่อคัดเลือกเทคโนโลยีที่เหมาะสมกับศักยภาพชีวมวลของประเทศไทย โดยมีแผนงานจะแล้วเสร็จในเดือนพฤศจิกายน 2553 เพื่อออกแบบเบื้องต้นต่อไป

5) ศึกษาความเป็นไปได้ของโครงการจากโรงงานที่มีวัตถุดิบ

หลังจากคัดเลือกเทคโนโลยี BTL ที่เหมาะสมกับชีวมวลแต่ละชนิดที่มีศักยภาพแล้ว จะได้ศึกษาศักยภาพของโรงงานที่มีวัตถุดิบ และคัดเลือกโรงงานที่มีศักยภาพ 3 แห่ง พร้อมทั้งเสนอชื่อโรงงานให้ พพ. อนุมัติอย่างน้อย 2 แห่ง เพื่อดำเนินออกแบบเบื้องต้นการจัดตั้งโรงงานผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวลระดับพาณิชย์ โดยมีแผนงานจะแล้วเสร็จในเดือนมกราคม 2554

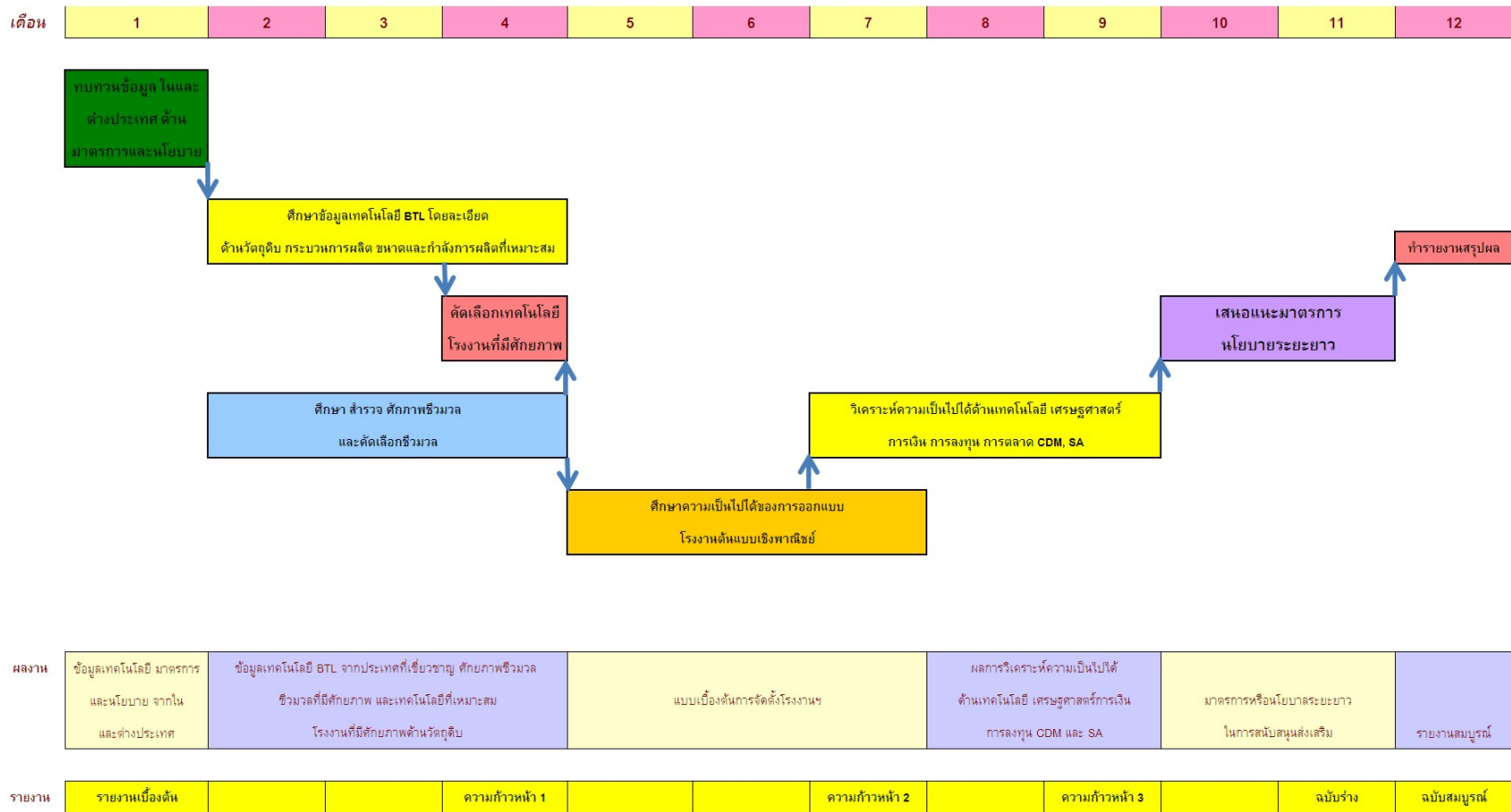
6) ประเมินความเป็นไปได้ของโครงการ

ในการดำเนินโครงการ จะมีการประเมินความเป็นไปได้ของโครงการด้านต่างๆ ได้แก่ ด้านเทคโนโลยี การบริหาร การตลาด โอกาสในการลงทุน และช่องทางความเป็นไปได้ในการจัดทำ CDM ตลอดจนการประเมินความเหมาะสมทางด้านเศรษฐศาสตร์ การเงิน และการลงทุน การวิเคราะห์ Sensitivity Analysis (SA) ของความคุ้มค่าเชิงพาณิชย์เปรียบเทียบกับราคาน้ำมัน และเสนอแนวทางการส่งเสริมในระยะสั้น 5 ปี รวมถึงเสนอมาตรการต่างๆ ในการดำเนินการจัดตั้งโรงงานผลิตเชื้อเพลิงเหลวต้นแบบ โดยมีแผนงานจะแล้วเสร็จในเดือนมีนาคม 2554

7) เสนอแนะมาตรการหรือนโยบายระยะยาว

เมื่อดำเนินการตามขั้นตอนต่างๆ ข้างต้นแล้วเสร็จ จะได้ดำเนินการศึกษา วิเคราะห์ และประเมินผลพร้อมทั้งเสนอแนะมาตรการ หรือนโยบายระยะยาว (แบบยั่งยืน) ของภาครัฐ เพื่อเป็นแนวทางในการส่งเสริมสนับสนุนเทคโนโลยีการผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวลอย่างแพร่หลาย ให้แล้วเสร็จในเดือนพฤษภาคม 2554

รูปที่ 1.4-1 ขั้นตอนการดำเนินโครงการ



บทที่ 2

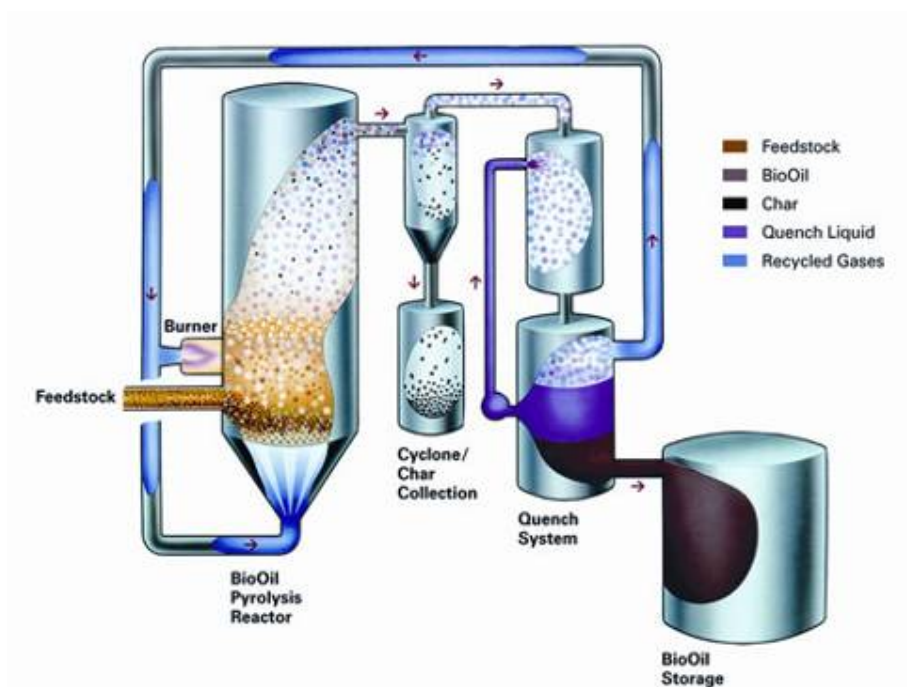
เทคโนโลยีการผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวล

2.1 เทคโนโลยีการผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวล

การผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวลหรือจากพืช สามารถผลิตได้ 3 กระบวนการด้วยกัน คือ 1) กระบวนการทางชีวภาพทำการย่อยสลายแป้ง น้ำตาล และเซลลูโลสจากพืชทางการเกษตร เช่น อ้อย มันสำปะหลัง ให้เป็นเอทานอลเพื่อใช้เป็นเชื้อเพลิงเหลวในเครื่องยนต์เบนซิน 2) กระบวนการทางฟิสิกส์ และเคมี โดยสกัดน้ำมันออกจากพืชน้ำมัน จากนั้นนำน้ำมันที่ได้ไปผ่านกระบวนการ transesterification เพื่อผลิตเป็นไบโอดีเซล และ 3) กระบวนการใช้ความร้อนสูง เช่น กระบวนการไพโรไลซิส (Pyrolysis) เมื่อชีวมวลได้รับความร้อนสูงในสภาพไร้ออกซิเจน จะเกิดการสลายตัวเกิดเป็นเชื้อเพลิงในรูปของเหลว และแก๊สผสมกัน จะเห็นได้ว่ากระบวนการผลิตเชื้อเพลิงเหลวด้วยกระบวนการชีวภาพ และกระบวนการทางฟิสิกส์ และเคมี ปัจจุบันได้มีการผลิตในเชิงพาณิชย์แล้ว ดังนั้นในการศึกษานี้จะมุ่งเน้นนำเสนอเทคโนโลยีการผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวลด้วยกระบวนการใช้ความร้อนสูง เพื่อเป็นทางเลือกในอนาคตที่จะนำมาใช้เป็นเชื้อเพลิงสำหรับภาคขนส่งต่อไป ซึ่งเทคโนโลยีดังกล่าวมีหลายกระบวนการด้วยกัน โดยกระบวนการที่สำคัญ และมีการศึกษาอย่างแพร่หลายได้แก่ กระบวนการไพโรไลซิส และกระบวนการแก๊สซิฟิเคชัน/ ฟิชเชอร์-ทรอปช์ (Gasification/Fischer Tropsch)

2.1.1 กระบวนการผลิตเชื้อเพลิงเหลวด้วยกระบวนการไพโรไลซิส

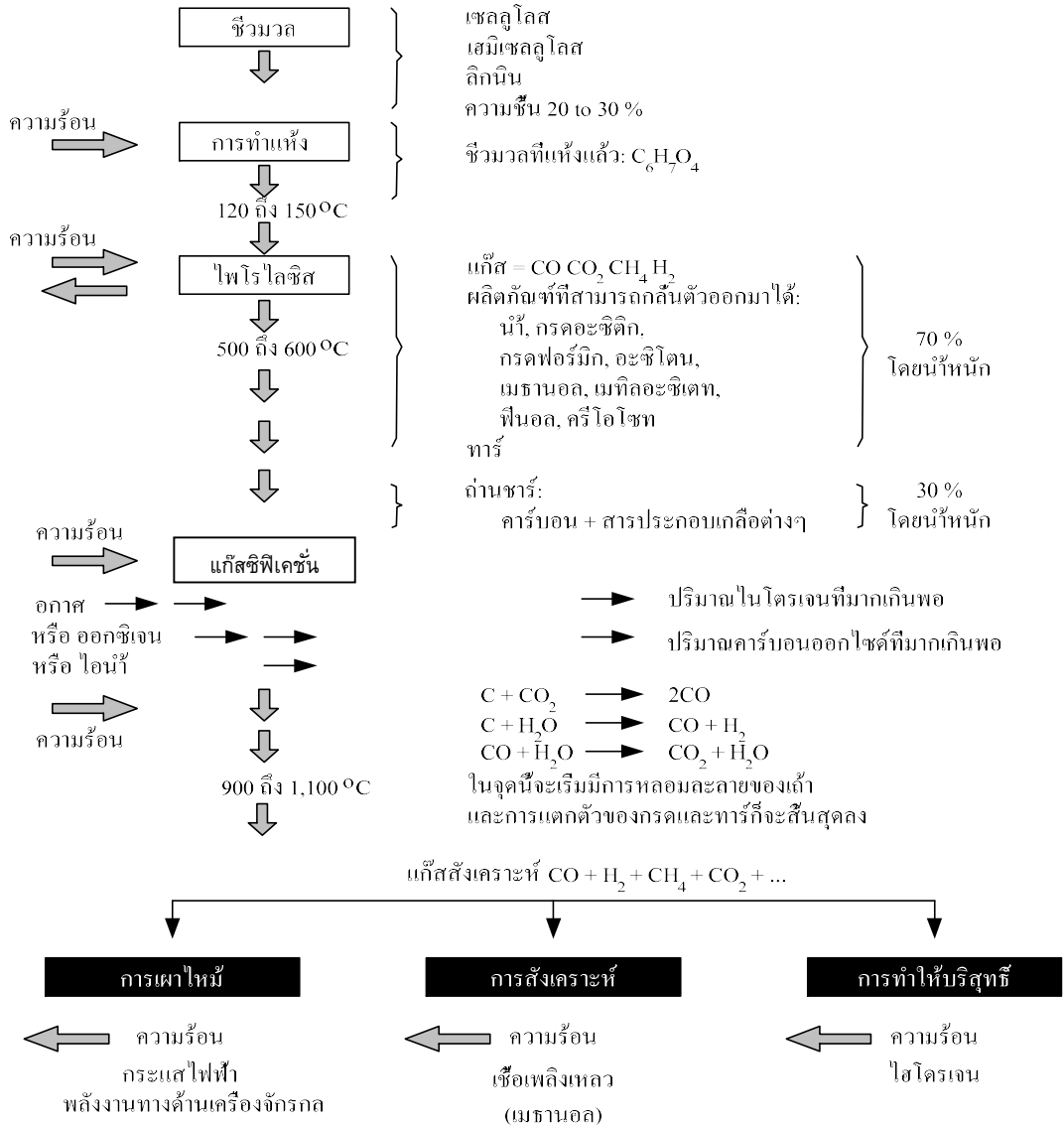
กระบวนการไพโรไลซิสและกระบวนการแก๊สซิฟิเคชันนั้นมีความคล้ายคลึงกันมาก เมื่อพิจารณาแล้วกระบวนการไพโรไลซิสนับว่าเป็นกระบวนการเริ่มต้น ซึ่งโดยทั่วไปแล้วกระบวนการไพโรไลซิสจะเกิดได้เร็วกว่ากระบวนการแก๊สซิฟิเคชัน ขั้นตอนโดยรวมนั้นเริ่มจากกระบวนการทำแห้ง โดยชีวมวลวัตถุดิบที่ประกอบไปด้วยเซลลูโลส, เฮมิเซลลูโลส และลิกนิน มีความชื้นประมาณร้อยละ 20 – 30 โดยน้ำหนัก ผ่านอุณหภูมิประมาณ 120 – 150 องศาเซลเซียส หลังจากนั้นจะเข้าสู่กระบวนการไพโรไลซิส โดยชีวมวลจะถูกให้ความร้อนจนมีอุณหภูมิประมาณ 500 – 600 องศาเซลเซียส เพื่อทำลายพันธะทางเคมีของโมเลกุลซึ่งเป็นขั้นตอนของกระบวนการไพโรไลซิสได้เป็นผลิตภัณฑ์จำพวกแก๊สต่างๆ ได้แก่ คาร์บอนมอนอกไซด์, คาร์บอนไดออกไซด์, มีเทน และไฮโดรเจน และผลิตภัณฑ์ของเหลวที่สามารถกลั่นตัวได้ เช่น น้ำ กรดอะซิติก, กรดฟอร์มิก, อะซิโตน, เมทานอล, เมทิลอะซิเตท และฟีนอล เป็นต้น รวมทั้งพวกทาร์และถ่านชาร์ หลังจากนั้นเมื่อมีการให้ความร้อนเพิ่มขึ้นไปอีกจนมีอุณหภูมิประมาณ 900 – 1,100 องศาเซลเซียส ประกอบกับการเติมตัวออกซิไดซ์ให้แก่ระบบจะทำให้ทาร์และถ่านชาร์เกิดการแตกตัวได้ผลิตภัณฑ์แก๊สต่อไป ซึ่งขั้นตอนนี้เป็นขั้นตอนของกระบวนการแก๊สซิฟิเคชันนั่นเอง กระบวนการไพโรไลซิสแสดงในรูปแบบที่ 2.1-1 และภาพรวมของกระบวนการไพโรไลซิสและกระบวนการแก๊สซิฟิเคชันแสดงในรูปแบบที่ 2.1-2



รูปที่ 2.1-1 กระบวนการไพโรไลซิส

ที่มา : http://www.dynamotive.com/technology/fast_pyrolysis/

กระบวนการไพโรไลซิสนั้น อาศัยการแปลงชีวมวลของแข็งโดยผ่านกระบวนการเคมีความร้อนที่เรียกว่า "ไพโรไลซิส" จนได้เป็น้ำมันที่เรียกว่า "ไบโอบอย (Bio oil)" พร้อมๆ กับก๊าซและถ่าน (Char) โดยที่ไบโอบอยนั้นต้องนำไปกลั่นเพื่อปรับปรุงแต่ งให้ มีคุณภาพเป็ นเชื้อเพลิงขนส่ง อีกครั้งหนึ่ง ลักษณะของ ไบโอบอยแสดงในรูปที่ 2.1-3



รูปที่ 2.1-2 ภาพรวมของกระบวนการไพโรไลซิสและกระบวนการแก๊สซิฟิเคชัน

ที่มา : www.eng.mut.ac.th/upload_file/article/148.doc



รูปที่ 2.1-3 ลักษณะของไบโอดีเซล

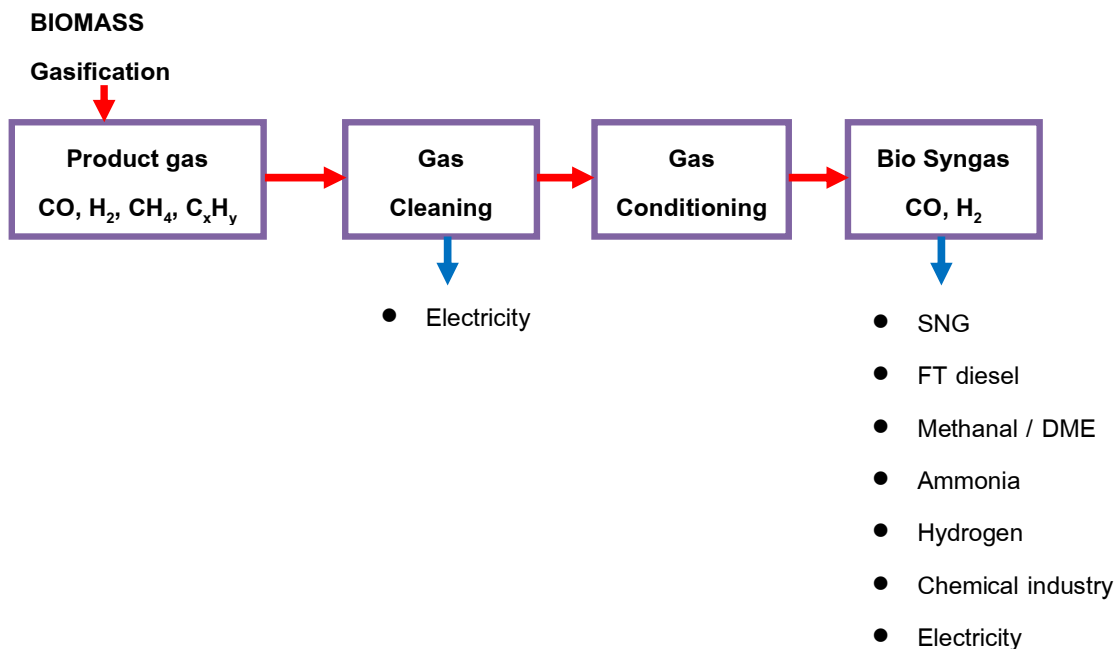
ที่มา : http://www.treehugger.com/files/2006/03/biooil_growing.php

2.1.2 กระบวนการแก๊สซิฟิเคชัน/ฟิชเชอร์-ทรอปช์ (Gasification/Fischer Tropsch)

เพื่อให้เป็นไปตามวัตถุประสงค์ของโครงการที่ต้องการศึกษาความเป็นไปได้และแนวทางในการส่งเสริมการจัดตั้งโรงงานผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวลของประเทศไทย เพื่อพัฒนาเป็นพลังงานทางเลือก ในภาคขนส่ง การศึกษาโครงการนี้จึงเน้นที่ศึกษาการสังเคราะห์เชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวลผ่านกระบวนการ ฟิชเชอร์-ทรอปช์ (Biomass Gasification to Liquid Fuel via Fischer-Tropsch Synthesis) ซึ่งเป็น กระบวนการที่สามารถเปลี่ยนแก๊สสังเคราะห์ที่ได้จากกระบวนการแก๊สซิฟิเคชันชีวมวล (Biomass Gasification Process) ไปเป็นเชื้อเพลิงเหลวสังเคราะห์ในช่วงน้ำหนักโมเลกุล (C₅-C₁₂) และน้ำมันดีเซล (C₁₃-C₂₀) ซึ่งสามารถใช้ในรูปเชื้อเพลิงเหลวแทนเชื้อเพลิงฟอสซิลได้โดยตรง

ในบทนี้จะกล่าวถึงกระบวนการและเทคโนโลยีที่ใช้สำหรับการผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวล ซึ่งจะ ประกอบด้วยกระบวนการหลักๆ 3 กระบวนการ คือ

1. กระบวนการแก๊สซิฟิเคชัน
2. กระบวนการทำความสะอาด และปรับสภาพแก๊สสังเคราะห์
3. กระบวนการสังเคราะห์เชื้อเพลิงเหลวโดยใช้กระบวนการฟิชเชอร์-ทรอปช์ (Fischer Tropsch: FT) ดังรูปที่ 2.1-4



รูปที่ 2.1-4 ขั้นตอนการผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวล

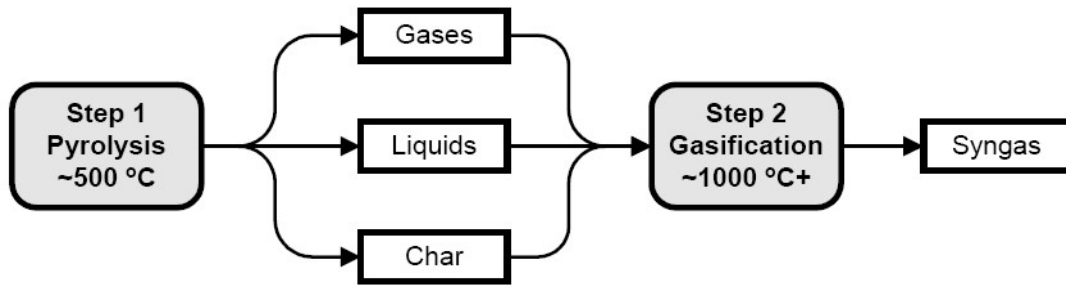
ที่มา : Handbook Biomass Gasification, Knoef H, 2005

1) กระบวนการแก๊สซิฟิเคชันสำหรับชีวมวล (Biomass Gasification)

กระบวนการแก๊สซิฟิเคชันสำหรับชีวมวล คือ กระบวนการเปลี่ยนองค์ประกอบของของแข็งไปเป็นผลิตภัณฑ์ที่อยู่ในสถานะแก๊ส โดยวิธีการทำให้เกิดปฏิกิริยาออกซิเดชันแบบไม่สมบูรณ์ (Partial oxidation) ผลิตภัณฑ์แก๊สที่เกิดขึ้นโดยทั่วไป เรียกว่า แก๊สสังเคราะห์ (Synthesis gas หรือ syngas) ซึ่งจะมีองค์ประกอบหลัก ได้แก่ แก๊สไฮโดรเจน (H_2) และแก๊สคาร์บอนมอนอกไซด์ (CO) และมีองค์ประกอบอื่นๆ อีก ได้แก่ แก๊สมีเทน (CH_4) แก๊สคาร์บอนไดออกไซด์ (CO_2) น้ำ (H_2O) องค์ประกอบไฮโดรคาร์บอน (C_xH_y) และแก๊สไนโตรเจน (N_2) ปฏิกิริยาจะเกิดขึ้นในช่วงอุณหภูมิระหว่าง 500-1400 องศาเซลเซียส ที่ความดันตั้งแต่ความดันบรรยากาศไปจนถึงความดัน 30 บาร์ ตัวทำปฏิกิริยาออกซิเดชัน อาจจะเป็นอากาศ ออกซิเจน ไอน้ำ หรือผสมกัน ระบบแก๊สซิฟิเคชันที่ใช้อากาศเป็นตัวออกซิเดชัน จะให้ผลิตภัณฑ์แก๊สที่มีความเข้มข้นของแก๊สไนโตรเจนค่อนข้างสูง และทำให้ค่าความร้อนของแก๊สสังเคราะห์ที่ได้ต่ำอยู่ระหว่าง 4-6 MJ/Nm³ ในขณะที่ถ้าใช้แก๊สออกซิเจนหรือไอน้ำเป็นตัวออกซิเดชัน จะได้แก๊สสังเคราะห์ที่มีความเข้มข้นของแก๊สไฮโดรเจน และแก๊สคาร์บอนมอนอกไซด์สูง และให้ค่าความร้อนระหว่าง 10-20 MJ/Nm³

ปฏิกิริยาแก๊สซิฟิเคชัน (Gasification Reactions)

กระบวนการทางเคมีของแก๊สซิฟิเคชันสำหรับชีวมวลนั้น ค่อนข้างซับซ้อน สามารถแบ่งกระบวนการหลักได้เป็น 2 ขั้นตอน คือ กระบวนการไพโรไลซิส ตามด้วยกระบวนการ แก๊สซิฟิเคชัน ดังรูปที่ 2.1-5



รูปที่ 2.1-5 ขั้นตอนของกระบวนการแก๊สซิฟิเคชัน

ที่มา : Handbook Biomass Gasification, Knoef H, 2005

กระบวนการไพโรไลซิส คือ กระบวนการที่ทำให้ชีวมวลสลายตัวด้วยความร้อน ในขั้นตอนนี้ชีวมวล จะเกิดการสลายตัวจากรูปของแข็งเป็นองค์ประกอบแก๊ส เรียกว่า กระบวนการปลดปล่อยสารระเหย (devolatilisation) ซึ่งเป็นปฏิกิริยาดูดความร้อน (endothermic reaction) โดยในสภาวะบรรยากาศ สารระเหยที่ได้จากกระบวนการนี้จะอยู่ในสถานะแก๊ส และของเหลว ส่วนที่เหลือจะมีองค์ประกอบหลัก คือ คาร์บอนที่อยู่ในสถานะของแข็งที่เรียกว่า ถ่าน (char)

สารระเหยไฮโดรคาร์บอน และถ่าน จะเข้าสู่กระบวนการขั้นที่ 2 คือ กระบวนการแก๊สซิฟิเคชัน เพื่อทำปฏิกิริยาต่อ และเปลี่ยนไปเป็นองค์ประกอบของแก๊สสังเคราะห์ มีปฏิกิริยาต่างๆ เกี่ยวข้อง และเกิดขึ้นในขั้นตอนนี้ดังต่อไปนี้

Exothermic Reactions:

- | | |
|-----------------------|--|
| (1) Combustion | $\{biomass\ volatiles/char\} + O_2 \rightarrow CO_2$ |
| (2) Partial Oxidation | $\{biomass\ volatiles/char\} + O_2 \rightarrow CO$ |
| (3) Methanation | $\{biomass\ volatiles/char\} + H_2 \rightarrow CH_4$ |
| (4) Water-Gas Shift | $CO + H_2O \rightarrow CO_2 + H_2$ |
| (5) CO Methanation | $CO + 3H_2 \rightarrow CO_4 + H_2O$ |

Endothermic Reaction

- | | |
|---------------------------|--|
| (6) Steam-Carbon reaction | $\{biomass\ volatiles/char\} + H_2O \rightarrow CO + CH_2$ |
| (7) Boudaurd reaction | $\{biomass\ volatiles/char\} + CO_2 \rightarrow 2CO$ |

ความร้อนที่ใช้สำหรับปฏิกิริยาดูดความร้อนอาจจะมาจากความร้อนที่เกิดมาจากปฏิกิริยาคายความร้อนโดยตรง หรือมาจากแหล่งความร้อนภายนอก

Directly heated gasification ปฏิกริยาต่างๆของกระบวนการไพโรไลซิสและแก๊สซิฟิเคชัน จะเกิดขึ้นภายใต้ถึงปฏิกรณ์เดียวกัน อากาศหรือแก๊สออกซิเจนซึ่งใช้เป็นตัวออกซิเดชันจะทำปฏิกริยาเผาไหม้ชีวมวลบางส่วน (ปฏิกริยาที่ 1 และ 2) ก่อให้เกิดความร้อน เพื่อใช้สำหรับปฏิกริยาดูดความร้อนของกระบวนการไพโรไลซิสใช้ความร้อนคิดเป็นประมาณร้อยละ 5 ถึง 15 ของค่าความร้อนของชีวมวลที่ใช้ในการที่จะทำให้มีอุณหภูมิที่ก่อให้เกิดการสลายตัว และปลดปล่อย สารระเหยออกมารวมถึงไอน้ำที่ขึ้นที่อยู่ที่ชีวมวลออกมา กรณีที่ใช้อากาศเป็นตัวออกซิเดชัน ค่าความร้อนของแก๊สสังเคราะห์จะมีค่าประมาณ 4-5 MJ/Nm³ ซึ่งค่อนข้างต่ำ เนื่องจากมีองค์ประกอบของแก๊สไนโตรเจนอยู่มาก

Indirectly heated gasification ความร้อนที่ต้องการสำหรับปฏิกริยาดูดความร้อน ทั้งของกระบวนการไพโรไลซิส และแก๊สซิฟิเคชันไม่ได้เกิดขึ้นภายใต้ถึงปฏิกรณ์เดียวกัน ตัวอย่างของวิธีการนี้ ได้แก่ การใช้ทรายร้อนเป็นแหล่งความร้อนสำหรับกระบวนการไพโรไลซิสและแก๊สซิฟิเคชัน หลังจากนั้นของแข็งซึ่ง ได้แก่ ทราย และถ่านจะถูกแยกออกจากแก๊สสังเคราะห์โดยใช้ไซโคลน และถูกส่งต่อไปยังถึงปฏิกรณ์อีกชุดหนึ่ง อากาศจะถูกจ่ายเข้าไปเพื่อก่อให้เกิดปฏิกริยาเผาไหม้ได้แก๊สร้อน และทรายร้อนซึ่งจะถูกแยกออกมาจากแก๊สร้อน ก่อนที่จะถูกหมุนเวียนใส่เข้าไปในถึงปฏิกรณ์ของกระบวนการแก๊สซิฟิเคชัน และไพโรไลซิสต่อไป วิธีการนี้เสมือนเป็นการแยกกระบวนการของปฏิกริยา 1 ออกมาทำให้ได้แก๊สสังเคราะห์ที่มีค่าความร้อนสูง (15 MJ/Nm³) เนื่องจากไม่ได้มีการเจือปนจากแก๊สไนโตรเจน

ประเภทของระบบแก๊สซิฟิเคชัน (Gasification types)

ระบบแก๊สซิฟิเคชันสำหรับชีวมวลนั้นได้มีการวิจัยและพัฒนา และมีการใช้งานอยู่หลายประเภท ซึ่งสามารถจำแนกออกมาได้เป็น 4 ประเภทได้แก่ fixed-bed updraft, fixed-bed downdraft, bubbling fluidised-bed และ circulating fluidised bed ระบบแก๊สซิฟิเคชันมีคุณลักษณะตามการจำแนกดังแสดงในตารางที่ 2.1-1

ตารางที่ 2.1-1 ประเภทของระบบแก๊สซิฟิเคชัน

Gssifier Type	Flow Direction		Support	Heat Source
	Fuel	Oxidation		
Updraft Fixed Bed	Down	Up	Grate	Combustion of Char
Downdraft Fixed Bed	Down	Down	Grate	Partial Combustion of Volatiles
Bubbling Fluidized Bed	Up	Up	None	Partial Combustion of Volatiles and Char
Circulation Fluidized Bed	Up	Up	None	Partial Combustion of Volatiles and Char

ที่มา : <http://nariphaltan.virtualave.net/Gasifier.pdf>

Fixed-bed updraft gasification

แก๊สซิฟิเคชันชนิดนี้มีชื่อเรียกอีกอย่างหนึ่งว่า “counterflow gasification” แก๊สซิฟิเคชันนี้มีการพัฒนาขึ้นมาเป็นประเภทแรก มีรูปแบบที่เรียบง่าย และยังมีการใช้งานอยู่ในปัจจุบัน สำหรับกระบวนการแก๊สซิฟิเคชันระบบนี้ชีวมวลจะถูกป้อนลงมาจากด้านบนของถึงปฏิกรณ์ โดยมีตะกรับรองรับอยู่ด้านล่าง

อากาศหรือแก๊สออกซิเจน และ/หรือไอน้ำจะถูกป้อนมาจากด้านล่างของตะกรับ และกระจายขึ้นมาตามชั้นของชีวมวลและถ่าน กระบวนการเผาไหม้ถ่านเกิดขึ้นที่ชั้นล่างสุด ก่อให้เกิดแก๊ส CO_2 และ H_2O และมีอุณหภูมิประมาณ 1,000 องศาเซลเซียส ซึ่งจะไหลผ่านขึ้นมาด้านบน และทำปฏิกิริยาต่อไปเกิดเป็นแก๊ส H_2 และ CO อุณหภูมิ ณ จุดนี้จะอยู่ที่ประมาณ 750 องศาเซลเซียส และเข้าสู่ชั้นของกระบวนการไพโรไลซิสของชีวมวลต่อเนื่อง เข้าสู่ชั้นของการไล่ความชื้นออกจากชีวมวล ก่อนที่จะไหลออกจากถังปฏิกรณ์ที่ด้านบนที่อุณหภูมิ ~500 องศาเซลเซียส

- ข้อดี: - มีรูปแบบง่าย ไม่ซับซ้อน ราคาไม่สูง
- สามารถใช้ได้กับชีวมวลที่มีความชื้นและเก่าสูง
- เป็นเทคโนโลยีที่ proven แล้ว
- ข้อเสีย: - ได้แก๊สสังเคราะห์ที่มีองค์ประกอบของ tar สูง (10-20% โดยน้ำหนัก)
ทำให้การนำไปใช้งานต้องผ่านระบบทำความสะอาดแก๊สเสียก่อน

Fixed-bed downdraft gasification

แก๊สซิฟิเคชันประเภทนี้มีลักษณะเหมือนแบบ updraft gasification ต่างกันตรงทิศทางการไหลของแก๊สสังเคราะห์ ซึ่งจะไหลลงไปในทิศทางเดียวกันกับการเคลื่อนตัวของชีวมวล ทำให้มีชื่อเรียกอีกอย่างว่า “cocurrent-flow gasification” ชั้นของกระบวนการเผาไหม้เกิดขึ้นที่ตำแหน่งที่จ่ายอากาศเข้าสู่ถังปฏิกรณ์ ถ่านที่เกิดขึ้นจะทำปฏิกิริยาต่อกับแก๊สที่เกิดจากการเผาไหม้ ก่อให้เกิดแก๊ส CO และ H_2 และมีอุณหภูมิอยู่ที่ <800 องศาเซลเซียส แก๊สสังเคราะห์ที่เกิดขึ้นรวมถึงถ่านที่ทำปฏิกิริยาไม่หมด และถ่านจะไหล สู่ด้านล่างของตะกรับ

- ข้อดี: - tar ที่เกิดขึ้นระหว่างกระบวนการไพโรไลซิสถูกทำให้แตกตัวเป็นองค์ประกอบ ของแก๊สสังเคราะห์ได้ถึง 99.9% ทำให้ไม่จำเป็นต้องมีระบบทำความสะอาดแก๊สหรือมีความต้องการแต่น้อยกว่า
- มีรูปแบบง่าย ไม่ซับซ้อน ราคาไม่สูง
- เป็นเทคโนโลยีที่ proven แล้ว
- ข้อเสีย: - ชีวมวลต้องมีความชื้นไม่เกิน 20%
- แก๊สสังเคราะห์ที่ได้ออกมามีอุณหภูมิสูง ทำให้ต้องมีระบบแลกเปลี่ยนความร้อน
- มีถ่านหลงเหลืออยู่ประมาณ 4-7%

Bubbling Fluidised Bed (BFB)

ระบบแก๊สซิฟิเคชันสำหรับชีวมวลที่กำลังพัฒนาขึ้นมาและเป็นที่น่าสนใจคือแก๊สซิฟิเคชันแบบ bubbling fluidised bed (BFB) และ circulating fluidised bed (CFB) ข้อแตกต่างระหว่าง BFB และ CFB คือความเร็วของแก๊สภายในถังปฏิกรณ์ ความเร็วของแก๊สของ CFB จะสูงกว่าแบบ BFB

- ข้อดี: - ให้แก๊สสังเคราะห์ที่มีองค์ประกอบค่อนข้างคงที่

- มีการกระจายตัวของอนุภาคมีค่อนข้างสม่ำเสมอตลอดความสูงของถังปฏิกรณ์
- สามารถรองรับขนาดของชีวมวลได้หลากหลาย
- มีการถ่ายเทความร้อนระหว่างชีวมวล วัสดุเบด และแก๊สได้ดี
- มีอัตราการเกิดแก๊สสูง มี tar และถ่านหลงเหลือน้อย

Circulating Fluidised Bed (CFB)

แก๊สซีไฟเออร์ ประเภทนี้ วัสดุเบดและอนุภาคของแข็งที่ไหลออกไปกลับแก๊สเนื่องจากความเร็วของแก๊สที่สูงจะถูกแยกออกมาโดยไซโคลนและถูกป้อนกลับเข้าไปในถังปฏิกรณ์ ใหม่

- ข้อดี:
- เกิดปฏิกิริยาได้เร็ว
 - มีการถ่ายเทความร้อนได้ร้อนดี
 - มีอัตราการเกิดแก๊สสูง มี tar และถ่านหลงเหลือน้อย

สรุปข้อดีข้อเสียของแก๊สซีไฟเคชั่นแสดงดังตารางที่ 2.1-2

ตารางที่ 2.1-2 สรุปข้อดีข้อเสียของแก๊สซีไฟเคชั่นแต่ละชนิด

Gasifier Type	ข้อดี	ข้อเสีย
Fixed-bed updraft gasification	<ul style="list-style-type: none"> - รูปแบบง่าย ไม่ซับซ้อน - ราคาไม่สูง - สามารถใช้ได้กับชีวมวลที่มีความชื้น และเก่าสูง - เป็นเทคโนโลยีที่ได้รับการยอมรับ และใช้อย่างแพร่หลาย 	<ul style="list-style-type: none"> - แก๊สสังเคราะห์มี Tars สูง ทำให้ต้องมีค่าใช้จ่ายทำความสะอาดแก๊สก่อน
Fixed-bed downdraft gasification	<ul style="list-style-type: none"> - มีส่วนปนเปื้อนของ Tar น้อย - มีรูปแบบง่าย ไม่ซับซ้อน - ราคาไม่สูง - เป็นเทคโนโลยีที่ได้รับการยอมรับ และใช้อย่างแพร่หลาย 	<ul style="list-style-type: none"> - ชีวมวลต้องมีความชื้นไม่เกิน 20% - แก๊สสังเคราะห์ที่ได้มีอนุภาคสูง ทำให้ต้องปรับอนุภาคก่อนใช้งาน - มีถ่านหลงเหลืออยู่ประมาณ 4-7%
Bubbling Fluidised Bed	<ul style="list-style-type: none"> - ให้แก๊สที่มีองค์ประกอบค่อนข้างคงที่ - มีการกระจายตัวของอนุภาคในถังปฏิกรณ์ - สามารถรองรับขนาดของชีวมวลได้หลากหลาย - มีการถ่ายเทความร้อนระหว่างเบด และชีวมวลได้ดี - มีอัตราการเกิดแก๊สสูง มี Tar และถ่านหลงเหลือ น้อย 	
Circulating Fluidised Bed	<ul style="list-style-type: none"> - เกิดปฏิกิริยาได้เร็ว - มีการถ่ายเทความร้อนได้ดี - มีอัตราการเกิดแก๊สสูง มี Tar และถ่านหลงเหลือ น้อย 	

การปรับปรุงคุณภาพของแก๊สสังเคราะห์ (Syngas conditioning)

แก๊สสังเคราะห์ที่ได้จากกระบวนการแก๊สซิฟิเคชันของชีวมวล จะมีสิ่งเจือปนที่ไม่ต้องการ และอาจจะมีผลกระทบต่อการทำงานของระบบได้ ดังแสดงในตารางที่ 2.1-3 ชนิดและปริมาณของสิ่งเจือปน ขึ้นอยู่กับประเภทของระบบแก๊สซิฟิเคชัน และชนิดของชีวมวลที่ใช้

ตารางที่ 2.1-3 สิ่งเจือปนในแก๊สสังเคราะห์

Contaminant	Example	Potential Problem
Particles	Ash, char, fluid bed material	Erosion
Alkali Metals	Sodium and Potassium Compounds	Hot corrosion, catalyst poisoning
Nitrogen Compounds	NH ₃ and HCN	Emissions
Tars	Refractive aromatics	Clogging of filters
Sulfur, Chlorine	H ₂ S and HCl	Corrosion, emissions, catalyst poisoning

ที่มา : Hot Gas conditioning: Recent Progress with Larger-Scale Biomass Gasification Systems, Report by IEA Biomass Task 33 Thermal Gasification of Biomass, Stevens D.J, 2001

ขั้นตอนและระดับความสะอาดของแก๊สสังเคราะห์ขึ้นอยู่กับว่าต้องการนำแก๊สสังเคราะห์ไปใช้งานอะไร ตัวอย่างเช่น อนุภาคขนาดเล็กที่ปะปนมากับแก๊สสังเคราะห์ สามารถแยกออกมาได้โดยใช้อุปกรณ์ตั้งแต่ไซโคลน wet scrubber หรือ high-temperature filter ขึ้นอยู่กับการใช้งาน ถ้าต้องการนำแก๊สสังเคราะห์ไปใช้เป็นเชื้อเพลิงในแก๊สเทอร์ไบน์ (Gas turbine) การกำจัดอนุภาคขนาดเล็ก โดยใช้ไซโคลนอาจไม่เพียงพอ จำเป็นต้องใช้อุปกรณ์ high-temperature filter การกำจัด tar ก็เช่นเดียวกันสามารถจัดการได้โดยวิธีที่ง่าย ไม่ยุ่งยากโดยการใช้ wet scrubber จัดการโดยหลักการ thermal cracking ให้ tar แตกตัวออกมาเป็นองค์ประกอบแก๊สสังเคราะห์ โดยการจ่ายไอน้ำเข้าไป หรืออาจมีการใช้ catalyst เพื่อเร่งให้ tar มีการแตกตัวได้ดีขึ้น ซึ่งจะได้กล่าวต่อไปในกระบวนการทำความสะอาด และปรับสภาพแก๊สสังเคราะห์

สภาวะการทำงาน (Operating Conditions)

จากตารางที่ 2.1-4 แสดงสภาวะการทำงานของระบบแก๊สซิฟิเคชันจากข้อมูลที่รวบรวมมา โดยสามารถแบ่งออกได้เป็นเทคโนโลยีแบบ BFB 7 ระบบ แบบ CFB 6 ระบบ และ FB แบบ updraft 2 ระบบ แม้ว่ามีการรายงานว่ามีการใช้ชีวมวลหลากหลายชนิดกับระบบแก๊สซิฟิเคชันแต่พบว่า ส่วนใหญ่จะเป็นการทดสอบในระดับห้องปฏิบัติการ

ตารางที่ 2.1-4 สภาวะการทำงานของระบบแก๊สซิฟิเคชัน

	EPI	Stein	Tampella	ISU	GTI	SEI	Purox	Sofresid
Type	BFB	BFB	BFB	BFB	BFB	BFB	FB	FB
Primary Fedstock	Wood	Wood	Wood	Corn	Wood	Wood	MSW	MSW
Thoroughput (tonne/day)	100	60	45	4.5	12	181	181	195
Pressure (bar)	1	1.5	20-23	1	35	1	1	1
Temperature (°C)	650	700-750	850-950	730	816	650-815	-	1300-1400
Reactant 1	Air	O ₂	Air	Air	O ₂	Air	O ₂	Air
Input (kg/kg feed)	2.0	0.6	0.4	-	0.27	1.45	-	-
Reactant 2	-	Steam	Steam	-	Steam	-	-	-
Input (kg/kg feed)	-	0.4	0.5	-	0.64	-	-	-
Gas Output (m ³ /h)	8793	2900	-	-	335	4845	-	33,960
Exit Temperature (°C)	621	-	300-350	-	816	800	-	-
Heating Value (MJ/m ³)	5.6	5.52	4-6	4.5	13	5.7	-	7.92
	TPS	Aerimpianti	Foster Wheeler	Lurgi	Sydskraft	BCL/ FERCO ^a	MTCl ^b	
Type	CFB	CFB	CFB	CFB	CFB	CFB	BFB	
Primary Fedstock	Wood	RDF	Wood	Bark	Wood	Wood	Pulp	
Thoroughput (tonne/day)	9	45-100	14.5	84-108	-	24	7	
Pressure (bar)	1	1	1	1	18	1	1	
Temperature (°C)	700-950	850-900	900	800	950-1000	600-1000	790-815	
Reactant 1	Air	Air	Air	Air	Air	Air	Air	
Input (kg/kg feed)	-	1.7	1.7	1.25	-	0.08	-	
Reactant 2	-	-	-	-	-	Steam	Steam	
Input (kg/kg feed)	-	-	-	-	-	0.31	2.2	
Gas Output (m ³ /h)	-	3500-14000	1181	9700-12500	-	800	-	
Exit Temperature (°C)	-	800-900	700	-	-	820	-	
Heating Value (MJ/m ³)	4-7	4.5-5.5	7.5	5.8	5	18	16.7	

หมายเหตุ a หมายถึง Indirectly Heated CFB with separate combustor
b หมายถึง Indirectly Heated BFB with separate combustor
c หมายถึง Fluid Bed Entrained Flow (no circulation)
d หมายถึง unknow or not reported

ชีวมวลที่มีการใช้งานกันมากเพื่อผลิตแก๊สสังเคราะห์ได้แก่ ไม้(Wood) กากตะกอนจากเยื่อกระดาษ (Pulp) ขยะชุมชน (Municipal Solid Waste) ขยะเชื้อเพลิง (Refuse Derived Fuel) โดยมีสภาวะการทำงานอยู่ที่อัตราการป้อนชีวมวลระหว่าง 163 ถึง 7,575 kg/hr ความดันอยู่ระหว่าง 1 ถึง 33 bar และอุณหภูมิเฉลี่ยอยู่ระหว่าง 725°C ถึง 1400°C

ตารางที่ 2.1-5 แสดงผลการสรุปช่วงสภาวะการทำงานต่างๆ ของระบบแก๊สซิฟิเคชันกับชีวมวลชนิดต่างๆ โดยสามารถจัดกลุ่มเทคโนโลยีได้ออกเป็นแบบ BFB (Directly heated), CFB (Directly heated) FB, indirectly-heated CFB และ indirectly-heated BFB โดยมีข้อมูลของ shell entrained - flow gasifier ซึ่งใช้ถ่านหินและได้รับการพัฒนาในเชิงพาณิชย์ได้แล้ว

ตารางที่ 2.1-5 ผลการสรุปช่วงสภาวะการทำงานของระบบแก๊สซิฟิเคชันประเภทต่างๆ

	BFB Range	CFB Range	Fixed Bed Range	BCL/ FERCO ^a	MTCI ^b	Sell ^c
Feedstock	Various	Various	Various	Wood	Pulp	Coal
Throughput (tonne/day)	4.5-181	9-108	181-195	24	7	2155
Pressure (bar)	1-35	1-19	1	1	1	30
Temperature (°C)	65-950	800-1000	1300-1400	600-1000	790-815	1400
Reactant 1	O ₂ or Air	Air	O ₂ or Air	Air	Air	O ₂
Input (kg/kg feed)	0.4-2.2	1.25-1.7	-	0.08	-	0.98
Reactant 2	Steam	-	-	Steam	Steam	Steam
Input (kg/kg feed)	0.5-0.64	-	-	0.31	2.2	~0
Gas Output (m ³ /h)	335-8793	1181-12500	33,960	800	-	1.48 x 10 ⁶
Exit Temperature (°C)	300-800	600-900	-	820	-	240
Heating Value (MJ/m ³)	4-13	4-7.5	7.92	18	16.7	9.51

ที่มา : Handbook Biomass Gasification, Knoef H, 2005

การทำงานของระบบแก๊สซิฟิเคชันที่ความดันบรรยากาศหรือสูงกว่า มีทั้งข้อดีและข้อด้อยขึ้นอยู่กับวัตถุประสงค์ของการนำแก๊สสังเคราะห์ไปใช้ประโยชน์ อุณหภูมิของแก๊สที่ได้ออกมาจากระบบจะขึ้นอยู่กับสภาวะการทำงานของระบบ การทำความสะอาดแก๊ส และระบบการนำความร้อนมาใช้ประโยชน์

แก๊สออกซิเจนที่ใช้เป็นตัวออกซิเดชันสำหรับระบบแก๊สซิฟิเคชันอาจจะมาจาก อากาศ ออกซิเจน และไอน้ำ หรือส่วนผสมของเหลวเหล่านี้ แต่อากาศถูกใช้เป็นตัวออกซิเดชันมากที่สุดถึงประมาณ 70% ของระบบแก๊สซิฟิเคชันที่มีการใช้งาน แต่การใช้อากาศมีผลทำให้ได้แก๊สสังเคราะห์ที่มีค่าความร้อนต่ำ (4-6 MJ/Nm³) ซึ่งเหมาะสมสำหรับการใช้งานในหม้อไอน้ำและเครื่องยนต์เท่านั้น การใช้ออกซิเจนจะทำให้ค่าความร้อนเพิ่มขึ้นไปเป็น (10-15 MJ/Nm³) ซึ่งสามารถนำไปใช้งานได้กับกังหันแก๊ส หรือ เชื้อเพลิงสังเคราะห์ การใช้อิอน้ำร่วมเข้าไปด้วยจะมีส่วนทำให้ค่าความร้อนเพิ่มขึ้นอีก เนื่องจากปริมาณแก๊สไฮโดรเจนที่มากขึ้น

องค์ประกอบของแก๊สสังเคราะห์ (Syngas Composition)

ตารางที่ 2.1-6 และ 2.1-7 แสดงถึงองค์ประกอบของแก๊สสังเคราะห์ที่ได้จากระบบแก๊สซิฟิเคชันประเภทต่างๆ ที่มีการใช้งานในเชิงพาณิชย์ หรือ ไม่ก็มาจากระบบที่มีขนาดใหญ่ มีปัจจัยหลายตัวที่มีผลต่อองค์ประกอบของแก๊สสังเคราะห์ ได้แก่ ชนิดของชีวมวล ความดัน และ อุณหภูมิของปฏิกิริยา และ ตัวออกซิเดชัน

ตารางที่ 2.1-6 องค์ประกอบของแก๊สสังเคราะห์ที่ได้จากชีวมวล

	EPI ^a	Stein	Tampella	ISU	GTI	SEI	Purox
Type	BFB	BFB	BFB	BFB	BFB	BFB	FB
Feedstock	Wood	Wood	Wood	Wood	Wood	Wood	MSW
H ₂	5.8	19.9	11.3	4.1	14.8	12.7	23.4
CO	17.5	26.2	13.5	23.9	11.7	15.5	39.1
CO ₂	15.8	40.3	12.9	12.8	22.39	15.9	24.4
H ₂ O	dry	dry	17.7	dry	dry	dry	dry
CH ₄	4.65	-	4.8	3.1	10.8	5.72	5.47
C ₂ ⁺	2.58	-	-	-	0.13	2.27	4.93
Tars	-	0.11	-	-	0.27	-	(in C ₂ ⁺)
H ₂ S	-	-	-	-	0.01	-	-
O ₂	-	-	-	0.2	-	-	-
NH ₃	-	-	-	-	0.10	-	-
N ₂	51.9	13.4	40.2	55.9	40.3	47.9	-
H ₂ /CO Ratio	0.3	0.8	0.8	0.2	1.6	0.8	0.6
Heating Value (MJ/m ³)	5.6	5.5	4-6	4.5	13.0	5.6	-
	TPS	Aerimpianti	Foster Wheeler	Lurgi	Sydskraft	BCL/ FERCO ^a	MTCI ^b
Type	CFB	CFB	CFB	CFB	CFB	CFB-other	BFB-other
Feedstock	RDF	RDF	Wood	Bark	Wood	Wood	Pulp
H ₂	7-9	7-9	15-17	20.2	11	14.9	43.3
CO	9-13	9-13	21-22	19.6	16	46.5	9.22
CO ₂	12-14	13-14	10-11	13.5	10.5	14.6	28.1
H ₂ O	10-14	10-14	dry	dry	12	dry	5.57
CH ₄	6-9	6-9	5-6	(in C ₂ ⁺)	(in C ₂ ⁺)	17.8	4.73
C ₂ ⁺	-	-	-	3.8	6.5	6.2	9.03
Tars	-	0.5-1	-	<1 g/m ³	(in C ₂ ⁺)	-	Scrubbed
H ₂ S	-	-	-	-	-	0	0
O ₂	-	-	-	-	-	0	0
NH ₃	-	-	-	-	-	0	0
N ₂	47-52	47-52	46-47	42.9	44	0	0
H ₂ /CO Ratio	0.7	0.7	0.7	1.0	0.7	0.3	4.6
Heating Value (MJ/m ³)	4-7	4.5-5.5	7.5	5.8	5.0	18.0	16.7

^aที่มา : production technologies, and production concepts for biomass-based syngas, Energy Research Centre of the Netherlands (ECN), Petten, The Netherlands

ตารางที่ 2.1-7 องค์ประกอบของแก๊สสังเคราะห์ที่ได้จากระบบแก๊สซิฟิเคชัน

	BFB Range	CFB Range	BCL/ FERCO ^a	MTCI ^b	Fixed Bed Purox	Sell ^c
Fedstock	Various	Various	Wood	Pulp	MSW	Coal
H ₂	5-26	7-20	14.9	43.3	23.4	24
CO	13.27	9-22	46.5	9.22	39.1	67
CO ₂	12-40	11-16	14.6	28.1	24.4	4
H ₂ O	<18	10-14	dry	5.57	dry	3
CH ₄	3-11	<9	17.8	4.73	5.47	0.02
C ₂ ⁺	<3	<4	6.2	9.03	4.93	0
Tars	<0.11	<1	-	Scrubbed	-	0
H ₂ S	~0	~0	-	0.08	0.05	1
O ₂	<0.2	0	0	0	-	0
NH ₃	0	0	0	0	-	0.04
N ₂	13-56	46-52	0	0	-	1
H ₂ /CO Ratio	0.2-1.6	0.6-1.0	0.3	4.6	0.6	0.36
Heating Value (MJ/m ³)	4-13	4-7.5	18.0	16.7	-	9.51

^a ที่มา : production technologies, and production concepts for biomass-based syngas, Energy Research Centre of the Netherlands (ECN), Petten, The Netherlands

การปล่อยสารมลพิษ (Emission)

ข้อมูลที่แสดงถึงการปลดปล่อยสารมลพิษจากระบบแก๊สซิฟิเคชันของชีวมวล แสดงในตารางที่ 2.1-8 ประเภทและปริมาณการปล่อยสารมลพิษขึ้นอยู่กับ ประเภทของระบบแก๊สซิฟิเคชันที่ใช้ ชนิดของชีวมวล สภาวะการทำงานของระบบ (อุณหภูมิและความดัน) รวมถึงระบบทำความสะอาดแก๊ส

อุปกรณ์เสริม (Supporting Equipment)

การที่จะให้ได้แก๊สสังเคราะห์ที่มีคุณลักษณะเหมาะสมสำหรับการนำไปใช้งานต่างๆ ที่ต้องการนั้น จำเป็นต้องมีอุปกรณ์อื่นๆ มาประกอบร่วมกับระบบแก๊สซิฟิเคชัน การที่ระบบทั้งหมดมีความซับซ้อนมากขึ้น ก็จะมีผลทำให้เงินลงทุนสูงขึ้น ค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษามากขึ้น ใ้บุคคลากรมากขึ้น รวมถึงมี plant availability ลดลง ระบบหรืออุปกรณ์เสริมที่จำเป็นและมีการนำมาใช้งานกับระบบแก๊สซิฟิเคชันประเภทต่างๆ แสดงไว้ในตารางที่ 2.1-9

ตารางที่ 2.1-8 การปลดปล่อยสารมลพิษจากระบบแก๊สซิฟิเคชันของชีวมวล

Technology	MTCI	GTI	Lurgi	Aerimpianti
InPut				
Reactor Type	BFB	BFB	CFB	CFB
Feedstock	Pulp sludge	Wood	Bark	RDF
Emissions				
Liquid Waste (tar/oil) (kg/kg feed)	-	0.03	Low	-
Solid Waste (Char/ash) (kg/kg feed)	0.091	0.03	0.01-0.04	250-630 kg/h
Product Tar Content	-	2-3%	1 g/m ³	25-40kg/h
CO	-	-	250 mg/m ³	-
NO _x	25 ppm	-	250 mg/m ³	-
SO ₂	9 ppm	-	100 mg/m ³	<300 ppm
Organic Carbon	-	-	150 mg/m ³	-
NH ₃	-	-	5 mg/m ³	-
H ₂ S	-	-	5mg/m ³	-
Technology	SEI	TPS	S	
InPut				
Reactor Type	BFB	CFB	FB	
Feedstock	Wood	Wood	MSW	
Emissions				
Liquid Waste (tar/oil) (kg/kg feed)	592	0.03	0	
Solid Waste (Char/ash) (kg/kg feed)	-	0.03	10	
Product Tar Content	Burned	100 g/m ³	Burned	
CO	-	-	-	
NO _x	-	-	120 ppm	
SO ₂	-	-	79 ppm	
Organic Carbon	-	-	<10 ppm	
NH ₃	-	-	-	
H ₂ S	-	-	-	

ที่มา : production technologies, and production concepts for biomass-based syngas, Energy Research Centre of the Netherlands (ECN), Petten, The Netherlands

ตารางที่ 2.1-9 อุปกรณ์เสริมสำหรับระบบแก๊สซิฟิเคชัน

Technology	Feed	Upstream	Gasification	Downstream	End Use
1. MTCI	Pulp sludge	No treatment	a, cc	ac	Non-specific
2. GTI	Wood	d, z, c	o		Fuel gas
3. BCL/FERCO	Wood	No treatment	a, cc	sc, po, e, f	Synthesis gas
4. Lurgi	Bark	d, z, c	a	sc	Fuel kilns
5. Sydkraft & Foster Wheeler	Wood	d, z		f, sc, po	Turbine
6. SEI	Wood chips	d, c	a	No cleaning	Fuel kilns
7. TPS	Wood residue	d, z	a	sc, po	Engine, turbine or boiler
8. Stein	Wood chips	d	o	sc, po	Synthesis gas
9. Sofresid	MSW	d, c	a	e	Boiler (power)
10. Aerimpianti	RDF	p, d, z		f	Boiler (power)
11. EPI	Wood chips	d, z		No cleaning	Boiler (power)
12. Tampella	Wood/Coal	c, d, z	a	f, po	Turbine
13. PUROX	MSW	No treatment	a	f	Non-specific

ที่มา : Biomass Gasification for Hydrogen Production – Process Description and Research Needs, Draft Report by IEA

Biomass Task 33 Thermal Gasification of Biomass, Babu S. 2002

ความเหมาะสมของเทคโนโลยีแก๊สซิฟิเคชันของชีวมวล

จากข้อมูลต่างๆ ของระบบแก๊สซิฟิเคชัน ประเภทต่างๆ ดังแสดงในตารางที่ 2.1-3 ถึงตารางที่ 2.1-8 เมื่อนำมาพิจารณาเปรียบเทียบกับคุณลักษณะที่ต้องการเพื่อนำไปใช้งานลักษณะต่างๆ สามารถสรุปถึงความเหมาะสมของแต่ละเทคโนโลยีได้ดังนี้

1) BFB Gasifiers

ในขณะที่ระบบแก๊สซิฟิเคชันแบบ BFB มีการใช้งานอย่างแพร่หลายรวมถึงกับชีวมวลหลายชนิด สภาวะการทำงานของระบบ BFB ที่สามารถทำงานได้ภายใต้สภาวะที่แตกต่างกันหลากหลาย ทั้งทางด้าน อุณหภูมิ ความดัน และตัวออกซิเดชัน ทำให้แก๊สสังเคราะห์ที่ได้ออกมาสามารถรองรับความต้องการ คุณลักษณะที่จะนำไปใช้ประโยชน์ต่อไปได้ อีกทั้ง BFB Gasifier จะเป็นทางเลือกที่มีการลงทุนต่ำสุดในกลุ่ม เทคโนโลยีของกระบวนการแก๊สซิฟิเคชัน

2) CFB Gasifiers

การใช้งานของ CFB Gasifier ยังไม่แพร่หลายเท่า BFB Gasifier และการทดสอบกับสภาวะการทำงานต่างๆ รวมถึงชนิดของชีวมวลยังมีไม่มากนัก และการที่ CFB เทคโนโลยีนี้จะให้อัตราส่วนของ H_2/CO ค่อนข้างต่ำเมื่อเทียบกับ BFB ทำให้ไม่เหมาะสมต่อการนำไปสู่กระบวนการผลิตเชื้อเพลิงสังเคราะห์

3) Fixed Bed Gasifiers

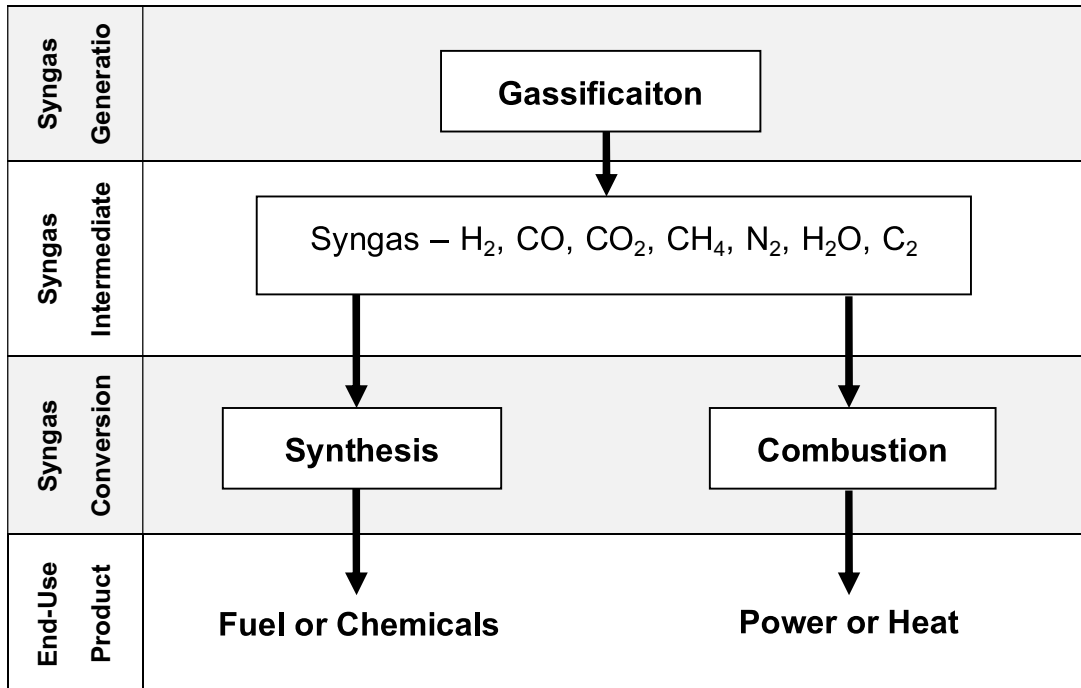
เทคโนโลยีชนิดนี้แม้ว่าจะมีการใช้งานในระดับพาณิชย์มาแล้วแต่ก็ถูกจำกัดในช่วงสภาวะการทำงานที่ไม่แตกต่างกันมากนัก อีกทั้งจากลักษณะของเทคโนโลยีนี้จะให้ปริมาณทาร์ และชาร์ ที่สูงทำให้ไม่ค่อยได้รับความสนใจในการพัฒนาต่อมากนัก แต่ข้อเด่นของเทคโนโลยีชนิดนี้คือความสามารถในการรองรับเชื้อเพลิงที่หลากหลายได้ดี

4) Indirectly Heated Gasifiers

เทคโนโลยีประเภทนี้ยังอยู่ในช่วงเริ่มต้นของการพัฒนาในระดับพาณิชย์ การทดสอบความหลากหลายของการใช้ชีวมวลชนิดต่างๆ ภายใต้สภาวะการทำงานที่แตกต่างกันนั้นยังไม่มากนัก

การใช้ประโยชน์จากแก๊สสังเคราะห์ (Syngas Applications)

คุณลักษณะและองค์ประกอบของแก๊สสังเคราะห์ที่ได้จากกระบวนการแก๊สซิฟิเคชันของชีวมวลจะมีความแตกต่างกัน ขึ้นอยู่กับชนิดของระบบแก๊สซิฟิเคชัน ชนิดของชีวมวล และสภาวะการทำงานของกระบวนการ (เช่น อุณหภูมิ และความดัน เป็นต้น) ดังรูปที่ 2.1-6 แสดงให้เห็นถึงรูปแบบการใช้งานขั้นสุดท้ายของแก๊สสังเคราะห์ที่ได้มาซึ่งมีทั้งรูปแบบของเชื้อเพลิงและสารเคมี หรือการใช้งานในรูปแบบของความร้อนและไฟฟ้า



รูปที่ 2.1-6 รูปแบบการใช้งานของแก๊สสังเคราะห์

ที่มา : Novel gas cleaning/ conditioning for integrated gasification combined cycles, Newby, at al. 2001

สรุปคุณลักษณะของแก๊สสังเคราะห์ ที่เหมาะสมกับรูปแบบของการใช้งานขั้นสุดท้าย แสดงในตารางที่ 2.1-10 โดยทั่วไปการควบคุมคุณลักษณะและกระบวนการปรับปรุงคุณภาพของแก๊สสังเคราะห์สำหรับการนำไปใช้ประโยชน์ในรูปแบบของเชื้อเพลิงและสารเคมีนั้นมีความสำคัญและจำเป็นอย่างมาก ถ้าได้แก๊สสังเคราะห์ที่สะอาดปราศจากสิ่งเจือปนมากเท่าไร ก็จะทำให้ความต้องการในการจัดการปรับปรุงคุณภาพของแก๊สสังเคราะห์น้อยลง ซึ่งทำให้ขนาดของระบบเล็กลง และมีค่าใช้จ่ายน้อยลงด้วย

ตารางที่ 2.1-10 คุณลักษณะของแก๊สสังเคราะห์ ที่เหมาะสมกับรูปแบบของการใช้งาน

Product	Synthetic Fuels	Methanol	Hydrogen	Fuel Gas	
				Boiler	Turbine
	FT Gasoline & Diesel				
H ₂ /CO	0.6 ^a	~2.0	High	Unimportant	Unimportant
CO ₂	Low	Low ^c	Not Important ^b	Not Critical	Not Critical
Hydrocarbons	Low ^d	Low ^d	Low ^d	High	High
N ₂	Low	Low	Low	Note ^e	Note ^e
H ₂ O	Low	Low	High ^f	Low	Note ^g
Contaminants	<1 ppm Sulfur Low Particulates	<1 ppm Sulfur Low Particulates	<1 ppm Sulfur Low Particulates	Note ^k	Low Part. Low Metals
Heating Value	Unimportant ^h	Unimportant ^h	Unimportant ^h	High ^l	High ^l
Pressure, bar	~20-30	~ 50 (liquid phase) ~140 (Vapor phase)	~28	Low	~400
Temperature, °C	200-300 ^j 300-400	100-200	100-200	250	500-600

หมายเหตุ (a) Depends on catalyst type. For iron catalyst, value shown is satisfactory; for cobalt catalyst Near 2.0 should be used.

(b) Water gas shift will have to be used to convert CO to H₂; CO₂ in syngas can be removed at same time as CO₂ generated by the water gas shift reaction.

(c) Some CO₂ can be tolerated if the H₂/CO ratio is above 2.0 (as can occur with steam reforming of natural gas); if excess H₂ is available, the CO₂ will be converted to methanol.

(d) Methane and heavier hydrocarbons need to be recycled for conversion to syngas and represent system inefficiency.

(e) N₂ lowers the heating value, but level is unimportant as long as syngas can be burned with a stable flame.

(f) Water is required for the water gas shift reaction.

(g) Can tolerate relatively high water levels; steam sometimes added to moderate combustion temperature to control NO_x

(h) As long as H₂/CO and impurities levels are met, heating value is not critical.

(i) Efficiency improves as heating value increases.

(j) Depends on catalyst type; iron catalysts typically operate at higher temperatures than cobalt catalysts

(k) Small amounts of contaminants can be tolerated

การใช้ประโยชน์ในรูปแบบของแก๊สเชื้อเพลิง (Fuel Gas Application)

ชีวมวลสามารถนำมาผลิตเป็นไฟฟ้าได้โดยการเผาไหม้โดยตรง เพื่อผลิตไอน้ำและนำไปหมุนกังหันไอน้ำก่อให้เกิดกระแสไฟฟ้า แต่ประสิทธิภาพโดยรวมทั้งหมดของระบบจะถูกจำกัดโดยประสิทธิภาพของกังหันไอน้ำ ปริมาณความชื้นของชีวมวลที่ใช้ และจากขนาดการติดตั้ง ขนาดของโรงไฟฟ้าจากชีวมวลซึ่งโดยปกติจะมีขนาดเล็กกว่าเชื้อเพลิงฟอสซิล ทำให้ประสิทธิภาพของระบบผลิตไฟฟ้าโดยใช้กังหันไอน้ำและชีวมวลเป็นเชื้อเพลิงจะอยู่ระหว่าง 20-25%

สำหรับกระบวนการแก๊สซิฟิเคชันชีวมวลนั้น แก๊สสังเคราะห์ที่ได้สามารถนำไปใช้ในการผลิตไฟฟ้าโดยใช้เป็นเชื้อเพลิงสำหรับเครื่องยนต์กังหันแก๊ส ซึ่งนอกจากจะได้ไฟฟ้าแล้ว ยังได้ใช้ประโยชน์ในรูปแบบของความร้อนได้อีก ที่เรียกว่าระบบ CHP (Combined Heat and Power) ซึ่งให้ประสิทธิภาพของระบบสูงขึ้นมาอยู่ที่ 40-60%

การผลิตแก๊สไฮโดรเจน

แก๊สสังเคราะห์ที่ได้จากกระบวนการแก๊สซิฟิเคชันนั้นสามารถนำไปเป็นสารตั้งต้น เพื่อจะผลิตแก๊สไฮโดรเจนออกมาเพื่อใช้ประโยชน์ โดยกระบวนการที่เรียกว่า Steam reforming ซึ่งทำได้โดยการจ่ายไอน้ำเข้าไปทำปฏิกิริยากับแก๊สสังเคราะห์เพื่อให้เกิดแก๊สไฮโดรเจนในปริมาณที่สูงขึ้น

การผลิต Methanol

Methanol สามารถสังเคราะห์ได้จากการทำปฏิกิริยากันระหว่าง CO, H₂ และ ไอน้ำ โดยมีตัวเร่งปฏิกิริยา copper-zinc oxide ภายใต้อุณหภูมิประมาณ 260°C และความดันประมาณ 70 bar องค์ประกอบของแก๊สสังเคราะห์ที่เหมาะสมในกระบวนการสังเคราะห์ Methanol ควรจะมีเงื่อนไขดังนี้

- อัตราส่วนของ H₂/CO ต้องอย่างน้อย 2 เท่าขึ้นไป
- อัตราส่วนของ CO₂/CO ต้องไม่ควรเกิน 0.6 เพื่อป้องกันการเสื่อมสภาพของตัวเร่งปฏิกิริยา
- ควรมีปริมาณของ N₂, CH₄, C₂ และอื่นๆ ไม่สูง เพื่อให้ง่ายต่อการกำจัดออกไป หรือลดความต้องการให้เกิดปฏิกิริยาอื่นๆ ต่อไป

การผลิตเชื้อเพลิงสังเคราะห์ (Synthetic FT Fuels)

เชื้อเพลิงสังเคราะห์ซึ่งหมายถึง น้ำมันแก๊สโซลีน และน้ำมันดีเซล สามารถผลิตได้จากแก๊สสังเคราะห์โดยผ่านกระบวนการที่เรียกว่า กระบวนการฟิชเชอร์-ทรอปช์ ปัจจุบันมีการผลิตน้ำมันแก๊สโซลีนและน้ำมันดีเซลจากกระบวนการฟิชเชอร์-ทรอปช์ นี้ในระดับเชิงพาณิชย์แล้วแต่ใช้วัตถุดิบที่ใช้ได้แก่ ถ่านหิน และแก๊สธรรมชาติ กระบวนการฟิชเชอร์-ทรอปช์ คือ กระบวนการทำปฏิกิริยากันของ H₂ และ CO เกิดเป็นองค์ประกอบไฮโดรคาร์บอน (ภายใต้ตัวเร่งปฏิกิริยา) สัดส่วนระหว่าง H₂ และ CO เป็นปัจจัยสำคัญของกระบวนการฟิชเชอร์-ทรอปช์ องค์ประกอบของแก๊สสังเคราะห์สำหรับการใช้ประโยชน์ในรูปแบบของแก๊สเชื้อเพลิงจะค่อนข้างแตกต่างจากความต้องการสำหรับการผลิตเชื้อเพลิงสังเคราะห์และผลิตเคมีภัณฑ์ ซึ่งต้องการปริมาณ H₂ ที่สูง โดยมี CO₂ และ CH₄ ต่ำ ในทางตรงกันข้ามสำหรับการผลิตความร้อนและ/หรือ

ไฟฟ้า ปริมาณของ H_2 อาจจะไม่จำเป็นและสำคัญเสมอไป ถ้าปริมาณแก๊สเชื้อเพลิงในรูปของ CH_4 และ
องค์ประกอบไฮโดรคาร์บอนมีปริมาณมากพอ จะส่งผลให้มีค่าความร้อนเพียงพอต่อการใช้งาน

2) กระบวนการทำความสะอาดและปรับสภาพแก๊สสังเคราะห์ (Gas Cleaning)

สำหรับการใช้ประโยชน์แก๊สสังเคราะห์นั้น จำเป็นต้องมีระบบสำหรับทำความสะอาดให้แก๊ส
สังเคราะห์ที่ได้มีความเหมาะสมต่อการใช้งาน และโดยทั่วไปมักทำการปรับสภาพด้วย ในขณะที่ระบบทำ
ความสะอาดแก๊สจะกำจัดองค์ประกอบซึ่งจะส่งผลกระทบต่อกระบวนการในลำดับถัดๆ ไป หรือต่อการใช้
งานแก๊สที่ได้เหล่านั้น ระบบปรับสภาพแก๊สจะมีวัตถุประสงค์เพื่อกำจัดสารประกอบที่สำคัญที่ไม่ต้องการใน
แก๊ส และปรับองค์ประกอบของแก๊สให้มีสัดส่วนที่เหมาะสม โดยเฉพาะอย่างยิ่งอัตราส่วนของแก๊สไฮโดรเจน
ต่อแก๊สคาร์บอนมอนอกไซด์ (H_2/CO)

การทำความสะอาดและปรับสภาพแก๊สจะกำจัดสิ่งเจือปนและองค์ประกอบที่ไม่พึงประสงค์
ดังต่อไปนี้ ทั้งนี้ขึ้นอยู่กับประเภทและองค์ประกอบของแหล่งชีวมวลที่ใช้และประเภทของกระบวนการ
แก๊สซิฟิเคชันที่ใช้

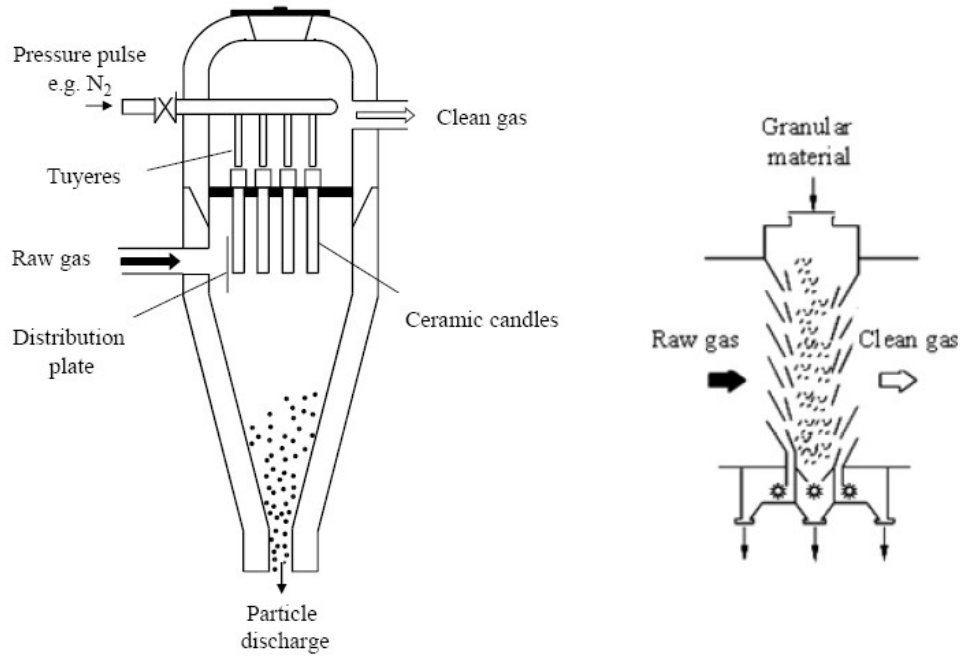
อนุภาคของแข็ง (Particulates)

เทคโนโลยีเพื่อการกำจัดอนุภาคของแข็งมีหลากหลายสำหรับทั้งแก๊สสังเคราะห์จากชีวมวล อาทิ
ไซโคลน (Cyclone) ตัวดักกรอง (Barrier Filter) ตัวกรองไฟฟ้าสถิต (Electro Static Precipitator (ESP))
และสครับเบอร์ที่ใช้สารทำละลาย (Wet Scrubber)

การแยกหรือกำจัดอนุภาคของแข็งสามารถทำได้ทั้งที่สภาวะที่มีอุณหภูมิสูง เช่น ไซโคลน แท่ง
กรองเซรามิก (หรือโลหะ) (Ceramic (or Metallic) Candles) ตัวกรองเบดเคลื่อนที่ หรือที่อุณหภูมิต่ำ เช่น
สครับเบอร์ และตัวกรองไฟฟ้าสถิตแบบเปียก เป็นต้น ไซโคลนสามารถใช้ได้ในช่วงอุณหภูมิที่กว้างแต่
ประสิทธิภาพการแยกอนุภาคต่ำ ไซโคลนจึงเหมาะที่จะใช้แยกอนุภาคของแข็งในขั้นแรกซึ่งมักจะพบว่ามี
ปริมาณอนุภาคของแข็งในแก๊สที่ผ่านไซโคลนอาจยังมีอยู่สูงเกินไป เพราะฉะนั้นการแยกอนุภาคที่อุณหภูมิ
สูงจึงมักจำเป็นต้องใช้ตัวกรองเบดเคลื่อนที่หรือแท่งกรองเซรามิก ดังรูปที่ 2.1-7

สำหรับการกำจัดอนุภาคที่อุณหภูมิต่ำจะมีทางเลือกมากขึ้น อาทิ ผ้ากรอง ตัวกรองไฟฟ้าสถิตแบบ
เปียกและสครับเบอร์ ตัวกรองบางประเภทอาจมีหลายหน้าที่สำหรับการทำความสะอาดแก๊ส เช่น ในสครับ
เบอร์ที่ใช้สารทำละลายนั้นนอกเหนือจากอนุภาคของแข็งแล้วน้ำมันดินยังถูกกำจัดอีกด้วย หรืออาจกำจัด
แอมโมเนียด้วยในคราวเดียว (สครับเบอร์ที่ใช้น้ำ)

ตารางที่ 2.1-11 แสดงถึงสครับเบอร์ประเภทต่างๆ พร้อมกับข้อมูลการทำงาน สครับเบอร์ใน
ลักษณะที่คล้ายคลึงกันนี้ใช้ในการกำจัดสารประกอบซัลเฟอร์และคาร์บอนไดออกไซด์ เป็นต้น และตารางที่
2.1-12 เปรียบเทียบการทำงานระหว่างอุปกรณ์แยกอนุภาคของแข็งที่อุณหภูมิต่างๆ



รูปที่ 2.1-7 การกรองอนุภาคของแข็งที่อุณหภูมิสูงโดยแท่งกรอง (ซ้าย) หรือตัวกรองเบดเคลื่อนที่ (ขวา)

ที่มา : Acid and Sour Gases Treating Processes, Newman S 1985

ตารางที่ 2.1-11 สกรับเบอร์ประเภทต่างๆ สำหรับการทำความสะอาดแก๊ส

Type	Tower-Scrubber	Jet-Scrubber	Swirl-Scrubber	Rotation-Scrubber	Venturi-Scrubber
Separation size in μm for $\rho=2,42 \text{ g/cm}^3$	0,7 – 1,5	0,8 – 0,9	0,6 – 0,9	0,1 – 0,5	0,05 – 0,2
Relative velocity in m/s	1	10 – 25	8 – 20	25 – 70	40 – 150
Pressure drop in mbar	2 – 25	–	15–28	4–10	30–200
Liquid/gas in l/m^3	0,05 – 5	5 – 20 ^a	-	1 – 3 ^a	0,5 – 5
Energy consumption in $\text{kWh}/1000 \text{ m}^3$	0,2 – 1,5	1,2 – 3	1 – 2	2 – 6	1,5 – 6

^a per stage

ที่มา : Acid and Sour Gases Treating Processes, Newman S 1985

ตารางที่ 2.1-12 ข้อมูลการทำงานสำหรับอุปกรณ์แยกอนุภาคของแข็งและอนุภูมิปฏิบัติการ

	Temeratur in °C	Particle reduction in %
Cyclone	20-90	45-75
Sandbed filter	20-900	80-95
Bag filter/ candle filter	150-750	90-99
Scrubber	20-200	40-65
Wet electrostatic precipitator	40-50	95-99

ที่มา : Acid and Sour Gases Treating Processes, Newman S 1985

สิ่งเจือปนที่เป็นสารอินทรีย์ (Organic Impurities)

สารประกอบอินทรีย์จะเกิดขึ้นเฉพาะในกรณีของแก๊สสังเคราะห์ที่ได้จากกระบวนการแก๊สซิฟิเคชันที่อุณหภูมิต่ำกว่า 1,000°C สารประกอบอินทรีย์หลัก คือ มีเทน ส่วนสารประกอบอินทรีย์อื่นๆ ได้แก่ อะลิฟาติก C²⁺ ไฮโดรคาร์บอนที่สูงกว่ามีเทน ซึ่งสารประกอบที่สำคัญ ได้แก่ เอทิลีน (C₂H₄) สารประกอบโมโนอะโรมาติกเบนซีนและโทลูอิน และน้ำมันดิน แต่ที่สภาวะอุณหภูมิสูงในแก๊สซิฟิเคชันแบบไหลต่อเนื่อง (Entrained Flow) สารประกอบอินทรีย์ทั้งหมดจะกลายเป็น H₂ และ CO (พร้อมกับอาจมี CO₂ รวมอยู่ด้วย)

ในการใช้งานโดยส่วนมากมีเทน C²⁺ ไฮโดรคาร์บอนและเบนซีน อาจไม่ถูกพิจารณาว่าเป็นสิ่งเจือปนสำหรับการใช้งานแก๊สสังเคราะห์ ตรงกันข้ามกับน้ำมันดิน (tar) ซึ่งต้องการการกำจัดออกทั้งหมดหรือให้มากที่สุด มีงานวิจัยจำนวนมากกล่าวถึงการกำจัดน้ำมันดินที่สำคัญได้แก่

1) High Temperature Destruction

เมื่อเพิ่มอุณหภูมิของแก๊สสังเคราะห์โดยการป้อนออกซิเจน สารประกอบอินทรีย์ต่างๆ จะแตกสลายตัว กระบวนการนี้คล้ายกับการแก๊สซิฟิเคชันโดยตรงที่อุณหภูมิสูง น้ำมันดินเช่นเดียวกับมีเทน C²⁺ ไฮโดรคาร์บอนและเบนซีนจะถูกทำลาย

2) Catalytic Destruction

กระบวนการรีดักชันน้ำมันดินโดยอาศัยตัวเร่งปฏิกิริยา มักดำเนินการกับแก๊สที่ผ่านการแก๊สซิไฟร์ที่อุณหภูมิสูง (400 – 900°C) โดยมากแล้วจะใช้ตัวเร่งปฏิกิริยาที่มีนิกเกิลเป็นองค์ประกอบ (Nickel-Based) ด้วยวิธีการนี้ส่วนใหญ่ของน้ำมันดินจะถูกทำลาย ในขณะที่ปริมาณส่วนใหญ่ของมีเทนและเบนซีนยังคงอยู่ ข้อด้อยที่สำคัญของวิธีการนี้ก็คือความไว (Sensitivity) ของตัวเร่งปฏิกิริยากับสิ่งเจือปนจำพวกสารอินทรีย์ในแก๊สผลิตภัณฑ์

3) Physical Removal

วิธีการที่ได้ผลสูงที่สุดในการกำจัดน้ำมันดิน คือ การกำจัด (ในทางกายภาพ) ด้วยสารอินทรีย์ที่เป็นของเหลว ในโรงงาน FICFB ใน Güssing ไปโอดีเซลถูกใช้เพื่อทำความสะอาดแก๊สสังเคราะห์เพื่อให้ได้คุณสมบัติตามข้อกำหนดของเครื่องยนต์แก๊ส (น้ำมันดินที่มีจุดติดวประมาณ 40°C) ECN ได้พัฒนา

กระบวนการ OLGA ที่สามารถกำจัดองค์ประกอบอะโรมาติกทั้งหมดที่เป็นสารอินทรีย์ (น้ำมันดินที่มีจุด
ติดต่ำกว่า 15°C) ข้อดีอีกประการ คือ น้ำมันดินจะถูกกำจัดก่อนการควบแน่นของน้ำเพื่อป้องกันมลภาวะที่
จะเกิดกับน้ำในกระบวนการ เป็นการลดค่าใช้จ่ายในการบำบัดน้ำได้อย่างดีอีกด้วย

การกำจัดซัลเฟอร์ (Sulphur Removal)

แม้ว่าปริมาณซัลเฟอร์ในแก๊สสังเคราะห์จากกระบวนการแก๊สซิฟิเคชันของชีวมวลจะน้อยกว่าที่
พบจากกระบวนการแก๊สซิฟิเคชันถ่านหินก็ตาม ซัลเฟอร์ยังคงเป็นสิ่งเจือปนที่เป็นปัญหาหลักสำหรับการ
กัดกร่อน ถึงแม้ว่าสคริปเบอร์แบบเปียกจะเป็นเทคโนโลยีที่ได้รับการพิสูจน์และใช้งานในระบบขนาดใหญ่ที่
อุณหภูมิสูง การกำจัดซัลเฟอร์ (Desulphurization) ยังคงอยู่ในขั้นตอนของการวิจัยและพัฒนา ใน
ขณะเดียวกันการผลิตแก๊สสังเคราะห์จากชีวมวลและการประยุกต์ใช้ก็ยังคงอยู่ในขั้นของการพัฒนาเช่นกัน
ดังนั้นข้อกำหนดทางด้านองค์ประกอบและความบริสุทธิ์ของแก๊สยังคงไม่ชัดเจน ขอบเขตหรือปริมาณที่
ยอมรับที่แน่นอนของไฮโดรเจนซัลไฟด์ (H_2S) ในแก๊สยังคงไม่ได้รับการประเมิน จึงยังต้องศึกษาและ
กำหนดให้เหมาะสมต่อไป โดยทั่วไปที่ได้มีรายงานปริมาณซัลเฟอร์ที่มีได้กำหนดต่ำมาก (<1 ppm สำหรับ
 H_2S และ HCl) และเป็นที่ทราบดีเกี่ยวกับข้อเท็จจริงที่ว่าซัลเฟอร์เป็นอันตรายต่อตัวเร่งปฏิกิริยา
เพราะฉะนั้นการกำจัด H_2S ตามปริมาณที่กำหนดจึงเป็นสิ่งจำเป็นในการใช้งานแก๊สสังเคราะห์จากชีวมวล

การกำจัดซัลเฟอร์จากแก๊สสังเคราะห์จากกระบวนการแก๊สซิฟิเคชันนั้น จะอยู่บนพื้นฐานที่ว่า การ
ป้อนเบื้อนของซัลเฟอร์จะอยู่ในรูปของ H_2S เป็นหลัก และอยู่ในรูปของคาร์บอนิลซัลไฟด์ (Carbonyl
sulphide, COS) เพียงเล็กน้อยเท่านั้น และซัลเฟอร์ที่อยู่ในรูปของแก๊สชนิดอื่นนั้นมีปริมาณน้อยมากจน
สามารถมองข้ามได้

ในลำดับถัดไปจะกล่าวถึงกระบวนการกำจัดซัลเฟอร์ที่เกี่ยวข้อง โดยจำแนกออกเป็นกระบวนการ
ดูดซับแบบเปียกและแบบแห้ง

1) กระบวนการดูดซับแบบเปียก (Wet Processes/Absorption Processes)

การดูดซับด้วยกระบวนการทางเคมีกายภาพ (Physico-Chemical Absorption) อยู่บนพื้นฐานของ
การใช้สารทำละลายทั้งทางกายภาพและทางเคมี ทำให้การออกแบบและดำเนินการใช้งานระบบซับซ้อน
ด้วยเช่นกัน ตัวอย่างของกระบวนการดูดซับลักษณะนี้ได้แก่ กระบวนการซัลฟินอล (Sulfinol) และ
กระบวนการเอมิซอล (Amisol) สารทำละลายทางกายภาพจะได้ผลกับแก๊สที่มีสภาพความเป็นกรดและ
สภาวะความดันสูง ในขณะที่สารทำละลายทางเคมีจะได้ผลดีกับสภาวะความดันต่ำ

2) กระบวนการกำจัดซัลเฟอร์ด้วยกระบวนการดูดซับโดยใช้สารดูดซับของแข็ง (Adsorption Processes Using Solid Adsorbent)

หลักการของกระบวนการนี้คือ การกำจัดซัลเฟอร์โดยใช้สารดูดซับของแข็ง (Solid Adsorbent)
โดยสารดูดซับของแข็งที่ใช้กันอย่างแพร่หลายในอุตสาหกรรม คือ ซิงค์ออกไซด์ (ZnO) และ คาร์บอน
กัมมันต์ (Activated Carbon) ตัวอย่างของอุตสาหกรรมที่ใช้กระบวนการดูดซับแบบนี้คือ โรงกลั่นน้ำมัน ซึ่ง

ใช้สารดูดซับของแข็งในการกำจัดซัลเฟอร์เพื่อป้องกันการเสื่อมสภาพของตัวเร่งปฏิกิริยาในเครื่องปฏิกรณ์ โดยปกติแล้วกระบวนการดูดซับแบบนี้จะมีข้อเสียคือ สารดูดซับนี้ไม่สามารถใช้งานได้อย่างต่อเนื่อง เมื่อถูกใช้งานแล้วจะต้องมีการนำไปรีเจนเนอเรต ดังนั้นกระบวนการนี้จึงมีความเหมาะสมกับแก๊สที่มีการเจือปนของซัลเฟอร์ในระดับความเข้มข้นที่ต่ำกว่า 50 ppm

หลังจากที่สารดูดซับที่ถูกใช้ในกระบวนการกำจัดซัลเฟอร์นั้นถูกใช้งานจนไม่สามารถดูดซับซัลเฟอร์ได้อีกต่อไปแล้วนั้น สารดูดซับจะต้องถูกนำมารีเจนเนอเรต (Regenerated) ใหม่ด้วยแก๊สออกซิเจน (O_2) หรืออากาศเพื่อกำจัดซัลเฟอร์ที่อยู่บนพื้นผิวสารดูดซับออกไป แล้วจึงสามารถนำกลับมาใช้ใหม่ได้

นอกเหนือจากสารดูดซับโลหะแล้ว ซัลเฟอร์ยังสามารถถูกดูดซับโดยตัวสารดูดซับแคลเซียม (Ca-based sorbent) ได้อีกด้วย ซึ่งสารดูดซับแคลเซียมที่สามารถดูดซับซัลเฟอร์ได้นั้น คือ แคลเซียมคาร์บอเนตหรือหินปูน ($CaCO_3$) และแคลเซียมออกไซด์ (CaO) ซึ่งแคลเซียมออกไซด์นั้นเกิดขึ้นจากปฏิกิริยาการเผาหินปูน (Calcination)

อย่างไรก็ตามการดูดซับซัลเฟอร์ด้วยแคลเซียมในกระบวนการเผาหินปูนนั้นก็มีข้อจำกัดเช่นกัน คือ การดูดซับซัลเฟอร์นั้นจะไม่เกิดขึ้นถ้าอุณหภูมิการเผาหินปูนต่ำกว่า 600 องศาเซลเซียส แต่จะดูดซับซัลเฟอร์ได้ดีที่อุณหภูมิของการเผาหินปูนสูงกว่า 800 องศาเซลเซียส อย่างไรก็ตามการกำจัดซัลเฟอร์โดยใช้แคลเซียมนั้นโดยทั่วไปแล้วหินปูนจะถูกใช้ในการดูดซับซัลเฟอร์ในรูปของ SO_2 จากแก๊สที่เกิดจากการเผาไหม้เป็นหลัก ไม่สามารถกำจัดซัลเฟอร์ในระดับความเข้มข้นของ H_2S ให้ลดลงได้

ชนิดของโลหะดูดซับ และข้อดีข้อเสียของสารดูดซับแต่ละชนิด

โลหะดูดซับที่ถูกใช้ในกระบวนการกำจัดซัลเฟอร์นั้นมีหลายชนิดด้วยกัน ทั้งชนิดที่เป็นโลหะชนิดเดียว และโลหะผสม สำหรับตัวอย่างของสารดูดซับชนิดโลหะชนิดเดียว ได้แก่ สังกะสี (Zn) เหล็ก (Fe) แมงกานีส (Mn) ทองแดง (Cu) และโลหะอีกหลายชนิดที่ยังอยู่ในระหว่างการศึกษาวิจัย นอกเหนือจากการศึกษาถึงชนิดของโลหะแล้ว ยังรวมไปถึงเทคนิคการเตรียมสารดูดซับ ความสามารถและสภาวะที่เหมาะสมในการดูดซับของโลหะแต่ละชนิดอีกด้วย โดยช่วงอุณหภูมิที่ถูกศึกษาอยู่นั้นแบ่งเป็นช่วงอุณหภูมิสูง (มากกว่า 800 องศาเซลเซียส) และช่วงอุณหภูมิต่ำ (350 – 550 องศาเซลเซียส) ซึ่งที่อุณหภูมิต่ำนั้นจะเหมาะกับกระบวนการกำจัดซัลเฟอร์มากกว่าเพราะจะช่วยยืดอายุสารดูดซับให้นานขึ้น สำหรับโลหะผสมนั้น ได้แก่การผสมระหว่าง Zn และ Fe (อาจผสมรวมกับไทเทเนียม(Ti)ด้วย) ยังอยู่ในระหว่างการพัฒนาในห้องปฏิบัติการ

คุณสมบัติที่ดีของโลหะดูดซับนั้นควรประกอบด้วยคุณสมบัติ ดังนี้คือ

- จะต้องดูดซับ H_2S ได้ดี
- ไม่เกิดปฏิกิริยาข้างเคียงที่ทำให้ความสามารถในการดูดซับ H_2S ลดลง หรือเกิดน้อย
- สามารถดูดซับซัลเฟอร์ได้มาก
- สามารถรีเจนเนอเรตได้ดี
- สามารถนำกลับมาใช้ใหม่ได้หลายครั้ง
- ราคาถูก

ข้อดีข้อเสียของตัวอย่างสารดูดซับบางชนิดสามารถสรุปได้พอสังเขปดังนี้

สารดูดซับโลหะเหล็กออกไซด์ (Fe-based)

ความสามารถในการดูดซับของโลหะ Fe จะต่ำแต่มีความไวในการทำปฏิกิริยาสูง เมื่อเทียบกับโลหะออกไซด์ชนิดอื่นในการทำปฏิกิริยาที่อุณหภูมิสูงกว่า 550 องศาเซลเซียส ดังนั้นสารดูดซับชนิดนี้จึงเหมาะในช่วงการทำงานที่อุณหภูมิต่ำกว่า 550 องศาเซลเซียส ข้อเสียของสารดูดซับชนิดนี้คือสามารถเกิดการอุดตันที่รูพรุนของสารดูดซับได้ง่าย

สารดูดซับแคลเซียม (Ca-based)

สารดูดซับชนิดนี้สามารถใช้งานได้ที่อุณหภูมิสูงในการกำจัดซัลเฟอร์ ซึ่งจุดเด่นของสารดูดซับชนิดนี้คือ ราคาถูก เช่น หินปูน แต่ความคงทนของสารดูดซับชนิดนี้ต่ำ ในการใช้งานนั้นสารดูดซับชนิดนี้สามารถถูกใช้ในการดูดซับซัลเฟอร์ในเครื่อง Gasifier ได้ แต่ต้องใช้ในปริมาณมากโดยประมาณสองเท่าของปริมาณทางทฤษฎีเพราะความสามารถในการดูดซับต่ำ นอกจากนี้ยังก่อให้เกิดสิ่งเจือปนในผลิตภัณฑ์แก๊สสูงซึ่งจะต้องกำจัดออกในภายหลัง

2) การกำจัดซัลเฟอร์โดยใช้สารดูดซับซีโอไลต์ (Adsorption with Zeolites)

ในหัวข้อนี้จะได้กล่าวถึงศักยภาพและความเป็นไปได้ของการใช้ซีโอไลต์ (Zeolite) ในการเป็นสารดูดซับ ซึ่งซีโอไลต์มีคุณสมบัติเด่นคือการเป็น Molecular Sieve ซึ่งเป็นผลมาจากคุณลักษณะของรูพรุนของวัสดุชนิดนี้ ซึ่งซีโอไลต์เหมาะกับการใช้ในการดูดซับสารที่โมเลกุลมีขั้ว เพราะซีโอไลต์มีพื้นผิวที่มีขั้ว (มีคุณสมบัติ hydrophilic) อยู่ในโครงสร้าง ดังนั้นสารที่โมเลกุลมีขั้ว เช่น H_2S , Thiophene และสารประกอบซัลไฟด์อื่นๆ สามารถถูกดูดซับได้ด้วยซีโอไลต์ได้อย่างมีประสิทธิภาพ

อย่างไรก็ตามการใช้ซีโอไลต์ในการดูดซับซัลเฟอร์นี้ยังคงอยู่ในขั้นตอนการศึกษาวิจัย การศึกษาถึงการนำซีโอไลต์เป็นสารดูดซับมีตัวอย่างดังนี้คือ

- การใช้ Y-zeolite ที่มีโลหะ ซีเรียม (Cerium), CeY-S ในการกำจัดสารประกอบซัลเฟอร์ในรูปของ H_2S และสารประกอบอินทรีย์ซัลเฟอร์พบว่าสามารถดูดซับซัลเฟอร์จากความเข้มข้นประมาณ 2.6 ppm ลดลงเหลือความเข้มข้นเพียง 0.13 ppm และเมื่อใช้ CuO ในการดูดซับซัลเฟอร์หลังจากผ่านการดูดซับด้วย CeY-S แล้วพบว่าความเข้มข้นซัลเฟอร์ลดลงต่ำกว่า 0.01 ppm

- การใช้วัสดุ Molecular Sieve ประเภทเดียวกับซีโอไลต์ คือ MCM-41 เป็นตัวรองรับซิลิกอน (Si) ในรูปของ Si-MCM-41 ที่ประกอบไปด้วยอนุภาคนาโนของ Polyethyleneimine (PEI) ในการดูดซับ CO_2 และ H_2S ซึ่งสามารถดูดซับ H_2S จากระดับความเข้มข้นที่ประมาณ 10 ppm ให้เหลือต่ำกว่า 0.1 ppm ได้

4) การกำจัดซัลเฟอร์โดยใช้สารดูดซับคาร์บอนกัมมันต์ (Adsorption with Activated Carbons)

คาร์บอนกัมมันต์ (Activated carbon) เป็นธาตุคาร์บอนบริสุทธิ์ ที่มีโครงสร้างแบบอสัณฐานรูป (Amorphous) ซึ่งมีการจัดเรียงตัวของคาร์บอนอะตอมแตกต่างจากรูปแบบอื่นๆ เช่น เพชร หรือกราไฟต์ คุณสมบัติเด่นของคาร์บอนกัมมันต์ คือ ความเป็นรูพรุนสูงและมีคุณสมบัติในการดูดซับสารประกอบอินทรีย์ต่างๆ ที่มีอยู่ในของเหลว หรือแก๊สเอาไว้ได้ในปริมาณมาก ซึ่งกลไกการดูดซับสารอินทรีย์ของคาร์บอนกัมมันต์นั้น สารอินทรีย์จะถูกดูดซับในรูพรุนเล็กๆ ที่มีอยู่มากมายในคาร์บอนกัมมันต์ และสารอินทรีย์ที่มีโมเลกุลขนาดใหญ่จะถูกดูดซับได้น้อยกว่าสารที่มีโมเลกุลขนาดเล็ก เพราะสารโมเลกุลเล็กจะสามารถแทรกตัวเข้าไปในรูพรุนเล็กๆ ของคาร์บอนกัมมันต์ได้ดี

การกำจัดไฮโดรคลอไรด์ (HCl)

ในการผลิตแก๊สจากกระบวนการแก๊สซิฟิเคชันนั้น ระดับความเข้มข้นของแก๊ส HCl ควรจะมีน้อยกว่าปริมาณของซัลเฟอร์ เมื่อเปรียบเทียบกับกระบวนการผลิตแก๊สจากถ่านหินแล้ว ปริมาณคลอรีนจากแก๊สที่ผลิตจากถ่านหินจะมีปริมาณสูงกว่ามาก (100-1000 ppm) เนื่องจากการศึกษาเกี่ยวกับการทำความสะอาดแก๊สจากถ่านหินมีการวิจัยและพัฒนาอย่างกว้างขวาง ดังนั้นข้อมูลงานวิจัยเกี่ยวกับการกำจัด HCl ในหัวข้อนี้ จึงมาจากการวิจัยเกี่ยวกับถ่านหินเป็นหลัก

HCl เป็นกรดเข้มข้นง่ายต่อการกำจัด ซึ่งการกำจัด HCl สามารถทำได้โดยใช้สารดูดซับแคลเซียม (Ca-based sorbent) และสารดูดซับโซเดียม (Na-based sorbent) ซึ่งวิธีการกำจัด HCl สามารถสรุปได้ดังนี้ ปฏิกริยาระหว่าง HCl กับสารประกอบแคลเซียม เช่น ปูนขาว ($\text{Ca}(\text{OH})_2$), หินปูน (CaCO_3) หรือปูน (CaO) จะทำให้เกิดการรวมกันของ Ca และ Cl เกิดเป็นแคลเซียมคลอไรด์ CaCl_2 ซึ่งกระบวนการนี้มีความสำคัญมากในการกำจัด HCl จากผลิตภัณฑ์แก๊สจากชีวมวล ซึ่งปฏิกิริยาที่เกิดขึ้นในกระบวนการกำจัด HCl

จากการศึกษาที่ Technical University Clausthal (เยอรมัน) มีการทดสอบการกำจัด H_2S และ HCl พร้อมๆ กันโดยใช้เครื่องปฏิกรณ์แบบฟิซเซอร์ (Fixed bed reactor) ในห้องปฏิบัติการ โดยมี CaCO_3 และ CaO เป็นสารดูดซับที่อุณหภูมิระหว่าง 300 และ 700 องศาเซลเซียส ที่ความเข้มข้นแก๊ส HCl, H_2S และ H_2O ต่างกัน พบว่า CaO สามารถเป็นสารดูดซับได้ดีในการกำจัด HCl และ H_2S พร้อมๆ กัน โดยในกระบวนการนี้อุณหภูมิสูงที่สุดที่เป็นไปได้คือที่จุดหลอมเหลวของ CaCl_2 ซึ่งอยู่ที่ 772 องศาเซลเซียส โดยที่ CaO สามารถดูดซับ HCl ได้สูงสุดที่อุณหภูมิ 600 องศาเซลเซียส

นอกจากนี้แล้วยังสามารถใช้สารดูดซับอื่นๆ นอกเหนือไปจากสารประกอบแคลเซียม เพื่อใช้ในการกำจัด HCl จากผลิตภัณฑ์แก๊สจากชีวมวล ซึ่งได้แก่ โซดาแอช (โซเดียมคาร์บอเนต (Na_2CO_3)) และ แมกนีเซียมออกไซด์ (MgO) เป็นต้น

จากการศึกษาเปรียบเทียบการดูดซับของสารดูดซับโซเดียม (Na) เปรียบเทียบกับสารดูดซับแคลเซียม (Ca) พบว่า สารดูดซับ Na สามารถดูดซับ HCl ได้ดีกว่าสารดูดซับ Ca โดยสารดูดซับ Na_2CO_3 สามารถดูดซับ HCl ได้โดยไม่มีผลกระทบจากปริมาณ CO_2 ในแก๊สในช่วงอุณหภูมิ 300 – 600 องศาเซลเซียส ซึ่งแตกต่างจากสารดูดซับ CaO และ CaCO_3

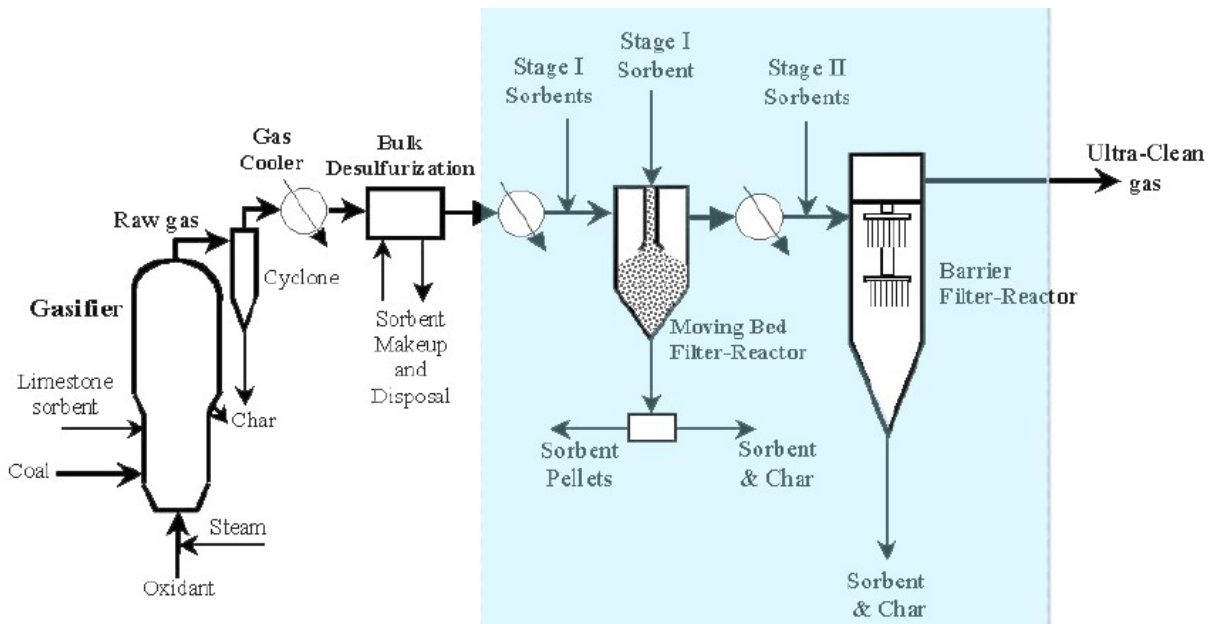
นอกจากนี้แล้วสารดูดซับ HCl ที่น่าสนใจอีกชนิดหนึ่งคือ Nahcolite (NaHCO_3) ซึ่งเป็นแร่ที่หาซื้อได้ แร่ชนิดนี้ได้ถูกทดสอบการดูดซับ HCl ในเครื่องปฏิกรณ์แบบฟิซเบด (Fixed bed reactor) ที่อุณหภูมิระหว่าง 400 – 500 องศาเซลเซียส จากการศึกษพบว่าสารดูดซับชนิดนี้มีศักยภาพที่จะดูดซับ HCl ในแก๊สจากระดับความเข้มข้น 300 ppm ลดลงเหลือต่ำกว่า 1 ppm ได้

Ultra-Clean Gas Cleanup Process

บริษัท Siemens Westinghouse Power and Gas Technology Institute ได้ร่วมกันคิดค้นนวัตกรรมเพื่อทำความสะอาดแก๊สร้อน สำหรับโรงงาน IGCC (Integrated Gasification Combined Cycle) ที่เรียกว่า Ultra - Clean Gas Cleanup Process ในกระบวนการจะมีขั้นตอนทำความสะอาดแก๊ส 2 ขั้นตอน โดยแก๊สที่ทำความสะอาดแล้วจะมีความเข้มข้นของ H_2S ต่ำกว่า 60 ppb มีความเข้มข้นของ HCl ต่ำกว่า 100 ppb และการเจือปนของอนุภาคที่ระดับต่ำกว่า 0.1 ppm ชนิดของโลหะดูดซับที่ใช้ในการกำจัด H_2S ได้แก่ สังกะสี ทองแดง เหล็กและแมงกานีส และสารดูดซับ Na - based สำหรับการกำจัด HCl

กระบวนการ Ultra-Clean Gas Cleanup Process แสดงตัวอย่างดังรูปที่ 2.1-8 ในขั้นตอนแรกอนุภาคสารดูดซับขนาดเล็กสำหรับการกำจัด H_2S และ HCl จะถูกฉีดเข้าไปในผลผลิตแก๊สร้อนที่อุณหภูมิระหว่าง 375 – 600 องศาเซลเซียส ผลิตภัณฑ์ที่ได้จะถูกส่งไปยัง Filter reactor ซึ่งความเข้มข้นของ H_2S และ HCl จะถูกทำให้ลดลงไปที่ระดับความเข้มข้น 1 – 3 ppm

สรุปแล้วอาจกล่าวได้ว่าการฉีดสารดูดซับ Na - based (เช่น : Nahcolite, Trona, Dawsonite) สามารถลดความเข้มข้นของ HCl ในแก๊สที่สะอาด ให้น้อยกว่า 1ppm



รูปที่ 2.1-8 แผนภาพแสดงกระบวนการ Ultra-Clean Gas Cleanup

ที่มา : www.fischer-tropsch.org/DOE/.../40674-IGCC,%20fact_sheet.pdf

สรุปกระบวนการทำความสะอาดแก๊สจากกระบวนการแก๊สซิฟิเคชัน

โดยสรุปแล้ว การนำแก๊สจากกระบวนการแก๊สซิฟิเคชันมาใช้ นั้น จะต้องเข้าใจก่อนว่า ผลผลิตแก๊สที่ได้จะมีความแตกต่างด้านองค์ประกอบ ทั้งนี้ขึ้นอยู่กับลักษณะของกระบวนการ และอุณหภูมิที่ใช้ โดยขั้นตอนการทำความสะอาดแก๊สนั้นมีความสำคัญอย่างยิ่งเพราะเป็นขั้นตอนที่เชื่อมระหว่างการผลิตแก๊ส และการนำแก๊สไปใช้ในขั้นต่อไป ดังนั้นขั้นตอนการทำความสะอาดแก๊สนี้ก็จะขึ้นอยู่กับลักษณะของกระบวนการแก๊สซิฟิเคชัน และการนำแก๊สไปใช้งานในขั้นต่อไป เช่นเดียวกัน

จากงานวิจัยเกี่ยวกับการทำความสะอาดผลิตภัณฑ์จากแก๊สชีวมวลสำหรับการใช้งาน CHP นั้น จะเน้นการกำจัดฝุ่นละออง (Particulates) และน้ำมันดิน (Tars) ซึ่งจากการศึกษาก็พบว่าประสบความสำเร็จในแง่การกำจัดองค์ประกอบเหล่านี้ได้ดีในระดับที่สามารถนำแก๊สไปใช้กับเครื่องยนต์แล้วสามารถทำงานได้โดยไม่มีปัญหาใดๆ

สำหรับกระบวนการผลิตแก๊สสังเคราะห์ไม่เพียงต้องกำจัดฝุ่นละอองและน้ำมันดินเท่านั้น แต่จำเป็นต้องเปลี่ยนรูปไฮโดรคาร์บอน พร้อมกำจัดคาร์บอนไดออกไซด์ ฮาโลเจน ไนโตรเจน และซัลเฟอร์ด้วย จากการศึกษาจำนวนมากแสดงให้เห็นว่ากระบวนการกำจัดซัลเฟอร์มีอิทธิพลต่อตัวแปรในการดำเนินงานต่างๆ สำหรับกระบวนการกำจัดซัลเฟอร์แบบเปียก เช่น Rectisol มีความซับซ้อนและมีค่าใช้จ่ายในการลงทุนสูง ในขณะที่กระบวนการแบบเปียกถูกใช้ในการผลิตแก๊สจากถ่านหินเป็นหลัก (เช่น Schwarze Pumpe Sasol หรือใช้ Rectisol) หรือที่โรงกลั่น (เช่น amine scrubbers สำหรับการกำจัด CO₂) สำหรับกระบวนการแบบเปียกนั้น จะนิยมใช้ในการผลิตขนาดใหญ่ สำหรับการดูดซับโดยใช้สารดูดซับแบบแห้งนั้น ก็มีโลหะหลายชนิดที่ได้ถูกนำมาศึกษา ถึงแม้ว่าการศึกษาส่วนใหญ่จะถูกใช้ในการผลิตแก๊สจากถ่านหิน แต่การจะเลือกใช้สารดูดซับสำหรับกระบวนการแก๊สซิฟิเคชันก็สามารถทำได้เช่นเดียวกันโดยอาศัยองค์ความรู้ดังกล่าว

สำหรับการกำจัด HCl นั้น จะต้องใช้เทคนิคขั้นสูงในการทำความสะอาดแก๊สผลิตภัณฑ์ที่ได้มาจากชีวมวล ซึ่งระบบส่วนใหญ่จะใช้วิธีการฉีดสารดูดซับเข้าไปในช่องทางไหลของแก๊สผลิตภัณฑ์ก่อนที่อนุภาคเหล่านี้จะถูกแยกออกในภายหลังในเครื่องแยกอนุภาค เช่น ไชโคลน ซึ่งเป็นกระบวนการแยกที่มีประสิทธิภาพเพียงพอ โซเดียมคาร์บอเนตและ Nahcolite เป็นสารดูดซับที่เหมาะสมสำหรับการกำจัด HCl โดยการใช้น้ำสารดูดซับทั้งสองจะอยู่ในช่วงอุณหภูมิระหว่าง 400 และ 600 องศาเซลเซียส โดยที่สารดูดซับ Ca-based จะถูกใช้ภายใต้สภาวะอุณหภูมิสูงและมีความเหมาะสมสำหรับการกำจัด H₂S และ HCl พร้อมๆ กัน

3) กระบวนการสังเคราะห์เชื้อเพลิงเหลวโดยใช้กระบวนการฟิชเชอร์-ทรอปช์

กระบวนการฟิชเชอร์-ทรอปช์เป็นการเปลี่ยนแก๊สสังเคราะห์ (Synthesis Gas) ให้ได้ผลิตภัณฑ์เป็นสารประกอบไฮโดรคาร์บอน โดยทั่วไปจะใช้ตัวเร่งปฏิกิริยาที่เป็น เหล็ก หรือ โคบอลต์ โดยการนำแก๊สสังเคราะห์ที่ประกอบด้วย H₂ และ CO ผ่านกระบวนการเกิดปฏิกิริยาทางเคมีที่ทำให้เกิดสายโซ่ไฮโดรคาร์บอนที่อยู่ในสถานะของเหลว เป็นผลิตภัณฑ์จำพวกแอฟทา น้ำมัน และซีฟี่ง

ผลิตภัณฑ์ที่ได้จากกระบวนการสังเคราะห์นี้ประกอบด้วยสารประกอบไฮโดรคาร์บอน สารประกอบออกซีเจนเนต (Oxygenated Compounds) แก๊สคาร์บอนไดออกไซด์ และน้ำ สารประกอบไฮโดรคาร์บอนที่ได้ส่วนใหญ่เป็นพาราฟิน (Paraffins) และโอลิฟิน (Olefins) ทั้งที่เป็นโซ่ตรง (Straight Chain) โซ่กิ่ง (Branched Chain) และ อะโรมาติก (Aromatics) สารประกอบออกซีเจนเนตส่วนใหญ่เป็น สารประกอบแอลกอฮอล์ อัลดีไฮด์ คีโตน กรด และเอสเทอร์ ผลิตภัณฑ์ที่ได้จากกระบวนการนี้นอกจากจะใช้เป็นน้ำมันเชื้อเพลิงและแก๊สเชื้อเพลิงแล้วยังมีผลิตภัณฑ์ข้างเคียงที่สามารถนำไปเป็นสารตั้งต้นของ กระบวนการผลิตเคมีภัณฑ์ชนิดอื่นๆต่อไปได้อีกมากมาย

ปฏิกิริยา FT เป็นปฏิกิริยาคายความร้อนสูง ส่งผลให้ตัวเร่งปฏิกิริยาเสื่อมสภาพเร็ว นอกจากนี้ อุณหภูมิที่เพิ่มขึ้นจะเพิ่มการเกิดแก๊สมีเทนและลดการผลิตสายโซ่ไฮโดรคาร์บอน ดังนั้นในการระบายความร้อนนอกจากการดำเนินปฏิกิริยา FT มีความจำเป็นยิ่ง โดยความร้อนดังกล่าวสามารถนำไปใช้ผลิตพลังงานไฟฟ้าด้วยระบบการผลิตไอน้ำได้

มากกว่า 20 ปีที่กระบวนการผลิตเชื้อเพลิงเหลวสังเคราะห์โดยใช้เทคโนโลยีฟิชเชอร์-ทรอปช์มี แผนการดำเนินการในระดับเชิงพาณิชย์เป็นที่เรียบร้อยแล้ว อาทิ เช่น

- แปรรูปแก๊สธรรมชาติ ให้ได้เชื้อเพลิงเหลว หรือ กระบวนการ GTL ได้แก่ บริษัท Shell (มาเลเซีย), บริษัท Syntroleum (สหรัฐอเมริกา) PetroSA (แอฟริกาใต้) และ JOGMEC (ญี่ปุ่น) เชื้อเพลิงเหลวที่ได้อยู่ในช่วงน้ำมันดีเซล
- แปรรูปถ่านหิน ให้ได้เชื้อเพลิงเหลว หรือ กระบวนการ CTL ได้แก่ บริษัท Sasol (แอฟริกาใต้) และ บริษัท Rentech (สหรัฐอเมริกา) ได้ผลิตเชื้อเพลิงเหลวสังเคราะห์จากการแปรรูปถ่านหิน
- แปรรูปชีวมวลหรือกากที่เหลือจากพืชผลทางการเกษตร ผ่านกระบวนการ Gasification ให้ได้เชื้อเพลิงเหลว หรือ กระบวนการ BTL ได้แก่ บริษัท Repotec CHP (BTL) plant Güssing, (Austria) ศูนย์วิจัยและพัฒนาแห่งชาติ AIST (ญี่ปุ่น) บริษัท Choren (เยอรมัน) โดยได้ผลิตเชื้อเพลิงเหลวสังเคราะห์จากชีวมวลหรือกากที่เหลือจากการเก็บเกี่ยวพืชผลทางการเกษตร

ตัวแปรหลักที่มีผลต่อโอกาสการเกิดผลิตภัณฑ์สายโซ่ยาว (ดีเซล) ในกระบวนการผลิตเชื้อเพลิงเหลวสังเคราะห์ ได้แก่

ปัจจัยเรื่องตัวเร่งปฏิกิริยา

ตัวเร่งปฏิกิริยา (Catalyst) เป็นหัวใจสำคัญของกระบวนการฟิชเชอร์-ทรอปช์ เพื่อต้องการให้แก๊สสังเคราะห์แปรรูปให้เป็นเชื้อเพลิงเหลวให้ได้มากที่สุด ในอดีตถึงปัจจุบันได้มีการศึกษาชนิดของตัวเร่งปฏิกิริยาที่หลากหลาย อาทิ เช่น เหล็ก (Fe), โคบอลต์ (Co), นิกเกิล (Ni), รูทีเนียม (Ru), รูทีเดียม (Rh) เป็นตารางที่ 2.1-13 จะสรุปโลหะหลากชนิดที่นำมาใช้ในกระบวนการฟิชเชอร์-ทรอปช์ ซึ่งจะพิจารณาจากราคาและความว่องไวในการทำปฏิกิริยา

ตารางที่ 2.1-13 แสดงคุณสมบัติความว่องไวของโลหะชนิดต่างๆ กับกระบวนการฟิชเชอร์-ทรอปซ์

FTS active metal	Price ratio	Properties
Fe	1	- Considered suitable for FTS with syngas with low H ₂ /CO ratio - Good water gas shift (WGS) reation activity
Co	230	- Considered suitable for FTS with syngas with high H ₂ /CO ratio - Little water gas shift (WGS) reation activity (gave H ₂ O as the main bye product with little CO ₂) - Give mainly straight chain paraffins
Ni	250	- Considered suitable primarily for methanation - Form Ni-carbonyl under FTS conditions
Ru	31,000	- Too expensive
Rh	570,000	- Too expensive

ที่มา : Catalysts for the Fischer-Tropsch Synthesis. Anderson R. B, 1956.

ตัวเร่งปฏิกิริยาฟิชเชอร์-ทรอปซ์จะถูกสังเคราะห์ขึ้นและถูกพัฒนาปรับปรุงอย่างต่อเนื่อง เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพของตัวเร่งปฏิกิริยาให้มีคุณสมบัติทั้งทางกายภาพและทางเคมีที่ดี มีความว่องไว และเลือกเกิดผลิตภัณฑ์ที่ต้องการสูง มีความทนทานและเสถียรในสภาวะการเกิดปฏิกิริยาต่างๆ ตัวเร่งปฏิกิริยาฟิชเชอร์-ทรอปซ์ที่เตรียมจากโลหะ Co และ Fe ที่ใช้ในเชิงพาณิชย์สามารถสรุปได้ดังนี้

1) ตัวเร่งปฏิกิริยา Fe

Fe เป็นโลหะที่นิยมใช้เป็นตัวเร่งปฏิกิริยา เนื่องจากมีราคาถูกเมื่อเปรียบเทียบกับโลหะที่ว่องไวอื่นๆ ซึ่ง Fe สามารถเกิดวอเตอร์-แก๊สชิฟต์ได้ดีและให้การเลือกเกิดโอลิฟินสายโซ่เบา แต่ Fe เป็นตัวเร่งปฏิกิริยาที่ต้องใช้สภาวะในการเกิดปฏิกิริยาที่รุนแรงซึ่งส่งผลให้ตัวเร่งปฏิกิริยาเสื่อมสภาพเร็ว การเติมโปรโมเตอร์ เช่น โลหะคอปเปอร์ (Cu) และโปแทสเซียม (K) จะช่วยเพิ่มประสิทธิภาพ ความว่องไวและการเลือกเกิดไฮโดรคาร์บอนสายโซ่ยาวได้ดีขึ้น นอกจากนี้การเลือกใช้โปรโมเตอร์ที่เป็นโลหะหมู่ 1 และ 2 เป็นอีกหนึ่งกลุ่มโปรโมเตอร์ที่นำมาศึกษาเนื่องจากออกไซด์ของโลหะเหล่านี้มีความเป็นเบส ซึ่งสามารถช่วยลดการเลือกเกิดผลิตภัณฑ์มีเทนและช่วยเพิ่มการเลือกเกิดผลิตภัณฑ์สารประกอบโอลิฟิน เช่น แบเรียม (Ba) เบลเลียม (Be) แมกนีเซียม (Mg) และโปแทสเซียม (K) โดยพบว่า K เป็นโปรโมเตอร์ที่ดีที่สุดเมื่อเปรียบเทียบกับโปรโมเตอร์ตัวอื่นๆ การเติมโปรโมเตอร์นอกจากจะช่วยในด้านความว่องไวของตัวเร่งปฏิกิริยาและการเลือกเกิดผลิตภัณฑ์ไฮโดรคาร์บอนในช่วงสายโซ่ที่ต้องการแล้ว โปรโมเตอร์ที่เติมลงไปยังสามารถช่วยเพิ่มความแข็งแรงเชิงกล (Mechanical Properties) และการคงรูปของตัวเร่งปฏิกิริยาทำให้ตัวเร่งปฏิกิริยามีอายุการใช้งานที่ยาวนานมากขึ้น นอกจากนี้โปรโมเตอร์แล้วการเลือกใช้ตัวรองรับที่เหมาะสม ยังส่งผลต่อความว่องไวในการเร่งปฏิกิริยาและการเลือกเกิดผลิตภัณฑ์ตามต้องการ โดยตัวรองรับที่ดีจะสามารถเพิ่มความเสถียรให้กับโครงสร้างของตำแหน่งที่ว่องไวในการเกิดปฏิกิริยา เพิ่มความสามารถในการต้านทานสภาวะการหลอมรวมตัวของตัวเร่งปฏิกิริยาเนื่องจากความร้อน มีสมบัติเชิงกลที่ต้องการ เช่น ทนต่อการขัดสี มีความแข็งแรง หรือทนต่อแรงกด มีพื้นที่ผิวมากเพื่อให้อนุภาคโลหะ

ว่องไวกระจายตัวได้ดีบนพื้นผิวของตัวรองรับจึงเสมือนเป็นการเพิ่มพื้นที่ผิวทั้งหมดให้กับตัวเร่งปฏิกิริยา ซึ่งตัวรองรับที่นิยมในตัวเร่งปฏิกิริยาเหล็กได้แสดงในตารางที่ 2.1-14

ตารางที่ 2.1-14 ผลของตัวรองรับต่อคุณสมบัติของตัวเร่งปฏิกิริยาเหล็กในปฏิกิริยาฟิชเชอร์ทรอปซ์

Support	Catalyst properties
ZrO ₂	- Does form iron zirconate - Low surface area and small pore size
SiO ₂	- High surface area and large pore size - Poor attrition resistance - Forms bulk iron(II) silicate
Al ₂ O ₃	- High surface area and large pore size - Good attrition resistance - Form bulk iron (II) aluminate.

2) ตัวเร่งปฏิกิริยา Co

โลหะ Co เป็นโลหะที่มีความว่องไวในปฏิกิริยาไฮโดรจีเนชัน ทำให้ผลิตภัณฑ์ที่ได้เป็นสารประกอบไฮโดรคาร์บอนสายโซ่ยาวที่อิ่มตัว ในขณะที่สารประกอบไฮโดรคาร์บอนไม่อิ่มตัวและแอลกอฮอล์เกิดขึ้นน้อย นอกจากนี้ Co มีความเสถียรใช้งานได้นาน โดยโลหะโคบอลต์จะถูกนำมากระจายตัวบนตัวรองรับที่มีพื้นที่ผิวสูงเช่น อะลูมินา (Al₂O₃) ซิลิกา (SiO₂) ไททาเนีย (TiO₂) และเซอร์โคเนีย (ZrO₂) เป็นต้น เพื่อทำให้เกิดการกระจายตัวของอนุภาคโลหะที่ว่องไว (Metal Active Site) ได้ดีที่สุด และตัวเร่งปฏิกิริยายังสามารถเพิ่มประสิทธิภาพได้โดยการเติมโปรโมเตอร์เพื่อเพิ่มความว่องไว การเลือกเกิดผลิตภัณฑ์และเพิ่มความเสถียรให้กับตัวเร่งปฏิกิริยาได้ โปรโมเตอร์ที่มีการนำมาใช้ส่วนใหญ่จะเป็นโลหะทรานซิชันในกลุ่มของโลหะโนเบิล (Noble Metal) เช่น โลหะรูทีเนียม (Ru) โรเดียม (Rh) แพลทินัม (Pt) รีเนียม (Re) และพลาเดียม (Pd) ซึ่งสามารถช่วยเพิ่มการกระจายตัวของอนุภาค Co ลดอุณหภูมิที่ใช้ในการรีดิวซ์ออกไซด์ของโลหะ ป้องกันการเกิดอันตรกิริยาระหว่างโคบอลต์กับตัวรองรับ และช่วยให้ตัวเร่งปฏิกิริยามีความว่องไวสูงขึ้น ผลของโปรโมเตอร์ต่อประสิทธิภาพของตัวเร่งปฏิกิริยาโคบอลต์สรุปได้ว่า โปรโมเตอร์ที่มีความเป็นเบส เช่น แลนทานัม (La) และโมลิบดีนัม (Mo) จะช่วยให้ตัวเร่งปฏิกิริยามีการเลือกเกิดโอลิฟินได้ดี ส่วนในกลุ่มของ Pt จะให้การเลือกเกิดผลิตภัณฑ์ที่เป็นพาราฟินสายโซ่ตรงได้ดีสำหรับโกลด์ (Au) และแมงกานีส (Mn) จะให้การเลือกเกิดแอลกอฮอล์และมีเทนสูง นอกจากนั้นความเปราะกรวดของตัวรองรับยังส่งผลต่อการกระจายตัวของผลิตภัณฑ์ โดยตัวรองรับที่มีความเปราะต่ำ เช่น Al₂O₃ และ SiO₂ จะให้ผลิตภัณฑ์ไฮโดรคาร์บอนสายโซ่ตรง ส่วนตัวรองรับที่มีความเปราะสูงมากขึ้นจะให้ผลิตภัณฑ์ไฮโดรคาร์บอนโซ่กิ่งและอะโรมาติก

จากงานวิจัยที่เกี่ยวข้องโดยภาพรวมพบว่า การออกแบบตัวเร่งปฏิกิริยาในกระบวนการฟิชเชอร์ทรอปซ์ เพื่อให้ได้ตัวเร่งปฏิกิริยามีความว่องไวในการเร่งปฏิกิริยาสูง (High Activity) และให้ผลิตภัณฑ์เชื้อเพลิงเหลวตามต้องการ (High Selectivity) และมีความทนทานสามารถใช้งานได้ยาวนาน (Long Life/Stability)

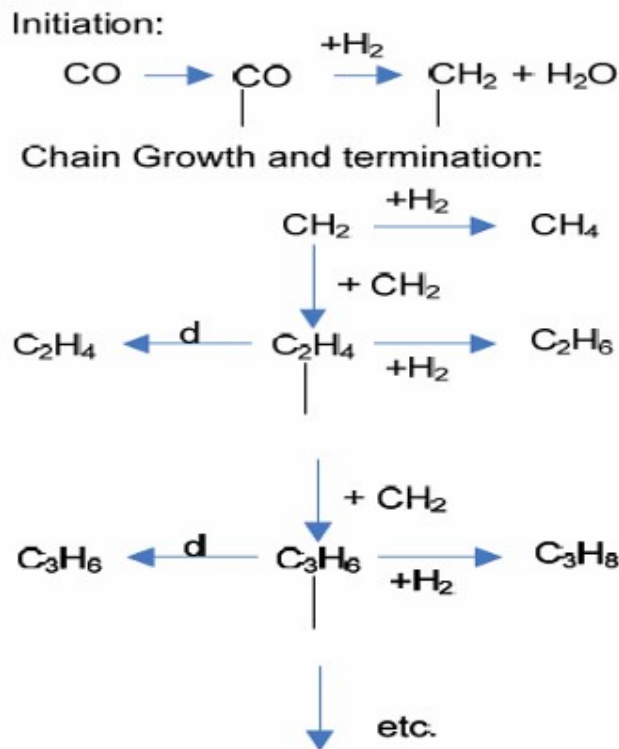
ขึ้นอยู่กับทางเลือกใช้โลหะวงไว การเลือกใช้ตัวรองรับ การเลือกใช้โปรโมเตอร์ รวมทั้งสภาวะที่ใช้ในการทำปฏิกิริยา

ปัจจัยเรื่องอุณหภูมิ

เมื่อเพิ่มอุณหภูมิของการดำเนินปฏิกิริยาภายในกระบวนการฟิชเชอร์-ทรอปซ์ จะได้แก๊สมีเทนที่เพิ่มขึ้น ส่งผลให้โอกาสการต่อสายโซ่ยาวเพื่อผลิตเชื้อเพลิงเหลวมีค่าลดลง เนื่องจากอุณหภูมิที่สูงเป็นสาเหตุทำให้เกิดการไฮโดรจีเนชันของสายโซ่เกิดเป็น CH_2 - free radical เป็นส่วนใหญ่ทำให้แก๊สไฮโดรเจนเข้าจับสายดังกล่าวเป็นมีเทน อีกทั้งเชื้อเพลิงเหลวที่ได้ยังมีกิ่งโซ่สาขามาก เกิดเป็นคีโตนและอะโรเมติกตามมา เป็นต้น

ปัจจัยเรื่องสัดส่วนและองค์ประกอบของแก๊สสังเคราะห์

ผลของความดันย่อยของแก๊สคาร์บอนมอนอกไซด์ที่มีค่าน้อยทำให้โอกาสการต่อสายโซ่มีน้อย แต่ในกรณีความดันย่อยของแก๊สไฮโดรเจนที่มีค่ามาก การต่อสายโซ่ขั้นสุดท้ายจะทำให้ได้สารผลิตภัณฑ์ที่เป็นกลุ่มพาราฟินมากขึ้น ดังรูปที่ 2.1-9 ดังนั้นสัดส่วนของแก๊สไฮโดรเจนและคาร์บอนมอนอกไซด์ที่เพิ่มขึ้นจะทำให้ช่วงการเลือกเกิดของสารผลิตภัณฑ์ที่อิมตัวมีเพิ่มขึ้นตามลำดับ อย่างไรก็ตามองค์ประกอบของแก๊สสังเคราะห์ตั้งต้น มักมีคาร์บอนไดออกไซด์และน้ำเป็นองค์ประกอบรวม ซึ่งอาจก่อให้เกิดกระบวนการผังกลับของสารตั้งต้น เป็นต้น



รูปที่ 2.1-9 ลำดับการต่อสายโซ่ของกระบวนการฟิชเชอร์-ทรอปซ์

ที่มา : Fischer-Tropsch Reaction Mechanism Involving Stepwise Growth of Carbon Chain, Anderson, R.B., Friedel, R. A., Storch, H. H., The Journal of Chemical Physics 19/1951 313 – 319

ผลิตภัณฑ์

ผลิตภัณฑ์ที่ได้จากการสังเคราะห์ฟิชเชอร์-ทรอปซ์ จะได้สารประกอบไฮโดรคาร์บอนตั้งแต่ C1 จนถึงสารประกอบไฮโดรคาร์บอนที่มีมวลโมเลกุลสูง หรือ waxes ดังแสดงในตารางที่ 2.1-15

ผลิตภัณฑ์ที่ได้จากกระบวนการฟิชเชอร์ทรอปซ์ จะมีช่วงการเกิดผลิตภัณฑ์แตกต่างกันไป โดยรายละเอียดการเกิดปฏิกิริยาทางเคมี จะเกิดที่บนพื้นผิวของตัวเร่งปฏิกิริยา และมีการต่อสายโซ่เป็นลักษณะพอลิเมอร์ การสร้างสายโซ่ไฮโดรคาร์บอนเกิดจากการแยกตัวของคาร์บอนมอนอกไซด์ รูปที่ 2.1-9 ที่แสดงการเกิดปฏิกิริยาและการต่อสายโซ่ไฮโดรคาร์บอน

ผลของอุณหภูมิ และความดันของ H_2 และ CO ที่ป้อนเข้าเครื่องปฏิกรณ์ และประสิทธิภาพของตัวเร่งปฏิกิริยา มีผลโดยตรงต่อปริมาณและคุณภาพของผลิตภัณฑ์ โดยทั่วไปการเพิ่มอุณหภูมิจะได้สายโซ่ไฮโดรคาร์บอนที่สั้น

การเพิ่มความดันและอัตราส่วน $H_2:CO$ พบว่ามีผลทำให้การต่อสายโซ่ไฮโดรคาร์บอนสายยาวมีประสิทธิภาพผลมากขึ้น แต่ก็ส่งผลให้อัตราการเสื่อมสภาพของตัวเร่งปฏิกิริยาสูงขึ้น และมีผลกระทบโดยตรงต่อการเกิดผลิตภัณฑ์ไฮโดรคาร์บอนในภาพรวม

ตารางที่ 2.1-15 ผลิตภัณฑ์ที่ได้จากการสังเคราะห์เชื้อเพลิงเหลว

Products from the Fisher-Tropsch synthesis	
C1-C2	SNG
C3-C4	LPG
C5-C10	Petroleum
C5-C7	<i>Ligth</i>
C8-C10	<i>Heavy</i>
C11-C20	Middle distillate
C11-C12	<i>Kerosene</i>
C13-C20	<i>Diesel</i>
C21-C30	Softwax
C31-C60	Hardwax

การเพิ่มปริมาณน้ำมันดีเซลจากกระบวนการฟิชเชอร์-ทรอปซ์จะเกิดผลิตภัณฑ์ร่วมในรูปของ wax ซึ่งเป็นสารประกอบไฮโดรคาร์บอนสายโซ่ที่ยาวกว่า อย่างไรก็ตามการนำ wax มาแตกสายโซ่ไฮโดรคาร์บอนให้สั้นก็เป็นเทคนิควิธีในการได้มาซึ่งไฮโดรคาร์บอนในรูปสายโซ่ที่สั้นลงหรือน้ำมันดีเซล และแก๊สสังเคราะห์บางส่วนเพื่อนำกลับมาใช้ใหม่

น้ำมันดีเซลที่ได้จากกระบวนการฟิชเชอร์-ทรอปซ์จะเป็นไฮโดรคาร์บอนอัลเคนเชิงเส้น ที่มีกได้จากการทำปฏิกิริยาแบบ LTFT (Low Temperature Fischer Tropsch) ด้วยเหล็กหรือตัวเร่งปฏิกิริยาโคบอลต์ โดยทั่วไปผลิตภัณฑ์ดีเซลที่ได้จะมีค่าซีเทนสูงประมาณ 75 ซึ่งเป็นที่ต้องการของตลาด (โดยทั่วไป

อยู่ที่ประมาณ 45-50) ด้วยเหตุที่ค่าซีเทนของน้ำมันดีเซลจากกระบวนการฟิชเชอร์-ทรอปช์มีค่าสูง ทำให้น้ำมันดีเซลสังเคราะห์ดังกล่าวสามารถถูกนำไปผสมกับน้ำมันดีเซลทั่วไปที่มีคุณภาพต่ำกว่า

ประสิทธิภาพของกระบวนการฟิชเชอร์-ทรอปช์

ประสิทธิภาพของกระบวนการฟิชเชอร์-ทรอปช์ที่ใช้ในการผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวล จะขึ้นอยู่กับปัจจัยต่างๆ เช่น วัตถุดิบชีวมวล ขนาดโรงงาน และรูปแบบของเทคโนโลยีที่ใช้ ประสิทธิภาพของกระบวนการ BTL โดยรวม ดังแสดงในตารางที่ 2.1-16

ตารางที่ 2.1-16 ประสิทธิภาพการผลิตน้ำมันดีเซลจากกระบวนการฟิชเชอร์-ทรอปช์

FT-Diesel manufactured efficiencies	
Study	Efficiency
Sundsvall Demonstration Plant (2004) [11]	40-60%
Hamelinck et al. (2003) [13]	40-60%
Tjimensen et al. (2002) [3] ¹	33-40% and 42-50%
Choren Industries [21, 44] ²	45-55% and 51%
Ekbom et al. (2005) [46]	43%
EUCAR version 2b (2006) [44]	48%

¹ มีการทบทวนการกำหนดค่า 2 ค่า [3]

² ประสิทธิภาพอ้างอิงจาก CHOREN คือ การสันนิษฐานประสิทธิภาพจากโรงงาน β กับโรงงาน α

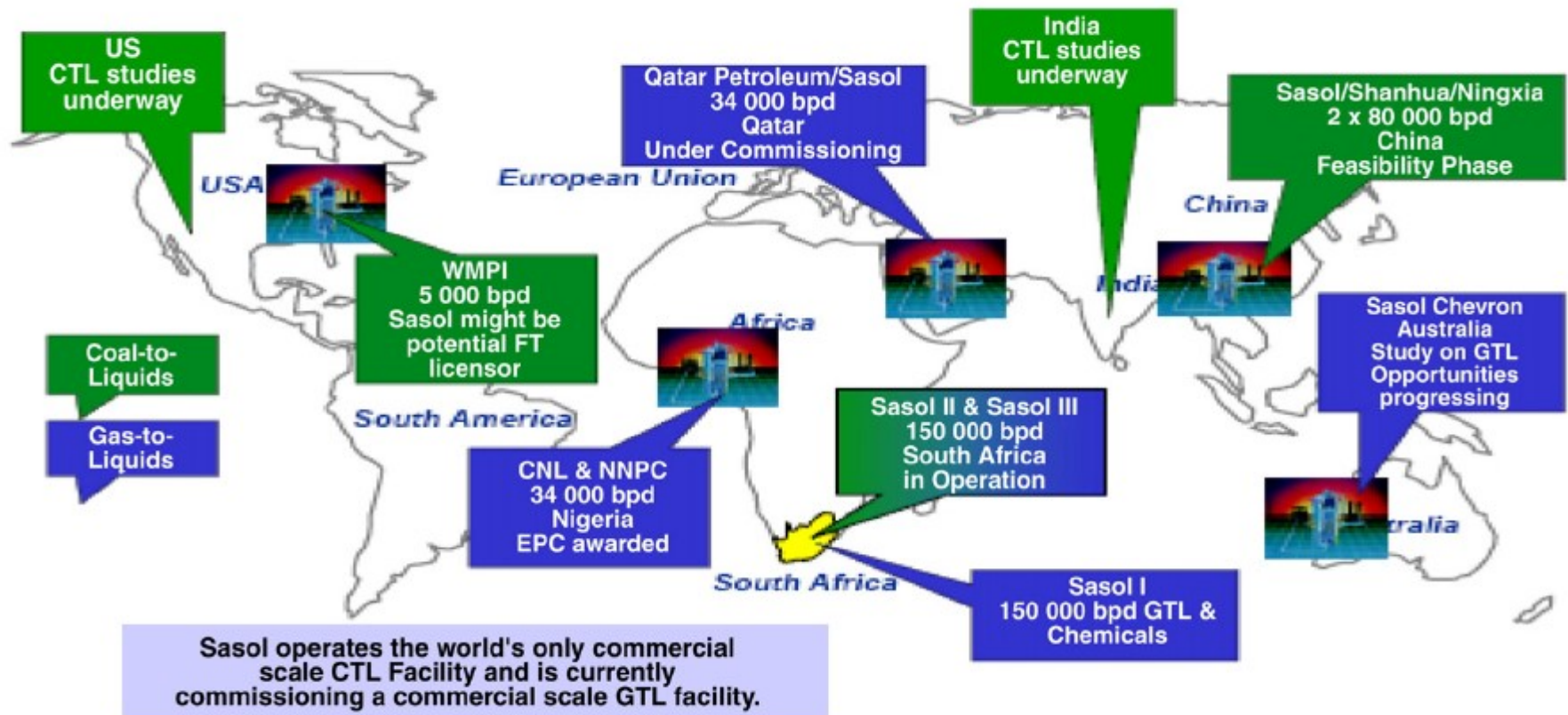
สำหรับในประเทศไทยเองในปัจจุบันได้มีการสร้างโรงงานต้นแบบสำหรับการผลิตเชื้อเพลิงเหลวสังเคราะห์ที่พร้อมดำเนินงาน โดยคณะรัฐมนตรีมีมติเห็นชอบในหลักการเมื่อวันที่ 4 พฤศจิกายน 2551 ให้สถาบันวิจัยวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยีแห่งประเทศไทย ภายใต้กระทรวงวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยี ดำเนินโครงการศูนย์ต้นแบบระบบผลิตเชื้อเพลิงสังเคราะห์จากชีวมวล ในวงเงิน 300 ล้านบาท ระยะเวลา 4 ปี (ปีงบประมาณพ.ศ. 2552-2555) ปัจจุบันอยู่ระหว่างก่อสร้างอาคารศูนย์ต้นแบบระบบผลิตเชื้อเพลิงสังเคราะห์จากชีวมวล ณ สถาบันวิจัยวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยีแห่งประเทศไทย เทคโนโลยี คลองห้า ด้วยงบประมาณกว่า 26 ล้านบาท และอยู่ระหว่างคัดเลือกเทคโนโลยี

2.2 เทคโนโลยีการผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวลในต่างประเทศ

เทคโนโลยีฟิชเชอร์-ทรอปซ์เพื่อผลิตเชื้อเพลิงเหลวสังเคราะห์ได้รับการพัฒนาในขั้นการผลิตระดับอุตสาหกรรมสำหรับวัตถุดิบจำพวกถ่านหินและแก๊สธรรมชาติ หากแต่การใช้ชีวมวลเป็นวัตถุดิบยังไม่ปรากฏการดำเนินงานในเชิงพาณิชย์ อย่างไรก็ตามเนื่องจากราคาเชื้อเพลิงปิโตรเลียมมีแนวโน้มสูงขึ้นและการตระหนักเรื่องมลพิษทางอากาศ แนวคิดการใช้เทคโนโลยีฟิชเชอร์-ทรอปซ์กับแก๊สสังเคราะห์ที่ได้จากการแก๊สซิฟิเคชันชีวมวล นำมาซึ่งโครงการวิจัยและพัฒนาในหลายประเทศ ดังรูปที่ 2.2-1 ตัวอย่างเทคโนโลยีและวัตถุดิบที่ใช้ผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวลของต่างประเทศได้ดังนี้

โรงงานต้นแบบ Choren, Freiburg

บริษัท Choren ในเยอรมันได้มีการพัฒนากระบวนการ Carbo-V[®] ดังแสดงในรูปที่ 2.2-2 ซึ่งเป็นกระบวนการผลิตแก๊สสังเคราะห์จากชีวมวลที่สะอาด และนำส่งไปผ่านกระบวนการสังเคราะห์ฟิชเชอร์-ทรอปซ์ให้ได้เชื้อเพลิงเหลว ในปี 1998 ได้เริ่มการก่อสร้างโรงงานต้นแบบ 1 MW (โรงงาน α) ใน Freiburg, Germany ในปี 2003 ได้เริ่มก่อสร้างโรงงานฟิชเชอร์-ทรอปซ์จากชีวมวลที่มีกำลังการผลิต 13,000 ตันสำหรับเป็นเชื้อเพลิงรถยนต์สังเคราะห์ ต่อมาได้มีการก่อสร้างโรงงาน BTL ขนาดใหญ่ที่สามารถผลิตเชื้อเพลิงเหลวได้ 200,000 ตัน รายละเอียดแสดงในตารางที่ 2.2-1



รูปที่ 2.2-1 Sasol's current global Fischer-Tropsch activities

ที่มา : Sasol's Activities on Synthetic Fuels, 2nd International BTL Congress Brian Tait, 2006



a



b

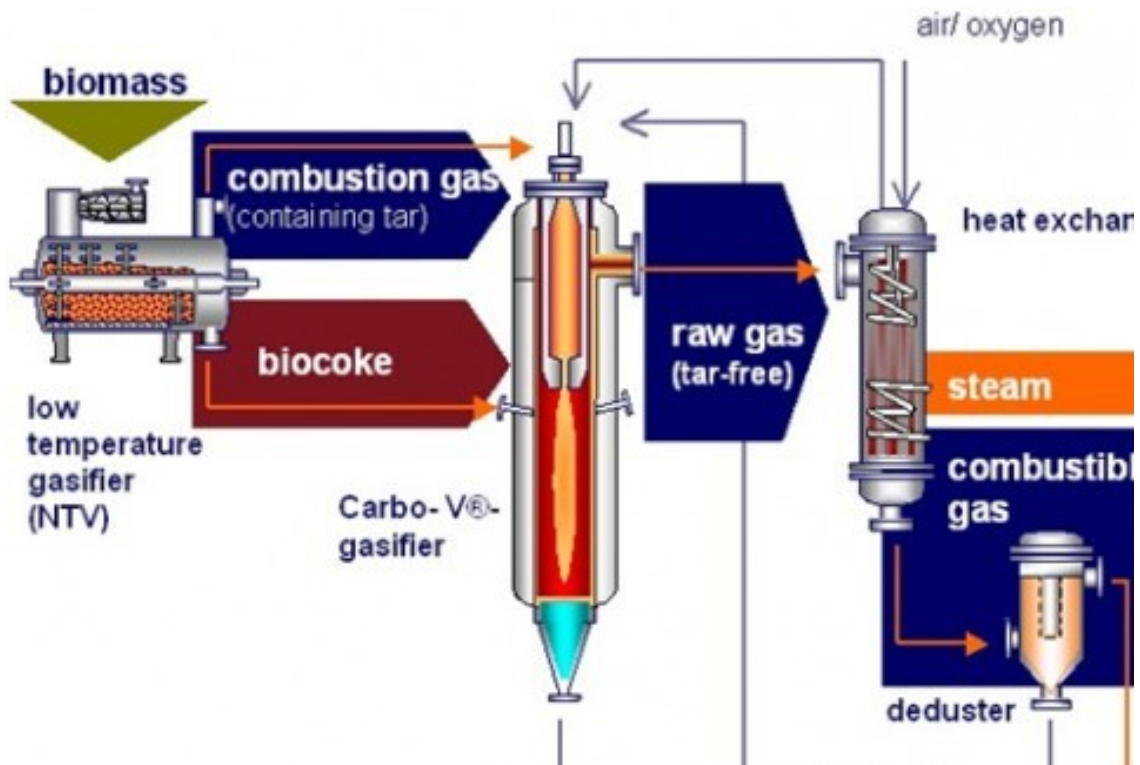
รูปที่ 2.2-2 โรงงานไพซเซอร์-ทรอปซ์นาร์องของบริษัท Choren, Freiberg ในประเทศเยอรมนี a) โรงงาน α มีการดำเนินงานได้แล้ว b) โรงงาน β อยู่ระหว่างการก่อสร้าง

ตารางที่ 2.2-1 สรุปข้อมูลของโรงงาน β ขณะนี้อยู่ระหว่างการก่อสร้าง (2006)

β-plant, Choren Industries, Freiberg	
Fuel types	Wood, wood residues, paper, plastics,?
Dry feed	Ca. 250 t/day
Plant size	43 MWth
Gasification agent	Air/Oxygen
Producer gas Heating value	8 MJ/Nm ³
Tar content (mg/Nm ³)	Very low?
Synthetic diesel production	13000 t/year

ที่มา : http://www.choren.com/en/energy_for_all/sundiesel/environmental_impact/

กระบวนการ Carbo-V[®] เริ่มจากการนำชีวมวลแห้งที่มีความชื้นระหว่าง 15-20% ดังรูปที่ 2.2-3 ป้อนเข้าสู่ pyrolyser ที่โซนอุณหภูมิต่ำจะทำให้เกิดการเผาไหม้บางส่วนเป็นถ่าน (biocoke) และแก๊ส หลังจากนั้น ถ่าน (biocoke) และแก๊ส จะถูกนำไปเข้าเครื่องเผาอุณหภูมิระหว่าง 400 ° C และ 500 ° C จะได้ผลิตภัณฑ์เป็นแก๊สออกมา



รูปที่ 2.2-3 กระบวนการ Carbo-V® สำหรับการผลิตแก๊สสังเคราะห์จากชีวมวล

ที่มา : <http://www.choren.com/>

ในการเผาถ่านและแก๊สที่อุณหภูมิต่ำจะทำให้เกิดการออกซิไดซ์บางส่วนในห้องเผาไหม้และมีรายงานผลการทดสอบพบว่า เมื่ออุณหภูมิเพิ่มขึ้นไปถึง 1300°C -1500°C จะทำให้เกิดถ่าน (biocoke) ขนาดเล็กและเกิดไอน้ำ ส่งผลให้เกิดผลิตภัณฑ์น้อยลง ดังนั้นโดยทั่วไปจะใช้อุณหภูมิ 800°C ถึง 900°C โดยประมาณเพื่อจะทำให้ปริมาณแก๊สเพิ่มขึ้น นอกจากนั้นทางบริษัท Choren ได้พบว่าช่วงของอุณหภูมิ 800°C ถึง 900°C จะส่งผลให้ได้สัดส่วนคาร์บอนมอนอกไซด์และไฮโดรเจนที่ดีและได้ปริมาณแก๊สมีเทนต่ำ

จากนั้นแก๊สผลิตภัณฑ์จะถูกลดอุณหภูมิลงและถูกส่งไปแยกถ่านที่ปนออกมาที่หน่วยแยกอนุภาคของแข็ง deduster แล้วนำแก๊สมาผ่านกระบวนการล้างด้วยน้ำอีกครั้ง ได้แนะนำให้ใช้วิธี wet scrubber ในการทำความสะอาดแก๊สสังเคราะห์ก่อนนำไปใช้ในกระบวนการต่อไป

บริษัท Choren ได้กล่าวถึงกระบวนการ Carbo-V® ว่าเป็นกระบวนการที่เหมาะสมสำหรับการผลิตแก๊สสังเคราะห์ที่มีประสิทธิภาพดี สำหรับใช้ในกระบวนการสังเคราะห์เชื้อเพลิงเหลวผ่านปฏิกิริยาฟิชเชอร์-ทรอปช์ ในปี 2005 มีรายงานระบุว่ากระบวนการ Carbo-V® เป็นกระบวนการที่สามารถเปลี่ยนถ่านเป็นแก๊สได้ แนวคิดในการนำกระบวนการ Carbo-V® มาใช้ในกระบวนการ BTL จึงมีความเป็นไปได้สูงขึ้นตามลำดับ ถึงแม้ว่าบริษัท Choren จะไม่ได้เปิดเผยข้อมูลของกระบวนการและปัญหาต่างๆ ในรายละเอียด แต่ Oluffsson, et al (2005) ได้ชี้ประเด็นปัญหาเกี่ยวกับกระบวนการ Carbo-V® ว่ามีราคาที่สูง แต่ทางบริษัท Choren ได้รายงานว่า จากผลการดำเนินงานสามารถผลิตดีเซลจากโรงงานที่สร้างขึ้น หรือ

SunDiesel ซึ่งมีคุณภาพดีมากมีค่าซีเทนสูงกว่า 75 (ดีเซลธรรมดามีค่าซีเทนในช่วง 40-50) ปริมาณไฮโดรคาร์บอนของสารอินทรีย์และกำมะถันต่ำ

โรงงานต้นแบบ Repotec, Gussing

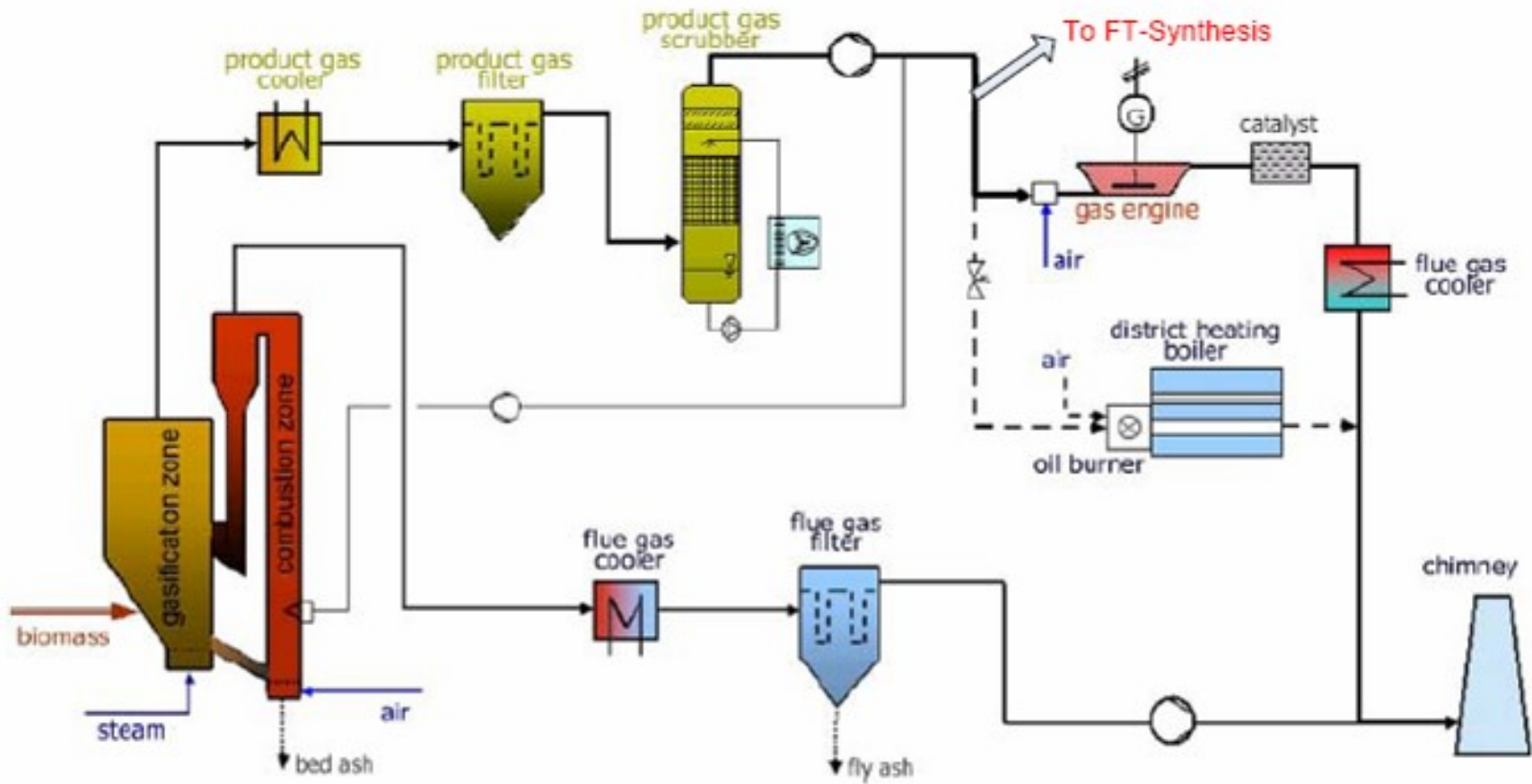
ใน Güssing ประเทศออสเตรียมีการก่อสร้างโรงงาน CHP ที่กำลังการผลิต 8 MW โดยใช้ไม้เป็นวัตถุดิบหลักสำหรับเครื่องปฏิกรณ์ fluidized bed ดังแสดงในรูปที่ 2.2-4 ซึ่งมีการใช้ไอน้ำเข้าร่วมดำเนินปฏิกิริยาในกระบวนการผลิตแก๊สสังเคราะห์ ทำให้ได้แก๊สผลิตภัณฑ์ที่มีค่าความร้อนสูง 12 MJ/Nm³

วัตถุดิบหลักในการก่อสร้างโรงงานดังกล่าวข้างต้น เพื่อผลิตพลังงานความร้อนและเป็นโรงไฟฟ้ารวม โดยที่แก๊สส่วนหนึ่งจะถูกป้อนเข้าสู่กระบวนการฟิชเชอร์-ทรอปซ์ งานวิจัยล่าสุดได้กล่าวถึงการพัฒนาผลิตภัณฑ์อื่นๆ นอกจากเชื้อเพลิงเหลว เช่น SNG และเมทานอลจากกระบวนการฟิชเชอร์-ทรอปซ์ แก๊สก่อนเข้าสู่กระบวนการฟิชเชอร์-ทรอปซ์จะต้องถูกทำความสะอาดด้วยเครื่องทำสะอาดแก๊ส โดยอุปกรณ์ดังกล่าวจะถูกติดตั้งก่อนเข้าสู่กระบวนการสังเคราะห์ฟิชเชอร์-ทรอปซ์ ดังแสดงในรูปที่ 2.2-5 แก๊สที่ผ่านการทำความสะอาดในขั้นตอนแรกจะถูกทำให้เย็นลงเพื่อผ่านแก๊สไปสู่กระบวนการทำความสะอาดแก๊สขั้นตอนที่สอง รายละเอียดของการทำความสะอาดในขั้นตอนที่หนึ่งคือการติดตั้งอุปกรณ์กรองอนุภาคออก ในขณะที่ในขั้นตอนที่สองจะเป็นการใช้ scrubber เพื่อลดความเข้มข้นของแก๊สแอมโมเนีย กรดแก๊สกำมะถันและคลอรีนก่อนเข้าสู่กระบวนการฟิชเชอร์-ทรอปซ์ สำหรับเครื่องปฏิกรณ์ของกระบวนการฟิชเชอร์-ทรอปซ์ในโรงงานนี้ เป็นการใช้เครื่องปฏิกรณ์แบบ slurry เพื่อผลิตน้ำมันดีเซลและ waxes โรงงานเริ่มดำเนินการตั้งแต่ช่วงกลางปี 2005 โดยกำลังการผลิตฟิชเชอร์-ทรอปซ์ มีปริมาณมากขึ้นตามลำดับ รายละเอียดโดยสรุปของโรงงานต้นแบบ Repotec, Gussing แสดงในตารางที่ 2.2-2



รูปที่ 2.2-4 โรงงาน CHP ที่ Güssing, Austria

<http://www.zukunftsennergien.de/hp2/eu-project/downloads/aichemig-paper.pdf>



รูปที่ 2.2-5 แผนผังของโรงงาน CHP ใน Güssing Austria

<http://www.zukunftsenergien.de/hp2-eu-project/downloads/aichernig-paper.pdf>

ตารางที่ 2.2-2 รายละเอียดโรงงานต้นแบบ Repotec, Gussing

The possible tri-generation plant, Repotec, Gussing	
Fuel types	Wood
Dry feed	Ca. 160 t/day
Plant size	30 MWth
Gasification agent	Steam
Producer gas Heating value	12 MJ/Nm ³
Tar content (mg/Nm ³)	Very low?
Synthetic diesel production	4200 t/year
Heat and electricity production	10.75 MWth and 2.78 MWeI

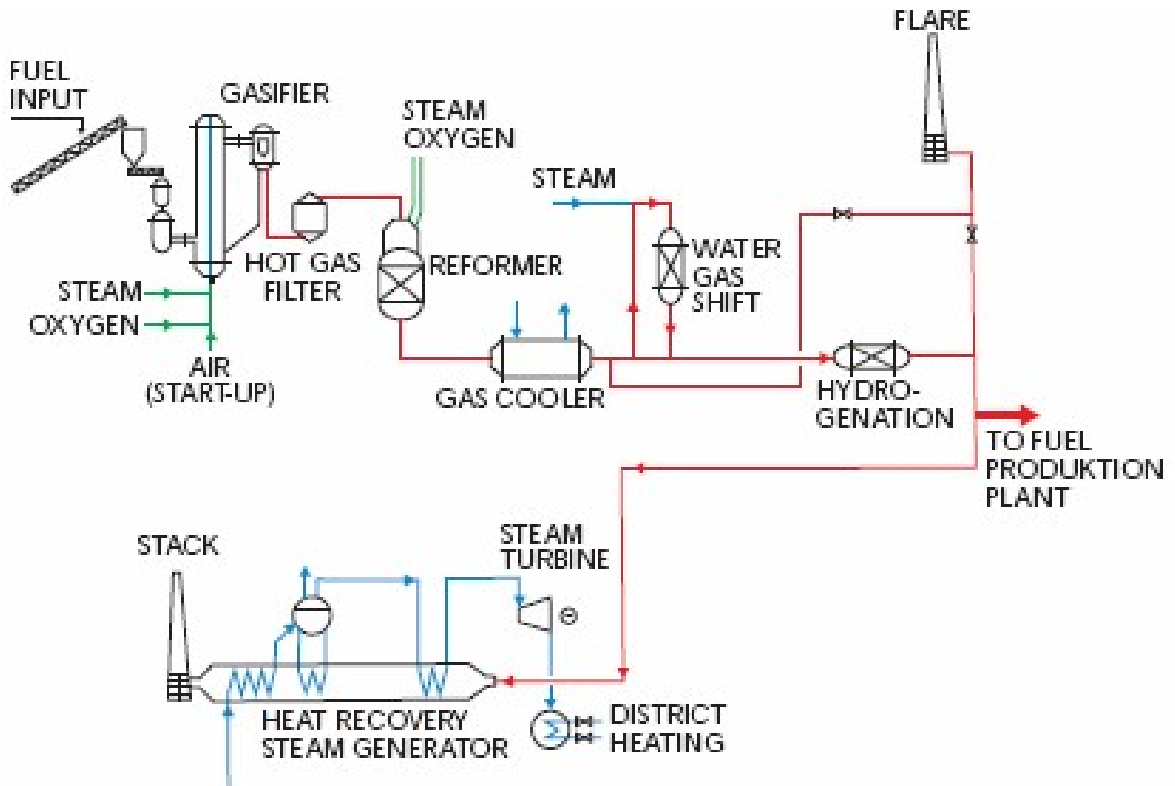
โครงการ CHRISGAS, Värnamo, Sweden



รูปที่ 2.2-6 โรงงาน Värnamo IGCC ที่ Sweden

ที่มา : http://gcep.stanford.edu/pdfs/energy_workshops_04_04/biomass_stahl.pdf

วัตถุประสงค์หลักของโครงการ CHRISGAS การจัดสร้างโรงงานต้นแบบเพื่อการผลิตแก๊สสังเคราะห์จากชีวมวล โดยแก๊สสังเคราะห์ที่ต้องการจะต้องมีแก๊สไฮโดรเจนในปริมาณสูงและมีความสะอาด โดยโรงงาน Värnamo IGCC มีการต่อยอดการใช้งานแก๊สสังเคราะห์เพื่อเป็นวัตถุดิบในการผลิตเชื้อเพลิงประเภทเชื้อเพลิงรถยนต์ ดังแสดงในรูปที่ 2.2-6 และในโรงงานดังกล่าวได้มีการศึกษาวิจัยในกระบวนการทำความสะอาดแก๊สเพิ่มเติม ดังแสดงในรูปที่ 2.2-7



รูปที่ 2.2-7 โรงงาน Värnamo IGCC ในการผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวล

ที่มา : IGCC plant for biomass utilization Värnamo, Sweden, Biomass and Bioenergy

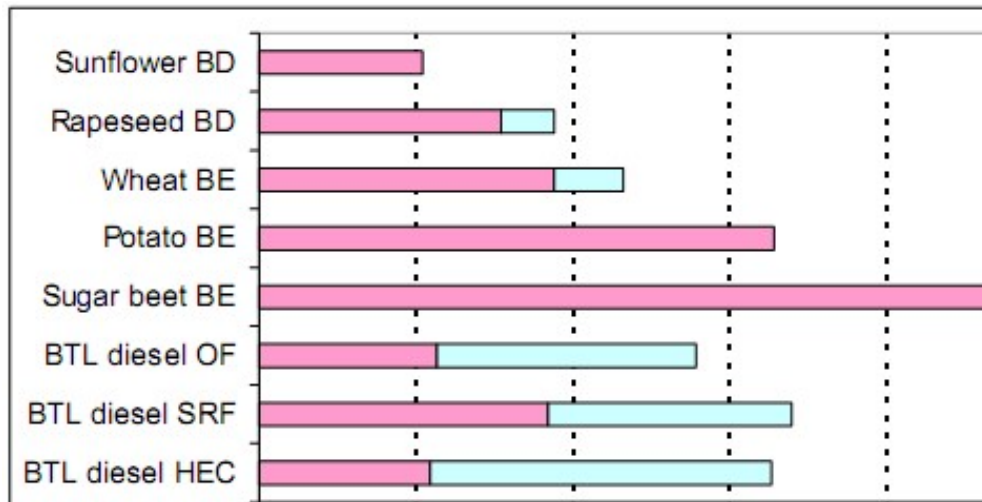
ในโรงงานดังกล่าวมีการป้อนชีวมวลเข้าสู่เครื่องปฏิกรณ์ Circulating fluidized bed ที่อุณหภูมิ 950°C - 1000°C และความดัน 18 บาร์ แก๊สผลิตภัณฑ์ร้อนที่ได้จากเครื่องปฏิกรณ์จะถูกลดอุณหภูมิลงเหลือ 350°C - 400°C หลังจากนั้นจะนำไปทำความสะอาดเพื่อแยกอนุภาคของแข็งออก อย่างไรก็ตาม วัตถุประสงค์ของโครงการนี้เน้นการผลิต DME, methanol หรือไฮโดรเจน เป็นหลัก โดยไม่เน้นผลิตเชื้อเพลิงเหลว รายละเอียดของโรงงานมีดังตารางที่ 2.2-3

ตารางที่ 2.2-3 รายละเอียดโรงงานต้นแบบ CHRISGAS, Värnamo, Sweden

Värnamo biomass fuelled IGCC process, CHRISGAS, Värnamo	
Fuel types	Wood, pellets, bark, straw
Dry feed	
Plant size	18 MWth
Gasification agent	Steam/Oxygen/air
Producer gas Heating value	5.0-6.3 MJ/Nm ³
Tar content (mg/Nm ³)	?
Synthetic diesel production	Unknow
Heat and electricity production	9 MWth and 6 MWeI (Old system)

ที่มา : IGCC plant for biomass utilization Värnamo, Sweden, Biomass and Bioenergy

ประเทศในกลุ่มยุโรปมีการผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวล ได้แก่ เศษไม้ เปลือกไม้ จากโรงงานกระดาษ กากอ้อยจากโรงงานน้ำตาล และเศษวัสดุเหลือใช้จากการเกษตร เป็นต้น ศักยภาพของชีวมวลวัตถุดิบในต่างประเทศในการผลิตเชื้อเพลิงชีวภาพ แสดงในรูปที่ 2.2-8



(BD – biodiesel, BE – bioethanol, OF – ordinary forestry, SRF – short-rotation forestry, HEC – herbaceous energy crops)

ที่มา : STATUS AND PERSPECTIVES OF BIOMASS-TOLIQUID FUELS IN THE EUROPEAN UNION, B. KAVALOV and S. D. PETEVES, Petten, The Netherlands

รูปที่ 2.2-8 ศักยภาพชีวมวลในการผลิตเชื้อเพลิงชีวภาพในประเทศกลุ่มยุโรป

ชีวมวลที่ใช้เป็นวัตถุดิบในการผลิตเชื้อเพลิงเหลวในประเทศเนเธอร์แลนด์ได้แก่ กากอ้อย เศษไม้ ทะลายปาล์มเปล่า เป็นต้น โดยปริมาณผลผลิตที่เกิดขึ้นจากการผลิตเชื้อเพลิงจากชีวมวลชนิดต่าง ๆ แสดงดังรูปที่ 2.2-9



Examples	Bagasse	Wood chips	Poultry litter	EFB
Yield (wt %)	55-65	65-70	40-50	50-60
LHV (GJ/ton)	17-19	17-19	23-25	16-18

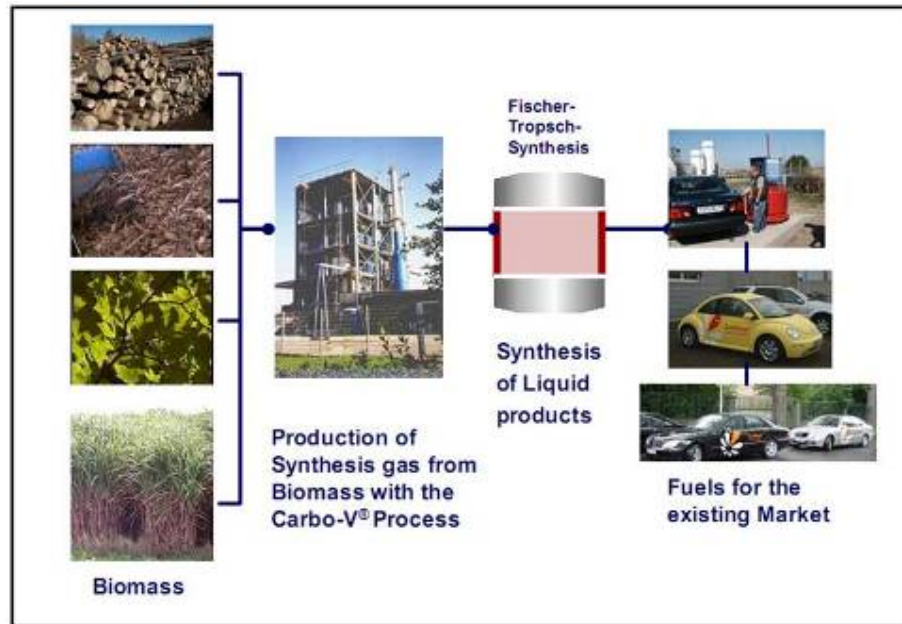
รูปที่ 2.2-9 ปริมาณผลผลิตเชื้อเพลิงเหลวที่เกิดขึ้นของชีวมวล

ที่มา : www.btg-btl.com

2.3 มาตรการส่งเสริม และนโยบายสนับสนุนในต่างประเทศ

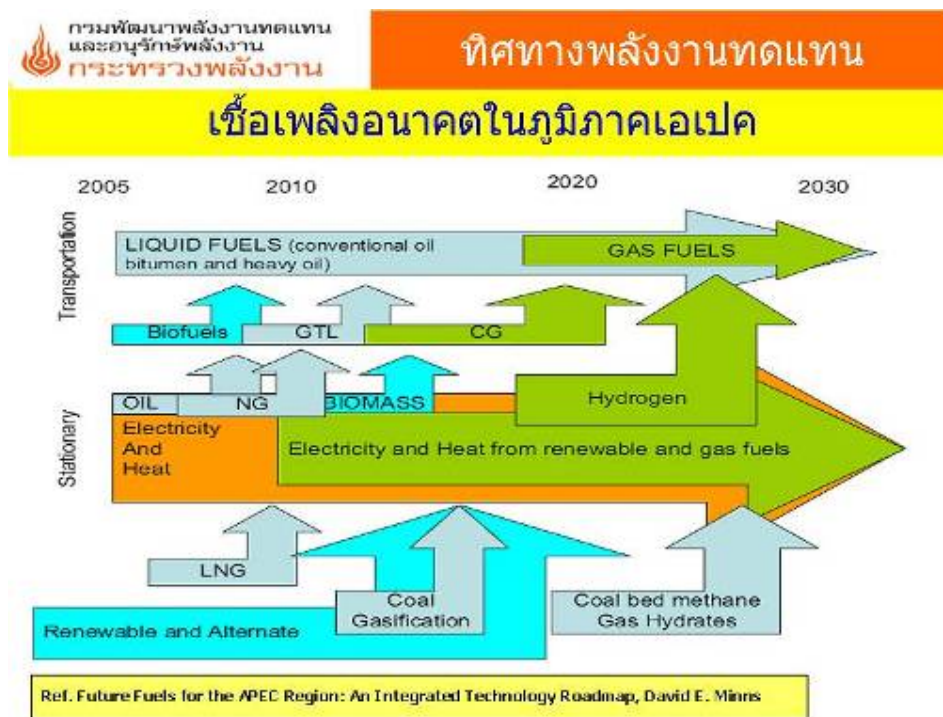
การผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวล (Biomass to Liquid : BTL) ซึ่งมีหลายประเทศได้ทำการศึกษาวิจัยอยู่ เช่น เยอรมันนี และญี่ปุ่น เป็นต้น และมีหลายประเทศที่ได้ดำเนินการทดลองจนจำหน่ายเทคโนโลยีเชิงพาณิชย์แล้ว เช่น แคนาดา ฟินแลนด์ และสหรัฐอเมริกา ดังแสดงในรูปที่ 2.3-1

การดำเนินการโครงการผลิตและการใช้ Bio-Oil เชิงพาณิชย์ของประเทศไทยยังเป็นไปในทิศทางเดียวกันกับแผนพัฒนาพลังงานทดแทนของประเทศสมาชิกเอเปค ซึ่งให้ความสำคัญกับการพัฒนาเชื้อเพลิงอนาคตในภูมิภาคดังรายละเอียดรูปที่ 2.3-2 ทิศทางพลังงานทดแทน นำเสนอโดย David E Minns

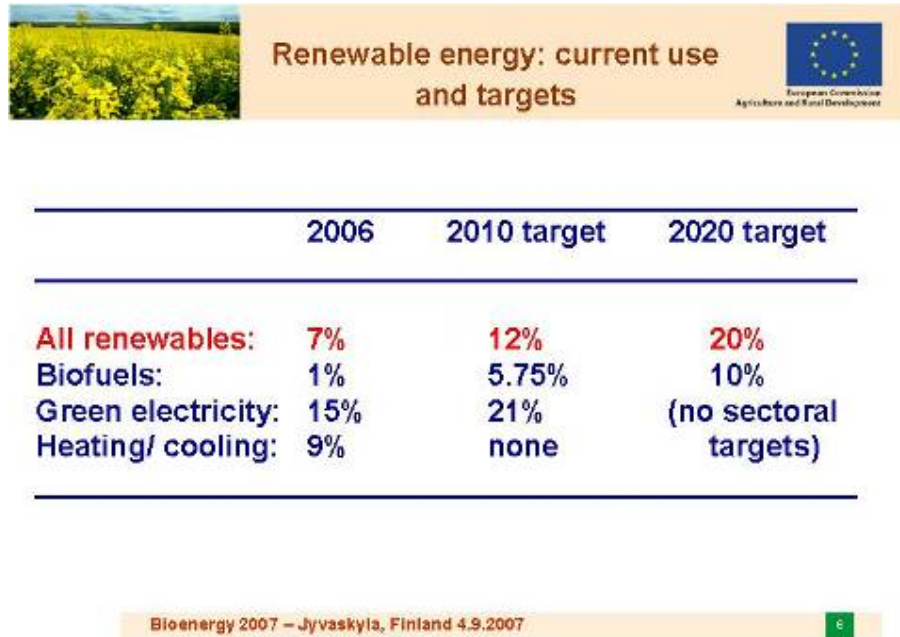


รูปที่ 2.3 -1 Production process for synthetic biofuels (BtL)

ที่มา : CHOREN Industries GmbH, Freiberg



รูปที่ 2.3-2 แผนพัฒนาพลังงานทดแทนของประเทศสมาชิกเอเปค



รูปที่ 2.3-3 แผนพัฒนาพลังงานชีวมวลของสหภาพยุโรป

นอกจากนี้แล้วการพัฒนาเชื้อเพลิงชีวมวลดังกล่าวยังสอดคล้องกับแผนพัฒนาพลังงานชีวมวลของสหภาพยุโรปซึ่งได้วางเป้าหมายการใช้เชื้อเพลิงชีวมวลที่ร้อยละ 10 ของการใช้พลังงาน ดังรายละเอียดรูปที่ 2.3-3 Renewable Energy current use and targets นำเสนอโดย Ms. Hikka Summa, Director General, Agriculture and Rural Development, European Commission ในการประชุม Bioenergy 2007 ที่เมือง Jyvaskyla ประเทศฟินแลนด์

สำหรับนโยบายการสนับสนุนด้านพลังงานของประเทศฟินแลนด์ จะมุ่งเน้นการพัฒนาพลังงานอย่างยั่งยืนเพื่อตอบสนองการพัฒนาทางเศรษฐกิจโดยส่งผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมน้อยที่สุด ขยายแหล่งพลังงานที่สามารถนำกลับมาใช้ใหม่ในอัตราร้อยละ 38 ในปี 2563 (ค.ศ. 2020) โดยจะสนับสนุนให้ใช้พลังงานที่มาจาก ไม้, เชื้อเพลิงอื่นๆ ที่นำกลับมาใช้ใหม่, พลังงานจาก heat pumps, แก๊สชีวภาพ และพลังงานลม นอกจากนี้ รัฐบาลส่งเสริมการผลิตพลังงานภายในประเทศและนำเข้าพลังงานจากแหล่งที่หลากหลาย ทั้งส่งเสริมให้พลังงานทดแทนมีราคาที่สามารถแข่งขันในตลาดได้ โดยตั้งเป้าให้มีการใช้พลังงานทดแทนถึงร้อยละ 60 ในปี 2558 (ค.ศ. 2015)

ประเทศในแถบเอเชียใต้ให้ความสำคัญด้านพลังงานทดแทนเช่นเดียวกัน รัฐบาลของประเทศต่างๆ ได้กำหนดนโยบาย ตลอดจนแผนพัฒนาพลังงานทดแทนไว้ เช่น ญี่ปุ่นซึ่งมีการใช้พลังงานจากเชื้อเพลิงชีวมวลเพิ่มขึ้นประมาณ 2 เท่าตัว นับตั้งแต่ปี 2003-2007 โดยเพิ่มจาก 22 ล้านกิโลลิตร เป็น 50 ล้านกิโลลิตร ทั้งนี้บริษัทผู้ผลิตน้ำมันรายใหญ่ ได้แก่ Exxon-Mobil Shell BP Chevron และ Conoco-Phillips ต่างก็หันมาศึกษาวิจัยพลังงานทางเลือกใหม่นี้ ซึ่งการวิจัยในขณะนี้ เน้นไปที่การผลิตจาก Non-food

biomass ซึ่งญี่ปุ่นเองได้ให้ความสำคัญด้านพลังงานทดแทน โดยมีมาตรการส่งเสริมในด้านการลดหย่อนภาษี และการให้เงินสนับสนุนด้านเทคโนโลยีการผลิตพลังงานทดแทนต่างๆ ตัวอย่างมาตรการส่งเสริมและนโยบายสนับสนุนด้านพลังงานทดแทนของประเทศต่างๆ อาทิ มาตรการการให้เงินสนับสนุนทั้งหมดหรือบางส่วน เช่น ประเทศสหราชอาณาจักร, เยอรมันนี, เนเธอร์แลนด์, อิตาลี, เบลเยียม, สวีเดน, ญี่ปุ่น รวมถึงประเทศไทยด้วย มาตรการการยกเว้นการเก็บภาษีสำหรับการซื้อขายด้านพลังงานทดแทน เช่น สหภาพยุโรป, สหรัฐอเมริกา, ญี่ปุ่น มาตรการการเพิ่มภาษีพลังงานจากฟอสซิลหรือพลังงานจากแหล่งอื่น เพื่อให้พลังงานทดแทนสามารถแข่งขันได้ เช่น สหราชอาณาจักร, เยอรมันนี, ญี่ปุ่น เป็นต้น

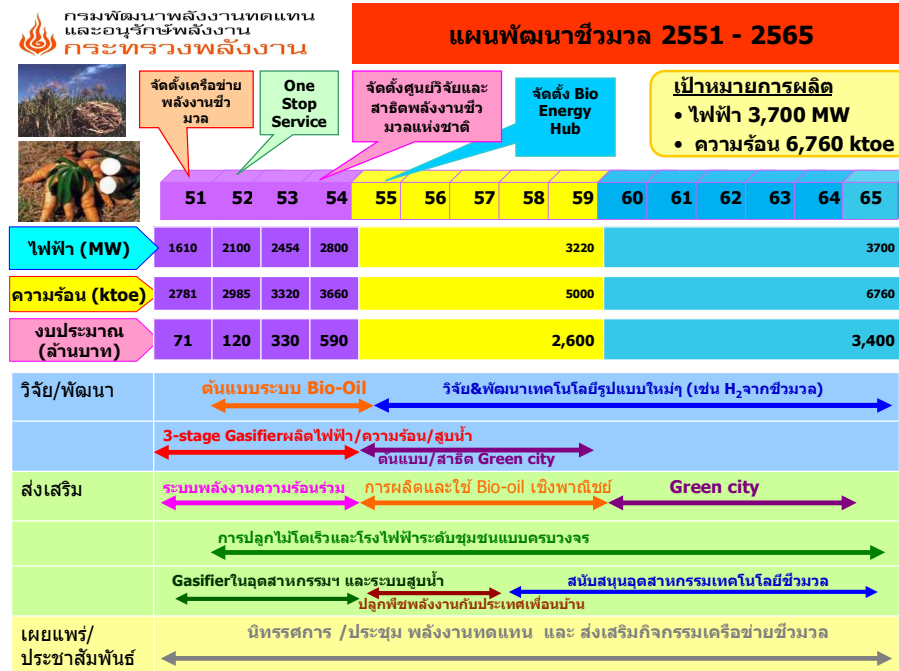
จะเห็นได้ว่าประเทศแถบยุโรปและสหรัฐอเมริกา จะให้ความสำคัญเป็นอย่างยิ่งสำหรับพลังงานทางเลือก รวมไปถึงแถบเอเชีย เช่น ประเทศญี่ปุ่นและจีน ก็ยังได้ให้ความสนใจในการผลิตเชื้อเพลิงเหลว โดยได้มีการศึกษาวิจัยและพัฒนาเทคโนโลยีนี้มาอย่างต่อเนื่อง นอกจากการสนับสนุนทางการเงิน รัฐบาลจีนยังใช้นโยบายด้านภาษีเป็นสิ่งดึงดูดนักลงทุนจากต่างชาติ ให้เข้ามาลงทุนในอุตสาหกรรมพลังงานทดแทนในประเทศจีน โดยกระทรวงพาณิชย์จีนร่วมกับ คณะกรรมการพัฒนาและปฏิรูปแห่งชาติจีน (NDRC) ได้กำหนดใน “Guiding Industry Catalogue for Foreign Investment” ให้อุตสาหกรรมพลังงานทดแทน เป็นอุตสาหกรรมประเภทที่ได้รับการส่งเสริม ซึ่งผู้ลงทุนจะได้รับสิทธิประโยชน์ทางภาษี เช่น การลดหย่อนภาษีนำเข้าสำหรับอุปกรณ์หรือเครื่องจักรที่ใช้ในการผลิตพลังงานทดแทน การลดหย่อนภาษีเงินได้ การยกเว้นภาษีโรงเรือนและที่ดินสำหรับที่ดินที่ใช้ในการปลูกสร้างหรือติดตั้งอุปกรณ์ใดๆ ในการผลิตพลังงานทดแทน

2.4 เทคโนโลยีการผลิตเชื้อเพลิงเหลว มาตรการและนโยบายส่งเสริมในประเทศไทย

ในปัจจุบันเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวล ยังไม่มีการนำมาใช้ในเชิงพาณิชย์ในประเทศไทยเนื่องจากปัญหาทั้งทางเทคนิคและเศรษฐศาสตร์ การศึกษาวิจัย เพื่อเลือกกระบวนการผลิตรวมถึงชนิดของวัตถุดิบที่จะนำมาเปลี่ยนเป็นเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวล ที่เหมาะสมกับบริบทของประเทศไทย และการศึกษาความคุ้มค่าในเชิงเศรษฐศาสตร์ จากการผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวลในลักษณะต่างๆ จึงมีความสำคัญยิ่ง หากประเทศไทยมีแนวคิดที่จะนำเชื้อเพลิงทางเลือกชนิดนี้มาใช้เพื่อทดแทนน้ำมันในภาคการขนส่งในอนาคต ซึ่งมีการคาดการณ์จากสำนักต่างๆ เราอาจเห็นการนำน้ำมันสังเคราะห์เชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวลมาใช้ในเชิงพาณิชย์ ซึ่งในประเทศไทยเอง ได้มีการศึกษาและวิจัยเทคโนโลยีการผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวลหลากหลายเทคโนโลยี เช่น จากกระบวนการแก๊สซิฟิเคชัน (การสังเคราะห์ฟิชเซอร์-โทรปซ์) กระบวนการไพโรไลซิส และการสังเคราะห์ด้วยกระบวนการทางเคมี 4 ขั้นตอน เป็นต้น

การพัฒนาเทคโนโลยีการผลิตพลังงานจากชีวมวลของประเทศไทย ซึ่งได้ดำเนินการมาอย่างต่อเนื่องยาวนาน แม้นับเบื้องต้นจะเป็นการพัฒนาตามรูปแบบของเทคโนโลยีถ่านหิน แต่เพื่อความเหมาะสมของการแปรรูปพลังงาน กระทรวงพลังงานได้ให้ความสำคัญในการผลิตพลังงานเพื่อการขนส่งขึ้นภายในประเทศ เพื่อลดการพึ่งพาการนำเข้าเชื้อเพลิงปิโตรเลียมจากต่างประเทศ เห็นได้จากแผนพัฒนาพลังงานทดแทนการผลิตเชื้อเพลิงชีวมวลระยะ 15 ปี (พ.ศ.2551-2565) ของกระทรวงพลังงาน

ดังรูปที่ 2.4-1 โครงการผลิตและการใช้ Bio-Oil เชิงพาณิชย์ระหว่างปี พ.ศ. 2555-2559 นั้น จะอยู่ภายใต้
แผนการวิจัยและพัฒนาเทคโนโลยีชีวมวลรูปแบบใหม่



รูปที่ 2.4-1 แผนพัฒนาพลังงานทดแทนการผลิตเชื้อเพลิงชีวมวลระยะ 15 ปี (พ.ศ.2551-2565)

นอกจากนี้คณะรัฐมนตรียังมีมติเห็นชอบวันที่ 4 พฤศจิกายน 2551 ในหลักการให้สถาบันวิจัย
วิทยาศาสตร์และเทคโนโลยีแห่งประเทศไทย ภายใต้กระทรวงวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยี ดำเนินโครงการ
ศูนย์ต้นแบบระบบผลิตเชื้อเพลิงสังเคราะห์จากชีวมวล ในวงเงิน 300 ล้านบาท ระยะเวลา 4 ปี
(ปีงบประมาณพ.ศ. 2552-2555) ส่วนงบประมาณค่าใช้จ่ายเพื่อดำเนินโครงการฯ นั้น สำนักงานประมาณจะ
ได้พิจารณาจัดสรรงบประมาณให้สอดคล้องกับแผนงานและผลการดำเนินโครงการฯ ต่อไป ทั้งนี้ ใน
ปีงบประมาณ พ.ศ. 2552 ได้มีการเสนอขอตั้งงบประมาณรายจ่ายสำหรับโครงการฯ ดังกล่าวไว้แล้ว เป็น
เงิน 75,000,000 บาท ซึ่งเป็นไปตามความเห็นของสำนักงานประมาณ และให้กระทรวงวิทยาศาสตร์และ
เทคโนโลยีรับข้อสังเกตของหน่วยงานที่เกี่ยวข้องไปประกอบการพิจารณาด้วย

เนื่องจากปัจจุบันยังไม่มีการผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวลเชิงพาณิชย์เกิดขึ้น จึงขอยกตัวอย่าง
การสนับสนุนส่งเสริมในส่วนพลังงานทดแทนอื่นๆซึ่งสามารถนำมาใช้ในการสนับสนุนการผลิตเชื้อเพลิง
เหลวจากชีวมวลได้ เช่น การส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน โดยคณะกรรมการนโยบาย
พลังงานแห่งชาติ (กพช.) ในการประชุมเมื่อวันที่ 9 มีนาคม 2552 ได้มีมติเห็นชอบข้อเสนอเพื่อปรับปรุง
แนวทางการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ดังแสดงในตารางที่ 2.4-1 นอกจากนี้ยังมี
กองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน ที่สามารถให้การสนับสนุนทั้งการลงทุนและการอุดหนุนเงินเพิ่มใน
ค่าเชื้อเพลิงเหลวที่ผลิตได้ ดังเช่น การผลิตน้ำมันจากขยะพลาสติก เป็นต้น

ตารางที่ 2.4-1 ส่วนเพิ่มราคาซื้อขายไฟฟ้า แยกตามประเภทเทคโนโลยีและเชื้อเพลิง

เชื้อเพลิง	ส่วนเพิ่ม ปัจจุบัน (บาท/kWh)	ส่วนเพิ่ม ใหม่ (บาท/kWh)	ส่วนเพิ่ม พิเศษ* (บาท/kWh)	ส่วนเพิ่ม พิเศษ สำหรับ 3 จว. ชายแดนภาคใต้ (บาท/kWh)	ระยะเวลา สนับสนุน
1. ชีวมวล					
- กำลังการผลิตติดตั้ง <= 1 MW	0.30	0.50	1.00	1.00	7
- กำลังการผลิตติดตั้ง >1 MW	0.30	0.30	1.00	1.00	7
2. ก๊าซชีวภาพ (จากทุกประเภทแหล่งผลิต)					
- กำลังการผลิตติดตั้ง <= 1 MW	0.30	0.50	1.00	1.00	7
- กำลังการผลิตติดตั้ง >1 MW	0.30	0.30	1.00	1.00	7
3. ชยะ (ชยะชุมชน และชยะอุตสาหกรรมที่ไม่ใช่ชยะอันตราย และไม่เป็นชยะที่เป็นอินทรีย์วัตถุ)					
- ระบบหมักหรือหลุมฝังกลบชยะ	2.50	2.50	1.00	1.00	7
- พลังงานความร้อน (Thermal Process)	2.50	3.50	1.00	1.00	7
4. พลังงานลม					
- กำลังการผลิตติดตั้ง <= 50 kW	3.50	4.50	1.50	1.50	10
- กำลังการผลิตติดตั้ง > 50 kW	3.50	3.50	1.50	1.50	10
5. พลังน้ำขนาดเล็ก					
- กำลังการผลิตติดตั้ง 50 kW - <200 kW	0.40	0.80	1.00	1.00	7
- กำลังการผลิตติดตั้ง <50 kW	0.80	1.50	1.00	1.00	7
6. พลังงานแสงอาทิตย์					
	8.00	8.00	1.50	1.50	10

หมายเหตุ: * สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน ในพื้นที่ที่มีการผลิตไฟฟ้าจากน้ำมันดีเซล

บทที่ 3

การศึกษาและคัดเลือกชีวมวลโครงการ

3.1 ศักยภาพชีวมวล

พลังงานชีวมวล หมายถึง แหล่งพลังงานทดแทนที่มาจากพืช และสัตว์ เศษวัสดุเหลือใช้จากการแปรรูปสินค้าทางการเกษตร จากการเก็บเกี่ยววัชพืช และพืชที่ปลูกเพื่อผลิตพลังงาน ประเทศไทยนับเป็นประเทศเกษตรกรรมที่สำคัญของโลกทำให้มีศักยภาพชีวมวลสูงมากด้วยเช่นกัน สามารถนำมาใช้เป็นแหล่งพลังงานทดแทนเชื้อเพลิงฟอสซิลได้เป็นอย่างดี โดยทั่วไปเมื่อกล่าวถึงพลังงานจากชีวมวลจะเป็นการนำชีวมวลที่เป็นของแข็งไปใช้เป็นเชื้อเพลิงในการเผาไหม้ หรือการแปรรูปชีวมวลให้เป็นน้ำมันเชื้อเพลิง ซึ่งชีวมวลบางชนิดย่อยสลายง่าย มีความชื้นสูง และมีค่าความร้อนต่ำ ไม่เหมาะสมที่จะนำไปเผาไหม้เพื่อผลิตพลังงาน การปล่อยทิ้งชีวมวลเหล่านั้นไว้ไม่ได้นำไปใช้ประโยชน์จะเกิดการย่อยสลายส่งกลิ่นเน่าเหม็นรบกวนสภาพแวดล้อม จำเป็นต้องมีการบริหารจัดการหรือจัดหาเทคโนโลยีที่เหมาะสมเพื่อนำไปใช้ให้เกิดประโยชน์ การผลิตน้ำมันเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวลอาจเป็นแนวทางที่นำมาใช้ในการบริหารจัดการชีวมวลได้เป็นอย่างดี

ตารางที่ 3.1-1 ผลผลิตการเกษตรและอัตราส่วนชีวมวล

ลำดับที่	พืช	ผลผลิตการเกษตร (ล้านตัน)					ชีวมวล	อัตราส่วนชีวมวล						
		พ.ศ.2547	พ.ศ.2548	พ.ศ.2549	พ.ศ.2550	พ.ศ.2551		% ต่อผลผลิต	ตันต่อไร่					
1	อ้อย	64.99	49.58	47.65	64.36	73.50	กากอ้อย	28.00						
							ยอดและใบ	17.00						
2	ปาล์มน้ำมัน	5.18	5.00	6.71	6.38	9.26	ทะลายเปล่าปาล์ม	32.00						
							กากใบปาล์ม	19.00						
							กะลาปาล์ม	4.00						
							ทางใบ/ก้านปาล์ม	141.00						
3	ข้าว	28.97	29.41	29.58	30.11	32.02	แกลบ	21.00						
							ฟางข้าว	49.00						
4	มันสำปะหลัง	21.44	16.93	22.58	26.91	25.15	กากมันสำปะหลัง	37.00						
							เปลือกมันสำปะหลัง	0.06						
							เหง้ามันสำปะหลัง	20.00						
5	ยางพารา	3.01	2.97	3.07	3.02	3.16	ขี้เลื่อย		3.00					
							พื้นที่ปลูก (ล้านไร่)	12.95	13.61	14.35	15.35	16.71	เศษไม้	12.00
							พื้นที่กรีดยาง (ล้านไร่)	10.35	10.56	10.89	11.05	11.37		
6	สับปะรด	2.10	2.18	2.70	2.18	2.27	ตอซังสับปะรด	50.00						
							เปลือกสับปะรด	28.40						
7	หญ้าเลี้ยงสัตว์	1.38	1.65	1.87	1.88	1.90	เศษหญ้า		-					
							พื้นที่ปลูก (ล้านไร่)							

เมื่อพิจารณาผลผลิตการเกษตรของประเทศไทยตามตารางที่ 3.1-1 แล้วพบว่าผลิตผลการเกษตรที่สำคัญของประเทศไทยมีอยู่หลายชนิดด้วยกัน สำหรับการศึกษาจะพิจารณาผลิตผลการเกษตรที่สำคัญ และได้ทำการประเมินในเบื้องต้นว่ามีการเพาะปลูกและใช้แรงงานมาก ทำให้มีศักยภาพของชีวมวลอยู่มาก เช่นเดียวกัน นอกจากนี้ยังได้นำพืชเศรษฐกิจ/ไม้โตเร็วมาพิจารณาร่วมด้วย เพื่อเป็นทางเลือกในการนำไม้หรือเศษไม้ที่เป็นชีวมวลมาใช้ให้เกิดประโยชน์สูงสุด และสามารถส่งเสริมเพื่อเพิ่มพื้นที่เพาะปลูกได้ ดังรายละเอียดผลิตผลการเกษตรที่นำมาพิจารณาประกอบด้วย

3.1.1 อ้อย

1) สภาพทั่วไป

อ้อยเป็นพืชในวงศ์ Saccharum เช่นเดียวกับพวกต้นอ้อ แคม และพง มีชื่อทางวิทยาศาสตร์ว่า Saccharum officinarum L. มีถิ่นกำเนิดในทวีปเอเชีย เป็นพืชที่เกิดตามธรรมชาติ ไม่มีหลักฐานว่าเริ่มปลูกในประเทศไทยตั้งแต่เมื่อไร โดยมีการกล่าวถึงมาตั้งแต่สมัยสุโขทัย และในสมัยอยุธยาที่มีบันทึกว่าไทยได้ส่งน้ำตาลไปขายยังต่างประเทศ เช่น มะละกา ปัจจุบันอ้อยเป็นพืชเศรษฐกิจที่สำคัญของประเทศไทย มีการขยายพื้นที่ปลูกมากขึ้นในช่วง 5-20 ปีที่ผ่านมา แต่ช่วง 5 ปีที่ผ่านมาถึงปัจจุบันเกษตรกรได้เปลี่ยนพื้นที่ไปปลูกมันสำปะหลังมากขึ้นแต่มีผลผลิตอ้อยต่อไร่สูงขึ้น โดยเมื่อ 5 ปีที่แล้ว (พ.ศ.2547) มีการปลูกอ้อยประมาณ 7.01 ล้านไร่ ผลผลิตรวม 64.99 ล้านตัน และในปีที่ผ่านมา (พ.ศ.2551) มีการปลูกอ้อยประมาณ 6.58 ล้านไร่ ผลผลิตรวม 73.50 ล้านตัน หรือในรอบ 5 ปีที่ผ่านมาพื้นที่ปลูกอ้อยลดลงประมาณ 5 แสนไร่ แต่มีผลผลิตมากขึ้น 8.5 ล้านตัน อ้อยมีการปลูกในภาคตะวันออกเฉียงเหนือมากที่สุดประมาณ 2.52 ล้านไร่ รองลงมาได้แก่ภาคกลางประมาณ 2.26 ล้านไร่ ถ้าพิจารณาพื้นที่ปลูกรายจังหวัด จังหวัดที่มีพื้นที่ปลูกอ้อยมากที่สุดคือ กาญจนบุรี (626,996 ไร่) รองลงมาได้แก่ นครสวรรค์ (520,890 ไร่) นครราชสีมา (511,451 ไร่) ขอนแก่น (482,672 ไร่) กำแพงเพชร (427,894 ไร่) สุพรรณบุรี (385,524 ไร่) อุตรธานี (370,493 ไร่) ลพบุรี (314,482 ไร่) และชัยภูมิ (310,147 ไร่)

อ้อยสามารถเก็บผลผลิตได้เมื่ออายุ 8-12 เดือน เริ่มการปลูกในช่วงต้นฤดูฝน และเก็บเกี่ยวผลผลิตในช่วงฤดูแล้ง โดยทั่วไปเกษตรกรจะเริ่มเก็บเกี่ยวตั้งแต่เดือนพฤศจิกายน หรือธันวาคมเป็นต้นไป จนแล้วเสร็จประมาณเดือนเมษายนหรือเดือนพฤษภาคม และต่ออ้อยที่ตัดอ้อยไปแล้วก็จะแตกออกเป็นต้นใหม่ โดยเกษตรกรจะรอต่อปลูกใหม่มีรอบการปลูกประมาณ 3-5 ปี ขึ้นอยู่กับปริมาณผลผลิตที่ได้ และการเกิดโรค

2) ชีวมวลจากอ้อย

ชีวมวลหรือวัสดุที่เหลือจากอ้อย มีทั้งที่อยู่ในโรงงาน (กากอ้อย) และอยู่ในพื้นที่การเกษตร (ใบ และยอดอ้อย) มีลักษณะดังนี้

(1) กากอ้อยหรือขานอ้อย เป็นส่วนของลำต้นที่เหลือหลังจากการหีบนำอ้อยไปผลิตน้ำตาล กากอ้อยจะถูกส่งไปเป็นเชื้อเพลิงสำหรับหม้อน้ำของโรงงาน หากมีเหลือทางโรงงานจะเก็บไว้เป็นเชื้อเพลิง

สำหรับฤดูกาลผลิตครั้งต่อไป หรือจะนำไปใช้ประโยชน์ เช่น นำไปผลิตเอือกระดาษ หรือแผ่นอัดชานอ้อย เป็นต้น ปัจจุบันมีการนำกากอ้อยไปใช้ประโยชน์ทั้งหมด มีปริมาณเป็นน้ำหนักประมาณร้อยละ 28 ของผลผลิตอ้อยสด ความชื้นประมาณร้อยละ 52.50

(2) ใบและยอดอ้อย เป็นส่วนที่เกษตรกรตัดทิ้งในพื้นที่เกษตรก่อนที่จะขนส่งอ้อยเข้าโรงงาน ปัจจุบันมีการนำไปใช้เป็นอาหารสัตว์ ใช้เป็นเชื้อเพลิงและทำปุ๋ยบางส่วน ส่วนใหญ่มีการเผาทิ้งในพื้นที่เกษตร มีปริมาณเป็นน้ำหนักประมาณร้อยละ 17 ของผลผลิตอ้อยสด ความชื้นประมาณร้อยละ 50

3.1.2 มันสำปะหลัง

1) สภาพทั่วไป

มันสำปะหลังมีหลายชื่อเรียกตามภาษาท้องถิ่น เช่น Cassava, Tapioca, Monioc, Mandioca และ Yuca สำหรับในประเทศไทยแต่ก่อนเคยมีเรียกหลายชื่อด้วยกัน เช่น มันไม้ มันสำโรง หรือมันสำปะโรง แต่ในปัจจุบันนิยมเรียกกันเป็นทางการว่า มันสำปะหลัง ทางวิทยาศาสตร์จัดเป็นพืชอยู่ในวงศ์ Euphorbiaceae ชื่อทางวิทยาศาสตร์ว่า *Manihot esculata* Crantz ซึ่งมีการปลูกเป็นการค้าทั่วโลกเป็นชนิดเดียวกัน มีถิ่นกำเนิดในเขตร้อนของทวีปอเมริกา บริเวณประเทศเม็กซิโกไปจนถึงประเทศบราซิลเมื่อประมาณ 2,900 ปีมาแล้ว สำหรับในประเทศไทยเริ่มมีการปลูกมาประมาณ 200 ปี โดยปลูกในภาคใต้เป็นพืชแซมในสวนยางพารา ต่อมาได้ย้ายแหล่งปลูกไปยังภาคตะวันออกเฉียงเหนือที่จังหวัดชลบุรีและระยอง มันสำปะหลังมีการขยายพื้นที่ปลูกมากเริ่มตั้งแต่ภายหลังสงครามโลกครั้งที่ 2 ประเทศญี่ปุ่นและอเมริกามีความต้องการแป้งมันสำปะหลังจำนวนมาก และประเทศไทยยังส่งมันเส้น มันอัดเม็ด และกากมันไปขายเป็นอาหารสัตว์ในสหภาพยุโรปจึงมีการขยายพื้นที่ปลูกไปยังภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ภาคกลางและภาคเหนือ จนทำให้ประเทศไทยเป็นผู้ส่งออกผลิตภัณฑ์มันสำปะหลังอันดับหนึ่งของโลกโดยมีตลาดส่งออกที่สำคัญคือ จีน และสหภาพยุโรป ปัจจุบันมีอุตสาหกรรมผลิตเอทานอลจากมันสำปะหลังเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่องทำให้ความต้องการมันสำปะหลังมากขึ้นไปด้วย ยิ่งทำให้มีการขยายพื้นที่ปลูกอย่างรวดเร็วโดยเมื่อปีพ.ศ.2547 มีการปลูกมันสำปะหลังประมาณ 6.75 ล้านไร่ผลผลิตรวม 21 ล้านตัน และในปี พ.ศ.2551 มีการปลูกมันสำปะหลังประมาณ 7.75 ล้านไร่ผลผลิตรวม 25 ล้านตัน หรือในรอบ 5 ปีที่ผ่านมาพื้นที่ปลูกมันสำปะหลังเพิ่มขึ้นประมาณ 1 ล้านไร่มีผลผลิตเพิ่มขึ้น 4 ล้านตัน มันสำปะหลังมีการปลูกในภาคตะวันออกเฉียงเหนือมากที่สุดประมาณ 4.24 ล้านไร่ รองลงมาได้แก่ภาคกลางประมาณ 2.35 ล้านไร่ และภาคเหนือประมาณ 1.15 ล้านไร่ ถ้าพิจารณาพื้นที่ปลูกรายจังหวัด จังหวัดที่มีพื้นที่ปลูกมันสำปะหลังมากที่สุดคือ นครราชสีมา (1,978,454 ไร่) รองลงมาได้แก่ กำแพงเพชร (448,306 ไร่) ชัยภูมิ (399,012 ไร่) สระแก้ว (389,938 ไร่) ฉะเชิงเทรา (316,275 ไร่) กาญจนบุรี (314,580 ไร่) และชลบุรี (310,288 ไร่)

มันสำปะหลังสามารถปลูกได้ตลอดทั้งปี แต่ไม่นิยมปลูกในช่วงกลางฤดูฝนเดือนมิถุนายน-กันยายน มันสำปะหลังเป็นพืชที่สามารถยืดอายุในการเก็บเกี่ยวได้ โดยมีอายุการเก็บเกี่ยวตั้งแต่ 8 เดือนขึ้นไปจนถึง

24 เดือน เกษตรกรจะคำนึงถึงราคาหัวมันและแรงงานในการเก็บเกี่ยวเป็นสำคัญ โดยปกติจะเก็บเกี่ยวเมื่ออายุ 11-12 เดือน หากอายุมากจะมีคุณภาพลดลงโดยมีเปอร์เซ็นต์แป้งต่ำและมีสัดส่วนของเส้นใยสูงขึ้น

2) ชีวมวลจากมันสำปะหลัง

ชีวมวล หรือวัสดุที่เหลือจากมันสำปะหลังมีทั้งที่อยู่ในโรงงาน (กากและเปลือก) และอยู่ในพื้นที่การเกษตร (เหง้า ลำต้น ยอดและใบ) มีลักษณะดังนี้

(1) กากมันสำปะหลัง เป็นส่วนที่เหลือจากกระบวนการผลิตแป้งมันในโรงงาน ก่อนนี้เคยขายให้เกษตรกรนำไปเลี้ยงสัตว์ แต่ปัจจุบันไม่เป็นที่นิยม จึงทำให้เหลือทิ้งในโรงงาน เป็นปัญหาต้องจัดการเนื่องจากปล่อยทิ้งไว้จะมีกลิ่นเหม็นกระทบต่อสิ่งแวดล้อม มีน้ำหนักประมาณร้อยละ 37.00 ของหัวมันสด มีความชื้นประมาณร้อยละ 80.00

(2) เปลือกมันสำปะหลัง เป็นส่วนที่เหลือจากกระบวนการผลิตแป้งมันในโรงงาน ก่อนนี้เคยขายให้เกษตรกรนำไปเลี้ยงสัตว์ แต่ปัจจุบันไม่เป็นที่นิยม จึงทำให้เหลือทิ้งในโรงงาน เป็นปัญหาต้องจัดการเนื่องจากปล่อยทิ้งไว้จะมีกลิ่นเหม็นกระทบต่อสิ่งแวดล้อม มีน้ำหนักประมาณร้อยละ 0.06 ของหัวมันสด มีความชื้นประมาณร้อยละ 67.00

(3) เหง้ามันสำปะหลัง เป็นส่วนโคนของลำต้น ซึ่งอยู่เหนือดิน เป็นส่วนที่เหลือหลังจากการตัดลำต้นและหัวมันออกไป มีความยาวประมาณ 20-50 เซนติเมตร ส่วนนี้ไม่มีการนำไปใช้ประโยชน์ โดยเกษตรกรจะทิ้งไว้ในไร่และไถกลบไปพร้อมกับการเตรียมดินในการปลูกครั้งต่อไป มีปริมาณคิดเป็นน้ำหนักประมาณร้อยละ 20 ของผลผลิตหัวมันสด มีความชื้นประมาณร้อยละ 65.00

(4) ยอดและใบมันสำปะหลัง ประกอบด้วย ยอดของลำต้น ใบ และก้านใบ ส่วนนี้ไม่มีการนำไปใช้ประโยชน์ โดยเกษตรกรจะทิ้งไว้ในไร่และไถกลบไปพร้อมกับเหง้ามันสำปะหลัง มีปริมาณคิดเป็นน้ำหนักประมาณ 420 กิโลกรัมต่อไร่ (จากรายงานการศึกษาออกแบบเพื่อสาธิตโรงไฟฟ้าจากชีวมวล กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน พ.ศ.2548)

(5) ลำต้นมันสำปะหลัง เป็นส่วนของลำต้นตอนกลาง ยาวประมาณ 100-200 เซนติเมตร ส่วนนี้เกษตรกรจะเก็บไว้สำหรับการปลูกครั้งต่อไปของตนเอง และมีบางส่วนขายให้เกษตรกรรายอื่น ถ้าหากมีเหลือก็จะทิ้งในไร่และไถกลบไปพร้อมกับเหง้ามันสำปะหลังเช่นเดียวกัน มีปริมาณคิดเป็นน้ำหนักประมาณ 990 กิโลกรัมต่อไร่ แต่เนื่องจากส่วนใหญ่นำไปเป็นท่อนพันธุ์สำหรับการปลูกครั้งต่อไป ส่วนที่เหลือจึงมีน้อยและปริมาณไม่แน่นอน (จากรายงานการศึกษาออกแบบเพื่อสาธิตโรงไฟฟ้าจากชีวมวล กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน พ.ศ.2548)

3.1.3 สับปะรด

1) สภาพทั่วไป

สับปะรด เป็นพืชอยู่ในวงศ์ Bromeliaceae มีชื่อทางวิทยาศาสตร์ว่า *Annanas comosus* (L.) Merr. สามารถเจริญเติบโตได้ดีในเขตร้อน มีแหล่งกำเนิดในทวีปอเมริกาใต้บริเวณประเทศ บราซิล ปารากวัย อาร์เจนตินา และเวเนซุเอล่า ในประเทศไทยมีการปลูกมานานแล้วโดยมีการปลูกเพื่อการแปรรูป ในอุตสาหกรรมอาหารกระป๋องตั้งแต่ประมาณ พ.ศ.2510 มีการขยายพื้นที่ปลูกมากขึ้นจนปัจจุบันประเทศไทยสามารถผลิตสับปะรดมากที่สุดในโลก โดยมีสัดส่วนการบริโภคภายในประเทศในรูปผลสดประมาณร้อยละ 26 ส่วนผลิตภัณฑ์ที่แปรรูปแล้วจะส่งออกประมาณร้อยละ 99 โดยเมื่อปี พ.ศ.2547 มีการปลูกสับปะรดประมาณ 598,105 ไร่ ผลผลิตรวม 2.10 ล้านตัน และในปี พ.ศ.2551 มีการปลูกสับปะรดประมาณ 632,271 ไร่ ผลผลิตรวม 2.27 ล้านตัน หรือในรอบ 5 ปีที่ผ่านมาพื้นที่ปลูกสับปะรดเพิ่มขึ้นประมาณ 34,166 ไร่ สับปะรดมีการปลูกในภาคกลางมากที่สุดประมาณ 537,383 ไร่ รองลงมาได้แก่ภาคเหนือประมาณ 65,926 ไร่ ถ้าพิจารณาพื้นที่ปลูกรายจังหวัด จังหวัดที่มีพื้นที่ปลูกสับปะรดมากที่สุดคือ ประจวบคีรีขันธ์ (300,288 ไร่) รองลงมาได้แก่ ระยอง (58,442 ไร่) เพชรบุรี (37,984 ไร่) ชลบุรี (32,302 ไร่) กาญจนบุรี (32,162 ไร่) ราชบุรี (32,049 ไร่) และตราด (23,865 ไร่)

สับปะรดใช้รอบเวลาในการเจริญเติบโตตั้งแต่แรกปลูกจนถึงเก็บเกี่ยวผลผลิตได้ประมาณ 15-18 เดือน เมื่อเก็บเกี่ยวสับปะรดครั้งแรก(ต้นแม่)แล้ว สับปะรดต้นเดิมจะเสื่อมโทรมลง ตาที่อยู่มุมใบของลำต้นจะเจริญเติบโตเป็นหน่อและเติบโตเป็นสับปะรดต้นใหม่ สับปะรดที่โตมาจากหน่อของต้นแม่เรียกว่า สับปะรดหน่อรุ่นแรก (First Ratoon) ซึ่งจะให้ผลคล้ายกับสับปะรดต้นแม่ และเมื่อเก็บผลสับปะรดหน่อรุ่นแรกแล้ว ตาที่อยู่มุมใบของสับปะรดหน่อรุ่นแรกก็จะแตกเจริญเติบโตเป็นต้นใหม่ได้อีก เรียกว่าสับปะรดหน่อรุ่นสอง (Second Ratoon) ปัจจุบันเมื่อมีการเก็บผลจากสับปะรดต้นแม่แล้วจะมีเกษตรกรส่วนน้อยเท่านั้นที่นิยมเลี้ยงต้นแม่เพื่อเก็บเกี่ยวผลจากสับปะรดหน่อรุ่นแรก และไม่พบว่ามีการเลี้ยงต้นเพื่อเก็บเกี่ยวผลสับปะรดหน่อรุ่นสองเลย เนื่องจากการไว้หน่อแต่ละครั้งจะทำให้ผลผลิตลดลงประมาณร้อยละ 30 ของผลผลิตก่อนหน้า สับปะรดเป็นพืชที่สามารถปลูกได้ทุกช่วงเวลาของปี เกษตรกรนิยมปลูก 3 ช่วง คือ การปลูกด้วยหน่อช่วงต้นฤดูแล้ง(พฤศจิกายน-ธันวาคม) การปลูกด้วยจุกช่วงปลายฤดูแล้งถึงต้นฤดูฝน(กุมภาพันธ์-พฤษภาคม) และการปลูกด้วยหน่อช่วงกลางฤดูฝนปลายฤดูฝน (มิถุนายน-ตุลาคม)

2) ชีวมวลจากสับปะรด

ชีวมวลหรือวัสดุที่เหลือจากสับปะรดมีทั้งที่อยู่ในโรงงาน (เปลือกสับปะรด) และอยู่ในพื้นที่การเกษตร (ตอซังสับปะรด) มีลักษณะดังนี้

(1) เปลือกสับปะรดและส่วนที่เหลือจากการตัดแต่ง มีน้ำหนักประมาณร้อยละ 28.40 ของหัวสับปะรดมีความชื้นร้อยละ 91.00 ในโรงงานที่มีการผลิตน้ำสับปะรด จะนำส่วนนี้ไปผลิตน้ำสับปะรด หรือจำหน่ายให้เกษตรกรนำไปผลิตอาหารสัตว์

(2) ตอซังสับปะรด มีลักษณะเป็นเหง้าหรือต้นตอสับปะรด เป็นส่วนที่เหลือในพื้นที่เกษตรหลังการเก็บเกี่ยวผลผลิต หรือหลังการเก็บหน่อสำหรับขยายพันธุ์แล้ว บางพื้นที่นำไปเป็นอาหารสัตว์แต่ส่วนใหญ่เกษตรกรต้องทำการกำจัด โดยการบดสับด้วยรถแทรกเตอร์ติดใบมีด ให้ตอซังเป็นชิ้นเล็กๆ ชื้นน้อยไม่ให้เกิดการงอกได้ เมื่อแห้งแล้วก็ไถกลบเป็นการเตรียมดินเพื่อปลูกต่อไป มีปริมาณคิดเป็นน้ำหนักประมาณร้อยละ 50 ของผลผลิตหัวสับปะรด ความชื้นประมาณร้อยละ 84.35

3.1.4 ปาล์มน้ำมัน

1) สภาพทั่วไป

ปาล์มน้ำมันมีชื่อทางวิทยาศาสตร์ว่า *Elaeis guineensis* เป็นพืชในตระกูลปาล์มเช่นเดียวกับมะพร้าว หมาก ตาล มีถิ่นกำเนิดในทวีปแอฟริกา มีการนำเข้ามาปลูกในประเทศไทยมานานกว่า 60 ปี แต่เริ่มมีการปลูกเพื่อการค้าตั้งแต่ปี พ.ศ.2511 เนื่องจากในขณะนั้นราคายางพาราดกต่ำ รัฐบาลจึงพยายามที่จะส่งเสริมการปลูกพืชชนิดอื่นเพื่อเป็นทางเลือกหรือทดแทนการปลูกยางพารา ซึ่งเป็นพืชหลักของภาคใต้ ต่อมาก็มีการเพิ่มพื้นที่ปลูกปาล์มน้ำมันมากขึ้นทุกปีอย่างช้าๆ แต่ช่วงวิกฤตพลังงานที่ผ่านมาปาล์มน้ำมันมีราคาสูงขึ้นมาก ทำให้มีการขยายพื้นที่ปลูกอย่างรวดเร็ว โดยเมื่อปีพ.ศ.2547 มีการปลูกปาล์มน้ำมันประมาณ 2.40 ล้านไร่ ผลผลิตรวม 5.18 ล้านตัน และในปี พ.ศ.2551 มีการปลูกปาล์มน้ำมันประมาณ 3.62 ล้านไร่ ผลผลิตรวม 9.26 ล้านตัน หรือในรอบ 5 ปีที่ผ่านมาพื้นที่ปลูกปาล์มน้ำมันเพิ่มขึ้นประมาณ 1.2 ล้านไร่ ปาล์มน้ำมันมีการปลูกในภาคใต้มากที่สุดประมาณ 3.24 ล้านไร่ รองลงมาได้แก่ภาคกลางประมาณ 0.38 ล้านไร่ ถ้าพิจารณาพื้นที่ปลูกรายจังหวัด จังหวัดที่มีพื้นที่ปลูกปาล์มน้ำมันมากที่สุดคือ กระบี่ (965,809 ไร่) รองลงมาได้แก่ สุราษฎร์ธานี (915,255 ไร่) ชุมพร (732,371 ไร่) ประจวบคีรีขันธ์ (168,197 ไร่) นครศรีธรรมราช (149,164 ไร่) ตรัง(109,026 ไร่) และสตูล (104,539 ไร่)

ปาล์มน้ำมันเริ่มให้ผลผลิตเมื่อมีอายุประมาณ 3-4 ปี และจะให้ผลผลิตสูงสุดเมื่อมีอายุประมาณ 8-12 ปี หลังจากนั้นผลผลิตจะเริ่มลดลง แต่ยังมีผลผลิตคุ้มค่าจนกระทั่งอายุประมาณ 25 ปี ปาล์มน้ำมันให้ผลผลิตเป็นทะลายปาล์ม สามารถให้ผลผลิตตลอดทั้งปีแต่จะให้ผลผลิตมากในช่วงระหว่างเดือนกุมภาพันธ์ถึงเดือนตุลาคม โดยปาล์มทั้งทะลายมีน้ำหนักประมาณ 10-50 กิโลกรัม ขึ้นกับอายุและความสมบูรณ์ของต้นปาล์ม

2) ชีวมวลจากปาล์มน้ำมัน

ชีวมวล หรือวัสดุที่เหลือจากปาล์มน้ำมัน มีทั้งที่อยู่ในโรงงาน (ทะลายปาล์มเปล่า เส้นใย และกะลาปาล์ม) และอยู่ในพื้นที่การเกษตร(ทะลายปาล์มตัวผู้ ทางใบ และลำต้น) มีลักษณะดังนี้

(1) ทะลายปาล์มเปลา เป็นส่วนที่เหลือหลังจากกระบวนการผลิตในโรงงานเมื่อแกะเมล็ดปาล์มออกไปที่บดสกัดน้ำมัน ปัจจุบันนำไปใช้ประโยชน์โดยบีบน้ำเข้าระบบผลิตก๊าซชีวภาพส่วนกากแห้งจะนำไปเป็นเชื้อเพลิงสำหรับหม้อน้ำในโรงงาน หรือขายให้เกษตรกรนำไปใช้ในการเพาะเห็ดฟาง มีน้ำหนักประมาณร้อยละ 32 ของทะลายปาล์มสด มีความชื้นประมาณร้อยละ 58.60

(2) กะลาปาล์ม เป็นส่วนที่เหลือหลังจากกระบวนการผลิตในโรงงาน ปัจจุบันมีผู้มารับซื้อถึงโรงงานเพื่อนำไปใช้เป็นเชื้อเพลิง มีน้ำหนักประมาณร้อยละ 4 ของทะลายปาล์มสด มีความชื้นประมาณร้อยละ 12

(3) เส้นใย เป็นส่วนที่เหลือหลังจากกระบวนการผลิตในโรงงาน ปัจจุบันนำไปใช้ประโยชน์เป็นเชื้อเพลิงสำหรับหม้อน้ำในโรงงานทั้งหมด มีน้ำหนักประมาณร้อยละ 19 ของทะลายปาล์มสด มีความชื้นประมาณร้อยละ 38.50

(4) ทางใบ (ก้านใบและใบย่อย) และทะลายปาล์มตัวผู้ หรือช่อดอกตัวผู้ เป็นวัสดุเหลือใช้จะทิ้งอยู่ในพื้นที่การเกษตร ปัจจุบันไม่มีการนำไปใช้ประโยชน์ชัดเจนมักจะถูกเผาทิ้งหรือมีบางส่วนนำไปเป็นเชื้อเพลิง มีปริมาณคิดเป็นน้ำหนักประมาณร้อยละ 141 ของผลผลิตทะลายปาล์มสด มีความชื้นประมาณร้อยละ 78.00

(5) ต้นปาล์ม เกิดจากการโค่นล้มปาล์มเก่าที่มีอายุมากหรือให้ผลผลิตต่ำ เพื่อปลูกใหม่หรือเปลี่ยนพืชที่ปลูก มีน้ำหนักประมาณร้อยละ 10 ตัน/ไร่ มีความชื้นประมาณร้อยละ 48.40

3.1.5 ข้าว

1) สภาพทั่วไป

ข้าวเป็นพืชในตระกูลหญ้า (Gramineae) ข้าวที่ปลูกในทวีปเอเชียมีชื่อทางวิทยาศาสตร์ว่า *Oryza sativa* L. แบ่งออกได้เป็นสามกลุ่มคือ ข้าว *Indica* นิยมปลูกในเขตร้อน เช่น ไทย อินเดีย ฟิลิปปินส์ มีเมล็ดยาวเรียวยาว ข้าว *Japonica* ปลูกทั่วไปในเขตกึ่งร้อนหรืออบอุ่น เช่น ญี่ปุ่น เกาหลี จีน เมล็ดข้าวป้อมสั้น และข้าว *Javanica* นิยมปลูกในอินโดนีเซีย เมล็ดข้าวค่อนข้างอ้วนป้อม มีลักษณะผสมระหว่างพันธุ์ *Indica* และ *Japonica* ข้าวเป็นพืชเศรษฐกิจที่สำคัญของไทยเพื่อใช้บริโภคภายในประเทศและส่งออก ผลผลิตจำแนกออกเป็นข้าวนาปีและข้าวนาปรัง

ข้าวนาปี พ.ศ.2547 มีการปลูกข้าวนาปีประมาณ 57.67 ล้านไร่ ผลผลิตรวม 22.64 ล้านตัน และในปี พ.ศ.2551 มีการปลูกข้าวนาปีประมาณ 57.42 ล้านไร่ ผลผลิตรวม 23.23 ล้านตัน หรือในรอบ 5 ปีที่ผ่านมา มีพื้นที่ปลูกข้าวนาปีใกล้เคียงกัน ข้าวนาปีมีการปลูกในภาคตะวันออกเฉียงเหนือมากที่สุดประมาณ 33.07 ล้านไร่ รองลงมาได้แก่ภาคเหนือประมาณ 12.60 ล้านไร่ และภาคกลางประมาณ 9.82 ล้านไร่ ถ้าพิจารณาพื้นที่ปลูกรายจังหวัด จังหวัดที่มีพื้นที่ปลูกข้าวนาปีมากที่สุดคือ อุบลราชธานี (3,264,948 ไร่) รองลงมาได้แก่ นครราชสีมา (3,163,989 ไร่) บุรีรัมย์ (2,764,463 ไร่) สุรินทร์ (2,729,071 ไร่) ร้อยเอ็ด (2,584,992 ไร่) นครสวรรค์ (2,423,335 ไร่) ศรีสะเกษ (2,320,840 ไร่) และขอนแก่น (2,313,242 ไร่)

ข้าวนาปรังเมื่อปี พ.ศ.2547 มีการปลูกข้าวนาปรังประมาณ 9.43 ล้านไร่ ผลผลิตรวม 6.33 ล้านตัน และในปี พ.ศ.2551 มีการปลูกข้าวนาปรังประมาณ 12.80 ล้านไร่ ผลผลิตรวม 8.79 ล้านตัน พื้นที่ปลูกข้าวนาปรังเป็นพื้นที่ที่ปลูกข้าวนาปีโดยจะปลูกข้าวนาปรังมากหรือน้อยจะขึ้นกับปริมาณน้ำในเขื่อนที่กักเก็บไว้ โดยกรมชลประทานจะประกาศพื้นที่ปลูกข้าวนาปรังก่อนฤดูการผลิตแต่ละปีในเขตชลประทาน ข้าวนาปรังมีการปลูกในภาคกลางมากที่สุดประมาณ 6.72 ล้านไร่ รองลงมาได้แก่ภาคเหนือประมาณ 4.47 ล้านไร่ และภาคตะวันออกเฉียงเหนือประมาณ 1.26 ล้านไร่ ถ้าพิจารณาพื้นที่ปลูกรายจังหวัด จังหวัดที่มีพื้นที่ปลูกข้าวนาปรังมากที่สุดคือ สุพรรณบุรี (1,410,446 ไร่) รองลงมาได้แก่ พิจิตร (928,060 ไร่) ชัยนาท (793,977 ไร่) พิษณุโลก (768,082 ไร่) นครสวรรค์ (753,796 ไร่) กำแพงเพชร (687,656 ไร่) อ่างทอง (467,031 ไร่) และ สุโขทัย (437,679 ไร่)

การเพาะปลูกข้าวแบ่งเป็นข้าวนาปีและข้าวนาปรัง โดยข้าวนาปีนิยมปลูกเริ่มในช่วงต้นฤดูฝนเดือน พฤษภาคม-กรกฎาคม และเก็บเกี่ยวช่วงฤดูหนาวเดือนพฤศจิกายน-มกราคม และข้าวนาปรังเริ่มปลูกในช่วงหลังการเก็บเกี่ยวข้าวนาปีเดือนมกราคม-มีนาคม ซึ่งแต่ละภูมิภาคฤดูกาลปลูกข้าวจะแตกต่างกันไปตามระยะเวลาและปริมาณฝนตก และมีบางพื้นที่ที่มีการปลูกข้าวในเขตชลประทานซึ่งสามารถปลูกข้าวได้ปีละ 3 ครั้ง เช่น ในพื้นที่จังหวัดสุพรรณบุรี

2) ชีวมวลจากข้าว

ชีวมวลหรือวัสดุที่เหลือจากข้าว มีทั้งที่อยู่ในโรงสี(แกลบ) และอยู่ในพื้นที่การเกษตร(ฟางข้าว) มีลักษณะดังนี้

(1) แกลบ เป็นส่วนที่เหลือจากการสีข้าว ส่วนใหญ่จะใช้เป็นเชื้อเพลิงในโรงสี และใช้ในอุตสาหกรรมเผาอิฐมอญใช้ในการก่อสร้าง โรงสีขนาดใหญ่หรือแหล่งที่มีแกลบจำนวนมากมีการจัดตั้งโรงไฟฟ้าโดยใช้แกลบเป็นเชื้อเพลิง ทำให้แกลบมีราคาสูงขึ้นและมีการนำไปใช้ประโยชน์ทั้งหมด ชีวมวลแกลบมีปริมาณเป็นน้ำหนักประมาณร้อยละ 21 ของผลผลิตข้าว ความชื้นประมาณร้อยละ 12

(2) ฟางข้าว เป็นส่วนลำต้นและรวงที่ผ่านการนวดเอาเมล็ดข้าวออกไปแล้ว เกษตรกรมักเก็บไว้เลี้ยงสัตว์โดยเฉพาะทางภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ปัจจุบันมีการซื้อขายบ้างเล็กน้อยส่วนใหญ่จะถูกเผาทิ้งพร้อมกับตอซัง เพื่อทำการไถกลบในการเตรียมพื้นที่เพาะปลูกครั้งต่อไป ฟางข้าวในสภาพสดจะมีปริมาณเป็นน้ำหนักประมาณร้อยละ 49 ของผลผลิตข้าว ความชื้นประมาณร้อยละ 20

3.1.6 ไม้โตเร็ว/ไม้เศรษฐกิจ

3.1.6.1 ยางพารา

1) สภาพทั่วไป

ยางพาราทางวิทยาศาสตร์จัดเป็นพืชอยู่ในวงศ์ Euphobiaceae ชื่อทางวิทยาศาสตร์ว่า *Hevea brasiliensis* (A. Juss.) Muell. Arg. โดยเมื่อปี พ.ศ.2547 มีการปลูกยางพาราประมาณ 12.95 ล้านไร่ ผลผลิตยางรวม 3.00 ล้านตัน และในปี พ.ศ.2551 มีการปลูกยางพาราประมาณ 16.71 ล้านไร่ ผลผลิตยางรวม 3.16 ล้านตัน หรือในรอบ 5 ปีที่ผ่านมาพื้นที่ปลูกยางพาราเพิ่มขึ้นประมาณ 4 ล้านไร่ ยางพารามีการปลูกในภาคใต้มากที่สุดประมาณ 11.33 ล้านไร่ รองลงมาได้แก่ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ประมาณ 2.79 ล้านไร่ และภาคกลางประมาณ 1.97 ล้านไร่ ถ้าพิจารณาพื้นที่ปลูกยางจังหวัด จังหวัดที่มีพื้นที่ปลูกยางพารามากที่สุดคือ สุราษฎร์ธานี (1,871,907 ไร่) รองลงมาได้แก่ นครศรีธรรมราช (1,447,643 ไร่) สงขลา (1,444,302 ไร่) ตรัง (1,310,188 ไร่) ยะลา (1,046,872 ไร่) นราธิวาส (1,005,871 ไร่) และพังงา (757,025 ไร่)

ยางพาราเป็นไม้ยืนต้น เริ่มให้น้ำยางสามารถกรีดยางได้เมื่อมีอายุประมาณ 6-7 ปี และถ้ายางให้น้ำยางน้อยหรือมีอายุมากประมาณ 25-30 ปี จะมีการโค่นล้มต้นยางเพื่อปลูกใหม่ จึงได้ลำต้นไม้ยางพาราเพื่อนำไปแปรรูปเป็นไม้สำหรับก่อสร้าง ทำเฟอร์นิเจอร์ และผลิตภัณฑ์จากไม้ สำหรับเศษและปิกไม้ใช้ผลิตถ่าน และเป็นเชื้อเพลิงในอุตสาหกรรม

2) ชีวมวลจากยางพารา

ชีวมวลหรือวัสดุที่เหลือจากการตัดต้นยางและการแปรรูปไม้ยางพารา มีทั้งที่อยู่ในโรงเลื่อย (ขี้เลื่อย ปิกไม้) และอยู่ในพื้นที่การเกษตร (เศษกิ่งไม้ รากไม้และตอไม้) การประเมินปริมาณชีวมวลจากไม้ยางพาราจะประเมินอัตราส่วนที่เกิดชีวมวลจากพื้นที่ตัดไม้ยางพารา จากเอกสารชีวมวล (BIOMASS) โดยมูลนิธิพลังงานเพื่อสิ่งแวดล้อม ได้ทำการสำรวจไม้ยางพารา 1 ไร่ โดยเฉลี่ยประกอบด้วย ไม้ท่อน 30 ตัน ปลายไม้ 12 ตัน รากและกิ่งไม้ 5 ตัน ชีวมวลปิกไม้และขี้เลื่อยที่เกิดขึ้นในโรงเลื่อย ปิกไม้มีสัดส่วนประมาณร้อยละ 40-45 ของไม้ท่อน และขี้เลื่อยจะมีสัดส่วนประมาณร้อยละ 7-10 ของไม้ท่อน มีลักษณะดังนี้

(1) ขี้เลื่อย เป็นวัสดุที่เหลือจากการเลื่อยหรือแปรรูปไม้ ถูกนำไปใช้เป็นเชื้อเพลิงสำหรับหม้อน้ำ หากมีเหลือทางโรงเลื่อยจะขาย ซึ่งมักจะมีผู้มารับซื้อที่โรงเลื่อย นำไปใช้เป็นเชื้อเพลิง และใช้ในโรงเพาะชำกล้าไม้ และผสมปุ๋ยปรับปรุงดิน ปริมาณขี้เลื่อยคิดเป็นน้ำหนักประมาณ 3 ตันต่อไร่พื้นที่ตัดต้นยางพารา ความชื้นประมาณร้อยละ 55

(2) ปิกไม้ เป็นวัสดุที่เหลือจากการแปรรูปไม้ ถูกนำไปใช้เป็นเชื้อเพลิงสำหรับเตาเผา หากมีเหลือทางโรงเลื่อยจะขายนำไปใช้เป็นเชื้อเพลิง ปริมาณปิกไม้คิดเป็นน้ำหนักประมาณ 12 ตันต่อไร่พื้นที่ตัดต้นยางพารา ความชื้นประมาณร้อยละ 41

(3) เศษกิ่งไม้ เป็นส่วนที่เหลือในพื้นที่จากการตัดไม้ มีการนำไปใช้ประโยชน์เป็นเชื้อเพลิง ปริมาณ เศษกิ่งไม้คิดเป็นน้ำหนักประมาณ 12 ตันต่อไร่พื้นที่ตัดต้นยางพารา ความชื้นประมาณร้อยละ 55

(4) รากไม้และตอไม้ เป็นส่วนที่เหลือในพื้นที่จากการตัดไม้ หากจะนำไปใช้ประโยชน์มีค่าใช้จ่าย และวิธีการยุ่งยาก จึงมักถูกเผาทิ้งในพื้นที่เพื่อเตรียมพื้นที่เพาะปลูกต่อไป ปริมาณรากและตอไม้คิดเป็น น้ำหนักประมาณ 5 ตันต่อไร่พื้นที่ตัดต้นยางพารา ความชื้นประมาณร้อยละ 55

3.1.6.2 ยูคาลิปตัส

1) สภาพทั่วไป

ยูคาลิปตัส เป็นพืชอยู่ในวงศ์ MYRTACEAE มีชื่อทางวิทยาศาสตร์ว่า *Eucalyptus camaldulensis* Dehnh. ยูคาลิปตัสเป็นไม้ต้นขนาดใหญ่อาจสูงได้ถึง 87 เมตร ตามแต่ชนิด ขนาดเส้นผ่าน ศูนย์กลางอาจมากถึง 2 เมตร ใบเดี่ยว เป็นพืชที่ใบมีลักษณะแตกต่างกันตามอายุ ใบของต้นที่เจริญเต็มที่ มักเรียงสลับ แต่บางครั้งเรียงตรงข้าม เป็นพืชถิ่นเดียว (endemic) ของประเทศออสเตรเลีย ไม่พบที่อื่น นอกจากนำมาปลูกต่างถิ่น ยูคาลิปตัสเป็นไม้ต้นสำคัญสำหรับการปลูกป่าในบางพื้นที่ บางชนิดเหมาะนำ เนื้อไม้มาทำกระดาษ ไม้อัด ผนังสำเร็จรูป ไม้แปรรูป ประติ เสาเรือ ไซ้แกะสลัก รวมทั้งใช้ทำฟืน และเผาถ่านให้ ค่าความร้อนสูง บางชนิดให้น้ำมันจากใบและยอดเมื่อสกัดด้วยไอน้ำจะได้น้ำมันหอมระเหยมาใช้ประโยชน์

ยูคาลิปตัส นิยมใช้เป็นพืชปลูกแซมในไร่เพื่อเพิ่มผลผลิต โตเร็ว สามารถใช้ประโยชน์ได้ภายใน 4-5 ปี มีการลงทุนค่อนข้างต่ำ เมื่อเทียบกับไม้โตเร็วชนิดอื่น เจริญเติบโตในพื้นที่ที่มีความอุดมสมบูรณ์ต่ำได้ เมื่ออายุ 3-6 ปี เนื้อไม้มีความเหมาะสมสำหรับผลิตเยื่อกระดาษ การปลูกยูคาลิปตัสในพื้นที่ป่าเสื่อมโทรมจะ ช่วยรักษาระดับความชื้นในอากาศ แต่ข้อเสียของยูคาลิปตัส คือ เป็นพืชที่ใช้น้ำมาก และเนื่องจากพืชชนิดนี้ โตเร็ว ทำให้ความชื้นและระดับน้ำใต้ดินลดลงไปอย่างรวดเร็วด้วยเช่นกัน ดังนั้นการปลูกยูคาลิปตัสต้อง คัดเลือกสายพันธุ์ให้เหมาะสมกับสภาพแวดล้อม และต้องมีการจัดการที่ถูกต้องเหมาะสมด้วย ในระยะหลังนี้ นิยมปลูกบนคันนาเพื่อเพิ่มรายได้ให้กับเกษตรกร รวมถึงปลูกในเชิงป่าเศรษฐกิจ ประมาณการว่ามีพื้นที่ ปลูกยูคาลิปตัสทั่วประเทศประมาณ 10 ล้านไร่

2) ชีวมวลจากยูคาลิปตัส

(1) ไม้ท่อนชิ้นไม้สับ ไม้ยูคาลิปตัสเมื่อนำมาแปรรูป สามารถนำไปผลิตแผ่นชิ้นไม้อัด แผ่นใยไม้อัด แผ่นปาร์ติเกิล และแผ่นไม้อัดซีเมนต์ นอกจากนี้ได้มีโรงงานผลิตชิ้นไม้สับ เพื่อนำส่งไปจำหน่ายให้กับ โรงงานเยื่อกระดาษทั้งในประเทศ และต่างประเทศ เช่น ประเทศเกาหลี ไต้หวัน และญี่ปุ่น เป็นต้น ซึ่งมีความต้องการสูงมาก ไม้ท่อนยูคาลิปตัสเป็นที่ต้องการของตลาด ราคาอยู่ที่ตันละ 800-1200 บาท แล้วแต่พื้นที่ ไม้ท่อนยูคาลิปตัส 2.2 ตันนำมาผลิตเป็นชิ้นไม้สับได้ 1 ตัน ราคาชิ้นไม้สับประมาณตันละ 3,000 บาทเศษ

(2) เปลือกไม้ ไม้ยูคาลิปตัสสามารถแปรรูปทำเยื่อไม้ยูคาลิปตัส ซึ่งนำไปใช้ทำเส้นใยเรยอนและทำ
ผ้าแทนเส้นใยฝ้าย ปุ๋ยนุ่น ผลิตเยื่อกระดาษ ในโรงงานแปรรูปสำหรับทำเยื่อ จะมีเปลือกไม้เป็นชีวมวลเหลือ
ใช้ ซึ่งโรงงานส่วนใหญ่นำไปใช้เป็นเชื้อเพลิงในกระบวนการผลิต

3.1.7 ปริมาณชีวมวล

จากการรวบรวมข้อมูลปริมาณชีวมวลที่เกิดขึ้น และการนำไปใช้ประโยชน์รวมถึงปริมาณคงเหลือ
ของชีวมวลชนิดต่าง ๆ ตามที่กล่าวมาข้างต้น สามารถสรุปได้ดังตารางที่ 3.1-2 ซึ่งปริมาณชีวมวลที่เกิดขึ้น
ประเมินจากผลผลิตทางการเกษตรของสำนักงานเศรษฐกิจการเกษตรปี พ.ศ. 2549 และ 2550 ประกอบกับ
ข้อมูลจากการสำรวจชีวมวลในปี พ.ศ. 2550 ของกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน

การประเมินการนำไปใช้ประโยชน์และปริมาณคงเหลือของชีวมวลที่เกิดขึ้น เป็นการประเมินจาก
ร้อยละของการนำไปใช้ประโยชน์จริง จากการสำรวจของกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน
(อ้างอิงจากข้อมูลปี พ.ศ. 2550) ชีวมวลส่วนใหญ่มีการนำไปใช้ประโยชน์แล้ว เช่น กากอ้อย ที่มีการใช้
ประโยชน์เป็นเชื้อเพลิงในโรงงานทั้งหมด กะลาปาล์ม กากโยปาล์ม ส่วนใหญ่มีการใช้เพื่อเป็นเชื้อเพลิงใน
โรงงานเช่นกัน ทะลายปาล์มมีการใช้เป็นเชื้อเพลิงและเพาะเห็ดบ้างแต่ยังไม่มากนักทำให้มีปริมาณคงเหลือ
ค่อนข้างมาก ส่วนทางปาล์มส่วนใหญ่ยังไม่มีการใช้ประโยชน์เกษตรกรจึงนำไปคลุมดินในสวนปาล์ม
สำหรับชีวมวลจากข้าว เช่น แกลบ ปัจจุบันมีการใช้เป็นเชื้อเพลิงผลิตไฟฟ้าอย่างแพร่หลาย มีราคาสูง และ
เหลืออยู่น้อย ฟางข้าวพบว่ามีการใช้เป็นเป็นอาหารสัตว์ เกษตรกรจะเก็บฟางข้าวไว้สำหรับสัตว์เลี้ยงเพื่อใช้
ในฤดูแล้งที่หญ้าเลี้ยงสัตว์ขาดแคลน ชีวมวลจากมันสำปะหลังมีการใช้ประโยชน์เล็กน้อย ส่วนใหญ่ยังไม่ม
ีการนำไปใช้ประโยชน์ เช่น เปลือกมันที่ใช้เป็นอาหารสัตว์เพียงเล็กน้อย เหง้ามันใช้เผาทำถ่านอัดแท่ง กาก
มันสำปะหลังเริ่มมีการนำไปใช้ผลิตก๊าซชีวภาพเชิงพาณิชย์แล้วเนื่องจากได้รับการสนับสนุนจากภาครัฐ
เปลือกสับปะรดโรงงานผลไม่มีการนำไปใช้ประโยชน์ทั้งหมด แต่ต่อซังสับปะรดยังไม่มีการใช้ประโยชน์อีก
ทั้งยังต้องเสียค่ากำจัดอีกด้วย เศษไม้จากไม้โตเร็ว และไม่เศรษฐกิจ เช่น เปลือกไม้ยูคาลิปตัส หรือเศษไม้
หรือซี้เลื้อยจากการแปรรูปไม้ยางพารา มีการนำไปใช้ประโยชน์ในการเป็นเชื้อเพลิงเผาไหม้แล้ว อย่างไรก็ตาม
ตามแม้จะมีการใช้ประโยชน์จากชีวมวลบางชนิดอยู่แล้ว แต่หากเปรียบเทียบกับการนำมาผลิตเชื้อเพลิง
เหลวแล้วคาดว่าจะให้ผลประโยชน์ที่คุ้มค่ากว่า เป็นอีกทางเลือกหนึ่งสำหรับเกษตรกร หรือผู้ลงทุนที่จะนำ
ชีวมวลดังกล่าวไปใช้ประโยชน์ได้อย่างคุ้มค่า

จากตารางที่ 3.1-2 ชีวมวลคงเหลือเกือบทุกชนิดมีแนวโน้มสูงขึ้น เนื่องจากปริมาณการใช้
ประโยชน์ปัจจุบันยังไม่เปลี่ยนแปลง แต่ปริมาณผลผลิตเพิ่มขึ้น ทำให้สามารถประเมินศักยภาพเบื้องต้นของ
ชีวมวลโครงการได้ เพื่อพิจารณาความเหมาะสมของชีวมวลแต่ละชนิดทั้งด้านปริมาณที่เกิดขึ้น การใช้
ประโยชน์ และปริมาณคงเหลือ ดังจะกล่าวต่อไปสำหรับการคัดเลือกชีวมวลโครงการ

ตารางที่ 3.1-2 สรุปข้อมูลปริมาณชีวมวล การนำไปใช้ประโยชน์ และปริมาณคงเหลือ

ลำดับที่	พืช	ชีวมวล	ปริมาณชีวมวล (ล้านตัน)					การใช้ประโยชน์ (ล้านตัน)					ปริมาณคงเหลือ (ล้านตัน)				
			พ.ศ.2547	พ.ศ.2548	พ.ศ.2549	พ.ศ.2550	พ.ศ.2551	พ.ศ.2547	พ.ศ.2548	พ.ศ.2549	พ.ศ.2550	พ.ศ.2551	พ.ศ.2547	พ.ศ.2548	พ.ศ.2549	พ.ศ.2550	พ.ศ.2551
1	อ้อย	กากอ้อย	18.2	13.88	13.34	18.02	20.58	18.2	13.88	13.34	18.02	20.58	-	-	-	-	-
		ยอดและใบ	11.05	8.43	8.1	10.94	12.5	-	-	-	-	-	11.05	8.43	8.1	10.94	12.5
2	ปาล์มน้ำมัน	ทะลายเปล่าปาล์ม	1.66	1.6	2.15	2.04	2.96	0.561	0.541	0.73	0.69	1.00	1.10	1.06	1.42	1.35	1.96
		กากใยปาล์ม	0.98	0.95	1.27	1.21	1.76	0.806	0.782	1.05	1.00	1.45	0.17	0.17	0.22	0.21	0.31
		กะลาปาล์ม	0.21	0.2	0.27	0.26	0.37	0.066	0.063	0.08	0.08	0.12	0.14	0.14	0.19	0.18	0.25
		ทางใบ/ก้านปาล์ม	7.3	7.05	9.46	9	13.06	-	-	-	-	-	7.30	7.05	9.46	9.00	13.06
3	ข้าว	แกลบ	6.08	6.18	6.21	6.32	6.72	0.79	0.81	0.81	0.83	0.88	5.29	5.37	5.40	5.49	5.84
		ฟางข้าว	14.2	14.41	14.49	14.75	15.69	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4	มันสำปะหลัง	กากมันสำปะหลัง	7.93	6.26	8.35	9.96	9.31	-	-	-	-	-	7.93	6.26	8.35	9.96	9.31
		เปลือกมันสำปะหลัง	0.01	0.01	0.01	0.02	0.02	-	-	-	-	-	0.01	0.01	0.01	0.02	0.02
		เหง้ามันสำปะหลัง	4.29	3.39	4.52	5.38	5.03	-	-	-	-	-	4.29	3.39	4.52	5.38	5.03
5	ยางพารา	ขี้เลื่อย	0.31	0.32	0.33	0.33	0.33	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.31	0.32	0.33	0.33	0.33
		เศษไม้	1.24	1.27	1.31	1.33	1.36	0.11	0.11	0.11	0.11	0.12	1.13	1.16	1.20	1.22	1.24
6	สับปะรด	ตอซังสับปะรด	1.05	1.09	1.35	1.09	1.14	-	-	-	-	-	1.05	1.09	1.35	1.09	1.14
		เปลือกสับปะรด	0.6	0.62	0.77	0.62	0.64	0.6	0.62	0.77	0.62	0.64	-	-	-	-	-
7	ยูคาลิปตัส	ไม้พิน/เศษไม้	5.75	5.71	5.71	5.71	5.73	5.75	5.71	5.71	5.71	5.73	-	-	-	-	-

ที่มา : สำนักงานเศรษฐกิจการเกษตร
กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน
สถิติพื้นที่ปลูกหญ้า/พืชอาหารสัตว์และทุ่งหญ้าสาธารณะ กรมปศุสัตว์

3.2 คุณสมบัติชีวมวล

จากข้อมูลการวิเคราะห์คุณสมบัติของชีวมวล งานวิจัยที่ผ่านมาเน้นไปที่การวิเคราะห์คุณสมบัติเพื่อการใช้เป็นเชื้อเพลิง โดยตัวอย่างแสดงคุณสมบัติของชีวมวลเบื้องต้นดังตารางที่ 3.2-1 เพื่อให้สอดคล้องกับโครงการ รวบรวมข้อมูลของชีวมวลโครงการและชีวมวลในประเทศไทย ที่มีการศึกษาและวิเคราะห์องค์ประกอบด้านต่างๆ ที่สามารถนำมาใช้ประโยชน์ในการผลิตพลังงานได้ดังนี้

ตารางที่ 3.2-1 คุณสมบัติทางเคมีของชีวมวลเบื้องต้น

Proximate analysis	แกลบ	ฟางข้าว	ชานอ้อย	ใบอ้อย	ไม้ยางพารา	โยปาล์ม	กะลาปาล์ม	ทะลายปาล์ม	ลำต้นปาล์ม	ทางปาล์ม	เหงำมันสำปะหลัง	เปลือกไม้ยูคาล
Moisture, %	12.00	10.00	50.73	9.20	45.00	38.50	12.00	58.60	48.40	78.40	59.4	60
Ash, %	12.65	10.39	1.43	6.10	1.59	4.42	3.50	2.03	1.20	0.70	1.5	2.44
Volatile Matter, %	56.46	60.70	41.98	67.80	45.70	42.68	68.20	30.46	38.70	16.30	31	28
Fixed Carbon, %	18.88	18.90	5.86	16.90	7.71	14.39	16.30	8.90	11.70	4.60	8.1	9.56
Ultimate Analysis												
Carbon, %	37.48	38.17	21.33	41.60	25.58	30.82	44.44	21.15	23.90	10.13	18.76	18.6
Hydrogen, %	4.41	5.02	3.06	5.08	3.19	3.74	5.01	2.56	3.04	1.25	2.48	2.12
Oxygen, %	33.27	35.28	23.29	37.42	24.48	21.61	34.70	15.34	22.91	9.44	17.5	16.68
Nitrogen, %	0.17	0.58	0.12	0.40	0.14	0.84	0.28	0.27	0.56	0.07	0.32	0.15
Sulfur, %	0.04	0.09	0.03	0.17	0.02	0.08	0.02	0.04	0.06	0.02	0.04	0.02
Chlorine, %	0.09	na	na	0.01	0.01	0.11	0.02	0.16	na	0.12	0.05	0.1
Ash, %	12.65	10.39	1.43	6.10	1.60	4.42	3.52	2.03	1.20	0.70	1.5	2.44
Moisture, %	12.00	10.00	50.73	9.20	45.00	38.50	12.00	58.60	48.40	78.40	59.4	60
Other Characteristics												
Bulk Density, kg/m ³	150	125	120	100	450	250	400	380	na	na	250	na
Higher heating value, kJ/kg	14,755	13,650	9,243	16,794	10,365	13,127	18,267	9,196	9,370	3,908	7,451	6,811
Lower heating value, kJ/kg	13,517	12,330	7,368	15,479	8,600	11,400	16,900	7,240	7,556	1,760	5,494	4,917

ที่มา : มูลนิธิพลังงานเพื่อสิ่งแวดล้อม

3.3 การคัดเลือกชีวมวลโครงการ

การคัดเลือกชีวมวลโครงการจะพิจารณาจากข้อมูลการศึกษา สํารวจชีวมวลที่มีในประเทศไทย และมีศักยภาพในการผลิตเชื้อเพลิงเหลว ดังนั้นจึงต้องทำการคัดเลือกชีวมวลที่มีศักยภาพในประเทศไทยไม่น้อยกว่า 5 ชนิด เพื่อนำไปวิเคราะห์และคัดเลือกชีวมวลที่มีศักยภาพสูงสุดอย่างน้อย 3 ชนิด จากชีวมวลที่เป็นวัสดุเหลือทิ้งทางการเกษตร และของเหลือจากอุตสาหกรรมและชุมชน ของผลิตภัณฑ์การเกษตรที่สำคัญซึ่งชีวมวลที่อยู่ในข่ายที่จะทำการคัดเลือกมีดังนี้

ชีวมวลจากอ้อย ได้แก่ กากอ้อย ยอดอ้อย

ชีวมวลจากมันสำปะหลัง ได้แก่ กากมันสำปะหลัง เปลือกมันสำปะหลัง เหง้ามันสำปะหลัง

ชีวมวลจากสับปะรด ได้แก่ เปลือกสับปะรด ดอกสับปะรด

ชีวมวลจากปาล์มน้ำมัน ได้แก่ ทะลายปาล์ม โยปาล์ม กะลาปาล์ม ทางปาล์ม

ชีวมวลจากข้าว ได้แก่ แกลบ ฟางข้าว

ชีวมวลจากไม้โตเร็ว/ไม้เศรษฐกิจ คือ ยูคาลิปตัส และยางพารา ได้แก่ ไม้ยูคาลิปตัส/ไม้ยาพารา เศษไม้ เปลือกไม้ ชี้อ้อย

การคัดเลือกชีวมวลที่มีศักยภาพเหมาะสมทั้งทางเทคนิคและเศรษฐศาสตร์ มีเกณฑ์การพิจารณา ดังนี้

1) ปริมาณและการเก็บรวบรวม (30 คะแนน)

1.1) ปริมาณชีวมวล (5 คะแนน) คัดเลือกจากปริมาณชีวมวลที่เกิดขึ้นจากผลผลิต (5 ปี ย้อนหลัง) โดยคิดค่าเฉลี่ยทั้ง 5 ปี ว่าชีวมวลชนิดใดมีปริมาณมากพอที่จะนำมาผลิตก๊าซชีวภาพได้ต่อเนื่องตลอดจนเป็นผลผลิตการเกษตรที่สอดคล้องกับนโยบายส่งเสริมของภาครัฐ

การให้คะแนนปริมาณชีวมวล

1	หมายถึง	น้อยกว่า 1 ล้านตัน
2	หมายถึง	มากกว่า 1 ล้านตัน แต่ไม่เกิน 3 ล้านตัน
3	หมายถึง	มากกว่า 3 ล้านตัน แต่ไม่เกิน 5 ล้านตัน
4	หมายถึง	มากกว่า 5 ล้านตัน แต่ไม่เกิน 10 ล้านตัน
5	หมายถึง	10 ล้านตันขึ้นไป

1.2) การเก็บรวบรวม (20 คะแนน) พิจารณาจากความสามารถในการเก็บรวบรวมชีวมวลที่เกิดขึ้นจากข้อ 1.1 เพื่อคัดเลือกชีวมวลที่สามารถเก็บรวบรวมได้ง่าย และมีค่าใช้จ่ายต่ำ โดยชีวมวลที่มีแหล่งรวบรวมที่ชัดเจนจะได้รับการพิจารณาก่อน โดยในส่วนของ การเก็บรวบรวมนี้ให้คะแนนมากกว่าปริมาณ เนื่องจากชีวมวลบางชนิดถึงแม้มีปริมาณมาก แต่การเก็บรวบรวมเพื่อใช้ประโยชน์ทำได้ยาก เกิดความยุ่งยากแก่เกษตรกรหรือโรงงาน ส่งผลต่อค่าใช้จ่ายและแรงงานในการรวบรวมด้วย

การให้คะแนนการเก็บรวบรวม

4	หมายถึง	จากพื้นที่เกษตรกรสามารถรวบรวมได้ยาก (กระจายตามพื้นที่เกษตรกร ต้องใช้แรงงานในการรวบรวมมาก)
8	หมายถึง	จากพื้นที่เกษตรกรสามารถรวบรวมได้ปานกลาง (เกษตรกรรวมไว้เป็นกองๆ ในพื้นที่เกษตรกร ต้องใช้แรงงานในการรวบรวม)
12	หมายถึง	จากพื้นที่เกษตรกรสามารถรวบรวมได้ง่าย (กองไว้เป็นกองเดียวในพื้นที่เกษตรกร ใช้แรงงานในการรวบรวมน้อย)
16	หมายถึง	จากโรงงานสามารถรวบรวมได้ยาก (กระจายตามโรงงานต้องใช้แรงงานในการรวบรวมมาก)
20	หมายถึง	จากโรงงานสามารถรวบรวมได้ง่าย (กองไว้ตามเป็นพื้นที่ตามโรงงาน ใช้แรงงานในการรวบรวมน้อย)

1.3) แนวโน้มการเพิ่มขึ้นของชีวมวล (5 คะแนน) นอกจากการนำเกณฑ์ด้านปริมาณและการจัดเก็บพิจารณาแล้ว สิ่งสำคัญอีกประการหนึ่งที่จะทำให้โครงการสามารถดำเนินการได้ในระยะยาวต่อไป คือ แนวโน้มการเพิ่มขึ้นของชีวมวล ซึ่งจะนำปริมาณผลผลิตที่เกิดขึ้นตั้งแต่ปี 2547 มาพิจารณาว่าชีวมวลชนิดใดมีปริมาณเพิ่มขึ้นจากเดิม นอกจากนี้ยังได้คำนึงถึงนโยบายส่งเสริมจากภาครัฐ ซึ่งหากได้รับการส่งเสริมจากภาครัฐย่อมมีผลต่อการปริมาณการเกิดชีวมวลที่เพิ่มมากขึ้นตามไปด้วย

การให้คะแนนแนวโน้มการเพิ่มขึ้นของชีวมวล

0	หมายถึง	มีแนวโน้มลดลงอย่างเห็นได้ชัด
3	หมายถึง	มีแนวโน้มคงที่ เพิ่มขึ้น หรือลดลงเล็กน้อย
5	หมายถึง	มีแนวโน้มเพิ่มขึ้น

2) ความเหมาะสมในการผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวล (40 คะแนน)

2.1) ค่าความร้อนของชีวมวล (10 คะแนน) พิจารณาจากคุณสมบัติเบื้องต้นของชีวมวล ว่ามีความเหมาะสมในการผลิตเชื้อเพลิงเหลวหรือไม่ เกณฑ์ที่ใช้พิจารณาหลัก คือค่าความร้อน และหรือความชื้น โดยชีวมวลที่มีค่าความร้อนต่ำจะมีความชื้นสูง ซึ่งไม่เหมาะแก่การนำไปใช้เป็นเชื้อเพลิงด้านความร้อน และชีวมวลที่มีค่าความร้อนสูง มีความชื้นต่ำ การนำไปใช้เป็นเชื้อเพลิงด้านความร้อนจะเป็นทางเลือกที่เหมาะสมกว่าการนำมาผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวล

การให้คะแนนความเหมาะสมในการผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวล

2	หมายถึง	ค่าความร้อนไม่เกิน 3,000 kJ/kg
4	หมายถึง	ค่าความร้อนสูงกว่า 3,000 kJ/kg แต่ไม่เกิน 4,000 kJ/kg
6	หมายถึง	ค่าความร้อนสูงกว่า 4,000 kJ/kg แต่ไม่เกิน 6,000 kJ/kg
8	หมายถึง	ค่าความร้อนมากกว่า 6,000 kJ/kg แต่ไม่เกิน 8,000 kJ/kg
10	หมายถึง	ค่าความร้อนมากกว่า 8,000 kJ/kg

2.2) ค่าความชื้นของชีวมวล (10 คะแนน) ชีวมวลที่มีค่าความชื้นน้อย จะมีความเหมาะสมมากที่สุดในการนำมาผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวล และจะได้คะแนนจากการประเมินสูงสุดเช่นกัน ส่วนชีวมวลที่มีค่าความชื้นสูง ไม่เหมาะที่จะนำมาผลิตเชื้อเพลิงเหลว เนื่องจากจะสิ้นเปลืองพลังงานมากกว่า

การให้คะแนนค่าความชื้นของชีวมวล

2	หมายถึง	ค่าความชื้นมากกว่าร้อยละ 80
4	หมายถึง	ค่าความชื้นมากกว่าร้อยละ 60 แต่ไม่เกินร้อยละ 80
6	หมายถึง	ค่าความชื้นมากกว่าร้อยละ 40 แต่ไม่เกินร้อยละ 60
8	หมายถึง	ค่าความชื้นมากกว่าร้อยละ 20 แต่ไม่เกินร้อยละ 40
10	หมายถึง	ค่าความชื้นน้อยกว่าร้อยละ 20

2.3) ปริมาณ Fixed Carbon ของชีวมวล (10 คะแนน) เนื่องจากในขั้นตอนการผลิต จะต้องนำชีวมวลไปเผาที่อุณหภูมิสูง จึงควรใช้ชีวมวลที่เผาไหม้ได้ง่าย ซึ่งจะส่งผลดีต่อกระบวนการผลิต ชีวมวลที่มีปริมาณ Fixed carbon สูง จะได้รับการพิจารณาก่อน ตามลำดับ

การให้คะแนนปริมาณ Fixed Carbon

2	หมายถึง	ปริมาณ Fixed carbon ไม่เกินร้อยละ 4
4	หมายถึง	ปริมาณ Fixed carbon มากกว่าร้อยละ 4 แต่ไม่เกินร้อยละ 8
6	หมายถึง	ปริมาณ Fixed carbon มากกว่าร้อยละ 8 แต่ไม่เกินร้อยละ 12
8	หมายถึง	ปริมาณ Fixed carbon มากกว่าร้อยละ 12 แต่ไม่เกินร้อยละ 16
10	หมายถึง	ปริมาณ Fixed carbon มากกว่าร้อยละ 16

2.4) ปริมาณเถ้า (10 คะแนน) กระบวนการผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวล เป็นกระบวนการที่ต้องใช้ความร้อนการเผาไหม้เพื่อเปลี่ยนชีวมวลให้เป็นแก๊ส ดังนั้นชีวมวลที่ได้รับคัดเลือกควรมีปริมาณเถ้าจากการเผาไหม้น้อย เพื่อง่ายและสะดวกต่อการกำจัด

การให้คะแนนปริมาณเถ้าของชีวมวล

2	หมายถึง	ปริมาณเถ้ามากกว่าร้อยละ 7
4	หมายถึง	ปริมาณเถ้ามากกว่าร้อยละ 5 แต่ไม่เกินร้อยละ 7
6	หมายถึง	ปริมาณเถ้ามากกว่าร้อยละ 3 แต่ไม่เกินร้อยละ 5
8	หมายถึง	ปริมาณเถ้ามากกว่าร้อยละ 1 แต่ไม่เกินร้อยละ 3
10	หมายถึง	ปริมาณเถ้าน้อยกว่าร้อยละ 1

3) ความคุ้มค่าด้านเศรษฐศาสตร์เบื้องต้น (30 คะแนน)

3.1) การใช้ประโยชน์ปัจจุบัน (15 คะแนน) พิจารณาจากการนำชีวมวลไปใช้ประโยชน์ด้านอื่น เช่น เป็นเชื้อเพลิง อาหารสัตว์ เป็นปุ๋ยบำรุงดิน หรืออื่น ๆ เพื่อประเมินปริมาณชีวมวลคงเหลือที่สามารถรวบรวม

ได้จริง โดยชีวมวลที่ไม่มีการนำไปใช้ประโยชน์หรือมีการนำไปใช้ประโยชน์ด้านอื่นน้อยที่สุดควรได้รับการพิจารณาก่อน

การให้คะแนนการใช้ประโยชน์ปัจจุบัน

5	หมายถึง	มีการนำไปใช้ประโยชน์อย่างกว้างขวางในเชิงอุตสาหกรรมหรือเกษตรกรรม
10	หมายถึง	มีการใช้ประโยชน์มากทั้งในอุตสาหกรรมและในพื้นที่เกษตร
15	หมายถึง	ยังไม่มีการใช้ประโยชน์ หรือ มีการใช้ประโยชน์เล็กน้อยในพื้นที่เกษตรและอุตสาหกรรม

3.2) มูลค่าของชีวมวล (15 คะแนน) พิจารณาจากราคาของชีวมวล รวมถึงค่าเก็บรวบรวม และค่าขนส่ง ในการนำไปใช้ประโยชน์ โดยจะพิจารณาจากชีวมวลที่ไม่มีมูลค่าหรือมีมูลค่าน้อยก่อน เกณฑ์ในข้อนี้จะรวมไปถึงโอกาสที่จะขยายผลของโครงการด้วย

การให้คะแนนมูลค่าของชีวมวล

5	หมายถึง	มีมูลค่ามาก สามารถขายได้ทั้งหมด
10	หมายถึง	ค่อนข้างมีมูลค่า สามารถขายได้
15	หมายถึง	มีมูลค่าเล็กน้อย สามารถขายได้บ้าง หรือไม่มีการซื้อขาย

การให้คะแนนการคัดเลือกชีวมวลตามเกณฑ์ที่กำหนดขึ้นนี้ จะอาศัยข้อมูลจากการศึกษารวบรวมของหน่วยงานต่างๆ เป็นส่วนประกอบ หลักการและเหตุผลในการให้คะแนนประกอบด้วย

ปริมาณชีวมวล

จากข้อมูลปริมาณชีวมวลที่เกิดขึ้นที่ประเมินจากผลผลิตทางการเกษตร ของสำนักงานเศรษฐกิจการเกษตร การให้คะแนนจะให้จากปริมาณที่เกิดขึ้นเฉลี่ย 5 ปีย้อนหลัง ประกอบกับข้อมูลจากการสำรวจชีวมวลในปี 2550 ของกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน โดยชานอ้อย และฟางข้าว เศษไม้/เปลือกไม้ จะมีปริมาณมากที่สุด รองลงมาได้แก่ ใบและยอดอ้อย ทางปาล์ม กากมันสำปะหลัง และแกลบตามลำดับ

การเก็บรวบรวม

หากพิจารณาจากแหล่งของชีวมวลที่จะนำมาผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวล พอจะแบ่งออกได้เป็น 2 กลุ่ม คือ ชีวมวลที่เหลือจากโรงงานอุตสาหกรรม เช่น กากมันจากโรงงานแป้งมันสำปะหลัง ทะลายเปล่าปาล์มจากโรงงานสกัดน้ำมันปาล์ม เปลือกสับปะรดจากโรงงานสับปะรด กากอ้อยจากโรงงานน้ำตาล ไม้ท่อน เศษไม้และเปลือกไม้ เป็นต้น และชีวมวลที่เหลือจากการเก็บเกี่ยวผลผลิตผลการเกษตรของเกษตรกร ซึ่งชีวมวลส่วนนี้จะกระจายอยู่ในพื้นที่การเกษตร เช่น เหง้ามันสำปะหลัง ทางและลำต้นปาล์ม ตอซังสับปะรด ใบและยอดอ้อย ฟางข้าว เป็นต้น

การให้คะแนนการรวบรวมชีวมวลจะให้จากความยากง่ายในการเก็บรวบรวม โดยส่วนใหญ่แล้วชีวมวลที่เกิดจากพื้นที่เกษตรกรรม จะรวบรวมได้ยากกว่าชีวมวลจากโรงงาน เพราะหากโรงงานไม่มีการใช้ชีวมวลดังกล่าวก็จะต้องรวบรวมเพื่อกำจัดทิ้ง ซึ่งส่วนใหญ่แล้วในพื้นที่เกษตรชีวมวลจะกระจายมากกว่าในโรงงาน ดังนั้นชีวมวลที่เกิดจากโรงงาน เช่น ชานอ้อย แกลบ กากและเปลือกมันสำปะหลัง กะลาและปาล์มใยปาล์ม เปลือกไม้ เศษไม้/เปลือกไม้ จึงได้คะแนนข้อนี้เต็ม เกิดขึ้นกระจายตามโรงงานจะได้คะแนนรองลงมา และชีวมวลจากพื้นที่เกษตรกรรมที่ค่อนข้างเก็บรวบรวมได้ยากจะได้คะแนนตามลำดับความยากง่ายในการเก็บรวบรวม ส่วนไม้ยูคาลิปตัส เป็นไม้ที่ปลูกไว้เพื่อขายโดยตรง มีการรวบรวมซื้อขายกันเป็นประจำอยู่แล้ว จึงได้คะแนนในข้อนี้เต็มเช่นกัน

แนวโน้มการเพิ่มขึ้นของชีวมวล

จากข้อมูลด้านปริมาณผลผลิตและปริมาณชีวมวลที่เกิดขึ้น นำมาพิจารณาแนวโน้มการเพิ่มขึ้นของชีวมวลว่ามีการเพิ่มขึ้นหรือลดลง ตลอดจนนโยบายของรัฐที่ส่งเสริมการปลูกพืชชนิดต่างๆ มาพิจารณาประกอบด้วย ชีวมวลที่มีแนวโน้มเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่องจะได้คะแนนมาก เช่น ข้าว และอ้อย ซึ่งเป็นพืชหลักที่นิยมปลูก ชีวมวลที่มีแนวโน้มเพิ่มขึ้น หรือลดลงเล็กน้อย จะได้คะแนนรองลงมา จะเห็นได้ว่าการให้คะแนนข้อนี้จะไม่มีชีวมวลชนิดใดที่ได้คะแนนต่ำที่สุด เนื่องจากชีวมวลที่นำมาพิจารณาส่วนใหญ่ เป็นชีวมวลที่มีศักยภาพในประเทศ แม้ปัจจุบันจะมีการส่งเสริมการปลูกพืชอื่นๆ เช่น ไม้เศรษฐกิจ/ไม้โตเร็วอื่น อาทิ ต้นตะกั่ว เป็นต้น เพื่อให้ได้ผลผลิตในระยะเวลาอันสั้น แต่ยังไม่มีการสำรวจพื้นที่เพาะปลูกที่เกิดขึ้นในปัจจุบันของหน่วยงานใด มีเพียงเป้าหมายและนโยบายเท่านั้น จึงไม่ได้นำไม้โตเร็วชนิดนี้มาพิจารณา

คุณสมบัติของชีวมวล

การพิจารณาความเหมาะสมในการผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวล จำเป็นต้องพิจารณาคุณสมบัติเบื้องต้นของชีวมวล เพื่อวิเคราะห์ความเป็นไปได้ในการผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวลชนิดนั้นๆ โดยชีวมวลที่มีค่าความร้อนสูง และมีความชื้น (สด) ต่ำ มีความเหมาะสมที่จะนำไปใช้ผลิตเป็นเชื้อเพลิงเหลวได้

นอกจากนี้ยังจะพิจารณาถึงปริมาณ Fixed carbon ด้วย และปริมาณเถ้า ซึ่งปริมาณ Fixed carbon นี้จะส่งผลถึงปริมาณสารที่สามารถเผาได้ ปริมาณ Fixed carbon ที่เยอะ จะทำให้เกิดเถ้าน้อย ซึ่งส่งผลดีต่อกระบวนการผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวล

การใช้ประโยชน์ปัจจุบัน

ชีวมวลที่มีมูลค่าและมีการใช้ประโยชน์มาก จะได้คะแนนในข้อนี้มากกว่าชีวมวลที่ไม่มีการใช้ประโยชน์ เนื่องจากชีวมวลที่มีการใช้ประโยชน์มาก ย่อมแสดงให้เห็นว่า ปริมาณชีวมวลชนิดนั้นมีมาก และมีการซื้อขายกันในวงกว้าง ซึ่งอาจมีตลาดซื้อขายเฉพาะชีวมวลนั้นๆ อีกประการหนึ่งคือ ผู้ผลิตมีมากมาย ย่อมทำให้เกิดการแข่งขันทางด้านวัตถุดิบและราคา ทำให้ต้นทุนถูกลงอีกทางหนึ่งด้วย

มูลค่าของชีวมวล

การศึกษาการผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวล จำเป็นต้องคำนึงถึงความเหมาะสมด้านเศรษฐศาสตร์ด้วย ซึ่งการดำเนินการเชิงพาณิชย์ต้องคำนึงถึงความสำคัญด้านนี้เป็นหลัก ดังนั้นจึงต้องคิดมูลค่าของชีวมวลจากแหล่งต่างๆ ด้วย เพื่อจะประเมินความเหมาะสมด้านเศรษฐศาสตร์เบื้องต้นก่อน ซึ่งชีวมวลที่มีมูลค่ามีราคาสามารถจำหน่ายได้ จะได้คะแนนในข้อนี้้น้อย ส่วนชีวมวลที่มีมูลค่าน้อยหรือไม่มีมูลค่า และจำหน่ายได้บ้าง หรือไม่ได้เลย จะได้คะแนนมาก กะลาปาล์ม เป็นชีวมวลที่มีมูลค่าสูงแต่มีปริมาณน้อย ส่วนไม้เศรษฐกิจหรือไม่โตเร็ว เป็นไม้ที่ปลูกมาเพื่อจำหน่ายอยู่แล้ว จึงเหมาะสมที่จะนำมาผลิตเชื้อเพลิงเหลวได้ แต่อย่างไรก็ตาม ต้องคำนึงถึงราคาของชีวมวลด้วย เพื่อให้สามารถโครงการดำเนินการเชิงพาณิชย์ได้ต่อไป การให้คะแนนจึงพิจารณาด้านราคาการซื้อขายเป็นหลัก ชีวมวลที่มีการซื้อขายแล้วจะได้คะแนนน้อย แต่ชีวมวลที่ไม่มีการซื้อขายจะได้คะแนนมาก เพราะเป็นการเพิ่มผลประโยชน์กับวัสดุเหลือใช้

จากการให้คะแนนชีวมวลที่อยู่ในข่ายการพิจารณา ตามเกณฑ์การคัดเลือกดังกล่าว แสดงในตารางที่ 3.3-1 – ตารางที่ 3.3-2 สรุปได้ว่าชีวมวลที่ได้รับการพิจารณาคัดเลือกเพื่อใช้ในการศึกษาความเป็นไปได้การออกแบบเบื้องต้นการจัดตั้งโรงงานผลิตเชื้อเพลิงเหลวในระดับเชิงพาณิชย์ โดยได้คัดเลือกไว้เบื้องต้นไว้ มีชีวมวลลำดับที่ 1 คือ ไม้เศรษฐกิจ/ไม่โตเร็ว ลำดับที่ 2 ได้คะแนนเท่ากัน คือ เศษไม้/เปลือกไม้ และทะลายเป่าปาล์ม

เมื่อจัดลำดับและคัดเลือกชีวมวลที่มีศักยภาพสูงได้ทั้งหมด 3 ชนิดแล้ว จะได้นำไปศึกษาและคัดเลือกเทคโนโลยีการผลิตเชื้อเพลิงที่เหมาะสมกับชีวมวลแต่ละชนิด ดังจะกล่าวต่อไปในบทที่ 4

ตารางที่ 3.3- 1 สรุปข้อมูลชีวมวลชนิดต่างๆ ตามเกณฑ์การให้คะแนน

พืช	ชีวมวล	ปริมาณเฉลี่ย ตัน/ปี	แหล่งชีวมวล	คุณสมบัติ				การใช้ประโยชน์
				ค่าความร้อน (MJ/kg)	ความชื้นสด (%)	Fixed Carbon(%)	ปริมาณเถ้า(%)	
ไม้โตเร็ว/พืชเศรษฐกิจ (ยูคาลิปตัส/ยางพารา)	ไม้ยูคา/ไม้ยางพารา	5.73	พื้นที่เกษตร/คันทนา	16.85	45	7.1	1.59	เป็นเชื้อเพลิง
	เศษไม้	20.68	โรงงาน	17.3	60	9.56	2.44	เป็นเชื้อเพลิง
มันสำปะหลัง	กากมัน	9.31	โรงงาน	1.47	80	7.81	n/a	ทำอาหารสัตว์/ใช้ประโยชน์น้อย
	ลำต้นแห้ง	5.03	พื้นที่เกษตร	10.61	59.4	8.1	1.5	ไกลกลับเป็นปุ๋ยบ้าง/ไม่มีการใช้ประโยชน์
อ้อย	ชานอ้อย	20.58	โรงงาน	7.37	52.5	5.86	1.43	เป็นเชื้อเพลิง
	ใบและยอด	12.5	พื้นที่เกษตร	15.48	9.2	16.9	6.1	ไม่มีการใช้ประโยชน์/ทำอาหารสัตว์บ้างเล็กน้อย
สับปะรด	ตอซัง	1.14	พื้นที่เกษตร	14.35	73	2.47	1.74	ไม่มีการใช้ประโยชน์
	เปลือก	0.65	โรงงาน	n/a	84	n/a	n/a	ใช้ภายในโรงงาน
ปาล์มน้ำมัน	ทะลายปาล์มเปล่า	3.15	โรงงาน	7.24	58.6	8.9	2.03	เป็นเชื้อเพลิง/เพาะเห็ดบางส่วน
	กากใย	1.78	โรงงาน	11.4	38.5	14.49	4.42	เป็นเชื้อเพลิง
	กะลา	0.37	โรงงาน	16.9	12	16.3	3.5	เป็นเชื้อเพลิง
	ทางปาล์ม	13.06	พื้นที่เกษตร	1.76	78.4	4.6	0.7	คลุมดิน/ยังไม่มีการใช้ประโยชน์
ข้าว	แกลบ	6.32	โรงงาน	13.52	12	18.8	12.65	เป็นเชื้อเพลิง/ทำรูป
	ฟางข้าว	14.49	พื้นที่เกษตร	12.33	10	18.8	10.39	เป็นเชื้อเพลิง/อาหารสัตว์

ตารางที่ 3.3- 2 สรุปการให้คะแนนชีวมวลตามเกณฑ์การคัดเลือก

ลำดับ	พืช	ชีวมวล	ปริมาณและการรวบรวม			ความเหมาะสมในการผลิตเชื้อเพลิงเหลว				ความคุ้มค่าด้านเศรษฐศาสตร์เบื้องต้น		รวม 100 คะแนน	ลำดับที่ได้
			ปริมาณชีวมวล	แนวโน้มการเพิ่มปริมาณ	การเก็บรวบรวม	ค่าความร้อน	ค่าความชื้น	Fixed Carbon	ปริมาณเถ้า	การใช้ประโยชน์	มูลค่าของชีวมวล		
			5 คะแนน	5 คะแนน	20 คะแนน	10 คะแนน	10 คะแนน	10 คะแนน	10 คะแนน	15 คะแนน	15 คะแนน		
1	ไม้โตเร็ว/พืชเศรษฐกิจ (ยูคาลิปตัส/ยางพารา)	ไม้ยูคา/ไม้ยางพารา	5	3	20	10	6	4	8	5	10	71	1
		เศษไม้/เปลือกไม้	5	3	20	6	6	6	8	5	10	69	2
2	มันสำปะหลัง	กากมัน	4	3	20	4	2	6	6	10	10	65	5
		ลำต้นเหง่า	4	3	8	8	6	6	8	10	10	63	
3	อ้อย	ชานอ้อย	5	5	20	8	6	4	8	5	5	66	5
		ใบและยอด	5	5	4	10	10	10	4	5	10	63	
4	สับปะรด	คอกซังสับปะรด	2	3	8	6	4	2	8	10	15	58	
		เปลือก	1	3	20	2	2	2	2	10	10	52	
5	ปาล์มน้ำมัน	ทะลายปาล์มเปล่า	3	3	20	8	6	6	8	10	5	69	2
		กากใบ	2	3	20	10	8	8	6	5	5	67	3
		กะลา	1	3	16	10	10	10	6	5	5	66	5
		หางปาล์ม	5	3	4	2	4	4	10	15	15	62	
6	ข้าว	แกลบ	4	5	16	10	10	10	2	5	5	67	4
		ฟางข้าว	5	5	8	10	10	10	2	5	5	60	

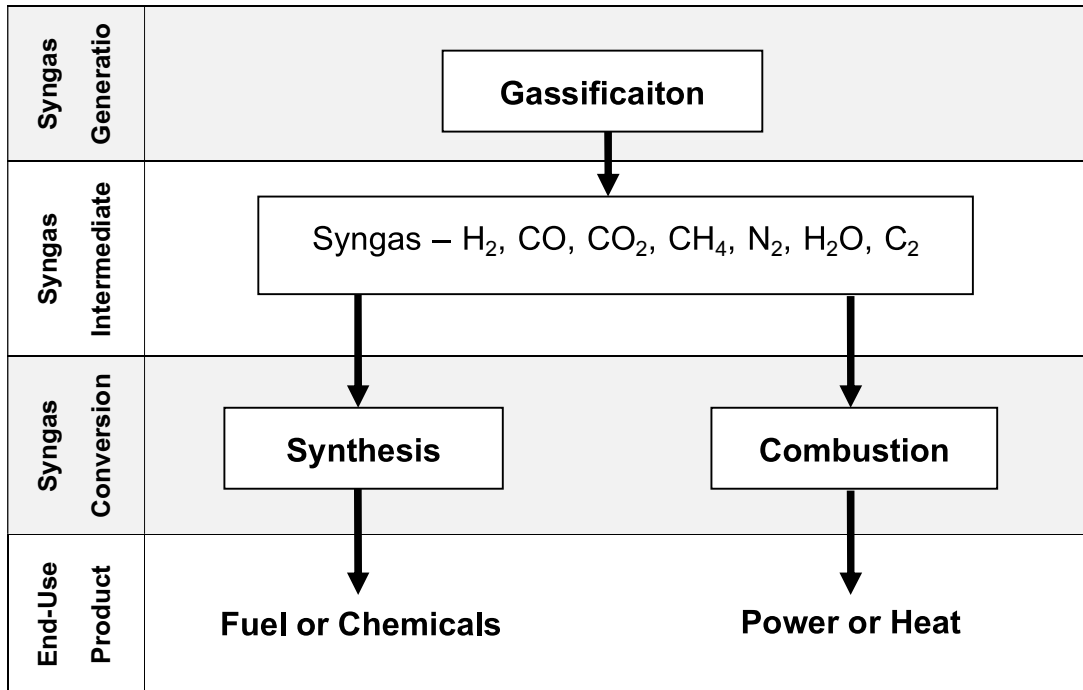
บทที่ 4

การคัดเลือกเทคโนโลยีที่เหมาะสม

4.1 เทคโนโลยีการผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวล

การผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวลหรือจากพืชสามารถผลิตได้ 3 กระบวนการด้วยกัน คือ 1) กระบวนการทางชีวภาพทำการย่อยสลายแป้ง น้ำตาล และเซลลูโลสจากพืชทางการเกษตร เช่น อ้อย มันสำปะหลัง ให้เป็นเอทานอลเพื่อใช้เป็นเชื้อเพลิงเหลวในเครื่องยนต์เบนซิน 2) กระบวนการทางฟิสิกส์และเคมี โดยสกัดน้ำมันออกจากพืชน้ำมัน จากนั้นนำน้ำมันที่ได้ไปผ่านกระบวนการ transesterification เพื่อผลิตเป็นไบโอดีเซล และ 3) กระบวนการใช้ความร้อนสูง เช่น กระบวนการไพโรไลซิส เมื่อชีวมวลได้รับความร้อนสูงในสภาพไร้ออกซิเจนจะเกิดการสลายตัวเกิดเป็นเชื้อเพลิงในรูปของเหลวและแก๊สผสมกัน เห็นได้ว่ากระบวนการผลิตเชื้อเพลิงเหลวด้วยกระบวนการชีวภาพ และกระบวนการทางฟิสิกส์ และเคมีซึ่งปัจจุบันได้มีการผลิตในเชิงพาณิชย์แล้ว ดังนั้นการศึกษาในครั้งนี้จะมุ่งเน้นนำเสนอเทคโนโลยีการผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวลด้วยกระบวนการใช้ความร้อนสูง เพื่อเป็นทางเลือกในอนาคตที่จะนำมาใช้เป็นเชื้อเพลิงที่มีประสิทธิภาพสำหรับภาคขนส่งต่อไป ซึ่งเทคโนโลยีดังกล่าวมีหลายกระบวนการด้วยกัน โดยกระบวนการที่สำคัญ และมีการศึกษาอย่างแพร่หลายได้แก่ กระบวนการไพโรไลซิส และกระบวนการ แก๊สซิฟิเคชัน/ฟิชเชอร์-ทรอปซ์ ดังได้อธิบายรายละเอียดของเทคโนโลยีต่างๆ ไว้ในบทที่ 2 แล้วนั้น

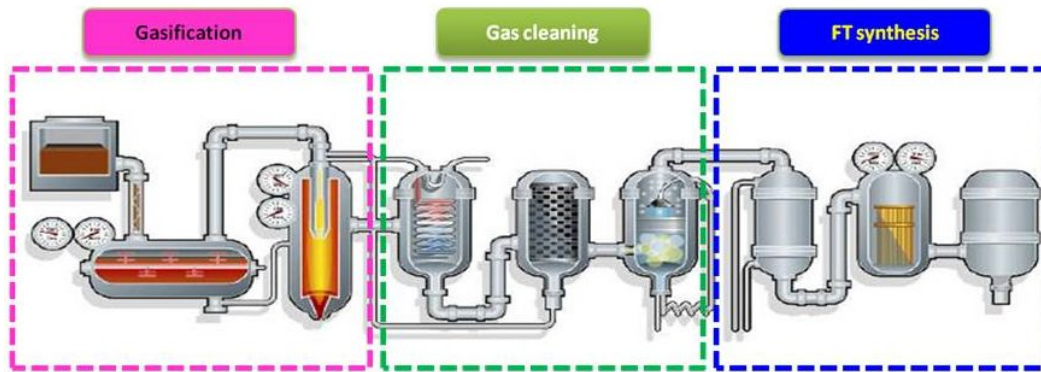
จากการศึกษารายละเอียดของเทคโนโลยีการผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวล เพื่อนำไปใช้ในภาคขนส่งนั้นสามารถกล่าวได้ว่ากระบวนการที่มีความเหมาะสม และน่าจะเป็นไปได้สำหรับการเริ่มต้นส่งเสริมการจัดตั้งโรงงานผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวลของประเทศไทย คือ กระบวนการสังเคราะห์เชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวลผ่านกระบวนการฟิชเชอร์-ทรอปซ์ ซึ่งเป็นกระบวนการที่สามารถเปลี่ยนแก๊สสังเคราะห์ที่ได้จากกระบวนการแก๊สซิฟิเคชัน ไปเป็นเชื้อเพลิงเหลวสังเคราะห์ในช่วงน้ำมันแก๊สโซลีน (C₅-C₁₂) และน้ำมันดีเซล (C₁₃-C₂₀) ซึ่งสามารถใช้ในรูปเชื้อเพลิงเหลวแทนน้ำมันจากเชื้อเพลิงฟอสซิลได้โดยตรง หรือใช้เป็นส่วนผสมเพื่อเพิ่มคุณภาพของเชื้อเพลิงดังแสดงในรูปที่ 4.1-1 ภาพรวมการใช้ประโยชน์จากแก๊สสังเคราะห์



รูปที่ 4.1-1 ภาพรวมการใช้ประโยชน์จากแก๊สสังเคราะห์

ที่มา : Novel gas cleaning/ conditioning for integrated gasification combined cycles, Newby, at al. 2001

การผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวลโดยผ่านกระบวนการสังเคราะห์ฟิชเชอร์-ทรอปช์ นั้นจะประกอบด้วยกระบวนการหลักๆ 3 กระบวนการด้วยกัน คือ กระบวนการแก๊สซิฟิเคชัน ซึ่งจะทำหน้าที่เปลี่ยนสถานะจากของแข็งหรือของเหลวให้มาเป็นสถานะแก๊ส ต่อมาคือ กระบวนการทำความสะอาด และปรับสภาพแก๊สสังเคราะห์ ในขั้นตอนนี้แก๊สที่ผลิตได้จากกระบวนการแก๊สซิฟิเคชันจะถูกนำมากำจัดสิ่งเจือปน เช่น อนุภาคของแข็ง(particulate) น้ำมันดิน (Tar) และน้ำ ออกไป รวมถึงอาจจะมีการฉีดไอน้ำเข้าไปเพื่อเพิ่มปริมาณแก๊สไฮโดรเจน (H₂) หรือปรับสัดส่วนปริมาณของแก๊สสังเคราะห์ให้เหมาะสมต่อการเข้าสู่กระบวนการต่อไป และขั้นตอนสุดท้ายก็คือกระบวนการสังเคราะห์เชื้อเพลิงเหลวโดยใช้กระบวนการฟิชเชอร์-ทรอปช์ ดังแสดงในรูปที่ 4.1-2 ขั้นตอนการผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวล



รูปที่ 4.1-2 ขั้นตอนการผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวล

ที่มา : <http://www.choren.com/>

จากที่กล่าวมาแล้วข้างต้นเทคโนโลยีที่ใช้ในการผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวลนั้น สามารถแบ่งตามกระบวนการหลักๆ 3 กระบวนการ ซึ่งแต่ละกระบวนการก็จะมีรายละเอียดของเทคโนโลยีหลายรูปแบบกันไปขึ้นอยู่กับความเหมาะสมและความต้องการที่จะนำไปใช้ประโยชน์ในรูปแบบใด ดังรายละเอียดที่ได้กล่าวไว้ในบทที่ 2 โดยสามารถสรุปข้อดีและข้อจำกัดของระบบแก๊สซิฟิเคชันได้ดังตารางที่ 4.1-1 กระบวนการผลิตแก๊สสังเคราะห์หรือแก๊สซิฟิเคชันเพื่อนำไปผ่านกระบวนการสังเคราะห์ฟิชเชอร์-ทรอปช์ต่อนั้นไม่เพียงแต่ต้องกำจัดฝุ่นละอองและน้ำมันดิน แต่จำเป็นต้องเปลี่ยนรูปไฮโดรคาร์บอน พร้อมกำจัดแก๊สคาร์บอนไดออกไซด์ ไนโตรเจน และซัลเฟอร์ด้วย

ปัจจุบันมีการผลิตน้ำมันแก๊สโซลีน และน้ำมันดีเซลจากการกระบวนการสังเคราะห์ฟิชเชอร์-ทรอปช์ในระดับเชิงพาณิชย์แล้ว วัตถุประสงค์ที่ใช้ ได้แก่ ถ่านหิน และแก๊สธรรมชาติ กระบวนการสังเคราะห์ฟิชเชอร์-ทรอปช์ คือ กระบวนการทำปฏิกิริยากันของ H_2 และ CO เกิดเป็นองค์ประกอบไฮโดรคาร์บอน (ภายใต้ตัวเร่งปฏิกิริยา) สัดส่วนระหว่าง H_2 และ CO เป็นปัจจัยสำคัญของกระบวนการสังเคราะห์ฟิชเชอร์-ทรอปช์ องค์ประกอบของแก๊สสังเคราะห์สำหรับการใช้ประโยชน์ในรูปแบบของแก๊สเชื้อเพลิงจะค่อนข้างแตกต่างจากความต้องการสำหรับการผลิตเชื้อเพลิงสังเคราะห์และผลิตเคมีภัณฑ์ ซึ่งต้องการปริมาณ H_2 ที่สูง โดยมี CO_2 และ CH_4 ต่ำ ในทางตรงกันข้ามสำหรับการผลิตความร้อนและ/หรือไฟฟ้า ปริมาณของ H_2 อาจจะไม่จำเป็นและสำคัญเสมอไป ถ้าปริมาณแก๊สเชื้อเพลิงในรูปแบบของ CH_4 และ องค์ประกอบไฮโดรคาร์บอนมีปริมาณมากพอ จะส่งผลให้มีค่าความร้อนเพียงพอต่อการใช้งาน ดังที่กล่าวมาแล้วว่าก่อนจะนำแก๊สที่ได้เข้ากระบวนการสังเคราะห์ฟิชเชอร์-ทรอปช์นั้น จะต้องมีการทำความสะอาดและปรับสภาพของแก๊สสังเคราะห์ก่อน สำหรับกระบวนการและอุปกรณ์ทำความสะอาดแก๊สได้กล่าวโดยละเอียดไปแล้วในบทที่ 2 โดยสามารถสรุปได้ดังตารางที่ 4.1-2

ตารางที่ 4.1-1 สรุปข้อดีข้อเสียของแก๊สซิฟิเคชันแต่ละชนิด

Gasifier Type	ข้อดี	ข้อจำกัด
Fixed-bed updraft gasification	<ul style="list-style-type: none"> - รูปแบบง่าย ไม่ซับซ้อน - ราคาไม่สูง - สามารถใช้ได้กับชีวมวลที่มีความชื้นและเก่าสูง - เป็นเทคโนโลยีที่ได้รับการยอมรับและใช้อย่างแพร่หลาย 	<ul style="list-style-type: none"> - แก๊สสังเคราะห์มี Tar สูง ทำให้ต้องมีค่าใช้จ่ายระบบทำความสะอาดแก๊ส
Fixed-bed downdraft gasification	<ul style="list-style-type: none"> - มีส่วนปนเป็นของ Tar น้อย - มีรูปแบบง่าย ไม่ซับซ้อน - ราคาไม่สูง - เป็นเทคโนโลยีที่ได้รับการยอมรับและใช้อย่างแพร่หลาย 	<ul style="list-style-type: none"> - ชีวมวลต้องมีความชื้นไม่เกิน 20% - แก๊สสังเคราะห์ที่ได้มีอุณหภูมิสูง ทำให้ต้องปรับอุณหภูมิก่อนใช้งาน - มีถ่านหลงเหลืออยู่ประมาณ 4-7%
Bubbling Fluidised Bed	<ul style="list-style-type: none"> - ให้แก๊สที่มีองค์ประกอบค่อนข้างคงที่ - มีการกระจายตัวของอุณหภูมิในถังปฏิกรณ์ - มีการถ่ายเทความร้อนระหว่างเบดและชีวมวลได้ดี - มีอัตราการเกิดแก๊สสูง มี Tar และถ่านหลงเหลือ น้อย 	<ul style="list-style-type: none"> - ต้องการการบดย่อยของเชื้อเพลิง หรือต้องพิจารณาขนาดของเชื้อเพลิงที่เหมาะสม - มีปัญหาเกี่ยวกับการใช้งานที่มีความเป็นต่างสูง - การควบคุมลำบาก
Circulating Fluidised Bed	<ul style="list-style-type: none"> - เกิดปฏิกิริยาได้เร็ว - มีการถ่ายเทความร้อนได้ดี - สามารถรองรับขนาดของชีวมวลได้หลากหลาย - มีอัตราการเกิดแก๊สสูง มี Tar และถ่านหลงเหลือ น้อย 	<ul style="list-style-type: none"> - มูลค่าการลงทุนสูง - การควบคุมลำบาก

ตารางที่ 4.1-2 ข้อมูลการทำงานสำหรับอุปกรณ์แยกอนุภาคของแข็งและอุณหภูมิปฏิบัติการ

	Temperature in °C	Particle reduction in %
Cyclone	20-90	45-75
Sandbed filter	20-900	80-95
Bag filter/ candle filter	150-750	90-99
Scrubber	20-200	40-65
Wet electrostatic precipitator	40-50	95-99

ที่มา : Acid and Sour Gases Treating Processes, Newman S 1985

โดยสรุปแล้ว การนำแก๊สจากกระบวนการแก๊สซิฟิเคชันมาใช้ นั้น จะต้องเข้าใจก่อนว่า ผลผลิตแก๊สที่ได้จะมีความแตกต่างกันด้านองค์ประกอบ ทั้งนี้ขึ้นอยู่กับลักษณะของกระบวนการ และอุณหภูมิที่ใช้ โดยขั้นตอนการทำความสะอาดแก๊สนั้นมีความสำคัญอย่างยิ่งเพราะเป็นขั้นตอนที่เชื่อมระหว่างการผลิตแก๊สและการนำแก๊สไปใช้ในขั้นต่อไป ดังนั้นขั้นตอนการทำความสะอาดแก๊สนี้ก็จะขึ้นอยู่กับลักษณะของกระบวนการแก๊สซิฟิเคชัน และการนำแก๊สไปใช้งานในขั้นต่อไป เช่นเดียวกันสำหรับกระบวนการผลิตแก๊สสังเคราะห์ไม่เพียงต้องกำจัดฝุ่นละอองและน้ำมันดินเท่านั้น แต่จำเป็นต้องเปลี่ยนรูปไฮโดรคาร์บอน พร้อมกำจัดคาร์บอนไดออกไซด์ ฮาโลเจน ไนโตรเจน และซัลเฟอร์ด้วย

กระบวนการฟิชเชอร์-ทรอปช์เป็นการเปลี่ยนแก๊สสังเคราะห์ (Synthesis Gas) ให้ได้ผลิตภัณฑ์เป็นสารประกอบไฮโดรคาร์บอน โดยทั่วไปจะใช้ตัวเร่งปฏิกิริยาที่เป็น เหล็ก หรือ โคบอลต์ โดยการนำแก๊สสังเคราะห์ที่ประกอบด้วย H_2 และ CO ผ่านกระบวนการเกิดปฏิกิริยาทางเคมีที่ทำให้เกิดสายโซ่ไฮโดรคาร์บอนที่อยู่ในสถานะของเหลว เป็นผลิตภัณฑ์จำพวกแอฟทา น้ำมัน และซีมีง

ผลิตภัณฑ์ที่ได้จากกระบวนการสังเคราะห์นี้ประกอบด้วยสารประกอบไฮโดรคาร์บอน สารประกอบออกซีเจนเนต (Oxygenated Compounds) แก๊สคาร์บอนไดออกไซด์ และน้ำ สารประกอบไฮโดรคาร์บอนที่ได้ส่วนใหญ่เป็นพาราฟิน (Paraffins) และโอลิฟิน (Olefins) ทั้งที่เป็นโซ่ตรง (Straight Chain) โซ่กิ่ง (Branched Chain) และ อะโรมาติก (Aromatics) สารประกอบออกซีเจนเนตส่วนใหญ่เป็นสารประกอบแอลกอฮอล์ อัลดีไฮด์ คีโตน กรด และเอสเทอร์ ผลิตภัณฑ์ที่ได้จากกระบวนการนี้นอกจากจะใช้น้ำมันเชื้อเพลิงและแก๊สเชื้อเพลิงแล้วยังมีผลิตภัณฑ์ข้างเคียงที่สามารถนำไปเป็นสารตั้งต้นของกระบวนการผลิตเคมีภัณฑ์ชนิดอื่นๆ ต่อไปได้อีกมากมาย

ปฏิกิริยาฟิชเชอร์-ทรอปช์ เป็นปฏิกิริยาคายความร้อนสูง ส่งผลให้ตัวเร่งปฏิกิริยาเสื่อมสภาพเร็ว นอกจากนี้อุณหภูมิที่เพิ่มขึ้นจะเพิ่มการเกิดแก๊สมีเทน และลดการผลิตสายโซ่ไฮโดรคาร์บอน ดังนั้นในการระบายความร้อนนอกจากการดำเนินการปฏิกิริยาฟิชเชอร์-ทรอปช์ มีความจำเป็นยิ่งยวด โดยความร้อนดังกล่าวสามารถนำไปใช้ผลิตพลังงานไฟฟ้าด้วยระบบการผลิตไอน้ำได้

ตัวแปรหลักที่มีผลต่อโอกาสการเกิดผลิตภัณฑ์สายโซ่ยาว (ดีเซล) ในกระบวนการผลิตเชื้อเพลิงเหลวสังเคราะห์ คือ ตัวเร่งปฏิกิริยา (Catalyst) ซึ่งเป็นหัวใจสำคัญของกระบวนการฟิชเชอร์-ทรอปช์ เพื่อต้องการให้แก๊สสังเคราะห์แปรรูปให้เป็นเชื้อเพลิงเหลวให้ได้มากที่สุด ในอดีตถึงปัจจุบันได้มีการศึกษาชนิดของตัวเร่งปฏิกิริยาที่หลากหลาย อาทิเช่น Iron (Fe), โคบอลต์ (Co), นิกเกิล (Ni), รูทีเนียม (Ru), รูทีเดียม (Rh) สรุปโลหะหลากหลายชนิดที่นำมาใช้ในกระบวนการฟิชเชอร์ทรอปช์ ซึ่งจะพิจารณาจากราคาและความว่องไวในการทำปฏิกิริยาดังตารางที่ 4.1-3

ตารางที่ 4.1-3 แสดงคุณสมบัติความว่องไวของโลหะชนิดต่างๆ กับกระบวนการฟิชเชอร์-ทรอปซ์

FTS active metal	Price ratio	Properties
Fe	1	- Considered suitable for FTS with syngas with low H ₂ /CO ratio - Good water gas shift (WGS) reaction activity
Co	230	- Considered suitable for FTS with syngas with high H ₂ /CO ratio - Little water gas shift (WGS) reaction activity (gave H ₂ O as the main by product with little CO ₂) - Give mainly straight chain paraffins
Ni	250	- Considered suitable primarily for methanation - Form Ni-carbonyl under FTS conditions
Ru	31,000	- Too expensive
Rh	570,000	- Too expensive

ที่มา : Catalysts for the Fischer-Tropsch Synthesis, Anderson R. B, 1956.

ตัวเร่งปฏิกิริยาฟิชเชอร์-ทรอปซ์จะถูกสังเคราะห์ขึ้นและถูกพัฒนาปรับปรุงอย่างต่อเนื่องเพื่อเพิ่มประสิทธิภาพของตัวเร่งปฏิกิริยาให้มีคุณสมบัติทั้งทางกายภาพและทางเคมีที่ดี มีความว่องไว และผลิตผลิตภัณฑ์ที่ต้องการสูง มีความทนทานและเสถียรในสภาวะการเกิดปฏิกิริยาต่างๆ ตัวเร่งปฏิกิริยาฟิชเชอร์-ทรอปซ์ที่ใช้ในเชิงพาณิชย์ ได้แก่ ตัวเร่งปฏิกิริยา Fe เป็นโลหะที่นิยมใช้เป็นตัวเร่งปฏิกิริยา เนื่องจากมีราคาถูกเมื่อเปรียบเทียบกับโลหะที่ว่องไวอื่นๆ และตัวเร่งปฏิกิริยา Co เป็นโลหะที่มีความว่องไวในปฏิกิริยาไฮโดรจีเนชัน ทำให้ผลิตภัณฑ์ที่ได้เป็นสารประกอบไฮโดรคาร์บอนสายโซ่ยาวที่อิมัลชัน ในขณะที่สารประกอบไฮโดรคาร์บอนไม่อิ่มตัวและอัลกอฮอล์เกิดขึ้นน้อย นอกจากนี้ Co มีความเสถียรใช้งานได้นาน

ตัวแปรหลักที่สำคัญของกระบวนการสังเคราะห์ฟิชเชอร์-ทรอปซ์ อีกตัวแปรหนึ่งก็คือ อุณหภูมิ โดยเมื่อเพิ่มอุณหภูมิของการดำเนินปฏิกิริยาภายในกระบวนการฟิชเชอร์-ทรอปซ์ จะได้แก๊สมีเทนที่เพิ่มขึ้นส่งผลให้ออกาสการต่อสายโซ่ยาวเพื่อผลิตเชื้อเพลิงเหลวมีค่าลดลง เนื่องจากอุณหภูมิที่สูงเป็นสาเหตุทำให้เกิดการไฮโดรจีเนชันของสายโซ่เกิดเป็น CH₂- free radical เป็นส่วนใหญ่ทำให้เกิดไฮโดรเจนเข้าจับสายดังกล่าวเป็นมีเทน อีกทั้งเชื้อเพลิงเหลวที่ได้อาจมีกิ่งโซ่สาขามาก เกิดเป็นคีโตน และอะโรเมติกตามมา

สัดส่วนและองค์ประกอบของแก๊สสังเคราะห์ เป็นตัวแปรที่สำคัญไม่แพ้ตัวแปรที่กล่าวมาข้างต้น ผลของความดันย่อยของแก๊สคาร์บอนมอนอกไซด์ที่มีค่าน้อยทำให้ออกาสการต่อสายโซ่มีน้อย แต่ในกรณีความดันย่อยของแก๊สไฮโดรเจนที่มีค่ามาก การต่อสายโซ่ขั้นสุดท้ายจะทำให้ได้สารผลิตภัณฑ์ที่เป็นกลุ่มพาราฟินมาก

ผลิตภัณฑ์ที่ได้จากการสังเคราะห์ฟิชเชอร์-ทรอปซ์ จะได้สารประกอบไฮโดรคาร์บอนตั้งแต่ C1 จนถึงสารประกอบไฮโดรคาร์บอนที่มีมวลโมเลกุลสูง หรือ waxes ดังแสดงในตารางที่ 4.1-4

ตารางที่ 4.1-4 ผลิตภัณฑ์ที่ได้จากการสังเคราะห์เชื้อเพลิงเหลว

Products from the Fisher-Tropsch synthesis	
C1-C2	SNG
C3-C4	LPG
C5-C10	Petroleum
C5-C7	<i>Ligth</i>
C8-C10	<i>Heavy</i>
C11-C20	Middle distillate
C11-C12	<i>Kerosene</i>
C13-C20	<i>Diesel</i>
C21-C30	Softwax
C31-C60	Hardwax

น้ำมันดีเซลที่ได้จากกระบวนการฟิชเชอร์-ทรอปซ์ จะเป็นไฮโดรคาร์บอนอัลเคนเชิงเส้น ที่มักได้จากการทำปฏิกิริยาแบบ LTFT (Low-Temperature Fischer-Tropsch) ด้วยเหล็กหรือตัวเร่งปฏิกิริยาโคบอลต์ โดยทั่วไปผลิตภัณฑ์ดีเซลที่ได้จะมีค่าซีเทนสูงประมาณ 75 ซึ่งเป็นที่ต้องการของตลาด (น้ำมันดีเซลจากปิโตรเลียมมีค่าซีเทนประมาณ 45-50) ด้วยเหตุที่ค่าซีเทน ของน้ำมันดีเซลจากกระบวนการฟิชเชอร์-ทรอปซ์มีค่าสูง ทำให้น้ำมันดีเซลสังเคราะห์ดังกล่าวสามารถถูกนำไปผสมกับน้ำมันดีเซลทั่วไปที่มีคุณภาพต่ำกว่า

ประสิทธิภาพของกระบวนการฟิชเชอร์-ทรอปซ์ที่ใช้ในการผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวล จะขึ้นอยู่กับปัจจัยต่างๆ เช่น วัตถุดิบชีวมวล ขนาดโรงงาน และรูปแบบของเทคโนโลยีที่ใช้ ประสิทธิภาพของกระบวนการผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวลโดยรวม ดังแสดงในตารางที่ 4.1-5

ตารางที่ 4.1-5 ประสิทธิภาพการผลิตน้ำมันดีเซลจากกระบวนการฟิชเชอร์-ทรอปซ์

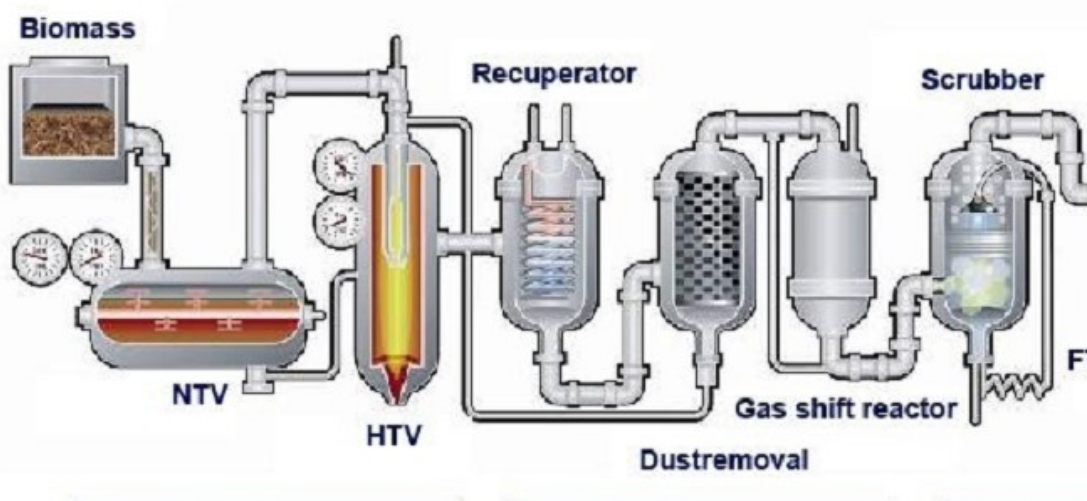
FT-Diesel manufactured efficiencies	
Study	Efficiency
Sundsvall Demonstration Plant (2004) [11]	40-60%
Hamelinck et al. (2003) [13]	40-60%
Tjimensen et al. (2002) [3] ¹	33-40% and 42-50%
Choren Industries [21, 44] ²	45-55% and 51%
Ekbom et al. (2005) [46]	43%
EUCAR version 2b (2006) [44]	48%

¹ มีการทบทวนการกำหนดค่า 2 ค่า [3]

² ประสิทธิภาพอ้างอิงจาก CHOREN คือ การสันนิษฐานประสิทธิภาพจากโรงงาน β กับโรงงาน α

4.2 การคัดเลือกเทคโนโลยีการผลิตเชื้อเพลิงเหลวที่เหมาะสม

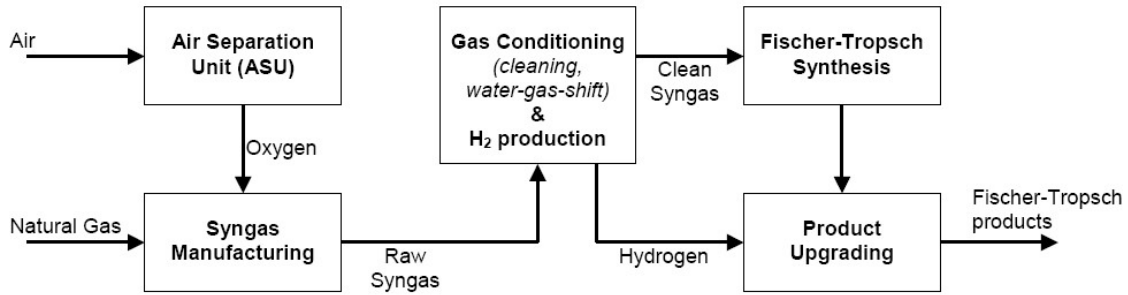
จากการศึกษาถึงระบบการผลิตเชื้อเพลิงเหลวโดยผ่านกระบวนการสังเคราะห์ฟิชเชอร์-ทรอปช์ที่มีการใช้งานจริงอยู่ในระดับเชิงพาณิชย์ และมีขนาดใหญ่แล้วนั้น จะเป็นการผลิตโดยใช้ถ่านหิน และแก๊สธรรมชาติเป็นวัตถุดิบซึ่งปกติจะเรียกว่า Coal-to-Liquids (CTL) และ Gas-to-Liquids (GTL) แต่สำหรับการผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวล หรือปกติจะเรียกว่า Biomass-to-Liquids (BTL) จากการศึกษพบว่ายังอยู่ในระดับสาธิต (Demonstration Plant) เท่านั้น ตัวอย่างเช่น บริษัท Choren ประเทศเยอรมนีได้ทำการติดตั้งระบบผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวลขนาดกำลังผลิตดีเซล 18,000,000 ลิตรต่อปี โดยใช้เศษไม้เป็นวัตถุดิบที่อัตราการป้อน 250 ตันต่อวัน รายละเอียดดังแสดงในรูปที่ 4.2-1



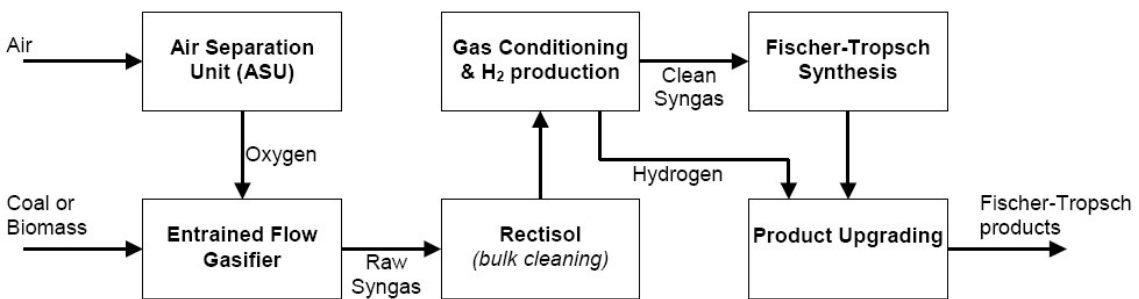
รูปที่ 4.2-1 กระบวนการ BTL ของบริษัท Choren

ที่มา : <http://www.choren.com/>

เมื่อทำการศึกษาเปรียบเทียบเทคโนโลยีที่ใช้สำหรับ Gas-to-Liquids (GTL) plants Coal-to-Liquids (CTL) และ Biomass-to-Liquids (BTL) plants จะเห็นได้ว่าสิ่งที่ CTL หรือ BTL plants แตกต่างจาก GTL plants ก็คือ ระบบแก๊สซิฟิเคชัน และระบบทำความสะอาดแก๊ส สำหรับ GTL plants วัตถุดิบที่ใช้คือแก๊สธรรมชาติ จะถูกเปลี่ยนไปเป็นแก๊สสังเคราะห์โดยวิธีการ Reforming หรือ Partial oxidation ในขณะที่ CTL หรือ BTL plants วัตถุดิบคือ ถ่านหิน หรือ ชีวมวลซึ่งอยู่ในรูปของแข็งจะถูกเปลี่ยนไปเป็นแก๊สสังเคราะห์โดยระบบแก๊สซิฟิเคชัน รวมถึงจำเป็นต้องมีระบบทำความสะอาดแก๊สเพิ่มขึ้น เพื่อกำจัดสิ่งเจือปนที่อาจปะปนเข้ามา เช่น อนุภาคขนาดเล็ก น้ำมันดิน และอื่นๆ รูปที่ 4.2-2 แสดงแผนผังระบบการผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากแก๊สธรรมชาติ และรูปที่ 4.2-3 สำหรับการผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากถ่านหินหรือชีวมวล



รูปที่ 4.2-2 แผนผังระบบการผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากแก๊สธรรมชาติ



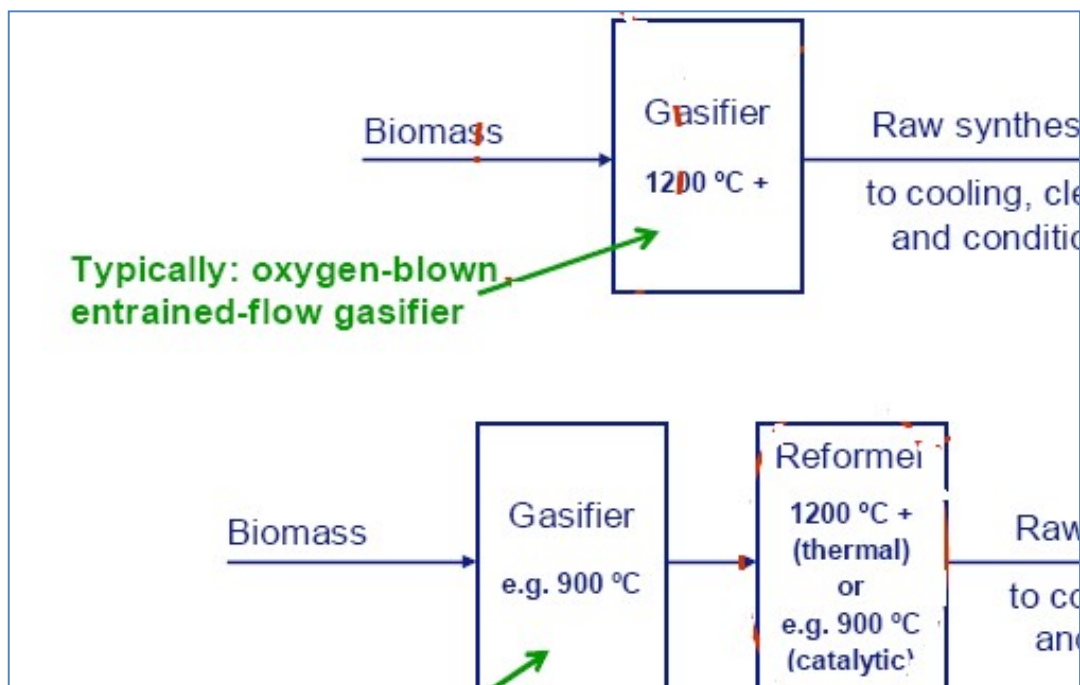
รูปที่ 4.2-3 แผนผังระบบการผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากถ่านหินหรือชีวมวล

ระบบผลิตแก๊สสังเคราะห์ที่ใช้สำหรับถ่านหินหรือชีวมวลนั้น จากการศึกษาถึงระบบที่มีการใช้งานในระดับขนาดใหญ่ และมีความเหมาะสมที่จะนำไปใช้ได้เชิงพาณิชย์ต่อไปนั้น ได้แก่ เทคโนโลยี Entrained Flow Gasifier ซึ่งมีความเหมาะสม เพราะมีการทำงานที่อุณหภูมิสูง (ประมาณ 1000°C) ทำให้ช่วยลดปริมาณน้ำมันดินที่จะเกิดขึ้นระหว่างกระบวนการแก๊สซิฟิเคชันได้ รวมถึงมีการฉีดไอน้ำเข้าไปเพื่อวัตถุประสงค์ในการปรับสภาพแก๊สสังเคราะห์ให้มีปริมาณแก๊สไฮโดรเจนสูงขึ้น ซึ่งจะเหมาะสมสำหรับกระบวนการสังเคราะห์ฟิชเชอร์-ทรอปซ์

ขนาดของ GTL plants ที่อ้างอิงได้ในระดับเชิงพาณิชย์นั้นมีขนาดอยู่ที่กำลังการผลิตดีเซลประมาณ 180-370 ล้านลิตรต่อปี หรือ 4,000–8,500 MW_{th} input ในขณะที่ขนาดของ BTL plants ที่มีอ้างอิงได้ในระดับเชิงพาณิชย์นั้น มีขนาดกำลังการผลิตอยู่ที่ 18 ล้านลิตรต่อปี หรือเทียบเท่าความต้องการเศษไม้ 250 ตันต่อวัน

ในขณะที่เงินลงทุนของ GTL plants ที่อ้างอิงได้ในขณะนี้อยู่ที่ 972,000 บาทต่อบาร์เรล (32,400\$/Barrel) (คิดที่ 1\$ = 30 บาท) ที่ขนาดกำลังการผลิต 34,000 บาร์เรลต่อวัน หรือเท่ากับเงินลงทุนทั้งหมด 33,000 ล้านบาท เมื่ออ้างอิงกับ GTL plants เงินลงทุนสำหรับ BTL plants จะสูงกว่าประมาณ 60% จากเงินลงทุนทั้งหมดของ GTL plants และเมื่อพิจารณาในเรื่องของขนาด ในกรณีนี้ที่อ้างอิงที่ขนาดกำลังการผลิตประมาณ 180 ล้านลิตรต่อปี เมื่อนำมาพิจารณาที่ขนาดกำลังการผลิตขนาดประมาณ 18 ล้านลิตรต่อปี เงินลงทุนต่อหน่วยกำลังการผลิตก็จะสูงเพิ่มขึ้นอีกประมาณ 3 เท่าซึ่งจะเท่ากับ 1,000 ล้านบาท (โดยประมาณ)

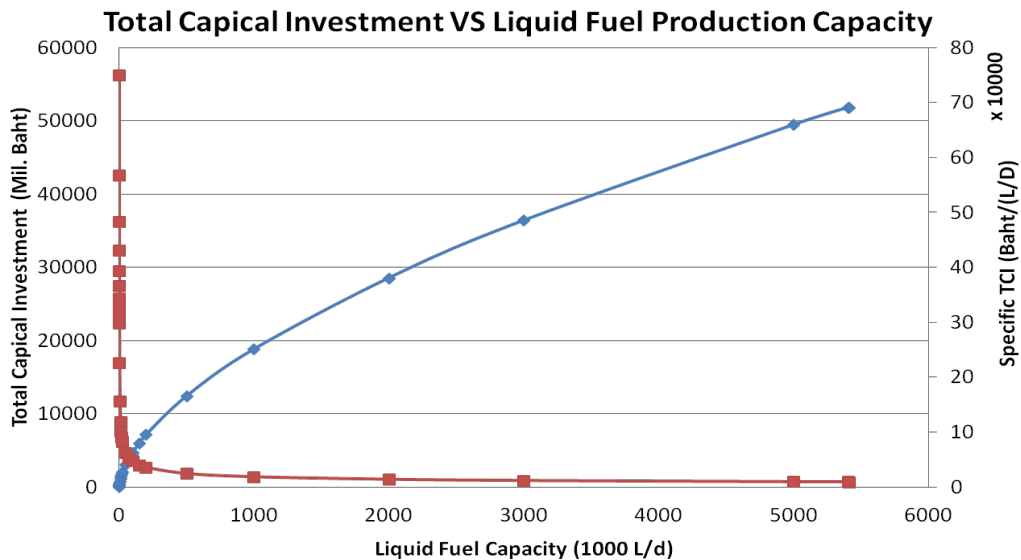
ขั้นตอนของกระบวนการผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวลโดยผ่านกระบวนการสังเคราะห์ฟิชเชอร์-ทรอปช์ นั้น ชีวมวลซึ่งอยู่ในรูปของของแข็งจะต้องถูกเปลี่ยนให้อยู่ในรูปของแก๊สก่อน โดยกระบวนการที่ใช้ในการที่ใช้ในกระบวนการที่ใช้ในการเปลี่ยนรูปของของแข็งมาเป็นแก๊สนั้น เรียกว่า กระบวนการแก๊สซิฟิเคชัน ซึ่งแก๊สที่ได้มาจากกระบวนการนี้โดยทั่วไปจะ เรียกว่า แก๊สสังเคราะห์ (Synthesis gas หรือ Syngas) หลังจากได้แก๊สสังเคราะห์มาจากการกระบวนการแก๊สซิฟิเคชันแล้วนั้น แก๊สนี้จะถูกนำไปสู่กระบวนการทำความสะอาดและปรับปรุงคุณภาพเพื่อให้มีความเหมาะสมต่อกระนำไปใช้สำหรับกระบวนการสังเคราะห์ฟิชเชอร์-ทรอปช์ เพื่อเปลี่ยนจากแก๊สออกมาเป็นเชื้อเพลิงเหลว องค์ประกอบของแก๊สที่จำเป็นสำหรับกระบวนการฟิชเชอร์-ทรอปช์ ได้แก่ แก๊สไฮโดรเจน (H_2) และแก๊สคาร์บอนไดออกไซด์ (CO) ดังนั้นกระบวนการทำความสะอาด และปรับปรุงคุณภาพแก๊สจึงมีความสำคัญ และจำเป็น แก๊สจะต้องปราศจากอนุภาคขนาดเล็ก องค์ประกอบของทาร์ แก๊สต่างๆ เช่น ซัลเฟอร์ไดออกไซด์ ไฮโดรเจนคลอไรด์ และไฮโดรเจนซัลไฟด์ เป็นต้น รวมถึงสิ่งเจือปนต่างๆ ที่จะส่งผลกระทบต่อกระบวนการสังเคราะห์ฟิชเชอร์-ทรอปช์ได้ รวมถึงการปรับสัดส่วนของแก๊สไฮโดรเจน และแก๊สคาร์บอนมอนอกไซด์ให้เหมาะสมอีกด้วย



รูปที่ 4.2-4 กระบวนการแก๊สซิฟิเคชันแบบใช้อากาศและออกซิเจนและหรือไอน้ำเป็นตัวทำปฏิกิริยา

เทคโนโลยีแก๊สซิฟิเคชันที่มีการพัฒนา และนำมาใช้งานในปัจจุบันมีอยู่หลายรูปแบบ แต่ถ้าอ้างอิงถึงผลลัพธ์ที่ได้เพื่อนำไปสู่กระบวนการสังเคราะห์ฟิชเชอร์-ทรอปช์นั้น สามารถแบ่งออกได้เป็น 2 รูปแบบ ดังรูปที่ 4.2-4 ได้แก่ กระบวนการแก๊สซิฟิเคชันที่อุณหภูมิสูง ($\sim 1200^{\circ}C$) เทคโนโลยีแก๊สซิฟิเคชันแบบนี้ ได้แก่ Entrained-flow โดยใช้แก๊สออกซิเจนเป็นตัวทำปฏิกิริยา ที่อุณหภูมินี้องค์ประกอบของทาร์จะถูกทำให้แตกตัวออกมาเป็นองค์ประกอบของแก๊สไฮโดรคาร์บอน การใช้แก๊สออกซิเจนเป็นตัวทำปฏิกิริยา ทำให้

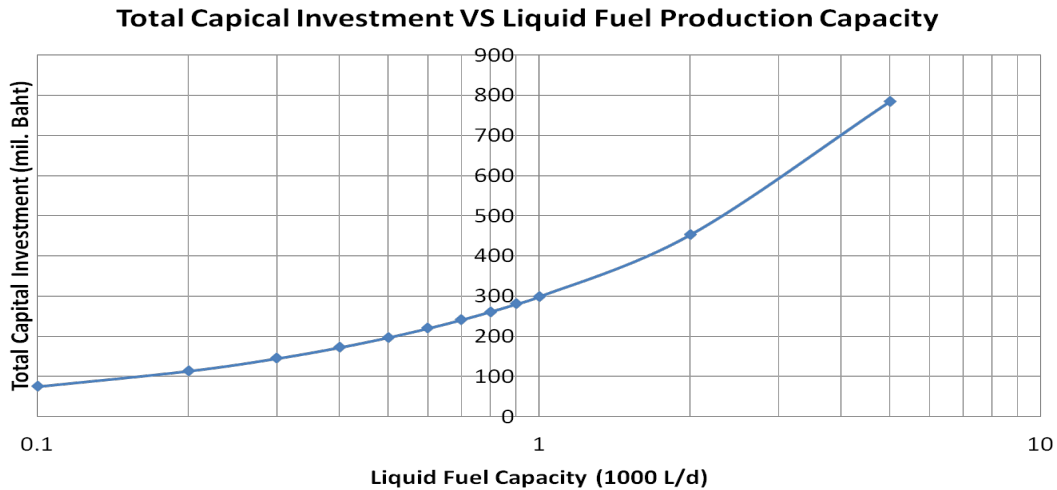
แก๊สสังเคราะห์ที่ได้ไม่ถูกเจือจางด้วยแก๊สไนโตรเจนเหมือนในกรณีที่ใช้อากาศเป็นตัวทำปฏิกิริยา
องค์ประกอบของแก๊สที่ได้จากเทคโนโลยีแก๊สซิฟิเคชันแบบนี้ จะมีสัดส่วนของแก๊สไฮโดรเจน และแก๊ส
คาร์บอนมอนอกไซด์ค่อนข้างสูง เหมาะสำหรับการนำไปใช้ในกระบวนการสังเคราะห์ฟิชเชอร์-ทรอปช์ แต่
เทคโนโลยี Entrained-flow จำเป็นต้องมีการเตรียมชีวมวลให้มีขนาดเล็กมาก ก่อนที่จะป้อนเข้าสู่
แก๊สซิฟิเคชัน เทคโนโลยีแก๊สซิฟิเคชันอีกรูปแบบหนึ่ง ได้แก่ เทคโนโลยีแบบฟลูอิดไดซ์เบด ซึ่งจะมี
อุณหภูมิทำงานอยู่ที่ ~900°C องค์ประกอบของทาร์จะยังคงมีปริมาณสูงอยู่จึงจำเป็นต้องมีอุปกรณ์
Reformer เพื่อช่วยในการให้องค์ประกอบทาร์แตกตัวออกมาเป็นองค์ประกอบของแก๊สไฮโดรคาร์บอน
ก่อนที่จะถูกนำเข้าสู่กระบวนการทำความสะอาด และปรับปรุงคุณภาพต่อไป ข้อดีของเทคโนโลยีนี้ประการ
หนึ่ง คือ สามารถรองรับชีวมวลได้หลากหลายชนิด และมีขนาดที่แตกต่างกันได้ เมื่อเปรียบเทียบกับแบบ
Entrained-flow



รูปที่ 4.2-5 ต้นทุนเทียบกับกำลังการผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวล

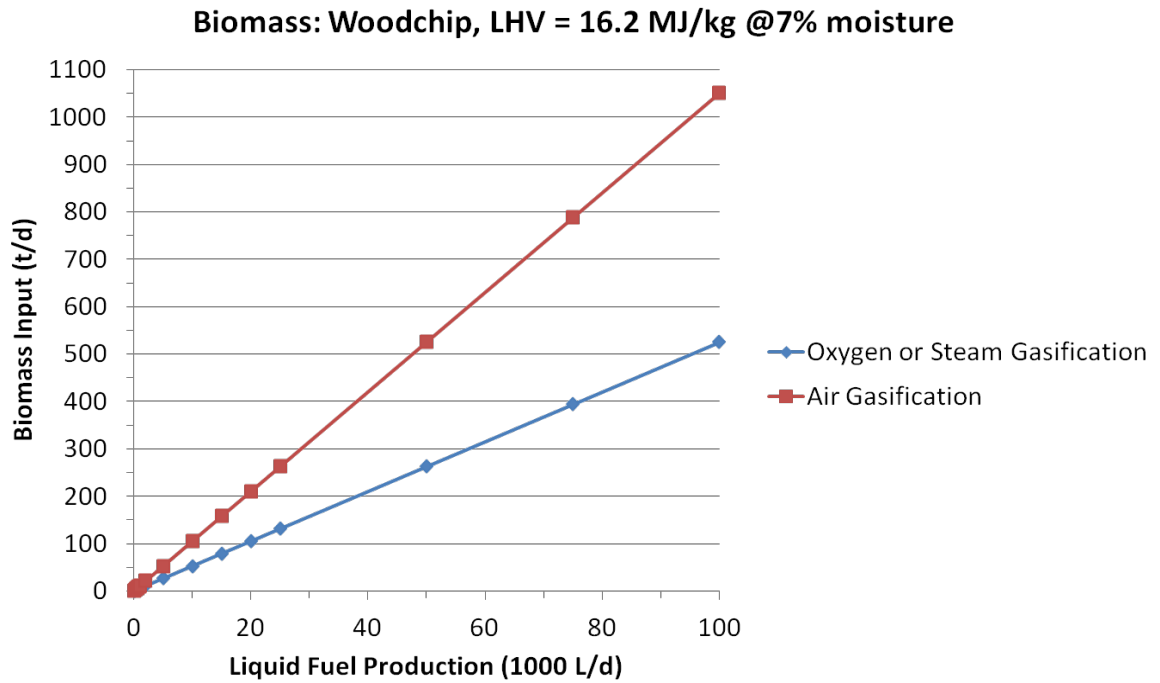
เงินลงทุน (Total Capital Investment : TCI) ของระบบผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวลโดยผ่าน
กระบวนการสังเคราะห์ฟิชเชอร์-ทรอปช์ นั้นขึ้นอยู่กับอัตรากำลังการผลิตเชื้อเพลิงเหลวที่ต้องการ
ตัวอย่างเช่น ที่อัตรากำลังการผลิตเชื้อเพลิงเหลว 1 ล้านลิตรต่อวัน เงินลงทุนจะอยู่ที่ประมาณ 20,000 ล้าน
บาท และเมื่อกำลังการผลิตเพิ่มไปจนถึง 5 ล้านลิตรต่อวัน เงินลงทุนจะอยู่ที่ประมาณ 50,000 ล้านบาท ถ้า
สนใจการลงทุนในระดับกำลังการผลิตในช่วงระหว่าง 100 ต่อวันไปจนถึง 5,000 ลิตรต่อวัน เงินลงทุนจะ
เริ่มต้นที่ประมาณ 100 ล้านบาท และจะเพิ่มขึ้นตามขนาดกำลังการผลิตที่เพิ่มขึ้นไปจนถึงประมาณ 800
ล้านบาท ที่กำลังการผลิต 5,000 ลิตรต่อวัน ดังรูปที่ 4.2-5 และรูปที่ 4.2-6 ตามลำดับ ถ้าพิจารณาอัตราเงิน
ลงทุนต่ออัตราการผลิตจะเห็นได้ว่า ที่อัตราการผลิตมากกว่า 500,000 ลิตรต่อวันขึ้นไป การลงทุนต่อ

หน่วยการผลิตไม่มีการเปลี่ยนแปลงมากนัก แต่ถ้าอัตรากำลังการผลิตต่ำกว่า 500,000 ต่อวัน การลงทุนต่อหน่วยการผลิตจะมีค่าเพิ่มขึ้นอย่างมาก

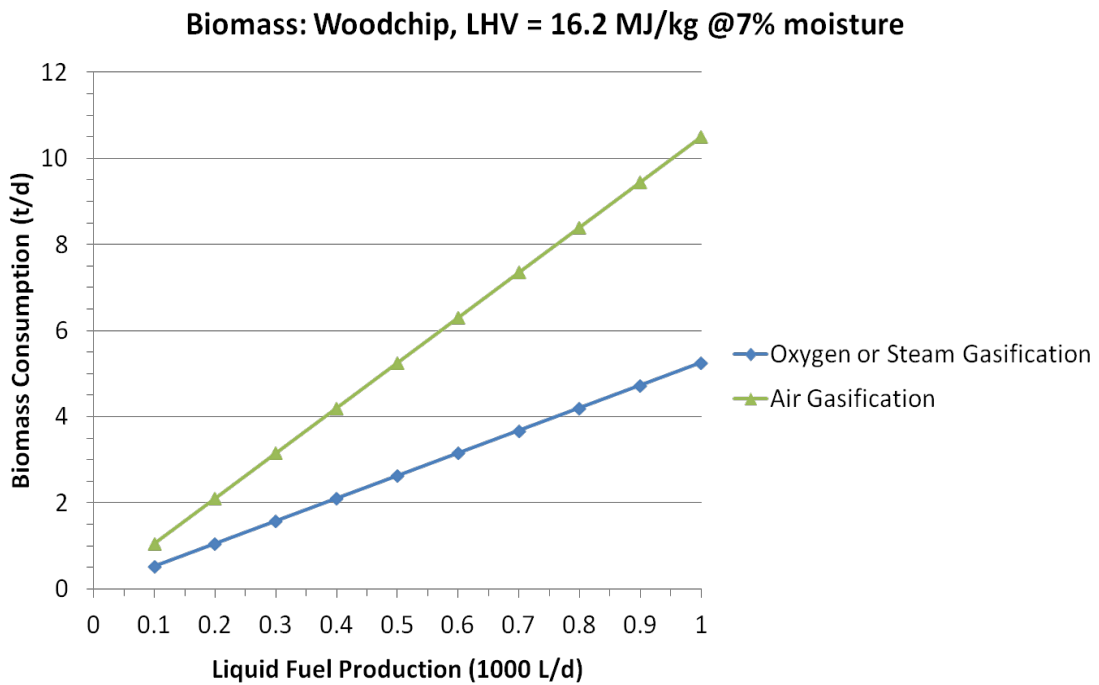


รูปที่ 4.2-6 ต้นทุนเทียบกับกำลังการผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวล (ขนาดเล็ก)

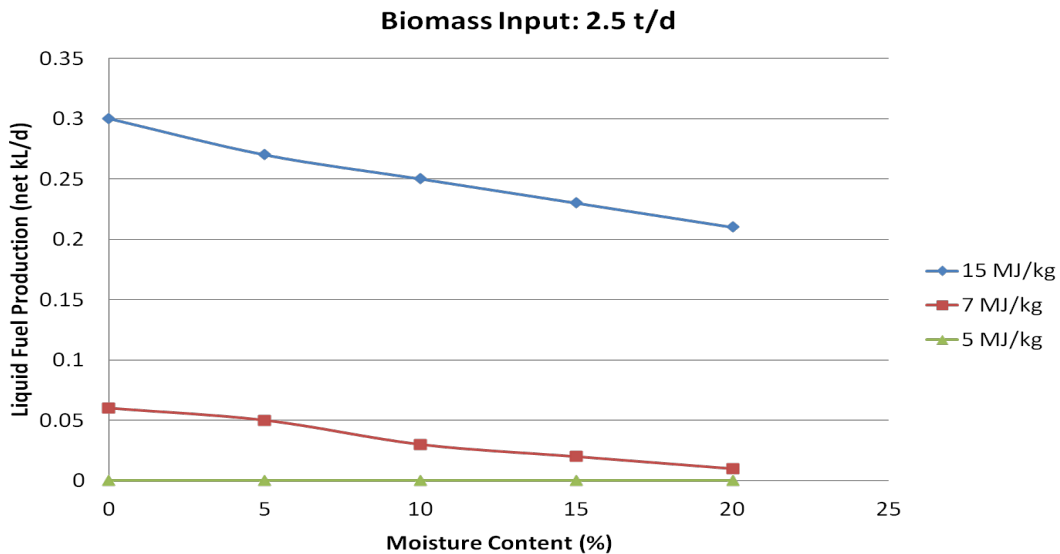
อัตราความต้องการชีวมวลเพื่อการผลิตเชื้อเพลิงเหลวนั้น ขึ้นอยู่กับเทคโนโลยีที่เลือกใช้ โดยทั่วไปเทคโนโลยีแก๊สซิฟิเคชันที่ใช้อากาศเป็นตัวทำปฏิกิริยา แก๊สสังเคราะห์ที่ได้ออกมาจะมีองค์ประกอบของแก๊สไนโตรเจนที่มีอยู่ในอากาศที่ป้อนเข้าไปออกมา โดยเฉลี่ยจะอยู่ที่ประมาณร้อยละ 50 (ในขณะที่ถ้าใช้แก๊สออกซิเจนและหรือไอน้ำเป็นตัวเร่งปฏิกิริยาจะไม่มีแก๊สไนโตรเจน) ดังนั้นเมื่อเปรียบเทียบปริมาณแก๊สสังเคราะห์ที่ผลิตได้ที่ปริมาตรเท่ากันจากเทคโนโลยีทั้ง 2 แบบ ผลผลิตของเชื้อเพลิงเหลวที่ได้ออกมาหลังจากผ่านกระบวนการสังเคราะห์ฟิชเชอร์-ทรอปช์นั้น ปริมาณที่ได้จากการใช้แก๊สสังเคราะห์ที่ได้จากกระบวนการแก๊สซิฟิเคชันโดยใช้แก๊สออกซิเจนและหรือไอน้ำเป็นตัวทำปฏิกิริยาจะมีค่าสูงกว่าปริมาณที่ได้จากการใช้อากาศเป็นตัวทำปฏิกิริยาอยู่ประมาณ 2 เท่า หรือในทางกลับกัน ถ้าต้องการอัตรากำลังการผลิตที่เท่ากัน ปริมาณชีวมวลที่ต้องใช้สำหรับเทคโนโลยีแก๊สซิฟิเคชันแบบที่ใช้อากาศเป็นตัวทำปฏิกิริยาจะสูงกว่าแบบที่ใช้แก๊สออกซิเจนและหรือไอน้ำเป็นตัวทำปฏิกิริยาประมาณ 2 เท่า ตัวอย่างเช่น ที่ความต้องการชีวมวลเพื่อใช้เป็นวัตถุดิบในการผลิตเชื้อเพลิงเหลวจะอยู่ที่ประมาณ 2.5 ตันต่อวันที่ค่าความร้อน (LHV) 16.2 MJ/kg และมีค่าความชื้นที่ร้อยละ 7 โดยการใช้เทคโนโลยีแก๊สซิฟิเคชันแบบใช้แก๊สออกซิเจนและหรือไอน้ำเป็นตัวทำปฏิกิริยา ในขณะที่ชีวมวลชนิดเดียวกันนี้ ถ้านำไปป้อนในเทคโนโลยีแก๊สซิฟิเคชันแบบใช้อากาศจะต้องใช้ในปริมาณ 5 ตันต่อวัน ถึงจะให้ผลผลิตเชื้อเพลิงเหลวในปริมาณที่เท่ากัน ดังแสดงในรูปที่ 4.2-7 และรูปที่ 4.2-8



รูปที่ 4.2-7 การเปรียบเทียบเทคโนโลยีการผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวล



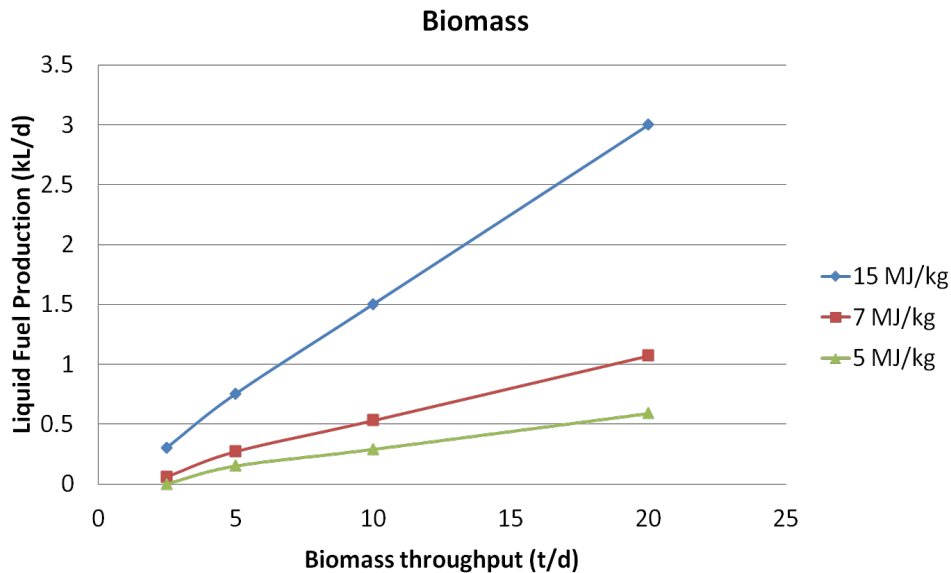
รูปที่ 4.2-8 การเปรียบเทียบเทคโนโลยีการผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวล (ขนาดเล็ก)



รูปที่ 4.2-9 ปริมาณเชื้อเพลิงเหลวที่ผลิตได้ที่ความชื้นต่างๆ

ปริมาณความชื้นที่มีอยู่ในชีวมวลก็มีผลต่อปริมาณการผลิตเชื้อเพลิงเหลวเช่นเดียวกัน เนื่องจากไม่ได้เป็นส่วนที่ใช้ในการผลิตเชื้อเพลิงเหลว และยังมีส่วนทำให้สูญเสียพลังงานไปส่วนหนึ่ง เพื่อเปลี่ยนสถานะของความชื้นที่มีอยู่ในชีวมวลนั้นให้กลายเป็นไอน้ำ ดังนั้นการใช้ชีวมวลเพื่อเป็นวัตถุดิบเพื่อการผลิตเชื้อเพลิงเหลวที่มีความชื้นสูงจะให้ได้ปริมาณเชื้อเพลิงเหลวลดลง ตัวอย่างเช่น ที่อัตราการป้อนชีวมวล 2.5 ตันต่อวัน ชีวมวลมีค่าความร้อน 15 MJ/kg ที่ชีวมวลแห้ง (ความชื้นร้อยละ 0) จะผลิตเชื้อเพลิงเหลวได้ประมาณ 300 ลิตรต่อวัน แต่ถ้าความชื้นของชีวมวลเพิ่มขึ้นไปอยู่ที่ประมาณร้อยละ 10 จะได้เชื้อเพลิงเหลวลดลงมาที่ประมาณ 250 ลิตรต่อวัน และถ้าความชื้นของชีวมวลเพิ่มขึ้นอยู่ที่ร้อยละ 20 การผลิตเชื้อเพลิงเหลวจะลดลงไปอยู่ที่ประมาณ 200 ลิตรต่อวัน เป็นต้น ดังแสดงในรูปที่ 4.2-9

เนื่องจากชีวมวลนั้นมีความหลากหลาย และแตกต่างกันหลายชนิด ซึ่งค่าความร้อนของชีวมวลแต่ละชนิดก็จะมีค่าแตกต่างกันไปด้วย ดังนั้นแม้ว่าใช้ชีวมวลในปริมาณที่เท่ากันแต่ผลผลิตเชื้อเพลิงที่ได้ ออกมาจากระบบก็จะแตกต่างกันขึ้นอยู่กับค่าพลังงานหรือค่าความร้อนของชีวมวลแต่ละชนิดที่ป้อนเข้าไป ตัวอย่างเช่น ที่อัตราการป้อนชีวมวลที่ 20 ตันต่อวัน โดยที่ชีวมวลแต่ละชนิดที่ป้อนเข้าไปมีค่าความร้อนแตกต่างกันตั้งแต่ 5 MJ/kg, 7 MJ/kg และ 5 MJ/kg ตามลำดับ เปรียบเทียบกันโดยใช้เทคโนโลยีชนิดเดียวกัน ผลผลิตเชื้อเพลิงเหลวที่ได้จะแตกต่างกัน โดยที่ชีวมวลที่มีค่าความร้อน 15 MJ/kg จะสามารถผลิตเชื้อเพลิงเหลวได้ประมาณ 3,000 ลิตรต่อวัน และจะลดลงมาอยู่ที่ประมาณ 1,000 ลิตรต่อวัน เมื่อใช้ชีวมวลที่มีค่าความร้อน 7 MJ/kg และจะลดลงไปอีกที่ประมาณ 500 ลิตรต่อวัน เมื่อค่าความร้อนของชีวมวลที่ใช้ลดลงไปที่ 5 MJ/kg ดังรูปที่ 4.2-10



รูปที่ 4.2-10 ปริมาณเชื้อเพลิงเหลวที่ผลิตได้ที่ความชื้นต่างๆ (ขนาดเล็ก)

สำหรับประเทศไทยซึ่งระดับการพัฒนาการผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวลนั้นยังอยู่ในระดับวิจัยในห้องปฏิบัติการ และยังมีการศึกษาในระดับระบบการผลิตไม่ครบถ้วนตั้งแต่ระบบแก๊สซิฟิเคชันไปจนถึงกระบวนการสังเคราะห์ฟิชเชอร์-ทรอปซ์ ดังนั้นในการศึกษานี้จะเสนอระบบผลิตขั้นต้นแบบ ควรจะมีขนาดใหญ่มากนัก เพื่อเป็นการศึกษาเริ่มต้นทั้งความเหมาะสมของเทคโนโลยี และเศรษฐศาสตร์รวมถึงขนาดของกำลังการผลิต

4.3 รูปแบบของเทคโนโลยีที่เสนอ

ในการคัดเลือกเทคโนโลยีการผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวลสำหรับชีวมวลทั้ง 3 ชนิด ได้แก่ ไม้เศรษฐกิจ/ไม้โตเร็ว (ไม้ซิ่นสับ) ทะลายปาล์ม และเศษไม้/เปลือกไม้นั้น จากข้อมูลด้านเทคโนโลยีที่กล่าวมาข้างต้น รูปแบบของเทคโนโลยีที่เสนอสำหรับการผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวลที่จะนำเสนอมี 2 รูปแบบด้วยกันคือ

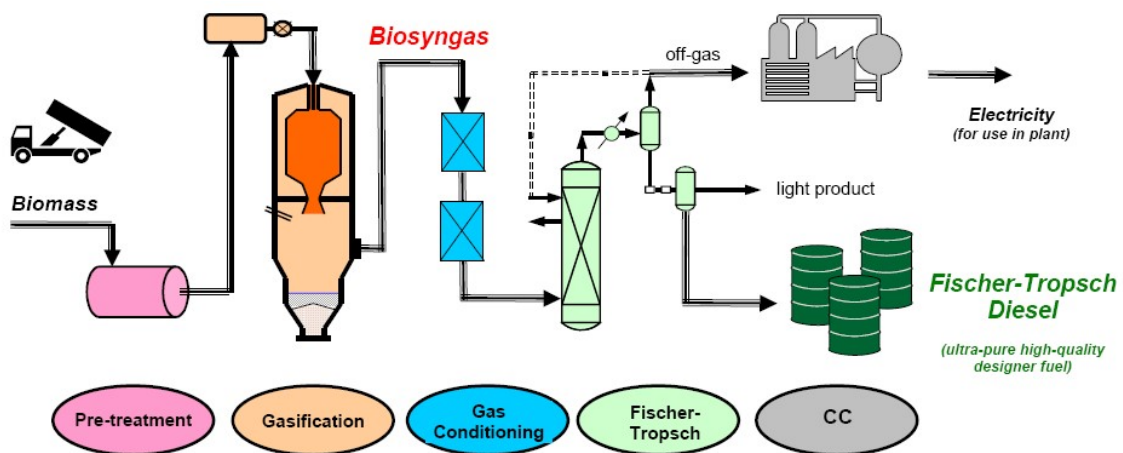
1. เทคโนโลยีการผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวลที่มีขนาดใหญ่ (มากกว่า 100 ตันชีวมวลต่อวัน) ประกอบด้วยส่วนระบบต่างๆ ดังนี้

1) ระบบแก๊สซิฟิเคชัน ระบบแก๊สซิฟิเคชันที่เหมาะสมในการผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากทะลายปาล์มและเศษไม้/เปลือก ไม้ คือ pressurized oxygen-blown entrained flow ซึ่งเป็นระบบที่มีการพัฒนามาอย่างต่อเนื่อง และมีการใช้งานในเชิงพาณิชย์แล้ว ข้อดีของระบบนี้คือ

- ประสิทธิภาพการผลิตแก๊สเชื้อเพลิงค่อนข้างสูง
- สามารถรองรับชีวมวลที่มีความแตกต่างและหลากหลายได้ดี
- เหมาะสมกับขนาดใหญ่ (>100 ตันต่อวัน)

- สามารถใช้ร่วมกับชีวมวลได้หลายชนิด รวมถึงร่วมกับถ่านหินได้

2) ระบบการเตรียมเชื้อเพลิง แม้ว่าจะเป็นการใช้ชีวมวลชนิดเดียวกันสำหรับระบบแก๊สซิฟิเคชันก็ตาม เพื่อที่จะให้กระบวนการแก๊สซิฟิเคชันมีประสิทธิภาพสูงสุด จำเป็นต้องมีการเตรียมชีวมวลให้เหมาะสมต่อกระบวนการแก๊สซิฟิเคชัน ทั้งในด้านคุณสมบัติทางเคมีและกายภาพ ที่เรียกว่า Torrefaction process ซึ่งจะทำให้ชีวมวลมีความชื้นลดลง องค์ประกอบทางเคมีคงที่ และเหมาะสมต่อการนำไปใช้กับกระบวนการทางเคมี-ความร้อน เช่น กระบวนการแก๊สซิฟิเคชัน อีกทั้งยังทำให้ง่ายต่อการลดขนาด ซึ่งมีความจำเป็นเมื่อใช้ระบบแก๊สซิฟิเคชันแบบ entrained flow



รูปที่ 4.3-1 กระบวนการผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวล

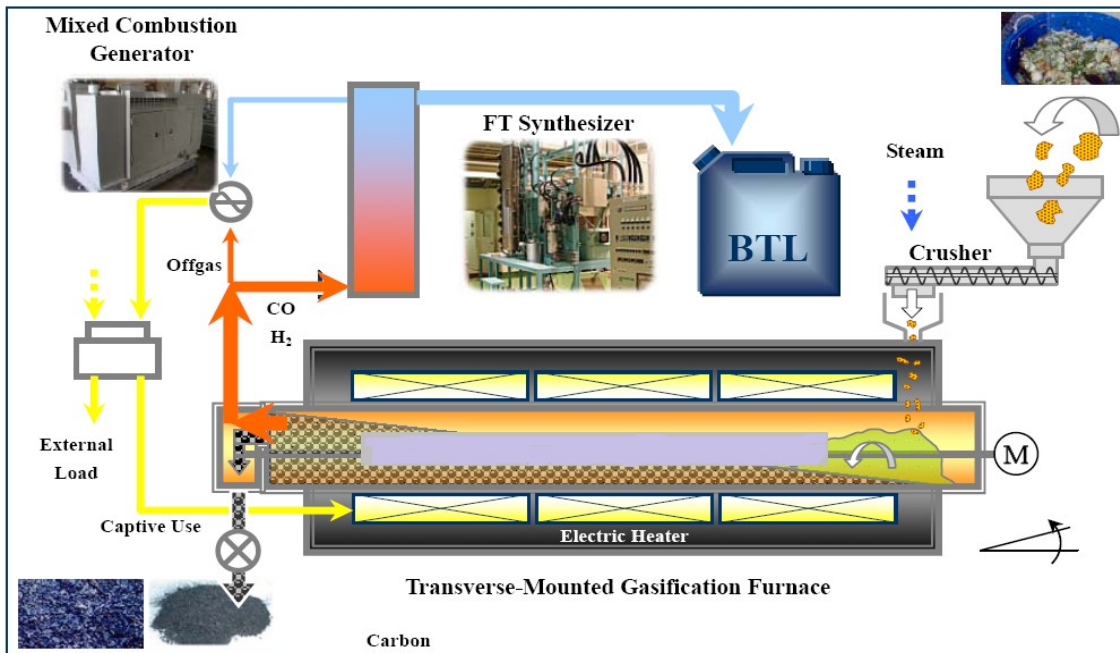
3) ระบบทำความสะอาดและปรับปรุงคุณภาพแก๊สสังเคราะห์ แก๊สสังเคราะห์ที่ได้จากกระบวนการแก๊สซิฟิเคชัน จำเป็นต้องผ่านการทำความสะอาด ปรับปรุงคุณภาพ และจัดการให้มีความเหมาะสมต่อกระบวนการสังเคราะห์เชื้อเพลิงเหลว โดยทั่วไปกระบวนการที่ใช้ประกอบด้วย การทำให้แก๊สเย็นตัวลง การเพิ่มปริมาณ H_2 ในแก๊สสังเคราะห์โดยกระบวนการ water-gas shift การกำจัด CO_2 ออกจากแก๊สสังเคราะห์ และการกำจัดสิ่งเจือปนต่างๆ (เช่น H_2S , COS, HCN) กระบวนการจัดการแก๊สสังเคราะห์เพื่อให้มีความเหมาะสมต่อกระบวนการสังเคราะห์เชื้อเพลิงเหลว ฟิชเชอร์-ทรอปซ์ นั้นได้รับการพัฒนาจนเป็นที่ยอมรับในเชิงพาณิชย์แล้ว

4) กระบวนการสังเคราะห์ฟิชเชอร์-ทรอปซ์ กระบวนการนี้เป็นกระบวนการที่ซึ่งแก๊สสังเคราะห์ที่ได้จากกระบวนการแก๊สซิฟิเคชัน และผ่านกระบวนการทำความสะอาด และปรับปรุงคุณภาพให้มีความเหมาะสม ทำปฏิกิริยาภายใต้สภาวะและตัวเร่งปฏิกิริยาที่เหมาะสมแล้ว แก๊สสังเคราะห์จะเปลี่ยนรูปไปเป็นของเหลว ประสิทธิภาพการเปลี่ยนแก๊สสังเคราะห์ไปเป็นของเหลว รวมถึงช่วงคุณสมบัติของเชื้อเพลิงที่ต้องการ (โดยทั่วไปจะเป็นดีเซล C_{5+}) จะขึ้นอยู่กับสภาวะของอุณหภูมิและความดันที่เกิดปฏิกิริยา และคุณสมบัติของตัวเร่งปฏิกิริยาที่เลือกใช้ กระบวนการสังเคราะห์เชื้อเพลิงเหลวแบบฟิชเชอร์-ทรอปซ์ นั้น มีการพัฒนา และใช้ในเชิงพาณิชย์แล้ว

นอกจากนี้แก๊สสังเคราะห์ที่เหลือออกจากกระบวนการสังเคราะห์เชื้อเพลิงเหลวฟิชเชอร์-ทรอปช์ ยังสามารถนำมาใช้เพื่อการผลิตไฟฟ้าและความร้อนต่อไปได้

2. เทคโนโลยีการผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวลที่มีขนาดเล็ก (น้อยกว่า 100 ตันชีวมวลต่อวัน)

จากการศึกษาพบว่าระบบการผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวลในประเทศไทยยังอยู่ในขั้นตอนของการวิจัยในห้องทดลอง รวมถึงในระดับนานาชาติระบบการผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวลก็ยังเป็นเพียงระดับสาธิตเท่านั้น ดังนั้นระบบการผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวลที่เหมาะสมต่อการศึกษาความเป็นไปได้และออกแบบเบื้องต้น ควรมีขนาดไม่ใหญ่มากนักในลักษณะของการสาธิตเชิงพาณิชย์ สามารถขยายขนาดกำลังการผลิตเพิ่มเติมได้เมื่อผู้เดินระบบ หรือผู้เกี่ยวข้องมีความเชี่ยวชาญเพิ่มมากขึ้นในอนาคตโดยสถานที่ติดตั้งระบบการผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวลควรอยู่ใกล้แหล่งชีวมวล เพื่อความมั่นคงของวัตถุดิบ และมีการลงทุนไม่สูงมากนัก ระบบการผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวลที่เสนอในการศึกษาครั้งนี้มีรายละเอียดแสดงตามรูปที่ 4.3-2



รูปที่ 4.3-2 แผนผังระบบการผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวลขนาดเล็ก

ชีวมวลที่ต่างชนิดกันไม่ว่าจะเป็น ทะลายปาล์ม เศษไม้ เปลือกไม้ หรือชีวมวลชนิดอื่นๆ จะมีกระบวนการผลิตเป็นเชื้อเพลิงเหลวที่ไม่แตกต่างกัน อาจมีเพียงกระบวนการเตรียมวัตถุดิบเท่านั้นที่ต้องเลือกเครื่องจักรหรือเครื่องสับย่อยชีวมวลให้มีขนาดตามที่ต้องการ โดยเครื่องสับย่อยดังกล่าวจะมีคุณสมบัติ

และความเหมาะสมกับชีวมวลต่างชนิดกันขึ้นอยู่กับผู้ออกแบบ และการเลือกชนิดของระบบแก๊สซิฟิเคชัน คุณสมบัติของชีวมวลจะเป็นตัวชี้วัดถึงปริมาณของเชื้อเพลิงเหลวที่ผลิตได้ซึ่งชีวมวลแต่ละชนิดย่อมมีปริมาณผลผลิตที่ได้แตกต่างกัน จากรูปที่ 4.3-2 แผนผังระบบผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวลมีรายละเอียดดังนี้

1. ขั้นตอนการเตรียมวัตถุดิบ ชีวมวลที่ใช้เป็นวัตถุดิบจะถูกลดขนาดให้มีความเหมาะสมต่อกระบวนการ รวมถึงการลดความชื้นด้วย

2. กระบวนการแก๊สซิฟิเคชัน ชีวมวลที่มีขนาดที่เหมาะสมแล้วนั้นจะถูกป้อนเข้าสู่กระบวนการแก๊สซิฟิเคชัน โดยตัวปฏิกรณ์จะเป็นแบบทรงกระบอกหมุน (Rotary Drum) อุณหภูมิภายในจะถูกควบคุมอยู่ที่ประมาณ 1,100°C โดยใช้ขดลวดความร้อนเป็นแหล่งความร้อนสำหรับกระบวนการแก๊สซิฟิเคชัน

3. กระบวนการ Reforming กระบวนการนี้จะเกิดขึ้นภายใน Gasifier แก๊สที่เกิดขึ้นจากการสลายตัวของชีวมวลจะทำปฏิกิริยากับ Carbon ที่เหลือจากกระบวนการแก๊สซิฟิเคชัน ในขณะเดียวกันก็จะฉีดไอน้ำเข้าไปด้วยเพื่อเพิ่มสัดส่วนแก๊สไฮโดรเจน และทำให้สัดส่วนของ H_2/CO มีความเหมาะสมต่อกระบวนการสังเคราะห์ฟิซเซอร์-ทรอปซ์

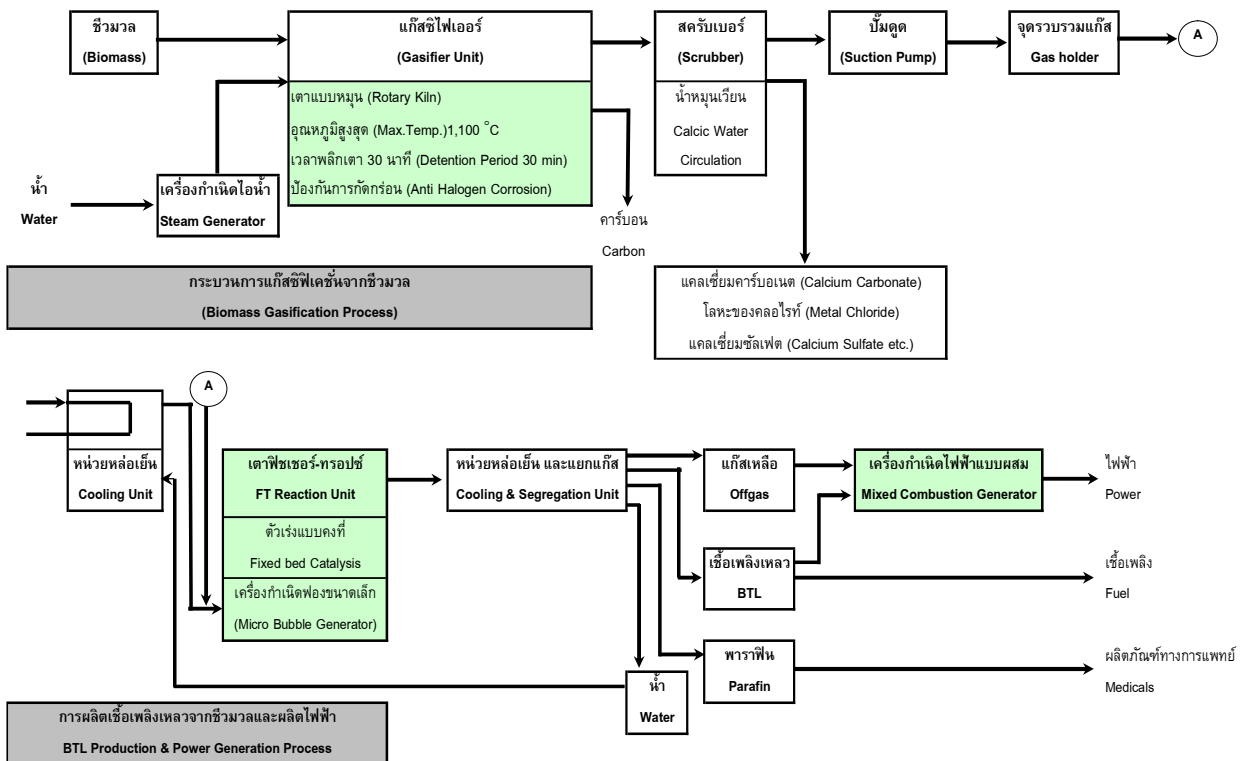
4. กระบวนการทำความสะอาดแก๊ส สิ่งเจือปนต่างๆจะถูกกำจัดโดยใช้สารละลายแคลเซียมภายใต้ Wet Scrubber

5. กระบวนการนำความร้อนกลับมาใช้ประโยชน์ แก๊สสังเคราะห์ที่ได้จะถูกนำเข้าสู่อุปกรณ์แลกเปลี่ยนความร้อนเพื่อลดอุณหภูมิจาก 1,000°C สู่ 200°C แก๊สร้อนที่ออกจาก Power engine ก็สามารถนำกลับมาใช้ประโยชน์สำหรับกระบวนการลดความชื้นของชีวมวลได้

6. กระบวนการ BTL หลังจากลดอุณหภูมิแล้ว แก๊สสังเคราะห์จะป้อนเข้าสู่กระบวนการสังเคราะห์ฟิซเซอร์-ทรอปซ์

7. ระบบผลิตไฟฟ้า ไฟฟ้าที่ใช้สำหรับขดลวดความร้อนของระบบแก๊สซิฟิเคชัน จะถูกผลิตโดยใช้เครื่องยนต์โดยนำแก๊สสังเคราะห์บางส่วนมาใช้ร่วมกับดีเซลที่ผลิตได้เป็นเชื้อเพลิง

เทคโนโลยีการผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวลขนาดเล็ก เป็นการนำเสนอในเชิงแนวคิดที่จะจัดตั้งโรงงานต้นแบบโดยการปลูกพืชเพื่อผลิตพลังงานโดยเฉพาะ และสามารถจัดทำเป็นอุตสาหกรรมในชุมชนหรือนิคมสร้างตนเองได้ ชีวมวล 5-25 ตันต่อวันจะมีผลผลิตดีเซลออกมา 500-2,000 ลิตรต่อวัน โดยใช้เศษไม้แห้งเป็นวัตถุดิบ ถ้าวัตถุดิบเป็นชีวมวลประเภทอื่นๆ ผลผลิตที่ได้ก็จะเปลี่ยนไปตามคุณสมบัติของชีวมวลนั้นๆ ชีวมวลที่มีความชื้น และปริมาณเถาต่ำจะให้ผลผลิตที่ค่อนข้างสูง อย่างไรก็ตามเนื่องจากกระบวนการผลิตเชื้อเพลิงเหลวขนาดเล็กที่มีอยู่ในท้องตลาดยังไม่กว้างขวางนัก ทำให้ทางเลือกด้านการเลือกเทคโนโลยีอาจจะยังไม่หลากหลาย ตัวอย่างแผนผังกระบวนการผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวลต้นแบบแสดงในรูปที่ 4.3-3 แผนผังระบบผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวล สำหรับการออกแบบเบื้องต้นโรงงานผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวลทั้ง 3 ชนิดที่ได้รับคัดเลือก จะได้กล่าวต่อไปในบทที่ 5



รูปที่ 4.3-3 แผนผังระบบผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวล

4.4 การศึกษารูปแบบการดำเนินธุรกิจที่มีความเป็นไปได้

การจัดตั้งโรงงานผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวลในเชิงพาณิชย์ จะต้องมีการศึกษาและพิจารณา รูปแบบการดำเนินธุรกิจที่มีความเป็นไปได้ด้วย โดยเบื้องต้นได้ศึกษาทั้งทางด้าน การนำเข้าเทคโนโลยีจาก ต่างประเทศ การศึกษาและจัดสร้างเทคโนโลยีเองภายในประเทศ เพื่อการวิเคราะห์ความเป็นไปได้ในการ ดำเนินธุรกิจ ดังจะกล่าวต่อไป

4.4.1 การนำเข้าเทคโนโลยีจากต่างประเทศ

กระบวนการผลิตเชื้อเพลิงเหลวสังเคราะห์โดยใช้เทคโนโลยีฟิชเชอร์-ทรอปช์มีการดำเนินการใน ระดับเชิงพาณิชย์เป็นที่เรียบร้อยแล้วมากกว่า 20 ปี อาทิเช่น

- การแปรรูปแก๊สธรรมชาติให้ได้เชื้อเพลิงเหลว (GTL) ได้แก่ บริษัท Shell (มาเลเซีย) บริษัท Syntroleum (สหรัฐอเมริกา) PetroSA (แอฟริกาใต้) และ JOGMEC (ญี่ปุ่น) เชื้อเพลิงเหลวที่ได้ในช่วง น้ำมันดีเซล

- การแปรรูปถ่านหิน ให้ได้เชื้อเพลิงเหลว (CTL) ได้แก่ บริษัท Sasol (แอฟริกาใต้) และบริษัท Rentech (สหรัฐอเมริกา) ได้ผลิตเชื้อเพลิงเหลวสังเคราะห์จากการแปรรูปถ่านหิน
- การแปรรูปชีวมวลหรือกากที่เหลือจากพืชผลทางการเกษตรให้ได้เชื้อเพลิงเหลว (BTL) ได้แก่ บริษัท Repotec CHP (BTL) plant, Güssing, (Austria), ศูนย์วิจัยและพัฒนาแห่งชาติ AIST (ญี่ปุ่น), บริษัท Choren (เยอรมัน) และได้ผลิตเชื้อเพลิงเหลวสังเคราะห์จากชีวมวลหรือกากที่เหลือจากพืชผลทางการเกษตร

ในส่วนของเทคโนโลยีแก๊สซิฟิเคชัน ได้มีการใช้อย่างแพร่หลายแล้วในปัจจุบัน ไม่ว่าจะเป็นจากถ่านหิน แก๊สหุงต้ม หรือแม้แต่ชีวมวล ปัจจุบันมีทั้งการนำเข้าเทคโนโลยีจากต่างประเทศ และการผลิตเทคโนโลยีและจำหน่ายเองภายในประเทศ

การนำเข้าเทคโนโลยีจากต่างประเทศย่อมมีค่าใช้จ่ายด้านต่างๆ ค่อนข้างสูง โดยจะได้ศึกษา และนำข้อมูลเหล่านี้มาวิเคราะห์ความคุ้มค่าด้านเศรษฐศาสตร์ และการลงทุนด้วย เพื่อจะได้วิเคราะห์ และประเมินความเป็นไปได้ในการก่อสร้างโรงงานผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวลในระดับเชิงพาณิชย์ต่อไป

4.4.2 การศึกษาและจัดสร้างเทคโนโลยีภายในประเทศ

ประเทศไทยเป็นประเทศที่มีศักยภาพในการผลิตเครื่องจักรกลต่างๆ ซึ่งมีค่าใช้จ่ายด้านแรงงานถูกกว่าประเทศที่พัฒนาแล้วที่เป็นผู้ผลิต และจำหน่ายระบบผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวล และปัจจุบันประเทศไทยเองก็ได้ศึกษาวิจัยด้านการผลิตเชื้อเพลิงจากชีวมวลมาแล้ว ทางหน่วยงานของรัฐที่เกี่ยวข้องก็ได้มีนโยบาย และโครงการต่างๆ โดยเฉพาะกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน ที่ได้ให้ความสำคัญในการศึกษาวิจัยการผลิตเชื้อเพลิงเหลว และเชื้อเพลิงชีวภาพ จากวัสดุเหลือใช้ทางการเกษตร และจากพืชที่ปลูกเพื่อผลิตพลังงานโดยเฉพาะ ดังนั้นหากสามารถใช้เทคโนโลยี เครื่องจักร และวัสดุในประเทศได้ จะเกิดการจ้างงาน อีกทั้งเป็นการหมุนเวียนรายได้ และพึ่งพาตนเองได้ภายในประเทศอีกด้วย

ปัจจุบันได้มีการสร้างเครื่องต้นแบบขนาดเล็กในการทดสอบกระบวนการผลิต และในอนาคตอันใกล้นี้จะมีโรงงานต้นแบบสำหรับการผลิตเชื้อเพลิงเหลวสังเคราะห์ที่พร้อมดำเนินงาน ถึงแม้ปัจจุบันการผลิตเชื้อเพลิงเหลวสังเคราะห์ผ่านกระบวนการฟิชเชอร์-ทรอปซ์เป็นเทคโนโลยีที่พร้อมจะถูกถ่ายทอดให้กับผู้ที่สนใจ แต่การนำเข้าเทคโนโลยีเหล่านี้ต้องใช้ต้นทุนที่สูงมาก และงบการดำเนินงานที่ค่อนข้างมาก ดังนั้นประเทศไทยซึ่งมีความได้เปรียบในเรื่องความอุดมสมบูรณ์ของแหล่งชีวมวลที่สามารถนำมาเป็นวัตถุดิบในการผลิตเชื้อเพลิงเหลวสังเคราะห์ จึงควรตระหนักถึงการสร้างเทคโนโลยีด้านพลังงาน และตัวเร่งปฏิกิริยาขึ้นใช้เองภายในประเทศเพื่อลดการนำเข้าเทคโนโลยีต่างประเทศ และลดต้นทุนการผลิตเชื้อเพลิงเหลวสังเคราะห์จากชีวมวลซึ่งเป็นแหล่งพลังงานทางเลือกที่ยั่งยืนในอนาคตอันใกล้

บทที่ 5

การศึกษาศักยภาพและออกแบบเบื้องต้น โรงงานผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวล

5.1 การศึกษาศักยภาพโรงงานที่มีวัตถุดิบ

จากการศึกษา สํารวจ วิเคราะห์ ชีวมวลที่มีศักยภาพในการผลิตเชื้อเพลิงเหลวสำหรับประเทศไทย และทำการคัดเลือกที่มีศักยภาพสูงสุด 3 ชนิด ได้แก่ ไม้โตเร็ว/ไม้เศรษฐกิจ เศษไม้/เปลือกไม้ และทะลายปาล์ม โดยนำชีวมวลดังกล่าวมาประกอบการคัดเลือกเทคโนโลยีที่เหมาะสม เพื่อทำการออกแบบเบื้องต้น สำหรับการจํัดตั้งโรงงานผลิตเชื้อเพลิงเหลวในระดับเชิงพาณิชย์ ดังนั้นก่อนดำเนินการคัดเลือกโรงงานที่มีศักยภาพเพื่อออกแบบเบื้องต้นฯ นั้น จำเป็นต้องศึกษาศักยภาพของโรงงานที่มีวัตถุดิบ (ชีวมวล) ข้างต้น โดยนำข้อมูลรายชื่อโรงงานอุตสาหกรรมที่มีชีวมวลทั้ง 2 ชนิด เพื่อสำรวจข้อมูลชีวมวล ทั้งด้านปริมาณ การจํัดเก็บ และการใช้ประโยชน์ ตลอดจนความสนใจในโครงการ เพื่อนำมาประเมินความเหมาะสมด้านต่างๆ จากฐานข้อมูลของกรมโรงงานอุตสาหกรรมพบว่า โรงงานอุตสาหกรรมที่ประกอบกิจการผลิตเยื่อกระดาษ แปรรูปไม้ และสกัดน้ำมันปาล์ม มีทั้งสิ้น 10 แห่ง 1,367 แห่ง และ 87 โรงงาน ตามลำดับ รวมทั้งสิ้น 1,464 โรงงาน ซึ่งจากการโทรศัพท์เพื่อสอบถามข้อมูลรายละเอียด ความสนใจ ตลอดจนประเมินความร่วมมือเบื้องต้น พบว่ามีโรงงานที่อยู่ในข่ายการคัดเลือกจากการประเมินเบื้องต้นทั้งหมด 67 แห่ง ซึ่งรายชื่อโรงงานกลุ่มเป้าหมายที่มีศักยภาพแสดงในภาคผนวก ก

5.2 การคัดเลือกโรงงานที่มีศักยภาพ

ชีวมวล 3 ชนิดที่มีศักยภาพในการผลิตเชื้อเพลิงเหลว ได้แก่ เศษไม้/เปลือกไม้ จะเป็นชีวมวลเหลือใช้จากโรงงานผลิตเยื่อกระดาษ จะมีปริมาณเปลือกไม้ปริมาณค่อนข้างมาก และโรงงานผลิตไม้แปรรูปหรือเฟอร์นิเจอร์จะมีเศษไม้ ซี้เลื่อยเป็นชีวมวลเหลือใช้โดยโรงงานจะกระจายอยู่ทุกภูมิภาคของประเทศ ทะลายปาล์ม จะอยู่ในโรงงานสกัดน้ำมันปาล์มซึ่งส่วนใหญ่อยู่ทางภาคใต้ของประเทศ ซึ่งจะมีกะลาปาล์ม และเส้นใยปาล์มเป็นชีวมวลเหลือใช้ในโรงงานด้วย ในส่วนของชีวมวลพวกไม้โตเร็ว/ไม้เศรษฐกิจ จะดำเนินการออกแบบเบื้องต้นโรงงานต้นแบบไว้ก่อน โดยอาจจะยังไม่มีโรงงานก่อสร้าง ซึ่งในอนาคตอาจจะดำเนินการในรูปแบบของสหกรณ์หรือการร่วมทุนระหว่างรัฐกับเอกชน เป็นต้น เพื่อให้การออกแบบครอบคลุมชีวมวลที่มีศักยภาพทั้งหมด

การคัดเลือกโรงงานเพื่อเข้าร่วมโครงการฯ มีเกณฑ์การคัดเลือกดังนี้

1. ปริมาณชีวมวล (30 คะแนน)

การให้คะแนนด้านปริมาณชีวมวลของโรงงานที่มีชีวมวลวัตถุดิบนั้น จะพิจารณาจากปริมาณของชีวมวลเกิดขึ้นภายในโรงงานทั้ง 2 ชนิด ได้แก่ เศษไม้/เปลือกไม้ และทะลายเปล่าปาล์ม โดยมีเกณฑ์การคัดเลือกดังนี้

30 หมายถึง	ชีวมวลมากกว่า 500 ตัน/วัน ขึ้นไป
25 หมายถึง	ชีวมวลมากกว่า 400 ตัน/วัน แต่ไม่เกิน 500 ตัน/วัน
20 หมายถึง	ชีวมวลมากกว่า 300 ตัน/วัน แต่ไม่เกิน 400 ตัน/วัน
15 หมายถึง	ชีวมวลมากกว่า 200 ตัน/วัน แต่ไม่เกิน 300 ตัน/วัน
10 หมายถึง	ชีวมวลมากกว่า 100 ตัน/วัน แต่ไม่เกิน 200 ตัน/วัน
5 หมายถึง	ชีวมวลไม่เกิน 100 ตัน/วัน

2. การใช้ประโยชน์ของชีวมวล (20 คะแนน)

ปัจจุบันชีวมวลจากโรงงานส่วนใหญ่จะมีการใช้ประโยชน์แล้ว ดังนั้นเกณฑ์ในข้อนี้จะเน้นไปการใช้ประโยชน์ที่ให้ผลตอบแทนน้อยเป็นหลัก ซึ่งโอกาสที่จะนำชีวมวลมาผลิตเป็นเชื้อเพลิงเหลวจะมีความเป็นไปได้มากกว่า โดยมีเกณฑ์การให้คะแนนดังนี้

20 หมายถึง	ไม่มีการใช้ประโยชน์
15 หมายถึง	ใช้เพื่อเป็นเชื้อเพลิงในกระบวนการผลิต
10 หมายถึง	จำหน่ายราคาไม่เกิน 200 บาท/ตัน
5 หมายถึง	จำหน่ายราคามากกว่า 200 บาท/ตัน

3. พื้นที่รองรับการออกแบบเบื้องต้น (20 คะแนน)

การออกแบบเบื้องต้นการจัดตั้งโรงงานผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวล ต้องการพื้นที่ในการจัดวางวางเครื่องจักร และอุปกรณ์ต่าง ๆ ในการผลิต ดังนั้นโรงงานที่จะเข้าร่วมโครงการจะต้องมีพื้นที่รองรับสำหรับการออกแบบด้วย เกณฑ์ในข้อนี้จะพิจารณาว่าโรงงานมีพื้นที่สำหรับการออกแบบหรือไม่ พื้นที่ดังกล่าวอยู่ภายในหรือนอกโรงงาน และที่สำคัญอยู่ใกล้บริเวณที่เก็บชีวมวลหรือไม่ โดยมีเกณฑ์การให้คะแนนดังนี้

20 หมายถึง	มีพื้นที่อยู่ภายในบริเวณโรงงาน
10 หมายถึง	มีพื้นที่อยู่นอกโรงงาน
0 หมายถึง	ไม่มีพื้นที่รองรับ

4. ความสนใจเข้าร่วมโครงการ (30 คะแนน)

ความสนใจเข้าร่วมโครงการเป็นส่วนที่สำคัญที่สุดข้อหนึ่งในการคัดเลือกโรงงานเข้าร่วมเพื่อโครงการ ซึ่งองค์ประกอบหลักที่ต้องพิจารณาในข้อนี้ คือ การให้ความร่วมมือของโรงงานทั้งในด้านการตอบแบบสำรวจ และการติดต่อประสานงานจากเจ้าหน้าที่ ความพร้อมหากมีการลงทุนก่อสร้างโรงงานจริงโดยมีระยะเวลาดำเนินการตามที่กำหนด ตลอดจนการให้ความร่วมมือและนโยบายของผู้บริหารของโรงงานเอง มีเกณฑ์การให้คะแนนดังนี้

30 หมายถึง	สนใจและได้รับความร่วมมือดีมาก และพร้อมลงทุน
20 หมายถึง	สนใจและได้รับความร่วมมือดี และพร้อมลงทุน
10 หมายถึง	สนใจและได้รับความร่วมมือดี แต่ไม่พร้อมลงทุน
0 หมายถึง	ไม่สนใจเข้าร่วมโครงการ

จากการศึกษาและสำรวจข้อมูลโรงงานที่ศึกษาศักยภาพชีวมวลจากแบบสำรวจข้อมูลโรงงาน จากกลุ่มโรงงานเป้าหมายที่กล่าวมาข้างต้น โดยได้รวบรวมข้อมูลจากแบบสอบถามข้อมูลโรงงานดังแสดงในภาคผนวก ข สามารถสรุปข้อมูลได้ดังตารางที่ 5.1-1 และตารางที่ 5.1-2 เมื่อนำข้อมูลมาประกอบการคัดเลือกโรงงานที่มีศักยภาพเพื่อเข้าร่วมโครงการ ตามเกณฑ์การคัดเลือกสามารถสรุปคะแนนได้ดังตารางที่ 5.1-3 และตารางที่ 5.1-4

ผลการคัดเลือกโรงงานเพื่อออกแบบเบื้องต้นการจัดตั้งโรงงานผลิตเชื้อเพลิงเหลวในระดับเชิงพาณิชย์ จากตารางที่ 5.1-3 และตารางที่ 5.1-4 โรงงานที่มีวัตถุดิบได้แก่ เศษไม้/เปลือกไม้ และทะเลสาบปาล์ม ที่ได้รับการคัดเลือกเข้าร่วมโครงการ คือ บริษัท ฟินิกซ์ พัลพ แอนด์ เพเพอร์ จำกัด (มหาชน) และบริษัท ทำฉางสวนปาล์มน้ำมันอุตสาหกรรม จำกัด ตามลำดับ สำหรับการออกแบบโรงงานฯ ที่ใช้ชีวมวลวัตถุดิบเป็นไม้เศรษฐกิจ/ไม้โตเร็ว นั้น จะออกแบบได้ออกแบบไว้แต่ยังไม่ได้เลือกโรงงานที่จะก่อสร้าง ซึ่งจะออกแบบตามความเหมาะสมทั้งด้านขนาดของโรงงาน การจัดการวางเครื่องจักร ตลอดจนการบริหารจัดการด้านต่างๆ เพื่อให้มีความเป็นไปได้เชิงพาณิชย์มากที่สุดดังจะได้อธิบายต่อไป

ตารางที่ 5.1-1 สรุปข้อมูลโรงงานจากแบบสำรวจ (ทะเลสาบปาล์ม)

ลำดับ	ชื่อโรงงาน	ประเภทกิจการ	กำลังการผลิต	ชีวมวล (ตัน/วัน)				การใช้ประโยชน์	ความสนใจเข้าร่วมโครงการ		ความพร้อมในการลงทุน			พื้นที่รองรับการออกแบบ	
				ทะเลสาบปาล์ม	เส้นใยปาล์ม	กะลาปาล์ม	อื่นๆ		สนใจ	ไม่สนใจ	พร้อม	ไม่พร้อม	เหตุผล	มี	ไม่มี
1	บริษัท สยามน้ำมันพืช จำกัด	สกัดน้ำมันปาล์มดิบ	300 ตัน/วัน				ดินฟอกสี	จำหน่าย 150 บ/ตัน	✓		✓		มีระยะเวลาดำเนินทุนไม่เกิน 5 ปี	✓	
2	บริษัท สยามโมเดิร์นปาล์ม จำกัด	สกัดน้ำมันปาล์มดิบ	90 ตันปาล์ม / ชั่วโมง	571				จำหน่าย 100 บ/ตัน	✓		✓		มีระยะเวลาดำเนินทุนไม่เกิน 10 ปี	✓	
			45 ตันปาล์ม / ชั่วโมง (FFB=200,000 ตัน)												
3	บริษัท อีสเทิร์น ปาล์ม ออยล์ จำกัด	สกัดน้ำมันปาล์ม	45-60 ตันปาล์ม / ชั่วโมง	300				จำหน่าย 350 บ/ตัน	✓		✓		มีระยะเวลาดำเนินทุนไม่เกิน 4 ปี	✓	
								ใช้ผลิตพลังงาน							
4	บริษัท สยามกลอรี่ ปาล์มออยล์ จำกัด	สกัดน้ำมันปาล์ม	CPO = 4,320 ตัน/ปี	18				ใช้ในเตาแก๊สซีไอเออร์	✓		✓		มีระยะเวลาดำเนินทุนไม่เกิน 4 ปี	✓	
5	โรงงานเกษตรชุมชนน้ำปาล์มออยล์	สกัดน้ำมันปาล์ม	96,000 ตัน/ปี	96	58	24		จำหน่าย 40 บ/ตัน	✓		✓		มีระยะเวลาดำเนินทุนไม่เกิน 5 ปี	✓	
6	ชุมนุมสหกรณ์ชาวสวนปาล์มน้ำมันกระบี่ จำกัด	สกัดน้ำมันปาล์ม และผลิตไบโอดีเซล	45 ตันปาล์ม / ชั่วโมง	200	19			ให้เกษตรกรเพาะเห็ด 40%	✓		✓		เงินลงทุนไม่เพียงพอ	✓	
			290,000 ตันปาล์มสด					เส้นใยปาล์มใช้ใน boiler 70%							
7	บริษัท ไทยอินโด ปาล์ม ออยล์ แพลทอรี่ จำกัด	สกัดน้ำมันปาล์ม	45 ตันปาล์ม / ชั่วโมง	250		50		จำหน่าย 100 บ/ตัน	✓			n/a			
8	บริษัท นามหงส์น้ำมันปาล์ม จำกัด	สกัดน้ำมันปาล์ม	45 ตันปาล์ม / ชั่วโมง	250				จำหน่าย 100 บ/ตัน	✓		✓		มีระยะเวลาดำเนินทุนไม่เกิน 5 ปี	✓	
9	บริษัท ยูนิวานิช น้ำมันปาล์ม จำกัด	สกัดน้ำมันปาล์ม	60 ตันปาล์ม / ชั่วโมง	119				หมักในโรงงาน	✓		✓		ระยะเวลาดำเนินทุนไม่เกิน 3 ปี		✓
10	บริษัท สหอุตสาหกรรมน้ำมันปาล์ม จำกัด (มหาชน)	สกัดน้ำมันปาล์ม	60 ตันปาล์ม / ชั่วโมง	230				จำหน่าย 70 บ/ตัน		✓		✓	ไม่มีข้อมูลเพียงพอ		✓
								ใช้ผลิตพลังงาน							
11	บริษัท กาญจนดิษฐ์น้ำมันปาล์ม จำกัด	สกัดน้ำมันปาล์มดิบ	14,000 ตัน/ปี	50	2	18		จำหน่าย และใช้เป็นเชื้อเพลิง	✓				ขอศึกษาในรายละเอียด	✓	
12	บริษัท จิรชัยปาล์ม จำกัด	สกัดน้ำมันปาล์ม	45 ตันปาล์ม / ชั่วโมง	240		72	เศษไม้ยาพารา 330	จำหน่าย 70 บ/ตัน	✓			✓	ขาดความรู้และงบประมาณ	✓	
								ใช้เป็นเชื้อเพลิง/ผลิตไฟฟ้า							
13	บริษัท ทำางสวนปาล์มน้ำมันอุตสาหกรรม จำกัด	สกัดน้ำมันปาล์มดิบ	45 ตันปาล์ม / ชั่วโมง	600	170	340		จำหน่าย 150 บ/ตัน	✓		✓		ระยะเวลาดำเนินทุนไม่เกิน 7 ปี	✓	
			800,000 ตันปาล์ม/ปี					และใช้ผลิตพลังงาน							
14	บริษัท บางสวรรค์น้ำมันปาล์ม จำกัด	สกัดน้ำมันปาล์มดิบ	8,000-10,000 ตัน/ปี	60	54		น้ำเสีย 150 ตัน/วัน	จำหน่าย 80 บ/ตัน	✓			✓	ปัจจัยด้านเงินทุนต่ำ	✓	
15	บริษัท ชุมพรอุตสาหกรรมน้ำมันปาล์ม จำกัด (มหาชน)	สกัดน้ำมันปาล์มดิบ	600 ตันต่อวัน	30				จำหน่าย 450 บ/ตัน	✓		✓		ระยะเวลาดำเนินทุนไม่เกิน 3 ปี		✓
			300,000 ตันปาล์มสด					ใช้ผลิตพลังงาน							
16	บริษัท ปาล์มน้ำมันธรรมชาติ (ชุมพร) จำกัด	สกัดน้ำมันปาล์มดิบ	45 ตันปาล์ม / ชั่วโมง	300				ใช้ในการผลิตพลังงาน	✓			✓	ไม่มีเงินเทคโนโลยี และการตลาด	✓	
17	บริษัท สวีตอุตสาหกรรมน้ำมันปาล์ม จำกัด	สกัดน้ำมันปาล์ม	45 ตันปาล์ม / ชั่วโมง					จำหน่าย		✓		✓			✓
18	บริษัท พัทธ์ภัยปาล์มออยล์ จำกัด	สกัดน้ำมันปาล์ม และผลิตพลังงานไฟฟ้าจากก๊าซชีวภาพ	160,000 ตันFFB	150				ใส่สวนปาล์มเกษตรกร	✓		✓		ระยะเวลาดำเนินทุนไม่เกิน 4 ปี	✓	

ตารางที่ 5.1-2 สรุปข้อมูลโรงงานจากแบบสำรวจ (เศษไม้/เปลือกไม้)

ลำดับ	ชื่อโรงงาน	ประกอบกิจการ	กำลังการผลิต	ชีวมวล (ตัน/วัน)		การใช้ประโยชน์	ความสนใจเข้าร่วมโครงการ		ความพร้อมในการลงทุน			พื้นที่รองรับการออกแบบ	
				เศษไม้/เปลือกไม้	อื่นๆ		สนใจ	ไม่สนใจ	พร้อม	ไม่พร้อม	เหตุผล	มี	ไม่มี
1	บริษัท กระดาษสหไทย จำกัด (มหาชน)	เยื่อกระดาษจากเศษกระดาษ	164,950 ตันต่อปี		sludge 23 ตัน/วัน	ใช้ในการผลิตพลังงาน	✓		✓		มีระยะเวลาคืนทุนไม่เกิน 3-4 ปี	✓	
2	บริษัท ตีบีบีแอล เอ (1991) จำกัด (มหาชน)	ผลิตเยื่อกระดาษ ผลิตเยื่อกระดาษใยสั้นฟอกขาว จากยูคาลิปตัส	รวม 6-7 แสน ตันต่อปี	n/a		ใช้ผลิตไฟฟ้า	✓			✓		✓	
3	บริษัท ฟินิกซ์ พัลป์ แอนด์ เพเปอร์ จำกัด (มหาชน)	ทำเยื่อกระดาษ ผลิตกระดาษและกระดาษพิมพ์เขียน	70,000 ตันต่อปี 240,000 ตันปี , 200,000 ตันปี	500	กากตะกอนโรงผลิตกระดาษ	ใช้ในการผลิตพลังงานใน หม้อน้ำ	✓		✓		มีระยะเวลาคืนทุนไม่เกิน 3 ปี	✓	
4	บริษัท เอ็นไวรอนเม้นท์พัลพ์ แอนด์ เปเปอร์ จำกัด	ผลิตเยื่อกระดาษฟอกขาวจากชาว ยูคาลิปตัส	180,000 ตันต่อปี 110,000 ตันปี		กากตะกอนระบบบำบัด	ใช้ในการผลิตพลังงาน	✓		✓		มีระยะเวลาคืนทุนไม่เกิน 1 ปี	✓	
5	บริษัท สยามมาสเตอร์วูด จำกัด	ผลิตฟืนไม้จริง ไม้แปรรูป	5,097 ลบ.ม. ต่อปี 180,000 ลบ.ม.	กระดาษเลย		จำหน่าย 1300 บ/ตัน	✓		✓			✓	
6	บริษัท ทวีศักดิ์กิตติยา จำกัด	แปรรูปไม้ยางพาราและไม้ที่ ปลูกขึ้นโดยเฉพาะ	6,000 ตันต่อปี	ยางพารา 3		จำหน่าย 950 บ/ตัน	✓			✓	ขาดงบประมาณ		✓

ตารางที่ 5.1-3 สรุปผลคะแนนโรงงานที่มีทะเลาะปาล์มเป็นชีวมวล

ลำดับ	ชื่อโรงงาน	กำลังการผลิต	ปริมาณ	การใช้ประโยชน์	พื้นที่รองรับ	ความสนใจ	รวมคะแนน	ลำดับที่	หมายเหตุ
1	บริษัท สยามน้ำมันพืช จำกัด	300 ตัน/วัน	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a		ไม่เข้าข่ายพิจารณา
2	บริษัท สยามโมเดิร์นปาล์ม จำกัด	90 ตันปาล์ม / ชั่วโมง	30	10	20	30	90	2	
		45 ตันปาล์ม / ชั่วโมง							
3	บริษัท อีสเทิร์น ปาล์ม ออยล์ จำกัด	45-60 ตันปาล์ม / ชั่วโมง	20	15	20	20	75	4	
4	บริษัท สยามกลอรี่ ปาล์มออยล์ จำกัด	CPO = 4,320 ตัน/ปี	5	15	20	20	60	7	
5	โรงงานเกษตรลุ่มน้ำปาล์มออยล์	96,000 ตัน/ปี	5	10	20	30	65	6	
6	ชุมนุมสหกรณ์ชาวสวนปาล์มน้ำมันกระบี่ จำกัด	45 ตันปาล์ม / ชั่วโมง	10	15	20	30	75	4	
		290,000 ตันปาล์มสด							
7	บริษัท ไทยอินโด ปาล์ม ออยล์ แพคทอรี่ จำกัด	45 ตันปาล์ม / ชั่วโมง	10	15	20	30	75	4	
8	บริษัท นามหงส์น้ำมันปาล์ม จำกัด	60 ตันปาล์ม / ชั่วโมง	10	15	20	30	75	4	
9	บริษัท ยูนิวานิช น้ำมันปาล์ม จำกัด	60 ตันปาล์ม / ชั่วโมง	10	15	0	10	35	11	
10	บริษัท สหอุตสาหกรรมน้ำมันปาล์ม จำกัด (มหาชน)		15	15	0	10	40	10	
		14,000 ตัน/ปี							
11	บริษัท กาญจนดิษฐ์น้ำมันปาล์ม จำกัด	45 ตันปาล์ม / ชั่วโมง	5	15	20	10	50	8	
12	บริษัท จิรส์ย์ปาล์ม จำกัด	45 ตันปาล์ม / ชั่วโมง	15	15	20	10	60	7	
13	บริษัท ทำางสวนปาล์มน้ำมันอุตสาหกรรม จำกัด	800,000 ตันปาล์ม/ปี	30	15	20	30	95	1	
		8,000-10,000 ตัน/ปี	5	10	20	10	45	9	
14	บริษัท บางสวรรค์น้ำมันปาล์ม จำกัด	600 ตันต่อวัน	5	15	0	20	40	10	
15	บริษัท ชุมพรอุตสาหกรรมน้ำมันปาล์ม จำกัด (มหาชน)	300,000 ตันปาล์มสด							
		45 ตันปาล์ม / ชั่วโมง	15	15	20	20	70	5	
16	บริษัท ปาล์มน้ำมันธรรมชาติ (ชุมพร) จำกัด	450,000 ตัน/ปี	15	15	20	20	70	5	
		45 ตันปาล์ม / ชั่วโมง							
17	บริษัท สวีอุตสาหกรรมน้ำมันปาล์ม จำกัด	45 ตันปาล์ม / ชั่วโมง	n/a	0	0	0	10	12	
18	บริษัท พิทักษ์ปาล์มออยล์ จำกัด	160,000 ตันFFB	10	20	30	20	80	3	

ตารางที่ 5.1-4 สรุปผลคะแนนโรงงานที่มีเศษไม้/เปลือกไม้ เป็นชีวมวล

ลำดับ	ชื่อโรงงาน	กำลังการผลิต	ปริมาณ	การใช้ประโยชน์	พื้นที่รองรับ	ความสนใจ	รวมคะแนน	ลำดับที่	หมายเหตุ
1	บริษัท กระดาษสหไทย จำกัด (มหาชน)	164,950 ตันต่อปี	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a		ไม่เข้าข่ายพิจารณา
2	บริษัท ดับเบิล เอ (1991) จำกัด (มหาชน)	รวม 6-7 แสน ตันต่อปี	n/a	15	20	30	65	3	
3	บริษัท ฟินิกซ์ พัลป แอนด์ เพเพอร์ จำกัด (มหาชน)	70,000 ตันต่อปี	30	15	20	30	95	1	
		240,000 ตันปี , 200,000 ตันปี							
4	บริษัท เอ็นไวรอนเม้นท์พัลป แอนด์ เปเปอร์ จำกัด	100,000 ตันต่อปี							ไม่เข้าข่ายพิจารณา
		110,000 ตันปี							
5	บริษัท สยามมาสเตอร์วูด จำกัด	5,097 ลบ.ม. ต่อปี 180,000 ลบ.ม.	30	5	20	20	75	2	
6	บริษัท ทวีศักดิ์กิตติยา จำกัด	6,000 ตันต่อปี	30	5	0	20	55	4	

5.3 การออกแบบเบื้องต้นโรงงานผลิตเชื้อเพลิงเหลวในระดับเชิงพาณิชย์

จากการศึกษาและสำรวจข้อมูลโรงงานที่ได้รับคัดเลือก เพื่อออกแบบเบื้องต้นโรงงานผลิตเชื้อเพลิงเหลวในระดับเชิงพาณิชย์ได้แก่ บริษัท ฟินิกซ์ พัลพ แอนด์ เพเพอร์ จำกัด (มหาชน) และบริษัท ทำางสวนปาล์มน้ำมันอุตสาหกรรม จำกัด พบว่า โรงงานทั้งสองแห่งให้ความร่วมมือในการให้ข้อมูลเพิ่มเติม สนใจซักถามข้อสงสัยด้านต่างๆ ทั้งด้านเทคโนโลยีและนโยบายการส่งเสริมของรัฐ ตลอดจนพาเยี่ยมชมโรงงานและพื้นที่รองรับการออกแบบ ดังประมวลภาพการสำรวจข้อมูลในรูปที่ 5.3-1 และรูปที่ 5.3-2 ตามลำดับ นอกจากนี้ยังได้รับความร่วมมือจากคณะวนศาสตร์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์ และกลุ่มบริษัท ซียไอ เอเอ ในการให้ข้อมูลการปลูกไม้เศรษฐกิจ/ไม้โตเร็วในพื้นที่ต่างๆ อีกด้วย โรงงานผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวลทั้ง 2 แห่ง และโรงงานผลิตเชื้อเพลิงเหลวที่ยังไม่มีโรงงานก่อสร้าง มีข้อมูลรายละเอียดและการออกแบบดังจะกล่าวต่อไป

	
<p>ประชุมชี้แจงรายละเอียดโครงการ</p>	<p>ตอบข้อซักถามของโรงงาน</p>
	
<p>สถานที่รองรับการออกแบบ</p>	<p>ลานเก็บทะลายปาล์ม (สถานที่รองรับการออกแบบ)</p>
<p>รูปที่ 5.3-1 ประมวลภาพสำรวจโรงงานทำางสวนปาล์มน้ำมันอุตสาหกรรม อ.ทำาง จ.สุราษฎร์ธานี</p>	

	
<p>ประชุมชี้แจงรายละเอียดโครงการ</p>	<p>บริเวณเก็บเปลือกไม้</p>
	
<p>ระบบแก๊สซิไฟเออร์ของโรงงาน</p>	<p>สถานที่รองรับการออกแบบ</p>
<p>รูปที่ 5.3-2 ประมวลภาพสำรวจ บริษัท ฟินิกซ์ พัลพ แอนด์ เพเพอร์ จำกัด อ.น้ำพอง จ.ขอนแก่น</p>	

5.3.1 โรงงานผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากทะเลาปาล์ม (บริษัท ทำางสวนปาล์มน้ำมัน อุตสาหกรรม จำกัด)

ข้อมูลทั่วไป

บริษัท ทำางสวนปาล์มน้ำมันอุตสาหกรรม จำกัด ประกอบกิจการสกัดน้ำมันปาล์มดิบและน้ำมันปาล์มเมล็ดใน ตั้งอยู่หมู่ที่ 7 ตำบลเสียด อำเภอน้ำพอง จังหวัดสุราษฎร์ธานี มีพื้นที่ราว 4,500 ไร่ มีกำลังการผลิตประมาณ 800,000 ตันผลปาล์มสดต่อปี (กำลังการผลิตสูงสุด) บริเวณโรงงานล้อมรอบด้วยสวนปาล์ม แบ่งเป็นพื้นที่ของโรงงาน สำนักงาน ระบบบำบัดน้ำเสีย และสวนปาล์ม มีพื้นที่รองรับการออกแบบอยู่บริเวณลานเก็บทะเลาปาล์มเปล้าที่ออกจากกระบวนการผลิต มีพื้นที่ประมาณ 720 ตารางเมตร กลุ่มผู้บริหารโรงงานเป็นคนรุ่นใหม่ มีความสนใจเทคโนโลยีใหม่ๆ ที่จะสามารถพัฒนาต่อและเพิ่มมูลค่าของชีวมวลได้ในอนาคต โดยหากผลการวิเคราะห์ด้านเศรษฐศาสตร์ของโครงการมีความเป็นไปได้ ทางโรงงานพร้อมที่จะลงทุนโดยมีระยะเวลาคืนทุนไม่เกิน 7 ปี และมีข้อเสนอแนะอยากให้รัฐหรือหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง

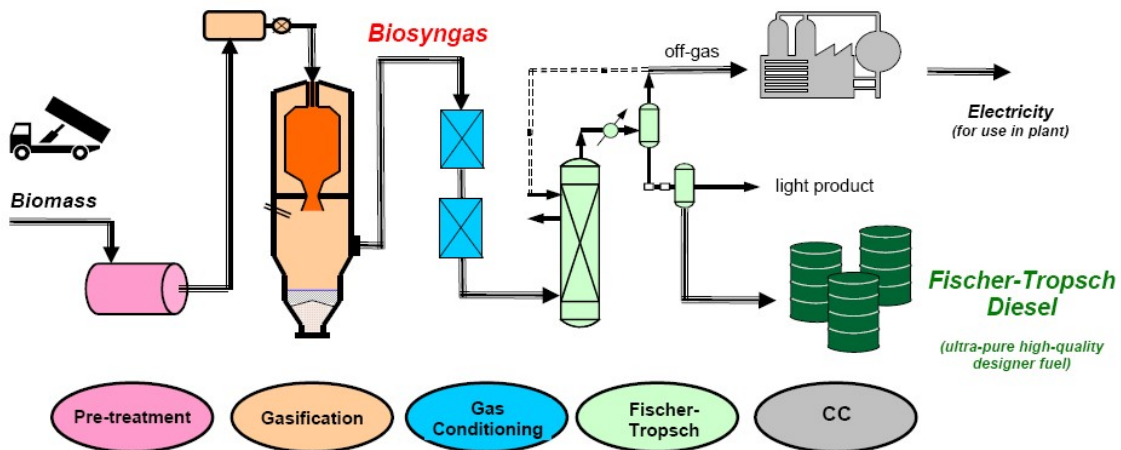
ช่วยสนับสนุนด้านเงินทุน เช่น จัดหาแหล่งเงินทุนดอกเบี้ยต่ำ หรือเงินดำนอื่น ๆ มาช่วยสนับสนุนซึ่งจะส่งผลให้โครงการมีความเป็นไปได้มากยิ่งขึ้น

ข้อมูลด้านการออกแบบ

ปัจจุบันมีทะเลาปาล์มเปล่าที่ออกจากกระบวนการผลิตประมาณ 600 ตันต่อวัน โดยใช้เป็นเชื้อเพลิงในหม้อน้ำ และจำหน่ายในราคา 150 บาทต่อตัน สำหรับการออกแบบเบื้องต้นของโรงงานผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากทะเลาปาล์มของโรงงานท่าฉางสวนปาล์มน้ำมันอุตสาหกรรม จะประกอบด้วยส่วนประกอบหลักตามที่ได้กล่าวมาแล้วในบทที่ 4 กำลังการผลิตเชื้อเพลิงเหลววันละ 37,000 ลิตร โดยอุปกรณ์หลักๆ ประกอบด้วย

1. เครื่องสับย่อยแบบหยาบ
2. เครื่องสับย่อยละเอียด
3. ระบบแก๊สซิฟิชั่นแบบ pressurized oxygen-blown entrained flow
4. ระบบทำความสะอาดแก๊ส
5. อุปกรณ์แลกเปลี่ยนความร้อนเพื่อลดอุณหภูมิ
6. เตาปฏิกรณ์สังเคราะห์ฟิชเชอร์-ทรอปซ์
7. เครื่องกำเนิดไฟฟ้า

แบบรายละเอียดและแผนผังของระบบผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากทะเลาปาล์มแสดงในภาคผนวก ค1 ตัวอย่างจัดวางส่วนต่างๆ ของกระบวนการผลิต และแบบเบื้องต้นโรงงานผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากทะเลาปาล์มแสดงในรูปที่ 5.3-3



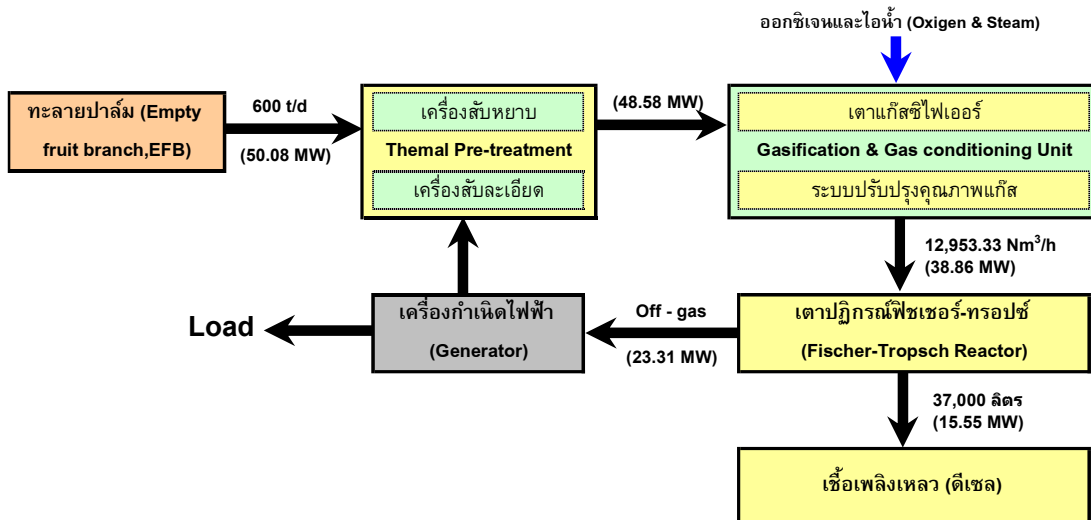
รูปที่ 5.3-3 ระบบผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากทะเลาปาล์ม

คุณสมบัติของทะลายปาล์มที่นำมาออกแบบระบบผลิตเชื้อเพลิงเหลว แสดงดังตารางที่ 5.3-1

ตารางที่ 5.3-1 คุณสมบัติสำหรับการเผาไหม้ของทะลายปาล์ม

รายละเอียด	คุณสมบัติ/จำนวน	หน่วย
ปริมาณ	600	ตันต่อวัน
ค่าความร้อน (LHV)	7,240	kJ/kg
ความชื้น (Moisture)	59	%
ปริมาณเถ้า (Ash)	2	%
ปริมาณคาร์บอนคงที่ (Fix carbon)	9	%

เมื่อนำทะลายปาล์มปริมาณ 600 ตันต่อวัน ที่มีคุณสมบัติดังตารางที่ 5.3-1 มาคำนวณหาปริมาณเชื้อเพลิงเหลวที่ผลิตได้ จะได้ประมาณ 37,000 ลิตรต่อวัน ดังรูปที่ 5.3-4 โดยมีค่าประสิทธิภาพทางความร้อนของระบบ (Thermal Efficiency) 30% และมีศักยภาพการเปลี่ยนทะลายปาล์มเป็นของเหลว 61.67 ลิตรต่อตันทะลายปาล์ม



รูปที่ 5.3-4 สมดุลพลังงานการผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากทะลายปาล์ม

5.3.2 โรงงานผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากเปลือกไม้ยูคาลิปตัส (บริษัท ฟินิกซ์ พัลพ แอนด์ เพเพอร์ จำกัด (มหาชน))

ข้อมูลทั่วไป

บริษัท ฟินิกซ์ พัลพ แอนด์ เพเพอร์ จำกัด (มหาชน) ประกอบกิจการผลิตเยื่อกระดาษ ธุรกิจกระดาษ และกระดาษพิมพ์เขียน เป็นบริษัทในเครือปูนซีเมนต์ไทย (SCG) มีกำลังการผลิตเยื่อประมาณ 240,000 ตันต่อปี และกระดาษพิมพ์เขียน 200,000 ตันต่อปี ใช้ไม้ยูคาลิปตัสเป็นวัตถุดิบ โดยมีเปลือกไม้ที่เป็นของเหลือใช้จากกระบวนการผลิตเยื่อกระดาษประมาณ 500 ตันต่อวัน ปัจจุบันยังไม่มีการใช้ประโยชน์ โดยอยู่ระหว่างการทดลองเดินระบบแก๊สซิไฟเออร์แบบ circulating fluidize bed ที่ใช้เปลือกไม้เป็นวัตถุดิบ มีทีมงานและผู้เชี่ยวชาญในการวิจัยและทดลองเทคโนโลยีใหม่ๆ บริเวณสถานที่รองรับการออกแบบอยู่ด้านข้างของระบบแก๊สซิไฟเออร์ มีพื้นที่ประมาณ 150 ตารางเมตร และมีพื้นที่บริเวณด้านหน้าบ่อบำบัดน้ำเสียอีกหลายไร่

ข้อมูลด้านการออกแบบ

ปัจจุบันโรงงานมีการผลิตแก๊สจากกระบวนการแก๊สซิฟิเคชันจากเปลือกไม้ยูคาลิปตัสแล้ว โดยมีเปลือกไม้วันละ 500 ตัน ที่ออกจากการผลิตเยื่อกระดาษ การออกแบบเบื้องต้นของระบบต้นแบบจึงมี 2 แนวทางในการดำเนินการ คือ ออกแบบระบบผลิตแก๊สสังเคราะห์เนื่องจากกระบวนการแก๊สซิฟิเคชันเดิม และออกแบบระบบใหม่ทั้งหมด แบบที่แสดงในภาคผนวก ค2 เป็นแบบเบื้องต้นที่ดำเนินการออกแบบระบบใหม่ทั้งหมด อย่างไรก็ตามการออกแบบเนื่องจากกระบวนการเดิมและการออกแบบใหม่ กระบวนการต่างๆ ยังคงเดิม จะแตกต่างกันเพียงขนาดและราคาของเครื่องจักรเท่านั้น โดยหากออกแบบระบบเนื่องจากแก๊สซิฟิเคชันระบบเดิม จะต้องออกแบบระบบทำความสะอาดแก๊สและระบบสังเคราะห์ฟิชเชอร์-ทรอปซ์ ให้มีขนาดที่สามารถรองรับปริมาณแก๊สที่เกิดขึ้นจากกระบวนการแก๊สซิฟิเคชันเดิมด้วย ในการศึกษานี้จะขอกล่าวถึงเฉพาะการออกแบบระบบใหม่ทั้งหมดเท่านั้น

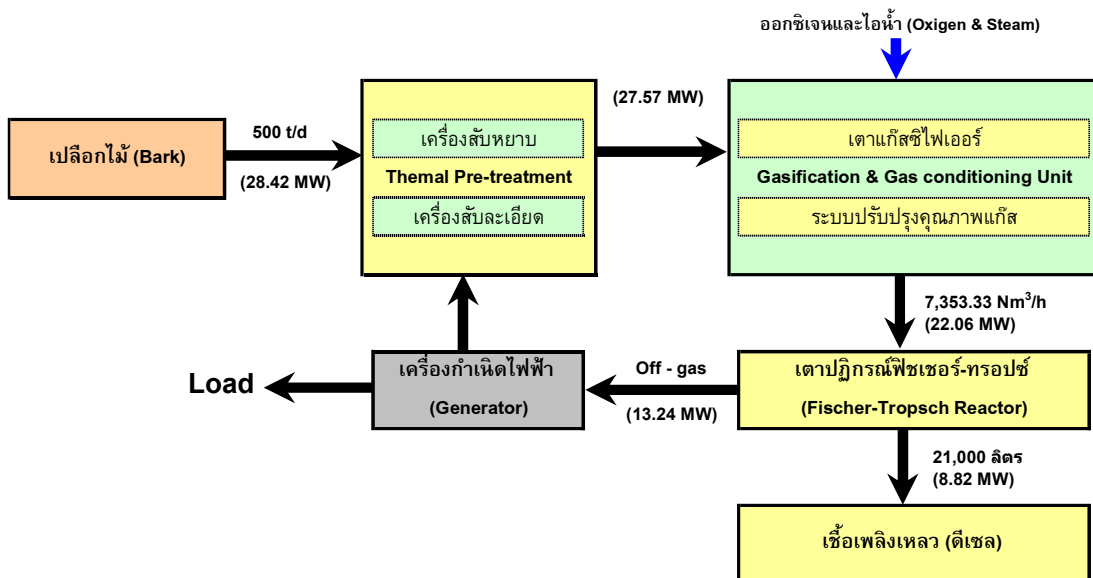
ลักษณะการออกแบบโรงงานเบื้องต้นโรงงานผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากเปลือกไม้จะใช้เทคโนโลยีเดียวกันกับจากทะเลาปาล์ม ดังแสดงในรูปที่ 5.3-5 กำลังการผลิตเชื้อเพลิงเหลววันละ 21,000 ลิตร โดยอุปกรณ์หลักๆ ประกอบด้วย

1. เครื่องสับย่อยแบบหยาบ
2. เครื่องสับย่อยละเอียด
3. ระบบแก๊สซิฟิเคชันแบบ pressurized oxygen-blown entrained flow
4. ระบบทำความสะอาดแก๊ส
5. อุปกรณ์แลกเปลี่ยนความร้อนเพื่อลดอุณหภูมิ
6. เตาปฏิกรณ์สังเคราะห์ฟิชเชอร์-ทรอปซ์
7. เครื่องกำเนิดไฟฟ้า

ตารางที่ 5.3-2 คุณสมบัติสำหรับการเผาไหม้ของเปลือกไม้ยูคาลิปตัส

รายละเอียด	คุณสมบัติ/จำนวน	หน่วย
ปริมาณ	500	ตันต่อวัน
ค่าความร้อน (LHV)	4,917	kJ/kg
ความชื้น (Moisture)	60	%
ปริมาณเถ้า (Ash)	2.44	%
ปริมาณคาร์บอนคงที่ (Fix carbon)	9.56	%

เมื่อนำเปลือกไม้ยูคาลิปตัสปริมาณ 500 ตันต่อวัน ที่มีคุณสมบัติดังตารางที่ 5.3-2 มาคำนวณหาปริมาณเชื้อเพลิงเหลวที่ผลิตได้ จะได้ประมาณ 21,000 ลิตรต่อวัน ดังรูปที่ 5.3-5 โดยมีค่าประสิทธิภาพทางความร้อนของระบบ (Thermal Efficiency) 30% และมีศักยภาพการเปลี่ยนเปลือกไม้เป็นของเหลว 42 ลิตรต่อตันเปลือกไม้



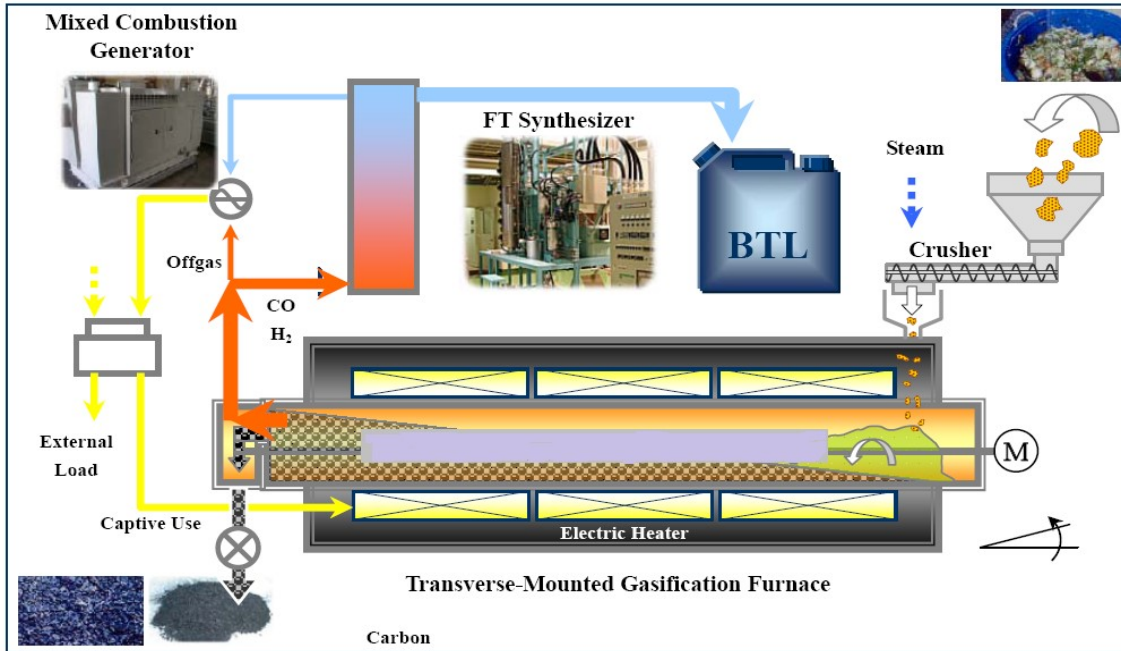
รูปที่ 5.3-5 สมดุลพลังงานการผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากเปลือกไม้

การออกแบบระบบผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวลทั้ง 2 ชนิด คือ ทะลายปาล์ม และเปลือกไม้ นั้น ปริมาณผลผลิตต่างๆ ได้มาจากการคำนวณเปรียบเทียบกับโรงงานผลิตเชื้อเพลิงจากชีวมวลตามทฤษฎี เนื่องจากโรงงานขนาดกำลังการผลิตที่มีในปัจจุบันยังเป็นขนาดเล็ก ไม่มีขนาดเดียวกันหรือใกล้เคียงให้เปรียบเทียบได้ อีกทั้งวัตถุดิบที่ใช้ในปัจจุบันมีเพียงไม้ซีกสับเท่านั้นยังไม่มีการใช้ชีวมวลอื่น

5.3.3 โรงงานผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากไม้เศรษฐกิจ/ไม้โตเร็ว (โรงงานต้นแบบฯ ที่ยังไม่มี โรงงานก่อสร้าง)

นอกจากโรงงานทั้งสองแห่งที่ได้รับคัดเลือกแล้ว ยังได้รับความร่วมมือคณะวนศาสตร์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์ และกลุ่มบริษัท ชัยโย เอเอ ในการให้ข้อมูลการปลูกไม้เศรษฐกิจ/ไม้โตเร็วในพื้นที่ต่างๆ อีกด้วย โดยในส่วนของคณะวนศาสตร์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์ มีศูนย์การเรียนรู้ ตั้งอยู่ที่เขตพื้นที่ตำบลอุดมทรัพย์ อำเภอวังน้ำเขียว จังหวัดนครราชสีมา ซึ่งมีพื้นที่ปลูกไม้โตเร็ว/ไม้เศรษฐกิจกว่า 400 ไร่ และประชาชนในพื้นที่ก็ได้รับการส่งเสริมให้ปลูกไม้โตเร็วรวมพื้นที่กว่าแสนไร่ ซึ่งหากมีการสร้างโรงงานผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวลในพื้นที่ ก็จะเป็นการเพิ่มรายได้ให้เกษตรกรได้อีกทางหนึ่ง ในส่วนของกลุ่มบริษัท ชัยโย เอเอ เป็นบริษัทส่งออกไม้ชิ้น ที่มีกำลังการผลิตกว่า 8,000 ตันต่อวัน และมีแนวโน้มจะขยายกำลังการผลิตเป็น 14,000 ตันต่อวัน ภายในปี 2554 นี้ ซึ่งกลุ่มบริษัทเองมีสาขาอยู่ในหลายจังหวัด และต้องเสียค่าใช้จ่ายในการขนส่งไม้ชิ้นมารวบรวมที่ศูนย์กลางเพื่อส่งออก หากผลการศึกษาในโครงการผลิตเชื้อเพลิงเหลวนี้นี้มีความเป็นไปได้และคุ้มค่าต่อการลงทุน ก็จะเป็นอีกทางเลือกหนึ่งสำหรับการนำไม้ชิ้นไปใช้ประโยชน์ให้คุ้มค่า และเป็นการใช้ทรัพยากรภายในประเทศให้เกิดประโยชน์สูงสุดอีกด้วย

จากการศึกษาดังที่ได้กล่าวไปแล้วในบทที่ 4 เรื่องการคัดเลือกเทคโนโลยีที่เหมาะสม และเทคโนโลยีที่มีความเป็นไปได้สำหรับประเทศไทย พบว่าระบบการผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวลในประเทศไทยยังอยู่ในขั้นตอนของการวิจัยในห้องทดลอง รวมถึงในระดับนานาชาติระบบการผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวลก็ยังเป็นเพียงระดับสาธิตเท่านั้น ดังนั้นระบบการผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวลที่เหมาะสมต่อการศึกษาศักยภาพและความเป็นไปได้และออกแบบเบื้องต้น ควรมีความไม่ใหญ่มากนักในลักษณะของการสาธิตเชิงพาณิชย์ สามารถขยายขนาดกำลังการผลิตเพิ่มเติมได้เมื่อผู้เดินระบบ หรือผู้เกี่ยวข้องมีความเชี่ยวชาญเพิ่มมากขึ้นในอนาคตโดยสถานที่ติดตั้งระบบการผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวลควรอยู่ใกล้แหล่งชีวมวลเพื่อความมั่นคงของวัตถุดิบ และมีการลงทุนไม่สูงมากนัก ระบบการผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวลที่เสนอในการศึกษานี้มีรายละเอียดแสดงตามรูปที่ 5.3-6 แบบเบื้องต้นแสดงในภาคผนวก ค3



รูปที่ 5.3-6 แผนผังระบบการผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากไม้ชิ้นสับ

จากรูปที่ 5.3-6 แผนผังระบบผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวลมีรายละเอียดดังนี้

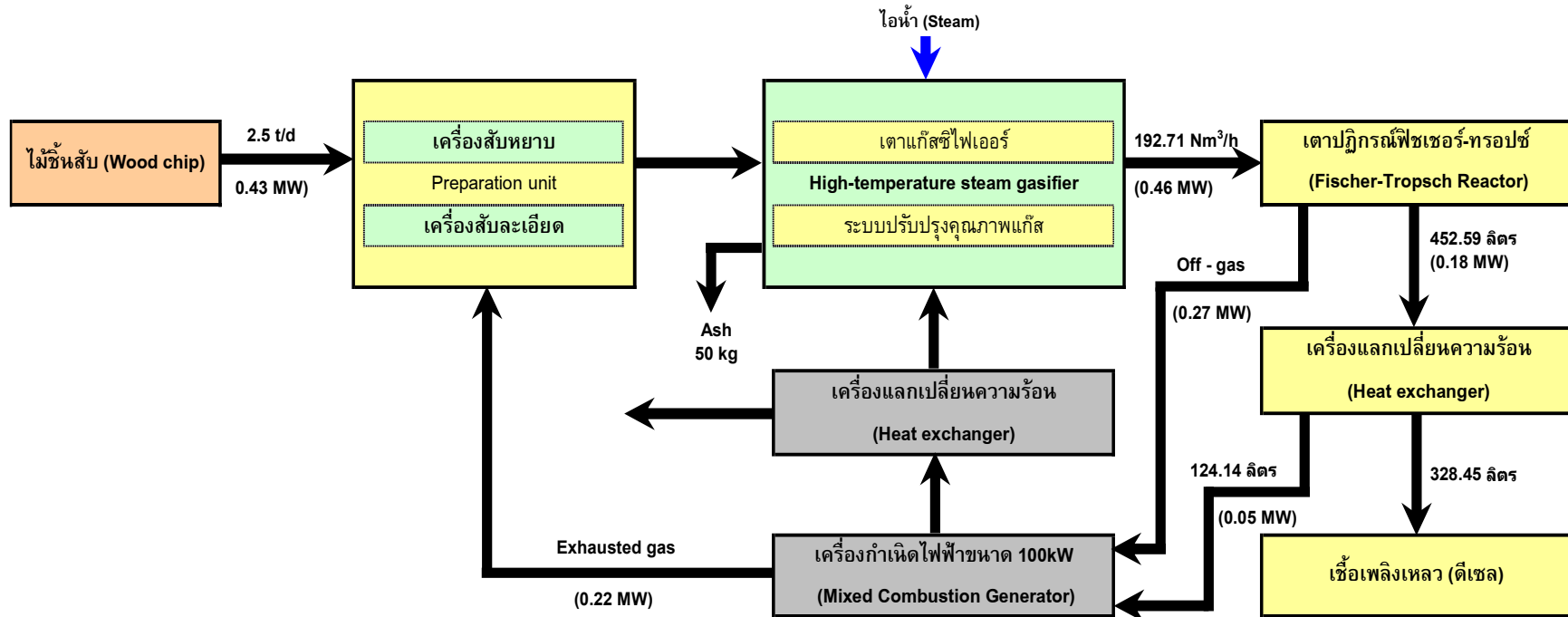
1. ขั้นตอนการเตรียมวัตถุดิบ ชีวมวลที่ใช้เป็นวัตถุดิบจะถูกลดขนาดให้มีความเหมาะสมต่อกระบวนการ รวมถึงการลดความชื้นด้วย
2. กระบวนการแก๊สซิฟิเคชัน ชีวมวลที่มีขนาดที่เหมาะสมแล้วนั้นจะถูกป้อนเข้าสู่กระบวนการแก๊สซิฟิเคชัน โดยตัวปฏิกรณ์จะเป็นแบบทรงกระบอกหมุน (Rotary Drum) อุณหภูมิภายในจะถูกควบคุมอยู่ที่ประมาณ 1,100 °C โดยใช้ขดลวดความร้อนเป็นแหล่งความร้อนสำหรับกระบวนการแก๊สซิฟิเคชัน
3. กระบวนการ Reforming กระบวนการนี้จะเกิดขึ้นภายใน Gasifier แก๊สที่เกิดขึ้นจากการสลายตัวของชีวมวลจะทำปฏิกิริยากับ Carbon ที่เหลือจากกระบวนการแก๊สซิฟิเคชัน ในขณะเดียวกันก็จะฉีดไอน้ำเข้าไปด้วยเพื่อเพิ่มสัดส่วนแก๊สไฮโดรเจน และทำให้สัดส่วนของ H_2/CO มีความเหมาะสมต่อกระบวนการสังเคราะห์ฟิชเชอร์-ทรอปซ์
4. กระบวนการทำความสะอาดแก๊ส สิ่งเจือปนต่างๆจะถูกกำจัดโดยใช้สารละลายแคลเซียมภายใต้ Wet Scrubber
5. กระบวนการนำความร้อนกลับมาใช้ประโยชน์ แก๊สสังเคราะห์ที่ได้จะถูกนำเข้าสู่อุปกรณ์แลกเปลี่ยนความร้อนเพื่อลดอุณหภูมิจาก 1,000 °C สู่ 200 °C แก๊สร้อนที่ออกจาก Power engine ก็สามารถนำกลับมาใช้ประโยชน์สำหรับกระบวนการลดความชื้นของชีวมวลได้
6. กระบวนการ BTL หลังจากลดอุณหภูมิแล้ว แก๊สสังเคราะห์จะป้อนเข้าสู่กระบวนการสังเคราะห์ฟิชเชอร์-ทรอปซ์

7. ระบบผลิตไฟฟ้า ไฟฟ้าที่ใช้สำหรับขดลวดความร้อนของระบบแก๊สซิฟิเคชัน จะถูกผลิตโดยใช้เครื่องยนต์โดยนำแก๊สสังเคราะห์บางส่วนมาใช้ร่วมกับดีเซลที่ผลิตได้เป็นเชื้อเพลิง

ตารางที่ 5.3-3 คุณสมบัติสำหรับการเผาไหม้ของไม้ชิ้นสับ

รายละเอียด	คุณสมบัติ/จำนวน	หน่วย
ปริมาณ	2.5	ตันต่อวัน
ค่าความร้อน (LHV)	15,000	kJ/kg
ความชื้น (Moisture)	Dry	%
ปริมาณเถ้า (Ash)	1.59	%
ปริมาณคาร์บอนคงที่ (Fix carbon)	12	%

เมื่อนำไม้ชิ้นสับปริมาณ 2.5 ตันต่อวัน ที่มีคุณสมบัติดังตารางที่ 5.3-3 มาคำนวณหาปริมาณเชื้อเพลิงเหลวที่ผลิตได้ จะได้ประมาณ 328.45 ลิตรต่อวัน ดังรูปที่ 5.3-7 โดยมีค่าประสิทธิภาพทางความร้อนของระบบ (Thermal Efficiency) 30% และมีศักยภาพการเปลี่ยนไม้ชิ้นสับเป็นของเหลว 131.38 ลิตรต่อตันไม้ชิ้นสับ



รูปที่ 5.3-7 สมดุลพลังงานการผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากไม้ชิ้นสับ

บทที่ 6

การวิเคราะห์ความเป็นไปได้ของโครงการ

6.1 ความเป็นไปได้ด้านเทคโนโลยีการผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวล

จากการศึกษารายละเอียดของเทคโนโลยีการผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวล เพื่อนำไปใช้ในภาคขนส่งนั้น สามารถกล่าวได้ว่ากระบวนการที่มีความเหมาะสมและน่าจะเป็นไปได้สำหรับการเริ่มต้นส่งเสริมการจัดตั้งโรงงานผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวลของประเทศไทย คือ กระบวนการสังเคราะห์เชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวลผ่านกระบวนการฟิชเชอร์-ทรอปซ์ ซึ่งเป็นกระบวนการที่สามารถเปลี่ยนแก๊สสังเคราะห์ที่ได้จากกระบวนการแก๊สซิฟิเคชันไปเป็นเชื้อเพลิงเหลวสังเคราะห์ ซึ่งสามารถใช้ในรูปแบบเชื้อเพลิงเหลวแทนน้ำมันที่กลั่นได้จากเชื้อเพลิงฟอสซิลได้โดยตรง

การผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวลโดยผ่านกระบวนการสังเคราะห์ฟิชเชอร์-ทรอปซ์ นั้นจะประกอบด้วยกระบวนการหลักๆ 3 กระบวนการคือ กระบวนการแก๊สซิฟิเคชัน ซึ่งจะทำหน้าที่เปลี่ยนสถานะของชีวมวลจากรูปแบบของแข็งหรือของเหลวให้อยู่ในสถานะแก๊ส ซึ่งโดยทั่วไปจะเรียกว่า Producer Gas หรือ Product Gas ต่อมาคือกระบวนการทำความสะอาดและปรับสภาพแก๊สเหล่านี้ (Gas Cleaning & Conditioning Process) ในขั้นตอนนี้แก๊สที่ได้จากกระบวนการแก๊สซิฟิเคชันจะถูกนำมากำจัดสิ่งเจือปน เช่นอนุภาคของแข็ง, tar และน้ำ ออกไป รวมถึงอาจจะมีการปรับสภาพของแก๊ส เพื่อให้มีสภาพที่เหมาะสมต่อการเข้าสู่กระบวนการอื่นต่อไป ในขั้นตอนนี้แก๊สที่ได้ออกมาจะเรียกว่า แก๊สสังเคราะห์ (Synthesis Gas) และขั้นตอนสุดท้ายก็คือกระบวนการสังเคราะห์เชื้อเพลิงเหลวโดยใช้กระบวนการฟิชเชอร์-ทรอปซ์ แก๊สสังเคราะห์จะถูกทำให้เปลี่ยนสถานะจากแก๊สมาเป็นของเหลวเป็นหลัก โดยการเกิดปฏิกิริยาภายใต้สภาวะ (อุณหภูมิ ความดัน และตัวเร่งปฏิกิริยา) ที่เหมาะสม นอกจากนี้สิ่งที่เหลือออกมาจะอยู่ในรูปของแก๊สและของแข็ง (โดยทั่วไปจะอยู่ในรูปของ wax) ปริมาณและคุณลักษณะของของเหลวที่ได้ออกมานั้นจะขึ้นอยู่กับ การเลือกสภาวะการเกิดปฏิกิริยา

จากที่กล่าวมา จะเห็นได้ว่าเทคโนโลยีการผลิตเชื้อเพลิงจากชีวมวลโดยผ่านกระบวนการสังเคราะห์ฟิชเชอร์-ทรอปซ์นั้นมีความเป็นไปได้ ผ่านการพิสูจน์มาแล้วในแต่ละขั้นตอนของกระบวนการผลิตฯ ว่ามีความเป็นไปได้ มีการวิจัยและพัฒนาถึงรูปแบบของเทคโนโลยีและสภาวะการทำงานสำหรับแต่ละขั้นตอนอย่างมากมายและแพร่หลาย โดยห้องปฏิบัติการวิจัยต่างๆ

เมื่อทำการศึกษาเปรียบเทียบกับการใช้รูปแบบของเทคโนโลยีที่ใกล้เคียงกัน พบว่ามีการนำกระบวนการสังเคราะห์ฟิชเชอร์-ทรอปซ์ เพื่อผลิตน้ำมันเชื้อเพลิง (ดีเซล) ในระดับเชิงพาณิชย์แล้ว แต่เป็นการใช้แก๊สธรรมชาติเป็นวัตถุดิบ (Gas-to-Liquid : GTL) ในขณะที่เดียวกันก็มีการใช้ระบบแก๊สซิฟิเคชันกันอย่างแพร่หลายและเป็นที่ยอมรับในการผลิตความร้อนและไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงชีวมวล แม้ว่ากระบวนการผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวลฯ นี้จะมีความเป็นไปได้ในด้านเทคโนโลยีแล้วนั้น แต่การพัฒนากระบวนการทั้งหมดเพื่อการใช้งานจริงนั้นยังอยู่ในระดับเพียงแค่ออกแบบปฏิบัติการ (Laboratory Scale) หรือระดับโรงงานต้นแบบ (Pilot Plant) ยังไม่มีการใช้งานจริงในระดับเชิงพาณิชย์ (Commercial Plant) ที่มีการใช้งานอยู่เป็นเพียง

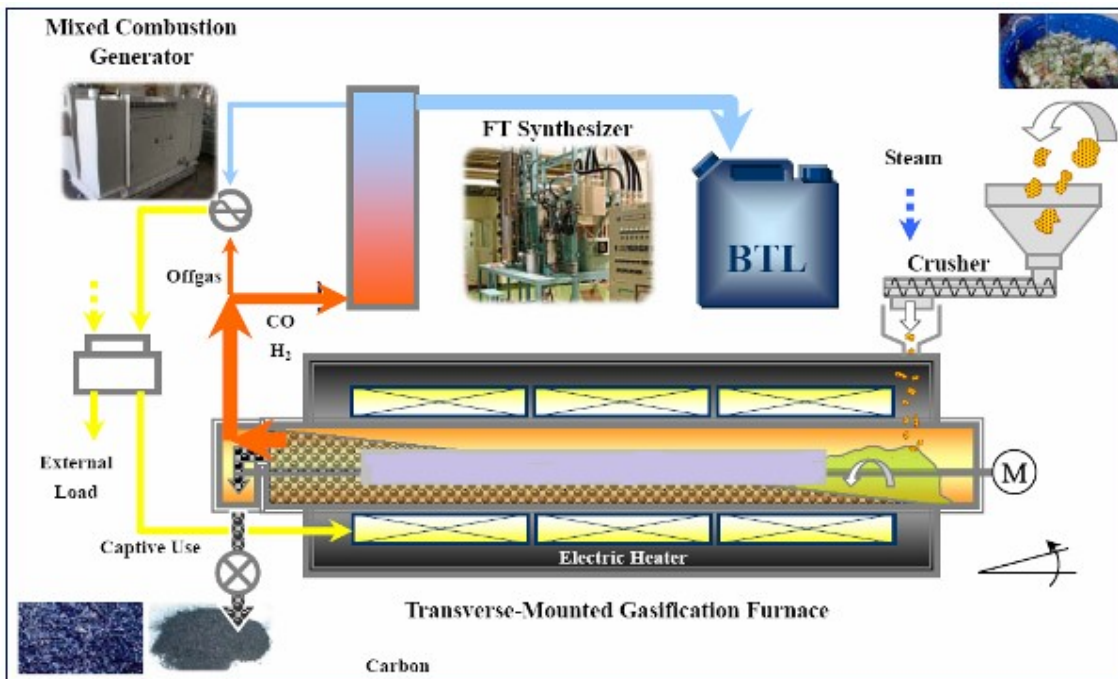
ระดับโรงงานสาธิต (Demonstration Plant) เท่านั้น เพื่อใช้ทดสอบความสามารถของระบบในการปฏิบัติการอย่างต่อเนื่องและเวลานาน

สำหรับประเทศไทย การศึกษาวิจัยและพัฒนากระบวนการต่าง ๆ สำหรับการผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวลนั้น มีการดำเนินการในระดับห้องปฏิบัติการเท่านั้น โดยเฉพาะระบบรวมทั้งหมดตั้งแต่การนำชีวมวลเข้าสู่ระบบไปจนถึงได้เชื้อเพลิงเหลวยังไม่มีการพัฒนาขึ้นมาในประเทศไทย ดังนั้นเพื่อเป็นการศึกษาและพัฒนาการผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวลสำหรับประเทศไทย จึงจำเป็นต้องมีการพัฒนาเทคโนโลยี ต้นแบบขึ้นมาเพื่อใช้ในการศึกษาความเป็นไปได้และความเหมาะสมของการพัฒนาเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวลสำหรับประเทศไทยต่อไป

ระบบการผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวลที่มีความเหมาะสมต่อการศึกษาคือความเป็นไปได้เบื้องต้น และต่อการนำไปขยายผลการศึกษาต่อไป ควรมีขนาดไม่ใหญ่มากนัก และอยู่ใกล้แหล่งชีวมวล เพื่อความมั่นคงต่อวัตถุดิบและมีการลงทุนไม่สูงมากนักในเบื้องต้น

แนวทางในการพัฒนาและจัดตั้งโรงงานต้นแบบเพื่อผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวลนั้น เนื่องจากเทคโนโลยีที่จะต้องใช้ในการผลิตขั้นนั้นมีความเป็นไปได้อยู่แล้ว รวมถึงในระดับนานาชาติได้มีการวิจัยและพัฒนาไปจนถึงระดับโรงงานสาธิตแล้ว ดังนั้นทางประเทศไทยควรจะมีการพัฒนาความร่วมมือกับนานาชาติ โดยเฉพาะกับประเทศที่มีการพัฒนาระบบขั้นนี้ขึ้นมาในระดับโรงงานสาธิตได้แล้ว เพื่อนำไปสู่การถ่ายทอดเทคโนโลยีมาสู่ประเทศไทย และการนำไปสู่การพัฒนาต่อยอดเทคโนโลยีให้มีความเหมาะสมต่อการใช้งานสำหรับประเทศไทย

รูปแบบของระบบผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวลที่เสนอเป็นตัวอย่างในครั้งนี มีรายละเอียดแสดงตามรูปที่ 6.1-1



รูปที่ 6.1-1 รูปแบบของระบบผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวล

ระบบนี้ได้รับการพัฒนาขึ้นมาให้มีความเหมาะสมสำหรับการผลิตที่ไม่สูงมากนัก (ช่วงประมาณ 5-20 ตันชีวมวลต่อวัน) กระบวนการแก๊สซิฟิเคชันจะได้รับความร้อนเพื่อให้เกิดปฏิกิริยาแก๊สซิฟิเคชันจากไฟฟ้าโดยผ่านทางขดลวดความร้อน ทำให้สามารถทำการควบคุมสภาวะการทำงานของกระบวนการแก๊สซิฟิเคชันได้สะดวก ไฟฟ้าที่ใช้เกิดจากการผลิตโดยใช้เชื้อเพลิงผสมกันระหว่างแก๊สเชื้อเพลิงที่เหลือจากกระบวนการสังเคราะห์ฟิซเซอร์-ทรอปซ์ และน้ำมันเชื้อเพลิงที่ผลิตได้ ไม่จำเป็นต้องใช้แหล่งเชื้อเพลิงจากภายนอกเข้ามา อีกทั้งยังมีไฟฟ้าเหลือจ่ายออกจากระบบด้วย ระบบนี้นอกจากจะไม่มีการใช้อากาศเข้าไปแล้ว (โดยปกติการฉีดอากาศหรือออกซิเจนเข้าสู่กระบวนการแก๊สซิฟิเคชันนั้น เพื่อให้เกิดการเผาไหม้ของเชื้อเพลิงบางส่วน และใช้ความร้อนที่เกิดขึ้นเพื่อกระบวนการแก๊สซิฟิเคชันต่อไป แต่สำหรับระบบนี้ให้ความร้อนโดยไฟฟ้าแทน) ยังมีการใส่น้ำเข้าไปในกระบวนการเพื่อใช้ในการปรับสัดส่วนขององค์ประกอบของ H_2 และ CO ให้มีความเหมาะสมต่อไปสำหรับกระบวนการสังเคราะห์ฟิซเซอร์-ทรอปซ์

1. **ขั้นตอนการเตรียมวัตถุดิบ** ชีวมวลที่ใช้เป็นวัตถุดิบจะถูกลดขนาดให้มีความเหมาะสมต่อกระบวนการ รวมถึงการลดความชื้นด้วย

2. **กระบวนการแก๊สซิฟิเคชัน** ชีวมวลที่มีขนาดที่เหมาะสมแล้วนั้นจะถูกป้อนเข้าสู่กระบวนการแก๊สซิฟิเคชัน โดยตัวปฏิกรณ์จะเป็นแบบทรงกระบอกหมุน (Rotary Drum) อุณหภูมิภายในจะถูกควบคุมอยู่ที่ประมาณ 1,100 องศาเซลเซียส โดยใช้ขดลวดความร้อนเป็นแหล่งความร้อนสำหรับกระบวนการแก๊สซิฟิเคชัน

3. **กระบวนการ Reforming** กระบวนการนี้จะเกิดขึ้นภายในแก๊สซิไฟร์เออร์ แก๊สที่เกิดขึ้นจากการสลายตัวของชีวมวลจะทำปฏิกิริยากับ Carbon ที่เหลือจากกระบวนการแก๊สซิฟิเคชัน ในขณะเดียวกันก็จะฉีดน้ำเข้าไปด้วยเพื่อเพิ่มสัดส่วนแก๊สไฮโดรเจน และทำให้สัดส่วนของ H_2/CO มีความเหมาะสมต่อกระบวนการสังเคราะห์ฟิซเซอร์-ทรอปซ์

4. **กระบวนการทำความสะอาดแก๊ส** สิ่งเจือปนต่างๆจะถูกกำจัดโดยใช้สารละลายแคลเซียมภายใต้ Wet Scrubber

5. **กระบวนการนำความร้อนกลับมาใช้ประโยชน์** แก๊สสังเคราะห์ที่ได้จะถูกนำเข้าสู่อุปกรณ์แลกเปลี่ยนความร้อนเพื่อลดอุณหภูมิจาก 1,000 องศาเซลเซียส สู่ 200 องศาเซลเซียส แก๊สร้อนที่ออกจาก Power engine สามารถนำกลับมาใช้ประโยชน์สำหรับกระบวนการลดความชื้นของชีวมวลได้

6. **กระบวนการ F-T** หลังจากลดอุณหภูมิแล้ว แก๊สสังเคราะห์จะป้อนเข้าสู่กระบวนการสังเคราะห์ฟิซเซอร์-ทรอปซ์

7. **ระบบผลิตไฟฟ้า** ไฟฟ้าที่ใช้สำหรับขดลวดความร้อนของระบบแก๊สซิฟิเคชัน จะถูกผลิตโดยใช้เครื่องยนต์ โดยนำแก๊สสังเคราะห์บางส่วนมาใช้ร่วมกับบีเทิลที่ผลิตได้

6.2 การประเมินความเหมาะสมด้านเศรษฐศาสตร์ การเงิน และการลงทุน

การศึกษาโครงการทางด้านเศรษฐศาสตร์และการเงินเป็นการวิเคราะห์ถึงความคุ้มค่าในการลงทุนโครงการผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวล โดยจะเป็นการวิเคราะห์ต้นทุนค่าใช้จ่ายและผลประโยชน์ของโครงการ เพื่อนำมาเปรียบเทียบว่าเมื่อมีการลงทุนในโครงการดังกล่าวไปแล้ว โครงการจะก่อให้เกิดผลประโยชน์ที่คุ้มค่างบกับการลงทุนหรือไม่ โดยการวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์จะเน้นถึงผลประโยชน์สูงสุดจากการใช้ทรัพยากรที่มีอยู่อย่างจำกัดที่ใช้ไปในการดำเนินโครงการ ส่วนการวิเคราะห์ทางการเงินจะคำนึงถึงความคุ้มค่าของการลงทุนที่มีต่อผู้ลงทุนในการสร้างและดำเนินการโครงการดังกล่าว รวมถึงการวิเคราะห์เปรียบเทียบการนำเอาทรัพยากรที่มีอยู่ไปใช้ประโยชน์ในด้านต่างๆ โดยมีการกำหนดแนวทางและรายละเอียดการศึกษาดังนี้

6.2.1 แนวทางและวิธีการศึกษา

การวิเคราะห์ด้านเศรษฐศาสตร์และการเงิน จะใช้แนวทางวิธีการเปรียบเทียบต้นทุนการใช้ทรัพยากร และผลประโยชน์ที่จะได้รับกลับคืนระหว่างสถานการณ์ที่มีโครงการและไม่มีโครงการเพื่อประเมินผลประโยชน์ส่วนเพิ่มที่จะเกิดแก่สังคมโดยรวมจากการมีโครงการ โดยใช้วิธีการวิเคราะห์เปรียบเทียบกระแสเงินสดต้นทุนและผลประโยชน์ที่แท้จริงที่คาดว่าจะเกิดขึ้นในอนาคตมาเป็นมูลค่าปัจจุบันทั้งหมด (Discounted Cash Flow Technique) ตามระยะเวลาที่ใช้ในการวิเคราะห์โครงการ เพื่อขจัดความแตกต่างของค่าเงินตามกาลเวลาออกไปโดยในการวิเคราะห์จะใช้สมมติฐานหลักดังนี้

- 1) การวิเคราะห์ความคุ้มค่าในการลงทุนจะแบ่งเป็น 2 ด้านคือ การวิเคราะห์ความคุ้มค่าทางการเงิน และความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ โดยกำหนดให้มีการวิเคราะห์ใน 2 ส่วน คือ
 - การลงทุนโครงการผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวลโดยใช้ประเภทของเชื้อเพลิง ระดับการผลิตและการจัดตั้งโรงงานในรูปแบบต่างๆ
 - การลงทุนโครงการผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวล ในกรณีของโรงงานต้นแบบ
- 2) อายุโครงการที่ใช้ในการวิเคราะห์ 20 ปี และมีระยะเวลาก่อสร้างโครงการ 1 ปีตามข้อกำหนดทางด้านวิศวกรรม และใช้ราคาของปี พ.ศ.2554 เป็นปีฐานในการนับเวลาและเป็นปีที่คิดมูลค่าปัจจุบัน
- 3) กำหนดอัตราคิดลดหรือค่าเสียโอกาสเงินทุนที่ร้อยละ 8

6.2.2 เกณฑ์การตัดสินใจ

การวิเคราะห์ความเหมาะสมด้านเศรษฐศาสตร์และการเงินของโครงการ จะทำการวิเคราะห์ และพิจารณาผลความเหมาะสมของโครงการจากเกณฑ์การตัดสินใจดังนี้

(1) **มูลค่าปัจจุบันสุทธิ(Net Present Value: NPV)** เป็นค่าแสดงถึงผลตอบแทนสุทธิของโครงการ ณ อัตราคิดลดหรือค่าเสียโอกาสเงินทุน โดยพิจารณาจากค่า NPV ต้องมีค่ามากกว่าหรือเท่ากับศูนย์ จึงแสดงว่าโครงการมีความคุ้มค่าในการลงทุน โดยมีวิธีประเมินค่าโดยการคำนวณตามสูตร ดังนี้

$$NPV = \sum_{t=0}^n \frac{(B_t - C_t)}{(1+r)^t}$$

โดยที่	n	=	จำนวนปีที่ใช้ประเมินโครงการ
	B _t	=	ผลประโยชน์ในปีที่ t
	C _t	=	ค่าใช้จ่ายในปีที่ t
	r	=	อัตราส่วนลด (ใช้อัตราร้อยละ 8)

(2) อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน (Benefit Cost Ratio: BCR) เป็นค่าที่แสดงถึงประสิทธิภาพการใช้งบของโครงการ ณ อัตราคิดลดหรือค่าเสียโอกาสเงินทุน โดยพิจารณาจากค่า BCR มากกว่าหรือเท่ากับ 1 แสดงว่าโครงการมีความคุ้มค่าในการลงทุน โดยมีวิธีการคำนวณดังนี้

$$B/C = \frac{\sum_{t=0}^n B_t / (1+r)^t}{\sum_{t=0}^n C_t (1+r)^t}$$

โดยที่	n	=	จำนวนปีที่ใช้ประเมินโครงการ
	B _t	=	ผลประโยชน์ในปีที่ t
	C _t	=	ค่าใช้จ่ายในปีที่ t
	r	=	อัตราส่วนลด (ใช้อัตราร้อยละ 8)

(3) อัตราผลตอบแทนภายในของโครงการ (Internal Rate of Return: IRR) เป็นค่าแสดงถึงอัตราผลตอบแทนที่แท้จริงของโครงการ ถ้า IRR มากกว่าหรือเท่ากับอัตราคิดลดหรือค่าเสียโอกาสของทุน แสดงว่าโครงการมีความคุ้มค่าในการลงทุน ทั้งนี้ในการศึกษาค่านี้จะทำการวิเคราะห์ทั้งอัตราผลตอบแทนภายในของโครงการทางการเงิน (Financial Internal Rate of Return: FIRR) และ อัตราผลตอบแทนภายในของโครงการทางเศรษฐศาสตร์ (Economic Internal Rate of Return: EIRR) โดยมีวิธีการคำนวณดังนี้

$$\sum_{t=0}^n \frac{(B_t - C_t)}{(1+R)^t} = 0$$

โดยที่	n	=	จำนวนปีที่ใช้ประเมินโครงการ
	B _t	=	ผลประโยชน์ในปีที่ t
	C _t	=	ค่าใช้จ่ายในปีที่ t
	R	=	อัตราผลตอบแทนของโครงการ

6.3 การวิเคราะห์การลงทุนโครงการผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวลโดยใช้ประเภทของชีวมวล และระดับการผลิตในรูปแบบต่าง ๆ

การวิเคราะห์การลงทุนโครงการผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวลโดยใช้ประเภทของเชื้อเพลิง ระดับการผลิตและการจัดตั้งโรงงานในรูปแบบต่าง ๆ จะเป็นการศึกษาเปรียบเทียบผลการวิเคราะห์ความคุ้มค่าของโครงการในรูปแบบต่าง ๆ ที่เกิดจากมูลค่าการลงทุนและผลประโยชน์ของโครงการที่แตกต่างกัน ทั้งนี้เป็นการศึกษาเปรียบเทียบที่ระดับผลผลิต 80% โดยมีการกำหนดกรณีศึกษาตามประเภทของวัตถุดิบระดับการผลิต และสถานที่ตั้งของโรงงาน โดยมีรายละเอียดของการกำหนดกรณีศึกษาดังนี้

- 1) ประเภทของวัตถุดิบ มีประเภทของวัตถุดิบ 3 ประเภท คือ
 - ไม้ซี้้น มีค่าความร้อน เท่ากับ 16.2 MJ/kg(dry) และมีราคา 1,500 บาท/ตัน
 - ทะลายปาล์ม มีค่าความร้อน เท่ากับ 10 MJ/kg(dry) และมีราคา 150 บาท/ตัน
 - เปลือกไม้ มีค่าความร้อน เท่ากับ 5 MJ/kg(dry) และมีราคา 700 บาท/ตัน
- 2) ระดับการผลิต มีการกำหนดระดับการผลิตเป็น 4 ระดับ คือ
 - การผลิตที่ระดับ 100 ลิตรต่อวัน
 - การผลิตที่ระดับ 1,000 ลิตรต่อวัน
 - การผลิตที่ระดับ 100,000 ลิตรต่อวัน
 - การผลิตที่ระดับ 1,000,000 ลิตรต่อวัน
- 3) สถานที่ตั้งโรงงาน มีการกำหนดสถานที่ตั้งโรงงานใน 3 รูปแบบคือ
 - รูปแบบที่ 1 ต้องลงทุนค่าอุปกรณ์ประกอบใหม่ทั้งหมด
 - รูปแบบที่ 2 ต้องลงทุนค่าอุปกรณ์ประกอบร้อยละ 50
 - รูปแบบที่ 3 ต้องลงทุนค่าอุปกรณ์ประกอบร้อยละ 25

ทั้งนี้ในการวิเคราะห์ความเหมาะสมหรือความคุ้มค่าในการลงทุนโครงการทั้งทางด้านการเงิน และเศรษฐศาสตร์จะประกอบด้วยการวิเคราะห์ต้นทุนและผลประโยชน์ของโครงการในรูปแบบต่าง ๆ ตามที่ได้กำหนดไว้โดยมีรายละเอียดดังนี้

6.3.1 การวิเคราะห์ต้นทุนของโครงการ

ค่าใช้จ่ายหรือค่าลงทุนของโครงการ คือ ค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นจากการลงทุนโครงการผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวล ซึ่งประกอบด้วย ค่าลงทุนก่อสร้าง ค่าอุปกรณ์และเครื่องมือต่าง ๆ ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการติดตั้งอุปกรณ์ และค่าใช้จ่ายอื่นๆ นอกจากนี้ยังค่าใช้จ่ายรายปีสำหรับการจัดซื้อชีวมวลเพื่อใช้เป็นวัตถุดิบในการผลิตเชื้อเพลิงเหลว และค่าใช้จ่ายสำหรับการดำเนินการในแต่ละปีตลอดอายุโครงการ โดยการวิเคราะห์ค่าใช้จ่ายจะแบ่งเป็น 2 ด้าน คือ ค่าลงทุนทางการเงินและค่าลงทุนทางเศรษฐศาสตร์ โดยการคำนวณค่าใช้จ่ายทางการเงินจะประเมินมูลค่าโดยใช้ราคาตลาด (Market Price) โดยในส่วนของ

ค่าใช้จ่ายทางด้านเศรษฐศาสตร์ จะคำนวณโดยใช้ราคาตลาด(Market Price)ของสินค้าดังกล่าว มาปรับเป็นค่าใช้จ่ายทางเศรษฐศาสตร์ เพื่อให้ราคาทางเศรษฐศาสตร์ที่ประเมินได้สามารถสะท้อนถึงค่าเสียโอกาสที่แท้จริงของการใช้ทรัพยากรต่างๆในการลงทุนโครงการผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวล โดยมีการปรับค่าโดยอาศัยตัวปรับค่า (Conversion Factor: CF) ของธนาคารโลก ทั้งนี้ในการศึกษาค้างนี้จะเลือกใช้ ตัวปรับค่ามาตรฐาน หรือ Standard Conversion Factor(SCF) ซึ่งมีค่าเท่ากับ 0.93 (ที่มา : World Bank Staff Working Paper, 1993)

ทั้งนี้มูลค่าการลงทุนทางการเงินและทางเศรษฐศาสตร์ของโครงการผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวลในการลงทุนรูปแบบต่างๆ จะนำเสนอโดยแยกตามประเภทของเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตทั้ง 3 ประเภท โดยแสดงรายละเอียดในตารางที่ 6.3-1 ถึง 6.3-3 โดยแบ่งเป็นค่าดำเนินการด้านต่างๆ ได้แก่ ค่าลงทุนระบบการผลิต ค่าดำเนินการรายปี ราคาวัตถุดิบที่มีการซื้อขายกันในปัจจุบัน และค่าวัตถุดิบ โดยโครงการจะมีค่าลงทุนทางการเงินของระบบการผลิตระหว่าง 46.86 ล้านบาท ถึง 18,833.86 ล้านบาท และคิดเป็นมูลค่าทางเศรษฐศาสตร์เท่ากับ 43.58 ล้านบาท ถึง 17,515.49 ล้านบาท ค่าดำเนินการรายปีทางการเงินระหว่างปีละ 3.75 ล้านบาท ถึง 941.69 ล้านบาท และคิดเป็นมูลค่าทางเศรษฐศาสตร์เท่ากับ 3.49 ล้านบาท ถึง 875.77 ล้านบาท ซึ่งในทุกกรณีของวัตถุดิบจะมีค่าใช้จ่ายในการลงทุนที่เท่ากัน แต่จะมีความแตกต่างกันในรายการของค่าวัตถุดิบ โดยผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากเปลือกไม้จะมีค่าวัตถุดิบต่อปีมากที่สุด เนื่องจากเปลือกไม้เป็นชีวมวลที่ผลิตเชื้อเพลิงเหลวได้ปริมาณน้อยที่สุดเมื่อใช้วัตถุดิบเริ่มต้นที่เท่ากันจากชีวมวลทั้ง 3 ชนิด

6.3.2 การวิเคราะห์ผลประโยชน์ของโครงการ

การวิเคราะห์เพื่อประเมินมูลค่าผลประโยชน์ของโครงการ จะทำการพิจารณาถึงมูลค่าของเชื้อเพลิงที่โครงการสามารถผลิตได้ โดยโครงการการผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวลจะสามารถผลิตน้ำมันเชื้อเพลิงที่มีคุณสมบัติเทียบเท่ากับน้ำมันดีเซล (เชื้อเพลิงเหลวที่ผลิตได้มีคุณภาพดีกว่าน้ำมันดีเซล โดยมีค่าซีเทน (Cetane Number) สูงกว่าดีเซลกว่า 1.5 เท่า) ดังนั้นจากข้อมูลปริมาณเชื้อเพลิงที่ผลิตได้ของโรงงานสามารถทำการประเมินเป็นมูลค่าผลประโยชน์ของโครงการ โดยการนำปริมาณการผลิตมาทำการคำนวณมูลค่าของน้ำมันดีเซล โดยกำหนดให้มีการปรับมูลค่าของน้ำมันดีเซลเพิ่มขึ้นตามอัตราการเปลี่ยนแปลงราคาน้ำมันดีเซลในอดีต โดยมีรายละเอียดดังนี้

มูลค่าทางการเงิน ทำการเปรียบเทียบโดยใช้ราคาขายปลีกน้ำมันดีเซล โดยมีอัตราการเปลี่ยนแปลงของราคาในช่วงปี 2546 ถึง 2553 เท่ากับ ร้อยละ 12.32 ต่อปี โดยราคาฐานที่ใช้ในการคำนวณมูลค่าผลประโยชน์ เท่ากับ 28.69 บาท/ลิตร (ราคาเฉลี่ยปี 2553 ที่มา : สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน)

มูลค่าทางเศรษฐศาสตร์ จะใช้ราคาขายหน้าโรงกลั่น(ไม่รวมภาษี) โดยมีอัตราการเปลี่ยนแปลงของราคาในช่วงปี 2543 ถึง 2553 เท่ากับ ร้อยละ 10.75 ต่อปี โดยราคาฐานที่ใช้ในการคำนวณมูลค่าผลประโยชน์ เท่ากับ 18.69 บาท/ลิตร (ราคาเฉลี่ยปี 2553 ที่มา : สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน)

ตารางที่ 6.3-1 ค่าลงทุนของโครงการ กรณีการใช้ไม้ซี้เป็นวัตถุดิบ

กรณี	รายละเอียดกรณีศึกษา			ต้นทุนทางการเงิน				ต้นทุนทางด้านเศรษฐศาสตร์			
	Production Capacity (1000 L/d)	รูปแบบการตั้งโรงงาน	ปริมาณวัตถุดิบ (ตัน/วัน)	ค่าลงทุนระบบการผลิต (ล้านบาท)	ค่าดำเนินการรายปี (ล้านบาท/ปี)	ราคาวัตถุดิบ (บาท/ตัน)	ค่าวัตถุดิบ (ล้านบาท/ปี)	ค่าลงทุนระบบการผลิต (ล้านบาท)	ค่าดำเนินการรายปี (ล้านบาท/ปี)	ราคาวัตถุดิบ (บาท/ตัน)	ค่าวัตถุดิบ (ล้านบาท/ปี)
1.1.1	0.1	รูปแบบที่ 1	0.97	74.98	3.75	1,500	0.44	69.73	3.49	1,395.00	0.41
1.1.2	0.1	รูปแบบที่ 2	0.97	56.23	3.75	1,500	0.44	52.30	3.49	1,395.00	0.41
1.1.3	0.1	รูปแบบที่ 3	0.97	46.86	3.75	1,500	0.44	43.58	3.49	1,395.00	0.41
1.2.1	1	รูปแบบที่ 1	9.70	298.50	14.92	1,500	4.37	277.60	13.88	1,395.00	4.06
1.2.2	1	รูปแบบที่ 2	9.70	223.87	14.92	1,500	4.37	208.20	13.88	1,395.00	4.06
1.2.3	1	รูปแบบที่ 3	9.70	186.56	14.92	1,500	4.37	173.50	13.88	1,395.00	4.06
1.3.1	100	รูปแบบที่ 1	970.28	4,730.85	236.54	1,500	436.63	4,399.69	219.98	1,395.00	406.06
1.3.2	100	รูปแบบที่ 2	970.28	3,548.14	236.54	1,500	436.63	3,299.77	219.98	1,395.00	406.06
1.3.3	100	รูปแบบที่ 3	970.28	2,956.78	236.54	1,500	436.63	2,749.81	219.98	1,395.00	406.06
1.4.1	1000	รูปแบบที่ 1	9,702.80	18,833.86	941.69	1,500	4,366.26	17,515.49	875.77	1,395.00	4,060.62
1.4.2	1000	รูปแบบที่ 2	9,702.80	14,125.40	941.69	1,500	4,366.26	13,136.62	875.77	1,395.00	4,060.62
1.4.3	1000	รูปแบบที่ 3	9,702.80	11,771.16	941.69	1,500	4,366.26	10,947.18	875.77	1,395.00	4,060.62

ตารางที่ 6.3-2 ค่าลงทุนของโครงการ กรณีการใช้ทะเลสาบปาล์มเป็นวัตถุดิบ

กรณี	รายละเอียดกรณีศึกษา			ต้นทุนทางการเงิน				ต้นทุนทางด้านเศรษฐศาสตร์			
	Production Capacity (1000 L/d)	รูปแบบการตั้งโรงงาน	ปริมาณวัตถุดิบ (ตัน/วัน)	ค่าลงทุนระบบการผลิต (ล้านบาท)	ค่าดำเนินการรายปี (ล้านบาท/ปี)	ราคาวัตถุดิบ (บาท/ตัน)	ค่าวัตถุดิบ (ล้านบาท/ปี)	ค่าลงทุนระบบการผลิต (ล้านบาท)	ค่าดำเนินการรายปี (ล้านบาท/ปี)	ราคาวัตถุดิบ (บาท/ตัน)	ค่าวัตถุดิบ (ล้านบาท/ปี)
2.1.1	0.1	รูปแบบที่ 1	1.57	74.98	3.75	150	0.07	69.73	3.49	139.50	0.07
2.1.2	0.1	รูปแบบที่ 2	1.57	56.23	3.75	150	0.07	52.30	3.49	139.50	0.07
2.1.3	0.1	รูปแบบที่ 3	1.57	46.86	3.75	150	0.07	43.58	3.49	139.50	0.07
2.2.1	1	รูปแบบที่ 1	15.72	298.50	14.92	150	0.71	277.60	13.88	139.50	0.66
2.2.2	1	รูปแบบที่ 2	15.72	223.87	14.92	150	0.71	208.20	13.88	139.50	0.66
2.2.3	1	รูปแบบที่ 3	15.72	186.56	14.92	150	0.71	173.50	13.88	139.50	0.66
2.3.1	100	รูปแบบที่ 1	1,571.85	4,730.85	236.54	150	70.73	4,399.69	219.98	139.50	65.78
2.3.2	100	รูปแบบที่ 2	1,571.85	3,548.14	236.54	150	70.73	3,299.77	219.98	139.50	65.78
2.3.3	100	รูปแบบที่ 3	1,571.85	2,956.78	236.54	150	70.73	2,749.81	219.98	139.50	65.78
2.4.1	1000	รูปแบบที่ 1	15,718.53	18,833.86	941.69	150	707.33	17,515.49	875.77	139.50	657.82
2.4.2	1000	รูปแบบที่ 2	15,718.53	14,125.40	941.69	150	707.33	13,136.62	875.77	139.50	657.82
2.4.3	1000	รูปแบบที่ 3	15,718.53	11,771.16	941.69	150	707.33	10,947.18	875.77	139.50	657.82

ตารางที่ 6.3-3 ค่าลงทุนของโครงการ กรณีการใช้เปลือกไม้เป็นวัตถุดิบ

กรณี	รายละเอียดการศึกษา			ต้นทุนทางด้านการเงิน				ต้นทุนทางด้านเศรษฐศาสตร์			
	Production Capacity (1000 L/d)	รูปแบบ การตั้งโรงงาน	ปริมาณวัตถุดิบ (ตัน/วัน)	ค่าลงทุนระบบการผลิต (ล้านบาท)	ค่าดำเนินการรายปี (ล้านบาท/ปี)	ราคาวัตถุดิบ (บาท/ตัน)	ค่าวัตถุดิบ (ล้านบาท/ปี)	ค่าลงทุนระบบการผลิต (ล้านบาท)	ค่าดำเนินการรายปี (ล้านบาท/ปี)	ราคาวัตถุดิบ (บาท/ตัน)	ค่าวัตถุดิบ (ล้านบาท/ปี)
3.1.1	0.1	รูปแบบที่ 1	3.14	74.98	3.75	700	0.66	69.73	3.49	651.00	0.61
3.1.2	0.1	รูปแบบที่ 2	3.14	56.23	3.75	700	0.66	52.30	3.49	651.00	0.61
3.1.3	0.1	รูปแบบที่ 3	3.14	46.86	3.75	700	0.66	43.58	3.49	651.00	0.61
3.2.1	1	รูปแบบที่ 1	31.44	298.50	14.92	700	6.60	277.60	13.88	651.00	6.14
3.2.2	1	รูปแบบที่ 2	31.44	223.87	14.92	700	6.60	208.20	13.88	651.00	6.14
3.2.3	1	รูปแบบที่ 3	31.44	186.56	14.92	700	6.60	173.50	13.88	651.00	6.14
3.3.1	100	รูปแบบที่ 1	3,143.71	4,730.85	236.54	700	660.18	4,399.69	219.98	651.00	613.97
3.3.2	100	รูปแบบที่ 2	3,143.71	3,548.14	236.54	700	660.18	3,299.77	219.98	651.00	613.97
3.3.3	100	รูปแบบที่ 3	3,143.71	2,956.78	236.54	700	660.18	2,749.81	219.98	651.00	613.97
3.4.1	1000	รูปแบบที่ 1	31,437.06	18,833.86	941.69	700	6,601.78	17,515.49	875.77	651.00	6,139.66
3.4.2	1000	รูปแบบที่ 2	31,437.06	14,125.40	941.69	700	6,601.78	13,136.62	875.77	651.00	6,139.66
3.4.3	1000	รูปแบบที่ 3	31,437.06	11,771.16	941.69	700	6,601.78	10,947.18	875.77	651.00	6,139.66

ทั้งนี้จากการประเมินมูลค่าของผลประโยชน์ของโครงการที่การผลิตระดับต่างๆ สามารถสรุปมูลค่าผลประโยชน์ทั้งทางการเงินและทางเศรษฐศาสตร์ของโครงการดังนี้ (แสดงรายละเอียดในตารางที่ 6.3-4)

- 1) กรณีทำการผลิต 100 ลิตรต่อวัน โครงการจะมีมูลค่าผลประโยชน์ทางการเงินเฉลี่ยปีละ 0.86 ล้านบาท และคิดเป็นมูลค่าทางเศรษฐศาสตร์เฉลี่ยปีละ 0.56 ล้านบาท
- 2) กรณีทำการผลิต 1,000 ลิตรต่อวัน โครงการจะมีมูลค่าผลประโยชน์ทางการเงินเฉลี่ยปีละ 8.61 ล้านบาท และคิดเป็นมูลค่าทางเศรษฐศาสตร์เฉลี่ยปีละ 5.61 ล้านบาท
- 3) กรณีทำการผลิต 100,000 ลิตรต่อวัน โครงการจะมีมูลค่าผลประโยชน์ทางการเงินเฉลี่ยปีละ 860.73 ล้านบาท และคิดเป็นมูลค่าทางเศรษฐศาสตร์เฉลี่ยปีละ 560.73 ล้านบาท
- 4) กรณีทำการผลิต 1,000,000 ลิตรต่อวัน โครงการจะมีมูลค่าผลประโยชน์ทางการเงินเฉลี่ยปีละ 8,607.25 ล้านบาท และคิดเป็นมูลค่าทางเศรษฐศาสตร์เฉลี่ยปีละ 5,607.30 ล้านบาท

ตารางที่ 6.3-4 มูลค่าผลประโยชน์ของโครงการ ที่การผลิตระดับต่าง ๆ

ระดับการผลิต (ลิตรต่อวัน)	ปริมาณการผลิตต่อปี (ผลิต 300 วัน/ปี)(ลิตร)	มูลค่าทางการเงิน (ล้านบาทต่อปี)	มูลค่าทางเศรษฐศาสตร์ (ล้านบาทต่อปี)
100	30,000	0.86	0.56
1,000	300,000	8.61	5.61
100,000	30,000,000	860.73	560.73
1,000,000	300,000,000	8,607.25	5,607.30

6.3.3 การวิเคราะห์ความคุ้มค่าโครงการ

การวิเคราะห์ความคุ้มค่าในการลงทุนของโครงการโดยใช้ข้อมูลที่ได้จากการประเมินมูลค่าต้นทุนและผลประโยชน์ทางเศรษฐศาสตร์ โดยจากการวิเคราะห์สามารถสรุปได้ว่ารูปแบบที่ให้ผลตอบแทนในการลงทุนสูงสุด คือ การเลือกใช้ทะเลลายปาล์มเป็นวัตถุดิบ โดยสามารถสรุปผลวิเคราะห์ตามชนิดของวัตถุดิบทั้ง 3 กรณีศึกษา ดังนี้ (แสดงตารางวิเคราะห์โครงการในภาคผนวก ง1 ถึง ง3)

1) โรงงานผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากไม้เศรษฐกิจ/ไม้โตเร็ว โครงการจะมีความคุ้มค่าในการลงทุนทางการเงินและเศรษฐศาสตร์เมื่อมีกำลังการผลิตที่ระดับ 1 แสนลิตรต่อวันขึ้นไป ทั้งนี้โครงการที่มีอัตราผลตอบแทนสูงสุด คือ การลงทุนในกรณีที่มีกำลังการผลิตที่ 1,000,000 ลิตร ต่อวัน ในรูปแบบที่ 3 ซึ่งต้องลงทุนค่าอุปกรณ์ประกอบร้อยละ 25 โดยสรุปผลการวิเคราะห์ทางการเงินและเศรษฐศาสตร์ของโครงการในกรณีดังกล่าว ดังนี้

- การวิเคราะห์ทางการเงิน โครงการมีอัตราผลตอบแทนภายในของโครงการทางการเงิน (Financial Internal Rate of Return: FIRR) เท่ากับ 67.64% มูลค่าปัจจุบันสุทธิ(Net Present Value: NPV) เท่ากับ 217,931.68 ล้านบาท อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน (Benefit Cost Ratio: BCR) เท่ากับ 4.68 โดยมีต้นทุนการผลิต เท่ากับ 21.69 บาท/ลิตร และมีระยะเวลาคืนทุน 3 ปี

- การวิเคราะห์ทางด้านเศรษฐศาสตร์ โครงการมีอัตราผลตอบแทนภายในของโครงการทางเศรษฐศาสตร์ (Economic Internal Rate of Return: EIRR) เท่ากับ 40.05% มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value: NPV) เท่ากับ 96,276.50 ล้านบาท อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน (Benefit Cost Ratio: BCR) เท่ากับ 2.75 โดยมีต้นทุนการผลิต เท่ากับ 20.17บาท/ลิตร และมีระยะเวลาคืนทุน 5 ปี

โดยแสดงรายละเอียดผลการวิเคราะห์โครงการในกรณีต่างๆในตารางที่ 6.3-5

2) โรงงานผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากทะเลสาบปาล์ม โครงการจะมีความคุ้มค่าในการลงทุนทางการเงินและเศรษฐศาสตร์เมื่อมีกำลังการผลิตที่ระดับ 1 แสนลิตรต่อวันขึ้นไป ทั้งนี้โครงการที่มีอัตราผลตอบแทนสูงสุด คือ การลงทุนในกรณีที่มีกำลังการผลิตที่ 1,000,000 ลิตร ต่อวัน ในรูปแบบที่ 3 ซึ่งต้องลงทุนค่าอุปกรณ์ประกอบร้อยละ 25 โดยสรุปผลการวิเคราะห์ทางการเงินและเศรษฐศาสตร์ของโครงการในกรณีดังกล่าว ดังนี้

- การวิเคราะห์ทางการเงิน โครงการมีอัตราผลตอบแทนภายในของโครงการทางการเงิน (Financial Internal Rate of Return: FIRR) เท่ากับ 92.41% มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value: NPV) เท่ากับ 251,194.52 ล้านบาท อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน (Benefit Cost Ratio: BCR) เท่ากับ 10.70 โดยมีต้นทุนการผลิต เท่ากับ 9.49 บาท/ลิตร และมีระยะเวลาคืนทุน 3 ปี

- การวิเคราะห์ทางด้านเศรษฐศาสตร์ โครงการมีอัตราอัตราผลตอบแทนภายในของโครงการทางเศรษฐศาสตร์ (Economic Internal Rate of Return: EIRR) เท่ากับ 61.96% มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value: NPV) เท่ากับ 127,210.94 ล้านบาท อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน (Benefit Cost Ratio: BCR) เท่ากับ 6.28 โดยมีต้นทุนการผลิต เท่ากับ 8.83 บาท/ลิตร และมีระยะเวลาคืนทุน 3 ปี

โดยแสดงรายละเอียดผลการวิเคราะห์โครงการในกรณีต่างๆในตารางที่ 6.3-6

3) โรงงานผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากเปลือกไม้ โครงการจะมีความคุ้มค่าในการลงทุนทางการเงินและเศรษฐศาสตร์เมื่อมีกำลังการผลิตที่ระดับ 1 แสนลิตรต่อวันขึ้นไป ทั้งนี้โครงการที่มีอัตราผลตอบแทนสูงสุด คือ การลงทุนในกรณีที่มีกำลังการผลิตที่ 1,000,000 ลิตร ต่อวัน ในรูปแบบที่ 3 ซึ่งต้องลงทุนค่าอุปกรณ์ประกอบร้อยละ 25 โดยสรุปผลการวิเคราะห์ทางการเงินและเศรษฐศาสตร์ของโครงการในกรณีดังกล่าว ดังนี้

- การวิเคราะห์ทางการเงิน โครงการมีอัตราผลตอบแทนภายในของโครงการทางการเงิน (Financial Internal Rate of Return: FIRR) เท่ากับ 54.75% มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value: NPV) เท่ากับ 197,608.80 ล้านบาท อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน (Benefit Cost Ratio: BCR) เท่ากับ 3.49 โดยมีต้นทุนการผลิต เท่ากับ 29.14 บาท/ลิตร และมีระยะเวลาคืนทุน 4 ปี

- การวิเคราะห์ทางด้านเศรษฐศาสตร์ โครงการมีอัตราผลตอบแทนภายในของโครงการทางเศรษฐศาสตร์ (Economic Internal Rate of Return: EIRR) เท่ากับ 30.08% มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value: NPV) เท่ากับ 77,376.22 ล้านบาท อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน (Benefit Cost Ratio: BCR) เท่ากับ 2.05 โดยมีต้นทุนการผลิต เท่ากับ 27.10 บาท/ลิตร และมีระยะเวลาคืนทุน 7 ปี

โดยแสดงรายละเอียดผลการวิเคราะห์โครงการในกรณีต่างๆในตารางที่ 6.3-7

ตารางที่ 6.3-5 ผลการวิเคราะห์ความคุ้มค่าในการลงทุนโครงการ กรณีการใช้ไม้ชิ้นเป็นวัตถุดิบ

กรณี	รายละเอียดกรณีศึกษา		ผลการวิเคราะห์									
	Production Capacity (1000 L/d)	รูปแบบการตั้งโรงงาน	การเงิน					เศรษฐศาสตร์				
			FIRR(%)	NPV(ล้านบาท)	BCR	ต้นทุนการผลิต(บาท/ลิตร)	ระยะเวลาดำเนิน(ปี)	EIRR(%)	NPV(ล้านบาท)	BCR	ต้นทุนการผลิต(บาท/ลิตร)	ระยะเวลาดำเนิน(ปี)
1.1.1	0.1	รูปแบบที่ 1	หาค่าไม่ได้*	-79.77	0.26	394.08	-	หาค่าไม่ได้*	-84.82	0.15	366.49	-
1.1.2	0.1	รูปแบบที่ 2	หาค่าไม่ได้*	-62.41	0.31	330.44	-	หาค่าไม่ได้*	-68.68	0.18	307.31	-
1.1.3	0.1	รูปแบบที่ 3	หาค่าไม่ได้*	-53.73	0.34	298.62	-	หาค่าไม่ได้*	-60.61	0.20	277.72	-
1.2.1	1	รูปแบบที่ 1	2.07%	-174.67	0.61	165.65	20	หาค่าไม่ได้*	-268.85	0.36	154.05	-
1.2.2	1	รูปแบบที่ 2	3.77%	-105.58	0.72	140.31	19	หาค่าไม่ได้*	-204.59	0.43	130.49	-
1.2.3	1	รูปแบบที่ 3	4.85%	-71.03	0.80	127.64	18	หาค่าไม่ได้*	-172.46	0.47	118.71	-
1.3.1	100	รูปแบบที่ 1	25.49%	17,208.37	2.64	38.50	7	15.53%	5,363.79	1.55	35.81	11
1.3.2	100	รูปแบบที่ 2	30.15%	18,303.48	2.95	34.49	6	18.53%	6,382.24	1.73	32.07	10
1.3.3	100	รูปแบบที่ 3	33.52%	18,851.03	3.13	32.48	6	20.57%	6,891.46	1.84	30.20	9
1.4.1	1000	รูปแบบที่ 1	48.71%	211,392.15	4.22	24.09	4	30.39%	90,194.73	2.48	22.40	6
1.4.2	1000	รูปแบบที่ 2	59.34%	215,751.84	4.52	22.49	4	35.95%	94,249.25	2.65	20.91	6
1.4.3	1000	รูปแบบที่ 3	67.64%	217,931.68	4.68	21.69	3	40.05%	96,276.50	2.75	20.17	5

หมายเหตุ : ค่า IRR ไม่สามารถหาค่าได้ เนื่องจากโครงการมีมูลค่าต้นทุนและผลประโยชน์ที่แตกต่างกันมาก ควรพิจารณาผลการวิเคราะห์โดยใช้ดัชนีมูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) หรืออัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน (BCR)

ตารางที่ 6.3-6 ผลการวิเคราะห์ความคุ้มค่าในการลงทุนโครงการ กรณีการใช้ทะเลปาล์มเป็นวัตถุดิบ

กรณี	รายละเอียดกรณีศึกษา		ผลการวิเคราะห์									
	Production Capacity (1000 L/d)	รูปแบบการตั้งโรงงาน	การเงิน					เศรษฐศาสตร์				
			FIRR(%)	NPV(ล้านบาท)	BCR	ต้นทุนการผลิต(บาท/ลิตร)	ระยะเวลาดำเนิน(ปี)	EIRR(%)	NPV(ล้านบาท)	BCR	ต้นทุนการผลิต(บาท/ลิตร)	ระยะเวลาดำเนิน(ปี)
2.1.1	0.1	รูปแบบที่ 1	หาค่าไม่ได้*	-76.44	0.27	381.88	-	หาค่าไม่ได้*	-81.73	0.16	355.15	-
2.1.2	0.1	รูปแบบที่ 2	หาค่าไม่ได้*	-59.08	0.32	318.24	-	หาค่าไม่ได้*	-65.59	0.19	295.97	-
2.1.3	0.1	รูปแบบที่ 3	หาค่าไม่ได้*	-50.41	0.35	286.42	-	หาค่าไม่ได้*	-57.52	0.21	266.37	-
2.2.1	1	รูปแบบที่ 1	3.23%	-141.41	0.66	153.45	19	หาค่าไม่ได้*	-237.91	0.39	142.71	-
2.2.2	1	รูปแบบที่ 2	5.11%	-72.31	0.79	128.11	17	-2.04%	-173.65	0.47	119.15	-
2.2.3	1	รูปแบบที่ 3	6.32%	-37.77	0.88	115.45	17	-1.13%	-141.52	0.52	107.36	-
2.3.1	100	รูปแบบที่ 1	30.25%	20,534.66	3.86	26.30	6	20.46%	8,457.24	2.27	24.46	8
2.3.2	100	รูปแบบที่ 2	36.57%	21,629.76	4.56	22.29	5	24.83%	9,475.68	2.68	20.73	7
2.3.3	100	รูปแบบที่ 3	41.38%	22,177.31	5.01	20.28	5	28.02%	9,984.91	2.94	18.86	6
2.4.1	1000	รูปแบบที่ 1	62.89%	244,654.98	8.54	11.89	3	43.21%	121,129.17	5.02	11.06	4
2.4.2	1000	รูปแบบที่ 2	79.32%	249,014.67	9.87	10.29	3	53.69%	125,183.68	5.80	9.57	4
2.4.3	1000	รูปแบบที่ 3	92.41%	251,194.52	10.70	9.49	3	61.96%	127,210.94	6.28	8.83	3

หมายเหตุ : ค่า IRR ไม่สามารถหาค่าได้ เนื่องจากโครงการมีมูลค่าต้นทุนและผลประโยชน์ที่แตกต่างกันมาก ควรพิจารณาผลการวิเคราะห์โดยใช้ดัชนีมูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) หรืออัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน (BCR)

ตารางที่ 6.3-7 ผลการวิเคราะห์ความคุ้มค่าในการลงทุนโครงการ กรณีการใช้เปลือกไม้เป็นวัตถุดิบ

กรณี	รายละเอียดกรณีศึกษา		ผลการวิเคราะห์									
	Production Capacity (1000 L/d)	รูปแบบ การตั้งโรงงาน	การเงิน					เศรษฐศาสตร์				
			FIRR(%)	NPV(ล้านบาท)	BCR	ต้นทุนการผลิต(บาท/ลิตร)	ระยะเวลาดินทุน(ปี)	EIRR(%)	NPV(ล้านบาท)	BCR	ต้นทุนการผลิต(บาท/ลิตร)	ระยะเวลาดินทุน(ปี)
3.1.1	0.1	รูปแบบที่ 1	หาค่าไม่ได้*	-81.80	0.25	401.53	-	หาค่าไม่ได้*	-86.71	0.15	373.42	-
3.1.2	0.1	รูปแบบที่ 2	หาค่าไม่ได้*	-64.44	0.30	337.89	-	หาค่าไม่ได้*	-70.57	0.18	314.24	-
3.1.3	0.1	รูปแบบที่ 3	หาค่าไม่ได้*	-55.76	0.33	306.07	-	หาค่าไม่ได้*	-62.50	0.19	284.65	-
3.2.1	1	รูปแบบที่ 1	1.35%	-195.00	0.59	173.10	20	หาค่าไม่ได้*	-287.75	0.34	160.98	-
3.2.2	1	รูปแบบที่ 2	2.95%	-125.90	0.69	147.76	19	หาค่าไม่ได้*	-223.49	0.40	137.42	-
3.2.3	1	รูปแบบที่ 3	3.95%	-91.35	0.75	135.09	19	หาค่าไม่ได้*	-191.36	0.44	125.64	-
3.3.1	100	รูปแบบที่ 1	22.85%	15,176.09	2.21	45.95	8	12.75%	3,473.76	1.30	42.74	13
3.3.2	100	รูปแบบที่ 2	26.67%	16,271.19	2.42	41.94	8	15.10%	4,492.21	1.42	39.00	12
3.3.3	100	รูปแบบที่ 3	29.36%	16,818.74	2.54	39.93	7	16.65%	5,001.43	1.49	37.13	11
3.4.1	1000	รูปแบบที่ 1	41.30%	191,069.27	3.22	31.54	5	24.09%	71,294.46	1.89	29.33	8
3.4.2	1000	รูปแบบที่ 2	48.96%	195,428.96	3.39	29.94	5	27.65%	75,348.97	1.99	27.84	8
3.4.3	1000	รูปแบบที่ 3	54.75%	197,608.80	3.49	29.14	4	30.08%	77,376.22	2.05	27.10	7

หมายเหตุ : ค่า IRR ไม่สามารถหาค่าได้ เนื่องจากโครงการมีมูลค่าต้นทุนและผลประโยชน์ที่แตกต่างกันมาก ควรพิจารณาผลการวิเคราะห์โดยใช้ดัชนีมูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) หรืออัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน (BCR)

6.4 การวิเคราะห์การลงทุนโครงการผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวล ในกรณีของโรงงาน ที่เข้าร่วมโครงการและโรงงานต้นแบบ

การวิเคราะห์การลงทุนโครงการผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวลในกรณีของโรงงานที่เข้าร่วมโครงการจำนวน 2 แห่ง และโรงงานต้นแบบจำนวน 1 แห่ง ซึ่งมีการใช้วัตถุดิบในการผลิต 3 ชนิด คือ ไม้เศรษฐกิจ/ไม้โตเร็ว (ไม้ซิ่น) ทะลายปาล์ม และเปลือกไม้ การตั้งโรงงานต้องลงทุนค่าอุปกรณ์ประกอบของระบบใหม่ทั้งหมด โดยมีรายละเอียดการกำหนดกรณีศึกษาของโรงงานต้นแบบทั้ง 3 โรงงานดังนี้

1) โรงงานผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากไม้เศรษฐกิจ/ไม้โตเร็ว (ไม้ซิ่น/Wood chip) โดยใช้วัตถุดิบในการผลิต 2.5 ตันต่อวัน และมีกำลังการผลิต 370 ลิตรต่อวัน ราคาไม้ซิ่นประมาณ 1,500 บาท/ตัน

2) โรงงานผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากทะลายปาล์ม (บริษัท ทำางสวนปาล์มน้ำมันอุตสาหกรรม จำกัด) โดยใช้วัตถุดิบในการผลิต 600 ตันต่อวัน สามารถผลิตเชื้อเพลิงเหลวได้ 37,000 ลิตรต่อวัน โดย ราคาขายทะลายปาล์มของโรงงานปัจจุบันมีราคา 150 บาท/ตัน

3) โรงงานผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากเปลือกไม้ยูคาลิปตัส (บริษัท ฟินิกซ์ พัลพ แอนด์ เพเปอร์ จำกัด(มหาชน)) โดยใช้วัตถุดิบในการผลิต 500 ตันต่อวัน สามารถผลิตเชื้อเพลิงเหลวได้ 21,000 ลิตรต่อวัน ปัจจุบันเปลือกไม้ยูคาลิปตัสที่ขายในท้องตลาดมีราคาประมาณ 700 บาท/ตัน

การวิเคราะห์ความคุ้มค่าในการลงทุนโครงการทั้งทางด้านการเงินและเศรษฐศาสตร์จะประกอบด้วย การวิเคราะห์ต้นทุนและผลประโยชน์ของโครงการในรูปแบบต่างๆตามที่ได้กำหนดไว้ รวมถึงการวิเคราะห์ความอ่อนไหวของโครงการ (Sensitivity Analysis) ในกรณีต่างๆ โดยมีรายละเอียดดังนี้

6.4.1 การวิเคราะห์ต้นทุนของโครงการ

ค่าใช้จ่ายหรือค่าลงทุนของโครงการ คือ ค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นจากการลงทุนโครงการผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวล ซึ่งประกอบด้วยรายการของค่าใช้จ่ายในรายการเดียวกันกับการศึกษาในกรณีแรก โดยประกอบด้วย ค่าใช้จ่ายในปีแรก คือ ค่าลงทุนก่อสร้างโครงการ และค่าใช้จ่ายรายปีสำหรับการจัดซื้อชีวมวลเพื่อใช้เป็นวัตถุดิบในการผลิตเชื้อเพลิงเหลวและค่าใช้จ่ายสำหรับการดำเนินการในแต่ละปีตลอดอายุโครงการ โดยมีรายละเอียดของต้นทุนโครงการในกรณีศึกษาของโรงงานต้นแบบดังนี้

1) โรงงานผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากไม้เศรษฐกิจ/ไม้โตเร็ว (ไม้ซิ่น/Wood chip) มีต้นทุนทางการเงินประกอบด้วย ค่าลงทุนระบบการผลิต 165.17 ล้านบาท ค่าดำเนินการรายปี 8.26 ล้านบาท และค่าวัตถุดิบ 1.13 ล้านบาทต่อปี โดยคิดเป็นมูลค่าทางเศรษฐศาสตร์ ในรายการต่างๆ ประกอบด้วย ค่าลงทุนระบบการผลิต 153.61 ล้านบาท ค่าดำเนินการรายปี 7.68 ล้านบาท และค่าวัตถุดิบ 1.05 ล้านบาทต่อปี

2) โรงงานผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากทะเลาปาล์ม (บริษัท ทำางสวนปาล์มน้ำมัน
อุตสาหกรรม จำกัด) มีต้นทุนทางการเงินประกอบด้วย ค่าลงทุนระบบการผลิต 2,605.00 ล้านบาท
ค่าดำเนินการรายปี 130.27 ล้านบาท และค่าวัตถุดิบ 27.00 ล้านบาทต่อปี โดยคิดเป็นมูลค่าทาง
เศรษฐศาสตร์ ในรายการต่างๆ ประกอบด้วย ค่าลงทุนระบบการผลิต 2,422.65 ล้านบาท ค่าดำเนินการราย
ปี 121.15 ล้านบาท และค่าวัตถุดิบ 25.11 ล้านบาทต่อปี

3) โรงงานผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากเปลือกไม้ยูคาลิปตัส (บริษัท ฟินิกซ์ พัลพ แอนด์
เพเพอร์ จำกัด(มหาชน)) มีต้นทุนทางการเงินประกอบด้วยค่าลงทุนระบบการผลิต 1,855.00 ล้านบาท
ค่าดำเนินการรายปี 92.73 ล้านบาท และค่าวัตถุดิบ 105.00 ล้านบาทต่อปี โดยคิดเป็นมูลค่าทาง
เศรษฐศาสตร์ ในรายการต่างๆ ประกอบด้วย ค่าลงทุนระบบการผลิต 1,725.15 ล้านบาท ค่าดำเนินการราย
ปี 86.24 ล้านบาท และค่าวัตถุดิบ 97.65 ล้านบาทต่อปี

ทั้งนี้รายละเอียดของมูลค่าการลงทุนทางการเงินและทางเศรษฐศาสตร์ของโครงการผลิต
เชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวลในการลงทุนของโรงงานต้นแบบ แสดงในตารางที่ 6.4-1 และ 6.4-2

ตารางที่ 6.4-1 ค่าลงทุนทางด้านการเงิน

กรณีศึกษา	รายละเอียดกรณีศึกษา		ต้นทุนทางด้านการเงิน			
	วัตถุดิบ	Production Capacity (L/d)	ค่าลงทุนระบบการผลิต (ล้านบาท)	ค่าดำเนินการรายปี (ล้านบาท/ปี)	ราคาวัตถุดิบ (บาท/ตัน)	ค่าวัตถุดิบ (ล้านบาท/ปี)
1	ไม้ซี้	370	165.17	8.26	1,500	1.13
2	ทะเลาปาล์ม	37,000	2,605.00	130.27	150	27.00
3	เปลือกไม้	21,000	1,855.00	92.73	700	105.00

ตารางที่ 6.4-2 ค่าลงทุนทางด้านเศรษฐศาสตร์

กรณีศึกษา	รายละเอียดกรณีศึกษา		ต้นทุนทางด้านเศรษฐศาสตร์			
	วัตถุดิบ	Production Capacity (L/d)	ค่าลงทุนระบบการผลิต (ล้านบาท)	ค่าดำเนินการรายปี (ล้านบาท/ปี)	ราคาวัตถุดิบ (บาท/ตัน)	ค่าวัตถุดิบ (ล้านบาท/ปี)
1	ไม้ซี้	370	153.61	7.68	1,395.00	1.05
2	ทะเลาปาล์ม	37,000	2,422.65	121.15	139.50	25.11
3	เปลือกไม้	21,000	1,725.15	86.24	651.00	97.65

6.4.2 การวิเคราะห์ผลประโยชน์ของโครงการ

การวิเคราะห์เพื่อประเมินมูลค่าผลประโยชน์ของโครงการ จะทำการโดยใช้วิธีการเดียวกับการศึกษาในกรณีของการวิเคราะห์การลงทุนโครงการผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวลโดยใช้ประเภทของชีวมวล และระดับการผลิตในรูปแบบต่างๆ โดยจากการประเมินมูลค่าของผลประโยชน์ของโรงงานต้นแบบสามารถสรุปมูลค่าผลประโยชน์ทั้งทางการเงินและทางเศรษฐศาสตร์ดังนี้

1) โรงงานผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากไม้เศรษฐกิจ/ไม้โตเร็ว (ไม้ซัง/Wood chip) มีการผลิตที่ระดับ 370 ลิตรต่อวัน โดยในระยะเวลา 1 ปีจะสามารถผลิตเชื้อเพลิงเหลวได้ 111,000 ลิตร คิดเป็นมูลค่าผลประโยชน์ทางการเงินเฉลี่ยปีละ 15.01 ล้านบาท โดยคิดเป็นมูลค่าทางเศรษฐศาสตร์ เท่ากับ 7.94 ล้านบาทต่อปี

2) โรงงานผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากทะเลสาบปาล์ม (บริษัท ทำางสวนปาล์มน้ำมัน อุตสาหกรรม จำกัด) มีการผลิตที่ระดับ 37,000 ลิตรต่อวัน โดยในระยะเวลา 1 ปีจะสามารถผลิตเชื้อเพลิงเหลวได้ 11,100,000 ลิตร คิดเป็นมูลค่าผลประโยชน์ทางการเงินเฉลี่ยปีละ 1,501.33 ล้านบาท โดยคิดเป็นมูลค่าทางเศรษฐศาสตร์ เท่ากับ 793.57 ล้านบาทต่อปี

3) โรงงานผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากเปลือกไม้ยูคาลิปตัส (บริษัท ฟินิกซ์ พัลพ แอนด์ เพเพอร์ จำกัด(มหาชน)) มีการผลิตที่ระดับ 21,000 ลิตรต่อวัน โดยในระยะเวลา 1 ปีจะสามารถผลิตเชื้อเพลิงเหลวได้ 6,300,000 ลิตร คิดเป็นมูลค่าผลประโยชน์ทางการเงินเฉลี่ยปีละ 852.10 ล้านบาท โดยคิดเป็นมูลค่าทางเศรษฐศาสตร์ เท่ากับ 450.41 ล้านบาทต่อปี

ทั้งนี้รายละเอียดของมูลค่าผลประโยชน์ทางการเงินและทางเศรษฐศาสตร์ของโครงการผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวลในการลงทุนของโรงงานต้นแบบ แสดงในตารางที่ 6.4-3

ตารางที่ 6.4-3 มูลค่าผลประโยชน์ของโครงการโดยใช้วัตถุดิบชนิดต่าง ๆ

ประเภทวัตถุดิบ	ระดับการผลิต (ลิตรต่อวัน)	ปริมาณการผลิตต่อปี (ผลิต 300 วัน/ปี) (ลิตร)	มูลค่าทางการเงิน (ล้านบาทต่อปี)	มูลค่าทางเศรษฐศาสตร์ (ล้านบาทต่อปี)
ไม้ซัง	370	111,000	15.01	7.94
ทะเลสาบปาล์ม	37,000	11,100,000	1501.33	793.57
เปลือกไม้	21,000	6,300,000	852.10	450.41

6.4.3 การวิเคราะห์ความคุ้มค่าโครงการ

การวิเคราะห์ความคุ้มค่าในการลงทุนของโครงการโดยใช้ข้อมูลที่ได้จากการประเมินมูลค่าต้นทุนและผลประโยชน์มาทำการวิเคราะห์โดยใช้ตัวชี้วัดความคุ้มค่าของโครงการ 3 ตัว คือ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน (BCR) และอัตราผลตอบแทนภายในของโครงการ (IRR) รวมถึงการวิเคราะห์ต้นทุนการผลิตต่อลิตร และระยะเวลาคืนทุนของโครงการ สามารถสรุปผลการศึกษาในการลงทุนโรงงานต้นแบบในแต่ละกรณี ดังนี้

1) โรงงานผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากไม้เศรษฐกิจ/ไม้โตเร็ว (ไม้ซี้/ Wood chip) โครงการไม่มีความคุ้มค่าในการลงทุนทั้งทางด้านการเงินและเศรษฐศาสตร์ เนื่องจากโครงการมีค่าดัชนีชี้วัดต่ำกว่าเกณฑ์การตัดสินใจในทุก ๆ ตัวชี้วัด โดยสรุปผลการวิเคราะห์ทางการเงินและเศรษฐศาสตร์ ของโครงการดังนี้ (แสดงรายละเอียดในตารางที่ 6.4-4)

- การวิเคราะห์ทางการเงิน โครงการมีอัตราผลตอบแทนภายในของโครงการทางการเงิน (Financial Internal Rate of Return: FIRR) เท่ากับ -1.93 % มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value: NPV) เท่ากับ -135.71 ล้านบาท อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน (Benefit Cost Ratio: BCR) เท่ากับ 0.43 โดยมีต้นทุนการผลิต เท่ากับ 236.09 บาท/ลิตร

- การวิเคราะห์ทางด้านเศรษฐศาสตร์ โครงการมีมูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value: NPV) เท่ากับ -165.58 ล้านบาท อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน (Benefit Cost Ratio: BCR) เท่ากับ 0.25 โดยมีต้นทุนการผลิต เท่ากับ 219.56 บาท/ลิตร

ในส่วนของการวิเคราะห์ต้นทุนการผลิตต่อหน่วยโดยแยกประเภทของต้นทุนในกรณีของโรงงานต้นแบบที่มีการใช้ไม้เศรษฐกิจ/ไม้โตเร็ว (ไม้ซี้/ Wood chip) เป็นวัตถุดิบ พบว่า ต้นทุนการผลิตส่วนใหญ่จะเกิดจากค่าลงทุนระบบการผลิต โดยคิดเป็นร้อยละ 64.19 (ทางการเงิน : 151.55 บาทต่อลิตร, ทางเศรษฐศาสตร์ : 140.95 บาทต่อลิตร) รองลงมาคือค่าวัตถุดิบ คิดเป็นร้อยละ 31.51 (ทางการเงิน : 74.40 บาทต่อลิตร, ทางเศรษฐศาสตร์ : 69.19 บาทต่อลิตร) และค่าดำเนินการรายปีผลิต คิดเป็นร้อยละ 4.29 (ทางการเงิน : 10.14 บาทต่อลิตร, ทางเศรษฐศาสตร์ : 9.43 บาทต่อลิตร) ตามลำดับ โดยมีรายละเอียดดังนี้

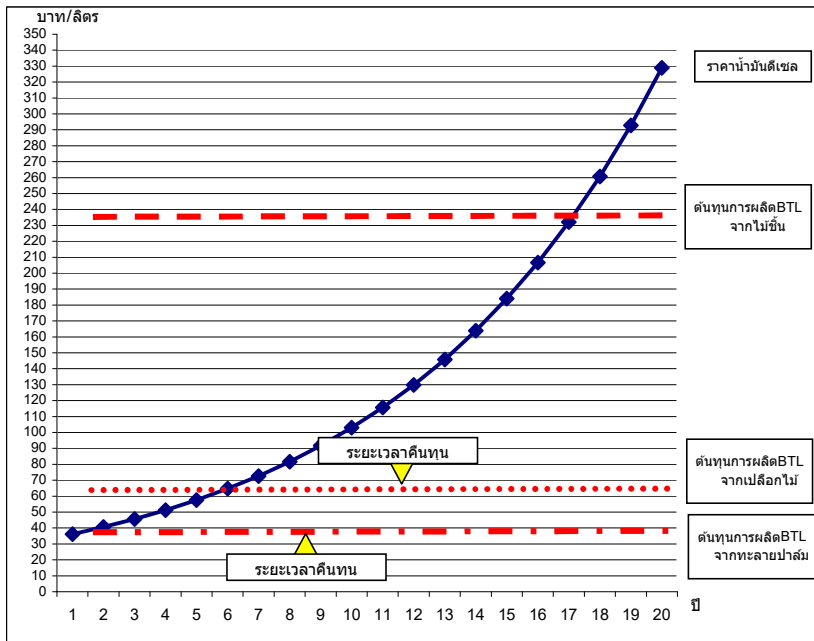
ต้นทุนต่อหน่วย	ค่าลงทุนระบบการผลิต (บาท/ลิตร)	ค่าดำเนินการรายปี (บาท/ลิตร)	ค่าวัตถุดิบ (บาท/ลิตร)	รวม (บาท/ลิตร)
การเงิน	151.55	10.14	74.40	236.09
เศรษฐศาสตร์	140.95	9.43	69.19	219.56
ร้อยละ	64.19%	4.29%	31.51%	100.00%

ตารางที่ 6.4-4 ผลการวิเคราะห์ความคุ้มค่าในการลงทุนโครงการ กรณีโรงงานต้นแบบ

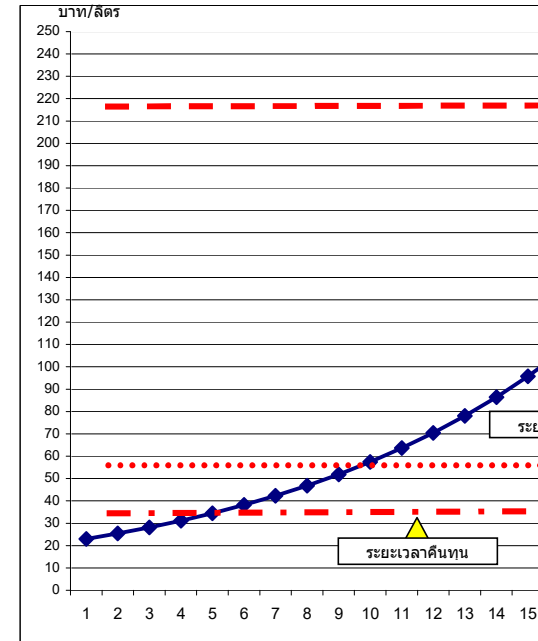
กรณี	วัตถุดิบ	ผลการวิเคราะห์								
		การเงิน					เศรษฐศาสตร์			
		FIRR(%)	NPV(ล้านบาท)	BCR	ต้นทุนการผลิต(บาท/ลิตร)	ระยะเวลาดำเนินทุน(ปี)	EIRR(%)	NPV(ล้านบาท)	BCR	ต้นทุนกา
1	ไม้ซิ่น	-1.93%	-135.71	0.43	236.09	-	หาค่าไม่ได้*	-165.58	0.25	ต้นทุนกา
2	ทะลายปาล์ม	22.26%	6,410.38	2.67	38.07	8	14.21%	2,024.85	1.57	ต้นทุนกา
3	เปลือกไม้	15.54%	2,303.65	1.66	61.38	11	7.57%	-92.00	0.97	ต้นทุนกา

หมายเหตุ : ค่า IRR ไม่สามารถหาค่าได้ เนื่องจากโครงการมีมูลค่าต้นทุนและผลประโยชน์ที่แตกต่างกันมาก ควรพิจารณาผลการวิเคราะห์โดยใช้ดัชนีมูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) หรืออ

6-18



การเปรียบเทียบต้นทุนทางการเงินของการผลิตเชื้อเพลิงเหลวกับราคาน้ำมันดีเซลในขนาดกรณีปกติ



การเปรียบเทียบต้นทุนทางเศรษฐศาสตร์ของการผลิตเชื้อเพลิงกรณีปกติ

2) โรงงานผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากทะเลสาบปาล์ม โครงการมีความคุ้มค่าในการลงทุนทั้งทางด้านการเงินและเศรษฐศาสตร์ เนื่องจากโครงการการมีค่าดัชนีชี้วัดสูงกว่าเกณฑ์การตัดสินใจในทุกๆ ตัวชี้วัด โดยสรุปผลการวิเคราะห์ทางการเงินและเศรษฐศาสตร์ ของโครงการดังนี้ (แสดงรายละเอียดในตารางที่ 6.4-4)

- การวิเคราะห์ทางการเงิน โครงการมีอัตราผลตอบแทนภายในของโครงการทางการเงิน (Financial Internal Rate of Return: FIRR) เท่ากับ 22.26 % มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value: NPV) เท่ากับ 6,410.38 ล้านบาท อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน (Benefit Cost Ratio: BCR) เท่ากับ 2.67 โดยมีต้นทุนการผลิต เท่ากับ 38.07 บาท/ลิตร และมีระยะเวลาคืนทุน 8 ปี

- การวิเคราะห์ทางด้านเศรษฐศาสตร์ โครงการมีอัตราผลตอบแทนภายในของโครงการทางเศรษฐศาสตร์ (Economic Internal Rate of Return: EIRR) เท่ากับ 14.21 % มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value: NPV) เท่ากับ 2,024.85 ล้านบาท อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน (Benefit Cost Ratio: BCR) เท่ากับ 1.57 โดยมีต้นทุนการผลิต เท่ากับ 35.41 บาท/ลิตร และมีระยะเวลาคืนทุน 11 ปี

ในส่วนของการวิเคราะห์ต้นทุนการผลิตต่อหน่วยโดยแยกประเภทของต้นทุนในกรณีของโรงงานต้นแบบที่มีการใช้ทะเลสาบปาล์มเป็นวัตถุดิบ พบว่า ต้นทุนการผลิตส่วนใหญ่จะเกิดจากค่าลงทุนระบบการผลิต คิดเป็นร้อยละ 62.78 (ทางการเงิน : 23.90 บาทต่อลิตร, ทางเศรษฐศาสตร์ : 22.23 บาทต่อลิตร) รองลงมาคือค่าวัตถุดิบผลิต คิดเป็นร้อยละ 30.83 (ทางการเงิน : 11.74 บาทต่อลิตร, ทางเศรษฐศาสตร์ : 10.91 บาทต่อลิตร) และค่าดำเนินการรายปีผลิต คิดเป็นร้อยละ 6.39 (ทางการเงิน : 2.43 บาทต่อลิตร, ทางเศรษฐศาสตร์ : 2.26 บาทต่อลิตร) ตามลำดับ โดยมีรายละเอียดดังนี้

ต้นทุนต่อหน่วย	ค่าลงทุนระบบการผลิต (บาท/ลิตร)	ค่าดำเนินการรายปี (บาท/ลิตร)	ค่าวัตถุดิบ (บาท/ลิตร)	รวม (บาท/ลิตร)
การเงิน	23.90	2.43	11.74	38.07
เศรษฐศาสตร์	22.23	2.26	10.91	35.41
ร้อยละ	62.78%	6.39%	30.83%	100.00%

3) โรงงานผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากเปลือกไม้ยูคาลิปตัส โครงการมีความคุ้มค่าในการลงทุนทางการเงิน แต่ไม่มีความคุ้มค่าในการลงทุนทางด้านเศรษฐศาสตร์ โดยสรุปผลการวิเคราะห์ทางการเงินและเศรษฐศาสตร์ ของโครงการดังนี้ (แสดงรายละเอียดในตารางที่ 6.4-4)

- การวิเคราะห์ทางการเงิน โครงการมีอัตราผลตอบแทนภายในของโครงการทางการเงิน (Financial Internal Rate of Return: FIRR) เท่ากับ 15.54 % มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value: NPV) เท่ากับ 2,303.65 ล้านบาท อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน (Benefit Cost Ratio: BCR) เท่ากับ 1.66 โดยมีต้นทุนการผลิต เท่ากับ 61.38 บาท/ลิตร และมีระยะเวลาคืนทุน 11 ปี

- การวิเคราะห์ทางด้านเศรษฐศาสตร์ โครงการมีอัตราผลตอบแทนภายในของโครงการทางเศรษฐศาสตร์ (Economic Internal Rate of Return: EIRR) เท่ากับ 7.57 % มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value: NPV) เท่ากับ -92.00 ล้านบาท อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน (Benefit Cost Ratio: BCR) เท่ากับ 0.97 โดยมีต้นทุนการผลิต เท่ากับ 57.08 บาท/ลิตร และมีระยะเวลาคืนทุน 16 ปี

ในส่วนของการวิเคราะห์ต้นทุนการผลิตต่อหน่วยโดยแยกประเภทของต้นทุนในกรณีของโรงงานต้นแบบที่มีการใช้ทะเลายปาล์มเป็นวัตถุดิบ พบว่า ต้นทุนการผลิตส่วนใหญ่จะเกิดจากค่าลงทุนระบบการผลิต คิดเป็นร้อยละ 48.86 (ทางการเงิน : 29.99 บาทต่อลิตร, ทางเศรษฐศาสตร์ : 27.89 บาทต่อลิตร) รองลงมาคือ ค่าดำเนินการรายปีผลิต คิดเป็นร้อยละ 27.16 (ทางการเงิน : 16.67 บาทต่อลิตร, ทางเศรษฐศาสตร์ : 15.50 บาทต่อลิตร) และค่าวัตถุดิบผลิต คิดเป็นร้อยละ 23.98 (ทางการเงิน : 14.72 บาทต่อลิตร, ทางเศรษฐศาสตร์ : 13.69 บาทต่อลิตร) ตามลำดับ โดยมีรายละเอียดดังนี้

ต้นทุนต่อหน่วย	ค่าลงทุนระบบการผลิต (บาท/ลิตร)	ค่าดำเนินการรายปี (บาท/ลิตร)	ค่าวัตถุดิบ (บาท/ลิตร)	รวม (บาท/ลิตร)
การเงิน	29.99	16.67	14.72	61.38
เศรษฐศาสตร์	27.89	15.50	13.69	57.08
ร้อยละ	48.86%	27.16%	23.98%	100.00%

การเปรียบเทียบต้นทุนการผลิตกับราคาน้ำมันดีเซลในปัจจุบันและอนาคต โดยนำแนวโน้มราคาน้ำมันดีเซลที่มีแนวโน้มสูงขึ้นอย่างต่อเนื่อง เปรียบเทียบต้นทุนการผลิตเชื้อเพลิงเหลว จะเห็นได้ว่าการผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากทะเลายปาล์มมีราคาต้นทุนใกล้เคียงกับน้ำมันดีเซลในปัจจุบัน ในขณะที่ต้นทุนการผลิตจากเปลือกไม้และไม้ชิ้นสับจะเท่ากับราคาน้ำมันดีเซลที่ปีที่ 5 และปีที่ 17 ตามลำดับ โดยแสดงกราฟเปรียบเทียบต้นทุนการผลิตกับราคาน้ำมันดีเซล และผลวิเคราะห์ความคุ้มค่าในการลงทุนของโครงการในตารางที่ 6.4-4 และแสดงรายละเอียดการวิเคราะห์ในภาคผนวก ง4

6.4.4 การวิเคราะห์ความอ่อนไหวของโครงการ (Sensitivity Analysis)

การวิเคราะห์ความอ่อนไหวของการลงทุนในโครงการผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวล เป็นการวิเคราะห์ถึงระดับความคุ้มค่าในการลงทุนที่จะเปลี่ยนแปลงไป อันเกิดจากการการปรับตัวเพิ่มขึ้นของค่าใช้จ่ายในการลงทุนก่อสร้าง ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน ต้นทุนของวัตถุดิบที่ใช้ในกระบวนการผลิตของโครงการ หรือ การลดลงของปริมาณผลผลิต อันเนื่องมาจากความผิดพลาดในการดำเนินงานในกรณีต่างๆ โดยมีการกำหนดกรณีศึกษาของการเปลี่ยนแปลงด้านต้นทุนและผลประโยชน์ของโครงการ ใน 9 กรณีดังนี้

- กรณีที่ 1 ค่าลงทุนโครงการเพิ่มขึ้นร้อยละ 10
- กรณีที่ 2 ค่าลงทุนโครงการเพิ่มขึ้นร้อยละ 20
- กรณีที่ 3 ค่าลงทุนโครงการเพิ่มขึ้นร้อยละ 30
- กรณีที่ 4 ผลประโยชน์ลดลงร้อยละ 10
- กรณีที่ 5 ผลประโยชน์ลดลงร้อยละ 20
- กรณีที่ 6 ผลประโยชน์ลดลงร้อยละ 30
- กรณีที่ 7 ค่าลงทุนโครงการเพิ่มขึ้นร้อยละ 10 และผลประโยชน์ลดลงร้อยละ 10 พร้อมกัน
- กรณีที่ 8 ค่าลงทุนโครงการเพิ่มขึ้นร้อยละ 20 และผลประโยชน์ลดลงร้อยละ 20 พร้อมกัน
- กรณีที่ 9 ค่าลงทุนโครงการเพิ่มขึ้นร้อยละ 30 และผลประโยชน์ลดลงร้อยละ 30 พร้อมกัน

ทั้งนี้จากการเปลี่ยนแปลงของต้นทุนและผลประโยชน์ในกรณีต่างๆ จะส่งผลต่อความคุ้มค่าในการลงทุนและระยะเวลาการคืนทุนในระดับที่แตกต่างกันไปตามกรณีศึกษา (แสดงผลการศึกษาการวิเคราะห์ความอ่อนไหวของโครงการในกรณีต่างๆ ในตารางที่ 6.4-5 ถึง ตารางที่ 6.4-13) โดยสามารถสรุปผลการวิเคราะห์ในกรณีที่มีผลกระทบต่อโครงการมากที่สุด คือกรณีค่าลงทุนโครงการเพิ่มขึ้นร้อยละ 30 และผลประโยชน์ลดลงร้อยละ 30 พร้อมกันดังนี้ (แสดงรายละเอียดในตารางที่ 6.4-13)

1) โรงงานผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากไม้เศรษฐกิจ/ไม้โตเร็ว (ไม้ซี้/Wood chip) โครงการไม่มีความคุ้มค่าในการลงทุนทั้งทางด้านการเงินและเศรษฐศาสตร์ โดยสรุปผลการวิเคราะห์ดังนี้

- การวิเคราะห์ทางการเงิน โครงการมีมูลค่าปัจจุบันสุทธิ(Net Present Value: NPV) เท่ากับ -237.94 ล้านบาท อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน (Benefit Cost Ratio: BCR) เท่ากับ 0.23 โดยมีต้นทุนการผลิต เท่ากับ 438.45 บาท/ลิตร

- การวิเคราะห์ทางด้านเศรษฐศาสตร์ โครงการมีมูลค่าปัจจุบันสุทธิ(Net Present Value: NPV) เท่ากับ -245.99 ล้านบาท อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน (Benefit Cost Ratio: BCR) เท่ากับ 0.14 โดยมีต้นทุนการผลิต เท่ากับ 403.72 บาท/ลิตร

2) โรงงานผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากทะเลสาบปาล์ม โครงการยังคงมีความคุ้มค่าในการลงทุนเฉพาะด้านการเงิน แต่ในด้านเศรษฐศาสตร์นั้นไม่มีความคุ้มค่าในการลงทุน โดยสรุปผลการวิเคราะห์ดังนี้

- การวิเคราะห์ทางการเงิน โครงการมีอัตราผลตอบแทนภายในของโครงการทางการเงิน (Financial Internal Rate of Return: FIRR) เท่ากับ 12.65% มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value: NPV) เท่ากับ 2,182.21 ล้านบาท อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน (Benefit Cost Ratio: BCR) เท่ากับ 1.44 โดยมีต้นทุนการผลิต เท่ากับ 70.70 บาท/ลิตร และมีระยะเวลาคืนทุน 12 ปี

- การวิเคราะห์ทางด้านเศรษฐศาสตร์ โครงการมีอัตราผลตอบแทนภายในของโครงการทางเศรษฐศาสตร์ (Economic Internal Rate of Return: EIRR) เท่ากับ 6.04 % มูลค่าปัจจุบันสุทธิ(Net Present Value: NPV) เท่ากับ -657.82 ล้านบาท อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน (Benefit Cost Ratio: BCR) เท่ากับ 0.86 โดยมีต้นทุนการผลิต เท่ากับ 64.79 บาท/ลิตร และมีระยะเวลาคืนทุน 16 ปี

3) โรงงานผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากเปลือกไม้ยูคาลิปตัส โครงการไม่มีความคุ้มค่าในการลงทุนทั้งทางด้านการเงินและเศรษฐศาสตร์ โดยสรุปผลการวิเคราะห์ดังนี้

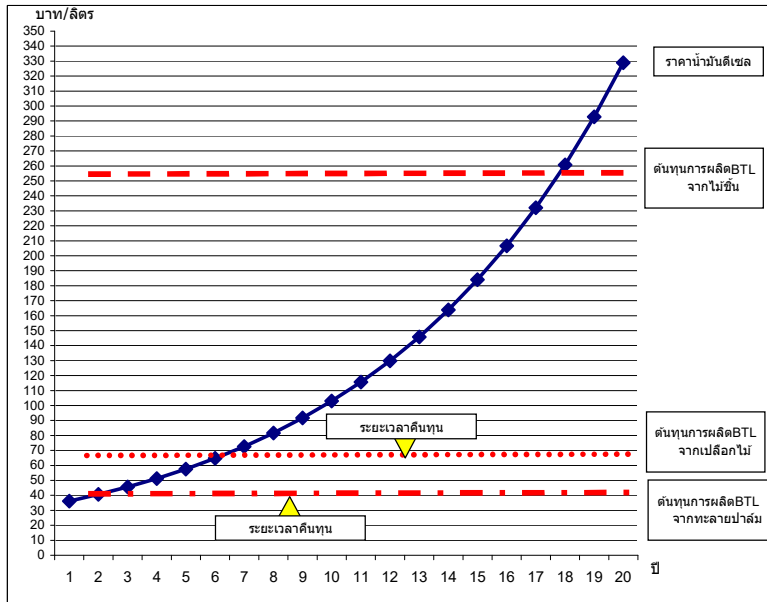
- การวิเคราะห์ทางการเงิน โครงการมีอัตราผลตอบแทนภายในของโครงการทางการเงิน (Financial Internal Rate of Return: FIRR) เท่ากับ 6.39% มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value: NPV) เท่ากับ -496.52 ล้านบาท อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน (Benefit Cost Ratio: BCR) เท่ากับ 0.89 โดยมีต้นทุนการผลิต เท่ากับ 113.98 บาท/ลิตร และมีระยะเวลาคืนทุน 17 ปี

- การวิเคราะห์ทางด้านเศรษฐศาสตร์ โครงการมีอัตราผลตอบแทนภายในของโครงการทางเศรษฐศาสตร์ (Economic Internal Rate of Return: EIRR) เท่ากับ -0.30 % มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value: NPV) เท่ากับ -1,759.53 ล้านบาท อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน (Benefit Cost Ratio: BCR) เท่ากับ 0.56 โดยมีต้นทุนการผลิต เท่ากับ 99.36 บาท/ลิตร

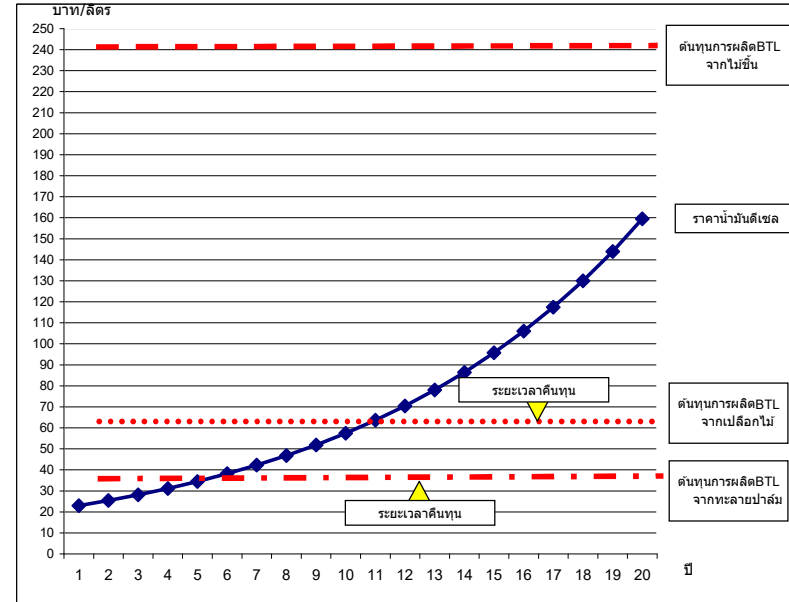
ตารางที่ 6.4-5 ผลการวิเคราะห์ความคุ้มค่าในการลงทุนโครงการ กรณีโรงงานต้นแบบ โดยมีค่าลงทุนเพิ่มขึ้นร้อยละ 10

กรณี	วัตถุดิบ	ผลการวิเคราะห์									
		การเงิน					เศรษฐศาสตร์				
		FIRR(%)	NPV(ล้านบาท)	BCR	ต้นทุนการผลิต(บาท/ลิตร)	ระยะเวลาดำเนินทุน(ปี)	EIRR(%)	NPV(ล้านบาท)	BCR	ต้นทุนการผลิต(บาท/ลิตร)	ระยะเวลาดำเนินทุน(ปี)
1	ไม้ซืน	หาค่าไม่ได้*	-159.54	0.39	259.70	-	หาค่าไม่ได้*	-186.79	0.23	240.58	-
2	ทะลายปาล์ม	20.58%	6,026.20	2.43	41.88	8	12.88%	1,690.40	1.43	38.72	12
3	เปลือกไม้	14.02%	1,952.14	1.50	67.51	12	6.55%	-330.14	0.91	61.24	16

หมายเหตุ : ค่า IRR ไม่สามารถหาค่าได้ เนื่องจากโครงการมีมูลค่าต้นทุนและผลประโยชน์ที่แตกต่างกันมาก ควรพิจารณาผลการวิเคราะห์โดยใช้ดัชนีมูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) หรืออัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน (BCR)



การเปรียบเทียบต้นทุนทางการเงินของการผลิตเชื้อเพลิงเหลวกับราคาน้ำมันดีเซลในอนาคต กรณีค่าลงทุนเพิ่มขึ้นร้อยละ 10

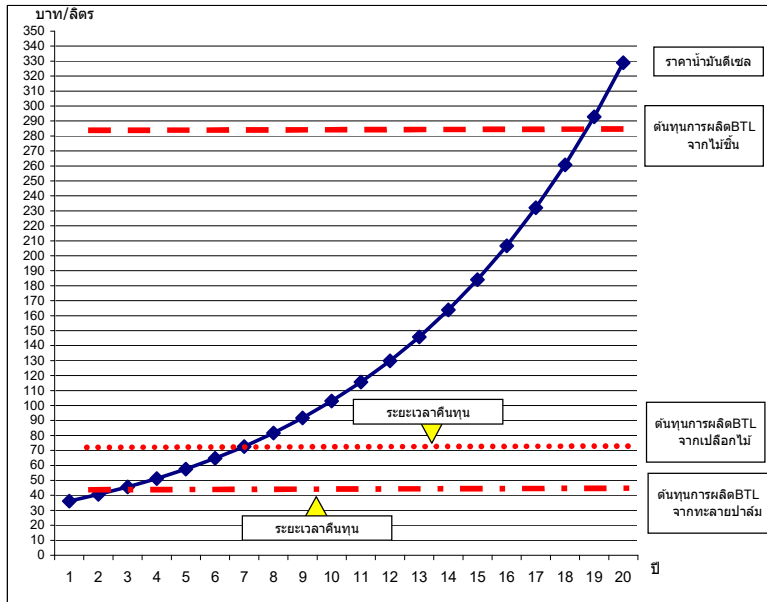


การเปรียบเทียบต้นทุนทางเศรษฐศาสตร์ของการผลิตเชื้อเพลิงเหลวกับราคาน้ำมันดีเซลในอนาคต กรณีค่าลงทุนเพิ่มขึ้นร้อยละ 10

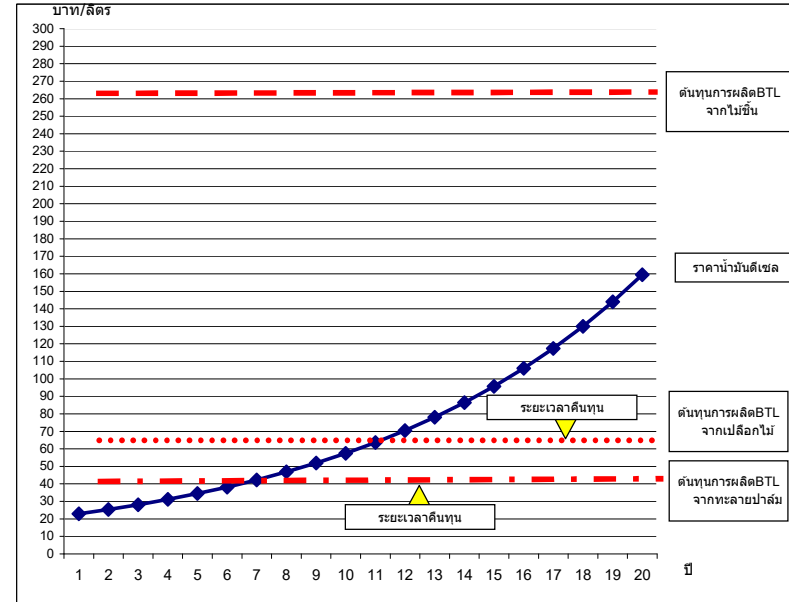
ตารางที่ 6.4-6 ผลการวิเคราะห์ความคุ้มค่าในการลงทุนโครงการ กรณีโรงงานต้นแบบ โดยมีค่าลงทุนเพิ่มขึ้นร้อยละ 20

กรณี	วัตถุดิบ	ผลการวิเคราะห์									
		การเงิน					เศรษฐศาสตร์				
		FIRR(%)	NPV(ล้านบาท)	BCR	ต้นทุนการผลิต(บาท/ลิตร)	ระยะเวลาดำเนินทุน(ปี)	EIRR(%)	NPV(ล้านบาท)	BCR	ต้นทุนการผลิต(บาท/ลิตร)	ระยะเวลาดำเนินทุน(ปี)
1	ไม้ซืน	หาค่าไม่ได้*	-183.36	0.36	283.31	-	หาค่าไม่ได้*	-207.99	0.21	261.59	-
2	ทะลายปาล์ม	19.12%	5,642.03	2.22	45.69	9	11.70%	1,355.94	1.32	42.04	12
3	เปลือกไม้	12.68%	1,600.62	1.38	73.65	13	5.63%	-568.27	0.85	65.40	17

หมายเหตุ : ค่า IRR ไม่สามารถหาค่าได้ เนื่องจากโครงการมีมูลค่าต้นทุนและผลประโยชน์ที่แตกต่างกันมาก ควรพิจารณาผลการวิเคราะห์โดยใช้ดัชนีมูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) หรืออัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน (BCR)



การเปรียบเทียบต้นทุนทางการเงินของการผลิตเชื้อเพลิงเหลวกับราคาน้ำมันดีเซลในอนาคต กรณีมีค่าลงทุนเพิ่มขึ้นร้อยละ 20

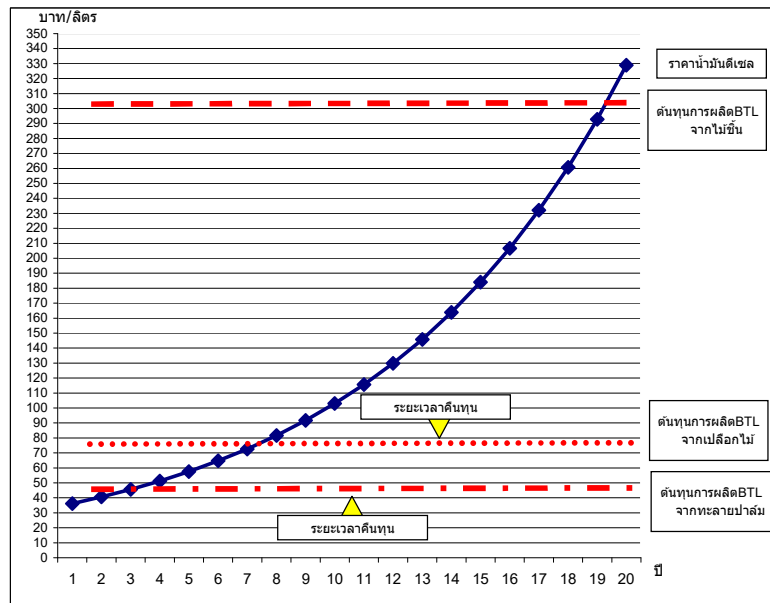


การเปรียบเทียบต้นทุนทางเศรษฐศาสตร์ของการผลิตเชื้อเพลิงเหลวกับราคาน้ำมันดีเซลในอนาคต กรณีมีค่าลงทุนเพิ่มขึ้นร้อยละ 20

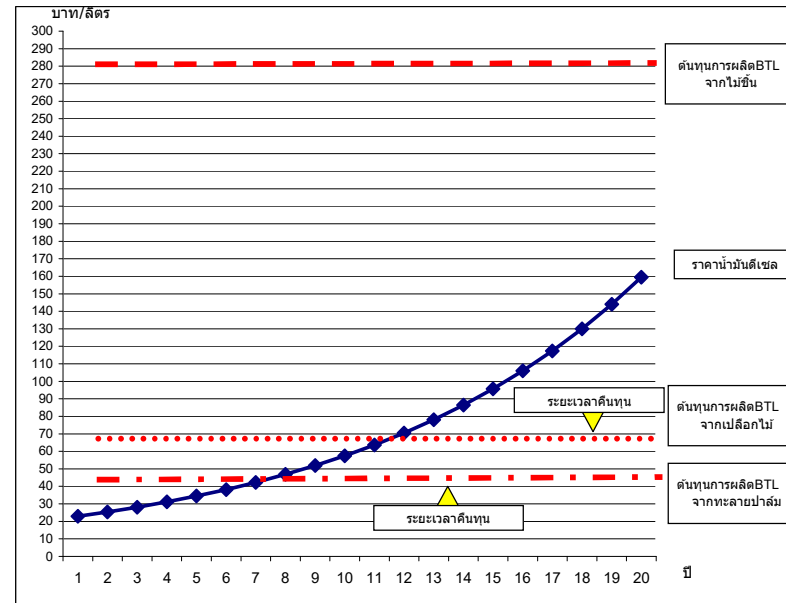
ตารางที่ 6.4-7 ผลการวิเคราะห์ความคุ้มค่าในการลงทุนโครงการ กรณีโรงงานต้นแบบ โดยมีค่าลงทุนเพิ่มขึ้นร้อยละ 30

กรณี	วัตถุดิบ	ผลการวิเคราะห์									
		การเงิน					เศรษฐศาสตร์				
		FIRR(%)	NPV(ล้านบาท)	BCR	ต้นทุนการผลิต(บาท/ลิตร)	ระยะเวลาดำเนินทุน(ปี)	EIRR(%)	NPV(ล้านบาท)	BCR	ต้นทุนการผลิต(บาท/ลิตร)	ระยะเวลาดำเนินทุน(ปี)
1	ไม้ซืน	หาค่าไม่ได้*	-207.18	0.33	306.92	-	หาค่าไม่ได้*	-229.20	0.20	282.60	-
2	ทะลายปาล์ม	17.84%	5,257.85	2.05	49.49	10	10.65%	1,021.49	1.22	45.35	13
3	เปลือกไม้	11.48%	1,249.11	1.27	79.79	13	4.78%	-806.41	0.80	69.55	18

หมายเหตุ : ค่า IRR ไม่สามารถหาค่าได้ เนื่องจากโครงการมีมูลค่าต้นทุนและผลประโยชน์ที่ต่างกันมาก ควรพิจารณาผลการวิเคราะห์โดยใช้ดัชนีมูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) หรืออัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน (BCR)



การเปรียบเทียบต้นทุนทางการเงินของการผลิตเชื้อเพลิงเหลวกับราคาน้ำมันดีเซลในอนาคต กรณีมีค่าลงทุนเพิ่มขึ้นร้อยละ 30

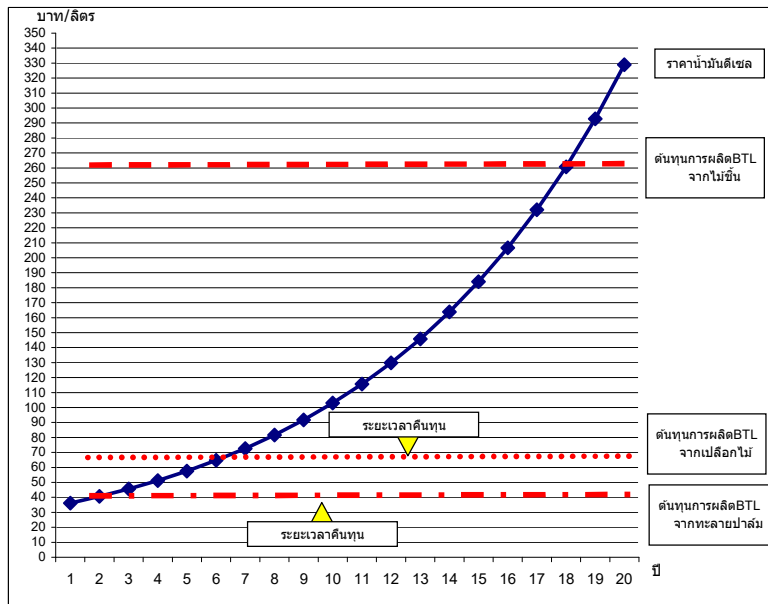


การเปรียบเทียบต้นทุนทางเศรษฐศาสตร์ของการผลิตเชื้อเพลิงเหลวกับราคาน้ำมันดีเซลในอนาคต กรณีมีค่าลงทุนเพิ่มขึ้นร้อยละ 30

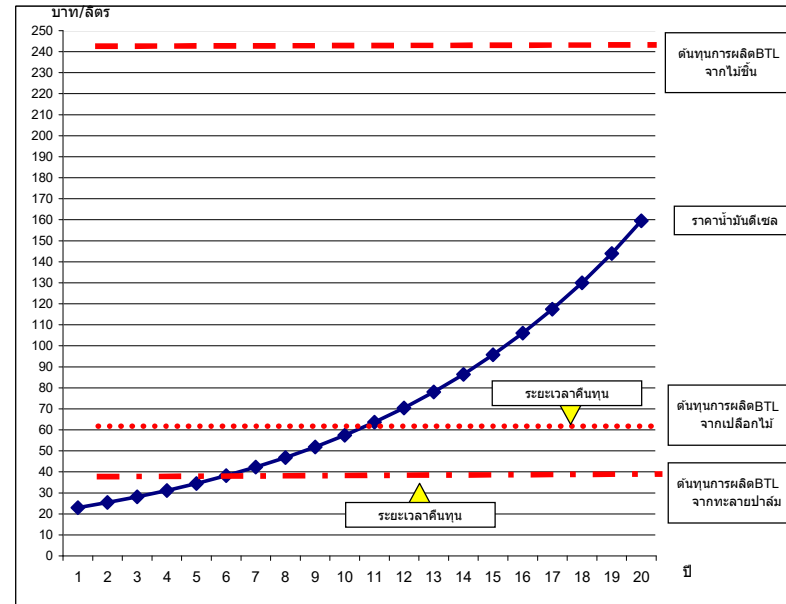
ตารางที่ 6.4-8 ผลการวิเคราะห์ความคุ้มค่าในการลงทุนโครงการ กรณีโรงงานต้นแบบ โดยผลประโยชน์ลดลงร้อยละ 10

กรณี	วัตถุดิบ	ผลการวิเคราะห์									
		การเงิน					เศรษฐศาสตร์				
		FIRR(%)	NPV(ล้านบาท)	BCR	ต้นทุนการผลิต(บาท/ลิตร)	ระยะเวลาดำเนินทุน(ปี)	EIRR(%)	NPV(ล้านบาท)	BCR	ต้นทุนการผลิต(บาท/ลิตร)	ระยะเวลาดำเนินทุน(ปี)
1	ไม้ซืน	หาค่าไม่ได้*	-145.97	0.39	262.32	-	หาค่าไม่ได้*	-171.18	0.23	243.96	-
2	ทะลายปาล์ม	20.41%	5,385.17	2.40	42.30	9	12.66%	1,465.09	1.41	39.34	12
3	เปลือกไม้	13.86%	1,721.77	1.49	68.20	12	6.02%	-409.71	0.87	63.42	17

หมายเหตุ : ค่า IRR ไม่สามารถหาค่าได้ เนื่องจากโครงการมีมูลค่าต้นทุนและผลประโยชน์ที่แตกต่างกันมาก ควรพิจารณาผลการวิเคราะห์โดยใช้ดัชนีมูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) หรืออัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน (BCR)



การเปรียบเทียบต้นทุนทางการเงินของการผลิตเชื้อเพลิงเหลวกับราคาน้ำมันดีเซลในขนาด
กรณีผลประโยชน์ลดลงร้อยละ 10

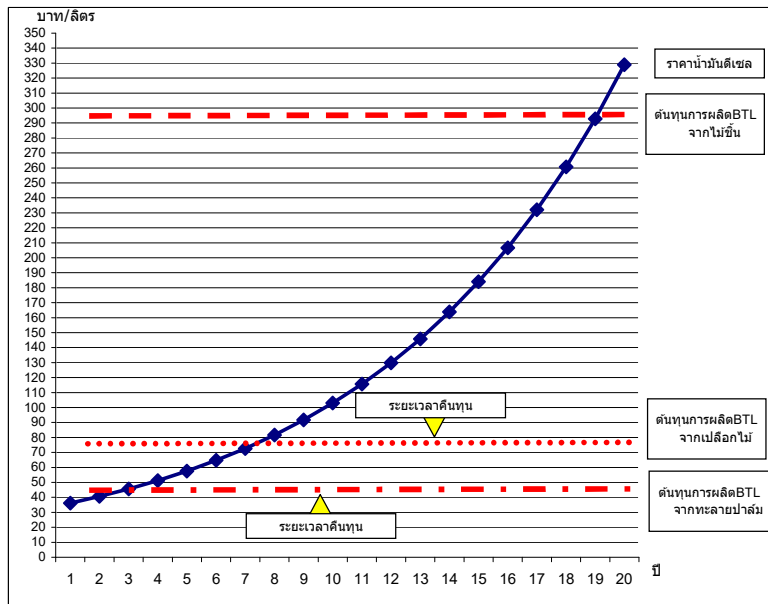


การเปรียบเทียบต้นทุนทางเศรษฐศาสตร์ของการผลิตเชื้อเพลิงเหลวกับราคาน้ำมันดีเซลในขนาด
กรณีผลประโยชน์ลดลงร้อยละ 10

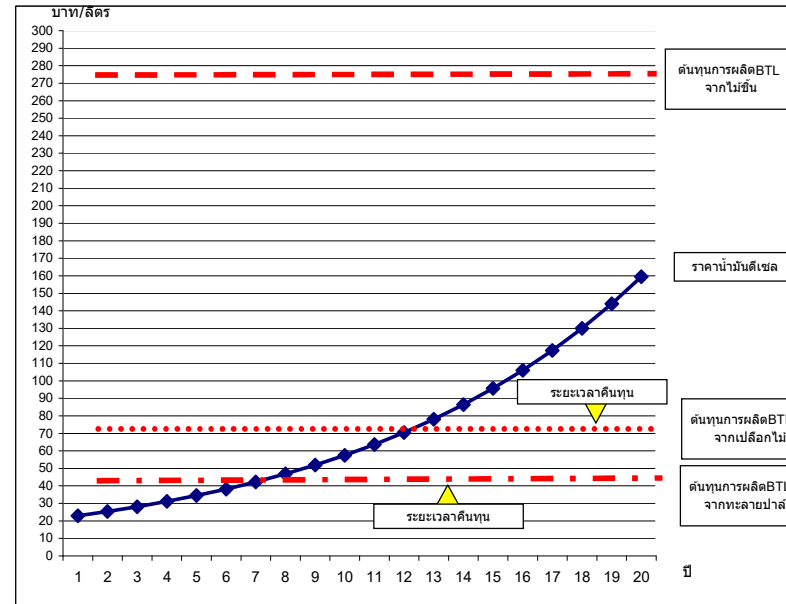
ตารางที่ 6.4-9 ผลการวิเคราะห์ความคุ้มค่าในการลงทุนโครงการ กรณีโรงงานต้นแบบ โดยผลประโยชน์ลดลงร้อยละ 20

กรณี	วัตถุดิบ	ผลการวิเคราะห์									
		การเงิน					เศรษฐศาสตร์				
		FIRR(%)	NPV(ล้านบาท)	BCR	ต้นทุนการผลิต(บาท/ลิตร)	ระยะเวลาดำเนินทุน(ปี)	EIRR(%)	NPV(ล้านบาท)	BCR	ต้นทุนการผลิต(บาท/ลิตร)	ระยะเวลาดำเนินทุน(ปี)
1	ไม้ซืน	หาค่าไม่ได้*	-156.22	0.34	295.11	-	หาค่าไม่ได้*	-176.78	0.20	274.45	-
2	ทะลายปาล์ม	18.46%	4,359.95	2.13	47.59	9	11.01%	905.32	1.25	44.26	13
3	เปลือกไม้	12.06%	1,139.89	1.32	76.72	13	4.29%	-727.42	0.78	71.35	18

หมายเหตุ : ค่า IRR ไม่สามารถหาค่าได้ เนื่องจากโครงการมีมูลค่าต้นทุนและผลประโยชน์ที่แตกต่างกันมาก ควรพิจารณาผลการวิเคราะห์โดยใช้ดัชนีมูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) หรืออัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน (BCR)



การเปรียบเทียบต้นทุนทางการเงินของการผลิตเชื้อเพลิงเหลวกับราคาน้ำมันดีเซลในขนาด
กรณีผลประโยชน์ลดลงร้อยละ 20

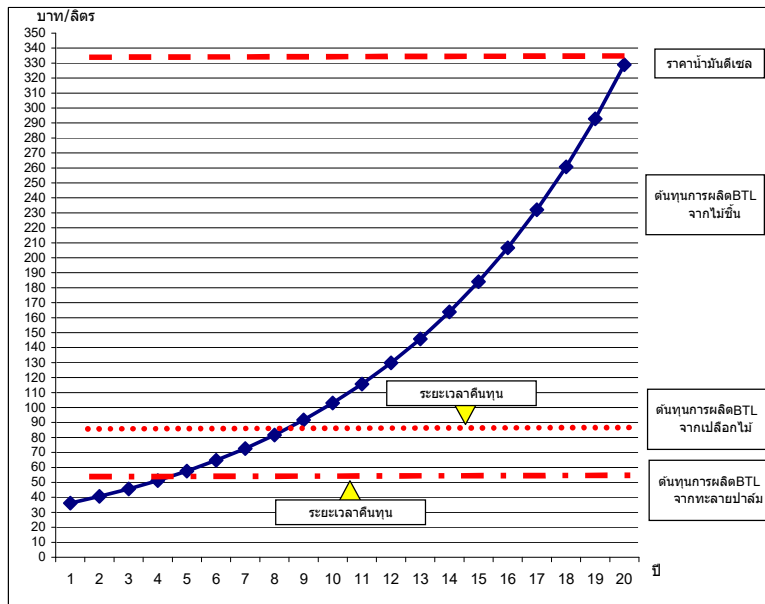


การเปรียบเทียบต้นทุนทางเศรษฐศาสตร์ของการผลิตเชื้อเพลิงเหลวกับราคาน้ำมันดีเซลในขนาด
กรณีผลประโยชน์ลดลงร้อยละ 20

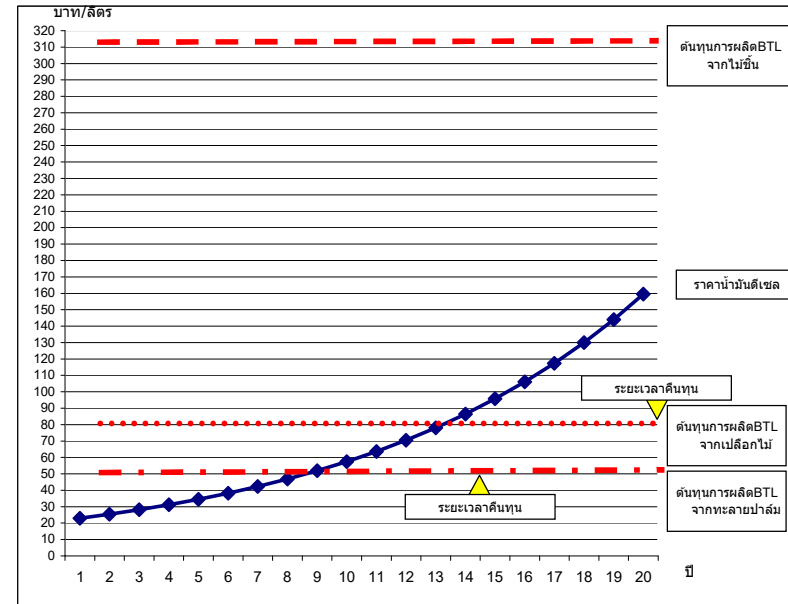
ตารางที่ 6.4-10 ผลการวิเคราะห์ความคุ้มค่าในการลงทุนโครงการ กรณีโรงงานต้นแบบ โดยผลประโยชน์ลดลงร้อยละ 30

กรณี	วัตถุดิบ	ผลการวิเคราะห์									
		การเงิน					เศรษฐศาสตร์				
		FIRR(%)	NPV(ล้านบาท)	BCR	ต้นทุนการผลิต(บาท/ลิตร)	ระยะเวลาดำเนินทุน(ปี)	EIRR(%)	NPV(ล้านบาท)	BCR	ต้นทุนการผลิต(บาท/ลิตร)	ระยะเวลาดำเนินทุน(ปี)
1	ไม้ซืน	หาค่าไม่ได้*	-166.47	0.30	337.27	-	หาค่าไม่ได้*	-182.37	0.18	313.66	-
2	ทะลายปาล์ม	16.39%	3,334.74	1.87	54.39	10	9.21%	345.55	1.10	50.58	14
3	เปลือกไม้	10.10%	558.02	1.16	87.68	14	2.32%	-1,045.13	0.68	81.54	20

หมายเหตุ : ค่า IRR ไม่สามารถหาค่าได้ เนื่องจากโครงการมีมูลค่าต้นทุนและผลประโยชน์ที่แตกต่างกันมาก ควรพิจารณาผลการวิเคราะห์โดยใช้ดัชนีมูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) หรืออัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน (BCR)



การเปรียบเทียบต้นทุนทางการเงินของการผลิตเชื้อเพลิงเหลวกับราคาน้ำมันดีเซลในอนาคต กรณีผลประโยชน์ลดลงร้อยละ 30

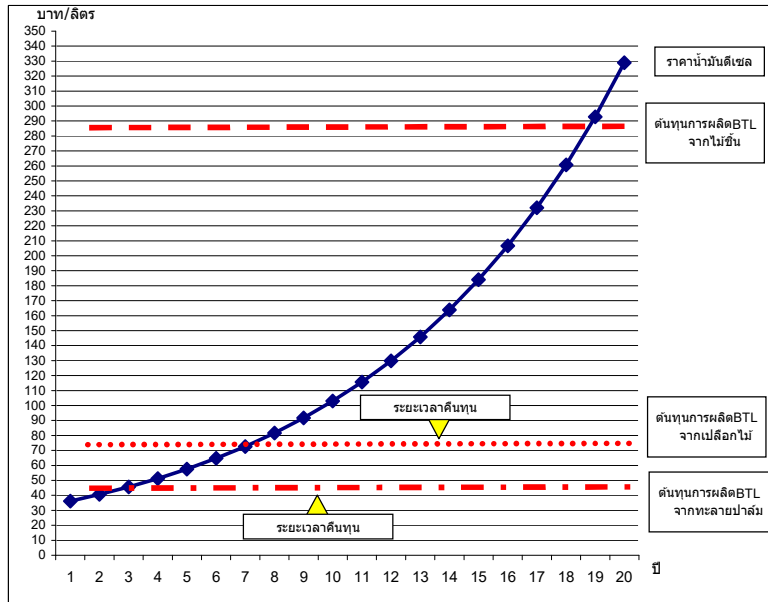


การเปรียบเทียบต้นทุนทางเศรษฐศาสตร์ของการผลิตเชื้อเพลิงเหลวกับราคาน้ำมันดีเซลในอนาคต กรณีผลประโยชน์ลดลงร้อยละ 30

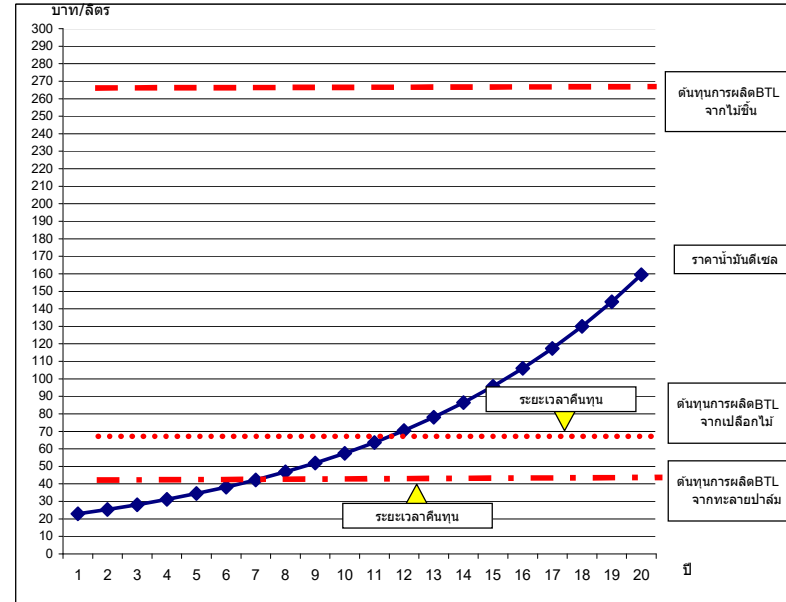
ตารางที่ 6.4-11 ผลการวิเคราะห์ความคุ้มค่าในการลงทุนโครงการ กรณีโรงงานต้นแบบ โดยมีค่าลงทุนเพิ่มขึ้นร้อยละ 10 และผลประโยชน์ลดลงร้อยละ 10 พร้อมกัน

กรณี	วัตถุดิบ	ผลการวิเคราะห์									
		การเงิน					เศรษฐศาสตร์				
		FIRR(%)	NPV(ล้านบาท)	BCR	ต้นทุนการผลิต(บาท/ลิตร)	ระยะเวลาดำเนินทุน(ปี)	EIRR(%)	NPV(ล้านบาท)	BCR	ต้นทุนการผลิต(บาท/ลิตร)	ระยะเวลาดำเนินทุน(ปี)
1	ไม่ขึ้น	หาค่าไม่ได้*	-169.79	0.35	288.55	-	หาค่าไม่ได้*	-192.38	0.21	267.31	-
2	ทะลายปาล์ม	18.82%	5,000.99	2.18	46.53	9	11.39%	1,130.63	1.29	43.02	12
3	เปลือกไม้	12.40%	1,370.26	1.35	75.01	13	5.03%	-647.85	0.82	68.04	17

หมายเหตุ : ค่า IRR ไม่สามารถหาค่าได้ เนื่องจากโครงการมีมูลค่าต้นทุนและผลประโยชน์ที่แตกต่างกันมาก ควรพิจารณาผลการวิเคราะห์โดยใช้ดัชนีมูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) หรืออัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน (BCR)



การเปรียบเทียบต้นทุนทางการเงินของการผลิตเชื้อเพลิงเหลวกับราคาน้ำมันดีเซลในขนาดกรณีมีค่าลงทุนเพิ่มขึ้นร้อยละ 10 และผลประโยชน์ลดลงร้อยละ 10 พร้อมกัน

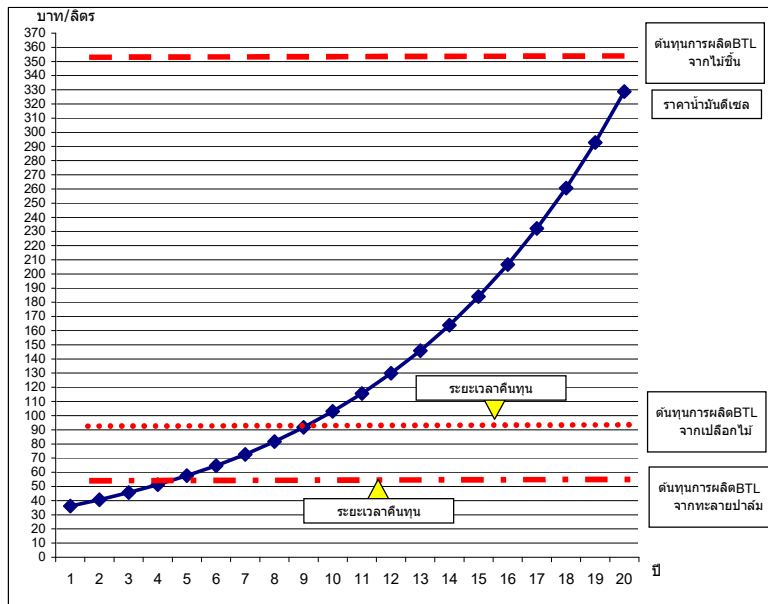


การเปรียบเทียบต้นทุนทางเศรษฐศาสตร์ของการผลิตเชื้อเพลิงเหลวกับราคาน้ำมันดีเซลในขนาดกรณีมีค่าลงทุนเพิ่มขึ้นร้อยละ 10 และผลประโยชน์ลดลงร้อยละ 10 พร้อมกัน

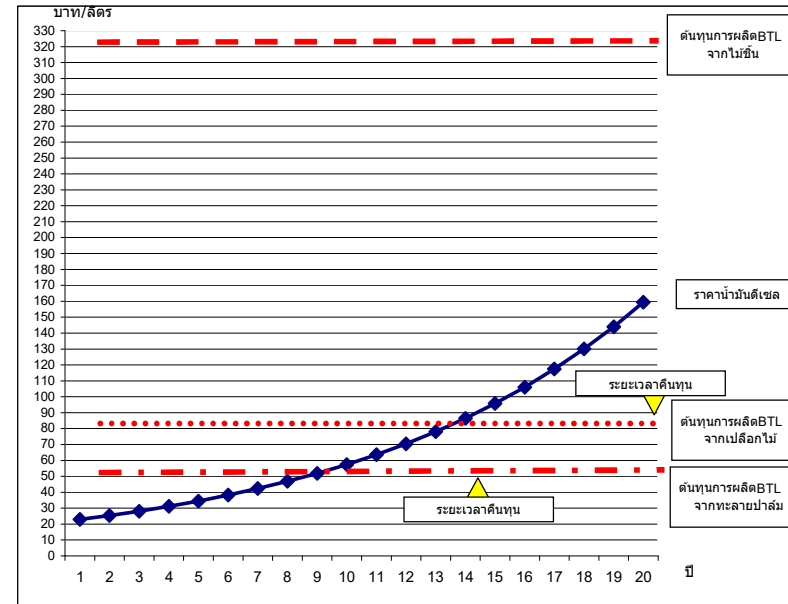
ตารางที่ 6.4-12 ผลการวิเคราะห์ความคุ้มค่าในการลงทุนโครงการ กรณีโรงงานต้นแบบ โดยมีค่าลงทุนเพิ่มขึ้นร้อยละ 20 และผลประโยชน์ลดลงร้อยละ 20 พร้อมกัน

กรณีที่	วัตถุดิบ	ผลการวิเคราะห์									
		การเงิน					เศรษฐศาสตร์				
		FIRR(%)	NPV(ล้านบาท)	BCR	ต้นทุนการผลิต(บาท/ลิตร)	ระยะเวลาดำเนินทุน(ปี)	EIRR(%)	NPV(ล้านบาท)	BCR	ต้นทุนการผลิต(บาท/ลิตร)	ระยะเวลาดำเนินทุน(ปี)
1	ไม่ขึ้น	หาค่าไม่ได้*	-203.86	0.29	354.13	-	หาค่าไม่ได้*	-219.19	0.17	326.99	-
2	ทะเลสาบปาล์ม	15.66%	3,591.60	1.78	57.11	11	8.70%	236.40	1.06	52.54	14
3	เปลือกไม้	9.40%	436.87	1.10	92.06	15	2.44%	-1,203.69	0.68	81.74	20

หมายเหตุ : ค่า IRR ไม่สามารถหาค่าได้ เนื่องจากโครงการมีมูลค่าต้นทุนและผลประโยชน์ที่แตกต่างกันมาก ควรพิจารณาผลการวิเคราะห์โดยใช้ดัชนีมูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) หรืออัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน (BCR)



การเปรียบเทียบต้นทุนทางการเงินของการผลิตเชื้อเพลิงเหลวกับราคาน้ำมันดีเซลในอนาคต กรณีมีค่าลงทุนเพิ่มขึ้นร้อยละ 20 และผลประโยชน์ลดลงร้อยละ 20 พร้อมกัน

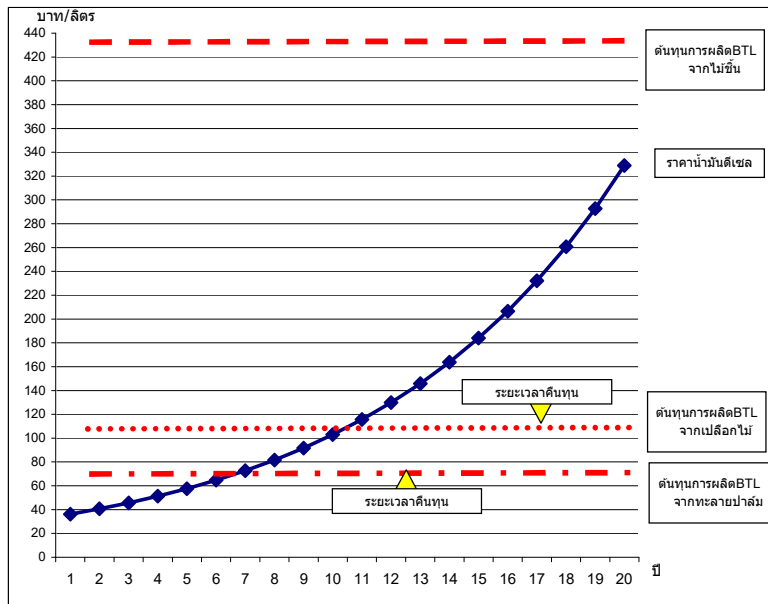


การเปรียบเทียบต้นทุนทางเศรษฐศาสตร์ของการผลิตเชื้อเพลิงเหลวกับราคาน้ำมันดีเซลในอนาคต กรณีมีค่าลงทุนเพิ่มขึ้นร้อยละ 20 และผลประโยชน์ลดลงร้อยละ 20 พร้อมกัน

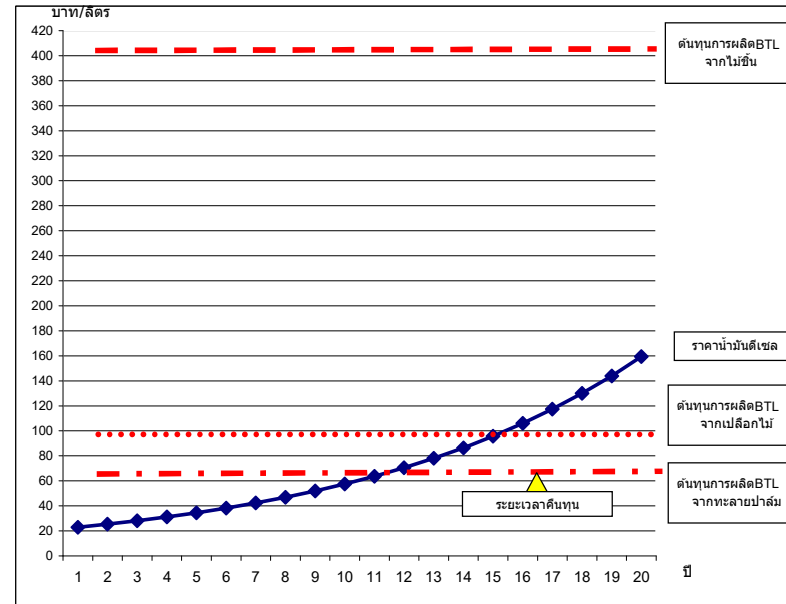
ตารางที่ 6.4-13 ผลการวิเคราะห์ความคุ้มค่าในการลงทุนโครงการ กรณีโรงงานต้นแบบ โดยมีค่าลงทุนเพิ่มขึ้นร้อยละ 30 และผลประโยชน์ลดลงร้อยละ 30 พร้อมกัน

กรณี	วัตถุดิบ	ผลการวิเคราะห์									
		การเงิน					เศรษฐศาสตร์				
		FIRR(%)	NPV(ล้านบาท)	BCR	ต้นทุนการผลิต(บาท/ลิตร)	ระยะเวลาดำเนินทุน(ปี)	EIRR(%)	NPV(ล้านบาท)	BCR	ต้นทุนการผลิต(บาท/ลิตร)	ระยะเวลาดำเนินทุน(ปี)
1	ไม้ซีก	หาค่าไม่ได้*	-237.94	0.23	438.45	-	หาค่าไม่ได้*	-245.99	0.14	403.72	-
2	ทะลายปาล์ม	12.65%	2,182.21	1.44	70.70	12	6.04%	-657.82	0.86	64.79	16
3	เปลือกไม้	6.39%	-496.52	0.89	113.98	17	-0.30%	-1,759.53	0.56	99.36	-

หมายเหตุ : ค่า IRR ไม่สามารถหาค่าได้ เนื่องจากโครงการมีมูลค่าต้นทุนและผลประโยชน์ที่แตกต่างกันมาก ควรพิจารณาผลการวิเคราะห์โดยใช้ดัชนีมูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) หรืออัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน (BCR)



การเปรียบเทียบต้นทุนทางการเงินของการผลิตเชื้อเพลิงเหลวกับราคาน้ำมันดีเซลในขนาดกรณีมีค่าลงทุนเพิ่มขึ้นร้อยละ 30 และผลประโยชน์ลดลงร้อยละ 30 พร้อมกัน



การเปรียบเทียบต้นทุนทางเศรษฐศาสตร์ของการผลิตเชื้อเพลิงเหลวกับราคาน้ำมันดีเซลในขนาดกรณีมีค่าลงทุนเพิ่มขึ้นร้อยละ 30 และผลประโยชน์ลดลงร้อยละ 30 พร้อมกัน

6.4.5 การกำหนดรูปแบบและมูลค่าเงินสนับสนุนโครงการ

จากผลการวิเคราะห์ความคุ้มค่าในการลงทุนของโครงการด้านการเงินที่สรุปได้ว่าโรงงานต้นแบบผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากไม้เศรษฐกิจ/ไม้โตเร็วไม่มีความคุ้มค่าในการลงทุน แต่เพื่อให้การลงทุนในโครงการผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวลมีความคุ้มค่าและมีผู้สนใจลงทุน ภาครัฐจะต้องทำการสนับสนุนค่าใช้จ่ายบางส่วนสำหรับการลงทุนและการดำเนินการของโครงการ ทั้งนี้หากรัฐต้องการสนับสนุนให้โครงการมีผลตอบแทนที่เท่ากับต้นทุน ซึ่งจะทำให้โครงการมีผลการดำเนินการที่เท่าทุนพอดี โดยมีปัจจุบันสุทธิ (NPV) เท่ากับ 0 อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน (BCR) เท่ากับ 1.00 และมีอัตราผลตอบแทนภายในของโครงการทางการเงิน (Financial Internal Rate of Return: FIRR) เท่ากับร้อยละ 8 โดยจากการวิเคราะห์สามารถสรุปได้ว่า หากภาครัฐต้องการสนับสนุนให้มีการลงทุนในโรงงานต้นแบบผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากไม้เศรษฐกิจ/ไม้โตเร็วควรมีการจัดเตรียมงบประมาณสนับสนุนการลงทุนเป็นเงิน 146.57 ล้านบาท หรือคิดเป็นร้อยละ 89 ของค่าลงทุนในกรณี ดังกล่าวดังตารางที่ 6.4-14

ตารางที่ 6.4-14 รูปแบบและมูลค่าเงินสนับสนุนโครงการในกรณีโรงงานต้นแบบ

รายการ	มูลค่าเงินสนับสนุนการลงทุน (ล้านบาท)
โรงงานต้นแบบผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากไม้เศรษฐกิจ/ไม้โตเร็ว	146.57 (ร้อยละ 89 ของค่าลงทุน)

6.4.6 การวิเคราะห์ราคาขายเชื้อเพลิงชีวภาพที่ระดับอัตราผลตอบแทนต่าง ๆ

จากผลการวิเคราะห์ทางการเงินของการลงทุนในกรณีต่างๆ สามารถทำการวิเคราะห์หาราคาขายเชื้อเพลิงชีวภาพ ที่จะทำให้ผู้ประกอบการได้รับผลตอบแทนทางการเงินในระดับต่างๆ ได้ โดยการวิเคราะห์จะแยกเป็น 2 รูปแบบ คือ การกำหนดราคาขายแบบคงคงที่ตลอดอายุโครงการ และการกำหนดราคาฐานสำหรับการขายปีในปีที่ 1 และมีการปรับราคาเพิ่มขึ้นปีละ 12.32 % ตามอัตราการเปลี่ยนแปลงของราคาน้ำมันดีเซล จนสิ้นสุดอายุโครงการ โดยสามารถสรุปผลการวิเคราะห์เพื่อกำหนดราคาขายที่ระดับอัตราผลตอบแทนต่างๆ ดังนี้ (แสดงรายละเอียดในตารางที่ 6.4-15)

1) โรงงานผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากไม้เศรษฐกิจ/ไม้โตเร็ว (ไม้ซัง/Wood chip)

- กรณีกำหนดราคาคงที่ เพื่อให้โครงการมีอัตราผลตอบแทนภายในของโครงการทางการเงิน (Financial Internal Rate of Return: FIRR) ที่ระดับ 8% , 12% ,15% และ 18% จะต้องกำหนดราคาขายเชื้อเพลิงชีวภาพเท่ากับ 236.16 , 283.58 , 321.99 และ 361.64 บาทต่อลิตร ตามลำดับ

- กรณีกำหนดราคาฐาน เพื่อให้โครงการมีอัตราผลตอบแทนภายในของโครงการทางการเงิน (Financial Internal Rate of Return: FIRR) ที่ระดับ 8% , 12% ,15% และ 18% จะต้องกำหนดราคาฐานสำหรับการขายเชื้อเพลิงชีวภาพเท่ากับ 83.47 , 115.11 , 143.76 และ 175.58 บาทต่อลิตร ตามลำดับ

2) โรงงานผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากทะเลสาบปาล์ม

- **กรณีกำหนดราคาคงที่** เพื่อให้โครงการมีอัตราผลตอบแทนภายในของโครงการทางด้านการเงิน (Financial Internal Rate of Return: FIRR) ที่ระดับ 8% , 12% ,15% และ 18% จะต้องกำหนดราคาขายเชื้อเพลิงชีวภาพเท่ากับ 38.04 , 45.58 , 51.66 และ 57.99 บาทต่อลิตร ตามลำดับ

- **กรณีกำหนดราคาฐาน** เพื่อให้โครงการมีอัตราผลตอบแทนภายในของโครงการทางด้านการเงิน (Financial Internal Rate of Return: FIRR) ที่ระดับ 8% , 12% ,15% และ 18% จะต้องกำหนดราคาฐานสำหรับการขายเชื้อเพลิงชีวภาพเท่ากับ 13.65 , 18.67 , 23.06 และ 28.14 บาทต่อลิตร ตามลำดับ

3) โรงงานผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากเปลือกไม้ยูคาลิปตัส

- **กรณีกำหนดราคาคงที่** เพื่อให้โครงการมีอัตราผลตอบแทนภายในของโครงการทางด้านการเงิน (Financial Internal Rate of Return: FIRR) ที่ระดับ 8% , 12% ,15% และ 18% จะต้องกำหนดราคาขายเชื้อเพลิงชีวภาพเท่ากับ 61.52 , 70.57 , 78.43 และ 86.52 บาทต่อลิตร ตามลำดับ

- **กรณีกำหนดราคาฐาน** เพื่อให้โครงการมีอัตราผลตอบแทนภายในของโครงการทางด้านการเงิน (Financial Internal Rate of Return: FIRR) ที่ระดับ 8% , 12% ,15% และ 18% จะต้องกำหนดราคาฐานสำหรับการขายเชื้อเพลิงชีวภาพเท่ากับ 21.89 , 28.84 , 34.99 และ 41.83 บาทต่อลิตร ตามลำดับ

ตารางที่ 6.4-15 การกำหนดราคาขายเชื้อเพลิงชีวภาพที่ระดับอัตราผลตอบแทนต่าง ๆ

(บาท/ลิตร)

รายการ	ระดับอัตราผลตอบแทนทางการเงิน (FIRR)			
	8%	12%	15%	18%
กรณีกำหนดราคาคงที่				
โรงงานต้นแบบผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากไม้เศรษฐกิจ/ไม้โตเร็ว	236.16	283.58	321.99	361.64
โรงงานต้นแบบผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากทะเลสาบปาล์ม	38.04	45.58	51.66	57.99
โรงงานต้นแบบผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากเปลือกไม้	61.52	70.57	78.43	86.52
กรณีกำหนดราคาฐาน (ปรับราคาเพิ่มขึ้นปีละ 12.32 % ตามอัตราการเปลี่ยนแปลงของราคาน้ำมันดีเซล)				
โรงงานต้นแบบผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากไม้เศรษฐกิจ/ไม้โตเร็ว	83.47	115.11	143.76	175.58
โรงงานต้นแบบผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากทะเลสาบปาล์ม	13.65	18.67	23.06	28.14
โรงงานต้นแบบผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากเปลือกไม้	21.89	28.84	34.99	41.83

6.5 สรุปผลการวิเคราะห์ด้านการเงินและเศรษฐศาสตร์

จากผลการวิเคราะห์ทั้งทางด้านการเงินและด้านเศรษฐศาสตร์ สามารถสรุปได้ว่าปัจจัยหลักที่มีผลต่อความคุ้มค่าในการลงทุนทั้งทางด้านการเงินและเศรษฐศาสตร์ คือ ระดับการผลิตของโรงงาน ซึ่งในโรงงานที่มีปริมาณการผลิตสูงจะมีต้นทุนการผลิตที่ต่ำกว่าโรงงานที่มีกำลังการผลิตต่ำ โดยชนิดของวัตถุดิบที่มีความเหมาะสมมากที่สุดคือ การใช้ทะลายปาล์มเป็นวัตถุดิบ ซึ่งจะทำให้ผู้ประกอบการได้รับผลตอบแทนที่ดีกว่าการเลือกใช้ไม้ซืน หรือเปลือกไม้ ทั้งนี้ในกรณีศึกษาที่มีอัตราผลตอบแทนสูงสุด คือกรณีที่มีกำลังการผลิต 1 ล้านลิตรต่อวัน และมีการลงทุนค่าอุปกรณ์ประกอบร้อยละ 25 โดยมีผลการวิเคราะห์ความคุ้มค่าในการลงทุนดังนี้

1) โรงงานผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากไม้เศรษฐกิจ/ไม้โตเร็ว ในการวิเคราะห์ทางการเงิน โครงการมีอัตราผลตอบแทนภายในของโครงการทางด้านการเงิน (FIRR) เท่ากับ 67.64% มูลค่าปัจจุบันสุทธิ(NPV) เท่ากับ 217,931.68 ล้านบาท อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน (BCR) เท่ากับ 4.68 โดยมีต้นทุนการผลิตเท่ากับ 21.69 บาท/ลิตร และมีระยะเวลาคืนทุน 3 ปี ในส่วนของการวิเคราะห์ทางด้านเศรษฐศาสตร์ พบว่าโครงการมีอัตราผลตอบแทนภายในของโครงการทางเศรษฐศาสตร์ (EIRR) เท่ากับ 40.05% มูลค่าปัจจุบันสุทธิ(NPV) เท่ากับ 96,276.50 ล้านบาท อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน (BCR) เท่ากับ 2.75 โดยมีต้นทุนการผลิต เท่ากับ 20.17บาท/ลิตร และมีระยะเวลาคืนทุน 5 ปี

2) โรงงานผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากทะลายปาล์ม ในการวิเคราะห์ทางการเงิน โครงการมีอัตราผลตอบแทนภายในของโครงการทางด้านการเงิน (FIRR) เท่ากับ 92.41% มูลค่าปัจจุบันสุทธิ(NPV) เท่ากับ 251,194.52 ล้านบาท อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน (BCR) เท่ากับ 10.70 โดยมีต้นทุนการผลิตเท่ากับ 9.49 บาท/ลิตร และมีระยะเวลาคืนทุน 3 ปี ในส่วนของการวิเคราะห์ทางด้านเศรษฐศาสตร์พบว่าโครงการมีอัตราผลตอบแทนภายในของโครงการทางเศรษฐศาสตร์ (EIRR) เท่ากับ 61.96% มูลค่าปัจจุบันสุทธิ(NPV) เท่ากับ 127,210.94 ล้านบาท อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน (BCR) เท่ากับ 6.28 โดยมีต้นทุนการผลิต เท่ากับ 8.83 บาท/ลิตร และมีระยะเวลาคืนทุน 3 ปี

3) โรงงานผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากเปลือกไม้ ในการวิเคราะห์ทางการเงิน โครงการมีอัตราผลตอบแทนภายในของโครงการทางด้านการเงิน (FIRR) เท่ากับ 54.75% มูลค่าปัจจุบันสุทธิ(NPV) เท่ากับ 197,608.80 ล้านบาท อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน (BCR) เท่ากับ 3.49 โดยมีต้นทุนการผลิต เท่ากับ 29.14 บาท/ลิตร และมีระยะเวลาคืนทุน 4 ปี ในส่วนของการวิเคราะห์ทางด้านเศรษฐศาสตร์ พบว่าโครงการมีอัตราผลตอบแทนภายในของโครงการทางเศรษฐศาสตร์ (EIRR) เท่ากับ 30.08% มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) เท่ากับ 77,376.22 ล้านบาท อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน (BCR) เท่ากับ 2.05 โดยมีต้นทุนการผลิต เท่ากับ 27.10 บาท/ลิตร และมีระยะเวลาคืนทุน 7 ปี

โดยในส่วนของกรณีโรงงานต้นแบบที่เข้าร่วมโครงการ สรุปได้ว่าการลงทุนในกรณีของการใช้ทะลายปาล์มและเปลือกไม้เป็นวัตถุดิบโครงการมีความคุ้มค่าในการลงทุนทั้งทางด้านเศรษฐศาสตร์และการเงิน แต่ในกรณีของการใช้ไม้เศรษฐกิจ/ไม้โตเร็ว ไม่มีความคุ้มค่าในการลงทุน ดังนั้นการลงทุนในกรณีของโรงงานต้นแบบดังกล่าวต้องการการสนับสนุนทางการเงินจากภาครัฐ เพื่อให้เป็นการ

ลดต้นทุนของโครงการและจูงใจให้มีการลงทุนของภาคเอกชน โดยมีผลการวิเคราะห์ความคุ้มค่าในการลงทุนดังนี้

1) โรงงานผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากไม้เศรษฐกิจ/ไม้โตเร็ว (ไม้ซี้/ Wood chip) โครงการไม่มีความคุ้มค่าในการลงทุนทั้งทางด้านการเงินและเศรษฐศาสตร์ โดยจากการวิเคราะห์ทางการเงิน พบว่าโครงการมีอัตราผลตอบแทนภายในของโครงการทางด้านการเงิน (FIRR) เท่ากับ -1.93% มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) เท่ากับ -135.71 ล้านบาท อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน (BCR) เท่ากับ 0.43 โดยมีต้นทุนการผลิต เท่ากับ 236.09 บาท/ลิตร และในส่วนของกาวิเคราะห์ทางด้านเศรษฐศาสตร์ พบว่าโครงการมีมูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) เท่ากับ -165.58 ล้านบาท อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน (BCR) เท่ากับ 0.25 โดยมีต้นทุนการผลิต เท่ากับ 219.56 บาท/ลิตร ทั้งนี้เพื่อให้โครงการดังกล่าวมีความคุ้มค่าในการลงทุนของเอกชน ภาครัฐจะต้องจัดเตรียมงบประมาณสนับสนุนการลงทุนเป็นเงิน 146.57 ล้านบาท หรือคิดเป็นร้อยละ 89 ของค่าลงทุน

2) โรงงานผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากทะเลสาบปาล์ม โครงการมีความคุ้มค่าในการลงทุนทั้งทางด้านการเงินและเศรษฐศาสตร์ โดยจากการวิเคราะห์ทางการเงิน พบว่าโครงการมีอัตราผลตอบแทนภายในของโครงการทางด้านการเงิน (FIRR) เท่ากับ 22.26% มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) เท่ากับ $6,410.38$ ล้านบาท อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน (BCR) เท่ากับ 2.67 โดยมีต้นทุนการผลิต เท่ากับ 38.07 บาท/ลิตร และมีระยะเวลาคืนทุน 8 ปี และในส่วนของกาวิเคราะห์ทางด้านเศรษฐศาสตร์ พบว่าโครงการมีอัตราผลตอบแทนภายในของโครงการทางเศรษฐศาสตร์ (EIRR) เท่ากับ 14.21% มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) เท่ากับ $2,024.85$ ล้านบาท อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน (BCR) เท่ากับ 1.57 โดยมีต้นทุนการผลิต เท่ากับ 35.41 บาท/ลิตร และมีระยะเวลาคืนทุน 11 ปี

3) โรงงานผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากเปลือกไม้ยูคาลิปตัส โครงการมีความคุ้มค่าในการลงทุนทางด้านการเงิน แต่ไม่มีความคุ้มค่าในการลงทุนทางด้านเศรษฐศาสตร์ โดยจากการวิเคราะห์ทางการเงิน พบว่าโครงการมีอัตราผลตอบแทนภายในของโครงการทางด้านการเงิน (FIRR) เท่ากับ 15.54% มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) เท่ากับ $2,303.65$ ล้านบาท อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน (BCR) เท่ากับ 1.66 โดยมีต้นทุนการผลิต เท่ากับ 61.38 บาท/ลิตร และมีระยะเวลาคืนทุน 11 ปี และในส่วนของกาวิเคราะห์ทางด้านเศรษฐศาสตร์ พบว่าโครงการมีอัตราผลตอบแทนภายในของโครงการทางเศรษฐศาสตร์ (EIRR) เท่ากับ 7.57% มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) เท่ากับ -92.00 ล้านบาท อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน (BCR) เท่ากับ 0.97 โดยมีต้นทุนการผลิต เท่ากับ 57.08 บาท/ลิตร และมีระยะเวลาคืนทุน 16 ปี

นอกจากนี้ยังสามารถสรุปได้ถึงปัจจัยหลักที่มีผลต่อความคุ้มค่าในการลงทุนของโครงการ คือ ต้นทุนของโครงการ ทั้งนี้ค่าลงทุนระบบผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวลขึ้นอยู่กับประเภทของวัตถุดิบที่ใช้ และขนาดของกำลังการผลิตเป็นหลัก เนื่องจากวัตถุดิบประเภทต่างๆ มีความแตกต่างกันทั้งทางกายภาพและองค์ประกอบอย่างมาก จึงมีรูปแบบการจัดการวัตถุดิบที่แตกต่างกัน ทั้งการลดขนาดของวัตถุดิบและการลดความชื้น ซึ่งส่งผลต่อการเลือกใช้อุปกรณ์และต้นทุนในการดำเนินการที่แตกต่างกัน รวมถึงการกำหนดขนาดกำลังผลิตของโรงงาน ซึ่งจะขึ้นอยู่กับประเภทของวัตถุดิบแต่ละชนิดที่ให้ปริมาณผลผลิตเชื้อเพลิงเหลวต่อหน่วยวัตถุดิบที่แตกต่างกัน

6.6 ความเป็นไปได้ด้านการพัฒนาการจัดทำโครงการกลไกการพัฒนาที่สะอาด (CDM)

พิธีสารเกียวโตได้จำกัดการปล่อยแก๊สเรือนกระจกของประเทศอุตสาหกรรม หรือที่เรียกว่าประเทศในกลุ่มภาคผนวกที่ 1 (Annex I Countries) ให้อยู่ในระดับที่ต่ำกว่าปริมาณการปล่อยแก๊สเรือนกระจกในปี พ.ศ.2533 ประมาณร้อยละ 5 โดยจะต้องดำเนินการให้ได้ภายในช่วงปี พ.ศ. 2551-2555 (ค.ศ. 2008-2012) ประเทศไทยซึ่งเป็นประเทศกำลังพัฒนา อยู่ในกลุ่มนอกภาคผนวกที่ 1 (non-Annex I Countries) ไม่ได้ถูกจำกัดการปล่อยแก๊สเรือนกระจกภายใต้พิธีสารเกียวโตภายในระยะเวลาและปริมาณที่กำหนดไว้ แต่สามารถร่วมดำเนินโครงการในการลดการปล่อยแก๊สเรือนกระจกได้โดยสมัครใจตามแต่ศักยภาพของประเทศ

โครงการที่เกิดขึ้นในประเทศกำลังพัฒนา และสามารถพิสูจน์ได้ว่าลดแก๊สเรือนกระจกได้จริง จะได้รับเครดิตที่เรียกว่า Certified Emission Reductions (CERs) จากการดำเนินงานตามกลไกการพัฒนาที่สะอาด (Clean Development Mechanism: CDM)

คาร์บอนเครดิต หรือ CERs นี้ สามารถนำไปหักลบปริมาณการปล่อยแก๊สเรือนกระจกในประเทศกลุ่มภาคผนวกที่ 1 ได้ ประเทศเหล่านี้จึงมีความต้องการซื้อ CERs เพื่อให้ประเทศของตนสามารถบรรลุพันธกรณีในการลดปริมาณการปล่อยแก๊สเรือนกระจกได้ และประเทศกำลังพัฒนายังสามารถบรรลุถึงเป้าหมายของการพัฒนาอย่างยั่งยืนได้อีกด้วย

แก๊สเรือนกระจกที่ครอบคลุมโดยพิธีสารเกียวโต ประกอบด้วยแก๊ส 6 ชนิด โดยแต่ละชนิดมีค่าศักยภาพในการทำให้โลกร้อน (Global Warming Potential: GWP) แตกต่างกันไป เช่น หากลดการปล่อยแก๊สมีเทนได้ 1 ตัน จะเทียบเท่าการลดแก๊สคาร์บอนไดออกไซด์ได้ 21 ตัน ดังแสดงใน ตารางที่ 6.6-1 ตารางที่ 6.6-1 แก๊สเรือนกระจกที่ถูกควบคุมภายใต้พิธีสารเกียวโตและค่าศักยภาพในการทำให้โลกร้อน

แก๊สเรือนกระจก	ศักยภาพในการทำให้โลกร้อน (เท่าของคาร์บอนไดออกไซด์)
1. คาร์บอนไดออกไซด์ (CO ₂)	1
2. มีเทน (CH ₄)	21
3. ไนตรัสออกไซด์ (N ₂ O)	310
4. ไฮโดรฟลูออโรคาร์บอน (HFCs)	140 - 11,700
5. เพอร์ฟลูออโรคาร์บอน (PFCs)	6,500 - 9,200
6. ซัลเฟอร์เฮกซะฟลูออไรด์ (SF ₆)	23,900

ที่มา : IPCC Second Assessment Report, 1995

โครงการที่จะได้รับการขึ้นทะเบียนเป็นโครงการ CDM จะต้องแสดงให้เห็นว่าสามารถนำไปสู่การลดแก๊สเรือนกระจกได้จริง นั่นคือปริมาณการปล่อยแก๊สเรือนกระจกที่เป็นผลจากการดำเนินโครงการ (Project Emission) นั้นน้อยกว่าปริมาณการปล่อยแก๊สเรือนกระจกในกรณีที่ไม่มีโครงการ หรือกรณีฐาน (Baseline Emission)

การคำนวณการลดแก๊สเรือนกระจก

$$\text{GHG Emission Reduction (tCO}_2\text{e/y)} = \text{Baseline emission (tCO}_2\text{e/y)} - (\text{Project emission+Leakage (tCO}_2\text{e/y)})$$

หมายเหตุ

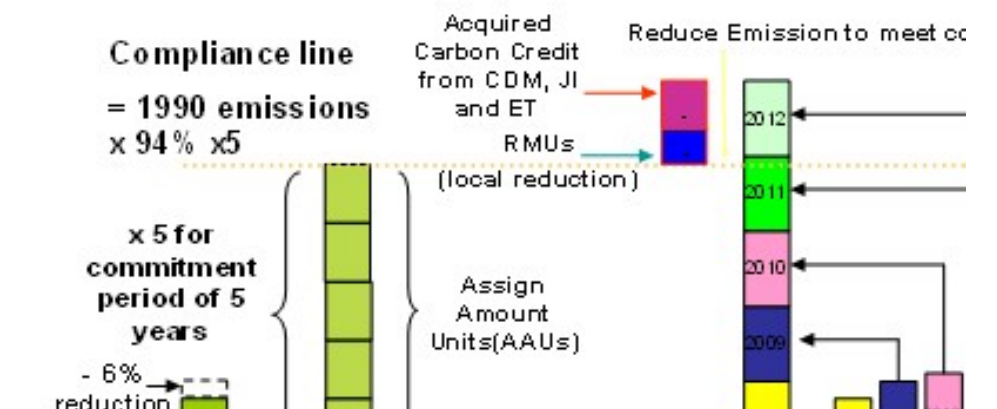
- GHG Emission Reduction = ปริมาณการปล่อยแก๊สเรือนกระจกที่ลดได้ (ต้นคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่าต่อปี)
- Baseline Emission = ปริมาณการปล่อยแก๊สเรือนกระจกในกรณีฐาน(ต้นคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่าต่อปี)
- Project Emission = ปริมาณการปล่อยแก๊สเรือนกระจกจากการดำเนินโครงการ (ต้นคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่าต่อปี)
- Leakage = ปริมาณการปล่อยแก๊สเรือนกระจกที่เกิดขึ้นอันเนื่องมาจากโครงการแต่เกิดขึ้นภายนอกขอบเขตของโครงการ(ต้นคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่าต่อปี)

กลไกหลักที่ทำให้เกิดคาร์บอนเครดิตก็คือ พันธกรณีตามพิธีสารเกียวโต พิธีสารเกียวโตฯ กำหนดพันธกรณีและสร้างกลไกต่าง ๆ ที่จะทำให้เป้าหมายของกรอบอนุสัญญาฯ เกิดผลในทางปฏิบัติได้จริง โดยกำหนดพันธกรณีให้ประเทศภาคีสมาชิกต้องปฏิบัติตามอย่างเคร่งครัดมากขึ้น กล่าวคือ

พันธกรณีกลุ่มภาคี Annex 1¹ กลุ่มภาคี Annex 1 หรือกลุ่มประเทศอุตสาหกรรมจะต้องมีพันธกรณีและเป้าหมาย (Emission Target) ให้ลดอัตราการปลดปล่อยแก๊สเรือนกระจกลงประมาณร้อยละ 5 ทุกประเทศในกลุ่ม Annex 1 จะถูกกำหนดปริมาณแก๊สเรือนกระจกที่จะปล่อยได้ในช่วงปี 2551-2555 โดยแต่ละประเทศจะได้รับการจัดสรรปริมาณแก๊สที่ตนเองสามารถปล่อยได้ในแต่ละปี (หรือที่เรียกว่า “หน่วยปริมาณการปล่อยแก๊สที่ได้รับจัดสรร” หรือ AAUs: Assigned Amount Units) หรือเป็น “คาร์บอนเครดิต” ที่กลุ่มภาคี Annex 1 ได้รับ และมีพันธที่จะต้องควบคุมการปล่อยแก๊สเรือนกระจกโดยรวมให้อยู่ภายในจำนวน AAUs ที่กำหนด ดังแสดงใน รูปที่ 6.6-1

¹ ในปัจจุบันประเทศกลุ่มภาคี Annex 1 ภายใตกรอบอนุสัญญาฯ ล้วนลงนามให้สัตยาบันและมีพันธกรณีภายใต้พิธีสารเกียวโตทั้งสิ้น ยกเว้น สหรัฐอเมริกา

**EXAMPLE: Country A (Annex I country)
Quantified emission reduction commitment
= 94% (percentage of base year: 1990)**



รูปที่ 6.6-1 ตัวอย่างพันธกรณีในการลดการปล่อยแก๊สเรือนกระจกของประเทศกลุ่มภาคี Annex 1

กรณีตัวอย่าง ประเทศ A เป็นประเทศที่มีพันธกรณีในการลดแก๊สเรือนกระจกลงร้อยละ 6 ของปริมาณการปลดปล่อย จากการคำนวณในปี พ.ศ. 2533 (ทางด้านซ้าย) แล้วนำมาคูณ 5 เพื่อให้เทียบเท่ากับจำนวนปีของพันธกรณี (พ.ศ. 2551-2555 หรือ ค.ศ. 2008-2012) ทางด้านขวาเป็นการเปรียบเทียบปริมาณการปลดปล่อยในช่วงของพันธกรณีซึ่งรวมกันแล้วจะต้องไม่เกินปริมาณการปลดปล่อยทางด้านซ้าย ถ้าหากเกิน **ประเทศ A** ก็จะต้องหา “Carbon Credit” ผ่านกลไกทางการตลาดทั้ง 3 ของพิธีสารเกียวโต มาเพื่อให้ปริมาณการปลดปล่อยในช่วงพันธกรณีเท่ากับทางด้านซ้าย โดยถ้าหากเกินมากก็จะต้องลงทุนในการจัดหา Carbon Credit มากขึ้นด้วย

พันธกรณีกลุ่มภาคี Non-Annex I กลุ่มภาคีที่เป็นประเทศกำลังพัฒนา เช่น ประเทศไทยนั้น พิธีสารเกียวโตไม่ได้กำหนดให้มีหน้าที่ต้องลดปริมาณการปล่อยแก๊สเรือนกระจกแต่อย่างใด เพียงแต่ต้องจัดทำรายงานบัญชีแห่งชาติ (National Inventories) แสดงปริมาณการปล่อยแก๊สในแต่ละปี ตลอดจนมาตรการและนโยบายต่าง ๆ ที่ดำเนินการขึ้นเพื่อบรรเทาปัญหาหรือรับมือกับผลกระทบที่เกิดจากการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ อันเป็นพันธกรณีทั่วไปตามกรอบอนุสัญญาฯ ที่ทุกประเทศจะต้องปฏิบัติกันเอง ดังนั้นประเทศกำลังพัฒนาจึงไม่มี “คาร์บอนเครดิตประเภทปริมาณแก๊สที่ได้รับจัดสรร (AAUs carbon credit)” ดังนั้น คาร์บอนเครดิตจึงสามารถแบ่งออกเป็น 2 ประเภทคือ

1. **คาร์บอนเครดิตที่เกิดจากพันธกรณีของกลุ่มภาคี Annex I** กลุ่มภาคี Annex I หรือกลุ่มประเทศอุตสาหกรรมมีพันธกรณีและเป้าหมาย (Emission Target) การปล่อยแก๊สเรือนกระจกโดยรวมน้อยกว่าปริมาณการปล่อยแก๊สในปี 2533 อย่างน้อย 5% ในช่วงปี 2551 – 2555 โดยแต่ละประเทศจะได้รับจัดสรรปริมาณแก๊สที่ตนเองสามารถปล่อยได้ในแต่ละปี (หรือที่เรียกว่า “หน่วยปริมาณการปล่อยแก๊สที่ได้รับจัดสรร” หรือ AAUs: Assigned Amount Units) หรือเป็น “คาร์บอนเครดิต” ที่กลุ่มภาคี Annex I ได้รับ และมีพันธะที่จะต้องควบคุมการปล่อยแก๊สเรือนกระจกโดยรวมให้อยู่ภายในจำนวน AAUs ที่กำหนด

2. **คาร์บอนเครดิตที่เกิดจากที่ที่เกิดจากการดำเนินโครงการเพื่อลดแก๊สเรือนกระจก**

- **กลไกการพัฒนาที่สะอาด (Clean Development Mechanism: CDM)** เป็นกลไกที่เปิดโอกาสให้เกิดการร่วมมือกันระหว่างกลุ่มภาคี Annex I กับกลุ่มประเทศกำลังพัฒนา (Non Annex I) โดยให้เกิดการลงทุนในโครงการที่มีผลให้เกิดการลดปริมาณแก๊สในพื้นที่ของประเทศกำลังพัฒนา ซึ่งจะช่วยให้เกิดการถ่ายทอดเทคโนโลยีและส่งเสริมการพัฒนาที่ยั่งยืนได้อีกส่วนหนึ่ง ทั้งนี้ จะมีการคิดคาร์บอนเครดิตจากหน่วยปริมาณแก๊สที่ลดได้และได้รับการรับรอง (CERs: Certified Emission Reductions) ซึ่งภาคี Annex I สามารถนำ CERs นี้ไปคำนวณเพื่อคิดปริมาณการปล่อยแก๊สโดยรวมทั้งหมดของประเทศได้

- **การดำเนินการร่วม (Joint Implementation: JI)** เป็นกลไกที่เปิดโอกาสให้กลุ่มภาคี Annex I สามารถดำเนินโครงการต่าง ๆ ร่วมกันเพื่อลดปริมาณการปล่อยแก๊สเรือนกระจกในรูปแบบต่าง ๆ ซึ่งส่วนใหญ่แล้วจะเป็นการลงทุน โครงการที่มีผลให้เกิดการลดปริมาณแก๊สในประเทศกลุ่ม Economic in Transition (EIT) หรือเศรษฐกิจเปลี่ยนผ่านที่ต้นทุนต่ำกว่าการลงทุนในลักษณะเดียวกันในประเทศอุตสาหกรรม โดยจะมีการคิดคาร์บอนเครดิตให้ผู้ดำเนินการเป็นหน่วยปริมาณแก๊สที่สามารถลดได้

(ERUs: Emission Reduction Units) ซึ่งภาค Annex I สามารถนำ ERUs ที่ได้รับนี้ไปคำนวณเพื่อคิดปริมาณการปล่อยแก๊สโดยรวมทั้งหมดของประเทศ

จะเห็นได้ว่าพิธีสารเกียวโตได้สร้าง “คาร์บอนเครดิต” ขึ้นมาให้มีลักษณะเป็น “สินค้า” (Commodity) ชนิดหนึ่งที่สามารถมีการซื้อขายกันได้ในตลาดเฉพาะ ที่เรียกว่า “ตลาดคาร์บอน” แต่จะเป็นสินค้าที่อยู่ในลักษณะของเอกสารสิทธิของปริมาณแก๊สที่ลดได้ และสามารถนำไปคำนวณปริมาณการปล่อยแก๊สโดยรวมของแต่ละประเทศได้ อย่างไรก็ตาม ราคาคาร์บอนเครดิตแต่ละประเภทนั้นย่อมแตกต่างกัน เช่น คาร์บอนเครดิตประเภท CERs นั้น จะมีราคาต่ำกว่าราคาคาร์บอนเครดิตประเภท AAUs เพราะในการคิดราคา CERs ของโครงการ CDM ต้องมีการนำต้นทุนในการลงทุนโครงการ ตลอดจนนำปัจจัยความเสี่ยงและความไม่แน่นอนในผลของปริมาณแก๊สที่จะลดได้รวมคำนวณเข้าด้วย ในขณะที่คาร์บอนเครดิตประเภท AAUs นั้นไม่มีต้นทุนใด ๆ เลยเพราะเป็นเครดิตที่ได้รับจากพันธกรณีพิธีสารเกียวโตโดยตรงนั่นเอง

6.6.1 ลักษณะ/ประเภทของโครงการ CDM

โครงการที่อยู่ในข่าย 15 ประเภทโครงการ ที่รัฐภาคีพิธีสารเกียวโต (COP/MOP) กำหนดขึ้น มีดังนี้

1. อุตสาหกรรมผลิตพลังงาน (จากแหล่งพลังงานหมุนเวียน และพลังงานที่ใช้แล้วหมดไป) (Energy industries : Renewable/non-Renewable sources)
2. การจำหน่ายพลังงาน (Energy distribution)
3. การใช้พลังงาน (Energy demand)
4. อุตสาหกรรมการผลิต (Manufacturing industries)
5. อุตสาหกรรมเคมี (Chemical industries)
6. การก่อสร้าง (Construction)
7. การขนส่ง (Transport)
8. การทำเหมืองและการถลุงแร่ (Mining/Mineral production)
9. การผลิตโลหะ (Metal Production)
10. การรั่วไหลของแก๊สเรือนกระจกและเชื้อเพลิง (Fugitives emissions from fuels (solid, oil and gas))
11. การรั่วไหลของแก๊สเรือนกระจกจากกระบวนการผลิตและการใช้ halocarbons และ sulphurhexafluoride (Fugitives emissions from production and consumption of halocarbons and sulphurhexafluoride)
12. การใช้สารละลาย (Solvent use)
13. การจัดการของเสีย (Waste handling and disposal)

14. การปลูกป่าและการฟื้นฟูป่า (Afforestation and reforestation)
15. การเกษตร (Agriculture)

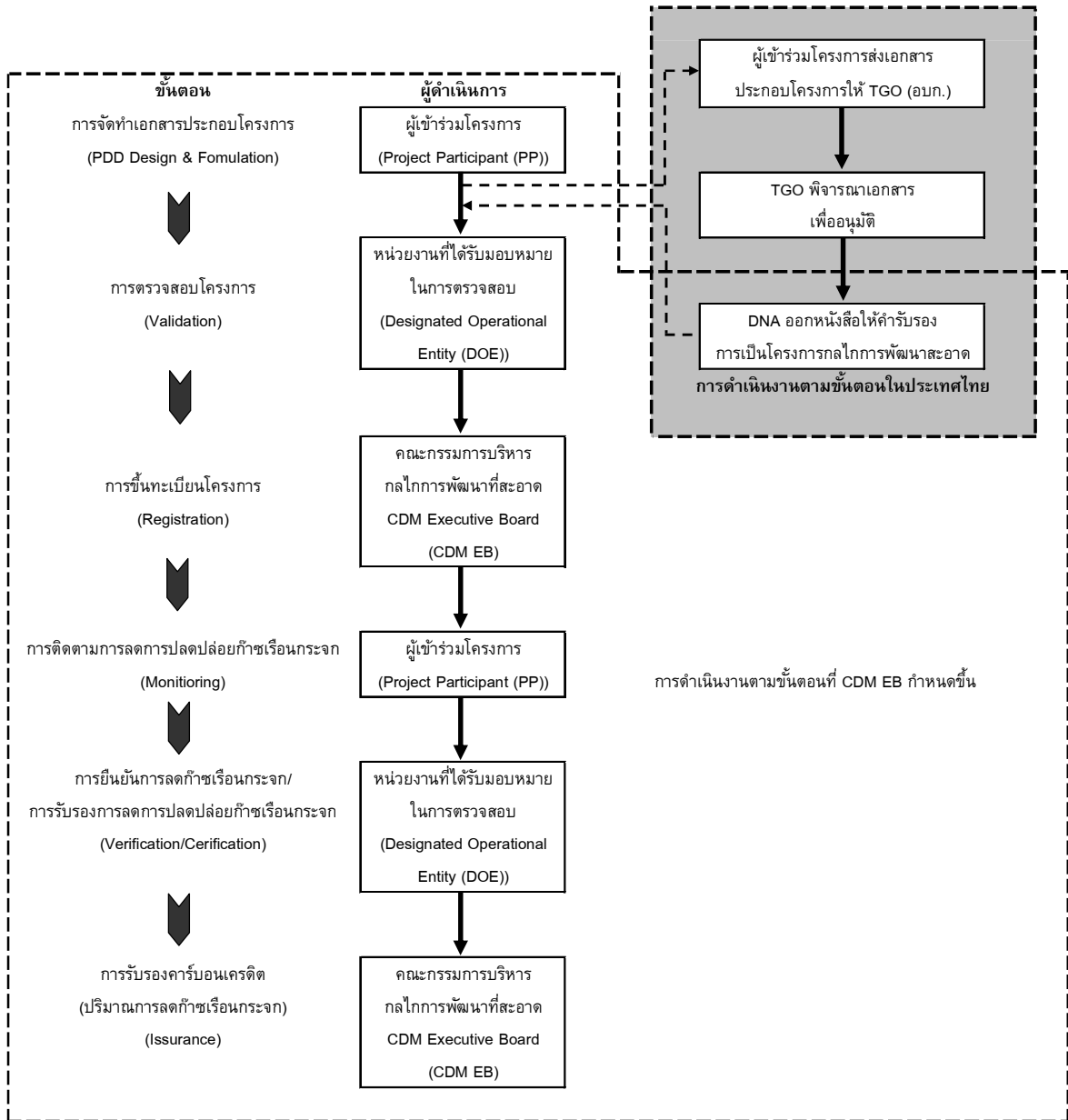
6.6.2 หลักการของโครงการ CDM

1. ปริมาณการปล่อยแก๊สที่ลดได้จากโครงการ CDM นี้จะต้องได้รับการรับรอง (Certify) โดยหน่วยปฏิบัติการ (UNFCCC CDM-Executive Board, Designated Operational Entity: DOE และ Designated National Authority: DNA) ซึ่งแต่งตั้งโดย COP/MOP
 2. จะต้องเป็นการเข้าร่วมดำเนินการด้วยความสมัครใจ (Voluntary participation) โดยได้รับความเห็นชอบจากภาคีที่เกี่ยวข้อง รวมถึงความเห็นชอบของประเทศที่ตั้งโครงการ
 3. จะต้องก่อให้เกิดประโยชน์ที่แท้จริง ตรวจสอบได้ และเป็นประโยชน์ในระยะยาวที่จะบรรเทาภัยเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ และจะต้องเป็นปริมาณที่ลดที่ได้เพิ่มเติม (Additionality) จากปริมาณการปล่อยแก๊สปกติในกรณีที่ไม่มีการดำเนินโครงการ CDM ที่ได้รับการรับรอง
 4. จะต้องเป็นโครงการที่มีการดำเนินการเพิ่มเติมจากธุรกิจปกติ (business as usual) ในด้านต่างๆ เช่น ด้านการเงิน (financial) การลงทุน (investment) เทคโนโลยี (technology) และสิ่งแวดล้อม (environment)
 5. จะต้องสอดคล้องกับนโยบายการพัฒนาที่ยั่งยืนของประเทศกำลังพัฒนา ซึ่งเป็นประเทศภาคีที่ตั้งโครงการ
- กระบวนการต่าง ๆ จะต้องมีความโปร่งใส (Transparency) มีประสิทธิภาพ (Efficiency) และตรวจสอบได้ (Accountability) โดยผ่านการตรวจสอบ (auditing) และการตรวจพิสูจน์ (verification) อย่างมีอิสระ

6.6.3 การพิจารณาโครงการ CDM

รัฐบาลของประเทศที่โครงการตั้งอยู่ (Host country) จะต้องให้คำรับรองว่า โครงการที่ยื่นเสนอเป็นโครงการที่ส่งเสริมการพัฒนาที่ยั่งยืนของประเทศก่อน โครงการจึงจะสามารถขอขึ้นทะเบียนจาก UNFCCC CDM Executive Board ได้ ดังแสดงขั้นตอนในรูปที่ 6.6-2

กรณีที่โครงการไม่ปฏิบัติตามข้อกำหนดของประเทศ ประเทศนั้นก็สามารถเพิกถอนสิทธิในการทำโครงการ CDM โครงการนั้นได้ ผ่านการบังคับใช้กฎหมายในประเทศ เช่น การไม่ปฏิบัติตาม EIA หรือกระทำการใดที่ละเมิดข้อกำหนดของกรมโรงงานอุตสาหกรรม ดังนั้น ประเทศไทยสามารถกระทำการตามกฎหมายของประเทศไทย ในการระงับการกระทำที่ละเมิดต่อกฎหมายได้ ซึ่งจะส่งผลให้โครงการไม่สามารถดำเนินการต่อได้ และไม่สามารถขาย Carbon Credit ที่เกิดขึ้นได้ในที่สุด



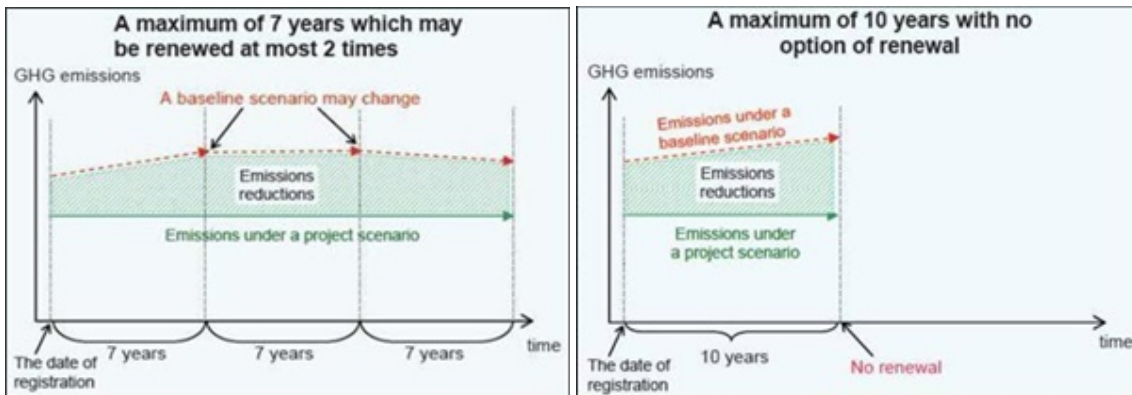
รูปที่ 6.6-2 ขั้นตอนการดำเนินโครงการ CDM

ที่มา : องค์การบริหารจัดการแก๊สเรือนกระจก (องค์การมหาชน) www.tgo.or.th

6.6.4 ระยะเวลาการคิดเครดิตของโครงการ

ในการจัดเตรียมเอกสารประกอบโครงการ (Project Design Document) ผู้พัฒนาโครงการจะต้องระบุระยะเวลาในการคิดเครดิตของโครงการ (Crediting period) ซึ่งถูกกำหนดไว้ 2 แบบ ดังนี้

1. ช่วงเวลาแบบต่ออายุได้ (Renewable Crediting period) มีระยะเวลา 7 ปี และสามารถต่ออายุได้ 2 ครั้ง รวมระยะเวลาสูงสุดในการคิดเครดิต 21 ปี
2. ช่วงเวลาแบบคงที่ (Fixed Crediting period) กำหนดเวลาสูงสุด 10 ปี ไม่สามารถต่ออายุได้



ก) ช่วงเวลาแบบต่ออายุได้

ข) ช่วงเวลาแบบคงที่

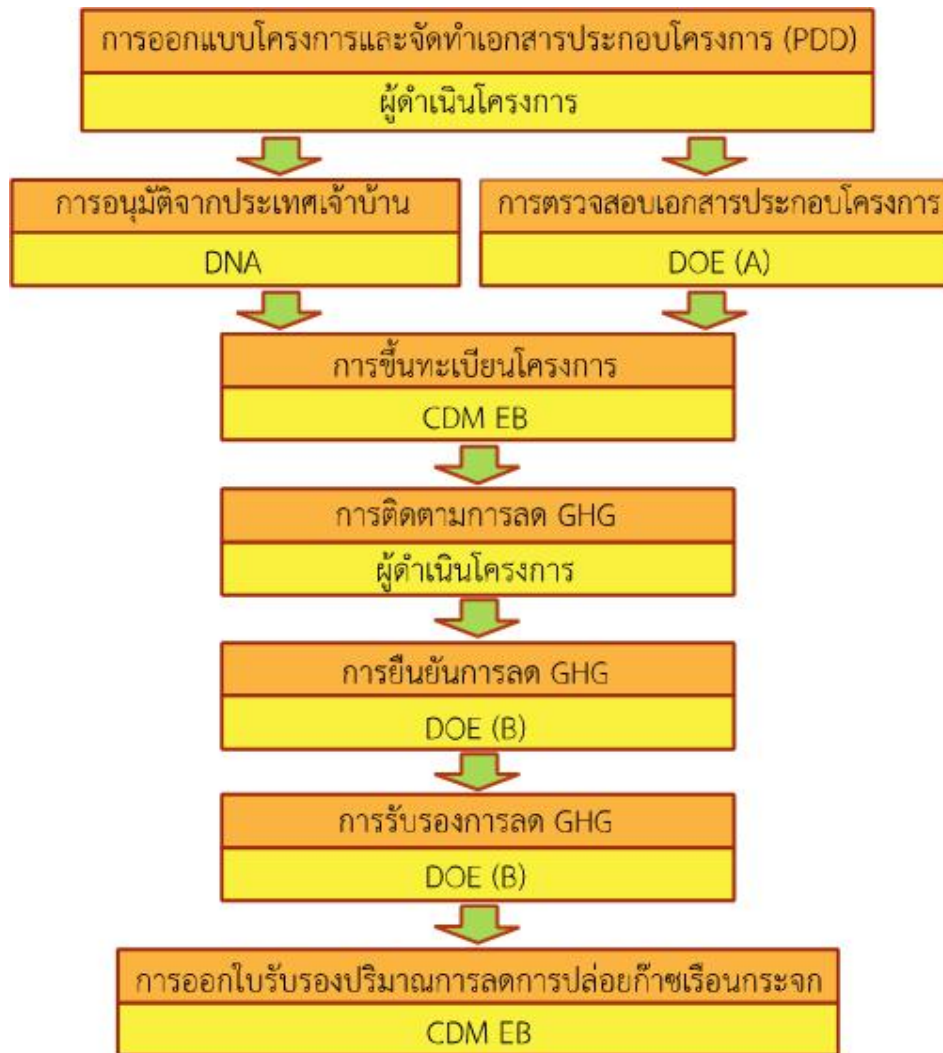
รูปที่ 6.6-3 ช่วงเวลาการคิดเครดิต

ที่มา : องค์การบริหารจัดการแก๊สเรือนกระจก (องค์การมหาชน) www.tgo.or.th

ทั้งนี้การพิจารณาเลือกระยะเวลาการคิดเครดิตขึ้นอยู่กับอายุของโครงการด้วย เช่น โครงการโรงไฟฟ้าจะมีอายุโครงการยาวกว่าโครงการแก๊สชีวภาพ นอกจากนี้ผู้พัฒนาโครงการจะต้องคำนึงด้วยว่าถ้าเลือกระยะเวลาการคิดเครดิตแบบ 7 ปี เมื่อจะทำการต่ออายุนั้นจะต้องทำการศึกษา Baseline ว่ามีการเปลี่ยนแปลงหรือไม่ ถ้ามีการเปลี่ยนแปลงจะต้องดำเนินการปรับปรุงแก้ไขให้เข้ากับข้อมูลใหม่ และจะต้องทำการจัดส่งเอกสารต่างๆใหม่อีกครั้ง ซึ่งก็จะมีค่าใช้จ่ายด้วย

6.6.4 ขั้นตอนการดำเนินโครงการกลไกการพัฒนาที่สะอาด

การดำเนินโครงการภายใต้กลไกการพัฒนาที่สะอาด ประกอบด้วย 7 ขั้นตอน รายละเอียดแสดงดังรูปที่ 6.6-4



รูปที่ 6.6-4 ขั้นตอนการดำเนินโครงการภายใต้กลไกการพัฒนาที่สะอาด

ที่มา : องค์การบริหารจัดการแก๊สเรือนกระจก (องค์การมหาชน) www.tgo.or.th

หมายเหตุ

DNA หมายถึง หน่วยงานกลางที่ทำหน้าที่ประสานการดำเนินงานตามกลไกการพัฒนาที่สะอาด

DOE หมายถึง หน่วยงานปฏิบัติการที่ได้รับมอบหมายในการตรวจสอบ (Designated Operational Entities)

CDM EB หมายถึง คณะกรรมการบริหารกลไกการพัฒนาที่สะอาด (Executive Board of CDM)

1. การออกแบบโครงการ (Project Design) ผู้ดำเนินโครงการจะต้องออกแบบลักษณะของโครงการและจัดทำเอกสารประกอบโครงการ (Project Design Document: PDD) โดยมีการกำหนดขอบเขตของโครงการ วิธีการคำนวณการลดแก๊สเรือนกระจก วิธีการในการติดตามผลการลดแก๊สเรือนกระจก การวิเคราะห์ผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม เป็นต้น
2. การตรวจสอบเอกสารประกอบโครงการ (Validation) ผู้ดำเนินโครงการจะต้องว่าจ้างหน่วยงานกลางที่ได้รับมอบหมายในการปฏิบัติหน้าที่แทนคณะกรรมการบริหารฯ หรือที่เรียกว่า Designated Operational Entity (DOE) ในการตรวจสอบเอกสารประกอบโครงการ ว่าเป็นไปตามข้อกำหนดต่างๆ หรือไม่ ซึ่งรวมถึงการได้รับความเห็นชอบในการดำเนินโครงการจากประเทศเจ้าบ้านด้วย

3. การขึ้นทะเบียนโครงการ (Registration) เมื่อ DOE ได้ทำการตรวจสอบเอกสารประกอบโครงการและลงความเห็นว่าเป็นไปตามข้อกำหนดต่างๆ ครบถ้วน จะส่งรายงานไปยังคณะกรรมการบริหารกลไกการพัฒนาที่สะอาด (EB) เพื่อขอขึ้นทะเบียนโครงการ
4. การติดตามการลดการปล่อยแก๊สเรือนกระจก (Monitoring) เมื่อโครงการได้รับการขึ้นทะเบียนเป็นโครงการ CDM แล้ว ผู้ดำเนินโครงการจึงดำเนินการตามที่ได้เสนอไว้ในเอกสารประกอบโครงการ และทำการติดตามการลดการปล่อยแก๊สเรือนกระจก ตามที่ได้เสนอไว้เช่นกัน
5. การยืนยันการลดการปล่อยแก๊สเรือนกระจก (Verification) ผู้ดำเนินโครงการจะต้องว่าจ้างหน่วยงาน DOE ให้ทำการตรวจสอบและยืนยันการติดตามการลดการปล่อยแก๊สเรือนกระจก
6. การรับรองการลดการปล่อยแก๊สเรือนกระจก (Certification) เมื่อหน่วยงาน DOE ได้ทำการตรวจสอบการลดการปล่อยแก๊สเรือนกระจกแล้ว จะทำรายงานรับรองปริมาณการลดการปล่อยแก๊สเรือนกระจกที่ดำเนินการได้จริงต่อคณะกรรมการบริหารเพื่อขออนุมัติให้ออกหนังสือรับรองปริมาณการปล่อยแก๊สเรือนกระจกที่ลดได้ หรือ CER ให้ผู้ดำเนินโครงการ
7. การออกใบรับรองปริมาณการลดการปล่อยแก๊สเรือนกระจก (Issuance of CER) เมื่อคณะกรรมการบริหาร ได้รับรายงานรับรองการลดการปล่อยแก๊สเรือนกระจก จะได้พิจารณาออกหนังสือรับรองปริมาณการปล่อยแก๊สเรือนกระจกที่ลดได้ หรือ CER ให้ผู้ดำเนินโครงการต่อไป

ทั้งนี้ หน่วยงานกลาง (DOE) ที่ทำหน้าที่ในการตรวจสอบเอกสารประกอบโครงการ (Validation) และการยืนยันการลดการปล่อยแก๊สเรือนกระจก (Verification) นั้น จะต้องเป็นหน่วยงานคนละหน่วยงานกัน

6.6.5 ตลาดคาร์บอน

"ตลาดคาร์บอน" หรือ ตลาดซื้อขายคาร์บอน (Carbon Market) เริ่มมาจากแนวคิดที่ใช้กลไกตลาดเป็นแรงจูงใจในการลดการปล่อยแก๊สเรือนกระจก โดยกำหนดให้ "คาร์บอนเครดิต" เป็นสินค้าสำหรับการซื้อขายได้ จึงทำให้เกิดเป็น "ตลาดคาร์บอน" ขึ้น รวมทั้งยังทำให้เกิดการกำหนดราคาของคาร์บอนเครดิตด้วย ซึ่งตามทฤษฎีเศรษฐศาสตร์แล้ว กลไกการตลาดดังกล่าวจะเป็นการทำให้ต้นทุนของการลดปล่อยแก๊สเรือนกระจกต่ำที่สุด

ผู้รับซื้อคาร์บอนเครดิตสามารถแบ่งออกได้เป็น 3 ประเภท คือ

1. Annex I Government ประเทศที่มีพันธกรณีในการลดการปล่อยแก๊สเรือนกระจกจะมอบหมายให้หน่วยงานของรัฐเป็นผู้จัดหา Carbon Credit เพื่อบรรลุถึงพันธกรณีในการลดปริมาณการปล่อยแก๊สเรือนกระจก โดยรัฐบาลเป็นผู้จัดสรรงบประมาณผ่านหน่วยงานรับไปดำเนินการ เช่น ประเทศอังกฤษ มอบให้ Department for Environment, Food And Rural Affairs ประเทศเยอรมนี เป็น Deutsche Gesellschaft for Technische Zusammenarbeit (GTZ) GmbH ประเทศเดนมาร์ก โดย Ministry of Foreign Affairs เป็นต้น

2. Carbon Fund เป็นผู้บริหารกองทุนที่รวบรวมมาจากการรวมตัวกันของรัฐบาลหรือกลุ่มบริษัทเอกชนที่ต้องการปริมาณแก๊สเรือนกระจกที่ลดได้ เช่น ธนาคารโลก เป็นผู้จัดการ Prototype Carbon Fund, Community Development Carbon Fund, BioCarbon Fund, The Netherlands CDM Facility, The Netherlands European Carbon Facility, Italian Carbon Fund, Danish Carbon Fund และ

Spanish Carbon Fund ส่วน Japan Carbon Finance ก็เป็น Carbon Fund ที่รวบรวมเงินทุนจากบริษัทเอกชนต่างๆ ของประเทศญี่ปุ่นมาบริหารจัดการ

3. Carbon Broker เป็นนายหน้ารับซื้อคาร์บอนเครดิตเพื่อนำไปขายให้กับบริษัทเอกชนหรือรัฐบาลของประเทศ Annex I ทำงานในลักษณะเดียวกับ Broker ของตลาดหุ้น เช่น Asia Carbon Exchange (ประเทศสิงคโปร์) ที่จะทำหน้าที่เปิดประมูล CERs และคิดค่านายหน้าเป็นเงิน ร้อยละ 2 ของรายได้จาก CERs หรือ Traditional Finance Service (ประเทศอังกฤษ), Trading Emission PLC (ประเทศอังกฤษ) เป็นต้น

ตลาดคาร์บอนสามารถแยกออกได้เป็น 2 กลุ่ม ได้แก่ ตลาดทางการ และตลาดแบบสมัครใจ

1. ตลาดทางการ (Mandatory market/ Compliance Market/ Regulated Market)

บรรลุเป้าหมายที่กำหนดไว้ใน Kyoto Protocol โดยใช้ต้นทุนที่ต่ำที่สุด จึงมีการกำหนดกลไกต่างๆ ขึ้นมาในตลาดทางการ ได้แก่

1) การดำเนินโครงการลดแก๊สเรือนกระจกร่วมกัน (Joint Implementation: JI)

เป็นโครงการที่เกิดจากความร่วมมือระหว่างประเทศในภาคผนวก 1 ที่มีพันธกรณีต้องลดการปล่อยแก๊สเรือนกระจก กับประเทศในกลุ่มภาคผนวก B 12 ประเทศ ซึ่งเป็นประเทศที่มีต้นทุนการปล่อยแก๊สเรือนกระจกค่อนข้างต่ำ ได้แก่ ประเทศบูลกาเรีย โครเอเชีย สาธารณรัฐเชค เอสโตเนีย ฮังการี แลตเวีย ลิทัวเนีย โปแลนด์ รัสเซีย สโลวาเกีย สโลวีเนีย และยูเครน ปริมาณแก๊สเรือนกระจกที่ลดลงของโครงการในกลไก JI จะเรียกว่า Emission Reduction Units (ERUs) ซึ่งมีค่าเท่ากับ 1 ตันคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่า

2) กลไกการพัฒนาที่สะอาด (Clean Development Mechanism: CDM)

กลไก CDM มีลักษณะเดียวกับโครงการแบบ JI เพียงแต่ประเทศที่ทำโครงการต้องเป็นประเทศนอกภาคผนวก 1/B และเป็นผู้เสนอว่าโครงการจะสามารถลดการปล่อยแก๊สเรือนกระจกได้เป็นจำนวนเท่าใด ปริมาณแก๊สเรือนกระจกที่ลดลงของโครงการซึ่งสอดคล้องกับเงื่อนไขของกลไก CDM เรียกว่า Certified Emissions Reductions (CERs)

3) การซื้อขายแก๊สเรือนกระจกระหว่างประเทศ (Emissions trading: ET)

เป็นกลไกที่มีเอื้อให้เกิดการซื้อขายแก๊สเรือนกระจกที่ได้รับจัดสรร ระหว่างประเทศในกลุ่มภาคผนวก 1 เนื่องจากประเทศต่างๆ ที่เป็นภาคีในภาคผนวก 1 มีพันธกรณีในการลดแก๊สเรือนกระจกภายในประเทศแตกต่างกัน ปริมาณแก๊สเรือนกระจกที่ต้องควบคุมตามกลไกนี้ เรียกว่า ปริมาณแก๊สเรือนกระจกที่ได้รับการจัดสรรและอนุญาตให้ปล่อย (assigned amounts units: AAUs) โดยเริ่มมีผลบังคับใช้ในปี 2008 และสิ้นสุดในปี 2012 ประเทศที่ไม่สามารถลดการปล่อยแก๊สเรือนกระจกได้ตามพันธกรณี สามารถ

เข้าสู่กลไก ET เพื่อซื้อ CERs และ ERUs ได้ นอกจากนี้ ประเทศหรือกลุ่มของประเทศก็สามารถพัฒนาโครงการลดการปล่อยแก๊สเรือนกระจกในระดับท้องถิ่นของตนเองได้เพื่อให้การปล่อย CO₂ เป็นไปตามเป้าหมายของประเทศ การซื้อ CERs และ ERUs ผ่านกลไก ET สามารถซื้อเพื่อครอบคลุมปริมาณการปล่อยแก๊สบางส่วนหรือทั้งหมดได้

ตัวอย่างเช่น ตลาด EU Emission Trading Scheme (EU ETS) ของสหภาพยุโรป ซึ่งตั้งขึ้นเมื่อเดือนมกราคม 2005 โดยการผลักดันของประเทศเยอรมนี และ สหราชอาณาจักร เพื่อรองรับกลไกของพิธีสารเกียวโตในช่วงปี 2008-2012 โดยที่ EU ETS กำหนดระบบการค้าคาร์บอนแบบ “Cap and Trade” กล่าวคือมีการกำหนดเพดานการลดการปล่อยแก๊สเรือนกระจก และจัดสรรสิทธิในการปล่อยแก๊สเรือนกระจก (เฉพาะแก๊ส CO₂) ในรูปของปริมาณแก๊สเรือนกระจกที่อนุญาตให้ปล่อยได้ (emission allowance) ในอุตสาหกรรมกรรมปลายน้ำ 5 ประเภท ได้แก่ น้ำมันและแก๊สธรรมชาติ การผลิตพลังงานไฟฟ้า กระดาษ และเยื่อกระดาษ ซีเมนต์และกระจก และอุตสาหกรรมเหล็ก

2. ตลาดแบบสมัครใจ (voluntary market)

ตลาดแบบสมัครใจเป็นตลาดที่มีการซื้อขายปริมาณการปล่อยแก๊สเรือนกระจกที่ลดลง ซึ่งเรียกว่า Verified Emission Reductions (VERs) ซึ่งเกิดจากโครงการตามกลไก CDM/JI แต่ไม่ได้ขอใบรับรองจากหน่วยงานกลางของประเทศที่เป็นเจ้าของโครงการ หรือไม่ได้ลงทะเบียนกับคณะกรรมการกลางของ UNFCCC ดังนั้นจึงได้ VERs ที่มีราคาต้นทุนที่ต่ำกว่า CERs

นอกจากนี้ ในตลาดทางการบางตลาด ไม่นับรวมโครงการป่าไม้เป็นโครงการลดการปล่อยแก๊สเรือนกระจกที่สามารถนำไปซื้อขายคาร์บอนได้ ดังนั้น จึงมีผู้นำโครงการป่าไม้เหล่านี้ไปขายในตลาดแบบสมัครใจได้ เนื่องจากผู้เกี่ยวข้องหลายฝ่ายเห็นว่าชุมชนจะได้ประโยชน์ร่วมในการซื้อขายคาร์บอนเครดิตจากโครงการป่าไม้

ตลาดแบบสมัครใจ โดยทั่วไปแบ่งออกเป็น 2 ตลาด คือ 1) ตลาด Chicago Climate Exchange (CCX) และ 2) ตลาด Over-the-Counter (OTC)

3. ที่ตั้งของตลาดคาร์บอน (เฉพาะ CERs)

การซื้อขาย CERs ส่วนมากทำกันแบบทวิภาคี (OTC) และมีส่วนหนึ่งประมาณร้อยละ 25 ที่ซื้อขายในตลาดสำคัญ ได้แก่ NordPool, ECX, Blue Next และ Climex

ตลาดคาร์บอนรายสัปดาห์ (10-14 มกราคม 2554)

สินค้า	ราคาปิด ณ วันที่ 14 ม.ค. 2554	ราคาปิด ณ วันที่ 14 ธ.ค. 2553	ราคาปิด ณ วันที่ 14 ม.ค. 2554	ราคาปิด ณ วันที่ 14 ธ.ค. 2553
	BlueNext Spot	BlueNext Spot	ECX Dec '10	ECX Dec '10
EUA	€14.14 (ปริมาณ: 54,000)	€14.42 (ปริมาณ: 328,000)	€14.49 (ปริมาณ: 8,950,000)	€14.46 (ปริมาณ: 6,047,000)
CER	€11.30 (ปริมาณ: 36,000)	€12.03 (ปริมาณ: 543,000)	€11.06 (ปริมาณ: 898,000)	€11.96 (ปริมาณ: 2,107,000)

ตลาดคาร์บอนภาคสมัครใจ (VER) CCX CFI 2008	14 ม.ค. 2554	14 ธ.ค. 2553
	\$0.05 (ปริมาณ: 0)	\$0.05 (ปริมาณ: 0)

ที่มา: BlueNext, European Climate Exchange, Chicago Climate Exchange, Thomson Reuters

ปริมาณคาร์บอนขึ้นทะเบียนวัดเป็นเมตริกตันคาร์บอนไดออกไซด์

BlueNext Spot อ้างถึง ราคา spot ซึ่งสัญญา spot หมายถึงการซื้อขาย EUA ที่เกิดขึ้นโดยมีการส่งมอบเงินทันที

ECX Dec '11 อ้างถึง ราคาสัญญาซื้อขายล่วงหน้าสำหรับการส่งมอบในเดือนธันวาคม 2011

หลังจากที่ราคา EUAs ในตลาดยุโรปคงที่มาสัปดาห์แล้ว ในสัปดาห์นี้ได้มีแรงหนุนกลับมาตามที่คาดไว้เมื่อสัปดาห์ที่แล้ว ราคาคาร์บอนร่วงลงเรื่อยๆ ตรงข้ามกับราคาพลังงานที่เพิ่มขึ้นตั้งแต่กลางเดือนธันวาคมเป็นต้นมา ในสัปดาห์นี้ ราคา EUA ขนานไปกับราคาแก๊สและพลังงานซึ่งเป็นตัวหลักในการผลิตคาร์บอน สำหรับชาวอื่นๆ สหราชอาณาจักรและประเทศจีนได้ลงนามในบันทึกความเข้าใจ (MOU) เพื่อทำงานร่วมกันในการส่งเสริมเรื่อง low-carbon growth ในประเทศจีน ความร่วมมือนี้จะทำให้เกิดการแลกเปลี่ยนผู้เชี่ยวชาญด้านการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพและฉลากลดคาร์บอน ในจังหวัดและเทศบาลนำร่อง โดยทั้ง 2 ประเทศจะร่วมกันพัฒนาแผนปฏิบัติการในช่วงฤดูใบไม้ผลิปี 2011

สำหรับ CERs การออกคาร์บอนเครดิตชุดใหญ่ที่ผ่านมาทำให้เกิดอุปทานที่มากเกินไป ซึ่งเริ่มส่งผลต่อตลาด นับตั้งแต่ต้นเดือนธันวาคม 2010 พบว่ามีความต้องการ CERs มากกว่า EUAs อย่างไรก็ตามในวันจันทร์ที่ผ่านมา สัญญาซื้อขาย CER ล่วงหน้าที่มีการส่งมอบในเดือนธันวาคม 2011 มีราคาตกลงอย่างมากจาก €11.23 ไปเป็น €10.91 ซึ่งเป็นราคาต่ำที่สุดในรอบหนึ่งปี นักวิเคราะห์ก็กล่าวว่าการออกคาร์บอนเครดิตล็อตใหญ่ของ UN เป็นตัวการทำให้ราคาของ CER ลดลง นอกจากนี้ คาดว่าจะมีการออก CERs อีกจำนวน 45 ล้านตันในเดือนนี้ ซึ่งจะเป็นการเพิ่มอุปทานของ CERs ให้มากขึ้นไปอีก

ในตลาดคาร์บอนภาคสมัครใจ ราคาคาร์บอนเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่องตั้งแต่โครงการ cap-and-trade ของรัฐแคลิฟอร์เนียมีผลบังคับใช้ ราคาของ Californian Carbon Allowances (CCAs) ที่ส่งมอบในเดือนธันวาคมปี 2012 มีการซื้อขายที่ \$12.50 อย่างไรก็ตาม แม้ว่าตลาดจะเติบโตเห็นได้อย่างชัดเจน แต่ก็ยัง

ขาดสภาพคล่องและมีการซื้อขายเบาบางเนื่องจากมีผู้เข้าร่วมจำนวนน้อย ในทางกลับกัน ตลาด Regional Greenhouse Gas Initiative (RGGI) ยังคงเจียบสงบเนื่องจากใบอนุญาตการปล่อยแก๊สเรือนกระจกมีมากเกินไปเกินความต้องการ ใบอนุญาต RGGI ที่จะมีการส่งมอบในเดือนมีนาคม 2011 ยังคงมีราคาเริ่มต้นที่ \$1.86 เหมือนกับสัปดาห์ก่อน

6.6.6 ความเป็นไปได้ในการจัดทำ CDM ของโครงการ

จากรายละเอียดการจัดทำโครงการ CDM ที่กล่าวมาข้างต้น โครงการผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวลจัดเป็นโครงการประเภทโครงการที่ 1 อุตสาหกรรมผลิตพลังงาน จากเทคโนโลยีและขนาดที่ออกแบบไว้เบื้องต้นของโรงงานทั้ง 3 แห่ง คือ ทะลายปาล์ม 600 ตันต่อวัน เปลือกไม้ 500 ตันต่อวัน และไม้โตเร็ว/ไม้เศรษฐกิจ 2.5 ตันต่อวัน สามารถคำนวณหาค่า CO₂ – emission ได้ดังนี้

จากสูตร

ปริมาณการปลดปล่อยแก๊สคาร์บอนไดออกไซด์ = ปริมาณเชื้อเพลิง x Energy content x
Carbon Emission factor

ค่า Energy content ของน้ำมันดีเซล	=	8,700 kCal/L
1 kCal	=	4.186 kJ
ได้ค่า Energy content ของน้ำมันดีเซล	=	4.186 kJ x 8,700 kCal/L
	=	36.4182 MJ/L
Carbon Emission Factor	=	74,100 kgCO ₂ /TJ

ปริมาณเชื้อเพลิงเหลว (ดีเซล) ที่ผลิตได้จากปริมาณชีวมวลทั้ง 3 ชนิด คือ

ไม้ซั้ 2.5 ตันต่อวัน	ผลิตน้ำมันดีเซลได้ 370 ลิตร
ทะลายปาล์ม 600 ตันต่อวัน	ผลิตน้ำมันดีเซลได้ 37,000 ลิตร
เปลือกไม้ 500 ตันต่อวัน	ผลิตน้ำมันดีเซลได้ 21,000 ลิตร

กำหนดให้โรงงานทั้ง 3 แห่งมีการดำเนินงาน 300 วันต่อปี

ราคาซื้อขายคาร์บอนในตลาดโลก เฉลี่ย 12 ยูโรต่อตัน

อัตราแลกเปลี่ยน ณ วันที่ 18 พฤษภาคม 2554 1 ยูโร เท่ากับ 30.38 บาท

ดังนั้น ปริมาณคาร์บอนไดออกไซด์ที่เกิดขึ้นจากการนำชีวมวลมาผลิตเป็นเชื้อเพลิงเหลวและใช้ในเครื่องยนต์ดีเซลของโรงงานที่เข้าร่วมโครงการเป็นดังนี้

1. โรงงานต้นแบบผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากไม้เศรษฐกิจ/ไม้โตเร็ว

มีปริมาณ CO ₂ – emission	= 370 x 36,418.2 x 74,100 x 10 ⁻⁶ kg
	= 998.477 กิโลกรัมต่อวัน
	= 998.477/1000 x 300 ตันต่อปี
	= 299.54 ตันต่อปี
คิดเป็นเงิน	= 299.54 x 12 x 30.38 บาทต่อปี
	= 109,201.43 บาทต่อปี

2. โรงงานต้นแบบผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากทะเลสาบปาล์ม

มีปริมาณ CO ₂ – emission	= 37,000 x 36,418.2 x 74,100 x 10 ⁻⁶ kg
	= 99,847.23 กิโลกรัมต่อวัน
	= 99,847.23/1000 x 300 ตันต่อปี
	= 29,954.17 ตันต่อปี
คิดเป็นเงิน	= 29,954.17 x 12 x 30.38 บาทต่อปี
	= 10,920,091.85 บาทต่อปี

3. โรงงานต้นแบบผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากเปลือกไม้

มีปริมาณ CO ₂ – emission	= 21,000 x 36,418.2 x 74,100 x 10 ⁻⁶ kg
	= 56,670 กิโลกรัมต่อวัน
	= 56,670/1000 x 300 ตันต่อปี
	= 17,001 ตันต่อปี
คิดเป็นเงิน	= 17,001 x 12 x 30.38 บาทต่อปี
	= 6,197,884.56 บาทต่อปี

ค่าใช้จ่ายในการดำเนินโครงการ CDM ประกอบด้วย

1. ค่าจัดทำเอกสารออกแบบโครงการ (PDD) และการตรวจสอบเอกสารประกอบโครงการ (Validation) ประมาณ 1-2 ล้านบาท
2. ค่าธรรมเนียมวิเคราะห์รับรองโครงการ และติดตามผลจาก องค์การบริหารแก๊สเรือนกระจก (อบก.) 75,000 – 900,000 บาท
3. ค่าธรรมเนียมการสมัครที่ CDM EB
 - ลดคาร์บอนรายปี < 15,000 ตันคาร์บอน US\$ 0.1/CER
 - ลดคาร์บอนรายปี > 15,000 ตันคาร์บอน US\$ 0.2/CER
 - ค่าธรรมเนียมสูงสุดไม่เกิน US\$ 350,000
4. ค่าติดตามการลดการปลดปล่อยแก๊สเรือนกระจก (Monitoring) ประมาณ 0.3 - 1 ล้านบาท
5. ค่าการยืนยันการลดแก๊สเรือนกระจก (Verification) ประมาณ 1 – 2 ล้านบาท

รวมค่าใช้จ่ายในการดำเนินโครงการ CDM ทั้งหมดประมาณ 4 – 8 ล้านบาท/โครงการ

จากข้อมูลการคำนวณปริมาณการปลดปล่อยคาร์บอนไดออกไซด์ข้างต้น จะเห็นได้ว่า สามารถสรุปผลแนวโน้มและความเป็นไปได้ในการดำเนินโครงการหากคิดค่าใช้จ่ายในการดำเนินโครงการ CDM สูงสุดคือ 8 ล้านบาทต่อโครงการ เป็นดังนี้

1. โรงงานต้นแบบผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากไม้เศรษฐกิจ/ไม้โตเร็ว

ขนาดกำลังการผลิต 2.5 ตันต่อวันไม่มีความคุ้มค่าในการดำเนินการ เนื่องจากปริมาณคาร์บอนที่ลดลงค่อนข้างน้อย หากคิดเฉพาะค่าดำเนินการขอใบอนุญาตซื้อขายคาร์บอนเครดิตไม่รวมค่าใช้จ่ายส่วนอื่นๆ ที่เกิดขึ้นในการขอใบอนุญาตมีระยะเวลาคืนทุนกว่า 73 ปี ซึ่งโดยส่วนใหญ่อายุของโครงการที่จะดำเนินการด้าน CDM จะแบ่งเป็นสองช่วงคือ แบบต่ออายุได้ 21 ปี (ครั้งละ 7 ปี) และโครงการแบบคงที่ 10 ปี ซึ่งการดำเนินโครงการด้านชีวมวลจัดอยู่ในแบบต่ออายุได้ ซึ่งรวมแล้วอายุโครงการ 21 ปี ในขณะที่หากเข้าร่วมโครงการ CDM แล้วมีระยะเวลาคืนทุนมากกว่าอายุของโครงการ

2. โรงงานต้นแบบผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากทะเลสาบปาล์ม

ที่กำลังการผลิต 600 ตันทะเลสาบปาล์มต่อวัน โครงการมีระยะเวลาคืนทุน 1.29 ปี มีความคุ้มค่าและมีความเป็นไปได้ในการดำเนินโครงการ โดยในประเทศไทยมีโครงการด้านชีวมวลที่ได้รับหนังสือให้คำรับรองการเป็นโครงการกลไกการพัฒนาที่สะอาด จำนวน 19 โครงการ แบ่งเป็น โครงการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากชีวมวล 16 โครงการ โครงการผลิตพลังงานความร้อนจากชีวมวล 2 โครงการ และโครงการผลิตพลังงานไฟฟ้าและพลังงานความร้อนจากชีวมวล 1 โครงการ

3. โรงงานต้นแบบผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากเปลือกไม้

ที่กำลังการผลิต 500 ตันเปลือกไม้ต่อวัน โครงการมีระยะเวลาคืนทุน 0.73 ปี จึงมีความเป็นไปได้ค่อนข้างสูงในการที่จะดำเนินโครงการกลไกการพัฒนาพลังงานที่สะอาด เมื่อพิจารณาจากกระบวนการผลิตและเทคโนโลยีการผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวลแล้ว มีความเป็นไปได้ในการนำความร้อนที่ได้จากกระบวนการไปผลิตไฟฟ้าสำหรับใช้ในโครงการได้ จึงไม่ต้องอาศัยพลังงานไฟฟ้าจากภายนอกดังนั้นการคิดปริมาณคาร์บอนจะต้องคิดปริมาณที่ลดลงจากการลดการใช้พลังงานไฟฟ้าด้วย ซึ่งหากมีการดำเนินโครงการ CDM จริง จะต้องมีการละเอียดปลีกย่อยที่จะต้องพิจารณาอีกหลายประการ การคำนวณข้างต้นเป็นเพียงการประมาณการจากสูตรการคิดปริมาณคาร์บอนเท่านั้น ยังไม่ได้คิดปริมาณการสูญเสียหรือการใช้พลังงานที่ปลดปล่อยคาร์บอนจากกระบวนการอื่นๆ ของโรงงาน

การขออนุญาตการซื้อขายคาร์บอนเครดิตมีขั้นตอนละเอียด มีหน่วยงานหลายหน่วยงานเข้ามาเกี่ยวข้อง มีการตรวจสอบที่เข้มงวด โดยในประเทศไทยมีองค์การบริหารจัดการแก๊สเรือนกระจก (อบก., TGO) เป็นองค์กรที่ทำหน้าดูแลและดำเนินโครงการด้าน CDM

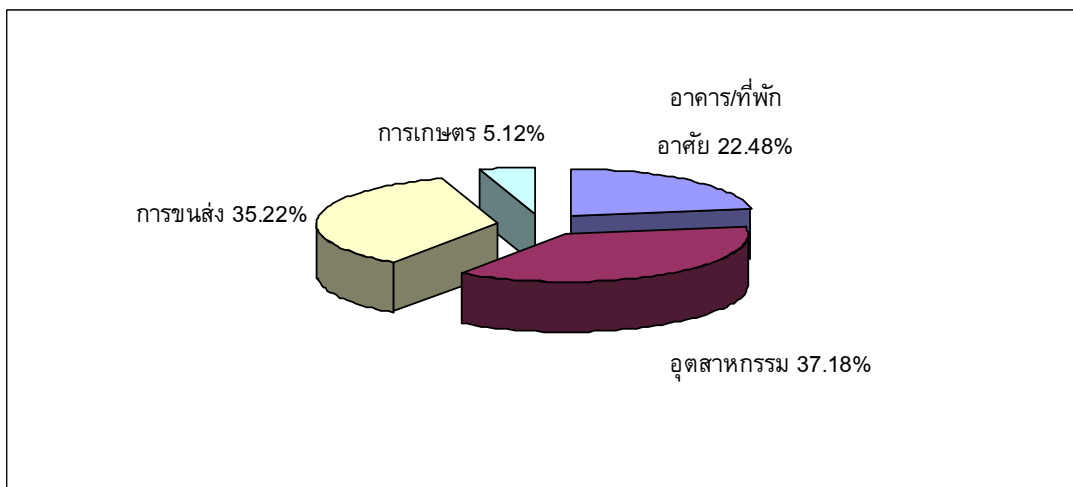
บทที่ 7

แนวทางและมาตรการส่งเสริมสนับสนุนในการจัดตั้ง โรงงานผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวล

7.1 แนวทางการส่งเสริมสนับสนุน และมาตรการในระยะสั้น (5 ปี)

จากราคาน้ำมันปิโตรเลียมที่ปรับตัวเพิ่มสูงขึ้นอย่างต่อเนื่องตามปัญหาสถานะเศรษฐกิจ และสังคมของโลกอันเป็นปัจจัยภายนอกที่ไม่สามารถควบคุมได้ ส่งผลกระทบโดยตรงต่อประเทศไทยที่จำเป็นต้องพึ่งพาการนำเข้าน้ำมันปิโตรเลียมจากต่างประเทศเพื่อมาใช้เป็นแหล่งพลังงานหลักของประเทศอย่างรุนแรงขึ้นเรื่อยๆ ทั้งในด้านความมั่นคงทางด้านเศรษฐกิจและพลังงาน ซึ่งรัฐบาลได้ตระหนักถึงปัญหาดังกล่าวเป็นอย่างดี จึงได้มีนโยบายที่จะส่งเสริมการใช้พลังงานจากแหล่งต่างๆ โดยเฉพาะพลังงานทดแทนภายในประเทศ ซึ่งได้กำหนดเป้าหมายในการเพิ่มสัดส่วนของการใช้พลังงานทดแทนเป็นร้อยละ 20.3 ในปี 2565 ตามแผนพัฒนาพลังงานทดแทน 15 ปี

ประเทศไทยนับเป็นประเทศเกษตรกรรมที่สำคัญของโลก กอปรกับมีอุตสาหกรรมเกษตรต่อเนื่องที่สามารถสร้างรายได้จากการส่งออกให้ประเทศอย่างเป็นกอบเป็นกำ ผลพลอยได้จากของเหลือทิ้งทางการเกษตรจากไร่ นา และอุตสาหกรรมเกษตรหรือชีวมวลนี้ สามารถนำมาใช้เป็นวัตถุดิบทดแทนผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมได้เป็นอย่างดี ในเบื้องต้นได้นำมาใช้ประโยชน์ในการหุงต้ม และการผลิตพลังงานความร้อน ต่อเมื่อมีการพัฒนาการทางเทคโนโลยีที่เพิ่มสูงขึ้นจึงได้นำมาใช้เป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า และจากสัดส่วนการใช้พลังงานในภาคการขนส่งที่มีสัดส่วนการใช้พลังงานถึงร้อยละ 35 ของการใช้พลังงานทั้งหมดของประเทศ รายละเอียดดังรูปที่ 7.1-1 ทำให้กระทรวงพลังงานให้ความสำคัญและให้การสนับสนุนเชื้อเพลิงชีวภาพ ซึ่งได้แก่ ไบโอดีเซล และแก๊สโซฮอล์อย่างจริงจังเพื่อใช้ทดแทนในภาคขนส่ง และปัจจุบันประเทศไทยได้มีการใช้น้ำมันแก๊สโซฮอล์และน้ำมันไบโอดีเซลกันอย่างแพร่หลาย



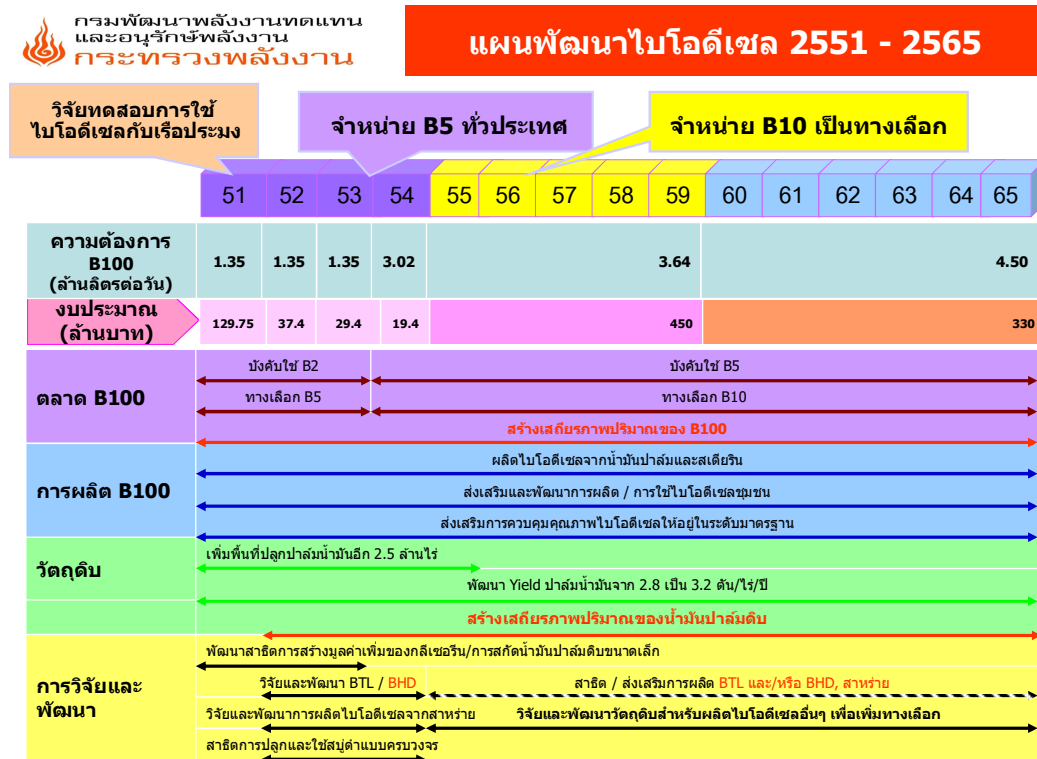
รูปที่ 7.1-1 สัดส่วนการใช้พลังงานของประเทศในปี 2552

อย่างไรก็ตามการผลิตน้ำมันแก๊สโซฮอล์ และน้ำมันไบโอดีเซลนั้น ยังมีปัญหาเกี่ยวเนื่องกับห่วงโซ่อาหาร (food supply chain) แม้ในขั้นต้นจะช่วยเพิ่มราคาผลผลิตผลการเกษตร เช่น มันสำปะหลัง และปาล์ม น้ำมันให้กับเกษตรกร แต่เมื่อมีการเพิ่มกำลังการผลิตน้ำมันแก๊สโซฮอล์และน้ำมันไบโอดีเซลอย่างต่อเนื่อง ทำให้ปริมาณวัตถุดิบไม่เพียงพออาจมีผลกระทบต่อห่วงโซ่อาหารตั้งที่กล่าวไว้แล้วเบื้องต้น นำมาซึ่งการพัฒนาเชื้อเพลิงชีวภาพจากแหล่งวัตถุดิบ และเทคโนโลยีอื่นๆ เพื่อรองรับความต้องการด้านพลังงานจากเชื้อเพลิงชีวภาพที่เพิ่มสูงขึ้น โดยมุ่งเน้นไปที่เทคโนโลยีเชื้อเพลิงชีวภาพในรุ่นที่ 2 (2nd Generation) และได้ให้ความสำคัญกับเทคโนโลยีการผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวล (Biomass to liquid) ในระดับเชิงพาณิชย์ เนื่องจากพิจารณาว่าวัตถุดิบที่ใช้ในกระบวนการผลิตดังกล่าวไม่ใช่พืชอาหาร ดังตารางที่ 7.1-1

ตารางที่ 7.1-1 รายละเอียดเทคโนโลยีเชื้อเพลิงชีวภาพ First and Second Generation

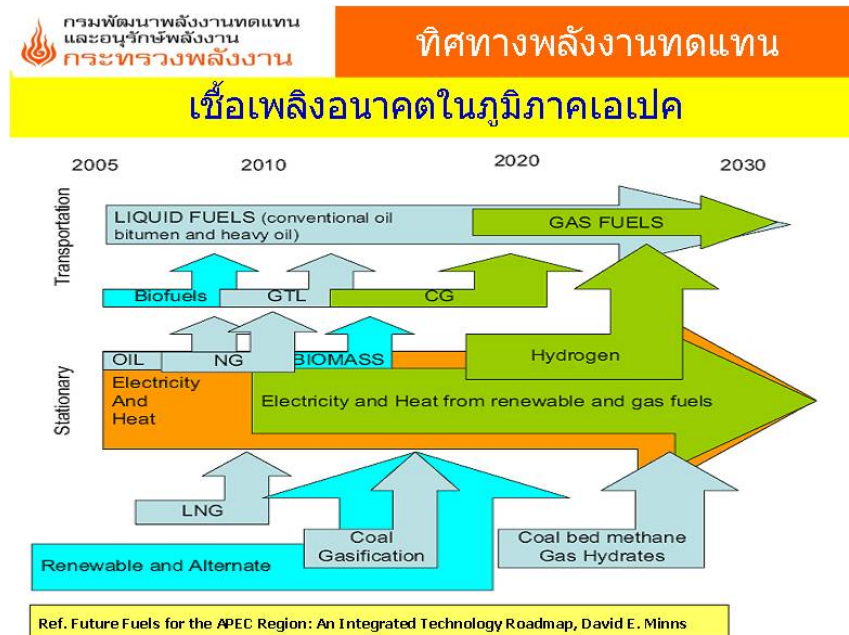
First generation (conventional) biofuels			
Biofuel type	Specific names	Biomass feedstock	Production process
Bioethanol	Conventional bioethanol	Sugar beet, grains	Hydrolysis & fermentation
Vegetable oil	Pure plant oil (PPO)	Oil crops (e.g. rape seed)	Cold pressing/extraction
Biodiesel	Biodiesel from energy crops Rape seed methyl ester (RME), fatty acid methyl/ethyl ester (FAME/FAEE)	Oil crops (e.g. rape seed)	Cold pressing/extraction & transesterification
Biodiesel	Biodiesel from waste FAME/FAEE	Waste/cooking/frying oil/animal fat	Transesterification
Biogas	Upgraded biogas	(Wet) biomass	Digestion
Bio-ETBE		Bioethanol	Chemical synthesis
Second generation biofuels			
Biofuel type	Specific names	Biomass feedstock	Production process
Bioethanol	Cellulosic bioethanol	Lignocellulosic material	Advanced hydrolysis & fermentation
Synthetic biofuels	Biomass-to-liquids (BTL): Fischer-Tropsch (FT) diesel Synthetic (bio)diesel Biomethanol Heavier (mixed) alcohols Biodimethylether (Bio-DME)	Lignocellulosic material	Gasification & synthesis
Biodiesel	Hydro-treated biodiesel	Vegetable oils and animal fat	Hydro-treatment
Biogas	SNG (Synthetic Natural Gas)	Lignocellulosic material	Gasification & synthesis
Biohydrogen		Lignocellulosic material	Gasification & synthesis or Biological process

หากมีการวิจัยพัฒนาอย่างจริงจังจะเป็นอีกหนึ่งทางเลือกในอนาคต ที่สามารถจะนำมาใช้เป็นเชื้อเพลิงสำหรับการขนส่งทดแทนการใช้น้ำมันปิโตรเลียม เห็นได้จากการให้ความสำคัญกับโครงการวิจัยพัฒนา และสาธิต เพื่อส่งเสริมการผลิตและการใช้ Biomass to Liquid (BTL) เชิงพาณิชย์ ซึ่งอยู่ภายใต้แผนพัฒนาไบโอดีเซลปี 2551-2565 ของกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน กระทรวงพลังงาน ดังมีรายละเอียดแผนพัฒนาไบโอดีเซลในรูปแบบที่ 7.1-2



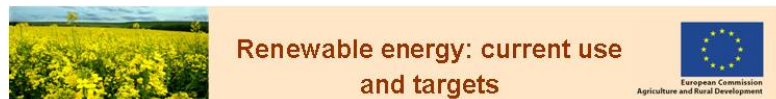
รูปที่ 7.1-2 แผนพัฒนาไบโอดีเซล 2551-2565

การดำเนินการโครงการผลิต และการใช้เชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวลเชิงพาณิชย์ของประเทศไทยนี้ยังเป็นไปในทิศทางเดียวกันกับแผนพัฒนาพลังงานทดแทนของประเทศสมาชิกเอเปค ซึ่งให้ความสำคัญกับการพัฒนาเชื้อเพลิงอนาคต และเพื่อความมั่นคงในการใช้พลังงานเพื่อการขนส่งภูมิภาคเอเชีย และแปซิฟิก ดังรายละเอียดรูปที่ 7.1-3



รูปที่ 7.1-3 แผนพัฒนาพลังงานทดแทนของประเทศสมาชิกเอเปค

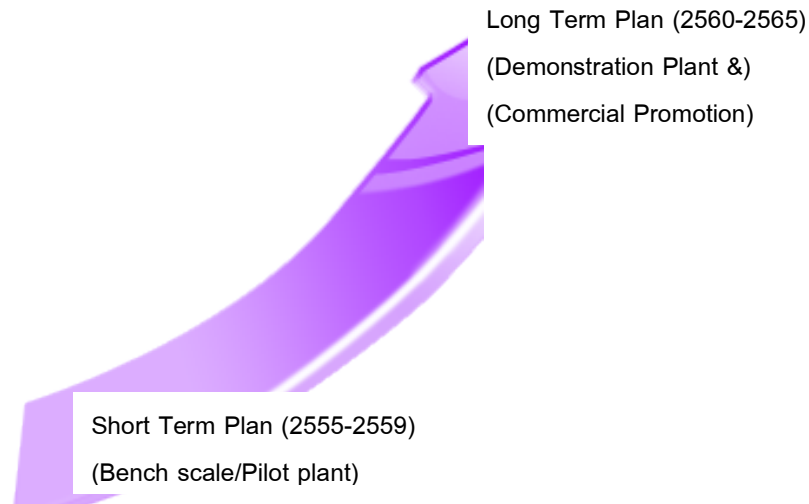
นอกจากนี้แล้วการพัฒนาเชื้อเพลิงจากชีวมวลดังกล่าวยังสอดคล้องกับแผนพัฒนาเชื้อเพลิงชีวภาพของสหภาพยุโรปซึ่งได้กำหนดเป้าหมายการใช้เชื้อเพลิงชีวมวลในภาคการขนส่งไว้ที่ร้อยละ 10 ของการใช้พลังงานของสหภาพยุโรป ดังรายละเอียดรูปที่ 7.1-4 Renewable Energy current use and targets ซึ่งนำเสนอโดย Ms. Hikka Summa, Director General, Agriculture and Rural Development, European Commission ในการประชุม Bioenergy 2007 ที่เมือง Jyvaskyla ประเทศฟินแลนด์



	2006	2010 target	2020 target
All renewables:	7%	12%	20%
Biofuels:	1%	5.75%	10%
Green electricity:	15%	21%	(no sectoral targets)
Heating/ cooling:	9%	none	(no sectoral targets)

รูปที่ 7.1-4 ทิศทางพลังงานทดแทน นำเสนอโดย David E Minns

เพื่อให้การดำเนินการส่งเสริมการผลิตและการใช้ Biomass to Liquid (BTL) เชิงพาณิชย์ประสบความสำเร็จเป็นอย่างดี จำต้องได้รับการส่งเสริมสนับสนุนเทคโนโลยีการผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวลของภาครัฐให้เป็นไปอย่างยั่งยืนนั้นจะต้องมีมาตรการ และนโยบายที่เหมาะสมสำหรับการดำเนินการดังกล่าว โดยอาจแบ่งระยะเวลาของการส่งเสริมเทคโนโลยีการผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวลออกเป็นการส่งเสริมในระยะสั้น และระยะยาว ดังรูปที่ 7.1-5



รูปที่ 7.1-5 การกำหนดระยะเวลาในการส่งเสริมเทคโนโลยีการผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวล (BTL)

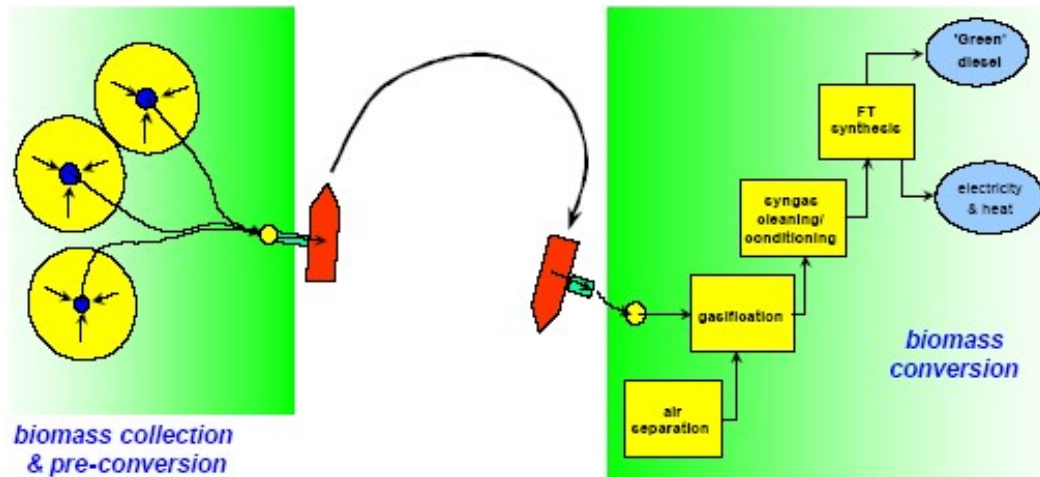
สรุปมาตรการ และนโยบายส่งเสริมสนับสนุนเทคโนโลยีการผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวลในระยะสั้น 5 ปี จะเป็นดังนี้

1. การปรับปรุงเทคโนโลยีเชื้อเพลิงชีวภาพ (Bioethanol และ Biodiesel) ที่มีอยู่เดิมให้มีคุณสมบัติที่เหมาะสมกับการใช้งานเพิ่มมากขึ้น ได้แก่ การเพิ่มประสิทธิภาพการผลิตเชื้อเพลิงชีวภาพ การลดต้นทุนการผลิต การลดปัญหาด้านสิ่งแวดล้อม เพิ่มความสะดวกในการใช้งาน และการเพิ่มมูลค่าในการใช้ประโยชน์ผลพลอยได้หรือของเหลือทิ้งจากกระบวนการผลิต เช่น กลีเซอรอล เป็นต้น ทั้งนี้อาจดำเนินการเพิ่มอัตราส่วนผสมของ Biofuel ทั้งสองชนิดในน้ำมันเชื้อเพลิงด้วย

2. การวิจัยพัฒนาเทคโนโลยีเชื้อเพลิงชีวมวลในรุ่นที่ 2 การทดลองผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวล (Biomass to liquid) โดยทำการทดลองในห้องวิจัยเพื่อศึกษาความเป็นไปได้นำไปสู่เป้าหมายการขยายขนาดกำลังผลิตในลักษณะของการสาธิต ซึ่งปัจจุบันมีหลายหน่วยงานรวมทั้งสถาบันการศึกษาได้ทำการค้นคว้าวิจัย และพัฒนาการผลิตเชื้อเพลิงเหลว (BTL) ในห้องปฏิบัติการ (Lab scale) เช่น มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าพระนครเหนือได้ทำการค้นคว้าวิจัยการผลิตเชื้อเพลิงเหลวโดยผ่านกระบวนการฟิชเชอร์-ทรอปซ์ และการศึกษาวิจัยตัวเร่งปฏิกิริยาที่เหมาะสม ซึ่งเป็นสิ่งสำคัญสำหรับ

กระบวนการกลั่นเชื้อเพลิงเหลว แม้ในเบื้องต้นจะผลิตได้เพียงประมาณ 1 ลิตรต่อหนึ่งรอบการทดลอง (Batch) แต่นับเป็นก้าวแรกของการศึกษา และพัฒนาการผลิตเชื้อเพลิงเหลว (BTL) ขึ้นเองภายในประเทศ ซึ่งการดำเนินการในครั้งนี้เป็น การดำเนินการขนานไปกับการดำเนินการศึกษาวิจัยของสำนักงานนวัตกรรมแห่งชาติ ซึ่งเริ่มดำเนินการศึกษาวิจัย BTL ในลักษณะของ Pilot scale เช่นเดียวกัน ซึ่งคาดว่าผลการดำเนินงานของทั้งสองหน่วยงานจะช่วยให้การศึกษ พัฒนา BTL มีความรวดเร็วเพิ่มมากขึ้น

3. การวิจัยพัฒนาเพื่อนำไปสู่การกลั่นน้ำมันชีวภาพเชิงพาณิชย์ โดยพิจารณาประเมินความเสี่ยง (Risk Assessment) ของโครงการ และพิจารณาองค์ประกอบต่างๆที่เกี่ยวข้องซึ่งได้แก่ ชนิดและศักยภาพของชีวมวลที่จะใช้เป็นวัตถุดิบ ราคาวัตถุดิบชีวมวลที่เพิ่มสูงขึ้น การขนส่ง กระบวนการผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวล และการศึกษาความเป็นไปได้สำหรับการลงทุนในเชิงพาณิชย์ รายละเอียดดังรูปที่ 7.1-6



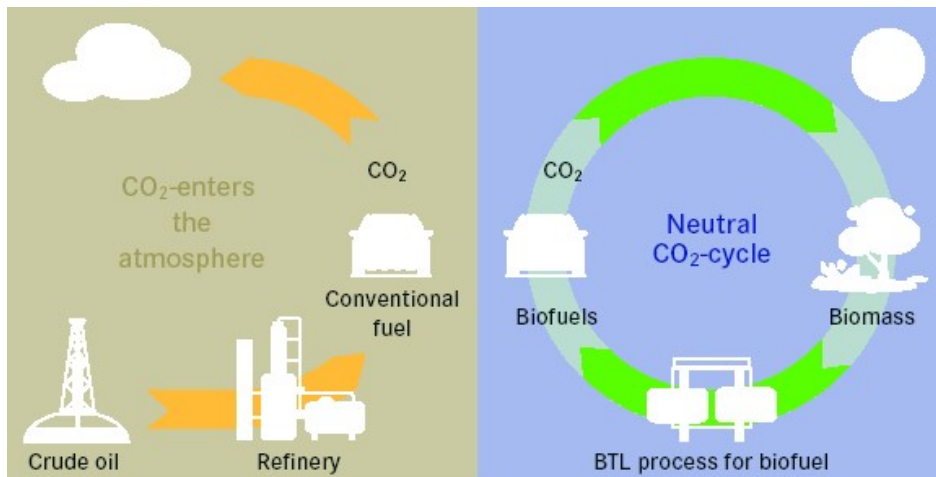
รูปที่ 7.1-6 ขั้นตอนการรวบรวมชีวมวล แปรรูป การขนส่ง และการผลิตเชื้อเพลิงเหลว

มาตรการที่เสนอข้างต้น อาจไม่สามารถดำเนินการได้แล้วเสร็จทัน 5 ปี เนื่องจากเทคโนโลยีการผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวลในปัจจุบัน ประเทศที่เป็นเจ้าของเทคโนโลยีต่างๆ ยังอยู่ระหว่างการจัดทำโรงงานต้นแบบสาธิต ยังไม่มีการพัฒนาจนถึงระดับเชิงพาณิชย์ ทำให้ราคาเทคโนโลยีการผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวลยังอยู่ในระดับสูง เทคโนโลยีที่มีจำหน่ายยังอยู่ที่ขนาดเล็ก และอยู่ระหว่างทดสอบการผลิต อีกทั้งชีวมวลที่ผลิตเชื้อเพลิงเหลวในต่างประเทศยังไม่หลากหลาย กล่าวคือ เทคโนโลยีที่มีอยู่ในปัจจุบันจะเป็นการผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากไม้ชิ้นสับ (wood chip) ซึ่งหากนำเทคโนโลยีดังกล่าวมาใช้กับ ชีวมวลอื่น ประเทศผู้ผลิตอาจไม่รับรองผลผลิตที่ได้ ดังนั้นการทดลองในห้องปฏิบัติการและการทดลองกับเครื่องต้นแบบจึงเป็นสิ่งที่จะต้องเร่งดำเนินการ เพื่อนำไปสู่การพัฒนาเทคโนโลยีที่เหมาะสมกับชีวมวลของประเทศไทย

7.2 แนวทางการส่งเสริมสนับสนุน และมาตรการในระยะยาว (แบบยั่งยืน)

แนวทางการส่งเสริมสนับสนุนและมาตรการในระยะสั้น (5 ปี) เสนอข้างต้น อาจไม่สามารถดำเนินการได้แล้วเสร็จทัน 5 ปี จำเป็นต้องมีการดำเนินการอย่างต่อเนื่อง โดยมาตรการที่จะนำเสนอในส่วนของ การส่งเสริมและสนับสนุนเป็นดังนี้

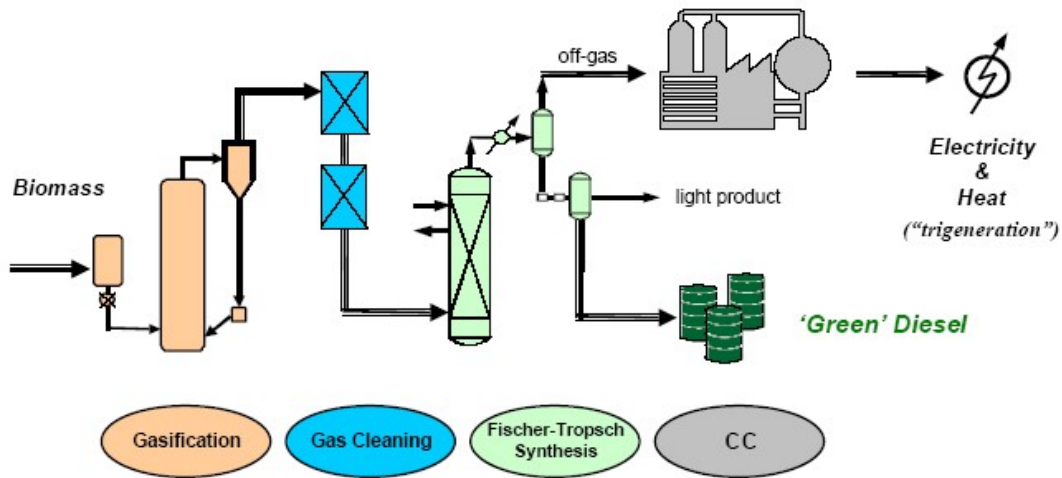
1. การศึกษาวิธีการแปรรูปเชื้อเพลิงชีวภาพรุ่นที่สองหรือเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวล (BTL) เพื่อนำไปสู่ขั้นตอนการถลุง
2. การสาธิตวิธีการถลุงเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวล โดยการวิจัยพัฒนาอย่างต่อเนื่องเพื่อนำไปสู่การผลิตที่ได้รับประโยชน์สูงสุด ทั้งนี้อาจดำเนินการในลักษณะของโครงการสาธิต (Demonstration Plant) การร่วมวิจัยกับต่างประเทศที่มีความก้าวหน้าในเทคโนโลยีการผลิตเชื้อเพลิงเหลว เช่น ประเทศญี่ปุ่น เยอรมัน และสหรัฐอเมริกา เป็นต้น ทั้งนี้จะขึ้นอยู่กับการตัดสินใจในการเลือกขนาด และกำลังการผลิตในเชิงพาณิชย์ต่อไปในอนาคต
3. การพิจารณาการใช้ประโยชน์ชีวมวลพลังงานอย่างยั่งยืน ซึ่งได้แก่ การส่งเสริมการปลูกพืชเชื้อเพลิงพลังงาน การประกันราคาพืช และ การทำสัญญาซื้อขายชีวมวลกับเกษตรกรในระยะยาว รวมถึง การกำหนดเป้าหมาย และระยะเวลาของการใช้เชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวลเพื่อทดแทนการถลุงน้ำมันจากน้ำมันดิบที่แน่นอน เพื่อเป็นการรักษาสิ่งแวดล้อมในภาคการขนส่งดังรูปที่ 7.2-1 การเปรียบเทียบการปล่อย CO₂ จากถลุงน้ำมันจากน้ำมันดิบและเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวล



รูปที่ 7.2-1 การเปรียบเทียบการปล่อย CO₂ จากถลุงน้ำมันจากน้ำมันดิบและเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวล

4. การผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวลในรูปแบบเชิงพาณิชย์ ในลักษณะของกระบวนการถลุงที่เป็นองค์รวมเพื่อให้เกิดประโยชน์สูงสุดและมีความคุ้มค่าเชิงพาณิชย์ เพื่อการส่งเสริมการผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวลในเชิงพาณิชย์ (Commercial scale) อย่างแพร่หลาย และมีการดำเนินการอย่างยั่งยืน ซึ่ง

นอกจากจะได้ผลิตภัณฑ์เชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวลแล้ว ยังนำเอาพลังงานส่วนเกินหรือเหลือทิ้งจากกระบวนการผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวล มาใช้ในการผลิตไฟฟ้า ความร้อน และความเย็น (Tri-Generation) ซึ่งเป็นการเพิ่มมูลค่าผลิตภัณฑ์ และการใช้ประโยชน์จากผลพลอยได้อย่างคุ้มค่า รายละเอียดดังรูปที่ รูปที่ 7.2-2

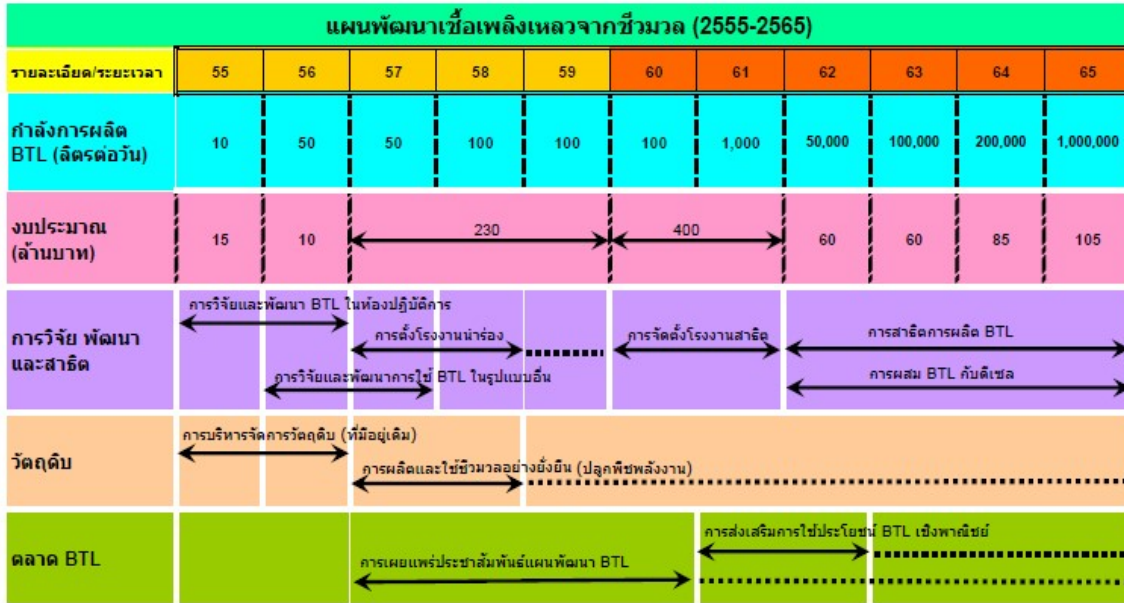


รูปที่ 7.2-2 การใช้ประโยชน์จากพลังงานจากการผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวลในระบบ Tri-Generation

อย่างไรก็ตามหากต้องการให้แผนพัฒนาเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวลเป็นไปตามวัตถุประสงค์ที่วางไว้ การเผยแพร่ประชาสัมพันธ์นับเป็นปัจจัยสำคัญที่ทำให้การดำเนินการเป็นไปอย่างราบรื่น รวมทั้งมีผู้ติดตามเห็นความสำคัญ และให้การสนับสนุนการดำเนินการแผนพัฒนาเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวล โดยมีรายละเอียด การดำเนินการ กำหนดระยะเวลาของการดำเนินการ และงบประมาณที่ใช้ดังรายละเอียดในรูปที่ 7.2-3

แผนพัฒนาเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวลตามรูปที่ 7.2-3 ในระยะแรกจะมีการวิจัยและพัฒนาการผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวลในห้องปฏิบัติการ ควบคู่ไปกับการบริหารจัดการวัตถุดิบที่มีอยู่เดิมให้เหมาะสม ใช้งบประมาณในปีแรกประมาณ 15 ล้านบาท และ 10 ล้านบาท ในปีที่สอง โดยมีกำลังการผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากการทดลองวิจัยประมาณ 10 ลิตรต่อวัน และเพิ่มขึ้นเป็น 50 ลิตรต่อวัน นอกจากนี้จะเริ่มวิจัยและพัฒนาการนำเชื้อเพลิงเหลวไปใช้รูปแบบอื่น เช่น ใช้เป็นน้ำมันเครื่องบิน เป็นต้น การจัดตั้งโรงงานนำร่อง (Pilot Plant) ดำเนินการในปีที่สาม ใช้งบประมาณรวม 230 ล้านบาท พร้อมกับการเผยแพร่ประชาสัมพันธ์ให้ประชาชนทั่วไป ได้ทราบถึงแผนและแนวทางการพัฒนาเชื้อเพลิงเหลว ตลอดจนการบริหารจัดการ และใช้ชีวมวลอย่างยั่งยืน เพื่อเป็นแหล่งพลังงานต่อไป เมื่อพัฒนาโรงงานนำร่องและประชาสัมพันธ์ มีแหล่งผลิตชีวมวลอย่างยั่งยืนแล้ว ขั้นต่อไปจะเป็นการจัดตั้งโรงงานสาธิตขนาด 100 ลิตรต่อวัน จนถึง 1,000 ลิตรต่อวัน เพื่อพัฒนาและเพิ่มความมั่นใจในการใช้งานและการลงทุนแก่หน่วยงานที่สนใจ ใช้งบประมาณรวม 400 ล้านบาท ในขณะที่ เริ่มมีการส่งเสริมการใช้ประโยชน์เชื้อเพลิงเหลวเชิงพาณิชย์

โดยเฉพาะภาคขนส่ง และจัดสร้างโรงงานสาธิตผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวล พร้อมทดลองผสมน้ำมันเชื้อเพลิงเหลวในน้ำมันดีเซลเพื่อให้ในรถยนต์ดีเซลต่อไป



รูปที่ 7.2-3 แผนพัฒนาเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวล (2555-2565)

ทั้งนี้การดำเนินการต่างๆ สามารถปรับให้รวดเร็วกว่าแผนงาน และระยะเวลาที่ได้วางไว้ ขึ้นอยู่กับความเหมาะสม และความจำเป็นในการใช้เชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวล โดยเฉพาะอย่างยิ่งการพัฒนาเพื่อนำไปสู่เป้าหมายของการเป็นศูนย์กลางพลังงานทดแทนของภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ ซึ่งการผลิตและการใช้เชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวลดังกล่าวจะมีความสำคัญ และมีความจำเป็นอย่างยิ่งสำหรับการขนส่งในภูมิภาคนี้ในอนาคต อย่างไรก็ตาม เพื่อให้การพัฒนาเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวลเป็นไปอย่างต่อเนื่อง ควรพิจารณากลไกที่จะใช้ในการควบคุมห่วงโซ่ของชีวมวลและเชื้อเพลิงชีวภาพให้ยั่งยืน ด้วยการเพิ่มประสิทธิภาพ และประสิทธิผลของการผลิตพืชพลังงาน การพิจารณาใช้ประโยชน์จากสิ่งเหลือทิ้งจากการเกษตร การพิจารณาสภาพภูมิประเทศและภูมิอากาศที่เหมาะสมสำหรับการปลูกพืชพลังงาน การคัดเลือกชนิด และคุณสมบัติของพืชพลังงาน และรวมถึงการพิจารณาใช้แรงงานในพื้นที่

เพื่อเป็นการส่งเสริมการผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวล ยังต้องพิจารณาถึงการออกกระเป๋ยบข้อบังคับ และมาตรฐานในการส่งเสริมเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวล เช่น การกำหนดการส่งเสริมการผลิตและการใช้เชื้อเพลิงชีวภาพเป็นวาระแห่งชาติ การสนับสนุนการลงทุนและการยกเว้นภาษี การกำหนดราคารับซื้อที่สูงกว่าราคาน้ำมันปิโตรเลียม การควบคุมการปล่อยก๊าซไอเสียสำหรับการขนส่ง และการกำหนดส่วนผสมเชื้อเพลิงชีวภาพ เป็นต้น ปัจจัยหนึ่งที่มีความสำคัญอย่างยิ่งสำหรับการผลิตและการใช้เชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวล ก็คือการสนับสนุนด้านการเงินจากภาครัฐ โดยอาจดำเนินการกำหนดราคารับซื้อ BTL ในราคาสูงกว่าน้ำมันปิโตรเลียม เช่น กำหนดราคารับซื้อให้สูงกว่าน้ำมันปิโตรเลียม 7 บาทต่อลิตรเช่นเดียวกับ

ราคาที่กระทรวงพลังงานรับซื้อน้ำมันที่ผลิตจากพลาสติกใช้แล้ว และเนื่องจากคุณสมบัติที่ดีกว่าน้ำมันปิโตรเลียมทั่วไปของ BTL อาจเป็นการเพิ่มมูลค่า BTL โดยใช้เป็นหัวเชื้อน้ำมันเชื้อเพลิงเพื่อเพิ่มคุณภาพเชื้อเพลิงดีเซล เช่นเดียวกับการใช้ GTL เป็นหัวเชื้อน้ำมันดีเซลโดยเพิ่มราคาสูงกว่าน้ำมันดีเซลทั่วไปอีกหนึ่งบาทของบริษัทน้ำมันเชลล์ เป็นต้น

สำหรับการศึกษาในครั้งนี้ เป็นการสนับสนุนการผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวลในภาคอุตสาหกรรม โดยให้ความสำคัญกับวัสดุเหลือทิ้งภายในโรงงานอุตสาหกรรมมาใช้ประโยชน์สูงสุด จากการพิจารณาศักยภาพ และความเป็นไปได้ของวัตถุดิบที่ใช้ในการผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวล (Biomass to liquid) สรุปได้ว่าการส่งเสริมการผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวลในอุตสาหกรรมเยื่อกระดาษ และอุตสาหกรรมสกัดน้ำมันปาล์มมีความเหมาะสม เนื่องจากมีวัสดุเหลือทิ้งภายในโรงงานอยู่มากเพียงพอต่อการผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวล อีกทั้งสามารถนำพลังงานพลอยได้ที่ได้จากกระบวนการผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวลซึ่งได้แก่ พลังงานไฟฟ้า พลังงานความร้อน และ/หรือพลังงานความเย็นมาใช้ประโยชน์ในกระบวนการผลิตของโรงงานอุตสาหกรรม นอกจากนี้แล้วการศึกษายังได้เพิ่มแนวทางการสนับสนุนการผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวล อีกแนวทางหนึ่งซึ่งมีความเป็นไปได้ และอาจก่อให้เกิดประโยชน์สูงสุดในการส่งเสริมการผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวลในอนาคต ซึ่งได้แก่ การผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวลในรูปแบบของชุมชนโดยใช้ไม้โตเร็วที่ปลูกขึ้นเพื่อเป็นวัตถุดิบของโครงการนี้โดยเฉพาะ นอกจากจะเป็นการส่งเสริมการผลิตเชื้อเพลิงเพื่อการขนส่งสำหรับชุมชนแล้ว ยังเป็นการสร้างงาน และสร้างรายได้ให้กับชุมชนได้อย่างยั่งยืนอีกด้วย

ปัจจัยที่สำคัญที่ส่งผลต่อการพัฒนาด้านเทคโนโลยีการผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวล คือ หน่วยงานภาครัฐที่เกี่ยวข้อง ควรมีนโยบายส่งเสริมทั้งด้านการวิจัยและการสนับสนุนด้านงบประมาณในการดำเนินโครงการตั้งแต่ระดับห้องปฏิบัติการ ระดับเครื่องต้นแบบ จนกระทั่งระดับโรงงานต้นแบบสาธิต เพื่อนำไปสู่ความมั่นใจในการลงทุนของหน่วยงานเอกชนในการจัดตั้งโรงงานผลิตเชื้อเพลิงเหลวในเชิงพาณิชย์ต่อไป ดังนั้นกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน ควรจะกำหนดแนวทางการพัฒนาการผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากชีวมวลอย่างเป็นรูปธรรมแบบเดียวกันกับแผนการพัฒนาไบโอดีเซล

เอกสารอ้างอิง (Gasification and gas cleaning section)

1. IPCC (2001) Climate Change 2001: The Scientific Basis, Cambridge University Press, Cambridge.
2. European Commission (2001) Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the Economic and Social Committee and the Committee of Regions on alternative fuels for road transportation and on a set of measures to promote the use of biofuels - COM(2001) 547, Brussels.
3. Roelen O. (1978) Die Entdeckung der Fischer-Tropsch-Synthese, Erdöl und Kohle - Erdgas - Petrochemie, 31/11, pp. 524-529.
4. N.N. (2004) Qatar Petroleum, Shell Sign Agreement for 140,000-bpd Pearl GTL Project, Remote Gas Strategies, VIII/7.
5. Knoef H. (2005) Handbook Biomass Gasification, ISBN: 90-810068-1-9
6. Boerrigter H.; Drift A. van der; Ree R. van, Biosyngas (2004) markets, production technologies, and production concepts for biomass-based syngas, Energy Research Centre of the Netherlands (ECN), Petten, The Netherlands, report CX 04 013, 37 pp.
7. Veringa H.J.; Boerrigter H. (2004) De syngas-route... van duurzame productie tot toepassingen, presented at Transitie workshop "Duurzaam Synthesegas", Utrecht, the Netherlands. Published in: Energy Research Centre of the Netherlands (ECN), Petten, The Netherlands, report RX 04 014.
8. Hofbauer H.; Rauch R.; Bosch K.; Koch R.; Aichernig C. (2002) Biomass CHP Plant Güssing – A Success Story, Expert Meeting on Pyrolysis and Gasification of Biomass and Waste, Strasbourg, France.
9. Paisley M.A.; Overend R.P. (2002) The Silvagas Process from Future Energy Resources – a commercialisation success; 12th European Conference and Technology Exhibition on Biomass for Energy, Industry and Climate Protection; Amsterdam.
10. Drift A. van der; Boerrigter H.; Meijden C.M. van der (2004) MILENA: lab-scale facility to produce a low N₂ gas from biomass, proceedings of 2nd World Conference and Technology Exhibition on Biomass for Energy, Industry and Climate Protection, Rome, Italy, Vol. II, pp. 887.
11. Babu S. (2002) Biomass Gasification for Hydrogen Production – Process Description and Research Needs, Draft Report by IEA Biomass Task 33 Thermal Gasification of Biomass.
12. Metz Th.; Kuhn S.; Karellas S.; Stocker R.; Karl J.; Hein D. (2004) Experimental Results of the Biomass Heatpipe Reformer, proceedings of 2nd World Conference and Technology Exhibition on Biomass for Energy, Industry and Climate Protection, Rome, Italy, Vol. II, pp. 773.

13. Babu S. (2004) Biomass Gasification for Hydrogen Production – Process Description and Research Needs, Draft Report by IEA Biomass Task 33 Thermal Gasification of Biomass.
14. Vodegel S.; Schindler M. (2006) Kraftstoffe aus Holz und Stroh - Ergebnisse aus Vergasung und Gasreinigung, VDI-FA-Sitzung Hochtemperaturtechnik und Biokraftstoffe, Würzburg.
15. Drift A. van der; Boerrigter H.; Coda B.; Cieplik M.K.; Hemmes K. (2004) Energy Research Centre of the Netherlands (ECN), Petten, The Netherlands, report C--04-039, 58 pp. - Entrained flow gasification of biomass; Ash behaviour, feeding issues, system analyses.
16. Future Energy GmbH (2003) Gasification technology, the entrained flow gasification technology of Future Energy GmbH, information brochure.
17. Ullmann's Encyclopaedia of Industrial Chemistry (2002)
18. Power Energy Fuels (2004), www.powerenergy.com.
19. Tabak S.A.; Yurchak S. (1990) Conversion of methanol over ZSM-5 to fuels and chemicals, Catalysis Today, 6 (3) 307-327.
20. Boerrigter H.; Uil H. den (2002) Green diesel from biomass by Fischer-Tropsch synthesis: new insights in gas cleaning and process design, presented at PGBW Expert Meeting, Strasbourg, France. Published in: Energy research Centre of the Netherlands (ECN), Petten, The Netherlands, report RX 03 047, 15 pp.
21. Stevens D.J. (2001) Hot Gas conditioning: Recent Progress with Larger-Scale Biomass Gasification Systems, Report by IEA Biomass Task 33 Thermal Gasification of Biomass.
22. Kohl A, Riesenfeld F. (1960) Gas Purification. Mc Graw Hill Hydrogen Chloride. Kirk Othmer Encyclopedia of industrial Chemistry.
23. Newman S (1985) Acid and Sour Gases Treating Processes. Gulf Publishing Company.
24. Korens N. (2001) Process Screening Analysis of alternative gas treating and sulphur removal for gasification. Edited by SFA Pacific, Inc.
25. Polasek J. (1994) Selecting amines for sweetening units, Proceedings GPA Regional Meeting, "Process Considerations in Selecting Amine" Tulsa, OK: Gas Processors Association,
26. McKenzie D. H. (1987) Design & Operation of a Selective Sweetening Plant Using MDEA, Energy Progress March: 31-36.
27. Polasek, J. (1993) Influence of Ammonia on Gas Sweetening Units Using Amine Solutions. Presented at AIChE, Houston, TX.
28. Lurnsfold K. (1996) Optimization of Amine Sweetening Units, Proceedings of the 1996 AIChE Spring National Meeting. New York, NY: American Institute of Chemical Engineers.
29. Petrov K. (1996) Low Temperature Removal of hydrogen sulphide from sour gases and its utilization for hydrogen and sulphur production. J. Hydrogen Energy, Vol 21, no 3163-169.
30. EPA Texaco Gasification Process. United States Environmental Protection agency.

31. Boll W. et al. (2000), Gas Production . Ullman's Encyclopedia of Industrial Chemistry
- Wiesner J, et al. Production-Integrated Environmental Protection. Ullman's Encyclopedia of Industrial Chemistry.
32. Field J. H. (1960) Removing hydrogen sulphide by hot potassium carbonate absorption, United States Department of the Interior, Bureau of Mines
33. Liebermann M; Locaccino E. (1977-1978) Removal of low concentration gaseous sulphur compounds. Final report
34. Bratzler K. (1974) Amisol purifies gases, Hydrocarbon processing No.4.
35. Lurnsfold K. (1999) Decreasing Contactor Temperature Could Increase Performance, Proceedings of the Seventy-Eigth GPA Annual Convention. Nashville, TN, Gas Processors Association, 121-127.
36. Dunn C; Freitas R. (1965) New Plant Data for Sulfinol Process. Hydrocarbon Processing, vol 44, no 4.
37. Mc Intush K. et al. (2001) H₂S removal and sulphur recovery technologies from a CO₂ stream. New and old approaches, presented at the 7th annual CO₂ conferency of CEED.
38. Astarita G. (1982) Simultaneous Absorption with reversible instantaneous chemical reaction. Chem. Engineering Science, vol 37, no 5, , 677-686.
39. Newby, Smelzer, Lippert, Slimane, Akpolat, Pandya, Lau, Abbasian, Williams, and Leppin (2001). Novel gas cleaning/ conditioning for integrated gasification combined cycles. Technical Report DOE, DE-AC26-99FT40674.
41. Fenouil L. A. and Lynn S. (1995) Study of calcium based sorbents for high temperature H₂S removal. 2. kinetics of H₂S sorption by calcined limestone. Ind. Eng. Chem. Res., 34, 2334-2342.
43. Sasaoka E.; Taniguchi K.; Hirano S.; Uddin M. A.; Kasaoka S.; and Sakata Y. (1995) Catalytic activity of ZnS formed from desulfurization sorbent ZnO for conversion of COS to H₂S. Ind. Eng. Chem. Res., 34, 1102-1106.
44. Zeng Y.; Zhan S.; Groves F.; Harrison D. (1999) High temperature gas desulfurization with elemental sulphur production. Chem. Eng. Sci., 54, 3007-3017.
45. Patrick V.; Gavalas G. R; Sharma P. K. (1993) Reduction, sulfidation, and regeneration of mixed iron-aluminium oxide sorbents. Ind.Eng.Chem. Res., 32519-532.
46. Mitchell S. C. (1998) Hot gas cleanup of sulphur, nitrogen, minor and trace elements, Technical report, IEA Coal Research.
49. Elseviers W.; Verelst H. (1999) Transition metal oxides for hot gas desulfurisation. Fuel, 78(5), 601-612.
50. Westmoreland P. R.; Harrison D. P. (1976) Evaluation of candidate solids for high temperature desulfurisation of low-btu gases. Environmental Science & Technology, 10(7).

53. Yumura M.; Furimsky E. (1985) Comparison of CaO, ZnO, Fe₂O₃ as H₂S adsorbents at high temperatures. *Ind. Eng. Chem. Process Des.Dev.*, 24(4).
- 57 Ruth L. A.; Squires A. M.; Graff R. A. (1972) Desulfurization of fuels with half-calcined dolomite: First kinetic data. *Environmental Science & Technology*, 6(12), 1009-1014.
74. Kyotani T.; Kawashima H.; Tomita A. (1989) High-temperature desulfurizing reaction with Cu-containing sorbents. *Environ. Sci. Technol.*, 23218-223.
79. Li Z.; Flytzani-Stephanopoulos M. (1997) Cu-Cr-O and Cu-Ce-O regenerable oxide sorbents for hot gas desulfurization. *Ind. Eng. Chem.Res.*, 36187-196.
92. Ayala R.E.; Venkataramani V.S.; Chuck T.L.; Gupta R.P. (1996) Sorbent development for low temperature moving bed desulfurization. Technical report, RTI DOE/MC/31089-97/C0723.
93. Mei X.; Chitrakar R.; Sakane K.; Hirotsu T.; Ooi K.; Yoshimura Y.; Toba M.; Feng Q. (2006) Preparation of cerium-loaded Y-zeolites for removal of organic sulphur compounds from hydrodesulfurized gasoline and diesel oil, *Journal of Colloid and Interface Science*, 298, 535–542.
94. Xiaochun X.; Song C.; Andresen J.M.; Miller B.G.; Scaroni A.W. (2002) Novel Polyethylenimine-modified mesoporous molecular sieve of MCM-41 type as high-capacity adsorbent for CO₂ capture, *Energy & Fuels*, 16, 1463-1469.
95. Xiaochun X.; Song C.; Andresen J.M.; Miller B.G.; Scaroni A.W. (2003) Preparation and characterization of novel CO₂ “molecular basket” adsorbents based on polymer-modified mesoporous molecular sieve MCM-41, *Microporous and Mesoporous Materials*, 62, 29-45.
96. Xiaochun X.; Novochinskii I.; Song C. (2005) Low-temperature removal of H₂S by nanoporous composite of polymer-mesoporous molecular sieve MCM-41 as adsorbent for fuel cell applications, *Energy & Fuels*, 19, 2214-2215.
97. Gardner T.H., Berry D.A.; Lyons K.D.; Beera S.K.; Freed A.D. (2002) Fuel processor integrated H₂S catalytic partial oxidation technology for sulphur removal in fuel cell power plants, *Fuel* 81, 2157–2166.
98. Weinell C.E.; Jensen I.J.; Dam-Johansen K.; Livbjerg H. (1992) Hydrogen chloride reaction with lime and limestone: Kinetics and sorption capacity. *Ind. Eng. Chem. Res.*, 31, 164-171.
101. Duo B.L.; Gao J.S.; Sha X.Z. (2001) A study on the reaction kinetics of HCl removal from high-temperature coal gas. *Fuel Processing Technology* 72, 23-33.
103. Krishnan G.N.; Wood B.J.; Brittain R.D.; Lau K.H. (1996) Vaporization of alkali and trace metal impurities in coal gasification and combustion systems. *Universität Karlsruhe, Institut für Mechanische Verfahrenstechnik und Mechanik*, 651-663.
107. Lilledahl T.; Sjöström K.; Wiktorsson L-P. (1992) A thermodynamic study of dolomite as hydrogen sulphide adsorbent when pyrolysing or partially gasifying coal. *Fuel*, Vol 71, 797- 803.

เอกสารอ้างอิง (Fischer-Tropsch)

- [1] Knoef, H.A.M. et al., *Handbook biomass gasification*, BTG biomass technology group BV, 2005, ISBN: 90-810068-1-9
- [2] Prins, Mark Jan, *thermodynamic analysis of biomass gasification and torrefaction*, Ph.D thesis
- [3] Tijmensen, Michiel J.A., Faaij, Andre P.C., Hamelinck, Carlo N., van Hardeveld, Martin R.M., *Exploration of the possibilities for production of fischer-tropsch liquids and power via biomass gasification*. Biomass and Bioenergy 23/2002 129 – 152.
- [4] Li, X.T., Grace, J.R., Lim, C.J., Watkinson, A.P., Chen, H.P., Kim, J.R., *Biomass gasification in a circulating fluidized bed*, Biomass and Bioenergy 26/2004 171-193
- [5] Higman, Chris, van der Burgt, Maarten, *Gasification*, Elsevier, 2003, ISBN: 0-7506-7707-4
- [6] Fossum, Morten, *Gassifisering av biomasse*, Temablad 7, Bionett sluttrapport, only available in Norwegian
- [7] Olofsson, Ingemar, Nordin, Anders and Söderlind, Ulf, *Initial Review and Evaluation of Process Technologies and Systems Suitable for Cost-Efficient Medium-Scale Gasification for Biomass to Liquid Fuels*, Energy Technology & Thermal Process Chemistry, University of Umeå, 2005, available at: http://www.biofuelregion.se/dokument/5_95.pdf
- [8] van der Drift, A., Boerrigter, H., *Synthesis gas from biomass – for fuels and chemicals*, 2005, available at:
<http://www.gastechnology.org/webroot/downloads/en/IEA/syngasFromBiomassvanderDrift.pdf>
- [9] Fürnsinn, Stefan, Bühler, Ruedi, Haufbauer, Hermann, *Health, Safety and environment of biomass gasification*, 2005, available at:
http://www.gastechnology.org/webroot/downloads/en/IEA/HSEWorkshop5_06.pdf 78
- [10] Bridgewater, A.V., *Renewable fuels and chemicals by thermal processing of biomass*, Chemical Engineering Journal 91/2003 87–102
- [11] Framtidsbränslen AB, *Sundsvall demonstration plant en förstudie för tillverkning av Fischer-Tropsch diesel från biomassa*, available at:
[http://www.stem.se/WEB/STEMFe01e.nsf/V_Media00/C12570D10037720FC1257076004E4633/\\$file/F%F6rstudie%20-%20Produktion%20av%20Fischer%20Tropsch%20diesel.pdf](http://www.stem.se/WEB/STEMFe01e.nsf/V_Media00/C12570D10037720FC1257076004E4633/$file/F%F6rstudie%20-%20Produktion%20av%20Fischer%20Tropsch%20diesel.pdf)
- [12] Milne, T.A. and Evans, R.J., *Biomass Gasifier “Tars”: Their Nature, Formation, and Conversion*, 1998, available at: www.nrel.gov/docs/fy99osti/25357.pdf
- [13] Hamelinck, Carlo N., Faaij, Andre P. C., den Uil, Herman, Boerrigter, Harold, *Production of FT transportation fuels from biomass; Technical options, process analysis and optimisation, and development potential*, Energy 29/2004 1743 – 1771

- [14] Stevens, Don J., *Hot gas conditioning: Recent progress with larger-scale biomass gasification systems – update and summary of recent progress*, 2001, available at:
<http://www.gastechnology.org/webroot/downloads/en/IEA/HotGasConditioning.pdf>
- [15] Boerrigter, Harold, den Uil, Herman, Calis, Hans-Peter, *Green diesel from biomass via Fischer-Tropsch synthesis: New insights in gas cleaning and process design*, 2002, available at:
http://www.senternovem.nl/mmfiles/28277_tcm24-124223.pdf
- [16] Ståhl, Krister, and Neergaard, Magnus, *IGCC plant for biomass utilization Värnamo, Sweden*, Biomass and Bioenergy 15/1998 205-208
- [17] Bergman, Patric C. A., van Paasen, Sander V.B., Boerrigter, Harold, *The novel “OLGA” technology for complete tar removal from biomass producer gas*, 2002, available at:
<http://www.ecn.nl/fileadmin/ecn/units/bio/Overig/pdf/Olga4.pdf>
- [18] Devi, Lopamudra, Ptasinski, Krzysztof J., Janssen, Frans J.J.G., *A review of primary measures for tar elimination in biomass gasification processes*, Biomass and Bioenergy 24/2003 125 – 140
- [19] Press release: *The Return of a Classic to Fuel Production*, Max Planck University, Web Page visited 30.10.2006: <http://www.maxplanck.de/english/illustrationsDocumentation/documentation/pressReleases/2005/pressRelease20051214/index.html>
- [20] Bartholomew, Calvin H. and Farrauto, Robert J., *Fundamentals of Industrial Catalytic Processes*, 2nd edition, Wiley, 398 – 464, 2005, ISBN: 978-0-471-45713-8
- [21] Rudloff, Mattias, *Biomass-to-liquids Fuels (BtL) - made by Choren Process - Environmental impacts and latest development*, 2005, available at: http://www.choren.com/dl.php?file=BtL-Made_by_Choren_Process_Environmental_Impact_and_Latest_Developments.pdf
- [22] Dry, Mark E., *The Fischer-Tropsch process: 1950-2000*, Catalysis today 71/2002 227-241
- [23] Dry, Mark E., *High quality diesel via the Fischer-Tropsch process – a review*, Journal of Chemical Technology and Biotechnology, 77/2001, 43-50
- [24] Rae, V.U.S., Stiegel, G., Cinquegrane, G.J. and Srivastava, R.D., *Iron-based catalyst for slurry-phase Fischer-Tropsch process: Technology review*, Fuel processing technology 30/1992 83-107
- [25] Ndlovu, S.B., Phala, N.S., Hearshaw-Timme, M., Beagly, P., Moss, J.R., Claeys, M., van Steen, E., *Some evidence refuting the alkenyl mechanism for chain growth in iron-based Fischer-Tropsch*, Catalyst today 71/2002 343-349
- [26] Laan, Gerard Pieter van der, *Kinetics, selectivity and scale up of the Fischer-Tropsch synthesis*,

- chapter 2, *Kinetics and selectivity of the Fischer-Tropsch Synthesis. A Literature review*, Thesis university of Groningen, 1999, ISBN: 90-367-1011-1
- [27] Benham, Charles B., Bohn, Mark S., *Maximation of Diesel fuel production from an iron-based Fischer-Tropsch catalyst*, available at: <http://www.rentechinc.com/dieselfuel.htm>
- [28] Kavlov, B., Peteves, S.D., *Status and perspectives of biomass-to-liquid fuels in the European Union*, European Commision – Joint research center, available at:
http://www.senternovem.nl/mmfiles/Status_perspectives_biofuels_EU_2005_tcm24-152475.pdf
- [29] Puskas, I, Hurlbut, R.S., *Comments about the causes of deviations from the Anderson-Schulz-Flory distribution of the Fischer-Tropsch reaction products*, *Catalysis Today* 84/2003 99-109
- [30] Anderson, R.B., Friedel, R. A., Storch, H. H., *Fischer-Tropsch Reaction Mechanism Involving Stepwise Growth of Carbon Chain*, *The Journal of Chemical Physics* 19/1951 313 – 319
- [31] Patzlaff, J., Liu, Y., Graffmann, C., Gaube, J., *Interpretation and kinetic modeling of product distribution of cobalt catalyzed Fischer-Tropsch synthesis*, *Catalysis Today* 71/2002 381 - 394
- [32] Berg, Lena Norland, Jørgensen, Per F., Heyerdahl, Petter H., Wilhelmsen, Gunnar, *Bioenergiressurser i Norge*, Norges vassdrags- og energidirektorat, 2003, available at:
www.nve.no/FileArchive/210/oppdragsrapportA7-03.pdf
- [33] Bergez, Jacques-Eric, Bouvarel, Luz, Auclair, Daniel, *Short Rotation Forestry: An agricultural case study of economic feasibility*, *Bioresource Technology* 35/1991 41 - 47
- [34] Richardson, J., Bjørnheden, R., Hakilla, P., Lowe, A.T., Smith, C.T., *Bioenergy from sustainable forestry - guiding principles and practice*, Kluwer academic publishers, 2002, ISBN: 1-4020-0676-4
- [35] Vaa Beyer, Rannveig, Khalil, Roger, Fossum, Morten, Grønli, Morten G., Sæther, Sturla, *Bioenergi; ressurser og teknologi*, Technical report made by Sintef Energiforskning, 2000, ISBN: 82-594-1754-5, only available in Norwegian
- [36] Steynberg, André, Dry, Mark E., *Fischer-Tropsch Technology*, Elsevier B.V., 2004, ISBN: 0-444-51354-X
- [37] Fischer Tropsch synthesis, Energy resource center of the Netherlands webpage accessed 8.11.2006, available at <http://www.ecn.nl/en/bkm/rd-programme/biofuels-and-refineryprocesses/fischer-tropsch/fischer-tropsch-synthesis/>
- [38] Choren webpage, available at www.choren.de, accessed on 8.11.2006
- [39] Aichernig, C., Hofbauer, H., Rauch, R., Koch, R., *5 years of operating experience with 2 MW CHP plant based on wood gasification in Güssing, Austria*, 2006, available at:
<http://www.zukunftsenergien.de/hp2/eu-project/downloads/aichernig-paper.pdf>
- [40] Rauch, R., *Fischer Tropsch Synthese –Diesel-und Benzinerzeugung am BHKW Güssing*

Symposium Polygeneration, powerpoint presentation available at:

http://www.renet.at/gfx/download/biomasse/3_fischertropsch_druck.pdf

[41] Ståhl, Krister, Waldheim, Lars, Morris, Michael, Johnsen, Ulf, Gårdmark, Lennart,

Biomass IGCC at Värnamo, Sweden – Past and Future, 2004, available at:

http://gcep.stanford.edu/pdfs/energy_workshops_04_04/biomass_stahl.pdf

[42] CHRISGAS webpage, available at: <http://www.chrisgas.com>, visited at 16.11.2006

[43] EUCAR, *Well-to-Wheels Analysis of future automotive fuels and powertrains in the European context*, well-to-tank report version 2b, May 2006, available at: <http://ies.jrc.ec.europa.eu/wtw.html>

[44] EUCAR, *Well-to-Wheels Analysis of future automotive fuels and powertrains in the European context*, Appendix 1, well-to-tank report version 2b, May 2006, available at:

<http://ies.jrc.ec.europa.eu/wtw.html>

[45] Blades, Tom, Rudloff, Matthias, Schulze, Olaf, *Sustainable SunFuel from CHOREN's Carbo-V® Process*, CHOREN Industries Freiberg, Presented at ISAF XV, San Diego, 2005, available at:

http://www.choren.com/dl.php?file=San_Diego_-_Final.pdf

[46] Ekbohm, Tomas, Berglin, Niklas, Lögdberg, Sara, *Black Liquor Gasification with Motor Fuel Production – BLGMFII*, 2005, available at: http://www.nykomb.se/pdf/BLGMF_II.pdf

[47] Vessia, Øyvind, *Biofuels from lignocellulistic material*, project report, Norwegian University of Science and Technology, 2005, available at: http://www.zero.no/transport/bio/vessia_version3-20-12-05.pdf

[48] EUCAR, *Well-to-Wheels Analysis of future automotive fuels and powertrains in the European context*, well-to-wheels report, version 2b, May 2006, available at: <http://ies.jrc.ec.europa.eu/wtw.html>

[49] EUCAR, *Well-to-Wheels Analysis of future automotive fuels and powertrains in the European context*, Appendix 1, well-to-wheels report, version 2b, May 2006, available at: <http://ies.jrc.ec.europa.eu/wtw.html>

[50] Baitz, Dr. M., Binder, M., Degen, Dr. W., Deimling, Dr. S., Krinke, Dr. S., Rudloff, M., *Executive summary: Life-Cycle Assesment for SunDiesel (Choren Process) and conventional Diesel-Fuel*, 2004, available at: http://www.choren.com/en/energy_for_all/sundiesel/environmental_impact/

[51] Oslo Børs Web page, www.oslobors.no, accessed 22.11.2006

[52] BP Statistical review of world energy June 2006, available at: www.bp.com/statisticalreview

[53] Repotec Website, accessed 23.11.2006, available at: www.repotec.at

[54] Statistics Norway, Forestry, webpage accessed 23.11.2006, available at: www.ssb.no/skog

[55] Peter Bernhard et al., *Biodrivstoff – potensial for ny næringsvirksomhet*, Kanenergi, available at:

[http://www.kanenergi.no/oslo/kanenergi.nsf/Attachments/A4742A87EEEE3139C12570A500431EB2/\\$FILE/Biodrivstoff_cellulose_20.okt.05.pdf](http://www.kanenergi.no/oslo/kanenergi.nsf/Attachments/A4742A87EEEE3139C12570A500431EB2/$FILE/Biodrivstoff_cellulose_20.okt.05.pdf) (Norwegian)

[56] Statistics Norway, *Domestic Transport performances 1946 – 2001*, available at:

http://www.ssb.no/emner/10/12/nos_transpinn/nos_c740/nos_c740.pdf

[57] Statistics Norway, *Official webpage*, accessed 25.11.2006, available at:

[http://statbank.ssb.no/statistikkbanken/selectvarval/Define.asp?MainTable=PetroluemSalg3&Subject](http://statbank.ssb.no/statistikkbanken/selectvarval/Define.asp?MainTable=PetroluemSalg3&SubjectC)

[C](http://statbank.ssb.no/statistikkbanken/selectvarval/Define.asp?MainTable=PetroluemSalg3&SubjectC)
[ode=10&planguage=0&nvl=True&mt=1&nyTmpVar=true](http://statbank.ssb.no/statistikkbanken/selectvarval/Define.asp?MainTable=PetroluemSalg3&SubjectC)

[58] Statistics Norway, *Energy figures for each municipality*,

<http://www.ssb.no/vis/magasinet/miljo/art-2004-05-18-01.html>, only available in Norwegian

[59] Correspondance by email with Ole Lauglo, Marketing director, Allskog, received 18.09.2006.

[60] North Trøndelag County Council, the National Business and District Development Fund (SND) and The County Governor of Nord-Trøndelag, *Handlingsplan for produksjon og bruk av bioenergi i Nord-Trøndelag*, available at:

http://www.fylkesmannen.no/digimaker/documents/Handlingsplan-bioenergi_CIINoN58746gi.pdf

[61] Norges offentlige utredninger, *Et klimavennlig Norge 2006:18*, available at:

http://odin.dep.no/filarkiv/291723/NOU018_06-TS.pdf

[62] Peter Bernhard, Olav Isachsen, *Samfunnsmessige aspekter ved innføring av biodrivstoff i Norge, 2005*, available at:

[http://www.kanenergi.no/oslo/kanenergi.nsf/Attachments/9B519926DA424DBFC1257091006F03BC/\\$FILE/Biodrivstoff+i+Norge_v2.pdf](http://www.kanenergi.no/oslo/kanenergi.nsf/Attachments/9B519926DA424DBFC1257091006F03BC/$FILE/Biodrivstoff+i+Norge_v2.pdf) (only available in Norwegian)

[63] Email received from Gisle Westrum at The County Governor of Nord-Trøndelag on 28.11.2006

[64] Email received from Johannes Fjell Hojem, Zero Emission Resource Organisation, on 21.11.2006

[65] RENERGI webpage, visited 15.12.2006, available at: <http://www.forskningsradet.no/renergi>

เอกสารอ้างอิง (Catalyst)

- [1] Anderson R. B. Catalysts for the Fischer-Tropsch Synthesis. Vol. 4. New York: Van Nostrand Reinhold, 1956.
- [2] Storch H.H., Golumbia N. and Anderson R.B. "The Fischer-Tropsch and Related Synthesis" Vol 1. New York: Wiley, 1951.
- [3] Fischer F. and Tropsch H. "Über die Herstellung synthetischer "olgemische (Synthol) durch Aufbau aus Kohlenoxyd und Wasserstoff" Brennst. Chem. 4 (1923) : 276-285.
- [4] G. P. Vander Laan, Ph.D Thesis, University of Groningen, 1999.
- [5] S. Lögdberg, Ph.D Thesis, KTH School of Chemical Science and Engineering, 2007.
- [6] M.E. Dry, in: A. Steynberg, M. Dry (Eds.), Studies in Surface Science and Catalysis 152: Fischer-Tropsch Technology, Elsevier, Amsterdam, 2004, pp. 196-205.
- [7] R.A. Sheldon, Chemtech 24 (1994) 38.
- [8] J.D. O'Rear, F. Goede, in: B.H. Davis, M.L. Occelli (Eds.), Fischer-Tropsch Synthesis, Catalysts and Catalysis, Elsevier B.V, Amsterdam, 2007, pp. 401-409.
- [9] C. Song, Catalysis Today 115 (1-4) (2006) 2-32.
- [10] B.H. Davis, L. Xu, S. Bao, Studies in Surface Science and Catalysis 107 (1997)175-180.
- [11] B.H. Davis, L. Xu, S. Bao, D.J. Houpt, S.H. Lambert, Catalysis Today 36 (3) (1997)347-355.
- [12] D.S. Newsome, Catalysis Reviews. Science and Engineering 21 (1980) 275-318.
- [13] E. Iglesia, S. Krishnamoorthy, A. Li, Catalysts 80 (1) (2002) 77-86.
- [14] T. Riedel, H. Schulz, G. Schaub, M. Claeys, S. Walter, Studies in Surface Science and Catalysis 114 (1998) 159-164.
- [15] T. Riedel, S. Walter, M. Claeys, H. Schulz, G. Schaub, Studies in Surface Science and Catalysis 114 (1998) 443-446.
- [16] T. Riedel, M. Claeys, H. Schulz, G. Schaub, N. Sang-Sung, J. Ki-Won, C. Myoung-Jae, G. Kisham, L. Kyu-Wan, Applied Catalysis. A, General 186 (1-2) (1999) 201-213.
- [17] M.Luo, S. Bao, T. Das, B.H. Davis, Fischer-Tropsch synthesis: is a single site responsible for FTS and WGS on iron catalysts? University of Kentucky Centre for Applied Energy Research, 2007,
Obtained from <http://www.caer.uky.edu>, 24-07-07.
- [18] M. Roper, Fischer-Tropsch synthesis, in: W. Keim (Ed.), Catalysis in C1 Chemistry, D. Reidel, Dordrecht, The Netherlands, 1983, pp. 41-88.
- [19] B. Jager, M.E. Dry, T. Shingles, A.P. Steynberg, Experience with a new type of reactor for Fischer-Tropsch synthesis, Catalysis Letters 7 (1990) 293-302.
- [20] M.A. Vannice, Journal of Catalysis 50 (1977) 228.

- [21] B.H. Davis, M. Luo, Applied Catalysis. A, General 246 (1) (2003) 171–181.
- [22] B.H. Davis, A.P. Raje, R.J. O'brien, Journal of Catalysis 180 (1) (1998) 36–43.
- [23] B.H. Davis, E. Iglesia, DE-FC26-98FT. 40308, Oct. 1 – Dec. 31 1998.
- [24] B.D. Burkur, L. Xiaosu, Industrial & Engineering Chemistry Research 38 (9) (1999) 3270–3275.
- [25] E. Iglesia, L. Senzi, S. Krishnamoorthy, L. Anwu, G.D. Meitzner, Journal of Catalysis 206 (2002) 202–217.
- [26] H.W. Pennline, M.F. Zaroachak, R.E. Tischer, R.R. Schehl, Applied Catalysis 21 (2) (1986) 313–328.
- [27] L.G. Sergio, M.A. Serbia, R. Baechler, A. Oliveros, J. Orozes, B. Fontal, A.J. Mora, G.Delgado, Reaction Kinetics and Catalysis Letters 75 (1) (2002) 1588–1596.
- [28] T. Yong, H.W. Xiang, Y.Y. Xu, L. Bai, Y.W. Li, Applied Catalysis 21 (2) (2004) 313–328.
- [29] Y. Yang, X. Hong-Wei, L. Tian, H. Wang, Z. Cheng-Hua, T. Zhi-Chao, X. Yuan-Yuan, B. Zhong, L. Yong-wang, Applied Catalysis. A, General 284 (1–2) (2005) 105–122.
- [30] Y.W. Li, C.H. Zhang, Y. Yang, Y. Yong, T. Bo-Tao, L. Tung-Zhen, Z. Hong-Yan, X. Hong-Wei, Journal of Catalysis 237 (2) (2006) 405–415.
- [31] L. Yong-Wang, Z. Tao, Y. Yang, C. Zhang, L. Ting-zhen, J. Wang, H. Wan, H. Xiang, Catalysis Communications 7 (12) (2006) 1061–1066.
- [32] L. Yong-Wang, J. Yang, Y. Sun, Y. Tang, Y. Liu, H. Wang, L. Tian, H. Wang, Z. Zhang, B.Xu, Journal of Molecular Catalysis. A, Chemical 245 (1–2) (2007) 26–36.
- [33] L. Yong-Wang, W. Hai-Jun, W. Bao-Shan, T. Zhi-Chao, L. Ting-Zhen, A. Xia, X. Hong-Wei, Journal of Molecular Catalysis. A, Chemical 260 (1–2) (2006) 255–263.
- [34] L. Yong-Wang, L. Tingzhan, Y. Yang, Z. Chenghua, A. Xia, H. Wan, Z. Tao, X. Hong-Wei, F. Yi, B. Xu, Fuel 86 (7–8) (2007) 921–928.
- [35] K.M. Kreitman, M. Baerus, J.B. Butt, Journal of Catalysis 105 (2) (1987) 319–334.
- [36] J. Zwart, J. Vink, Applied Catalysis 33 (2) (1987) 383–393.
- [37] S.G. Marchetti, M.V. Cagnoli, N.G. Gallegos, A.M. Alzarez, J.F. Bemgoa, M.S.Yeramian, Applied Catalysis. A, General 230 (1–2) (2002) 169–176.
- [38] J.N. Coville, M.C. Bahome, L.L. Jewell, D. Hildebrandt, D. Glasser, Applied Catalysis.A, General 287 (1) (2005) 60–67.

- [39] S. Bessell, Applied Catalysis. A, General 126 (2) (1995) 235–244.
- [40] B.H. Davis, J.A. Chaney, P.M. Patterson, T.K. Das, J.C. Maillot, G. Jacobs, Journal of Synchrotron Radiation 115 (2004) 414–422.
- [41] D.K. Chakrabarty, D. Das, G. Ravichandran, Applied Catalysis. A, General 131 (2)(1995) 335–345.
- [42] B.M. Weckhuysen, F. Morales, M.F. Frank de Groot, O.L.J. Gijzeman, Mens Ad, O. Stephan, Journal of Catalysis (2005) 301–308.
- [43] A.A. Adesina, H. Chen, Applied Catalysis. A, General 112 (2) (1994) 87–103.
- [44] S. Vada, A.M. Kazi, F.K. Bedu-Addo, B. Chen, J.G. Goodwin Jr, Studies in Surface Science and Catalysis 81 (1994) 443–448.
- [45] G.J. Haddad, B. Chen, J.G. Goodwin Jr., Journal of Catalysis 160 (1) (1996) 43–51.
- [46] G.J. Haddad, B. Chen, J.G. Goodwin Jr., Journal of Catalysis 161 (1) (1996) 274–281.
- [47] M. Adachi, K. Yoshii, Y.Z. Han, K. Fujimoto, Bulletin of the Chemical Society of Japan 69 (6) (1996) 1509–1516.
- [48] Y. Ding, T. Wang, Y. Lü, H. Zhu, L. Lin, Journal of Natural Gas Chemistry 17 (2) (2008) 153–158.
- [49] N.J. Coville, K. Jalama, D. Hildebrandt, D. Glasser, L.L. Jewell, J.A. Anderson, S. Taylor, D. Enache, G.J. Hutchings, Topics in catalysis 44 (1–2) (2007) 129.
- [50] B.H. Davis, G. Jacobs, T.K. Das, Y. Zhang, J. Li, G. Racoillet, Applied Catalysis. A, General 233 (1–2) (2002) 263–281.
- [51] B.H. Davis, J. Li, G. Jacobs, Y. Zhang, T. Das, Applied Catalysis. A, General 223 (1–2) (2002) 195–203.
- [52] B.H. Davis, T.K. Das, G. Jacobs, P.M. Patterson, W.A. Conner, J. Li, Fuel 82 (7) (2003) 805–815.
- [53] A.Y. Khodakov, J. Hong, P.A. Chernavskii, W. Chu, Catalysis Today 140 (3–4) (2009) 135–141.
- [54] B.H. Davis, G. Jacobs, J.A. Chaney, P.M. Patterson, T.K. Das, Applied Catalysis. A, General 264 (2) (2004) 203–212.
- [55] A.K. Dalai, A. Tavasoli, M. Irani, R.M.M. Abbaslou, M. Trépanier, The Canadian Journal of Chemical Engineering 86 (6) (2008) 1070–1080.

- [56] J. Li, H. Xiong, Y. Zhang, K. Liew, Fuel Processing Technology 90 (2) (2009) 237–246.
- [57] G.R. Moradi, M.M. Basir, A. Taeb, A. Kiennemann, Catalysis Communications 4 (1) (2003) 27–32.
- [58] J. Li, H. Xiong, Y. Zhang, K. Liew, Journal of Molecular Catalysis. A, Chemical 231 (1–2) (2005) 145–151

