อภินันทนาการ

สำนักหอสมุด

รายงานวิจัยฉบับสมบูรณ์

การวิเคราะห์ทางด้านเศรษฐศาสตร์ของการลดการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์จากโรงไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ขนาดใหญ่ในประเทศไทย

Economic Analysis of CO2 emission reduction from large scale photovoltaic power plant in Thailand

โดย

ดร.ประพิธาริ์ ธนารักษ์ และคณะ

สำนักหอสมุด มหาวิทยาลัยนเรศวร
วันลงทะเบียน 28 ก.พ. 2555
เลขทะเบียน 1.5771572
เลขเรียกหนังสือ ว ๗๒
ธนร
.ร.C3
ป๖๖๖
๒๕๕

พฤศจิกายน 2554

สัญญาเลขที่ R2554B067

รายงานวิจัยฉบับสมบูรณ์

การวิเคราะห์ทางด้านเศรษฐศาสตร์ของการลดการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์จากโรงไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ขนาดใหญ่ในประเทศไทย

ดร.ประพิธาร์ ธนารักษ์
นางสาวกานดา แซ่เอี้ย
นางสาวพรธิดา เทพประสิทธิ์
นางสาวภูษิตา ไชยสมบัติ

สังกัดวิทยาลัยพลังงานทดแทน

สนับสนุนโดยงบประมาณแผ่นดิน มหาวิทยาลัยนเรศวร

ทุนอุดหนุนการวิจัยงบประมาณแผ่นดิน ประจำปีงบประมาณ พ.ศ. 2554

สารบัญ

บทที่		หน้า
	บทคัดย่อภาษาไทย	
	บทคัดย่อภาษาอังกฤษ	
	สรุปผู้บริหาร	
1	บทนำ	
	ความเป็นมาของปัญหา	1
	วัตถุประสงค์	2
	ขอบเขตของการวิจัย	2
	นิยามศัพท์เฉพาะที่ใช้ในการวิจัย	3
2	เอกสารและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง	
	ทฤษฎีเศรษฐศาสตร์ที่เกี่ยวข้อง	4
	ทฤษฎีการวิเคราะห์การลดการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์	8
	ระบบโฟโตโวลตาอิก	12
	การประยุกต์ใช้ระบบเซลล์แสงอาทิตย์	12
	งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง	13
3	วิธีดำเนินการวิจัย	
	การเก็บรวบรวมข้อมูล	19
	การประมวลผลข้อมูล	19
	การวิเคราะห์ข้อมูล	27
4	ผลการวิจัย	
	การลดการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ของโรงไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ขนาดใหญ่	38
	การวิเคราะห์ทางด้านเศรษฐศาสตร์ของโรงไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ขนาดใหญ่	40
	การลงทุนในอุตสาหกรรมเซลล์แสงอาทิตย์ในประเทศไทย	42
5	บทสรุป	
	สรุปผลการวิจัย	45
	อภิปรายผล	46
	ข้อเสนอแนะ	46
	บรรณานุกรม	
	ภาคผนวก	

สารบัญตาราง

ตาราง		หน้า
3.1	การผลิตพลังงานไฟฟ้าของระบบจำแนกตามชนิดเชื้อเพลิง	19
3.2	การใช้เชื้อเพลิงในการผลิตพลังงานไฟฟ้า	20
3.3	ปริมาณพลังงานของเชื้อเพลิง (ค่าความร้อนสุทธิ)	20
3.4	ปริมาณพลังงานจำแนกตามชนิดเชื้อเพลิง	20
3.5	การผลิตพลังงานไฟฟ้าจำแนกตามชนิดของเชื้อเพลิงหลังแปลงหน่วยเป็นจูล	21
3.6	ประสิทธิภาพของการผลิตไฟฟ้าจำแนกตามชนิดของเชื้อเพลิง	21
3.7	ค่า CO_2 Emission Factor ของเชื้อเพลิงจาก IPCC 2006	22
3.8	ค่า CO_2 emission จากการผลิตไฟฟ้า	22
3.9	ค่า CO_2 intensity จากการผลิตไฟฟ้า	23
3.10	ค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า	23
3.11	การประมาณการสัดส่วนการผลิตพลังงานไฟฟ้าจำแนกตามชนิดเชื้อเพลิง	23
3.12	แสดงค่าสมมุติฐานของ Baseline Scenario	24
3.13	แสดงค่าสมมุติฐานของ Sectoral Scenario	25
3.14	แสดงค่าสมมุติฐานของ Ambition Scenario	26
3.15	Baseline emission factor of Thailand's national grid in 2007	27
3.16	CO2 emission coefficient of each fuel type	28
3.17	CO2 emission and OM CO2 emission factor of grid electricity generation from 2005 to 2007	28
3.18	BM emission factor in 2007	30
3.19	แสดงผลการคำนวณค่า Combined Margin Emission Factor	30
3.20	แหล่งที่มาของข้อมูลที่ใช้ในการศึกษาวิจัย	36
3.21	ข้อมูลพื้นฐานที่ใช้ในการศึกษาวิจัย	36
4.1	PV power plant revenue & cost portion per year	40
4.2	ผลการวิเคราะห์ทางด้านเศรษฐศาสตร์ถึงความอ่อนไหวของโรงไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ขนาดใหญ่	41

สารบัญภาพ

ภาพ		หน้า
1.1	ยุทธศาสตร์การพัฒนาพลังงานทดแทน	2
2.1	ระบบโฟโตโวลตาอิก	12
2.2	การประยุกต์ใช้ระบบเซลล์แสงอาทิตย์	13
3	กรอบแนวความคิดโครงการ	18
3.1	NPV- Flow chart and decision rule	31
3.2	BCR- Flow chart and decision rule	32
3.3	IRR- Flow chart and decision rule	33
3.4	MIRR- Flow chart and decision rule	34
3.5	PB- Flow chart and decision rule	35
4.1	กราฟแสดง CO_2 emission ของภาคการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย	38
4.2	กราฟแสดง CO_2 intensity ของภาคการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย	38
4.3	รายได้และค่าใช้จ่ายของโครงการตลอดอายุโครงการ 25 ปี	40

บทคัดย่อ

งานวิจัยนี้ศึกษาการลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ของโรงไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ขนาดใหญ่ในประเทศไทยโดยใช้วิธีการคำนวณตาม Annex 14 Methodological Tool (Version 02) "Tool to calculate the emission factor for an electricity system" ได้ผลการคำนวณ ค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้า (Combined Margin Emission Factor) สำหรับโครงการประเภทผลิตพลังงานไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์ มีค่าเท่ากับ 0.5980 tCO_2/MWh นอกจากนี้ยังมีการวิเคราะห์ด้านเศรษฐศาสตร์ของโรงไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ขนาดใหญ่ในประเทศไทย ณ อัตราดอกเบี้ยร้อยละ 6.75 ผลประโยชน์จากการขาย CO_2 ในระยะเวลา 7 ปี พบว่า มูลค่าปัจจุบันสุทธิ เท่ากับ 2,472,187,645 บาท อัตราผลได้ต่อต้นทุน 12.52 อัตราผลตอบแทนภายใน ร้อยละ 20.01 ต้นทุนต่อ 7.96 บาท/kWh ระยะเวลาการคืนทุน น้อยกว่า 5 ปี การศึกษาความอ่อนไหวของโครงการแสดงประสิทธิภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์เปลี่ยนแปลง และการลงทุนมีการเปลี่ยนแปลง พบว่า ตัวชี้วัดทางด้านเศรษฐศาสตร์ยังน่าสนใจในการลงทุน แต่ในส่วนของอัตรารับซื้อไฟฟ้าส่วนเพิ่มที่ 6.5 บาท/kWh และอัตราการคิดลดที่ร้อยละ 10 และ ร้อยละ 15 จะให้ผลตัวชี้วัดทางด้านเศรษฐศาสตร์ที่เป็นลบ การเปลี่ยนแปลงของ energy yield ที่ 1,400 kWh/kWp พบว่า ให้ผลตอบแทนภายในของโครงการเท่ากับร้อยละ 6.66 ซึ่งน้อยกว่าอัตราดอกเบี้ยเงินกู้ที่ใช้ในการวิเคราะห์ร้อยละ 6.75 ทั้งนี้ผู้ประกอบการเซลล์แสงอาทิตย์ต่างก็เห็นว่าอนาคตของอุตสาหกรรมเซลล์แสงอาทิตย์ในประเทศไทยมีโอกาสเติบโตมาก

Abstract

This research presents the study on carbon dioxide emission reduction from large scale photovoltaic (PV) power plant in Thailand using a method based on Annex 14 Methodological Tool (Version 02) "Tool to calculate the emission factor for an electricity system". The calculation result is coefficient of green house gas emission factor (Combined Margin Emission Factor) for solar electricity generation is 0.5980 tCO_2/MWh. Besides that the study on economic analysis of large scale PV power plant in Thailand, with interest rate at 6.75%, benefit from selling CO_2 in 7 years shows that net present value is 2,472,187,645 Baht, benefit cost ratio at 12.52, internal rate of return is 20.01%, cost of energy is 7.96 Baht/kWh and payback period less than 5 years. The sensitivity analysis also presented in this research. Considering the degradable PV efficiency and initial cost have positive economic indicator results. However, adder cost at 6.5 Baht/kWh and interest rate at 10% and 15% make negative economic indicator results. Also considering the different of energy yield at 1,400kWh/kWp found that internal rate of return is 6.66% which is less than interest rate at 6.75. Thus, all PV entrepreneurs are agreeing for bright and growing future of PV industrial business in Thailand.

ผลจากการศึกษาการลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ของโรงไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ขนาดใหญ่ในประเทศไทยโดยใช้วิธีการคำนวณตาม Annex 14 Methodological Tool (Version 02) "Tool to calculate the emission factor for an electricity system" ได้ผลการคำนวณ ค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้า (Combined Margin Emission Factor) สำหรับโครงการประเภทผลิตพลังงานไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์ มีค่าเท่ากับ 0.5980 tCO_2/MWh นอกจากนี้ยังมีการวิเคราะห์ด้านเศรษฐศาสตร์ของโรงไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ขนาดใหญ่ในประเทศไทย ณ อัตราดอกเบี้ยร้อยละ 6.75 ผลประโยชน์จากการขาย CO_2 ในระยะเวลา 7 ปี พบว่า มูลค่าปัจจุบันสุทธิ เท่ากับ 2,472,187,645 บาท อัตราผลได้ต่อต้นทุน 12.52 อัตราผลตอบแทนภายใน ร้อยละ 20.01 ต้นทุนต่อ 7.96 บาท/kWh ระยะเวลาการคืนทุน น้อยกว่า 5 ปี การศึกษาความอ่อนไหวของโครงการแสดงประสิทธิภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์เปลี่ยนแปลง และการลงทุนมีการเปลี่ยนแปลง พบว่า ตัวชี้วัดทางด้านเศรษฐศาสตร์ยังน่าสนใจในการลงทุน แต่ในส่วนของอัตรารับซื้อไฟฟ้าส่วนเพิ่มที่ 6.5 บาท/kWh และอัตราการคิดลดที่ร้อยละ 10 และ ร้อยละ 15 จะให้ผลตัวชี้วัดทางด้านเศรษฐศาสตร์ที่เป็นลบ การเปลี่ยนแปลงของ energy yield ที่ 1,400 kWh/kWp พบว่า ให้ผลตอบแทนภายในของโครงการเท่ากับร้อยละ 6.66 ซึ่งน้อยกว่าอัตราดอกเบี้ยเงินกู้ที่ใช้ในการวิเคราะห์ร้อยละ 6.75

การศึกษาปัจจัยทางด้านการลงทุนของอุตสาหกรรมเซลล์แสงอาทิตย์ในประเทศไทย จากบริษัทที่ดำเนินธุรกิจเกี่ยวกับเซลล์แสงอาทิตย์ในประเทศไทยจำนวน 5 บริษัท ได้แก่ บริษัท เอกรัฐโซลาร์ จำกัด บริษัท ไทยเอเยน ซี เอ็นจิเนียริ่ง จำกัด บริษัท โซลาร์ตรอน จำกัด (มหาชน) บริษัท บางกอกโซลาร์ จำกัด และ บริษัท ชาร์ปไทย จำกัด พบว่า ปัจจัยทางด้านการลงทุนของอุตสาหกรรมเซลล์แสงอาทิตย์ในประเทศไทย 8 ด้าน โดยจัดอันดับความสำคัญมากที่สุดไปถึงน้อยที่สุด ดังนี้ ด้านนโยบายจากภาครัฐ ด้านเทคโนโลยี ด้านการตลาด ด้านวัตถุดิบที่ใช้ในการผลิต ด้านการลงทุน ด้านบุคลากร ด้านการจัดการห่วงโซ่อุปทานและด้านสถานที่ตั้งโรงงาน

เซลล์แสงอาทิตย์ได้เข้ามามีบทบาททางด้านพลังงานทดแทนในประเทศไทยมากกว่า 30 ปี แต่มีผู้ที่สนใจอย่างจริงจังในเรื่องนี้น้อยเนื่องจากมีปัจจัยต่างๆ ที่ทำให้อุตสาหกรรมเซลล์แสงอาทิตย์เป็นธุรกิจที่ไม่น่าสนใจในการลงทุน เช่น ราคาแพงเพราะต้องนำเข้าวัสดุอุปกรณ์จากต่างประเทศและความคุ้มค่าในการลงทุนต่ำกว่าอุตสาหกรรมอื่นๆ จึงทำให้ไม่เป็นที่นิยมในอดีตมากนัก แต่ในปัจจุบันเซลล์แสงอาทิตย์มีบทบาทสำคัญอย่างมาก เนื่องจากราคาน้ำมันดิบในตลาดโลกมีราคาสูงขึ้นอย่างต่อเนื่องและภาครัฐมีนโยบายส่งเสริมการลงทุนและการใช้อุปกรณ์พลังงานทดแทนกับภาคเอกชนมากขึ้น เช่น การลดภาษีการนำเข้าอุปกรณ์พลังงานทดแทน การปล่อยเงินกู้ดอกเบี้ยต่ำจากภาครัฐสำหรับการลงทุนด้านพลังงานทดแทน เป็นต้น ดังนั้น อุตสาหกรรมเซลล์แสงอาทิตย์จึงเป็นธุรกิจหนึ่งที่น่าจับตามองเป็นอย่างมากในปัจจุบันเพราะยังเป็นธุรกิจใหม่ในตลาดเนื่องจากยังมีบุคคลากรที่มีความรู้และเชี่ยวชาญในเรื่องนี้จำนวนน้อย อีกทั้งมีการแข่งขันต่ำเมื่อเทียบกับธุรกิจอุตสาหกรรมชนิดอื่นๆ ด้วยความที่ใหม่และสดในตลาดจึงทำให้เป็นธุรกิจที่น่าจับตามอง อีกทั้งยังเป็นธุรกิจที่สะอาด สามารถช่วยแก้ไขปัญหาเศรษฐกิจระดับประเทศได้ไม่มากก็น้อยและที่สำคัญสามารถช่วยแก้ไขปัญหาการขาดแคลนพลังงานภายในในประเทศไทยอีกด้วย ประเทศไทยเป็นประเทศอุตสาหกรรมจึงทำให้มีความต้องการใช้พลังงานสูงและปัจจุบันเซลล์แสงอาทิตย์เป็นพลังงานทางเลือกหนึ่งให้แก่กลุ่มผู้ที่สนใจและมีความต้องการลดต้นทุนด้านพลังงาน เช่น กลุ่มโรงแรม โรงงาน โรงพยาบาล ห้างสรรพสินค้าและอื่นๆ บทความนี้จึงนำเสนอปัจจัยที่สำคัญเพื่อส่งเสริมอุตสาหกรรมเซลล์แสงอาทิตย์ในประเทศไทยซึ่งผู้ประกอบการเซลล์แสงอาทิตย์ยังมีจำนวนน้อย ไม่เพียงพอต่อความต้องการภายในประเทศ และตลาดเซลล์แสงอาทิตย์ในประเทศไทยยังคงมีโอกาสเติบโตอย่างต่อเนื่อง

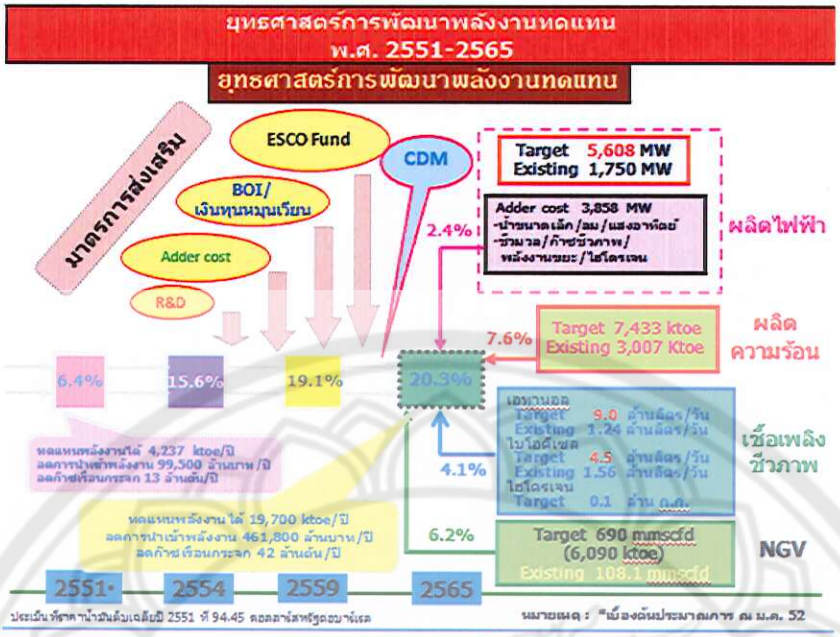
บทที่ 1
บทนำ

1.1 ความเป็นมาของปัญหา

ปัจจุบันปัญหาการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศของโลกเป็นไปอย่างรวดเร็วอันเนื่องมาจากการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกิจกรรมจ่างๆ ของมนุษย์ การใช้พลังงาน การคมนาคมขนส่ง การเกษตรกรรม การพัฒนาและการขยายตัวของภาคอุตสาหกรรม รวมทั้ง การตัดไม้ทำลายป่าและทำลายสิ่งแวดล้อม กิจกรรมต่างๆ เหล่านี้ถือได้ว่าเป็นสาเหตุสำคัญของการเกิดสภาพภูมิอากาศเปลี่ยนแปลง (Climate Change) หรือ ภาวะโลกร้อน (Global warming) และได้ส่งผลกระทบต่อการดำรงชีวิตของมนุษย์ รวมทั้งสิ่งมีชีวิตและสิ่งแวดล้อมอื่นๆ ในระบบนิเวศ รวมทั้งก่อให้เกิดความเสียหายต่อระบบเศรษฐกิจ และสังคมในประเทศต่างๆ ทั่วโลก ซึ่งจากสถานการณ์และผลกระทบที่เกิดขึ้นของการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศนี้ จึงเป็นสาเหตุสำคัญที่นานาประเทศให้ความสนใจและถือเป็นหน้าที่เร่งด่วนของทุกประเทศในการร่วมกันป้องกันและหาแนวทางในการแก้ไขปัญหาดังกล่าว

ประเทศไทยได้มีการดำเนินการลดการเกิดก๊าซเรือนกระจกในภาคพลังงานเป็นสำคัญ เนื่องจากมีความเกี่ยวข้องกับปัญหาความมั่นคงทางด้านพลังงาน และต้องพึ่งพาพลังงานนำเข้า ดังนั้นในแผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ 10จึงได้ระบุให้มีการส่งเสริมการใช้พลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงานเป็นยุทธศาสตร์สำคัญที่จะผลักดันให้ประเทศสามารถบรรลุเป้าหมายด้านความมั่นคงทางด้านพลังงานและลดการพึ่งพาการนำเข้าเชื้อเพลิงจากต่างประเทศ กระทรวงพลังงานจึงได้กำหนดนโยบายในการส่งเสริมการใช้พลังงานทดแทนในภาคการผลิตกระแสไฟฟ้าและภาคคมนาคมซึ่งสอดคล้องกับแผนการขยายกำลังการผลิตกระแสไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยที่สนับสนุนให้เอกชนเข้ามามีส่วนร่วมในการผลิตกระแสไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนในรูปแบบของโรงงานผลิตกระแสไฟฟ้ารายย่อย และยังเป็นการสอดคล้องกับนโยบายของกระทรวงพลังงานที่ส่งเสริมการลงทุนด้านพลังงานทดแทน ในยุทธศาสตร์การพัฒนาพลังงานทดแทน 15 ปี (พ.ศ. 2551-2565)

ดังนั้นประเทศไทยจึงควรทำการศึกษาอย่างจริงจังถึงความพร้อมและแนวทางที่เหมาะสมในการพัฒนาศักยภาพและความพร้อมของแต่ละภาคส่วนทั้งทางด้านการลดปริมาณก๊าซเรือนกระจก ผลกระทบต่อเศรษฐกิจ สังคม และสิ่งแวดล้อมโดยรวม



ภาพ 1.1 ยุทธศาสตร์การพัฒนาพลังงานทดแทน

จากการค้นคว้าเบื้องต้นพบว่า ในประเทศไทยยังไม่มีการศึกษาการลดการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์และความคุ้มค่าทางด้านเศรษฐศาสตร์ของการลงทุนโรงไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ขนาดใหญ่มาก่อน ผู้วิจัยเห็นว่า หากวิจัยเรื่องนี้ จะเป็นประโยชน์อย่างมากต่อบทบาทของประเทศไทยในเวทีสิ่งแวดล้อมโลก และอีกทั้งยังเป็นการสนับสนุนและจูงใจให้เกิดการพัฒนาและลงทุนผลิตพลังงานสะอาดด้วย

1.2 วัตถุประสงค์หลักของแผนงานวิจัย

1) วิเคราะห์การลดการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ของโรงไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ขนาดใหญ่ในประเทศไทย
2) วิเคราะห์ด้านเศรษฐศาสตร์ของโรงไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ขนาดใหญ่ในประเทศไทย

1.3 ขอบเขตงานวิจัย

โครงการนี้จะทำการศึกษาและวิเคราะห์ด้านเศรษฐศาสตร์ของโรงไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ ขนาดใหญ่ในประเทศไทย ซึ่งพิจารณาจากยุทธศาสตร์การพัฒนาพลังงานทดแทนระยะ 15 ปี (พ.ศ. 2551-2556) ของกระทรวงพลังงาน ที่กำหนดให้มีการติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์จำนวน 500 เมกกะวัตต์และศึกษาการลดการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ของโรงไฟฟ้าเซลล์ แสงอาทิตย์ขนาดใหญ่ โดยใช้การคำนวณของ Annex 12 Methodological tool (Version 01.1) "Tool to calculate the emission factor for an electricity system" [1] และ "ACM0002: Consolidated baseline methodology for gird-connected electricity generation from renewable energy sources" [2] ของ IGES ซึ่งได้รับการตรวจสอบแล้วจาก CDM Executive Board (CDM EB) โดยใช้ ตัวแปรจากแผนการผลิตไฟฟ้าของประเทศ (PDP 2009) และข้อมูลของผู้ผลิตไฟฟ้ารายอิสระ (IPP) ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP) และผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมาก(VSPP) จากการไฟฟ้าฝ่ายผลิต

แห่งประเทศไทย การไฟฟ้านครหลวงและการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค และผลการวิจัยเบื้องต้นจะถูกนำเสนอกับผู้ประกอบการเซลล์แสงอาทิตย์ในประเทศไทยที่มีขนาดกำลังการผลิตตั้งแต่ 5 เมกกะวัตต์ต่อปีขึ้นไป

1.4 นิยามศัพท์เฉพาะที่ใช้ในการวิจัย

โรงไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ขนาดใหญ่ (Large scale Photovoltaic Power Plant)

โรงไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ที่มีขนาดมากกว่า 1 เมกกะวัตต์

การลดการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO_2 Emission Reduction)

การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานสะอาดซึ่งส่งผลต่อการลดการปลดปล่อยก๊าซที่มีผลจากการก่อให้เกิดภาวะเรือนกระจก

การวิเคราะห์ทางด้านเศรษฐศาสตร์ (Economic analysis)

การประเมินผลประโยชน์และต้นทุนทางด้านการเงิน สิ่งแวดล้อมและสังคม ทั้งที่สามารถประเมินเป็นตัวเงินและไม่เป็นตัวเงิน เพื่อแสดงผลความน่าสนใจในการลงทุนของภาครัฐ

บทที่ 2
เอกสารและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

2.1) ทฤษฎีเศรษฐศาสตร์ที่เกี่ยวข้อง

หลักการวิเคราะห์ต้นทุนผลประโยชน์-เพื่อการวิเคราะห์โครงการพลังงานและสิ่งแวดล้อม

การกำหนดค่าทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อมในการวิเคราะห์โครงการ (Valuation) ทำการกำหนดค่าด้วยเหตุผลสำคัญ 2 ประการ

1. ช่วยให้การตัดสินใจเลือกโครงการมีประสิทธิภาพดีขึ้น

เพราะต้นทุนทางสิ่งแวดล้อมที่ถูกทำลายไปจะถูกนำมาเป็นส่วนหนึ่งของต้นทุนทางตรงของ โครงการ มิฉะนั้นแล้วต้นทุนของโครงการจะมีค่าต่ำกว่าที่ควรจะเป็น ซึ่งมีผลทำให้การตัดสินใจเลือกโครงการไม่มีประสิทธิภาพ

2. ช่วยในการตัดสินใจว่าทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อมอันใดอันหนึ่งควรจะถูกนำไปใช้ประโยชน์สำหรับวัตถุประสงค์ใดในระหว่าง 2 วัตถุประสงค์ที่แข่งขันกันหรือขัดแย้งกัน

ผู้ได้รับประโยชน์จากโครงการ

คคลที่จะได้รับประโยชคือกลุ่มบุน์ที่เกิดขึ้นจากโครงการของรัฐ หรือกลุ่มบุคคลที่จะใช้สาธารณูปโภคที่ผลิตขึ้นมาโดยโครงการของรัฐวิสาหกิจ เช่น เกษตรกรที่จะได้รับน้ำจากโครงการชลประทานของรัฐผู้ใช้ทางด่วนซึ่งต้องจ่ายค่าผ่านทางและรวมถึงผู้ที่ใช้ถนนธรรมดาที่ใช้อยู่เดิมแต่มีการจราจรเบาบางลง

ผลประโยชน์ของโครงการจะถูกประเมินได้ก็ต่อเมื่อได้ทราบว่าใครคือผู้ได้รับประโยชน์จากโครงการมีจำนวนเท่าไร และแต่ละคนได้รับประโยชน์มากน้อยเพียงไร

อายุโครงการ

คือช่วงระยะเวลาหรือจำนวนปีที่คาดว่าโครงการจะยังใช้ประโยชน์ได้ เช่น

ปีที่ 1 โครงการถูกนำไปปฏิบัติ
2
3
.
.
N โครงการหยุดดำเนินการ

ในที่นี้อายุโครงการคือ N ปี

อายุโครงการต้องถูกกำหนดให้เหมาะสม ถ้าอายุโครงการถูกกำหนดให้ยาวกว่าที่ควรจะเป็น ผลประโยชน์ของโครงการก็จะถูกประมาณสูงกว่าที่ควรจะเป็น

ถ้าอายุโครงการถูกกำหนดให้สั้นกว่าที่ควรจะเป็นผลประโยชน์ของโครงการก็จะถูกประมาณต่ำกว่าที่ควรจะเป็น

การวิเคราะห์ทางการเงินและการวิเคราะห์ทางเศรษฐกิจ

จะใช้วิธีการวิเคราะห์ทางการเงินหรือวิธีการวิเคราะห์ทางเศรษฐกิจ หรือทั้ง 2 วิธี ขึ้นอยู่กับว่าโครงการนั้นใครเป็นผู้ลงทุนในโครงการ และอะไรคือแรงดึงดูดใจในการทำโครงการซึ่งทำให้สามารถแบ่งโครงการออกได้เป็น 3 กลุ่ม

1. โครงการภาคเอกชน

เอกชน
ริเริ่ม -
นำไปปฏิบัติ -
ดำเนินการ -
ลงทุน -

แรงดึงดูดใจคือกำไร ใช้วิธีการวิเคราะห์ทางการเงิน

2. โครงการภาครัฐ

รัฐบาล
ริเริ่ม -
นำไปปฏิบัติ -
-ดำเนินการ
ลงทุน -

แรงดึงดูดใจคือสวัสดิการที่เกิดแก่สังคม ใช้วิธีการวิเคราะห์ทางเศรษฐกิจ

3. โครงการภาครัฐวิสาหกิจ

รัฐวิสาหกิจ
ริเริ่ม -
นำไปปฏิบัติ -
ดำเนินการ -
ลงทุน -

แรงดึงดูดใจคือผลกำไรและผลตอบแทนทางเศรษฐกิจแก่สังคมโดยรวม *ใช้วิธีการวิเคราะห์ทางการเงินและทางเศรษฐกิจ*

การคำนวณตัวชี้วัดความคุ้มค่าของโครงการ

ตัวชี้วัดความคุ้มค่ามีประโยชน์ในการตัดสินใจเลือกโครงการใน 2 สถานการณ์

1. ไม่มีข้อจำกัดในเรื่องจำนวนโครงการที่จะเลือกนำไปปฏิบัติตัดสินใจว่าโครงการใดจะถูกยอมรับหรือจะถูกปฏิเสธในการนำไปปฏิบัติ
2. มีข้อจำกัดในเรื่องจำนวนโครงการที่จะเลือกนำไปปฏิบัติตัดสินใจว่าโครงการใดจะถูกนำไปปฏิบัติ หรือจะถูกเลื่อนเวลาออกไปหรือจะถูกยกเลิก

ตัวชี้วัดทางด้านเศรษฐศาสตร์และการเงิน [4] ที่ใช้เป็นเครื่องมือในการวิเคราะห์และเปรียบเทียบโครงการทางด้านพลังงานสำหรับการลงทุน มี 4 ตัว คือ

1. มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value หรือ NPV)
2. อัตราส่วนของผลประโยชน์ต่อต้นทุน (Benefit/Cost Ratio หรือ BCR)
3. อัตราผลตอบแทนภายใน (Internal Rate of Return หรือ IRR)
4. ระยะคืนทุน (Payback period: PP)

โดยละเอียดของการคำนวณและหลักของการวิเคราะห์ของแต่ละตัวชี้วัดมีดังต่อไปนี้

1. มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value: NPV)

การคำนวณมูลค่าปัจจุบันของผลประโยชน์สุทธิของโครงการ อาจหาได้จากสูตรต่อไปนี้

$$NPV = (B_0 - C_0) + \frac{(B_1 - C_1)}{(1+r)} + \frac{(B_2 - C_2)}{(1+r)^2} + \text{..... .... } + \frac{(B_n - C_n)}{(1+r)^n}$$

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

โดยที่ B_t = มูลค่าของผลประโยชน์จากโครงการที่เกิดขึ้นในปีที่ t

C_t = มูลค่าของค้นทุนจากโครงการที่เกิดขึ้นในปีที่ t

r = อัตราคิดลด (discount rate)

n = อายุของโครงการหรือปีที่สิ้นสุดอายุของโครงการ

ในการพิจารณาโครงการหนึ่ง โดยผู้ลงทุนต้องการทราบเพียงแต่ว่าโครงการนี้มีผลทางเศรษฐกิจอยู่ในเกณฑ์ที่จะลงทุนได้หรือไม่ ค่ามูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) จะช่วยในการตัดสินใจได้ ดังนี้ คือ ถ้า NPV มีค่ามากกว่าศูนย์ย่อมหมายความว่าโครงการนั้นให้ผลคุ้มค่าทางเศรษฐกิจและอยู่ในเกณฑ์ที่ยอมรับได้ แต่ถ้าค่า NPV น้อยกว่าศูนย์ โครงการนั้นก็ไม่อยู่ในเกณฑ์ที่ยอมรับได้ และถ้าค่า NPV ของโครงการเท่ากับศูนย์พอดีแสดงว่าการเลือกลงทุนหรือไม่สำหรับโครงการนั้นจะไม่มีผลกระทบต่อระบบเศรษฐกิจแต่อย่างใด

2. อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน (Benefit – Cost Ratio: B/C)

อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุนหมายถึงอัตราส่วนระหว่างมูลค่าปัจจุบันของผลประโยชน์ต่อมูลค่าปัจจุบันของต้นทุนทั้งหมด ซึ่งแสดงได้ดังสูตรต่อไปนี้

$$\frac{B}{C} = \frac{B_0 + \frac{B_1}{(1+r)} + \frac{B_2}{(1+r)^2} + \cdots\cdots + \frac{B_n}{(1+r)^n}}{C_0 + \frac{C_1}{(1+r)} + \frac{C_2}{(1+r)^2} + \cdots\cdots + \frac{C_n}{(1+r)^n}}$$

โครงการที่เป็นที่ยอมรับได้ตามหลักเกณฑ์นี้ คือโครงการที่มีมูลค่าปัจจุบันของผลประโยชน์มากกว่ามูลค่าปัจจุบันของต้นทุน นั่นคือ โครงการจะเป็นที่ยอมรับเมื่อ B/C มีค่ามากกว่าหนึ่ง

3. อัตราผลตอบแทนภายใน (Internal Rate of Return: IRR)

อัตราผลตอบแทนภายใน คือ อัตราดอกเบี้ย (หรืออัตราคิดลด) สูงสุดที่โครงการจะสามารถจ่ายให้กับทรัพยากรต่างๆ ซึ่งเมื่อจ่ายแล้วโครงการนั้นจะยังคงมีผลประโยชน์เท่ากับมูลค่าปัจจุบันของผลประโยชน์ หรืออาจเขียนได้เป็นสมการดังนี้

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

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

โดยที่ i คือ อัตราผลตอบแทนภายใน

การตัดสินใจที่จะลงทุนหรือไม่สำหรับโครงการนั้น ให้พิจารณาจากค่า i เปรียบเทียบกับอัตราคิดลดของสังคม (r) คืออัตราผลตอบแทนหรืออัตราการชดเชยขั้นต่ำที่จะทำให้สังคมยอมเลื่อนการบริโภคในปัจจุบันไปเพื่อการบริโภคในอนาคตที่ใช้ในการคำนวณมูลค่าปัจจุบันสุทธิ ถ้าโครงการใดมีค่า i สูงกว่า r โครงการนั้นก็อยู่ในเกณฑ์ที่ยอมรับและสามารถลงทุนได้ เพราะถ้าอัตราผลตอบแทนของโครงการนั้นสูงกว่าอัตราผลตอบแทนขั้นต่ำที่สังคมยอมรับได้ สังคมย่อมได้รับความพอใจเพิ่มขึ้น

4. ระยะคืนทุน (Payback period: PP)

ระยะเวลาที่ผลตอบแทนสุทธิจากการดำเนินงานมีค่าเท่ากับค่าลงทุนของโครงการ การคำนวณหาระยะคืนทุนจึงอาจคำนวณหาได้ง่ายๆ ดังนี้

ระยะเวลาคืนทุน = ค่าใช้จ่ายในการลงทุน / ผลตอบแทนสุทธิเฉลี่ยต่อปี

จะเห็นได้ว่า จากตัวชี้วัดข้างต้น สามารถแสดงความน่าสนใจในการลงทุนได้ทั้งทางด้านเศรษฐศาสตร์และการเงิน แต่จะมีความแตกต่างกันดังนี้

การวิเคราะห์ทางด้านเศรษฐศาสตร์

ต้นทุนหรือค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นแก่สังคมในการนำทรัพยากรหรือปัจจัยการผลิตไปใช้ในกานำโครงการไปปฏิบัติและดำเนินการ รวมทั้งผลประโยชน์ของโครงการอื่นๆ หรือบุคคลอื่นๆ ที่สูญเสียไปเพราะโครงการใหม่นี้ถูกนำไปปฏิบัติและดำเนินการ ทั้งนี้ไม่รวมภาษีเพราะคนในสังคมได้จ่ายไปแล้ว

การวิเคราะห์ทางด้านการเงิน

ค่าใช้จ่ายหรือผลประโยชน์ที่เกี่ยวข้องกับทรัพยากรหรือปัจจัยการผลิตต่างๆ รวมทั้งภาษีในการนำโครงการไปปฏิบัติและดำเนินโครงการ

การวิเคราะห์ความอ่อนไหวของโครงการ

ในการวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์นั้นประกอบไปด้วย ค่าตัวแปรหรือค่าปัจจัยต่าง ๆ ในการวิเคราะห์ เช่น เงินลงทุน มูลค่าซาก ค่าปฏิบัติการรายปี อายุการใช้งาน อัตราการผลิต ต้นทุนวัตถุดิบ และอื่น ๆ นอกจากนั้น อัตราดอกเบี้ยเงินกู้ และอัตราเงินเฟ้อก็เป็นปัจจัยที่สำคัญสำหรับการวิเคราะห์ ค่าต่าง ๆ เหล่านี้ เป็นค่าที่เกิดจากการประมาณ เพื่อช่วยในการตัดสินใจ โดยส่วนใหญ่มีค่าไม่ถูกต้องมากนักเพียงแค่ประมาณให้ใกล้เคียงความจริงมากที่สุด ซึ่งการวิเคราะห์ความอ่อนไหวก็คือการคำนวณหามูลค่าปัจจุบัน (NPV) หรือ อัตราผลตอบแทนภายใน)IRR) หรือค่าอื่น ๆ ใหม่เมื่อปัจจัยต่างเปลี่ยนไป เช่น เงินลงทุนเปลี่ยน อัตราส่วนลดเปลี่ยนเป็นต้น เพื่อดูว่าการเปลี่ยนแปลงของปัจจัยเหล่านั้นมีผลต่อโครงการอย่างไร

2.2) ทฤษฎีการวิเคราะห์การลดการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์

การคำนวณของ Annex 12 Methodological tool (Version 01.1) "Tool to calculate the emission factor for an electricity system"[1] กำหนดสัดส่วนของการลดการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ โดยคำนวณจาก

ปริมาณการปลดปล่อยที่ลดลง = ปริมาณการปลดปล่อยพื้นฐาน – ปริมาณการปลดปล่อยของโครงการ -ปริมาณการปลดปล่อยที่ไม่ได้ควบคุม

Emission Reduction = Baseline Emission - Project Emission – Leakage

$$ER_y = BE_y - PE_y - L_y$$

โดยที่ ER_y = ปริมาณการปลดปล่อยที่ลดลง) Emission Reduction)

BE_y = ปริมาณการปลดปล่อยพื้นฐาน) Baseline Emission)

PE_y = ปริมาณการปลดปล่อยของโครงการ (Project Emission)

L_y =ปริมาณการปลดปล่อยที่ไม่ได้ควบคุม (Leakage)

ซึ่งในกรณีของโรงไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ไม่มี leakage และ project emission

$$ER_y = BE_y$$

โดยที่

ER_y = ปริมาณการปลดปล่อยในปี y (Emission reductions in year y : t CO_2e/y)

BE_y = ปริมาณการปลดปล่อยในปีฐาน (Baseline Emission in year y : t CO_2e/y)

การคำนวณของ Baseline Emission

$$BE_y = (EG_y - EG_{baseline}) \cdot EF_y$$

โดยที่

BE_y = Baseline emissions (in tCO_2)

EG_y = Electricity supplied by the project activity to the grid (in MWh)

$EG_{baseline}$ = Baseline electricity supplied to the grid in the case of modified or retrofit facilities (in MWh)

EF_y = Baseline emissions factor (in tCO2/ MWh)

$$EF_{grid,CM,y} = w_{OM} \cdot EF_{grid,OMy} + w_{BM} \cdot EF_{grid,BM,y}$$

โดยที่

$EF_{grid,CM,y}$ = Baseline emission factor (tCO2/MWh)

w_{OM} = Operation Margin weight, which is 0.5 by default

w_{BM} = Build Margin weight, which is 0.5 by default

$EF_{grid,OM,y}$ = Operational Margin emission factor (tCO2/MWh)

$EF_{grid,BM,y}$ = Build Margin emission factor (tCO2/MWh)

y = refers to a given year

การผลิตไฟฟ้าในประเทศไทยมากกว่าร้อยละ 70 มาจากแหล่งก๊าซธรรมชาติซึ่งไม่ใช่แหล่งพลังงาน low-cost/ must run ดังนั้นแหล่ง low cost/must run มีสัดส่วนในการผลิตไฟฟ้าน้อยกว่าร้อยละ 30 จึงสามารถใช้วิธีการคำนวณอย่างง่ายของ OM ได้

$$EF_{grid,OMSimple} = \frac{\sum_{i,m} FC_{i,m,y} . NCV_{i,y} . EF_{CO2,i,j}}{\sum_{m} EG_{m,y}}$$

โดยที่

$EF_{grid,OMSimple}$ = Simple operating margin CO2 emission factor in year y (tCO2/MWh)

$FC_{i,m,y}$ = Amount of fossil fuel type i consumed by power plant/ unit m in year y (mass or volume unit)

$NCV_{i,y}$ = Net calorific value (energy content) of fossil fuel type i in year y (GJ/mass or volume unit)

$EF_{CO2,i,j}$ = CO2 emission factor of fossil fuel type i in year y (tCO2/GJ)

$EG_{m,y}$ = Net electricity generated and delivered to the grid by power plant/ unit m in year y (MWh)

$$EF_{grid,BM,y} = \frac{\sum_{m} EG_{m,y} . EF_{EL,m,y}}{\sum_{m} EG_{m,y}}$$

โดยที่

$EF_{grid,BM,y}$ = Build margin CO2 emission factor in year y (t CO2/MWh)

$EG_{m,y}$ = Net quantity of electricity generated and delivered to the grid by power unit m in year y (MWh)

$EF_{EL,m,y}$ = CO2 emission factor of power unit m in year y (tCO2/MWh)

ศึกษาการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์โดยใช้การคำนวณของ Annex 12 Methodological tool (Version 01.1) "Tool to calculate the emission factor for an electricity system" ค่าสัมประสิทธิ์ การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตไฟฟ้า จะใช้วิธีการคานวณตาม Annex 14 Methodological Tool (Version 02) "Tool to calculate the emission factor for an electricity system" ซึ่งได้รับการรับรองจาก CDM Executive Board เมื่อวันที่16 ตุลาคม 2552 (EB 50) วิธีการดังกล่าวมีค่าพารามิเตอร์หลักดังนี้

Parameter	SI Unit	Description
EFgrid, CM,y	tCO2/MWh	Combined margin CO2 emission factor for the project electricity system in year y
EFgrid,OM,y		Operating margin CO2 emission factor for the project electricity system in year y
EFgrid, BM, y		Build margin CO2 emission factor for the project electricity system in year y

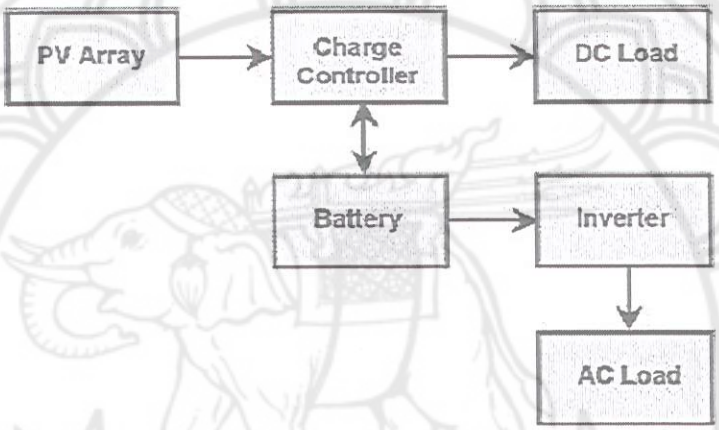
ค่าสัมประสิทธิ์ การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้า ที่คานวณได้ตาม วิธีการดังกล่าว สามารถนาไปใช้ในการคานวณปริมาณการลดก๊าซเรือนกระจกสาหรับโครงการ กลไกการพัฒนาที่สะอาด (CDM) ซึ่งดาเนินกิจกรรมที่เกี่ยวข้องกับการจาหน่ายพลังงานไฟฟ้าเข้า ระบบสายส่งของประเทศไทย

จากการคานวณค่าสัมประสิทธิ์ การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้า ประจาปี 2552 (2009) โดยใช้วิธีการคานวณตาม Annex 14 Methodological Tool (Version 02) "Tool to calculate the emission factor for an electricity system" ทาให้ได้ผลการคานวณ ค่าสัมประสิทธิ์ การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้า (Combined Margin Emission Factor) จากการใช้สมการที่ 2 โดยสามารถแบ่งค่าสัมประสิทธิ์ การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการ ผลิตพลังงานไฟฟ้าสาหรับโครงการ CDM ออกได้เป็น 2 ประเภท ได้แก่ ค่าสาหรับโครงการ CDM ประเภททั่วไป มีค่าเท่ากับ 0.5812 tCO2/MWh และค่าสาหรับโครงการประเภทผลิตพลังงานไฟฟ้า จากพลังงานลม และแสงอาทิตย์ มีค่าเท่ากับ 0.5980 tCO2/MWh

แสดงการคำนวณค่า Combined Margin Emission Factor

ประเภทโครงการ CDM	Emission Factor (tCO2/MWh)		
	EFgrid,OM	EFgrid,BM	EFgrid,CM
โครงการทั่วไป	0.6147	0.5477	0.5812
โครงการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานลมและแสงอาทิตย์	0.6147	0.5477	0.5980

2.3) ระบบโฟโตโวลตาอิก



ภาพ 2.1 ระบบโฟโตโวลตาอิก [5]

ระบบโฟโตโวลตาอิกดังภาพที่ 2.1 ประกอบไปด้วย

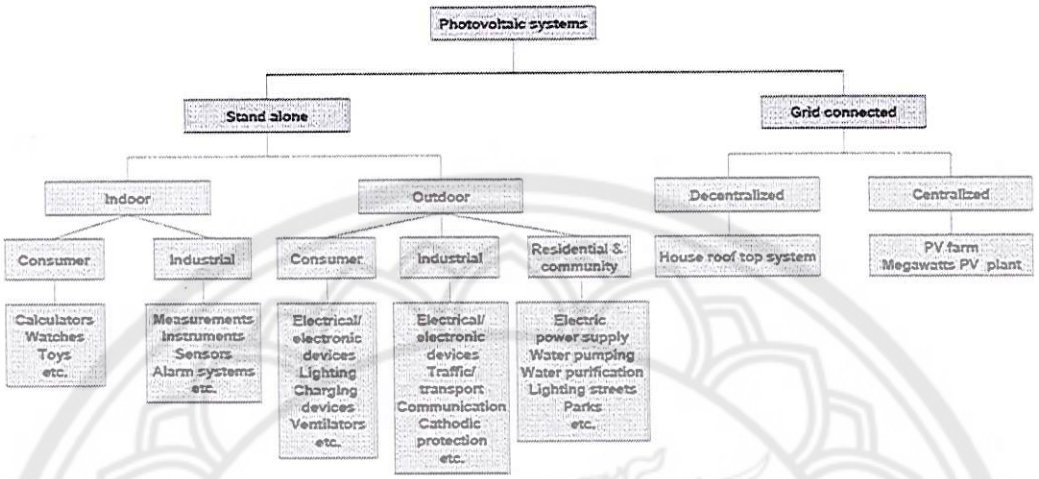
1. แผงเซลล์แสงอาทิตย์ คือชุดของเซลล์แสงอาทิตย์ 1 โมดูล หรือ หลาย ๆ โมดูลที่นำมาต่อกันเพื่อให้ได้พลังงานไฟฟ้าที่ต้องการ

2. Charge Controller หรือตัวควบคุมการประจุไฟฟ้า ซึ่งจะทำหน้าที่ควบคุมการประจุไฟฟ้าและคายประจุให้กับแบตเตอรี่ในขณะที่เซลล์แสงอาทิตย์ผลิตกระแสไฟฟ้าได้และส่งให้กับแบตเตอรี่ในเวลากลางวัน และเป็นตัวป้องกันไม่ให้เกิดกระแสไฟฟ้าย้อนกลับไปที่เซลล์แสงอาทิตย์ในช่วงเวลากลางคืน ซึ่งเซลล์ไม่สามารถผลิตกระแสไฟฟ้าได้ เพื่อป้องกันความเสียหายที่จะเกิดขึ้นกับเซลล์แสงอาทิตย์และอุปกรณ์ไฟฟ้า โดยมีวงจรป้องกันการลัดวงจร แรงดันเกิน หรือ ต่อขั้วไฟฟ้าผิด

3. Battery ทำหน้าที่เก็บสะสมกำลังไฟฟ้าที่เกิดจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ในตอนกลางวัน เพื่อสะสมนำไปใช้ในเวลากลางคืน หรือในเวลาที่ไม่มีแสงอาทิตย์ที่ต้องการ

4. Inverter ทำหน้าที่แปลงกระแสไฟฟ้าจากไฟฟ้ากระแสตรงจากเซลล์แสงอาทิตย์หรือแบตเตอรี่เป็นไฟฟ้ากระแสสลับที่มีความถี่และเฟสตามต้องการ หรือเหมาะสมกับการต่อเข้ากับ Grid ของการไฟฟ้า ซึ่งจะมีค่าความถี่ 50 Hz และแรงดันที่ 220 V โดยทั่วไปองค์ประกอบนี้มักได้แก่ DC-AC Inver

2.4) การประยุกต์ใช้ระบบเซลล์แสงอาทิตย์



ภาพ 2.2 การประยุกต์ใช้ระบบเซลล์แสงอาทิตย์ [5]

การประยุกต์ใช้เซลล์แสงอาทิตย์ สามารถจำแนกได้ 2 ประเภท

1. ระบบเซลล์แสงอาทิตย์แบบอิสระ (Stand Alone System) ก็คือระบบที่ไม่ได้ต่อเชื่อมเข้ากับระบบสายส่งของการไฟฟ้า แต่ผู้ใช้งานจริง ๆ ก็อาจจะมีทั้งที่ระบบสายส่งเข้าไม่ถึงและสายส่งเข้าถึง เช่น ระบบเซลล์แสงอาทิตย์ในพื้นที่ชนบทห่างไกล หรือ ระบบปั๊มน้ำสำหรับการเกษตร

2. ระบบเซลล์แสงอาทิตย์แบบเชื่อมต่อเข้าสายส่ง (Grid Connected System) ก็คือระบบที่ต่อเชื่อมเข้ากับระบบสายส่ง แต่จะมีการแบ่งย่อยตามรูปแบบการผลิตภายในอีกสองกลุ่มหลัก ๆ คือ แบบ Decentralized ลักษณะการติดตั้งจะเป็นแบบ House roof top system และแบบCentralized จะเป็นการผลิตในลักษณะของ PV Farm คือกำลังการผลิตระดับ 1 MW ขึ้นไป

2.5) งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

Christoph Erdmenger และคณะ [6] ได้ศึกษาเครื่องมือและกลไกของสหพันธรัฐเยอรมนีเพื่อบรรลุเป้าหมายของการลดการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ร้อยละ 40 จนถึงปี ค.ศ. 2020 คือการมุ่งไปที่ภาคพลังงานซึ่งมีการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ถึง 224 ล้านตันโดยการลดการผลิตไฟฟ้าลง (ประหยัดได้ 40 ล้านตัน), เปลี่ยนชนิดของเชื้อเพลิง และเพิ่มประสิทธิภาพการแปลงพลังงาน (ลดการปลดปล่อย 30 ล้านตัน) และเพิ่มสัดส่วนของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนร้อยละ 26 (ลดการปลดปล่อย 44 ล้านตัน) ค่าใช้จ่ายโดยเฉลี่ยของเครื่องมือดังกล่าวเพื่อลดการปลดปล่อยอยู่ที่ประมาณ 50 ยูโรต่อตันและหากคิดเป็นค่าใช้จ่ายรายเดือนต่อครัวเรือนจะน้อยกว่า 25 ยูโร

Malte Schneider และคณะ ได้ศึกษากลไกการพัฒนาที่สะอาดที่มีบทบาทสำคัญภายใต้ [7] UNFCCC ต่อการถ่ายทอดเทคโนโลยีในการพัฒนา เครื่องมือและการเรียนรู้ ซึ่งต้องใช้หลายปัจจัยในการพิจารณา เช่น ลักษณภูมิประเทศ เทคโนโลยี และขนาดของโครงการ เป็นต้น โดยทำการศึกษาจากแนวทางที่ได้ดำเนินการมาแล้วและสัมภาษณ์ผู้เชี่ยวชาญ จากนั้นจึงหาปัจจัยดังกล่าวได้และให้ข้อเสนอแนะในการกำหนดนโยบาย

Kiattiporn Wangpattarapong และคณะ [8] ศึกษาผลกระทบทางสภาพภูมิอากาศและเศรษฐกิจต่อการใช้ไฟฟ้าในเขตกรุงเทพมหานคร โดยเก็บข้อมูลเป็นรายเดือน อุณหภูมิแวดล้อม (Ambient temperature) ปริมาณฝน (Rainfall) ความชื้นสัมพัทธ์ (Relative humidity) และความเร็วลม (Wind speed) ระยะเวลา 20 ปี และสำรวจข้อมูลด้านเศรษฐกิจใน เช่น จำนวนครัวเรือน รายได้ต่อเดือนและการเปลี่ยนเครื่องปรับอากาศใน ระยะเวลา 5 ปี เป็นต้น จากนั้นจึงสร้างแบบจำลอง residential electricity consumption of Bangkok Metropolis (RECB) เพื่อทำนายแนวโน้มของการใช้ไฟฟ้าในเขตกรุงเทพมหานคร

S. Adhikari และคณะ [9] ได้ศึกษา ภาพรวมของความต้องการพลังงานและเทคโนโลยีหากมีการพัฒนาการดำเนินงานกลไกการพัฒนาที่สะอาดในประเทศไทย จากผลการวิเคราะห์พบว่าภาคอุตสาหกรรมมีการใช้พลังงานสูงสุด มีการดำเนินการโครงการเพื่อการพัฒนาที่ยั่งยืนโดยส่วนใหญ่จะเป็นโครงการด้านพลังงานชีวมวล แต่เทคโนโลยีทางด้านพลังงานความร้อนใต้ภิภพ พลังงานลม พลังงานแสงอาทิตย์โดยเซลล์แสงอาทิตย์และขยะ ยังไม่ได้มีการดำเนินการกลไกการพัฒนาที่สะอาดมากนักในประเทศไทย ซึ่งหากจะเร่งดำเนินการควรมีการศึกษาทางด้านเศรษฐกิจ สังคมและความยั่งยืนด้วย

Erik Delarueและคณะ [10] ได้ศึกษาการลดการเปลี่ยนชนิดของเชื้อเพลิงจากถ่านหินเป็นก๊าซเพื่อลดการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกซึ่งได้มีการดำเนินการในยุโรปตะวันตกและนำเสนอเป็นกลไก European Union Emission Trading Scheme (EU ETS) โดยในการดำเนินการดังกล่าวต้องมีการศึกษาทางด้านความคุ้มค่าและแรงจูงใจทางด้านเศรษฐศาสตร์ของศักยภาพราคา European Union Allowance (EUA) เทียบกับราคาก๊าซธรรมชาติ ศึกษาต้นทุนของการผลิตพลังงานชนิดอื่นๆ และการลดการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจก และมีการศึกษาทางด้านเทคนิคของการเปลี่ยนชนิดของเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า จากการศึกษาพบว่าประเทศเนเธอแลนด์มีการปรับเปลี่ยนชนิดของเชื้อเพลิงเพื่อผลิตไฟฟ้าอย่างรวดเร็วส่งผลต่อการลดการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกให้เห็นอย่างเป็นรูปธรรมอย่างชัดเจน ส่วนประเทศเยอรมัน สเปนและอิตาลีก็มีสัดส่วนการลดการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกตามลำดับ จากการปรับเปลี่ยนชนิดของเชื้อเพลิงเป็นสัดส่วนของก๊าซร้อยละ 50 และจากถ่านหินร้อยละ 40 ในช่วงฤดูร้อนปี 2005 พบว่าภาคการผลิตไฟฟ้ามีการลดการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกได้ร้อยละ 19

พรทิพย์ สมฤทธิ์ และคณะ [11] ได้กล่าวไว้ในเอกสารงานวิจัยเรื่อง การศึกษาความเป็นไปได้ของการใช้เซลล์แสงอาทิตย์มาเป็นส่วนหนึ่งของอาคารเพื่อผลิตกระแสไฟฟ้าแบบเชื่อมต่อกับสายส่ง โดยใช้โปรแกรมสำเร็จรูป Photovoltaic Project Model v.3.2 ในการศึกษาเกี่ยวกับตำแหน่งและที่ตั้งของอาคารในเขตกรุงเทพมหานคร โดยกำหนดให้อาคารที่จะศึกษาเป็นอาคารสมมุติที่มีผนังอาคารตั้งฉากกับแนวราบและมีทิศทางต่าง ๆ 8 ทิศ และเปรียบเทียบกับผนังอาคารในแนวราบ)roof top) จากผลการศึกษาค้นคว้าพบว่า อาคารที่มีทรงสูงและมีผนังอาคารในด้านทิศตะวันออกเฉียงใต้หรือผนังอาคารในด้านทิศตะวันตกเฉียงใต้จะได้รับความเข้มของรังสีอาทิตย์มากกว่าด้านอื่น ๆ แต่ผนังอาคารด้านข้างจะมีความเหมาะสมน้อยกว่าผนังอาคารด้านบน)roof top) เนื่องจากผนังอาคารด้านบนจะได้รับพลังงานแสงอาทิตย์ต่อพื้นที่มากที่สุด

วราภรณ์ เอกเผ่าพันธุ์ [12] ได้ทำการศึกษาการคาดการณ์ความต้องการการใช้พลังงานขั้นสุดท้าย การจัดหาพลังงานของประเทศไทยและการประเมินก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ของภาคการผลิตไฟฟ้า โดยวิเคราะห์ผลในภาคเศรษฐกิจหลักของประเทศไทย โดยใช้แบบจำลองเชิงเทคโนโลยีคือ MAED และแบบจำลองเชิงนโยบายคือ MESSAGE ในการพิจารณากรณีศึกษาแบ่งออกเป็น 3 กรณี โดยใช้ปี พ.ศ.2548 เป็นปีฐาน คาดการณ์ถึงปี พ.ศ. 2573 กรณีแรกได้แก่ การเติบโตทางเศรษฐกิจแบบปกติ (BAU:Business as usual) กรณีที่สอง ได้แก่ การเพิ่มประสิทธิภาพพลังงานในภาคเศรษฐกิจหลักของประเทศ (EE) กรณีที่สาม ได้แก่ การผลิตและใช้ตามแผนพลังงานทดแทน 15 ปี ของประเทศไทย (REDP) ซึ่งในส่วนของการจัดหาพลังงานไฟฟ้าพบว่าในกรณี BAU โดยพิจารณาความต้องการไฟฟ้าคงที่ต่อปีในระหว่างปี พ.ศ.2548-2573 การผลิตไฟฟ้ารวมจากโรงไฟฟ้ามีการผลิตเพิ่มขึ้นจาก 15,596.73 MWyr ในปี 2548 เป็น 46,793.17 MWyr ในปีโดยมีอัตราการเติบโตเฉลี่ 2573ยเพิ่มขึ้นเป็นร้อยละ 8.33 โดยในปี 2573 พบว่าประเทศไทยจะมีสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วมคิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 55.72 ตามด้วยโรงไฟฟ้าพลังความร้อนคิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 27.23 และโรงไฟฟ้าถ่านหินและลิกไนต์คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 5.74 โดยโรงไฟฟ้าพลังงานทดแทนมีสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าต่ำกว่า 0.01 ในกรณีศึกษา EE และ REDP พบว่ามีแนวโน้มสอดคล้องกับกรณี BAU ในกรณีการประเมินการปล่อยมลพิษจากก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ในการผลิตไฟฟ้า มีการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์เพิ่มขึ้นจาก 76.58 ล้านตันคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่า ในปี 2548 เป็น 213.56 ล้านตันคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่า ในปี 2573 โดยในปี 2573 พบว่าโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมคิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 54.38 ตามด้วยโรงไฟฟ้าพลังความร้อนคิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 24.16 และโรงไฟฟ้าถ่านหินและลิกไนต์คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 12.36 และพบว่าโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนจะช่วยลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ได้ร้อยละ 0.002 ในปี 2573

คงฤทธิ์ แม้นศิริ และคณะ [13] ได้ทำศึกษาการประเมิณสมรรถนะทางด้านเทคนิคของหลังคาเซลล์แสงอาทิตย์สำหรับการผลิตไฟฟ้าแบบเชื่อมต่อเข้าระบบจำหน่าย โดยใช้แผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดอะมอร์ฟัสของ Uni-Solar รุ่น PVL 64 เพื่อศึกษาการติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์ให้กลมกลืมกับลักษณะโดยรวมของอาคาร โดยในการศึกษาได้ทำการติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคากันสาดอาคารที่หันหน้าไปทางทิศตะวันตกเฉียงใต้ มีมุมเอียง 12 องศา จากการศึกษาพบว่าสมรรถนะของระบบเท่ากับ 0.81 การสูญเสียในแผงเซลล์แสงอาทิตย์)Capture Losses) เท่ากับ 0.23 kWh/kWp โดยที่ประสิทธิภาพของเซลล์แสงอาทิตย์มีค่าเท่ากับ 5.92 เปอร์เซ็นต์ จากการศึกษางานวิจัยที่เกี่ยวข้องจึงสรุปได้ว่าการติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์ในแนวราบ (Roof top) มีความเหมาะสม

มากกว่าการติดตั้งด้านข้างผนังอาคาร และในปัจจุบันทั้งเทคโนโลยีและการวิจัยศึกษาได้พัฒนามาถึงระดับหนึ่งแล้ว และงานด้านนี้ก็มีหน่วยงานที่รับผิดชอบดูแลอยู่ ที่เหลือจึงเป็นการนำเทคโนโลยีและการวิจัยศึกษาเหล่านั้นมาใช้งาน เมื่อผนวกกับการนำพื้นที่บนหลังที่ยังว่างอยู่ของโครงการรถไฟฟ้ามาใช้ให้งานให้เกิดประโยชน์สูงสุดเพิ่มขึ้น นอกจากความสะดวกสบายในการเดินทางที่ได้รับแล้ว และถ้าพิจารณาไปถึงโครงการรถไฟฟ้าที่กำลังก่อสร้างและโครงการในอนาคต พื้นที่บนหลังคาแต่ละสถานีนั้นก็จะสามารถผลิตพลังงานจากพลังงานทดแทนให้กับประเทศได้

วรพล สุขสำราญ [14] ศึกษาโดยนำข้อมูลค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าและการประมาณการสัดส่วนการผลิตพลังงานไฟฟ้าแยกตามชนิดเชื้อเพลิงจากแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ .ศ.2553 – 1 ข้อ คือ 3 จากการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย แล้วนำมาตั้งสมมุติฐาน 2573. Baseline Scenario เป็นการตั้งสมมุติฐานปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตไฟฟ้าโดยใช้ข้อมูลและค่าพารามิเตอร์ต่างๆ ของปีของกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน 2552 จากรายงานไฟฟ้าของประเทศไทย ประจำปี 2552 จากการทดลองพบว่าจะพบว่าปริมาณก๊าซเรือนกระจกนั้นมีค่าสูงขึ้นอย่างต่อเนื่องโดยในปี จะมีปริมาณ 2563 CO110 ถึง 2. 72MtCO2 $_2$. Sectoral Scenario เป็นการตั้งสมมุติฐานปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตไฟฟ้าโดยใช้ข้อมูลและค่าพารามิเตอร์ต่างๆ จากแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ .ศ.2553 – จากการทดลองพบว่าจะพบว่าปริมาณก๊าซเร 257อนกระจกในปี 2563 จะมีปริมาณ CO_2 อยู่ที่ 76.45 $MtCO_2$ ลดลงจาก Baseline Scenario 34.72 $MtCO_2$ และ 3. เป็นการตั้งสมมุติฐานปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตไฟฟ้าที่มีการปรับเปลี่ยนข้อมูลและค่าพารามิเตอร์ต่างๆ โดยประยุกต์จากแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ .ศ.2553 – 2573 จากการทดลองพบว่าจะพบว่าปริมาณก๊าซเรือนกระจกในปี 2563 จะมีปริมาณ CO_2 อยู่ที่ 56.4 $MtCO_2$ ลดลงจาก Sectoral Scenario 20.4 tCO_2 จากการศึกษาพบว่าการดำเนินการลดก๊าซเรือนกระจกในภาคการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยสามารถทำได้โดย 1. การเพิ่มสัดส่วนการผลิตของพลังงานทดแทนประเภทต่างๆ หรือพลังงานนิวเคลียร์ 2. การปรับเปลี่ยนการใช้เชื้อเพลิงเป็นเชื้อเพลิงที่มีการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกน้อยลง 3. การปรับปรุงประสิทธิภาพโรงไฟฟ้าทั้งโรงไฟฟ้าเก่าและที่กำลังสร้างใหม่ทั้งในเรื่องเทคโนโลยี การบริหารจัดการ และการบำรุงรักษา ซึ่งปริมาณก๊าซเรือนกระจกลดได้จากการดำเนินการจะสามารถนำไปขายให้แก่ประเทศอุตสาหกรรมได้

Narumitr Sawangphol [15] ได้ศึกษาสถานการณ์ล่าสุดของพลังงานทดแทนและยุทธศาสตร์การพัฒนาไปสู่ยุคไฟฟ้าแบบคาร์บอนต่ำในประเทศไทย รัฐบาลเพิ่งใช้เงินจำนวนมหาศาลและการสนับสนุนจาก สภานิติบัญญัติเพื่อส่งเสริมการใช้แหล่งพลังงานทดแทนและเชื้อเพลิงที่หลากหลายซึ่งมีส่วนช่วยลด Greenhouse gas ความท้าทายหลักของนโยบายอยู่ที่พลังงานทดแทนรูปแบบไหนที่ควรใช้เพื่อให้พลังงานของประเทศมีความมั่นคงในอนาคต แต่ละภาคของประเทศไทยมีศักยภาพของวัตถุดิบพลังงานทดแทนต่างกัน ปัจจุบันชีวมวลถูกใช้อย่างกว้างขวาง ถ้าหากเกิดความแห้งแล้งไม่เพียงแต่กระทบกับความมั่นคงทางอาหารแต่จะกระทบกับความมั่นคงทางพลังงานด้วย การยอมรับของประชาชนเป็นเรื่องสำคัญดังนั้นจึงเกิดยุทธศาสตร์ในการจัดเขตพลังงานทดแทนขึ้นเพื่อช่วยการตัดสินใจของผู้ผลิต ช่วยให้เห็นทิศทางแนวโน้ม นอกจากนี้รัฐบาลต้องให้เงินสนับสนุนงานวิจัยและพัฒนาเพื่อลดต้นทุนของเทคโนโลยีและส่งเสริมการลงทุนในอุตสาหกรรมพลังงานทดแทน. ในอนาคตจะต้องเกิดการแข่งขันของราคาไฟฟ้าระหว่าง Non-renewable และ Renewable อย่างเท่าเทียมกัน ภาษีสิ่งแวดล้อมตาม

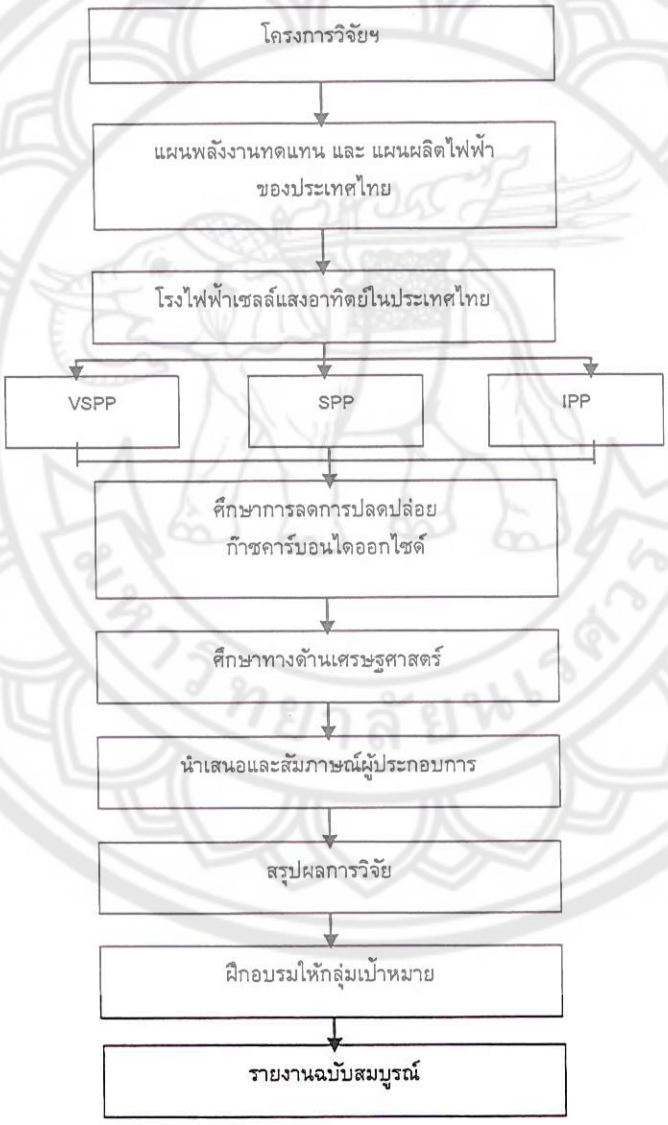
ชนิดของเชื้อเพลิงจะเป็นตัวช่วยรัฐบาลให้เกิดการดำเนินการผลิตไฟฟ้าแบบคาร์บอนต่ำอย่างต่อเนื่อง การกระตุ้นการพัฒนาพลังงานทดแทนและการทำให้เห็นประโยชน์ในชุมชนท้องถิ่นเป็นกุญแจสำคัญในสังคมเศรษฐกิจพอเพียง บทความนี้มุ่งหมายที่จะแสดงให้เห็นถึงสถานการณ์ล่าสุดของพลังงานและยุทธศาสตร์การพัฒนาพลังงานทดแทนในประเทศไทยเกี่ยวกับการดำเนินธุรกิจ, กฎเกณฑ์ของภาครัฐ, แผนพัฒนาพลังงาน และการลงมือทำให้เกิดผล โดยเน้นที่การประเมินเชิงวิเคราะห์เกี่ยวกับกำลังการผลิตของเทคโนโลยีในปัจจุบันและทิศทางของประเทศในการไปสู่ยุคไฟฟ้าแบบคาร์บอนต่ำซึ่งเป็นสาระสำคัญของบทความนี้ ศักยภาพวัตถุดิบที่มีอยู่ในพื้นที่และความเป็นไปได้ทางเทคโนโลยีถูกนำมาพิจารณาเปรียบเทียบกับเป้าหมายการพัฒนาของประเทศ ปัจจัยส่งเสริมและอุปสรรคที่มีต่อความสำเร็จของไฟฟ้าแบบคาร์บอนต่ำในประเทศไทยในอนาคตถูกอธิบายในบทความนี้ จุดประสงค์ของบทความนี้เพื่อแสดงข้อมูลที่เป็นประโยชน์และให้แนวทางความรู้สำหรับประเทศอื่นๆที่กำลังเผชิญสถานการณ์เดียวกัน

จากศักยภาพการติดตั้งเทคโนโลยีพลังงาน ในปี 2022 สัดส่วนพลังงานทดแทนจะอยู่ที่ชีวมวลเป็นส่วนใหญ่ คือ 33.9% ของพลังงานทั้งหมด. เพื่อให้บรรลุเป้าหมายที่ตั้งไว้ว่าในปี 2022 จะต้องผลิตพลังงานจากชีวมวลได้ 3.700 MW ประเทศไทยจะต้องเพิ่มกำลังการผลิต 129.8%จากกำลังการผลิต 1,610 MW ในปี 2009 เป้าหมายที่ตั้งไว้ภายใต้ AEDP ไม่ยากเกินจะทำให้สำเร็จแต่รัฐต้องช่วยเพิ่มประสิทธิภาพของเทคโนโลยีและการใช้ประโยชน์จากชีวมวล และสำรวจพลังงานอื่นที่อาจจะได้จากชีวมวลซึ่งจะช่วยมีประโยชน์มากขึ้น สำหรับการใช้ประโยชน์จากพลังงานแสงอาทิตย์ยังคงไม่แน่นอนในเรื่องของการพัฒนาเทคโนโลยีเพื่อลดต้นทุนทางเศรษฐศาสตร์ ซึ่งถือเป็นความท้าทายสำคัญของรัฐในการแก้ปัญหาเพื่อส่งเสริมการใช้พลังงานแสงอาทิตย์ รัฐประกาศมาตรการหลายข้อเพื่อกระตุ้นการใช้ประโยชน์จากพลังงานทดแทนเพื่อผลิตไฟฟ้า ก่อนการกระตุ้นการลงทุนรัฐควรทำการทบทวนศักยภาพพลังงานทดแทนของแต่ละพื้นที่เพื่อความเหมาะสมของเทคโนโลยีและให้ได้ประสิทธิภาพบรรลุเป้าหมายก่อนการทำโครงการจริง นอกจากนี้รัฐควรทำการนโยบายแบ่งเขตพลังงานทดแทนเพราะในแต่ละพื้นที่มีศักยภาพของวัตถุดิบต่างกัน ดังนั้นพื้นที่ถือเป็นเรื่องสำคัญยกเว้นเทคโนโลยีพลังงานแสงอาทิตย์ ประเทศไทยมีแหล่งพลังงานทดแทนที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้ามากมาย งานที่ท้าท้ายสำหรับรัฐ คือ 1.เลือกรอเทคโนโลยีที่พัฒนาเสร็จสมบูรณ์และนำมาใช้พร้อมกับรับต้นทุนของเทคโนโลยี หรือ 2.ให้เงินสนับสนุนงานวิจัยเพื่อพัฒนา Solar Cell ที่มีต้นทุนต่ำ โดยสรุปประเทศไทยควรให้ความสนใจในการพัฒนาไฟฟ้าแบบคาร์บอนต่ำเพราะศักยภาพของแหล่งพลังงานทดแทนที่หลากหลายและมีอยู่มากในประเทศ การที่รัฐให้ความช่วยเหลือด้านการเงิน และการกระตุ้นการลงทุน, การวิจัยพัฒนา, การมีส่วนร่วมของประชาชนเป็นส่วนหนึ่งของการพัฒนาซึ่งเป็นส่วนสำคัญในการสร้างรากฐานที่แข็งแรงของเศรษฐกิจและสิ่งแวดล้อมของประเทศ

บทที่ 3
วิธีดำเนินการวิจัย

กรอบแนวความคิด

ทำการศึกษา เปรียบเทียบ และวิเคราะห์การลดการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ของโรงไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ขนาดใหญ่ในประเทศไทย และวิเคราะห์ความคุ้มค่าทางด้านเศรษฐศาสตร์จากนั้นจะนำเสนอผลการวิเคราะห์เบื้องต้นต่อผู้ประกอบการเซลล์แสงอาทิตย์ฯ เพื่อหาความเหมาะสมในการลงทุนโรงไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ขนาดใหญ่ในประเทศไทย กรอบแนวความคิดแสดงดังต่อไปนี้



ภาพ 3.1 กรอบแนวความคิดโครงการ

3.1 การเก็บรวบรวมข้อมูล

ข้อมูลที่ใช้ในการศึกษามีรายละเอียดดังนี้

1. ประเภทของข้อมูลที่นำมาใช้ศึกษาครั้งนี้ เป็นข้อมูลทุติยภูมิ ซึ่งประกอบได้ด้วยข้อมูลต่างๆ ดังนี้

- ข้อมูลกำลังการผลิตติดตั้ง
- ข้อมูลประสิทธิภาพโรงไฟฟ้า
- กระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้
- ข้อมูลการใช้เชื้อเพลิง
- ข้อมูล Emission factor ของเชื้อเพลิง

2. แหล่งที่มาของข้อมูลที่นำมาใช้ในการศึกษาครั้งนี้ เป็นข้อมูลที่รวบรวมจากเอกสารและรายงานต่างๆ ที่ได้จัดทำไว้ทั้งของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) และหน่วยงานอื่นๆ ตลอดจนเอกสารรายงานการวิจัยในห้องสมุดของสถาบันต่างๆ โดยมีแหล่งที่มาของข้อมูลดังนี้

- แผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2553 – 2573 จากการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.)
- รายงานไฟฟ้าของประเทศไทย ประจำปี 2552 จาก กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (พพ.) กระทรวงพลังงาน

3.2 การประมวลผลข้อมูล

รวมรวมข้อมูลการใช้เชื้อเพลิงและปริมาณกระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้ของโรงไฟฟ้าแต่ละประเภท ตั้งแต่ปี 2548 – 2552 จากรายงานไฟฟ้าของประเทศไทย ประจำปี 2552 ของกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน มีดังนี้

ตารางที่ 3.1 การผลิตพลังงานไฟฟ้าของระบบจำแนกตามชนิดเชื้อเพลิง

ชนิดเชื้อเพลิง	หน่วย	ปี				
		2548	2549	2550	2551	2552
ก๊าซธรรมชาติ	GWh	85,703	86,339	88,166	94,549	97,595
ถ่านหินและลิกไนต์	GWh	18,334	22,051	28,716	29,480	28,020
น้ำมันเตา	GWh	8,244	8,350	3,646	1,454	604
น้ำมันดีเซล	GWh	414	143	174	180	79
พลังน้ำ	GWh	5,798	8,125	8,114	7,113	7,148
พลังงานทดแทน	GWh	2	3	3	5	12
รวม	GWh	118,495	125,011	128,819	132,781	133,458

ตารางที่ 3.2 การใช้เชื้อเพลิงในการผลิตพลังงานไฟฟ้า

ชนิดเชื้อเพลิง	หน่วย	ปี				
		2548	2549	2550	2551	2552
ก๊าซธรรมชาติ	MMscf	764,118	764,215	783,137	812,620	826,506
ถ่านหินและลิกไนต์	1,000 ton	16,571	16,250	19,650	20,465	19,376
น้ำมันเตา	M litres	1,996	2,022	936	350	149
น้ำมันดีเซล	M litres	83	40	23	44	24

ตารางที่ 3.3 ปริมาณพลังงานของเชื้อเพลิง (ค่าความร้อนสุทธิ)

ประเภท	หน่วย	ค่าความร้อนสุทธิ
ก๊าซธรรมชาติ	MJ/scf	1.02
ถ่านหินและลิกไนต์	MJ/kg	10.47
น้ำมันเตา	MJ/litres	39.77
น้ำมันดีเซล	MJ/litres	36.42
ไฟฟ้า	MJ/kWh	3.6

หาค่าประสิทธิภาพของการผลิตไฟฟ้าจำแนกตามประเภทเชื้อเพลิงในแต่ละปีโดยการคำนวณดังนี้

1. นำปริมาณการใช้เชื้อเพลิงและค่าพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตในแต่ละปีมาปรับให้เป็นหน่วยเดียวกันโดยนำมาคูณกับค่าความร้อนสุทธิจากตารางที่ 3.3 ได้ผลดังนี้

ตารางที่ 3.4 ปริมาณพลังงานจำแนกตามชนิดเชื้อเพลิง

ชนิดเชื้อเพลิง	หน่วย	ปี				
		2548	2549	2550	2551	2552
ก๊าซธรรมชาติ	PJ	764,118	764,215	783,137	812,620	826,506
ถ่านหินและลิกไนต์	PJ	16,571	16,250	19,650	20,465	19,376
น้ำมันเตา	PJ	1,996	2,022	936	350	149
น้ำมันดีเซล	PJ	83	40	23	44	24

ตารางที่ 3.5 การผลิตพลังงานไฟฟ้าจำแนกตามชนิดของเชื้อเพลิงหลังแปลงหน่วยเป็นจูล

ชนิดเชื้อเพลิง	หน่วย	ปี				
		2548	2549	2550	2551	2552
ก๊าซธรรมชาติ	PJ	308.53	310.82	317.40	340.38	351.34
ถ่านหินและลิกไนต์	PJ	66.00	79.38	103.38	106.13	100.87
น้ำมันเตา	PJ	29.68	30.06	13.13	5.23	2.17
น้ำมันดีเซล	PJ	1.49	0.51	0.63	0.65	0.28

2. นำข้อมูลที่จากตารางที่ 3.4 และ 3.5 มาคำนวณหาประสิทธิภาพของการผลิตไฟฟ้าจำแนกตามชนิดเชื้อเพลิงโดยใช้สูตรดังนี้

$$Efficiency_{m,y} = \frac{Energy\ out_{m,y}}{Energy\ in_{m,y}}$$

$Efficiency_{m,y}$ คือ ประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิง m ในปี y (%)

$Energy\ out_{m,y}$ คือ พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากเชื้อเพลิง m ในปี y (PJ)

$Energy\ in_{m,y}$ คือ พลังงานการใช้เชื้อเพลิง m ในปี y (PJ)

ได้ผลการคำนวณดังตารางที่ 3.6

ตารางที่ 3.6 ประสิทธิภาพของการผลิตไฟฟ้าจำแนกตามชนิดของเชื้อเพลิง

ชนิดเชื้อเพลิง	หน่วย	ปี				
		2548	2549	2550	2551	2552
ก๊าซธรรมชาติ	%	39.59	39.87	39.73	41.06	41.68
ถ่านหินและลิกไนต์	%	38.04	46.66	50.25	49.53	49.72
น้ำมันเตา	%	37.39	37.38	35.26	37.60	36.69
น้ำมันดีเซล	%	49.30	35.34	74.78	40.44	32.54

หาค่า CO_2 emission จากการผลิตไฟฟ้าโดยใช้การคำนวณดังต่อไปนี้

$$Emission_{m,y} = FC_{m,y} \times NCV_{m,y} \times EF_{m,y}$$

$Emission_{m,y}$ คือ ปริมาณ CO_2 ของการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิง m ในปี y (tCO_2)

$FC_{m,y}$ คือ ปริมาณการใช้เชื้อเพลิง m ในปี y (Unit)

$NCV_{m,y}$ คือ ค่าความร้อนสุทธิของเชื้อเพลิง m ในปี y (MJ/Unit)

$EF_{m,y}$ คือ ค่า CO_2 Emission Factor ของเชื้อเพลิง m ในปี y ($kgCO_2/PJ$)

ตารางที่ 3.7 ค่า CO_2 Emission Factor ของเชื้อเพลิงจาก IPCC 2006

ประเภท	หน่วย	ค่าความร้อนสุทธิ
ก๊าซธรรมชาติ	$kgCO_2/PJ$	56.1
ถ่านหินและลิกไนต์	$kgCO_2/PJ$	101.0
น้ำมันเตา	$kgCO_2/PJ$	77.4
น้ำมันดีเซล	$kgCO_2/PJ$	74.1

ได้ผลการคำนวณดังตารางที่ 3.8

ตารางที่ 3.8 ค่า CO_2 emission จากการผลิตไฟฟ้า

ชนิดเชื้อเพลิง	หน่วย	ปี				
		2548	2549	2550	2551	2552
ก๊าซธรรมชาติ	MtCO2	43.72	43.73	44.81	46.50	47.29
ถ่านหินและลิกไนต์	MtCO2	17.52	17.18	20.78	21.64	20.49
น้ำมันเตา	MtCO2	6.14	6.22	2.88	1.08	0.46
น้ำมันดีเซล	MtCO2	0.22	0.11	0.06	0.12	0.06
รวม	MtCO2	67.61	67.24	68.53	69.34	68.31

หาค่า CO_2 intensity จากการผลิตไฟฟ้าโดยใช้การคำนวณดังต่อไปนี้

$$Intensity_{m,y} = \frac{Emission_{m,y}}{Electricity_{m,y}}$$

$Intensity_{m,y}$ คือ ค่า CO2 intensity ของการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิง m หรือจากการผลิตไฟฟ้าทั้งหมดในปี y (tCO_2/MWh)

$Emission_{m,y}$ คือ ปริมาณ CO_2 ของการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิง m หรือจากการผลิตไฟฟ้าทั้งหมดในปี y (tCO_2)

$Electricity_{m,y}$ คือ พลังงานงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากเชื้อเพลิง m หรือจากการผลิตไฟฟ้าทั้งหมดในปี y (MWh)

ได้ผลการคำนวณดังตารางที่ 3.9

ตารางที่ 3.9 ค่า CO_2 intensity จากการผลิตไฟฟ้า

ชนิดเชื้อเพลิง	หน่วย	ปี				
		2548	2549	2550	2551	2552
ก๊าซธรรมชาติ	tCO2/MWh	0.51	0.51	0.51	0.49	0.48
ถ่านหินและลิกไนต์	tCO2/MWh	0.96	0.78	0.72	0.73	0.73
น้ำมันเตา	tCO2/MWh	0.74	0.75	0.79	0.74	0.76
น้ำมันดีเซล	tCO2/MWh	0.54	0.75	0.36	0.66	0.82
รวม	tCO2/MWh	0.57	0.54	0.53	0.52	0.51

การสร้าง Scenario

ในการสร้าง Scenario ต่างๆ จะใช้ค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าและการประมาณการสัดส่วนการผลิตพลังงานไฟฟ้าแยกตามชนิดเชื้อเพลิงจากแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2553 – 2573 จากการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย โดยมีค่าต่างๆ ดังนี้

ตารางที่ 3.10 ค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า

	หน่วย	ปี		
		2553	2554 - 2558	2559 - 2563
ความต้องการไฟฟ้าเพิ่มเฉลี่ย	%	4.63	4.57	4.38

ตารางที่ 3.11 การประมาณการสัดส่วนการผลิตพลังงานไฟฟ้าจำแนกตามชนิดเชื้อเพลิง

ชนิดเชื้อเพลิง	หน่วย	ปี		
		2548	2558	2563
ก๊าซธรรมชาติ	%	68.14	55.75	44.02
ถ่านหินและลิกไนต์	%	18.75	20.50	19.15
น้ำมันเตา	%	0.59	0.02	0.00
น้ำมันดีเซล	%	0.07	0.01	0.01
พลังน้ำ	%	9.06	10.54	17.20
พลังงานทดแทน	%	3.38	13.17	16.40
นิวเคลียร์	%	0.00	0.00	3.24
รวม		100.00	100.00	100.00

การตั้ง Scenario ต่างๆ จะอยู่บนสมมุติฐานดังนี้

1. **Baseline Scenario** เป็นการแสดงการดำเนินการผลิตไฟฟ้าต่อเนื่องโดยไม่มีการปรับเปลี่ยนค่าประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้า สัดส่วนกำลังการผลิต และชนิดของเชื้อเพลิงโดยใช้ข้อมูลปี 2552 มาเป็นปีฐาน ดังตารางที่ 3.12

ตารางที่ 3.12 แสดงค่าสมมุติฐานของ Baseline Scenario

	หน่วย	ปี		
		2553	2558	2563
ความต้องการไฟฟ้าเพิ่มเฉลี่ย	%	4.63	4.57	4.38
การสัดส่วนการผลิตพลังงานไฟฟ้าจำแนกตามชนิดเชื้อเพลิง				
ก๊าซธรรมชาติ	%	73.13	73.13	73.13
ถ่านหินและลิกไนต์	%	21.00	21.00	21.00
น้ำมันเตา	%	0.45	0.45	0.45
น้ำมันดีเซล	%	0.06	0.06	0.06
พลังน้ำ	%	5.36	5.36	5.36
พลังงานทดแทน	%	0.01	0.01	0.01
นิวเคลียร์	%	0.00	0.00	0.00
รวม	%	100.00	100.00	100.00
ประสิทธิภาพของการผลิตไฟฟ้าจำแนกตามชนิดของเชื้อเพลิง				
ก๊าซธรรมชาติ	%	41.68	41.68	41.68
ถ่านหินและลิกไนต์	%	49.72	49.72	49.72
น้ำมันเตา	%	36.69	36.69	36.69
น้ำมันดีเซล	%	32.54	32.54	32.54
ค่า CO_2 Emission Factor ของเชื้อเพลิง				
ก๊าซธรรมชาติ	$kgCO_2/PJ$	56.1	56.1	56.1
ถ่านหินและลิกไนต์	$kgCO_2/PJ$	101.0	101.0	101.0
น้ำมันเตา	$kgCO_2/PJ$	77.4	77.4	77.4
น้ำมันดีเซล	$kgCO_2/PJ$	74.1	74.1	74.1

วิ TD
ส๘ร
.ร.C3
ป3๗ร
2ร๕๔

2. Sectoral Scenario เป็นการแสดงการดำเนินการผลิตไฟฟ้าโดยมีการปรับเปลี่ยนสัดส่วนของกำลังการผลิตตามแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยปี 2553-2573 แต่ยังใช้ค่าประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าและชนิดของเชื้อเพลิงจากปี 2552 ดังตารางที่ 3.13

2 8 ก.พ. 2555

ตารางที่ 3.13 แสดงค่าสมมุติฐานของ Sectoral Scenario

ว.วท.ท.ร.2

	หน่วย	ปี		
		2553	2558	2563
ความต้องการไฟฟ้าเพิ่มเฉลี่ย	%	4.63	4.57	4.38
การสัดส่วนการผลิตพลังงานไฟฟ้าจำแนกตามชนิดเชื้อเพลิง				
ก๊าซธรรมชาติ	%	68.14	55.75	44.02
ถ่านหินและลิกไนต์	%	18.75	20.50	19.15
น้ำมันเตา	%	0.59	0.02	0.00
น้ำมันดีเซล	%	0.07	0.01	0.01
พลังน้ำ	%	9.06	10.54	17.20
พลังงานทดแทน	%	3.38	13.17	16.40
นิวเคลียร์	%	0.00	0.00	3.24
รวม	%	100.00	100.00	100.00
ประสิทธิภาพของการผลิตไฟฟ้าจำแนกตามชนิดของเชื้อเพลิง				
ก๊าซธรรมชาติ	%	41.68	41.68	41.68
ถ่านหินและลิกไนต์	%	49.72	49.72	49.72
น้ำมันเตา	%	36.69	36.69	36.69
น้ำมันดีเซล	%	32.54	32.54	32.54
ค่า CO_2 Emission Factor ของเชื้อเพลิง				
ก๊าซธรรมชาติ	$kgCO_2/PJ$	56.1	56.1	56.1
ถ่านหินและลิกไนต์	$kgCO_2/PJ$	101.0	101.0	101.0
น้ำมันเตา	$kgCO_2/PJ$	77.4	77.4	77.4
น้ำมันดีเซล	$kgCO_2/PJ$	74.1	74.1	74.1

3. Ambition Scenario เป็นการแสดงการดำเนินการผลิตไฟฟ้าโดยมีการปรับเปลี่ยนสัดส่วนของกำลังการและมีการปรับปรุงประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าโรงไฟฟ้ารวมไปถึงการเปลี่ยนชนิดของเชื้อเพลิงตามความเหมาะสม ดังตารางที่ 3.14

ตารางที่ 3.14 แสดงค่าสมมุติฐานของ Ambition Scenario

	หน่วย	ปี		
		2553	2558	2563
ความต้องการไฟฟ้าเพิ่มเฉลี่ย	%	4.63	4.57	4.38
การสัดส่วนการผลิตพลังงานไฟฟ้าจำแนกตามชนิดเชื้อเพลิง				
ก๊าซธรรมชาติ	%	68.14	55.00	40.00
ถ่านหินและลิกไนต์	%	18.75	18.00	15.00
น้ำมันเตา	%	0.59	0.00	0.00
น้ำมันดีเซล	%	0.07	0.00	0.00
พลังน้ำ	%	9.06	12.00	18.00
พลังงานทดแทน	%	3.38	15.00	23.00
นิวเคลียร์	%	0.00	0.00	4.00
รวม	%	100.00	100.00	100.00
ประสิทธิภาพของการผลิตไฟฟ้าจำแนกตามชนิดของเชื้อเพลิง				
ก๊าซธรรมชาติ	%	42.00	45.00	50.00
ถ่านหินและลิกไนต์	%	50.00	52.00	55.00
น้ำมันเตา	%	36.69	38.00	39.50
น้ำมันดีเซล	%	32.54	35.00	37.00
ค่า CO_2 Emission Factor ของเชื้อเพลิง				
ก๊าซธรรมชาติ	$kgCO_2/PJ$	56.1	56.1	56.1
ถ่านหินและลิกไนต์	$kgCO_2/PJ$	101.0	101.0	101.0
น้ำมันเตา	$kgCO_2/PJ$	77.4	77.4	77.4
น้ำมันดีเซล	$kgCO_2/PJ$	74.1	74.1	74.1

3.3 การวิเคราะห์ข้อมูล

3.3.1 ศึกษาผลการลดการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์

การศึกษาปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากโรงไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์นี้ใช้วิธีการคำนวณตาม UNFCCC ทั้งนี้ผู้วิจัยได้ศึกษาการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์โดยใช้การคำนวณของ Annex 12 Methodological tool (Version 01.1) "Tool to calculate the emission factor for an electricity system" ค่าสัมประสิทธิ์ การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตไฟฟ้า จะใช้วิธีการคานวณตาม Annex 14 Methodological Tool (Version 02) "Tool to calculate the emission factor for an electricity system" ซึ่งได้รับการรับรองจาก CDM Executive Board เมื่อวันที่ 16 ตุลาคม 2552 (EB 50) วิธีการดังกล่าวมีค่าพารามิเตอร์หลัก ดังนี้

Parameter	SI Unit	Description
EFgrid, CM,y	tCO2/MWh	Combined margin CO2 emission factor for the project electricity system in year y
EFgrid,OM,y		Operating margin CO2 emission factor for the project electricity system in year y
EFgrid, BM, y		Build margin CO2 emission factor for the project electricity system in year y

ค่าสัมประสิทธิ์ การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้า ที่คานวณได้ตาม วิธีการดังกล่าว สามารถนาไปใช้ในการคานวณปริมาณการลดก๊าซเรือนกระจกสาหรับโครงการ กลไกการพัฒนาที่สะอาด (CDM) ซึ่งดาเนินกิจกรรมที่เกี่ยวข้องกับการจาหน่ายพลังงานไฟฟ้าเข้า ระบบสายส่งของประเทศไทย

Combined margin emission factor (EFgrid, CM,y)

ตารางที่ 3.15 Baseline emission factor of Thailand's national grid in 2007.

OM/BM	Weight	Emission factor
Operating margin (3-year average, 2005-2007)	0.5	0.5716
Build margin	0.5	0.4398
	$EF_{grid,CM,y}$ (tCO_2/MWh)	0.5057

Operating margin emission factor (EFgrid, OM,y)

ตารางที่ 3.16 CO2 emission coefficient of each fuel type.

Fuel type	Net calorific value[1] (NCV)		CO_2 emission coefficient[2] ($COEF_i$)		
	MJ/Unit	Unit	tCO_2/TJ	tCO_2/Unit	Unit
Natural gas	1.02	MMscf	56.1	57.22	MMscf
Fuel oil	39.77	m litres	77.4	3,078.20	m litres
Diesel oil	36.42	m litres	74.1	2,698.72	m litres
Lignite	10.47	kg	101	1,057.47	k tonnes
Imported coal	26.37	kg	94.6	2,494.60	k tonnes

[1] *Electric Power in Thailand 2007*, page 42. Also note that the value of lignite is based on Mae Moh site.

[2] *Revised 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories*, Table 2.3, page 2.18-2.19.

ตารางที่ 3.17 CO2 emission and OM CO2 emission factor of grid electricity generation from 2005 to 2007.

Fuel type	Unit	Fuel usage[1]	Generation[2]	CO_2 emissions
			(GWh)	(tCO_2)
		$F_{i,j,y}$	$GEN_{i,y}$	$F_{i,j,y}$ * $COEF_{i,j}$
2005 (excl,SPPs)				
Natural gas	MMscf	764,118	85,703	43,724,360
Fuel oil	m litres	1,996	8,244	6,144,083
Diesel oil	m litres	83	414	223,994
Coal & lignite[3]	k tonnes	16,571	18,334	17,523,335
2005 (SPPs)				
Natural gas	MMscf	92,273	13,700	5,280,046
Fuel oil	m litres	13		39,414
Diesel oil	m litres	0		1,170
Imported coal	k tonnes	858		2,141,556
Imported power[5]	-	-	4,419	0
2006 (excl,SPPs)				
Natural gas	MMscf	857,103	86,339	49,045,148
Fuel oil	m litres	2,030	8,350	6,248,742
Diesel oil	m litres	41	143	110,648
Coal & lignite[3]	k tonnes	17,166	22,051	18,152,530

ตารางที่ 3.17 CO2 emission and OM CO2 emission factor of grid electricity generation from 2005 to 2007. (ต่อ)

Fuel type	Unit	Fuel usage[1]	Generation[2]	CO_2 emissions
			(GWh)	(tCO_2)
		$F_{i,j,y}$	$GEN_{i,y}$	$F_{i,j,y} * COEF_{i,j}$
2006 (SPPs)				
Natural gas	MMscf	91,503	13,731	5,235,985
Fuel oil	m litres	8		23,440
Diesel oil	m litres	0		1,178
Imported coal	k tonnes	866		2,161,550
Imported power[5]	-	-	5,159	0
2007 (excl,SPPs)				
Natural gas	MMscf	783,137	88,166	44,812,665
Fuel oil	m litres	936	3,646	2,881,193
Diesel oil	m litres	23	174	62,071
Coal & lignite[3]	k tonnes	19,650	28,716	20,779,286
2007 (SPPs)				
Natural gas	MMscf	94,725	14,559	5,420,354
Fuel oil	m litres	7		21,470
Diesel oil	m litres	1		3,370
Imported coal	k tonnes	899		2,242,231
Imported power[5]	-	-	4,491	0
	Total		406,339	232,279,818
			$EF_{grid,OM,y}$	0.5716

[1] *Electric Power in Thailand 2007*, Table 19, page 23.

[2] *Electric Power in Thailand 2007*, Table 17, page 21.

[3] Emissions from coal & lignite are calculated based on CO_2 emission coefficient of lignite (Mae Moh).

[4] *Electric Power in Thailand 2007*, Table 20, page 24.

[5] *Electric Power in Thailand 2007*, Table 22, page 25.

[6] $EG_{m,2005-2007}$ is 406,339GWh.

Build margin emission factor (EFgrid, BM,y)

ตารางที่ 3.18 BM emission factor in 2007.

Generator	Fuel type	Unit	Fuel usage[1]	Generation[2]	CO_2 emissions
				(GWh)	(tCO_2)
			$FC_{i,y}$	$GEN_{i,y}$	$FC_{i,y} * COEF_i$
IPP	Natural gas	MMscf	193,997.00	34,491	11,100,896
	Diesel oil	m litres	3.60		9,724
	Coal & lignite	k tonnes	3838.92		4,059,548
Total				34,491	15,170,168
				$EF_{grid,BM,y}$ (tCO_2/MWh)	0.4398

[1, 2] Energy statistic sector, DEDE.

Note: The information of generated electricity and fuel usage of each power plant is treated as strictly confidential.

จากการคำนวณค่าสัมประสิทธิ์ การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้า ๆ ประจาปี 2552 (2009) โดยใช้วิธีการคานวณตาม Annex 14 Methodological Tool (Version 02) "Tool to calculate the emission factor for an electricity system" ทาให้ได้ผลการคานวณ ค่าสัมประสิทธิ์ การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้า (Combined Margin Emission Factor) จากการใช้สมการที่ 2 โดยสามารถแบ่งค่าสัมประสิทธิ์ การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการ ผลิตพลังงานไฟฟ้าสาหรับโครงการ CDM ออกได้เป็น 2 ประเภท ได้แก่ ค่าสำหรับโครงการ CDM ประเภททั่ วไป มีค่าเท่ากับ 0.5812 tCO2/MWh และค่าสำหรับโครงการประเภทผลิตพลังงานไฟฟ้า จากพลังงานลม และแสงอาทิตย์ มีค่าเท่ากับ 0.5980 tCO2/MWh

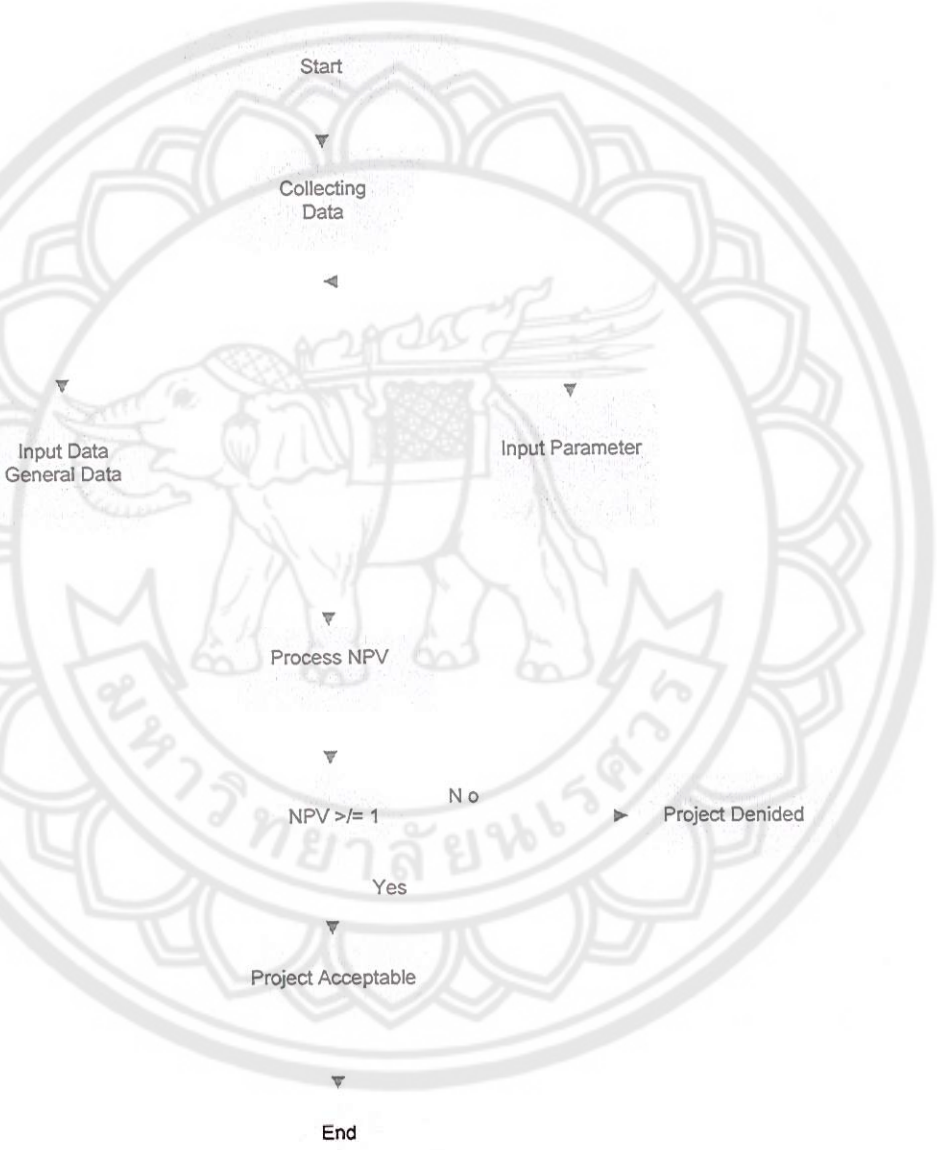
ตารางที่ 3.19 แสดงผลการคำนวณค่า Combined Margin Emission Factor

ประเภทโครงการ CDM	Emission Factor (tCO2/MWh)		
	EFgrid,OM	EFgrid,BM	EFgrid,CM
โครงการทั่วไป	0.6147	0.5477	0.5812
โครงการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานลมและแสงอาทิตย์	0.6147	0.5477	0.5980

3.3.2 การวิเคราะห์ทางด้านเศรษฐศาสตร์

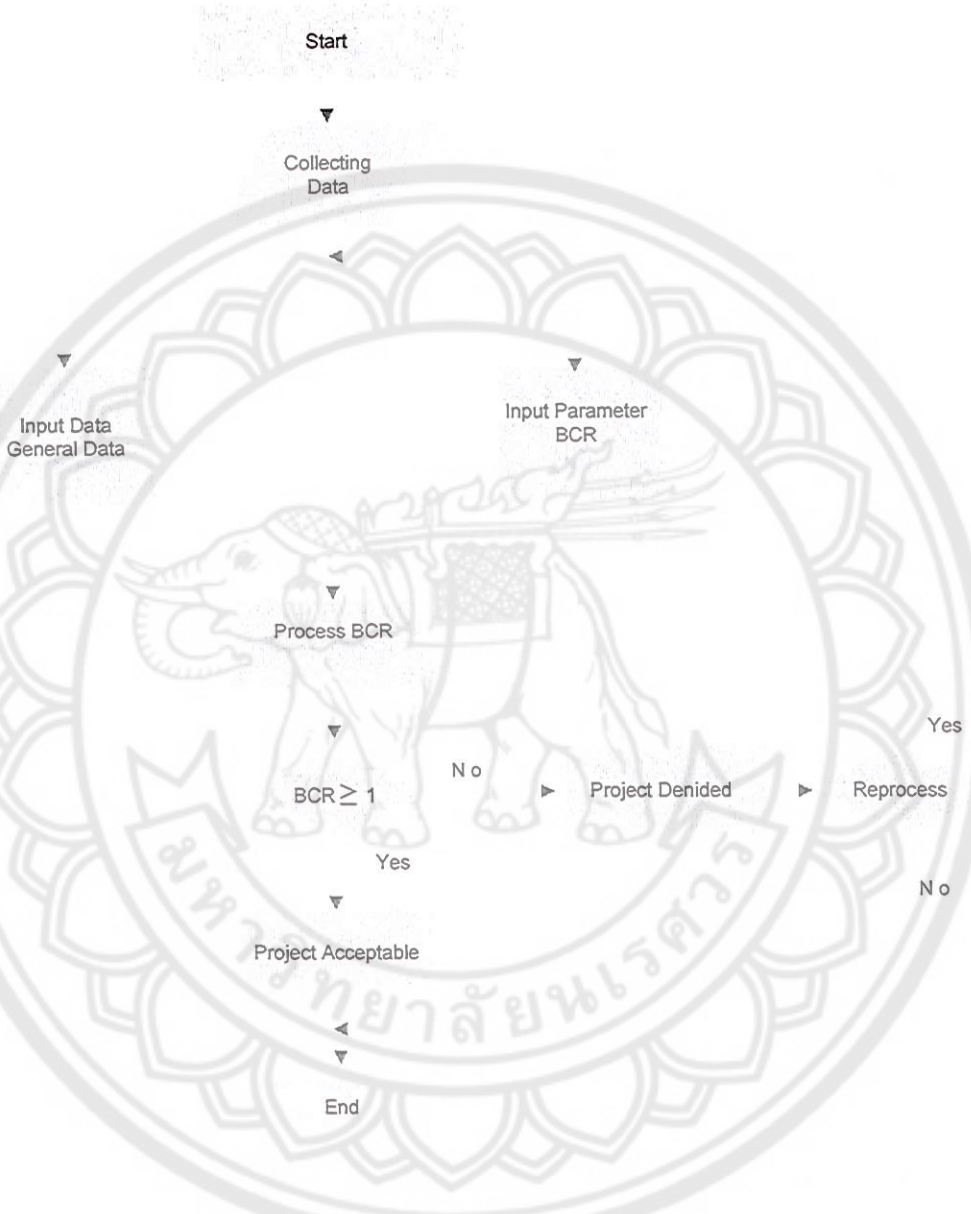
การวิเคราะห์ทางด้านเศรษฐศาสตร์สำหรับการวิจัยนี้ ได้ศึกษาในส่วนของโรงไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ขนาดใหญ่ ซึ่งมีจำนวนเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่องในประเทศไทย โรงไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ขนาดใหญ่ที่ทำการศึกษามีขนาดกำลังการติดตั้ง 2 เมกกะวัตต์ โดยใช้ตัวชี้วัดทางด้านเศรษฐศาสตร์ ได้แก่

- มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value: NPV)

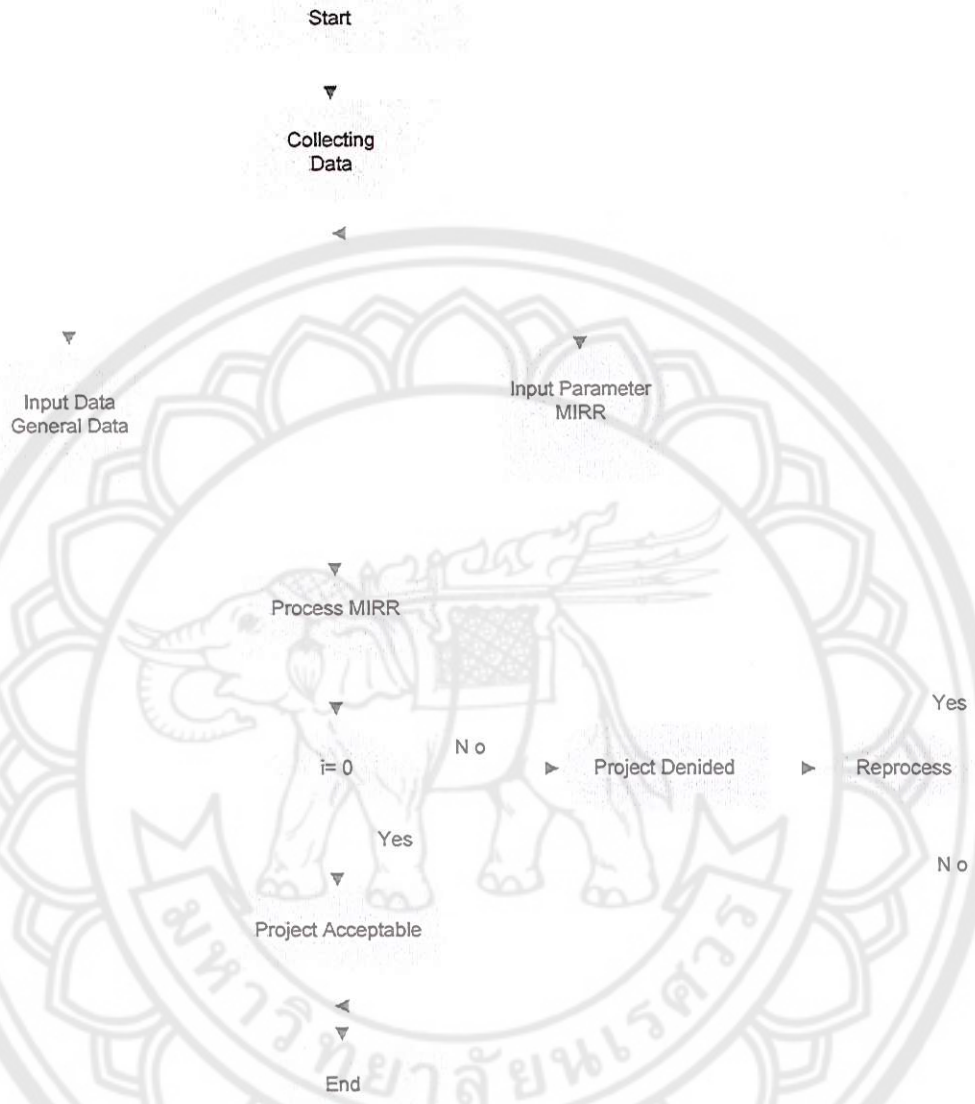


ภาพ 3.1 NPV- Flow chart and decision rule

- อัตราผลได้ต่อต้นทุน (Benefit – Cost Ratio: BCR)



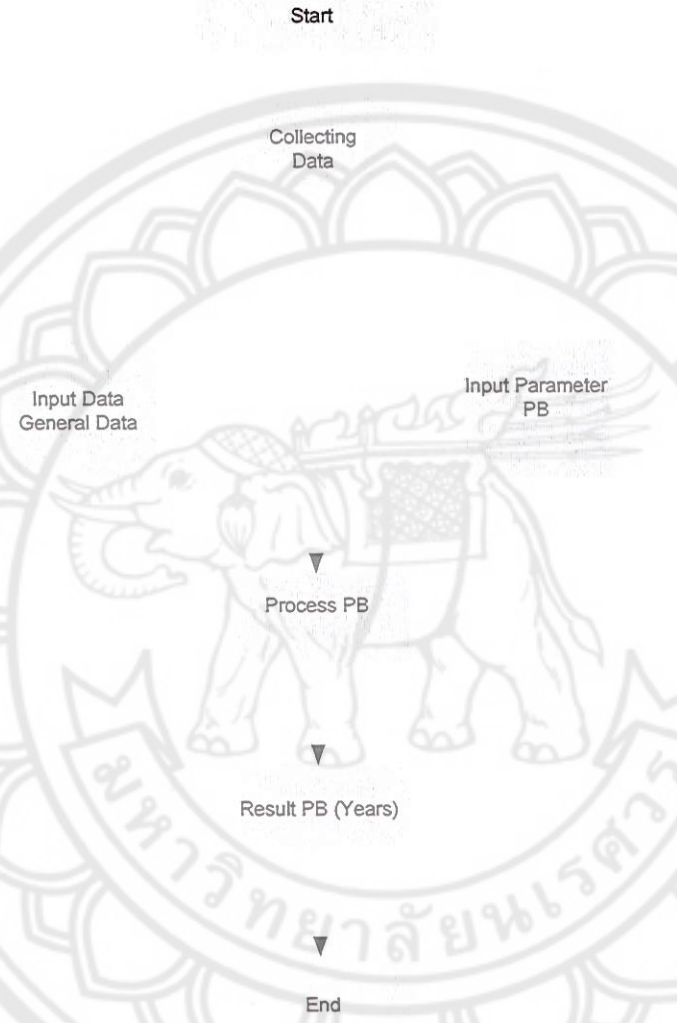
ภาพ 3.2 BCR- Flow chart and decision rule



ภาพ 3.4 MIRR- Flow chart and decision rule

- ต้นทุนต่อหน่วยของการผลิตไฟฟ้า (Cost of Energy: COE)

- ระยะเวลาการคืนทุน (Payback Period: PB)



ภาพ 3.5 PB- Flow chart and decision rule

การศึกษาปัจจัยต่างๆ ที่อาจจะส่งผลกระทบต่อผลความคุ้มค่าทางด้านเศรษฐศาสตร์ด้วย (Sensitivity analysis) ได้แก่

- การลดลงของประสิทธิภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ โดยลดลงร้อยละ 10, ร้อยละ 20 และ ร้อยละ 30 ตลอดอายุของโครงการ
- การเปลี่ยนแปลงของเงินลงทุนในโครงการอันเนื่องมาจากราคาแผงเซลล์แสงอาทิตย์มีการเปลี่ยนแปลง
- การเปลี่ยนแปลงของอัตรารับซื้อไฟฟ้าส่วนเพิ่ม (Adder)
- การเลือกใช้,อัตราส่วนลด (Discount rate)
- การเลือกใช้ชนิดแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่มี energy yield แตกต่างกัน

ตารางที่ 3.20 แหล่งที่มาของข้อมูลที่ใช้ในการศึกษาวิจัย

Description	Source of data	Website
Electricity rate	Energy Policy & Planning Office, Thailand	www.eppo.go.th
Fuel cost	Energy Policy & Planning Office, Thailand	www.eppo.go.th
Exchange rate	Bank of Thailand	www.bot.or.th
Inflation rate	Bureau of Trade and Economic Indices	www.price.moc.go.th
Import TAX rate	The Customs Department	www.customs.go.th
MRR Rate	Krung Thai Bank PCL	www.ktb.co.th
Land Cost	Department of Lands	www.dol.go.th
PV Module Price	Average PV Module Price	www.solarbuzz.com

ตารางที่ 3.21 ข้อมูลพื้นฐานที่ใช้ในการศึกษาวิจัย

Description	Default Value	Remark
Electric Base	3 Baht / Wh	
Adder Support	8 Baht / Wh	
Discount Rate	6.75 % / Year	*KTB 9 Dec. 2008
Loan Interest	7.25% / Year	
Inflation rate	0% / Year	
Energy Yield	1,400 kWh/kWp	Sensitivity use 1,450kWh/kWp and 1,500kWh/kWp
CER's Rate	0.5980 tCO2/MWh	จากการคำนวณ
Land Rental	5,000 Baht / rai	Total 55 rai
Investment per MW	100 Millions THB	* Project started 1998

3.3.3 การสัมภาษณ์เชิงลึกกับผู้ประกอบการ

ผู้วิจัยและคณะ ได้ศึกษาโดยการสัมภาษณ์บริษัทที่ทำธุรกิจเกี่ยวกับเซลล์แสงอาทิตย์ในประเทศไทยจำนวน 5 บริษัท ได้แก่

- บริษัท บางกอกโซล่าร์ จำกัด
- บริษัท โซลาร์ตรอน จำกัด (มหาชน)
- บริษัท ชาร์ปไทย จำกัด
- บริษัท ไทยเอเจนซี่ เอ็นจิเนียริ่ง จำกัด
- บริษัท เอกรัฐโซล่าร์ จำกัด

โดยการวิจัยในครั้งนี้ เป็นการศึกษาปัจจัยทางด้านการลงทุนของอุตสาหกรรมเซลล์แสงอาทิตย์ ซึ่งเป็นการวิจัยเชิงสำรวจโดยใช้แบบสอบถามเป็นเครื่องมือในการเก็บรวบรวมข้อมูลมีรายละเอียด ดังนี้

ตอนที่ 1 ข้อมูลพื้นฐานของบริษัท ประกอบด้วย ข้อมูลผู้ให้สัมภาษณ์และข้อมูลบริษัท ระยะเวลาดำเนินการธุรกิจ จำนวนเงินลงทุน

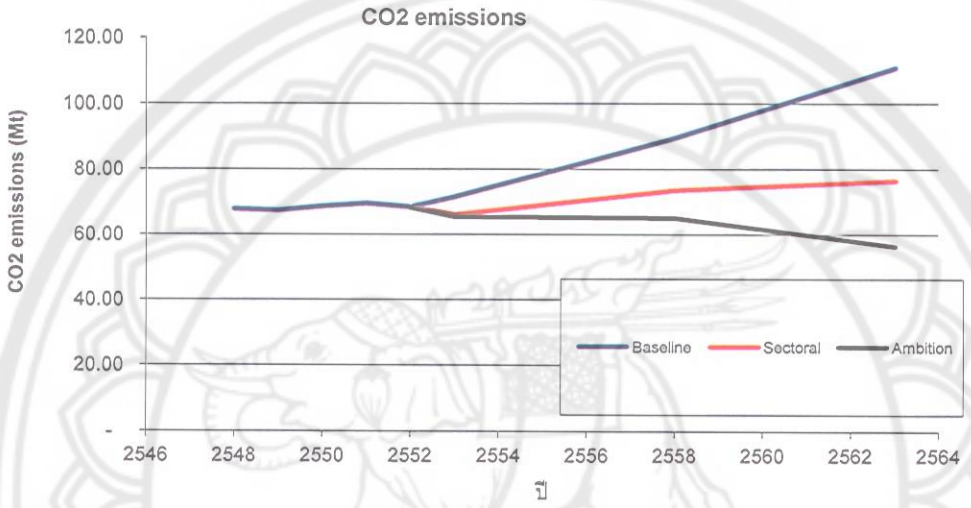
ตอนที่ 2 ปัจจัยทางด้านการลงทุนของอุตสาหกรรมเซลล์แสงอาทิตย์ในประเทศไทย ได้แก่ ด้านเงินลงทุน การตลาด นโยบายภาครัฐ เทคโนโลยี วัตถุดิบดิบ สถานที่ตั้งโรงงาน การจัดการห่วงโซ่อุปทานและบุคลากร

ตอนที่ 3 ปัญหา อุปสรรคและข้อเสนอแนะเพิ่มเติมของผู้ให้สัมภาษณ์

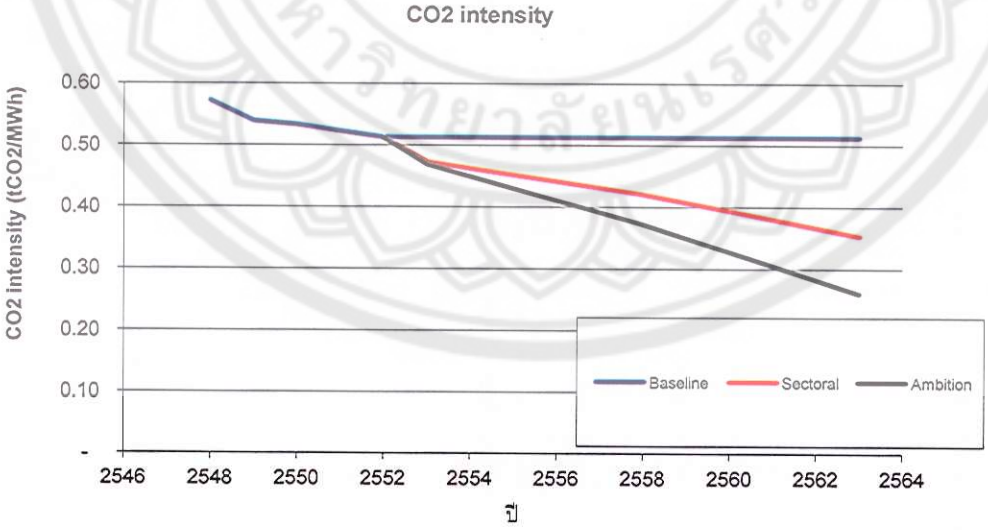
บทที่ 4
ผลการวิจัย

4.1 การลดการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ของโรงไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ขนาดใหญ่

จากการดำเนินการคำนวณตาม Scenario ที่ตั้งไว้ได้ผลดังนี้



ภาพ 4.1 กราฟแสดง CO_2 emission ของภาคการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย



ภาพ 4.2 กราฟแสดง CO_2 intensity ของภาคการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย

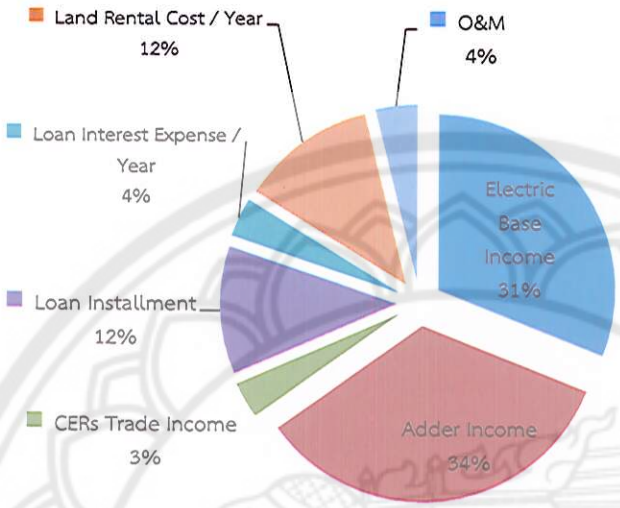
Baseline Scenario นั้นจะคล้ายการดำเนินธุรกิจปกติ (BAU) ของ CDM โดยจะแสดงปริมาณ GHG จากการดำเนินการผลิตไฟฟ้าต่อไปจากปี 2552 โดยไม่มีการปรับเปลี่ยนค่าใดๆ ทั้งสิ้น ซึ่งจะพบว่าปริมาณ GHG นั้นมีค่าสูงขึ้นอย่างต่อเนื่องโดยในปี 2563 จะมีปริมาณ CO_2 ถึง 110.72 $MtCO_2$

Sectoral Scenario จะใช้แสดงปริมาณ GHG จากการดำเนินการผลิตไฟฟ้าภายหลังจากที่มีดำเนินตามนโยบายต่างๆ ของรัฐบาลซึ่งถือเป็นเป้าหมายการลด GHG ในภาคการผลิตไฟฟ้าของประเทศ ในการทดลองนี้จะใช้ค่าการปรับเปลี่ยนสัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าที่อยู่ในแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2553 – 2573 โดยพบว่าในปี 2563 จะมีปริมาณ CO_2 อยู่ที่ 76.45 $MtCO_2$ ลดลงจาก Baseline Scenario 34.72 $MtCO_2$ และมีค่า CO_2 intensity อยู่ที่ 0.35 tCO_2/MWh ลดลงจาก Baseline Scenario 0.16 tCO_2/MWh

Ambition Scenario จะใช้แสดงปริมาณ GHG จากการดำเนินการผลิตไฟฟ้าภายใต้ข้อตกลงในการดำเนินการลด GHG แบบไม่มีข้อผูกพันทางกฎหมายในภาคการผลิตไฟฟ้า ผ่านความช่วยเหลือในเรื่องการเงิน เทคโนโลยี หรือองค์ความรู้ต่างๆ จากกลุ่มประเทศอุตสาหกรรมที่ได้ทำข้อตกลงไว้ เพื่อนำมาดำเนินการลด GHG ในภาคการผลิตไฟฟ้า ในการทดลองนี้ได้ใช้ทั้งการปรับปรุงประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าและการปรับเปลี่ยนสัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าใหม่ ซึ่งจะพบว่าในปี 2563 จะมีปริมาณ CO_2 อยู่ที่ 56.4 $MtCO_2$ ลดลงจาก Sectoral Scenario 20.4 tCO_2 และมีค่า CO_2 intensity อยู่ที่ 0.26 tCO_2/MWh ลดลงจาก Sectoral Scenario 0.09 tCO_2/MWh

จากการคำนวณค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้า ประจำปี 2552 โดยใช้วิธีการคำนวณตาม Annex 14 Methodological Tool (Version 02) "Tool to calculate the emission factor for an electricity system" ทำให้ได้ผลการคำนวณ ค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้า (Combined Margin Emission Factor) สำหรับโครงการประเภทผลิตพลังงานไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์ มีค่าเท่ากับ 0.5980 tCO_2/MWh

4.2 การวิเคราะห์ทางด้านเศรษฐศาสตร์ของโรงไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ขนาดใหญ่



ภาพ 4.3 รายได้และค่าใช้จ่ายของโครงการตลอดอายุโครงการ 25 ปี

ตารางที่ 4.1 PV power plant revenue & cost portion per year

Description	25 Years Revenue & Cost (Baht)	Condition
Electricity Base Income	214,806,816	3 THB / kWh
Adder Income	236,476,800	8 THB / First 10 Years
CERs Trade Income	23,124,412	CERs 1 TON : 10 EUR (1EUR : 40.62 THB)
Loan Installment	81,600,000	40 % of Total Project Investment
Loan Interest Expense / Year	24,786,000	6.75% / Year
Land Rental Cost / Year	85,800,000	5,000THB /Rai /Year (55 Rai) x 26 Years
Operation & Maintenance (O&M)	26,500,000	O&M 0.1% per year, and repair inverter at year 10 and 20 with 30% of inverter cost

สำหรับผลการวิเคราะห์ด้านเศรษฐศาสตร์ ณ อัตราดอกเบี้ยร้อยละ 6.75 และประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าอยู่ที่ร้อยละ 17 พบว่า มีค่ามูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) มีค่าเท่ากับ 2,472,187,645 บาท ส่วนอัตราผลได้ต่อต้นทุน (BCR) 12.52 ซึ่งมีค่ามากกว่า 1 ค่าอัตราผลตอบแทนภายใน (IRR) ร้อยละ 20.01 ต้นทุนต่อหน่วย (COE) 7.96 บาท/kWh ระยะเวลาการคืนทุน (PB) น้อยกว่า 5 ปี ภายใต้ข้อกำหนดดังกล่าว ค่าดัชนีทั้งหมดชี้ว่า โครงการมีความน่าสนใจในการลงทุน โดยผลประโยชน์จากการขาย CO_2 มีผลต่อการวิเคราะห์

การศึกษาปัจจัยต่างๆ ที่อาจจะส่งผลกระทบต่อผลความคุ้มค่าทางด้านเศรษฐศาสตร์ได้ผลการศึกษา ดังนี้ การลดลงของประสิทธิภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ การเปลี่ยนแปลงของเงินลงทุนในโครงการอันเนื่องมาจากราคาแผงเซลล์แสงอาทิตย์มีการเปลี่ยนแปลง การเปลี่ยนแปลงของอัตรารับซื้อไฟฟ้าส่วนเพิ่ม (Adder) การเลือกใช้อัตราคิดลด (Discount rate) การเลือกใช้ชนิดแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่มี energy yield แตกต่างกัน แสดงในตารางที่ 4.2

ตารางที่ 4.2 ผลการวิเคราะห์ทางด้านเศรษฐศาสตร์ถึงความอ่อนไหวของโรงไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ขนาดใหญ่

กรณีความอ่อนไหว	NPV (บาท)	BCR	IRR (ร้อยละ)	COE (บาท/kWh)	PB (ปี)
- ประสิทธิภาพของแผงเซลล์ฯ					
– ลดลงร้อยละ 10	26,577,947	1.13	7.95	8.04	11.32
– ลดลงร้อยละ 20	23,521,473	1.11	7.76	8.12	11.40
– ลดลงร้อยละ 30	20,465,000	1.10	7.58	8.20	11.48
- การเปลี่ยนแปลงการลงทุน					
– ไม่ลงทุนCDM	29,634,420	1.14	8.14	7.96	11.24
– ลดลงร้อยละ 10	34,847,679	1.17	8.44	7.85	11.10
– ลดลงร้อยละ 20	40,060,937	1.20	8.76	7.74	10.95
- อัตรารับซื้อไฟฟ้าส่วนเพิ่ม					
– 3.5 บาท/kWh	-98,522,049	0.52	7.14	7.96	15.59
– 6.5 บาท/kWh	-13,084,403	0.94	8.90	7.96	12.39
– 8 บาท/kWh	29,634,420	1.14	9.57	7.96	11.24
- อัตราคิดลด					
– ร้อยละ 5	38,763,612	1.19	8.14	7.45	10.53
– ร้อยละ 10	11,739,503	1.06	-	8.85	12.65
– ร้อยละ 15	-17,957,768	0.91	-	10.60	14.98
- Energy yield					
– 1400 kWh/kWp	146,268	1.00	6.66	8.50	12.01
– 1450 kWh/kWp	15,197,387	1.07	7.42	8.21	11.61
– 1500 kWh/kWp	30,248,506	1.15	8.17	7.95	11.23

ในการวิเคราะห์ความอ่อนไหวของโครงการ จากการกำหนดให้ประสิทธิภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์เปลี่ยนแปลง และการลงทุนมีการเปลี่ยนแปลง พบว่า ตัวชี้วัดทางด้านเศรษฐศาสตร์ก็ยังน่าสนใจในการลงทุน แต่ในส่วนอัตรารับซื้อไฟฟ้าส่วนเพิ่มที่ 6.5 บาท/kWh อัตราการคิดลดที่ร้อยละ 10 และ ร้อยละ 15 จะให้ผลตัวชี้วัดทางด้านเศรษฐศาสตร์ที่เป็นลบ การเปลี่ยนแปลงของ energy yield ที่ 1,400 kWh/kWp พบว่าให้ผลตอบแทนภายในของโครงการเท่ากับร้อยละ 6.66 ซึ่งน้อยกว่าอัตราดอกเบี้ยเงินกู้ที่ใช้ในการวิเคราะห์ร้อยละ 6.75

4.3 การลงทุนในอุตสาหกรรมเซลล์แสงอาทิตย์ในประเทศไทย

การศึกษาปัจจัยทางด้านการลงทุนของอุตสาหกรรมเซลล์แสงอาทิตย์ในประเทศไทย [16] จากบริษัทที่ดำเนินธุรกิจเกี่ยวกับเซลล์แสงอาทิตย์ในประเทศไทยจำนวน 5 บริษัท ได้แก่ บริษัท เอกรัฐโซลาร์ จำกัด บริษัท ไทยเอเยนซี เอ็นจิเนียริ่ง จำกัด บริษัท โซลาร์ตรอน จำกัด (มหาชน) บริษัท บางกอกโซลาร์ จำกัด และ บริษัท ชาร์ปไทย จำกัด พบว่า ปัจจัยทางด้านการลงทุนของอุตสาหกรรมเซลล์แสงอาทิตย์ในประเทศไทย 8 ด้าน โดยจัดอันดับความสำคัญมากที่สุดไปถึงน้อยที่สุด ดังนี้ ด้านนโยบายจากภาครัฐ ด้านเทคโนโลยี ด้านการตลาด ด้านวัตถุดิบที่ใช้ในการผลิต ด้านการลงทุน ด้านบุคลากร ด้านการจัดการห่วงโซ่อุปทานและด้านสถานที่ตั้งโรงงาน

จากการศึกษายังพบว่า การลงทุนตั้งโรงงานเซลล์แสงอาทิตย์ในประเทศไทยมีการใช้เงินลงทุนในช่วง 100 – 1,000 ล้านบาท โดยควรมีเงินหมุนเวียนจำนวน 100-500 ล้านบาท และมีแหล่งเงินทุนที่ใช้ในการลงทุนตั้งโรงงานอุตสาหกรรมเซลล์แสงอาทิตย์ทั้งจากทรัพย์สินส่วนตัวและธนาคาร โดยแหล่งทุนที่มาจากธนาคารหรือแหล่งทุนอื่นๆ ควรจะมีอัตราดอกเบี้ยร้อยละ 3-5 ต่อปี โดยบริษัทที่ทำธุรกิจเซลล์แสงอาทิตย์ส่วนใหญ่เป็นการนำเข้าวัตถุดิบและเทคโนโลยีจากต่างประเทศ โดยเป็นเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดผลึกเดี่ยวซิลิคอน เซลล์แสงอาทิตย์ชนิดมัลติคริสตัลไลน์ซิลิคอน และ อะมอร์ฟัสซิลิกอน แหล่งที่ตั้งโรงงานอยู่ในเขตส่งเสริมอุตสาหกรรม

4.3.1 ข้อเสนอแนะที่ได้จากการศึกษา

1. จากการศึกษาผู้วิจัยมีความเห็นว่าทั้งภาครัฐบาลและภาคเอกชนควรให้การสนับสนุนและนำเสนอความรู้เกี่ยวกับการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ให้แพร่หลายในประเทศไทย พร้อมทั้งประโยชน์ต่างๆ ที่จะได้รับจากการใช้ไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ และจากการศึกษาเห็นได้ว่ามีปัจจัยต่างๆ ที่ทำให้ไม่เห็นความคุ้มค่าในการลงทุนอุตสาหกรรมเซลล์แสงอาทิตย์ เช่น ราคาสูงเพราะต้องนำเข้าวัสดุอุปกรณ์มาจากต่างประเทศและความคุ้มค่าในการลงทุนใช้ระยะเวลานานจึงทำให้ไม่เป็นที่สนใจมากนัก

2. ผู้วิจัยเห็นว่าควรปลูกฝังความตระหนักและจิตสำนึกเกี่ยวกับความรับผิดชอบต่อสิ่งแวดล้อม ซึ่งเป็นเรื่องใหญ่สำหรับคนไทยในฐานะผู้บริโภคพลังงานโดยเฉพาะพลังงานไฟฟ้า ที่ต้องรับรู้ว่าการผลิตไฟฟ้าในระบบปกติทั่วไปล้วนสร้างก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ที่เป็นก๊าซเรือนกระจกทำให้เกิดการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ (Climate Change) ดังนั้นแนวทางที่จะช่วยรักษาสิ่งแวดล้อมคือการลดการใช้พลังงานและลดการใช้ไฟฟ้าหรือหลีกเลี่ยงการใช้ไฟฟ้าในระบบปกติแล้วหันมาใช้ไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนให้มากขึ้น

3. รัฐบาลควรผลักดันและสร้างแรงจูงใจในระยะเริ่มต้น ทั้งการสนับสนุนค่าใช้จ่ายการสนับสนุนแหล่งเงินกู้ดอกเบี้ยต่ำระยะยาว การสนับสนุนโดยการลดหย่อนภาษีให้ผู้ติดตั้ง การรับซื้อไฟฟ้า การสนับสนุนการเรียนการสอนและการวิจัยพัฒนา เป็นต้น ดังนั้นผู้วิจัยเห็นว่าหากมีผู้ที่ต้องการทำการศึกษาและวิจัยเพิ่มเติมควรมุ่งศึกษาที่ภาครัฐบาลด้วย เพื่อที่ว่าจะได้รู้ข้อจำกัดของภาครัฐบาลด้วย

4.3.2 ปัญหาและอุปสรรคของอุตสาหกรรมเซลล์แสงอาทิตย์ในประเทศไทย

ปัญหาและอุปสรรคด้านวัตถุดิบที่ใช้ในการผลิต

1. การพัฒนาคุณภาพสินค้าไม่ตรงตามมาตรฐานโลก เพราะเงินลงทุนไม่สามารถแข่งขันกับบริษัทขนาดใหญ่ระดับประเทศได้

2. เนื่องจากวัตถุดิบหลักของเซลล์แสงอาทิตย์ คือซิลิคอนบริสุทธิ์ ดังนั้นรัฐบาลควรสนับสนุนให้มีการลงทุนอุตสาหกรรมต้นน้ำให้ครบวงจร เพื่อการพัฒนาอุตสาหกรรมในประเทศ

ปัญหาและอุปสรรคด้านการลงทุน

1. ค่าแรงและต้นทุนการผลิตสูง

ปัญหาและอุปสรรคด้านนโยบายภาครัฐ

1. บุคคลากรซึ่งเข้าใจในอุตสาหกรรมนี้มีน้อยโดยเฉพาะสถาบันการเงิน เช่น ธนาคารซึ่งจะมีผลต่อการสนับสนุนสินเชื่อ, นโยบายของภาครัฐ ซึ่งไม่มีนโยบายที่ชัดเจนและมีการส่งเสริมน้อย
2. มาตรการสนับสนุนของ BOI สู้ประเทศเพื่อนบ้านไม่ได้ เช่น ประเทศมาเลเซีย ประเทศสิงคโปร์
3. Adder ที่รัฐบาลเสนอให้ไม่ค่อยจูงใจนักลงทุนเท่าที่ควร
4. การเมืองภายในประเทศไม่มั่นคงทำให้นโยบายของรัฐบาลไม่คงที่และไม่มีการสนับสนุนจากรัฐบาลที่ชัดเจน

ปัญหาและอุปสรรคด้านบุคลากร

1. ความรู้ความสามารถของผู้ประกอบการยังมีขีดจำกัดทำให้ไม่สามารถสู้ประเทศที่พัฒนาแล้วได้
2. ขาดแคลนผู้เชี่ยวชาญด้านการผลิตเซลล์แสงอาทิตย์ , ขาดการพัฒนาอย่างเป็นระบบ และขาดแคลนแรงงานฝีมือ
3. ประชาชนโดยทั่วไปยังไม่ค่อยมีความรู้และความเข้าใจเกี่ยวกับเซลล์แสงอาทิตย์

ด้านการตลาด

- ต้องทำให้อุตสาหกรรมเซลล์แสงอาทิตย์เป็นอุตสาหกรรมที่ได้รับการยอมรับและตอบสนองต่อความต้องการอย่างจริงจัง ถึงแม้ราคาจะแพงในช่วงนี้แต่ภายในไม่กี่ปีข้างหน้าแผงเซลล์แสงอาทิตย์ หรือโรงงานผลิตกระแสไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ จะมีการลงทุน ทำให้ค่ากระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้มีค่าต่ำกว่าแบบ GRID PARITY

4.3.3 บทสรุปและข้อเสนอแนะแนวทางการเตรียมการการลงทุนในอุตสาหกรรมเซลล์แสงอาทิตย์

1. การเลือกเครื่องจักรที่ใช้สำหรับผลิตเซลล์แสงอาทิตย์ ควรมีการรับประกันคุณภาพของผลิตภัณฑ์ เช่น ประสิทธิภาพ Yield อายุการใช้งาน เป็นต้น

2. ไม่ควรจัดหาเครื่องจักรจากผู้ผลิตหลายราย จนไม่สามารถหาผู้รับผิดชอบที่แท้จริง กล่าวคือ ควรทำสัญญากับผู้รับผิดชอบเพียงรายเดียวเท่านั้น และต้องเป็นบริษัทที่มีผลงานอ้างอิงได้

3. โรงงานจะต้องมีระบบสนับสนุนต่างๆ มากมาย (facilities) เช่น ระบบน้ำเย็น ระบบจ่ายก๊าซและกำจัดก๊าซระบบควบคุมอุณหภูมิ ความชื้น ระบบกำจัดของเสีย ระบบทำสุญญากาศ ฯลฯ ควรจัดหาผู้รับเหมาที่มีประสบการณ์ในการก่อสร้างโรงงานผลิตเซลล์แสงอาทิตย์แล้วเท่านั้นมาดำเนินการก่อสร้าง

4. บริษัทจะต้องรีบดำเนินการจัดหา สั่งจองวัตถุดิบ โดยเฉพาะอย่างยิ่งแผ่นเวเฟอร์ โดยจะต้องสั่งจองล่วงหน้าเป็นเวลา 1 ปีขึ้นไปก่อนเริ่มการผลิต มิฉะนั้น อาจไม่มีแผ่นเวเฟอร์ให้ใช้ การยอมจ่ายเงินล่วงหน้าสำหรับค่าแผ่นเวเฟอร์อาจเป็นวิธีที่หลีกเลี่ยงไม่ได้

5. การจัดหาบุคลากรที่มีความรู้ ประสบการณ์ ความเชี่ยวชาญ เป็นปัจจัยที่สำคัญ

6. บริษัทจะต้องวางแผนในการทำวิจัยและพัฒนา โดยต้องตั้งเป้าหมายไว้ว่า ประสิทธิภาพของเซลล์จะต้องเพิ่มปีละอย่างน้อย 0.5% Yield ของการผลิตจะต้องเพิ่มอย่างน้อยปีละ 1% มิฉะนั้นจะเสียเปรียบด้านต้นทุนการผลิตกับบริษัทในต่างประเทศ

บทที่ 5
บทสรุป

5.1 สรุปผลการวิจัย

จากการศึกษาการตั้งเป้าหมายการลด GHG แบบรายภาคส่วนในภาคการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย เพื่อ เป็นการเตรียมพร้อมในการรองรับการดำเนินการลด GHG รูปแบบใหม่ที่อาจเกิดขึ้นหลังจากปี 2555 ที่พิธีสารเกียวโตสิ้นสุดลง โดยการรวบรวมข้อมูลต่างๆ ระหว่างปี 2548 – 2552 จากรายงานไฟฟ้าของประเทศไทย ประจำปี 2552 ของกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน และข้อมูลอัตราความต้องการไฟฟ้าเพิ่มขึ้นเฉลี่ยรวมทั้งการประมาณการสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจำแนกตามชนิดเชื้อเพลิงจากแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2553 – 2573 ของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย นำมาสร้างเป็น Scenario ต่างๆ เพื่อใช้ในการตั้งเป้าหมายการลด GHG ของภาคการผลิตไฟฟ้าโดยสรุปผลได้ดังนี้

การดำเนินการลด GHG ในภาคการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยมีอยู่ 3 หัวข้อหลักๆ คือ

1. การเพิ่มสัดส่วนการผลิตของพลังงานทดแทนประเภทต่างๆ หรือพลังงานนิวเคลียร์
2. การปรับเปลี่ยนการใช้เชื้อเพลิงเป็นเชื้อเพลิงที่มีการปลดปล่อย GHG น้อยลง
3. การปรับปรุงประสิทธิภาพโรงไฟฟ้าทั้งโรงไฟฟ้าเก่าและที่กำลังสร้างใหม่ทั้งในเรื่องเทคโนโลยี การบริหารจัดการ และการบำรุงรักษา

โดยหากสามารถดำเนินการได้ตาม Ambition Scenario จะสามารถลดปริมาณ GHG ลงจากค่า Sectoral target ในปี 2563 ได้ถึง 20.4 $MtCO_2$ และสามารถนำปริมาณ GHG ไปขายแก่ประเทศอุตสาหกรรมได้

จากการศึกษาทางด้านเศรษฐศาสตร์ ณ อัตราดอกเบี้ยร้อยละ 6.75 และประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าอยู่ที่ร้อยละ 17 และมีผลประโยชน์จากการขาย CO_2 พบว่า ค่ามูลค่าปัจจุบันสุทธิ มีค่าเท่ากับ 2,472,187,645 บาท ส่วนอัตราผลได้ต่อต้นทุน 12.52 ซึ่งมีค่ามากกว่า 1 ค่าอัตราผลตอบแทนภายใน ร้อยละ 20.01 ต้นทุนต่อ 7.96 บาท/kWh ระยะเวลาการคืนทุน น้อยกว่า 5 ปี

การศึกษาปัจจัยต่างๆ ที่อาจจะส่งผลกระทบต่อผลความคุ้มค่าทางด้านเศรษฐศาสตร์ได้ผลการศึกษาแสดงให้เห็นว่า การกำหนดให้ประสิทธิภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์เปลี่ยนแปลง และการลงทุนมีการเปลี่ยนแปลง พบว่า ตัวชี้วัดทางด้านเศรษฐศาสตร์ก็ยังน่าสนใจในการลงทุน แต่ในส่วนอัตรารับซื้อไฟฟ้าส่วนเพิ่มที่ 6.5 บาท/kWh อัตราการคิดลดที่ร้อยละ 10 และ ร้อยละ 15 จะให้ผลตัวชี้วัดทางด้านเศรษฐศาสตร์ที่เป็นลบ การเปลี่ยนแปลงของ energy yield ที่ 1,400 kWh/kWp พบว่าให้ผลตอบแทนภายในของโครงการเท่ากับร้อยละ 6.66 ซึ่งน้อยกว่าอัตราดอกเบี้ยเงินกู้ที่ใช้ในการวิเคราะห์ร้อยละ 6.75

จากการวิจัยพบว่าบริษัทที่ทำธุรกิจเกี่ยวกับเซลล์แสงอาทิตย์ในประเทศไทยจำนวน 5 บริษัท เห็นว่า**การลงทุนตั้งโรงงานอุตสาหกรรมเซลล์แสงอาทิตย์ในประเทศไทยควรใช้เงินลงทุนในช่วง 100 –1,000 ล้านบาท โดยควรมีเงินหมุนเวียนจำนวน 100 – 500 ล้านบาท และมีแหล่งเงินทุนที่ใช้ในการลงทุนตั้งโรงงานอุตสาหกรรมเซลล์แสงอาทิตย์ในประเทศไทยทั้งจากทรัพย์สินส่วนตัวและธนาคาร โดยแหล่งเงินทุนที่มาจากธนาคารหรือแหล่งเงินทุนอื่นๆ ควรจะมีอัตราดอกเบี้ยที่ 3 – 5 % ต่อปีถึงจะคุ้มค่าแก่การลงทุน** กลุ่มลูกค้าของธุรกิจเกี่ยวกับเซลล์

แสงอาทิตย์ในประเทศไทย ทั้ง 5 บริษัท มีกลุ่มลูกค้าเป็นลูกค้าต่างประเทศ นโยบายของภาครัฐที่มีผลต่อการตัดสินใจลงทุนมากที่สุด คือ ส่งเสริมการใช้พลังงานแสงอาทิตย์ บริษัทที่ทำธุรกิจเกี่ยวกับเซลล์แสงอาทิตย์ในประเทศไทยทั้ง 5 บริษัท นำเทคโนโลยีนำเข้าจากต่างประเทศมาใช้ภายในบริษัท เซลล์แสงอาทิตย์ที่ผลิตมากที่สุด ได้แก่ เซลล์แสงอาทิตย์ชนิดผลึกเดี่ยวซิลิคอน และผลิตเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดผลึกมัลติคริสตัลไลน์ซิลิคอน บริษัทที่ทำธุรกิจเกี่ยวกับเซลล์แสงอาทิตย์ในประเทศไทยทั้ง 5 บริษัทใช้วัตถุดิบนำเข้าจากต่างประเทศในการผลิตเซลล์แสงอาทิตย์ แหล่งที่ตั้งของโรงงานส่วนใหญ่มีแหล่งที่ตั้งโรงงานในเขตส่งเสริมอุตสาหกรรม ระดับความพึงพอใจด้านการขนส่งมีผลต่อการลงทุนของอุตสาหกรรมเซลล์แสงอาทิตย์ส่วนใหญ่มีระดับความพึงพอใจในระดับน้อยเกี่ยวกับการขนส่งมีผลต่อการลงทุนของอุตสาหกรรมเซลล์แสงอาทิตย์ บุคลากรของบริษัทควรมีความเชี่ยวชาญในเรื่องเซลล์แสงอาทิตย์มากน้อยเพียงใดนั้นส่วนใหญ่มีระดับความพึงพอใจในระดับมากที่สุดเกี่ยวกับบุคคลากรของบริษัทควรมีความเชี่ยวชาญในเรื่องเซลล์แสงอาทิตย์

5.2 อภิปรายผล

ผลประโยชน์จากการลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์จากโรงไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ทำให้โครงการมีผลการวิเคราะห์ทางด้านเศรษฐศาสตร์ที่น่าสนใจมาก แต่ให้ระวังเรื่องของการเปลี่ยนแปลงอัตรารับซื้อไฟฟ้าส่วนเพิ่ม อัตราการคิดลด และการเปลี่ยนแปลงของ energy yield

บริษัทที่ทำธุรกิจเกี่ยวกับเซลล์แสงอาทิตย์ในประเทศไทยทั้ง 5 บริษัทส่วนใหญ่มีระดับความพึงพอใจในระดับมากเกี่ยวกับอนาคตของอุตสาหกรรมเซลล์แสงอาทิตย์ในประเทศไทยจะมีการเติบโตขึ้นมากน้อยเพียงใด บริษัททำธุรกิจเกี่ยวกับเซลล์แสงอาทิตย์ในประเทศไทยทั้ง 5 บริษัท ส่วนใหญ่ต้องการให้มีระยะเวลา 6-8 ปี ในการคืนทุน บริษัทที่ทำธุรกิจเกี่ยวกับเซลล์แสงอาทิตย์ในประเทศไทยทั้ง 5 บริษัทเห็นว่ามีความสำคัญมากที่สุดไปจนถึงน้อยที่สุดต่อการผลิตเซลล์แสงอาทิตย์ในประเทศไทย ได้แก่ ค่าเสื่อม ค่าบริหารและการขาย ค่าแรง และค่าใช้จ่ายอื่นๆ

5.3 ข้อเสนอแนะ

1. ข้อมูลการใช้เชื้อเพลิง การผลิตไฟฟ้าจำแนกตามประเภทเชื้อเพลิง จากรายงานไฟฟ้าของประเทศไทยประจำปี 2552 ของกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน ไม่ตรงกันกับข้อมูลในกำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2553 – 2573 ของ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย
2. ระเบียบวิธีในการคำนวณการลด GHG แบบรายภาคส่วนยังอยู่ในขั้นตอนการวิจัยและยังไม่มีข้อกำหนดอย่างเป็นทางการ
3. ผลประโยชน์จากการลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์จากโรงไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์อาจจะมีการเปลี่ยนแปลงได้ตามสถานการณ์สิ่งแวดล้อมโลกและนโยบายของภาครัฐ
4. จากการวิจัยผู้วิจัยมีความเห็นว่าทั้งภาครัฐบาลและภาคเอกชนควรให้การสนับสนุนและนำเสนอความรู้เกี่ยวกับการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ให้แพร่หลายในประเทศไทย พร้อมทั้งประโยชน์ต่างๆ ที่จะได้รับจากการใช้การผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ และจากการศึกษาจะเห็นได้ว่ามีปัจจัยต่างๆ ที่ทำให้ไม่เห็นความคุ้มค่าของเซลล์แสงอาทิตย์ เช่น ในเรื่องราคาเนื่องจากมีราคาแพงเพราะต้องนำเข้าวัสดุอุปกรณ์มาจากต่างประเทศและยังมีเรื่องความคุ้มค่าในการลงทุนจึงทำให้ไม่เป็นที่นิยม

5. ผู้วิจัยคิดว่าควรปลูกฝังและสำนึกเกี่ยวกับความรับผิดชอบต่อสิ่งแวดล้อมให้ทั่วถึง ซึ่งเป็นเรื่องใหญ่สำหรับคนไทยในฐานะผู้บริโภคพลังงานโดยเฉพาะพลังงานไฟฟ้า ที่ต้องรับรู้ว่าการผลิตไฟฟ้าในระบบปกติทั่วไปล้วนสร้างก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ที่เป็นก๊าซเรือนกระจกที่จะทำให้โลกร้อนขึ้นดังนั้นแนวทางที่จะช่วยโลกและช่วยรักษาสิ่งแวดล้อมคือการลดการใช้พลังงานและลดการใช้ไฟฟ้าหรือหลีกเลี่ยงการใช้ไฟฟ้าในระบบปกติแล้วหันมาใช้ไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนที่สะอาดให้มากขึ้น

6. รัฐบาลควรจะต้องผลักดันและสร้างแรงจูงใจในระยะเริ่มต้น ทั้งการสนับสนุนค่าใช้จ่ายการสนับสนุนแหล่งเงินกู้ดอกเบี้ยต่ำระยะยาว การสนับสนุนโดยการลดหย่อนภาษีให้ผู้ติดตั้ง การรับซื้อไฟฟ้าคืน การสนับสนุนการเรียนการสอนและการวิจัยพัฒนา เป็นต้น ดังนั้นผู้วิจัยเห็นว่าหากมีผู้ที่ต้องการทำการศึกษาและวิจัยเพิ่มเติมควรมุ่งศึกษาที่ภาครัฐบาลด้วย เพื่อที่ว่าจะได้รู้ข้อจำกัดของภาครัฐบาลด้วย

บรรณานุกรม

[1] CDM-Executive Board. Tool to calculate the emission factor for an electricity system. Annex 12 Methodological tool (Version 01.1). http://cdm.unfccc.int/methodologies/PAmethodologies/tools/am-tool-07-v1.1.pdf

[2] ACM0002: Consolidated baseline methodology for gird-connected electricity generation from renewable energy sources .IGES CDM Project Database as of 1 August 2009. http://www.iges.or.jp/en/cdm/report.html

[3] องค์การบริหารจัดการก๊าซเรือนกระจก (องค์การมหาชน). 2552. **รายงานสรุปผลการศึกษาค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย**. สืบค้นเมื่อ 29 มิถุนายน 2554, จาก http://www.tgo.or.th.

[4] ประพิธาร์ ธนารักษ์. 2554. **เอกสารประกอบการเรียนรายวิชา เศรษฐศาสตร์พลังงาน สิ่งแวดล้อม และนโยบาย**. ศูนย์วิทยบริการกรุงเทพฯ: มหาวิทยาลัยนเรศวร.

[5] นิพนธ์ เกตุจ้อย. 2554. **เอกสารประกอบการเรียนรายวิชา ระบบโฟโตโวลตาอิก**. ศูนย์วิทยบริการกรุงเทพฯ: มหาวิทยาลัยนเรศวร.

[6] Christoph Erdmenger, Harry Lehmann, Klaus Mueschen, Jens Tambke, Sebastian Mayr, Kai Kuhnhenn. 2009. A climate protection strategy for Germany – 40% reduction of CO2 emission by 2020 compared to 1990. Energy Policy 37 (2009) p. 258-165.

[7] Malte Schneider, Andreas Holzer, Volker H. Hoffmann. 2008. Understanding the CDM's contribution to technology transfer. Energy Policy 36 (2008) p.2920-2928.

[8] Kiattiporn Wangpattarapong, Somchai Maneewan, Nipon Ketjoy, Wattanapong Rakwichian. 2008. The impacts of climatic and economic factors on residential electricity consumption of Bangkok Metropolis. Energy and Building 40 (2008) p. 1419-1425.

[9] S. Adhikari, N. Mithulananthan, A. Dutta, A.J. Mathias. 2008. Potential of sustainable energy technologies under CDM in Thailand: Opportunities and barriers. Renewable Energy 33 (2008) p. 2122-2133.

[10] Erik Delarue, William D'haeseleer. 2008. Greenhouse gas emission reduction by means of fuel switching in electricity generation: Addressing the potentials. Energy Conversion and Management 49 (2008) p. 843-853.

[11] พรทิพย์ สมฤทธิ์, พรทิณีย์ เอมมัส. 2550. **การศึกษาความเป็นไปได้ของการใช้เซลล์แสงอาทิตย์มาเป็นส่วนหนึ่งของอาคารเพื่อผลิตกระแสไฟฟ้าแบบเชื่อมต่อกับสายส่ง**. การศึกษาค้นคว้าด้วยตนเอง วท.ม., มหาวิทยาลัยนเรศวร, พิษณุโลก.

[12] วราภรณ์ เอกเผ่าพันธุ์. 2552. **การคาดการณ์ความต้องการการใช้พลังงานขั้นสุดท้าย การจัดหาพลังงานของประเทศไทยและการประเมินก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ของภาคการผลิตไฟฟ้า**. วิทยานิพนธ์ วศ.ม., วิศวกรรมศาสตร์, มหาวิทยาลัยเชียงใหม่, เชียงใหม่.

[13] คงฤทธิ์ แม้นศิริ, นิพนธ์ เกตุจ้อย, วัฒนพงษ์ รักษ์วิเชียร และฉัตรชัย ศิริสัมพันธ์วงษ์. 2549. การประเมินสมรรถนะทางด้านเทคนิคของหลังคาเซลล์แสงอาทิตย์สำหรับการผลิตไฟฟ้าแบบเชื่อมต่อเข้าระบบจำหน่าย. การประชุมวิชาการเครือข่ายพลังงานแห่งประเทศไทยครั้งที่ 2. 27-29 กรกฎาคม 2549 มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี จังหวัดนครราชสีมา.

[14] วรพล สุชสำราญ. 2554. การศึกษาแนวทางการตั้งเป้าหมายการลดก๊าซเรือนกระจกแบบไม่มีข้อผูกพันทางกฎหมายในภาคการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย. การศึกษาค้นคว้าด้วยตนเอง วท.ม., มหาวิทยาลัยนเรศวร.พิษณุโลก ,

[15] Narumitr Sawangphol, Chanathip Pharino. 2011. Status and outlook for Thailand's low carbon electricity development. Renewable and sustainable energy review 15 564-573.

[16] ณัฏฐิณี ศรีพฤกษาสุข. 2553การวิเคราะห์ปัจจัยทางด้านการลงทุนของอุตสาหกรรมเซลล์ . แสงอาทิตย์ในประเทศไทย.ม.การศึกษาค้นคว้าด้วยตนเอง วท ., มหาวิทยาลัยนเรศวร , .พิษณุโลก

[17] มงคล พามา. 2553. การศึกษาความเป็นไปได้ทางด้านเศรษฐศาสตร์ในการติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์บนดาดฟ้าของอาคาร : กรณีศึกา อาคารธุรกิจ. การศึกษาค้นคว้าด้วยตนเอง วท.ม., มหาวิทยาลัยนเรศวร, พิษณุโลก.

[18] สุภัทรชัย สิงห์บาง. 2551. พลังงานจากแสงแดด. สืบค้นเมื่อ 28 กรกฎาคม 2554, จาก http://www.tpa.or.th/publisher/pdfFileDownloadS/p99-103.pdf.

[19] การไฟฟ้านครหลวง. 2547. ระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนขนาดเล็กมาก (VSPP). สืบค้นเมื่อ 25 มิถุนายน 2554, จาก http://www.mea.or.th/internet/Elecvalue/VSPP/VSPPReportWeb.pdf.

[20] ดุสิต เครืองาม. 2553. แนวทางในการลงทุนโซลาร์รูฟเพื่อขายไฟฟ้าตามมาตรการ New Feed In Tariff. สืบค้นเมื่อ 27 กันยายน 2554, จาก http://www.thaisolarfuture.com/news.php?id=65.

[21] อนัน สุวรรณชัยสกุล. 2551. ความเป็นไปได้ทางการเงิน และเศรษฐศาสตร์ในการผลิตกระแสไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์สำหรับครัวเรือน และหมู่บ้าน. วิทยานิพนธ์ ศ.ม., มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์, กรุงเทพมหานคร. สืบค้นเมื่อ 24 ตุลาคม 2554, จาก http://tdc.thailis.or.th

[22] Nipon ketjoy, Nattawut Khaosaad, Thitiporn Chorchong and Kangrit Mansiri. 2009. Outdoor performance of amorphous silicon photovoltaic module in hot climate Phase 2. Master thesis, M.S., Naresuan University, Phisanulok.

[23] Nattawut Khaosaad and Nipon Ketjoy. 2009. Solar spectrum investigation in Phisanulok province, Phisanulok: School of Renewable Energy Technology, Naresuan University.

[24] Nattawut Khaosaad and Nipon Ketjoy. 2010. Degradation of maximum peak power of photovoltaic under operating condition. Phisanulok: School of Renewable Energy Technology, Naresuan University.

[25] Nattawut Khaosaad, Thitiporn Chorchong, and Nipon Ketjoy. 2009. **Investigation of annual photovoltaic array yield under actual application.** Phisanulok: School of Renewable Energy Technology, Naresuan University.

[26] Sergio, Pacca, Deepak, Silvaraman, Gregory and A., Keoleian. 2006. Center for Sustainable Systems, School of Natural Resource and Environment, University of Michigan. In Parameter affecting the life cycle performance of PV technologies and systems. United state: University of Michigan.

[27] F, Pietraperosa, C., Cosmi., M., Macchiato, M., Salvia and V., Cuomo. 2008. Life Cycle Assessment, Extern E and Comprehensive Analysis for an integrated evaluation of the environment impact of anthropogenic activities. In National Research Council Institute of Methodologies for Environment Analysis. N.P.: n.p.

[28] Vasilis, Fthenakis and Hyung Chul Kimb. 2008. Land use and electricity generation: A life-cycle analysis. In National photovoltaic environment research center, New York: Brookhaven National Laboratory.

[29] Annette, Evans., Vladimir, Strezov. and Tim J., Evans. 2008. **Assessment of sustainability indicators for renewable energy technologies.** Australia: Graduate School of the Environment, Macquarie University, Sydney.

[30] Athanasios I., Chatzimouratidis., Petros A. and Pilavachi. 2008. **Technological, economic and sustainability evaluation of power plants using the analytic hierarchy process.** Greece: Department of Engineering and Management of Energy Resources, University of Western Macedonia, Kozani,

[31] S.M. Shaahid., I.El-Amin. 2007. **Techno-economic evaluation of off-grid hybrid photovoltaic-diesel-battery power systems for rural electrification in Saudi Arabia-Away forward for sustainable development.** Saudi Arabia: CER/Research-institute and department of Electrical Engineering, King Fahd University of Petroleum and Minerals, Dhahran.

ภาคผนวก

Reprint / Manuscript

บทความสำหรับการเผยแพร่

กิจกรรมที่เกี่ยวข้องกับการนำผลจากโครงการไปใช้ประโยชน์

1) วารสารวิจัยและนวัตกรรมเพื่ออุตสาหกรรมไทย ปีที่ 2 ฉบับที่ 1 (มกราคม – เมษายน 2554) เรื่อง "การส่งเสริมอุตสาหกรรมเซลล์แสงอาทิตย์ในประเทศไทย"

2) Energy Procedia 00 (2011) 000–000 (2nd International Conference on Advances in Energy Engineering) "Economic analysis of CO_2 emission reduction from large scale photovoltaic power plant in Thailand"

การส่งเสริมอุตสาหกรรมเซลล์แสงอาทิตย์ในประเทศไทย

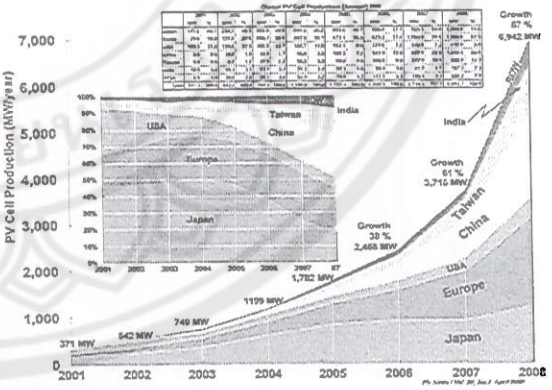
ประพิธาร์ ธนารักษ์
วิทยาลัยพลังงานทดแทน มหาวิทยาลัยนเรศวร อำเภอเมือง จังหวัดพิษณุโลก 65000
โทรศัพท์ 0-5596-3193 โทรสาร 0-5596-3182
E-mail: prapitat@nu.ac.th

บทคัดย่อ

เซลล์แสงอาทิตย์ได้เข้ามามีบทบาททางด้านพลังงานทดแทนในประเทศไทยมากกว่า 30 ปี แต่มีผู้ที่สนใจอย่างจริงจังในเรื่องนี้น้อยเนื่องจากมีปัจจัยต่างๆ ที่ทำให้อุตสาหกรรมเซลล์แสงอาทิตย์เป็นธุรกิจที่ไม่น่าสนใจในการลงทุน เช่น ราคาแพงเพราะต้องนำเข้าวัสดุอุปกรณ์จากต่างประเทศและความคุ้มค่าในการลงทุนต่ำกว่าอุตสาหกรรมอื่นๆ จึงทำให้ไม่เป็นที่นิยมในอดีตมากนัก แต่ในปัจจุบันเซลล์แสงอาทิตย์มีบทบาทสำคัญอย่างมากเนื่องจากราคาน้ำมันดิบในตลาดโลกมีราคาสูงขึ้นอย่างต่อเนื่องและภาครัฐมีนโยบายส่งเสริมการลงทุนและการใช้อุปกรณ์พลังงานทดแทนกับภาคเอกชนมากขึ้น เช่น การลดภาษีการนำเข้าอุปกรณ์พลังงานทดแทน การปล่อยเงินกู้ดอกเบี้ยต่ำจากภาครัฐสำหรับการลงทุนด้านพลังงานทดแทน เป็นต้น ดังนั้นอุตสาหกรรมเซลล์แสงอาทิตย์จึงเป็นธุรกิจหนึ่งที่น่าจับตามองเป็นอย่างมากในปัจจุบัน เพราะยังเป็นธุรกิจใหม่ในตลาดเนื่องจากยังมีบุคคลากรที่มีความรู้และเชี่ยวชาญในเรื่องนี้จำนวนน้อย อีกทั้งมีการแข่งขันต่ำเมื่อเทียบกับธุรกิจอุตสาหกรรมชนิดอื่นๆ ด้วยความที่ใหม่และสดในตลาดจึงทำให้เป็นธุรกิจที่น่าจับตามอง อีกทั้งยังเป็นธุรกิจที่สะอาด สามารถช่วยแก้ไขปัญหาเศรษฐกิจระดับประเทศได้ไม่มากก็น้อยและที่สำคัญสามารถช่วยแก้ไขปัญหาการขาดแคลนพลังงานภายในในประเทศไทยอีกด้วย ประเทศไทยเป็นประเทศอุตสาหกรรมจึงทำให้มีความต้องการใช้พลังงานสูงและปัจจุบันเซลล์แสงอาทิตย์เป็นพลังงานทางเลือกหนึ่งให้แก่กลุ่มผู้ที่สนใจและมีความต้องการลดต้นทุนด้านพลังงาน เช่น กลุ่มโรงแรม โรงงาน โรงพยาบาล ห้างสรรพสินค้าและอื่นๆ บทความนี้จึงนำเสนอปัจจัยที่สำคัญเพื่อส่งเสริมอุตสาหกรรมเซลล์แสงอาทิตย์ในประเทศไทยซึ่งผู้ประกอบการเซลล์แสงอาทิตย์ยังมีจำนวนน้อย ไม่เพียงพอต่อความต้องการภายในประเทศ และตลาดเซลล์แสงอาทิตย์ในประเทศไทยยังคงมีโอกาสเติบโตอย่างต่อเนื่อง

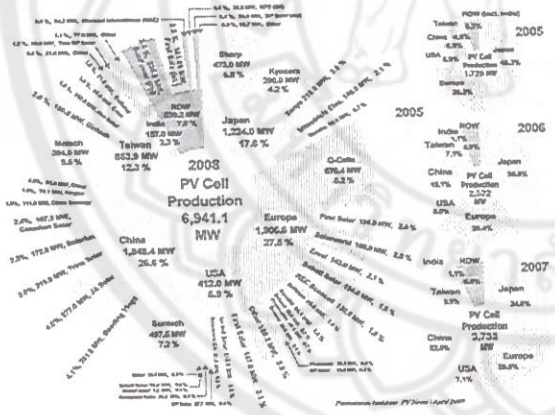
สถานการณ์เซลล์แสงอาทิตย์ของโลก

ปัจจัยที่ทำให้การเติบโตของธุรกิจเซลล์แสงอาทิตย์ของโลกเพิ่มขึ้นมากกว่า 80% แสดงดังรูปที่ 1 เนื่องจากราคาน้ำมันเพิ่มขึ้นอย่างรวดเร็ว ปัญหาการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศของโลก มาตรการลดก๊าซเรือนกระจกของ Kyoto Protocol ยุคเศรษฐกิจ CO_2 Economy Base ความสามารถในการระดมเงินทุนจาก Carbon Credit โดยอิงกับการลดการปลดปล่อย CO_2 จากการใช้พลังงานทดแทนโดยเฉพาะอุตสาหกรรมเซลล์แสงอาทิตย์ซึ่งถือว่าเซลล์แสงอาทิตย์เป็นทรัพย์สินที่เทียบมูลค่าได้กับการลดการปลดปล่อย CO_2 ทำให้เกิดเป็นเงินทุนสำรองได้เช่นเดียวกับการอิงกับทองคำ เซลล์แสงอาทิตย์สามารถสร้างมูลค่าเพิ่มให้กับอุตสาหกรรมต่อเนื่องและเพิ่มรายได้จากการจำหน่ายไฟฟ้า และการประกาศนโยบายสนับสนุนและส่งเสริมการใช้เซลล์แสงอาทิตย์ที่ชัดเจนในกลุ่มสหภาพยุโรป เป็นปัจจัยหลักที่กระตุ้นให้เกิดการขยายตัวของอุตสาหกรรมเซลล์แสงอาทิตย์ของโลก



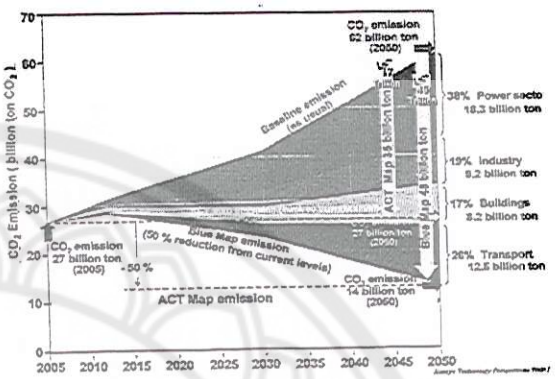
รูปที่ 1 ปริมาณการผลิตเซลล์แสงอาทิตย์ของโลก (เมกกะวัตต์ต่อปี)

ภาวะการแข่งขันของตลาดเซลล์แสงอาทิตย์ตั้งแต่ด้านราคา การแข่งขันด้านคุณภาพ การแข่งขันด้านห่วงโซ่อุปทาน การแข่งขันด้าน Logistic การแข่งขันด้านการพัฒนาเทคโนโลยี การเตรียมแผนสร้างโรงงานผลิตให้ได้ทันตามเวลาของสถานการณ์ PV Booming การสร้าง Line Production ที่เหมาะสม เพื่อลดความเสี่ยงจากการขาดแคลนวัตถุดิบและแผน Stock Wafer ระยะยาว 5-10 ปี ตลอดจนการพัฒนาองค์กรและเพิ่มขีดความสามารถในการแข่งขัน จากการที่ราคาน้ำมันเพิ่มขึ้นอย่างรวดเร็ว ปัญหาสภาวะโลกร้อนที่เพิ่มความรุนแรง มาตรการการลดก๊าซเรือนกระจกจาก Kyoto Protocol ซึ่งถือเป็นกฎหมายสิ่งแวดล้อมโลกเพียงฉบับเดียวที่ได้รับการยอมรับจากประชาคมโลก การเพิ่มขีดความสามารถในการสร้างมูลค่าเพิ่มของเซลล์แสงอาทิตย์โดยเพิ่มรายได้จากการจำหน่ายไฟฟ้า ล้วนแต่เป็นปัจจัยที่ทำให้ความต้องการเซลล์แสงอาทิตย์ของโลกมากกว่าความสามารถในการผลิตรวม ถึงการเกิดสถานการณ์ PV-Booming ที่ง่ายต่อการระดมเงินทุน ดังนั้นประเทศที่เป็นผู้นำทางด้านอุตสาหกรรมเซลล์แสงอาทิตย์ได้แก่ กลุ่มประเทศยุโรป ประเทศจีนและประเทศญี่ปุ่น จึงมีปริมาณการผลิตในปี 2008 (พ.ศ. 2551) สูงที่สุดในอัตราร้อยละ 27.5, 26.6 และ 17.6 ของโลก ตามลำดับ แสดงดังรูปที่ 2



รูปที่ 2 ปริมาณการผลิตเซลล์แสงอาทิตย์ของโลกในปี 2005-2008 (พ.ศ. 2548-2551) (เมกกะวัตต์ต่อปี)

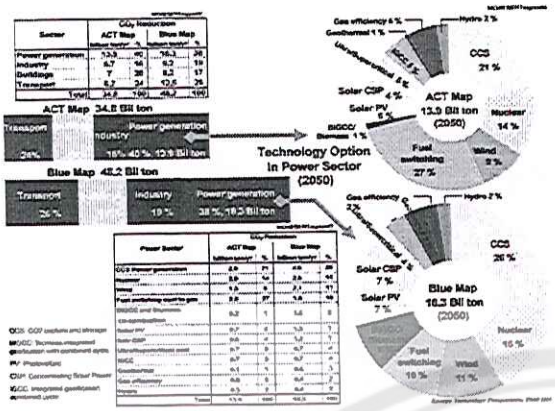
จากสถานการณ์ทางสิ่งแวดล้อมที่รุนแรงและการแข่งขันทางด้านเศรษฐกิจ ส่งผลให้เซลล์แสงอาทิตย์เป็นทางเลือกหนึ่งในการลงทุนเพื่อลดการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกและผลกำไรส่วนเพิ่ม (Profit added) จากการซื้อขายคาร์บอนเครดิต (Carbon credit) International Energy Agency (IEA) ได้จัดทำรายงาน CO_2 Emission Reduction by sector and technology Options [1] ในปี 2050 (พ.ศ. 2593) ภาคเศรษฐกิจที่มีการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์มากที่สุด ดังรูปที่ 3 คือ ภาคพลังงาน ภาคการขนส่ง ภาคอุตสาหกรรม และอาคารพาณิชย์และที่อยู่อาศัย ในสัดส่วนร้อยละ 38, 26, 19 และ 17 ตามลำดับ



รูปที่ 3 การปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ตามภาคเศรษฐกิจ

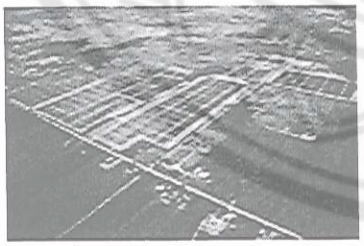
IEA กำหนดเป้าหมาย (Blue map) ที่จะลดสัดส่วนการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ให้ได้อย่างน้อยร้อยละ 50 ในปี 2050 (พ.ศ. 2593) โดยภาคพลังงาน IEA เสนอเทคโนโลยีพลังงานทางเลือกในการลดการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ เช่น CO_2 capture and storage (CCS), Nuclear, Wind, Fuel switching, Biomass Integrated Gasification with Combined Cycle (BIGCC) /Biomass, Concentrating Solar Power (CSP) และ Solar PV เป็นต้น ซึ่งมีสัดส่วนของการลดการปล่อยปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์จากเทคโนโลยีเซลล์แสงอาทิตย์ประมาณร้อยละ 7 ในปี 2050 (พ.ศ. 2593) แสดงดังรูปที่ 4 คิดเป็นปริมาณ CO_2 ประมาณ 1.281 พันล้านตันคาร์บอนไดออกไซด์ (tCO_2)

การลดการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ของโรงไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ขนาดใหญ่ใช้การคำนวณของ Annex 12 Methodological tool (Version 01.1) "Tool to calculate the emission factor for an electricity system" [2] และ "ACM0002: Consolidated baseline methodology for gird-connected electricity generation from renewable energy sources" [3] ของ IGES ซึ่งได้รับการตรวจสอบแล้วจาก CDM Executive Board (CDM EB) นั้น ประเทศไทยมีค่า Grid Emission Factor 2007 (พ.ศ. 2550) เท่ากับ 0.5057 กิโลกรัมคาร์บอนไดออกไซด์ต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง ($kgCO_2/kWh$)

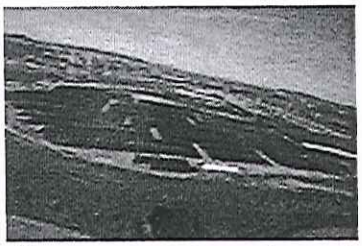


รูปที่ 4 เทคโนโลยีพลังงานทางเลือกเพื่อลดการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์

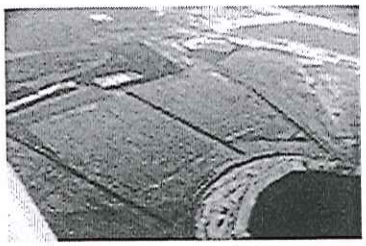
การใช้เซลล์แสงอาทิตย์ของโลกจะเป็นเพื่อการผลิตไฟฟ้าขนาดใหญ่ เรียกว่าโรงไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ (PV Power Plant) หรือ ฟาร์มพลังงานแสงอาทิตย์ (Solar Farm) จะมีการเชื่อมต่อกับสายส่ง (Grid connected) โดยโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ (Large Scale PV Power Plant หรือ Mega Solar Farm) ของโลกส่วนใหญ่มีการติดตั้งมากกว่า 3 จิกะวัตต์ทั่วโลก [4] โดยส่วนใหญ่ติดตั้งที่ประเทศอิตาลีและสาธารณรัฐเชค ปัจจุบันโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ 5 อันดับแรกของโลกที่มีการก่อสร้างระหว่างปี 2008-2010 (พ.ศ. 2551-2553) ได้แก่ 97 เมกกะวัตต์ (MW) ณ เมือง Sarnia ประเทศแคนาดา (รูปที่ 5 (ก)), 84.2 MW ณ เมือง Montalto di Castro ประเทศอิตาลี (รูปที่ 5 (ข)), 80.7 MW ณ เมือง Finsterwalde ประเทศเยอรมนี (รูปที่ 5 (ค)), 70 MW ณ เมือง Rovigo ประเทศอิตาลี (รูปที่ 5 (ง)) และ 60 MW ณ เมือง Olmedilla ประเทศสเปน (รูปที่ 5 (จ))



(ก) เมือง Sarnia ประเทศแคนาดา

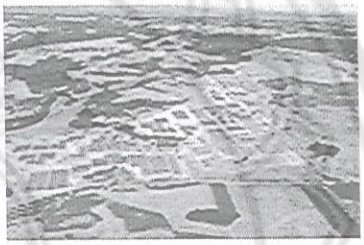


(ข) เมือง Montalto di Castro ประเทศอิตาลี



(ค) เมือง Finsterwalde ประเทศเยอรมนี

(ง) เมือง Rovigo ประเทศอิตาลี



(จ) เมือง Olmedilla ประเทศสเปน

รูปที่ 5 โรงไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ขนาดใหญ่ที่สุดของโลก 5 อันดับแรก

อุตสาหกรรมเซลล์แสงอาทิตย์ในประเทศไทย

ประเทศไทยเริ่มมีการใช้งานจากเซลล์แสงอาทิตย์เมื่อปี พ.ศ. 2519 โดยหน่วยงานกระทรวงสาธารณสุขและมูลนิธิแพทย์อาสาสมเด็จพระศรีนครินทราบรมราชชนนี มีจำนวนประมาณ 300 แผง แต่ละแผงมีขนาด 15/30 วัตต์ [5] และนับเป็นครั้งแรกที่ได้มีนโยบายและแผนระดับชาติด้านเซลล์แสงอาทิตย์ บรรจุลงในแผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ 4 (พ.ศ. 2520-2524) การติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ได้ติดตั้งและใช้งานอย่างจริงจังในปลายปีของแผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 6 (พ.ศ. 2530-2534) โดยมีกรมพัฒนาและส่งเสริมพลังงาน (ปัจจุบัน คือ กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน หรือ พพ.) กรมโยธาธิการ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคและการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย เป็นหน่วยงานหลักในการนำเซลล์แสงอาทิตย์เพื่อใช้ผลิตไฟฟ้าสำหรับแสงสว่าง ระบบโทรคมนาคมและเครื่องสูบน้ำ

ปัจจุบัน กระทรวงพลังงานได้กำหนดมาตรการส่งเสริมพลังงานทดแทนตามแผนพลังงานทดแทน 15 ปี (พ.ศ. 2551-2565) แสดงดังรูปที่ 6 ได้แก่

1. มาตรการรับซื้อไฟฟ้าส่วนเพิ่ม (Adder) โดยพลังงานแสงอาทิตย์มีการกำหนดอัตรารับซื้อไฟฟ้าส่วนเพิ่ม 8 บาท/kWh ระยะเวลาการสนับสนุน 10 ปี (ส่วนเพิ่มพิเศษเมื่อติดตั้งในพื้นที่ๆ มีการผลิตไฟฟ้าจากดีเซลและส่วนเพิ่มพิเศษสำหรับการติดตั้งใน 3 จังหวัดชายแดนภาคใต้ 1.50 บาท/kWh)

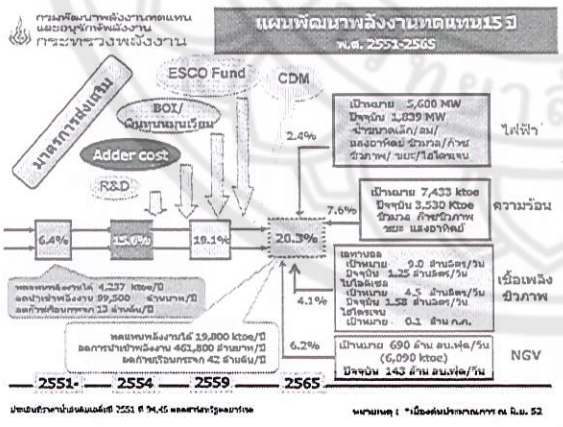
2. การส่งเสริมการลงทุน (BOI) ยกเว้นอากรนำเข้าเครื่องจักร อุปกรณ์และยกเว้นภาษีเงินได้จากการดำเนินการด้านพลังงาน

3. เงินหมุนเวียนดอกเบี้ยต่ำ (Soft loan) วงเงินกู้ไม่เกิน 50 ล้านบาทต่อโครงการ อัตราดอกเบี้ย ไม่เกินร้อยละ 4 ต่อปี ระยะเวลาเงินกู้ไม่เกิน 7 ปี หรือโครงการที่มีระยะเวลาคืนทุนไม่เกิน 7 ปี โดยสามารถกู้เงินผ่านสถาบันการเงิน เช่น ธนาคาร บริษัทเงินทุนอุตสาหกรรมที่เข้าร่วมโครงการ ผู้มีสิทธิ์กู้เงิน ได้แก่ โรงงาน/อาคารทั่วไป ตลอดจนบริษัทจัดการพลังงาน ESCO นำไปลงทุนเพื่อการอนุรักษ์พลังงานหรือพลังงานทดแทน

4. การอำนวยความสะดวกในการขอรับ Clean Development Mechanism (CDM)

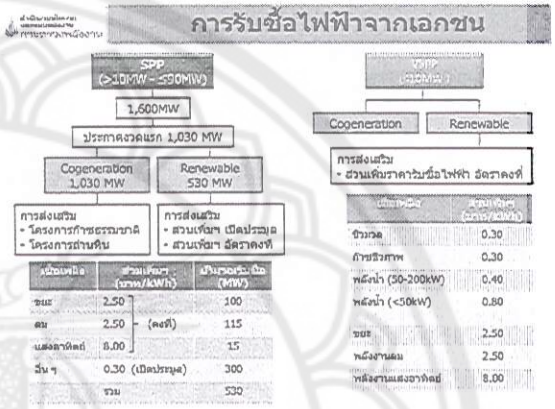
5. การจัดตั้งกองทุนเพื่อร่วมลงทุนและส่งเสริมการลงทุน (ESCO Venture Capital) ให้กับโครงการอนุรักษ์พลังงานและพลังงานทดแทน

6. การส่งเสริมการวิจัยและพัฒนาด้านพลังงานทดแทน



รูปที่ 6 แผนพัฒนาพลังงานทดแทน 15 ปี

ศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศไทย คือ 50,000 MW ปัจจุบันมีการติดตั้งอยู่ที่ 32 MW โดยข้อมูลของ พพ. ณ วันที่ 25 พฤษภาคม 2553 พบว่าผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก (Small Power Producer: SPP) และ ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (Very Small Power Producer: VSPP) มีการจ่ายไฟจากเซลล์แสงอาทิตย์เข้าระบบแล้ว 12 MW โดยแผนพลังงานทดแทน 15 ปี ส่งเสริมให้มีการติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์ที่ 55 MW (ระหว่างปี พ.ศ. 2551-2554), 95 MW (ระหว่างปี พ.ศ. 2555-2559) และ 500 MW (ระหว่างปี พ.ศ. 2560-2565) โดยพลังงานแสงอาทิตย์มีอัตราการรับซื้อไฟฟ้าส่วนเพิ่ม (Adder) ที่เท่ากันทั้ง SPP และ VSPP แสดงดังรูปที่ 7



รูปที่ 7 การรับซื้อไฟฟ้าจากเอกชน

การลงทุนโรงไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์

สัดส่วนการลงทุนของโรงไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ขนาดใหญ่ อ้างอิง IEA Task8 "Study on Very Large Scale Photovoltaic Power Generation (VLS-PV) System" Case study: 8 MW large Scale PV system in Dunghuang, China พบว่ามีสัดส่วนการลงทุนดังนี้ แผงเซลล์แสงอาทิตย์ร้อยละ 73, Inverter ร้อยละ 10, Transformer ร้อยละ 1, Test & Monitoring ร้อยละ 0.8, Civil works ร้อยละ 4.83, Transportation & Installation ร้อยละ 2.34, FS & Prelim Investment ร้อยละ 2.17 และค่าใช้จ่ายอื่นๆ ร้อยละ 4.65

การลงทุนโรงไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ในประเทศไทยจะพิจารณาจากศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศไทยอยู่ในช่วงประมาณ 5 kWh/m2/day ราคาของระบบเซลล์แสงอาทิตย์ประมาณ 90 – 150 บาทต่อวัตต์ (รวมค่าติดตั้งพร้อมจ่ายไฟฟ้า) หากประเมินการลงทุนระบบเซลล์แสงอาทิตย์ที่มีความเหมาะสมต่อการลงทุน 1 MW ดังนั้นค่าใช้จ่ายในการลงทุนโรงไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 1 MW จะใช้เงินประมาณ 90-150 ล้านบาท (ขึ้นอยู่ชนิดของเซลล์แสงอาทิตย์และไม่รวมราคาที่ดิน) การผลิตไฟฟ้า

จากเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 1 kW จะสามารถผลิตไฟฟ้าได้ประมาณ 1,400 – 1,500 kWh/kWp ดังนั้น ถ้าติดตั้งขนาด 1 MW จะสามารถผลิตไฟฟ้าได้ประมาณ 1,400,000 – 1,500,000 kWh ต่อปี หากขายไฟฟ้าให้กับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคที่ราคา 2.70 บาท/kWh รวมราคารับซื้อไฟฟ้าส่วนเพิ่ม (ตามประกาศของกระทรวงพลังงาน 8 บาท/kWh ระยะเวลาการสนับสนุน 10 ปี) จะเป็นเงินรับซื้อไฟฟ้าเท่ากับ 10.70 บาท/kWh ทำให้รายได้จากการขายไฟฟ้าเป็นเงินโดยประมาณทั้งสิ้น 15 ล้านบาทต่อปี จะมีระยะเวลาการคืนทุนประมาณ 8-10 ปี (รวมค่าใช้จ่ายในการดำเนินการและบำรุงรักษา) ทั้งนี้ยังไม่ได้รวมการคำนวณผลประโยชน์ส่วนเพิ่มจากการซื้อขายคาร์บอนเครดิต ซึ่งราคาคาร์บอนเครดิต ณ วันที่ 12 มีนาคม 2553 โดย IdeaCarbon นำเสนอโดย องค์การบริหารจัดการก๊าซเรือนกระจก(องค์การมหาชน) Thailand Greenhouse Gas Management Organization (Public Organization) หรือ อบก. (TGO) คือ 14.12 ยูโร/tCO_2

การลงทุนในอุตสาหกรรมเซลล์แสงอาทิตย์ในประเทศไทย

การศึกษาปัจจัยทางด้านการลงทุนของอุตสาหกรรมเซลล์แสงอาทิตย์ในประเทศไทย [5] จากบริษัทที่ดำเนินธุรกิจเกี่ยวกับเซลล์แสงอาทิตย์ในประเทศไทยจำนวน 5 บริษัท ได้แก่ บริษัท เอกรัฐโซลาร์ จำกัด บริษัท ไทย-เอเยนซี เอ็นจิเนียริ่ง จำกัด บริษัท โซลาร์ตรอน จำกัด (มหาชน) บริษัท บางกอกโซลาร์ จำกัด และบริษัท ชาร์ปไทย จำกัด พบว่าปัจจัยทางด้านการลงทุนของอุตสาหกรรมเซลล์แสงอาทิตย์ในประเทศไทย 8 ด้าน โดยจัดอันดับความสำคัญมากที่สุดไปถึงน้อยที่สุด ดังนี้ ด้านนโยบายจากภาครัฐ ด้านเทคโนโลยี ด้านการตลาด ด้านวัตถุดิบที่ใช้ในการผลิต ด้านการลงทุน ด้านบุคลากร ด้านการจัดการห่วงโซ่อุปทานและด้านสถานที่ตั้งโรงงาน

จากการศึกษายังพบว่า การลงทุนตั้งโรงงานเซลล์แสงอาทิตย์ในประเทศไทยมีการใช้เงินลงทุนในช่วง 100 – 1,000 ล้านบาท โดยควรมีเงินหมุนเวียนจำนวน 100-500 ล้านบาท และมีแหล่งเงินทุนที่ใช้ในการลงทุนตั้งโรงงานอุตสาหกรรมเซลล์แสงอาทิตย์ทั้งจากทรัพย์สินส่วนตัวและธนาคาร โดยแหล่งทุนที่มาจากธนาคารหรือแหล่งทุนอื่นๆ ควรจะมีอัตราดอกเบี้ยร้อยละ 3-5 ต่อปี โดยบริษัทที่ทำธุรกิจเซลล์แสงอาทิตย์ส่วนใหญ่เป็นการนำเข้าวัตถุดิบและเทคโนโลยีจากต่างประเทศ โดยเป็นเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดผลึกเดี่ยวซิลิคอนเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดมัลติคริส-ตัลไลน์ซิลิคอน และอะมอร์ฟัสซิลิกอน แหล่งที่ตั้งโรงงานอยู่ในเขตส่งเสริมอุตสาหกรรม

ข้อเสนอแนะที่ได้จากการศึกษา

1. จากการศึกษาผู้วิจัยมีความเห็นว่าทั้งภาครัฐบาลและภาคเอกชนควรให้การสนับสนุนและนำเสนอความรู้เกี่ยวกับการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ให้แพร่หลายในประเทศไทย พร้อมทั้งประโยชน์ต่างๆ ที่จะได้รับจากการใช้ไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ และจากการศึกษาเห็นได้ว่ามีปัจจัยต่างๆ ที่ทำให้ไม่เห็นความคุ้มค่าในการลงทุนอุตสาหกรรมเซลล์แสงอาทิตย์ เช่น ราคาสูงเพราะต้องนำเข้าวัสดุอุปกรณ์มาจากต่างประเทศและความคุ้มค่าในการลงทุนใช้ระยะเวลานานจึงทำให้ไม่เป็นที่สนใจมากนัก

2. ผู้วิจัยเห็นว่าควรปลูกฝังความตระหนักและจิตสำนึกเกี่ยวกับความรับผิดชอบต่อสิ่งแวดล้อม ซึ่งเป็นเรื่องใหญ่สำหรับคนไทยในฐานะผู้บริโภคพลังงานโดยเฉพาะพลังงานไฟฟ้า ที่ต้องรับรู้ว่าการผลิตไฟฟ้าในระบบปกติทั่วไปล้วนสร้างก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ที่เป็นก๊าซเรือนกระจกทำให้เกิดการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ (Climate Change) ดังนั้นแนวทางที่จะช่วยรักษาสิ่งแวดล้อม คือ การลดการใช้พลังงานและลดการใช้ไฟฟ้าหรือหลีกเลี่ยงการใช้ไฟฟ้าในระบบปกติแล้วหันมาใช้ไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนให้มากขึ้น

3. รัฐบาลควรผลักดันและสร้างแรงจูงใจในระยะเริ่มต้นทั้งการสนับสนุนค่าใช้จ่ายการสนับสนุนแหล่งเงินกู้ดอกเบี้ยต่ำระยะยาว การสนับสนุนโดยการลดหย่อนภาษีให้ผู้ติดตั้งการรับซื้อไฟฟ้า การสนับสนุนการเรียนการสอนและการวิจัยพัฒนา เป็นต้น ดังนั้นผู้วิจัยเห็นว่าหากมีผู้ที่ต้องการทำการศึกษาและวิจัยเพิ่มเติมควรมุ่งศึกษาที่ภาครัฐบาลด้วย เพื่อที่ว่าจะได้รู้ข้อจำกัดของภาครัฐบาลด้วย

ปัญหาและอุปสรรคของอุตสาหกรรมเซลล์แสงอาทิตย์ในประเทศไทย

ปัญหาและอุปสรรคด้านวัตถุดิบที่ใช้ในการผลิต

1. การพัฒนาคุณภาพสินค้าไม่ตรงตามมาตรฐานโลกเพราะเงินลงทุนไม่สามารถแข่งขันกับบริษัทขนาดใหญ่ระดับประเทศได้

2. เนื่องจากวัตถุดิบหลักของเซลล์แสงอาทิตย์ คือ ซิลิคอนบริสุทธิ์ ดังนั้นรัฐบาลควรสนับสนุนให้มีการลงทุนอุตสาหกรรมต้นน้ำให้ครบวงจรเพื่อการพัฒนาอุตสาหกรรมในประเทศ

ปัญหาและอุปสรรคด้านการลงทุน

1. ค่าแรงและต้นทุนการผลิตสูง

ปัญหาและอุปสรรคด้านนโยบายภาครัฐ

1. บุคคลากรซึ่งเข้าใจในอุตสาหกรรมนี้มีน้อยโดยเฉพาะสถาบันการเงิน เช่น ธนาคารซึ่งจะมีผลต่อการสนับสนุนสินเชื่อ, นโยบายของภาครัฐ ซึ่งไม่มีนโยบายที่ชัดเจนและมีการส่งเสริมน้อย

2. มาตรการสนับสนุนของ BOI สู้ประเทศเพื่อนบ้านไม่ได้ เช่น ประเทศมาเลเซีย ประเทศสิงคโปร์

3. Adder ที่รัฐบาลเสนอให้ไม่ค่อยจูงใจนักลงทุนเท่าที่ควร

4. การเมืองภายในประเทศไม่มั่นคงทำให้นโยบายของรัฐบาลไม่คงที่และไม่มีการสนับสนุนจากรัฐบาลที่ชัดเจน

ปัญหาและอุปสรรคด้านบุคลากร

1. ความรู้ความสามารถของผู้ประกอบการยังมีขีดจำกัดทำให้ไม่สามารถสู้ประเทศที่พัฒนาแล้วได้

2. ขาดแคลนผู้เชี่ยวชาญด้านการผลิตเซลล์แสงอาทิตย์, ขาดการพัฒนาอย่างเป็นระบบและขาดแคลนแรงงานฝีมือ

3. ประชาชนโดยทั่วไปยังไม่ค่อยมีความรู้และความเข้าใจเกี่ยวกับเซลล์แสงอาทิตย์

ด้านการตลาด

ต้องทำให้อุตสาหกรรมเซลล์แสงอาทิตย์เป็นอุตสาหกรรมที่ได้รับการยอมรับและตอบสนองต่อความต้องการอย่างจริงจัง ถึงแม้ราคาจะแพงในช่วงนี้แต่ภายในไม่กี่ปีข้างหน้าแผงเซลล์แสงอาทิตย์ หรือโรงงานผลิตกระแสไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ จะมีการลงทุน ทำให้ค่ากระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้มีค่าต่ำกว่าแบบ GRID PARITY

บทสรุปและข้อเสนอแนะแนวทางการเตรียมการการลงทุนในอุตสาหกรรมเซลล์แสงอาทิตย์

1. การเลือกเครื่องจักรที่ใช้สำหรับผลิตเซลล์แสงอาทิตย์ ควรมีการรับประกันคุณภาพของผลิตภัณฑ์ เช่น ประสิทธิภาพ Yield อายุการใช้งาน เป็นต้น

2. ไม่ควรจัดหาเครื่องจักรจากผู้ผลิตหลายราย จนไม่สามารถหาผู้รับผิดชอบที่แท้จริง กล่าวคือ ควรทำสัญญากับผู้รับผิดชอบเพียงรายเดียวเท่านั้น และต้องเป็นบริษัทที่มีผลงานอ้างอิงได้

3. โรงงานจะต้องมีระบบสนับสนุนต่าง ๆ มากมาย (facilities) เช่น ระบบน้ำเย็น ระบบจ่ายก๊าซและกำจัดก๊าซ ระบบควบคุมอุณหภูมิ ความชื้น ระบบกำจัดของเสีย ระบบทำสุญญากาศ ฯลฯ ควรจัดหาผู้รับเหมาที่มีประสบการณ์ในการก่อสร้างโรงงานผลิตเซลล์แสงอาทิตย์แล้วเท่านั้นมาดำเนินการก่อสร้าง

4. บริษัทจะต้องรีบดำเนินการจัดหา สั่งจองวัตถุดิบโดยเฉพาะอย่างยิ่งแผ่นเวเฟอร์ โดยจะต้องสั่งจองล่วงหน้าเป็นเวลา 1 ปีขึ้นไปก่อนเริ่มการผลิต มิฉะนั้นอาจไม่มีแผ่นเวเฟอร์ให้ใช้ การยอมจ่ายเงินล่วงหน้าสำหรับค่าแผ่นเวเฟอร์อาจเป็นวิธีที่หลีกเลี่ยงไม่ได้

5. การจัดหาบุคลากรที่มีความรู้ ประสบการณ์ความเชี่ยวชาญ เป็นปัจจัยที่สำคัญ

6. บริษัทจะต้องวางแผนในการทำวิจัยและพัฒนา โดยต้องตั้งเป้าหมายไว้ว่า ประสิทธิภาพของเซลล์จะต้องเพิ่มปีละอย่างน้อย 0.5% Yield ของการผลิตจะต้องเพิ่มอย่างน้อยปีละ 1% มิฉะนั้นจะเสียเปรียบด้านต้นทุนการผลิตกับบริษัทในต่างประเทศ

กิตติกรรมประกาศ

ขอขอบคุณ รองศาสตราจารย์ ดร. วัฒนพงศ์ รักษ์วิเชียร และ Mr. Kazuo Yoshino ประธานบริษัท Yoshino Consultant ประเทศญี่ปุ่น ผู้ให้ข้อมูลสนับสนุนด้านการผลิตและการตลาดเซลล์แสงอาทิตย์ของโลก

เอกสารอ้างอิง

[1] International Energy Agency. Energy Technology Perspectives in support of the G8 Plan of Action; Scenarios & Strategies to 2050, (2008).

[2] CDM-Executive Board, Tool to calculate the emission factor for an electricity system, Annex 12 Methodological tool (Version 01.1), http://cdm.unfccc.int/methodologies/PAmethodologies/tools/am-tool-07-v1.1.pdf

[3] ACM0002: Consolidated baseline methodology for gird-connected electricity generation from renewable energy sources, IGES CDM Project Database as of 1 August 2009. http://www.iges.or.jp/en/cdm/report.html

[4] Denis Lenardic. Large-scale Photovoltaic Power Plants, http://www.pvresources.com/en/top50pv.php [เข้าชม 14 กุมภาพันธ์ 2554]

[5] ณัฏฐิณี ศรีพฤกษาสุข, การวิเคราะห์ปัจจัยทางด้านการลงทุนของอุตสาหกรรมเซลล์แสงอาทิตย์ในประเทศไทย. การศึกษาค้นคว้าด้วยตนเอง วท.ม., มหาวิทยาลัยนเรศวร, พิษณุโลก (2553).

[6] ดุสิต เครืองาม, แนวทางการลงทุนจัดตั้งอุตสาหกรรมผลิตเซลล์แสงอาทิตย์ในประเทศไทย, กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน, กรุงเทพฯ (2548).

[7] เดชนิยม, ทำไมการใช้งานเซลล์แสงอาทิตย์จึงไม่แพร่หลายในประเทศไทย, http://www.oknation.net/blog/print.php?id=286947 [เข้าชม 15 สิงหาคม 2552]

[8] สำนักงานคณะกรรมการนโยบายแห่งชาติ, นโยบายพลังงาน, วารสารนโยบายพลังงาน, (2541).

Available online at www.sciencedirect.com

ScienceDirect

Energy Procedia 00 (2011) 000–000

Energy Procedia

www.elsevier.com/locate/procedia

2nd International Conference on Advances in Energy Engineering

Economic analysis of CO_2 emission reduction from large scale photovoltaic power plant in Thailand

Prapita Thanarak[a]*, Kanda Sae-Eir[b]

[a]*Lecturer, School of Renewable Energy Technology, Naresuan University, Phitsanulok 65000, Thailand*

[b]*MS student, Graduate School, Naresuan University, Phitsanulok 65000, Thailand*

Abstract

The present technology of the photovoltaic is still highly costing and the efficiency can improve to maximize efficiency, so the investor need to collect and study the return of project. In general the photovoltaic module has life time about 25 years and the almost of Photovoltaic Power Plant costing modules about 70% of portion. Hence, the degradation of photovoltaic module has an effect to the energy yield and benefit of project. The return of the project also depend on many factors such as the temperature, moisture content, the damaged of modules, government subsidy, CDM benefit and etc.

This paper is considered the effecting about the degradation of 2.16MW amorphous photovoltaic power plant that the energy yield output is directly affect the capital and cost of project. The return of the investment when the solar module was degrade of the efficiency 10%, 20%, 30% by using NPV, BCR, IRR and PB to find out though the breakeven point of project and the degradation percentage that unacceptable to investment. This paper output applicability to determine to others amorphous photovoltaic power plant project by adjustment some information and factors appropriate to each project site.

© 2011 Published by Elsevier Ltd. Selection and/or peer-review under responsibility of ICAEE2011

Keywords: economic analysis; CO2 emission reduction; photovoltaic power plant

1. Introduction

Nowadays the electricity consumption situation is critical because electricity is one of the necessities in our life. People need the benefits of using electricity for daily activities 24-hours a day. Today, almost all of the electricity productions in Thailand are sourced from natural gas, coal, gasoline and so on. The growth rate of energy supply not only limited to the sourcing quantities but also to the energy sources emissions of the toxic as carbon dioxide that cause the global warming. The methane gas released to the atmosphere has increased and impact the environment that has an effect to the climate change issue. The

* Corresponding author. Tel.: +66-55-96-3193; fax: +66-55-96-3182.
E-mail address: prapitat@nu.ac.th

fossil combustion from oil, coal and other gasses are the causes of the carbon dioxide emissions; the ocean, atmosphere and soil absorb the toxic waste by half-and-half and the rest of the carbon dioxide will be trapped in the atmosphere for over a century. The twenty percent of fossil fuel pollution from 2007 is reckoned to be trapped in the atmosphere over thousands of years. According to the information from the scientific evaluation of the international climate change committee, the methane level in the atmosphere has increased for the first time last year since 1998. The methane increase has strengthened the greenhouse effect more than the carbon dioxide by 25 times. The global increase of carbon dioxide was dense in 2007, in year 2005 which represent third-time rise of carbon dioxide peak according to the atmosphere measurement data collection. Currently there is electric-power farms that operates as private businesses in Thailand from solar energy, almost all are amorphous photovoltaic (PV) power plants. Investors are interested in the innovation of PV cell and also invested in the research and development for it. This is due to the fact that PV can generate unlimited clean energy from the sun. Furthermore, this technology can be applied and installed in any place that the sun radiations can reach and requires only low maintenance. However, the Amorphous PV module has limitation life cycle and the standard capacity specification to produce the electricity from production line from the manufacturing was authenticated by use the standard testing and provide information in order to marketing and commerce aspect to investor for consideration and project assessment. In the actual use under operating condition, PV module has the degradation factor of power generation and this issue was affected to final yield production which continuing effect to the economic aspect and CO_2 emission reduction.

1.1. Amorphous PV degradation

The characterization of degradation in amorphous PV module performance parameter is related to the project investment in PV Power. The estimate of life cycle of PV array is about 25 years and the warrantee of PV array performance is ≥80% electricity generation of PV life (warranty the degradation ≤20% to PV life 25 years), this factor to effect to final yield per year to decreasing and also extension payback time of time of project investment. This issue was caused of increasing cost of project which the investor need to consideration. The following fig. 1 presents the result of simulation for what if PV module degradation 10% - 30% and using to be parameter for next scenarios.

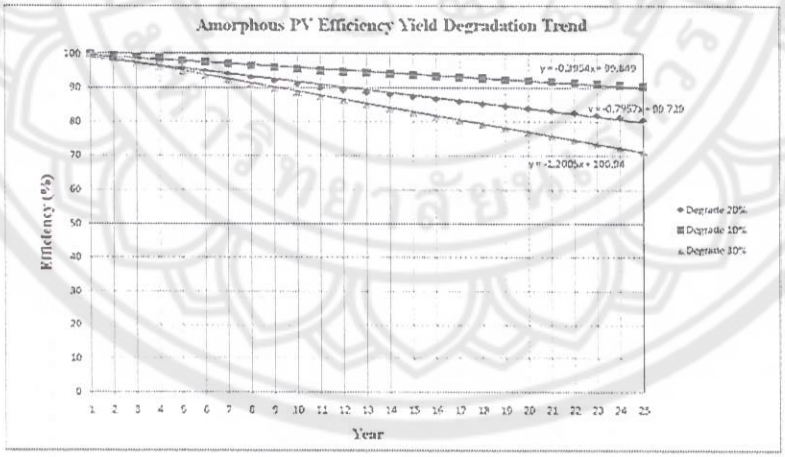


Fig. 1. Simulation of Amorphous PV efficiency Yield Degradation Trend 10-30%

Nipon Ketjoy, et al. [1] has did research about effect natural parameter on outdoor performance of amorphous silicon photovoltaic module in actual field conditions for long term performance and found that the effect of the natural parameters an a-Si performance under actual conditions such as the irradiance was effect on current of a-Si and array temperature was effected on voltage of a-Si, and relation between the irradiance and array temperature could be correctly predict power output of photovoltaic array and array yield of a-Si array.

Nattawut Khaosaad and Nipon Ketjoy [2] had did research about solar spectrum investigation in Phisanulok province and found that the radiation come to the world, the specification of solar spectrum was absorbed for first time by atmosphere and absorbed again by clouds, stream and all gas before arrive to the earth surface. The solar spectrum in earth the area is valuable rough as result of but the area has will the weather is opposite make the solar spectrum. SERT has did research about solar spectrum investigation about behaviour of solar spectrum in Phisanulok province during each season. The result is during rainy season has solar spectrum season will valuable least regarding to crisis makes the sky has very the clouds rather make the solar spectrum was absorbed more than other season.

Nattawut Khaosaad and Nipon Ketjoy [3] had did research about degradation of maximum peak power of photovoltaic under the operating condition in long term installed by studies on 3 types of PV module behaviour such as Amorphous Silicon, Poly Crystalline and Hybrid Crystalline Silicon by captured to Current (A), voltage (V), power (W), array temperature (°C), ambient temperature (°C) and solar irradiation (W/m2) were measured by PV analyzer. The results of research found that the degradation rate of Pmax of three different types is 2.22, 2.17 and 3.75 respectively. It can conclude that, HIT has the most degradation rate.

Nattawut Khaosaad, Thitiporn Jorjong and Nipon Ketjoy [4] has present about the Investigation of Annual Photovoltaic Array Yield under Actual Application by studies on 3 types of photovoltaic module as amorphous silicon solar cell (a-Si), polycrystalline silicon solar cell (p-Si) and hybrid silicon solar cell (HIT). The arrays are installed in a 10 kWp PV - AC power plant at the School of Renewable Energy Technology (SERT). The annual yield outcomes were collected during July 2005 to December 2008. The a-Si, p-Si and HIT modules are respectively found as 2005: 885, 739 and 798 kWh/kWp, in 2006: 1,891; 1,676 and 1,779 kWh/kWp, in 2007: 1,761; 1,604 and 1,703 kWh/kWp, and in 2008: 1,670; 1,496 and 1,583 kWh/kWp.

1.2. Environmental impact and CO_2 Emission

Sergio Pacca, et al. [5] has presented about assessment of modeling parameter that affect the environmental performance of two state of the art PV electricity generation technologies: the PVL136Thin film laminates and the KC120 multi-crystalline modules by three metrics to assess the module's environment performance. The net energy ratio (NER), the energy payback time (E-PBT) and the CO_2 emissions are calculated using process based LCA methods. The result reveal some of parameters such as the level of solar radiation conversion, the position of the modules, the module's manufacturing energy intensity and its corresponding fuel mix and the solar radiation conversion efficiency of modules which effect the final analytical results. The most effective way to improve the module's environment performance is to reduce the energy input in the manufacturing phase of the modules. The NER of PV is the key to the success of the performance of this scheme. The results show that the NER base on PV system can be 3.7 times higher than the NER base on electricity supplied by the traditional grid mix and CO_2 emission can be reduced by 80%

F.Pietrapertosa, et al. [6] studied about the impact of the integrated activities system to Life Cycle Assessment (LCA), External of Energy (Extern E) and comprehensive analysis to evaluate the whole environmental burden of productive processes and to indentify the best recovery strategies from both environment and economic point of view. The framework of an analytical methodology base on the

integration of LCA, Extern E and comprehensive analysis was developed to perform an in-depth investigation of energy systems aimed to better characterize the environmental impact of the energy system. These scenario analysis shows the efficiency increase and energy saving are privileged tools for driving a steady reduction of energy consumption, whereas renewable energy sources have a key role in supply system but need an in depth characterization of the construction and dismantling phase that may contribute heavily to environment damage, the eco-taxes are important to estimate fair price of resource and to promote the use of eco-compatible technologies and resources including the environmental component in the cost of goods and services, its possible to reduce the cost gap among traditional and innovative technologies.

Vasilis Fthenakis, et al. [7] studied about the land use and electricity generation to emphasize on a life cycle analysis. To compare the land transformation and occupation matrices within a life cycle framework across fuel cycles, effect on land use including contamination and disruption of the ecosystems of adjacent lands and land disruptions by fuel cycle related accidents.

Annette Evans, et al. [8] studied about the assessment of sustainability indicators for renewable energy technologies were price of generated electricity, greenhouse gas emission during full life cycle of the technology, availability of renewable energy sources, efficiency of energy conservation, land requirements, water consumption and social impacts. The cost of greenhouse gas emissions and the efficiency of electricity generation were found to have a very wide range of technology, mainly because the variations in technological options. The social impact were assessed qualitatively base on the major individual impacts. Each indicator was assumed to have equal importance to sustainable development and used to rank the renewable energy technologies against their impact. It was found that the ranking revealed that wind power is the most sustainable, followed by hydropower, photovoltaic and the geothermal.

S.M. Shaahid, et al. [9] studied about the burning and depleting fossil fuel for power generation detrimental impact on human life and climate. The photovoltaic (PV)-diesel hybrid system technology promises a lot of opportunities in remote areas which are far from utility grid and are driven by diesel generators. The PV-diesel hybrid system meets the energy needs, reduces diesel fuel consumption and minimize atmospheric pollution. The simulation result indicate that for a hybrid system composed of 2.5MWp capacity of PV systems together with 4.5MW diesel systems (three 1.5MW units) and a battery storage of 1hr of autonomy (equivalent to 1h of average load). It has been found that for a given PV-diesel hybrid system decrease in diesel runtime will further enhance by inclusion of battery storage. The percentage fuel saving using hybrid PV-diesel-battery system is 27% as compared to diesel-only situation. The percentage decrease in carbon emission by using the above hybrid system has been found to be 24% compared to the diesel-only scenario. More importantly with the use of the above hybrid system about 1,005 tons/year of carbon emission can be avoided entering into the local atmosphere.

2. Analysis method

This paper used the following parameter condition as default to starting and adjustments of the parameter to predict each scenario.

Table 1. Standard default condition

Description	Revenue Baht (25 Years)	Condition
Electric Base Income	214,806,816	3 THB / Unit / Year
Adder Income	236,476,800	8 THB / First 10 Years

CERs Trade Income	23,124,412	CERs 1 TON : 10 EUR (1EUR : 45.6166 THB @ 9 Feb.2010)
Loan Instalment	81,600,000	40 % of Total Project Investment
Loan Interest Expense / Year	24,786,000	6.75% / Year
Land Rental Cost / Year	85,800,000	5,000THB /Rai /Year (55 Rai) x 26 Years
O&M	26,500,000	O&M 0.1% per year, and repair inverter at year 10 and 20 with 30% of inverter cost

Sensitivity analysis also applied total 45 scenarios with different rate of PV module degradation (10%, 20% and 30% of 2.16 MW), percentage of degradation efficiency at 0.1%, 0.5%, 0.8% and 1% each year, PV performance (1,450kWh/kWp and 1,500kWh/kWp), discount rate (3.25%, 5.25%, 7.25% and 9.25%) and adder cost (6.50 THB/kWh to 8 THB/kWh) by using NPV, IRR, MIRR and PB.

3. Results analysis and discussion

2.16MW amorphous PV power plant project sensitivity analysis presenting the relationship of PV degradation to economic aspect as the follows:

- The increasing of discount rate ratio will make the economic indicators as NPV, IRR, BCR to decrease and payback time to extend in the same aspect.
- Adder value relate to cash-flow to NPV, IRR and BCR value to increase the benefit and project earning influential to project investment. In case the solar power plant project without adder support NPV and IRR of project will be in negative value since the first year earning and return of investment will be negative in value, although the PV array no degradation value the benefit still uncover to the project investment and payment time & PB over 25 years.
- Refer to each scenarios, this analysis to found that the optimum adder under each condition about adder, loan interest, discount rate, inflation rate should be not lower 6 baht otherwise if adder lower 6 baht/kWh then PV array performance should not over 10% as the scenario for adder 4 baht/kWh 10 years with 90% performance to generate electric (10% degradation) project it's not be negative NPV but the payback time is too long nearly the end of project life which not interesting to investor.
- Increasing ratio of adder will directly relate to payback time period to deduction and be efficiency of ROI.
- Discount rate to relate with NPV, IRR, and BCR value, more discount rate will be more reduce their indicators reduction.
- PV module decreasing efficiency will affect to the annual yield outcome and CO_2 emission reduction by decrease the benefit site of project and also decreasing CO_2 emission trade.
- 70% portion of PV Power Plant Project is PV module so; if PV array price were decreased it will make the high efficiency to return of investment and payback period to reduction, as above mentioned NPV, IRR, BCR will increase and influence to the investors to investment to amorphous PV power plant.

Regarding to PV module cost decreasing based on the global PV price's trend and increasing efficiency by technology of each vendor research and development to their product, new model of PV Power Plant to produce higher energy yield and increase benefit, so the PB will be shorter and more revenue from CO_2 emission reduction. Even we have more CO2 emission to trading; we should have the

backup plan to keep stock of some CO_2 emission to be trade and to increase value for the future if Thailand will join Kyoto Protocol Program.

Recommendation

Additional comment for this analysis, the project cost reduction to the most material portion of project as PV arrays is one of solution to support to project, in case the government has planning to decrease adder support by extend support time. In addition, to determine the optimum adder value and support time condition to optimization, also need to influence for the investor because the beyond the scenarios, project may have other risk factors apart from scenario to consideration. CO_2 emission reduction is also has high volume for all Thailand if the government set up PV power plant target as 500 MW or 3,000 MW as REDP within 15 years.

Acknowledgements

This project is financial supported by National Research Council of Thailand. Taken appreciation also passes through the School of Renewable Energy Technology, Naresuan University who provide all facilities.

References

[1] Nipon ketjoy, Nattawut Khaosaad, Thitiporn Chorchong and Kangrit Mansiri. Outdoor performance of amorphous silicon photovoltaic module in hot climate Phase 2. *Master thesis*, M.S., Naresuan University, Phisanulok; 2009.

[2] Nattawut Khaosaad and Nipon Ketjoy. *Solar spectrum investigation in Phisanulok province,* Phisanulok: School of Renewable Energy Technology, Naresuan University; 2009.

[3] Nattawut Khaosaad and Nipon Ketjoy. *Degradation of maximum peak power of photovoltaic under operating condition.* Phisanulok: School of Renewable Energy Technology, Naresuan University; 2010.

[4] Nattawut Khaosaad, Thitiporn Chorchong, and Nipon Ketjoy. *Investigation of annual photovoltaic array yield under actual application.* Phisanulok: School of Renewable Energy Technology, Naresuan University; 2009.

[5] Sergio, Pacca, Deepak, Silvaraman, Gregory and A., Keoleian. Center for Sustainable Systems, School of Natural Resource and Environment, University of Michigan. *Parameter affecting the life cycle performance of PV technologies and systems*. United state: University of Michigan; 2006.

[6] F, Pietraperosa, C., Cosmi., M., Macchiato, M., Salvia and V., Cuomo. Life Cycle Assessment, Extern E and Comprehensive Analysis for an integrated evaluation of the environment impact of anthropogenic activities. *National Research Council Institute of Methodologies for Environment Analysis.* N.P.: n.p.; 2008.

[7] Vasilis, Fthenakis and Hyung Chul Kimb. Land use and electricity generation: A life-cycle analysis. *National photovoltaic environment research center*, New York: Brookhaven National Laboratory; 2008.

[8] Annette, Evans., Vladimir, Strezov. and Tim J., Evans. Assessment of sustainability indicators for renewable energy technologies. Australia: *Graduate School of the Environment*, Macquarie University, Sydney; 2008.

[9] S.M. Shaahid., I.El-Amin. Techno-economic evaluation of off-grid hybrid photovoltaic-diesel-battery power systems for rural electrification in Saudi Arabia- Away forward for sustainable development. Saudi Arabia: *CER/Research-institute and department of Electrical Engineering*, King Fahd University of Petroleum and Minerals, Dhahran; 2007.