การศึกษาความเป็นไปได้ในการลงทุนโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ขนาด 1 เมกะวัตต์

อรรถพล เตวัฒนรัตน์

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรเศรษฐศาสตรมหาบัณฑิต
สาขาวิชาเศรษฐศาสตร์ คณะเศรษฐศาสตร์ มหาวิทยาลัยธุรกิจบัณฑิตย์
พ.ศ. 2558

Feasibility Study of Investment in a 1 MW Solar Plant

Atthapon Tewattanarat

A Thesis Submitted in Partial Fulfillment of the Requirement

for the Degree of Master of Economics

Department of Economics

Faculty of Economics, Dhurakij Pundit University

2015

หัวข้อวิทยานิพนธ์ การศึกษาความเป็นไปได้ในการลงทุนโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาด 1 เมกะวัตต์
ชื่อผู้เขียน อรรถพล เตวัฒนรัตน์
อาจารย์ที่ปรึกษา ผศ.ดร.อนุวัฒน์ ชลไพศาล
สาขาวิชา เศรษฐศาสตร์
ปีการศึกษา 2557

บทคัดย่อ

การศึกษานี้ต้องการศึกษาความเป็นไปได้ในการลงทุนโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาด 1 เมกะวัตต์ ในจังหวัดนครราชสีมา โดยศึกษาความเป็นไปได้ทางด้านการเงินและความเป็นไปได้ทางด้านเศรษฐศาสตร์ รวมถึงการวิเคราะห์ความอ่อนไหวของโครงการ เมื่อมีการเปลี่ยนแปลงต้นทุนและผลตอบแทนของโครงการ การศึกษานี้ใช้ข้อมูลปฐมภูมิและทุติยภูมิซึ่งได้จากการสอบถามจากพนักงานบริษัทต่างๆ และการเก็บรวบรวมจากหนังสือ บทความ วารสารและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง สำหรับการศึกษานี้ใช้เครื่องมือวิเคราะห์ทางการเงินในการศึกษา ได้แก่ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ อัตราผลตอบแทนต่อการลงทุน อัตราผลตอบแทนภายในของโครงการ และการทดสอบความอ่อนไหวของโครงการ

ผลการศึกษาพบว่าโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาด 1 เมกะวัตต์ ในพื้นที่จังหวัดนครราชสีมาเป็นโครงการที่มีความคุ้มค่าทางด้านการเงินโดยมูลค่าปัจจุบันสุทธิมีมูลค่าเท่ากับ 8,051,173 บาท อัตราผลตอบแทนภายในทางด้านการเงินเท่ากับร้อยละ 8.93 อัตราผลตอบแทนต่อการลงทุนเท่ากับ 1.17 แต่เมื่อพิจารณาความเสี่ยงทางด้านต้นทุนและผลตอบแทนทำให้โครงการนี้ไม่เหมาะสมที่จะลงทุนเนื่องจากสามารถรับความเสี่ยงด้านต้นทุนเพิ่มขึ้นได้เพียงร้อยละ 8.47 และรับความเสี่ยงผลตอบแทนลดลงได้เพียงร้อยละ 7.24 ส่วนผลการศึกษาความเป็นไปได้ทางด้านเศรษฐศาสตร์นั้น มีความคุ้มค่าทางด้านเศรษฐศาสตร์และมีความเหมาะสมในการลงทุน โดยมูลค่าปัจจุบันสุทธิมีมูลค่าเท่ากับ 50,394,748 บาท อัตราผลตอบแทนภายในทางด้านเศรษฐศาสตร์เท่ากับร้อยละ 15.29 และอัตราผลตอบแทนต่อการลงทุนเท่ากับ 1.60 นอกจากนี้ยังสามารถรับความเสี่ยงด้านต้นทุนเพิ่มขึ้นได้ถึงร้อยละ 60.47 และรับความเสี่ยงผลตอบแทนลดลงได้ถึงร้อยละ 37.68

Thesis Title	Feasibility Study of Investment in a 1 MW Solar Plant
Author	Atthapon Tewattanarat
Thesis Advisor	Assistant Professor Dr. Anuwat Chonpaisarn
Department	Economic
Academic Year	2557

ABSTRACTS

This study aims to study the possibility of investing in a 1-megawatt solar power plant in the Nakornratchasima province through studying the possibility of financial and economics, as well as analysis sensitivity of the project when the cost and benefits of the project are changed. This study used primary and secondary data, which had inquired the employees from companies and collecting data from books, journals, articles, and related researches. For this study, the researcher used the tools of financial analysis in the study includes Net Present Value (NPV), Benefit - Cost Ratio (BCR), Internal Rate of Return (IRR), and Switching Value to test the sensitivity of the project.

The study found that the 1 MW solar power plant in Nakornratchasima province is a worth financing projects, the net present value is 8,051,173 baht, has the financial internal rate of return 8.79% and return on investment 1.12%, but when consider about the risks of costs and rewards make this project is not eligible to invest due to the risk of cost increases to 6.26% and the risks of diminishing returns has only 5.58%. For the results of a feasibility study on an economics, this project is worthwhile in the economic and suitable for investment, the net present value is equal to 50,394,748 baht, has the economic internal rate of return of 14.43% and return on investments of 1.53%. In addition, this project can also take the risk of increasing cost up to 52.73% and the risk of diminishing returns up to 34.53%.

กิตติกรรมประกาศ

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้สำเร็จลงได้ด้วยความกรุณาอย่างสูงจากอาจารย์ที่ปรึกษา ผู้วิจัยขอขอบพระคุณผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.อนุวัฒน์ ชลไพศาล ผู้ซึ่งคอยชี้แนะ เอาใจใส่และให้คำปรึกษา รวมถึงการตรวจแก้ไขเนื้อหามาโดยตลอด และขอขอบคุณคณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์ทุกท่าน ตลอดจนคณาจารย์ประจำสาขาวิชาเศรษฐศาสตร์ ที่กรุณาให้คำแนะนำจนวิทยานิพนธ์ฉบับนี้สำเร็จได้ด้วยดี ผู้วิจัยใคร่ขอขอบพระคุณเป็นอย่างสูง

สุดท้ายนี้ ผู้วิจัยขอขอบพระคุณ บิดา มารดา และผู้ที่เกี่ยวข้องทุกท่านที่คอยให้การสนับสนุนและส่งเสริมในเรื่องการศึกษาตลอดจนให้กำลังใจในการจัดทำวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ให้สำเร็จลุล่วงไปได้ด้วยดี

อรรถพล เตวัฒนรัตน์

สารบัญ

หน้า

บทคัดย่อภาษาไทย..... ฆ

บทคัดย่อภาษาอังกฤษ..... ง

กิตติกรรมประกาศ..... จ

สารบัญตาราง..... ซ

สารบัญภาพ..... ฌ

สารบัญแผนภูมิ..... ญ

บทที่

1 บทนำ..... 1

1.1 ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา..... 1

1.2 วัตถุประสงค์..... 5

1.3 ขอบเขตการศึกษา..... 5

1.4 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ..... 6

2 แนวคิดทฤษฎีและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง..... 7

2.1 แนวคิดและทฤษฎี..... 7

2.2 งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง..... 17

3 ระเบียบวิธีวิจัย..... 25

3.1 แบบจำลองและกรอบแนวคิดในการศึกษา..... 25

3.2 เครื่องมือที่ใช้ในการศึกษา..... 26

3.3 การเก็บรวบรวมข้อมูล..... 26

3.4 ข้อสมมติและสมมติฐานของการศึกษาใ..... 26

3.5 การวิเคราะห์ข้อมูล..... 36

4 ผลการศึกษา..... 46

4.1 ผลตอบแทนทางด้านการเงินและด้านเศรษฐศาสตร์..... 48

5 สรุปผลการศึกษาและข้อเสนอแนะ..... 66

5.1 สรุปผลการศึกษา..... 66

5.2 ข้อเสนอแนะ..... 67

สารบัญ (ต่อ)

บทที่	หน้า
บรรณานุกรม	69
ภาคผนวก	73
ประวัติผู้เขียน	81

สารบัญตาราง

ตารางที่ **หน้า**

2.1 ตัวประกอบปรับค่า…..…….….. 13
2.2 สรุปการศึกษางานวิจัยในอดีตและเปรียบเทียบกับงานวิจัยที่จะทำการศึกษา.. 23
3.1 อัตราการเสื่อมสภาพของเซลล์แสงอาทิตย์...……..... 27
3.2 ต้นทุนโครงการ..…..…..……..……..... 28
3.3 ค่าใช้จ่ายดำเนินงาน…..…..……..... 29
3.4 อัตรารับซื้อไฟฟ้าในรูปแบบ FiT ที่จะประกาศใช้ในปี พ.ศ. 2558 : สำหรับโครงการ VSPP กลุ่มพลังงานธรรมชาติ..... 30
3.5 ราคาที่ดินจังหวัดนครราชสีมา……...……. 32
3.6 สรุปข้อสมมติและสมมติฐานที่ใช้ในการศึกษา……...…… 35
3.7 การเปรียบเทียบคุณสมบัติของเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทต่างๆ……...…… 40
3.8 รายละเอียดของอุปกรณ์…...……... 42
3.9 พื้นที่โครงการ…...…….. 43
3.10 เงินลงทุนโครงการ..... 45
4.1 การแปลงมูลค่าทางการเงินเป็นมูลค่าทางเศรษฐศาสตร์……...…….. 46
4.2 ประมาณการรายได้และต้นทุนของโครง (วิเคราะห์ทางด้านการเงิน)..... 50
4.3 ประมาณการงบกำไรขาดทุน (วิเคราะห์ทางด้านการเงิน)..... 52
4.4 ประมาณการงบกระแสเงินสด (วิเคราะห์ทางด้านการเงิน)..... 54
4.5 ประมาณการงบดุล (วิเคราะห์ทางด้านการเงิน)..... 56
4.6 ประมาณการโครงการลงทุน (วิเคราะห์ทางด้านการเงิน)..... 58
4.7 ประมาณการรายได้และต้นทุนของโครงการ (วิเคราะห์ทางด้านเศรษฐศาสตร์). 60
4.8 ประมาณการโครงการลงทุน (วิเคราะห์ทางด้านเศรษฐศาสตร์)..... 62
5.1 สรุปผลการศึกษา..... 66

สารบัญภาพ

ภาพที่ **หน้า**

1.1 แผนที่ศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์ของประเทศไทย (พ.ศ.2542)……..... 4
3.1 กรอบแนวคิดในการศึกษาความเป็นไปได้..... 25
3.2 แผงเซลล์แสงอาทิตย์..... 38
3.3 แผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบผลึกเดี่ยว …….....……..... 39
3.4 แผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบหลายผลึก ……..... 39
3.5 แผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ทำจากสารประกอบที่ไม่ใช่ซิลิคอน……..... 40
3.6 Grid Connected System……...…….. 41
3.7 Intensity of the sun throughout the day…….. 44

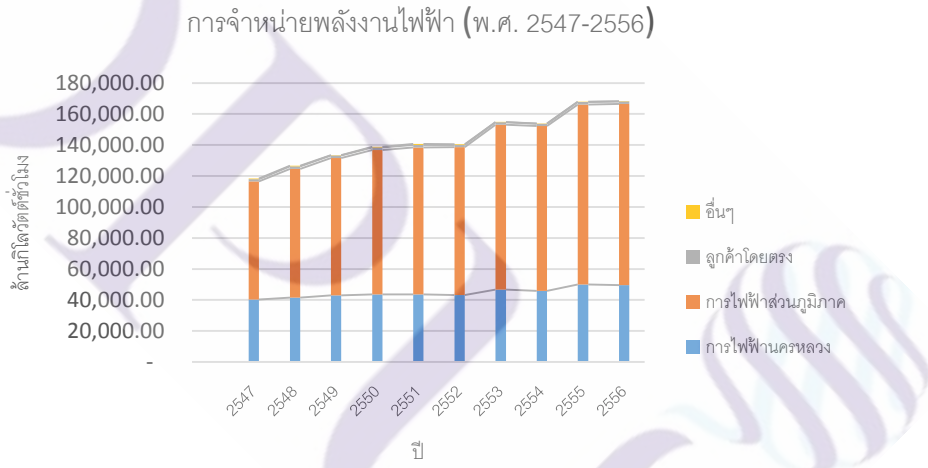
สารบัญแผนภูมิ

แผนภูมิที่		หน้า
1.1	การจำหน่ายพลังงานไฟฟ้า (พ.ศ. 2547-2556)……....	1
1.2	ค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าในระบบการไฟฟ้าฝ่ายผลิต.....	2
1.3	การผลิตพลังงานไฟฟ้า (พ.ศ. 2547-2556)…….....…….....	3
1.4	การผลิตพลังงานไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงต่างๆ พ.ศ. 2556...…….....	4

บทที่ 1
บทนำ

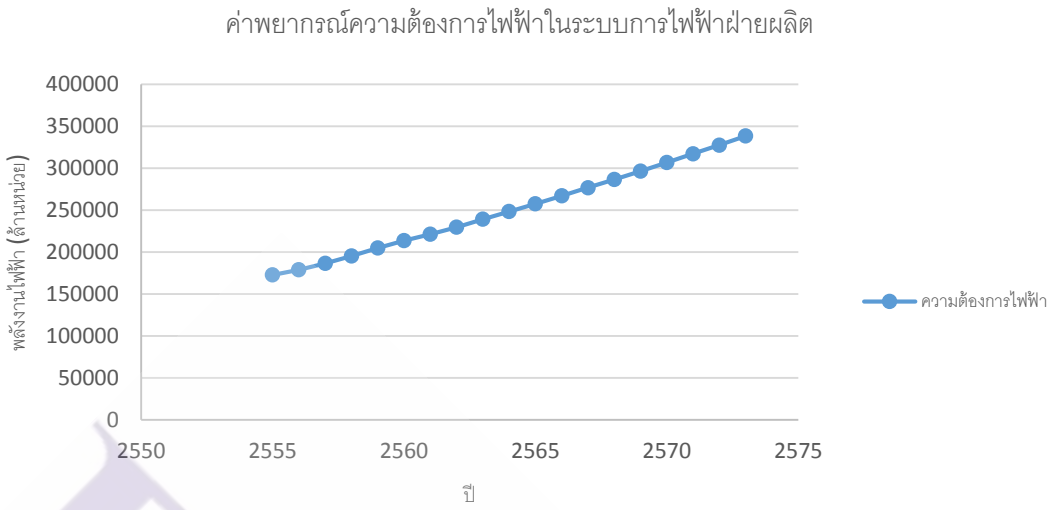
1.1 ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา

จากข้อมูลการจำหน่ายพลังงานไฟฟ้าในประเทศไทย 10 ปี ย้อนหลัง (พ.ศ. 2547-2556) พบว่าความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าในประเทศไทยเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง โดยในปี พ.ศ. 2556 ความต้องการพลังงานไฟฟ้าอยู่ที่ 168,155.57 ล้านกิโลวัตต์ชั่วโมง เพิ่มขึ้นจากปี พ.ศ. 2547 ถึงร้อยละ 41.99 โดยเฉลี่ยเพิ่มขึ้นร้อยละ 4.67 ต่อปี



แผนภูมิที่ 1.1 การจำหน่ายพลังงานไฟฟ้า (พ.ศ. 2547-2556)
ที่มา: การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

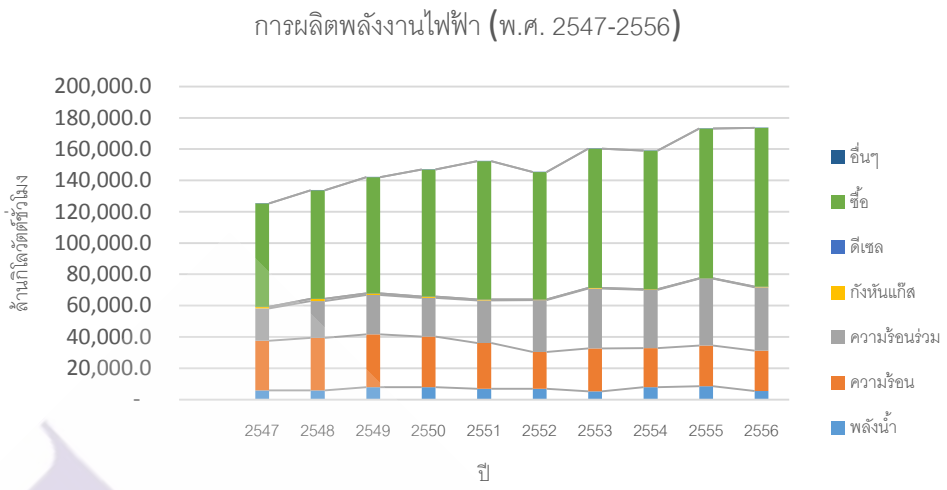
นอกจากข้อมูลการจำหน่ายพลังงานไฟฟ้าย้อนหลังแล้ว การไฟฟ้าฝ่ายผลิตได้ทำการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าในระบบการไฟฟ้าฝ่ายผลิตไว้อีกด้วย โดยได้ผลการพยากรณ์ ดังนี้



แผนภูมิที่ 1.2 ค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าในระบบการไฟฟ้าฝ่ายผลิต
ที่มา: สรุปแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ พ.ศ. 2555-2573 (ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 3)

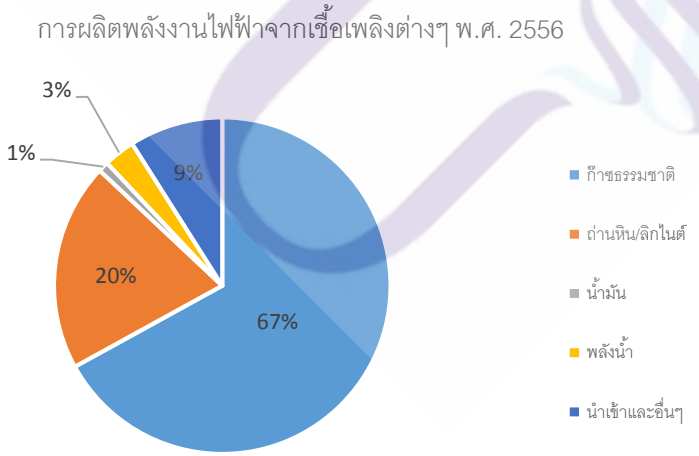
ถึงแม้ว่าการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าในระบบการไฟฟ้าฝ่ายผลิตจะมีแนวโน้มเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง แต่ในความเป็นจริงอาจไม่เป็นเช่นนั้น เนื่องจากในปัจจุบันการสร้างโรงไฟฟ้าถ่านหิน โรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วม โรงไฟฟ้าพลังน้ำ ซึ่งเป็นโรงไฟฟ้าที่มีต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่ำนั้นสร้างได้ยาก เพราะประชาชนในพื้นที่ทำการต่อต้านเนื่องจากกลัวปัญหาสิ่งแวดล้อมถูกทำลาย และมลภาวะเป็นพิษ ดังนั้นจึงต้องซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังงานทดแทนซึ่งมีต้นทุนการผลิตสูง ดังนั้นราคาขายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตจึงสูงขึ้นด้วย ด้วยเหตุนี้จึงอาจทำให้แนวโน้มความต้องการใช้ไฟฟ้าไม่ได้เพิ่มขึ้นเป็นเส้นตรงอย่างที่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตได้พยากรณ์ไว้

จากข้อมูลการจำหน่ายพลังงานไฟฟ้าย้อนหลังและการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าในระบบการไฟฟ้าฝ่ายผลิตจะเห็นได้ว่าความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้ามีแนวโน้มเพิ่มขึ้น ดังนั้นจึงต้องมีการจัดหาแหล่งพลังงานไฟฟ้าเพื่อให้เพียงพอต่อการใช้ภายในประเทศ จากข้อมูลการผลิตพลังงานไฟฟ้า 10 ปี ย้อนหลัง (พ.ศ. 2547-2556) พบว่าการไฟฟ้าฝ่ายผลิตได้ทำการผลิตไฟฟ้าจากทรัพยากรต่างๆ เช่น น้ำ ก๊าซธรรมชาติ น้ำมันดีเซล น้ำมันเตา และถ่านหิน เป็นต้น แต่ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ก็ยังไม่เพียงพอต่อความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าในประเทศไทย ดังนั้นจึงต้องมีการนำเข้าพลังงานไฟฟ้าสุทธิจากต่างประเทศ โดยในปี พ.ศ. 2556 มีการนำเข้าพลังงานไฟฟ้าสุทธิ 101,421.5 ล้านกิโลวัตต์ชั่วโมง เพิ่มขึ้นจากปี พ.ศ. 2547 ถึงร้อยละ 53.34 โดยเฉลี่ยเพิ่มขึ้นร้อยละ 5.93 ต่อปี



แผนภูมิที่ 1.3 การผลิตพลังงานไฟฟ้า (พ.ศ. 2547-2556)
ที่มา: การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

และเมื่อนำข้อมูลการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงต่างๆ พ.ศ. 2556 มาวิเคราะห์ พบว่าการใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงมีสัดส่วนสูงที่สุด คิดเป็นร้อยละ 67 ของเชื้อเพลิงทั้งหมด รองลงมาคือ ถ่านหิน/ลิกไนต์ นำเข้า/อื่นๆ พลังน้ำ และน้ำมัน

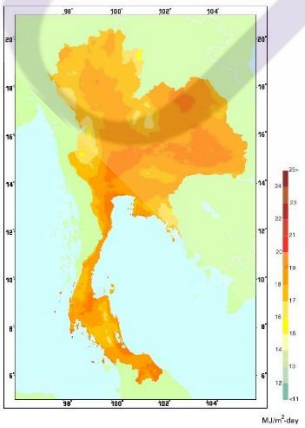


แผนภูมิที่ 1.4 การผลิตพลังงานไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงต่างๆ พ.ศ. 2556
ที่มา: รายงานสถิติพลังงานของประเทศไทย พ.ศ. 2557

จากข้อมูลข้างต้นประเทศไทยไม่สามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าให้เพียงพอกับความต้องการใช้ภายในประเทศ เนื่องจากการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงต่างๆ ข้างต้น ล้วนก่อให้เกิดมลพิษทางอากาศหรือทำลายสิ่งแวดล้อม ทำให้ประชาชนในพื้นที่เกิดการต่อต้าน ดังนั้นจึงต้องนำเข้าพลังงานไฟฟ้าสุทธิ ซึ่งทำให้ประเทศไทยต้องสูญเสียเงินตราต่างประเทศในแต่ละปีเป็นจำนวนมาก และเมื่อพิจารณาสัดส่วนเชื้อเพลิงในการผลิตพลังงานไฟฟ้า ปี 2556 จะพบว่าประเทศไทยมีความเสี่ยงด้านความมั่นคงทางพลังงานไฟฟ้า เนื่องจากใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงมากถึงร้อยละ 67 เมื่อเกิดปัญหาท่อก๊าซธรรมชาติชำรุดหรือประเทศพม่าซึ่งเป็นต้นทางของท่อก๊าซธรรมชาติ เกิดปัญหาไม่ว่าจะเป็นปัญหาการเมืองภายในประเทศหรือปัญหาความสัมพันธ์ระหว่างประเทศทำให้หยุดจ่ายก๊าซธรรมชาติให้ประเทศไทย จะทำให้ประเทศไทยไม่สามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าได้เพียงพอตามความต้องการ

ดังนั้นการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์จึงเป็นทางออกสำหรับปัญหาเหล่านี้และเป็นที่มาของงานศึกษานี้ เนื่องจากเป็นพลังงานสะอาด ปราศจากมลพิษ และช่วยเสริมสร้างความมั่นคงทางพลังงานอีกด้วย

จากข้อมูลกรมพัฒนาและส่งเสริมพลังงานและคณะวิทยาศาสตร์ มหาวิทยาลัยศิลปากร พบว่าบริเวณที่ได้รับรังสีดวงอาทิตย์สูงสุดเฉลี่ยทั้งปีอยู่ที่ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ โดยครอบคลุมบางส่วนของจังหวัดนครราชสีมา บุรีรัมย์ สุรินทร์ ศรีสะเกษ ร้อยเอ็ด ยโสธร อุบลราชธานี และอุดรธานี และบางส่วนของภาคกลางที่จังหวัดสุพรรณบุรี ชัยนาท อยุธยา และลพบุรี ซึ่งจากการคำนวณรังสีรวมของดวงอาทิตย์รายวันเฉลี่ยต่อปีของพื้นที่ทั่วประเทศ มีค่าเท่ากับ 18.2 MJ/m2-day จากผลที่ได้นี้แสดงให้เห็นว่าประเทศไทยมีศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์ค่อนข้างสูง



ภาพที่ 1.1 แผนที่ศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์ของประเทศไทย (พ.ศ. 2542)
ที่มา: ภาควิชาฟิสิกส์ มหาวิทยาลัยศิลปากร

จากข้อมูลข้างต้นและข้อมูลการประเมินศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์ของกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน กระทรวงพลังงาน ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2545-2553 พบว่าจังหวัดนครราชสีมามีค่าความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ค่อนข้างสูง โดยค่าความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ตลอดทั้งปีของจังหวัดนครราชสีมาอยู่ในช่วง 16.28±0.51 ถึง 20.63±0.77 MJ/m^2-day (ภราดร หนูทอง และคณะ) ดังนั้นในงานศึกษานี้จึงเลือกจังหวัดนครราชสีมาเป็นพื้นที่ตั้งโครงการ

เทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์จะแบ่งเป็น 2 ประเภท คือ

1. การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานความร้อน ใช้ความร้อนจากดวงอาทิตย์ต้มน้ำจนกลายเป็นไอน้ำเพื่อใช้หมุนเครื่องปั่นไฟฟ้า (Generator)
2. การผลิตไฟฟ้าโดยใช้เซลล์แสงอาทิตย์ เป็นการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากดวงอาทิตยโดยตรงผ่านแผงโซลาเซลล์

ในงานศึกษานี้จะใช้เทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ในการศึกษาความเป็นไปได้ เนื่องจากเป็นเทคโนโลยีที่ติดตั้งบำรุงรักษาง่าย ขั้นตอนในการผลิตไฟฟ้าไม่ซับซ้อน เหมาะสำหรับการนำไปสร้างเป็นโรงไฟฟ้าชุมชน

1.2 วัตถุประสงค์

1. เพื่อศึกษาความเป็นไปได้ทางด้านการเงินและทางเศรษฐศาสตร์ในการลงทุนโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ขนาด 1 เมกะวัตต์
2. เพื่อวิเคราะห์ความอ่อนไหวของโครงการ เมื่อมีการเปลี่ยนแปลงต้นทุนและผลตอบแทนของโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ขนาด 1 เมกะวัตต์

1.3 ขอบเขตการศึกษา

การศึกษาสำหรับงานวิจัยนี้ เป็นการศึกษาศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์ ความเป็นไปได้ทางด้านเทคนิค และการวิเคราะห์ต้นทุนและผลตอบแทนของโครงการ โดยใช้ตัวชี้วัดความคุ้มค่าของโครงการ ได้แก่ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value : NPV) อัตราผลตอบแทนต่อการลงทุน (Benefit – Cost Ratio : BCR) และอัตราผลตอบแทนภายในของโครงการ (Internal Rate of Return : IRR) รวมถึงการวิเคราะห์ความอ่อนไหวที่มีต่อต้นทุน และอัตราดอกเบี้ยซึ่งเป็นค่าเสียโอกาสในการลงทุน ในงานวิจัยนี้จะศึกษาโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ขนาด 1 เมกะวัตต์ ระยะเวลาของโครงการที่ใช้ในการวิเคราะห์ คือ 25 ปี เนื่องจากอัตรารับซื้อไฟฟ้ารูปแบบ Feed-in Tariff มีระยะเวลาสนับสนุน 25 ปี

1.4 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ

1. ทราบถึงผลตอบแทนทางการเงินและทางเศรษฐศาสตร์ของโครงการ เพื่อเป็นข้อมูลในการตัดสินใจของผู้ที่สนใจลงทุนทำโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์

2. ทราบถึงการเปลี่ยนแปลงของต้นทุนและผลตอบแทนว่าสามารถเปลี่ยนแปลงไปได้มากที่สุดเท่าไร ที่ยังทำให้โครงการมีความเหมาะสมในการลงทุน

บทที่ 2
แนวคิดทฤษฎีและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

2.1 แนวคิดและทฤษฎี

2.1.1 แนวคิดการวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางเทคนิค (ประสิทธิ์ ตงยิ่งศิริ, 2542)

การวิเคราะห์ความเป็นไปได้ของโครงการจะเป็นการวิเคราะห์ความถูกต้องเหมาะสม (Soundness) ของทางเลือกด้านเทคนิคและวิศวกรรม รวมทั้งความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์ของทางเลือกเหล่านั้น การ วิเคราะห์จะครอบคลุมทางเลือกด้านเทคนิคที่สำคัญดังนี้

2.1.1.1 เทคโนโลยีการผลิต ควรพิจารณาขนาดการผลิตและคุณภาพผลผลิต ความเหมาะสมของวัตถุดิบ ผ่านการทดสอบแล้ว เป็นเทคโนโลยีที่ทันสมัย อายุการใช้งาน สะดวกและง่ายต่อการบำรุงรักษา โดย คำนึงถึงผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม

2.1.1.2 ขนาดโครงการ ควรพิจารณาถึงขนาดของตลาดทั้งในประเทศและต่างประเทศ รวมทั้งแนวโน้มของตลาดในอนาคต ต้นทุนและค่าใช้จ่ายของโครงการที่ซึ่งมีความสามารถในการผลิตแตกต่างกัน ราคาของผลผลิตที่แข่งขันและนำเข้า ต้นทุนการจำหน่าย การประหยัดต่อขนาด

2.1.1.3 สถานที่ตั้งโครงการ ควรเป็นสถานที่ตั้งที่ทำให้โครงการได้รับผลตอบแทนมากที่สุดหรือเสีย ค่าใช้จ่ายต่ำที่สุด ดังนั้นในการเลือกสถานที่ตั้งจึงควรพิจารณาแหล่งที่ตั้งอื่นๆ ด้วย เพื่อเป็นทางเลือก แล้ว พิจารณาปัจจัยต่างๆ ที่เกี่ยวข้อง ได้แก่ ปัจจัยด้านเทคนิค คือ ขนาดและลักษณะของที่ดิน แหล่งวัตถุดิบ ความพร้อมด้านสาธารณูปโภคและสาธารณูปการ ต้นทุนปัจจัยการผลิต กำลังคน ปัจจัยด้านตลาด รวมถึงด้านสังคมและการเมือง เมื่อเลือกแหล่งที่ตั้งของโครงการได้แล้ว ก็ต้องเลือกสถานที่ที่จะใช้ตั้งโครงการเป็นการเฉพาะเจาะจง (Specific site) โดยพิจารณาจากความเหมาะสมของสภาพที่ดิน ราคาที่ดิน ค่าจัดเตรียมและพัฒนาที่ดิน ระเบียบและข้อบังคับและกฎหมายท้องถิ่นรวมถึงผังเมือง

2.1.1.4 การออกแบบวางผังโครงการ ควรพิจาณาโอกาสการขยายโครงการและสิ่งอำนวยความสะดวกต่างๆ ที่ต้องการ พร้อมกับความยืดหยุ่นเพียงพอสำหรับเทคโนโลยีใหม่ที่นำมาใช้ในอนาคต

2.1.1.5 กำหนดการดำเนินงาน ควรมีการจัดเตรียมแผนปฏิบัติงาน (Implementation plan) เริ่มตั้งแต่การจัดเตรียมโครงการจนถึงโครงการเริ่มการผลิต โดยประเด็นสำคัญอยู่ที่การประมาณการเวลาและค่าใช้จ่าย ประสบการณ์ในอดีตและการปรึกษากับผู้ชำนาณการที่เกี่ยวข้องจะช่วยให้การประมาณการมีความถูกต้องเหมาะสม เครื่องมือที่สามารถนำมาใช้ในการนี้ ถึงแม้ PERT (Program Evaluation and Review Technique) และ CPM (Critical Path Method) จะเป็นเครื่องมือการวางแผนที่สำคัญก็ตาม แต่สำหรับโครงการทั่วไปแล้ว การจัดทำแผนภูมิแท่ง หรือแผนภูมิแกนต์ (Gantt Charts) ก็อาจเป็นการเพียงพอ

2.1.2 งบการเงิน (ดวงสมร อรพินท์, 2547)

การวิเคราะห์ข้อมูลทางการเงิน คือ การนำข้อมูลทางบัญชีมาวิเคราะห์ซึ่งข้อมูลดังกล่าว คือ งบการเงิน (financial statement) ประกอบด้วย

2.1.2.1 งบดุล (balance sheet) ซึ่งเป็นงบที่แสดงฐานะทางการเงินของกิจการ ณ วันที่วันใดวันหนึ่ง ประกอบด้วยข้อมูลประเภท สินทรัพย์ หนี้สิน และทุน

1) สินทรัพย์ หมายถึง ทรัพยาการที่อยู่ในความควบคุมของกิจการ ทรัพยากรดังกล่าวเป็นผลของเหตุการณ์ในอดีตซึ่งกิจการคาดว่าจะได้รับประโยชน์เชิงเศรษฐกิจจากทรัพยากรนั้นในอนาคต ซึ่งประโยชน์เชิงเศรษฐกิจในอนาคตของสินทรัพย์ หมายถึง ศัยภาพของสินทรัพย์ในการก่อให้เกิดกระแสเงินสด และรายการเทียบเท่าเงินสดแก่กิจการทั้งทางตรงและทางอ้อม

2) หนี้สิน หมายถึง ภาระผูกพันในปัจจุบันของกิจการ ภาระผูกพันดังกล่าวเป็นผลของเหตุการณ์ในอดีตซึ่งการชำระภาระผูกพันนั้นคาดว่าจะส่งผลให้กิจการสูญเสียทรัพยากรที่มีประโยชน์เชิงเศรษฐกิจ ซึ่งภาระผูกพัน หมายถึง หน้าที่หรือความรับผิดชอบที่ต้องปฏิบัติตามที่ตกลงไว้ โดยอาจเกิดจากการดำเนินงานตามปกติของกิจการ จากประเพณีการค้า หรือความต้องการที่จะรักษาความสัมพันธ์เชิงเศรษฐกิจกับลูกค้า

3) ส่วนของเจ้าหนี้ หมายถึง ส่วนได้เสียคงเหลือในสินทรัพย์ของกิจการหลังจากหักหนี้สินทั้งสิ้นออกแล้ว ดังนั้น ส่วนของเจ้าของทั้งหมดที่แสดงในงบดุลจึงขึ้นอยู่กับการวัดมูลค่าของสินทรัพย์และหนี้สิน

2.1.2.2 งบกำไรขาดทุน (income statement) ซึ่งเป็นงบแสดงผลการดำเนินงานของกิจการในช่วงเวลาหนึ่ง ประกอบด้วยข้อมูลประเภทรายได้และค่าใช้จ่าย และผลการดำเนินงานเป็นกำไรหรือขาดทุน โดยรายการที่ปรากฏในงบกำไรขาดทุน ได้แก่ รายได้ ค่าใช้จ่าย ซึ่งสมาคมนักบัญชีและผู้สอบบัญชีรับอนุญาตแห่งประเทศไทย (แม่บทการบัญชี พ.ศ. 2542) ได้ให้ความหมายว่า

1) รายได้ หมายถึง การเพิ่มขึ้นของประโยชน์เชิงเศรษฐกิจในรอบระยะเวลาบัญชีในรูปกระแสเข้าหรือการเพิ่มค่าของสินทรัพย์หรือการลดลงของหนี้สิน อันส่งผลให้ส่วนของ

เจ้าของเพิ่มขึ้น ทั้งนี้ไม่รวมถึงเงินทุนที่ได้รับจากผู้มีส่วนร่วมในส่วนของเจ้าของ ซึ่งรายได้ดังกล่าวรวมถึง รายการกำไรและรายได้ที่เกิดจากการดำเนินกิจกรรมตามปกติของกิจการ อันได้แก่ รายได้จากการขาย รายได้ค่าธรรมเนียม รายได้ดอกเบี้ย รายได้เงินปันผล รายได้ค่าเช่า เป็นต้น

2) ค่าใช้จ่าย หมายถึง การลดลงของประโยชน์เชิงเศรษฐกิจในรอบระยะเวลาบัญชีในรูปกระแสออกหรือการลดค่าของสินทรัพย์หรือการเพิ่มขึ้นของหนี้สิน อันส่งผลให้ส่วนของเจ้าของลดลง ทั้งนี้ไม่รวมถึงการแบ่งปันส่วนทุนให้กับผู้มีส่วนร่วมในส่วนของเจ้าของ ซึ่งค่าใช้จ่ายดังกล่าวรวมถึงรายการขาดทุนและค่าใช้จ่ายที่เกิดจากการดำเนินกิจการตามปกติของกิจการ อันได้แก่ ต้นทุนขาย ค่าแรง ค่าเสื่อมราคา เป็นต้น

2.1.2.3 งบกำไรสะสม (retain earning statement) เป็นงบแสดงผลการดำเนินงานที่สะสมมาจนถึงปัจจุบัน ประกอบด้วยข้อมูลที่แสดงให้ทราบถึงการเพิ่มขึ้นและลดลงของกำไรสะสม คือ กำไรสทธิ ขาดทุนสุทธิ เงินปันผล เป็นรายงานที่แสดงถึงการสะสมของกำไรสุทธิหรือขาดทุนสุทธิ สำรองตามกฎหมาย สำรองอื่นๆ และการจ่ายเงินปันผลของกิจการ งบกำไรสะสมนี้แสดงผลประกอบการรวมตั้งแต่ก่อตั้งบริษัทจนถึงวันที่จัดทำงบการเงิน

2.1.2.4 งบกระแสเงินสด (statement of cash flows) ตามที่สมาคมนักบัญชีและผู้สอบบัญชีรับอนุญาตแห่งประเทศไทย (แม่บทการบัญชี 2542) ให้ความหมายว่า งบกระแสเงินสด หมายถึง รายการที่แสดงถึงการได้มาและใช้ไปของเงินสด และรายการเทียบเท่าเงินสดในระหว่างรอบระยะเวลาบัญชี โดยจำแนกเป็น กระแสเงินสดจากกิจกรรมดำเนินงาน กระแสเงินสดจากกิจกรรมลงทุน กระแสเงินสดจากกิจกรรมจัดหาเงิน ซึ่งรายการเทียบเท่าเงินสด หมายถึง เงินลงทุนระยะสั้นที่มีสภาพคล่องสูง ซึ่งพร้อมที่จะเปลี่ยนเป็นเงินสดในจำนวนที่ทราบได้ และมีความเสี่ยงต่อการเปลี่ยนแปลงในมูลค่าน้อยหรือไม่มีนัยสำคัญ ประกอบด้วยกิจกรรมหลัก 3 กิจกรรม

1) กิจกรรมดำเนินงาน (operating activities) โดยจะแสดงผลการดำเนินงานในรูปเงินสด กล่าวคือ ปรับกำไรสุทธิจากการดำเนินงานที่วัดกันด้วยหลักเงินค้าง (accrual basis) มาเป็นผลการดำเนินงานด้วยหลักเงินสด

2) กิจกรรมลงทุน (investment activities) โดยจะแสดงการลงทุนของกิจการ เช่น เพิ่มขึ้นหรือลดลงของสินทรัพย์ถาวร การซื้อขายหลักทรัพย์ฯ การให้กู้ยืม และรับชำระเงินกู้

3) กิจกรรมจัดหาเงิน (financing) โดยจะแสดงกิจกรรมจัดหาเงินเกี่ยวกับการออกหุ้น การกู้เงิน การจ่ายปันผล และชำระคืนเงินต้น เป็นต้น

2.1.3 ทฤษฎีการวิเคราะห์ความเหมาะสมทางด้านเศรษฐศาสตร์ (ธนัทพงศ์ ปราโมทย์, 2549)

ทฤษฎีเศรษฐศาสตร์อยู่บนรากฐานความเชื่อที่ว่า พฤติกรรมการเลือกของบุคคลในการดำเนินกิจกรรมจะเป็นไปอย่างมีเหตุมีผล (Rational Behavior) เสมอ ในการตัดสินใจทุกครั้งบุคคลจะ

เปรียบเทียบผลประโยชน์ (Benefit) และต้นทุน (Cost) และดำเนินกิจกรรมเมื่อเขาคำนวณว่าผลประโยชน์มากกว่าต้นทุน การวิเคราะห์ต้นทุนและผลประโยชน์ (Cost Benefit Analysis) เป็นเทคนิคการวิเคราะห์นโยบายหรือโครงการทั่วไป สำหรับการวิเคราะห์ต้นทุนและผลประโยชน์ทางสังคม (Social Cost-Benefit Analysis) มาจากพื้นฐานความคิดเดียวกัน แต่เป็นวิธีการคำนวณหาผลประโยชน์ส่วนบุคคลด้วยต้นทุนและผลประโยชน์ทางสังคม

โดยหลักเกณฑ์ในการตัดสินใจเพื่อลงทุนนั้นจะต้องคำนึงถึงมูลค่าของเงิน เนื่องจากโครงการส่วนใหญ่การลงทุนมีอายุมากกว่า 1 ปี ขึ้นไป มูลค่าของต้นทุนและผลประโยชน์ที่เกิดขึ้นต่างเวลาในแต่ละปีจะมีค่าไม่เท่ากัน ในการวิเคราะห์ต้นทุนและผลประโยชน์ของโครงการลงทุนจึงต้องปรับมูลค่าของต้นทุนและผลประโยชน์ที่เกิดขึ้นในอนาคตให้เป็นมูลค่าปัจจุบัน (Present Value) จึงสามารถนำมาเปรียบเทียบกันได้ สำหรับการวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์ ตัวปรับค่าของเงินในอนาคตให้เป็นปัจจุบัน จะเรียกว่าอัตราคิดลด หลักเกณฑ์ที่ใช้ในการตัดสินใจลงทุนที่ทำให้ค่าของเงินต่างเวลาไม่เท่ากัน มีหลักเกณฑ์ดังนี้

2.1.3.1 อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน (Benefit Cost Ratio : BCR) คืออัตราส่วนระหว่างมูลค่าปัจจุบันของผลประโยชน์กับมูลค่าปัจจุบันของต้นทุนตลอดอายุโครงการ คำนวณได้จากสูตร

$$\text{BCR} = \frac{PWTB}{PWTC} = \frac{\sum_{t=1}^{n} B_t/(1+r)^t}{\sum_{t=1}^{n} C_t/(1+r)^t}$$

เมื่อ PWTB (Present Worth Total Benefit) คือ ผลประโยชน์ที่ได้รับจากการลงทุนทั้งหมด ณ ปีปัจจุบัน

PWTC (Present Worth Total Cost) คือ ค่าใช้จ่ายในการลงทุนทั้งหมด ณ ปีปัจจุบัน

B_t คือ ผลประโยชน์ในปีที่ t

C_t คือ ต้นทุนในปีที่ t

r คือ อัตราคิดลดของสังคม

n คือ อายุของโครงการ

หลักเกณฑ์การตัดสินใจ มีดังนี้

BCR > 1 แสดงว่าผลประโยชน์ที่ได้จากโครงการมากกว่าต้นทุนที่เสียไป

BCR < 1 แสดงว่าผลประโยชน์ที่ได้จากโครงการน้อยกว่าต้นทุนที่เสียไป

BCR = 1 แสดงว่า ผลประโยชน์ที่ได้จากโครงการเท่ากับต้นทุนที่เสียไป

2.1.3.2 มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value : NPV) คือ มูลค่าปัจจุบันของกระแสผลตอบแทนสุทธิ หรือกระแสเงินสดของโครงการ ซึ่งคำนวณด้วยการทำสัดส่วนลดกระแสผลตอบแทนสุทธิตลอดอายุของโครงการให้เป็นมูลค่าปัจจุบัน มีสูตรคำนวณ คือ

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

หลักเกณฑ์การตัดสินใจ มีดังนี้

NPV $\geq$ 0 ลงทุนโครงการ เพราะรายได้มากกว่าหรือเท่ากับค่าใช้จ่าย

NPV < 0 ไม่ลงทุนโครงการ เพราะรายได้น้อยกว่าค่าใช้จ่าย

2.1.3.3 อัตราผลตอบแทนของโครงการทางเศรษฐศาสตร์ (Internal Rate of Return : IRR) เป็นหลักเกณฑ์การประเมินโครงการที่นิยมมากที่สุดวิธีหนึ่ง เนื่องจากสอดคล้องกับอัตราผลกำไรของโครงการ หลักเกณฑ์นี้สามารถคำนวณได้โดยกำหนดให้ NPV = 0 และคำนวณค่า r หรือ IRR หากเป็นการวิเคราะห์โครงการทางเศรษฐศาสตร์ค่า IRR ที่ได้จะเป็นค่า EIRR (Economic Internal rate of Return : EIRR) คำนวณได้จากสูตร

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

หลักเกณฑ์การตัดสินใจ มีดังนี้

IRR > ต้นทุนค่าเสียโอกาส จะลงทุน

IRR < ต้นทุนค่าเสียโอกาส จะไม่ลงทุน

2.1.3.4 การวิเคราะห์ความไว (Sensitivity Analysis) เป็นการวิเคราะห์โดยเลือกตัวแปรที่คาดว่าจะมีการเปลี่ยนแปลง โดยอาจเปลี่ยนแปลงไปในทิศทางที่ไม่พึงประสงค์ เช่น ราคาต้นทุนเพิ่มขึ้น อัตราราคารับซื้อไฟฟ้าถูกลง เป็นต้น Switching Value เป็นการทดสอบความไวประเภทหนึ่งเพื่อตอบคำถามว่าค่าของตัวแปรเปลี่ยนไปมากน้อยแค่ไหนโครงการจึงจะยังมีความเป็นไปได้ในระดับต่ำสุด การทดสอบความไวโดยใช้ Switching Value มีสองด้าน คือ

1) การทดสอบความไวเนื่องจากการเปลี่ยนแปลงต้นทุน (Switching Value of Cost : SVC) จะบอกว่าต้นทุนเพิ่มขึ้นได้สูงสุดร้อยละเท่าใด ซึ่งหากค่าสูงกว่านี้แล้ว ผลตอบแทนของโครงการจะไม่คุ้มค่ากับการลงทุน ถ้าค่า SVC ต่ำแสดงว่าโครงการมีความไวสูง (ไม่ดี) คำนวณโดย

SVC = NPV/PVC

กำหนดให้ SVC = Switching Value of Cost

NPV = มูลค่าปัจจุบันสุทธิของโครงการ

PVC = มูลค่าปัจจุบันของต้นทุน

2) การทดสอบความไวเนื่องจากการเปลี่ยนแปลงผลประโยชน์ (Switching Value of Benefit : SVB) จะบอกว่าผลประโยชน์ลดลงได้สูงสุดร้อยละเท่าใด ซึ่งหากค่าสูงกว่านี้แล้ว ผลตอบแทนของโครงการจะไม่คุ้มค่ากับการลงทุน ถ้าค่า SVB ต่ำแสดงว่าโครงการมีความไวสูง (ไม่ดี) คำนวณโดย

SVB = NPV/PVB

กำหนดให้ SVB = Switching Value of Benefit

NPV = มูลค่าปัจจุบันสุทธิของโครงการ

PVB = มูลค่าปัจจุบันของผลตอบแทน

การวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์ เป็นการตีค่าต้นทุนและผลประโยชน์ด้วยราคาประสิทธิภาพ (efficiency prices) ซึ่งเป็นราคาที่ผู้ซื้อยินดีจ่าย (willingness to pay) ราคาประสิทธิภาพนี้อาจเป็นราคาตลาดของสินค้าและบริการในตลาดที่การแข่งขันสมบูรณ์หรือราคาเงา (shadow price) ในกรณีที่ราคาตลาดถูกบิดเบือนไป (distortion) ปัจจัยที่ทำให้ราคาตลาดถูกบิดเบือนไปมีหลายประการ เช่น ตลาดอยู่ภายใต้สภาวะแข่งขันที่ไม่ สมบูรณ์ รัฐบาลเข้าไปแทรกแทรงตลาดรูปแบบต่างๆ และผลกระทบจากปัจจัยภายนอก ซึ่งจะทำให้ผลประโยชน์และต้นทุนไม่ได้แสดงถึงมูลค่าที่แท้จริง ดังนั้น ในการวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์ นักเศรษฐศาสตร์จึงได้คำนวณราคาเงาขึ้นมา เพื่อตีมูลค่าต้นทุนและผลประโยชน์ของโครงการ เพราะการใช้ราคาเงาซึ่งเป็นราคาประสิทธิภาพจะมีผลทำให้การจัดสรรทรัพยากรมีประสิทธิภาพมากขึ้น

ในการวิเคราะห์โครงการทางเศรษฐศาสตร์ของโครงการจะต้องคำนวณราคาเงาเป็นจำนวนมากทำให้เสียเวลา ดังนั้นทางเลือกอีกทางหนึ่งของการวิเคราะห์ คือ ใช้ราคาตลาดตีมูลค่าต้นทุนและผลประโยชน์ ซึ่งมูลค่าต้นทุนและผลประโยชน์นี้เป็นมูลค่าทางการเงิน (Financial account) จากนั้นจึงแปลงค่าทางการเงินให้เป็นมูลค่าทางเศรษฐศาสตร์ (Economic account) โดยใช้ตัวแปลงค่า

การปรับตัวแปลงค่าแบ่งเป็น 2 กลุ่มใหญ่ คือ

1) ตัวแปลงค่ามาตรฐาน (SFC) คือ สัดส่วนระหว่างอัตราแลกเปลี่ยนทางการ (official exchange rate : OER) กับอัตราแลกเปลี่ยนเงา (shadow exchange rate : SER) หรือ

$$SCF = \frac{OER}{SER}$$

โดยที่ SCF = Standard Conversion Factor

SER = อัตราแลกเปลี่ยนเงา

OER = อัตราแลกเปลี่ยนทางการ

ถ้า SCF = 1 หมายถึง ไม่มีการบิดเบือนของอัตราแลกเปลี่ยนการคำนวณ

$$SCF = \frac{1+E}{(l+il)+(E+eE)}$$

โดยที่ E = มูลค่าสินค้าส่งออก

l = มูลค่าสินค้านำเข้า

i = อัตราเฉลี่ยของภาษีนำเข้า

e = อัตราเฉลี่ยของภาษีขาออก

eE = มูลค่าภาษีขาออก

il = มูลค่าภาษีขาเข้า

ดังนั้นอาจกล่าวได้ว่า SCF คือตัวแปลงค่าของระบบแศรษฐศาสตร์ทั้งหมดที่รวมค่าของปัจจัยการผลิตและผลผลิตที่มีการซื้อขายระหว่างประเทศ

2) ตัวแปลงมูลค่าทางการเงินให้เป็นมูลค่าทางเศรษฐศาสตร์ (Conversion Factor : CF) แบ่งเป็น 2 ประเภท คือ

2.1) ตัวแปลงค่าเฉพาะ (Specific Conversion Factor : SCF) สินค้าใดสินค้าหนึ่ง คำนวณจาก

$$CF = \frac{\text{ราคาเงา}}{\text{ราคาตลาด}}$$

ถ้า CF = 1 (ราคาตลาดเท่ากับราคาเงา) แสดงว่าราคาตลาดไม่มีการบิดเบือน

2.2) ตัวแปลงค่าทั่วไป (General Conversion Factor : GCF) เป็นตัวแปลงค่าเฉลี่ยของกลุ่มสินค้าและบริการ เช่น สินค้าบริโภค สินค้าทุน ค่าขนส่ง ค่าไฟฟ้า อาจแยกเป็นสินค้า Traded Goods และ Non-traded Goods โดยถ้าค่าเข้าใกล้ 1 แสดงว่าการบิดเบือนของกลุ่มสินค้ามีน้อย วิธีการแปลงค่าทางการเงินให้เป็นมูลค่าทางเศรษฐศาสตร์

มูลค่าทางเศรษฐศาสตร์ = มูลค่าทางการเงิน X ตัวแปลงค่า

ในงานศึกษานี้จะใช้ตัวประกอบปรับค่าที่เจ้าหน้าที่ของบรรษัทอุตสาหกรรมแห่งประเทศไทย ได้เคยทำการศึกษาไว้ในกรณีของประเทศไทยในปี พ.ศ. 2541 (เกรียงศักดิ์ คูสุวรรณ์, 2545) โดยมีผลที่สำคัญดังต่อไปนี้

ตารางที่ 2.1 ตัวประกอบปรับค่า

Standard Conversion Factor (SCF)	0.94
Construction Conversion Factor (CCF)	0.925
Transportation Conversion Factor (TCF)	0.926
Machinery Conversion Factor (MCF)	0.97
Land Conversion Factor (LCF)	0.94
Pre-Operating Expenses Conversion Factor (FCF)	0.94

ที่มา : เกรียงศักดิ์ คูสุวรรณ์ (2545)

การตีมูลค่าต้นทุนทางด้านเศรษฐศาสตร์สามารถสรุปได้ดังนี้

1) สินค้าและบริการที่ซื้อขายระหว่างประเทศได้ มีมูลค่าเท่ากับราคา ณชายแดน ปรับด้วยค่า Transportation Conversion Factor และปรับด้วยอัตราแลกเปลี่ยนเงา ในกรณีที่มีมูลค่าเป็นเงินตราต่างประเทศ

2) สินค้าและบริการที่ไม่มีการซื้อขายระหว่างประเทศ มีมูลค่าเท่ากับราคาตลาดปรับคูณด้วยตัวประกอบปรับค่าของสินค้าหรือบริการนั้นๆ ในกรณีที่หาตัวประกอบปรับค่าเฉพาะของสินค้าหรือบริการนั้นๆ ไม่ได้ ให้ใช้ Standard Conversion Factor เป็นตัวปรับค่า

3) ค่าจ้างแรงงาน มีมูลค่าเท่ากับราคาตลาด เนื่องจากเป็นแรงงานที่มีฝีมือ

4) ที่ดิน มีมูลค่าเท่ากับราคาตลาดปรับคูณด้วย Land Conversion Factor

อัตราคิดลดทางสังคม (Social Rate of Discount) สามารถแบ่งได้เป็น 2 แนวคิดหลักๆ คือ

1) การคิดอัตราชดเชยการบริโภคข้ามเวลาของสังคม (Social Rate of Time Preference : SRTP) หมายถึง การคิดอัตราเปรียบเทียบความพอใจในการบริการของสังคมในอนาคต กับการบริโภคของสังคมในปัจจุบัน ตัวอย่างเช่น สังคมหนึ่งมีการบริโภคเป็นมูลค่า 100 บาท ในปัจจุบัน สมมติว่าสังคมนี้ต้องการเลื่อนการบริโภคออกอีกไป 1 ปี เพื่อให้สังคมมีความพึงพอใจกับการบริโภคในอนาคตเท่ากับการบริโภคในปัจจุบัน ปริมาณการบริโภคของสังคมในอนาคตจึงต้องมีมูลค่ามากกว่า 100 บาท สมมติมีมูลค่า 110 บาท ส่วนแตกต่างมูลค่า 10 บาท นี้เป็นการชดเชยที่สังคมนี้ต้องรอคอยการบริโภคออกไปอีก 1 ปี ในตัวอย่างนี้อัตราคิดลดทางสังคมจึงเท่ากับร้อยละ 10 ทั้งนี้ โดยตั้งอยู่บนข้อสมมติที่ว่าโดยปรกติแล้วบุคคลในสังคมชอบที่จะบริโภคในปัจจุบันมากกว่าในอนาคต

2) อัตราค่าเสียโอกาสของสังคม (Social Opportunity Cost Rate : SOCR) ตามหลักการนี้อัตราผลตอบแทนจากการลงทุนในโครงการใดๆ ที่เกิดเพิ่มขึ้นใหม่ในหน่วยสุดท้าย (Marginal Project) ควรมากกว่าหรือเท่ากับค่าเสียโอกาสของทรัพยากรที่สังคมใช้ไปในโครงการนั้นๆ เช่น ถ้ารัฐนำทรัพยากรไปใช้เพื่อลงทุนในโครงการของรัฐ อัตราผลตอบแทนจากการลงทุนของรัฐอย่างน้อยที่สุดควรจะเท่ากับอัตราผลตอบแทนการลงทุนหน่วยสุดท้ายโดยภาคเอกชน

นอกจากนี้ยังเป็นที่ยอมรับว่าอัตราค่าเสียโอกาสของสังคมควรเท่ากับอัตราผลตอบแทนการลงทุนในภาคเอกชนก่อนภาษี เพราะถึงแม้ว่าการเก็บภาษีรายได้ภาคเอกชนของรัฐบาลจะทำให้อัตราผลตอบแทนจากการลงทุนลดลง (ในความคิดของภาคเอกชน) แต่ถ้าพิจารณาสังคมโดยรวมแล้วผลประโยชน์ที่สังคมได้รับจากการลงทุนของภาคเอกชนยังคงเท่าเดิม เพียงแต่มีการถ่ายโอนผลประโยชน์บางส่วนจากภาคเอกชนไปสู่ภาครัฐ ดังนั้น อัตราคิดลดของสังคมจึงควรจะเท่ากับอัตราผลตอบแทนการลงทุนหน่วยสุดท้ายของภาคเอกชนก่อนภาษี

วิธีกำหนดอัตราคิดลดของสังคมในทางปฏิบัติ อัตราที่ผู้วิเคราะห์โครงการนิยมใช้แทนอัตราชดเชยของการบริโภคต่างเวลาของสังคม (SRTP) คือ อัตราดอกเบี้ยพันธบัตรรัฐบาล ซึ่งโดยทั่วไปมักเป็นอัตราดอกเบี้ยต่ำสุดสำหรับพันธบัตรระยะยาว การที่บุคคลหนึ่งยังคงถือพันธบัตรรัฐบาลอยู่ทั้งๆ ที่ให้ผลตอบแทนต่ำ แสดงว่าอัตราการชดเชยการบริโภคต่างเวลาของคนกลุ่มนี้ซึ่งเป็นส่วนหนึ่งของสังคมอยู่ในเกณฑ์ที่ไม่สูงไปกว่าอัตราดอกเบี้ยพันธบัตรรัฐบาล ส่วนคนกลุ่มอื่นๆ ที่ไม่ถือพันธบัตรรัฐบาลก็อาจมีอัตราชดเชยการบริโภคต่างเวลาไม่ต่างไปจากกลุ่มคนที่ถือพันธบัตรรัฐบาลมากนัก ส่วนอัตราที่สะท้อนค่าเสียโอกาสของสังคม (SOCR) หรืออัตราผลตอบแทนจากการลงทุนหน่วยสุดท้ายในภาคเอกชนก่อนการหักภาษี ในทางปฏิบัตินิยมใช้อัตราดอกเบี้ยเงินกู้ต่ำสุด (ที่ทางสถาบันการเงินคิดกับลูกค้าชั้นดี มีความเสี่ยงต่ำ เป็นค่าประมาณของอัตราผลตอบแทนจากการลงทุนที่มีความเสี่ยงต่ำหลังหักภาษีแล้ว แต่รวมอัตราเงินเฟ้อด้วย) อัตราผลตอบแทนการลงทุนก่อนหักภาษีจึงสามารถหาได้โดยปรับอัตราดอกเบี้ยเงินกู้ต่ำสุดนั้นด้วยอัตราภาษีรายได้ธุรกิจ ผลที่ได้จะเป็นอัตราค่าเสียโอกาสที่ยังไม่ได้ขจัดอัตราเงินเฟ้อ ถ้าต้องการใช้อัตราคิดลดของสังคมที่เป็นอัตราที่แท้จริง (Real Rate) ต้องหักอัตราข้างต้นออกด้วยอัตราเงินเฟ้ออีกทีหนึ่ง ในการศึกษานี้จะใช้อัตราดอกเบี้ยเงินกู้ต่ำสุดที่ธนาคารให้กับลูกค้าชั้นดี (Minimum Loan Rate : MLR) เป็นอัตราคิดลดทางสังคม

อัตราคิดลดทางการเงิน (Financial discount rate) การลงทุนจะต้องมีเงินทุนเพื่อนำมาจัดหาทรัพยากรที่จะใช้ตามแผนการผลิตของโครงการ ต้นทุนของเงินทุน (Cost of capital) ที่ลงไปในโครงการก็คือ อัตราดอกเบี้ยตลาดหรืออัตราดอกเบี้ยของเงินทุน ซึ่งสะท้อนต้นทุนค่าเสียโอกาส (Opportunity cost) ของเงินทุน ในการวิเคราะห์ทางการเงิน อัตราดอกเบี้ยตลาดจะใช้เป็นอัตราคิดลดที่จะนำมาคำนวณหลักเกณฑ์การประเมินโครงการ และใช้เป็นอัตราผลตอบแทนเป้าหมายเพื่อเปรียบเทียบกับค่า IRR ที่คำนวณได้ เช่น ถ้าต้นทุนของเงินลงทุนเท่ากับร้อยละ 10 แต่ IRR ของโครงการเท่ากับร้อยละ 8 เงินลงทุนควรอยู่ในธนาคารดีกว่านำเงินมาลงทุนในโครงการ เนื่องจากแหล่งเงินทุนมาจากหลายแหล่งและผู้ลงทุนอยู่ในสองฐานะ คือ เป็นผู้กู้และผู้ให้กู้ ดังนั้น อัตราดอกเบี้ยตลาดที่จะใช้เป็นอัตราคิดลดที่เหมาะสม สรุปได้ดังนี้

1) ถ้าผู้ลงทุนเป็นผู้กู้สุทธิ (Net borrower) เงินทุนจะมาจากเงินกู้ อัตราดอกเบี้ยที่ผู้ลงทุนกู้จะเป็นต้นทุนค่าเสียโอกาสของเงินทุน อัตราคิดลดทางการเงินก็คืออัตราดอกบี้ยเงินกู้ แต่ถ้าผู้ลงทุนใช้เงินกู้มาบางส่วน และใช้เงินลงทุนของตัวเองบางส่วน เช่น จากเงินฝาก ขาย หรือจำนองทรัพย์สิน เป็นต้น ซึ่งเงินทุนของตนเองนี้เมื่อไม่นำมาลงทุนในโครงการย่อมมีผลตอบแทนแก่เจ้าของ อัตราคิดลดที่เหมาะสมจึงเป็นอัตราเฉลี่ยแบบถ่วงน้ำหนักของต้นทุนของเงินลงทุนจากแหล่งต่างๆ

2) ถ้าผู้ลงทุนเป็นผู้ให้กู้สุทธิ (Net lender) ถ้าไม่มีโครงการ ผู้ลงทุนจะนำเงินไปลงทุนในตลาดเงิน (Financial market) เช่น ฝากธนาคารและจะได้อัตราดอกเบี้ยเงินฝาก ต้นทุนค่าเสียโอกาสของเงินทุนคืออัตราดอกเบี้ยเงินฝากหลังหักภาษี ดังนั้น อัตราคิดลดทางการเงินก็คืออัตราดอกเบี้ยเงินฝากหลังหักภาษี

ในการศึกษานี้ใช้ต้นทุนถัวเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักของเงินทุน (Weight Average Cost of Capital) เป็นอัตราคิดลด ซึ่งคำนวณได้จากสูตร

$$WACC = (Wd \times Kd_{after\ tax}) + (We \times Ke)$$

$$= (Wd \times Kd(1-t)) + [We \times (Rf + \beta(Rm-Rf))]$$

โดยที่ Wd คือ สัดส่วนของหนี้สินหรือสัดส่วนการกู้

We คือ สัดส่วนเงินลงทุนของเจ้าของ

Kd คือ ต้นทุนของหนี้สินหรือต้นทุนของผู้ให้กู้ (อัตราดอกเบี้ย)

t คือ อัตราภาษี

Ke คือ ต้นทุนค่าเสียโอกาสเงินลงทุนของเจ้าของ หรืออัตราผลตอบแทนที่เจ้าของต้องการ

Rf คือ อัตราผลตอบแทนที่ไม่มีความเสี่ยง หรืออัตราดอกเบี้ยพันธบัตรรัฐบาล

Rm คือ อัตราผลตอบแทนของตลาด

β คือ ความเสี่ยงจากการลงทุนเทียบกับความเสี่ยงทางการตลาด

หมายเหตุ* ต้นทุนเงินทุนของผู้ให้กู้หลังหักภาษี ($Kd_{after\ tax}$) = ต้นทุนเงินทุนของผู้ให้กู้ก่อนหักภาษี (Kd) x (1-อัตราภาษี)

ต้นทุนค่าเสียโอกาสเงินลงทุนของเจ้าของ (Ke) ประกอบด้วย

1. อัตราผลตอบแทนที่ไม่มีความเสี่ยง (Rf)
2. อัตราผลตอบแทนของตลาด (Rm)
3. ความเสี่ยงจากการลงทุนเทียบกับความเสี่ยงทางการตลาด (β)

2.2 งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

วรธนพลฐ์ ศิริสังวรณ์ (2553) ได้ทำการศึกษาความเป็นไปได้ในการลงทุนโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ในอำเภอพัฒนานิคม จ.ลพบุรี โดยศึกษาสภาพทั่วไปของการผลิตและการตลาดของพลังงานไฟฟ้า เทคโนโลยีการผลิตพลังงานไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ และความเป็นไปได้ในด้านการเงินในการลงทุนโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ การศึกษาใช้ทั้งข้อมูลปฐมภูมิและข้อมูลทุติยภูมิ โดยข้อมูลปฐมภูมิที่ได้จากการสัมภาษณ์บุคคลที่มีความรู้เกี่ยวกับเรื่องนี้โดยเฉพาะ ส่วนข้อมูลทุติยภูมิได้จากเอกสารที่เกี่ยวข้องทั้งจากภาครัฐและภาคเอกชน ข้อมูลทั้ง 2 ส่วน ถูกนำมาใช้วิเคราะห์เชิงพรรณาและเชิงปริมาณเกี่ยวกับด้านต้นทุนและผลตอบแทนโดยใช้หลักเกณฑ์การตัดสินใจจาก มูลค่าปัจจุบันสุทธิของผลตอบแทน อัตราผลตอบแทนภายในของโครงการทั้งก่อนและหลังปรับค่าแล้ว อัตราส่วนผลตอบแทนสุทธิต่อการลงทุน และตรวจสอบความเสี่ยงจากความไม่แน่นอนของโครงการด้วยวิธีทดสอบค่าความแปรเปลี่ยน

ผลการศึกษาพบว่า ลักษณะที่ตั้งของโครงการมีพลังงนแสงอาทิตย์เหมาะสมในการทำโครงการ เทคโนโลยีที่ควรนำมาใช้ได้แก่ ระบบการรวมแสงแบบผิวโค้งคู่ขนาน ให้กำลังผลิต 10 เมกะวัตต์ ที่ระยะเวลารับแสงอาทิตย์วันละ 6 ชั่วโมง ตลอดระยะเวลาโครงการ 26 ปี ผลการวิเคราะห์ทางด้านการเงินปรากฏว่า มูลค่าปัจจุบันสุทธิเท่ากับ 454,928,610.84 บาท อัตราผลตอบแทนภายในของโครงการเท่ากับร้อยละ 19.86 ต่อปี เมื่อทำการปรับค่าแล้วได้เท่ากับร้อยละ 10.98 ต่อปี และอัตราส่วนผลตอบแทนสุทธิต่อการลงทุนเท่ากับ 1.5 เท่า ส่วนการทดสอบค่าความแปรเปลี่ยนผลปรากฏว่า ผลตอบแทนของโครงการสามารถลดลงได้ร้อยละ 27.10 ต้นทุนรวมของโครงการสามารถเพิ่มขึ้นได้ร้อยละ 37.17 ต้นทุนในการลงทุนของโครงการเพิ่มขึ้นได้ร้อย ละ 49.79 ต้นทุนในการดำเนินงานสามารถเพิ่มขึ้นได้ร้อยละ 146.60 ก่อนที่จะทำให้โครงการขาดทุน ดังนั้นจึงสรุปได้ว่าโครงการมีความเป็นไปได้ในการลงทุน และความเสี่ยงค่อนข้างต่ำ

จากการศึกษาของ วรธนพลฐ์ สามารถนำไปใช้เป็นแนวทางในการเลือกพื้นที่ตั้งโครงการ และใช้เป็นแนวทางในการวิเคราะห์ผลตอบแทนด้านการเงิน

วศิน ศุภพิสุทธิ์ (2554) ได้ทำการศึกษาความเป็นไปได้ของโครงการก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ขนาด 1 เมกะวัตต์ ในจังหวัดหนองคาย โดยศึกษาความเข้มรังสีแสงอาทิตย์ในพื้นที่จังหวัดหนองคาย ศึกษารูปแบบของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ และศึกษาความเป็นไปได้ในการลงทุนโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

ผลการศึกษาพบว่า ความเข้มรังสีดวงอาทิตย์เฉลี่ยของจังหวัดหนองคายมีค่า 18.76 MJ/M^2-day โดยในพื้นที่อำเภอเมือง เป็นบริเวณที่มีบริษัทเอกชนเลือกจะดำเนินการก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ มีความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ค่าเฉลี่ย 19.14 MJ/m^2-day การศึกษา

รูปแบบของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ได้ทำการศึกษา 2 รูปแบบ คือ โรงไฟฟ้าระบบเซลล์แสงอาทิตย์ ใช้เงินลงทุนประมาณ 94,401,250 บาท ค่าใช้จ่ายปีละ 1,623,500 บาท สามารถผลิตไฟฟ้าได้ 1,440,000 kW-h/year ระยะเวลาคืนทุน 6.41 ปี มูลค่าปัจจุบันสุทธิ 4,674,250 บาท และอัตราผลตอบแทนภายใน 9.03% ส่วนระบบความร้อนแสงอาทิตย์แบบรางพาราโบลา ใช้เงินลงทุนประมาณ 114,387,000 บาท ค่าใช้จ่ายปีละ 3,335,908 บาท สามารถผลิตไฟฟ้าได้ 2,160,000 kW-h/year ระยะเวลาคืนทุน 5.48 ปี มูลค่าปัจจุบันสุทธิ 25,559,074 บาท และอัตราผลตอบแทนภายใน 12.75%

จากการศึกษานี้พบว่าโครงการมีอายุ 10 ปี เนื่องจากกระทรวงพลังงานกำหนดให้อัตราการให้ส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (Adder solar) ไว้ที่หน่วยละ 8 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง ระยะเวลา 10 ปี แต่ในความเป็นจริงสัญญาซื้อขายไฟฟ้าอายุ 5 ปี และต่อเนื่องอัตโนมัติ จะเห็นได้ว่าถึงจะหมดระยะเวลาที่ได้รับส่วนเพิ่มรับซื้อไฟฟ้าแล้ว แต่โครงการยังสามารถให้ผลตอบแทนได้ ดังนั้นในการศึกษานี้จะศึกษาโครงการโดยกำหนดระยะเวลาศึกษาโครงการเท่ากับอายุเซลล์แสงอาทิตย์ (ประมาณ 20-25 ปี) ถึงแม้ว่าโรงไฟฟ้าระบบความร้อนแสงอาทิตย์แบบรางพาราโบลา จะให้ผลตอบแทนที่ดีกว่าโรงไฟฟ้าระบบเซลล์แสงอาทิตย์ แต่ในปัจจุบันต้นทุนโรงไฟฟ้าระบบเซลล์แสงอาทิตย์ถูกลงมามาก และได้รับความนิยมเป็นอย่างมากในประเทศไทย ดังนั้นในการศึกษานี้จึงมีความสนใจที่จะศึกษาความเป็นไปได้โรงไฟฟ้าระบบเซลล์แสงอาทิตย์

จากข้อเสนอแนะ รัฐบาลได้มีการปรับลดส่วนเพิ่มค่าไฟฟ้าจาก 8 บาทบาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง เหลือเพียง 6.50 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง ปัจจุบันรัฐบาลได้เปลี่ยนการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเป็นรูปแบบ “Feed-in Tariff” แล้ว โดยอัตรารับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ประเภทบนดินอยู่ที่ 5.66 บาท/หน่วย ระยะเวลาในการสนับสนุน 25 ปี ดังนั้นในการศึกษานี้จะใช้ราคารับซื้อไฟฟ้าแบบ “Feed-in Tariff”

เกรียงศักดิ์ คูสุวรรณ์ (2545) ได้ทำการศึกษาเรื่อง ผลตอบแทนด้านการเงินและด้านเศรษฐศาสตร์ของโครงการผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก กรณีระบบผลิตพลังงานความร้อนและไฟฟ้าร่วมกับก๊าซธรรมชาติ และแบบใช้ชีวมวลเป็นเชื้อเพลิงร่วม รวมถึงความเสี่ยงของโครงการในแต่ละประเภท พร้อมทั้งวิเคราะห์เชิงเปรียบเทียบต้นทุนและผลตอบแทนระหว่างโรงไฟฟ้าทั้ง 2 ประเภท โดยมีขอบเขตระยะเวลาในการศึกษา 23 ปี ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2544-2568 โดยมีสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับการไฟฟ้าฝ่ายผลิต 21 ปี มีระยะเวลาก่อสร้างโรงไฟฟ้า 2 ปี การศึกษาใช้ข้อมูลปฐมภูมิและทุติยภูมิ ซึ่งการวิเคราะห์ผลตอบแทนด้านการเงินใช้อัตราคิดลดร้อยละ 8 สำหรับการศึกษาผลตอบแทนด้านเศรษฐศาสตร์ใช้อัตราคิดลดร้อยละ 10 โดยใช้เครื่องมือ คือ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value-NPV) อัตราผลตอบแทนภายในโครงการ (Internal Rate of Return-IRR) และศึกษาความอ่อนไหว

ของโครงการจากปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่สัญญากับผู้ใช้อุตสากรรม เงินลงทุนทั้งหมดของโครงการ อัตราค่าไฟฟ้าฐาน ราคาเชื้อเพลิง อัตราแลกเปลี่ยนในระหว่างการเดินเครื่องและอัตราการเพิ่มของราคาเชื้อเพลิง

ผลการศึกษาพบว่า โครงการโรงไฟฟ้าแบบใช้ก๊าซธรรมชาติและแบบใช้ชีวมวลเป็นเชื้อเพลิงมีความเหมาะสมสำหรับการลงทุนทั้งด้านการเงินและด้านเศรษฐศาสตร์ โดยผลตอบแทนด้านการเงินโครงการโรงไฟฟ้าแบบใช้ก๊าซธรรมชาติ มี NPV เท่ากับ 1,182,369,292 บาท มี IRR เท่ากับร้อยละ 13.41 และผลตอบแทนด้านเศรษฐศาสตร์ มี NPV เท่ากับ 1,203,680,558 บาท มี IRR เท่ากับร้อยละ 15.53 มีความเสี่ยงในระดับปานกลางและมีความอ่อนไหวที่สำคัญ คือ ราคาของก๊าซธรรมชาติซึ่งเป็นต้นทุนหลักของโครงการที่ปรับตัวสูงขึ้น

ผลตอบแทนด้านการเงินโครงการโรงไฟฟ้าแบบใช้เศษไม้เป็นเชื้อเพลิงร่วม มี NPV เท่ากับ 540,307,757 บาท มี IRR เท่ากับร้อยละ 14.09 และผลตอบแทนด้านเศรษฐศาสตร์ มี NPV เท่ากับ 562,428,598 บาท มี IRR เท่ากับร้อยละ 16.51 และมีความเสี่ยงในระดับปานกลางที่ตัวแปรราคาของก๊าซธรรมชาติซึ่งไม่ใช่เชื้อเพลิงหลักแต่อัตราค่าไฟฟ้าได้ปรับเปลี่ยนตามการเปลี่ยนแปลงของราคาก๊าซธรรมชาติ และอีกปัจจัยเสี่ยงหนึ่ง คือ ปริมาณของเศษไม้ที่อาจไม่เพียงพอต่อการนำส่งให้แก่โรงไฟฟ้าตลอดอายุโครงการ

การเปรียบเทียบต้นทุนของโครงการโรงไฟฟ้าทั้งสองประเภท พบว่า ต้นทุนรวมต่อหน่วยทางด้านการเงินของทั้งสองโครงการมีมูลค่าใกล้เคียงกัน คือ 0.90 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง แต่ต้นทุนรวมทางด้านเศรษฐศาสตร์ของโรงไฟฟ้าแบบใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงมีต้นทุนสูงกว่าโรงไฟฟ้าแบบใช้เศษไม้เป็นเชื้อเพลิง ดังนั้นหากตั้งสมมติฐานให้ผลตอบแทนต่อหน่วยของพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากโรงไฟฟ้าทั้งสองประเภทมีมูลค่าเท่ากัน โรงไฟฟ้าประเภทใช้เศษไม้เป็นเชื้อเพลิงจะเป็นโครงการที่น่าลงทุนมากกว่าเพราะมีต้นทุนต่ำที่สุด

จากการศึกษาของ เกรียงศักดิ์ สามารถนำไปใช้เป็นแนวทางในการวิเคราะห์ผลตอบแทนด้านการเงินและด้านเศรษฐศาสตร์

วชิราภรณ์ นิลประพัฒน์ (2547) ได้ทำการศึกษาความเป็นไปได้ของโครงการลงทุนทำธุรกิจเพื่อให้เช่าพื้นที่แก่ผู้ประกอบการค้าปลีกของศูนย์ไอที ในจังหวัดสุพรรณบุรี โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อศึกษาความคิดเห็นของลูกค้าคาดหวังของโครงการศูนย์ไอที และศึกษาความเป็นไปได้ทางการเงินของโครงการศูนย์ไอทีรวมถึงการวิเคราะห์ความอ่อนไหวภายใต้สถานการณ์ที่อาจจะมีผลกระทบต่อโครงการศูนย์ไอที

จากการศึกษาความคิดเห็นของลูกค้าคาดหวังของโครงการศูนย์ไอทีโดยการออกแบบสอบถามพบว่า ส่วนใหญ่สนใจลงทุนทำธุรกิจประเภทสินค้าไอทีมากกว่าสินค้าประเภท

เครื่องใช้ไฟฟ้าภายในบ้าน และต้องการพื้นที่เช่าขนาด 21-30 ตารางเมตร รองลงมาคือขนาด 11-20 ตารางเมตร เมื่อทำการศึกษาความเป็นไปได้ทางการเงิน โดยกำหนดอายุโครงการ 10 ปี และใช้อัตราคิดลดร้อยละ 7.25 ผลการศึกษาพบว่า ใช้เงินลงทุนทั้งสิ้น 2,507,946 บาท กรณีไม่มีการกู้เงินมาลงทุน มูลค่าปัจจุบันสุทธิเท่ากับ 8,899,472 บาท อัตราผลตอบแทนต่อต้นทุนเท่ากับ 1.09 และอัตราผลตอบแทนจากการลงทุนเท่ากับร้อยละ 28.06 จากผลที่ได้มีความคุ้มค่าในการลงทุน ส่วนในกรณีที่มีการกู้เงิน มูลค่าปัจจุบันสุทธิเท่ากับ 6,974,925 บาท อัตราผลตอบแทนต่อต้นทุนเท่ากับ 1.07 และอัตราผลตอบแทนจากการลงทุนเท่ากับร้อยละ 22.34 จากผลที่ได้มีความคุ้มค่าในการลงทุนเช่นกัน นอกจากนี้เมื่อทำการวิเคราะห์ความอ่อนไหวของโครงการ โดยกำหนดให้มีการเปลี่ยนแปลงของปัจจัยหลัก ได้แก่ ราคาค่าเช่าพื้นที่ลดลงและค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานเพิ่มขึ้น ทั้งในกรณีที่ไม่มีการกู้เงินและกรณีที่มีการกู้ พบว่า กรณีต้นทุนเพิ่มขึ้นร้อยละ 5 มูลค่าปัจจุบันสุทธิเท่ากับ 3,773,117 บาท และ 1,752,343 บาท อัตราผลตอบแทนจากการลงทุนเท่ากับร้อยละ 16.60 และ 11.30 ตามลำดับ เมื่อกำหนดรายได้จากค่าเช่าที่ลดลงร้อยละ 5 มูลค่าปัจจุบันสุทธิ เท่ากับ 3,328,144 บาท และ 1,403,579 บาท อัตราผลตอบแทนจากการลงทุนเท่ากับร้อยละ 16.00 และ 10.70 ตามลำดับ เมื่อกำหนดให้ต้นทุนเพิ่มขึ้นและรายได้ลดลงร้อยละ 5 พบว่ามูลค่าปัจจุบันสุทธิเท่ากับ -1,798,211 บาท และ -3,818,985 บาท อัตราผลตอบแทนจากการลงทุนเท่ากับร้อยละ 1.88 และไม่สามารถหาค่าได้

จากการศึกษาของ วชิราภรณ์ สามารถนำไปใช้เป็นแนวทางในการวิเคราะห์ผลตอบแทนด้านการเงินและการวิเคราะห์ความอ่อนไหว

นันทพงษ์ มยุรศักดิ์ (2555) ได้ทำการวิเคราะห์อัตราผลตอบแทน ความเสี่ยง การประเมินราคาหุ้น และการจัดพอร์ตการลงทุน ในหุ้นกลุ่มพลังงาน โดยวิธี Capital asset Pricing Model (CAPM) โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อศึกษาอัตราผลตอบแทนและความเสี่ยงจากการลงทุนในหลักทรัพย์ในกลุ่มพลังงานโดยใช้วิธี CAPM และใช้เป็นแนวทางในการตัดสินใจการเลือกลงทุนในหลักทรัพย์กลุ่มพลังงานแต่ละตัวในปัจจุบันราคาสูงหรือต่ำกว่าที่ควรจะเป็น และประยุกต์ใช้ในการจัดพอร์ตการลงทุน

ข้อมูลที่ใช้ในงานศึกษานี้แบ่งเป็น 3 ส่วน ดังนี้

1) ข้อมูลรายเดือนราคาปิดของตลาดหลักทรัพย์และราคาปิดของหลักทรัพย์กลุ่มพลังงาน ตั้งแต่วันที่ 1 กรกฎาคม 2552 ถึงวันที่ 30 กันยายน 2555 รวมทั้งสิ้น 39 เดือน หลักทรัพย์ที่นำมาใช้ในงานศึกษานี้มี 25 หลักทรัพย์ ดังนี้

AI : บริษัท เอเชียน อินซูเลเตอร์ จำกัด (มหาชน)

AKR : บริษัท เอกรัฐวิศวกรรม จำกัด (มหาชน)

BAFS : บริษัท บริการเชื้อเพลิงการบินกรุงเทพ จำกัด (มหาชน)

BANPU : บริษัท บ้านปู จำกัด (มหาชน)

BCP : บริษัท บางจากปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน)

DEMCO : บริษัท เด็มโก้ จำกัด (มหาชน)

EASTW : บริษัท จัดการและพัฒนาทรัพยากรน้ำภาคตะวันออก จำกัด (มหาชน)

EGCO : บริษัท ผลิตไฟฟ้า จำกัด (มหาชน)

ESSO : บริษัท เอสโซ่ (ประเทศไทย) จำกัด (มหาชน)

GLOW : บริษัท โกลว์ พลังงาน จำกัด (มหาชน)

IRPC : บริษัท ไออาร์พีซี จำกัด (มหาชน)

LANNA : บริษัท ลานนารีซอร์สเซส จำกัด (มหาชน)

MDX : บริษัท เอ็ม ดี เอ็กซ์ จำกัด (มหาชน)

PTT : บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน)

PTTEP : บริษัท ปตท. สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน)

RATCH : บริษัท ผลิตไฟฟ้าราชบุรีโฮลดิ้ง จำกัด (มหาชน)

RPC : บริษัท อาร์พีซีจี จำกัด (มหาชน)

SCG : บริษัท สหโคเจน (ชลบุรี) จำกัด (มหาชน)

SGP : บริษัท สยามแก๊ส แอนด์ ปิโตรเคมีคัลส์ จำกัด (มหาชน)

SOLAR : บริษัท โซลาร์ตรอน จำกัด (มหาชน)

SPCG : บริษัท เอสพีซีจี จำกัด (มหาชน)

SUSCO : บริษัท ซัสโก้ จำกัด (มหาชน)

TCC : บริษัท ไทย แคปปิตอล คอร์ปอเรชั่น จำกัด (มหาชน)

TOP : บริษัท ไทยออยล์ จำกัด (มหาชน)

TTW : บริษัท ทีทีดับบลิว จำกัด (มหาชน)

2) อัตราผลตอบแทนตั๋วเงินคลังและพันธบัตรรัฐบาล 3 ปี ใช้แทนอัตราผลตอบแทนของหลักทรัพย์ที่ปราศจากความเสี่ยง (Risk-free rate)

3) อัตราผลตอบแทนที่พยากรณ์โดยเฉลี่ยใน 1 ปีข้างหน้า โดยนักวิเคราะห์โบรกเกอร์ต่างๆ

ผลการศึกษาพบว่า การประเมินมูลค่าหลักทรัพย์กลุ่มพลังงานสอดคล้องตามทฤษฎี CAPM คือ หลักทรัพย์ที่มีค่าความเสี่ยงสูง (ค่า β สูง) จะให้อัตราผลตอบแทนที่คาดหวังสูง และหลักทรัพย์ที่มีค่าความเสี่ยงต่ำ (ค่า β ต่ำ) ก็จะให้อัตราผลตอบแทนที่คาดหวังต่ำ โดยหลักทรัพย์ที่ให้อัตราผลตอบแทนสูงและความเสี่ยงสูง คือหลักทรัพย์ SOLAR ซึ่งให้ผลตอบแทนเท่ากับ 138.048 % ค่าความเสี่ยง (β) เท่ากับ 1.672 ในขณะเดียวกันหลักทรัพย์ที่ให้ผลตอบแทนต่ำและความเสี่ยงต่ำ คือ หลักทรัพย์ RATCH ซึ่งให้ผลตอบแทนเท่ากับ 13.265 % ค่าความเสี่ยง (β) เท่ากับ 0.127 ส่วนการจัดพอร์ตการลงทุนหลักทรัพย์ในกลุ่มพลังงานนั้น แบ่งเป็น 2 กลุ่ม คือ

1) กลุ่มนักลงทุนที่ชอบความเสี่ยงจะเหมาะกับหลักทรัพย์ที่ให้อัตราผลตอบแทนที่ต้องการรายปีสูงกว่าตลาดหลักทรัพย์และมีค่า ($\beta > 1$) ซึ่งได้แก่หลักทรัพย์ AKR BANPU BCP ESSO IRCP MDX PTT RPC SGP SOLAR SUSCO และ TOP

2) กลุ่มนักลงทุนที่ไม่ชอบความเสี่ยงจะเหมาะสมกับหลักทรัพย์ที่ความเสี่ยงต่ำกว่าตลาดหลักทรัพย์ ($\beta < 1$) ซึ่งได้แก่หลักทรัพย์ AI BAFS DEMCO EASTW EGCO GLOW LANNA PTTEP RATCH SCG SPCG TCC TTW

สำหรับหลักทรัพย์ที่ให้อัตราผลตอบแทนที่ต้องการรายปีมากกว่าอัตราผลตอบแทนที่พยากรณ์โดยเฉลี่ย ได้แก่หลักทรัพย์ BAFS BCP DEMCO ESSO GLOW IRPC SGP SPCG TOP และ TTW ส่วนหลักทรัพย์ที่ให้อัตราผลตอบแทนที่ต้องการรายปีน้อยกว่าอัตราผลตอบแทนที่พยากรณ์โดยเฉลี่ย ได้แก่หลักทรัพย์ BANPU PTT PTTEP และ RATCH

จากงานศึกษานี้ค่าความเสี่ยง (β) ที่ได้จะเป็นค่าที่ได้จากข้อมูลย้อนหลังตั้งแต่วันที่ 1 กรกฎาคม 2552 ถึงวันที่ 30 กันยายน 2555 รวมทั้งสิ้น 39 เดือน หรือประมาณ 3 ปี ซึ่งค่าความเสี่ยง (β) จากข้อมูลย้อนหลัง 3 ปี เป็นค่าที่เหมาะสำหรับนำไปคำนวณต้นทุนทางการเงิน โดยจะนำค่าความเสี่ยง (β) ของแต่ละหลักทรัพย์ในกลุ่มพลังงานมาหาค่าเฉลี่ย เพื่อหาค่าความเสี่ยง (β) ของกลุ่มธุรกิจพลังงาน ซึ่งมีค่าเท่ากับ 0.929 ถึงแม้ว่าปัจจุบันหลักทรัพย์ในกลุ่มพลังงานจะมีจำนวน 32 หลักทรัพย์ แต่ก็เป็นหลักทรัพย์ที่เพิ่งจดทะเบียนกับตลาดหลักทรัพย์จึงมีข้อมูลไม่เพียงพอ ดังนั้นในการศึกษาความเป็นไปได้ในการลงทุนโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ขนาด 1 เมกะวัตต์ จะนำค่าความเสี่ยง (β) ของกลุ่มธุรกิจพลังงาน ซึ่งมีค่าเท่ากับ 0.929 ไปใช้ในการศึกษา

ตารางที่ 2.2 สรุปการศึกษางานวิจัยในอดีตและเปรียบเทียบกับงานวิจัยที่จะทำการศึกษา

สรุปการศึกษางานวิจัยในอดีตและเปรียบเทียบกับงานที่ศึกษา					
	โรงไฟฟ้า			อื่นๆ	งานวิจัยที่จะศึกษา
ผู้วิจัย	วรธนพล	วศิน	เกรียงศักดิ์	วชิราภรณ์	อรรถพล
ประเภท	พลังงานแสงอาทิตย์	พลังงานแสงอาทิตย์	พลังงานความร้อนร่วม	ให้เช่าพื้นที่	พลังงานแสงอาทิตย์
เทคโนโลยี	1) Solar Thermal	1) Solar Thermal 2) Photovoltaic	1) ความร้อน+gas 2) ความร้อน+ชีวมวล	-	1) Photovoltaic
อายุโครงการ	26 ปี	10 ปี	23 ปี	10 ปี	25 ปี
พื้นที่	อ.พัฒนานิคม จ.ลพบุรี	อ.เมือง จ.หนองคาย	นิคมทางภาคตะวันออก	อ.เมือง จ.สุพรรณบุรี	จ.นครราชสีมา
กำลังการผลิตติดตั้ง	10 MW	1 MW	1) ความร้อน+gas 104 MW 2) ความร้อน+ชีวมวล 20 MW	-	1 MW
รูปแบบการศึกษา	1) ด้านการเงิน	1) ด้านการเงิน	1) ด้านการเงิน 2) ด้านเศรษฐศาสตร์	1) ด้านการเงิน	1) ด้านการเงิน 2) ด้านเศรษฐศาสตร์
ข้อสมมติ	1) อัตราผลตอบแทนส่วนทุนร้อยละ 12	1) -	1) อัตราคิดลดด้านการเงินร้อยละ 8	1) อัตราคิดลดด้านการเงินร้อยละ 7.25	1) อัตราคิดลดด้านการเงินร้อยละ 7.59
	2) อัตราดอกเบี้ยกู้ยืม ร้อยละ 6.89	2) อัตราดอกเบี้ยกู้ยืม ร้อยละ 8.00	2) อัตราคิดลดด้านเศรษฐศาสตร์ร้อยละ 10	2) อัตราภาษีร้อยละ 30	2) อัตราคิดลดด้านเศรษฐศาสตร์ร้อยละ 6.33
	3) สัดส่วนการกู้ต่อทุน 50:50	3) สัดส่วนการกู้ต่อทุน -	3) สัดส่วนการกู้ต่อทุน -	3) การกู้ 3.1) ไม่กู้ 3.2) กู้ สัดส่วนการกู้ต่อทุน 80:20	3) สัดส่วนการกู้ต่อทุน 75:25
	4) ADDER 8 บาท	4) ADDER 8 บาท			4) Feed-in Tarrif
	5) ได้รับการสนับสนุนจาก				5) ได้รับการสนับสนุนจาก
เครื่องมือ	1) Net Present Value 2) Internal Rate of Return 3) Modified Internal of Return Rate 4) Net Benefit	1) Net Present Value 2) Internal Rate of Return 3) Pay Back Period	1) Net Present Value 2) Internal Rate of Return	1) Net Present Value 2) Internal Rate of Return 3) Benefit Cost Ratio	1) Net Present Value 2) Internal Rate of Return 3) Benefit Cost Ratio
ทดสอบความอ่อนไหว	Switching Value Test	-	Switching Value Test	1) ต้นทุนเพิ่มร้อยละ 5 2) รายได้ลดลงร้อยละ 5 3) ต้นทุนเพิ่มร้อยละ 5 และรายได้ลดลงร้อยละ 5	Switching Value Test

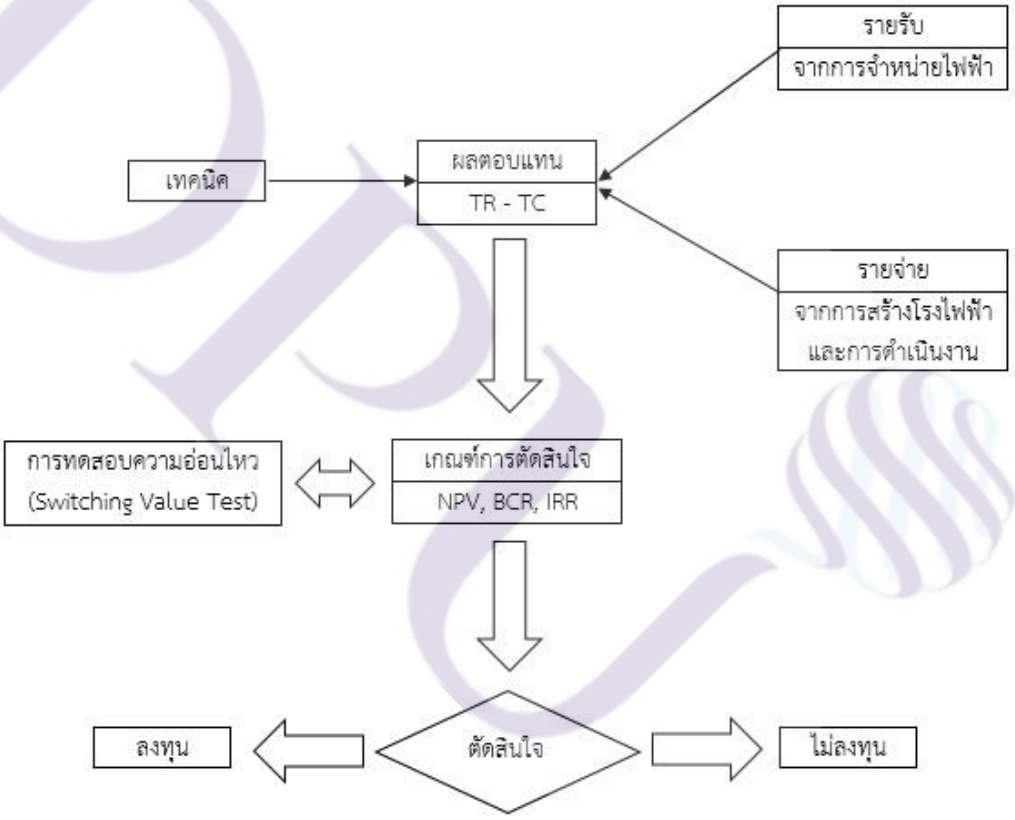
ที่มา: จากการศึกษา

สรุปการศึกษางานวิจัยในอดีตและงานที่จะทำการศึกษา งานศึกษาในอดีตที่นำมาเปรียบเทียบจะเห็นได้ว่ามีทั้งการศึกษาความเป็นไปได้ที่ไม่ใช่โรงไฟฟ้าและที่เป็นโรงไฟฟ้า เพื่อต้องการทราบเครื่องมือที่ใช้ในการศึกษาความเป็นไปได้ จากเปรียบเทียบเครื่องมือที่นิยมนำมาใช้ในการศึกษา ได้แก่ Net Present Value, Internal Rate of Return และการวิเคราะห์ความอ่อนไหว ส่วนข้อสมมติต่างๆ ของแต่ละงานในอดีตจะแตกต่างกันไปตามธุรกิจที่ศึกษา สำหรับงานที่จะทำการศึกษานี้จะใช้ Net Present Value, Internal Rate of Return และการวิเคราะห์ความอ่อนไหวในการศึกษา นอกจากนี้ยังเพิ่มเครื่องมือ Benefit Cost Ratio ในการศึกษา เพื่อต้องการทราบว่าผลประโยชน์ที่ได้จากโครงการมากกว่าต้นทุนที่เสียไปหรือเปล่า

บทที่ 3
ระเบียบวิธีวิจัย

3.1 แบบจำลองและกรอบแนวคิดในการศึกษา

กรอบแนวคิดในการศึกษาเรื่อง การศึกษาความเป็นไปได้โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ จากการศึกษาในบทที่ผ่านมา ทำให้สามารถกำหนดกรอบแนวคิดออกมาได้ ดังนี้



ภาพที่ 3.1 กรอบแนวคิดในการศึกษาความเป็นไปได้

ที่มา: จากการวิเคราะห์

3.2 เครื่องมือที่ใช้ในการวิจัย

เครื่องมือที่นำมาใช้ในการศึกษาวิจัยเรื่อง การศึกษาความเป็นไปได้โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ จะอาศัยเครื่องมือทางการเงิน คือ การวิเคราะห์ต้นทุนและผลตอบแทนของโครงการ โดยใช้ตัวชี้วัดความคุ้มค่าของโครงการ ได้แก่ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value : NPV) อัตราผลตอบแทนต่อการลงทุน (Benefit – Cost Ratio : BCR) และอัตราผลตอบแทนภายในของโครงการ (Internal Rate of Return : IRR) รวมถึงการวิเคราะห์ความอ่อนไหว

3.3 การเก็บรวบรวมข้อมูล

ข้อมูลปฐมภูมิ (Primary Data) เป็นข้อมูลที่ได้จากการสอบถามพนักงานบริษัทต่างๆ ซึ่งเป็นข้อมูลที่ประกอบด้วยค่าอาคารควบคุม ค่าก่อสร้างและเชื่อมต่อระบบ

ข้อมูลทุติยภูมิ (Secondary Data) เป็นข้อมูลที่ประกอบด้วยข้อมูลรังสีดวงอาทิตย์ ระบบการผลิตกระแสไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ (Photovoltaic) ค่า อุปกรณ์และค่าใช้จ่ายระหว่างดำเนินงาน โดยเก็บรวบรวมจากหนังสือ บทความ วารสารและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

3.4 ข้อสมมติและสมมติฐานของการศึกษา

3.4.1 กำลังผลิตติดตั้งและอายุโครงการ

เมื่อวันที่ 11 กรกฎาคม 2556 มติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติเห็นชอบให้คณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงานรับโครงการผลิตไฟฟ้าแสงอาทิตย์ชุมชน (1 ตำบล 1 เมกะวัตต์) ไปดำเนินการออกระเบียบหลักเกณฑ์ในการดำเนินงานการพัฒนาโครงการฯ รวมถึงคัดเลือกหมู่บ้านที่มีศักยภาพเพื่อสมัครเข้าร่วมโครงการฯ โดยกำหนดเป้าหมายในการดำเนินงาน คือ

1) ส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ประเภท Ground mount 1 เมกะวัตต์

2) โครงการละ 1 เมกะวัตต์ รวมทั้งสิ้น 800 เมกะวัตต์ โดยมีระยะเวลาการสนับสนุน 25 ปี

ดังนั้นในงานศึกษานี้จึงอ้างอิงมติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ โดยศึกษาโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาด 1 เมกะวัตต์ ระยะเวลาโครงการ 25 ปี

3.4.2 อัตราการเสื่อมสภาพของเซลล์แสงอาทิตย์

หน่วยงาน National Renewable Energy Laboratory (NREL) ได้ทำการศึกษาเรื่อง Photovoltaic Degradation Rates ได้ผลการศึกษาดังนี้

ตารางที่ 3.1 อัตราการเสื่อมสภาพของเซลล์แสงอาทิตย์

ประเภทเซลล์แสงอาทิตย์	อัตราการเสื่อมสภาพ (เปอร์เซ็นต์/ปี)	
	ก่อนติดตั้ง	หลังติดตั้ง
Amorphous silicon (a-Si)	0.96	0.87
Cadmium telluride (CdTe)	3.33	0.40
Copper indium gallium selenide (CIGS)	1.44	0.96
Monocrystalline silicon (mono-Si)	0.47	0.36
Polycrystalline silicon (poly-Si)	0.61	0.64

ที่มา: National Renewable Energy Laboratory (NREL)

ในงานศึกษานี้ใช้เซลล์แสงอาทิตย์ประเภท Polycrystalline silicon (poly-Si) ดังนั้นจึงใช้ค่าอัตราการเสื่อมสภาพของเซลล์แสงอาทิตย์ เท่ากับ 0.64 เปอร์เซ็นต์/ปี

3.4.3 สัดส่วนหนี้สินต่อทุน

สถาบันวิจัยพลังงานจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย ได้ทำการศึกษาสมมติฐานทางการเงินและจัดสัมมนาร่วมกับสถาบันการเงินในประเทศหลายแห่ง พบว่าอัตราหนี้สินต่อทุนที่เหมาะสมสาหรับการพัฒนาโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ ขนาดโครงการ 1-10 เมกะวัตต์ จะอยู่ที่อัตรา 75 : 25

งานศึกษานี้เป็นการศึกษาโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาด 1 เมกะวัตต์ ดังนั้นจึงใช้สัดส่วนหนี้สินต่อทุนเท่ากับอัตรา 75 : 25

3.4.4 อัตราดอกเบี้ยเงินกู้และระยะเวลาเงินกู้

ประเภทของเงินกู้แบ่งได้เป็น 3 ลักษณะดังนี้

1) การกู้เงินโดยอาศัยธุรกิจเดิมเป็นฐาน เหมาะสำหรับการลงทุนด้วยตนเองโดยใช้พื้นฐานของธุรกิจปัจจุบันที่ทำอยู่ เป็นหลักประกันในการกู้ ถ้าพื้นฐานธุรกิจดีมั่นคงสามารถกู้เงินได้ในอัตราดอกเบี้ยต่ำกว่าปกติ

2) การกู้เงินโดยรัฐบาลค้ำประกัน ส่วนใหญ่เป็นการกู้เงินสำหรับโครงการของรัฐวิสาหกิจ ภาระผูกพันของเงินกู้ซึ่งมีรัฐบาลเป็นผู้ค้ำประกันจะได้อัตราดอกเบี้ยเงินกู้ที่ต่ำมาก

3) การกู้เงินโดยใช้โครงการค้ำประกัน การกู้เงินแบบนี้สถาบันการเงินและผู้ลงทุนจะพิจารณาความสามารถในการคืนเงินกู้ และดอกเบี้ยจากรายได้ที่จะเกิดกับโครงการ โดยใช้สินทรัพย์

ของโครงการ (เช่น สัญญา อุปกรณ์ เครื่องจักร) เป็นหลักประกันเงินกู้ ถ้าโครงการไม่สามารถมีรายได้เพียงพอที่จะชำระเงินกู้ผู้ให้กู้จะใช้สินทรัพย์ของโครงการในการชำระเงินกู้

สำหรับในงานศึกษานี้จะใช้วิธีกู้แบบใช้โครงการค้ำประกัน เนื่องจากการกู้ประเภทนี้เหมาะสำหรับการระดมเงินทุนจำนวนมาก เพื่อพัฒนาโครงการขนาดใหญ่ และการกู้ประเภทนี้ยังสามารถกู้ในสัดส่วนหนี้ต่อทุน (Debt/Equity Ratio) ได้สูงกว่าการกู้ปรกติ การกู้ประเภทนี้ทางธนาคารจะพิจารณาอัตราดอกเบี้ยที่เหมาะสมของโครงการให้ โดยพิจารณาจากประเภทของโครงการ ขนาดโครงการ กระแสเงินสดของโครงการ รวมถึงความเสี่ยงต่างๆ ของโครงการ

ผู้ศึกษาไม่ทราบอัตราดอกเบี้ยที่แน่นอนเนื่องจากธนาคารเป็นผู้ประเมินให้ ดังนั้นในงานศึกษานี้จึงใช้อัตราดอกเบี้ยเงินกู้และระยะเวลาการกู้เงินจากผลการศึกษาการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ในรูปแบบ Feed-in Tariff (FIT) ที่อัตรา MLR-1.0 ระยะเวลา 10 ปี และกำหนดระยะเวลาปลอดชำระคืนเงินต้น (Grace Period) 1 ปี เนื่องจากเป็นปีที่มีการก่อสร้าง ยังไม่มีรายได้

3.4.5 ต้นทุนและค่าใช้จ่ายดำเนินงาน

ต้นทุนในงานศึกษานี้ได้แก่ ค่าบำรุงรักษาอุปกรณ์ ส่วนค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานประกอบด้วยค่าจ้างบุคลากร ค่าสาธารณูปโภค และค่าใช้จ่ายอื่นๆ โดยมีรายละเอียดดังนี้

ตารางที่ 3.2 ต้นทุนโครงการ

ต้นทุน					**ต่อเดือน**	**ต่อปี**
ค่าดูแลและบำรุงรักษาอุปกรณ์						
ค่าจ้างวิศวกรในการดูแลรักษา	1	คน	คนละ	25,000	25,000	300,000
ช่างเทคนิค	1	คน	คนละ	12,000	12,000	144,000
					รวม	**444,000**

ที่มา: จากการวิเคราะห์

ตารางที่ 3.3 ค่าใช้จ่ายดำเนินงาน

ค่าใช้จ่ายดำเนินงาน				**ต่อเดือน**	**ต่อปี**
ค่าจ้างบุคลากร					
ผู้จัดการโครงการจำนวน	1 คน	คนละ	30,000	30,000	360,000
เลขาธุรการ	1 คน	คนละ	15,000	15,000	180,000
พนักงานทั่วไป	2 คน	คนละ	9,000	18,000	216,000
ค่าสาธารณูปโภค		เดือนละ	5,000	5,000	60,000
ค่าใช้จ่ายอื่นๆ		เดือนละ	2,000	2,000	24,000
			รวม		**840,000**

ที่มา: จากการวิเคราะห์

เพื่อให้ผลการศึกษาที่ได้ใกล้เคียงกับความเป็นจริงมากที่สุด ดังนั้นงานศึกษานี้จึงได้กำหนดให้ต้นทุนและค่าใช้จ่ายดำเนินงานเพิ่มขึ้นทุกปีตามอัตราเงินเฟ้อ โดยนำค่าเฉลี่ยของอัตราเงินเฟ้อทั่วไป 10 ปี ย้อนหลัง (พ.ศ. 2547-2556) ซึ่งเท่ากับร้อยละ 3.11 ต่อปี มาใช้ในการวิเคราะห์

3.4.6 อัตราค่าไฟฟ้า

Feed-in Tariff หรือ FiT คือ มาตรการส่งเสริมการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนประเภทหนึ่ง ที่ใช้กันอย่างแพร่หลายในต่างประเทศ เพื่อจูงใจให้ผู้ประกอบการเอกชนเข้ามาลงทุนในธุรกิจโรงไฟฟ้าพลังงาน หมุนเวียน (เนื่องจาก การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนมต้นทุนค่อนข้างสูง) ซึ่งอัตรา FiT จะอยู่ในรปแบบ อัตรารับซื้อไฟฟ้าคงที่ตลอดอายโครงการ (มีการปรับเพิ่มสำหรับกลุ่มที่มีการใช้เชื้อเพลิง) โดยอัตรา FiT จะไม่ เปลี่ยนแปลงไปตามค่าไฟฐานและค่า Ft ทำให้มีราคาที่ชัดเจนและเกิดความเป็นธรรม

การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนแต่ละประเภทมีความเสี่ยงของการดำเนินกิจการที่แตกต่างกันอย่างชัดเจน การผลิตไฟฟ้าจากเทคโนโลยีกลุ่มพลังงานธรรมชาติ อันได้แก่ พลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานลม และพลังงานน้ำขนาดเล็ก จะไม่มีต้นทุนในการจัดหาเชื้อเพลิง แต่จะมีความเสี่ยงจากความไม่แน่นอนของ พลังงานจากธรรมชาติ ส่วนการผลิตไฟฟ้าเทคโนโลยีกลุ่มพลังงานชีวภาพ อันได้แก่ ชีวมวล ก๊าซชีวภาพ และ ขยะ จะมีความเสี่ยงจากความผันผวนของต้นทุนในการจัดหาเชื้อเพลง ดังนั้นการกำหนดอัตรารับซื้อไฟฟ้าใน รูปแบบ FiT ที่เหมาะสม สามารถแบ่งได้เป็น 2 ส่วนหลัก ดังนี้

1) อัตรารับซื้อไฟฟ้าส่วนคงที่ (FiT fixed : FiT_F) คิดจากต้นทุนก่อสร้างโรงไฟฟ้าและค่าดำเนินการและบำรุงรักษา (O&M) ตลอดอายุการใช้งาน ใช้สำหรับพลังงานหมุนเวียนทุกประเภท
2) อัตรารับซื้อไฟฟ้าส่วนแปรผัน (FiT variable : FiT_V) คิดจากต้นทุนของวัตถุดิบที่ใช้ในการผลิตพลังงานไฟฟ้าซึ่งเปลี่ยนไปตามเวลา ใช้สำหรับพลังงานหมุนเวียนกลุ่มพลังงานชีวภาพ

นอกจากนี้ยังได้มีการกำหนดอัตรารับซื้อไฟฟ้าในรูปแบบ FiT พิเศษ (FiT Premium) เพิ่มเติม จากอัตรารับซื้อไฟฟ้าในรูปแบบ FiT ปกติ สำหรับบางประเภทเทคโนโลยี เพื่อสร้างแรงจูงใจการลงทุนสำหรับ โครงการตามนโยบายรัฐบาล เช่น ขยะ ชีวมวล และก๊าซชวภาพ และโครงการในพื้นที่จังหวัดชายแดนภาคใต้ เพื่อเสริมสร้างความมั่นคงทางด้านพลังงานในพื้นที่

ตารางที่ 3.4 อัตรารับซื้อไฟฟ้าในรูปแบบ FiT ที่จะประกาศใช้ในปี พ.ศ. 2558 : สำหรับโครงการ VSPP กลุ่มพลังงานธรรมชาติ

กำลังผลิต (MW)	FiT (บาท/หน่วย)	ระยะเวลาสนับสนุน (ปี)	FiT Premium (บาท/หน่วย)
			สำหรับโครงการในพื้นที่จังหวัดชายแดนภาคใต้*(ตลอดอายโครงการ)
1) พลังงานน้ำ			
กำลังผลิตติดตั้ง ≤ 200 kW	4.9	20 ปี	0.5
2) พลังงานลม			
ทุกขนาด	6.06	20 ปี	0.5
3) พลังงานแสงอาทิตย์			
บนหลังคา กำลังผลิตติดตั้ง 0-10 kWp	6.85	25 ปี	0.5
บนหลังคา กำลังผลิตติดตั้ง >10-250 kWp	6.4	25 ปี	0.5
บนหลังคา กำลังผลิตติดตั้ง >250-1,000 kWp	6.01	25 ปี	0.5
บนพื้นดิน ทุกขนาด	5.66	25 ปี	0.5

ที่มา: สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน

หมายเหตุ* โครงการในพื้นที่จังหวัดยะลา ปัตตานี นราธิวาส และ 4 อำเภอในจังหวัดสงขลา ได้แก่ อ.จะนะ อ. เทพา อ.สะบ้าย้อย และ อ.นาทวี

เนื่องจากปัจจุบันได้มีการยกเลิกส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (Adder) แล้ว และจะเปลี่ยนมาใช้ระบบ Feed-in Tariff ใน พ.ศ. 2558 ดังนั้นในงานศึกษานี้จึงใช้อัตรารับซื้อไฟฟ้าจากระบบ Feed-in Tariff โดยอัตรารับซื้อไฟฟ้าของโครงการจะเท่ากับ 5.66 บาท/หน่วย เป็นระยะเวลา 25 ปี

3.4.7 ได้รับการสนับสนุนด้านภาษีจาก สำนักงานคณะกรรมการส่งเสริมการลงทุน (board of Investment : BOI)

สำนักงานคณะกรรมการส่งเสริมการลงทุนได้มีการส่งเสริมการลงทุนในประเทศไทย โดยการให้สิทธิประโยชน์ด้านต่างๆ เพื่อเป็นแรงจูงใจในการลงทุน ตามประกาศคณะกรรมการส่งเสริมการลงทุน ที่ 2/2557 เรื่อง นโยบายและหลักเกณฑ์การส่งเสริมการลงทุน ได้มีการจัดหมวดหมู่กิจการต่างๆ โดยการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์อยู่ในหมวด 7.1.1.2 กิจการผลิตพลังงานไฟฟ้า หรือพลังงานไฟฟ้าและไอน้ำจากพลังงานหมุนเวียน เช่น แสงอาทิตย์ ลม ชีวมวล ก๊าซชีวภาพ เป็นต้น ยกเว้นขยะหรือเชื้อเพลิงจากขยะ สำหรับกิจการในหมวดนี้จะได้รับสิทธิและผลประโยชน์ในกลุ่ม A2 โดยมีรายละเอียดดังนี้

1) ยกเว้นภาษีเงินได้นิติบุคคลเป็นระยะเวลา 8 ปี เป็นสัดส่วนร้อยละ 100 ของเงินลงทุน (ไม่รวมค่าที่ดินและทุนหมุนเวียน)

2) ยกเว้นอากรขาเข้าสำหรับเครื่องจักร

3) ยกเว้นอากรขาเข้าสำหรับวัตถุดิบหรือวัสดุจำเป็น สำหรับส่วนที่ผลิตเพื่อการส่งออกเป็นระยะเวลา 1 ปี ทั้งนี้ คณะกรรมการจะพิจารณาขยายเวลาให้ตามความจำเป็นและเหมาะสม

4) สิทธิและผลประโยชน์ที่มิใช่ภาษีอากร

3.4.8 อัตราคิดลดทางสังคม

ใช้ค่า MLR เป็นอัตราคิดลดทางสังคม (จากการศึกษาของ ธนัทพงศ์ ปราโมทย์ (2549)) โดยค่า MLR ที่นำมาใช้เป็นค่าเฉลี่ย MLR ของธนาคารพาณิชย์ 15 แห่งในประเทศไทย ณ วันที่ 2 มีนาคม 2558 ซึ่งมีค่าเท่ากับ 7.33

3.4.9 อัตราคิดลดทางการเงิน

Wd คือ สัดส่วนการกู้ = 75%

We คือ สัดส่วนเงินลงทุนของเจ้าของ = 25%

Kd คือ ต้นทุนของหนี้สินหรืออัตราดอกเบี้ย ใช้ค่า MLR – 1.0 = 6.33%

t คือ อัตราภาษี เนื่องจากโครงการนี้ได้รับการสนับสนุนจากสำนักงานคณะกรรมการส่งเสริมการลงทุนดังนั้น

ภาษีปีที่ 1 – 8 = 0%

ภาษีปีที่ 9 – 25 = 30%

Ke คือ ต้นทุนค่าเสียโอกาสเงินลงทุนของเจ้าของ หรืออัตราผลตอบแทนที่เจ้าของต้องการ ประกอบด้วย Rf, Rm และ β

Rf คือ อัตราผลตอบแทนที่ไม่มีความเสี่ยง ใช้อัตราผลตอบแทนพันธบัตรรัฐบาลอายุ 25 ปี (วันที่ 6 ก.พ. 2557) = 3.66%

Rm คือ อัตราผลตอบแทนของตลาด ใช้ค่า Rm = 16.51% (จากรายงานการประเมินมูลค่าหุ้น บริษัท สยามเจเนอรัลแฟคตอริ่ง จำกัด (หมาชน) ซึ่งใช้ค่าเฉลี่ยย้อนหลัง 26 ปี ตั้งแต่ ปี พ.ศ. 2532-2555)

β คือ ความเสี่ยงจากการลงทุนเทียบกับความเสี่ยงทางการตลาด ใช้ค่า β = 0.929 (จากงานศึกษาของ นันทพงษ์ มยุรศักดิ์ (2555))

3.4.10 ค่าที่ดิน

จากข้อมูลสรุปราคาประเมินทุนทรัพย์ที่ดิน รอบบัญชี ปี พ.ศ. 2555-2558 พบว่าจังหวัดนครราชสีมาเป็นจังหวัดที่มีราคาที่ดินสูง โดยราคาประเมินที่ดินมีตั้งแต่ราคา 125-110,000 บาท/ตารางวา ในงานศึกษานี้ต้องการใช้พื้นที่ในการสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ จึงไม่จำเป็นต้องอยู่ในพื้นที่เศรษฐกิจ ดังนั้นจึงตั้งสมมติฐานราคาที่ดินของพื้นที่โครงการต้องไม่เกิน 625 บาท/ตารางวา หรือเท่ากับ 250,000 บาท/ไร่ ซึ่งเป็นราคาที่ไม่ต่ำหรือสูงเกินไป จากราคาที่ดินดังกล่าวมีพื้นที่ที่สามารถตั้งโครงการได้ดังนี้

ตารางที่ 3.5 ราคาที่ดินจังหวัดนครราชสีมา

อำเภอ	หน่วยที่ดิน	ราคาประเมินที่ดิน (บาท/ตร.ว)
สีคิ้ว	ทางหลวงแผ่นดินหมายเลข 1048	500-1,200
	ทางหลวงแผ่นดินหมายเลข 3098	350-3000
	ทางหลวงแผ่นดินหมายเลข 3032	250-350
ขามสะแกแสง	ทางหลวงแผ่นดินหมายเลข 2150	275-700
คง	ทางหลวงแผ่นดินหมายเลข 2160	200-425
	ทางหลวงแผ่นดินหมายเลข 2	425-800
บ้านเหลื่อม	ทางหลวงแผ่นดินหมายเลข 2369	125-450
	ทางหลวงแผ่นดินหมายเลข 2160	175-450
ครบุรี	ทางหลวงแผ่นดินหมายเลข 2071	400-2600

ตารางที่ 3.5 (ต่อ)

อำเภอ	หน่วยที่ดิน	ราคาประเมินที่ดิน (บาท/ตร.ว)
เสิงสาง	ทางหลวงแผ่นดินหมายเลข 2119	450-2000
	ทางหลวงแผ่นดินหมายเลข 2356	300-1000
	ทางหลวงแผ่นดินหมายเลข 224	385-2000
จักราช	ทางหลวงแผ่นดินหมายเลข 226	500-1000
ห้วยแถลง	ทางหลวงแผ่นดินหมายเลข 2163	350-600
ชุมพวง	ทางหลวงแผ่นดินหมายเลข 2226	600-11000
เมืองยาง	ถ.บ้านเมืองยาง-บ้านกระเบื้องนอก	275-450
	ทางหลวงชนบทหมายเลข 3085	200-250
ลำทะเมนชัย	ทางหลวงแผ่นดินหมายเลข 2226	400-2000
	ทางหลวงชนบทหมายเลข 4047	200-1700
	ทางหลวงชนบทหมายเลข 6028	250
โชคชัย	ทางหลวงแผ่นดินหมายเลข 2071	475-11000
หนองบุญมาก	ทางหลวงจังหวัดหมายเลข 2298	175-300
	ทางหลวงชนบทหมายเลข 2039	150-275
ด่านขุนทด	ทางหลวงแผ่นดินหมายเลข 2148	500-11500
	ทางหลวงแผ่นดินหมายเลข 201	350-12000
	ทางหลวงแผ่นดินหมายเลข 2217	325-4000
เทพารักษ์	ทางหลวงชนบทหมายเลข 3012	300
	ถ.ชุมพลพัฒนา-หนองแวง	175
โนนไทย	ทางหลวงแผ่นดินหมายเลข 2150	225-3100
	ทางหลวงแผ่นดินหมายเลข 2068	270-3100
พระทองคำ	ทางหลวงแผ่นดินหมายเลข 205	550-2200
	ทางหลวงแผ่นดินหมายเลข 2369	175-1600

ตารางที่ 3.5 (ต่อ)

อำเภอ	หน่วยที่ดิน	ราคาประเมินที่ดิน (บาท/ตร.ว)
แก้งสนามนาง	ทางหลวงแผ่นดินหมายเลข 202	300-2000
	ทางหลวงแผ่นดินหมายเลข 2160	225-600
	ทางหลวงแผ่นดินหมายเลข 2084	225
บัวลาย	ทางหลวงแผ่นดินหมายเลข 2	500
	ทางหลวงชนบทหมายเลข 1013	300
บัวใหญ่	ทางหลวงชนบทหมายเลข 1001	300-600
สีดา	ทางหลวงแผ่นดินหมายเลข 2	450-1000
	ทางหลวงแผ่นดินหมายเลข 202	350-1200
	ทางหลวงชนบทหมายเลข 1001	325
ประทาย	ทางหลวงแผ่นดินหมายเลข 207	300-13000
	ทางหลวงแผ่นดินหมายเลข 2285	300-4000
	ทางหลวงชนบทหมายเลข 3070	175-225
โนนแดง	ทางหลวงแผ่นดินหมายเลข 207	300-1250
	ทางหลวงแผ่นดินหมายเลข 2	375-700
ปักธงชัย	ทางหลวงชนบทหมายเลข 2005	225
	ทางหลวงแผ่นดินหมายเลข 2238	375-1500
วังน้ำเขียว	ถ.บ้านไทยสามัคคี-บ้านสุขสมบูรณ์	600-800
พิมาย	ทางหลวงชนบทหมายเลข 3036	250-3000
ขามทะเลสอ	ทางหลวงแผ่นดินหมายเลข 2068	625-3000
	ถนนสายขามทะเลสอ-บ้านโนน	575-1500

ที่มา: สรุปราคาประเมินทุนทรัพย์ รอบบัญชี ปี พ.ศ. 2555-2559 กรมธนารักษ์

3.4.11 ค่าเสื่อมราคา

ในงานศึกษานี้ใช้วิธีคิดค่าเสื่อมราคาตามวิธีเส้นตรงเฉลี่ยตามอายุการใช้งาน ซึ่งมีสูตรดังนี้

$$\text{ค่าเสื่อมราคา} = \frac{\text{ราคาต้นทุน} - \text{ค่าซาก}}{\text{อายุ}}$$

ราคาต้นทุน = ราคาเริ่มต้นค่าทุนอุปกรณ์ต่างๆ ในการลงทุนของโครงการที่เริ่มแรก

ค่าซาก = การนำราคาต้นทุนมาหารด้วยจำนวนปีที่ใช้งานจริง

อายุ = อายุการใช้งานทั้งหมดของอุปกรณ์

การคำนวณค่าเสื่อมราคาของอุปกรณ์จะไม่มีการนำที่ดินมาคิด โดยในงานศึกษานี้มีการคิดค่าเสื่อมราคาอาคารควบคุม แผงเซลล์แสงอาทิตย์ อินเวอร์เตอร์ หม้อแปลงไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายก่อนการดำเนินงาน

ตารางที่ 3.6 สรุปข้อสมมติและสมมติฐานที่ใช้ในการศึกษา

ข้อสมมติและสมมติฐานที่ใช้ในการศึกษา		
1. กำลังผลิต	1 MW	
2. ระยะเวลาสนับสนุนโครงการ	25 ปี	
3. อัตราการเสื่อมสภาพของเซลล์ฯ	0.64% ต่อปี	
4. สัดส่วนหนี้สินต่อทุน	75:25	
5. อัตราดอกเบี้ยเงินกู้	MLR-1.0	
5. ระยะเวลาการกู้เงิน (Grace Period) 1 ปี	10 ปี	
6. ต้นทุน (ค่าดูแลและบำรุงรักษาอุปกรณ์)	444,000 บาท	
7. ค่าใช้จ่ายดำเนินงาน	840,000 บาท	
8. อัตราการเพิ่มของต้นทุนและค่าใช้จ่ายดำเนินงาน	3.11% ต่อปี	
9. อัตราค่าไฟฟ้า (ระยะเวลาสนับสนุน FIT 25 ปี)	5.66 บาท/หน่วย	
10. ได้รับการสนับสนุนด้านภาษีจาก BOI	ปีที่ 1 - 8	0%
	ปีที่ 9 - 25	30%

ตารางที่ 3.6 (ต่อ)

ข้อสมมติและสมมติฐานที่ใช้ในการศึกษา		
11. อัตราคิดลด (WACC)	อัตราดอกเบี้ย	6.33%
	Rf	3.66%
	β	0.929%
	Rm	16.51%
12. ค่าที่ดิน	625 บาท/ตารางวา	
13. ค่าเสื่อมราคา	วิธีเส้นตรงเฉลี่ยตามอายุการใช้งาน	

ที่มา: จากการศึกษา

3.5 การวิเคราะห์ข้อมูล.

3.5.1 ศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศไทย

โดยทั่วไปศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์ของพื้นที่แห่งหนึ่งจะสูงหรือต่ำขึ้นกับปริมาณรังสีดวงอาทิตย์ที่ตกกระทบพื้นที่นั้น หรือที่เรียกว่า “ค่าความเข้มรังสีอาทิตย์” (global radiation) มีหน่วยทางด้านพลังงานเป็น เมกกะจูลต่อตารางเมตร (MJ/m^2) โดยบริเวณที่ได้รับรังสีอาทิตย์มากก็จะมีศักยภาพในการนำพลังงานแสงอาทิตย์มาใช้สูง แนวโน้มการเปลี่ยนแปลงของค่าความเข้มรังสีอาทิตย์จะเป็นไปตามพื้นที่ มีการเปลี่ยนแปลงตามเวลาในรอบวันและการเปลี่ยนแปลงตามฤดูกาลในรอบปี กล่าวคือ ในพื้นที่หนึ่งๆ ค่าความเข้มรังสีอาทิตย์จะเพิ่มขึ้นจากช่วงเช้าจนถึงค่าสูงสุดในช่วงเวลาเที่ยงวัน และลดต่ำลงจนถึงช่วงเย็น ซึ่งเป็นผลมาจากการเปลี่ยนแปลงของมวลอากาศ (air mass)

พื้นที่ที่ได้รับพลังงานแสงอาทิตย์สูงสุดในประเทศไทย คือบริเวณตอนล่างของภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ครอบคลุมพื้นที่บางส่วนของจังหวัดนครราชสีมา บุรีรัมย์ สุรินทร์ ศรีสะเกษ ร้อยเอ็ด ยโสธร อุบลราชธานี และตอนบนของภาคตะวันออกเฉียงเหนือที่ จังหวัดอุดรธานี รวมทั้งบางส่วนของภาคกลางที่จังหวัดสุพรรณบุรี ชัยนาท อยุธยา และลพบุรี โดยได้รับพลังงานแสงอาทิตย์รายวันเฉลี่ยต่อปีอยู่ในช่วง 19-20 MJ/m^2-day พื้นที่ดังกล่าวคิดเป็นร้อยละ 14.30 ของพื้นที่ทั้งหมดของประเทศไทย นอกจากนี้พื้นที่ร้อยละ 50.20 ของพื้นที่ทั้งหมดของประเทศ ได้รับพลังงานแสงอาทิตย์ในช่วง 18-19 MJ/m^2-day และมีเพียงร้อยละ 0.50 ของพื้นที่ที่ได้รับพลังงาน

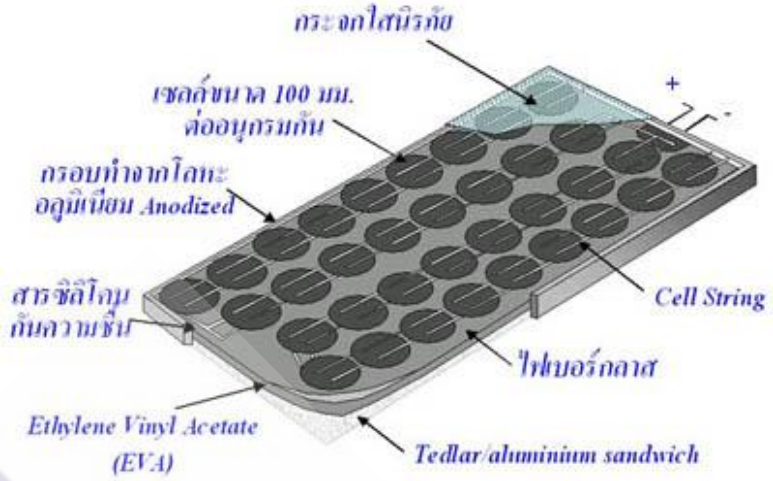
แสงอาทิตย์น้อยกว่า 16 MJ/m^2-day โดยค่าเฉลี่ยของรังสีดวงอาทิตย์รวมรายวันเฉลี่ยต่อปีทั่วประเทศมีค่าเท่ากับ 18.20 MJ/m^2-day ซึ่งถือว่าศักยภาพค่อนข้างสูง

จากข้อมูลข้างต้นจะพบว่าจังหวัดนครราชสีมามีค่าความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ค่อนข้างสูง และจากการประเมินศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์ของกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน กระทรวงพลังงาน ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2545-2553 พบว่า ค่าความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ตลอดทั้งปีของจังหวัดนครราชสีมาอยู่ในช่วง 16.28±0.51 ถึง 20.63±0.77 MJ/m^2-day (ภราดร หนูทอง และคณะ) ดังนั้นในงานศึกษานี้จึงเลือกจังหวัดนครราชสีมาเป็นพื้นที่ตั้งโครงการ

3.5.2 การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์

การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบ่งได้เป็น 2 กลุ่มใหญ่ๆ คือ การเปลี่ยนพลังงานแสงอาทิตย์เป็นพลังงานไฟฟ้า และการใช้ประโยชน์ในรูปของพลังงานความร้อน โดยในแต่ละกลุ่มจะมีการพัฒนาเทคโนโลยีเพื่อใช้ประโยชน์จากพลังงานแสงอาทิตย์ได้มากที่สุด

เซลล์แสงอาทิตย์ (Photovoltaic) เป็นสิ่งประดิษฐ์กรรมทางอิเลคทรอนิกส์ ที่สร้างขึ้นเพื่อเป็นอุปกรณ์สำหรับเปลี่ยนพลังงานแสงอาทิตย์ให้เป็นพลังงานไฟฟ้า โดยการนำสารกึ่งตัวนำ เช่น ซิลิคอน (Silicon), แกลเลี่ยม อาร์เซไนด์ (Gallium Arsenide), อินเดียม ฟอสไฟด์ (Indium Phosphide), แคดเมียม เทลเลอไรด์ (Cadmium Telluride) และคอปเปอร์ อินเดียม ไดเซเลไนด์ (Copper Indium Diselenide) เป็นต้น มาผ่านกระบวนการทางวิทยาศาสตร์เพื่อผลิตให้เป็นแผ่นบางบริสุทธิ์ และทันทีที่แสงตกกระทบบนแผ่นเซลล์ รังสีของแสงที่มีอนุภาคของพลังงานประกอบที่เรียกว่า โฟตอน (Proton) จะถ่ายเทพลังงานให้กับอิเล็กตรอน (Electron) ในสารกึ่งตัวนำจนมีพลังงานมากพอที่จะกระโดดออกมาจากแรงดึงดูดของอะตอม (atom) และเคลื่อนที่ได้อย่างอิสระ ดังนั้นเมื่ออิเล็กตรอนเคลื่อนที่ครบวงจรจะทำให้เกิดไฟฟ้ากระแสตรงขึ้น แต่กระแสไฟฟ้าที่ผลิตขึ้นจากเซลล์แสงอาทิตย์เพียงเซลล์เดียวจะมีค่าต่ำมาก การนำมาใช้งานจะต้องนำเซลล์หลายๆ เซลล์ มาต่อกันแบบอนุกรมเพื่อเพิ่มค่ากระแสไฟฟ้าให้สูงขึ้น เซลล์ที่นำมาต่อกันในจำนวนและขนาดที่เหมาะสมเรียกว่า แผงเซลล์แสงอาทิตย์ (Solar Module หรือ Solar Panel)



ภาพที่ 3.2 แผงเซลล์แสงอาทิตย์
ที่มา: การไฟฟ้าฝ่ายผลิต

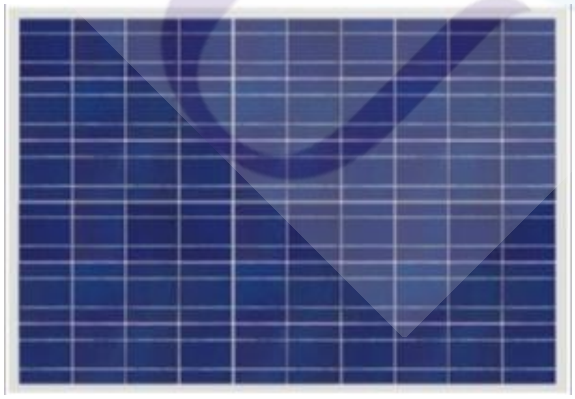
เซลล์แสงอาทิตย์ที่นำไปสร้างแผงเซลล์แสงอาทิตย์ แบ่งได้เป็น 2 ประเภท ดังนี้

1) เซลล์แสงอาทิตย์ที่ทำจากสารกึ่งตัวนำประเภทซิลิคอน จะแบ่งตามลักษณะของผลึกที่เกิดขึ้น คือ

1.1) เซลล์แสงอาทิตย์แบบผลึกเดี่ยว (Mono crystalline) เซลล์แสงอาทิตย์ชนิดนี้สร้างโดยการนำเอาซิลิคอนซึ่งผ่านการทำให้เป็นก้อนที่มีความบริสุทธิ์สูงมากถึง 99.999% ไปหลอมละลายที่อุณหภูมิสูงถึง 1500 องศาเซลเซียส เพื่อทำการสร้างแท่งผลึกเดี่ยวขนาดใหญ่ (เส้นผ่านศูนย์กลาง 6-8 นิ้ว) จากผลึกตั้งต้น (Seed crystal) ด้วยเทคโนโลยีการดึงผลึก คุณภาพของผลึกเดี่ยวจะสำคัญมากต่อคุณสมบัติของเซลล์แสงอาทิตย์ ต่อไปก็จะนำแท่งผลึกเดี่ยวนี้ไปตัดเป็นแผ่นๆ เรียกว่า เวเฟอร์ หนาประมาณ 300 ไมโครเมตร และขัดความเรียบของผิว จากนั้นก็จะนำไปเจือสารที่จำเป็นในการทำให้เกิดเป็น p-n junction ขึ้นบนแผ่นเวเฟอร์ ด้วยวิธีการ diffusion ที่อุณหภูมิระดับ 1000 องศาเซลเซียส หลังจากนั้นก็จะเป็นขั้นตอนการทำขั้วไฟฟ้าเพื่อนำกระแสไฟออกใช้ และขั้นสุดท้ายก็จะเป็นการเคลือบฟิลม์ผิวหน้าเพื่อป้องกันการสะท้อนแสงให้น้อยที่สุด

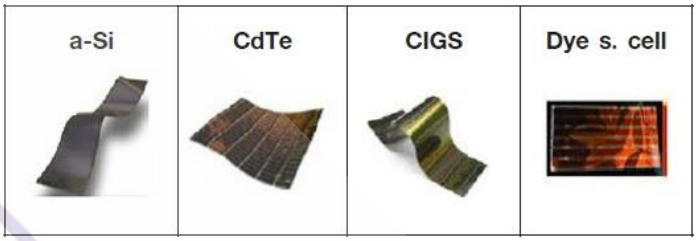
ภาพที่ 3.3 แผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบผลึกเดี่ยว
ที่มา: http://farooqamjad.com/solar_panels.php

1.2) เซลล์แสงอาทิตย์แบบหลายผลึก (Poly crystalline) การผลิตเซลล์แสงอาทิตย์โดยวิธีนี้ จะมีค่าใช้จ่ายที่ถูกกว่าวิธีแรก คือการทำแผ่นเซลล์ จะใช้วิธีการหลอมสารซิลิคอนให้ละลายพร้อมกับใส่สารเจือปน Boron เพื่อทำให้เกิด P-type แล้วเทลงในแบบพิมพ์ เมื่อสารละลายซิลิคอนแข็งตัวก็จะได้เป็นแท่งซิลิคอนแบบผลึกรวม (ตกผลึกไม่พร้อมกัน) จากนั้นนำไปตัดเป็นแผ่นเช่นเดียวกับแบบผลึกเดี่ยว ความแตกต่างระหว่างแบบผลึกเดี่ยวและแบบผลึกรวมสังเกตได้จากผิวผลึก ถ้ามีโทนสีที่แตกต่างกันซึ่งเกิดจากผลึกเล็ก q หลายผลึกในแผ่นเซลล์จะเป็นแบบผลึกรวม ในขณะที่แบบผลึกเดี่ยวจะเห็นเป็นผลึกเนื้อเดียว คือ มีสีเดียวตลอดทั้งแผ่น ส่วนกรรมวิธีการผลิตเซลล์ที่เหลือจะเหมือนกัน เซลล์แสงอาทิตย์แบบผลึกรวม (Poly Crystalline) จะให้ประสิทธิภาพต่ำกว่าแบบผลึกเดี่ยว ประมาณ 2-3 % อย่างไรก็ตามเซลล์ทั้ง 2 ชนิด มีข้อเสียในการผลิต คือ แตกหักง่าย



ภาพที่ 3.4 แผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบหลายผลึก
ที่มา: http://farooqamjad.com/solar_panels.php

2) เซลล์แสงอาทิตย์ที่ทำจากสารประกอบที่ไม่ใช่ซิลิคอน ซึ่งประเภทนี้ จะเป็นเซลล์แสงอาทิตย์ที่มีประสิทธิภาพสูงถึง 25% ขึ้นไป แต่มีราคาสูงมาก ไม่นิยมนำมาใช้บนพื้นโลก จึงใช้งานสำหรับดาวเทียมและระบบรวมแสงเป็นส่วนใหญ่ แต่การพัฒนาขบวนการผลิตสมัยใหม่จะทำให้มีราคาถูกลง และนำมาใช้มากขึ้นในอนาคต (ปัจจุบันนำมาใช้เพียง 7 % ของปริมาณที่มีใช้ทั้งหมด)



ภาพที่ 3.5 แผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ทำจากสารประกอบที่ไม่ใช่ซิลิคอน
ที่มา: European Photovoltaic Industry Association, 2011

เมื่อนำคุณสมบัติต่างๆ ของแผงเซลล์แสงอาทิตย์มาเปรียบเทียบกันพบว่า แผงเซลล์แสงอาทิตย์ประเภท Mono crystalline และแผงเซลล์แสงอาทิตย์ประเภท Multi crystalline มีประสิทธิภาพเซลล์แสงอาทิตย์ ประสิทธิภาพแผงเซลล์แสงอาทิตย์ และพื้นที่ในการผลิตไฟฟ้าต่อกิโลวัตต์ใกล้เคียงกัน แต่ราคาของแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบ Mono crystalline แพงกว่ามาก ดังนั้นในงานศึกษานี้จึงใช้แผงเซลล์แสงอาทิตย์ประเภท Multi crystalline

ตารางที่ 3.7 การเปรียบเทียบคุณสมบัติของเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทต่างๆ

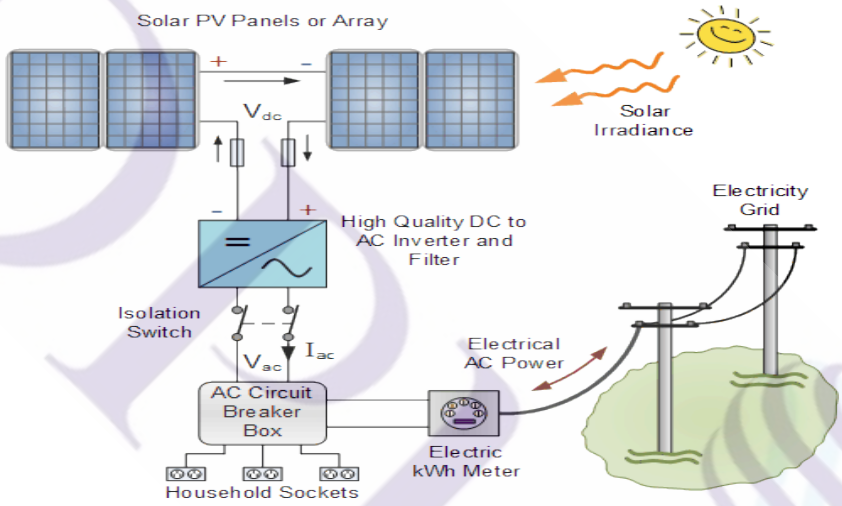
ประเภท	Crystalline Silicon		Thin Film			
	Mono	Multi	a-Si	CdTe	CIGS	Dye s. cell
ประสิทธิภาพเซลล์แสงอาทิตย์	16-22%	14-16%	4-7%	8-10%	7-11%	2-4%
ประสิทธิภาพแผงเซลล์แสงอาทิตย์	13-19%	12-15%				
พื้นที่รวม/kW	~7 m^2	~8 m^2	~15 m^2	~11 m^2	~10 m^2	~12 m^2

ที่มา: European Photovoltaic Industry Association, 2011

3.5.3 การขายไฟฟ้าเข้าระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

ในการผลิตไฟฟ้าจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ จะต้องทำการต่อวงจรขนานกันระหว่างแผงเซลล์แสงอาทิตย์ เพื่อยกระดับแรงดันไฟฟ้าจาก 40.1 V ให้ใกล้เคียงกับ 600 V (แรงดันไฟฟ้าขาเข้าของ Inverter) ส่วนกระแสไฟฟ้าที่ได้จะเป็นไฟฟ้ากระแสตรง 7.99 A จะต้องต่อแผงเซลล์แสงอาทิตย์อนุกรมกันเพื่อให้รวมกันได้ประมาณ 36 A (กระแสไฟฟ้าขาเข้าของ Inverter)

จากแรงดันไฟฟ้ากระแสสลับขาออกของ Inverter เท่ากับ 230 V ดังนั้นต้องต่อ Inverter ให้เป็นระบบไฟฟ้ากระแสสลับ 3 เฟส เพื่อให้ได้แรงดันไฟฟ้ากระแสสลับ 400 V เพื่อเป็นแรงดันไฟฟ้ากระแสสลับขาเข้าของหม้อแปลงไฟฟ้า หลังจากผ่านหม้อแปลงไฟฟ้าแล้วระดับแรงดันไฟฟ้าจะเท่ากับ 22 kV ซึ่งจะเท่ากับแรงดันไฟฟ้าในระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค



ภาพที่ 3.6 Grid Connected System

ที่มา: http://www.alternative-energy-tutorials.com/solar-power/grid-connected-pv-system.html

3.5.4 ข้อดีและข้อเสียของการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์

ข้อดีของการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์

1) ไม่ก่อให้เกิดมลภาวะเป็นพิษ
2) การบำรุงรักษาน้อย
3) ติดตั้งในที่ไม่มีระบบไฟฟ้าได้
4) ไม่มีเสียงดังรบกวน

ข้อเสียของการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์

1) อุปกรณ์มีราคาแพง
2) ใช้พื้นที่ในการติดตั้งเยอะ

3.5.5 การวิเคราะห์ทางด้านเทคนิค

ในการศึกษานี้จะเลือกใช้แผงโซล่าเซลล์ บริษัท Kyocera รุ่น KD320 และ Inverter บริษัท SMA รุ่น Sunny Tripower 20000 TL เนื่องจากผลิตภัณฑ์ของทั้ง 2 บริษัทนี้มีประสิทธิภาพสูง และได้มีการนำมาใช้ในเมืองไทยแล้ว โดย บริษัท เอสพีซีจี จำกัด (มหาชน)

ตารางที่ 3.8 รายละเอียดของอุปกรณ์

แผงโซล่าเซลล์ รุ่น KD320[1]		Inverter รุ่น Sunny Tripower 20000 TL[2]	
แรงดันไฟฟ้าสูงสุดของระบบ	600 V	กำลังไฟฟ้ากระแสตรงสูงสุดของ	20,450 W
แรงดันไฟฟ้าของแผง	40.1 V	แรงดันไฟฟ้าขาเข้า	580 - 800 V
กระแสไฟฟ้าของแผง	7.99 A	กระแสไฟฟ้าขาเข้า	36 A
		แรงดันไฟฟ้ากระแสสลับขาออก	160 - 280 V
		ประสิทธิภาพ	98.20%

ที่มา: 1/ บริษัท Kyocera

2/ บริษัท SMA

การออกแบบหาจำนวนแผงโซล่าเซลล์และ Inverter

กำลังไฟฟ้าของแผงโซล่าเซลล์ = แรงดันไฟฟ้าของแผง X กระแสไฟฟ้าของแผง

= 40.1 X 7.99 = 320.40

จำนวนแผงโซล่าเซลล์อนุกรมต่อวงจร = แรงดันสูงสุดของระบบแผง ÷ แรงดันไฟฟ้าของแผง

= 600 ÷ 40.1 = 14.96 ≈ 15 แผง

จำนวนแผงโซล่าเซลล์ขนานต่อวงจร = กระแสไฟฟ้าขาเข้าของ Inverter ÷ กระแสไฟฟ้าของแผง

= 36 ÷ 7.99 = 4.5 แผง ≈ 4 แผง

กำลังไฟฟ้าของระบบทั้งหมดของแผงโซล่าเซลล์ = แรงดันไฟฟ้าของแผง X กระแสไฟฟ้าของแผง X จำนวนแผงโซล่าเซลล์อนุกรมต่อวงจร X จำนวนแผงโซล่าเซลล์ขนานต่อวงจร

= 40.1 X 7.99 X 15 X 4 = 19,223.94 W

จำนวน Inverter ทั้งหมด = 1,000,000 ÷ (กำลังไฟฟ้าของระบบทั้งหมดของแผงโซล่าเซลล์ X ประสิทธิภาพของ Inverter)

= 1,000,000 ÷ (19,223.94 X 0.98) = 53.08 ≈ 53 ตัว

จำนวนแผงโซล่าเซลล์ทั้งหมด = จำนวน Inverter ทั้งหมด X จำนวนแผงโซล่าเซลล์อนุกรมต่อวงจร X จำนวนแผงโซล่าเซลล์ขนานต่อวงจร

= 53 X 15 X 4 = 3,180 แผง

การคำนวณหาขนาดของหม้อแปลงไฟฟ้า = 1,000,000 ÷ power factor

= 1,000,000 ÷ 0.80 = 12,500,000 VA = 1,250 KVA

พื้นที่ในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าด้วยแผงเซลล์แสงอาทิตย์

ตารางที่ 3.9 พื้นที่โครงการ

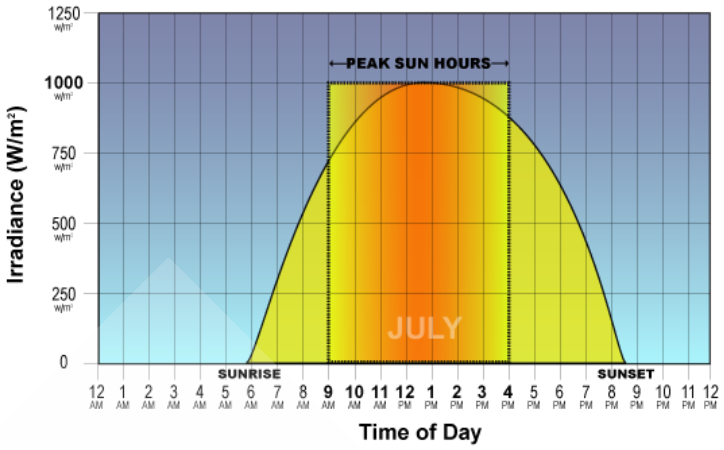
กำลังผลิตไฟฟ้าติดตั้ง (MW)	PV module are (m^2)	Service area (m^2)	Total area (m^2)
1	6977.28	4,651.52	11,528.80

ที่มา: จากการวิเคราะห์

ระบบกำลังผลิตติดตั้งขนาด 1 MW ใช้พื้นที่ในการติดตั้งแผงโซลาเซลล์ทั้งหมด 6,977.28 ตารางเมตร นอกจากนี้ยังต้องเผื่อพื้นที่สำหรับใช้ในการก่อสร้างอาคารควบคุม ติดตั้งระบบ และใช้ในการขนส่งวัสดุอุปกรณ์ต่างๆ โดยกำหนดให้พื้นที่ในการติดตั้งแผงโซลาเซลล์เท่ากับร้อยละ 70 ของพื้นที่ทั้งหมด ดังนั้นพื้นที่สำหรับใช้ในการก่อสร้างอาคารควบคุม ติดตั้งระบบและใช้ในการขนส่งวัสดุอุปกรณ์ต่างๆ จะเท่ากับ 4,651.52 ตารางเมตร เมื่อแปลงพื้นที่ทั้งหมดเป็นไร่จะเท่ากับ 7.2 ไร่

3.5.6 การหาปริมาณรังสีดวงอาทิตย์สูงสุดต่อวัน (Peak Sun Hours)

ในระหว่างวันปริมาณรังสีดวงอาทิตย์ที่วัดได้จะมีค่าไม่เท่ากัน โดยปริมาณรังสีดวงอาทิตย์จะมีลักษณะเป็นรูประฆังคว่ำ ซึ่งจะมีค่าสูงสุดตอนเที่ยงวัน ตามภาพที่ 3.7



ภาพที่ 3.7 Intensity of the sun throughout the day

ที่มา: http://www.solarchoice.net.au/blog/wp-content/uploads/Peak-Sun-Hours- chart.png

ในการศึกษาความเป็นไปได้โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ จะต้องทราบปริมาณรังสีดวงอาทิตย์สูงสุดต่อวัน (Peak Sun Hours) เพื่อใช้ในการคำนวณปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้ ซึ่งในการหาปริมาณรังสีดวงอาทิตย์สูงสุดต่อวัน (Peak Sun Hours) สามารถหาได้ดังนี้

$$\text{Peak Sun Hours} = \frac{\text{Total Irradiance [Wh/m2]}}{\text{1000 [W/m2]}}$$

Total Irradiance หาได้จากค่าความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ตลอดทั้งปีของจังหวัดนครราชสีมาซึ่งอยู่ในช่วง 16.28±0.51 ถึง 20.63±0.77 MJ/m^2-day เฉลี่ยเท่ากับ 18.455 MJ/m^2

แปลง 18.455 MJ/m^2 เป็น kW/m^2 จะได้ $\frac{18.455\ \text{MJ}}{\text{m2}} \text{ X } \frac{1\ kWh}{3.6\ MJ} = 5.126$ kWh/m^2

$$\text{Peak Sun Hours} = \frac{\text{5.126 kWh/m2}}{\text{1000 W/m2}} = 5.126 \text{ h}$$

3.5.7 รายรับและรายจ่าย

รายรับ

ได้รับจากการผลิตกระแสไฟฟ้าเพื่อจำหน่าย โดยรายรับของโครงการนี้ได้จากการจำหน่ายกระแสไฟให้กับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคตลอดอายุโครงการ

รายจ่าย

รายจ่ายของโครงการแบ่งได้เป็น 4 ส่วน ดังนี้

1) เงินลงทุน หมายถึง มูลค่าของสินค้าหรือบริการต่างๆ ที่ลงทุนไปเพื่อสร้างสิ่งอำนวยความสะดวกหรือเป็นการลงทุนเบื้องต้นเพื่อให้โครงการผลิตได้ มีรายละเอียดดังต่อไปนี้

ตารางที่ 3.10 เงินลงทุนโครงการ

รายการ	ค่าใช้จ่าย
ที่ดิน 7.2 ไร่	1,800,000.00
แผง Solar cell	40,124,029.37
Inverter	14,149,243.37
หม้อแปลงไฟฟ้า	780,500.00
อาคารควบคุม	1,000,000.00
ค่าก่อสร้างและระบบไฟฟ้า	15,000,000.00
ค่าใช้จ่ายก่อนดำเนินงาน - ดอกเบี้ยระหว่างก่อสร้าง	3,717,510.81

ที่มา: จากการวิเคราะห์

โดยที่มาค่าใช้จ่ายมีรายละเอียดดังนี้ ค่าแผงโซล่าเซลล์และค่าหม้อแปลงไฟฟ้าได้จากการสืบค้นทางอินเตอร์เน็ต ค่า Inverter ได้จากการสอบถามพนักงานบริษัท SMA Solar (Thailand) Co., Ltd. สำหรับ Inverter ในโครงการนี้ซื้อการรับประกันเพิ่มเป็น 25 ปี การค่าอาคารควบคุมและค่าก่อสร้างและเชื่อมต่อระบบ ได้จากการสอบถามพนักงาน บริษัท เด็มโก้ จำกัด (มหาชน) ค่าที่ดินได้จากข้อสมมติราคาที่ดิน ส่วนค่าใช้จ่ายก่อนดำเนินงานเกิดจากดอกเบี้ยจากการกู้เงินมาลงทุน

1) ต้นทุนของโครงการ หมายถึง ค่าดูแลและบำรุงรักษาอุปกรณ์ โดยประกอบด้วย ค่าจ้างวิศวกร และค่าจ้าช่างเทคนิค (รายละเอียดตามตารางที่ 3.2)

2) ค่าใช้จ่ายในการบริหารและดำเนินงาน หมายถึง ค่าใช้จ่ายระหว่างดำเนินงานหรือระหว่างการผลิต โดยประกอบด้วย ค่าจ้างบุคลากร ค่าสาธารณูปโภค และค่าใช้จ่ายอื่นๆ (รายละเอียดตามตารางที่ 3.3)

บทที่ 4
ผลการศึกษา

การศึกษาความเป็นไปได้ในการลงทุนโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ขนาด 1 เมกะวัตต์ สามารถแบ่งผลการศึกษาออกเป็น 2 ส่วน ดังนี้

1) ผลการศึกษาความเป็นไปได้ทางการเงิน

2) ผลการศึกษาความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์

จากการศึกษาเงินลงทุน รายได้ และรายจ่ายทางการเงินของโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ขนาด 1 เมกะวัตต์ สามารถนำมาปรับเป็นต้นทุนทางเศรษฐศาสตร์ ได้ดังนี้

ตารางที่ 4.1 การแปลงมูลค่าทางการเงินเป็นมูลค่าทางเศรษฐศาสตร์

	มูลค่าทางการเงิน	ตัวประกอบปรับค่า	มูลค่าทางเศรษฐศาสตร์
เงินลงทุน			
ที่ดิน[1/]	1,800,000	Land Conversion Factor = 0.94	1,692,000
แผง Solar cell[1/]	40,124,029	Transportation Conversion Factor = 0.926	37,154,851
Inverter[1/]	14,149,243		13,102,199
หม้อแปลงไฟฟ้า[1/]	780,500.00	Machinery Conversion Factor = 0.97	757,085
อาคารควบคุม[1/]	1,000,000	Standard Conversion Factor = 0.94	940,000
ค่าก่อสร้างและระบบไฟฟ้า[1/]	15,000,000	Construction Conversion Factor = 0.925	13,875,000
ค่าใช้จ่ายก่อนดำเนินงาน[1/] - ดอกเบี้ยระหว่างก่อสร้าง (ต้นทุนทางด้านการเงิน)	3,432,900	0	ไม่มีมูลค่าทางเศรษฐศาสตร์
รวม	76,286,673		67,521,135

ตารางที่ 4.1 (ต่อ)

	มูลค่าทางการเงิน	ตัวประกอบปรับค่า	มูลค่าทางเศรษฐศาสตร์
รายได้ (ผลประโยชน์)			
ไฟฟ้าที่ขายให้การไฟฟ้า[4/]	ไฟฟ้าที่ผลิตได้ x ราคา FiT	1	ตามมูลค่าทางการเงิน
ผลประโยชน์ด้านสิ่งแวดล้อม[4/]	ไม่มีมูลค่าทางการเงิน		1 บาท/หน่วย
รายจ่าย (ต้นทุน)			
ค่าดูแลและบำรุงรักษาอุปกรณ์[4/]	ตามค่าใช้จ่ายจริง	1	ตามมูลค่าทางการเงิน
ค่าใช้จ่ายดำเนินงาน[4/]	ตามค่าใช้จ่ายจริง	1	ตามมูลค่าทางการเงิน
ภาษี[4/]	ตามอัตราภาษีจริง	0	ไม่มีมูลค่าทางเศรษฐศาสตร์
ต้นทุนด้านสิ่งแวดล้อม[3/]	ไม่มีมูลค่าทางการเงิน		0.177 €c / หน่วย = 0.064 บาท/หน่วย
อัตราคิดลด	7.76		7.33

ที่มา: 1/ เกรียงศักดิ์ คูสุวรรณ์ (2545)

2/ อนัน สุวรรณชัยสกุล (2551)

3/ Vasilis Fthenakis, Erik Alsema (2006)

4/ จากการคำนวณ

สำหรับผลประโยชน์ด้านสิ่งแวดล้อมได้จากงานศึกษาของ อนัน สุวรรณชัยสกุล (2551) โดยแนวคิดการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์จะช่วยลดมลพิษทางอากาศ (CO_2, SO_2 และ NO_2) จากการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิง ซึ่งการคิดผลกระทบเป็นตัวเงินนั้น จะคิดจากต้นทุนที่ใช้ในการกำจัดสารเหล่านั้น เมื่อรวมผลประโยชน์ด้านสิ่งแวดล้อมเป็นตัวเงินจะได้เท่ากับ 1.00 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง ส่วนต้นทุนด้านสิ่งแวดล้อมนั้น อ้างอิงมาจากบทความทางวิชาการเรื่อง Photovoltaics Energy Payback Times, Greenhouse Gas Emissions and External Cost:2004-early 2005 Status เป็นการประเมินค่าใช้จ่ายภายนอกของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ โดยใช้วิธีปัจจัยความเสียหาย (Damage factor x (Emission factor modules + BOS)) ซึ่งค่าต้นทุนด้านสิ่งแวดล้อมในการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ จาก Multi-Si จะเท่ากับ 0.177 €c / หน่วย = 0.064 บาท/หน่วย (36.0286 €/ 1 บาท ณ วันที่ 7 มี.ค. 2558)

การวิเคราะห์ความเป็นไปได้ของโครงการมีรายละเอียดดังนี้

4.1 ผลตอบแทนทางด้านการเงินและด้านเศรษฐศาสตร์

ข้อสมมติและสมมติฐานที่สำคัญที่ใช้ในการศึกษาทั้งด้านการเงินและด้านเศรษฐศาสตร์สามารถดูได้จากตาราง 8 ส่วนรายละเอียดการคำนวณรายการต่างๆ มีรายละเอียดดังนี้

4.1.1 กระแสเงินสดไหลเข้า / ผลประโยชน์ทางด้านเศรษฐศาสตร์

4.1.1.1 รายได้จากการขายไฟฟ้า

= พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ x อัตราค่าไฟฟ้าตาม FiT

= 1,845,360 กิโลวัตต์-ชั่วโมง/ปี x 5.66 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง

= 10,444,737.60 บาท/ปี

มูลค่าทางการเงิน = 10,444,737.60 บาท/ปี และในปีต่อๆ ไปจะลดลงตามประสิทธิภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์

มูลค่าทางด้านเศรษฐศาสตร์ = มูลค่าทางด้านการเงิน

4.1.1.2 ผลประโยชน์ด้านสิ่งแวดล้อม

= พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ x ผลประโยชน์ด้านสิ่งแวดล้อม

= 1,845,360 กิโลวัตต์-ชั่วโมง/ปี x 1 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง

มูลค่าทางการเงิน = ไม่มีมูลค่าทางการเงิน

มูลค่าทางด้านเศรษฐศาสตร์ = 1,845,360 บาท/ปี และในปีต่อๆ ไปคงที่ตลอด

4.1.2 กระแสเงินสดไหลออก / ต้นทุนทางด้านเศรษฐศาสตร์

4.1.2.1 เงินลงทุน

มูลค่าทางการเงิน = 76,286,673.03 บาท

มูลค่าทางด้านเศรษฐศาสตร์ = มูลค่าทางการเงินที่ปรับค่าแล้ว (รายละเอียดตามตารางที่ 4.1)

4.1.2.2 ต้นทุน (ค่าดูแลและบำรุงรักษาอุปกรณ์)

= ค่าจ้างวิศวกรในการดูแลรักษา + ค่าจ้างช่างเทคนิค

= 300,000 บาท/ปี + 144,000 บาท/ปี

= 444,000 บาท/ปี

มูลค่าทางการเงิน = 444,000 บาท/ปี และในปีต่อๆ ไปเพิ่มขึ้นตามอัตราเงินเฟ้อ ในอัตราร้อยละ 3.11 ต่อปี

มูลค่าทางด้านเศรษฐศาสตร์ = มูลค่าทางการเงินแต่ไม่มีอัตราเงินเฟ้อมาเกี่ยวข้องตลอดอายุโครงการ

4.1.2.3 ค่าใช้จ่ายดำเนินงาน

= ค่าจ้างบุคลากร + ค่าสาธารณูปโภค + ค่าใช้จ่ายอื่นๆ

= 756,000 บาท/ปี + 60,000 บาท/ปี + 24,000 บาท/ปี

= 840,000 บาท/ปี

มูลค่าทางการเงิน = 840,000 บาท/ปี และในปีต่อๆ ไปเพิ่มขึ้นตามอัตราเงินเฟ้อ ในอัตราร้อยละ 3.11 ต่อปี

มูลค่าทางด้านเศรษฐศาสตร์ = มูลค่าทางการเงินแต่ไม่มีอัตราเงินเฟ้อมาเกี่ยวข้องตลอดอายุโครงการ

4.1.2.4 ภาษีรายได้นิติบุคคล

= สำหรับปีที่ 1-8 ไม่เสียภาษี

มูลค่าทางการเงิน = คิดจากรายได้หลังหักต้นทุน ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน ค่าเสื่อมราคา และดอกเบี้ย

มูลค่าทางด้านเศรษฐศาสตร์ = ไม่มีมูลค่า

4.1.2.5 ต้นทุนด้านสิ่งแวดล้อม

= พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ x ต้นทุนด้านสิ่งแวดล้อม

= 1,845,360 กิโลวัตต์-ชั่วโมง/ปี x 0.064 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง

= 118,103 บาท/ปี

มูลค่าทางการเงิน = ไม่มีมูลค่า

มูลค่าทางด้านเศรษฐศาสตร์ = 118,103 บาท/ปี และในปีต่อๆ ไปคงที่ตลอด

เมื่อวิเคราะห์ผลตอบแทนทางการเงินของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ขนาด 1 เมกะวัตต์ ตลอดอายุโครงการ โดยทำเป็นตารางประมาณการรายได้และต้นทุนของโครงการ ประมาณการงบกำไรขาดทุน ประมาณการงบกระแสเงินสด ประมาณการงบดุล และประมาณการโครงการลงทุน จะมีรายละเอียด ตามตางรางที่ 4.2-4.6

ตารางที่ 4.2 ประมาณการรายได้และต้นทุนของโครงการ (วิเคราะห์ทางด้านการเงิน)

หน่วย : ล้านบาท

ปีโครงการที่		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
ข้อมูลโรงไฟฟ้า																											
ประสิทธิภาพของแผง solar cell	เปอร์เซนต์		**100**	**99.94**	**99.87**	**99.81**	**99.74**	**99.68**	**99.62**	**99.55**	**99.49**	**99.42**	**99.36**	**99.30**	**99.23**	**99.17**	**99.10**	**99.04**	**98.98**	**98.91**	**98.85**	**98.78**	**98.72**	**98.66**	**98.59**	**98.53**	**98.46**
ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตทั้งหมด	เมกะวัตต์-ชม/ปี		1,845	1,844	1,842	1,838	1,834	1,828	1,821	1,813	1,803	1,793	1,781	1,769	1,755	1,741	1,725	1,709	1,691	1,673	1,653	1,633	1,612	1,591	1,568	1,545	1,521
ค่าไฟฟ้า																											
ราคาค่าไฟฟ้า (ปีที่ 1-25)	บาท/กิโลวัตต์-ชม		5.66	5.66	5.66	5.66	5.66	5.66	5.66	5.66	5.66	5.66	5.66	5.66	5.66	5.66	5.66	5.66	5.66	5.66	5.66	5.66	5.66	5.66	5.66	5.66	5.66
รายได้																											
รายได้จากการขายไฟฟ้า	ล้านบาท		**10.44**	**10.44**	**10.42**	**10.40**	**10.38**	**10.34**	**10.31**	**10.26**	**10.21**	**10.15**	**10.08**	**10.01**	**9.93**	**9.85**	**9.76**	**9.67**	**9.57**	**9.47**	**9.36**	**9.24**	**9.13**	**9.00**	**8.88**	**8.75**	**8.61**
ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน																											
อัตราการเพิ่มของค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน				1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03
ค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษา			0.65	0.67	0.69	0.71	0.73	0.76	0.78	0.80	0.83	0.85	0.88	0.91	0.94	0.96	0.99	1.03	1.06	1.09	1.12	1.16	1.20	1.23	1.27	1.31	1.35
ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน	ล้านบาท		**0.84**	**0.87**	**0.89**	**0.92**	**0.95**	**0.98**	**1.01**	**1.04**	**1.07**	**1.11**	**1.14**	**1.18**	**1.21**	**1.25**	**1.29**	**1.33**	**1.37**	**1.41**	**1.46**	**1.50**	**1.55**	**1.60**	**1.65**	**1.70**	**1.75**
รายได้สุทธิก่อนหักภาษี	ล้านบาท		**9.60**	**9.57**	**9.53**	**9.48**	**9.43**	**9.37**	**9.30**	**9.22**	**9.13**	**9.04**	**8.94**	**8.84**	**8.72**	**8.60**	**8.47**	**8.34**	**8.20**	**8.05**	**7.90**	**7.74**	**7.58**	**7.41**	**7.23**	**7.05**	**6.86**

ที่มา: จากการคำนวณ

ตารางประมาณการรายได้และต้นทุนของโครงการ เป็นตารางที่แสดงถึงรายได้ซึ่งมาจาก ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้ x ราคารับซื้อไฟฟ้า ส่วนต้นทุนของโครงการ ได้แก่ ค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษา + ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน โดยต้นทุนของโครงการเพิ่มขึ้นตามอัตราเงินเฟ้อทุกปี ร้อยละ 3.11

ตารางที่ 4.3 ประมาณการงบกำไรขาดทุน (วิเคราะห์ทางด้านการเงิน)

หน่วย : ล้านบาท

ปีโครงการที่	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
รายได้		10.44	10.44	10.42	10.40	10.38	10.34	10.31	10.26	10.21	10.15	10.08	10.01	9.93	9.85	9.76	9.67	9.57	9.47	9.36	9.24	9.13	9.00	8.88	8.75	8.61
ต้นทุน		(0.65)	(0.67)	(0.69)	(0.71)	(0.73)	(0.76)	(0.78)	(0.80)	(0.83)	(0.85)	(0.88)	(0.91)	(0.94)	(0.96)	(0.99)	(1.03)	(1.06)	(1.09)	(1.12)	(1.16)	(1.20)	(1.23)	(1.27)	(1.31)	(1.35)
กำไรขั้นต้น		9.80	9.77	9.74	9.69	9.65	9.59	9.53	9.46	9.38	9.29	9.20	9.10	9.00	8.89	8.77	8.64	8.51	8.38	8.23	8.08	7.93	7.77	7.61	7.44	7.26
ค่าใช้จ่ายดำเนินงาน		(0.84)	(0.87)	(0.89)	(0.92)	(0.95)	(0.98)	(1.01)	(1.04)	(1.07)	(1.11)	(1.14)	(1.18)	(1.21)	(1.25)	(1.29)	(1.33)	(1.37)	(1.41)	(1.46)	(1.50)	(1.55)	(1.60)	(1.65)	(1.70)	(1.75)
กำไรก่อนหักค่าเสื่อมและค่าตัดจำหน่าย		8.96	8.90	8.84	8.77	8.70	8.61	8.52	8.42	8.31	8.19	8.06	7.93	7.79	7.64	7.48	7.31	7.14	6.96	6.78	6.58	6.38	6.17	5.96	5.74	5.51
ค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่าย		(2.98)	(2.98)	(2.98)	(2.98)	(2.98)	(2.98)	(2.98)	(2.98)	(2.98)	(2.98)	(2.98)	(2.98)	(2.98)	(2.98)	(2.98)	(2.98)	(2.98)	(2.98)	(2.98)	(2.98)	(2.98)	(2.98)	(2.98)	(2.98)	(2.98)
กำไรก่อนดอกเบี้ยและภาษี		5.98	5.92	5.86	5.79	5.72	5.63	5.54	5.44	5.33	5.21	5.08	4.95	4.81	4.66	4.50	4.34	4.16	3.98	3.80	3.60	3.40	3.19	2.98	2.76	2.53
ดอกเบี้ยจ่าย		(3.30)	(2.99)	(2.67)	(2.33)	(1.96)	(1.57)	(1.16)	(0.73)	(0.26)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
กำไรก่อนภาษี		2.68	2.93	3.19	3.47	3.76	4.06	4.38	4.71	5.06	5.21	5.08	4.95	4.81	4.66	4.50	4.34	4.16	3.98	3.80	3.60	3.40	3.19	2.98	2.76	2.53
ภาษี (0% ปี 1-8, 15% ปี 9-13, 30% ปี 14-25)		-	-	-	-	-	-	-	-	(0.76)	(0.78)	(0.76)	(0.74)	(0.72)	(1.40)	(1.35)	(1.30)	(1.25)	(1.19)	(1.14)	(1.08)	(1.02)	(0.96)	(0.89)	(0.83)	(0.76)
กำไรสุทธิ		2.68	2.93	3.19	3.47	3.76	4.06	4.38	4.71	4.30	4.43	4.32	4.21	4.09	3.26	3.15	3.03	2.91	2.79	2.66	2.52	2.38	2.23	2.08	1.93	1.77
กำไรสะสม		2.68	5.61	8.80	12.27	16.03	20.08	24.46	29.17	33.47	37.90	42.22	46.43	50.51	53.77	56.92	59.96	62.87	65.66	68.32	70.84	73.22	75.45	77.54	79.47	81.24
สำรองตามกฎหมาย		0.13	0.15	0.16	0.17	0.19	0.20	0.22	0.24	0.22	0.22	0.22		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
กำไรสะสม-สำรองตามกฎหมาย		0.13	0.28	0.44	0.61	0.80	1.00	1.22	1.46	1.67	1.90	1.91	1.91	1.91	1.91	1.91	1.91	1.91	1.91	1.91	1.91	1.91	1.91	1.91	1.91	1.91
กำไรสะสมหลังหักสำรองตามกฎหมาย		2.54	5.33	8.36	11.66	15.23	19.08	23.24	27.71	31.80	36.01	40.31	44.52	48.61	51.87	55.02	58.05	60.96	63.75	66.41	68.93	71.31	73.55	75.63	77.56	79.33

ที่มา: จากการคำนวณ

หมายเหตุ* กำไรสะสมสำรองตามกฎหมายหักปีละ 5% จนครบ10% ของส่วนทุน = 1.91 ล้านบาท

ตารางประมาณการงบกำไรขาดทุน เป็นตารางที่แสดงถึงการดำเนินงานของกิจการในช่วงระยะเวลาใดระยะเวลาหนึ่ง ในตารางที่ 4.3 จะแสดงผลการดำเนินงานเป็นรายปีรวมระยะเวลา 25 ปี โดยส่วนประกอบของงบกำไรขาดทุน ได้แก่

1. รายได้ ซึ่งได้มาจากการขายไฟฟ้า
2. ค่าใช้จ่าย ได้แก่ ต้นทุน ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน ค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่าย ดอกเบี้ย และภาษี
3. กำไรสุทธิ (ขาดทุนสุทธิ) หมายถึง ส่วนที่เกิดจากรายได้ที่มากกว่าค่าใช้จ่ายในระยะเวลา 1 ปี แต่ถ้าหากค่าใช้จ่ายมากกว่ารายได้ก็ถือว่าขาดทุนสุทธิ

นอกจากนี้กำไรสุทธิยังต้องหักเก็บไว้ร้อยละ 5 ทุกปี เพื่อเป็นกำไรสะสมตามกฎหมายจนกว่าจะครบร้อยละ 10 ของเงินส่วนทุน

ตารางที่ 4.4 ประมาณการงบกระแสเงินสด (วิเคราะห์ทางด้านการเงิน)

หน่วย : ล้านบาท

ปีโครงการที่	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
กระแสเงินสดจากการดำเนินงาน (Cash Flow from Operation)																										
กำไรก่อนดอกเบี้ยจ่ายและภาษี	0.00	5.98	5.92	5.86	5.79	5.72	5.63	5.54	5.44	5.33	5.21	5.08	4.95	4.81	4.66	4.50	4.34	4.16	3.98	3.80	3.60	3.40	3.19	2.98	2.76	2.53
+ ค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่าย	0.00	2.98	2.98	2.98	2.98	2.98	2.98	2.98	2.98	2.98	2.98	2.98	2.98	2.98	2.98	2.98	2.98	2.98	2.98	2.98	2.98	2.98	2.98	2.98	2.98	2.98
- ภาษี	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	(0.76)	(0.78)	(0.76)	(0.74)	(0.72)	(1.40)	(1.35)	(1.30)	(1.25)	(1.19)	(1.14)	(1.08)	(1.02)	(0.96)	(0.89)	(0.83)	(0.76)
+/- *ลดลง (เพิ่มขึ้น) ลูกหนี้การค้า*	0.00	(0.87)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
+/- *เพิ่มขึ้น (ลดลง) เจ้าหนี้การค้า*	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
+/- การเปลี่ยนแปลงในเงินทุนหมุนเวียน	0.00	(0.87)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
รวมกระแสเงินสดจากการดำเนินงาน	0.00	8.09	8.90	8.84	8.78	8.70	8.61	8.52	8.42	7.55	7.41	7.30	7.19	7.07	6.25	6.14	6.02	5.90	5.78	5.65	5.51	5.37	5.22	5.07	4.92	4.76
กระแสเงินสดจากการลงทุน (Cash Flow from Investment)																										
+/- การลงทุนในสินทรัพย์ถาวร	(57.85)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
+/- ค่าใช้จ่ายก่อนการดำเนินงาน	(18.43)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
รวมกระแสเงินสดจากการลงทุน	(76.29)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
กระแสเงินสดจากการจัดหาเงิน (Cash Flow from Financing)																										
+ ส่วนของหนี้สิน	57.22	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
+ ส่วนของทุน	19.07	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- ดอกเบี้ยจ่าย	-	(3.30)	(2.99)	(2.67)	(2.33)	(1.96)	(1.57)	(1.16)	(0.73)	(0.26)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
- จ่ายคืนเงินต้น	-	(4.94)	(5.25)	(5.57)	(5.92)	(6.28)	(6.67)	(7.08)	(7.52)	(7.98)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
รวมกระแสเงินสดจากการจัดหาเงิน	76.29	(8.24)	(8.24)	(8.24)	(8.24)	(8.24)	(8.24)	(8.24)	(8.24)	(8.24)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
การเปลี่ยนแปลงในเงินสดสุทธิ	-	(0.16)	0.66	0.60	0.53	0.46	0.37	0.28	0.18	(0.69)	7.41	7.30	7.19	7.07	6.25	6.14	6.02	5.90	5.78	5.65	5.51	5.37	5.22	5.07	4.92	4.76
เงินสดคงเหลือต้นงวด	-	-	(0.16)	0.50	1.11	1.64	2.09	2.46	2.74	2.92	2.22	9.64	16.94	24.13	31.20	37.45	43.59	49.61	55.51	61.29	66.93	72.44	77.81	83.04	88.11	93.03
เงินสดคงเหลือปลายงวด	-	(0.16)	0.50	1.11	1.64	2.09	2.46	2.74	2.92	2.22	9.64	16.94	24.13	31.20	37.45	43.59	49.61	55.51	61.29	66.93	72.44	77.81	83.04	88.11	93.03	97.79

ที่มา: จากการคำนวณ

ตารางประมาณการงบกระแสเงินสด เป็นตารางที่แสดงให้เห็นความเคลื่อนไหวของกระแสเงินสดของโครงการในช่วงระยะเวลา 25 ปี ซึ่งงบกระแสเงินสดนี้สามารถช่วยให้ผู้ประกอบการตัดสินใจในการลงทุนหรือตรวจสอบสภาพคล่องทางการเงินในโครงการได้โดยเห็นภาพรวมทั้งหมดของโครงการ โดยงบกระแสเงินสดจะแสดงข้อมูลจำพวกการไหลเข้า-ออกของเงินสด พร้อมทั้งข้อมูลที่บอกว่าเงินสดทั้งหลายนั้นได้มาจากไหนและใช้จ่ายไปกับอะไร ในงบกระแสเงินสดนั้นโดยหลักๆ แล้วสามารถแบ่งแหล่งที่มาและใช้ไปของกระแสเงินสดได้ 3 ประเภทดังนี้

1. กระแสเงินสดจากกิจกรรมดำเนินงาน หมายถึง กระแสเงินสดที่เกิดจากกิจกรรมหลักที่ก่อให้เกิดรายได้และค่าใช้จ่ายของกิจการ ได้แก่
   รายรับ : รายได้จากการขายไฟฟ้า และลูกหนี้มาจ่ายหนี้
   รายจ่าย : ค่าภาษีต่างๆ และจ่ายหนี้ให้เจ้าหนี้
2. กระแสเงินสดจากกิจกรรมการลงทุน หมายถึง กระแสเงินสดที่เกิดจากการไปลงทุนในสินทรัพย์ถาวรต่างๆ ได้แก่
   รายรับ : -
   รายจ่าย : การลงทุนในทรัพย์สินถาวรและค่าใช้จ่ายก่อนการดำเนินงาน
3. กระแสเงินสดจากกิจกรรมจัดหาเงินทุน หมายถึง กระแสเงินสดที่เกิดจากการจัดหาเงินทุนจากผู้ลงทุนและเจ้าหนี้ ได้แก่
   รายรับ : เงินกู้
   รายจ่าย : การจ่ายดอกเบี้ยและการชำระหนี้

ตารางที่ 4.5 ประมาณการงบดุล (วิเคราะห์ทางด้านการเงิน)

หน่วย : ล้านบาท

ปีโครงการที่	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
สินทรัพย์																										
สินทรัพย์หมุนเวียน																										
เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด	0.00	(0.16)	0.50	1.11	1.64	2.09	2.46	2.74	2.92	2.22	9.64	16.94	24.13	31.20	37.45	43.59	49.61	55.51	61.29	66.93	72.44	77.81	83.04	88.11	93.03	97.79
ลูกหนี้การค้า	0.00	0.87	0.87	0.87	0.87	0.86	0.86	0.86	0.85	0.85	0.85	0.84	0.83	0.83	0.82	0.81	0.81	0.80	0.79	0.78	0.77	0.76	0.75	0.74	0.73	0.72
รวมสินทรัพย์หมุนเวียน	0.00	0.71	1.37	1.97	2.51	2.96	3.33	3.60	3.77	3.08	10.48	17.78	24.97	32.03	38.27	44.40	50.41	56.31	62.07	67.71	73.21	78.57	83.79	88.85	93.76	98.51
สินทรัพย์ถาวร																										
ที่ดิน	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80
แผง solar cell	40.12	40.12	40.12	40.12	40.12	40.12	40.12	40.12	40.12	40.12	40.12	40.12	40.12	40.12	40.12	40.12	40.12	40.12	40.12	40.12	40.12	40.12	40.12	40.12	40.12	40.12
Inverter	14.15	14.15	14.15	14.15	14.15	14.15	14.15	14.15	14.15	14.15	14.15	14.15	14.15	14.15	14.15	14.15	14.15	14.15	14.15	14.15	14.15	14.15	14.15	14.15	14.15	14.15
หม้อแปลงไฟฟ้า	0.78	0.78	0.78	0.78	0.78	0.78	0.78	0.78	0.78	0.78	0.78	0.78	0.78	0.78	0.78	0.78	0.78	0.78	0.78	0.78	0.78	0.78	0.78	0.78	0.78	0.78
อาคารควบคุม	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
ค่าใช้จ่ายก่อนดำเนินการ	18.43	18.43	18.43	18.43	18.43	18.43	18.43	18.43	18.43	18.43	18.43	18.43	18.43	18.43	18.43	18.43	18.43	18.43	18.43	18.43	18.43	18.43	18.43	18.43	18.43	18.43
ค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่ายสะสม	-	(2.98)	(5.96)	(8.94)	(11.92)	(14.90)	(17.88)	(20.86)	(23.84)	(26.82)	(29.79)	(32.77)	(35.75)	(38.73)	(41.71)	(44.69)	(47.67)	(50.65)	(53.63)	(56.61)	(59.59)	(62.57)	(65.55)	(68.53)	(71.51)	(74.49)
รวมสินทรัพย์ถาวร	76.29	73.31	70.33	67.35	64.37	61.39	58.41	55.43	52.45	49.47	46.49	43.51	40.53	37.55	34.57	31.59	28.62	25.64	22.66	19.68	16.70	13.72	10.74	7.76	4.78	1.80
รวมสินทรัพย์	76.29	74.02	71.70	69.32	66.87	64.35	61.74	59.03	56.22	52.55	56.97	61.29	65.50	69.58	72.84	75.99	79.03	81.94	84.73	87.39	89.91	92.29	94.52	96.61	98.54	100.31
หนี้สิน																										
หนี้สินหมุนเวียน																										
เจ้าหนี้การค้า	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
หนี้สินระยะยาวที่ครบกำหนดชำระภายใน 1 ปี	4.94	5.25	5.57	5.92	6.28	6.67	7.08	7.52	7.98	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
รวมหนี้สินหมุนเวียน	4.94	5.25	5.57	5.92	6.28	6.67	7.08	7.52	7.98	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
หนี้สินระยะยาว																										
หนี้สินระยะยาว	52.27	47.02	41.45	35.53	29.25	22.58	15.50	7.98	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
รวมหนี้สินระยะยาว	52.27	47.02	41.45	35.53	29.25	22.58	15.50	7.98	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
รวมหนี้สิน	57.22	52.27	47.02	41.45	35.53	29.25	22.58	15.50	7.98	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
ส่วนของผู้ถือหุ้น																										
ทุนจดทะเบียน	19.07	19.07	19.07	19.07	19.07	19.07	19.07	19.07	19.07	19.07	19.07	19.07	19.07	19.07	19.07	19.07	19.07	19.07	19.07	19.07	19.07	19.07	19.07	19.07	19.07	19.07
กำไรสะสม																										
กำไรสะสม - สำรองตามกฎหมาย	0.00	0.13	0.28	0.44	0.61	0.80	1.00	1.22	1.46	1.67	1.90	1.91	1.91	1.91	1.91	1.91	1.91	1.91	1.91	1.91	1.91	1.91	1.91	1.91	1.91	1.91
กำไรสะสมหลังหักสำรองตามกฎหมาย	0.00	2.54	5.33	8.36	11.66	15.23	19.08	23.24	27.71	31.80	36.01	40.31	44.52	48.61	51.87	55.02	58.05	60.96	63.75	66.41	68.93	71.31	73.55	75.63	77.56	79.33
รวมส่วนของผู้ถือหุ้น	19.07	21.75	24.68	27.88	31.34	35.10	39.16	43.53	48.24	52.55	56.97	61.29	65.50	69.58	72.84	75.99	79.03	81.94	84.73	87.39	89.91	92.29	94.52	96.61	98.54	100.31
รวมหนี้สินและส่วนของผู้ถือหุ้น	76.29	74.02	71.70	69.32	66.87	64.35	61.74	59.03	56.22	52.55	56.97	61.29	65.50	69.58	72.84	75.99	79.03	81.94	84.73	87.39	89.91	92.29	94.52	96.61	98.54	100.31

ที่มา: จากการคำนวณ

ตารางประมาณการงบดุล เป็นตารางที่แสดงถึงฐานะทางการเงินโครงการ ซึ่งจะแสดงการใช้เงินทุนของบริษัทเพื่อสรรหาทรัพยากรที่จำเป็นต่อการประกอบธุรกิจ โดยสามารถเขียนเป็นสมการได้ดังนี้

สินทรัพย์ = หนี้สิน + ส่วนของเจ้าของ

โครงสร้างของงบดุลสามารถแบ่งได้ดังนี้

1. สินทรัพย์ หมายถึง ทรัพยากรที่อยู่ในความควบคุมของกิจการ เป็นทรัพยากรในอดีตซึ่งกิจการคาดว่าจะได้รับประโยชน์เชิงเศรษฐกิจจากทรัพยากรนั้นในอนาคต ซึ่งจะประกอบด้วย สินทรัพย์หมุนเวียน ได้แก่ เงินสดและลูกหนี้การค้า สินทรัพย์ถาวร ได้แก่ ที่ดิน อาคาร และอุปกรณ์
2. หนี้สิน หมายถึง ภาระผูกพันเป็นอันเป็นผลจากเหตุการณ์ในอดีต ซึ่งทำให้กิจการสูญเสียทรัพยากรที่มีประโยชน์ ประกอบด้วย หนี้สินหมุนเวียน ได้แก่ เจ้าหนี้การค้าและหนี้สินที่ต้องชำระภายใน 1 ปี หนี้สินไม่หมุนเวียน ได้แก่ หนี้สินที่มีระยะเวลาครบกำหนดชำระหนี้เกินกว่า 1 ปี
3. ส่วนของเจ้าของ หมายถึง เงินทุนที่เป็นส่วนของเจ้าของโดยในกรณีที่มีการเลิกกิจการและมีการชำระบัญชีผู้ถือหุ้นจะมีสิทธิในการเรียกร้องในทรัพย์สินภายหลังที่บริษัทจ่ายชำระหนี้สินให้แก่เจ้าหนี้ทั้งหมดของบริษัท แล้วประกอบด้วย 2 รายการ คือ ทุนจดทะเบียนและกำไรสะสม

ตารางที่ 4.6 ประมาณการโครงการลงทุน (วิเคราะห์การทางด้านการเงิน)

หน่วย : ล้านบาท

ปีโครงการที่	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
1. กระแสเงินสดจากการดำเนินงาน (Operating Cash Flow)																										
กำไรก่อนหักภาษีและดอกเบี้ย (EBIT)	0.00	5.98	5.92	5.86	5.79	5.72	5.63	5.54	5.44	5.33	5.21	5.08	4.95	4.81	4.66	4.50	4.34	4.16	3.98	3.80	3.60	3.40	3.19	2.98	2.76	2.53
หัก ภาษีเงินได้นิติบุคคล	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	(0.76)	(0.78)	(0.76)	(0.74)	(0.72)	(1.40)	(1.35)	(1.30)	(1.25)	(1.19)	(1.14)	(1.08)	(1.02)	(0.96)	(0.89)	(0.83)	(0.76)
บวก ค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่าย	0.00	2.98	2.98	2.98	2.98	2.98	2.98	2.98	2.98	2.98	2.98	2.98	2.98	2.98	2.98	2.98	2.98	2.98	2.98	2.98	2.98	2.98	2.98	2.98	2.98	2.98
1. กระแสเงินสดจากการดำเนินงาน	**0.00**	**8.96**	**8.90**	**8.84**	**8.77**	**8.70**	**8.61**	**8.52**	**8.42**	**7.55**	**7.41**	**7.30**	**7.19**	**7.06**	**6.24**	**6.13**	**6.01**	**5.89**	**5.77**	**5.64**	**5.50**	**5.36**	**5.21**	**5.06**	**4.91**	**4.75**
2. ค่าใช้จ่ายการลงทุนสุทธิ (Net Capital Expending)																										
สินทรัพย์ถาวรลด (เพิ่ม)																										
ที่ดิน	(1.80)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
แผงโซลาเซลล์	(40.12)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Inverter	(14.15)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
หม้อแปลงไฟฟ้า	(0.78)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
อาคารควบคุม	(1.00)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
ค่าใช้จ่ายก่อนการดำเนินงาน (เพิ่ม)	(18.43)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2. ค่าใช้จ่ายการลงทุนสุทธิ	**(76.29)**	**0.00**	**0.00**	**0.00**	**0.00**	**0.00**	**0.00**	**0.00**	**0.00**	**0.00**	**0.00**	**0.00**	**0.00**	**0.00**	**0.00**	**0.00**	**0.00**	**0.00**	**0.00**	**0.00**	**0.00**	**0.00**	**0.00**	**0.00**	**0.00**	**0.00**
3. การเปลี่ยนแปลงในเงินทุนหมุนเวียน (Change in Net Working Capital)																										
ลูกหนี้การค้า ลด (เพิ่ม)	0.00	(0.87)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
สินค้าคงเหลือ ลด (เพิ่ม)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
เจ้าหนี้การค้า เพิ่ม (ลด)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3. การเปลี่ยนแปลงในเงินทุนหมุนเวียน	**0.00**	**(0.87)**	**0.00**	**0.00**	**0.00**	**0.00**	**0.00**	**0.00**	**0.00**	**0.00**	**0.00**	**0.01**	**0.01**	**0.01**	**0.01**	**0.01**	**0.01**	**0.01**	**0.01**	**0.01**	**0.01**	**0.01**	**0.01**	**0.01**	**0.01**	**0.01**
กระแสเงินสดสุทธิรับ (จ่าย) (Net Free Cash Flow)	**(76.29)**	**8.09**	**8.90**	**8.84**	**8.78**	**8.70**	**8.61**	**8.52**	**8.42**	**7.55**	**7.41**	**7.30**	**7.19**	**7.07**	**6.25**	**6.14**	**6.02**	**5.90**	**5.78**	**5.65**	**5.51**	**5.37**	**5.22**	**5.07**	**4.92**	**4.76**
Net Free cash flow	**(76.29)**	**8.09**	**8.90**	**8.84**	**8.78**	**8.70**	**8.61**	**8.52**	**8.42**	**7.55**	**7.41**	**7.30**	**7.19**	**7.07**	**6.25**	**6.14**	**6.02**	**5.90**	**5.78**	**5.65**	**5.51**	**5.37**	**5.22**	**5.07**	**4.92**	**4.76**
Accum. Net Free cash flow	(76.29)	(68.20)	(59.30)	(50.45)	(41.68)	(32.98)	(24.37)	(15.85)	(7.43)	0.12	7.54	14.84	22.03	29.10	35.35	41.49	47.51	53.41	59.18	64.83	70.34	75.71	80.94	86.01	90.93	95.69
PV of Net Free cash flow	(76.29)	7.50	7.67	7.07	6.51	5.99	5.50	5.05	4.63	3.85	3.51	3.21	2.93	2.68	2.19	2.00	1.82	1.66	1.51	1.37	1.24	1.12	1.01	0.91	0.82	0.74
benefit		10.44	10.44	10.42	10.40	10.38	10.34	10.31	10.26	10.21	10.15	10.08	10.01	9.93	9.85	9.76	9.67	9.57	9.47	9.36	9.24	9.13	9.00	8.88	8.75	8.61
PV of Benefit		9.69	8.99	8.33	7.72	7.14	6.61	6.11	5.64	5.21	4.81	4.43	4.08	3.76	3.46	3.18	2.93	2.69	2.47	2.26	2.07	1.90	1.74	1.59	1.46	1.33
Cost	76.29	1.49	1.53	1.58	1.63	1.68	1.73	1.79	1.84	1.90	1.96	2.02	2.08	2.15	2.22	2.28	2.36	2.43	2.50	2.58	2.66	2.75	2.83	2.92	3.01	3.10
PV of Cost	76.29	1.38	1.32	1.26	1.21	1.16	1.11	1.06	1.01	0.97	0.93	0.89	0.85	0.81	0.78	0.74	0.71	0.68	0.65	0.62	0.60	0.57	0.55	0.52	0.50	0.48

WACC	**7.76%**	Present Value of Benefits	109.60	SVC	6.34	%	
NPV	6.19 ล้านบาท	Present Value of Costs	97.67	SVB	5.65	%	
IRR	8.80%	B/C ratio	1.12				

ที่มา: จากการคำนวณ

ตารางประมาณการโครงการลงทุน เป็นตารางที่ใช้ประมาณการความคุ้มค่าทางด้านการเงินในการลงทุนของโครงการ โดยสามารถหาค่า มูลค่าปัจจุบันสุทธิ อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน อัตราผลตอบแทนภายใน และการทดสอบความอ่อนไหวได้จากตารางนี้

สำหรับการวิเคราะห์ผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์ ยึดหลักการบนพื้นฐานของการมีโครงการเปรียบเทียบกับการไม่มีโครงการ (With-Without Criterion) โดยที่รายการต่างๆ ทางด้านการเงินจำเป็นต้องมีการเพิ่มเติมหรือควรตัดออกถ้ารายการนั้นไม่เกี่ยวข้องกับการใช้ทรัพยากร เช่น ต้นทุนทางด้านการเงินของโครงการที่ควรตัดออกเมื่อนำมาคิดเป็นต้นทุนทางเศรษฐศาสตร์ได้แก่ เงินทุนหมุนวียนที่ไม่เกี่ยวข้องกับการได้มาซึ่งสินค้าคงคลัง รายการเงินโอนได้แก่ ภาษีอากร เงินอุดหนุน ดอกเบี้ย เนื่องจากรายการดังกล่าวถือว่าเป็นรายการโอนจากบุคคลหนึ่งไปยังอีกบุคคลหนึ่ง โดยไม่แสดงถึงการใช้ทรัพยากรหรือสร้างผลประโยชน์แต่อย่างไร (เกรียงศักดิ์ คูสุวรรณ์, 2545) ดังนั้นในงานศึกษานี้จึงศึกษาโดยการทำตารางประมาณการรายได้และต้นทุนของโครงการ และประมาณการโครงการลงทุน โดยมีรายละเอียดตามตางรางที่ 4.7 และ 4.8

ตารางที่ 4.7 ประมาณการรายได้และต้นทุนของโครงการ (วิเคราะห์ทางด้านเศรษฐศาสตร์)

หน่วย : ล้านบาท

ปีโครงการที่		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
ข้อมูลโรงไฟฟ้า																											
ประสิทธิภาพของแผง solar cell	เปอร์เซนต์		100	99.94	99.87	99.81	99.74	99.68	99.62	99.55	99.49	99.42	99.36	99.30	99.23	99.17	99.10	99.04	98.98	98.91	98.85	98.78	98.72	98.66	98.59	98.53	98.46
ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตทั้งหมด	เมกะวัตต์-ชม/ปี		1,845	1,844	1,842	1,838	1,834	1,828	1,821	1,813	1,803	1,793	1,781	1,769	1,755	1,741	1,725	1,709	1,691	1,673	1,653	1,633	1,612	1,591	1,568	1,545	1,521
ค่าไฟฟ้า																											
ราคาค่าไฟฟ้า (ปีที่ 1-25)	บาท/กิโลวัตต์-ชม		5.66	5.66	5.66	5.66	5.66	5.66	5.66	5.66	5.66	5.66	5.66	5.66	5.66	5.66	5.66	5.66	5.66	5.66	5.66	5.66	5.66	5.66	5.66	5.66	5.66
รายได้																											
รายได้จากการขายไฟฟ้า	ล้านบาท	-	10.44	10.44	10.42	10.40	10.38	10.34	10.31	10.26	10.21	10.15	10.08	10.01	9.93	9.85	9.76	9.67	9.57	9.47	9.36	9.24	9.13	9.00	8.88	8.75	8.61
ผลประโยชน์ด้านสิ่งแวดล้อม	ล้านบาท	-	1.85	1.85	1.85	1.85	1.85	1.85	1.85	1.85	1.85	1.85	1.85	1.85	1.85	1.85	1.85	1.85	1.85	1.85	1.85	1.85	1.85	1.85	1.85	1.85	1.85
รวมรายได้	ล้านบาท		12.29	12.28	12.27	12.25	12.22	12.19	12.15	12.10	12.05	11.99	11.93	11.86	11.78	11.70	11.61	11.52	11.42	11.31	11.20	11.09	10.97	10.85	10.72	10.59	10.46
ต้นทุน																											
เงินลงทุน	ล้านบาท	69.91	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษา	ล้านบาท	-	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65
ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน	ล้านบาท	-	0.84	0.84	0.84	0.84	0.84	0.84	0.84	0.84	0.84	0.84	0.84	0.84	0.84	0.84	0.84	0.84	0.84	0.84	0.84	0.84	0.84	0.84	0.84	0.84	0.84
ต้นทุนด้านสิ่งแวดล้อม	ล้านบาท	-	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12
รวมต้นทุน	ล้านบาท	69.91	1.61	1.61	1.61	1.61	1.61	1.61	1.61	1.61	1.61	1.61	1.61	1.61	1.61	1.61	1.61	1.61	1.61	1.61	1.61	1.61	1.61	1.61	1.61	1.61	1.61
รายได้สุทธิ	ล้านบาท	(69.91)	10.68	10.68	10.66	10.64	10.62	10.58	10.54	10.50	10.45	10.39	10.32	10.25	10.17	10.09	10.00	9.91	9.81	9.71	9.60	9.48	9.37	9.24	9.12	8.98	8.85

ที่มา: จากการคำนวณ

ตารางประมาณการรายได้และต้นทุนของโครงการ เป็นตารางที่แสดงถึงรายได้ซึ่งมาจาก (ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้ x ราคารับซื้อไฟฟ้า) + ผลประโยชน์ด้านสิ่งแวดล้อม ส่วนต้นทุนของโครงการ ได้แก่ ค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษา + ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน + ต้นทุนด้านสิ่งแวดล้อม

ตารางที่ 4.8 ประมาณการโครงการลงทุน (วิเคราะห์ทางด้านเศรษฐศาสตร์)

หน่วย : ล้านบาท

ปีโครงการที่	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
กระแสเงินสดไหลเข้า	0.00	12.29	12.28	12.27	12.25	12.22	12.19	12.15	12.10	12.05	11.99	11.93	11.86	11.78	11.70	11.61	11.52	11.42	11.31	11.20	11.09	10.97	10.85	10.72	10.59	10.46
กระแสเงินสดไหลออก	69.91	1.61	1.61	1.61	1.61	1.61	1.61	1.61	1.61	1.61	1.61	1.61	1.61	1.61	1.61	1.61	1.61	1.61	1.61	1.61	1.61	1.61	1.61	1.61	1.61	1.61
กระแสเงินสดสุทธิ	**(69.91)**	**10.68**	**10.68**	**10.66**	**10.64**	**10.62**	**10.58**	**10.54**	**10.50**	**10.45**	**10.39**	**10.32**	**10.25**	**10.17**	**10.09**	**10.00**	**9.91**	**9.81**	**9.71**	**9.60**	**9.48**	**9.37**	**9.24**	**9.12**	**8.98**	**8.85**
Net Free cash flow	**(69.91)**	**10.68**	**10.68**	**10.66**	**10.64**	**10.62**	**10.58**	**10.54**	**10.50**	**10.45**	**10.39**	**10.32**	**10.25**	**10.17**	**10.09**	**10.00**	**9.91**	**9.81**	**9.71**	**9.60**	**9.48**	**9.37**	**9.24**	**9.12**	**8.98**	**8.85**
Accum. Net Free cash flow	(69.91)	(59.23)	(48.55)	(37.88)	(27.24)	(16.62)	(6.04)	4.51	15.00	25.45	35.84	46.16	56.41	66.58	76.67	86.68	96.59	106.40	116.10	125.70	135.18	144.55	153.79	162.91	171.89	180.74
PV of Net Free cash flow	(69.91)	9.95	9.27	8.62	8.02	7.45	6.92	6.43	5.96	5.53	5.12	4.74	4.39	4.06	3.75	3.46	3.20	2.95	2.72	2.50	2.30	2.12	1.95	1.79	1.65	1.51
benefit	0.00	12.29	12.28	12.27	12.25	12.22	12.19	12.15	12.10	12.05	11.99	11.93	11.86	11.78	11.70	11.61	11.52	11.42	11.31	11.20	11.09	10.97	10.85	10.72	10.59	10.46
PV of Benefit	0.00	11.45	10.66	9.92	9.23	8.58	7.97	7.41	6.87	6.38	5.91	5.48	5.07	4.70	4.35	4.02	3.71	3.43	3.17	2.92	2.69	2.48	2.29	2.11	1.94	1.78
Cost	69.91	1.61	1.61	1.61	1.61	1.61	1.61	1.61	1.61	1.61	1.61	1.61	1.61	1.61	1.61	1.61	1.61	1.61	1.61	1.61	1.61	1.61	1.61	1.61	1.61	1.61
PV of Cost	69.91	1.50	1.39	1.30	1.21	1.13	1.05	0.98	0.91	0.85	0.79	0.74	0.69	0.64	0.60	0.56	0.52	0.48	0.45	0.42	0.39	0.36	0.34	0.32	0.29	0.27

WACC	**7.33%**					
NPV	46.45 ล้านบาท	Present Value of Benefits	134.53	SVC	52.73 %	
IRR	14.43%	Present Value of Costs	88.08	SVB	34.53 %	
		B/C ratio	1.53			

ที่มา: จากการคำนวณ

ตารางประมาณการโครงการลงทุน เป็นตารางที่ใช้ประมาณการความคุ้มค่าทางด้านเศรษฐศาสตร์ในการลงทุนของโครงการ โดยสามารถหาค่า มูลค่าปัจจุบันสุทธิ อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน อัตราผลตอบแทนภายใน และการทดสอบความอ่อนไหวได้จากตารางนี้

การวิเคราะห์ผลการศึกษาทางด้านการเงิน

จากการศึกษาผลตอบแทนทางด้านการเงิน มูลค่าปัจจุบันสุทธิทางด้านการเงินมีมูลค่าเท่ากับ 8,051,173 บาท อัตราผลตอบแทนภายในโครงการเท่ากับร้อยละ 8.93 และอัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุนเท่ากับ 1.17 สำหรับการวิเคราะห์ความอ่อนไหวของโครงการโดยใช้ Switching Value Test พบว่าผลตอบแทนของโครงการสามารถลดลงได้เท่ากับร้อยละ 7.24 หรือสามารถมีต้นทุนรวมเพิ่มขึ้นได้เท่ากับร้อยละ 8.47

เมื่อนำข้อมูลผลตอบแทนทางด้านการเงินมาวิเคราะห์ พบว่า มูลค่าปัจจุบันสุทธิทางด้านการเงินมีค่ามากกว่าศูนย์ อัตราผลตอบแทนภายในโครงการมีค่ามากกว่าอัตราคิดลด (8.93 > 7.76) และผลประโยชน์ต่อต้นทุนมีค่ามากกว่าหนึ่ง จากการศึกษาข้อมูลในส่วนนี้จะพบว่าโครงการนี้มีความคุ้มค่าในการลงทุน แต่เมื่อนำข้อมูลการวิเคราะห์ความอ่อนไหวมาพิจารณาเพิ่มเติม โครงการนี้สามารถมีผลตอบแทนลดลงได้เพียงร้อยละ 7.24 หรือสามารถมีต้นทุนรวมเพิ่มขึ้นได้เพียงร้อยละ 8.47 ซึ่งเป็นตัวเลขที่น้อยมากถือว่าเป็นความเสี่ยงสำหรับโครงการระยะยาว และอัตราผลตอบแทนภายในโครงการมีค่ามากกว่าอัตราคิดลดหรือต้นทุนค่าเสียโอกาสเพียงร้อยละ 1.17 ซึ่งถือว่าเป็นผลตอบแทนส่วนเพิ่มจากต้นทุนค่าเสียโอกาสที่น้อยมาก

สรุปผลการศึกษาความเป็นไปได้ทางด้านการเงิน การวิเคราะห์โดยเครื่องมือต่างๆ พบว่าโครงการมีความคุ้มค่าในการลงทุนแต่ให้ผลตอบแทนไม่สูงมากนัก เมื่อรวมความเสี่ยงหรือความไม่แน่นอนทางด้านผลตอบแทนและต้นทุนเข้าไป จะทำให้โครงการนี้ไม่เหมาะสมต่อการลงทุน

การวิเคราะห์ผลการศึกษาทางด้านเศรษฐศาสตร์

จากการศึกษาผลตอบแทนทางด้านเศรษฐศาสตร์ มูลค่าปัจจุบันสุทธิทางด้านการเงินมีมูลค่าเท่ากับ 50,394,748 บาท อัตราผลตอบแทนภายในโครงการเท่ากับร้อยละ 15.29 และอัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุนเท่ากับ 1.60 สำหรับการวิเคราะห์ความอ่อนไหวของโครงการโดยใช้ Switching Value Test พบว่าผลตอบแทนของโครงการสามารถลดลงได้เท่ากับร้อยละ 37.68 หรือสามารถมีต้นทุนรวมเพิ่มขึ้นได้เท่ากับร้อยละ 60.47

เมื่อนำข้อมูลผลตอบแทนทางด้านเศรษฐศาสตร์มาวิเคราะห์ พบว่า มูลค่าปัจจุบันสุทธิทางด้านการเงินมีค่ามากกว่าศูนย์ อัตราผลตอบแทนภายในโครงการมีค่ามากกว่าอัตราคิดลด (15.29 > 7.33) และผลประโยชน์ต่อต้นทุนมีค่ามากกว่าหนึ่ง จากการศึกษาข้อมูลในส่วนนี้จะพบว่าโครงการนี้มีความคุ้มค่าในการลงทุน และเมื่อนำข้อมูลการวิเคราะห์ความอ่อนไหวมาพิจารณาเพิ่มเติม โครงการนี้สามารถมีผลตอบแทนลดลงได้ถึงร้อยละ 37.68 หรือสามารถมีต้นทุนรวม

เพิ่มขึ้นได้ถึงร้อยละ 60.47 ซึ่งถือว่าเป็นตัวเลขที่มากพอสมควรสำหรับการรองรับความเสี่ยงที่อาจเกิดขึ้นสำหรับโครงการระยะยาว

สรุปผลการศึกษาความเป็นไปได้ทางด้านเศรษฐศาสตร์ จากการวิเคราะห์โดยเครื่องมือต่างๆ และความเสี่ยงหรือความไม่แน่นอนทางด้านผลตอบแทนและต้นทุนเข้าไป พบว่าโครงการนี้มีความคุ้มค่าและมีความเหมาะสมในการลงทุน

บทที่ 5
สรุปผลการศึกษาและข้อเสนอแนะ

5.1 สรุปผลการศึกษา

จากการศึกษาความเป็นไปได้ในการลงทุนโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ขนาด 1 เมกะวัตต์ ในพื้นที่ จ.นครราชสีมา โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อศึกษาความเป็นไปได้ทางด้านการเงินและทางเศรษฐศาสตร์ รวมถึงการวิเคราะห์ความอ่อนไหวเมื่อมีการเปลี่ยนแปลงต้นทุนและผลตอบแทนของโครงการ สามารถสรุปความเป็นไปได้ของโครงการดังนี้

ตารางที่ 5.1 สรุปผลการศึกษา

ผลการศึกษา	ด้านการเงิน	ด้านเศรษฐศาสตร์
มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV)	8,051,173 บาท	50,394,748 บาท
อัตราผลตอบแทนภายใน (IRR)	8.93%	15.29%
อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน (B/C Ratio)	1.17	1.60
Switching Value of Benefit	7.24%	37.68%
Switching Value of Cost	8.47%	60.47%

ที่มา: จากการคำนวณ

ผลการศึกษาจากเครื่องมือต่างๆ พบว่าโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ขนาด 1 เมกะวัตต์ ในพื้นที่ จ.นครราชสีมา มีความคุ้มค่าทั้งทางด้านการเงินและทางด้านเศรษฐศาสตร์ แต่เมื่อข้อมูลการวิเคราะห์ความอ่อนไหวทางด้านต้นทุนและผลตอบแทนมาพิจารณาเพิ่มเติม ทำให้ทราบว่าการศึกษาความเป็นไปได้ทางด้านการเงินนั้นมีความเสี่ยงสูงไม่เหมาะสมต่อการลงทุน ส่วนการศึกษาความเป็นไปได้ทางด้านเศรษฐศาสตร์นั้น มีความเสี่ยงทางด้านต้นทุนและผลตอบแทนต่ำ เหมาะสมต่อการลงทุน

การลงทุนในโครงการนี้สามารถแบ่งผู้ลงทุนได้เป็น 2 ประเภท คือ ภาคเอกชนและภาครัฐ สำหรับภาคเอกชนจะให้ความสำคัญกับผลตอบแทนทางด้านการเงินอย่างเดียว ซึ่งโครงการนี้ให้ผลตอบแทนทางด้านการเงินต่ำ ดังนั้นภาคเอกชนจึงไม่สนใจที่จะลงทุนในโครงการนี้ ส่วนภาครัฐจะให้ความสำคัญทางด้านเศรษฐศาสตร์ด้วย เนื่องจากจะทำให้ทราบผลประโยชน์ที่แท้จริงของโครงการ ถึงแม้ว่าโครงการจะขาดทุนหรือให้ผลตอบแทนทางด้านการเงินต่ำ แต่ถ้าพิจารณาผลตอบแทนทางด้านเศรษฐศาสตร์แล้วให้ผลตอบแทนสูงภาครัฐก็จะลงทุน ตัวอย่างเช่น รถไฟ ถึงแม้ว่าจะขาดทุนทางด้านการเงินทุกปี แต่ภาครัฐก็ยังดำเนินกิจการต่อ เพื่อเป็นสาธารณูปโภคแก่คนยากจน โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ก็เช่นกัน ถึงแม้ว่าผลตอบแทนทางด้านการเงินต่ำแต่ถ้าให้ผลตอบแทนทางด้านเศรษฐศาสตร์สูงภาครัฐก็พร้อมที่จะลงทุนเช่นกัน

หมายเหตุ* สาเหตุที่ทำให้การศึกษาความเป็นไปได้ทางด้านเศรษฐศาสตร์มีผลตอบแทนที่ดีกว่าทางด้านการเงิน เนื่องจากการศึกษาความเป็นไปได้ทางด้านเศรษฐศาสตร์จะปรับค่าต้นทุนต่างๆ ก่อนนำมาวิเคราะห์ และไม่นำ อัตราภาษี อัตราเงินเฟ้อ ต้นทุนทางการเงิน มาวิเคราะห์ นอกจากนี้การศึกษาความเป็นไปได้ทางด้านเศรษฐศาสตร์ยังนำเอาผลประโยชน์ทางด้านสิ่งแวดล้อมมาวิเคราะห์ด้วย (โครงการนี้ผลประโยชน์ด้านสิ่งแวดล้อมมากกว่าต้นทุนด้านสิ่งแวดล้อม

5.2 ข้อเสนอแนะ

จากผลการศึกษาความเป็นไปได้ทางด้านการเงินแสดงให้เห็นว่าโครงการมีความคุ้มค่าในการลงทุน แต่ยังไม่เหมาะสมที่จะลงทุนเนื่องจากความเสี่ยงเรื่องต้นทุนรวมและผลตอบแทนสูง ดังนั้นเพื่อให้ผลการศึกษาความเป็นไปได้ทางด้านการเงินมีความเหมาะสมมากขึ้น จึงขอเสนอแนะดังต่อไปนี้สำหรับผู้สนใจที่จะทำงานวิจัยเรื่องนี้ต่อไป

1. ด้านต้นทุน
    1.1 ต้นทุนหลักของโครงการ ได้แก่ แผงเซลล์แสงอาทิตย์ และอินเวอร์เตอร์ ซึ่งในปัจจุบันมีแนวโน้มราคาถูกลงอย่างต่อเนื่อง ดังนั้นในการศึกษาครั้งต่อๆ ไปต้นทุนในส่วนนี้จะลดลง
    1.2 ในการศึกษานี้ใช้แผงเซลล์แสงอาทิตย์ของบริษัท Kyocera และอินเวอร์เตอร์ของบริษัท SMA ซึ่งสินค้าของทั้ง 2 บริษัทนี้มีราคาสูง ดังนั้นในการศึกษาครั้งต่อๆ ไปอาจจะใช้ผลิตภัณฑ์ของบริษัทอื่นก็ได้
2. ด้านรายได้ ในขณะที่ทำการศึกษางานวิจัยนี้อัตรารับซื้อไฟฟ้าแบบ Feed in Tariff (FiT) สำหรับพลังงานแสงอาทิตย์ยังไม่มีประกาศออกมาอย่างเป็นทางการ ในงาน

ศึกษานี้จึงใช้ข้อมูลที่ประกาศในเว็บไซต์สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน ในการศึกษา ดังนั้นในการศึกษาครั้งต่อๆ ไปน่าจะใช้ อัตรารับซื้อไฟฟ้าแบบ Feed in Tariff (FiT) สำหรับพลังงานแสงอาทิตย์ ที่ประกาศอย่างเป็นทางการในการศึกษา

บรรณานุกรม

บรรณานุกรม

ภาษาไทย

กรมธนารักษ์. *สรุปราคาประเมินทุนทรัพย์ รอบบัญชี ปี พ.ศ. 2555-2559.* สืบค้น 9 ตุลาคม 2557, จาก www.treasury.go.th/download/property_valuation/nakhonratchasima.pdf

กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน กระทรวงพลังงาน. *แผนที่พลังงานแสงอาทิตย์.* สืบค้น 4 กรกฎาคม 2557, จาก http://www.dede.go.th/dede/index.php?option=com_content&view=article&id=80%3A2010-05-03-10-23-13&catid=52%3A2010-04-06-09-11-30&Itemid=68&lang=

การไฟฟ้าฝ่ายผลิต. *เทคโนโลยีเซลล์แสงอาทิตย์.* สืบค้น 25 กรกฎาคม 2557, จาก http://www3.egat.co.th/re/solarcell/solarcell.htm

เกรียงศักดิ์ คูสุวรรณ์ (2545). *ผลตอบแทนทางด้านการเงินและเศรษฐศาสตร์ของโครงการผู้ผลิตไฟฟ้าขนาด เล็ก กรณีระบบผลิตพลังงานความร้อนและไฟฟ้าร่วมกันโดยใช้ก๊าซธรรมชาติและชีวมวลเป็นเชื้อเพลิง* (วิทยานิพนธ์ปริญญามหาบัณฑิต) สาขาเศรษฐศาสตร์ธุรกิจ. ปทุมธานี: มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์.

คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน. *สัญญาซื้อขายไฟฟ้า.* สืบค้น 3 มีนาคม 2558, จาก http://www.erc.or.th/ERCWeb2/Upload/Document/2.2.2%20PPA10MW_Renew.doc

ดวงสมร อรพินท์. (2547). *การบัญชีการเงิน*. กรุงเทพฯ : สำนักพิมพ์จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ธนัทพงศ์ ปราโมทย์. (2549). *การศึกษาความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์เพื่อเชื่อมโยงระบบสายส่งไฟฟ้าวงจรรอบปิด* (วิทยานิพนธ์ปริญญามหาบัณฑิต) สาขาเศรษฐศาสตร์. กรุงเทพฯ: มหาวิทยาลัยธุรกิจบัณฑิตย์.

นันทพงษ์ มยุรศักดิ์ (2555). *การวิเคราะห์อัตราผลตอบแทน ความเสี่ยง การประเมินราคาหุ้น และการจัดพอร์ตการลงทุน ในหุ้นกลุ่มพลังงาน โดยวิธี CAPM* (สารนิพนธ์ สาขาเศรษฐศาสตร์ธุรกิจ). กรุงเทพฯ: มหาวิทยาลัยหอการค้าไทย.

บริษัท สยามเจเนอรัลแฟคตอริ่ง จำกัด (หมาชน). *รายงานการประเมินมูลค่าหุ้น*.
สืบค้น 1 มีนาคม 2558, จาก
http://www.set.or.th/set/pdfnews.do?file=http%3A%2F%2Fwww.set.or.th%2Fdat%2Fnews%2F201502%2F15007093.pdf

ประสิทธิ์ ตงยิ่งศิริ. (2542). *การวางแผนและการวิเคราะห์โครงการ*. กรุงเทพฯ : ซีเอ็ดยูเคชั่น

ภราดร หนูทอง และคณะ. *การประเมินศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์ของจังหวัดนครราชสีมา*.
สืบค้น 4 กรกฎาคม 2557, จาก
http://ird.rmuti.ac.th/ejournal/images-upload/paper/%20(1).pdf-161122).pdf

วชิราภรณ์ นิลประพัฒน์ (2547). *การศึกษาความเป็นไปได้ของโครงการลงทุนทำธุรกิจเพื่อให้เช่าพื้นที่แก่ผู้ประกอบการค้าปลีกของศูนย์ไอที ในจังหวัดสุพรรณบุรี* (วิทยานิพนธ์ปริญญามหาบัณฑิต) สาขาเศรษฐศาสตร์ธุรกิจ. กรุงเทพฯ: มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์.

วรธนพลฐ์ ศิริสังวรณ์ . (2553) *การวิเคราะห์ความเป็นไปได้ในการลงทุนโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ในอำเภอพัฒนานิคม จังหวัดลพบุรี* (วิทยานิพนธ์ปริญญามหาบัณฑิต) สาขาเศรษฐศาสตร์ธุรกิจ. กรุงเทพฯ: มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์.

วศิน ศุภพิสุทธิ์. (2554). *การศึกษาความเป็นไปได้ของโครงการก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ขนาด 1 เมกะวัตต์ ในจังหวัดหนองคาย* (การศึกษาอิสระปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต). ขอนแก่น: มหาวิทยาลัยขอนแก่น.

สำนักงานคณะกรรมการนโยบายรัฐวิสาหกิจ, *การคำนวณต้นทุนเงินทุน*.
สืบค้น 16 กันยายน 2557, จาก
http://www.sepo.go.th/evmcenter/uploads/p1/22_24may/wacc.pdf

สำนักงานคณะกรรมการส่งเสริมการลงทุน. *ประกาศคณะกรรมการส่งเสริมการลงทุน ที่ 2/2557 เรื่อง นโยบายและหลักเกณฑ์การส่งเสริมการลงทุน*. สืบค้น 20 พฤษภาคม 2558, จาก http://www.boi.go.th/index.php?page=index&language=th

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน. *รายงานสถิติพลังงานของประเทศไทย 2556*.
สืบค้น 4 กรกฎาคม 2557, จาก
http://www.eppo.go.th/info/cd-2013/index.html

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน, *ผลการศึกษาการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ในรูปแบบ Feed-in Tariff (FIT)*. สืบค้น 14 กันยายน 2557, จาก http://www.eppo.go.th/power/Part1-FIT%20Solar-ERI.pdf

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน. *นโยบายรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในรูปแบบ Feed-in Tariff*. สืบค้น 6 กุมภาพันธ์ 2558, จาก http://www.eppo.go.th/power/fit-seminar/Fit_2558.pdf

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน. *สรุปแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ พ.ศ. 2555-2573 (ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 3)*. สืบค้น 3 มีนาคม 2558, จาก http://www.erc.or.th/ERCWeb2/Front/StaticPage/StaticPage.aspx?p=111&

เสริม จันทร์ฉาย...[และคนอื่นๆ] (2542). *แผนที่ศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์จากข้อมูลดาวเทียมสำหรับประเทศไทย*. กรุงเทพฯ: ภาควิชาฟิสิกส์ มหาวิทยาลัยศิลปากร

อนัน สุวรรณชัยสกุล (2551). *ความเป็นไปได้ทางด้านการเงิน และเศรษฐศาสตร์ในการผลิตกระแสไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์สำหรับครอบครัว และหมู่บ้าน*. (รายงานผลการวิจัย) เศรษฐศาสตรมหาบัณฑิต สาขาเศรษฐศาสตร์ธุรกิจ. ปทุมธานี: มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์.

ภาษาต่างประเทศ

Dirk C. Jordan, &Sarah R. Kurtz. (2013). Photovoltaic Degradation Rates – An Analytical Review. *Progress in Photovoltaics*, 21(1), 12-29.

Vasilis Fthenakis, Erik Alsema. (2006). Photovoltaics Energy Payback Times, Greenhouse Gas Emission and External Costs: 2004- early 2005 Status. *Progress in photovoltaics*, 14(3), 275-280.

ภาคผนวก

สัญญาซื้อขายไฟฟ้า เลขที่.....

การรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก

(สำหรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน)

ระหว่าง

.....กับ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

……

สัญญาซื้อขายไฟฟ้านี้ทำที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายเมื่อวันที่.....

ระหว่าง……..……..…

โดย……..……...

ที่อยู่เลขที่.....

ซึ่งต่อไปในสัญญานี้เรียกว่า “ผู้ผลิตไฟฟ้า” ฝ่ายหนึ่ง กับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

โดย…….....

ตำแหน่ง…….....……สำนักงาน.....

เลขที่…….....……ซึ่งต่อไปในสัญญานี้เรียกว่า “การไฟฟ้า” อีกฝ่ายหนึ่ง ทั้งสองฝ่ายตกลงซื้อขายไฟฟ้า โดยมีเงื่อนไขดังต่อไปนี้

1. การซื้อขายพลังงานไฟฟ้า

1.1 ผู้ผลิตไฟฟ้าและการไฟฟ้าต้องปฏิบัติตามเงื่อนไขการซื้อขายไฟฟ้าและการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า ตามที่กำหนดไว้ในระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก สำหรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน และระเบียบการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายว่าด้วยการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนานกับระบบของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย พ.ศ. 2549 สำหรับปริมาณพลังไฟฟ้าไม่เกิน 10 เมกะวัตต์ ตามเอกสารแนบท้ายสัญญาหมายเลข 1 และ 2 ตามลำดับ

1.2 ให้ถือว่าเอกสารแนบท้ายสัญญาหมายเลข 1 และ 2 เป็นส่วนหนึ่งของสัญญานี้ หาก ข้อความใดในเอกสารแนบท้ายสัญญาขัดแย้งกับสัญญานี้ ให้ถือข้อความในสัญญาเป็นสำคัญ

1.3 การไฟฟ้าตกลงซื้อและผู้ผลิตไฟฟ้าตกลงขายพลังไฟฟ้าในปริมาณพลังไฟฟ้าสูงสุด .....เมกะวัตต์ ที่ระดับแรงดัน .....โวลท์ โดยมีจุดรับซื้อไฟฟ้าอยู่ที่จุดติดตั้งที่……..……และมีรายละเอียดของระบบการผลิตไฟฟ้าตามที่ระบุในแบบคำขอจำหน่ายไฟฟ้าและการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้าโดยผู้ผลิตไฟฟ้า สัญญาว่าจะขายไฟฟ้าให้การไฟฟ้าภายในวันที่ ……

1.4 การไฟฟ้าตกลงจะขายไฟฟ้าสำรองให้ผู้ผลิตไฟฟ้าตามที่ผู้ผลิตไฟฟ้าร้องขอ ตามประกาศอัตราค่าไฟฟ้าสำรองและให้เป็นไปตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าสำรองระหว่างการไฟฟ้า กับ ผู้ผลิตไฟฟ้า

2. การใช้และการสิ้นสุดของสัญญา

สัญญาฉบับนี้มีผลใช้บังคับตั้งแต่วันที่ทั้งสองฝ่ายลงนามในสัญญา โดยมีระยะเวลา 5 ปี และต่อเนื่องครั้งละ 5 ปี โดยอัตโนมัติ และให้มีผลใช้บังคับจนกว่าจะมีการยุติสัญญาในกรณีดังต่อไปนี้

2.1 ผู้ผลิตไฟฟ้ายื่นหนังสือเป็นลายลักษณ์อักษรถึงการไฟฟ้าแสดงความประสงค์ที่จะยุติการซื้อขายไฟฟ้า โดยการเลิกสัญญา

2.2 หากคู่สัญญาฝ่ายหนึ่งฝ่ายใดไม่ปฏิบัติตามสัญญาข้อหนึ่งข้อใด ให้อีกฝ่ายหนึ่งทำหนังสือแจ้งให้ฝ่ายนั้นดำเนินการแก้ไข หากไม่แก้ไขให้อีกฝ่ายหนึ่งมีสิทธิบอกเลิกสัญญานี้ได้

3. การเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า

3.1 ผู้ผลิตไฟฟ้ายินยอมให้การไฟฟ้า เข้าไปในสถานที่ของผู้ผลิตไฟฟ้า เพื่อทำการติดตั้ง ปฏิบัติงาน บำรุงรักษา เปลี่ยน และ/หรือโยกย้ายอุปกรณ์เชื่อมโยงระบบไฟฟ้าได้ เมื่อได้แจ้งให้เจ้าของ หรือผู้ครอบครองสถานที่ทราบแล้ว

3.2 การไฟฟ้าสงวนสิทธิ์ในการเพิ่มเติมอุปกรณ์ ทั้งในระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าและในโรงไฟฟ้าของ ผู้ผลิตไฟฟ้า ในภายหลังเพื่อให้สอดคล้องกับมาตรฐานทางด้านเทคนิคและรูปแบบการจ่ายไฟของการไฟฟ้า

3.3 แต่ละฝ่ายต้องแจ้งให้อีกฝ่ายหนึ่งทราบล่วงหน้าหากมีการเปลี่ยนแปลงใดๆ ในระบบไฟฟ้าของตน อันจะมีผลกระทบต่ออุปกรณ์ป้องกันในระบบไฟฟ้าของทั้ง 2 ฝ่าย และห้ามดำเนินการใดๆ กับอุปกรณ์เชื่อมโยง โดยไม่แจ้งให้การไฟฟ้าทราบเป็นหนังสือล่วงหน้า

4. การควบคุมและการปฏิบัติการโรงไฟฟ้า

4.1 ผู้ผลิตไฟฟ้า ต้องปฏิบัติตามคำสั่งการ (Switching Order) ของศูนย์ควบคุมการจ่ายไฟของการไฟฟ้าโดยเคร่งครัด เพื่อประโยชน์ในการปฏิบัติการและบำรุงรักษา ยกเว้นในกรณีที่อาจจะทำให้เกิดความ เสียหายต่อชีวิต หรือทรัพย์สินของฝ่ายหนึ่งฝ่ายใด

4.2 ให้ผู้ผลิตไฟฟ้าจัดส่งปริมาณเชื้อเพลิงที่ใช้ต่อปี และค่าความร้อนเฉลี่ย (Average Lower Heating Value) ของเชื้อเพลิงหลักและเชื้อเพลิงเสริมที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า

4.3 ผู้ผลิตไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงในเชิงพาณิชย์ เช่น น้ำมัน ก๊าซธรรมชาติ และถ่านหินเป็นเชื้อเพลิงเสริม เกินกว่าร้อยละ 25 ของพลังงานความร้อนทั้งหมดที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าในรอบปีนั้นๆ จะต้องมีการผลิตไฟฟ้าอย่างมีประสิทธิภาพ โดยมีสัดส่วนการประหยัดเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า (Primary Energy Saving : PES) ไม่ต่ำกว่าร้อยละ 10 ในแต่ละปี โดยมีวิธีการคำนวณตามสิ่งแนบที่ 2 ของระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตราย เล็กมากสำหรับการผลิตไฟฟ้าด้วยระบบ Cogeneration และหากไม่สามารถปฏิบัติตามข้อกำหนดเรื่องประสิทธิภาพในกระบวนการผลิตไฟฟ้า จะต้องเสียค่าปรับตามวิธีการคำนวณในข้อ 4.4

4.4 กรณีที่ผู้ผลิตไฟฟ้ามีค่าสัดส่วนการประหยัดเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า (PES) ต่ำกว่าร้อยละ 10 การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะเรียกคืนเงินรายได้ค่าพลังงานไฟฟ้าที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายได้ชำระให้แก่ผู้ผลิตไฟฟ้า ในรอบปีนั้นๆ ตามผลต่างของค่าสัดส่วนการประหยัดเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า (PES) ที่กำหนดในระเบียบ คือ ร้อยละ 10 กับค่าสัดส่วนการประหยัดเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าที่คำนวณได้จริง ตามสูตรการคำนวณที่กำหนดในระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก สำหรับการผลิตไฟฟ้าด้วยระบบ Cogeneration

5. การชำระเงิน

5.1 การชำระเงินค่าซื้อขายไฟฟ้า ให้เป็นไปตามเงื่อนไขที่กำหนดในระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก สำหรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน

5.2 ในกรณีที่ผู้ผลิตไฟฟ้าผิดนัดไม่ชำระหนี้ภายในระยะเวลาที่กำหนดในระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าฯ ให้การไฟฟ้าดำเนินการตามประกาศหรือข้อบังคับของการไฟฟ้า

5.3 ในกรณีที่การไฟฟ้าผิดนัดไม่ชำระหนี้ภายในระยะเวลาที่กำหนดในระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าฯ การไฟฟ้ายินยอมให้ผู้ผลิตไฟฟ้าคิดดอกเบี้ยจากจำนวนเงินที่ค้างชำระในอัตราเท่ากับอัตราดอกเบี้ยเงินกู้ที่ธนาคารกรุงไทย จำกัด (มหาชน) เรียกเก็บจากลูกค้าชั้นดี ในขณะนั้น นับแต่วันที่ผิดนัดจนกว่าจะชำระหนี้เสร็จสิ้น ทั้งนี้อัตราดอกเบี้ยที่จะชำระให้แก่กันจะต้องไม่เกินร้อยละสิบห้า (15%) ต่อปี

6. เหตุสุดวิสัย

6.1 “เหตุสุดวิสัย” หมายถึง เหตุใดๆ อันจะเกิดขึ้นก็ดีจะให้ผลภัยพิบัติก็ดีเป็นเหตุที่ไม่อาจป้องกันได้ แม้ทั้งบุคคลผู้ต้องประสบ หรือใกล้จะต้องประสบเหตุนั้น จะได้จัดการระมัดระวังตามสมควรอันพึงคาดหมายได้จากบุคคลนั้นในฐานะและภาวะเช่นนั้น และให้รวมถึงเหตุหนึ่งเหตุใดหรือหลายเหตุดังต่อไปนี้

6.1.1 การกระทำของรัฐบาลเช่นมีการเปลี่ยนแปลงนโยบายด้านพลังงานของรัฐบาล

6.1.2 การกระทำของศัตรูในลักษณะสงครามไม่ว่าจะมีการประกาศ หรือไม่ก็ตาม การปิดล้อม การ ลุกฮือ การขบถ การก่อความวุ่นวาย การจารกรรม การก่อวินาศกรรม การนัดหยุดงาน การปิดงานตามกฎหมายแรงงาน การรอนสิทธิใดๆ แผ่นดินไหว พายุ ไฟไหม้ น้ำท่วม การระเบิด

6.1.3 เหตุขัดข้องในระบบจำหน่ายไฟฟ้า อันเนื่องจากอุบัติเหตุที่เกิดกับระบบจำหน่ายไฟฟ้าหรือ อุปกรณ์อื่นๆ ที่เกี่ยวข้องในการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า

6.2 ในกรณีที่คู่สัญญาฝ่ายหนึ่งฝ่ายใดไม่สามารถปฏิบัติตามสัญญานี้ อันเนื่องมาจากเหตุสุดวิสัยตาม ข้อ 6.1 จะถือว่าคู่สัญญาฝ่ายนั้นผิดสัญญาไม่ได้ และคู่สัญญาอีกฝ่ายหนึ่งจะไม่เรียกร้องค่าเสียหายใดๆ ทั้งสิ้น

6.3 คู่สัญญาฝ่ายที่อ้างเหตุสุดวิสัยจะต้อง

6.3.1 แจ้งให้อีกฝ่ายหนึ่งทราบในทันทีที่สามารถทำได้ถึงเหตุสุดวิสัย พร้อมด้วยข้อมูลรายละเอียดของเหตุสุดวิสัย และระยะเวลาที่จำเป็นจะต้องใช้ในการแก้ไข

6.3.2 ออกค่าใช้จ่าย และดำเนินการแก้ไขอย่างจริงจัง เพื่อให้เหตุสุดวิสัยสิ้นสุดลงโดยเร็ว ทั้งนี้การดำเนินการดังกล่าวต้องอยู่ในวิสัยที่คู่สัญญาฝ่ายนั้นกระทำได้

7. กรณีพิพาทและอนุญาโตตุลาการ

7.1 ในกรณีที่มีข้อโต้แย้งเกิดขึ้นระหว่างคู่สัญญาเกี่ยวกับข้อกำหนดแห่งสัญญานี้ หรือเกี่ยวกับการปฏิบัติตามสัญญานี้ และคู่สัญญาไม่สามารถตกลงกันได้ ให้เสนอข้อโต้แย้งหรือข้อพิพาท

นั้นต่ออนุญาโตตุลาการ หากอนุญาโตตุลาการไม่สามารถวินิจฉัยหาข้อยุติได้ให้ศาลไทยเป็นผู้วินิจฉัยชี้ขาด

7.2 เว้นแต่คู่สัญญาทั้งสองฝ่ายจะเห็นพ้องกันให้อนุญาโตตุลาการคนเดียวเป็นผู้วินิจฉัย การวินิจฉัยข้อพิพาทให้กระทำโดยอนุญาโตตุลาการ 2 คน โดยคู่สัญญาฝ่ายหนึ่งจะต้องทำหนังสือแสดงเจตนาจะให้มีอนุญาโตตุลาการระงับข้อพิพาท และระบุชื่ออนุญาโตตุลาการคนที่แต่งตั้งส่งไปยังคู่สัญญาอีกฝ่ายหนึ่ง จากนั้นภายในระยะเวลา 30 วัน นับถัดจากวันที่ได้รับแจ้งดังกล่าว คู่สัญญาฝ่ายที่ได้รับแจ้งจะต้องแต่งตั้ง อนุญาโตตุลาการคนที่สอง ถ้าอนุญาโตตุลาการทั้งสองคนดังกล่าวไม่สามารถประนีประนอมระงับข้อพิพาทนั้นได้ ให้อนุญาโตตุลาการทั้งสองคนร่วมกันแต่งตั้งอนุญาโตตุลาการผู้ชี้ขาดภายในกำหนดเวลา 30 วัน นับจากวันที่ไม่สามารถตกลงกัน ผู้ชี้ขาดดังกล่าวจะพิจารณาระงับข้อพิพาทต่อไป กระบวนการพิจารณาของอนุญาโตตุลาการให้ถือตามข้อบังคับอนุญาโตตุลาการของสถาบันอนุญาโตตุลาการกระทรวงยุติธรรมโดยอนุโลม หรือกระบวนการพิจารณาและตัดสินของอนุญาโตตุลาการให้ทำโดยใช้กฎ International Chamber of Commerce และ/หรือสมาคมหอการค้าระหว่างประเทศอย่างหนึ่งอย่างใด โดยคู่สัญญาจะตกลงกัน โดยใช้ภาษาไทยเป็นภาษาในการดำเนินกระบวนการพิจารณา

7.3 อนุญาโตตุลาการที่ได้รับการแต่งตั้งจะต้องมีคุณสมบัติเป็นผู้ที่มีความเชี่ยวชาญเกี่ยวกับการพัฒนาการจัดหาเงินกู้ การก่อสร้าง การเดินเครื่องโรงไฟฟ้า หรือการบำรุงรักษาโรงไฟฟ้า และจะต้องไม่เป็นลูกจ้างตัวแทนที่ปรึกษาของคู่สัญญาฝ่ายหนึ่งฝ่ายใด

7.4 ในกรณีที่คู่สัญญาฝ่ายหนึ่งฝ่ายใดไม่แต่งตั้งอนุญาโตตุลาการฝ่ายตน หรือในกรณีที่อนุญาโตตุลาการทั้งสองคนไม่สามารถตกลงกันแต่งตั้งอนุญาโตตุลาการผู้ชี้ขาดได้ คู่สัญญาแต่ละฝ่ายต่างมีสิทธิร้องขอต่อศาลแพ่ง เพื่อแต่งตั้งอนุญาโตตุลาการหรืออนุญาโตตุลาการผู้ชี้ขาดได้แล้วแต่กรณี

7.5 คำชี้ขาดของอนุญาโตตุลาการ หรือของอนุญาโตตุลาการผู้ชี้ขาดแล้วแต่กรณีให้ถือเป็นเด็ดขาดและถึงที่สุดผูกพันคู่สัญญา หากข้อโต้แย้งไม่สามารถวินิจฉัยหาข้อยุติได้โดยคณะอนุญาโตตุลาการ หรืออนุญาโตตุลาการผู้ชี้ขาด หรือคู่สัญญาที่ได้รับแจ้งตามข้อ 7.2 ไม่แต่งตั้งอนุญาโตตุลาการฝ่ายตน โดยมีความประสงค์ใช้สิทธิ์ทางศาลเป็นผู้พิจารณาระงับข้อพิพาท โดยให้ศาลจังหวัดพิจารณาวินิจฉัย

7.6 คู่สัญญาแต่ละฝ่ายเป็นผู้รับภาระค่าธรรมเนียมอนุญาโตตุลาการฝ่ายตน และออกค่าใช้จ่ายอื่นๆ ใน การดำเนินกระบวนพิจารณาฝ่ายละครึ่ง ในกรณีที่มีการแต่งตั้งอนุญาโตตุลาการคนเดียว หรือมีการแต่งตั้งอนุญาโตตุลาการผู้ชี้ขาดให้อนุญาโตตุลาการ หรืออนุญาโตตุลาการผู้ชี้ขาดเป็นผู้กำหนดภาระค่าธรรมเนียมอนุญาโตตุลาการคนเดียว หรือภาระค่าธรรมเนียมอนุญาโตตุลาการผู้ชี้ขาดคนเดียว แล้วแต่กรณี

สัญญานี้ได้ทำขึ้นเป็นสองฉบับมีข้อความถูกต้องตรงกันทุกประการ คู่สัญญาได้อ่านและเข้าใจข้อความในสัญญานี้ดีแล้ว จึงลงลายมือชื่อพร้อมประทับตรา (ถ้ามี) ไว้เป็นสำคัญต่อหน้าพยาน และคู่สัญญาต่างยึดถือสัญญาฝ่ายละหนึ่งฉบับเก็บไว้เป็นหลักฐาน

ผู้ผลิตไฟฟ้า **การไฟฟ้า**

ลงชื่อ.....ผู้ผลิตไฟฟ้า ลงชื่อ .....การไฟฟ้า

(.....) (.....)

ตำแหน่ง ตำแหน่ง

ลงชื่อ ..... พยาน ลงชื่อ .....พยาน

(.....) (.....)

ตำแหน่ง ตำแหน่ง

ตารางที่ 1 Loan repayment

หน่วย : ล้านบาท

ปีที่ชำระหนี้	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ปีโครงการ	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
1. เงินกู้ยืมต้นงวด	-	57.22	52.27	47.02	41.45	35.53	29.25	22.58	15.50	7.98
2. เบิกเงินกู้ยืม (เบิกต้นงวด)	57.22	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3. เงินกู้ยืมระหว่างงวด	57.22	57.22	52.27	47.02	41.45	35.53	29.25	22.58	15.50	7.98
4. ดอกเบี้ยจ่าย	3.43	3.30	2.99	2.67	2.33	1.96	1.57	1.16	0.73	0.26
5. ค่างวดผ่อนชำระ	3.43	8.24	8.24	8.24	8.24	8.24	8.24	8.24	8.24	8.24
6. ชำระคืนเงินต้น	-	4.94	5.25	5.57	5.92	6.28	6.67	7.08	7.52	7.98
7. เงินกู้ยืมคงเหลือ	57.22	52.27	47.02	41.45	35.53	29.25	22.58	15.50	7.98	0.0

ที่มา: จากการคำนวณ

ตารางที่ 2 การคำนวณหาค่าของทุน (Weighted Average Cost of Capital: WACC)

โครงสร้างการลงทุน	จำนวนเงิน 1.)	สัดส่วน 2.)	ค่าของทุน 3.)	2.) x 3.)
หนี้สิน (Debt: D)	57.22	75.0%	4.92%	3.69%
ส่วนของเจ้าของ (Equity: E)	19.07	25.0%	15.60%	3.90%
รวม (Total Capital)	**76.29**	**100.0%**	**WACC =**	**7.59%**

ที่มา: จากการคำนวณ

ประวัติผู้เขียน

ชื่อ-นามสกุล	นายอรรถพล เตวัฒนรัตน์
ประวัติการศึกษา	พ.ศ. 2553 วิศวกรรมศาสตรบัณฑิต (วิศวกรรมไฟฟ้า)
	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี
ตำแหน่งและสถานที่ทำงานปัจจุบัน	Project Engineer
	บริษัท พีอีเอ เอ็นคอม อินเตอร์เนชั่นแนล จำกัด

DPU