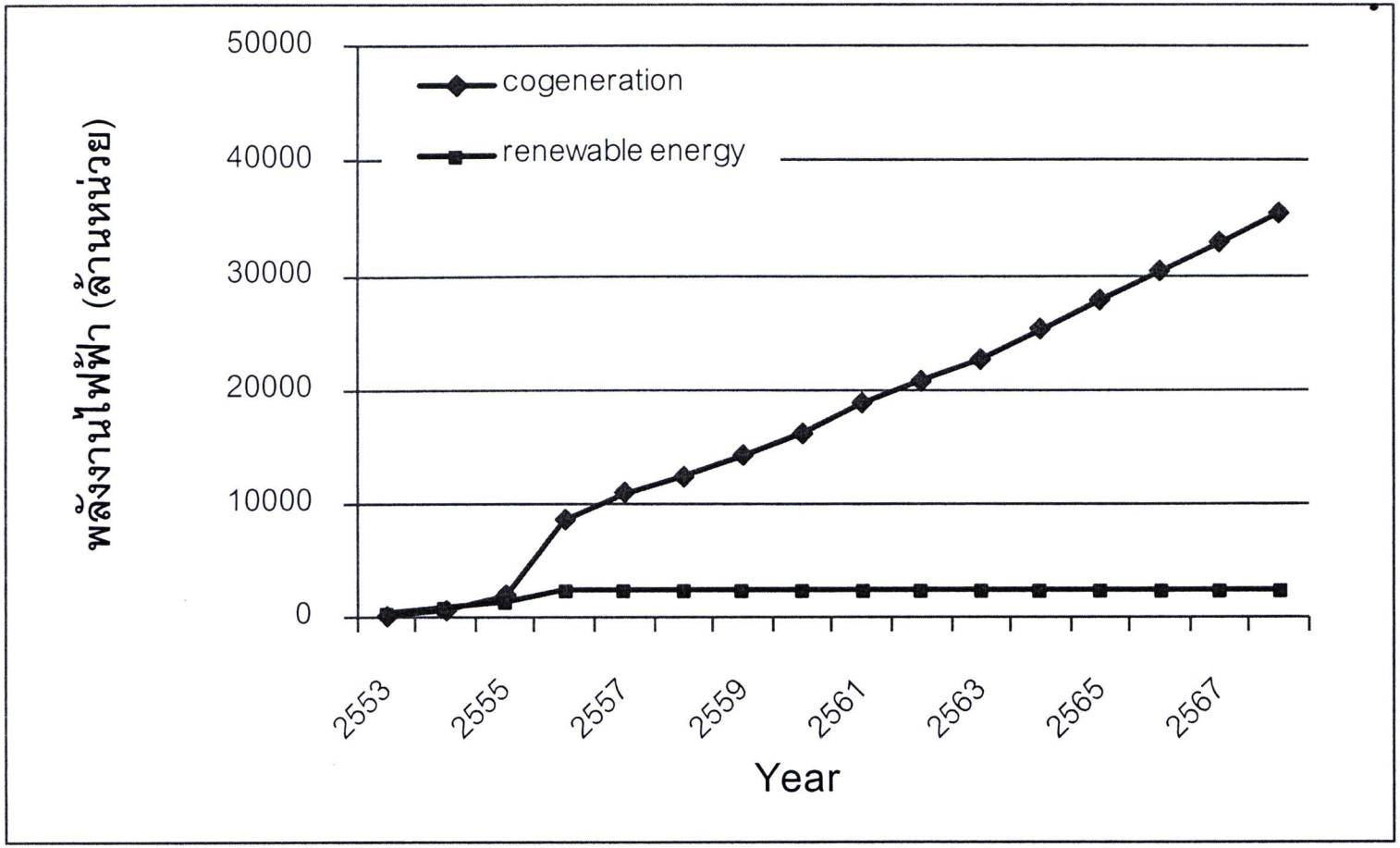
บทที่ 6

กรณีศึกษา

ในบทนี้ จะกล่าวถึงการพิจารณาคัดเลือกกรณีศึกษา สมมติฐานของกรณีศึกษา ปัจจัยที่มีผลต่อการลงทุน แบบจำลองที่ใช้ในการวิเคราะห์ การวิเคราะห์เงื่อนไขในการลงทุนของแต่ละปัจจัยที่ส่งผลต่อสภาพการณ์ที่เอื้อต่อการลงทุน รวมถึงการวิเคราะห์ความไวของปัจจัยต่างๆ ของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กที่ได้คัดเลือกเอาไว้

6.1 การคัดเลือกกรณีศึกษา

จากความต้องการผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กในอนาคตตามแผนพัฒนากำลังการผลิตพลังงานไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ.2553-2573 นั้น ทางผู้วิจัยทำการคัดเลือกกรณีศึกษาโดยพิจารณาจากกลุ่มกระบวนการผลิตเป็นอันดับแรก ซึ่งทำโดยวิเคราะห์มาจากประมาณการการผลิตพลังงานไฟฟ้า (การรับซื้อเพิ่ม) ของแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ.2553 – 2573 แสดงดังกราฟในรูปที่ 6-1 นี้

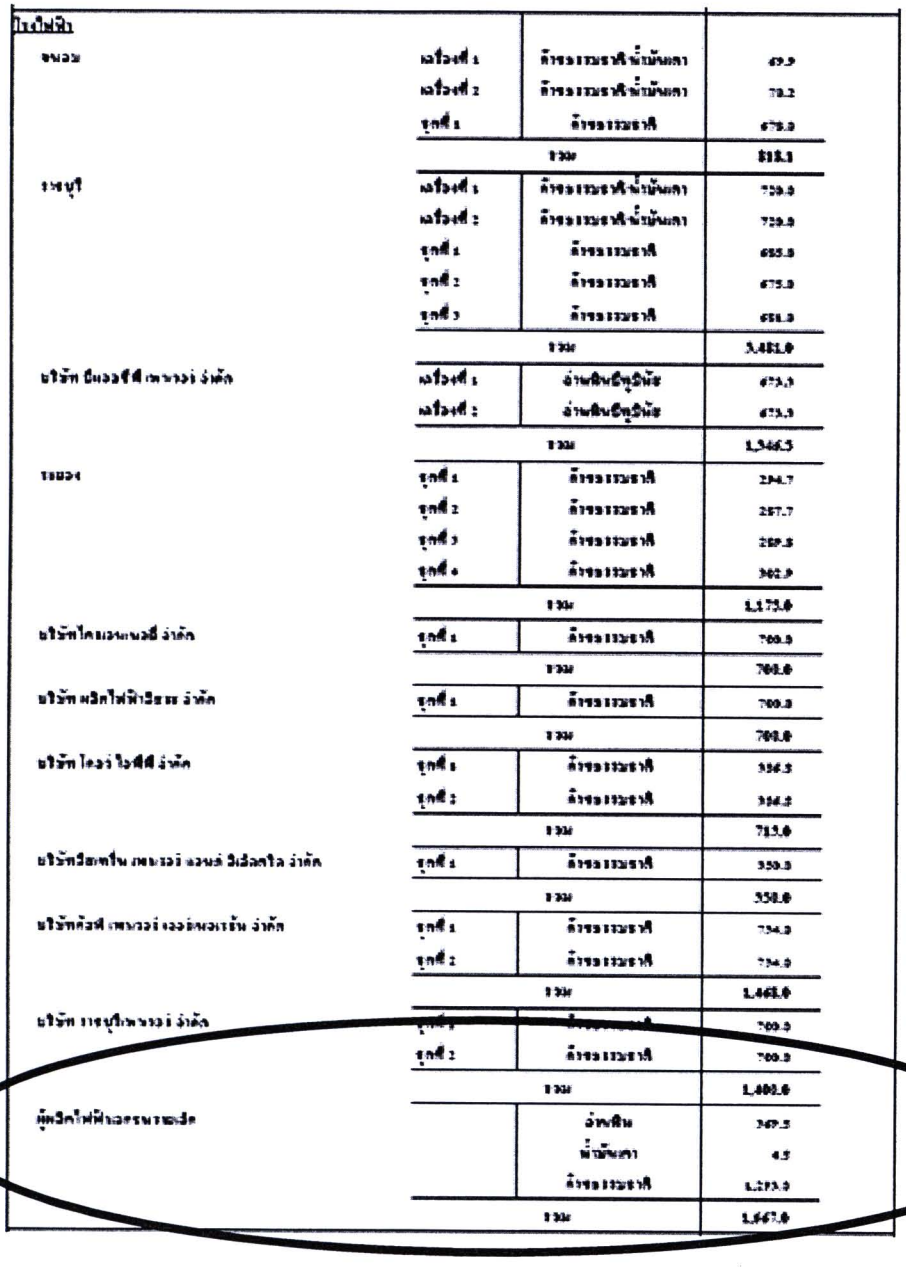


รูปที่ 6-1 ความต้องการพลังงานไฟฟ้าในปี พ.ศ.2553 – พ.ศ.2568

(ที่มา : แผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ.2553 – 2573)

จากรูปที่ 6-1 แสดงให้เห็นว่า การผลิตไฟฟ้าจากกระบวนการผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมกัน (ระบบ Cogeneration) ในช่วง 2-3 ปีแรก ความต้องการพลังงานไฟฟ้าจากกระบวนการนี้เพิ่มขึ้นอย่างช้าๆ และเพิ่มขึ้นอย่างมากในปีที่ 4 หลังจากนั้นก็เพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง ในขณะที่ การผลิตไฟฟ้าด้วยกระบวนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนนั้น มีความต้องการพลังงานไฟฟ้าเพิ่มสูงขึ้นเล็กน้อย และคงที่หลังจากนั้น ดังนั้น เมื่อเปรียบเทียบ ระหว่างการผลิตไฟฟ้าทั้ง 2 กระบวนการดังกล่าว จะเห็นว่า การผลิตไฟฟ้าจากระบบ Cogeneration มีแนวโน้มความต้องการพลังงานไฟฟ้าสูงกว่า การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเป็นอย่างมาก เพราะฉะนั้น จึงเลือกการผลิตไฟฟ้าด้วยระบบ Cogeneration เป็นกรณีศึกษา

หลังจากเลือกกระบวนการผลิตไฟฟ้าแล้ว ลำดับต่อมาจะพิจารณาเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าซึ่งจะนำมาเป็นกรณีศึกษา โดยวิเคราะห์มาจากประมาณการการผลิตพลังงานไฟฟ้า (แยกตามชนิดเชื้อเพลิง) ของแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ.2553 – 2573 ซึ่งจะพิจารณาการใช้เชื้อเพลิงที่ใช้ในกระบวนการผลิตไฟฟ้าระบบ Cogeneration เท่านั้น คือ พิจารณาระหว่างเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติ และ เชื้อเพลิงถ่านหิน แสดงดังรูปที่ 6-2 และ ตารางที่ 6-1 นี้



โรงไฟฟ้า			
จนวม	เครื่องที่ 1	ถ่านหินนำเข้า	69.9
	เครื่องที่ 2	ถ่านหินนำเข้า	70.2
	ชุดที่ 1	ก๊าซธรรมชาติ	678.0
	รวม		818.1
ราชบุรี	เครื่องที่ 1	ก๊าซธรรมชาติ-น้ำมันเตา	720.0
	เครื่องที่ 2	ก๊าซธรรมชาติ-น้ำมันเตา	720.0
	ชุดที่ 1	ก๊าซธรรมชาติ	685.0
	ชุดที่ 2	ก๊าซธรรมชาติ	675.0
	ชุดที่ 3	ก๊าซธรรมชาติ	681.0
	รวม		3,481.0
บริษัท บีแอลซีพี เพาเวอร์ จำกัด	เครื่องที่ 1	ถ่านหินนำเข้า	673.0
	เครื่องที่ 2	ถ่านหินนำเข้า	673.0
	รวม		1,346.0
ระยอง	ชุดที่ 1	ก๊าซธรรมชาติ	294.7
	ชุดที่ 2	ก๊าซธรรมชาติ	287.7
	ชุดที่ 3	ก๊าซธรรมชาติ	289.8
	ชุดที่ 4	ก๊าซธรรมชาติ	302.9
	รวม		1,175.0
บริษัทไทยแวนเนอลี จำกัด	ชุดที่ 1	ก๊าซธรรมชาติ	700.0
	รวม		700.0
บริษัท พลิกไฟฟ้าวิยะ จำกัด	ชุดที่ 1	ก๊าซธรรมชาติ	700.0
	รวม		700.0
บริษัท โกลว์ โรพีดี จำกัด	ชุดที่ 1	ก๊าซธรรมชาติ	356.5
	ชุดที่ 2	ก๊าซธรรมชาติ	356.5
	รวม		713.0
บริษัทอิตาเทียน เพาเวอร์ เอนเนอร์ยี ดีเวลลอปเม้นท์ จำกัด	ชุดที่ 1	ก๊าซธรรมชาติ	350.0
	รวม		350.0
บริษัทกัลฟ์ เพาเวอร์ เจเนอเรชัน จำกัด	ชุดที่ 1	ก๊าซธรรมชาติ	734.0
	ชุดที่ 2	ก๊าซธรรมชาติ	734.0
	รวม		1,468.0
บริษัท ราชบุรีเพาเวอร์ จำกัด	ชุดที่ 1	ก๊าซธรรมชาติ	700.0
	ชุดที่ 2	ก๊าซธรรมชาติ	700.0
	รวม		1,400.0
ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก		ถ่านหิน	369.5
		น้ำมันเตา	4.5
		ก๊าซธรรมชาติ	1,293.0
	รวม		1,667.0

รูปที่ 6-2 ปริมาณการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติ และ ถ่านหิน

(ที่มา : แผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ.2553 – 2573)

ตารางที่ 6-1 ชนิดของเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าด้วยกระบวนการ Cogeneration ของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก

โรงไฟฟ้า	เชื้อเพลิง	กำลังการผลิตตามสัญญา (เมกะวัตต์)
ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก	ถ่านหิน	369.5
	น้ำมันเตา	4.5
	ก๊าซธรรมชาติ	1,293.0
	รวม	*1,667.0*

จากตารางที่ 6-2 จะเห็นว่ากำลังการผลิตไฟฟ้าด้วยเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติมีมากกว่าการผลิตไฟฟ้าด้วยเชื้อเพลิงถ่านหิน 923.5 เมกะวัตต์ หรือ คิดเป็น 55.40 % ดังนั้นผู้จัดทำจึงเลือกเชื้อเพลิงจากก๊าซธรรมชาติเป็นกรณีศึกษา

จากการคัดเลือกวิเคราะห์ในหัวข้อที่ได้กล่าวมาแล้วนั้น ทำให้สามารถสรุปได้ว่ากรณีศึกษาของวิทยานิพนธ์เล่มนี้ คือ กระบวนการผลิตไฟฟ้าด้วยระบบโคเจนเนอเรชั่น ประเภทสัญญา Firm ซึ่งมีก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า

6.2 สมมติฐานของกรณีศึกษา

ในการวิเคราะห์เงื่อนไขการลงทุนในด้านต่างๆ ทางผู้วิจัยได้ตั้งสมมติฐาน เพื่อที่จะพิจารณาโรงไฟฟ้ากรณีศึกษา โดยกำหนดให้โครงการกรณีศึกษานี้ เป็นโครงการโรงไฟฟ้าประเภท Cogeneration ซึ่งประกอบด้วยโรงไฟฟ้าจำนวน 1 ชุด ที่มีขนาดกำลังผลิตไฟฟ้าสุทธิ 110 เมกะวัตต์ และมีปริมาณการผลิตไอน้ำ 15 ตันต่อชั่วโมง โดยโรงไฟฟ้าจะขายไฟฟ้าให้แก่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ในปริมาณ 90 เมกะวัตต์ ขายให้ลูกค้าภายในนิคมอุตสาหกรรม 15 เมกะวัตต์ และที่เหลืออีก 5 เมกะวัตต์ จะผลิตใช้เองในโรงไฟฟ้า

ตารางที่ 6-2 สมมติฐานของโครงการ

ลำดับ	รายละเอียด	จำนวน	หน่วย
1	กำลังผลิตสุทธิ	110	เมกะวัตต์
	ขายให้ กฟผ.	90	เมกะวัตต์
	ขายให้ลูกค้าภายในนิคมอุตสาหกรรม	15	เมกะวัตต์
	ใช้เองในโรงไฟฟ้า	5	เมกะวัตต์
2	อัตราการเดินเครื่องผลิตไฟฟ้า	80	% ของความพร้อมของโรงไฟฟ้า
	ปริมาณการผลิตไอน้ำ	15	ตันต่อชั่วโมง
	อัตราการเดินเครื่องผลิตไอน้ำ	65	% ของอัตราการเดินเครื่องผลิตไฟฟ้า
3	ราคาขายไอน้ำ	550	บาทต่อตัน
4	อายุการใช้งานโรงไฟฟ้า	25	ปี
5	เงินลงทุน (5.1 + 5.2)	3,924,663,771	บาท
5.1	ค่าเครื่องจักร และ อุปกรณ์	2,624,663,771**	บาท
	▪ เงินตราต่างประเทศ	63.31	%
	▪ เงินบาท	36.69	%
5.2	ค่าก่อสร้าง ติดตั้ง และทดลอง	1,300	ล้านบาท
6	ราคาก๊าซธรรมชาติ*	237.36	บาทต่อล้านบีทียู
7	ค่าเสื่อมราคา	25 ปี (คิดแบบวิธีเส้นตรง)	
8	อัตราส่วนหนี้สินต่อส่วนของผู้ถือหุ้น	75 : 25	
9	ต้นทุนเงินกู้หลังหักภาษี	6.5	%
10	ต้นทุนส่วนของผู้ถือหุ้น	10	%
11	อัตราแลกเปลี่ยนเงินตราต่างประเทศ*	33	บาทต่อเหรียญสหรัฐ

หมายเหตุ :

* กำหนดให้ ปีฐานของกรณีศึกษานี้คือ พ.ศ.2552

** ขึ้นอยู่กับอัตราแลกเปลี่ยน (ในที่นี้คิดที่กรณีฐาน)

6.3 ปัจจัยที่มีผลต่อการลงทุน

เงื่อนไขที่ใช้พิจารณาหลังจากพิจารณาทางด้านสถานที่ตั้ง แหล่งเชื้อเพลิง และผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม แล้วนั้น ในหัวข้อนี้จะกล่าวถึง ปัจจัยต่างๆของแต่ละเงื่อนไขที่มีผลต่อสภาพการณ์ที่เอื้อต่อการลงทุน ซึ่งจะเน้นไปในด้านการหากำลังการผลิตที่เหมาะสม และ ทางด้านต้นทุน/ราคาขาย โดยแบ่งเป็น 3 ด้านคือ ด้านการตลาด ด้านเทคนิค และ ด้านการเงิน ซึ่งแสดงรายละเอียดดังนี้

6.3.1 ด้านการตลาด

การศึกษาทางด้านการตลาดนั้น มีวัตถุประสงค์เพื่อศึกษาดูว่าตลาดของสินค้าที่เราจะลงทุนผลิตขึ้นในขณะนี้มีขนาดกว้างใหญ่เพียงไหน และมีส่วนแบ่งทางการตลาดอย่างไร ซึ่งเมื่อพิจารณาทางด้านการตลาดแล้ว ขั้นตอนต่อไปควรจะพิจารณาถึงรายรับที่จะเกิดขึ้นจากการก่อตั้งโครงการนี้ โดยปัจจัยที่ทางผู้วิจัยพิจารณามีดังนี้

1. ราคาจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ.
2. ราคาจำหน่ายไฟฟ้าให้ลูกค้าภายในนิคมอุตสาหกรรม
3. ปริมาณที่ผลิตไฟฟ้าให้ กฟผ.
4. ปริมาณที่ผลิตไฟฟ้าให้ลูกค้าภายในนิคมอุตสาหกรรม

6.3.2 ด้านเทคนิค

การศึกษาทางด้านเทคนิคนั้น มีวัตถุประสงค์เพื่อศึกษาดูความเป็นไปได้ของโครงการ โดยปัจจัยทางด้านเทคนิคนั้นๆ จะเป็นเครื่องบ่งชี้ขนาดของงบประมาณที่ต้องใช้สำหรับการลงทุน และ สำหรับดำเนินการผลิต เพื่อนำไปวิเคราะห์ด้านการเงินต่อไป โดยปัจจัยที่ผู้วิจัยพิจารณามีดังนี้

1. อัตราแลกเปลี่ยนเงินตราต่างประเทศในด้านเงินลงทุน
2. ค่าเสื่อมราคาของโรงไฟฟ้า
3. ต้นทุนต่อหน่วย

ทั้งนี้การเลือกปัจจัยดังกล่าว ไม่ได้เป็นไปเพื่อให้ได้มาซึ่งโครงการที่ทันสมัยที่สุด แต่เป็นไปเพื่อให้ได้มาซึ่งอัตราผลตอบแทนการลงทุนที่เหมาะสมที่สุดตามที่ได้ตั้งสมมติฐานไว้

6.3.3 ด้านการเงิน

ในการพิจารณาเงื่อนไขทางด้านการเงิน จะเกี่ยวข้องกับค่าใช้จ่ายในการลงทุนว่าจะต้องใช้เงินด้านใดบ้าง เป็นจำนวนเท่าไร จะหาแหล่งเงินทุนจากแหล่งใด โครงการนี้จะให้ผลตอบแทนการลงทุนสูงต่ำอย่างไร โดยการศึกษาด้านการเงินนี้เป็นการวิเคราะห์ความสามารถในการทำกำไรของโครงการ ทั้งนี้เพื่อประโยชน์สูงสุดต่อเจ้าของโครงการ ซึ่งปัจจัยที่ใช้ในการพิจารณามีดังนี้

1. โครงสร้างเงินทุน

อัตราส่วนหนี้สินต่อส่วนของผู้ถือหุ้น (Debt to Equity ratio : D/E) คือ อัตราส่วนที่นำหนี้สินรวมหารด้วยส่วนของผู้ถือหุ้น อัตราส่วนนี้จะแสดงโครงสร้างเงินทุนของกิจการว่าสินทรัพย์ของกิจการมาจากการกู้ยืม หรือมาจากทุนของกิจการ ถ้าอัตราส่วนนี้สูงมีโอกาสที่กิจการจะไม่สามารถชำระดอกเบี้ยได้สูงตามไปด้วย เนื่องจากหนี้สินที่มากทำให้กิจการมีภาระผูกพันที่ต้องชำระดอกเบี้ยทุกงวดไม่ว่ากิจการนั้นจะกำไรหรือขาดทุน ซึ่งต่างจากส่วนของผู้ถือหุ้นที่หากกิจการขาดทุนอาจจะพิจารณาไม่จ่ายเงินปันผลก็ได้ ดังนั้นในส่วนของการวิเคราะห์ปัจจัยโครงสร้างเงินทุน เราจะพิจารณาที่อัตราส่วนหนี้สินต่อส่วนของผู้ถือหุ้น

2. ต้นทุนเงินทุน

ต้นทุนของเงินทุนนี้จะใช้เป็นอัตราส่วนลด ใช้เพื่อเปรียบเทียบในการตัดสินใจจัดหาแหล่งเงินทุนต่างๆ เนื่องจากโครงการจัดหาเงินทุนมาจากแหล่งต่างๆ ที่มีต้นทุนไม่เท่ากัน จึงต้องใช้ต้นทุนถัวเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักของเงินทุนจากแหล่งเงินทุนต่างๆ ที่จัดหามา โดยไม่ต้องสนใจว่าโครงการลงทุนใด จะใช้เงินทุนจากแหล่งใดโดยเฉพาะ ดังนั้นจึงต้องมีการเฉลี่ยต้นทุนของเงินทุนทั้งจำนวนนั้น โดยการคำนวณต้นทุนของเงินทุนถัวเฉลี่ย WACC (Weighted Average Cost of Capital) ดังนั้นในส่วนของการวิเคราะห์ปัจจัยต้นทุนเงินทุน เราจะพิจารณาต้นทุนของเงินทุนถัวเฉลี่ย ดังนี้คือ

$$WACC = [(1\text{-}Tax) \times \frac{K_d \times D}{(D + E)}] + [\frac{K_e \times E}{(D + E)}] \quad \text{..... สมการที่ 6.1}$$

โดย

WACC = ต้นทุนของเงินทุนถัวเฉลี่ย

Tax = อัตราภาษี

K_d = อัตราต้นทุนเงินทุนของผู้ให้กู้

K_e = อัตราต้นทุนเงินทุนของผู้ถือหุ้น

D = ส่วนของหนี้สิน

E = ส่วนของผู้ถือหุ้น

กำหนดให้

$(1\text{-Tax}) \times K_d$ แทนด้วย C_d

K_e แทนด้วย C_e

แทนลงในสมการที่ 6.1 จะได้

$$WACC = \frac{(C_d \times D)}{(D + E)} + \frac{(C_e \times E)}{(D + E)} \quad \text{.....สมการที่ 6.2}$$

โดย

C_d = ต้นทุนเงินกู้หลังหักภาษี (After Tax Cost of Debt)

C_e = ต้นทุนส่วนของผู้ถือหุ้น (Cost of Equity)

ดังนั้น ปัจจัยที่ใช้วิเคราะห์หาเงื่อนไขทางการเงินนี้ คือ

1. อัตราส่วนหนี้ต่อส่วนของผู้ถือหุ้น
2. ต้นทุนเงินกู้หลังหักภาษี
3. ต้นทุนส่วนของผู้ถือหุ้น

6.4 แบบจำลองที่ใช้ในการวิเคราะห์

ในการวิเคราะห์เงื่อนไขการลงทุนของกรณีศึกษานี้ มีวัตถุประสงค์เพื่อให้ทราบถึงสภาพการณ์ และ ปัจจัยที่เอื้อต่อการลงทุน ที่ส่งผลต่อการผลิตไฟฟ้าด้วยระบบ Cogeneration ที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก ดังนั้นเพื่อความสะดวกและง่ายต่อการวิเคราะห์ทางผู้วิจัยได้จัดทำแบบจำลองเพื่อคำนวณหาค่าของปัจจัยต่างๆที่ผู้วิจัยศึกษา ณ เงื่อนไขที่ทำให้สภาพการณ์นั้นเอื้อต่อการลงทุน โดยในการจัดทำได้แบ่งส่วนของการคำนวณไว้ 3 ส่วน คือ ส่วนของรายรับ, ส่วนของเงินลงทุน และ ส่วนของรายจ่าย ดังนี้

6.4.1 ส่วนของรายรับ

ในส่วนรายรับของโครงการนี้จะแบ่งออกเป็น 3 ส่วน คือ รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. รายได้จากการขายไฟฟ้าให้ลูกค้าภายในนิคมอุตสาหกรรม และรายได้จากการขายไอน้ำ โดยมีรายละเอียดดังนี้

1. รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ.

จากที่ได้กล่าวไปแล้วนั้นว่ารายได้จากการขายไฟฟ้าให้ กฟผ. เกิดจาก ค่าพลังไฟฟ้า ค่าพลังงานไฟฟ้า และ ค่าการประหยัดเชื้อเพลิง ซึ่งสามารถคำนวณได้ดังรายละเอียดต่อไปนี้

- อัตราค่าพลังไฟฟ้า (Capacity Payment)

อัตราค่าพลังไฟฟ้าในเดือน t (CP_t) จะเปลี่ยนแปลงไปจากอัตราค่าพลังไฟฟ้าฐาน (CP_0) ตามการเปลี่ยนแปลงของอัตราแลกเปลี่ยนเงินเหรียญสหรัฐในเดือน t ที่เปลี่ยนแปลงไปจากอัตราแลกเปลี่ยนฐาน (34 บาท/เหรียญสหรัฐ) ตามสูตรดังนี้

$$CP_t = CP_0 [0.50 (FX_t/34)+0.50] \quad \text{สมการที่ 6.3}$$

โดย

CP_t = อัตราค่าพลังไฟฟ้าในเดือน t (บาท/กิโลวัตต์/เดือน)

CP_0 = อัตราค่าพลังไฟฟ้าฐาน (บาท/กิโลวัตต์/เดือน)

FX_t = อัตราแลกเปลี่ยนเงินเหรียญสหรัฐถัวเฉลี่ยของอัตราซื้อ และ อัตราขายทางโทรเลข ณ วันทำการสุดท้ายของเดือน t ที่ธนาคารพาณิชย์ใช้ซื้อขายกับลูกค้า ซึ่งประกาศโดยธนาคารแห่งประเทศไทย (บาท/เหรียญสหรัฐ)

สมมติฐาน

ค่าอัตราแลกเปลี่ยนเงินตราต่างประเทศเท่ากันตลอดทุกปีในระยะเวลาโครงการ (ในการวิเคราะห์ทางด้านรายรับ)

กำหนดให้

CP_0 = 420 บาท/กิโลวัตต์/เดือน

FX_{2552} = 33 บาทต่อเหรียญสหรัฐ (ปีฐาน คือ ปี พ.ศ.2552)

ทำการแทนค่าในสมการที่ 5.1 จะได้ว่า

CP_{2552} = 420 × [0.50 (33/34) + 0.50]

CP_{2552} = 413.82 บาท/กิโลวัตต์/เดือน

จากการคำนวณจะได้ว่าอัตราค่าพลังไฟฟ้าที่ใช้ในกรณีศึกษามีค่าเท่ากับ 413.82 บาท/กิโลวัตต์/เดือน

ลำดับต่อไปจะทำการคำนวณอัตราค่าพลังไฟฟ้าต่อหน่วยของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก ซึ่งจะต้องคำนวณมาจากค่าพลังไฟฟ้า ดังนี้

- ค่าพลังไฟฟ้า คือ รายรับที่ผู้ผลิตไฟฟ้าจะได้รับรายเดือนเมื่อมีความพร้อมในการเดินเครื่องผลิตไฟฟ้าตามข้อกำหนดตามสัญญาที่ทำไว้กับ กฟผ. โดยมีสมมติฐานในเรื่องแผนในการตรวจซ่อมบำรุง คือ

1. แผนการซ่อมบำรุงนี้ใช้ตลอดอายุโครงการ (25 ปี)
2. แผนการซ่อมบำรุงที่ 2 เป็นการซ่อมบำรุงครั้งใหญ่ ซึ่งจะเกิดทุกๆ 5 ปี

กำหนดให้

แผนการซ่อมบำรุงที่ 1 โรงไฟฟ้าหยุดซ่อมโรงไฟฟ้าไม่เกิน 840 ชั่วโมงใน 1 ปี
แผนการซ่อมบำรุงที่ 2 โรงไฟฟ้าหยุดซ่อมโรงไฟฟ้าไม่เกิน 1080 ชั่วโมงใน 1 ปี

ตารางที่ 6-3 เปอร์เซ็นต์ความพร้อมในการเดินโรงไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก

แผนการซ่อมบำรุงที่	ชั่วโมงใน 1 ปี (ชั่วโมง)	ชั่วโมงการหยุดซ่อมบำรุง (ชั่วโมง)	ชั่วโมงความพร้อมในการเดินโรงไฟฟ้า (ชั่วโมง)	% ความพร้อมในการเดินโรงไฟฟ้า
1	8,760	840	7,920	90.41
2*	8,760	1,080	7,680	87.67

หมายเหตุ : * จะเกิดในปีที่ 5, 10, 15, 20 และ 25

การหาค่าพลังไฟฟ้า สามารถหาได้จาก การนำอัตราค่าพลังไฟฟ้ามาคูณด้วยกำลังการผลิตไฟฟ้าในปีนั้นๆ โดยอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าที่ใช้ในกรณีศึกษานี้มีค่าเท่ากับ 413.82 บาท/กิโลวัตต์/เดือน ซึ่ง สามารถนำมาคำนวณหาอัตราค่าพลังงานไฟฟ้ารายปี และค่าพลังไฟฟ้าได้ ดังตารางที่ 6-4

ตารางที่ 6-4 การคำนวณหาค่าพลังไฟฟ้า

ปีที่	ความพร้อมในการเดินโรงไฟฟ้าใน 1 ปี	กำลังการผลิตไฟฟ้าที่ผลิตขายให้ กฟผ. (กิโลวัตต์)	อัตราค่าพลังไฟฟ้า (บาท/กิโลวัตต์/เดือน)	อัตราค่าพลังไฟฟ้า (บาท/กิโลวัตต์/ปี)	ค่าพลังไฟฟ้า (บาท)
1-4	90.41 %	90,000	413.82	4,965.88	404,073,166.80
6-9					
11-14					
16-19					
21-24					
5	87.67 %	90,000	413.82	4,965.88	391,828,525.38
10					
15					
20					
25					

หลังจากนั้น ทำการคำนวณหาอัตราค่าพลังไฟฟ้าต่อหน่วยการผลิตของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กนี้ โดย นำค่าพลังไฟฟ้ารายปีมาหารด้วยจำนวนหน่วยการผลิตไฟฟ้ารายปี ดังนั้นก่อนอื่นเราต้องรู้จำนวนหน่วยที่ผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้ากรณีศึกษานี้ก่อน โดยกำหนดให้โรงไฟฟ้ากรณีศึกษานี้ผลิตไฟฟ้าตามการรับประกันซื้อไฟฟ้าขั้นต่ำที่ 80% ของความพร้อมของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก ดังแสดงในตารางที่ 6-5 นี้

ตารางที่ 6-5 การหาหน่วยการผลิตไฟฟ้า

ปีที่	ความพร้อมในการเดินโรงไฟฟ้าใน 1 ปี (ชั่วโมง)	กำลังการผลิตไฟฟ้าที่ผลิตขายให้ กฟผ. (กิโลวัตต์)	การสั่งเดินเครื่องผลิตไฟฟ้า	จำนวนหน่วยที่ผลิตไฟฟ้า (กิโลวัตต์-ชั่วโมง)
1-4	7920	90,000	80 %	570,240,000
6-9				
11-14				
16-19				
21-24				
5	7680	90,000	80 %	552,960,000
10				
15				
20				
25				

หลังจากได้หน่วยการผลิตไฟฟ้ามาแล้ว เราสามารถคำนวณหาอัตราค่าพลังไฟฟ้าต่อหน่วยต่อไปได้ ดังตารางที่ 6-6

ตารางที่ 6-6 การคำนวณหาอัตราค่าพลังไฟฟ้าต่อหน่วย

ปีที่	ค่าพลังไฟฟ้า (บาท)	จำนวนหน่วยที่ผลิตไฟฟ้า (กิโลวัตต์-ชั่วโมง)	อัตราค่าพลังไฟฟ้าต่อหน่วย (บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง)
1-4	404,073,166.80	570,240,000	0.71
6-9			
11-14			
16-19			
21-24			
5	391,828,525.38	552,960,000	0.71
10			
15			
20			
25			

จากการคำนวณจะได้ว่าอัตราค่าพลังไฟฟ้าต่อหน่วยที่ใช้ในกรณีศึกษามีค่าเท่ากับ 0.71 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง

- อัตราค่าพลังงานไฟฟ้า

อัตราค่าพลังงานไฟฟ้า ในเดือน t (EP_t) จะเปลี่ยนแปลงเมื่อราคาเชื้อเพลิงในเดือน t เปลี่ยนแปลงไปจากราคาเชื้อเพลิงฐาน (ราคาเดือนกุมภาพันธ์ 2553) ตามสูตรดังนี้

$$EP_t = EP_0 + ES_t \quad \text{..... สมการที่ 6.4}$$

ซึ่ง

$$ES_t = 1/10^6 \times [P_t - P_0] \times \text{Heat Rate} \quad \text{..... สมการที่ 6.5}$$

ดังนั้น จะได้ว่า

$$EP_t = EP_0 + [1/10^6 \times [P_t - P_0] \times \text{Heat Rate}] \quad \text{..... สมการที่ 6.6}$$

โดย

EP_t = อัตราค่าพลังงานไฟฟ้าในเดือน t (บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง)

EP_0 = อัตราค่าพลังงานไฟฟ้าฐาน (บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง)

ES_t = ค่าตัวประกอบการปรับอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าในเดือน t (บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง)

P_t = ราคาก๊าซธรรมชาติ ที่บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) จำหน่ายให้แก่ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก ในเดือน t (บาท/ล้านบีทียู)

P_0 = ราคาก๊าซธรรมชาติ ที่บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) จำหน่ายให้แก่ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก ในกุมภาพันธ์ 2553 ซึ่งใช้เป็นราคาฐาน

Heat Rate = อัตราการใช้ความร้อนเฉลี่ย เพื่อการผลิตพลังงานไฟฟ้า

สมมติฐาน

ราคาก๊าซธรรมชาติเท่ากันตลอดทุกปีในระยะเวลาโครงการ (ในการวิเคราะห์ทางด้านรายรับ)

กำหนดให้

EP_0 = 1.85 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง

P_0 = 232.61 บาท/ล้านบีทียู

P_{2552} = 237.36 บาท/ล้านบีทียู

Heat Rate = 7950 บีทียู/กิโลวัตต์-ชั่วโมง

ทำการแทนค่าลงในสมการที่ 6.4

$EP_{2552} = 1.85 + [1/10^6 \times [237.36 - 232.6116] \times 7950]$

EP_{2552} = 1.89 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง

จากการคำนวณจะได้ว่าอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าที่ใช้ในกรณีศึกษามีค่าเท่ากับ 1.89 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง

- อัตราค่าการประหยัดการใช้เชื้อเพลิง (Fuel Saving)

อัตราค่าการประหยัดการใช้เชื้อเพลิง ในเดือน t (FS_t) จะเปลี่ยนแปลงไปจากอัตราค่าการประหยัดการใช้เชื้อเพลิงฐาน ตามการเปลี่ยนแปลงของค่าดัชนีที่ใช้ชี้วัดความสามารถในการใช้พลังงานปฐมภูมิในกระบวนการผลิตพลังงานไฟฟ้าและพลังงานความร้อนร่วมกัน ที่ใช้สำหรับเดือน t (PES_t) ตามสูตรดังนี้

$$FS_t = FS_0 \times [PES_t/10] \quad \text{..... สมการที่ 6.7}$$

โดย

FS_t = อัตราค่าการประหยัดการใช้เชื้อเพลิงในเดือน t (บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง)

FS_0 = อัตราค่าการประหยัดเชื้อเพลิงฐาน (บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง)

PES_t = ดัชนีที่ใช้ชี้วัดความสามารถในการใช้พลังงานปฐมภูมิในกระบวนการผลิตพลังงานไฟฟ้าและ พลังงานความร้อนร่วมกัน ที่ใช้สำหรับเดือน t

กำหนดให้

FS_0 = 0.36 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง

PES_t = ร้อยละ 10*

หมายเหตุ : * ค่า PES สำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าต่างๆมีค่าที่แตกต่างกัน

ทำการแทนค่าลงในสมการ

FS_{2552} = 0.36 × [10/10]

FS_{2552} = 0.36 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง

ดังนั้น อัตราค่าการประหยัดการใช้เชื้อเพลิงที่ใช้ในกรณีศึกษามีค่าเท่ากับ 0.36 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง

จากหลักการกำหนดอัตราค่าไฟฟ้าในการรับซื้อจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กที่ได้กล่าวมาข้างต้น ลำดับต่อไปจะกล่าวถึงโครงสร้างการรับซื้อไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กที่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยรับซื้อ หรือ ในอีกมุมมองหนึ่งก็คือราคาขายไฟฟ้าต่อหน่วยของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กนั่นเอง

$$\text{โครงสร้างราคารับซื้อไฟฟ้า} = CP_t + EP_t + FS_t \quad \text{..... สมการที่ 6.8}$$

จาก

CP_{2552} = 0.71 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง

EP_{2552} = 1.89 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง

FS_{2552} = 0.36 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง

ดังนั้นจะได้ว่า

โครงสร้างราคารับซื้อไฟฟ้า = 0.71 + 1.89 + 0.36

= 2.96 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง

จากการคำนวณทำให้ทราบว่า โครงสร้างการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก ประเภทสัญญา Firm ระบบ Cogeneration ตามข้อกำหนด และ สมมติฐานต่างๆ ของกรณีศึกษานี้ คือ 2.96 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง

หลังจากการคำนวณราคารับซื้อไฟฟ้าต่อหน่วยที่ กฟผ. จะรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กนี้แล้ว ลำดับต่อไปจะคำนวณรายได้ที่เกิดจากการรับซื้อไฟฟ้านี้ โดยหาได้จากราคารับซื้อไฟฟ้าต่อหน่วยคูณกับจำนวนหน่วยไฟฟ้าที่ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กผลิตให้กับ กฟผ. รายปี ซึ่งตั้งอยู่บนสมมติฐานว่า ศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้า ของ กฟผ. ต้องสั่งเดินเครื่องโรงไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กไม่ต่ำกว่า 80% ของความพร้อมของการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (จากระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก) โดยรายได้ที่เกิดจากขายไฟฟ้าให้ กฟผ. แสดงดังตารางที่ 6-7 นี้

ตารางที่ 6-7 รายได้ที่เกิดจากขายไฟฟ้าให้ กฟผ.

ปีที่	ราคารับซื้อไฟฟ้าต่อหน่วย (บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง)	จำนวนหน่วยที่ผลิตไฟฟ้า (กิโลวัตต์-ชั่วโมง)	รายได้จากการขายไฟฟ้าให้ กฟผ. (บาท)
1-4	2.96	570,240,000	1,685,796,670.82
6-9			
11-14			
16-19			
21-24			
5		552,960,000	1,634,711,923.22
10			
15			
20			
25			

2. รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่ลูกค้าภายในนิคมอุตสาหกรรม

รายได้ในส่วนนี้จะคิดคำนวณมาจาก ค่าไฟฟ้าต่อหน่วยที่ได้ตกลงทำสัญญาไว้กับลูกค้าภายในนิคมอุตสาหกรรมนั้นๆ

สมมติฐาน

(1) ค่าไฟฟ้าต่อหน่วยที่ได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่ลูกค้าภายในนิคมอุตสาหกรรมคิดคำนวณจากรายได้ต่อหน่วยที่ขายให้แก่ กฟผ.

(2) การผลิตไฟฟ้าให้กับลูกค้าภายในนิคมอุตสาหกรรมจะทำการผลิตไปพร้อมๆกับการผลิตไฟฟ้าขายให้แก่ กฟผ. ดังนั้น สมมติฐานในเรื่องการผลิตไฟฟ้าจึงใช้เช่นเดียวกับที่ใช้กับ กฟผ.

จากสมมติฐานที่ว่า ค่าไฟฟ้าต่อหน่วยที่ได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่ลูกค้าภายในนิคมอุตสาหกรรมคิดคำนวณจากรายได้ต่อหน่วยที่ขายให้แก่ กฟผ. ดังนั้น สามารถคำนวณหาค่าไฟฟ้าต่อหน่วยจากการขายไฟฟ้าให้แก่ลูกค้าภายในนิคมอุตสาหกรรมได้ดังแสดงในตารางที่ 6-8 นี้

ตารางที่ 6-8 การคำนวณหารายได้ต่อหน่วยจากการขายไฟฟ้าให้แก่ลูกค้าภายในนิคม

•ปีที่	รายได้จากการขายไฟฟ้าให้ กฟผ. (บาท)	จำนวนหน่วยที่ผลิตไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. (กิโลวัตต์-ชั่วโมง)	รายได้ต่อหน่วยจากการขายไฟฟ้าให้ กฟผ. (บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง)
1-4	1,685,796,670.82	570,240,000	2.96
6-9			
11-14			
16-19			
21-24			
5	1,634,711,923.22	552,960,000	2.96
10			
15			
20			
25			

จากการคำนวณทำให้ทราบว่า ค่าไฟฟ้าต่อหน่วยจากการขายไฟฟ้าให้แก่ลูกค้าภายในนิคมอุตสาหกรรม คือ 2.96 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง

และ จากสมมติฐานที่ว่า การผลิตไฟฟ้าให้กับลูกค้าภายในนิคมอุตสาหกรรมจะทำการผลิตไปพร้อมๆกับการผลิตไฟฟ้าขายให้แก่ กฟผ. ดังนั้น สามารถคำนวณหาหน่วยการผลิตไฟฟ้าที่ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กจะผลิตให้แก่ลูกค้าภายในนิคมอุตสาหกรรม ดังแสดงในตารางที่ 6-9 นี้

ตารางที่ 6-9 การหาหน่วยการผลิตไฟฟ้าที่ผลิตไฟฟ้าขายให้กับลูกค้าภายในนิคมอุตสาหกรรม

ปีที่	ความพร้อมในการเดินโรงไฟฟ้าใน 1 ปี* (ชั่วโมง)	กำลังการผลิตไฟฟ้าที่ผลิตขายให้ลูกค้า (กิโลวัตต์)	การสั่งเดินเครื่องผลิตไฟฟ้า *	จำนวนหน่วยที่ผลิตไฟฟ้า (กิโลวัตต์-ชั่วโมง)
1-4	7920	15,000	80 %	95,040,000
6-9				
11-14				
16-19				
21-24				
5	7680	15,000	80 %	92,160,000
10				
15				
20				
25				

หมายเหตุ : * สมมติฐานเดียวกันกับการผลิตไฟฟ้าขายไฟฟ้าให้ กฟผ.

หลังจากการคำนวณได้ค่าไฟฟ้าต่อหน่วยจากการขายไฟฟ้าให้ลูกค้าภายในนิคมอุตสาหกรรม และ หน่วยการผลิตไฟฟ้ามาแล้ว เราสามารถคำนวณหารายได้จากการขายไฟฟ้าให้ลูกค้าภายในนิคมอุตสาหกรรมต่อไปได้ ดังตารางที่ 6-10

ตารางที่ 6- 10 การคำนวณหารายได้จากการขายไฟฟ้าให้ลูกค้าภายในนิคมอุตสาหกรรม

ปีที่	ค่าไฟฟ้าต่อหน่วยจากการขายไฟฟ้าให้ลูกค้าภายในนิคม (บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง)	จำนวนหน่วยที่ผลิตไฟฟ้า (กิโลวัตต์-ชั่วโมง)	รายได้จากการผลิตไฟฟ้าให้กับลูกค้าภายในนิคม (บาท)
1-4	2.96	95,040,000	280,966,111.80
6-9			
11-14			
16-19			
21-24			
5		92,160,000	272,451,987.20
10			
15			
20			
25			

3. รายได้จากการขายไอน้ำ

รายได้ในส่วนนี้จะคิดคำนวณมาจาก ปริมาณการขายไอน้ำให้แก่ลูกค้าภายในนิคมอุตสาหกรรม โดยมีสมมติฐาน คือปริมาณไอน้ำที่ผลิตมาเพื่อขายให้กับลูกค้าภายในนิคมอุตสาหกรรมเป็นผลพลอยได้จากการผลิตไฟฟ้า ซึ่งมีอัตราการเดินเครื่องผลิตไอน้ำเป็น 65% ของอัตราการเดินเครื่องผลิตไฟฟ้า ซึ่งแสดงการคำนวณปริมาณไอน้ำที่ผลิตได้ดัง ตารางที่ 6-11

ตารางที่ 6-11 การหาปริมาณไอน้ำ

ปีที่	ความพร้อมในการเดินโรงไฟฟ้าใน 1 ปี* (ชั่วโมง)	อัตราการเดินเครื่องผลิตไฟฟ้า*	ชั่วโมงในการผลิตไฟฟ้า (ชั่วโมง)	อัตราการเดินเครื่องผลิตไอน้ำ	ชั่วโมงในการผลิตไอน้ำ (ชั่วโมง)	ปริมาณไอน้ำที่ผลิตได้ (ตัน)
1-4	7,920	80 %	6,336	65%	4,118.40	61,776.00
6-9						
11-14						
16-19						
21-24						
5	7,680	80 %	6,144	65%	3,993.60	59,904.00
10						
15						
20						
25						

หมายเหตุ : * สมมติฐานเดียวกันกับการผลิตไฟฟ้าขายไฟฟ้าให้ กฟผ.

หลังจากการคำนวณปริมาณการผลิตไอน้ำได้แล้วนั้น เราสามารถคำนวณหารายได้จากการขายไอน้ำให้ลูกค้าภายในนิคมอุตสาหกรรมต่อไปได้ ดังตารางที่ 6-12

• **ตารางที่** 6-12 การคำนวณหารายได้จากการขายไอน้ำให้ลูกค้าภายในนิคมอุตสาหกรรม

ปีที่	**ราคาขายไอน้ำ (บาท/ตัน)**	**ปริมาณไอน้ำที่ผลิตได้ (ตัน)**	**รายได้จากการผลิตไอน้ำให้กับลูกค้าภายในนิคม (บาท)**
1-4	550	61,776.00	33,976,800.00
6-9			
11-14			
16-19			
21-24			
5		59,904.00	32,947,200.00
10			
15			
20			
25			

ดังที่ได้กล่าวเอาไว้ว่ารายได้ของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก เกิดจาก 3 ส่วน คือ รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ., รายได้จากการขายไฟฟ้าให้ลูกค้าภายในนิคมอุตสาหกรรม และรายได้จากการขายไอน้ำ ตารางที่ 6-13 นี้ จะแสดงถึงรายได้ที่ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กนี้ได้รับ

ตารางที่ 6-13 รายได้ของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก

ปีที่	รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. (บาท)	รายได้จากการผลิตไฟฟ้าให้กับลูกค้าภายในนิคม (บาท)	รายได้จากการผลิตไอน้ำให้กับลูกค้าภายในนิคม (บาท)	รายได้ของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (บาท)
1-4	1,685,796,670.82	280,966,111.80	33,976,800.00	2,000,739,583.00
6-9				
11-14				
16-19				
21-24				
5	1,634,711,923.22	272,451,987.20	32,947,200.00	1,940,111,110.00
10				
15				
20				
25				

6.4.2 ส่วนของเงินลงทุน

ในส่วนเงินลงทุนของโครงการกรณีศึกษานี้จะแบ่งออกเป็น 2 ส่วน คือ ค่าเครื่องจักร และอุปกรณ์ และ ค่าก่อสร้าง ติดตั้ง และทดลอง ดังนี้

1. ค่าเครื่องจักร และ อุปกรณ์

ในวิทยานิพนธ์นี้ ส่วนของค่าเครื่องจักร และอุปกรณ์คิดคำนวณมาจากค่าเสื่อมราคาของโรงไฟฟ้ากรณีศึกษา (ซึ่งในปีฐานมีค่าเสื่อมราคา คือ 0.12 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง) คูณกับจำนวนหน่วยการผลิตไฟฟ้าทั้งหมดของโรงไฟฟ้ากรณีศึกษานี้ ซึ่งมีค่าเท่ากับ 21,648,000,000 กิโลวัตต์-ชั่วโมง ดังนั้นจะได้ค่าการลงทุน ในส่วนของค่าเครื่องจักรและอุปกรณ์ คือ 2,624,663,771.35 บาท โดยแบ่งเป็นเงินตราต่างประเทศ 1,661,549,986 บาท (63.31 %) และเงินบาท 963,113,786 บาท (36.69 %)

2. ค่าก่อสร้าง ติดตั้ง และทดลอง

ในส่วนนี้ทางผู้วิจัยตั้งสมมติฐานให้เป็นเงินบาท ไม่มีส่วนของเงินตราต่างประเทศเข้ามาเกี่ยวข้อง ซึ่งมีค่าใช้จ่ายดังตารางที่ 6-14 ดังนี้

ตารางที่ 6-14 ค่าก่อสร้าง ติดตั้ง และทดลอง

ค่าใช้จ่าย	ล้านบาท
ค่าใช้จ่ายในการก่อสร้างโยธา	400
ค่าติดตั้งและทดสอบอุปกรณ์	400
ค่าออกแบบวางแผน และ ควบคุมงาน	100
เงินสำรองเผื่อขาด	200
เงินสำรองเผื่ออัตราเงินเฟ้อ	200
รวม	**1,300**

ดังนั้น เงินลงทุนรวมของโครงการโรงไฟฟ้ากรณีศึกษานี้เป็นดังตารางที่ 6-15 นี้

ตารางที่ 6-15 เงินลงทุนของโครงการ

ค่าเครื่องจักร และ อุปกรณ์ (บาท)	ค่าก่อสร้าง ติดตั้ง และทดลอง (บาท)	เงินลงทุน (บาท)
2,624,663,771.35	1,300,000,000.00	3,924,663,771

6.4.3 ส่วนของรายจ่าย

ในส่วนนี้จะมีต้นทุนต่อหน่วยการผลิตไฟฟ้าเท่ากับ 1.99 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง (ยกมาจากตารางที่ 5-8 ต้นทุนของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กแยกตามกระบวนการผลิตไฟฟ้า) เมื่อเราหาค่าต้นทุนต่อหน่วยของการผลิตไฟฟ้าได้แล้ว เราสามารถหาค่ารายจ่ายที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าได้ดังนี้

- หาจำนวนหน่วยไฟฟ้าที่โรงไฟฟ้ากรณีศึกษานี้ต้องผลิตทั้งหมด

ตารางที่ 6-16 การหาจำนวนหน่วยผลิตไฟฟ้า

ปีที่	**ผลิตไฟฟ้าขายให้กับ กฟผ. (กิโลวัตต์-ชั่วโมง)**	**ผลิตไฟฟ้าขายให้กับลูกค้าในนิคมฯ (กิโลวัตต์-ชั่วโมง)**	**ผลิตไฟฟ้าเพื่อใช้เองในโรงไฟฟ้า (กิโลวัตต์-ชั่วโมง)**	**รวมหน่วยผลิตไฟฟ้าทั้งหมด (กิโลวัตต์-ชั่วโมง)**
1-4	570,240,000	95,040,000	31,680,000	696,960,000
6-9				
11-14				
16-19				
21-24				
5	552,960,000	92,160,000	30,720,000	675,840,000
10				
15				
20				
25				

หมายเหตุ : ใช้สมมติฐานเดียวกับการคำนวณทางด้านรายรับ

- นำต้นทุนต่อหน่วยมาคูณกับจำนวนหน่วยผลิตไฟฟ้าทั้งหมด

ตารางที่ 6-17 การหารายจ่ายที่เกิดจากการผลิตไฟฟ้า

ปีที่	ต้นทุนต่อหน่วย (บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง)	รวมหน่วยผลิตไฟฟ้า (กิโลวัตต์-ชั่วโมง)	รายจ่ายที่เกิดจากการผลิตไฟฟ้า (บาท)
1-4	1.99	696,960,000	1,282,000,896
6-9			
11-14			
16-19			
21-24			
5		675,840,000	1,239,972,096
10			
15			
20			
25			

ดังที่ได้กล่าวไว้ตอนต้นว่าส่วนการคำนวณของแบบจำลองนี้ประกอบด้วย 3 ส่วน คือ รายรับ เงินลงทุน และ รายจ่าย เมื่อทำการคำนวณทั้ง 3 ส่วนนี้สำเร็จแล้ว จะทำการสร้างแบบจำลองโดยใช้ตัวชี้วัดทางการเงินมาเป็นเกณฑ์เพื่อวิเคราะห์เงื่อนไขในการลงทุน

6.4.4 ตัวชี้วัดทางการเงินที่สำคัญ

ในการตัดสินใจว่าจะเลือกลงทุนในโครงการลงทุนใหม่หรือไม่นั้น จะเน้นกระแสเงินสดของโครงการลงทุน ซึ่งกระแสเงินสดของโครงการลงทุนนั้นจะเป็นสิ่งที่แสดงให้เห็นถึงประโยชน์ที่จะได้รับจากการตัดสินใจของโครงการลงทุนนั้น ซึ่งวิธีการที่ใช้เป็นตัวชี้วัดทางการเงินเพื่อประเมินโครงการลงทุนประกอบด้วย การคำนวณมูลค่าของเงินสุทธิ (Net Present Value : NPV) วิธีระยะเวลาคืนทุน (Payback Period : PB) และ อัตราผลตอบแทนโครงการ (Internal Rate of Return : IRR) ดังนี้

1. มูลค่าปัจจุบันสุทธิของโครงการ (Net Present Value ; NPV)

คือ มูลค่าที่เหลืออยู่หลังจากโครงการได้คืนต้นทุนเชิงเศรษฐศาสตร์ทั้งหมดแล้ว คำนวณได้จากการนำค่ากระแสเงินสดสุทธิของแต่ละปี (ตลอดอายุโครงการ) มาเทียบให้เป็น

มูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดสุทธิโดยใช้อัตราส่วนลดที่กำหนดขึ้น ในที่นี้ใช้ต้นทุนของเงินทุนถัวเฉลี่ย (WACC) กระแสเงินสดสุทธิที่จะนำมาเทียบเป็นมูลค่าปัจจุบันจะคำนวณตั้งแต่ปีที่คาดว่าจะเริ่มดำเนินการ ซึ่งสามารถคำนวณได้ดังนี้

$$NPV = -\text{Net Initial Investment} + \frac{FCF_1}{(1+r)^1} + \frac{FCF_2}{(1+r)^2} + ... + \frac{FCF_3}{(1+r)^t} \quad \text{สมการที่ 6.9}$$

โดย

r = ต้นทุนของเงินทุนถัวเฉลี่ย (WACC)

t = อายุของโครงการ (ปี)

FCF = กระแสเงินสดสุทธิ (บาท)

เกณฑ์ในการตัดสินใจ ของวิธีนี้คือ ถ้าในกรณีที่มูลค่าปัจจุบันสุทธิเท่ากับ 0 หรือมากกว่า จะรับโครงการลงทุนนั้น หรือ กล่าวอีกนัยหนึ่ง คือ จะรับโครงการลงทุนที่มีมูลค่าปัจจุบันของเงินสดรับเท่ากับหรือมากกว่ามูลค่าปัจจุบันของเงินสดจ่ายนั่นเอง แต่ถ้ามูลค่าปัจจุบันสุทธิเป็นลบแล้ว แสดงว่าโครงการนั้นไม่คุ้มกับการลงทุน

2. อัตราผลตอบแทนการลงทุน (Internal Rate of Return ; IRR)

คือ อัตราผลตอบแทนการลงทุน เป็นอัตราส่วนลดที่ทำให้มูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดรับ เท่ากับ มูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดจ่าย ซึ่งหมายถึงมูลค่าปัจจุบันสุทธิเท่ากับศูนย์ โดยที่ผลลัพธ์ที่ได้จะมีหน่วยเป็นเปอร์เซ็นต์

ขั้นตอนในการคำนวณหาอัตราผลตอบแทนการลงทุนนี้ เหมือนกับการคำนวณหามูลค่าปัจจุบันสุทธิ เราจะใช้สมการในการคำนวณเหมือนที่ได้กล่าวไปในหัวข้อมูลค่าปัจจุบันสุทธิ แต่แทนที่จะกำหนดอัตราดอกเบี้ยขึ้นมา เราจะหาอัตราดอกเบี้ยที่ทำให้มูลค่าปัจจุบันสุทธิเป็นศูนย์ อัตราดอกเบี้ยที่เราหาได้นี้ เรียกว่าอัตราผลตอบแทนการลงทุน หรือ IRR นั่นเอง และจะเป็นตัวเลขที่สามารถบอกผลกำไรของโครงการได้อีกด้วย

$$NPV = 0 = -\text{Net Initial Investment} + \frac{FCF_1}{(1+IRR)^1} + \frac{FCF_2}{(1+IRR)^2} + ... + \frac{FCF_3}{(1+IRR)^t} \quad \text{สมการที่ 6.10}$$

โดย

IRR = อัตราผลตอบแทนของโครงการ (%)

t = อายุของโครงการ (ปี)

FCF = กระแสเงินสดสุทธิ (บาท)

- เกณฑ์ในการตัดสินใจ จากอัตราผลตอบแทนการลงทุนที่คำนวณได้ ให้นำไปเปรียบเทียบกับอัตราผลตอบแทนขั้นต่ำที่โครงการจะยอมรับการลงทุนได้ หรือ อัตราดอกเบี้ยของสถาบันการเงิน ถ้าอัตราผลตอบแทนการลงทุนที่คำนวณได้มีค่ามากกว่า ถือเป็นโครงการที่คุ้มค่าต่อการลงทุน กล่าวอีกนัยหนึ่งคือ เลือกโครงการลงทุนที่ให้ค่า IRR สูงสุด และ มีค่ามากกว่าค่า WACC

3. ระยะเวลาคืนทุน (Payback Period : PB)

คือ จำนวนปีในการดำเนินการ ซึ่งจะทำให้ผลกำไรที่ได้รับในแต่ละปีรวมกันรวมแล้วมีค่าเท่ากับจำนวนเงินลงทุนเริ่มแรก (ผลกำไร ในที่นี้ คือ กำไรสุทธิหลังหักภาษี + ดอกเบี้ย + ค่าเสื่อมราคา)

การทราบระยะเวลาคืนทุน จะเป็นประโยชน์ในด้านการวิเคราะห์ความเสี่ยง ซึ่งมีส่วนเกี่ยวข้องกับสถานการณ์ทางการเมืองในประเทศที่จะลงทุน หรือ ในอุตสาหกรรมซึ่งเทคโนโลยีใหม่ๆเกิดขึ้นเร็วมาก ระยะเวลาคืนทุนไม่ได้เป็นตัววัดความสามารถในการสร้างกำไรของโครงการ แต่จะชี้ให้เห็นถึงสภาพคล่องของโครงการเท่านั้น

6.4.5 การสร้างแบบจำลอง

ในการสร้างแบบจำลองนี้ทำโดยสร้างความสัมพันธ์ระหว่างรายรับ, เงินลงทุน และรายจ่าย โดยใช้มูลค่าปัจจุบันสุทธิในการวิเคราะห์ และอัตราผลตอบแทนการลงทุนเป็นเงื่อนไขที่ใช้พิจารณา ค่าปัจจัยต่างๆที่สามารถวิเคราะห์ได้จากแบบจำลองนี้ มีดังนี้

1. ราคาจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. (P_{EGAT}) : การตลาด
2. ราคาจำหน่ายไฟฟ้าให้ลูกค้าภายในนิคมอุตสาหกรรม ($P_{นิคม}$) : การตลาด
3. ปริมาณที่ผลิตไฟฟ้าให้ กฟผ. (Q_{EGAT}) : การตลาด
4. ปริมาณที่ผลิตไฟฟ้าให้ลูกค้าภายในนิคมอุตสาหกรรม ($Q_{นิคม}$) : การตลาด
5. อัตราแลกเปลี่ยนเงินตราต่างประเทศในด้านเงินลงทุน (FX_{INV}) : เทคนิค
6. ต้นทุนต่อหน่วย (U_{cost}) : เทคนิค
7. ค่าเสื่อมราคาของโรงไฟฟ้า (DP) : เทคนิค
8. อัตราส่วนหนี้ต่อส่วนของผู้ถือหุ้น (D/E) : การเงิน
9. ต้นทุนเงินกู้หลังหักภาษี (C_d) : การเงิน
10. ต้นทุนส่วนของผู้ถือหุ้น (C_e) : การเงิน

จากกรณีโรงไฟฟ้าตัวอย่างนี้ เมื่อใส่ค่าปัจจัยต่างๆในปีฐานเข้าไปในแบบจำลองให้ค่าออกมาดังตารางที่ 6-18 นี้

- กำหนดให้

1. P_{EGAT} ณ ปี 2552 = 2.96 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง
2. $P_{นิคม}$ ณ ปี 2552 = 2.96 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง
3. Q_{EGAT} ณ ปี 2552 = 90 เมกะวัตต์
4. $Q_{นิคม}$ ณ ปี 2552 = 15 เมกะวัตต์
5. FX_{INV} ณ ปี 2552 = 33 บาท/เหรียญสหรัฐ
6. U_{cost} ณ ปี 2552 = 1.94 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง
7. DP ณ ปี 2552 = 0.12 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง
8. D/E ณ ปี 2552 = 75 : 25
9. C_d ณ ปี 2552 = 6.5 %
10. C_e ณ ปี 2552 = 10 %

ตารางที่ 6-18 การวิเคราะห์ NPV IRR และ ระยะเวลาคืนทุน ของโรงไฟฟ้ากรณีศึกษา

หน่วย : ล้านบาท

ปีที่	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
In Cash Flow	-	2,000.74	2,000.74	2,000.74	2,000.74	1,940.11	2,000.74	2,000.74	2,000.74	2,000.74
Out Cash Flow	3,923.74	1,352.10	1,352.10	1,352.10	1,352.10	1,311.13	1,352.10	1,352.10	1,352.10	1,352.10
Net Cash Flow	(3,923.74)	648.64	648.64	648.64	648.64	628.98	648.64	648.64	648.64	648.64
Net Present Value (NPV)	(3,923.74)	604.09	562.59	523.95	487.97	440.68	423.24	394.17	367.09	341.88
NPV สะสม	(3,923.74)	(3,319.65)	(2,757.06)	(2,233.10)	(1,745.14)	(1,304.46)	(881.22)	(487.06)	(119.96)	221.92
IRR (%)	16.13 %									

หน่วย : ล้านบาท

ปีที่	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
In Cash Flow	1,940.11	2,000.74	2,000.74	2,000.74	2,000.74	1,940.11	2,000.74	2,000.74	2,000.74	2,000.74
Out Cash Flow	1,311.13	1,352.10	1,352.10	1,352.10	1,352.10	1,311.13	1,352.10	1,352.10	1,352.10	1,352.10
Net Cash Flow	628.98	648.64	648.64	648.64	648.64	628.98	648.64	648.64	648.64	648.64
Net Present Value (NPV)	308.75	296.53	276.16	257.19	239.53	216.32	207.75	193.49	180.20	167.82
NPV สะสม	530.66	827.19	1,103.36	1,360.55	1,600.08	1,816.39	2,024.15	2,217.63	2,397.83	2,565.65
IRR (%)	16.13 %									

หน่วย : ล้านบาท

ปีที่	20	21	22	23	24	25
In Cash Flow	1,940.11	2,000.74	2,000.74	2,000.74	2,000.74	1,940.11
Out Cash Flow	1,311.13	1,352.10	1,352.10	1,352.10	1,352.10	1,311.13
Net Cash Flow	628.98	648.64	648.64	648.64	648.64	628.98
Net Present Value (NPV)	151.56	145.56	135.56	126.25	117.58	106.18
NPV สะสม	2,717.21	2,862.76	2,998.32	3,124.57	3,242.15	3,348.33
IRR (%)	16.13 %					

จากตาราง 6-18 สามารถสรุปได้ว่า โครงการโรงไฟฟ้ากรณีศึกษานี้คุ้มค่ากับการลงทุน เนื่องจาก

- มูลค่าปัจจุบันของโครงการ 3,348.33 ล้านบาท
- อัตราผลตอบแทนขั้นต่ำ 16.13 %
- ระยะเวลาคืนทุน 9 ปี

ซึ่งตรงตามเกณฑ์การตัดสินใจของดัชนีชี้วัดทางการเงินที่สำคัญที่ได้กล่าวไว้

และจากกรณีศึกษานี้ได้กำหนดให้ ต้นทุนเงินกู้ลังหักภาษี มีค่าเท่ากับ 6.5% และ ต้นทุนส่วนของผู้ถือหุ้น มีค่าเท่ากับ 10% ดังนั้น จะสามารถคำนวณค่า WACC ได้ดังต่อไปนี้

จากสมการ 6.2 แทนค่า ได้

$$WACC = \frac{(6.5\% \times 75)}{100} + \frac{(10\% \times 25)}{100}$$

$$= 7.38\ \%$$

ซึ่งตรงตามเกณฑ์การตัดสินใจของดัชนีชี้วัดทางการเงินที่สำคัญที่ได้กล่าวไว้เช่นกัน และ ค่าของต้นทุนของเงินทุนถัวเฉลี่ย WACC ที่คำนวณได้ คือ 7.38% ซึ่งเราจะใช้ในการหามูลค่าของตัวชี้วัดทางการเงินที่สำคัญต่อไป

6.5 การวิเคราะห์ปัจจัยที่มีผลต่อเงื่อนไขในการลงทุน

เงื่อนไขของกรณีศึกษานี้ คือ โครงการที่ทำขึ้นมาแล้วมีอัตราผลตอบแทนการลงทุนขั้นต่ำมากกว่าอัตราผลตอบแทนการลงทุนของโรงไฟฟ้าตัวอย่าง ซึ่งมีค่าเท่ากับ 9.53 % (จากโรงไฟฟ้าตัวอย่าง : เป็นโรงไฟฟ้าแห่งหนึ่งที่ผลิตไฟฟ้าด้วยระบบ Cogeneration โดยใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง) โดยมีขั้นตอนการวิเคราะห์แบ่งเป็น 2 กรณี ดังนี้

กรณีที่ 1 ขั้นตอนในการวิเคราะห์ปัจจัยทางด้านการตลาด และ ปัจจัยทางด้านเทคนิค

กรณีที่ 2 ขั้นตอนในการวิเคราะห์ปัจจัยทางด้านการเงิน

กรณีที่ 1 ขั้นตอนในการวิเคราะห์ปัจจัยทางด้านการตลาด และ ปัจจัยทางด้านเทคนิค

1. กำหนดเงื่อนไขเบื้องต้น คือ ให้อัตราผลตอบแทนการลงทุนขั้นต่ำของโครงการกรณีศึกษามากกว่าหรือเท่ากับอัตราผลตอบแทนการลงทุนของโรงไฟฟ้าตัวอย่าง

IRR ของโครงการกรณีศึกษา > IRR ของโรงไฟฟ้าตัวอย่าง

IRR ของโครงการกรณีศึกษา > 9.53 % .....สมการที่ 6.11

2. จากสมการที่ 6.11 จะได้สมการที่เป็นเงื่อนไขเบื้องต้นในการลงทุน ซึ่งสามารถนำไปใช้สำหรับกรณีพิจารณาปัจจัยด้านการตลาด และ ปัจจัยทางด้านเทคนิค ได้โดยทำการหาค่า IRR ของโครงการในกรณีต่างๆ จาก แบบจำลอง และ ตรวจสอบดูว่ามีค่ามากกว่า 9.53 % หรือไม่ ถ้ามากกว่า หมายความว่า สภาพการณ์ ณ สถานการณ์นั้นสามารถลงทุนได้
3. ทำการวิเคราะห์หา IRR ของโครงการในแต่ละปัจจัยเพื่อหาเงื่อนไขในการลงทุนของแต่ละตัว โดย กำหนดปีฐานเป็นปี 2552 (สามารถเปลี่ยนปีฐานเป็นปีอื่นได้ตามแต่สถานการณ์ที่เหมาะสม)

ในการวิเคราะห์ปัจจัยทางด้านการตลาด และ ปัจจัยทางด้านเทคนิค ทำได้โดยการแทนค่าปัจจัยตัวอื่นๆ ที่นอกเหนือจากปัจจัยที่เราสนใจ เป็นค่าในปีฐาน (ปี พ.ศ.2552) ส่วนทางด้านปัจจัยตัวที่สนใจให้ทำการเปลี่ยนแปลงค่าของปัจจัยนั้นๆจนกระทั่งตรงตามเงื่อนไขในสมการที่ 6.11 ซึ่งจากการวิเคราะห์ และ คำนวณ สามารถสรุปเงื่อนไขการลงทุนทางด้านต่างๆที่ทำให้สภาพการณ์เอื้อต่อการลงทุน ได้ดังนี้

6.5.1 ด้านการตลาด

ในการพิจารณาเงื่อนไขการลงทุนทางด้านการตลาด ของโครงการโรงไฟฟ้ากรณีศึกษา จะแยกพิจารณาเป็น 4 ปัจจัย คือ ราคาจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ., ราคาจำหน่วยไฟฟ้าให้ลูกค้าภายในนิคมอุตสาหกรรม, ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตเพื่อขายให้กับ กฟผ. และ ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตเพื่อขายให้กับลูกค้าภายในนิคมอุตสาหกรรม มีรายละเอียดดังนี้

1. ราคาจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ.

จากการวิเคราะห์ราคาจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. ทำให้ทราบว่าราคาจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. ที่ทำให้สภาพการณ์เอื้อต่อการลงทุน ณ ค่าอ้างอิงที่ IRR เท่ากับ 9.53% คือ ราคาจำหน่ายต้องมากกว่า 2.38 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง ถึงจะทำให้โครงการมีค่า IRR > 9.53%

2. ราคาจำหน่ายไฟฟ้าให้ลูกค้าภายในนิคมอุตสาหกรรม

จากการวิเคราะห์ราคาจำหน่ายไฟฟ้าให้ลูกค้าภายในนิคมอุตสาหกรรมทำให้ทราบว่าราคาจำหน่ายไฟฟ้าให้ลูกค้าภายในนิคมอุตสาหกรรมมีผลกระทบน้อยมากกับค่า IRR ส่งผลให้ปัจจัยนี้ไม่เป็นเงื่อนไขต่อสภาพการณ์ที่เอื้อต่อการลงทุน ณ ค่าอ้างอิงที่ IRR เท่ากับ 9.53%

3. ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตเพื่อขายให้กับ กฟผ.

จากข้อกำหนดของการผลิตไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กที่ว่า จะสามารถขายไฟฟ้าให้กับ กฟผ. ได้ไม่เกิน 90 เมกะวัตต์ ดังนั้น จะทำการเปลี่ยนแปลงค่าปริมาณการขายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. ให้อยู่ในช่วงที่ไม่เกิน 90 เมกะวัตต์ ซึ่งจากการวิเคราะห์ทำให้ทราบว่าปริมาณการขายไฟฟ้าที่ขายแก่ กฟผ. ที่ทำให้สภาพการณ์เอื้อต่อการลงทุน ณ ค่าอ้างอิงที่ IRR เท่ากับ 9.53%ของกรณีศึกษานี้ คือ ต้องทำการขายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. ต้องมากกว่า 45.13 เมกะวัตต์ ถึงจะทำให้โครงการมีค่า IRR > 9.53%

4. ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตเพื่อขายให้กับลูกค้าภายในนิคมอุตสาหกรรม

จากการวิเคราะห์ทำให้ทราบว่าปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตเพื่อขายให้กับลูกค้าภายในนิคมอุตสาหกรรมมีผลกระทบน้อยมากกับค่า IRR ส่งผลให้ปัจจัยนี้ไม่เป็นเงื่อนไขต่อสภาพการณ์ที่เอื้อต่อการลงทุน ณ ค่าอ้างอิงที่ IRR เท่ากับ 9.53%

เนื่องจาก โครงการกรณีศึกษานี้ได้กำหนดให้เป็นโรงไฟฟ้าขนาด 110 เมกะวัตต์ ถ้าผลิตไฟฟ้าขายให้แก่ กฟผ. 90 เมกะวัตต์ แล้ว จะทำให้สามารถผลิตไฟฟ้าให้กับลูกค้าภายในนิคมอุตสาหกรรมได้ไม่เกิน 15 เมกะวัตต์ ดังนั้น จะทำการเปลี่ยนแปลงค่าปริมาณการขายไฟฟ้าให้กับลูกค้าภายในนิคมอุตสาหกรรม ให้อยู่ในช่วงที่ไม่เกิน 15 เมกะวัตต์ ซึ่งเมื่อแทนค่าปัจจัยปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตเพื่อขายให้กับลูกค้าภายในนิคมอุตสาหกรรม เท่ากับ 0 เมกะวัตต์ เพื่อหาค่า IRR ของโครงการกรณีศึกษา IRR ที่เกิดจากการคำนวณนี้มีค่าเท่ากับ 15.78% ซึ่งเมื่อเทียบกับ IRR ของโรงไฟฟ้าตัวอย่าง (9.53%) ยังเป็นสภาพการณ์ที่เอื้อต่อการลงทุนอยู่ดี

6.5.2 ด้านเทคนิค

ในด้านการเทคนิคนี้ มีตัวแปรที่สำคัญต่อการพิจารณาแบ่งย่อยลงไปอีก 6 ปัจจัย คือ อัตราแลกเปลี่ยนเงินตราต่างประเทศในด้านเงินลงทุน (FX_{INV}) ต้นทุนต่อหน่วย (U_{cost}) และ ค่าเสื่อมราคาของโรงไฟฟ้า (DP) ดังนี้

1. อัตราแลกเปลี่ยนเงินตราต่างประเทศในด้านเงินลงทุน

อัตราแลกเปลี่ยนเงินเหรียญสหรัฐถัวเฉลี่ยของอัตราซื้อ และ อัตราขายทาง

- โทรเลข ณ วันทำการสุดท้ายของเดือน t ที่ธนาคารพาณิชย์ใช้ซื้อขายกับลูกค้า ซึ่งประกาศโดยธนาคารแห่งประเทศไทย หรือ FX_t ซึ่ง จากการวิเคราะห์ทำให้ทราบว่าอัตราแลกเปลี่ยนที่ทำให้สภาพการณ์เอื้อต่อการลงทุน ณ ค่าอ้างอิงที่ IRR เท่ากับ 9.53% คือ ค่าอัตราแลกเปลี่ยนต้องไม่เกิน 94.56 บาทต่อเหรียญสหรัฐ ถึงจะทำให้โครงการมีค่า IRR > 9.53%

2. ต้นทุนต่อหน่วย

จากการวิเคราะห์ทำให้ทราบว่าต้นทุนต่อหน่วย ที่ทำให้สภาพการณ์เอื้อต่อการลงทุน ณ ค่าอ้างอิงที่ IRR เท่ากับ 9.53% ของกรณีศึกษานี้ คือ ค่าการผลิตไฟฟ้าต้องมีค่าไม่เกิน 2.27 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง ถึงจะทำให้โครงการมีค่า IRR > 9.53%

3. ค่าเสื่อมราคาของโรงไฟฟ้า

จากการวิเคราะห์ทำให้ทราบว่าค่าเสื่อมราคา ที่ทำให้สภาพการณ์เอื้อต่อการลงทุน ณ ค่าอ้างอิงที่ IRR เท่ากับ 9.53% ของกรณีศึกษานี้ คือ ค่าเสื่อมราคาต้องมีค่าไม่เกิน 0.27 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง ถึงจะทำให้โครงการมีค่า IRR > 9.53%

6.5.3 ด้านการเงิน

ในการพิจารณาเงื่อนไขการลงทุนทางด้านการเงิน ของโครงการโรงไฟฟ้ากรณีศึกษา จะแยกพิจารณาเป็น 3 ปัจจัย คือ อัตราส่วนหนี้ต่อส่วนของผู้ถือหุ้น (D/E), ต้นทุนเงินกู้หลังหักภาษี (C_d), ต้นทุนส่วนของผู้ถือหุ้น (C_e)

ทางด้านการเงินนี้มีวิธีวิเคราะห์ที่แตกต่างจากการวิเคราะห์ทางด้านการตลาด และการวิเคราะห์ทางด้านเทคนิค ดังขั้นตอนต่อไปนี้

กรณีที่ 2 ขั้นตอนในการวิเคราะห์ปัจจัยทางด้านการเงิน

1. เนื่องจาก เกณฑ์การตัดสินใจเลือกลงทุนโครงการใดๆตามวิธีการหาอัตราการลงทุนขั้นต่ำกล่าวไว้ว่า จะเลือกลงทุนโครงการลงทุนที่ให้ค่า IRR สูงสุด และ มีค่ามากกว่าค่าต้นทุนของเงินทุนถัวเฉลี่ย (WACC) ดังนั้น จึงสามารถกำหนดเงื่อนไขเบื้องต้นได้ คือ ให้ WACC ของโครงการกรณีศึกษา มีค่าน้อยกว่าอัตราผลตอบแทนการลงทุนของโรงไฟฟ้าตัวอย่าง

WACC ของโครงการกรณีศึกษา < IRR ของโรงไฟฟ้าตัวอย่าง

WACC ของโครงการกรณีศึกษา < 9.53 % .....สมการที่ 6.12

2. จากสมการที่ 6.12 จะได้สมการที่เป็นเงื่อนไขเบื้องต้นในการลงทุน ซึ่งสามารถนำไปใช้สำหรับกรณีพิจารณาปัจจัยด้านการเงิน ได้โดยทำการหาค่า WACC ของโครงการในกรณีต่างๆ จากแบบจำลอง และ ตรวจสอบดูว่ามีน้อยกว่า 9.53% หรือไม่ ถ้าน้อยกว่าหมายความว่าสภาพการณ์ ณ สถานการณ์นั้นสามารถลงทุนได้
3. ทำการวิเคราะห์หา WACC ของโครงการในแต่ละปัจจัยเพื่อหาเงื่อนไขในการลงทุนของแต่ละตัว โดย กำหนดปีฐานเป็นปี 2552 (สามารถเปลี่ยนปีฐานเป็นปีอื่นได้ตามแต่สถานการณ์ที่เหมาะสม)

ในการวิเคราะห์ปัจจัยทางด้านการเงิน ทำได้โดยการแทนค่าปัจจัยตัวอื่นๆ ที่นอกเหนือจากปัจจัยที่เราสนใจ เป็นค่าในปีฐาน (ปี พ.ศ.2552) ส่วนทางด้านปัจจัยตัวที่สนใจให้ทำการเปลี่ยนแปลงค่าของปัจจัยนั้นๆจนกระทั่งตรงตามเงื่อนไขในสมการที่ 6.12 ซึ่งจากการวิเคราะห์และ คำนวณ สามารถสรุปเงื่อนไขการลงทุนทางด้านต่างๆที่ทำให้สภาพการณ์เอื้อต่อการลงทุน ได้ดังนี้

1. อัตราส่วนของผู้ถือหุ้น (Debt to Equity ratio : D/E)

จากการวิเคราะห์ทำให้ทราบว่าอัตราส่วนหนี้สินต่อส่วนของผู้ถือหุ้น ที่ทำให้สภาพการณ์เอื้อต่อการลงทุน ณ ค่าอ้างอิงที่ IRR เท่ากับ 9.53% ของกรณีศึกษานี้ คือ ส่วนหนี้สินต้องมากกว่า 13.50 % ถึงโครงการจะมีสภาพการณ์น่าลงทุน

2. ต้นทุนเงินกู้หลังหักภาษี (After Tax Cost of Debt ; C_d)

จากการวิเคราะห์ทำให้ทราบว่าต้นทุนเงินกู้หลังหักภาษี ที่ทำให้สภาพการณ์เอื้อต่อการลงทุน ณ ค่าอ้างอิงที่ IRR เท่ากับ 9.53% ของกรณีศึกษานี้ คือ ต้นทุนเงินกู้หลังหักภาษีต้องไม่เกิน 9.37 %

3. และ ต้นทุนส่วนของผู้ถือหุ้น (Cost of Equity ; C_e) ดังนี้

จากการวิเคราะห์ทำให้ทราบว่าต้นทุนส่วนของผู้ถือหุ้น ที่ทำให้สภาพการณ์เอื้อต่อการลงทุน ณ ค่าอ้างอิงที่ IRR เท่ากับ 9.53% ของกรณีศึกษานี้ คือ ต้นทุนเงินกู้หลังหักภาษีต้องไม่เกิน 18.60 %

6.6 การวิเคราะห์ความไวของปัจจัย

ในการวิเคราะห์ความไวของแต่ละปัจจัย มีวัตถุประสงค์เพื่อพิจารณาถึงผลกระทบที่มีต่อโครงการ ในกรณีที่ปัจจัยมีความสำคัญต่อผลตอบแทนโครงการเปลี่ยนแปลงเพิ่มขึ้นและลดลง ซึ่งปัจจัยที่จะพิจารณาของโครงการกรณีตัวอย่างนี้ประกอบด้วย

1. ราคาจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. (P_{EGAT})

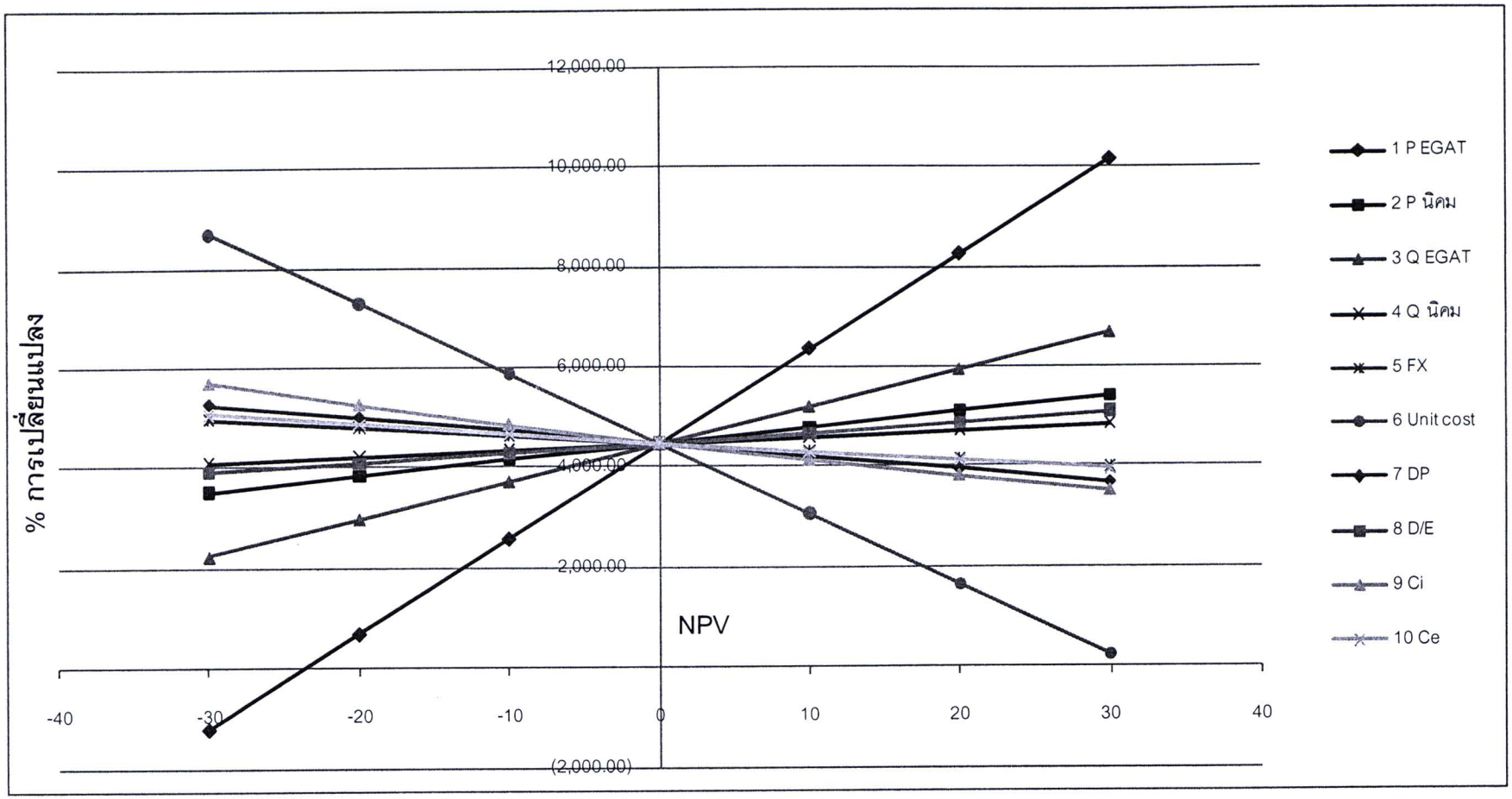
2. ราคาจำหน่ายไฟฟ้าให้ลูกค้าภายในนิคมอุตสาหกรรม ($P_{นิคม}$)
3. ปริมาณที่ผลิตไฟฟ้าให้ กฟผ. (Q_{EGAT})
4. ปริมาณที่ผลิตไฟฟ้าให้ลูกค้าภายในนิคมอุตสาหกรรม ($Q_{นิคม}$)
5. อัตราแลกเปลี่ยนเงินตราต่างประเทศในด้านเงินลงทุน (FX_{INV})
6. ต้นทุนต่อหน่วย (U_{cost})
7. ค่าเสื่อมราคาของโรงไฟฟ้า (DP)
8. อัตราส่วนหนี้ต่อส่วนของผู้ถือหุ้น (D/E)
9. ต้นทุนเงินกู้หลังหักภาษี (C_d)
10. ต้นทุนส่วนของผู้ถือหุ้น (C_e)

ในการวิเคราะห์ความไวมีหลักการคือ เปลี่ยนค่าของปัจจัยที่ต้องการพิจารณาทีละตัว ขณะที่ปัจจัยตัวอื่นที่ยังไม่พิจารณามีค่าคงที่ จากนั้นคำนวณมูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) ในแต่ละช่วงของปัจจัยที่เปลี่ยนแปลง แล้วดูปัจจัยตัวไหนที่เปลี่ยนค่าแล้วส่งผลกระทบต่อโครงการมากที่สุด (มีผลทำให้ค่า NPV เปลี่ยนแปลงมากที่สุด) แสดงว่าปัจจัยนั้นมีความไวต่อการเปลี่ยนแปลงของโครงการมากที่สุด ผลการคำนวณแสดงดังตารางที่ 6-19 และ รูปที่ 6-3

ตารางที่ 6-19 มูลค่าปัจจุบันสุทธิของโครงการในแต่ละช่วงการเปลี่ยนแปลงของปัจจัย

หน่วย : ล้านบาท

เปอร์เซ็นต์การเปลี่ยนแปลงของปัจจัยจากปีฐาน		30 %	20 %	10 %	ปีฐาน	-10 %	-20 %	-30 %
1	ราคาจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ.	10,147.02	8,254.66	6,362.29	4,469.92	2,577.55	685.18	(1,207.19)
2	ราคาจำหน่ายไฟฟ้าให้ลูกค้าภายในนิคมอุตสาหกรรม	5,416.10	5,100.71	4,785.31	4,469.92	4,154.52	3,839.13	3,523.73
3	ปริมาณที่ผลิตไฟฟ้าให้ กฟผ.	6,694.73	5,953.13	5,211.52	4,469.92	3,728.31	2,986.71	2,245.11
4	ปริมาณที่ผลิตไฟฟ้าให้ลูกค้าภายในนิคมอุตสาหกรรม	4,840.72	4,717.12	4,593.52	4,469.92	4,346.32	4,222.72	4,099.12
5	อัตราแลกเปลี่ยนเงินตราต่างประเทศในด้านเงินลงทุน	3,971.63	4,137.73	4,303.82	4,469.92	4,636.02	4,802.11	4,968.21
6	ต้นทุนต่อหน่วย	250.45	1,656.94	3,063.43	4,469.92	5,876.41	7,282.90	8,689.39
7	ค่าเสื่อมราคาของโรงไฟฟ้า	3,682.80	3,945.17	4,207.55	4,469.92	4,732.29	4,994.67	5,257.04
8	อัตราส่วนหนี้ต่อส่วนของผู้ถือหุ้น	5,086.95	4,873.47	4,667.92	4,469.92	4,279.14	4,095.25	3,917.95
9	ต้นทุนเงินกู้หลังหักภาษี	3,490.24	3,795.17	4,121.11	4,469.92	4,843.63	5,244.50	5,675.00
10	ต้นทุนส่วนของผู้ถือหุ้น	3,942.88	4,112.48	4,288.07	4,469.92	4,658.32	4,853.56	5,055.95



รูปที่ 6-3 มูลค่าปัจจุบันสุทธิของโครงการในแต่ละช่วงการเปลี่ยนแปลงของปัจจัย

จากรูปที่ 6-3 จะเห็นว่าเส้นกราฟของหมายเลข 1 ราคาขายไฟฟ้าที่ขายให้แก่ กฟผ. มีความชันมากที่สุด แสดงว่าราคาขายไฟฟ้าที่ขายให้แก่ กฟผ. มีความไวต่อการเปลี่ยนแปลงมาก

- อธิบายได้ว่ามูลค่าปัจจุบันสุทธิจะเพิ่มขึ้นทันทีที่ราคาขายไฟฟ้าที่ขายให้แก่ กฟผ.เพิ่มขึ้น และจะมีค่าลดลงทันทีที่ราคาขายไฟฟ้าที่ขายให้แก่ กฟผ.ลดลง