การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค
PROVINCIAL ELECTRICITY AUTHORITY

โครงการพัฒนาระบบไฟฟ้า แบบโครงข่ายไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (Microgrid) บนพื้นที่เกาะพะลวย จ.สุราษฎร์ธานี

กองโครงการ
ฝ่ายวางแผนระบบไฟฟ้า

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค
กุมภาพันธ์ 2562

สารบัญ

เนื้อหา		หน้า
บทที่ 1	รายละเอียดโครงการ	1-1
	1.1 ความเป็นมาของโครงการ	1-1
	1.2 ข้อมูลทั่วไปของเกาะต่างๆ ที่ยังไม่มีแผนงาน/โครงการ	1-3
	1.3 เกณฑ์การคัดเลือกพื้นที่ดำเนินโครงการ	1-6
	1.4 ระยะเวลาดำเนินโครงการ : ปี 2563 - 2564	1-8
	1.5 วัตถุประสงค์โครงการ	1-8
	1.6 ขอบเขตปริมาณงานและวงเงินลงทุนโครงการ	1-8
	1.7 ผลตอบแทนโครงการ	1-9
	1.8 ผลตอบแทนที่คาดว่าจะได้รับจากการดำเนินโครงการ	1-10
	1.9 ตัวชี้วัดผลสัมฤทธิ์ของโครงการ	1-10
	1.10 การบริหารโครงการ	1-10
บทที่ 2	การวิเคราะห์ทางเทคนิค	2-1
	2.1 การพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าบนเกาะพะลวย	2-1
	2.2 วิธีการพยากรณ์	2-1
	2.3 การพยากรณ์พลังไฟฟ้าสูงสุด	2-6
	2.4 ทางเลือกในการพัฒนาระบบไฟฟ้าให้เกาะต่าง ๆ ที่ยังไม่มีไฟฟ้าใช้	2-10
บทที่ 3	การวิเคราะห์ทางเลือกที่เหมาะสม	3-1
	3.1 ความต้องการไฟฟ้า	3-1
	3.2 ทางเลือกการจ่ายไฟ	3-2
	3.3 การพิจารณาทางเลือกที่เหมาะสมในการจ่ายไฟ	3-3
	3.4 สรุปผลการพิจารณาทางเลือกที่เหมาะสม	3-9
บทที่ 4	การวิเคราะห์ผลตอบแทนทางการเงิน	4-1
	4.1 การวิเคราะห์ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน	4-1
	4.2 การวิเคราะห์ผลตอบแทนทางการเงิน	4-2
บทที่ 5	การวิเคราะห์ผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์	5-1
	5.1 การวิเคราะห์ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน	5-1
	5.2 การวิเคราะห์ผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์	5-1
	5.3 ผลการวิเคราะห์ผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์	5-2
	5.4 สรุปผลการเปรียบเทียบทางเลือกในการจ่ายไฟให้เกาะต่างๆ	5-2

สารบัญตาราง

ตารางที่ 1-1 สรุปสถานะการจ่ายไฟให้เกาะต่างๆ ในพื้นที่รับผิดชอบของ กฟภ.....1-1
ตารางที่ 1-2 สรุปรายชื่อเกาะที่มีการจ่ายไฟด้วยการปักเสา (คอนกรีต) พาดสายจำนวน 13 เกาะ.....1-1
ตารางที่ 1-3 สรุปรายชื่อเกาะที่มีการเชื่อมโยงด้วยสายเคเบิลใต้น้ำจำนวน 27 เกาะ.....1-2
ตารางที่ 1-4 สรุปรายชื่อเกาะที่มีการติดตั้งโรงจักรไฟฟ้าดีเซลจำนวน 3 เกาะ.....1-2
ตารางที่ 1-5 สรุปรายชื่อเกาะที่มีการติดตั้ง Solar Home System (SHS) จำนวน 18 เกาะ.....1-2
ตารางที่ 1-6 สรุปรายชื่อเกาะที่อยู่ระหว่างนำเสนอขออนุมัติจาก ครม. จำนวน 12 เกาะ.....1-3
ตารางที่ 1-7 สรุปรายชื่อเกาะที่ไม่มีไฟฟ้าใช้ และยังไม่บรรจุเข้าโครงการ/แผนงาน ของ กฟภ. จำนวน 6 เกาะ.....1-3
ตารางที่ 1-8 แสดงรายชื่อเกาะและเขตพื้นที่หวงห้าม.....1-6
ตารางที่ 1-9 ความเข้มรังสีดวงอาทิตย์เปรียบเทียบระหว่างแผนที่ความเข้มรังสีดวงอาทิตย์กับค่าที่วัดได้จากสถานีวัดความเข้มรังสีดวงอาทิตย์.....1-7
ตารางที่ 1-10 วงเงินลงทุนตามปริมาณงานของโครงการพัฒนาระบบไฟฟ้าแบบโครงข่ายไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (Microgrid) บนพื้นที่เกาะพะลวย จ.สุราษฎร์ธานี.....1-9
ตารางที่ 1-11 วงเงินลงทุนตามปริมาณงานของโครงการพัฒนาระบบไฟฟ้าแบบโครงข่ายไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (Microgrid) บนพื้นที่เกาะพะลวย จ.สุราษฎร์ธานี.....1-9
ตารางที่ 1-12 ผลตอบแทนโครงการทางการเงิน และทางเศรษฐศาสตร์.....1-9
ตารางที่ 1-13 แผนดำเนินงานโครงการพัฒนาระบบไฟฟ้าแบบโครงข่ายไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (Microgrid) บนพื้นที่เกาะพะลวย จ.สุราษฎร์ธานี.....1-11
ตารางที่ 2-1 จำนวนครัวเรือนบนเกาะพะลวย จ.สุราษฎร์ธานี.....2-1
ตารางที่ 2-2 กำลังการผลิตติดตั้งบนเกาะพะลวย จ.สุราษฎร์ธานี.....2-1
ตารางที่ 2-3 สถิติจำนวนครัวเรือน ต.อ่างทอง อ.เกาะสมุย จ.สุราษฎร์ธานี.....2-2
ตารางที่ 2-4 จำนวนผู้ใช้ไฟและอัตราการเติบโต (%) ของเกาะพะลวย จ.สุราษฎร์ธานี.....2-3
ตารางที่ 2-5 สถิติการใช้พลังงานไฟฟ้าต่อผู้ใช้ไฟต่อเดือนของบ้านอยู่อาศัยและกิจการขนาดเล็ก (kWh/ราย/เดือน) ของเกาะสีชัง จ.ชลบุรี.....2-4
ตารางที่ 2-6 สถิติการใช้พลังงานไฟฟ้าต่อผู้ใช้ไฟต่อเดือนของกิจการเฉพาะอย่าง (kWh/ราย/เดือน) ของเกาะสีชัง จ.ชลบุรี.....2-4
ตารางที่ 2-7 สมการพยากรณ์ kWh/ราย/เดือน.....2-4
ตารางที่ 2-8 ค่าพยากรณ์และอัตราการเติบโต (%) ของการใช้พลังงานไฟฟ้า (kWh/ราย/เดือน) ของเกาะสีชัง.....2-4
ตารางที่ 2-9 ค่าพยากรณ์และอัตราการเติบโต (%) ของ kWh/ราย/เดือน เกาะพะลวย.....2-5
ตารางที่ 2-10 ค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า และ Load Factor ของเกาะพะลวย จ.สุราษฎร์ธานี.....2-9
ตารางที่ 2-11 ความสามารถในการส่งพลังงานไฟฟ้าของสายเคเบิลใต้น้ำ..... 2-17
ตารางที่ 2-12 สรุปการเชื่อมโยงระบบจำหน่ายด้วยสายเคเบิลใต้น้ำไปยังเกาะต่างๆ..... 2-18

สารบัญตาราง (ต่อ)

ตารางที่ 3-1 ค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า และ Load Factor ของเกาะพะลวย จ.สุราษฎร์ธานี.....3-1
ตารางที่ 3-2 ค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้ารายวัน (Daily Load Profile) ของเกาะพะลวย จ.สุราษฎร์ธานี 3-2
ตารางที่ 3-3 รายละเอียดการก่อสร้างสายเคเบิลใต้น้ำ ขนาด 70 ตร.มม. ของเกาะพะลวย จ.สุราษฎร์ธานี ...3-3
ตารางที่ 3-4 รายละเอียดการติดตั้งระบบไฟฟ้าแบบโครงข่ายไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (Microgrid) บนพื้นที่ เกาะพะลวย จ.สุราษฎร์ธานี.....3-4
ตารางที่ 3-5 กำลังการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ตลอดอายุโครงการ (25 ปี).....3-5
ตารางที่ 3-6 การทำงานของอุปกรณ์ของระบบไมโครกริดในกรณีวันที่ PV สามารถผลิตไฟฟ้าได้เต็มที่ 3-7
ตารางที่ 3-7 การทำงานของอุปกรณ์ของระบบไมโครกริดในกรณีวันที่ PV **ไม่**สามารถผลิตไฟฟ้าได้เต็มที่ .3-8
ตารางที่ 3-8 ผลการวิเคราะห์เปรียบเทียบมูลค่าเงินลงทุนระหว่างการก่อสร้างสายเคเบิลใต้น้ำ ขนาด 70 ตร.มม. กับ การติดตั้งระบบไฟฟ้าแบบโครงข่ายไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (Microgrid) 3-9
ตารางที่ 3-9 ค่าใช้จ่ายของแต่ละทางเลือกสำหรับการขยายเขตระบบไฟฟ้า ให้เกาะพะลวย จ.สุราษฎร์ธานี..... 3-10
ตารางที่ 4-1 เงินลงทุนการพัฒนาระบบไฟฟ้าเพื่อจ่ายไฟให้เกาะพะลวย จ.สุราษฎร์ธานี..... 4-1
ตารางที่ 4-2 รายละเอียด Cost Factor..... 4-2
ตารางที่ 4-3 ผลตอบแทนทางการเงินของโครงการติดตั้งระบบไฟฟ้าแบบโครงข่ายไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (Microgrid) เกาะพะลวย จ.สุราษฎร์ธานี..... 4-3
ตารางที่ 5-1 ผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์ของโครงการพัฒนาระบบไฟฟ้าแบบโครงข่ายไฟฟ้า ขนาดเล็กมาก (Microgrid)..... 5-2

สารบัญภาพ

ภาพที่ 1-1 ตำแหน่งของพื้นที่ศึกษาโครงการ 1-3
ภาพที่ 1-2 เกาะกรัง (ทรายดำ) จ.ระนอง 1-4
ภาพที่ 1-3 เกาะสินไห จ.ระนอง 1-4
ภาพที่ 1-4 เกาะเหลา จ.ระนอง 1-4
ภาพที่ 1-5 เกาะพะลวย จ.สุราษฎร์ธานี 1-5
ภาพที่ 1-6 เกาะบุโหลนดอน จ.สตูล 1-5
ภาพที่ 1-7 เกาะบุโหลนเล จ.สตูล 1-5
ภาพที่ 1-8 แสดงพื้นที่อุทยานแห่งชาติ และตำแหน่งพื้นที่ตั้งโครงการ 1-6
ภาพที่ 1-9 ผังแสดงการติดตั้งอุปกรณ์โดยสังเขปบนเกาะพะลวย จ.สุราษฎร์ธานี 1-12
ภาพที่ 2-1 ระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซล 2-10
ภาพที่ 2-2 เครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซลในตู้คอนเทนเนอร์ 2-11
ภาพที่ 2-3 ระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ 2-12
ภาพที่ 2-4 ระบบผลิตและการจ่ายไฟของโรงไฟฟ้าพลังลม 2-14
ภาพที่ 2-5 การผลิตและการจ่ายไฟของโรงไฟฟ้าพลังลม 2-14
ภาพที่ 2-6 ระบบควบคุมไมโครกริด 2-16
ภาพที่ 2-7 การเชื่อมโยงระบบจำหน่ายด้วยสายเคเบิลใต้น้ำ 2-17
ภาพที่ 2-8 สายเคเบิลใต้น้ำ XLPE Insulated 3-core 2-17
ภาพที่ 2-9 วิธีการวางสายเคเบิลใต้น้ำ 2-20
ภาพที่ 2-10 วิธีการวางสายเคเบิลใต้น้ำในบริเวณน้ำตื้น 2-24
ภาพที่ 2-11 วิธีการฝังสายเคเบิลใต้น้ำบริเวณพื้นหินในที่ตื้น 2-25
ภาพที่ 2-12 แสดงวิธีการวางสายเคเบิลใต้น้ำแบบ Water jets 2-25
ภาพที่ 2-13 แสดงอุปกรณ์และวิธีการวางสายเคเบิลใต้น้ำแบบ Suction 2-26
ภาพที่ 2-14 แสดงอุปกรณ์วางสายเคเบิลใต้น้ำแบบ Plough 2-27
ภาพที่ 2-15 ลักษณะเสาไฟฟ้าที่เชื่อมต่อจากจุดรับสายเคเบิลใต้น้ำเพื่อจ่ายไฟฟ้าให้กับชุมชน 2-27
ภาพที่ 3-1 ลักษณะการใช้โหลดภายใน 1 วัน (Daily Load Profile) บนเกาะพะลวย จ.สุราษฎร์ธานี 3-2
ภาพที่ 3-2 ผลการจำลองการทำงานของระบบไมโครกริดในระยะเวลา 2 วัน 3-6
ภาพที่ 3-3 ผลการจำลองการทำงานของระบบไมโครกริดกรณีวันที่ PV สามารถผลิตได้เต็มที่ 3-6
ภาพที่ 3-4 ผลการจำลองการทำงานของระบบไมโครกริด กรณีวันที่ PV **ไม่**สามารถผลิตได้เต็มที่ 3-8

บทที่ 1 รายละเอียดโครงการ

1.1 ความเป็นมาของโครงการ

ตามที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ได้จัดทำรายงานการศึกษาความเหมาะสมโดยมีโครงการพัฒนาระบบผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานหมุนเวียนบนพื้นที่เกาะกูด เกาะหมาก จ.ตราด (Microgrid) และได้นำเสนอขอความเห็นชอบจากหน่วยงานที่เกี่ยวข้องโดยกระทรวงพลังงาน สำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (สำนักงาน กกพ.) และ สำนักงานคณะกรรมการพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ (สศช.) มีความเห็นให้ กฟภ. ทบทวนพื้นที่ดำเนินโครงการเป็นพื้นที่เกาะที่ห่างไกลหรือยังไม่มีไฟฟ้าใช้ เนื่องจากเกาะกูด และเกาะหมาก จ.ตราด มีการจ่ายไฟด้วยสายเคเบิลใต้น้ำแล้ว ประกอบกับความเห็นของกระทรวงทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม ที่จะผนวกพื้นที่เกาะกูดเข้าเป็นอุทยานแห่งชาติหมู่เกาะช้าง ทำให้พื้นที่ดังกล่าวยังไม่มีความเหมาะสมที่จะดำเนินโครงการพัฒนาระบบผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานหมุนเวียนบนพื้นที่เกาะกูด เกาะหมาก จ.ตราด (Microgrid)

ดังนั้น กฟภ. จึงได้ทบทวนพื้นที่การดำเนินโครงการเพื่อดำเนินการติดตั้งระบบไมโครกริด จากพื้นที่เกาะที่อยู่ในความรับผิดชอบของ กฟภ. จำนวน 61 เกาะ โดยสามารถสรุปสถานะการจ่ายไฟให้เกาะต่างๆ ได้ดังนี้

ตารางที่ 1-1 สรุปสถานะการจ่ายไฟให้เกาะต่างๆ ในพื้นที่รับผิดชอบของ กฟภ.

ที่	รายละเอียด	จำนวน (เกาะ)
1	ปักเสา (คอนกรีต) พาดสาย	13
2	เชื่อมโยงด้วยสายเคเบิลใต้น้ำ	27
3	ติดตั้งโรงจักรไฟฟ้าดีเซล	3
4	ติดตั้งระบบ Solar Home System (SHS)	18
	รวม	61

ตารางที่ 1-2 สรุปรายชื่อเกาะที่มีการจ่ายไฟด้วยการปักเสา (คอนกรีต) พาดสายจำนวน 13 เกาะ

ที่	เกาะ	จังหวัด	ที่	เกาะ	จังหวัด
1	พิทักษ์	ชุมพร	8	ร่าปูทะเล	กระบี่
2	สิเหร่	ภูเก็ต	9	หมาก	พัทลุง
3	เคียม	พังงา	10	เสือ	พัทลุง
4	บางนายสี	พังงา	11	โคบ	พัทลุง
5	บางค้างคาว	ตรัง	12	นางดำ	พัทลุง
6	เคียม	ตรัง	13	แกง	พัทลุง
7	กลาง (อ.เกาะลันตา)	กระบี่			

ตารางที่ 1-3 สรุปรายชื่อเกาะที่มีการเชื่อมโยงด้วยสายเคเบิลใต้น้ำจำนวน 27 เกาะ

ที่	เกาะ	จังหวัด	ที่	เกาะ	จังหวัด
1	สีชัง	ชลบุรี	15	สุกร	ตรัง
2	ล้าน	ชลบุรี	16	ลิบง	ตรัง
3	เสม็ด	ระยอง	17	กลาง (อ.เกาะลันตา)	กระบี่
4	ช้าง	ตราด	18	ลันตาน้อย	กระบี่
5	หมาก	ตราด	19	ลันตาใหญ่	กระบี่
6	กูด	ตราด	20	ศรีบอยา	กระบี่
7	สมุย	สุราษฎร์ธานี	21	ปู	กระบี่
8	พะงัน	สุราษฎร์ธานี	22	พีพีดอน	กระบี่
9	มะพร้าว	ภูเก็ต	23	ตันหยงอุมา	สตูล
10	นาคาใหญ่	ภูเก็ต	24	ยะระโตดนุ้ย	สตูล
11	คอเขา	พังงา	25	ยะระโตดใหญ่	สตูล
12	ยาวใหญ่	พังงา	26	ปูยู	สตูล
13	ยาวน้อย	พังงา	27	ยาว	สตูล
14	มุกด์	ตรัง			

ตารางที่ 1-4 สรุปรายชื่อเกาะที่มีการติดตั้งโรงจักรไฟฟ้าดีเซลจำนวน 3 เกาะ

ที่	เกาะ	จังหวัด
1	นกตะเภา	สุราษฎร์ธานี
2	ปันหยี	พังงา
3	เต่า	สุราษฎร์ธานี

ตารางที่ 1-5 สรุปรายชื่อเกาะที่มีการติดตั้ง Solar Home System (SHS) จำนวน 18 เกาะ

ที่	เกาะ	จังหวัด	ที่	เกาะ	จังหวัด
1	ขามใหญ่	ชลบุรี	10	โหลน	ภูเก็ต
2	จิก	จันทบุรี	11	หมากน้อย	พังงา
3	พยาม	ระนอง	12	ไม้ไผ่	พังงา
4	ช้าง	ระนอง	13	ปอ	กระบี่
5	กระเต็น	สุราษฎร์ธานี	14	ฮั่ง	กระบี่
6	พระทอง	พังงา	15	หลีเป๊ะ	สตูล
7	สินไห	ระนอง	16	บุโหลนเล	สตูล
8	กรัง	ระนอง	17	บุโหลนดอน	สตูล
9	เหลา	ระนอง	18	พะลวย	สุราษฎร์ธานี

โดยเกาะที่จ่ายไฟด้วยโรงจักรไฟฟ้าดีเซล และระบบ SHS รวมจำนวน 21 เกาะ มีแผนการดำเนินการจ่ายไฟด้วยวิธีการก่อสร้างสายเคเบิลใต้น้ำจำนวน 3 เกาะ (อยู่ระหว่างก่อสร้างสายเคเบิลใต้น้ำ จำนวน 1 เกาะ คือ เกาะพระทอง จ.พังงา และอยู่ระหว่างขออนุมัติโครงการจาก ครม. จำนวน 2 เกาะ ได้แก่ เกาะเต่า จ.สุราษฎร์ธานี

และ เกาะปันหยี จ.พังงา) และอีก 18 เกาะ ที่เหลือยังไม่ได้กำหนดวิธีการจ่ายไฟ ซึ่งมีเกาะจำนวน 12 เกาะ บรรจุอยู่ในโครงการพัฒนาระบบไฟฟ้าให้พื้นที่เกาะต่างๆ ซึ่งจะนำเสนอขออนุมัติจากคณะรัฐมนตรีต่อไป ส่วนอีก 6 เกาะที่เหลือยังไม่ถูกบรรจุเข้าโครงการ/แผนงานใดๆ โดยมีรายละเอียดตามตารางที่ 1-6 และตารางที่ 1-7

ตารางที่ 1-6 สรุปรายชื่อเกาะที่อยู่ระหว่างนำเสนอขออนุมัติจาก ครม. จำนวน 12 เกาะ

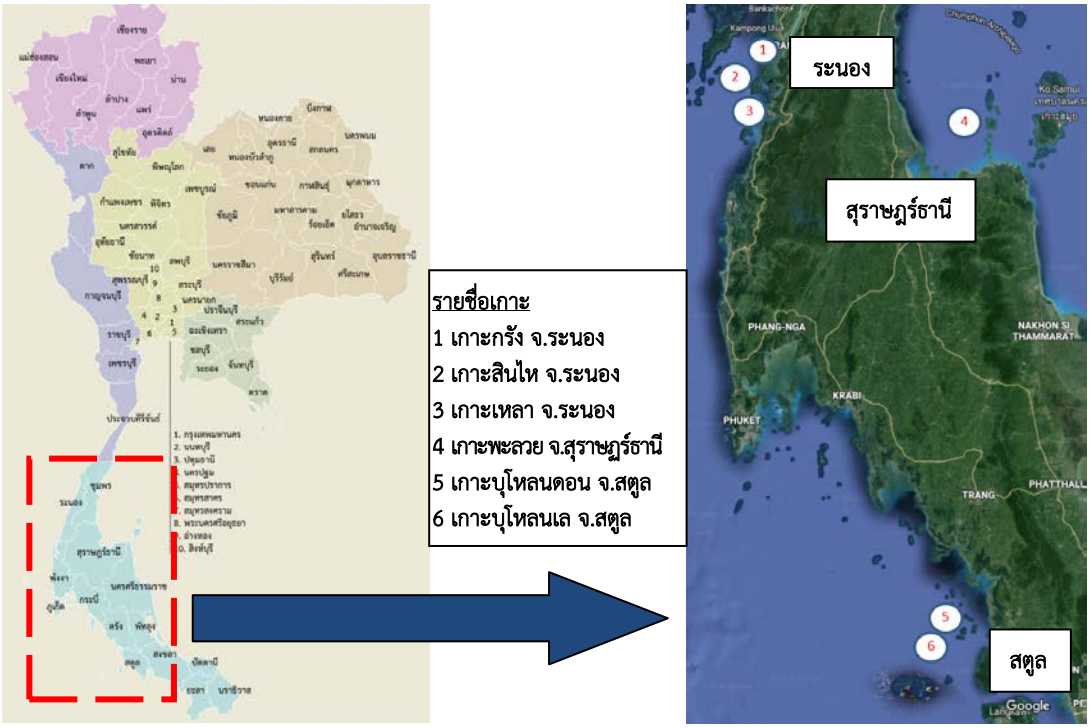
ที่	เกาะ	จังหวัด	ที่	เกาะ	จังหวัด
1	ขามใหญ่	ชลบุรี	7	โหลน	ภูเก็ต
2	จิก	จันทบุรี	8	หมากน้อย	พังงา
3	พยาม	ระนอง	9	ไม้ไผ่	พังงา
4	ช้าง	ระนอง	10	ปอ	กระบี่
5	กระเต็น	สุราษฎร์ธานี	11	ฮั่ง	กระบี่
6	นกตะเภา	สุราษฎร์ธานี	12	หลีเป๊ะ	สตูล

ตารางที่ 1-7 สรุปรายชื่อเกาะที่ไม่มีไฟฟ้าใช้ และยังไม่บรรจุเข้าโครงการ/แผนงาน ของ กฟภ. จำนวน 6 เกาะ

ที่	เกาะ	จังหวัด	ที่	เกาะ	จังหวัด
1	กรัง (ทรายดำ)	ระนอง	4	พะลวย	สุราษฎร์ธานี
2	สินไห	ระนอง	5	บุโหลนดอน	สตูล
3	เหลา	ระนอง	6	บุโหลนเล	สตูล

1.2 ข้อมูลทั่วไปของเกาะต่างๆ ที่ยังไม่มีแผนงาน/โครงการ

โดยทั้ง 6 เกาะ ดังกล่าว สามารถแสดงตำแหน่งของเกาะได้ดังภาพที่ 1-1



ภาพที่ 1-1 ตำแหน่งของพื้นที่ศึกษาโครงการ

1.2.1 เกาะกรัง (ทรายดำ) จ.ระนอง

ภาพที่ 1-2 เกาะกรัง (ทรายดำ) จ.ระนอง

เกาะกรัง มีชื่อเรียกอีกชื่อหนึ่งว่า เกาะทรายดำ อยู่ในพื้นที่ ต.หงาว อ.เมืองระนอง จ.ระนอง ตั้งอยู่ทิศตะวันตกของเมืองระนอง ชื่อเกาะทรายดำมาจากเศษไม้ที่พัดมาเกยที่หาด จึงทำให้หาดมีสีดำ โดยเกาะกรังนี้ตั้งอยู่ในเขตอุทยานแห่งชาติหมู่เกาะพยาม ระยะทางจากจุดลงสายเคเบิลใต้น้ำที่ทาง กฟภ. สำรวจไว้ไปยังเกาะ มีระยะทางประมาณ 7 กม.

1.2.2 เกาะสินไห จ.ระนอง

ภาพที่ 1-3 เกาะสินไห จ.ระนอง

เกาะสินไห อยู่ในพื้นที่ ต.ปากน้ำ อ.เมืองระนอง จ.ระนอง ตั้งอยู่ทางทิศเหนือของเกาะช้าง พื้นที่เกาะประมาณ 2.9 ตร.กม.ระยะทางจากจุดลงสายเคเบิลใต้น้ำที่ทาง กฟภ. สำรวจไว้ ไปยังเกาะมีระยะทางประมาณ 35 กม.

1.2.3 เกาะเหลา จ.ระนอง

ภาพที่ 1-4 เกาะเหลา จ.ระนอง

เกาะเหลา อยู่ในพื้นที่ ต.ปากน้ำ อ.เมืองระนอง จ.ระนอง พื้นที่เกาะประมาณ 2.2 ตร.กม. พื้นที่เกาะตั้งอยู่ในพื้นที่ป่าสงวนแห่งชาติ ระยะทางจากจุดลงสายเคเบิลใต้น้ำที่ กฟภ. สำรวจไว้ ไปยังเกาะมีระยะทางประมาณ 15 กม.

1.2.4 เกาะพะลวย จ.สุราษฎร์ธานี

ภาพที่ 1-5 เกาะพะลวย จ.สุราษฎร์ธานี

เกาะพะลวย อยู่ในพื้นที่ ต.อ่างทอง อ.เกาะสมุย จ.สุราษฎร์ธานี ตั้งอยู่ทิศตะวันตกของเกาะสมุย และอยู่ทางทิศใต้ของหมู่เกาะอ่างทอง พื้นที่เกาะประมาณ 16 ตร.กม. ซึ่งมีพื้นที่เกาะใหญ่เป็นอันดับ 4 ของ จ.สุราษฎร์ธานี ประชาชนบนเกาะส่วนใหญ่ประกอบอาชีพ เกษตรกรรม และประมงพื้นบ้าน พื้นที่ประมาณครึ่งเกาะทางด้านทิศเหนือของเกาะอยู่ในเขตอุทยานแห่งชาติหมู่เกาะอ่างทอง ระยะทางจากจุดลงสายเคเบิลใต้น้ำที่ กฟภ. สำรวจไว้ ไปยังเกาะมีระยะทางประมาณ 35 กม.

1.2.5 เกาะบุโหลนดอน จ.สตูล

ภาพที่ 1-6 เกาะบุโหลนดอน จ.สตูล

เกาะบุโหลนดอน อยู่ในพื้นที่ ต.ปากน้ำ อ.ละงู จ.สตูล ตั้งอยู่ทางทิศตะวันตกของ จ.สตูล และอยู่ทางทิศตะวันออกเฉียงเหนือของเกาะบุโหลนเล พื้นที่เกาะประมาณ 0.25 ตร.กม. พื้นที่เกาะตั้งอยู่ในอุทยานแห่งชาติหมู่เกาะเภตรา ระยะทางจากจุดลงสายเคเบิลใต้น้ำที่ กฟภ. สำรวจไว้ ไปยังเกาะมีระยะทางประมาณ 15 กม.

1.2.6 เกาะบุโหลนเล จ.สตูล

ภาพที่ 1-7 เกาะบุโหลนเล จ.สตูล

เกาะบุโหลนเล อยู่ในพื้นที่ ต.ปากน้ำ อ.ละงู จ.สตูล ตั้งอยู่ทางทิศตะวันตกของ จ.สตูล และอยู่ทางทิศเหนือของเกาะตะรุเตา พื้นที่เกาะประมาณ 1.4 ตร.กม. พื้นที่เกาะตั้งอยู่ในอุทยานแห่งชาติหมู่เกาะเภตรา ระยะทางจากจุดลงสายเคเบิลใต้น้ำที่ กฟภ. สำรวจไว้ ไปยังเกาะมีระยะทางประมาณ 22 กม.

1.3 เกณฑ์การคัดเลือกพื้นที่ดำเนินโครงการ

เนื่องจากมีเกาะที่ยังไม่มีไฟฟ้าใช้และยังไม่ได้อยู่ในแผนงาน/โครงการ ของ กฟภ. จำนวน 6 เกาะ ดังนั้นจึงจำเป็นจะต้องคัดเลือกเกาะที่มีความเหมาะสมที่สุดในการดำเนินโครงการพัฒนาระบบไฟฟ้าแบบโครงข่ายไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (Microgrid) โดยมีเกณฑ์การคัดเลือกดังต่อไปนี้

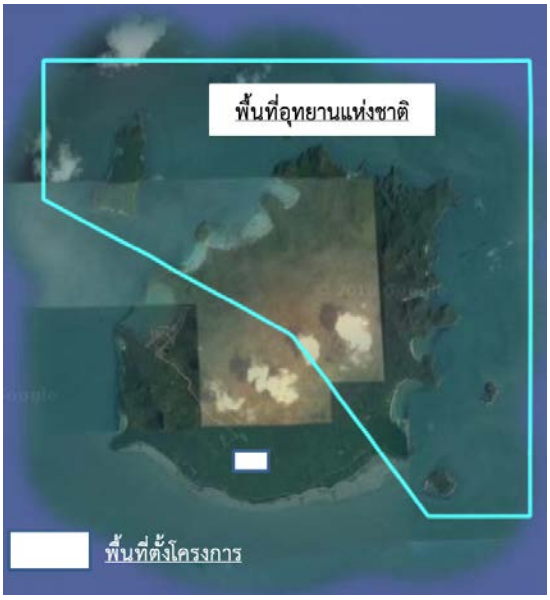
1.3.1 เป็นเกาะที่ไม่ได้ตั้งอยู่ในพื้นที่หวงห้าม

หากเกาะที่จะเลือกเป็นพื้นที่ดำเนินโครงการนั้น ตั้งอยู่ในพื้นที่หวงห้าม เช่น พื้นที่อุทยานแห่งชาติ, พื้นที่ป่าสงวน หรือพื้นที่คุ้มครองสิ่งแวดล้อม เป็นต้น จะทำให้การดำเนินโครงการเกิดความล่าช้าเนื่องจากการดำเนินโครงการในพื้นที่หวงห้ามดังกล่าว ทาง กฟภ. จำเป็นจะต้องขออนุญาตหน่วยงานที่ดูแลรับผิดชอบพื้นที่เกาะนั้นๆ ก่อน

ตารางที่ 1-8 แสดงรายชื่อเกาะและเขตพื้นที่หวงห้าม

ที่	เกาะ	จังหวัด	พื้นที่หวงห้าม
1	สินไห	ระนอง	-
2	กรัง (ทรายดำ)	ระนอง	ป่าสงวนแห่งชาติ
3	เหลา	ระนอง	ป่าสงวนแห่งชาติ
4	พะลวย	สุราษฎร์ธานี	อุทยานแห่งชาติ (ครึ่งเกาะ)
5	บุโหลนเล	สตูล	อุทยานแห่งชาติหมู่เกาะเภตรา
6	บุโหลนดอน	สตูล	อุทยานแห่งชาติหมู่เกาะเภตรา

โดยเกาะที่มีความเหมาะสมในการดำเนินโครงการโดยไม่ติดปัญหาเรื่องพื้นที่หวงห้าม มีจำนวน 2 เกาะ ได้แก่ เกาะสินไห จ.ระนอง และ เกาะพะลวย จ.สุราษฎร์ธานี (พื้นที่ดำเนินโครงการและประชาชนส่วนใหญ่อยู่นอกเขตอุทยานแห่งชาติ)



ภาพที่ 1-8 แสดงพื้นที่อุทยานแห่งชาติ และตำแหน่งพื้นที่ตั้งโครงการ เกาะพะลวย จ.สุราษฎร์ธานี

1.3.2 ศักยภาพของพลังงานหมุนเวียนบนเกาะ

หากจะลงทุนติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนจำเป็นที่จะต้องศึกษาศักยภาพของพลังงานหมุนเวียนในพื้นที่นั้นๆ ว่ามีศักยภาพเพียงพอสำหรับการผลิตพลังงานไฟฟ้าหรือไม่ โดยในโครงการนี้จะศึกษาพลังงานหมุนเวียน ได้แก่

1) พลังงานลม

ศักยภาพพลังงานลมที่เหมาะสมสำหรับการลงทุนติดตั้งกังหันลมเพื่อผลิตไฟฟ้าควรมีค่าประมาณ 5 m/s^2 (อ้างอิงจากคู่มือการพัฒนาและการลงทุนผลิตพลังงานทดแทน ชุดที่ 1 ไฟฟ้าพลังงานลม) และจากข้อมูลความเร็วลมเฉลี่ยจากสถานีวัดศักยภาพพลังงานลม ระดับ 90 เมตร ของกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน ตั้งแต่ปี 2553 – 2559 ของ จ.ระนอง และ จ.สุราษฎร์ธานี พบว่ามีความเร็วลมเฉลี่ยเท่ากับ 3.86 m/s^2 และ 3.88 m/s^2 ตามลำดับ

จากข้อมูลความเร็วลมเฉลี่ยจากสถานีวัดศักยภาพพลังงานลม แสดงให้เห็นว่าไม่มีความเหมาะสมในการติดตั้งกังหันลมสำหรับใช้ผลิตไฟฟ้าในพื้นที่ จ.ระนอง และ จ.สุราษฎร์ธานี ดังนั้นในโครงการนี้จึงไม่มีการผลิตพลังงานไฟฟ้าด้วยพลังงานลม

2) พลังงานแสงอาทิตย์

หากศักยภาพในการผลิตไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์น้อย (ความเข้มแสงน้อย) จะทำให้ผลตอบแทนของโครงการน้อย และอาจไม่เหมาะสมสำหรับการลงทุนโครงการ โดยจากการศึกษาของกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (พพ.) ได้ศึกษาศักยภาพของพลังงานแสงอาทิตย์ ในพื้นที่ต่างๆ ทั่วประเทศไทย โดยจัดตั้งสถานีวัดความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ของ พพ. พบว่าความเข้มรังสีดวงอาทิตย์เฉลี่ยทั้งปีที่สถานีฯ จ.สุราษฎร์ธานี (เกาะสมุย) มีค่าเท่ากับ 18.7 MJ/m^2 และสถานีฯ จ.ระนอง มีค่าเท่ากับ 16 MJ/m^2 ตามตารางที่ 1-9

จากข้อมูลความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ จะเห็นว่า เกาะพะลวย ซึ่งอยู่บริเวณ สถานีฯ จ.สุราษฎร์ธานี (เกาะสมุย) มีความเข้มฯ มากกว่า เกาะสินไห ซึ่งอยู่บริเวณ สถานีฯ จ.ระนอง นอกจากนี้ จากการประสานงานในเบื้องต้นพบว่าเกาะพะลวย มีความพร้อมเรื่องพื้นที่ ในการดำเนินโครงการติดตั้งระบบไมโครกริด ดังนั้นเพื่อให้โครงการพัฒนาระบบไฟฟ้าแบบโครงข่ายไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (Microgrid) มีประสิทธิภาพในการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์สูงสุด จึงควรเลือกทำโครงการฯ บนพื้นที่ เกาะพะลวย จ.สุราษฎร์ธานี ก่อนเป็นลำดับแรก เพื่อดูผลการติดตั้งระบบไมโครกริดบนพื้นที่เกาะ เพื่อขยายผลดำเนินโครงการบนเกาะอื่นๆ ต่อไป

ตารางที่ 1-9 ความเข้มรังสีดวงอาทิตย์เปรียบเทียบระหว่างแผนที่ความเข้มรังสีดวงอาทิตย์กับค่าที่วัดได้จากสถานีวัดความเข้มรังสีดวงอาทิตย์

ที่	จังหวัด	H (Map) MJ/m^2	H (Measurement) MJ/m^2	Difference (%)
1	กรุงเทพมหานคร	17.9	17.5	2.2
2	กาญจนบุรี (กรมอุตุนิยมวิทยา)	18.0	18.4	2.0
3	กาญจนบุรี (ทองผาภูมิ)	17.1	17.3	0.8
4	ขอนแก่น	17.9	18.5	3.0
5	ชลบุรี	17.3	17.9	3.2

ตารางที่ 1-9 ความเข้มรังสีดวงอาทิตย์เปรียบเทียบระหว่างแผนที่ความเข้มรังสีดวงอาทิตย์กับค่าที่วัดได้จากสถานีวัดความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ (ต่อ)

ที่	จังหวัด	H (Map) MJ/m^2	H (Measurement) MJ/m^2	Difference (%)
6	ชุมพร	17.5	17.5	0.1
7	เชียงราย	17.0	17.1	0.6
8	เชียงใหม่	17.2	18.0	4.8
9	ตรัง	16.9	17.9	5.8
10	ตราด	17.2	17.1	0.3
11	ประจวบคีรีขันธ์	18.7	18.5	1.1
12	แม่สะเรียง	16.8	16.8	0.0
13	แม่ฮ่องสอน	17.0	16.3	4.5
14	ระนอง	15.8	16.0	1.0
15	สงขลา	17.1	17.7	3.3
16	สุราษฎร์ธานี (เกาะสมุย)	18.2	18.7	2.8

ที่มา : คู่มือการพัฒนาและการลงทุนการผลิตพลังงานจากแสงอาทิตย์ ชุดที่ 2 ของกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (พพ.)

1.4 ระยะเวลาดำเนินโครงการ : ปี 2563 - 2564

1.5 วัตถุประสงค์โครงการ

1.5.1 เพื่อสามารถจ่ายไฟให้ประชาชนผู้ใช้ไฟบนเกาะพะลวยที่ไม่มีไฟฟ้าใช้ตามนโยบายของรัฐบาล

1.5.2 สามารถบริหารและจัดการระบบพลังงานไฟฟ้าให้มีประสิทธิภาพ

1.5.3 สนับสนุนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนและระบบกักเก็บพลังงาน

1.5.4 ลดการใช้น้ำมันดีเซลในการผลิตพลังงานไฟฟ้า

1.6 ขอบเขตปริมาณงานและวงเงินลงทุนโครงการ

ดำเนินการก่อสร้างโครงการพัฒนาระบบไฟฟ้าแบบโครงข่ายไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (Microgrid) บนพื้นที่เกาะพะลวย จ.สุราษฎร์ธานี มีวงเงินลงทุนและปริมาณงานตามตารางที่ 1-10

1.6.1 เงินลงทุนโครงการแยกตามปริมาณงาน

ตารางที่ 1-10 วงเงินลงทุนตามปริมาณงานของโครงการพัฒนาระบบไฟฟ้าแบบโครงข่ายไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (Microgrid) บนพื้นที่เกาะพะลวย จ.สุราษฎร์ธานี

ขอบเขตงาน	ปริมาณงาน	เงินลงทุน (ล้านบาท)
ระบบผลิตพลังงานไฟฟ้า		
- พลังงานแสงอาทิตย์	1,000 kWp	44
- ระบบกำเนิดไฟฟ้าดีเซล	600 kW	7
- ระบบกักเก็บพลังงาน	500 kW/ 1,500 kWh	67
- อาคารควบคุม	1 แห่ง	44
รวมเงินลงทุนระบบผลิตพลังงานไฟฟ้า		**162**
ระบบจำหน่ายบนเกาะ		
- แรงสูง (50 SAC)	3.7 วงจร-กม.	8
- แรงต่ำ (50 AW)	2.5 วงจร-กม.	1
- หม้อแปลงจำหน่าย	400 kVA	1
รวมเงินลงทุนระบบจำหน่ายบนเกาะ		**10**
รวมทั้งหมด		**172**

1.6.2 เงินลงทุนโครงการแยกตามแหล่งการเงิน

1) เงินกู้ในประเทศ 129 ล้านบาท
2) เงินรายได้ กฟภ. 43 ล้านบาท
รวมเงินลงทุนทั้งหมด 172 ล้านบาท

1.6.3 ความต้องการเงินลงทุนรายปี

ตารางที่ 1-11 วงเงินลงทุนตามปริมาณงานของโครงการพัฒนาระบบไฟฟ้าแบบโครงข่ายไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (Microgrid) บนพื้นที่เกาะพะลวย จ.สุราษฎร์ธานี

หน่วย : ล้านบาท

ปีประมาณการ	เงินกู้ในประเทศ	เงินรายได้ กฟภ.	รวม
2563	39	13	52
2564	90	30	120
รวม	129	43	172

1.7 ผลตอบแทนโครงการ

ตารางที่ 1-12 ผลตอบแทนโครงการทางการเงิน และทางเศรษฐศาสตร์

ผลตอบแทนโครงการ	ทางการเงิน	ทางเศรษฐศาสตร์
อัตราส่วนของผลตอบแทนต่อต้นทุน (B/C Ratio)	**0.26**	**1.80**
มูลค่าปัจจุบันของผลตอบแทนสุทธิ (NPV) (ล้านบาท)	**-205.27**	**177.21**
อัตราผลตอบแทนทางการเงิน (%)	**1.63**	**21.37**

1.8 ผลตอบแทนที่คาดว่าจะได้รับจากการดำเนินโครงการ

1.8.1 ประชาชนบนเกาะได้มีไฟฟ้าใช้ซึ่งผลิตจากพลังงานหมุนเวียนซึ่งเป็นพลังงานบริสุทธิ์

1.8.2 ลดความเหลื่อมล้ำระหว่างประชาชนบนแผ่นดินใหญ่และประชาชนบนเกาะตามนโยบายของรัฐบาล

1.8.3 ลดค่าใช้จ่ายในส่วนของน้ำมันเชื้อเพลิงสำหรับโรงจักรไฟฟ้าดีเซลของ กฟภ. และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กของผู้ใช้ไฟฟ้าบนเกาะ

1.8.4 สนับสนุนการพัฒนาเศรษฐกิจ โดยเฉพาะการท่องเที่ยวตามนโยบายของรัฐบาล

1.9 ตัวชี้วัดผลสัมฤทธิ์ของโครงการ

พัฒนาระบบไฟฟ้าให้สามารถรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าของเกาะพะลวยได้อย่างเพียงพอ ภายใต้กรอบวงเงินของโครงการพัฒนาระบบไฟฟ้าแบบโครงข่ายไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (Microgrid) บนพื้นที่เกาะพะลวย จ.สุราษฎร์ธานี

1.10 การบริหารโครงการ

1.10.1 การจัดโครงสร้างองค์กรเพื่อใช้ในการบริหารโครงการ

กฟภ. จะเป็นผู้รับผิดชอบในการดำเนินการตามแผนงานดังกล่าวทั้งหมด โดยมีฝ่ายวางแผนระบบไฟฟ้า เป็นผู้บริหารและควบคุมการก่อสร้าง โดยจะดำเนินการประสานกับฝ่ายต่างๆ ที่เกี่ยวข้องคือ ฝ่ายจัดหา ฝ่ายควบคุมระบบไฟฟ้า ฝ่ายวิศวกรรม ฝ่ายงานโยธา ฝ่ายสื่อสารและโทรคมนาคม ฝ่ายงบประมาณ ฝ่ายบัญชี ฝ่ายการเงิน การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เขต 2 (ภาคใต้) จ.นครศรีธรรมราช เพื่อการออกแบบกำหนดรายละเอียด การจัดซื้อ การจ้างเหมา และการควบคุมงานก่อสร้าง

1.10.2 การจัดหาวัสดุอุปกรณ์ และจ้างเหมาดำเนินการ

วัสดุอุปกรณ์ที่ต้องการจัดซื้อรวมทั้งการจ้างเหมาดำเนินการในงานบางลักษณะจะพิจารณาดำเนินการตามข้อบังคับว่าด้วยการซื้อและการจ้างของ กฟภ.

1.10.3 การก่อสร้าง

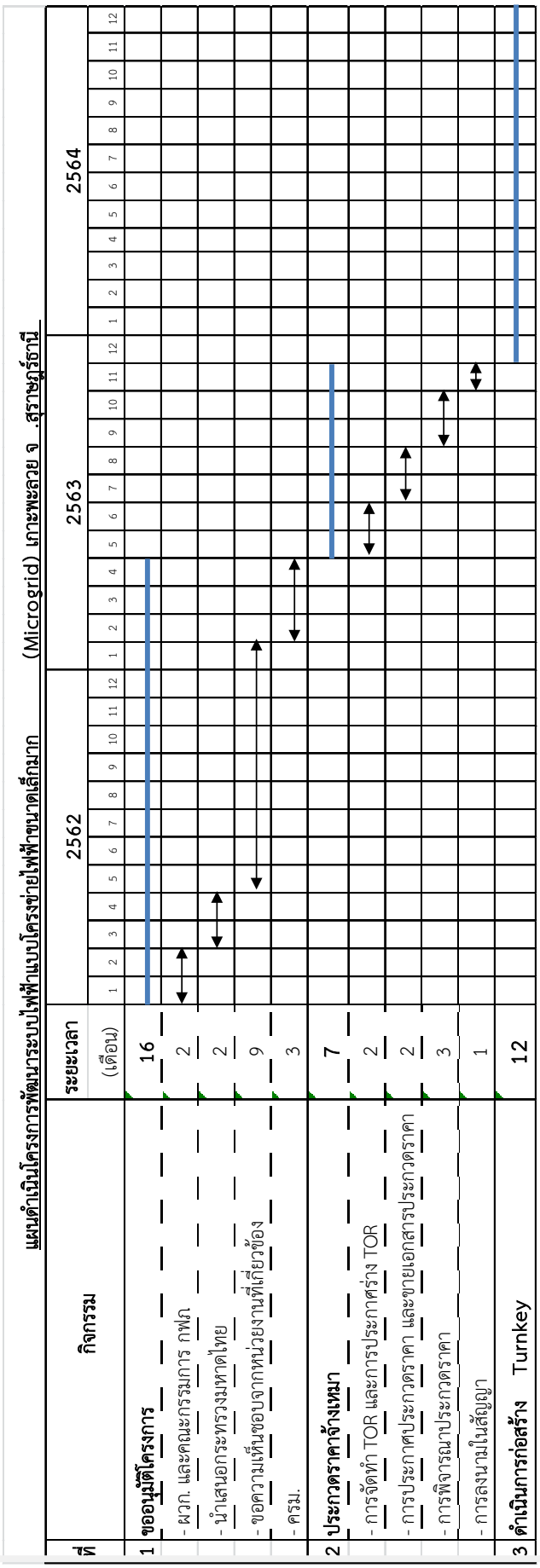
งานติดตั้งระบบไฟฟ้าแบบโครงข่ายไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (Microgrid) จะทำการจ้างเหมาบริษัทดำเนินการในส่วนของระบบ Microgrid และ กฟภ. ดำเนินการก่อสร้างระบบจำหน่ายบนเกาะ โดยมีวิศวกรและเจ้าหน้าที่จากฝ่ายวางแผนระบบไฟฟ้า และ/หรือจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเขต 2 (ภาคใต้) ทำหน้าที่ควบคุมดูแลการดำเนินการก่อสร้างฯ อย่างใกล้ชิด

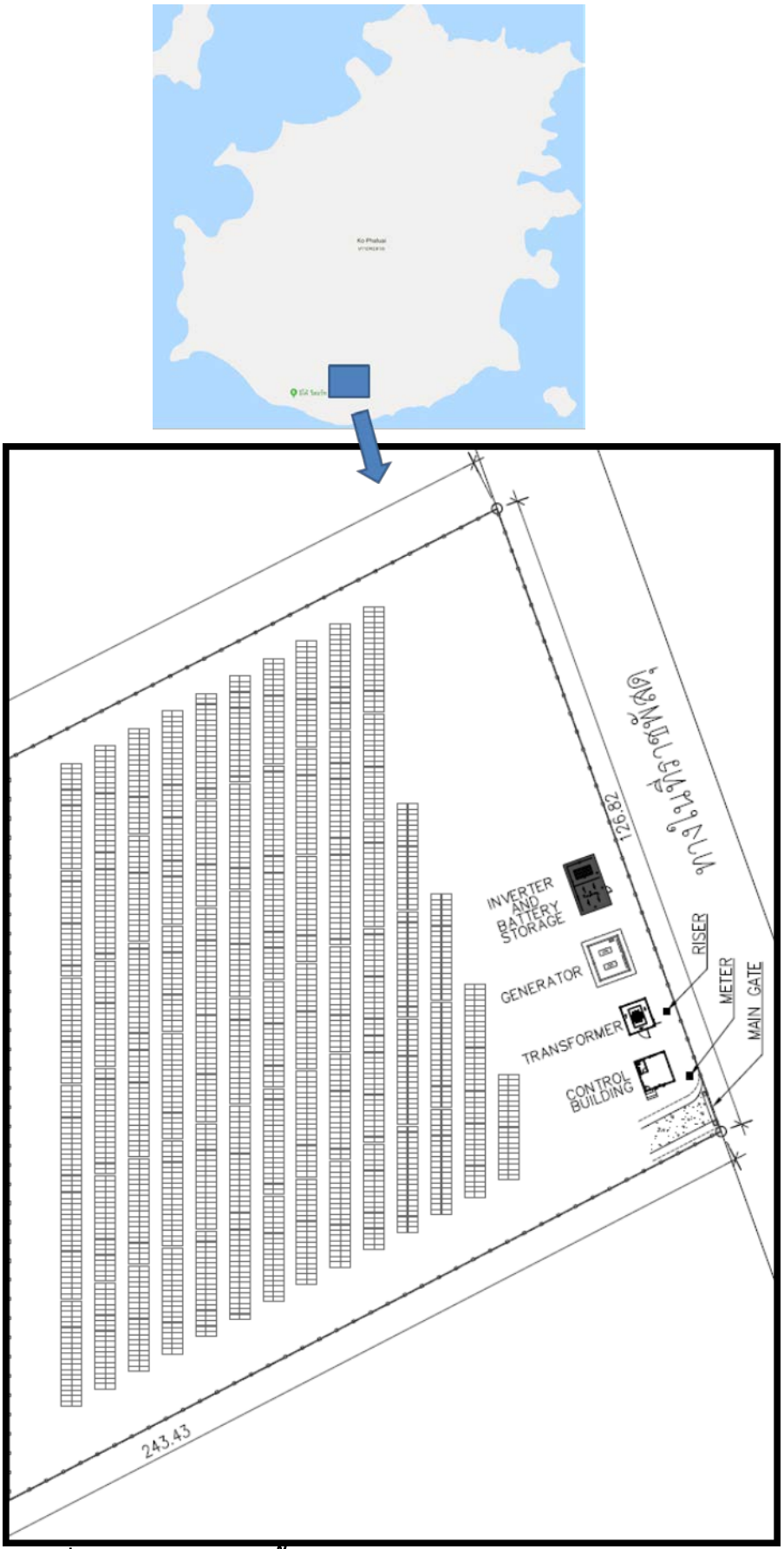
จากการสำรวจเบื้องต้นพบว่าพื้นที่โครงการเป็นของกรมธนารักษ์ ซึ่งถ้าจะดำเนินโครงการจำเป็นจะต้องเช่าที่ดินจากกรมธนารักษ์ และพื้นที่ดังกล่าวไม่ได้อยู่ในขอบเขตของโครงการที่จะต้องจัดทำการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม เรื่อง กำหนด ประเภทและขนาดของโครงการหรือกิจการซึ่งจะต้องจัดทำรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม และหลักเกณฑ์ วิธีการ ระเบียบปฏิบัติ และแนวทางการจัดทำรายงานการวิเคราะห์สิ่งแวดล้อม ลงวันที่ 24 เมษายน 2555 (ออกตามความในมาตรา 46 แห่งพระราชบัญญัติส่งเสริมและรักษาคุณภาพสิ่งแวดล้อมแห่งชาติ พ.ศ.2535)

1.10.4 การติดตามและประเมินผล

กฟภ. จะติดตามและประเมินผลตลอดช่วงเวลาของการดำเนินการก่อสร้าง โดยฝ่ายวางแผนระบบไฟฟ้าจะจัดทำรายงานผลความก้าวหน้าทุกระยะ 3 เดือน ส่งให้ผู้บริหารระดับสูงของ กฟภ. และหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง โดยรายงานผลความก้าวหน้าดังกล่าว จะประกอบด้วย ความก้าวหน้าของงานก่อสร้างฯ ค่าใช้จ่ายต่างๆ และปัญหาอุปสรรคในการดำเนินการต่างๆ ในระหว่างดำเนินการก่อสร้าง กฟภ. จะติดตามและตรวจสอบความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นจริง กับที่ได้คาดคะเนไว้ตอนเริ่มจัดทำโครงการ เพื่อให้สามารถปรับแผนดำเนินการ เช่น การออกแบบ การกำหนดแผนการก่อสร้าง และการจัดซื้อวัสดุอุปกรณ์ เป็นต้น ให้สอดคล้องกับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เปลี่ยนไป ซึ่งเป็นส่วนสำคัญที่จะทำให้การดำเนินงานก่อสร้างดังกล่าวบรรลุวัตถุประสงค์ที่กำหนดไว้

ตารางที่ 1-13 แผนดำเนินงานโครงการพัฒนาระบบไฟฟ้าแบบโครงข่ายไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (Microgrid) บนพื้นที่เกาะพะลวย จ.สุราษฎร์ธานี





ภาพที่ 1-9 ผังแสดงการติดตั้งอุปกรณ์โดยสังเขปบนเกาะพะลวย จ.สุราษฎร์ธานี

บทที่ 2 การวิเคราะห์ทางเทคนิค

2.1 การพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าบนเกาะพะลวย

ในการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าบนเกาะจะทำการพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้า (Energy Requirement) ก่อน จากนั้นจึงพยากรณ์ค่าพลังไฟฟ้าสูงสุด (Peak Demand) สำหรับการพยากรณ์จะทำการพยากรณ์โดยแบ่งผู้ใช้ไฟเป็น 3 ประเภท คือ

- ประเภทบ้านอยู่อาศัย
- ประเภทกิจการขนาดเล็ก
- ประเภทกิจการเฉพาะอย่าง

จากนั้นจึงรวมค่าพยากรณ์ทุกประเภทเข้าด้วยกันเป็นความต้องการไฟฟ้าของเกาะ เนื่องจากในการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าบนเกาะจำเป็นต้องทราบข้อมูลที่สำคัญต่างๆ เช่น จำนวนครัวเรือน, จำนวนผู้ประกอบการธุรกิจร้านค้า โรงแรม/รีสอร์ท, สถานที่ราชการ, ข้อมูลการผลิตไฟฟ้าของ กฟภ, ข้อมูลการผลิตไฟฟ้าบริษัทเอกชน และของผู้ประกอบการโรงแรม/รีสอร์ท เป็นต้น ดังนั้น จึงได้มีการไปสำรวจข้อมูลที่เกาะพะลวย จ.สุราษฎร์ธานี ระหว่างวันที่ 10 - 17 มิถุนายน 2561 สามารถสรุปข้อมูลได้ดังตารางที่ 2-1

ตารางที่ 2-1 จำนวนครัวเรือนบนเกาะพะลวย จ.สุราษฎร์ธานี

ข้อมูล	เกาะพะลวย
บ้านอยู่อาศัย (ครัวเรือน)	228
กิจการขนาดเล็ก (แห่ง)	6
โรงแรม/บังกะโล/รีสอร์ท (ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเอง) (แห่ง)	3
รวม	237

หมายเหตุ : ข้อมูลจากการสำรวจ

ตารางที่ 2-2 กำลังการผลิตติดตั้งบนเกาะพะลวย จ.สุราษฎร์ธานี

รายการ	กำลังการผลิตติดตั้ง (kW)	กำลังผลิตสูงสุด (kW)
ครัวเรือน	180.00	108.00
เสาไฟฟ้าใช้โซล่าเซลล์ 1 แผงๆ ละ 150 W 47 ต้น	7.05	4.94
กังหันลม	24.00	14.40
โซล่าเซลล์ 160 แผง แผงละ 150 W	24.00	16.80
เครื่องกำเนิดไฟฟ้าในรีสอร์ท 3 แห่ง	21.00	12.60
รวม	226.05	156.74

หมายเหตุ : (1) ครัวเรือนส่วนใหญ่ใช้ไฟฟ้าจากโซล่าเซลล์และกังหันลม มีเครื่องปั่นไฟฟ้า 60 ครัวเรือน ครัวเรือนละ 3 kW รวม 180 kW

(2) กำหนดให้ประสิทธิภาพของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและกังหันลมประมาณ 60 %

(3) กำหนดให้ประสิทธิภาพของโซล่าเซลล์การผลิตสูงสุดประมาณ 70 %

2.2 วิธีการพยากรณ์

2.2.1 การพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้า

ประกอบด้วยการพยากรณ์จำนวนผู้ใช้ไฟบนเกาะ และการพยากรณ์อัตราการเติบโตของการใช้พลังงานไฟฟ้า (kWh/ราย/เดือน) จากเกาะที่เลือกเป็นโมเดลโดยมีวิธีการพยากรณ์ฯ ดังนี้

1) การพยากรณ์จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้า โดยแบ่งผู้ใช้ไฟฟ้าเป็น 3 ประเภท และกำหนดสมมติฐานดังนี้

1.1) บ้านอยู่อาศัย

- เกาะพะลวย กำหนดสมมติฐานให้จำนวนบ้านอยู่อาศัยบนเกาะมีอัตราการเติบโตเท่ากับจำนวนครัวเรือนในตำบลที่เกาะนั้นตั้งอยู่ โดยใช้ข้อมูลสถิติจำนวนครัวเรือนจาก Website ของกรมการปกครอง กระทรวงมหาดไทย [http://stat.bora.dopa.go.th/xstat/popyear.html] ตั้งแต่ปี 2536–2560 ดังแสดงในตารางที่ 2-3

ตารางที่ 2-3 สถิติจำนวนครัวเรือน ต.อ่างทอง อ.เกาะสมุย จ.สุราษฎร์ธานี

ปี	จำนวน (ครัวเรือน)	ปี	จำนวน (ครัวเรือน)	ปี	จำนวน (ครัวเรือน)
2536	2,463	**2545**	3,328	**2554**	5,108
2537	2,550	**2546**	3,507	**2555**	5,317
2538	2,630	**2547**	3,735	**2556**	5,418
2539	2,698	**2548**	4,006	**2557**	5,503
2540	2,720	**2549**	4,287	**2558**	5,622
2541	2,770	**2550**	4,566	**2559**	5,743
2542	2,858	**2551**	4,693	**2560**	5,852
2543	3,022	**2552**	4,837		
2544	3,182	**2553**	5,009		

พยากรณ์จำนวนครัวเรือนในอนาคตโดยใช้วิธีแนวโน้ม (เส้นตรง) จะได้สมการพยากรณ์จำนวนครัวเรือนของ ต.อ่างทอง อ.เกาะสมุย จ.สุราษฎร์ธานี ดังนี้

$$y = 159.38x + 1985.1 \; ; \; R^2 = 0.9789$$

เมื่อ y คือ จำนวนครัวเรือนของ ต.อ่างทอง และ x คือ ปีพยากรณ์

จากนั้นจึงพยากรณ์จำนวนบ้านอยู่อาศัยบนเกาะพะลวย โดยใช้โมเดลอัตราการเติบโตของ ต.อ่างทอง อ.เกาะสมุย จ.สุราษฎร์ธานี โดยจำนวนบ้านอยู่อาศัยที่พยากรณ์ได้จะต้องปัดเศษทศนิยมทั้งหมดให้เป็นเลขจำนวนเต็ม

1.2) กิจการขนาดเล็ก

กำหนดสมมติฐานให้จำนวนกิจการขนาดเล็กเป็นสัดส่วนกับจำนวนบ้านอยู่อาศัย โดยใช้สัดส่วนปี 2560 (เกาะพะลวย เท่ากับ 0.0263) และใช้สัดส่วนนั้นคงที่ตลอดปีพยากรณ์

1.3) กิจการเฉพาะอย่าง

เกาะพะลวย เป็น Green Island สถานที่ท่องเที่ยวเชิงอนุรักษ์แบบศึกษาวิถีชีวิตชุมชน และนักท่องเที่ยวนิยมมาพักโฮมสเตย์ พื้นที่เกาะครึ่งหนึ่งเป็นพื้นที่ของอุทยานป่าไม้ ดังนั้น จึงมีจำนวนเพิ่มขึ้นน้อยมาก โดยมีสมมติฐานในการเพิ่มขึ้นของกิจการเฉพาะอย่างให้มีการเพิ่มขึ้นประมาณ 1-2 ราย/ปี และมีจำนวนสูงสุด 12 ราย โดยพิจารณาจากความสามารถในการเปลี่ยนพื้นที่เป็นกิจการเฉพาะอย่าง ค่าพยากรณ์จำนวนผู้ใช้ไฟทั้ง 3 ประเภท ดังแสดงในตารางที่ 2-4

ตารางที่ 2-4 จำนวนผู้ใช้ไฟและอัตราการเติบโต (%) ของเกาะพะลวย จ.สุราษฎร์ธานี

ปี	บ้านอยู่อาศัย (ราย)	อัตราการเติบโต (%)	กิจการขนาดเล็ก (ราย)	อัตราการเติบโต (%)	กิจการเฉพาะอย่าง (ราย)	อัตราการเติบโต (%)
1	228	-	6	-	3	-
2	234	2.63	6	-	4	33.33
3	240	2.56	6	-	6	50.00
4	246	2.50	6	-	6	-
5	252	2.44	7	16.67	8	33.33
6	258	2.38	7	-	8	-
7	265	2.71	7	-	10	25.00
8	271	2.26	7	-	10	-
9	277	2.21	7	-	10	-
10	283	2.17	7	-	12	20.00
11	289	2.12	8	14.29	12	-
12	295	2.08	8	-	12	-
13	301	2.03	8	-	12	-
14	307	1.99	8	-	12	-
15	313	1.95	8	-	12	-
16	319	1.92	8	-	12	-
17	325	1.88	9	12.50	12	-
18	331	1.85	9	-	12	-
19	338	2.11	9	-	12	-
20	344	1.78	9	-	12	-

2.2.2 การพยากรณ์อัตราการเติบโตของการใช้พลังงานไฟฟ้า

สำหรับโมเดลที่ใช้เป็นตัวแทนจะพิจารณาจากเกาะที่มีการจ่ายไฟโดยเคเบิลใต้น้ำและมีการใช้ไฟที่ค่อนข้างคงที่แล้ว โดยโมเดลที่เลือกเป็นตัวแทนในการพยากรณ์ฯ ได้แก่ เกาะสีชัง จ.ชลบุรี เนื่องจากการลงพื้นที่สำรวจแล้วพบว่าเป็นเกาะที่อยู่ในทะเลอ่าวไทย ฤดูกาลท่องเที่ยวคล้ายคลึงกัน มีการดำเนินชีวิตและพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าของครัวเรือนใกล้เคียงกัน โดยใช้ข้อมูลสถิติการใช้พลังงานไฟฟ้าต่อผู้ใช้ไฟต่อเดือน (kWh/ราย/เดือน) ปี 2546– พฤษภาคม 2552 (เนื่องจากเกาะพะลวยเป็นเกาะที่ใช้ไฟฟ้าจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและแผงโซล่าเซลล์ ที่มีลักษณะการใช้ไฟฟ้ารูปแบบเดียวกับเกาะสีชังที่มีการใช้ไฟฟ้าจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้า 24 ชั่วโมง) และทำการพยากรณ์โดยใช้วิธีแนวโน้ม (Time Trend) สำหรับบ้านอยู่อาศัยและกิจการขนาดเล็ก ดังแสดงในตารางที่ 2-5 และกิจการเฉพาะอย่าง ดังแสดงในตารางที่ 2-6

ตารางที่ 2-5 สถิติการใช้พลังงานไฟฟ้าต่อผู้ใช้ไฟต่อเดือนของบ้านอยู่อาศัยและกิจการขนาดเล็ก (kWh/ราย/เดือน) ของเกาะสีชัง จ.ชลบุรี

ปี	บ้านอยู่อาศัย		กิจการขนาดเล็ก	
	kWh	%Growth	kWh	%Growth
2546	171.53		908.92	
2547	176.32	2.79	1,015.40	3.51
2548	176.06	-0.14	1,088.20	7.17
2549	183.81	4.40	1,239.38	13.89
2550	189.05	2.85	1,199.58	-3.21
2551	195.58	3.45	1,184.35	-1.27
2552	199.27	1.89	1,266.64	6.95

ตารางที่ 2-6 สถิติการใช้พลังงานไฟฟ้าต่อผู้ใช้ไฟต่อเดือนของกิจการเฉพาะอย่าง (kWh/ราย/เดือน) ของเกาะสีชัง จ.ชลบุรี

ปี	กิจการเฉพาะอย่าง	
	kWh	%Growth
2554	31,589.83	
2555	30,660.66	-2.94
2556	30,774.69	0.37
2557	38,440.79	24.91
2558	32,880.90	-14.46
2559	41,316.29	25.65
2560	41,034.95	-0.68

หมายเหตุ : เกาะสีชังผลิตไฟฟ้าจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้า 24 ชั่วโมงตั้งแต่ปี 2546 และใช้ไฟฟ้าจากเคเบิลใต้น้ำตั้งแต่ มิถุนายน 2552

ตารางที่ 2-7 สมการพยากรณ์ kWh/ราย/เดือน

Model เกาะสีชัง จ.ชลบุรี	สมการ	R^2
บ้านอยู่อาศัย	y= 14.169LN(x) + 167.26	0.845
กิจการขนาดเล็ก	y= 150.33LN(x) + 956.12	0.849
กิจการเฉพาะอย่าง	y= 5,225LN(x) + 28,879	0.545

หมายเหตุ : (1) บ้านอยู่อาศัยและกิจการขนาดเล็กใช้ kWh/ราย/เดือน ตั้งแต่ มกราคม 2546 - พฤษภาคม 2552 (ช่วงปีที่มีการใช้ไฟฟ้าโดยเครื่องกำเนิดไฟฟ้า)

(2) กิจการเฉพาะอย่างใช้ kWh/ราย/เดือน ตั้งแต่ปี 2554-2560 เนื่องจากเกาะสีชังเริ่มมีรีสอร์ทปี 2554

ตารางที่ 2-8 ค่าพยากรณ์และอัตราการเติบโต (%) ของการใช้พลังงานไฟฟ้า (kWh/ราย/เดือน) ของเกาะสีชัง

ปี	บ้านอยู่อาศัย		กิจการขนาดเล็ก		กิจการเฉพาะอย่าง	
	kWh	%Growth	kWh	%Growth	kWh	%Growth
1	167.26		956.12		28,879.00	
2	177.08	5.87	1,060.32	10.90	32,500.69	12.54
3	182.23	3.23	1,121.27	5.75	34,619.25	6.52

ตารางที่ 2-8 ค่าพยากรณ์และอัตราการเติบโต (%) ของการใช้พลังงานไฟฟ้า (kWh/ราย/เดือน) ของเกาะสีชัง (ต่อ)

ปี	บ้านอยู่อาศัย		กิจการขนาดเล็ก		กิจการเฉพาะอย่าง	
	kWh	%Growth	kWh	%Growth	kWh	%Growth
4	186.90	2.23	1,164.52	3.86	36,122.39	4.34
5	190.06	1.69	1,198.07	2.88	37,288.31	3.23
6	192.65	1.36	1,225.48	2.29	38,240.94	2.55
7	194.83	1.13	1,248.65	1.89	39,046.38	2.11
8	196.72	0.97	1,268.72	1.61	39,744.08	1.79
9	198.39	.85	1,286.43	1.40	40,359.50	1.55
10	199.89	0.75	1,302.27	1.23	40,910.01	1.36
11	201.24	0.68	1,316.60	1.10	41,408.00	1.22
12	202.47	0.61	1,329.68	0.99	41,862.64	1.10
13	203.60	0.56	1,341.71	0.90	42,280.86	1.00
14	204.65	0.52	1,352.85	0.83	42,668.07	0.92
15	205.63	0.48	1,363.22	0.77	43,028.56	0.84
16	206.54	0.44	1,372.92	0.71	43,365.78	0.78
17	207.40	0.42	1,382.04	0.66	43,682.54	0.73
18	208.21	0.39	1,390.63	0.62	43,981.19	0.68
19	208.98	0.37	1,398.76	0.58	44,263.69	0.64
20	209.71	0.35	1,406.47	0.55	44,531.70	0.61

ตารางที่ 2-9 ค่าพยากรณ์และอัตราการเติบโต (%) ของ kWh/ราย/เดือน เกาะพะลวย

ปี	บ้านอยู่อาศัย		กิจการขนาดเล็ก		กิจการเฉพาะอย่าง	
	kWh	%Growth	kWh	%Growth	kWh	%Growth
1	167.00		956.00		5,800.00	
2	176.81	5.87	1,060.19	10.90	6,527.37	12.54
3	182.54	3.23	1,121.13	5.75	6,952.86	6.52
4	186.61	2.23	1,164.38	3.86	7,254.75	4.34
5	189.77	1.69	1,197.92	2.88	7,488.91	3.23
6	192.35	1.36	1,225.32	2.29	7,680.23	2.55
7	194.53	1.13	1,248.49	1.89	7,842.00	2.11
8	196.42	0.97	1,268.56	1.61	7,982.12	1.79
9	198.08	0.85	1,286.27	1.40	8,105.72	1.55
10	199.57	0.75	1,302.10	1.23	8,216.28	1.36
11	200.92	0.68	1,316.43	1.10	8,316.30	1.22
12	202.15	0.61	1,329.51	0.99	8,407.61	1.10
13	203.29	0.56	1,341.54	0.90	8,491.60	1.00
14	204.33	0.52	1,352.68	0.83	8,569.37	0.92
15	205.31	0.48	1,363.05	0.77	8,641.77	0.84
16	206.22	0.44	1,372.75	0.71	8,709.49	0.78
17	207.08	0.42	1,381.86	0.66	8,773.11	0.73

ตารางที่ 2-9 ค่าพยากรณ์และอัตราการเติบโต (%) ของ kWh/ราย/เดือน เกาะพะลวย (ต่อ)

ปี	บ้านอยู่อาศัย		กิจการขนาดเล็ก		กิจการเฉพาะอย่าง	
	kWh	%Growth	kWh	%Growth	kWh	%Growth
18	207.89	0.39	1,390.46	0.62	8,833.09	0.68
19	208.65	0.37	1,398.58	0.58	8,889.83	0.64
20	209.38	0.35	1,406.29	0.55	8,943.66	0.61

หมายเหตุ : ประเภทกิจการเฉพาะอย่าง ใช้ค่าจริง kWh/ราย/เดือน ปี 2560 จากโรงแรมบนเกาะสีชังที่มีการใช้ไฟน้อยที่สุด เพื่อให้สอดคล้องกับการสำรวจ

2) <u>การพยากรณ์พลังงานไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟ</u>

2.2.1) พยากรณ์หน่วยจำหน่ายไฟฟ้า (Energy Sales)

EN1 = [X1(K1)]*12/1000

EN2 = [X1K2 + (X2-X1)(K1/2)]*12/1000

EN30 = [X1K30 + (X2-X1)K29 + ... + (X30-X29)(K1/2)] *12/1000

โดยที่

Xi	คือ จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้า (Customer Number)	ปีที่ i	; i = 1,2,...,30
Ki	คือ kWh/ราย/เดือน	ปีที่ i	; i = 1,2,...,30
Eni	คือ หน่วยจำหน่ายไฟฟ้า (Energy Sales)	ปีที่ i	; i = 1,2,...,30

2.2.2) พยากรณ์หน่วยซื้อไฟฟ้า (Energy Requirement)

จากสมการ $$ERi = \frac{ENi}{1 - \%Loss}$$

โดยที่

ERi	คือ หน่วยซื้อไฟฟ้า (Energy Requirement)	ปีที่ i	; i = 1,2,...,30
ENi	คือ หน่วยจำหน่ายไฟฟ้า (Energy Sales)	ปีที่ i	; i = 1,2,...,30
$Loss$	คือ หน่วยจำหน่ายไฟฟ้าสูญเสีย (Energy Loss) ของปีพยากรณ์ ซึ่งนำค่ามาจากข้อมูลสถิติหน่วยจำหน่ายไฟฟ้าสูญเสียของ กฟภ.		

หมายเหตุ : %Loss ของ กฟต.2 ณ ปี 2560 มีค่าเท่ากับ 0.0634

2.3 การพยากรณ์พลังไฟฟ้าสูงสุด

โดยใช้ Load Profile ที่เป็นตัวแทนลักษณะการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟแต่ละประเภทซึ่งนำมาจากกองเศรษฐกิจพลังไฟฟ้า (กฟภ.) (สำหรับประเภทบ้านอยู่อาศัย) และฐานข้อมูล AMR (สำหรับประเภทกิจการขนาดเล็ก และกิจการเฉพาะอย่าง) โดยเป็นการบันทึกค่ากำลังไฟฟ้าทุกๆ 15 นาทีแยกตามประเภทผู้ใช้ไฟ ในการนำมาใช้พยากรณ์ความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดจะใช้ Load Profile ของวันอาทิตย์ วันทำงาน (เป็นตัวแทนของวันจันทร์ – ศุกร์) และวันเสาร์ เท่านั้น สำหรับ Load Profile ที่เลือกมาใช้จะเลือกตามพื้นที่ที่เกาะนั้นตั้งอยู่ คือ กฟต.2 และเลือกเดือนที่มีการใช้ไฟฟ้าสูงสุด สำหรับบ้านอยู่อาศัย (10, 11) จะใช้ฐานข้อมูลจาก กฟภ., ส่วนกิจการขนาดเล็ก (20, 30) และกิจการเฉพาะอย่าง (50) จะใช้ฐานข้อมูลจาก AMR ของ กฟจ.สุราษฎร์ธานี จำนวน 10 ตัวอย่างในแต่ละประเภท (เดือนพฤษภาคม 2560) โดยมีสมมติฐานในการพยากรณ์ดังนี้

- Load Profile ของผู้ใช้ไฟแต่ละประเภทจะมีลักษณะเดียวกันทั้งในปีฐานและปีพยากรณ์
- Load Profile ของวันหยุดนักขัตฤกษ์มีลักษณะเหมือนกับของวันอาทิตย์
- จำนวนวันของวันแต่ละประเภทของปีพยากรณ์จะมีค่าเท่ากับในปีฐาน
- สัดส่วนการใช้ไฟรายเดือนของผู้ใช้ไฟแต่ละประเภทในปีพยากรณ์จะมีค่าเท่ากับในปีฐาน

สำหรับการพยากรณ์ความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดของพื้นที่ที่เป็นเกาะโดยใช้ Load Profile จะสามารถแบ่งเป็นขั้นตอนหลักๆ ได้ดังนี้

2.3.1 Load Profile Calibration คือการหาตัวแทนของลักษณะการใช้ไฟฟ้า (Load Shape Representation : LSR) ของผู้ใช้ไฟแต่ละประเภทในปีฐาน (ปีล่าสุดที่มีข้อมูลครบทั้งปี) โดยทำการปรับรูปแบบของ Load Profile แต่ละประเภทที่ได้มาจาก กฟภ. และฐานข้อมูล AMR ด้วยข้อมูลจริงในปีฐาน เพื่อใช้เป็นตัวแทนสำหรับการพยากรณ์ในปีต่อๆไป ซึ่งสามารถทำได้ตามขั้นตอนดังนี้

1) คำนวณสัดส่วนการใช้ไฟของเดือนที่มีการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในปีฐานของผู้ใช้ไฟแต่ละประเภท โดยมีสมการดังนี้

$$MF_{ijn} = \frac{MEB_{ijn}}{\sum_{j=1}^{12} MEB_{ijn}}$$

โดยที่

MF_{ijn} คือ สัดส่วนการใช้ไฟในเดือน j เทียบกับการใช้ไฟทั้งปีในปีฐานของผู้ใช้ไฟประเภท i ในพื้นที่ n

MEB_{ijn} คือ หน่วยจำหน่ายไฟฟ้าที่ใช้ในเดือน j ในปีฐานของผู้ใช้ไฟประเภท i ในพื้นที่ n

2) คำนวณหาอัตราส่วนการเปลี่ยนแปลงของพลังงานไฟฟ้าจากข้อมูลของ Load Profile เดิมให้มาเป็นข้อมูลของปีฐานของผู้ใช้ไฟแต่ละประเภทโดยสมการ

$$KB_{ijn} = \frac{\left(AEB_{in}\right)\left(MF_{ijn}\right)}{\sum_{d=1}^{3}\left(DE_{idn} * NDB_{jd}\right)}$$

โดยที่

KB_{ijn} คือ อัตราส่วนการเปลี่ยนแปลงของพลังงานไฟฟ้าในปีฐานของผู้ใช้ไฟประเภท i เดือน j ในพื้นที่ n

AEB_{in} คือ หน่วยจำหน่ายไฟฟ้ารวมทั้งปีในปีฐานของผู้ใช้ไฟประเภท i ในพื้นที่ n

DE_{idn} คือ หน่วยจำหน่ายไฟฟ้าในแต่ละวันจาก Load Profile ปีฐานของผู้ใช้ไฟประเภท i ในวัน d ในพื้นที่ n

d คือ ประเภทของวัน กำหนดให้ 1 คือ วันอาทิตย์, 2 คือ วันทำงาน และ 3 คือ วันเสาร์

NDB_{jd} คือ จำนวนวันของวันประเภท d ในเดือน j ในปีฐาน (หากในเดือนนั้นมีวันหยุดนักขัตฤกษ์ให้นำจำนวนวันหยุดนั้นไปรวมกับจำนวนวันอาทิตย์)

3) นำอัตราส่วน KB_{ijn} ของผู้ใช้ไฟแต่ละประเภทที่คำนวณได้ในข้อ 2.1.2 มาคูณกับค่ากำลังไฟฟ้าทุกชั่วโมงของ Load Profile ในแต่ละประเภท (3 ประเภท) ที่ได้มาจาก กฟภ. และฐานข้อมูล AMR

เพื่อให้ได้ Load Profile ของผู้ใช้ไฟมีพลังงานไฟฟ้า (พื้นที่ใต้กราฟ) เท่ากับพลังงานไฟฟ้าที่ใช้ไฟจริงในปีฐานของผู้ใช้ไฟแต่ละประเภทนั้น

4) นำ Load Profile ที่ได้จากข้อ 2.1.3 ทั้ง 3 ประเภทมารวมกันที่เวลาเดียวกัน จากนั้นทำการหาค่าพลังไฟฟ้าสูงสุด แล้วบวกเพิ่มด้วยค่า Peak Loss ก็จะทำให้ได้ค่าพลังไฟฟ้าสูงสุดที่จุดรับไฟ (Peak at Receive) ของเกาะนั้นๆ สำหรับค่า Peak Loss สามารถหาได้ดังสมการ

Energy Loss = Energy Requirement – Energy Sales

Loss Factor = $(X)(LF) + (1-X)(LF)^2$

$$\text{Peak Loss} = \frac{\text{Energy Loss}}{\text{Loss Factor} \times \text{Hr.}}$$

โดยที่

Energy Requirement	คือ หน่วยซื้อไฟฟ้าที่จุดรับไฟ
Energy Sales	คือ หน่วยจำหน่ายไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟ
LF	คือ Load Factor ณ จุดขายไฟให้ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทต่างๆ
X	คือ Constant coefficient ณ ปีพยากรณ์

หมายเหตุ : ใช้ค่า X เท่ากับ 0.03539 ซึ่งเป็นค่าของพื้นที่ กฟต.2 เดือน พฤษภาคม 2560

5) ทำการปรับ Load Profile ในข้อ 4) ให้มี Peak เท่ากับ Peak at Receive ของปีฐาน โดยมีข้อกำหนดคือ Load Profile ที่ปรับแล้วยังคงมีพื้นที่ใต้กราฟคงที่ (Constant Energy) โดย Load Profile ที่ปรับแล้วนี้เราจะเรียกว่า Load Shape Representation : LSR

2.3.2 <u>Peak Demand Forecasting</u> คือการพยากรณ์ความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุด จะมีวิธีการคล้ายกับขั้นตอนการทำ Load Shape Representation โดยการนำ LSR ของปีฐานมาใช้ในการพยากรณ์ในแต่ละปีตามขั้นตอนดังนี้

1) คำนวณอัตราส่วนการเปลี่ยนแปลงของหน่วยจำหน่ายไฟฟ้าจากปีฐานไปเป็นปีพยากรณ์ KF_{ijn} โดยมีสมการคือ

$$KF_{ijn} = \frac{\left(AEF_{in}\right)\left(MF_{ijn}\right)}{\sum_{d=1}^{3}\left(DEB_{idn} * NDF_{jd}\right)}$$

โดยที่

KF_{ijn} คือ อัตราส่วนการเปลี่ยนแปลงของหน่วยจำหน่ายไฟฟ้าในปีพยากรณ์ของผู้ใช้ไฟประเภท i เดือน j ในพื้นที่ n

AEF_{in} คือ หน่วยจำหน่ายไฟฟ้ารวมทั้งปีที่ได้จากการพยากรณ์ในปีพยากรณ์ของผู้ใช้ไฟประเภท i ในพื้นที่ n

DEB_{idn} คือ หน่วยจำหน่ายไฟฟ้าในแต่ละวันจาก LSR ปีฐานของผู้ใช้ไฟประเภท i ในวัน d ในพื้นที่ n

d คือ ประเภทของวัน กำหนดให้ 1 คือ วันอาทิตย์, 2 คือ วันทำงาน และ 3 คือ วันเสาร์

NDF_{jd} คือ จำนวนวันของวันประเภท d ในเดือน j ในปีพยากรณ์ (ใช้คงที่เท่ากับปีฐาน)

MF_{ijn} คือ สัดส่วนการใช้ไฟในเดือน j เทียบกับการใช้ไฟทั้งปีของผู้ใช้ไฟประเภท i ในพื้นที่ n (ใช้ค่าคงที่เท่ากับปีฐาน)

2) นำอัตราส่วน KF_{ijn} ในข้อ 2.2.1 มาคูณกับค่ากำลังไฟฟ้าทุกชั่วโมงของ LSR ของผู้ใช้ไฟทั้ง 4 ประเภท เพื่อให้ได้ Load Profile ของปีพยากรณ์ของผู้ใช้ไฟทั้ง 3 ประเภท

3) นำ Load Profile ที่ได้จากข้อ 2.2.2 ทั้ง 3 ประเภทมารวมกันที่เวลาเดียวกันจากนั้นหาค่า Peak Demand และบวกเพิ่มด้วยค่า Peak Loss ก็จะทำให้ได้ค่าความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดที่จุดรับไฟ (Peak at Receive) ของเกาะที่ปีพยากรณ์นั้นๆ

4) ทำต่อไปให้ครบทุกปีพยากรณ์

ตารางที่ 2-10 ค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า และ Load Factor ของเกาะพะลวย จ.สุราษฎร์ธานี

ปีที่	พ.ศ.	Load Forecast (MW)	Load Factor (%)
1	2564	0.21	58.25
2	2565	0.24	58.33
3	2566	0.26	58.47
4	2567	0.29	58.61
5	2568	0.31	58.64
6	2569	0.34	58.66
7	2570	0.35	58.65
8	2571	0.37	58.67
9	2572	0.40	58.74
10	2573	0.41	58.78
11	2574	0.42	58.77
12	2575	0.43	58.75
13	2576	0.43	58.73
14	2577	0.44	58.71
15	2578	0.45	58.74
16	2579	0.46	58.77
17	2580	0.46	58.75
18	2581	0.47	58.73
19	2582	0.47	58.71
20	2583	0.48	58.69
21	2584	0.49	58.72
22	2585	0.49	58.75
23	2586	0.50	58.73
24	2587	0.50	58.71
25	2588	0.51	58.69

2.4 ทางเลือกในการพัฒนาระบบไฟฟ้าให้เกาะต่าง ๆ ที่ยังไม่มีไฟฟ้าใช้

ปัจจุบัน เกาะพะลวย จ.สุราษฎร์ธานี ยังไม่มีการจ่ายไฟโดย กฟภ. มีเพียงเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซลเฉพาะรายของประชาชนบนเกาะ และระบบผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ (Solar Home System : SHS) ของกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (พพ.) เท่านั้น

ที่ผ่านมา กฟภ. ได้จ่ายกระแสไฟฟ้าให้ประชาชนบนเกาะต่างๆ ที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าไม่สูงมากด้วยวิธีติดตั้งโรงจักรไฟฟ้าดีเซล ต่อมาเมื่อเกาะที่ กฟภ. จ่ายไฟด้วยโรงจักรไฟฟ้าดีเซลบางแห่ง มีความต้องการใช้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้นเรื่อยๆ จนกระทั่งถึงจุดที่ไม่เหมาะสมในการจ่ายไฟด้วยโรงจักรไฟฟ้าดีเซลต่อไป เนื่องจากมีภาระค่าใช้จ่ายน้ำมันเชื้อเพลิงสำหรับผลิตกระแสไฟฟ้าสูง และไม่สามารถรองรับโหลดขนาดใหญ่ของภาคธุรกิจอุตสาหกรรมได้ กฟภ. จึงหาวิธีพัฒนาระบบไฟฟ้า เพื่อรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าได้อย่างเพียงพอ รวมทั้งให้มีความมั่นคงในการจ่ายไฟ ซึ่งสามารถดำเนินการได้หลายทางเลือก ขึ้นอยู่กับระยะห่างระหว่างเกาะกับแผ่นดินใหญ่ และปริมาณการใช้ไฟฟ้าในแต่ละเกาะรวมทั้งความเหมาะสมทางภูมิศาสตร์ ดังนี้

2.4.1 จ่ายไฟให้เกาะแยกอิสระจากระบบไฟฟ้าบนแผ่นดินใหญ่

การจ่ายไฟด้วยวิธีนี้จะไม่มีการเชื่อมโยงกับระบบไฟฟ้าหลักของ กฟภ. โดยจะเป็นการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าภายในพื้นที่ที่จะทำการจ่ายไฟโดยตรง ซึ่งแหล่งผลิตจะมีแหล่งเดียว หรือมีหลายแหล่งผลิตก็ได้ขึ้นอยู่กับหลายปัจจัย เช่น ศักยภาพในการผลิตพลังงาน วงเงินลงทุน และข้อจำกัดต่างๆ ซึ่งประเภทของระบบผลิตไฟฟ้า สามารถแบ่งได้ดังนี้

1) เครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซล (Diesel Generator)

การจ่ายกระแสไฟฟ้าจากแหล่งต้นกำเนิดที่เป็นเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซล เป็นระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าโดยใช้ต้นกำลังจากเครื่องยนต์ดีเซล (Diesel Engine) ไปหมุนเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Generator) เพื่อผลิตไฟฟ้ากระแสสลับ (Alternating Current) แรงดันต่ำ 400/230 V โดยมีชุดควบคุมการทำงานแบบปรับอัตโนมัติ ควบคุมการทำงานของเครื่องยนต์ให้สมดุลกับปริมาณการใช้ไฟ (Load) ซึ่งจะทำให้ระดับแรงดันไฟฟ้าที่ผลิตได้มีความสม่ำเสมอ เพื่อป้องกันการเกิดความเสียหายกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ระบบการผลิตไฟฟ้าด้วยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซลแสดงได้ดังภาพที่ 2-1 และ 2-2

เครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซล (Diesel generator)	ชุดควบคุม (Controller)

ภาพที่ 2-1 ระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซล

ภาพที่ 2-2 เครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซลในตู้คอนเทนเนอร์

รายละเอียดกำลังการผลิต พื้นที่ดำเนินการ ค่าก่อสร้างและดำเนินการ และข้อดีข้อเสียในการจ่ายไฟด้วยโรงจักรไฟฟ้าดีเซล รวมถึงผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมที่เกิดขึ้น สามารถแสดงได้ดังนี้

1.1) กำลังการผลิต

โรงจักรไฟฟ้าดีเซล สามารถผลิตกระแสไฟฟ้าได้ตั้งแต่ 10 kW จนถึง 5,000 kW สามารถจ่ายโหลดได้ประมาณ 80% ของกำลังผลิตแต่ละเครื่อง (ในทางปฏิบัติจะจ่ายโหลดอยู่ระหว่าง 70% - 90% ของกำลังผลิตสูงสุด) ขนาดเครื่องที่ กฟภ. ใช้โดยทั่วไปมีขนาด 25, 60, 120, 300, 500 และ 1,000 kW ซึ่ง กฟภ. ได้กำหนดมาตรฐานขนาดอาคาร และเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ในการก่อสร้างโรงจักรไฟฟ้าดีเซลไว้ดังนี้

1.1.1) ขนาดอาคาร 10.5x16 ตารางเมตร ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาด 60 kW 2 เครื่อง และขนาด 120 kW 2 เครื่อง ในสภาวะปกติ (Normal State) สามารถจ่ายโหลดได้ประมาณ 335 kW

1.1.2) ขนาดอาคาร 24x15 ตารางเมตร ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาด 500 kW ขึ้นไป ทั้งนี้จำนวนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ติดตั้ง ขึ้นอยู่กับปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้า

1.1.3) เครื่องกำเนิดไฟฟ้าตั้งอยู่ในตู้คอนเทนเนอร์ ไม่จำเป็นต้องสร้างอาคารเพื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้า แต่ถ้าหากมีหลายเครื่องจำเป็นต้องก่อสร้างอาคารควบคุมระบบไฟฟ้า

1.2) พื้นที่ดำเนินการ

การออกแบบก่อสร้างโรงจักรไฟฟ้าดีเซล จะขึ้นอยู่กับลักษณะพื้นที่แต่ละพื้นที่ และจำนวนเครื่องกำเนิดไฟฟ้า โดยจะต้องก่อสร้างบ้านพักพนักงาน โรงเก็บพัสดุ และอาคารสำนักงานด้วย

1.3) รายละเอียดค่าใช้จ่ายต่างๆ

การก่อสร้างโรงจักรไฟฟ้าดีเซล มีค่าใช้จ่ายต่างๆ ประกอบด้วย

1.3.1) ค่าที่ดินและค่าก่อสร้าง

- ค่าซื้อ หรือ เช่าที่ดิน
- ค่าอาคารโรงจักร และบ้านพักพนักงาน
- ค่าเครื่องจักรและอุปกรณ์ควบคุมการจ่ายไฟ
- ค่าหม้อแปลงยกแรงดัน

1.3.2) ค่าดำเนินการ

- ค่าน้ำมันเชื้อเพลิง
- ค่าปฏิบัติการและบำรุงรักษาโรงจักร

1.4) ข้อจำกัด และข้อดี ข้อเสียในการจ่ายไฟจากโรงจักรไฟฟ้าดีเซล

การจ่ายไฟจากโรงจักรไฟฟ้าดีเซล จะมีค่าเงินลงทุนในการติดตั้งต่ำ แต่จะมีค่าใช้จ่ายน้ำมันเชื้อเพลิง สำหรับผลิตกระแสไฟฟ้าสูงซึ่งสรุปข้อดีข้อเสียได้ดังนี้

1.4.1) ข้อจำกัด

เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่องมีกำลังการผลิตต่ำ ต้องเพิ่มขนาด หรือจำนวนเครื่องกำเนิดไฟฟ้า เพื่อให้สามารถรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น

1.4.2) ข้อดี

- ระยะเวลาก่อสร้างสั้น
- สามารถปรับเพิ่มกำลังการผลิต ตอบสนองต่อความต้องการใช้ไฟได้อย่างรวดเร็ว
- วงเงินลงทุนเบื้องต้น (Capital Cost) ต่อกิโลวัตต์ต่ำ
- การติดตั้งและบำรุงรักษาง่าย

1.4.3) ข้อเสีย

- ค่าน้ำมันเชื้อเพลิง สำหรับการผลิตสูง
- ค่าปฏิบัติการและบำรุงรักษาค่อนข้างสูง

1.5 ผลกระทบสิ่งแวดล้อม

1.5.1) มีคราบน้ำมันหลงเหลือจากเครื่องยนต์ ซึ่งจะต้องออกแบบให้มีรางระบายน้ำมันพร้อมบ่อดักตะกอนในโรงจักร แล้วกำจัดโดยการนำคราบน้ำมันไปเข้าสู่กระบวนการผลิตเพื่อนำกลับมาใช้ใหม่ (Recycle) ต่อไป

1.5.2) มีการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ไปสู่ชั้นบรรยากาศ ซึ่งทำให้เกิดผลกระทบต่อสภาพแวดล้อมได้

2) ระบบผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานหมุนเวียน (Renewable Energy)

2.1) ระบบผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ (PV)

การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ เป็นการนำเอาแสงอาทิตย์มาแปลงให้เป็นพลังงานไฟฟ้าโดยผ่านเซลล์แสงอาทิตย์ (Solar Cell) เซลล์แสงอาทิตย์ส่วนใหญ่ทำจากสารกึ่งตัวนำจำพวกซิลิคอนหรือสารอื่น ซึ่งเมื่อได้รับแสงอาทิตย์จะเกิดกระแสไหลในวงจรและเปลี่ยนเป็นพลังงานไฟฟ้า เซลล์เหล่านี้มีขนาดเล็กจะต้องนำมาต่อรวมกันเป็นแผง กระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้จะเป็นไฟฟ้ากระแสตรง (Direct Current) มีแรงดันประมาณ 240 V เพื่อจ่ายผ่านเครื่องแปลงกระแสไฟฟ้า (Inverter) เพื่อแปลงให้เป็นไฟฟ้ากระแสสลับ (Alternating Current) แรงดัน 400/230 V การผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แสดงได้ดังภาพที่ 2-3

แผงโซลาร์เซลล์	ระบบควบคุมอินเวอร์เตอร์

ภาพที่ 2-3 ระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์

2.1.1) กำลังการผลิต

ปัจจุบันแผงเซลล์แสงอาทิตย์ได้มีการพัฒนาให้สามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าได้เพิ่มมากขึ้น และมีแนวโน้มราคาที่ลดลง จากเดิม โดยหากต้องการไฟฟ้า 1 MW จำเป็นจะต้องมีเนื้อที่ดินประมาณ 10 ไร่

2.1.2) พื้นที่ดำเนินการ

การติดตั้งโรงไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ จะต้องใช้พื้นที่ราบโล่ง สามารถรับแสงอาทิตย์ได้ตลอดทั้งวันโดยใช้พื้นที่ประมาณ 10 ไร่ สำหรับติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ขนาดกำลังผลิต 1 MW และภายในบริเวณโรงไฟฟ้าจะต้องมีอุปกรณ์อื่นๆ ประกอบ เช่น อาคารควบคุม อินเวอร์เตอร์ และหม้อแปลงยกระดับแรงดัน ฯลฯ

2.1.3) รายละเอียดค่าใช้จ่ายต่าง ๆ

- ค่าซื้อ หรือ เช่าที่ดิน อาคารควบคุม หอถังน้ำ และบ้านพักพนักงาน
- ค่าแผงเซลล์แสงอาทิตย์
- ค่าเครื่องแปลงกระแสไฟฟ้า
- ค่าหม้อแปลงยกแรงดัน
- ค่าปฏิบัติการและบำรุงรักษา

2.1.4) ข้อจำกัด และข้อดี ข้อเสียในการจ่ายไฟจากโรงไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์

การจ่ายไฟด้วยโรงไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ จะมีค่าเงินลงทุนในการติดตั้งสูง แต่จะผลิตกระแสไฟฟ้าได้น้อย อย่างไรก็ตามการผลิตไฟฟ้าด้วยโรงไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์จะไม่มีค่าใช้จ่ายทางด้านเชื้อเพลิงสำหรับผลิตกระแสไฟฟ้า ซึ่งสามารถสรุปข้อดีข้อเสียได้ดังนี้

1) ข้อจำกัด

- ต้องติดตั้งในที่โล่งแจ้ง มีแสงอาทิตย์ส่องถึงเป็นบริเวณกว้าง
- ผลิตไฟฟ้าได้เฉพาะช่วงกลางวันที่มีแดด และต้องมีความเข้มของแสงอาทิตย์เพียงพอ
- มีประสิทธิภาพในการเปลี่ยนพลังงานจากแสงอาทิตย์เป็นพลังงานไฟฟ้าได้ประมาณ 14-18%

2) ข้อดี

- ไม่ต้องใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า
- ไม่มีเสียงดังรบกวน

3) ข้อเสีย

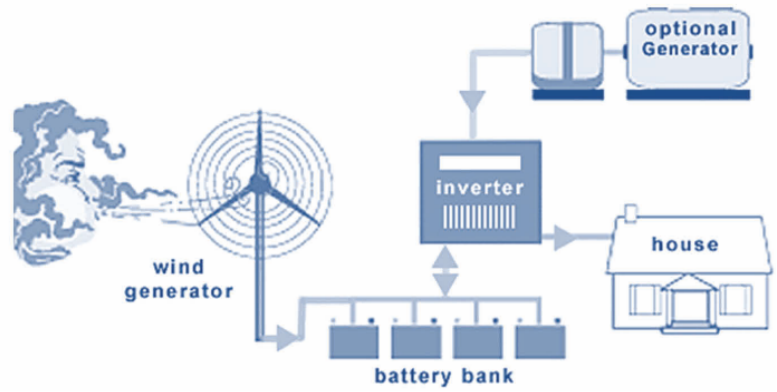
- ใช้พื้นที่มาก
- วงเงินลงทุนในเบื้องต้นสูง หากเทียบกับโรงจักรไฟฟ้าดีเซล
- ไม่เหมาะที่จะก่อสร้างเป็นโรงไฟฟ้าแบบแยกเดี่ยว (Stand Alone)
- แผงเซลล์แสงอาทิตย์ จำเป็นจะต้องใช้น้ำทำความสะอาดอยู่เสมอๆ จึงเป็นอุปสรรคในการดูแลรักษา หากนำไปก่อสร้างตามเกาะที่มีปัญหาในเรื่องน้ำจืด

4) ผลกระทบสิ่งแวดล้อม

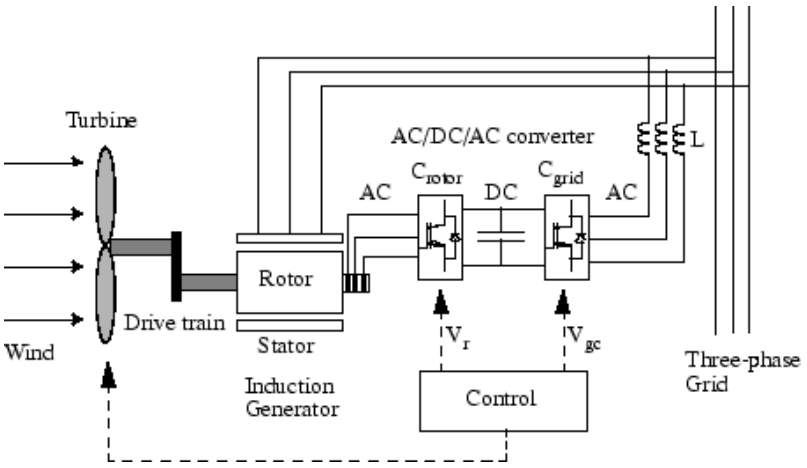
เนื่องจากโรงไฟฟ้าชนิดนี้ใช้แสงอาทิตย์เป็นพลังงานในการผลิตกระแสไฟฟ้า ขณะผลิตไฟฟ้าจึงทำให้ไม่มีผลกระทบใดๆ ต่อสภาพแวดล้อม

2.2) การติดตั้งโรงไฟฟ้าพลังงานลม (Wind Power Plant)

เป็นระบบผลิตพลังงานไฟฟ้า โดยใช้พลังงานลมเป็นต้นกำลังไปหมุนกังหันลม (Wind Turbine) ซึ่งต่อเชื่อมอยู่กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Generator) เพื่อผลิตไฟฟ้ากระแสสลับ (Alternating Current) แรงดันต่ำ 400/230 V โดยมีระบบควบคุมอัตโนมัติ เพื่อควบคุมการสับจ่ายไฟเข้าระบบจำหน่าย และควบคุมกังหันลมให้หยุดทำงาน เมื่อมีความเร็วลมเกินพิกัด เพื่อป้องกันความเสียหายของระบบ แต่เนื่องจากความเร็วลมและทิศทางของลมเปลี่ยนแปลงตลอดเวลา ระบบผลิตไฟฟ้าจากลมจำเป็นจะต้องมีส่วนกักเก็บพลังงานไฟฟ้าไว้ จึงจะสามารถจ่ายกระแสไฟฟ้าได้อย่างสม่ำเสมอ ดังแสดงในภาพที่ 2-4 ถึง 2-5



ภาพที่ 2-4 ระบบผลิตและการจ่ายไฟของโรงไฟฟ้าพลังลม



ภาพที่ 2-5 การผลิตและการจ่ายไฟของโรงไฟฟ้าพลังลม

2.2.1) กำลังการผลิต

กังหันลมเพื่อการผลิตพลังงานไฟฟ้าอาจแบ่งตามขนาดกำลังผลิตได้ดังนี้

- ขนาดเล็ก กำลังผลิตไฟฟ้าต่ำกว่า 9 กิโลวัตต์
- ขนาดกลาง กำลังผลิตไฟฟ้า 10-99 กิโลวัตต์
- ขนาดใหญ่ กำลังผลิตไฟฟ้า 100-3,000 กิโลวัตต์

เนื่องจากความเร็วลมและทิศทางของลมเปลี่ยนแปลงตลอดเวลา การผลิตพลังงานไฟฟ้าจากลมให้ได้กำลังไฟฟ้าแน่นอนจึงทำได้ยาก และเสียค่าใช้จ่ายสูง ปัจจุบันในประเทศไทย

มีการติดตั้งฟาร์มกังหันลมเป็นจำนวนมาก ซึ่งจะอยู่แถบที่ราบสูงของประเทศเพื่อขายไฟให้รัฐบาลและมีการติดตั้งกังหันลมขนาดใหญ่ เป็นจุดๆ เช่นที่ สทิงพระ และเขื่อนลำตะคอง อย่างไรก็ตาม

2.2.2) พื้นที่ดำเนินการ

ใช้พื้นที่ราบโล่งที่มีความเร็วลมไม่ต่ำกว่า 5 เมตร/วินาที ภายในบริเวณโรงไฟฟ้าพลังงานลม ประกอบด้วย กังหันลม อาคารควบคุมและกักเก็บพลังงานไฟฟ้า บ้านพักพนักงาน

2.2.3) ศักยภาพของพลังงานลมในประเทศไทย

จากการตรวจวัดและเก็บรวบรวมข้อมูลความเร็วลมในทุกๆ ชั่วโมง สถานีตรวจวัดอากาศ (Meteorological Station) ของกรมอุตุนิยมวิทยาจำนวน 62 สถานีทั่วประเทศ ตั้งแต่ปี 2509 เป็นต้นมา ได้มีการวิเคราะห์ศักยภาพของพลังงานลมในประเทศไทย ในรูปของความเร็วลมเฉลี่ย (Mean Wind Velocity) และพลังงานต่อพื้นที่ (Power Density) ผลการวิเคราะห์ข้อมูลศักยภาพของพลังงานลมในประเทศ พอสรุปได้ว่า

1) ประเทศไทยมีศักยภาพของพลังงานลมค่อนข้างต่ำ

2) ค่าความเร็วลมเฉลี่ยของประเทศมีประมาณ 1.6-3 เมตร/วินาที

3) ในบริเวณชายฝั่งทะเลรอบอ่าวไทยและชายฝั่งติดทะเลอันดามัน ความเร็วลมเฉลี่ยประมาณ 2.6-4 เมตร/วินาที มีศักยภาพพลังงานลมเพื่อใช้ประโยชน์ทางด้านการสูบน้ำเพื่อการเกษตรและอุปโภคบริโภค จะต้องใช้กังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก

4) มีพื้นที่ห่างไกล และบนเกาะในภาคใต้บางแห่ง ซึ่งมีความเร็วลมเฉลี่ยสูงเกิน 5 เมตร/วินาที เช่น ที่แหลมพรหมเทพ จ.ภูเก็ต และที่เกาะพะงัน จ.สุราษฎร์ธานี สามารถใช้ประโยชน์จากพลังงานลมโดยการติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาดกลางถึงขนาดใหญ่ได้

2.2.4) รายละเอียดค่าใช้จ่ายต่างๆ

1) ค่าที่ดิน อาคารควบคุม และบ้านพักพนักงาน

2) ค่ากังหันลมผลิตไฟฟ้า

3) ค่าปฏิบัติการและบำรุงรักษา

2.2.5) ข้อจำกัด ข้อดี และข้อเสียในการจ่ายไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้ากังหันลม

1) ข้อจำกัด

- ต้องมีความเร็วลมเฉลี่ยไม่ต่ำกว่า 4 เมตร/วินาที
- สามารถทำงานได้อย่างมีประสิทธิภาพในช่วงความเร็วลมอย่างน้อย 5 เมตร/วินาที

2) ข้อดี

- ไม่ต้องใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า
- พลังงานลมเป็นพลังงานที่สะอาด และบริสุทธิ์ ไร้มลภาวะต่อสภาพอากาศ

3) ข้อเสีย

- พื้นที่ติดตั้งต้องเป็นที่ราบ และอยู่สูงเพื่อให้สามารถรับลมได้เต็มที่
- วงเงินลงทุนในเบื้องต้นสูงประมาณ 95.89 ล้านบาทต่อสถานี (กำลังผลิต 1.25 เมกกะวัตต์)
- ความมั่นคงของระบบต่ำ

- ต้องมีระบบผลิตอื่นๆ ควบคู่ด้วย เช่น โรงจักรไฟฟ้าดีเซล เป็นต้น เนื่องจากกังหันลมผลิตไฟฟ้า จะผลิตไฟฟ้าได้ไม่สม่ำเสมอ

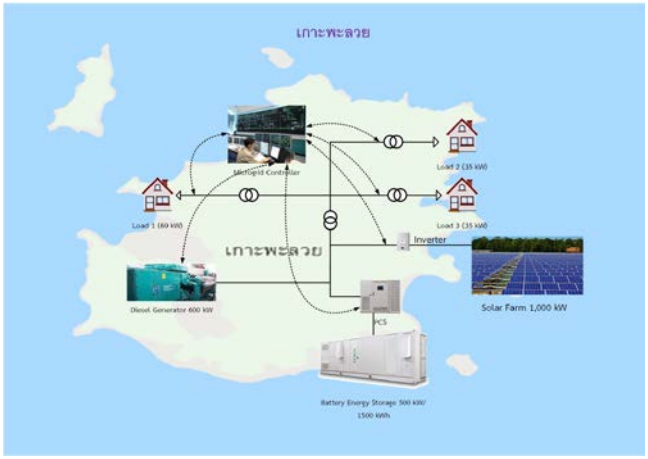
2.2.6) ผลกระทบสิ่งแวดล้อม

1) การก่อสร้างกังหันลมผลิตไฟฟ้าจะต้องติดตั้งบริเวณที่สูง เพื่อให้ได้พลังงานลมจึงอาจมีปัญหาทางด้านภูมิทัศน์

2) กังหันลมจะมีเสียงที่เกิดจากใบพัด อาจรบกวนคนหรือสัตว์ที่อาศัยอยู่ในบริเวณใกล้เคียง

3) ระบบไฟฟ้าด้วยโครงข่ายไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (Microgrid)

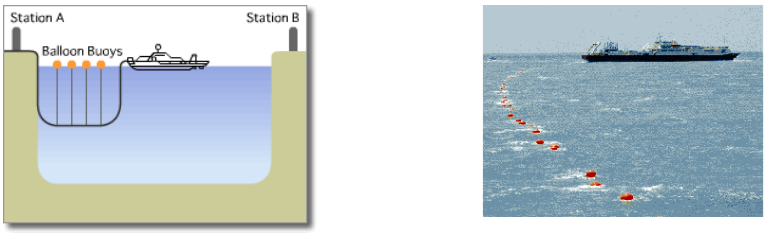
ระบบโครงข่ายไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (Micro Grid) เป็นระบบโครงข่ายไฟฟ้าที่ประกอบด้วยแหล่งจ่ายพลังงานไฟฟ้าแบบกระจายตัว (Distributed Energy Resources: DER) และกลุ่มโหลด โดยมีระบบควบคุมและจัดการพลังงาน (Micro Grid Controller) เพื่อควบคุมสั่งการจ่ายไฟในพื้นที่ของระบบโครงข่ายไฟฟ้าขนาดเล็ก โดยทั่วไปจะไม่มีการกำหนดขนาดของระบบโครงข่ายไฟฟ้าขนาดเล็กที่ชัดเจน แต่จะเน้นลักษณะฟังก์ชั่นการทำงานของระบบ ที่สามารถควบคุมระบบได้ด้วยตัวเอง และสามารถทำงานได้ทั้งแบบเชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าหลัก (Grid-Connected) และแบบแยกตัวอิสระ (Islanded-mode) โดยระบบโครงข่ายไฟฟ้าขนาดเล็ก เป็นทางเลือกหนึ่งในการวางแผนระบบไฟฟ้าที่สามารถเพิ่มความมั่นคง (Stability) ความเชื่อถือได้ (Reliability) และคุณภาพ (Quality) ของระบบไฟฟ้าได้นอกเหนือจากการเสริมระบบโครงข่ายไฟฟ้าแหล่งพลังงานไฟฟ้าแบบกระจายตัว หรือ DER ซึ่งเป็นแหล่งพลังงานของระบบโครงข่ายไฟฟ้าขนาดเล็ก หมายรวมถึงแหล่งกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว (Distributed Generator: DG) และอุปกรณ์กักเก็บพลังงาน (Energy Storage) ซึ่งมีการเชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าหลักโดยผ่าน Point of common coupling (PCC)



ภาพที่ 2-6 ระบบควบคุมไมโครกริด

2.4.2 ขยายเขตระบบจำหน่ายไฟฟ้าจากแผ่นดินใหญ่

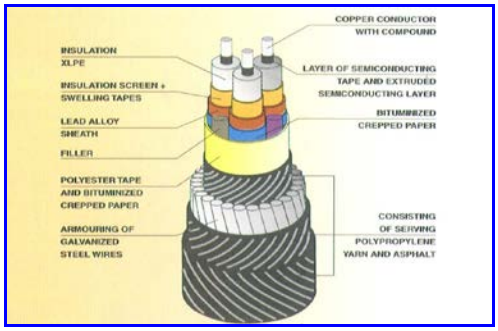
การเชื่อมโยงระบบสายส่งด้วยสายเคเบิลใต้น้ำ เป็นการเชื่อมโยงระบบสายส่ง(Transmission System Extension) มาจากระบบโครงข่ายหลัก (Network) ของ กฟภ. หรือ กฟผ. ที่อยู่บนแผ่นดินใหญ่ โดยจ่ายกระแสไฟฟ้าผ่านอุปกรณ์ป้องกัน และผ่านสายเคเบิลใต้น้ำไปยังเกาะปลายทาง และผ่านชุดอุปกรณ์ป้องกันอีกครั้ง ก่อนที่จะจ่ายกระแสไฟฟ้าไปยังผู้ใช้ไฟ การเชื่อมโยงระบบจำหน่ายด้วยสายเคเบิลใต้น้ำแสดงได้ดังภาพที่ 2-7



ภาพที่ 2-7 การเชื่อมโยงระบบจำหน่ายด้วยสายเคเบิลใต้น้ำ

1) กำลังการจ่ายไฟฟ้า

ในการก่อสร้างจะใช้สายเคเบิลใต้น้ำชนิด XLPE INSULATED แบบ 3-Core ดังแสดงในภาพที่ 2-8 ตัวนำไฟฟ้าเป็นทองแดงโดยทั่วไปมีขนาดพื้นที่หน้าตัด 120, 185, 240, 300, 400, 500 และ 630 ตารางมิลลิเมตร มีความสามารถในการจ่ายพลังงานไฟฟ้า (โดยประมาณ) ตามขนาดของตัวนำไฟฟ้าดังตารางที่ 2-11



ภาพที่ 2-8 สายเคเบิลใต้น้ำ XLPE Insulated 3-core

ตารางที่ 2-11 ความสามารถในการส่งพลังงานไฟฟ้าของสายเคเบิลใต้น้ำ

ขนาดสายเคเบิลใต้น้ำ (ตารางมิลลิเมตร)	กำลังไฟฟ้าสูงสุด (เมกะวัตต์)			กำลังไฟฟ้า 80 % ตามมาตรฐาน กฟภ. (เมกะวัตต์)		
	22 kV	33 kV	115 kV	22 kV	33 kV	115 kV
3x70	8	12	-	6	10	-
3x95	10	15	-	8	12	-
3x120	11	17	47	9	14	38
3x185	14	21	65	11	17	52
3x240	16	25	77	13	20	62
3x400	-	-	99	-	-	79
3x500	-	-	110	-	-	88
3x630	-	-	125	-	-	100

ปัจจุบัน กฟภ. ได้ดำเนินการเชื่อมโยงด้วยสายเคเบิลใต้น้ำไปยังเกาะต่างๆ แล้ว จำนวน 27 เกาะ (33 วงจร) ตามตารางที่ 2-12

ตารางที่ 2-12 สรุปการเชื่อมโยงระบบจำหน่ายด้วยสายเคเบิลใต้น้ำไปยังเกาะต่างๆ

ที่	พื้นที่เชื่อมโยง	จังหวัด	ระบบ (kV)	ขนาดสาย (ตร.มม.)	ระยะทาง (กม.)
1	ศรีราชา – เกาะสีชัง	ชลบุรี	22	3x120	10.00
2	พัทยา - เกาะล้าน	ชลบุรี	22	3x120	8.00
3	เขาแหลมหญ้า - เกาะเสม็ด	ระยอง	22	3x120	4.00
4	แหลมงอบ – เกาะช้าง	ตราด	115	3x185	9.30
5	แหลมธรรมชาติ - อ่าวสัปปะรด (เกาะช้าง)	ตราด	22	3x185	8.00
6	บ้านตาหนึก - อ่าวสลัด (เกาะกูด)	ตราด	22	3x300	33.05
7	อ่าวสลัด (เกาะกูด) - อ่าวนิด (เกาะหมาก)	ตราด	22	3x120	15.85
8	ขนอม – เกาะสมุย	สุราษฎร์ธานี	33	3x185	23.80
9	ขนอม – เกาะสมุย 115 เควี (วงจรที่ 1)	สุราษฎร์ธานี	115	3x185	23.50
10	ขนอม – เกาะสมุย 115 เควี (วงจรที่ 2)	สุราษฎร์ธานี	115	3x240	23.35
11	ขนอม – เกาะสมุย 115 เควี (วงจรที่ 3)	สุราษฎร์ธานี	115	3x500	51.93
12	เกาะสมุย - เกาะพะงัน	สุราษฎร์ธานี	33	3x185	13.50
13	เกาะสมุย - เกาะพะงัน	สุราษฎร์ธานี	115	3x240	15.52
14	แหลมหิน – เกาะศรีบอยา	กระบี่	33	3x185	0.94
15	เกาะศรีบอยา – เกาะปู	กระบี่	33	3x185	2.00
16	เกาะปู - เกาะพีพีดอน	กระบี่	33	3x185	22.00
17	อ่าวน้ำเมา - อ่าวไร่เลย์	กระบี่	33	3x120	3.68
18	บ้านหัวหิน - เกาะลันตาน้อย	กระบี่	33	3x185	1.63
19	เกาะลันตาน้อย - เกาะลันตาใหญ่	กระบี่	33	3x185	0.83
20	แผ่นดินใหญ่ – เกาะกลาง	กระบี่	33	3x120	0.70
21	หาดหยงหลิง - เกาะมุกด์	ตรัง	33	3x70	7.35
22	หาดมดตะนอย - เกาะลิบง	ตรัง	33	3x70	4.46
23	บ้านตะเสะ - เกาะสุกร	ตรัง	33	3x70	4.15
24	บ้านน้ำเค็ม - เกาะคอเขา	พังงา	33	3x120	0.62
25	อ่าวปอ – เกาะยาวใหญ่	ภูเก็ต	33	3x120	12.00
26	เกาะยาวใหญ่ – เกาะยาวน้อย	ภูเก็ต	33	3x120	0.60
27	อ่าวปอ - เกาะนาคาใหญ่	ภูเก็ต	33	3x120	3.00
28	ท่าเทียบเรือแหลมหิน - เกาะมะพร้าว	ภูเก็ต	33	3x120	1.14

ตารางที่ 2-12 สรุปการเชื่อมโยงระบบจำหน่ายด้วยสายเคเบิลใต้น้ำไปยังเกาะต่างๆ (ต่อ)

ที่	พื้นที่เชื่อมโยง	จังหวัด	ระบบ (kV)	ขนาดสาย (ตร.มม.)	ระยะทาง (กม.)
29	ตำมะลัง – เกาะปูยู	สตูล	33	3x120	5.00
30	เกาะปูยู – เกาะยาว	สตูล	33	3x120	4.00
31	บ้านทุ่งริ้น อ.ท่าแพ – เกาะตันหยงอุมา	สตูล	33	3x120	1.50
32	เกาะตันหยงอุมา – เกาะยะระโตดนุ้ย	สตูล	33	3x120	2.00
33	เกาะยะระโตดนุ้ย – เกาะยะระโตดใหญ่	สตูล	33	3x120	1.00

2) พื้นที่ดำเนินการ

ใช้เนื้อที่บนเกาะ เพื่อนำสายเคเบิลใต้น้ำต่อเชื่อมเข้าสถานีไฟฟ้า และเครื่องหมายแสดงแนวสายเคเบิล ซึ่งส่วนใหญ่จะขอใช้จากพื้นที่สาธารณะ หรือขอใช้ประโยชน์จากพื้นที่เอกชน

3) รายละเอียดค่าใช้จ่ายต่างๆ

- ค่าที่ดิน (กรณีก่อสร้างสถานีไฟฟ้า หรือ เช่าที่ดินสำหรับตั้งอุปกรณ์ป้องกัน)
- ค่าเคเบิลใต้น้ำ และค่าติดตั้ง
- ค่าก่อสร้างสถานีไฟฟ้า เพื่อรองรับสายเคเบิลใต้น้ำ
- ค่าซื้อพลังงานไฟฟ้า
- ค่าปฏิบัติการและบำรุงรักษา

4) ข้อจำกัด ข้อดี และข้อเสียในการจ่ายไฟโดยการเชื่อมโยงด้วยสายเคเบิลใต้น้ำ

4.1) ข้อจำกัด

สามารถจ่ายไฟฟ้าได้ต่อเนื่องตลอด 24 ชั่วโมง และรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสามารถรองรับโหลดได้ตลอดอายุการใช้งานสายเคเบิลใต้น้ำระยะเวลา 30 ปี

4.2) ข้อดี

- มีประสิทธิภาพและความมั่นคงในการจ่ายไฟสูง
- ค่าปฏิบัติการและบำรุงรักษาต่ำ
- ต้นทุนการจัดซื้อพลังงานไฟฟ้าต่ำกว่า เมื่อเปรียบเทียบกับการผลิตไฟฟ้าจากน้ำมันดีเซล

4.3) ข้อเสีย

- วงเงินลงทุนในเบื้องต้นสูงประมาณ 25 ล้านบาท/กิโลเมตร ในระบบ 22 เควี และลงทุนเบื้องต้น 30 ล้านบาท/กิโลเมตร ในระบบ 33 kV และ 70 – 80 ล้านบาท/กิโลเมตร ในระบบ 115 kV
- ต้องนำเข้าอุปกรณ์จากต่างประเทศ

5) ขั้นตอนการวางสายเคเบิลใต้น้ำ

การวางสายเคเบิลใต้น้ำและก่อสร้างจุดขึ้นลง มีขั้นตอนการทำงาน 12 ขั้นตอน ดังแสดงในภาพที่ 2- 9 โดย กฟภ. ใช้วิธีการวางสายเคเบิลใต้น้ำแตกต่างกันตามระดับความลึกของน้ำทะเลดังนี้

ขั้นตอนที่ 1 ก่อสร้าง จุดขึ้น-ลง บนฝั่งเพื่อเป็นจุดรองรับสายเคเบิลใต้น้ำ

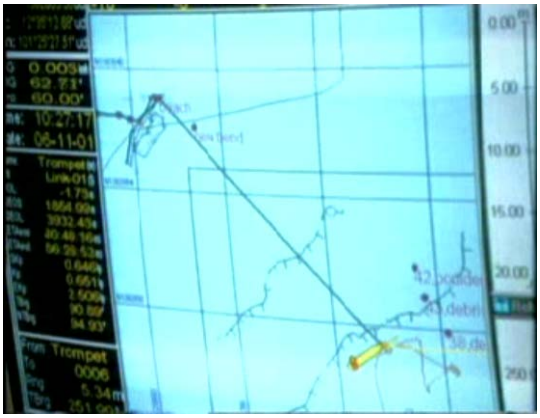
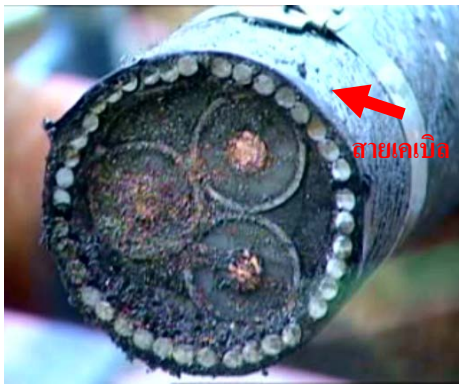
ขั้นตอนที่ 2 ขุดร่องเป็นรูปตัว S ซึ่งจะทำให้ได้สายเคเบิลใต้น้ำยาวขึ้น เพื่อสำรองในการติดตั้งสายเคเบิลใต้น้ำกับ จุดขึ้น-ลง

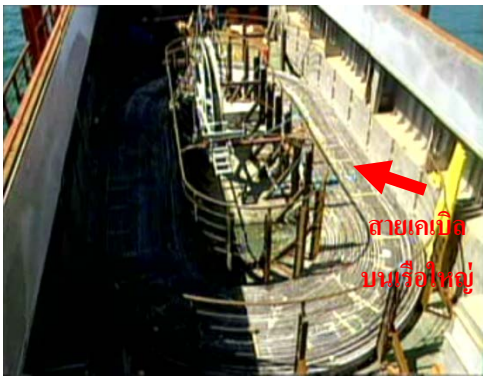
ขั้นตอนที่ 3 เรือใหญ่จะจอดลอยลำอยู่ในบริเวณที่ลึก และใช้เรือเล็กลากสายเคเบิลใต้น้ำเข้าฝั่ง

ขั้นตอนที่ 4 ลากสายเคเบิลใต้น้ำจากเรือใหญ่เข้าฝั่ง โดยที่มีถุงลมรองรับสายเคเบิลใต้น้ำ

ภาพที่ 2-9 วิธีการวางสายเคเบิลใต้น้ำ

ขั้นตอนที่ 5 ดึงสายเคเบิลใต้น้ำขึ้นฝั่งไปยัง จุดขึ้น-ลง เพื่อยึดสายและติดตั้งสายเคเบิลใต้น้ำ



ขั้นตอนที่ 6 เรือใหญ่โรยสายเคเบิลใต้น้ำไปยังฝั่งตรงข้าม โดยที่เรือมี Global Positioning System (GPS) ในการบอกตำแหน่งและ Sounder ในการบอกระยะความลึกของน้ำ เพื่อช่วยในการวางสายเคเบิลใต้น้ำเพื่อให้ได้ตำแหน่งที่ถูกต้อง

ภาพที่ 2-9 (ต่อ) วิธีการวางสายเคเบิลใต้น้ำ

ขั้นตอนที่ 7 เมื่อได้ความยาวของสายเคเบิลใต้น้ำตามที่ต้องการแล้วทำการตัดสายเคเบิลใต้น้ำ ติดทุ่นปล่อยลงทะเล และดึงสายเคเบิลใต้น้ำขึ้นเรือเล็ก เพื่อที่จะลากสายเคเบิลใต้น้ำเข้าฝั่ง

ขั้นตอนที่ 8 ลากสายเคเบิลใต้น้ำเข้าฝั่ง โดยที่มีถุงลมรองรับสายเคเบิลใต้น้ำ

ขั้นตอนที่ 9 ดึงสายเคเบิลใต้น้ำบนฝั่งเพื่อนำสายเคเบิลใต้น้ำไปยัง จุดขึ้น-ลง โดยมีรอกรองรับเป็นระยะ ๆ

ภาพที่ 2-9 (ต่อ) วิธีการวางสายเคเบิลใต้น้ำ

ขั้นตอนที่ 10 วัดความยาวของสายเคเบิลใต้น้ำและติดตั้งสายเคเบิลใต้น้ำเข้ากับ จุดขึ้น-ลง

ขั้นตอนที่ 11 การฝังกลบสายเคเบิลใต้น้ำบนฝั่ง ซึ่งจะกระทำเหมือนกันทั้งสองฝั่ง

ขั้นตอนที่ 12 ทำเครื่องหมายแสดงว่ามีสายไฟฟ้าแรงสูงฝังอยู่ในบริเวณ จุดขึ้น-ลง ที่ติดตั้งสายเคเบิลใต้น้ำและสภาพพื้นที่มีการฝังกลบสายเคเบิลใต้น้ำเรียบร้อยแล้ว

ภาพที่ 2-9 (ต่อ) วิธีการวางสายเคเบิลใต้น้ำ

5.1) การวางสายเคเบิลใต้น้ำในบริเวณน้ำตื้น

การวางสายเคเบิลใต้น้ำบริเวณน้ำตื้นจะกระทำตามขั้นตอนเหมือนกับการวางสายเคเบิลใต้น้ำบริเวณน้ำลึก แต่จะแตกต่างกันตรงที่ใช้เรือท้องแบนโรยสายเคเบิลใต้น้ำแทนที่จะใช้เรือใหญ่และสายเคเบิลใต้น้ำจะขดอยู่ในวงล้อขนาดใหญ่ ดังรูปภาพต่อไปนี้

สายเคเบิลใต้น้ำที่ขดเป็นวงในวงล้อที่อยู่บนเรือท้องแบน

การลากสายเคเบิลใต้น้ำโดยเรือเล็กจากเรือท้องแบนเข้าฝั่งโดยที่มีถุงลมรองรับ

-การลากสายเคเบิลใต้น้ำเข้าฝั่ง

ภาพที่ 2-10 วิธีการวางสายเคเบิลใต้น้ำในบริเวณน้ำตื้น

5.2) การวางสายเคเบิลใต้น้ำบริเวณพื้นหินในที่ตื้น

ในการปฏิบัติงานวางสายเคเบิลใต้น้ำในช่วงที่เป็นพื้นหินจะใช้วิธีการวางสายเคเบิลใต้น้ำไว้บนพื้นหินโดยใช้ซีเมนต์แข็งหุ้มทับสายเคเบิลใต้น้ำให้ตรึงอยู่กับพื้นหินซึ่งสามารถกำหนดแนววางแนวสายเคเบิลใต้น้ำไม่ให้ผ่านปะการังได้

ภาพที่ 2-11 วิธีการฝังสายเคเบิลใต้น้ำบริเวณพื้นหินในที่ตื้น

6) วิธีการฝังสายเคเบิลใต้น้ำในทะเล

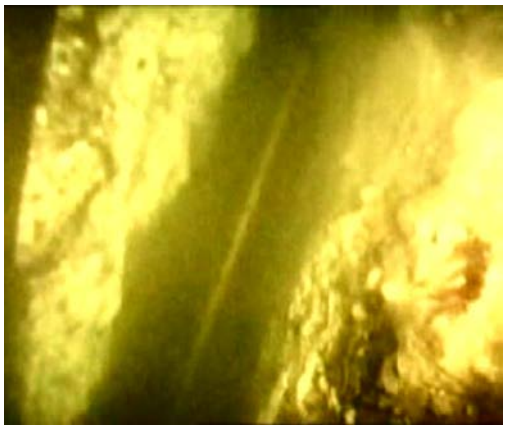
6.1) water jets

วิธี water jets เป็นการเป่าลมเพื่อเปิดช่องทราย พร้อมวางสายเคเบิลใต้น้ำ ซึ่งสายเคเบิลใต้น้ำมีเส้นผ่านศูนย์กลางประมาณ 15-20 ซม. ใช้พื้นที่ในการเป่าเพื่อฝังกลบสายเคเบิลใต้น้ำกว้างประมาณ 30 ซม. ฝังสายเคเบิลใต้พื้นทะเลลึก 1.5 - 2 เมตร และทรายจะฝังกลบสายเอง สามารถวางสายเคเบิลใต้น้ำได้ระยะทาง 300 เมตร ภายในเวลาหนึ่งชั่วโมง

เครื่อง water jets เป่าลมเพื่อเปิดช่องทราย

ภาพที่ 2-12 แสดงวิธีการวางสายเคเบิลใต้น้ำแบบ Water jets

เครื่อง water jets ขณะทำงานใต้ทะเล

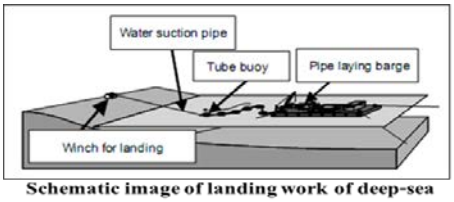


สายเคเบิลใต้น้ำที่ตกลงในหลุมที่เกิดจากการเป่าด้วยเครื่อง water jets

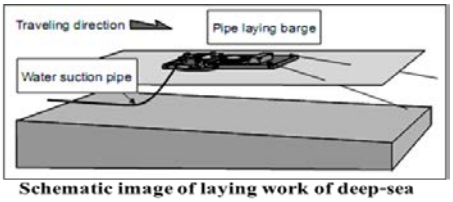
ภาพที่ 2-12 แสดงวิธีการวางสายเคเบิลใต้น้ำแบบ Water jets (ต่อ)

6.2) Suction

วิธี Suction เป็นวิธีการวางสายเคเบิลใต้น้ำ โดยใช้ระบบเครื่องดูดพื้นทะเลเพื่อทำให้เกิดแนวร่องแล้วทำการวางสายเคเบิลใต้น้ำตามแนวร่องโดยทันที ซึ่งในการใช้วิธีการวางสายเคเบิลใต้น้ำแบบ Suction นี้ลักษณะสภาพของพื้นทะเลจะเป็นโคลนทรายหรือ Soft Clay



Schematic image of landing work of deep-sea



Schematic image of laying work of deep-sea

ภาพที่ 2-13 แสดงอุปกรณ์และวิธีการวางสายเคเบิลใต้น้ำแบบ Suction

6.3) Plough

วิธี Plough เป็นวิธีการวางสายเคเบิลใต้น้ำ โดยใช้ระบบเครื่องขุดพื้นทะเล เพื่อทำให้เกิดแนวร่อง แล้วทำการวางสายเคเบิลใต้น้ำตามแนวร่องที่ทำการขุดไว้ ซึ่งในการใช้วิธีการวางสายเคเบิลใต้น้ำแบบ Plough สภาพของพื้นทะเล จะมีลักษณะเป็นดินแข็ง ซึ่งจะทำให้เครื่องไม่สามารถทำการฉีดพ่นน้ำเพื่อทำให้เกิดแนวร่องได้

ภาพที่ 2-14 แสดงอุปกรณ์วางสายเคเบิลใต้น้ำแบบ Plough

6.4) Combination of Plough and Water Jet

วิธี Combination of Plough and Water Jet เป็นวิธีการวางสายเคเบิลใต้น้ำ โดยใช้ระบบเครื่องฉีดพ่นน้ำใส่พื้นทะเล และระบบเครื่องขุดผสมผสานกัน เพื่อทำให้เกิดแนวร่อง แล้วทำการวางสายเคเบิลใต้น้ำตามแนวร่อง ซึ่งในการใช้วิธีการวางสายเคเบิลใต้น้ำแบบ Combination of Plough and Water Jet สภาพของพื้นทะเลจะมีลักษณะเป็นดินทรายหรือดินโคลนผสมดินแข็ง

6.5) Trenching

วิธี Trenching เป็นวิธีการวางสายเคเบิลใต้น้ำ โดยใช้ระบบเครื่องทำการตัดพื้นทะเลเพื่อทำให้เกิดแนวร่องแล้วทำการวางสายเคเบิลใต้น้ำตามแนวร่อง ซึ่งในการใช้วิธีการวางสายเคเบิลใต้น้ำแบบ Trenching สภาพของพื้นทะเลจะมีลักษณะเป็นดินแข็งหรือกรวดหินที่มีความแข็ง ซึ่งไม่สามารถใช้วิธีอื่นๆในการขุดร่องได้

จากวิธีการวางสายเคเบิลใต้น้ำ และการติดตั้งจะเห็นได้ว่าใช้พื้นที่ เครื่องมือและอุปกรณ์น้อย ส่วนใหญ่อุปกรณ์ต่างๆและการทำงานจะอยู่ในเรือ การปฏิบัติงานบนบกจะใช้แรงงานคนเป็นส่วนใหญ่ ผลกระทบที่อาจจะเกิดขึ้นจึงมีน้อย การจ่ายไฟให้กับชุมชนจะใช้วิธีปักเสาพาดสายไฟ ดังแสดงในภาพที่ 2-13

ภาพที่ 2-15 ลักษณะเสาไฟฟ้าที่เชื่อมต่อจากจุดรับสายเคเบิลใต้น้ำเพื่อจ่ายไฟฟ้าให้กับชุมชน

7) ผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม

ผลกระทบต่อสภาพแวดล้อมอันเนื่องมาจากการวางสายเคเบิลใต้น้ำต่อพื้นที่โดยรอบ คุณภาพน้ำ อันตรายของการเดินเรือ และอันตรายอื่นๆ ที่อาจเกิดขึ้นระหว่างระยะเวลาก่อสร้าง สรุปได้ดังนี้

7.1) คุณภาพน้ำทะเล

ในช่วงระยะการฝังสายเคเบิลใต้น้ำ โดยการฝังสายเคเบิลใต้น้ำลงในพื้นทะเลลึกประมาณ 1 – 1.5 เมตร ด้วยวิธีเป่าลม เพื่อเปิดช่องทรายใต้ทะเล พร้อมวางสายเคเบิลใต้น้ำ และให้ทรายใต้น้ำฝังกลบสายเอง จะทำให้เกิดการฟุ้งกระจายของตะกอน และเพิ่มปริมาณตะกอนแขวนลอยในน้ำ ดังนั้นน้ำทะเลในบริเวณนั้นอาจมีค่าความโปร่งแสงน้อยลง อย่างไรก็ตาม ผลกระทบดังกล่าวจะมีน้อยและเกิดขึ้นในระยะเวลาอันสั้น

7.2) แนวปะการัง

การกำหนดแนวฝังสายเคเบิลใต้น้ำควรให้อยู่ห่างจากแนวปะการังมากที่สุด เนื่องจากวิธีการวางสายเคเบิลใต้น้ำด้วยวิธีการเป่าลม อาจจะมีผลกระทบต่อปะการังที่อยู่ใกล้เคียง จากการฟุ้งกระจายของตะกอน ทั้งนี้การประเมิน ผลกระทบของตะกอนที่มีต่อปะการังมีความแปรปรวนมาก ขึ้นอยู่กับความทนทานของปะการังแต่ละชนิด หรือแม้แต่ภายในปะการังชนิดเดียวกัน ก็มีความทนทานต่างกันด้วย ตำแหน่งที่ตั้งของแนวปะการังทิศทางและความเร็วของกระแสน้ำ ลักษณะของตะกอน และอัตราการตกตะกอน

7.3) สัตว์ทะเลหน้าดิน

การเป่าพื้นตะกอนเพื่อฝังกลบสายเคเบิลใต้น้ำ ทำให้เกิดการฟุ้งกระจายของตะกอน ซึ่งจะมีผลกระทบต่อสัตว์ทะเลหน้าดิน ที่อยู่ในบริเวณแนวสายเคเบิลใต้น้ำ ผลกระทบจึงจำกัดอยู่เฉพาะพื้นที่ และประชากรกลุ่มสัตว์ทะเลหน้าดินสามารถฟื้นตัวเองได้ อย่างรวดเร็ว

บทที่ 3 การวิเคราะห์ทางเลือกที่เหมาะสม

3.1 ความต้องการไฟฟ้า

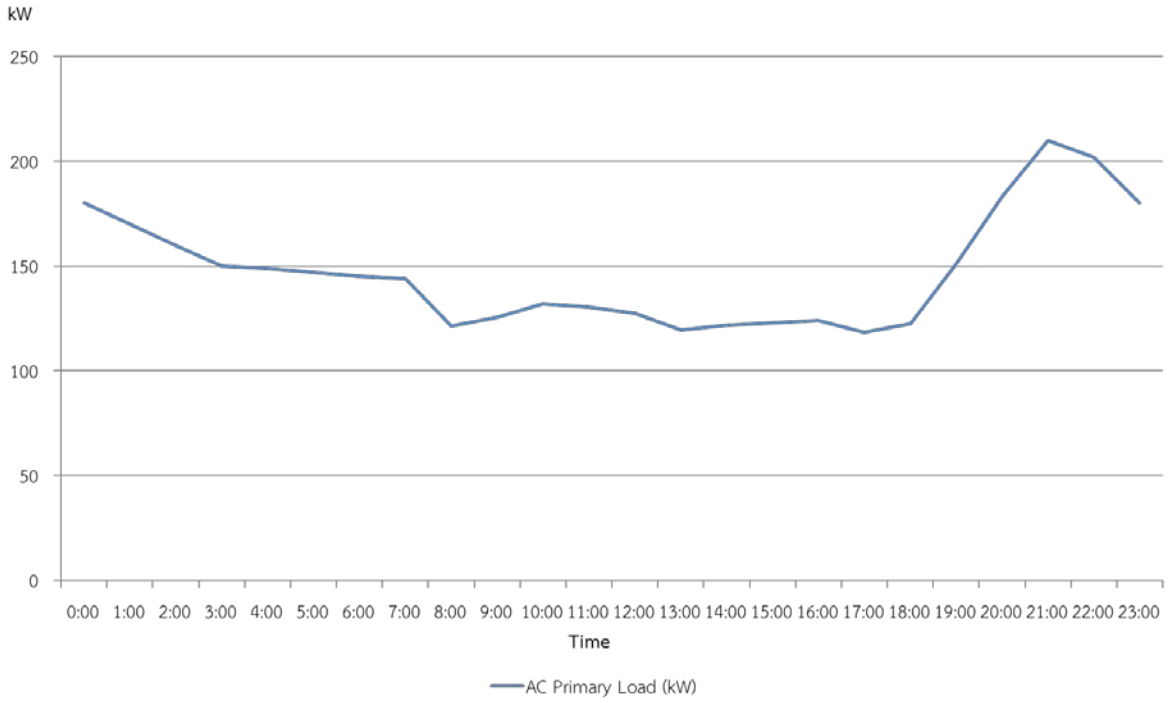
ในการวิเคราะห์ทางเลือกที่เหมาะสมจะพิจารณาเปรียบเทียบต้นทุนการผลิตไฟฟ้าระหว่างรูปแบบทางเลือกต่างๆ ดังที่กล่าวถึงในหัวข้อที่ผ่านมา เพื่อประเมินต้นทุนค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้าแต่ละทางเลือกตามพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าบนพื้นที่เกาะพะลวย จ.สุราษฎร์ธานี ในระยะเวลา 25 ปี ตามตารางที่ 3-1 และค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้ารายวันของเกาะพะลวย จ.สุราษฎร์ธานี ตามตารางที่ 3-2

ตารางที่ 3-1 ค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า และ Load Factor ของเกาะพะลวย จ.สุราษฎร์ธานี

ปีที่	พ.ศ.	Load Forecast (MW)	Load Factor (%)
1	2564	0.21	58.25
2	2565	0.24	58.33
3	2566	0.26	58.47
4	2567	0.29	58.61
5	2568	0.31	58.64
6	2569	0.34	58.66
7	2570	0.35	58.65
8	2571	0.37	58.67
9	2572	0.40	58.74
10	2573	0.41	58.78
11	2574	0.42	58.77
12	2575	0.43	58.75
13	2576	0.43	58.73
14	2577	0.44	58.71
15	2578	0.45	58.74
16	2579	0.46	58.77
17	2580	0.46	58.75
18	2581	0.47	58.73
19	2582	0.47	58.71
20	2583	0.48	58.69
21	2584	0.49	58.72
22	2585	0.49	58.75
23	2586	0.50	58.73
24	2587	0.50	58.71
25	2588	0.51	58.69

ตารางที่ 3-2 ค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้ารายวัน (Daily Load Profile) ของเกาะพะลวย จ.สุราษฎร์ธานี

Time	Power (kW)	Time	Power (kW)	Time	Power (kW)
0:00	121	8:00	78	16:00	80
1:00	113	9:00	81	17:00	76
2:00	108	10:00	84	18:00	78
3:00	103	11:00	83	19:00	97
4:00	100	12:00	82	20:00	117
5:00	97	13:00	76	21:00	130
6:00	97	14:00	78	22:00	127
7:00	92	15:00	79	23:00	123



ภาพที่ 3-1 ลักษณะการใช้โหลดภายใน 1 วัน (Daily Load Profile) บนเกาะพะลวย จ.สุราษฎร์ธานี

3.2 ทางเลือกการจ่ายไฟ

จากการวิเคราะห์ทางด้านเทคนิค ในการก่อสร้างเพื่อผลิตและจ่ายกระแสไฟฟ้า สำหรับเกาะพะลวย จ.สุราษฎร์ธานี จะเห็นได้ว่าในปัจจุบันมีความต้องการไฟฟ้าที่ไม่สูงมากนัก ในปีที่ 25 ประมาณ 0.51 MW และระยะทางในการเชื่อมโยงระบบจำหน่ายมายังเกาะพะลวย มีระยะทาง 35 กิโลเมตร ซึ่งเป็นระยะทางที่ค่อนข้างไกล

เนื่องด้วยโครงการนี้เป็นโครงการที่ กฟภ. จะใช้ศึกษาเป็นโครงการนำร่องเพื่อจะทดลองใช้ระบบไฟฟ้าแบบโครงข่ายระบบไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (Microgrid) สำหรับการจ่ายไฟให้พื้นที่เกาะที่อยู่ห่างไกลหรือยังไม่มีไฟฟ้าใช้ ตามความเห็นของสำนักงานคณะกำกับกิจการพลังงาน และสำนักงานคณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ

ดังนั้น ทางเลือกในการขยายเขตระบบไฟฟ้าไปยังเกาะที่ยังเกาะพะลวย จ.สุราษฎร์ธานี จึงมีทางเลือกดังนี้

ทางเลือกที่ 1 ก่อสร้างสายเคเบิลใต้น้ำ ขนาด 70 ตร.มม. จำนวน 1 วงจร

ทางเลือกที่ 2 ติดตั้งระบบไฟฟ้าแบบโครงข่ายไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (Microgrid) จำนวน 1 ระบบ

3.3 การพิจารณาทางเลือกที่เหมาะสมในการจ่ายไฟ

เปรียบเทียบการก่อสร้างสายเคเบิลใต้น้ำขนาด 70 ตร.มม. กับ ระบบไฟฟ้าแบบโครงข่ายไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (Microgrid)

3.3.1 สมมติฐานการวิเคราะห์สำหรับการก่อสร้างสายเคเบิลใต้น้ำ ขนาด 70 ตร.มม.

1) เงินลงทุน

สายเคเบิลใต้น้ำรองรับความต้องการไฟฟ้าในช่วงระยะเวลา 25 ปี และเมื่อวิเคราะห์ความต้องการไฟฟ้าจากตารางที่ 3-1 และพิกัดการจ่ายพลังงานของสายเคเบิลใต้น้ำแล้ว สามารถสรุปได้ว่าต้องลงทุนก่อสร้างระบบจำหน่ายตามตารางที่ 3-3 ดังนี้

ตารางที่ 3-3 รายละเอียดการก่อสร้างสายเคเบิลใต้น้ำ ขนาด 70 ตร.มม. ของเกาะพะลวย จ.สุราษฎร์ธานี

ขอบเขตงาน	ปริมาณงาน		เงินลงทุน (ล้านบาท)
	พิกัด	จำนวน	
สายเคเบิลใต้น้ำ	70 XLPE	35 วงจร-กม.	947
อุปกรณ์ป้องกัน	10 kA	2 ชุด	3
ระบบจำหน่ายบนเกาะ			
- แรงสูง	50 SAC	3.7 วงจร-กม.	5
- แรงต่ำ	50 AW	2.5 วงจร-กม.	1
- หม้อแปลงจำหน่าย	100 kVA	4 เครื่อง	1
รวม			**957**

2) ต้นทุนซื้อไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เขต 2 ภาคใต้ (กฟต.2) คือ 3.42 บาท/kWh

3) ค่าปฏิบัติการและบำรุงรักษา (O&M Cost) ของสายเคเบิลใต้น้ำเท่ากับ 0.5% ของเงินลงทุน และอุปกรณ์อื่นๆ คิดที่ 1.5% ของวงเงินลงทุน

4) ระยะเวลา: 25 ปี

5) Discount Rate: 7% (ต้นทุนถัวเฉลี่ย Weighted Average Cost of Capital หรือ WACC ของ กฟภ. ประมาณ 7%)

3.3.2 สมมติฐานการวิเคราะห์การติดตั้งระบบไฟฟ้าแบบโครงข่ายไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (Microgrid)

1) เงินลงทุน

การเลือกอุปกรณ์สำหรับติดตั้งระบบไฟฟ้าแบบโครงข่ายไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (Microgrid) จะต้องสอดคล้องกับความต้องการใช้ไฟฟ้าบนเกาะนั้นๆ โดยในโครงการนี้จะใช้โปรแกรม Homer Pro ในการเลือกอุปกรณ์ภายในโครงการ และระบบไฟฟ้าแบบโครงข่ายไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (Microgrid) จะมีอายุการใช้งาน 25 ปี โดยเมื่อวิเคราะห์ความต้องการไฟฟ้ารายวันจากตารางที่ 3-2 และพิกัดการจ่ายพลังงานของระบบไฟฟ้าแบบโครงข่ายไฟฟ้าขนาดเล็กมากแล้ว สามารถสรุปได้ว่ามีวงเงินลงทุน ดังนี้

ตารางที่ 3-4 รายละเอียดการติดตั้งระบบไฟฟ้าแบบโครงข่ายไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (Microgrid) บนพื้นที่เกาะพะลวย จ.สุราษฎร์ธานี

รายการ	**วงเงินลงทุน (ล้านบาท)**
Direct Cost	
1) ระบบไฟฟ้าแบบโครงข่ายไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (Microgrid)	112.00
- ระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์	
- ระบบกำเนิดไฟฟ้าดีเซล	
- ระบบกักเก็บพลังงาน	
- อาคารควบคุม	
2) ระบบจำหน่าย	
- แรงสูง	3.50
- หม้อแปลง	1.00
- แรงต่ำ	0.50
รวม Direct Cost	117.00
Indirect Cost	
1) ค่าแรงงาน	11.40
2) ค่าขนส่ง	12.00
3) ค่าสำรวจออกแบบและควบคุมงาน	5.90
4) ค่าภาษี	0.20
5) ค่าเบ็ดเตล็ด	12.50
6) ค่าสำรองเผื่อปรับราคา (Escalation)	12.50
รวม Indirect Cost	54.50
รวมทั้งหมด	171.50
ประมาณ	172.00

2) ต้นทุนการผลิตไฟฟ้า (Energy Cost)

พลังงานไฟฟ้าที่ได้จากระบบไฟฟ้าแบบโครงข่ายไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (Microgrid) จะเกิดจากแหล่งกำเนิดพลังงาน 2 แหล่ง ได้แก่พลังงานหมุนเวียน คือแสงอาทิตย์ ซึ่งแหล่งพลังงานหมุนเวียนนี้จะไม่มีต้นทุนที่ใช้ในการผลิตพลังงานไฟฟ้า ส่วนอีกแหล่งกำเนิดพลังงานคือเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซลซึ่งจะมีต้นทุนเชื้อเพลิงที่ใช้สำหรับผลิตพลังงานไฟฟ้า มีรายละเอียดดังนี้

2.1) เครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซล

- ค่าน้ำมันเชื้อเพลิง (เดือน ต.ค. 2561) 30.19 บาท/ลิตร
- ค่าขนส่ง 0.92 บาท/ลิตร
  (อ้างอิงจากราคาขนส่งไปเกาะเต่า จ.สุราษฎร์ธานี)
- อัตราการใช้เชื้อเพลิง 0.30 ลิตร/กิโลวัตต์-ชั่วโมง

  รวมต้นทุนเชื้อเพลิง 9.276 บาท/ลิตร

ต้นทุนค่าน้ำมันหล่อลื่น

- ค่าน้ำมันหล่อลื่น 128.26 บาท/ลิตร
- ค่าขนส่ง 0.92 บาท/ลิตร
- อัตราการใช้น้ำมันหล่อลื่น 0.00028 ลิตร/กิโลวัตต์-ชั่วโมง

รวมต้นทุนค่าน้ำมันหล่อลื่น 0.03627 บาท/ลิตร

รวมต้นทุนค่าน้ำมันเชื้อเพลิงและน้ำมันหล่อลื่น 9.31 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง

2.2) พลังงานหมุนเวียน (แสงอาทิตย์)

การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์จะสามารถผลิตได้ในช่วงที่มีความเข้มแสงอาทิตย์เพียงพอสำหรับการผลิตไฟฟ้า และแผงโซลาร์เซลล์จะมีประสิทธิภาพการผลิตลดลงประมาณปีละ 1% ของกำลังการผลิตในปีแรก ซึ่งกำลังการผลิตพลังงานไฟฟ้าในโครงการนี้คำนวณมาจากโปรแกรม Homer Pro โดยมีรายละเอียดกำลังการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ดังนี้

ตารางที่ 3-5 กำลังการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ตลอดอายุโครงการ (25 ปี)

ปีโครงการ	ปี พศ.	PV total production (kWh/year)	ปีโครงการ	ปี พศ.	PV total production (kWh/year)
1	2565	1,490,030	14	2578	1,307,533
2	2566	1,475,130	15	2579	1,294,457
3	2567	1,460,379	16	2580	1,281,513
4	2568	1,445,775	17	2581	1,268,698
5	2569	1,431,317	18	2582	1,256,011
6	2570	1,417,004	19	2583	1,243,451
7	2571	1,402,834	20	2584	1,231,016
8	2572	1,388,805	21	2585	1,218,706
9	2573	1,374,917	22	2586	1,206,519
10	2574	1,361,168	23	2587	1,194,454
11	2575	1,347,557	24	2588	1,182,509
12	2576	1,334,081	25	2589	1,170,684
13	2577	1,320,740	Total		33,105,287.200

หมายเหตุ : PV total productionคือ ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากพลังงานแสงอาทิตย์ในแต่ละปี หน่วยเป็น kWh/year โดยคิดค่าประสิทธิภาพในการผลิตไฟฟ้าจากแผงโซลาร์เซลล์ลดลงปีละ 1% ของกำลังการผลิตในปีแรก

3) ค่าปฏิบัติการและบำรุงรักษา (O&M Cost) ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซลเท่ากับ 15% ของเงินลงทุนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซล และของอุปกรณ์ประกอบอื่นๆ เท่ากับ 1.5% ของวงเงินลงทุนของอุปกรณ์ประกอบ

4) ค่าปฏิบัติการและบำรุงรักษา (O&M Cost) ของระบบผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานหมุนเวียน มีรายละเอียดดังนี้

4.1) PV 1,000 kW ค่า O&M เป็นค่าคงที่ คือ 165,000 บาท/ปี

4.2) ระบบกักเก็บพลังงาน คิดเป็นค่าคงที่ 8,600 บาท/ปี

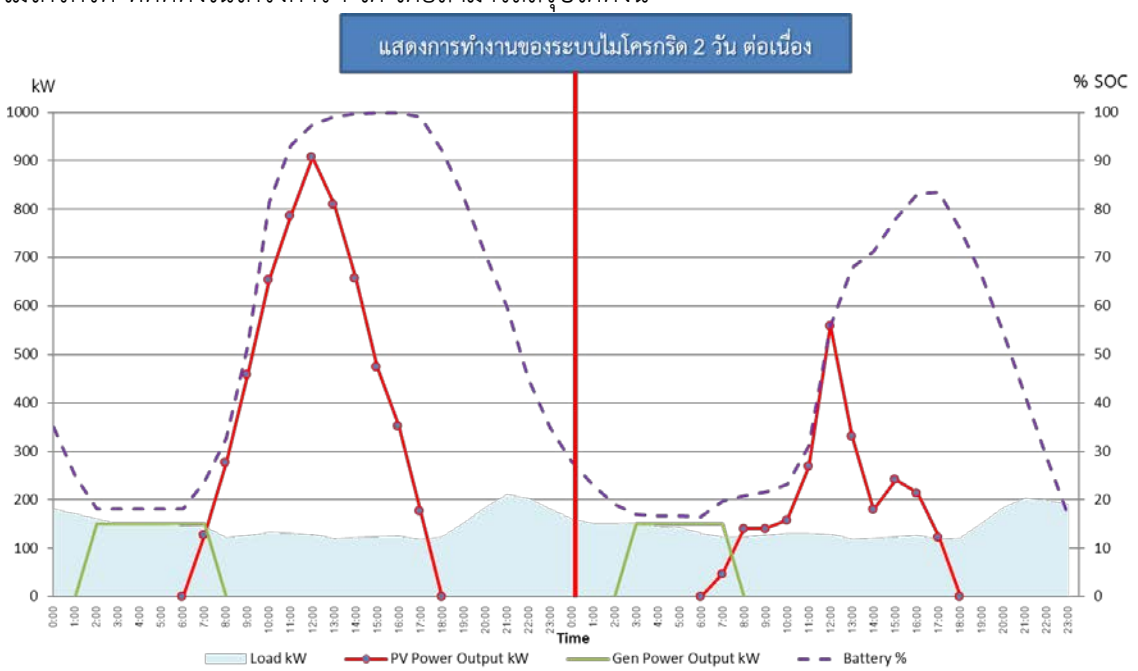
5) ระยะเวลา: 25 ปี

6) Discount Rate: 7% (ต้นทุนถัวเฉลี่ย Weighted Average Cost of Capital หรือ WACC ของ กฟภ. ประมาณ 7%)

หมายเหตุ : ค่ากำลังการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ (ตารางที่ 3-4), ค่าปฏิบัติการและบำรุงรักษา (O&M Cost) ของระบบผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานหมุนเวียน เป็นข้อมูลจากโปรแกรม Homer Pro

7) ผลการจำลองการทำงานของระบบไมโครกริด (Microgrid simulation results)

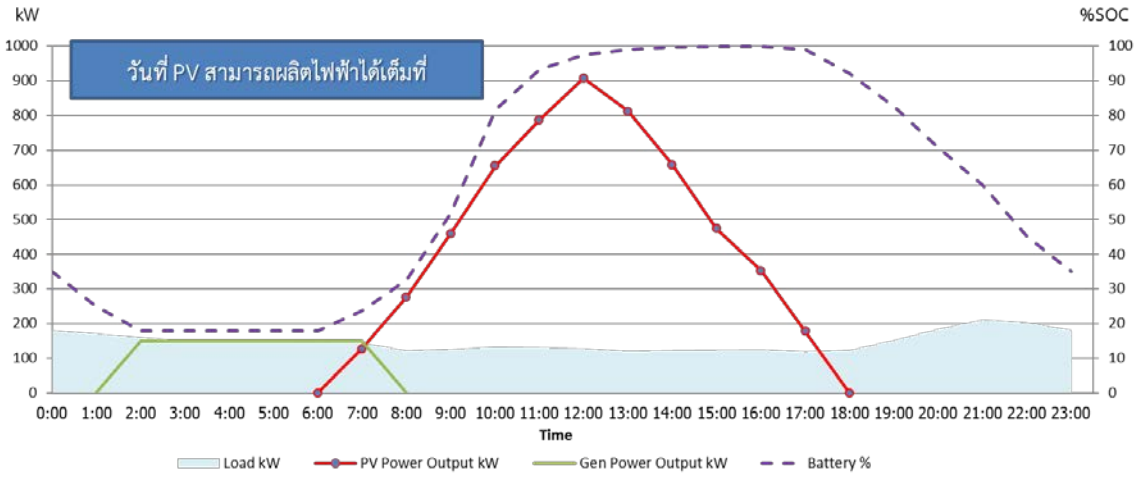
โปรแกรม Homer Pro สามารถจำลองระยะเวลาการทำงานของอุปกรณ์ต่างๆ ของระบบไมโครกริด ที่ติดตั้งในโครงการฯ ได้ โดยสามารถสรุปได้ดังนี้



ภาพที่ 3-2 ผลการจำลองการทำงานของระบบไมโครกริดในระยะเวลา 2 วัน

จากภาพที่ 3-2 จะแสดงให้เห็นถึงการทำงานของอุปกรณ์ต่างๆ ของระบบไมโครกริด ระยะเวลา 2 วัน ติดต่อกัน โดยกราฟด้านบนจะเป็นการจำลองการทำงานของระบบกำเนิดไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ระบบกักเก็บพลังงาน และความต้องการใช้ไฟฟ้ารายวันของเกาะพะลวย จ.สุราษฎร์ธานี โดยยกตัวอย่างการทำงานของระบบไมโครกริดบนเกาะพะลวย จ.สุราษฎร์ธานี ใน 2 กรณี ได้แก่

1) กรณีวันที่ PV สามารถผลิตได้เต็มที่



ภาพที่ 3-3 ผลการจำลองการทำงานของระบบไมโครกริดกรณีวันที่ PV สามารถผลิตได้เต็มที่

ตารางที่ 3-6 การทำงานของอุปกรณ์ของระบบไมโครกริดในกรณีวันที่ PV สามารถผลิตไฟฟ้าได้เต็มที่

Time	PV Power Output (kW)	Gen Power Output (kW)	Battery Energy Content (kW)	AC Primary Load (kW)
0:00:00			338.90	180.00
1:00:00			308.17	170.00
2:00:00		150.00	289.29	160.00
3:00:00		150.00	277.81	150.00
4:00:00		150.00	270.85	149.00
5:00:00		150.00	267.66	147.00
6:00:00		150.00	265.65	145.00
7:00:00	127.84	150.00	392.18	144.01
8:00:00	276.63		539.00	121.34
9:00:00	458.96		854.22	125.57
10:00:00	654.43		1346.67	131.78
11:00:00	786.26		1539.05	130.30
12:00:00	906.42		1609.82	127.60
13:00:00	810.67		1635.86	119.63
14:00:00	657.39		1645.44	121.87
15:00:00	473.84		1648.96	123.04
16:00:00	352.48		1650.26	124.17
17:00:00	177.56		1650.74	118.29
18:00:00			1521.13	122.54
19:00:00			1361.14	151.27
20:00:00			1167.57	183.02
21:00:00			953.50	210.00
22:00:00			741.74	202.00
23:00:00			537.18	180.00

จากภาพที่ 3-3 เป็นภาพแสดงผลการจำลองการทำงานของระบบไมโครกริด กรณีวันที่ PV สามารถผลิตไฟฟ้าได้เต็มประสิทธิภาพการผลิต โดยสามารถอธิบายการทำงานของอุปกรณ์ต่างๆ ในระบบไมโครกริด ได้ดังนี้

ช่วงเวลา 0.00 น. – 2.00 น.

แบตเตอรี่จะจ่ายไฟให้เกาะพะลวย เนื่องจากกำหนดเงื่อนไขเบื้องต้นให้แบตเตอรี่มีการเก็บพลังงานไว้

ช่วงเวลา 2.00 น. – 7.00 น.

เมื่อแบตเตอรี่เริ่มจ่ายไฟจนเหลือพลังงานต่ำกว่าที่กำหนด และ PV ยังไม่สามารถทำงานได้ ดังนั้นจึงจำเป็นจะต้องเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อช่วยจ่ายไฟให้เกาะพะลวย ส่วนพลังงานที่ผลิตเกินจะถูกนำไปเก็บในแบตเตอรี่

ช่วงเวลา 7.00 น. – 18.00 น.

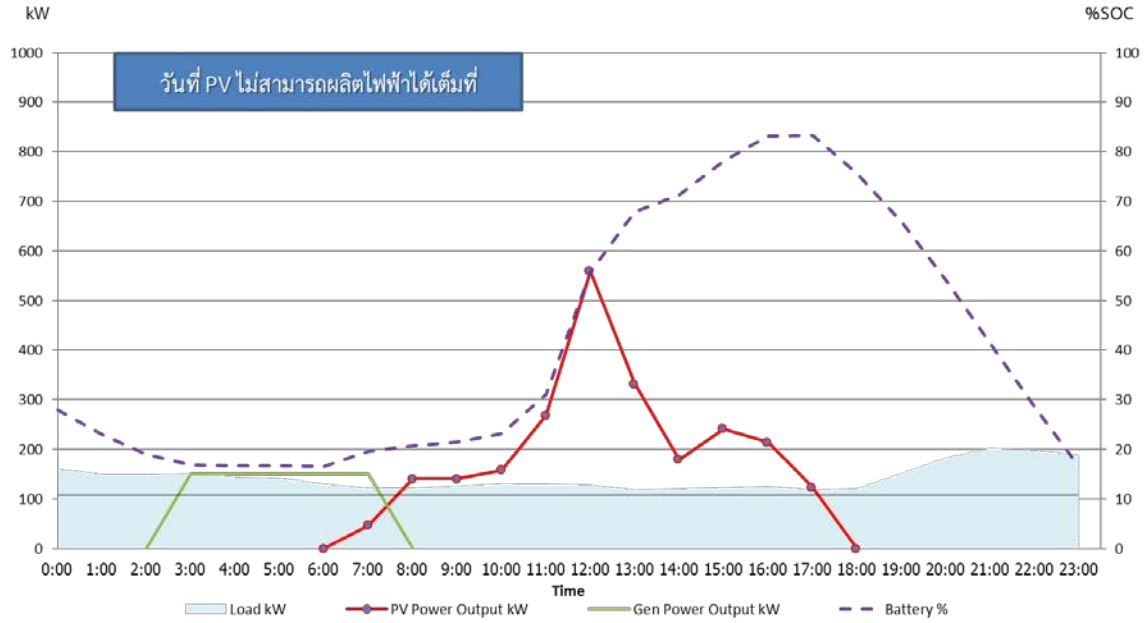
ตั้งแต่เวลา 7.00 น. เป็นต้นไป จะสามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์เพื่อจ่ายโหลดได้อย่างเพียงพอ และพลังงานส่วนที่เหลือจากการจ่ายโหลดจะนำไปเก็บไว้ในแบตเตอรี่

ช่วงเวลา 18.00 น. – 23.00 น.

ตั้งแต่เวลา 18.00 น. เป็นต้นไป เป็นช่วงเวลาที่ความเข้มแสงไม่เพียงพอสำหรับผลิตกระแสไฟฟ้า ทำให้ PV ไม่สามารถผลิตไฟฟ้าเพื่อจ่ายไฟโหลดได้ ดังนั้นจึงจำเป็นต้องใช้พลังงานที่เก็บไว้จากแบตเตอรี่เพื่อจ่ายโหลดบนเกาะพะลวย จ.สุราษฎร์ธานี

2) กรณีวันที่ PV ไม่สามารถผลิตไฟฟ้าได้เต็มที่

การใช้พลังงานแสงอาทิตย์ผลิตไฟฟ้า อาจมีผลกระทบจากสภาพอากาศทำให้ระบบ PV ไม่สามารถผลิตไฟฟ้าได้เต็มที่และเพียงพอต่อการจ่ายโหลด เช่น วันที่ท้องฟ้ามีเมฆหนาปกคลุม มีเมฆฝน หรือเกิดพายุ โดยโปรแกรม Homer Pro ได้มีการจำลองการทำงานของระบบไมโครกริด กรณีวันที่ PV ไม่สามารถผลิตไฟฟ้าได้เต็มที่ ซึ่งสามารถอธิบายได้ดังนี้



ภาพที่ 3-4 ผลการจำลองการทำงานของระบบไมโครกริด กรณีวันที่ PV **ไม่**สามารถผลิตได้เต็มที่

ตารางที่ 3-7 การทำงานของอุปกรณ์ของระบบไมโครกริดในกรณีวันที่ PV **ไม่**สามารถผลิตไฟฟ้าได้เต็มที่

Time	PV Power Output (kW)	Gen Power Output (kW)	Battery Energy Content (kW)	AC Primary Load (kW)
0:00:00			336.80	160.00
1:00:00			310.20	150.00
2:00:00			290.74	150.00
3:00:00		150.00	279.10	151.00
4:00:00		150.00	274.20	144.00
5:00:00		150.00	274.27	142.00
6:00:00		150.00	273.34	130.00
7:00:00	47.09	150.00	325.09	122.00
8:00:00	140.24		342.04	122.32
9:00:00	140.27		355.41	126.12
10:00:00	158.18		381.76	130.31
11:00:00	268.33		512.61	129.94
12:00:00	559.28		920.19	128.20
13:00:00	331.31		1121.37	118.53
14:00:00	179.39		1176.96	120.60
15:00:00	241.33		1289.02	122.80
16:00:00	214.14		1372.84	125.48
17:00:00	122.87		1376.97	118.51
18:00:00			1249.30	120.71
19:00:00			1089.23	151.34
20:00:00			895.82	182.87
21:00:00			681.90	202.25
22:00:00			472.73	197.77
23:00:00			272.50	189.32

จากภาพที่ 3-4 เป็นภาพแสดงผลการจำลองการทำงานของระบบไมโครกริด กรณีวันที่ PV **ไม่**สามารถผลิตได้เต็มประสิทธิภาพการผลิต โดยสามารถอธิบายการทำงานของอุปกรณ์ต่างๆ ในระบบไมโครกริดได้ดังนี้

ช่วงเวลา 0.00 น. – 2.00 น.

แบตเตอรี่จะจ่ายไฟให้เกาะพะลวย เนื่องจากกำหนดเงื่อนไขเบื้องต้นให้แบตเตอรี่มีการเก็บพลังงานไว้

ช่วงเวลา 2.00 น. – 7.00 น.

เมื่อแบตเตอรี่เริ่มจ่ายไฟจนเหลือพลังงานต่ำกว่าที่กำหนด และ PV ยังไม่สามารถทำงานได้ ดังนั้นจึงจำเป็นจะต้องเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อช่วยจ่ายไฟให้เกาะพะลวย ส่วนพลังงานที่ผลิตเกินจะถูกนำไปเก็บในแบตเตอรี่

ช่วงเวลา 7.00 น. – 18.00 น.

ตั้งแต่เวลา 7.00 น. เป็นต้นไป จะสามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์เพื่อจ่ายโหลดได้อย่างเพียงพอ และพลังงานส่วนที่เหลือจากการจ่ายโหลดจะนำไปเก็บไว้ในแบตเตอรี่

ช่วงเวลา 18.00 น. – 23.00 น.

ตั้งแต่เวลา 18.00 น. เป็นต้นไป เป็นช่วงเวลาที่ความเข้มแสงไม่เพียงพอสำหรับผลิตกระแสไฟฟ้า ทำให้ PV ไม่สามารถผลิตไฟฟ้าเพื่อจ่ายไฟโหลดได้ ดังนั้นจึงจำเป็นต้องใช้พลังงานที่เก็บไว้จากแบตเตอรี่เพื่อจ่ายโหลดบนเกาะพะลวย จ.สุราษฎร์ธานี

3.3.3 ผลการวิเคราะห์

จากการวิเคราะห์เปรียบเทียบมูลค่าปีปัจจุบันของเงินลงทุน และค่าใช้จ่ายประจำปีระหว่างการก่อสร้างสายเคเบิลใต้น้ำ กับระบบไฟฟ้าแบบโครงข่ายไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (Microgrid) ในช่วงระยะเวลา 25 ปี โดยใช้ Discount Rate 7% (WACC กฟภ. ประมาณ 7%) ตามข้อมูลความต้องการไฟฟ้าบนเกาะพะลวย จ.สุราษฎร์ธานี สามารถสรุปผลได้ตามตารางที่ 3-8

ตารางที่ 3-8 ผลการวิเคราะห์เปรียบเทียบมูลค่าเงินลงทุนระหว่างการก่อสร้างสายเคเบิลใต้น้ำขนาด 70 ตร.มม. กับ การติดตั้งระบบไฟฟ้าแบบโครงข่ายไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (Microgrid)

	การวิเคราะห์เปรียบเทียบต้นทุนการจ่ายไฟ			
เกาะ	Cost of Plan 1 (M.Baht)	Cost of Plan 2 (M.Baht)	Cost of Plan1/ Cost of Plan 2	PV Saving (M.Baht)
พะลวย	1,030	274	3.77	-757

หมายเหตุ: Plan 1 คือ ก่อสร้างสายเคเบิลใต้น้ำขนาด 70 ต.มม.
Plan 2 คือ การติดตั้งระบบไฟฟ้าแบบโครงข่ายไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (Microgrid)
รายละเอียดการวิเคราะห์แสดงในภาคผนวก ค

3.4 สรุปผลการพิจารณาทางเลือกที่เหมาะสม

จากการวิเคราะห์เปรียบเทียบข้อดี ข้อเสียทางด้านเทคนิคและเปรียบเทียบเงินลงทุนระหว่างทางเลือกต่างๆ ดังกล่าว ข้างต้น ปรากฏว่าแนวทางการจ่ายไฟให้กับเกาะทั้ง 2 แห่ง สรุปรายละเอียดค่าใช้จ่ายของแต่ละทางเลือก แสดงได้ตามตารางที่ 3-9

ตารางที่ 3-9 ค่าใช้จ่ายของแต่ละทางเลือกสำหรับการขยายเขตระบบไฟฟ้าให้เกาะพะลวย จ.สุราษฎร์ธานี

รายการ	เงินลงทุนและค่าใช้จ่ายประจำปี ตลอดระยะเวลา 25 ปี (ล้านบาท)
1. สายเคเบิลใต้น้ำขนาด 70 ตร.มม.	1,030
2. ติดตั้งระบบไฟฟ้าแบบโครงข่ายไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (Microgrid)	274

ดังนั้น จากทางเลือกดังกล่าว ตามตารางที่ 3-9 สรุปได้ว่าการติดตั้งระบบไฟฟ้าแบบโครงข่ายไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (Microgrid) มีความเหมาะสมที่จะดำเนินการก่อสร้างมากที่สุดสำหรับเกาะพะลวย จ.สุราษฎร์ธานี

บทที่ 4 การวิเคราะห์ผลตอบแทนทางการเงิน

4.1 การวิเคราะห์ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน

หลังจากในบทที่ผ่านมา ได้มีการวิเคราะห์ทางเลือกที่เหมาะสมในการดำเนินการจ่ายไฟให้เกาะพะลวย จ.สุราษฎร์ธานี โดยพบว่าการติดตั้งระบบไฟฟ้าแบบโครงข่ายไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (Microgrid) เป็นวิธีที่มีความเหมาะสมที่สุด

สำหรับขั้นตอนการวิเคราะห์ผลตอบแทนทางการเงิน จะเป็นการเปรียบเทียบระหว่างผลตอบแทน (Benefits) กับค่าใช้จ่ายในการดำเนินการ (Cost) ซึ่งค่าใช้จ่ายในการดำเนินการต่างๆ ประกอบด้วย ส่วนที่เป็นเงินลงทุนการก่อสร้าง (Investment Cost) ค่าใช้จ่ายประจำปีของค่าดำเนินการบำรุงรักษา และบริหาร (Administration Cost) การปฏิบัติการและบำรุงรักษา (Operation and Maintenance Cost) ของส่วนต่างๆ ดังนี้

4.1.1 เงินลงทุน ประกอบด้วย

- ระบบไฟฟ้าแบบโครงข่ายไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (Microgrid)
- ระบบจำหน่ายไฟฟ้า

ตารางที่ 4-1 เงินลงทุนการพัฒนาระบบไฟฟ้าเพื่อจ่ายไฟให้เกาะพะลวย จ.สุราษฎร์ธานี

เกาะ	รายละเอียด	ปีติดตั้ง	ปริมาณงาน	เงินลงทุน (ล้านบาท)
เกาะพะลวย จ.สุราษฎร์ธานี	ระบบไฟฟ้าแบบโครงข่ายไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (Microgrid)	2563 - 2564	1 ระบบ	162.00
	ระบบจำหน่ายแรงสูง	2564	3.7 วงจร-กม.	8.00
	ระบบจำหน่ายแรงต่ำ		2.5 วงจร-กม.	1.00
	หม้อแปลงจำหน่าย		400 เควีเอ	1.00
รวมทั้งสิ้น				**172.00**

4.1.2 ค่าใช้จ่ายประจำปี ประกอบด้วย

1) ค่าปฏิบัติการบำรุงรักษา (O&M) ของระบบไฟฟ้าแบบโครงข่ายไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (Microgrid)

2) ค่าดำเนินการบำรุงรักษาและบริหาร (Administration Cost) ของระบบไฟฟ้าต่างๆ บนเกาะจะแปรผันตามการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นประมาณ 6.05% ของรายได้ค่ากระแสไฟฟ้าแต่ละปี ตลอดอายุโครงการ 25 ปี

4.1.3 ราคาต่อหน่วยการผลิตพลังงานไฟฟ้า (Energy Cost)

1) Energy Cost

ราคาค่าผลิตพลังงานไฟฟ้าต่อหน่วย ที่ใช้ในการวิเคราะห์ มีค่า 9.31 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง ราคาขายพลังงานไฟฟ้าต่อหน่วยของเกาะพะลวย มีค่า 3.42 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง โดยประมาณจากราคาการซื้อและจำหน่ายไฟฟ้าปี 2560

2) Cost Factor

รายละเอียด Cost Factor ในการวิเคราะห์ทางด้านการเงิน เพื่อประมาณราคาการลงทุน สามารถแสดงได้ดังตารางที่ 4-2

ตารางที่ 4-2 รายละเอียด Cost Factor

COST FACTOR
1. Price escalation rate 1) ส่วนที่เป็นเงินตราต่างประเทศ 1.8% ต่อปี 2) ส่วนที่เป็นเงินภายในประเทศ 3% ต่อปี
2. Physical contingency rate 10%
3. การประมาณราคาโดยทั่วไป 1) ใช้ราคามาตรฐานของ กฟภ. ปี 2560 2) ค่าแรงงาน ใช้ราคาตามมาตรฐานของ กฟภ. 3) ค่าภาษี (Tax and duty) ขึ้นอยู่กับชนิดของวัสดุอุปกรณ์ 4) ค่าขนส่ง ขึ้นอยู่กับชนิดของวัสดุอุปกรณ์ 5) ค่าสำรวจออกแบบและควบคุมงาน ขึ้นกับชนิดของงาน
4. ค่าดำเนินการบำรุงรักษาและบริหาร (Administration Cost)[1] คิดเป็น 6.05% ของรายได้ค่ากระแสไฟฟ้าแต่ละปี
5. Electricity Cost (Diesel) 9.31 บาท/kWh Energy Sales เกาะพะลวย 3.42 บาท/kWh

หมายเหตุ : [1]ประเมินจากสัดส่วนของค่าใช้จ่ายในการขายและบริหารต่อรายได้จากการจำหน่ายกระแสไฟฟ้าในพื้นที่ กฟต.2 ของ กฟภ. ในปี 2559

4.1.4 ต้นทุนต่อหน่วยเฉลี่ยตลอดอายุโครงการ (levelized cost of energy : LCOE)

ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าตลอดอายุของโครงการหารด้วยปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้ โดยต้นทุนที่เกิดขึ้นตลอดอายุของโครงการจะถูกปรับมูลค่าตามหลักการคิดมูลค่าเงินตามเวลา (Time Value of money) เพื่อสะท้อนถึงต้นทุนเฉลี่ยตลอดอายุโครงการ ซึ่งในโครงการนี้จะมีต้นทุนต่อหน่วยเฉลี่ยตลอดอายุโครงการที่ 25 ปี คิดเป็น 8.71 บาท/หน่วย

4.2 การวิเคราะห์ผลตอบแทนทางการเงิน

4.2.1 แนวทางในการวิเคราะห์ผลตอบแทน

เป็นการประเมินเปรียบเทียบมูลค่าปัจจุบันของผลตอบแทนจากรายได้ค่ากระแสไฟฟ้าบนเกาะพะลวย จ.สุราษฎร์ธานี กับเงินลงทุนพัฒนาระบบไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายประจำปี ตลอดอายุโครงการ 25 ปี

4.2.2 ผลตอบแทนและเงินลงทุน (Benefit and Costs)

1) ผลตอบแทน (Benefit Stream): รายได้ค่าขายกระแสไฟฟ้าบนเกาะพะลวย จ.สุราษฎร์ธานี

2) เงินลงทุน (Cost) ได้แก่

2.1) เงินลงทุนในการติดตั้งระบบไฟฟ้าแบบโครงข่ายไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (Microgrid)

2.2) ค่าดำเนินการบำรุงรักษาและบริหาร (Administration Cost)

2.3) ค่าเปลี่ยนอุปกรณ์หมดอายุการใช้งาน (Replacement) (รายละเอียดตามภาคผนวก ง)

2.4) ค่าใช้จ่ายประจำปี (Operation and Maintenance Cost) (รายละเอียดตามภาคผนวก ง)

2.5) Energy Cost เป็นค่ากระแสไฟฟ้าที่ผลิตจากระบบไฟฟ้าแบบโครงข่ายไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (Microgrid) ในส่วนค่าเชื้อเพลิงของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซล

4.3 ผลการวิเคราะห์ผลตอบแทนทางการเงิน

สรุปผลการวิเคราะห์ผลตอบแทนทางด้านการเงินรวมของโครงการทั้งโครงการ ณ อัตราคิดลด (Discount Rate) 7% สรุปได้ดังนี้

ตารางที่ 4-3 ผลตอบแทนทางการเงินของโครงการติดตั้งระบบไฟฟ้าแบบโครงข่ายไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (Microgrid) เกาะพะลวย จ.สุราษฎร์ธานี

ผลตอบแทนโครงการ	ทางการเงิน
อัตราส่วนของผลตอบแทนต่อต้นทุน (B/C Ratio)	**0.26**
มูลค่าปัจจุบันของผลตอบแทนสุทธิ (NPV) (ล้านบาท)	**-205.27**
อัตราผลตอบแทนทางการเงิน (FIRR) (%)	**1.63**

รายละเอียดการวิเคราะห์แสดงในภาคผนวก ง

บทที่ 5 การวิเคราะห์ผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์

5.1 การวิเคราะห์ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน

ปัจจุบันผู้ใช้ไฟที่อยู่บนเกาะพะลวย จ.สุราษฎร์ธานี ใช้ไฟฟ้าจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (พพ.) และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซลที่ประชาชนลงทุนติดตั้งเอง ซึ่งปัจจุบันเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เกิดการชำรุดไปบางส่วนแล้ว และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซลก็มีต้นทุนค่าเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าที่ค่อนข้างสูง

หาก กฟภ. ไม่ดำเนินการโครงการพัฒนาระบบไฟฟ้าแบบโครงข่ายไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (Microgrid) บนพื้นที่เกาะพะลวย ประชาชนทั้งหมดบนเกาะจะต้องลงทุนซื้อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก (Small Generator) เพื่อมาผลิตไฟฟ้าเอง ดังนั้นในการวิเคราะห์ผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์ จึงเป็นการวิเคราะห์ผลประโยชน์ที่ได้จากการประหยัดค่าใช้จ่ายในการลงทุนซื้อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก (Small Generator) เปรียบเทียบกับการติดตั้งโครงการพัฒนาระบบไฟฟ้าแบบโครงข่ายไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (Microgrid)

โดยมีรายละเอียดค่าใช้จ่ายในการดำเนินการก่อสร้างระบบไฟฟ้าแบบโครงข่ายไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (Microgrid) ส่วนที่เป็นเงินลงทุนการก่อสร้าง (Investment) ค่าเปลี่ยนอุปกรณ์หมดอายุการใช้งาน (Replacement) ค่าใช้จ่ายประจำปีของการปฏิบัติการและบำรุงรักษา (Operation and Maintenance Cost) และค่าเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าด้วยระบบไฟฟ้าแบบโครงข่ายไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (Energy Cost) โดยมีรายละเอียด ดังนี้

5.1.1 เงินลงทุน

เงินลงทุนในการติดตั้งระบบไฟฟ้าแบบโครงข่ายไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (Microgrid) และระบบจำหน่าย ได้ปรับค่าเป็นมูลค่าทางเศรษฐศาสตร์ (ไม่รวมภาษี ค่าเบ็ดเตล็ดและค่าเผื่อขาด ในส่วนของราคาอุปกรณ์ที่สั่งซื้อภายในประเทศ) และไม่มีการปรับเพิ่มราคา (Escalation) ในส่วนของรายละเอียดของการประมาณราคาต่อหน่วย (Unit Cost) ของการก่อสร้างแสดงไว้ในภาคผนวก ข

5.1.2 ค่าเปลี่ยนอุปกรณ์หมดอายุการใช้งาน (Replacement) (รายละเอียดตามภาคผนวก จ)

5.1.3 ค่าใช้จ่ายประจำปี (Operation and Maintenance Cost) (รายละเอียดตามภาคผนวก จ)

5.1.4 Energy Cost คือค่าเชื้อเพลิงที่ใช้ผลิตไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าแบบโครงข่ายไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (Microgrid)

5.2 การวิเคราะห์ผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์

เป็นการวิเคราะห์ผลตอบแทนที่ได้จากการผลิตไฟฟ้าจากระบบไฟฟ้าแบบโครงข่ายไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (Microgrid) โดยมีรายละเอียดผลตอบแทน ดังนี้

5.2.1 รายได้จากการจำหน่ายกระแสไฟฟ้า (Electric Revenue)

จากข้อมูลการจำหน่ายไฟพบว่าราคาขายไฟของ กฟภ. ในเขตพื้นที่ กฟต.2 มีราคาขายไฟฟ้าหน่วยละ 3.42 บาท

5.2.2 ลดค่าปริมาณคาร์บอนไดออกไซด์จากการผลิตกระแสไฟฟ้า (CO_2 Tax Saving)

เป็นที่ทราบกันถึงข้อดีของพลังงานทดแทน ว่าเป็นพลังงานสะอาดที่สามารถนำมาทดแทนการผลิตไฟฟ้าจากน้ำมันดีเซลได้ เพื่อลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ ซึ่งเป็นสาเหตุหลักของการเกิดภาวะเรือนกระจก โดยมีวิธีการคำนวณดังนี้

CO_2 Tax Saving = RE Production x CO_2 Emission x CO_2 Tax

โดยที่

CO_2 Tax Saving คือ ค่าปริมาณคาร์บอนไดออกไซด์ที่สามารถลดได้จากการผลิตกระแสไฟฟ้า มีหน่วยเป็น บาท

RE production คือ พลังงานไฟฟ้าที่สามารถผลิตได้จากพลังงานหมุนเวียน (แสงอาทิตย์) มีหน่วยเป็น kWh

CO_2 Emission คือ อัตราการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ ในการผลิตไฟฟ้า 1 kWh โดยเป็นค่าล่าสุดในปี พ.ศ.2555 ตามรายงานสถิติพลังงานประเทศไทย 2556 สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน ซึ่งในการผลิตไฟฟ้า 1 kWh จะปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ออกมา 0.542 กิโลกรัม มีหน่วยเป็น กิโลกรัม/kWh

CO_2 Tax คือ ค่าอัตราภาษีคาร์บอนไดออกไซด์ จากการศึกษาความเป็นไปได้จากการเก็บภาษีคาร์บอนในช่วงปี พ.ศ. 2551-2570 พบว่าอัตราภาษีคาร์บอนจะมีค่าอยู่ในช่วง 2.28-2.76 บาท/กิโลกรัมคาร์บอนไดออกไซด์ โดยในที่นี้จะใช้ค่ากลางระหว่าง 2.28 กับ 2.76 คือเท่ากับ 2.52 บาท/กิโลกรัมคาร์บอนไดออกไซด์

โดยจะมีรายละเอียดตามภาคผนวก จ

5.2.3 ค่าการประหยัดการลงทุนซื้อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กของประชาชนบนเกาะ (Small Generator Savings)

เนื่องจากประชาชนบนเกาะมีความต้องการใช้ไฟฟ้าเพื่อใช้ในการอำนวยความสะดวกในการดำรงชีวิตประจำวัน ดังนั้นหาก กฟภ. ไม่ได้ลงทุนในการจ่ายไฟไปให้ ประชาชนบนเกาะจำเป็นที่จะต้องลงทุนซื้อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซลขนาดเล็กมาผลิตไฟฟ้าเอง โดยจะต้องจ่ายค่าบำรุงรักษา และจ่ายค่าเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าเอง

5.3 ผลการวิเคราะห์ผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์

จากการวิเคราะห์อัตราผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์ของโครงการ ณ อัตราคิดลด (Discount Rate) 10% สามารถสรุปได้ดังนี้

ตารางที่ 5-1 ผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์ของโครงการพัฒนาระบบไฟฟ้าแบบโครงข่ายไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (Microgrid)

ผลตอบแทนโครงการ	ทางเศรษฐศาสตร์
อัตราส่วนของผลตอบแทนต่อต้นทุน (B/C Ratio)	1.80
มูลค่าปัจจุบันของผลตอบแทนสุทธิ (NPV) (ล้านบาท)	177.21
อัตราผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์ (EIRR) (%)	21.37

รายละเอียดการวิเคราะห์แสดงในภาคผนวก จ.

5.4 สรุปผลการเปรียบเทียบทางเลือกในการจ่ายไฟให้เกาะต่างๆ

จากการวิเคราะห์ผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์ (EIRR) ของโครงการมีค่ามากกว่าค่าคิดลด (Discount Rate) ของโครงการพัฒนาระบบไฟฟ้าแบบโครงข่ายไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (Microgrid) บนพื้นที่เกาะพะลวย จ.สุราษฎร์ธานี ได้ผลลัพธ์เป็นบวก

การดำเนินโครงการพัฒนาระบบไฟฟ้าแบบโครงข่ายไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (Microgrid) บนพื้นที่เกาะพะลวย จ.สุราษฎร์ธานี จึงมีความเหมาะสมต่อการดำเนินโครงการจากผลกระทบทางเศรษฐกิจที่ประชาชนบนเกาะจะประหยัดการลงทุนซื้อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก (Small Generator Saving)

นอกจากนี้ยังมีผลกระทบทั้งทางเศรษฐกิจ และสังคมที่เกิดขึ้นกับประชาชนบนเกาะอีกมาก แต่ไม่สามารถประเมินเป็นตัวเลขได้ดังนี้

5.4.1 เพิ่มขีดความสามารถและความมั่นคงของระบบไฟฟ้าบนเกาะพะลวย จ.สุราษฎร์ธานี ให้สามารถจ่ายไฟได้อย่างเพียงพอและมีคุณภาพเชื่อถือได้ แก้ปัญหาการขาดแคลนไฟฟ้าของแต่ละพื้นที่ และเกิดการจ้างงานในท้องถิ่น

5.4.2 ลดค่าใช้จ่ายในส่วนของน้ำมันเชื้อเพลิง สำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟ

5.4.3 สนับสนุนการพัฒนาเศรษฐกิจ และการพัฒนาสาธารณูปโภคให้แก่ประชาชน โดยเฉพาะการส่งเสริมการท่องเที่ยวตามนโยบายของรัฐบาล

5.4.4 ผลประโยชน์ต่อสิ่งแวดล้อม เช่น การลดปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกและมลพิษต่างๆ เนื่องจากมีการใช้พลังงานทดแทนที่เป็นพลังงานที่สะอาด

ภาคผนวก

ภาคผนวก ก

ความต้องการพลังงานไฟฟ้า และ กำลังไฟฟ้าสูงสุด (Energy and Peak demand Forecast) ของเกาะพะลวย จ.สุราษฎร์ธานี

เกาะพะลวย จ .สุราษฎร์ธานี
ENERGY AND PEAK DEMAND FORECAST

PROGRAM YEAR	RESIDENTIAL (MWh)	SMALL GENERAL SERVICE (MWh)	SPECIFIC BUSINESS (MWh)	TOTAL SALES (MWh)	ENERGY REQ. (MWh)	PEAK DEMAND (MW)	LOAD FACTOR (%)
1(2562)	457	69	209	735	790	0.16	57.46
2	490	76	270	836	899	0.18	57.80
3	518	81	398	997	1,072	0.21	58.25
4	542	84	501	1,128	1,212	0.24	58.33
5	565	92	593	1,250	1,344	0.26	58.47
6	585	101	697	1,383	1,487	0.29	58.61
7	606	103	791	1,500	1,613	0.31	58.64
8	626	105	897	1,628	1,751	0.34	58.66
9	645	107	922	1,675	1,801	0.35	58.65
10	664	108	1,013	1,785	1,919	0.37	58.67
11	682	116	1,117	1,914	2,058	0.40	58.74
12	699	124	1,142	1,966	2,114	0.41	58.78
13	717	125	1,163	2,006	2,157	0.42	58.77
14	735	127	1,181	2,042	2,196	0.43	58.75
15	752	128	1,196	2,077	2,233	0.43	58.73
16	769	129	1,210	2,109	2,268	0.44	58.71
17	787	136	1,223	2,146	2,307	0.45	58.74
18	804	144	1,234	2,182	2,347	0.46	58.77
19	822	146	1,245	2,213	2,379	0.46	58.75
20	840	147	1,255	2,242	2,411	0.47	58.73
21	857	149	1,264	2,270	2,441	0.47	58.71
22	874	150	1,273	2,297	2,469	0.48	58.69
23	891	156	1,281	2,329	2,504	0.49	58.72
24	908	164	1,289	2,361	2,539	0.49	58.75
25	925	166	1,296	2,387	2,567	0.50	58.73
26	942	167	1,304	2,412	2,594	0.50	58.71
27	958	168	1,310	2,437	2,620	0.51	58.69
28	975	169	1,317	2,461	2,647	0.51	58.67

ภาคผนวก ข

Unit cost
และ ประมาณการโครงการพัฒนาระบบไฟฟ้าแบบโครงข่ายไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (Microgrid) บนพื้นที่เกาะพะลวย จ.สุราษฎร์ธานี

Unit Cost

FINANCIAL PROJECT COSTS

COST MODULES							400.00							UNIT : BAHT
													AVERAGE PRICE IN	2017
				FC						LC				
NUMBER	DESCRIPTION	QUANTITY	UNIT	FOREIGN MATERIAL	CONTINGENCY	TOTAL	CIVIL WORK AND LOCAL MATERIAL	LABOUR	IMPORT DUTY	TRANSPORT	SURVEY, DESIGN AND SUPERVISION	CONTINGENCY	TOTAL	TOTAL INSTALLED COST
				A	B	C=A+B	D	E	F	G	H	to M	J	Total=G+O
	COMPONENT (2)			FC-D	FC-I		LC-D	LC-I	LC-I	LC-D	LC-I	LC-I		
1	LAND ACQUISITION & DEVELOPMENT													
	1.3 Central Area (Area 3,4,5)	1	Rai	-	-	-	6,312,000	-	-	-	-	632,000	6,944,000.00	6,944,000.00
	SUB TOTAL.....			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2	POWER PLANT BUILDING & OPERATOR HOUSE													
	2.5 BUILDING,ELECTRICAL & COMMUNICATION SYSTEM, MGC	1.00	EACH	30,000,000.00	3,000,000.00	33,000,000.00	-	3,000,000.00	-	3,000,000.00	1,500,000.00	-	7,500,000.00	40,500,000.00
	SUB TOTAL.....													
3	POWER PLANT													
	3.3 GENERATOR SET (120 KW)	1.00	SET	1,275,201.48	127,520.15	1,402,721.63	-	12,752.01	63,760.07	20,275.70	3,825.60	10,061.34	110,674.74	1,513,396.37
	3.4 GENERATOR SET (300 KW)	1.00	SET	2,318,548.15	231,854.81	2,550,402.96	-	23,185.48	115,927.41	36,864.92	6,955.64	18,293.34	201,226.79	2,751,629.76
	3.5 GENERATOR SET (800 KW)	1.00	SET	6,014,459.17	668,273.24	6,682,732.41	-	60,752.11	303,760.56	96,595.86	18,225.63	47,933.42	527,267.59	7,210,000.00
	3.6 GENERATOR SET (1000 KW)	1.00	SET	7,732,876.08	859,208.45	8,592,084.53	-	78,109.86	390,549.30	124,194.68	23,432.96	61,628.68	677,915.47	9,270,000.00
	3.12 PLUG-IN TRANSFORMER (2,000 KVA),33 KV TYPE YD11	1.00	SET	-	-	-	1,446,774.04	14,467.74	-	21,701.61	4,340.32	148,728.37	1,636,012.09	1,636,012.09
	3.13 PLUG-IN TRANSFORMER (100 KVA),22 KV TYPE YD11	1.00	SET	-	-	-	186,295.34	1,862.95	-	2,794.43	558.89	19,151.16	210,662.77	210,662.77
	3.14 PLUG-IN TRANSFORMER (250 KVA),22 KV TYPEYD11	1.00	SET	-	-	-	311,844.73	3,118.45	-	4,677.67	935.53	32,057.64	352,634.02	352,634.02
	3.15 PLUG-IN TRANSFORMER (400 KVA),22 KV TYPEYD12	1.00	SET	-	-	-	480,403.18	4,804.03	-	7,206.05	1,441.21	49,385.45	543,239.91	543,239.91
	3.19 Fuel TANK 6,000 LITRE	1.00	SET	-	-	-	115,927.41	1,159.27	-	1,738.91	347.78	11,917.34	131,090.71	131,090.71
	3.20 Fuel TANK 10,000 LITRE	1.00	SET	-	-	-	173,891.11	1,738.91	-	2,608.37	521.67	17,876.01	196,636.07	196,636.07
	3.23 POWER PLANT EQUIPMENT	1.00	SET	-	-	-	115,927.41	-	-	23,185.48	-	13,911.29	153,024.18	153,024.18
	3.26 SOLAR PV & INVERTER SYSTEM (1 MW)	1.00	SET	30,000,000.00	3,000,000.00	33,000,000.00	-	3,000,000.00	-	3,000,000.00	1,500,000.00	-	7,500,000.00	40,500,000.00
	3.27 PCS (POWER CONDITION SYSTEM) (1MW)	1.00	SET	13,200,000.00	1,320,000.00	14,520,000.00	-	1,320,000.00	-	1,320,000.00	660,000.00	-	3,300,000.00	17,820,000.00
	3.28 BATTERY ENERGY STORAGE (1MWh)	1.00	SET	26,400,000.00	2,640,000.00	29,040,000.00	-	2,640,000.00	-	2,640,000.00	1,320,000.00	-	6,600,000.00	35,640,000.00
	SUB TOTAL.....													
4	**SWITCHGEARS AND PROTECTIVE EQUIPMENT**												-	-
	4.3 Ring Man Unit 22-33 kV (2016)	1	SET	1,371,471	137,147	1,508,618	-	71,027	-	-	-	7,103	78,130	1,586,748
	4.4 Ring Man Unit 22-33 kV (2017)	1	SET	1,446,872	144,687	1,591,559	-	77,613	-	-	-	7,761	85,375	1,676,934
	SUB TOTAL.....													
5	**HT TRANSMISSION LINE**													
	5.1SINGLE CIRCUIT,SINGLE CONDUCTOR,400 A	1	CCT-KM	-	-	-	2,485,170	419,520	-	248,520	291,490	157,750	3,602,450	3,602,450
	SUBTOTAL……..													
6	**Distribution Transformer**													
	6.5 TRANSFORMER 33-0.4 KV.3-P, 50 KVA	1	SET	-	-	-	125,400	9,830	-	3,780	5,900	7,010	151,920	151,920
	6.6 TRANSFORMER 33-0.4 KV.3-P, 160 KVA	1	SET	-	-	-	182,470	9,830	-	5,480	7,110	9,900	214,790	214,790
	SUBTOTAL……..													
7	**HT DISTRIBUTION LINE**													
	7.1 22 kV 1st cct 185 SAC	1	CCT-KM	-	-	-	1,134,640	152,720	-	113,480	118,800	69,500	1,589,140	1,589,140
	7.2 33 kV 1st cct 50 SAC	1	CCT-KM	-	-	-	1,017,250	146,180	-	101,740	109,920	62,910	1,438,000	1,438,000
	7.3 33 kV 1st cct 185 SAC	1	CCT-KM	-	-	-	1,294,900	144,160	-	129,500	124,470	77,360	1,770,390	1,770,390
	SUBTOTAL……..													
8	**LT DISTRIBUTION LINE**													
	8.2 ON LT.1-P,50 AW,50 AW. 3 WIRE	1.00	CCT-KM	-	-	-	174,740	53,830	-	17,480	29,460	12,680	288,190	288,190
	8.3 ON LT.3-P,50 AW,50 AW. 4 WIRE	1.00	CCT-KM	-	-	-	277,670	56,990	-	27,780	36,300	18,290	417,030	417,030

ประมาณการค่าใช้จ่ายโครงการพัฒนาระบบไฟฟ้าแบบโครงข่ายไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (Microgrid) บนพื้นที่เกาะพะลวย จ.สุราษฎร์ธานี

Cost Breakdown

COST MC | 400.00 | UNIT : BAHT

NUMBER	DESCRIPTION	QUANTITY	UNIT	FC			LC							TOTAL INSTALLED COST
				FOREIGN MATERIAL	CONTINGENCY	TOTAL	CIVIL WORK AND LOCAL MATERIAL	LABOUR	IMPORT DUTY	TRANSPORT	SURVEY, DESIGN AND SUPERVISION	CONTINGENCY	TOTAL	
				A	B=0.1xA	C=A+B	D	E	F	G	H	to M	J	Total=G+O
	COMPONENT (2)			FC-D	FC-I		LC-D	LC-I	LC-I	LC-D	LC-I	LC-I		
1	LAND ACQUISITION & DEVELOPMENT													
	1.3 Central Area (Area 3,4,5)	-	RAI	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	SUB TOTAL.....			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2	POWER PLANT BUILDING & OPERATOR HOUSE													
	2.4 CONTROLING SYSTEM (MICRO EMS) (Micro Grid)	-	EACH	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	2.5 BUILDING,ELECTRICAL & COMMUNICATION SYSTEM, MGC	1.00	EACH	30,000,000.00	3,000,000.00	33,000,000.00	-	3,000,000.00	-	3,000,000.00	1,500,000.00	-	7,500,000.00	40,500,000.00
	SUB TOTAL.....			30,000,000.00	3,000,000.00	33,000,000.00	-	3,000,000.00	-	3,000,000.00	1,500,000.00	-	7,500,000.00	**40,500,000.00**
3	POWER PLANT													
	3.4 GENERATOR SET (300 KW)	2.00	SET	4,637,096.30	463,709.63	5,100,805.93	-	46,370.96	231,854.81	73,729.83	13,911.29	36,586.69	402,453.59	5,503,259.51
	3.14 PLUG-IN TRANSFORMER (250 KVA),22 KV TYPEYD11	-	SET	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	3.15 PLUG-IN TRANSFORMER (400 KVA),22 KV TYPEYD12	2.00	SET	-	-	-	960,806.35	9,608.06	-	14,412.10	2,882.42	98,770.89	1,086,479.82	1,086,479.82
	3.17 PLUG-IN TRANSFORMER (1250 KVA),22 KV TYPE YD11		SET	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	3.18 PLUG-IN TRANSFORMER (2,000 KVA),22 KV TYPEYD11	-	SET	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	3.19 Fuel TANK 6,000 LITRE	1.00	SET	-	-	-	115,927.41	1,159.27	-	1,738.91	347.78	11,917.34	131,090.71	131,090.71
	3.25 MDB TYPED AIR CURCUIT BREAKER SIZED NOT LESS THAN 900A	-	SET	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	3.26 SOLAR PV & INVERTER SYSTEM (1 MW)	1.00	SET	30,000,000.00	3,000,000.00	33,000,000.00	-	3,000,000.00	-	3,000,000.00	1,500,000.00	-	7,500,000.00	40,500,000.00
	3.27 PCS (POWER CONDITION SYSTEM) (1MW)	0.50	SET	6,600,000.00	660,000.00	7,260,000.00	-	660,000.00	-	660,000.00	330,000.00	-	1,650,000.00	8,910,000.00
	3.28 BATTERY ENERGY STORAGE (1MWh)	1.50	SET	39,600,000.00	3,960,000.00	43,560,000.00	-	3,960,000.00	-	3,960,000.00	1,980,000.00	-	9,900,000.00	53,460,000.00
	SUB TOTAL.....			**80,837,096.30**	**8,083,709.63**	**88,920,805.93**	**1,076,733.76**	**7,677,138.30**	**231,854.81**	**7,709,880.84**	**3,827,141.49**	**147,274.92**	20,670,024.12	**109,590,830.05**
4	PROTECTIVE EQUIPMENT													
	4.4 Ring Man Unit 22-33 kV (2016)	-	SET	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	SUB TOTAL.....			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5	**HT TRANSMISSION LINE**													
	5.1SINGLE CIRCUIT,SINGLE CONDUCTOR,400 A	-	CCT-KM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	SUB TOTAL.....			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6	**Distribution Transformer**													
	6.5 TRANSFORMER 33-0.4 KV.3-P, 50 KVA	-	SET	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	6.6 TRANSFORMER 33-0.4 KV.3-P, 160 KVA	4.00	SET	-	-	-	729,880.00	39,320.00	-	21,920.00	28,440.00	39,600.00	859,160.00	859,160.00
	SUB TOTAL.....			-	-	-	729,880.00	39,320.00	-	21,920.00	28,440.00	39,600.00	859,160.00	**859,160.00**
7	**HT DISTRIBUTION LINE**													
	7.1 22 kV 1st cct 185 SAC	-	CCT-KM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	7.2 33 kV 1st cct 185 SAC	3.70	CCT-KM	-	-	-	3,763,825.00	540,866.00	-	376,438.00	406,704.00	232,767.00	5,320,600.00	5,320,600.00
	7.3 33 kV 1st cct 185 SAC	-	CCT-KM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	SUB TOTAL.....			-	-	-	3,763,825.00	540,866.00	-	376,438.00	406,704.00	232,767.00	5,320,600.00	**5,320,600.00**
8	**LT DISTRIBUTION LINE**												-	
	8.3 ON LT.3-P,50 AW,50 AW. 4 WIRE	2.50	CCT-KM	-	-	-	436,850.00	134,575.00	-	43,700.00	73,650.00	31,700.00	720,475.00	720,475.00
	8.4 ON LT.3-P,95 AW,95 A. 4 WIRE	-	CCT-KM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	SUB TOTAL.....			-	-	-	436,850.00	134,575.00	-	43,700.00	73,650.00	31,700.00	720,475.00	**720,475.00**
	.....GRAND TOTAL.....			**110,837,096**	**11,083,710**	**121,920,806**	**5,570,439**	**11,257,324**	**231,855**	**11,108,239**	**5,762,285**	**419,642**	**34,349,784**	**156,270,590**

ภาคผนวก ค

การวิเคราะห์เปรียบเทียบทางเลือกที่เหมาะสม

Alternative Analysis (Plan 1: Submarine Cable 33 kV, (70 sq.mm.) VS Plan 2: Micro Grid)

เกาะพะลวย

Discount rate 7%

ปีที่	ปี	Total Sale (MWh)	Energy Req. (MWh)	โหลด (MW)	Plan 1: Submarine 33 kV, 70 sq.mm.				Plan 2 : Micro Grid						Plan 1		Plan 2	
					Inv. Cost	O&M	Energy Cost	Total	Inv. Cost	O&M	Land	Replacement	Energy Cost	Total	PW	ACC PW	PW	ACC PW
0	2563	836	899	0.18	385.30			385.30	57.55		1.75			59.30	385.30	385.30	59.30	59.30
1	2564	997	1,072	0.21	572.59			572.59	113.85		1.75			115.60	535.13	920.44	108.04	167.34
2	2565	1,128	1,212	0.24		4.84	4.318	9.16		1.13	1.75		-	2.88	8.00	928.44	2.52	169.85
3	2566	1,250	1,344	0.26		4.84	4.863	9.71		1.13	1.75		-	2.88	7.92	936.36	2.35	172.20
4	2567	1,383	1,487	0.29		4.84	5.477	10.32		1.13	1.75		0.25	3.13	7.87	944.24	2.39	174.59
5	2568	1,500	1,613	0.31		4.84	6.030	10.87		1.13	1.75		1.56	4.44	7.75	951.99	3.16	177.76
6	2569	1,628	1,751	0.34		4.84	6.652	11.50		1.13	1.75		2.97	5.86	7.66	959.65	3.90	181.66
7	2570	1,675	1,801	0.35		4.84	6.881	11.73		1.13	1.75		3.57	6.45	7.30	966.95	4.02	185.68
8	2571	1,785	1,919	0.37		4.84	7.434	12.28		1.13	1.75		4.81	7.69	7.15	974.10	4.47	190.15
9	2572	1,914	2,058	0.40		4.84	8.100	12.94		1.13	1.75		6.23	9.12	7.04	981.14	4.96	195.11
10	2573	1,966	2,114	0.41		4.84	8.369	13.21		1.13	1.75		6.88	9.76	6.72	987.86	4.96	200.07
11	2574	2,006	2,157	0.42		4.84	8.581	13.43		1.13	1.75		7.41	10.29	6.38	994.23	4.89	204.96
12	2575	2,042	2,196	0.43		4.84	8.776	13.62		1.13	1.75		7.90	10.78	6.05	1,000.28	4.79	209.74
13	2576	2,077	2,233	0.43		4.84	8.960	13.80		1.13	1.75		8.37	11.25	5.73	1,006.01	4.67	214.41
14	2577	2,109	2,268	0.44		4.84	9.136	13.98		1.13	1.75		8.82	11.70	5.42	1,011.43	4.54	218.95
15	2578	2,146	2,307	0.45		4.84	9.334	14.18		1.13	1.75		9.31	12.19	5.14	1,016.57	4.42	223.37
16	2579	2,182	2,347	0.46		4.84	9.534	14.38		1.13	1.75	30.86	9.80	43.54	4.87	1,021.44	14.75	238.11
17	2580	2,213	2,379	0.46		4.84	9.702	14.55		1.13	1.75		10.22	13.10	4.61	1,026.05	4.15	242.26
18	2581	2,242	2,411	0.47		4.84	9.866	14.71		1.13	1.75		10.64	13.52	4.35	1,030.40	4.00	246.26
19	2582	2,270	2,441	0.47		4.84	10.019	14.86		1.13	1.75		11.03	13.91	4.11	1,034.51	3.85	250.11
20	2583	2,297	2,469	0.48		4.84	10.170	15.01		1.13	1.75		11.42	14.30	3.88	1,038.39	3.69	253.80
21	2584	2,329	2,504	0.49		4.84	10.349	15.19		1.13	1.75		11.85	14.73	3.67	1,042.06	3.56	257.36
22	2585	2,361	2,539	0.49		4.84	10.533	15.38		1.13	1.75		12.29	15.17	3.47	1,045.53	3.42	260.79
23	2586	2,387	2,567	0.50		4.84	10.680	15.52		1.13	1.75		12.67	15.55	3.27	1,048.80	3.28	264.07
24	2587	2,412	2,594	0.50		4.84	10.825	15.67		1.13	1.75		13.03	15.91	3.09	1,051.89	3.14	267.20
25	2588	2,437	2,620	0.51		4.84	10.967	15.81		1.13	1.75		13.39	16.27	2.91	1,054.81	3.00	270.20
26	2589	2,461	2,647	0.51	- 159.65	4.84	8.066	- 146.74		1.13	1.75		13.74	16.62	-25.27	**1,029.54**	2.86	**273.06**
													Cost of Plan 1 / Cost of Plan 2		**3.77**			
													PV. Savings		**-756.48**	M.Baht		

รายละเอียดการวิเคราะห์ทางเลือกที่เหมาะสมระหว่างวิธีก่อสร้างสายเคเบิลใต้น้ำขนาด 70 ตร.มม. และวิธีติดตั้งระบบไฟฟ้าแบบโครงข่ายไฟฟ้าขนาดเล็กมาก(Microgrid) บนพื้นที่เกาะพะลวย จ.สุราษฎร์ธานี

Submarine 33 kV 70 sq.mm		Microgrid	
รายละเอียด	**คำอธิบาย**	**รายละเอียด**	**คำอธิบาย**
Investment Cost	วงเงินลงทุนเริ่มต้นในการก่อสร้างสายเคเบิลใต้น้ำ ขนาดสาย 70 ต.มม. ระยะทาง 35 วงจร-กม. โดยคิดอายุการใช้งานของสายที่ 30 ปี แต่ระยะเวลาของโครงการจะคิดที่ 25 ปี ดังนั้นจึงคิดมูลค่าที่ไม่ได้ใช้งานสายเคเบิล 5 ปีสุดท้ายเป็นมูลค่าซาก	Investment Cost	วงเงินลงทุนเริ่มต้นในการติดตั้งระบบไฟฟ้าแบบโครงข่ายไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (Microgrid) บนพื้นที่เกาะพะลวย โดยคิดระยะเวลาของโครงการที่ 25 ปี
Operation & maintenance (O&M)	ค่าปฏิบัติการและบำรุงรักษาของการก่อสร้างเคเบิลใต้น้ำจะประกอบด้วย 2 ส่วนดังนี้ - สายเคเบิลใต้น้ำ 0.5% ของเงินลงทุนก่อสร้างสาย - อุปกรณ์อื่นๆ 1.5% ของเงินลงทุนอุปกรณ์นั้นๆ	Operation & maintenance (O&M)	ค่าปฏิบัติการและบำรุงรักษาของการติดตั้งระบบไฟฟ้าแบบโครงข่ายไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (Microgrid) บนพื้นที่เกาะพะลวยจะประกอบด้วย 2 ส่วนดังนี้ - PV คิดปีละ 165,000 บาท/ปี - BESS คิดปีละ 8,600 บาท/ปี
Energy Cost	ค่าซื้อพลังงานไฟฟ้าจาก กฟผ. ซึ่งจะเท่ากับ 3.0213 บาท/kWh โดยจะรวมทั้งค่าใช้พลังงานไฟฟ้าบนเกาะและค่าสูญเสียในการจ่ายพลังงานไฟฟ้า	Land	ที่ดินที่จะตั้งโครงการฯ เป็นที่ดินราชพัสดุ ดังนั้นจึงจะต้องเช่าที่ดิน โดยค่าเช่าที่ดินประมาณ 1,750,000 บาท/ปี
		Replacement	ค่าเปลี่ยนอุปกรณ์เมื่อหมดอายุการใช้งาน มีรายละเอียดดังนี้ - PV เปลี่ยนปีที่ 25 - BESS เปลี่ยนปีที่ 15
		Energy Cost	ค่าเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าเพื่อจ่ายไฟให้เกาะ คือค่าเชื้อเพลิงดีเซล จะเท่ากับความต้องการไฟฟ้าบนเกาะส่วนเหลือจากที่ PV ผลิตได้

โครงการพัฒนาระบบไฟฟ้าแบบโครงข่ายไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (Microgrid)
บนพื้นที่เกาะพะลวย จ.สุราษฎร์ธานี

รายการ	ระบบผลิตพลังงานไฟฟ้า ด้วยพลังงานหมุนเวียนแบบผสมผสาน			ระบบจำหน่ายแรงสูง			ระบบจำหน่ายแรงต่ำ			รวม		
	FC	LC	รวม	FC	LC	รวม	FC	LC	รวม	FC	LC	รวม
1.Direct Cost	110.84	1.08	111.91		4.49	4.49		0.44	0.44	110.84	6.01	116.84
2.Indirect Cost												
1)ค่าแรงงาน		10.68	10.68		0.58	0.58		0.13	0.13		11.39	11.39
2)ค่าขนส่ง		10.71	10.71		1.40	1.40		0.04	0.04		12.15	12.15
3)ค่าสำรวจออกแบบ และควบคุมงาน		5.33	5.33		0.44	0.44		0.07	0.07		5.84	5.84
4)ค่าภาษี		0.23	0.23						0.00		0.23	0.23
5)ค่าเบ็ดเตล็ดและเผื่อขาด	11.08	0.15	11.23		1.27	1.27		0.03	0.03	11.08	1.45	12.54
6)ค่าสำรองเผื่อปรับราคา (FC = 1.8%, LC = 3%)	8.32	3.26	11.58		0.76	0.76		0.07	0.07	8.32	4.08	12.41
รวม Financial	**130.24**	**31.43**	**161.67**		**8.94**	**8.94**		**0.79**	**0.79**	**130.24**	**41.15**	**171.40**
รวม Economic	**121.92**	**27.25**	**149.17**		**6.90**	**6.90**		**0.70**	**0.70**	**121.92**	**34.85**	**156.77**

ภาคผนวก ง

การวิเคราะห์ค่าผลตอบแทนทางการเงิน (FIRR Analysis) โครงการพัฒนาระบบไฟฟ้าแบบโครงข่ายไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (Microgrid) บนพื้นที่เกาะพะลวย จ.สุราษฎร์ธานี

FINANCIAL INTERNAL RATE OF RETURN (Microgrid)

โครงการพัฒนาระบบไฟฟ้าแบบโครงข่ายไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (Microgrid) เกาะพะลวย จ .สุราษฎร์ธานี

Dis. Rate 7%

ปีที่	ปี	Total Sale (MWh)	Energy Req. (MWh)	โหลด (MW)	Costs							Revenues		Costs		Revenue		Benefits	
					Inv. Cost	O&M	Admin Cost	Land	Replacement	Energy Cost	Total	Electric Revenue	Total	PW	ACC PW	PW	ACC PW	Net Benefits	PW
0	2563	836	899	0.18	57.55			1.75			59.30			59.30	59.30			-59.30	-59.30
1	2564	997	1,072	0.21	113.85			1.75			115.60			108.04	167.34			-115.60	-108.04
2	2565	1,128	1,212	0.24		1.13	0.25	1.75		-	3.13	4.13	4.13	2.73	170.07	3.61	3.61	1.00	0.87
3	2566	1,250	1,344	0.26		1.13	0.28	1.75		-	3.16	4.57	4.57	2.58	172.65	3.73	7.34	1.42	1.16
4	2567	1,383	1,487	0.29		1.13	0.31	1.75		0.25	3.44	5.06	5.06	2.62	175.27	3.86	11.20	1.62	1.24
5	2568	1,500	1,613	0.31		1.13	0.33	1.75		1.56	4.77	5.49	5.49	3.40	178.67	3.92	15.12	0.72	0.51
6	2569	1,628	1,751	0.34		1.13	0.36	1.75		2.97	6.22	5.96	5.96	4.14	182.81	3.97	19.09	-0.26	-0.17
7	2570	1,675	1,801	0.35		1.13	0.37	1.75		3.57	6.82	6.13	6.13	4.25	187.06	3.82	22.91	-0.69	-0.43
8	2571	1,785	1,919	0.37		1.13	0.40	1.75		4.81	8.08	6.53	6.53	4.70	191.77	3.80	26.71	-1.55	-0.90
9	2572	1,914	2,058	0.40		1.13	0.42	1.75		6.23	9.54	7.01	7.01	5.19	196.95	3.81	30.52	-2.53	-1.38
10	2573	1,966	2,114	0.41		1.13	0.44	1.75		6.88	10.19	7.19	7.19	5.18	202.14	3.66	34.18	-3.00	-1.52
11	2574	2,006	2,157	0.42		1.13	0.44	1.75		7.41	10.73	7.34	7.34	5.10	207.24	3.49	37.66	-3.39	-1.61
12	2575	2,042	2,196	0.43		1.13	0.45	1.75		7.90	11.23	7.48	7.48	4.99	212.22	3.32	40.98	-3.76	-1.67
13	2576	2,077	2,233	0.43		1.13	0.46	1.75		8.37	11.71	7.60	7.60	4.86	217.08	3.15	44.14	-4.11	-1.71
14	2577	2,109	2,268	0.44		1.13	0.47	1.75		8.82	12.17	7.72	7.72	4.72	221.80	2.99	47.13	-4.45	-1.72
15	2578	2,146	2,307	0.45		1.13	0.48	1.75	30.86	9.31	43.52	7.85	7.85	15.77	237.58	2.85	49.98	-35.67	-12.93
16	2579	2,182	2,347	0.46		1.13	0.48	1.75		9.80	13.16	7.99	7.99	4.46	242.03	2.71	52.68	-5.17	-1.75
17	2580	2,213	2,379	0.46		1.13	0.49	1.75		10.22	13.59	8.10	8.10	4.30	246.34	2.56	55.25	-5.49	-1.74
18	2581	2,242	2,411	0.47		1.13	0.50	1.75		10.64	14.01	8.21	8.21	4.15	250.48	2.43	57.68	-5.81	-1.72
19	2582	2,270	2,441	0.47		1.13	0.50	1.75		11.03	14.41	8.31	8.31	3.99	254.47	2.30	59.97	-6.11	-1.69
20	2583	2,297	2,469	0.48		1.13	0.51	1.75		11.42	14.81	8.41	8.41	3.83	258.30	2.17	62.15	-6.40	-1.65
21	2584	2,329	2,504	0.49		1.13	0.52	1.75		11.85	15.25	8.52	8.52	3.68	261.98	2.06	64.21	-6.72	-1.62
22	2585	2,361	2,539	0.49		1.13	0.52	1.75		12.29	15.70	8.64	8.64	3.54	265.52	1.95	66.16	-7.05	-1.59
23	2586	2,387	2,567	0.50		1.13	0.53	1.75		12.67	16.08	8.74	8.74	3.39	268.91	1.84	68.00	-7.34	-1.55
24	2587	2,412	2,594	0.50		1.13	0.53	1.75		13.03	16.45	8.83	8.83	3.24	272.15	1.74	69.74	-7.62	-1.50
25	2588	2,437	2,620	0.51		1.13	0.54	1.75		13.39	16.81	8.92	8.92	3.10	275.25	1.64	71.38	-7.89	-1.45
26	2589	2,461	2,647	0.51		1.13	0.55	1.75		13.74	17.17	9.01	9.01	2.96	278.21	1.55	72.94	-8.16	-1.41
																	B/C	0.26	
	admin cost																NPV	-205.27	M.Baht
	6.05%																FIRR	1.63%	

ภาคผนวก จ

การวิเคราะห์ค่าผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์ (EIRR Analysis) โครงการพัฒนาระบบไฟฟ้าแบบโครงข่ายไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (Microgrid) บนพื้นที่เกาะพะลวย จ.สุราษฎร์ธานี

ECONOMIC INTERNAL RATE OF RETURN (Microgrid)

โครงการพัฒนาระบบไฟฟ้าแบบโครงข่ายไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (Microgrid) เกาะพะลวย จ .สุราษฎร์ธานี

Dis. Rate 10%

ปีที่	ปี	โหลด (MW)	Costs Stream						Benefit Stram			Costs		Revenue		Benefits	
			Inv. Cost	O&M	Land	Replacement	Energy Cost	Total	Small Diesel Savings	CO2 Tax Saving	Total	PW	ACC PW	PW	ACC PW	Net Benefits	PW
0	2563	0.18	52.34		1.75			54.09				54.09	54.09			-54.09	-54.09
1	2564	0.21	104.41		1.75			106.16				96.51	150.60			-106.16	-96.51
2	2565	0.24		1.12	1.75		-	2.87	29.77	2.01	31.79	2.37	152.97	26.27	26.27	28.92	23.90
3	2566	0.26		1.12	1.75		-	2.87	32.96	1.99	34.96	2.15	155.12	26.27	52.54	32.09	24.11
4	2567	0.29		1.12	1.75		0.25	3.12	36.48	1.97	38.46	2.13	157.25	26.27	78.80	35.34	24.14
5	2568	0.31		1.12	1.75		1.56	4.42	39.49	1.95	41.45	2.75	160.00	25.73	104.54	37.02	22.99
6	2569	0.34		1.12	1.75		2.97	5.84	42.86	1.94	44.80	3.30	163.30	25.29	129.82	38.95	21.99
7	2570	0.35		1.12	1.75		3.57	6.44	43.88	1.92	45.79	3.30	166.60	23.50	153.32	39.36	20.20
8	2571	0.37		1.12	1.75		4.81	7.67	46.93	1.90	48.83	3.58	170.18	22.78	176.10	41.15	19.20
9	2572	0.40		1.12	1.75		6.23	9.10	50.34	1.88	52.21	3.86	174.04	22.14	198.24	43.11	18.28
10	2573	0.41		1.12	1.75		6.88	9.75	51.51	1.86	53.37	3.76	177.80	20.58	218.82	43.62	16.82
11	2574	0.42		1.12	1.75		7.41	10.27	54.90	1.84	56.74	3.60	181.40	19.89	238.70	46.46	16.29
12	2575	0.43		1.12	1.75		7.90	10.77	53.77	1.82	55.59	3.43	184.83	17.71	256.42	44.82	14.28
13	2576	0.43		1.12	1.75		8.37	11.24	54.67	1.80	56.47	3.25	188.09	16.36	272.78	45.23	13.10
14	2577	0.44		1.12	1.75		8.82	11.69	55.53	1.79	57.32	3.08	191.16	15.09	287.87	45.63	12.02
15	2578	0.45		1.12	1.75	19.81	9.31	31.98	56.45	1.77	58.22	7.66	198.82	13.94	301.81	26.24	6.28
16	2579	0.46		1.12	1.75		9.80	12.66	57.43	1.75	59.18	2.76	201.58	12.88	314.68	46.51	10.12
17	2580	0.46		1.12	1.75		10.22	13.09	58.01	1.73	59.74	2.59	204.17	11.82	326.50	46.65	9.23
18	2581	0.47		1.12	1.75		10.64	13.50	58.97	1.72	60.69	2.43	206.59	10.92	337.42	47.19	8.49
19	2582	0.47		1.12	1.75		11.03	13.90	59.69	1.70	61.39	2.27	208.87	10.04	347.46	47.49	7.77
20	2583	0.48		1.12	1.75		11.42	14.28	60.23	1.68	61.91	2.12	210.99	9.20	356.66	47.62	7.08
21	2584	0.49		1.12	1.75		11.85	14.72	63.40	1.66	65.07	1.99	212.98	8.79	365.45	50.35	6.80
22	2585	0.49		1.12	1.75		12.29	15.16	62.19	1.65	63.84	1.86	214.84	7.84	373.30	48.68	5.98
23	2586	0.50		1.12	1.75		12.67	15.53	62.84	1.63	64.48	1.73	216.58	7.20	380.50	48.94	5.47
24	2587	0.50		1.12	1.75		13.03	15.90	63.53	1.62	65.14	1.61	218.19	6.61	387.11	49.24	5.00
25	2588	0.51		1.12	1.75		13.39	16.26	61.23	1.60	62.83	1.50	219.69	5.80	392.91	46.57	4.30
26	2589	0.51		1.12	1.75		13.74	16.61	64.17	1.60	64.17	1.39	**221.08**	5.38	**398.29**	47.56	3.99

B/C	1.80	
NPV	177.21	M.Baht
EIRR	**21.37%**	