

## ส่วนที่ 1

---

### การประกอบธุรกิจ

## 1. นโยบายและภาพรวมการประกอบธุรกิจ

### ภาพรวมการประกอบธุรกิจ

บี.กริม เพาเวอร์ เป็นบริษัทในกลุ่มบี.กริม ซึ่งดำเนินธุรกิจในประเทศไทยมานานกว่า 140 ปี ภายใต้ปรัชญาในการดำเนินธุรกิจด้วยความโอบอ้อมอารี (Doing Business With Compassion) โดยคำนึงถึงผลประโยชน์ร่วมกันระหว่างบริษัทกับลูกค้า พันธมิตรทางธุรกิจ และสังคมส่วนรวม โดย บี.กริม เพาเวอร์ มีวิสัยทัศน์ที่จะสร้างพลังให้กับสังคมโลกด้วยความโอบอ้อมอารี (Empowering the World Compassionately)

บี.กริม เพาเวอร์ ประกอบธุรกิจโดยการถือหุ้นในบริษัทย่อย และบริษัทร่วมค้า (Holding Company) ที่ประกอบธุรกิจหลัก ด้านการผลิตและขายไฟฟ้า ไอน้ำ และธุรกิจที่เกี่ยวข้อง ทั้งในประเทศและต่างประเทศ และเป็นหนึ่งในผู้บุกเบิกอุตสาหกรรมการผลิตไฟฟ้าภาคเอกชนของประเทศไทยตั้งแต่ ปี พ.ศ. 2536 ด้วยทีมผู้บริหารและทีมงานที่ได้ร่วมงานกับบี.กริม เพาเวอร์ มากกว่า 20 ปี ด้วยประสบการณ์ที่หลากหลายทั้งในด้านการจัดหาสัญญาซื้อขายไฟฟ้า การพัฒนา ออกแบบ และก่อสร้างโครงการ การบริหารจัดการการบำรุงรักษา โรงไฟฟ้าและระบบสายส่งไฟฟ้าและท่อไอน้ำ รวมถึงการจัดหาแหล่งเงินทุนที่เหมาะสมในการก่อสร้างโรงไฟฟ้า

บี.กริม เพาเวอร์ เป็นหนึ่งในผู้ผลิตไฟฟ้าภายใต้โครงการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP รายใหญ่ที่สุดของประเทศไทยเมื่อนับตามกำลังการผลิตไฟฟ้าติดตั้ง (Installed Capacity) ซึ่งโรงไฟฟ้าของกลุ่มบริษัทฯ ที่มีที่ตั้งอยู่ในนิคมอุตสาหกรรมมีจุดเด่นในการผลิตกระแสไฟฟ้าและไอน้ำที่มีเสถียรภาพสูงจึงมีส่วนสำคัญในการดึงดูดการลงทุนในภาคอุตสาหกรรมจากต่างชาติ โดยเฉพาะการลงทุนในอุตสาหกรรมที่ต้องการความมั่นคงของกระแสไฟฟ้าที่ใช้ในกระบวนการผลิตสูง เช่น อุตสาหกรรมยานยนต์ เป็นต้น

สำหรับการขายไฟฟ้าและไอน้ำในประเทศไทย บี.กริม เพาเวอร์ มีคู่สัญญาในสัญญาขายไฟฟ้างานนี้

- 1) สัญญาขายไฟฟ้ากับ กฟผ. ภายใต้โครงการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP
- 2) สัญญาขายไฟฟ้าและไอน้ำกับลูกค้าอุตสาหกรรมผ่านโครงข่ายไฟฟ้าและไอน้ำของบริษัทที่ครอบคลุมผู้ใช้ไฟฟ้าที่เป็นโรงงานอุตสาหกรรมกว่า 100 ราย ซึ่งตั้งอยู่ในนิคมอุตสาหกรรมชั้นนำ 5 แห่ง ประกอบด้วย

1. นิคมอุตสาหกรรมอมตะนคร
2. นิคมอุตสาหกรรมอมตะซิตี้
3. สวนอุตสาหกรรมบางกะดี
4. นิคมอุตสาหกรรมเหมราช
5. นิคมอุตสาหกรรมแหลมฉบัง

3) สัญญาขายไฟฟ้ากับ กฟภ. ภายใต้โครงการรับซื้อไฟฟ้าจาก VSPP จากโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

บี.กริม เพาเวอร์ เริ่มลงทุนในโครงการพลังงานหมุนเวียนตั้งแต่ปี 2558 และมีแผนจะขยายกำลังการผลิตสำหรับโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์และโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานลมเพื่อรักษาส่งแวดล้อมและสนองนโยบายของรัฐบาล

สำหรับการลงทุนในต่างประเทศ บี.กริม เพาเวอร์ เริ่มลงทุนในประเทศเวียดนามตั้งแต่ปี 2542 โดยขายไฟฟ้าที่รับซื้อจากบริษัทย่อยของ EVN ให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมในนิคมอุตสาหกรรมอมตะซิตี้ (เบียนหัว) ทั้งหมด ผ่านโครงข่ายไฟฟ้าของ บี.กริม เพาเวอร์

นอกจากนี้ บี.กริม เพาเวอร์ ยังขยายการลงทุนในโรงไฟฟ้าพลังน้ำในประเทศลาวตั้งแต่ปี 2558 และยังมีแผนขยายการลงทุนในต่างประเทศอย่างต่อเนื่อง โดยได้ดำเนินการศึกษาโครงการโรงไฟฟ้าในประเทศมาเลเซีย เวียดนาม กัมพูชา เมียนมาร์ และฟิลิปปินส์ เพื่อแสวงหาโอกาสการลงทุนที่น่าสนใจและมีผลตอบแทนที่เหมาะสม

ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2560 บี.กริม เพาเวอร์ มีโครงการโรงไฟฟ้าที่เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์แล้ว และโครงการโรงไฟฟ้าที่อยู่ระหว่างการก่อสร้างและการพัฒนา ซึ่งมีกำลังการผลิตดังนี้

ประเภทโรงไฟฟ้า	โรงไฟฟ้าทั้งหมด			โรงไฟฟ้าที่เปิดดำเนินการแล้ว		
	จำนวนโรงไฟฟ้า	ประมาณการกำลังการผลิตติดตั้ง (เมกะวัตต์)	ประมาณการกำลังการผลิตตามสัดส่วน (เมกะวัตต์)	จำนวนโรงไฟฟ้า	กำลังการผลิตติดตั้ง (เมกะวัตต์)	กำลังการผลิตตามสัดส่วน (เมกะวัตต์)
พลังความร้อนรวม	17	2,206.3 <sup>1</sup>	1,497.6 <sup>1</sup>	12	1,498.5	856.8
น้ำมันดีเซล	1	13.0	4.0	1	13.0	4.0
พลังงานแสงอาทิตย์	22	145.0	90.2	15	114.2	59.2
พลังน้ำ	9	132.6	94.5	2	20.1	14.1
พลังงานลม	2	16.0	14.8	-	-	-
รวม	51	2,512.9	1,701.1	30	1,645.8	934.2

1 ประมาณการกำลังการผลิตดังกล่าวขึ้นอยู่กับสมมติฐานดังต่อไปนี้

- ภายหลังจากที่สัญญาโอนสิทธิในการรับรายได้จากการขายไฟฟ้าของ ABP1 ABP2 กับ ABPIF ลสิ้นสุดลง บี.กริม เพาเวอร์ จะมีส่วนเป็นเจ้าของในเชิงเศรษฐกิจใน ABP1 และ ABP2 ร้อยละ 51.2 (จากร้อยละ 15.3 ผ่านการถือหุ้นของ ABPIF) โดยโรงไฟฟ้าใหม่ของ ABP1 ABP2 และ BPLC1 จะมีกำลังการผลิตไฟฟ้าติดตั้งจำนวน 150 เมกะวัตต์ต่อโรง
- ABP2 ยังเดินเครื่องผลิตไฟฟ้าเดิมบางส่วนจำนวน 59.6 เมกะวัตต์และ BPLC2 ยังเดินเครื่องผลิตไฟฟ้าเต็มกำลังการผลิต 56.1 เมกะวัตต์ตามลำดับ (ซึ่งเป็นเครื่องผลิตไฟฟ้าที่เปิดดำเนินการเมื่อปี พ.ศ. 2552) หลังจากโรงไฟฟ้าใหม่เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ (โปรดดูรายละเอียดใน “โครงการโรงไฟฟ้าของกลุ่มบริษัท”)

ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2560 บี.กริม เพาเวอร์ ลงทุนในบริษัทย่อยและบริษัทร่วมค้าที่ลงทุนในโครงการโรงไฟฟ้า โดยรายละเอียดโครงการโรงไฟฟ้าที่เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์แล้ว ตามสถานที่ตั้งสามารถสรุปได้ดังนี้

สถานที่ตั้ง	นิคมอุตสาหกรรม	ประเภทโรงไฟฟ้า	จำนวน โรงไฟฟ้า	กำลังการผลิตติดตั้ง		กำลังการผลิตติดตั้งตามสัดส่วน ความเป็นเจ้าของ	
				ไฟฟ้า (เมกะวัตต์)	ไอน้ำ (ตันต่อชั่วโมง)	ไฟฟ้า (เมกะวัตต์)	ไอน้ำ (ตันต่อชั่วโมง)
ประเทศไทย							
ชลบุรี	นิคมอุตสาหกรรมอมตะนคร	พลังความร้อนร่วม	5	732.3	150.0	277.7	60.6
ระยอง	นิคมอุตสาหกรรมอมตะซิตี้	พลังความร้อนร่วม	2	247.7	60.0	152.9	37.0
ชลบุรี	นิคมอุตสาหกรรมแหลมฉบัง	พลังความร้อนร่วม	2	159.1	70.0	159.1	70.0
	นิคมอุตสาหกรรมเหมราช	พลังความร้อนร่วม	1	130.2	30.0	97.6	22.5
ปทุมธานี	สวนอุตสาหกรรม บางกะดี	พลังความร้อนร่วม	2	229.2	40.0	169.6	29.6
นครปฐม พระนครศรีอยุธยา สระบุรี สระแก้ว	-	พลังงานแสงอาทิตย์	15	114.2	-	59.2	-
เวียดนาม							
เบียนหัว	นิคมอุตสาหกรรมอมตะซิตี้ (เบียนหัว)	พลังงานความร้อนที่ใช้น้ำมันดีเซลเป็นเชื้อเพลิง	1	13.0	-	4.0	-
สาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาว							
จำปาสัก	-	พลังน้ำ	2	20.1	-	14.1	-
รวม			30	1,645.8	350.0	934.2	219.7

## 1.1 วิสัยทัศน์ พันธกิจ เป้าหมาย และกลยุทธ์ในการดำเนินงานของกลุ่มบริษัท

### 1.1.1 วิสัยทัศน์:

บี.กริม เพาเวอร์ มีวิสัยทัศน์ที่จะสร้างพลังให้กับสังคมโลกด้วยความโอบอ้อมอารี (Empowering The World Compassionately) และจะดำเนินธุรกิจตามปรัชญาของ บี.กริม คือ “ทำธุรกิจด้วยความโอบอ้อมอารี” (Doing Business with Compassion)

### 1.1.2 พันธกิจ:

บี.กริม เพาเวอร์ได้วางพันธกิจ (Mission) ของ บี.กริม เพาเวอร์ไว้ 6 และวัตถุประสงค์เชิงกลยุทธ์ (Strategic Objectives) ต่างๆ ไว้ดังนี้



บี.กริม เพาเวอร์ เชื่อว่ามาตรฐานการทำงานที่เป็นมืออาชีพและทัดเทียมกับระดับสากล ประกอบกับความสามารถและประสบการณ์ของบุคลากรที่กลุ่มบริษัท มีอยู่ จะเป็นรากฐานที่มั่นคงในการเติบโตของธุรกิจ ทำให้กลุ่มบริษัท สามารถผลิตไฟฟ้าที่มีเสถียรภาพและเป็นที่น่าเชื่อถือต่อทุกภาคส่วน รวมถึงการให้บริการที่มีคุณภาพ สามารถเพิ่มมูลค่าอย่างยั่งยืนให้แก่ผู้มีส่วนได้ส่วนเสียในทุกภาคส่วน ไม่ว่าจะเป็น ลูกค้า ผู้ถือหุ้น ชุมชนและสังคมในวงกว้าง

## 1.2 กลยุทธ์ทางธุรกิจ

วิสัยทัศน์ (Vision) ของ บี.กริม เพาเวอร์ คือ การสร้างพลังให้กับสังคมโลกด้วยความโอบอ้อมอารี (Empowering the World Compassionately) โดยคำนึงถึงเป้าหมายในเชิงกลยุทธ์ 3 ประการ ได้แก่ ความสามารถในการทำกำไร การพัฒนาอย่างยั่งยืน และการเจริญเติบโตอย่างต่อเนื่องของธุรกิจ

### 1.2.1 ความสามารถในการทำกำไร

#### (1) บริหารจัดการโครงการโรงไฟฟ้าของกลุ่มบริษัท อย่างมีประสิทธิภาพอย่างต่อเนื่อง

บี.กริม เพาเวอร์ มีเป้าหมายหลัก คือการบริหารจัดการโครงการโรงไฟฟ้าของกลุ่มบริษัท อย่างมีประสิทธิภาพเพื่อให้กลุ่มบริษัท เป็นผู้ผลิตไฟฟ้าที่ผลิตไฟฟ้าได้อย่างมีประสิทธิภาพและมีความมั่นคง ลดต้นทุน และเพิ่มความสามารถในการทำกำไรของกลุ่มบริษัท เพื่อให้บรรลุวัตถุประสงค์ดังกล่าว บี.กริม เพาเวอร์ จึงใช้กลยุทธ์ในการปฏิบัติการและบริหารจัดการโครงการโรงไฟฟ้า โดยมีรายละเอียดดังนี้

- พัฒนาโครงข่ายระบบการส่งและขายไฟฟ้าและไอน้ำให้มีประสิทธิภาพในการผลิตและจำหน่ายพลังงานสูงสุด และสามารถสำรองแหล่งจ่ายระหว่างโรงไฟฟ้าในนิคมอุตสาหกรรมเดียวกัน
- บริหารจัดการการบำรุงรักษาโครงการโรงไฟฟ้าของกลุ่มบริษัท ให้มีประสิทธิภาพ โดยให้ทีมงานบำรุงรักษาของกลุ่มบริษัท ทำงานร่วมกันกับทีมงานบำรุงรักษาจากภายนอกภายใต้สัญญาให้บริการบำรุงรักษาระยะยาว
- บริหารจัดการระบบส่งไฟฟ้าและการเดินเครื่องเพื่อให้การใช้งานโรงไฟฟ้ามีประสิทธิภาพสูงสุดในทุกช่วงเวลา
- โรงไฟฟ้าของกลุ่มบริษัท เลือกใช้เครื่องจักรที่มีประสิทธิภาพสูงและเทคโนโลยีที่ทันสมัยจากผู้ผลิตที่ได้รับการยอมรับตามมาตรฐานสากล โดยปัจจุบัน โครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมของกลุ่มบริษัท ใช้เครื่องจักรจากบริษัท ซีเมนส์ จำกัด และ บริษัท จีอี จำกัด
- มุ่งเน้นการขายไฟฟ้าและไอน้ำให้กับลูกค้าอุตสาหกรรมที่อยู่บริเวณใกล้เคียงโครงการโรงไฟฟ้า เพื่อลดการสูญเสียกระแสไฟฟ้าในระบบสายส่ง

กลุ่มบริษัท มีทีมงานที่มีความเชี่ยวชาญ ทักษะ และความรู้เชิงปฏิบัติการ (know-how) ที่จำเป็นในการบริหารจัดการโครงการโรงไฟฟ้าอย่างมีประสิทธิภาพ กลุ่มบริษัท จึงให้ทีมงานบริหารและบุคลากรที่มีประสบการณ์ในการบริหารจัดการโครงการโรงไฟฟ้าที่มีอยู่ ย้ายไปดูแลโครงการโรงไฟฟ้าที่เพิ่งเริ่มดำเนินการของกลุ่มบริษัท และเปิดโอกาสให้ทีมงานดังกล่าวเข้ามามีส่วนร่วมในการพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าตั้งแต่วางก่อสร้างจนถึงพัฒนาโครงการแล้วเสร็จ เพื่อให้บุคลากรของกลุ่มบริษัท มีความรู้ ความเข้าใจในขั้นตอน

และกระบวนการทางวิศวกรรมของโรงไฟฟ้าอย่างแท้จริง และสามารถใช้ประโยชน์จากความรู้ ความเข้าใจดังกล่าว ในการควบคุมการเดินเครื่องและบำรุงรักษาโรงไฟฟ้าภายหลังจากที่โรงไฟฟ้านั้นได้เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์แล้ว

ในกรณีที่กลุ่มบริษัทฯ ได้ว่าจ้างทีมงานบำรุงรักษาจากภายนอก กลุ่มบริษัทฯ จะให้ทีมงานบำรุงรักษาของกลุ่มบริษัทฯ ทำงานร่วมกับทีมงานบำรุงรักษาจากภายนอกเพื่อให้ได้รับความรู้เชิงปฏิบัติการ (know-how) และกลุ่มบริษัทฯ ตั้งใจว่าภายหลังจากที่สัญญาให้บริการบำรุงรักษาระยะยาวหมดอายุ กลุ่มบริษัทฯ จะให้ทีมบำรุงรักษาของกลุ่มบริษัทฯ ดำเนินการซ่อมบำรุงโรงไฟฟ้าครั้งใหญ่ด้วยตนเอง ซึ่ง บี.กริม เพาเวอร์ เชื่อว่าจะทำให้สามารถลดต้นทุนในการซ่อมบำรุงได้

## **(2) บริหารจัดการโครงสร้างเงินทุนของกลุ่มบริษัทฯ ให้มีความเหมาะสม**

กลุ่มบริษัทฯ ตั้งใจที่จะบริหารจัดการโครงสร้างเงินทุนของกลุ่มบริษัทฯ ให้มีความเหมาะสม เพื่อลดต้นทุนทางการเงินและทำให้ฐานะทางการเงินของกลุ่มบริษัทฯ ดียิ่งขึ้น โดยกลุ่มบริษัทฯ ใช้นโยบายในการพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าต่างๆ ให้ได้มาตรฐานสากล เพื่อให้สถาบันการเงินทั้งในประเทศและต่างประเทศมีความเชื่อมั่น และให้สินเชื่อแก่โครงการโรงไฟฟ้าของกลุ่มบริษัทฯ นอกจากนี้ กลุ่มบริษัทฯ ยังใช้เครื่องมือทางการเงินในรูปแบบต่างๆ เพื่อป้องกันความเสี่ยง (hedging) จากทั้งอัตราแลกเปลี่ยนเงินตราต่างประเทศและอัตราดอกเบี้ย สำหรับโครงการโรงไฟฟ้าทั้งในช่วงระหว่างการก่อสร้างและเปิดดำเนินการแล้ว อีกทั้งกลุ่มบริษัทฯ จะมีการจัดสัดส่วนระหว่างเงินกู้ยืมสกุลเงินดอลลาร์สหรัฐ และสกุลเงินบาท ในสัดส่วนที่เหมาะสมเพื่อเป็นการป้องกันความเสี่ยงจากอัตราแลกเปลี่ยนเงินตราต่างประเทศ (Natural Hedge) เนื่องจากรายได้ค่าพลังไฟฟ้า (Capacity Payment) จาก กฟผ. จะผันแปรตามอัตราแลกเปลี่ยนของสกุลเงินดอลลาร์สหรัฐต่อเงินบาท

## **(3) พัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าให้แล้วเสร็จตามกำหนดเวลาและงบประมาณที่วางไว้**

กลุ่มบริษัทฯ จะดำเนินการตามแผนปฏิบัติการเพื่อให้โครงการโรงไฟฟ้าก่อสร้างเสร็จสิ้นพร้อมส่งมอบภายในเวลาที่กำหนด โดยมีมาตรการให้วิศวกรและที่ปรึกษาทางด้านวิศวกรรมประสานงานและควบคุมการทำงานของผู้รับเหมา EPC และผู้รับจ้างอื่นๆ ในแต่ละโครงการ โดยจัดการให้กระบวนการบริหารจัดการโครงการเป็นไปในรูปแบบเดียวกันตามมาตรฐานของกลุ่มบริษัทฯ เพื่อให้ผู้รับเหมา EPC และผู้รับจ้างอื่นๆ มีการประสานงานและทำงานร่วมกันได้อย่างมีประสิทธิภาพ

นอกจากนี้ กลุ่มบริษัทฯ ยังคงดำเนินมาตรการควบคุมต้นทุนของโครงการโดยจัดให้มีการแข่งขันทางราคาที่เป็นธรรมและโปร่งใสระหว่างผู้ที่สนใจจะขายสินค้าหรือให้บริการแก่กลุ่มบริษัทฯ และแบ่งสัดส่วนงานระหว่างผู้รับเหมา EPC และผู้รับจ้างอื่นๆ (Non-EPC contractors) อย่างเหมาะสม เพื่อควบคุมต้นทุนของโครงการ

### 1.2.2 การพัฒนาอย่างยั่งยืน

#### (1) แสวงหา เสริมสร้าง และรักษาบุคลากรของกลุ่มบริษัท โดยรักษาสภาพแวดล้อมและบรรยากาศในการทำงานที่ดี

บี.กริม เพาเวอร์ เชื่อว่าวัฒนธรรมองค์กรที่ดีจะสามารถจูงใจและรักษาบุคลากรที่มีคุณภาพได้ ดังนั้น กลุ่มบริษัท จึงดำเนินการตามปรัชญาของ บี.กริม ที่ว่า “ทำธุรกิจด้วยความโอบอ้อมอารี” (Doing Business with Compassion) ด้วยการสร้างและรักษาบรรยากาศในการทำงานให้เป็นไปในทางที่ดีเสมอ โดยเปิดโอกาสให้พนักงานมีอิสระในการออกความเห็นในเชิงสร้างสรรค์ ให้การยอมรับและยกย่อง และให้โอกาสที่จะเจริญก้าวหน้าในองค์กร โดยมีจุดประสงค์เพื่อร่วมกันปรับปรุงองค์กรไปในทางที่ดีขึ้น และเพื่อรักษาบุคลากรที่มีศักยภาพ

กลุ่มบริษัท ยังจัดให้มีการฝึกอบรมเพื่อพัฒนาและเสริมสร้างศักยภาพของบุคลากรอย่างต่อเนื่อง รวมถึงแผนการพัฒนาความเป็นผู้นำของบุคลากรที่มีศักยภาพที่จะขึ้นเป็นผู้นำองค์กรต่อไปในอนาคต โดยจะสนับสนุนการฝึกอบรมและพัฒนาบุคลากรที่มีศักยภาพตลอดระยะเวลาการทำงานกับกลุ่มบริษัท อันสอดคล้องกับกลยุทธ์ที่จะพัฒนาความรู้เชิงปฏิบัติการ (Know-how) และความสัมพันธ์ทางธุรกิจ (โปรดพิจารณารายละเอียดเพิ่มเติมในหัวข้อนโยบายพัฒนาบุคลากร)

#### (2) รักษาและเสริมสร้างความสัมพันธ์อันดีกับชุมชนในบริเวณใกล้เคียง

บี.กริม เพาเวอร์ เชื่อว่าความสัมพันธ์ที่ดีกับชุมชนในบริเวณใกล้เคียงกับโครงการโรงไฟฟ้าของกลุ่มบริษัท เป็นสิ่งสำคัญในการประกอบธุรกิจและในการเป็นพลเมืองที่ดี (good corporate citizen) กลุ่มบริษัท จึงได้สนับสนุนการเสริมสร้างคุณภาพชีวิตที่ดีสำหรับสมาชิกในชุมชนผ่าน กิจกรรมเพื่อการศึกษา กิจกรรมเพื่อการดูแลสุขภาพความเป็นอยู่ของคนไทย กิจกรรมทางวัฒนธรรมและศาสนา และกิจกรรมเพื่อสิ่งแวดล้อม นอกจากนี้ บุคลากรส่วนใหญ่ที่ทำงานในโครงการโรงไฟฟ้าของกลุ่มบริษัท มาจากชุมชนในบริเวณใกล้เคียง ทำให้โครงการโรงไฟฟ้าของกลุ่มบริษัท เป็นส่วนหนึ่งของวิถีชีวิตชุมชน

### 1.2.3 การเจริญเติบโตอย่างต่อเนื่องทั้งในประเทศและต่างประเทศ

กลุ่มบริษัท มีเป้าหมายที่จะขยายกำลังการผลิตไฟฟ้าติดตั้งของโครงการโรงไฟฟ้าทั้งหมดให้เป็น 5,000 เมกะวัตต์ ภายในปี 2565 และตั้งเป้าหมายในการเพิ่มสัดส่วนโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานทดแทนและการลงทุนในต่างประเทศเป็นร้อยละ 25.0 ถึงร้อยละ 30.0 ของกำลังการผลิตของกลุ่มบริษัท โดยกลุ่มบริษัท มีแผนที่จะขอใบอนุญาตต่างๆ และ/หรือ สัญญาสัมปทาน เพื่อพัฒนาและก่อสร้างโรงไฟฟ้าเพิ่มเติมทั้งในประเทศไทย และประเทศอื่นๆ เช่น ประเทศลาว มาเลเซีย กัมพูชา อินโดนีเซีย เมียนมาร์ และฟิลิปปินส์ รวมถึงศึกษาความเป็นไปได้ในการลงทุนโครงการโรงไฟฟ้าในประเทศจากพลังงานทางเลือก และการเข้าซื้อกิจการโครงการที่เปิดดำเนินการแล้ว



### 1.3 พัฒนาการและการเจริญเติบโตของบริษัท

ตามที่รัฐบาลไทยได้มีนโยบายเปิดเสรีอุตสาหกรรมการผลิตไฟฟ้าในประเทศไทยตั้งแต่ปี 2533 โดยเปิดโอกาสให้เอกชนเข้ามาดำเนินกิจการผลิตไฟฟ้าได้ บี.กริม เพาเวอร์ ได้จดทะเบียนจัดตั้งขึ้นในเดือนกรกฎาคม ปี 2536 ในชื่อ บริษัท บอร์เนียว (1993) จำกัด และได้ก้าวขึ้นมาเป็นหนึ่งในผู้ประกอบการผลิตไฟฟ้าภาคเอกชนรายแรกของประเทศไทย โดยโครงการโรงไฟฟ้าโครงการแรกของกลุ่มบริษัทฯ คือ โครงการโรงไฟฟ้า ABP1 เป็นโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม ซึ่งได้เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ในปี 2541 และ ขยายการลงทุนอย่างต่อเนื่องตามตารางแสดงเหตุการณ์สำคัญต่างๆ ของ บี.กริม เพาเวอร์ ดังนี้

- |                  |   |
|------------------|---|
| พ.ศ. 2536        | <ul style="list-style-type: none"><li>• บี.กริม เพาเวอร์ จัดตั้งในชื่อ "บริษัท บอร์เนียว (1993) จำกัด" มีทุนจดทะเบียน 100,000 บาท แบ่งออกเป็น 1,000 หุ้น มูลค่าหุ้นละ 100 บาท</li></ul>   |
| พ.ศ. 2539        | <ul style="list-style-type: none"><li>• กลุ่มบริษัทฯ ได้รับคัดเลือกให้เข้าทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้า ภายใต้โครงการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP สำหรับโครงการโรงไฟฟ้า ABP1</li></ul>   |
| พ.ศ. 2540 - 2541 | <ul style="list-style-type: none"><li>• บี.กริม เพาเวอร์ เพิ่มทุนจดทะเบียนจำนวน 709,500,000 บาท โดยการออกหุ้นสามัญเพิ่มทุน 7,095,000 หุ้น มูลค่าที่ตราไว้หุ้นละ 100 บาท ส่งผลให้ทุนจดทะเบียนเพิ่มขึ้นจากเดิม 100,000 บาท เป็น 709,600,000 บาท เพื่อขยายกิจการ</li></ul>                   |
| พ.ศ. 2541        | <ul style="list-style-type: none"><li>• กลุ่มบริษัทฯ ได้รับคัดเลือกให้เข้าทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้า ภายใต้โครงการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP สำหรับโครงการโรงไฟฟ้า ABP2</li><li>• โครงการโรงไฟฟ้า ABP1 ได้เริ่มเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ (ซึ่งมีกำลังการผลิตไฟฟ้าติดตั้งจำนวน 166.4 เมกะวัตต์)</li></ul> |
| พ.ศ. 2542        | <ul style="list-style-type: none"><li>• โครงการโรงไฟฟ้า APB ได้เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ (ซึ่งมีกำลังการผลิตไฟฟ้าติดตั้งจำนวน 13.0 เมกะวัตต์)</li></ul>  |
| พ.ศ. 2542 - 2544 | <ul style="list-style-type: none"><li>• บี.กริม เพาเวอร์ เพิ่มทุนจดทะเบียนจำนวน 140,400,000 บาท โดยการออกหุ้นสามัญเพิ่มทุน 1,404,000 หุ้น มูลค่าที่ตราไว้หุ้นละ 100 บาท ส่งผลให้ทุนจดทะเบียนเพิ่มขึ้นจากเดิม 709,600,000 บาท เป็น 850,000,000 บาท เพื่อขยายกิจการ</li></ul>               |

## โครงการโรงไฟฟ้า

- |           |   |
|-----------|---|
| พ.ศ. 2544 | <ul style="list-style-type: none"><li>โครงการโรงไฟฟ้า ABP2 ได้เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ (ซึ่งมีกำลังการผลิตไฟฟ้าติดตั้งจำนวน 171.2 เมกะวัตต์)</li></ul>  |
| พ.ศ. 2552 | <ul style="list-style-type: none"><li>กลุ่มบริษัท ได้รับคัดเลือกให้เข้าทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้า 4 ฉบับ ภายใต้โครงการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP สำหรับโครงการโรงไฟฟ้า ABP3, ABPR1, ABPR2 และ BIP1</li></ul>  |
| พ.ศ. 2553 | <ul style="list-style-type: none"><li>กลุ่มบริษัท ได้รับคัดเลือกให้เข้าทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้า 9 ฉบับ ภายใต้โครงการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP สำหรับโครงการโรงไฟฟ้า ABP4, ABP5, ABPR3, ABPR4, ABPR5, BIP2, BPWHA1, BGPR1, และ BGPR2</li></ul>  |
| พ.ศ. 2554 | <ul style="list-style-type: none"><li>บี.กริม เพาเวอร์ เปลี่ยนชื่อเป็น “บริษัท บี.กริม เพาเวอร์ จำกัด”</li></ul>  |
| พ.ศ. 2555 | <ul style="list-style-type: none"><li>โครงการโรงไฟฟ้า ABP3 ได้เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ (ซึ่งมีกำลังการผลิตไฟฟ้าติดตั้งจำนวน 132.5 เมกะวัตต์)</li></ul>  |
| พ.ศ. 2556 | <ul style="list-style-type: none"><li>โครงการโรงไฟฟ้า ABPR2 ได้เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ (ซึ่งมีกำลังการผลิตไฟฟ้าติดตั้งจำนวน 124.4 เมกะวัตต์)</li><li>กลุ่มบริษัท ได้ออกและเสนอขายหน่วยลงทุนของ ABPIF ให้แก่ประชาชนเป็นครั้งแรกในตลาดหลักทรัพย์</li><li>โครงการโรงไฟฟ้า ABPR1 ได้เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ (ซึ่งมีกำลังการผลิตไฟฟ้าติดตั้งจำนวน 123.3 เมกะวัตต์)</li></ul> |
| พ.ศ. 2557 | <ul style="list-style-type: none"><li>บี.กริม เพาเวอร์ ได้เข้าซื้อกิจการโครงการโรงไฟฟ้า BPLC1 (ซึ่งมีกำลังการผลิตไฟฟ้าติดตั้งจำนวน 103.0 เมกะวัตต์) และโครงการโรงไฟฟ้า BPLC2 (ซึ่งมีกำลังการผลิตไฟฟ้าติดตั้งจำนวน 56.1 เมกะวัตต์) จากไซม์ ดาร์บี้ เอ็นเนอร์จี</li></ul>   |
| พ.ศ. 2558 | <ul style="list-style-type: none"><li>โครงการโรงไฟฟ้า BIP1 ได้เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ (ซึ่งมีกำลังการผลิตไฟฟ้าติดตั้งจำนวน 114.6 เมกะวัตต์)</li><li>บี.กริม เพาเวอร์ ได้เข้าทำบันทึกข้อตกลงกับ บริษัท เอสวี กรุ๊ป จำกัด หนึ่งในบริษัทวิศวกรรมชั้นนำในประเทศลาว เกี่ยวกับ</li></ul>   |

การร่วมลงทุนของทาง บี.กริม เพาเวอร์ ในโครงการโรงไฟฟ้า  
พลังน้ำเขื่อนน้อย 2 และโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนท่า 1

- บี.กริม เพาเวอร์ เพิ่มทุนจดทะเบียนจำนวน 2,930,000,000 บาท โดยการออกหุ้นสามัญเพิ่มทุน 29,300,000 หุ้น มูลค่าที่ตราไว้หุ้นละ 100 บาท ส่งผลให้ทุนจดทะเบียนเพิ่มขึ้นจากเดิม 850,000,000 บาท เป็น 3,780,000,000 บาท เพื่อระดมทุนเพิ่มเติมในการขยายกิจการ
- บี.กริม เพาเวอร์ ได้เข้าทำบันทึกข้อตกลงกับบริษัท ดาวสวรรค์ จำกัด และ บริษัท เอสวี กรุ๊ป จำกัด เกี่ยวกับการร่วมลงทุนของ บี.กริม เพาเวอร์ ในโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำเพิ่มเติม ซึ่งได้แก่ โครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำน้ำแฉ 1 โครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำน้ำคาว 1 น้ำคาว 2 น้ำคาว 3 น้ำคาว 4 และน้ำคาว 5
- โครงการโรงไฟฟ้า ABP4 ได้เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ (ซึ่งมีกำลังการผลิตไฟฟ้าติดตั้งจำนวน 131.1 เมกะวัตต์)
- โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ จำนวน 14 โครงการของกลุ่มบริษัทฯ ได้เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ (ซึ่งมีกำลังการผลิตไฟฟ้าติดตั้งรวมทั้งสิ้นจำนวน 106.2 เมกะวัตต์)
- โครงการโรงไฟฟ้า BIP2 ได้เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ (ซึ่งมีกำลังการผลิตไฟฟ้าติดตั้งจำนวน 114.6 เมกะวัตต์)
- โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของ BGPSK ได้เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ (ซึ่งมีกำลังการผลิตไฟฟ้าติดตั้งจำนวน 8.0 เมกะวัตต์)
- โครงการโรงไฟฟ้า ABP5 ได้เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ (ซึ่งมีกำลังการผลิตไฟฟ้าติดตั้งจำนวน 131.1 เมกะวัตต์)
- วันที่ 9 กันยายน 2559 บี.กริม เพาเวอร์ แปรสภาพเป็นบริษัทมหาชนจำกัด และเปลี่ยนชื่อเป็น “บริษัท บี.กริม เพาเวอร์ จำกัด (มหาชน)”

พ.ศ. 2559

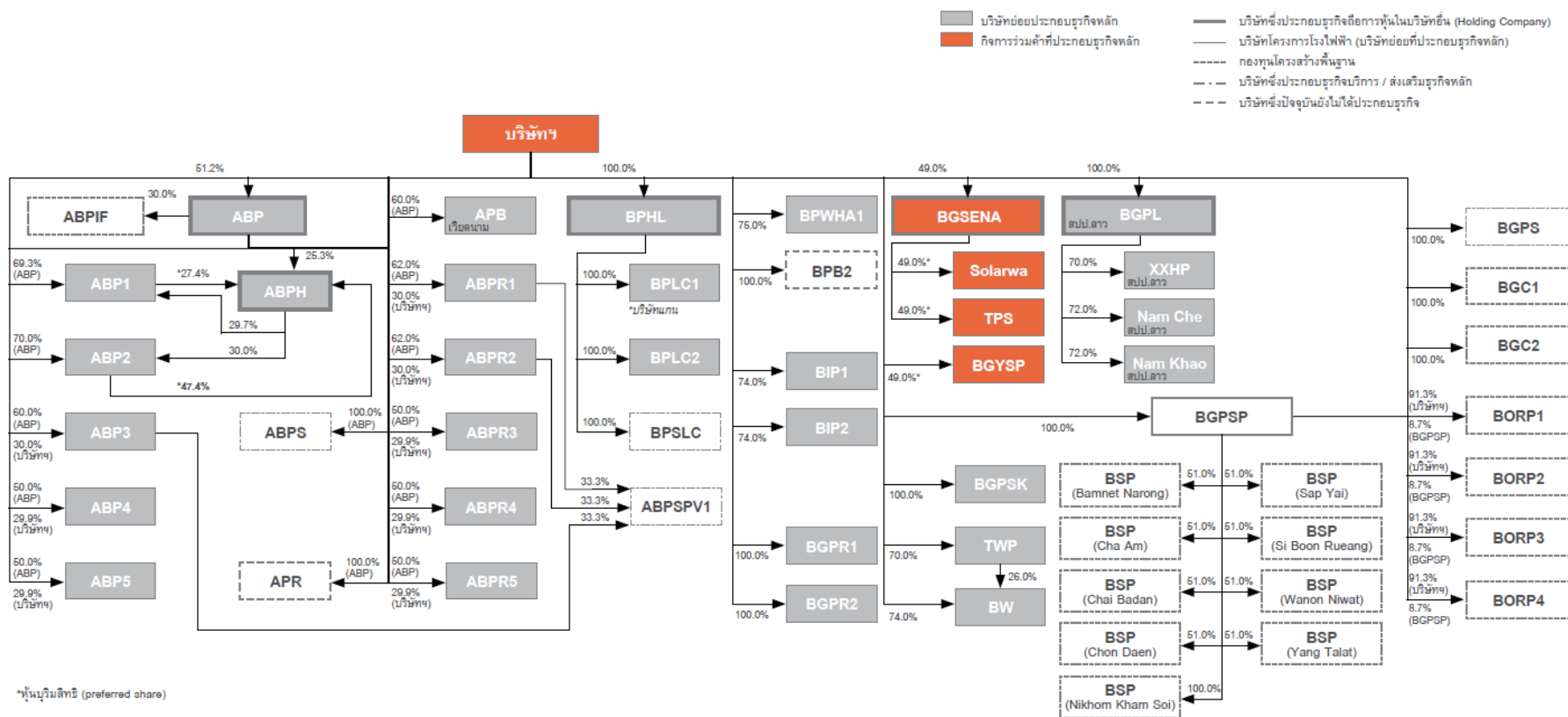
- วันที่ 9 กันยายน 2559 บี.กริม เพาเวอร์ เปลี่ยนแปลงมูลค่าหุ้นที่ตราไว้ จากหุ้นละ 100 บาท เป็นหุ้นละ 2 บาท และเพิ่มทุนจดทะเบียนจำนวน 1,620,000,000 บาท โดยการออกหุ้นสามัญเพิ่มทุน 810,000,000 หุ้น มูลค่าหุ้นที่ตราไว้ หุ้นละ 2 บาท ส่งผลให้ทุนจดทะเบียนเพิ่มขึ้นจากเดิม 3,780,000,000 บาท เป็น 5,400,000,000 บาทเพื่อเสนอขายให้แก่ประชาชนเป็นครั้งแรก (Initial Public Offering)
- โครงการโรงไฟฟ้า BPWHA1 ได้เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ (ซึ่งมีกำลังการผลิตไฟฟ้าติดตั้งจำนวน 130.2 เมกะวัตต์)

#### พัฒนาการในปีที่ผ่านมา

พ.ศ. 2560

- วันที่ 19 กรกฎาคม 2560 บริษัท บี.กริม เพาเวอร์ จำกัด (มหาชน) ทำการซื้อขายหลักทรัพย์วันแรกในตลาดหลักทรัพย์แห่งประเทศไทย
- โครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำ XXHP ได้เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ (ซึ่งมีกำลังการผลิตไฟฟ้าติดตั้งจำนวน 20.1 เมกะวัตต์)
- บี.กริม เพาเวอร์ ได้รับการคัดเลือกให้เป็นผู้มีสิทธิเข้าทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย จำนวนรวม 7 โครงการ กำลังการผลิตรวม 30.83 เมกะวัตต์ ในโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดินสำหรับหน่วยงานราชการและสหกรณ์ภาคการเกษตร พ.ศ. 2560

## 1.4 โครงสร้างการถือหุ้นของกลุ่มบริษัท



### โครงการโรงไฟฟ้าของกลุ่มบริษัท

ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2560 กลุ่มบริษัท มีโครงการโรงไฟฟ้าที่ได้เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์แล้วจำนวน 27 โครงการในประเทศไทย 1 โครงการในประเทศเวียดนาม และ 2 โครงการในสาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาว ผ่านการถือหุ้นในบริษัทย่อยและบริษัทร่วมค้า โดยมีกำลังการผลิตไฟฟ้าติดตั้งรวม 1,645.8 เมกะวัตต์ (กำลังการผลิตไฟฟ้าติดตั้งตามสัดส่วนความเป็นเจ้าของรวม 934.2 เมกะวัตต์)

ข้อมูลเกี่ยวกับโครงการโรงไฟฟ้าของกลุ่มบริษัท ที่ได้เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2560 สามารถสรุปได้ดังต่อไปนี้

โครงการโรงไฟฟ้า	บริษัทเจ้าของโครงการ	กำลังการผลิตติดตั้ง		สัดส่วนความเป็นเจ้าของในเชิงเศรษฐกิจ (ร้อยละ) <sup>1</sup>	กำลังการผลิตติดตั้งตามสัดส่วนความเป็นเจ้าของ		ประเภทเชื้อเพลิง	วันที่เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์
		ไฟฟ้า (เมกะวัตต์)	ไอน้ำ (ตันต่อชั่วโมง)		ไฟฟ้า (เมกะวัตต์)	ไอน้ำ (ตันต่อชั่วโมง)		
นิคมอุตสาหกรรมอมตะนคร จังหวัดชลบุรี								
อมตะ บี.กริม เพาเวอร์ 1	ABP1	166.4	30.0	15.3	25.5	4.6	ก๊าซธรรมชาติ	17 กันยายน 2541
อมตะ บี.กริม เพาเวอร์ 2	ABP2	171.2	30.0	15.3	26.3	4.6	ก๊าซธรรมชาติ	28 กันยายน 2544
อมตะ บี.กริม เพาเวอร์ 3	ABP3	132.5	30.0	60.7	80.5	18.2	ก๊าซธรรมชาติ	1 ตุลาคม 2555
อมตะ บี.กริม เพาเวอร์ 4	ABP4	131.1	30.0	55.5	72.7	16.6	ก๊าซธรรมชาติ	15 พฤศจิกายน 2558
อมตะ บี.กริม เพาเวอร์ 5	ABP5	131.1	30.0	55.5	72.7	16.6	ก๊าซธรรมชาติ	1 มิถุนายน 2559
นิคมอุตสาหกรรมอมตะซิตี้ จังหวัดระยอง								
อมตะ บี.กริม เพาเวอร์ (ระยอง) 1	ABPR1	123.3	30.0	61.7	76.1	18.5	ก๊าซธรรมชาติ	1 พฤศจิกายน 2556
อมตะ บี.กริม เพาเวอร์ (ระยอง) 2	ABPR2	124.4	30.0	61.7	76.8	18.5	ก๊าซธรรมชาติ	21 มิถุนายน 2556
นิคมอุตสาหกรรมแหลมฉบัง จังหวัดชลบุรี								
บี.กริม เพาเวอร์ (แหลมฉบัง) 1	BPLC1	103.0	50.0	100.0	103.0	50.0	ก๊าซธรรมชาติ	16 กรกฎาคม 2544 <sup>2</sup>
บี.กริม เพาเวอร์ (แหลมฉบัง) 2	BPLC2	56.1	20.0	100.0	56.1	20.0	ก๊าซธรรมชาติ	20 กุมภาพันธ์ 2552 <sup>2</sup>

โครงการโรงไฟฟ้า	บริษัทเจ้าของโครงการ	กำลังการผลิตติดตั้ง		สัดส่วนความเป็นเจ้าของในเชิงเศรษฐกิจ (ร้อยละ) <sup>1</sup>	กำลังการผลิตติดตั้งตามสัดส่วนความเป็นเจ้าของ		ประเภทเชื้อเพลิง	วันที่เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์
		ไฟฟ้า (เมกะวัตต์)	ไอน้ำ (ตันต่อชั่วโมง)		ไฟฟ้า (เมกะวัตต์)	ไอน้ำ (ตันต่อชั่วโมง)		
สวนอุตสาหกรรมบางกะดี จังหวัดปทุมธานี								
บี.กริม บีไอพี เพาเวอร์ 1	BIP1	114.6	20.0	74.0	84.8	14.8	ก๊าซธรรมชาติ	29 เมษายน 2558
บี.กริม บีไอพี เพาเวอร์ 2	BIP2	114.6	20.0	74.0	84.8	14.8	ก๊าซธรรมชาติ	1 มกราคม 2559
นิคมอุตสาหกรรมเหมราช จังหวัดชลบุรี								
บี.กริม เพาเวอร์ (ดับบลิวเอชเอ) 1	BPWHA1	130.2	30.0	75.0	97.6	22.5	ก๊าซธรรมชาติ	1 พฤศจิกายน 2559
จังหวัดนครปฐม								
ไทรหลวง 2	BGYSP	8.0	-	49.0	3.9	-	แสงอาทิตย์	28 ธันวาคม 2558
ไทรหลวง 3	BGYSP	8.0	-	49.0	3.9	-	แสงอาทิตย์	28 ธันวาคม 2558
ไทรหลวง 9	BGYSP	7.2	-	49.0	3.5	-	แสงอาทิตย์	28 ธันวาคม 2558
ไทรหลวง 10	BGYSP	7.5	-	49.0	3.7	-	แสงอาทิตย์	28 ธันวาคม 2558
ไทรใหญ่หน้า	BGYSP	8.0	-	49.0	3.9	-	แสงอาทิตย์	28 ธันวาคม 2558
ไทรมะนาว	BGYSP	8.0	-	49.0	3.9	-	แสงอาทิตย์	28 ธันวาคม 2558
ไทรพุทรา	BGYSP	8.0	-	49.0	3.9	-	แสงอาทิตย์	28 ธันวาคม 2558
ไทรลุยริมน้ำ	Solarwa	8.0	-	47.5 <sup>3</sup>	3.8	-	แสงอาทิตย์	28 ธันวาคม 2558
ไทรฉลุย 1	Solarwa	8.0	-	47.5 <sup>3</sup>	3.8	-	แสงอาทิตย์	28 ธันวาคม 2558
ไทรแสบ	Solarwa	8.0	-	47.5 <sup>3</sup>	3.8	-	แสงอาทิตย์	17 ธันวาคม 2558
จังหวัดพระนครศรีอยุธยา								
ไทรเสนา 2	BGYSP	5.0	-	49.0	2.4	-	แสงอาทิตย์	22 ธันวาคม 2558
จังหวัดสระบุรี								
บีจีทีทีอาร์อี 2	Solarwa	8.0	-	47.5 <sup>3</sup>	3.8	-	แสงอาทิตย์	18 ธันวาคม 2558
บีจีทีทีอาร์อี 3	Solarwa	6.5	-	47.5 <sup>3</sup>	3.1	-	แสงอาทิตย์	25 ธันวาคม 2558

โครงการโรงไฟฟ้า	บริษัทเจ้าของโครงการ	กำลังการผลิตติดตั้ง		สัดส่วนความเป็นเจ้าของในเชิงเศรษฐกิจ (ร้อยละ) <sup>1</sup>	กำลังการผลิตติดตั้งตามสัดส่วนความเป็นเจ้าของ		ประเภทเชื้อเพลิง	วันที่เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์
		ไฟฟ้า (เมกะวัตต์)	ไอน้ำ (ตันต่อชั่วโมง)		ไฟฟ้า (เมกะวัตต์)	ไอน้ำ (ตันต่อชั่วโมง)		
บีจีทีอาร์อี 1	TPS	8.0	-	47.5 <sup>3</sup>	3.8	-	แสงอาทิตย์	18 ธันวาคม 2558
จังหวัดสระแก้ว								
บีจีพีเอสเค	BGPSK	8.0	-	100.0	8.0	-	แสงอาทิตย์	27 เมษายน 2559
นิคมอุตสาหกรรมอมตะซิตี้ (เบียนหัว) ประเทศเวียดนาม								
อมตะ เพาเวอร์ (เบียนหัว)	APB	13.0	-	30.7	4.0	-	น้ำมันดีเซล	9 เมษายน 2542
ประเทศสาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาว								
โครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนน้อย 2 เซกะตัม 1 (2 โครงการ)	XXHP	20.1	-	70.0	14.7	-	พลังน้ำ	1 สิงหาคม 2560
รวมกำลังการผลิตติดตั้ง		1,645.8	350.0		934.2	219.7		

<sup>1</sup> คำนวณจากสัดส่วนการลงทุนโดยตรง และ/หรือ โดยอ้อมของ บี.กริม เพาเวอร์ ในบริษัทเจ้าของโครงการที่เป็นเจ้าของโครงการโรงไฟฟ้า

<sup>2</sup> กลุ่มบริษัทฯ ได้เข้าซื้อกิจการโครงการโรงไฟฟ้า BPLC1 และ BPLC2 ในเดือนมิถุนายน 2557

<sup>3</sup> BGSENA (ซึ่งเป็นบริษัทร่วมค้าที่ บี.กริม เพาเวอร์ ถือหุ้นอยู่ร้อยละ 49.0) ถือหุ้นบริมสิทธิ์ใน Solarwa และ TPS ซึ่งหุ้นบริมสิทธิ์ดังกล่าวกำหนดให้ BGSENA มีสิทธิได้รับเงินปันผลในอัตราร้อยละ 97.0 ของเงินปันผลจ่ายทั้งหมด ดังนั้นทำให้ BGSENA จึงเป็นเจ้าของโครงการโรงไฟฟ้าของ Solarwa และ TPS ในเชิงเศรษฐกิจจำนวนร้อยละ 97.0



## โครงการโรงไฟฟ้าที่อยู่ระหว่างการก่อสร้างหรือการพัฒนา

โครงการโรงไฟฟ้าที่อยู่ระหว่างการก่อสร้างหรือการพัฒนา หมายถึง โครงการโรงไฟฟ้าที่มีการทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าหรือหนังสือยืนยันว่าจะมีการทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟผ. กฟภ. กฟน. EDL หรือหน่วยงานทางการอื่นๆ ที่เกี่ยวข้องแล้ว ทั้งนี้ประมาณการกำลังการผลิต สัดส่วนความเป็นเจ้าของ และกำหนดวันเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์อาจมีการเปลี่ยนแปลงระหว่างการพัฒนาตามความเหมาะสมของโครงการ

ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2560 กลุ่มบริษัท มีโครงการโรงไฟฟ้าที่อยู่ระหว่างการก่อสร้างหรือการพัฒนา จำนวน 24 โครงการ ซึ่งมีกำลังการผลิตไฟฟ้าติดตั้งรวม 867.3 เมกะวัตต์ แบ่งเป็นโครงการโรงไฟฟ้าที่อยู่ระหว่างการก่อสร้างหรือการพัฒนาใหม่ 21 โครงการ กำลังการผลิตไฟฟ้าติดตั้งรวม 798.3 เมกะวัตต์ และโครงการโรงไฟฟ้าใหม่เพื่อทดแทนโครงการโรงไฟฟ้าเดิม 3 โครงการ กำลังการผลิตไฟฟ้าติดตั้งรวม 565.7 เมกะวัตต์ และมีโครงการโรงไฟฟ้าที่กำลังจะหมดอายุ กำลังการผลิตไฟฟ้าติดตั้งรวม 496.7 เมกะวัตต์

ตารางแสดงภาพรวมของโครงการโรงไฟฟ้าที่อยู่ระหว่างการก่อสร้างหรือการพัฒนาของกลุ่มบริษัท ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2560

โครงการโรงไฟฟ้า	บริษัทเจ้าของโครงการ	ประมาณการกำลังการผลิตติดตั้ง		สัดส่วนความเป็นเจ้าของในเชิงเศรษฐกิจ (ร้อยละ) <sup>1</sup>	ประมาณการกำลังการผลิตติดตั้งตามสัดส่วนความเป็นเจ้าของ <sup>2</sup>		ประเภทเชื้อเพลิง	กำหนดวันเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์
		ไฟฟ้า (เมกะวัตต์)	ไอน้ำ (ตันต่อชั่วโมง)		ไฟฟ้า (เมกะวัตต์)	ไอน้ำ (ตันต่อชั่วโมง)		
นิคมอุตสาหกรรมอมตะซิตี้ จังหวัดระยอง								
อมตะ บี.กริม เพาเวอร์ (ระยอง) 3	ABPR3	133.0	30.0	55.5	73.8	16.6	ก๊าซธรรมชาติ	1 กุมภาพันธ์ 2561
อมตะ บี.กริม เพาเวอร์ (ระยอง) 4	ABPR4	133.0	30.0	55.5	73.8	16.6	ก๊าซธรรมชาติ	1 มิถุนายน 2561
อมตะ บี.กริม เพาเวอร์ (ระยอง) 5	ABPR5	133.0	30.0	55.5	73.8	16.6	ก๊าซธรรมชาติ	1 ตุลาคม 2561
นิคมอุตสาหกรรม วิ.อาร์.เอ็ม. ราชบุรี จังหวัดราชบุรี								
บี.กริม เพาเวอร์ (ราชบุรี) 1	BGPR1	120.0	30.0	100.0 <sup>3</sup>	120.0	30.0	ก๊าซธรรมชาติ	1 มิถุนายน 2564
บี.กริม เพาเวอร์ (ราชบุรี) 2	BGPR2	120.0	30.0	100.0 <sup>3</sup>	120.0	30.0	ก๊าซธรรมชาติ	1 ตุลาคม 2564
จังหวัดมุกดาหาร								

โครงการโรงไฟฟ้า	บริษัทเจ้าของโครงการ	ประมาณการกำลังการผลิตติดตั้ง		สัดส่วนความเป็นเจ้าของในเชิงเศรษฐกิจ (ร้อยละ) <sup>1</sup>	ประมาณการกำลังการผลิตติดตั้งตามสัดส่วนความเป็นเจ้าของ <sup>2</sup>		ประเภทเชื้อเพลิง	กำหนดวันเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์
		ไฟฟ้า (เมกะวัตต์)	ไอน้ำ (ตันต่อชั่วโมง)		ไฟฟ้า (เมกะวัตต์)	ไอน้ำ (ตันต่อชั่วโมง)		
บ่อทอง วินด์ฟาร์ม (2 โครงการ)	BW	16.0	-	92.2	14.8	-	พลังงานลม	1 กันยายน 2563
<b>โครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดินสำหรับหน่วยงานราชการและสหกรณ์ภาคการเกษตร</b>								
โครงการร่วมลงทุนกับ อผศ. (4 โครงการ)	BGRIM	18.6	-	100.0	18.58	-	พลังงานแสงอาทิตย์	ธันวาคม 2561
โครงการร่วมลงทุนกับ อผศ.	BGPSP	5.0	-	100.0	5.0	-	พลังงานแสงอาทิตย์	ธันวาคม 2561
โครงการที่เป็นผู้สนับสนุนสหกรณ์ภาคการเกษตร	BSP (Chon Daen)	2.2	-	100.0	2.2	-	พลังงานแสงอาทิตย์	ธันวาคม 2561
โครงการที่เป็นผู้สนับสนุนสหกรณ์ภาคการเกษตร	BSP (Chai Badan)	5.0	-	100.0	5.0	-	พลังงานแสงอาทิตย์	ธันวาคม 2561
<b>นิคมอุตสาหกรรมราชบุรี จังหวัดราชบุรี</b>								
น้ำแฉ 1	Nam Che	15.0	-	72.0	10.8	-	พลังงานน้ำ	ไตรมาส 4 ปี 2561
น้ำคาว 1	Nam Khao 1	15.0	-	72.0	10.8	-	พลังงานน้ำ	ไตรมาส 4 ปี 2562
น้ำคาว 2	Nam Khao 2	15.0	-	72.0	10.8	-	พลังงานน้ำ	ไตรมาส 4 ปี 2562
น้ำคาว 3	Nam Khao 3	15.0	-	72.0	10.8	-	พลังงานน้ำ	ไตรมาส 4 ปี 2562
น้ำคาว 4	Nam Khao 4	15.0	-	72.0	10.8	-	พลังงานน้ำ	ไตรมาส 4 ปี 2562
น้ำคาว 5	Nam Khao 5	7.5	-	72.0	5.4	-	พลังงานน้ำ	ไตรมาส 4 ปี 2562
ทัดสะกอย	Tadsakoi	30.0	-	70.0	21.0	-	พลังงานน้ำ	ไตรมาส 4 ปี 2564
<b>รวมกำลังการผลิตติดตั้ง</b>		<b>798.3</b>	<b>150.0</b>		<b>587.4</b>	<b>109.8</b>		

1 คำนวณจากสัดส่วนการลงทุนโดยตรง และ/หรือ โดยอ้อมของ บี.กริม เพาเวอร์

2 ประมาณการกำลังการผลิตไฟฟ้าติดตั้งตามสัดส่วนความเป็นเจ้าของ คำนวณจากผลคูณของประมาณการกำลังการผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้ากับจำนวนสัดส่วนความเป็นเจ้าของในเชิงเศรษฐกิจของโครงการ

3 ในขณะนี้ BGPR1 กับ BGPR2 เป็นบริษัทในเครือของ บี.กริม เพาเวอร์ อย่างไรก็ตาม บี.กริม เพาเวอร์ อาจจะขายหุ้นบางส่วนซึ่ง บี.กริม เพาเวอร์ ถือใน BGPR1 กับ BGPR2 ให้กับนักลงทุนผู้ถือหุ้นส่วนน้อย ซึ่งอาจรวมถึงเจ้าของนิคมอุตสาหกรรมที่โรงไฟฟ้าตั้งอยู่

โครงการโรงไฟฟ้าที่สัญญาซื้อขายไฟฟ้าสิ้นสุดอายุสัญญาก่อนปี 2565 และโครงการโรงไฟฟ้าสร้างใหม่เพื่อทดแทนโครงการโรงไฟฟ้าเดิม

บริษัทฯ มีโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมที่สัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟผ. สิ้นสุดอายุสัญญาก่อนปี 2565 อยู่ 3 โครงการ และมีแผนสร้างโครงการโรงไฟฟ้าใหม่เพื่อทดแทนโครงการโรงไฟฟ้าเดิมตามร่างประกาศ กกพ. เรื่องประกาศเชิญชวนการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กประเภท Firm ระบบ Cogeneration ที่จะสิ้นสุดอายุสัญญาในปี 2562-2568 ทั้งนี้ประมาณการกำลังการผลิต สัดส่วนความเป็นเจ้าของ และกำหนดวันเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์อาจมีการเปลี่ยนแปลงระหว่างการพัฒนาตามความเหมาะสมของโครงการ

โครงการโรงไฟฟ้า	บริษัทเจ้าของโครงการ	กำลังการผลิตไฟฟ้าที่สัญญาสิ้นสุดอายุก่อนปี 2565				กำลังการผลิตไฟฟ้าที่สร้างใหม่ / ใช้งานต่อ		
		กำลังการผลิตติดตั้ง (เมกะวัตต์)	สัดส่วนความเป็นเจ้าของ (ร้อยละ)	กำลังการผลิตตามส่วนของเจ้าของ (เมกะวัตต์)	วันที่สัญญาสิ้นสุดอายุ	กำลังการผลิตติดตั้ง (เมกะวัตต์)	สัดส่วนความเป็นเจ้าของ (ร้อยละ)	กำลังการผลิตตามส่วนของเจ้าของ (เมกะวัตต์)
นิคมอุตสาหกรรมอมตะนคร จังหวัดชลบุรี								
อมตะ บี.กริม เพาเวอร์ 1	ABP1	(166.4)	15.3	(25.5)	16 กันยายน 2562	150.0	51.2 <sup>2</sup>	76.8
อมตะ บี.กริม เพาเวอร์ 2	ABP2	(111.6)	15.3	(17.1)	27 กันยายน 2565	150.0	51.2 <sup>2</sup>	76.8
อมตะ บี.กริม เพาเวอร์ 2 (ส่วนใช้งานต่อ) <sup>1</sup>	ABP2	(59.6)	15.3	(9.1)		59.6	51.2 <sup>2</sup>	30.5
นิคมอุตสาหกรรมแหลมฉบัง จังหวัดชลบุรี								
บี.กริม เพาเวอร์ (แหลมฉบัง) 1	BPLC1	(103.0)	100.0	(103.0)	15 กรกฎาคม 2565	150.0	100.0	150.0
บี.กริม เพาเวอร์ (แหลมฉบัง) 2 <sup>1</sup>	BPLC2	(56.1)	100.0	(56.1)	-	56.1	100.0	56.1
รวมกำลังการผลิตติดตั้ง		(496.7)	100.0	(210.8)		565.7		390.2
รวมกำลังการผลิตติดตั้งส่วนเพิ่ม						69.0		179.4

1 บนสมมติฐานที่ ABP2 ยังเดินเครื่องผลิตไฟฟ้าเดิมบางส่วนจำนวน 59.6 เมกะวัตต์และ BPLC2 ยังเดินเครื่องผลิตไฟฟ้าเต็มกำลังการผลิต 56.1 เมกะวัตต์ตามลำดับ (ซึ่งเป็นเครื่องผลิตไฟฟ้าที่เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ ปี พ.ศ. 2552) หลังจากโรงไฟฟ้าใหม่เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ ปัจจุบันโรงไฟฟ้า ABP2 มีกำลังการผลิตติดตั้งทั้งหมด 171.2 เมกะวัตต์

2 ภายหลังจากที่สัญญาโอนสิทธิในการรับรายได้จากการขายไฟฟ้าของ ABP1 ABP2 กับ ABPIF สิ้นสุดลง บี.กริม เพาเวอร์ จะมีสัดส่วนความเจ้าของในเชิงเศรษฐกิจใน ABP1 และ ABP2 เพิ่มขึ้นเป็นร้อยละ 51.2 จากเดิมร้อยละ 15.3

## 2. ลักษณะการประกอบธุรกิจ

### โครงสร้างรายได้

ธุรกิจหลักของกลุ่มบริษัท คือ (1) การผลิตและขายไฟฟ้าให้กับ กฟผ. กฟภ. และลูกค้าอุตสาหกรรม (2) การผลิตและขายไอน้ำให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรม (3) รายได้อื่นจากการขายและการให้บริการ ซึ่งมีรายละเอียดตามตาราง ด้านล่างนี้

	สำหรับปีสิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม					
	2558		2559		2560	
	(ล้านบาท)	(ร้อยละ)	(ล้านบาท)	(ร้อยละ)	(ล้านบาท)	(ร้อยละ)
รายได้การขายไฟฟ้า						
รายได้การขายไฟฟ้าให้ กฟผ.	12,558	52.4	16,933	61.0	19,354	61.5
รายได้การขายไฟฟ้าให้ลูกค้าอุตสาหกรรมในประเทศไทย	8,550	35.7	8,489	30.6	9,394	29.8
รายได้การขายไฟฟ้าให้ลูกค้าอุตสาหกรรมในประเทศเวียดนาม	1,051	4.4	1,217	4.4	1,189	3.8
รายได้การขายไฟฟ้าให้ กฟภ.	-	-	44	0.2	65	0.2
รายได้การขายไฟฟ้าให้การไฟฟ้าลาว	-	-	-	-	107	0.3
รวมรายได้จากการขายไฟฟ้า	22,159	92.5	26,683	96.2	30,109	95.6
รวมรายได้จากการขายไอน้ำ	694	2.9	539	1.9	529	1.7
รายได้อื่นจากการขายและการให้บริการ <sup>1</sup>	1,090	4.6	524	1.9	843	2.7
รายได้จากการขายและการให้บริการ <sup>2</sup>	<b>23,943</b>	<b>100.00</b>	<b>27,747</b>	<b>100.0</b>	<b>31,482</b>	<b>100.0</b>

1 รายได้อื่นจากการขายและการให้บริการ ประกอบด้วย 1) ค่าธรรมเนียมที่เรียกเก็บจากบริษัทร่วมค้า (ได้แก่ BGSENA BGYSP Solarwa และ TPS) เช่น การบริการทางบัญชีที่จัดทำให้บริษัทร่วมค้า 2) รายได้จากการให้บริการด้านการจัดทำเงินเดือน (payroll services) ให้แก่บริษัทอื่นในกลุ่ม บี.กริม ที่อยู่นอกกลุ่มบริษัท และ 3) รายได้จากการก่อสร้างภายใต้ข้อตกลงสัมปทาน

2 รายได้จากการขายและการให้บริการทั้งหมดอาจไม่ตรงกับผลรวมทั้งหมดของตัวเลขที่แสดงในตาราง เนื่องจากการปัดทศนิยมเป็นหน่วยล้านบาท

### 2.1 ลักษณะผลิตภัณฑ์และบริการ

#### 2.1.1 ธุรกิจผลิตและขายไฟฟ้าและไอน้ำ

##### การขายไฟฟ้า

กลุ่มบริษัท ผลิตพลังงานไฟฟ้าเพื่อขายให้กับ กฟผ. ลูกค้าอุตสาหกรรม กฟภ. และ EDL โดย ขายพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตจากโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมให้กับ กฟผ. ภายใต้โครงการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP โดย กฟผ. เป็นผู้รับซื้อไฟฟ้ารายใหญ่ของประเทศไทย และพลังงานไฟฟ้าที่ขายให้แก่ กฟผ. นั้นจะถูกส่งผ่านระบบส่งไฟฟ้าของ กฟผ. ซึ่งมีโครงข่ายครอบคลุมทั่วประเทศ เพื่อขายต่อให้กับ กฟภ. และ กฟน. เพื่อจัดส่งพลังงานไฟฟ้าเหล่านี้ต่อไปยังผู้บริโภคทั้งภาคครัวเรือนและภาคอุตสาหกรรมทั่วประเทศ ส่วนกำลังการผลิตส่วนที่เหลือจะขายให้กับลูกค้าอุตสาหกรรมโดยตรง

ส่วนพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตจากโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ซึ่งเป็น VSPP และพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานลม (เมื่อโครงการโรงไฟฟ้าดังกล่าวสามารถเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์) กลุ่มบริษัทฯ ขายให้กับ กฟผ. และโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำในประเทศลาวกลุ่มบริษัทฯ ขายให้กับ EDL

### การขายไอน้ำ

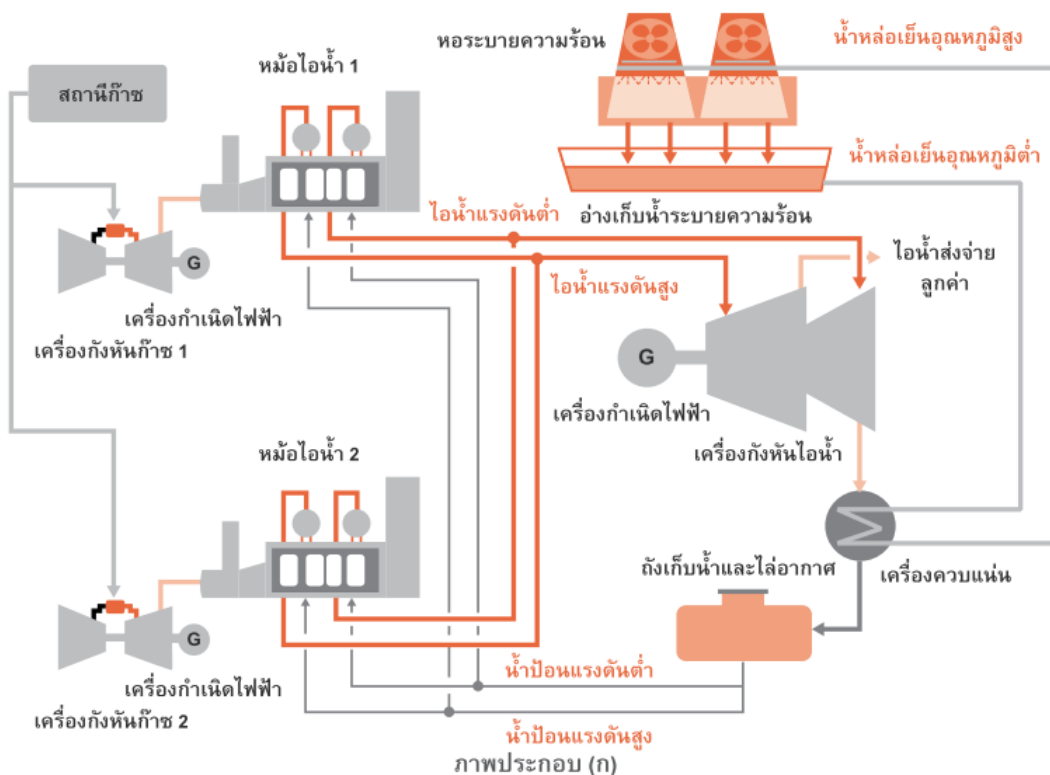
กลุ่มบริษัทฯ ขายไอน้ำให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมผ่านระบบส่งไอน้ำซึ่งเชื่อมต่อไปยังลูกค้าโดยตรง กลุ่มบริษัทฯ สามารถผลิตไอน้ำที่ความดันหลายระดับ ซึ่งเหมาะสำหรับกระบวนการทางอุตสาหกรรมหลายประเภท

## 2.1.2 กระบวนการผลิต

### (1) กระบวนการผลิตไฟฟ้าและไอน้ำ

#### (ก) กระบวนการผลิตไฟฟ้าและไอน้ำ โดยพลังความร้อนร่วม

#### โรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วมโคเจนเนอเรชั่น



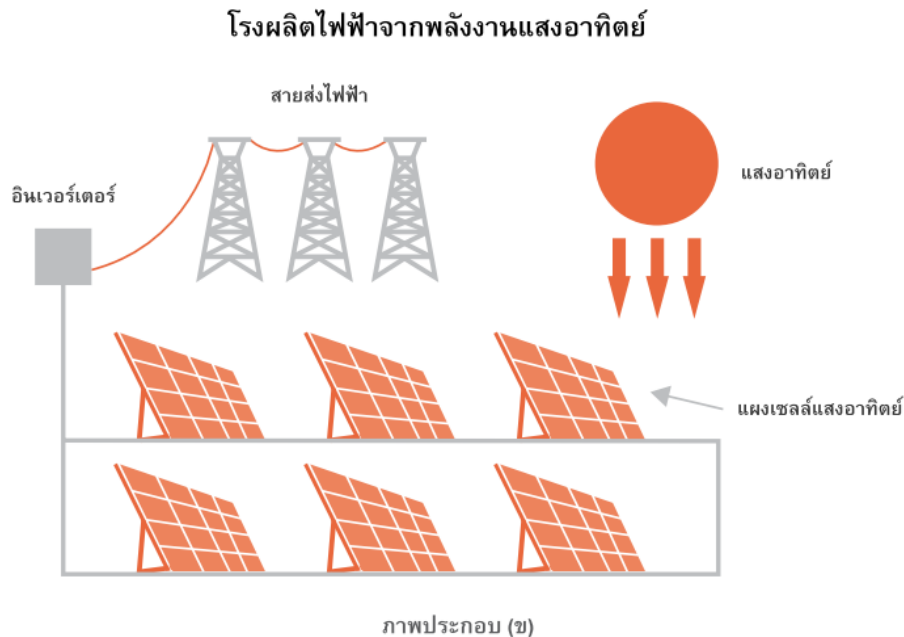
กระบวนการผลิตโดยพลังความร้อนร่วมประกอบด้วย เครื่องกังหันก๊าซ หม้อไอน้ำแรงดันสูง และเครื่องผลิตไฟฟ้ากังหันไอน้ำ ที่ทำงานร่วมกันอย่างมีประสิทธิภาพ โดยมีกระบวนการผลิตดังนี้

1. เครื่องกังหันก๊าซ ดูดอากาศผ่านระบบกรองอากาศ และระบบลดความร้อนหรือระบบเพิ่มความร้อนให้อากาศ ซึ่งอากาศจะถูกทำให้สะอาดและมีอุณหภูมิตามที่ต้องการก่อนที่จะผ่านต่อไปยังเครื่องอัดอากาศ ซึ่งอากาศจะถูกอัดให้ปริมาตร ความดันและอุณหภูมิสูงขึ้นและจะไปผสมกับเชื้อเพลิง (ก๊าซธรรมชาติ หรือน้ำมันดีเซล) ในอัตราส่วนที่เหมาะสมในห้องเผาไหม้ซึ่งจะมีการสันดาปเกิดขึ้น

2. ก๊าซร้อนที่เกิดจากการเผาไหม้จะมีอุณหภูมิและแรงดันที่สูงมากจะไหลผ่านใบพัดของเครื่องกังหันก๊าซ กระบวนการนี้จะทำให้ใบพัดหมุนซึ่งจะเปลี่ยนพลังงานจากการหมุนไปเป็นกระแสไฟฟ้าผ่านเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ต่ออยู่บนเพลาดียวกัน
3. หม้อไอน้ำแรงดันสูงจะนำเอาความร้อนที่คงเหลืออยู่จากก๊าซร้อนหลังจากที่ผ่านออกจากเครื่องกังหันก๊าซไปใช้เพิ่มความร้อนให้กับน้ำภายในหม้อต้มไอน้ำจนทำให้น้ำเปลี่ยนสถานะเป็นไอน้ำที่มีแรงดันและอุณหภูมิสูง หลังจากนั้นก๊าซร้อนเหล่านี้จะถูกปล่อยทิ้งไปทางปล่องไอเสีย ภายในหม้อต้มไอน้ำแรงดันสูงเมื่อมีไอน้ำไหลออกไปก็จะทำให้ระดับน้ำในหม้อต้มไอน้ำลดลงระบบควบคุมจำเติมน้ำบริสุทธิ์เข้ามาใหม่เพื่อรักษาระดับน้ำให้สมดุล โดยน้ำบริสุทธิ์ที่เติมเข้ามาจะไหลภายในท่อโดยมีก๊าซร้อนจะไหลผ่านไปรอบๆ ท่อเหล่านี้และเพิ่มความร้อนให้น้ำภายในท่อจนกลายเป็นไอน้ำ
4. ไอน้ำจากหม้อไอน้ำแรงดันสูงจะไปยังเครื่องกังหันไอน้ำ
5. ไอน้ำจะไปหมุนกังหันไอน้ำซึ่งจะไปหมุนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ติดไว้ด้วยกันทำให้ได้กระแสไฟฟ้าเกิดขึ้น
6. ไอน้ำแรงดันสูงที่ผ่านการใช้งานภายในเครื่องกังหันไอน้ำแล้วบางส่วนจะถูกแยกออกมาในระยะกลางของเครื่องกังหันไอน้ำแล้วจะถูกปรับแรงดันและอุณหภูมิเพื่อนำไปส่งให้แก่ลูกค้าตามที่ต้องการ
7. ไอน้ำที่ออกจากเครื่องกังหันไอน้ำแล้วจะไปยังเครื่องควบแน่นและทำให้เย็นลงโดยมีน้ำจากระบบระบายความร้อนมาถ่ายเทความร้อนออกไปและส่งความร้อนนั้นไปทำการลดอุณหภูมิที่หอระบายความร้อน กระบวนการนี้จะทำให้ไอน้ำที่ผ่านเครื่องควบแน่นกลายเป็นน้ำสำหรับใช้งานอีกรอบและส่งไปยังหม้อต้มไอน้ำที่ใช้ในการใช้น้ำหมุนเวียนในระบบการผลิตไอน้ำ

จากกระบวนการผลิตดังกล่าว โครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมโคเจนเนอเรชั่นทั้งหมดของกลุ่ม บริษัทฯ จึงสามารถผลิตได้ทั้งไฟฟ้าและไอน้ำเพื่อส่งจ่ายให้กับโรงไฟฟ้า และลูกค้าภายในนิคมอุตสาหกรรม

(ข) กระบวนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์

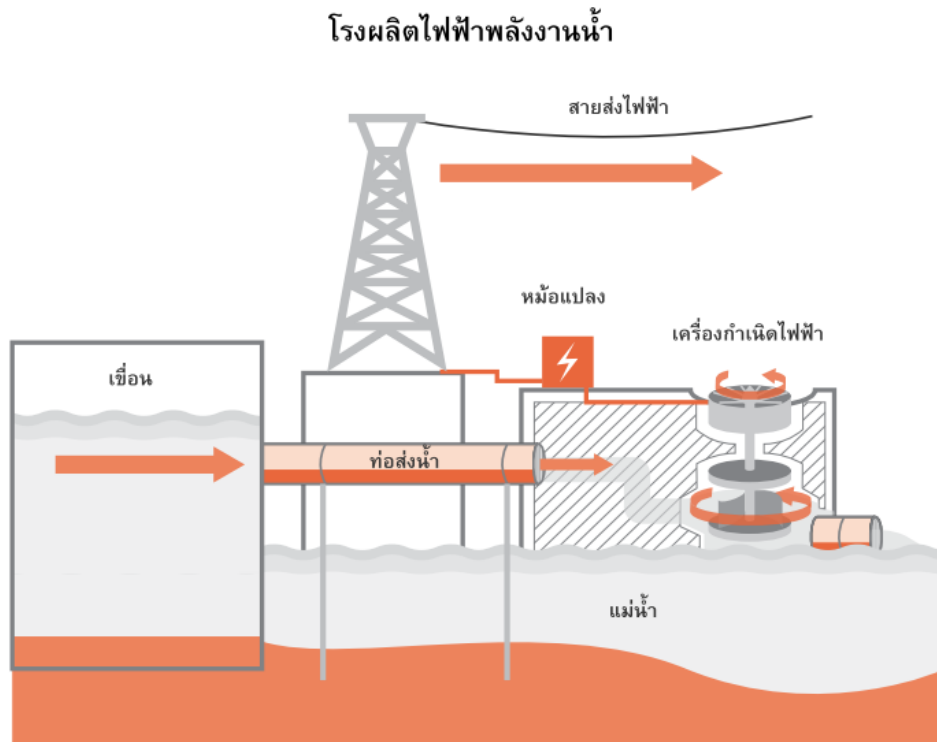


โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ทั้งหมดของกลุ่มบริษัทฯ ใช้เทคโนโลยี PV โดยแผงผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์จะรับพลังงานจากแสงอาทิตย์และเปลี่ยนพลังงานแสงอาทิตย์ไปเป็นไฟฟ้ากระแสตรง โดยมีกระบวนการผลิตดังนี้

1. ชุดของแผงพลังงานแสงอาทิตย์จะถูกรวบรวมและติดตั้งให้เป็นกลุ่มเพื่อสร้างกระแสไฟฟ้าให้ได้ปริมาณตามต้องการ
2. กระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้จะถูกส่งออกไปรวมกันเพื่อรวบรวมให้มีปริมาณกระแสที่สูงขึ้นก่อนที่จะส่งไปยังเครื่องแปลงกระแสไฟฟ้า
3. เครื่องแปลงกระแสไฟฟ้าจะเปลี่ยนไฟฟ้าจากกระแสตรงไปเป็นไฟฟ้ากระแสสลับเพื่อให้สามารถเชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าทั่วไปได้
4. จากนั้นต้องมีการเพิ่มแรงดันไฟฟ้าโดยใช้หม้อแปลงไฟฟ้าชนิดเพิ่มแรงดันเพื่อให้ไฟฟ้าที่ได้สามารถต่อกับระบบสายส่งของ กฟภ. ได้

(ค) กระบวนการผลิตไฟฟ้าจากพลังน้ำ

โครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำของกลุ่มบริษัท ซึ่งอยู่ระหว่างการก่อสร้างและการพัฒนาในประเทศลาวเป็นโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบผันน้ำ ซึ่งไม่จำเป็นต้องมีอ่างเก็บน้ำเนื่องจากกระบวนการผลิตจะใช้น้ำที่ไหลอยู่ในแม่น้ำตามธรรมชาติ โดยมีกระบวนการผลิตดังนี้



ภาพประกอบ (ค)

1. โครงการเลือกใช้สถานที่ตั้งโรงไฟฟ้าที่มีความแตกต่างของสูงของพื้นที่ เพื่อสร้างพลังงานจากการไหลของน้ำ เพื่อใช้ในการขับเคลื่อนกังหันน้ำ
2. น้ำต้นทางที่อยู่ในระดับสูงจะไหลผ่านท่อลงไปที่เครื่องกังหันน้ำที่อยู่ด้านล่าง โดยความแตกต่างของความสูงจะเพิ่มความเร็วในการไหลของน้ำทำให้มีพลังงานจำนวนมากในการหมุนเครื่องกังหันน้ำ
3. น้ำที่มีความเร็วจะผลักดันเครื่องกังหันน้ำให้หมุน พร้อมกับหมุนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ต่ออยู่กับแกนเดียวกัน
4. ไฟฟ้าจะถูกผลิตจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและส่งไปที่หม้อแปลงไฟฟ้าเพื่อเพิ่มแรงดันไฟฟ้าก่อนที่จะส่งกระแสไฟฟ้าเข้าไปยังระบบสายส่ง



(ง) กระบวนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลม

โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานลมของกลุ่มบริษัท ซึ่งได้ทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าและอยู่ระหว่างการพัฒนาตั้งอยู่ที่จังหวัดมุกดาหาร โดยกังหันลมจะเชื่อมต่อกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า เมื่อกังหันลมหมุนจากพลังงานลม จะทำให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าผลิตกระแสไฟฟ้าออกมาด้วย

นอกจากนี้ กลุ่มบริษัท มีการติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมที่กังหันลม ซึ่งจะช่วยให้การผลิตกระแสไฟฟ้าเป็นไปอย่างมีประสิทธิภาพ และสามารถควบคุมและสั่งการทำงานโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานลม เพื่อปรับเปลี่ยนให้เหมาะสมกับสภาพภูมิอากาศที่เปลี่ยนแปลง รวมทั้งการปิดการทำงานขณะที่มีพายุฝนฟ้าคะนองอย่างหนัก และปรับทิศทางของกังหันไปตามทิศทางของกระแสลมได้จากระยะไกล

(2) โครงสร้างพื้นฐานที่ใช้ในการส่งและการจำหน่ายไฟฟ้าและไอน้ำ

(ก) กลุ่มบริษัท เป็นผู้ดำเนินการก่อสร้าง และบำรุงรักษาระบบสายส่งไฟฟ้าและท่อไอน้ำ ซึ่งเป็นระบบส่งไฟฟ้าและไอน้ำจากโครงการโรงไฟฟ้าของกลุ่มบริษัท ไปยังลูกค้า

(ข) พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตจากโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมของกลุ่มบริษัท ทุกโครงการ (ยกเว้น BIP2) เพื่อขายให้แก่ กฟผ. จะถูกส่งไปยังโครงข่ายสำหรับการจ่ายไฟฟ้าผ่านทางสายส่ง 115 กิโลโวลต์ ซึ่งเชื่อมต่อกับสถานีไฟฟ้าย่อยของ กฟผ. อย่างไรก็ตาม แม้ว่ากลุ่มบริษัท จะเป็นผู้สร้างสายส่งไฟฟ้า แต่กลุ่มบริษัท เป็นเจ้าของสายส่งไฟฟ้าเฉพาะที่อยู่ภายในบริเวณโครงการโรงไฟฟ้าของกลุ่มบริษัท เท่านั้น โดย กฟผ. จะเป็นเจ้าของและเป็นผู้บำรุงรักษาสายส่งไฟฟ้าในบริเวณระหว่างสถานีไฟฟ้า (terminal substation) ที่ตั้งอยู่ภายในบริเวณโครงการโรงไฟฟ้าของกลุ่มบริษัท จนถึงจุดที่เชื่อมต่อกับ กฟผ.

สำหรับพลังงานไฟฟ้าที่ BIP2 ผลิตเพื่อขายให้แก่ กฟผ. จะถูกส่งไปยังโครงข่ายไฟฟ้าสำหรับการจ่ายไฟฟ้าผ่านทางสายส่งไฟฟ้า 69 กิโลโวลต์ ซึ่งเชื่อมต่อกับสถานีไฟฟ้าย่อยของ กฟผ. ซึ่งในกรณีนี้กลุ่มบริษัท เป็นผู้สร้างและบำรุงรักษาสายส่งไฟฟ้าทั้งหมด

(ค) พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตโดยโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมของกลุ่มบริษัท เพื่อจำหน่ายให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมจะถูกส่งไปยังลูกค้าอุตสาหกรรม โดยตรงผ่านทางสายส่งไฟฟ้า 22 กิโลโวลต์หรือ 115 กิโลโวลต์ ซึ่งกลุ่มบริษัท เป็นผู้ดำเนินการก่อสร้าง เป็นเจ้าของ และเป็นผู้บำรุงรักษา ส่วนไอน้ำที่ผลิตโดยโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมของกลุ่มบริษัท เพื่อขายให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรม จะถูกส่งไปยังลูกค้าอุตสาหกรรมแต่ละรายโดยตรงผ่านทางท่อไอน้ำซึ่งทางกลุ่มบริษัท ดำเนินการสร้าง เป็นเจ้าของ และบำรุงรักษา

(ง) พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตโดยโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เพื่อจำหน่ายให้แก่ กฟผ. จะถูกส่งไปยังโครงข่ายสำหรับการจ่ายไฟฟ้าผ่านทางสายส่งไฟฟ้า 22 กิโลโวลต์ หรือ 115 กิโลโวลต์ ซึ่งเชื่อมต่อกับสถานีย่อยของ กฟผ. อย่างไรก็ตาม ถึงแม้ว่ากลุ่มบริษัท จะเป็นผู้สร้างสายส่งไฟฟ้าเหล่านี้เอง แต่กลุ่มบริษัท เป็นเจ้าของสายส่งไฟฟ้าเหล่านี้เฉพาะบริเวณภายในโครงการโรงไฟฟ้าของกลุ่มบริษัท เท่านั้น และ กฟผ. จะ

เป็นเจ้าของและเป็นผู้บำรุงรักษาสายส่งไฟฟ้าในบริเวณระหว่างสถานีไฟฟ้าย่อย (terminal substation) ที่ตั้งอยู่ภายในบริเวณโครงการโรงไฟฟ้าของกลุ่มบริษัท ไปยังจุดที่เชื่อมต่อกับ กฟภ.

(จ) ในประเทศเวียดนาม กลุ่มบริษัท รับซื้อไฟฟ้ามาจากบริษัทย่อยของ EVN เพื่อนำมาขายต่อให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมในเขตนิคมอุตสาหกรรมอมตะซิตี้ (เบียนห้วย) โดยส่งไฟฟ้าผ่านสายส่งไฟฟ้า 110 กิโลโวลต์และ 22 กิโลโวลต์ ทั้งนี้ กลุ่มบริษัท เป็นผู้สร้าง เป็นเจ้าของ และเป็นผู้บำรุงรักษาเฉพาะสายส่งไฟฟ้า 110 กิโลโวลต์ แต่สำหรับสายส่งไฟฟ้า 22 กิโลโวลต์นั้น กลุ่มบริษัท ได้เข้ามาต่อจากผู้จัดการหรือเจ้าของนิคมอุตสาหกรรม

(ฉ) ในประเทศลาว ไฟฟ้าที่ผลิตโดยโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำเพื่อขายให้แก่ EDL จะถูกส่งไปยังโครงข่ายสำหรับการจ่ายไฟฟ้าผ่านทางสายส่งไฟฟ้า 115 กิโลโวลต์ ซึ่ง EDL จะเป็นเจ้าของสายส่งไฟฟ้า แม้ว่ากลุ่มบริษัท จะเป็นผู้สร้างสายส่งไฟฟ้าเหล่านี้ก็ตาม

### (3) การดำเนินงานและการบำรุงรักษา

ความสามารถในการดำเนินงานและการบำรุงรักษา (O&M) ของกลุ่มบริษัท ทำให้กลุ่มบริษัท สามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าที่มีเสถียรภาพและความมั่นคง ตลอดจนสามารถให้บริการที่มีคุณภาพ ซึ่งเป็นปัจจัยสำคัญสำหรับลูกค้าอุตสาหกรรม ดังนั้น ทีมวิศวกรของกลุ่มบริษัท พร้อมให้บริการตลอด 24 ชั่วโมงทุกวันเพื่อตอบสนองต่อทุกประเด็นที่เกี่ยวข้องกับการบำรุงรักษาให้กับลูกค้าของกลุ่มบริษัท

การบำรุงรักษาที่เหมาะสมช่วยให้โครงการโรงไฟฟ้าของกลุ่มบริษัท ทำงานอย่างมีประสิทธิภาพมากขึ้น กล่าวคือสามารถผลิตไฟฟ้าและไอน้ำโดยใช้เชื้อเพลิงน้อยลง รวมถึงเป็นการป้องกันโครงการโรงไฟฟ้าของกลุ่มบริษัท จากความเสี่ยงจากการชำรุดเสียหายของเครื่องจักร

สัญญาการซื้อขายไฟฟ้าของกลุ่มบริษัท กับ กฟผ. EDL และลูกค้าอุตสาหกรรมอนุญาตให้กลุ่มบริษัท สามารถกำหนดช่วงเวลาให้หยุดเพื่อการซ่อมบำรุง และกลุ่มบริษัท จะพยายามใช้เฉพาะช่วงเวลาในการหยุดเพื่อการซ่อมบำรุงดังกล่าวตามที่ได้รับอนุญาต

- ภายใต้สัญญาการซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟผ. กลุ่มบริษัท สามารถหยุดเดินเครื่องได้ไม่เกิน 840 ชั่วโมง (35 วัน) สำหรับการซ่อมแซม และการบำรุงรักษา และไม่เกิน 1,080 ชั่วโมง (45 วัน) สำหรับการซ่อมบำรุงครั้งใหญ่ (Major Overhaul) ในแต่ละปีปฏิทิน อย่างไรก็ตาม กลุ่มบริษัท ไม่สามารถกำหนดเวลาสำหรับการบำรุงรักษาในช่วงเวลาที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูง (peak) ในเดือนมีนาคม เมษายน และพฤษภาคมของทุกปี ยกเว้นในกรณีที่มีความจำเป็น และในกรณีดังกล่าวระยะเวลาบำรุงรักษาต้องไม่เกิน 30 ชั่วโมง

- ภายใต้สัญญาการซื้อขายไฟฟ้าของกลุ่มบริษัท กับ EDL และลูกค้าภาคอุตสาหกรรม อนุญาตให้มีการบำรุงรักษาตามแต่ที่กลุ่มบริษัท จะได้ทำการแจ้ง ซึ่งการแจ้งดังกล่าวต้องระบุเวลาเริ่มต้นการซ่อมบำรุงโดยประมาณและระยะเวลาของการซ่อมบำรุงครั้งนั้นๆ

ทั้งนี้ กลุ่มบริษัทฯ จะประสานงานการหยุดซ่อมบำรุงรักษากับลูกค้า และจะวางแผนสำหรับการบำรุงรักษาของโครงการโรงไฟฟ้าเพื่อให้เกิดประสิทธิภาพสูงสุดและลดช่วงเวลาที่โครงการโรงไฟฟ้าหยุดเดินเครื่อง

ทีมงานบำรุงรักษาของกลุ่มบริษัทฯ ซึ่งประจำอยู่ที่โครงการโรงไฟฟ้าแต่ละโครงการ มีหน้าที่ดำเนินงานบำรุงรักษาตามปกติ นอกจากนี้ โครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมยังต้องมีการซ่อมบำรุงครั้งใหญ่ทุก 3 และ/หรือ 6 ปี ซึ่งงานซ่อมบำรุงครั้งใหญ่จะประกอบไปด้วย

- (1) การแยกชิ้นส่วนทั้งหมดหรือบางส่วนของหน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซ
- (2) การตรวจสอบความเสียหาย ชำรุด หรือสึกหรอ ของหน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซ
- (3) การซ่อมแซมหรือเปลี่ยนส่วนที่เสียหาย ชำรุด หรือสึกหรอดังกล่าว
- (4) ประกอบ ทดสอบ และทดลองเดินเครื่องหน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซ ก่อนที่นำกลับไปใช้ในกระบวนการผลิตอย่างเต็มรูปแบบ

สำหรับโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม บริษัทฯ ได้เข้าทำสัญญาบริการบำรุงรักษาระยะยาวกับ บริษัท ซีเมนส์ จำกัด สำหรับกังหันก๊าซของบริษัท ซีเมนส์ และ บริษัท ไอเอชไอ คอร์ปอเรชั่น บริษัท ไอเอชไอ เพาเวอร์ ซิสเต็มส์ (ประเทศไทย) จำกัด และ บริษัท วู้ด กรุ๊ป เฮฟวี่ อินดัสเตรียล เทอร์บายน์ (ประเทศไทย) จำกัด ซึ่งให้บริการดูแลหลังการขายแก่ลูกค้าที่ใช้กังหันก๊าซของ GE ในประเทศไทยและภูมิภาคอาเซียน สัญญาเหล่านี้ทำให้กลุ่มบริษัทฯ สามารถ (1) บำรุงรักษาเครื่องจักรกังหันก๊าซของโครงการโรงไฟฟ้าตามมาตรฐานที่กำหนด เนื่องจากมีทีมงานที่เชี่ยวชาญเป็นผู้ดูแลบำรุงรักษา และ (2) ควบคุมต้นทุนในการบำรุงรักษาเครื่องจักรของโครงการโรงไฟฟ้า เนื่องจากค่าบริการภายใต้สัญญาบริการบำรุงรักษาระยะยาวได้รวมค่าใช้จ่ายในการซื้ออะไหล่สำรอง และวัสดุสิ้นเปลืองต่างๆ ไว้เรียบร้อยแล้ว

ทีมงานบำรุงรักษาของกลุ่มบริษัทฯ ประจำแต่ละโครงการจะทำหน้าที่ควบคู่ไปกับทีมงานบำรุงรักษาจากภายนอกในระหว่างการปฏิบัติงานการซ่อมบำรุงครั้งใหญ่เพื่อให้ได้รับถ่ายทอดความรู้จากทีมงานบำรุงรักษาจากภายนอก กลุ่มบริษัทฯ มีความตั้งใจที่จะดำเนินการซ่อมบำรุงครั้งใหญ่ได้ด้วยตัวเองหลังวันหมดอายุของสัญญาบริการระยะยาว

#### (4) สิ่งแวดล้อมและความปลอดภัย

ในประเทศไทย ธุรกิจผลิตไฟฟ้าอยู่ภายใต้บังคับ พ.ร.บ. ส่งเสริมคุณภาพสิ่งแวดล้อมแห่งชาติ ซึ่งสำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อมได้อนุมัติรายงาน EIA สำหรับโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมของกลุ่มบริษัทฯ แต่ละโครงการที่ดำเนินการแล้วเป็นที่เรียบร้อยแล้ว

ในประเทศลาว กลุ่มบริษัทฯ มีหน้าที่ต้องจัดทำรายงานศึกษาผลกระทบสิ่งแวดล้อม และสังคม รวมถึงแผนการลดผลกระทบดังกล่าว โดยมีกระทรวงทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม เป็นหน่วยงานซึ่งทำหน้าที่

ตรวจทานและอนุมัติรายงานการศึกษาผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมและสังคม และแผนลดผลกระทบดังกล่าว

สำหรับในประเทศเวียดนามนั้น ภายใต้บังคับของกฎหมายว่าด้วยการอนุรักษ์สิ่งแวดล้อมซึ่งกลุ่มบริษัท มีหน้าที่ต้องจัดทำรายงาน EIA ประจำปีของ APB และยื่นรายงานดังกล่าวต่อหน่วยงานภาครัฐที่เกี่ยวข้องในทุกๆ ปี

โครงการโรงไฟฟ้าที่ดำเนินการแล้วของกลุ่มบริษัท ทุกโครงการ มีลักษณะตามที่กฎหมายเกี่ยวกับสิ่งแวดล้อมที่สำคัญกำหนดไว้ และได้ปฏิบัติตามมาตรฐานสิ่งแวดล้อมต่างๆ อย่างครบถ้วนมาโดยตลอด กลุ่มบริษัท มีความเชื่อมั่นว่าการดำเนินกิจการของกลุ่มบริษัท เป็นไปตามแนวปฏิบัติด้านสิ่งแวดล้อม อนามัย และความปลอดภัย สำหรับโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนที่กลุ่มธนาคารโลกได้กำหนดขึ้น (World Bank Group Environmental, Health and Safety) อีกทั้งกลุ่มบริษัท ไม่มีส่วนเกี่ยวข้องหรือเป็นคู่ความในกระบวนการอนุญาตตุลาการ คดีความ หรือข้อพิพาทใดๆ ที่เกี่ยวกับสิ่งแวดล้อมหรือการไม่ปฏิบัติตามกฎหมายสิ่งแวดล้อมที่เกี่ยวข้องแต่อย่างใด นอกจากนี้ กลุ่มบริษัท กำกับดูแลและควบคุมกระบวนการผลิตไฟฟ้าอย่างต่อเนื่อง เพื่อให้มั่นใจได้ว่าการปล่อยมลพิษจากโครงการโรงไฟฟ้าต่างๆ ของกลุ่มบริษัท อยู่ในระดับที่ต่ำกว่าหรือไม่เกินระดับสูงสุดที่กฎหมายกำหนด

กลุ่มบริษัท ได้จัดให้มีระบบการตรวจวัดมลพิษที่เกิดขึ้นจากโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนต่างๆ ของกลุ่มบริษัท อย่างต่อเนื่อง นอกจากนี้ กลุ่มบริษัท ยังให้ความสำคัญกับการควบคุมคุณภาพอากาศในบริเวณโดยรอบของโครงการโรงไฟฟ้าของกลุ่มบริษัท ในทุกๆ ขั้นตอน สำหรับกระบวนการเผาไหม้นั้น กลุ่มบริษัท ได้มีการควบคุมการปล่อยก๊าซไนโตรเจนออกไซด์ ซัลเฟอร์ไดออกไซด์ และคาร์บอนมอนอกไซด์ รวมถึงควบคุมอุณหภูมิ และสัดส่วนของเชื้อเพลิง/อากาศ ให้อยู่ภายในระดับไม่เกินที่กฎหมายกำหนด ตลอดจนควบคุมคุณภาพน้ำเสียที่ถูกปล่อยออกมาและเปรียบเทียบกับแผนการจัดการและควบคุมตามที่ระบุไว้ในรายงาน EIA เพื่อให้มั่นใจว่าการปล่อยมลพิษและของเสียจากโครงการโรงไฟฟ้าต่างๆ ของกลุ่มบริษัท นั้นเป็นไปตามข้อกำหนดของกฎหมายและระเบียบที่เกี่ยวข้อง

กลุ่มบริษัท ได้ดำเนินการตามนโยบาย กระบวนการ และกลไกการควบคุม เพื่อลดความเสี่ยงในการรั่วไหลของสารเคมีและการสัมผัสสารเคมีอันตรายต่อพนักงาน โดยกลุ่มบริษัท ได้คัดเลือกสารเคมีที่ใช้สำหรับกระบวนการบำบัดน้ำเสียอย่างระมัดระวังและเลือกสรรสารเคมีที่มีผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมและสุขภาพของพนักงานน้อยที่สุดเท่าที่จะเป็นไปได้

นอกจากนี้ กลุ่มบริษัท ยังได้จัดให้มีโครงการฝึกซ้อมด้านความปลอดภัย สุขภาพและสิ่งแวดล้อม เพื่อสร้างความตระหนักในเรื่องดังกล่าวให้แก่พนักงาน ซึ่งได้ครอบคลุมถึงการป้องกันการรั่วไหลและข้อปฏิบัติเมื่อเกิดเหตุการณ์ฉุกเฉิน อีกทั้งกลุ่มบริษัท ยังจัดให้มีแผนการรองรับต่อการรั่วไหลของสารเคมีที่อาจเกิดขึ้นพร้อมทั้งฝึกซ้อมพนักงานให้มีความพร้อมหากมีเหตุการณ์ฉุกเฉินเกิดขึ้น นอกจากนี้ กลุ่มบริษัท จะเตรียมการและจัดทำรายงานเกี่ยวกับการปล่อยของเสียทั้งที่อันตรายและไม่อันตรายเพื่อแจ้งต่อหน่วยงานรัฐที่เกี่ยวข้อง และกำหนดแนวทางปฏิบัติในการจัดเก็บและแยกประเภทของเสีย สำหรับการจัดการเรื่องของเสียงรบกวน กลุ่ม

บริษัทฯ ได้ทำสัญญากับผู้เชี่ยวชาญด้านการควบคุมเสี่ยงเพื่อดูแลควบคุมระดับเสี่ยงให้เป็นไปตามที่กฎหมายกำหนด

#### **(5) การรับรองระบบจัดการสิ่งแวดล้อมตามมาตรฐาน ISO**

บริษัทฯ มุ่งมั่นที่จะพัฒนากระบวนการทางธุรกิจและการให้บริการโดยนำระบบการจัดการคุณภาพตามที่กำหนดไว้ตามมาตรฐาน ISO 9001 โดยมาตรฐานดังกล่าวตั้งอยู่บนหลักการจัดการคุณภาพหลายประการ เช่น การให้ความสำคัญกับลูกค้า การสร้างแรงจูงใจและการมีส่วนร่วมของผู้บริหารระดับสูง และการมุ่งเน้นด้านกระบวนการและการพัฒนาอย่างต่อเนื่อง

เพื่อให้เกิดความมั่นใจในการดูแลสิ่งแวดล้อมและความปลอดภัย โครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมของกลุ่มบริษัทฯ ที่เปิดดำเนินการต่างได้รับการรับรองระบบการจัดการสิ่งแวดล้อมตามมาตรฐาน ISO 14001 และได้รับการรับรองความปลอดภัยตามมาตรฐาน TIS/OHSAS 18001 มาอย่างต่อเนื่อง ซึ่งแสดงให้เห็นว่ากลุ่มบริษัทฯ ได้ดำเนินกิจการโครงการโรงไฟฟ้าสอดคล้องกับมาตรฐานที่เป็นที่ยอมรับโดยทั่วไปในระดับโลก

#### **(6) เทคโนโลยีสารสนเทศ (Information Technology)**

กลุ่มบริษัทฯ ใช้เทคโนโลยีสารสนเทศเพื่อช่วยให้การดำเนินงานและการบริหารจัดการของกลุ่มบริษัทฯ มีประสิทธิภาพมากยิ่งขึ้น

บี.กริม เพาเวอร์ เชื่อว่าโครงสร้างเทคโนโลยีสารสนเทศของกลุ่มบริษัทฯ ประกอบไปด้วยคอมพิวเตอร์ที่มีสมรรถนะสูงเพื่อการจัดการข้อมูลต่างๆ และยังมีเครือข่ายคอมพิวเตอร์ซึ่งทำให้การสื่อสารภายในระหว่างสำนักงานในท้องถิ่นและภูมิภาคต่างๆ เป็นไปอย่างราบรื่น

กลุ่มบริษัทฯ ใช้ระบบสารสนเทศที่หลากหลายเพื่อบริหารจัดการองค์กรและสนับสนุนการตัดสินใจในเรื่องต่างๆ ซึ่งระบบดังกล่าวประกอบด้วยโปรแกรมที่มีขายอยู่โดยทั่วไป เช่น ระบบเกี่ยวกับการบัญชี การบริหารงานซ่อมบำรุง และการบริหารจัดการเกี่ยวกับการจัดหาและจัดการรายการทรัพย์สิน และโปรแกรมที่กลุ่มบริษัทฯ ออกแบบขึ้นมาโดยเฉพาะเพื่อใช้ภายในองค์กร เช่น ระบบเกี่ยวกับบุคลากรและบัญชีเงินเดือน โดยกลุ่มบริษัทฯ ใช้โปรแกรม IBM Cognos เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพของระบบการควบคุมและจัดการงบประมาณด้วยการลดระยะเวลาในการจัดทำงบประมาณและลดข้อผิดพลาดที่เกิดจากมนุษย์

นอกจากนี้ กลุ่มบริษัทฯ ใช้ประโยชน์จากระบบอัตโนมัติในการควบคุม จัดการ และจัดหาข้อมูล เพื่อติดตามและควบคุมการดำเนินงานของโครงการโรงไฟฟ้าต่างๆ ผ่านศูนย์ควบคุมออนไลน์ และยังช่วยให้กลุ่มบริษัทฯ สามารถติดตามและควบคุมในการขนส่งและการควบคุมโครงการโรงไฟฟ้าอย่างต่อเนื่อง ดังนั้นกลุ่มบริษัทฯ จึงสามารถวิเคราะห์และตอบสนองต่อข้อผิดพลาดที่เกิดขึ้นหรืออาจเกิดขึ้นได้อย่างทันทั่วทั้งที่และลดระยะเวลาในการหยุดชะงักของการให้บริการอีกด้วย

### 2.1.3 สิทธิและประโยชน์จากการได้รับการส่งเสริมการลงทุน

กลุ่มบริษัทฯ ได้รับการส่งเสริมการลงทุนตาม พ.ร.บ. ส่งเสริมการลงทุน จากคณะกรรมการส่งเสริมการลงทุน โดยโครงการโรงไฟฟ้าของกลุ่มบริษัทฯ ที่ยังอยู่ระหว่างการได้รับการส่งเสริมการลงทุน มีรายละเอียดดังต่อไปนี้

บริษัท	การยกเว้นภาษีเงินได้นิติบุคคลสำหรับกำไรจากกิจการที่ได้รับการส่งเสริมเป็นระยะเวลา 8 ปี นับแต่วันที่เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์	การลดหย่อนภาษีเงินได้นิติบุคคล ร้อยละ 50 สำหรับกำไรจากกิจการที่ได้รับการส่งเสริมเป็นกำหนดระยะเวลา 5 ปี นับแต่ระยะเวลาการยกเว้นภาษีเงินได้นิติบุคคลสิ้นสุดลง	สิทธิในการยกเว้นอากรขาเข้าสำหรับเครื่องจักรตามที่คณะกรรมการพิจารณาอนุมัติ	สิทธิในการยกเว้นไม่ต้องนำเงินปันผลจากกิจการที่ได้รับการส่งเสริม ซึ่งได้รับยกเว้นภาษีเงินได้นิติบุคคลไปรวมคำนวณเพื่อเสียภาษีเงินได้ตลอดระยะเวลาที่ได้รับยกเว้นภาษีเงินได้นิติบุคคล
ABP3	✓	-	✓	✓
ABP4	✓	-	✓	✓
ABP5	✓	-	✓	✓
ABPR1	✓	✓	✓	✓
ABPR2	✓	✓	✓	✓
ABPR3	✓	✓	✓	✓
ABPR4	✓	✓	✓	✓
ABPR5	✓	✓	✓	✓
Solarwa	✓	-	✓	✓
BGYSP	✓	-	✓	✓
BGPSK	✓	✓	✓	✓
TPS	✓	-	✓	✓
BIP1	✓	-	✓	✓
BIP2	✓	-	✓	✓
BPWHA1	✓	-	✓	✓
BPLC2	✓	✓	✓	✓



## 2.1.4 สัญญาซื้อขายไฟฟ้า

### (1) กำลังผลิตตามสัญญา (Contracted Capacity)

ตารางด้านล่างแสดงถึงกำลังการผลิตติดตั้ง (Installed Capacity) และกำลังผลิตตามสัญญา (Contracted Capacity) ของโครงการโรงไฟฟ้า ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2560

ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2560			
กำลังผลิตตามสัญญา			จำนวนสัญญา
ไฟฟ้า	กฟผ.	1,410.0 เมกะวัตต์	16
	กฟภ.	141.0 เมกะวัตต์	20
	กฟน.	20.0 เมกะวัตต์	4
	EDL	132.6 เมกะวัตต์	9
	ลูกค้าอุตสาหกรรม ประเทศไทย	543.9 เมกะวัตต์	166
	ลูกค้าอุตสาหกรรมประเทศ เวียดนาม <sup>1</sup>	313.7 เมกะวัตต์	222
ไอน้ำ		141.5 ตันต่อชั่วโมง	19

1 ประกอบไปด้วยไฟฟ้าที่ขายต่อไปยังลูกค้าอุตสาหกรรมในนิคมอุตสาหกรรมอมตะซิตี้ (เบียนหัว) โดย APB ซึ่งซื้อไฟฟ้าโดยตรงจากบริษัทย่อยของ EVN และนำไปขายต่อให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรม

### (2) สัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟผ.

โครงการ/บริษัท คู่สัญญา	วันที่ลงนาม	วันเริ่มต้น ถึง วันสิ้นสุด	ระยะเวลาของสัญญา	กำลังการผลิต (เมกะวัตต์)
<b>1. สัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟผ. ภายใต้ระเบียบ SPP พ.ศ. 2535 (แก้ไขเพิ่มเติม 2537)</b>				
1. ABP1	8 ตุลาคม 2539	17 กันยายน 2541 ถึง 16 กันยายน 2562	21 ปี นับตั้งแต่วันที่เปิด ดำเนินการเชิงพาณิชย์	90.0
2. ABP2	9 มกราคม 2541	28 กันยายน 2544 ถึง 27 กันยายน 2565	21 ปี นับตั้งแต่วันที่เปิด ดำเนินการเชิงพาณิชย์	90.0
3. BPLC1	5 มกราคม 2541	16 กรกฎาคม 2544 ถึง 15 กรกฎาคม 2565	21 ปี นับตั้งแต่วันที่เปิด ดำเนินการเชิงพาณิชย์	60.0
<b>2. สัญญาขายไฟฟ้ากับ กฟผ. ภายใต้ระเบียบ SPP พ.ศ. 2550 (แก้ไขเพิ่มเติม พ.ศ. 2552-2553)</b>				
1. ABPR1	15 กันยายน 2553	1 พฤศจิกายน 2556 ถึง 31 ตุลาคม 2581	25 ปี นับตั้งแต่วันที่เปิด ดำเนินการเชิงพาณิชย์	90.0
2. ABPR2	6 พฤศจิกายน 2552	21 มิถุนายน 2556 ถึง 20 มิถุนายน 2581	25 ปี นับตั้งแต่วันที่เปิด ดำเนินการเชิงพาณิชย์	90.0
3. ABP3	6 พฤศจิกายน 2552	1 ตุลาคม 2555 ถึง 30 กันยายน 2580	25 ปี นับตั้งแต่วันที่เปิด ดำเนินการเชิงพาณิชย์	90.0
4. BIP1	6 พฤศจิกายน 2552	29 เมษายน 2558 ถึง 28 เมษายน 2583	25 ปี นับตั้งแต่วันที่เปิด ดำเนินการเชิงพาณิชย์	90.0

โครงการ/บริษัท คู่สัญญา	วันที่ลงนาม	วันเริ่มต้น ถึง วันสิ้นสุด	ระยะเวลาของสัญญา	กำลังการผลิต (เมกะวัตต์)
<b>3. สัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟผ. ภายใต้ระเบียบ SPP พ.ศ. 2553</b>				
1. ABP4	3 สิงหาคม 2554	15 พฤศจิกายน 2558 ถึง 14 พฤศจิกายน 2583	25 ปี นับตั้งแต่วันที่เปิด ดำเนินการเชิงพาณิชย์	90.0
2. ABP5	3 สิงหาคม 2554	1 มิถุนายน 2559 ถึง 31 พฤษภาคม 2584	25 ปี นับตั้งแต่วันที่เปิด ดำเนินการเชิงพาณิชย์	90.0
3. ABPR3	3 สิงหาคม 2554	ประมาณ 1 กุมภาพันธ์ 2561 ถึง 31 มกราคม 2586	25 ปี นับตั้งแต่วันที่เปิด ดำเนินการเชิงพาณิชย์	90.0
4. ABPR4	3 สิงหาคม 2554	ประมาณ 1 มิถุนายน 2561 ถึง 31 พฤษภาคม 2586	25 ปี นับตั้งแต่วันที่เปิด ดำเนินการเชิงพาณิชย์	90.0
5. ABPR5	3 สิงหาคม 2554	ประมาณ 1 ตุลาคม 2561 ถึง 30 กันยายน 2586	25 ปี นับตั้งแต่วันที่เปิด ดำเนินการเชิงพาณิชย์	90.0
6. BPWHA1	3 สิงหาคม 2554	1 พฤศจิกายน 2559 ถึง 31 ตุลาคม 2584	25 ปี นับตั้งแต่วันที่เปิด ดำเนินการเชิงพาณิชย์	90.0
7. BIP2	3 สิงหาคม 2554	1 มกราคม 2559 ถึง 31 ธันวาคม 2583	25 ปี นับตั้งแต่วันที่เปิด ดำเนินการเชิงพาณิชย์	90.0
8. BGPR1	3 สิงหาคม 2554	ประมาณ 1 มิถุนายน 2564 ถึง 31 พฤษภาคม 2589	25 ปี นับตั้งแต่วันที่เปิด ดำเนินการเชิงพาณิชย์	90.0
9. BGPR2	3 สิงหาคม 2554	ประมาณ 1 ตุลาคม 2564 ถึง 30 กันยายน 2589	25 ปี นับตั้งแต่วันที่เปิด ดำเนินการเชิงพาณิชย์	90.0

(3) สัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟผ.

(1) สำหรับโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

ลำดับ	ชื่อโครงการ/รายละเอียด สัญญาซื้อขายไฟฟ้า	วันที่ลงนาม	วันเริ่มต้น ถึง วันสิ้นสุด	ระยะเวลาของสัญญา นับจากวันที่เปิด ดำเนินการเชิง พาณิชย์	กำลังการผลิต (เมกะวัตต์)
1.	<b>BGYSP</b>				
	โครงการไทรหลวง 2	11 มิถุนายน 2558	28 ธันวาคม 2558 ถึง 27 ธันวาคม 2583	25 ปี	8.0
	โครงการไทรหลวง 3	11 มิถุนายน 2558	28 ธันวาคม 2558 ถึง 27 ธันวาคม 2583	25 ปี	8.0
	โครงการไทรหลวง 10	11 มิถุนายน 2558	28 ธันวาคม 2558 ถึง 27 ธันวาคม 2583	25 ปี	7.5
	โครงการไทรพุดรา	11 มิถุนายน 2558	28 ธันวาคม 2558 ถึง 27 ธันวาคม 2583	25 ปี	8.0
	โครงการไทรหลวง 9	11 มิถุนายน 2558	28 ธันวาคม 2558 ถึง 27 ธันวาคม 2583	25 ปี	7.2



ลำดับ	ชื่อโครงการ/รายละเอียดสัญญาซื้อขายไฟฟ้า	วันที่ลงนาม	วันเริ่มต้น ถึง วันสิ้นสุด	ระยะเวลาของสัญญา นับจากวันที่เปิด ดำเนินการเชิง พาณิชย์	กำลังการผลิต (เมกะวัตต์)
	โครงการไทรมะนาว	11 มิถุนายน 2558	28 ธันวาคม 2558 ถึง 27 ธันวาคม 2583	25 ปี	8.0
	โครงการไทรใหญ่ (หน้า)	11 มิถุนายน 2558	28 ธันวาคม 2558 ถึง 27 ธันวาคม 2583	25 ปี	8.0
	โครงการไทรเสนา 2	12 พฤษภาคม 2558	22 ธันวาคม 2558 ถึง 21 ธันวาคม 2583	25 ปี	5.0
<b>2.</b>	<b>Solarwa</b>				
	โครงการไทรฉลวย 1	11 มิถุนายน 2558	28 ธันวาคม 2558 ถึง 27 ธันวาคม 2583	25 ปี	8.0
	โครงการไทรแสง	10 มิถุนายน 2558	17 ธันวาคม 2558 ถึง 16 ธันวาคม 2583	25 ปี	8.0
	โครงการไทรลุ่มน้ำ (ซ้าย)	6 กรกฎาคม 2558	28 ธันวาคม 2558 ถึง 27 ธันวาคม 2583	25 ปี	8.0
	โครงการบีจีทีอาร์อี 2	12 มิถุนายน 2558	18 ธันวาคม 2558 ถึง 17 ธันวาคม 2583	25 ปี	8.0
	โครงการบีจีทีอาร์อี 3	12 มิถุนายน 2558	18 ธันวาคม 2558 ถึง 17 ธันวาคม 2583	25 ปี	6.5
<b>3.</b>	<b>TPS</b>				
	โครงการบีจีทีอาร์อี 1	12 มิถุนายน 2558	18 ธันวาคม 2558 ถึง 17 ธันวาคม 2583	25 ปี	8.0
<b>4.</b>	<b>BGPSK</b>				
	โครงการ บีจีพี สระแก้ว	10 สิงหาคม 2558 <sup>1</sup>	27 เมษายน 2559 ถึง 30 ธันวาคม 2583	25 ปี	8.0

1 มีการแก้ไขเพิ่มเติมครั้งที่ 1 ในวันที่ 9 พฤศจิกายน 2558 และครั้งที่ 2 ในวันที่ 8 กรกฎาคม 2559

## (2) สำหรับโรงไฟฟ้าพลังงานลม

สัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟผ. ภายใต้ระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจาก VSPP สำหรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน พ.ศ. 2549

ลำดับ	ชื่อโครงการ/รายละเอียดสัญญาซื้อขายไฟฟ้า	วันที่ลงนาม	ระยะเวลาของสัญญา	กำลังการผลิต (เมกะวัตต์)
1.	BW	30 กรกฎาคม 2553 <sup>1</sup>	5 ปีนับจากวันที่ลงนามในสัญญา และต่ออายุ ต่อเนื่องครั้งละ 5 ปี โดยอัตโนมัติ และให้มีผล ใช้บังคับจนกว่าจะมีการยุติสัญญา	8.0
2.	BW	23 กรกฎาคม 2553 <sup>1</sup>	5 ปีนับจากวันที่ลงนามในสัญญา และต่ออายุ ต่อเนื่องครั้งละ 5 ปี โดยอัตโนมัติ และให้มีผล ใช้บังคับจนกว่าจะมีการยุติสัญญา	8.0

1 มีการแก้ไขเมื่อ 17 กันยายน 2558

(4) สัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ EDL สำหรับโรงไฟฟ้าพลังงานน้ำ

โครงการ/บริษัทคู่สัญญา	วันเริ่มต้น ถึง วันสิ้นสุด	ระยะเวลาของสัญญานับจากวันเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์	กำลังการผลิต (เมกะวัตต์)
1. XXHP (2 โครงการ)	1 สิงหาคม 2560 ถึง 31 กรกฎาคม 2585	25 ปี ซึ่งอาจขยายระยะเวลาออกไปได้ อีกอย่างน้อย 10 ปี	20.1
2. Nam Che	ประมาณ 31 ธันวาคม 2561 ถึง 30 ธันวาคม 2586	25 ปี ซึ่งอาจขยายระยะเวลาออกไปได้ อีกอย่างน้อย 10 ปี	15.0
3. Nam Khao (5 โครงการ)	ประมาณ 30 มิถุนายน 2562 ถึง 29 มิถุนายน 2587	25 ปี ซึ่งอาจขยายระยะเวลาออกไปได้ อีกอย่างน้อย 10 ปี	67.5
4. Tadsakoi	ประมาณ 31 ธันวาคม 2564 ถึง 30 ธันวาคม 2589	25 ปี ซึ่งอาจขยายระยะเวลาออกไปได้ อีกอย่างน้อย 10 ปี	30.0

## 2.2 การตลาดและภาวะการแข่งขัน

### 2.2.1 ลูกค้า

ลูกค้าผู้ซื้อไฟฟ้าและไอน้ำจากโครงการโรงไฟฟ้าของกลุ่มบริษัท ได้แก่ กฟผ. กฟภ. EDL และลูกค้าอุตสาหกรรม

#### (1) การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

กลุ่มบริษัท ขายไฟฟ้าที่ผลิตได้ส่วนใหญ่ให้แก่กฟผ. ซึ่งเป็นรัฐวิสาหกิจที่จัดตั้งขึ้นตามพระราชบัญญัติการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย พ.ศ. 2512 และเป็นผู้ผลิตและจัดส่งไฟฟ้าของประเทศซึ่งอยู่ภายใต้การกำกับดูแลของกระทรวงพลังงาน กฟผ. เป็นผู้ซื้อไฟฟ้าในลักษณะการค้าส่งรายสำคัญ และควบคุมการส่งไฟฟ้าแบบค้าส่งทั้งหมดในประเทศไทย นอกจากนี้ กฟผ. ยังเป็นผู้ผลิตไฟฟ้าที่ใหญ่ที่สุดในประเทศไทย

กฟผ. เป็นองค์กรที่มีบทบาทสำคัญในระบบพลังงานของประเทศ โดยมีการผลิตไฟฟ้าด้วยโครงการโรงไฟฟ้าของตนเอง และรับซื้อไฟฟ้าจาก IPP และ SPP ทั้งจากภายในประเทศไทยและจากประเทศเพื่อนบ้าน อีกทั้งยังขายและส่งไฟฟ้าเกือบทั้งหมดให้แก่กฟผ. และกฟภ. ซึ่งนำไปจัดขายต่อให้แก่ผู้บริโภค ตลอดระยะเวลาที่ผ่านมา กลุ่มบริษัท ยังไม่เคยประสบปัญหาต่อกฟผ. ในเรื่องการเรียกเก็บค่าพลังไฟฟ้า (capacity payment) และค่าไฟฟ้าที่กลุ่มบริษัท ผลิตและส่งให้แก่กฟผ. ภายใต้สัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับกฟผ.

#### (2) การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

กฟภ. เป็นหน่วยงานซึ่งเป็นรัฐวิสาหกิจที่ดูแลด้านสาธารณูปโภค ซึ่งอยู่ภายใต้การกำกับดูแลของกระทรวงมหาดไทย โดยถูกก่อตั้งขึ้นเมื่อวันที่ 28 กันยายน 2503 โดยพระราชบัญญัติการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค พ.ศ. 2503 กฟภ. มีหน้าที่และความรับผิดชอบหลัก คือ การผลิต จัดหา จ่าย และขายไฟฟ้าให้แก่ประชาชน ภาคธุรกิจ และภาคอุตสาหกรรมใน 74 จังหวัดของประเทศไทย รวมพื้นที่ให้บริการมากกว่า 510,000 ตารางกิโลเมตร หรือคิดเป็นร้อยละ 99.4 ของประเทศ โดย กฟภ. ไม่ได้ให้บริการในพื้นที่เขตจังหวัดกรุงเทพมหานคร นนทบุรี และสมุทรปราการ

กฟภ. เป็นผู้รับซื้อไฟฟ้าที่ผลิตจากโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของกลุ่มบริษัท แต่เพียงผู้เดียว และจะเป็นผู้รับซื้อรายเดียวที่รับซื้อไฟฟ้าที่ผลิตจากโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานลมของกลุ่มบริษัท อีกด้วย

### (3) การไฟฟ้าลาว

EDL เป็นหน่วยงานซึ่งเป็นรัฐวิสาหกิจของประเทศไทย ซึ่งจัดตั้งขึ้นภายใต้กฎหมายว่าด้วยวิสาหกิจ (เลขที่ 46/NA ลงวันที่ 26 ธันวาคม 2556) โดยมีรัฐบาลลาวเป็นเจ้าของร้อยละ 100 EDL เป็นเจ้าของและประกอบกิจการผลิตไฟฟ้า ส่งผ่านไฟฟ้า และจ่ายไฟฟ้า (Electricity Distribution Assets) ในประเทศไทย นอกจากนี้ EDL ยังเป็นผู้ทำหน้าที่จัดการการนำเข้าและส่งออกไฟฟ้าจากโครงข่ายสำหรับการจ่ายไฟฟ้าแห่งชาติของประเทศไทยอีกด้วย (National Electricity Grid)

### (4) ลูกค้าอุตสาหกรรม

ลูกค้าอุตสาหกรรมของกลุ่มบริษัท ส่วนใหญ่เป็นบริษัทใหญ่ในกลุ่มอุตสาหกรรมต่างๆ รวมถึงอุตสาหกรรมยานยนต์ อิเล็กทรอนิกส์ และเหล็ก ซึ่งลูกค้าอุตสาหกรรมหลายรายเป็นบริษัทย่อยหรือบริษัทในกลุ่มของบริษัทข้ามชาติ เนื่องจากลูกค้าอุตสาหกรรมในนิคมอุตสาหกรรมส่วนใหญ่ของกลุ่มบริษัทมีความต้องการไฟฟ้าอย่างมาก กลุ่มบริษัท จึงสามารถกำหนดหลักเกณฑ์ในการเลือกลูกค้าเพื่อช่วยให้การผลิตไฟฟ้าของกลุ่มบริษัท มีประสิทธิภาพสูงสุด และเพื่อสร้างประโยชน์ในระยะยาวให้แก่กลุ่มบริษัท

## 2.2.2 งานด้านการตลาดและการขาย

### (1) การกำหนดราคา

กลุ่มบริษัท มีฝ่ายขายและการตลาดซึ่งรับผิดชอบลูกค้าสำหรับภาคอุตสาหกรรมโดยเฉพาะ ซึ่งทำหน้าที่หาธุรกิจใหม่ๆ ทั้งจากลูกค้ารายใหม่ หรือจากการขยายการทำธุรกิจเพิ่มเติมกับลูกค้ารายเดิม นอกจากนี้ ฝ่ายขายและการตลาดยังรับผิดชอบในการเตรียมการและเจรจาเพื่อทำสัญญาซื้อขายฉบับใหม่กับลูกค้าอุตสาหกรรม โดยทั่วไป กลุ่มบริษัท ทำการกำหนดราคาค่าไฟฟ้าและไอน้ำบางส่วนด้วยวิธีกำหนดราคาจากต้นทุนที่ลูกค้าหลีกเลี่ยงได้หากซื้อจากกลุ่มบริษัท (Avoided-Cost) (ซึ่งหมายถึงค่าใช้จ่ายที่ลูกค้าอุตสาหกรรมจะต้องแบกรับหากต้องทำการจัดหาพลังงานด้วยตนเองหรือรับมาจากแหล่งอื่น เช่น ซื้อไฟฟ้าจาก กฟภ. หรือต้นทุนในการติดตั้งและผลิตไอน้ำ) ซึ่งเป็นวิธีการกำหนดราคาที่มีประสิทธิภาพและช่วยให้สร้างอัตรากำไรได้มากที่สุด

### (2) การดูแลความสัมพันธ์กับลูกค้า

เนื่องจากกลุ่มบริษัท ดำเนินงานภายใต้สัญญาระยะยาวกับลูกค้า ดังนั้น กลุ่มบริษัท จึงได้แต่งตั้งผู้จัดการฝ่ายขายและการตลาดที่มีความเชี่ยวชาญ เพื่อรับผิดชอบในการดูแลความสัมพันธ์กับลูกค้ารายใหญ่ในปัจจุบันให้มีประสิทธิภาพสูงสุด

นอกจากนี้ ฝ่ายขายและการตลาดของกลุ่มบริษัท ยังมีการพัฒนาแผนงานสำหรับลูกค้าแต่ละราย ซึ่งช่วยให้กลุ่มบริษัท เข้าใจความต้องการของลูกค้าได้ดียิ่งขึ้นและสามารถตอบสนองได้ตรงตามความต้องการของ

ลูกค้า นอกจากนี้ ฝ่ายขายและการตลาดยังช่วยบริหารความต้องการในการใช้ไฟฟ้าของลูกค้าอุตสาหกรรมโดยพิจารณาจากแผนธุรกิจของลูกค้าและจากการสำรวจพื้นที่ทั้งหมดของโรงงานและอัตราการใช้พลังงานในความเป็นจริง หากพบว่ามีความต้องการการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นอย่างมีนัยสำคัญจากลูกค้าอุตสาหกรรมรายใด เจ้าหน้าที่ฝ่ายขายและการตลาดจะเข้าเจรจากับลูกค้าดังกล่าวเพื่อติดตั้งมาตรวัดใหม่และเข้าทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าฉบับใหม่ รวมถึงข้อร้องเรียนด้านเทคนิคและธุรกิจต่างๆ ด้วย ในส่วนของความเป็นผู้นำในการผลิตไฟฟ้า กลุ่มบริษัทฯ มุ่งมั่นที่จะดำรงไว้ซึ่งความเป็นเลิศในการปฏิบัติงานและให้บริการที่มีคุณภาพด้วยความสม่ำเสมอและน่าเชื่อถือ ซึ่งเป็นจุดเด่นสำคัญที่กลุ่มบริษัทฯ นำมาใช้เป็นกลยุทธ์ในการทำตลาดกับลูกค้า

## 2.2.3 การแข่งขัน

### (1) การแข่งขันในธุรกิจไฟฟ้า

ในการขายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. และ EDL กลุ่มบริษัทฯ ไม่ต้องเผชิญกับการแข่งขันเนื่องจากกลุ่มบริษัทฯ ได้ทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าระยะยาว เป็นที่เรียบร้อยแล้ว อย่างไรก็ตาม กลุ่มบริษัทฯ จะต้องแข่งขันในการประมูลโครงการผลิตไฟฟ้าใหม่ๆ ที่จะเกิดขึ้นในอนาคต กับบริษัทผู้ประกอบกิจการพลังงานในประเทศ ตลอดจนบริษัทชั้นนำในภูมิภาคและบุคคลอื่นๆ อย่างไรก็ตาม กลุ่มบริษัทฯ เชื่อมั่นว่าด้วย (1) ประสบการณ์ในการพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าของกลุ่มบริษัทฯ (2) ความพร้อมของบุคลากรและผู้บริหาร และ (3) ความสัมพันธ์อันดีกับพันธมิตรทางธุรกิจและชุมชน กลุ่มบริษัทฯ มีศักยภาพที่จะประสบความสำเร็จในการแข่งขันได้

สำหรับการขายไฟฟ้าให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรม กลุ่มบริษัทฯ ให้ความสำคัญในการรักษาลูกค้าอุตสาหกรรมที่มีอยู่ในปัจจุบันและการหาลูกค้าอุตสาหกรรมรายใหม่ในเขตนิคมอุตสาหกรรมที่โครงการโรงไฟฟ้าของกลุ่มบริษัทฯ ตั้งอยู่ อย่างไรก็ตาม ในประเทศไทยกลุ่มบริษัทฯ ต้องเผชิญกับการแข่งขันที่สำคัญกับ กฟผ.

กลุ่มบริษัทฯ สามารถหลีกเลี่ยงการแข่งขันโดยตรงกับคู่แข่งในการรักษาลูกค้าของกลุ่มบริษัทฯ ที่มีอยู่ในปัจจุบันได้ ด้วยเหตุผลดังต่อไปนี้

- (ก) ระบบจัดจำหน่ายไฟฟ้าของกลุ่มบริษัทฯ มีเสถียรภาพและสามารถตอบสนองความต้องการของลูกค้าได้อย่างเพียงพอ
- (ข) กลุ่มบริษัทฯ ได้เข้าทำสัญญาซื้อขายระยะยาวกับลูกค้าปัจจุบันของกลุ่มบริษัทฯ เกือบทุกราย และ
- (ค) กลุ่มบริษัทฯ ได้ติดตั้งสายส่งกระแสไฟฟ้าและระบบท่อเชื่อมโยงเพื่อลำเลียงไอน้ำโดยตรงไปยังโรงงานของลูกค้าแต่ละราย ซึ่งการดำเนินการเชื่อมต่อใหม่จะมีค่าใช้จ่ายค่อนข้างสูง

### (2) การแข่งขันในธุรกิจไอน้ำ

การจัดส่งไอน้ำมีข้อจำกัดด้านระยะทาง เนื่องจากการสูญเสียความร้อนของไอน้ำในขณะจัดส่ง ทำให้กลุ่มบริษัทฯ ไม่ต้องแข่งขันกับผู้ประกอบการรายอื่น

## 2.2.4 ภาวะตลาด

### (1) การจัดการอุตสาหกรรมไฟฟ้า

การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) เป็นองค์กรหลักของอุตสาหกรรมไฟฟ้าในประเทศไทย โดย กฟผ. เป็นรัฐวิสาหกิจซึ่งมีหน้าที่รับผิดชอบผลิตไฟฟ้าและส่งไฟฟ้า ซึ่งรวมทั้งการขายไฟฟ้าแบบค้าส่งอีกด้วย ณ สิ้นปี พ.ศ. 2560 กฟผ. มีส่วนแบ่งกำลังผลิตไฟฟ้าร้อยละ 38.0 ของกำลังผลิตไฟฟ้าทั้งหมดในประเทศไทย

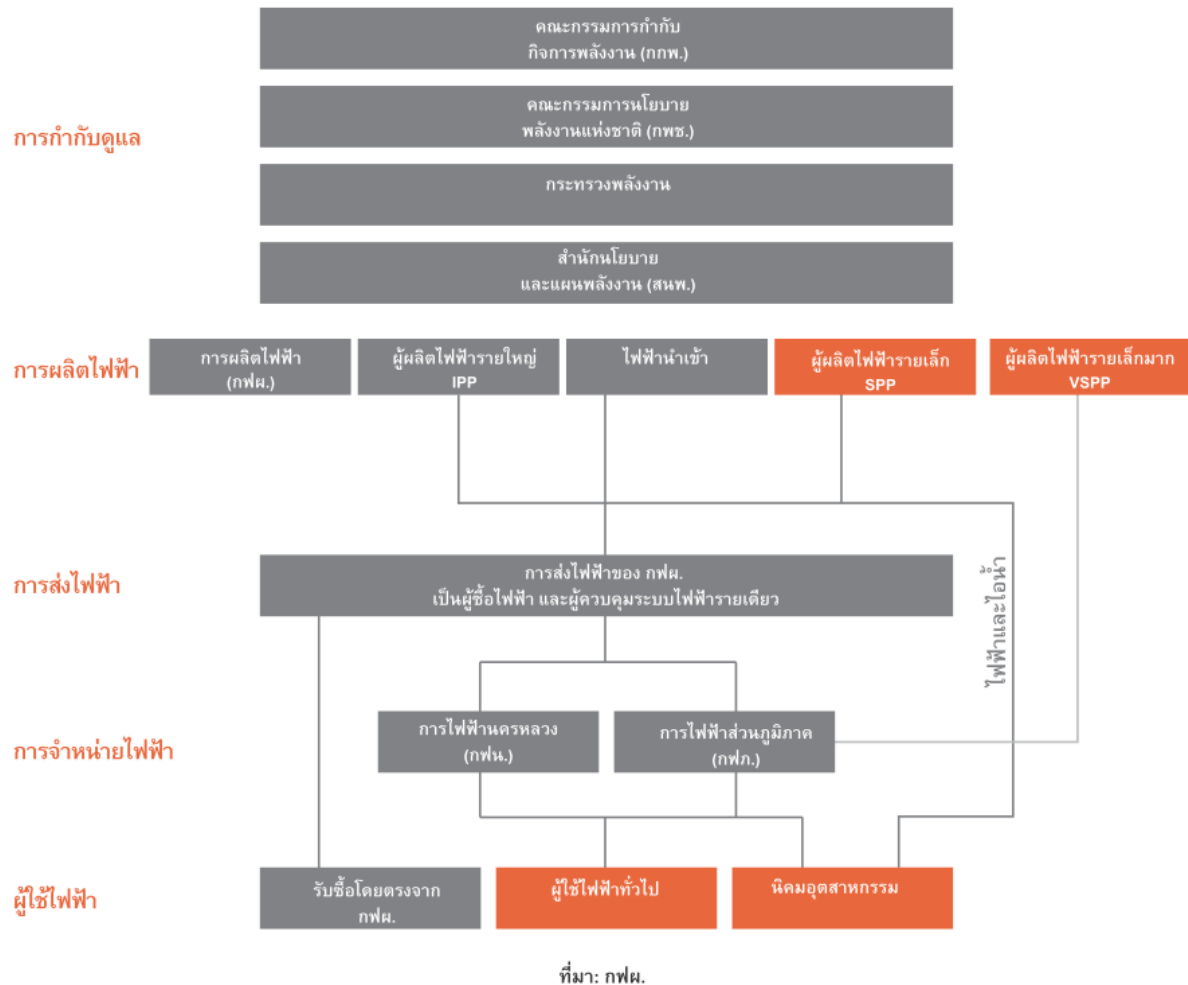
ในฐานะผู้ควบคุมระบบไฟฟ้า กฟผ. ควบคุมให้ระบบไฟฟ้ามีความสมดุลระหว่างอุปสงค์และอุปทานและมีประสิทธิภาพในการให้บริการแก่ผู้ใช้ไฟฟ้าทุกราย กฟผ. มีหน้าที่รับผิดชอบบริหารและควบคุมการผลิตไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ผ่านศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าแห่งชาติ (National Control Centre) และศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าในภูมิภาคจำนวน 5 แห่ง จากโรงไฟฟ้าทุกโรงที่เชื่อมต่อกับระบบส่งไฟฟ้ากำลังสูง และส่งไฟฟ้าดังกล่าวไปยังระบบจำหน่ายไฟฟ้า ซึ่งจะจำหน่ายไฟฟ้าที่มีแรงดันต่ำไปยังครัวเรือนและผู้ใช้ไฟฟ้าอื่นๆ นอกจากนี้ กฟผ. ยังเป็นเจ้าของและเป็นผู้ควบคุมบริหารระบบส่งไฟฟ้าของประเทศ ซึ่งรวมถึงสายส่งไฟฟ้าและสถานีไฟฟ้าแรงสูง (โดยมีข้อยกเว้นอยู่บางประการซึ่งจะกล่าวให้ทราบต่อไป)

ภายใต้กฎหมายไทย ไฟฟ้าทั้งหมดที่จ่ายเข้าระบบส่งไฟฟ้าของประเทศ ไม่ว่าจะมาจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน หน่วยงานรัฐอื่นๆ หรือ ผู้ผลิตไฟฟ้าในประเทศเพื่อนบ้าน จะต้องขายให้กับ กฟผ. เท่านั้น ดังนั้น กฟผ. จึงเป็นองค์กรเดียวที่สามารถขายส่งไฟฟ้าให้กับผู้จำหน่ายไฟฟ้า (อย่างไรก็ตาม มีข้อยกเว้นบางประการในกรณีที่ไฟฟ้าถูกขายให้กับผู้จำหน่ายไฟฟ้าโดยตรง) ภาพ 1 ด้านล่าง แสดงถึงภาพรวมการจัดการกิจการและโครงสร้างห่วงโซ่คุณค่าในประเทศไทย

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) และ การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) เป็นผู้จำหน่ายไฟฟ้าเพียง 2 รายของประเทศที่จำหน่ายให้แก่ผู้ใช้ไฟฟ้าทั่วไป โดย กฟน. จะทำหน้าที่รับผิดชอบในการจัดจำหน่าย และจัดหาไฟฟ้าในเขตกรุงเทพฯ และปริมณฑล<sup>1</sup> ได้แก่ จังหวัดนนทบุรี และจังหวัดสมุทรปราการ ส่วน กฟภ. จะให้บริการพื้นที่ที่เหลือทั่วประเทศ โดยในปี พ.ศ. 2560 กฟภ. มีส่วนแบ่งตลาดของการจำหน่ายไฟฟ้าอยู่ที่ร้อยละ 70 โดยที่ กฟน. มีร้อยละ 29 ที่เหลืออีกร้อยละ 1 ประกอบไปด้วยผู้ใช้ไฟฟ้าขนาดใหญ่จำนวนไม่มากที่ได้รับการบริการจาก กฟผ. โดยตรงผ่านทางสัญญาเดิมที่มีอยู่มาแต่ก่อนแล้ว ซึ่งไม่คาดว่าจะมีจำนวนเพิ่มขึ้น

<sup>1</sup> กรุงเทพฯ และปริมณฑล ในที่นี้หมายถึงเฉพาะกรุงเทพมหานคร จังหวัดนนทบุรี และจังหวัดสมุทรปราการ ไม่ได้รวมทั้ง 5 จังหวัดโดยรอบกรุงเทพมหานคร คือ จังหวัดนครปฐม จังหวัดนนทบุรี จังหวัดปทุมธานี จังหวัดสมุทรปราการ จังหวัดสมุทรสาคร

ภาพที่ 1 การจัดการกิจการไฟฟ้าของประเทศไทย



ที่มา: กฟผ.

ในบางกรณี บริษัทไฟฟ้าเอกชนอาจมีระบบจำหน่ายไฟฟ้าในนิคมอุตสาหกรรมที่ตนเองให้บริการอยู่ได้ ซึ่งในหลายๆ ครั้งจะดำเนินงานควบคู่ไปกับระบบจำหน่ายของ กฟผ. ที่ดำเนินการอยู่ในนิคมอุตสาหกรรมเดียวกัน นอกจากนี้ กฟผ. ยังได้ถือครองสิทธิบางส่วนของระบบส่งไฟฟ้าอีกด้วย เช่น หม้อแปลงไฟฟ้าแรงสูง และสายส่งไฟฟ้าแรงสูง

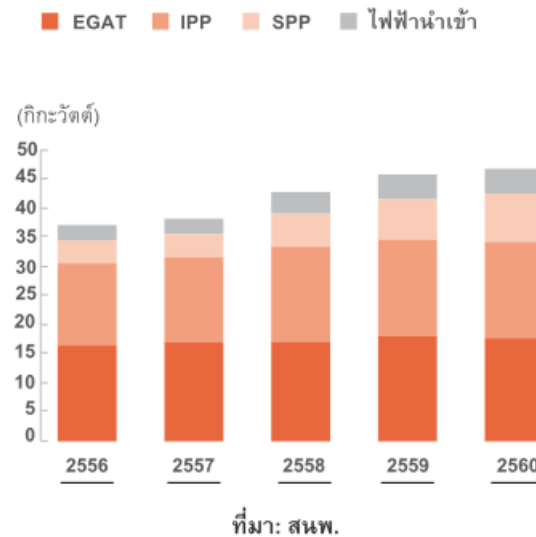
นับแต่ปี พ.ศ. 2550 คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) ได้ทำหน้าที่เป็นหน่วยงานกำกับดูแลอิสระสำหรับกิจการพลังงาน ซึ่งจะรับผิดชอบในการกำกับดูแลตลาดพลังงาน ควบคุมอัตราค่าไฟฟ้า ออกใบอนุญาต และระงับข้อพิพาท โดย กกพ. จะประกอบไปด้วยคณะกรรมการทั้งหมด 7 คน ถูกมอบหมายให้ดำรงไว้ซึ่งความยุติธรรมทางการค้าระหว่างผู้บริโภค ผู้ผลิต และผู้มีส่วนได้เสียอื่นๆ ในกิจการพลังงาน ทั้งนี้ หน้าที่หลักของ กกพ. คือการควบคุมกฎระเบียบในการผลิตไฟฟ้า การส่งไฟฟ้า การจำหน่ายไฟฟ้า และศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า (กฟผ.)

## (2) กรอบการดำเนินการของผู้ผลิตไฟฟ้ารายใหญ่ (IPP) และ ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP)

เพื่อตอบสนองความต้องการไฟฟ้าที่เพิ่มสูงขึ้นในช่วง 20-30 ปีที่ผ่านมา ประเทศไทยได้ริเริ่มให้ภาคเอกชนมีส่วนร่วมในกิจการพลังงาน ซึ่งได้แก่ การรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายใหญ่ (IPP) ผู้ผลิตไฟฟ้า

รายเล็ก (SPP) และผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมาก (VSPP) โดยได้แยกประเภทของผู้ผลิตไฟฟ้าตามที่แสดงไว้ในตารางด้านล่าง

ภาพ 2 การเติบโตของ IPP และ SPP ในประเทศไทย



การรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายใหญ่ (IPP) ในประเทศไทยได้เริ่มต้นขึ้นในปี พ.ศ. 2537 โดย ได้มีการประมูล IPP 3 รอบด้วยกัน โดยทำการประมูลกำลังผลิตไฟฟ้าทั้งหมดที่ 16.2 กิกะวัตต์

สำหรับโครงการขนาดเล็กลงมา กฟผ. และ กพข. ได้เริ่มการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP ในปี พ.ศ. 2535 เพื่อตอบสนองต่อการขาดแคลนไฟฟ้า ความต้องการที่จะให้ภาคเอกชนเข้าร่วมในกิจการไฟฟ้า การผลักดันประสิทธิภาพพลังงาน และการใช้พลังงานทางเลือก เช่น พลังงานหมุนเวียน (renewable energy) และความร้อนเหลือทิ้ง (waste heat) โดยการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP อนุญาตให้เอกชนสามารถยื่นข้อเสนอโครงการที่มีกำลังผลิตไฟฟ้าสูงสุด 90 เมกะวัตต์ เพื่อขายให้กับ กฟผ. กำลังผลิตไฟฟ้าส่วนเกินสามารถนำไปใช้ภายในเองได้ (inside the fence) หรือขายให้กับอุตสาหกรรมอื่นๆ ในละแวกใกล้เคียง ทั้งนี้ กฟผ. ยังสามารถพิจารณาปรับรับซื้อ กำลังผลิตไฟฟ้าเพิ่มได้ถึง 90 เมกะวัตต์ จาก SPP เป็นบางกรณี (มีการซื้อกำลังผลิตไฟฟ้าในจำนวนดังกล่าวหลายครั้ง ซึ่งโครงการ SPP ส่วนมากของบี.กริม เพาเวอร์ ได้รวมอยู่ในนี้ด้วย) การรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP) ได้ประสบความสำเร็จในการดึงดูดเงินลงทุนเข้าสู่กิจการไฟฟ้า สนองความต้องการของทั้งนักลงทุนและกฟผ. และนโยบายของรัฐ โดยในเดือนธันวาคม พ.ศ. 2558 ได้มีกำลังผลิตไฟฟ้าทั้งหมดอยู่ที่ 5.1 กิกะวัตต์ ซึ่งกำลังผลิตไฟฟ้านี้เพิ่มกำลังผลิตให้แก่ กฟผ. ซึ่งมีกำลังผลิตไฟฟ้าอยู่เอง 15.5 กิกะวัตต์ ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมาก (VSPP) ที่มีกำลังผลิตไฟฟ้าต่ำกว่า 10 เมกะวัตต์นั้น สามารถขายไฟฟ้าให้กับกฟผ. และ กฟน. ได้โดยตรง ตาราง 1 ด้านล่าง แสดงภาพรวมของผู้ผลิตไฟฟ้ารายประเภท

ทั้ง IPP และ SPP นั้นได้มีการทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าระยะยาวกับกฟผ. โดย กฟผ. เป็นผู้รับซื้อเพียงรายเดียว (โดยส่วนมากสัญญาจะมีระยะเวลาอยู่ที่ 20 หรือ 25 ปี)



ตาราง 1 ประเภทผู้ผลิตไฟฟ้าในตลาดการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย

ประเภทผู้ผลิตไฟฟ้า	ขายกำลังผลิตไฟฟ้าให้กับ	เงื่อนไขกำลังผลิตไฟฟ้า
ผู้ผลิตไฟฟ้ารายใหญ่ (IPP)	กฟผ.	มากกว่า 90 เมกะวัตต์
ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP)	กฟผ.	ตั้งแต่ 10 เมกะวัตต์ ถึงไม่เกิน 90 เมกะวัตต์
ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมาก (VSPP)	กฟภ. และ กฟน.	ไม่เกิน 10 เมกะวัตต์

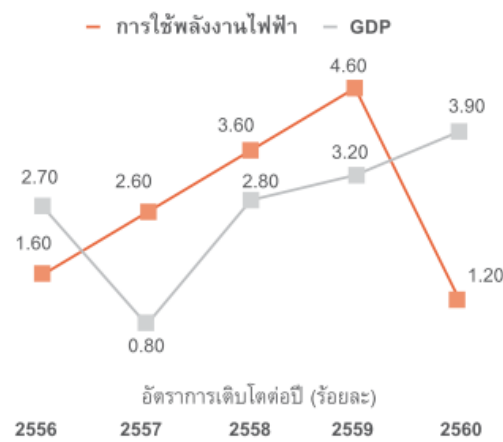
ที่มา: กกพ.

ณ วันที่ 31 ธันวาคม พ.ศ. 2560 IPP และ SPP มีกำลังผลิตไฟฟ้าทั้งหมดเชื่อมต่อกับระบบส่งไฟฟ้าของ กฟผ. อยู่ที่ 22.4 กิกะวัตต์ (14.9 กิกะวัตต์ และ 7.5 กิกะวัตต์ ตามลำดับ) (หรือประมาณร้อยละ 53 ของกำลังผลิตไฟฟ้าทั้งหมด)

### (3) แนวโน้มการใช้พลังงานไฟฟ้า

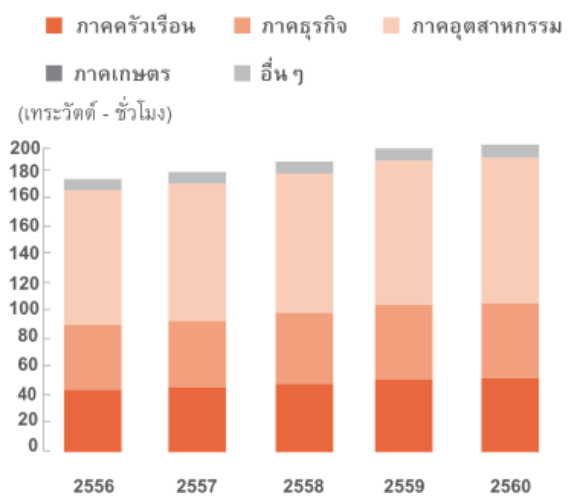
ในช่วง 15 ปีที่ผ่านมา การใช้พลังงานไฟฟ้าในประเทศไทยเพิ่มขึ้นเฉลี่ยร้อยละ 4.4 ต่อปี ตามที่แสดงไว้ใน ภาพ 3 ด้านล่าง จะเห็นได้ว่าการเติบโตของการใช้พลังงานไฟฟ้านั้นแทบจะกล่าวได้ว่าเคลื่อนไหวตามการเติบโตทางเศรษฐกิจ ซึ่งแสดงให้เห็นถึงการเติบโตที่สูงมาโดยตลอดจนถึงปี พ.ศ. 2550 จากนั้นได้ชะลอตัวในช่วงปี พ.ศ. 2551-2552 และกลับมาฟื้นตัวอย่างไม่มั่นคงในช่วงเวลาต่อมา โดยในปี พ.ศ. 2560 การใช้พลังงานไฟฟ้าขั้นสุดท้ายอยู่ที่ 185,124 กิกะวัตต์-ชั่วโมง คิดเป็นอัตราการเติบโตที่ร้อยละ 1.2 เมื่อเปรียบเทียบกับ

ภาพ 3 การใช้พลังงานไฟฟ้าเทียบกับอัตราการเติบโตผลิตภัณฑ์มวลรวมในประเทศ (พ.ศ. 2556-2560)



ที่มา: สทพ. และ สศช.

ภาพ 4 การใช้พลังงานไฟฟ้าของประเทศไทย (พ.ศ. 2556-2560)



ที่มา: สทพ.

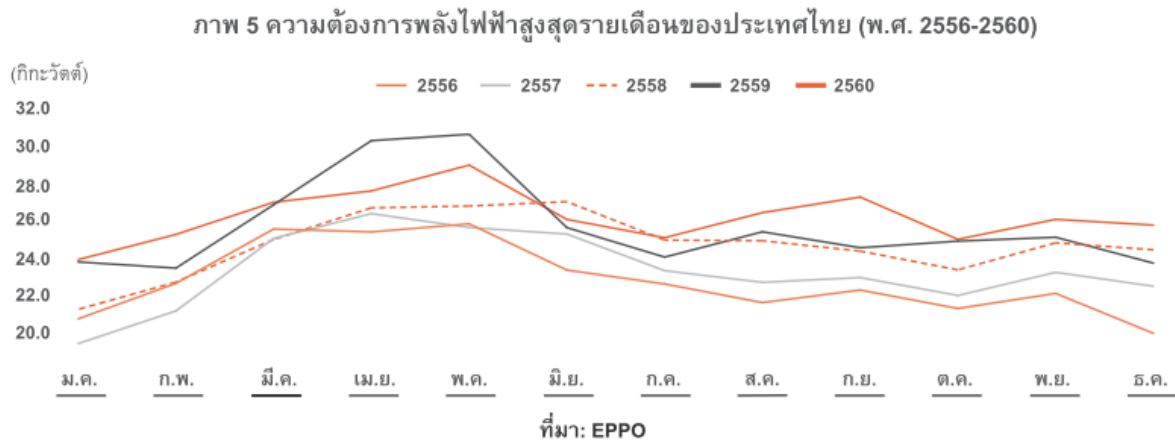


พ.ศ. 2559 ซึ่งภาคอุตสาหกรรมเป็นสาขาที่มีสัดส่วนการใช้ไฟฟ้าสูงสุดคิดเป็น ร้อยละ 47.4 ของการใช้ไฟฟ้าทั่วประเทศ ภาคธุรกิจและกิจการขนาดเล็กเป็นอันดับที่สอง ร้อยละ 24.4 และตามมาด้วยภาคครัวเรือนที่ ร้อยละ 24.0 ซึ่งภาพ 3 แสดงถึงข้อมูลดังกล่าว การเติบโตของผลิตภัณฑ์มวลรวมในประเทศ (GDP) อยู่ในระดับต่ำในช่วงปี พ.ศ. 2554 เนื่องจากเหตุอุทกภัย และลดลงอีกครั้งในช่วงปี พ.ศ. 2556-2557 เนื่องจากการชะลอตัวทางเศรษฐกิจโลกและสถานการณ์ทางการเมืองในประเทศไทย

#### แนวโน้มความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุด

ความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดได้เพิ่มขึ้นจาก 26.6 กิกะวัตต์ในปี พ.ศ. 2556 เป็น 28.6 กิกะวัตต์ ในปี พ.ศ. 2560 (ดังที่ได้แสดงไว้ใน ภาพ 5 ด้านล่าง)

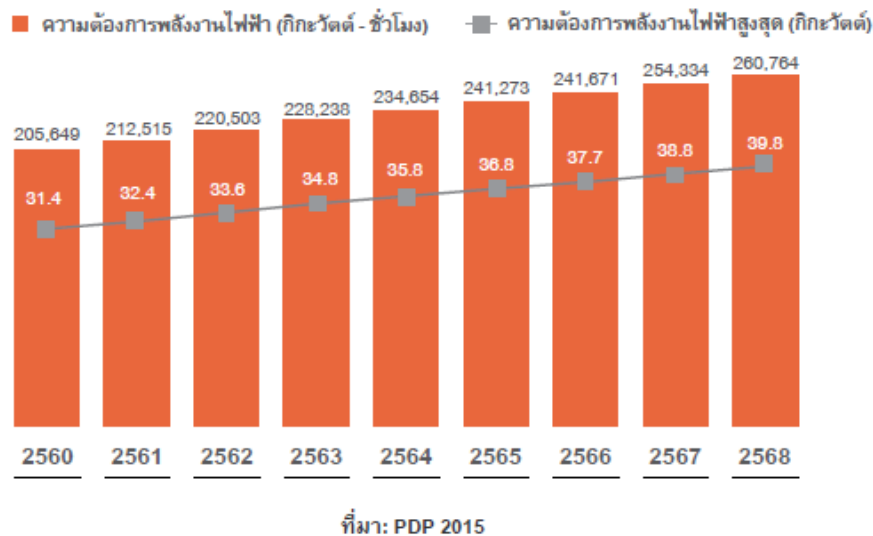
จากภาพ 5 ด้านล่าง แสดงให้เห็นว่าความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดมักเกิดขึ้นในช่วงไตรมาสที่ 2 ของแต่ละปี คือ ช่วงเดือนเมษายนและเดือนพฤษภาคม



#### (4) การพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า

อัตราการเติบโตของความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดต่อปี (peak electricity demand) และการใช้พลังงานไฟฟ้าของประเทศไทยในช่วงเวลา พ.ศ. 2560-2568 ถูกพยากรณ์ไว้ที่ประมาณร้อยละ 3.9 และหลังจากปี พ.ศ. 2564 อัตราการเติบโตของความต้องการไฟฟ้าจะลดลงเล็กน้อย (จากร้อยละ 3.92 เป็นร้อยละ 3.85 ในปี พ.ศ. 2568) ซึ่งสะท้อนถึงการคาดการณ์การเติบโตของ GDP ที่จะชะลอลงเนื่องจากเศรษฐกิจจืดจางมากขึ้น ผลคือ คาดว่าการใช้พลังงานไฟฟ้าจะเพิ่มขึ้นจาก 205.6 เทระวัตต์-ชั่วโมงในปี พ.ศ. 2560 ไปเป็น 260.8 เทระวัตต์-ชั่วโมงในปี พ.ศ. 2568 และความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดเพิ่มจากเดิม 31.4 กิกะวัตต์ในปี พ.ศ. 2560 ไปเป็น 39.8 กิกะวัตต์ในปี พ.ศ. 2568 ตามที่ได้แสดงไว้ในภาพ 6 ด้านล่าง

ภาพ 6 การพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าและความต้องการพลังงานไฟฟ้าสูงสุดรายปี (พ.ศ. 2560-2568)



การพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าที่กล่าวมานั้นต่ำกว่าการคาดการณ์ของ PDP ซึ่งในอดีต PDP จะคาดการณ์สูงเกินจริง โดยปกติผู้กำหนดนโยบายและผู้กำกับดูแลมักจะมีเป้าหมายที่ต้องมีกำลังผลิตไฟฟ้าเพียงพอ โดยเป็นสิ่งที่สามารถเข้าใจได้เนื่องจากว่าไฟฟ้ามีบทบาทสำคัญในชีวิตประจำวัน แต่อย่างไรก็ตามนั้นวิธีปฏิบัติดังกล่าวมักจะทำให้มีการปรับแก้ไขลดการคาดการณ์ของรัฐบาลลงเป็นระยะๆ

ซึ่งการคาดการณ์เหล่านี้จะมีผลกระทบต่อกิจการไฟฟ้าในหลายๆ แง่มุม โดยเฉพาะต่อระยะเวลาที่จำเป็นในการสร้างโรงไฟฟ้าแห่งใหม่ การปรับลดการพยากรณ์ความต้องการนำไปสู่การปรับแก้ไขระยะเวลาที่จำเป็นในการเพิ่มกำลังผลิตไฟฟ้า ทำให้เกิดความล่าช้าในการเปิดรับซื้อไฟฟ้าจาก IPP และ SPP รอบใหม่ เป็นต้น ซึ่งเป็นผลดีต่อบริษัทที่มี PPA อยู่ก่อนแล้วทำให้บริษัทเหล่านี้มีความได้เปรียบกว่าบริษัทรายใหม่ที่คาดหวังจะเข้ามาสู่ตลาดพลังงานไฟฟ้าผ่านการเปิดรับซื้อรอบใหม่

#### (5) การคาดการณ์กำลังผลิตไฟฟ้าที่เกิดใหม่และกำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง

PDP เป็นเอกสารทางนโยบายที่สะท้อนฉันทามติในช่วงเวลาที่จัดทำ หนึ่งในเป้าหมายของ PDP นั้น คือการกระจายสัดส่วนเชื้อเพลิงของประเทศไทย ผ่านทางการเพิ่มการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานถ่านหิน พลังงานหมุนเวียน และพลังงานนิวเคลียร์

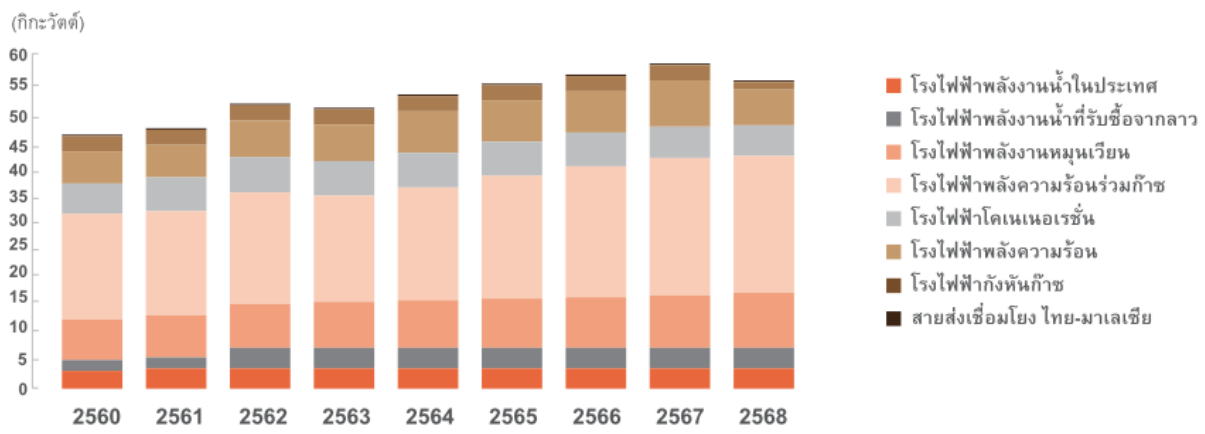
การพัฒนาโรงไฟฟ้าพลังงานถ่านหินในประเทศไทยนั้นถูกต่อต้านอย่างหนักจาก Non-Government Organization (NGO) และสังคม ส่งผลให้ IPP บางโครงการเปลี่ยนเชื้อเพลิงจากถ่านหินไปเป็นก๊าซธรรมชาติ (เช่น โรงไฟฟ้าหินกรูด และ โรงไฟฟ้าบ่อนอก) กฟผ. เอง ในขณะนี้กำลังถูกต่อต้านการก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานถ่านหินในจังหวัดกระบี่

โรงไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์ถูกต่อต้านจากสังคมมาโดยตลอด และ PDP แต่ละฉบับได้เลื่อนโครงการโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ออกไปทุกครั้งที่ทำ โดย PDP 2015 ระบุว่าโรงไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์โรงแรกจะจ่ายไฟฟ้าในปี พ.ศ. 2573 อย่างไรก็ดี คาดว่ากำหนดการนี้จะถูกเลื่อนออกไปอีกเช่นกัน

นอกจากนี้ รายงาน PDP ยังระบุแผนที่จะเพิ่มกำลังผลิตไฟฟ้าพลังน้ำอีกมากในช่วงกลางทศวรรษของ พ.ศ. 2563 - 2572 โครงการไฟฟ้าพลังน้ำในประเทศเมียนมาร์นั้นได้รวมอยู่ในแผนระยะยาวของประเทศไทยมาเป็นระยะเวลานานแล้ว และมีการจัดทำ MOU ระหว่างรัฐบาลเมียนมาร์และรัฐบาลไทยอยู่ด้วยเช่นกัน แต่การพัฒนาโครงการเหล่านี้ให้แล้วเสร็จตามระยะเวลาที่กำหนดยังมีความไม่แน่นอน โดยเฉพาะอย่างยิ่งเมื่อพิจารณาว่าโครงการเหล่านี้จะต้องพัฒนาให้สำเร็จภายในเวลาเพียง 6 ถึง 10 ปี

ภาพ 7 ด้านล่างนี้แสดงประมาณการสัดส่วนกำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยไปจนถึงปี พ.ศ. 2568 กำลังผลิตไฟฟ้ารวมในปี พ.ศ. 2560 คาดว่าจะมี 49 กิกะวัตต์ โดยที่ประมาณครึ่งหนึ่งของกำลังผลิตไฟฟ้ารวมร้อยละ 41.7 จะมาจากโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมก๊าซ โรงไฟฟ้าพลังน้ำมีสัดส่วนกำลังผลิตไฟฟ้าคิดเป็น ร้อยละ 11.3 ของกำลังผลิตไฟฟ้า ซึ่งแบ่งเป็นโรงไฟฟ้าพลังน้ำในประเทศ ร้อยละ 7.0 และรับซื้อไฟฟ้าจากประเทศลาวอีก ร้อยละ 4.3 โรงไฟฟ้าโคเจนเนอเรชั่น จะมีส่วนแบ่งอยู่ที่ ร้อยละ 11.9 ของกำลังผลิตไฟฟ้ารวม โรงไฟฟ้าพลังความร้อนที่ร้อยละ 18.6 ของกำลังผลิตไฟฟ้ารวมสุดท้าย กำลังผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนนอกเหนือจากพลังน้ำขนาดใหญ่คาดว่าจะอยู่ที่ 15.8 ของกำลังผลิตไฟฟ้ารวม

ภาพ 7 ประมาณการสัดส่วนกำลังผลิตไฟฟ้า (พ.ศ. 2560-2568)

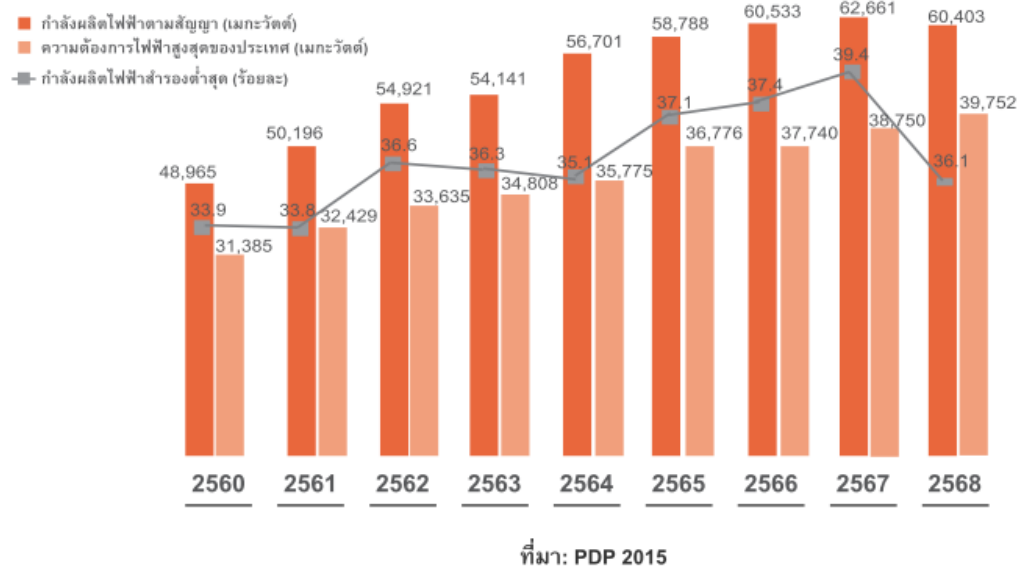


ที่มา: ข้อมูลจาก PDP 2015

ในปี พ.ศ. 2568 คาดว่าสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าโคเจนเนอเรชั่นและโรงไฟฟ้าพลังความร้อน จากการผลิตไฟฟ้าทั้งหมดจะลดลงไปเหลือเพียง ร้อยละ 9.7 และ ร้อยละ 15.5 ตามลำดับ ในขณะที่เดียวกัน ได้คาดการณ์ว่าสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมก๊าซเพิ่มขึ้นเป็น ร้อยละ 43.7 นอกจากนี้ คาดว่าสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนที่นอกเหนือจากโรงไฟฟ้าพลังน้ำจะอยู่ที่ ร้อยละ 17.5 ของกำลังผลิตไฟฟ้าทั้งหมดในปี พ.ศ. 2568

กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองในรูปของกำลังผลิตไฟฟ้าตามสัญญาอยู่ที่ร้อยละ 33.9 ในปี พ.ศ. 2560 และจะคงที่ในช่วง ร้อยละ 33.8-39.4 ไปจนถึงปี พ.ศ. 2567 โดยเป็นไปตามแผนการพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าและแผนการปลดโรงไฟฟ้าที่แน่นอน ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2568 ความต้องการไฟฟ้าจะเพิ่มขึ้นเร็วกว่าการเพิ่มกำลังผลิตไฟฟ้า ซึ่งจะส่งผลให้กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองจะลดมาอยู่ที่ระดับ ร้อยละ 36.1 ของความต้องการพลังไฟฟ้าตามสัญญา และจะทยอยลดมาอยู่ที่ระดับ ร้อยละ 15.0 ในปี พ.ศ. 2575

ภาพ 8 การพยากรณ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง (พ.ศ. 2560-2568)



#### (6) ภาพรวมของ SPP

หัวข้อนี้พิจารณาในรายละเอียดของธุรกิจผลิตไฟฟ้าของ SPP ในประเทศไทย โดยจะวิเคราะห์โครงสร้างห่วงโซ่คุณค่า การรอบการกำกับดูแลและการซื้อขายไฟฟ้าและสภาพแวดล้อมด้านการแข่งขัน

##### การจัดการและโครงสร้างห่วงโซ่คุณค่าของภาคธุรกิจ

กฟผ. และ สำนักงานคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (รู้จักในนามของ สนพ. ในปัจจุบัน) ได้ริเริ่มการรับซื้อไฟฟ้าในรูปแบบ SPP ขึ้นมาในปี พ.ศ. 2535 เพื่อให้เอกชนสามารถยื่นเสนอขายไฟฟ้าแก่ กฟผ. ได้ โดยในเบื้องต้นได้จำกัดขนาดของโครงการไว้ที่ 60 เมกะวัตต์ และหลังจากนั้น รัฐบาลจะเพิ่มให้เป็น 90 เมกะวัตต์ ต่อโครงการ โดยจะทำการพิจารณาเป็นรายไป (แต่ในกรณีโรงไฟฟ้า SPP ก๊าซธรรมชาติของ บี.กริม เพาเวอร์ ทั้งหมดมี PPA อยู่ที่ 90 เมกะวัตต์) การรับซื้อไฟฟ้าในรูปแบบ SPP ได้ถูกริเริ่มขึ้นเพื่อกระตุ้นให้เกิดการสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน (เช่น พลังงานลม พลังแสงอาทิตย์ และพลังน้ำขนาดเล็ก) โรงไฟฟ้าพลังงานขยะหรือเชื้อเพลิงชีวภาพ และโรงไฟฟ้าระบบการผลิตพลังงานร่วมที่ใช้ทั้งก๊าซธรรมชาติและน้ำมันปิโตรเลียมเป็นเชื้อเพลิง (แต่มีเงื่อนไขประสิทธิภาพต่างๆ ของโรงไฟฟ้า) SPP จะขายกำลังผลิตไฟฟ้าของตนเองบางส่วนหรือทั้งหมดให้กับ กฟผ. โดยโอนน้ำและไฟฟ้าที่ไม่ได้ขายให้กับ กฟผ. จะขายให้ภายในนิคมอุตสาหกรรมหรือใช้ภายในเอง (captive customers)

SPP จำเป็นต้องปฏิบัติตามเงื่อนไข ดังต่อไปนี้:

- แหล่งพลังงานหมุนเวียน เช่น พลังงานลม พลังงานชีวมวล พลังแสงอาทิตย์ พลังน้ำขนาดเล็ก ซึ่งรวมถึง ของเสียหรือผลผลิตพลอยได้ที่เกิดจากกิจกรรมทางการเกษตรและอุตสาหกรรม หรือ

• ระบบการผลิตพลังงานร่วมที่ใช้ก๊าซธรรมชาติหรือน้ำมันปิโตรเลียมเป็นเชื้อเพลิง แต่อยู่ภายใต้เงื่อนไขต่างๆ (เช่น ค่าประสิทธิภาพโดยรวม<sup>1</sup> ของโรงงานไฟฟ้าต้องมากกว่าร้อยละ 45 (วัดจากค่าความร้อนต่ำหรือ low heating value) และมากกว่าร้อยละ 10 ของผลผลิต<sup>2</sup> ต้องเป็นการผลิตไอน้ำเพื่อนำไปใช้)

<sup>1</sup> ค่าประสิทธิภาพโดยรวม = (ผลผลิตพลังงานไฟฟ้า + ผลผลิตพลังงานความร้อน - พลังงานความร้อนนำเข้า) / พลังงานของเชื้อเพลิงที่ใช้ในกระบวนการ (คิดจากค่าความร้อนต่ำ) โดยพลังงานความร้อนนำเข้านับรวมถึงพลังงานความร้อนของคอนเดนเสทที่นำกลับมาใช้ใหม่และน้ำเติมเข้าระบบ

<sup>2</sup> วัดจากอัตราส่วนผลผลิตพลังงานความร้อนต่อพลังงานไฟฟ้า = (ผลผลิตพลังงานความร้อน - พลังงานความร้อนนำเข้า) / ผลผลิตพลังงานไฟฟ้า

ตาราง 2 แสดงถึงกำลังผลิตไฟฟ้าติดตั้งและกำลังผลิตไฟฟ้าตามสัญญาของ SPP แยกตามประเภทเชื้อเพลิง (ม.ค. 2560)

ประเภทเชื้อเพลิง	กำลังผลิตไฟฟ้าติดตั้ง (เมกะวัตต์)	กำลังผลิตตามสัญญากับ กฟผ. (เมกะวัตต์)
ชีวมวล	928	631
น้ำมันเตา	10	5
ถ่านหิน	851	423
ก๊าซธรรมชาติ	6,545	4,332
อื่นๆ	21	14
พลังแสงอาทิตย์	589	436
ขยะ	80	73
พลังงานลม	457	430
รวมทั้งหมด	9,481	6,333

ที่มา: กกพ.

ในส่วนของการโครงการพลังงานหมุนเวียน ผู้ผลิตไฟฟ้าสามารถใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลได้ไม่เกิน ร้อยละ 25 ของพลังงานความร้อนทั้งหมดต่อปี และมีค่าปรับผู้ผลิตไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลเกินกว่าเกณฑ์ที่กำหนดไว้สำหรับโรงไฟฟ้าผลิตพลังงานร่วมแบบ SPP ที่ต้องการรับค่าการประหยัดในการใช้เชื้อเพลิง (Fuel Saving: FS) เต็มจำนวน โรงไฟฟ้าแห่งนั้นจะต้องมีประสิทธิภาพการนำความร้อนไปใช้ประโยชน์โดยรวมที่ร้อยละ 45 หรือ สูงกว่า และจะต้องใช้ผลผลิตพลังงานในกระบวนการอุณหภูมิอย่างน้อยร้อยละ 10 เช่น ความร้อนสำหรับกระบวนการการผลิต (process heat) หรือ ระบบการส่งน้ำเย็นแบบศูนย์กลาง (district cooling) ตามที่ระบุไว้ด้านล่าง

การรับซื้อไฟฟ้าในรูปแบบ SPP ส่งผลดีต่อประสิทธิภาพทางเศรษฐกิจและพลังงานโดยรวม จึงเกิดการจัดทำกลไกอัตราค่าประหยัดในการใช้เชื้อเพลิง (FS) ขึ้น ลูกค้านอุตสาหกรรมหลายรายใช้ไอน้ำที่ซื้อมาจาก SPP

สำหรับความร้อนในกระบวนการผลิตและกระบวนการอื่นๆ ลูกค้านี้จำเป็นต้องพึ่งพาไอน้ำที่จ่ายจาก SPP เนื่องจากส่วนมากไม่มีหม้อต้มไอน้ำสำรองเป็นของตนเอง หรือถ้ามี ก็ไม่ใหญ่เพียงพอต่อการดำเนินการเต็มกำลังผลิตอย่างต่อเนื่อง ระบบการผลิตพลังงานร่วมและการใช้ความร้อนเหลือทิ้งจากการผลิตไฟฟ้านั้นทำให้ประสิทธิภาพทางพลังงานในภาพรวมสูงขึ้น

### กรอบแนวการซื้อขายไฟฟ้า

โครงสร้างอัตรารับซื้อไฟฟ้าที่แตกต่างกันถูกนำมาใช้กับผู้ผลิตไฟฟ้าในแต่ละประเภท (IPP SPP และ VSPP) โดยอัตราเหล่านี้ถูกกำหนดตามประเภทของสัญญา (Firm หรือ Non-firm) และตามแหล่งพลังงาน (พลังงานตามแบบ หรือ พลังงานทางเลือก) พลังไฟฟ้าประเภทสัญญา Firm คือ โรงไฟฟ้าที่ SPP รับประกันว่าสามารถจ่ายไฟฟ้าในช่วงเดือนที่มีความต้องการไฟฟ้าสูงสุดได้

กฟผ. ได้ระบุประเภทของอัตรารับซื้อไฟฟ้าจาก SPP ไว้สองประเภทกล่าวคือ พลังไฟฟ้าตามประเภทสัญญา Firm และ Non-firm ตาราง 3 ด้านล่างแสดงให้เห็นถึงการจำแนก SPP ตามประเภทสัญญา

ตาราง 3 กำลังผลิตไฟฟ้าติดตั้งและกำลังผลิตไฟฟ้าตามสัญญาของ SPP แยกตามประเภทสัญญา (ม.ค. 2560)

ประเภทสัญญา	กำลังผลิตไฟฟ้าติดตั้ง (เมกะวัตต์)	กำลังผลิตตามสัญญากับ กฟผ. (เมกะวัตต์)
Firm	6,976	4,800
Non-firm	2,505	1,533
รวมทั้งหมด	9,481	6,333

ที่มา: กฟผ.

โดยที่ SPP ที่ใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลประเภทสัญญา Firm จะต้องผลิตไฟฟ้าเป็นอย่างน้อย 7,008 ชั่วโมงต่อปี และจะต้องผลิตไฟฟ้าในช่วงระหว่างเดือนมีนาคม เมษายน พฤษภาคม มิถุนายน กันยายน และ ตุลาคม โดยกำหนดค่าพลังไฟฟ้าที่ต้องจ่ายให้ SPP ประเภทสัญญา Firm จากเงินลงทุน และ ค่าเชื้อเพลิงในการผลิตพลังงานไฟฟ้าที่ กฟผ. สามารถหลีกเลี่ยงได้ในอนาคต

SPP ประเภทสัญญา Firm ที่ผลิตพลังไฟฟ้าจากพลังงานเชิงพาณิชย์ได้รับราคาไฟฟ้าฐานซึ่งประกอบไปด้วยค่าพลังไฟฟ้า ค่าพลังงานไฟฟ้า และค่าการประหยัดการใช้เชื้อเพลิง SPP ประเภทสัญญา Firm ที่ผลิตพลังไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนจะได้รับราคาฐานในอัตราเท่ากันแต่จะได้รับส่วนเพิ่มอัตรารับซื้อไฟฟ้า (Adder) อีกสองส่วน ส่วนแรกจะเป็นอัตรารองที่ เรียกว่า ค่าการส่งเสริมการใช้เชื้อเพลิงพลังงานหมุนเวียน และอีกส่วนจะเป็นอัตราแปรผันตามประเภทของพลังงานหมุนเวียน ซึ่งสรุปไว้ใน ตาราง 4 ด้านล่าง



ตาราง 4 การจำแนกอัตรารับไฟฟ้าจาก SPP ประเภทสัญญา Firm

ส่วนประกอบ	หน่วย	คำอธิบาย
ค่าพลังไฟฟ้า (Capacity Payment: CP)	บาทต่อกิโลวัตต์ต่อเดือน	ค่าชำระที่คงที่ตามกำลังผลิตพลังไฟฟ้าที่มีให้เป็นประจำทุกเดือน โดยทั่วไปแล้วรายได้ส่วนใหญ่ของ SPP มาจากส่วนนี้
ค่าพลังงานไฟฟ้า (Energy Payment: EP)	บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง	ค่าชำระที่ผันแปรตามพลังงานไฟฟ้าที่จ่ายให้กับ กฟผ. รวมถึงค่าใช้จ่ายจากการปฏิบัติการและการบำรุงรักษา ค่าเชื้อเพลิง และค่าใช้จ่ายอื่นๆ มีจุดประสงค์เพื่อครอบคลุมต้นทุนโดยไม่สร้างกำไรที่สูงเกินไป
การประหยัดในการใช้เชื้อเพลิง (Fuel Saving: FS)	บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง	ปรับเปลี่ยนตามความสามารถของ SPP ในการบรรลุเป้าหมายการประหยัดพลังงานที่ ร้อยละ 10
ค่าการส่งเสริมการใช้เชื้อเพลิงพลังงานหมุนเวียน (Renewable Energy Promotion: REP)	บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง	กำหนดโดยรัฐบาลตามประเภทของเทคโนโลยี
ส่วนเพิ่มการรับซื้อไฟฟ้า(Adder)	บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง	กำหนดโดยรัฐบาลตามประเภทของเทคโนโลยี

## 2.3 การจัดหาผลิตภัณฑ์และบริการ

### 2.3.1 การจัดหาที่ดิน

สำหรับโครงการโรงไฟฟ้าที่ตั้งอยู่ในนิคมอุตสาหกรรม กลุ่มบริษัทฯ เช่าที่ดินและซื้อที่ดินจากผู้พัฒนาและผู้จัดการนิคมอุตสาหกรรม โดยปกติแล้วสัญญาเช่าเหล่านี้จะมีอายุ 25 - 30 ปี

### 2.3.2 การเลือกผู้รับเหมา EPC

กลุ่มบริษัทฯ มีหลักเกณฑ์ภายในสำหรับการจัดหาจัดจ้างผู้รับเหมา EPC ที่ชัดเจน โดยในช่วงแรกของแต่ละโครงการ ฝ่ายการวางแผนด้านเทคโนโลยีของกลุ่มบริษัทฯ จะประเมินเทคโนโลยีสำหรับเครื่องจักรหลักของโครงการโรงไฟฟ้าประเภทต่างๆ เช่น เครื่องจักรกังหันพลังงานก๊าซธรรมชาติ และเลือกเทคโนโลยีที่กลุ่มบริษัทฯ คิดว่ามีความเหมาะสมกับการใช้งานที่สุด โดยคำนึงถึงกำลังการผลิต ประสิทธิภาพ ราคา อายุการใช้งาน และการบำรุงรักษา ความเห็นของฝ่ายการวางแผนด้านเทคโนโลยีจะถูกส่งไปยังคณะกรรมการจัดการของบริษัท (Management Committee) ซึ่งประกอบไปด้วยผู้บริหารฝ่ายต่างๆ เพื่ออนุมัติ หลังจากนั้นฝ่ายการพาณิชย์ของกลุ่มบริษัทฯ (Commercial Department) จะจัดทำขอบเขตการจ้าง (Terms of Reference) (ซึ่งประกอบไปด้วยข้อเท็จจริงเบื้องต้น ลักษณะเทคโนโลยีของโครงการโรงไฟฟ้าที่กลุ่มบริษัทฯ เลือกใช้ ขอบเขตของงาน คุณสมบัติของผู้รับเหมา EPC ข้อเสนอ ระยะเวลาในการดำเนินโครงการ และรายละเอียดของสัญญา เป็นต้น)

### 2.3.3 การจัดหาวัตถุดิบในการผลิตไฟฟ้า

#### (1) ก๊าซธรรมชาติ

วัตถุดิบหลักสำหรับโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมของกลุ่มบริษัท คือก๊าซธรรมชาติ ซึ่งกลุ่มบริษัท ใช้เป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าและไอน้ำ

โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วมของกลุ่มบริษัท ทั้งหมดที่ดำเนินการอยู่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงหลัก

กลุ่มบริษัท ได้เข้าทำสัญญาจัดหาก๊าซจำนวน 15 ฉบับกับ ปตท. สำหรับโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมของกลุ่มบริษัท ที่กำลังดำเนินการและอยู่ในระหว่างการก่อสร้าง อีกทั้งกลุ่มบริษัท ยังมีบันทึกความเข้าใจจำนวน 2 ฉบับกับ ปตท. สำหรับโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมของกลุ่มบริษัท ที่ได้ทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าและอยู่ระหว่างการพัฒนา ซึ่งได้แก่ BGPR1 และ BGPR2

สัญญาจัดหาก๊าซแต่ละฉบับที่กลุ่มบริษัท ทำกับ ปตท. เป็นไปตามแบบสัญญาจัดหาก๊าซมาตรฐานของ ปตท. ที่ทำกับ SPP ยกเว้นสัญญาจัดหาก๊าซสำหรับ BPLC2 ซึ่งใช้สัญญาแบบมาตรฐานที่ทำกับผู้ผลิตในภาคอุตสาหกรรม ข้อกำหนดต่างๆ ในสัญญา 2 ประเภทนี้ รวมทั้งข้อกำหนดในด้านราคามีความแตกต่างกัน โดยทั่วไปราคาก๊าซสำหรับ SPP จะต่ำกว่าราคาก๊าซสำหรับผู้ผลิตในภาคอุตสาหกรรม จนถึงปัจจุบันกลุ่มบริษัท ยังไม่เคยประสบปัญหาในการจัดส่งก๊าซธรรมชาติจาก ปตท. อย่างมีนัยสำคัญ

#### (2) น้ำดิบและสาธารณูปโภคอื่นๆ

ในการผลิตไฟฟ้ากลุ่มบริษัท จำเป็นต้องใช้ น้ำดิบในปริมาณมากเพื่อลดอุณหภูมิของเครื่องจักรที่ใช้ในการผลิต โดยกลุ่มบริษัท มีสัญญาในการจัดหา น้ำดิบแตกต่างกันตามแต่ละพื้นที่ ดังต่อไปนี้

##### (ก) นิคมอุตสาหกรรมอมตะนครและนิคมอุตสาหกรรมอมตะซิตี้

บริษัท อมตะ วอเตอร์ จำกัด ("อมตะ วอเตอร์") ซึ่งเป็นบริษัทย่อยของ อมตะ คอร์ปอเรชั่น เป็นผู้จัดหา น้ำดิบ น้ำเพื่อการบริโภค และระบบการบำบัดน้ำเสียพื้นฐานที่โครงการโรงไฟฟ้าของกลุ่มบริษัท ในนิคมอุตสาหกรรมสองแห่งนี้จำเป็นต้องใช้ โดยกลุ่มบริษัท ชำระค่าบริการสำหรับการจัดหา น้ำและการบริการบำบัดน้ำเสียโดยใช้สูตรคำนวณที่กำหนดไว้ในสัญญาบริการการจัดหาน้ำและบำบัดน้ำเสียแต่ละสัญญา

ทั้งนี้ อมตะ วอเตอร์ จัดหาน้ำดิบจาก บริษัท จัดการและพัฒนาทรัพยากรน้ำภาคตะวันออก จำกัด (มหาชน) ("บมจ. อีสท์วอเตอร์") ซึ่งส่งน้ำดิบไปยังโรงผลิตน้ำของอมตะ วอเตอร์ โดยตรง เพื่อปรับปรุงคุณภาพน้ำก่อนที่จะแจกจ่ายไปยังโครงการโรงไฟฟ้าของกลุ่มบริษัท โดย อมตะ วอเตอร์ ยังมีแหล่งเก็บน้ำสำรองขนาดใหญ่ภายในนิคมอุตสาหกรรมอมตะนคร และนิคมอุตสาหกรรมอมตะซิตี้

##### (ข) นิคมอุตสาหกรรมแหลมฉบัง

การนิคมอุตสาหกรรมแห่งประเทศไทย (กนอ.) ซึ่งเป็นรัฐวิสาหกิจภายใต้การกำกับดูแลของกระทรวงอุตสาหกรรม เป็นเจ้าของและผู้บริหารงานในนิคมอุตสาหกรรมแหลมฉบัง มีหน้าที่รับผิดชอบในการจัดหา น้ำ และบริการบำบัดน้ำเสียให้กับโครงการโรงไฟฟ้าของกลุ่มบริษัท ในนิคมอุตสาหกรรมแหลมฉบัง โดยกลุ่มบริษัท ชำระค่าบริการให้แก่การนิคมอุตสาหกรรมสำหรับบริการการจัดส่งน้ำและการบำบัดน้ำเสียโดยคำนวณตามสูตรที่



กำหนดในสัญญาบริการการจัดหาน้ำและบำบัดน้ำเสีย สำหรับนิคมอุตสาหกรรมแหลมฉบัง น้ำดิบดังกล่าวมาจากอ่างเก็บน้ำหนองค้อ จังหวัดชลบุรี

**(ค) สวนอุตสาหกรรมบางกะดี**

บริษัท สวนอุตสาหกรรมบางกะดี จำกัด เป็นผู้จัดการในด้านทรัพยากรน้ำ การจัดส่งน้ำ และการบำบัดน้ำเสียในสวนอุตสาหกรรมบางกะดี ซึ่งรวมถึงน้ำดิบ น้ำเพื่อการบริโภค และระบบการบำบัดน้ำเสีย โดยกลุ่มบริษัทฯ ชำระค่าบริการให้แก่สวนอุตสาหกรรมบางกะดีสำหรับบริการการจัดส่งน้ำและการบำบัดน้ำเสียโดยคำนวณตามสูตรที่กำหนดไว้ในสัญญาบริการการจัดหาน้ำและบำบัดน้ำเสีย ในปัจจุบันการประปานครหลวง (“กปน.”) เป็นผู้จัดส่งน้ำดิบให้แก่สวนอุตสาหกรรมบางกะดี โดยน้ำดิบจากคลองของกปน. จะถูกสูบไปยังโรงกรองน้ำเพื่อการผลิตน้ำไปใช้ในสวนอุตสาหกรรมบางกะดี

**(ง) นิคมอุตสาหกรรมเหมราช**

เหมราชเป็นผู้จัดการในด้านทรัพยากรน้ำ การจัดส่งน้ำและการบำบัดน้ำเสียในนิคมอุตสาหกรรมเหมราช ซึ่งรวมถึง น้ำดิบ น้ำเพื่อการบริโภค และการบำบัดน้ำเสีย โดยกลุ่มบริษัทฯ ชำระค่าบริการให้แก่เหมราชสำหรับบริการการจัดส่งน้ำและการบำบัดน้ำเสียโดยคำนวณตามสูตรที่กำหนดในสัญญาบริการการจัดหาน้ำและบำบัดน้ำเสีย ในนิคมอุตสาหกรรมเหมราชนี้ น้ำดิบจะถูกส่งตรงไปยังโรงผลิตน้ำเพื่อปรับปรุงคุณภาพน้ำก่อนที่จะแจกจ่ายไปยังโรงงานต่างๆ นอกจากนี้ เหมราชยังมีอ่างเก็บน้ำหนองปลาไหล ซึ่งเป็นอ่างเก็บน้ำขนาดใหญ่ตั้งอยู่ใกล้กับนิคมอุตสาหกรรมเหมราชอีกด้วย

### 3. ปัจจัยความเสี่ยง

#### 3.1 ความเสี่ยงจากความผันผวนของราคาเชื้อเพลิง

ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงหลักสำหรับโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมของกลุ่มบริษัท หากต้นทุนเชื้อเพลิงเพิ่มขึ้นอย่างมีนัยสำคัญและกลุ่มบริษัท ไม่สามารถผลักราคาเชื้อเพลิงที่เพิ่มขึ้นดังกล่าวไปยังลูกค้าของกลุ่มบริษัท ได้ จะทำให้กลุ่มบริษัท มีอัตรากำไรลดลง

อย่างไรก็ดี บริษัท สามารถผลักราคาเรื่องความผันผวนของราคาเชื้อเพลิงไปยังลูกค้าที่ซื้อไฟฟ้าของกลุ่มบริษัท ภายใต้สัญญาซื้อขายไฟฟ้า กล่าวคือ 1) ตามข้อกำหนดในสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟผ. กลุ่มบริษัท สามารถผลักราคาก๊าซธรรมชาติไปยัง กฟผ. ได้จากสูตรราคาค่าพลังงานไฟฟ้าตามสัญญา และ 2) ตามข้อกำหนดในสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับลูกค้าอุตสาหกรรมในประเทศไทย โดยปกติกลุ่มบริษัท ตกลงขายไฟฟ้าอ้างอิงจากอัตราค่าไฟฟ้าขายปลีกของ กฟผ. ซึ่งมีการรวมคำนวณค่า Ft ที่มีการปรับเปลี่ยนทุกๆ 4 เดือน เพื่อให้สอดคล้องกับราคาของเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าหลายชนิด เช่น ก๊าซธรรมชาติ ถ่านหิน น้ำมัน และเชื้อเพลิงประเภทอื่น ตลอดจนอัตราเงินเพื่อ อัตราแลกเปลี่ยนเงินตราต่างประเทศ และปัจจัยอื่นๆ

#### 3.2 ความเสี่ยงจากการพึ่งพิงการจัดหาก๊าซธรรมชาติของปตท. ให้กับกลุ่มบริษัท

การประกอบธุรกิจของกลุ่มบริษัท พึ่งพิงการจัดหาเชื้อเพลิง โดยเฉพาะก๊าซธรรมชาติ ซึ่งกลุ่มบริษัท ซื้อทั้งหมดจากปตท. คิดเป็นประมาณร้อยละ 70-80 ของต้นทุนขายและการให้บริการของกลุ่มบริษัท หากก๊าซธรรมชาติเกิดการขาดแคลนหรือปตท. ไม่สามารถจัดส่งก๊าซธรรมชาติให้กับกลุ่มบริษัท ได้ อาจทำให้โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมของกลุ่มบริษัท ไม่สามารถดำเนินการผลิตไฟฟ้าและไอน้ำซึ่งจะส่งผลให้กลุ่มบริษัท ไม่สามารถปฏิบัติตามข้อกำหนดในสัญญาซื้อขายไฟฟ้าและสัญญาซื้อขายไอน้ำที่มีอยู่ได้

อย่างไรก็ดีกลุ่มบริษัท มีการกำหนดปริมาณก๊าซขั้นต่ำที่ ปตท. ต้องจัดหาให้ในสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติกับ ปตท. รวมทั้งมีการแจ้งปริมาณก๊าซที่จะใช้ในแต่ละปีให้ ปตท. ตามแผนการผลิต ซึ่ง ปตท. มีหน้าที่ต้องจัดหาตามสัญญา และชำระค่าปรับเพื่อชดเชยรายได้บางส่วนหาก ปตท. จัดหาก๊าซธรรมชาติไม่ได้ตามปริมาณที่ตกลงกัน นอกจากนี้บริษัท ยังศึกษาแนวทางที่จะเพิ่มสัดส่วนของโรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงประเภทอื่นโดยเฉพาะพลังงานทดแทน เช่น น้ำและแสงอาทิตย์ เพื่อลดสัดส่วนการพึ่งพิงรายได้หลักที่มาจากโรงไฟฟ้าที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง

#### 3.3 ความเสี่ยงจากการพึ่งพิง กฟผ.

กฟผ. เป็นรัฐวิสาหกิจและผู้ผลิตไฟฟ้ารายใหญ่ที่สุดของประเทศ และเป็นผู้ซื้อไฟฟ้าแบบขายส่งรายใหญ่ที่ควบคุมระบบขายส่งไฟฟ้าทั้งหมดในประเทศ และยังเป็นลูกค้ารายใหญ่ที่สุดของกลุ่มบริษัท โดยรายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. มีสัดส่วนประมาณร้อยละ 60 ของรายได้จากการขายและการให้บริการทั้งหมดของกลุ่มบริษัท อีกทั้งสัญญาซื้อขายไฟฟ้าตามโครงการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP ระหว่าง กฟผ. กับกลุ่มบริษัท เป็นสัญญามาตรฐานที่กลุ่มบริษัท ไม่สามารถเจรจาต่อรองเงื่อนไขต่างๆ ได้

อย่างไรก็ดี จากผลการดำเนินงานที่ผ่านมา โรงไฟฟ้าของกลุ่มบริษัทฯ ทุกโรงปฏิบัติตามเงื่อนไขสำคัญในสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟผ. และบริษัทฯ ยังได้จัดตั้งฝ่ายควบคุมปฏิบัติการซึ่งเป็นหน่วยงานกลางที่ทำหน้าที่ควบคุม ประสานงานและส่งรายงานผลการดำเนินงานของโรงไฟฟ้า การจำหน่ายไฟฟ้าและแผนการซ่อมบำรุงของโรงไฟฟ้าทุกโรงให้ กฟผ. รวมทั้งการวางแผนจัดการป้องกันปัญหาต่างๆ ที่อาจเกิดขึ้นจากการดำเนินเครื่อง เพื่อลดความเสี่ยงของโรงไฟฟ้าจากการผิดเงื่อนไขในสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟผ.

#### **3.4 ความเสี่ยงจากการดำเนินเครื่องและการบำรุงรักษาโรงไฟฟ้าที่เปิดดำเนินการแล้ว**

การประกอบกิจการของกลุ่มบริษัทฯ อาศัยเครื่องจักรและกระบวนการผลิตที่มีความซับซ้อน กำลังการผลิตและประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าขึ้นอยู่กับ การดำเนินเครื่องและการบำรุงรักษาอุปกรณ์ของโรงไฟฟ้าเป็นสำคัญ ความขัดข้องจากการดำเนินงานหรือการหยุดเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าอย่างฉุกเฉิน อาจทำให้กำลังการผลิตไฟฟ้าลดลงต่ำกว่าระดับที่คาดการณ์ไว้ หรืออัตราการใช้ความร้อน (Heat Rate) สูงกว่าอัตราที่กำหนดไว้ในสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟผ. (Contracted Heat Rate) ซึ่งส่งผลกระทบต่อความสามารถในการทำกำไรของโรงไฟฟ้า

อย่างไรก็ดี บริษัทฯ มีความรู้ความชำนาญในการดำเนินเครื่องและการซ่อมบำรุงโรงไฟฟ้า SPP มากว่า 20 ปี โดยบริษัทฯ มีกลยุทธ์ในการดำเนินเครื่องและการซ่อมบำรุงที่สำคัญดังนี้

- 1) การมอบหมายให้ทีมดำเนินเครื่องและทีมซ่อมบำรุงของโรงไฟฟ้าแต่ละโรงประจำโรงไฟฟ้าตั้งแต่ช่วงก่อสร้างโรงไฟฟ้าประมาณ 6-12 เดือน ก่อนเปิดดำเนินการ เพื่อสร้างความคุ้นเคยกับการออกแบบและการทำงานของเครื่องจักร
- 2) การวางแผนให้มีโรงไฟฟ้าหลายโรงอยู่ในนิคมอุตสาหกรรมเดียวกัน เพื่อให้เกิดประสิทธิภาพสูงสุดในการดำเนินเครื่องและการสับเปลี่ยนการจำหน่ายไฟฟ้าในกรณีที่เกิดเหตุขัดข้องขึ้นในเครื่องจักรตัวใดตัวหนึ่ง
- 3) การอาศัยผู้เชี่ยวชาญในการซ่อมบำรุงเครื่องจักรตามสัญญาการให้บริการงานบำรุงรักษาระยะยาวกับผู้ผลิตและการควบคุมดูแลโดยทีมซ่อมบำรุงของบริษัทฯ และ
- 4) การอาศัยฝ่ายบริหารทรัพย์สิน ซึ่งเป็นหน่วยงานกลางคอยประสานและจัดการตารางการซ่อมบำรุงของโรงไฟฟ้าให้เป็นไปตามเงื่อนไขของผู้ผลิตและใช้จำนวนวันในการซ่อมบำรุงให้น้อยที่สุด

กลยุทธ์ที่สำคัญเหล่านี้ ส่งผลให้โรงไฟฟ้าที่เปิดดำเนินการแล้วของบริษัทฯ มีอัตราการใช้เชื้อเพลิงจริงน้อยกว่าอัตราที่ระบุไว้ในสัญญา และจำนวนวันในการซ่อมบำรุงเป็นไปตามเงื่อนไขที่ระบุไว้ในสัญญาเช่นกัน

#### **3.5 ความเสี่ยงจากการก่อสร้างโครงการให้แล้วเสร็จภายในระยะเวลาที่กำหนดหรือค่าใช้จ่ายในการก่อสร้างอาจสูงกว่างบประมาณที่ตั้งไว้**

การก่อสร้างหรือพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าของกลุ่มบริษัทฯ อาจเกิดการส่งมอบงานล่าช้าหรืออาจมีเหตุอื่นใด ซึ่งทำให้ต้นทุนในการก่อสร้างสูงกว่าที่คาดการณ์ไว้ อันเป็นผลมาจากหลายปัจจัย เช่น การส่งมอบส่วนประกอบสำคัญล่าช้ากว่ากำหนดการ การไม่ได้รับอนุมัติซึ่งใบอนุญาตใดๆ ที่เกี่ยวข้องกับการก่อสร้าง

รวมถึงเกิดเหตุสุดวิสัยนอกเหนือการควบคุมของกลุ่มบริษัท ส่งผลให้โครงการโรงไฟฟ้าอื่นๆ ไม่สามารถเปิดดำเนินการได้ตามที่ระบุไว้ในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า

อย่างไรก็ดี บริษัท มีระบบการวางแผนการก่อสร้างและการกำหนดงบประมาณที่มีมาตรฐานสูงและเป็นที่ยอมรับในสากล โดยบริษัท สามารถบริหารจัดการให้ทุกโครงการที่ก่อสร้างกำหนดเสร็จทันเวลาและตามงบประมาณที่กำหนดไว้ โดยอาศัยการประสานงานจากทุกหน่วยงานที่เกี่ยวข้องอย่างเป็นระบบ เช่น ฝ่ายจัดซื้อและการพาณิชย์กำหนดคุณสมบัติของเครื่องจักรและผู้รับเหมาที่จะเข้าร่วมประมูลให้มีมาตรฐานระดับสากล จัดทำขั้นตอนการประมูลราคาที่โปร่งใส ฝ่ายติดต่อใบอนุญาต ชุมชน และสิ่งแวดล้อมดำเนินการขอใบอนุญาตที่เกี่ยวข้อง เข้าทำความเข้าใจกับชุมชน และทำรายงานสิ่งแวดล้อมล่วงหน้าตั้งแต่ก่อนเริ่มดำเนินการก่อสร้าง ฝ่ายบริหารโครงการติดตามตรวจสอบความคืบหน้าของการก่อสร้างและการเบิกจ่ายงบประมาณทุกเดือน และฝ่ายการเงินจัดหาเงินทุนที่เหมาะสมต่อโครงการโรงไฟฟ้าแต่ละโรง

### 3.6 ความเสี่ยงจากการแข่งขันเพื่อให้ได้มาซึ่งโครงการผลิตไฟฟ้าในอนาคต

กลุ่มบริษัท มีแผนการเข้าร่วมประมูลโครงการผลิตไฟฟ้าทั้งในประเทศและต่างประเทศเพื่อขยายกิจการของกลุ่มบริษัท โดยความสามารถในการขยายกิจการของกลุ่มบริษัท ขึ้นอยู่กับนโยบายการเปิดการประมูลโครงการตามโครงการรับซื้อไฟฟ้าของรัฐบาล ความสามารถในการปฏิบัติตามคุณสมบัติทางเทคนิคของโครงการที่เปิดประมูล การหาแหล่งเงินทุนของกลุ่มบริษัท และสถานะการแข่งขันที่กลุ่มบริษัท ต้องเผชิญ

ทั้งนี้ การที่บริษัท ตัดสินใจเข้าร่วมในการประมูลโครงการใด โครงการนั้นต้องผ่านขั้นตอนการประเมินความเสี่ยงในด้านต่างๆ ตามกระบวนการที่บริษัท กำหนดไว้ เช่น การประเมินความเสี่ยงทางเทคนิค ผลตอบแทนทางการเงิน และการประเมินความเสี่ยงทางกฎหมาย เพื่อให้มั่นใจว่าผลตอบแทนเหมาะสมกับระดับความเสี่ยงของโครงการนั้นๆ และมีคณะกรรมการบริษัท และคณะผู้บริหารที่มีความรู้และประสบการณ์ในอุตสาหกรรมมายาวนาน เป็นผู้พิจารณาและประเมินความเสี่ยงในโครงการลงทุนแต่ละโครงการ

### 3.7 ความเสี่ยงจากการสูญเสียผู้บริหารระดับสูงหรือพนักงานที่สำคัญของกลุ่มบริษัท

กลยุทธ์ในการพัฒนาธุรกิจของกลุ่มบริษัท ต้องอาศัยวิสัยทัศน์และความเชี่ยวชาญของผู้บริหารระดับสูงและพนักงานที่สำคัญของกลุ่มบริษัท ผู้บริหารระดับสูงและพนักงานที่สำคัญของกลุ่มบริษัท ได้สั่งสมและสร้างระบบบริหารจัดการและองค์ความรู้ทางด้านเทคนิคจำนวนมาก โดยที่ผู้บริหารระดับสูงของกลุ่มบริษัท ประสบความสำเร็จในการพัฒนา จัดหาแหล่งเงินทุน ก่อสร้าง การเข้าซื้อกิจการ ดำเนินโครงการโรงไฟฟ้า หากกลุ่มบริษัท สูญเสียคณะผู้บริหารระดับสูงและพนักงานที่สำคัญ กลุ่มบริษัท อาจไม่สามารถหาบุคคลอื่นมาทำหน้าที่แทน และอาจส่งผลต่อความต่อเนื่องของการดำเนินงานของกลุ่มบริษัท

อย่างไรก็ดี บริษัท ตระหนักเป็นอย่างดีว่าพนักงานถือเป็นส่วนสำคัญต่อความสำเร็จของบริษัท ดังนั้น บริษัท จึงได้ให้ความสำคัญต่อการพัฒนาทรัพยากรบุคคล โดยบริษัท มุ่งหมายที่จะจูงใจ พัฒนา และรักษาบุคลากรที่มีคุณภาพตามแผนพัฒนาบุคลากรรายบุคคล (Individual Development Plans) และมีทัศนคติ

ตั้งอยู่บนพื้นฐานของหลักค่านิยมขององค์กร 4 ประการ (4 P) คือ Positivity, Professionalism, Partnership และ Pioneering Spirit นอกจากนี้ บริษัทกำหนดบุคลากรที่มีความสามารถที่จะมาสืบทอดตำแหน่งสำคัญในบริษัท (Succession Planner) โดยมุ่งเน้นการฝึกฝนและพัฒนาบุคลากรเหล่านั้นให้มีความก้าวหน้า และมีความพร้อมในการก้าวขึ้นเป็นผู้บริหารระดับสูงของบริษัท ในอนาคต

### **3.8 ความเสี่ยงจากการเป็นผู้ประกอบธุรกิจโดยการถือหุ้นในบริษัทอื่น (Holding company)**

บริษัท ประกอบธุรกิจโดยการถือหุ้นในบริษัทอื่น ดังนั้นความสามารถในการประกาศจ่ายเงินปันผลของบริษัท จึงขึ้นอยู่กับผลประกอบการของบริษัทย่อยและบริษัทร่วมของบริษัท บริษัทย่อยและบริษัทร่วมของบริษัท ซึ่งเป็นบริษัทเจ้าของโครงการ (project companies) ซึ่งความสามารถในการจ่ายเงินปันผลของบริษัทเจ้าของโครงการขึ้นอยู่กับผลการดำเนินงาน เงื่อนไขทางการเงิน สภาพคล่อง ข้อกำหนดในการลงทุน และข้อจำกัดภายใต้สัญญาเงินกู้ของโครงการ และปัจจัยอื่นๆ ที่คณะผู้บริหาร กรรมการ และ/หรือ ผู้ถือหุ้นของบริษัทเจ้าของโครงการเหล่านั้นเห็นสมควร

โดยนโยบายการจ่ายเงินปันผลของบริษัทย่อย จะพิจารณาจ่ายตามกำไรสุทธิหลังหักภาษี ทุนสำรองเงินตามที่กฎหมายกำหนด ภาระผูกพันตามเงื่อนไขของสัญญาเงินกู้แล้ว กระแสเงินสด และความเหมาะสมอื่นๆ ของบริษัทย่อย

### **3.9 กลุ่มบริษัท มีความเสี่ยงทางด้านอัตราแลกเปลี่ยน**

กลุ่มบริษัท มีความเสี่ยงทางด้านอัตราแลกเปลี่ยนจากการที่กลุ่มบริษัท มีเงินกู้ยืมบางส่วนในสกุลเงินดอลลาร์สหรัฐและมีการซื้อเครื่องจักรสำหรับโครงการโรงไฟฟ้าโดยใช้เงินตราต่างประเทศ รวมทั้งมีรายได้บางส่วนเป็นสกุลเงินตราต่างประเทศ เช่น ดอลลาร์สหรัฐ กีบลาว และดองเวียดนาม หรือเป็นสกุลเงินบาทซึ่งเชื่อมโยงกับดอลลาร์สหรัฐ (Dollar-linked)

อย่างไรก็ดี กลุ่มบริษัท มีกลยุทธ์ในการจัดการความเสี่ยงทางด้านอัตราแลกเปลี่ยนดังนี้ 1) การจัดสัดส่วนเงินกู้ยืมของบริษัทเจ้าของโครงการในสกุลเงินดอลลาร์สหรัฐ ให้สอดคล้องกับรายได้ในสกุลเงินเดียวกัน หรือเรียกว่า “Natural Hedge” ซึ่งเป็นการจำกัดความเสี่ยงทางด้านอัตราแลกเปลี่ยนของโครงการที่เปิดดำเนินการแล้ว และ 2) การใช้ตราสารอนุพันธ์ เช่น สัญญาซื้อขายล่วงหน้า (Forward Contract) เพื่อป้องกันความเสี่ยงทางด้านอัตราแลกเปลี่ยนในการซื้อเครื่องจักรสำหรับโครงการโรงไฟฟ้าระหว่างก่อสร้าง

### **3.10 กลุ่มบริษัท อาจได้รับผลกระทบจากความผันผวนของอัตราดอกเบี้ย**

การพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าต้องใช้เงินลงทุนจำนวนมาก โดยแหล่งเงินทุนส่วนใหญ่ของกลุ่มบริษัท ได้มาจากสินเชื่อที่มีกับสถาบันการเงินต่างๆ ในอัตราดอกเบี้ยแบบลอยตัวที่อ้างอิงกับ LIBOR MLR หรือ THBFX โดยบริษัท มีนโยบายในการป้องกันความเสี่ยงจากความผันผวนของอัตราดอกเบี้ยส่วนใหญ่ โดยใช้ตราสารอนุพันธ์เพื่อสับเปลี่ยนอัตราดอกเบี้ยแบบลอยตัวให้เป็นอัตราดอกเบี้ยคงที่

### 3.11 ความเสี่ยงจากการมีสัดส่วนหนี้สินสุทธิมากกว่าส่วนของผู้ถือหุ้น

บริษัทฯ มีสัดส่วนหนี้สินสุทธิต่อส่วนของผู้ถือหุ้น ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2560 ที่ 1.4 เท่า ตามงบการเงินรวมของบริษัทฯ หรือมีหนี้สินสุทธิมากกว่าส่วนของผู้ถือหุ้น ซึ่งอาจส่งผลกระทบต่อความมั่นคงทางการเงินและโครงสร้างเงินทุนโดยรวมของบริษัทฯ

อย่างไรก็ดีหนี้สินสุทธิส่วนมากของบริษัทฯ กว่าร้อยละ 80 เป็นหนี้สินสุทธิตามโครงการหรือบริษัทย่อยของบริษัทฯ ซึ่งบริษัทฯ เป็นผู้ถือหุ้นใหญ่และมีอำนาจควบคุม จึงมีการจัดทำงบการเงินแบบวิ้งงบการเงินรวม (Consolidation) กล่าวคือ มีการรวมสินทรัพย์และหนี้สินของบริษัทย่อยในงบการเงินรวมของบริษัทฯ ซึ่งหนี้สินระดับโครงการเป็นการกู้เงินในรูปแบบของเงินกู้โครงการ (Project Finance) ที่ภาระผูกพันของผู้ถือหุ้นมีจำกัด (Limited Recourse) และหากพิจารณาในระดับของงบการเงินเฉพาะกิจการ บริษัทฯ มีสัดส่วนหนี้สินสุทธิต่อส่วนของผู้ถือหุ้น ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2560 เพียง -0.1 เท่า หรือคือมีเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดมากกว่าหนี้สินของบริษัทฯ

#### 4. ทรัพย์สินที่ใช้ในการประกอบธุรกิจ

##### 4.1 เงินลงทุน

บริษัทฯ ประกอบธุรกิจโดยการถือหุ้นในบริษัทอื่น (Holding Company) ที่ประกอบธุรกิจหลักด้านการผลิตและจำหน่ายไฟฟ้า ไอ้ น้ำ และธุรกิจที่เกี่ยวข้องทั้งในประเทศ และต่างประเทศ ดังนั้น สินทรัพย์ถาวรหลักของ บริษัทฯ จึงเป็นเงินลงทุนในบริษัทย่อยและบริษัทร่วมค้า โดยจากงบการเงินเฉพาะกิจการของบริษัทฯ ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2560 บริษัทฯ มีเงินลงทุนในบริษัทย่อยและบริษัทร่วมค้า จำนวน 8,725.5 ล้านบาท

ตารางดังต่อไปนี้ แสดงรายละเอียดเกี่ยวกับสินทรัพย์ของบริษัทฯ ตามที่ปรากฏในงบการเงินเฉพาะกิจการของบริษัทฯ สำหรับปีบัญชีสิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม 2560

สินทรัพย์	สัดส่วนการถือหุ้น (ร้อยละ)	มูลค่าทางบัญชี (บาท)
<b>1. เงินลงทุนในบริษัทย่อย</b>		
ABP	51.2	846,470,974
ABP3	30.0	422,599,433
ABP4	29.9	434,214,367
ABP5	29.9	419,683,259
ABPR1	30.0	387,476,958
ABPR2	30.0	405,967,872
ABPR3	29.9	300,234,540
ABPR4	29.9	280,321,233
ABPR5	29.9	120,287,060
BPHL	99.9	249,925
BGPL	99.9	554,089,900
BIP1	74.0	1,040,639,729
BIP2	74.0	963,675,947
BPWHA 1	75.0	1,151,872,954
BPB2	100.0	2,499,925
BGPR1	100.0	2,499,925
BGPR2	100.0	2,499,925
BORP1	91.3	228,275
BORP2	91.3	228,275
BORP3	91.3	228,275
BORP4	91.3	228,275
TWP	70.0	184,467
BGPSP	100.0	99,999,700
BGPSK	99.9	152,499,700
BGPS	100.0	1,249,925
BW	74.0	162,233,155



สินทรัพย์	สัดส่วนการถือหุ้น (ร้อยละ)	มูลค่าทางบัญชี (บาท)
BGC 1	99.9	249,925
BGC 2	99.9	249,925
<b>2. เงินลงทุนในบริษัทร่วมค้า</b>		
BGSENA	49.0	409,149,700
BGYSP	49.0	563,493,200
BGPPP	55.0	18,132
<b>รวมเงินลงทุน<sup>1</sup></b>		<b>8,725,524,856</b>

1 รวมเงินลงทุนทั้งหมดอาจไม่ตรงกับผลรวมทั้งหมดของตัวเลขที่แสดงในตาราง เนื่องจากการปัดทศนิยมเป็นหน่วยบาท

#### 4.2 สินทรัพย์ถาวรที่ใช้ในการประกอบธุรกิจหลักของบริษัทฯ และบริษัทย่อยที่ประกอบธุรกิจหลัก

ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2560 บริษัทย่อยที่ประกอบธุรกิจหลักมีสินทรัพย์ถาวรหลักที่ใช้ในการประกอบธุรกิจดังนี้

##### 4.2.1 สินทรัพย์ถาวรที่ใช้ในการประกอบธุรกิจหลัก

ส่วนใหญ่ประกอบด้วยที่ดิน ส่วนปรับปรุงที่ดิน โรงไฟฟ้าระบบส่งพลังไฟฟ้าและอุปกรณ์ อุปกรณ์สำนักงานเครื่องตกแต่งและคอมพิวเตอร์ อาคารและสิ่งปลูกสร้าง ยานพาหนะ งานระหว่างก่อสร้าง วัสดุสำรองคลัง ทั้งนี้ มูลค่าสุทธิตามบัญชีของสินทรัพย์ถาวรหลัก ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2560 ตามงบการเงินสามารถแสดงได้ตามตารางต่อไปนี้

ลำดับ	รายการ	มูลค่าตามบัญชี (บาท)	
		31 ธันวาคม 2559	31 ธันวาคม 2560
1	ที่ดิน	1,357,515,007	2,277,243,233
2	ส่วนปรับปรุงที่ดิน สุทธิ –	47,709,895	50,690,243
3	โรงไฟฟ้าระบบส่งพลังไฟฟ้าและอุปกรณ์	39,440,334,526	37,201,102,989
4	อุปกรณ์สำนักงานเครื่องตกแต่ง และคอมพิวเตอร์ สุทธิ –	106,282,469	125,372,972
5	อาคารและสิ่งปลูกสร้าง สุทธิ –	484,851,421	478,867,158
6	ยานพาหนะ สุทธิ –	15,342,027	23,129,098
7	งานระหว่างก่อสร้าง	5,200,381,297	10,996,258,677
8	วัสดุสำรองคลัง	341,379,482	317,187,293
<b>รวม<sup>1</sup></b>		<b>46,993,796,124</b>	<b>51,469,851,660</b>

1 มูลค่าตามบัญชีรวมทั้งหมดอาจไม่ตรงกับผลรวมทั้งหมดของตัวเลขที่แสดงในตาราง เนื่องจากการปัดทศนิยมเป็นหน่วยบาท



#### 4.2.2 ที่ดินและส่วนปรับปรุงที่ดิน

ที่ดินและส่วนปรับปรุงที่ดินของบริษัทย่อยที่ประกอบธุรกิจหลัก มีรายละเอียดแบ่งตามกลุ่มบริษัท ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2560 ดังต่อไปนี้

##### (1) กลุ่มบริษัท ABP

บริษัท	ที่ตั้ง	พื้นที่			วัตถุประสงค์การถือครอง	ลักษณะกรรมสิทธิ์	ภาระผูกพัน
		ไร่	งาน	ตรว.			
ABP1	อำเภอเมืองชลบุรี จังหวัดชลบุรี	64	5	43	เพื่อเป็นสถานที่ตั้งโรงงานสำหรับประกอบ กิจการผลิตกระแสไฟฟ้าและไอน้ำ	เป็นเจ้าของ	<ul style="list-style-type: none"> <li>เป็นหลักประกันในการกู้ยืมกับสถาบันการเงิน มูลค่าจำนอง 5,384,000,000 บาท</li> </ul>
ABP2	อำเภอเมืองชลบุรี จังหวัดชลบุรี	24	6	69	เพื่อเป็นสถานที่ตั้งโรงงานสำหรับประกอบ กิจการผลิตกระแสไฟฟ้าและไอน้ำ	เป็นเจ้าของ	
ABP3	อำเภอบางละมุง จังหวัดชลบุรี	22	7	60	เพื่อเป็นสถานที่ตั้งโรงงานสำหรับประกอบ กิจการผลิตกระแสไฟฟ้าและไอน้ำ	เป็นเจ้าของ	<ul style="list-style-type: none"> <li>เป็นหลักประกันในการกู้ยืมกับสถาบันการเงิน มูลค่าจำนอง 7,100,000,000 บาท</li> </ul>
ABP4	อำเภอเมืองชลบุรี จังหวัดชลบุรี	17	3	46	เพื่อเป็นสถานที่ตั้งโรงงานสำหรับประกอบ กิจการผลิตกระแสไฟฟ้าและไอน้ำ	เป็นเจ้าของ	<ul style="list-style-type: none"> <li>เป็นหลักประกันในการกู้ยืมกับสถาบันการเงิน มูลค่าจำนอง 8,500,000,000 บาท</li> </ul>
ABP5	อำเภอเมืองชลบุรี จังหวัดชลบุรี	16	3	69	เพื่อเป็นสถานที่ตั้งโรงงานสำหรับประกอบ กิจการผลิตกระแสไฟฟ้าและไอน้ำ	เป็นเจ้าของ	<ul style="list-style-type: none"> <li>เป็นหลักประกันในการกู้ยืมกับสถาบันการเงิน มูลค่าจำนอง 8,000,000,000 บาท</li> </ul>
ABPR1	อำเภอปลวกแดง จังหวัดระยอง	24	4	31.3	เพื่อเป็นสถานที่ตั้งโรงงานสำหรับประกอบ กิจการผลิตกระแสไฟฟ้าและไอน้ำ	เป็นเจ้าของ	<ul style="list-style-type: none"> <li>เป็นหลักประกันในการกู้ยืมกับสถาบันการเงิน มูลค่าจำนอง 6,900,000,000 บาท</li> </ul>
ABPR2	อำเภอปลวกแดง จังหวัดระยอง	19	6	86	เพื่อเป็นสถานที่ตั้งโรงงานสำหรับประกอบ กิจการผลิตกระแสไฟฟ้าและไอน้ำ	เป็นเจ้าของ	<ul style="list-style-type: none"> <li>เป็นหลักประกันในการกู้ยืมกับสถาบันการเงิน มูลค่าจำนอง 7,200,000,000 บาท</li> </ul>
ABPR5	อำเภอปลวกแดง จังหวัดระยอง	26	2	99	ก่อสร้าง พัฒนา และดำเนินโครงการ โรงไฟฟ้า	เป็นเจ้าของ	<ul style="list-style-type: none"> <li>ปลอดภาระผูกพัน</li> </ul>

**(2) กลุ่มบริษัทบางกะดี**

บริษัท	ที่ตั้ง	พื้นที่			วัตถุประสงค์การถือครอง	ลักษณะกรรมสิทธิ์	ภาระผูกพัน
		ไร่	งาน	ตรว.			
<b>BIP1</b>	อำเภอเมืองปทุมธานี จังหวัดปทุมธานี	15	2	93	เพื่อเป็นสถานที่ตั้งโรงงานสำหรับประกอบกิจการผลิตกระแสไฟฟ้าและไอน้ำ	เป็นเจ้าของ	<ul style="list-style-type: none"> <li>เป็นหลักประกันในการกู้ยืมกับสถาบันการเงิน มูลค่าจำนวน 6,300,000,000 บาท</li> </ul>
<b>BIP2</b>	อำเภอเมืองปทุมธานี จังหวัดปทุมธานี	12	7	29	เพื่อเป็นสถานที่ตั้งโรงงานสำหรับประกอบกิจการผลิตกระแสไฟฟ้าและไอน้ำ	เป็นเจ้าของ	<ul style="list-style-type: none"> <li>เป็นหลักประกันในการกู้ยืมกับสถาบันการเงิน มูลค่าจำนวน 6,500,000,000 บาท</li> </ul>

**(3) กลุ่มบริษัทพลังงานหมุนเวียน**

บริษัท	ที่ตั้ง	พื้นที่			วัตถุประสงค์การถือครอง	ลักษณะกรรมสิทธิ์	ภาระผูกพัน
		ไร่	งาน	ตรว.			
<b>BGPSK</b>	อำเภอเมืองสระแก้ว จังหวัดสระแก้ว	111	7	79	เพื่อเป็นสถานที่ตั้งโรงงานสำหรับประกอบกิจการผลิตกระแสไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์	เป็นเจ้าของ	<ul style="list-style-type: none"> <li>เป็นหลักประกันในการกู้ยืมกับสถาบันการเงิน มูลค่าจำนวน 704,000,000 บาท</li> </ul>

**(4) กลุ่มบริษัทอื่น ๆ**

บริษัท	ที่ตั้ง	พื้นที่			วัตถุประสงค์การถือครอง	ลักษณะกรรมสิทธิ์	ภาระผูกพัน
		ไร่	งาน	ตรว.			
<b>BPWHA 1</b>	ตำบลบ่อวิน อำเภอศรีราชา จังหวัดชลบุรี	30	2	46	ก่อสร้าง พัฒนา และดำเนินการโรงไฟฟ้า	เป็นเจ้าของ	<ul style="list-style-type: none"> <li>เป็นหลักประกันในการกู้ยืมกับสถาบันการเงิน มูลค่าจำนวน 8,875,160,000 บาท</li> </ul>

#### 4.2.3 สัญญาเช่า

บริษัทย่อยที่ประกอบธุรกิจหลักครอบครองที่ดินตามสัญญาเช่า มีรายละเอียดแบ่งตามกลุ่มบริษัท ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2560 ดังต่อไปนี้

##### (1) กลุ่มบริษัท ABP

บริษัท	ผู้ให้เช่า	ที่ตั้ง	พื้นที่			วัตถุประสงค์	ระยะเวลาเช่า	วันเริ่มต้นถึง วันสิ้นสุด	ภาระผูกพัน
			ไร่	งาน	ตรว.				
ABP5	อมตะ คอร์ปอเรชั่น	นิคมอุตสาหกรรมอมตะนคร ชลบุรี	2.97	-	-	เพื่อเป็นสถานที่ตั้งโรงงาน สำหรับประกอบกิจการผลิต กระแสไฟฟ้าและไอน้ำ	30 ปี	22 สิงหาคม 2557 ถึง 21 สิงหาคม 2587	ปลอดภาระผูกพัน
ABPR3	อมตะ ซิตี	อำเภอปลวกแดงจังหวัด ระยอง	10	3	43.8	ก่อสร้าง พัฒนา และ ดำเนินการโรงไฟฟ้า	30 ปี	21 ตุลาคม 2558 ถึง 21 ตุลาคม 2588	ปลอดภาระผูกพัน
	อมตะ ซิตี	อำเภอปลวกแดงจังหวัด ระยอง	15	-	83.08	ก่อสร้างโรงไฟฟ้า	30 ปี	2 มีนาคม 2558 ถึง 2 มีนาคม 2588	ปลอดภาระผูกพัน
ABPR4	อมตะ ซิตี	อำเภอปลวกแดงจังหวัด ระยอง	9	1	60.92	ก่อสร้างโรงไฟฟ้า	30 ปี	2 มีนาคม 2558 ถึง 2 มีนาคม 2588	ปลอดภาระผูกพัน
	อมตะ ซิตี	อำเภอปลวกแดงจังหวัด ระยอง	10	2	88	ก่อสร้างโรงไฟฟ้า	30 ปี	30 ตุลาคม 2558 ถึง 30 ตุลาคม 2588	ปลอดภาระผูกพัน

(2) กลุ่มบริษัทแหลมฉบัง

บริษัท	ผู้ให้เช่า	ที่ตั้ง	พื้นที่			วัตถุประสงค์	ระยะเวลาเช่า	วันเริ่มต้นถึง วันสิ้นสุด	ภาระผูกพัน
			ไร่	งาน	ตรว.				
BPLC1	กนอ.	นิคมอุตสาหกรรมแหลมฉบังชลบุรี	10	3	34.81	ประกอบกิจการผลิตกระแสไฟฟ้า และไอน้ำ	19 ปี 1 เดือน 19 วัน	12 พฤศจิกายน 2542 ถึง 31 ธันวาคม 2561	อาคารและสิ่งปลูกสร้างเป็นหลักประกันในการกู้ยืมกับสถาบันการเงิน มูลค่าจำนอง 3,027,460,000 บาท
	กนอ.	นิคมอุตสาหกรรมแหลมฉบัง ชลบุรี	8	3	17.87	ประกอบกิจการวางระบบส่งกระแสไฟฟ้าและไอน้ำ	18 ปี 5 เดือน 23 วัน	8 กรกฎาคม 2543 ถึง 31 ธันวาคม 2561	ปลอดภาระผูกพัน
	กนอ.	นิคมอุตสาหกรรมแหลมฉบัง ชลบุรี	3	3	20	ประกอบกิจการผลิตกระแสไฟฟ้าและไอน้ำและประกอบกิจการวางระบบส่งกระแสไฟฟ้าและไอน้ำ	15 ปี 9 เดือน 12 วัน	19 มีนาคม 2546 ถึง 31 ธันวาคม 2561	ปลอดภาระผูกพัน
	กนอ.	นิคมอุตสาหกรรมแหลมฉบัง ชลบุรี	-	2	25.87	ประกอบกิจการผลิตกระแสไฟฟ้าและไอน้ำประกอบกิจการวางระบบส่งกระแสไฟฟ้าและไอน้ำ	14 ปี 11 เดือน 18 วัน	13 มกราคม 2547 ถึง 31 ธันวาคม 2561	ปลอดภาระผูกพัน
	กนอ.	นิคมอุตสาหกรรมแหลมฉบังชลบุรี	2	2	50.96	ใช้เป็นทางเข้า-ออกโรงงานผลิตไฟฟ้า	19 ปี	1 มกราคม 2543 ถึง 31 ธันวาคม 2561	ปลอดภาระผูกพัน
BPLC2	กนอ.	นิคมอุตสาหกรรมแหลมฉบังชลบุรี	2	1	89.10	ก่อสร้างอาคารโรงงานและประกอบกิจการผลิตกระแสไฟฟ้าและไอน้ำ	12 ปี 1 เดือน	4 ธันวาคม 2549 ถึง 3 มกราคม 2562	อาคารและที่ดินเป็นหลักประกันในการกู้ยืมกับสถาบันการเงิน มูลค่าจำนอง 1,168,230,000 บาท

บริษัท	ผู้ให้เช่า	ที่ตั้ง	พื้นที่			วัตถุประสงค์	ระยะเวลาเช่า	วันเริ่มต้นถึง วันสิ้นสุด	ภาระผูกพัน
			ไร่	งาน	ตรว.				
	กนอ.	นิคมอุตสาหกรรมแหลม ฉะบือ	2	-	4.22	ประกอบกิจการผลิต กระแสไฟฟ้าและไอน้ำ	2 ปี	1 มกราคม 2560 ถึง 31 ธันวาคม 2561	ปลอดภาระผูกพัน
	กนอ.	นิคมอุตสาหกรรมแหลม ฉะบือ	2	2	50.96	ประกอบกิจการผลิต กระแสไฟฟ้าและไอน้ำ และใช้ เป็นทางเข้าออกโรงงานผลิต ไฟฟ้า	11 ปี	1 มกราคม 2551 ถึง 31 ธันวาคม 2561	ปลอดภาระผูกพัน
	กนอ.	นิคมอุตสาหกรรมแหลม ฉะบือ	6	-	20.5	ปักเสาพาดสายไฟฟ้า(ให้กับ บริษัท สยาม มิชลิน จำกัด)	22 ปี	29 กันยายน 2555 ถึง 28 กันยายน 2577	ปลอดภาระผูกพัน
	กนอ.	นิคมอุตสาหกรรมแหลม ฉะบือ	5	-	63.40	ปักเสาพาดสายไฟฟ้า	30 ปี	1 สิงหาคม 2555 ถึง 31 กรกฎาคม 2585	ปลอดภาระผูกพัน
	กนอ.	นิคมอุตสาหกรรมแหลม ฉะบือ	2	2	47.50	ปักเสาพาดสายไฟฟ้า	6 ปี 5 เดือน	1 สิงหาคม 2555 ถึง 31 ธันวาคม 2561	ปลอดภาระผูกพัน
	กนอ.	นิคมอุตสาหกรรมแหลม ฉะบือ	-	3	84.20	ปักเสาพาดสายไฟฟ้า	3 ปี	1 มิถุนายน 2557 ถึง 31 พฤษภาคม 2560	ปลอดภาระผูกพัน

(3) กลุ่มบริษัทอื่น ๆ

บริษัท	ผู้ให้เช่า	ที่ตั้ง	พื้นที่			วัตถุประสงค์	ระยะเวลาเช่า	วันเริ่มต้นถึง วันสิ้นสุด	ภาระผูกพัน
			ไร่	งาน	ตรว.				
APB	AMATA Joint Stock	นิคมอุตสาหกรรมลองบิน เมืองเบียนหัว ประเทศ เวียดนาม	3	3	93.75	ประกอบกิจการผลิต กระแสไฟฟ้า	47 ปี 8 เดือน 21 วัน	10 เมษายน 2540 ถึง 31 ธันวาคม 2587	ปลอดภาระผูกพัน

บริษัท	ผู้ให้เช่า	ที่ตั้ง	พื้นที่			วัตถุประสงค์	ระยะเวลาเช่า	วันเริ่มต้นถึง วันสิ้นสุด	ภาระผูกพัน
			ไร่	งาน	ตรว.				
	AMATA Joint Stock	นิคมอุตสาหกรรมลองบิน เมืองเปียนหัว ประเทศ เวียดนาม	2	-	-	ประกอบกิจการสร้างโรงงาน และผลิตไอน้ำ	34 ปี 6 เดือน 5 วัน	25 พฤษภาคม 2553 ถึง 30 พฤศจิกายน 2587	ปลอดภาระผูกพัน

#### 4.2.4 สัญญาอนุญาตให้ใช้ที่ดิน

บริษัทย่อยที่ประกอบธุรกิจหลักครอบครองที่ดินในเขตนิคมสร้างตนเองตามสัญญาอนุญาตให้ใช้ที่ดิน ทั้งนี้ ตาม พ.ร.บ. จัดที่ดินเพื่อการครองชีพ พ.ศ. 2551 โดยมีรายละเอียดแบ่งตามกลุ่มบริษัท ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2560 ดังต่อไปนี้

บริษัท	ผู้ให้เช่า	ที่ตั้ง	พื้นที่			วัตถุประสงค์	ระยะเวลาเช่า	วันเริ่มต้นถึง วันสิ้นสุด	ภาระผูกพัน
			ไร่	งาน	ตรว.				
BPLC1	กนอ.	นิคมอุตสาหกรรมแหลมฉบัง ชลบุรี	4	1	97.41	ประกอบกิจการผลิตกระแสไฟฟ้า และเช่าที่ดินเพื่อวางระบบส่ง กระแสไฟฟ้าและไอน้ำ	15 ปี 16 เดือน 12 วัน	19 มีนาคม 2546 ถึง 31 ธันวาคม 2561	ปลอดภาระผูกพัน
BPLC2	กนอ.	นิคมอุตสาหกรรมแหลมฉบัง ชลบุรี	-	-	98.90	ใช้ที่ดินเพื่อวางท่อจ่ายน้ำ	29 ปี 7 เดือน	1 มิถุนายน 2553 ถึง 31 ธันวาคม 2583	ปลอดภาระผูกพัน
	กนอ.	นิคมอุตสาหกรรมแหลมฉบัง ชลบุรี	1	-	98.19	ใช้ที่ดินเพื่อวางท่อจ่ายน้ำ	11 ปี	1 มกราคม 2551 ถึง 31 ธันวาคม 2561	ปลอดภาระผูกพัน
	กนอ.	นิคมอุตสาหกรรมแหลมฉบัง ชลบุรี	-	2	8.70	ใช้ที่ดินเพื่อวางท่อส่งไอน้ำ	10 ปี 4 เดือน 26 วัน	5 สิงหาคม 2551 ถึง 31 ธันวาคม 2561	ปลอดภาระผูกพัน
	กนอ.	นิคมอุตสาหกรรมแหลมฉบัง ชลบุรี	4	2	39.30	ใช้ที่ดินเพื่อวางท่อส่งไอน้ำ	22 ปี 4 เดือน 26 วัน	5 สิงหาคม 2551 ถึง 31 ธันวาคม 2583	ปลอดภาระผูกพัน
	กนอ.	นิคมอุตสาหกรรมแหลม ฉบัง ชลบุรี	-	-	51.10	ใช้ที่ดินเพื่อวางท่อส่งไอน้ำ	3 ปี	1 กรกฎาคม 2557 ถึง 30 มิถุนายน 2560	ปลอดภาระผูกพัน

บริษัท	ผู้ให้เช่า	ที่ตั้ง	พื้นที่			วัตถุประสงค์	ระยะเวลาเช่า	วันเริ่มต้นถึง วันสิ้นสุด	ภาระผูกพัน
			ไร่	งาน	ตรว.				
TWP	กรมพัฒนาสังคมและสวัสดิการ	นิคมสร้างตนเองคำสร้อย มุกดาหาร	60	1	-	ใช้ที่ดินดำเนินกิจการโครงการ ทุ่งกังหันลม	23 ปี 5 เดือน 11 วัน	28 พฤษภาคม 2557 ถึง 11 พฤศจิกายน 2580 หรือสภาพของ นิคมสร้างตนเองสิ้นสุดก่อนวันที่ 11 พฤศจิกายน 2580	ปลอดภาระผูกพัน
BW	กรมพัฒนาสังคมและสวัสดิการ	นิคมสร้างตนเองคำสร้อย มุกดาหาร	60	1	-	ใช้ที่ดินเพื่อดำเนินกิจการ โครงการทุ่งกังหันลม	23 ปี 5 เดือน 11 วัน	28 พฤษภาคม 2557 ถึง 11 พฤศจิกายน 2580 หรือสภาพของ นิคมสร้างตนเองสิ้นสุดก่อนวันที่ 11 พฤศจิกายน 2580	ปลอดภาระผูกพัน

#### 4.3 สินทรัพย์ไม่มีตัวตนที่สำคัญในการประกอบธุรกิจของบริษัทฯ และบริษัทย่อย

บริษัทย่อยที่ประกอบธุรกิจหลักครอบครองสินทรัพย์ไม่มีตัวตน มีรายละเอียดแบ่งตามกลุ่มบริษัท ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2560 ดังต่อไปนี้

ลำดับ	รายการ	มูลค่าตามบัญชี (บาท)	
		31 ธันวาคม 2559	31 ธันวาคม 2560
1	สิทธิในการใช้สินทรัพย์	90,884,996	79,908,719
2	ต้นทุนโครงการโรงไฟฟ้ารอตัดจ่าย <sup>1</sup>	2,564,368,776	2,539,629,829
3	สิทธิในการใช้ที่ดิน <sup>2</sup>	438,022,274	672,002,056
4	สิทธิในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า <sup>3</sup>	1,817,617,880	1,553,524,885
5	สิทธิในการให้บริการจากข้อตกลงสัมปทาน <sup>3</sup>	1,632,786,029	2,258,254,524
6	สิทธิในสัญญาให้บริการและบำรุงรักษา	8,187,036	6,624,622
7	โปรแกรมคอมพิวเตอร์	41,051,595	68,989,988
8	สินทรัพย์ไม่มีตัวตนระหว่างติดตั้ง	8,234,748	24,868,471
รวม		<b>6,601,153,334</b>	<b>7,203,803,094</b>

- 1 ต้นทุนโครงการไฟฟ้ารอตัดจ่าย ส่วนใหญ่ประกอบด้วยค่าบริการให้คำปรึกษาภายหลังจากที่ได้รับสัญญาซื้อขายไฟฟ้า โดยมีรายละเอียดดังนี้
  - (1) การให้คำปรึกษาเกี่ยวกับการเตรียมสัญญาที่สำคัญเพื่อให้บรรลุเงื่อนไขในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า เช่น สัญญาซื้อขายเชื้อเพลิงระยะยาว
  - (2) การให้คำปรึกษาเกี่ยวกับการดำเนินการตามเงื่อนไขของใบอนุญาตต่างๆ เช่น ใบอนุญาตประกอบกิจการ ใบอนุญาตผลิตไฟฟ้า ใบอนุญาตผลิตพลังงานควบคู่ และใบอนุญาตจำหน่ายไฟฟ้า เป็นต้น
- 2 สิทธิในการใช้ที่ดิน เป็นค่าใช้จ่ายเพื่อให้ได้มาซึ่งสิทธิในการใช้ที่ดินสำหรับการติดตั้งโรงไฟฟ้า สถานีย่อย ระบบการจัดส่งพลังงานไฟฟ้า และเสาไฟฟ้า
- 3 สิทธิในสัญญาซื้อขายไฟฟ้าและสิทธิในการให้บริการจากข้อตกลงสัมปทานคือสิทธิในการใช้สินทรัพย์จากการก่อสร้างโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานในประเศลาว

##### 4.3.1 การประกันภัย

กลุ่มบริษัทฯ เชื่อว่ากรมธรรม์ประกันภัยที่กลุ่มบริษัทฯ ได้เข้าทำนั้น มีเงื่อนไขใกล้เคียงกับกรมธรรม์ประกันภัยของผู้ที่ประกอบธุรกิจในลักษณะเดียวกันกับกลุ่มบริษัทฯ ในประเทศไทย ประเทศเวียดนาม และประเทศลาว โดยกลุ่มบริษัทฯ เชื่อว่าประกันภัยตามที่กลุ่มบริษัทฯ ได้เข้าทำเพียงพอ ครอบคลุมมูลค่าทางบัญชีของทรัพย์สินและความเสี่ยงทั้งหลายเกี่ยวกับโครงการโรงไฟฟ้าของกลุ่มบริษัทฯ ที่อาจเกิดขึ้นในอนาคต สำหรับรายละเอียดของความเสี่ยงที่อาจเกิดขึ้นและการครอบคลุมของประกันภัยนั้น

##### ประเทศไทย

กลุ่มบริษัทฯ ได้ทำประกันภัยสำหรับโครงการโรงไฟฟ้าของกลุ่มบริษัทฯ กับบริษัทประกันภัย เช่น ทิพยประกันภัย AIG Allianz AXA Liberty และ ACE ซึ่งความคุ้มครองภายใต้กรมธรรม์ประกันภัยครอบคลุมไปถึงความเสียหายหรือความสูญเสียในทรัพย์สินของโครงการโรงไฟฟ้า การหยุดชะงักของธุรกิจ ความรับผิดชอบบุคคลภายนอก ทั้งในช่วงระหว่างการก่อสร้างและในช่วงของการดำเนินการของโครงการโรงไฟฟ้า โดยที่ประกันภัยของกลุ่มบริษัทฯ นั้นรวมถึง แต่ไม่จำกัดเพียง การคุ้มครองดังต่อไปนี้



#### ประกันภัยในระหว่างการก่อสร้าง

- ประกันภัยความเสี่ยงทุกชนิดเกี่ยวกับการก่อสร้างและสิ่งปลูกสร้าง (รวมถึงการคุ้มครองในกรณีน้ำท่วม ภายใต้เงื่อนไขที่สมเหตุสมผลในทางการค้าที่มีอยู่โดยทั่วไป)
- ประกันภัยความรับผิดชอบต่อบุคคลภายนอก
- ประกันภัยการขนส่งสินค้าทางทะเลและการขนส่งภายในประเทศ
- ประกันภัยความล่าช้าในการเริ่มดำเนินงาน
- ประกันภัยหมุนเวียนแรงงาน และ
- ประกันภัยรถยนต์

#### ประกันภัยในระหว่างการดำเนินการ

- ประกันภัยความเสี่ยงทุกชนิดเกี่ยวกับทรัพย์สินและการหยุดชะงักของเครื่องจักร ซึ่งครอบคลุมทั้งความสูญเสียทางกายภาพและความเสียหายต่อทรัพย์สินที่เอาประกัน (รวมถึงการคุ้มครองในกรณีน้ำท่วม ภายใต้เงื่อนไขที่สมเหตุสมผลในทางการค้าที่มีอยู่โดยทั่วไป)
- ประกันภัยการหยุดชะงักของธุรกิจ
- ประกันภัยความรับผิดชอบต่อบุคคลภายนอก
- ประกันภัยหมุนเวียนแรงงาน และ
- ประกันภัยรถยนต์

ทั้งนี้ จำนวนเงินที่เอาประกันทั้งหมดภายใต้กรมธรรม์ประกันภัยของกลุ่มบริษัท ในประเทศไทย คิดเป็นจำนวน 110,002 ล้านบาท

#### ประเทศลาว

ตามเงื่อนไขของสัญญาสัมปทานที่กลุ่มบริษัท ได้เข้าทำกับ GOL และสัญญาซื้อขายไฟฟ้าที่เข้าทำกับ EDL นั้น กลุ่มบริษัท ต้องทำประกันภัยดังต่อไปนี้ กับบริษัทประกันภัย เช่น ทิพยประกันภัย และ Allianz

General Laos:

- ประกันภัยความเสี่ยงทุกชนิดเกี่ยวกับการดำเนินงานตามสัญญา จนกระทั่งถึงวันที่โครงการโรงไฟฟ้าเปิดดำเนินการทางพาณิชย์
- ประกันภัยความรับผิดชอบต่อสาธารณะ
- ประกันภัยความสูญเสียและความเสียหายทางกายภาพ และ
- ประกันภัยหมุนเวียนแรงงาน

ทั้งนี้ จำนวนเงินที่เอาประกันทั้งหมดภายใต้กรมธรรม์ประกันภัยของกลุ่มบริษัท ในประเทศลาวคิดเป็นจำนวน 103 ล้านดอลลาร์สหรัฐ

## ประเทศเวียดนาม

กลุ่มบริษัทฯ ทำประกันภัยดังต่อไปนี้ กับ Baoviet Insurance Corporation ในประเทศเวียดนาม:

- ประกันภัยความเสียหายทุกชนิดและประกันธุรกิจหยุดชะงัก (รวมถึงการประกันการระเบิดและอัคคีภัยภาคบังคับ)
- ประกันภัยความรับผิดชอบต่อสาธารณะ และ
- ประกันภัยเครื่องจักรและประกันธุรกิจหยุดชะงัก

ทั้งนี้ จำนวนเงินที่เอาประกันภัยทั้งหมดภายใต้กรมธรรม์ประกันภัยของกลุ่มบริษัทฯ ในประเทศเวียดนาม คิดเป็นจำนวน 27 ล้านดอลลาร์สหรัฐ

## 4.4 นโยบายการลงทุนในบริษัทย่อยและบริษัทร่วม

บริษัทฯ จะลงทุนในบริษัทย่อย หรือบริษัทร่วมที่มีวัตถุประสงค์ในการดำเนินธุรกิจที่ประกอบธุรกิจด้านการผลิตกระแสไฟฟ้าเช่นเดียวกับธุรกิจหลักของบริษัทฯ หรือกิจการที่มีลักษณะใกล้เคียงกัน หรือกิจการที่สนับสนุนกิจการของกลุ่มบริษัทฯ โดยมุ่งเน้นการลงทุนในกิจการที่มีศักยภาพในการเติบโต สอดคล้องกับเป้าหมาย และแผนกลยุทธ์ในการขยายธุรกิจ รวมทั้งสร้างผลตอบแทนที่ดีจากการลงทุน ทั้งนี้ การขออนุมัติการลงทุนในบริษัทย่อย บริษัทร่วม บริษัทร่วมค้า หรือบริษัทอื่นๆ ที่เกี่ยวข้อง จะต้องสอดคล้องเป็นไปตามประกาศคณะกรรมการกำกับตลาดทุน เรื่อง หลักเกณฑ์ในการทำรายการที่มีนัยสำคัญที่เข้าข่ายเป็นการได้มาหรือจำหน่ายไปซึ่งทรัพย์สิน และประกาศคณะกรรมการตลาดหลักทรัพย์แห่งประเทศไทย เรื่อง การเปิดเผยข้อมูล และการปฏิบัติการของบริษัทจดทะเบียนในการได้มาหรือจำหน่ายไปซึ่งสินทรัพย์ พ.ศ. 2547 โดยการลงทุนในกิจการดังกล่าวข้างต้น บริษัทฯ มีนโยบายการลงทุนในสัดส่วนที่มากพอเพื่อให้สามารถมีส่วนร่วมในการบริหารจัดการและกำหนดแนวทางการดำเนินธุรกิจของบริษัทย่อย บริษัทร่วม บริษัทร่วมค้า และบริษัทอื่นๆ ที่เกี่ยวข้องนั้นๆ

บริษัทฯ อาจพิจารณาการลงทุนในธุรกิจอื่นที่มีใช้ธุรกิจหลักของกลุ่มบริษัทฯ ในปัจจุบัน ทั้งนี้ การลงทุนจะต้องมีความสอดคล้องเหมาะสมกับสถานะของธุรกิจ นโยบาย เป้าหมาย ทิศทางการเติบโตของธุรกิจ และแผนกลยุทธ์ของบริษัทฯ

ในการตัดสินใจลงทุนใดๆ บริษัทฯ จะทำการวิเคราะห์ความเป็นไปได้ของโครงการและพิจารณาถึงศักยภาพ รวมทั้งปัจจัยความเสี่ยงจากการลงทุน โดยมีขั้นตอนการพิจารณาการลงทุนที่เหมาะสม เพื่อให้การพิจารณาลั่นกรองการลงทุนมีความสอดคล้องกับเป้าหมายและแผนกลยุทธ์ของบริษัทฯ รวมถึงแผนงานการส่งบุคลากรเข้าไปมีส่วนร่วมในการบริหารจัดการและกำกับดูแลสอดคล้องกับความคาดหวังในด้านประสิทธิภาพและประสิทธิผลในการดำเนินกิจการ เพื่อให้ได้ผลตอบแทนการลงทุนตามความคาดหวัง และมีแผนการใช้จ่ายงบประมาณการลงทุนสอดคล้องกับแผนการจัดสรรเงิน เมื่อผ่านการกลั่นกรองนี้แล้ว จึงจะเสนอขอความเห็นชอบตามลำดับขั้นตอนต่อไป

## 5. ข้อพิพาททางกฎหมาย

ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2560 บริษัทฯ และบริษัทย่อยไม่ได้มีส่วนเกี่ยวข้องในกระบวนการอนุญาตตุลาการ ข้อเรียกร้อง กระบวนการทางกฎหมาย หรือเป็นคู่ความในคดีใดๆ (1) ที่อาจมีผลกระทบด้านลบต่อสินทรัพย์ของบริษัทฯ หรือบริษัทย่อย ที่มีจำนวนสูงกว่าร้อยละ 5 ของส่วนของผู้ถือหุ้นของบริษัทฯ (2) ที่กระทบต่อการดำเนินธุรกิจของบริษัทฯ หรือบริษัทย่อย อย่างมีนัยสำคัญแต่ไม่สามารถประเมินผลกระทบเป็นตัวเลขได้ และ (3) ที่มีได้เกิดจากการประกอบธุรกิจโดยปกติของบริษัทฯ หรือบริษัทย่อย

## 6. ข้อมูลทั่วไปและข้อมูลสำคัญอื่น

### 6.1 ชื่อ สถานที่ตั้งของบริษัท บี.กริม เพาเวอร์ จำกัด (มหาชน)

ชื่อบริษัท	:	บริษัท บี.กริม เพาเวอร์ จำกัด (มหาชน)
ชื่อย่อหลักทรัพย์	:	BGRIM
วันก่อตั้งเป็นบริษัทจำกัด	:	26 กรกฎาคม 2536
วันจดทะเบียนเป็นบริษัทมหาชนจำกัด	:	9 กันยายน 2559
วันเริ่มซื้อ-ขายในตลาดหลักทรัพย์	:	19 กรกฎาคม 2560
เลขทะเบียนนิติบุคคล	:	0107559000427
ทุนจดทะเบียน	:	ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2560 บริษัท มีทุนจดทะเบียน 5,400,000,000 บาท จำนวนทุนที่ชำระแล้ว 5,213,800,000 บาท ประกอบด้วย หุ้นสามัญจำนวนทั้งสิ้น 2,606,900,000 หุ้น มูลค่าหุ้นละ 2 บาท
ประเภทธุรกิจ	:	ประกอบธุรกิจโดยการถือหุ้นในบริษัทอื่น (Holding Company) ที่ประกอบธุรกิจหลักด้าน การผลิตและขายไฟฟ้า ใอน้ำ และธุรกิจที่เกี่ยวข้อง ทั้งในประเทศและต่างประเทศ
หมวดธุรกิจ	:	พลังงานและสาธารณูปโภค
กลุ่มอุตสาหกรรม	:	ทรัพยากร
จำนวนพนักงาน	:	810 คน ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2560
เว็บไซต์	:	<a href="http://www.bgrimpower.com/">http://www.bgrimpower.com/</a>
ข้อมูลติดต่อ	:	ส่วนนักลงทุนสัมพันธ์ โทรศัพท์: +66 (0) 2710 3528 โทรสาร: +66 (0) 2379 4259 อีเมล: <a href="mailto:ir@bgrimpower.com">ir@bgrimpower.com</a>
เลขานุการบริษัท	:	โทรศัพท์: +66 (0) 2710 3429 โทรสาร: +66 (0) 2379 4259 อีเมล: <a href="mailto:comsec@bgrimpower.com">comsec@bgrimpower.com</a>
ที่ตั้งสำนักงานใหญ่	:	5 ถนนกรุงเทพกรีฑา แขวงหัวหมาก เขตบางกะปิ กรุงเทพมหานคร 10240

## 6.2 บุคคลอ้างอิง

นายทะเบียนหลักทรัพย์	:	บริษัท ศูนย์รับฝากหลักทรัพย์ (ประเทศไทย) จำกัด อาคารตลาดหลักทรัพย์แห่งประเทศไทย (ข้างสถานทูตจีน) 93 ถนนรัชดาภิเษก แขวงดินแดง เขตดินแดง กรุงเทพมหานคร 10400 โทรศัพท์: +66 (0) 2009 9999 โทรสาร: +66 (0) 2009 9991
ผู้แทนผู้ถือหุ้นกู้ (หุ้นกู้ของบริษัท บี.กริม เพาเวอร์ จำกัด (มหาชน) และ (หุ้นกู้ของบริษัท อมตะ บี.กริม เพาเวอร์ เอสพีวี1 จำกัด )	:	ธนาคารกรุงศรีอยุธยา จำกัด (มหาชน) ชั้น 17 เลขที่ 1222 ถนนพระรามที่ 3 แขวงบาง โพธิ์พวง เขตยานนาวา กรุงเทพมหานคร 10120 โทรศัพท์: +66 (0) 2296 3582 โทรสาร: +66 (0) 2683 1298
ผู้สอบบัญชี	:	นายขจรเกียรติ อรุณไพโรจน์กุล ผู้สอบบัญชีรับอนุญาต เลขที่ 3445 บริษัท ไพร์ชวอเตอร์เฮาส์คูเปอร์ส เอบีเอส จำกัด ชั้น 15 อาคารบางกอกซิตี้ ทาวเวอร์ เลขที่ 179/74-80 ถนนสาทรใต้ กรุงเทพฯ 10120 โทรศัพท์ +66 (0) 2344 1000, +66 (0) 2824 5000

### 6.3 ชื่อ สถานที่ตั้งของนิติบุคคลที่บริษัทฯ ถือหุ้นตั้งแต่ร้อยละ 10 ขึ้นไป

#### บริษัทย่อย

บริษัท	ประเภทธุรกิจ	ทุนจดทะเบียน (บาท)	มูลค่าที่ตราไว้ ต่อหุ้น (บาท)	ทุนชำระแล้ว (บาท)	สัดส่วนการถือ หุ้นโดยกลุ่ม กิจการ (ร้อยละ)	ที่ตั้งสำนักงานใหญ่
ประเทศไทย						
ABP	ลงทุนในธุรกิจ พลังงานไฟฟ้า	1,700,000,000	100	1,645,000,000	51.2	กรุงเทพมหานคร <sup>2</sup>
ABPH	ลงทุนในธุรกิจ พลังงานไฟฟ้า	5,613,433,860	100	4,919,832,723	51.2	กรุงเทพมหานคร <sup>2</sup>
ABP1	ผลิตไฟฟ้า	1,500,000,000	10	1,350,000,000	50.7 <sup>1</sup>	กรุงเทพมหานคร <sup>2</sup>
ABP2	ผลิตไฟฟ้า	1,060,000,000	100	1,060,000,000	51.2 <sup>1</sup>	กรุงเทพมหานคร <sup>2</sup>
ABP3	ผลิตไฟฟ้า	1,400,000,000	100	1,400,000,000	60.7	กรุงเทพมหานคร <sup>2</sup>
ABP4	ผลิตไฟฟ้า	1,447,389,400	100	1,447,389,400	55.5	กรุงเทพมหานคร <sup>2</sup>
ABP5	ผลิตไฟฟ้า	1,400,000,000	100	1,400,000,000	55.5	กรุงเทพมหานคร <sup>2</sup>
ABPR1	ผลิตไฟฟ้า	1,287,000,000	100	1,287,000,000	61.7	กรุงเทพมหานคร <sup>2</sup>
ABPR2	ผลิตไฟฟ้า	1,349,000,000	100	1,349,000,000	61.7	กรุงเทพมหานคร <sup>2</sup>
ABPR3	ผลิตไฟฟ้า	1,400,000,000	100	1,001,000,000	55.5	กรุงเทพมหานคร <sup>2</sup>
ABPR4	ผลิตไฟฟ้า	1,400,000,000	100	938,000,000	55.5	กรุงเทพมหานคร <sup>2</sup>
ABPR5	ผลิตไฟฟ้า	1,400,000,000	100	402,500,000	55.5	กรุงเทพมหานคร <sup>2</sup>
APR	ผลิตไฟฟ้า	95,000,000	100	95,000,000	51.2	กรุงเทพมหานคร <sup>2</sup>
ABPS	บริหารและ บำรุงรักษา	2,000,000	10	2,000,000	51.2	กรุงเทพมหานคร <sup>2</sup>
ABPSPV1	ออกจำหน่ายหน่วย ผลิตไฟฟ้า	2,000,000	100	2,000,000	61.4	กรุงเทพมหานคร <sup>2</sup>
BPHL	ลงทุนในธุรกิจ พลังงานไฟฟ้า	1,000,000	100	250,000	99.9	กรุงเทพมหานคร <sup>2</sup>
BPLC1	ผลิตไฟฟ้า	670,000,000	10	670,000,000	99.9	กรุงเทพมหานคร <sup>2</sup>
BPLC2	ผลิตไฟฟ้า	535,000,000	100	535,000,000	99.9	กรุงเทพมหานคร <sup>2</sup>
BPSLC	บริหารและ บำรุงรักษา	19,000,000	10	19,000,000	99.9	กรุงเทพมหานคร <sup>2</sup>
BIP1	ผลิตไฟฟ้า	1,250,000,000	100	1,250,000,000	74.0	กรุงเทพมหานคร <sup>2</sup>
BIP2	ผลิตไฟฟ้า	1,300,000,000	100	1,300,000,000	74.0	กรุงเทพมหานคร <sup>2</sup>
BPWHA1	ผลิตไฟฟ้า	1,573,561,700	100	1,533,561,700	75.0	กรุงเทพมหานคร <sup>2</sup>
BPB2	ผลิตไฟฟ้า	10,000,000	100	2,500,000	100.0	กรุงเทพมหานคร <sup>2</sup>
BGPR1	ผลิตไฟฟ้า	10,000,000	100	2,500,000	100.0	กรุงเทพมหานคร <sup>2</sup>

บริษัท	ประเภทธุรกิจ	ทุนจดทะเบียน (บาท)	มูลค่าที่ตราไว้ ต่อหุ้น (บาท)	ทุนชำระแล้ว (บาท)	สัดส่วนการถือ หุ้นโดยกลุ่ม กิจการ (ร้อยละ)	ที่ตั้งสำนักงานใหญ่
BGPR2	ผลิตไฟฟ้า	10,000,000	100	2,500,000	100.0	กรุงเทพมหานคร <sup>2</sup>
BORP1	ผลิตไฟฟ้า	1,000,000	100	250,000	99.9	กรุงเทพมหานคร <sup>2</sup>
BORP2	ผลิตไฟฟ้า	1,000,000	100	250,000	99.9	กรุงเทพมหานคร <sup>2</sup>
BORP3	ผลิตไฟฟ้า	1,000,000	100	250,000	99.9	กรุงเทพมหานคร <sup>2</sup>
BORP4	ผลิตไฟฟ้า	1,000,000	100	250,000	99.9	กรุงเทพมหานคร <sup>2</sup>
TWP	ลงทุนในธุรกิจ พลังงานไฟฟ้า	1,054,100	5	263,525	70.0	กรุงเทพมหานคร <sup>2</sup>
BGPSP	ลงทุนในธุรกิจ พลังงานไฟฟ้า	100,000,000	100	100,000,000	100.0	กรุงเทพมหานคร <sup>2</sup>
BSP (Bamnet Narong)	ผลิตไฟฟ้าจาก พลังงาน แสงอาทิตย์	100,000,000	100	66,850,195	51.0	กรุงเทพมหานคร <sup>2</sup>
BSP (Cha Am)	ผลิตไฟฟ้าจาก พลังงาน แสงอาทิตย์	100,000,000	100	66,850,195	51.0	กรุงเทพมหานคร <sup>2</sup>
BSP (Chai Badan)	ผลิตไฟฟ้าจาก พลังงาน แสงอาทิตย์	100,000,000	100	66,850,195	51.0	กรุงเทพมหานคร <sup>2</sup>
BSP (Chon Daen)	ผลิตไฟฟ้าจาก พลังงาน แสงอาทิตย์	100,000,000	100	66,850,195	51.0	กรุงเทพมหานคร <sup>2</sup>
BSP (Nikhom Kham Soi)	ผลิตไฟฟ้าจาก พลังงาน แสงอาทิตย์	10,000,000	100	3,500,195	99.9	กรุงเทพมหานคร <sup>2</sup>
BSP (Sap Yai)	ผลิตไฟฟ้าจาก พลังงาน แสงอาทิตย์	100,000,000	100	66,850,195	51.0	กรุงเทพมหานคร <sup>2</sup>
BSP (Si Boon Rueang)	ผลิตไฟฟ้าจาก พลังงาน แสงอาทิตย์	100,000,000	100	66,850,195	51.0	กรุงเทพมหานคร <sup>2</sup>
BSP (Wanon Niwat)	ผลิตไฟฟ้าจาก พลังงาน แสงอาทิตย์	100,000,000	100	66,850,195	51.0	กรุงเทพมหานคร <sup>2</sup>
BSP (Yang Talat)	ผลิตไฟฟ้าจาก พลังงาน แสงอาทิตย์	100,000,000	100	66,850,195	51.0	กรุงเทพมหานคร <sup>2</sup>
BGPSK	ผลิตไฟฟ้าจาก พลังงาน แสงอาทิตย์	152,500,000	100	152,500,000	99.9	กรุงเทพมหานคร <sup>2</sup>
BGPS	บริหารและบริการ บำรุงรักษา	5,000,000	100	1,250,000	100.0	กรุงเทพมหานคร <sup>2</sup>

บริษัท	ประเภทธุรกิจ	ทุนจดทะเบียน (บาท)	มูลค่าที่ตราไว้ ต่อหุ้น (บาท)	ทุนชำระแล้ว (บาท)	สัดส่วนการถือ หุ้นโดยกลุ่ม กิจการ (ร้อยละ)	ที่ตั้งสำนักงานใหญ่
	โรงไฟฟ้า					
BW	ผลิตไฟฟ้า	300,000,000	10	133,500,000	92.2	กรุงเทพมหานคร <sup>2</sup>
BGC1	ผลิตไฟฟ้า	1,000,000	100	250,000	99.9	กรุงเทพมหานคร <sup>2</sup>
BGC2	ผลิตไฟฟ้า	1,000,000	100	250,000	99.9	กรุงเทพมหานคร <sup>2</sup>
<b>ประเทศเวียดนาม</b>						
APB	ผลิตไฟฟ้า	33,000,000 USD	n/a	5,500,000 USD	30.7	Amata Industrial Park เมืองเบียนหัว จังหวัดดองไน
<b>ประเทศลาว</b>						
BGPL	ลงทุนในธุรกิจ พลังงานไฟฟ้า	16,000,000 USD	100 USD	15,750,000 USD	100.0	เขตเศรษฐกิจเฉพาะ ภูเขียว เมืองท่าแขก แขวงคำม่วน
XXHP	ผลิตไฟฟ้าจาก พลังงานน้ำ	15,000,000 USD	100 USD	15,000,000 USD	70.0	บ้านน้ำตาด เมือง ปากซอ แขวงจำปาสัก
Nam Che	ผลิตไฟฟ้าจาก พลังงานน้ำ	10,000,000 USD	100 USD	10,000,000 USD	72.0	บ้านนาคำ เมืองศรี โคตรบอง นครหลวง เวียงจันทน์
Nam Khao	ผลิตไฟฟ้าจาก พลังงานน้ำ	33,680,000 USD	100 USD	416,667 USD	72.0	บ้านนาคำ เมืองศรี โคตรบอง นครหลวง เวียงจันทน์

**บริษัทร่วมค้า**

บริษัท	ประเภทธุรกิจ	ทุนจดทะเบียน (บาท)	มูลค่าที่ตราไว้ ต่อหุ้น (บาท)	ทุนชำระแล้ว (บาท)	สัดส่วนการถือ หุ้นโดยกลุ่ม กิจการ (ร้อยละ)	ที่ตั้งสำนักงานใหญ่
<b>ประเทศไทย</b>						
BGSENA	ผลิตไฟฟ้าจาก พลังงาน แสงอาทิตย์	835,000,000	100.00	835,000,000	49.0	กรุงเทพมหานคร <sup>2</sup>
BGYSP	ผลิตไฟฟ้าจาก พลังงาน แสงอาทิตย์	1,150,003,500	100.00	1,032,673,000	49.0	กรุงเทพมหานคร <sup>2</sup>
<b>ประเทศกัมพูชา</b>						
BPPP	ประกอบกิจการจัด จำหน่ายไฟฟ้า	1,000 USD	1 USD	-	55.0	เขตเศรษฐกิจพิเศษ กรุงพนมเปญ

- 1 สัดส่วนความเป็นเจ้าของในเชิงเศรษฐกิจใน ABP1 และ ABP2 ที่ร้อยละ 15.3 ผ่านการถือหุ้นของ ABPIF ซึ่งภายหลังจากที่สัญญาโอนสิทธิในการรับรายได้จากการขายไฟฟ้าของ ABP1 ABP2 กับ ABPIF สิ้นสุดลง บี.กริม เพาเวอร์ จะมีสัดส่วนความเป็นเจ้าของในเชิงเศรษฐกิจใน ABP1 และ ABP2 ที่ร้อยละ 51.2
- 2 เลขที่ 5 ถนนเทพกรีฑา แขวงหัวหมาก เขตบางกะปิ กรุงเทพมหานคร 10240