2. ลักษณะการประกอบธุรกิจ

2.1 โครงสร้างรายได้ของบริษัทฯ

ธุรกิจหลักของบริษัทฯ คือ ธุรกิจพลังงานและสาธารณูปโภค และธุรกิจสถานีบริการน้ำมันเชื้อเพลิงและก๊าซธรรมชาติ (NGV) ในการประกอบธุรกิจพลังงานและสาธารณูปโภคนั้น บริษัทฯ มุ่งเน้นการดำเนินงานโรงไฟฟ้าพลังงานเชื้อเพลิง RDF และโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนทิ้ง เพื่อจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. และ บมจ. ทีพีไอ โพลีน นอกจากนี้ บริษัทฯ ยังเป็นผู้ดำเนินการสถานประกอบการผลิตเชื้อเพลิง RDF ซึ่งมีกำลังการผลิตติดตั้งในการรับขยะชุมชนเข้าสู่กระบวนการผลิตเป็นจำนวนถึง 4,000 ตันต่อวัน ซึ่งสามารถผลิตเป็นเชื้อเพลิง RDF ได้เป็นจำนวนถึง 2,000 ตันต่อวัน เพื่อรองรับการผลิตไฟฟ้าตามกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้าพลังงานเชื้อเพลิง RDF นอกจากนี้ บริษัทฯ ยังอยู่ในระหว่างการก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานเชื้อเพลิง RDF โรงไฟฟ้าพลังงานถ่านหิน และโรงไฟฟ้าพลังงานถ่านหินและพลังงานเชื้อเพลิง RDF อีกทั้งสิ้นจำนวน 3 โรง

สำหรับปีสิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคมปี 2557 ปี 2558 และปี 2559 รายได้จากการขายสินค้าในธุรกิจพลังงานและสาธารณูปโภคของบริษัทฯ นั้น โดยหลักคือรายได้จากการผลิตและจำหน่ายไฟฟ้า และรายได้จากการจำหน่ายยางเก่าแปรรูป อย่างไรก็ตาม ตั้งแต่วันที่ 1 มกราคม 2559 บริษัทฯ ได้ให้บริการแปรรูปยางเก่าแทนการซื้อยางเก่ามาแปรรูปและขาย จึงทำให้ในปีสิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม 2559 บริษัทฯ มีรายได้จากการให้บริการแปรรูปยางเก่า ทั้งนี้ ในปี 2559 บริษัทฯ ได้จำหน่ายยางเก่าแปรรูปในส่วนที่อยู่ในคลังสินค้าทั้งหมดแล้ว นอกจากนี้ บริษัทฯ มีการจำหน่ายเชื้อเพลิง RDF จากสถานประกอบการผลิตเชื้อเพลิง RDF ของบริษัทฯ ให้แก่ บมจ. ทีพีไอ โพลีนสำหรับปีสิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม 2557 และหยุดจำหน่ายเชื้อเพลิง RDF ให้แก่ บมจ. ทีพีไอ โพลีนในปี 2558 เนื่องจากบริษัทฯ มีความต้องการใช้เชื้อเพลิง RDF เพิ่มมากขึ้นจากการเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ของโรงไฟฟ้า RDF-20MW และโรงไฟฟ้า RDF-60MW

นอกจากนี้ บริษัทฯ ประกอบธุรกิจสถานีบริการน้ำมันเชื้อเพลิงและก๊าซธรรมชาติ (NGV) ในกรุงเทพมหานครและจังหวัดอื่น ๆ ในประเทศไทย โดยหลักบริษัทฯ มีรายได้จากการขายน้ำมันเชื้อเพลิงและก๊าซธรรมชาติ (NGV) และสินค้าจากร้านสะดวกซื้อในสถานีบริการน้ำมันเชื้อเพลิงและก๊าซธรรมชาติ (NGV)

ทั้งนี้ บริษัทฯ ยังมีรายได้จากธุรกิจเกษตรกรรม ซึ่งโดยหลักประกอบด้วยรายได้จากการขายอินทรียวัตถุที่เหลือใช้จากสถานประกอบการผลิตเชื้อเพลิง RDF ของบริษัทฯ ให้แก่ ทีพีไอ โพลีน ชีวะอินทรีย์ เพื่อใช้เป็นวัตถุดิบในการผลิตปุ๋ยชีวภาพ

รายละเอียดรายได้จากการขายของบริษัทฯ แบ่งตามประเภทธุรกิจสำหรับแต่ละช่วงระยะเวลา มีรายละเอียดดังนี้

	สำหรับปี สิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม					
	2557		2558		2559	
	ล้านบาท	ร้อยละ	ล้านบาท	ร้อยละ	ล้านบาท	ร้อยละ
พลังงานและสาธารณูปโภค	959.2	48.3	1,692.1	64.4	3,509.6	80.3
สถานีบริการน้ำมันเชื้อเพลิงและก๊าซธรรมชาติ (NGV)[1]	882.9	44.5	858.3	32.6	781.3	17.9
เกษตรกรรม[1]	142.8	7.2	78.9	3.0	77.3	1.8
รวมรายได้จากการขาย	1,984.9	100.0	2,629.4	100.0	4,368.2	100.0

หมายเหตุ:

(1) สำหรับรอบปีสิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม 2557 รายได้จากการขายจากธุรกิจเกษตรกรรมรวมถึงรายได้จากการจำหน่ายปุ๋ยในร้านสะดวกซื้อ และรายได้ดังกล่าวได้ถูกจัดประเภทใหม่ในรอบปีสิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม 2558 ให้อยู่ภายใต้รายได้จากการขายจากธุรกิจสถานีบริการน้ำมันเชื้อเพลิงและก๊าซธรรมชาติ (NGV)

2.2 ลักษณะการประกอบธุรกิจของแต่ละสายผลิตภัณฑ์

2.2.1 ธุรกิจพลังงานและสาธารณูปโภค

เนื่องจากบริษัทฯ เป็นผู้ผลิตและจำหน่ายไฟฟ้าที่มุ่งเน้นการผลิตไฟฟ้าโดยใช้เทคโนโลยีสะอาดและใช้เชื้อเพลิงจากพลังงานหมุนเวียน ในปัจจุบัน บริษัทฯ มีโรงไฟฟ้า 2 ประเภท ที่เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ ได้แก่ (1) โรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนทิ้ง ซึ่งใช้ความร้อนทิ้งที่ถูกปล่อยทิ้งระหว่างกระบวนการผลิตปูนซีเมนต์ของ บมจ. ทีพีไอ โพลีน ในการผลิตไฟฟ้าของบริษัทฯ และ (2) โรงไฟฟ้าพลังงานเชื้อเพลิง RDF ซึ่งนำขยะที่เผาไหม้ได้มาผ่านกระบวนการแปรรูปหรือที่เรียกว่าเชื้อเพลิง RDF มาใช้เป็นเชื้อเพลิงหลักในการผลิตไฟฟ้า นอกจากนี้ บริษัทฯ ยังอยู่ระหว่างก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานเชื้อเพลิง RDF โรงไฟฟ้าพลังงานถ่านหิน และโรงไฟฟ้าพลังงานถ่านหินและพลังงานเชื้อเพลิง RDF รวมทั้งสิ้น 3 โรง บริษัทฯ เชื่อว่าการดำเนินงานโรงไฟฟ้าซึ่งใช้พลังงานความร้อนทิ้ง และพลังงานเชื้อเพลิง RDF นั้น ได้รับประโยชน์จากนโยบายของรัฐบาลที่มีแนวโน้มสนับสนุนและส่งเสริมให้มีการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน โปรดพิจารณารายละเอียดเพิ่มเติมในหัวข้อ "*ส่วนที่ 2.2 การประกอบธุรกิจ — 2.6 กฎหมายที่เกี่ยวข้องกับการดำเนินธุรกิจ*"

ในการจำหน่ายไฟฟ้าซึ่งผลิตจากโรงไฟฟ้าพลังงานเชื้อเพลิง RDF แต่ละโรงของบริษัทฯ ให้แก่ กฟผ. บริษัทฯ จะได้รับส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (Adder) ในอัตรา 3.5 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง เพิ่มเติมจากอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าพื้นฐานตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า โปรดพิจารณารายละเอียดเพิ่มเติมในหัวข้อ "*ส่วนที่ 2.2 การประกอบธุรกิจ — 2.6 กฎหมายที่เกี่ยวข้องกับการดำเนินธุรกิจ*"

บริษัทฯ มีโรงไฟฟ้าที่เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์แล้วจำนวน 4 โรง และมีโรงไฟฟ้าที่อยู่ในระหว่างการก่อสร้างอีกจำนวน 3 โรง ซึ่งทั้งหมดตั้งอยู่ที่อำเภอแก่งคอย จังหวัดสระบุรี และอยู่ในบริเวณเดียวกับโรงงานผลิตปูนซีเมนต์ของ บมจ. ทีพีไอ โพลีน

ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2559 โรงไฟฟ้าของบริษัทฯ ที่เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์แล้ว มีกำลังการผลิตติดตั้งรวมทั้งสิ้น 150 เมกะวัตต์ และโรงไฟฟ้าของบริษัทฯ ที่อยู่ในระหว่างการก่อสร้าง มีกำลังการผลิตติดตั้งรวมทั้งสิ้น 290 เมกะวัตต์

ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2559 ข้อมูลเกี่ยวกับโรงไฟฟ้าของบริษัทฯ ทั้งที่เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์แล้ว และอยู่ในระหว่างการก่อสร้างแยกตามประเภทเชื้อเพลิง กำลังการผลิตติดตั้ง ปริมาณพลังไฟฟ้าที่รับซื้อตามสัญญา เงื่อนไขสำคัญตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า และวันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้า สามารถสรุปรายละเอียดได้ดังนี้

			เงื่อนไขสำคัญตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า[1]				
ชื่อโรงไฟฟ้า	ประเภทเชื้อเพลิง	กำลังการผลิตติดตั้ง (เมกะวัตต์)	ปริมาณพลังไฟฟ้าที่รับซื้อตามสัญญา (เมกะวัตต์)	ผู้รับซื้อ	อัตราค่าไฟฟ้า	วันที่สัญญาสิ้นสุด[4]	วันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้า
เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์แล้ว							
โรงไฟฟ้า WH-40MW	ความร้อนทิ้ง	40	—[3]	บมจ. ทีพีไอ โพลีน	ราคา กฟภ.[3]	กรกฎาคม 2587	มิถุนายน 2552
โรงไฟฟ้า RDF-20MW	เชื้อเพลิง RDF / ความร้อนทิ้ง[2]	20	18[5]	กฟผ.	ราคาขายส่งของ กฟผ. + ค่า Ft ขายส่งเฉลี่ย + ส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (Adder)[7]	กรกฎาคม 2587	มกราคม 2558
โรงไฟฟ้า RDF-60MW	เชื้อเพลิง RDF / ความร้อนทิ้ง	60	55[5]	กฟผ.	ราคาขายส่งของ กฟผ. + ค่า Ft ขายส่งเฉลี่ย + ส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (Adder)[7]	กรกฎาคม 2585[6]	สิงหาคม 2558

			เงื่อนไขสำคัญตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า[1]				
ชื่อโรงไฟฟ้า	**ประเภทเชื้อเพลิง**	**กำลังการผลิตติดตั้ง (เมกะวัตต์)**	**ปริมาณพลังไฟฟ้าที่รับซื้อตามสัญญา (เมกะวัตต์)**	**ผู้รับซื้อ**	**อัตราค่าไฟฟ้า**	**วันที่สัญญาสิ้นสุด[4]**	**วันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้า**
โรงไฟฟ้า WH-30MW[6] (ซึ่งเป็นส่วนหนึ่งของโรงไฟฟ้า RDF-100MW)	ความร้อนทิ้ง	30	—[3], [6]	บมจ. ทีพีไอ โพลีน[6]	ราคา กฟภ.[3]	กรกฎาคม 2585[6]	มกราคม 2559
	รวม	150					
อยู่ในระหว่างการก่อสร้าง							
โรงไฟฟ้า RDF-70MW[6] (ซึ่งเป็นส่วนหนึ่งของโรงไฟฟ้า RDF-100MW)	เชื้อเพลิง RDF / ความร้อนทิ้ง	70	90[5], [6]	กฟผ.[6]	ราคาขายส่งของ กฟผ. + ค่า Ft ขายส่งเฉลี่ย + ส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (Adder)[6], [7]	ธันวาคม 2588[6]	ภายในไตรมาสที่ 4 ของปี 2560 (คาดการณ์)[6]
โรงไฟฟ้าถ่านหิน 150MW	ถ่านหิน	150	ไม่น้อยกว่าร้อยละ 30 ของไฟฟ้าที่ผลิตได้ในแต่ละปี	บมจ. ทีพีไอ โพลีน	ราคา กฟภ.[3]	กรกฎาคม 2585	ภายในไตรมาสที่ 4 ของปี 2560 (คาดการณ์)

			เงื่อนไขสำคัญตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า[1]				
ชื่อโรงไฟฟ้า	**ประเภทเชื้อเพลิง**	**กำลังการผลิตติดตั้ง (เมกะวัตต์)**	**ปริมาณพลังไฟฟ้าที่รับซื้อตามสัญญา (เมกะวัตต์)**	**ผู้รับซื้อ**	**อัตราค่าไฟฟ้า**	**วันที่สัญญาสิ้นสุด[4]**	**วันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้า**
			(3)				
โรงไฟฟ้าถ่านหิน-RDF 70MW	ถ่านหิน / เชื้อเพลิง RDF	70	—[3]	บมจ. ทีพีไอ โพลีน	ราคา กฟภ.[3]	กรกฎาคม 2585	ภายในไตรมาสที่ 4 ของปี 2560 (คาดการณ์)
	รวม	290					
	รวมทั้งสิ้น	440					

หมายเหตุ:

(1) โปรดพิจารณารายละเอียดของสัญญาซื้อขายไฟฟ้าสำหรับโรงไฟฟ้าแต่ละโรงของบริษัทฯ รวมถึงอัตราค่าไฟฟ้าเพิ่มเติมในหัวข้อ "*ส่วนที่ 2.2 การประกอบธุรกิจ — 2.2.1 ธุรกิจพลังงานและสาธารณูปโภค — 1. โรงไฟฟ้า*"

(2) บริษัทฯ ได้ติดตั้งหม้อผลิตไอน้ำซึ่งใช้เชื้อเพลิง RDF ที่โรงไฟฟ้า RDF-20MW แล้วเสร็จในเดือนธันวาคม 2559 และอยู่ในระหว่างการปรับปรุงประสิทธิภาพการดำเนินงานของโรงไฟฟ้า WH-30MW เพื่อเพิ่มปริมาณความร้อนทิ้งในรูปของก๊าซร้อนที่ได้รับจากกระบวนการผลิตปูนซีเมนต์ของ บมจ. ทีพีไอ โพลีน ซึ่งจะทำให้โรงไฟฟ้า WH-30MW มีอัตราการใช้กำลังการผลิตที่ดีขึ้น โดยคาดว่าจะดำเนินการแล้วเสร็จภายในไตรมาสที่ 2 ของปี 2560 (ซึ่งเป็นส่วนหนึ่งของโรงไฟฟ้า RDF-100MW) เพิ่มเติม ซึ่งจะทำให้โรงไฟฟ้าทั้งสองโรงมีอัตราการใช้กำลังการผลิตไฟฟ้าดีขึ้น โปรดพิจารณารายละเอียดเพิ่มเติมในหัวข้อ "*ส่วนที่ 2.2 การประกอบธุรกิจ — 2.2.1 ธุรกิจพลังงานและสาธารณูปโภค — 1. โรงไฟฟ้า — ข. โรงไฟฟ้า RDF-20MW*" และ "*ส่วนที่ 2.2 การประกอบธุรกิจ — 2.2.1 ธุรกิจพลังงานและสาธารณูปโภค — 1. โรงไฟฟ้า — ง. โรงไฟฟ้า RDF-100MW*"

(3) สัญญาซื้อขายไฟฟ้าที่บริษัทฯ ทำกับ บมจ. ทีพีไอ โพลีน ไม่ได้ระบุปริมาณพลังไฟฟ้าที่บริษัทฯ ตกลงขายให้แก่ บมจ. ทีพีไอ โพลีน โดยอัตราค่าไฟฟ้าจะถูกคำนวณจากปริมาณไฟฟ้าที่จำหน่ายจริงให้แก่ บมจ. ทีพีไอ โพลีน ยกเว้นสัญญาซื้อขายไฟฟ้าสำหรับโรงไฟฟ้าถ่านหิน 150MW ที่บริษัทฯ และ บมจ. ทีพีไอ โพลีน ได้กำหนดปริมาณไฟฟ้าขั้นต่ำที่ตกลงซื้อขายกันในปริมาณไม่น้อยกว่าร้อยละ 30 ของไฟฟ้าที่บริษัทฯ ผลิตได้ในแต่ละปี

(4) สัญญาซื้อขายไฟฟ้าที่บริษัทฯ ทำกับ กฟผ. มีกำหนดระยะเวลา 5 ปีนับตั้งแต่เดือนที่บริษัทฯ ขายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. และต่ออายุออกไปโดยอัตโนมัติอีกคราวละ 5 ปี หากบริษัทฯ ส่งหนังสือแจ้งความประสงค์ต่ออายุสัญญาต่อ กฟผ. อย่างไรก็ดี โรงไฟฟ้าที่บริษัทฯ จำหน่ายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. ได้แก่ โรงไฟฟ้า RDF-20MW และโรงไฟฟ้า RDF-60MW ตั้งอยู่บนที่ดินที่บริษัทฯ เช่าจาก บมจ. ทีพีไอ โพลีนซึ่งมีระยะเวลาการเช่า 30 ปี และสิ้นสุดระยะเวลาการเช่าในเดือนกรกฎาคม 2587 และเดือนกรกฎาคม 2585 ตามลำดับ ซึ่งบริษัทฯ มีความตั้งใจที่จะเช่าที่ดินจาก บมจ. ทีพีไอ โพลีน ต่อไป

สัญญาซื้อขายไฟฟ้าที่บริษัทฯ ทำกับ บมจ. ทีพีไอ โพลีน จะสิ้นสุดเมื่อครบกำหนดระยะเวลาการเช่าตามสัญญาเช่าที่ดินซึ่งเป็นที่ตั้งของโรงไฟฟ้า ตามระยะเวลาที่ระบุข้างต้น โปรดพิจารณารายละเอียดเพิ่มเติมในหัวข้อ *"ส่วนที่ 2.2 การประกอบธุรกิจ — 5. ทรัพย์สินที่ใช้ในการประกอบธุรกิจ — 5.3 รายละเอียดสัญญาเช่า"*

(5) แม้ว่าสัญญาซื้อขายไฟฟ้าที่บริษัทฯ ทำกับ กฟผ. จะระบุปริมาณพลังไฟฟ้าที่บริษัทฯ ตกลงขายและ กฟผ. ตกลงรับซื้อ แต่อัตราค่าไฟฟ้าคำนวณตามปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่จำหน่ายจริงให้แก่ กฟผ.

(6) โรงไฟฟ้า RDF-100MW ประกอบด้วย (ก) โรงไฟฟ้า WH-30MW ซึ่งเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ในเดือนมกราคม 2559 และ (ข) โรงไฟฟ้า RDF-70MW ซึ่งอยู่ในระหว่างการก่อสร้าง ทั้งนี้ ในระหว่างที่โรงไฟฟ้า RDF-70MW ยังมิได้เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ บริษัทฯ จำหน่ายไฟฟ้าที่ผลิตได้จากโรงไฟฟ้า WH-30MW ให้แก่ บมจ. ทีพีไอ โพลีน เพื่อใช้ในกระบวนการผลิตปูนซีเมนต์ในเดือนมกราคม 2559 โดยสัญญาซื้อขายไฟฟ้าสำหรับโรงไฟฟ้า WH-30MW จะสิ้นสุดเมื่อครบกำหนดระยะเวลาการเช่าตามสัญญาเช่าที่ดินซึ่งเป็นที่ตั้งของโรงไฟฟ้า โดยภายหลังจากที่การก่อสร้างโรงไฟฟ้า RDF-70MW แล้วเสร็จ บริษัทฯ จะนำกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้า WH-30MW และโรงไฟฟ้า RDF-70MW มารวมกัน เพื่อใช้ดำเนินการเป็นโรงไฟฟ้า RDF-100MW และจำหน่ายไฟฟ้าที่ผลิตได้จากโรงไฟฟ้าดังกล่าว ซึ่งใช้เชื้อเพลิง RDF และพลังงานความร้อนทิ้งให้แก่ กฟผ. ปัจจุบันนี้ บริษัทฯ ได้รับหนังสือแจ้งผลการพิจารณาตอบรับซื้อไฟฟ้าจาก กฟผ. แล้ว ซึ่งมีปริมาณพลังไฟฟ้าที่รับซื้อตามสัญญา จำนวน 90 เมกะวัตต์ โปรดพิจารณารายละเอียดเพิ่มเติมในหัวข้อ *"ส่วนที่ 2.2 การประกอบธุรกิจ — 2.2.1 ธุรกิจพลังงานและสาธารณูปโภค — 1. โรงไฟฟ้า — ง. โรงไฟฟ้า RDF-100MW"* และ *"ส่วนที่ 2.2 การประกอบธุรกิจ — 5. ทรัพย์สินที่ใช้ในการประกอบธุรกิจ — 5.3 รายละเอียดสัญญาเช่า"*

(7) บริษัทฯ จะได้รับส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (Adder) ในอัตรา 3.5 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง ตามปริมาณพลังไฟฟ้าซึ่งบริษัทฯ จำหน่ายให้แก่ กฟผ. เป็นระยะเวลา 7 ปีนับจากวันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้า โดยส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (Adder) สำหรับโรงไฟฟ้า RDF-20MW และโรงไฟฟ้า RDF-60MW จะสิ้นสุดในเดือนมกราคม 2565 และเดือนสิงหาคม 2565 ตามลำดับ

1. **โรงไฟฟ้า**

ก. **โรงไฟฟ้า** WH-40MW

โรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนทิ้งนี้ตั้งอยู่ในบริเวณเดียวกับโรงงานผลิตปูนซีเมนต์ของ บมจ. ทีพีไอ โพลีน ได้เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์เมื่อเดือนมิถุนายน 2552 ซึ่งโรงไฟฟ้าดังกล่าวเดิมประกอบด้วยหน่วยผลิตไฟฟ้า จำนวน 2 หน่วย โดยมีขนาดกำลังการผลิตติดตั้งหน่วยละ 20 เมกะวัตต์ รวมมีขนาดกำลังการผลิตติดตั้งทั้งสิ้น 40 เมกะวัตต์ ต่อมาในเดือนสิงหาคม 2552 บริษัทฯ ได้ขยายขนาดกำลังการผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนทิ้งดังกล่าวจากเดิมมีขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง 40 เมกะวัตต์ เป็น 60 เมกะวัตต์ โดยติดตั้งหน่วยผลิตไฟฟ้าเพิ่มขึ้นอีก 1 หน่วย ซึ่งมีขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง 20 เมกะวัตต์

ต่อมาในเดือนมกราคม 2558 บริษัทฯ ได้โอนหน่วยผลิตไฟฟ้าขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง 20 เมกะวัตต์ จำนวน 1 หน่วยจากจำนวนทั้งสิ้น 3 หน่วย จากโรงไฟฟ้านี้ ไปใช้ในโรงไฟฟ้า RDF-20MW เนื่องจากโรงไฟฟ้า RDF-20MW ได้เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ เพื่อจำหน่ายไฟฟ้าที่ผลิตได้จากโรงไฟฟ้าดังกล่าวให้แก่ กฟผ. ด้วยเหตุนี้ขนาดกำลังการผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนทิ้งนี้จึงลดลงจากเดิม 60 เมกะวัตต์ เหลือ 40 เมกะวัตต์

ปัจจุบัน โรงไฟฟ้า WH-40MW ประกอบด้วยหน่วยผลิตไฟฟ้าซึ่งมีกำลังการผลิตติดตั้ง 20 เมกะวัตต์ จำนวน 2 หน่วย โดยมีขนาดกำลังการผลิตติดตั้งรวม 40 เมกะวัตต์ และใช้ความร้อนทิ้งที่ปล่อยออกมาจากกระบวนการผลิตปูนซีเมนต์ของ บมจ. ทีพีไอ โพลีน ในการผลิตไฟฟ้าของบริษัทฯ โปรดพิจารณารายละเอียดเพิ่มเติมในหัวข้อ “*ส่วนที่ 2.2 การประกอบธุรกิจ — 2.2.1 ธุรกิจพลังงานและสาธารณูปโภค — 2. กระบวนการผลิต*” นอกจากนี้ บริษัทฯ ยังมีอาคารโรงผลิตไอน้ำขนาด 150 ตัน จากเชื้อเพลิงถ่านหิน ซึ่งทำให้สามารถใช้ถ่านหินเป็นพลังงานสำรองเพื่อผลิตไอน้ำสำหรับการผลิตไฟฟ้า กรณีที่ปริมาณความร้อนทิ้งจาก บมจ. ทีพีไอ โพลีน ไม่เพียงพอสำหรับการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนทิ้งเพื่อจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่ บมจ, ทีพีไอ โพลีน เท่านั้น

บริษัทฯ ตกลงจำหน่ายไฟฟ้าที่ผลิตได้จากโรงไฟฟ้า WH-40MW ให้แก่ บมจ. ทีพีไอ โพลีน ตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าสำหรับโรงไฟฟ้า WH-40MW ภายใต้สัญญาดังกล่าว บริษัทฯ เรียกเก็บค่าไฟฟ้าจาก บมจ. ทีพีไอ โพลีน ตามปริมาณไฟฟ้าที่จำหน่ายจริงให้แก่ บมจ. ทีพีไอ โพลีน ในแต่ละเดือนในอัตราบาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง ซึ่งเท่ากับอัตราค่าไฟฟ้าเฉลี่ยที่ บมจ. ทีพีไอ โพลีน ซื้อไฟฟ้าจาก กฟภ. จริงในแต่ละเดือน (โดยราคาดังกล่าวยังไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม) โดยสัญญาซื้อขายไฟฟ้าสำหรับโรงไฟฟ้า WH-40MW มิได้กำหนดปริมาณไฟฟ้าขั้นต่ำที่บริษัทฯ ต้องจำหน่ายให้แก่ บมจ. ทีพีไอ โพลีน เนื่องจากโรงไฟฟ้า WH-40MW รับความร้อนทิ้งในรูปของก๊าซร้อนที่ปล่อยออกมาจากกระบวนการผลิตปูนซีเมนต์ของ บมจ. ทีพีไอ โพลีน เพื่อผลิตและจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่ บมจ. ทีพีไอ โพลีน ดังนั้น การใช้ไฟฟ้าของ บมจ. ทีพีไอ โพลีน จะสอดคล้องกับแผนการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้า WH-40MW นอกจากนี้ บริษัทฯ และ บมจ. ทีพีไอ โพลีน จะประสานงานกันในการวางแผนหยุดซ่อมบำรุงโรงงานผลิตปูนซีเมนต์ เพื่อให้การหยุดซ่อมบำรุงของโรงไฟฟ้า WH-40MW สอดคล้องกับการหยุดซ่อมบำรุงของโรงงานผลิตปูนซีเมนต์

วิธีการคำนวณอัตราค่าไฟฟ้าที่เรียกเก็บจาก บมจ. ทีพีไอ โพลีน สามารถคำนวณได้ ดังนี้

ค่าไฟฟ้าที่เรียกเก็บจาก บมจ. ทีพีไอ โพลีน (บาท)	=	อัตราค่าไฟฟ้าเฉลี่ยที่ บมจ. ทีพีไอ โพลีน ซื้อไฟฟ้าจาก กฟภ. (บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง) X ปริมาณไฟฟ้าที่จำหน่ายจริงให้แก่ บมจ. ทีพีไอ โพลีนจากโรงไฟฟ้า WH-40MW (กิโลวัตต์-ชั่วโมง)
อัตราค่าไฟฟ้าเฉลี่ยที่ บมจ. ทีพีไอ โพลีน ซื้อไฟฟ้าจาก กฟภ. (บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง)	=	ค่าไฟฟ้าทั้งหมดที่ บมจ. ทีพีไอ โพลีน ซื้อไฟฟ้าจาก กฟภ. (บาท) / ปริมาณไฟฟ้าที่ บมจ. ทีพีไอ โพลีน ซื้อจากกฟภ. (กิโลวัตต์-ชั่วโมง)

สัญญาซื้อขายไฟฟ้าสำหรับโรงไฟฟ้า WH-40MW นั้น จะสิ้นสุดเมื่อครบกำหนดระยะเวลาการเช่าที่ดินซึ่งเป็นที่ตั้งของโรงไฟฟ้าแห่งนี้ ตามสัญญาเช่าระหว่างบริษัทฯ ในฐานะผู้เช่า กับ บมจ. ทีพีไอ โพลีน ในฐานะผู้ให้เช่า ทั้งนี้ ระยะเวลาการเช่าตามสัญญาเช่าดังกล่าวจะสิ้นสุดในเดือนกรกฎาคม 2587 โดยหากบริษัทฯ ประสงค์ที่จะต่อสัญญา บริษัทฯ ต้องบอกกล่าวเป็นลายลักษณ์อักษรไปยัง บมจ. ทีพีไอ โพลีน เป็นเวลาล่วงหน้าอย่างน้อย 1 เดือนก่อนสิ้นสุดระยะเวลาการเช่าเดิม เพื่อเข้าทำสัญญาเช่าฉบับใหม่

ภายใต้สัญญาซื้อขายและบริการ บมจ. ทีพีไอ โพลีน ตกลงจำหน่ายความร้อนทิ้งในรูปของก๊าซร้อนที่ปล่อยออกมาจากกระบวนการผลิตปูนซีเมนต์ให้แก่บริษัทฯ เพื่อใช้ในการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานความร้อนทิ้งของโรงไฟฟ้า WH-40MW

ข้อมูลการดำเนินงานของโรงไฟฟ้า WH-40MW สำหรับแต่ละช่วงระยะเวลาสามารถสรุปได้ดังนี้

	สำหรับปี สิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม		
ข้อมูลการดำเนินงานโดยสรุป	2557	2558	2559
กำลังการผลิตติดตั้ง (เมกะวัตต์)	60	40[1]	40
จำนวนวันที่คาดว่าจะดำเนินงาน (วัน)	300	300	300
ปริมาณไฟฟ้าที่คาดว่าจะผลิตได้ (เมกะวัตต์-ชั่วโมง)	432,000	288,000	288,000
ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้จริงทั้งหมด (เมกะวัตต์-ชั่วโมง)	316,910	164,937[1]	184,146
ปริมาณไฟฟ้าที่จำหน่ายจริง (เมกะวัตต์-ชั่วโมง)	286,473	145,739[1]	150,043
อัตราการใช้กำลังการผลิต (ร้อยละ)[2]	73	57[3]	64[3]
อัตราส่วนปริมาณไฟฟ้าที่จำหน่ายต่อปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้ (ร้อยละ)	90	88	81
ค่าไฟฟ้าเฉลี่ย (บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง)	3.26	3.20	2.84

หมายเหตุ:

(1) ในเดือนมกราคม 2558 บริษัทฯ ได้โอนหน่วยผลิตไฟฟ้าขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง 20 เมกะวัตต์ จำนวน 1 หน่วย จากจำนวนทั้งสิ้น 3 หน่วย จากโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนทิ้ง ไปใช้ในโรงไฟฟ้า RDF-20MW เนื่องจากโรงไฟฟ้าดังกล่าวได้เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ เพื่อจำหน่ายไฟฟ้าที่ผลิตได้จากโรงไฟฟ้าดังกล่าวให้แก่ กฟผ. ด้วยเหตุนี้ขนาดกำลังการผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนทิ้งจึงลดลงจากเดิม 60 เมกะวัตต์ เหลือ 40 เมกะวัตต์

(2) อัตราการใช้กำลังการผลิตคำนวณจากปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้จริงทั้งหมดหารด้วยปริมาณไฟฟ้าที่คาดว่าจะผลิตได้

(3) บริษัทฯ ได้หยุดเดินหม้อผลิตไอน้ำของโรงไฟฟ้า WH-40MW เป็นเวลา 2 เดือนในปี 2558 เพื่อบำรุงรักษาโดยให้สอดคล้องกับช่วงเวลาหยุดการดำเนินงานของโรงปูนซีเมนต์ของ บมจ. ทีพีไอ โพลีน ซึ่งถึงกำหนดการบำรุงรักษาตามกำหนดเวลา จึงเป็นเหตุให้อัตราการใช้กำลังการผลิตในปี 2558 ลดลง อย่างไรก็ดี ในช่วงไตรมาสที่ 3 ของปี 2559 บริษัทฯ มีการหยุดซ่อมบำรุงครั้งใหญ่ (Major Overhaul) ซึ่งสอดคล้องกับการซ่อมบำรุงตามกำหนดระยะเวลาของโรงปูนซีเมนต์ของ บมจ. ทีพีไอ โพลีน และได้มีการหยุดการดำเนินงานของโรงไฟฟ้าเพิ่มเติมในช่วงเดือนตุลาคม 2559 เพื่อทำการเชื่อมต่อระบบกับหม้อผลิตไอน้ำสำรองซึ่งมีการติดตั้งเพิ่มเติมเพื่อให้สามารถผลิตไอน้ำเพื่อใช้ในการผลิตไฟฟ้าได้อย่างต่อเนื่องมากขึ้น จึงทำให้อัตราการใช้กำลังการผลิตในปี 2559 เพิ่มขึ้นจากปี 2558 ไม่มากนัก ทั้งนี้ ภายหลังจากการซ่อมบำรุงดังกล่าวแล้วเสร็จในไตรมาสที่ 4 ของปี 2559 อัตราการใช้กำลังการผลิตจึงเพิ่มสูงขึ้น

บริษัทฯ ได้ติดตั้งหม้อผลิตไอน้ำซึ่งสามารถใช้เชื้อเพลิง RDF เพิ่มอีก 1 เครื่อง ที่โรงไฟฟ้า WH-40MW แล้วเสร็จในเดือนมกราคม 2560 โดยนำหม้อผลิตไอน้ำดังกล่าวมาใช้งานร่วมกับหม้อผลิตไอน้ำเดิม เพื่อเพิ่มปริมาณไอน้ำและรักษาระดับอัตราการใช้กำลังการผลิต ในกรณีที่ปริมาณไอน้ำจากหม้อผลิตไอน้ำซึ่งใช้พลังความร้อนทิ้งลดลงอันสืบเนื่องมาจากการหยุดการดำเนินงานของโรงปูนซีเมนต์ของบมจ. ทีพีไอ โพลีน

นอกจากการผลิตและจำหน่ายไฟฟ้าแล้ว โรงไฟฟ้า WH-40MW ยังมีรายได้จากการจำหน่ายไอน้ำและเถ้าลอย (Fly Ash) ซึ่งเป็นผลิตภัณฑ์พลอยได้ (By-Product) จากกระบวนการผลิตไฟฟ้าให้แก่ บมจ. ทีพีไอ โพลีน

โรงไฟฟ้า WH-40MW ได้รับบัตรส่งเสริมการลงทุนจากคณะกรรมการส่งเสริมการลงทุน ซึ่งทำให้บริษัทฯ ได้รับสิทธิประโยชน์หลายประการ ซึ่งรวมถึงการได้รับการยกเว้นภาษีบางประเภท โปรดพิจารณารายละเอียดเพิ่มเติมในหัวข้อ *"ส่วนที่ 2.2 การประกอบธุรกิจ — 2.3 การส่งเสริมการลงทุน"*

ข. โรงไฟฟ้า RDF-20MW

โรงไฟฟ้า RDF-20MW ผลิตไฟฟ้าโดยการเผาไหม้เชื้อเพลิง RDF เป็นเชื้อเพลิงหลัก และใช้ความร้อนทิ้งที่ถูกปล่อยจากกระบวนการผลิตปูนซีเมนต์ของ บมจ. ทีพีไอ โพลีน เป็นเชื้อเพลิงเสริม โดยโรงไฟฟ้า RDF-20MW เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ในเดือนมกราคม 2558 และบริษัทฯ ได้จำหน่ายไฟฟ้าที่ผลิตได้จากโรงไฟฟ้าดังกล่าวให้แก่ กฟผ. ภายใต้สัญญาซื้อขายไฟฟ้าสำหรับโรงไฟฟ้า RDF-20MW ซึ่ง กฟผ. ตกลงรับซื้อปริมาณพลังไฟฟ้าจำนวน 18 เมกะวัตต์ ภายใต้การซื้อขายแบบ Non-Firm โดย กฟผ. ต้องรับซื้อไฟฟ้าทั้งหมดที่ผลิตได้ตามปริมาณพลังไฟฟ้าที่ตกลงกันภายใต้สัญญาซื้อขายไฟฟ้า และไม่มีการกำหนดปริมาณขั้นต่ำของไฟฟ้าที่บริษัทฯ จะต้องจำหน่ายให้แก่ กฟผ.

ภายใต้สัญญาซื้อขายไฟฟ้าสำหรับโรงไฟฟ้า RDF-20MW บริษัทฯ มีสิทธิได้รับอัตราค่าไฟฟ้ารายเดือน (โดยราคาดังกล่าวยังไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม) ซึ่งประกอบด้วย ค่าพลังงานไฟฟ้า และส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (Adder) จาก กฟผ. ดังนี้

- **<u>ค่าพลังงานไฟฟ้า</u>** (Energy Payment) บริษัทฯ ได้รับค่าพลังงานไฟฟ้า ซึ่งคำนวณจากปริมาณพลังไฟฟ้าซึ่งบริษัทฯ จำหน่ายจริงให้แก่ กฟผ. ตามอัตราค่าพลังงานไฟฟ้า โดยค่าพลังงานไฟฟ้าประกอบด้วย ผลรวมของ (1) ราคาไฟฟ้าขายส่งที่ กฟผ. จำหน่ายให้แก่ กฟภ. และ กฟน. ซึ่งอาจมีการเปลี่ยนแปลงโดย กฟผ. (2) ค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติขายส่งเฉลี่ย ("**ค่า Ft ขายส่งเฉลี่ย**") ซึ่งกำหนดและประกาศโดยคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงานทุก ๆ 4 เดือน โปรดพิจารณารายละเอียดเพิ่มเติมในหัวข้อ *"ส่วนที่ 2.2 การประกอบธุรกิจ — 2.6 กฎหมายที่เกี่ยวข้องกับการดำเนินธุรกิจ"*

- **<u>ส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า</u>** (Adder) บริษัทฯ ได้รับส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (Adder) ในอัตรา 3.5 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง ตามปริมาณพลังไฟฟ้าซึ่งบริษัทฯ จำหน่ายให้แก่ กฟผ. เป็นระยะเวลา 7 ปีนับจากวันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้าของโรงไฟฟ้า RDF-20MW ในเดือนมกราคม 2558

โรงไฟฟ้า RDF-20MW จะต้องปฏิบัติตามเงื่อนไขเกี่ยวกับประเภทเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า โดยต้องใช้ขยะเป็นเชื้อเพลิงหลักในการผลิตไฟฟ้า เพื่อให้บริษัทฯ มีสิทธิได้รับอัตราค่าไฟฟ้าตามที่กล่าวมาข้างต้น บริษัทฯ สามารถใช้เชื้อเพลิงประเภทอื่น (ยกเว้นถ่านหิน) ซึ่งรวมถึงความร้อนทิ้งจากกระบวนการผลิตปูนซีเมนต์ของ บมจ. ทีพีไอ โพลีน เป็นเชื้อเพลิงเสริมได้ โดยปริมาณพลังงานความร้อนที่ได้จากเชื้อเพลิงเสริมในแต่ละรอบปีสัญญาต้องไม่เกินร้อยละ 25.0 ของปริมาณพลังงานความร้อนทั้งหมดที่ใช้ในกระบวนการผลิตในรอบปีสัญญา

ในรอบปีสัญญาใด ๆ หากบริษัทฯ ใช้ความร้อนทิ้งในปริมาณที่สูงกว่าเกณฑ์ร้อยละ 25.0 เป็นเชื้อเพลิงเสริม บริษัทฯ จะไม่มีสิทธิได้รับค่าพลังงานไฟฟ้าในอัตราที่กำหนดข้างต้นตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า แต่จะได้รับค่าพลังงานไฟฟ้าสำหรับปีสัญญานั้นตามอัตราของโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วม (Cogeneration) ซึ่งโดยมากจะมีอัตราต่ำกว่า และบริษัทฯ จะไม่มีสิทธิได้รับส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (Adder) ในปีสัญญานั้น นอกจากนี้ บริษัทฯ ต้องคืนส่วนต่างที่ได้รับไว้เกินกว่าอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าที่ควรได้รับ รวมทั้งส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (Adder) ที่ได้รับในปีสัญญานั้นด้วย และบริษัทฯ จะได้รับอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าตามอัตราของโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วม โดยจะไม่ได้รับส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (Adder) ในปีถัดไปของปีสัญญาจนกว่าจะปฏิบัติตามเงื่อนไขเกี่ยวกับประเภทเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าได้ บริษัทฯ จึงจะมีสิทธิได้รับค่าพลังงานไฟฟ้าและส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (Adder) ตามเดิมดังที่กล่าวมาข้างต้น

ในกรณีที่มีการใช้พลังงานถ่านหินเป็นเชื้อเพลิงเสริม บริษัทฯ จะต้องคืนส่วนต่างของค่าพลังงานไฟฟ้ารายเดือนในอัตราที่ใช้บังคับกับผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วม (Cogeneration) กับค่าพลังงานไฟฟ้าในอัตราปกติที่ได้รับไปแล้ว รวมทั้งต้องคืนส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (Adder) ที่ได้รับไปแล้วตั้งแต่วันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้าของโรงไฟฟ้า RDF-20MW และตลอดอายุสัญญาซื้อขายไฟฟ้าสำหรับโรงไฟฟ้า RDF-20MW บริษัทฯ จะได้รับค่าพลังงานไฟฟ้ารายเดือนในอัตราที่ใช้บังคับกับผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วม (Cogeneration) และไม่มีสิทธิได้รับส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (Adder)

ในอดีตที่ผ่านมา บริษัทฯ ได้ปฏิบัติตามเงื่อนไขภายใต้สัญญาซื้อขายไฟฟ้าสำหรับโรงไฟฟ้า RDF-20MW ในส่วนที่เกี่ยวกับประเภทเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า และได้รับอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าและส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (Adder) เต็มจำนวนตามสิทธิของบริษัทฯ ภายใต้สัญญาซื้อขายไฟฟ้ามาโดยตลอด

สัญญาซื้อขายไฟฟ้าสำหรับโรงไฟฟ้า RDF-20MW มีกำหนดระยะเวลา 5 ปี นับตั้งแต่เดือนที่บริษัทฯ ขายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. และจะสิ้นสุดในเดือนมกราคม 2563 ทั้งนี้ เมื่อสิ้นสุดกำหนดระยะเวลาตามสัญญาแล้ว สัญญาซื้อขายไฟฟ้าดังกล่าวจะต่ออายุออกไปโดยอัตโนมัติเป็นระยะเวลาคราวละ 5 ปี หากบริษัทฯ ได้ส่งหนังสือแจ้งให้ กฟผ. ทราบว่าบริษัทฯ ประสงค์จะต่ออายุสัญญาเป็นเวลาล่วงหน้าอย่างน้อย 30 วัน ก่อนครบกำหนดอายุสัญญา และบริษัทฯ จะได้รับส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (Adder) สำหรับ 2 ปีแรกของอายุสัญญา 5 ปีถัดไป โดยส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (Adder) สำหรับโรงไฟฟ้า RDF-20MW จะสิ้นสุดในเดือนมกราคม 2565 ทั้งนี้ บริษัทฯ ต้องปฏิบัติตามเงื่อนไขในส่วนที่เกี่ยวกับประเภทเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าตามที่กำหนดในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า ในการนี้ บริษัทฯ เข้าใจว่ารัฐบาลกำลังอยู่ในขั้นตอนการกำหนดนโยบายในอนาคตเกี่ยวกับการส่งเสริมการพัฒนาอุตสาหกรรมพลังงานหมุนเวียน โดยนำระบบ Feed-in Tariff มาใช้แทนระบบส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (Adder) และอยู่ในระหว่างการหารือกับผู้ผลิตและจำหน่ายไฟฟ้าที่จะได้รับผลกระทบจากการเปลี่ยนแปลงระบบการรับซื้อไฟฟ้าดังกล่าว ซึ่งรวมถึงบริษัทฯ ด้วย

ข้อมูลการดำเนินงานของโรงไฟฟ้า RDF-20MW สำหรับแต่ละช่วงระยะเวลาสามารถสรุปได้ดังนี้

	สำหรับปี สิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม		
ข้อมูลการดำเนินงานโดยสรุป	2557	2558	2559
กำลังการผลิตติดตั้ง (เมกะวัตต์)	—	20[1]	20
จำนวนวันที่คาดว่าจะดำเนินงาน (วัน)	—	316	330
วันที่เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์	—	16 มกราคม 2558	—
ปริมาณไฟฟ้าที่คาดว่าจะผลิตได้ (เมกะวัตต์-ชั่วโมง)	—	151,680	158,400
ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้จริงทั้งหมด (เมกะวัตต์-ชั่วโมง)	—	125,193	135,594
ปริมาณไฟฟ้าที่จำหน่ายจริง (เมกะวัตต์-ชั่วโมง)	—	114,447	129,804
อัตราการใช้กำลังการผลิต (ร้อยละ)[1]	—	83	86
อัตราส่วนปริมาณไฟฟ้าที่จำหน่ายต่อปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้ (ร้อยละ)	—	91	96
อัตราค่าไฟฟ้าพื้นฐานเฉลี่ย (รวมอัตราส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (Adder)) (บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง)	—	6.58	6.26

หมายเหตุ:

(1) อัตราการใช้กำลังการผลิตคำนวณจากปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้จริงทั้งหมดหารด้วยปริมาณไฟฟ้าที่คาดว่าจะผลิตได้

บริษัทฯ ได้ติดตั้งหม้อผลิตไอน้ำซึ่งสามารถใช้เชื้อเพลิง RDF ที่โรงไฟฟ้า RDF-20MW เพิ่มเติมแล้วเสร็จในเดือนธันวาคม 2559 ซึ่งจะทำให้มีอัตราการใช้กำลังการผลิตไฟฟ้าดีขึ้น

โรงไฟฟ้า RDF-20MW ได้รับบัตรส่งเสริมการลงทุนจากคณะกรรมการส่งเสริมการลงทุน ซึ่งทำให้บริษัทฯ ได้รับสิทธิประโยชน์หลายประการ ซึ่งรวมถึงการได้รับการยกเว้นภาษีบางประเภท โปรดพิจารณารายละเอียดเพิ่มเติมในหัวข้อ *"ส่วนที่ 2.2 การประกอบธุรกิจ — 2.3 การส่งเสริมการลงทุน"*

ค. โรงไฟฟ้า RDF-60MW

โรงไฟฟ้า RDF-60MW ผลิตไฟฟ้าโดยการเผาไหม้เชื้อเพลิง RDF เป็นเชื้อเพลิงหลัก และใช้ความร้อนทิ้งที่ถูกปล่อยจากกระบวนการผลิตปูนซีเมนต์ของ บมจ. ทีพีไอ โพลีน เป็นเชื้อเพลิงเสริม โดยโรงไฟฟ้า RDF-60MW ได้เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ในเดือนสิงหาคม 2558 และบริษัทฯ ได้จำหน่ายไฟฟ้าที่ผลิตได้จากโรงไฟฟ้าดังกล่าวให้แก่ กฟผ. ภายใต้สัญญาซื้อขายไฟฟ้าสำหรับโรงไฟฟ้า RDF-60MW ซึ่ง กฟผ. ตกลงรับซื้อปริมาณพลังไฟฟ้าจำนวน 55 เมกะวัตต์ ภายใต้การซื้อขายเป็นแบบ Non-Firm โดย กฟผ. ต้องรับซื้อไฟฟ้าทั้งหมดที่ผลิตได้ ตามปริมาณพลังไฟฟ้าที่ตกลงกันภายใต้สัญญาซื้อขายไฟฟ้า และไม่มีการกำหนดปริมาณขั้นต่ำของไฟฟ้าที่บริษัทฯ จะต้องจำหน่ายให้แก่ กฟผ.

ภายใต้สัญญาซื้อขายไฟฟ้าสำหรับโรงไฟฟ้า RDF-60MW บริษัทฯ มีสิทธิได้รับอัตราค่าไฟฟ้ารายเดือน (โดยราคาดังกล่าวยังไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม) ซึ่งประกอบด้วย ค่าพลังงานไฟฟ้า และส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (Adder) จาก กฟผ. ดังนี้

- **<u>ค่าพลังงานไฟฟ้า</u>** (Energy Payment) บริษัทฯ ได้รับค่าพลังงานไฟฟ้า ซึ่งคำนวณจากปริมาณพลังไฟฟ้าซึ่งบริษัทฯ จำหน่ายให้แก่ กฟผ. ตามอัตราค่าพลังงานไฟฟ้า โดยค่าพลังงานไฟฟ้าประกอบด้วย ผลรวมของ (1) ราคาไฟฟ้าขายส่งที่ กฟผ. จำหน่ายให้แก่ กฟภ. และ กฟน. ซึ่งอาจมีการเปลี่ยนแปลงโดย กฟผ. (2) ค่า Ft ขายส่งเฉลี่ย ซึ่งกำหนดและประกาศโดยคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงานทุก ๆ 4 เดือน โปรดพิจารณารายละเอียดเพิ่มเติมในหัวข้อ *"ส่วนที่ 2.2 การประกอบธุรกิจ — 2.6 กฎหมายที่เกี่ยวข้องกับการดำเนินธุรกิจ"*

- **<u>ส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า</u>** (Adder) บริษัทฯ ได้รับส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (Adder) ในอัตรา 3.5 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง ตามปริมาณพลังไฟฟ้าซึ่งบริษัทฯ จำหน่ายให้แก่ กฟผ. เป็นระยะเวลา 7 ปีนับจากวันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้าของโรงไฟฟ้า RDF-60MW ในเดือนสิงหาคม 2558

โรงไฟฟ้า RDF-60MW จะต้องปฏิบัติตามเงื่อนไขเกี่ยวกับประเภทเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า โดยต้องใช้ขยะเป็นเชื้อเพลิงหลักในการผลิตไฟฟ้า เพื่อให้บริษัทฯ มีสิทธิได้รับอัตราค่าไฟฟ้าตามที่กล่าวมาข้างต้น บริษัทฯ สามารถใช้เชื้อเพลิงประเภทอื่น (ยกเว้นถ่านหิน) ซึ่งรวมถึงความร้อนทิ้งจากกระบวนการผลิตปูนซีเมนต์ของ บมจ. ทีพีไอ โพลีน เป็นเชื้อเพลิงเสริมได้ โดยปริมาณพลังงานความร้อนที่ได้จากเชื้อเพลิงเสริมในแต่ละรอบปีสัญญาต้องไม่เกินร้อยละ 25.0 ของปริมาณพลังงานความร้อนทั้งหมดที่ใช้ในกระบวนการผลิตในรอบปีสัญญา

ในรอบปีสัญญาใด ๆ หากบริษัทฯ ใช้ความร้อนทิ้งในปริมาณที่สูงกว่าเกณฑ์ร้อยละ 25.0 เป็นเชื้อเพลิงเสริม บริษัทฯ จะไม่มีสิทธิได้รับค่าพลังงานไฟฟ้าในอัตราที่กำหนดข้างต้นตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า แต่จะได้รับค่าพลังงานไฟฟ้าสำหรับปีสัญญานั้นตามอัตราของโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วม (Cogeneration) ซึ่งโดยมากจะมีอัตราต่ำกว่า และบริษัทฯ จะไม่มีสิทธิได้รับส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (Adder) ในปีสัญญานั้น นอกจากนี้ บริษัทฯ ต้องคืนส่วนต่างที่ได้รับไว้เกินกว่าอัตรา

ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ควรได้รับ รวมทั้งส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (Adder) ที่ได้รับในปีสัญญานั้นด้วย และบริษัทฯ จะได้รับอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าตามอัตราของโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วม โดยจะไม่ได้รับส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (Adder) ในปีถัดไปของปีสัญญาจนกว่าจะปฏิบัติตามเงื่อนไขเกี่ยวกับประเภทเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าได้ บริษัทฯ จึงจะมีสิทธิได้รับค่าพลังงานไฟฟ้าและส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (Adder) ตามเดิมดังที่กล่าวมาข้างต้น

ในกรณีที่มีการใช้พลังงานถ่านหินเป็นเชื้อเพลิงเสริม บริษัทฯ จะต้องคืนส่วนต่างของค่าพลังงานไฟฟ้ารายเดือนในอัตราที่ใช้บังคับกับผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วม (Cogeneration) กับค่าพลังงานไฟฟ้าในอัตราปกติที่ได้รับไปแล้ว รวมทั้งต้องคืนส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (Adder) ที่ได้รับไปแล้วตั้งแต่วันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้า และตลอดอายุสัญญาซื้อขายไฟฟ้าสำหรับโรงไฟฟ้า RDF-60MW บริษัทฯ จะได้รับค่าพลังงานไฟฟ้ารายเดือนในอัตราที่ใช้บังคับกับผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วม (Cogeneration) และไม่มีสิทธิได้รับส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (Adder)

ในอดีตที่ผ่านมา บริษัทฯ ได้ปฏิบัติตามเงื่อนไขภายใต้สัญญาซื้อขายไฟฟ้าในส่วนที่เกี่ยวกับประเภทเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า และได้รับอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าและส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (Adder) เต็มจำนวนตามสิทธิของบริษัทฯ ภายใต้สัญญาซื้อขายไฟฟ้ามาโดยตลอด

สัญญาซื้อขายไฟฟ้าสำหรับโรงไฟฟ้า RDF-60MW มีกำหนดระยะเวลา 5 ปีนับตั้งแต่เดือนที่บริษัทฯ ขายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. และจะสิ้นสุดในเดือนสิงหาคม 2563 ทั้งนี้ เมื่อสิ้นสุดกำหนดระยะเวลาตามสัญญาแล้ว สัญญาซื้อขายไฟฟ้าดังกล่าวจะต่ออายุออกไปโดยอัตโนมัติเป็นระยะเวลาคราวละ 5 ปี หากบริษัทฯ ได้ส่งหนังสือแจ้งให้ กฟผ. ทราบว่าบริษัทฯ ประสงค์จะต่ออายุสัญญาเป็นเวลาล่วงหน้าอย่างน้อย 30 วัน ก่อนครบกำหนดอายุสัญญา และบริษัทฯ จะได้รับส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (Adder) สำหรับ 2 ปีแรกของอายุสัญญา 5 ปีถัดไป โดยส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (Adder) สำหรับโรงไฟฟ้า RDF-60MW จะสิ้นสุดในเดือนสิงหาคม 2565 ทั้งนี้ บริษัทฯ ต้องปฏิบัติตามเงื่อนไขในส่วนที่เกี่ยวกับประเภทเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าตามที่กำหนดในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า ในการนี้ บริษัทฯ เข้าใจว่ารัฐบาลอยู่ในขั้นตอนการกำหนดนโยบายในอนาคตเกี่ยวกับการส่งเสริมการพัฒนาอุตสาหกรรมพลังงานหมุนเวียน โดยนำระบบ Feed-in Tariff มาใช้แทนระบบส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (Adder) ภายหลังจากการสิ้นสุดของระยะเวลาที่ได้รับส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าและอยู่ในระหว่างการหารือกับผู้ผลิตและจำหน่ายไฟฟ้าที่จะได้รับผลกระทบจากการเปลี่ยนแปลงระบบการรับซื้อไฟฟ้าดังกล่าว ซึ่งรวมถึงบริษัทฯ ด้วย

ข้อมูลการดำเนินงานของโรงไฟฟ้า RDF-60MW สำหรับแต่ละช่วงระยะเวลาสามารถสรุปได้ดังนี้

	สำหรับปี สิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม		
ข้อมูลการดำเนินงานโดยสรุป	2557	2558	2559
กำลังการผลิตติดตั้ง (เมกะวัตต์)	—	60[1]	60
จำนวนวันที่คาดว่าจะดำเนินงาน (วัน)	—	138	330
วันที่เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์	—	6 สิงหาคม 2558	—
ปริมาณไฟฟ้าที่คาดว่าจะผลิตได้ (เมกะวัตต์-ชั่วโมง)	—	198,720	475,200
ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้จริงทั้งหมด (เมกะวัตต์-ชั่วโมง)	—	67,637	379,037
ปริมาณไฟฟ้าที่จำหน่ายจริง (เมกะวัตต์-ชั่วโมง)	—	66,408	349,497
อัตราการใช้กำลังการผลิต (ร้อยละ)[1]	—	34[2]	80
อัตราส่วนปริมาณไฟฟ้าที่จำหน่ายต่อปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้ (ร้อยละ)	—	98	92
อัตราค่าไฟฟ้าพื้นฐานเฉลี่ย (รวมอัตราส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (Adder)) (บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง)	—	6.47	6.21

หมายเหตุ:

(1) อัตราการใช้กำลังการผลิตคำนวณจากปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้จริงทั้งหมดหารด้วยปริมาณไฟฟ้าที่คาดว่าจะผลิตได้

(2) อัตราการใช้กำลังการผลิตของโรงไฟฟ้า RDF-60MW สำหรับปีสิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม 2558 อยู่ในระดับต่ำ เป็นผลมาจากการดำเนินงานที่ไม่ราบรื่นของโรงไฟฟ้า ในระหว่างเดือนสิงหาคม 2558 ถึงเดือนมกราคม 2559 เนื่องจากเป็นช่วงเริ่มต้นของการเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ของโรงไฟฟ้า ซึ่งการดำเนินงานของโรงไฟฟ้าได้กลับสู่ภาวะปกติในเดือนกุมภาพันธ์ 2559

ปัจจุบัน บริษัทฯ อยู่ในระหว่างดำเนินการติดตั้งหม้อผลิตไอน้ำซึ่งใช้เชื้อเพลิง RDF เพิ่มอีก 1 เครื่อง เพื่อใช้เป็นหม้อผลิตไอน้ำสำรองสำหรับโรงไฟฟ้า RDF-*60*MW ในกรณีที่มีการหยุดซ่อมบำรุงหม้อผลิตไอน้ำของโรงไฟฟ้าโรงดังกล่าว รวมถึงใช้หม้อผลิตไอน้ำสำรองข้างต้นในการผลิตไอน้ำเพื่อใช้ในการผลิตไฟฟ้าได้อย่างเต็มกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้า โดยคาดว่าจะติดตั้งแล้วเสร็จภายในไตรมาสที่ 1 ของปี 2561

โรงไฟฟ้า RDF-60MW ได้รับบัตรส่งเสริมการลงทุนจากคณะกรรมการส่งเสริมการลงทุน ซึ่งทำให้บริษัทฯ ได้รับสิทธิประโยชน์หลายประการ ซึ่งรวมถึงการได้รับการยกเว้นภาษีบางประเภท โปรดพิจารณารายละเอียดเพิ่มเติมในหัวข้อ *"ส่วนที่ 2.2 การประกอบธุรกิจ — 2.3 การส่งเสริมการลงทุน"*

ง. โรงไฟฟ้า RDF-100MW

โรงไฟฟ้า RDF-100MW ประกอบด้วย (1) โรงไฟฟ้า WH-30MW ซึ่งเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ในเดือนมกราคม 2559 และ (2) โรงไฟฟ้า RDF-70MW ซึ่งอยู่ในระหว่างการก่อสร้าง ทั้งนี้ ในเดือนมกราคม 2558 บริษัทฯ ได้เข้าทำสัญญาว่าจ้างออกแบบวิศวกรรม จัดหา และก่อสร้าง เพื่อการก่อสร้างโรงไฟฟ้า RDF-70MW และได้เริ่มก่อสร้างในเดือน

กรกฎาคม 2558 ซึ่งบริษัทฯ คาดว่าโรงไฟฟ้า RDF-70MW จะเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ได้ภายในไตรมาสที่ 4 ของปี 2560 โดยภายหลังจากที่การก่อสร้างโรงไฟฟ้า RDF-70MW แล้วเสร็จ โรงไฟฟ้า RDF-100MW จะสามารถผลิตไฟฟ้าโดยใช้เชื้อเพลิงประเภทพลังงานความร้อนทิ้งที่ถูกปล่อยจากกระบวนการผลิตปูนซีเมนต์ของ บมจ. ทีพีไอ โพลีน และเชื้อเพลิง RDF ซึ่งผลิตจากโรงงานผลิตเชื้อเพลิง RDF ของบริษัทฯ ทั้งนี้ ผู้รับจ้างออกแบบวิศวกรรม จัดหา และก่อสร้าง รายเดียวกันนี้ได้เคยก่อสร้างโรงไฟฟ้าโรงอื่น ๆ ของบริษัทฯ ซึ่งไม่ปรากฏว่ามีการส่งมอบงานก่อสร้างล่าช้าแต่อย่างใด

ในระหว่างที่โรงไฟฟ้า RDF-70MW ยังมิได้เริ่มเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ บริษัทฯ ได้จำหน่ายไฟฟ้าที่ผลิตได้จากโรงไฟฟ้า WH-30MW ให้แก่ บมจ. ทีพีไอ โพลีน เพื่อใช้ในกระบวนการผลิตปูนซีเมนต์ โดยในเดือนมกราคม 2559 บริษัทฯ ได้เข้าทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าสำหรับโรงไฟฟ้า WH-30MW กับ บมจ. ทีพีไอ โพลีน นอกจากนี้ บริษัทฯ ยังมีอาคารโรงผลิตไอน้ำขนาด 150 ตัน จากเชื้อเพลิงถ่านหิน ซึ่งทำให้สามารถใช้ถ่านหินเป็นพลังงานสำรองเพื่อผลิตไอน้ำสำหรับการผลิตไฟฟ้า กรณีที่ปริมาณความร้อนทิ้งจาก บมจ. ทีพีไอ โพลีน ไม่เพียงพอสำหรับการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนทิ้งเพื่อจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่ บมจ. ทีพีไอ โพลีน เท่านั้น

ภายใต้สัญญาดังกล่าว บริษัทฯ เรียกเก็บค่าไฟฟ้าจาก บมจ. ทีพีไอ โพลีน ตามปริมาณไฟฟ้าที่ได้จำหน่ายจริงให้กับ บมจ. ทีพีไอ โพลีน ในแต่ละเดือน ในอัตราบาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง ซึ่งเท่ากับอัตราค่าไฟฟ้าเฉลี่ยที่ บมจ. ทีพีไอ โพลีน ซื้อไฟฟ้าจาก กฟภ. จริงในแต่ละเดือน (โดยราคาดังกล่าวยังไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม) โดยสัญญาซื้อขายไฟฟ้าสำหรับโรงไฟฟ้า WH-30MW มิได้กำหนดปริมาณไฟฟ้าขั้นต่ำที่บริษัทฯ ต้องจำหน่ายให้แก่ บมจ. ทีพีไอ โพลีน เนื่องจากเมื่อโรงไฟฟ้า RDF-70MW ก่อสร้างแล้วเสร็จ ซึ่งคาดว่าโรงไฟฟ้าดังกล่าวจะเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ภายในไตรมาสที่ 4 ของปี 2560 บริษัทฯ จะนำกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้า WH-30MW รวมกับกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้า RDF-70MW เพื่อจำหน่ายไฟฟ้าที่ผลิตได้จากโรงไฟฟ้า RDF-100MW ให้แก่ กฟผ. จำนวน 90 เมกะวัตต์ ซึ่งเป็นปริมาณพลังไฟฟ้าที่ กฟผ. ตกลงจะรับซื้อจากบริษัทฯ ต่อไป

วิธีการคำนวณอัตราค่าไฟฟ้าที่เรียกเก็บจาก บมจ. ทีพีไอ โพลีน สามารถคำนวณได้ ดังนี้

ค่าไฟฟ้าที่เรียกเก็บจาก บมจ. ทีพีไอ โพลีน (บาท)	=	อัตราค่าไฟฟ้าเฉลี่ยที่ บมจ. ทีพีไอ โพลีน ซื้อไฟฟ้าจาก กฟภ. (บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง) X ปริมาณไฟฟ้าที่จำหน่ายจริงให้แก่ บมจ. ทีพีไอ โพลีนจากโรงไฟฟ้า WH-30MW (กิโลวัตต์-ชั่วโมง)
อัตราค่าไฟฟ้าเฉลี่ยที่ บมจ. ทีพีไอ โพลีน ซื้อไฟฟ้าจาก กฟภ. (บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง)	=	ค่าไฟฟ้าทั้งหมดที่ บมจ. ทีพีไอ โพลีน ซื้อไฟฟ้าจาก กฟภ. (บาท) / ปริมาณไฟฟ้าที่ บมจ. ทีพีไอ โพลีน ซื้อจากกฟภ. (กิโลวัตต์-ชั่วโมง)

ภายใต้สัญญาซื้อขายไฟฟ้าสำหรับโรงไฟฟ้า WH-30MW บริษัทฯ ตกลงจำหน่ายไฟฟ้าที่ผลิตได้จากโรงไฟฟ้าดังกล่าวให้แก่ บมจ. ทีพีไอ โพลีน แต่เพียงรายเดียว เว้นแต่การจำหน่ายให้แก่ กฟผ. ในอนาคตเมื่อโรงไฟฟ้า RDF-70MW ก่อสร้างแล้วเสร็จ

สัญญาซื้อขายไฟฟ้าสำหรับโรงไฟฟ้า WH-30MW จะสิ้นสุดเมื่อครบกำหนดระยะเวลาการเช่าที่ดินซึ่งเป็นที่ตั้งของโรงไฟฟ้าแห่งนี้ ตามสัญญาเช่าระหว่างบริษัทฯ ในฐานะผู้เช่า กับ บมจ. ทีพีไอ โพลีน ในฐานะผู้ให้เช่า โดยสัญญาเช่า

ที่ดินซึ่งเป็นที่ตั้งส่วนใหญ่ของโรงไฟฟ้า WH-30MW นั้น มีระยะเวลาเช่า 30 ปี ซึ่ง ระยะเวลาการเช่าตามสัญญาเช่าดังกล่าวจะสิ้นสุดในเดือนกรกฎาคม 2585

ภายใต้สัญญาซื้อขายและบริการ บมจ. ทีพีไอ โพลีน ตกลงจำหน่ายความร้อนทิ้งในรูปของก๊าซร้อนที่ปล่อยออกมาจากกระบวนการผลิตปูนซีเมนต์ให้แก่บริษัทฯ เพื่อใช้ในการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานความร้อนทิ้งของโรงไฟฟ้า WH-30MW

ภายหลังจากที่โรงไฟฟ้า RDF-70MW เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ บริษัทฯ จะจำหน่ายไฟฟ้าที่ผลิตได้จากโรงไฟฟ้า RDF-100MW ให้แก่ กฟผ. จำนวน 90 เมกะวัตต์ ซึ่งเป็นปริมาณพลังไฟฟ้าที่ กฟผ. ตกลงจะรับซื้อจากบริษัทฯ ตามหนังสือแจ้งผลการพิจารณาตอบรับซื้อไฟฟ้าจาก กฟผ. ฉบับลงวันที่ 21 พฤศจิกายน 2557 โดยมีรูปแบบการซื้อขายเป็นแบบ Non-Firm และบริษัทฯ จะได้รับส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (Adder) ในอัตรา 3.5 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง เป็นระยะเวลา 7 ปีนับจากวันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้าของโรงไฟฟ้า RDF-100MW

ภายใต้เงื่อนไขที่ระบุในหนังสือแจ้งผลการพิจารณาตอบรับซื้อไฟฟ้าจาก กฟผ. การลงนามในสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟผ. จะอยู่ภายใต้เงื่อนไขว่าบริษัทฯ ต้องดำเนินการจัดหาเงินทุนที่จำเป็น จัดให้มีการเช่าที่ดิน การบริหารจัดการด้านเทคโนโลยี และได้มาซึ่งใบอนุญาตในการประกอบกิจการโรงไฟฟ้าให้ครบถ้วน และดำเนินการลงนามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าระหว่างบริษัทฯ กับ กฟผ. ภายใน 2 ปีนับจากวันที่ กฟผ. แจ้งผลการพิจารณารับซื้อไฟฟ้า แต่บริษัทฯ ยังมิได้ลงนามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าภายในระยะเวลาดังกล่าว เนื่องจากบริษัทฯ ได้นำส่งรายงานตรวจสอบด้านสิ่งแวดล้อมตามประมวลหลักการปฏิบัติ (Code of Practice) เข้าสู่การพิจารณาของคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน เมื่อวันที่ 2 กุมภาพันธ์ 2559 โดยใช้แบบร่างรายงานตรวจสอบด้านสิ่งแวดล้อมตามประมวลหลักการปฏิบัติ (Code of Practice) ที่ได้รับความเห็นชอบจากคณะกรรมการสิ่งแวดล้อมแห่งชาติเป็นเกณฑ์ในการจัดทำรายงานดังกล่าวซึ่งเป็นการเปลี่ยนรูปแบบการจัดทำรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม (EIA) เป็นรายงานตรวจสอบด้านสิ่งแวดล้อมตามประมวลหลักการปฏิบัติ (Code of Practice) ต่อมาเมื่อวันที่ 20 กันยายน 2559 คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงานได้ประกาศใช้ประมวลหลักการปฏิบัติ (Code of Practice) สำหรับโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนที่ใช้ขยะมูลฝอยเป็นเชื้อเพลิงที่มีกำลังการผลิตติดตั้งตั้งแต่ 10 เมกะวัตต์ขึ้นไป ซึ่งแตกต่างจากแบบร่างรายงานตรวจสอบด้านสิ่งแวดล้อมตามประมวลหลักการปฏิบัติ (Code of Practice) เดิม โดยต่อมาเมื่อวันที่ 18 พฤศจิกายน 2559 บริษัทฯ ได้รับหนังสือจากสำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงานแจ้งว่า โครงการโรงไฟฟ้า RDF-70MW ไม่เข้าข่ายได้รับการยกเว้นไม่ต้องจัดทำรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม (EIA) และให้บริษัทฯ ไปดำเนินการจัดทำรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม (EIA) ดังนั้น บริษัทฯ จึงได้ยื่นขออุทธรณ์คำสั่งดังกล่าวต่อประธานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน เพื่อขอขยายระยะเวลาการลงนามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าออกไป และเมื่อวันที่ 18 มกราคม 2560 คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงานได้มีมติขยายระยะเวลาลงนามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าระหว่างบริษัทฯ กับ กฟผ. ออกไป โดยให้บริษัทฯ ดำเนินการลงนามสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟผ. ภายในวันที่ 7 กันยายน 2560 ซึ่งคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงานได้แจ้งมติดังกล่าวให้ กฟผ. ทราบแล้ว นอกจากนี้ เมื่อวันที่ 21 กุมภาพันธ์ 2560 กฟผ. ได้มีหนังสือถึงบริษัทฯ เพื่อรับทราบมติดังกล่าวของคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน และแจ้งให้บริษัทฯ ดำเนินการลงนามในสัญญาซื้อขายไฟฟ้าภายในวันที่ 7 กันยายน 2560

ในการนี้ บริษัทฯ เชื่อว่าบริษัทฯ จะสามารถดำเนินการเพื่อให้เป็นไปตามเงื่อนไขที่ระบุในหนังสือแจ้งผลการพิจารณาตอบรับซื้อไฟฟ้าจาก กฟผ. และคาดว่าจะเข้าทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟผ. ภายในระยะเวลาที่กำหนดข้างต้น และคาดว่าโรงไฟฟ้า RDF-70MW จะเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ได้ภายในไตรมาสที่ 4 ของปี 2560 ทั้งนี้ ในส่วนของการจัดทำรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม (EIA) สำหรับโรงไฟฟ้า RDF-100MW นั้น บริษัทฯ ได้ยื่นให้สำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อมพิจารณาในเดือนมีนาคม 2560 และจากการที่บริษัทฯ ได้จัดทำรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม (EIA) สำหรับโรงไฟฟ้าต่าง ๆ ของบริษัทฯ ที่ผ่านมา โดยเฉลี่ยแล้วกระบวนการในการพิจารณาและให้ความเห็นชอบรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม (EIA) จะใช้ระยะเวลาประมาณ 4 ถึง 6 เดือน

ทั้งนี้ เงื่อนไขภายใต้สัญญาซื้อขายไฟฟ้าซึ่งบริษัทฯ จะเข้าทำกับ กฟผ. นั้น ยังคงเป็นระบบส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (Adder) แต่อาจมีการเปลี่ยนแปลงไปเป็นระบบ Feed-in Tariff โดยขึ้นอยู่กับนโยบายการรับซื้อไฟฟ้าของรัฐบาลในขณะนั้น โปรดพิจารณารายละเอียดเพิ่มเติมเกี่ยวกับส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (Adder) และรายได้ที่บริษัทฯ ได้รับจากส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (Adder) ในหัวข้อ“*ส่วนที่ 2.2.3 ปัจจัยความเสี่ยง – 3.1.1 ความไม่แน่นอนและการเปลี่ยนแปลงการดำเนินการ มาตรการจูงใจ และนโยบายของรัฐบาลในทางลบที่กระทบอุตสาหกรรมพลังงานจากขยะ อาจไม่เป็นผลดีต่อธุรกิจและผลการดำเนินงานของบริษัทฯ*” และ“*ส่วนที่ 2.4.16 การวิเคราะห์และคำอธิบายของฝ่ายจัดการ – 16.2 – ปัจจัยที่มีผลต่อการดำเนินงานของบริษัทฯ - อัตราค่าไฟฟ้า*” และโปรดพิจารณารายละเอียดเพิ่มเติมเกี่ยวกับความสามารถพัฒนาโครงการของบริษัทฯ ซึ่งกำลังอยู่ในระหว่างการก่อสร้างได้ตามระยะเวลาและงบประมาณที่กำหนดในหัวข้อ“*ส่วนที่ 2.2.3 ปัจจัยความเสี่ยง – 3.1.16 บริษัทฯ อาจไม่สามารถพัฒนาโครงการของบริษัทฯ ซึ่งกำลังอยู่ในระหว่างการก่อสร้างได้ตามระยะเวลาและงบประมาณที่กำหนด และส่งผลให้วันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้าต้องล่าช้าออกไปหรือทำให้ค่าใช้จ่ายในการพัฒนาโครงการสูงขึ้น*”

ข้อมูลการดำเนินงานของโรงไฟฟ้า WH-30MW สามารถสรุปได้ดังนี้

ข้อมูลการดำเนินงานโดยสรุป	**สำหรับปีสิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม 2559**
กำลังการผลิตติดตั้ง (เมกะวัตต์)	30
จำนวนวันที่คาดว่าจะดำเนินงาน (วัน)	275
วันที่เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์	30 มกราคม 2559
วันที่เริ่มบันทึกรายได้ทางบัญชี[(1)]	1 มีนาคม 2559
ปริมาณไฟฟ้าที่คาดว่าจะผลิตได้ (เมกะวัตต์-ชั่วโมง)	198,000
ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้จริงทั้งหมด (เมกะวัตต์-ชั่วโมง)	55,794
ปริมาณไฟฟ้าที่จำหน่ายจริง (เมกะวัตต์-ชั่วโมง)[(2)]	45,188
ปริมาณไฟฟ้าที่จำหน่ายจริงที่สอดคล้องกับการบันทึกรายได้	33,302

ข้อมูลการดำเนินงานโดยสรุป	สำหรับปีสิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม 2559
ทางบัญชี (เมกะวัตต์-ชั่วโมง)[1]	
อัตราการใช้กำลังการผลิต (ร้อยละ)[3]	28
อัตราส่วนปริมาณไฟฟ้าที่จำหน่ายต่อปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้ (ร้อยละ)	81
ค่าไฟฟ้าเฉลี่ย (บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง).....	2.81

หมายเหตุ:

(1) เนื่องจากบริษัทฯ ได้ก่อสร้างโรงไฟฟ้า WH-30MW แล้วเสร็จโดยส่วนใหญ่จนสามารถเริ่มจ่ายไฟฟ้าให้แก่ บมจ. ทีพีไอ โพลีน ได้ บริษัทฯ จึงได้เริ่มจำหน่ายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์ให้แก่ บมจ. ทีพีไอ โพลีน ตั้งแต่วันที่ 30 มกราคม 2559 แต่เนื่องจากบริษัทฯ ยังคงต้องปรับสภาพโรงไฟฟ้าเพื่อให้สามารถดำเนินงานได้เต็มที่ตามแบบที่บริษัทฯ กำหนดไว้ จนกระทั่งวันที่ 1 มีนาคม 2559 การดำเนินงานของโรงไฟฟ้าสามารถดำเนินงานได้ในระดับที่มีสภาพพร้อมใช้งานตามแบบของบริษัทฯ บริษัทฯ จึงเริ่มบันทึกรายได้จากการขายไฟฟ้าตั้งแต่วันที่ 1 มีนาคม 2559 โดยรายได้และต้นทุนขายที่เกิดขึ้นก่อนวันที่ 1 มีนาคม 2559 จะถูกบันทึกเป็นสินทรัพย์ของบริษัทฯ

(2) ปริมาณไฟฟ้าที่จำหน่ายจริง คือ ปริมาณไฟฟ้าที่บริษัทฯ จำหน่ายให้แก่ บมจ. ทีพีไอ โพลีน ตั้งแต่วันที่ 30 มกราคม 2559 ถึงวันที่ 31 ธันวาคม 2559 ส่วนปริมาณไฟฟ้าที่จำหน่ายจริงที่สอดคล้องกับการบันทึกรายได้ทางบัญชี คือ ปริมาณไฟฟ้าที่จำหน่ายให้แก่ บมจ. ทีพีไอ โพลีน ตั้งแต่วันที่ 1 มีนาคม 2559 ถึงวันที่ 31 ธันวาคม 2559 ตามที่ได้อธิบายในหมายเหตุข้อ (1) ข้างต้น

(3) อัตราการใช้กำลังการผลิตคำนวณจากปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้จริงทั้งหมดหารด้วยปริมาณไฟฟ้าที่คาดว่าจะผลิตได้ ทั้งนี้ อัตราการใช้กำลังการผลิตของโรงไฟฟ้า WH-30MW สำหรับงวดปีสิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม 2559 อยู่ในระดับต่ำ เป็นผลมาจากการดำเนินงานที่ไม่ราบรื่นของโรงไฟฟ้า ในช่วงเดือนกุมภาพันธ์และเดือนมีนาคม 2559 ซึ่งเป็นช่วงเริ่มต้นของของการเปิดดำเนินงานเชิงพาณิชย์ของโรงไฟฟ้าดังกล่าว และในเดือนพฤษภาคม กันยายน และตุลาคมของปี 2559 มีการหยุดซ่อมแซมโรงปูนซีเมนต์ของ บมจ. ทีพีไอ โพลีน จึงทำให้ความร้อนทิ้งไม่เพียงพอต่อความต้องการใช้ไอน้ำเพื่อผลิตกระแสไฟฟ้า

ปัจจุบัน บริษัทฯ อยู่ในระหว่างดำเนินการปรับปรุงประสิทธิภาพการดำเนินงานของระบบการนำความร้อนทิ้งจากกระบวนการผลิตปูนซีเมนต์ของ บมจ. ทีพีไอ โพลีน ที่โรงไฟฟ้า WH-30MW ซึ่งจะช่วยเพิ่มปริมาณความร้อนทิ้งในรูปของก๊าซร้อนที่ได้รับจากกระบวนการผลิตปูนซีเมนต์ของ บมจ. ทีพีไอ โพลีน และจะทำให้โรงไฟฟ้า WH-30MW มีอัตราการใช้กำลังการผลิตไฟฟ้าดีขึ้น ซึ่งคาดว่าจะดำเนินการแล้วเสร็จภายในไตรมาสที่ 2 ของปี 2560 โดยบริษัทฯ คาดว่าจะใช้มูลค่าเงินลงทุนสำหรับโครงการดังกล่าวประมาณ 85.2 ล้านบาท

นอกจากนี้ บริษัทฯ มีแผนที่จะดำเนินการติดตั้งหม้อผลิตไอน้ำซึ่งใช้เชื้อเพลิง RDF เพิ่มอีก 1 เครื่อง ที่โรงไฟฟ้า RDF-70MW เพื่อใช้เป็นหม้อผลิตไอน้ำสำรองสำหรับโรงไฟฟ้า RDF-70MW ในกรณีที่มีการหยุดซ่อมบำรุงหม้อผลิตไอน้ำของโรงไฟฟ้าโรงดังกล่าว รวมถึงใช้หม้อผลิตไอน้ำสำรองข้างต้นในการผลิตไอน้ำเพื่อใช้ในการผลิตไฟฟ้าได้อย่างเต็มกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้า โดยคาดว่าจะติดตั้งแล้วเสร็จภายในไตรมาสที่ 1 ของปี 2561

บริษัทฯ กำหนดวงเงินงบประมาณทั้งสิ้นจำนวน 3,300.0 ล้านบาท สำหรับการดำเนินการก่อสร้างโรงไฟฟ้า RDF-70MW

โรงไฟฟ้า WH-30MW และโรงไฟฟ้า RDF-70MW ได้รับบัตรส่งเสริมการลงทุนจากคณะกรรมการส่งเสริม

การลงทุน ซึ่งทำให้บริษัทฯ ได้รับสิทธิประโยชน์หลายประการ ซึ่งรวมถึงการได้รับการยกเว้นภาษีบางประเภท โปรดพิจารณารายละเอียดเพิ่มเติมในหัวข้อ *"ส่วนที่ 2.2 การประกอบธุรกิจ — 2.3 การส่งเสริมการลงทุน"*

จ. โรงไฟฟ้าถ่านหิน 150MW

บริษัทฯ อยู่ระหว่างดำเนินการก่อสร้างโรงไฟฟ้าถ่านหิน 150MW ซึ่งคาดว่าจะมีกำลังการผลิตติดตั้ง 150 เมกะวัตต์ ทั้งนี้ ในเดือนสิงหาคม 2558 บริษัทฯ ได้เข้าทำสัญญาว่าจ้างออกแบบวิศวกรรม จัดหา และก่อสร้าง เพื่อการก่อสร้างโรงไฟฟ้าถ่านหิน 150MW และได้เริ่มก่อสร้างโรงไฟฟ้าถ่านหิน 150MW ในเดือนกุมภาพันธ์ 2559 ซึ่งบริษัทฯ คาดว่าโรงไฟฟ้าถ่านหิน 150MW จะเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ และสามารถจ่ายไฟฟ้าให้แก่ บมจ. ทีพีไอ โพลีน ได้ภายในไตรมาสที่ 4 ของปี 2560 ทั้งนี้ ผู้รับจ้างออกแบบวิศวกรรม จัดหา และก่อสร้าง รายเดียวกันนี้ได้เคยก่อสร้างโรงไฟฟ้าโรงอื่น ๆ ของบริษัทฯ ซึ่งไม่ปรากฏว่ามีการส่งมอบงานก่อสร้างล่าช้าแต่อย่างใด

ในเดือนมกราคม 2559 บริษัทฯ ได้เข้าทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าสำหรับโรงไฟฟ้าถ่านหิน 150MW กับ บมจ. ทีพีไอ โพลีน เพื่อจำหน่ายไฟฟ้าที่จะผลิตได้จากโรงไฟฟ้าดังกล่าวให้แก่ บมจ. ทีพีไอ โพลีน

ภายใต้สัญญาดังกล่าว บริษัทฯ เรียกเก็บค่าไฟฟ้าจาก บมจ. ทีพีไอ โพลีน ตามปริมาณไฟฟ้าที่บริษัทฯ ได้จำหน่ายจริงให้แก่ บมจ. ทีพีไอ โพลีน ในแต่ละเดือน ในอัตราบาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง ซึ่งเท่ากับอัตราค่าไฟฟ้าเฉลี่ยที่ บมจ. ทีพีไอ โพลีน ซื้อไฟฟ้าจาก กฟภ. จริงในแต่ละเดือน (โดยราคาดังกล่าวยังไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม) โดยสัญญาซื้อขายไฟฟ้าสำหรับโรงไฟฟ้าถ่านหิน 150MW ได้กำหนดปริมาณไฟฟ้าขั้นต่ำที่บริษัทฯ และ บมจ. ทีพีไอ โพลีน ตกลงซื้อขายในปริมาณไม่น้อยกว่าร้อยละ 30 ของปริมาณไฟฟ้าที่บริษัทฯ ผลิตได้ในแต่ละปี ซึ่งคณะกรรมการของบริษัทฯ ได้พิจารณาแล้วว่าการกำหนดให้มีการซื้อไฟฟ้าในปริมาณไม่น้อยกว่าร้อยละ 30 ของปริมาณไฟฟ้าที่บริษัทฯ ผลิตได้ในแต่ละปีนั้น จะทำให้บริษัทฯ ได้รับผลตอบแทนที่ครอบคลุมต้นทุนที่บริษัทฯ ลงทุนไปบวกกับผลตอบแทนอีกเล็กน้อย

วิธีการคำนวณอัตราค่าไฟฟ้าที่เรียกเก็บจาก บมจ. ทีพีไอ โพลีน สามารถคำนวณได้ ดังนี้

ค่าไฟฟ้าที่เรียกเก็บจาก บมจ. ทีพีไอ โพลีน (บาท)	=	อัตราค่าไฟฟ้าเฉลี่ยที่ บมจ. ทีพีไอ โพลีน ซื้อไฟฟ้าจาก กฟภ. (บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง) X ปริมาณไฟฟ้าที่จำหน่ายจริงให้แก่ บมจ. ทีพีไอ โพลีนจากโรงไฟฟ้า ถ่านหิน 150MW (กิโลวัตต์-ชั่วโมง)
อัตราค่าไฟฟ้าเฉลี่ยที่ บมจ. ทีพีไอ โพลีน ซื้อไฟฟ้าจาก กฟภ. (บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง)	=	ค่าไฟฟ้าทั้งหมดที่ บมจ. ทีพีไอ โพลีน ซื้อไฟฟ้าจาก กฟภ. (บาท) / ปริมาณไฟฟ้าที่ บมจ. ทีพีไอ โพลีน ซื้อจากกฟภ. (กิโลวัตต์-ชั่วโมง)

ทั้งนี้ สัญญาซื้อขายไฟฟ้าสำหรับโรงไฟฟ้าถ่านหิน 150MW จะสิ้นสุดเมื่อครบกำหนดระยะเวลาการเช่าที่ดินซึ่งเป็นที่ตั้งของโรงไฟฟ้าแห่งนี้ ตามสัญญาเช่าระหว่างบริษัทฯ ในฐานะผู้เช่า กับ บมจ. ทีพีไอ โพลีน ในฐานะผู้ให้เช่า โดยระยะเวลาการเช่าตามสัญญาเช่าดังกล่าวจะสิ้นสุดในเดือนกรกฎาคม 2585

บริษัทฯ กำหนดวงเงินงบประมาณทั้งสิ้นจำนวน 7,300.0 ล้านบาท เพื่อดำเนินการก่อสร้างโรงไฟฟ้าถ่านหิน 150MW

ทั้งนี้ ในส่วนของการจัดทำรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อมและสุขภาพ (EHIA) สำหรับโรงไฟฟ้าถ่านหิน 150MW นั้น บริษัทฯ ได้ยื่นให้สำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อมพิจารณาเมื่อเดือนธันวาคม 2559 และบริษัทฯ คาดว่ากระบวนการในการพิจารณาและให้ความเห็นชอบรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อมและสุขภาพ (EHIA) จะใช้ระยะเวลาประมาณ 8 ถึง 10 เดือน และโปรดพิจารณารายละเอียดเพิ่มเติมเกี่ยวกับความสามารถพัฒนาโครงการของบริษัทฯ ซึ่งกำลังอยู่ในระหว่างการก่อสร้างได้ตามระยะเวลาและงบประมาณที่กำหนดในหัวข้อ"*ส่วนที่ 2.2.3 ปัจจัยความเสี่ยง – 3.1.16 บริษัทฯ อาจไม่สามารถพัฒนาโครงการของบริษัทฯ ซึ่งกำลังอยู่ในระหว่างการก่อสร้างได้ตามระยะเวลาและงบประมาณที่กำหนด และส่งผลให้วันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้าต้องล่าช้าออกไปหรือทำให้ค่าใช้จ่ายในการพัฒนาโครงการสูงขึ้น*"

โรงไฟฟ้าถ่านหิน 150MW ได้รับบัตรส่งเสริมการลงทุนจากคณะกรรมการส่งเสริมการลงทุน ซึ่งทำให้บริษัทฯ ได้รับสิทธิประโยชน์หลายประการ ซึ่งรวมถึงการได้รับการยกเว้นภาษีบางประเภท โปรดพิจารณารายละเอียดเพิ่มเติมในหัวข้อ *"ส่วนที่ 2.2 การประกอบธุรกิจ — 2.3 การส่งเสริมการลงทุน"*

ฉ. โรงไฟฟ้าถ่านหิน-RDF 70MW

บริษัทฯ อยู่ในระหว่างการดำเนินการก่อสร้างโรงไฟฟ้าถ่านหิน-RDF 70MW ทั้งนี้ ในเดือนมกราคม 2559 บริษัทฯ ได้เข้าทำสัญญาว่าจ้างออกแบบวิศวกรรม จัดหา และก่อสร้าง และคาดว่าโรงไฟฟ้าถ่านหิน-RDF 70MW จะเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ และสามารถจ่ายไฟฟ้าให้แก่ บมจ. ทีพีไอ โพลีน ได้ภายในไตรมาสที่ 4 ของปี 2560 ทั้งนี้ ผู้รับจ้างออกแบบวิศวกรรม จัดหา และก่อสร้าง รายเดียวกันนี้ได้เคยก่อสร้างโรงไฟฟ้าโรงอื่น ๆ ของบริษัทฯ ซึ่งไม่ปรากฏว่ามีการส่งมอบงานก่อสร้างล่าช้าแต่อย่างใด

ในเดือนมกราคม 2559 บริษัทฯ ได้เข้าทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าสำหรับโรงไฟฟ้าถ่านหิน-RDF 70MW กับ บมจ. ทีพีไอ โพลีน เพื่อจำหน่ายไฟฟ้าที่จะผลิตได้จากโรงไฟฟ้าดังกล่าว ให้แก่ บมจ. ทีพีไอ โพลีน

ภายใต้สัญญาดังกล่าว บริษัทฯ จะเรียกเก็บค่าไฟฟ้าจาก บมจ. ทีพีไอ โพลีน ตามปริมาณไฟฟ้าที่บริษัทฯ ได้จำหน่ายจริงให้แก่ บมจ. ทีพีไอ โพลีน ในแต่ละเดือนในอัตราบาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง ซึ่งเท่ากับอัตราค่าไฟฟ้าเฉลี่ยที่ บมจ. ทีพีไอ โพลีน ซื้อไฟฟ้าจาก กฟภ. จริงในแต่ละเดือน (โดยราคาดังกล่าวยังไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม) โดยสัญญาซื้อขายไฟฟ้าสำหรับโรงไฟฟ้าถ่านหิน-RDF 70MW มิได้กำหนดปริมาณไฟฟ้าขั้นต่ำที่บริษัทฯ ต้องจำหน่ายให้แก่ บมจ. ทีพีไอ โพลีน เนื่องจากโรงไฟฟ้าถ่านหิน-RDF 70MW เป็นโรงไฟฟ้าที่บริษัทฯ สามารถผลิตไฟฟ้าโดยเลือกใช้เชื้อเพลิงได้ทั้งถ่านหินและเชื้อเพลิง RDF โดยบริษัทฯ มีวัตถุประสงค์หลักที่จะให้โรงไฟฟ้าถ่านหิน-RDF 70MW นี้ เป็นโรงไฟฟ้าสำรองในกรณีที่โรงไฟฟ้าเชื้อเพลิง RDF โรงอื่น ๆ ต้องหยุดดำเนินการ เพื่อให้บริษัทฯ สามารถได้รับค่าไฟฟ้าส่วนเพิ่ม (Adder) จากการผลิตและจำหน่ายไฟฟ้าให้กับ กฟผ.

วิธีการคำนวณอัตราค่าไฟฟ้าที่เรียกเก็บจาก บมจ. ทีพีไอ โพลีน สามารถคำนวณได้ ดังนี้

ค่าไฟฟ้าที่เรียกเก็บจาก บมจ. ทีพีไอ โพลีน (บาท)	=	อัตราค่าไฟฟ้าเฉลี่ยที่ บมจ. ทีพีไอ โพลีน ซื้อไฟฟ้าจาก กฟภ. (บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง) X ปริมาณไฟฟ้าที่จำหน่ายจริงให้แก่ บมจ. ทีพีไอ โพลีนจากโรงไฟฟ้าถ่านหิน-RDF 70MW (กิโลวัตต์-ชั่วโมง)
อัตราค่าไฟฟ้าเฉลี่ยที่ บมจ. ทีพีไอ โพลีน ซื้อไฟฟ้าจาก กฟภ. (บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง)	=	ค่าไฟฟ้าทั้งหมดที่ บมจ. ทีพีไอ โพลีน ซื้อไฟฟ้าจาก กฟภ. (บาท) / ปริมาณไฟฟ้าที่ บมจ. ทีพีไอ โพลีน ซื้อจากกฟภ. (กิโลวัตต์-ชั่วโมง)

ทั้งนี้ สัญญาซื้อขายไฟฟ้าสำหรับโรงไฟฟ้าถ่านหิน-RDF 70MW จะสิ้นสุดเมื่อครบกำหนดระยะเวลาการเช่าที่ดินซึ่งเป็นที่ตั้งของโรงไฟฟ้าแห่งนี้ ตามสัญญาเช่าระหว่างบริษัทฯ ในฐานะผู้เช่า กับ บมจ. ทีพีไอ โพลีน ในฐานะผู้ให้เช่า โดยระยะเวลาการเช่าตามสัญญาเช่าดังกล่าวจะสิ้นสุดในเดือนกรกฎาคม 2585

โรงไฟฟ้าถ่านหิน-RDF 70MW ได้ถูกออกแบบและก่อสร้างให้มีความยืดหยุ่นในการดำเนินงาน โดยในกรณีที่โรงไฟฟ้า RDF-60MW หรือโรงไฟฟ้า RDF-70MW ของบริษัทฯ โรงใดโรงหนึ่งไม่สามารถผลิตไฟฟ้าได้เต็มกำลังการผลิตเนื่องจากเครื่องจักรชำรุดเสียหาย หรือหยุดทำงานเนื่องจากอยู่ระหว่างการบำรุงรักษา หรือเหตุอื่นใด บริษัทฯ สามารถใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าแห่งนี้ ในการผลิตไฟฟ้าสำรองให้แก่โรงไฟฟ้า RDF-60MW หรือโรงไฟฟ้า RDF-70MW ได้ตามที่จำเป็น ซึ่งบริษัทฯ เชื่อว่าจะช่วยลดความเสียหายจากการสูญเสียค่าไฟฟ้าหากการดำเนินงานของโรงไฟฟ้าดังกล่าวขัดข้อง ทั้งนี้ การสับเปลี่ยนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าแห่งนี้ เพื่อใช้ในการผลิตไฟฟ้าสำรองให้แก่โรงไฟฟ้า RDF-60MW หรือโรงไฟฟ้า RDF-70MW ของบริษัทฯ จะใช้ระยะเวลาดำเนินการประมาณ 1 ถึง 2 สัปดาห์

บริษัทฯ กำหนดวงเงินงบประมาณทั้งสิ้นจำนวน 900.0 ล้านบาท เพื่อดำเนินการก่อสร้างโรงไฟฟ้าถ่านหิน-RDF 70MW ทั้งนี้ วงเงินงบประมาณดังกล่าวเป็นงบประมาณเพิ่มเติมจากสิ่งก่อสร้าง และเครื่องจักรอื่นของโรงไฟฟ้าถ่านหิน-RDF 70MW ซึ่งบริษัทฯ ได้ลงทุนไปแล้ว

ทั้งนี้ ในส่วนของการจัดทำรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม (EIA) สำหรับโรงไฟฟ้าถ่านหิน-RDF 70MW นั้น บริษัทฯ ได้ยื่นให้สำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อมพิจารณาเมื่อเดือนธันวาคม 2559 และจากการที่บริษัทฯ ได้จัดทำรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม (EIA) สำหรับโรงไฟฟ้าต่าง ๆ ของบริษัทฯ ที่ผ่านมา โดยเฉลี่ยแล้วกระบวนการในการพิจารณาและให้ความเห็นชอบรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม (EIA) จะใช้ระยะเวลาประมาณ 4 ถึง 6 เดือน และโปรดพิจารณารายละเอียดเพิ่มเติมเกี่ยวกับความสามารถพัฒนาโครงการของบริษัทฯ ซึ่งกำลังอยู่ในระหว่างการก่อสร้างได้ตามระยะเวลาและงบประมาณที่กำหนด ในหัวข้อ"*ส่วนที่ 2.2.3 ปัจจัยความเสี่ยง – 3.1.16 บริษัทฯ อาจไม่สามารถพัฒนาโครงการของบริษัทฯ ซึ่งกำลังอยู่ในระหว่างการก่อสร้างได้ตามระยะเวลาและงบประมาณที่กำหนด และส่งผลให้วันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้าต้องล่าช้าออกไปหรือทำให้ค่าใช้จ่ายในการพัฒนาโครงการสูงขึ้น*"

บริษัทฯ ได้ยื่นคำขอรับบัตรส่งเสริมการลงทุนสำหรับโรงไฟฟ้าถ่านหิน-RDF 70MW ต่อสำนักงานจาก

คณะกรรมการส่งเสริมการลงทุน และอยู่ในระหว่างรอการตอบรับ

2. กระบวนการผลิต

โรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนทิ้งผลิตไฟฟ้าโดยใช้ความร้อนทิ้งที่ปล่อยออกมาจากกระบวนการผลิตปูนซีเมนต์ของ บมจ. ทีพีไอ โพลีน เพื่อเพิ่มอุณหภูมิให้กับน้ำจนกลายเป็นไอน้ำ ซึ่งใช้ในการขับเคลื่อนเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันไอน้ำ

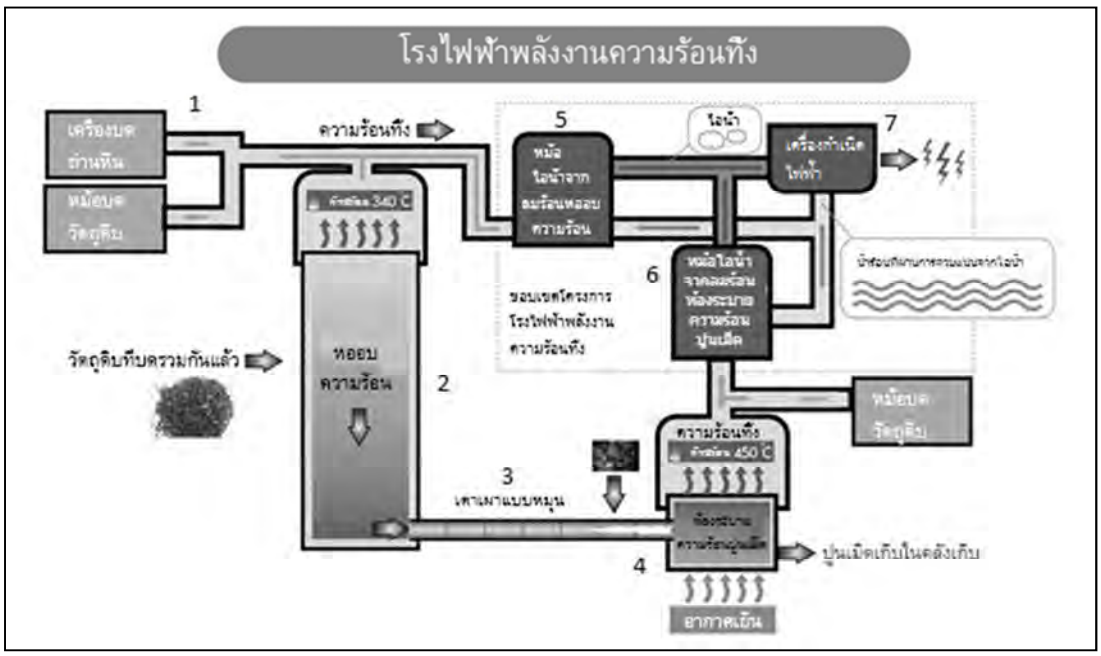
กรณีโรงไฟฟ้าพลังงานเชื้อเพลิง RDF นั้นผลิตไฟฟ้าโดยเผาไหม้เชื้อเพลิง RDF เป็นเชื้อเพลิงหลัก และใช้พลังงานความร้อนทิ้งเป็นเชื้อเพลิงเสริม จนเกิดไอน้ำ ซึ่งใช้ในการขับเคลื่อนเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันไอน้ำ

รายละเอียดของกระบวนการผลิตไฟฟ้าจากความร้อนทิ้งและเชื้อเพลิง RDF มีดังต่อไปนี้

ก. การผลิตไฟฟ้าจากความร้อนทิ้ง

บริษัทฯ ผลิตไฟฟ้าโดยใช้ความร้อนทิ้งที่ถูกปล่อยออกมาจากกระบวนการผลิตปูนซีเมนต์ของ บมจ. ทีพีไอ โพลีน มาผ่านกระบวนการเพื่อนำมาผลิตไฟฟ้า

ขั้นตอนการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนทิ้งของบริษัทฯ แสดงเป็นแผนภาพได้ดังนี้



<u>กระบวนการผลิตปูนซีเมนต์</u>

1. **<u>การผลิตวัตถุดิบที่บดรวมกันแล้ว</u>** หินปูนและวัตถุดิบอื่น ๆ จะถูกลำเลียงไปยังเครื่องบดถ่านหินและหม้อบดวัตถุดิบเพื่อบดรวมกันเป็นวัตถุดิบหลักในการผลิตปูนซีเมนต์

2. **<u>การอบความร้อนวัตถุดิบที่บดรวมกันแล้ว</u>** วัตถุดิบที่บดรวมกันแล้วถูกส่งไปยังหออบความร้อน (Preheater Tower) เพื่อผ่านกระบวนการแลกเปลี่ยนความร้อนกับก๊าซร้อน ก่อนเข้าสู่เตาเผาแบบหมุน (Rotary Kiln) สำหรับการผลิตปูนเม็ด

3. **<u>การผลิตปูนเม็ด</u>** ในเตาเผาแบบหมุน (Rotary Kiln) จะเกิดปฏิกิริยาทางกายภาพและเคมีที่ซับซ้อน ทำให้วัตถุดิบที่บดรวมกันแล้วแปรสภาพเป็นปูนเม็ด

4. **<u>การระบายความร้อนปูนเม็ด</u>** เพื่อให้ปูนเม็ดร้อนแข็งตัวและป้องกันของเหลวเกาะเป็นก้อน จึงต้องติดตั้งห้องระบายความร้อนปูนเม็ด (Air Quenching Chamber Cooler หรือ AQCs) เพื่อระบายความร้อนของปูนเม็ดโดยใช้ลมเย็นให้ปูนเม็ดเย็นตัวลง ซึ่งในกระบวนการทำให้ปูนเม็ดเย็นตัวลงดังกล่าวจะเกิดการปล่อยความร้อนทิ้งออกจากห้องระบายความร้อนปูนเม็ด

<u>กระบวนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานความร้อนทิ้ง</u>

5. **<u>การนำความร้อนทิ้งจากหออบความร้อนมาใช้ใหม่</u>** หม้อผลิตไอน้ำจากลมร้อนหออบความร้อน (Suspension Preheater Boiler) นำความร้อนทิ้งจากหออบความร้อนกลับมาใช้ในการผลิตไอน้ำ โดยการเพิ่มความร้อนให้น้ำร้อนที่ผ่านการควบแน่นด้วยความร้อนทิ้งที่นำมาใช้ใหม่

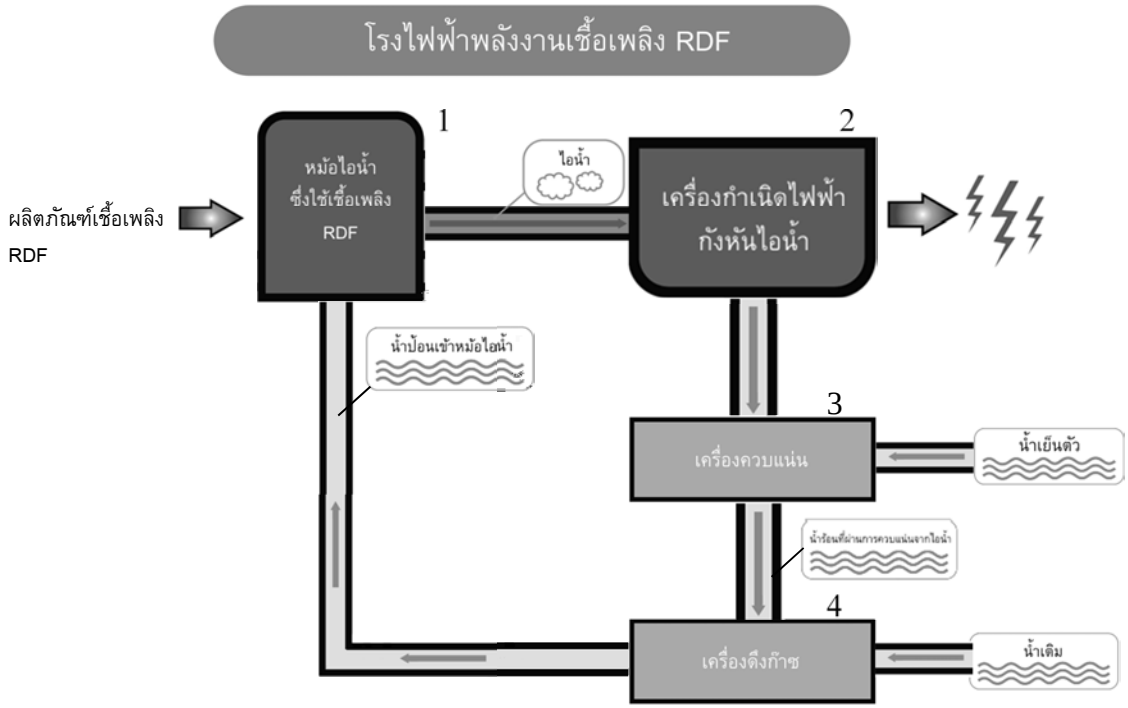
6. **<u>การนำความร้อนทิ้งจากห้องระบายความร้อนปูนเม็ดมาใช้ใหม่</u>** ความร้อนทิ้งจากห้องระบายความร้อนปูนเม็ดจะถูกนำมาใช้ในการผลิตไอน้ำผ่านหม้อผลิตไอน้ำจากลมร้อนห้องระบายความร้อนปูนเม็ด (Air Quenching Cooler Boiler) โดยการเพิ่มความร้อนให้น้ำร้อนที่ผ่านการควบแน่นด้วยความร้อนทิ้งที่นำมาใช้ใหม่

7. **<u>การผลิตไฟฟ้า</u>** ไอน้ำจากหม้อผลิตไอน้ำจากลมร้อนหออบความร้อน (Suspension Preheater Boiler) และหม้อผลิตไอน้ำจากลมร้อนห้องระบายความร้อนปูนเม็ด (Air Quenching Cooler Boiler) จะผ่านเข้าไปยังกังหันไอน้ำเพื่อขับเคลื่อนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและเพื่อผลิตไฟฟ้า

ข. การผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิง RDF

โรงไฟฟ้าพลังงานเชื้อเพลิง RDF ของบริษัทฯ ผลิตไฟฟ้าโดยใช้การเผาไหม้ของเชื้อเพลิง RDF เพิ่มความร้อนให้กับน้ำจนเป็นไอน้ำ และใช้ไอน้ำที่ได้ในการขับเคลื่อนเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันไอน้ำ ทั้งนี้ โรงไฟฟ้าพลังงานเชื้อเพลิง RDF ของบริษัทฯ ทุกโรงมีความสามารถในการผลิตไฟฟ้าโดยใช้พลังงานความร้อนทิ้งเพิ่มความร้อนให้กับน้ำได้ด้วย

ขั้นตอนการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิง RDF แสดงเป็นแผนภาพได้ดังนี้



1. **<u>การเผาไหม้เชื้อเพลิง RDF</u>** เชื้อเพลิง RDF จะถูกเผาไหม้ในหม้อผลิตไอน้ำซึ่งใช้เชื้อเพลิง RDF เพื่อเพิ่มความร้อนให้แก่น้ำ เพื่อทำให้เกิดไอน้ำ

2. **<u>การผลิตไฟฟ้า</u>** ไอน้ำจากหม้อผลิตไอน้ำซึ่งใช้เชื้อเพลิง RDF จะผ่านเข้าไปยังกังหันไอน้ำที่ขับเคลื่อนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อผลิตไฟฟ้า

3. **<u>การควบแน่นไอน้ำให้เป็นน้ำ</u>** เครื่องควบแน่นจะนำไอน้ำที่ผ่านกังหันไอน้ำไปควบแน่นไอน้ำให้เป็นน้ำ น้ำที่ได้มาดังกล่าวจะนำไปใช้เป็นน้ำป้อนเข้าหม้อผลิตไอน้ำซึ่งใช้เชื้อเพลิง RDFต่อไป

4. **<u>การไล่อากาศ (Deaeration)</u>** เนื่องจากก๊าซออกซิเจนที่ละลายในน้ำอาจกัดกร่อนอุปกรณ์โลหะและทำให้เกิดสนิม บริษัทฯ จึงติดตั้งเครื่องจักรเพื่อดึงเอาก๊าซออกซิเจนออกจากน้ำ ก่อนที่น้ำจะถูกป้อนกลับเข้าไปสู่หม้อผลิตไอน้ำซึ่งใช้เชื้อเพลิง RDF เพื่อการผลิตไอน้ำ

ค. การผลิตเชื้อเพลิง RDF

เชื้อเพลิง RDF ส่วนใหญ่ที่ใช้ในโรงไฟฟ้า ของบริษัทฯ ถูกผลิตขึ้นโดยการนำขยะชุมชน และขยะจากหลุมฝังกลบที่ยังไม่ผ่านการคัดแยกมาผ่านกระบวนการคัดแยกและแปรรูปให้เป็นเชื้อเพลิง RDF รวมทั้งจัดหาเชื้อเพลิง RDF โดยตรงจากบริษัทจัดการขยะในรูปแบบของขยะจากหลุมฝังกลบที่ผ่านการคัดแยกแล้ว ซึ่งสามารถนำมาใช้เป็นเชื้อเพลิง RDF ได้โดยตรงหลังจากผ่านกระบวนการคัดแยกอีกเล็กน้อย โดยบริษัทฯ จัดหาขยะชุมชน ขยะจากหลุมฝังกลบที่ยังไม่ผ่านการคัดแยก และขยะจากหลุมฝังกลบที่ผ่านการคัดแยกแล้วจากผู้จัดหาขยะหลายราย นอกจากนี้ บริษัทฯ จัดให้มีเครื่อง

คัดแยกขยะเบื้องต้นเพื่อการดำเนินงานที่หลุมฝังกลบ จำนวน 1 แห่งในจังหวัดนครราชสีมา เพื่อจัดหาขยะจากหลุมฝังกลบ และบริษัทฯ อยู่ในระหว่างดำเนินการติดตั้งเครื่องคัดแยกขยะเบื้องต้นเพิ่มเติมที่หลุมฝังกลบดังกล่าวในจังหวัดนครราชสีมา และที่หลุมฝังกลบ จำนวน 1 แห่งในจังหวัดชลบุรี รวมถึงอยู่ในระหว่างเจรจากับบริษัทจัดการขยะเพื่อดำเนินการติดตั้งเครื่องคัดแยกขยะเบื้องต้นเพิ่มเติมที่หลุมฝังกลบอีกจำนวน 1 แห่งในจังหวัดชลบุรี ซึ่งคาดว่าจะดำเนินการดังกล่าวแล้วเสร็จภายในไตรมาสที่ 2 ของปี 2560 "*ส่วนที่ 2.2.6 – โครงการในอนาคต – 7. โครงการลงทุนซื้อเครื่องคัดแยกขยะเบื้องต้นเพื่อการดำเนินงานที่หลุมฝังกลบ*"

บริษัทฯ ได้ศึกษาจนเกิดความเข้าใจในคุณลักษณะของขยะจากหลุมฝังกลบและขยะชุมชนในประเทศไทยเป็นอย่างดี กล่าวคือ เป็นขยะที่มีปริมาณค่าความชื้นสูงและค่าความร้อนต่ำ บริษัทฯ จึงพัฒนาเทคโนโลยีของตนเองเพื่อนำขยะดังกล่าวไปผ่านกระบวนการคัดแยกและแปรรูปให้เป็นเชื้อเพลิง RDF

ทั้งนี้ บริษัทฯ แบ่งประเภทขยะที่เข้าสู่สถานประกอบการผลิตเชื้อเพลิง RDF เป็นขยะชุมชน และขยะจากหลุมฝังกลบ โดยกรณีที่เป็นขยะชุมชน บริษัทฯ จะมีการตรวจนับปริมาณโดยการผ่านเครื่องชั่งทุกครั้ง รวมถึงมีการเก็บตัวอย่างเพื่อนำมาวิเคราะห์องค์ประกอบของขยะให้เป็นไปตามคุณสมบัติและเงื่อนไขที่ใช้ในการผลิตเชื้อเพลิง RDF และนำเข้าสู่กระบวนการผลิตเชื้อเพลิง RDF โปรดพิจารณารายละเอียดเพิ่มเติมในหัวข้อ "*2.2 การประกอบธุรกิจ - 3. การจัดหาวัตถุดิบ – ข. การจัดหาขยะ – ขยะชุมชน*" ส่วนกรณีขยะจากหลุมฝังกลบมักจะเป็นขยะที่มีคุณภาพดีกว่าขยะชุมชน บริษัทฯ จึงสามารถนำขยะดังกล่าวเข้าสู่กระบวนการปรับปรุงคุณภาพอีกเล็กน้อยด้วยเครื่องจักรในโรงงานเตรียมเชื้อเพลิง RDF ของบริษัทฯ เพื่อให้ได้เชื้อเพลิง RDF ที่จะนำไปเป็นเชื้อเพลิงในการผลิตกระแสไฟฟ้าต่อไป โปรดพิจารณารายละเอียดเพิ่มเติมในแผนภาพแสดงปริมาณขยะชุมชนและขยะจากหลุมฝังกลบ ปริมาณเชื้อเพลิง RDF ในหัวข้อ "*2.2 การประกอบธุรกิจ - 3. การจัดหาวัตถุดิบ – ข. การจัดหาขยะ*"

ปัจจุบัน สถานประกอบการการผลิตเชื้อเพลิง RDF ของบริษัทฯ มีกำลังการผลิตติดตั้งในการรับขยะชุมชนเข้าสู่กระบวนการผลิตเป็นจำนวนถึง 4,000 ตันต่อวัน ซึ่งสามารถผลิตเป็นเชื้อเพลิง RDF ได้เป็นจำนวนถึง 2,000 ตันต่อวัน ในระหว่างการนำขยะมาผ่านกระบวนการคัดแยกให้เป็นเชื้อเพลิง RDF นั้น บริษัทฯ จะนำขยะเข้าสู่กระบวนการบดเพื่อลดขนาด และใช้เครื่องคัดแยกขยะเพื่อคัดแยกขยะส่วนเบา เช่น พลาสติก ซึ่งเหมาะกับการผลิตเชื้อเพลิง RDF มากกว่าขยะส่วนหนัก และนำขยะส่วนเบาไปผ่านกระบวนการกำจัดความชื้น และนำไปผ่านกระบวนการบดและกระบวนการอื่น ๆ เพิ่มเติม เพื่อให้ขยะมีขนาดและค่าความร้อนที่เหมาะสมสำหรับนำไปใช้ผลิตเชื้อเพลิง RDF โดยเชื้อเพลิง RDF ที่ผลิตได้นั้น จะถูกใช้เป็นเชื้อเพลิงเพื่อผลิตไอน้ำในการขับเคลื่อนเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

บริษัทฯ จัดตั้งสถานที่เก็บเชื้อเพลิง RDF ซึ่งสามารถเก็บเชื้อเพลิง RDF ได้เป็นจำนวนถึง 100,000 ตัน ซึ่งเพียงพอสำหรับการดำเนินงานของโรงไฟฟ้าพลังงานเชื้อเพลิง RDF ของบริษัทฯ เป็นระยะเวลาประมาณ 1 เดือน

ปริมาณและค่าความร้อนเฉลี่ยของเชื้อเพลิง RDF ที่บริษัทฯ ผลิตได้ สำหรับแต่ละช่วงระยะเวลา สามารถสรุปได้ดังนี้

	สำหรับปี สิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม		
	2557	2558[1]	2559
	(หน่วยเป็นตัน เว้นแต่จะระบุเป็นอย่างอื่น)		
ปริมาณขยะชุมชนเพื่อนำไปใช้ในการผลิต	186,667	346,928	326,630
ปริมาณขยะจากหลุมฝังกลบที่ผ่านการคัดแยกแล้ว เพื่อนำไปใช้ในการผลิต	—[2]	—[2]	82,276
ปริมาณขยะจากหลุมฝังกลบที่ยังไม่ผ่านการคัดแยก เพื่อนำไปใช้ในการผลิต	5,067	20,033	40,448
ปริมาณขยะซึ่งผ่านการปรับปรุงที่โรงงานจัดเตรียมขยะ[3]	—	58,317	430,094
ปริมาณเชื้อเพลิง RDF ทั้งหมดที่ผลิตและสามารถนำไปใช้ประโยชน์ได้	**59,110**	**200,582**	**502,287**
กำลังการผลิตเชื้อเพลิง RDF[4]	660,000	660,000	660,000
อัตราการใช้กำลังการผลิต (ร้อยละ)	9	30	76
ค่าความร้อนเฉลี่ยของเชื้อเพลิง RDF ที่ผลิตได้ (กิโลแคลอรี่/กิโลกรัม)	3,566	4,181	3,868

หมายเหตุ:

(1) ปริมาณขยะชุมชนและปริมาณขยะจากหลุมฝังกลบเพื่อนำไปใช้ในการผลิตมีจำนวนเพิ่มขึ้นอย่างมีนัยสำคัญจากปี 2557 ถึงปี 2558 เป็นผลมาจากความต้องการเชื้อเพลิง RDF ที่เพิ่มขึ้น เนื่องจากการเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ของโรงไฟฟ้า RDF-20MW และโรงไฟฟ้า RDF-60MW

(2) บริษัทฯ เริ่มซื้อขยะจากหลุมฝังกลบที่ผ่านการคัดแยกแล้วจากบริษัทจัดการขยะในปี 2559

(3) ปริมาณขยะซึ่งผ่านการปรับปรุงที่โรงงานจัดเตรียมขยะ คือ อินทรียวัตถุที่เหลือจากการผลิตเชื้อเพลิง RDF และมีค่าความร้อนต่ำ ทั้งนี้ ก่อนงวดหกเดือนสิ้นสุด ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2558 บริษัทฯ ไม่ได้นำอินทรียวัตถุที่เหลือใช้ดังกล่าวมาใช้ในการผลิตเชื้อเพลิง RDF และมีปริมาณอินทรียวัตถุที่เหลือใช้สะสมอยู่ ต่อมาบริษัทฯ ได้พัฒนาวิธีการผลิตเชื้อเพลิง RDF และสามารถนำอินทรียวัตถุที่เหลือใช้ดังกล่าวมาใช้ในการผลิตเชื้อเพลิง RDF ได้นับแต่งวดหกเดือนสิ้นสุด ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2558

(4) กำลังการผลิตเชื้อเพลิง RDF ต่อปี คำนวณตามจำนวนวันทำงาน 330 วันต่อปี

ในเดือนมกราคม 2559 บริษัทฯ ได้เริ่มดำเนินการเพื่อขยายกำลังการผลิตของสถานประกอบการผลิตเชื้อเพลิง RDF โดยบริษัทฯ คาดว่าจะแล้วเสร็จและเริ่มดำเนินการได้ในไตรมาสที่ 1 ของปี 2560 ซึ่งสถานประกอบการผลิตเชื้อเพลิง RDF จะมีกำลังการผลิตติดตั้งในการรับขยะชุมชนเข้าสู่กระบวนการผลิตเป็นจำนวนถึง 6,000 ตันต่อวัน ซึ่งสามารถผลิตเป็นเชื้อเพลิง RDF ได้เป็นจำนวนถึง 3,000 ตันต่อวัน

ง. การบำรุงรักษา

การบำรุงรักษาโรงไฟฟ้าและสถานประกอบการผลิตเชื้อเพลิง RDF ของบริษัทฯ เป็นสิ่งสำคัญในการประกอบธุรกิจของบริษัทฯ

การบำรุงรักษาอย่างเหมาะสมไม่เพียงแต่ทำให้บริษัทฯ ดำเนินงานโรงไฟฟ้าได้อย่างมีประสิทธิผลมากขึ้นและผลิตไฟฟ้าด้วยประสิทธิภาพที่สูงขึ้นจนสามารถผลิตไฟฟ้าได้ในปริมาณที่เพิ่มขึ้น แต่ยังป้องกันความเสี่ยงจากการหยุดทำงานหรือความชำรุดบกพร่องที่สำคัญของโรงไฟฟ้าของบริษัทฯ โดยบริษัทฯ เป็นผู้ดำเนินงานด้านการบำรุงรักษาตามปกติ (Routine Maintenance) และการตรวจสอบประสิทธิภาพการดำเนินงานของโรงไฟฟ้าและสถานประกอบการผลิตเชื้อเพลิง RDF เอง อย่างไรก็ดี บริษัทฯ จะว่าจ้างให้ บมจ. ทีพีไอ โพลีน หรือ บุคคลภายนอก เป็นผู้ดำเนินการในการซ่อมบำรุงใหญ่ (Major Overhaul) เป็นคราว ๆ ไป โดยที่ผ่านมา บริษัทฯ ยังมิเคยมีการซ่อมบำรุงครั้งใหญ่ (Major Overhaul) อย่างไรก็ดี ในช่วงปลายปี 2559 บริษัทฯ ได้ดำเนินการซ่อมบำรุงครั้งใหญ่ (Major Overhaul) สำหรับโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนทิ้ง ซึ่งบริษัทฯ มีค่าใช้จ่ายในการซ่อมบำรุงดังกล่าว จำนวน 47.3 ล้านบาท

การบำรุงรักษาครั้งใหญ่ ได้แก่ การบำรุงรักษากังหันไอน้ำ และหยุดการเดินเครื่องหม้อผลิตไอน้ำทั้งหมดเพื่อการบำรุงรักษาในแต่ละโรงไฟฟ้าซึ่งจะทำเป็นประจำทุก 5 ปี ตามคำแนะนำของผู้ผลิต และปกติจะใช้ระยะเวลาประมาณ 30 ถึง 60 วัน บริษัทฯ กำหนดให้มีการบำรุงรักษาตามปกติและการตรวจสอบประสิทธิภาพการดำเนินงานปีละ 1 ครั้ง ซึ่งจะใช้เวลาประมาณ 15 ถึง 30 วัน โดยในระหว่างการบำรุงรักษาตามปกตินั้น โรงไฟฟ้าสามารถเปิดดำเนินการตามปกติ นอกจากนี้ บริษัทฯ จะทำการหยุดการเดินเครื่องหม้อผลิตไอน้ำเพื่อการบำรุงรักษาเป็นระยะเวลา 30 ถึง 45 วันต่อปี ซึ่งจะหยุดการเดินเครื่องหม้อผลิตไอน้ำแต่ละเครื่องเพื่อการบำรุงรักษาในช่วงระยะเวลาที่แตกต่างกันซึ่งโดยทั่วไปแล้ว กรณีที่หม้อผลิตไอน้ำซึ่งติดตั้งในโรงไฟฟ้าแต่ละโรงนั้นมีจำนวนหลายเครื่อง บริษัทฯ จะดำเนินการบำรุงรักษาหม้อผลิตไอน้ำแต่ละเครื่องในช่วงระยะเวลาที่แตกต่างกัน นอกจากนี้ บริษัทฯ ยังวางแผนกำหนดเวลาในการบำรุงรักษาโรงไฟฟ้าพลังงานเชื้อเพลิง RDF และพลังงานความร้อนทิ้งของบริษัทฯ ให้สอดคล้องกับการบำรุงรักษาสายงานการผลิตปูนซีเมนต์ของ บมจ. ทีพีไอ โพลีน เพื่อเป็นการลดปัญหาการหยุดชะงักของการดำเนินงานโรงไฟฟ้าของบริษัทฯ และสามารถดำเนินงานได้อย่างต่อเนื่อง

ค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษามีสัดส่วนที่เป็นนัยสำคัญของค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานของบริษัทฯ สำหรับปีสิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคมปี 2557 ปี 2558 และปี 2559 จำนวน 131.7 ล้านบาท 79.2 ล้านบาท และ 131.2 ล้านบาท ตามลำดับ โดยคิดเป็น ร้อยละ 18.2 ร้อยละ 9.6 ร้อยละ 8.8 ของต้นทุนขายสำหรับธุรกิจพลังงานและสาธารณูปโภคสำหรับปีสิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคมปี 2557 ปี 2558 และปี 2559 ตามลำดับ

ที่ผ่านมา บริษัทฯ ไม่เคยประสบปัญหาที่เกิดจากเครื่องจักรชำรุดบกพร่องหรือหยุดทำงานซึ่งส่งผลกระทบในทางลบต่อการประกอบกิจการของบริษัทฯ อย่างมีนัยสำคัญ

3. การจัดหาวัตถุดิบ

ก. การจัดหาความร้อนทิ้ง

บริษัทฯ ซื้อความร้อนทิ้งจาก บมจ. ทีพีไอ โพลีน ตามสัญญาซื้อขายและบริการ โดยมีอัตราค่าความร้อนทิ้งจำนวน 0.06 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมงของไฟฟ้าที่ผลิตได้

ข. การจัดหาขยะ

โรงไฟฟ้าพลังงานเชื้อเพลิง RDF ของบริษัทฯ ผลิตไฟฟ้าจากการเผาไหม้เชื้อเพลิง RDF เพิ่มเติมจากการใช้พลังงานความร้อนทิ้ง โดยขยะซึ่งใช้ในการผลิตเชื้อเพลิง RDF แบ่งออกเป็น 3 ประเภทหลัก ได้แก่ (1) ขยะจากหลุมฝังกลบที่ผ่านการคัดแยกแล้วโดยบริษัทจัดการขยะ (2) ขยะจากหลุมฝังกลบที่ยังไม่ผ่านการคัดแยกโดยบริษัทจัดการขยะ และ (3) ขยะชุมชนซึ่งเทศบาลและบริษัทจัดการขยะที่ได้รับอนุญาตจากเทศบาล ขนส่งมาให้บริษัทฯ ทั้งนี้ ขยะจากหลุมฝังกลบที่ผ่านการคัดแยกแล้ว เป็นขยะจากหลุมฝังกลบที่บริษัทจัดการขยะนำไปผ่านกระบวนการคัดแยกขยะโดยเอาขยะที่มีค่าการเผาไหม้ต่ำออก เช่น ทราย หิน และโลหะ ซึ่งขยะจากหลุมฝังกลบที่ผ่านการคัดแยกแล้วส่วนใหญ่สามารถนำมาผ่านกระบวนการเพียงเล็กน้อยก็สามารถนำมาเผาไหม้ในหม้อผลิตไอน้ำซึ่งใช้เชื้อเพลิง RDF ได้ ส่วนขยะจากหลุมฝังกลบที่ยังไม่ผ่านการคัดแยกและขยะชุมชนนั้น บริษัทฯ ต้องนำขยะเหล่านี้มาผ่านกระบวนการคัดแยกของบริษัทฯ เพื่อผลิตให้เป็นเชื้อเพลิง RDF ก่อนที่จะนำไปเผาไหม้ในหม้อผลิตไอน้ำซึ่งใช้เชื้อเพลิง RDF โปรดพิจารณารายละเอียดเพิ่มเติมในหัวข้อ "*ส่วนที่ 2.2 การประกอบธุรกิจ— 2. กระบวนการผลิต – ค. การผลิตเชื้อเพลิง RDF*"

ในการจัดหาขยะของบริษัทฯ นั้น บริษัทฯ ประมาณการปริมาณการรับขยะโดยคำนวณจากปริมาณไฟฟ้าที่บริษัทฯ คาดว่าจะผลิตได้ และประมาณความต้องการใช้เชื้อเพลิง RDF ในการผลิตไฟฟ้า รวมถึงปริมาณขยะที่ควรต้องรับเพื่อผลิตเชื้อเพลิง RDF เพื่อให้บริษัทฯ ไม่จำต้องรับขยะมากเกินกำลังการผลิตเชื้อเพลิง RDF ของบริษัทฯ ในกรณีที่โรงไฟฟ้ามีการหยุดซ่อมบำรุงตามกำหนดเวลา หรือในกรณีฉุกเฉิน จะทำให้มีความต้องการใช้เชื้อเพลิง RDF ลดลง ซึ่งในกรณีดังกล่าวบริษัทฯ ยังสามารถจัดเก็บเชื้อเพลิง RDF ได้เป็นจำนวนถึง 100,000 ตันเป็นระยะเวลาประมาณ 1 เดือน อีกทั้งบริษัทฯ มีสิทธิลดปริมาณหรือยกเลิกการรับซื้อขยะจากหลุมฝังกลบ และ/หรือขยะชุมชนได้ตามความเหมาะสม ด้วยการแจ้งเป็นลายลักษณ์อักษรให้แก่ผู้จัดหาขยะทราบล่วงหน้าอย่างน้อย 30 วัน

ปริมาณขยะที่จัดหาให้แก่บริษัทฯ โดยแบ่งตามประเภทขยะ สำหรับแต่ละช่วงระยะเวลา สามารถสรุปได้ดังนี้

	สำหรับปี สิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม		
ประเภทขยะ[2]	2557	2558	2559
ขยะจากหลุมฝังกลบที่ผ่านการคัดแยกแล้ว	—[1]	—[1]	82,276
ขยะจากหลุมฝังกลบที่ยังไม่ผ่านการคัดแยก	5,067	20,033	40,448
ขยะชุมชน	186,667	346,928	326,630
รวม	191,734	366,961	449,354

หมายเหตุ:

(1) บริษัทฯ เริ่มซื้อขยะจากหลุมฝังกลบที่ผ่านการคัดแยกแล้วจากบริษัทจัดการขยะในปี 2559

(2) ปริมาณขยะที่ขนส่งมายังบริษัทฯ

บริษัทฯ จะนำขยะแต่ละประเภทมาผสมเข้าด้วยกัน เพื่อให้ได้คุณภาพของเชื้อเพลิง RDF ที่คงที่ และบริษัทฯ จำหน่ายส่วนอินทรียวัตถุที่เหลือใช้จากขยะชุมชนที่ไม่ได้ใช้ในการผลิตเชื้อเพลิง RDF ให้แก่ ทีพีไอ โพลีน ชีวะอินทรีย์

ขยะจากหลุมฝังกลบ

บริษัทฯ ได้เข้าทำสัญญากับบริษัทจัดการขยะเพื่อรับขยะจากหลุมฝังกลบทั้งที่ผ่านการคัดแยกแล้วและที่ยังไม่ผ่านการคัดแยก ซึ่งสัญญาส่วนใหญ่มีกำหนดระยะเวลา 3 ปี โดยทั่วไป สัญญาจะกำหนดปริมาณขยะขั้นต่ำที่บริษัทจัดการขยะแต่ละรายต้องจัดหาให้แก่บริษัทฯ โดยมีปริมาณขั้นต่ำตั้งแต่ 200 ตันถึง 5,000 ตันต่อเดือน ทั้งนี้ ราคาของขยะจากหลุมฝังกลบทั้งที่ผ่านการคัดแยกแล้วและที่ยังไม่ผ่านการคัดแยก จะแตกต่างกันตามค่าความร้อนของขยะที่จัดส่งให้แก่บริษัทฯ ในแต่ละคราว โดยบริษัทฯ ได้จัดให้มีสถานที่สำหรับการตรวจวัดค่าความร้อนของขยะที่จัดส่งมายังบริษัทฯ และบริษัทฯ จะชำระเงินให้แก่บริษัทจัดการขยะในอัตรา 0.2 บาทต่อกิโลแคลอรี่ต่อตันสำหรับขยะที่มีค่าความร้อนไม่น้อยกว่า 2,500 กิโลแคลอรี่ต่อกิโลกรัม และบริษัทฯ จะชำระเงินส่วนเพิ่มให้แก่บริษัทจัดการขยะในอัตรา 400.0 บาทถึง 800.0 บาทต่อตัน หากคุณสมบัติของขยะเป็นไปตามรายละเอียดที่บริษัทฯ กำหนด เช่น มีค่าความร้อนสูงถึง 3,500 ถึง 4,500 กิโลแคลอรี่ต่อกิโลกรัม หรือค่าความชื้นไม่เกินร้อยละ 15 เป็นต้น

ทั้งนี้ บริษัทฯ จะดำเนินการเก็บตัวอย่างและทดสอบคุณสมบัติของขยะ โดยใช้วิธีสุ่มเก็บตัวอย่างขยะที่ผู้ขายส่งมอบให้แก่บริษัทฯ ในแต่ละวัน โดยบริษัทฯ จะนำตัวอย่างขยะมารวมกัน เพื่อหาค่าเฉลี่ยของคุณสมบัติ และค่าความร้อนของขยะที่ส่งมอบมายังบริษัทฯ ในแต่ละวัน พร้อมแจ้งผลการวิเคราะห์ให้แก่ผู้ขายทราบทุก ๆ 7 วันทำการ และคู่สัญญาตกลงให้ถือผลการวิเคราะห์ของบริษัทฯ เป็นเด็ดขาด

ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2559 บริษัทฯ ได้เข้าทำสัญญากับบริษัทจัดการขยะ จำนวน 60 ราย เพื่อรับขยะจากหลุมฝังกลบที่ผ่านการคัดแยกแล้วและที่ยังไม่ผ่านการคัดแยก เป็นจำนวนทั้งสิ้น 887,720 ตันต่อปี

นอกจากนี้ บริษัทฯ ได้เข้าทำสัญญากับบริษัทจัดการขยะ จำนวน 1 แห่งในจังหวัดนครราชสีมา เพื่อติดตั้งเครื่องคัดแยกขยะเบื้องต้นของบริษัทฯ ในสถานประกอบการของบริษัทจัดการขยะ ซึ่งได้เริ่มดำเนินการแล้วในเดือนมีนาคม 2559 ทั้งนี้ บริษัทฯ จะชำระราคาค่าจัดการขยะจากหลุมฝังกลบที่ผ่านการคัดแยกในเบื้องต้นในราคาที่ตกลงกัน และบริษัทฯ อยู่ในระหว่างดำเนินการติดตั้งเครื่องคัดแยกขยะเบื้องต้นเพิ่มเติมที่หลุมฝังกลบดังกล่าวในจังหวัดนครราชสีมา และที่หลุมฝังกลบ จำนวน 1 แห่งในจังหวัดชลบุรี รวมถึงอยู่ในระหว่างเจรจากับบริษัทจัดการขยะเพื่อดำเนินการติดตั้งเครื่องคัดแยกขยะเบื้องต้นเพิ่มเติมที่หลุมฝังกลบอีกจำนวน 1 แห่งในจังหวัดชลบุรี ซึ่งคาดว่าจะดำเนินการดังกล่าวแล้วเสร็จภายในไตรมาสที่ 2 ของปี 2560

บริษัทฯ เชื่อว่า การดำเนินงานของเครื่องคัดแยกขยะเบื้องต้นนั้น จะช่วยเพิ่มช่องทางในการจัดหาขยะ และช่วยเพิ่มคุณภาพขยะที่ส่งมายังบริษัทฯ

ขยะชุมชน

บริษัทฯ ได้เข้าทำสัญญารับขยะชุมชน โดยสัญญาดังกล่าวแบ่งออกเป็น 2 ประเภท กล่าวคือ

(1) สัญญาประเภทที่ 1

บริษัทฯ จะกำหนดปริมาณขยะขั้นต่ำที่บริษัทจัดการขยะต้องจัดหาและขนส่งมายังบริษัทฯ และเรียกเก็บค่าธรรมเนียมจากบริษัทจัดการขยะที่นำขยะดังกล่าวขนส่งมายังสถานประกอบการผลิตเชื้อเพลิง RDF ของบริษัทฯ ในอัตรา 300.0 บาทต่อตัน ในกรณีที่ค่าความร้อนของขยะที่จัดส่งให้แก่บริษัทฯ นั้นต่ำกว่า 1,000 กิโลแคลอรี่ต่อกิโลกรัม หรือมีปริมาณหิน แก้ว เหล็กมากกว่าร้อยละ 10 อย่างไรก็ดี หากขยะมีคุณสมบัติเป็นไปตามที่บริษัทฯ กำหนด เช่น ค่าความร้อน 1,000 ถึง 2,499 กิโลแคลอรี่ต่อกิโลกรัม บริษัทฯ จะไม่เรียกเก็บค่าธรรมเนียมดังกล่าว ทั้งนี้ หากคุณสมบัติของขยะเป็นไปตามรายละเอียดอื่น ๆ ที่บริษัทฯ กำหนด เช่น ขยะที่มีค่าความร้อนไม่น้อยกว่า 2,500 กิโลแคลอรี่ต่อกิโลกรัม บริษัทฯ จะชำระเงินให้แก่บริษัทจัดการขยะในอัตรา 0.2 บาทต่อกิโลแคลอรี่ต่อตันด้วย โดยอาจมีการให้ค่าส่วนเพิ่มหรือคิดค่าส่วนลดของราคาขยะขึ้นอยู่กับคุณสมบัติอื่น ๆ ของขยะซึ่งเป็นไปตามรายละเอียดที่กำหนดในสัญญา ทั้งนี้ บริษัทฯ จะดำเนินการเก็บตัวอย่างและทดสอบคุณสมบัติของขยะ โดยใช้วิธีสุ่มเก็บตัวอย่างขยะที่ส่งมอบให้แก่บริษัทฯ ในแต่ละวัน โดยบริษัทฯ จะนำตัวอย่างขยะมารวมกัน เพื่อหาค่าเฉลี่ยของคุณสมบัติ และค่าความร้อนของขยะตามจำนวนขยะที่ส่งมอบมายังบริษัทฯ ในแต่ละวัน

สัญญารับขยะชุมชนประเภทที่ 1 มีกำหนดระยะเวลา 3 ปี และบริษัทฯ มีสิทธิบอกเลิกสัญญาก่อนกำหนดเวลา โดยแจ้งเป็นลายลักษณ์อักษรให้บริษัทจัดการขยะทราบล่วงหน้าอย่างน้อย 30 วัน หรือในกรณีที่บริษัทจัดการขยะไม่สามารถจัดส่งขยะชุมชนให้แก่บริษัทฯ ได้ตามเงื่อนไขที่กำหนด บริษัทฯ สามารถบอกเลิกสัญญาได้ โดยกำหนดเวลาตามสมควร และหากบริษัทจัดการขยะส่งมอบขยะไม่ครบตามปริมาณการจัดส่งขั้นต่ำ บริษัทฯ สามารถคิดค่าปรับได้ในอัตรา 600 บาทต่อตัน

(2) สัญญาประเภทที่ 2

สัญญาประเภทนี้ บริษัทฯ มีวัตถุประสงค์ในการให้ความร่วมมือและรับผิดชอบขององค์กรต่อสังคมร่วมกัน (CSR) จึงมีนโยบายช่วยเหลือหน่วยงานรัฐในท้องถิ่นของจังหวัดสระบุรีหรือภาคเอกชนอื่นในการกำจัดขยะชุมชน โดยส่วนใหญ่แล้วบริษัทฯ ตกลงจ่ายค่าชดเชยการขนส่งให้แก่บริษัทจัดการขยะในอัตราตั้งแต่ 150.0 บาท ถึง 250.0 บาทต่อตัน โดยขยะชุมชนที่จัดส่งให้กับบริษัทฯ จะต้องมีคุณภาพตามที่บริษัทฯ กำหนด และบริษัทฯ มีสิทธิปฏิเสธไม่รับขยะที่ส่งมอบ และไม่ชำระค่าชดเชยค่าขนส่งได้ หากขยะดังกล่าวมีคุณภาพไม่ตรงตามที่บริษัทฯ กำหนด เช่น เป็นขยะอันตรายจากโรงงานอุตสาหกรรม หรือขยะมีค่าความชื้นเกินร้อยละ 60 ของจำนวนขยะที่ส่งมอบในแต่ละครั้ง ทั้งนี้ สัญญารับขยะชุมชนประเภทที่ 2 ซึ่งเข้าทำก่อนเดือนเมษายน 2559 นั้นมิได้มีการระบุปริมาณขยะชุมชนขั้นต่ำที่ต้องจัดส่งให้แก่บริษัทฯ อย่างไรก็ดี นับตั้งแต่เดือนเมษายน 2559 บริษัทฯ ได้เริ่มกำหนดปริมาณขยะชุมชนขั้นต่ำที่บริษัทจัดการต้องจัดส่งให้กับบริษัทฯ

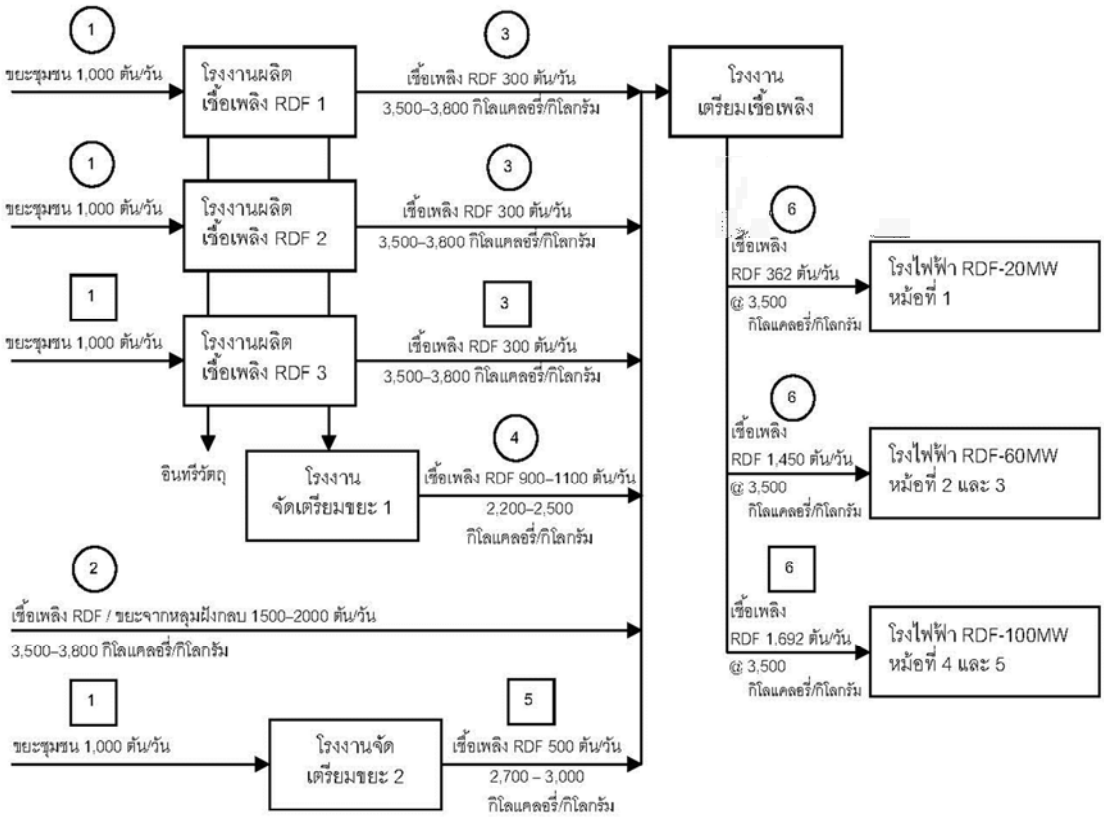
ทั้งนี้ สัญญารับขยะชุมชนประเภทที่ 2 โดยส่วนใหญ่มีกำหนดระยะเวลา 7 ปี และบริษัทฯ มีสิทธิบอกเลิกสัญญาก่อนกำหนดเวลา โดยแจ้งเป็นลายลักษณ์อักษรให้บริษัทจัดการขยะทราบล่วงหน้าอย่างน้อย 30 วัน และบริษัทฯ มีสิทธิบอกเลิกสัญญารับขยะชุมชนได้ทันที ในกรณีที่ผู้จัดหาขยะชุมชนไม่สามารถจัดส่งขยะชุมชนให้แก่บริษัทฯ ได้ตามเงื่อนไขที่กำหนด

ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2559 บริษัทฯ ได้เข้าทำสัญญารับขยะชุมชนกับเทศบาล จำนวน 89 แห่ง และกับบริษัทจัดการขยะชุมชนที่ได้รับอนุญาตจากเทศบาล จำนวน 13 ราย ทั้งในกรุงเทพมหานครและอีก 7 จังหวัด ซึ่งประกอบด้วยจังหวัดราชบุรี จังหวัดสระบุรี จังหวัดปทุมธานี จังหวัดชลบุรี จังหวัดนครนายก จังหวัดสมุทรปราการ และจังหวัดพระนครศรีอยุธยา

รายละเอียดปริมาณขยะชุมชนที่บริษัทฯ ได้รับ โดยแบ่งตามประเภทสัญญา สำหรับแต่ละช่วงระยะเวลา สามารถสรุปได้ดังนี้

	สำหรับปี สิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม		
	2557	2558	2559
สัญญาประเภทที่ 1	39,169	190,769	211,275
สัญญาประเภทที่ 2	147,498	156,159	115,355
รวม	186,667	346,928	326,630

ปริมาณขยะชุมชนและขยะจากหลุมฝังกลบ ปริมาณเชื้อเพลิง RDF ที่ผลิตได้จากสถานประกอบการผลิตเชื้อเพลิง RDF ของบริษัทฯ และปริมาณเชื้อเพลิง RDF ที่ใช้ในโรงไฟฟ้าพลังงานเชื้อเพลิง RDF แต่ละโรงของบริษัทฯ ต่อวัน แสดงเป็นแผนภาพได้ดังนี้



◯ = กำลังการผลิตในปี 2558

□ = กำลังการผลิตที่คาดว่าจะเริ่มดำเนินการได้ภายในปี 2560

1. **<u>ขยะชุมชน</u>** สถานประกอบการผลิตเชื้อเพลิง RDF ของบริษัทฯ สามารถรับขยะชุมชนเข้าสู่กระบวนการผลิตเพื่อนำไปผลิตเป็นเชื้อเพลิง RDF เป็นจำนวนถึง 4,000 ตันต่อวัน โดยโรงงานผลิตเชื้อเพลิง RDF 1 โรงงานผลิตเชื้อเพลิง RDF 2 โรงงานผลิตเชื้อเพลิง RDF 3 และโรงงานจัดเตรียมขยะ 2 แต่ละโรงนั้น สามารถรับขยะชุมชนเข้าสู่กระบวนการผลิตเป็นจำนวนถึง 1,000 ตันต่อวัน

2. **<u>ขยะจากหลุมฝังกลบ</u>** นอกเหนือจากการผลิตเชื้อเพลิง RDF จากขยะชุมชน บริษัทฯ ยังจัดหาเชื้อเพลิง RDF โดยตรงจากบริษัทจัดการขยะในรูปของขยะจากหลุมฝังกลบที่ผ่านการคัดแยกแล้ว ซึ่งสามารถนำมาใช้เป็นเชื้อเพลิง RDF ได้โดยผ่านกระบวนการคัดแยกเพียงเล็กน้อย บริษัทฯ สามารถจัดหาขยะจากหลุมฝังกลบเป็นจำนวน 1,500 ถึง 2,000 ตันต่อวัน

3. **<u>การผลิตเชื้อเพลิง RDF และอินทรียวัตถุจากโรงงานผลิตเชื้อเพลิง RDF โรงที่ 1 โรงที่ 2 และโรงที่ 3</u>** โรงงานผลิตเชื้อเพลิง RDF 1 โรงงานผลิตเชื้อเพลิง RDF 2 และโรงงานผลิตเชื้อเพลิง RDF 3 แต่ละโรงนั้น สามารถผลิตเชื้อเพลิง RDF ได้เป็นจำนวนถึง 300 ตันต่อวัน โดยเชื้อเพลิง RDF ที่ผลิตจากโรงงานผลิต RDF ทั้ง 3 โรงดังกล่าวจะมีค่าความร้อนระหว่าง 3,500 ถึง 3,800 กิโลแคลอรี่ต่อกิโลกรัม นอกจากนี้ ในการดำเนินการของโรงงานผลิตเชื้อเพลิง RDF 1 โรงงานผลิตเชื้อเพลิง RDF 2 และโรงงานผลิตเชื้อเพลิง RDF 3 ยังก่อให้เกิดอินทรียวัตถุซึ่งเป็นวัสดุเหลือใช้จากการผลิตซึ่งนำเข้าสู่กระบวนการผลิตของโรงงานจัดเตรียมขยะ 1 เพื่อนำอินทรียวัตถุซึ่งเป็นวัสดุเหลือใช้จากการผลิตไปผ่านกระบวนการลดความชื้นด้วยการเร่งให้เกิดการย่อยสลาย และนำมาผ่านกระบวนการคัดแยกเพื่อนำมาใช้เป็นเชื้อเพลิง RDF ต่อไปได้อีก

4. **<u>การผลิตเชื้อเพลิง RDF จากโรงงานจัดเตรียมขยะ โรงที่ 1</u>** โรงงานจัดเตรียมขยะ 1 สามารถนำอินทรียวัตถุเข้าสู่กระบวนการผลิตเพื่อนำไปผลิตเป็นเชื้อเพลิง RDF เป็นจำนวนถึง 900 ถึง 1,100 ตันต่อวัน โดยเชื้อเพลิง RDF ที่ผลิตได้จากโรงงานจัดเตรียมขยะ 1 จะมีค่าความร้อนระหว่าง 2,200 ถึง 2,500 กิโลแคลอรี่ต่อกิโลกรัม

5. **<u>การผลิตเชื้อเพลิง RDF จากโรงงานจัดเตรียมขยะ โรงที่ 2</u>** โรงงานจัดเตรียมขยะ 2 สามารถนำขยะชุมชนเข้าสู่กระบวนการผลิตเพื่อนำไปผลิตเป็นเชื้อเพลิง RDF เป็นจำนวนถึง 500 ตันต่อวัน โดยเชื้อเพลิง RDF ที่ผลิตได้จากโรงงานจัดเตรียมขยะ 2 จะมีค่าความร้อนระหว่าง 2,700 ถึง 3,000 กิโลแคลอรี่ต่อกิโลกรัม

6. **<u>เชื้อเพลิง RDF ที่จะใช้เป็นเชื้อเพลิงในโรงไฟฟ้า</u>** บริษัทฯ จะนำเชื้อเพลิง RDF ทั้งหมดที่ผลิตหรือจัดหาได้ไปผ่านกระบวนการเตรียมเชื้อเพลิงขั้นสุดท้ายในโรงงานจัดเตรียมเชื้อเพลิง เพื่อให้เชื้อเพลิง RDF ที่จะใช้เป็นเชื้อเพลิงในโรงไฟฟ้าของบริษัทฯ มีค่าความร้อนขั้นต่ำเฉลี่ยที่ระดับ 3,500 กิโลแคลอรี่ต่อกิโลกรัม

สำหรับปีสิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคมปี 2557 ปี 2558 และปี 2559 บริษัทฯ ได้รับขยะชุมชน จำนวน 186,667 ตัน 346,928 ตัน และ 326,630 ตัน ตามลำดับ

โดยปกติบริษัทฯ จะนำขยะชุมชนไปผ่านกระบวนการคัดแยกในสถานประกอบการผลิตเชื้อเพลิง RDF ภายในระยะเวลา 3 ชั่วโมงหลังจากที่บริษัทฯ ได้รับขยะชุมชนจากบริษัทกำจัดขยะ

ค. การจัดหาถ่านหิน

บริษัทฯ ยังอยู่ในขั้นตอนการก่อสร้างโรงไฟฟ้าถ่านหิน จึงยังไม่มีความต้องการใช้ถ่านหินในปริมาณมากในขณะนี้ แต่เพื่อเป็นการเตรียมความพร้อมสำหรับการเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ของโรงไฟฟ้าถ่านหิน บริษัทฯ จึงได้เข้าทำสัญญาซื้อขายและบริการกับ บมจ. ทีพีไอ โพลีน สำหรับการจัดหาถ่านหินในเบื้องต้น ประกอบกับ บมจ. ทีพีไอ โพลีน มีการจัดซื้อถ่านหินในปริมาณมากเพื่อประกอบกิจการผลิตและจำหน่ายปูนซีเมนต์เป็นปกติธุรกิจ จึงมีอำนาจต่อรองในการเจรจาซื้อขายถ่านหินสูงกว่าบริษัทฯ ในปัจจุบัน

ทั้งนี้ สัญญาซื้อขายและบริการกับ บมจ. ทีพีไอ โพลีน มิได้มีข้อจำกัดในการจัดหาถ่านหินจากผู้จัดจำหน่ายถ่านหินรายอื่น ดังนั้น ภายหลังจากการเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ของโรงไฟฟ้าถ่านหินของบริษัทฯ แล้ว บริษัทฯ ย่อมมีความต้องการใช้ถ่านหิน และสามารถที่จะจัดซื้อถ่านหินในปริมาณมากได้ ซึ่งจะทำให้บริษัทฯ มีอำนาจต่อรองสูงขึ้น เมื่อถึงเวลานั้นบริษัทฯ ย่อมสามารถเป็นผู้ดำเนินการจัดซื้อถ่านหินได้โดยตรงจากผู้จัดจำหน่ายถ่านหิน โดยบริษัทฯ จะใช้แนวทางการจัดหาถ่านหินที่คงความหลากหลายของแหล่งถ่านหิน และผู้ผลิต ตลอดจนการทำสัญญาการจัดซื้อในหลายรูปแบบเพื่อสร้างสมดุลทั้งในแง่ปริมาณ และราคาที่ผันผวน

4. การขายและการตลาด

บริษัทฯ มีผู้รับซื้อไฟฟ้า คือ กฟผ. และ บมจ. ทีพีไอ โพลีน ซึ่งเป็นบริษัทใหญ่ของบริษัทฯ และเป็นบริษัทที่จดทะเบียนในตลาดหลักทรัพย์ฯ โปรดพิจารณารายละเอียดเพิ่มเติมในหัวข้อ *"ส่วนที่ 2.2 การประกอบธุรกิจ — 2.2.1 ธุรกิจพลังงานและสาธารณูปโภค"*

2.2.2 ธุรกิจสถานีบริการน้ำมันเชื้อเพลิงและก๊าซธรรมชาติ (NGV)

บริษัทฯ ประกอบธุรกิจสถานีบริการน้ำมันเชื้อเพลิงและก๊าซธรรมชาติ (NGV) และมีรายได้จากการขายปลีกสินค้าจากสถานีบริการดังกล่าวด้วย ทั้งนี้ ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2559 บริษัทฯ มีสถานีบริการน้ำมันเชื้อเพลิง จำนวน 8 แห่ง สถานีบริการน้ำมันเชื้อเพลิงและก๊าซธรรมชาติ (NGV) จำนวน 3 แห่ง และสถานีบริการก๊าซธรรมชาติ (NGV) จำนวน 1 แห่ง ภายใต้เครื่องหมายการค้า "ทีพีไอพีแอล (TPIPL)" โดยสถานีบริการตั้งอยู่ในกรุงเทพมหานครและจังหวัดอื่น ๆ ในประเทศไทยซึ่งจำหน่ายน้ำมันเชื้อเพลิง ก๊าซธรรมชาติ (NGV) และสินค้าอื่น ๆ ให้แก่ลูกค้ารายย่อยเป็นหลัก

บริษัทฯ ได้รับอนุญาตให้ใช้เครื่องหมายการค้าของ บมจ. ทีพีไอ โพลีน ตามสัญญาอนุญาตให้ใช้เครื่องหมายการค้า ฉบับลงวันที่ 7 มีนาคม 2559 สำหรับการจำหน่ายผลิตภัณฑ์จากน้ำมันเชื้อเพลิงและก๊าซธรรมชาติ (NGV) บางประเภท ทั้งนี้ บริษัทฯ ได้ดำเนินการยื่นคำขอจดทะเบียนสัญญาอนุญาตให้ใช้เครื่องหมายการค้า ฉบับลงวันที่ 7 มีนาคม 2559 ระหว่างบริษัทฯ กับ บมจ. ทีพีไอ โพลีน ต่อกรมทรัพย์สินทางปัญญาแล้ว โดยคำขอดังกล่าวอยู่ในระหว่างการพิจารณาของกรมทรัพย์สินทางปัญญา โปรดพิจารณารายละเอียดเพิ่มเติมในหัวข้อ *"ส่วนที่ 2.2 การประกอบธุรกิจ — 5. ทรัพย์สินที่ใช้ในการประกอบธุรกิจ — 5.5 ทรัพย์สินทางปัญญา"*

ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2559 บริษัทฯ มีสถานีบริการน้ำมันเชื้อเพลิงและก๊าซธรรมชาติ (NGV) โดยแบ่งตามประเภทและสถานที่ได้ ดังนี้

สถานที่	สถานีบริการน้ำมันเชื้อเพลิง	สถานีบริการก๊าซธรรมชาติ (NGV)	สถานีบริการน้ำมันเชื้อเพลิงและก๊าซธรรมชาติ (NGV)
		(สถานี)	
กรุงเทพมหานคร	2	-	1
สระบุรี	4	1	1
นครสวรรค์	1	-	-
อุบลราชธานี	-	-	1
สมุทรปราการ	1	-	-
รวม	8	1	3

บริษัทฯ จัดหาน้ำมันเชื้อเพลิงสำหรับสถานีบริการน้ำมันเชื้อเพลิงจากบริษัทน้ำมัน เช่น บริษัท บางจากปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) บริษัท เอสโซ่ (ประเทศไทย) จำกัด (มหาชน) บริษัท ไออาร์พีซี จำกัด (มหาชน) และบริษัท เชลล์แห่งประเทศไทย จำกัด ในราคาตลาด ณ เวลานั้น (Spot Basis) ทั้งนี้ บริษัทฯ ได้รับซื้อน้ำมันจาก บมจ. ทีพีไอ โพลีน ในราคาเท่าต้นทุน สำหรับสถานีบริการน้ำมันเชื้อเพลิงของบริษัทฯ ในพื้นที่จังหวัดสระบุรี เนื่องจากโดยปกติ บมจ. ทีพีไอ โพลีน จะสั่งซื้อน้ำมันในปริมาณมากในราคาที่ต่ำกว่าราคาตลาด

บริษัทฯ จัดหาก๊าซธรรมชาติ (NGV) สำหรับสถานีบริการก๊าซธรรมชาติ (NGV) จากบริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) ("**ปตท.**") ตามสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติ (NGV) แบบระยะยาว โดยบริษัทฯ ได้เข้าทำสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติ (NGV) สำหรับสถานีบริการก๊าซธรรมชาติ (NGV) แต่ละแห่ง ซึ่งภายใต้สัญญาดังกล่าว บริษัทฯ ตกลงจะซื้อก๊าซธรรมชาติ (NGV) สำหรับสถานีบริการก๊าซธรรมชาติ (NGV) แต่ละแห่งในปริมาณขั้นต่ำตั้งแต่ 700,000 กิโลกรัมถึง 1,200,000 กิโลกรัมต่อเดือน ทั้งนี้ โดยทั่วไปสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติ (NGV) มีกำหนดระยะเวลา 20 ปี

สถานีบริการก๊าซธรรมชาติ (NGV) 1 แห่ง ได้รับบัตรส่งเสริมการลงทุนจากคณะกรรมการส่งเสริมการลงทุน ซึ่งทำให้บริษัทฯ ได้รับสิทธิประโยชน์หลายประการ ซึ่งรวมถึงการได้รับการยกเว้นภาษีบางประเภท โปรดพิจารณารายละเอียดเพิ่มเติมในหัวข้อ *"ส่วนที่ 2.2 การประกอบธุรกิจ — 2.3 การส่งเสริมการลงทุน"*

2.3 การส่งเสริมการลงทุน

บริษัทฯ ได้รับสิทธิประโยชน์จากการส่งเสริมการลงทุนตามพระราชบัญญัติส่งเสริมการลงทุน พ.ศ. 2520 (รวมทั้งที่มีการแก้ไขเพิ่มเติม) จากคณะกรรมการส่งเสริมการลงทุน

ภายใต้เงื่อนไขที่กำหนดในบัตรส่งเสริมการลงทุน โรงไฟฟ้า สถานประกอบการผลิตเชื้อเพลิง RDF และสถานีบริการก๊าซธรรมชาติ (NGV) ของบริษัทฯ ได้รับสิทธิประโยชน์หลักจากการส่งเสริมการลงทุนต่าง ๆ อันรวมถึงสิทธิประโยชน์ดังต่อไปนี้

- การได้รับอนุญาตให้เป็นเจ้าของที่ดินเพื่อประกอบกิจการที่ได้รับการส่งเสริมการลงทุนตามที่คณะกรรมการส่งเสริมการลงทุนเห็นสมควร
- การได้รับยกเว้นภาษีนำเข้าเครื่องจักรตามที่คณะกรรมการส่งเสริมการลงทุนเห็นชอบ
- การได้รับยกเว้นภาษีเงินได้นิติบุคคลจากกำไรสุทธิที่ได้จากกิจการที่ได้รับการส่งเสริมการลงทุนเป็นเวลา 8 ปีนับตั้งแต่วันแรกที่กิจการที่ได้รับการส่งเสริมการลงทุนมีรายได้จากการดำเนินงาน
- การลดหย่อนอัตราภาษีเงินได้นิติบุคคลจากกำไรสุทธิโดยลดลงร้อยละ 50.0 จากอัตราปกติเป็นเวลา 5 ปี หลังจากวันที่ครบกำหนดระยะเวลาได้รับยกเว้นภาษีเงินได้นิติบุคคล และ
- การได้รับยกเว้นภาษีหัก ณ ที่จ่ายในเงินปันผลที่จ่ายจากกำไรของกิจการที่ได้รับการส่งเสริมการลงทุนเป็นเวลา 8 ปี

ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2559 สิทธิประโยชน์จากการส่งเสริมการลงทุนของโรงไฟฟ้า สถานประกอบการผลิตเชื้อเพลิง RDF และสถานีบริการก๊าซธรรมชาติ (NGV) ของบริษัทฯ สามารถสรุปได้ดังนี้

โรงไฟฟ้า/สถานีบริการก๊าซธรรมชาติ (NGV)	**เดือนแรกที่มีรายได้จากกิจการที่ได้รับการส่งเสริม**	**ช่วงสิ้นสุดการยกเว้นภาษีเงินได้เต็มจำนวน**	**ช่วงสิ้นสุดการลดอัตราภาษีเงินได้ร้อยละ 50**
โรงไฟฟ้า WH-40MW	มิถุนายน 2552	มิถุนายน 2560	ไม่มี[1]
โรงไฟฟ้า RDF-20MW	มิถุนายน 2552	มิถุนายน 2560	ไม่มี[1]
โรงไฟฟ้า RDF-60MW	กันยายน 2558	กันยายน 2566	กันยายน 2571
โรงไฟฟ้า WH-30MW	มกราคม 2559	มกราคม 2567	ไม่มี[1]
โรงไฟฟ้า RDF-70MW	—[2]	8 ปีนับตั้งแต่วันที่เริ่มมีรายได้จากการประกอบกิจการ	ไม่มี[1]
โรงไฟฟ้าถ่านหิน 150MW	—[2]	8 ปีนับตั้งแต่วันที่เริ่มมีรายได้จากการประกอบกิจการ	ไม่มี[1]
สถานประกอบการผลิตเชื้อเพลิง RDF	กรกฎาคม 2554	มิถุนายน 2562	มิถุนายน 2567
สถานีบริการก๊าซธรรมชาติ (NGV) 1 แห่ง	กรกฎาคม 2552	กรกฎาคม 2560	กรกฎาคม 2565

หมายเหตุ:

(1) ไม่ได้รับสิทธิในการลดหย่อนอัตราภาษีเงินได้นิติบุคคลจากกำไรสุทธิโดยลดลงร้อยละ 50.0 จากอัตราปกติเป็นเวลา 5 ปีหลังจากวันที่ครบกำหนดระยะเวลาได้รับยกเว้นภาษีเงินได้นิติบุคคล

(2) บริษัทฯ ยังไม่มีรายได้จากโรงไฟฟ้า RDF-70MW และโรงไฟฟ้าถ่านหิน 150MW ซึ่งเป็นกิจการที่ได้รับการส่งเสริมการลงทุน

2.4 สิ่งแวดล้อม สุขภาพและความปลอดภัย

บริษัทฯ อยู่ภายใต้บังคับของพระราชบัญญัติส่งเสริมและรักษาคุณภาพสิ่งแวดล้อมแห่งชาติ พ.ศ. 2535 ทั้งนี้ สำนักนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อมได้อนุมัติการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมสำหรับโรงงานแต่ละแห่งของบริษัทฯ และบริษัทฯ จะต้องรับผิดหากมีการละเมิดกฎหมายสิ่งแวดล้อมและจะต้องดำเนินการพัฒนา และ/หรือ ต้องปรับปรุงเปลี่ยนแปลงโรงงานของบริษัทฯ ตามที่จำเป็นเพื่อให้เป็นไปตามกฎหมายสิ่งแวดล้อม ปัจจุบัน โรงงานแต่ละแห่งของบริษัทฯ ปฏิบัติตามกฎระเบียบและมาตรฐานด้านสิ่งแวดล้อมที่บังคับใช้ในส่วนที่เป็นสาระสำคัญทั้งหมด บริษัทฯ เชื่อว่าการประกอบกิจการของบริษัทฯ เป็นไปตามกฎหมายที่เกี่ยวข้องและแนวปฏิบัติของธนาคารโลกว่าด้วยการผลิตไฟฟ้าอย่างเคร่งครัด และบริษัทฯ ไม่ได้เป็นคู่ความในการฟ้องร้องคดี การอนุญาโตตุลาการ คดีความ และกระบวนการพิจารณาเกี่ยวกับประเด็นด้านสิ่งแวดล้อมหรือการปฏิบัติตามกฎระเบียบด้านสิ่งแวดล้อมใด ๆ

บริษัทฯ มุ่งมั่นที่จะดำเนินการตามแนวทาง “ขยะเป็นศูนย์ (Zero Waste)” และได้ดำเนินการตามนโยบายดังกล่าวอย่างต่อเนื่อง โดยได้ควบคุม กำกับดูแล และพัฒนากระบวนการต่าง ๆ เพื่อให้มั่นใจว่าอัตราการปล่อยของเสียจากการประกอบกิจการของบริษัทฯ อยู่ในระดับที่ต่ำกว่าระดับสูงสุดของการปล่อยของเสียที่ได้รับอนุญาต นอกจากนี้ บริษัทฯ ใช้ระบบการติดตามการปล่อยของเสียอย่างต่อเนื่อง เพื่อเฝ้าระวังการปล่อยของเสียจากกระบวนการเผาไหม้ของโรงไฟฟ้า และติดตามคุณภาพอากาศโดยรอบของพื้นที่หลายแห่งที่อยู่ในบริเวณใกล้เคียงกับโรงงาน บริษัทฯ ติดตามและควบคุมระดับก๊าซไนโตรเจนออกไซด์ (NO_X) และซัลเฟอร์ไดออกไซด์ (SO_2) ในกระบวนการเผาไหม้แต่ละส่วน และมีการควบคุมอุณหภูมิและอัตราเชื้อเพลิงต่ออากาศในระหว่างกระบวนการเผาไหม้ เพื่อรักษาระดับการปล่อยของเสียให้อยู่ในขอบเขตที่กำหนด บริษัทฯ ยังควบคุมคุณภาพของเสียที่ระบายออกมาและเปรียบเทียบคุณภาพของโครงการเพื่อการติดตามและลดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมเป็นระยะเพื่อให้มั่นใจว่าเป็นไปตามข้อกำหนดมาตรฐาน จึงกล่าวได้ว่าบริษัทฯ ปฏิบัติตามข้อกำหนดเกี่ยวกับการปล่อยและการระบายของเสียเป็นอย่างดี

นโยบายสำหรับปริมาณระดับการปล่อยซัลเฟอร์ไดออกไซด์ (SO_2) และไนโตรเจนออกไซด์ (NO_X) ของบริษัทฯ เมื่อเทียบกับมาตรฐานการปล่อยมลพิษของธนาคารโลกและข้อกำหนดภายใต้กฎหมายไทย สามารถสรุปได้ดังนี้

	ซัลเฟอร์ไดออกไซด์ (SO_2)	**ไนโตรเจนออกไซด์ (NO_X)**
	(มิลลิกรัม / ลูกบาศก์เมตรปกติ)	
บริษัทฯ	30.0	120.0
มาตรฐานการปล่อยมลพิษของธนาคารโลก.....	230.0	510.0
ข้อกำหนดตามกฎหมายไทย	320.0	350.0

บริษัทฯ ได้กำหนดนโยบาย ขั้นตอน และกลไกในการควบคุม เพื่อลดความเสี่ยงจากการรั่วไหลของสารเคมี และลดความเสี่ยงต่อการที่พนักงานอาจได้รับสารเคมีอันตราย โดยบริษัทฯ ใช้ความระมัดระวังในการเลือกสารเคมีสำหรับกระบวนการต่าง ๆ และพยายามใช้สารเคมีที่มีผลกระทบในทางลบต่อสิ่งแวดล้อมและสุขภาพของพนักงานน้อยที่สุด

บริษัทฯ ได้จัดให้มีโครงการการฝึกอบรมด้านสิ่งแวดล้อม สุขภาพ และความปลอดภัย เพื่อให้พนักงานตระหนักถึงปัญหาด้านสิ่งแวดล้อม สุขภาพ และความปลอดภัยมากขึ้น บริษัทฯ ยังมีแผนฉุกเฉินในกรณีที่เกิดสารเคมีรั่วไหล และมีการจัดการฝึกอบรมให้แก่พนักงาน รวมถึงการซ้อมรับมือเมื่อเกิดเหตุฉุกเฉินตามแผนดังกล่าว ทั้งนี้ บริษัทฯ จัดทำรายงานการกำจัดขยะทั่วไปและขยะที่เป็นอันตรายให้แก่หน่วยงานของรัฐอย่างสม่ำเสมอ อีกทั้งบริษัทฯ ยังนำแผนการคัดแยกประเภทและจัดเก็บขยะมาใช้ด้วย นอกจากนั้น บริษัทฯ ได้เข้าทำสัญญากับผู้เชี่ยวชาญด้านการควบคุมเสียงเพื่อเฝ้าติดตามระดับเสียงเป็นครั้งคราวเพื่อให้เป็นไปตามกฎเกณฑ์ที่เกี่ยวข้อง

บริษัทฯ มีความพยายามที่จะส่งเสริมการผลิตเพื่อสิ่งแวดล้อมและประสิทธิภาพในด้านพลังงานจนเป็นที่ยอมรับ และบริษัทฯ ได้รับรางวัลต่าง ๆ ดังต่อไปนี้

- **<u>โครงการกลไกการพัฒนาที่สะอาดคุณภาพสูง “มาตรฐานมงกุฎไทย”</u>** ในปี 2552 โรงไฟฟ้า WH-40MW ได้รับการรับรอง “มาตรฐานมงกุฎไทย” สำหรับโครงการกลไกการพัฒนาที่สะอาด โดยองค์การบริหารจัดการก๊าซเรือนกระจก ซึ่งเป็นรางวัลที่มอบให้กับโครงการพลังงานที่ก่อให้เกิดการพัฒนาทางสิ่งแวดล้อมและสังคมอย่างยั่งยืน ทั้งนี้ องค์การบริหารจัดการก๊าซเรือนกระจกเป็นองค์การอิสระของรัฐบาลที่มุ่งส่งเสริมการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในประเทศไทย

- <u>Thailand Energy Awards 2014</u> บริษัทฯ ได้รับรางวัล Thailand Energy Awards 2014 จากกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน กระทรวงพลังงาน ประเภทรางวัลดีเด่นด้านการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพและการใช้พลังงานทดแทน จำพวกโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่ไม่เชื่อมโยงกับระบบสายส่งไฟฟ้า (Off-Grid)

- <u>ASEAN Energy Awards 2014</u> ในการประกวดรางวัลพลังงานทดแทน 2014 ที่จัดขึ้นโดยศูนย์พลังงานอาเซียน บริษัทฯ ได้รับรางวัลรองชนะเลิศอันดับสองในหมวดพลังงานความร้อนที่ไม่เชื่อมโยงกับระบบสายส่งไฟฟ้า (Off-Grid – Thermal) ทั้งนี้ ศูนย์พลังงานอาเซียนเป็นองค์กรเพื่อส่งเสริมความยั่งยืนของสิ่งแวดล้อมในภาคพลังงานของกลุ่มประเทศอาเซียน

- <u>Thailand Energy Awards 2015</u> บริษัทฯ ได้รับรางวัล Thailand Energy Awards 2015 จากกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน กระทรวงพลังงาน ประเภทรางวัลดีเด่นด้านการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพและการใช้พลังงานทดแทน จำพวกโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่เชื่อมโยงกับระบบสายส่งไฟฟ้า (On-Grid) ที่มีกำลังการผลิตติดตั้งไม่ต่ำกว่า 20 เมกะวัตต์

2.5 ภาพรวมอุตสาหกรรม

ข้อมูลและเนื้อหาทั้งหมดในส่วนนี้ เป็นข้อมูลที่คัดลอกบางส่วนจากรายงานอุตสาหกรรมฉบับเต็มซึ่งจัดทำโดย AWR Lloyd (และได้แนบสำเนาไว้ในเอกสารแนบ 6 ของเอกสารฉบับนี้) โดยแหล่งที่มาของข้อมูลรวมถึงข้อมูลที่ AWR

Lloyd จัดทำขึ้น ทั้งนี้ รายงานอุตสาหกรรมซึ่งจัดทำโดย AWR Lloyd นั้น ประกอบด้วยการคาดการณ์และการประมาณการในอนาคต โดยข้อความในลักษณะที่เป็นการคาดการณ์เหตุการณ์ในอนาคตนั้นอาศัยสมมติฐานและการประมาณการซึ่งอาจมีความเสี่ยงและความไม่แน่นอนหลายประการ โดยสมมติฐานและการประมาณการดังกล่าวอาจคลาดเคลื่อนและไม่แน่นอน อีกทั้งการเปลี่ยนแปลงหรือพัฒนาการด้านสังคม เศรษฐกิจ ธุรกิจ อุตสาหกรรม ตลาด กฎหมาย กฎระเบียบของรัฐบาลและหน่วยงานของรัฐ และการดำเนินการหรืองดเว้นการดำเนินการใด ๆ ของบุคคลใด ๆ อาจส่งผลกระทบต่อสมมติฐานและการประมาณการดังกล่าวนอกจากนี้ สมมุติฐานยังรวมถึงการประเมินสภาพเศรษฐกิจและสภาพการแข่งขันของตลาดในอนาคต และทิศทางการตัดสินใจของรัฐบาล และธุรกิจในอนาคต ซึ่งโดยสภาพแล้วมีความไม่แน่นอน ดังนั้น ผลที่เกิดขึ้นจริงและเหตุการณ์ในอนาคตอาจแตกต่างจากการคาดการณ์ การประมาณการ และข้อความที่ระบุไว้อย่างมีนัยสำคัญ

คำแปลภาษาไทยในส่วนนี้จัดทำขึ้นโดย AWR Lloyd ตามต้นฉบับภาษาอังกฤษ ซึ่งการแปลหรือตีความเป็นภาษาไทย รวมถึงข้อความที่ต้องแปลความอาจมีความแตกต่างกันได้ นอกจากนี้ ยังมีความแตกต่างของการใช้ถ้อยคำระหว่างสองภาษาที่อาจแตกต่างกัน ดังนั้น จึงอาจเป็นไปไม่ได้ที่จะแปลหรือตีความให้มีความหมายถูกต้องตรงกันได้ทั้งหมด อีกทั้งไม่อาจรับรองได้ว่าคำแปลนี้มีความหมายถูกต้องสมบูรณ์ครบถ้วนตรงกับต้นฉบับภาษาอังกฤษทุกประการ หากข้อความใดขัดแย้งกับเอกสารฉบับภาษาอังกฤษให้ถือเอาข้อความตามเอกสารฉบับภาษาอังกฤษเป็นสำคัญ

ทั้งนี้ บริษัทฯ ที่ปรึกษาทางการเงิน ผู้จัดการการจำหน่ายและรับประกันการจำหน่าย ผู้จัดจำหน่ายและรับประกันการจำหน่ายและผู้ซื้อหุ้นเบื้องต้นในต่างประเทศมิได้รับรองความถูกต้องของข้อมูลและเนื้อหาในส่วนนี้ รวมทั้งคำแปลภาษาไทยในส่วนนี้ และมิได้รับประกันความถูกต้องหรือความสมบูรณ์ของข้อมูลหรือสมมติฐานต่าง ๆ ดังกล่าวที่นำมาอ้างอิง

ผู้ลงทุนจึงควรพิจารณาข้อมูลในส่วนนี้โดยตระหนักว่าข้อมูลดังกล่าวเป็นข้อมูลซึ่งจัดทำโดย AWR Lloyd ภายใต้สมมติฐานและการประมาณการตามที่ระบุข้างต้น ดังนั้น ผู้ลงทุนจึงควรระมัดระวังในการใช้ข้อมูลเหล่านี้

2.5.1 ภาพรวมกิจการไฟฟ้าของประเทศไทย

กิจการไฟฟ้าของประเทศไทยถือว่ามีความแน่นอนและคาดการณ์ได้ เมื่อเปรียบเทียบกับประเทศกำลังพัฒนาอื่น ๆ ในภูมิภาคนี้ กิจการไฟฟ้าของประเทศไทยมีการกำกับดูแลที่ดี มีกฎเกณฑ์ที่แน่นอนและชัดเจนในการกำกับสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (PPA) และความสามารถในการทำธุรกรรมซื้อขายโรงไฟฟ้าได้ ซึ่งจะเห็นได้จากการมีส่วนร่วมของภาคเอกชนในการลงทุนด้านการผลิตไฟฟ้าโดยนักลงทุนทั้งในและต่างประเทศ โดยเฉพาะอย่างยิ่งการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเมื่อไม่กี่ปีที่ผ่านมา

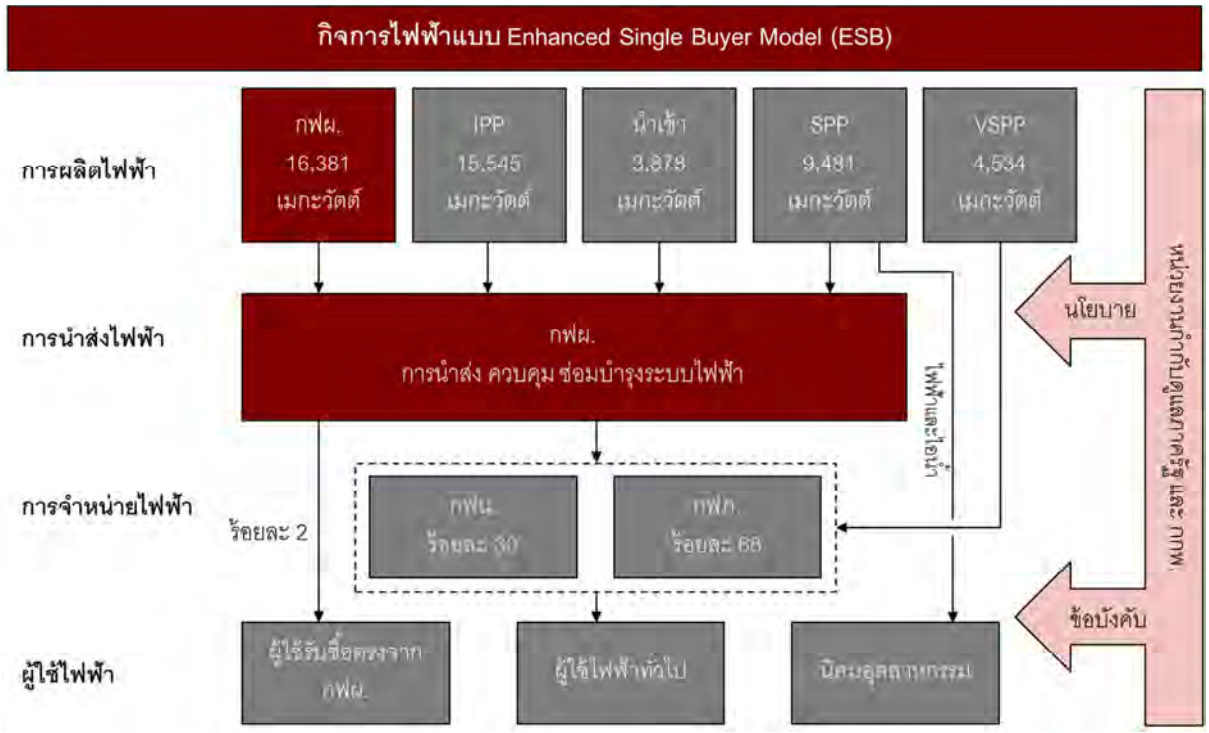
2.5.1.1 ห่วงโซ่คุณค่าและการแบ่งประเภทผู้ผลิตไฟฟ้า

กฟผ. เป็นองค์กรหลักในกิจการไฟฟ้าของประเทศไทย โดยเป็นรัฐวิสาหกิจที่รับผิดชอบในการผลิต ส่งและขายส่งไฟฟ้า รวมทั้งเป็นเจ้าของและผู้ดำเนินการโรงไฟฟ้าซึ่งส่วนใหญ่เป็นโรงไฟฟ้าถ่านหิน ก๊าซธรรมชาติ และโรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดใหญ่ ภายใต้โครงสร้างกิจการไฟฟ้าแบบ Enhanced Single Buyer Model (ESB) กฟผ. ผลิตไฟฟ้าเอง รับซื้อไฟฟ้าขายส่งจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนและนำเข้าไฟฟ้าจากประเทศเพื่อนบ้าน เพื่อขายส่งไฟฟ้าให้แก่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายและผู้ใช้ไฟฟ้าภาคอุตสาหกรรมที่รับซื้อโดยตรงบางราย และการไฟฟ้าของประเทศเพื่อนบ้าน

หน่วยงานที่รับผิดชอบจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่ผู้ใช้ไฟฟ้าในประเทศ มี 2 หน่วยงาน คือ กฟน. ซึ่งให้บริการพื้นที่ในกรุงเทพมหานครและจังหวัดใกล้เคียง ได้แก่ นนทบุรี และสมุทรปราการ และ กฟภ. ให้บริการพื้นที่ในจังหวัดอื่น ๆ ทั่วประเทศ

คณะกรรมการกิจการพลังงาน (กกพ.) ได้จัดตั้งขึ้นตามพระราชบัญญัติการประกอบกิจการพลังงาน พ.ศ. 2550 โดยมีหน้าที่หลัก คือ กำหนดระเบียบและหลักเกณฑ์ในการจัดหาไฟฟ้า และการออกประกาศเชิญชวนการรับซื้อไฟฟ้า รวมทั้งกำกับดูแลขั้นตอนการคัดเลือกให้เกิดความเป็นธรรมแก่ทุกฝ่าย รวมทั้งออกประกาศกำหนดประเภทใบอนุญาตการประกอบกิจการพลังงาน และเสนอความเห็นต่อแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า แผนการลงทุนในกิจการไฟฟ้า แผนการจัดหาก๊าซธรรมชาติ และแผนการขยายระบบโครงข่ายพลังงาน

โครงสร้างกิจการไฟฟ้าในประเทศไทย (มกราคม 2560)



ที่มา: กฟผ. กระทรวงพลังงาน

รัฐบาลไทยได้ริเริ่มให้เอกชนมีส่วนร่วมในกิจการไฟฟ้าเพื่อดึงดูดเงินลงทุนจากภาคเอกชนเพื่อรองรับความต้องการที่เติบโตขึ้นในการผลิตไฟฟ้า และเพื่อเพิ่มประสิทธิภาพในตลาดไฟฟ้า นับแต่ช่วงประมาณปี 2533 ได้เริ่มให้เอกชนมีส่วนร่วมในกิจการไฟฟ้า 3 แผนงาน ได้แก่

- ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ (Independent Power Producer หรือ IPP): รูปแบบการรับซื้อไฟฟ้าแบบ IPP เกิดขึ้นในปี 2537 เพื่อพัฒนาโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ และทำให้เกิดการยื่นประมูลที่มีการแข่งขันสูง โดยมีการประกวดราคา IPP 3 รอบและมีการรับซื้อไฟฟ้าทั้งสิ้น 15.5 กิกะวัตต์ (ณ เดือนมกราคม 2560) โรงไฟฟ้า IPP ที่ใช้ก๊าซธรรมชาติหรือถ่านหินเป็นเชื้อเพลิงและขายไฟฟ้าที่ผลิตได้ทั้งหมดให้แก่ กฟผ.

- ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก (Small Power Producer หรือ SPP): รูปแบบการรับซื้อไฟฟ้าแบบ SPP เริ่มดำเนินการสำหรับโรงไฟฟ้าขนาดเล็กลงมาและอนุญาตให้เอกชนเสนอโครงการที่มีปริมาณขายไฟฟ้าเข้าระบบโดยมีกำลังการผลิต สูงสุด 90 เมกะวัตต์ ทั้งนี้กำลังการผลิตส่วนที่เหลือสามารถใช้เอง หรือขายให้แก่อุตสาหกรรมใกล้เคียง กำลังผลิตไฟฟ้าภายใต้รูปแบบ SPP มีทั้งสิ้น 9.5 กิกะวัตต์ (ณ เดือนมกราคม 2560) โรงไฟฟ้า SPP ใช้ระบบผลิตพลังงานความร้อนร่วม (Co-Generation) หรือใช้เชื้อเพลิงหมุนเวียนเป็นเชื้อเพลิง

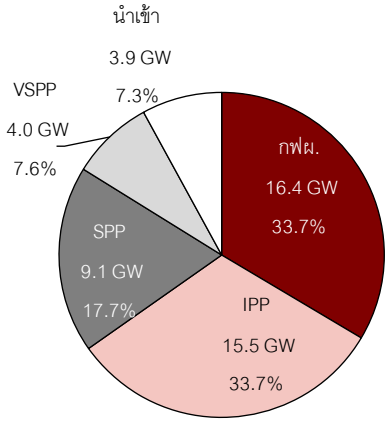
- ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนขนาดเล็กมาก (Very Small Power Producer หรือ VSPP): รูปแบบการรับซื้อไฟฟ้าแบบ VSPP เริ่มดำเนินการในปี 2545 โดยอนุญาตให้โครงการพลังงานหมุนเวียนขนาดเล็กที่มีกำลังการผลิตไม่เกิน 10 เมกะวัตต์ เพื่อเชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายไฟฟ้า และขายไฟฟ้าโดยตรงให้แก่ กฟน. และ กฟภ. เดิมมีการกำหนดกำลังการผลิตไว้ที่ 1 เมกะวัตต์ และเพิ่มขึ้นเป็น 10 เมกะวัตต์ ในปี 2549 จนถึงปัจจุบันมีกำลังการผลิตติดตั้งรวม 4.5 กิกะวัตต์ ภายใต้แผนงานนี้ ยังรวมถึงการใช้ชีวมวล แสงอาทิตย์ ลม ก๊าซชีวภาพ และขยะด้วย

ถึงแม้ว่าเอกชนมีส่วนร่วมในหลายแผนงาน แต่ กฟผ. ยังคงเป็นผู้นำในภาคการผลิตไฟฟ้า โดย ณ เดือนมีนาคม 2559 กฟผ. มีส่วนแบ่งการตลาดร้อยละ 32.9 ตามมาด้วย IPP (ร้อยละ 31.2) และ SPP (ร้อยละ 19.0) VSPP (ร้อยละ 9.1) และนำเข้าจากประเทศเพื่อนบ้าน (ร้อยละ 7.8)

ทั้ง IPP และ SPP มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้าระยะยาวกับ กฟผ. ในฐานะผู้รับซื้อรายเดียว (โดยปกติอายุสัญญาอยู่ที่ 20 หรือ 25 ปี) สัญญาซื้อขายไฟฟ้ากำหนดให้ กฟผ. (และผู้ใช้ไฟฟ้าของ กฟผ.) เป็นผู้รับความเสี่ยงด้านราคาเชื้อเพลิง โดยให้ SPP และ IPP ทำหน้าที่บริหารจัดการความเสี่ยงด้านการประกอบการ ส่วนการขายไอน้ำของ SPP ให้แก่โรงงานอุตสาหกรรมโดยตรงซึ่งไม่มีกลไกการปรับราคานั้น SPP จะเป็นผู้รับความเสี่ยงของราคาเชื้อเพลิงเอง

ภายใต้กฎข้อบังคับของรัฐบาล ไฟฟ้าทั้งหมดที่นำเข้ามาในระบบส่งไฟฟ้าของประเทศ ไม่ว่าโดยผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน หน่วยงานรัฐบาลอื่นๆ หรือผู้ผลิตในประเทศเพื่อนบ้านก็ตามจะต้องขายให้แก่ กฟผ. ยกเว้น VSPP เท่านั้นที่สามารถขายโดยตรงให้แก่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย แต่ก็กำหนดไว้ไม่เกิน 10 เมกะวัตต์ ต่อหนึ่งโรงไฟฟ้า ดังนั้น กฟผ. จึงเป็นผู้ขายส่งพลังงานให้แก่ฝ่ายจำหน่ายรายหลัก ทั้งนี้ การผลิตไฟฟ้าใช้ในพื้นที่อุตสาหกรรมไม่อยู่ภายใต้ข้อจำกัดนี้

กำลังผลิตไฟฟ้าแยกตามประเภทผู้ผลิตไฟฟ้า (มกราคม 2560)



ที่มา: กฟผ. และ คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.)

นอกเหนือจากการจำหน่ายไฟฟ้าภายในนิคมอุตสาหกรรมแล้ว การมีส่วนร่วมของภาคเอกชนมีอยู่เฉพาะในด้านการผลิตไฟฟ้า โดยที่รัฐบาลไทยเป็นเจ้าของ และผู้รับผิดชอบดำเนินการในกิจการไฟฟ้าส่วนที่เหลือ

2.5.1.2 แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า

เมื่อเดือนมิถุนายน 2558 รัฐบาลไทยมีมติเห็นชอบกับแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าฉบับใหม่ที่มีชื่อว่า “แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2558-2579” (“**PDP 2015**”) โดยวางแผนไปถึงปี 2579 แผนนี้เป็นแผนพัฒนาฯ ฉบับใหม่ฉบับแรกนับตั้งแต่ปี 2553 ที่รวมการเติบโตอย่างมีนัยสำคัญของพลังงานหมุนเวียนนับแต่ปี 2548 แผนสำหรับพลังงานหมุนเวียน (RE) ในอนาคตมีรายละเอียดลงไว้ในแผนพัฒนาพลังงานทดแทน (AEDP)

PDP 2015 ยึดหลัก 3 ประการ ได้แก่

- ด้านความมั่นคงทางพลังงาน (Security) เพื่อจัดหาไฟฟ้าให้เพียงพอต่อความต้องการใช้ไฟฟ้า และใช้เชื้อเพลิงหลากหลาย รวมทั้งมีความเหมาะสมเพื่อลดความเสี่ยงจากการพึ่งพาเชื้อเพลิงชนิดใดชนิดหนึ่งมากเกินไป

- ด้านเศรษฐกิจ (Economy) คำนึงถึงต้นทุนการผลิตไฟฟ้าที่เหมาะสม และคำนึงมาตรการและนโยบายการใช้ไฟฟ้าอย่างมีประสิทธิภาพ

- ด้านสิ่งแวดล้อม (Ecology) เพื่อลดผลกระทบที่เกิดกับสิ่งแวดล้อมและชุมชน โดยเฉพาะเป้าหมายในการลดปริมาณก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ต่อหน่วยผลิตไฟฟ้า

PDP 2015 ได้เน้นการเสริมความมั่นคงระบบไฟฟ้า ด้วยการลดการพึ่งพาการผลิตไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติ เพิ่มสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากถ่านหินโดยใช้เทคโนโลยีถ่านหินที่สะอาด นำเข้าไฟฟ้าจากประเทศเพื่อนบ้าน และพัฒนาพลังงานหมุนเวียน นอกจากนี้แผนนี้มีการตั้งเป้าหมายในการพัฒนาระบบส่งไฟฟ้าและจำหน่ายไฟฟ้าเพื่อรองรับการพัฒนาพลังงานหมุนเวียนและการเชื่อมต่อโครงข่ายในประชาคมเศรษฐกิจอาเซียน

ภายใต้ PDP 2015 นี้มีความมุ่งมั่นที่จะบรรลุเป้าหมายภายในปี 2579 โดยเฉพาะอย่างยิ่งเป้าหมายดังต่อไปนี้

- ลดการพึ่งพาก๊าซธรรมชาติในการผลิตไฟฟ้า จากร้อยละ 64 ในปี 2557 ให้เหลือร้อยละ 30-40
- เพิ่มสัดส่วนพลังงานหมุนเวียนในพลังงานรวมทั้งหมดจากร้อยละ 8 ในปี 2557 เป็นร้อยละ 15-20 โดยให้มีกำลังผลิตถึง 20 กิกะวัตต์
- เพิ่มสัดส่วนของถ่านหินและลิกไนต์จากร้อยละ 20 เป็นร้อยละ 20-25 แต่ไม่ระบุสัดส่วน “ถ่านหินสะอาด” โดยใช้เทคโนโลยีการจับและการจัดเก็บคาร์บอน
- เพิ่มสัดส่วนไฟฟ้าพลังน้ำโดยนำเข้าจากประเทศเพื่อนบ้านจากร้อยละ 7 เป็นร้อยละ 15-20
- เริ่มนำพลังงานนิวเคลียร์มาใช้และให้มีการแบ่งส่วนตลาดถึงร้อยละ 5

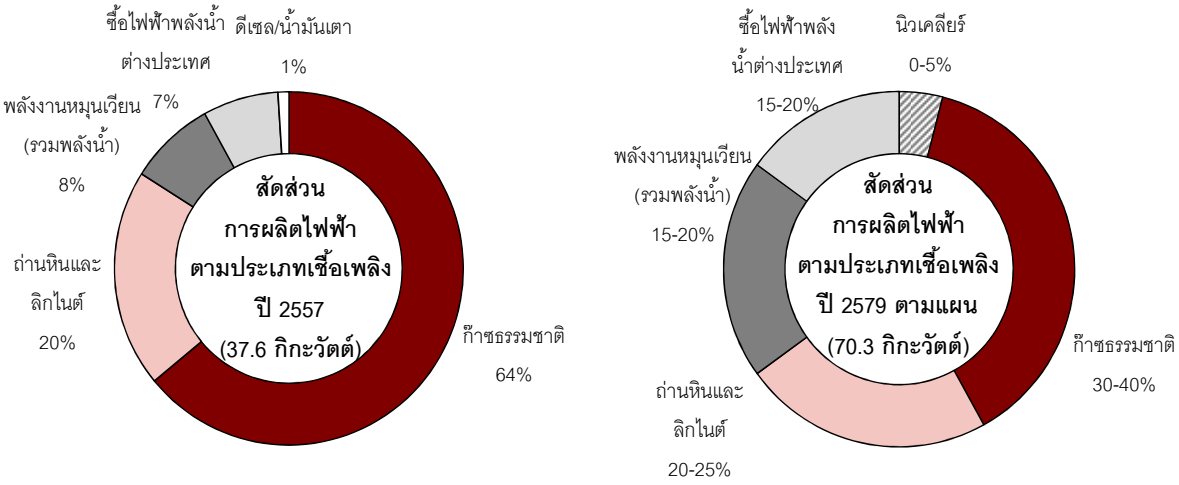
PDP 2015 ไม่ได้ระบุถึงการประกวดราคา IPP และ SPP รอบใหม่ แต่จะมุ่งเน้นสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (PPA) ที่มีอยู่เดิม และระบุเงื่อนไขการต่อสัญญาซื้อขายไฟฟ้าสำหรับ SPP พลังงานความร้อนร่วม (Co-Generation) ประเภท Firm ที่จะหมดอายุในปี 2560-2568 และคาดว่ากำลังผลิตไฟฟ้าใหม่จากพลังงานหมุนเวียนจะเป็นรูปแบบ VSPP โดยมีกำลังผลิตไฟฟ้าเพิ่มขึ้น 350 เมกะวัตต์ในแต่ละปีจนถึงปี 2579

เป้าหมายการผลิตไฟฟ้าแยกตามประเภทเชื้อเพลิง

ประเภทเชื้อเพลิง	ณ ปี 2557 ประมาณร้อยละ	ณ ปี 2569 ประมาณร้อยละ	ณ ปี 2579 ประมาณร้อยละ
ซื้อไฟฟ้าพลังน้ำจากต่างประเทศ	7	10 - 15	15 - 20
ถ่านหินเทคโนโลยีสะอาด (รวมลิกไนต์)	20	20 - 25	20 - 25
พลังงานหมุนเวียน (รวมพลังน้ำ)	8	10 - 20	15 - 20
ก๊าซธรรมชาติ	64	45 - 50	30 - 40
นิวเคลียร์	-	-	0 - 5
ดีเซล/น้ำมันเตา	1	-	-

ที่มา: แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2558-2579

การผลิตไฟฟ้าแยกตามประเภทเชื้อเพลิง (ที่ผลิตจริงปี 2557 และตามแผนปี 2579)



ที่มา: แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2558-2579

2.5.2 ภาคธุรกิจการผลิตไฟฟ้าประเภท SPP ในประเทศไทย

2.5.2.1 ความเป็นมาของการรับซื้อไฟฟ้าในรูปแบบ SPP

รูปแบบการรับซื้อไฟฟ้าแบบ SPP เริ่มขึ้นเมื่อประมาณปี 2533 เพื่อตอบสนองต่อการขาดแคลนพลังงานไฟฟ้า ความต้องการให้ภาคเอกชนเข้ามามีส่วนร่วมในการผลิตไฟฟ้า แรงผลักดันให้มีการอนุรักษ์พลังงานและใช้แหล่งพลังงานทางเลือก เช่น พลังงานหมุนเวียนและพลังงานความร้อนทิ้ง

ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กแต่ละรายสามารถขายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. ได้ถึง 90 เมกะวัตต์ ตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าระยะยาว โดยสามารถขายกำลังผลิตส่วนเกินให้กับอุตสาหกรรมที่ตั้งอยู่ในนิคมอุตสาหกรรมโดยตรง ทั้งนี้ประเทศไทยมีนิคมอุตสาหกรรมอยู่ประมาณ 50 แห่ง ซึ่งได้รับการส่งเสริมจากรัฐบาลและควบคุมดูแลโดยการนิคมอุตสาหกรรมแห่งประเทศไทย (กนอ.)

ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กสามารถจัดหาเงินทุนจากการกู้ยืมเงินได้โดยอาศัยความน่าเชื่อถือของ กฟผ. ซึ่งเป็นผู้รับซื้อไฟฟ้าหลักสำหรับสัญญาซื้อขายไฟฟ้าประเภท Firm ส่วน ไฟฟ้าและไอน้ำที่ไม่ได้ขายให้ กฟผ. โดยปกติจะขายให้กับผู้ใช้ไฟฟ้าอุตสาหกรรมขนาดใหญ่ที่มีความน่าเชื่อถือซึ่งตั้งอยู่ในนิคมอุตสาหกรรม ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กส่วนใหญ่ใช้ก๊าซเป็นเชื้อเพลิงและตั้งอยู่ในนิคมอุตสาหกรรม (ซึ่งโดยปกติจะช่วยลดปัญหาด้านการขออนุญาตและเชื้อเพลิง)

กำลังการผลิตติดตั้งและปริมาณขายตามสัญญาของโรงไฟฟ้า SPP (มกราคม 2560)

ประเภทสัญญา	กำลังการผลิตติดตั้ง (เมกะวัตต์)	ปริมาณขายตามสัญญาให้กับ กฟผ. (เมกะวัตต์)
Firm	6,976	4,800
Non-firm	2,505	1,533
รวม	9,481	6,333

ที่มา: คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.)

2.5.2.2 กำลังการผลิตจำแนกตามประเภทเชื้อเพลิง

โครงการผู้ผลิตไฟฟ้า SPP ส่วนใหญ่เป็นโรงไฟฟ้าพลังงานร่วมที่ใช้ก๊าซธรรมชาติ ซึ่งมีจำนวนมากกว่าครึ่งหนึ่งของกำลังการผลิตติดตั้งรวม ส่วนโครงการ SPP ที่ผลิตไฟฟ้าจากขยะทั้งหมดที่มีอยู่ในปัจจุบันเป็นโครงการของบริษัทฯ ทั้งหมด

2.5.3 ภาพรวมของพลังงานหมุนเวียนในประเทศไทย

การพัฒนาของภาคพลังงานหมุนเวียนเป็นจุดเน้นของแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยและเป็นองค์ประกอบหลักในเป้าหมายของประเทศในการลดการพึ่งพาพลังงานนำเข้า กระทรวงพลังงานยังมีเป้าหมายที่จะลดปริมาณก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ที่ปล่อยออกมาจำนวนมากภายในปี 2579 โดยเพิ่มการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน

และแรงขับเคลื่อนในการอนุรักษ์พลังงานเป็น 4 กลุ่มเป้าหมาย ได้แก่ อุตสาหกรรม ธุรกิจ ที่พักอาศัย และภาครัฐ เนื้อหาในส่วนนี้กล่าวถึงประเด็นปัญหาสำคัญเกี่ยวกับการพัฒนาพลังงานหมุนเวียนในประเทศไทย ซึ่งรวมถึงกฎระเบียบที่เกี่ยวข้อง (regulatory framework) และโครงสร้างราคา โอกาสและภาพรวมในการเติบโตของภาคพลังงาน ตลอดจนบทวิเคราะห์ความคิดเห็นเชิงแข่งขันของพลังงานหมุนเวียนในการเป็นแหล่งพลังงานผลิตไฟฟ้าในอนาคต

2.5.3.1 โครงสร้างภาคพลังงานหมุนเวียนและห่วงโซ่คุณค่า

กำลังการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนสูงขึ้นถึงระดับที่มีนัยสำคัญเมื่อไม่กี่ปีที่ผ่านมาที่โดยมีกำลังผลิต 6.4 กิกะวัตต์ เชื่อมต่อระบบไฟฟ้า ณ เดือนมกราคม 2560 โรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวลเป็นประเภทหลัก มีกำลังการผลิตแล้ว 2.7 กิกะวัตต์ นับเป็นเกือบร้อยละ 8 ของกำลังผลิตไฟฟ้าทั้งหมดที่ผลิตภายในประเทศ ความสำเร็จของการพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ที่ประสบขั้นแรกส่งผลให้มีการติดตั้งแล้ว 2.7 กิกะวัตต์ ซึ่งเป็นจำนวนมากกว่าร้อยละ 5 ของกำลังผลิตและเกินกว่าร้อยละ 1 ของไฟฟ้าที่ผลิตได้ทั้งหมด นอกจากนี้ พลังงานลมมีกำลังการผลิตเข้าใกล้ระดับ 1 กิกะวัตต์ ในอีกไม่กี่ปีต่อจากนี้ แม้ว่าเมื่อเดือนมกราคม 2560 กำลังดำเนินการผลิตมากกว่า 502 เมกะวัตต์เพียงเล็กน้อย ก็ตามก๊าซชีวภาพ พลังงานจากขยะ และเทคโนโลยีอื่น ๆ ก็ผลิตได้ใกล้เคียงกัน ทั้งนี้ อัตราการใช้กำลังผลิตแตกต่างกันอย่างมากในบรรดาเทคโนโลยีเหล่านี้และชีวมวลโดยปกติให้ค่าตัวประกอบการผลิตไฟฟ้า (Load Factor) สูงกว่าพลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลมอย่างมาก

PDP 2015 ยังได้รวมเอาแผนพัฒนาพลังงานทางเลือก (AEDP) มาไว้ด้วย จากเดิมที่แผนพัฒนาพลังงานทางเลือกจัดทำเป็นเอกเทศ เป้าหมายในแผนพัฒนาพลังงานทางเลือกสะท้อนความตั้งใจของรัฐบาลไทยที่มีมายาวนานในด้านพลังงานทางเลือก โดยมีระเบียบข้อบังคับและภาระผูกพันในแผนพัฒนาฯ รองรับเพื่อเป็นรากฐานในการพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในอนาคต

ประเด็นสำคัญของแผนพัฒนาพลังงานทางเลือก (AEDP) ปี 2558 ได้แก่

- การจัดลำดับความสำคัญการผลิตไฟฟ้าจากขยะ ชีวมวล และก๊าซชีวภาพเป็นลำดับแรกในระยะสั้น
- การกำหนดเป้าหมายพลังงานหมุนเวียนในแต่ละพื้นที่ให้สอดคล้องกับพิกัดของระบบไฟฟ้าในพื้นที่นั้น ๆ
- การรับซื้อไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์และลมในระยะถัดไป “เมื่อสามารถแข่งขันกับ LNG ได้”
- การแข่งขันด้านราคาโดยยื่นประมูลส่วนลดต่ออัตรารับซื้อไฟฟ้าในรูปแบบ Feed-In Tariff (FIT) แทนที่จะรับซื้อขายไฟฟ้าตามลำดับการยื่นข้อเสนอ

แผนพัฒนาพลังงานทางเลือก ซึ่งจัดทำโดยกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (พพ.) ส่งเสริมให้มีการใช้พลังงานทางเลือกเพื่อบรรลุเป้าหมายของการให้พลังงานหมุนเวียนมีสัดส่วนร้อยละ 25 ของการใช้พลังงานทั้งหมดภายในปี 2564 และในที่สุดจะลดการพึ่งพาก๊าซธรรมชาติและการนำเข้าพลังงาน แผนพัฒนาพลังงานทางเลือกฉบับใหม่กำหนดเป้าหมายระดับประเทศในการเพิ่มกำลังผลิตพลังงานหมุนเวียนจาก 4.9 กิกะวัตต์ เมื่อต้นปี 2559 เป็น 16.4 กิกะวัตต์ ภายในปี 2579 โดยไม่รวมพลังงานน้ำขนาดใหญ่

กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน เสนอนโยบายต่างๆ โดยเฉพาะอย่างยิ่งเรื่องดังต่อไปนี้

- *ไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์*: ตั้งเป้าหมาย 6 กิกะวัตต์ ภายในปี 2579 โดยให้อัตรา FIT 25 ปีเฉพาะไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา กลุ่มบ้านอยู่อาศัย (สูงสุด 10 กิโลวัตต์) และกลุ่มอาคารธุรกิจ (สูงสุด 1 เมกะวัตต์) หน่วยงานราชการและสหกรณ์การเกษตร (สูงสุด 5 เมกะวัตต์) และในระยะยาว ไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนพื้นดิน (ไม่เกิน 90 เมกะวัตต์) เพิ่มเติมจากที่ได้รับซื้อไปแล้ว

- *ไฟฟ้ากังหันลม*: เป้าหมาย 3 กิกะวัตต์ ภายในปี 2579 สร้างโรงไฟฟ้ากังหันลมในพื้นที่ที่มีความเร็วลมปานกลางและไม่ได้เป็นพื้นที่ป่าอนุรักษ์ อัตรารับซื้อไฟฟ้าเพื่อส่งเสริมการพัฒนาโรงไฟฟ้ากังหันลมขนาดใหญ่จะกำหนดขึ้นในระยะถัดไปเช่นเดียวกับไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์

- *ชีวมวลและก๊าซชีวภาพ*: เป้าหมายรวม 6.2 กิกะวัตต์ ภายในปี 2579 โดยให้มีการส่งเสริมเป็นลำดับแรกตามแผนพัฒนาพลังงานทางเลือกโดยเฉพาะอย่างยิ่งโครงการที่มีกำลังผลิตน้อยกว่า 3 เมกะวัตต์ นอกจากนี้ยังมีการส่งเสริมการผลิตความร้อนโดยตรงและการใช้ทดแทนเชื้อเพลิงฟอสซิลโดยภาคอุตสาหกรรม

- *การผลิตไฟฟ้าจากขยะ*: เป้าหมาย 500 เมกะวัตต์ ภายในปี 2579 ในการผลิตไฟฟ้าจากขยะชุมชน (MSW) และขยะไม่มีพิษอื่นๆ โดยมีการส่งเสริมเป็นความสำคัญลำดับแรกและตั้งเป้าหมายในการใช้ทดแทนเชื้อเพลิงฟอสซิล

- *พลังน้ำขนาดเล็ก*: ส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากน้ำในพื้นที่บริเวณภูเขาและชายแดนโดยไม่เชื่อมต่อกับระบบส่งไฟฟ้า

- สำหรับพลังงานหมุนเวียนทุกประเภท จะมีการจัดทำมาตรการจูงใจโดยใช้การแข่งขันด้านราคาโดยมีอัตรา FIT เป็นเพดานราคา และโดยการจัดสรรการผลิตไฟฟ้าให้สอดคล้องกับข้อจำกัดของระบบส่งไฟฟ้าและศักยภาพของแหล่งพลังงานหมุนเวียน

เมื่อพิจารณาถึงทรัพยากรพลังงานดั้งเดิมในประเทศไทยที่มีอยู่จำกัดนั้น พลังงานหมุนเวียนมีศักยภาพเป็นแหล่งพลังงานสำหรับประเทศไทยในสัดส่วนที่เพิ่มมากขึ้นในอนาคต ด้วยแสงอาทิตย์ที่มีความเข้มแสงค่อนข้างสูงและทรัพยากรชีวมวลขนาดใหญ่ภายในประเทศ รวมทั้งการมีพื้นที่จำนวนมากที่จะเหมาะสมสำหรับการผลิตไฟฟ้าระดับชุมชน ทำให้ยังคงมีช่องทางอีกมากที่ประเทศไทยจะบรรลุเป้าหมายพลังงานหมุนเวียนดังกล่าว การยื่นแบบคำขอจำหน่ายไฟฟ้าจำนวนมากสำหรับโครงการไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ของผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก (VSPP) แสดงให้เห็นความสนใจเป็นอย่างมากของนักลงทุน

พลังงานหมุนเวียนปัจจุบันมีสัดส่วนเกือบร้อยละ 10 ของพลังงานทั้งหมดที่ผลิตในประเทศไทย และมีความสำคัญอย่างยิ่งต่อการประกันความมั่นคงทางพลังงานและลดการพึ่งพาทรัพยากรพลังงานจากต่างประเทศ ข้อกังวลเรื่องความมั่นคงทางพลังงานที่เพิ่มขึ้น ก๊าซธรรมชาติสำรองที่เริ่มหมดไป ความยากลำบากในการหาสถานที่ก่อสร้าง

โรงไฟฟ้าถ่านหิน และความคุ้มค่าของพลังงานหมุนเวียนที่ดีขึ้นต่างมีส่วนทำให้แนวโน้มการขยายตัวของพลังงานหมุนเวียนมีความต่อเนื่อง

พลังแสงอาทิตย์: พลังงานแสงอาทิตย์โดยเฉลี่ยต่อปีในประเทศไทยสามารถผลิตไฟฟ้าได้ประมาณ 5.0 ถึง 5.3 กิโลวัตต์-ชั่วโมง/ตารางเมตร/วัน ซึ่งเท่ากับ 18-19 เมกะจูล/ตารางเมตร/วัน โดยมีค่าสูงสุดประมาณ 20-24 เมกะจูล/ตารางเมตร/วัน ในช่วงระหว่างเดือนเมษายนและพฤษภาคม ภาคตะวันออกเฉียงเหนือและภาคเหนือได้รับแสงอาทิตย์ประมาณ 2,200 ถึง 2,900 ชั่วโมงต่อปี (รับแสงอาทิตย์เท่ากับ 6-8 ชั่วโมงต่อวัน) ปัจจุบันประเทศไทยใช้เซลล์แสงอาทิตย์ (Photovoltaic Cell หรือ PV) เพื่อผลิตไฟฟ้า และเครื่องทำความร้อนพลังแสงอาทิตย์เพื่อใช้งานด้านความร้อน เช่น น้ำร้อนและไอน้ำ

พลังลม: โครงการพลังงานลมขนาดใหญ่มีศักยภาพสูงมากในประเทศไทย โดยเฉพาะอย่างยิ่งในภาคตะวันออกเฉียงเหนือและภาคใต้ของประเทศ ศักยภาพรวมในการผลิตไฟฟ้าคาดว่ามีประมาณ 14 กิกะวัตต์ ลมในประเทศไทยมีความเร็วค่อนข้างต่ำและไม่สม่ำเสมอ จึงมักไม่ได้ค่อยได้รับความสนใจมากนัก เมื่อเทียบกับกังหันลมที่ใช้ผลิตไฟฟ้าโดยทั่วไปในยุโรปและสหรัฐแล้ว ประเทศไทยต้องมีกังหันลมความเร็วต่ำเพื่อให้เหมาะกับสภาพของท้องถิ่น อุปสรรคสำคัญ 2 ประการในการใช้กังหันลมดังกล่าวคือต้นทุนต่อหน่วยของการผลิตไฟฟ้าและขาดการลงทุนในประเทศไทยเพื่อผลิตกังหันลมความเร็วต่ำ อย่างไรก็ตาม ประเทศไทยคาดการณ์ว่าจะมีการใช้พลังงานลมเพิ่มขึ้นอย่างมากในอนาคตระยะยาวเนื่องจากปัญหาดังกล่าวได้รับการแก้ไขในทางที่ดีขึ้น

ชีวมวล: ชีวมวลเป็นแหล่งพลังงานที่มีบทบาทสำคัญในประเทศไทย และมีสัดส่วนร้อยละ 16 ของการใช้พลังงาน วัตถุดิบชีวมวลส่วนใหญ่ได้มาจากแกลบ ชานอ้อย เศษไม้ และกากปาล์มน้ำมัน และใช้ในครัวเรือนและในอุตสาหกรรม ประเทศไทยได้ส่งเสริมให้ใช้ชีวมวลในการผลิตความร้อนและไฟฟ้า การผลิตพลังไฟฟ้าชีวมวลเพิ่มสูงขึ้นอย่างรวดเร็วในช่วงสิบปีที่ผ่านมาแต่การเติบโตเริ่มชะลอตัวในช่วงหลัง

ก๊าซชีวภาพ: การย่อยขยะจากการเกษตรและอุตสาหกรรมโดยไม่ใช้ออกซิเจนได้มีการพิสูจน์แล้วว่าเป็นการบำบัดน้ำเสียทางการเกษตรที่คุ้มทุน เทคโนโลยีก๊าซชีวภาพกลายเป็นทางเลือกสายหลักทางเทคนิค โดยเฉพาะอย่างยิ่งสำหรับโรงโม่แป้งจากมันสำปะหลังและโรงน้ำมันปาล์ม ซึ่งทำให้เกิดน้ำเสียอินทรีย์ปริมาณสูงมาก โครงการก๊าซชีวภาพเกือบ 200 โครงการได้มีการผลิตพลังงานในสถานที่ตั้งหรือขายไฟฟ้าโดยผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก (VSPP)

ขยะ: โอกาสสำหรับการเปลี่ยนขยะเป็นพลังงาน (WTE) เพิ่มสูงขึ้น กำลังการผลิตรวมของโรงไฟฟ้าที่ขายไฟฟ้าเข้าระบบเพิ่มสูงขึ้นจาก 26 เมกะวัตต์ ในปี 2553 เป็น 151 เมกะวัตต์ ในเดือนมกราคม 2560 และประมาณการว่าจะเพิ่มขึ้นอีกมากในอนาคตอันใกล้ นอกจากนี้ยังมีการใช้ขยะเพิ่มมากขึ้นเพื่อเป็นเชื้อเพลิงในโรงงานซีเมนต์และอุตสาหกรรมอื่น ๆ ประเทศไทยกำลังเผชิญกับปัญหาการกำจัดขยะที่เพิ่มมากขึ้นและรัฐบาลได้พัฒนาแผนกลยุทธ์ในการจัดการขยะชุมชน (MSW) ซึ่งรวมถึงการส่งเสริมให้มีการเปลี่ยนขยะเป็นพลังงาน (WTE) ด้วย

พลังน้ำ: รัฐบาลได้ให้การสนับสนุนโครงการพัฒนาโรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็กเพื่อเพิ่มกำลังผลิตอีก 350 เมกะวัตต์ กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (พพ.) กฟภ. เป็นองค์กรหลักที่พัฒนาโรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็กและขนาดเล็กมาก กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงานยังได้ติดตั้งโรงไฟฟ้าพลังน้ำในระดับหมู่บ้านขึ้นอีก

จำนวนมาก และมีศักยภาพอีกมากในการผลิตไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็กระดับหมู่บ้านในภาคตะวันออกและภาคกลางของประเทศไทย

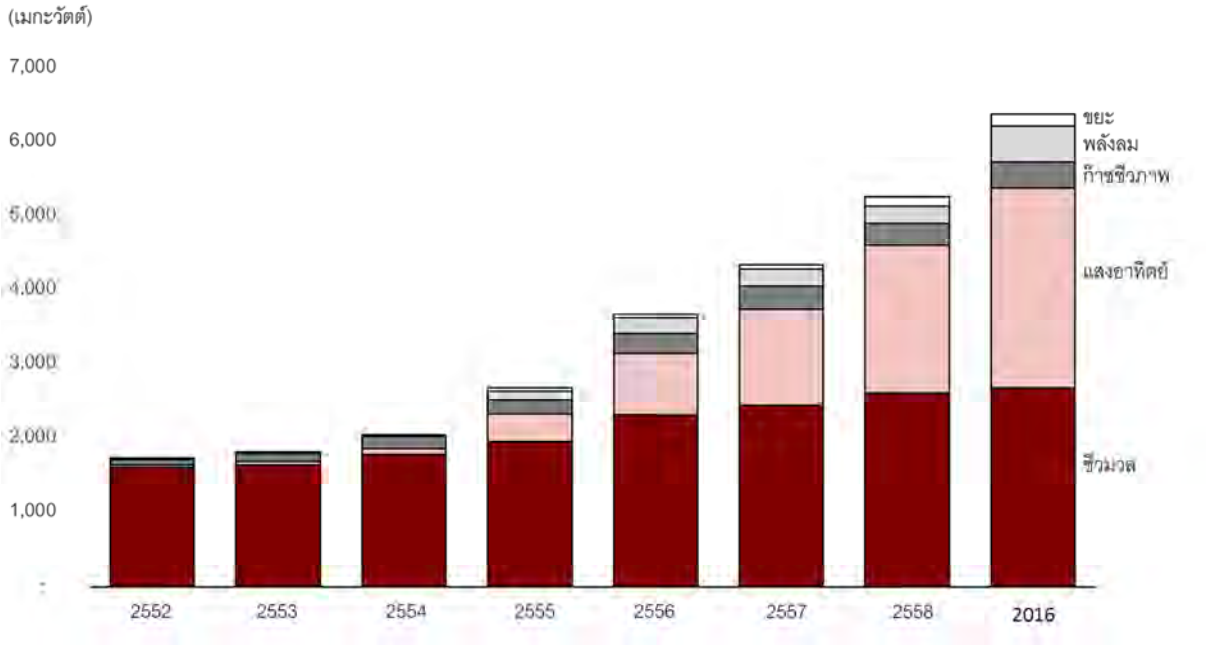
เมื่อพิจาณาความสามารถในการผลิตไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์ ลม และชีวมวลที่มีอยู่นั้น ชีวมวลนับเป็นแหล่งเชื้อเพลิงชนิดเดียวที่ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก (SPP) ประเภท Firm ใช้สำหรับโรงไฟฟ้ากังหันลมซึ่งผลิตไฟฟ้าอย่างไม่ต่อเนื่องขายไฟฟ้าในรูปแบบผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กประเภท Non-firm เป็นหลัก และผู้ขายไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ส่วนใหญ่เป็นผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก (VSPP) (ไม่เกิน 10 เมกะวัตต์) สำหรับโครงการขนาดใหญ่ทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าในรูปแบบผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมากโดยต้องมีสัญญาหลายฉบับรองรับกำลังผลิตรวม ทั้งนี้ กำลังผลิตในปัจจุบันแยกตามประเภทเชื้อเพลิงและประเภทเจ้าของการผลิตไฟฟ้าดังนี้

กำลังการผลิตของพลังงานหมุนเวียนแยกตามประเภทผู้ผลิต (มกราคม 2560)

	ประเภทเชื้อเพลิง (เมกะวัตต์)					
	ลม	แสงอาทิตย์	ชีวมวล	ก๊าซชีวภาพ	ขยะ	รวม
การไฟฟ้าฝ่ายผลิต	3	2	-	-	-	5
SPP (Firm)	-	-	469	-	-	469
SPP (Non-Firm)	468	545	460	-	80	1,553
VSPP	30	2,141	1,762	348	71	4,353
รวม	502	2,688	2,690	348	151	6,380
สัดส่วน (ร้อยละ)	8	42	42	5	2	100

ที่มา: กฟผ. และ คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.)

แนวโน้มกำลังการผลิตติดตั้งพลังงานหมุนเวียน (2552-2559)



ที่มา: คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.)

2.5.4 การจัดการขยะในประเทศไทย

เมื่อเปรียบเทียบกับประเทศพัฒนาแล้ว การบริหารจัดการขยะ (Waste Management) ในประเทศไทยยังค่อนข้างล้าหลัง ในภาพรวม หนึ่งในปัญหาที่ประเทศไทยและประเทศกำลังพัฒนาอื่นๆ กำลังประสบอยู่ คือปริมาณขยะที่เพิ่มขึ้นในแต่ละปีมีมากกว่าความสามารถในการจัดการ อย่างไรก็ตามการจัดการขยะในประเทศไทยมีการพัฒนาอย่างต่อเนื่อง รัฐบาลเล็งเห็นถึงปัญหาและการจัดการขยะว่าเป็นประเด็นที่จะต้องแก้ไขอย่างเร่งด่วน จึงได้มอบหมายให้องค์กรปกครองส่วนท้องถิ่น (อปท.) เร่งดำเนินการฟื้นฟูสถานที่กำจัดขยะในปัจจุบัน ที่มีปัญหาหรือที่ดำเนินการอย่างไม่ถูกต้อง นอกจากนี้ หน่วยงานที่เกี่ยวข้องต่างๆ ได้เริ่มจัดเก็บข้อมูลเกี่ยวกับปัญหาด้านขยะในประเทศให้ครบถ้วนมากขึ้นและปรับปรุงวิธีการประเมินสถานการณ์ขยะ

ณ ปัจจุบัน ข้อมูลที่เกี่ยวข้องกับการจัดการขยะในประเทศไทย เช่น ปริมาณขยะอุตสาหกรรม ลักษณะหรือการจัดการขยะ อาจยังไม่สมบูรณ์มากนัก ข้อมูลหลายชนิดยังคงเป็นข้อมูลเก่า หรือทำการสำรวจเฉพาะในพื้นที่ตัวอย่างบางแห่ง ข้อมูลที่รวบรวมและนำเสนออยู่ในหัวข้อนี้เป็นข้อมูลที่สามารถรวบรวมได้ ณ ช่วงเวลาที่จัดทำรายงานฉบับนี้ โดยพยายามอย่างดีที่สุดในการเรียบเรียงให้เห็นภาพรวมของภาคการจัดการขยะในประเทศไทยและแนวโน้มในอนาคต เช่นเดียวกับการรักษาไว้ซึ่งความถูกต้องและคุณภาพของข้อมูล ตัวอย่างที่เห็นได้ชัด ได้แก่ ข้อมูลองค์ประกอบของขยะมูลฝอย ซึ่งกรมควบคุมมลพิษ (คพ.) ดำเนินการสำรวจและวิเคราะห์ไว้เมื่อปี 2546 เป็นการสำรวจในแต่ละเทศบาลทั่วประเทศ ซึ่งเป็นข้อมูลที่มีความสมบูรณ์ที่สุดในแง่การนำมาใช้เปรียบเทียบเพื่อให้เห็นความแตกต่างขององค์ประกอบขยะมูลฝอยในแต่ละพื้นที่ ซึ่งอาจแตกต่างกันได้มาก ในรายงานฉบับนี้จึงใช้ข้อมูลจากกรมควบคุมมลพิษเมื่อปี 2546 เพื่อการเปรียบเทียบดังกล่าว และใช้ข้อมูลที่ใหม่กว่าแต่ทำการสำรวจเฉพาะบางพื้นที่สำหรับการนำเสนอในจุดประสงค์อื่นเป็นต้น

2.5.4.1 ขยะอุตสาหกรรมและขยะมูลฝอยชุมชน

ขยะในประเทศไทยอาจแบ่งได้เป็น 2 กลุ่มหลัก ได้แก่ ขยะอุตสาหกรรม (Industrial Waste) และขยะมูลฝอยชุมชน (Municipal Solid Waste)

ขยะอุตสาหกรรม (Industrial Waste)

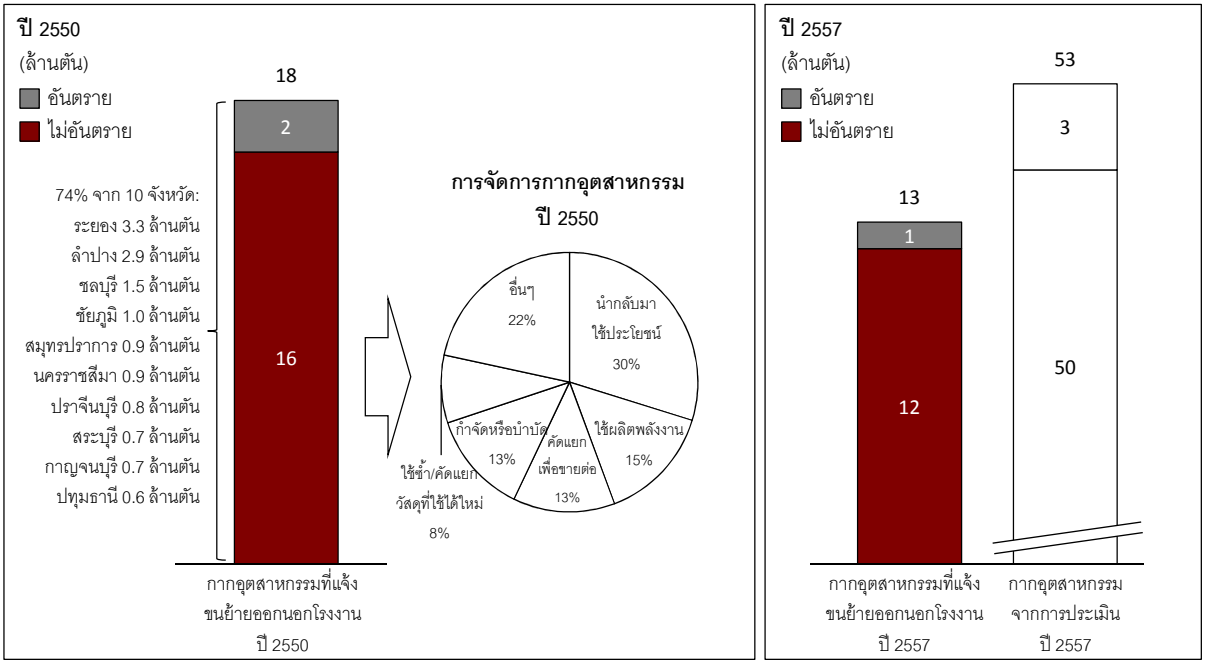
ในปี 2557 ขยะอุตสาหกรรมมีสัดส่วนร้อยละ 34 ของขยะมูลฝอยทุกประเภทรวมกัน โดยกรมโรงงานอุตสาหกรรมมีหน้าที่รับผิดชอบในการรับแจ้งการขนย้ายกากอุตสาหกรรมออกนอกโรงงานเพื่อนำไปกำจัด โดยในปี 2550 มีปริมาณกากอุตสาหกรรมทั้งสิ้น 18 ล้านตัน โดยแบ่งออกเป็นกากของเสียที่ไม่เป็นอันตราย (Non-Hazardous Waste) 16 ล้านตัน และกากของเสียที่เป็นอันตราย (Hazardous Waste) 2 ล้านตัน ในด้านพื้นที่ของแหล่งกำเนิดขยะ กว่าร้อยละ 30 มาจากโรงงานในภาคตะวันออก และมากกว่าร้อยละ 74 มาจาก 10 จังหวัดที่มีการขออนุญาตนำกากอุตสาหกรรมออกนอกโรงงานมากที่สุด โดยจังหวัดระยอง ลำปาง และชลบุรี มีปริมาณของขยะอุตสาหกรรมสูงสุดเป็น 3 จังหวัดแรก

จากปริมาณขยะอุตสาหกรรมทั้งหมด 18 ล้านตันในปี 2550 โดยร้อยละ 30 เป็นขยะที่ถูกนำกลับมาใช้ประโยชน์อีก (Recycle) ร้อยละ 15 ถูกนำไปใช้ผลิตพลังงาน (Waste to Energy) ร้อยละ 13 เป็นขยะที่ถูกนำไปคัดแยกเพื่อขายต่อ (Sorting) ร้อยละ 13 เป็นขยะที่ถูกนำไปกำจัดหรือบำบัด ร้อยละ 8 เป็นขยะที่ถูกนำกลับมาใช้ซ้ำและคัดแยกวัสดุที่ใช้ประโยชน์ได้ใหม่ (Reuse and Recovery) และร้อยละ 22 เป็นขยะที่ถูกนำไปกำจัดด้วยวิธีอื่น ๆ ได้แก่ ทำอาหารสัตว์ หมักทำปุ๋ย ถมทะเลหรือที่ลุ่ม และส่งออกนอกประเทศ

ข้อมูลล่าสุดเผยให้เห็นถึงความท้าทายในการรวบรวมข้อมูลที่ถูกต้องเกี่ยวกับขยะและการบังคับให้เกิดการกำจัดขยะด้วยวิธีที่ถูกต้อง ในปี 2557 กรมโรงงานอุตสาหกรรม (กรอ.) ได้รับแจ้งว่ามีปริมาณกากอุตสาหกรรมที่ขออนุญาตขนย้ายออกนอกโรงงานทั้งสิ้น 13 ล้านตัน ซึ่งประกอบด้วยกากที่ไม่เป็นอันตราย 12 ล้านตัน และกากที่เป็นอันตราย 1 ล้านตัน อย่างไรก็ตาม กรมโรงงานอุตสาหกรรมประเมินว่ากากอุตสาหกรรมทั้งหมดอาจมีถึง 53 ล้านตัน โดยคิดเป็นกากที่ไม่เป็นอันตราย 50 ล้านตัน และกากที่เป็นอันตราย 3 ล้านตัน ซึ่งเมื่อเปรียบเทียบกับปริมาณกากที่แจ้งขออนุญาตนำออกไปกำจัด พบว่ามีส่วนต่างถึง 40 ล้านตัน ที่อาจเป็นปริมาณกากที่ยังไม่ได้รับแจ้ง โดยในจำนวนส่วนต่างนี้ คาดว่าเป็นกากอันตรายอยู่กว่า 2 ล้านตัน ซึ่งเป็นที่น่ากังวลในเรื่องปัญหาการลักลอบทิ้งกากอุตสาหกรรมตามที่สาธารณะ หรือในบ่อขยะชุมชน ซึ่งอาจก่อให้เกิดการปนเปื้อนต่อสิ่งแวดล้อมและสร้างความเดือดร้อนแก่ชุมชน

ข้อมูล ณ เดือนกุมภาพันธ์ 2558 พบว่าจากจำนวนโรงงานประเภทที่ต้องมีกำกับดูแลสิ่งแวดล้อมทั่วประเทศจำนวน 69,955 โรงงาน มีโรงงานที่ได้ลงทะเบียนในระบบจัดการกากอุตสาหกรรมทางอิเล็กทรอนิกส์แล้วเพียง 17,384 โรงงาน (ร้อยละ 25) และมีเพียง 5,297 โรงงาน (ร้อยละ 8) ที่แจ้งการส่งขยะอุตสาหกรรมออกไปกำจัดนอกโรงงาน ดังนั้นกรมโรงงานอุตสาหกรรมจึงได้มีการจัดทำแผนการจัดการกากอุตสาหกรรม ปี 2558-2562 และกำหนดเป้าหมายที่จะนำโรงงานที่สร้างกากอุตสาหกรรมเข้าสู่ระบบเพิ่มขึ้น 12,000 โรงงานต่อปี และนำกากอุตสาหกรรมทั้งที่ไม่เป็นอันตรายและที่เป็นอันตรายเข้าสู่ระบบเพิ่มขึ้นอีกจำนวน 8.01 ล้านตันต่อปี และ 0.47 ล้านตันต่อปี ตามลำดับ

ปริมาณขยะอุตสาหกรรม (ปี 2550 และ 2557)



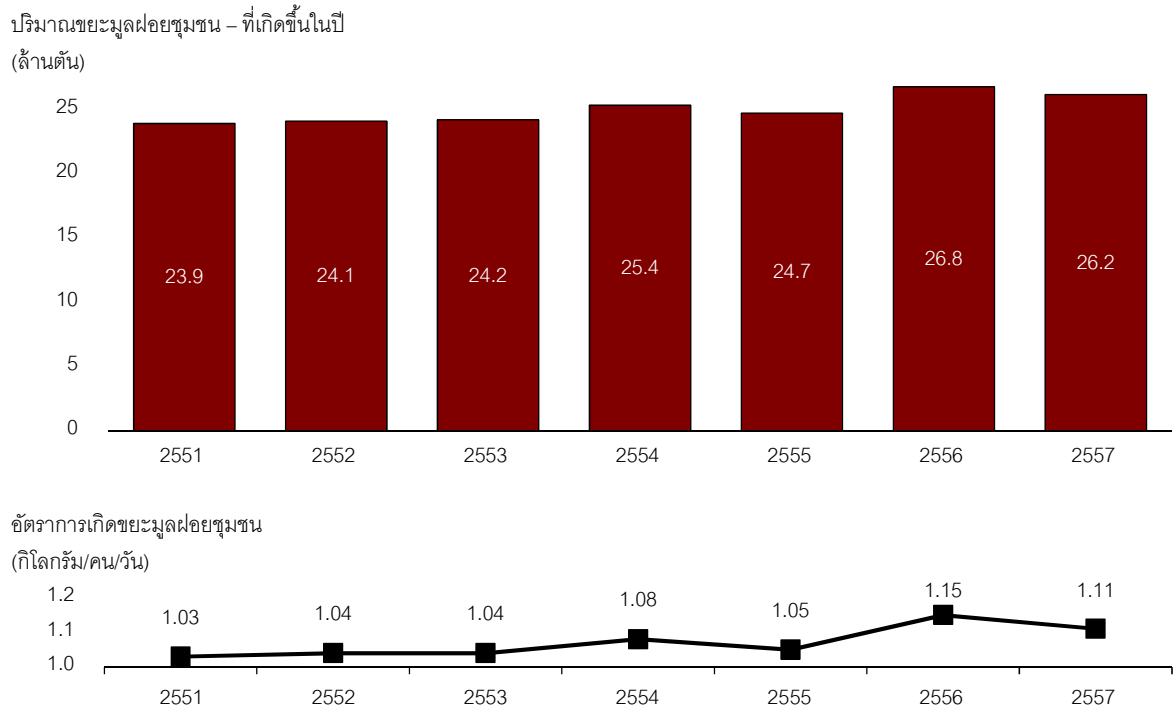
ที่มา: กรมโรงงานอุตสาหกรรม (กรอ.)

ขยะมูลฝอยชุมชน (MSW)

ในปี 2557 ข้อมูลจากกรมควบคุมมลพิษ (คพ.) แสดงให้เห็นว่า ขยะมูลฝอยชุมชนมีสัดส่วนร้อยละ 66 ของขยะมูลฝอยทุกประเภท โดยขยะมูลฝอยชุมชนมีจำนวนเพิ่มขึ้นจาก 23.9 ล้านตันต่อปี (65,562 ตันต่อวัน) ในปี 2551 เป็น 26.2 ล้านตันต่อปี (71,778 ตันต่อวัน) ในปี 2557

ปริมาณการก่อขยะมูลฝอยชุมชนขึ้นอยู่กับปัจจัยหลายประการ ได้แก่ ที่ตั้งทางภูมิศาสตร์ สภาพภูมิอากาศ กิจกรรมทางเศรษฐกิจและสังคม และความเจริญของชุมชนไปสู่ความเป็นเมือง โดยทั่วไปชุมชนที่มีความเจริญทางเศรษฐกิจมากหรือมีประชากรมากจะมีปริมาณการก่อขยะมูลฝอยมากขึ้นตามลำดับ สำหรับประเทศไทย จะเห็นได้ว่าในช่วงปี 2551-2557 ปริมาณขยะมูลฝอยชุมชนที่เกิดขึ้นทั่วประเทศมีแนวโน้มสูงขึ้น โดยมีอัตราการเติบโตที่สูงกว่าการเพิ่มขึ้นของจำนวนประชากร ดังจะเห็นได้จากอัตราการก่อขยะต่อคนที่เพิ่มขึ้นจาก 1.03 กิโลกรัมต่อคนต่อวัน ในปี 2551 เป็น 1.11 กิโลกรัมต่อคนต่อวัน ในปี 2557

ปริมาณขยะมูลฝอยชุมชนของประเทศไทย – จำนวนทั้งหมดและต่อคน (2551-2557)

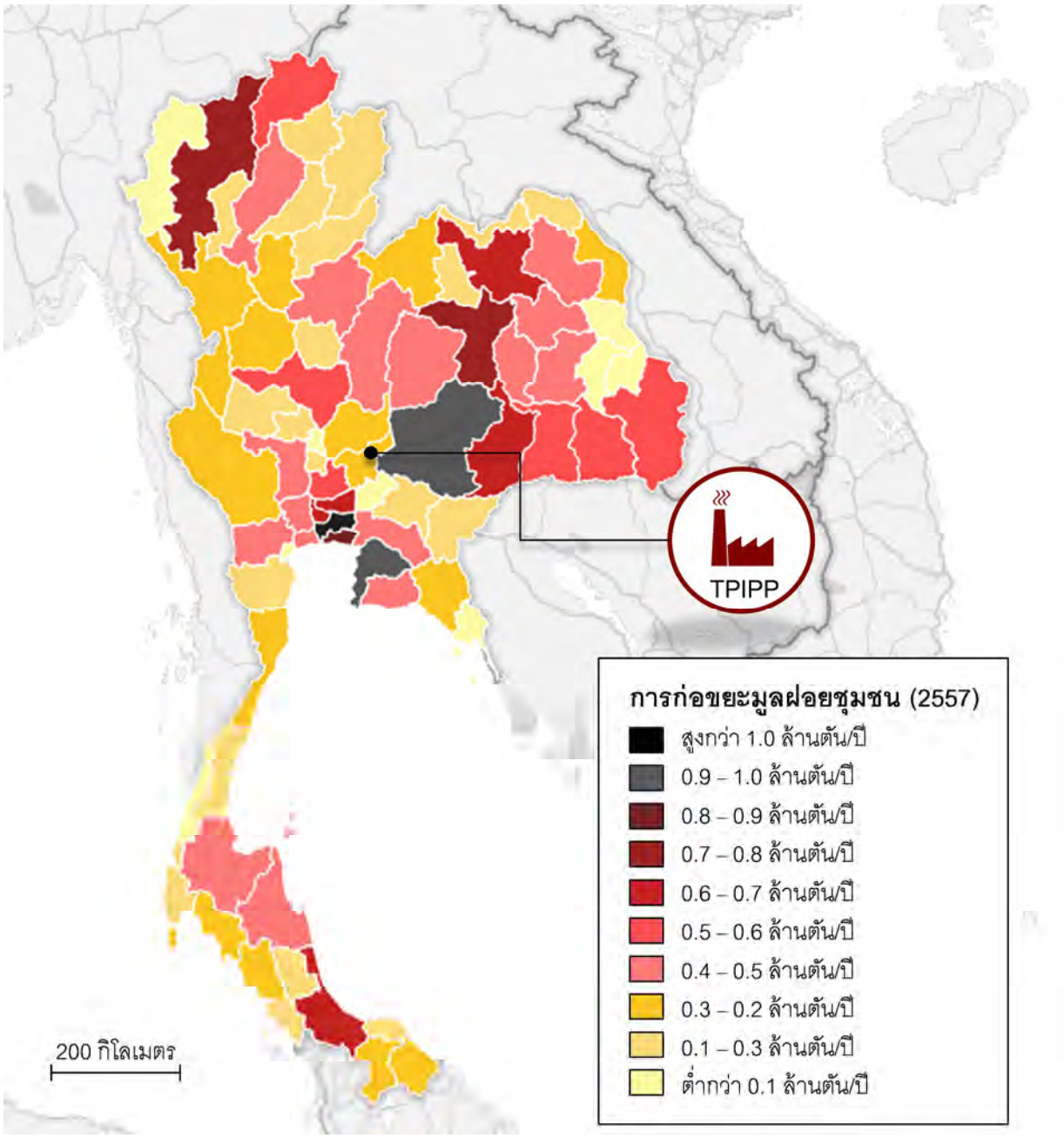


หมายเหตุ: ข้อมูลปี 2551-2555 จากการประมาณโดยกรมควบคุมมลพิษ ส่วนข้อมูลปี 2556-2557 จากการสำรวจ

ที่มา: กรมควบคุมมลพิษ (คพ.)

ข้อมูลในแผนภาพด้านบน ปี 2556 และ 2557 เป็นสองปีแรกที่กรมควบคุมมลพิษได้เริ่มเก็บข้อมูลปริมาณการเกิดขยะในทุกองค์กรปกครองส่วนท้องถิ่นทั่วประเทศ โดยให้แต่ละหน่วยงานทำการกรอกแบบสำรวจ จึงคาดว่าอาจยังมีความคาดเคลื่อนของข้อมูลอยู่บ้างจากการวิธีการเก็บข้อมูล ซึ่งปริมาณการก่อขยะอาจไม่ได้ลดลงอย่างแท้จริงในช่วงเวลาดังกล่าว

แผนที่ปริมาณการก่อขยะมูลฝอยชุมชนในแต่ละรายจังหวัด (2557)

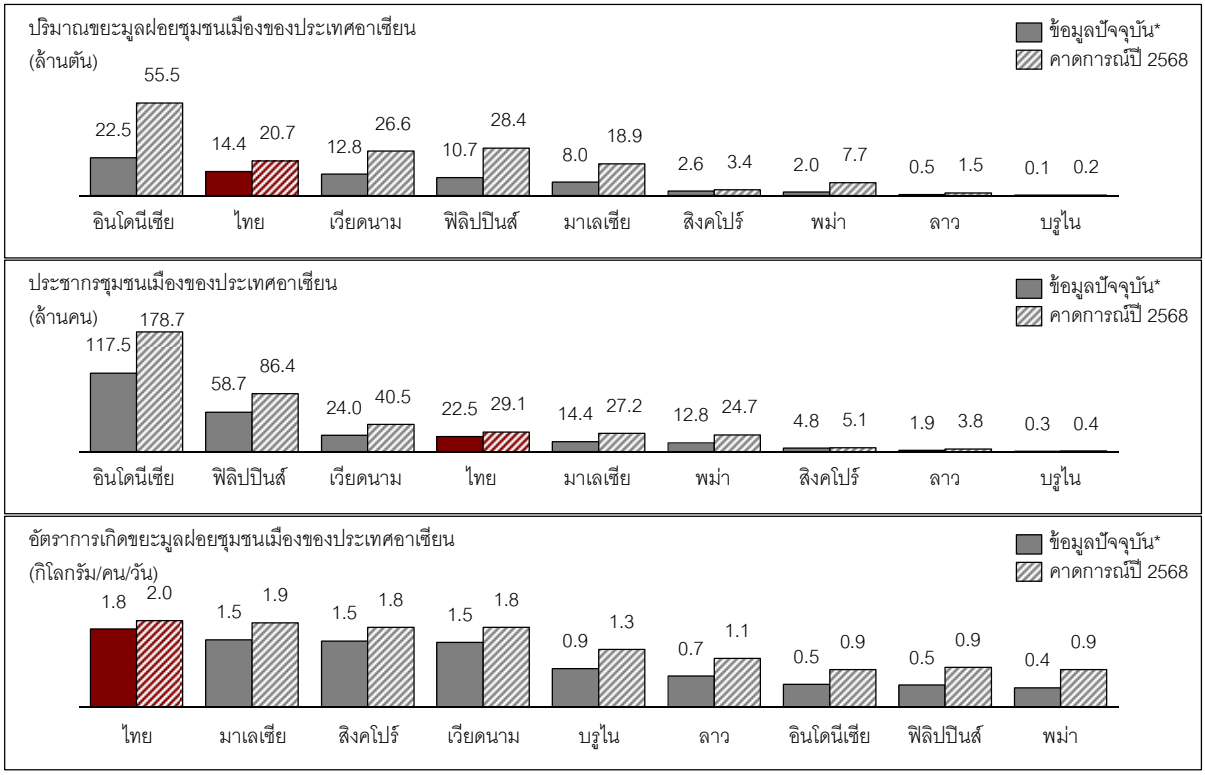


ที่มา: กรมควบคุมมลพิษ (คพ.)

ขยะมูลฝอยชุมชนเมือง *(Urban Waste)*

โดยทั่วไปขยะมูลฝอยชุมชนส่วนใหญ่ของประเทศเกิดมาจากชุมชนเมือง จากข้อมูลของธนาคารโลก (World Bank) ที่เปรียบเทียบปริมาณขยะมูลฝอยจากชุมชนเมือง (Urban Waste) ของประเทศอาเซียน พบว่าประเทศไทยมีอัตราการก่อขยะในชุมชนเมืองต่อหัวสูงที่สุด ซึ่งมีจำนวนสูงกว่าประเทศมาเลเซีย สิงคโปร์ และเวียดนาม ประมาณร้อยละ 16 และจากการคาดการณ์โดยธนาคารโลก (World Bank) พบว่าประเทศไทยจะยังคงมีอัตราการก่อขยะในชุมชนเมืองต่อหัวสูงที่สุดในบรรดาประเทศอาเซียนจนถึงปี 2568

ปริมาณขยะมูลฝอยชุมชนเมืองของประเทศอาเซียน



หมายเหตุ: ข้อมูลประเทศไทย สิงคโปร์ ลาว อินโดนีเซีย ฟิลิปปินส์ ปี 2551; บรูไน ปี 2549; เวียดนาม ปี 2547; มาเลเซีย ปี 2545; พม่า ปี 2543; กัมพูชา ไม่มีข้อมูล

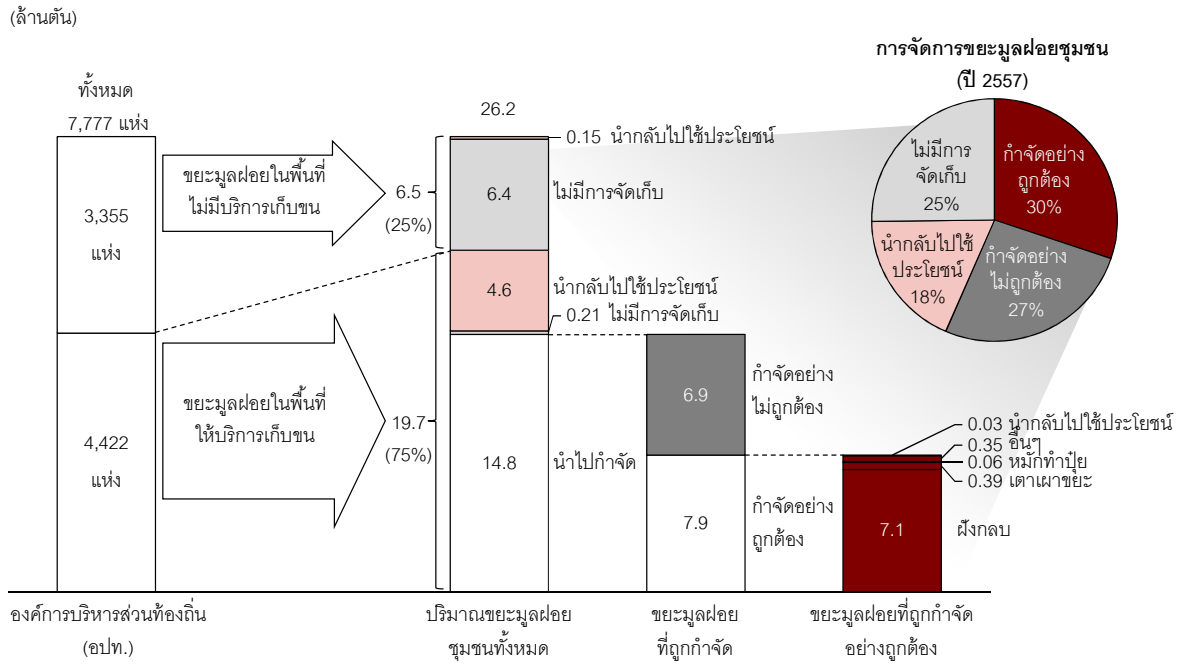
ที่มา: ธนาคารโลก

2.5.4.2 การจัดการขยะมูลฝอยชุมชน

การจัดการขยะมูลฝอยชุมชนอาจมีความเกี่ยวข้องกับหน่วยงานภาครัฐหลายหน่วยงานซึ่งทำหน้าที่แตกต่างกันไป ตั้งแต่การกำหนดนโยบายจนถึงการหน่วยงานที่มีหน้าที่รับผิดชอบนำไปปฏิบัติ ในส่วนของการจัดเก็บขยะ องค์กรปกครองส่วนท้องถิ่นมีหน้าที่ในการเก็บ ขนย้าย และนำไปกำจัด ทั้งนี้ องค์กรปกครองส่วนท้องถิ่นยังมีกรรมสิทธิ์ในขยะจนกว่าขยะดังกล่าวจะถูกขนย้ายออกจากพื้นที่ตน โดยการจัดการขยะในแต่ละพื้นที่มีความยุ่งยากที่แตกต่างกันไป ตามชนิดและปริมาณของขยะอันตรายและขยะติดเชื้อ เป็นต้น นอกจากนี้องค์กรปกครองส่วนท้องถิ่นในแต่ละพื้นที่ก็มีความพร้อมที่แตกต่างกัน เช่น จำนวนและความชำนาญของบุคคลากร งบประมาณ สถานที่ เครื่องจักร อุปกรณ์ในการจัดเก็บและนำขยะไปกำจัด เป็นต้น โดยองค์กรปกครองส่วนท้องถิ่นแต่ละพื้นที่จะมีการดำเนินการจัดการขยะที่แตกต่างกันรวมไปถึงแนวทางในการจ้างบริษัทเอกชนให้ดำเนินการในบางส่วนหรือทั้งหมด

ข้อมูล ณ ปี 2557 จากจำนวนองค์กรปกครองส่วนท้องถิ่นทั้งหมด 7,777 แห่ง มีองค์กรปกครองส่วนท้องถิ่นที่มีการดำเนินการให้บริการเก็บขนขยะมูลฝอยชุมชน และนำไปกำจัด จำนวน 4,422 แห่ง โดยมีปริมาณขยะที่เกิดขึ้นทั้งหมด 19.7 ล้านตัน (ร้อยละ 75 ของปริมาณขยะมูลฝอยชุมชนที่เกิดขึ้นทั้งหมดในประเทศไทยในปี 2557) ในขณะที่ขยะอีก 6.5 ล้านตัน (ร้อยละ 25) ไม่ได้รับการจัดเก็บไปบำบัดหรือกำจัด

การจัดการขยะมูลฝอยในประเทศไทย (2557)



ที่มา: กรมควบคุมมลพิษ (คพ.)

ในปี 2557 จากปริมาณขยะ 19.7 ล้านตัน (ร้อยละ 75) ที่ได้รับการจัดเก็บ ขยะปริมาณ 4.6 ล้านตัน (ร้อยละ 17.7) ถูกนำกลับไปใช้ประโยชน์ (Reuse/Recycle) ปริมาณ 0.2 ล้านตัน (ร้อยละ 0.8) ตกค้างอยู่ในพื้นที่ไม่ได้ถูกจัดเก็บ ส่วนขยะปริมาณ 14.8 ล้านตัน (ร้อยละ 56.5) ถูกดำเนินการเก็บขนและกำจัด ณ สถานที่กำจัดขยะมูลฝอยจำนวน 2,450 แห่งทั่วประเทศ ซึ่งในจำนวนนี้ ขยะปริมาณ 7.9 ล้านตัน (ร้อยละ 30.2) ถูกส่งไปกำจัด ณ สถานที่กำจัดขยะมูลฝอยแบบถูกต้องจำนวน 480 แห่ง ส่วนขยะปริมาณ 6.9 ล้านตัน (ร้อยละ 26.3) ถูกส่งไปกำจัด ณ สถานที่กำจัดขยะมูลฝอยแบบไม่ถูกต้องจำนวน 1,970 แห่ง ซึ่งส่วนใหญ่เป็นการกำจัดแบบเทกองกลางแจ้ง (Open Dump)

การจำแนกการกำจัดขยะมูลฝอยชุมชนแบบถูกต้องและไม่ถูกต้อง

กำจัดแบบถูกต้อง		กำจัดแบบไม่ถูกต้อง
การกำจัดแบบถูกหลักวิชาการ	**การกำจัดแบบยอมรับได้**	
• การฝังกลบเชิงวิศวกรรม • การฝังกลบอย่างถูกหลักสุขาภิบาล • เตาเผาที่มีระบบกำจัดมลพิษทางอากาศ • การแปรรูปเพื่อผลิตพลังงาน • การหมักทำปุ๋ย • การกำจัดขยะมูลฝอยแบบเชิงกล-ชีวภาพ (MBT)	• การฝังกลบแบบเทกองควบคุมขนาดน้อยกว่า 50 ตัน/วัน • เตาเผาขนาดน้อยกว่า 10 ตัน/วัน ที่มีระบบกำจัดอากาศเสีย	• การกำจัดแบบเทกองกลางแจ้ง • การฝังกลบแบบเทกองควบคุม ขนาดตั้งแต่ 50 ตัน/วัน • เผากลางแจ้ง • เตาเผาที่ไม่มีระบบกำจัดมลพิษทางอากาศ

ที่มา: กรมควบคุมมลพิษ (คพ.)

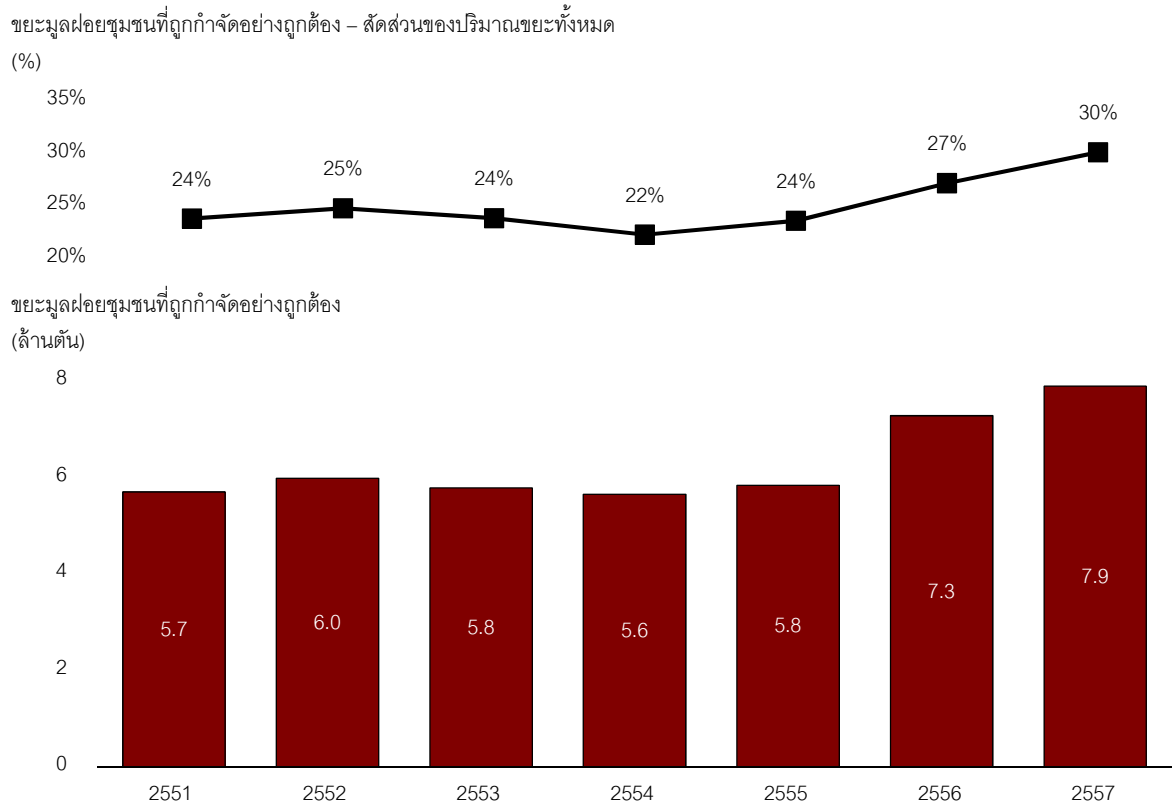
จำนวนสถานที่กำจัดขยะมูลฝอยแบบถูกต้องและไม่ถูกต้องที่เปิดดำเนินการ (2557)

สถานที่กำจัดขยะมูลฝอยแบบถูกต้อง			สถานที่กำจัดขยะมูลฝอยแบบไม่ถูกต้อง		
ประเภท	**รัฐบาล (แห่ง)**	**เอกชน (แห่ง)**	**ประเภท**	**รัฐบาล (แห่ง)**	**เอกชน (แห่ง)**
การฝังกลบอย่างถูกหลักสุขาภิบาล / การฝังกลบเชิงวิศวกรรม	73	5	การฝังกลบแบบเทกองควบคุม ขนาดมากกว่า 50 ตัน/วัน	18	7
การฝังกลบแบบเทกองควบคุม ขนาดน้อยกว่า 50 ตัน/วัน	356	25	การกำจัดแบบเทกอง	1,783	115
เตาเผาที่มีระบบกำจัดมลพิษทางอากาศ	1	2	เตาเผาที่ไม่มีระบบกำจัดมลพิษทางอากาศ	42	5
เตาเผาขนาดน้อยกว่า 10 ตัน/วัน ที่มีระบบกำจัดอากาศเสีย	2	-			
แบบผสมผสาน	12	-			
การกำจัดขยะมูลฝอยแบบเชิงกล-ชีวภาพ (MBT)	1	1			
การแปรรูปเพื่อผลิตพลังงาน	-	2			
รวม	445	35	**รวม**	1,843	127
รวมทั้งหมด	480		**รวมทั้งหมด**	1,970	

ที่มา: กรมควบคุมมลพิษ (คพ.)

การจัดการขยะยังคงเป็นปัญหาที่สำคัญของประเทศไทย โดยขยะมีปริมาณมากขึ้น ในขณะที่ขยะชุมชนร้อยละ 25 ยังไม่ได้มีการเก็บขนเพื่อนำไปบำบัดอย่างถูกต้อง และร้อยละ 43 ของขยะในส่วนขององค์กรปกครองส่วนท้องถิ่น ยังไม่มีการให้บริการจัดเก็บขยะ โดยมีเพียงร้อยละ 30 ที่ถูกนำไปกำจัดอย่างถูกต้อง ถึงแม้ว่าปริมาณขยะที่ได้รับการกำจัดจะมีเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่องในปีที่ผ่านมา แต่การกำจัดขยะในประเทศไทยยังคงต้องพึ่งพาการฝังกลบและการเทกองเป็นหลัก โดยร้อยละ 26.8 และ 26.3 ของขยะที่เกิดขึ้นถูกนำไปกำจัดแบบฝังกลบและเทกอง ตามลำดับ

ขยะมูลฝอยชุมชนที่ถูกกำจัดอย่างถูกต้องของประเทศไทย (2551-2557)



ที่มา: กรมควบคุมมลพิษ (คพ.)

เช่นเดียวกับประเทศกำลังพัฒนาอื่นๆ ที่การกำจัดขยะส่วนใหญ่ยังคงพึ่งพาการเทกองและการฝังกลบ การเทกองเป็นวิธีกำจัดที่ง่ายที่สุด ใช้เงินลงทุนน้อย และไม่ได้ต้องการความชำนาญของบุคลากร อย่างไรก็ตาม การเทกองเป็นวิธีกำจัดขยะที่ไม่เหมาะสมเนื่องจากสามารถส่งผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมและชุมชนที่อยู่ข้างเคียง ในขณะที่การกำจัดแบบฝังกลบอย่างถูกหลักสุขาภิบาลถูกจัดว่าเป็นวิธีกำจัดที่ถูกต้อง แต่ต้องใช้เงินลงทุนมากกว่า และต้องการบุคลากรที่มีความชำนาญมาดำเนินการ

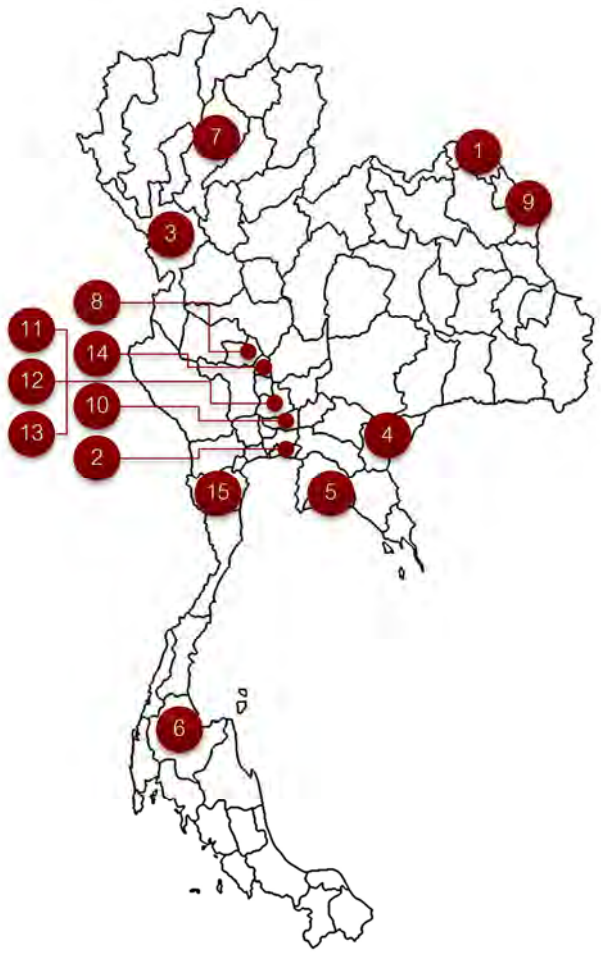
ผลกระทบจากการกำจัดขยะที่ไม่ถูกต้อง

เป็นเวลาหลายทศวรรษที่ขยะในประเทศไทยถูกกำจัดอย่างไม่ถูกต้องโดยวิธีการเทกองสะสมในพื้นที่บ่อขยะกลางแจ้งตามพื้นที่ต่าง ๆ ทั่วประเทศ และยังพบว่ามีการลักลอบทิ้งขยะอันตรายและขยะติดเชื้อในบ่อขยะและพื้นที่รกร้าง ซึ่งส่งผลเสียต่อชุมชนที่อยู่ใกล้เคียง จากรายงานของกรมควบคุมมลพิษ (คพ.) ในเดือน กรกฎาคม 2558 พบว่าปริมาณขยะมูลฝอยตกค้างสะสมในพื้นที่เทกองทั่วประเทศปี 2557 กว่า 30.8 ล้านตัน

ในปี 2557 มีเหตุการณ์ไฟไหม้บ่อขยะรวม 15 ครั้ง โดยเหตุการณ์ไฟไหม้บ่อขยะแพรกษา จังหวัดสมุทรปราการ ในเดือนมีนาคม 2557 ถือเป็นเหตุการณ์ไฟไหม้ที่มีความรุนแรงและส่งผลกระทบเป็นวงกว้าง ซึ่งต้องใช้เวลากว่า 1 สัปดาห์ ในการควบคุมไฟ และยังทำให้เกิดควันพิษปกคลุมพื้นที่โดยรอบซึ่งเป็นเขตชุมชน จนต้องอพยพประชาชนออกจากพื้นที่

รัศมีกว่า 1.5 กิโลเมตรจากบ่อขยะ โดยเจ้าหน้าที่เข้าไปตรวจสอบพบว่ามีการลักลอบทิ้งกากอุตสาหกรรมในบ่อขยะแพรกษา

เหตุการณ์ไฟไหม้บ่อขยะในปี 2557

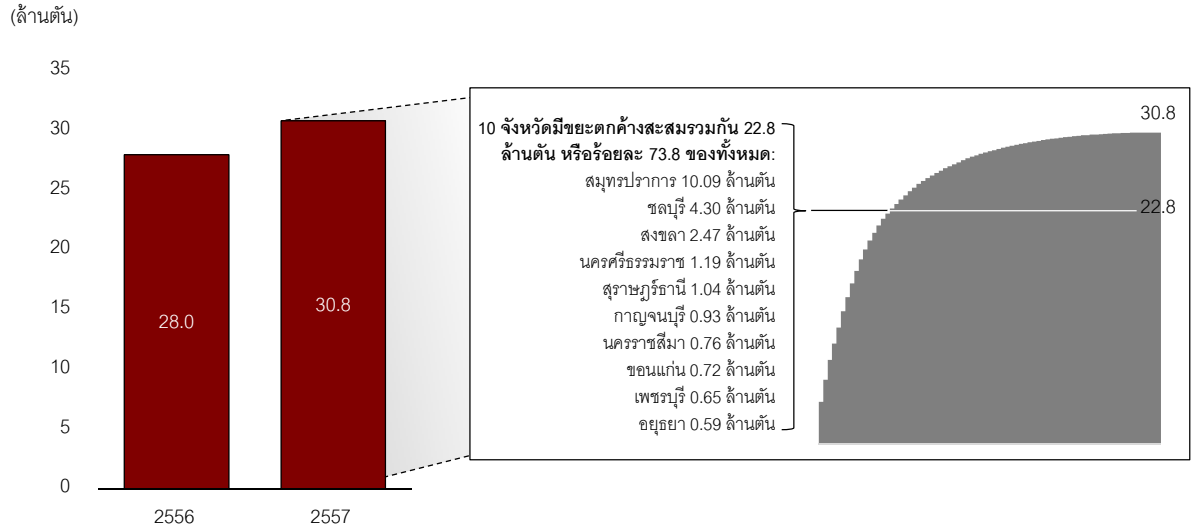


ลำดับ	วันที่	สถานที่
1	13 มีนาคม	เทศบาลตำบลบึงกาฬ จังหวัดบึงกาฬ
2	16-22 มีนาคม	ตำบลแพรกษา จังหวัดสมุทรปราการ
3	19 มีนาคม	ตำบลช่องแคบ จังหวัดตาก
4	20 มีนาคม	เทศบาลเมืองอรัญประเทศ จังหวัดสระแก้ว
5	20 มีนาคม	องค์การบริหารส่วนตำบลสำนักทอง จังหวัดระยอง
6	20 มีนาคม	เทศบาลนครสุราษฎร์ธานี จังหวัดสุราษฎร์ธานี
7	6 เมษายน	อำเภอเกาะคา จังหวัดลำปาง
8	6 เมษายน	ตำบลเขาท่าพระ จังหวัดชัยนาท
9	21 เมษายน	เทศบาลตำบลบ้านแพง จังหวัดนครพนม
10	27 เมษายน	เทศบาลเมืองลาดสวาย จังหวัดปทุมธานี
11	3 พฤษภาคม	เทศบาลนครพระนครศรีอยุธยา จังหวัดพระนครศรีอยุธยา
12	15 พฤษภาคม	เทศบาลตำบลท่าเรือ จังหวัดพระนครศรีอยุธยา
13	18 พฤษภาคม	เทศบาลตำบลนครหลวง จังหวัดพระนครศรีอยุธยา
14	3 มิถุนายน	อำเภออินทร์บุรี จังหวัดสิงห์บุรี
15	12 มิถุนายน	บ้านห้วยตะแกละ จังหวัดเพชรบุรี

ที่มา: มูลนิธิบูรณะนิเวศ

ข้อมูลจากร่างแผนแม่บทการบริหารจัดการขยะมูลฝอยของประเทศ (พ.ศ. 2559-2564) โดยกรมควบคุมมลพิษ (คพ.) (ร่าง ณ เดือนกรกฎาคม 2558) ระบุปริมาณขยะมูลฝอยตกค้างสะสมทั่วประเทศปี 2557 กว่า 30.8 ล้านตัน ซึ่ง 10 จังหวัดที่มีขยะตกค้างสะสมสูงที่สุด มีปริมาณรวมกัน 22.8 ล้านตัน คิดเป็นร้อยละ 73.8 ของปริมาณขยะตกค้างสะสมทั้งหมด

ขยะมูลฝอยตกค้างสะสมในสถานที่กำจัดขยะที่ดำเนินการไม่ถูกต้อง (ปี 2556 และ 2557)



ที่มา: กรมควบคุมมลพิษ (คพ.)

2.5.4.3 กรณีศึกษาการจัดการขยะมูลฝอยของกรุงเทพมหานคร

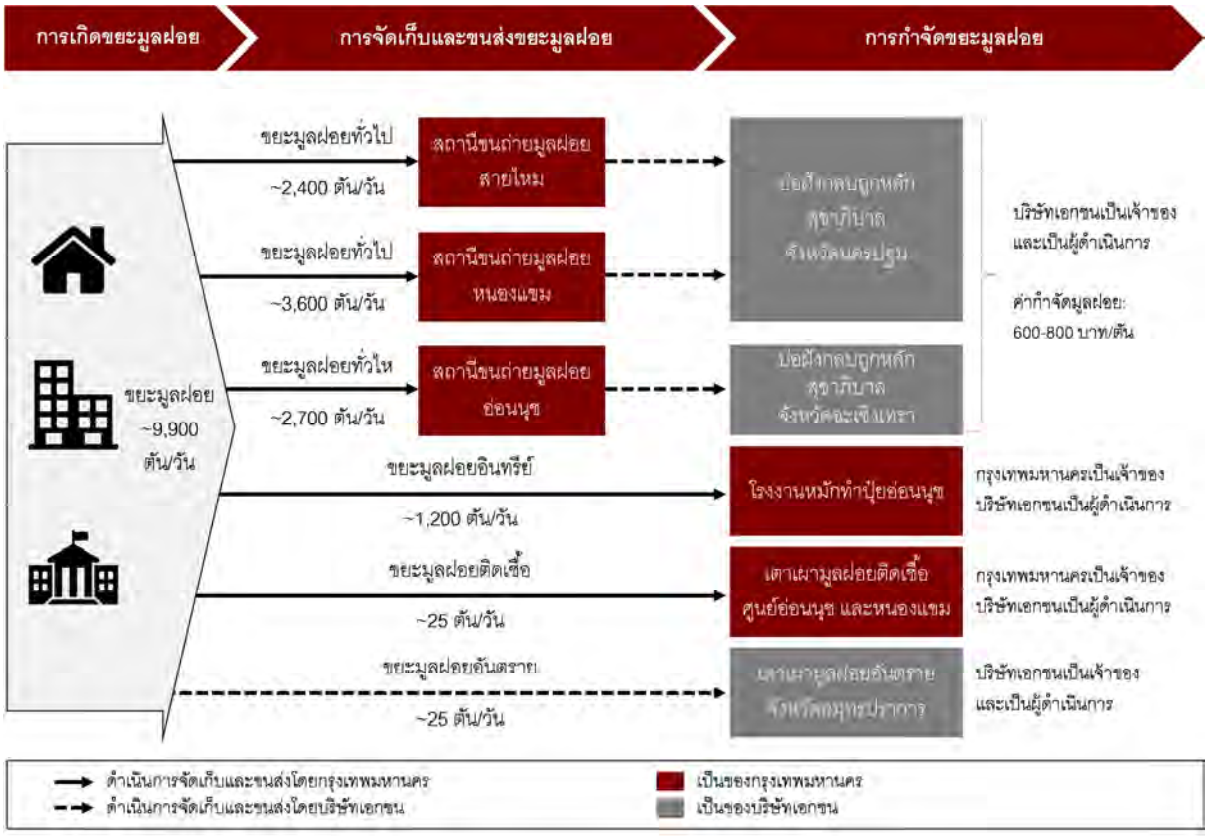
กรุงเทพมหานครมีวิธีการจัดการขยะที่หลากหลาย โดยการจัดการขยะมูลฝอยของกรุงเทพมหานครถือได้ว่ามีความก้าวหน้าเป็นลำดับต้น ๆ เมื่อเทียบกับองค์กรการปกครองส่วนท้องถิ่นอื่น ๆ ในประเทศไทย ซึ่งกรุงเทพมหานครเป็นพื้นที่ที่มีขยะมูลฝอยมากที่สุดในประเทศไทยและสามารถกำจัดขยะส่วนใหญ่ที่เกิดขึ้นในพื้นที่ด้วยวิธีการที่ถูกต้อง

การจัดการขยะมูลฝอยของกรุงเทพมหานครมีทั้งแบบดำเนินการเองและการจ้างบริษัทเอกชนให้ดำเนินการแทนในบางส่วน โดยวิธีการที่ดำเนินการอยู่ปัจจุบัน มีดังต่อไปนี้

- การเปิดประมูลให้บริษัทเอกชนนำขยะมูลฝอยจากสถานีขนถ่ายของกรุงเทพมหานคร ไปกำจัดโดยการฝังกลบ (ค่ากำจัด 600-800 บาท/ตัน)
- การว่าจ้างให้บริษัทเอกชนดำเนินงานโรงงานทำปุ๋ยหมักที่สถานีขนถ่ายอ่อนนุช
- การว่าจ้างให้บริษัทเอกชนสร้างและดำเนินงานเตาเผาขยะติดเชื้อที่สถานีขนถ่ายอ่อนนุช และอีกแห่งหนึ่งที่สถานีขนถ่ายหนองแขม
- การว่าจ้างให้บริษัทเอกชนนำขยะอันตรายไปกำจัดที่สถานที่กำจัดของบริษัทในจังหวัดสมุทรปราการ

ในปี 2557 กรุงเทพมหานครมีขยะมูลฝอย 9,900 ตันต่อวัน โดยกรุงเทพมหานครมีการเก็บค่าธรรมเนียมเก็บขนมูลฝอยครัวเรือนละ 20 บาทต่อเดือน ซึ่งสามารถเก็บค่าธรรมเนียมได้ร้อยละ 89 ของจำนวนครัวเรือนทั้งหมด 2.1 ล้านหลัง คิดเป็นรายได้ 456 ล้านบาท หรือเท่ากับ 126 บาท/ตัน ซึ่งจะเห็นได้ว่ารายได้จากการเก็บขนมูลฝอยของกรุงเทพมหานครอยู่ในระดับที่ต่ำมากเมื่อเทียบกับค่าใช้จ่ายในการว่าจ้างบริษัทเอกชนนำขยะไปกำจัดที่สถานที่ฝังกลบ (600-800 บาท/ตัน)

การจัดการขยะมูลฝอยของกรุงเทพมหานคร (2557)



ที่มา: กรุงเทพมหานคร และการสืบค้นข้อมูลโดย AWR Lloyd

2.5.4.4 โครงสร้างการกำกับดูแลการจัดการขยะ

กฎข้อบังคับและหน่วยงานที่เกี่ยวข้องกับการบริหารจัดการขยะมูลฝอยชุมชนในประเทศไทยอาจแบ่งได้เป็น 3 ระดับ คือ

- ระดับประเทศ
- ระดับจังหวัด
- ระดับท้องถิ่น

โดยในแต่ละระดับ มีกฎหมาย ข้อบังคับ ตลอดจนแนวทาง ในการกำกับดูแลการจัดการขยะมูลฝอยชุมชน

- ระดับประเทศ

การจัดการขยะมูลฝอยในประเทศไทยได้รับกำกับดูแลจาก 4 กระทรวง ได้แก่ กระทรวงทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม (ทส.) กระทรวงสาธารณสุข (สธ.) กระทรวงอุตสาหกรรม (อก.) และกระทรวงมหาดไทย (มท.) โดยแต่ละกระทรวงควบคุมดูแลหน่วยงานหลากหลายที่มีส่วนเกี่ยวข้องกับการจัดการขยะ

โดยหลักแล้ว รัฐมนตรีจะเป็นผู้กำหนดนโยบายระดับชาติสำหรับการกำจัดขยะมูลฝอย และหน่วยงานภายใต้สังกัดจะทำหน้าที่รับผิดชอบในการนำกฎหมายและนโยบายต่าง ๆ ไปปฏิบัติผ่านข้อบังคับหรือแนวทางที่กำหนด

ภายใต้พระราชบัญญัติส่งเสริมและรักษาคุณภาพสิ่งแวดล้อมแห่งชาติ พ.ศ. 2535 ได้มีการจัดตั้งคณะกรรมการสิ่งแวดล้อมแห่งชาติ เพื่อตรวจสอบการจัดการคุณภาพสิ่งแวดล้อมและทรัพยากรธรรมชาติ ในส่วนของพระราชบัญญัติการสาธารณสุข พ.ศ. 2535 มาตรา 18 กำหนดให้การกำจัดสิ่งปฏิกูลและมูลฝอยในเขตราชการส่วนท้องถิ่นเป็นอำนาจหน้าที่ของราชการส่วนท้องถิ่นนั้น โดยอาจมอบให้บุคคลอื่นดำเนินการแทนภายใต้การควบคุมดูแลของราชการส่วนท้องถิ่นก็ได้

- ระดับจังหวัดและระดับท้องถิ่น

ราชการส่วนท้องถิ่นของประเทศไทยแบ่งได้เป็น 5 ประเภท ดังนี้

- องค์การบริหารส่วนจังหวัด
- องค์กรปกครองท้องถิ่นรูปแบบพิเศษ กรุงเทพมหานคร
- องค์กรปกครองท้องถิ่นรูปแบบพิเศษ เมืองพัทยา
- เทศบาล แบ่งเป็น 3 ระดับ คือ เทศบาลนคร เทศบาลเมือง และเทศบาลตำบล
- องค์การบริหารส่วนตำบล

ในระดับจังหวัดและระดับท้องถิ่น องค์การบริหารส่วนจังหวัด เทศบาล และองค์การบริหารส่วนตำบลแต่ละแห่งมีหน้าที่รับผิดชอบในการจัดเก็บ ขนย้าย บำบัด และกำจัดขยะมูลฝอยที่เกิดขึ้นในเขตการปกครองส่วนท้องถิ่นของตน ซึ่งแต่ละท้องถิ่นมีอำนาจดำเนินการได้เป็นอิสระภายในกรอบของกฎหมาย ซึ่งสามารถเลือกดำเนินการเองหรือว่าจ้างให้บุคคลอื่นหรือบริษัทเอกชนเข้ามาดำเนินการแทนภายใต้การควบคุมดูแลขององค์กรปกครองส่วนท้องถิ่นนั้น ๆ ก็ได้

2.5.4.5 Roadmap การจัดการขยะมูลฝอยและของเสียอันตราย

ปริมาณขยะมูลฝอยและของเสียอันตรายจากชุมชนที่มิได้ผ่านการกำจัดอย่างเหมาะสม มีจำนวนมากในหลายปีที่ผ่านมา ทำให้เกิดปัญหาขยะตกค้างเป็นจำนวนมาก รวมถึงปัญหาการลักลอบนำของเสียอันตรายและมูลฝอยติดเชื้อทิ้งตามที่รกร้างและสถานที่กำจัดขยะมูลฝอยชุมชน ในปี 2557 คณะรักษาความสงบแห่งชาติ (คสช.) ได้ยกประเด็นการแก้ไขปัญหาขยะเป็นวาระแห่งชาติ โดย คสช. ได้ให้ความเห็นชอบ Roadmap ในการจัดการขยะมูลฝอยและของเสียอันตราย ซึ่งประกอบด้วยประเด็นสำคัญ 4 ด้าน ได้แก่

- การกำจัดขยะมูลฝอยตกค้างในสถานที่กำจัดขยะมูลฝอย (ขยะมูลฝอยเก่า)
- การสร้างรูปแบบการจัดการขยะมูลฝอยและของเสียอันตรายที่เหมาะสม (ขยะมูลฝอยใหม่)

- การวางระเบียบมาตรการการบริหารจัดการขยะมูลฝอยและของเสียอันตราย
- การสร้างวินัยของคนในชาติมุ่งสู่การจัดการที่ยั่งยืน

ในส่วนของประเด็นการจัดการขยะมูลฝอยเก่าและขยะมูลฝอยใหม่ มีแนวทางสำคัญสรุปได้ดังนี้

แนวทางดำเนินงานขยะมูลฝอยเก่า

- สำรวจ ประเมินขยะมูลฝอยเพื่อจัดทำแผนงาน
- ฟื้นฟูสถานที่กำจัดขยะมูลฝอยเดิมเพื่อจัดการขยะมูลฝอยเก่าและรองรับขยะมูลฝอยใหม่ โดยอาจปิดหรือปรับปรุงสถานที่กำจัดเดิมให้ถูกต้องตามหลักวิชาการ หรือกำจัดในสถานที่กำจัดขยะมูลฝอยของเอกชนหรือใช้เป็นเชื้อเพลิงทดแทน (RDF) หรือส่งเสริมการลงทุนของเอกชนเพิ่มเติม
- บังคับใช้กฎหมายในกรณีที่เป็นสถานที่กำจัดขยะของเอกชนและมีการดำเนินการที่ไม่ถูกต้อง

โดยมีการแบ่งพื้นที่เป้าหมายการดำเนินงานออกเป็นระยะเร่งด่วน (6 เดือน) ระยะปานกลาง (1 ปี) และระยะยาว (1 ปีขึ้นไป) ซึ่งพื้นที่ที่เป็นเป้าหมายในระยะเร่งด่วน (6 เดือน) คือ จังหวัดพระนครศรีอยุธยา ลพบุรี นครปฐม สระบุรี สมุทรปราการ และปทุมธานี

แนวทางดำเนินงานขยะมูลฝอยใหม่

- การจัดระบบคัดแยกขยะมูลฝอยที่ต้นทาง
- การคัดแยกของเสียอันตรายออกจากขยะมูลฝอยทั่วไป เพื่อส่งไปกำจัดอย่างถูกต้อง ณ สถานที่กำจัดของเอกชน
- การพัฒนาระบบการจัดการขยะมูลฝอยแบบผสมผสาน เช่น การแปรรูปเพื่อนำกลับมาใช้ใหม่ การทำปุ๋ย หรือการแปรรูปเป็นพลังงานเพื่อผลิตกระแสไฟฟ้า
- การปรับปรุงบ่อฝังกลบเดิมให้ถูกต้องตามมาตรฐานเพื่อขยายอายุการใช้งาน แต่มิได้มีการห้ามการสร้างบ่อฝังกลบขยะแห่งใหม่

โดยวิธีการรวมกลุ่มพื้นที่องค์กรการปกครองส่วนท้องถิ่น ตามปริมาณขยะมูลฝอยและรัศมีการเก็บรวบรวมเพื่อกำหนดเป็นศูนย์กำจัดขยะมูลฝอยรวม (Cluster)

2.5.5 การแปรรูปขยะเป็นพลังงานและเชื้อเพลิง RDF ในประเทศไทย

2.5.5.1 กำลังการผลิตติดตั้งของโรงงานไฟฟ้าจากขยะ

การแปรรูปขยะเป็นพลังงานไฟฟ้าในประเทศไทยมีการพัฒนาเป็นอย่างมากในช่วง 5 ปีที่ผ่านมา จากข้อมูลสถิติของคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) ในเดือนมกราคม 2560 ประเทศไทยมีกำลังการผลิตไฟฟ้าเข้าระบบแล้ว 151 เมกะวัตต์ ซึ่งสูงกว่าปี 2553 ที่มีเพียง 26 เมกะวัตต์ในปี 2553 โดยจากกำลังการผลิตทั้งหมด 151 เมกะวัตต์จากโรงไฟฟ้า 26 โครงการ ทั้งนี้ มี 18 โครงการที่เป็นการผลิตไฟฟ้าโดยใช้เทคโนโลยีแบบเครื่องยนต์ก๊าซ (Gas Engine) ทั้งแบบจากหลุมฝังกลบ (Landfill) และกระบวนการก๊าซซิฟิเคชั่น (Gasification) ซึ่งทั้งหมดเป็นโครงการผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก (VSPP) โดยมีกำลังผลิตเฉลี่ย 2.1 เมกะวัตต์ ต่อโครงการ ส่วนอีก 8 โครงการเป็นการผลิตไฟฟ้าโดยใช้เทคโนโลยี ที่ใช้พลังงานความร้อนจากกระบวนการเผาไหม้ (Combustion) เชื้อเพลิงขยะ โดยมีกำลังผลิตอยู่ในช่วง 1 ถึง 60 เมกะวัตต์

เช่นเดียวกับพลังงานหมุนเวียนชนิดอื่น ๆ การพัฒนาการผลิตไฟฟ้าจากขยะมีจุดเริ่มต้นที่สำคัญมาจาก

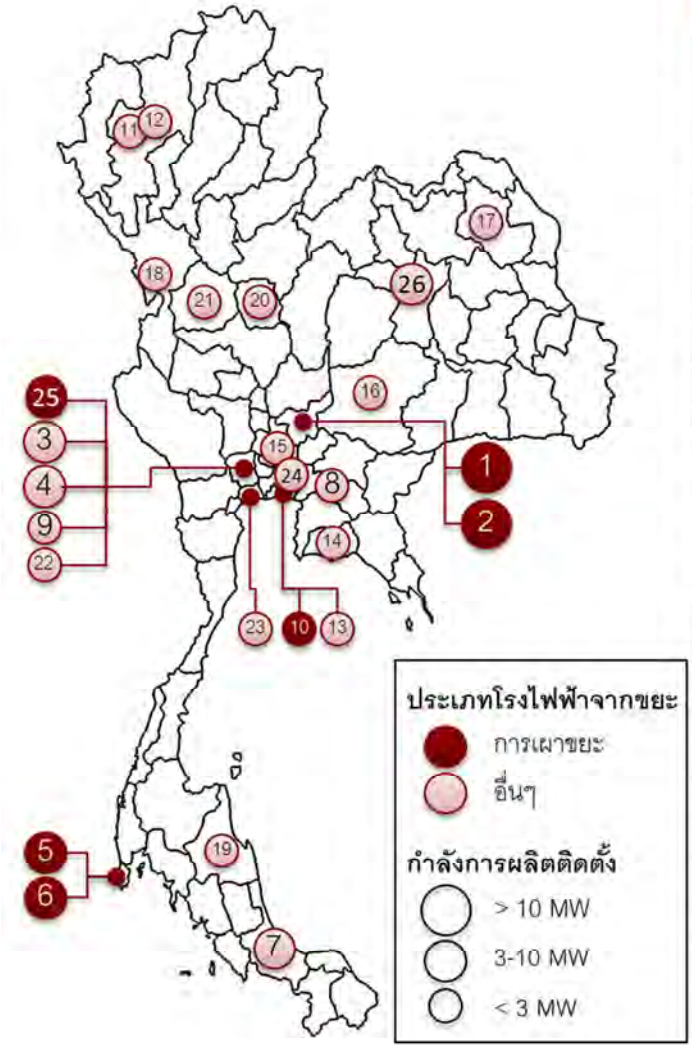
การสนับสนุนของรัฐบาล โดยในปี 2549 มีการกำหนดส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (Adder) เป็นระยะเวลา 7 ปีแรกของ

การดำเนินการ โดยการนำก๊าซจากบ่อฝังกลบขยะ (Landfill Gas) มาผลิตไฟฟ้า จะได้รับ Adder เท่ากับ 2.5 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง ส่วนการผลิตไฟฟ้าจากเทคโนโลยีก๊าซซิฟิเคชั่น และ กระบวนการเผาไหม้ (Combustion) เชื้อเพลิงขยะจะได้รับ Adder เท่ากับ 3.5 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง ซึ่งระบบการให้ส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (Adder) ได้ถูกเปลี่ยนมาเป็นอัตรารับซื้อไฟฟ้าในรูปแบบ FIT (Feed-in Tariff) เท่ากับ 5.08-6.34 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง และมีส่วนเพิ่มจาก FIT Premium เท่ากับ 0.7 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง เป็นระยะเวลา 8 ปีแรกของการดำเนินการ สำหรับ VSPP ซึ่งมีกำลังการผลิตไม่เกิน 10 เมกะวัตต์ สำหรับการผลิตไฟฟ้าจากความร้อนทิ้ง (Waste Heat Recovery หรือ WHR) ภายใต้ระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนไฟฟ้าที่ผลิตจากความร้อนทิ้งจะไม่ได้รับส่วนเพิ่มราคารับซื้อ (Adder) และในปัจจุบันไม่มีโรงไฟฟ้าพลังความร้อนทิ้งจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบ

อุตสาหกรรมการแปรรูปขยะเป็นพลังงานในประเทศไทยไม่เรียกว่าเป็นอุตสาหกรรมใหม่ มีโครงการผลิตไฟฟ้าจากขยะหลายโครงการที่ได้รับการวางแผนมาแล้วเป็นเวลานานเกินกว่าสิบปีแต่ยังไม่ได้นำมาดำเนินการก่อสร้าง ประเทศพัฒนาแล้วในแถบยุโรปหรือประเทศญี่ปุ่นมีอุตสาหกรรมการแปรรูปขยะเป็นพลังงานที่พัฒนาไปมากแล้ว และส่วนใหญ่ใช้เทคโนโลยีเตาเผาขยะ

อย่างไรก็ตามตัวแปรสำคัญที่จะช่วยผลักดันอุตสาหกรรมนี้ในประเทศไทยเพิ่งมีมาไม่กี่ปีนี้ จากที่ได้กล่าวแล้วในหัวข้อก่อนหน้านี้ ตัวแปรที่สำคัญดังกล่าวได้แก่ 3 แผนงานหลักของรัฐบาล ได้แก่ Roadmap การจัดการขยะมูลฝอยและของเสียอันตราย (ปี 2557) ร่างแผนแม่บทการบริหารจัดการขยะมูลฝอยของประเทศ (ปี 2558) และแผนพัฒนาพลังงานทดแทน (ปี 2558) นอกจากนี้ คุณสมบัติของขยะมูลฝอยในประเทศไทยไม่ได้มีความเหมาะสมมากนักในการนำมาเผาเพื่อผลิตพลังงาน แต่การเปลี่ยนในการกำกับที่เพิ่งเกิดขึ้นก็จะส่งเสริมให้บริษัทเอกชนที่มีความพร้อมลงทุนและพัฒนาศักยภาพในการดำเนินธุรกิจการแปรรูปขยะเป็นพลังงาน

แผนที่โครงการผลิตไฟฟ้าจากขยะที่จำหน่ายไฟเข้าสู่ระบบแล้ว (มกราคม 2560)



ลำดับ	บริษัท
1	บริษัท ทีพีไอ โพลีน เพาเวอร์ จำกัด
2	บริษัท ทีพีไอ โพลีน เพาเวอร์ จำกัด
3	บริษัท ซีนิท กรีน เอ็นเนอยี จำกัด
4	บริษัท บางกอก กรีนเพาเวอร์ จำกัด
5	บริษัท พีเจที เทคโนโลยี จำกัด
6	บริษัท พีเจที เทคโนโลยี จำกัด
7	บริษัท จิเดล จำกัด
8	บริษัท เจริญสมพงษ์ จำกัด
9	บริษัท แอดทีฟซินเนอร์ยี จำกัด
10	บริษัท บางปู เอนไวรอนเมนทอล คอมเพล็กซ์ จำกัด
11	บริษัท ท่าเรียงทอง จำกัด
12	บริษัท โรงไฟฟ้าบ้านตาล จำกัด
13	บริษัท เจริญสมพงษ์ จำกัด
14	เทศบาลนครระยอง
15	บริษัท รักษ์บ้านเรา จำกัด
16	เทศบาลนครนครราชสีมา
17	สหกรณ์การเกษตรวานรนิวาส
18	บริษัท จีเนียส เอ็นเนอร์จี้ จำกัด
19	บริษัท โรงไฟฟ้าพลังงานทดแทนทุ่งสง จำกัด
20	บริษัท เกาะแก้วกรีนเอ็นเนอร์ยี่ จำกัด
21	บริษัท อินทจันทร์ คลีน เอ็นเนอร์ยี่ จำกัด
22	โครงการผลิตกระแสไฟฟ้าจากก๊าซขยะตามแนวพระราชดำริ
23	บริษัท พลังงานพอเพียง จำกัด
24	บริษัทซีแอนด์ซี เอ็นไวรอนเมนทอล โปรเท็คชั่น จำกัด
25	บริษัท สีมุม พาวเวอร์ จำกัด
26	บริษัท อัลไลแอนซ์ คลีน เพาเวอร์ จำกัด

โรงไฟฟ้าจากขยะที่จ่ายไฟเข้าระบบแล้ว (มกราคม 2560)

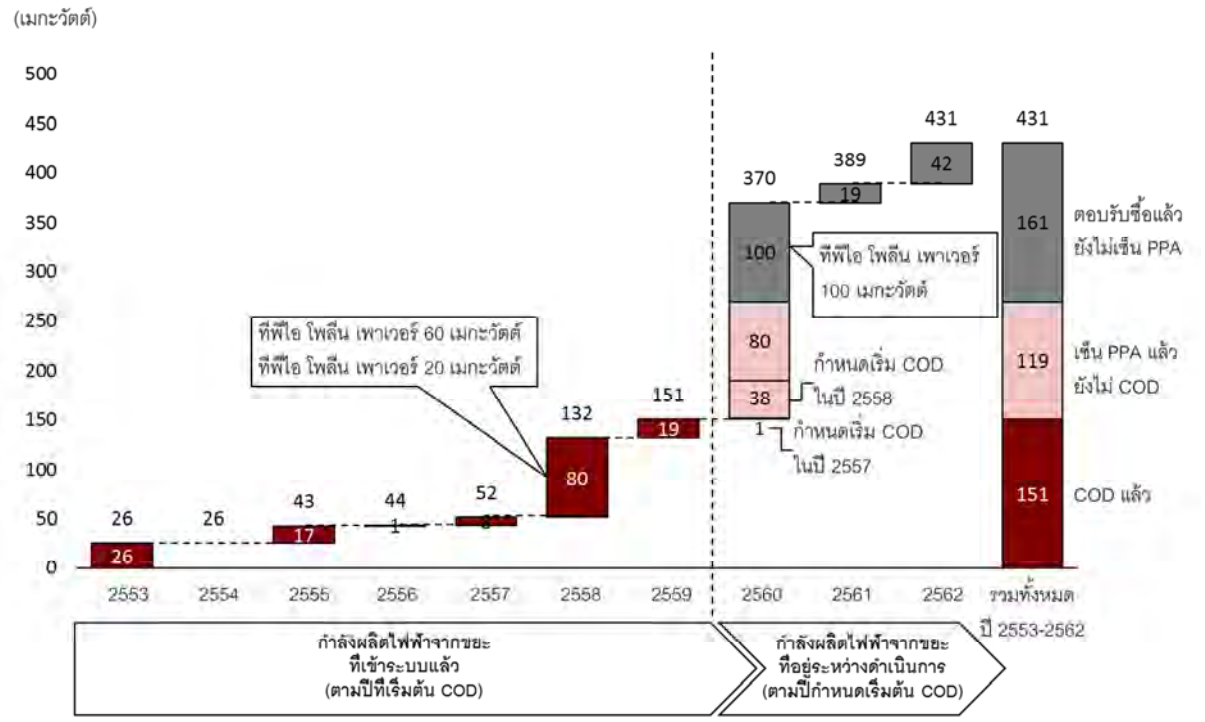
ลำดับ	บริษัท	จังหวัด	ประเภท	กำลังการผลิตติดตั้ง (เมกะวัตต์)	ปริมาณขายตามสัญญา (เมกะวัตต์)	เริ่มดำเนินการ
1	บริษัท ทีพีไอ โพลีน เพาเวอร์ จำกัด	จังหวัดสระบุรี	SPP	60.0	55.0	2558
2	บริษัท ทีพีไอ โพลีน เพาเวอร์ จำกัด	จังหวัดสระบุรี	SPP	20.0	18.0	2558
3	บริษัท ซีนิท กรีน เอ็นเนอยี จำกัด	จังหวัดนครปฐม	VSPP	8.5	8.0	2553
4	บริษัท บางกอก กรีนเพาเวอร์ จำกัด	จังหวัดนครปฐม	VSPP	8.2	8.0	2553
5	บริษัท พีเจที เทคโนโลยี จำกัด	จังหวัดภูเก็ต	VSPP	7.0	6.5	2555
6	บริษัท พีเจที เทคโนโลยี จำกัด	จังหวัดภูเก็ต	VSPP	7.0	6.5	2555
7	บริษัท จีเดค จำกัด	จังหวัดสงขลา	VSPP	7.0	5.4	2557
8	บริษัท เจริญสมพงษ์ จำกัด	จังหวัดฉะเชิงเทรา	VSPP	2.4	2.4	2553
9	บริษัท แอคทีฟซินเนอร์ยี่ จำกัด	จังหวัดนครปฐม	VSPP	2.1	1.0	2552
10	บริษัท บางปู เอนไวรอนเมนทอล คอมเพล็กซ์ จำกัด	จังหวัดสมุทรปราการ	VSPP	1.6	0.8	2555
11	บริษัท ท่าเชียงทอง จำกัด	จังหวัดเชียงใหม่	VSPP	1.1	1.0	2553
12	บริษัท โรงไฟฟ้าบ้านตาล จำกัด	จังหวัดเชียงใหม่	VSPP	1.1	1.0	2555
13	บริษัท เจริญสมพงษ์ จำกัด	จังหวัดสมุทรปราการ	VSPP	1.0	1.0	2550
14	เทศบาลนครระยอง	จังหวัดระยอง	VSPP	1.0	0.6	2550
15	บริษัท รักษ์บ้านเรา จำกัด	จังหวัดปทุมธานี	VSPP	1.0	1.0	2552
16	เทศบาลนครนครราชสีมา	จังหวัดนครราชสีมา	VSPP	0.8	0.3	2556
17	สหกรณ์การเกษตรวานรนิวาส	จังหวัดสกลนคร	VSPP	0.8	0.7	-
18	บริษัท จีเนียส เอ็นเนอร์จี้ จำกัด	จังหวัดตาก	VSPP	0.4	0.4	2559
19	บริษัท โรงไฟฟ้าพลังงานทดแทนทุ่งสง จำกัด	จังหวัดนครศรีธรรมราช	VSPP	0.3	0.3	2553
20	บริษัท เกาะแก้วกรีนเอ็นเนอร์ยี่ จำกัด	จังหวัดพิจิตร	VSPP	0.2	0.2	2555
21	บริษัท อินทจันทร์ คลีน เอ็นเนอร์ยี่ จำกัด	จังหวัดกำแพงเพชร	VSPP	0.2	0.2	2557
22	โครงการผลิตกระแสไฟฟ้าจากก๊าซขยะตามแนวพระราชดำริ	จังหวัดนครปฐม	VSPP	0.2	0.2	2552
23	บริษัท พลังงานพอเพียง จำกัด	จังหวัดสมุทรสาคร	VSPP	0.2	0.2	2552
24	บริษัท ซีแอนด์จี เอ็นไวรอนเมนทอล โปรเท็คชั่น จำกัด	กรุงเทพมหานคร	VSPP	9.8	9.8	2559
25	บริษัท สี่มุม พาวเวอร์ จำกัด	จังหวัดนครปฐม	VSPP	4.3	4.0	2559
26	บริษัท อัลไลแอนซ์ คลีน เพาเวอร์ จำกัด	จังหวัดขอนแก่น	VSPP	4.9	4.5	2559
	รวม			151.1	137.0	

ที่มา: คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.)

บริษัทฯ เป็นผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีกำลังการผลิตสูงที่สุดในประเทศและผู้ผลิตรายเดียวที่มีการขายไฟฟ้าพลังงานขยะในรูปแบบ SPP นอกจากนั้น บริษัทฯ ยังเป็นผู้ผลิตเชื้อเพลิง RDF รายใหญ่ที่สุดในประเทศ โดยโรงไฟฟ้าทั้งสองได้รับส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (Adder) 3.5 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมงเช่นเดียวกับโรงไฟฟ้าขยะ VSPP

ภาพต่อไปนี้แสดงจำนวนโรงไฟฟ้าและกำลังการผลิตไฟฟ้าจากขยะที่จ่ายไฟเข้าระบบแล้วและที่กำลังอยู่ในระหว่างการพัฒนา จะเห็นได้ว่าโครงการที่กำลังอยู่ในระหว่างการพัฒนามีกำลังการผลิตรวม 344 เมกะวัตต์ โดยจำนวน 74 เมกะวัตต์ คาดว่าจะสามารถเริ่มจำหน่ายไฟเข้าระบบได้ภายในปี 2559 อย่างไรก็ตามโครงการเหล่านี้อาจเกิดความล่าช้าหรืออาจมีการยกเลิกโครงการ

กำลังการผลิตติดตั้งและศักยภาพการผลิตไฟฟ้าจากขยะแบบ SPP และ VSPP (มกราคม 2560)

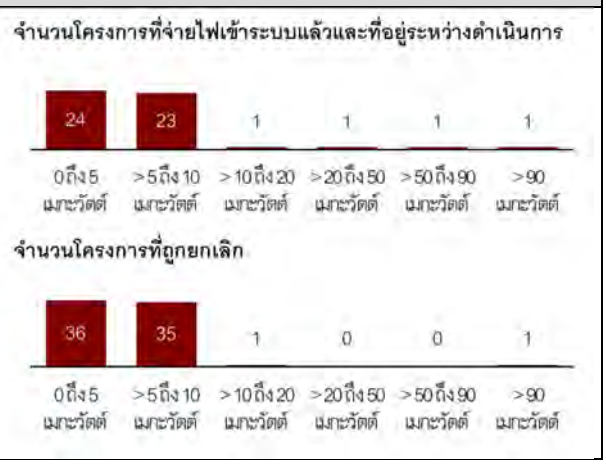


ที่มา: คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.)

ในการทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (PPA) สำหรับโครงการแปรรูปขยะเป็นพลังงานประเภท SPP และ VSPP เจ้าของโครงการจะต้องยื่นคำขอต่อคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) ณ เดือนมกราคม 2560 มีโครงการผลิตไฟฟ้าจากขยะที่ได้ยื่นขอ PPA ทั้งสิ้น 125 โครงการ ซึ่งเกินกว่าครึ่งถูกปฏิเสธ หรือยกเลิกไป ทั้งการยกเลิกโดยเจ้าของโครงการและโดยคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) จึงเป็นไปได้ว่าโครงการที่อยู่ในระหว่างการพัฒนาซึ่งมีกำลังการผลิตติดตั้ง 280 เมกะวัตต์ บางโครงการอาจจะยกเลิกไปก่อนที่จะสามารถจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบเชิงพาณิชย์ (COD)

สถานะการทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (PPA) โครงการผลิตไฟฟ้าจากขยะในปัจจุบัน (มกราคม 2560)

	จำนวนโรงไฟฟ้า	กำลังการผลิตติดตั้ง (เมกะวัตต์)	ปริมาณขายตามสัญญา (เมกะวัตต์)	จำนวนโครงการโรงไฟฟ้าจำแนกตามกำลังการผลิตติดตั้ง
สถานะโครงการในปัจจุบัน				
ตอบรับซื้อแล้ว	9	161	140	
เซ็น PPA	16	119	105	
COD แล้ว	26	151	140	
รวม	51	431	385	
โครงการที่ถูกยกเลิก	74	478	417	
รวมทั้งสิ้น	125	909	802	



ที่มา: คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.)

2.5.5.2 พัฒนาการของการแปรรูปขยะเป็นพลังงานและเชื้อเพลิง RDF

กลุ่มบริษัท ทีพีไอ โพลีน

บริษัทฯ เป็นบริษัทแรกที่พัฒนาโรงไฟฟ้าจากขยะขนาดใหญ่ในประเทศไทย ข้อมูล ณ วันที่ 31 มกราคม 2560 บริษัทฯ มีกำลังการผลิตติดตั้งรวม 150 เมกะวัตต์ จากโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิง RDF 2 โรง (60 และ 20 เมกะวัตต์) และโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนทิ้ง (Waste Heat Recovery) 2 โรง (30 และ 40 เมกะวัตต์) ซึ่งโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิง RDF มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (PPA) เพื่อขายไฟฟ้าให้กับการไฟฟ้าฝ่ายผลิต (กฟผ.)

โรงไฟฟ้าทั้ง 4 โรง ของ บริษัทฯ ตั้งอยู่ในบริเวณเดียวกันกับโรงงานผลิตปูนซีเมนต์ของบมจ. ทีพีไอ โพลีน (TPIPL) ในอำเภอแก่งคอย จังหวัดสระบุรี โดยเมื่อโครงการที่อยู่ระหว่างการก่อสร้างดำเนินการแล้วเสร็จ บริษัทฯ จะมีกำลังการผลิตติดตั้งจากโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิง RDF และโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนทิ้ง รวม 220 เมกะวัตต์ ซึ่งหากรวมกับกำลังการผลิตไฟฟ้าจากโรงงานไฟฟ้าเชื้อเพลิงถ่านหินและโรงงานไฟฟ้าเชื้อเพลิงร่วมถ่านหิน/RDF ซึ่งอยู่ระหว่างการดำเนินการ คาดว่า บริษัทฯ จะมีกำลังผลิตไฟฟ้ารวม 440 เมกะวัตต์ ในสิ้นปี 2560 และจัดเป็นผู้ผลิตไฟฟ้าที่สำคัญในประเทศไทย นอกจากนี้ บริษัทฯ ยังมีธุรกิจสถานีน้ำมันเชื้อเพลิง 8 แห่ง สถานีก๊าซธรรมชาติ (NGV) 1 แห่ง และสถานีน้ำมันเชื้อเพลิงและก๊าซธรรมชาติ (NGV) อีก 3 แห่งในกรุงเทพและจังหวัดอื่น ๆ

โครงการโรงไฟฟ้าที่กำลังอยู่ระหว่างการพัฒนามี 3 โครงการ โดยจะใช้เชื้อเพลิง RDF ถ่านหิน และเชื้อเพลิงร่วมถ่านหิน/RDF มีกำลังผลิตรวม 290 เมกะวัตต์ โครงการแรกคือโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิง RDF กำลังการผลิต 70 เมกะวัตต์ ซึ่งคาดว่าจะดำเนินการแล้วเสร็จภายในไตรมาสที่ 4 ปี 2560 โดยเมื่อรวมกับกำลังการผลิตไฟฟ้า 30 เมกะวัตต์ จากโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนทิ้ง (ในปัจจุบันผลิตไฟฟ้าแล้วและขายไฟฟ้าให้กับ บมจ. ทีพีไอ โพลีน) โครงการจะขายไฟฟ้า 90 เมกะวัตต์ ให้กับ กฟผ. ภายใต้สัญญา PPA ทั้งนี้ ในเดือนมกราคม 2560 บริษัทฯ มีหนังสือชี้แจงถึงตลาดหลักทรัพย์ฯ

เกี่ยวกับข่าวที่ว่าคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงานมีมติบอกเลิกสัญญาซื้อขายไฟฟ้า โดยแม้ว่าจะเกิดความล่าช้าในการลงนามสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟผ. คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงานได้มีมติขยายระยะเวลาลงนามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าระหว่างบริษัทฯ และ กฟผ. ออกไป โดยบริษัทฯ ต้องลงนามในสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟผ. ให้แล้วเสร็จภายในวันที่ 7 กันยายน 2560 โดยบริษัทฯ คาดว่าจะเข้าทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟผ. ได้ในระยะเวลาดังกล่าว และคาดว่าจะเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์โรงไฟฟ้า RDF-70MW ภายในไตรมาสที่ 4 ของปี 2560 โดยยังจะมีสิทธิได้รับส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าตามสัญญาในอัตรา 3.50 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง เป็นระยะเวลา 7 ปี

ส่วนอีกสองโครงการที่อยู่ระหว่างดำเนินการก่อสร้าง ได้แก่ โรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงถ่านหิน 150 เมกะวัตต์ และโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงร่วมถ่านหิน/RDF 70 เมกะวัตต์ โดยทั้งสองโครงการนี้จะขายไฟฟ้าให้กับ บมจ. ทีพีไอ โพลีน นอกจากนี้ บริษัทฯ ได้ติดตั้งหม้อต้มไอน้ำ (Boiler) ซึ่งใช้เชื้อเพลิง RDF ในโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนทิ้ง (Waste Heat Recovery) ขนาด 40 เมกะวัตต์ ที่มีอยู่ในปัจจุบัน แล้วเสร็จในปีเดือนมกราคม 2560

บริษัทฯ ขายไฟฟ้าให้กับผู้รับซื้อ 2 ราย คือ บมจ. ทีพีไอ โพลีน และ กฟผ. โดย ณ ปัจจุบัน (มกราคม 2560) บริษัทฯ มีสัญญาขายไฟฟ้า (PPA) ให้กับให้กับ กฟผ. ทั้งสิ้น 73 เมกะวัตต์ จากโครงการโรงไฟฟ้า SPP ซึ่งหาก โครงการ SPP อื่นดำเนินการก่อสร้างแล้วเสร็จ จะมีปริมาณขายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. รวมทั้งสิ้น 163 เมกะวัตต์ โดย ในขณะนี้ กฟผ. ได้มีการตอบรับซื้อไฟฟ้าปริมาณ 90 เมกะวัตต์ จากโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงร่วม (ความร้อนทิ้งและเชื้อเพลิง RDF) แล้ว

ในปัจจุบัน บริษัทฯ มีสถานประกอบการผลิตเชื้อเพลิง RDF กำลังผลิต 2,000 ตันต่อวัน โดยในปี 2558 บริษัทฯ ได้ผลิตเชื้อเพลิง RDF รวม 0.2 ล้านตันจากขยะ 0.4 ล้านตัน โดยเชื้อเพลิง RDF ที่ผลิตได้มีค่าความร้อนต่ำ (Low Heating Value หรือ LHV) เฉลี่ยที่ 4,181 กิโลแคลอรี่/กิโลกรัม ณ เดือนมกราคม 2559 บริษัทฯ เริ่มขยายกำลังการผลิตสถานประกอบการผลิตเชื้อเพลิง RDF คาดว่าเมื่อแล้วเสร็จจะสามารถรองรับปริมาณขยะได้ถึง 6,000 ตันต่อวันเพื่อผลิตเป็นเชื้อเพลิง RDF ปริมาณ 3,000 ตันต่อวัน ซึ่ง บริษัทฯ จะเป็นผู้ผลิตเชื้อเพลิง RDF ที่ใหญ่ที่สุดในประเทศไทย

เชื้อเพลิง RDF ที่ป้อนเข้าโรงไฟฟ้าส่วนใหญ่มาจากที่ บริษัทฯ ผลิตเองจากขยะมูลฝอยชุมชนที่จัดหามาจากหลายแหล่ง มีเชื้อเพลิง RDF เป็นส่วนน้อยที่ บริษัทฯ ซื้อมาผู้รับเหมากำจัดขยะในรูปของขยะจากฝังกลบที่มีการคัดแยกแล้ว (Pre-sorted Landfill Waste) ซึ่งสามารถนำมาใช้เป็นเชื้อเพลิง RDF โดยผ่านกระบวนการเพิ่มเติมไม่มากนัก

บริษัทฯ ได้มีการจัดหาขยะ 3 ประเภทเพื่อจะนำมาเป็นวัตถุดิบเพื่อผลิตเชื้อเพลิง RDF ได้แก่

1. *ขยะมูลฝอยชุมชนที่ยังไม่ได้คัดแยก (Unsorted MSW):* นำส่งโดยบริษัทที่รับจ้างเทศบาลกำจัดขยะ
2. *ขยะจากบ่อฝังกลบที่ยังไม่มีการคัดแยก (Unsorted Landfill Waste):* นำส่งโดยบริษัทเอกชน
3. *ขยะจากบ่อฝังกลบที่มีการคัดแยกแล้ว (Pre-sorted Landfill Waste):* บริษัทฯ ได้ทำข้อตกลงกับบริษัทเอกชน โดยบริษัทฯ จะติดตั้งเครื่องจักรสำหรับคัดแยกขยะ (Semi-Mobile Waste-Sorting Machine) ที่บ่อฝังกลบ

บริษัทฯ ไม่มีรถขนส่งขยะเป็นของตนเอง การขนส่งขยะมาส่งให้แก่บริษัทฯ จะดำเนินการโดยบริษัทจัดการขยะเอกชน

***เครือเอสซีจี** (SCG)*

บริษัท เอสซีไอ อีโค่ เซอร์วิสเซส จำกัด (SCI Eco Services) ซึ่งเป็นบริษัทในเครือ SCG ดำเนินงานผลิตเชื้อเพลง RDF จากขยะมูลฝอยชุมชนเพื่อใช้เป็นพลังงานทดแทนในเตาผลิตปูนซีเมนต์

ข้อมูลจากรายงานการพัฒนาอย่างยั่งยืนปี 2558 ของ SCG ระบุว่า บริษัท เอสซีไอ อีโค่ เซอร์วิสเซส จำกัด (SCI Eco Services) ได้ดำเนินการผลิตเชื้อเพลิง RDF แล้ว 3 แห่ง คือที่อำเภอบ้านหมอ จังหวัดสระบุรี อำเภอบางระกำ จังหวัดพิษณุโลก และอำเภอเมือง จังหวัดพัทลุง โดยตั้งโรงคัดแยกขยะที่บ่อขยะชุมชนเพื่อคัดแยก และจัดการปรับปรุงขยะ แยกส่วนที่เผาไหม้ได้มาจัดการแปรรูปเป็น RDF จากนั้นขนส่ง RDF ไปให้แก่โรงงานปูนซีเมนต์ ซึ่งจะนำ RDF ไปปรับปรุงคุณภาพต่อและย่อยให้มีขนาดเล็กกว่า 5 เซนติเมตร ให้มีความเหมาะสำหรับเป็นเชื้อเพลงในเตาผลิตปูนซีเมนต์

เชื้อเพลิง RDF ถูกส่งให้แก่โรงงานปูนซีเมนต์ที่อำเภอแก่งคอย จังหวัดสระบุรี และอำเภอทุ่งสง จังหวัดนครศรีธรรมราช โดยในปี 2558 SCG ได้นำเชื้อเพลิง RDF มาใช้งานรวมจำนวน 61,000 ตัน ทดแทนการใช้ถ่านหินได้ 57,000 ตัน

ในปี 2559 SCG วางแผนจะขยายการดำเนินการเพิ่มขึ้น โดยจะตั้งโรงผลิตเชื้อเพลิง RDF เพิ่มที่จังหวัดสระบุรี และจังหวัดกระบี่ โดย SCG ตั้งเป้าหมายว่า จะใช้เชื้อเพลิง RDF ประมาณ 290,000 ตันต่อปี ภายในปี 2563 เพื่อทดแทนการใช้ถ่านหิน 275,000 ตัน และยังเป็นการช่วยจัดการขยะมูลฝอยชุมชนได้กว่า 1 ล้านตันต่อปี

นอกจากนั้น SCG มีการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานความร้อนทิ้ง (Waste Heat Recovery) จากกระบวนการผลิตปูนซีเมนต์ ซึ่งช่วยลดปริมาณการซื้อไฟฟ้าจากระบบไฟฟ้าได้กว่า 560 กิกะวัตต์-ชั่วโมง ต่อปี เทียบเท่ากับการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก 326,000 ตันคาร์บอนไดออกไซด์ต่อปี

การใช้เชื้อเพลิง RDF ของ SCG ยังเป็นการใช้งานภายในเพื่อทดแทนการใช้ถ่านหินในกระบวนการผลิตปูนซีเมนต์ ซึ่งยังไม่มีรายงานถึงโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานความร้อนทิ้ง (Waste Heat Recovery) หรือเชื้อเพลิง RDF เพื่อการใช้ภายในและขายไฟฟ้าเข้าระบบ

บริษัทเอกชนอื่นที่ดำเนินการแปรรูปขยะเป็นพลังงาน

นอกเหนือจากบริษัทผู้ผลิตปูนซีเมนต์แล้ว ยังมีอีกหลายบริษัทที่ดำเนินการแปรรูปขยะเป็นพลังงานและที่อยู่ในระหว่างก่อสร้างโครงการ และในช่วงไม่กี่ปีที่ผ่านมามีการควบรวมกิจการในธุรกิจการแปรรูปขยะเป็นพลังงานอยู่หลายครั้ง

โรงไฟฟ้าขยะที่เคยมีขนาดใหญ่ที่สุดในประเทศไทยคือโรงไฟฟ้าขยะของบริษัท พีเจที เทคโนโลยี จำกัด (“PJT”) ที่จังหวัดภูเก็ต 2 โรง มีกำลังผลิตโรงละ 7 เมกะวัตต์ สามารถกำจัดขยะได้ 600 ตันต่อวัน โรงไฟฟ้าแห่งนี้เริ่มผลิตไฟฟ้าในเดือนกรกฎาคม 2555 และขายไฟฟ้าเข้าระบบในรูปแบบ VSPP โดย PJT ได้รับสัมปทานจากเทศบาลนครภูเก็ตเป็นเวลา 15 ปีในการรับกำจัดขยะเพื่อผลิตไฟฟ้า ภายในสัญญาสัมปทาน PJT จะได้รับค่ากำจัดขยะ (Tipping Fee) ที่ 300 บาทต่อตัน และปรับเพิ่มขึ้นทุก 3 ปีตามอัตราเงินเฟ้อ สัญญาสัมปทานนี้จะสิ้นสุดลงในปี 2566 และสามารถต่อสัญญาได้อีก 15 ปี จนถึงปี 2581

นอกจากนั้น PJT เป็นเจ้าของและดำเนินงานโรงไฟฟ้าจากขยะอุตสาหกรรมในเขตนิคมอุตสาหกรรมอมตะนคร จังหวัดชลบุรี ซึ่งสามารถกำจัดขยะได้ 60 ตันต่อวัน ในเดือนพฤศจิกายน 2558 บริษัท Yunnan Water Investment จากประเทศจีนได้ซื้อกิจการ PJT ด้วยมูลค่า 70 ล้านเหรียญสหรัฐ ธุรกิจหลักของ Yunnan Water Investment คือการบำบัดน้ำเสีย นอกจากนั้นในปี 2558 บริษัท Yunnan Water Investment ได้ซื้อกิจการโรงงานกำจัดขยะมูลฝอยชุมชนและโรงไฟฟ้าจากขยะในประเทศจีน

บริษัท อินเตอร์แนชั่นเนิลเอนจีเนียริง จำกัด (มหาชน) หรือ (“IEC”) กำลังพัฒนาโครงการแปรรูปขยะเป็นพลังงานโดย IEC ได้ร่วมกับบริษัท ผลิตไฟฟ้า จำกัด (มหาชน) หรือ (“EGCO”) ในรูปแบบ Joint Venture ภายใต้บริษัท จีเดค จำกัด หรือ (“GIDEC”) เพื่อดำเนินงานโรงไฟฟ้าขยะกำลังผลิต 6.5 เมกะวัตต์ ที่อำเภอหาดใหญ่ จังหวัดสงขลา โดยใช้เทคโนโลยีไพโรไลซิสจากประเทศฟินแลนด์ ใช้เงินลงทุนทั้งสิ้น 800 ล้านบาท ซึ่งได้เริ่มผลิตไฟฟ้าในเดือนธันวาคม 2557 สามารถกำจัดขยะได้ 300 ตันต่อวัน โรงไฟฟ้าแห่งนี้รับขยะมูลฝอยมาจากเทศบาลนครหาดใหญ่และเทศบาลใกล้เคียง ขยะมูลฝอยจะถูกนำมาคัดแยก ฉีกสับให้มีขนาดเล็กลง และลดความชื้นก่อนที่จะป้อนเข้าสู่กระบวนการไพโรไลซิส นอกจากนี้ IEC กำลังอยู่ในระหว่างเจรจากับบ่อฝังกลบขยะอื่นๆ ในประเทศเพื่อสร้างโรงงานไฟฟ้าในลักษณะเดียวกัน

IEC มีโรงงานผลิตเม็ดพลาสติกรีไซเคิลเพื่อส่งออก จากพลาสติกปนเปื้อนในแหล่งฝังกลบขยะในจังหวัดระยอง โรงงานผลิตเม็ดพลาสติกนี้ได้เริ่มดำเนินงานในปี 2558 สามารถกำจัดขยะได้ 100 ตันต่อวัน นอกจากนั้น IEC ยังมีการลงทุนในโรงไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดิน 3 แห่ง รวมกำลังผลิตไฟฟ้า 9 เมกะวัตต์ และในปี 2557 ได้ซื้อกิจการโรงไฟฟ้าชีวมวลแบบ VSPP กำลังผลิตไฟฟ้า 8 เมกะวัตต์ ในจังหวัดสระแก้ว ที่เริ่มผลิตไฟฟ้าตั้งแต่ปี 2556

บริษัท ทรูเอ็นเนอร์จี จำกัด (“**ทรูเอ็นเนอร์จี**”) กำลังพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าจากเชื้อเพลิง RDF จำนวน 2 โรง ในภาคกลางของประเทศไทย ที่จังหวัดพิจิตรและจังหวัดนครสวรรค์ ทรูเอ็นเนอร์จี ได้เซ็นสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (PPA) กับ กฟภ. แล้วสำหรับโรงไฟฟ้าจากเชื้อเพลิง RDF ทั้งสองโรงดังกล่าว ซึ่งจะใช้เทคโนโลยีกังหันไอน้ำ (Steam Turbine) ในการผลิตไฟฟ้า และคาดว่าโครงการจะเริ่มดำเนินการได้ในปี 2560

ทรูเอ็นเนอร์จี เริ่มแรกได้มุ่งพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงชีวมวลและได้ก่อสร้างโครงการแรกในจังหวัดลพบุรี มีกำลังผลิต 7.5 เมกะวัตต์ ซึ่งได้เริ่มดำเนินการในเดือนพฤศจิกายน 2554 ทรูเอ็นเนอร์จีมีแผนที่จะพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงชีวมวลเพิ่มเติมแต่ได้เปลี่ยนมาพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าจากเชื้อเพลิง RDF จากอัตรารับซื้อไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงขยะชุมชน (MSW) ที่สูง ในเดือนมกราคม 2558 โครงการโรงไฟฟ้าในจังหวัดลพบุรีได้ถูกซื้อกิจการโดยบริษัท อินเตอร์ ฟาร์อีสท์ เอ็นเนอร์ยี่ คอร์ปอเรชั่น จำกัด (มหาชน) (IFEC)

บริษัทแปรรูปขยะเป็นพลังงานที่สำคัญในประเทศไทย (มกราคม 2560)

บริษัท	จังหวัด	หมายเหตุ
บริษัท ทรูเอ็นเนอร์จี จำกัด	พิจิตร นครสวรรค์	ผู้พัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าชีวมวลที่ขยายมาทำโรงไฟฟ้าจากขยะ อยู่ระหว่างก่อสร้างโรงไฟฟ้า VSPP 2 โรงซึ่งเซ็นสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (PPA) แล้ว (โครงการละ 9.8 เมกะวัตต์)
บริษัท จีเดค จำกัด	หาดใหญ่	กิจการร่วมค้าในสัดส่วน 50/50 ระหว่าง IEC และ EGCO ดำเนินงานโรงไฟฟ้า VSPP แบบไพโรไลซิส 6.5 เมกะวัตต์
บริษัท พีเจที เทคโนโลยี จำกัด	ภูเก็ต	โรงไฟฟ้า VSPP 2 โรง ขายไฟเข้าระบบแล้ว (โรงละ 7 เมกะวัตต์)
บริษัทฯ	สระบุรี	โรงไฟฟ้า SPP 3 โรง (รวม 180 เมกะวัตต์) ขายไฟเข้าระบบแล้ว 2 โรง (60 เมกะวัตต์ และ 20 เมกะวัตต์) อยู่ระหว่างการพัฒนา 1 โครงการ โดยจะใช้เชื้อเพลิงร่วม RDF และความร้อนทิ้ง (100 เมกะวัตต์)

ที่มา: การสืบค้นข้อมูลโดย AWR Lloyd

เทศบาล

หลังจากที่รัฐบาลได้ให้ความเห็นชอบ Roadmap ในการจัดการขยะมูลฝอยและของเสียอันตรายในเดือนสิงหาคม 2557 ในเดือนกรกฎาคม 2558 กรมควบคุมมลพิษ (คพ.) ได้ร่างแผนแม่บทการบริหารจัดการขยะมูลฝอยของประเทศ (พ.ศ. 2559-2564) ในร่างแผนแม่บทฯ ได้ระบุองค์กรปกครองส่วนท้องถิ่น (อปท.) กว่า 90 แห่งที่มีศักยภาพในการแปรรูปขยะมูลฝอยเพื่อผลิตเป็นเชื้อเพลิง RDF ทั้งนี้หากสามารถดำเนินการในพื้นที่ดังกล่าวได้ทั้ง 90 แห่ง จะสามารถกำจัดขยะมูลฝอยได้ 16,763 ตัน/วัน หรือคิดเป็นร้อยละ 23.4 ของการก่อขยะมูลฝอยทั้งประเทศ โดยพื้นที่ศักยภาพ 90 แห่งนั้นกระจายตัวอยู่ทั่วประเทศ ซึ่งในบางแห่งเป็นพื้นที่เดียวกับที่ บริษัทฯ ใช้เป็นแหล่งขยะในการผลิตไฟฟ้า

นอกจากนี้ ในร่างแผนแม่บทฯ ยังได้ประเมินศักยภาพในการผลิตไฟฟ้าจากขยะมูลฝอยชุมชนในระดับองค์กรปกครองส่วนท้องถิ่น (อปท.) โดยได้ระบุพื้นที่ที่มีศักยภาพทั้งสิ้น 53 แห่ง โดยในปัจจุบันมีจำนวน 2 แห่งที่เปิดดำเนินการเตาเผาขยะมูลฝอยและแปรรูปขยะมูลฝอยเพื่อผลิตไฟฟ้าแล้ว คือ เทศบาลนครภูเก็ต จังหวัดภูเก็ต เทศบาลนครหาดใหญ่ จังหวัดสงขลา ซึ่งมีกำลังการผลิตไฟฟ้ารวม 25.7 เมกะวัตต์ และที่ยังอยู่ระหว่างการก่อสร้างอีกจำนวน 3 แห่ง คือ กรุงเทพมหานคร เทศบาลนครขอนแก่น จังหวัดขอนแก่น และเทศบาลตำบลแม่ขรี จังหวัดพัทลุง มีกำลังผลิตไฟฟ้ารวม 15.8 เมกะวัตต์ และอีก 48 แห่งกำลังอยู่ระหว่างการศึกษาความเป็นไปได้ของโครงการหรือการเจรจากับผู้พัฒนาโครงการ โดยพื้นที่ทั้ง 53 แห่งนี้ มีศักยภาพผลิตไฟฟ้ารวมทั้งหมด 325 เมกะวัตต์

ธุรกิจเชื้อเพลิง RDF ในประเทศไทย

การผลิตเชื้อเพลิง RDF เริ่มแพร่หลายในประเทศไทยเมื่อไม่กี่ปีที่ผ่านมา โดยการแปรรูปขยะมูลฝอยชุมชนให้อยู่ในรูปเชื้อเพลิงที่เหมาะแก่การใช้งานมากขึ้น ผู้ผลิตเชื้อเพลิง RDF ภาคเอกชนส่วนใหญ่อยู่ในเครือของบริษัทปูนซีเมนต์

ได้แก่ บริษัทฯ SCG และปูนซีเมนต์นครหลวง นอกจากนั้นยังมีเทศบาลต่างๆ ผลิตเชื้อเพลิง RDF ภายใต้ความร่วมมือ กับภาคเอกชน ผู้ใช้งานเชื้อเพลิง RDF หลักในประเทศคือโรงงานผลิตปูนซีเมนต์ โดยมีการใช้ในทุกโรงงานซึ่งมีทั้งหมด 6 แห่งในประเทศไทย นอกจากนั้นยังมีการใช้เชื้อเพลิง RDF ในการผลิตไฟฟ้าทั่วไปที่นอกเหนือจากโรงไฟฟ้าที่ผลิตไฟฟ้าจากขยะโดยเฉพาะ เช่น มีการใช้ในโรงไฟฟ้าถ่านหินและโรงไฟฟ้าชีวมวลอยู่บ้างแต่ยังไม่แพร่หลายมากนักเพราะเตาเผาที่มีอยู่เดิมอาจไม่เหมาะสำหรับเชื้อเพลิง RDF และมีความกังวลว่าจะเกิดมลพิษ โรงงานอุตสาหกรรมอื่นที่มีการใช้หม้อต้มไอน้ำ เช่น การผลิตเครื่องดื่ม สิ่งทอ ไม้ เฟอร์นิเจอร์ กระดาษ เคมีภัณฑ์ ปูนขาว โลหะ และชิ้นงานเหล็ก เป็นต้น ต่างมีความกังวลถึงการนำเชื้อเพลิง RDF มาใช้

มาตรฐานเชื้อเพลิง RDF

ประเทศไทยยังไม่มีมาตรฐานผลิตภัณฑ์อุตสาหกรรมสำหรับเชื้อเพลิง RDF โดยปกติผู้ผลิตแต่ละรายจะมีเกณฑ์คุณสมบัติของตนเองในการผลิตเชื้อเพลิง RDF เพื่อใช้งานในเตาเผาปูนซีเมนต์ โดยมีคุณสมบัติของเชื้อเพลิง RDF ตามเกณฑ์ของผู้ผลิตปูนซีเมนต์ในไทยดังสรุปในตารางข้างล่างนี้

มาตรฐานเชื้อเพลิง RDF ที่ใช้ในโรงงานผลิตปูนซีเมนต์ในประเทศไทย

คุณสมบัติ	บมจ. ทีพีไอ โพลีน	เอสซีไอ อีโค เซอร์วิส	จีโอไซเคิล
ค่าความร้อนต่ำ หรือ LHV (กิโลแคลอรี่/กิโลกรัม)	3,500	4,500	4,500
% ความชื้น	<35%	<20%	<25%
% คลอรีน	0.5%	1%	1%
% ซัลเฟอร์	-	<1%	-
% โลหะหนัก	-	≤1%	-
% สัดส่วนวัสดุที่เป็นของแข็ง	-	≤0.5%	-
ขนาด	-	-	<1M

ที่มา: มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี (ปี 2558)

2.5.5.3 การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานความร้อนทิ้ง (Waste Heat Recovery)

การแปรรูปความร้อนทิ้งเป็นพลังงาน (Waste Heat Recovery หรือ WHR) หมายถึงการนำความร้อนที่เหลือจากกระบวนการผลิตในอุตสาหกรรมมาผลิตเป็นกระแสไฟฟ้า โดยไม่ต้องใช้เชื้อเพลิงอื่นและไม่มีการปล่อยก๊าซเรือนกระจกหรือก๊าซเสียที่เป็นมลพิษทางอากาศ ซึ่งสามารถขายไฟฟ้าที่ผลิตได้เข้าระบบไฟฟ้าของประเทศ หรือใช้เองภายในโรงงาน WHR เหมาะสำหรับอุตสาหกรรมการผลิตที่ใช้พลังงานปริมาณมาก ซึ่งโดยทั่วไปกว่าร้อยละ 20 ถึง ร้อยละ 50 ของพลังงานที่ใช้จะเหลือกลับออกมาและถูกทิ้งไปโดยไม่ได้ใช้ประโยชน์

ข้อมูลจากการศึกษาของ Institute of Industrial Productivity (IIP) ในปี 2557 แสดงให้เห็นถึงการนำความร้อนทิ้งมาใช้ผลิตไฟฟ้าในโรงงานผลิตปูนซีเมนต์ในประเทศไทย โดยมีการติดตั้งระบบการผลิตไฟฟ้าจากความร้อนทิ้ง 11 แห่ง ใน 16 เตาเผา ใน 7 โรงงาน จากทั้งหมด 31 เตาเผา ใน 13 โรงงาน ในระบบการผลิตไฟฟ้าจากความร้อนทิ้งทั้ง 11 แห่งนี้ คิดเป็นกำลังผลิตไฟฟ้ารวมกว่า 172 เมกะวัตต์ ซึ่งคาดว่ายังมีศักยภาพการผลิตไฟฟ้าจากความร้อนทิ้งเหลืออยู่ประมาณ 30 ถึง 60 เมกะวัตต์ โดยพิจารณาจากประมาณการของกำลังการผลิตของเตาเผาในโรงงานซึ่งมีกำลังการผลิตมากกว่า 1 ล้านเมตริกตันต่อปี โดยความชื้นในวัตถุดิบผลิตปูนซีเมนต์อาจเป็นปัจจัยจำกัดศักยภาพการผลิตไฟฟ้าจากความร้อนทิ้ง

ตัวอย่างระบบผลิตไฟฟ้าจากความร้อนทิ้งในโรงงานผลิตปูนซีเมนต์ (ปี 2557)

โรงงานผลิตปูนซีเมนต์	กำลังการผลิตของเตาเผา	ปีที่เริ่มดำเนินงาน	กำลังผลิตไฟฟ้าจากความร้อนทิ้ง (เมกะวัตต์)	งบลงทุนค่าติดตั้ง (ล้านเหรียญสหรัฐ)	พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ (เมกะวัตต์-ชั่วโมง/ปี)
เอสซีจี แก่งคอย KK6	5,500 ตัน/วัน	2551	9.1	15.2	56,516
เอสซีจี ท่าหลวง	8,000 ตัน/วัน	2553	18.0	26.3	89,421
ปูนซีเมนต์นครหลวง (Kiln 3)	20,000 ตัน/วัน	2553	2 x 16.0	57.8	156,920
ทีพีไอ โพลีน เพาเวอร์	-	2552	2 x 20.0	-	164,937

ที่มา: Institute of Industrial Productivity และบริษัทฯ

2.5.6 ภาคธุรกิจสถานีบริการน้ำมันเชื้อเพลิงในประเทศไทย

ธุรกิจสถานีบริการน้ำมันเชื้อเพลิงในประเทศไทยมีผู้ให้บริการจำนวนมาก ตั้งแต่ผู้ประกอบการรายใหญ่ซึ่งเป็นบริษัทที่จดทะเบียนอยู่ในตลาดหลักทรัพย์ เช่น ปตท. จนถึงผู้ประกอบการรายเล็กที่สถานีบริการอาจมีเพียงเครื่องปั๊มน้ำมันเครื่องเดียว ณ สิ้นปี 2558 ประเทศไทยมีสถานีบริการน้ำมันเชื้อเพลิงทั้งหมดมากกว่า 25,000 แห่ง โดยบริษัทผู้ให้บริการรายใหญ่ 10 อันดับแรกมีสถานีบริการมากกว่า 6,500 แห่ง หรือคิดเป็นเป็นสัดส่วนร้อยละ 26 ของจำนวนสถานีบริการทั้งหมด โดย ปตท. (PTT) มีจำนวนสถานีบริการมากที่สุด คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 6.8 ตามมาด้วยบริษัท พีทีจี เอ็นเนอยี จำกัด (PTG) มีจำนวนสถานีคิดเป็นร้อยละ 4.5 และบางจาก ร้อยละ 4.2

ส่วนแบ่งตลาดที่คิดจากปริมาณการขายน้ำมันเชื้อเพลิงมีความแตกต่างจากส่วนแบ่งตลาดของจำนวนสถานีบริการเป็นอย่างมาก ผู้ประกอบการรายใหญ่จำนวนไม่กี่รายมีปริมาณการขายน้ำมันเชื้อเพลิงคิดเป็นสัดส่วนที่สูงของปริมาณที่ขายได้ทั้งหมดในตลาด ปตท. มีปริมาณการขายคิดเป็นร้อยละ 37 ของทั้งตลาด ส่วน เอสโซ่ บางจาก เชลล์ เชฟรอน ต่างมีสัดส่วนปริมาณที่ขายได้อยู่ในช่วงร้อยละ 8-15 ผู้ประกอบการรายเล็ก เช่น ซัสโก้ หรือพีทีจี เอ็นเนอยี มีสัดส่วนประมาณร้อยละ 1

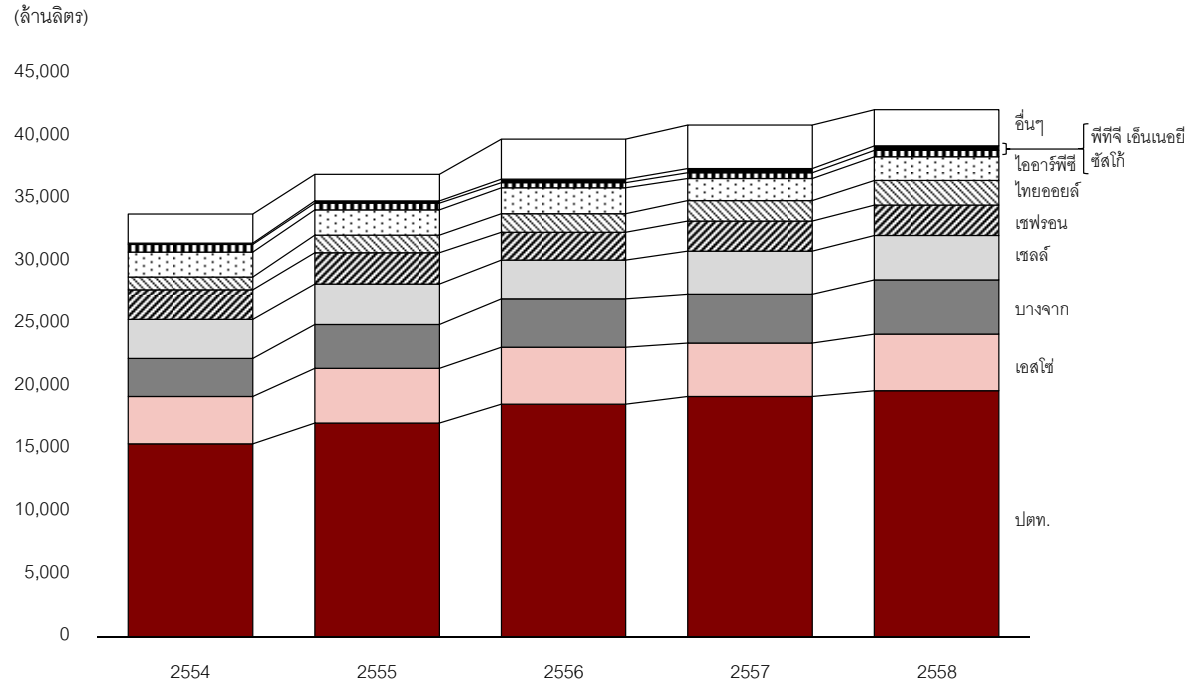
อย่างไรก็ตาม จะเห็นได้ว่าจำนวนสถานีบริการไม่ใช่ตัวแปรที่สำคัญเพียงอย่างเดียว สถานีบริการมีทั้งที่เป็นสถานีขนาดใหญ่มีเครื่องปั๊มน้ำมันหลายปั๊ม มีธุรกิจค้าปลีกอื่นๆ ที่ไม่ใช่ธุรกิจการขายน้ำมันเชื้อเพลิง ไปจนถึงสถานีบริการขนาดเล็กที่มักพบเห็นตามต่างจังหวัด ซึ่งอาจมีแค่เครื่องปั๊มน้ำมันแบบมือหมุน โดยทั่วไปธุรกิจค้าปลีกในสถานีบริการจะมีอัตรากำไรที่สูงกว่า ผู้ประกอบการรายใหญ่ เช่น ปตท. และบางจาก ต่างมีการพัฒนาธุรกิจค้าปลีกของตนเองเพื่อรักษากำไรในส่วนนี้ นอกจากนั้นผู้ประกอบการรายใหญ่มักจะมีสถานีบริการขนาดใหญ่ และมีจำนวนมากที่อยู่ในทำเลที่ดีในกรุงเทพหรือบริเวณใกล้เคียง สถานีบริการที่ตั้งอยู่ในเขตเมืองยังมีมูลค่าที่ดินที่สูงอีกด้วย

โดยทั่วไปอัตรากำไรของการขายน้ำมันเชื้อเพลิงประเภทเบนซินและดีเซลจะอยู่ระหว่างร้อยละ 2-6 และในช่วงทศวรรษที่ผ่านมาที่ราคาน้ำมันอยู่ในระดับต่ำ สำหรับการขาย NGV ยังไม่มีข้อมูลอัตรากำไรที่เปิดเผย แต่คาดว่าอัตรา

กำไรจะมีระดับที่สูงกว่าเล็กน้อยเพื่อชดเชยกับปริมาณการขายโดยรวมที่ต่ำกว่า ทำให้อัตรากำไรของการขายน้ำมันเชื้อเพลิงอยู่ในระดับสูง ธุรกิจอื่น ๆ ที่อยู่ในสถานีจะมีอัตรากำไรอยู่ในช่วงร้อยละ 30-40 อย่างไรก็ตามรายได้จากธุรกิจเหล่านี้มักจะเป็นสัดส่วนที่น้อยเมื่อเทียบกับรายได้หลักจากการขายน้ำมันเชื้อเพลิง ธุรกิจอื่นๆ ที่ไม่ใช่การขายน้ำมันเชื้อเพลิงของ ปตท. สร้างกำไรประมาณร้อยละ 20 ของกำไรทั้งหมดในปี 2557

ในประเทศไทยมีสถานีบริการ NGV ทั้งหมด 487 แห่ง ซึ่งมีทั้งที่ให้บริการเฉพาะแต่ NGV และที่ให้บริการน้ำมันเชื้อเพลิงชนิดอื่นด้วย สถานีบริการ NGV เหล่านี้มีทั้งที่รับ NGV มาจากท่อก๊าซธรรมชาติโดยตรงและแบบสถานีแม่-สถานีลูก (Mother-Daughter Station) ที่สถานีหลัก (Mother Station) ทำหน้าที่ส่งก๊าซอัดไปสู่สถานีบริการ NGV ของลูกค้า

ปริมาณการขายน้ำมันเชื้อเพลิงแยกตามผู้ประกอบการ (2554-2558)



หมายเหตุ: รวมน้ำมันเชื้อเพลิงประเภทเบนซิน ดีเซล แอลพีจี และเอ็นจีวี

ที่มา: กรมธุรกิจพลังงาน

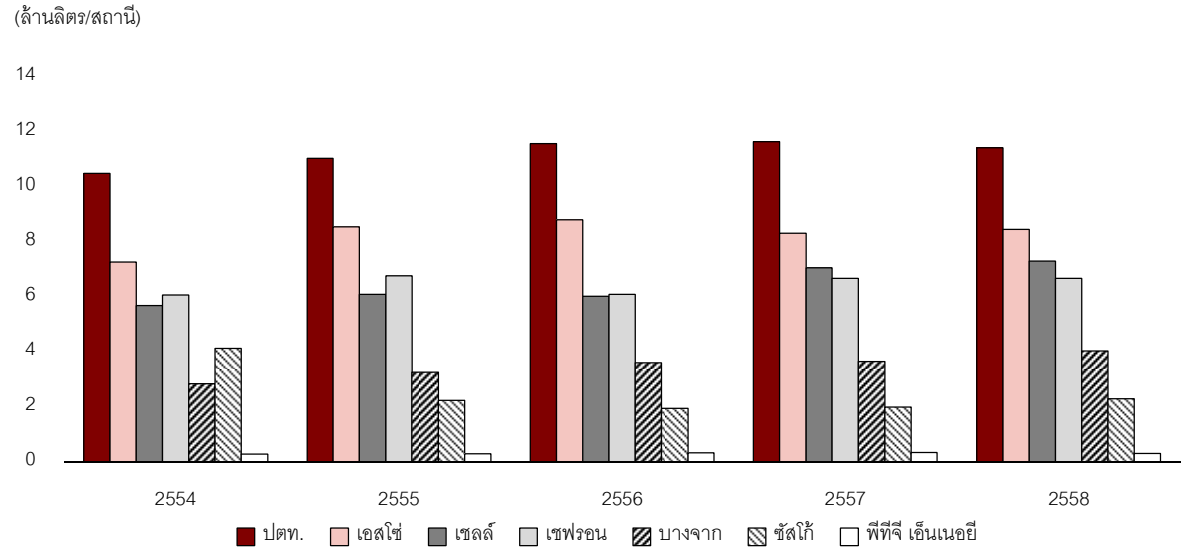
จำนวนสถานีบริการน้ำมันเชื้อเพลิง (2554-2558)

ผู้ประกอบการ	2554		2555		2556		2557		2558	
	(จำนวน)	(ร้อยละ)	(จำนวน)	(ร้อยละ)	(จำนวน)	(ร้อยละ)	(จำนวน)	(ร้อยละ)	(จำนวน)	(ร้อยละ)
ปตท.	1,472	7.3	1,550	7.2	1,610	7.0	1,652	6.8	1,725	6.8
พีทีจี เอ็นเนอยี	438	2.2	577	2.7	743	3.2	951	3.9	1,150	4.5
บางจาก	1,068	5.3	1,067	5.0	1,074	4.7	1,070	4.4	1,072	4.2
เอสโซ่	523	2.6	512	2.4	516	2.2	511	2.1	534	2.1
เชลล์	547	2.7	533	2.5	515	2.2	489	2.0	491	1.9
ดับบลิวพี	197	1.0	286	1.3	340	1.5	369	1.5	445	1.8
สยามแก๊ส	329	1.6	363	1.7	418	1.8	405	1.7	431	1.7
เชฟรอน	390	1.9	371	1.7	366	1.6	359	1.5	362	1.4
ซัสโก้	145	0.7	233	1.1	220	1.0	218	0.9	217	0.9
ยูนิค	152	0.8	110	0.5	114	0.5	125	0.5	130	0.5
อื่นๆ	14,991	74.0	15,804	73.8	17,088	74.3	18,064	74.6	18,786	74.1
รวม	**20,252**	**100**	**21,406**	**100**	**23,004**	**100**	**24,213**	**100**	**25,343**	**100**

หมายเหตุ: รวมน้ำมันเชื้อเพลิงประเภทเบนซิน ดีเซล แอลพีจี และเอ็นจีวี

ที่มา: กรมธุรกิจพลังงาน

ปริมาณการขายน้ำมันเชื้อเพลิงต่อสถานีของผู้ค้ารายหลัก (2554-2558)



หมายเหตุ: รวมน้ำมันเชื้อเพลิงประเภทเบนซิน ดีเซล แอลพีจี และเอ็นจีวี

ที่มา: กรมธุรกิจพลังงาน

2.6 กฎหมายที่เกี่ยวข้องกับการดำเนินธุรกิจ

(ก) ข้อมูลทั่วไป

กระทรวงพลังงาน โดยคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ ("**กพช.**") และสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน ("**สนพ.**") เป็นหน่วยงานหลักที่รับผิดชอบในการกำกับดูแลอุตสาหกรรมปิโตรเลียมและพลังงานไฟฟ้าในประเทศไทย

(ข) กระทรวงพลังงาน

กระทรวงพลังงานจัดตั้งขึ้นในปี 2545 ประกอบไปด้วยส่วนราชการ 6 ส่วน คือ สำนักงานรัฐมนตรี สำนักงานปลัดกระทรวง กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ กรมธุรกิจพลังงาน กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน และ สนพ.

กระทรวงพลังงานมีอำนาจหน้าที่รับผิดชอบเกี่ยวกับการจัดหา พัฒนา และบริหารจัดการพลังงานและหน้าที่อื่น ๆ ที่เกี่ยวข้อง รวมถึงกำกับดูแลหน่วยงานที่รับผิดชอบในการผลิต จัดส่ง และขายส่งพลังงานไฟฟ้าในประเทศ คือ กฟผ.

(ค) สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.)

สนพ. มีอำนาจหน้าที่ตามพระราชบัญญัติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ พ.ศ. 2535 พระราชกำหนดแก้ไขและป้องกันภาวะการขาดแคลนน้ำมันเชื้อเพลิง พ.ศ. 2516 พระราชบัญญัติการส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน พ.ศ. 2535 และกฎกระทรวงแบ่งส่วนราชการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน พ.ศ. 2551 และทำหน้าที่เป็นสำนักเลขานุการของ กพช. และฝ่ายเลขานุการของคณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน ("**กบง.**")

หน้าที่และความรับผิดชอบหลักของ สนพ. ในฐานะฝ่ายเลขานุการของ กบง. คือ ศึกษาและวิเคราะห์นโยบายและแผนการบริหารและพัฒนาพลังงานของประเทศ รวมทั้งกำหนดนโยบายและมาตรการเกี่ยวกับราคาน้ำมันและกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง

(ง) คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.)

กพช. จัดตั้งขึ้นตามพระราชบัญญัติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ พ.ศ. 2535 (ตามที่แก้ไขเพิ่มเติม) ("**พ.ร.บ. คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ**") ซึ่งมีนายกรัฐมนตรีเป็นประธาน หน้าที่หลักของ กพช. คือ เสนอนโยบายและแผนการบริหารและพัฒนาพลังงานของประเทศต่อคณะรัฐมนตรี รวมทั้งกำหนดหลักเกณฑ์และเงื่อนไขในการกำหนดราคาพลังงานให้สอดคล้องกับนโยบายและแผนการบริหารและพัฒนาพลังงานของประเทศ

(จ) คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.)

กกพ. ได้จัดตั้งขึ้นตามพระราชบัญญัติการประกอบกิจการพลังงาน พ.ศ. 2550 โดยมีหน้าที่หลัก คือ กำหนดระเบียบและหลักเกณฑ์ในการจัดหาไฟฟ้า และการออกประกาศเชิญชวนการรับซื้อไฟฟ้า รวมทั้งกำกับดูแลขั้นตอนการคัดเลือกให้เกิดความเป็นธรรมแก่ทุกฝ่าย รวมทั้งออกประกาศกำหนดประเภทใบอนุญาตการประกอบกิจการพลังงาน

และเสนอความเห็นต่อแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า แผนการลงทุนในกิจการไฟฟ้า แผนการจัดหาก๊าซธรรมชาติ และแผนการขยายระบบโครงข่ายพลังงาน

(ฉ) คณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน (กบง.)

กบง. ได้จัดตั้งขึ้นตามคำสั่งคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ ที่ 1/2557 โดยอาศัยอำนาจคำสั่งคณะรักษาความสงบแห่งชาติ ที่ 55/2557

อำนาจหน้าที่ของ กบง. รวมถึงเสนอแนะนโยบาย แผนการบริหาร มาตรการด้านพลังงาน บริหารกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง กำหนดราคาและอัตราเงินกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิงตามพระราชกำหนดแก้ไขและป้องกันภาวะการขาดแคลนน้ำมันเชื้อเพลิง พ.ศ. 2516

(ช) กฎระเบียบที่เกี่ยวกับโรงไฟฟ้า

(1) ค่าไฟฟ้า

ค่าไฟฟ้าแบ่งออกเป็นอัตราค่าไฟฟ้าขายส่งและอัตราค่าไฟฟ้าขายปลีก โดย กฟผ. จะประกาศอัตราค่าไฟฟ้าขายส่ง และ กฟภ. กับ กฟน. ประกาศอัตราค่าไฟฟ้าขายปลีก

อัตราค่าไฟฟ้าขายส่งเป็นค่าไฟฟ้าที่ กฟผ. เรียกเก็บจาก กฟน. และ กฟภ. ซึ่งคือผลรวมของอัตราค่าพลังงานไฟฟ้า อัตราค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า (Power Factor Charge) และภาษีมูลค่าเพิ่ม ทั้งนี้ อัตราค่าพลังงานไฟฟ้าประกอบด้วยอัตราค่าไฟฟ้าขายส่งตามช่วงเวลาของการใช้ (Time of Use: TOU Rate) และอัตราค่าการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ หรือ ค่า Ft ขายส่ง โดยอัตราค่าไฟฟ้าขายส่งตามช่วงเวลาของการใช้นั้นประกอบไปด้วยค่าผลิตไฟฟ้าและค่าบริการระบบส่ง แบ่งตามระดับแรงดันไฟฟ้า และช่วงเวลาการใช้ว่าเป็นช่วง Peak (09.00-22.00 น. วันจันทร์-วันศุกร์) หรือช่วง Off-Peak (22.00-09.00 น. วันจันทร์-วันศุกร์ และ 00.00-24.00 น. วันเสาร์-วันอาทิตย์ และวันหยุดราชการ) ส่วนอัตราค่า Ft ขายส่งมีขึ้นเพื่อส่งผ่านค่าใช้จ่ายด้านค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ เพื่อสะท้อนการเปลี่ยนแปลงของต้นทุนที่อยู่นอกเหนือการควบคุมของการไฟฟ้า โดยจะปรับปรุงทุก ๆ 4 เดือน

อัตราค่าไฟฟ้าขายปลีกเรียกเก็บโดย กฟน. และ กฟภ. จะแบ่งตามประเภทของผู้บริโภคซึ่งแบ่งด้วยความต้องการพลังไฟฟ้า และปริมาณการใช้ไฟฟ้า อัตราค่าไฟฟ้าขายปลีกคือผลรวมของอัตราตามช่วงเวลาของการใช้ (Time of Use: TOU Rate) อัตราค่าการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ หรือ ค่า Ft และภาษีมูลค่าเพิ่ม ทั้งนี้ อัตราตามช่วงเวลาของการใช้แบ่งตามประเภทของผู้บริโภค ความต้องการพลังงานไฟฟ้า ค่าพลังงานไฟฟ้า และค่าบริการ โดยกรณีของบริษัทฯ จัดอยู่ในประเภทกิจการขนาดใหญ่ เนื่องจากมีความต้องการพลังไฟฟ้าเฉลี่ยใน 15 นาทีสูงสุดในช่วงเวลาใดเวลาหนึ่ง ตั้งแต่ 1,000 กิโลวัตต์ขึ้นไป หรือมีปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้าเฉลี่ย 3 เดือนก่อนหน้าเกิน 250,000 หน่วยต่อเดือน

(2) ระบบส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (Adder) และระบบ Feed-in Tariff

รัฐบาลไทยมีนโยบายที่จะส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนโดยการสร้างแรงจูงใจให้แก่ผู้ผลิตไฟฟ้า ทั้งนี้ กกพ. และ กฟผ. ได้ประกาศการจ่ายอัตราส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (Adder) เพิ่มเติมจากค่าพลังงานไฟฟ้าสำหรับการผลิตไฟฟ้าจากชีวมวล ก๊าซชีวภาพ ขยะ พลังงานลม และพลังงานแสงอาทิตย์ โดยอัตราส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (Adder) สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กที่ผลิตจากเชื้อเพลิงขยะอยู่ที่อัตรา 3.5 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง เป็นระยะเวลา 7 ปีนับจากวันเริ่มซื้อขายไฟฟ้า

เมื่อวันที่ 22 ตุลาคม 2557 กพช. ได้เห็นชอบในหลักการเกี่ยวกับมาตรการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน โดยเปลี่ยนจากระบบส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (Adder) เป็นระบบ Feed-in Tariff และกระทรวงพลังงานจะจัดทำอัตรารับซื้อไฟฟ้าในรูปแบบ Feed-in Tariff สำหรับพลังงานหมุนเวียนประกอบด้วยพลังงานลม ขยะ ชีวมวล ก๊าซชีวภาพ ซึ่งการเปลี่ยนเป็นรูปแบบ Feed-in Tariff นี้ทำให้สอดคล้องกับต้นทุนพลังงานหมุนเวียนในแต่ละประเภท รวมทั้งมีการทบทวนต้นทุนอย่างต่อเนื่อง และมีให้ตลอดอายุสัญญา ส่งผลให้ผู้ผลิตไฟฟ้าสามารถคาดการณ์ผลตอบแทนการลงทุนที่ชัดเจนในการพัฒนาโครงการได้ล่วงหน้า

ต่อมาในวันที่ 15 ธันวาคม 2557 กพช. เห็นชอบให้ กกพ. รับไปดำเนินการประกาศหยุดรับซื้อไฟฟ้าระบบส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (Adder) โดยให้มีผลตั้งแต่วันที่ 16 ธันวาคม 2557 ทั้งนี้ กฟผ. กฟภ. และ กฟน. ได้รับการแจ้งจาก กกพ. และดำเนินการประกาศหยุดรับซื้อไฟฟ้าระบบส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (Adder) รวมถึงหยุดรับคำร้องและข้อเสนอการขายไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กที่ผลิตจากพลังงานหมุนเวียน

ปัจจุบัน ระบบอัตรารับซื้อไฟฟ้าในรูปแบบ Feed-in Tariff ยังไม่ประกาศใช้สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP) อย่างไรก็ตาม ในปัจจุบัน มีประกาศรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) โดยสูตรการคำนวณอัตรารับซื้อไฟฟ้าในรูปแบบ Feed-in Tariff ประกอบไปด้วย (ก) อัตรารับซื้อไฟฟ้าส่วนคงที่ (FiTf) ซึ่งจะคงที่ตลอดอายุโครงการ (ข) อัตรารับซื้อไฟฟ้าส่วนแปรผัน (FiTv) จะปรับเพิ่มขึ้นตามค่าอัตราเงินเฟ้อขั้นพื้นฐาน (Core Inflation) เฉลี่ยของปีก่อนหน้า และ (ค) อัตรารับซื้อไฟฟ้าพิเศษ (FiT Premium) ตามนโยบายของภาครัฐที่ต้องการสร้างแรงจูงใจการลงทุนบางประเภทเชื้อเพลิง (เช่น ขยะอุตสาหกรรม หรือโครงการในพื้นที่จังหวัดชายแดนภาคใต้) โดยเมื่อวันที่ 16 กุมภาพันธ์ 2558 กพช. ได้เห็นชอบแนวทางการกำหนดอัตรารับซื้อไฟฟ้าในรูปแบบ Feed-in Tariff สำหรับขยะชุมชน ขยะหรือกากอุตสาหกรรม และกำหนดอัตรารับซื้อไฟฟ้าส่วนคงที่ (FiTf) สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) รายใหม่ที่ราคา 2.39 บาท/หน่วย และอัตรารับซื้อไฟฟ้าส่วนแปรผัน (FiTv) ที่ราคา 2.69 บาท/หน่วยเป็นระยะเวลา 20 ปี นอกจากนี้ เมื่อวันที่ 2 กุมภาพันธ์ 2558 กกพ. ได้ประกาศแนวทางการดำเนินการในช่วงเปลี่ยนผ่านจากระบบส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (Adder) และระบบ Feed-in Tariff สำหรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนกรณีผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) (แต่ไม่รวมถึงพลังงานแสงอาทิตย์) โดยให้โครงการที่ได้รับอนุมัติตอบรับซื้อไฟฟ้าในปี 2557 และยังไม่พ้นกำหนดวันจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบเชิงพาณิชย์ โดยผู้เข้าร่วมโครงการจะได้รับสิทธิในการขอยกเลิกสิทธิในการได้รับ ส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (Adder) เป็นอัตรารับซื้อไฟฟ้าในรูปแบบ Feed-in Tariff แทน

(ซ) กฎระเบียบเกี่ยวกับราคาน้ำมัน และก๊าซธรรมชาติ

(1) น้ำมันเชื้อเพลิง

ราคาน้ำมันแบ่งเป็นราคาขายส่ง และราคาขายปลีก โดยราคาขายส่งประกอบไปด้วยราคา ณ โรงกลั่น ภาษีสรรพสามิต ภาษีเทศบาล เงินส่งเข้ากองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง เงินส่งเข้ากองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน และภาษีมูลค่าเพิ่ม ส่วนราคาขายปลีก คือ ราคาขายส่ง ค่าการตลาด และภาษีมูลค่าเพิ่ม

กองทุนน้ำมันเชื้อเพลิงก่อตั้งขึ้นโดยคำสั่งนายกรัฐมนตรีที่ 4/2547 โดยอาศัยอำนาจตามพระราชกำหนดแก้ไขและป้องกันภาวะการขาดแคลนน้ำมันเชื้อเพลิง พ.ศ. 2516 ซึ่งจุดประสงค์หลักของกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิงคือการชดเชยและป้องกันการขาดแคลนน้ำมันเชื้อเพลิง และรักษาเสถียรภาพของราคาขายปลีกน้ำมันเชื้อเพลิงในประเทศภายหลังจากที่ราคาน้ำมันของตลาดโลกพุ่งสูงมาก กองทุนน้ำมันเชื้อเพลิงจึงก่อตั้งขึ้นเพื่อลดผลกระทบในทางลบต่อเศรษฐกิจให้น้อยที่สุด และลดการใช้น้ำมันเชื้อเพลิงบางประเภท

กองทุนเพื่อการส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงานก่อตั้งขึ้นโดยพระราชบัญญัติการส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน พ.ศ. 2535 ซึ่งมีวัตถุประสงค์เพื่อใช้เป็นทุนหมุนเวียนและใช้จ่ายช่วยเหลือหรืออุดหนุนการดำเนินงานเกี่ยวกับการอนุรักษ์พลังงาน

ราคาของผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมในประเทศไทยในปัจจุบันเป็นไปตามกลไกตลาด และราคาเทียบเท่าราคานำเข้า (Import Parity Price) ซึ่งโดยทั่วไปแล้ว ราคาเทียบเท่าราคานำเข้าเป็นไปตามราคา ณ โรงกลั่น โดยอ้างอิงกับราคาในตลาดจริงที่ประเทศสิงคโปร์ (Singapore Spot Market Price) ของผลิตภัณฑ์ที่เกี่ยวข้องซึ่งเป็นราคาเฉลี่ยอ้างอิงของประเทศสิงคโปร์ (MOPS) ที่จัดทำโดย Platt บวกค่าใช้จ่ายในการขนส่งผลิตภัณฑ์นั้น ๆ จากประเทศสิงคโปร์มายังประเทศไทย เช่น ค่าประกันภัย ค่าระวาง การสูญเสียน้ำมันอันเกิดจากการขนส่งสินค้าทางทะเล (Ocean Losses) และค่าใช้จ่ายในการจัดการ

ในปัจจุบัน แม้ว่าประเทศไทยจะมีการยกเลิกการควบคุมราคาขายปลีกน้ำมันเชื้อเพลิง แต่ราคาขายปลีกน้ำมันเชื้อเพลิงยังอยู่ภายใต้การปรับราคาด้วยภาษีสรรพสามิต ภาษีเทศบาล และเงินส่งเข้ากองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง เงินส่งเข้ากองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน โดยปรับโครงสร้างราคาน้ำมันเชื้อเพลิงให้สอดคล้องกับต้นทุนและมีภาระภาษีให้สะท้อนต้นทุนมลภาวะและถนนชำรุด ตามแผนบริหารจัดการน้ำมันเชื้อเพลิง 2558 ด้วยมติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติครั้งที่ 4/2558 วันที่ 17 กันยายน 2558

(2) ก๊าซธรรมชาติ

ในอดีต ราคาขายปลีกของก๊าซธรรมชาติเพื่อยานยนต์อยู่ภายใต้การควบคุมและได้รับการอุดหนุนจากกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง อย่างไรก็ตาม ตามแผนบริหารจัดการน้ำมันเชื้อเพลิง 2558 ภายใต้มติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติครั้งที่ 4/2558 วันที่ 17 กันยายน 2558 ได้กำหนดให้มีการปรับโครงสร้างราคาก๊าซธรรมชาติเพื่อให้สะท้อนต้นทุนที่แท้จริงและได้มีการพิจารณาการจัดเก็บภาษีสรรพสามิตที่เกี่ยวข้อง

เพื่อเป็นไปตามแผนบริหารจัดการน้ำมันเชื้อเพลิง 2558 ดังกล่าว คณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงานครั้งที่ 2/2559 วันที่ 20 มกราคม 2559 จึงมีมติเห็นชอบให้ประกาศลอยตัวราคาขายปลีกของก๊าซธรรมชาติแบบมีเงื่อนไข โดยได้ขอความร่วมมือให้บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) กำหนดเพดานราคาขายปลีกก๊าซธรรมชาติสำหรับรถยนต์ทั่วไปที่ 13.5 บาทต่อกิโลกรัม ซึ่งจะมีผลตั้งแต่วันที่ 21 มกราคม2559 ถึงวันที่ 15 กรกฎาคม 2559 และหากในช่วงเวลาดังกล่าว ต้นทุนราคาก๊าซธรรมชาติอยู่ในระดับที่ต่ำกว่า 13.5 บาทต่อกิโลกรัม ให้ปรับราคาขายปลีกก๊าซธรรมชาติสำหรับรถยนต์ทั่วไปลง ทั้งนี้ ตั้งแต่วันที่ 16 กรกฎาคม 2559 เป็นต้นไป ให้ปรับราคาขายก๊าซธรรมชาติสำหรับรถยนต์ทั่วไปให้สะท้อนต้นทุน และไม่อยู่ภายใต้เพดานราคาอีกต่อไป โดยโครงสร้างราคาก๊าซธรรมชาติจะคำนวณจากต้นทุนของราคาเฉลี่ยเนื้อก๊าซธรรมชาติ (Pool Gas) ของเดือนที่ผ่านมา ในทุกวันที่ 16 ของแต่ละเดือน

(ฌ) ใบอนุญาตที่สำคัญในการประกอบธุรกิจ

ก่อนที่บริษัทฯ จะเริ่มก่อสร้างสถานประกอบการ บริษัทฯ จะต้องดำเนินการขอใบอนุญาตที่เกี่ยวข้องจากหน่วยงานต่าง ๆ และดำเนินธุรกิจของบริษัทฯ ให้เป็นไปตามกฎหมายที่เกี่ยวข้องและปฏิบัติตามเงื่อนไขภายใต้ใบอนุญาตสำหรับการดำเนินธุรกิจของบริษัทฯ

การดำเนินธุรกิจโรงไฟฟ้าและธุรกิจสถานีบริการน้ำมันเชื้อเพลิงและก๊าซธรรมชาติ (NGV) ของบริษัทฯ ต้องเป็นไปตามกฎระเบียบของหน่วยงานราชการ โดยมีหน่วยงานราชการที่ทำหน้าที่กำกับดูแลหลายหน่วยงานตั้งแต่กรมโรงงานอุตสาหกรรม คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน กรมธุรกิจพลังงาน การไฟฟ้าฝ่ายผลิต รวมถึงหน่วยงานรัฐอื่น ๆ นอกจากนี้ สถานประกอบการและการดำเนินธุรกิจของบริษัทฯ อยู่ภายใต้หลักเกณฑ์ตามกฎหมายและระเบียบของหน่วยงานที่เกี่ยวข้องจำนวนมาก เช่น พระราชบัญญัติการผังเมือง พ.ศ. 2518 (รวมทั้งที่มีการแก้ไขเพิ่มเติม) พระราชบัญญัติควบคุมอาคาร พ.ศ. 2522 (รวมทั้งที่มีการแก้ไขเพิ่มเติม) พระราชบัญญัติโรงงาน พ.ศ. 2535 (รวมทั้งที่มีการแก้ไขเพิ่มเติม) พระราชบัญญัติการประกอบกิจการพลังงาน พ.ศ.2550 เป็นต้น ซึ่งสามารถแยกตามประเภทธุรกิจของบริษัทฯ ได้ดังนี้

(1) ธุรกิจโรงไฟฟ้า

ในการประกอบธุรกิจผลิตและจำหน่ายไฟฟ้านั้น บริษัทฯ จำเป็นต้องได้รับความเห็นชอบและมีใบอนุญาตหลายประเภทตั้งแต่การได้รับความเห็นชอบรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม (Environmental Impact Assessment หรือ EIA) หรือประมวลหลักการปฏิบัติ (Code of Practice) ใบอนุญาตก่อสร้างอาคาร ดัดแปลงอาคาร หรือรื้อถอนอาคาร หรือใบรับรองการก่อสร้างอาคาร ดัดแปลงอาคาร หรือเคลื่อนย้ายอาคาร ใบอนุญาตประกอบกิจการโรงงาน ใบอนุญาตให้ผลิตพลังงานควบคุม ใบอนุญาตประกอบกิจการผลิตไฟฟ้า ใบอนุญาตจำหน่ายไฟฟ้า และใบอนุญาตระบบจำหน่ายไฟฟ้า เป็นต้น โดยบริษัทฯ ได้ยื่นรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อมสำหรับโรงไฟฟ้า RDF-70MW และโรงไฟฟ้าถ่านหิน-RDF 70MW และรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อมและสุขภาพสำหรับโรงไฟฟ้าถ่านหิน 150MW แล้ว และอยู่ในระหว่างการขอใบอนุญาตที่เกี่ยวข้อง

(2) ธุรกิจสถานีบริการน้ำมันเชื้อเพลิงและก๊าซธรรมชาติ (NGV)

ในการประกอบธุรกิจสถานีบริการน้ำมันเชื้อเพลิงและก๊าซธรรมชาติ (NGV) นั้น บริษัทฯ จำเป็นต้องมีใบอนุญาตหลายประเภทตั้งแต่ใบทะเบียนการค้าผู้ค้าน้ำมันตามมาตรา 11 ของพระราชบัญญัติการค้าน้ำมันเชื้อเพลิง พ.ศ. 2543 (รวมทั้งที่มีการแก้ไขเพิ่มเติม) (ผู้ค้าน้ำมันประเภทสถานีบริการซึ่งจำหน่ายน้ำมันเชื้อเพลิง และก๊าซปิโตรเลียมเหลวให้แก่ประชาชนโดยวิธีการเติมหรือใส่ลงในที่บรรจุน้ำมันเชื้อเพลิงของยานพาหนะ โดยใช้มาตรวัดน้ำมันเชื้อเพลิง) ใบอนุญาตประกอบกิจการที่เป็นอันตรายต่อสุขภาพ และ/หรือ ใบอนุญาตประกอบกิจการควบคุมประเภทที่ 3 (สถานที่เก็บน้ำมันเชื้อเพลิง และก๊าซธรรมชาติเพื่อให้บริการแก่ยานพาหนะ)

2.7 การแข่งขัน

การพัฒนาของอุตสาหกรรมพลังงานจากขยะในประเทศไทยยังอยู่ในขั้นเริ่มต้น และมีข้อจำกัดในการเข้าสู่ตลาดเนื่องจากการก่อสร้างโรงไฟฟ้าที่ผลิตไฟฟ้าจากขยะจำเป็นต้องใช้เทคโนโลยีขั้นสูงและต้องใช้เงินลงทุนเป็นจำนวนมาก อย่างไรก็ดี บริษัทฯ ยังต้องแข่งขันกับผู้ประกอบการรายอื่นในการจัดหาขยะ

ตามข้อมูลของ AWR Lloyd ปริมาณขยะในประเทศไทยที่ผลิตได้ในปี 2557 มีจำนวน 26.2 ล้านตัน แม้ว่าในอนาคตอาจจะมีการแข่งขันในด้านการจัดหาขยะที่สูงขึ้นในตลาด บริษัทฯ เชื่อว่าจะสามารถแข่งขันได้อย่างมีประสิทธิภาพโดยอาศัยความสามารถด้านการดำเนินงานและผลประกอบการที่เชื่อถือได้ ประกอบกับการเป็นผู้นำในด้านเทคโนโลยีอุตสาหกรรมในกระบวนการคัดแยกและบริหารจัดการขยะ รวมถึงการมีความสัมพันธ์อันดีกับหน่วยงานเทศบาล

นอกจากนี้ บริษัทฯ ยังมีการแข่งขันกับผู้ผลิตไฟฟ้ารายอื่นในการเข้าทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟผ. เมื่อผู้ผลิตไฟฟ้าได้เข้าทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟผ. แล้ว ผู้ผลิตไฟฟ้าจะมีรายได้ที่แน่นอนจากการจำหน่ายไฟฟ้าให้กับ กฟผ. เป็นระยะเวลาคงที่ตามสัญญา ดังนั้น การแข่งขันในอุตสาหกรรมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานขยะจึงเกิดขึ้นในช่วงที่เปิดรับข้อเสนอการขายไฟฟ้าด้วยวิธีการคัดเลือกโดยการแข่งขันด้านราคา (Bidding) โดยปกติแล้ว บริษัทฯ เข้าทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟผ. ตามวิธีการคัดเลือกดังกล่าว ซึ่งส่วนใหญ่บริษัทฯ ประสบภาวะการแข่งขันที่ค่อนข้างรุนแรงจากผู้ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานขยะรายอื่นในประเทศ โดยมีการแข่งขันในหลายด้าน รวมถึงด้านเทคโนโลยี ความน่าเชื่อถือ และความสามารถในการทำให้โครงการสำเร็จลุล่วง

2.8 ข้อได้เปรียบในการประกอบธุรกิจ

บริษัทฯ เชื่อว่าบริษัทฯ มีข้อได้เปรียบในการประกอบธุรกิจซึ่งจะทำให้บริษัทฯ มีความสามารถในการแข่งขันและแตกต่างจากคู่แข่งในอุตสาหกรรมการผลิตไฟฟ้าจากขยะในประเทศไทย ดังนี้

2.8.1 บริษัทฯ เป็นผู้ประกอบกิจการโรงไฟฟ้าพลังงานขยะรายใหญ่ที่สุดในประเทศไทย และมีผลงานอันเป็นที่ยอมรับและประสบความสำเร็จในการพัฒนาโครงการด้วยตนเอง

ตามข้อมูลของ AWR Lloyd บริษัทฯ เป็นผู้ประกอบกิจการโรงไฟฟ้าพลังงานขยะรายใหญ่ที่สุดในประเทศไทย เมื่อพิจารณาจากขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง โดย ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2559 บริษัทฯ มีกำลังการผลิตติดตั้งสำหรับโรงไฟฟ้าพลังงานขยะที่เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์แล้วจำนวน 80 เมกะวัตต์ นอกจากนี้ ตามข้อมูลของ AWR Lloyd บริษัทฯ ยังเป็นหนึ่งในผู้ประกอบกิจการรายแรก ๆ ที่บุกเบิกกิจการผลิตโรงไฟฟ้าพลังงานขยะในประเทศไทย บริษัทฯ จึงมี

ข้อได้เปรียบจากการเป็นผู้บุกเบิกที่มีความรู้ความชำนาญและสามารถที่จะรับมือกับความท้าทายในอุตสาหกรรมการผลิตไฟฟ้าจากขยะได้อย่างมีประสิทธิภาพ

ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2559 บริษัทฯ มีโรงไฟฟ้าพลังงานขยะจำนวน 2 โรง ได้แก่ โรงไฟฟ้า RDF-20MW และโรงไฟฟ้า RDF-60MW และบริษัทฯ มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้าเพื่อจำหน่ายไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้า RDF-20MW และโรงไฟฟ้า RDF-60MW ให้แก่ กฟผ. นอกจากนี้ บริษัทฯ ยังเป็นผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานขยะประเภทผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กเพียงรายเดียวภายใต้โครงการผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กของประเทศไทย โดยมีปริมาณพลังไฟฟ้าที่รับซื้อตามสัญญาจำนวน 73 เมกะวัตต์ เพื่อจำหน่ายให้แก่ กฟผ. อีกทั้งบริษัทฯ ยังได้รับหนังสือแจ้งผลการพิจารณาตอบรับซื้อไฟฟ้าจาก กฟผ. ในเดือนพฤศจิกายน 2557 ซึ่งอนุมัติการซื้อขายไฟฟ้าโดยมีปริมาณพลังไฟฟ้าที่ กฟผ. จะรับซื้อตามสัญญาจำนวน 90 เมกะวัตต์ ที่ผลิตได้จากโรงไฟฟ้า RDF-100MW ซึ่งมีรูปแบบการซื้อขายแบบ Non-Firm ซึ่งบริษัทฯ คาดว่าโรงไฟฟ้าดังกล่าวจะเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ภายในไตรมาสที่ 4 ของปี 2560 โปรดพิจารณารายละเอียดเพิ่มเติมในหัวข้อ "*ส่วนที่ 2.2 การประกอบธุรกิจ — 2.2.1 ธุรกิจพลังงานและสาธารณูปโภค — 1. โรงไฟฟ้า — ง. โรงไฟฟ้า RDF-100MW*"

บริษัทฯ เชื่อว่าบริษัทฯ เป็นผู้ประกอบกิจการโรงไฟฟ้าพลังงานขยะชั้นนำของประเทศไทย เนื่องจากบริษัทฯ มีความสามารถในการดำเนินโครงการอันเป็นที่ยอมรับ และมีการจำหน่ายไฟฟ้าที่ผลิตจากขยะ บริษัทฯ จึงได้รับรางวัลจากหลายสถาบันทั้งในประเทศและต่างประเทศ อาทิเช่น การรับรอง "มาตรฐานมงกุฎไทย" สำหรับโครงการกลไกการพัฒนาที่สะอาด รางวัล Thailand Energy Awards 2014 รางวัลพลังงานทดแทน 2014 ที่จัดขึ้นโดยศูนย์พลังงานอาเซียน และรางวัล Thailand Energy Awards 2015 นอกจากนี้ บริษัทฯ เชื่อว่าบริษัทฯ จะสามารถแข่งขันได้อย่างมีประสิทธิภาพกับผู้ผลิตไฟฟ้าจากขยะรายอื่น ในการเข้าสัญญาซื้อขายไฟฟ้าเพิ่มเติมกับ กฟผ. และในการขยายธุรกิจของบริษัทฯ

2.8.2 บริษัทฯ มีผลการดำเนินงานที่เป็นที่ยอมรับ มีความเชี่ยวชาญในการบริหารจัดการขยะอันเป็นที่ยอมรับ และได้มีการพัฒนาเทคโนโลยีของบริษัทฯ ให้เหมาะสมกับการผลิตไฟฟ้าจากขยะในประเทศไทย

บริษัทฯ มีผลการดำเนินงานที่เป็นที่ยอมรับและมีความเชี่ยวชาญในการบริหารจัดการขยะอันเป็นที่ยอมรับ บริษัทฯ ยังได้พัฒนาเทคโนโลยีของบริษัทฯ ให้เหมาะสมกับการผลิตไฟฟ้าจากขยะในประเทศไทย และได้ศึกษาจนเกิดความเข้าใจในคุณลักษณะของขยะจากหลุมฝังกลบและขยะชุมชนในประเทศไทยเป็นอย่างดี กล่าวคือ ขยะชุมชนในประเทศไทยจะมีปริมาณค่าความชื้นสูงและค่าความร้อนต่ำ บริษัทฯ จึงพัฒนาเทคโนโลยีของตนเองเพื่อนำขยะดังกล่าวไปผ่านกระบวนการคัดแยกเพื่อผลิตออกมาเป็นเชื้อเพลิง RDF ที่มีคุณสมบัติเหมาะสมเพื่อนำมาใช้เป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า

ปัจจุบันสถานประกอบการผลิตเชื้อเพลิง RDF ของบริษัทฯ มีกำลังการผลิตติดตั้งในการรับขยะชุมชนเข้าสู่กระบวนการผลิตเป็นจำนวนถึง 4,000 ตันต่อวัน ซึ่งสามารถผลิตเป็นเชื้อเพลิง RDF ได้เป็นจำนวนถึง 2,000 ตันต่อวัน ในเดือนมกราคม 2559 บริษัทฯ ได้ทำการขยายกำลังการผลิตของสถานประกอบการผลิตเชื้อเพลิง RDF ซึ่งคาดว่าจะแล้วเสร็จและเริ่มดำเนินการได้ในไตรมาสที่ 1 ของปี 2560 ซึ่งคาดว่าจะมีกำลังการผลิตติดตั้งในการรับขยะชุมชนเข้าสู่กระบวนการผลิตเป็นจำนวนถึง 6,000 ตันต่อวันซึ่งสามารถผลิตเป็นเชื้อเพลิง RDF ได้เป็นจำนวนถึง 3,000 ตันต่อวัน

นอกจากนี้ การที่บริษัทฯ เข้าทำสัญญาซื้อขายและบริการกับ บมจ. ทีพีไอ โพลีน โดยได้รับบริการด้านการวิจัยและพัฒนาจาก บมจ. ทีพีไอ โพลีน เป็นการยกระดับเทคโนโลยีและความรู้ความชำนาญของบริษัทฯ โดยบมจ. ทีพีไอ โพลีน มีทีมงานด้านวิจัยและพัฒนาจำนวนมากกว่า 150 คน และว่าจ้างอาจารย์จากมหาวิทยาลัยต่าง ๆ ในประเทศไทย ซึ่งรวมถึงจากจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี และมหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์ เพื่อสนับสนุนงานด้านวิจัยและพัฒนา

บริษัทฯ เชื่อว่าความรู้ความชำนาญทางเทคโนโลยีของบริษัทฯ ดังกล่าวเป็นข้อได้เปรียบที่สำคัญในการประกอบธุรกิจซึ่งจะทำให้บริษัทฯ มีความสามารถในการแข่งขันและทำให้บริษัทฯ ดำรงสถานะความได้เปรียบในการแข่งขันได้ บริษัทฯ ยังมีการแข่งขันกับผู้ผลิตไฟฟ้าจากขยะรายอื่นในการเข้าทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟผ. โดยมีการแข่งขันในด้านต่าง ๆ ซึ่งรวมถึงความสามารถด้านเทคโนโลยี ซึ่งบริษัทฯ เชื่อว่าผลการดำเนินงาน ความเชี่ยวชาญในการบริหารจัดการขยะ และเทคโนโลยีของบริษัทฯ ในการผลิตไฟฟ้าจากขยะ เป็นข้อได้เปรียบที่สำคัญประการหนึ่งอันจะทำให้บริษัท ฯ มีความสามารถในการแข่งขันที่เหนือคู่แข่ง

2.8.3 ความสัมพันธ์อันแน่นแฟ้นกับผู้ประกอบการที่มีบทบาทสำคัญในเครือข่ายอุตสาหกรรมการผลิตไฟฟ้าจากขยะ

บริษัทฯ มีความสัมพันธ์อันแน่นแฟ้นกับผู้ประกอบการที่มีบทบาทสำคัญในเครือข่ายอุตสาหกรรมการผลิตไฟฟ้าจากขยะ โดยหลักบริษัทฯ ต้องแข่งขันในด้านการจัดหาขยะกับคู่แข่งรายอื่น อย่างไรก็ตาม บริษัทฯ มีเครือข่ายผู้จัดหาขยะอันกว้างขวางสำหรับการจัดหาขยะจากหลุมฝังกลบทั้งที่ผ่านการคัดแยกแล้วและที่ยังมิได้คัดแยก รวมถึงขยะชุมชน ซึ่งบริษัทฯ ต้องนำขยะเหล่านี้มาผ่านกระบวนการคัดแยกของบริษัทฯ เพื่อผลิตให้เป็นเชื้อเพลิง RDF และนำไปใช้เป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าต่อไป โดย ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2559 บริษัทฯ ได้เข้าทำสัญญากับบริษัทจัดการขยะจำนวน 60 ราย เพื่อรับขยะจากหลุมฝังกลบที่ผ่านการคัดแยกแล้วและที่ยังไม่ผ่านการคัดแยกเป็นจำนวนทั้งสิ้น 887,720 ตันต่อปี และได้เข้าทำสัญญารับขยะชุมชนกับเทศบาลจำนวน 89 แห่งและกับบริษัทจัดการขยะจำนวน 13 ราย ทั้งในกรุงเทพมหานครและอีก 7 จังหวัด ซึ่งประกอบด้วยจังหวัดราชบุรี จังหวัดสระบุรี จังหวัดปทุมธานี จังหวัดชลบุรี จังหวัดนครนายก จังหวัดสมุทรปราการ และจังหวัดพระนครศรีอยุธยา

นอกจากนี้ บริษัทฯ จัดให้มีเครื่องคัดแยกขยะเบื้องต้นเพื่อการดำเนินงานที่หลุมฝังกลบในจังหวัดนครราชสีมาเพื่อจัดหาขยะจากหลุมฝังกลบ และอยู่ในระหว่างดำเนินการติดตั้งเครื่องคัดแยกขยะเบื้องต้นเพิ่มเติมที่หลุมฝังกลบดังกล่าวในจังหวัดนครราชสีมา และที่หลุมฝังกลบ จำนวน 1 แห่งในจังหวัดชลบุรี รวมถึงอยู่ในระหว่างเจรจาข้อตกลงในสัญญากับบริษัทจัดการขยะเพื่อดำเนินการติดตั้งเครื่องคัดแยกขยะเบื้องต้นที่หลุมฝังกลบ อีกจำนวน 1 แห่งในจังหวัดชลบุรี โดยการดำเนินงานของเครื่องคัดแยกขยะเบื้องต้นนั้น จะช่วยเพิ่มช่องทางในการจัดหาขยะและช่วยเพิ่มคุณภาพขยะที่ส่งมายังบริษัทฯ และบริษัทฯ เชื่อว่าเครือข่ายผู้จัดหาขยะที่กว้างขวางจะทำให้บริษัทฯ มีปริมาณขยะที่เพียงพอต่อการประกอบกิจการโรงไฟฟ้าพลังงานขยะได้อย่างต่อเนื่อง

บริษัทฯ ยังมีความสัมพันธ์อันดีกับ กฟผ. โดยในปัจจุบันบริษัทฯ จำหน่ายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. โดยมีปริมาณพลังไฟฟ้าที่รับซื้อตามสัญญาจำนวน 73 เมกะวัตต์ ซึ่งตามข้อมูลของ AWR Lloyd ณ วันที่ 31 มกราคม 2560 ปริมาณพลังไฟฟ้าที่ กฟผ. รับซื้อตามสัญญาจากบริษัทฯ นั้นเป็นปริมาณสูงสุดในบรรดาผู้ผลิตไฟฟ้าจากขยะในประเทศไทย

บริษัทฯ เชื่อว่าข้อตกลงในการจำหน่ายไฟฟ้าให้กับ กฟผ. ดังกล่าวจะทำให้บริษัทฯ มีรายได้จากการจำหน่ายไฟฟ้าที่แน่นอนเป็นระยะเวลาคงที่ตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า

2.8.4 รัฐบาลมีนโยบายส่งเสริมอุตสาหกรรมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทน

บริษัทฯ เชื่อว่าการประกอบกิจการโรงไฟฟ้าพลังงานเชื้อเพลิง RDF ได้รับประโยชน์จากนโยบายของรัฐบาลที่ให้ส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (Adder) แก่ผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนเพื่อเป็นการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากแหล่งเชื้อเพลิงหมุนเวียน

การพัฒนาธุรกิจผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเป็นส่วนสำคัญในแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ และเป็นส่วนสำคัญในการลดการพึ่งพิงการนำเข้าพลังงานอันเป็นเป้าหมายของประเทศ นอกจากนี้ กระทรวงพลังงานมีเป้าหมายที่จะลดปริมาณการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ภายในปี 2579 โดยแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2558 นั้นยังประกอบไปด้วยแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก พ.ศ. 2558 ซึ่งให้ความสำคัญในการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากขยะ ชีวมวล และชีวภาพในระยะเวลาอันใกล้

รัฐบาลไทยสนับสนุนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนโดยมีมาตรการจูงใจต่าง ๆ ให้แก่ผู้ผลิตไฟฟ้า ซึ่งสอดคล้องกับแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2558 และแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก พ.ศ. 2558 โดย กกพ. และ กฟผ. ประกาศจ่ายส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (Adder) ให้กับผู้ผลิตไฟฟ้าเพิ่มเติมจากค่าพลังงานไฟฟ้าสำหรับการผลิตไฟฟ้าจากชีวมวล ชีวภาพ ขยะ พลังงานลม และพลังงานแสงอาทิตย์ โดยผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กที่ผลิตไฟฟ้าจากขยะจะได้รับส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (Adder) ในอัตรา 3.5 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง เป็นระยะเวลา 7 ปีนับแต่วันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้า

บริษัทฯ ได้รับประโยชน์จากนโยบายดังกล่าว เนื่องจากบริษัทฯ จำหน่ายไฟฟ้าซึ่งผลิตจากโรงไฟฟ้าพลังงานเชื้อเพลิง RDF ทุกโรงของบริษัทฯ ให้แก่ กฟผ. และได้รับส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (Adder) จำนวน 3.5 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมงเพิ่มเติมจากอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าพื้นฐานภายใต้สัญญาซื้อขายไฟฟ้า บริษัทฯ เชื่อว่าการสนับสนุนอย่างดีจากรัฐบาลเช่นนี้เปิดโอกาสสำคัญในการขยายการดำเนินธุรกิจของบริษัทฯ

บริษัทฯ เข้าใจว่ารัฐบาลกำลังอยู่ในระหว่างการกำหนดนโยบายในอนาคตเกี่ยวกับการส่งเสริมการพัฒนาอุตสาหกรรมพลังงานหมุนเวียน โดยนำระบบ Feed-in Tariff มาใช้แทนระบบส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (Adder) และอยู่ในระหว่างการหารือกับผู้ผลิตและจำหน่ายไฟฟ้าที่จะได้รับผลกระทบจากการเปลี่ยนแปลงระบบการรับซื้อไฟฟ้าดังกล่าว ซึ่งรวมถึงบริษัทฯ ด้วย

2.8.5 การดำเนินงานของบริษัทฯ มีแนวโน้มที่จะขยายตัวในอนาคต เนื่องจากโครงการโรงไฟฟ้าหลายโครงการที่อยู่ระหว่างขั้นตอนการก่อสร้าง การขยายตัวของผลิตภัณฑ์มวลรวมในประเทศ และความต้องการใช้ไฟฟ้าในประเทศไทยที่คาดว่าจะเพิ่มขึ้น

บริษัทฯ มีโครงการโรงไฟฟ้าหลายโครงการที่อยู่ระหว่างขั้นตอนการก่อสร้างและคาดว่าบริษัทฯ จะมีกำลังการผลิตติดตั้งเพิ่มขึ้นจาก 150 เมกะวัตต์ในปัจจุบัน เป็น 440 เมกะวัตต์ภายในสิ้นปี 2560 ซึ่งโครงการโรงไฟฟ้าดังกล่าว

ประกอบด้วยโรงไฟฟ้าพลังงานเชื้อเพลิง RDF โรงไฟฟ้าพลังงานถ่านหิน และโรงไฟฟ้าพลังงานถ่านหินและพลังงานเชื้อเพลิง RDF

ภาวะเศรษฐกิจในระดับมหภาคของประเทศไทยนั้นเอื้ออำนวยให้บริษัทฯ สามารถขยายการดำเนินงานของบริษัทฯ ได้ ตามข้อมูลของ AWR Lloyd คาดว่าความต้องการใช้ไฟฟ้าในประเทศไทยในระหว่างปี 2557 ถึงปี 2579 จะเพิ่มขึ้นในอัตราเฉลี่ยร้อยละ 2.7 ต่อปี โดยประมาณการจากอัตราการขยายตัวของประชากรเฉลี่ยซึ่งอยู่ที่ร้อยละ 0.03 และอัตราการขยายตัวของผลิตภัณฑ์มวลรวมในประเทศซึ่งอยู่ที่ร้อยละ 3.2 ในปี 2559 บริษัทฯ เชื่อว่าบริษัทฯ จะได้รับประโยชน์และพัฒนาธุรกิจอย่างยั่งยืนจากการที่เศรษฐกิจในประเทศไทยมีแนวโน้มขยายตัวและความต้องการพลังงานที่เพิ่มขึ้น

บริษัทฯ เชื่อว่า ภายหลังจากการเสนอขายหุ้นสามัญเพิ่มทุนของบริษัทฯ ในครั้งนี้ บริษัทฯ จะยังคงสามารถประกอบกิจการและมีโครงสร้างทางการเงินที่แข็งแกร่งขึ้น โดยมีกระแสเงินสดที่เพียงพอเพื่อสนับสนุนให้บริษัทฯ เติบโตอย่างยั่งยืนต่อไป

2.8.6 บริษัทฯ ได้รับการสนับสนุนที่ดีจาก บมจ. ทีพีไอ โพลีน

บริษัทฯ ได้รับการสนับสนุนที่ดีอย่างต่อเนื่องจาก บมจ. ทีพีไอ โพลีน ซึ่งเป็นผู้ถือหุ้นรายใหญ่ของบริษัทฯ บมจ. ทีพีไอ โพลีน ประกอบธุรกิจหลักในการผลิตและจำหน่ายปูนซีเมนต์ เม็ดพลาสติกประเภทพอลิเอทิลีนความหนาแน่นต่ำ (LDPE) เม็ดพลาสติกประเภทเอทิลีนไวนิลแอซีเตต (EVA) และจำหน่ายวัสดุก่อสร้าง นอกจากนี้ บมจ. ทีพีไอ โพลีน ยังประกอบกิจการในภาคอุตสาหกรรมการผลิตไฟฟ้าผ่านบริษัทฯ โดย บมจ. ทีพีไอ โพลีน จัดตั้งขึ้นในปี 2530 และเข้าจดทะเบียนในตลาดหลักทรัพย์ฯ ตั้งแต่ปี 2533

ในเดือนเมษายน 2559 บริษัทฯ ได้เข้าทำสัญญาซื้อขายและบริการกับ บมจ. ทีพีไอ โพลีน เพื่อซื้อและขายสินค้า รวมถึงแลกเปลี่ยนการให้บริการระหว่างบริษัทฯ กับ บมจ. ทีพีไอ โพลีน โดยภายใต้สัญญาดังกล่าว บมจ. ทีพีไอ โพลีน มีหน้าที่และความรับผิดชอบต่าง ๆ ซึ่งรวมถึงการให้บริการด้านบุคคล กฎหมาย ธุรการ เทคโนโลยีสารสนเทศ วิจัยและพัฒนา การจัดซื้อขยะ โดยการจัดซื้อขยะจาก บมจ. ทีพีไอ โพลีน คิดเป็นร้อยละ 27.3 ของปริมาณขยะตามที่ระบุไว้ในสัญญารับขยะทั้งหมด ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2559 เพื่อเป็นการจัดหาขยะอีกช่องทางหนึ่งให้แก่บริษัทฯ (โดย บมจ. ทีพีไอ โพลีน มีฝ่ายประสานงานจัดหาขยะ ซึ่งขยะบางส่วนสามารถนำมาใช้กับธุรกิจของบริษัทฯ ได้) ประชาสัมพันธ์ บัญชี (โดยงานบัญชีที่จัดทำโดย บมจ. ทีพีไอ โพลีน เป็นงานสนับสนุนด้านบัญชีทั่วไป อย่างไรก็ดี บริษัทฯ เป็นผู้ดำเนินการเกี่ยวกับงานบัญชีที่มีความสำคัญโดยตนเองและแยกจากกันอย่างชัดเจน เช่น การปิดบัญชี การจัดทำงบการเงิน การจัดหาแหล่งเงินกู้ เป็นต้น) การเงิน นำเข้า-ส่งออก วิศวกรรม และการขนส่งแก่บริษัทฯ โดยบริษัทฯ ใช้บริการจาก บมจ. ทีพีไอ โพลีน เพื่อลดการจ้างบุคลากร ทั้งนี้ บุคลากรที่บริษัทฯ ใช้บริการจาก บมจ. ทีพีไอ โพลีน มิได้เป็นบุคลากรในหน่วยงานที่สำคัญต่อการดำเนินงานปกติ ดังกล่าว จะทำให้บริษัทฯ ได้รับประโยชน์หลายประการและเป็นการเสริมสร้างประสิทธิภาพในการบริหาร ลดค่าใช้จ่ายในการฝึกอบรมบุคลากร และทำให้บริษัทฯ เป็นที่รู้จักในอุตสาหกรรมมากขึ้น

นอกจากนี้ บริษัทฯ ยังได้รับประโยชน์จากการจัดหาความร้อนทิ้ง และการจำหน่ายไฟฟ้ากับ บมจ. ทีพีไอ โพลีน โรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนทิ้งของบริษัทฯ ผลิตไฟฟ้าจากความร้อนทิ้ง และโรงไฟฟ้าพลังงานเชื้อเพลิง RDF ของบริษัทฯ ผลิตไฟฟ้าโดยการเผาไหม้เชื้อเพลิง RDF เป็นเชื้อเพลิงหลัก และใช้ความร้อนทิ้งเป็นเชื้อเพลิงเสริม โดยภายใต้สัญญาซื้อ

ขายและบริการดังกล่าว บมจ. ทีพีไอ โพลีน ตกลงจำหน่ายความร้อนทิ้งในรูปของก๊าซร้อนที่ปล่อยออกมาจากกระบวนการผลิตปูนซีเมนต์ของ บมจ. ทีพีไอ โพลีน ให้แก่บริษัทฯ เพื่อใช้ในการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานความร้อนทิ้ง และเนื่องจากโรงไฟฟ้าทุกโรงของบริษัทฯ ตั้งอยู่ที่อำเภอแก่งคอย จังหวัดสระบุรี ซึ่งอยู่ในบริเวณเดียวกับโรงงานผลิตปูนซีเมนต์ของ บมจ. ทีพีไอ โพลีน จึงทำให้โรงไฟฟ้าของบริษัทฯ สูญเสียความร้อนทิ้งจากกระบวนการนำความร้อนทิ้งกลับมาใช้ใหม่ในปริมาณน้อย และ บมจ. ทีพีไอ โพลีน ตกลงซื้อไฟฟ้าที่ผลิตได้จากโรงไฟฟ้าบางโรงของบริษัทฯ ด้วย

บริษัทฯ ดำเนินงานสถานีบริการน้ำมันเชื้อเพลิงและก๊าซธรรมชาติ (NGV) โดยใช้ตราสินค้า “ทีพีไอพีแอล (TPIPL)” ซึ่งเป็นที่รู้จักอย่างแพร่หลาย เนื่องจากบริษัทฯ ได้ดำเนินงานสถานีบริการน้ำมันเชื้อเพลิงและก๊าซธรรมชาติ (NGV) ภายใต้ตราสินค้า “ทีพีไอพีแอล (TPIPL)” ตั้งแต่ปี 2550 โดยสถานีบริการน้ำมันเชื้อเพลิงและสถานีบริการก๊าซธรรมชาติ (NGV) ของบริษัทฯ จำหน่ายน้ำมันเชื้อเพลิงและก๊าซธรรมชาติ (NGV) ให้แก่ลูกค้ารายย่อยเป็นหลัก

บริษัทฯ เชื่อว่าความสัมพันธ์ของบริษัทฯ กับ บมจ. ทีพีไอ โพลีนในด้านต่าง ๆ จะส่งเสริมให้กิจการของบริษัทฯ มีการพัฒนาอย่างต่อเนื่องและมีการเจริญเติบโตอย่างยั่งยืน

2.8.7 ทีมงานผู้บริหารที่มากด้วยประสบการณ์และวิสัยทัศน์ รวมถึงพนักงานทั้งฝ่ายปฏิบัติการและฝ่ายเทคนิคที่มีความทุ่มเทในการทำงาน

บริษัทฯ มีทีมงานผู้บริหารที่มากด้วยประสบการณ์ในอุตสาหกรรมผลิตไฟฟ้า และมีผลงานในการพัฒนาการดำเนินงานและการขยายกิจการโรงไฟฟ้าที่ประสบความสำเร็จจนเป็นที่ยอมรับ และมองเห็นโอกาสทางธุรกิจ ทีมงานผู้บริหารของบริษัทฯ เชื่อว่าปัญหาการบริหารจัดการขยะในประเทศไทย (ซึ่งตามข้อมูลของ AWR Lloyd ระบุว่ายังมีการพัฒนาในระดับที่ค่อนข้างล้าหลังเมื่อเปรียบเทียบกับประเทศที่พัฒนาแล้วอื่น ๆ) จะขยายโอกาสให้แก่บริษัทฯ เติบโตในอุตสาหกรรมการผลิตไฟฟ้าจากขยะได้อย่างมีประสิทธิภาพมากขึ้น

นอกจากนี้ ทีมงานผู้บริหารของบริษัทฯ ยังสั่งสมประสบการณ์อันยาวนานในการวางแผน การตรวจสอบงานออกแบบ การบริหารโครงการ การก่อสร้าง และการดำเนินงานโรงไฟฟ้า รวมถึงเทคโนโลยีต่าง ๆ ทีมงานผู้บริหารระดับอาวุโสของบริษัทฯ มีประสบการณ์ในอุตสาหกรรมผลิตไฟฟ้ามากกว่า 8 ปี การดำเนินงานของบริษัทฯ ยังได้รับการสนับสนุนจากทีมงานผู้เชี่ยวชาญด้านการดำเนินงานผลิตไฟฟ้าจากขยะซึ่งมีประสบการณ์ในด้านต่าง ๆ มากกว่า 7 ปี

2.9 กลยุทธ์ในการแข่งขัน

บริษัทฯ ได้ดำเนินการตามกลยุทธ์ในการแข่งขันต่อไปนี้ เพื่อรักษาความเป็นผู้นำในอุตสาหกรรมการผลิตพลังงานจากขยะในประเทศไทย

2.9.1 การวิจัยและพัฒนาอย่างต่อเนื่องเพื่อให้การดำเนินงานของโรงไฟฟ้าเกิดประสิทธิภาพสูงสุด

บริษัทฯ มีความมุ่งมั่นที่จะเพิ่มขีดความสามารถในการแข่งขัน โดยการดำเนินงานโรงไฟฟ้าให้เกิดประสิทธิภาพสูงสุด โดยบริษัทฯ ยังคงศึกษาการพัฒนาเทคโนโลยีและกระบวนการผลิตใหม่ ๆ อย่างต่อเนื่องเพื่อให้เกิดประสิทธิภาพสูงสุดในการดำเนินงาน บริษัทฯ เชื่อว่าความรู้ความชำนาญทางเทคโนโลยีของบริษัทฯ ดังกล่าวถือเป็นจุดแข็งที่สำคัญที่ทำให้บริษัทฯ มีข้อได้เปรียบในการแข่งขันและสามารถรักษาความได้เปรียบดังกล่าวได้ ดังนั้น บริษัทฯ จึงให้ความสำคัญ

กับการปรับปรุงและคิดค้นนวัตกรรมความรู้ความชำนาญทางเทคโนโลยีอย่างต่อเนื่อง ซึ่งในปัจจุบันบริษัทฯ มีการวิจัยและพัฒนาต่าง ๆ อาทิเช่น

- การปรับปรุงและพัฒนาเครื่องคัดแยกขยะเพื่อเพิ่มประสิทธิภาพในการผลิตเชื้อเพลิง RDF จากขยะที่มีปริมาณค่าความชื้นสูงและมีค่าความร้อนต่ำซึ่งเป็นคุณลักษณะของขยะในประเทศไทย
- การพัฒนาประสิทธิภาพในการแปลงสารอินทรีย์เป็นเชื้อเพลิง
- การลดปริมาณการปล่อยก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์โดยใช้ทรายหินปูนในหม้อผลิตไอน้ำ
- การใช้เตาเผาที่มีไนโตรเจนออกไซด์ต่ำ
- การปรับปรุงระบบการป้อนเชื้อเพลิง RDF เข้าสู่ระบบการเผาไหม้ในหม้อผลิตไอน้ำ เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพของการเผาไหม้ และ
- การพัฒนาประสิทธิภาพของระบบการดักฝุ่น (Dust Settling Chambers) เพื่อเพิ่มอายุการใช้งานและประสิทธิภาพของท่อไอน้ำในโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนทิ้งของบริษัทฯ และลดการปล่อยฝุ่นออกสู่ภายนอก

บริษัทฯ พยายามเสริมสร้างขีดความสามารถในด้านการแข่งขันให้แข็งแกร่งและรักษาความได้เปรียบทางเทคโนโลยี โดยการพัฒนาเทคโนโลยีและกระบวนการผลิตที่ช่วยเพิ่มประสิทธิภาพในการดำเนินงานของบริษัทฯ และลดผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อม

2.9.2 การเป็นองค์กรที่มีความรับผิดชอบต่อสังคมและเป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อมโดยลดปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกและการลดปริมาณของเสียจากกระบวนการผลิต

บริษัทฯ มีความรับผิดชอบต่อสังคมโดยให้ความสำคัญกับการจัดการขยะที่เป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อม และส่งเสริมการมีจิตสำนึกด้านสิ่งแวดล้อม บริษัทฯ เชื่อว่าการใช้ขยะเป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าเป็นวิธีการจัดการขยะที่มีประสิทธิภาพในการลดปริมาณสารพิษและปริมาณขยะโดยเปลี่ยนขยะดังกล่าวให้เป็นทรัพยากรอันมีประโยชน์ บริษัทฯ ให้ความสำคัญในการควบคุมการปล่อยของเสียจากโรงไฟฟ้าของบริษัทฯ ออกสู่สิ่งแวดล้อม และให้ความสำคัญกับการดำเนินงานให้เป็นไปตามกฎหมายที่ใช้บังคับเกี่ยวกับสิ่งแวดล้อมอย่างเคร่งครัด

บริษัทฯ ดำเนินการตามนโยบายดังกล่าวอย่างต่อเนื่อง โดยได้ควบคุม กำกับดูแล และพัฒนากระบวนการต่าง ๆ เพื่อให้มั่นใจว่าอัตราการปล่อยของเสียจากการประกอบกิจการของบริษัทฯ อยู่ในระดับที่ต่ำกว่าระดับสูงสุดในการปล่อยของเสียที่กำหนด นอกจากนี้ บริษัทฯ ใช้ระบบการติดตามการปล่อยของเสียอย่างต่อเนื่อง เพื่อเฝ้าระวังการปล่อยของเสียจากกระบวนการเผาไหม้ของโรงไฟฟ้า และติดตามคุณภาพอากาศโดยรอบของพื้นที่หลายแห่งที่อยู่ในบริเวณใกล้เคียงกับโรงไฟฟ้า บริษัทฯ ติดตามและควบคุมไนโตรเจนออกไซด์ (NO_X) และซัลเฟอร์ไดออกไซด์ (SO_2) ในกระบวนการเผาไหม้แต่ละส่วน และมีการควบคุมอุณหภูมิและอัตราเชื้อเพลิงต่ออากาศในระหว่างกระบวนการเผาไหม้ เพื่อรักษาระดับการปล่อยของเสียให้อยู่ในขอบเขตที่กำหนด บริษัทฯ ยังควบคุมคุณภาพของเสียที่ระบายออกมาและเปรียบเทียบคุณภาพของเสีย

เพื่อลดผลกระทบและติดตามผลของการประเมินผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมเป็นระยะเพื่อให้มั่นใจว่าเป็นไปตามข้อกำหนดมาตรฐาน จึงกล่าวได้ว่าบริษัทฯ ปฏิบัติตามข้อกำหนดเกี่ยวกับการปล่อยและการระบายของเสียเป็นอย่างดี

บริษัทฯ มุ่งมั่นที่จะดำเนินการตามแนวทาง “ขยะเป็นศูนย์ (Zero Waste)” โดยมุ่งมั่นที่จะนำทรัพยากรในกระบวนการผลิตกลับไปใช้ใหม่ทั้งหมด อันเป็นการเพิ่มประสิทธิภาพในการประกอบกิจการของบริษัทฯ และในขณะเดียวกันยังเป็นการลดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม

บริษัทฯ มุ่งมั่นที่จะยังคงเป็นองค์กรที่มีความรับผิดชอบต่อสังคมและเป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อม และได้รับการยอมรับว่าดำเนินการส่งเสริมการผลิตที่เป็นมิตรกับสิ่งแวดล้อมและส่งเสริมประสิทธิภาพในด้านพลังงาน

2.9.3 การมุ่งสร้างมูลค่าสูงสุดให้แก่ผู้ถือหุ้นโดยการบริหารจัดการเงินทุนและการขยายธุรกิจอย่างรอบคอบ

บริษัทฯ มีความมุ่งมั่นในการบริหารจัดการเงินทุนอย่างรอบคอบโดยดำรงหนี้สินให้อยู่ในระดับที่ต่ำและสร้างความแข็งแกร่งในสถานะการเงินของบริษัทฯ โดยการสร้างรายได้จากโครงการโรงไฟฟ้าต่าง ๆ ของบริษัทฯ

นอกจากนี้ บริษัทฯ จะแสวงหาโอกาสใหม่ ๆ เพื่อให้ได้รับประโยชน์จากนโยบายของรัฐในการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ภายใต้แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยปี 2558 ที่ประกาศโดยกระทรวงพลังงานซึ่งมีแผนการเพิ่มกำลังการผลิตติดตั้งของการผลิตไฟฟ้าจากขยะของประเทศเป็น 500 เมกะวัตต์ภายในสิ้นปี 2579

บริษัทฯ ยังคงขยายธุรกิจพลังงานและสาธารณูปโภคอย่างต่อเนื่อง โดยบริษัทฯ คาดว่าภายในสิ้นปี 2560 บริษัทฯ จะเพิ่มกำลังการผลิตติดตั้งในการผลิตไฟฟ้าจากเดิม 150 เมกะวัตต์ในปัจจุบัน เป็น 440 เมกะวัตต์ ซึ่งในการขยายกำลังการผลิตไฟฟ้าดังกล่าว บริษัทฯ วางแผนจะใช้แหล่งพลังงานที่หลากหลาย รวมถึงการผลิตไฟฟ้าจากถ่านหิน นอกจากนี้ บริษัทฯ มุ่งมั่นดำเนินการให้โรงไฟฟ้าที่อยู่ระหว่างการก่อสร้างในปัจจุบันสามารถเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ได้ภายในระยะเวลาและงบประมาณที่กำหนดไว้

2.9.4 การรักษาความสัมพันธ์ที่เหมาะสมและยั่งยืนกับผู้มีส่วนได้เสียในเครือข่ายอุตสาหกรรมการผลิตไฟฟ้าจากขยะ

บริษัทฯ ให้ความสำคัญในการรักษาความสัมพันธ์ที่เหมาะสมและยั่งยืนกับผู้มีส่วนได้เสียในเครือข่ายอุตสาหกรรมการผลิตไฟฟ้าจากขยะ โดยบริษัทฯ ได้เข้าทำสัญญารับขยะชุมชนกับบริษัทจัดการขยะและเทศบาลเพื่อจัดหาขยะชุมชน ซึ่งสัญญาดังกล่าวแบ่งออกเป็น 2 ประเภท กล่าวคือ (1) สัญญาประเภทที่ 1 ส่วนใหญ่บริษัทฯ จะกำหนดปริมาณขยะขั้นต่ำที่ผู้ขายต้องจัดหาและขนส่งมายังบริษัทฯ และเรียกเก็บค่าธรรมเนียมจากบริษัทจัดการที่นำขยะดังกล่าวขนส่งมายังสถานประกอบการผลิตเชื้อเพลิง RDF ของบริษัทฯ ในอัตรา 300.0 บาทต่อตัน ในกรณีที่ค่าความร้อนของขยะที่จัดส่งให้แก่บริษัทฯ นั้นต่ำกว่า 1,000 กิโลแคลอรี่ต่อกิโลกรัม หรือมีปริมาณหิน แก้ว เหล็กมากกว่าร้อยละ 10 อย่างไรก็ดี หากขยะมีคุณสมบัติเป็นไปตามที่บริษัทฯ กำหนด เช่น ค่าความร้อน 1,000 ถึง 2,499 กิโลแคลอรี่ต่อกิโลกรัม บริษัทฯ จะไม่เรียกเก็บค่าธรรมเนียมดังกล่าว ทั้งนี้ หากคุณสมบัติของขยะเป็นไปตามรายละเอียดอื่น ๆ ที่บริษัทฯ กำหนด เช่น ขยะที่มีค่าความร้อนไม่น้อยกว่า 2,500 กิโลแคลอรี่ต่อกิโลกรัม บริษัทฯ จะชำระเงินให้แก่บริษัทจัดการขยะในอัตรา 0.2 บาทต่อกิโลแคลอรี่ต่อตันด้วย โดยอาจมีการให้ค่าส่วนเพิ่มหรือคิดค่าส่วนลดของราคาขยะขึ้นอยู่กับคุณสมบัติอื่น ๆ ของขยะซึ่ง

เป็นไปตามรายละเอียดที่กำหนดในสัญญาทั้งนี้ บริษัทฯ เชื่อว่าการให้ค่าส่วนเพิ่มหรือคิดค่าส่วนลดของราคาขยะขึ้นอยู่กับคุณสมบัติอื่น ๆ ของขยะตามที่กำหนดไว้ในสัญญาดังกล่าว จะทำให้บริษัทฯ สามารถจัดหาขยะชุมชนในปริมาณที่เพียงพอต่อการผลิตเชื้อเพลิง RDF ของบริษัทฯ (2) สัญญาประเภทที่ 2 บริษัทฯ ตกลงจ่ายค่าชดเชยการขนส่งให้แก่บริษัทจัดการขยะในอัตราตั้งแต่ 150.0 บาท ถึง 250.0 บาทต่อตัน โดยขยะชุมชนที่จัดส่งให้กับบริษัทฯ จะต้องมีคุณภาพตามที่บริษัทฯ กำหนด ทั้งนี้ การที่บริษัทฯ เข้าทำสัญญาประเภทที่ 2 ถือเป็นส่วนหนึ่งของโครงการความรับผิดชอบต่อสังคมของบริษัทฯ ซึ่งส่วนใหญ่บริษัทฯ เข้าทำสัญญาประเภทที่ 2 นี้กับหน่วยงานรัฐในท้องถิ่นของจังหวัดสระบุรี บริษัทฯ เชื่อว่าข้อตกลงในการจัดหาขยะดังกล่าวเหมาะสมและยั่งยืน และทำให้บริษัทฯ รักษาความสัมพันธ์กับผู้จัดหาขยะได้ในระยะยาว

นอกจากนี้ บริษัทฯ ยังมุ่งสร้างความสัมพันธ์อันดีกับชุมชนโดยยึดถือแนวทางการกำกับดูแลกิจการที่ดี และบริษัทฯ ได้เผยแพร่นโยบายว่าด้วยการขัดแย้งทางผลประโยชน์ซึ่งเป็นแนวทางปฏิบัติแก่พนักงานเพื่อให้พนักงานปฏิบัติต่อผู้เกี่ยวข้องที่มีการขัดแย้งทางผลประโยชน์ได้อย่างเหมาะสม

บริษัทฯ ยังมุ่งมั่นที่จะสร้างความสัมพันธ์อย่างยั่งยืนกับพนักงานโดยจัดให้มีการอบรมอย่างครอบคลุม และปฏิบัติตามนโยบายในการปฏิบัติต่อพนักงานและให้ค่าตอบแทนที่เป็นธรรม