ธุรกิจผลิตไฟฟ้า

กรกฎาคม 2563

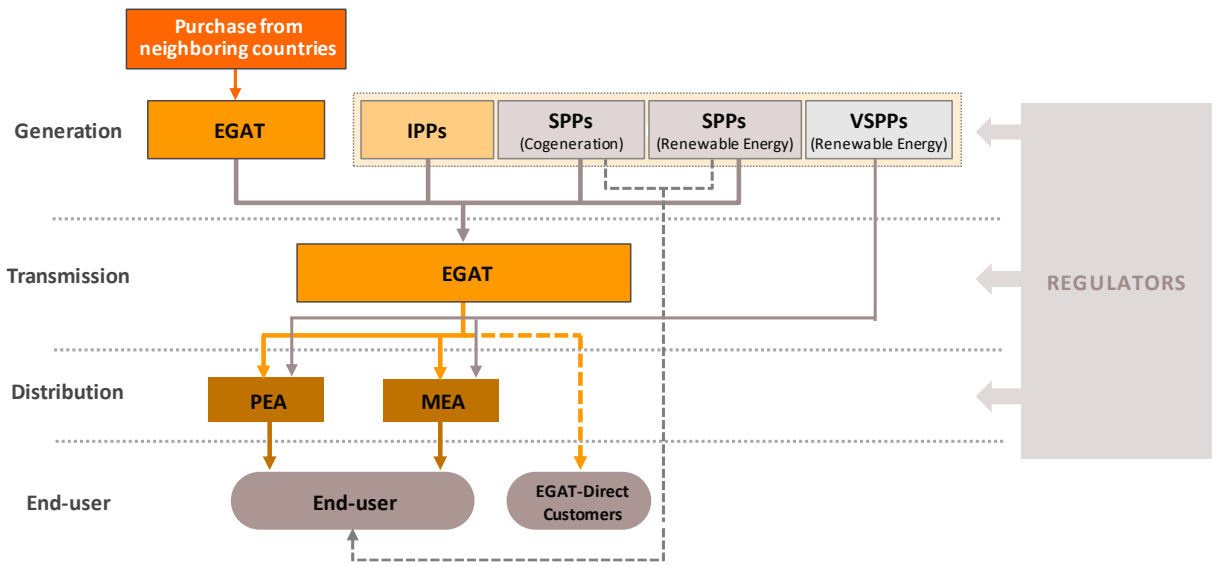
นรินทร์ ตันไพบูลย์
narin.tunpaiboon@krungsri.com
+662 296 2943

ความต้องการใช้ไฟฟ้าปี 2563 คาดว่าจะหดตัว 2.0-3.0% (จากที่ขยายตัว 2.7% ในปี 2562) ผลจากมาตรการ Lockdown เพื่อควบคุมการแพร่ระบาดของเชื้อไวรัสโควิด-19 ส่งผลให้กิจกรรมทางเศรษฐกิจหดตัวทั้งภาคการผลิตและบริการ อย่างไรก็ตาม ในปี 2564-2565 คาดว่าธุรกิจผลิตไฟฟ้าเอกชนจะเติบโตดีขึ้นโดยลำดับ ปัจจัยหนุนทั้งด้านอุปสงค์ที่มีตลาดรองรับแน่นอน และด้านอุปทานจากนโยบายสนับสนุนการลงทุนของภาครัฐตามแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าและแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก ทั้งนี้ กลุ่มโรงไฟฟ้าที่การลงทุนมีแนวโน้มเร่งตัวขึ้นตั้งแต่ปี 2564 เป็นต้นไป ประกอบด้วย โครงการพลังงานแสงอาทิตย์ติดตั้งบนหลังคาภาคประชาชน โรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงชีวมวล ก๊าซชีวภาพ และขยะ ตามลำดับ เนื่องจากเป็นกลุ่มเป้าหมายที่ภาครัฐจะทยอยรับซื้อไฟฟ้า อีกทั้งเป็นกลุ่มที่มีศักยภาพการแข่งขันด้านต้นทุนและแหล่งวัตถุดิบ สำหรับโครงการพลังงานลม ภาครัฐจะเริ่มรับซื้อไฟฟ้าในปี 2565-2567 ซึ่งเป็นช่วงเวลาที่การลงทุนขยายสายส่งไฟฟ้าในพื้นที่เป้าหมายคาดว่าจะเสร็จสมบูรณ์

ข้อมูลพื้นฐาน

โครงสร้างธุรกิจผลิตไฟฟ้าของไทยมีลักษณะผูกขาดโดยภาครัฐเป็นผู้ซื้อรายเดียว (Enhanced Single Buyer Model) กล่าวคือ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (Electricity Generating Authority of Thailand: EGAT) เป็นทั้งผู้ผลิตและรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนขนาดใหญ่ (Independent Power Producer: IPP) และผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนขนาดเล็ก (Small Power Producer: SPP) รวมถึงยังผูกขาดระบบสายส่งไฟฟ้า (Transmission system) โดยมีการไฟฟ้านครหลวง (Metropolitan Electricity Authority: MEA) และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (Provincial Electricity Authority: PEA) ทำหน้าที่จำหน่ายไฟฟ้าและมีการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนขนาดเล็กมาก (Very Small Power Producer: VSPP) (ภาพที่ 1)

Figure 1: Thailand's Electricity Supply Chain



Source: EPPO, compiled by Krungsri Research

ธุรกิจผลิตไฟฟ้ามีลักษณะสำคัญคือ (1) ไฟฟ้าที่ผลิตได้ไม่สามารถเก็บเป็นสต็อกเหมือนสินค้าอื่น จำเป็นต้องส่งไปยังลูกค้าหรือผู้ใช้ไฟฟ้าทันที โดยผ่านระบบสายส่ง (2) การเพิ่มกำลังการผลิตไฟฟ้าไม่สามารถทำได้ในระยะเวลาอันสั้น เนื่องจากการก่อสร้างโรงไฟฟ้าต้องใช้เวลา 5-7 ปี (ขึ้นอยู่กับประเภทโรงไฟฟ้า) จึงต้องมีการจัดทำแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศเพื่อให้เพียงพอกับความต้องการใช้ไฟฟ้าในอนาคต (3) หน่วยงานภาครัฐทำหน้าที่กำกับดูแล ทั้งในด้านการผลิต การจำหน่าย รวมถึงการกำหนดราคาค่าไฟฟ้าและจัดทำแผนการลงทุนเพิ่มกำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศ

ทิศทางการเติบโตของธุรกิจผลิตไฟฟ้าขึ้นอยู่กับ

- **ความต้องการใช้ไฟฟ้าในประเทศ** ซึ่งผันแปรตามภาวะเศรษฐกิจ โดยมีอัตราการเติบโตโดยเฉลี่ยคิดเป็นประมาณ 0.9-1.1 เท่าของอัตราการเติบโตของ GDP (ภาพที่ 2) เมื่อพิจารณาแยกตามภาคเศรษฐกิจ พบว่า ในปี 2562 ภาคอุตสาหกรรม ภาคธุรกิจ ภาคครัวเรือน และภาคอื่นๆ มีการใช้ไฟฟ้าในสัดส่วน 44.6% 25.5% 25.5% และ 4.4% ของปริมาณการใช้ไฟฟ้าทั้งประเทศ ตามลำดับ (ภาพที่ 3) โดยอุตสาหกรรมอาหารมีการใช้ไฟฟ้ามากที่สุด รองลงมาได้แก่ อุตสาหกรรมเหล็กและโลหะพื้นฐาน อิเล็กทรอนิกส์ ยานยนต์ และพลาสติก ตามลำดับ สำหรับภาคบริการที่มีการใช้ไฟฟ้ามากที่สุด ได้แก่ อพาร์ทเม้นท์และเกสต์เฮ้าส์ ห้างสรรพสินค้า โรงแรม ขายปลีก ขายส่ง ตามลำดับ
- **นโยบายภาครัฐ** ได้แก่ (1) แผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศ (Power Development Plan: PDP) และแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก (Alternative Energy Development Plan: AEDP) โดยจะกำหนดกำลังการผลิตไฟฟ้าสำหรับโรงไฟฟ้าแต่ละประเภท[1/] (2) นโยบายด้านราคารับซื้อไฟฟ้าที่ผลิตจากพลังงานหมุนเวียน ซึ่งมีต้นทุนการผลิตสูงกว่าการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิล (ก๊าซธรรมชาติ ถ่านหิน และน้ำมัน) โดยปัจจุบันอยู่ภายใต้ระบบ Feed-in Tariff[2/] (FiT) จากเดิมที่ใช้ระบบ Adder[3/] (Box 1) และ (3) แผนพัฒนาโครงข่ายสายส่งไฟฟ้าเพื่อรองรับกำลังการผลิตที่เพิ่มขึ้น โดยเฉพาะจากโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน

สำหรับประเทศไทยผู้ผลิตเอกชนมีบทบาทในการผลิตไฟฟ้าเพิ่มขึ้นเป็นลำดับ (ภาพที่ 4) **โดยปี 2562 มีสัดส่วนรวมกันอยู่ที่ 57.7% ของกำลังการผลิตติดตั้งในระบบ แบ่งเป็น IPP สัดส่วน 30.3% และ SPP + VSPP สัดส่วน 27.4% ขณะที่ EGAT ผลิตและนำเข้าไฟฟ้าจากประเทศเพื่อนบ้านมีสัดส่วนรวมกันอยู่ที่ 42.3%**

ประเภทของโรงไฟฟ้าจำแนกตามเชื้อเพลิงที่ใช้ผลิตมี 2 กลุ่ม ได้แก่

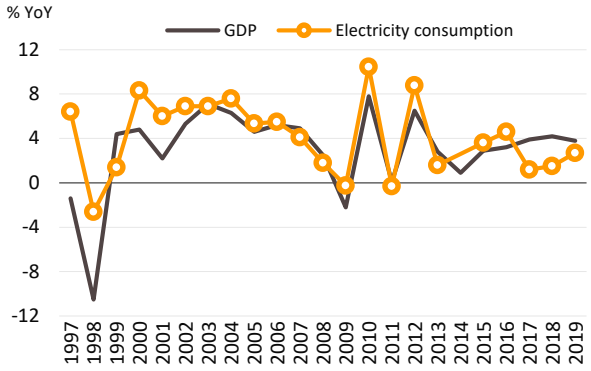
(1) **โรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงหลัก** ได้แก่ ก๊าซธรรมชาติ ถ่านหิน/ลิกไนต์ พลังน้ำขนาดใหญ่ และน้ำมัน โดยส่วนใหญ่ใช้ก๊าซธรรมชาติในการผลิตคิดเป็นสัดส่วน 57.5% ของปริมาณการผลิตไฟฟ้าทั้งหมดในปี 2562 (ลดลงต่อเนื่องจาก 72.0% ในปี 2553) รองลงมาคือ ถ่านหิน พลังน้ำขนาดใหญ่ และน้ำมัน ตามลำดับ (ภาพที่ 5)

(2) **โรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงจากพลังงานหมุนเวียน** ซึ่งได้แก่ ชีวมวล (กากสินค้าเกษตร) ก๊าซชีวภาพ (เช่น มูลสัตว์ น้ำเสียจากโรงงานแปรรูปเกษตร พืชพลังงาน) ขยะ (เช่น ขยะชุมชน ขยะอุตสาหกรรม) แสงอาทิตย์ ลม และพลังน้ำขนาดเล็ก โดยมีสัดส่วนรวมกันคิดเป็น 10.1% ของปริมาณการผลิตไฟฟ้าทั้งหมดในปี 2562 (เพิ่มขึ้นต่อเนื่องจาก 2.1% ในปี 2553)

ปัจจุบันปริมาณสำรองก๊าซธรรมชาติที่พิสูจน์แล้ว[4/] (Proved reserve: P1) ในอ่าวไทยอยู่ที่ 6.4 ล้านล้านลูกบาศก์ฟุต ขณะที่ความต้องการใช้ของไทยอยู่ที่ 1.3 ล้านล้านลูกบาศก์ฟุตต่อปี (ข้อมูลจากกรมเชื้อเพลิง ณ เดือนธันวาคม 2561) ทำให้คาดว่าปริมาณก๊าซธรรมชาติ (P1) จะเหลือใช้ได้อีกเพียง 5 ปี ไทยจึงจำเป็นต้องพึ่งการนำเข้าจากแหล่งก๊าซนอกประเทศโดยเฉพาะเมียนมา ด้วยเหตุนี้ **แผน PDP จึงให้ความสำคัญกับการใช้เชื้อเพลิงจากพลังงานหมุนเวียน ส่งผลให้การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนมีสัดส่วนเพิ่มขึ้นเป็นลำดับ**

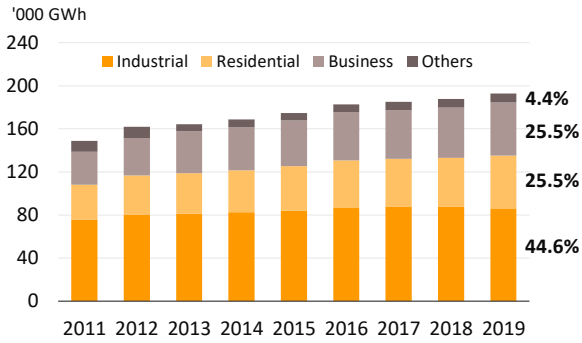
1/ ในอดีตเป็นกรอบแผน 15 ปี และได้มีการปรับเปลี่ยนเป็น 20 ปี โดยมีสำนักนโยบายและแผนพลังงาน (EPPO) กำหนดแผนร่วมกับกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (DEDE) ปัจจุบันอยู่ภายใต้แผน PDP และ AEDP ฉบับพ.ศ. 2561-2580
2/ ราคารับซื้อไฟฟ้าสุทธิในอัตราพิเศษ ที่สะท้อนมูลค่าต้นทุนที่แท้จริงของโครงการโรงไฟฟ้าประเภทต่างๆ มีระยะเวลารับซื้อตามสัญญา 20-25 ปี การเข้าร่วมโครงการใช้วิธีประมูลแข่งขัน (Competitive bidding) ภายใต้การกำกับดูแลของคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (ERC)
3/ ส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ระยะเวลารับซื้อ 7 ปี โดยการเข้าร่วมโครงการมีลักษณะมาก่อนได้ก่อน (first-come first-served)
4/ ปริมาณคงเหลืออยู่ในแหล่งปิโตรเลียมที่ค้นพบแล้ว มีแผนการผลิตที่กำหนดไว้ชัดเจน ได้รับอนุมัติจากภาครัฐให้ผลิตเป็นไปตามกฎหมายของประเทศนั้นๆ และคาดว่าจะผลิตได้อย่างคุ้มค่าเชิงพาณิชย์

Figure 2: Correlation between Electricity Demand and Economic Growth



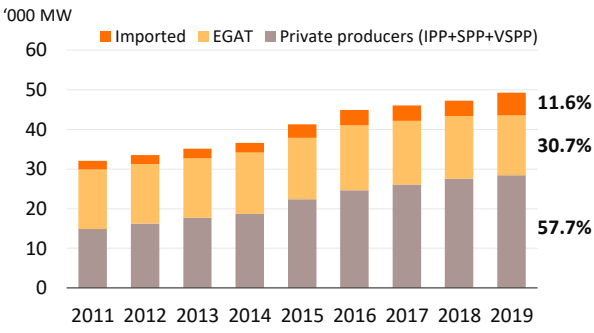
Sources: Energy Policy and Planning Office (EPPO) / NESDC

Figure 3: Electricity Consumption by Segment



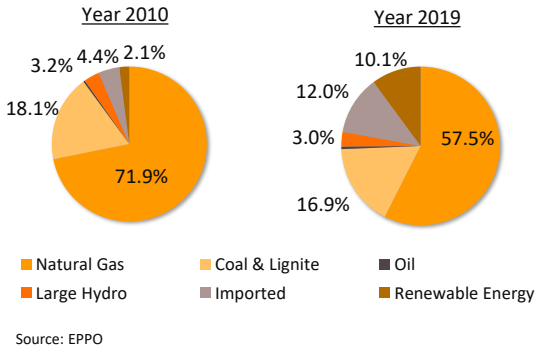
Source: EPPO

Figure 4: Installed Capacity (by producer)



Source: EPPO

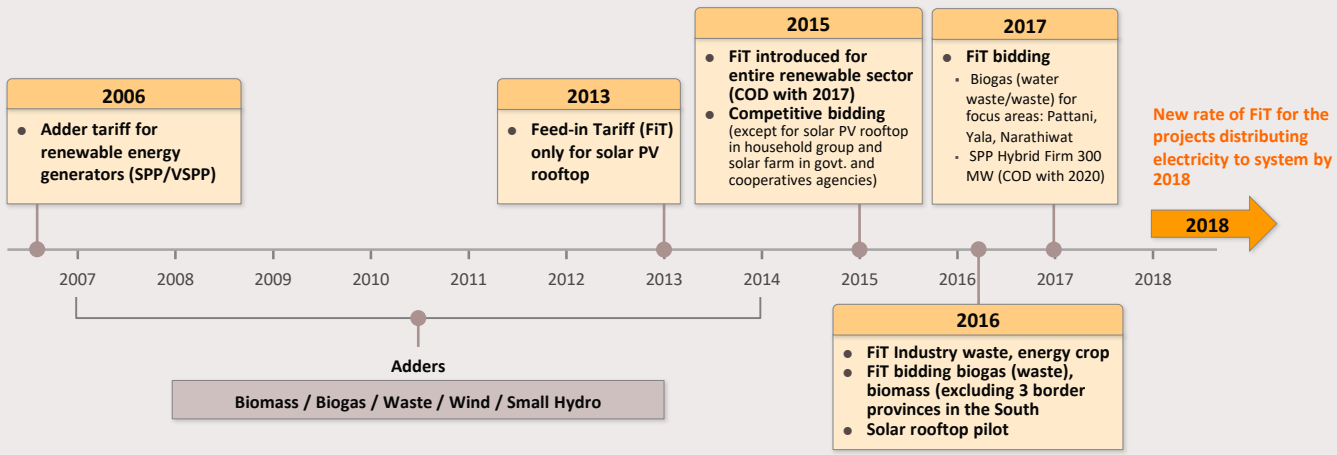
Figure 5: Power Generation (GWh) by fuel

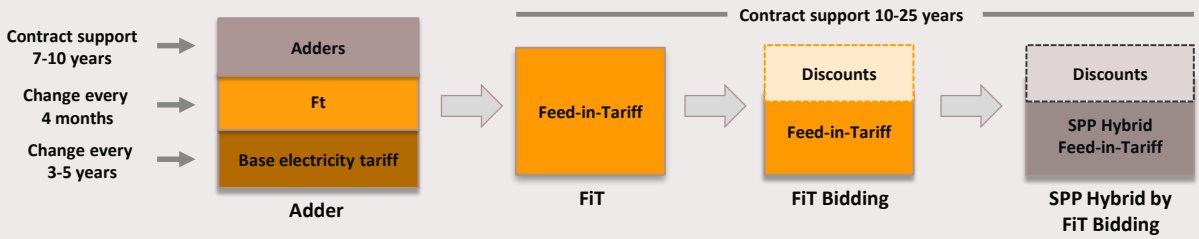


Source: EPPO

Box 1

Pricing System Development in Thailand (from Adder to Feed-in Tariff)





Source: Compiled by Krungsri Research

Feed-in Tariff for VSPP of Renewable (2020)

Type of renewable energy	FiT (THB/kWh)			Period of support
	FiT(F) 1/	FiT(V2020) 2/	Total caculated FiT	
1. Biomass				
Capacity ≤ 1 MW	3.13	**2.25**	**5.38**	20
Capacity >1-3 MW	2.61	**2.25**	**4.86**	20
Capacity >3 MW	2.39	**1.88**	**4.27**	20
2. Biogas (waste water/other waste)				
All size	3.76	-	**3.76**	20
3. Biogas (energy crop)				
All size	2.79	**2.60**	**5.39**	20
4. MSW (waste management)				
Capacity ≤ 1 MW	3.13	**3.27**	**6.40**	20
Capacity >1-3 MW	2.61	**3.27**	**5.88**	20
Capacity >3 MW	2.39	**2.74**	**5.13**	20
5. MSW (landfill)	5.60	-	**5.60**	10
6. Industry waste (VSPP new plant)	3.39	**2.74**	**6.13**	10
7. Wind				
All size	6.06	-	**6.06**	20
8. Hydropower				
Capacity ≤200 kW	4.9	-	**4.90**	20
9. Solar				
Solar farm	5.66	-		25
Rooftop (residential)				
capacity 0-10 kWp	6.85	-		25
Rooftop (building/factory)				
capacity>10-250 kWp	6.40	-		25
capacity>250-1,000 kWp	6.01	-		25
10. SPP hybrid firm	1.81	**1.88**	**3.69**	20

Source: EPPO, ERC
Note:
1/ FiT (F) is fixed component e.g.cost of electricity plant construction, operating/maintenance expense, land rent.
2/ FiT(V2020) is variable component for some type of renewable energy, which is adjusted depending on feedstock cost and inflation

ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนแบ่งได้เป็น 3 กลุ่ม ดังนี้

- **ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดใหญ่** (Independent Power Producer: IPP)

  กำลังการผลิตติดตั้ง: มากกว่า 90 เมกะวัตต์ ใช้ก๊าซธรรมชาติและถ่านหินเป็นเชื้อเพลิงหลัก ผู้ผลิตได้แก่ (1) บมจ.ผลิตไฟฟ้าราชบุรี โฮลดิ้ง (2) บจก.กัลฟ์ เจพี เอ็นเอส (3) บจก.กัลฟ์ เจพี ยูที (4) บจก.กัลฟ์เพาเวอร์เจนเนอเรชั่น (5) บจก.ราชบุรีเพาเวอร์ (6) บจก.บีแอลซีพี เพาเวอร์ (7) บมจ.ผลิตไฟฟ้า (8) บจก.โกลว์ ไอพีพี (บ่อวิน) (9) บมจ.โกลบอล เพาเวอร์ ซินเนอร์ยี (10) บจก.ผลิตไฟฟ้าราชบุรี (11) บจก.เก็คโค่-วัน และ (12) บจก.อีสเทิร์น เพาเวอร์

  รายได้ของธุรกิจ: กลุ่มนี้จะมีความเสี่ยงต่ำในการรับรู้รายได้ เนื่องจากมีสัญญาซื้อขายไฟฟ้าระยะยาว (อายุสัญญา 25 ปี) กับ EGAT โดยมีรายได้จาก 2 ทางคือ (1) รายได้ขั้นต่ำที่จะได้รับตามที่กำหนดในสัญญาขายไฟฟ้าระยะยาวกับ EGAT หรือที่เรียกว่า Minimum take และ (2) รายได้จากปริมาณการจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบจริงตามการใช้ของผู้บริโภคในประเทศ รวมถึงผลตอบแทนจากการลงทุนโรงไฟฟ้าในต่างประเทศ อาทิ เมียนมา สปป .ลาว อินโดนีเซีย ฟิลิปปินส์ ออสเตรเลีย

- **ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก** (Small Power Producer: SPP)

  กำลังการผลิตติดตั้ง: 10-90 **เมกะวัตต์** ใช้เชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติ ถ่านหิน น้ำมัน และพลังงานหมุนเวียน ผู้ผลิตกลุ่มนี้ขายไฟฟ้าส่วนใหญ่ให้กับ EGAT ส่วนที่เหลือจะขายให้แก่โรงงานอุตสาหกรรมในสถานที่ใกล้เคียง จำแนกเป็น (1) SPP ประเภท Firm มีสัญญาขายไฟฟ้าให้ EGAT เป็นระยะเวลา 20-25 ปี เชื้อเพลิงที่ใช้ส่วนใหญ่เป็นก๊าซธรรมชาติและถ่านหิน และ (2) SPP ประเภท Non-Firm อายุสัญญา 5 ปี (ต่ออายุได้คราวละ 5 ปี) เชื้อเพลิงที่ใช้ส่วนใหญ่เป็นพลังงานหมุนเวียน อาทิ แสงอาทิตย์ ลม ขยะ ชีวมวล

  รายได้ของธุรกิจ: ผู้ผลิตไฟฟ้า SPP มีรายได้ 2 ทางคือ (1) รายได้จากสัญญาขายไฟฟ้าระยะยาวกับ EGAT มีการประกันรายได้ขั้นต่ำเช่นเดียวกับ IPP ความเสี่ยงในการรับรู้รายได้จึงค่อนข้างต่ำ และ (2) รายได้จากการจำหน่ายไฟฟ้าโดยตรงให้กับลูกค้าโรงงานอุตสาหกรรมในพื้นที่ใกล้เคียง รายได้ในส่วนนี้จะผันแปรตามทิศทางเศรษฐกิจและภาวะอุตสาหกรรมของลูกค้า รวมถึงผลตอบแทนจากการลงทุนโรงไฟฟ้าในต่างประเทศ เช่น โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในญี่ปุ่น จีน และไต้หวัน พลังงานลมในเวียดนาม เป็นต้น

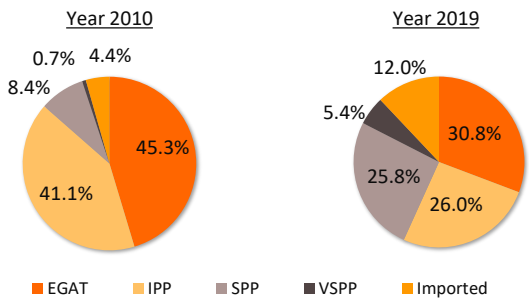
- **ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก** (Very Small Power Producer: VSPP)

  กำลังการผลิตติดตั้ง: **น้อยกว่า 10 เมกะวัตต์** ใช้เชื้อเพลิงจากแหล่งพลังงานหมุนเวียน อาทิ แสงอาทิตย์ ลม พลังน้ำ ชีวมวล ก๊าซชีวภาพ และขยะ โดยทั่วไปจะผลิตไฟฟ้าเพื่อใช้เองเป็นหลัก ส่วนที่เหลือจะขายให้กับ MEA และ PEA ในอัตรารับซื้อภายใต้ระบบ Feed-in Tariff (FiT) ตลอดอายุโครงการ โดยอิงตามประเภทเชื้อเพลิง (Box 1) ผู้ผลิตในกลุ่มนี้ส่วนใหญ่จะเป็นผู้ประกอบการรับเหมาก่อสร้างงานวิศวกรรม จัดหาออกแบบ และก่อสร้าง เนื่องจากมีความชำนาญงานด้านติดตั้งระบบไฟฟ้า รวมถึงผู้ผลิตอุปกรณ์/เทคโนโลยีเซลแสงอาทิตย์

  รายได้ของธุรกิจ: ผู้ผลิตในกลุ่มนี้มีรายได้จากการจำหน่ายไฟฟ้าให้กับ MEA และ PEA ตามสัญญา โดยจะรับรู้รายได้หลังจากจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบ (COD) แล้ว ทั้งนี้ โรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงธรรมชาติ อาทิ แสงอาทิตย์ ลม และน้ำ ในช่วง 1-2 ปีแรก ผลประกอบการจะอยู่ในภาวะขาดทุน เนื่องจากมีภาระต้นทุนสูงจากการก่อสร้างและการติดตั้งระบบ จากนั้นผลประกอบการจะปรับดีขึ้นจากการทยอยรับรู้รายได้จากการจำหน่ายไฟฟ้า ส่วนโรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงชีวมวล ก๊าซชีวภาพ และขยะ ผลประกอบการมักมีความไม่แน่นอนขึ้นอยู่กับปริมาณและราคาวัตถุดิบที่ใช้เป็นเชื้อเพลิง

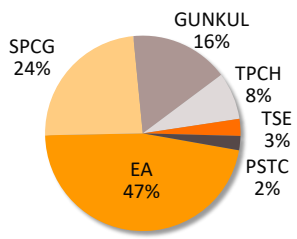
ในช่วงปี 2556-2562 ปริมาณการผลิตไฟฟ้าของผู้ผลิต SPP และ VSPP มีสัดส่วนเพิ่มขึ้นอย่างมาก ผลจากภาครัฐรับซื้อไฟฟ้าตามแผน AEDP อย่างต่อเนื่อง โดยเฉพาะผู้ผลิต VSPP ซึ่งสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าเพิ่มขึ้นจาก 0.7% ในปี 2553 เป็น 5.4% ในปี 2562 (ภาพที่ 6) **ผู้ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนรายสำคัญที่จดทะเบียนในตลาดหลักทรัพย์** ได้แก่ บมจ.พลังงานบริสุทธิ์ (EA) (ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์และลม) บมจ.เอสพีซีจี (SPCG) (พลังงานแสงอาทิตย์) บมจ.กันกุล (GUNKUL) (พลังงานแสงอาทิตย์ ลม และชีวมวล) บมจ. ทีพีซี เพาเวอร์โฮลดิ้ง (TPCH) (ชีวมวล) บมจ.ไทย โซล่าร์ เอ็นเนอร์ยี่ (TSE) (พลังงานแสงอาทิตย์และชีวมวล) บมจ.เพาเวอร์โซลูชั่น เทคโนโลยี (พลังงานแสงอาทิตย์ ชีวมวล และก๊าซชีวภาพ) (ภาพที่ 7) โดยบริษัทจดทะเบียนเหล่านี้มีการลงทุนโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในต่างประเทศด้วย

Figure 6: Power Generation (GWh) by producer



Source: EPPO

Figure 7: Market Share of Listed Companies in Renewable Energy Sector
(average 2017-2019)



Source: Stock Exchange of Thailand

Major Players in Thailand

Table 1: IPPs

Companies	Contracted Capacity (MW)	Fuel Type
Ratchaburi Electricity Generating Holding	3,481	Gas
Gulf JP NS	1,600	Gas
Gulf JP UT	1,600	Gas
Gulf Power Generation	1,468	Gas
Ratchaburi Power	1,400	Gas
BLCP Power	1,347	Coal
Electricity Generating	930	Gas
Glow IPP	713	Gas
Global Power Synergy	700	Gas
Ratchaburi Electricity Generating (TECO)	700	Gas
Gheco-One	660	Coal
Eastern Power & Electric	350	Gas

Source: EGAT

Table 2: SPPs

Companies	Contracted Capacity (MW)	Fuel Type
Firm		
Cogeneration		
Amata B. Grimm Power (10 projects)	870.0	Gas
Gulf JP (7 projects)	630.0	Gas
Glow SPP (8 projects)	590.0	Gas, Coal
Gulf TS (4 projects)	360.0	Gas
Rojana Power (3 projects)	270.0	Gas
Glow Energy (3 projects)	194.0	Gas
National Power Supply (2 projects)	180.0	Coal
Rathcaburi world Congeneration (2 projects)	180.0	Gas
SSUT (2 projects)	180.0	Gas
TOP SPP (2 projects)	180.0	Gas
Bangpa-in Cogeneration (2 projects)	180.0	Gas
B. Grimm BIP Power (2 projects)	180.0	Gas
Banpong Utilities (2 projects)	180.0	Gas
IRPC Clean Power (2 projects)	180.0	Gas
PPTC	90.0	Gas
Renewable		
National Power Plants (3 projects)	99.0	Husk, Biomass
A.T. Power	20.0	Husk
Moong Charoen Biomass	15.5	Husk
Mitrphol Bio-Power (4 projects)	76.8	Bagasse
Khonburi Power Piant	22.0	Bagasse
Khon Kaen Sugar Power Plant	20.0	Bagasse
Gulf Yala Green	20.2	Para-wood residue

Companies	Contracted Capacity (MW)	Fuel Type
Non-Firm		
Cogeneration		
Global Power Synergy (2 projects)	100.0	Gas
PTT Global Chemical	60.0	Gas
DCAP	65.0	Gas
IRPC	45.0	Gas, Coal, Fuel
Renewable		
EA Solar (3 projects)	180.0	Solar
Natural Energy Development	55.0	Solar
SPPIC	41.0	Solar
Sermsang Palang Ngan	40.0	Solar
BCPG	30.0	Solar
EA Wind (3 projects)	126.0	Wind
First Korat Wind	90.0	Wind
KR2	90.0	Wind
KRS Tree	90.0	Wind
KR One	90.0	Wind
Chaiyaphum Wind Farm	80.0	Wind
Khaokor Wind Power	60.0	Wind
Watabak Wind	60.0	Wind
TPI Polene Power (3 projects)	163.0	Waste
Mitrphol Bio-Power (5 projects)	103.0	Bagasse, Husk
Kaset Thai Bio Power	60.0	Bagasse
ES Power (2 projects)	40.0	Bagasse
Thai Ekaluck Power	38.0	Bagasse
Ruamphol Biopower	38.0	Bagasse

Source: EGAT, compiled by Krungsri Research

Table 3: VSPPs

Companies	Contracted Capacity (MW)
Solar	
Solar Power (34 projects)	199.9
Bangchak Solar Energy (13 projects)	95.0
Equator Solar (18 projects) *	91.0
Siam Solar Energy (11 projects) ***	88.0
Rang Ngern Solution (11 projects) **	87.0
17 Anyavee Holding (13 projects) *	75.0
B.Grim Yanhee Solar Power (8 projects)	59.7
Solarco (6 projects)	57.0
Power Technology International (9 projects) *	55.6
Energy Serve (9 projects) *	53.6
Health Planet Management (5 projects) *	48.0
Wind	
Wind Energy Development (2 projects) **	10.0
Lom Ligor project	9.0
Theppana Wind Farm	6.9
Lam Takhong Wind	2.5

Companies	Contracted Capacity (MW)
Biomass	
Erawan Power (4 projects)	32.0
Advance Clean Power (3 projects)	24.0
Oscar Save The World (2 projects) ***	17.6
Mitr Phol Bio Power (3 projects)	16.2
Thip Kamphangphet Bio Energy (2 projects)	16.0
Thai Roong Ruang Electricity Generating (2 projects)	16.0
Advance Agro Power Plant (2 projects)	16.0
Biogas	
Energy Plus (6 projects)	13.6
KS Bio-Plus (3 projects)	10.1
TSM Bio Energy (2 projects)	8.0
EH & Renewable	8.0
VG Energy (2 projects)	7.0
Waste	
PJT Technology (3 projects)	14.5
C&G Environmental Protection (Thailand)	9.8
Green Power Energy	9.0
Zenithy Green Energy	8.0
Ratchaburi-EEP Renewable Energy	8.0

Note: * affiliated with Super Block PCL. (SUPER)
** affiliated with Gunkul Engineering PCL. (GUNKUL)
*** affiliated with Thai Solar Energy PCL. (TSE)

Source: DEDE, compiled by Krungsri Research

สถานการณ์ที่ผ่านมา

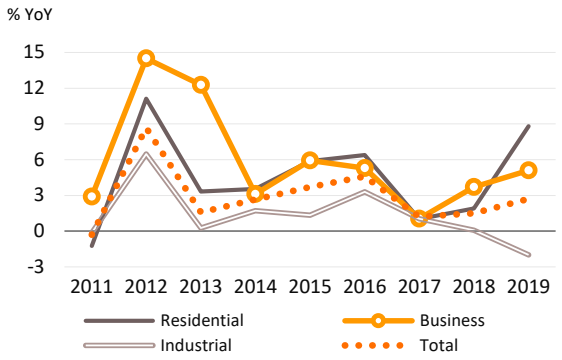
การใช้ไฟฟ้าของไทยปี 2562 ขยายตัว 2.7% (เทียบกับ 1.5% ในปี 2561) อยู่ที่ 192,960 กิกะวัตต์-ชั่วโมง ปัจจัยขับเคลื่อนมาจากภาคครัวเรือนและภาคธุรกิจ โดยการใช้ไฟฟ้าในภาคครัวเรือน (สัดส่วน 25.5% ของปริมาณการใช้ไฟฟ้าทั้งหมด) เพิ่มขึ้น 8.8% (ภาพที่ 8) ผลจากสภาพอากาศร้อนมาก ส่งผลให้การใช้ไฟฟ้าสูงสุด (Peak demand) ในเดือนพฤษภาคมทำสถิติสูงสุดเป็นประวัติการณ์ที่ 30,853 เมกะวัตต์ ส่วนการใช้ไฟฟ้าในภาคธุรกิจ (สัดส่วน 25.5%) ขยายตัว 5.9% หนุนโดยธุรกิจอพาร์ทเม้นท์และเกสต์เฮ้าส์ (+13.6%) โรงพยาบาลและสถานบริการทางการแพทย์ (+6.3%) และธุรกิจภัตตาคาร (+5.5%) อย่างไรก็ตาม การใช้ไฟฟ้าในภาคอุตสาหกรรม (สัดส่วน 44.8%) หดตัว 2.0% ตามความต้องการใช้ไฟฟ้าที่ลดลงในอุตสาหกรรมเหล็กและโลหะพื้นฐาน (-9.9%) ยานยนต์ (-6.3%) อิเล็กทรอนิกส์ (-6.0%) และอาหาร (-0.9%)

ปริมาณการผลิตไฟฟ้าปี 2562 ขยายตัว 3.7% (จาก 1.6% ในปี 2561) อยู่ที่ 212,050 กิกะวัตต์-ชั่วโมง ประกอบด้วย ***ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตโดย EGAT*** (สัดส่วน 30.8% ของปริมาณการผลิตไฟฟ้าทั้งหมด) เพิ่มขึ้น 1.4% (เทียบกับ 0.8% ในปี 2561) ***ผู้ผลิตไฟฟ้า IPP*** (สัดส่วน 26.0%) มีการผลิตเพิ่มขึ้น 1.6% (จากที่หดตัว 14.7% ในปี 2561) ***ผู้ผลิตไฟฟ้า SPP และ VSPP*** (สัดส่วนรวมกัน 31.2%) มีการผลิตเพิ่มขึ้น 12.2% และ 9.9% ตามลำดับ (ภาพที่ 9) เนื่องจากผู้ผลิตในกลุ่มนี้ (ผลิตจากพลังงานหมุนเวียน) ทยอยจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบตามกำหนดในสัญญากับ EGAT เมื่อพิจารณาแยกตามเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิต พบว่า ปี 2562 ***การผลิตไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติ*** ซึ่งเป็นเชื้อเพลิงหลัก (สัดส่วน 57.5%) เพิ่มขึ้น 4.8% (จากที่หดตัว 4.0% ในปี 2561) ***พลังงานหมุนเวียน*** (สัดส่วน 10.1% ของปริมาณการผลิตไฟฟ้าทั้งหมด) เพิ่มขึ้น 19.4% ***ถ่านหิน*** (สัดส่วน 16.9%) ขยายตัวเพียง 0.1% ด้าน***การนำเข้าไฟฟ้า***จากประเทศเพื่อนบ้าน (สัดส่วน 12.0%) หดตัว 4.2%

ปี 2562 การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนที่เข้าระบบตามสัญญาการรับซื้อของรัฐ (Selling to the grid) **มีกำลังการผลิตติดตั้งสะสมรวมทั้งสิ้น 8,935 เมกะวัตต์**[5/] เพิ่มขึ้น 5.8% จากสิ้นปี 2561 (ภาพที่ 10) ส่วนใหญ่มาจากพลังงานลมและก๊าซชีวภาพ ซึ่งเพิ่มขึ้น 36.6% และ 4.9% ตามลำดับ ผลจาก (1) ผู้ผลิต SPP พลังงานงานลมจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบตามกำหนดในสัญญากับการ EGAT อย่างต่อเนื่อง (2) โครงการก๊าซชีวภาพภาคใต้ถึงกำหนดจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบ และ (3) โครงการพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนพื้นดินสำหรับหน่วยงานราชการและสหกรณ์ภาคการเกษตรระยะ 2 ทยอยจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบ ทั้งนี้ เมื่อพิจารณาปริมาณการผลิตไฟฟ้าที่เกิดขึ้นจริงเทียบกับเป้าหมายตามแผน AEDP2015 พบว่ามีการผลิตและจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบแล้วทั้งสิ้น คิดเป็น 53% ของเป้าหมาย (ที่ 16,788 เมกะวัตต์ภายในปี 2579) โดยการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานชีวมวลมีปริมาณไฟฟ้าเข้าระบบคิดเป็น 61% ของเป้าหมาย ซึ่งสูงที่สุด รองลงมาได้แก่ ขยะ 58% พลังน้ำขนาดเล็ก 50% แสงอาทิตย์ 50% ลม 50% และก๊าซชีวภาพ 41% (ภาพที่ 11)

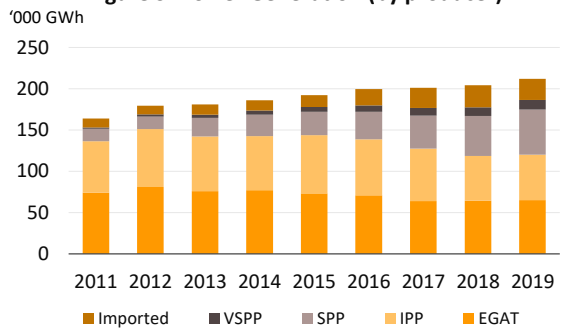
สำหรับโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนของผู้ผลิต SPP และ VSPP ที่จ่ายไฟฟ้าเข้าระบบ (COD) แล้ว (รวมโครงการที่ได้รับการส่งเสริมภายใต้ระบบ Adder และ FiT) **ในปี 2562 มีการดำเนินงานทั้งสิ้น 973 โครงการ คิดเป็นปริมาณไฟฟ้าตามสัญญา** (Contract capacity) **4,965.5 เมกะวัตต์** โดยโครงการผลิตไฟฟ้าจากขยะมีอัตราขยายตัวสูงที่สุด รองลงมาได้แก่ ชีวมวล ก๊าซชีวภาพ ลม และพลังงานแสงอาทิตย์ติดตั้งบนพื้นดิน ตามลำดับ (Box 2)

Figure 8: Electricity Consumption Growth (by sector)



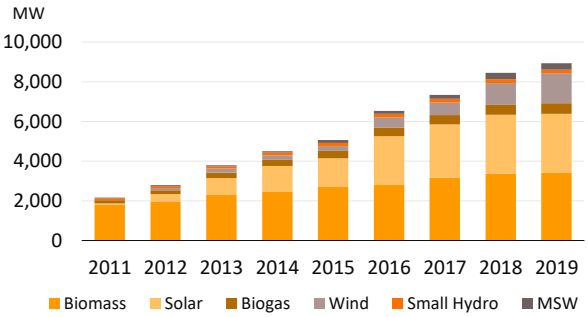
Source: EPPO

Figure 9: Power Generation (by producer)



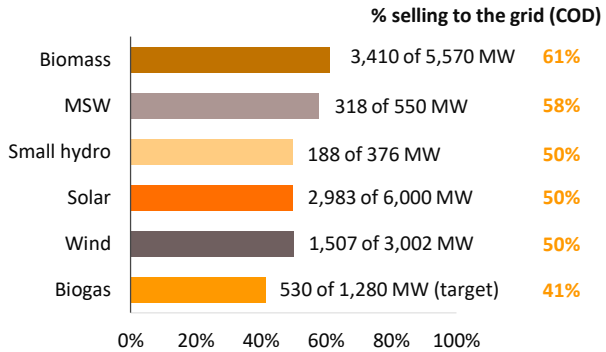
Source: EPPO

Figure 10: Installed Capacity of Renewable Energy



Source: Department of Alternative Energy Development and Efficiency (DEDE)
Note: Data was accumulated, including off grid power generation
Excluding large hydro power 2,906.40 MW

Figure 11: Renewable Energy Generation Capacity and AEDP* Target (as of 2019)



Source: DEDE
Note: Including off grid power generation
* Alternative Energy Development Plan

5/ รวมกำลังการผลิตนอกระบบ (การผลิตไฟฟ้าของเอกชนเพื่อใช้เอง) แต่ไม่รวมกำลังการผลิตจากพลังน้ำขนาดใหญ่จำนวน 2,906 เมกะวัตต์

Box 2: การดำเนินโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนจำแนกตามประเภทเชื้อเพลิง

พลังงานแสงอาทิตย์

ตั้งแต่ครึ่งหลังของปี 2559 เป็นต้นมา โครงการพลังงานแสงอาทิตย์มีจำนวนเพิ่มขึ้นต่อเนื่อง โดยเฉพาะ Solar farm ของส่วนราชการและสหกรณ์การเกษตร รวมถึง Solar rooftop (แผงพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา) เนื่องจากราคาแผงโซล่าร์และต้นทุนการติดตั้งปรับลดลงต่อเนื่อง

Solar	SPP Power Plants		VSPP Power Plants		Total Power Plants	
As of 2019	No. of Project	Contracted Capacity (MW)	No. of Project	Contracted Capacity (MW)	No. of Project	Contracted Capacity (MW)
PPA signed (not yet selling)	-	-	-	-	-	-
Selling to the grid (COD)	7	436.0	554	2,280.4	561	2,716.4
Total	7	436.0	554	2,280.4	561	2,716.4

พลังงานลม

ปี 2559 รัฐบาลได้ดำเนินการแก้ไขปัญหาที่ดินสปก. ทำให้ผู้ผลิต SPP ที่ได้ทำสัญญาขายไฟฟ้าภายใต้ระบบ Adder เริ่มทยอยจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบ ส่งผลให้ระหว่างปี 2559-2561 โครงการพลังงานลมมีจำนวนเพิ่มขึ้นเกือบเท่าตัว

Wind	SPP Power Plants		VSPP Power Plants		Total Power Plants	
As of 2019	No. of Project	Contracted Capacity (MW)	No. of Project	Contracted Capacity (MW)	No. of Project	Contracted Capacity (MW)
PPA signed (not yet selling)	-	-	2	16.0	2	16.0
Selling to the grid (COD)	3	270.0	8	36.9	11	306.9
Total	3	270.0	10	52.9	13	322.9

ชีวมวล

ในช่วงปี 2557-2558 ผู้ผลิตประสบปัญหาการแย่งชิงวัตถุดิบ ราคาวัตถุดิบปรับตัวสูงขึ้น (แกลบ ไม้ทะลายปาล์ม) และกระแสคัดค้านจากชุมชน ส่งผลให้โครงการส่วนใหญ่ซึ่งอยู่ภายใต้ระบบ Adder ถูกปฏิเสธการรับซื้อและยกเลิกสัญญาเป็นจำนวนมาก อย่างไรก็ตาม โครงการส่วนใหญ่ได้ปรับสถานะจากระบบ Adder เป็น FiT ซึ่งสะท้อนต้นทุนได้ดีขึ้น ทำให้ในปี 2562 มีโครงการชีวมวลเข้าระบบมากขึ้น

Biomass	SPP Power Plants		VSPP Power Plants		Total Power Plants	
As of 2019	No. of Project	Contracted Capacity (MW)	No. of Project	Contracted Capacity (MW)	No. of Project	Contracted Capacity (MW)
PPA signed (not yet selling)	-	-	12	59.3	12	59.3
Selling to the grid (COD)	8	216.7	170	1,077.0	178	1,293.7
Total	8	216.7	182	1,136.3	190	1,353.0

ก๊าซชีวภาพ

ส่วนใหญ่เป็นผู้ผลิตที่เข้าร่วมโครงการส่งเสริมการลงทุนจากภาครัฐ อาทิ โครงการส่งเสริมการผลิตก๊าซชีวภาพในฟาร์มเลี้ยงสัตว์ โครงการส่งเสริมเทคโนโลยีก๊าซชีวภาพ ผู้เข้าร่วมโครงการส่วนใหญ่จะเป็นกลุ่มโรงงานปศุสัตว์ และโรงงานที่ต่อยอดจากอุตสาหกรรมการเกษตร จำนวนโครงการเพิ่มขึ้นต่อเนื่องจากศักยภาพด้านวัตถุดิบที่มีเพียงพอ

Biogas	SPP Power Plants		VSPP Power Plants		Total Power Plants	
As of 2019	No. of Project	Contracted Capacity (MW)	No. of Project	Contracted Capacity (MW)	No. of Project	Contracted Capacity (MW)
PPA signed (not yet selling)	-	-	3	8.0	3	8.0
Selling to the grid (COD)	-	-	180	332.0	180	332.0
Total	-	-	183	340.0	183	340.0

ขยะ

ระหว่างปี 2559-2562 ภาครัฐเปิดรับซื้อไฟฟ้าจากกลุ่มนี้เพิ่มขึ้นโดยลำดับ เพื่อแก้ไขปัญหาขยะที่มีจำนวนมาก แต่การขยายตัวของโครงการมีข้อจำกัดจาก พ.ร.บ.ร่วมลงทุน กฎหมายผังเมือง รวมถึงบางพื้นที่ถูกต่อต้านจากชุมชน นอกจากนี้ แหล่งขยะขนาดใหญ่ที่อยู่ในพื้นที่เดียวกันมีจำกัด ส่งผลให้การกำหนดปริมาณรับซื้อไฟฟ้าจากกลุ่มนี้มีเพียง 550 เมกะวัตต์ (3.3% ของเป้าหมายการรับซื้อในแผน AEDP2015)

Waste	SPP Power Plants		VSPP Power Plants		Total Power Plants	
As of 2019	No. of Project	Contracted Capacity (MW)	No. of Project	Contracted Capacity (MW)	No. of Project	Contracted Capacity (MW)
PPA signed (not yet selling)	-	-	8	43.4	8	43.4
Selling to the grid (COD)	3	163.0	36	156.6	39	319.6
Total	3	163.0	44	200.0	47	363.0

พลังน้ำขนาดเล็ก

ภาครัฐเปิดรับซื้อจากเอกชนไม่มาก ส่วนใหญ่เป็นการสร้างเขื่อนขนาดเล็กหรือฝายทดน้ำกั้นลำน้ำ เพื่อเก็บกักน้ำและผลิตกระแสไฟฟ้าไว้ใช้ในชุมชน

Small hydro power	SPP Power Plants		VSPP Power Plants		Total Power Plants	
As of 2019	No. of Project	Contracted Capacity (MW)	No. of Project	Contracted Capacity (MW)	No. of Project	Contracted Capacity (MW)
PPA signed (not yet selling)	-	-	-	-	-	-
Selling to the grid (COD)	-	-	4	0.9	4	0.9
Total	-	-	4	0.9	4	0.9

Source: ERC, compiled by Krungsri Research

ปี 2563 ปริมาณการใช้ไฟฟ้าในช่วง 5 เดือนแรก หดตัว 3.2% YoY ผลจากความต้องการใช้ไฟฟ้าในภาคธุรกิจและภาคอุตสาหกรรมหดตัว 10.4% และ 5.4% YoY ตามลำดับ เนื่องจากสถานการณ์การระบาดของเชื้อไวรัสโควิด-19 ส่งผลกระทบเป็นวงกว้างต่อระบบเศรษฐกิจในทุกภาคส่วน นอกจากนี้ ภาครัฐประกาศปิดสถานประกอบการทั่วประเทศเพื่อควบคุมการแพร่ระบาด อาทิ ห้างสรรพสินค้า โรงแรม ร้านอาหาร สถานบันเทิง เป็นต้น อย่างไรก็ตาม ผลจากมาตรการปิดเมือง (Lockdown) ทำให้ประชาชนต้องทำงานภายในที่พักอาศัย (Work From Home) ผนวกกับอุณหภูมิเฉลี่ยเพิ่มขึ้น ส่งผลให้การใช้ไฟฟ้าในภาคครัวเรือนเพิ่มขึ้น 7.0% YoY

ปริมาณการผลิตไฟฟ้าในช่วง 5 เดือนแรกของปี 2563 หดตัว 1.7% YoY ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตโดย EGAT (สัดส่วน 34.1% ของปริมาณการผลิตไฟฟ้าทั้งหมด) เพิ่มขึ้น 5.5% YoY สำหรับปริมาณไฟฟ้าจากผู้ผลิตเอกชน แบ่งเป็น IPP (สัดส่วน 22.3%) หดตัว 19.3% YoY ขณะที่ SPP และ VSPP (สัดส่วนรวมกัน 31.5%) ขยายตัวชะลอลงอยู่ที่ 3.1% และ 2.2% YoY ตามลำดับ ทั้งนี้ จากการที่ภาครัฐทยอยผ่อนคลายการดำเนินกิจกรรมทางเศรษฐกิจตั้งแต่เดือนพฤษภาคมเป็นต้นไป คาดว่าจะส่งผลให้ธุรกิจและการผลิตภาคอุตสาหกรรมทยอยฟื้นตัว ซึ่งจะหนุนความต้องการใช้ไฟฟ้าในช่วงที่เหลือของปี

สำหรับความคืบหน้าของแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศฉบับปี พ.ศ. 2563-2580 (PDP2018 ปรับปรุงครั้งที่ 1) ปัจจุบันอยู่ระหว่างรอการอนุมัติจากคณะรัฐมนตรี (Box 3) ส่งผลให้โครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน โดยเฉพาะโครงการโรงไฟฟ้าชุมชนเพื่อเศรษฐกิจฐานรากซึ่งเป็นโครงการเร่งด่วน (โครงการ Quick Win) ต้องเลื่อนการประกาศรับซื้อไฟฟ้าออกไปเป็นไตรมาส 3/2563 จากกำหนดการเดิมในช่วงไตรมาส 1/2563

Box 3: **ความคืบหน้าของแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศ หรือ แผน PDP2018 ฉบับปรับปรุง**

แผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศฉบับปี พ.ศ. 2561-2580 (PDP2018)	**แผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศฉบับปี พ.ศ. 2563-2580 (PDP2018 ปรับปรุงครั้งที่ 1)**
• กำหนดให้มีกำลังการผลิตไฟฟ้ารวมทั้งสิ้น 77,211 เมกะวัตต์ในปี 2580 เพิ่มขึ้น 9% จากแผน PDP2015 เป็นกำลังการผลิตใหม่ในช่วงปี 2561-2580 จำนวน 56,431 เมกะวัตต์ โดยกำหนดสัดส่วนการใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าเพิ่มขึ้นเป็น 53% ของปริมาณการผลิตไฟฟ้าทั้งหมดในปี 2580 และการใช้เชื้อเพลิงพลังงานหมุนเวียนอยู่ที่ 20% ส่วนการใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิงให้ลดลงเหลือ 12%	• คงเป้าหมายกำลังผลิตไฟฟ้าใหม่ตลอดช่วงแผนถึงปี 2580 ที่ 56,431 เมกะวัตต์ แต่มีการปรับเป้าหมายการรับซื้อไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าหลักที่ใช้ฟอสซิลและโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนบางประเภท
• พลังงานหมุนเวียนที่รับซื้อจากเอกชนอยู่ที่ 18,696 เมกะวัตต์ แบ่งเป็น (1) โรงไฟฟ้าตามนโยบายการส่งเสริมของภาครัฐในช่วงปี 2561-2580 กำลังการผลิตไฟฟ้า 520 เมกะวัตต์ จำแนกเป็นโรงไฟฟ้าขยะ 400 เมกะวัตต์ และโรงไฟฟ้าชีวมวลประชารัฐภาคใต้ 120 เมกะวัตต์ (2) โรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนตามแผน AEDP กำลังการผลิต ไฟฟ้า 18,176 เมกะวัตต์	• คงเป้าหมายการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนที่ 18,696 เมกะวัตต์ แต่ปรับเป้าหมายรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนบางประเภท ได้แก่ (1) ลดเป้าหมายการผลิตไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์ (จาก 10,000 เมกะวัตต์) (2) เพิ่มเป้าหมายโรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็กของ กฟผ. เป็น 69 เมกะวัตต์ (3) เพิ่มโรงไฟฟ้าชุมชนเพื่อเศรษฐกิจฐานราก จากเชื้อเพลิงชีวมวล ก๊าซชีวภาพจากน้ำเสีย ก๊าซชีวภาพจากพืชพลังงาน และ Solar hybrid เข้าระบบตั้งแต่ปี 2563–2567 กำลังการผลิตรวม 1,933 เมกะวัตต์ (4) ปรับแผนโรงไฟฟ้าชีวมวลประชารัฐภาคใต้ 120 เมกะวัตต์ (ปีละ 60 เมกะวัตต์) เป็นปี 2565–2566 จากปี 2564–2565 (5) รับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานลมจำนวน 270 เมกะวัตต์ ในช่วง 2565-2567 เร็วขึ้นจากกำหนดการเดิมในปี 2577
• ประมาณการค่าไฟฟ้าขายปลีกในช่วงปี 2561-2580 อยู่ระหว่าง 3.50-3.63 บาทต่อหน่วย หรือเฉลี่ย 3.58 บาทต่อหน่วย เนื่องจากประเมินว่าราคาก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) นำเข้าจะมีแนวโน้มลดลงจากอุปทานที่เพิ่มขึ้น โดยราคาเฉลี่ย LNG นำเข้าที่ใช้คำนวณตลอดแผน PDP จะอยู่ที่ประมาณ 244 บาทต่อล้านบีทียู เทียบกับปัจจุบันอยู่ที่ประมาณ 266-329 บาทต่อล้านบีทียู	• ภายหลังปี 2567 เป็นต้นไป ประมาณการค่าไฟฟ้าขายปลีกอยู่ที่ 3.64 บาทต่อหน่วย หรือเพิ่มขึ้น 0.06 บาทต่อหน่วย ส่วนหนึ่งเป็นผลจากการรับซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าชุมชน โดยรัฐกำหนดราคารับซื้อเบื้องต้นที่อัตรา 3-5 บาทต่อหน่วย จึงส่งผลให้ค่าไฟฟ้าเฉลี่ยทั้งแผนสูงขึ้นจากแผนเดิม

Source: PDP2018, compiled by Krungsri Research

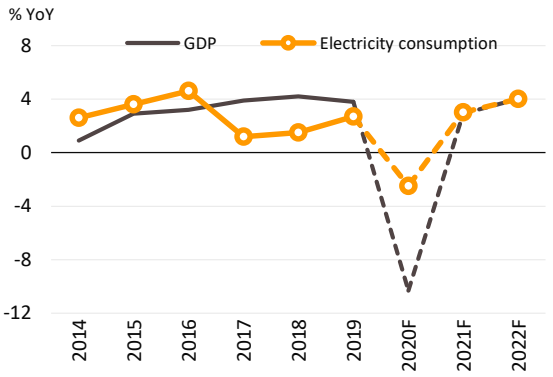
แนวโน้มอุตสาหกรรม

ปี 2563 ความต้องการใช้ไฟฟ้าคาดว่าจะหดตัว 2.0-3.0% (จากที่ขยายตัว 2.7% ในปี 2562) ผลจากมาตรการ Lockdown เพื่อควบคุมการแพร่ระบาดของเชื้อไวรัสโควิด-19 ส่งผลให้การดำเนินกิจกรรมทางเศรษฐกิจหดตัว ทั้งภาคการผลิตและบริการ อย่างไรก็ตาม ความต้องการใช้ไฟฟ้าในภาคครัวเรือนมีแนวโน้มเพิ่มขึ้นหนุนโดยมาตรการปฏิบัติงานจากที่พักอาศัย (Work From Home) ทั้งนี้จากภาวะธุรกิจที่ไม่สดใส ทำให้การลงทุนโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนของเอกชนถูกเลื่อนออกไปเป็นปี 2564

ปี 2564-2565 ธุรกิจผลิตไฟฟ้าเอกชนมีแนวโน้มเติบโตดีขึ้นโดยลำดับ จากปัจจัยหนุนทั้งด้านอุปสงค์ที่มีตลาดรองรับแน่นอน และด้านอุปทานจากนโยบายสนับสนุนการลงทุนของภาครัฐตามแผน PDP กล่าวคือ

- **คาดความต้องการใช้ไฟฟ้าในประเทศจะขยายตัวเฉลี่ย** 3.0-4.0% **ต่อปี**[6/] ในระยะ 2 ปีข้างหน้า ภาวะเศรษฐกิจมีแนวโน้มฟื้นตัวอย่างค่อยเป็นค่อยไป (ภาพที่ 12) ซึ่งจะหนุนความต้องการใช้ไฟฟ้าภาคธุรกิจและอุตสาหกรรม ขณะที่ความต้องการใช้ภาคครัวเรือนมีแนวโน้มเติบโตชะลอลงบ้าง หลังประชาชนส่วนใหญ่น่าจะกลับมาทำงานในสถานที่ประกอบการได้ตามปกติ
- **แผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศฉบับปี พ.ศ.** 2563-2580 **ปรับปรุงครั้งที่** 1 (PDP2018 ปรับปรุงครั้งที่ 1) เอื้อให้เกิดการขยายกำลังการผลิตและการลงทุนโรงไฟฟ้าใหม่ในระยะอันใกล้ โดยมีประเด็นสำคัญคือ
  - PDP2018 ฉบับปรับปรุงใหม่ กำหนดเป้าหมายกำลังการผลิตไฟฟ้าใหม่อยู่ที่ 56,431 เมกะวัตต์ (ตารางที่ 4) โดยกำหนดสัดส่วนการใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าไว้เท่าเดิมที่ 53% ของปริมาณการผลิตไฟฟ้าทั้งหมดในปี 2580 ปรับเพิ่มสัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเป็น 21% แต่ปรับลดสัดส่วนการใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิงเหลือ 11% (ตารางที่ 5)
  - PDP ฉบับปรับปรุงใหม่ยังคงกำหนดเป้าหมายการรับซื้อไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนจากเอกชนไว้เท่าเดิมที่ 18,696 เมกะวัตต์ แบ่งเป็น (1) โรงไฟฟ้าตามนโยบายการส่งเสริมของภาครัฐในช่วงปี 2561-2580 กำลังการผลิตไฟฟ้า 520 เมกะวัตต์ จำแนกเป็นโรงไฟฟ้าขยะ 400 เมกะวัตต์ และโรงไฟฟ้าชีวมวลประชารัฐภาคใต้ 120 เมกะวัตต์ (ปีละ 60 เมกะวัตต์) ในปี 2565–2567 และ (2) โรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนตามแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก (AEDP) กำลังการผลิตไฟฟ้า 18,176 เมกะวัตต์ โดยมีการเพิ่มโครงการโรงไฟฟ้าชุมชนเพื่อเศรษฐกิจฐานรากจากเชื้อเพลิงชีวมวล ก๊าซชีวภาพจากน้ำเสีย ก๊าซชีวภาพจากพืชพลังงาน และ Solar hybrid กำลังการผลิตรวม 1,933 เมกะวัตต์ในปี 2563-2567 และโรงไฟฟ้าจากพลังงานลม จำนวน 270 เมกะวัตต์ในปี 2565-2567 (ตารางที่ 6)
  - ตั้งแต่ปี 2567 ประมาณการค่าไฟฟ้าจะเฉลี่ยอยู่ที่ 3.64 บาทต่อหน่วย เพิ่มขึ้นจากแผนเดิมที่ 3.58 บาทต่อหน่วย ส่วนหนึ่งเป็นผลจากการรับซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าชุมชน โดยรัฐกำหนดราคารับซื้อเบื้องต้นที่อัตรา 3-5 บาทต่อหน่วย

Figure 12: Trend of Electricity Demand and Economic Growth



Source: EPPO / forecast by Krungsri Research

Table 4: Total Capacity under PDP2018 Revision 1

Power capacity	PDP2015 (MW)	Power capacity	PDP2018 (MW)
Installed capacity as of 2014	37,612	Installed capacity as of 2018	46,090
Retired capacity (2015-2036)	-24,736	Retired capacity (2018-2037)	-25,310
New capacity (2015-2036)	57,459	New capacity (2018-2037)	56,431
Total capacity as of 2036	**70,335**	**Total capacity as of 2037**	**77,211**

Source: EPPO, PDP2018 Rev.1 (Feb 2020)

Table 5: Share of Fuel used in Power Generation (%)

Fuel type	PDP2015	PDP2018	PDP2018 rev.1
Natural gas	37	53	53
Coal	23	12	11
Imported hydro	15	9	9
Renewable energy	20	20	21
Nuclear	5	0	0
Energy saving	0	6	6

Source: EPPO, PDP2018 Rev.1 (Feb 2020)

Table 6: Renewable Energy Capacity under PDP2018 Rev.1

Power plant	Contracted capacity (MW)					
	2020	2021	2022	2023	2024	2037
(1) Government support						**520**
- Waste energy			400	400	400	400
- Biomass			60	120	120	120
(2) Under AEDP						**18,176**
- Biomass (community)	200	300	400	500	600	600
- Biogas-crops (community)	200	300	400	500	600	600
- Biogas-waste (community)	100	150	183	183	183	183
- Solar hybrid (community)	200	300	390	470	550	550
- New wind			90	180	270	1,485
- Small hydro (EGAT)	-	-	-	-	-	69
- Floating solar and hydro (EGAT)	45	45	45	69	69	2,725
- Solar	50	100	150	200	250	8,740
- Biomass	-	-	-	-	-	2,780
- Biogas	-	-	-	-	-	400
- Industrial waste	-	-	-	-	-	44
Total	**795**	**1,195**	**2,118**	**2,622**	**3,042**	**18,696**

Source: EPPO, PDP2018 Rev.1 (Feb 2020)

6/ สมมติฐานคือ (1) มาตรการประหยัดพลังงานเฉลี่ยปีละ 1,000 ล้านหน่วย และ (2) ผู้ผลิตเอกชนผลิตไฟฟ้าเพื่อใช้เอง (IPS) โดยไม่จำหน่ายเข้าระบบ EGAT และ/หรือ ผลิตเพื่อจำหน่ายให้ลูกค้าโดยตรง ปัจจุบันมีข้อมูลเฉพาะ IPS ที่มีขนาดมากกว่า 1 เมกะวัตต์

ปัจจัยสนับสนุนดังกล่าวจะเอื้อประโยชน์ให้เกิดการลงทุนใหม่ของโรงไฟฟ้าเอกชนทั้ง 3 กลุ่ม โดยมีสาระสำคัญ ดังนี้

- **โรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ (IPP) คาดจะมีการเปิดประมูลในอีก 3-5 ปีข้างหน้า** โดยภาครัฐจะเปิดประมูลโรงไฟฟ้า 700 เมกะวัตต์ต่อปี ในพื้นที่ภาคตะวันตกของประเทศช่วงปี 2564-2565 เพื่อทดแทนโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติที่ทยอยหมดอายุสัญญาและต้องออกจากระบบในช่วงปี 2568-2570 จำนวน 8,300 เมกะวัตต์
- **โรงไฟฟ้าขนาดเล็ก (SPP) มีแนวโน้มขยายกำลังการผลิตและลงทุนก่อสร้างโรงไฟฟ้าใหม่** โดยเฉพาะในกลุ่มโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติระบบ Cogeneration ที่ทยอยสิ้นสุดอายุสัญญาในปี 2562-2568[7/] รวมถึงโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในรูปแบบของการผสมผสานเชื้อเพลิงที่เรียกกว่า SPP hybrid firm ซึ่งได้รับการสนับสนุนจากภาครัฐในอัตรารับซื้อ (FiT) 3.69 บาทต่อหน่วย เพิ่มขึ้นจาก 3.66 บาทต่อหน่วยในปี 2562 โดยมีระยะเวลาสนับสนุน 20 ปี
- **โรงไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) คาดว่าการลงทุนจะเร่งขึ้นตั้งแต่ปี 2564 เป็นต้นไป** โดยเฉพาะโครงการพลังงานแสงอาทิตย์ติดตั้งบนหลังคาภาคประชาชน (Solar rooftop) โรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงชีวมวล ก๊าซชีวภาพ และขยะ ตามลำดับ เนื่องจากปริมาณการจำหน่ายไฟฟ้าเข้าระบบของกลุ่มดังกล่าวยังต่ำกว่าเป้าจึงเป็นโอกาสในการลงทุน อีกทั้งเป็นกลุ่มเป้าหมายที่ภาครัฐจะทยอยเปิดรับซื้อไฟฟ้าตามแผน PDP และ AEDP ทั้งยังเป็นกลุ่มที่มีศักยภาพการแข่งขันด้านต้นทุนและแหล่งวัตถุดิบ สำหรับโครงการพลังงานลม ภาครัฐจะทยอยเปิดรับซื้อไฟฟ้าสำหรับการลงทุนในโครงการใหม่จำนวน 270 เมกะวัตต์ตั้งแต่ปี 2565-2567 ซึ่งเป็นช่วงเวลาที่คาดว่า EGAT จะลงทุนขยายสายส่งไฟฟ้าในพื้นที่ภาคตะวันออกเฉียงเหนือและภาคใต้เสร็จสมบูรณ์

Box 4: **สรุปแนวโน้มธุรกิจผลิตไฟฟ้าเอกชนในปี 2563-2565 จำแนกตามเชื้อเพลิง**

	แนวโน้มธุรกิจ	ปัจจัยหนุนการเติบโตและข้อจำกัดการลงทุน	
		ปัจจัยหนุน	ข้อจำกัด
โรงไฟฟ้าหลัก ก๊าซธรรมชาติ	• เติบโตต่อเนื่อง • มีการเปิดประมูลโรงไฟฟ้าใหม่ทดแทนโรงไฟฟ้าเก่าที่หมดอายุสัญญาในปี 2564-2565 (การประมูลอาจล่าช้าจากสถานการณ์การแพร่ระบาดของเชื้อไวรัสโควิด-19)	• แผน PDP2018 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 1 (พ.ศ. 2563-2580) กำหนดให้มีโรงไฟฟ้าหลักเพื่อความมั่นคงจากก๊าซธรรมชาติ (สัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติเป็น 53% ภายในปี 2580 จากเดิมแผน PDP2015 อยู่ที่ 37%)	• ปริมาณสำรองก๊าซธรรมชาติจากอ่าวไทยมีแนวโน้มลดลง จึงต้องนำเข้าก๊าซ LNG ซึ่งมีราคาสูงกว่า อาจกระทบค่าไฟฟ้าขายปลีกในประเทศ
โรงไฟฟ้าถ่านหิน	• เติบโตจำกัด จากความกังวลต่อปัญหาสิ่งแวดล้อม ทำให้การลงทุนโรงไฟฟ้าใหม่อาจมีขึ้นหลังปี 2570	• อยู่ระหว่างการพิจารณาจากคณะกรรมการกำกับการศึกษาประเมินสิ่งแวดล้อมระดับยุทธศาสตร์ (SEA) สำหรับพื้นที่จัดตั้งโรงไฟฟ้าถ่านหินในพื้นที่ภาคใต้	• ด้วยกระแสต่อต้านจากชุมชน แผน PDP2018 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 1 พ.ศ. 2563-2580) ได้ปรับลดสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากถ่านหินเหลือ 11% ภายในปี 2580 จากแผน PDP2015 เดิมอยู่ที่ 23%

7/ กำหนดให้ SPP ดำเนินการก่อสร้างโรงไฟฟ้าใหม่เพื่อจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่ EGAT โดยให้ใช้เชื้อเพลิงเดิมและได้รับอัตราซื้อไฟฟ้าตามประเภทเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติหรือถ่านหิน

Box 4: สรุปแนวโน้มธุรกิจผลิตไฟฟ้าเอกชนในปี 2563-2565 จำแนกตามเชื้อเพลิง (ต่อ)

	แนวโน้มธุรกิจ	ปัจจัยหนุนการเติบโตและข้อจำกัดการลงทุน	
		ปัจจัยหนุน	ข้อจำกัด
โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์	• เติบโตในระดับปานกลาง • การลงทุนใหม่ส่วนใหญ่จะเป็นโครงการผลิตไฟฟ้าบนหลังคาภาคประชาชน	• ภาครัฐเปิดรับซื้อไฟฟ้าติดตั้งบนหลังคาภาคประชาชน 250 เมกะวัตต์ในปี 2563-2567 (ปีละ 50 เมกะวัตต์) และรับซื้อจากโรงไฟฟ้าชุมชน (Solar hybrid) • ต้นทุนติดตั้งโซล่าร์เซลมีทิศทางลดลงต่อเนื่อง	• แม้ต้นทุนติดตั้งโซล่าร์เซลจะลดลง แต่ต้นทุนเทคโนโลยีที่นำมาแปลงเป็นกระแสไฟฟ้ายังค่อนข้างสูง ขึ้นอยู่กับหลายปัจจัยที่เกี่ยวข้อง อาทิ ขนาดของโรงไฟฟ้า ประเภทของเซลแสงอาทิตย์
โรงไฟฟ้าชีวมวล	• เติบโตในระดับปานกลาง • การลงทุนส่วนใหญ่จะเป็นโครงการโรงไฟฟ้าชุมชน และโรงไฟฟ้า SPP hybrid firm เนื่องจากมีความสามารถในการแข่งขันด้านราคา	• เป็นกลุ่มเป้าหมายที่ภาครัฐจะทยอยเปิดรับซื้อไฟฟ้าตามแผน PDP/AEDP ฉบับใหม่ที่เน้นการการรับซื้อไฟฟ้าจากโครงการโรงไฟฟ้าชุมชน • ได้รับการส่งเสริมภายใต้ระบบ FiT (ปี 2563) ในอัตรา 4.27-5.38 บาทต่อหน่วย (ตามขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง) ขณะที่ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าโดยเฉลี่ยอยู่ที่ 2.8 บาทต่อหน่วย	• ยังคงเผชิญปัญหาการขาดแคลนวัตถุดิบ ทำให้ราคาวัตถุดิบยังอยู่ในระดับสูง
โรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพ (จากน้ำเสีย และพืชพลังงาน)	• เติบโตในระดับปานกลาง • การลงทุนใหม่จะมาจากผู้ผลิตที่มีวัตถุดิบและผลิตไฟฟ้าเพื่อใช้ภายในธุรกิจของตนเอง ส่วนที่เหลือจึงขายให้กับ MEA/PEA	• เป็นกลุ่มเป้าหมายที่ภาครัฐจะทยอยเปิดรับซื้อไฟฟ้าตามแผน PDP/AEDP ฉบับใหม่ที่เน้นการรับซื้อไฟฟ้าจากโครงการโรงไฟฟ้าชุมชน และโรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพจากพืชพลังงาน • โครงการก๊าซชีวภาพจากน้ำเสียและจากพืชพลังงาน ได้รับการส่งเสริมภายใต้ระบบ FiT ในอัตรา 3.76 และ 5.39 บาทต่อหน่วย ตามลำดับ โดยไม่ต้องประมูลแข่งขันด้านราคา	• ศักยภาพน้ำเสีย/ของเสียไม่เพียงพอต่อการผลิตในเชิงพาณิชย์ อาจทำให้ต้นทุนการผลิตต่อหน่วยยังไม่คุ้มค่าต่อการลงทุน
โรงไฟฟ้าจากขยะ	• เติบโตต่อเนื่อง • ผู้ประกอบกิจการด้านการกำจัดและคัดแยกขยะ จะมีศักยภาพในการขยายการลงทุนมากกว่า	• ภาครัฐเปิดรับซื้อไฟฟ้าจากขยะชุมชนแบบฝังกลบตามต้นทุนเชื้อเพลิงภายใต้ระบบ FiT ในอัตรา 5.60 บาทต่อหน่วย โดยไม่ต้องประมูลแข่งขันด้านราคา	• การรวบรวมขยะปริมาณมากไม่สามารถทำได้จากพื้นที่เดียวกัน (1 MW ต้องใช้ขยะ 100 ตันต่อวัน) และคุณภาพของการคัดแยกขยะยังอยู่ในระดับต่ำอาจทำให้เกิดมลพิษทางอากาศ
โรงไฟฟ้าพลังงานลม	• เติบโตในระดับปานกลาง • เป็นโอกาสของนักลงทุนรายใหญ่ที่มีความพร้อมทางด้านเงินทุน เทคโนโลยี อีกทั้งพื้นที่ก่อสร้างต้องมีความพร้อมด้านสายส่ง	• การลงทุนจะเป็นโครงการ SPP ในพื้นที่สปก. ที่ผ่านการตรวจสอบแล้วปัจจุบันอยู่ในช่วงทยอยก่อสร้างและจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบ • ภาครัฐเปิดรับซื้อไฟฟ้าจากโครงการพลังงานลมปีละ 90 เมกะวัตต์ ใน 2565-2567	• พื้นที่ที่มีศักยภาพส่วนใหญ่เป็นพื้นที่อุทยาน และอยู่ในพื้นที่ที่ระบบสายส่งเข้าถึงลำบาก
โรงไฟฟ้าพลังน้ำ	• เติบโตจำกัด ส่วนใหญ่เป็นโครงการของภาครัฐ	• บรรจุอยู่ในแผน PDP2018 ในรูปแบบการลงทุนพลังงานแสงอาทิตย์ทุ่นลอยน้ำร่วมกับโรงไฟฟ้าพลังน้ำ	• พื้นที่ที่มีศักยภาพส่วนใหญ่อยู่ในเขตอุทยาน • เป็นการลงทุนเฉพาะของ EGAT

Source: Krungsri Research

◢ มุมมองวิจัยกรุงศรี: **ปี 2563 คาดว่ารายได้ของผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนโดยรวมจะเติบโตชะลอลง ตามกิจกรรมเศรษฐกิจที่ซบเซา ในปี 2564-2565 คาดว่ารายได้ของผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนโดยเฉพาะรายใหญ่มีแนวโน้มเติบโตดีขึ้น จากความต้องการใช้ไฟฟ้าในประเทศที่มีแนวโน้มฟื้นตัวตามภาวะเศรษฐกิจ อย่างไรก็ตาม ภาวะการแข่งขันด้านต้นทุนมีแนวโน้มสูงขึ้น โดยเฉพาะการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ทำให้ผลประกอบการโดยรวมยังอยู่ในระดับปานกลาง**

- **ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดใหญ่** (IPP): **คาดรายได้มีทิศทางเติบโตดีขึ้นเป็นลำดับในปี** 2564-2565 หนุนโดยปริมาณการจำหน่ายไฟฟ้าในประเทศและผลตอบแทนจากการลงทุนในต่างประเทศ สำหรับทิศทางการลงทุน คาดว่าผู้ผลิตมีแนวโน้มหันไปลงทุนโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนมากขึ้น เนื่องจา กแผน PDP2018 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 1 พ.ศ. 2563-2580 จะมีการเปิดประมูลโรงไฟฟ้าใหม่ทดแทนจากก๊าซธรรมชาติเพียง 700 เมกะวัตต์ในช่วงปี 2564-2565 (อาจมีการเลื่อนออกไปเนื่องจากผลกระทบของการแพร่ระบาดของเชื้อไวรัสโควิด-19 ในปี 2563) อีกทั้งการสร้างโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่มักจะไม่เป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อมทำให้ถูกต่อต้านจากชุมชนรอบโรงไฟฟ้า ขณะที่การลงทุนโรงไฟฟ้าในต่างประเทศมีแนวโน้มเพิ่มขึ้น อาทิ เมียนมา สปป.ลาว อินโดนีเซีย ฟิลิปปินส์ ออสเตรเลีย และญี่ปุ่น ทั้งประเภทโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติ ถ่านหิน และพลังงานหมุนเวียนโดยเฉพาะพลังงานแสงอาทิตย์ และพลังงานลม
- **ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก** (SPP): **รายได้ธุรกิจยังสามารถประคองตัวได้** โดยโอกาสการลงทุนจะเอื้อเฉพาะกับ (1) โรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติระบบ Cogeneration ที่จะทยอยสิ้นสุดอายุสัญญาในปี 2562-2568 ซึ่งสามารถดำเนินการผลิตและจำหน่ายไฟฟ้าให้กับนิคมอุตสาหกรรมและสวนอุตสาหกรรมได้ต่อเนื่อง (2) การลงทุนใหม่ของโรงไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนแบบ SPP hybrid firm เนื่องจากต้นทุนค่าเชื้อเพลิงต่ำกว่าราคาขายปลีกค่าไฟฟ้า (ต้นทุนประมาณ 1.81 บาทต่อหน่วย ขณะที่ราคาขายปลีกค่าไฟฟ้าอยู่ที่ประมาณ 3.60 บาทต่อหน่วย) และ (3) การลงทุนโรงไฟฟ้าใหม่ในเขตเศรษฐกิจพิเศษ EEC เพื่อรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น
- **ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก** (VSPP): **รายได้ทยอยเติบโตจากปัจจัยหนุนทางด้านอุปสงค์ที่มีตลาดรองรับแน่นอน แต่โอกาสในการขยายการลงทุนอาจจำกัดเฉพาะบางกลุ่มที่ได้รับการสนับสนุนจากนโยบายรัฐตามแผน PDP และ AEDP ฉบับปรับปรุงใหม่** ได้แก่ พลังงานแสงอาทิตย์ติดตั้งบนหลังคาภาคประชาชน ชีวมวล ก๊าซชีวภาพ และขยะ เนื่องจากเป็นกลุ่มเป้าหมายที่ภาครัฐจะทยอยเปิดรับซื้อไฟฟ้าตามลำดับ อย่างไร ก็ตาม ผู้ประกอบการรายใหม่อาจเผชิญข้อจำกัดด้านวัตถุดิบสำหรับการลงทุนในโครงการพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตจากชีวมวล ขยะ และก๊าซชีวภาพ ส่วนโครงการพลังงานลม ภาครัฐอาจทยอยเปิดรับซื้อไฟฟ้าสำหรับการลงทุนในโครงการใหม่ในปี 2565-2567

ด้านการแข่งขันในธุรกิจค่อนข้างรุนแรง โดยเฉพาะการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน เนื่องจากผู้ประกอบการมีการขยายกำลังการผลิตทั้งจากรายเดิมและการเข้ามาลงทุนของผู้ประกอบการรายใหม่ โดยเฉพาะกลุ่มที่มีศักยภาพด้านการเงินและเทคโนโลยี เช่น ผู้ผลิต IPP / SPP กลุ่มผู้ประกอบการรับเหมาก่อสร้างงานวิศวกรรม/จัดหาออกแบบและก่อสร้าง (EPC) เนื่องจากมีความชำนาญงานด้านติดตั้งระบบไฟฟ้า และจากกลุ่มผู้ผลิตอุปกรณ์/เทคโนโลยีเซลแสงอาทิตย์ เป็นต้น ซึ่งทั้ง 3 กลุ่มได้แตกไลน์ธุรกิจมาลงทุนผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนมากขึ้น

วิจัยกรุงศรี

ดร.สมประวิณ มันประเสริฐ — **ผู้บริหารสายงานวิจัยและหัวหน้าทีมวิจัยเศรษฐกิจ**

พรพรรณ โภคย์สุพัสตร์ — ผู้บริหารฝ่ายวิจัยเศรษฐกิจและอุตสาหกรรม

ทีมวิจัยเศรษฐกิจ

- สุจิต ชัยวิชญชาติ — ผู้บริหารทีมวิจัยเศรษฐกิจมหภาค
- ดร.ฉมาดนัย มากนวล — เศรษฐกรอาวุโส
- จุไรลักษณ์ พลศรี — เศรษฐกรอาวุโส (พยากรณ์ตัวเลขเศรษฐกิจ)
- สร้อยสนธิ์ หล่อสุวรรณกุล — เศรษฐกรอาวุโส (เศรษฐกิจภูมิภาค)
- สถิตย์ แถลงสัตย์ — เศรษฐกรอาวุโส (เศรษฐกิจภูมิภาค)

ทีมวิจัยอุตสาหกรรม

- ศรันต์ สุนันท์สถาพร — ผู้บริหารทีมวิจัยอุตสาหกรรม
- ธเนศ มหัทธนาลัย — นักวิเคราะห์อาวุโส (Construction Contractors)
- พูลสุข นิลกิจศรานนท์ — นักวิเคราะห์อาวุโส (Healthcare, Mobile Operators)
- ปิยะนุช สถาพงศ์ภักดี — นักวิเคราะห์อาวุโส (Transport & Logistics)
- นรินทร์ ตันไพบูลย์ — นักวิเคราะห์อาวุโส (Power Generation, Modern Trade, Chemicals, Medical Devices)
- พุทธชาด ลุนคำ — นักวิเคราะห์ (Hotels, Construction Materials, Industrial Estate)
- วรรณา ยงพิศาลภพ — นักวิเคราะห์ (Automobile, Electronics & Electrical Appliances, Food & Beverages)
- พัชรา กลิ่นชวนชื่น — นักวิเคราะห์ (Real Estate)
- ชัยวัช โชวเจริญสุข — นักวิเคราะห์ (Agriculture)
- อภิญญา ขนุนทอง — นักวิเคราะห์ (Energy, Petrochemicals)

ทีมพัฒนางานวิจัย

- ดร.พิมพ์นารา หิรัญกสิ — นักวิเคราะห์อาวุโส
- ตลับลักขณ์ ธนดิษฐ์สุวรรณ — นักวิเคราะห์อาวุโส (Financial Sectors)
- ปัญจพัฒน์ ประสิทธิ์เดชสกุล — นักวิเคราะห์อาวุโส
- รชฎ เลียงจันทร์ — นักวิเคราะห์
- อาภากร นพรัตยาภรณ์ — นักวิเคราะห์
- ชุติภา คลังจตุรเวทย์ — นักวิเคราะห์

ทีมบริหารระบบข้อมูลวิจัย

- สุรัชนี สมประสงค์ — เจ้าหน้าที่บริหารงานทั่วไป
- ธมณ เสริญสุขสกุล — เจ้าหน้าที่บริหารงานทั่วไป
- เชิดศักดิ์ ศรีชัยตัน — เจ้าหน้าที่ระบบข้อมูลวิจัย
- วงศกร แก้วอุดทัง — เจ้าหน้าที่ระบบข้อมูลวิจัย

สนใจสมัครรับอีเมล์ได้ที่ ***krungsri.research@krungsri.com***

คำสงวนสิทธิ์

เนื้อหาและข้อมูลใดๆ ทั้งหมดที่ปรากฏในรายงานฉบับนี้ หากมิได้ระบุไว้เป็นอย่างอื่น ถือเป็นลิขสิทธิ์ของวิจัยกรุงศรี ห้ามมิให้ผู้ใดกระทำการใดๆ เกี่ยวข้องกับเนื้อหา สำเนา หรือดัดแปลงแก่บุคคลอื่น โดยมิได้รับอนุญาตเป็นลายลักษณ์อักษรจากวิจัยกรุงศรี รายงานฉบับนี้จัดทำขึ้นโดยอาศัยข้อมูลจากแหล่งที่เชื่อหรือควรเชื่อว่ามีความ น่าเชื่อถือ อย่างไรก็ตาม วิจัยกรุงศรีไม่อาจรับรองความครบถ้วนสมบูรณ์หรือความถูกต้องของข้อมูลดังกล่าว อีกทั้งไม่รับผิดชอบต่อความเสียหายที่เกิดขึ้นทั้งทางตรงหรือทางอ้อมจากการใช้รายงานฉบับนี้หรือเนื้อหาในรายงานฉบับนี้ ข้อมูล ความคิดเห็น และการประมาณการที่ปรากฏในรายงานนี้ถือเป็นความคิดเห็นของวิจัยกรุงศรี ไม่จำเป็นต้องสอดคล้องกับ ธนาคารกรุงศรีอยุธยา จำกัด (มหาชน) และบริษัทในเครือ ความคิดเห็นในรายงานฉบับนี้เป็นไปตามสถานการณ์ปัจจุบัน ณ วันที่มีการเผยแพร่รายงาน วิจัยกรุงศรีขอสงวนสิทธิ์ในการเปลี่ยนแปลงโดยมิต้องแจ้งให้ทราบล่วงหน้า