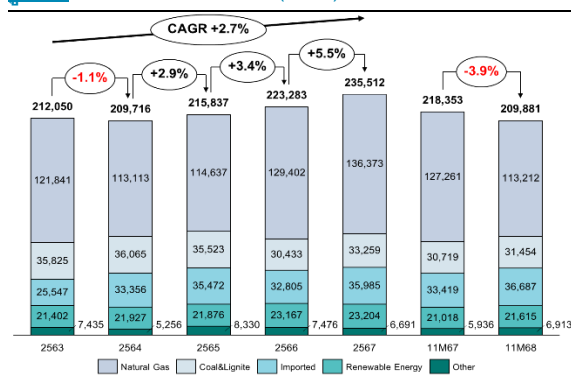


ภาพรวมธุรกิจ

สถานการณ์ด้านการผลิต และการใช้ไฟฟ้าของประเทศไทย

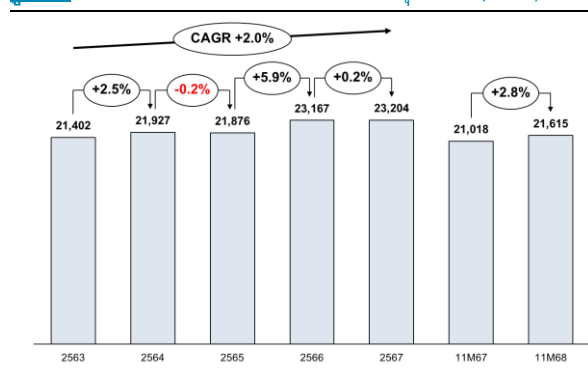
- การผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยในช่วง 11 เดือนแรกของปี 2568 ปรับลดลงตามแนวโน้มความต้องการใช้ไฟฟ้าในภาคส่วนต่าง ๆ โดยปัจจุบัน มีปริมาณการผลิตอยู่ที่ 209,881 กิกะวัตต์ชั่วโมง (GWh) ลดลง 3.9%YoY สำหรับเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้ามากที่สุดคือก๊าซธรรมชาติ คิดเป็น 53.9% ของไฟฟ้าที่ผลิตได้ รองลงมาคือ ถ่านหินและลิกไนต์ (15.0%) พลังงานหมุนเวียน (10.3%) และอื่น ๆ (3.3%) ตามลำดับ นอกจากนี้ ประเทศไทยมีการจัดหาและนำเข้าไฟฟ้าจากต่างประเทศ เช่น ไฟฟ้าพลังน้ำ ไฟฟ้าจากถ่านหิน/ลิกไนต์ เป็นต้น คิดเป็นสัดส่วน 17.5%
- เมื่อพิจารณาเฉพาะการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน (Renewable Energy) พบว่าในช่วง 11 เดือนแรกของปี 2568 ปริมาณการผลิตไฟฟ้าอยู่ที่ 21,615 GWh เพิ่มขึ้น 2.8%YoY โดยการขยายตัวที่เกิดขึ้นเป็นผลจากโครงการผลิตพลังงานหมุนเวียนในหลายบริษัทผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนที่ลงทุนไปในช่วงก่อนหน้านี้เริ่มสามารถจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบ (COD) ได้ ทั้งนี้ คาดว่าปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตจากพลังงานหมุนเวียนจะยังคงมีแนวโน้มขยายตัวต่อเนื่องในปี 2569 โดยเฉพาะโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลมที่จะทยอยจ่ายไฟเข้าระบบในปี 2569-2570

รูปที่ 1 ปริมาณการผลิตไฟฟ้า (GWh)



ที่มา : วิจัยธุรกิจ บมจ.ธนาคารแลนด์ แอนด์ เฮาส์ ประมวลผลจากข้อมูลของสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (EPPO)

รูปที่ 2 ปริมาณการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน (GWh)



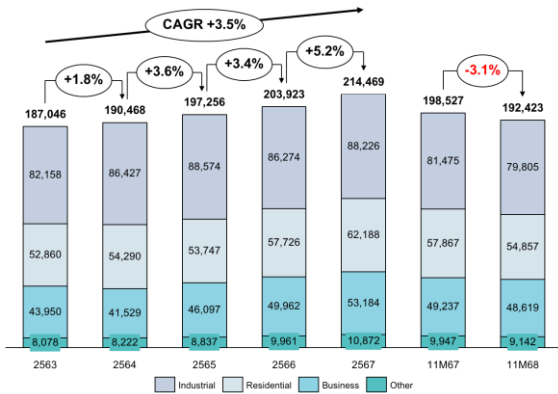
ที่มา : วิจัยธุรกิจ บมจ.ธนาคารแลนด์ แอนด์ เฮาส์ ประมวลผลจากข้อมูลของสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (EPPO)

- ด้านการใช้ไฟฟ้าของประเทศไทย แบ่งออกเป็น 1) การใช้ไฟฟ้าในระบบการไฟฟ้า ซึ่งจำหน่ายไฟฟ้าโดย กฟผ. (EGAT) กฟน. (MEA) และ กฟภ. (PEA) และ 2) การใช้ไฟฟ้านอกระบบการไฟฟ้า ผ่านการทำสัญญา Direct หรือ Private Power Purchase Agreement (Direct/Private PPA) กับผู้ผลิตไฟฟ้าโดยตรง เช่น ผู้ผลิตไฟฟ้า SPP และ VSPP เป็นต้น การใช้ไฟฟ้าที่ผลิตเพื่อใช้เองภายในกิจการ และการใช้ไฟฟ้าผ่านระบบจำหน่ายไฟฟ้าเฉพาะพื้นที่ (Private grid หรือ Microgrid) เพื่อเป็นไฟฟ้าประกอบการเดินเครื่องและสนับสนุนกระบวนการผลิตไฟฟ้า
- ปริมาณการใช้ไฟฟ้าในระบบการไฟฟ้าในช่วง 11 เดือนแรกของปี 2568 รวมอยู่ที่ 192,423 GWh ลดลง 3.1%YoY เป็นผลจากการชะลอตัวของเศรษฐกิจและภาคการผลิตในประเทศ รวมทั้งหลายภาคส่วน ทั้งครัวเรือน อาคารสำนักงาน และโรงงานหันมาติดตั้งแผงโซลาร์เซลล์เพื่อผลิตไฟฟ้าใช้เองกันมากขึ้น ส่งผลให้ความต้องการใช้ไฟฟ้าในทุกสาขาเศรษฐกิจลดลง โดยเฉพาะภาคครัวเรือน ลดลงกว่า 5.2%YoY อย่างไรก็ดี ระหว่างปี 2563-2567 ปริมาณการใช้ไฟฟ้าในระบบของไทยมีแนวโน้มขยายตัวต่อเนื่องที่ CAGR เท่ากับ 3.5% ทั้งนี้ สาขาเศรษฐกิจที่มีการใช้ไฟฟ้ามากที่สุดในช่วง 11 เดือนแรกของปี 2568 คือภาคอุตสาหกรรม โดยมีปริมาณการใช้ไฟฟ้าคิดเป็น

สัดส่วน 41.5% ของปริมาณการใช้ไฟฟ้าทั้งหมด รองลงมาคือภาคครัวเรือน (28.5%) ภาคธุรกิจ (25.3%) และภาคส่วนอื่น ๆ (ได้แก่ ภาคเกษตรกรรม หน่วยงานภาครัฐ และองค์กรต่าง ๆ) (4.8%) ตามลำดับ

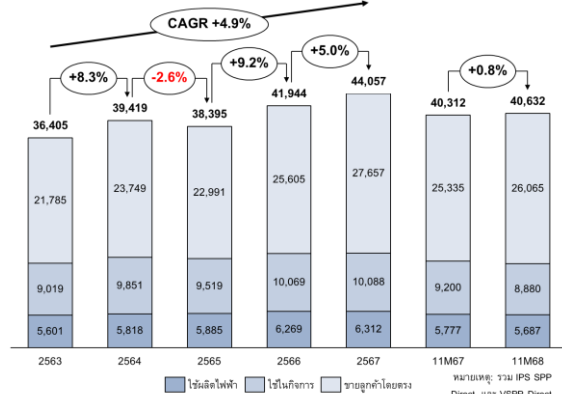
- ส่วนการใช้ไฟฟ้านอกระบบการไฟฟ้าในช่วง 11 เดือนแรกของปี 2568 มีปริมาณอยู่ที่ 40,632 GWh เพิ่มขึ้น 0.8%YoY และขยายตัวต่อเนื่องที่ CAGR ระหว่างปี 2563-2567 ที่ 4.9% โดยการใช้ไฟฟ้าผ่านการซื้อโดยตรงจากผู้ผลิตไฟฟ้ามีสัดส่วนมากที่สุด คิดเป็น 64.1% ของปริมาณไฟฟ้านอกระบบฯ ทั้งหมด รองลงมาคือการใช้ไฟฟ้าที่ผลิตเพื่อใช้เองภายในกิจการ (21.9%) และการผลิตไฟฟ้าเพื่อใช้ในกระบวนการผลิตไฟฟ้า (14.0%) ตามลำดับ ทั้งนี้ จุดน่าสนใจสำคัญคือการใช้ไฟฟ้าผ่านการซื้อโดยตรงจากผู้ผลิตไฟฟ้า เพิ่มขึ้น 2.9%YoY เป็นผลจากความต้องการใช้ไฟฟ้าสะอาดที่เพิ่มขึ้นในภาคอุตสาหกรรมและธุรกิจที่ต้องปรับตัวมุ่งสู่การเป็น Net Zero Carbon Emissions จึงทำให้มีการเลือกซื้อโดยตรงจากผู้ผลิตไฟฟ้าสะอาดเพิ่มมากขึ้น ขณะที่การใช้ไฟฟ้าที่ผลิตเพื่อใช้เองภายในกิจการกลับมีปริมาณลดลง 3.5%YoY สอดคล้องกับความต้องการใช้ไฟฟ้าโดยรวมของประเทศที่ลดลงจากภาวะเศรษฐกิจและการผลิตที่ชะลอตัว แต่เมื่อพิจารณาปริมาณการใช้ไฟฟ้าดังกล่าวในช่วงก่อนหน้านี้ การใช้ไฟฟ้านอกระบบฯ ผ่านการผลิตเพื่อใช้ในกิจการเองยังมีแนวโน้มขยายตัวต่อเนื่องที่อัตรา CAGR 2.8% ต่อปี

รูปที่ 3 ปริมาณการใช้ไฟฟ้าในระบบการไฟฟ้า (GWh)



ที่มา : วิจัยธุรกิจ บมจ.ธนาคารแลนด์ แอนด์ เฮาส์ ประมวลผลจากข้อมูลของสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (EPPO)

รูปที่ 4 ปริมาณการใช้ไฟฟ้านอกระบบ (GWh)



ที่มา : วิจัยธุรกิจ บมจ.ธนาคารแลนด์ แอนด์ เฮาส์ ประมวลผลจากข้อมูลของสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (EPPO)

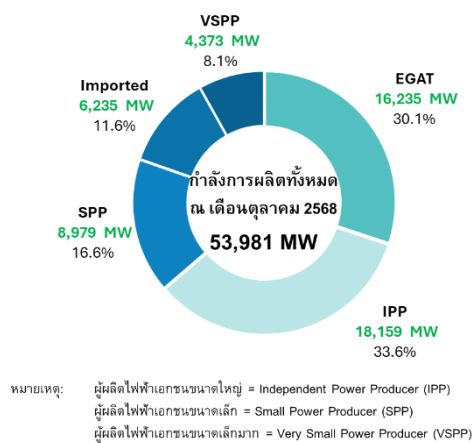
สถานการณ์ธุรกิจการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในประเทศไทย

- ข้อมูล ณ เดือนตุลาคม 2568 กำลังการผลิตพลังงานไฟฟ้าโดยรวมของประเทศไทยอยู่ที่ 53,981 เมกะวัตต์ (MW) โดยผู้ผลิตไฟฟ้าภาคเอกชน (รวมผู้ผลิตกลุ่ม IPP SPP และ VSPP) มีกำลังการผลิตมากที่สุด คิดเป็นสัดส่วน 58.3% ของทั้งหมด ขณะที่ผู้ผลิตไฟฟ้าภาครัฐคือ EGAT สามารถผลิตไฟฟ้าได้ราว 30.1% ส่วนที่เหลือเป็นการนำเข้าไฟฟ้าจากต่างประเทศคิดเป็นราว 11.6%
- เมื่อพิจารณาเฉพาะกำลังการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ประเทศไทยมีกำลังการผลิตอยู่ที่ระดับ 16,261 MW โดยกำลังการผลิตดังกล่าวปรับเพิ่มขึ้น 26.6%YTD และมีแนวโน้มขยายตัวอย่างต่อเนื่อง คิดเป็นอัตรา (CAGR) ระหว่างปี 2564-2567 ที่ 0.7% ทั้งนี้ การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ (รวมพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดิน และพลังงานแสงอาทิตย์ทุ่นลอยน้ำ) (Solar) มีสัดส่วนมากที่สุด คือ 6,837 MW หรือคิดเป็นสัดส่วน 42.0% ของกำลังการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนทั้งหมด รองลงมาคือ พลังงานจากก๊าซชีวมวล (Biomass) 3,749 MW (23.1%) พลังงานน้ำ (รวมพลังงานน้ำขนาดใหญ่ และพลังงานน้ำขนาดเล็ก) (Hydro) 3,132 MW (19.3%) พลังงานลม (Wind) 1,544 MW (9.5%) พลังงานก๊าซชีวภาพ (Biogas) 557 MW (3.4%) และพลังงาน

จากขยะและพลังงานทดแทนอื่น ๆ เช่น ความร้อนใต้พิภพ ก๊าซเหลือใช้จากกระบวนการผลิต เป็นต้น (Waste & Others) 442 MW (2.7%) ตามลำดับ

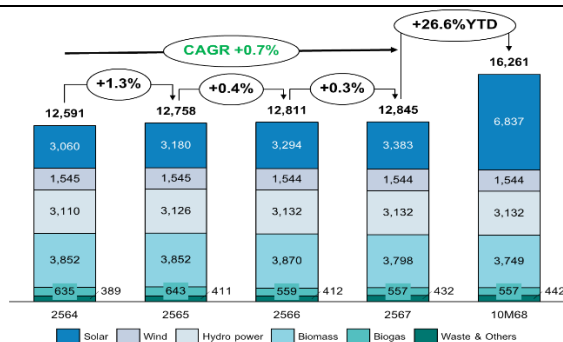
- สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนรายสำคัญในประเทศไทยส่วนใหญ่เป็นผู้ผลิตประเภท **SPP** และ **VSPP** โดยตัวอย่างรายชื่อมีดังนี้ กลุ่มผู้ผลิตพลังงานแสงอาทิตย์ เช่น บริษัท กัลฟ์ เอ็นเนอร์จี ดีเวลลอปเม้นท์ จำกัด (มหาชน) (GULF) บริษัท พลังงานบริสุทธิ์ จำกัด (มหาชน) (EA) บริษัท บีซีพีจี จำกัด (BCPG) บริษัท เอสพีซีจี จำกัด (มหาชน) (SPCG) บริษัท โกลบอล เพาเวอร์ ซินเนอร์ยี จำกัด (มหาชน) (GPSC) บริษัท ซุปเปอร์ เอ็นเนอร์ยี คอร์पोเรชั่น จำกัด (มหาชน) (SUPER) เป็นต้น กลุ่มผู้ผลิตพลังงานลม เช่น บริษัท วินด์ เอนเนอร์ยี โฮลดิ้ง จำกัด (WEH) บริษัท กันกุล เอ็นจิเนียริง จำกัด (มหาชน) (GUNKUL) บริษัท บี.กริม เพาเวอร์ จำกัด (มหาชน) (BGRIM) เป็นต้น กลุ่มผู้ผลิตไฟฟ้าชีวมวล เช่น กลุ่มผู้ผลิตน้ำตาลรายใหญ่ (บริษัท มิตรผล ไปโอ พาวเวอร์ จำกัด ในเครือมิตรผล บริษัท โรงไฟฟ้าน้ำตาลขอนแก่น จำกัด ในเครือ KSL ฯลฯ) บริษัท เนชั่นเนล เพาเวอร์ ซัพพลาย จำกัด (มหาชน) (NPS) เป็นต้น กลุ่มผู้ผลิตไฟฟ้าก๊าซชีวภาพ เช่น กลุ่มผู้ผลิตปาล์มน้ำมัน และกลุ่มผู้ผลิตไฟฟ้าจากขยะและอื่น ๆ เช่น บริษัท ทีพีไอ โพลีน เพาเวอร์ จำกัด (มหาชน) (TIIPP) เป็นต้น

รูปที่ 5 กำลังการผลิตการใช้ไฟฟ้า จำแนกตามประเภทผู้ผลิต (ข้อมูล ณ เดือนตุลาคม 2568)



ที่มา : วิจัยธุรกิจ บมจ.ธนาคารแลนด์ แอนด์ เฮาส์ ประมวลผลจากข้อมูลของสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (EPPO)

รูปที่ 6 กำลังการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน (MW)



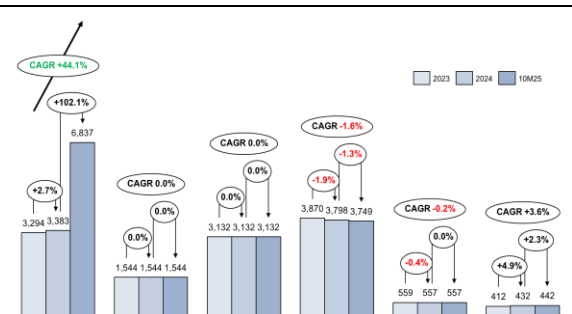
ที่มา : วิจัยธุรกิจ บมจ.ธนาคารแลนด์ แอนด์ เฮาส์ ประมวลผลจากข้อมูลของกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (DEDE)

ตารางที่ 1 จำนวนผู้ประกอบการรายสำคัญในธุรกิจผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน (เข้าถึงข้อมูล ณ 3 ก.พ. 2569)

พลังงาน	ประเภทผู้ผลิต	โครงการที่ COD แล้ว		ตัวอย่างผู้ประกอบการ
		จำนวน	กำลังการผลิตติดตั้ง (MW)	
แสงอาทิตย์	SPP	13	1,170.5	GULF, EA, BCPG, SPCG, GPSC, SUPER
	VSPP	586	2,385.8	
ลม	SPP	22	1,455.4	WEH, GUNKUL, BGRIM, BCPG
	VSPP	10	55.4	
ชีวมวล	SPP	44	1,409.1	กลุ่มผู้ผลิตน้ำตาลรายใหญ่, NPS
	VSPP	191	2,299.3	
ก๊าซชีวภาพ	SPP	-	-	กลุ่มผู้ผลิตปาล์มน้ำมัน
	VSPP	178	390.9	
ขยะ และอื่น ๆ	SPP	6	224.0	TIIPP
	VSPP	54	254.3	

ที่มา : วิจัยธุรกิจ บมจ.ธนาคารแลนด์ แอนด์ เฮาส์ ประมวลผลจากข้อมูลของสำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (ERC)

รูปที่ 7 กำลังการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน จำแนกตามประเภทแหล่งพลังงาน (MW)



สถานการณ์การรับซื้อไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน

- การรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน หรือไฟฟ้าพลังงานสะอาดในประเทศไทยเป็นการดำเนินการโดยมี กฟผ. (EGAT) กฟน. (MEA) และ กฟภ. (PEA) เป็นผู้รับซื้อหลัก ผ่านการประกาศรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในรูปแบบ Feed-in Tariff (FiT) ปี 2565-2573 โดยคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ. หรือ ERC) แบ่งการรับซื้อออกเป็น 2 เฟส ดังนี้
 - เฟส 1 (Lot 1) เปิดรับซื้อเมื่อปลายปี 2565 เป้าหมาย 5,203 MW (ประกอบด้วยการรับซื้อไฟฟ้าจากโซลาร์ฟาร์ม 2,368 MW โซลาร์ฟาร์มร่วมกับระบบกักเก็บพลังงาน 1,000 MW พลังงานลม 1,500 MW และพลังงานจากก๊าซชีวภาพ 335 MW) โดยมีผู้ยื่นเสนอจำนวนมากถึง 670 โครงการ (17,400 MW) แต่มีผู้ผ่านการคัดเลือกจริง 175 โครงการ รวมปริมาณไฟฟ้าที่รับซื้อ 4,852.3 MW
 - เฟส 2 (Lot 2) เปิดรับซื้อเพิ่มเติมโดยมียอดรวมประมาณ 3,668.5 MW ซึ่งแบ่งย่อยออกเป็น 2 รอบ คือ
 - เฟส 2 รอบที่ 1 (Lot 2.1) เป็นการให้สิทธิ์แก่กลุ่มที่ตกค้างจาก Lot 1 จำนวน 2,180 MW ซึ่งสุดท้ายมีผู้ผ่านการคัดเลือกจำนวน 72 โครงการ รวมไฟฟ้าที่รับซื้อ 2,145.4 MW (ประกอบด้วยการรับซื้อไฟฟ้าจากโซลาร์ฟาร์ม 1,580.4 MW และพลังงานลม 565 MW)
 - เฟส 2 รอบที่ 2 (Lot 2.2) เป็นการรับซื้อไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลม ที่ยังเหลือโควตาอีกประมาณ 1,488.5 MW
- กฟน. และ กฟภ. ยังเปิดรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาสำหรับภาคประชาชน ประเภทบ้านอยู่อาศัย (Solar Rooftop ภาคประชาชน) จำนวนโควตา 90 MW โดยปัจจุบันมีภาคประชาชนยื่นแสดงความสนใจเป็นจำนวนมากเกินโควตา และคาดว่าจะมีการขยายโควตาดังกล่าวในอนาคต โดยอยู่ระหว่างรอความชัดเจนจากร่างแผน PDP ฉบับใหม่
- นอกเหนือจากการรับซื้อจากภาครัฐ ยังมีการซื้อขายระหว่างภาคเอกชนด้วยกันเอง ผ่านการทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้ารูปแบบ Private PPA สำหรับ Solar Rooftop โดยที่ผู้พัฒนาโครงการ (Developer) จะเป็นผู้ลงทุนติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้า (เช่น แผงโซลาร์เซลล์บนหลังคาโรงงาน) ให้กับผู้ซื้อไฟฟ้า (เช่น เจ้าของโรงงานหรืออาคาร)
- สำหรับสถานะล่าสุด เมื่อวันที่ 21 สิงหาคม 2568 คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) มีมติอนุมัติเห็นชอบการทำสัญญารับซื้อภายใต้การรับซื้อ Lot 2.1 สำหรับไฟฟ้าพลังงานลม 565 MW ตามราคาเดิมที่เคยประกาศไว้ (3.1014 บาท/หน่วย) แต่ในส่วนของการรับซื้อพลังงานแสงอาทิตย์ที่เหลือ 1,580.4 MW มีมติชะลอการลงนามสัญญารับซื้อ และมอบหมายให้หน่วยงานที่เกี่ยวข้องไปเจรจาปรับลดราคารับซื้อลง โดยให้อ้างอิงกับราคาของโครงการโซลาร์ทุ่นลอยน้ำ (Solar Floating) ซึ่งมีต้นทุนต่ำกว่า (คาดว่าจะอยู่ในช่วง 1.5-1.7 บาท/หน่วย จากเดิมประมาณ 2.16 บาท/หน่วย) นอกจากนี้ เมื่อวันที่ 30 กันยายน 2568 รัฐบาลอนุมัติให้มีนโยบายปรับเปลี่ยนการรับซื้อ Lot 2.2 จากเดิมที่อยู่ระหว่างรอความชัดเจนจากร่างแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย (แผน PDP) ฉบับใหม่ เป็นรูปแบบโครงการโซลาร์ชุมชน จำนวน 1,500 MW ตามนโยบาย “Quick Big Win” ด้านพลังงาน เพื่อเปิดโอกาสให้เกษตรกรหรือชุมชนมีส่วนร่วมในการผลิตไฟฟ้า และภาครัฐจะดำเนินการรับซื้อไฟฟ้า โดยกำหนดราคารับซื้อไฟฟ้าในอัตราไม่เกิน 2.25 บาท/หน่วย เป็นระยะเวลา 25 ปี
- การปรับเปลี่ยนรูปแบบการรับซื้อไฟฟ้า Lot 2.2 รวมถึงการปรับราคารับซื้อไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ Lot 2.1 คาดว่าจะส่งผลกระทบต่อผู้ผลิตไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์ภาคเอกชนในเชิงรายได้จากการดำเนินงานที่ลดลง อีกทั้ง คาดว่าจะส่งผลให้กำหนดการจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบ (COD) ของกลุ่มโรงไฟฟ้าเหล่านี้อาจเลื่อนออกไป

จากปี 2569 เป็น 2570 อย่างไรก็ดี นโยบายดังกล่าวคาดว่าจะส่งผลดีต่อภาคประชาชนและภาคอุตสาหกรรม ซึ่งได้รับประโยชน์จากค่าไฟฟ้าที่ลดลง

- ในส่วนของกลไกอัตราค่าไฟฟ้าสีเขียว ภาครัฐมีการผลักดันกลไกการกำหนดอัตราค่าบริการเพื่อตอบสนองความต้องการของผู้ใช้ไฟฟ้าที่ต้องการบรรลุเป้าหมายความเป็นกลางทางคาร์บอน (Carbon Neutrality) โดยแบ่งออกเป็น 3 รูปแบบหลัก ได้แก่ (1) **UGT1 (Utility Green Tariff 1)** เป็นอัตราค่าไฟฟ้าสีเขียวแบบไม่เจาะจงแหล่งที่มา โดยนำไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังงานน้ำเดิมในระบบของ EGAT มาจำหน่ายพร้อมใบรับรอง (REC) มีระยะเวลาสัญญาระยะสั้น 1 ปี และคิดค่าบริการส่วนเพิ่ม (Premium) ในอัตราค่าไฟฟ้าปกติ (รวม Ft) บวกค่า Premium (0.0375 บาท/หน่วย โดยเริ่มใช้ตั้งแต่ค่าไฟฟ้าประจำเดือน ม.ค. 2569 เป็นต้นไป แต่อาจมีการเปลี่ยนแปลงได้ตามประกาศ กกพ.) (2) **UGT2 (Utility Green Tariff 2)** เป็นรูปแบบเจาะจงแหล่งที่มาสำหรับผู้บริโภคไฟฟ้ารายใหญ่ โดยจัดหาไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน เช่น พลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานลม เป็นต้น พร้อมใบรับรอง (REC) กำหนดระยะเวลาสัญญาไว้ที่ 10-25 ปี ซึ่งโครงสร้างราคาจะคำนวณจากต้นทุนการผลิตจริง บวกค่าบริการระบบส่งและค่าบริการจัดการ และ (3) **Direct PPA ผ่านระบบโครงข่ายของภาครัฐ (Third-Party Access: TPA)** เป็นกลไกใหม่ที่เปิดโอกาสให้ผู้บริโภคไฟฟ้าสามารถทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าโดยตรงกับผู้ผลิตไฟฟ้า มีระยะเวลาสัญญาระยะยาว 10-25 ปี และคิดค่าบริการตามราคาที่ตกลงกัน บวกค่าบริการใช้โครงข่าย (Wheeling Charge) ซึ่งประเมินเบื้องต้น 0.65-1.30 บาท/หน่วย ทั้งนี้ ภาครัฐได้อนุมัติโครงการนำร่องการซื้อขายไฟฟ้าแบบ Direct PPA ในปริมาณ 2,000 เมกะวัตต์ (MW) โดยมีเป้าหมายหลักเพื่อดึงดูดการลงทุนจากบริษัทเทคโนโลยีระดับโลกและธุรกิจ Data Center ที่มีนโยบายการใช้พลังงานสะอาด 100% (RE100) โดยคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) กำลังเร่งจัดทำ TPA Code (คู่มือการเชื่อมต่อโครงข่าย) และโครงสร้าง TPA Charge (ค่าบริการสายส่ง) เพื่อให้เกิดความเป็นธรรมต่อผู้ใช้ไฟฟ้าเดิมและผู้เข้ามาใหม่ และคาดว่าจะแล้วเสร็จภายในปี 2569

สถานการณ์แผนและนโยบายด้านพลังงานหมุนเวียนของไทย

- ภาครัฐมีการส่งเสริมการลงทุนสำหรับธุรกิจผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนผ่านกลไกสิทธิประโยชน์ของสำนักงานคณะกรรมการส่งเสริมการลงทุน (BOI) ได้แก่ การยกเว้นภาษีเงินได้นิติบุคคลสูงสุด 8 ปี สำหรับกิจการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน เช่น พลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานลม พลังงานชีวมวล และก๊าซชีวภาพ ซึ่งเป็นกลไกสำคัญในการจูงใจให้เกิดการลงทุนใหม่ และรองรับต่อความต้องการไฟฟ้าพลังงานสะอาดในอนาคต โดยเฉพาะกลุ่ม Data Center ที่เข้ามาลงทุนในประเทศไทย ซึ่ง BOI ประเมินว่าความต้องการใช้ไฟฟ้าอาจเพิ่มสูงขึ้นถึง 4,000-5,000 MW ตามแนวโน้มการลงทุนจากด้านดิจิทัลที่เติบโตอย่างต่อเนื่อง
- สำหรับความชัดเจนของร่างแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยฉบับใหม่ (พ.ศ. 2569 - 2593) หรือ PDP 2026 มีการปรับเปลี่ยนจากร่างแผนฉบับเดิม (PDP 2024/2025) โดยมีการขยายกรอบระยะเวลาของแผนจาก 20 ปี เป็น 25 ปี เพื่อให้สอดคล้องกับเป้าหมายการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิเป็นศูนย์ (Net Zero) ของประเทศไทยที่ปรับให้เร็วขึ้นจากปี ค.ศ. 2065 มาเป็นปี ค.ศ. 2050 ส่วนการกำหนดสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน (Renewable Energy) ยังคงมุ่งเพิ่มสัดส่วนให้ไม่น้อยกว่า 51% เพื่อทดแทนโรงไฟฟ้าฟอสซิลและถ่านหินที่จะทยอยปลดระวางและไม่มีแผนการสร้างเพิ่ม พร้อมทั้งปรับเกณฑ์ความมั่นคงระบบไฟฟ้ามาใช้ดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับ (LOLE) ไม่เกิน 0.7 วันต่อปี (16 ชั่วโมง) แทนเกณฑ์กำลังผลิตสำรอง (Reserve Margin) เดิมเพื่อรองรับความผันผวนของพลังงานสะอาดและตอบสนองความต้องการใช้ไฟฟ้ารูปแบบใหม่จากยานยนต์ไฟฟ้า (EV) และธุรกิจ Data Center ที่ขับเคลื่อนด้วยเทคโนโลยี AI ซึ่งคาดว่าจะมีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงขึ้นอย่างมีนัยสำคัญ นอกจากนี้ ร่างแผน PDP 2026 ยังเปิดรับเทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าสมัยใหม่ เช่น โรงไฟฟ้านิวเคลียร์

ขนาดเล็ก (SMR) การผสมไฮโดรเจนในก๊าซธรรมชาติ และเทคโนโลยีดักจับและกักเก็บคาร์บอน (CCS) เข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าของประเทศ ซึ่งคาดว่าจะวางแผนฉบับใหม่จะแล้วเสร็จภายในเดือนพฤษภาคม 2569

- นอกจากนี้ ภาครัฐยังขยายขอบเขตการสนับสนุนไปยังภาคครัวเรือนและภาคอุตสาหกรรมผ่านมาตรการลดหย่อนภาษีสำหรับการติดตั้งระบบ Solar Rooftop และการปรับเปลี่ยนเครื่องจักรเพื่อประหยัดพลังงาน โดยสามารถนำค่าใช้จ่ายดังกล่าวมาหักลดหย่อนภาษีได้ตามเงื่อนไขที่กำหนด เพื่อกระตุ้นให้เกิดการผลิตไฟฟ้าใช้เอง (Prosumer) และลดภาระค่าใช้จ่ายด้านพลังงานในระยะยาว

แนวโน้มของธุรกิจในอนาคต

- ในระยะ 1 ปีข้างหน้า คาดว่าธุรกิจผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนจะมีแนวโน้มขยายตัวต่อเนื่อง โดยมีปัจจัยสนับสนุนที่สำคัญจากการเติบโตของอุปสงค์พลังงานสะอาด โดยเฉพาะการซื้อขายไฟฟ้าโดยตรง (Direct/Private PPA) และการผลิตไฟฟ้าเพื่อใช้เอง เช่น Solar Rooftop ที่ได้รับอานิสงส์จากสิทธิประโยชน์ทางภาษี การพัฒนาเทคโนโลยีพลังงานสะอาดที่มีประสิทธิภาพสูงขึ้น เช่น แผงโซลาร์เซลล์ หรือระบบกักเก็บพลังงาน (BESS) ซึ่งช่วยเพิ่มประสิทธิภาพการผลิตและกักเก็บไฟฟ้า อีกทั้งยังลดต้นทุนต่อหน่วยของผู้ประกอบการให้ต่ำลง นอกจากนี้ การสนับสนุนเชิงนโยบายจากภาครัฐ ผ่านการให้สิทธิประโยชน์โดย BOI การเร่งผลักดันโครงการนำร่อง Direct PPA 2,000 MW ที่คาดว่าจะดำเนินการภายในปี 2569 การผลักดันการกำหนดอัตราค่าไฟฟ้าพลังงานสีเขียว (UGT) รวมถึงความชัดเจนของร่างแผน PDP 2026 ฉบับใหม่ ซึ่งมุ่งเพิ่มสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนของประเทศ จะเป็นกลไกสำคัญในการกำหนดทิศทางการลงทุน รวมถึงสร้างความเชื่อมั่นต่อการลงทุนด้านพลังงานหมุนเวียนในประเทศไทย โดยเฉพาะพลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานลม รวมถึงพลังงานสะอาดโดยเทคโนโลยีใหม่ เช่น โรงไฟฟ้านิวเคลียร์ขนาดเล็ก (SMR) และไฮโดรเจน
- อย่างไรก็ตาม ธุรกิจนี้ยังเผชิญความท้าทายและความเสี่ยงจากบางปัจจัย ได้แก่ การแข่งขันในอุตสาหกรรมที่มีแนวโน้มรุนแรงขึ้น ทั้งจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเดิมและรายใหม่ ภาคอุตสาหกรรม/ครัวเรือนที่หันไปผลิตไฟฟ้าใช้เองมากขึ้น ซึ่งอาจส่งผลให้ความต้องการใช้ไฟฟ้าในระบบมีแนวโน้มเติบโตชะลอลงในระยะข้างหน้า ความไม่แน่นอนของนโยบายการรับซื้อไฟฟ้าภาครัฐ เนื่องจากอยู่ระหว่างช่วงเปลี่ยนผ่านทางการเมือง โดยรัฐบาลชุดใหม่อาจมีการทบทวนรายละเอียดหรือปรับเปลี่ยนทิศทางการรับซื้อไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่เป็นอยู่ นอกจากนี้ ยังมีแรงกดดันจากปัจจัยเสี่ยงภายนอกประเทศ ได้แก่ ความเสี่ยงจากสงครามการค้า มาตรการภาษีตอบโต้ของสหรัฐฯ ความขัดแย้งทางภูมิรัฐศาสตร์ที่เกิดขึ้นในหลายภูมิภาคและยืดเยื้อ (เช่น รัสเซีย-ยูเครน ภูมิภาคตะวันออกกลาง และความตึงเครียดระหว่างสหรัฐฯ กับประเทศในกลุ่ม NATO) รวมถึงท่าทีเชิงนโยบายด้านความมั่นคงของสหรัฐฯ ที่อาจเพิ่มความเสี่ยงต่อเสถียรภาพเศรษฐกิจโลกในอนาคต ซึ่งปัจจัยเหล่านี้อาจส่งผลกระทบต่อภาคการส่งออกและเศรษฐกิจไทยในปี 2569 ให้มีแนวโน้มเติบโตต่ำหรือฟื้นตัวได้ช้า และส่งผลให้ความต้องการใช้ไฟฟ้าในภาคการผลิตและอุตสาหกรรมอาจขยายตัวได้จำกัด สอดคล้องกับทิศทางการใช้ไฟฟ้าในระบบช่วงก่อนหน้าที่ปรับตัวลดลงตามการชะลอตัวของกิจกรรมทางเศรษฐกิจ

ผู้จัดทำบทวิเคราะห์

นายณัฐชาติ วิรุฬหัทธ (nuttachattv@lhbank.co.th)

วิจัยธุรกิจ ธนาคารแลนด์ แอนด์ เฮาส์

ธนาคารแลนด์ แอนด์ เฮาส์ จำกัด (มหาชน)

LH BANK BUSINESS RESEARCH

**ดร. ธนพล ศรีธัญพงศ์**

ผู้อำนวยการอาวุโส สายงานวิจัยธุรกิจ

**ณัฐชาติ วิรุฬหัตถ์**

นักวิเคราะห์อาวุโส (Industry)

**ธรัตน์ ศรีทองเดิม**

นักเศรษฐศาสตร์อาวุโส

**เชียวชาญ ศรีชัยยา**

นักวิเคราะห์อาวุโส (Industry)

**วิสันดา ดิสรเตตวิวัฒน์**

นักเศรษฐศาสตร์อาวุโส

**วัชรพันธ์ นียม**

นักวิเคราะห์อาวุโส (Industry)

**ณวัชร หันสุเวช**

นักวิเคราะห์อาวุโส (Thematic)

**ศรีอำไพ อิงคกิตติ**

นักวิเคราะห์อาวุโส (Industry)

วิจัยธุรกิจ ธนาคารแลนด์ แอนด์ เฮาส์ จำกัด (มหาชน)

จับใจ**เข้าใจ****ตอบโจทย์**Scan Here
For More Articles<https://www.lhbank.co.th/economic-analysis/>

Disclaimer:

ข้อมูล บทวิเคราะห์ และการแสดงความคิดเห็นต่างๆ ที่ปรากฏอยู่ในรายงานฉบับนี้ ได้จัดทำขึ้นบนพื้นฐานของแหล่งข้อมูลที่ได้รับมาจากแหล่งข้อมูลที่เชื่อถือได้ เพื่อใช้ประกอบการวิเคราะห์ภาวะเศรษฐกิจและอุตสาหกรรมซึ่งเป็นเอกสารภายในของธนาคารแลนด์ แอนด์ เฮาส์ จำกัด (มหาชน) เท่านั้น ทั้งนี้ธนาคารฯ จะไม่รับผิดชอบความเสียหายใดๆ ทั้งปวงที่เกิดขึ้นจากการนำข้อมูล บทวิเคราะห์ การคาดหมาย และความคิดเห็นต่างๆ ที่ปรากฏในรายงานฉบับนี้ไปใช้ โดยผู้ที่ประสงค์จะนำไปใช้ ต้องยอมรับความเสี่ยง และความเสียหายที่อาจเกิดขึ้นเองโดยลำพัง