แนวโน้มธุรกิจ/อุตสาหกรรม ปี 2568-70

ธุรกิจผลิตไฟฟ้า



ธันวาคม 2567

วิจัยกรุงศรี

ผู้เขียน

นรินทร์ ตันไพบูลย์

นักวิเคราะห์อาวุโส

narin.tunpaiboon@krungsri.com

+662 296 2943

krungsri Research

เครือ MUFG หนึ่งใน สถาบันการเงินที่ใหญ่ที่สุดของโลก

Subscribe Us

สมัครสมาชิกวิจัยกรุงศรี...

krungsri.research@krungsri.com

คำสงวนสิทธิ์

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

EXECUTIVE SUMMARY



ปี 2568-2570 ธุรกิจผลิตไฟฟ้ามีแนวโน้มเติบโตต่อเนื่อง จากความต้องการใช้ที่คาดว่าจะเพิ่มขึ้นเฉลี่ย 5.0-6.0% ต่อปี ตามการฟื้นตัวของเศรษฐกิจไทย ขณะที่ความคืบหน้าของโครงการก่อสร้างขนาดใหญ่ด้านการคมนาคมของภาครัฐทำให้มีการขยายตัวของชุมชนเมือง และการเพิ่มขึ้นของยานยนต์ไฟฟ้าทั้งรถยนต์นั่งและรถโดยสาร ด้านภาครัฐมีนโยบายสนับสนุนการลงทุนผลิตไฟฟ้าต่อเนื่องเพื่อให้เพียงพอกับความต้องการใช้ในอนาคต โดยให้ความสำคัญกับพลังงานหมุนเวียนมากขึ้นผ่านการสร้างสภาพแวดล้อมทั้งด้านโครงสร้างพื้นฐานและกฎระเบียบที่เอื้อต่อการเปลี่ยนผ่านอุตสาหกรรมไฟฟ้าสู่การใช้พลังงานสะอาด ส่งผลให้ภาคเอกชนมีสัญญาณขยายการลงทุนโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน/โรงไฟฟ้าสีเขียวมากขึ้น เนื่องจากจะเป็นเงื่อนไขสำคัญต่อการเพิ่มขีดความสามารถด้านการค้าและการลงทุนของไทยในอนาคต

ปัจจัยท้าทายของธุรกิจมาจากการแข่งขันที่รุนแรงขึ้น ส่วนหนึ่งจากการขยายการลงทุนของผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน และต้นทุนที่เพิ่มขึ้นจากการดำเนินงานตามกรอบ ESG รวมถึงการใช้นวัตกรรม/เทคโนโลยีการผลิตเพื่อพัฒนาโรงไฟฟ้าตลอดจนนโยบายเปิดกว้างให้ภาคเอกชนผลิตไฟฟ้าใช้เองได้มากขึ้น จึงอาจกดดันการทำกำไรของธุรกิจอยู่บ้าง

มุมมองวิจัยกรุงศรี

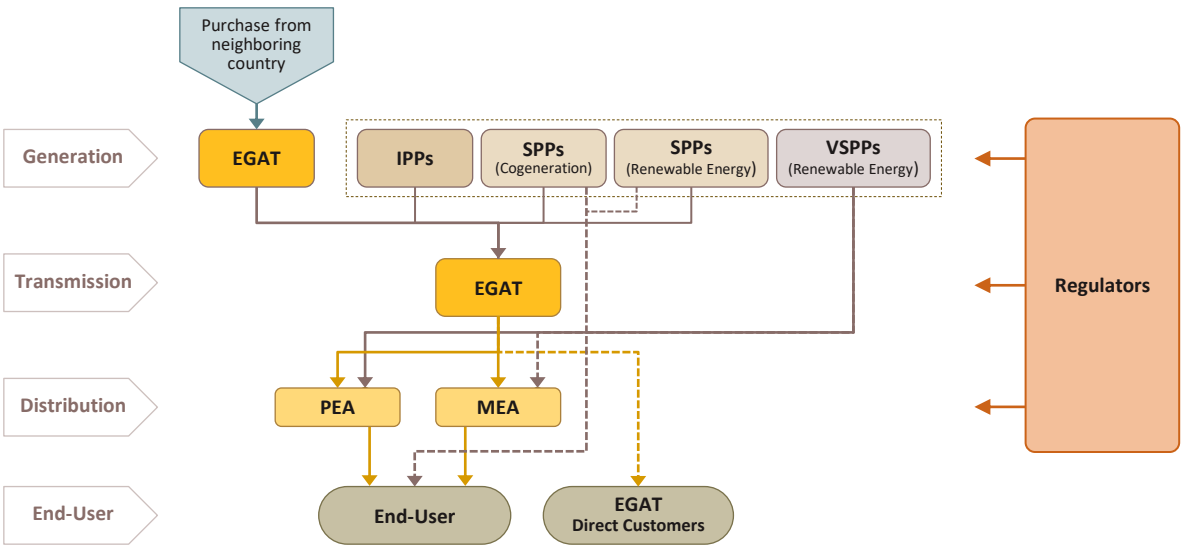
วิจัยกรุงศรีประเมินผลประกอบการของธุรกิจโรงไฟฟ้า ดังนี้

- **ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดใหญ่** (IPP): **รายได้มีแนวโน้มปรับดีขึ้นต่อเนื่อง** จากอุปสงค์การใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นตามกิจกรรมทางเศรษฐกิจ ประกอบกับผู้ประกอบการส่วนใหญ่มีการขยายการลงทุนครอบคลุมโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน และการลงทุนโรงไฟฟ้าในต่างประเทศ (เช่น เมียนมา สปป.ลาว อินโดนีเซีย ฟิลิปปินส์ ออสเตรเลีย ญี่ปุ่น และสหรัฐฯ เป็นต้น)
- **ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก** (SPP): **รายได้เติบโตอย่างค่อยเป็นค่อยไป** โดยผู้ประกอบการมีโอกาสขยายการลงทุนจาก (1) โรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติ (ระบบ Cogeneration) ซึ่งหลายแห่งจะทยอยสิ้นสุดอายุสัญญาในปี 2568 (2) การลงทุนโรงไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนแบบ SPP hybrid firm ซึ่งต้นทุนค่าเชื้อเพลิงต่ำกว่า 2.0 บาทต่อหน่วย เทียบกับราคาขายปลีกค่าไฟฟ้าที่คาดว่าจะเฉลี่ยมากกว่า 4.0 บาทต่อหน่วย และ (3) การลงทุนโรงไฟฟ้าใหม่ในเขตพัฒนาพิเศษภาคตะวันออก (EEC)
- **ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก** (VSPP): **รายได้เติบโตในเกณฑ์ดี** จาก (1) ภาครัฐจะทยอยรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนโดยเฉพาะจากพลังงานแสงอาทิตย์ ลม ชีวมวล ก๊าซชีวภาพ และขยะ มากกว่า 10,000 เมกะวัตต์ภายในปี 2570 และ (2) การลงทุนผลิตไฟฟ้าจากพลังงานสะอาดจะได้รับยกเว้นภาษีรายได้นิติบุคคล ภายใต้การส่งเสริมการลงทุนจาก BOI อย่างไรก็ตาม ผู้ประกอบการรายใหม่อาจเผชิญข้อจำกัดด้านวัตถุดิบที่ไม่เพียงพอสำหรับโรงไฟฟ้าชีวมวล และก๊าซชีวภาพ

ข้อมูลพื้นฐาน

ธุรกิจผลิตไฟฟ้าของไทยมีรูปแบบโครงสร้างกิจการแบบ Enhanced Single-Buyer Model (ESB) กล่าวคือ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (Electricity Generating Authority of Thailand: EGAT) เป็นทั้งผู้ผลิต ผู้จำหน่าย และรับซื้อไฟฟ้าที่จ่ายเข้าสู่ระบบเพียงรายเดียวจากผู้ผลิตไฟฟ้าภาคเอกชนขนาดใหญ่ (Independent Power Producer: IPP) ขนาดเล็ก (Small Power Producer: SPP) และจากประเทศเพื่อนบ้าน (Purchase from neighboring countries) ทั้งยังผูกขาดระบบสายส่งไฟฟ้า (Transmission system) โดยมีการไฟฟ้านครหลวง (Metropolitan Electricity Authority: MEA) และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (Provincial Electricity Authority: PEA) ทำหน้าที่จำหน่าย และรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตเอกชนขนาดเล็กมาก (Very Small Power Producer: VSPP) (ภาพที่ 1)

Figure 1: Thailand's Electricity Supply Chain



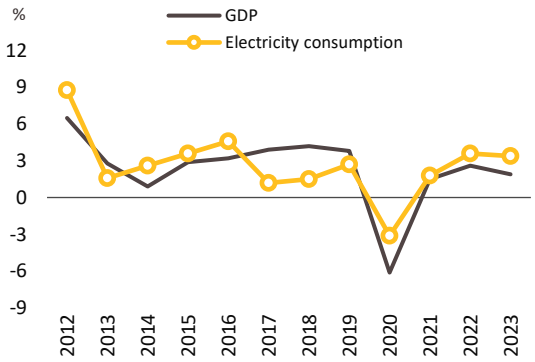
Source: Energy Policy and Planning office (EPPO), compiled by Krungsri Research

ธุรกิจผลิตไฟฟ้ามีลักษณะสำคัญคือ (1) **ไฟฟ้าที่ผลิตได้ไม่สามารถเก็บเป็นสต็อกเหมือนสินค้าอื่น** จำเป็นต้องส่งไปยังลูกค้าหรือผู้ใช้ทันทีผ่านระบบสายส่งไฟฟ้า (2) **การเพิ่มกำลังการผลิตไฟฟ้าไม่สามารถทำได้ในระยะเวลาอันสั้น** เนื่องจากการก่อสร้างโรงไฟฟ้าหลักต้องใช้เวลา 5-7 ปี (ขึ้นอยู่กับประเภทโรงไฟฟ้า) จึงต้องมีการจัดทำแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศ (Power Development Plan: PDP) เพื่อให้เพียงพอกับความต้องการใช้ไฟฟ้าในอนาคต (3) **หน่วยงานภาครัฐทำหน้าที่กำกับดูแล** ทั้งด้านการผลิต การจำหน่าย รวมถึงการกำหนดราคาค่าไฟฟ้าและจัดทำแผนการลงทุนเพิ่มกำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศ

ทิศทางการเติบโตของธุรกิจผลิตไฟฟ้าขึ้นอยู่กับ

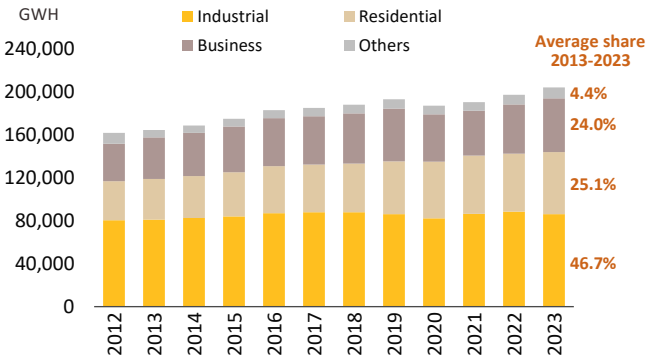
- **ความต้องการใช้ไฟฟ้าในประเทศ** ซึ่งผันแปรตามภาวะเศรษฐกิจ (ภาพที่ 2) เมื่อพิจารณาแยกตามภาคเศรษฐกิจในช่วง 10 ปีที่ผ่านมา (เฉลี่ยปี 2556-2566) พบว่าภาคอุตสาหกรรม ภาคครัวเรือน ภาคธุรกิจ และภาคอื่นๆ มีการใช้ไฟฟ้าคิดเป็นสัดส่วน 46.7% 25.1% 24.0% และ 4.2% ของปริมาณการใช้ไฟฟ้าทั้งประเทศ ตามลำดับ (ภาพที่ 3) โดยภาคอุตสาหกรรมที่ใช้ไฟฟ้ามากที่สุดคือ อุตสาหกรรมอาหาร เหล็กและโลหะพื้นฐาน ยางและผลิตภัณฑ์ยาง อิเล็กทรอนิกส์ พลาสติก และสิ่งทอ ส่วนในภาคธุรกิจ ส่วนใหญ่เกี่ยวเนื่องกับการท่องเที่ยว เช่น โรงแรม ภัตตาคารและไนต์คลับ อพาร์ทเม้นท์และเกสต์เฮ้าส์ ห้างสรรพสินค้า และขายปลีก-ขายส่ง เป็นต้น

Figure 2: Correlation between Electricity Demand and Economic Growth



Source: : Energy Policy and Planning office (EPPO)

Figure 3: Electricity Consumption by Segment



Source: : Energy Policy and Planning office (EPPO)

- **นโยบายด้านพลังงานจากภาครัฐ** ได้แก่ (1) แผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศ (Power Development Plan: PDP) และแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก (Alternative Energy Development Plan: AEDP) ซึ่งกำหนดกำลังการผลิตไฟฟ้าสำหรับโรงไฟฟ้าแต่ละประเภท[1/] (2) นโยบายด้านราคารับซื้อไฟฟ้าที่ผลิตจากพลังงานหมุนเวียน ซึ่งมีต้นทุนการผลิตสูงกว่าการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิล (ก๊าซธรรมชาติ ถ่านหิน และน้ำมัน) โดยปัจจุบันราคารับซื้ออยู่ภายใต้ระบบ Feed-in Tariff[2/] (FiT) จากเดิมที่ใช้ระบบ Adder[3/] (Box 1.1) และ (3) แผนพัฒนาโครงข่ายสายส่งไฟฟ้าเพื่อรองรับกำลังการผลิตที่เพิ่มขึ้นโดยเฉพาะจากโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน นอกจากนี้ กิจการผลิตพลังงานไฟฟ้ายังได้รับการส่งเสริมการลงทุนจากสำนักงานคณะกรรมการส่งเสริมการลงทุน (BOI) ในการยกเว้นภาษีรายได้นิติบุคคล และอากรนำเข้าอุปกรณ์และชิ้นส่วน (Box 1.2) โดยเฉพาะการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน เช่น แสงอาทิตย์ ลม ชีวมวล และก๊าซชีวภาพ ซึ่งได้รับอนุมัติการลงทุนเพิ่มขึ้นต่อเนื่อง (ปี 2565-2566 มีโครงการได้รับอนุมัติการลงทุนเฉลี่ยปีละ 450 โครงการ มูลค่า 3 หมื่นล้านบาทต่อปี เพิ่มขึ้นจากเฉลี่ยปีละ 200 โครงการ เงินลงทุน 2 หมื่นล้านบาทต่อปี)

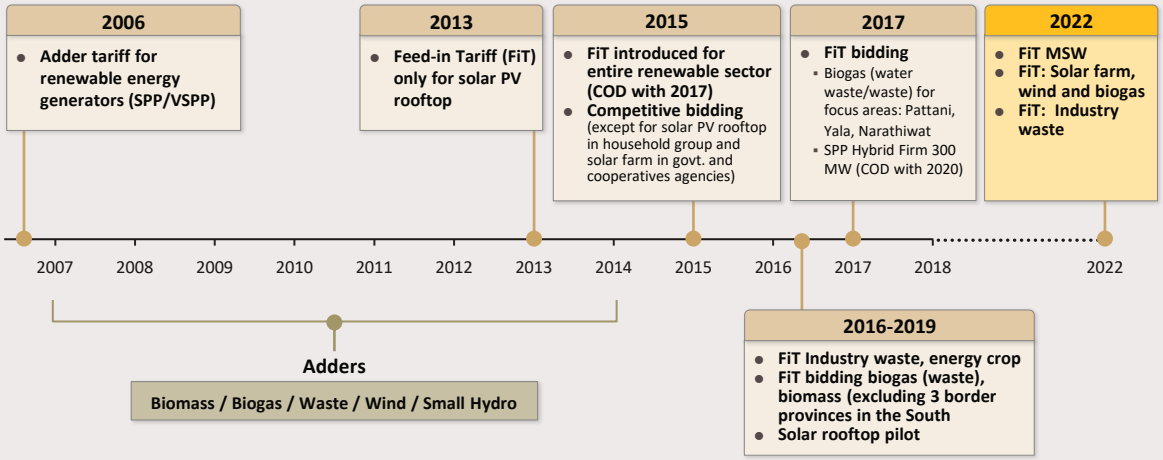
1/ สำนักนโยบายและแผนพลังงาน (EPPO) กำหนดแผนร่วมกับกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (DEDE) ปัจจุบันอยู่ภายใต้แผน PDP2024 และ AEDP2024 ปี 2567-2580

2/ ราคารับซื้อไฟฟ้าสุทธิในอัตราพิเศษ สะท้อนมูลค่าต้นทุนที่แท้จริงของโครงการโรงไฟฟ้าประเภทต่างๆ มีระยะเวลารับซื้อตามสัญญา 20-25 ปี การเข้าร่วมโครงการใช้วิธีประมูลแข่งขัน (Competitive bidding) ภายใต้การกำกับดูแลของคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (ERC)

3/ ส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ระยะเวลารับซื้อ 7 ปี การเข้าร่วมโครงการมีลักษณะมาก่อนได้ก่อน (First-come first-served)

Box 1

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



Electricity Purchase Rates from Renewable Energy in the Feed-in Tariff (FiT) Scheme for the Years 2022–2030

Type of energy	FiT (THB/kWh)	Period of support
1) Biogas (waste water/other waste)	2.0742	20
2) Wind	3.1014	25
3) Solar farm	2.1679	25
4) Industry waste	6.08	20

Source: Energy Policy and Planning office (EPPO), Energy Regulatory Commission (ERC)

1.2 Investment Incentives from BOI: Electricity Generation Business Group

Activities/Conditions	Group	Incentives
1) Production of electricity or electricity and steam from garbage or refuse derived fuel	A1	8-year waiver for corporate income tax (no ceiling)
2) Production of electricity or electricity and steam from renewable energy such as solar energy, wind energy, biomass or biogas, etc. except from garbage or refuse derived fuel		
• In case of, production of electricity from solar energy, must have capacity of solar cell not less than 200 kilowatts at each power distribution point.	A2	8-year waiver for corporate income tax
3) Production of electricity or electricity and steam from hydrogen	A2	8-year waiver for corporate income tax
4) Production of electricity or electricity and steam from other energy sources		
• Project must use cogeneration system or in case of using coal, the project must only use clean coal technology.	A4	8-year waiver for corporate income tax

Source: Thailand Board of Investment (BOI), Krungsri Research

Note:

A1: Knowledge-based activities focusing on R&D and design to enhance the country's competitiveness.

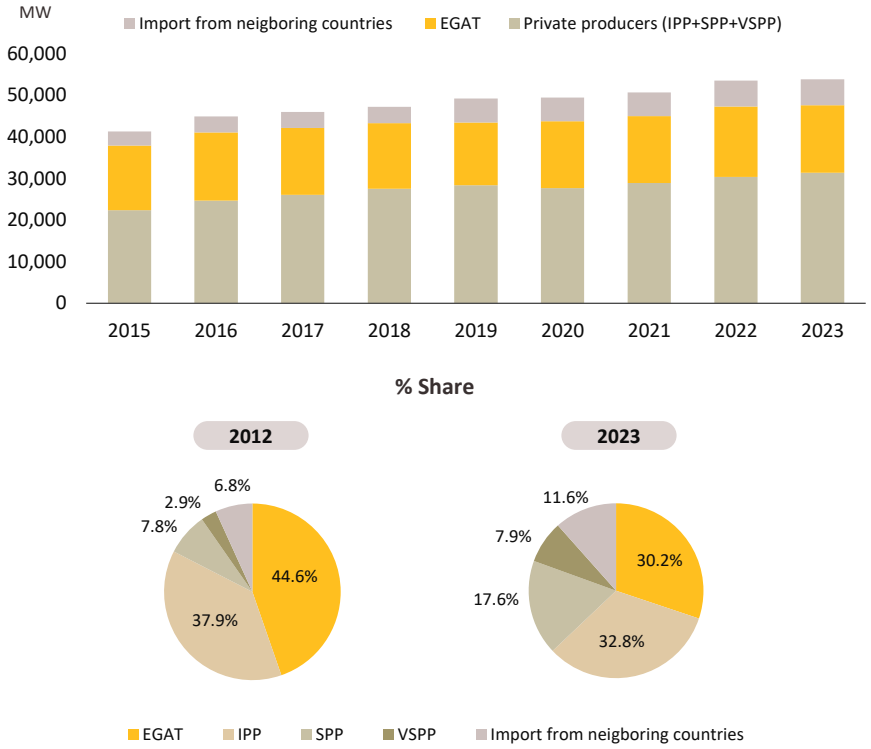
A2: Infrastructure activities for the country's development, activities using advanced technology to create value-added, with no or very few existing investments in Thailand.

A3: High technology activities which are important to the development of the country, with a few investments already existing in Thailand.

A4: Businesses with a technology level lower than groups A1-A3 but contribute to adding value to domestic raw materials and strengthening the supply chain.

ผู้ผลิตไฟฟ้าภาคเอกชนของไทยมีบทบาทในการผลิตไฟฟ้าเพิ่มขึ้นเป็นลำดับโดยเฉพาะกลุ่มผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) สะท้อนจากปี 2566 ผู้ผลิตภาคเอกชนมีส่วนแบ่งตลาดรวมกันอยู่ที่ 58.3% ของกำลังการผลิตติดตั้งทั้งหมด เพิ่มขึ้นจาก 48.6% ปี 2555 แบ่งเป็นผู้ผลิตไฟฟ้า IPP มีส่วนแบ่งอยู่ที่ 32.8% กลุ่ม SPP 17.6% และกลุ่ม VSPP 7.9% โดย VSPP มีส่วนแบ่งตลาดเพิ่มขึ้นเกือบ 3 เท่าจากปี 2555 (ภาพที่ 4) ผลจากภาครัฐเปิดรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนมากขึ้นตามแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก ขณะที่ EGAT มีส่วนแบ่งตลาดจากการผลิตและนำเข้าไฟฟ้าจากประเทศเพื่อนบ้านรวมกัน 41.7% ลดลงจาก 51.4% ในปี 2555

Figure 4: Installed Capacity by producer (MW)



Source: Energy Policy and Planning office (EPPO)

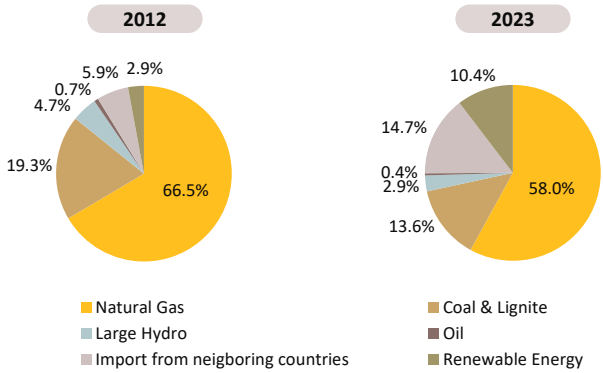
ประเภทของโรงไฟฟ้าจำแนกตามเชื้อเพลิงที่ใช้ผลิต แบ่งได้เป็น 2 กลุ่ม ได้แก่

1) **โรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงหลัก** ได้แก่ ก๊าซธรรมชาติ ถ่านหิน/ลิกไนต์ พลังน้ำขนาดใหญ่ และน้ำมัน โดยการผลิตไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติมีสัดส่วนสูงสุดที่ 58.0% ของปริมาณการผลิตไฟฟ้าทั้งหมดในปี 2566 (ลดลงเป็นลำดับจาก 72.0% ปี 2553 และ 66.5% ปี 2555) รองลงมาคือ ถ่านหิน มีสัดส่วน 13.6% พลังน้ำขนาดใหญ่ 3.0% น้ำมัน 0.4% และการนำเข้าจากประเทศเพื่อนบ้าน 14.7% (ภาพที่ 5)

2) **โรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงจากพลังงานหมุนเวียน** ได้แก่ ชีวมวล (กากสินค้าเกษตร) ก๊าซชีวภาพ (เช่น มูลสัตว์ น้ำเสียจากโรงงานแปรรูปเกษตรและพืชพลังงาน) ขยะ (เช่น ขยะชุมชน และขยะอุตสาหกรรม) แสงอาทิตย์ ลม และพลังน้ำขนาดเล็ก มีสัดส่วนรวมกัน 10.4% ของปริมาณการผลิตไฟฟ้าทั้งหมดในปี 2566 (เพิ่มขึ้นจาก 2.1% ปี 2553 และ 2.9% ปี 2555) ซึ่งเป็นไปตามแผนการผลิตไฟฟ้าของประเทศที่กำหนดให้เพิ่มสัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงจากพลังงานหมุนเวียนมากขึ้น (ภาพที่ 5)

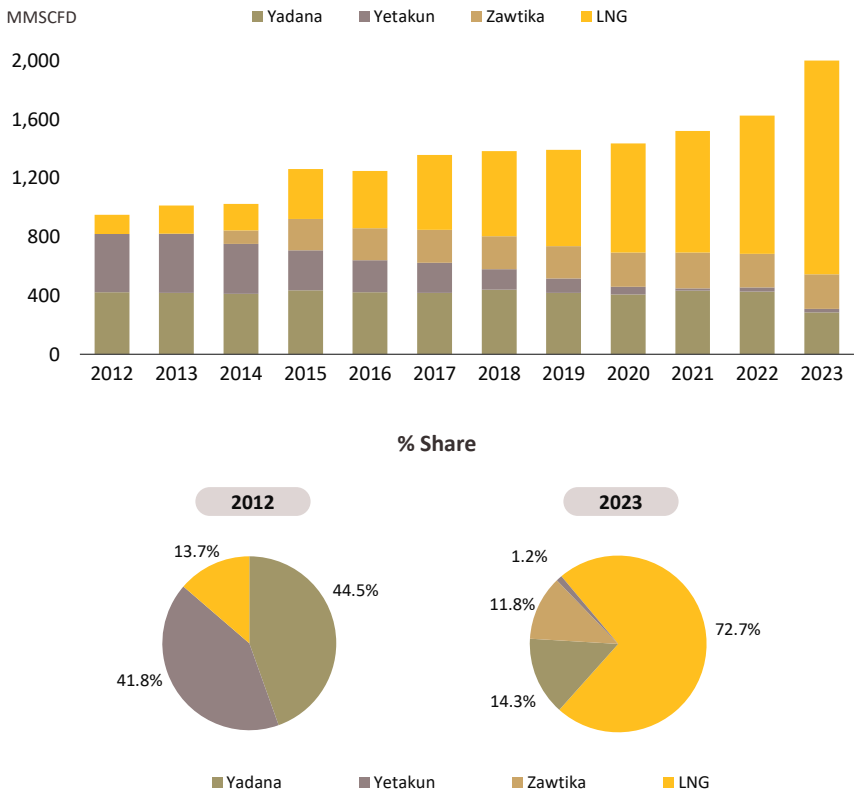
ทั้งนี้ ไทยพึ่งพาเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติในการผลิตไฟฟ้าจากประเทศเมียนมาลดลงเป็นลำดับ โดยในปี 2565 ไทยมีการนำเข้าก๊าซธรรมชาติจากเมียนมาร์คิดเป็นสัดส่วน 42.1% ของปริมาณนำเข้าก๊าซธรรมชาติทั้งหมด เทียบกับ 86.3% ปี 2555 ขณะที่สัดส่วนการนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) จากต่างประเทศ (เช่น กาตาร์ อินโดนีเซีย และออสเตรเลีย เป็นต้น) ปี 2566 สูงขึ้นเป็น 72.7% จาก 13.7% ปี 2555 (ภาพที่ 6) และมีแนวโน้มสูงขึ้นต่อเนื่อง ผลจากการผลิตก๊าซธรรมชาติในอ่าวไทยทยอยลดลง จึงอาจกระทบต้นทุนการผลิตไฟฟ้าในอนาคต จากราคาLNG ที่สูงกว่าก๊าซธรรมชาติในอ่าวไทย

Figure 5: Power Generation (GWh) by fuel



Source: Energy Policy and Planning office (EPPO)

Figure 6: Thailand's import of natural gas



Source: Energy Policy and Planning office (EPPO)

ผู้ผลิตไฟฟ้าภาคเอกชนจำแนกได้เป็น 3 กลุ่ม ตามขนาดกำลังการผลิต ดังนี้

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

  กำลังการผลิตติดตั้ง (Installed capacity): มากกว่า 90 เมกะวัตต์ ใช้ก๊าซธรรมชาติและถ่านหินบีทูมินัสเป็นเชื้อเพลิงหลัก ข้อมูลล่าสุดปี 2567 พบว่ามีจำนวนผู้ประกอบการ 13 ราย ได้แก่ (1) บมจ.ราช กรุ๊ป (2) บจก.กัลฟ์ เอสอาร์ซี (3) บจก.กัลฟ์ พีดี (4) บจก.กัลฟ์ เจพี เอ็นเอส (5) บจก.กัลฟ์ เจพี ยูที (6) บจก.แก่งคอย เพาเวอร์ เจนเนอเรชั่น (7) บจก.ราชบุรีเพาเวอร์ (8) บจก.บีแอลซีพี เพาเวอร์ (9) บมจ.ผลิตไฟฟ้า (10) บจก.โกลว์ ไอพีพี (11) บมจ.โกลบอล เพาเวอร์ ซินเนอร์ยี่ (12) บจก.หินกองเพาเวอร์ และ (13) บจก.เก็คโค่-วัน รวมกำลังผลิตติดตั้งทั้งสิ้น 18,973.5 เมกะวัตต์ (ตารางที่ 1)

  รายได้ของธุรกิจ: มาจาก 2 ทาง คือ (1) รายได้ขั้นต่ำตามที่กำหนดไว้ในสัญญาขายไฟฟ้าระยะยาวกับ EGAT (หรือ Minimum take) และ (2) รายได้จากปริมาณไฟฟ้าที่จ่ายเข้าระบบตามปริมาณการใช้ของผู้บริโภคและอัตราค่าไฟฟ้าขายปลีก นอกจากนี้ ยังมีรายได้จากการลงทุนโรงไฟฟ้าในต่างประเทศ เช่น สหรัฐฯ เมียนมา สปป.ลาว อินโดนีเซีย ฟิลิปปินส์ ญี่ปุ่น เกาหลีใต้ และออสเตรเลีย เป็นต้น และเนื่องจากเป็นการทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าระยะยาว (อายุสัญญา 25 ปี) กับ EGAT ผู้ผลิตกลุ่มนี้จึงมีความเสี่ยงต่ำในการรับรู้รายได้

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

  กำลังการผลิตติดตั้ง (Installed capacity): 10-90 เมกะวัตต์ ใช้เชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติ ถ่านหิน น้ำมัน และพลังงานหมุนเวียน ส่วนใหญ่ขายไฟฟ้าให้กับ EGAT และที่เหลือขายให้โรงงานอุตสาหกรรมในสถานที่ใกล้เคียง จำแนกเป็น ***(1) SPP ประเภท Firm*** (สัดส่วน 70% ของกำลังการผลิตติดตั้งของ SPP ทั้งหมด) มีสัญญาขายไฟฟ้าให้ EGAT เป็นเวลา 20-25 ปี ส่วนใหญ่ใช้เชื้อเพลิงประเภทก๊าซธรรมชาติและถ่านหิน และ ***(2) SPP ประเภท Non-firm*** (สัดส่วน 30%) ส่วนใหญ่ใช้เชื้อเพลิงประเภทพลังงานหมุนเวียน (ได้แก่ แสงอาทิตย์ ลม ขยะ และชีวมวล) จำหน่ายไฟฟ้าให้แก่การไฟฟ้านครหลวง (MEA) ผู้ผลิตรายสำคัญ เช่น บมจ.บี.กริม เพาเวอร์ บจก.กัลฟ์ เจพี บจก.โกลว์ เอสพีพี บจก.กัลฟ์ทีเอส และบจก.โรจนะเพาเวอร์ เป็นต้น (ตารางที่ 2)

  รายได้ของธุรกิจ: มาจาก 2 ทางคือ (1) รายได้จากสัญญาขายไฟฟ้าระยะยาวกับ EGAT ซึ่งมีการประกันรายได้ขั้นต่ำเช่นเดียวกับ IPP ความเสี่ยงในการรับรู้รายได้จึงค่อนข้างต่ำ และ (2) รายได้จากการจำหน่ายไฟฟ้าโดยตรงให้กับลูกค้าโรงงานอุตสาหกรรมในพื้นที่ใกล้เคียง ซึ่งจะผันแปรตามทิศทางเศรษฐกิจและภาวะอุตสาหกรรมของลูกค้า นอกจากนี้ ยังมีรายได้จากอัตราส่วนเพิ่มรับซื้อ (Adder) / Feed-in Tariff ตามประเภทเชื้อเพลิงจากภาครัฐ รวมถึงรายได้จากการลงทุนโรงไฟฟ้าในต่างประเทศ เช่น โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในญี่ปุ่น จีน เกาหลีใต้และไต้หวัน และโรงไฟฟ้าพลังงานลมในเวียดนาม เป็นต้น

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

  กำลังการผลิตติดตั้ง (Installed capacity): น้อยกว่า 10 เมกะวัตต์ ใช้เชื้อเพลิงจากแหล่งพลังงานหมุนเวียนทั้งหมด ได้แก่ แสงอาทิตย์ ลม พลังน้ำ ชีวมวล ก๊าซชีวภาพ และขยะ มีทั้งผู้ผลิตไฟฟ้าเพื่อใช้เอง และขายให้กับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (PEA) ในอัตรารับซื้อภายใต้ระบบ Feed-in Tariff (FiT) ตลอดอายุโครงการโดยอิงตามประเภทเชื้อเพลิง ที่ผ่านมา ผู้ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์มีสัดส่วนเพิ่มขึ้นมาก ส่วนใหญ่เป็นผู้ประกอบการรับเหมาก่อสร้างงานวิศวกรรม (EPC) เนื่องจากมีความชำนาญงานด้านติดตั้งระบบไฟฟ้า และผู้ผลิตอุปกรณ์/เทคโนโลยีเซลล์แสงอาทิตย์ รองลงมาจะเป็นกลุ่มผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงชีวมวล เนื่องจากภาครัฐเปิดรับซื้อเป็นกลุ่มแรก (ตารางที่ 3)

  รายได้ของธุรกิจ: จะรับรู้รายได้หลังจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบ (COD) แล้ว โดยทั่วไป โรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงธรรมชาติ ได้แก่ แสงอาทิตย์ ลม และน้ำ จะมีผลประกอบการขาดทุนในช่วง 1-2 ปีแรก เนื่องจากมีภาระต้นทุนสูงจากการก่อสร้างและการติดตั้งระบบ จากนั้นผลประกอบการจะปรับดีขึ้นจากการทยอยรับรู้รายได้หลังมีการจำหน่ายไฟฟ้า ส่วนโรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงชีวมวล ก๊าซชีวภาพ และขยะ รายได้จากการขายไฟฟ้ามักมีความไม่แน่นอนขึ้นอยู่กับปริมาณและราคาวัตถุดิบที่ใช้เป็นเชื้อเพลิง

Table 1: Major of IPP Players (as of June 2024)

Companies	Contracted Capacity (MW)	Fuel Type
1. RATCH group	3,481.0	Natural gas
2. Gulf SRC	2,500.0	Natural gas
3. Gulf PD	1,875.0	Natural gas
4. Gulf JP NS	1,600.0	Natural gas
5. Gulf JP UT	1,600.0	Natural gas
6. Kaeng Khoi Power Generation	1,468.0	Natural gas
7. Ratchaburi Power	1,400.0	Natural gas
8. BLCP Power	1,346.5	Coal (Bituminous)
9. Electricity Generating	930.0	Natural gas
10. Glow IPP	713.0	Natural gas
11. Global Power Synergy	700.0	Natural gas
12. HKP	700.0	Natural gas
13. GHECO-One	660.0	Coal (Bituminous)
Total	**18,973.5**	

Source: Electricity Generating Authority of Thailand (EGAT)

Table 2: Major of SPP Players by type of sources

Companies	Contracted Capacity (MW)	Fuel Type	Companies	Contracted Capacity (MW)	Fuel Type
Firm			**Non-Firm**		
Cogeneration			**Cogeneration**		
Amata B. Grimm Power (10 projects)	780.0	Natural gas	Global Power Synergy (2 projects)	100.0	Natural gas
Gulf JP (7 projects)	630.0	Natural gas	DCAP	65.0	Natural gas
Glow SPP (6 projects)	420.0	Natural gas, Coal	PTT Global Chemical	60.0	Natural gas
Gulf TS (4 projects)	360.0	Natural gas	IRPC	45.0	Natural gas
B.Grimm Power (6 projects)	360.0	Natural gas	**Renewable**		
Rojana Power (2 projects)	180.0	Natural gas	EA Solar (3 projects)	270.0	Solar
Rathcaburi world Congeneration (2 projects)	180.0	Natural gas	Natural Energy Development	55.0	Solar
SSUT (2 projects)	180.0	Natural gas	SPP Six	41.0	Solar
TOP SPP (2 projects)	180.0	Natural gas	Sermsang Palang Ngan	40.0	Solar
IRPC Clean Power (2 projects)	180.0	Natural gas	BCPG	30.0	Solar
Renewable			EA Wind (3 projects)	126.0	Wind
National Power Plants (3 projects)	116.0	Husk, Biomass	First Korat Wind	90.0	Wind
Mitrphol Bio-Power (6 projects)	113.8	Bagasse	K.R. Two	90.0	Wind
Buayai Bio Power	25.0	Biomass	K.R.S. Three	90.0	Wind
Uthong Green Power	24.0	Biomass	Thepharak Wind	90.0	Wind
Khonburi Power Piant	22.0	Bagasse	Mitrphol Bio-Power (4 projects)	82.0	Bagasse
Thip Phichit Hybrid Energy	21.0	Biomass	Kaset Thai Bio Power	60.0	Bagasse
Gulf Yala Green	20.2	Para-wood residue	ES Power (2 projects)	40.0	Bagasse
A.T. Bio Power	20.0	Husk	Thai Ekaluck Power	38.0	Bagasse
Khon Kaen Sugar Power Plant	20.0	Bagasse	Khon Kaen Sugar Power Plant	30.0	Bagasse
Super Solar Energy	16.0	Solar	TPI Polene Power (3 projects)	163.0	Waste

Source: Energy Regulatory Commission (ERC), EGAT, compiled by Krungsri Research

Table 3: Major of VSPP Players by type of sources

Companies	Contracted Capacity (MW)	Companies	Contracted Capacity (MW)
Solar		**Biomass**	
Solar Power (34 projects)	231.7	Advance Clean Power (4 projects)	39.6
Bangchak Solar Energy (12 projects)	119.1	TPCH Power (3 projects)	26.1
Siam Solar Energy (10 projects)	91.3	Oscar Save The World (2 projects)	19.8
17 Anyavee Holding (14 projects)	76.5	Advance Agro Power Plant (2 projects)	19.8
Rang Ngern Solution (11 projects)	74.1	Alliance Clean Power (2 projects)	19.8
Equator Solar (16 projects)	66.5	**Biogas**	
Power Technology International (10 projects)	59.5	Siam Quality Energy (2 projects)	18.2
B.Grim Yanhee Solar Power (8 projects)	57.6	S.P.O Agro Industry (2 projects)	16.6
Solarco (6 projects)	57.6	Univanich Palm Oil (3 projects)	13.2
Energy Serve (10 projects)	55.8	General Starch (1 project)	9.4
Wind		Sanguanwongse Energy (1 project)	8.6
Bothaong Wind Farm	16.0	**Waste**	
Theppana Wind Farm	7.5	Alliance Clean Power (2 projects)	12.0
Lam Takhong Wind	2.5	Super Earth Energy 6	9.9
		Super Energy Group	9.9
		Ratchaburi-EEP Renewable Energy	9.9
		Global Power Synergy	9.9

Source: Energy Regulatory Commission (ERC), compiled by Krungsri Research

สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าภาคเอกชนจากพลังงานหมุนเวียนรายสำคัญที่จดทะเบียนในตลาดหลักทรัพย์ ได้แก่ บมจ.พลังงานบริสุทธิ์ (EA) (ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ ลม และก๊าซชีวภาพ) บมจ.เอสพีซีจี (SPCG) (พลังงานแสงอาทิตย์) บมจ.กันกุล (GUNKUL) (พลังงานแสงอาทิตย์ ลม และชีวมวล) บมจ. ทีพีซี เพาเวอร์ โฮลดิ้ง (TPCH) (ชีวมวล) และบมจ.ไทย โซล่าร์ เอ็นเนอร์ยี่ (TSE) (พลังงานแสงอาทิตย์และชีวมวล) โดยหลายบริษัทมีการลงทุนโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในต่างประเทศเพื่อสร้างรายได้ในระยะยาวด้วย

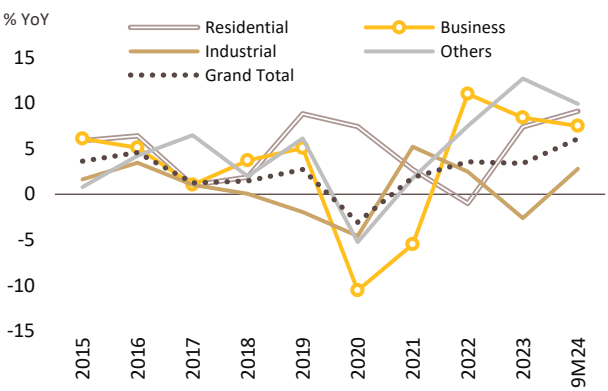
สถานการณ์ที่ผ่านมา

ปี 2567 ความต้องการใช้ไฟฟ้ามีทิศทางปรับสูงขึ้นต่อเนื่อง จากปัจจัยหนุน ได้แก่ (1) การฟื้นตัวของกิจกรรมทางเศรษฐกิจ อาทิ *ภาคส่งออก* หนุนความต้องการใช้ไฟฟ้าในภาคอุตสาหกรรม *ภาคท่องเที่ยว* หนุนความต้องการใช้ไฟในภาคธุรกิจที่เกี่ยวเนื่อง และ*ความคืบหน้าของโครงการก่อสร้าง Mega projects* หนุนการลงทุนภาคเอกชนฟื้นตัวตามมา ทำให้มีความต้องการใช้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้น (2) การเพิ่มขึ้นของปริมาณรถยนต์ไฟฟ้าจดทะเบียนสะสม (คาด BEV+PHEV ปี 2567 อยู่ที่ 203,708 คัน เพิ่มขึ้นจาก 122,258 คันปี 2566) (3) สภาพอากาศที่ร้อนจัด โดยอุณหภูมิสูงสุดแตะ 44.2 องศาเซลเซียสในเดือนเมษายน จากระดับสูงสุดเฉลี่ย 40.1 องศาในช่วง 5 ปีที่ผ่านมา (2562-2566) และ (4) นโยบายลดภาระค่าใช้จ่ายด้านพลังงานของภาคครัวเรือน[4/] โดยภาครัฐตรึงอัตราค่าไฟฟ้าผันแปรอัตโนมัติ (Ft) ที่ 39.72 สตางค์ต่อหน่วย ส่งผลให้ค่าไฟฟ้าเรียกเก็บเฉลี่ยในปี 2567 อยู่ที่ 4.18 บาทต่อหน่วย ลดลงจากเฉลี่ย 4.57 บาทต่อหน่วยปี 2566

อย่างไรก็ตาม เศรษฐกิจไทยโดยรวมยังคงฟื้นตัวในวงจำกัด โดยภาคการผลิตและภาคส่งออกเติบโตในระดับต่ำ เนื่องจากสินค้าส่งออกบางกลุ่มของไทยเผชิญแรงกดดันจากการแข่งขันที่สูงขึ้น ท่ามกลางอัตราค่าไฟฟ้าที่สูงกว่าค่าเฉลี่ย 3.63 บาทต่อหน่วยในช่วงปี 2562-2564 ก่อนเกิดสงครามรัสเซีย-ยูเครน) ประกอบกับภาครัฐส่งเสริมให้ประชาชนผลิตไฟฟ้าใช้เอง โดยออกมาตรการจูงใจให้ภาคเอกชน (ภาคครัวเรือน ธุรกิจและโรงงาน/อุตสาหกรรม) ติดตั้งแผงพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาเพื่อใช้เองและจำหน่ายระหว่างกันมากขึ้น (เช่น การปรับเพิ่มอัตรารับซื้อไฟฟ้าส่วนที่เหลือใช้เข้าระบบการไฟฟ้าเป็น 2.20 บาทต่อหน่วย จาก 1.68 บาทต่อหน่วยในปี 2563) ส่งผลให้ความต้องการใช้ไฟฟ้าในระบบลดลงระดับหนึ่ง **โดยวิจัยกรุงศรีประเมินความต้องการใช้ไฟฟ้าเฉลี่ยทั้งปี 2567 จะขยายตัวในอัตรา 5.0-6.0% เทียบกับ 3.4% ปี 2566 สำหรับสถานการณ์ของธุรกิจผลิตไฟฟ้าช่วง 9 เดือนแรกของปี 2567 สรุปได้ดังนี้**

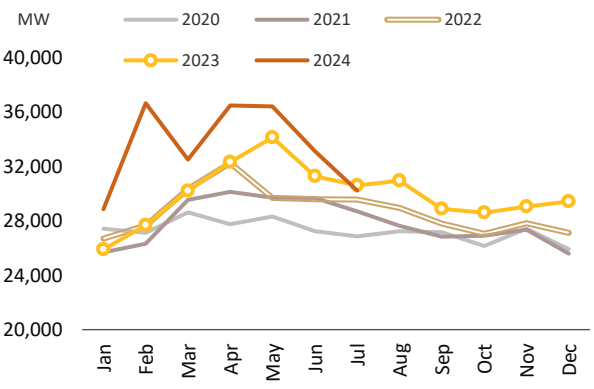
- **ปริมาณการใช้ไฟฟ้าอยู่ที่ 163,311 กิกะวัตต์-ชั่วโมง เพิ่มขึ้น 6.1% YoY** ส่วนใหญ่มาจาก ***การใช้ไฟฟ้าในภาคครัวเรือน*** (สัดส่วน 29.4% ของปริมาณการใช้ไฟฟ้าทั้งหมด) เพิ่มขึ้น 9.1% YoY ***ภาคธุรกิจ*** (สัดส่วน 24.8%) เพิ่มขึ้น 7.5% YoY จากการฟื้นตัวของกิจกรรมในหมวดบริการท่องเที่ยวและธุรกิจที่เกี่ยวเนื่องกับการท่องเที่ยว อาทิ ภัตตาคารและไนต์คลับ (+13.2% YoY) โรงแรม (+12.2% YoY) อพาร์ทเม้นท์และเกสต์เฮ้าส์ (+12.0% YoY) ค้าปลีก (+7.6% YoY) โรงพยาบาลและสถานพยาบาลทางการแพทย์ (+7.3% YoY) และห้างสรรพสินค้า (+5.6% YoY) ***และภาคอุตสาหกรรม*** (สัดส่วน 40.8%) เพิ่มขึ้น 2.8% YoY โดยอุตสาหกรรมที่ใช้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้น ได้แก่ อุตสาหกรรมอิเล็กทรอนิกส์ (+10.5% YoY) ยางและผลิตภัณฑ์ยาง (+6.0% YoY) อาหาร (+4.4% YoY) พลาสติก (+3.4% YoY) และเหล็กและโลหะพื้นฐาน (+1.6% YoY) ***ส่วนการใช้ไฟฟ้าในภาคเกษตรและอื่น ๆ*** (สัดส่วน 5.0%) เพิ่มขึ้น 9.9% YoY (ภาพที่ 7) ด้านการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (Peak demand) อยู่ที่ 36,477.8 เมกะวัตต์ในเดือนเมษายน (+6.9% จากระดับ peak ปี 2566) (ภาพที่ 8) สำหรับช่วงที่เหลือของปี คาดว่าการใช้ไฟฟ้าจะเพิ่มขึ้นจากการเข้าสู่ช่วงฤดูกาลท่องเที่ยวและเทศกาลปลายปี ส่งผลให้การใช้ไฟฟ้าเฉลี่ยปี 2567 เพิ่มขึ้น 5.0%-6.0% จาก 3.4% ปี 2566

Figure 7: Electricity Consumption Growth by Sector



Source: Energy Policy and Planning office (EPPO)

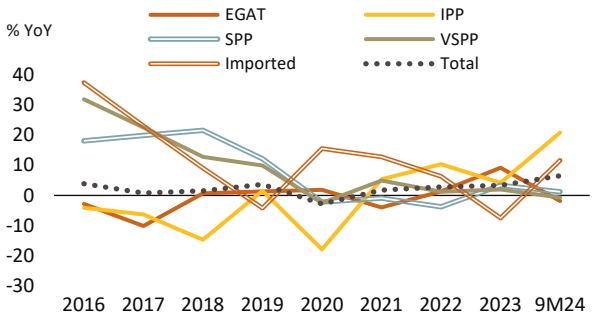
Figure 8: Peak Demand (EGAT System)



Source: Energy Policy and Planning office (EPPO)

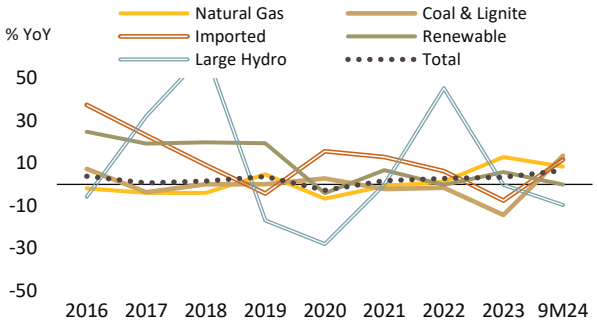
4/ ได้แก่ มาตรการตรึงราคาน้ำมันดีเซล ราคาก๊าซหุงต้ม และคงค่าไฟฟ้า 3.99 บาทต่อหน่วยสำหรับประชาชนกลุ่มเปราะบางที่ใช้ไฟฟ้าไม่เกิน 300 หน่วยต่อเดือน

Figure 9: Growth of Power Generation by producer



Source: Energy Policy and Planning office (EPPO)

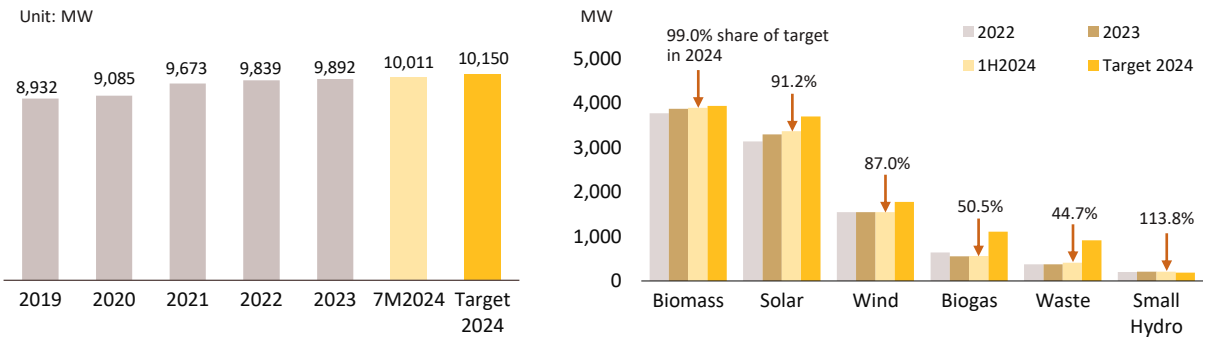
Figure 10: Growth of Power Generation by fuel



Source: Energy Policy and Planning office (EPPO)

- **ปริมาณการผลิตไฟฟ้าอยู่ที่** 169,273 **กิกะวัตต์-ชั่วโมง เพิ่มขึ้น** 6.6% YoY(ภาพที่ 9) เพื่อรองรับความต้องการใช้ที่เพิ่มขึ้น การผลิตไฟฟ้าส่วนใหญ่มาจาก***กลุ่ม IPP*** (สัดส่วน 28.5% ของการผลิตไฟฟ้าทั้งหมด) เพิ่มขึ้น 21.0% YoY ขณะที่ ***SPP และ VSPP*** (สัดส่วนรวมกัน 27.3%) เพิ่มขึ้นเพียง 0.9% YoY ด้าน *EGAT* (สัดส่วน 29.5%) ผลิตลดลง -1.8% YoY ส่วน***การนำเข้าไฟฟ้าจากประเทศเพื่อนบ้าน*** (สัดส่วน 14.7%) เพิ่มขึ้น 11.7% YoY ทั้งนี้ เมื่อพิจารณาเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิต พบว่าการใช้ก๊าซธรรมชาติ (สัดส่วน 59.0% ของการผลิตไฟฟ้าทั้งหมด) เพิ่มขึ้น 8.4% YoY และถ่านหิน (สัดส่วน 13.6%) เพิ่มขึ้น 5.7% YoY (ภาพที่ 10) ผลจากราคาที่ปรับลดลง และกำลังการผลิตใหม่จากโรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติ (จำนวน 1,325 เมกะวัตต์) เพิ่มขึ้น 7.5% จากปี 2566 สำหรับช่วงที่เหลือของปี คาดว่าจะมีการผลิตไฟฟ้าเพิ่มขึ้นเพื่อรองรับความต้องการใช้ไฟในช่วงเทศกาลปลายปี **ทำให้ปี 2567 ปริมาณการผลิตไฟฟ้าจะเพิ่มขึ้น** 6.0-7.0% เทียบกับ 3.4% ปี 2566
- **การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนที่เข้าระบบตามสัญญาการรับซื้อ** (ข้อมูลเดือนกรกฎาคม 2567) **อยู่ที่** 10,010.5 **เมกะวัตต์**[5/] (+1.2% จากสิ้นปี 2566) (ภาพที่ 11) ส่วนใหญ่มาจากโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (+2.2%) รองลงมา ได้แก่ ก๊าซชีวภาพ (+0.6%) และชีวมวล (+0.5%) โดยในช่วงครึ่งแรกของปี กำลังการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงชีวมวลเข้าระบบแล้ว 99.0% ของเป้าหมายรับซื้อไฟฟ้าจากชีวมวล 3,930 เมกะวัตต์ รองลงมา ได้แก่ พลังงานแสงอาทิตย์ (91.2%) พลังลม (87.0%) ก๊าซชีวภาพ (50.5%) และขยะ (44.7%) ช่วงที่เหลือของปีคาดว่าไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเข้าระบบต่อเนื่อง **ส่งผลให้ทั้งปี** 2567 **ปริมาณไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนจะอยู่ที่** 10,150 **เมกะวัตต์** (+2.5% **จากปี** 2566)

Figure 11: Total Accumulated Install Capacity of Renewable Power Generation*



Source: Department of Alternative Energy Development and Efficiency (DEDE)

Note: * Data was accumulated, including off grid power generation. Excluding large hydro power 2,918 MW

สำหรับสถานะของโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนจำแนกตามผู้ผลิตไฟฟ้า ซึ่งได้แก่ SPP และ VSPP ที่มีพันธะผูกพันกับภาครัฐ[6/] มีจำนวนรวม 1,020 ราย คิดเป็นปริมาณไฟฟ้าตามสัญญา (Contract capacity) 5,120 เมกะวัตต์ ส่วนใหญ่เป็นโครงการพลังงานแสงอาทิตย์จากผู้ผลิต VSPP เนื่องจากภาครัฐเปิดรับซื้อต่อเนื่องตั้งแต่ปี 2564 นอกจากนี้ ค่าไฟฟ้าที่ปรับสูงขึ้นยังจูงใจให้ภาคเอกชน (ภาคครัวเรือน ธุรกิจ และโรงงาน/อุตสาหกรรม) ติดตั้งแผงพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาเพื่อผลิตไฟฟ้าใช้เองมากขึ้น ขณะที่ภาครัฐยังสนับสนุนให้ภาคเอกชนขยายการลงทุนผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนต่อเนื่อง โดยยกเว้นภาษีรายได้นิติบุคคลภายใต้นโยบายส่งเสริมการลงทุนจาก BOI ***ส่งผลให้ช่วง 9 เดือนแรกของปี 2567 มีโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนที่ได้รับอนุมัติจาก BOI ทั้งสิ้น 399 โครงการ มูลค่ารวม 1.1 แสนล้านบาท (+241% YoY)*** ซึ่ง 93.0% เป็นโครงการผลิตไฟฟ้าจากชีวมวล ก๊าซชีวภาพ ลม แสงอาทิตย์ และขยะ

5/ รวมกำลังการผลิตนอกระบบ (การผลิตไฟฟ้าของเอกชนเพื่อใช้เอง) แต่ไม่รวมกำลังการผลิตจากพลังน้ำขนาดใหญ่จำนวน 2,918 เมกะวัตต์

6/ คือโครงการที่เซ็นสัญญาขายไฟฟ้ากับการไฟฟ้าแล้ว (PPA) แต่ยังไม่จ่ายไฟฟ้าเข้าระบบ (not COD) และโครงการที่จ่ายไฟฟ้าเข้าระบบแล้วตามกำหนด (COD)

แนวโน้มอุตสาหกรรม

ปี 2568-2570 ธุรกิจผลิตไฟฟ้าภาคเอกชนมีแนวโน้มเติบโตต่อเนื่อง จากความต้องการใช้ไฟฟ้าซึ่งจะเพิ่มขึ้นตามการฟื้นตัวของเศรษฐกิจไทย ประกอบกับภาครัฐมีนโยบายตรึงราคาค่าไฟต่อเนื่องจากปี 2567 ที่ระดับ 4.18 บาทต่อหน่วยในช่วง 4 เดือนแรกของปี 2568 เพื่อลดภาระค่าครองชีพให้แก่ประชาชน ด้านการผลิตไฟฟ้าได้อานิสงส์จากมาตรการส่งเสริมต่อเนื่องจากภาครัฐเพื่อให้อุปทานไฟฟ้าเพิ่มขึ้นเพียงพอกับความต้องการใช้ โดยให้ความสำคัญกับการเพิ่มสัดส่วนพลังงานสะอาดซึ่งสะท้อนใน (ร่าง) แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าฉบับใหม่ (PDP2024) และการสนับสนุนเทคโนโลยีพลังงานรูปแบบใหม่ (อาทิ การเตรียมความพร้อมด้านโครงสร้างพื้นฐานและกฎระเบียบรองรับการใช้งานพลังงานไฮโดรเจนและการใช้ประโยชน์แหล่งปิโตรเลียมให้เป็นแหล่งกักเก็บคาร์บอน (CCS)) เพื่อสร้างสภาพแวดล้อมรองรับช่วงเปลี่ยนผ่านของอุตสาหกรรมไฟฟ้าสู่การใช้พลังงานสะอาด ซึ่งจะเป็นเงื่อนไขสำคัญต่อการเพิ่มขีดความสามารถด้านการค้าและการลงทุนของไทยในอนาคต โดยแนวโน้มของธุรกิจผลิตไฟฟ้าของไทยในระยะ 3 ปีข้างหน้า สรุปได้ดังนี้

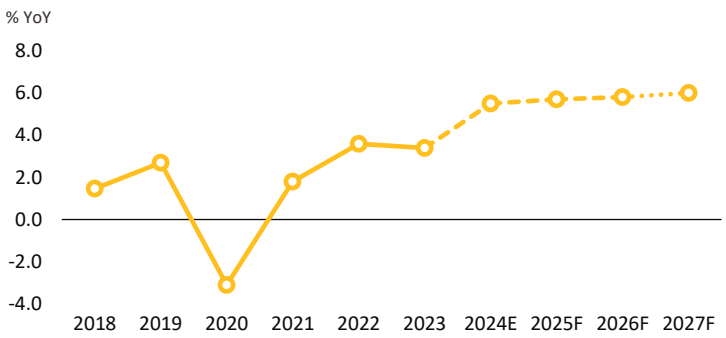
- **อุปสงค์การใช้ไฟฟ้ามีแนวโน้มขยายตัวในอัตราเฉลี่ย 5.0-6.0% ต่อปี** (ภาพที่ 12) จากปัจจัยหนุน ได้แก่

  1) **การเติบโตต่อเนื่องของเศรษฐกิจไทย ส่งผลให้มีความต้องการใช้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้น** โดย***การใช้ไฟฟ้าในภาคอุตสาหกรรม*** จะได้แรงหนุนจากการทยอยฟื้นตัวของภาคการผลิต และการเข้ามาตั้งฐานการผลิตของนักลงทุนต่างชาติในไทย (อาทิ กลุ่ม Data center และ Cloud service ซึ่งมีความต้องการใช้ไฟฟ้ามากกว่าสำนักงานทั่วไป 10-50 เท่า[7/] รวมถึงอุตสาหกรรมเทคโนโลยีขั้นสูง เช่น ยานยนต์ไฟฟ้าและเซมิคอนดักเตอร์) ขณะที่***ความต้องการใช้ไฟฟ้าภาคธุรกิจ*** จะได้อานิสงส์จากการเติบโตของภาคท่องเที่ยวและภาคส่วนที่เกี่ยวข้อง (อาทิ โรงแรม อพาร์ทเม้นท์และเกสเฮาส์ และธุรกิจค้าปลีก ซึ่งมีสัดส่วนการใช้ไฟฟ้ารวมกัน 40% ของการใช้ไฟฟ้าในภาคธุรกิจทั้งหมด) ***สำหรับความต้องการใช้ไฟฟ้าในภาคครัวเรือน*** จะได้แรงหนุนจากกำลังซื้อที่ทยอยฟื้นตัวอย่างค่อยเป็นค่อยไป มาตรการปรับลดราคาค่าไฟฟ้าจากภาครัฐ และสภาพอากาศที่มีแนวโน้มร้อนขึ้นจากการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศโลก อย่างไรก็ตาม กำลังซื้อของผู้บริโภคบางกลุ่มยังคงเปราะบางจากภาวะหนี้ครัวเรือน จะจำกัดปริมาณการใช้ไฟฟ้าลงระดับหนึ่ง

  2) **ความคืบหน้าของโครงการก่อสร้างขนาดใหญ่ด้านการคมนาคมของภาครัฐ** ทำให้มีความต้องการใช้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้น อาทิ การทยอยเปิดให้บริการรถไฟฟ้าขนส่งมวลชนในกรุงเทพฯและปริมณฑล ได้แก่ MRT สายสีชมพูส่วนต่อขยายซึ่งคาดว่าจะเปิดให้บริการปี 2568 และ SRT สายสีแดงส่วนต่อขยายซึ่งจะเปิดปี 2568-2569 และ**โครงการก่อสร้างจากภาคเอกชน** เช่น นิคมอุตสาหกรรม พื้นที่เชิงพาณิชย์ และการพัฒนาโครงการที่อยู่อาศัย ซึ่งทำให้มีชุมชนเมืองขยายตัวกระจายออกไปในแถบชานเมืองมากขึ้น

  3) ***ภาคขนส่งมีแนวโน้มเปลี่ยนมาใช้ยานยนต์ไฟฟ้ามากขึ้น*** โดยเฉพาะการพัฒนารถยนต์ จักรยานยนต์ไฟฟ้า และรถยนต์ไฟฟ้าเชิงพาณิชย์ขนาดใหญ่ (ได้แก่ รถโดยสารและรถบรรทุก) ทำให้ต้องมีการพัฒนาแบตเตอรี่ที่มีประสิทธิภาพสูง ระบบขับเคลื่อนไฟฟ้า (เช่น มอเตอร์ไฟฟ้า) และโครงสร้างพื้นฐาน (เช่น สถานีชาร์จ[8/] ซึ่งปี 2566 เพิ่มขึ้น 114.5% จากปี 2565) ภายใต้การสนับสนุนจากภาครัฐ ซึ่งมีทั้งการให้เงินอุดหนุนและการลดหย่อนภาษี โดยวิจัยกรุงศรีคาดว่าปริมาณรถยนต์ไฟฟ้า (PHEV+BEV) จดทะเบียนสะสมน่าจะอยู่ในระดับเกือบ 500,000 คันในปี 2570

Figure 12: Growth of Electricity Demand



Sources: Energy Policy and Planning office (EPPO), Forecast by Krungsri Research

7/ อ่านรายละเอียดเพิ่มเติมได้ที่วิจัยกรุงศรีเรื่อง Sustainable AI' พัฒนา AI อย่างไร ให้เป็นมิตรกับสิ่งแวดล้อม

8/ อ่านรายละเอียดเพิ่มเติมได้ที่วิจัยกรุงศรีเรื่อง แนวโน้มอุตสาหกรรมรถยนต์ไฟฟ้าปี 2567-2569

- **ปริมาณการผลิตไฟฟ้ามีแนวโน้มเพิ่มขึ้นต่อเนื่องตามนโยบายภาครัฐ** สะท้อนจากแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศ (Power Development Plan: PDP และ Alternative Energy Development Plan: AEDP) กำหนดให้มีการจัดหาพลังงานไฟฟ้าที่เพียงพอกับความต้องการใช้ในระยะยาว และคำนึงถึงเป้าหมายการลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ในภาคการผลิตไฟฟ้าให้เหลือ 41.5 ล้านตันคาร์บอนในปี 2593 จึงเอื้อต่อการขยายกำลังการผลิตและการลงทุนโรงไฟฟ้าใหม่ ซึ่งรวมถึงโรงไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนทุกประเภท โดยมีประเด็นสำคัญ คือ

  - **แผน PDP2018 Revision 1 กำหนดให้มีการเพิ่มกำลังการผลิตไฟฟ้าใหม่รวม 56,431 เมกะวัตต์ภายในปี 2580** เพื่อรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (Peak demand) ที่จะสูงถึง 53,997 เมกะวัตต์ หรือสูงกว่าระดับปี 2566 ถึง 1.6 เท่า และทดแทนโรงไฟฟ้าที่จะปลดระวางจากระบบ กำลังการผลิตใหม่จะมาจากโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนเป็นหลัก รองลงมา คือ โรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วม สอดคล้องกับทิศทางพลังงานโลกที่มุ่งลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (Decarbonization) โดยปี 2565-2573 ภาครัฐจะทยอยเปิดรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนจำนวนมากกว่า 10,000 เมกะวัตต์ (ตารางที่ 4)

Table 4: Renewable Energy Capacity under PDP2018 Revision 1 (2021-2030)

Year: SCOD	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total
Solar energy	**45**	**10**	**34**	**300**	**400**	**898**	**800**	**1,300**	**1,600**	**1,700**	**7,087**
• Solar rooftop		10	10	10	10	10	10	10	10	10	90
• Solar floating	45		24			298	50		280	300	997
• Solar farm + BESS				100	100	100	100	200	200	200	1,000
• Solar farm				190	290	490	640	1,090	1,110	1,190	5,000
Wind energy					**250**	**250**	**250**	**450**	**650**	**650**	**2,500**
Biomass						**150**	**150**	**90**			**390**
Biogas						**107**	**100**				**207**
MSW					**200**	**200**					**400**
Industrial waste						**130**	**70**				**200**
Small hydro		**11**	**4**	**1**	**10**	**5**	**5**	**7**	**3**	**5**	**52**
Total	**45**	**21**	**38**	**301**	**860**	**1,740**	**1,375**	**1,847**	**2,253**	**2,355**	**10,836**

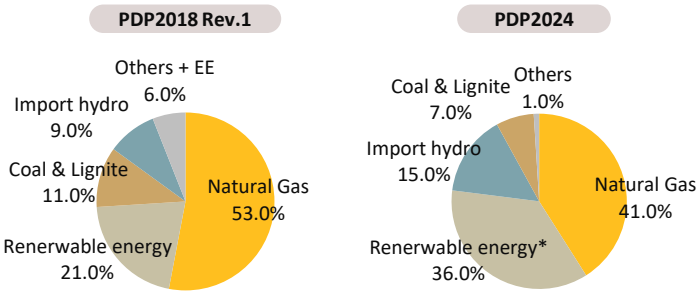
Source: EPPO, PDP2018 Revision 1 (2021-2030)

  - **(ร่าง) แผน PDP2024 (คาดจะประกาศใช้จริงในปี 2568) มีเป้าหมายเปลี่ยนผ่านสู่การใช้พลังงานสะอาดที่เป็นรูปธรรมมากขึ้น** โดยเบื้องต้นกำหนดให้กำลังการผลิตไฟฟ้าใหม่อยู่ที่ 77,407 เมกะวัตต์ภายในปี 2580 และเพิ่มสัดส่วนไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเป็น 51%[9/] ของไฟฟ้าทั้งหมด (แผน PDP2018 Rev.1 กำหนดที่ 36%) ขณะที่การใช้ก๊าซธรรมชาติและถ่านหินจะลดลงเป็น 41% และ 7% (จากเดิม 53% และ 11%) ตามลำดับ ที่เหลืออีก 1.0% จะมาจากโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ขนาดเล็ก (Small Modular Reactor) ในช่วงปลายแผน (ภาพที่ 13 และตารางที่ 5) ด้านความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (Peak demand) จะอยู่ที่ 54,546 เมกะวัตต์[10/] **แผนดังกล่าวจะนำไปสู่การเพิ่มกำลังการผลิตและการลงทุนสร้างโรงไฟฟ้าใหม่ ซึ่งรวมถึงโรงไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนหรือโรงไฟฟ้าสีเขียว** โดยกลุ่มที่จะได้ประโยชน์ได้แก่ กลุ่มผู้ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ทั้งแบบติดตั้งบนพื้นดิน และแบบติดตั้งบนพื้นดินร่วมกับระบบกักเก็บพลังงาน เนื่องจาก (ร่าง) แผน PDP2024 กำหนดสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ที่ 16% ของปริมาณไฟฟ้าทั้งหมด

9/ ได้แก่ Solar, Wind, Biomass, Biogas, Waste, Floating solar, Small hydro, Geothermal and Nuclear (36%), Import hydro (15%)

10/ ค่าพยากรณ์ (ในระบบ 3 การไฟฟ้า) กรณี BASE (กรณี BAU + ความต้องการพลังงานไฟฟ้าส่วนเพิ่ม (อาทิ EV HST MRT และ EEC) + แผนอนุรักษ์พลังงาน) (ที่มา: ร่าง PDP2024)

Figure 13: Share of Fuel used in Power Generation (%)



Source: EPPO, PDP2024 (draft)
* solar, wind, biomass, biogas, waste, floating solar, hydro, geothermal and nuclear

Table 5: Renewable Energy Capacity under PDP2024

Sources	Capacity (MW)
Solar	24,412
Wind	5,345
Biomass	1,045
Biogas	936
Waste-to-Energy	312
Floating Solar (EGAT)	2,681
Small Hydropower	99
Geothermal	21
Total	**34,851**

Source: EPPO, PDP2024 (draft)

- **ประมาณการค่าไฟฟ้าปี** 2568-2570 **ตาม (ร่าง) แผน** PDP2024 **จะเฉลี่ยที่** 3.84 **บาทต่อหน่วย** เพิ่มขึ้นจาก 3.65 บาทต่อหน่วยใน แผน PDP2018 Rev.1 ส่วนหนึ่งเป็นผลจากการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในอัตราค่อนข้างสูง (เบื้องต้นอยู่ที่อัตราเฉลี่ย 3.0-5.0 บาทต่อหน่วย) เพื่อจูงใจให้ผู้ประกอบการเข้ามาลงทุนในพลังงานหมุนเวียนมากขึ้น

ปัจจัยสนับสนุนทั้งด้านอุปสงค์และอุปทานข้างต้น จะส่งผลเชิงบวกต่อผู้ผลิตไฟฟ้าภาคเอกชน ทั้งผู้ผลิตขนาดใหญ่ (IPP) และขนาดเล็ก (SPP) ที่มีสัญญาขายไฟฟ้าระยะยาวให้แก่ EGAT จะมีรายได้จากการขายไฟฟ้าเพิ่มขึ้นตามปริมาณการจ่ายไฟฟ้าที่มากขึ้น อย่างไรก็ตาม การรับรู้รายได้ของผู้ผลิต SPP ที่ขายไฟฟ้าตรงให้แก่ภาคธุรกิจ/ อุตสาหกรรมจะไม่เท่ากัน ขึ้นกับระดับการฟื้นตัวของกลุ่มลูกค้าธุรกิจ/ อุตสาหกรรมที่ซื้อไฟฟ้านั้น

ทิศทางของโลกที่หันมาให้ความสำคัญด้านสิ่งแวดล้อมมากขึ้น ทำให้พลังงานหมุนเวียนซึ่งเป็นพลังงานทางเลือกกลายเป็นพลังงานที่ภาคอุตสาหกรรม “ต้อง” เลือก หากต้องการเพิ่มความสามารถในการแข่งขันตามกติกาใหม่ของโลกที่มุ่งลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก ส่งผลให้ผู้ผลิตไฟฟ้าของไทยเร่งปรับตัวโดยขยายการลงทุนโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนอย่างชัดเจนขึ้น รวมถึงต่อยอดสู่ธุรกิจที่เป็นมิตรกับสิ่งแวดล้อมตามกรอบความยั่งยืน (ESG) (อาทิ การผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงไฮโดรเจน การปลูกต้นไม้เพื่อดูดซับคาร์บอน การซื้อขายแลกเปลี่ยนคาร์บอนเครดิต และการซื้อ-ขายใบรับรองพลังงานหมุนเวียน) ภายใต้แรงจูงใจจากภาครัฐผ่านมาตรการส่งเสริมการลงทุนในกิจการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนของ BOI โดยผู้ผลิตส่วนใหญ่จะมาจากกลุ่มบริษัทพลังงานรายใหญ่ ได้แก่ กลุ่มผู้ผลิตไฟฟ้า IPP/SPP กลุ่มรับเหมาก่อสร้างงานวิศวกรรม/จัดหาออกแบบและก่อสร้างซึ่งมีความชำนาญงานด้านติดตั้งระบบไฟฟ้า และกลุ่มผู้ผลิตอุปกรณ์/เทคโนโลยีโซลาร์เซลล์ที่แตกไลน์ธุรกิจเข้ามาลงทุนผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน (เช่น บมจ. SPCG บมจ.กันกุล บมจ.ทีพีไอ โพลีน เพาเวอร์ เป็นต้น)

เพื่อตอบโจทย์ความต้องการใช้ไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน 100% (RE100) ของกลุ่มนักลงทุนข้ามชาติที่จะเข้ามาลงทุนในไทยมากขึ้น (บริษัทข้ามชาติหลายรายกำหนดเป้าหมายใช้ RE100 ตั้งแต่ปี 2578 เป็นต้นไป อาทิ บริษัท Google และ Microsoft ซึ่งมีแผนลงทุนศูนย์ข้อมูล (Data center) ในประเทศไทย ภาครัฐจะดำเนินโครงการนำร่องซื้อขายไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในรูปแบบการทำสัญญาซื้อขายพลังงานไฟฟ้าโดยตรง (Direct Power Purchase Agreement: Direct PPA) จำนวน 2,000 เมกะวัตต์ ผ่านการขอใช้บริการระบบโครงข่ายไฟฟ้าให้แก่บุคคลที่สาม (Third Party Access: TPA) ซึ่งปัจจุบันอยู่ระหว่างพัฒนากรอบการกำกับดูแล ค่าบริการสายส่ง (ค่าธรรมเนียมการใช้สายส่งของรัฐ) และค่าธรรมเนียมที่เกี่ยวข้อง โดยคาดว่าจะมีการซื้อขายได้ในปี 2568 ด้วยรูปแบบ อาทิ การขายไฟฟ้าส่วนเกินเข้าสู่ระบบไฟฟ้า หรือการขายไฟฟ้าระหว่างกัน (Peer-to-Peer: P2P) นอกจากนี้ ยังมีการพัฒนาอัตราค่าบริการไฟฟ้าสีเขียว (Utility Green Tariff: UGT) และใบรับรองพลังงานหมุนเวียน (REC) ซึ่งจะช่วยให้ภาคธุรกิจเข้าถึงพลังงานสะอาดจากโรงไฟฟ้าเอกชนได้ง่ายขึ้น และสามารถอ้างอิงการใช้พลังงานหมุนเวียนเพื่อตอบโจทย์ด้านความยั่งยืนได้

การส่งเสริมให้ภาคเอกชนผลิตไฟฟ้าใช้เอง ทำให้มีการติดตั้งแผงพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาอย่างแพร่หลายทั้งในภาคอุตสาหกรรม สำนักงานและครัวเรือน จะส่งผลให้การใช้ไฟฟ้าจากนอกระบบ (Independent Power Suppliers: IPS) ทยอยเพิ่มสัดส่วนมากขึ้น ขณะที่การใช้ไฟฟ้าในระบบจะมีสัดส่วนลดลงในระยะยาว **อย่างไรก็ตาม ในระยะสั้น การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนยังมีข้อจำกัดที่ต้องเร่งแก้ไข** อาทิ เสถียรภาพการผลิตไฟฟ้า การลงทุนโครงสร้างพื้นฐานมีต้นทุนสูงโดยเฉพาะระบบจัดเก็บพลังงาน และการปรับปรุงเครือข่ายเพื่อเชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าซึ่งมีการส่งพลังงานจากแหล่งที่ต่างกัน ทำให้โรงไฟฟ้าที่ผลิตจากก๊าซธรรมชาติยังมีบทบาทสำคัญในการรักษาเสถียรภาพระบบการผลิตไฟฟ้า **สำหรับแนวโน้มในระยะกลาง การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานฟอสซิล (ก๊าซธรรมชาติและถ่านหิน) จะถูกกดดันมากขึ้นจากกระแสการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก** จึงต้องเร่งปรับตัวให้สอดคล้องกับกระแสของโลก และสอดรับกับแนวทาง Thailand Taxonomy ที่เริ่มดำเนินการในกลุ่มพลังงานไปแล้ว

ปัจจัยท้าทายของธุรกิจ ได้แก่ ***(1) การแข่งขันที่รุนแรงขึ้น*** จากการขยายการลงทุนของผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนซึ่งภาครัฐจะรับซื้อไฟฟ้าจากภาคเอกชนในส่วนของเชื้อเพลิงสะอาดมากขึ้น สะท้อนจากปี 2564-2566 มีนักลงทุนสนใจยื่นขอรับส่งเสริมการลงทุนในกิจการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน (ยกเว้นเชื้อเพลิงจากขยะ) เฉลี่ยปีละ 490 ราย มูลค่าเงินลงทุนมากกว่า 5.5 หมื่นล้านบาท จากเฉลี่ยปีละ 233 ราย มูลค่าเงินลงทุน 2.3 หมื่นล้านบาทในช่วงปี 2561-2563 ***(2) ภาระต้นทุนเพิ่มขึ้น***จากการดำเนินงานตามกรอบ ESG (Environmental, Social and Governance) และการใช้นวัตกรรม/เทคโนโลยีการผลิตเพื่อพัฒนาโรงไฟฟ้า (เช่น การใช้เชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติควบคู่ไฮโดรเจน) จึงอาจกดดันการทำกำไรของธุรกิจอยู่บ้าง ***(3) นโยบายเปิดกว้างให้ภาคเอกชนผลิตไฟฟ้าใช้เองได้มากขึ้น*** ในรูปแบบสัญญาซื้อขายไฟฟ้าระหว่างเอกชนกับเอกชน ทำให้ผู้บริโภคสามารถผลิตและขายไฟฟ้าระหว่างกัน[11/] อาจกระทบต่อความต้องการใช้ไฟฟ้าโดยรวมของระบบ และ ***(4) สถานการณ์ความขัดแย้งในเมียนมาที่ยืดเยื้อ*** อาจกระทบความมั่นคงทางพลังงานของไทย และความเสี่ยงที่อาจทำให้ค่าไฟฟ้าในประเทศแพงขึ้น

11/ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยให้ความหมายว่าเป็น Production by Consumer หรือการผลิตไฟฟ้าโดยผู้บริโภค โครงการนี้ยินยอมให้บ้านที่อยู่อาศัยที่ติดตั้งแผงโซลาร์เซลล์สามารถขายไฟฟ้าส่วนที่เหลือใช้ให้บ้านที่อยู่ใกล้เคียงได้

Box 2 ผู้ประกอบการธุรกิจผลิตไฟฟ้ามุ่งสู่พลังงานสะอาด

ผู้ผลิตไฟฟ้าทยอยปรับแผนต่อยอดสู่ธุรกิจที่เป็นมิตรกับสิ่งแวดล้อมตามกรอบความยั่งยืน (ESG) **มากขึ้น เพื่อเปลี่ยนผ่านอุตสาหกรรมไฟฟ้าสู่การใช้พลังงานสะอาด** โดยการใช้นวัตกรรม/เทคโนโลยีการผลิตในการพัฒนาโรงไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนประเภทต่างๆ ทั้งด้านประสิทธิภาพการผลิต การเป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อม และการบริหารจัดการต้นทุน โดยเทคโนโลยีที่จะมีบทบาทมากขึ้น คือ

- เทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ที่คาดว่าจะมีราคาถูกลง ทำให้สามารถแข่งขันด้านราคากับไฟฟ้าที่มาจากแหล่งผลิตอื่นๆ ได้ โดยเฉพาะการติดตั้งแผงผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาบ้าน อาคารสำนักงาน หรือโรงงานอุตสาหกรรม
- การลงทุนโรงงานผลิตแบตเตอรี่ต้นแบบ Semi solid จะเป็นกลไกสำคัญในการเพิ่มประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน (อาทิ แสงอาทิตย์ ลม และ Hybrid แบบผสมผสานระหว่างแสงอาทิตย์หรือลมกับเชื้อเพลิงชีวมวลหรือก๊าซชีวภาพ)
- การพัฒนาระบบกักเก็บพลังงานอัจฉริยะ (Smart Energy Storage System: ESS) ทำให้การจัดเก็บและการใช้พลังงานมีประสิทธิภาพมากขึ้น การพัฒนาเมืองอัจฉริยะ (Smart city) และระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (Smart grid) จะช่วยลดความสูญเสีย (Loss) จากการส่งไฟฟ้าผ่านโครงข่ายระยะไกล
- เทคโนโลยีที่ช่วยวิเคราะห์และประมวลผลข้อมูล อาทิ การใช้ปัญญาประดิษฐ์ (AI) และ Internet of Things (IoT) ประมวลผลข้อมูลการเดินเครื่อง และวิเคราะห์ประสิทธิภาพกำลังการผลิต และการใช้ Blockchain ในการบริหารการเงินอิเล็กทรอนิกส์ จะช่วยให้การดำเนินธุรกิจทำได้คล่องตัวขึ้น
- การใช้เทคโนโลยีไฮโดรเจนทั้งโรงไฟฟ้าไฮโดรเจนและยานยนต์ไฮโดรเจน แม้จะยังไม่แพร่หลายในปัจจุบัน เนื่องจากต้นทุนสูงกว่าการผลิตไฟฟ้าประเภทอื่นและยังไม่มีโครงสร้างพื้นฐานรองรับ แต่ในระยะยาวการพัฒนาเทคโนโลยีไฮโดรเจนจะมีบทบาทสำคัญ เนื่องจากไฟฟ้าที่ได้จะมีความเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้า (Reliability) เทียบเท่าการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิล

ผู้ประกอบการในธุรกิจผลิตไฟฟ้าของไทยปรับกลยุทธ์สู่พลังงานสะอาดเพื่อลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสอดคล้องกับนโยบายของประเทศ

- *กลุ่ม PTT/PTTEP* มีแผนลดปริมาณก๊าซเรือนกระจกไม่น้อยกว่า 30% (จากปีฐาน 2563) ภายในปี 2573 และ 50% ภายในปี 2583 รวมถึงการเข้าสู่ Net zero ในปี 2593 อาทิ (1) ผลักดันธุรกิจใหม่ด้านการดักจับและกักเก็บก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (Carbon Capture and Storage: CCS) ใน 2 พื้นที่นำร่อง ได้แก่ โครงการอาทิตย์ และโครงการลังละบาห์ คาดว่าจะลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกได้ประมาณ 1 ล้านตันคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่าปี และ (2) ตั้งเป้านำไฮโดรเจนเข้ามาผสม 5% ในท่อส่งก๊าซเป็นเชื้อเพลิงผลิตไฟฟ้าในปี 2573
- *กลุ่ม RATCH* มีเป้าหมายลดปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกให้ได้ 15% ในปี 2573 (เทียบกับปีฐาน 2558) โดยเพิ่มน้ำหนักกับเชื้อเพลิงในอนาคต โดยเฉพาะไฮโดรเจน รวมถึงการลงทุน Data center ซึ่งอยู่ระหว่างรอติดตามรูปแบบการลงทุนตามนโยบายรัฐ
- *บมจ.กัลฟ์ เอ็นเนอร์จี ดีเวลลอปเมนท์ (GULF)* ตั้งเป้าเพิ่มสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน 40% ของกำลังการผลิตไฟฟ้าภายในปี 2578 และร่วมทุนกับพันธมิตร (BEG และ ETC) พัฒนาโรงไฟฟ้าขยะอุตสาหกรรม 12 โครงการ กำลังการผลิตรวม 120 เมกะวัตต์ คาดเปิด COD ได้ในปี 2569
- *TPIPP* เปลี่ยนโรงไฟฟ้าถ่านหินเป็นโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงขยะ 100% ภายในปี 2568 ทำให้บริษัทมีโรงไฟฟ้าจากพลังงานทดแทน 100%
- *บมจ.โกลบอล เพาเวอร์ ซินเนอร์ยี่ (GPSC) ร่วมกับ บมจ. พีทีทีโกลบอล เคมิคอล (GC)* พัฒนาระบบ ESS เพื่อเพิ่มความมั่นคงและเพิ่มประสิทธิภาพการจ่ายไฟฟ้าให้แก่อาคารสำนักงานและศูนย์นวัตกรรมและเทคโนโลยีในจังหวัดระยอง
- *บจม. บีกริม เพาเวอร์* จะเพิ่มสัดส่วน Renewable จาก 25% เป็น 50% และพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าแบบผสมผสาน (Hybrid) ในพื้นที่สนามบินอู่ตะเภา พัฒนาระบบกักเก็บพลังงาน และใช้เทคโนโลยี AI ประมวลผลข้อมูลการเดินเครื่องและวิเคราะห์ประสิทธิภาพกำลังการผลิต

Table 6: **แนวโน้มธุรกิจผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนปี 2568-2570 จำแนกตามประเภทเชื้อเพลิง**

	แนวโน้มธุรกิจ	ปัจจัยหนุนการเติบโตและข้อจำกัดการลงทุน	
		ปัจจัยหนุน	ข้อจำกัด
โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์	• เติบโตในเกณฑ์ดีต่อเนื่อง • การลงทุนใหม่ ได้แก่ โครงการผลิตไฟฟ้าติดตั้งบนหลังคาภาคประชาชน และโรงไฟฟ้าชุมชน (Solar hybrid) ตามแผนเดิมและส่วนเพิ่ม (ปี 2565-2573) ได้แก่ โครงการผลิตไฟฟ้าติดตั้งบนพื้นดินและติดตั้งร่วมกับระบบกักเก็บพลังงาน	• ภาครัฐมีนโยบายรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ติดตั้งบนพื้นดินรวม 1,420 เมกะวัตต์ และพลังงานแสงอาทิตย์ติดตั้งบนพื้นดินร่วมกับระบบกักเก็บพลังงาน 300 เมกะวัตต์ • ได้รับการส่งเสริมภายใต้ระบบ Feed-in-Tariff (FiT) (ปี 2565-2573) โดยภาครัฐรับซื้อในอัตรา 2.17 บาทต่อหน่วยสำหรับแบบติดตั้งบนพื้นดิน	• ต้นทุนเทคโนโลยีที่นำมาแปลงเป็นกระแสไฟฟ้ายังค่อนข้างสูง ขึ้นอยู่กับขนาดของโรงไฟฟ้า และประเภทของโซลาร์เซลล์ • ต้นทุนระบบกักเก็บพลังงานยังสูง
โรงไฟฟ้าพลังงานลม	• เติบโตต่อเนื่อง • เป็นโอกาสของนักลงทุนรายใหญ่ที่มีความพร้อมด้านเงินทุน และเทคโนโลยี อีกทั้งพื้นที่ก่อสร้างต้องมีความพร้อมด้านสายส่ง	• รัฐกำหนดเป้าหมายรับซื้อไฟฟ้าภายใต้แผนรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานสะอาดในรูปแบบ FiT (ปี 2564-2573) จำนวน 1,500 เมกะวัตต์ (กำหนดจ่ายไฟฟ้าปีละ 250 เมกะวัตต์) และอีก 1,000 เมกะวัตต์ ในช่วงปี 2571-2573 อัตรารับซื้อ FiT ที่ 3.10 บาทต่อหน่วย ระยะเวลาสนับสนุน 25 ปี	• พื้นที่ที่มีศักยภาพส่วนใหญ่อยู่ในเขตพื้นที่อุทยาน หรือพื้นที่ที่ระบบสายส่งเข้าถึงลำบาก
โรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพ (จากน้ำเสียและพืชพลังงาน)	• เติบโตต่อเนื่อง • การลงทุนใหม่จะมาจากผู้ผลิตที่มีวัตถุดิบและผลิตไฟฟ้าเพื่อใช้ภายในธุรกิจของตนเอง ส่วนที่เหลือจึงขายให้กับ MEA/PEA	• รัฐกำหนดเป้าหมายรับซื้อไฟฟ้าจากก๊าซชีวภาพ (น้ำเสีย/ของเสีย) ภายใต้แผนรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานสะอาดในรูปแบบ FiT (ปี 2564-2573) จำนวน 207 เมกะวัตต์ (กำหนดจ่ายไฟฟ้าภายในปี 2569 เป็นต้นไป) อัตรารับซื้อภายใต้ FiT ที่ 2.07 บาทต่อหน่วย ระยะเวลาสนับสนุน 20 ปี	• ศักยภาพน้ำเสีย/ของเสียไม่เพียงพอต่อการผลิตในเชิงพาณิชย์ อาจทำให้ต้นทุนการผลิตต่อหน่วยยังไม่คุ้มค่าต่อการลงทุน
โรงไฟฟ้าชีวมวล	• เติบโตอย่างค่อยเป็นค่อยไป • การลงทุนส่วนใหญ่เป็นโครงการโรงไฟฟ้าชุมชน และโรงไฟฟ้า SPP hybrid firm เนื่องจากมีความสามารถในการแข่งขันด้านราคา อย่างไรก็ตาม ภาครัฐยังไม่มีแผนรับซื้อเพิ่มเติม	• ปี 2567 รัฐรับซื้อไฟฟ้าจากโครงการโรงไฟฟ้าชุมชน (ชีวมวล) ต่อเนื่อง 100 เมกะวัตต์ • รัฐกำหนดเป้าหมายรับซื้อไฟฟ้าภายใต้แผนรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานสะอาดในรูปแบบ FiT (ปี 2564-2573) จำนวน 390 เมกะวัตต์ ตั้งแต่ปี 2569 เป็นต้นไป	• อาจเผชิญปัญหาการขาดแคลนวัตถุดิบ ทำให้ราคาวัตถุดิบทรงตัวในระดับสูง และยังต้องประมูลแข่งขันเสนอราคาขายไฟฟ้า (Competitive bidding)
โรงไฟฟ้าจากขยะ /ขยะอุตสาหกรรม	• เติบโตต่อเนื่อง • ผู้ประกอบกิจการด้านการกำจัดและคัดแยกขยะ จะมีศักยภาพในการขยายการลงทุนมากกว่า	• รัฐรับซื้อไฟฟ้าจากขยะชุมชนรวม 400 เมกะวัตต์ ภายในปี 2580 (เริ่มรับซื้อปี 2565 กำหนดจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบปี 2568-2569) อัตรารับซื้อ FiT สำหรับผู้ผลิต VSPP ที่ 5.08 บาทต่อหน่วย และ 3.66 บาทต่อหน่วยสำหรับกลุ่ม SPP (ไม่ต้องประมูลแข่งขันด้านราคา) และรับซื้อจากขยะอุตสาหกรรม 44 เมกะวัตต์ภายในปี 2580 • รัฐเพิ่มการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานขยะอุตสาหกรรม ปี 2565-2573 จำนวน 130 เมกะวัตต์ รับซื้อปีละ 100 เมกะวัตต์ และอีก 30 เมกะวัตต์ในปี 2569 อัตรารับซื้อ FiT ที่ 6.08 บาทต่อหน่วย	• การรวบรวมขยะปริมาณมากไม่สามารถทำได้จากพื้นที่เดียวกัน (1 MW ต้องใช้ขยะ 100 ตันต่อวัน) และคุณภาพการคัดแยกขยะยังอยู่ในระดับต่ำอาจทำให้เกิดมลพิษทางอากาศ

Source: ERC, Compiled by Krungsri Research

วิจัยกรุงศรี

ดร.พิมพ์นารา หิรัญกสิ

ผู้บริหารสายงานวิจัยและหัวหน้าทีมวิจัยเศรษฐกิจ

ทีมวิจัยเศรษฐกิจ

สุจิต ชัยวิชญชาติ

ผู้บริหารทีมวิจัยเศรษฐกิจมหภาค

วนิชา ดิเรกอุดมศักดิ์

นักเศรษฐศาสตร์อาวุโส

จุไรลักษณ์ พลศรี

นักเศรษฐศาสตร์อาวุโส (พยากรณ์ตัวเลขเศรษฐกิจ)

ทรรศิน กลิ่นถนอม

นักเศรษฐศาสตร์

กฤตพร ศิริใจชิงกุล

นักเศรษฐศาสตร์

ศุภสิน อิทธิพัทธ์วงศ์

นักเศรษฐศาสตร์

ทีมวิเคราะห์และพัฒนางานวิจัย

ดร.พิมพ์นารา หิรัญกสิ

รักษาการผู้บริหารทีมวิเคราะห์และพัฒนางานวิจัย

ณธัญอร รัตนาธรรมวัฒน์

นักวิจัยอาวุโส

นฤชยา สาตแฟง

นักวิจัย

ปริญญา มิ่งสกุล

นักวิจัย

ชณัฐฐา ธาระรส

นักวิจัย

ทีมบริหารระบบข้อมูลวิจัย

ธมณ เสริญสุขสกุล

เจ้าหน้าที่วิเคราะห์ข้อมูล

เชิดศักดิ์ ศรีชัยตัน

เจ้าหน้าที่วิเคราะห์ข้อมูล

วงศกร แก้วอุดทัง

เจ้าหน้าที่วิเคราะห์ข้อมูล

ทีมวิจัยอุตสาหกรรม

ธเนศ มหัทธนาลัย

ผู้บริหารทีมวิจัยอุตสาหกรรม

พูลสุข นิลกิจศรานนท์

นักวิเคราะห์อาวุโส (Healthcare, Mobile Operators)

ปิยะนุช สถาพงศ์ภักดี

นักวิเคราะห์อาวุโส (Transport & Logistics)

นรินทร์ ตันไพบูลย์

นักวิเคราะห์อาวุโส (Power Generation, Modern Trade, Chemicals, Medical Devices)

เฑียร เทียมศักดิ์

นักวิเคราะห์อาวุโส (Energy, Petrochemicals)

พุทธชาด ลุนคำ

นักวิเคราะห์อาวุโส (Construction Contractors, Construction Materials, Hotels, Industrial Estate)

พัชรา กลิ่นชวนชื่น

นักวิเคราะห์อาวุโส (Real Estate)

ชัยวัช โชวเจริญสุข

นักวิเคราะห์อาวุโส (Agriculture)

ประพันธ์ ลีน้อย

นักวิเคราะห์ (ESG)

ศุภวัฒน์ โชคสวัสดิ์ไพศาล

นักวิเคราะห์ (Automobile, Electronics & Electrical Appliances)

รพีภูมิ ลาภมาก

นักวิเคราะห์ (Agriculture, Food & Beverages)