สถาบันเศรษฐศาสตร์พลังงาน
และการวิเคราะห์ทางการเงิน

วิกฤตที่ซับซ้อนด้านก๊าซของประเทศไทย

ความขัดแย้งในอิหร่านเผยให้เห็นถึงความเปราะบางด้าน LNG ของประเทศไทยเป็นครั้งที่สองในรอบสี่ปี

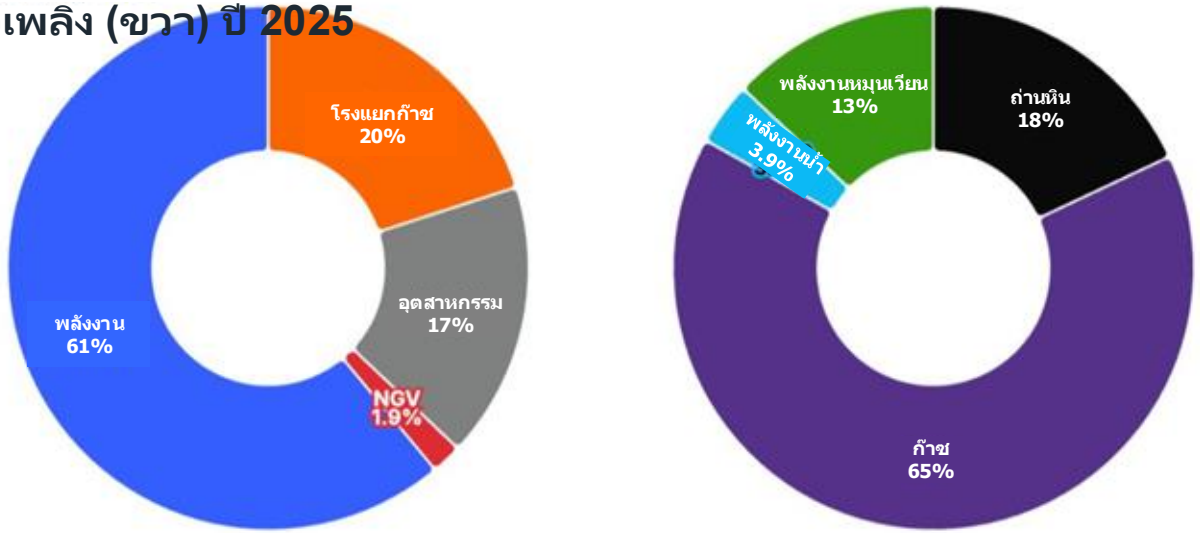
Christopher Doleman

29 เมษายน 2026

ก๊าซฝังรากลึกในระบบเศรษฐกิจไทย

- ประเทศไทยได้พัฒนาอุตสาหกรรมก๊าซในประเทศ ส่วนหนึ่งเพื่อเป็นแนวทางในการลดการพึ่งพาการนำเข้าน้ำมันหลังจากวิกฤตการณ์น้ำมันสองครั้งในช่วงทศวรรษ 1970
- สี่ทศวรรษต่อมา ก๊าซเป็นแหล่งพลังงานที่สำคัญสำหรับการผลิตไฟฟ้า อุตสาหกรรม และเป็นวัตถุดิบสำหรับอุตสาหกรรมปิโตรเคมี
- การปรับปรุงภาคพลังงานให้สอดคล้องกับเป้าหมายการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก NDC3.0 (ลดลง 47% จากระดับปี 2019 ภายในปี 2035) และการบรรลุเป้าหมายการปล่อยก๊าซสุทธิเป็นศูนย์ภายในปี 2050 จะกำหนดให้ประเทศไทยต้องจัดการกับการพึ่งพาก๊าซนี้

รูปที่ 1: สัดส่วนความต้องการใช้ก๊าซของประเทศไทยแยกตามภาคส่วน (ซ้าย) และการผลิตไฟฟ้าแยกตามเชื้อเพลิง (ขวา) ปี 2025



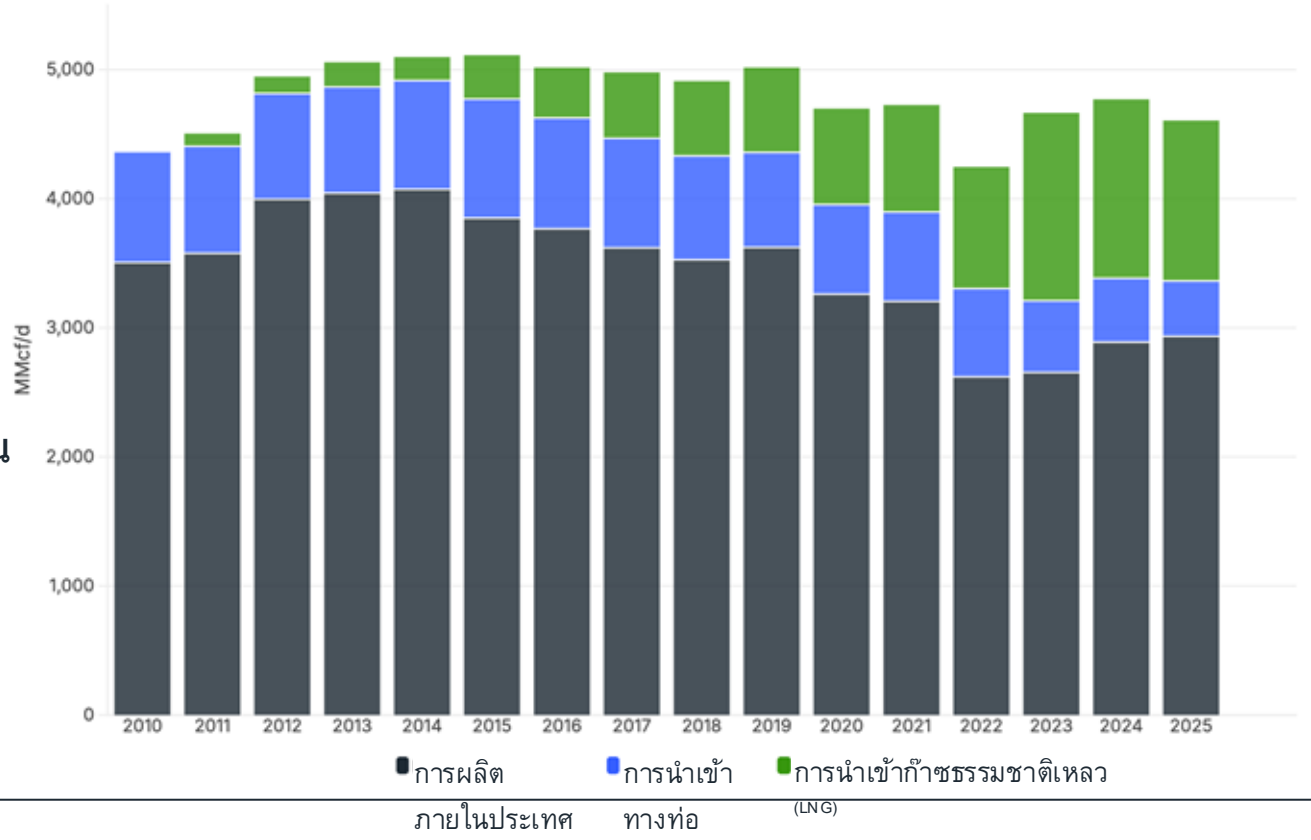
ที่มา: EPPO Ember; การคำนวณของ IEEFA

หมายเหตุ: GSP = โรงงานแยกก๊าซ; NGV = การใช้ยานยนต์ที่ใช้ก๊าซธรรมชาติในภาคการขนส่ง

การผลิตก๊าซที่ลดลงส่งผลให้การพึ่งพา LNG เพิ่มสูงขึ้น

- การผลิตที่ลดลงทำให้สัดส่วนของ LNG ในการจัดหาก๊าซเพิ่มขึ้นเกือบเท่าตัวเป็น 27% ในปี 2025
- ราคา LNG สูงเป็นสองเท่าของราคาจากแหล่งในประเทศ และสูงกว่าการนำเข้าผ่านท่อส่ง 29% ในปี 2025
- รัฐบาลได้ปรับโครงสร้างราคาก๊าซหลายครั้งตั้งแต่ปี 2022 ซึ่งบ่งชี้ว่าเป็นเรื่องยากที่จะกระจายภาระจากส่วนแบ่งที่เพิ่มขึ้นของ LNG ที่มีราคาสูงไปยังผู้มีส่วนได้ส่วนเสียกลุ่มต่าง ๆ
- ผู้บริโภคและรัฐวิสาหกิจด้านสาธารณูปโภคหรือผู้จัดหาก๊าซอาจไม่สามารถแบกรับภาระดังกล่าวได้

การจัดหาก๊าซของประเทศไทยแยกตามแหล่งที่มา

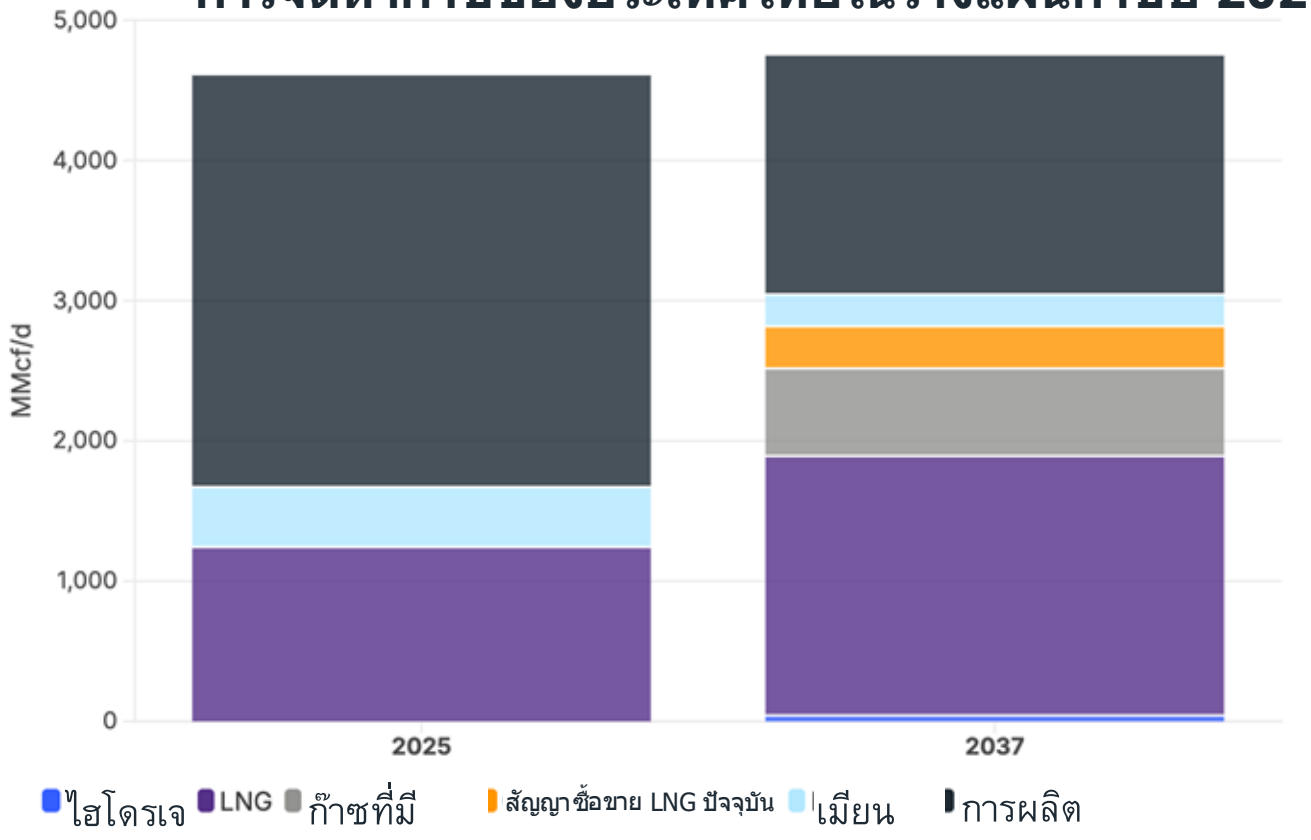


ที่มา: EPPP

แผน PDP อาจเพิ่มความเสี่ยงด้าน LNG อย่างมีนัยสำคัญ

- แม้จะมีความยากลำบากในด้านความสามารถในการจ่าย แต่แผน PDP ล่าสุดยังคงวางแผนสำหรับอนาคตที่ก๊าซยังคงฝังตัวอยู่ในระบบเศรษฐกิจ
- ร่างแผน PDP2024 รวมถึงกำลังผลิตไฟฟ้าใหม่จากก๊าซจำนวน 6.3 กิกะวัตต์
- การดำเนินการตามนี้จะเพิ่มสัดส่วนการนำเข้า LNG จาก 39% ถึง 46% เพิ่มขึ้นจาก 27% ในปัจจุบัน
- หากประเทศไทยกำลังประสบปัญหาในการกระจายต้นทุนของ LNG ในขณะนี้ ประเทศไทยจะจัดการกับสัดส่วนที่เพิ่มขึ้นนี้ได้อย่างไรในอีกไม่กี่ปีข้างหน้า

การจัดหาก๊าซของประเทศไทยในร่างแผนก๊าซปี 2024

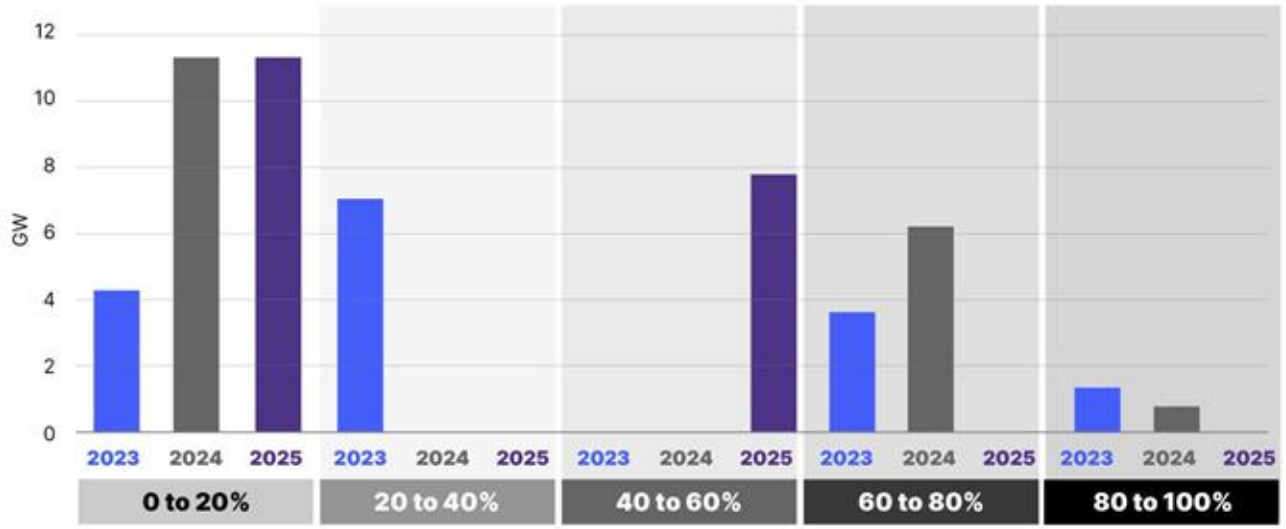


ที่มา: EPPO, การคำนวณโดย IEEFA

อย่างไรก็ตาม สินทรัพย์ด้านก๊าซจำนวนมากของประเทศไทยยังถูกใช้งานต่ำกว่าศักยภาพ

- ตุลาคม 2025: กพช. ระงับการดำเนินงานของโรงไฟฟ้าก๊าซขนาด 4 กิกะวัตต์ และเลื่อนการจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบของโรงไฟฟ้าบูรพาขนาด 0.6 กิกะวัตต์ ออกไปเป็นปี 2029
- คำอธิบายสำหรับการระงับคือสภาวะกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองเกินความต้องการ
- เหตุใดแผน PDP จึงเรียกร้องให้มีการขยายกำลังผลิตจากก๊าซ หากสินทรัพย์ที่มีอยู่เดิมยังถูกใช้งานต่ำกว่าศักยภาพ
- การระงับนี้เป็นโอกาสสำหรับแผน PDP ฉบับถัดไปในการแยกประเทศไทยออกจากการพึ่งพาก๊าซในอนาคต

กำลังการผลิตโรงไฟฟ้า IPP ของประเทศไทย จัดเรียงตามอัตราการใช้ประโยชน์ ปี 2023 ถึง 2025



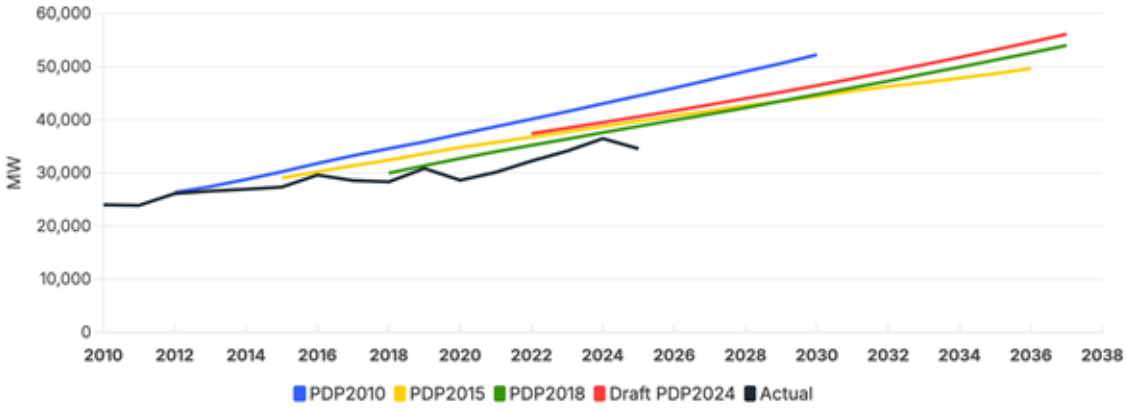
ที่มา: รายงานทางการเงินของบริษัท การคำนวณของ IEEFA

IEEFA

ปัจจัยที่ส่งผลต่อสภาวะกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองล้นเกิน

- **การฟื้นตัวจากโรคระบาดที่ซบเซา:** การสร้างกำลังผลิตที่อ้างอิงจากการคาดการณ์ GDP และความต้องการที่คาดการณ์สูงเกินจริงในแผน PDP
- **กำลังผลิตสำรอง:** การมุ่งเน้นที่การรักษาระดับกำลังผลิตสำรองที่ 15% ด้วยมาตรการการคำนวณกำลังผลิตที่ระมัดระวัง ได้ผลักดันให้กำลังผลิตสำรองพุ่งสูงถึง 70%
- **พลังงานหมุนเวียน:** กำลังผลิตโซลาร์เพิ่มขึ้นเป็นเท่าตัวที่ 7.1 กิกะวัตต์ ในเดือนธันวาคม 2025 และผลผลิตเพิ่มขึ้นเกือบเท่าตัว
- **สภาพอากาศ** เป็นปัจจัยหนึ่งแต่หลักฐานบ่งชี้ว่านี่ไม่ใช่ความผิดปกติที่ขับเคลื่อนด้วยสภาพอากาศในปี 2025 เพียงอย่างเดียว

ความต้องการสูงสุดในอดีตและที่คาดการณ์ไว้ในแผน PDP ฉบับต่าง ๆ



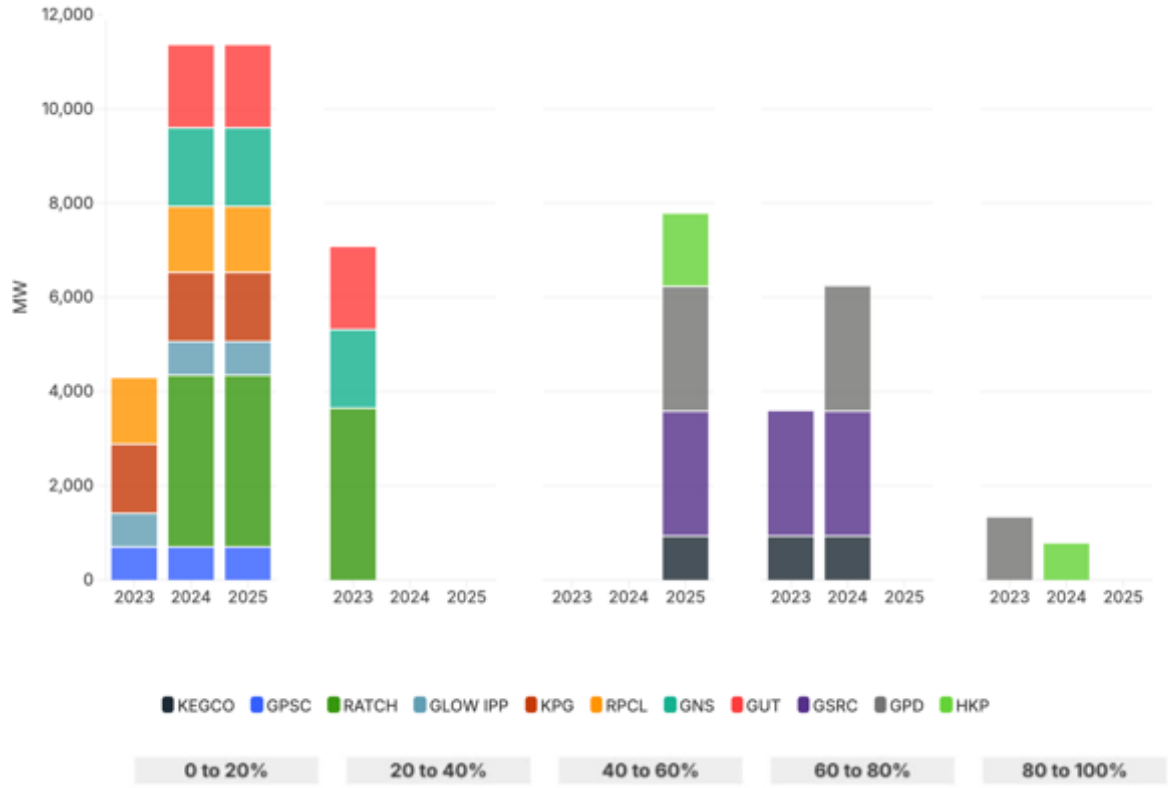
ปริมาณการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์สะสมในประเทศไทยจนถึงปัจจุบัน

เทราวัตต์-ชั่วโมง

การใช้งานต่ำกว่าศักยภาพเป็นปัญหามาตั้งแต่ปี 2023

- ตั้งแต่ปี 2023 โรงไฟฟ้าอิสระ (IPP) ที่ใช้ก๊าซเป็นเชื้อเพลิงจำนวนเจ็ดแห่ง รวม 11 กิกะวัตต์ ถูกใช้งานในอัตราต่ำกว่า 30%; ในปี 2025 การใช้งานลดลงต่ำกว่า 10%
- กฟผ. ภายใต้รูปแบบผู้รับซื้อรายเดียวได้จ่ายเงินให้กับโรงไฟฟ้าเหล่านี้ไปแล้ว 1.59 แสนล้านบาท ตั้งแต่ปี 2023
- ค่าความพร้อมจ่ายในเดือนที่ไม่มีการผลิตไฟฟ้าให้กับสินทรัพย์เหล่านี้ตั้งแต่ปี 2023 สูงเกินกว่า 6.1 หมื่นล้านบาท
- อัตราการใช้ประโยชน์โรงไฟฟ้า "ใหม่" หลายแห่ง (อายุไม่เกินห้าปี) ก็ลดลงเช่นกันในช่วงสามปีที่ผ่านมา

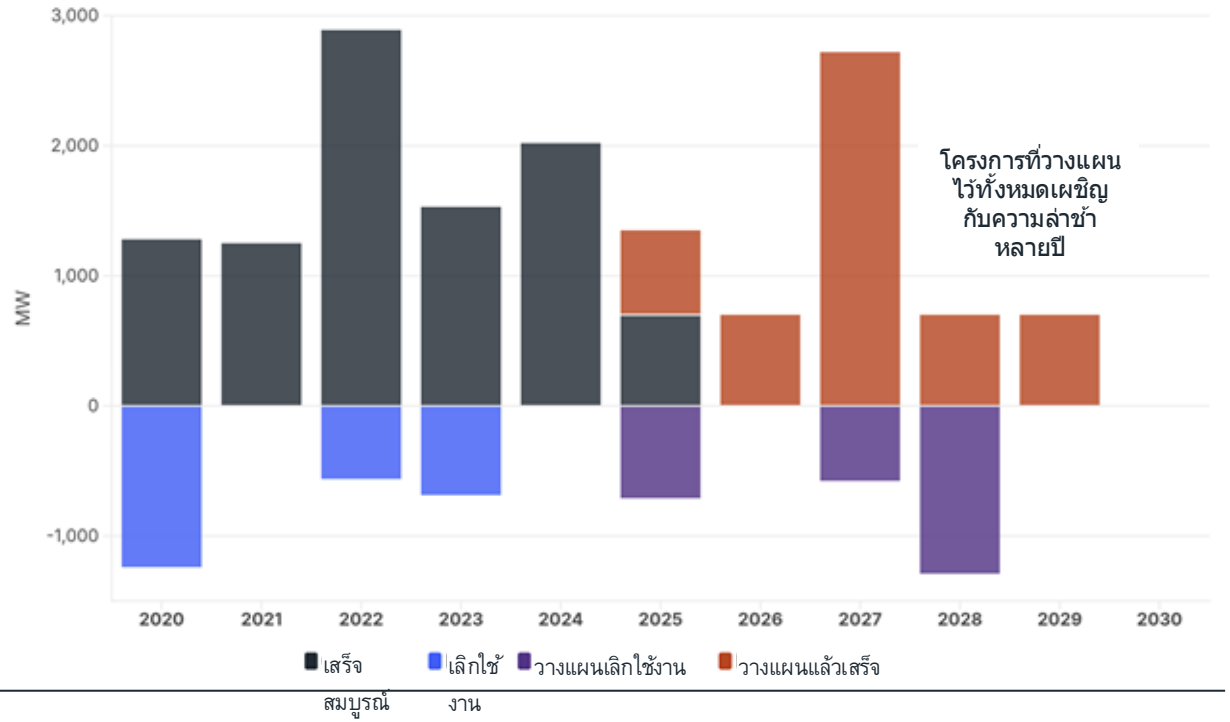
กำลังผลิตของโรงไฟฟ้า IPP จัดตามปัจจัยการใช้งาน ปี 2023 ถึง 2025



โครงการก๊าซหลายโครงการเผชิญกับการล่าช้าและการยกเลิก

- กฟผ. ได้เลื่อนและยกเลิกการประมูลโครงการก๊าซหลายโครงการ (โครงการขยายโรงไฟฟ้าพระนครเหนือ, พระนครใต้, สุราษฎร์ธานี, โรงไฟฟ้าน้ำพองทดแทน, บูรพา)
- การขาดแคลนได้ทำให้ต้นทุนเงินทุนของกังหันก๊าซเพิ่มขึ้นสามเท่าในช่วงสองปีที่ผ่านมา
- เช่นเดียวกับ LNG กังหันก๊าซสำหรับโรงไฟฟ้าฐานขนาดใหญ่อาจกลายเป็นของฟุ่มเฟือยสำหรับผู้ที่ให้ราคาสูงสุดเท่านั้น
- ค่าความพร้อมจ่าย (AP) ในอนาคตมีแนวโน้มที่จะต้องเพิ่มขึ้นเพื่อชำระต้นทุนเงินทุนที่สูงขึ้น
- ค่า AP คิดเป็น 17% ของค่าไฟฟ้าฐานงวดแรกของปี 2026 ของ กฟผ.
- ค่า AP จะต้องเพิ่มสูงขึ้นเพียงใดเพื่อชำระค่าโรงไฟฟ้าก๊าซที่สร้างใหม่ในตลาดที่ขาดแคลนกังหันก๊าซ

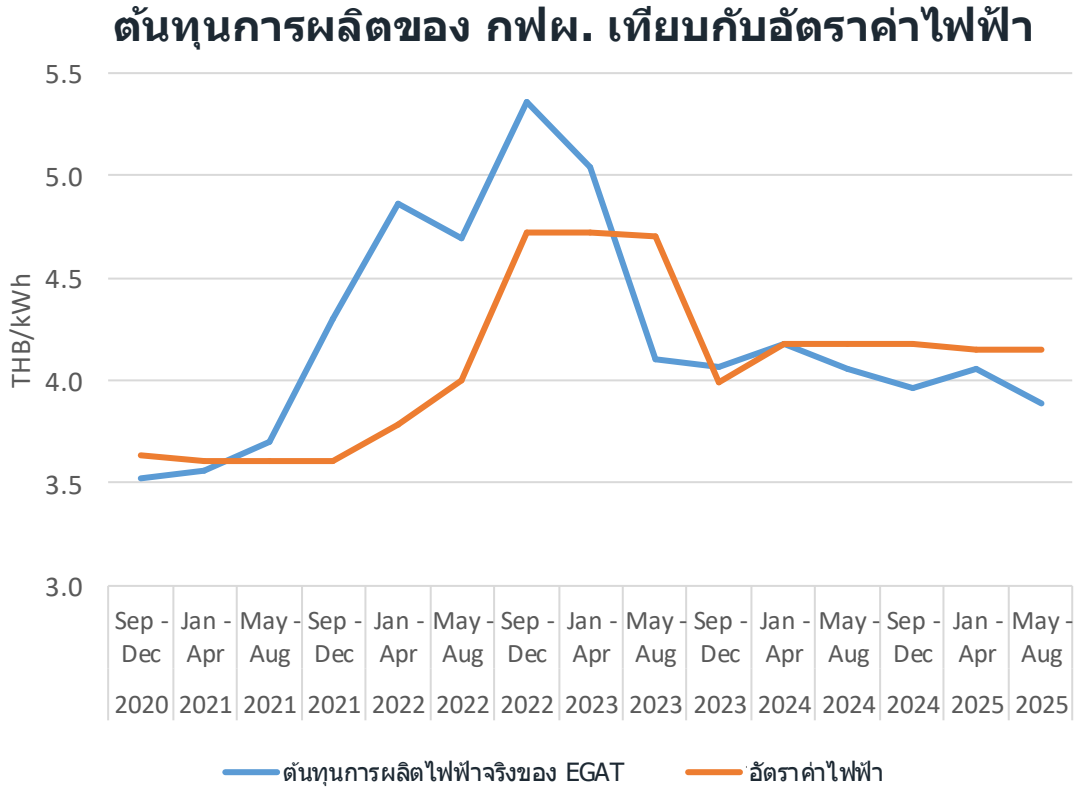
การเพิ่มกำลังผลิตก๊าซล่าสุด โครงการที่นำเสนอ และการปลดระวางในประเทศไทย (2020–2030)



ที่มา: BNEF; IEEFA

ภาระหนี้ที่ยาวนานของ กฟผ. อาจจำกัดการอุดหนุนในอนาคต

- ภาระการอุดหนุนจากวิกฤตพลังงานครั้งล่าสุดพุ่งสูงสุดที่ 1.5 แสนล้านบาท ในปี 2022
- การลดอัตราค่าไฟฟ้าไม่ได้ดำเนินไปในจังหวะเดียวกับต้นทุนเชื้อเพลิงที่ลดลงตั้งแต่ปี 2023 ซึ่งช่วยในการชำระหนี้
- กฟผ. สามารถล้างภาระการอุดหนุนได้มากกว่าครึ่งหนึ่งจนถึงปี 2025 โดยการคงค่าไฟฟ้าไว้สูงกว่าต้นทุนการผลิต
- กฟผ. อยู่ในแนวทางที่จะชำระหนี้คืนได้ภายในปี 2028 ก่อนเกิดการปิดช่องแคบฮอร์มุซ
- จุดอ่อนเชิงโครงสร้างในเศรษฐกิจไทยทำให้ผู้บริโภคมีความสามารถน้อยลงในการรับมือกับการเพิ่มขึ้นของค่าไฟฟ้า

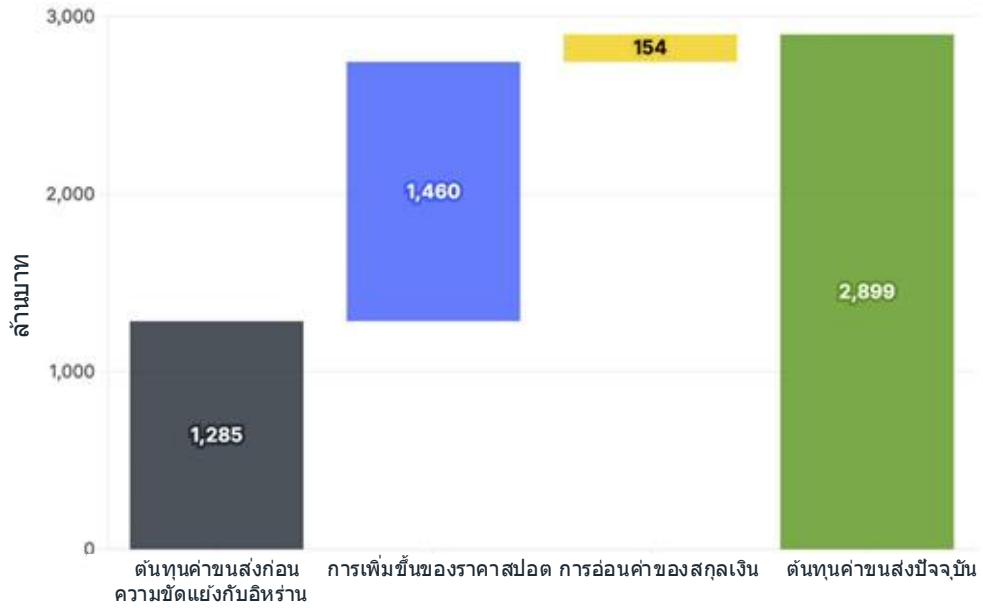


Source: ERC

ความขัดแย้งในอิหร่านเผยให้เห็นว่าราคา LNG นั้นเกินกว่าจะแบกรับได้

- ความไม่แน่นอนยังคงมีอยู่ แต่ตลาด LNG มีแนวโน้มที่จะตึงตัวเป็นเวลาหลายปี
- ต้องมีการจัดหาแหล่งทดแทนสำหรับเที่ยวเรือที่ติดอยู่ทางฝั่งตะวันตกของช่องแคบฮอร์มุซในตลาดจร
- ประเทศไทยมีการจัดหาอย่างน้อยหนึ่งเที่ยวเรือที่ราคา 23.50 ดอลลาร์สหรัฐต่อ MMBtu ซึ่งสูงกว่าราคาก่อนเกิดความขัดแย้งมากกว่าสองเท่า
- ราคาตลาดจรในปัจจุบันอยู่ที่ประมาณ 15 ดอลลาร์สหรัฐต่อ MMBtu ซึ่งสูงกว่าระดับก่อนเกิดวิกฤต 50%
- การอ่อนค่าของสกุลเงินไทยยังมีส่วนทำให้ต้นทุน LNG เพิ่มขึ้นในรูปของสกุลเงินท้องถิ่น
- ท่ามกลางความยากลำบากในการรับมือกับต้นทุน LNG ที่สูงอยู่แล้ว ความขัดแย้งในอิหร่านจะทำให้โจทย์ที่ยากลำบากด้านก๊าซของประเทศไทยรุนแรงขึ้นด้วยราคาที่สูงยิ่งขึ้น

ต้นทุนในการจัดหา LNG แบบซื้อขายทันทีในสกุลเงินของประเทศไทย เพิ่มขึ้นมากกว่าสองเท่าในเดือนมีนาคม 2026



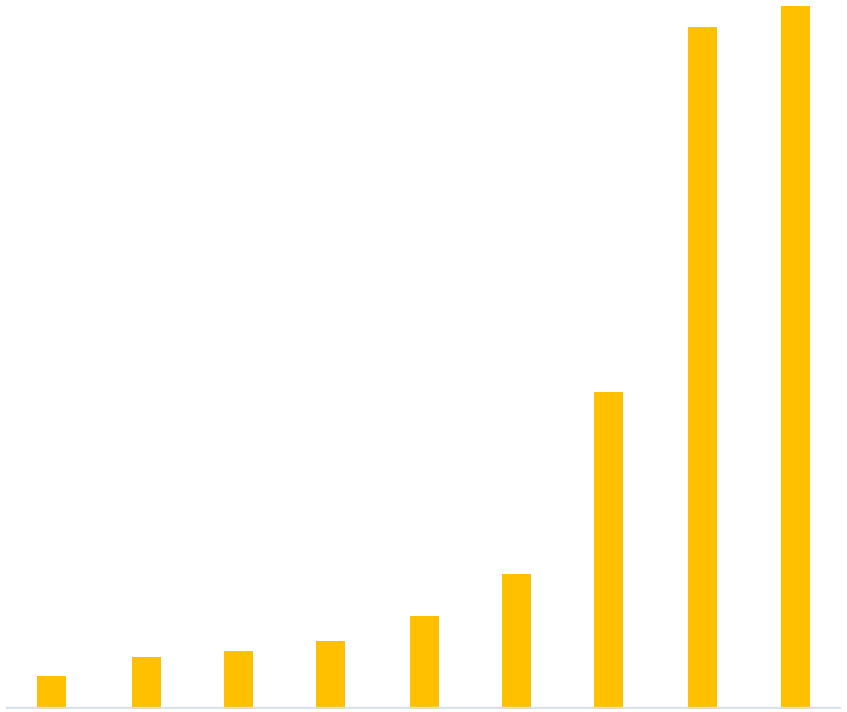
ที่มา: Pacific Exchange Rate Service, Investing.com, รายงานข่าว, การคำนวณของ IEEFA

IEEFA

การเปลี่ยนผ่านจากก๊าซไปสู่โซลาร์สามารถเกิดขึ้นได้รวดเร็วเพียงใด

- การพึ่งพา LNG ในปากีสถานส่งผลให้เกิดความไม่มั่นคงทางพลังงานอย่างรุนแรงและต้นทุนค่าไฟฟ้าที่พุ่งสูงขึ้นอย่างรวดเร็ว
- การจัดหาไฟฟ้าที่ไม่เสถียร อัตราค่าไฟฟ้าที่สูงเกินเอื้อม โครงการหักลบหน่วยไฟฟ้าที่จูงใจ และราคาแผงโซลาร์ที่ต่ำ ได้กระตุ้นให้ผู้บริโภคนำเข้าแผงโซลาร์เพื่อความมั่นคงทางพลังงาน
- การนำเข้าแผงโซลาร์ของปากีสถานเพิ่มขึ้นสี่เท่าตั้งแต่ปี 2022
- ในปี 2023 รัฐบาลกล่าวว่าจะไม่มีการสร้างโรงไฟฟ้าที่ใช้ LNG เป็นเชื้อเพลิงอีกต่อไป
- ในปี 2016 ปากีสถานต้องการเป็นผู้นำเข้า LNG รายใหญ่อันดับสองภายในปี 2025 แต่กลับกลายเป็นตลาดแผงโซลาร์รายใหญ่อันดับหกแทน
- ปากีสถานมีก๊าซส่วนเกินก่อนเกิดความขัดแย้ง
- แผงโซลาร์กำลังลดความรุนแรงและระยะเวลาของเหตุการณ์การตัดไฟฟ้าเมื่อเทียบกับวิกฤตครั้งที่แล้ว

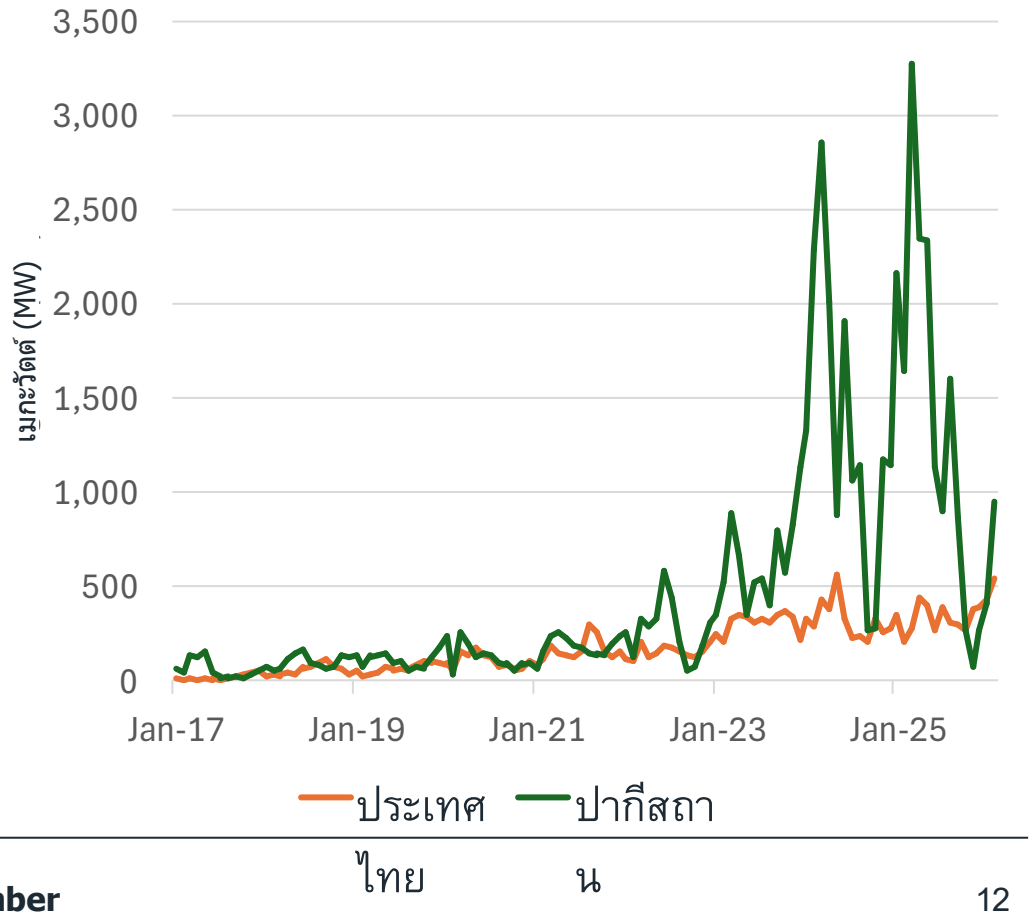
การนำเข้าแผงโซลาร์จากจีนของปากีสถาน



สิ่งนี้สามารถเกิดขึ้นในประเทศไทยได้หรือไม่

- ปากีสถานเป็นตัวอย่างที่รุนแรง แต่ประเทศไทยมีเครื่องมือที่จะเลียนแบบการขยายตัวที่คล้ายคลึงกันจากการติดตั้งโซลาร์ผลิตไฟฟ้าที่เกิดขึ้นฝั่งลูกค้ามากกว่าการขยายตัวที่ขับเคลื่อนโดยการติดตั้งในระดับสาธารณูปโภค
- ต้นทุนแผงต่อหน่วยจากจีนลดลงในขณะนี้ โดยลดลง 66% ตั้งแต่ปี 2022 และ 50% ตั้งแต่ปี 2023
- นโยบายกำลังกำจัดอุปสรรคต่าง ๆ รวมถึง: การยกเลิกข้อกำหนดใบอนุญาตโรงงาน (2024); การขยายการยกเว้นการดัดแปลงอาคารเพื่อติดตั้งโซลาร์รูฟท็อป (2025); และมาตรการจูงใจทางภาษีเงินได้สำหรับแผงโซลาร์ภาคครัวเรือน (2026)

ยอดการนำเข้าแผงโซลาร์จากจีนรายเดือน

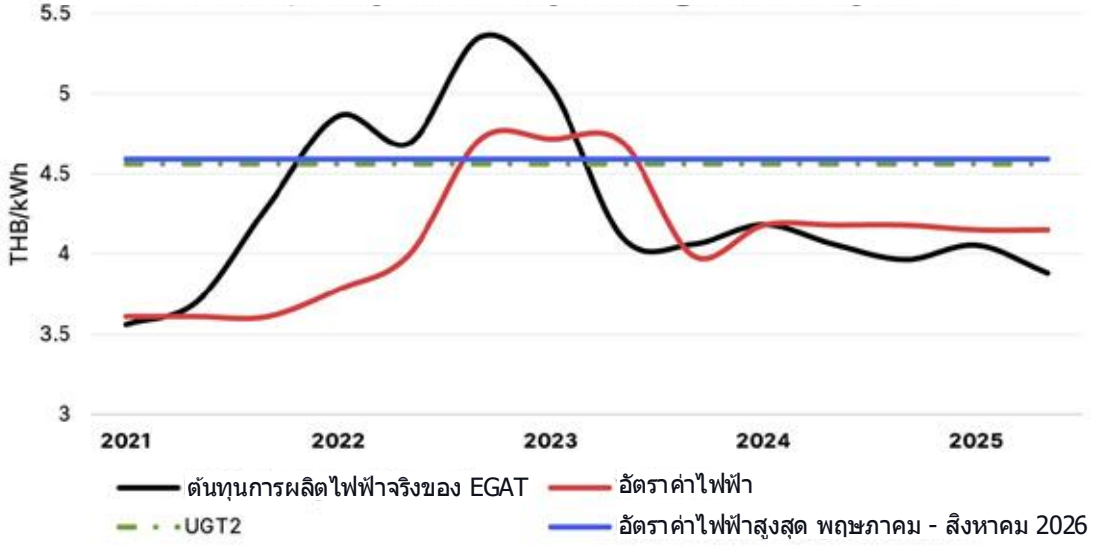


ที่มา: Ember

ผู้บริโภคอาจหันไปใช้โซลาร์เพื่อบรรเทาต้นทุนค่าไฟฟ้าที่เพิ่มสูงขึ้น

- กฟผ. (และ ปตท.) ยังคงอยู่ระหว่างการชำระหนี้คงค้างจากวิกฤตครั้งล่าสุด ซึ่งจะจำกัดความสามารถในการแบกรับภาระต้นทุนของ LNG ที่มีราคาแพง
- อัตราค่าไฟฟ้า UGT2 สอดคล้องกับราคาที่ กฟผ. จำเป็นต้องเรียกเก็บเพื่อให้เป็นไปตามเป้าหมายในการชำระหนี้ให้หมดสิ้น
- ความขัดแย้งในอิหร่านจะขยายปัจจัยลบที่เผชิญกับเศรษฐกิจไทย ซึ่งอาจลดความเต็มใจหรือความสามารถในการจ่ายค่าไฟฟ้าที่สูงขึ้น
- การส่งผ่านต้นทุน LNG ที่สูงขึ้นไปยังค่าไฟฟ้าอาจนำไปสู่การแยกตัวออกจากระบบโครงข่ายเนื่องจากผู้บริโภคที่ถูกบีบคั้นมองหาการใช้แผงโซลาร์เพื่อเพิ่มความสามารถในการจ่ายและความมั่นคงทางพลังงาน

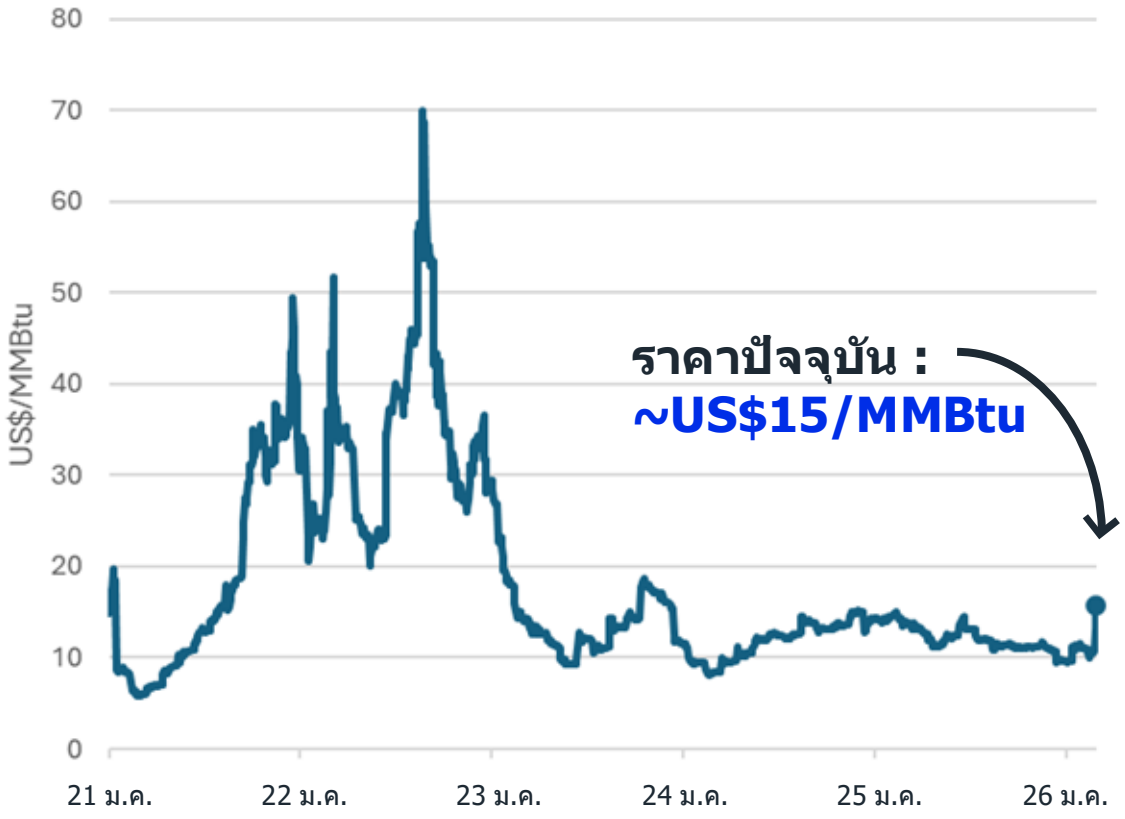
ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าของ EGAT เทียบกับอัตราค่าไฟฟ้าในอดีต อัตรา UGT2 และอัตราค่าไฟฟ้าที่อาจเกิดขึ้นในอนาคต



ที่มา: EGAT, ERC, รายงานข่าว, การคำนวณของ IEEFA

IEEFA

พลังงานหมุนเวียนเป็นเครื่องป้องกันความเสี่ยงที่สำคัญต่อความผันผวนของราคา

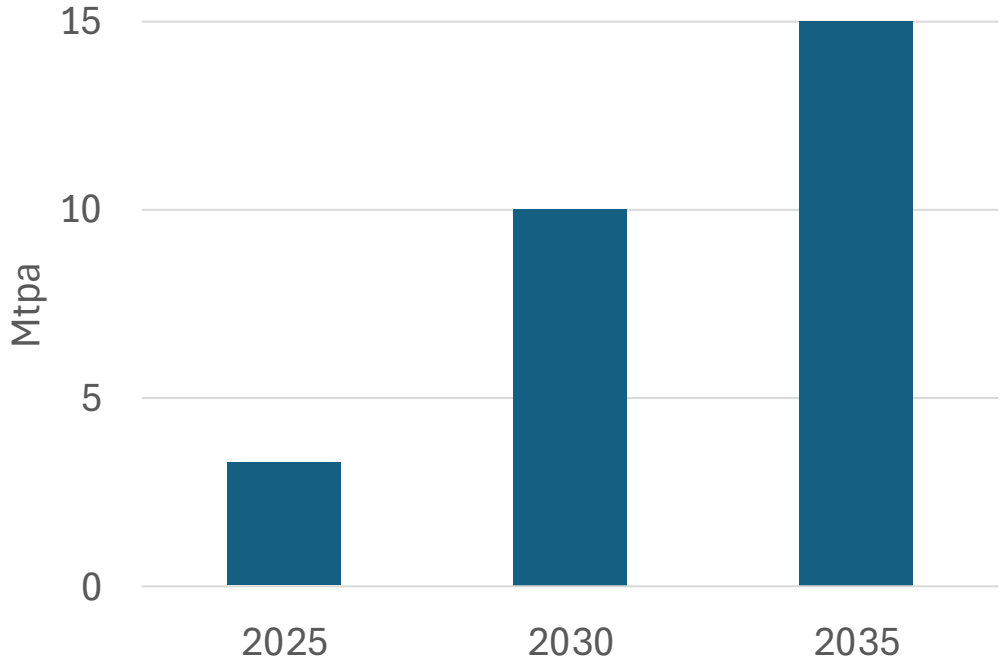


- ที่ราคา 15 ดอลลาร์สหรัฐต่อ MMBtu เที่ยวเรือเพียงลำเดียวมีมูลค่า 56 ล้านดอลลาร์
  - ค่าใช้จ่ายในการนำเข้าเชื้อเพลิงรวมต่อปีสำหรับโรงไฟฟ้า LNG หนึ่งแห่ง: 900 ล้านดอลลาร์
  - ต้นทุนการผลิต 130 ดอลลาร์สหรัฐต่อเมกะวัตต์ชั่วโมง (MWh)
- ต้นทุนเฉลี่ยทั่วโลกสำหรับพลังงานลมบนบกคือ 40 ดอลลาร์สหรัฐต่อ MWh; 39 ดอลลาร์สหรัฐต่อ MWh สำหรับโซลาร์เซลล์; และ 60 ดอลลาร์สหรัฐต่อ MWh สำหรับโซลาร์เซลล์พร้อมระบบ BESS
- โซลาร์ขนาด 7.1 กิกะวัตต์ เพียงพอที่จะชดเชยการนำเข้า LNG ได้ 1.3 เที่ยวเรือต่อเดือน และลดความต้องการเชื้อเพลิงลงมูลค่า 76 ล้านดอลลาร์
- ในขณะที่ LNG ส่งผลให้ต้นทุนค่าไฟฟ้าสูงขึ้น ความไม่มั่นคงทางพลังงาน และความตึงเครียดทางการเงิน สำหรับตลาดเกิดใหม่ โซลาร์ + BESS กำลังกลายเป็นทางเลือกที่ถูกกว่าและเป็นไปได้จริง

ความทะเยอทะยานในการค้า LNG ของ ปตท. จะเพิ่มความเสี่ยงด้าน LNG

- ปตท. กำลังทุ่มงบประมาณ 94% ของแผนงบลงทุน (CAPEX) ปี 2026-2030 ไปกับการพัฒนาที่เกี่ยวข้องกับก๊าซ (สูงถึง 7.2 หมื่นล้านบาท) รวมถึง :
  - ความทะเยอทะยานที่จะเพิ่มพอร์ตโฟลิโอ LNG เป็น 15 ล้านตันต่อปีในปี 2035
  - คลังรับก๊าซ LNG LMPT-3 (8 ล้านตันต่อปี) ที่อยู่ระหว่างการก่อสร้าง
- การตั้งเป้าเพื่อเลียนแบบรูปแบบการขายต่อของประเทศญี่ปุ่น
- สร้างขึ้นบนสมมติฐานที่ว่าเอเชีย โดยเฉพาะเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ จะเป็นแรงขับเคลื่อนสำคัญสำหรับการเติบโตของอุปสงค์ LNG ทั่วโลก
- อย่างไรก็ตาม วิกฤตครั้งนี้กำลังสร้างแรงกดดันขาลงอย่างมีนัยสำคัญต่อทิศทางอุปสงค์ LNG ในอนาคต

ความทะเยอทะยานของ ปตท. ในการเป็นผู้ค้า LNG ระดับโลก



ที่มา: ปตท., รายงานข่าว, IEEFA

วิกฤตนี้กำลังปลูกเมล็ดพันธุ์ของการทำลายอุปสงค์ (Demand Destruction) หรือไม่

ความพยายามอย่างเด่นชัดในการลดความเสี่ยงจาก LNG ในเอเชียตั้งแต่เดือนมีนาคม 2026

Vingroup ของเวียดนามวางแผนที่จะเปลี่ยนวัตถุประสงค์โครงการโรงไฟฟ้า LNG ขนาด 4.8 กิกะวัตต์	Sinopec ของจีนยกเลิกโครงการขยาย LNG	ไต้หวันตั้งเป้าที่จะเริ่มเดินเครื่องเตาปฏิกรณ์นิวเคลียร์ขนาด 3.84 กิกะวัตต์ อีกครั้งภายในปี 2028	เกาหลีใต้เริ่มเดินเครื่องนิวเคลียร์ขนาด 4.75 กิกะวัตต์ อีกครั้งภายในพฤษภาคม 2026 และเร่งรัดพลังงานหมุนเวียน 7 กิกะวัตต์ และระบบกักเก็บพลังงาน 1.3 กิกะวัตต์
5 ล้านตันต่อปี	**1 ล้านตันต่อปี**	**3 ล้านตันต่อปี**	**6 ล้านตันต่อปี**

ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่ออุปสงค์ LNG ในระยะยาว
15 ล้านตันต่อปี

ท่ามกลางพัฒนาการเหล่านี้ ปตท. ควรทุ่มเทเงินทุนและทรัพยากรที่มีอยู่อย่างจำกัดเพื่อขยายความเสี่ยงด้าน LNG หรือไม่

บทสรุป

การใช้ประโยชน์สินทรัพย์ที่มีอยู่น้อยเกินไป ต้นทุนการจัดหาก๊าซที่เพิ่มขึ้น และต้นทุนเงินทุนที่พุ่งสูงขึ้น กำลังท้าทายแผนการขยายการใช้ก๊าซของประเทศไทย

ความขัดแย้งในอิหร่านกำลังทำให้ความท้าทายเหล่านี้รุนแรงยิ่งขึ้น จุดอ่อนเชิงโครงสร้างในเศรษฐกิจจะท้าทายความสามารถของประเทศไทยในการแบกรับราคา LNG ที่สูงขึ้น

วิกฤตในปัจจุบันเป็นโอกาสในการส่งมอบแผน PDP และนโยบายที่ให้ความสำคัญกับพลังงานหมุนเวียน และนำระบบพลังงานของประเทศไทยไปสู่เส้นทางที่น่าเชื่อถือสู่การปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิเป็นศูนย์

ขอบคุณ

ข้อมูลติดต่อ

Christopher Doleman

cdoleman@ieefa.org