

SCB EIC Industry insight

POWER OVERVIEW

อุตสาหกรรมโรงไฟฟ้าปี 2024 เติบโตสอดรับไปกับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่ฟื้นตัวตามเศรษฐกิจ ท่ามกลาง Ft ที่มีแนวโน้มลดลงจากปัจจัยด้านนโยบายรัฐ ในระยะกลางโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนเติบโตได้ดี ตามแรงหนุน ESG & Net zero pathway

Oct 2023

SCB EIC

Contents



Executive summary หน้า 03



ความต้องการไฟฟ้าของไทย
และนโยบายด้านไฟฟ้าของรัฐ หน้า 05

โครงสร้าง Pool gas
และแนวโน้มค่า Ft จาก
นโยบายรัฐ หน้า 09

โอกาสของไทยจากการ
ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน
Renewable Energy (RE) หน้า 15



ประเด็น ESG เป็นแรงกดดัน
ให้โรงไฟฟ้าปรับตัว หน้า 24

โอกาสจาก Green
(Sustainable) Bond
& Loan และ มาตรการ
Thailand Taxonomy
ระยะที่ 1 หน้า 29

The information contained in this report has been obtained from sources believed to be reliable. However, neither we nor any of our respective affiliates, employees or representatives make any representation or warranty, express or implied, as to the accuracy or completeness of any of the information contained in this report, and we and our respective affiliates, employees or representatives expressly disclaim any and all liability relating to or resulting from the use of this report or such information by the recipient or other persons in whatever manner.

Any opinions presented herein represent our subjective views and our current estimates and judgments based on various assumptions that may be subject to change without notice, and may not prove to be correct.

This report is for the recipient's information only. It does not represent or constitute any advice, offer, recommendation, or solicitation by us and should not be relied upon as such. We, or any of our associates, may also have an interest in the companies mentioned here in.

Key summary



ความต้องการใช้ไฟฟ้าในไทยยังคงเติบโตตามการเติบโตของเศรษฐกิจ โดยแนวโน้มไฟฟ้าในระบบทยอยเพิ่มสัดส่วนมากขึ้น ส่วนหนึ่งมาจากการผลิตไฟฟ้าใช้เอง โดยเฉพาะในกลุ่มพลังงานหมุนเวียน ทั้งนี้คาดว่าจะการใช้ไฟฟ้าทั้งในและนอกระบบการไฟฟ้าจะขยายตัว 3.5%YOY ในปี 2024 ขณะที่ค่า Ft ของไทยมีทิศทางปรับลดลงมาต่อเนื่องหลังจากขึ้นไปทำสถิติสูงสุดในช่วงต้นปี 2023 ทั้งนี้**มีความเป็นไปได้ที่ Ft ของไทยในปี 2024 อาจอยู่ในระดับต่ำ หนุนให้ค่าไฟฟ้าอยู่ต่ำกว่า 4 บาทต่อหน่วย** หากรัฐบาลยังคงให้เลื่อนการจ่ายคืน AF พร้อมกดดันให้ Pool gas price อยู่ในระดับต่ำ ด้วยการเพิ่มปริมาณ Gulf gas โดยการลดลงของค่า Ft คาดว่าจะส่งผลต่อรายได้ของโรงไฟฟ้าที่รายได้อ้างอิงกับค่า Ft เช่น IU & Private PPA, SPP (Non-firm) แต่ผลกระทบจะถูกลดทอนลงและไม่รุนแรงเหมือนในปี 2022 เนื่องจาก Ft ลดลงสอดคล้องกับต้นทุนพลังงานก๊าซที่ลดลง (แม้ระยะสั้นจะเผชิญความเสี่ยงจาก 1. Geopolitics โดยเฉพาะจากเหตุการณ์อิสราเอล-ปาเลสไตน์ ส่งผลกระทบต่อราคาก๊าซโลกอาจไม่ทยอยลดลงตามคาด ทั้งนี้หากราคา JKM เพิ่มขึ้นมากกว่าคาดในทุก 1 ดอลลาร์สหรัฐ/mmBTU อาจส่งผลให้ค่า Ft เพิ่มขึ้นจากคาดการณ์เดิมราว 2-3 สตางค์/หน่วย และ 2. ค่าเงินบาทที่อาจอ่อนค่ากว่าคาด ซึ่งจะกระทบต่อต้นทุนการนำเข้าก๊าซเพื่อนำมาใช้ผลิตไฟฟ้า)

แนวโน้มในระยะกลาง (ปี 2025-2027) ความต้องการใช้ไฟฟ้ายังมีแนวโน้มเติบโตเฉลี่ยอยู่ที่ 3.3% ต่อปี (CAGR) หนุนธุรกิจโรงไฟฟ้า อย่างไรก็ดี กลุ่มโรงไฟฟ้าจากพลังงานฟอสซิลมีความเสี่ยงที่จะถูกกดดันมากขึ้น จากกระแสการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก เช่น โรงไฟฟ้าถ่านหิน และโรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติที่มีประสิทธิภาพต่ำ ที่ต้องปรับตัวให้สอดคล้องกับกระแสของโลก รวมถึงสอดคล้องไปกับแนวทาง Taxonomy ที่เริ่มดำเนินการในกลุ่มพลังงานแล้ว



การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในไทยยังมีแนวโน้มเติบโต โดยเฉพาะในกลุ่มนอกระบบการไฟฟ้า (ช่วง 10 ปีที่ผ่านมาปริมาณการใช้ไฟฟ้าจากทั้งในและนอกระบบการไฟฟ้าขยายตัวราว 17% ต่อปี และในปี 2023 คาดว่าจะขยายตัวได้ต่อเนื่องที่ 12%) ปัจจัยสำคัญมาจากการเติบโตอย่างก้าวกระโดดของกลุ่มพลังงานแสงอาทิตย์ ทั้งจากกลุ่มที่ผลิตเพื่อขายลูกค้าโดยตรง (Private PPA) และกลุ่มที่ผลิตไฟฟ้าเพื่อใช้เอง **แนวโน้มในระยะข้างหน้า คาดว่าจะยังเติบโตได้ต่อเนื่อง หากพิจารณาจากแผน PDP ใหม่ที่คาดว่าจะเปิดเผยในปี 2024 กำลังการผลิตของกลุ่มแสงอาทิตย์และพลังงานลมเพิ่มขึ้นอย่างมากจากแผนเดิม (PDP2018Rev1) ขณะที่การผลิตไฟฟ้าจาก Biomass/Gas/Waste มีข้อจำกัดในการเติบโต** เนื่องจากในปัจจุบันวัตถุดิบที่นำมาผลิตไฟฟ้าสามารถนำไปใช้ในอุตสาหกรรมอื่น ๆ ที่มีมูลค่าสูงกว่าได้ ผนวกกับราคารับซื้อไฟ PPA ยังไม่จูงใจ

การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในต่างประเทศก็มีโอกาสเติบโต ทั้งพลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลม (ส่วนหนึ่งมาจากเป้าหมายการลด GHG และ Net zero pathway ของหลายประเทศทั่วโลก) ซึ่งอาจเป็นโอกาสสำหรับผู้ประกอบการไทยในการลงทุนในตลาดต่างประเทศ เช่น อินเดียสำหรับกลุ่มพลังงานแสงอาทิตย์ เวียดนามและไต้หวันสำหรับกลุ่มพลังงานลม เป็นต้น

Key summary



ESG ISSUE ของโรงไฟฟ้าจะมุ่งเน้นไปที่ประเด็นด้านสิ่งแวดล้อม (Environment) เนื่องจากความต้องการไฟฟ้าที่เติบโตอย่างต่อเนื่อง ส่งผลให้มีการผลิตไฟฟ้าเพิ่มขึ้นด้วย ซึ่งในปัจจุบันพลังงานที่ใช้ผลิตไฟฟ้าส่วนใหญ่มาจากเชื้อเพลิงฟอสซิล และยังมีการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตไฟฟ้าทั่วโลกมากถึง 31% ขณะที่ไทยมีสัดส่วนการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตไฟฟ้าประมาณ 24% ทั้งนี้จากแรงกดดันด้านสิ่งแวดล้อมนำมาสู่เป้าหมาย Net zero emission ทั่วโลก รวมถึงประเทศไทย ทำให้ผู้ผลิตไฟฟ้าในไทยได้มีการปรับตัวให้การผลิตไฟฟ้ามีการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกและเพิ่มสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน และยกเลิกการสร้างโรงไฟฟ้าถ่านหิน รวมไปถึงการนำเทคโนโลยีใหม่ ๆ มาใช้ประกอบการผลิตไฟฟ้าในช่วงการเปลี่ยนผ่าน เช่น CCUS, Low-carbon hydrogen และ Ammonia, Energy storage system, Fuel cell และ Nuclear เป็นต้น

ภาคการเงินทั่วโลกและไทยตอบรับนโยบาย ESG โดยส่งเสริม Green (Sustainable) Bond & Loan ให้กับโครงการพลังงานหมุนเวียน และนำ Taxonomy มาใช้สำหรับการจัดกลุ่มกิจกรรมที่ส่งผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมและปล่อยก๊าซเรือนกระจกอย่างจริงจัง โดยไทยได้เริ่มนำ Thailand Taxonomy ระยะที่ 1 มาใช้แล้วในภาคการขนส่ง และภาคการผลิตไฟฟ้า



ความต้องการไฟฟ้าของไทยและนโยบายด้านไฟฟ้าของรัฐบาล

ความต้องการใช้ไฟฟ้าในไทยยังคงเติบโตตามการฟื้นตัวของเศรษฐกิจ โดยปริมาณการใช้ไฟฟ้า (ในและนอกระบบการไฟฟ้า) ในปี 2024 ขยายตัว 3.5%YOY ทั้งนี้การไฟฟ้านอกระบบทยอยเพิ่มสัดส่วนมากขึ้น โดยเฉพาะการผลิตไฟฟ้าใช้เองจากพลังงานหมุนเวียน ขณะที่ค่า Ft ของไทยคาดว่าจะมีแนวโน้มลดลง (หลังจากเพิ่มขึ้นทำสถิติสูงสุดในช่วงต้นปี 2023) ตามปัจจัยสำคัญจากนโยบายรัฐ ท่ามกลางราคาก๊าซธรรมชาติในระยะกลางที่ทยอยลดลง (แม้ระยะสั้นจะเผชิญความเสี่ยงด้าน Geopolitics) ในระยะกลาง (ปี 2024-2027) ความต้องการใช้ไฟฟ้ายังมีแนวโน้มเติบโตอยู่ที่เฉลี่ย 3.3% ต่อปี (CAGR) หนุนธุรกิจโรงไฟฟ้า อย่างไรก็ดี การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานฟอสซิลมีความเสี่ยงที่จะถูกกดดันมากขึ้นจากเส้นทาง การลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก (GHG) ของโลก รวมถึงไทย เช่น โรงไฟฟ้าถ่านหิน และโรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติที่มีประสิทธิภาพต่ำ

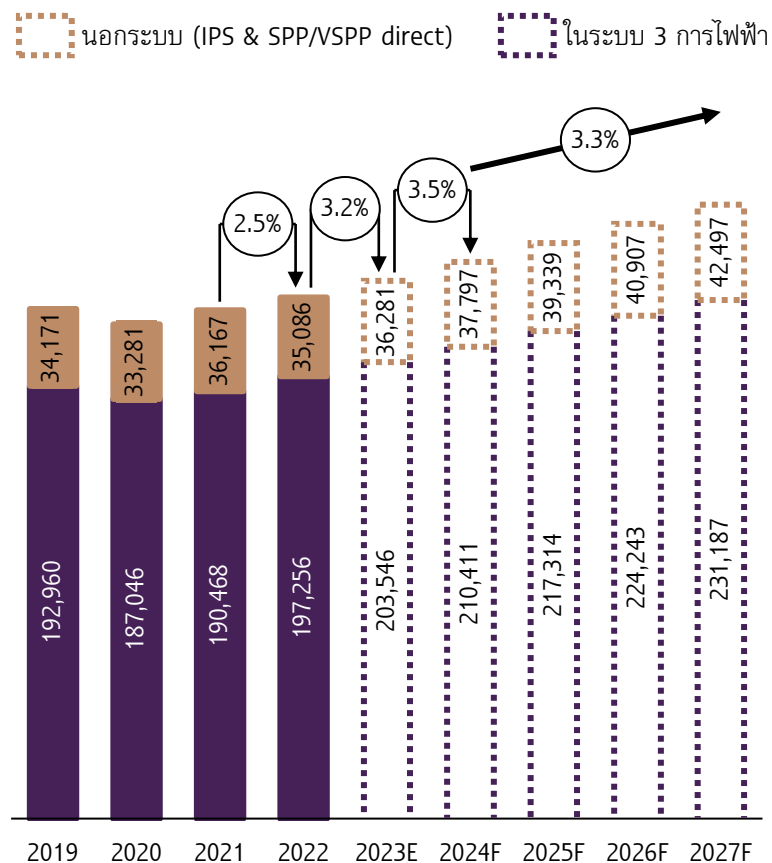
ความต้องการไฟฟ้าในไทยเติบโตอย่างต่อเนื่อง คาดว่าในปี 2024 จะขยายตัว 3.5% ขณะที่ค่า Ft มีทิศทางปรับลดลงจากการแทรกแซงของภาครัฐ

ภาพรวมภาวะธุรกิจ

- ความต้องการใช้ไฟฟ้าในไทยยังคงเติบโตตามการเติบโตของเศรษฐกิจ โดยแนวโน้มไฟฟ้าในระบบทยอยเพิ่มสัดส่วนมากขึ้น ส่วนหนึ่งมาจากการผลิตไฟฟ้าใช้เอง โดยเฉพาะในกลุ่มพลังงานหมุนเวียน ทั้งนี้คาดว่าจะการใช้ไฟฟ้าทั้งในและนอกระบบการไฟฟ้าจะขยายตัว 3.5%YOY ในปี 2024
- ค่า Ft ของไทยมีทิศทางปรับลดลงมาต่อเนื่องหลังจากขึ้นไปทำสถิติสูงสุดในช่วงต้นปี 2023 ผลจากราคาพลังงานโลกที่ทยอยลดลงและการเข้ามาดูแลค่าไฟฟ้าของภาครัฐ ทั้งนี้มีความเป็นไปได้ที่ Ft ของไทยในปี 2024 อาจอยู่ในระดับต่ำ หนุนให้ค่าไฟฟ้าอยู่ต่ำกว่า 4 บาทต่อหน่วย หากรัฐบาลยังคงให้เลื่อนการจ่ายเงิน AF พร้อมกดดันให้ Pool gas price อยู่ในระดับต่ำ ด้วยการเพิ่มปริมาณ Gulf gas (ซึ่งเป็นแหล่งก๊าซราคาถูก)
- การลดลงของค่า Ft อาจส่งผลกระทบต่อรายได้ของโรงไฟฟ้าในกลุ่มที่รายได้อ้างอิงกับค่า Ft เช่น IU & Private PPA, SPP (Non-firm) และโรงไฟฟ้า RE บางสัญญา อย่างไรก็ตาม ผลกระทบจะถูกลดทอนลงและไม่รุนแรงเหมือนในปี 2022 เนื่องจาก Ft ที่ลดลงสอดคล้องไปกับต้นทุนพลังงานก๊าซที่ลดลงจากช่วงปี 2022 (แม้ระยะสั้นจะเผชิญความเสี่ยงด้าน Geopolitics โดยเฉพาะจากเหตุการณ์อิสราเอล-ปาเลสไตน์)
- แนวโน้มในระยะกลาง (ปี 2025-2027) ความต้องการใช้ไฟฟ้ายังมีแนวโน้มเติบโตเฉลี่ยอยู่ที่ 3.3% ต่อปี (CAGR) หนุนธุรกิจโรงไฟฟ้า แต่การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานฟอสซิลมีความเสี่ยงที่จะถูกกดดันมากขึ้นจากกระแสการพยายามลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก ซึ่งอาจส่งผลกระทบต่อรายได้ของโรงไฟฟ้าในกลุ่มดั้งเดิม โดยเฉพาะโรงไฟฟ้าถ่านหิน และอาจยังรวมถึงโรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติที่มีประสิทธิภาพต่ำหรือมีการปล่อย GHG สูง อาจต้องปรับตัวในสอดคล้องกับกระแสของโลก รวมถึงสอดคล้องไปกับแนวทาง Taxonomy ที่เริ่มดำเนินการในกลุ่มพลังงานแล้ว

ปริมาณการใช้ไฟฟ้าของไทยรายปี

หน่วย : GWh



ประเด็นสำคัญที่จะส่งผลกระทบต่อภาวะธุรกิจ (Key themes to monitor)

- นโยบายด้านพลังงานของรัฐบาลไทย ซึ่งอาจมีผลกระทบต่อค่า Ft และต้นทุนก๊าซเพื่อการผลิตไฟฟ้า อาทิ การปรับโครงสร้างก๊าซธรรมชาติ และการแก้ปัญหาหนี้ของ EGAT (AF) ที่รอการชำระคืน
- แผน PDP ใหม่ ที่คาดว่าจะเผยแพร่ภายในปี 2024 โดยเฉพาะการเปลี่ยนแปลงใน Energy mix ที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า
- นโยบายและแผนการดูแลการปล่อย GHG ของทั้งโลกและไทย
- ความเสี่ยง Geopolitical ที่อาจส่งผลกระทบต่อราคาก๊าซธรรมชาติ ซึ่งอาจกระทบต้นทุนของโรงไฟฟ้าจากก๊าซ

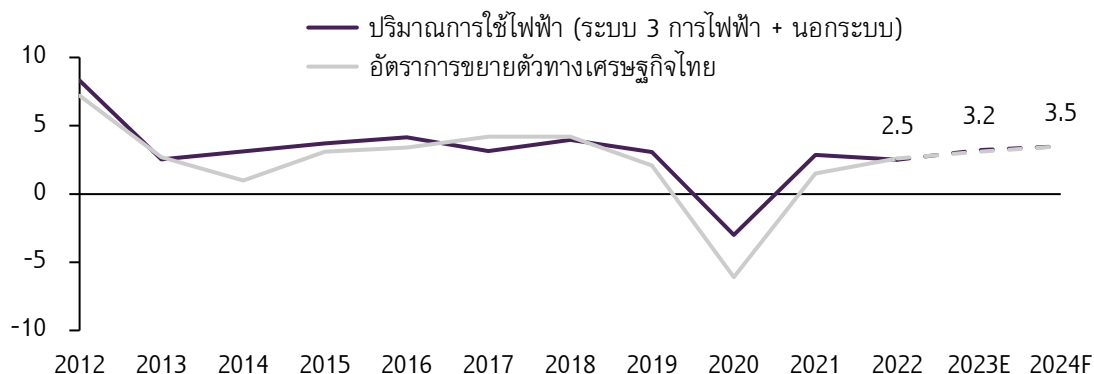
กลุ่มโรงไฟฟ้าที่อาจได้รับผลกระทบจากประเด็นสำคัญข้างต้น

- โรงไฟฟ้าในกลุ่มที่รายได้อ้างอิงกับค่า Ft เช่น IU & Private PPA, SPP (Non-firm) โดยเฉพาะกลุ่มที่ใช้ก๊าซ เนื่องจากความเสี่ยง Geopolitical อาจกดดันราคาก๊าซที่เป็นต้นทุนหลัก
- การปรับตัวด้านสิ่งแวดล้อมของโรงไฟฟ้ากลุ่มฟอสซิล โดยเฉพาะโรงไฟฟ้าถ่านหิน

ความต้องการใช้ไฟฟ้าในไทยยังคงเติบโตตามเศรษฐกิจ โดยแนวโน้มการใช้ไฟฟ้านอกกรอบทยอยเพิ่มสัดส่วนมากขึ้น ส่วนหนึ่งมาจากการผลิตไฟฟ้าใช้เอง โดยเฉพาะในกลุ่มพลังงานหมุนเวียน

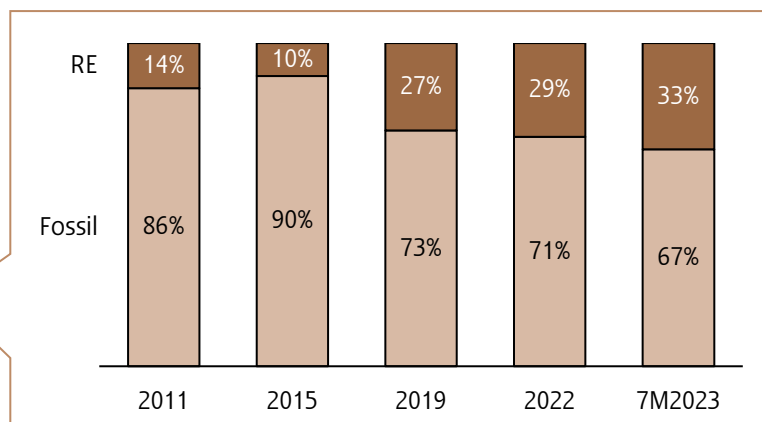
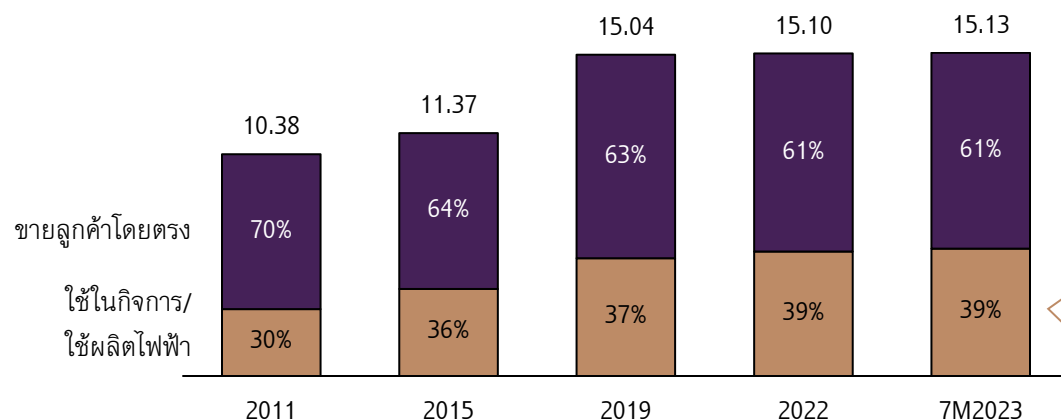
เศรษฐกิจที่กลับมาเร่งตัวช่วยหนุนความต้องการใช้ไฟฟ้าโดยรวม

หน่วย : อัตราการขยายตัว % ต่อปี



การใช้ไฟฟ้านอกกรอบมีสัดส่วนเพิ่มขึ้นจากการผลิตเพื่อใช้เองเป็นสำคัญ

หน่วย : % ของปริมาณการใช้ไฟฟ้าทั้งหมด นับรวมจากระบบ 3 การไฟฟ้าและนอกกรอบ1/ (IPS & SPP/VSP direct)



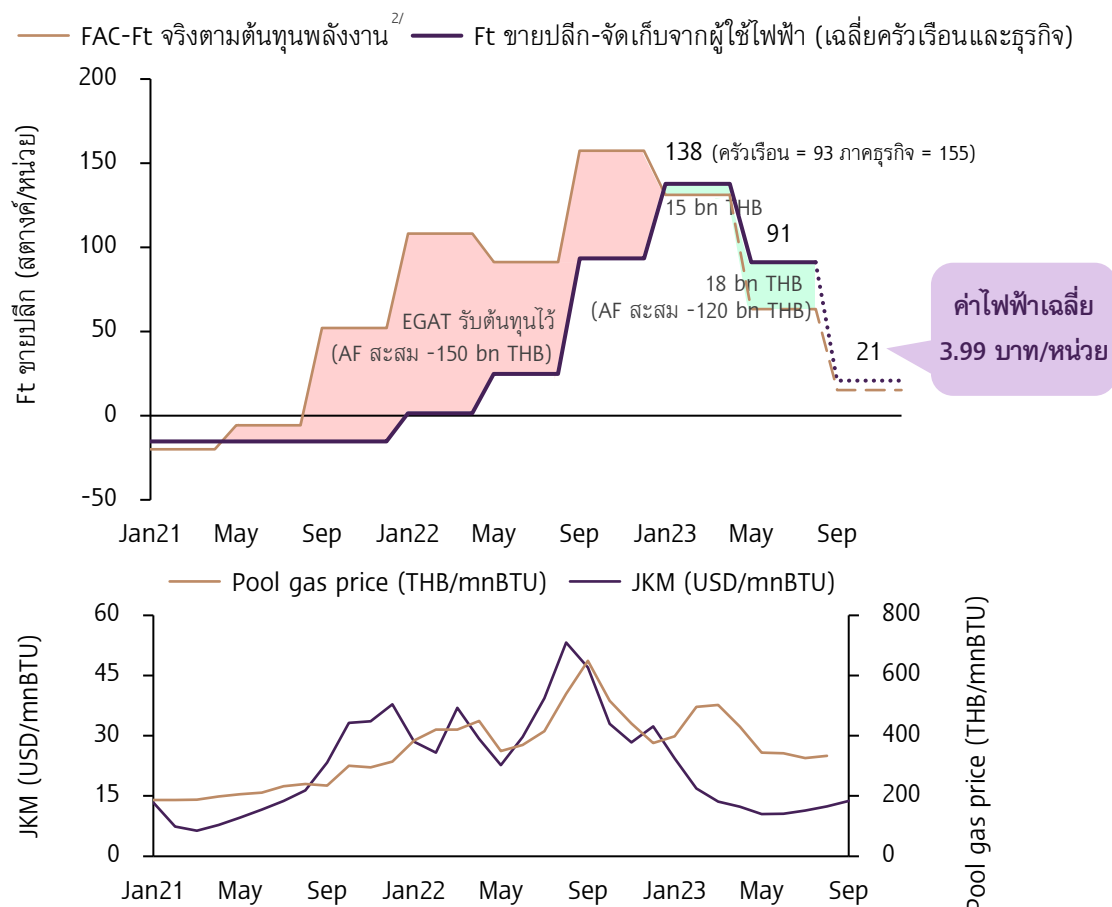
หมายเหตุ : 1/ ข้อมูลเฉพาะโรงไฟฟ้า IPS/SPP (Direct)/VSP (Direct) ที่มีขนาดมากกว่า 1 เมกะวัตต์ โดย IPS คือ Independent power supply หรือ โรงไฟฟ้าที่ผลิตไฟฟ้าเพื่อใช้เองและ/หรือขายตรงที่เชื่อมต่อกับระบบของ 3 การไฟฟ้า (รวม SPP นอกสัญญา (Install capacity-contract capacity)) เช่น โรงไฟฟ้า Cogeneration เป็นต้น

- ปริมาณการใช้ไฟฟ้าในไทยอยู่ในช่วงฟื้นตัว กลับมาขยายตัวใกล้เคียงค่าเฉลี่ยในช่วงก่อน COVID-19 (2015-2019 ขยายตัวเฉลี่ย 3.6%) สอดรับกับการขยายตัวของเศรษฐกิจที่คาดว่าจะกลับมาขยายตัวได้ดีเกิน 3% ต่อปี ท่ามกลางแรงหนุนจากภาวะอากาศที่มีแนวโน้มร้อนขึ้นจากในอดีต โดยคาดว่าจะปริมาณการใช้ไฟฟ้าจากทั้งระบบของ 3 การไฟฟ้าและนอกกรอบในปี 2024 จะขยายตัวได้ดีที่ 3.5% ต่อปี ซึ่งเป็นการขยายตัวดีทั้งจากระบบของ 3 การไฟฟ้า (+3.4%) และนอกกรอบ
- การไฟฟ้านอกกรอบ^{1/} มีแนวโน้มเพิ่มบทบาทมากขึ้นนับตั้งแต่ปี 2018 ต่อเนื่องจนถึงปัจจุบัน ซึ่งเป็นผลจากทั้งกลุ่มที่ผลิตเพื่อขายลูกค้าโดยตรง (Private PPA) และกลุ่มที่ผลิตไฟฟ้าเพื่อใช้เอง โดยเฉพาะการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน (RE) ที่มีแนวโน้มเติบโตดี (CAGR2022/2017 = 15% ต่อปี vs. 6% สำหรับนอกกรอบทั้งหมด) ส่วนหนึ่งมาจากการเติบโตอย่างก้าวกระโดดของกลุ่มพลังงานแสงอาทิตย์ (CAGR2022/2017 = 139% ต่อปี) สอดรับไปกับกระแสความต้องการใช้พลังงานสะอาด ผสมกับต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์ที่ถูกลง

ค่า Ft ของไทยมีทิศทางปรับลดลงมา หลังจากเพิ่มขึ้นทำสถิติสูงสุดในช่วงต้นปี 2023 พลังงานราคาพลังงานที่ทยอยลดลง และมีแนวโน้มอยู่ในระดับต่ำจากการเข้ามาแทรกแซงค่า Ft ของภาครัฐ

Ft มีแนวโน้มลดลงตามต้นทุนพลังงาน ขณะที่ภาระต้นทุนคงค้าง (AF) ยังคงรอการชำระคืน

หน่วย : สตางค์/หน่วย



- ค่า Ft ในช่วงที่ผ่านมาในปี 2023 ปรับตัวลดลง สอดคล้องไปกับต้นทุนราคาก๊าซ อย่างไรก็ตาม ในช่วงปี 2021-2022 ที่ราคาก๊าซโลกปรับตัวสูงขึ้นมาก ท่ามกลางการปรับขึ้นของค่า Ft ที่ช้ากว่าต้นทุนก๊าซ ทำให้ EGAT ต้องแบกรับต้นทุนดังกล่าวไว้จนเมื่อสิ้นปี 2022 ภาระต้นทุนคงค้าง (AF) มีสูงถึง 1.5 แสนล้านบาท ก่อนที่จะทยอยลดลงอย่างช้า ๆ ณ สิ้นเดือน ส.ค. ที่คาดว่าจะอยู่ที่ราว 1.2 แสนล้านบาท จึงเป็นเหตุผลที่ค่า Ft ในงวดเดือน ก.ย.-ธ.ค. 2023 (ตามประกาศ ณ วันที่ 26 ก.ค. 2023) จึงยังอยู่ในระดับสูงที่ 0.67 บาท/หน่วย โดยผู้ไฟฟ้าจะต้องจ่ายคืนค่า AF อยู่ราว 0.38 บาท/หน่วย (และคาดว่าจะต้องจ่ายคืน AF ราว 0.34 บาท/หน่วย ไปจนถึงเดือน เม.ย. 2025)
- ภายหลังการเข้ามาของรัฐบาลเศรษฐา ส่งผลให้ภาครัฐปรับลดค่า Ft ลง เพื่อหนุนให้ค่าไฟฟ้าเฉลี่ยในงวดเดือน ก.ย.-ธ.ค. 2023 ปรับลดลงมาอยู่ที่ 3.99 บาท/หน่วย พร้อมทั้ง 1. ปรับลด Pool gas price ในช่วงเวลาเดียวกัน ซึ่งเรียกเก็บจากกิจการผลิตไฟฟ้าอยู่ที่เฉลี่ย 305 บาท/mmBTU จากเดิมซึ่งอยู่ที่เฉลี่ย 323 บาท/mmBTU (ตามประกาศ ERC hearing) และ 2. เลื่อนการชำระคืนค่า AF ออกไปก่อน

การเปลี่ยนแปลงค่าไฟฟ้า^{1/} และค่า Ft ของงวดเดือน ก.ย.-ธ.ค. 2023

ประกาศเมื่อ

26 Jul 2023
(From hearing)

13 Sep 2023
(มติ ครม.)

20 Sep 2023
(มติ ครม.)

4.45 บาท
(Ft 0.67)

4.10 บาท
(Ft 0.32)

3.99 บาท
(Ft 0.21)

หมายเหตุ : 1/ ค่าไฟฟ้าที่ถูกคำนวณจาก Base tariff + Ft โดย Base tariff ที่ใช้เป็นตัวเลขตามประกาศใน Ft Hearing งวดเดือน ก.ย.-ธ.ค. 2023 ที่ 3.7811 บาท/หน่วย 2/ FAC-Ft ในเดือน ก.ย.-ธ.ค. 2023 เป็นต้นที่ได้จาก ERC Hearing ณ วันที่ 26 ก.ค. 2023 ที่มา : การวิเคราะห์โดย SCB EIC จากข้อมูลของ ERC, EPPO, EGAT, Bloomberg และ EIC's Macroeconomic team & FM team



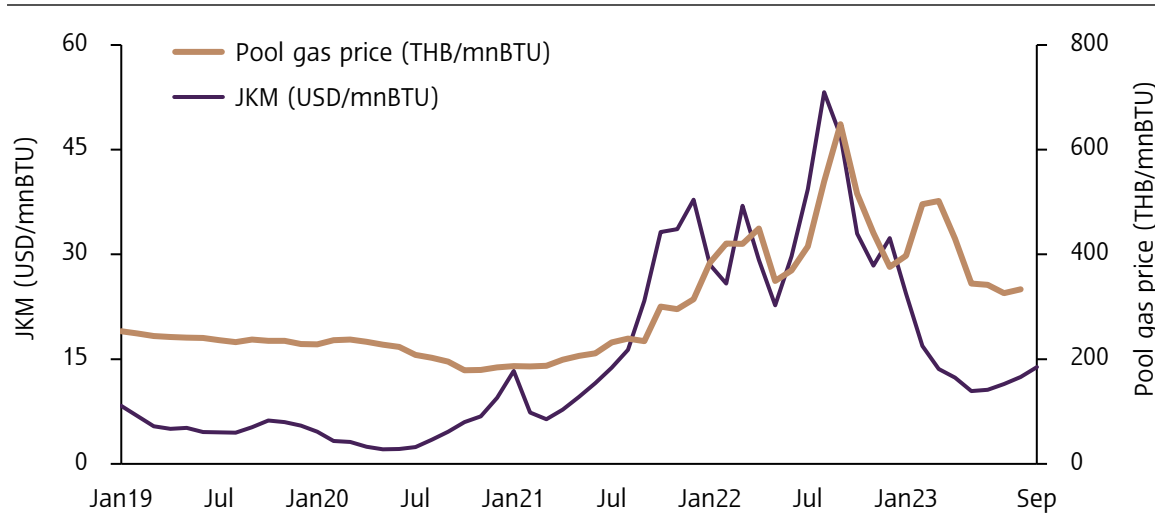
โครงสร้าง Pool Gas และแนวโน้มค่า Ft จากนโยบาย รัฐบาล

Ft ของไทยมีทิศทางปรับลดลง หลังจากเพิ่มขึ้นทำสถิติสูงสุดในช่วงต้นปี 2023 และเป็นไปได้ที่ Ft ของไทยในปี 2024 อาจอยู่ในระดับต่ำ และหนุนให้ค่าไฟฟ้าเฉลี่ยอยู่ต่ำกว่า 4 บาทต่อหน่วย หากรัฐบาลยังคงให้เลื่อนการจ่ายคืนภาระต้นทุนคงค้าง (AF) พร้อมกดดันให้ Pool gas price อยู่ในระดับต่ำ ด้วยการเพิ่มสัดส่วนก๊าซจากแหล่งอ่าวไทยมากขึ้นใน Pool gas ทั้งนี้การลดลงของค่า Ft อาจส่งผลกระทบต่อรายได้ของโรงไฟฟ้าในกลุ่มที่รายได้อ้างอิงกับค่า Ft เช่น IU & Private PPA, SPP (Non-firm) แต่ผลกระทบจะถูกลดทอนลงและไม่รุนแรงเหมือนในปี 2022 เนื่องจาก Ft ที่ลดลงสอดคล้องไปกับต้นทุนพลังงานก๊าซที่ลดลง (แม้มีความเสี่ยงต้นทุนเพิ่มขึ้นในช่วงสั้น)



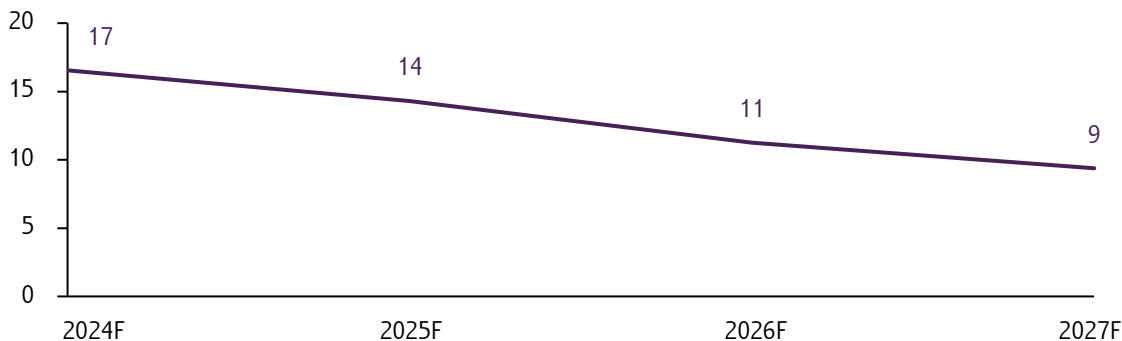
ก๊าซธรรมชาติสำหรับผลิตไฟฟ้าในไทยมีราคาลดลงต่อเนื่อง แต่ยังมีอุปสรรคในระยะสั้น ซึ่งอาจกดดันราคา Pool gas ในประเทศ

Natural gas price (JKM) และ Pool gas price



คาดการณ์ Natural gas price (JKM)

หน่วย : USD/ mmBTU



ความเคลื่อนไหวของตลาดก๊าซธรรมชาติ JKM มีผลต่อราคา Pool gas ในประเทศไทย

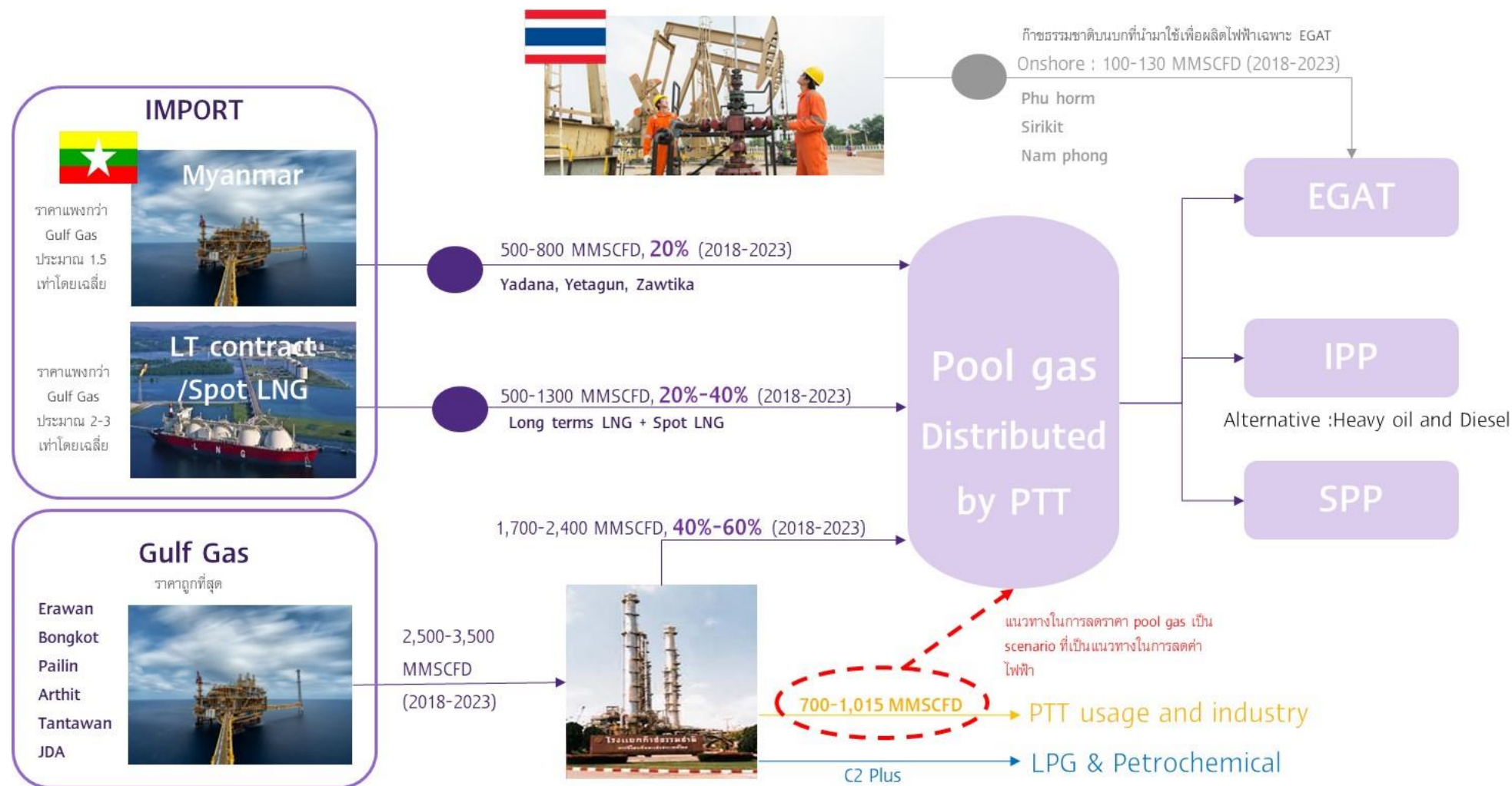
- ราคา Japan Korea Marker (JKM) ปี 2023 ลดลงสอดคล้องกับราคาก๊าซ Henry hub และ TTF gas หลังจากผ่านช่วงความกังวลเรื่องวิกฤต Supply จากเหตุการณ์รัสเซีย-ยูเครน ที่ทำให้ผู้นำเข้ามีการทำสัญญาระยะยาวเพิ่มขึ้นจากความกังวลเรื่องความไม่แน่นอนทางด้านเศรษฐกิจในฝั่งผู้ผลิต อย่างไรก็ตาม ช่วงปลายปี 2023 ราคา JKM กลับมาสูงขึ้นจากความต้องการพลังงานในช่วงหน้าหนาว ประกอบกับการกลับมาใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าตามปกติ
- ราคา Japan Korea Marker (JKM) ปี 2024-2027 อยู่ในทิศทางทยอยลดลงจากช่วง Peak ในปี 2022 แต่คาดว่าจะยังคงสูงกว่ากรอบราคาเดิมก่อนวิกฤตพลังงาน (สูงกว่าปี 2019) ส่วนหนึ่งมาจากความต้องการพลังงานโดยเฉพาะประเทศในทวีปเอเชีย (อย่างไรก็ตาม ในระยะสั้นตลาด JKM เผชิญความเสี่ยงด้าน Geopolitics โดยเฉพาะจากเหตุการณ์อิสราเอล-ปาเลสไตน์ ซึ่งอาจกระทบต่อแนวโน้มราคา JKM ในบางช่วงเวลา ทั้งนี้ยังคงติดตามความเสี่ยงดังกล่าวจะยืดเยื้อและกระทบตลาดก๊าซธรรมชาติเป็นวงกว้างหรือไม่)

นัยต่อ Pool gas ในประเทศไทย

ราคา Pool gas ในปี 2024 ปรับตัวตามราคาพลังงานอ้างอิงที่สูงขึ้นในปี 2024 จากอุปสงค์โดยรวมที่มากขึ้น ส่วนระยะกลางในปี 2025-2027 คาดว่าราคาจะมีแนวโน้มลดลง เนื่องจากราคาก๊าซในตลาดโลกอ้างอิงที่มีแนวโน้มลดลงและจากปัจจัยเสริมต่าง ๆ ในประเทศ อาทิ

- การเพิ่มขึ้นของปริมาณก๊าซธรรมชาติจากอ่าวไทย เช่น จากหลุมก๊าซ เอร่าวัน G1/61
- เปิดให้มีผู้นำเข้าก๊าซธรรมชาติหลายราย เพื่อเพิ่มการแข่งขันในตลาด
- นโยบายภาครัฐที่มีการเพิ่มสัดส่วนก๊าซมีเทนที่ได้จากโรงแยกเข้า Pool gas มากขึ้น

ภาครัฐมีแนวโน้มนำก๊าซมีเทนจาก GSPs ที่อยู่นอกกลไก Pool gas price เข้ามาเพิ่มสัดส่วนก๊าซจากอ่าวไทย ใน Pool gas เพื่อส่งผลให้ Pool gas price ลดลง ยังผลให้ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าลดลง



Pool gas price มีแนวโน้มปรับตัวลดลงในระยะกลาง พลาจากทั้ง 1. ราคาก๊าซโลกที่มีแนวโน้มลดลงในระยะกลาง 2. สัดส่วนของ Gulf gas ที่มีแนวโน้มที่มากขึ้น และ 3. การพยายามลดต้นทุนพลังงานของรัฐบาลใหม่

Year	No action			ลดราคา Gulf gas ให้ไม่เกิน 305 บาทต่อ MMBTU			ดึงก๊าซมีเทนจาก GSP		
	% Gulf gas	Pool gas price (บาทต่อ mmbTU)	คำอธิบาย	% Gulf gas	Pool gas price (บาทต่อ mmbTU)	คำอธิบาย	% Gulf gas	Pool gas price (บาทต่อ mmbTU)	คำอธิบาย
Sep-Dec 2023 (Q4/23)	47%	358	Gulf gas ได้รวมถึงการเพิ่มปริมาณก๊าซจากเอราวัณเป็น 600 MMSCFD ในเดือน ธ.ค. 2023	47%	305	- Gulf gas ได้รวมถึงการเพิ่มปริมาณก๊าซจากเอราวัณเป็น 600 MMSCFD ในเดือน ธ.ค. 2023 - มีการปรับลดราคาก๊าซในส่วนของ ปตท. ลงอยู่ในช่วง 110-120 บาทต่อ MMBTU	49%	352	- Gulf gas ได้รวมถึงการเพิ่มปริมาณก๊าซจากเอราวัณเป็น 600 MMSCFD ในเดือน ธ.ค. 2023 - นำก๊าซมีเทนที่ได้จาก Gas separation plant (GSP) นำเข้ากลับมาที่ Pool gas
2024	54%	337	Gulf gas ได้รวมถึงการเพิ่มปริมาณก๊าซจากเอราวัณ G1/61 เป็น 800 MMSCFD ในเดือน เมษายน 2024 เป็นต้นไป	54%		- Gulf gas ได้รวมถึงการเพิ่มปริมาณก๊าซจากเอราวัณ G1/61 เป็น 800 MMSCFD ในเดือน เมษายน 2024 เป็นต้นไป - มีการปรับลดราคาก๊าซในส่วนของ ปตท. ลงอยู่ในช่วง 160 บาทต่อ MMBTU	61%	313.5	- Gulf gas ได้รวมถึงการเพิ่มปริมาณก๊าซจากเอราวัณ G1/61เป็น 800 MMSCFD ในเดือน เมษายน 2024 เป็นต้นไป - นำก๊าซมีเทนที่ได้จาก Gas separation plant (GSP) นำเข้ากลับมาที่ Pool gas
2025	54%	315		54%		มีการปรับลดราคาก๊าซในส่วนของ ปตท. ลงอยู่ในช่วง 190 บาทต่อ MMBTU	61%	294.5	คาดการณ์ว่าราคา Pool gas จะอยู่ในช่วง 270-300 บาทต่อ MMBTU จึงสามารถพิจารณา เพิ่ม GSP เป็น Option ได้
2026	54%	295		54%		ไม่ต้องปรับคาดว่าจะราคา Pool gas จะต่ำกว่า 305 บาทต่อ MMBTU	61%	277.6	
2027	54%	289		54%		ไม่ต้องปรับคาดว่าจะราคา Pool gas จะต่ำกว่า 305 บาทต่อ MMBTU	61%	272.5	

หากพิจารณาจากท่าทีของรัฐบาล มีโอกาสที่ค่า Ft อาจมีแนวโน้มอยู่ในระดับต่ำ เพื่อให้ค่าไฟฟ้าเฉลี่ยอยู่ต่ำกว่า 4 บาท/หน่วย ผ่านการชะลอการจ่ายคืนค่า AF และการพยายามปรับลดต้นทุนราคาก๊าซเพื่อผลิตไฟฟ้า

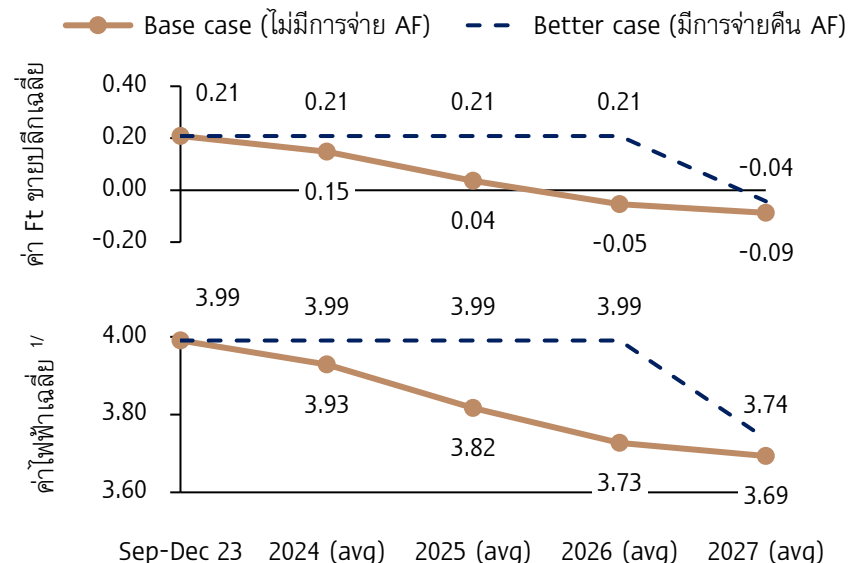
	FT ขยาย ปลีก	Base (avg.)*	ค่าไฟฟ้า	Assumption					
				Event	AF (จ่ายคืน EGAT)	Pool gas (THB/ mnBTU)	% Gulf to Pool gas	JKM (USD/ mmBTU)	USDTHB (avg)
Option 1: ไม่มีการแทรกแซงราคา Pool gas แต่เลื่อนชำระค่า AF									
2024 (avg)	0.28	3.78	4.06	- Ft คำนวณจากต้นทุนพลังงานจริง โดยไม่มีการจ่าย AF (สำหรับ เดือน ก.ย.-ธ.ค. 20230 จะใช้ค่า Ft ที่คิดจากต้นทุนจริงตาม Ft hearing โดยไม่รวมการจ่ายคืน AF) - กำลังการผลิตของแหล่งเอราวัณ G1/61 ททยอยเพิ่มขึ้นตามที่ ปตท. ระบุว่าจะเพิ่มได้ถึง 800MMSCFD ภายในเดือน เม.ย. 2024	0.00	335	54%	16.5	33.46
2025 (avg)	0.17	3.78	3.95		0.00	315	54%	14.3	32.50
2026 (avg)	0.07	3.78	3.85		0.00	295	54%	11.3	31.80
2027 (avg)	0.02	3.78	3.80		0.00	289	54%	9.4	32.00
Option 2: ลดราคา Gulf gas (เพื่อให้ราคา Pool gas อยู่ที่ราว 305 THB/mnBTU) พร้อมเลื่อนชำระค่า AF									
2024 (avg)	0.12	3.78	3.90	- กำลังการผลิตของแหล่งเอราวัณ G1/61 ททยอยเพิ่มขึ้นตามที่ ปตท. ระบุว่าจะเพิ่มได้ถึง 800MMSCFD ภายในเดือน เม.ย. 2024 - ลดราคา Gulf gas เพื่อให้ Pool gas ลดลงอยู่ที่ใกล้เคียง 305 THB/mm BTU	0.00	304	54%	16.5	33.46
2025 (avg)	0.12	3.78	3.90		0.00	304	54%	14.3	32.50
2026 (avg)									
2027 (avg)									
Option 3: ดึงก๊าซมีเทนจาก GSPs เข้ามาเพิ่มสัดส่วน Gulf gas ใน Pool gas พร้อมเลื่อนชำระค่า AF (Likely option)									
2024 (avg)	0.15	3.78	3.93	- Ft คำนวณจากต้นทุนพลังงานจริง โดยไม่มีการจ่าย AF - กำลังการผลิตของแหล่งเอราวัณ G1/61 ททยอยเพิ่มขึ้นตามที่ ปตท. ระบุว่าจะเพิ่มได้ถึง 800MMSCFD ภายในเดือน เม.ย. 2024 - มีการดึงก๊าซมีเทนจาก GSPs (ที่อยู่นอกกลไก Pool gas price) เข้ามาเพิ่มสัดส่วน Gulf gas ใน Pool gas เพื่อให้ Pool gas price ราคาลดลง	0.00	314	61%	16.5	33.46
2025 (avg)	0.04	3.78	3.82		0.00	294	61%	14.3	32.50
2026 (avg)	-0.05	3.78	3.73		0.00	278	61%	11.3	31.80
2027 (avg)	-0.09	3.78	3.69		0.00	273	61%	9.4	32.00

* ใช้ Base tariff ตามตัวเลขที่ประกาศใน Ft Hearing งวดเดือน ก.ย.-ธ.ค. 2023

ความเป็นไปได้ที่ Ft ของไทยในปี 2024 อาจอยู่ในระดับต่ำ หนุนให้ค่าไฟฟ้าอยู่ต่ำกว่า 4 บาทต่อหน่วย หากรัฐบาลยังคงให้เลื่อนการจ่ายคืน AF พร้อมกดดันให้ Pool gas price อยู่ในระดับต่ำ ด้วยการเพิ่มปริมาณ Gulf gas

ประมาณการค่า Ft และค่าไฟฟ้าเฉลี่ยในปี 2024-2027

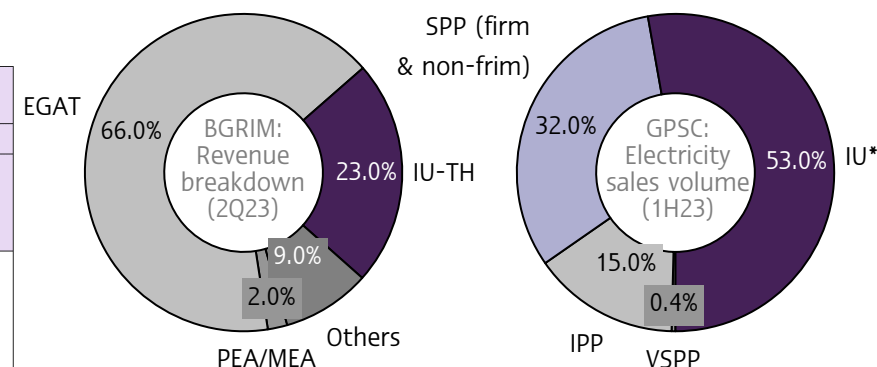
หน่วย : บาท/หน่วย



- ค่า Ft ใน 2024 และในระยะกลางมีแนวโน้มอยู่ในระดับต่ำ ส่งผลให้ค่าไฟฟ้าเฉลี่ยอยู่ต่ำกว่า 4 บาท/หน่วย ผลจาก 1. ต้นทุน Pool gas price (ต้นทุนราคาก๊าซที่ใช้ผลิตไฟฟ้า) ที่คาดว่าจะลดลง จากทั้งราคาก๊าซโลกที่ทยอยลดลง ค่าเงินบาทที่ทยอยแข็งค่า ท่ามกลางสัดส่วนก๊าซจากอ่าวไทยใน Pool gas ที่มีมากขึ้น และ 2. การชะลอ/ขยายเวลาการชำระคืนต้นทุนคงค้าง (AF) ของ EGAT
- ปัจจัยเสี่ยงที่ต้องจับตา ซึ่งอาจมีผลให้ค่า Ft และค่าไฟฟ้าไม่เป็นไปตามที่คาด โดยเฉพาะ
 - นโยบายด้านพลังงานของภาครัฐ อาทิ การแก้ปัญหาภาระหนี้ของ EGAT ที่มีคงค้างอยู่ราว 1.2 แสนล้านบาท ณ สิ้นเดือน ส.ค. 2023 ที่รอการชำระคืน ซึ่งหากภาครัฐกลับมาเก็บ AF จะทำให้ค่าไฟฟ้าไม่ปรับลดลงตามคาด (อย่างไรก็ตาม คาดว่าภาครัฐอาจจะกลับมาจัดเก็บในช่วงที่ราคาก๊าซโลกอยู่ในระดับต่ำอย่างในปี 2027)
 - ราคาก๊าซโลกที่อาจไม่ทยอยลดลงตามคาด เช่น ความขัดแย้งในอิสราเอล-ปาเลสไตน์ที่กระทบราคาก๊าซโลกในวงกว้าง (ทั้งนี้หากราคา JKM เพิ่มขึ้นมากกว่าคาดในทุก 1 ดอลลาร์สหรัฐ/mmBTU อาจส่งผลให้ค่า Ft เพิ่มขึ้นจากคาดการณ์เดิมราว 2-3 สตางค์/หน่วย)
 - ค่าเงินบาทที่อาจอ่อนค่ากว่าคาด ซึ่งจะกระทบต่อต้นทุนการนำเข้าก๊าซเพื่อนำมาใช้ผลิตไฟฟ้า
- แนวโน้มการลดลงของค่า Ft อาจส่งผลต่อรายได้ของโรงไฟฟ้าในกลุ่มที่รายได้อ้างอิงกับค่า Ft เช่น IU & Private PPA, SPP (Non-firm) และโรงไฟฟ้า RE บางสัญญา อย่างไรก็ตาม ผลกระทบจะถูกลดทอนลงและอาจไม่รุนแรงเหมือนที่เกิดขึ้นในปี 2022 เนื่องจาก Ft ที่ลดลงสอดคล้องไปกับต้นทุนก๊าซที่ลดลง (แม้ระยะสั้นจะเผชิญความเสี่ยงจากเหตุการณ์อิสราเอล-ปาเลสไตน์)

	Base case (ไม่มีการจ่าย AF)								
	FT ขยาย ปลัก	Base (avg.)*	ค่าไฟฟ้า	Assumption					
				Event	AF (จ่าย คืนนี้ EGAT)	Pool gas price (THB/mnBTU)	% Gulf to Pool	JKM (USD/mm BTU)	USDTHB (avg)
2024 (avg)	0.15	3.78	3.93	- เป็นไปตาม Option 3 โดย เพิ่มสัดส่วน Gulf gas ใน	0.00	314	61%	16.5	33.46
2025 (avg)	0.04	3.78	3.82	pool gas ด้วยการดึงก๊าซ	0.00	294	61%	14.3	32.50
2026 (avg)	-0.05	3.78	3.73	มีเทนใน GSPs เข้า Pool	0.00	278	61%	11.3	31.80
2027 (avg)	-0.09	3.78	3.69		0.00	273	61%	9.4	32.00

Better case (ทยอยจ่ายคืน AF จนถึงเดือน เม.ย. 2027)	
Assumption	
AF (จ่ายคืนหนี้ EGAT)	
	0.06
	0.17
	0.26
	0.04



* Higher than normal due to IPP's planned shutdown and low dispatch

หมายเหตุ : 1/ ค่าไฟฟ้าที่ถูกคำนวณจาก Base tariff + Ft โดย Base tariff ที่ใช้เป็นตัวเลขตามประกาศใน Ft Hearing วงเดือน ก.ย.-ธ.ค. 2023 ที่ 3.7811 บาท/หน่วย

ที่มา : การวิเคราะห์โดย SCB EIC จากข้อมูลของ ERC, EPPO, EGAT, Bloomberg และ EIC's Macroeconomic team & FM team, InnovestX



โอกาสของไทยในการผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน Renewable Energy (RE)

การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในไทยยังมีแนวโน้มเติบโต โดยเฉพาะในกลุ่มนอกระบบการไฟฟ้า ปัจจัยสำคัญมาจากการเติบโตอย่างก้าวกระโดดของกลุ่มพลังงานแสงอาทิตย์ ทั้งจากกลุ่มที่ผลิตขายลูกค้าโดยตรง (Private PPA) และกลุ่มที่ผลิตไฟฟ้าเพื่อใช้เอง แนวโน้มในระยะข้างหน้า คาดว่ายังเติบโตต่อเนื่อง (แผน PDP ใหม่ที่คาดว่าจะเปิดเผยในปี 2024 อาจเพิ่มการผลิตไฟฟ้าพลังงานลมและแสงอาทิตย์อย่างก้าวกระโดด) สำหรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในต่างประเทศก็มีโอกาสเติบโตเช่นกัน ทั้งกลุ่มพลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลม ซึ่งอาจเป็นโอกาสสำหรับผู้ประกอบการไทยในการลงทุนในตลาดต่างประเทศ เช่น ตลาดอินเดียสำหรับกลุ่มพลังงานแสงอาทิตย์ ตลาดเวียดนามและไต้หวันสำหรับกลุ่มพลังงานลม

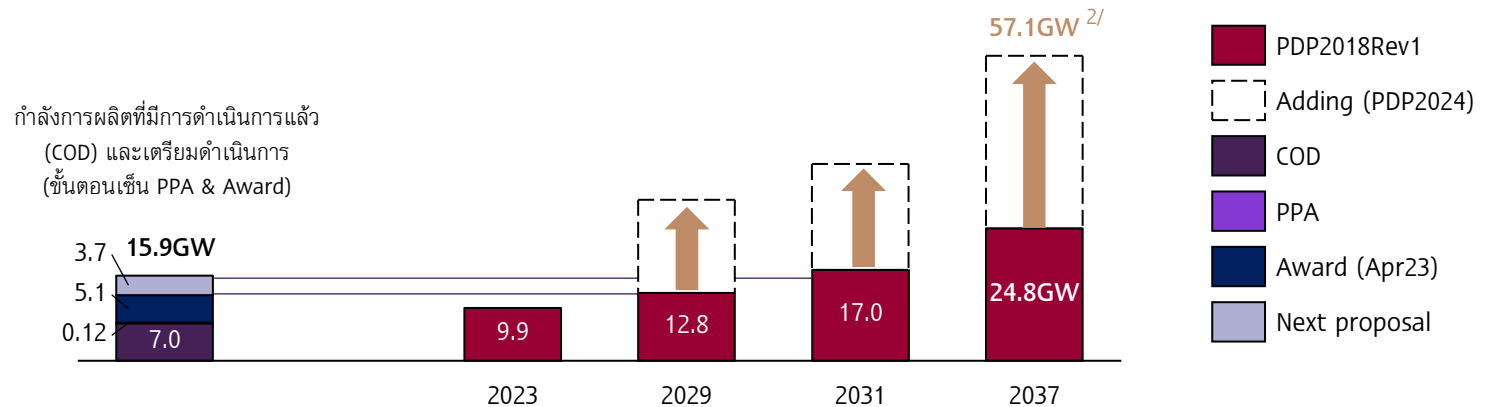
การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนของโลกและไทยยังเติบโตอย่างต่อเนื่อง จากนโยบายเพิ่มไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน เพื่อรับมือเป้าหมายการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกและ Net zero pathway

ภาพรวมภาวะธุรกิจ

- การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนยังมีแนวโน้มเติบโต ตามความต้องการใช้ไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน (ปริมาณการใช้ไฟฟ้าจากทั้งในและนอกระบบการไฟฟ้าในปี 2023 คาดว่าจะขยายตัวที่ 12% ขยายตัวได้ดีต่อเนื่องจากช่วง 10 ปีที่ผ่านมาที่เติบโตราว 17% ต่อปี) โดยเฉพาะกลุ่มนอกระบบการไฟฟ้าที่เพิ่มสัดส่วนต่อเนื่อง
- ปัจจัยสำคัญมาจากการเติบโตอย่างก้าวกระโดดของกลุ่มพลังงานแสงอาทิตย์ โดยเฉพาะในกลุ่มนอกระบบที่ขยายตัวเกือบ 140% ต่อปี ในช่วง 5 ปีที่ผ่านมา (ซึ่งได้แรงหนุนจากกลุ่มที่ผลิตเพื่อขายลูกค้าโดยตรง หรือ Private PPA และกลุ่มที่ผลิตไฟฟ้าเพื่อใช้เอง)
- แนวโน้มในระยะข้างหน้า คาดว่าจะยังเติบโตต่อเนื่อง หากพิจารณาจากแผน PDP ใหม่ที่คาดว่าจะเปิดเผยในปี 2024 ซึ่งกำลังการผลิตของพลังงานแสงอาทิตย์และลมอาจเพิ่มขึ้นมากจากแผนเดิม (PDP2018Rev1) ขณะที่การผลิตไฟฟ้าจาก Biomass/Gas/Waste มีโอกาสน้อยที่จะเติบโตสูงเหมือนช่วงปี 2012-2018 เนื่องจากในปัจจุบันวัตถุดิบที่นำมาผลิตไฟฟ้าสามารถนำไปใช้ในอุตสาหกรรมอื่น ๆ ที่มีมูลค่าสูงกว่าได้ ผนวกกับราคารับซื้อไฟ PPA ที่ไม่สนใจเหมือนในอดีต
- การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนของโลกก็มีแนวโน้มเติบโตเช่นกัน (กำลังการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนปี 2024 เติบโต 20%YOY และในระยะกลางขยายตัว 24%CAGR) โดยเฉพาะกลุ่มแสงอาทิตย์ ส่วนหนึ่งมาจากเป้าหมายการลด GHG ของทั่วโลก

การผลิตไฟฟ้าจากพลังงาน RE ^{1/} มีแนวโน้มเพิ่มขึ้นได้ โดยเฉพาะแสงอาทิตย์และลม หากพิจารณาจากแผน PDP ใหม่ที่อาจเกิดขึ้น

หน่วย : กำลังการผลิตไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์ตามแผน PDP และตามการผลิตจริง (GW)



ประเด็นสำคัญที่จะส่งผลกระทบต่อภาวะธุรกิจ (Key themes to monitor)

- แนวทางของนโยบายด้านพลังงานของรัฐบาลไทย ซึ่งอาจมีผลกระทบต่อค่า Ft ซึ่งจะส่งผลต่อโรงไฟฟ้าพลังงาน RE ที่รายได้อ้างอิงกับ Ft
- แผน PDP ใหม่ ที่คาดว่าจะเผยแพร่ภายในปี 2024 โดยเฉพาะการเปลี่ยนแปลงใน Energy mixed ที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า
- นโยบาย Third Party Access (TPA) หนึ่งในปัจจัยที่เพิ่มโอกาสการเติบโตของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงาน RE โดยเฉพาะ Private PPA

กลุ่มโรงไฟฟ้าที่อาจได้รับผลกระทบจากประเด็นสำคัญข้างต้น

โรงไฟฟ้า RE ในกลุ่มที่รายได้อ้างอิงกับค่า Ft เช่น Private PPA, SPP&VSPP (โดยเฉพาะกลุ่ม Biomass/gas ที่มีต้นทุนอิงกับวัตถุดิบการเกษตร)

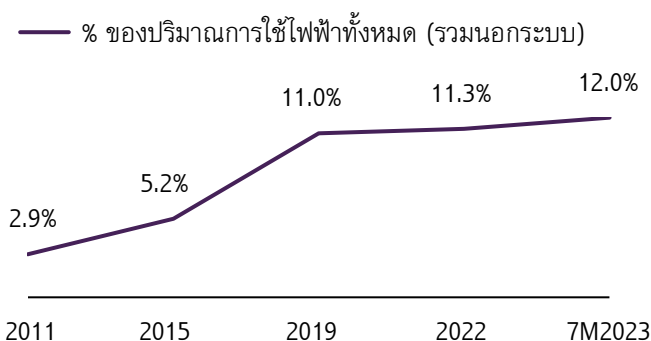
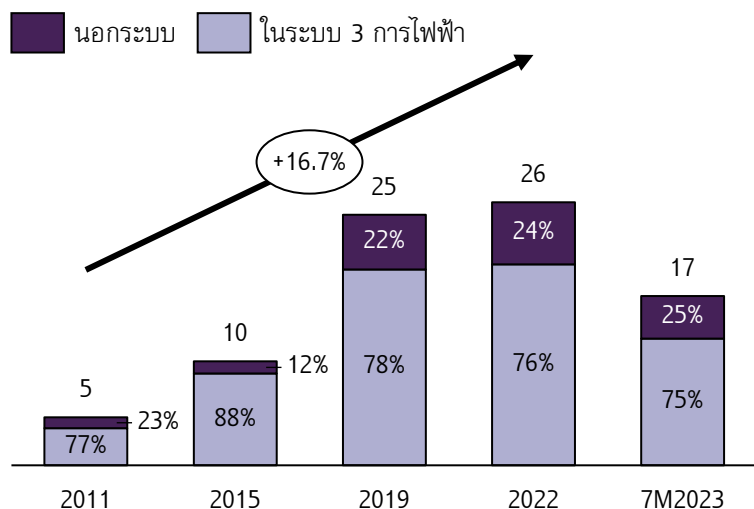
หมายเหตุ : 1/ เฉพาะพลังงานแสงอาทิตย์ ลม และ Biomass/Biogas/Waste

2/ เปิดเผยโดยตัวแทนของ EPPO จากงานสัมมนา ASEAN Sustainable Energy Week 2023 และ IEEE Power & Energy: Solar rooftop

จับตาแผน PDP ใหม่ ที่มีแนวโน้มเพิ่มเป้าหมายกำลังการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเพิ่มขึ้นอย่างก้าวกระโดด จากแผน PDP2018Rev1 หนุนาการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในไทยให้มีแนวโน้มเติบโต

ปริมาณการใช้ไฟฟ้าจากพลังงาน RE^{1/} เติบโตได้ดีต่อเนื่อง

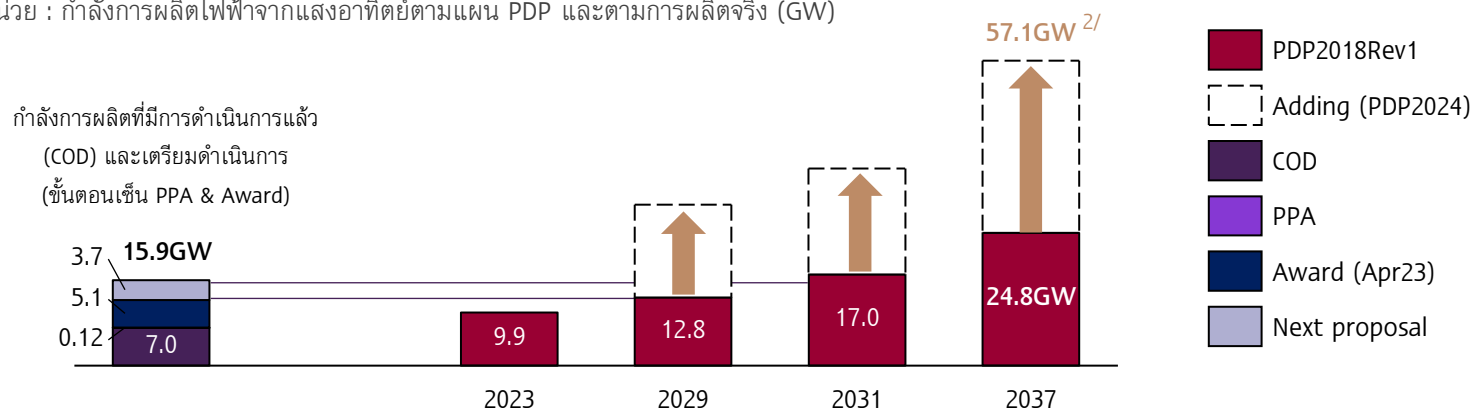
หน่วย : '000 GWh



- การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในไทยยังมีแนวโน้มเติบโต โดยเฉพาะในกลุ่มนอกระบบการไฟฟ้าที่เพิ่มสัดส่วนอย่างต่อเนื่อง
- ปัจจัยสำคัญมาจากการเติบโตอย่างก้าวกระโดดของกลุ่มพลังงานแสงอาทิตย์ โดยเฉพาะในกลุ่มนอกระบบที่ขยายตัวเกือบ 140% ต่อปี ในช่วง 5 ปีที่ผ่านมา (ซึ่งได้แรงหนุนจากกลุ่มที่ผลิตเพื่อขายลูกค้าโดยตรง หรือ Private PPA และกลุ่มที่ผลิตไฟฟ้าเพื่อใช้เอง) แนวโน้มในระยะข้างหน้า คาดว่าจะยังเติบโตได้ดีต่อเนื่อง หากพิจารณาจากแผน PDP ใหม่ที่คาดว่าจะเปิดเผยในปีหน้า กำลังการผลิตของกลุ่มแสงอาทิตย์เพิ่มขึ้นอย่างมากจากแผนเดิม รวมถึงกลุ่มพลังงานลมด้วย
- การผลิตไฟฟ้าจาก Biomass/Gas/Waste มีข้อจำกัดในการเติบโต โดยมีโอกาสน้อยที่จะเติบโตสูงเหมือนช่วงปี 2012-2018 ที่ได้แรงหนุนจากทั้งราคาลินค้าเกษตรที่ถูก ราคารับซื้อไฟและ Adder ในสัญญา PPA ที่อยู่ในระดับสูง ขณะที่ในปัจจุบันวัตถุดิบที่นำมาผลิตไฟฟ้าสามารถนำไปใช้ในอุตสาหกรรมอื่น ๆ ที่มีมูลค่าสูงกว่าได้ ผนวกกับราคารับซื้อไฟ PPA ยังไม่จูงใจ สะท้อนได้จากการประมูลการรับซื้อไฟ RE ล่าสุดเมื่อเดือน เม.ย. 2023 ที่ไม่มีเอกชนเข้าประมูลโรงไฟฟ้าในกลุ่ม Biomass/Gas/Waste

การผลิตไฟฟ้าจากพลังงาน RE^{1/} ยังมีแนวโน้มเพิ่มขึ้นได้อีกมาก โดยเฉพาะแสงอาทิตย์และลม หากพิจารณาจากแผน PDP ใหม่

หน่วย : กำลังการผลิตไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์ตามแผน PDP และตามการผลิตจริง (GW)



หมายเหตุ : 1/ เฉพาะพลังงานแสงอาทิตย์ ลม และ Biomass/Biogas/Waste โดยข้อมูลในระบบ 3 การไฟฟ้า ถูกประมาณการจากปริมาณการใช้ไฟฟ้าของระบบ 3 การไฟฟ้ากับสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนของระบบการไฟฟ้า

2/ เปิดเผยโดยตัวแทนของ EPPO จากงานสัมมนา ASEAN Sustainable Energy Week 2023 และ IEEE Power & Energy : Solar rooftop

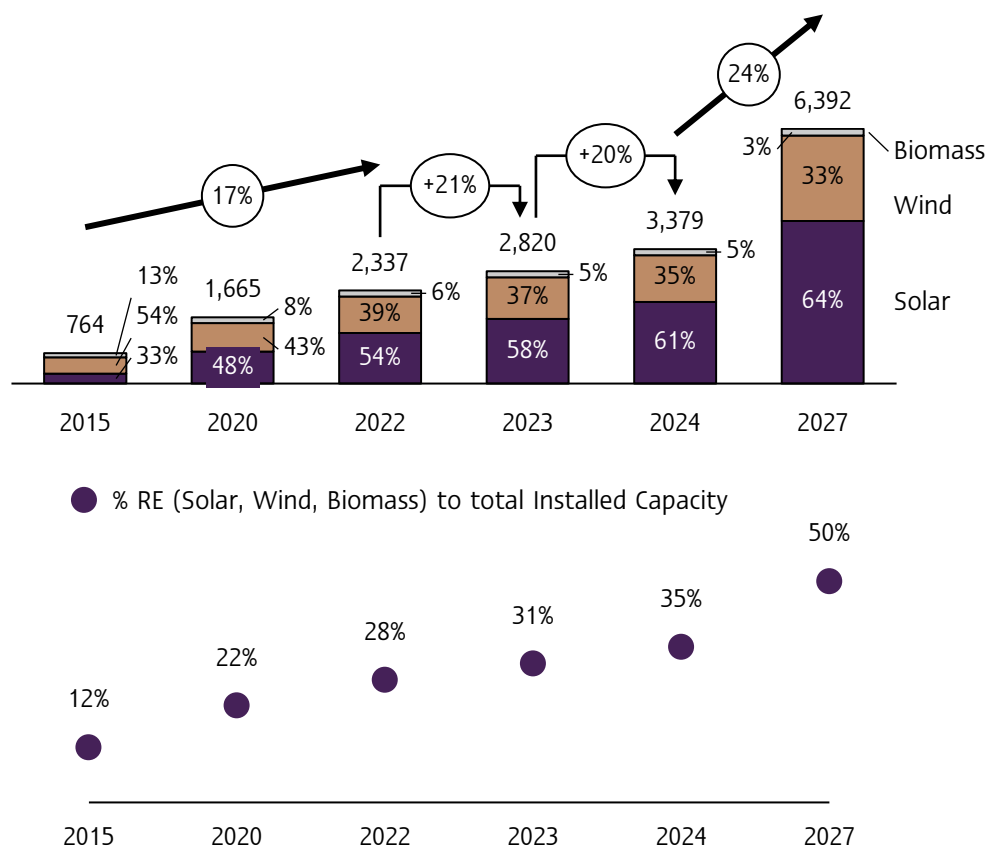
ที่มา : การวิเคราะห์โดย SCB EIC จากข้อมูลของ ERC และ EPPO

การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนของโลกมีแนวโน้มเติบโต โดยเฉพาะจากพลังงานแสงอาทิตย์

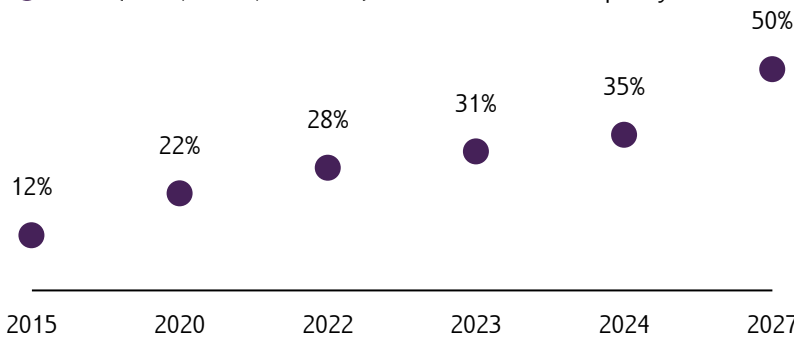
ปัจจัยผลักดันส่วนหนึ่งมาจากเป้าหมายการลด GHG ของหลายประเทศทั่วโลก

กำลังการผลิตไฟฟ้าจากพลังงาน RE (เฉพาะลม แสง และ Biomass) ของโลกมีแนวโน้มเติบโต

หน่วย : Cumulative Installed Capacity (MW)

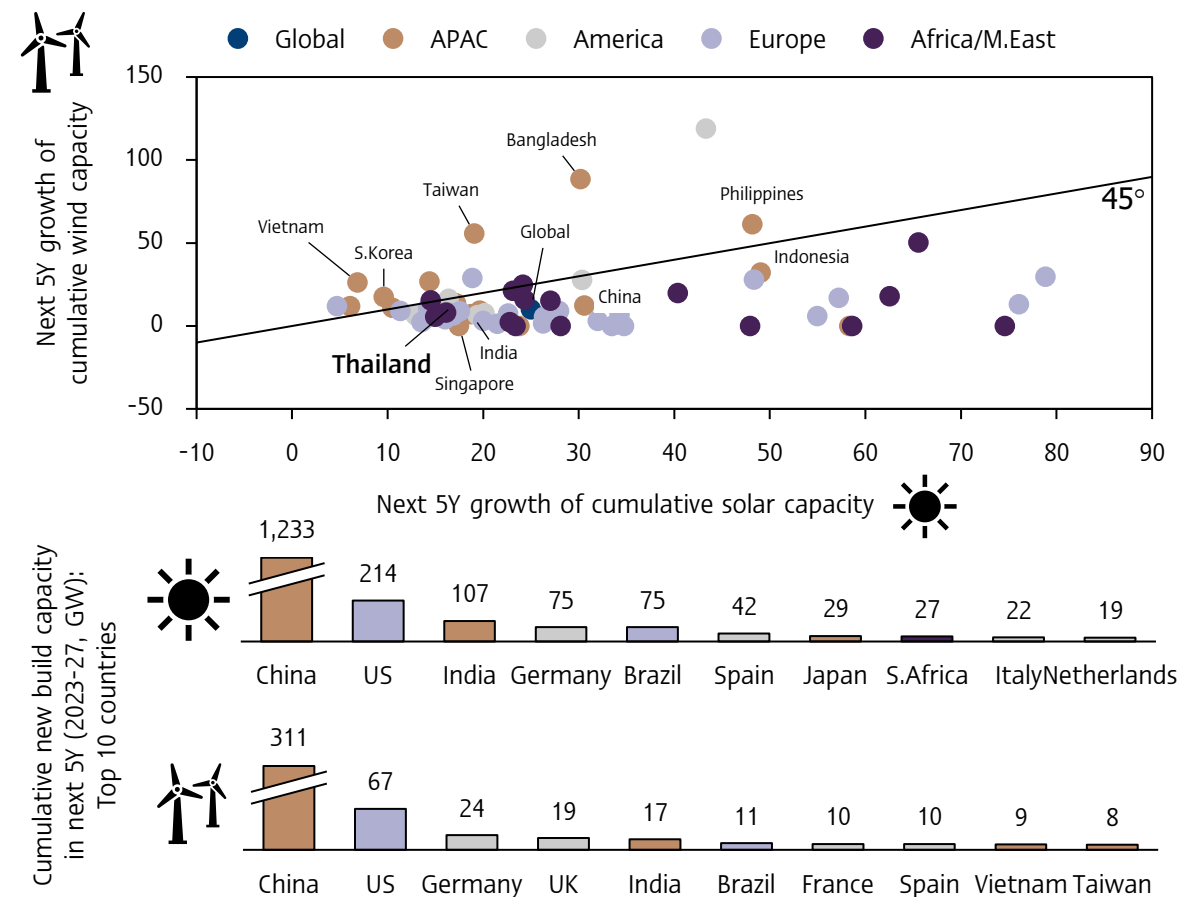


● % RE (Solar, Wind, Biomass) to total Installed Capacity



ประเทศโดยส่วนใหญ่มุ่งเน้นการเติบโตของกลุ่มพลังงานแสงอาทิตย์มากกว่าพลังงานลม

หน่วย : %CAGR (เฉพาะประเทศที่มี New build capacity สะสมปี 2023-2027 มากกว่า 1GW + Singapore)



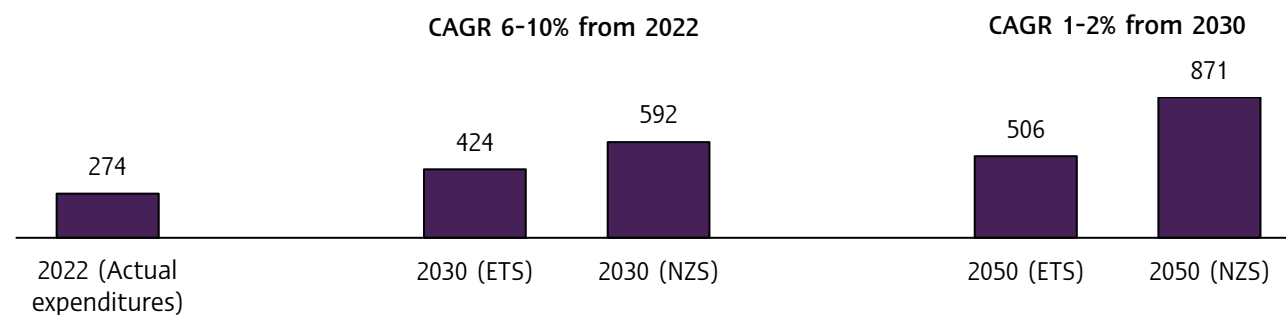
ผู้ประกอบการไทยยังคงหาโอกาสจากการลงทุนในต่างประเทศ โดยเฉพาะในกลุ่มพลังงานหมุนเวียน

	Countries	Conventional	Solar	Wind	Hydro	Grids	Others เช่น ธุรกิจบำรุงรักษา
CLMV	CLM				   		
	Vietnam		  	  			
ASEAN-5	SG+MY						
	ID+PH		 				
N Asia	CN+TW			 			
	JP+KR	 	  				
APAC	India						
	Australia		 	 			
Others	US	  					
	Europe			 			
	M.East+Africa						

ศักยภาพของโครงสร้างพื้นฐานด้าน Grids หนึ่งความท้าทายสำคัญที่มีผลต่อการเติบโตของไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ทำให้หลายประเทศให้ความสำคัญและมีการลงทุนเพิ่มเพื่อรับกับการเติบโตของพลังงานหมุนเวียน

ทั่วโลกยังต้องการการลงทุน Grids จำนวนมากเพื่อนำไปสู่เป้าหมาย Net zero

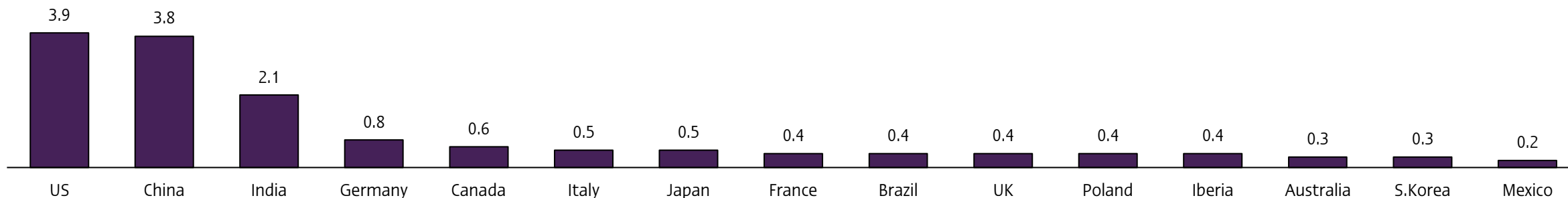
หน่วย : Global annual grid capex (bn USD)



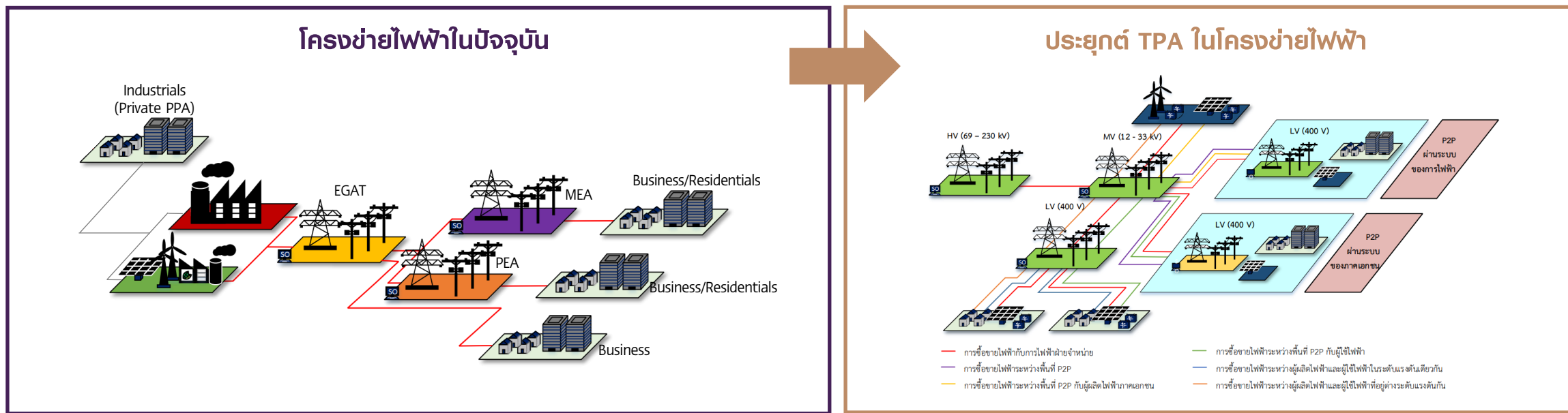
Remark: Economic Transition Scenario (ETS) is assessment of how the energy sector may evolve from today based on cost-based technology changes while Net Zero Scenario (NZS) describes an economic-led evolution of the energy economy to meet net-zero emission in 2050 with no overshoot or reliance on carbon removal technologies post-2050

- ความต้องการการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนที่มีแนวโน้มเติบโตมาก ส่วนหนึ่งมาจากเป้าหมายของหลายประเทศที่ต้องการเข้าสู่การเป็น Net zero ภายในปี 2050
- อย่างไรก็ตาม อุปสรรคหรือความท้าทายสำคัญ คือ ศักยภาพของ Grids ต้องดีพอที่จะรับกับปริมาณไฟฟ้าที่ถูกผลิตจากพลังงานหมุนเวียน ทั้งในแง่ของโครงข่ายเชื่อมต่อ (Transmission) และการกระจายไฟฟ้า (Distribution)
- โอกาสในการเติบโตไปกับสังคมพลังงานสีเขียว จึงไม่ได้จำกัดอยู่เพียงแค่การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเท่านั้น แต่ยังมีกลุ่มธุรกิจโครงสร้างพื้นฐานด้าน Grid ซึ่งอาจเป็นหนึ่งโอกาสสำหรับผู้ประกอบการไทยที่จะใช้ประโยชน์จากการเข้าไปลงทุนในต่างประเทศหรือ Connection ที่มีอยู่แล้วในต่างประเทศ

Global grid investment in 2022-2050 (tn USD): Top 15 countries



นโยบาย Third Party Access (TPA) หนึ่งในปัจจัยหนุนที่ช่วยเพิ่มโอกาสการเติบโตของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน โดยเฉพาะตลาด Private PPA รวมถึงสังคม Prosumer & P2P Platform

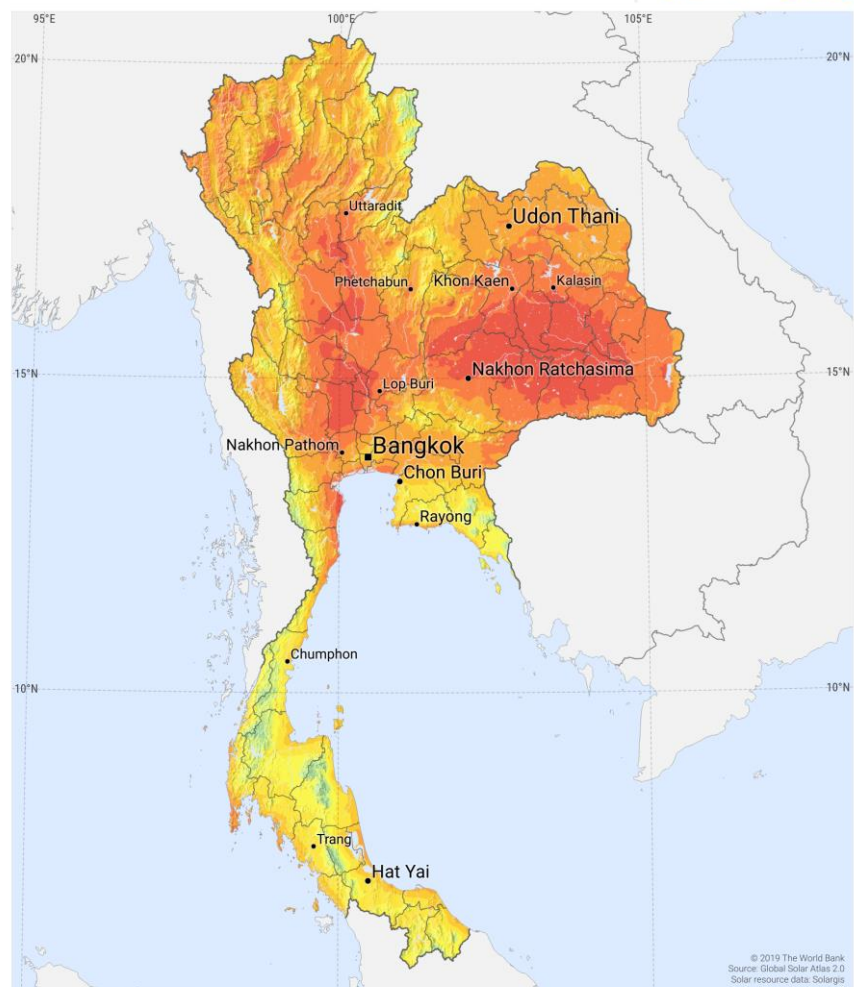


- การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน (RE) ของไทยในปัจจุบันยังมีสัดส่วนที่ต่ำ ส่วนหนึ่งมาจากข้อจำกัดในการขายไฟฟ้าระหว่างเอกชน/ผู้ใช้ไฟฟ้าด้วยกันที่ยังมี โดยตลาดการผลิตไฟฟ้า RE ยังกระจุกอยู่ในรูปแบบ Public PPA (ผลิตไฟฟ้าเพื่อขายให้การไฟฟ้า เช่น EGAT ซึ่งปัจจุบันยังรอการเปิดประมูลใหม่) Private PPA (จำกัดอยู่ภายในนิคมฯ หรือการติดตั้ง Solar rooftop บนอาคารของผู้ใช้ไฟฟ้า) และ Self consumption (จำกัดอยู่ในผู้ใช้ไฟบางกลุ่ม เช่น การติดตั้ง Solar PV ต้องมี Scale ที่ใหญ่คุ้มค่าการติดตั้งและมีข้อจำกัดในการขายไฟส่วนเหลือให้ผู้อื่นได้)
- นโยบาย TPA จะเป็นหนึ่งปัจจัยที่ช่วยลดข้อจำกัดของการซื้อขายไฟฟ้าระหว่างเอกชน หนุนให้การเติบโตของตลาดการผลิตไฟฟ้าจาก RE เติบโตมากขึ้น โดยนโยบาย TPA จะทำหน้าที่ช่วยเชื่อมต่อหรือส่งต่อไฟฟ้าจากผู้ผลิตเอกชนไปยังผู้ใช้ไฟฟ้าที่อยู่ในพื้นที่ หรืออยู่ห่างไกลกันได้ง่ายขึ้น ส่งผลให้สามารถใช้ประโยชน์ได้มากขึ้นในพื้นที่ที่มีศักยภาพในการผลิตไฟฟ้าพลังงาน RE เช่น พื้นที่ศักยภาพในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ/ภาคกลางตอนบน/เหนือตอนล่างที่มีความเหมาะสมในการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ สามารถตั้งโรงไฟฟ้าเพื่อขายให้กับผู้ใช้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้นอย่างภาคตะวันออกได้ โดยไม่ต้องรอการประมูล Public PPA ทั้งนี้ผู้ผลิตไฟฟ้าจำเป็นต้องจ่ายค่าบริการสายส่งตามจุดเชื่อมต่อในระดับกำลังไฟฟ้า (HV, MV และ LV) ซึ่งมีค่าบริการอยู่ในกรอบ 0.65-1.3 บาท/กิโลวัตต์/ชั่วโมง (อ้างอิงตามแผน TPA)
- อย่างไรก็ตาม ยังต้องติดตามการดำเนินการเชิงพาณิชย์ของนโยบาย TPA (โดยหน่วยงานด้านการไฟฟ้ามีรายละเอียดของนโยบายแล้ว) ทั้งนี้ล่าสุด ERC เพิ่งประกาศเปิดรับผู้เข้าร่วมโครงการ ERC Sandbox ระยะที่ 2 ภายในเดือน ต.ค. (หลังจากประกาศไปเมื่อเดือน ส.ค. 2022 ซึ่งมีโครงการเกี่ยวกับ TPA อยู่ด้วย) โดยมีระยะเวลาดำเนินการในโครงการ 1 ปี ดังนั้น การดำเนินการเชิงพาณิชย์ของนโยบาย TPA อาจเกิดขึ้นได้หลังจากโครงการใน ERC Sandbox ระยะที่ 2 ดำเนินการเสร็จสิ้นลง

SOLAR RESOURCE MAP

PHOTOVOLTAIC POWER POTENTIAL
THAILAND

ESMAP SOLARGIS



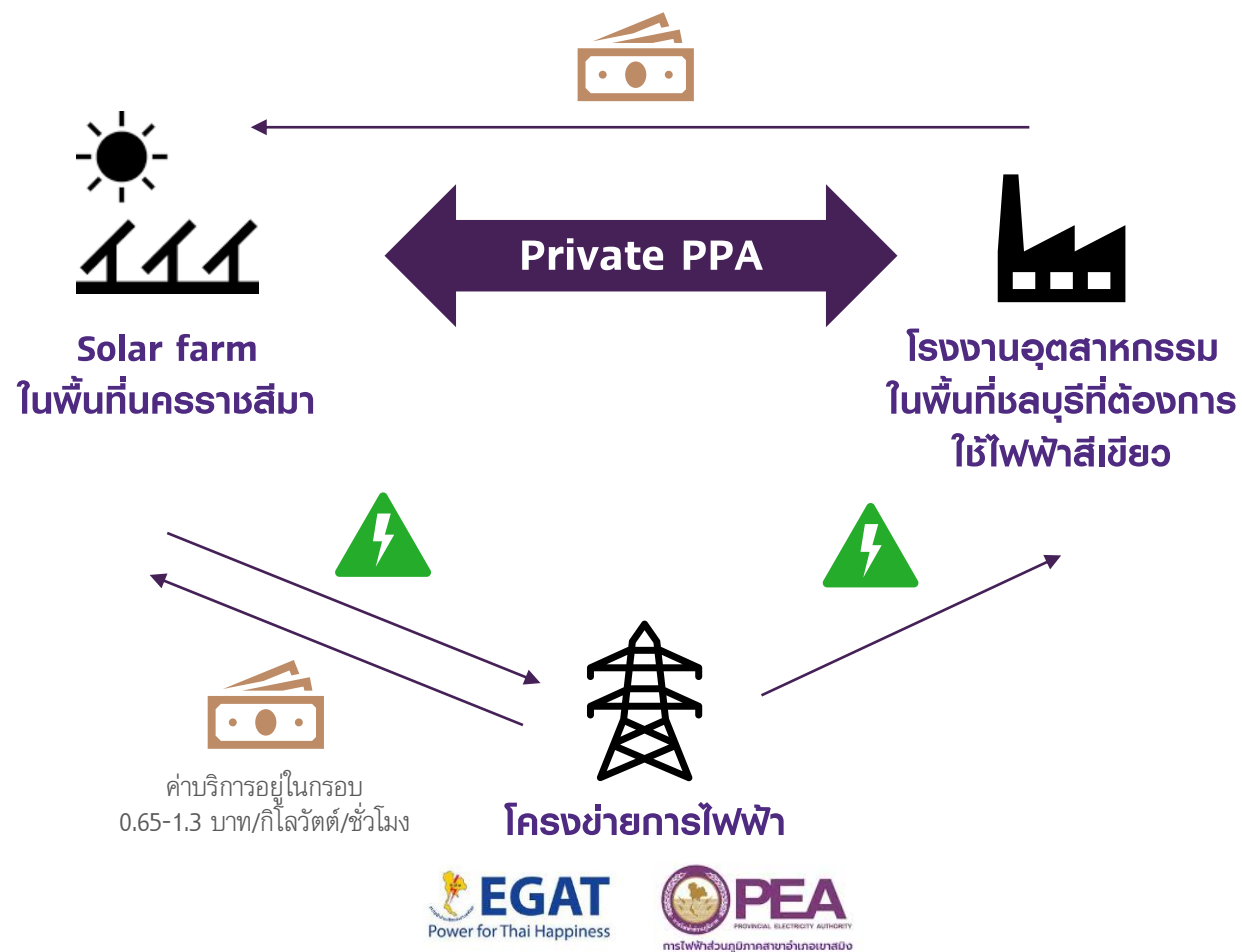
Long term average of PVOUT, period from 2007 (1999 in the South) to 2018

Daily totals: 3.6 3.8 4.0 4.2 kWh/kWp

Yearly totals: 1314 1387 1461 1534 kWh/kWp

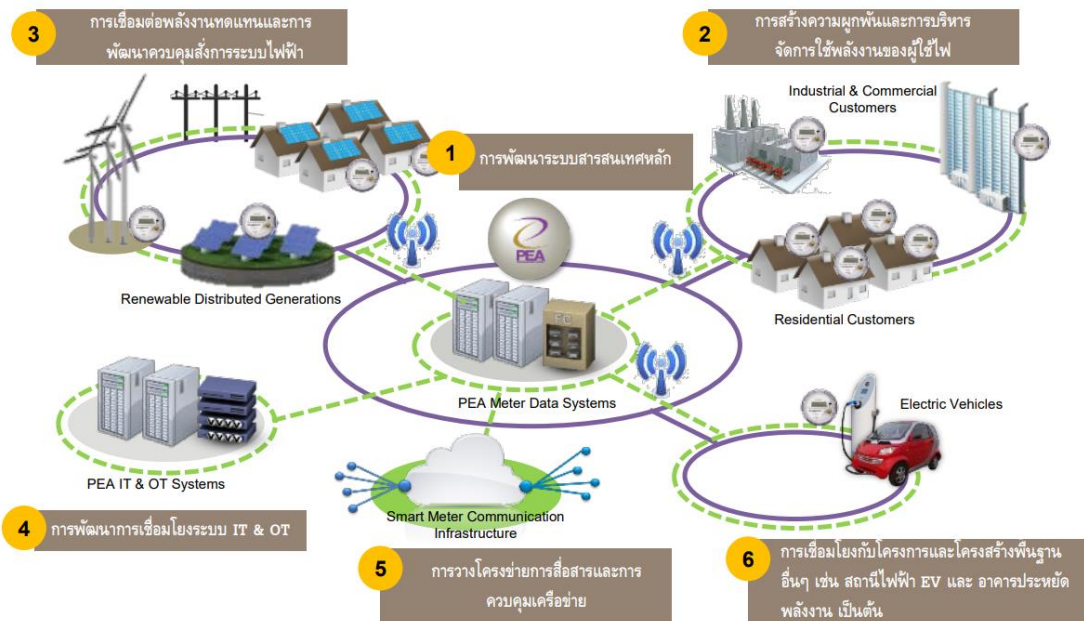
This map is published by the World Bank Group, funded by ESMAP, and prepared by Solargis. For more information and terms of use, please visit <http://globalsolaratlas.info>.

ตัวอย่าง การผลิตไฟฟ้าจากพื้นที่ศักยภาพเพื่อทำสัญญาซื้อขายกับผู้ใช้ไฟฟ้าเอกชนโดยตรง ผ่านโครงข่ายของการไฟฟ้า



ไทยมีแผนการใช้ Smart grid ตามแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า PDP ซึ่งมีส่วนช่วยเสริมประสิทธิภาพของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานต่าง ๆ กับการใช้ไฟฟ้าได้ดีขึ้น

ประโยชน์และการประยุกต์ใช้ Smart grid



Pilot project ของการใช้ Smart grid ในประเทศไทย



- กระทรวงพลังงานได้กำหนดแผนแม่บทการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (Smart grid) ของไทย ระยะยาว 20 ปี พ.ศ.2558-2579 (งบลงทุน 1.99 แสนล้านบาท) แบ่งเป็น 3 ระยะ คือ
 - ✓ **ระยะสั้น พ.ศ.2560-2564** ซึ่งเป็นช่วงของการค้นคว้าทดลองทำโครงการต่าง ๆ
 - ✓ **ระยะปานกลาง พ.ศ.2565-2574** ซึ่งเป็นช่วงนำสิ่งวิจัยทดลองไปสู่ประชาชน
 - ✓ **ระยะ 3 พ.ศ. 2575-2579** เป็นช่วงที่พร้อมปฏิบัติได้จริง ซึ่งแผน Smart grid ได้บรรจุอยู่ในแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2561-2580 หรือ PDP2018

- โครงการนำร่องการพัฒนา Smart grid ที่จังหวัดแม่ฮ่องสอน** ที่มีระบบผลิตไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์ หรือ โซลาร์ฟาร์ม ร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ (Battery Energy Storage System : BESS) ที่พร้อมจ่ายไฟเสริมความมั่นคงให้ระบบไฟฟ้า วงเงิน 265 ล้านบาท บนพื้นที่ 45 ไร่ โดยใช้พื้นที่ 40 ไร่ในการติดตั้งโซลาร์ฟาร์ม ขนาดกำลังผลิต 3 เมกะวัตต์ อีกแห่งหนึ่ง ที่มาพร้อมแบตเตอรี่ 4 เมกะวัตต์



ประเด็น ESG เป็นแรงกดดันให้โรงไฟฟ้าปรับตัว

ธุรกิจโรงไฟฟ้าจะมุ่งเน้นให้ความสำคัญด้านสิ่งแวดล้อม (Environment) ทั้งนี้ในปัจจุบันพลังงานที่ใช้ผลิตไฟฟ้าส่วนใหญ่มาจากเชื้อเพลิงฟอสซิล และยังมีการปล่อยก๊าซเรือนกระจก (GHG) จากการผลิตไฟฟ้าทั่วโลกมากถึง 31% ส่วนประเทศไทยนั้นมีสัดส่วนการปล่อย GHG จากการผลิตไฟฟ้าประมาณ 24% ขณะที่หลายประเทศทั่วโลก รวมถึงไทยพยายามปรับลดการปล่อย GHG เพื่อนำมาสู่เป้าหมาย Net zero emission ทำให้ผู้ผลิตไฟฟ้าในไทยมีการปรับตัวให้การผลิตไฟฟ้าลดการปล่อย GHG ลดลง และเพิ่มสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน และยกเลิกการสร้างโรงไฟฟ้าถ่านหิน รวมถึงนำเทคโนโลยีใหม่ ๆ มาใช้ในการผลิตไฟฟ้าในช่วงการเปลี่ยนผ่าน เช่น CCUS, Low-carbon hydrogen และ Ammonia, Energy storage system

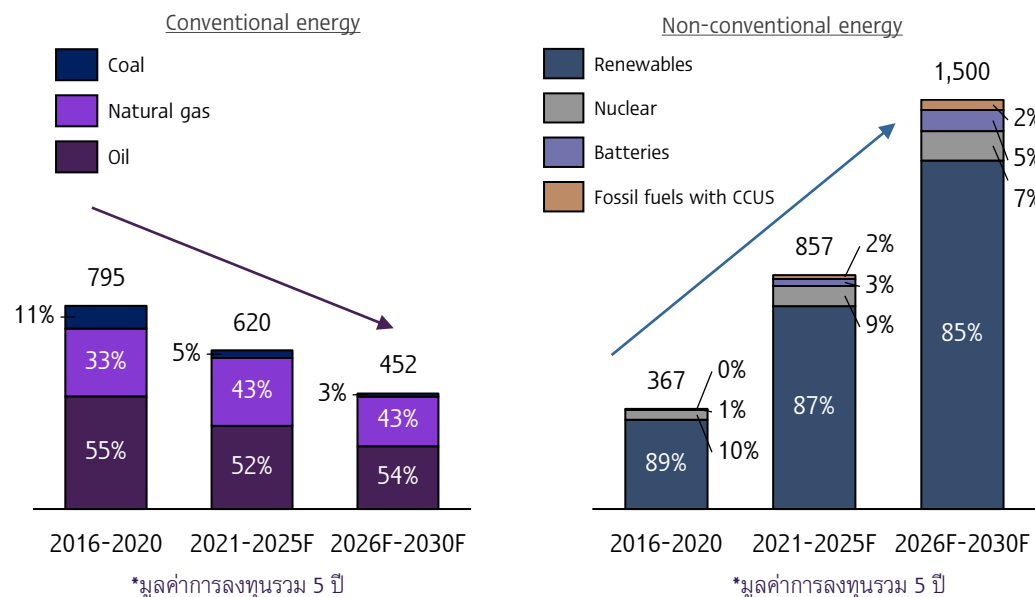
โลกได้ให้ความสำคัญกับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน สะท้อนจากเงินลงทุนในกลุ่ม Renewable energy ที่อยู่ในสัดส่วนสูงเมื่อเทียบกับ Sector อื่น ๆ

แนวโน้มการลงทุนใน Conventional energy และ Non-Conventional energy

หน่วย : Billion USD

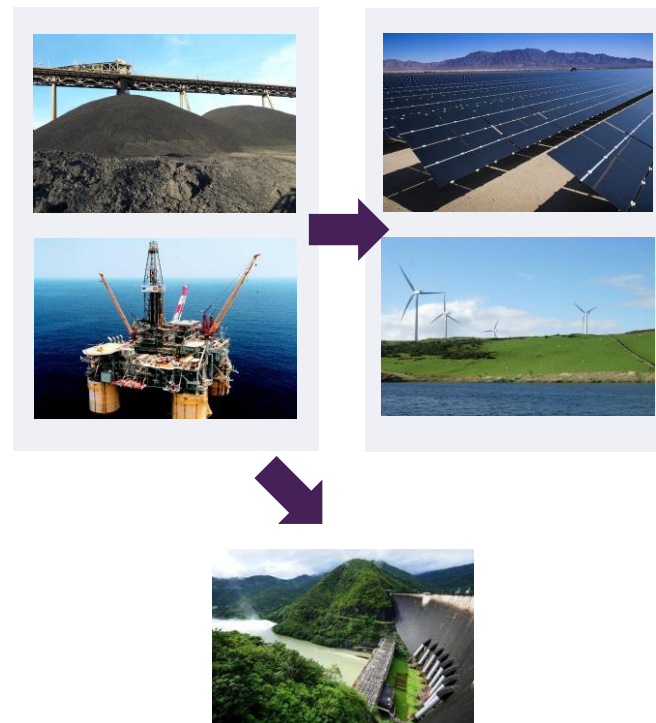
การลงทุนที่เพิ่มขึ้นอย่างก้าวกระโดดของพลังงานหมุนเวียน เพื่อรองรับการกำหนดเป้าหมายด้านลด GHG และส่งเสริมความมั่นคงทางด้านพลังงานในแต่ละประเทศ ทั้งนี้เพื่อไม่เป็นการพึ่งพาพลังงานเฉพาะแค่จากเชื้อเพลิงฟอสซิลที่มีราคาผันผวนและคาดการณ์ได้ยาก เมื่อเกิดวิกฤติต่าง ๆ ที่มีผลกระทบต่อราคาเชื้อเพลิงที่มาจากฟอสซิลอย่างหลีกเลี่ยงไม่ได้ ตั้งแต่ 2016 จนถึง 2030 การลงทุนในส่วนของพลังงานหมุนเวียนและพลังงานคาร์บอนต่ำมีอัตราการเติบโตอย่างมาก (สะท้อนจากเม็ดเงินลงทุนในกลุ่ม Non-conventional energy) ในทางกลับกันการลงทุนใน Conventional energy ก็มีแนวโน้มลดลง

แนวโน้มการลงทุนใน Conventional energy และ Non-conventional energy

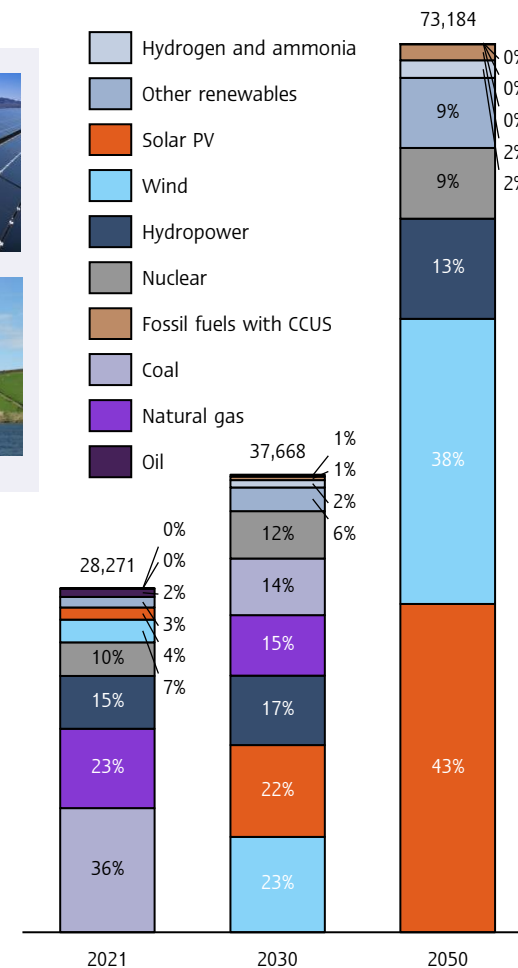


การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแต่ละประเภททั่วโลก

หน่วย : Terawatt-hour (TWh)



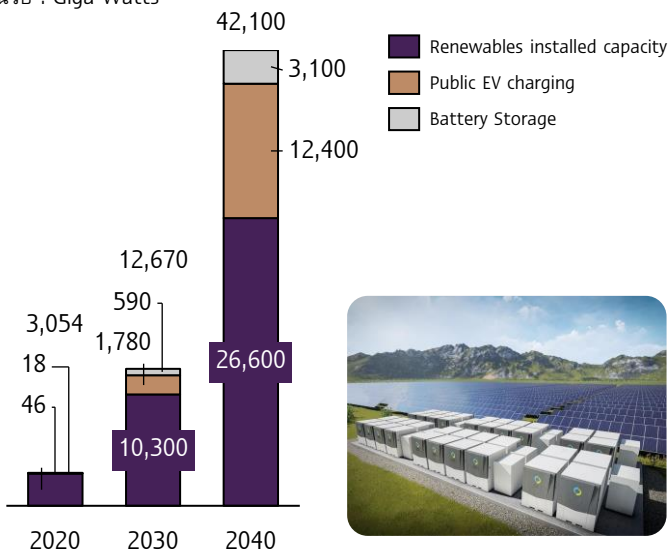
การผลิตพลังงานจะมุ่งเน้นการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในสัดส่วนที่มากขึ้น อาทิ Solar PV , Wind energy และพลังน้ำ (Hydropower) และการใช้พลังงานจากแหล่งที่คาร์บอนต่ำ (Low-carbon) รวมถึงการกักเก็บคาร์บอนด้วย



อีกกระแสการปรับตัว คือ การลงทุนใน Energy Storage System (ESS) เพื่อเสริมประสิทธิภาพของการผลิตไฟฟ้า การลงทุนใน CCUS เพื่อลดการปล่อย CO₂ ของโรงไฟฟ้าดั้งเดิม และการลงทุนผลิต Low-carbon hydrogen

Energy Storage System (ESS)

หน่วย : Giga Watts

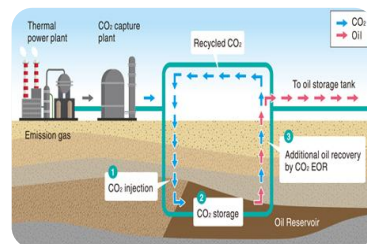
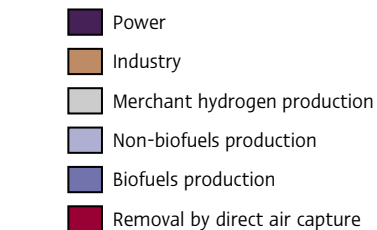


เทคโนโลยีการจัดเก็บพลังงาน สามารถใช้ประโยชน์ในการจัดการพลังงานโดยเฉพาะอย่างยิ่งการเชื่อมต่อกับระบบจ่ายไฟฟ้าสำรองเพื่อจ่ายไฟฟ้าในช่วง Peak load ซึ่งเป็นการเพิ่มผลิตภาพและเสถียรภาพสอดคล้องกับการเติบโตของความต้องการพลังงาน นอกเหนือจากนี้ Energy Storage System (ESS) ยังเป็นเทคโนโลยีที่สนับสนุนให้เกิดการเชื่อมต่อและการกระจายไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานหมุนเวียนไปยัง Grid จนถึงผู้ใช้ไฟฟ้าเพื่อรองรับความต้องการไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนด้วย

ความท้าทาย : ด้านต้นทุนการลงทุนใน Capital cost ที่ยังมีราคาสูง เนื่องจากส่วนประกอบของลิเทียมที่มีมูลค่าสูง จึงเป็นปัจจัยสำคัญต่อการประเมินความคุ้มค่าการลงทุน

Carbon capture, utilization and storage (CCUS)

หน่วย : Million tons CO₂

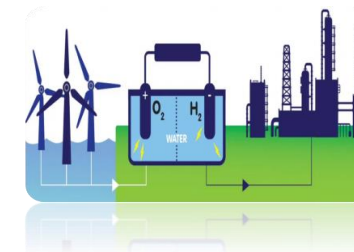
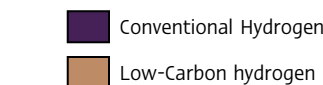


เทคโนโลยีการดักจับคาร์บอนและนำมาใช้ประโยชน์ จากการปลดปล่อยคาร์บอนสู่ชั้นบรรยากาศในปริมาณสูงมีแนวโน้มการเติบโตสอดคล้องกับแผนการปล่อยก๊าซเรือนกระจกเป็นศูนย์ อาทิ การนำมาใช้สำหรับการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิง ถ่านหิน ก๊าซธรรมชาติ รวมถึงการนำมาใช้ดักจับคาร์บอนจากการปล่อยคาร์บอนจากภาคอุตสาหกรรม เพื่อนำคาร์บอนที่ได้ดังกล่าวกักเก็บและนำไปใช้เป็นวัตถุดิบในการผลิตเชื้อเพลิง อาทิ เมทานอล หรือ มีเทนและก๊าซธรรมชาติ เป็นต้น

ความท้าทาย : 1. ด้านเทคโนโลยีที่อยู่ในช่วงการทดสอบในระดับ Pilot scale
2. ความคุ้มค่าในการลงทุน และ Economy of scale ของกำลังการผลิตที่เหมาะสม

Low-Carbon Hydrogen

หน่วย : Million tons Hydrogen

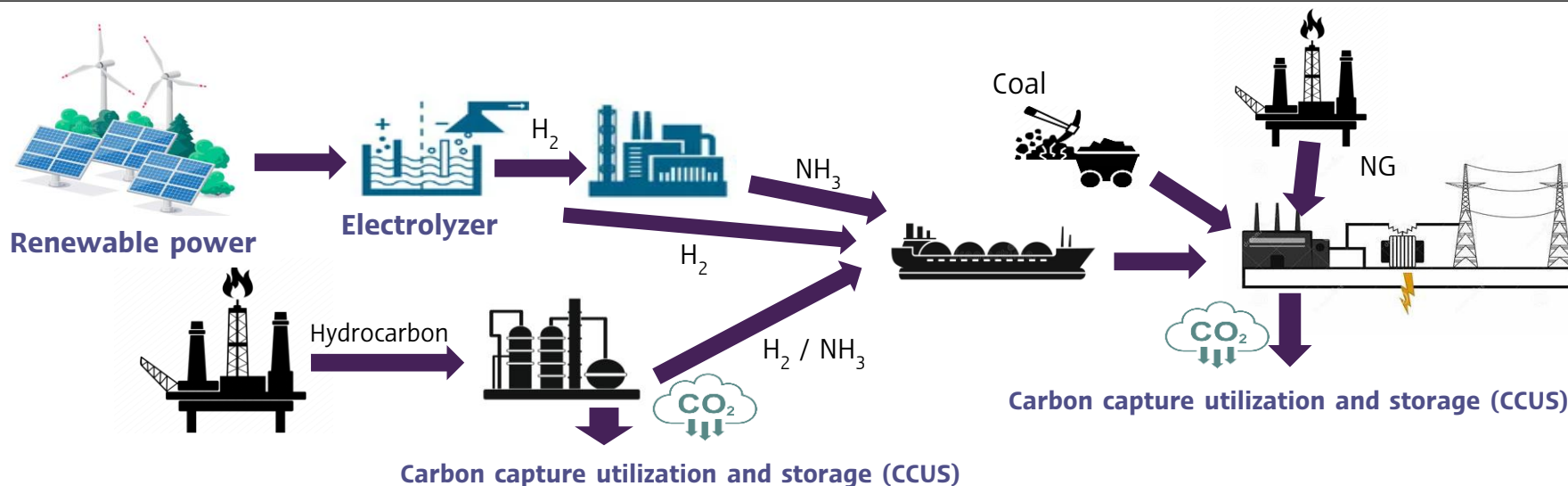


ความต้องการไฮโดรเจนทั่วโลกเพิ่มขึ้นจากที่น้อยกว่า 90 ล้านตันในปี 2020 เป็น 200 ล้านตันในปี 2030 โดยสัดส่วนของไฮโดรเจนคาร์บอนต่ำเพิ่มขึ้นจาก 10% ในปี 2020 เป็น 70% ในปี 2030 ซึ่งมากกว่าครึ่งของการผลิตไฮโดรเจนคาร์บอนต่ำผ่านกระบวนการ Electrolysis และ CCUS ของถ่านหินและก๊าซธรรมชาติ ซึ่งนำมาใช้ในอุตสาหกรรมต่าง ๆ อาทิ การผลิตไฟฟ้า การกลั่น การก่อสร้างและการเกษตรขนส่ง และอุตสาหกรรม

ความท้าทาย : ยังอยู่ในช่วงการพัฒนาในระดับ Pilot scale อาทิ Electrolyzer จากพลังงานหมุนเวียน รวมถึงเทคโนโลยีการผลิตจาก Biogas และ Biowaste เป็นต้น ทั้งนี้เทคโนโลยีดังกล่าวยังมีต้นทุนการลงทุนสูงในปัจจุบัน

การทดแทนถ่านหินด้วยเชื้อเพลิงคาร์บอนต่ำ (Low-carbon fuel) ช่วยลด Emission issue ในการผลิตไฟฟ้า

แผนภาพ Supply chain เบื้องต้นไฮโดรเจนและแอมโมเนีย เพื่อป้อนผสม (Co-firing) ในการผลิตไฟฟ้า

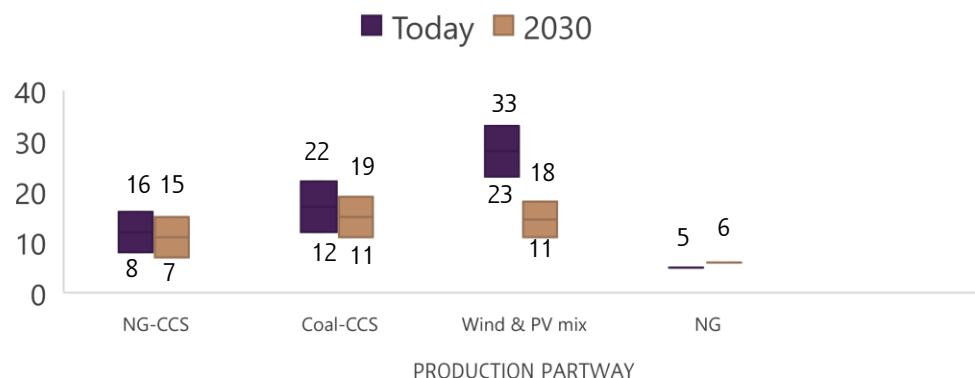


Coal & NG power movement

การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานฟอสซิลมีแนวโน้มลดลงโดยเฉพาะอย่างยิ่งโรงไฟฟ้าถ่านหินที่จะหยุดการสร้างใหม่ ขณะเดียวกัน จะมีการนำแอมโมเนียมาเป็นเชื้อเพลิงเสริมและติดตั้ง CCS ซึ่งจะช่วยลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกของโรงไฟฟ้าถ่านหินได้มากถึง 95% ซึ่งปัจจุบันมีการเริ่มป้อนผสมแล้วที่ญี่ปุ่นในสัดส่วน 15%-60%

ราคาของไฮโดรเจนจากแหล่งต่าง ๆ เพื่อป้อนผสม Natural gas ในการผลิตไฟฟ้า

หน่วย : USD/GJ



ราคาของแอมโมเนียจากแหล่งต่าง ๆ เพื่อป้อนผสม Coal ในการผลิตไฟฟ้า

หน่วย : USD/GJ



ความท้าทายในการนำ Low carbon hydrogen และ Low carbon ammonia มาใช้ใน Commercial scale

- ปัจจัยที่เร่งการปรับปรุงการผลิตไฟฟ้าจากนโยบาย Carbon tax กรณีใช้ถ่านหินในการผลิต
- ปัจจัยเร่งจากมูลค่าของ Carbon credit ที่สูงขึ้น
- มาตรการ CBAM ที่หนุนการใช้ไฟฟ้าที่ปล่อยคาร์บอนต่ำแทนไฟฟ้าที่มาจากฟอสซิล

การตอบรับนโยบาย ESG ของกลุ่มธุรกิจโรงไฟฟ้า โดยเฉพาะโรงไฟฟ้าที่ใช้พลังงานจากฟอสซิลในไทยที่ทยอยปรับตัวเพิ่มสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจาก RE



ดำเนินการแล้ว และมีเป้าหมายประกาศชัดเจน



กำลังศึกษาเทคโนโลยีและความเป็นไปได้



ไม่มีแผนการศึกษาและดำเนินงาน

Player	Renewable energy	CCUS	Low-carbon Hydrogen	Energy storage	Fuel cell	Nuclear
 EGAT	 RE 26% and 30% of power generation by 2025 and 2027		 เริ่มดำเนินการแล้วที่โรงไฟฟ้ากังหันลมลำตะคอง (Wind+ Electrolyzer)	 เริ่มดำเนินการเป็นโครงการนำร่อง Smartgrid โดยใช้ Solar+BESS	 เริ่มดำเนินการแล้วที่โรงไฟฟ้ากังหันลมลำตะคอง (Wind+ Fuelcell)	
 EGCO GROUP	 RE 30% of power generation by 2030	 ศึกษาเทคโนโลยี เพื่อนำมาใช้ในการบรรลุเป้าหมาย Zero carbon emission ในปี 2593 โดยนำมาใช้ Ammonia + Hydrogen เป็นเชื้อเพลิงผสมใน Coal-fired				
 Gulf	 RE $\geq$ 40% of total capacity by 2035					
 GPSC	 RE > 50% of power generation by 2030					
 RATCH GROUP	 RE 25% of total capacity by 2027					
 BANPU POWER	 RE 15% of total capacity by 2025		 ศึกษาเทคโนโลยีและความเป็นไปได้ในการลงทุน ตามแผนการเพิ่มโอกาสทางธุรกิจภายใน 2028-2033 (5-10 ปีจาก 2023)		 มีเป้าหมายขยายกำลังการผลิตแบตเตอรี่ ที่โรงงานในจีนและญี่ปุ่น	
 B.GRIMM SINCE 1878	 RE 50% of total capacity by 2030					



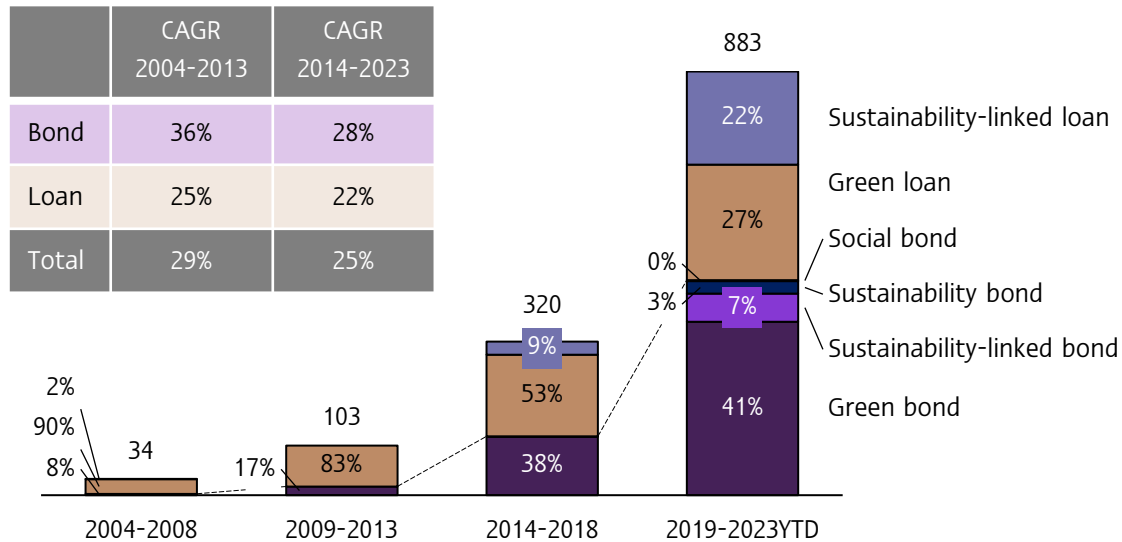
โอกาสจาก Green (Sustainable) Bond & Loan และมาตรการ Thailand Taxonomy ระยะที่ 1

ภาคการเงินทั่วโลกและไทยได้มีการตอบรับนโยบาย ESG โดยส่งเสริม Green (Sustainable) Bond & Loan ให้กับโครงการพลังงานหมุนเวียน และนำ Taxonomy มาใช้สำหรับการจัดกลุ่มกิจกรรมที่ส่งผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมและปล่อยก๊าซเรือนกระจกอย่างจริงจัง โดยประเทศไทยได้เริ่มนำ Thailand Taxonomy มาใช้แล้วในภาคการขนส่ง และภาคการผลิตไฟฟ้าที่เรียกว่า Thailand Taxonomy ระยะที่ 1

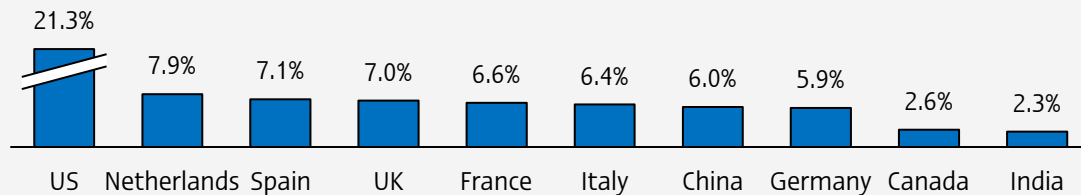
ตลาดพันธบัตรเป็นอีกหนึ่งในแหล่งระดมเงินทุนสำคัญเพื่อการลงทุนในเทคโนโลยีสะอาดของกลุ่มธุรกิจโรงไฟฟ้า โดยผู้ประกอบการในไทยก็ให้ความสำคัญในการระดมทุนผ่านช่องทางนี้มากขึ้น

สัดส่วนของพันธบัตรเพิ่มสูงขึ้นในการระดมทุนของกลุ่ม RE, Power generation & Utilities

Global sustainable finance in RE, power generation & utilities sectors by bond/loan (bn USD)

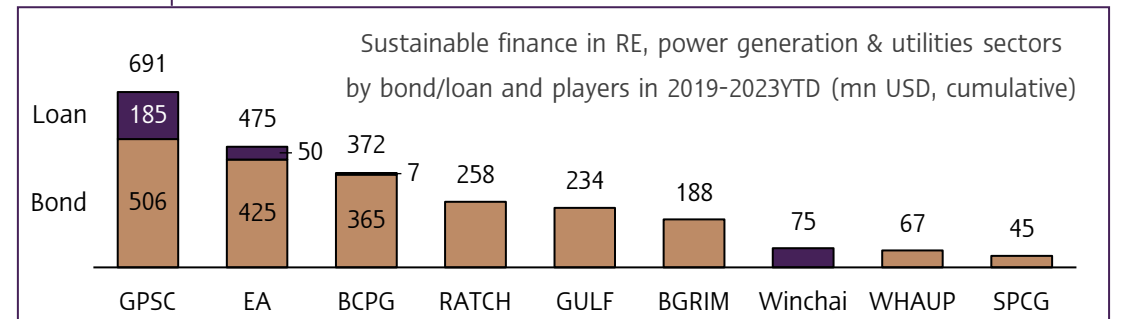
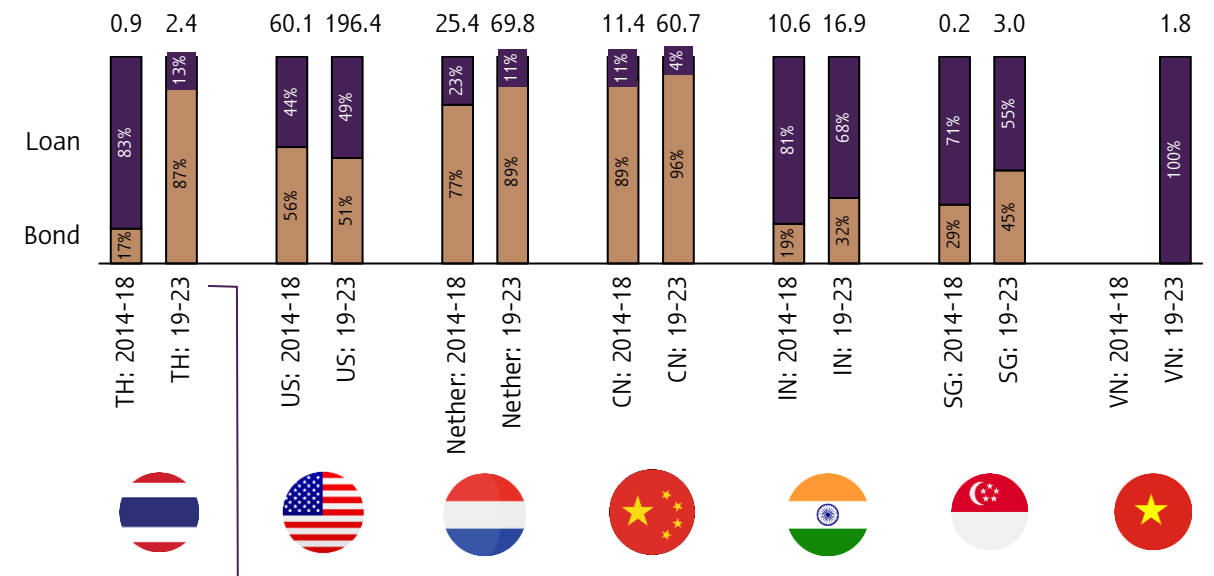


Top 10 countries that have highest cumulative sustainable finance in 2014-2023 (% of global)



ไทยก็หันมาใช้พันธบัตรเป็นแหล่งทุนเพิ่มขึ้นสำหรับ Sustainable finance เช่นเดียวกับโลก

Selected counties' sustainable finance in RE, power generation & utilities sectors by bond/loan (bn USD)



ไทยเริ่มนำ Taxonomy มาเพื่อใช้จำแนกและจัดกลุ่มกิจกรรมทางเศรษฐกิจที่เป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อมมาใช้ โดยธุรกิจผลิตไฟฟ้าและธุรกิจขนส่งเป็นหนึ่งในธุรกิจแรก ๆ ที่จะเริ่มใช้มาตรฐานดังกล่าวก่อน

“Taxonomy” ระบบการจำแนกประเภท กิจกรรม สินทรัพย์ และส่วนรายได้ ที่สอดคล้องกับเป้าหมายความยั่งยืนที่สำคัญและเป็นไปตามเงื่อนไขที่กำหนด

ประเภทของ Taxonomy

แบบระบุกิจกรรมที่เฉพาะเจาะจง (Whitelist based taxonomies)

ระบุโครงการ/กิจกรรมเศรษฐกิจที่สอดคล้อง
กับเกณฑ์ในแต่ละภาคส่วน

ตัวอย่างประเทศที่ใช้



แบบตามเกณฑ์การประเมินทางเทคนิค (Technical screening criteria-based taxonomies)

โดยกำหนดตัวชี้วัดเชิงประเมิน
และเงื่อนไขในการคัดกรองกิจกรรมเศรษฐกิจ
ตามวัตถุประสงค์

ตัวอย่างประเทศที่ใช้



แบบตามหลักการอย่างกว้าง (Principle-based taxonomies)

กำหนดชุดของหลักการหลักสำหรับตลาด
โดยไม่ระบุกิจกรรม/เงื่อนไขที่สอดคล้อง

ตัวอย่างประเทศที่ใช้



ความสำคัญของ Taxonomy

- สร้างความชัดเจนและกฎเกณฑ์ที่โปร่งใสเรื่องการลงทุนสีเขียว (Green finance) เพื่อหลีกเลี่ยงการกล่าวอ้างเกินจริง (Green washing)
- สนับสนุนการสร้างกฎเกณฑ์และเครื่องมือเพื่อส่งเสริมการเงินเพื่อการเปลี่ยนผ่าน (Transition finance)
- ดึงดูดเงินลงทุนจากต่างประเทศที่มุ่งลงทุนในกิจกรรมเพื่อความยั่งยืนต่าง ๆ โดยอ้างอิงกับคำนิยามสากล
- เป็นคู่มืออ้างอิง :
 - สำหรับธุรกิจในการประเมินและบริหารความเสี่ยงด้านสิ่งแวดล้อม
 - สำหรับเก็บข้อมูลและเปิดเผยข้อมูลด้านการดำเนินงานที่เป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อม
- เป็นเครื่องมือสำหรับรัฐบาลที่จะช่วยส่งเสริมเศรษฐกิจสีเขียว การเงินที่ยั่งยืน และเป้าหมายนโยบายด้านการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ

ไทยเพิ่งเสร็จสิ้นการจัดทำ “Thailand Taxonomy ระยะที่ 1” ซึ่งเริ่มใช้สำหรับภาคพลังงาน (Supply) และภาคขนส่ง และอยู่ระหว่างจัดทำระยะที่ 2^{1/} สำหรับภาคเศรษฐกิจอื่น ๆ

“Thailand Taxonomy” มาตรฐานกลางที่ใช้อ้างอิงในการจำแนกและจัดกลุ่มกิจกรรมทางเศรษฐกิจที่เป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อมของไทย ทั้งนี้การนำ Thailand Taxonomy ไปใช้ยังเป็นไปตามความสมัครใจ

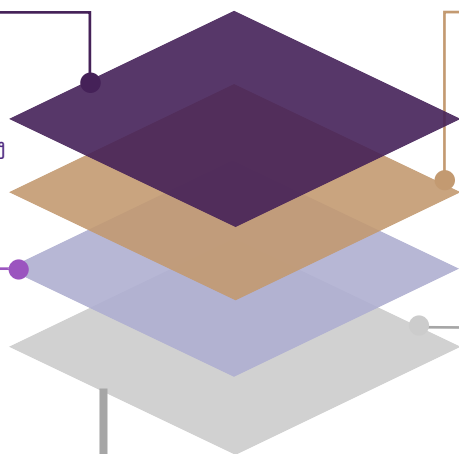
โครงสร้างของ Thailand Taxonomy ระยะที่ 1

วัตถุประสงค์

การลด GHG เพื่อลดการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ พร้อมบรรลุเป้าหมายของข้อตกลงปารีส (พยายามให้ทุกประเทศควบคุมอุณหภูมิเฉลี่ยโลกไม่ให้สูงขึ้นเกิน 1.5°C)

กิจกรรม

ครอบคลุม 23 กิจกรรมจากภาคพลังงาน (15) และภาคการขนส่ง (8) ตามรหัส ISIC 4



ภาคเศรษฐกิจ

ภาคเศรษฐกิจ 2 อันดับแรกที่ปล่อย GHG สูงสุดในประเทศ

- พลังงาน
- ขนส่ง

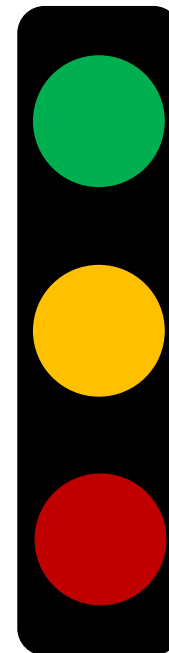
เงื่อนไขและตัวชี้วัดเป็นเกณฑ์การประเมิน

- ใช้หลักวิทยาศาสตร์
- ใช้ความชัดเจนว่าเข้าเกณฑ์หรือไม่
- ใช้เกณฑ์เชิงปริมาณ
- ใช้ความเป็นกลางทางเทคโนโลยี

Traffic Light System



ระบบ Traffic light system



กิจกรรมที่ลดปัญหาการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ โดยมีการปล่อย GHG เป็น 0 หรือต่ำมาก (< 100 gCO₂e/kWh ก่อนปี 2040 หรือ < 50 gCO₂e/kWh หลังปี 2040)

กิจกรรมที่ปัจจุบันยังไม่สามารถปล่อย GHG ในระดับต่ำ แต่อยู่ระหว่างปรับตัวเพื่อลด GHG โดยกิจกรรมดังกล่าวอาจเข้าข่ายสีเขียวได้ในอนาคต ทั้งนี้การจัดกลุ่มสีเหลืองจะทำได้จนถึงปี 2040 (Sunset date) กล่าวคือ หลังปี 2040 จะไม่มีกิจกรรมกลุ่มสีเหลือง

กิจกรรมที่ไม่สามารถประเมินได้ว่า จะสามารถลด GHG สุทธิได้ และไม่เข้าข่ายตามเงื่อนไขและตัวชี้วัดสำหรับกิจกรรมในระดับสีเขียว/สีเหลือง

พิจารณาเฉพาะการปล่อย GHG ใน Scope 1 (ปล่อย GHG โดยตรงจากการดำเนินงานของผู้ผลิต) และ Scope 2 (ปล่อยทางอ้อมจากการผลิตไฟฟ้าที่ผู้ผลิตซื้อไฟฟ้ามาใช้) เท่านั้น

ตัวอย่างการการประเมิน Taxonomy ของการผลิตไฟฟ้าประเภทต่าง ๆ

หัวข้อการประเมิน	รูปแบบของโรงผลิตไฟฟ้า				
1. แบ่งกิจกรรมย่อย ตามการดำเนินงานของบริษัท/โครงการ	ผลิตพลังงานไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติ	ผลิตพลังงานไฟฟ้าจากถ่านหิน	ผลิตพลังงานไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์	ผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานชีวมวล	บริการที่ปรึกษาสำหรับโรงไฟฟ้า
2. พิจารณาความครอบคลุมว่าอยู่ในบทที่ 4 หรือไม่	ครอบคลุม (บทที่ 4.1.6)	ครอบคลุมอยู่ใน Red list (บทที่ 4.3)	ครอบคลุม (บทที่ 4.1.1)	ครอบคลุม (บทที่ 4.1.5)	ไม่ครอบคลุม
3. จำแนกตามหมวดหมู่สี ประเมินตามเงื่อนไข และตัวชี้วัดที่เข้าข่ายฯ	 ประเมินตามตัวชี้วัดกลางของการปล่อยก๊าซเรือนกระจก	 กิจกรรมสีแดง	 ต้องไม่นำไฟฟ้าไปใช้ในโครงสร้างพื้นฐานที่ใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล	 โรงงานไฟฟ้าเดิมที่ GHG > เกณฑ์พลังงานชีวมวล แต่ < 381 gCO ₂ e/kWh	
4. ส่งผลกระทบเชิงลบด้านอื่น ต้องไม่ส่งผลกระทบมีนัยสำคัญต่อเกณฑ์ DNSH&MSS			ไม่ส่งผลกระทบทั้ง DNSH ^{1/} (Do No Significant Harm) และ MSS ^{1/} (Minimum Social Safeguards)	เป็นไปตาม DNSH ^{1/} แต่ไม่ผ่าน MSS ^{1/} ทำให้ควรยื่นแผนเยียวยา และจัดการภายใน 3 ปี	
5. สรุปผลการประเมิน	 ประเมินตามตัวชี้วัดกลางของการปล่อยก๊าซเรือนกระจก หากโครงการที่สร้างใหม่หลัง 2023 จะจัดเป็นสีแดง	 กิจกรรมสีแดง	 กิจกรรมสีเขียว	 กิจกรรมสีเหลือง หากไม่เยียวยาในเวลาที่กำหนดจะถูกยกเลิกสถานะสีเหลือง	
ตัวอย่างการนำไปใช้ในด้านเครื่องมือทางการเงิน	สามารถยื่นขอสินเชื่อเพื่อการปรับตัว หรือ Transition bond	ไม่สามารถใช้เครื่องมือทางการเงินกลุ่มความยั่งยืนได้	สามารถยื่นขอสินเชื่อสีเขียว หรือ Green bond	สามารถยื่นขอสินเชื่อเพื่อการปรับตัว หรือ Transition bond	

หมายเหตุ : 1/ DNSH = หลักการไม่สร้างผลกระทบเชิงลบอย่างมีนัยสำคัญในแง่ของการลดปัญหาการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศจะต้องไม่ขัดกับเป้าหมายด้านสิ่งแวดล้อมอื่น ๆ เช่น การปล่อยมลพิษและการอนุรักษ์ความหลากหลายทางชีวภาพ

MSS = การคำนึงถึงผลกระทบทางสังคม เช่น เคารพกฎหมายแรงงานและจัดให้ลูกจ้างทำงานในสภาพแวดล้อมที่เหมาะสม เป็นต้น

ที่มา : การวิเคราะห์โดย SCB EIC จากข้อมูลของ ธปท. และมาตรฐานการจัดกลุ่มกิจกรรมทางเศรษฐกิจที่คำนึงถึงสิ่งแวดล้อม (Thailand Taxonomy) ระยะที่ 1

ติดตามบทวิเคราะห์ไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน
ได้ใน Industry insight

Solar & Wind energy

อ่านเพิ่มเติม



SCB EIC | ECONOMIC INTELLIGENCE CENTER



INSIGHTFUL ECONOMIC AND BUSINESS
INTELLIGENCE FOR EFFECTIVE DECISION MAKING

■ WEBSITE

www.scbeic.com

up-to-date with email notification

■ LINE OFFICIAL ACCOUNT

Find us at : **@scbeic**

■ CONTACT US

E-mail: **eic@scb.co.th**

SCB  EIC