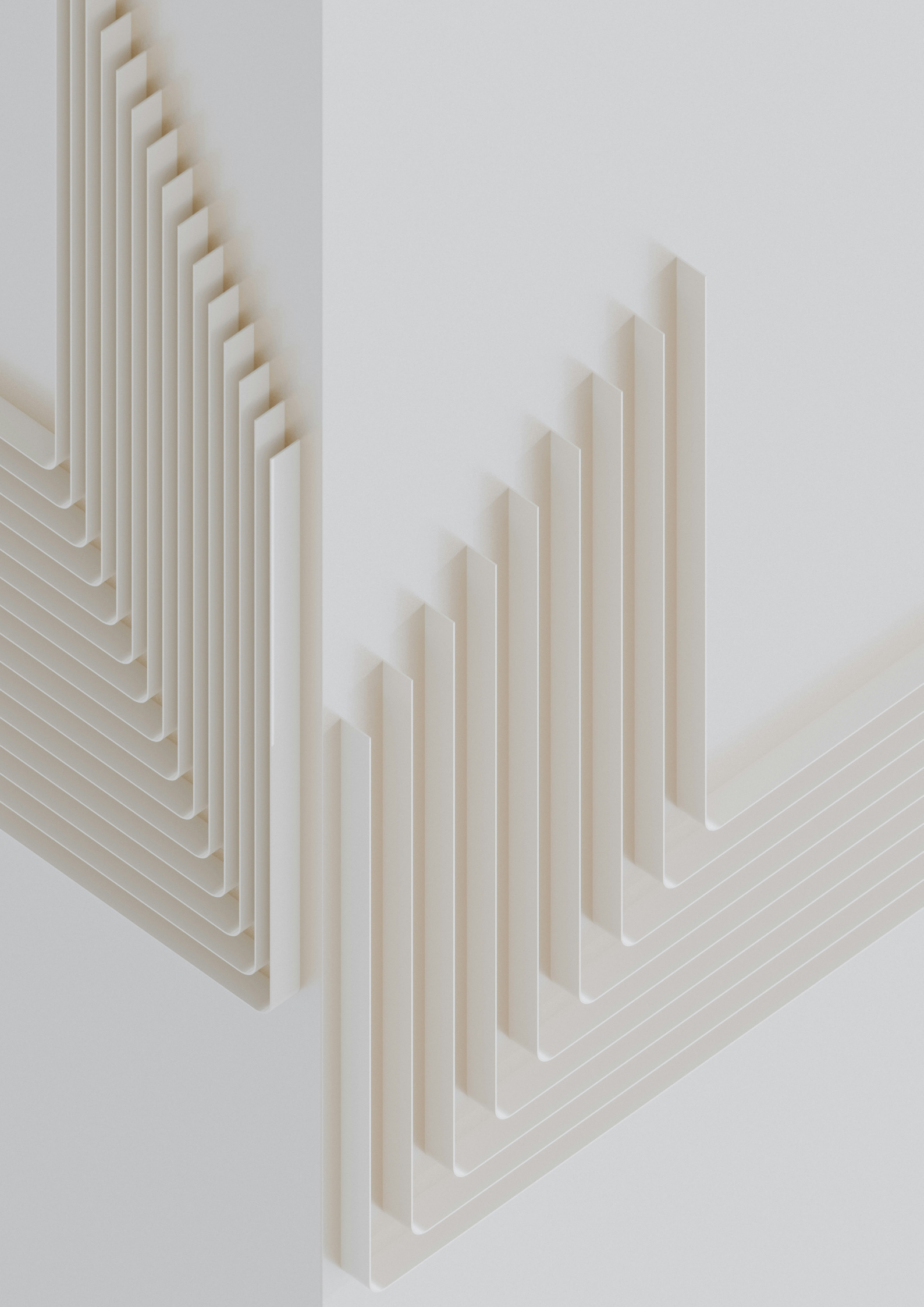


RE-BALANCING ENERGY TRILEMMA

ปรับเปลี่ยนผ่านอย่างสมดุล
สู่ระบบพลังงานที่เข้าถึงได้ มั่นคงและยั่งยืน

คณะผู้วิจัย ศุภณัฏฐ์ ศศิวิทย์วัฒน์ และ ดร. แบล็ก งามอรุณโชติ





Re-Balancing Energy Trilemma

ปรับแผนเปลี่ยนผ่านอย่างสมดุล
สู่ระบบพลังงานที่เข้าถึงได้ มั่นคงและยั่งยืน

คณะผู้วิจัย

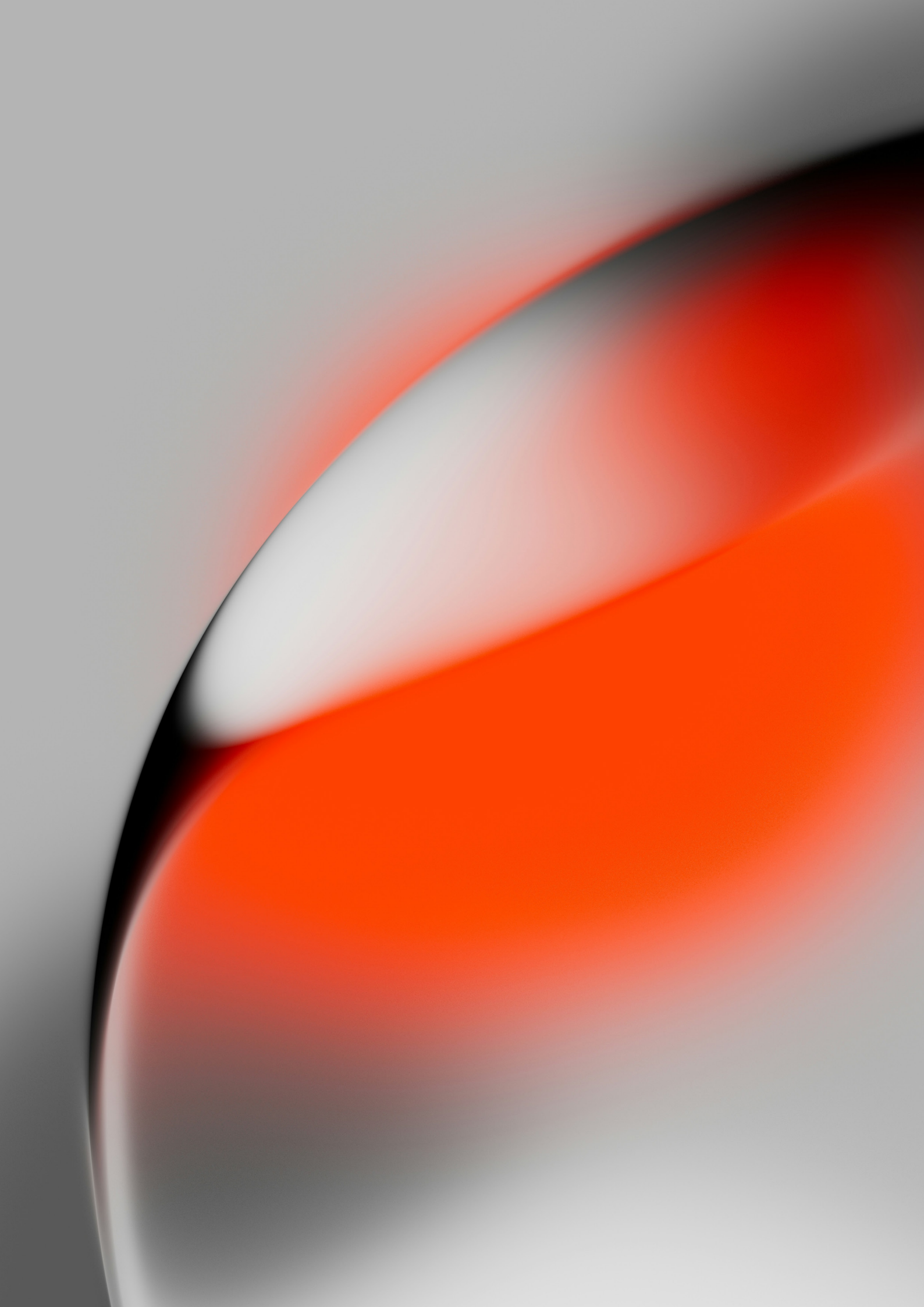
ศุภณัฐ ฤทธิ ศศิวิวัฒน์

ดร. แบ็งค์ งามอรุณโชติ

สถาบันนโยบายวิทยาศาสตร์ เทคโนโลยี และนวัตกรรม (STIPI)

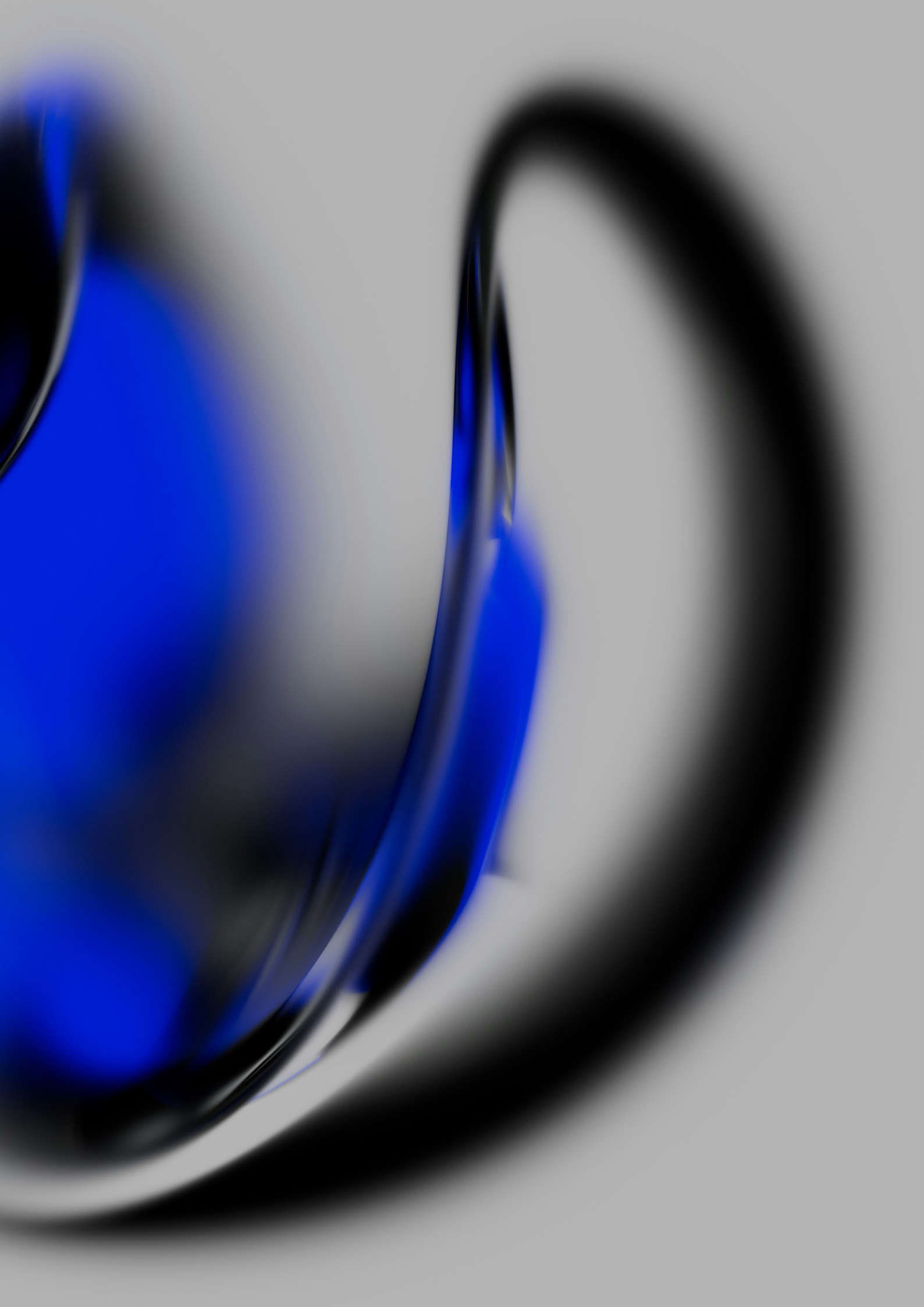
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี

พ.ศ. 2568



สารบัญ

8	Key message
10	1. ไทยเผชิญวิกฤตพลังงานรอบด้าน เพราะพึ่งพิงพลังงานฟอสซิลมากเกินไป
15	2. พลังงานหมุนเวียนไทยโตช้ากว่าโลก เสี่ยงแข่งขันไม่ได้
19	3. ปลดล็อกศักยภาพพลังงานหมุนเวียน คือทางออกปัญหาพลังงานไทย
26	4. ปรับแผนไฟฟ้าสู่พลังงานสีเขียวอย่างสมดุล เพื่อความยั่งยืน มั่นคง และเข้าถึงได้
36	5. เปิดเสรีตลาดไฟฟ้าสีเขียว เสริมขีดความสามารถไทยในเศรษฐกิจคาร์บอนต่ำ
40	เชิงอรรถ
43	บรรณานุกรม



รายงานฉบับนี้เป็นส่วนหนึ่งของโครงการ “Waltz Dancing between David and Goliath: The Collaborative Contributions of Fossil Conglomerates and SMEs to Thailand’s Energy Transition” ซึ่งมุ่งสำรวจภาพรวมของระบบพลังงานไทย วิเคราะห์ปัญหาเชิงโครงสร้างและกับดักที่เป็นอุปสรรคต่อการเปลี่ยนผ่านสู่พลังงานสะอาด พร้อมเสนอแนวทางแก้ไขที่สมดุลง่ายและยั่งยืน โดยจะพิจารณาทั้งบทบาทของบริษัทพลังงานขนาดใหญ่ และโอกาสในการส่งเสริมผู้ประกอบการรายย่อย ชุมชน และภาคประชาชน ในการร่วมขับเคลื่อนการเปลี่ยนผ่านพลังงานอย่างเป็นธรรม

นอกจากนี้ โครงการจะสำรวจศักยภาพ โอกาส และความท้าทายในการพัฒนาอุตสาหกรรมพลังงานหมุนเวียนไทยและการเชื่อมต่อเข้าเป็นส่วนหนึ่งของห่วงโซ่อุปทานระดับโลกได้

Key message

- ระบบไฟฟ้าไทยพึ่งพาฟอสซิลสูงเกินไปจนเสียสมดุลระหว่างความยั่งยืน ความมั่นคง และราคาพลังงาน กล่าวคือ ไทยลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกได้เล็กน้อยและล่าช้า สูญเสียความมั่นคงจากการพึ่งพิงการนำเข้าก๊าซในระดับสูง และเผชิญกับต้นทุนค่าไฟฟ้าที่สูงขึ้นตามราคาก๊าซนำเข้า
- ไทยเปลี่ยนผ่านพลังงานสะอาดช้ากว่าโลกและประเทศคู่แข่งโดยเฉพาะเวียดนาม จึงเสี่ยงเสียเปรียบในยุคเศรษฐกิจคาร์บอนต่ำ ทั้งการส่งออกที่จะเผชิญกับมาตรการคาร์บอนระหว่างประเทศและการดึงดูดการลงทุนจากธุรกิจที่ต้องการไฟฟ้าสะอาด
- ทางออกคือการปลดปล่อยศักยภาพพลังงานหมุนเวียนให้ถูกใช้อย่างเต็มที่ไทยมีทรัพยากรแสงที่ผลิตไฟฟ้าได้มาก ต้นทุนการผลิตพลังงานสะอาดที่แข่งขันได้ ระบบไฟฟ้าที่รองรับพลังงานแสงและลมได้พอสมควร ตลอดจนภาคเอกชนที่มีความพร้อมในการลงทุน หากมีการออกแบบเชิงนโยบายและการบริหารจัดการที่เหมาะสม จะช่วยให้การเปลี่ยนผ่านพลังงานเกิดขึ้นได้อย่างสมดุล
- ไทยควรปรับแผนเปลี่ยนผ่านอย่างสมดุล โดยเร่งเพิ่มพลังงานหมุนเวียนให้เพียงพอต่อการบรรลุเป้าหมายลดก๊าซเรือนกระจก ลดการนำเข้าก๊าซ และลดต้นทุนไฟฟ้าในอนาคต พร้อมปรับบทบาทก๊าซธรรมชาติเป็นพลังงานเสริมเพื่อรักษาเสถียรภาพระบบไฟฟ้า
- ภาครัฐควรเร่งเปิดเสรีตลาดไฟฟ้าเพื่อให้เอกชนจัดหาพลังงานสะอาดได้ง่าย โดยอนุญาตให้ผู้ผลิตและผู้ใช้เอกชนซื้อขายไฟฟ้าระหว่างกันโดยตรง (Direct PPA) และส่งไฟผ่านโครงข่ายของรัฐได้ (Third-Party Access)

Re-balancing Energy Trilemma: ปรับเปลี่ยนผ่านอย่างสมดุล สู่ระบบพลังงานที่เข้าถึงได้ มั่นคงและยั่งยืน

โลกกำลังก้าวเข้าสู่จุดเปลี่ยนสำคัญด้านพลังงาน ในปี 2023 พลังงานหมุนเวียนเติบโตอย่างรวดเร็วจนสามารถรองรับความต้องการไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น โดยแทบไม่ต้องพึ่งพาพลังงานฟอสซิลเพิ่มเติม เป็นที่คาดการณ์ว่าโลกได้ผ่านจุดสูงสุดของการผลิตไฟฟ้าฟอสซิลแล้ว และกำลังจะเริ่มนับถอยหลังการใช้ฟอสซิลในการผลิตไฟฟ้า¹

แรงผลักดันสำคัญมาจากนโยบายของประเทศต่างๆ ที่เร่งลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิเป็นศูนย์ (Net Zero) ภายในปี 2050 เพื่อจำกัดอุณหภูมิโลกไม่ให้เกิน 1.5 องศา (จากระดับก่อนการปฏิวัติอุตสาหกรรม) รวมไปถึงการเห็นโอกาสจากต้นทุนพลังงานหมุนเวียนที่ลดลง และการลดการพึ่งพาเชื้อเพลิงฟอสซิลนำเข้า

ธุรกิจทั่วโลกก็ต่างเร่งปรับตัวเข้าสู่เศรษฐกิจคาร์บอนต่ำ โดยเฉพาะบริษัทยักษ์ใหญ่ อาทิ Microsoft และ Sony ที่กำหนดเป้าหมายใช้ไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนทั้งหมดภายในปี 2030

อย่างไรก็ตาม ประเทศไทยกลับยังพึ่งพาเชื้อเพลิงฟอสซิลในระดับสูง ซึ่งหากไม่เร่งเปลี่ยนผ่าน จะพลาดเป้าหมายลดโลกร้อน เสี่ยงต่อปัญหาค่าไฟแพงและความไม่มั่นคงจากการนำเข้าเชื้อเพลิงฟอสซิลมากเกินไป ตลอดจนเสียโอกาสดึงดูดการลงทุนจากธุรกิจที่ต้องการไฟฟ้าสะอาด

ไทยจะรับมือกับความท้าทายนี้อย่างไร? และเราจะเร่งการเปลี่ยนผ่านพลังงานให้ทันโลกได้หรือไม่ อย่างไร? สถาบันนโยบายวิทยาศาสตร์ เทคโนโลยี และนวัตกรรม มจร. (STIPI) ชวนสำรวจคำตอบไปพร้อมกันในรายงานฉบับนี้

1. ไทยเผชิญวิกฤตพลังงานรอบด้านเพราะพึ่งพิงพลังงานฟอสซิลมากเกินไป

ระบบพลังงานของไทยกำลังเผชิญความท้าทายรอบด้าน ทั้งจากแรงกดดันเรื่องเป้าหมายลดโลกร้อน ต้นทุนที่สูงขึ้น และความมั่นคงที่เริ่มถดถอย สะท้อนผ่านดัชนี Energy Trilemma Index ที่จัดอันดับความสามารถของประเทศในการบริหารระบบพลังงานใน 3 มิติหลัก ได้แก่:

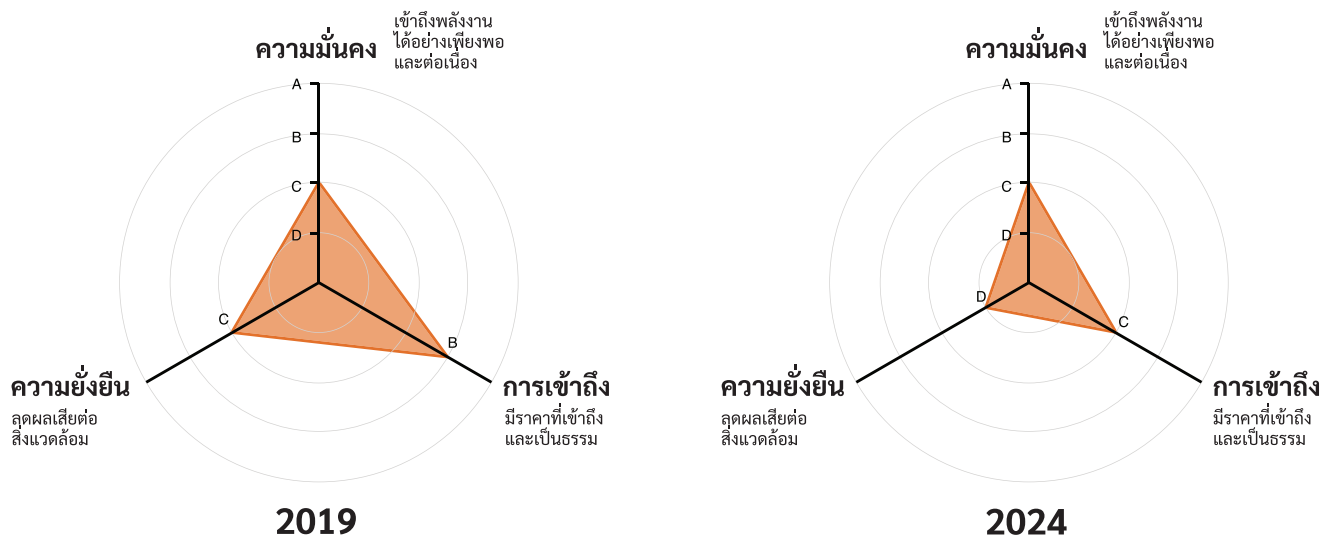
- ความยั่งยืนทางสิ่งแวดล้อม (Environmental Sustainability) – การเปลี่ยนผ่านพลังงานเพื่อลดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมและสภาพภูมิอากาศ
- ความมั่นคงพลังงาน (Energy Security) – การจัดหาพลังงานได้เพียงพอและต่อเนื่อง
- การเข้าถึงพลังงาน (Energy Equity) – การจัดหาพลังงานในราคาที่เข้าถึงได้และเป็นธรรมสำหรับครัวเรือนและภาคธุรกิจ

ระบบพลังงานที่มีประสิทธิภาพจะสามารถรักษาสมดุลระหว่างเป้าหมายสามมิติได้โดยไม่เร่งพัฒนาเพียงด้านใดด้านหนึ่งจนกระทบอีกด้าน เช่น การเร่งเพิ่มสัดส่วนพลังงานแสงอาทิตย์และลม ซึ่งแม้ช่วยลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก แต่หากไม่มีระบบกักเก็บพลังงานรองรับ ก็อาจเพิ่มความเสี่ยงไฟดับในช่วงที่แสงและลมไม่เพียงพอ

รายงาน World Energy Trilemma Index 2024 จัดอันดับประเทศไทยอยู่ที่ 60 จาก 99 ประเทศ โดยมีคะแนนด้านความมั่นคงระดับ C เท่ากับปี 2019 ขณะที่ด้านการเข้าถึงลดลงจาก B เป็น C และด้านความยั่งยืนลดลงจาก C เป็น D (ดูภาพที่ 1) สะท้อนว่าระบบพลังงานไทยกำลังสูญเสียความสามารถในการบริหารจัดการอย่างสมดุล²

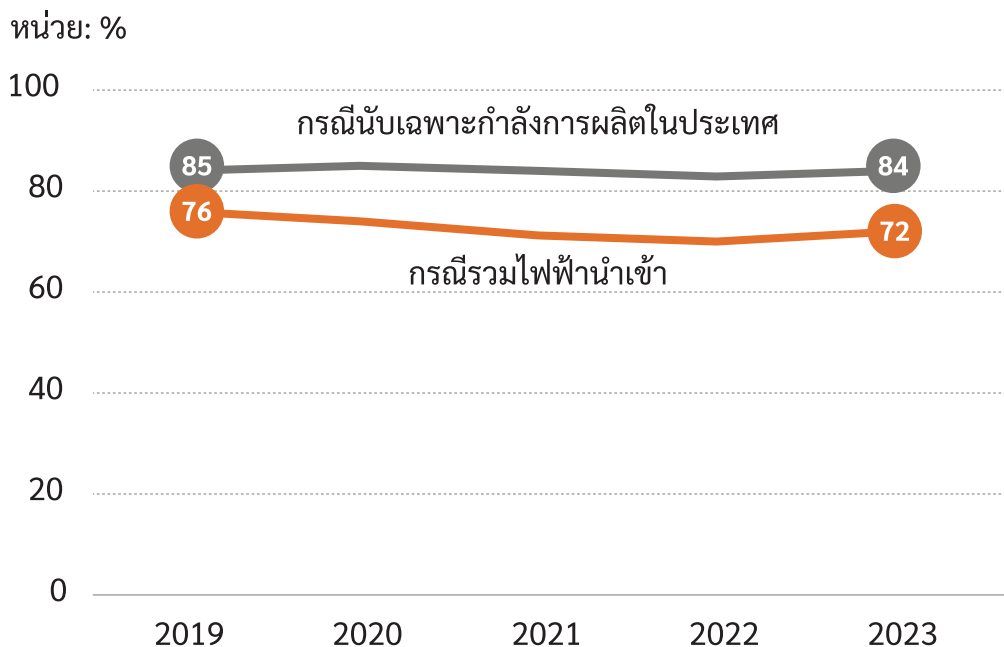
หนึ่งในปัจจัยสำคัญคือการพึ่งพาเชื้อเพลิงฟอสซิลในการผลิตไฟฟ้ามากเกินไป โดยในช่วงปี 2019–2023 มีสัดส่วนสูงถึงร้อยละ 84–85 ของการผลิตไฟฟ้าทั้งหมด (ดูภาพที่ 2) ประกอบด้วยไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติร้อยละ 69.7 และจากถ่านหินกับเชื้อเพลิงฟอสซิลอื่นอีกร้อยละ 16.4 (ดูภาพที่ 3)

ภาพที่ 1 กรอบ Energy Trilemma Index และคะแนนของไทย



ที่มา: รายงาน World Energy Trilemma Index 2019 และ 2024

ภาพที่ 2 สัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิล



ที่มา: Ember ข้อมูล Yearly Electricity Data

ภาพที่ 3 สัดส่วนการผลิตไฟฟ้าตามแหล่งพลังงานปี 2023
(นับเฉพาะการผลิตในประเทศ)



ที่มา: Ember ข้อมูล Yearly Electricity Data

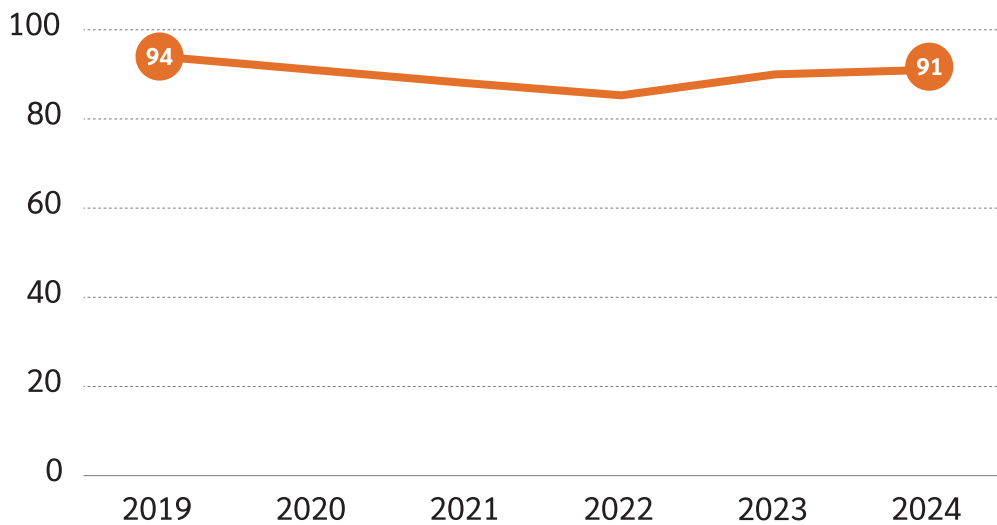
ผลกระทบด้านความยั่งยืนที่ตามมา คือการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากภาคผลิตไฟฟ้าของไทยแทบไม่ลดลง โดยอยู่ที่ 105 ล้านตันคาร์บอนไดออกไซด์ (MtCO₂) ในปี 2019 และ 104.7 MtCO₂ ในปี 2023 (ดูภาพที่ 4) ขณะที่ ความเข้มข้นของคาร์บอนในการผลิตไฟฟ้า (carbon intensity) ลดลงเพียงเล็กน้อยจาก 563.08 เป็น 550 กรัมคาร์บอนไดออกไซด์ต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง (gCO₂/kWh) ซึ่งยังสูงกว่าค่าเฉลี่ยโลกที่ 481 gCO₂/kWh³

ในด้านความมั่นคง ระบบพลังงานไทยกำลังเผชิญความเสี่ยงเพิ่มขึ้นจากการพึ่งพาการนำเข้าก๊าซธรรมชาติมากขึ้น โดยระหว่างปี 2019–2023 สัดส่วนการจัดหาก๊าซจากแหล่งในประเทศลดลงจากร้อยละ 72.2 เหลือเพียงร้อยละ 56.9 ขณะที่การนำเข้า LNG เพิ่มขึ้นจากร้อยละ 13.1 เป็น 31.2 ที่เหลือเป็นการนำเข้าจากประเทศเมียนมา (ดูภาพที่ 5)

จากร่างแผนบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติปี 2024 (Gas Plan 2024) หากไม่มีการค้นพบแหล่งก๊าซใหม่ สัดส่วนการนำเข้า LNG อาจเพิ่มขึ้นถึงร้อยละ 53 ภายในปี 2030 ซึ่งจะเพิ่มความเปราะบางต่อความผันผวนของตลาดโลก โดยเฉพาะในช่วงวิกฤต เช่น สงครามรัสเซีย-ยูเครนในปี 2022 ที่ทำให้ราคา LNG พุ่งสูง และผลักดันค่าไฟฟ้าเฉลี่ยในไทยจาก 3.6 บาทต่อหน่วยในปี 2019 เป็น 4.16 บาทในปี 2022 และ 4.45 บาทในปี 2023 (ดูภาพที่ 6)

ภาพที่ 4 ปริมาณการปล่อยคาร์บอนจากการผลิตไฟฟ้า

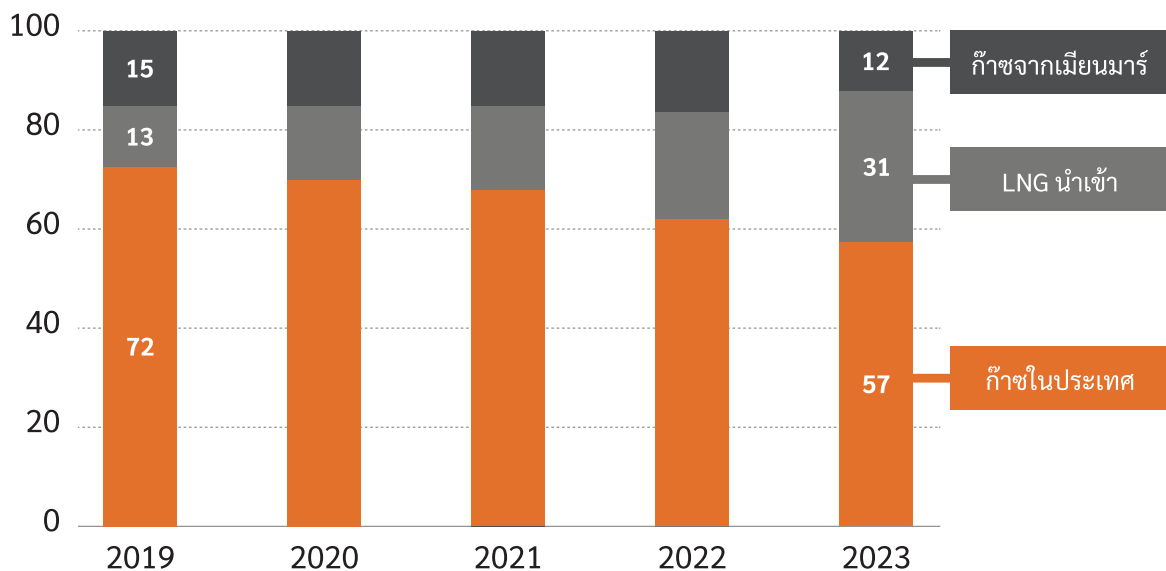
หน่วย: ล้านตันคาร์บอนไดออกไซด์ (MtCO₂)



ที่มา: สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน. ข้อมูลสถานการณ์การปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์จากภาคพลังงาน. เข้าถึงเมื่อวันที่ 17 มีนาคม 2568, จาก https://public.tableau.com/app/profile/epposite/viz/9_CO2/CO2

ภาพที่ 5 สัดส่วนก๊าซธรรมชาติตามแหล่งการจัดหา

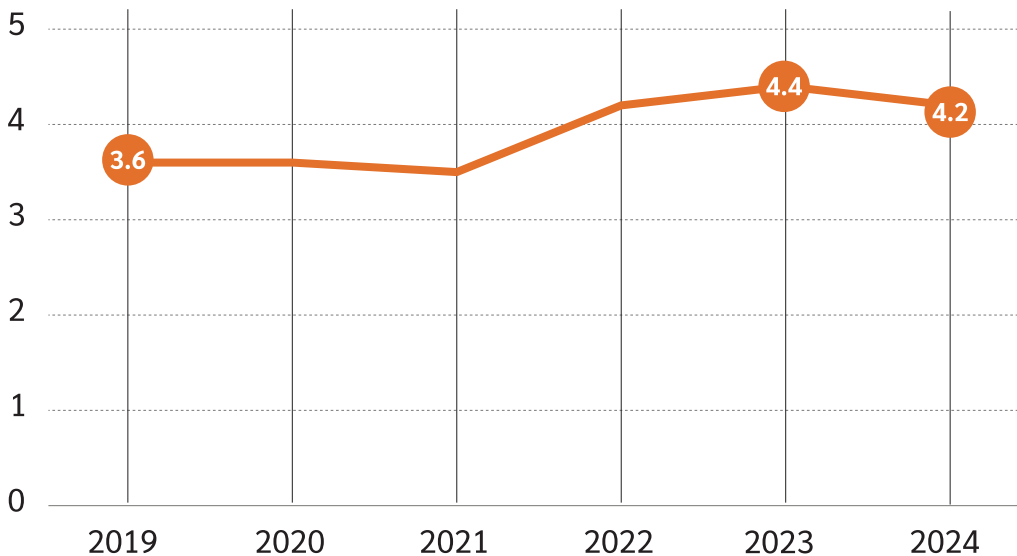
หน่วย: %



ที่มา: สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน. ข้อมูลการผลิตและนำเข้าก๊าซธรรมชาติ

ภาพที่ 6 ค่าไฟฟ้าเฉลี่ยรายปี

หน่วย: บาทต่อหน่วย



ที่มา: ฐานข้อมูลจาก JUSTPOW ที่รวบรวมมาจากสำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน
เข้าถึงเมื่อวันที่ 17 กุมภาพันธ์ 2568, จาก <https://justpow.co/database-electricity-tariffs-2525-2567>, คำนวณโดยผู้วิจัย

นอกจากนี้ ไทยยังอาจเผชิญความเสี่ยงการจัดการเชื้อเพลิงในช่วงวิกฤต ดังเช่นกรณีประเทศบังกลาเทศ อินเดีย และปากีสถาน ที่เคยประสบปัญหาไฟฟ้าดับจากการจัดหา LNG ไม่ได้ทันความต้องการ⁴

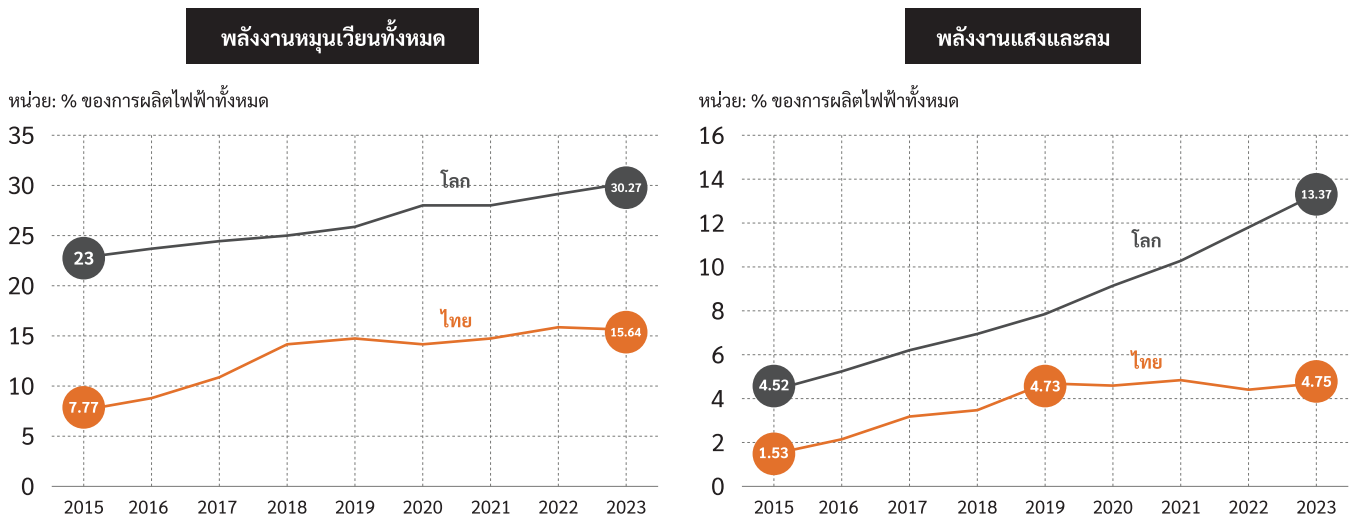
การนำเข้า LNG ยังส่งผลต่อต้นทุนระยะยาว เนื่องจากมีราคาสูงกว่าก๊าซธรรมชาติจากอ่าวไทยอย่างมาก ทำให้ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าเพิ่มขึ้น และยากที่จะลดค่าไฟกลับไปอยู่ที่ระดับราว 3 บาทต่อหน่วยเหมือนช่วงต้นทศวรรษ 2010 ที่ไทยยังใช้ก๊าซในประเทศเป็นหลัก แม้ราคาพลังงานโลกเริ่มคลี่คลายในปี 2024 แต่ค่าไฟเฉลี่ยของไทยยังทรงตัวที่ 4.18 บาทต่อหน่วย ซึ่งสูงกว่าระดับก่อนวิกฤตยูเครน-รัสเซีย และยังสูงกว่าหลายประเทศในอาเซียน เช่น เวียดนาม (3.48 บาท) อินโดนีเซีย (3.48 บาท) และมาเลเซีย (2.78 บาท)⁵

2. พลังงานหมุนเวียนไทยโตช้ากว่าโลก เสี่ยงแข่งขันไม่ได้

การพึ่งพาพลังงานฟอสซิลของไทยไม่ใช่เพียงปัญหาด้านพลังงาน แต่กำลังกลายเป็นโจทย์ทางเศรษฐกิจในโลกที่กำลังเปลี่ยนผ่านสู่เศรษฐกิจคาร์บอนต่ำ การเข้าถึงไฟฟ้าสะอาดจะกลายเป็นแต้มต่อสำคัญในการแข่งขัน ทว่าไทยยังเปลี่ยนผ่านล่าช้าเมื่อเทียบกับแนวโน้มโลกและประเทศในภูมิภาค อาจทำให้ปรับตัวไม่ทันและสูญเสียความสามารถในการแข่งขันในระยะยาว

แม้การเปลี่ยนผ่านสู่พลังงานหมุนเวียนของไทยเคยมีความคืบหน้าในช่วงปี 2015–2018 โดยสัดส่วนการผลิตเพิ่มจากร้อยละ 7.77 เป็นร้อยละ 14.36 แต่กลับชะลอตัวในช่วงหลัง โดยอยู่ที่เพียงร้อยละ 15.6 ในปี 2024 ขณะที่พลังงานแสงอาทิตย์และลมแทบไม่เพิ่มขึ้นอยู่ที่ราวร้อยละ 4.75 ต่างจากแนวโน้มโลกที่สัดส่วนพลังงานหมุนเวียนเพิ่มจากร้อยละ 23 เป็นร้อยละ 30.24 โดยการเติบโตส่วนใหญ่มาจากแสงอาทิตย์และลมที่เพิ่มจากร้อยละ 4.52 เป็นร้อยละ 13.34 (ดูภาพที่ 7)

ภาพที่ 7 สัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนของโลกและไทย
(นับเฉพาะการผลิตภายในประเทศ)



ที่มา: Ember ข้อมูล Yearly Electricity Data

ช่องว่างด้านพลังงานหมุนเวียนระหว่างไทยกับโลกมีแนวโน้มกว้างขึ้นอย่างต่อเนื่อง ข้อมูลจากสถาบัน EMBER (2023) ระบุว่า รัฐบาลทั่วโลกตั้งเป้าเพิ่มกำลังผลิตพลังงานหมุนเวียนเป็น 2.14 เทราวัตต์ของปี 2022 ภายในปี 2030 แต่แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของไทย ยังตามไม่ทัน โดยแผน PDP 2018 (ฉบับปรับปรุง 2020) ที่มีผลบังคับใช้อยู่ตั้งเป้าเพิ่มเพียง 1.5 เทรา และแม้จะมีการจัดทำร่างแผน PDP 2024 เป้าหมายก็ยังอยู่ที่ราว 2 เทรา ไม่เพียงพอต่อการลดช่องว่าง (ดูภาพที่ 8)

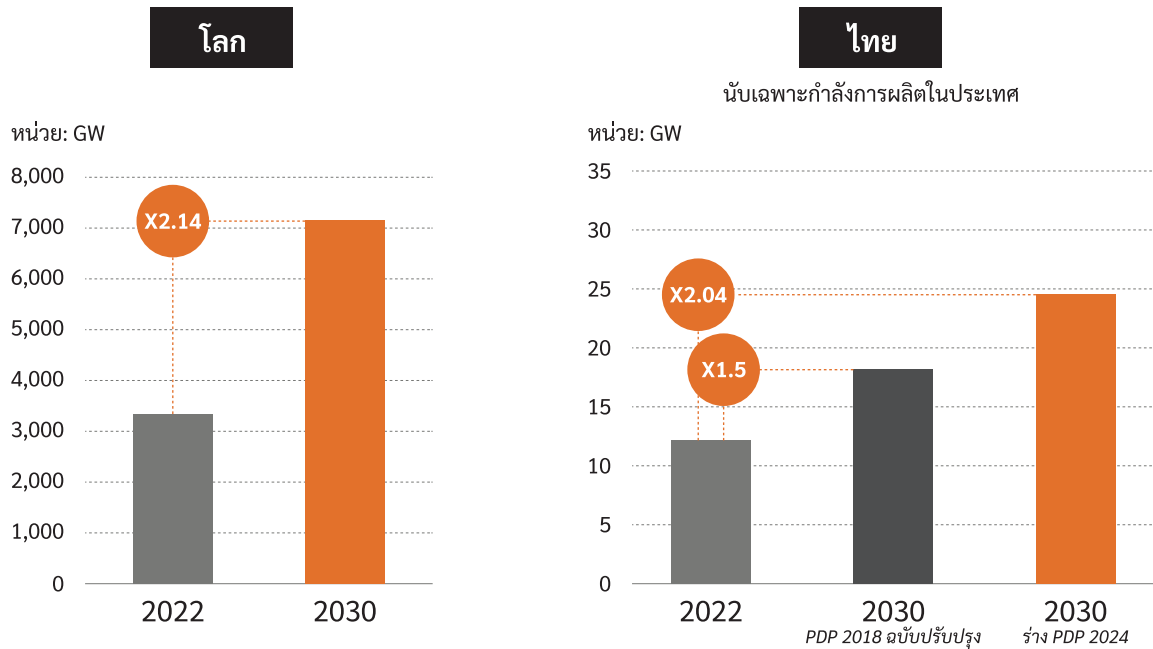
ในระดับอาเซียน ไทยได้สูญเสียสถานะผู้นำด้านพลังงานหมุนเวียนให้แก่เวียดนาม ซึ่งเร่งขยายการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์และลมอย่างก้าวกระโดด จากที่แทบไม่มีการผลิต ในปี 2018 เพิ่มขึ้นเป็น 37 พันล้านกิโลวัตต์ต่อชั่วโมง (Terawatt-hour: TWh) ในปี 2023 หรือร้อยละ 13.4 ของการผลิตไฟฟ้าทั้งประเทศ (ดูภาพที่ 9)

หากเปรียบเทียบกำลังการผลิตพลังงานหมุนเวียนต่อประชากรไทยอยู่ที่เพียง 173 วัตต์ต่อคน ตามหลังทั้งเวียดนาม (457 วัตต์) และมาเลเซีย (247 วัตต์) (ดูภาพที่ 10) ยิ่งไปกว่านั้น ร่างแผน PDP 2024 ยังตั้งเป้าไว้เพียง 330 วัตต์ต่อคนในปี 2030 ซึ่งต่ำกว่าเป้าหมายของเวียดนาม (818 วัตต์) และมาเลเซีย (432 วัตต์) อย่างชัดเจน

ความล่าช้าในการเปลี่ยนผ่านพลังงานของไทยกำลังกลายเป็นข้อเสียเปรียบในโลก เศรษฐกิจคาร์บอนต่ำ ตัวอย่างชัดเจนคือมาตรการปรับราคาคาร์บอนก่อนข้ามพรมแดน (CBAM) ของสหภาพยุโรป ซึ่งจะบังคับใช้เต็มรูปแบบในปี 2026 โดยกำหนดให้การนำเข้าสินค้าต้องชำระต้นทุนการปล่อยคาร์บอนเทียบเท่ากับสินค้าที่ผลิตในยุโรป โดยคำนวณจากปริมาณการปล่อยคาร์บอนตลอดกระบวนการผลิต รวมถึงไฟฟ้าที่ใช้ ดังนั้นหากไทยยังพึ่งพาไฟฟ้าจากฟอสซิลเป็นหลัก ต้นทุนการส่งออกไปยุโรปจะสูงขึ้นและกระทบความสามารถในการส่งออก

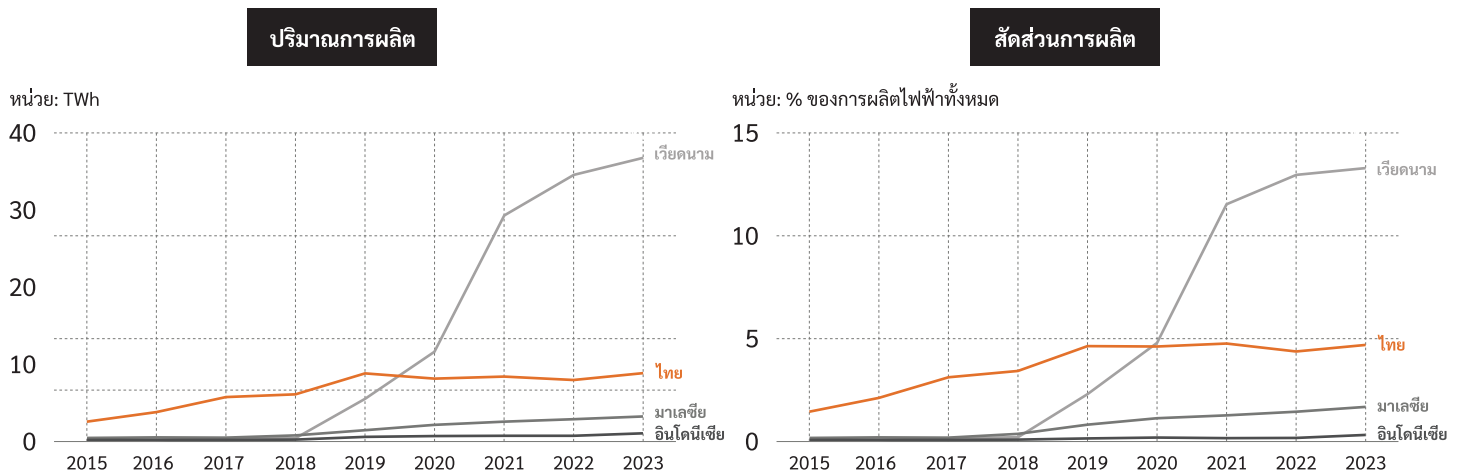
แม้ปัจจุบัน มาตรการ CBAM จะครอบคลุมเพียงสินค้าบางประเภท ได้แก่ เหล็ก เหล็กกล้า อะลูมิเนียมและเซรามิกส์ ซึ่งยังมีสัดส่วนไม่มากในมูลค่าการส่งออกของไทย⁶ แต่ในอนาคต อาจขยายครอบคลุมสินค้าหลายประเภทมากขึ้น ขณะเดียวกัน หลายประเทศ เช่น แคนาดา สหราชอาณาจักร และออสเตรเลีย ก็กำลังพิจารณาใช้มาตรการลักษณะเดียวกัน

ภาพที่ 8 กำลังการผลิตพลังงานหมุนเวียนในปี 2022 และเป้าหมายในปี 2030 ของรัฐบาลทั่วโลกและไทย



ที่มา: Ember ข้อมูล 2030 Global Renewable Target Tracker และ Ember (2023)

ภาพที่ 9 ปริมาณและสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงและลม ในไทยและประเทศในกลุ่มอาเซียน



ที่มา: Ember ข้อมูล Yearly Electricity Data

ภาพที่ 10 กำลังการผลิตพลังงานหมุนเวียนปี 2023 และเป้าหมายของประเทศอาเซียน

หน่วย: วัตต์ต่อประชากร

1000

ปี 2023

เป้าหมายปี 2030

800

600

400

200

0

อินโดนีเซีย

ไทย
แผน PDP 2018
ฉบับปรับปรุง

ไทย
ร่างแผน
PDP 2024

มาเลเซีย

เวียดนาม

ที่มา: คำนวณโดยผู้วิจัยจากข้อมูล 2030 Global Renewable Target Tracker ของ Ember (ณ เดือนมกราคม 2024) และข้อมูลประชากรจาก World Bank Open Data

นอกจากนี้ไทยยังเสี่ยงสูญเสียความสามารถในการดึงดูดการลงทุนจากบริษัทข้ามชาติที่มุ่งลดการใช้พลังงานฟอสซิล โดยเฉพาะกลุ่มบริษัทชั้นนำระดับโลกในเครือข่าย RE100 ซึ่งมีสมาชิกกว่า 400 ราย เช่น Microsoft, Samsung, Nike และ Siemens บริษัทกลุ่มนี้ตั้งเป้าใช้ไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน 100% อย่างช้าสุดภายในปี 2050 แต่โดยเฉลี่ยทั้งเครือข่ายตั้งเป้าไว้ภายในปี 2035⁷ และหลายแห่งก็มุ่งลดการปล่อยคาร์บอนตลอดห่วงโซ่อุปทานของตนเองด้วย จึงมีแนวโน้มจะเลือกลงทุนในประเทศที่เข้าถึงพลังงานสะอาดได้ง่าย หากไทยไม่สามารถตอบโจทย์นี้ได้ ก็จะทำให้เสียเปรียบประเทศที่มีนโยบายพลังงานหมุนเวียนชัดเจนกว่า

3. ปลดล็อกศักยภาพพลังงานหมุนเวียน คือทางออกปัญหาพลังงานไทย

การเปลี่ยนผ่านสู่พลังงานหมุนเวียนคือทางออกสำคัญของไทย ที่จะช่วยคลี่คลายปัญหาพลังงานในทุกมิติ ไม่ว่าจะเป็นความยั่งยืน ความมั่นคง และการเข้าถึงพลังงาน เพราะประเทศไทยมีศักยภาพพลังงานหมุนเวียนสูง ทั้งทรัพยากรแสงอาทิตย์ที่ผลิตไฟฟ้าได้จำนวนมาก ต้นทุนผลิตที่ต่ำ ระบบไฟฟ้าที่รองรับพลังงานหมุนเวียนได้มากพอสมควรและภาคเอกชนที่พร้อมลงทุน หากนำศักยภาพเหล่านี้มาใช้ได้เต็มที่มากกว่าปัจจุบัน ก็จะช่วยเร่งการเปลี่ยนผ่านพลังงานของไทยให้เกิดขึ้นได้จริง

ไทยอุดมทรัพยากรแสง ผลิตไฟฟ้าสะอาดได้มากมาย

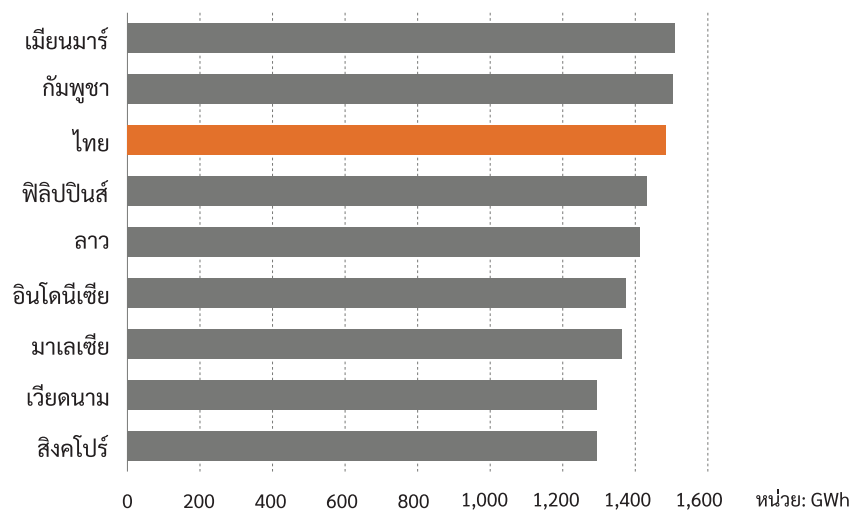
ไทยมีศักยภาพด้านพลังงานแสงอาทิตย์สูง โดยมีระดับรังสีแสงอาทิตย์ (solar irradiance) เข้มข้นพอสมควร การติดตั้งโซลาร์เซลล์ขนาด 1 กิกะวัตต์ (GW) (หรือล้านกิโลวัตต์) จะผลิตไฟฟ้าได้เฉลี่ย 1,484 GWh ต่อปี สูงกว่าหลายประเทศในอาเซียน (ดูภาพที่ 11)

ที่สำคัญ ร่างแผนปฏิบัติการด้านพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก พ.ศ. 2567–2580 (AEDP 2024) ระบุว่า ประเทศสามารถติดตั้งโซลาร์เซลล์บนพื้นดิน หลังคา และลอยน้ำได้รวมกันสูงสุดถึง 197.89 GW มากกว่ากำลังผลิตที่มีอยู่ในปี 2023 (3.19 GW) ถึงเกือบ 60 เท่า หากนำมาใช้ได้อย่างเต็มที่ จะผลิตไฟฟ้าได้ถึง 293.27 TWh ต่อปี มากกว่าความต้องการใช้ไฟฟ้าทั้งประเทศในปี 2023 (ดูภาพที่ 12)

ศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์ของไทยอาจสูงกว่าที่ระบุไว้ในร่าง AEDP 2024 ด้วย⁸ โดยงานศึกษาของ National Renewable Energy Laboratory (NREL, 2019) พบว่า หากคัดเลือกเฉพาะพื้นที่ที่มีแสงเข้มข้นและตัดพื้นที่ที่มีข้อจำกัดในการใช้ประโยชน์ เช่น เขตอนุรักษ์ พื้นที่น้ำ ถนน พื้นที่ลาดชัน⁹ เขตเมือง และที่ดินเกษตรกรรม ไทยสามารถติดตั้งโซลาร์เซลล์ภาคพื้นดินได้มากถึง 585 GW ด้วยต้นทุน 1.7–3.4 บาทต่อ kWh¹⁰ (ดูภาพที่ 12)

ขณะที่พลังงานลมของไทยมีศักยภาพจำกัดเนื่องจากความเร็วลมไม่สูงและข้อจำกัดด้านพื้นที่ติดตั้ง ร่างแผน AEDP 2024 ประเมินศักยภาพไว้ราว 7.8 GW ส่วนงานของ NREL (2019) ประเมินสูงกว่าที่ 10 GW ณ ต้นทุน 3.4–5.1 บาทต่อ kWh¹¹ ซึ่งยังมากกว่ากำลังผลิตปัจจุบันที่มีเพียง 1.5 GW ทั้งนี้ ศักยภาพดังกล่าวอาจเพิ่มขึ้นได้อีก หากเทคโนโลยีกังหันลมมีต้นทุนลดลง หรือสามารถเปลี่ยนการใช้ประโยชน์พื้นที่บางประการ เช่น พื้นที่เกษตรกรรมมาใช้ติดตั้งกังหันลมแทนได้

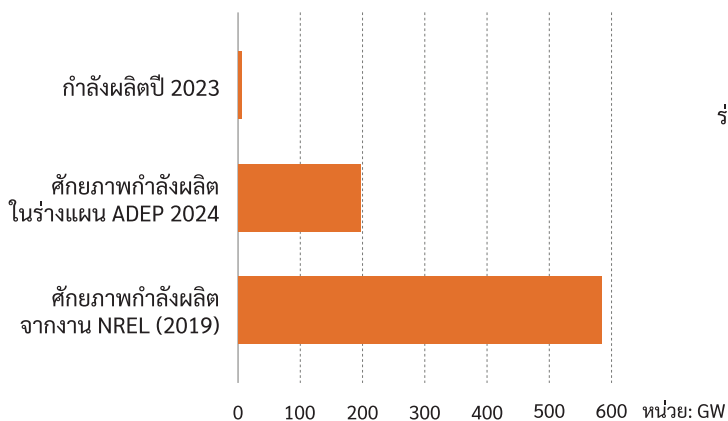
ภาพที่ 11 ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ต่อปี
โดยเฉลี่ยจากโซลาร์เซลล์ 1 GW ในกลุ่มประเทศอาเซียน



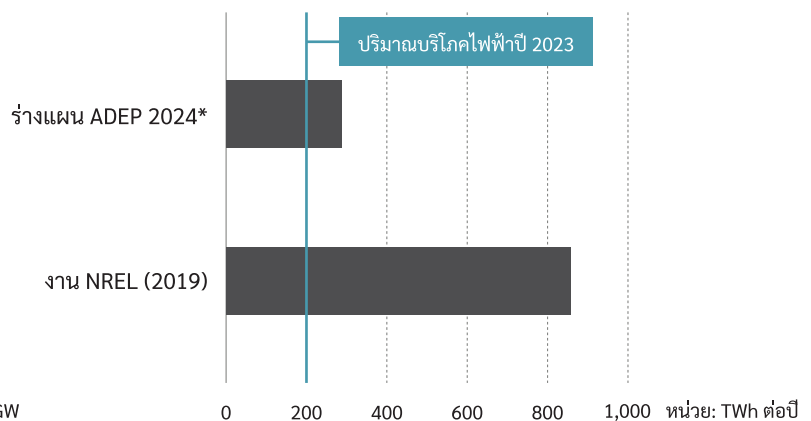
ที่มา: ข้อมูลจาก Global Solar Atlas, <https://globalsolaratlas.info/>
เข้าถึงเมื่อวันที่ 17 กุมภาพันธ์ 2568, คำนวณโดยผู้วิจัย

ภาพที่ 12 ศักยภาพกำลังผลิตและการผลิตพลังงานแสงอาทิตย์ของไทย

ศักยภาพกำลังที่ติดตั้งได้เทียบกับปัจจุบัน



ศักยภาพปริมาณการผลิต



ที่มา: National Renewable Energy Laboratory (NREL) (2020), ร่างแผน ADEP 2024,
ข้อมูลการบริโภคไฟฟ้าจากสำนักนโยบายและแผนพลังงาน รวบรวมและคำนวณโดยผู้วิจัย
* คำนวณโดยผู้วิจัย โดยให้กำลังการผลิตโซลาร์เซลล์ 1 GW ผลิตไฟฟ้าได้ 1,484 GWh ต่อปี

ต้นทุนพลังงานหมุนเวียนไทยแข่งขันได้

ต้นทุนพลังงานหมุนเวียนของไทยลดลงต่อเนื่อง จนสามารถแข่งขันกับพลังงานฟอสซิลได้แล้ว ส่วนหนึ่งเป็นผลจากราคาแผงโซลาร์เซลล์ กังหันลม และแบตเตอรี่ที่ลดลง รายงานของ Accenture (2022) ระบุว่าต้นทุนผลิตไฟฟ้าตลอดอายุโครงการ (LCOE) ของพลังงานแสงอาทิตย์และลมในปี 2022 อยู่ที่ราว 1.7 และ 2.72 บาทต่อ kWh ซึ่งต่ำกว่าก๊าซแล้ว หากรวมต้นทุนแบตเตอรี่ พลังงานแสงอาทิตย์จะมีต้นทุนใกล้เคียงก๊าซในปี 2023 และจะลดลงต่ำกว่าทั้งก๊าซและถ่านหินในระยะยาว (ดูภาพที่ 13)

ต้นทุนพลังงานแสงอาทิตย์ของไทยอยู่ในระดับที่แข่งขันได้ โดย Accenture (2022) ระบุว่าไทยมีต้นทุนต่ำที่สุดเป็นอันดับสองในภูมิภาค ส่วนข้อมูลจาก BloombergNEF (2023) ก็ชี้ว่าต้นทุนของไทยใกล้เคียงกับเวียดนามและมาเลเซีย (ดูภาพที่ 14) ขณะที่ต้นทุนไฟฟ้าจากก๊าซและถ่านหินของไทยยังสูงกว่าพลังงานแสงอาทิตย์ในหลายประเทศ หากไทยยังพึ่งพาฟอสซิลมากกว่าประเทศอื่น ก็จะเสียเปรียบด้านการแข่งขันในระยะยาว

ระบบไฟฟ้าของไทยรองรับพลังงานแสงอาทิตย์และลมได้มากกว่าที่ใช้

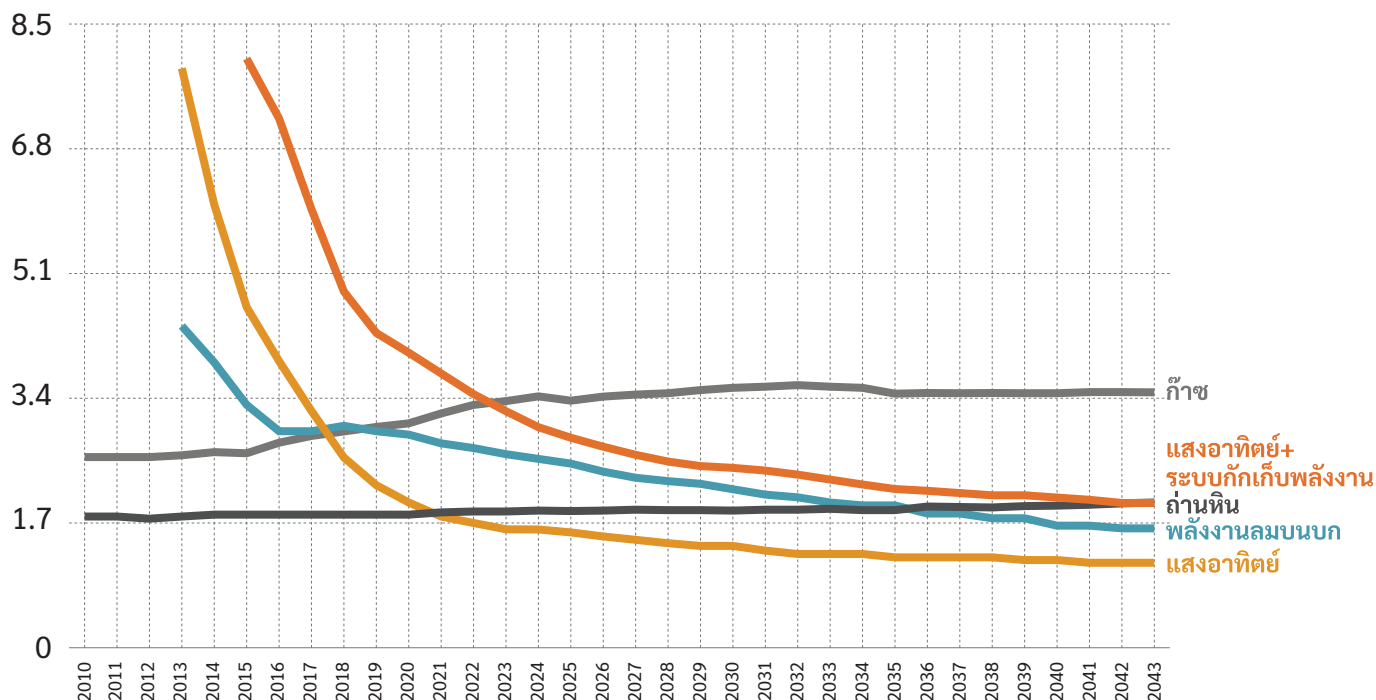
การเพิ่มพลังงานแสงอาทิตย์และลมเข้าสู่ระบบไฟฟ้าอย่างมีประสิทธิภาพต้องอาศัยระบบที่มีความยืดหยุ่นในระดับที่เหมาะสม เนื่องจากพลังงานหมุนเวียนเหล่านี้มีความผันผวนและไม่สามารถควบคุมการผลิตได้ตามต้องการ (non-dispatchable) ระบบจึงต้องสามารถปรับการผลิตจากแหล่งอื่นได้อย่างรวดเร็ว เพื่อรักษาสสมดุลระหว่างการผลิตและการใช้ไฟฟ้าในแต่ละช่วงเวลา รวมถึงรักษาเสถียรภาพความถี่ของระบบ (frequency stability)

หากระบบมีความยืดหยุ่นไม่เพียงพอ อาจเกิดปัญหาไฟฟ้าล้นเกินในบางช่วง จนต้องตัดไฟฟ้าล้นเกินจากพลังงานแสงและลม (curtailment) เพื่อป้องกันผลกระทบต่อเสถียรภาพของโครงข่าย หรือในทางกลับกัน อาจประสบปัญหาไฟฟ้าขาดแคลนในช่วงที่มีพลังงานแสงและลมจำกัด

ระบบไฟฟ้าของไทยมีความยืดหยุ่นพอสมควร จากการที่มีโรงไฟฟ้าก๊าซ ถ่านหิน และพลังน้ำที่สามารถปรับเพิ่ม-ลดการผลิตได้ตามความต้องการ (dispatchable) รายงานของ International Energy Agency (IEA) (2021, 2023) ระบุว่า ระบบไฟฟ้าไทยสามารถรองรับพลังงานแสงอาทิตย์และลมได้ถึงร้อยละ 15–25 ของการผลิตไฟฟ้ารวม สูงกว่าระดับปัจจุบันมาก โดยในกรณีที่มีส่วนสูงถึงร้อยละ 25 ก็จะมีการตัดไฟฟ้าล้นเพียงร้อยละ 2.5–3 ซึ่งถือว่าอยู่ในระดับปกติของประเทศที่มีสัดส่วนพลังงานหมุนเวียนสูง

ภาพที่ 13 ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าตลอดอายุโครงการ (Levelized Cost of Energy: LCOE)
เปรียบเทียบระหว่างพลังงานแสงอาทิตย์และลมกับก๊าซธรรมชาติ

หน่วย: บาทต่อ kWh*

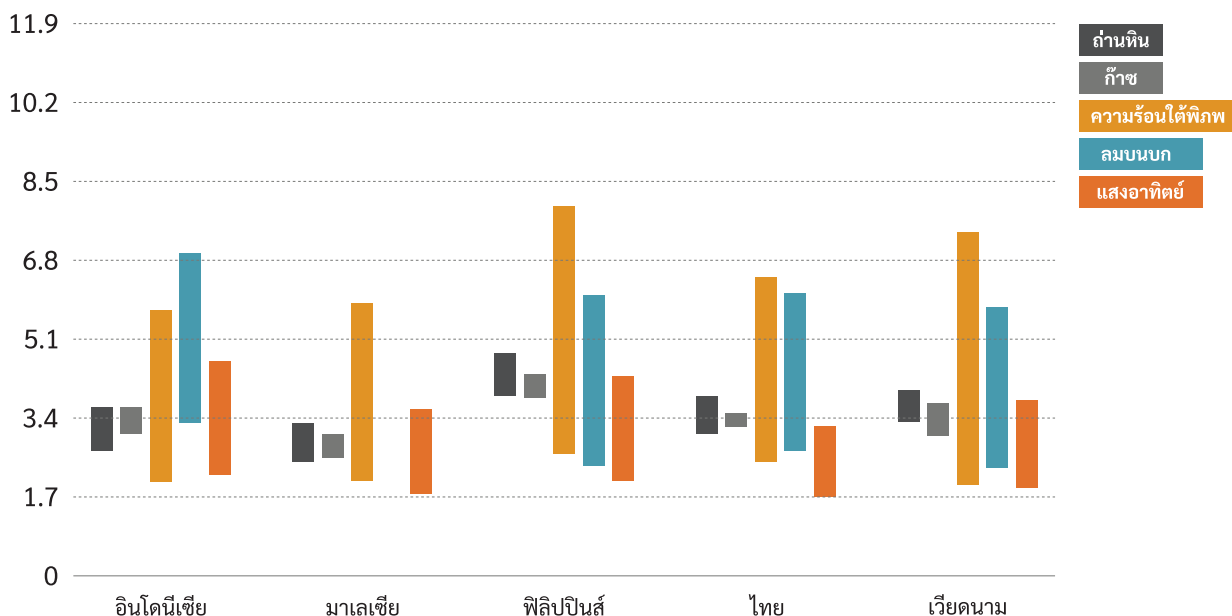


ที่มา: Accenture (2022)

* ใช้อัตราแลกเปลี่ยนที่ 1 ดอลลาร์สหรัฐเท่ากับ 34 บาท

ภาพที่ 14 ต้นทุนการผลิตไฟฟ้า LCOE ของแหล่งพลังงานต่างๆ
ในปี 2023 ของกลุ่มประเทศอาเซียน

หน่วย: บาทต่อ kWh*



ที่มา: Renewable Energy Institute (2024) อ้างถึงใน BloombergNEF, 2023

* ใช้อัตราแลกเปลี่ยนที่ 1 ดอลลาร์สหรัฐเท่ากับ 34 บาท

ขณะที่รายงานของโครงการ Clean, Affordable and Secure Energy for Southeast Asia (CASE) (2022) ระบุว่าระบบไฟฟ้าไทยสามารถรองรับพลังงานแสงและลมได้สูงถึงร้อยละ 43 หากมีการเพิ่มความยืดหยุ่นของระบบ เช่น ปรับปรุงให้โรงไฟฟ้าก๊าซเพิ่ม-ลดกำลังผลิตได้รวดเร็วขึ้นเพื่อทำหน้าที่เป็นแหล่งพลังงานเสริม รักษาเสถียรภาพความถี่ของระบบ และรองรับความต้องการไฟฟ้าในช่วงพีค

อย่างไรก็ตาม หากต้องการเพิ่มสัดส่วนพลังงานหมุนเวียนให้สูงกว่านี้ ก็จำเป็นต้องติดตั้งระบบกักเก็บพลังงาน เช่น แบตเตอรี่ หรือโรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบสูบกลับ (pumped hydro)

ธุรกิจไฟฟ้าไทยพร้อมลงทุนพลังงานหมุนเวียนกว่าแผนรับซื้อของรัฐ

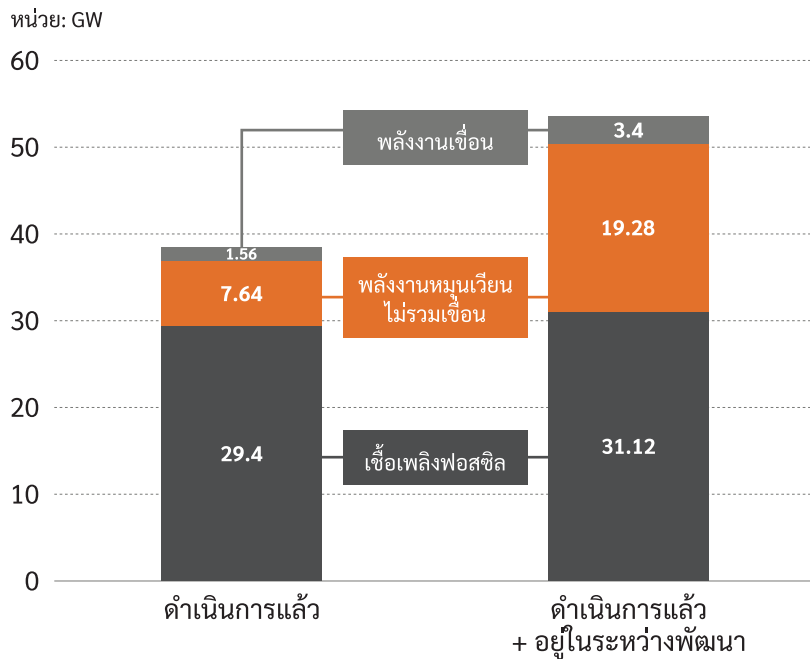
ผู้ประกอบการธุรกิจไฟฟ้าไทยมีความพร้อมในการลงทุนด้านพลังงานหมุนเวียนมากกว่าที่ปรากฏภายในประเทศ ดังจะเห็นได้จากการลงทุนของบริษัทโรงไฟฟ้ารายใหญ่ 6 แห่งที่ใช้พลังงานฟอสซิลเป็นหลัก ได้แก่ บริษัท บ้านปู (BANPU) บริษัท บี.กริม เพาเวอร์ (BGRIM) บริษัท โกลบอล เพาเวอร์ ซินเนอร์ยี่ (GPSC) บริษัท กัลฟ์ เอ็นเนอร์จี ดีเวลลอปเม้นท์ (GULF) บริษัท ราช กรุ๊ป (RATCH) และบริษัท ผลิตไฟฟ้า (EGCO)

เมื่อคำนวณกำลังผลิตพลังงานหมุนเวียนตามสัดส่วนการถือหุ้น (ไม่รวมไฟฟ้าจากเขื่อน) ในปี 2024 กลุ่มบริษัทเอกชนรายใหญ่ของไทยมีกำลังผลิตที่เดินเครื่องแล้วรวม 7.64 GW หรือร้อยละ 19.8 ของกำลังผลิตทั้งหมด และมีโครงการที่อยู่ระหว่างการพัฒนาอีก 11.64 GW รวมทั้งหมดจะมีกำลังผลิตรวม 19.28 GW หรือร้อยละ 35.8 ของกำลังผลิตทั้งหมด (ดูภาพที่ 15)

อย่างไรก็ตาม กำลังผลิตพลังงานหมุนเวียนส่วนใหญ่อยู่ในต่างประเทศ โดยในส่วนที่เดินเครื่องแล้วมีสัดส่วนสูงถึงร้อยละ 82.8 ของกำลังผลิตพลังงานหมุนเวียนทั้งหมด และหากรวมโครงการที่อยู่ระหว่างพัฒนา จะอยู่ที่ร้อยละ 76.2 (ดูภาพที่ 16) เมื่อแยกรายบริษัท บริษัท GPSC มีสัดส่วนการลงทุนในต่างประเทศสูงที่สุดถึงร้อยละ 97 ขณะที่ บริษัท Gulf เป็นรายเดียวที่ลงทุนในประเทศมากกว่าต่างประเทศ (ดูภาพที่ 17)

ปัจจัยสำคัญที่ผลักดันให้บริษัทเหล่านี้ขยายการลงทุนไปต่างประเทศ คือข้อจำกัดในการเปิดรับซื้อไฟฟ้าหมุนเวียนในประเทศ โดยระหว่างปี 2022-2024 มีการเปิดรับซื้อเพียง 7.38 GW¹²

ภาพที่ 15 กำลังการผลิตตามสัดส่วนการถือหุ้นของบริษัทโรงไฟฟ้ารายใหญ่ 6 แห่ง



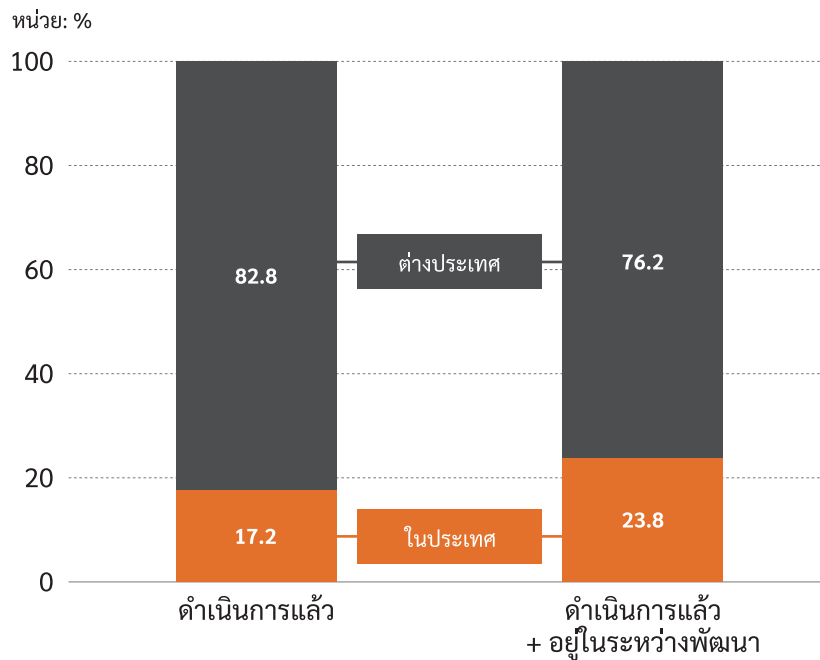
ที่มา: เอกสารการประชุมนักวิเคราะห์ไตรมาสที่ 3-4 ปี 2024 และ One Report 2024 ของบริษัทโรงไฟฟ้ารายใหญ่ 6 แห่ง รวบรวมและคำนวณโดยผู้วิจัย

นอกจากนี้ การรับซื้อที่ผ่านมายังไม่ได้ใช้ระบบประมูลแข่งขันด้านราคา และมีการกระจุกตัวสูง โดยบริษัท Gulf และเครือขายได้รับสัดส่วนถึงร้อยละ 39 ของปริมาณรับซื้อทั้งหมด ขณะที่กลุ่มบริษัทในลำดับถัดไปได้โควตาไปร้อยละ 17.15 ส่งผลให้ผู้เล่นรายอื่นมีโอกาสจำกัดในการขยายกำลังผลิตในประเทศ¹³

การลงทุนของบริษัทเหล่านี้กระจายไปยังประเทศที่มีนโยบายส่งเสริมพลังงานหมุนเวียนที่ชัดเจนกว่าไทย เช่น เวียดนาม อินเดีย ออสเตรเลีย และเกาหลีใต้ สะท้อนให้เห็นว่าทิศทางนโยบายเป็นกุญแจสำคัญในการเร่งเปลี่ยนผ่านพลังงาน

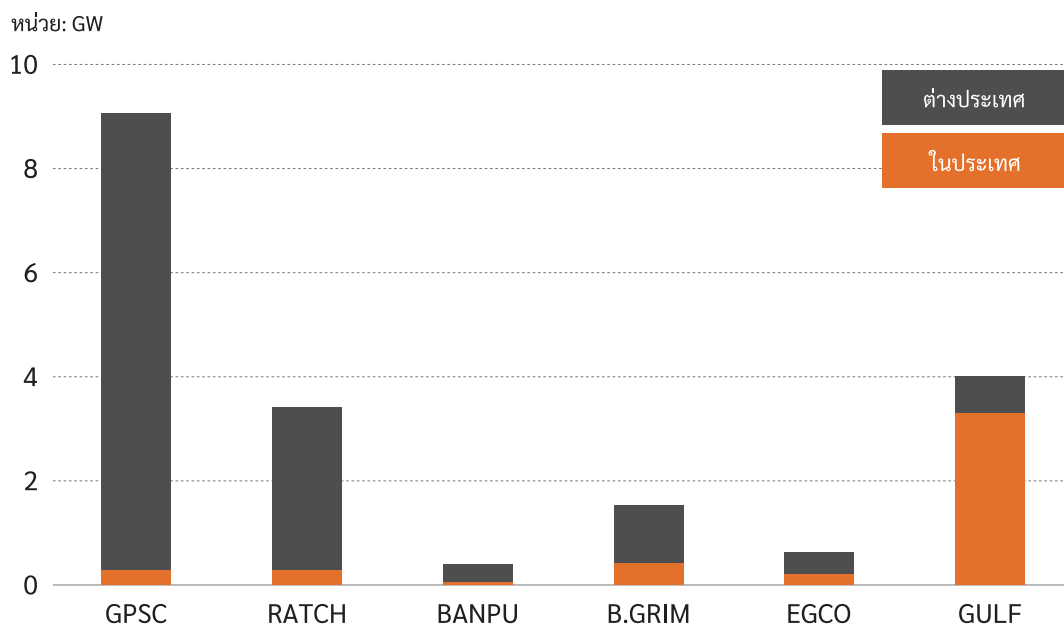
หากไทยวางนโยบายที่ชัดเจนและเปิดโอกาสให้ภาคเอกชนมีบทบาทมากขึ้น ก็จะสามารถดึงดูดการลงทุนกลับมาใช้ศักยภาพพลังงานหมุนเวียนในประเทศได้อย่างเต็มที่ ทั้งลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก เสริมความมั่นคง ลดค่าไฟ และเพิ่มขีดความสามารถในการแข่งขันของประเทศในระยะยาว

ภาพที่ 16 กำลังการผลิตตามสัดส่วนการถือหุ้นในพลังงานหมุนเวียน (ไม่นับรวมเขื่อน)
ของบริษัทโรงไฟฟ้ารายใหญ่ 6 แห่ง แบ่งตามการลงทุนในและต่างประเทศ



ที่มา: เอกสารการประชุมนักวิเคราะห์ไตรมาสที่ 3-4 ปี 2024 และ One Report 2024
ของบริษัทโรงไฟฟ้ารายใหญ่ 6 แห่ง รวบรวมและคำนวณโดยผู้วิจัย

ภาพที่ 17 กำลังการผลิตตามสัดส่วนการถือหุ้นในพลังงานหมุนเวียน (ไม่นับรวมเขื่อน)
ในและต่างประเทศ ของบริษัทโรงไฟฟ้ารายใหญ่แต่ละราย



ที่มา: เอกสารการประชุมนักวิเคราะห์ไตรมาสที่ 3-4 ปี 2024 และ One Report 2024
ของบริษัทโรงไฟฟ้ารายใหญ่ 6 แห่ง รวบรวมและคำนวณโดยผู้วิจัย

4. ปรับแผนไฟฟ้าสู่พลังงานสีเขียวอย่างสมดุล เพื่อความยั่งยืน มั่นคง และเข้าถึงได้

การที่ไทยยังคงใช้ศักยภาพพลังงานหมุนเวียนได้ต่ำกว่าที่ควร เป็นผลจากทิศทางนโยบายและแผน PDP ในอดีตที่พึ่งพาพลังงานฟอสซิลสูงเกินไป จึงจำเป็นต้องปรับแผนให้สมดุลยิ่งขึ้น โดยเปลี่ยนผ่านไปสู่การใช้พลังงานหมุนเวียน โดยเฉพาะพลังงานแสงอาทิตย์ พร้อมทั้งปรับบทบาทโรงไฟฟ้าฟอสซิลให้ทำหน้าที่ช่วยรักษาเสถียรภาพของระบบไฟฟ้าที่จะมีพลังงานหมุนเวียนมากขึ้น

การเปลี่ยนผ่านควรดำเนินไปด้วยความเร็วที่เหมาะสมด้วย ไม่ช้าเกินไปจนเสียโอกาส และไม่เร็วเกินไปจนเกิดผลเสียบางด้าน โดยมีมุ่งบรรลุเป้าหมายพลังงานใน 3 มิติหลักอย่างสมดุล ดังนี้:

- **เป้าความยั่งยืน:** ลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกตามข้อตกลงในการประชุมสมัชชาภาคีอนุสัญญาสหประชาชาติว่าด้วยการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ (Conference of the Parties: COP)
- **เป้าความมั่นคง:** ลดการพึ่งพาการนำเข้าก๊าซ โดยเร่งเพิ่มกำลังผลิตพลังงานหมุนเวียนในประเทศทดแทน แต่ไม่เกินขีดความสามารถของระบบในการรองรับความผันผวน
- **เป้าการเข้าถึงได้:** ลดต้นทุนค่าไฟฟ้า โดยเน้นจัดหาพลังงานจากแหล่งต้นทุนต่ำและไม่ขยายกำลังผลิตเกินความต้องการ จนเป็นภาระต่อผู้บริโภค

ทั้งนี้ แม้ร่างแผน PDP 2024 จะมีการปรับเพิ่มสัดส่วนพลังงานหมุนเวียนจากแผน PDP 2018 (ฉบับปรับปรุงปี 2020) เป็นร้อยละ 33 ภายในปี 2030 และร้อยละ 51 ในปี 2537 แต่ที่จริงแล้ว ไทยมีสามารถเร่งเปลี่ยนผ่านได้เร็วกว่านั้นเพื่อบรรลุเป้าหมายสำคัญในปี 2030

ตัวอย่างหนึ่งที่เป็นไปได้ คือข้อเสนอของโครงการ CASE (2022) ซึ่งเสนอเส้นทางสู่เป้าหมาย Net Zero ของไทยภายในปี 2050 โดยมีเป้าหมายเพิ่มสัดส่วนพลังงานหมุนเวียนเป็นร้อยละ 60 ภายในปี 2030 และร้อยละ 84 ภายในปี 2050 ภายใต้แนวทางนี้ ไทยจะต้องเพิ่มกำลังผลิตพลังงานหมุนเวียนในประเทศเป็นราว 73 GW ภายในปี 2030 โดยเน้นพลังงานแสงอาทิตย์ (45 GW) และลม (21 GW) เป็นหลัก ขณะเดียวกันยังคงกำลังผลิตไฟฟ้าฟอสซิลราว 29 GW เพื่อเสริมความยืดหยุ่นและความมั่นคงของระบบ (ดูภาพที่ 18 และ 19)

BloombergNEF (2024) ก็เสนอเป้าหมายเพิ่มสัดส่วนพลังงานหมุนเวียนเป็นเกือบร้อยละ 60 ภายในปี 2030 เช่นเดียวกัน แตกต่างกันในรายละเอียด อาทิ มีการใช้ระบบกักเก็บพลังงานมากกว่า (ดูภาพที่ 18 และ 19)

เมื่อเปรียบเทียบกับร่างแผน PDP 2024 ข้อเสนอของ CASE สามารถบรรลุเป้าหมายด้านความยั่งยืน ความมั่นคง และต้นทุนพลังงานได้ดีกว่าดังนี้:

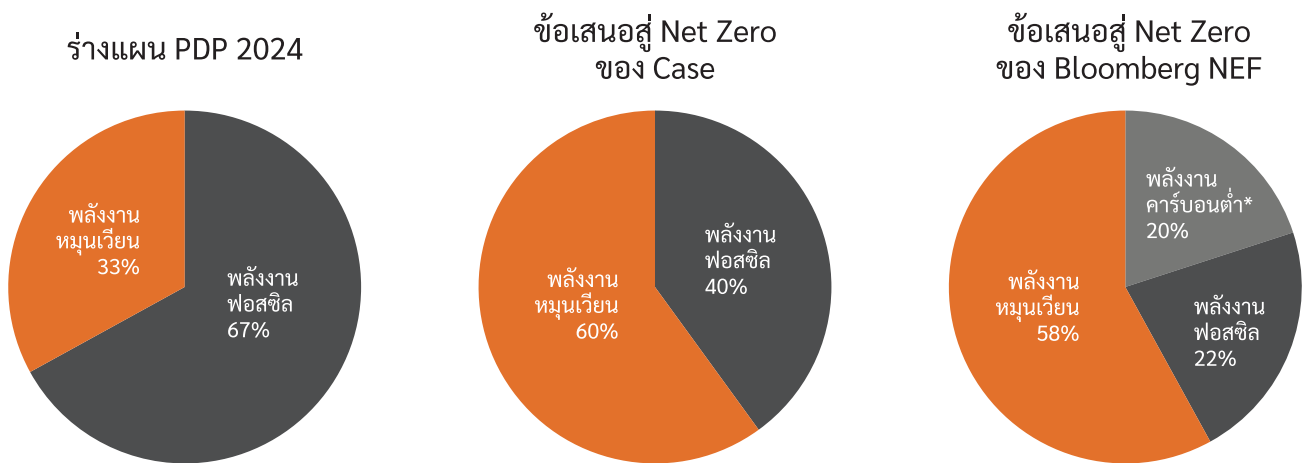
เป้าลดก๊าซเรือนกระจก

ในการประชุม COP27 ปี 2022 ไทยได้ประกาศเป้าหมายการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก (Nationally Determined Contribution: NDC) ลงร้อยละ 30–40 จากแนวโน้มปกติ (Business as Usual: BAU) ภายในปี 2030 โดยภาคไฟฟ้าจะลดการปล่อยคาร์บอนไดออกไซด์เหลือ 84.2 MtCO₂ แบบไม่มีเงื่อนไข (NDC30) และ 67.7 MtCO₂ หากได้รับความช่วยเหลือจากต่างประเทศ (NDC40)

อย่างไรก็ตาม ตามแผน PDP 2018 (ฉบับปรับปรุงปี 2020) ภาคไฟฟ้าจะปล่อยก๊าซคาร์บอนสูงถึง 95.5 MtCO₂ ในปี 2030 และแม้ร่างแผน PDP 2024 จะปรับลดลงเหลือ 77.7 MtCO₂ แต่ก็ยังไม่เพียงพอต่อการบรรลุเป้าหมายแบบมีเงื่อนไข (ดูภาพที่ 20) และไม่ได้ระบุชัดเจนว่าการบรรลุเป้าหมายดังกล่าวต้องอาศัยความช่วยเหลือจากต่างประเทศในด้านใดบ้าง

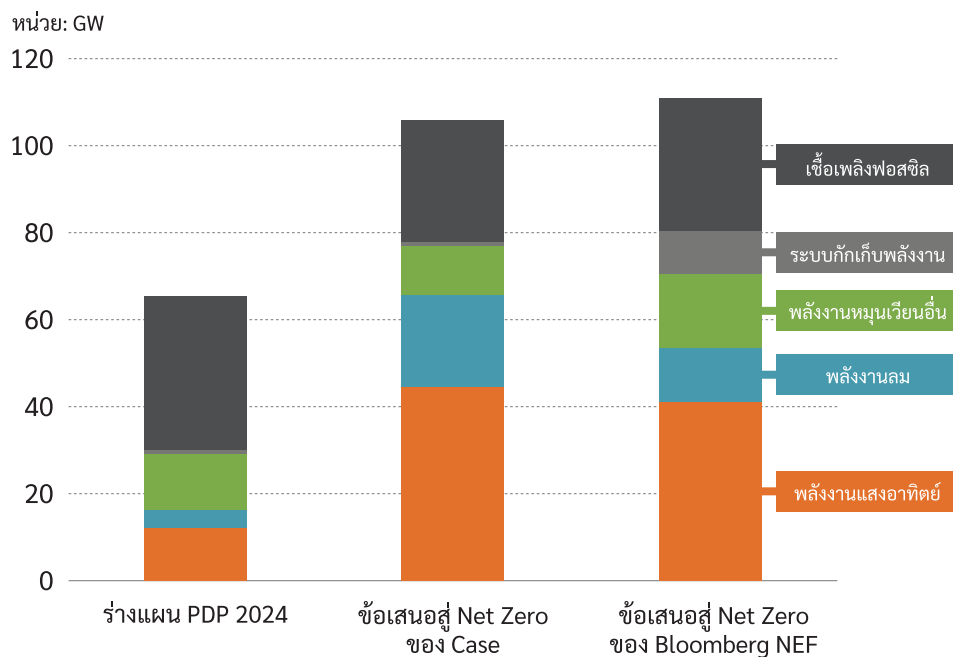
ร่างแผน PDP 2024 ยังไม่แสดงความมุ่งมั่นต่อข้อตกลง COP28 ที่ประชาคมโลกตั้งเป้าเพิ่มกำลังการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนให้ได้ 3 เท่าของระดับปี 2022 ภายในปี 2030 โดยไทยซึ่งมีสัดส่วนพลังงานหมุนเวียนต่ำกว่าค่าเฉลี่ยโลก ควรเร่งเพิ่มขึ้นอย่างน้อย 3 เท่า แต่กลับตั้งเป้าไว้เพียง 2.04 เท่า

ภาพที่ 18 สัดส่วนการผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนปี 2030
ตามร่างแผน PDP และข้อเสนอสู่ Net Zero



ที่มา: ร่างแผน PDP 2024, CASE (2022) และ BloombergNEF (2024) รวบรวมโดยผู้วิจัย
* เช่น โรงไฟฟ้าก๊าซที่ใช้เทคโนโลยีดักจับและกักเก็บคาร์บอน (Carbon Capture and Storage: CCS)

ภาพที่ 19 กำลังการผลิตตามแหล่งพลังงานในปี 2030
ตามร่างแผน PDP และข้อเสนอมุ่งสู่ Net Zero



ที่มา: ร่างแผน PDP 2024, CASE (2022) และ BloombergNEF (2024) รวบรวมโดยผู้วิจัย

หากไทยปรับแผนตามข้อเสนอของโครงการ CASE (2022) จะสามารถลดการปล่อยคาร์บอนลงเหลือ 58.4 MtCO₂ ภายในปี 2030 (ดูภาพที่ 20) และเพิ่มกำลังผลิตพลังงานหมุนเวียนในประเทศได้เกือบ 6 เท่าจากระดับปี 2022 ซึ่งเพียงพอต่อการบรรลุเป้าหมายตาม COP27 และสอดคล้องกับข้อตกลง COP28

เป้าลดการพึ่งพิงการนำเข้าก๊าซ

การเพิ่มกำลังผลิตไฟฟ้าหมุนเวียนในประเทศ โดยเฉพาะพลังงานแสงอาทิตย์ สามารถลดการพึ่งพิงก๊าซธรรมชาตินำเข้าได้ด้วย โดยเฉลี่ยการผลิตไฟฟ้า 1 GWh จะใช้ก๊าซราว 7.725 ล้านลูกบาศก์ฟุต¹⁴ ดังนั้น หากติดตั้งโซลาร์เซลล์เพิ่ม 1 GW (ผลิตไฟฟ้าได้ราว 1,484 GWh ต่อปี) จะลดการใช้ก๊าซได้ถึง 11,464 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อปี (ดูภาพที่ 21)

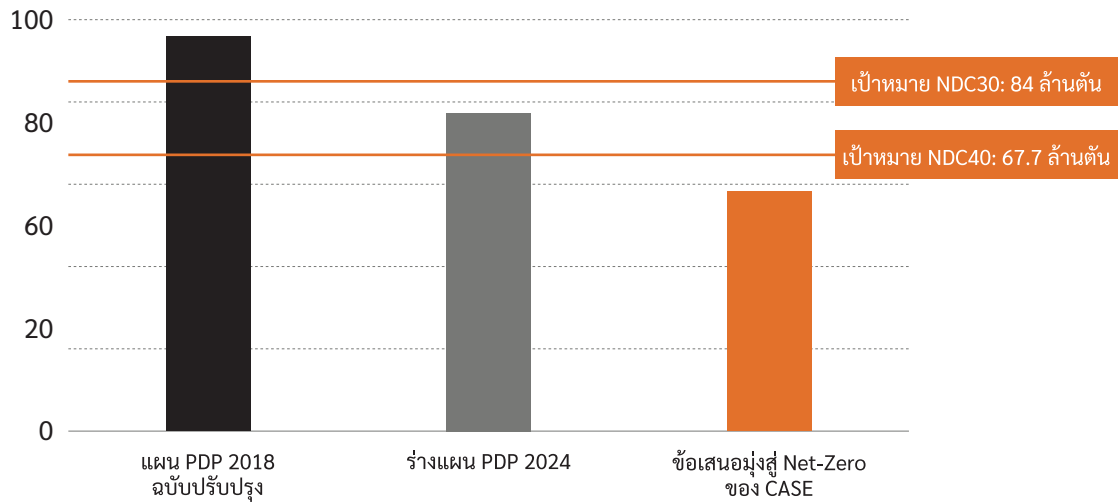
ร่าง PDP 2024 และ Gas Plan 2024 คาดว่าสัดส่วนก๊าซจากแหล่งในประเทศจะลดลงจากร้อยละ 54.4 ในปี 2023 เหลือเพียงร้อยละ 40.5 ในปี 2030 และ 36.5 ในปี 2037 หากไม่ค้นพบแหล่งก๊าซใหม่ (Potential Gas) สัดส่วนการนำเข้าจะเพิ่มสูงถึงร้อยละ 59.5 และ 63.5 ตามลำดับ (ดูภาพที่ 22)

หากไทยดำเนินการตามข้อเสนอของ CASE โดยติดตั้งโซลาร์เซลล์เพิ่มอีก 32.6 GW ภายในปี 2030 จากที่ระบุไว้ในร่างแผน PDP 2024 ความต้องการนำเข้าก๊าซจะลดลงได้ถึง 3.74 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อปี หรือเกือบร้อยละ 38.84 ของปริมาณที่คาดการณ์ไว้ในปี 2030 (ดูภาพที่ 23)

สำหรับข้อกังวลเรื่องเสถียรภาพของระบบไฟฟ้า ข้อเสนอของ CASE ระบุว่าระบบไฟฟ้าไทยสามารถรองรับพลังงานแสงและลมได้ตามเป้าหมายได้ หากปรับให้โรงไฟฟ้าก๊าซสามารถเพิ่ม-ลดการผลิตได้อย่างยืดหยุ่น อย่างไรก็ตาม CASE ไม่ได้ระบุค่าโอกาสไฟดับ (Loss of Load Expectation: LOLE) อย่างชัดเจน จึงควรมีการประเมินเพิ่มเติมและรักษาระดับ LOLE ไม่ให้เกินเกณฑ์ 0.7 วันต่อปี ทั้งนี้ หากไม่สามารถดำเนินการตามเงื่อนไขของ CASE ได้ ก็อาจต้องเสริมระบบกักเก็บพลังงานตามแนวทางของ BloombergNEF (2024) เพื่อช่วยรักษาเสถียรภาพของระบบในช่วงเปลี่ยนผ่าน

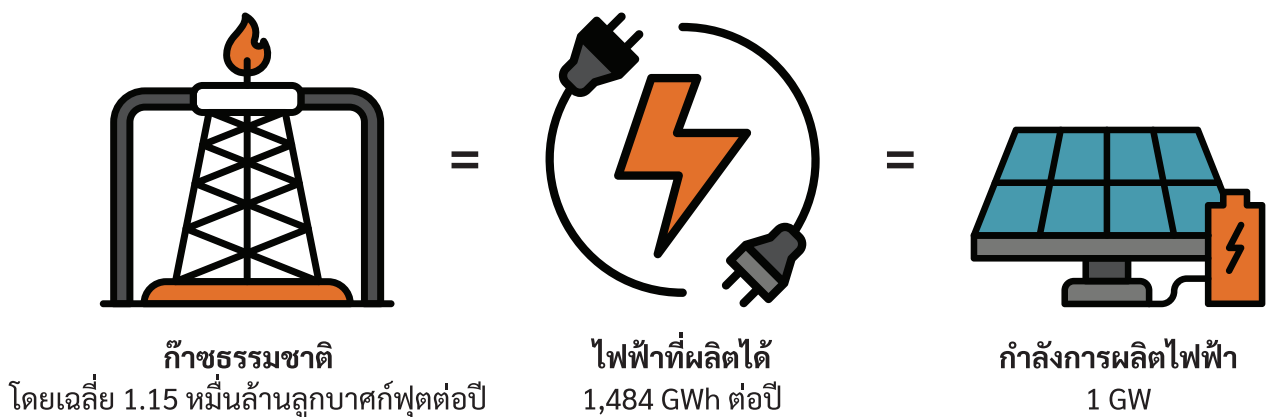
ภาพที่ 20 ปริมาณการปล่อยคาร์บอนในปี 2030 ตามแผน PDP และตามข้อเสนอมุ่งสู่ Net Zero ของ CASE กับเป้าหมายการลดการปล่อย NDC30 และ NDC40

หน่วย: ล้านตันคาร์บอนไดออกไซด์ (MtCO₂)



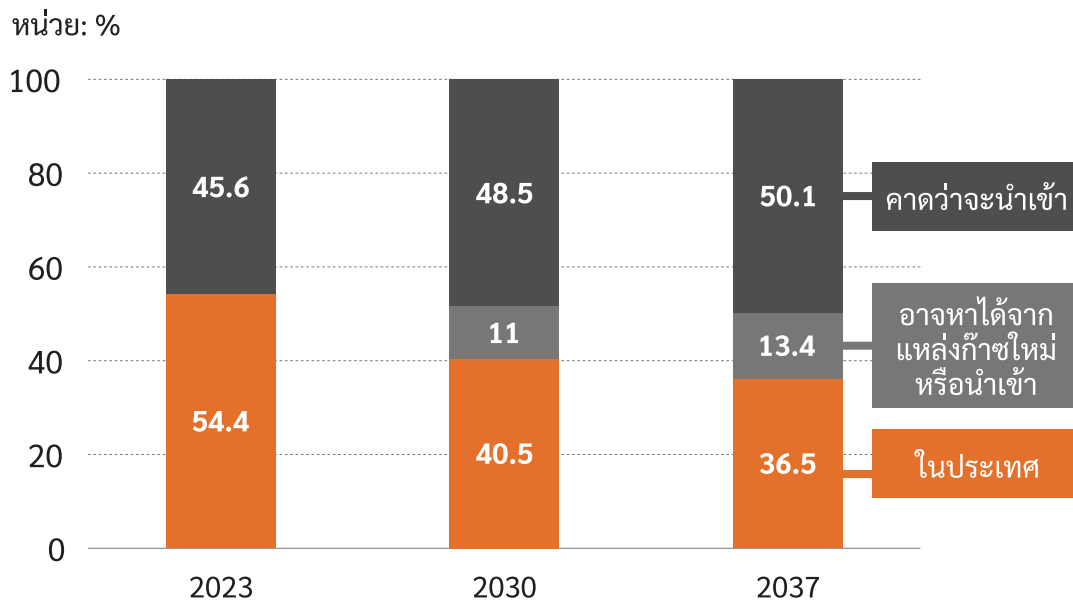
ที่มา: ร่างแผน PDP 2024 และ CASE (2022) รวบรวมโดยผู้วิจัย

ภาพที่ 21 ปริมาณก๊าซที่ทดแทนได้ด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ 1 GW



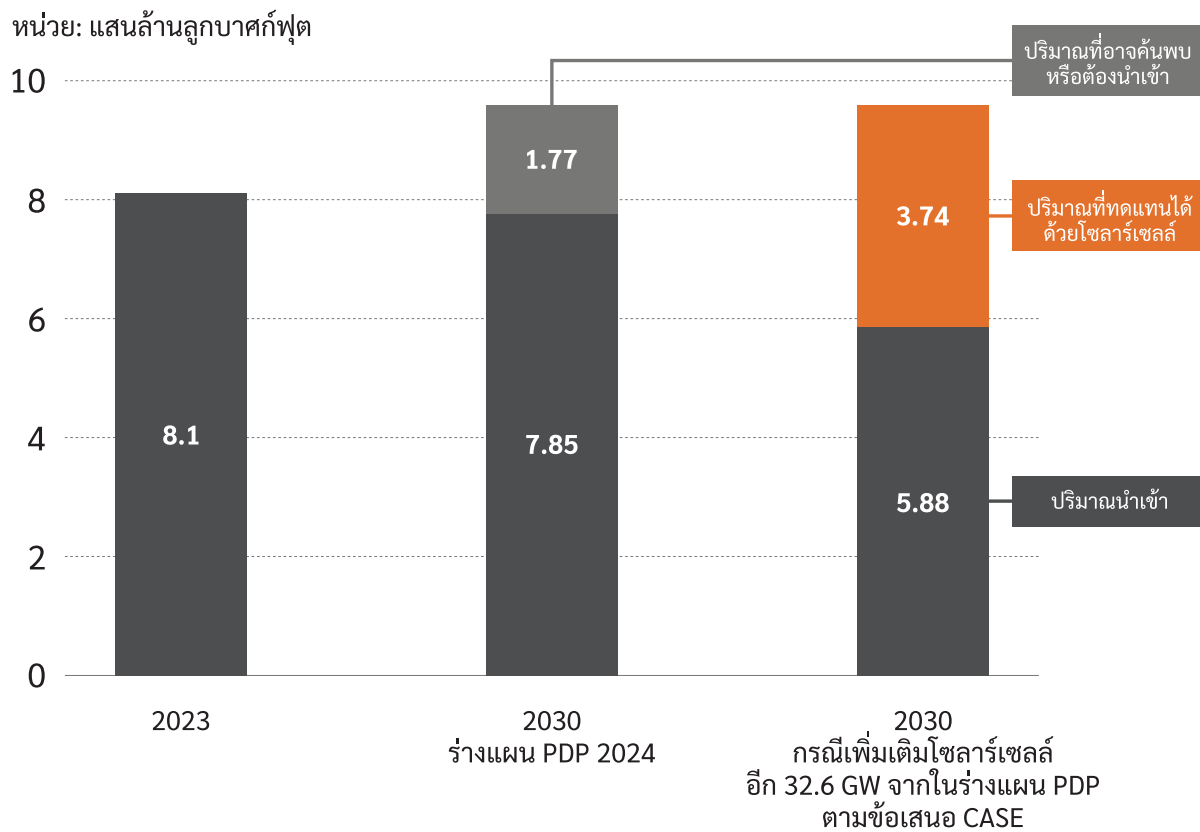
ที่มา: ร่างแผน PDP และ Gas Plan 2024 และข้อมูลจาก Global Solar Atlas รวบรวมและคำนวณโดยผู้วิจัย

ภาพที่ 22 สัดส่วนก๊าซธรรมชาติตามแหล่งการจัดหา



ที่มา: ร่าง Gas Plan 2024 ดัดแปลงโดยผู้วิจัย

ภาพที่ 23 ปริมาณก๊าซนำเข้าที่ทดแทนได้ด้วยพลังงานแสงอาทิตย์



ที่มา: รวบรวมและคำนวณโดยผู้วิจัย

เป้าลดราคาไฟฟ้า

ที่ผ่านมาพลังงานแสงและลมยังไม่สามารถช่วยลดราคาไฟฟ้าได้เนื่องจากการรับซื้อในราคาสูงเพื่ออุดหนุนการลงทุน โดยราคารับซื้อเฉลี่ยสะสม ณ ปี 2567 อยู่ที่ 5.6 บาทต่อหน่วย สำหรับพลังงานแสงอาทิตย์ และ 6.36 บาทต่อหน่วยสำหรับลม สูงกว่าราคารับซื้อเฉลี่ยรวมทุกแหล่งที่ 2.99 บาทต่อหน่วย (ดูภาพที่ 24)

แม้โครงการล่าสุดในปี 2022 จะกำหนดราคารับซื้อเหลือ 2.17 และ 3.10 บาทต่อหน่วยตามลำดับ แต่ก็ยังสูงกว่าต้นทุนผลิตจริงราวร้อยละ 10–20 (ดูภาพที่ 25) และไม่มีการเปิดให้แข่งขันด้านราคา

ในกรณีที่โครงสร้างการผลิตในปี 2030 ปรับตามร่างแผน PDP 2024 โดยซื้อพลังงานแสงและลมที่เพิ่มขึ้นใหม่ในราคารับซื้อล่าสุดปี 2022 (ดูภาพที่ 25 และ 26) ขณะที่ราคารับซื้อของแหล่งพลังงานอื่นยังคงที่เท่ากับปี 2024 ราคารับซื้อเฉลี่ยรวมจะลดลงเพียงเล็กน้อยเป็น 2.95 บาทต่อหน่วย (ดูภาพที่ 27)

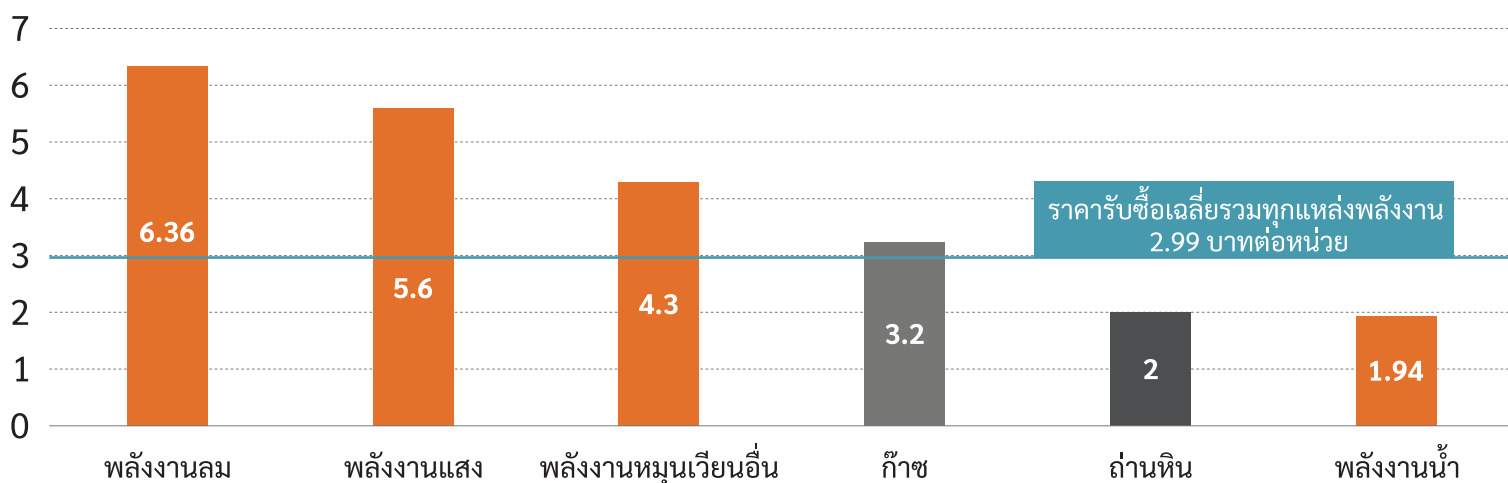
ในทางกลับกัน หากเปลี่ยนไปใช้สัดส่วนพลังงานหมุนเวียนตามข้อเสนอของโครงการ CASE ราคารับซื้อรวมจะเหลือประมาณ 2.83 บาทต่อหน่วย (ดูภาพที่ 26 และ 27) และในกรณีที่มีการเปิดประมูลแข่งขันราคาสำหรับการรับซื้อพลังงานแสงอาทิตย์และลมใหม่ โดยสามารถลดราคาได้เท่ากับต้นทุนผลิต (ณ ปี 2022) ที่ 1.7 และ 2.72 บาทต่อหน่วย ราคารับซื้อรวมจะลดลงเหลือประมาณ 2.65 บาทต่อหน่วย (ดูภาพที่ 27)

ประมาณการข้างต้นตั้งอยู่บนสมมติฐานสำคัญว่า เมื่อมีการลดการผลิตไฟฟ้าจากแหล่งฟอสซิล ภาครัฐจะสามารถรักษาระดับราคารับซื้อไฟฟ้าต่อหน่วยจากแหล่งฟอสซิลให้คงเดิมได้ โดยการเจรจาต้นทุนคงที่ เช่น ค่าความพร้อมจ่าย (Availability Payment) ที่ต้องจ่ายให้โรงไฟฟ้าที่พร้อมเดินเครื่อง แม้ไม่มีการผลิตจริงตลอดทั้งปี เป็นต้น หากไม่สามารถดำเนินการดังกล่าวได้ ราคารับซื้อต่อหน่วยจะปรับเพิ่มขึ้น

ราคารับซื้อที่คำนวณข้างต้นเป็นราคาไฟฟ้าต่อหน่วยผลิต ซึ่งเมื่อแปลงเป็นราคาขายปลีกสำหรับผู้บริโภค จะต้องคำนวณโดยใช้ปริมาณหน่วยการใช้ไฟ¹⁵ และรวมต้นทุนระบบส่ง-จำหน่ายและค่าใช้จ่ายอื่นๆ หากปัจจัยเหล่านี้คงเดิมเหมือนปี 2024 คาดว่าค่าไฟฟ้าขายปลีกในปี 2030 ตามร่างแผน PDP จะอยู่ที่ประมาณ 4.12 บาทต่อหน่วย ขณะที่ตามข้อเสนอของ CASE จะลดลงเหลือประมาณ 3.99-3.79 บาทต่อหน่วย (ดูภาพที่ 28)

ภาพที่ 24 ราคาซื้อขายเฉลี่ยสะสม ณ ปี 2024 ตามแหล่งพลังงาน*

หน่วย: บาทต่อหน่วยผลิต



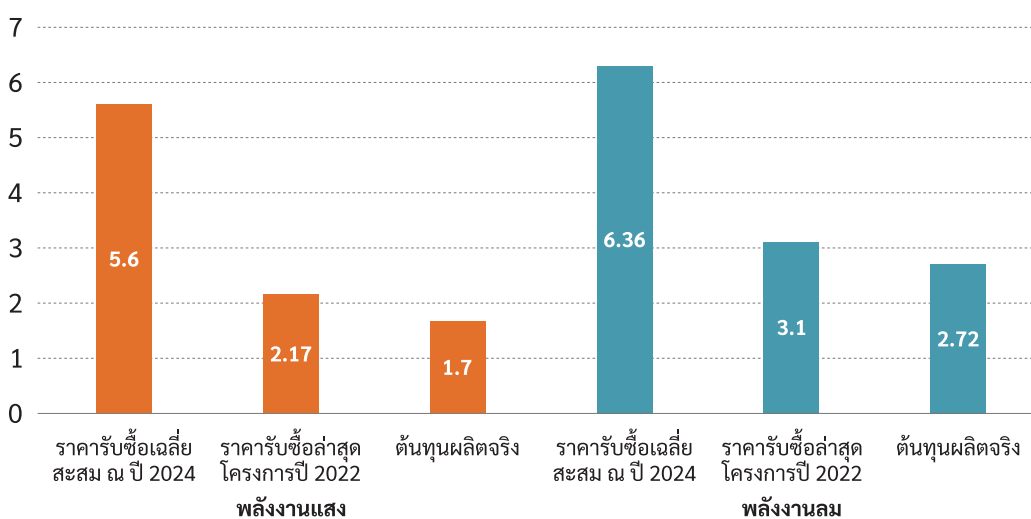
ที่มา: การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.). ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าหน้าโรงงาน 2024.

สืบค้นจาก <https://www.egat.co.th/home/egat-price/> (เข้าถึงเมื่อเดือนกรกฎาคม 2025)

* หมายเหตุ: ผู้วิจัยคำนวณราคารับซื้อเฉลี่ยโดยถ่วงน้ำหนักตามสัดส่วนกำลังผลิตของโรงไฟฟ้าขนาดต่างๆ ทั้งในประเทศและนำเข้า

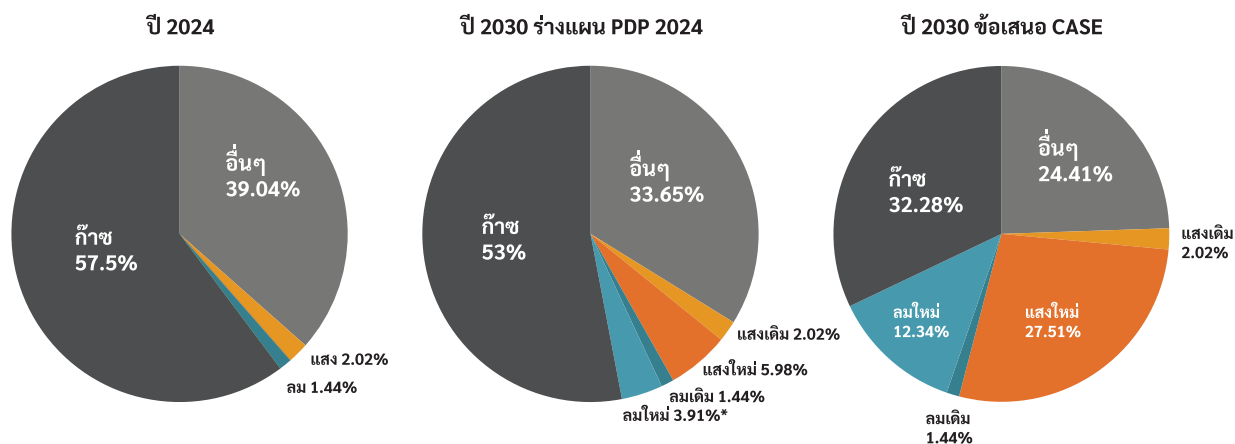
ภาพที่ 25 ราคาซื้อขายพลังงานแสงและลมและต้นทุนผลิตจริง

หน่วย: บาทต่อหน่วยผลิต



ที่มา: กฟผ. ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าหน้าโรงงาน 2024. สืบค้นจาก <https://www.egat.co.th/home/egat-price/> (เข้าถึงเมื่อเดือนกรกฎาคม 2025), ระเบียบคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงานว่าด้วยการจัดหาไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในรูปแบบ Feed-in Tariff (FiT) ปี 2565–2573 สำหรับกลุ่มไม่มีต้นทุนเชื้อเพลิง และ Accenture (2022)

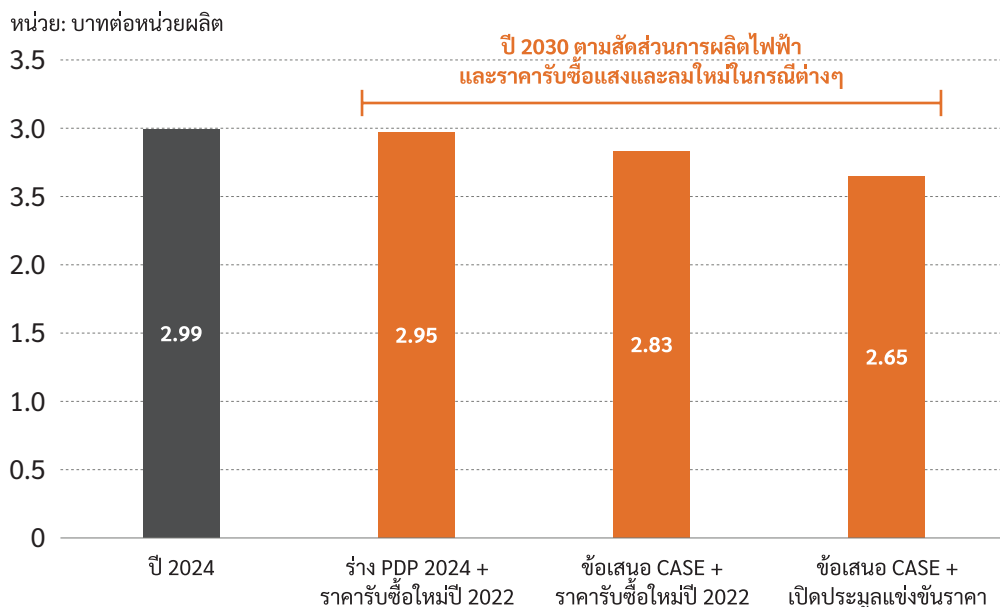
ภาพที่ 26 สัดส่วนการผลิตปี 2024 และปี 2030 ในกรณีร่าง PDP 2024 และข้อเสนอ Net Zero ของ CASE



ที่มา: กฟผ. ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าหน้าโรงงาน 2024. สืบค้นจาก <https://www.egat.co.th/home/egat-price/> (เข้าถึงเมื่อเดือนกรกฎาคม 2025),
ร่างแผน PDP 2024 และ CASE (2022)

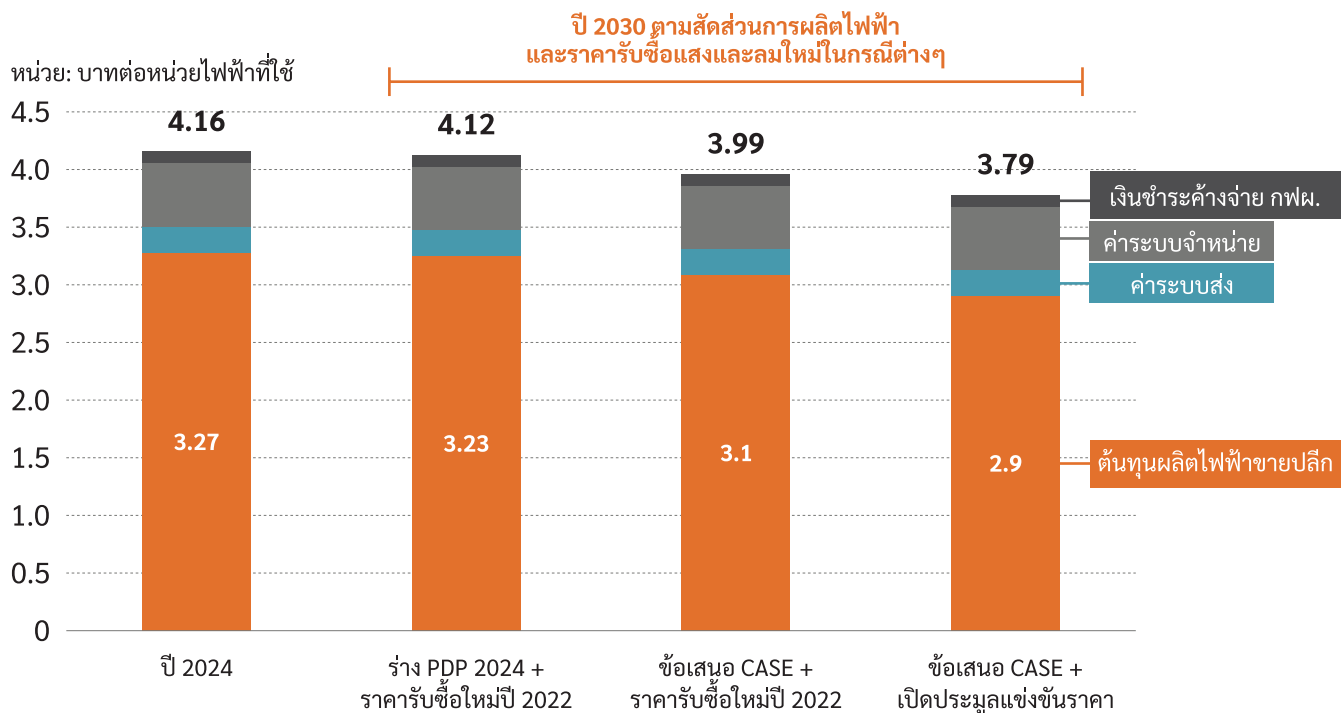
* ประเมินการจากเอกสารร่างแผน PDP 2024

ภาพที่ 27 ราคาซื้อขายปี 2024 และ 2030 ในกรณีร่าง PDP 2024 และข้อเสนอ Net Zero ของ CASE



ที่มา: กฟผ. ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าหน้าโรงงาน 2024.
สืบค้นจาก <https://www.egat.co.th/home/egat-price/> (เข้าถึงเมื่อเดือนกรกฎาคม 2025)

ภาพที่ 28 ค่าไฟฟ้าขายปลีกปี 2024 และ 2030 ในกรณีร่าง PDP 2024
และข้อเสนอ Net Zero ของ CASE



ที่มา: กฟผ. องค์ประกอบค่าไฟฟ้า. สืบค้นจาก <https://www.egat.co.th/home/egat-price/> (เข้าถึงเมื่อเดือนกรกฎาคม 2025)
คำนวณโดยผู้วิจัย

ทั้งนี้ แม้การเปลี่ยนผ่านจะต้องลงทุนพัฒนาโครงข่ายเพิ่มเติม แต่เป็นต้นทุนที่ทยอยเรียกคืนได้ในระยะยาวและน่าจะสามารถบริหารจัดการไม่ให้ส่งผลกระทบต่อราคาขายปลีกอย่างมีนัยสำคัญได้

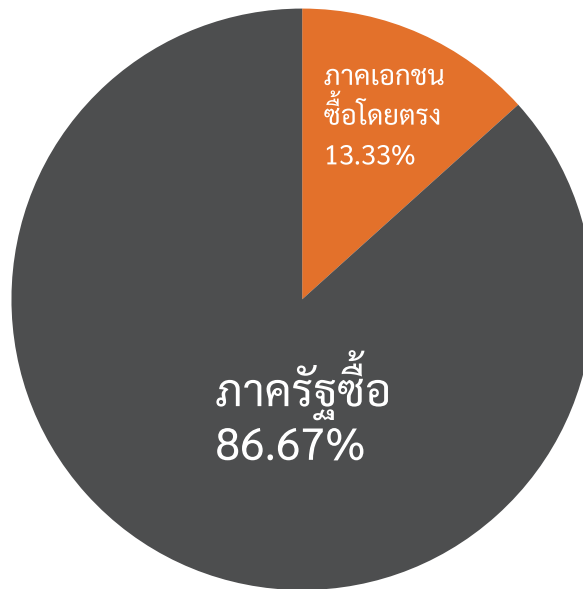
5. เปิดเสรีตลาดไฟฟ้าสีเขียว เสริมขีดความสามารถไทยในเศรษฐกิจคาร์บอนต่ำ

การปรับแผน PDP อย่างเดียวไม่เพียงพอสำหรับภาคธุรกิจที่ต้องการเปลี่ยนผ่านสู่เศรษฐกิจคาร์บอนต่ำอย่างรวดเร็ว เช่น กลุ่ม RE100 ที่ตั้งเป้าใช้ไฟฟ้าหมุนเวียน 100% ภายในปี 2035 และผู้ส่งออกที่ต้องเผชิญมาตรการคาร์บอนจากต่างประเทศ หากไม่มีช่องทางเข้าถึงไฟฟ้าสะอาดได้ตามความต้องการ ก็จะกระทบต่อความสามารถในการดึงดูดการลงทุนและแข่งขันด้านการส่งออกของประเทศ จึงจำเป็นต้องมีการเปิดเสรีตลาดไฟฟ้าด้วย

อย่างไรก็ตาม ปัจจุบันตลาดไฟฟ้าไทยยังใช้ระบบผู้ซื้อรายเดียว (Enhanced Single Buyer) เป็นหลัก โดยให้การไฟฟ้าผูกขาดการจัดซื้อไฟตามแผน PDP และไม่เปิดให้เอกชนใช้ระบบโครงข่ายส่งไฟฟ้าระหว่างกัน (Third-Party Access: TPA) ส่งผลให้การซื้อขายไฟฟ้าโดยตรงระหว่างผู้ผลิตและผู้ใช้เอกชน (Direct PPA) ทำได้ค่อนข้างจำกัด ในปี 2567 มีเพียงร้อยละ 13 ของไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่ซื้อขายแบบ Direct PPA (ดูภาพที่ 29) ซึ่งอยู่ในรูปแบบโครงการที่ผลิตและใช้ไฟฟ้าในพื้นที่เดียวกัน (onsite) หรือมีการลงทุนโครงข่ายส่งไฟฟ้าระหว่างกันเอง

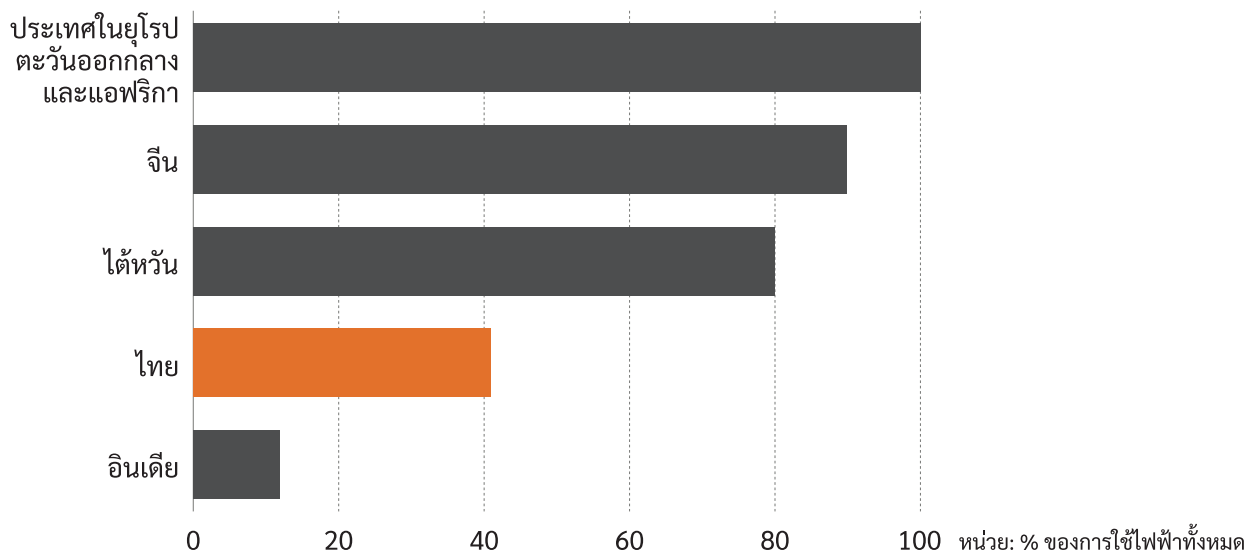
ภาคธุรกิจจึงประสบข้อจำกัดในการจัดหาไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน โดยบริษัทในเครือข่าย RE100 ราว 140 แห่งที่มีสาขาในไทยจัดหาพลังงานหมุนเวียนได้เฉลี่ยเพียงร้อยละ 35 ของการใช้ไฟฟ้าทั้งหมดในปี 2023 หนึ่งในนั้นคือบริษัท Delta Electronics ที่ตั้งเป้าใช้พลังงานหมุนเวียนทั้งหมดภายในปี 2030 แต่สาขาในไทยจัดหาได้เพียงร้อยละ 40 ขณะที่สาขาในจีนและไต้หวันจัดหาได้ถึงร้อยละ 80 แล้ว และในยุโรป ตะวันออกกลาง และแอฟริกาบรรลุเป้าหมายแล้ว (ดูภาพที่ 30)

ภาพที่ 29 สัดส่วนไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่ซื้อโดยภาครัฐและเอกชน



ที่มา: ศูนย์วิจัยกสิกรไทย (2025) อ้างอิงข้อมูลของกระทรวงพลังงาน EGAT และ Bloomberg

ภาพที่ 30 สัดส่วนการเข้าถึงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนของบริษัท Delta Electronics ในภูมิภาคต่างๆ เทียบกับไทย



ที่มา: Nikkei Asia, 15 มีนาคม 2024. Retrieved from <https://asia.nikkei.com/Spotlight/Supply-Chain/Nvidia-supplier-Delta-to-build-green-energy-plants-in-India-Thailand> และ Sustainable Development Report 2024 ของ Delta Electronics (Thailand)

ทั้งนี้ ภาครัฐพยายามตอบสนองความต้องการของภาคเอกชน โดยจำหน่ายใบรับรองการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน (Renewable Energy Certificate: REC) ผ่านโครงการ Utility Green Tariff (UGT) ซึ่งเปิดให้ผู้ซื้อไฟฟ้าซื้อไปใช้รายงานการใช้พลังงานสะอาด¹⁶

แต่แนวทางนี้อาจตอบสนองได้เพียงบางส่วนและแค่ชั่วคราว เนื่องจากเป็นการรับรองโดยไม่ต้องซื้อไฟฟ้าจริง (Unbundled REC) ซึ่งถูกวิจารณ์ว่าไม่ช่วยเพิ่มกำลังผลิตจริง¹⁷ และเป็นไปได้สูงว่าจะไม่สามารถใช้รายงานตามมาตรการ CBAM ของสหภาพยุโรป ซึ่งให้การยอมรับการซื้อขายไฟฟ้าสะอาดด้วย Direct PPA มากกว่า¹⁸

นอกจากนี้ หลายบริษัทก็มีแนวโน้มจะใช้วิธีการซื้อไฟฟ้ามากกว่า REC เช่น บริษัท เดนโซ่ ผู้ผลิตชิ้นส่วนให้โตโยต้า ตั้งเป้าใช้ไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนทั้งหมดภายในปี 2035 โดยไม่พึ่งพา REC¹⁹ ขณะที่เครือข่าย RE100 เองก็ถูกคาดว่าจะลดการซื้อ REC และหันมาใช้ Direct PPA มากขึ้น²⁰

เร่งเปิดเสรี Direct PPA เอื้อเอกชนจัดหาไฟฟ้าสีเขียว

เพื่อให้ภาคธุรกิจสามารถเข้าถึงพลังงานหมุนเวียนตามเป้าหมาย ไทยควรเร่งเปิดเสรีตลาด Direct PPA โดยอนุญาตให้เอกชนสามารถใช้โครงข่ายส่งไฟฟ้าระหว่างกันได้ (Third-Party Access: TPA) ที่สำคัญ ต้องดำเนินการให้ทันกับประเทศคู่แข่ง เช่น มาเลเซียที่เปิด Direct PPA ครอบคลุมทุกกลุ่มธุรกิจแล้ว²¹ และเวียดนามที่เตรียมเปิดตลาดให้บริษัทผู้ใช้ไฟรายใหญ่ภายในปี 2025²²

การเปิดเสรี Direct PPA จึงต้องไปไกลกว่าโครงการนำร่องขนาด 2,000 เมกะวัตต์สำหรับธุรกิจศูนย์ข้อมูล (Data Center) ที่มีการอนุมัติในปัจจุบัน โดยควรขยายไปสู่กลุ่มที่ต้องการเร่งด่วน ซึ่งส่วนใหญ่เป็นบริษัทขนาดใหญ่ เช่น บริษัทในเครือข่าย RE100 บริษัทในห่วงโซ่อุปทานของ RE100 และผู้ส่งออกที่ต้องเผชิญกับมาตรการ CBAM และควรดำเนินการให้แล้วเสร็จภายในปี 2026 ก่อนขยายไปยังผู้ประกอบการขนาดกลางและขนาดเล็กต่อไป

ทั้งนี้ ในการเปลี่ยนผ่านสู่ตลาดเสรี รัฐยังมีบทบาทสำคัญในการรักษาเสถียรภาพระบบไฟฟ้า เช่น การวางแผนกำลังผลิตสำรองและการพัฒนาโครงข่ายให้รองรับการซื้อขายไฟฟ้าระหว่างเอกชนได้อย่างมีประสิทธิภาพ

การเปลี่ยนผ่านพลังงานของไทยอยู่ในช่วงหัวเลี้ยวหัวต่อสำคัญ หากยังดำเนินการล่าช้า มองข้ามศักยภาพพลังงานหมุนเวียนในประเทศ และพึ่งพาเชื้อเพลิงฟอสซิลมากเกินไป ไทยจะเผชิญความเสี่ยงหลายด้านพร้อมกัน ทั้งการพลาดเป้าลดก๊าซเรือนกระจก การพึ่งพาการนำเข้าก๊าซที่เพิ่มขึ้น และต้นทุนค่าไฟฟ้าที่ผันผวนและอยู่ในระดับสูงตามราคาตลาดโลก

ขณะเดียวกัน การเพิ่มสัดส่วนพลังงานหมุนเวียนต้องคำนึงถึงผลกระทบข้างเคียงด้วย เช่น ผลต่อเสถียรภาพของระบบไฟฟ้าที่เดิมออกแบบมาเพื่อรองรับโรงไฟฟ้าฟอสซิล ความเสี่ยงต่อมูลค่าการลงทุนเดิมในโรงไฟฟ้าดังกล่าว ตลอดจนความท้าทายในการเจรจาปรับโครงสร้างสัญญากับผู้ผลิตไฟฟ้าฟอสซิล

อย่างไรก็ตาม ข้อกังวลเหล่านี้ไม่ควรถูกใช้เป็นข้ออ้างในการฉุดรั้งการเปลี่ยนผ่าน หากแต่ควรได้รับการจัดการอย่างรอบคอบ เพื่อให้การเปลี่ยนผ่านเป็นไปอย่างราบรื่นและเป็นธรรมต่อผู้มีส่วนได้ส่วนเสีย

แผนพลังงานใหม่จึงควรตั้งอยู่บนเป้าหมายระยะยาว เดินหน้าอย่างสมดุล ไม่ช้าเกินไปจนเสียโอกาส และไม่เร็วเกินไปจนกระทบเสถียรภาพของระบบ พร้อมทั้งเปิดตลาดเสรีอย่างเหมาะสม ให้ภาคเอกชนสามารถจัดหาไฟฟ้าสะอาดได้ตามเป้าหมายการเปลี่ยนผ่านสู่เศรษฐกิจคาร์บอนต่ำ ควบคู่กับบทบาทของภาครัฐในการกำกับดูแลความมั่นคงของระบบพลังงานอย่างมีประสิทธิภาพ

¹ Ember. (2024). Global electricity review 2024. Ember. <https://ember-energy.org/app/uploads/2024/05/Report-Global-Electricity-Review-2024.pdf>.

² World Energy Council. (2019). World Energy Trilemma Report 2019. และ World Energy Council. (2024). World Energy Trilemma Report 2024.

³ ข้อมูล carbon intensity มาจาก Yearly Electricity Data ของ Ember <https://ember-energy.org/data/yearly-electricity-data/> ซึ่งมีค่าสูงกว่าข้อมูลของสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน เพราะใช้วิธีการคำนวณแบบ life cycle emissions ซึ่งรวมการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากทุกขั้นตอนตั้งแต่การสกัดเชื้อเพลิง การผลิต การขนส่ง ต่างจากวิธีดั้งเดิมที่พิจารณาเฉพาะการเผาไหม้ในการผลิตไฟฟ้า

ทั้งนี้ ผู้เขียนเลือกรายงานของข้อมูลของ EMBER เพราะสามารถเปรียบเทียบกับประเทศอื่นได้

⁴ Christophers, B. (2024). The price is wrong: Why capitalism won't save the planet. Verso Books.

⁵ คำนวณจากอัตราค่าไฟฟ้าครัวเรือนในเดือนธันวาคม 2024 โดยเฉลี่ยของครัวเรือนที่ใช้ไฟฟ้า 100, 300, 600 และ 1,500 หน่วยต่อเดือน อ้างอิงจากข้อมูลค่าไฟฟ้าของประเทศต่าง ๆ ที่สำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) รวบรวมจากเว็บไซต์ทางการของประเทศนั้น ๆ ดูรายละเอียดเพิ่มเติมได้ที่: <https://www.erc.or.th/th/electricity-service-rate/> (เข้าถึงวันที่ 3 มีนาคม 2025)

⁶ SCB Economic Intelligence Center. (2023). มาตรการ CBAM: ผลกระทบต่อภาคธุรกิจไทย. SCB EIC. https://www.scbeic.com/th/detail/file/product/8951/gk7f1ldugc/SCB-EIC_In-Focus_CBAM_20230420.pdf

⁷ RE100 (2024). RE100 annual disclosure report 2023. <https://www.there100.org/our-work/publications/re100-2023-annual-disclosure-report>

⁸ ตัวเลขศักยภาพของร่างแผน AEDP 2024 น่าจะเป็นการประเมินขั้นต่ำ โดยโครงการศึกษาศักยภาพพื้นที่ที่เหมาะสมในการพัฒนาระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของประเทศไทย ซึ่งจัดจ้างโดยกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงานที่รับผิดชอบทำแผน AEDP ระบุว่าไทยมีศักยภาพสูงถึง 16,652 GW โดยการประเมินนี้ไม่นับรวมพื้นที่ที่ไม่สามารถใช้ติดตั้งโซลาร์เซลล์ได้

เช่น เขตอนุรักษ์ พื้นที่น้ำ ถนน แต่ยังมีรวบรวมพื้นที่เกษตรกรรมและพื้นที่เมืองที่อาจเปลี่ยนการใช้ประโยชน์ได้ยาก

⁹ พื้นที่ที่มีความลาดชันมากกว่า 5% เมื่อเทียบแนวนราบ

¹⁰ ใช้อัตราแลกเปลี่ยนที่ 1 ดอลลาร์สหรัฐเท่ากับ 34 บาท

¹¹ ตัวเลขจากงาน NERL (2019) ใช้เกณฑ์คัดเลือกพื้นที่ที่มีลมเร็วพอสมควร ตัดพื้นที่ที่ไม่เหมาะสม เช่น พื้นที่อนุรักษ์ พื้นที่ป่าไม้ พื้นที่ที่มีความลาดชันมากกว่า 20% เมื่อเทียบแนวนราบ และตัดพื้นที่ยากต่อการปรับเปลี่ยนการใช้ประโยชน์ เช่น เขตเมือง และที่ดินเกษตรกรรม

¹² โครงการรับซื้อไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน 5,203 MW ในปี 2022 (คัดเลือกได้ 4,852 MW) และโครงการเพิ่มเติม 2,180 MW ในปี 2024 (คัดเลือกได้ 2,145.4 MW) รวมกำลังผลิตที่เปิดรับซื้อ 7,383 MW (ผ่านการคัดเลือก 6,997 MW) อ่านเพิ่มเติมใน JustPow. (2024, December 19). ปัญหาของโครงการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ปี 2565-2573. <https://justpow.co/article-re-biglot/> (เข้าถึงวันที่ 12 กุมภาพันธ์ 2025)

¹³ อ้างแล้วใน 12.

¹⁴ คำนวณจากข้อมูลในร่างแผน PDP 2024 และร่าง Gas Plan 2024 ซึ่งคาดว่าจะในปี 2030 จะมีการผลิตไฟฟ้าจากก๊าซ 142.55 TWh โดยต้องการใช้ก๊าซ 1.1 ล้านล้านลูกบาศก์ฟุต

¹⁵ จากข้อมูลของสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (EPPO) ปี 2024 โดยปริมาณการผลิตไฟฟ้าอยู่ที่ 235,512 ล้านหน่วย และปริมาณการใช้ไฟฟ้า (ขายปลีก) อยู่ที่ 214,469 ล้านหน่วย ทำให้ราคารับซื้อเฉลี่ยต่อหน่วยผลิตที่ 3.02 บาท แปลงเป็นราคาขายปลีกต่อหน่วยการใช้ไฟฟ้า 3.32 บาทต่อ โดยยังไม่รวมค่าระบบส่ง ระบบจำหน่าย และค่าใช้จ่ายอื่นๆ

¹⁶ ThaiPublica. (2025, มกราคม 23). 3 หน่วยงานไฟฟ้าขายไฟฟ้าสีเขียว 2 พันล้านหน่วย สนับสนุนธุรกิจใช้พลังงานสะอาด. <https://thaipublica.org/2025/01/3-electricity-authorities-launch-sale-of-2-billion-units-of-green-power/>

¹⁷ S&P Global. (2021, May 5). Problematic corporate purchases of clean energy credits threaten net zero goals. <https://www.spglobal.com/esg/insights/problematic-corporate-purchases-of-clean-energy-credits-threaten-net-zero-goals> (เข้าถึงเดือนเมษายน 2025)

¹⁸ ตามเอกสารแนวทางการปฏิบัติตาม CBAM สำหรับการผลิตไฟฟ้าใน Guidance Document on CBAM Implementation for Installation Operators Outside the EU หัวข้อ 6.7.3 ระบุว่าใบรับรองพลังงานหมุนเวียนต่างๆ เช่น “Guarantees of Origin” หรือ “Green Certificates” ไม่สามารถ

ใช้เป็นหลักฐานในการลดการปล่อยคาร์บอนสำหรับการรายงานภายใต้มาตรการ CBAM ได้

อย่างไรก็ตามการรายงานสามารถอ้างถึงการลดการปล่อยคาร์บอนได้ หากใช้ไฟฟ้าจากสัญญาซื้อขายไฟฟ้าโดยตรง (Power Purchase Agreement) โดย CBAM นิยามว่า PPA เป็นสัญญาที่ผู้ใช้ไฟฟ้าตกลงซื้อไฟโดยตรงจากผู้ผลิตไฟฟ้า

¹⁹ นายณัฏฐ์ สิทธิประศาสน์ ประธานกลุ่มอุตสาหกรรมพลังงานหมุนเวียน สมาคมอุตสาหกรรมแห่งประเทศไทย (ส.อ.ท.) นำเสนอข้อมูลในงานเสวนา “Direct PPA และ UGT จะตอบโจทย์ นักลงทุนอย่างไร” วันที่ 15 สิงหาคม 2567 ณ ศูนย์นิทรรศการไบเทค บางนา. https://www.youtube.com/watch?v=bA05DnNgbLI&t=881s&ab_channel=สมาคมพลังงานหมุนเวียนไทยRE100 (เข้าถึงวันที่ 1 กุมภาพันธ์ 2025)

²⁰ BloombergNEF. (2024). 24/7 Carbon-Free Energy Procurement in APAC: Pathways for Companies and Countries. BloombergNEF.

²¹ รัฐบาลมาเลเซียสนับสนุนสัญญาซื้อขาย DPPA ผ่านโครงการ Corporate Renewable Energy Supply Scheme (CRESS) ที่เริ่มตั้งแต่เดือน กรกฎาคม 2024 โดยเปิดโอกาสให้ผู้บริโภคไฟฟ้ารายใหม่หรือผู้ที่ต้องการเพิ่มกำลังไฟฟ้า 100MW สามารถเข้าร่วมได้ ต่อมา ตั้งแต่วันที่ 1 มีนาคม 2025 รัฐบาลได้ปรับปรุงโครงการให้เปิดกว้างมากขึ้น โดยอนุญาตให้ ผู้บริโภคไฟฟ้าทุกราย รวมถึงผู้ที่ไม่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าเพิ่ม สามารถเข้าร่วมโครงการได้ เพื่อส่งเสริมการเข้าถึงพลังงานหมุนเวียนของภาคเอกชนในวงกว้างBusiness Today. (2024, September 23). CRESS guidelines paves the way to third-party access. Business Today. <https://www.businesstoday.com.my/2024/09/23/cress-guidelines-paves-the-way-to-third-party-access/> และBusiness Today. (2025, January 16). PETRA enhances CRESS for wider green energy access. Business Today. <https://www.businesstoday.com.my/2025/01/16/petra-enhances-cress-for-wider-green-energy-access/>

²² รัฐบาลเวียดนามได้อนุมัติการซื้อขายไฟฟ้าโดยตรง DPPA โดยอนุญาตให้ผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่มีกำลังการผลิตมากกว่า 10 เมกะวัตต์ สามารถขายไฟฟ้าโดยตรงให้กับผู้ใช้ที่มีแรงดันไฟฟ้า 22 กิโลโวลต์ขึ้นไป และมีการใช้ไฟฟ้าเฉลี่ย 200,000 กิโลวัตต์ชั่วโมงต่อเดือน อ้างอิงจาก ThaiBiz-Vietnam. (2024). รัฐบาลเวียดนามอนุมัติข้อตกลงการซื้อขายไฟฟ้าโดยตรง (DPPA). ThaiBiz-Vietnam. <https://thaibiz-vietnam.com/economy/รัฐบาลเวียดนามอนุมัติ>

บรรณานุกรม

- Accenture (2022) APAC System Value Analysis Thailand. https://www3.weforum.org/docs/WEF_Thailand_System_Value_Analysis.pdf
- BloombergNEF. (2024). 24/7 Carbon-Free Energy Procurement in APAC: Pathways for Companies and Countries. BloombergNEF.
- Christophers, B. (2024). The price is wrong: Why capitalism won't save the planet. Verso Books.
- Clean, Affordable and Secure Energy (CASE) for Southeast Asia. (2022), Towards a collective vision of Thai energy transition: National long-term scenarios and socioeconomic implications, https://newclimate.org/sites/default/files/2022-11/2022-1108_th_ltes_-_full_report.pdf.
- Ember. (2023). Tracking national ambition towards a global tripling of renewables. Ember. <https://ember-energy.org/app/uploads/2024/10/Report-Tracking-national-ambition-towards-a-global-tripling-of-renewables-1.pdf>
- Ember. (2024). Global electricity review 2024. Ember. <https://ember-energy.org/app/uploads/2024/05/Report-Global-Electricity-Review-2024.pdf>.
- International Energy Agency. (2021). Thailand power system flexibility study. International Energy Agency. <https://www.iea.org/reports/thailand-power-system-flexibility-study>
- International Energy Agency. (2023). Thailand's clean electricity transition: How accelerated deployment of renewables can help achieve Thailand's climate targets. International Energy Agency. <https://www.iea.org/reports/thailands-clean-electricity-transition>
- National Renewable Energy Laboratory. (2019). Utility-scale solar: Empirical trends in project technology, cost, performance, and PPA pricing in the United States: 2019 edition (NREL/TP-6A20-71814). <https://www.nrel.gov/docs/fy19osti/71814.pdf>

- RE100 (2024). RE100 annual disclosure report 2023. <https://www.there100.org/our-work/publications/re100-2023-annual-disclosure-report>
- RE100 Thailand Club. (2021). RE100 Thailand Club ร่วมขับเคลื่อนแผนพลังงานชาติไปสู่เป้าหมาย Carbon Neutrality. RE100 Thailand Club. <https://re100th.org/wp-content/uploads/2021/11/re100-th.pdf>
- SCB Economic Intelligence Center. (2023). มาตรการ CBAM: ผลกระทบต่อภาคธุรกิจไทย. SCB EIC. https://www.scbeic.com/th/detail/file/product/8951/gk7f1ldugc/SCB-EIC_In-Focus_CBAM_20230420.pdf
- World Energy Council. (2019). World Energy Trilemma Report 2019. World Energy Council. <https://www.worldenergy.org/publications/entry/world-energy-trilemma-index-2019>
- World Energy Council. (2024). World Energy Trilemma Report 2024. World Energy Council. <https://www.worldenergy.org/publications/entry/world-energy-trilemma-report-2024>
- ศูนย์วิจัยกสิกรไทย. (2025, 30 มกราคม). ธุรกิจไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในไทย เติบโตตามความต้องการที่เพิ่มขึ้น. ศูนย์วิจัยกสิกรไทย. <https://www.kasikornresearch.com/th/analysis/k-social-media/Pages/Power-IAO115-FB-30-01-2025.aspx>

ออกแบบรูปเล่ม: Kittiphol Saragganonda

ภาพปก: Sylwia Bartyzel

ภาพประกอบ : DataHatch

