

เอกสารข้อเสนอเชิงนโยบาย ด้านพลังงาน

A WHITE PAPER ON ENERGY POLICY RECOMMENDATIONS

- **ดร. ปิติ เอี่ยมจำรูญลาภ**
อาจารย์ประจำคณะนิติศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
- **รศ.ดร. ชาลี เจริญลาภนพรัตน์**
อาจารย์ประจำสถาบันเทคโนโลยีนานาชาติสิรินธร มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์
- **ดร. ภาคภูมิ โลหวิธานนท์**
อาจารย์ประจำคณะนิติศาสตร์ มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์
- **ธารา บัวคำศรี**
ผู้ร่วมก่อตั้งกรีนพีซ เอเชียตะวันออกเฉียงใต้ และผู้อำนวยการโครงการ CLIMATE CONNECTORS
- **สุภาภรณ์ มัลลย์ลอย**
ผู้จัดการมูลนิธิธรรมาภิบาลสิ่งแวดล้อม (ENLAW)
- **อาทิตย์ เวชกิจ**
นายกสมาคมพลังงานหมุนเวียนไทย (RE100)
- **ธีระพงศ์ แสงลาภเจริญกิจ**
ผู้ร่วมก่อตั้งและกรรมการผู้จัดการ RE GENERATION THAILAND
- **ชินชม สง่าราศรี กริเชน**
นักวิจัยอิสระ
- **สฤณี อาชวานันทกุล**
หัวหน้าทีมวิจัย FAIR FINANCE THAILAND
และกรรมการผู้อำนวยการ CLIMATE FINANCE NETWORK THAILAND (CFNT)

ข้อเสนอเชิงนโยบายต่อ

สัญญาซื้อขายไฟฟ้า เพื่อลดภาระที่เกินจำเป็น สำหรับผู้บริโภค และนำไปสู่ การเปลี่ยนผ่านพลังงาน ที่ยุติธรรมสำหรับทุกคน



โดย ผศ.ดร. ปิติ เอี่ยมจรรณูลาก

อาจารย์ประจำคณะนิติศาสตร์
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ผศ.ดร. ปิติ เอี่ยมจรรณูลาก ปัจจุบันเป็นอาจารย์ประจำคณะนิติศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย จบการศึกษาด้านกฎหมายพลังงาน, University of Aberdeen, U.K. มีงานวิจัยด้านพลังงานที่สำคัญเช่น “โครงการพัฒนากฎระเบียบการกำกับกิจการพลังงานเพื่อรองรับการซื้อขายไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนและเทคโนโลยีพลิกโฉม (Disruptive Technology)” เสนอ สำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน “โครงการจัดทำข้อเสนอแนะเพื่อเพิ่มประสิทธิภาพการกำกับกิจการพลังงาน” เสนอสำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงานในปี (ทั้งสองโครงสร้างดำเนินการเสร็จสิ้นแล้วในปี 2567)

นอกจากนี้ยังก่อตั้งบริษัท ศูนย์กฎหมายพลังงาน (ประเทศไทย) เพื่อเป็น “Academic Legal Think Tank for Energy Law” และเป็นนักวิชาการที่ให้ความคิดเห็นแก่สาธารณะในประเด็นพลังงานอย่างต่อเนื่อง ทั้งในประเด็นเรื่องโครงสร้างค่าไฟ บทบาทของกฎหมายพลังงานในช่วงการเปลี่ยนผ่านพลังงาน ไปจนถึงการออกหนังสือวิชาการอย่าง “กฎหมายพลังงาน” และหนังสือสำหรับคนทั่วไปอย่าง “Energy for All กฎหมายกับพลังงาน” ในมือประชาชน”

ปัญหา

JUST
POW

ด้วยความจำเป็นในการบรรลุเป้าหมาย Net Zero ในปี 2050 ทำให้ประเทศไทยต้องเร่งเปลี่ยนผ่านสู่การใช้พลังงานหมุนเวียนเพิ่มขึ้น ควบคู่กับการลดการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานฟอสซิล โดยเฉพาะก๊าซซึ่งคิดเป็นสัดส่วนเกือบ 60% ของการผลิตไฟฟ้าทั้งหมด ในอนาคตโรงไฟฟ้าก๊าซจำเป็นต้องปรับสถานะเป็น Balancing Service ภายใต้เงื่อนไขที่ไม่สร้างภาระให้กับผู้บริโภคเกินจำเป็นอย่างที่เป็นอย่างในปัจจุบัน แต่ด้วยเงื่อนไขการทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าภายใต้ระบบ ESB ในปัจจุบันที่มีการการันตีกำไรให้กับผู้ผลิตเอกชนด้วยสัญญาระยะยาว ทั้งในรูปแบบ

1. ค่าความพร้อมจ่าย กรณีซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าฟอสซิลเอกชน
2. ค่าพลังงานไฟฟ้าที่กฟผ. ประกันการรับซื้อ (ซึ่งรวมการการันตีกำไรให้ผู้ผลิต) กรณีซื้อไฟฟ้าจากต่างประเทศ
3. Adder หรือ FiT กรณี ซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเอกชน ทั้งที่ปัจจุบันต้นทุนการผลิตลดลงอย่างมาก เอกชนสามารถผลิตและขายไฟเข้าระบบ โดยไม่ต้องมีกลไกสนับสนุนเพื่อสร้างแรงจูงใจให้กับผู้ผลิตอีกต่อไป

ซึ่งค่าใช้จ่ายทั้งหมดนี้ ถูกส่งผ่านมายังผู้บริโภคผ่านบิลค่าไฟ ทำให้ผู้บริโภคต้องแบกรับค่าใช้จ่ายเกินความจำเป็น และไม่เป็นผลดีต่อการเดินทางในการเปลี่ยนผ่านพลังงาน

ดังนั้น จึงจำเป็นต้องมีการปรับรูปแบบสัญญาซื้อขายไฟฟ้า หรือแก้ไขสัญญาซื้อขายไฟเดิมที่เซ็นกับเอกชนแล้ว เพื่อสะท้อนต้นทุนพลังงานที่แท้จริง ลดภาระค่าใช้จ่ายของผู้บริโภค และขับเคลื่อนให้ประเทศไทยเกิดการเปลี่ยนผ่านพลังงานที่ยุติธรรมสำหรับทุกคน ทั้งเอกชนผู้ผลิตไฟฟ้าซึ่งเป็นคู่สัญญาของรัฐและผู้ใช้ไฟฟ้าปลายทาง โดยยึดหลักการสำคัญคือ

1. สัญญาซื้อขายไฟฟ้าเป็นสัญญาทางปกครอง ตามมาตรา 3 แห่งพระราชบัญญัติจัดตั้งศาลปกครองและวิธีพิจารณาคดีปกครอง พ.ศ. 2542 เนื่องจากมีองค์ประกอบครบถ้วนทั้งในด้านคู่สัญญา โดยคู่สัญญาฝ่ายหนึ่งคือการไฟฟ้าซึ่งเป็นหน่วยงานของรัฐ และเนื้อหาของสัญญาที่มีเนื้อหามุ่งจัดให้มีบริการสาธารณะปโภคอันจำเป็นต่อประชาชน รวมถึงลักษณะของสัญญาแบบกำหนดเงื่อนไขล่วงหน้าและมีข้อกำหนดที่สะท้อนเอกสิทธิ์ของรัฐ (1- ค่าส่งศาลปกครองสูงสุดที่ 351/2561) จึงเป็นไปได้ที่จะมีข้อสัญญาที่รัฐได้รับความคุ้มครองมากกว่า หรือมีอำนาจเหนือกว่าเอกชนเพื่อประกันประโยชน์สาธารณะ
2. การแก้ไขสิทธิและหน้าที่ในสัญญาไม่สามารถแก้ไขได้เพียงการกระทำระดับนโยบายแต่ต้องมีการแก้ไขในระดับสัญญาด้วย โดยรัฐต้องมีคำประกาศทางนโยบายที่เป็นเป็นทางการก่อน จึงจะนำไปสู่การแก้ไขในระดับสัญญาและเกิดการเปลี่ยนแปลงในทางปฏิบัติ เนื่องจากองค์กรผู้กำหนดนโยบายเช่น ครม. และ กพข. นั้นมิได้เป็นคู่สัญญาที่จะมีปฏิบัติตามสัญญากับผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าโดยตรง หากจะมีการแก้ไขสิทธิและหน้าที่ตามสัญญาที่ใช้บังคับอยู่ย่อมต้องอาศัยการกระทำของคู่สัญญา เช่น การไฟฟ้า แต่สำหรับสัญญาซื้อขายไฟฟ้าใหม่รัฐสามารถกำหนดแบบขึ้นใหม่ได้

3. การแก้ไขสิทธิและหน้าที่ตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าที่เซ็นแล้วจะต้องเป็นไปตาม “ข้อสัญญา” ในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า

3.1 Standard Gas PPA: แยกวิเคราะห์สองประเด็น

(1) ผลของ Force Majeure และ (2) ผลของ Change-in-Law

(1) หากการไม่จ่ายค่า AP ถือเป็น Change-in-Law

เป็นไปได้หากมีการประกาศกำหนดอัตราค่ารับซื้อโดยรัฐเอาไว้แล้วอาจถือได้ว่าเป็น “กฎ” ที่ออกโดยหน่วยงานของรัฐ เมื่อมีการเลิกประกาศราคาซื้อจึงกลายเป็น Change-in-Law ผลคือ “แก้ไขสัญญาในส่วน AP หรือ EP เพื่อให้ไม่กระทบสถานะทางการเงิน

(2) หาก Change-in-Law กลายเป็นเหตุสุดวิสัย

หากการไฟฟ้าไม่อาจจ่ายค่า AP ได้อันเป็นผลจากการ Change-in-Law ให้รัฐเลิกสัญญาได้ แต่อาจต้องซื้อกิจการของเอกชน ซึ่งทั้งสองกรณีมีกลไกการเยียวยาเอกชน

3.2 Firm Co-Generation PPA

(1) “เหตุสุดวิสัย” ให้รวมถึง การกระทำของรัฐบาล เช่น มีการเปลี่ยนแปลงนโยบายด้านพลังงาน การเปลี่ยนแปลงทางกฎหมาย ซึ่งทำให้คู่สัญญาไม่อาจปฏิบัติตามสัญญาข้อใดข้อหนึ่งได้ การแก้ไขสัญญาที่มาจากการเปลี่ยนแปลงทางนโยบายของรัฐบาล อยู่ภายใต้ขอบเขต ‘เหตุสุดวิสัย’ ซึ่งถือว่าทำได้ และถือได้ว่ากฟผ. ซึ่งเป็นตัวแทนของรัฐทำหน้าที่ทำสัญญากับคู่สัญญาซึ่งเป็นผู้ผลิตไฟ ไม่เป็นฝ่ายผิดสัญญา และผู้ผลิตไฟฟ้าไม่อาจเรียกร้องค่าเสียหาย ค่าใช้จ่าย ค่าชดเชย หรือเงินอื่นใดได้ทั้งสิ้น

(2) แม้การแก้ไขสัญญาอันเกิดจากเหตุสุดวิสัย ผู้ผลิตไฟฟ้าไม่สามารถเรียกร้องค่าเสียหาย หรือค่าชดเชยใดๆ ได้ แต่สามารถใช้สิทธิเจรจาให้มีการแก้ไขสัญญาเพื่อเยียวยาความเสียหายจากคู่สัญญาฝ่ายปกครอง โดยวางอยู่บนหลักการที่ว่า การแก้ไขสัญญาต้องเกิดขึ้นจากเหตุผลที่จำเป็นเพื่อรักษาประโยชน์สาธารณะ เช่น การลดภาระค่าไฟฟ้าของประชาชน หรือการปรับปรุงโครงสร้างกิจการไฟฟ้าให้มีการใช้พลังงานหมุนเวียนมากขึ้น เพื่อลดปัญหาการปล่อยก๊าซเรือนกระจก อีกทั้งต้องเกิดความเป็นธรรมและรักษาสมดุลทางการเงินให้กับคู่สัญญาฝ่ายเอกชน

จากปัญหาที่เกิดขึ้นดังกล่าว จึงมีข้อเสนอเชิงนโยบายต่อสัญญาซื้อขายไฟฟ้า เพื่อลดภาระที่เกินจำเป็นสำหรับผู้บริโภค และนำไปสู่การเปลี่ยนผ่านพลังงานที่ยุติธรรมสำหรับทุกคน ดังนี้

1. รัฐบาลต้องมีนโยบายออกมาปกป้องผู้บริโภค กฟผ. ต้องปฏิบัติตามนโยบายโดยสามารถอ้างเหตุสุดวิสัยได้ แก้ไข/ยกเลิกสัญญาส่วนที่ไม่เป็นธรรม
2. ยกเลิกค่า Adder ในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า โดยไม่ต้องจ่ายค่าชดเชย
3. แก้ไขสัญญา FiT ไม่ใช้ราคาคงที่ตลอดอายุสัญญา เปลี่ยนเป็นการใช้ราคาที่เหมาะสมที่ต้นทุนที่เป็นปัจจุบัน
4. ปฏิรูปโครงสร้างสัญญาซื้อขายไฟฟ้าในอนาคต สู่รูปแบบระบบบริการเพื่อรักษาความมั่นคงและเสถียรภาพของระบบไฟฟ้า (Balancing Service)

1. รัฐบาลต้องมีนโยบายออกมาปกป้องผู้บริโภค กฟผ. ต้องปฏิบัติตามนโยบาย โดยสามารถอ้างเหตุสุดวิสัยได้ เพื่อแก้ไข/ยกเลิกสัญญาส่วนที่ไม่เป็นธรรม

รัฐบาลควรมีการประกาศนโยบายอย่างเป็นทางการเพื่อปกป้องผู้บริโภคจากภาระค่าใช้จ่ายที่เกินความจำเป็นในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า โดยให้การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ดำเนินการตามนโยบายดังกล่าว และเปิดช่องทางให้ กฟผ. ซึ่งเป็นคู่สัญญากับภาคเอกชนสามารถแก้ไขหรือยกเลิกข้อสัญญาที่ขัดต่อนโยบายการเปลี่ยนผ่านพลังงานที่เป็นธรรมได้ ซึ่ง กฟผ. สามารถอ้างเหตุการเปลี่ยนแปลงทางนโยบายในฐานะเหตุสุดวิสัยเพื่อให้ตนไม่ตกเป็นฝ่ายผิดสัญญา และอาศัยเหตุดังกล่าวในฐานะ Change-in-Law ดำเนินการแก้ไข/ยกเลิกสัญญาซื้อขายไฟฟ้าที่ออกให้เอกชนแล้ว

หลักการสำคัญของการแก้ไขสัญญานั้นมี “เป้าหมาย” ด้านหนึ่งคือรักษาสมดุลทางการเงินของเอกชนให้เอกชนได้รับผลตอบแทนที่พึงได้อย่างเป็นธรรม และอีกด้านคือการคุ้มครองประโยชน์สาธารณะ ประกอบด้วยการแทรก การแก้ไขต้องมีเหตุผลความจำเป็นเพื่อรักษาประโยชน์สาธารณะ เช่น การลดภาระค่าไฟฟ้าของประชาชน หรือการปรับปรุงโครงสร้างกิจการไฟฟ้าให้มีการใช้พลังงานหมุนเวียนมากขึ้นเพื่อลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก โดยข้อสัญญาที่ควรได้รับการพิจารณาแก้ไขหรือยกเลิกเป็นลำดับแรก คือ การจ่ายค่าความพร้อมจ่าย (Availability Payment/Capacity Payment หรือ AP/CP) ซึ่งเป็นสัญญาที่การันตีกำไรให้กับภาคเอกชนและสร้างภาระให้กับค่าไฟฟ้าของประชาชนอย่างมีนัยสำคัญ

ข้อเสนอเชิงนโยบาย

2. ยกเลิกค่า Adder ในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า โดยไม่ต้องจ่ายค่าชดเชย

รัฐอาจยกเลิกค่า Adder ในสัญญาซื้อขายไฟฟ้ารูปแบบ Non-Firm ได้ การที่การไฟฟ้าจะไม่จ่ายค่า Adder แม้จะถือเป็นการไม่ปฏิบัติตามข้อกำหนดในสัญญา แต่ก็สามารถเกิดขึ้นได้จากเหตุที่อยู่เหนือการควบคุมของการไฟฟ้า ซึ่งก็คือ “เหตุสุดวิสัย” กล่าวคือ การไฟฟ้ามีสิทธิอ้างเหตุสุดวิสัยภายใต้คำจำกัดความที่ระบุว่า “การกระทำของรัฐบาล” ผลคือการไฟฟ้าไม่ถือเป็นฝ่ายผิดสัญญา และผู้ผลิตไฟฟ้าไม่อาจเรียกร้องค่าเสียหายใดๆ ได้ทั้งสิ้น

เป็นไปได้ที่รัฐจะมองว่าสัญญาซื้อขายไฟฟ้าที่มีค่า Adder นั้นมีสถานะเป็นสัญญาทางปกครองเช่นเดียวกับสัญญาค่าความพร้อมจ่าย ซึ่งมีลักษณะสำคัญคือ เนื้อหาของสัญญามุ่งจัดให้มีบริการสาธารณะปโภคที่จำเป็นต่อประชาชนและข้อสำคัญคือเอกชนได้สมัครใจเข้าทำสัญญานี้

ประเด็นสำคัญคือ ในสัญญารูปแบบ Adder ไม่มีข้อสัญญาใดๆ ที่เปิดช่องให้ภาคเอกชนผู้ผลิตไฟฟ้าสามารถใช้สิทธิขอเจรจากับการไฟฟ้าเพื่อตกลงแก้ไขสัญญาใหม่ได้ ซึ่งแตกต่างจากสัญญาซื้อขายไฟฟ้ารูปแบบ AP ดังนั้น การยกเลิกสัญญาที่มีค่า Adder จึงสามารถดำเนินการได้โดยไม่ต้องจ่ายค่าชดเชยเพิ่มเติม แต่รัฐควรพิสูจน์ให้ได้ด้วยว่าเอกชนที่ได้ค่า Adder นั้นได้ทุนและค่าตอบแทนคืนอย่างเหมาะสมแล้ว (เนื่องสัญญาถูกใช้บังคับมาเป็นเวลานานแล้ว)

อีกทั้งการจ่ายค่า Adder ไม่มีกำหนดวันหมดอายุที่ชัดเจน ทำให้ค่าไฟฟ้าไม่สามารถปรับตามต้นทุนที่แท้จริงได้ รัฐยังคงรับซื้อไฟฟ้าตามสัญญา Adder แม้ว่าผลิตไฟฟ้าได้เกินความจำเป็นแล้ว และจากข้อมูลสูตรการปรับค่าไฟฟ้าอัตโนมัติ (Ft) ของ กฟผ. ระบุว่าตั้งแต่ปี พ.ศ. 2551-2568 มีการจ่ายค่า Adder รวมประมาณ 344,996.84 ล้านบาท ซึ่งทั้งหมดส่งผ่านไปยังบิลค่าไฟฟ้าของประชาชน

ในปัจจุบัน (ปีพ.ศ. 2569) มีโรงไฟฟ้าที่ยังได้รับค่า Adder อยู่เพียง 3 ประเภทพลังงาน ได้แก่ พลังงานแสงอาทิตย์ ได้รับ 6.5 บาทต่อหน่วย หมดอายุสัญญาเดือนมีนาคม พ.ศ.2569) พลังงานลม (ได้รับ 3.5 บาทต่อหน่วย หมดอายุสัญญาเดือนเมษายน พ.ศ.2572) และเชื้อเพลิงชีวมวล-กากอ้อย (ได้รับ 0.3 บาทต่อหน่วย สิ้นสุดอายุสัญญาเดือนพฤษภาคม พ.ศ.2570) เนื่องจากโรงไฟฟ้าที่ได้รับสัญญา Adder เหลืออยู่ไม่มากนัก การยกเลิกจะไม่ส่งผลกระทบต่อแรง นอกจากนี้ ไม่มีความจำเป็นต้องให้เงินอุดหนุนเพื่อเพิ่มแรงจูงใจในการผลิตพลังงานสะอาดอีกต่อไป เมื่อต้นทุนของพลังงานสะอาดสามารถแข่งขันได้ในตลาดแล้ว และมีแนวโน้มลดลงเรื่อยๆ ในอนาคต

3. แก้ไขสัญญา FiT ไม่ใช่ราคาคงที่ตลอดอายุสัญญา เปลี่ยนเป็นการใช้ราคาที่จะสะท้อนต้นทุนที่เป็นปัจจุบัน

รัฐอาจแก้ไขสัญญา Feed-in Tariff (FiT) การมีนโยบายให้แก้ไข FiT จากเดิมที่เป็นราคาคงที่ตลอดอายุสัญญา ส่งผลให้การไฟฟ้ามีอัตราจ่าย FiT ที่เปลี่ยนแปลงไป ซึ่งการไฟฟ้าสามารถทำได้ผ่านการยก “เหตุสุดวิสัย” กล่าวคือ การไฟฟ้ามีสิทธิอ้างเหตุสุดวิสัยภายใต้คำจำกัดความที่ระบุว่า “การกระทำของรัฐบาล” ผลคือการไฟฟ้าไม่ถือเป็นฝ่ายผิดสัญญา และผู้ผลิตไฟฟ้าไม่อาจเรียกร้องค่าเสียหาย ค่าใช้จ่ายค่าชดเชย หรือเงินอื่นใดได้ทั้งสิ้น

อย่างไรก็ตาม ตามหากสัญญาซื้อขายไฟฟ้า มีข้อกำหนดให้ผู้ผลิตไฟฟ้าอาจอ้างว่าตนเป็นฝ่าย “จะได้รับความเสียหายอย่างร้ายแรง” จากการเปลี่ยนแปลงใดๆ ที่ไม่ใช่การเปลี่ยนแปลงทางกฎหมาย มีสิทธิในการทำหนังสือแจ้งคู่สัญญาอีกฝ่ายในการมาเจรจาตกลงเงื่อนไขข้อสัญญากันใหม่ได้ รัฐอาจพิจารณาแนวทางการแก้ไขโดยแก้ไขจากสัญญาที่กำหนดให้รัฐจ่ายราคาคงที่ตลอดอายุสัญญาเปลี่ยนเป็นการใช้ราคาที่สะท้อนต้นทุนที่เป็นปัจจุบันและสามารถปรับเปลี่ยนได้ตามสถานการณ์จริง ปัญหาหลักของสัญญา FiT ในรูปแบบปัจจุบันคือการกำหนดราคารับซื้อไฟฟ้าคงที่ตลอดระยะเวลาสัญญาที่ยาวนาน (20-25 ปี) โดยไม่คำนึงถึงการเปลี่ยนแปลงของต้นทุนเทคโนโลยี โดยเฉพาะในกรณีของพลังงานหมุนเวียนมีแนวโน้มลดลงอย่างมีนัยสำคัญตามการพัฒนาของเทคโนโลยี การลือกราคาที่สูงกว่าต้นทุนจริงส่งผลให้ประชาชนต้องแบกรับภาระค่าไฟฟ้าที่สูงเกินความจำเป็น

นอกจากนี้ การปรับปรุงสัญญา FiT ควรมีการทบทวนและปรับราคาเป็นระยะ เพื่อให้สอดคล้องกับต้นทุนที่เป็นจริงในขณะนั้น อาจกำหนดให้มีการทบทวนราคาทุก 3-5 ปี หรือเมื่อมีการเปลี่ยนแปลงของต้นทุนเทคโนโลยีอย่างมีนัยสำคัญ โดยยังคงรักษาความเป็นธรรมและความมั่นคงทางการเงินให้กับผู้ประกอบการ เพื่อไม่ให้เกิดความเสี่ยงที่มากเกินไปจนขัดขวางการลงทุนในพลังงานหมุนเวียน นอกจากนี้ ควรมีการปรับโครงสร้างสัญญาให้มีความยืดหยุ่นมากขึ้น โดยอาจแบ่งอายุสัญญาเป็นช่วงๆ หรือกำหนดเงื่อนไขการปรับราคาที่ชัดเจนตั้งแต่เริ่มต้นสัญญา เพื่อสร้างความโปร่งใสและลดข้อพิพาทในอนาคต

4. ปฏิรูปโครงสร้างสัญญาซื้อขายไฟฟ้าในอนาคต สู่รูปแบบระบบบริการเพื่อรักษาความมั่นคงและเสถียรภาพของระบบไฟฟ้า (Balancing Service)

รูปแบบสัญญาซื้อขายไฟฟ้าในอนาคตต้องไม่เป็นสัญญาระยะยาว 25 ปีที่ผูกมัดการประกันกำไรให้ภาคเอกชนในรูปแบบ Take or Pay อีกต่อไป ควรเปลี่ยนแปลงเป็นระบบสัญญาที่มุ่งเน้นการให้บริการเพื่อรักษาความมั่นคงและเสถียรภาพของระบบไฟฟ้า (Balancing Service) แทน สัญญาแบบ Take or Pay ที่มีอยู่ในปัจจุบันสร้างภาระทางการเงินที่หลีกเลี่ยงไม่ได้ให้กับ กฟผ. และประชาชน เนื่องจากรัฐต้องจ่ายเงินให้กับผู้ผลิตไฟฟ้าไม่ว่าจะมีการใช้ไฟฟ้าจริงหรือไม่ ซึ่งไม่สอดคล้องกับหลักการบริหารจัดการพลังงานที่มีประสิทธิภาพ

บริการปรับสมดุลตามนิยามของสหภาพยุโรปใน EU Regulation 2017/2195 หมายถึง การกระทำและกระบวนการใดๆ ที่ผู้ประกอบการระบบส่งไฟฟ้าดำเนินการเพื่อธำรงรักษาความถี่ของระบบโครงข่ายไฟฟ้าอย่างต่อเนื่องตลอดเวลา โดยสอดคล้องกับปริมาณสำรองที่จำเป็น การให้บริการนี้ประกอบด้วยสององค์ประกอบหลักคือ การสร้างความสมดุลของตัวเนื้อไฟฟ้า (Balancing Energy) ซึ่งหมายถึงไฟฟ้าที่ กฟผ. ใช้เพื่อปรับสมดุลระบบโดยจัดหาจากผู้ให้บริการปรับสมดุล และการสร้างความสมดุลของกำลังการผลิตไฟฟ้า (Balancing Capacity) ซึ่งหมายถึงปริมาณกำลังสำรองที่ผู้ให้บริการตกลงจะรักษาไว้ตามระยะเวลาสัญญา ความสำคัญของบริการนี้จะเพิ่มมากขึ้นในยุคการเปลี่ยนผ่านทางพลังงาน เมื่อสัดส่วนของไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนที่มีความผันผวนสูง เช่น พลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลมเพิ่มขึ้นในระบบโครงข่าย

สัญญาบริการปรับสมดุลที่ กฟผ. ควรจัดทำกับโรงไฟฟ้าภาคเอกชนควรมีลักษณะที่แตกต่างจากสัญญาแบบ Take or Pay อย่างชัดเจน โดยลดระยะเวลาสัญญาลง หรือแบ่งเป็นสัญญาระยะสั้นที่สามารถต่ออายุได้ เพื่อให้สามารถปรับเปลี่ยนตามความต้องการของระบบและเทคโนโลยีที่เปลี่ยนแปลง การจ่ายค่าตอบแทนควรเป็นแบบสองส่วน ยกตัวอย่างจากระบบในสหราชอาณาจักรที่มีบริการ "Start-Up Service" ซึ่งประกอบด้วย BMU Start-Up Payment คือค่าตอบแทนที่ครอบคลุมต้นทุนการทำให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าพร้อมสำหรับการจ่ายไฟฟ้าและสามารถซิงค์กับระบบได้ จ่ายเมื่อ กฟผ. เรียกใช้บริการจริง และ Hot Standby Payment คือค่าตอบแทนที่จ่ายเพื่อครอบคลุมต้นทุนค่าเชื้อเพลิงหรือกระบวนการที่ทำให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าอยู่ในสถานะพร้อมจ่ายไฟฟ้า โครงสร้างค่าตอบแทนแบบนี้แตกต่างจากระบบ Take or Pay ตรงที่จ่ายตามความพร้อมจริงและการใช้บริการจริง ไม่ใช่การันตีกำไรไม่ว่าจะใช้บริการหรือไม่ การปฏิรูปนี้จะช่วยลดภาระค่าไฟฟ้าของประชาชน เพิ่มประสิทธิภาพของระบบไฟฟ้า รองรับพลังงานหมุนเวียนที่เพิ่มขึ้น และสร้างความยั่งยืนให้กับระบบไฟฟ้าของประเทศไทยในระยะยาว

ข้อเสนอเชิงนโยบาย

เพื่อกำหนดเป้าหมายด้านการเปลี่ยนผ่านไปสู่พลังงานหมุนเวียนภายในปี 2035



โดย รศ.ดร.ชาลี เจริญลาภนพรัตน์

อาจารย์ประจำสถาบันเทคโนโลยีนานาชาติสิรินธร
มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์

รศ.ดร.ชาลี เจริญลาภนพรัตน์ เป็นผู้เชี่ยวชาญด้านวิศวกรรมไฟฟ้า จบการศึกษาจากจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย และปริญญาโท-เอกจาก Penn State (USA) โดยปัจจุบันเป็นอาจารย์ประจำที่สถาบันเทคโนโลยีสิรินธร (SIIT) มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์

นอกจากการสอนแล้ว รศ.ดร.ชาลี เจริญลาภนพรัตน์ ยังมีบทบาทในวงการวิชาการด้านพลังงานของไทย มีผลงาน บทความ งานวิจัยในประเด็นพลังงาน และให้ความเห็นด้านพลังงานในเวทีสาธารณะมาอย่างต่อเนื่อง โดยเฉพาะประเด็นโครงสร้างพลังงานและเรื่องค่าไฟ นอกจากนี้ยังเป็นอนุกรรมการด้านบริการสาธารณะพลังงานและสิ่งแวดล้อมของสภาองค์กรของผู้บริโภคอีกด้วย

ปัจจุบันทั่วโลกกำลังเผชิญความท้าทายด้านวิกฤตภูมิอากาศ ส่งผลให้ประเทศไทยจำเป็นต้องปรับปรุงแผนการลดก๊าซเรือนกระจก โดยจัดทำแผน NDC 3.0 ซึ่งตั้งเป้าหมาย Net Zero ภายในปี 2050 เร็วขึ้นจากแผนเดิมที่เคยวางไว้ถึง 15 ปี การจะบรรลุเป้าหมายดังกล่าว จำเป็นต้องอาศัยการเพิ่มสัดส่วนพลังงานหมุนเวียนและลดการใช้พลังงานฟอสซิลลงอย่างเป็นรูปธรรม เมื่อพิจารณาในมิติทางเศรษฐศาสตร์จะพบว่า พลังงานหมุนเวียนมีต้นทุนต่อหน่วยของการผลิตไฟฟ้าตลอดอายุการใช้งาน (LCOE) ที่ลดลงอย่างต่อเนื่อง โดยเฉพาะพลังงานแสงอาทิตย์ ซึ่งได้กลายเป็นแหล่งพลังงานที่มีราคาถูกที่สุดในประเทศไทยแล้ว

อย่างไรก็ตาม โครงสร้างระบบพลังงานของประเทศกลับกำลังขับเคลื่อนไปในทิศทางที่สวนทางกับเป้าหมายดังกล่าวอย่างชัดเจน โดยประเทศไทยยังคงพึ่งพาเชื้อเพลิงฟอสซิลในการผลิตไฟฟ้าสูงถึงร้อยละ 78 แบ่งเป็นก๊าซธรรมชาติ ร้อยละ 57.24 รองลงมาคือถ่านหิน ร้อยละ 20.71 ขณะที่การใช้พลังงานหมุนเวียนมีสัดส่วนเพียงร้อยละ 20.56 เท่านั้น อีกทั้งยังมีแผนลงทุนขนาดใหญ่ในโครงสร้างพื้นฐานก๊าซธรรมชาติ เช่น การก่อสร้างท่าเรือ LNG แห่งที่ 3 ซึ่งคาดว่าจะแล้วเสร็จภายในปี 2029 (พ.ศ. 2572) อันนำมาซึ่งความเสี่ยงที่จะกลายเป็น 'สินทรัพย์ที่ด้อยค่า' (stranded assets) หากประเทศไทยจะต้องปรับลดการใช้ก๊าซในอนาคต การมีท่าเรือ LNG แห่งใหม่เพิ่มทำให้รัฐต้องยื้อการใช้ก๊าซต่อไปในระยะยาวเพื่อคุ้มค่างบประมาณที่ลงทุนไว้ จนอาจกลายเป็นอุปสรรคสำคัญที่ทำให้ไม่สามารถบรรลุเป้าหมายภูมิอากาศตามที่ประกาศไว้ได้

นอกจากนี้ประเทศไทยยังเผชิญกับภาวะ Fossil lock-in อันเป็นผลพวงจากกระบวนการวางแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้า (แผน PDP) ในอดีตที่ขาดความยืดหยุ่นและคาดการณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าที่สูงเกินจริง นำมาสู่การทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าที่ไร้ประสิทธิภาพจนทำให้มีปริมาณไฟฟ้าสำรองในระบบล้นเกินความจำเป็น สถานการณ์ดังกล่าว นอกจากจะทำให้โรงไฟฟ้าก๊าซขนาดใหญ่บางโรงไม่ได้เดินเครื่องผลิตไฟจริงตามศักยภาพแล้ว ภาระโรงไฟฟ้าที่ผูกพันตามสัญญานี้ยังสร้างภาวะ Fossil Lock-in ปิดกั้นพื้นที่ในโครงข่ายไฟฟ้า ทำให้ไม่เหลือที่ว่างพอให้พลังงานหมุนเวียนเข้ามาในระบบได้อย่างเต็มประสิทธิภาพ และทำให้โครงสร้างพลังงานของประเทศต้องยึดติดกับเชื้อเพลิงฟอสซิลอย่างหลีกเลี่ยงไม่ได้

ในขณะเดียวกัน แนวทางการดำเนินงานของโรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติในปัจจุบัน ยังคงเน้นการผลิตในรูปแบบโรงไฟฟ้าฐาน (Base load) ซึ่งไม่ตอบโจทย์การรองรับพลังงานหมุนเวียนที่มีความผันผวนและไม่แน่นอนในการผลิตตามปัจจัยทางธรรมชาติ โรงไฟฟ้าก๊าซจึงจำเป็นต้องมีการปรับระบบจากการเป็นโรงไฟฟ้าฐานแบบเดิม ไปสู่การเดินเครื่องเพื่อปรับสมดุลระบบไฟฟ้า (Balancing Service) เพื่อสร้างความยืดหยุ่นและรักษาเสถียรภาพรองรับการเปลี่ยนผ่านพลังงานหมุนเวียนในอนาคต ทว่า การเปลี่ยนผ่านดังกล่าวยังเป็นไปอย่างล่าช้า เนื่องจากไทยยังขาดการเตรียมความพร้อมในด้านการพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานที่สำคัญ เช่น ระบบกักเก็บพลังงาน หรือการพัฒนาโครงข่ายไฟฟ้าเพื่อรองรับการขยายตัวของพลังงานหมุนเวียน หากปัญหาเชิงโครงสร้างเหล่านี้ยังไม่ได้รับการแก้ไขอย่างเร่งด่วน ย่อมส่งกระทบโดยตรงต่อขีดความสามารถในการแข่งขันทางเศรษฐกิจและความมั่นคงทางพลังงานระยะยาวของประเทศ

จากปัญหาดังกล่าวจึงขอเสนอแนะนโยบายเพื่อกำหนดเป้าหมายด้านการเปลี่ยนผ่านไปสู่พลังงานหมุนเวียน ดังนี้

1. กำหนดเป้าหมายพลังงานหมุนเวียนให้เป็นร้อยละ 70 ในปี 2035 (พ.ศ. 2578)
2. ไม่ต่อสัญญาโรงไฟฟ้าก๊าซเดิม และไม่เซ็นสัญญาโรงไฟฟ้าก๊าซใหม่เข้ามาในระบบ
3. ยกเลิกมติ ครม. ที่ให้ท่าเรือ LNG แห่งที่ 3 เป็นส่วนหนึ่งของแผนแม่บทโครงข่ายก๊าซธรรมชาติ เพื่อลดภาระค่าไฟที่จะเกิดขึ้น จากการลงทุนที่ไม่มีความต้องการรองรับ
4. กำหนดแนวปฏิบัติจัดลำดับการนำไฟฟ้าจากแหล่งเชื้อเพลิงต่างๆ เข้าสู่ระบบ โดยให้พลังงานหมุนเวียนเข้าเป็นลำดับแรก
5. ลงทุนด้านระบบกักเก็บพลังงานเพื่อลดความผันผวนในระบบสายส่ง และวางแผนการเปลี่ยนผ่านโรงไฟฟ้าของ กฟผ.
6. กำหนดให้มีการจัดหาบริการสมดุลระบบไฟฟ้า ผ่านกลไกการแข่งขัน
7. ปรับช่วงเวลาที่ใช้ในการเก็บค่าไฟฟ้าแบบ TOU ให้สอดคล้องกับลักษณะการใช้ไฟฟ้าในปัจจุบัน
8. ปรับปรุงแผนแม่บทระบบ Smart Grid สำหรับประเทศไทย และจัดสรรงบประมาณให้สามารถดำเนินงานได้ตามแผน เพื่อรองรับการเปลี่ยนผ่านไปสู่ระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน 100% ในปี 2050

1. กำหนดเป้าหมายพลังงานหมุนเวียนให้เป็นร้อยละ 70 ในปี 2035 (พ.ศ. 2578)

จากการที่ประเทศไทยตั้งเป้าหมาย Net Zero (ในทุกภาคส่วน) ในปี 2050 ตามที่กำหนดไว้ในแผน NDC 3.0 จากข้อมูลในรายงานเรื่อง Net Zero by 2050 A Roadmap for the Global Energy Sector ของ IEA นั้นให้ข้อมูลไว้ว่าภาคพลังงาน ซึ่งเป็นภาคที่มีส่วนสำคัญในการจะไปสู่เป้าหมาย Net Zero ให้ได้ จะต้อง Net Zero ให้ได้ก่อนภายในปี 2040 เพื่อที่จะสามารถบรรลุเป้าหมาย Net Zero ในทุกภาคส่วนให้ได้ภายในปี 2050

ประเทศไทยเองก็เช่นเดียวกัน การที่จะทำให้ภาคพลังงานสามารถบรรลุเป้าหมาย Net Zero ได้จะต้องเพิ่มสัดส่วนพลังงานหมุนเวียนจะต้องดำเนินควบคู่ไปกับการลดสัดส่วนการใช้ก๊าซธรรมชาติและถ่านหินลง เพื่อให้บรรลุเป้าหมายดังกล่าวได้อย่างแท้จริง ดังนั้น หากประเทศไทยจะต้องบรรลุเป้าหมาย Net Zero ในทุกภาคส่วนในปี 2050 ภาคพลังงานเองก็จะเดินทางสู่ Net Zero ให้ได้ก่อน โดยการกำหนดเป้าหมายให้พลังงานหมุนเวียนมีสัดส่วนร้อยละ 70 ของการผลิตไฟฟ้าทั้งหมด ภายในปี 2035 (พ.ศ. 2578) เพื่อให้สอดคล้องกับเป้า Net Zero ตามที่กำหนดไว้ในแผน NDC 3.0

2. ไม่ต่อสัญญาโรงไฟฟ้าก๊าซเดิม และไม่เซ็นสัญญาโรงไฟฟ้าก๊าซใหม่เข้ามาในระบบ

ไม่ลงนามสัญญาโรงไฟฟ้าก๊าซใหม่เข้ามาในระบบ อีกทั้งต้องไม่ต่ออายุสัญญาโรงไฟฟ้าก๊าซเดิม เพื่อป้องกันการเกิดภาระหนี้ผูกพันในระยะยาว เนื่องจากปัจจุบันมีโรงไฟฟ้าก๊าซสิ้นเกินความต้องการอยู่แล้ว และมีทางเลือกด้านพลังงานอื่นๆ เช่น พลังงานแสงอาทิตย์ร่วมกับระบบกักเก็บพลังงาน ที่มีต้นทุนที่ต่ำกว่าโรงไฟฟ้าก๊าซ และไม่ก่อให้เกิดก๊าซเรือนกระจก นอกจากนี้โครงสร้างกิจการไฟฟ้าไทยยังอยู่ในระหว่างการเปลี่ยนผ่านที่จะต้องเปิดให้มีการแข่งขันเพิ่มขึ้น ดังนั้นการต่อสัญญาหรือการเซ็นสัญญาระยะยาวกับโรงไฟฟ้าก๊าซใหม่ จะยิ่งสร้างภาระค่าไฟและไม่สามารถบรรลุเป้าหมาย Net Zero ได้

3. ยกเลิกมติ ครม. ที่ให้ท่าเรือ LNG แห่งที่ 3 เป็นส่วนหนึ่งของแผนแม่บทโครงข่ายก๊าซธรรมชาติ เพื่อลดภาระค่าไฟที่จะเกิดขึ้น จากการลงทุนที่ไม่มีความต้องการรองรับ

ยกเลิกมติคณะรัฐมนตรี (ครม.) ที่ให้การก่อสร้างท่าเรือ LNG แห่งที่ 3 มูลค่าเกือบ 60,000 ล้านบาท อันเป็นส่วนหนึ่งของแผนแม่บทโครงข่ายก๊าซธรรมชาติ ซึ่งจะก่อให้เกิดการผลักภาระต้นทุนค่าก่อสร้างและค่าบริการของท่าเรือ LNG มายังบิลค่าไฟฟ้าของประชาชนผ่านค่าโครงสร้างค่าก๊าซธรรมชาติ เนื่องจากข้อมูลในร่าง Gas Plan 2024 ซึ่งว่าศักยภาพการรองรับ LNG ของสองสถานีแรกที่ประเทศไทยมีอยู่ก็เพียงพอแล้วต่อแผนการนำเข้า LNG ในอนาคต การสร้างสถานีแห่งที่ 3 นั้นมากเกินไปจนจำเป็นอย่างยิ่งเมื่อเทียบกับความต้องการใช้ภายในประเทศ อีกทั้งการลงทุนเพิ่มเติมนี้อาจก่อให้เกิดภาวะ Fossil Lock-in ทำให้ต้องยืดอายุการใช้ก๊าซธรรมชาติต่อไปอีกหลายสิบปี สร้างภาระค่าใช้จ่ายที่ไม่จำเป็นแก่ผู้ใช้ไฟฟ้าและก๊าซธรรมชาติ

4. กำหนดแนวปฏิบัติจัดลำดับการนำไฟฟ้าจากแหล่งเชื้อเพลิงต่างๆ เข้าสู่ระบบโดยให้พลังงานหมุนเวียนเข้าเป็นลำดับแรก

กำหนดแนวปฏิบัติการจัดลำดับการนำไฟฟ้าจากแหล่งเชื้อเพลิงต่างๆ โดยให้พลังงานหมุนเวียนได้รับความสำคัญสูงสุด และเข้าสู่ระบบเป็นลำดับแรก รวมถึงจัดสรรพื้นที่ในโครงข่ายสายส่งไฟฟ้าให้แก่พลังงานหมุนเวียนอย่างเพียงพอ เพื่อให้มั่นใจว่าพลังงานหมุนเวียนที่ผลิตได้จะนำเข้าสู่ระบบอย่างมีประสิทธิภาพ และใช้การปรับสมดุลระบบไฟฟ้า (Balancing Service) จากโรงไฟฟ้าก๊าซในการสร้างเสถียรภาพและความมั่นคงเพื่อไม่ให้เกิดความผันผวน

5. ลงทุนด้านระบบกักเก็บพลังงานเพื่อลดความผันผวนในระบบสายส่ง และวางแผนการเปลี่ยนผ่านโรงไฟฟ้าของ กฟผ.

เร่งลงทุนระบบกักเก็บพลังงาน เพื่อลดความผันผวนของพลังงานหมุนเวียนในระบบสายส่ง ซึ่งจะช่วยลดการพึ่งพาโรงไฟฟ้าก๊าซที่ใช้ในการปรับสมดุลระบบ ลดต้นทุนการขยายโครงข่ายสายส่งไฟฟ้า และเพิ่มเสถียรภาพของระบบจำหน่ายไฟฟ้า ควบคู่ไปกับการวางแผนเปลี่ยนผ่านโรงไฟฟ้าทั้งหมดของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ไปสู่พลังงานสะอาดร้อยละ 100 ภายในปี 2050 (พ.ศ. 2593)

6. กำหนดให้มีการจัดหาบริการสมดุลระบบไฟฟ้า ผ่านกลไกการแข่งขัน

กำหนดให้มีการจัดหาบริการปรับสมดุลระบบไฟฟ้า (Balancing Service) เช่น เพิ่มหรือลดกำลังการผลิตอย่างรวดเร็ว (ramp-up, ramp-down) เพื่อรองรับความผันผวนจากพลังงานแสงอาทิตย์หรือลม ผ่านกระบวนการประมูลที่โปร่งใสและเป็นธรรม เพื่อให้เกิดการแข่งขันด้านราคา และเปิดโอกาสให้เทคโนโลยีที่หลากหลายเข้าร่วม ไม่ว่าจะเป็นระบบตอบสนองความต้องการใช้ไฟฟ้า (Demand Response), ระบบกักเก็บพลังงาน (แบตเตอรี่) หรือโรงไฟฟ้าก๊าซที่สนใจจะเจรจาแก้ไขสัญญาเป็นการเน้นให้บริการระดับสมดุลไฟฟ้า เพื่อให้ได้บริการที่มีประสิทธิภาพสูงสุดในราคาที่เหมาะสม

7. ปรับช่วงเวลาที่ใช้ในการเก็บค่าไฟฟ้าแบบ TOU ให้สอดคล้องกับลักษณะการใช้ไฟฟ้าในปัจจุบัน

ปรับปรุงอัตราค่าไฟฟ้าตามเวลาการใช้งาน (Time of Use : TOU) ให้สอดคล้องกับลักษณะการใช้ไฟฟ้าในปัจจุบัน โดยกำหนดช่วงเวลา Peak และ Off Peak ใหม่ให้ตรงกับความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดที่เกิดขึ้นจริง แทนที่จะใช้ตัวเลขเดิมที่เคยกำหนดช่วง Peak ไว้ที่ 9.00 - 22.00 น. โดยไม่มีการแก้ไขปรับปรุงมากกว่า 20 ปีแล้ว รวมถึงเพิ่มการกำหนดช่วง Partial Peak และปรับอัตราค่าไฟสำหรับช่วงต่างๆ ให้สะท้อนต้นทุนที่แท้จริงในปัจจุบัน เพื่อเป็นสัญญาณด้านราคาที่จูงใจให้ผู้ใช้ไฟฟ้า โดยเฉพาะภาคอุตสาหกรรม ปรับเปลี่ยนพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าไปสู่ช่วงเวลาที่ต้นทุนต่ำ ทั้งนี้ควรมีการทบทวนและปรับปรุงอัตราดังกล่าวทุกๆ 3 ปี เนื่องจากการขยายตัวของการใช้รถไฟฟ้า (EV) และการเพิ่มสัดส่วนของพลังงานหมุนเวียน มีส่วนทำให้ลักษณะการใช้ไฟฟ้าเปลี่ยนแปลงไปจากเดิม

8. ปรับปรุงแผนแม่บทระบบ Smart Grid สำหรับประเทศไทย และจัดสรรงบประมาณให้สามารถดำเนินงานได้ตามแผน เพื่อรองรับการเปลี่ยนผ่านไปสู่ระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน 100% ในปี 2050

ปรับปรุงแผนแม่บทการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (Smart Grid) สำหรับประเทศไทยให้ทันสมัยภายใต้บริบทที่เปลี่ยนแปลงไป โดยมุ่งเป้ารองรับการเปลี่ยนผ่านไปสู่ระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน 100% ภายในปี พ.ศ. 2593 ควบคู่ไปกับการจัดสรรงบประมาณอย่างเป็นรูปธรรมเพื่อให้แผนสามารถดำเนินการได้จริง

1. โรงไฟฟ้าถ่านหินปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ 31,919,000 ตัน หรือคิดเป็นร้อยละ 34 ของปริมาณการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ ทั้งหมดจากภาคการผลิตไฟฟ้าของประเทศ

ถ่านหินเป็นแหล่งเชื้อเพลิงธรรมชาติชนิดหนึ่งซึ่งมีคาร์บอน และไฮโดรเจนเป็นส่วนประกอบ หากเชื้อเพลิงดังกล่าวมีการเผาไหม้อย่างสมบูรณ์ก็จะก่อให้เกิดก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ ซึ่งเป็นก๊าซเรือนกระจก ในการประชุม COP30 ที่ผ่านมา ประเทศไทยยื่นข้อกำหนดและเป้าหมาย การลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกฉบับที่ 2 (NDC 3.0) ตั้งเป้าบรรลุ Net Zero ภายในปี 2050 ทั้งนี้ใน NDC 3.0 มีการกล่าวถึงมาตรการในการปลดระวางโรงไฟฟ้าถ่านหินก่อนกำหนด (Early coal-firing power plant phase-out) ว่าเป็นหนึ่งในมาตรการในการช่วยลดการปล่อยก๊าซ เรือนกระจกในภาคพลังงานของประเทศ โดยจะมีส่วนช่วยในการลดก๊าซเรือนกระจกถึง 6.0 เมกะตันคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่า (MtCO₂eq) ในปี 2030 – 2035 ประเทศไทยจึงควรที่จะ ดำเนินการตามมาตรการดังกล่าวเพื่อให้เป็นไปตามที่กำหนดไว้ใน NDC 3.0 และให้เป็นไป ตามพันธกรณีของความตกลงปารีส

ข้อมูลจากรายงานสถิติพลังงาน 2568 ซึ่งจัดทำโดยสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน ระบุว่า ในปี 2567 ที่ผ่านมา มีการใช้ถ่านหินเพื่อเป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าในสัดส่วนร้อยละ 16 ของ ปริมาณการผลิตไฟฟ้าทั้งหมดของประเทศ ในขณะที่ปริมาณการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (ซึ่งเป็นก๊าซเรือนกระจกที่สำคัญ) จากการผลิตไฟฟ้าจากถ่านหิน 31,919,000 ตัน หรือคิดเป็น ประมาณร้อยละ 34 ของปริมาณการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ทั้งหมดจากภาคการผลิต ไฟฟ้าของประเทศ ดังนั้นในการบรรลุเป้าหมายเพื่อลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิให้บรรลุเป็นศูนย์ จึงจำเป็นต้องปลดระวางถ่านหินที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า

ข้อเสนอเชิงนโยบาย

การปลดระวางถ่านหิน



โดย ดร. ภาควุมิ โลหวิตานนท์

อาจารย์ประจำคณะนิติศาสตร์
มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์

ดร. ภาควุมิ โลหวิตานนท์ ปัจจุบันเป็นอาจารย์ประจำคณะนิติศาสตร์ มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์ จบการ ศึกษา PhD in Law (กฎหมายพลังงาน), University of Aberdeen สหราชอาณาจักร และมีงานศึกษา รายงานวิจัย เรื่อง มาตรการทางกฎหมายเพื่อรองรับการปลดระวางถ่านหินในประเทศไทย เสนอต่อคณะ กรรมการส่งเสริมงานวิจัย คณะนิติศาสตร์ มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์ในปี 2567

นอกจากนี้ยังเป็นผู้อำนวยการศูนย์กฎหมายทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม คณะนิติศาสตร์ มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์ และเป็นนักวิชาการที่ให้ความคิดเห็นแก่สาธารณะในประเด็นพลังงานมาอย่าง ต่อเนื่อง ตั้งแต่ประเด็นการปลดระวางถ่านหินไปจนถึงพลังงานหมุนเวียน

2. โรงไฟฟ้าถ่านหินก่อให้เกิดการปล่อยมลพิษ ส่งผลทั้งต่อประชาชนและสิ่งแวดล้อม

ผลของการเผาไหม้ถ่านหินก่อให้เกิดการปล่อยก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ ไนโตรเจนไดออกไซด์ คาร์บอนไดออกไซด์ คาร์บอนมอนอกไซด์ ฝุ่นละอองและควัน ทำให้เกิดการระคายเคืองต่อเยื่อปอด หายใจติดขัด และเป็นพิษต่อระบบประสาทสัมผัสและการทำงานของระบบสมอง ก่อให้เกิดอันตรายต่อระบบทางเดินหายใจ เป็นผลให้บุคคลมีอาการเจ็บป่วยด้วยโรคโพรงจมูกอักเสบ คออักเสบ หายใจติดขัด หรืออาจก่อให้เกิดน้ำท่วมปอดเฉียบพลัน ถุงลมโป่งพองเรื้อรัง หลอดลมอักเสบเรื้อรัง หรือกระทั่งทำให้ระบบทางเดินหายใจล้มเหลวและเสียชีวิตได้ ซึ่งในกรณีของประเทศไทย พบว่า ในปี 2554 การปล่อยมลพิษทางอากาศจากโรงไฟฟ้าถ่านหินของประเทศไทย เป็นสาเหตุให้ประชาชน อย่างน้อย 1,550 รายเสียชีวิตก่อนวัยอันควร (ช่วงความเชื่อมั่น ร้อยละ 95 อยู่ที่ 800-2,300 ราย)

น้ำเสียจากโรงไฟฟ้าถ่านหินเต็มไปด้วยโลหะหนักและสารพิษ เช่น สารหนู แคดเมียม เซเลเนียม ตะกั่วและปรอท ซึ่งเป็นอันตรายและทำลายชีวิตสัตว์น้ำ อีกทั้งยังปนเปื้อนแหล่งน้ำดื่มของมนุษย์อีกด้วย โดยทั่วไปโรงไฟฟ้าถ่านหินขนาด 500 เมกะวัตต์ จะดึงน้ำมาใช้ในการประมาณเทียบเท่าสระโอลิมปิก ทุกๆ 3.5 นาที มีการประเมินว่าในแต่ละปีกระบวนการสูบน้ำปริมาณมหาศาลจะทำลายปลา ปู และกุ้ง 2 พันล้านตัว อีกทั้งยังปลารวมถึงสิ่งมีชีวิตขนาดเล็กอีก 5.28 แสนล้านตัว เมื่อน้ำที่ถูกนำมาใช้จะถูกถ่ายเทกลับไปสู่แหล่งน้ำเดิม ทว่าอุณหภูมิของน้ำที่ถ่ายเทกลับนั้นจะสูงกว่า ช่วงที่ถูกดึงไปใช้ในระบบหล่อเย็นราว 5.6 – 11 องศาเซลเซียส น้ำที่ร้อนขึ้นนี้เองที่เป็นตัวทำลายสัตว์น้ำ และระบบนิเวศซึ่งมีความอ่อนไหวเป็นอย่างยิ่งต่อการเปลี่ยนแปลงของอุณหภูมิ อีกทั้งของเสียจากกระบวนการเผาไหม้ถูกกักในเขื่อนเก็บตะกอนหรือหลุมฝังกลบ ซึ่งอาจรั่วไหลลงสู่พื้นดินและน้ำผิวดินที่ใช้ในการบริโภค ก่อให้เกิดมลพิษทางน้ำ และเพิ่มอัตราการเกิดโรคมาเรียม การปนเปื้อนถ่านหิน ปัญหาเกี่ยวกับระบบสืบพันธุ์และระบบประสาท

3. เมื่อให้การรับรอง SDGs และกำหนดเป้าหมาย ใน NDC 3.0 แล้ว ก็มีหน้าที่ต้องดำเนินการ เพื่อให้บรรลุเป้าหมาย

ในปี พ.ศ. 2558 ที่ประชุมสหประชาชาติได้ให้การรับรองเอกสารที่เรียกว่า “วาระการพัฒนาเพื่อการพัฒนาที่ยั่งยืน 2030 (Agenda 2030 for Sustainable Development)” ซึ่งเปรียบเสมือนพิมพ์เขียว เพื่อสร้างสันติภาพและความเจริญรุ่งเรืองของประชาชนและโลกในปัจจุบันและต่อไปในอนาคตเพื่อให้เกิดการพัฒนาที่ยั่งยืนภายในปี ค.ศ. 2030 โดยในเอกสารดังกล่าวบรรจุเป้าหมายการพัฒนาที่ยั่งยืน (Sustainable Development Goals: SDGs) ทั้งหมด 17 เป้าหมาย (goals)

โดยเฉพาะ เป้าหมายที่ 7 คือสร้างหลักประกันให้ทุกคนสามารถเข้าถึงพลังงานสมัยใหม่ที่ยั่งยืนในราคาที่ย่อมเยา (Ensure access to affordable, reliable, sustainable and modern energy for all) และในเป้าประสงค์ที่ 7.1 คือการสร้างหลักประกันว่ามีการเข้าถึงการบริการพลังงานสมัยใหม่ในราคาที่สามารถซื้อหาได้และเชื่อถือได้ ภายในปี ค.ศ. 2030 (พ.ศ. 2573)

ซึ่งสหประชาชาติก็ได้ยืนยันเกี่ยวกับความสำคัญของการปลดปล่อยถ่านหินเพื่อประโยชน์ในการบรรลุเป้าหมายของ SDG Goal 7 ในเอกสารที่ชื่อว่า Global Roadmap for Accelerated SDG7 Action in Support of the 2030 Agenda for Sustainable Development and the Paris Agreement on Climate Change ซึ่งเป็นโดยในเอกสารนี้ได้ระบุไว้ว่า เพื่อให้บรรลุเป้าหมายของ SDG 7 ซึ่งเป็นส่วนหนึ่งของวาระการพัฒนาเพื่อการพัฒนาที่ยั่งยืน ปี 2030 จะต้องยกเลิกแผนในการสร้างโรงไฟฟ้าถ่านหินใหม่ในปี ค.ศ. 2025 และให้มีการดำเนินการตามแผนเพื่อปลดปล่อยการใช้ถ่านหินเพื่อผลิตไฟฟ้าในกลุ่มประเทศ OECD ภายในปี 2030 และจะต้องดำเนินการปลดปล่อยการใช้ถ่านหินเพื่อผลิตไฟฟ้าทั่วทั้งโลกภายในปี ค.ศ. 2040

ดังนั้น ประเทศไทยในฐานะที่เป็นประเทศสมาชิกขององค์การสหประชาชาติและให้การรับรองในเอกสารดังกล่าว จึงย่อมมีหน้าที่ที่จะต้องดำเนินการต่างๆ เพื่อให้บรรลุเป้าหมายดังกล่าว

เพื่อเป็นการแก้ไขปัญหาดังกล่าว และดำเนินตามนโยบายที่ไทยได้ตั้งเป้าหมายไว้ในเวทีระหว่างประเทศ จึงขอเสนอข้อเสนอแนะนโยบายปลดปล่อยถ่านหิน 3 ข้อ ดังต่อไปนี้

1. ต้องกำหนดนโยบายการปลดปล่อยถ่านหินภายในปี 2035 ให้สอดคล้องกับแผน NDC 3.0
2. ไม่อนุญาตให้มีการต่อสัญญาซื้อขายไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าถ่านหินที่หมดสัญญาอีกต่อไป
3. ไม่อนุญาตให้มีการสร้างโรงไฟฟ้าถ่านหินแห่งใหม่ หรือซื้อขายไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าถ่านหินจากต่างประเทศอีกต่อไป

1. ต้องกำหนดนโยบายการปลดระวางถ่านหินภายในปี 2035 ให้สอดคล้องกับ

แผน NDC 3.0

เนื่องจากในปัจจุบันเอกสาร NDC 3.0 ซึ่งประเทศไทยนำเสนอต่อสำนักงานเลขาธิการ UNFCCC มีการกล่าวถึงมาตรการในการปลดระวางโรงไฟฟ้าถ่านหินก่อนกำหนด อย่างไรก็ตาม ในปัจจุบันยังไม่ปรากฏว่ามีเอกสารทางนโยบายของประเทศไทยที่ระบุถึงการปลดระวางโรงไฟฟ้าถ่านหินอย่างชัดเจน ดังนั้น หากต้องการให้เกิดการปลดระวางถ่านหินในประเทศ รัฐบาลของไทยควรกำหนดนโยบายให้ชัดเจนว่า ประเทศไทยมีเป้าหมายในการปลดระวางถ่านหินเพื่อผลิตไฟฟ้าอย่างสมบูรณ์ภายในปีใด ซึ่งเป้าหมายนี้ควรถูกกำหนดขึ้นเพื่อให้สามารถบรรลุเป้าหมายในการลดก๊าซเรือนกระจกที่ไทยระบุไว้ใน NDC 3.0 ที่เสนอต่อสำนักเลขาธิการ UNFCCC ด้วย โดยอาจกำหนดในเอกสารนโยบายเกี่ยวกับการลดก๊าซเรือนกระจกและแผนด้านพลังงาน ซึ่งอาจเป็นแผนปฏิบัติการด้านการลดก๊าซเรือนกระจกของประเทศ หรือแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ (Power Development Plan: PDP)

สำหรับปีที่มีการปลดระวางถ่านหินอย่างสมบูรณ์นั้น หากพิจารณาเป้าหมายใน NDC 3.0 ยกระดับเป้าหมายลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกของประเทศลงร้อยละ 47 (จากระดับการปล่อยก๊าซเรือนกระจกปี ค.ศ. 2019 (พ.ศ. 2562)) ภายในปี ค.ศ. 2035 (พ.ศ. 2578) หากไทยต้องการบรรลุเป้าหมายดังกล่าว อาจกำหนดให้มีการปลดระวางโรงไฟฟ้าถ่านหินอย่างเร็วที่สุดภายในปี ค.ศ. 2035 (พ.ศ. 2578)

ทั้งนี้ ในส่วนของโรงไฟฟ้าถ่านหินที่ดำเนินการโดย กฟผ. ได้แก่ โรงไฟฟ้าแม่เมาะ มีแผนที่จะปลดระวางโรงไฟฟ้าอย่างสมบูรณ์ภายในวันที่ 31 ธันวาคม พ.ศ.2592 ตามแผน PDP 2018 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 1 ซึ่งตามแผนการทำเหมืองแม่เมาะหากสามารถทำเหมืองใต้ดินได้ โครงการจะไปถึงสิ้นสุดในปี พ.ศ.2591 แต่ถ้าทำไม่ได้และไม่สามารถหาเชื้อเพลิงอื่นมาทดแทนได้ โรงไฟฟ้าแม่เมาะจะปิดตัวลงในปี พ.ศ.2585 เนื่องจากคาดการณ์ว่าถ่านหินสำรองตามแผนจะหมดลง สำหรับในส่วนของโรงไฟฟ้าถ่านหินที่ดำเนินการโดยเอกชนยังขาดความชัดเจนในเชิงนโยบายว่าจะต้องปลดระวางภายในเมื่อใด

อย่างไรก็ตาม ปัจจุบันยังมีโรงไฟฟ้าถ่านหินที่ดำเนินการโดยเอกชนอีกทั้งหมด 8 โรง ประกอบด้วย โรงไฟฟ้าถ่านหินหงสา ตั้งอยู่ในประเทศลาว กำลังการผลิต 1,473 เมกะวัตต์ เริ่มเดินเครื่องจำหน่ายไฟฟ้าให้ไทยตั้งแต่ปี 2558 โดยมีหน่วยสุดท้าย (หน่วยที่ 3) เริ่มเดินเครื่องในปี 2559 ด้วยอายุสัญญา 25 ปี จึงคาดว่าจะออกจากระบบทั้งหมดในปี พ.ศ. 2584, โรงไฟฟ้ารายใหญ่ (IPP) 2 โรง คือ บริษัท บีแอลซีพี เพาเวอร์ จำกัด ที่มีกำลังการผลิต 1,346.50 เมกะวัตต์ ซึ่งมีหน่วยสุดท้ายเริ่มจ่ายไฟเข้าระบบ (COD) ในปี พ.ศ. 2550 คาดว่าจะออกจากระบบในปี พ.ศ. 2575 และบริษัท เก็คโค-วัน จำกัด ที่มีกำลังการผลิต 660 เมกะวัตต์ เริ่ม COD ในปี พ.ศ.2555 คาดว่าจะออกจากระบบในปี พ.ศ.2580 นอกจากนี้ยังมีโรงไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก (SPP) ประเภทสัญญา Non-Firm อีก 1 โรง คือ บริษัท ปิญจพล พัลฟ์ อินดัสตรี จำกัด (มหาชน) กำลังการผลิต 8 เมกะวัตต์ เริ่ม COD ในปี พ.ศ.2538 โดยมีอายุสัญญา 5 ปี และสามารถต่อสัญญาได้อย่างต่อเนื่อง จึงไม่สามารถคาดการณ์วันออกจากระบบได้ ส่วนที่เหลืออีก 4 โรง เป็นโรงไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก (VSPP) ที่เริ่ม COD ตั้งแต่ปี พ.ศ.2550, 2551, 2553 และ 2557 ตามลำดับ โดย VSPP ไม่มีการระบุอายุสัญญาที่ชัดเจน จึงไม่สามารถคาดการณ์วันออกจากระบบได้เช่นกัน

จากข้อมูลดังกล่าว หากประเทศไทยจะปลดระวางถ่านหินภายในปี ค.ศ.2035 (พ.ศ.2578) จะมีโรงไฟฟ้าถ่านหินที่ยังคงดำเนินการอยู่และจำเป็นต้องมีแผนรองรับการปลดระวาง ได้แก่ โรงไฟฟ้าแม่เมาะ, โรงไฟฟ้าถ่านหินหงสา และโรงไฟฟ้า IPP ของบริษัท เก็คโค-วัน จำกัด ขณะที่โรงไฟฟ้าเอกชน SPP และ VSPP แม้จะไม่มีวันหมดอายุสัญญาระบุไว้ แต่หากพิจารณาจากระยะเวลาการดำเนินการนับตั้งแต่วัน COD และกำหนดให้โรงไฟฟ้าเดินเครื่อง 25 ปี ก็จะเหลือเพียง VSPP 1 โรงที่เริ่ม COD ในปี พ.ศ.2557 เท่านั้นที่จำเป็นต้องมีแผนรองรับการปลดระวาง ด้วยเหตุนี้ การปลดระวางโรงไฟฟ้าถ่านหินอย่างเร็วที่สุดภายในปี ค.ศ.2035 (พ.ศ.2578) จึงสามารถเป็นไปได้ เนื่องจากโรงไฟฟ้าส่วนใหญ่จะออกจากระบบตามกำหนดการของสัญญาอยู่แล้ว โดยมีเพียงไม่กี่โรงเท่านั้นที่ต้องมีการวางแผนเพื่อเร่งปลดระวางก่อนกำหนด ซึ่งช่วยลดความซับซ้อนและความท้าทายในการดำเนินนโยบายการเลิกใช้ถ่านหินของประเทศ

2. ไม่อนุญาตให้มีการต่อสัญญาซื้อขายไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าถ่านหินที่หมดสัญญาอีกต่อไป

เมื่อมีการกำหนดปีที่มีการปลดระวางถ่านหินอย่างสมบูรณ์ตามข้อ 1. แล้ว มาตรการที่จะต้องกำหนดตามมาก็คือ จะไม่อนุญาตให้มีการต่อสัญญาซื้อขายไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าถ่านหินที่หมดสัญญาอีกต่อไป ทั้งนี้ การไม่ต่อสัญญาดังกล่าว อาจจะแยกพิจารณาออกได้เป็น 2 กรณี ดังนี้

กรณีแรก: สัญญาซื้อขายไฟฟ้าสิ้นสุดลงก่อนปี ค.ศ. 2035 ต้องไม่มีการต่อสัญญาซื้อขายไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าถ่านหิน

กรณีนี้เมื่อสัญญาซื้อขายไฟฟ้าสิ้นสุดลงก่อนปี ค.ศ. 2035 จะต้องไม่มีการต่อสัญญาซื้อขายไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าถ่านหินนั้นอีกต่อไป อีกทั้งโรงไฟฟ้าถ่านหินจะต้องไม่มีการใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าด้วย โดยต้องเปลี่ยนประเภทของเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า ซึ่งควรจะเป็นพลังงานหมุนเวียน (หากโรงไฟฟ้านั้นยังประสงค์จะประกอบกิจการต่อไป)

ปัจจุบัน มีโรงไฟฟ้าถ่านหินที่คาดว่าจะสัญญาซื้อขายไฟฟ้าจะสิ้นสุดลงก่อนปี ค.ศ. 2035 (พ.ศ. 2578) ทั้งหมด 5 โรง ได้แก่ โรงไฟฟ้าบีแอลซีพี (BLCP) ของบริษัทบ้านปู ซึ่งคาดว่าจะหมดอายุสัญญาในปี พ.ศ. 2574 โรงไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก (SPP) ประเภทสัญญา Non-Firm 1 โรง คือ บริษัท ปัญจพล พัลฟ์ อินดัสตรี จำกัด (มหาชน) ที่เริ่มจ่ายไฟเข้าระบบในปี พ.ศ. 2538 แม้จะไม่สามารถคาดการณ์วันออกจากระบบได้อย่างชัดเจนเนื่องจากสัญญาของ SPP ประเภท Non-Firm มีอายุ 5 ปี และสามารถต่อสัญญาได้เรื่อยๆ แต่หากใช้หลักเกณฑ์เดียวกับ IPP ที่ระบุให้มีเดินเครื่อง 25 ปี โรงไฟฟ้านี้ควรจะปลดระวางไปแล้วตั้งแต่ปี 2563 นอกจากนี้ยังมีโรงไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก (VSPP) อีก 3 โรง ที่เริ่ม COD ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2550, 2551 และ 2553 และไม่มีกำหนดระยะเวลาของสัญญาไว้เช่นกัน ซึ่งหากกำหนดให้เดินเครื่อง 25 ปี โรงไฟฟ้า VSPP เหล่านี้จะหมดอายุในปี พ.ศ. 2575, 2576 และ 2578 ตามลำดับ ซึ่งโรงไฟฟ้าทั้ง 5 โรงนี้จะเข้าเงื่อนไขที่ต้องไม่มีการต่อสัญญาซื้อขายไฟฟ้าจากถ่านหินอีกต่อไป

กรณีที่สอง: สัญญาซื้อขายไฟฟ้าสิ้นสุดลงหลังปี ค.ศ. 2035

กรณีนี้จะต้องดำเนินการให้มีการปลดระวางโรงไฟฟ้าถ่านหินก่อนกำหนด ทั้งนี้ อาจจะต้องดำเนินการในการเจรจาเพื่อแก้ไขสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (renegotiation) โดยกำหนดเงื่อนไขให้ต้องเปลี่ยนประเภทของเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า หรือเปลี่ยนเทคโนโลยีในการผลิตไฟฟ้าไปใช้เทคโนโลยีพลังงานสะอาดหรือพลังงานหมุนเวียนแทน โดยรัฐบาลจะต้องมีมาตรการบรรเทาผลกระทบต่อแรงงานที่ได้รับผลกระทบจากการปลดระวางถ่านหิน และมาตรการบรรเทาผลกระทบแก่ชุมชนรอบโรงไฟฟ้าถ่านหินหากโรงไฟฟ้าถ่านหินต้องปิดตัวลงอย่างยุติธรรม

ปัจจุบัน มีโรงไฟฟ้าถ่านหินที่สัญญาซื้อขายไฟฟ้าสิ้นสุดลงหลังปี ค.ศ. 2035 (พ.ศ. 2578) ทั้งหมด 4 โรง ประกอบด้วย โรงไฟฟ้าเคเคเค-วัน ของบริษัท โกลบอล เพาเวอร์ ซินเนอร์ยี จำกัด ที่คาดว่าจะหมดอายุสัญญาในปี พ.ศ. 2580, โรงไฟฟ้าถ่านหินหงสา ซึ่งดำเนินการโดยบริษัท บ้านปูเพาเวอร์ จำกัด (BPP) ร่วมกับบริษัท ผลิตไฟฟ้าราชบุรีโฮลดิ้ง จำกัด (RATCH) และรัฐวิสาหกิจลาวโฮลดิ้ง (LHSE) ที่คาดว่าจะหมดอายุสัญญาในปี พ.ศ. 2583, โรงไฟฟ้าถ่านหินแม่เมาะ โดย กฟผ. ที่วางแผนจะปลดระวางอย่างสมบูรณ์ภายในวันที่ 31 ธันวาคม พ.ศ. 2592 ตามแผน PDP 2018 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 1 และโรงไฟฟ้า VSPP ที่เริ่ม COD ในปี พ.ศ. 2557 แม้จะไม่มีวันหมดอายุสัญญาระบุไว้ แต่หากพิจารณาจากระยะเวลาการดำเนินการนับตั้งแต่วันที่ COD และกำหนดให้โรงไฟฟ้าเดินเครื่อง 25 ปี จึงคาดว่าจะหมดอายุสัญญาในปี 2582 โรงไฟฟ้าทั้ง 4 โรงนี้จะเข้าเงื่อนไขที่ต้องมีการเจรจาและวางแผนเพื่อปลดระวางก่อนกำหนดเดิม หรือเปลี่ยนเชื้อเพลิงเป็นพลังงานสะอาดเพื่อให้สอดคล้องกับเป้าหมายการปลดระวางถ่านหินภายในปี ค.ศ. 2035

ทั้งนี้ ไม่ว่าจะเป็นกรณีใดก็ตาม รัฐบาลควรให้การส่งเสริมหรือสนับสนุนแก่เจ้าของโรงไฟฟ้าถ่านหินที่ต้องการปรับเปลี่ยนระบบการผลิตไฟฟ้าจากเดิมที่ใช้ถ่านหินไปเป็นการใช้พลังงานหมุนเวียน โดยอาจจะอยู่ในรูปของมาตรการทางการเงิน เช่น สินเชื่อดอกเบี้ยต่ำ (soft loan) หรือมาตรการทางภาษี เช่น การลดหย่อนภาษีหรือเครดิตภาษี โดยสามารถใช้เสริมกับมาตรการส่งเสริมการลงทุนตามกฎหมายส่งเสริมการลงทุน (BOI) รวมถึงขอรับการสนับสนุนจากต่างประเทศตามกรอบของ NDC 3.0

นอกจากนั้นแล้ว รัฐบาลควรจะต้องกำหนดมาตรการในการสนับสนุนการเปลี่ยนผ่านที่เป็นธรรม ทั้ง มาตรการบรรเทาผลกระทบต่อแรงงานที่ได้รับผลกระทบจากการปลดระวางถ่านหิน และมาตรการบรรเทาผลกระทบแก่ชุมชนรอบโรงไฟฟ้าถ่านหินหากโรงไฟฟ้าถ่านหินต้องปิดตัวลง

3. อนุญาตให้มีการสร้างโรงไฟฟ้าถ่านหินแห่งใหม่ หรือซื้อขายไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าถ่านหิน
จากต่างประเทศอีกต่อไป

แม้ในร่างแผน PDP2024 จะไม่มีโรงไฟฟ้าถ่านหินปรากฏอยู่ แต่ถึงอย่างไร รัฐบาลก็ควรจะต้องสร้างความชัดเจนในเชิงนโยบาย โดยควรกำหนดอย่างชัดเจนในแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย (แผน PDP) ทั้งนี้ ประเด็นที่จะต้องทำควบคู่กันไปก็คือ การเพิ่มสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนให้สูงขึ้นเพื่อมาทดแทนถ่านหินที่จะถูกยกเลิกการใช้เป็นเชื้อเพลิงเพื่อผลิตไฟฟ้า การแก้ไขแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก (AEDP) เพื่อเพิ่มสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนให้สูงขึ้น

ทั้งนี้ ประเทศไทยกำลังมุ่งหน้าสู่การบรรลุเป้าหมาย Net Zero 2035 (ในภาคไฟฟ้า) และการยกระดับแผน NDC 3.0 เพื่อลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกอย่างเข้มข้น ดังนั้น การอนุญาตให้มีการใช้ถ่านหินเพื่อเป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าซึ่งปล่อยก๊าซเรือนกระจกสูงต่อไป ก็ทำให้เกิดความเสี่ยงที่ทำให้ไม่อาจบรรลุเป้าหมายดังกล่าวได้

ข้อเสนอเชิงนโยบาย

สู่เป้าหมาย NDC 3.0 และการปล่อยก๊าซเรือน กระจกสุทธิเป็นศูนย์ (Net Zero) ปีพ.ศ. 2593 ในทิศทางที่ถูกต้อง และเป็นธรรม



โดย ธารา บัวคำศรี

ผู้ร่วมก่อตั้งกรีนพีซ เอเชียตะวันออกเฉียงใต้
และผู้อำนวยการ Climate Connectors

ธารา บัวคำศรี ผู้ร่วมก่อตั้งกรีนพีซ เอเชียตะวันออกเฉียงใต้ ปัจจุบันดำรงตำแหน่งผู้อำนวยการ Climate Connectors ซึ่งเป็นหน่วยปฏิบัติการวิจัยและรณรงค์อิสระที่มุ่งเน้นการวิจัยด้านวิกฤตสภาพภูมิอากาศและการเปลี่ยนผ่านพลังงานที่เป็นธรรม ทำงานร่วมกับภาคประชาสังคม กลุ่มเคลื่อนไหว และผู้นำในระดับต่างๆ เพื่อปรับเปลี่ยนมุมมองทางสังคมต่อวิกฤตสภาพภูมิอากาศ ต่อต้านการพึ่งพาเชื้อเพลิงฟอสซิล พร้อมทั้งร่วมขับเคลื่อนให้เกิดความยุติธรรมทางสังคมและสิ่งแวดล้อมที่เกิดขึ้นจริง ทั้งในประเทศไทยและทั่วโลก

ปัญหา

ผู้แทนของประเทศไทยประกาศต่อประชาคมโลกถึงเป้าหมายการมีส่วนร่วมที่ประเทศกำหนด (Nationally Determined Contribution - NDC 3.0) ที่เน้นการลดก๊าซเรือนกระจกในทุกภาคส่วนของเศรษฐกิจให้สอดคล้องกับเส้นทางจำกัดการเพิ่มขึ้นของอุณหภูมิเฉลี่ยผิวโลกไม่เกิน 1.5°C โดยมุ่งให้การปล่อยก๊าซเรือนกระจกถึงจุดสูงสุดก่อนปี 2573 (ค.ศ. 2030) และนำไปสู่การปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิเป็นศูนย์ภายในปี 2593 พร้อมกำหนดเป้าหมายระยะกลางอย่างชัดเจน คือ ลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิให้เหลือ 152 ล้านตันคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่า (tCO₂e) ภายในปี 2578 (ค.ศ. 2035) หรือลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกลง 47% เมื่อเทียบกับปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิในปี 2562

หัวใจสำคัญของ NDC 3.0 คือภาคการผลิตไฟฟ้า ในร่างแผน PDP2024 กำหนดสัดส่วนพลังงานสะอาดให้เป็น 51% ซึ่งมาจากการเพิ่มการซื้อไฟฟ้าพลังงานน้ำจากต่างประเทศ ซึ่งก็คือ เชื้อเพลิงในประเทศลาวจากเดิม 10% เป็น 15% และวางแผนจะใช้พลังงานนิวเคลียร์จากโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ขนาดเล็กที่ใช้เทคโนโลยีปฏิกรณ์แบบโมดูลาร์ (Modular) หรือ SMR ในปลายแผน ช่วงปี 2580-2593 โรงโรงละ 300 เมกะวัตต์ โดยระบุว่าเป็นพลังงานสะอาดที่ไม่ปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ ซึ่งจะช่วยให้ประเทศไทยบรรลุเป้าหมาย Net Zero ได้ อีกทั้งยังมีแนวคิดในการใช้แอมโมเนีย/ไฮโดรเจนมาเผาไหม้ในโรงไฟฟ้าก๊าซเพื่อลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก และวางแผนในการใช้เทคโนโลยีดักจับและกักเก็บคาร์บอนไดออกไซด์ (Carbon Capture and Storage: CCS) เพื่อช่วยลดการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกของโรงไฟฟ้าฟอสซิลในประเทศไทย รวมไปถึงการใช้กลไกคาร์บอนเครดิต เพื่อชดเชยการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจก เพื่อให้ประเทศไทยสามารถบรรลุเป้าหมาย Net Zero ภายใต้กรอบเวลาที่วางไว้ได้

อย่างไรก็ตาม การนำเอามาตรการเหล่านี้มาใช้เพื่อให้ประเทศไทยบรรลุเป้าหมายการมีส่วนร่วมที่ประเทศกำหนด (NDC 3.0) และเป้าหมาย Net Zero ภายใต้กรอบเวลาที่วางไว้กลับไม่ได้คำนึงถึงต้นทุนการลงทุนที่จะถูกผลักภาระไปยังประชาชนในที่สุด ต้นทุนทางสิ่งแวดล้อมที่จะเกิดขึ้น การเปรียบเทียบกับมาตรการอื่นๆ ที่มีต้นทุนถูกกว่าและสามารถแข่งขันทางด้านราคาได้ ไปจนถึงการหลีกเลี่ยงและละเว้นการจัดการกับต้นตอของปัญหาที่แท้จริงอย่างการปลดระวางถ่านหินและการลดการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล

ดังนั้น Climate Connectors จึงมีข้อเสนอเชิงนโยบายต่อมาตรการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก 5 ข้อ ดังต่อไปนี้

1. หยุดการรับซื้อไฟฟ้าจากการสร้างเขื่อนใหม่ในแม่น้ำโขง
2. ไม่นำ SMR มาบรรจุในแผน PDP ใหม่จนกว่าราคาจะสามารถแข่งขันได้เมื่อเทียบกับพลังงานแสงอาทิตย์พร้อมระบบกักเก็บและมีการศึกษาผลกระทบอย่างรอบด้าน
3. ยุติแผนการนำเข้าไฮโดรเจน/แอมโมเนีย มาเป็นเชื้อเพลิงผสมเพื่อเผาในโรงไฟฟ้าก๊าซ
4. ไม่นำเอาเทคโนโลยีการดักจับและกักเก็บคาร์บอน (CCS) มารวมในแผน PDP
5. ยุติการชดเชยคาร์บอนภาคป่าไม้ (Forest Offset)

ข้อเสนอเชิงนโยบาย

1. หยุดการรับซื้อไฟฟ้าจากการสร้างเขื่อนใหม่ในแม่น้ำโขง

การจะเพิ่มการซื้อไฟฟ้าพลังงานน้ำจากเขื่อนในประเทศลาวจากเดิม 10% เป็น 15% นั้น ให้เหตุผลว่าเขื่อนเป็น “พลังงานสะอาด” ไม่ปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ แต่เขื่อนปล่อยก๊าซมีเทนจากอ่างเก็บน้ำ ส่งผลให้โลกร้อนมากกว่าคาร์บอนไดออกไซด์ถึง 80 เท่า และการปล่อยก๊าซมีเทนจากเขื่อนผลิตไฟฟ้าก็คิดเป็นสัดส่วน 5.2% ของการปล่อยก๊าซมีเทนโดยมนุษย์อีกด้วย การเพิ่มสัดส่วนไฟฟ้าจากพลังงานน้ำด้วยการสร้างเขื่อนใหม่ในแม่น้ำโขงจึงไม่เป็นไปตามหลักการลดผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อมของแผน PDP

ไม่เพียงแค่นั้น ในมุมมองการค่าไฟยังพบว่า เขื่อนไม่ใช่แหล่งพลังงานราคาถูก เพราะสัญญาซื้อไฟฟ้าเขื่อนในระยะหลังสูงขึ้นมาก เช่น เขื่อนหลวงพระบาง 2.84 บาทต่อหน่วย แพงกว่าเขื่อนระยะแรกที่อยู่ระหว่าง 1.70 บาทต่อหน่วย (น้ำเทิน 2) ถึง 2.10 บาทต่อหน่วย (น้ำจึมและเซสัด) และราคาซื้อไฟฟ้าจากเขื่อนในลาวระยะหลังมีราคาใกล้เคียงและอาจจะแพงกว่าโครงการพลังงานแสงอาทิตย์ที่มีระบบกักเก็บพลังงาน (แบตเตอรี่) ในประเทศ ที่มีราคาเพียง 2.83 บาทต่อหน่วยเสียอีก

ไม่เพียงแค่นั้น จากรายงานวิจัย Thailand: Turning Point for a Net-Zero Power Grid โดย BloombergNEF ยังชี้ให้เห็นว่าโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งพร้อมแบตเตอรี่เก็บไฟ 4 ชั่วโมง มีต้นทุนต่อหน่วยของการผลิตไฟฟ้าตลอดอายุการใช้งาน (LCOE) อยู่ที่ 2.87 บาทต่อหน่วย และในปี 2573 (ค.ศ. 2030) อยู่ที่ 2.04 บาทต่อหน่วย และในปี 2593 (ค.ศ. 2050) จะอยู่ที่ 1.38 บาทต่อหน่วย ซึ่งจะเห็นได้ว่าพลังงานหมุนเวียนอย่างพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งพร้อมแบตเตอรี่ราคาถูกลงเทียบเท่าไฟฟ้าจากเขื่อนแล้ว

เขื่อนยังไม่ตอบสนองต่อหลักการความมั่นคงทางพลังงาน เนื่องจากเขื่อนเริ่มผลิตกระแสไฟฟ้าน้อยลง เพราะความผันผวนของระดับน้ำในแม่น้ำโขงอันเกิดจากทั้งเขื่อนจีนที่ต้นน้ำที่กักและปล่อยน้ำ จนทำให้ระดับน้ำไม่เป็นไปตามธรรมชาติ รวมไปถึงปรากฏการณ์เอลนีโญ อันมีสาเหตุมาจากสถานการณ์การเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศที่ทำให้หน้าแล้งน้ำในแม่น้ำโขงลดลงมาก ในปี 2567 ประเทศไทยซื้อไฟฟ้าจากเขื่อนในลาวทั้ง 8 เขื่อนไม่เต็มตามสัญญาซื้อขายไฟสักเขื่อน โดยซื้อเพียงแค่ 2,330.35 เมกะวัตต์ จาก 4,461.6 เมกะวัตต์ตามสัญญา เท่ากับว่ามีกำลังการผลิตที่ไม่เกิดขึ้นถึง 2,131.25 เมกะวัตต์

ดังนั้น จึงควรมีนโยบายหยุดการรับซื้อไฟฟ้าจากการสร้างเขื่อนใหม่ในแม่น้ำโขง

2. ไม่นำ SMR มาบรรจุในแผน PDP ให้จนกว่าราคาจะสามารถแข่งขันได้เมื่อเทียบกับพลังงานแสงอาทิตย์พร้อมระบบกักเก็บและมีการศึกษาผลกระทบอย่างรอบด้าน

ในร่างแผน PDP2024 บรรจุแผนการติดตั้งโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ขนาดเล็ก (SMR) ขนาดกำลังผลิต 300 เมกะวัตต์ จำนวน 2 โรง รวม 600 เมกะวัตต์ ไว้ในช่วงปลายแผน ปี พ.ศ. 2580 แม้ร่างแผน PDP2024 จะไม่ถูกประกาศใช้ และปัจจุบันอยู่ในระหว่างการจัดทำแผนฉบับใหม่ แต่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ยืนยันว่าจะบรรจุ SMR ไว้ในร่าง PDP ฉบับใหม่ต่อไป

ในเอกสาร NDC 3.0 ระบุให้การผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ขนาดเล็ก (SMR/MMR) เป็นทางเลือกหนึ่งในมาตรการที่ประเทศไทยจะขอรับการสนับสนุนจากต่างประเทศเพื่อช่วยให้ภาคพลังงานลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกลงตามเป้าหมายที่ตั้งไว้ โดยในตารางท้ายเอกสาร NDC 3.0 ระบุถึง SMR/MMR ว่ายังไม่ได้ถูกนำไปใช้อย่างแพร่หลายในตลาดและยังไม่อยู่ในระดับความพร้อมเชิงพาณิชย์

แม้ว่าการผลิตไฟฟ้าจาก SMR/MMR จะไม่ปลดปล่อยคาร์บอนไดออกไซด์ แต่มีต้นทุนต่อหน่วยพลังงานในระดับที่สูงมาก โดย BloombergNEF ชี้ว่า ต้นทุนเฉลี่ยในการผลิตไฟฟ้าตลอดอายุโครงการ (LCOE) ของ SMR อยู่ที่ประมาณ 13.65 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง ซึ่งสูงกว่าต้นทุนของเชื้อเพลิงทั้งหมด และเมื่อเทียบกับพลังงานแสงอาทิตย์พร้อมระบบกักเก็บ ซึ่งไม่ปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์เช่นเดียวกัน แต่มีต้นทุนอยู่ที่ 2.87 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง และในปี 2573 (ค.ศ. 2030) อยู่ที่ 2.04 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง และในปี 2593 (ค.ศ. 2050) จะอยู่ที่ 1.38 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง จะเห็นได้ว่าหากนำ SMR เข้าสู่ระบบการผลิตไฟฟ้าอาจทำให้ค่าไฟสูงขึ้นอย่างหลีกเลี่ยงไม่ได้ และภาระค่าใช้จ่ายนี้จะถูกส่งผ่านมายังบิลค่าไฟของประชาชน

นอกจากนี้ การศึกษา Nuclear waste from small modular reactors โดยทีมนักวิจัยจาก Stanford University ยังพบว่า เนื่องจาก SMR มีขนาดเล็กกว่าโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ทั่วไป จึงส่งผลให้มีการรั่วไหลของนิวตรอนมากกว่า ความเป็นพิษทางรังสีจากเชื้อเพลิงนิวเคลียร์ที่ใช้แล้วคืออีกปัญหาหนึ่งของ SMR ที่นักวิจัยประเมินว่าหลังจาก 10,000 ปี ความเป็นพิษทางกัมมันตรังสีของพลูโทเนียมในเชื้อเพลิงที่ใช้แล้วที่ปล่อยออกมาจาก SMR ทั้ง 3 แบบ ที่พัฒนาโดย Toshiba, NuScale และ Terrestrial Energy จะสูงกว่าพลูโทเนียมในเชื้อเพลิงที่ใช้แล้วต่อหน่วยพลังงานที่สกัดได้อย่างน้อยร้อยละ 50

ดังนั้นจึงขอเสนอให้ไม่นำ SMR มาใส่ในแผน PDP จนกว่าราคาจะสามารถแข่งขันได้ เมื่อเทียบกับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์พร้อมระบบกักเก็บ และมีการศึกษาผลกระทบอย่างรอบด้านรวมถึงต้นทุนตลอดวัฏจักรโครงการ ภาระความรับผิดชอบด้านการรื้อถอนและกากกัมมันตรังสี แผนรับมือเหตุฉุกเฉิน ระบบประกันภัย/ภาระรับผิด (insurance/liability regime) และแบบจำลองระบบพลังงาน โดยหน่วยงานอิสระที่พิสูจน์ได้ว่า SMR เป็นทางเลือกที่มีต้นทุนต่ำที่สุด

ข้อเสนอเชิงนโยบาย

3. ยุติแผนการนำเข้าไฮโดรเจน/แอมโมเนีย มาเป็นเชื้อเพลิงผสมเพื่อเผาในโรงไฟฟ้าก๊าซ

แผนการเอาไฮโดรเจน/แอมโมเนียมาเป็นเชื้อเพลิงผสม เพื่อเผาในโรงไฟฟ้าก๊าซเพื่อลดการปลดปล่อยคาร์บอนไดออกไซด์ของโรงไฟฟ้าก๊าซฟอสซิล ปรากฏในร่างแผน PDP2024 ที่จะผสมไฮโดรเจน/แอมโมเนีย ในสัดส่วน 5% ในโรงไฟฟ้าก๊าซในประเทศ แม้ร่างแผน PDP2024 จะไม่ถูกประกาศใช้ และปัจจุบันอยู่ในระหว่างการจัดทำแผนฉบับใหม่ แต่ใน NDC 3.0 ได้ระบุถึงการใช้ก๊าซไฮโดรเจนและแอมโมเนียในภาคการผลิตไฟฟ้าและภาคขนส่งในการลดก๊าซเรือนกระจก แต่ถึงอย่างนั้นในตารางท้ายเอกสาร NDC 3.0 ยังได้ระบุว่า ทั้งการใช้ก๊าซไฮโดรเจนและแอมโมเนียในภาคการผลิตไฟฟ้ายังไม่ได้ถูกนำไปใช้อย่างแพร่หลายในตลาดยังไม่อยู่ในระดับความพร้อมเชิงพาณิชย์

นอกจากนี้การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ได้เดินทางศึกษาการนำก๊าซไฮโดรเจนและแอมโมเนียมาใช้เป็นเชื้อเพลิงผสมในสัดส่วน 5% นำร่อง 6 โรงไฟฟ้าหลัก และยังได้กำหนดโรงไฟฟ้าในภาคใต้และภาคตะวันออกเฉียงเหนือให้เป็นกลุ่มที่สามารถใช้เชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนได้ทันที หากมีการติดตั้งอุปกรณ์ผสมเชื้อเพลิงที่หน้าโรงไฟฟ้า (Mixing Station) เพื่อบริหารจัดการสัดส่วนไฮโดรเจนก่อนส่งเข้าสู่กระบวนการเผาไหม้

อย่างไรก็ตาม การศึกษาของ BloombergNEF ชี้ว่า การใช้ไฮโดรเจนและแอมโมเนียมาผลิตไฟฟ้าเพื่อลดการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกให้ได้ผลจริงๆ นั้นจะต้องใช้ในสัดส่วนที่สูงมากๆ และจะต้องเป็นไฮโดรเจนกับแอมโมเนียแบบสะอาด (Green) อีกด้วย นอกจากนี้การปรับปรุงโรงไฟฟ้าพลังความร้อนสำหรับไฮโดรเจนและแอมโมเนียเป็นแนวทางที่แพงกว่าและมีประสิทธิภาพน้อยกว่าพลังงานหมุนเวียนในการลดการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกอีกด้วย

และเมื่อพิจารณาต้นทุนเฉลี่ยในการผลิตไฟฟ้าตลอดอายุโครงการ (LCOE) ของโรงไฟฟ้าที่จะใช้ไฮโดรเจนหรือแอมโมเนียผสมร่วมกับก๊าซในการเผาเพื่อผลิตกระแสไฟฟ้าจะพบว่าต้นทุนต่อหน่วยสูงมาก ในปี 2030 แอมโมเนียอยู่ที่ประมาณ 4.04 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง และไฮโดรเจนอยู่ที่ประมาณ 4.66 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง ซึ่งมีราคาแพงกว่าพลังงานแสงอาทิตย์ที่มีต้นทุนต่อหน่วยอยู่ที่ 2.87 บาทต่อหน่วย และในปี 2573 (ค.ศ. 2030) อยู่ที่ 2.04 บาท/หน่วย และในปี 2593 (ค.ศ. 2050) จะอยู่ที่ 1.38 บาท/หน่วย เท่านั้นเอง และลดการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกได้มากกว่าการผสมไฮโดรเจนหรือแอมโมเนียผสมร่วมกับก๊าซอีกด้วย

ดังนั้น การแผนการนำเข้าไฮโดรเจน/แอมโมเนีย เป็นเชื้อเพลิงผสมเพื่อเผาในโรงไฟฟ้าก๊าซ จึงเป็นทางเลือกที่ไม่คุ้มค่า ทั้งในด้านการประสิทธิภาพในการลดก๊าซเรือนกระจกและราคาต้นทุนที่อาจจะส่งผลต่อค่าไฟและถูกผลักมาเป็นภาระประชาชน และยังเสี่ยงทำให้เกิดการติดกับดักของระบบพลังงานฟอสซิลในระยะยาว ซึ่งจะทำให้เป้าหมาย Net Zero ไม่บรรลุผลอีกด้วย จึงเสนอให้ยุติแผนการนำเข้าไฮโดรเจน/แอมโมเนีย มาเป็นเชื้อเพลิงผสมเพื่อเผาในโรงไฟฟ้าก๊าซ

4. ไม่นำเอาเทคโนโลยีการดักจับและกักเก็บคาร์บอน (CCS) มารวมในแผน PDP

เทคโนโลยีการดักจับและกักเก็บคาร์บอน (Carbon Capture and Storage: CCS) ถูกกล่าวถึงในฐานะเครื่องมือที่จะลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในภาคพลังงานลง เพื่อเดินทางสู่เป้าหมายการเป็นประเทศ Net Zero ในอนาคต โดยปรากฏในร่างแผน PDP2024 ที่อ้างอิงกระทรวงทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อมที่ได้กำหนดเป้าหมายการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ในภาคการผลิตไฟฟ้าว่า ในปี 2573 (ค.ศ. 2030) จะอยู่ที่ประมาณ 84.2 ล้านตัน และในปี 2593 (ค.ศ. 2050) จะอยู่ที่ 41.5 ล้านตัน ในแผนของกระทรวงทรัพยากรฯ ยังระบุว่า ประเทศไทยจะใช้เทคโนโลยีดักจับและกักเก็บคาร์บอน 18.9 ล้านตันในปี 2588 (ค.ศ. 2045) และ 34.2 ล้านตันในปี 2593 (ค.ศ. 2050)

นอกจากนี้ต้นทุนการติดตั้งและต้นทุนการดำเนินการใช้งานที่สูงปัจจุบันอยู่ประมาณ 100 ดอลลาร์สหรัฐ (ราว 3,500 บาท) ต่อตันคาร์บอน เท่ากับว่าประเทศไทยจะต้องใช้เงินร่วม 6.6 หมื่นล้านบาทภายในปี 2045 และ 1.2 แสนล้านบาทในปี 2593 (ค.ศ. 2050) เพื่อดักจับและกักเก็บคาร์บอนตามแผนดังกล่าว ทั้งนี้ยังไม่นับรวมต้นทุนสิ่งแวดลอม เช่น ราคาคาร์บอน ต้นทุนในการพัฒนาและใช้งาน CCS โดยเมื่อคำนวณต้นทุนคาร์บอนผ่านกลไกการซื้อขายสิทธิการปล่อยก๊าซเรือนกระจก ภาษีคาร์บอน และคาร์บอนเครดิตตามร่าง พ.ร.บ.การเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ 2567 พบว่า หากคาร์บอนราคาตันละ 100 บาท ต้นทุนไฟฟ้าจากก๊าซฟอสซิลจะเพิ่ม 0.05 บาทต่อหน่วย

จากการศึกษาของ BloombergNEF ชี้ว่า การติดตั้งปรับปรุงโรงไฟฟ้าที่มีอยู่ด้วยเทคโนโลยี CCS มีค่าใช้จ่ายสูงมาก และยังมีราคาแพงกว่าพลังงานหมุนเวียนพร้อมแบตเตอรี่ในประเทศไทย และไทยยังต้องประเมินศักยภาพในการกักเก็บคาร์บอนใต้ดิน และวิธีการขนส่งคาร์บอนที่จับได้จากโรงไฟฟ้า ค่าใช้จ่ายจริงของ CCS ในไทยอาจจะแพงกว่าที่ประเมินไว้เนื่องจากค่าเก็บคาร์บอนนอกชายฝั่งยังไม่แน่นอน นอกจากนี้ การใช้ CCS ยังเสี่ยงทำให้เกิดการติดกับดักของระบบพลังงานฟอสซิลในระยะยาว ซึ่งจะทำให้เป้าหมาย Net Zero ไม่บรรลุผลอีกด้วย

รายงานของ Climate Analytics เรื่อง “The Global Climate Risks of Asia’s Expansive Carbon Capture and Storage Plans” ชี้ว่า CCS มีอัตราการดักจับจริงต่ำกว่าเป้าหมาย 95% และยังต้องใช้ระยะเวลาดำเนินการยาวนาน 20 - 30 ปี หากประสิทธิภาพการดักจับต่ำกว่า 90% หรือกฎการคำนวณคาร์บอนของ UNFCCC เข้มงวดขึ้น โครงการเหล่านี้อาจกลายเป็นสินทรัพย์ด้อยค่าที่ไม่สามารถนับเป็นผลจริงได้

นอกจากนี้ยังมีคำถามสำคัญว่า ใครจะเป็นผู้รับผิดชอบหากเกิดการรั่วไหล ใครจะเป็นผู้จ่ายค่าใช้จ่ายในระยะยาว หากไม่มีมาตรฐาน MRV (Measurement, Reporting and Verification) ที่รัดกุมแล้ว ภาระความเสี่ยงอาจตกอยู่กับสาธารณะ ขณะเดียวกัน ต้นทุนการประกัน การติดตาม และการรื้อถอน มักสูงถึง 10–20% ของงบลงทุนทั้งหมด (CAPEX) ซึ่งยังไม่ถูกนับรวมในแผนการลงทุนปัจจุบัน ดังนั้นจึงขอเสนอให้ไม่นำเอาเทคโนโลยีการดักจับและกักเก็บคาร์บอน (CCS) มารวมในแผน PDP

5. ยุทธการชดเชยคาร์บอนภาคป่าไม้ (Forest Offset)

ตัวเลขที่ทะเยอทะยานที่สุดของ NDC3.0 ไม่ได้มาจากการลดถ่านหินหรือก๊าซฟอสซิล แต่มาจากภาค LULUCF (การใช้ที่ดิน การเปลี่ยนแปลงการใช้ที่ดิน และป่าไม้) ซึ่งสมมติว่าจะดูดซับคาร์บอนไดออกไซด์ได้ 118 ล้านตันภายในปี 2035 คิดเป็นเกือบ 40% ของคำมั่นใน NDC 3.0 ปัญหาคือ ไทยไม่เคยทำได้ถึงระดับนี้มาก่อน ในช่วงสองทศวรรษที่ผ่านมา การดูดซับสุทธิจากภาค LULUCF อยู่ช่วงตั้งแต่ 44 MtCO₂ (ปี 2002) ถึง 100.5 MtCO₂ (ปี 2014) และอยู่ที่ 92 MtCO₂ ในปี 2019

การทำให้ถึง 118 MtCO₂ เป็นไปได้ก็ต่อเมื่อ (1) การดูดซับรวม (เช่น การเติบโตของป่า การฟื้นฟู ระบบนิเวศป่าชายเลน/การคุ้มครองพื้นที่พรุ) เพิ่มขึ้นอย่างมีนัยสำคัญและคงอยู่ในระดับสูงทุกปี และ (2) การปล่อยจากการสูญเสีย (ไฟป่า การตัดไม้ทำลายป่า การเสื่อมโทรมของป่า) ถูกกดให้อยู่ในระดับต่ำผิดปกติ แต่ผืนป่าไทยไม่ใช่ “ตู้เซฟคาร์บอน” ที่นิ่งและแน่นอน แต่กำลังถูกบีบให้ติดอยู่ในวัฏจักรของภัยแล้ง ความร้อน และไฟป่าที่รุนแรงขึ้นเรื่อยๆ

แม้ความเปราะบางดังกล่าวจะชัดเจน ไทยกลับเร่งขยายกรอบตลาดคาร์บอนภาคสมัครใจอย่างรวดเร็วผ่าน T-VER และ Premium T-VER พร้อมมาตรฐาน ISO และความพยายามทำให้ “สอดคล้อง” กับมาตรา 6 (Article 6) ของความตกลงปารีส ป่าไม้ถูก “ตีความใหม่” ให้เป็นคลังเก็บคาร์บอนที่ออกแบบมาเพื่อผลิตคาร์บอนเครดิต เพื่อเปิดช่องให้ผู้ปล่อยมลพิษรายใหญ่เลื่อนการลดการปล่อยจริงออกไป ป่าไม้ผืนเดียวกันที่ถูกนำไปใช้ในการคำนวณตัวเลขตาม NDC ของประเทศ ยังถูกนำไปสร้างคาร์บอนเครดิตเพื่อรองรับการอ้าง “เน็ตซีโร่” ของภาคธุรกิจด้วย

งานศึกษาในวารสาร Science ปี 2023 พบว่า 94% ของโครงการ REDD+ ประเมินประโยชน์ด้านสภาพภูมิอากาศสูงเกินจริง ขณะที่บทบทวนปี 2025 ระบุว่า การชดเชยคาร์บอนจากป่าไม้มักถูกให้เครดิตเกินถึง 5–10 เท่า การวิเคราะห์หลายชิ้นชี้ว่า มีเพียงราว 16% ของเครดิตภาคสมัครใจเท่านั้นที่เพิ่มขึ้นจริง (additional) และคงทนถาวร (durable) กล่าวโดยสรุป การชดเชยคาร์บอนจากป่าไม้ไม่ได้ทำให้การปล่อยก๊าซเรือนกระจกลดลงในระดับโลก

วิธีที่ดีกว่านั้นคือ มาตรา 6.8 ของข้อตกลงปารีส ที่เป็นส่วนหนึ่งของกลไกความร่วมมือระดับนานาชาติที่ไม่ได้ใช้ตลาด (Non-market Approaches หรือ NMAs) ซึ่งมุ่งเน้นการกำกับดูแลป่าไม้ที่ยึดสิทธิเป็นฐานและนำโดยชุมชน การยุติการพึ่งพาเชื้อเพลิงฟอสซิลอย่างแท้จริง การปฏิรูประบบการผลิตและการบริโภคให้ยั่งยืน ความรับผิดชอบและการต่อต้านคอร์รัปชันในเงินทุนด้านสภาพภูมิอากาศ และความยุติธรรมทางสภาพภูมิอากาศสำหรับชุมชนที่ได้รับผลกระทบ แนวทางเหล่านี้มุ่งแก้ “รากเหตุ” ของการปล่อยก๊าซเรือนกระจก—ไม่ใช่แค่การทำบัญชี/การนับคาร์บอน

ดังนั้นจึงขอเสนอให้ยุติการชดเชยคาร์บอนภาคป่าไม้ (Forest Offset) และให้ความสำคัญกับมาตรา 6.8 ซึ่งเป็นแนวทางที่ไม่ใช่ตลาด (Non-Market Approaches: NMAs) ภายใต้ความตกลงปารีส มุ่งเน้นการกำกับดูแลป่าไม้ที่ยึดสิทธิเป็นฐานและนำโดยชุมชน

ข้อเสนอเชิงนโยบาย

การกำกับดูแลและป้องกันผลกระทบทางสิ่งแวดล้อมกรณีโรงไฟฟ้าขยะมูลฝอย



โดย สุภารัตน์ มาลัยลอย

ผู้จัดการมูลนิธินิติธรรมสิ่งแวดล้อม (EnLAW)

มูลนิธินิติธรรมสิ่งแวดล้อม (EnLAW) เป็นองค์กรสิทธิมนุษยชนไม่แสวงหากำไรที่ทำงานขับเคลื่อนประเด็นสิทธิและความยุติธรรมทางสิ่งแวดล้อมในประเทศไทย ผ่านการให้ความช่วยเหลือทางกฎหมาย และสนับสนุนส่งเสริมศักยภาพของประชาชน โดยในช่วง 3 ปีที่ผ่านมา EnLAW ได้รับการติดต่อขอคำปรึกษาการใช้สิทธิจากชุมชนอย่างน้อย 7 พื้นที่ในจังหวัดเชียงราย สระบุรี นครราชสีมา อุตรดิตถ์ ปัตตานี และกรุงเทพมหานคร ที่กำลังมีโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนจากเชื้อเพลิงขยะมูลฝอย (โรงไฟฟ้าขยะฯ) ขององค์กรปกครองส่วนท้องถิ่นร่วมกับบริษัทเอกชนยื่นขออนุญาตก่อสร้างและประกอบกิจการ ซึ่งทำให้ชุมชนห่วงกังวลถึงผลกระทบที่จะเกิดขึ้นกับสิ่งแวดล้อมและสุขภาพ โดยเฉพาะปัญหามลพิษทางอากาศจากการเผาไหม้ขยะ กลิ่นเหม็น การปนเปื้อนของน้ำเสียและสารเคมีลงสู่แหล่งน้ำบาดินและใต้ดิน การจัดการกากขี้เถ้าของเสีย และการเลือกพื้นที่ตั้งโครงการอยู่ใกล้กับชุมชนและพื้นที่อ่อนไหว

โดย EnLAW พบว่า ข้อห่วงกังวลและการคัดค้านของชุมชนมีที่มาจากปัญหาทั้งในระดับนโยบายที่มุ่งเน้นส่งเสริมการกำจัดขยะมูลฝอยด้วยการสร้างโรงไฟฟ้าขยะจำนวนมากกระจายกระจายในหลายพื้นที่ พร้อมกับการยกเว้นและผ่อนปรนข้อกฎหมายเกี่ยวกับการประกอบกิจการโรงไฟฟ้าขยะที่ทำให้หลักประกันด้านสิ่งแวดล้อม สุขภาพ และสิทธิของชุมชนที่จะต้องเสียสละแบกรับความเสี่ยงและผลกระทบอันเลวร้าย กระบวนการมีส่วนร่วมของประชาชนไม่ได้เกิดขึ้นอย่างมีความหมาย ข้อมูลและความเห็นของชุมชนไม่ถูกรับฟังและนำไปประกอบการตัดสินใจของผู้มีอำนาจอย่างแท้จริง ในขณะที่นโยบายและมาตรการเพื่อลดปริมาณขยะที่ต้นทางและการแยกขยะอย่างมีประสิทธิภาพซึ่งเป็นแนวทางแก้ไขปัญหามลพิษการจัดการขยะอย่างยั่งยืนในระยะยาวกลับยังไม่มีการปฏิบัติที่ชัดเจน

ปัญหา

JUST
POW

ภายหลังการรัฐประหารปี 2557 รัฐบาล คสช. กำหนดให้การจัดการขยะมูลฝอยเป็น "วาระแห่งชาติ" โดยจัดทำ Roadmap การจัดการขยะมูลฝอยและของเสียอันตราย ซึ่งเน้นการกำจัดขยะด้วยการแปรรูปเป็นพลังงาน (Waste-to-Energy: WtE) ตั้งเป้าหมายให้มีโรงไฟฟ้าขยะกระจายอยู่ทั่วประเทศเพื่อแก้ปัญหาขยะล้นเมืองและสร้างความมั่นคงทางพลังงาน จึงได้ออกคำสั่งหัวหน้าคณะรักษาความสงบแห่งชาติที่ 4/2559 โดยมีสาระสำคัญคือ ยกเว้นการบังคับใช้ผังเมืองรวมสำหรับกิจการ 5 ประเภท คำสั่งนี้ส่งผลให้โครงการโรงไฟฟ้าขยะสามารถขออนุญาตตั้งอยู่ในพื้นที่ประเภทใดก็ได้ แม้ว่าพื้นที่นั้นจะเคยถูกประกาศให้เป็นเขตพื้นที่อนุรักษ์เกษตรกรรมหรือที่อยู่อาศัยของชุมชนตามกฎหมายผังเมืองก็ตาม

จาก คำสั่งหัวหน้า คสช. ที่ 4/2559 ที่ทำให้เกิดโรงไฟฟ้าขยะได้โดยง่ายกระจายไปทั่วประเทศ ปัจจุบันพบว่ามี 47 แห่ง และมีที่ยังอยู่ในระหว่างการก่อสร้างอีกมากมายภายใต้โควตา PDP 2018 Rev1 แม้ปัจจุบัน คำสั่งหัวหน้า คสช. ที่ 4/2559 จะถูกยกเลิกไปแล้วด้วย แต่ยังมีโรงไฟฟ้าขยะที่ก่อสร้างและดำเนินการไปแล้วรวมถึงกำลังก่อสร้างก่อนหน้านี้จะมีการยกเลิกคำสั่งอีกมากมาย รวมถึงโรงไฟฟ้าขยะเองก็ถูกจัดให้เป็นพลังงานหมุนเวียนที่ได้รับการสนับสนุนจากรัฐ โดยในร่างแผน PDP2024 ยังวางแผนให้มีโรงไฟฟ้าขยะเพิ่มมากขึ้นอีก 300 เมกะวัตต์ อีกด้วย อันหมายความว่าอาจจะมีโรงไฟฟ้าขยะเพิ่มขึ้นอีกกว่า 70 โรง

นอกจากนี้ กระทรวงทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม ยังได้ออกประกาศแก้ไขหลักเกณฑ์การจัดทำรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม (Environmental Impact Assessment - EIA) จากเดิมที่กำหนดให้โรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนทุกประเภทที่มีกำลังการผลิตตั้งแต่ 10 เมกะวัตต์ขึ้นไป ต้องจัดทำรายงาน EIA แก้ไขเป็นยกเว้นให้โรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนที่ใช้ขยะมูลฝอยเป็นเชื้อเพลิงทุกขนาดไม่ต้องจัดทำรายงานวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม (EIA) ทั้งที่โรงไฟฟ้าขยะเป็นโครงการที่มีความเสี่ยงสูงด้านผลกระทบสิ่งแวดล้อมและสุขภาพ

แม้คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) จะมีการประกาศใช้หลักเกณฑ์การจัดทำรายงานประมวลหลักการปฏิบัติ (Code of Practice: CoP) สำหรับโรงไฟฟ้าขยะ ซึ่งถูกใช้เป็นหลักเกณฑ์และกลไกในการประเมินและกำหนดมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมที่เกิดจากโครงการโรงไฟฟ้าขยะ แต่จากการให้คำปรึกษาทางกฎหมายของ EnLAW แก่ชุมชนที่ต้องเผชิญกับปัญหาโครงการโรงไฟฟ้าขยะในพื้นที่ต่างๆ พบว่าในทางปฏิบัติยังคงไม่สามารถเป็นมาตรการป้องกันผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมและชุมชน และไม่ได้เปิดโอกาสให้ประชาชนสามารถเข้าถึงข้อมูลและมีส่วนร่วมได้อย่างเต็มที่

ดังนั้น เพื่อเป็นการแก้ไขปัญหาที่เกิดขึ้นและป้องกันผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นในอนาคต มุสนิธินิติธรรมสิ่งแวดล้อม (EnLAW) จึงขอเสนอข้อเสนอนโยบายด้านการกำกับดูแลและป้องกันผลกระทบทางสิ่งแวดล้อมกรณีโรงไฟฟ้าขยะ **จำนวน 4 ข้อ ดังต่อไปนี้**

1. ไม่นำเอาโรงไฟฟ้าขยะมาอยู่ในแผน PDP ในฐานะการเพิ่มกำลังการผลิตไฟฟ้า แต่โรงไฟฟ้าขยะสามารถพิจารณาได้เฉพาะเพื่อการจัดการขยะและลดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมเท่านั้น
2. ศึกษาและทบทวนหลักเกณฑ์พื้นที่ตั้งโรงไฟฟ้าขยะ และข้อกำหนดการใช้ประโยชน์ที่ดินตามกฎหมายผังเมือง
3. ต้องกำหนดให้โรงไฟฟ้าขยะทุกขนาดต้องทำ EIA
4. ต้องยืนยันและเร่งรัดให้ออกกฎหมาย PRTR (Pollutant Release and Transfer Register) ที่ค้างพิจารณาอยู่ในวาระที่ 2 ของสภาผู้แทนราษฎร ให้แล้วเสร็จภายใน 6 เดือน

1. ไม่นำเอาโรงไฟฟ้าขยะมาอยู่ในแผน PDP ในฐานะการเพิ่มกำลังการผลิตไฟฟ้า แต่โรงไฟฟ้าขยะสามารถพิจารณาได้เฉพาะเพื่อการจัดการขยะและลดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมเท่านั้น

แม้โรงไฟฟ้าขยะในปัจจุบัน จะถูกนิยามว่าเป็นพลังงานหมุนเวียน แต่แท้จริงแล้วก่อให้เกิดมลพิษทางอากาศ ทั้งจากสารพิษจากเตาขยะ การเผาที่ไม่ได้ประสิทธิภาพ ปัญหาการจัดการเถ้าหนัก การจัดการน้ำเสีย และต้องมีการคัดแยกขยะอย่างมากอีกด้วย โรงไฟฟ้าขยะจึงสร้างผลกระทบด้านสุขภาพและสิ่งแวดล้อมมากกว่าพลังงานหมุนเวียนจากธรรมชาติอย่างแสงอาทิตย์หรือลม

จึงควรปรับปรุงแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้า (PDP) โดยไม่ควรนำการสร้างโรงไฟฟ้าขยะมาอยู่ในแผนในฐานะพลังงานหมุนเวียน ควรจะให้พลังงานหมุนเวียนจากแหล่งธรรมชาติเช่น พลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานลมเป็นลำดับความสำคัญอันดับแรก และต้องมีมาตรการการประเมินศักยภาพพื้นที่ในระดับภูมิภาคด้วย

ส่วนโรงไฟฟ้าขยะสามารถพิจารณาได้เฉพาะเพื่อการจัดการขยะและลดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม ไม่ใช่เพื่อเพิ่มกำลังการผลิตเชิงพาณิชย์ พร้อมปรับปรุงนิยามการจัดการขยะเพื่อนำไปเป็นเชื้อเพลิงในกฎหมายและระเบียบที่เกี่ยวข้องให้ชัดเจนว่า ขยะไม่ใช่พลังงานหมุนเวียน และการใช้ขยะผลิตไฟฟ้าต้องถือเป็นมาตรการจัดการขยะระยะสั้น ไม่ใช่แผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าระยะยาวหรือการส่งเสริมพลังงานสะอาด

2. การศึกษาและทบทวนหลักเกณฑ์พื้นที่ตั้งโรงไฟฟ้าขยะ และข้อกำหนดการใช้ประโยชน์ที่ดินตามกฎหมายผังเมือง

ปัจจุบันยังไม่มีข้อกำหนดหลักเกณฑ์ระยะห่างของพื้นที่ตั้งโรงไฟฟ้าขยะเพื่อเป็นพื้นที่แนวกันชนอย่างชัดเจนและเข้มงวดเพียงพอ ทำให้มีหลายโครงการที่ตั้งอยู่ในเขตพื้นที่ชุมชนและใกล้กับพื้นที่อ่อนไหว เช่น ใกล้กับศูนย์เด็กเล็ก วัด โรงเรียน โบราณสถาน หรือแหล่งน้ำที่ประชาชนใช้ประโยชน์ร่วมกัน ดังนั้น EnLAW จึงเสนอให้มีการทบทวนการกำหนดหลักเกณฑ์การใช้ประโยชน์ที่ดินตามกฎหมายผังเมืองในพื้นที่ต่าง ๆ ให้สอดคล้องกับการจำแนกประเภทที่ดิน โดยกำหนดห้ามตั้งโรงไฟฟ้าขยะในพื้นที่เกษตรกรรม หรือเขตอนุรักษ์ชนบทและเกษตรกรรม เขตที่ดินประเภทที่อยู่อาศัย เขตที่ดินประเภทสถาบันการศึกษา เขตพื้นที่อนุรักษ์เพื่อส่งเสริมเอกลักษณ์ศิลปวัฒนธรรมไทย และที่ดินประเภทสถาบันศาสนา เป็นต้น

และเสนอให้มีการศึกษาวิจัยเพื่อกำหนดพื้นที่แนวกันชน (Buffer Zone) สำหรับโครงการโรงไฟฟ้าขยะที่เหมาะสมกับขนาดของโรงไฟฟ้าขยะ และพื้นที่ใกล้เคียงกับที่ตั้ง เพื่อป้องกันมลพิษทางน้ำ อากาศ กลิ่นที่อาจกระทบต่อสิ่งแวดล้อมและสุขภาพของชุมชนในชุมชนใกล้เคียง และมีข้อเสนอต่อกระทรวงมหาดไทยในฐานะหน่วยงานต้นสังกัดของดำเนินการในการอนุมัติอนุญาตให้สร้างโรงไฟฟ้าขยะในเขตพื้นที่ขององค์กรปกครองส่วนท้องถิ่น ว่า ควรต้องมีนโยบายหรือแนวทางกำกับให้แต่ละองค์กรบริหารส่วนท้องถิ่นให้ต้องจัดทำแผนที่ชุมชน เพื่อให้ทราบถึงลักษณะพื้นที่ของแต่ละชุมชน และทราบถึงแหล่งกำเนิดมลพิษทั้งหมดที่อยู่ในชุมชนโดยรอบ รวมถึงประชาชนกลุ่มเสี่ยงที่อาศัยอยู่รอบโครงการโรงไฟฟ้าขยะ เพื่อมาประกอบการพิจารณาว่าในท้องถิ่นนั้นๆ เหมาะสมสำหรับการสร้างโรงไฟฟ้าขยะหรือไม่ อย่างไร

3. ต้องกำหนดให้โรงไฟฟ้าขยะทุกขนาดต้องทำ EIA

ควรต้องทบทวนและออกประกาศกำหนดให้โรงไฟฟ้าขยะทุกขนาดมีการจัดทำรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม เพราะโรงไฟฟ้าขยะทุกขนาด ถือเป็นกิจการที่ส่งผลกระทบต่อสุขภาพและสิ่งแวดล้อมของประชาชน เนื่องจากการปล่อยสารโลหะหนักที่สามารถสะสมอยู่ในร่างกายและเป็นสาเหตุของการเกิดโรคมะเร็ง จึงจำเป็นที่จะต้องมีการศึกษาผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมและสุขภาพของประชาชนในครอบคลุม รวมถึงเพื่อให้การประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมของโครงการโรงไฟฟ้าขยะได้รับการทบทวนตรวจสอบอย่างละเอียดรอบคอบโดยคณะกรรมการผู้ชำนาญการพิจารณารายงาน EIA ซึ่งเป็นผู้ทรงคุณวุฒิด้านต่างๆ โดยเฉพาะ เพื่อให้เกิดความรัดกุมรอบคอบในการกำหนดมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมตามหลักการป้องกันไว้ก่อน (Prevention Principle) และเพิ่มโอกาสในการมีส่วนร่วมของประชาชนในการรับรู้ข้อมูล แสดงความคิดเห็น และติดตามตรวจสอบการดำเนินโครงการ

4. ต้องยืนยันและเร่งรัดให้ออกกฎหมาย PRTR (Pollutant Release and Transfer Register) ที่ค้างพิจารณาอยู่ในวาระที่ 2 ของสภาผู้แทนราษฎร ให้แล้วเสร็จภายใน 6 เดือน

กฎหมาย PRTR มีประโยชน์หลักคือการสร้างระบบฐานข้อมูลที่บังคับให้ภาคอุตสาหกรรมต้องรายงานชนิดและปริมาณการปล่อยสารมลพิษสู่สิ่งแวดล้อมอย่างเป็นระบบ ช่วยให้ภาครัฐมีข้อมูลแม่นยำในการวางแผนป้องกันมลพิษและภัยพิบัติด้านสิ่งแวดล้อม และกำหนดนโยบายแก้ไขปัญหามลพิษสิ่งแวดล้อมได้ตรงจุด ขณะที่ประชาชนสามารถเข้าถึงข้อมูลเพื่อเฝ้าระวังสุขภาพและตรวจสอบความปลอดภัยในพื้นที่ตนเองได้ อีกทั้งยังกระตุ้นให้ผู้ประกอบการลดการใช้สารเคมีอันตรายเพื่อสร้างภาพลักษณ์ที่ดีและลดต้นทุนในระยะยาว ส่งผลให้เกิดความโปร่งใสและการพัฒนาอุตสาหกรรมที่ยั่งยืนควบคู่ไปกับคุณภาพชีวิตที่ดีขึ้นของคนในสังคม

การมีกฎหมาย PRTR จะเข้ามาช่วยยกระดับการจัดการขยะและโรงไฟฟ้าขยะในมิติด้านสิ่งแวดล้อมและสุขภาพ ดังนี้

- 1. การเปิดเผยชนิดและปริมาณสารมลพิษ** โรงไฟฟ้าขยะมักถูกกังวลเรื่องการปล่อยสารไดออกซิน (Dioxins) และโลหะหนัก กฎหมาย PRTR จะบังคับให้มีการรายงานปริมาณการปล่อยสารเหล่านี้อย่างละเอียด ช่วยให้รัฐและประชาชนทราบว่าโรงไฟฟ้าแต่ละแห่งปล่อยมลพิษออกมาในปริมาณเท่าใดและมีความเสี่ยงเรื่องสารปนเปื้อนในอากาศ ดิน หรือแหล่งน้ำรอบข้างหรือไม่
- 2. การเฝ้าระวังสุขภาพเชิงรุก** เมื่อประชาชนทราบว่าในพื้นที่ตนเองมีการปล่อยสารเคมีชนิดใดบ้าง แพทย์และหน่วยงานสาธารณสุขจะสามารถวางแผนเฝ้าระวังโรคที่สัมพันธ์กับมลพิษชนิดนั้นได้ทันที หากเกิดการเจ็บป่วยผิดปกติในชุมชน ข้อมูล PRTR จะเป็นหลักฐานสำคัญในการหาสาเหตุและต้นตอของสารพิษนั้นๆ
- 3. การป้องกันการลักลอบทิ้งกากของเสียอันตราย** ในกระบวนการจัดการขยะ ข้อมูลการเคลื่อนย้ายสารมลพิษจะช่วยปิดช่องโหว่การลักลอบนำขยะอันตรายหรือขี้เถ้าจากโรงไฟฟ้าไปทิ้งในที่สาธารณะ เพราะกฎหมายจะบังคับให้ต้องรายงานเส้นทางและปลายทางของกากของเสียอย่างเป็นระบบ ทำให้ตรวจสอบความผิดปกติได้ง่ายขึ้น
- 4. การสร้างความโปร่งใสและลดความขัดแย้ง** ข้อมูลที่เปิดเผยต่อสาธารณะจะช่วยลดความหวาดระแวงของชุมชน หากโรงไฟฟ้าดำเนินการอย่างมีมาตรฐาน ข้อมูลจะพิสูจน์ได้เองว่ามีการจัดการที่ปลอดภัย แต่หากมีการปล่อยมลพิษเกินเกณฑ์ ข้อมูลนี้จะเป็นเครื่องมือให้ภาคประชาชนตรวจสอบและเรียกร้องให้โรงไฟฟ้าต้องปรับปรุงเทคโนโลยีการกำจัดมลพิษให้ดียิ่งขึ้น

ข้อเสนอเชิงนโยบาย

Direct PPA



โดย อาทิตย์ เวชกิจ

นายกสมาคมพลังงานหมุนเวียนไทย (RE100)

สมาคมพลังงานหมุนเวียนไทย (RE100 Thailand) ก่อตั้งขึ้นเพื่อส่งเสริมการใช้พลังงานหมุนเวียนในภาคธุรกิจ โดยปัจจุบันมีสมาชิกกว่า 500 บริษัท ช่วยขับเคลื่อนเป้าหมายการลดการปล่อยคาร์บอนสุทธิเป็นศูนย์ (Net Zero) ภายในปี 2050

พลังงานหมุนเวียน ยังเป็นส่วนสำคัญของการพัฒนาที่ยั่งยืน (SDGs) และกรอบ ESG ที่เน้นความรับผิดชอบต่อสิ่งแวดล้อมและสังคม บริษัทต่างๆ ทั่วโลกได้รับความสนใจจากนักลงทุนที่ให้ความสำคัญกับความยั่งยืน ไม่ใช่แค่ผลกำไร โดยสมาคมพลังงานหมุนเวียนไทย (RE100 Thailand) ยังมีบทบาทในการส่งเสริมความยั่งยืน สนับสนุนการลดการปล่อยคาร์บอนเพื่อเป้าหมาย Net Zero เพื่อดึงดูดการลงทุน บริษัทที่มุ่งเน้น ESG มีโอกาสได้รับความเชื่อมั่นจากนักลงทุนสถาบันมากขึ้น ขับเคลื่อนการเปลี่ยนแปลงในห่วงโซ่อุปทาน ลดความเสี่ยงและปรับตัวเข้ากับกฎระเบียบใหม่ เช่น CBAM และ Green Deal ของสหภาพยุโรป

เป้าหมายของ RE100 ไม่ใช่เพียงแค่การลดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม แต่ยังรวมถึงการเตรียมพร้อมสำหรับอนาคตที่โลกเปลี่ยนไปด้วยพลังงานที่สะอาดและยั่งยืน

ปัญหา

JUST
POW

ปัจจุบันภาคธุรกิจมีนโยบาย Direct PPA (Direct Power Purchase Agreement) ซึ่งเป็นโครงการนำร่องที่อนุญาตให้ผู้ประกอบการโดยเฉพาะ Data Center สามารถทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าพลังงานสะอาดได้โดยตรงจากผู้ผลิตไฟฟ้า ไม่เกิน 2,000 MW โดยใช้ระบบโครงข่ายของการไฟฟ้า (TPA)

แต่นโยบาย Direct PPA กลับมีให้เฉพาะกลุ่มธุรกิจใหม่อย่าง Data Center เท่านั้น ในขณะที่ภาคผลิตและภาคบริการเดิม ซึ่งกำลังได้รับผลกระทบจากมาตรการทางด้านภาษีจากการส่งออกก็ต้องการไฟฟ้าพลังงานสะอาดเช่นเดียวกัน แต่กลับไม่มีนโยบายเพื่อช่วยเหลือที่ครอบคลุมและเป็นธรรม

อุตสาหกรรมที่มีความต้องการใช้พลังงานสะอาดอย่างต่อเนื่อง เช่น อุตสาหกรรมส่งออกและอุตสาหกรรมเป้าหมาย จำเป็นต้องหันไปใช้ไฟฟ้าสะอาดภายใต้โครงการ UGT ซึ่งมีค่าไฟฟ้าสูงกว่าระบบปกติอย่างมีนัยสำคัญ ส่งผลให้ต้นทุนการผลิตของผู้ประกอบการเพิ่มขึ้น หากระบบไฟฟ้าหลักของไทยยังไม่สะอาดเพียงพอ ผู้ประกอบการอาจจะต้องแบกรับทั้งจากค่าไฟ UGT และภาษีคาร์บอน

ประเทศไทยได้รับการลงทุนโดยตรงจากต่างประเทศ (Foreign Direct Investment: FDI) รวมมูลค่ากว่า 1.95 ล้านล้านบาท โดยกว่า 45% (900,000 ล้านบาท) มาจากประเทศที่มีนโยบายพลังงานสะอาดที่ชัดเจน เช่น ญี่ปุ่น สิงคโปร์ และสหรัฐอเมริกา หากประเทศไทยยังไม่สามารถจัดหาไฟฟ้าสะอาดให้เพียงพอ นักลงทุนจากประเทศเหล่านี้อาจตัดสินใจย้ายการลงทุนไปยังประเทศที่สามารถตอบสนองด้านความยั่งยืนได้ดีกว่า

นอกจากนี้ในกลุ่มอุตสาหกรรมยุทธศาสตร์ใหม่ ซึ่งต้องพึ่งพาไฟฟ้าพลังงานสะอาดเป็นปัจจัยหลัก มูลค่าการออกบัตรส่งเสริมการลงทุนในกลุ่มอุตสาหกรรมเหล่านี้มีมากกว่า 700,000 ล้านบาท หากระบบไฟฟ้ายังไม่สามารถเพิ่มสัดส่วนพลังงานสะอาดได้อย่างเพียงพอ ประเทศไทยจะเสี่ยงต่อการสูญเสียโอกาสในการดึงดูดการลงทุนจากภาคอุตสาหกรรมเป้าหมายในอนาคต

ดังนั้น หากภาครัฐไม่มีนโยบาย Direct PPA ที่เร่งด่วน ครอบคลุมและเป็นธรรม โดยเฉพาะกับภาคผลิตและภาคบริการเดิม นอกจากจะสร้างความเสียหายทางเศรษฐกิจและการลงทุนอย่างมหาศาลแล้ว ยังจะทำให้ประเทศไทยไม่สามารถแข่งขันได้ ทั้งในระดับภูมิภาคและในระดับโลกอีกด้วย

จากปัญหาดังกล่าว สมาคมพลังงานหมุนเวียนไทย (RE100 Thailand) จึงมีข้อเสนอนโยบายจำนวน 6 ข้อ ดังต่อไปนี้

1. เปิดให้ภาคอุตสาหกรรมขนาดใหญ่ (โรงงานและอาคารขนาดใหญ่) 3 MW ขึ้นไปสามารถซื้อขายไฟฟ้าพลังงานสะอาดได้โดยตรงจากผู้ผลิตไฟฟ้าภายในปี 2569 นี้

2. ขยายไปถึง 100% โดยครอบคลุมผู้ใช้ไฟทั้งหมดในอนาคต

3. ปรับค่า Wheeling Charge สูงสุดไม่เกิน 1.15 บาท

4. เปิดโอกาสให้โรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนเก่าที่กำลังผลิตเหลือ และโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบ Non-Firm เข้าร่วมได้

5. ผลักดัน พ.ร.บ.การเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ เพื่อให้กลไก “ผู้ก่อมลพิษต้องจ่าย” เริ่มทำงานและนำระบบ carbon tax และ carbon pricing มาใช้โดยเร็วที่สุด

6. วางแผนการลงทุนและพัฒนา Grid Forming เพื่อรองรับไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนที่มีความผันผวนที่จะเพิ่มเข้ามามากขึ้นด้วย

1. เปิดให้ภาคอุตสาหกรรมขนาดใหญ่ (โรงงานและอาคารขนาดใหญ่) 3 MW ขึ้นไปสามารถซื้อขายไฟฟ้าพลังงานสะอาดได้โดยตรงจากผู้ผลิตไฟฟ้าภายในปี 2569 นี้

ควรเปิดให้ภาคอุตสาหกรรมขนาดใหญ่ (โรงงานและอาคารขนาดใหญ่) 3 MW ขึ้นไปสามารถซื้อขายไฟฟ้าพลังงานสะอาดได้โดยตรงจากผู้ผลิตไฟฟ้าได้ในทันทีภายในปีนี้ โดยเฉพาะกลุ่มอุตสาหกรรมที่ต้องการไฟฟ้าพลังงานสะอาดอย่างเร่งด่วน ซึ่งมีสัดส่วนความต้องการใช้ไฟฟ้าอย่างน้อย 14% ของปริมาณการใช้ไฟฟ้าทั้งหมดในประเทศ (ประมาณ 28,000 GWh)

โดยเป็นกลุ่มธุรกิจที่ได้รับผลกระทบจากมาตรการปรับคาร์บอนก่อนเข้าพรมแดน (CBAM) ของสหภาพยุโรป (EU) ออสเตรเลีย (AUS) และสหรัฐอเมริกา (USA) ซึ่งจะมียกเว้นค่าภาษีอย่างเห็นได้ชัดในการภายในปี พ.ศ. 2569 โดยมูลค่าการส่งออกสินค้าของไทยที่เข้าเกณฑ์ CBAM ไปยัง EU27 อยู่ที่ 212.87 ล้านดอลลาร์สหรัฐ

โดยภายในปี พ.ศ. 2573 ควรจะครอบคลุมอีก 27% โดยเฉพาะใน EEC ซึ่งเป็นศูนย์กลางโรงงานอุตสาหกรรมสำคัญที่มีความต้องการพลังงานสะอาดสูง ซึ่งภาคอุตสาหกรรมขนาดใหญ่ทั้งหมดนี้คิดเป็น 41% ของการใช้ไฟฟ้าทั้งหมดในประเทศ หรือประมาณ 88,326 GWh เพื่อสอดคล้องกับเป้าหมายความเป็นกลางทางคาร์บอน ภายในปี พ.ศ. 2573 ขององค์การเอกชนชั้นนำที่มีฐานการผลิตสินค้าในประเทศไทย

2. ขยายไปถึง 100% โดยครอบคลุมผู้ใช้ไฟทั้งหมดในอนาคต

หลังจากเปิดให้กลุ่มภาคอุตสาหกรรมขนาดใหญ่ (โรงงานและอาคารขนาดใหญ่) 3 MW นั้น โดยครบถ้วนแล้ว จากนั้นควรเปิดให้ครอบคลุมภาคอุตสาหกรรมและภาคธุรกิจทั้งหมด ซึ่งคิดเป็น 65% ของการใช้ไฟฟ้าทั้งหมดในประเทศ และครอบคลุมผู้ใช้ไฟทั้งหมดในอนาคต เพื่อเริ่มเปลี่ยนผ่านสู่ตลาดไฟฟ้าที่เปิดเสรีอย่างเต็มรูปแบบ

3. ปรับค่า Wheeling Charge สูงสุดไม่เกิน 1.15 บาท

ปัจจุบันคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) ได้เปิดรับฟังความเห็น “การกำหนดอัตราค่าบริการการใช้และเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าให้แก่บุคคลที่สาม (Third Party Access : TPA) สำหรับโครงการนำร่องซื้อขายไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในรูปแบบการทำสัญญาซื้อขายพลังงานไฟฟ้าได้โดยตรง (Direct PPA)” โดยมีทั้งข้อเสนอจากข้อจากทั้ง 3 การไฟฟ้า และของคณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย ที่ กกพ. ว่าจ้างให้ศึกษาไว้ก่อนหน้านี้

อย่างไรก็ตามค่า Wheeling Charge ที่มีการประมาณกันอยู่ ณ ขณะนี้ ยังคงมีราคาสูงซึ่งจะสร้างภาระแก่ผู้ประกอบการและไม่สามารถก่อให้เกิดการแข่งขันได้ จึงขอเสนอปรับค่า Wheeling Charge สูงสุดไม่เกิน 1.15 บาท โดยมาจาก AS 0.07 + T 0.25 + D 0.55 + PE 0.28 แต่จะลดลงได้กว่านี้กรณีไม่นับรวม PE จะเหลือ 0.87 บาท

4. เปิดโอกาสให้โรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนเก่าที่มีกำลังผลิตเหลือ และโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบ Non-Firm เข้าร่วมได้

โรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนมีอายุสัญญาซื้อขายไฟฟ้าจำกัดในช่วงระยะเวลาหนึ่ง แต่เมื่อสัญญาซื้อขายไฟฟ้าหมดลง โรงไฟฟ้าเหล่านี้อาจยังมีศักยภาพที่จะสามารถผลิตไฟฟ้าพลังงานสะอาดเข้าสู่ระบบอยู่ เช่น โรงไฟฟ้าชีวมวล ที่อาจจะยังมีศักยภาพของเชื้อเพลิงชีวมวลในพื้นที่ เศษวัสดุเหลือทิ้งจากการเกษตรที่สามารถนำมาผลิตเป็นไฟฟ้าพลังงานสะอาดป้อนเข้าสู่ระบบได้ จึงควรเปิดโอกาสให้โรงไฟฟ้าเหล่านี้ที่อาจหมดอายุสัญญาไปแล้วเข้าสู่โครงการการขายไฟฟ้าพลังงานสะอาด Direct PPA ได้ ซึ่งนอกจากจะทำให้ได้พลังงานสะอาดแล้ว ยังเป็นการนำเอาศักยภาพเชื้อเพลิงที่มีอยู่ในท้องถิ่นมาใช้ให้เกิดประโยชน์และกระจายไปสู่ชุมชนและเกษตรกรอีกด้วย

5. ผลักดัน พ.ร.บ.การเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ เพื่อให้กลไก “ผู้ก่อมลพิษต้องจ่าย” เริ่มทำงานและนำระบบ carbon tax และ carbon pricing มาใช้โดยเร็วที่สุด

หนึ่งในหลักการสำคัญของพ.ร.บ.การเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ ก็คือกลไก “ผู้ก่อมลพิษต้องจ่าย” (Polluter Pays Principle - PPP) ซึ่งกำหนดให้ผู้ปล่อยก๊าซเรือนกระจกต้องรับผิดชอบค่าใช้จ่ายในการจัดการ รวมถึงการรายงานข้อมูลการปล่อยก๊าซฯ ภาคบังคับ มาใช้ผ่านระบบกลไกราคาคาร์บอน (Carbon Pricing Mechanism) ซึ่งประกอบด้วยระบบภาษีคาร์บอน Carbon Tax ที่จะกำหนดต้นทุนราคาชัดเจนสำหรับการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลและสินค้าที่ปล่อยก๊าซเรือนกระจก รวมถึงกลไกราคาคาร์บอนข้ามพรมแดนเพื่อป้องกันการรั่วไหลของคาร์บอนและรักษาความสามารถในการแข่งขันของประเทศไทยในตลาดโลก

6. วางแผนการลงทุนและพัฒนา Grid Forming เพื่อรองรับไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนที่มีความผันผวนที่จะเพิ่มเข้ามามากขึ้นด้วย

ในอนาคตเมื่อประเทศไทยต้องเปลี่ยนผ่านไปสู่การใช้พลังงานสะอาดมากขึ้น โดยเฉพาะพลังงานแสงอาทิตย์และลม ที่มีความผันผวนสูง จึงควรจะวางแผนการลงทุนและพัฒนา Grid Forming Inverter (GFI) คือ อินเวอร์เตอร์อัจฉริยะที่ทำหน้าที่สร้างและควบคุมแรงดันไฟฟ้าและความถี่ของระบบไฟฟ้าเอง มีบทบาทสำคัญในการเพิ่มสัดส่วนพลังงานหมุนเวียน (โซลาร์, ลม) เข้าสู่ระบบไฟฟ้าได้อย่างเสถียร และยังสามารถเป็นแหล่งจ่ายไฟหลักในระบบไฟฟ้าอิสระ (Microgrid) หรือในกรณีที่ไฟฟ้าหลักดับได้ ซึ่งจำเป็นมากสำหรับโครงข่ายไฟฟ้าในอนาคตที่พึ่งพาพลังงานหมุนเวียนมากขึ้นเรื่อยๆ

ข้อเสนอเชิงนโยบาย

ส่งเสริมและสนับสนุนการผลิตไฟฟ้าจากโซลาร์รูฟท็อปภาคประชาชนให้มีสิทธิเข้าถึงการใช้และผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน



โดย **ธีระพงศ์ แสงलगเจริญกิจ**

ผู้ร่วมก่อตั้งและกรรมการผู้จัดการ
RE Generation Thailand

ธีระพงศ์ แสงलगเจริญกิจ ประชาชนผู้ใช้ไฟฟ้า มีประสบการณ์ทำงานในองค์กรภาคประชาสังคมด้านสิ่งแวดล้อม และเป็นหนึ่งในผู้ร่วมก่อตั้งและกรรมการผู้จัดการบริษัท RE Generation Thailand ธุรกิจเพื่อสังคม ที่มุ่งมั่นผลักดันให้ประชาชนมีทางเลือกในการเข้าถึงการใช้พลังงานแสงอาทิตย์ได้ง่ายขึ้นเหมือนกับการจ่ายตลาด โดยพัฒนารูปแบบการลงทุนติดตั้งพลังงานหมุนเวียนที่หลากหลาย เพื่อให้ชุมชนเข้าถึงได้จริง เมื่อปี พ.ศ. 2568 ที่ผ่านมาได้ดำเนินโครงการรวมกลุ่มติดตั้งโซลาร์ (Solar Collective Purchase) และแคมเปญ "ก๊วนหิวแสง" เพื่อส่งเสริมการใช้พลังงานแสงอาทิตย์ของภาคประชาชนโดยการรวมกลุ่มผู้บริโภค ทำให้ทุกคนติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปได้ในต้นทุนที่ต่ำลง ช่วยลดค่าไฟ ส่งเสริมการพึ่งตนเอง ลดการพึ่งพาเชื้อเพลิงฟอสซิล และสนับสนุนการเปลี่ยนผ่านพลังงานที่เป็นธรรมและยั่งยืน

ปัญหา

1. โควตารับซื้อจำกัด และยังไม่มีการประกาศรับซื้อรอบใหม่ ต้องรอความชัดเจนจากแผน PDP

จากการที่ประเทศต้องเร่งเดินหน้าสู่การเปลี่ยนผ่านพลังงานภายในปี 2050 และด้วยพัฒนาการด้านเทคโนโลยีและต้นทุนการผลิตที่ถูกกลบ ทำให้พลังงานแสงอาทิตย์กลายเป็นวิธีการผลิตไฟฟ้าที่อนุญาตให้ประชาชนทุกคน ไม่ว่าจะเป็นภาคครัวเรือน ธุรกิจ อุตสาหกรรม หรือส่วนราชการต่างๆ เป็นผู้ผลิตไฟฟ้าได้เช่นเดียวกับภาครัฐและเอกชนซึ่งเป็นผู้ผลิตไฟฟ้าหลักของประเทศตลอดระยะเวลาหลายทศวรรษที่ผ่านมา

อีกทั้งประเทศไทยเองก็มีศักยภาพสูงในการผลิตไฟฟ้าจากโซลาร์รูฟท็อป กระทรวงพลังงานประเมินว่าในปี 2566 มีศักยภาพการผลิตไฟฟ้าจากโซลาร์รูฟท็อปสำหรับที่อยู่อาศัยประมาณ 121,000 เมกะวัตต์ แต่นโยบายโซลาร์รูฟท็อปภาคประชาชนที่เป็นอยู่ปัจจุบันมุ่งเน้นให้ 'ผลิตไฟใช้เอง เหลือขายเข้าระบบ' ภายใต้โควตาการรับซื้อ 90 เมกะวัตต์ ราคา 2.2 บาท/หน่วย อายุสัญญา 10 ปี ขนาดติดตั้งไม่เกิน 10 กิโลวัตต์ ซึ่งส่วนใหญ่เป็นผู้ใช้ไฟประเภท 1 (บ้านอยู่อาศัย) เท่านั้น และปัจจุบันได้หยุดการรับซื้อแล้วเนื่องจากโควตาเต็ม โดยต้องรอความชัดเจนจากแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ หรือ PDP ฉบับใหม่

ทำให้ยังมีผู้ที่ติดตั้งโซลาร์แล้ว ไม่สามารถขายไฟที่เหลือเข้าระบบได้ ต้องปล่อยให้ไฟที่ผลิตได้สูญหายไป รวมถึงผู้ที่สนใจติดตั้งโซลาร์เซลล์ หากรัฐมีนโยบายรับซื้อไฟ ไม่สามารถเข้าถึงสิทธิในการขายไฟจากพลังงานแสงอาทิตย์ให้รัฐได้ทั่วถึงและเต็มศักยภาพอย่างที่เราควรจะเป็น

ขณะที่นโยบายรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ของภาคเอกชนในช่วงที่ผ่านมา(ปี 2565-2567) เช่น โครงการ RE big lot ครั้งที่ 1 และ 2 มีการรับซื้อโซลาร์แบบติดตั้งบนพื้นดิน และโซลาร์ติดตั้งบนพื้นดินพร้อมแบตเตอรี่รวมทั้งสิ้น 4,942.06 เมกะวัตต์ (สัญญา 25 ปี) มากกว่าโควตาโซลาร์รูฟท็อปภาคประชาชนถึง 55 เท่า

และเมื่อวันที่ 27 ตุลาคม 2568 คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพข.) ได้มีมติเห็นชอบให้ ยกเว้นมติ กพข. เมื่อวันที่ 6 พฤษภาคม 2568 ที่มีมติจะไม่มีการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเพิ่มเติมจนกว่าแผน PDP ฉบับใหม่ จะได้รับความเห็นชอบจาก กพข. โดยให้สามารถเปิดรับซื้อไฟฟ้าจากโครงการโซลาร์ฟาร์มชุมชนได้เป็นการเฉพาะ จำนวน 1,500 เมกะวัตต์ (สัญญา 25ปี) ซึ่งโครงการดังกล่าวอยู่ภายใต้กรอบนโยบาย Quick big win ของรัฐบาลนายอนุทิน ชาญวีรกูล ขณะนี้อยู่ระหว่างการดำเนินงานเพื่อประกาศรับซื้อไฟฟ้า โดยสำนักงานกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) ได้เปิดรับฟังความคิดเห็นต่อหลักการร่างระเบียบจัดหาไฟฟ้าจากโครงการโซลาร์ฟาร์มชุมชน เมื่อวันที่ 25 ธันวาคม 2568 - 8 มกราคม 2569 จากนั้นจะนำความคิดเห็นไปปรับปรุงร่างระเบียบฯ ก่อนประกาศใช้ต่อไป

2. เจื่อนไขการรับซื้อ มาตรการสนับสนุน และระเบียบ ขั้นตอนต่างๆ ยังไม่เอื้ออำนวยให้การเข้าถึงและติดตั้ง โซลาร์ของประชาชนทุกคนเป็นเรื่องที่ทำได้ง่าย เหมือนกับการไปจ่ายตลาด

เจื่อนไขการรับซื้อโซลาร์รูฟท็อปปัจจุบัน จำกัดสิทธิประโยชน์เฉพาะผู้ใช้ไฟประเภท 1 บ้านอยู่อาศัย เท่านั้น ไม่ได้เปิดกว้างสำหรับผู้ติดตั้งโซลาร์บนหลังคาทุกประเภท ซึ่งในทางปฏิบัติแล้วมีบุคคลที่เป็นผู้จดทะเบียนพาณิชย์ในนามบุคคลธรรมดา มีการหน้าที่ต้องเสียภาษีเงินได้บุคคลธรรมดา ซึ่งเป็นผู้ใช้ไฟประเภท 2 เช่น บ้านตึกแถว อาคารพาณิชย์ ธุรกิจขนาดเล็ก ซึ่งมีศักยภาพในการติดตั้ง และใช้ประโยชน์จากการติดตั้งโซลาร์ถูกกีดกันออกจากมาตรการส่งเสริมนี้ ทั้งที่เทคโนโลยีนี้ได้เปิดโอกาสให้ทุกคนสามารถผลิตไฟฟ้าและขายเข้าระบบได้

นอกจากอุปสรรคด้านโควตาที่จำกัดเพียง 90 เมกะวัตต์ และรับซื้อเฉพาะภาคครัวเรือนที่มีกำลังการผลิตไม่เกิน 10 กิโลวัตต์ ยังมีอุปสรรคในด้านกฎระเบียบ และขั้นตอนการขออนุญาตที่ยุ่งยาก ซับซ้อน ต้องเตรียมเอกสารหลายรายการ โดยมีวิศวกรไฟฟ้าและโยธาเซ็นรับรอง ก่อนนำไปยื่นต่อหน่วยงานทั้ง 3 แห่ง ได้แก่ หน่วยงานปกครองส่วนท้องถิ่น คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) และการไฟฟ้าฯ ในพื้นที่ (กฟน. หรือ กฟภ.) ซึ่งใช้เวลานาน ทำให้การเข้าถึงโซลาร์ไม่ใช่เรื่องที่ทุกคนสามารถทำได้

นอกจากนี้ ยังมีกลุ่มคนที่ถูกทิ้งไว้ข้างหลังจากการเข้าถึงโซลาร์ อาทิ กลุ่มที่มีรายได้น้อยไม่มีศักยภาพลงทุนติดตั้งโซลาร์เอง เนื่องจากต้องใช้เงินลงทุนประมาณ 60,000-200,000 บาท กลุ่มที่อาศัยอยู่ในพื้นที่ห่างไกล ไม่มีไฟฟ้าใช้ เข้าไม่ถึงไฟฟ้าจากระบบสายส่งของรัฐ ซึ่งกลุ่มคนเหล่านี้ต้องการใช้ไฟฟ้าจากโซลาร์เพื่อช่วยยกระดับคุณภาพชีวิต และลดภาระค่าใช้จ่ายด้านพลังงาน แต่ด้วยนโยบายที่มีอยู่ปัจจุบันยังไม่ได้ถูกออกแบบมาเพื่อให้ประชาชนกลุ่มนี้สามารถเข้าถึงไฟฟ้าจากโซลาร์ได้ง่ายนัก

ข้อเสนอเชิงนโยบาย

1. เปิดโควตารับซื้อโซลาร์จากภาคประชาชน เริ่มต้นอย่างน้อย 1,500 เมกะวัตต์ ภายในปี พ.ศ. 2569-2570

ปลดล็อกการรับซื้อไฟฟ้าจากโซลาร์รูฟท็อป โดยรัฐต้องเปิดโควตาซื้อโซลาร์จากภาคประชาชน เริ่มต้นอย่างน้อย 1,500 เมกะวัตต์ เท่ากับการซื้อไฟจากโครงการโซลาร์ฟาร์มชุมชนภายใต้ต้นนโยบาย Quick big win ภายในปี พ.ศ. 2569-2570 และเปิดทางให้ผู้มีขนาดติดตั้งมากกว่า 10 กิโลวัตต์ รวมถึงผู้ใช้ไฟประเภท 2 มีสิทธิขายไฟเข้าระบบได้

2. ลดระเบียบขั้นตอนในการขออนุญาตติดตั้งและขายไฟ

2.1 ให้มีศูนย์บริการแบบเบ็ดเสร็จ ณ จุดเดียว หรือ One stop service สำหรับการยื่นขออนุญาตผลิต และขายไฟฟ้า เพื่อลดขั้นตอนระหว่างหน่วยงาน ช่วยลดค่าใช้จ่ายของประชาชน และเปิดให้ยื่นขออนุญาตผ่านระบบออนไลน์ สามารถอนุมัติได้ภายใน 7 วัน หากไม่ผ่านให้ระบุส่วนที่แก้ไขด้วย

2.2 ลดขั้นตอนและค่าใช้จ่ายในการให้วิศวกรเซ็นรับรอง ซึ่งมีค่าใช้จ่ายประมาณ 2,000-4,000 บาท โดยเสนอให้มีการปรับปรุงหลักเกณฑ์ ดังนี้

- กำหนดให้การติดตั้งแผงโซลาร์ที่มีน้ำหนักไม่เกิน 25 กก./ตร.ม. วิศวกรโยธาไม่ต้องเซ็นรับรอง
- กำหนดแบบมาตรฐานการติดตั้งทางไฟฟ้า (single line diagram) ให้บ้านอยู่อาศัยนำไปใช้ได้เลย โดยไม่ต้องให้ผู้ขออนุญาตแต่ละรายจ้างวิศวกรไฟฟ้าเขียนแบบและเซ็นรับรอง

3. ออกมาตรการสนับสนุนด้านการเงินโดยรัฐออกค่าใช้จ่ายในการซื้ออุปกรณ์และติดตั้ง โซลาร์ 50% เพื่อให้ประชาชนติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปเพิ่มขึ้น

จัดทำมาตรการสนับสนุนด้านการเงิน ให้การเข้าถึงโซลาร์รูฟท็อปของประชาชนเป็นเรื่องง่ายขึ้น เช่นเดียวกับนโยบายการให้เงินอุดหนุนแก่ประชาชนซื้อรถยนต์ไฟฟ้า เพื่อให้ประชาชนเข้าถึงการใช้พลังงานสะอาด และช่วยลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก โดยรัฐออกค่าใช้จ่ายในการซื้ออุปกรณ์และติดตั้งโซลาร์ 50%

4. มีนโยบายเพื่อให้กลุ่มที่อาศัยในพื้นที่ที่เข้าไม่ถึงไฟฟ้าจากระบบสายส่งเข้าถึงการใช้ไฟฟ้า ใช้ด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ 100% ภายใน 4 ปี

จัดทำนโยบายเฉพาะสำหรับกลุ่มที่มีศักยภาพจำกัดในการเข้าถึงการใช้ไฟฟ้าจากโซลาร์ แต่มีความจำเป็น และ/หรือต้องการใช้เพื่อยกระดับคุณภาพชีวิต โดยเฉพาะกลุ่มที่อาศัยในพื้นที่ที่เข้าไม่ถึงไฟฟ้าจากระบบสายส่ง ซึ่งพบว่า ณ ปีพ.ศ. 2566 มีจำนวน 59,122 ครัวเรือน 731 หมู่บ้าน ในพื้นที่ 48 จังหวัด โดยสนับสนุนและเสริมสร้างศักยภาพให้ชุมชนติดตั้งโซลาร์และใช้ไฟร่วมกัน ภายใต้กลไกการบริหารจัดการร่วมกันในชุมชน เพื่อประชาชนทุกพื้นที่ของประเทศเข้าถึงการใช้ไฟฟ้า 100% ภายใน 4 ปี

5. เปิดโอกาสให้ประชาชนทุกคนมีสิทธิผลิตและขายไฟได้ สามารถซื้อขายไฟระหว่างกันเองได้

ปรับโครงสร้างตลาดพลังงานในระยะยาวให้สอดคล้องกับสำหรับการซื้อขายไฟฟ้าที่เปิดโอกาสให้ประชาชนทุกคนมีสิทธิผลิตและขายไฟได้ สามารถซื้อขายไฟระหว่างกันเองได้ โดยรัฐมีหน้าที่กำกับดูแลให้การซื้อขายไฟฟ้ามีความเป็นธรรม โปร่งใส อำนวยความสะดวก รวมถึงดูแลและบริหารจัดการสายส่ง

ข้อเสนอเชิงนโยบาย

การเพิ่มการแข่งขันและ กระจายอำนาจระบบไฟฟ้า เพื่อการเปลี่ยนผ่านพลังงาน ที่ทันการณ์ ยั่งยืน และเป็นธรรม



โดย ชีนชม สง่าราศรี กริเซน
นักวิจัยอิสระด้านพลังงาน

ชีนชม สง่าราศรี กริเซน เป็นนักวิจัยอิสระด้านพลังงานที่มีบทบาทในวงการวิชาการด้านพลังงาน มีผลงานบทความ งานวิจัยในประเด็นพลังงาน และให้ความเห็นด้านพลังงานในเวทีสาธารณะอย่างต่อเนื่อง โดยเฉพาะการวิเคราะห์ผลกระทบของนโยบายพลังงานต่อประเทศ และยังคงเป็นคณะกรรมการการศึกษาการปรับโครงสร้างราคาพลังงานไฟฟ้า ในคณะกรรมการการพลังงาน สภาผู้แทนราษฎร

การเปลี่ยนผ่านพลังงาน (Energy Transition) เป็นวาระเร่งด่วนที่ประเทศไทยต้องดำเนินการอย่างจริงจังและทันที่ท่ามกลางแรงกดดันจากเวทีโลก เช่น มาตรการปรับคาร์บอนก่อนเข้าพรมแดน (CBAM) ของสหภาพยุโรป และความจำเป็นในการลดต้นทุนพลังงานเพื่อรักษาขีดความสามารถในการแข่งขันของอุตสาหกรรม การเปิดเสรีและกระจายอำนาจในระบบไฟฟ้าจึงมีใช้แค่ทางเลือก แต่เป็นรากฐานสำคัญที่ช่วยให้ภาคเอกชนและภาคประชาชนสามารถเข้าถึงพลังงานหมุนเวียน (RE) ซึ่งเป็นแหล่งพลังงานที่สะอาดและมีราคาถูกที่สุดในปัจจุบันได้อย่างเท่าเทียมและมีประสิทธิภาพสูงสุด อย่างไรก็ตาม ความล่าช้าในการบังคับใช้กลไกสำคัญ เช่น Third Party Access (TPA) และโครงสร้างค่าบริการผ่านสายที่ยังไม่เป็นธรรม ได้สร้างอุปสรรคอย่างมีนัยสำคัญต่อความสามารถในการปรับตัวของประเทศ

White Paper นี้จึงนำเสนอข้อเสนอเชิงนโยบายที่เป็นรูปธรรมเพื่อเพิ่มการแข่งขันและการทำให้ภาคพลังงานมีความเป็นประชาธิปไตยและเป็นธรรม เพื่อให้มั่นใจว่าการเปลี่ยนผ่านพลังงานของไทยจะเป็นไปอย่างยั่งยืน เท่าเทียม และเป็นประโยชน์ต่อเศรษฐกิจโดยรวม

1. การเปิดให้เข้าถึงโครงข่ายไฟฟ้า ไม่ใช่แค่ทางเลือก แต่เป็นทางรอด เพื่อกอบกู้วิกฤตอุตสาหกรรมไทย

การปิดกั้นการเข้าถึงโครงข่ายไฟฟ้า (Grid Access) ทำให้ผู้ประกอบการไม่สามารถเข้าถึงพลังงานหมุนเวียน (RE) ซึ่งถือเป็นแหล่งพลังงานที่มีต้นทุนต่ำสุดขณะนี้ ทำให้ผู้ประกอบการไทยเสียเปรียบด้านความสามารถในการแข่งขัน ไม่สามารถปรับตัวเข้าสู่เศรษฐกิจคาร์บอนต่ำได้ทันทั่วทั้ง และยิ่งทำให้ประเทศไทยมีแนวโน้มที่จะพลาดเป้าหมายการลดก๊าซเรือนกระจก (GHG) ผลกระทบนี้เห็นได้ชัดเจนในภาคการส่งออก โดยเฉพาะเมื่อเผชิญกับมาตรการปรับคาร์บอนก่อนเข้าพรมแดน (CBAM) ของสหภาพยุโรป จากการศึกษาของ PIER พบว่ามูลค่าการส่งออกสินค้ากลุ่ม CBAM ของไทยไป EU ลดลงถึง 14% หลังประกาศใช้มาตรการ ปี 2020 และดิ่งลงถึง 24% เมื่อมาตรการเริ่มบังคับใช้ในปี 2023 แม้การซื้อใบรับรอง CBAM จะเริ่มจริงในปี 2026 ก็ตาม สถานการณ์นี้สะท้อนว่า การเข้าไม่ถึงพลังงานสะอาดทำให้สินค้าไทยมี "ต้นทุนคาร์บอน" สูงจนสูญเสียตลาด ยิ่งไปกว่านั้น ผลกระทบยังลามไปถึงสินค้ากลุ่ม non-CBAM ที่มักส่งออกในรูปแบบ bulk เพื่อประหยัดต้นทุน หากไทยยังไม่เปิดเสรีภาคไฟฟ้าเพื่อให้เกิดการแข่งขันและการเข้าถึงพลังงานหมุนเวียนที่คล่องตัวขึ้น เราอาจเห็นการย้ายฐานการผลิตของอุตสาหกรรมหลักไปยังประเทศที่มีนโยบายพลังงานสะอาดที่เอื้ออำนวยมากกว่า

ดังนั้น จึงมีข้อเสนอเชิงนโยบาย 2 ข้อ ดังต่อไปนี้

- 1. เร่งบังคับใช้ TPA สำหรับลูกค้าอุตสาหกรรมและอาคารพาณิชย์ขนาดใหญ่ภายในปี 2569
- 2. ปรับปรุงโครงสร้างอัตราค่าบริการค่าผ่านสาย (Wheeling Charge) ให้เป็นธรรมและคิดคำนวณตามความต้องการสูงสุด (Peak MW)

1. เร่งบังคับใช้ TPA สำหรับลูกค้าอุตสาหกรรมและอาคารพาณิชย์ขนาดใหญ่ ภายในปี 2569

รัฐบาลและคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) ควรเร่งประกาศใช้ข้อกำหนดการเปิดให้บุคคลที่สามใช้หรือเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า (Third Party Access: TPA) เพื่อปลดล็อกข้อจำกัดในการเข้าถึงพลังงานหมุนเวียนของภาคเอกชน แม้ปัจจุบันจะมีร่างข้อกำหนดอยู่แล้ว แต่การที่ยังไม่มีการบังคับใช้ยังเป็นอุปสรรคทำให้เกิดสูญญากาศทางนโยบาย ซึ่งขัดขวางการตัดสินใจลงทุนในพลังงานสะอาดของผู้ประกอบการ

สำนักงาน กกพ. กำหนดให้ผู้ซื้อไฟฟ้า (Buyer) ที่ต้องการเข้าสู่ระบบ TPA ต้องเป็นกลุ่ม Hyper-scale Data Center ที่ได้รับส่งเสริมการลงทุนจาก BOI และมีปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดไม่น้อยกว่า 50 เมกะวัตต์ต่ออาคาร การตั้งเกณฑ์ในระดับที่สูงมากเช่นนี้ทำให้เกิดคำถามถึงความเท่าเทียม เนื่องจากผู้ประกอบการในภาคอุตสาหกรรมอื่นๆ เช่น กลุ่มอิเล็กทรอนิกส์หรือยานยนต์ ที่มีความต้องการพลังงานสะอาดเพื่อตอบโจทย์มาตรการ CBAM แต่มักจะมีโหลดการใช้งานต่ำกว่า 50 เมกะวัตต์ จะยังไม่สามารถเข้าถึงกลไก TPA นี้ได้

สถาบันวิจัยเพื่อการพัฒนาประเทศไทย (TDRI) ได้นำเสนอข้อเสนอแนะที่น่าสนใจและมีความเป็นไปได้ทางปฏิบัติมากกว่า โดยเสนอให้ลดเกณฑ์ขนาดการใช้ไฟฟ้า (Size Threshold) สำหรับผู้ที่เข้าร่วมโครงการ TPA ในระยะที่ 1 ลงมาอยู่ที่ 3 เมกะวัตต์ ทำให้กลุ่มอุตสาหกรรมที่ได้รับผลกระทบจาก CBAM คิดเป็น 14% ของความต้องการไฟฟ้าทั้งหมดและกลุ่มอุตสาหกรรมอื่นๆ อีก 27% สามารถเข้าถึงการแข่งขันภายในปี พ.ศ. 2573

การใช้เกณฑ์นี้ยังเป็นการสร้างสนามแข่งขันที่เท่าเทียม (Level Playing Field) ช่วยป้องกันภาวะอุตสาหกรรมย้ายฐานการผลิต ส่งเสริมให้ไทยเป็นศูนย์กลางการผลิตสีเขียวของภูมิภาคได้อย่างแท้จริง มากกว่าการจำกัดสิทธิ์ไว้เพียงกลุ่มทุนเฉพาะกลุ่มที่มีโหลดการใช้ไฟฟ้ามหาศาล

ข้อเสนอเชิงนโยบาย

2. ปรับปรุงโครงสร้างอัตราค่าบริการค่าผ่านสาย (Wheeling Charge) ให้เป็นธรรมและ คิดคำนวณตามความต้องการสูงสุด (Peak MW)

ร่างข้อกำหนดของสำนักงาน กกพ. สำหรับโครงการ TPA และ Direct PPA เสนออัตราค่าบริการผ่านสาย Wheeling Charge ที่สูงถึง 1.12-2.52 บาทต่อหน่วย (ขึ้นอยู่กับระดับแรงดันไฟฟ้า) และหากอัตราที่เรียกเก็บดังกล่าวต่ำกว่าอัตราที่คำนวณได้ตามอัตราค่าความต้องการพลังไฟฟ้าที่เกิดขึ้นในช่วง Peak จะต้องมีการเรียกเก็บอัตราค่าบริการเพิ่มเติมให้ไม่น้อยกว่าค่าความต้องการพลังไฟฟ้าในช่วง Peak ที่เกิดขึ้นจริง (74-210 บาท/กิโลวัตต์/เดือน) อัตราค่าผ่านสายที่สูงมากนี้ อาจจะทำให้กลไก TPA ไม่สามารถทำงานได้ เพราะไม่จูงใจให้เอกชนเข้าร่วม

ในความเป็นจริง ต้นทุนของการบริการส่งผ่านระบบสายส่งส่วนใหญ่เป็นต้นทุนคงที่ ซึ่งได้แก่ ค่าลงทุนในการวางสายส่ง อุปกรณ์หม้อแปลง และเสาไฟฟ้า วิธีที่เหมาะสมที่สุดคือการให้การไฟฟ้าได้รับค่าชดเชยต้นทุนคงที่เหล่านี้นผ่านค่าบริการคงที่ที่สะท้อนภาระสูงสุดที่ผู้ใช้สร้างต่อระบบส่ง/จำหน่าย ในขณะที่ต้นทุนผันแปร เช่น ต้นทุนเชื้อเพลิง ควรได้รับการชดเชยผ่าน ค่าบริการตามปริมาณ ที่ขึ้นอยู่กับปริมาณไฟฟ้าที่ผู้ใช้บริโภค ดังนั้น การกำหนดค่าธรรมเนียมการส่งผ่านสายตามปริมาณการใช้ไฟฟ้า (kWh) จึงไม่สมเหตุสมผล แต่ค่าธรรมเนียมที่อิงตามกำลังไฟฟ้าสูงสุด (peak kW) จะสะท้อนต้นทุนได้แม่นยำกว่า และสร้างแรงจูงใจให้ลูกค้า TPA บริหารจัดการภาระสูงสุดของตนต่อระบบสายส่ง

แนวโน้มและประสบการณ์จากต่างประเทศในปัจจุบัน แสดงให้เห็นถึงการเปลี่ยนแปลงจากการเก็บค่าธรรมเนียมค่าผ่านสายที่อิงตามปริมาณการใช้ไฟฟ้า (kWh) ไปสู่ค่าธรรมเนียมที่อิงตามความต้องการใช้ไฟฟ้า (demand based charges) ซึ่งได้รับการยอมรับมากขึ้นว่าเหมาะสมกว่า เช่น ในสหรัฐอเมริกา ค่าบริการพื้นฐานจะอิงตามความต้องการสูงสุดของลูกค้า (ซึ่งบางกรณีอ้างอิงกับความต้องการสูงสุดของระบบ Coincident Peak) ขณะที่ออสเตรเลียและสหราชอาณาจักรก็กำหนดค่าบริการที่เชื่อมโยงกับความต้องการสูงสุดที่วัดได้ (kW)

การกำหนดค่าธรรมเนียมการส่งและจำหน่าย (T&D) โดยอิงตามกำลังไฟฟ้าสูงสุด (kW) จะช่วยบรรเทาความกังวลของการไฟฟ้าเกี่ยวกับ "การเลิกใช้ระบบสายส่ง" (grid defection) และการสูญเสียรายได้ที่อาจนำไปสู่ "Death Spiral" ความกังวลดังกล่าวมีเหตุผล หากรายได้ระบบ T&D ยังคงอิงตามยอดขาย kWh ที่จะลดลงจากการผลิต RE ซึ่งทำให้ต้องขึ้นอัตราค่าไฟฟ้าสำหรับผู้บริโภคที่ไม่ได้ผลิตไฟฟ้าใช้เอง

อันที่จริง อัตราค่าไฟฟ้าปัจจุบันได้มีการคิดค่าธรรมเนียมสายส่งและจำหน่ายที่อิงตามความต้องการสูงสุดของผู้ใช้ไฟฟ้าที่ใช้อัตรา TOU (Time-of-Use) อยู่แล้ว อัตราค่า T&D นี้ จึงควรถูกนำมาใช้เป็นค่าบริการผ่านสาย (Wheeling Charge) สำหรับลูกค้า TPA ด้วยเพราะเป็นการคิดค่าบริการที่สะท้อนต้นทุนอยู่แล้ว อย่างน้อยก็จนกว่าจะมีการกำหนดอัตราใหม่ที่สะท้อนต้นทุนมากกว่ามาใช้นั้น

ดังนั้น ค่าธรรมเนียมการส่งผ่านสายที่อิงตามโครงสร้างค่าไฟฟ้าปัจจุบัน จะช่วยให้การไฟฟ้าสามารถทำรายได้ได้ตามความต้องการสูงสุดรายเดือนของลูกค้า จึงได้รับการชดเชยอย่างเป็นธรรมตาม capacity ของสายส่งที่ส่งวนไว้สำหรับลูกค้า แม้ว่าโหลดของลูกค้าจะลดลงเนื่องจากการผลิตพลังงานแสงอาทิตย์ในเวลากลางวันก็ตาม

ค่าธรรมเนียมการส่งผ่านสายนี้จะสร้างแรงจูงใจให้ทั้งลูกค้าและผู้ผลิตพลังงานหมุนเวียน (RE) บริหารจัดการรูปแบบการนำเข้าและส่งออกพลังงานของตนอย่างมีประสิทธิภาพ เช่น การใช้แบตเตอรี่เพื่อปรับลดโหลด เพื่อลดความต้องการสูงสุด ซึ่งจะช่วยลดภาระและความจำเป็นในการขยายระบบส่ง/จำหน่าย นอกจากนี้ โครงสร้างค่าธรรมเนียมดังกล่าวจะเอื้อให้เกิดการแข่งขันที่แท้จริงภายใต้การเข้าถึงเครือข่ายของบุคคลที่สาม (TPA) และสนับสนุนการจัดหาพลังงานที่สะอาดขึ้น โดยไม่ถูกจำกัดด้วยโครงสร้างค่าผ่านสาย (แบบที่อิงตามปริมาณการใช้) ที่แพงมากจนไม่เป็นที่จูงใจ

2. หากประเทศไทยเปิดให้มี TPA เฉพาะในภาคอุตสาหกรรมขนาดใหญ่ จะก่อให้เกิดความไม่เป็นธรรมต่อภาคธุรกิจทั่วไปและผู้ใช้ไฟฟ้ารายย่อยที่จะต้องแบกรับภาระต้นทุนและจมอยู่กับระบบไฟฟ้าเก่าที่พึ่งพาเชื้อเพลิงฟอสซิลและมีราคาแพง

การจำกัดสิทธิ TPA ให้เฉพาะอุตสาหกรรมขนาดใหญ่เพียงกลุ่มเดียวเสี่ยงต่อการสร้าง “ระบบพลังงานสองชนชั้น” ที่ไม่เป็นธรรม โดยบริษัทเอกชนรายใหญ่สามารถเข้าถึงพลังงานหมุนเวียนราคาต่ำได้ ขณะที่ผู้ประกอบการขนาดเล็กและผู้บริโภคทั่วไปกลับต้องแบกรับค่าไฟฟ้าและภาระของระบบไฟฟ้าเดิมที่ล้าสมัยและมลพิษสูง ในขณะเดียวกัน ความกังวลเกี่ยวกับความไม่เท่าเทียมนี้อาจถูกนำมาใช้เป็นข้ออ้างในการชะลอหรือขัดขวางกระบวนการเปิดเสรีภาคพลังงานที่จำเป็นต่อประเทศ

การปล่อยให้เกิดภาวะชะงักงันเช่นทศวรรษที่ผ่านมาจะเป็นสิ่งที่ไม่พึงประสงค์ที่สุด ความล่าช้านี้ส่งผลให้ขีดความสามารถในการแข่งขันของประเทศลดลง อุตสาหกรรมที่ต้องการพลังงานสะอาดหนีไปตั้งถิ่นฐานที่อื่น ต้นทุนพลังงานเพิ่มสูงขึ้นและการลดคาร์บอนไม่เป็นไปตามเป้า ประเทศไทยจำเป็นต้องก้าวข้ามทางตันนี้ให้ได้

ปัจจุบัน การเปิดสิทธิ TPA สำหรับภาคอุตสาหกรรมขนาดใหญ่เพื่อเข้าถึงพลังงานหมุนเวียนกำลังได้รับแรงสนับสนุนอย่างมาก ความท้าทายสำคัญจึงอยู่ที่การออกแบบกระบวนการเปิดเสรีและการลดคาร์บอนในระบบพลังงานให้ครอบคลุมและเป็นประโยชน์ต่อประชาชนทุกภาคส่วน กระบวนการนี้ต้องอาศัย “การทำให้การเปลี่ยนผ่านพลังงานเป็นประชาธิปไตย” อย่างแท้จริง ซึ่งมีลักษณะเป็นธรรม เปิดให้มีส่วนร่วม และมีประสิทธิภาพ เพื่อยกระดับประสิทธิภาพระบบ ลดต้นทุน และบรรลุเป้าหมายด้านสภาพภูมิอากาศของประเทศ

ดังนั้น จึงมีข้อเสนอเชิงนโยบาย 2 ข้อ ดังต่อไปนี้

1. เปิดโอกาสให้ “ชุมชนพลังงาน” ที่มีความพร้อม สามารถเข้าถึงโครงข่ายไฟฟ้าผ่านระบบ Third-Party Access (TPA) เพื่อจัดการพลังงานในพื้นที่ของตน
2. ขยายสิทธิ TPA ไปยังการไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) เพื่อเพิ่มศักยภาพในการให้บริการแก่ผู้ใช้ไฟฟ้ากลุ่มที่ยังไม่สามารถซื้อขายไฟฟ้าโดยตรงได้ภายในปี 2569

ข้อเสนอเชิงนโยบาย

1. เปิดโอกาสให้ “ชุมชนพลังงาน” ที่มีความพร้อม สามารถเข้าถึงโครงข่ายไฟฟ้าผ่านระบบ Third-Party Access (TPA) เพื่อจัดการพลังงานในพื้นที่ของตน

การเปิดโอกาสให้ “ชุมชนพลังงาน” เช่น หมู่บ้านจัดสรร อาคารชุด และองค์กรท้องถิ่น สามารถเข้าถึงโครงข่ายไฟฟ้าผ่านระบบ Third-Party Access (TPA) เป็นก้าวสำคัญในการขับเคลื่อนไทยสู่เศรษฐกิจสีเขียวรูปแบบใหม่ที่มุ่งเน้นนวัตกรรมและประสิทธิภาพ การรวมกลุ่มผู้ใช้ไฟฟ้ารายย่อยหลายรายให้เป็นหน่วยตลาดเดียว Energy Aggregator จะช่วยลดความซับซ้อนทางการบริหาร และเปิดประตูให้ทุนจากภาคประชาชน ธุรกิจ SME และท้องถิ่นที่มีความพร้อม สามารถมีบทบาทการลงทุนและจัดการพลังงานเสริมสร้างประชาธิปไตยทางพลังงาน และช่วยให้ประเทศบรรลุเป้าหมายด้านคาร์บอน

มีแบบอย่างจากต่างประเทศที่สำคัญหลายกรณี เช่น สหภาพยุโรป (EU) และประเทศฟิลิปปินส์ ซึ่งใช้แนวทาง “การเปิดเสรีจากล่างขึ้นบน” (bottom-up) เป็นส่วนประกอบสำคัญหนึ่งในกระบวนการเปิดเสรี โดยอนุญาตให้รัฐบาลท้องถิ่น สหกรณ์ หรือผู้รวบรวมพลังงาน (Energy Aggregators) สามารถเข้าถึงระบบสายส่งไฟฟ้า และทำการซื้อขายไฟฟ้าได้โดยตรง

ในบางกรณี เช่น ฝรั่งเศสและสเปน คอนโดหรือหมู่บ้านจัดสรร สามารถจดทะเบียนเป็นหน่วย “ชุมชนพลังงาน” ได้โดยชอบด้วยกฎหมาย “ชุมชนพลังงาน” (Energy Community) เหล่านี้สามารถใช้สิทธิการเข้าถึงระบบสายส่งบุคคลที่สาม (TPA) เพื่อแบ่งปันพลังงานระหว่างผู้อยู่อาศัย ใช้มาตรการประสิทธิภาพพลังงาน การตอบสนองต่อความต้องการ (demand response) การกักเก็บพลังงาน การชาร์จยานยนต์ไฟฟ้า และพลังงานหมุนเวียน เช่น พลังงานแสงอาทิตย์ เพื่อบริหารจัดการภาระโหลดและการผลิตพลังงานได้อย่างมีประสิทธิภาพ อีกทั้งยังสามารถจัดซื้อไฟฟ้าสีเขียวแบบขายส่งจากแหล่งผลิตที่อยู่ห่างไกลได้ ในสหภาพยุโรป ผู้ประกอบการระบบสายส่งมักมีข้อกำหนดทางกฎหมายให้ลดค่าขนส่งไฟฟ้า (wheeling charge) ให้กับชุมชนดังกล่าว เนื่องจากพวกเขามีส่วนช่วยสร้างสมดุลให้กับระบบไฟฟ้าในระดับท้องถิ่น

ในประเทศไทย มีหลายหน่วยงานที่แสดงให้เห็นถึงความพร้อมและความสนใจอย่างชัดเจนผ่านโครงการ ERC Sandbox และกิจกรรมอื่นๆ เช่น บริษัท เสนาดีเวลลอปเม้นท์ จำกัด ชุมชน T77 ย่านอ่อนนุช เมืองอัจฉริยะมหาวิทยาลัยเชียงใหม่ ชุมชนศรีสังฆาราม จังหวัดอุบลราชธานี และ Saraburi Sandbox นอกจากนี้ ผู้ประกอบการหลายราย เช่น Coral Life โครงการจุฬา สมาร์ทซิตี้ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย และบริษัท กันกุล สเปคตรัม ได้พัฒนานวัตกรรมเทคโนโลยี เช่น ระบบบริหารจัดการพลังงานที่มีประสิทธิภาพสูงและแพลตฟอร์มซื้อขายไฟฟ้า ส่วนที่ยังขาดอยู่คือการเข้าถึงระบบ TPA และใบอนุญาต Community Aggregator

การเปิดให้ TPA “ชุมชนพลังงาน” อาจเริ่มต้นแบบเป็นขั้นตอน โดยเริ่มจาก “ระยะการเรียนรู้” (Learning Period) ในปี 2569 และเริ่มจากกลุ่มที่พร้อมดำเนินการ ในระยะเริ่มต้นนี้ คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) อาจพิจารณายกเว้นค่าปรับความไม่สมดุล (imbalance fees) เป็นเวลา 12 เดือนแรกสำหรับโครงการที่มีกำลังการผลิตไม่เกิน 1 - 3 เมกะวัตต์ เพื่อเป็นแรงจูงใจให้เกิดการทดลอง เก็บข้อมูล และเรียนรู้จากประสบการณ์ เพื่อมาปรับใช้ในการกำหนดแนวทางสำหรับระยะต่อไปของการดำเนินการ

ข้อเสนอเชิงนโยบาย

2. ขยายสิทธิ TPA ไปยังการไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) เพื่อเพิ่มศักยภาพในการให้บริการแก่ผู้ใช้ไฟฟ้ากลุ่มที่ยังไม่สามารถซื้อขายไฟฟ้าโดยตรงได้ภายในปี 2569

แม้ปัจจุบันประเทศไทยจะมีความคืบหน้าในการเปิดเสรีการจัดหาก๊าซธรรมชาติ (Gas TPA) และกำลังก้าวสู่การเปิดเสรีระบบจำหน่ายไฟฟ้า (Distribution TPA) เพื่อให้รายใหญ่เข้าถึงพลังงานหมุนเวียนได้ แต่ "ข้อต่อ" ที่ยังคงเป็นปัญหาการผูกขาดคือ การซื้อขายไฟระหว่าง กฟผ. (EGAT) ในฐานะผู้ซื้อรายเดียวและผู้ขายไฟฟ้าส่ง กับ กฟน. และ กฟภ. ซึ่งถูกบังคับให้ต้องซื้อไฟฟ้าจาก กฟผ. เพียงรายเดียวเท่านั้น โครงสร้างนี้ทำให้ กฟน. และ กฟภ. ไม่มีอำนาจในการต่อรองต้นทุนและต้องรับภาระราคาไฟฟ้าส่งที่สูงจากการวางแผนผลิตไฟฟ้าที่ผิดพลาด จนเกิดสภาวะกำลังผลิตสำรองล้นเกิน ซึ่งท้ายที่สุดภาระเหล่านี้จะถูกส่งผ่านไปยังผู้ใช้ไฟฟ้า โดยเฉพาะผู้ใช้ไฟรายย่อยที่ไม่มีทางเลือก (Captive Customers) ผ่านค่า Ft อย่างหลีกเลี่ยงไม่ได้

เพื่อปกป้องผลประโยชน์ของผู้ใช้ไฟฟ้ารายเล็กและลดค่าครองชีพของประชาชน ประเทศไทยจำเป็นต้องก้าวข้ามโมเดลผู้รับซื้อไฟฟ้ารายเดียว (Enhanced Single Buyer) โดยเสนอให้มีการเปิดเสรีระบบส่ง ซึ่งจะช่วยให้ กฟน. และ กฟภ. สามารถจัดหาไฟฟ้าคาร์บอนต่ำที่มีราคาประหยัดได้โดยตรง เพื่อให้การเปิดเสรีพลังงานได้เกิดประโยชน์จากการแข่งขันพลังงานทั้งในด้านราคาที่ถูกลงและอากาศที่สะอาดขึ้น จะส่งผลถึงมือผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งภาคอุตสาหกรรมรายใหญ่ ภาคธุรกิจ SME และภาคครัวเรือนอย่างทั่วถึงกัน

รัฐบาลควรประกาศใช้ข้อกำหนด Transmission TPA เพื่ออนุญาตให้ กฟน. และ กฟภ. สามารถจัดหาไฟฟ้าโดยตรงจากผู้ผลิตเอกชน หรือแหล่งพลังงานหมุนเวียนที่คุ้มค่ากว่า แทนการถูกบังคับให้ซื้อจากระบบส่วนกลางของ กฟผ. เพียงอย่างเดียว การปลดล็อกนี้จะสร้างคุณประโยชน์ ดังนี้

- สร้างกลไกการแข่งขันที่แท้จริง: เมื่อ กฟน. และ กฟภ. มีทางเลือก จะเป็นแรงกดดันให้ กฟผ. ต้องปรับปรุงประสิทธิภาพการบริหารจัดการ และระมัดระวังในการเซ็นสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (PPA) ใหม่ ๆ ที่ไม่มีความจำเป็นหรือราคาสูงเกินไป
- ลดปัญหาการแทรกแซงทางการเมือง: การเปิดเสรีการจัดหาจะทำให้กระบวนการจัดทำแผน PDP และการจัดหาพลังงานต้องตั้งอยู่บนพื้นฐานความต้องการใช้จริงและราคาที่แข่งขันได้ ลดโอกาสที่จะเกิดการลอบบี้เพื่อเอื้อประโยชน์ในการเซ็นสัญญา PPA ระยะยาวที่เกินความจำเป็น
- ประโยชน์ตกสู่ผู้บริโภครายย่อย: หาก กฟน. และ กฟภ. สามารถลดต้นทุนการซื้อไฟฟ้าส่ง (Bulk Electricity) ได้ ผู้ใช้ไฟฟ้ารายย่อยที่ไม่มีกำลังพอจะติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปหรือทำ Direct PPA ก็จะได้รับอานิสงส์จากค่าไฟฟ้าที่ถูกส่งผ่านกลไกราคาที่สะท้อนการแข่งขัน

แม้การเปิด TPA ระบบส่งควรจะเร่งทำให้ได้ภายในปี 2569 เพื่อไม่ให้เกิดการวางแผนและสร้างภาระผูกพันที่ไร้ประสิทธิภาพเพิ่มขึ้นอีก แต่การเปลี่ยนแปลงจะค่อยเป็นค่อยไป กฟน. และ กฟภ. จะสามารถจัดหาแหล่งพลังงานได้เอง เมื่อ

1. ความต้องการใช้ไฟฟ้าในพื้นที่บริการของ กฟน. และ กฟภ. ที่มีการเติบโตขึ้น หรือ
2. โรงไฟฟ้าของ กฟผ. ถูกปลดระวาง หรือสัญญาซื้อขายไฟฟ้าที่การไฟฟ้าทั้ง 3 ทำไว้กับผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนได้สิ้นสุดลงตามอายุสัญญา กำลังผลิตไฟฟ้าส่วนที่หายไปนี้จึงจะต้องถูกทดแทนเพื่อไม่ให้เกิดการขาดแคลนไฟฟ้า

ดังนั้น กฟน. และ กฟภ. จะใช้โอกาสนี้ในการเปรียบเทียบราคาและตัดสินใจเลือกที่จะจัดหาพลังงานจากเอกชนโดยตรงหรือจะซื้อผ่าน กฟผ. เพื่อให้มีพลังงานเพียงพอในราคาที่เป็นประโยชน์สูงสุดของผู้บริโภค ทั้งนี้ โดยมีศูนย์ควบคุมความมั่นคงของระบบไฟฟ้า (System Operator) ของ กฟผ. (ซึ่งจะมีแผนเปลี่ยนผ่านเป็นศูนย์ควบคุมระบบอิสระ Independent System Operator) ทำหน้าที่ดูแลเรื่องความเพียงพอและความมั่นคงของระบบพลังงาน

ข้อเสนอเชิงนโยบาย

การเงิน เพื่อรับมือภาวะโลกรวน



โดย สุธณี อาชวานันทกุล

หัวหน้าทีมวิจัย Fair Finance Thailand

และกรรมการผู้อำนวยการ

Climate Finance Network Thailand (CFNT)

สุธณี อาชวานันทกุล เป็นนักวิชาการอิสระ นักเขียนและคอลัมนิสต์ มีความเชี่ยวชาญและสนใจเป็นพิเศษ ในด้านการพัฒนาที่ยั่งยืน ธุรกิจที่รับผิดชอบต่อสังคม และการเงินเพื่อสังคม

ปัจจุบัน ดำรงตำแหน่งหัวหน้าทีมวิจัย Fair Finance Thailand (แนวร่วมการเงินที่เป็นธรรมประเทศไทย) และ กรรมการผู้อำนวยการ Climate Finance Network Thailand (CFNT) ซึ่งเป็นสถาบันวิจัยที่มุ่งเน้น การขับเคลื่อนภาคการเงินไทยให้พร้อมรับมือกับวิกฤตสภาพภูมิอากาศ

แนวร่วมการเงินที่เป็นธรรมประเทศไทย (Fair Finance Thailand: FFT) และ Climate Finance Network Thailand (CFNT) สถาบันวิจัยด้านการเงินเพื่อรับมือกับภาวะโลกรวน เห็นว่า นโยบายด้านการเงินเพื่อรับมือกับภาวะโลกรวน (climate finance) ควรได้รับการบรรจุเป็นนโยบายสำคัญในการหาเสียงของพรรคการเมืองทุกพรรค เนื่องจากผลกระทบจากภาวะโลกเดือด (global boiling) กำลังสร้างความเสียหายต่อสังคมและเศรษฐกิจไทยอย่างชัดเจน อาทิ ผลกระทบจากความร้อนสูงต่อสุขภาพและผลิตภาพในภาคการเกษตรและภาคการก่อสร้าง โดยเฉพาะงานที่ต้องทำกลางแจ้ง ความเสียหายจากภาวะการขาดแคลนน้ำ น้ำท่วม และการกัดเซาะชายฝั่งที่มาจากความแปรปรวนของสภาพภูมิอากาศ ธนาคารโลกประเมินว่า ผลิตภัณท์มวลรวมประชาชาติ (จีดีพี) ของไทยมีแนวโน้มจะลดลง 7-14% ภายในปี ค.ศ. 2050 หากไม่มีการลงทุนเพื่อปรับตัวต่อโลกรวน (climate adaptation) อย่างทัน่วงที และเพียงพอ (World Bank, 2025)

ในเมื่อการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากภาคพลังงานคิดเป็นสัดส่วน 70% ของการปล่อยก๊าซเรือนกระจกของประเทศไทยทั้งประเทศ (Thailand's Fourth Biennial Update Report (BUR4), 2022) การเงินที่รองรับสนับสนุนการเปลี่ยนผ่านพลังงาน (energy transition) สู่ยุคที่พลังงานหมุนเวียน (คาร์บอนต่ำ) เป็นพลังงานกระแสหลัก จึงต้องเป็นส่วนสำคัญของนโยบายการเงินเพื่อรับมือกับภาวะโลกรวน อีกทั้งนโยบายด้านนี้ควรต้องส่งเสริมการเปลี่ยนผ่านพลังงานตามหลัก “การเปลี่ยนผ่านพลังงานที่ยุติธรรม” (Just Energy Transition: JET) เพื่อสร้างความเชื่อมั่นว่าการเปลี่ยนผ่านพลังงานจะไม่ซ้ำเติมความอยุติธรรมและความเหลื่อมล้ำให้เลวร้ายลงกว่าเดิม โดยเฉพาะในยุคที่ความเหลื่อมล้ำในประเทศไทยยังคงรุนแรงและถ่างกว้างขึ้นอย่างต่อเนื่อง โดยล่าสุดในปี 2025 ไทยเป็นหนึ่งในสามประเทศเอเชียเท่านั้น (นอกจาก อินเดีย และ ตุรกี) ที่กลุ่มคนรวยที่สุด 10% มีรายได้สูงกว่าครึ่งหนึ่งของรายได้ประชากรทั้งประเทศ และกลุ่มคนที่มีทรัพย์สินมากที่สุด 10% แรก ถือครองความมั่งคั่งกว่า 65% ของความมั่งคั่งทั้งประเทศ (World Inequality Lab, 2025)

เมื่อคำนึงถึงบริบทข้างต้น FFT ร่วมกับ CFNT ขอนำเสนอนโยบายด้านการเงินและด้านอื่นๆ ที่เกี่ยวข้อง เพื่อขับเคลื่อนการเปลี่ยนผ่านพลังงานที่ยุติธรรม **รวม 7 นโยบาย เพื่อแก้ “ปมปัญหา” ที่สำคัญ 2 ปมดังต่อไปนี้**

ปมปัญหา

1. สถาบันการเงินจำนวนมากยังให้การสนับสนุนทางการเงินแก่โรงไฟฟ้าฟอสซิลและโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดใหญ่ต่อไป
2. โครงการพลังงานหมุนเวียนและมาตรการประสิทธิภาพพลังงาน (Energy Efficiency: EE) โดยเฉพาะโครงการระดับชุมชนและครัวเรือนยังต้องการกลไกสนับสนุนทางการเงิน

1. สถาบันการเงินจำนวนมาก ยังให้การสนับสนุนทางการเงิน แก่โรงไฟฟ้าฟอสซิลและโครงการ โรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดใหญ่ต่อไป

ปมปัญหานี้หลักๆ เกิดจากข้อเท็จจริงที่ว่าสัญญาซื้อขายพลังงาน (Power Purchase Agreement: PPA) ของโรงไฟฟ้าฟอสซิลเอกชนและโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดใหญ่ยังเป็นสัญญาระยะยาวแบบ “ไม่ใช้ก็ต้องจ่าย” (take-or-pay) ที่ผูกมัดให้รัฐคือ กฟผ. ต้องจ่ายค่าความพร้อมจ่ายเต็มจำนวนตามกำลังการผลิต หรือค่าพลังงานขั้นต่ำที่ตกลงกันล่วงหน้าเพื่อการันตีผลตอบแทนการลงทุนให้ผู้ผลิตเอกชน เจื่อนโซดังกล่าวนอกจากจะสร้างภาระค่าไฟให้แก่ประชาชนเกินจำเป็น ในบริบทที่รัฐพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงเกินจริงตลอดสองทศวรรษที่ผ่านมา ยังสร้างแรงดึงดูดที่ยากจะปฏิเสธสำหรับสถาบันการเงิน เนื่องจากทำให้ธุรกิจโรงไฟฟ้าฟอสซิลและโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดใหญ่มีความเสี่ยงที่จะผิมนัดชำระหนี้ต่ำมากจากการการันตีกำไรโดยรัฐ

การแก้ปัญหาดังกล่าวจำเป็นต้องอาศัยนโยบายหลัก 4 นโยบายประกอบกัน ได้แก่

1. เร่งออก พ.ร.บ. โกลรวน และประกาศใช้กลไกราคาคาร์บอนภาคบังคับกับภาคพลังงาน
2. ประกาศว่าโรงไฟฟ้าถ่านหินทุกโรงต้องปลดระวางก่อนกำหนด ภายในปี ค.ศ. 2035
3. คณะทำงาน Thailand Taxonomy ควรนำเกณฑ์ DNSH ใน EU Taxonomy มาใช้กับโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำใน Thailand Taxonomy อย่างครบถ้วน
4. ธนาคารแห่งประเทศไทยกำหนดให้ทุกธนาคารจัดทำแผนการเปลี่ยนผ่าน (transition plan) สำหรับพอร์ตสินเชื่และพอร์ตลงทุนในภาคพลังงาน

1. เร่งออก พ.ร.บ. โกลรวน และประกาศใช้กลไกราคาคาร์บอนภาคบังคับกับภาคพลังงาน

คณะรัฐมนตรีได้มีมติเห็นชอบหลักการ ร่าง พ.ร.บ. การเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ พ.ศ. ... (“พ.ร.บ. โกลรวน”) ในวันที่ 2 ธันวาคม 2568 CFNT มองว่ากฎหมายโกลรวนฉบับแรกของประเทศฉบับนี้คือกฎหมายสำคัญที่จำเป็นต่อการเปลี่ยนผ่านประเทศไทยไปสู่สังคมและเศรษฐกิจคาร์บอนต่ำ ตามเป้าหมายการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิเป็นศูนย์ (Net Zero) ภายในปี พ.ศ. 2093 เนื่องจากกฎหมายฉบับนี้บรรจุเครื่องมือเชิงนโยบายที่สำคัญต่อการจัดประจายการเปลี่ยนผ่าน โดยเฉพาะกลไกราคาคาร์บอน (carbon pricing) อย่างภาษีคาร์บอน และระบบซื้อขายสิทธิปล่อยก๊าซเรือนกระจก (Emissions Trading System: ETS)

อย่างไรก็ดี ไม่มีหลักประกันได้ว่าภายหลังจากที่ พ.ร.บ. ฉบับนี้ผ่านรัฐสภา กลไกราคาคาร์บอนดังกล่าวจะถูกนำมาใช้กับภาคพลังงาน แม้จะเป็นภาคที่ปล่อยก๊าซเรือนกระจกสูงสุดก็ตาม ด้วยเหตุนี้ การเร่งผลักดัน พ.ร.บ. โกลรวน ให้ใช้บังคับเป็นกฎหมายโดยเร็ว จึงต้องกระทำควบคู่ไปกับการประกาศว่าเมื่อกฎหมายผ่านสภาแล้ว รัฐบาลจะผลักดันให้ใช้กลไกราคาคาร์บอนภาคบังคับ ไม่ว่าจะเป็นภาษีคาร์บอนและ/หรือ ETS กับภาคพลังงานโดยเร็ว เพื่อสร้างสนามแข่งขันที่เท่าเทียม (level playing field) และปรับทิศแรงจูงใจทางเศรษฐกิจให้สอดคล้องกับการเปลี่ยนผ่านพลังงาน และการมุ่งหน้าสู่เป้าหมาย Net Zero ซึ่งก็จะเป็นการปรับทิศแรงจูงใจทางการเงินของภาคการเงินไปโดยปริยาย เมื่อโรงไฟฟ้าที่ปล่อยก๊าซเรือนกระจกสูงต้องปรับตัวรับมือกับภาระต้นทุนที่สูงขึ้นจากกลไกราคาคาร์บอนภาคบังคับ

2. ประกาศว่าโรงไฟฟ้าถ่านหินทุกโรงต้องปลดระวางก่อนกำหนด ภายในปี ค.ศ. 2035

แผนการมีส่วนร่วมที่ประเทศกำหนด ฉบับที่ 2 ของไทย (NDC 3.0) ซึ่งส่งให้กับ UNFCCC เมื่อวันที่ 4 พฤศจิกายน 2568 ที่ผ่านมา ระบุชัดเจนว่าประเทศไทยกำหนดเป้าหมายลดก๊าซเรือนกระจกลง 47% ภายในปี 2035 (พ.ศ. 2578) จากปีฐาน ค.ศ. 2019 เพื่อเร่งสู่เป้าหมาย Net Zero ภายในปี ค.ศ. 2050 (พ.ศ. 2593) โดยจะ “ลดการใช้พลังงานจากถ่านหิน” ด้วย เอกสาร NDC 3.0 ระบุว่า การปลดระวางโรงไฟฟ้าถ่านหินก่อนกำหนด (early coal-fired power plant phaseout) มีศักยภาพในการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสูงถึง 6 ล้านตันคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่า (ราว 8.8% ของเป้าหมายการลดก๊าซเรือนกระจกทั้งหมดในภาคพลังงาน 68.1 ล้านตันคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่า) ขณะที่มิตินทุนในการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก (abatement cost) ถูกที่สุดในบรรดาทางเลือกทั้งหมดของการลดก๊าซเรือนกระจกในภาคพลังงาน โดยมีต้นทุนเพียง 11 ดอลลาร์สหรัฐต่อ 1 ตันคาร์บอนไดออกไซด์เท่า่นั้น (กรมการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศและสิ่งแวดล้อม, 2025) อย่างไรก็ตามที่ผ่านมารัฐบาลไทยยังไม่เคยจัดทำแผนการปลดระวางโรงไฟฟ้าถ่านหินก่อนกำหนดที่มีเป้าหมายและตัวชี้วัดชัดเจน

ด้วยเหตุนี้ CFNT จึงเสนอว่ารัฐบาลใหม่ควรประกาศเป็นนโยบายอย่างชัดเจนว่า โรงไฟฟ้าถ่านหินทุกโรงในประเทศต้องปลดระวางก่อนกำหนด ภายในปี ค.ศ. 2035 (ปีเป้าหมายในแผน NDC 3.0 ของประเทศไทย) เพื่อให้สอดคล้องกับแผน NDC 3.0 และสถาปนาความชัดเจนทางนโยบายเพื่อจูงใจให้ภาคการเงินมีส่วนร่วมในการสรรหาโครงสร้างและนวัตกรรมทางการเงินเพื่อสนับสนุนการปลดระวางโรงไฟฟ้าถ่านหินก่อนกำหนดสำหรับลูกค้าธุรกิจ ซึ่งก็จะสอดคล้องกับเป้าหมาย Net Zero ของสถาบันการเงินหลายแห่งเองด้วย

3. คณะทำงาน Thailand Taxonomy ควรนำเกณฑ์ DNSH ใน EU Taxonomy มาใช้กับโครงการ โรงไฟฟ้าพลังน้ำใน Thailand Taxonomy อย่างครบถ้วน

มาตรฐานการจำแนกกิจกรรมที่เป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อม หรือ Thailand Taxonomy ซึ่งไทยมีการจัดทำตั้งแต่ปี 2023 เป็นเครื่องมือทางการเงินที่สำคัญต่อการขับเคลื่อนการเงินเพื่อรับมือกับโลกรวน รวมถึงการเงินเพื่อผลักดันการเปลี่ยนผ่านพลังงาน อย่างไรก็ตาม เนื่องจากโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดใหญ่มีความเสี่ยงอย่างยิ่ง ที่จะสร้างผลกระทบอย่างมีนัยสำคัญ ต่อวัตถุประสงค์ด้านสิ่งแวดล้อมอื่นๆ ใน Thailand Taxonomy นอกเหนือจากการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกเพื่อบรรเทาการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ โดยเฉพาะวัตถุประสงค์ “การใช้ประโยชน์และอนุรักษ์ทรัพยากรน้ำอย่างยั่งยืน” และ “การอนุรักษ์และฟื้นฟูความหลากหลายทางชีวภาพและระบบนิเวศ” เกณฑ์การจัดโครงการชนิดนี้ว่า “เขียว” (เป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อม) จึงต้องมีความรัดกุมเป็นพิเศษ

FFT มองว่าเกณฑ์ใน Thailand Taxonomy สำหรับโครงการไฟฟ้าพลังน้ำยังไม่รัดกุมเพียงพอ โดยเฉพาะยังไม่นำเกณฑ์ใน EU Taxonomy ที่เกี่ยวข้อง โดยเฉพาะเกณฑ์ Do No Significant Harm (DNSH) มาใช้อย่างครบถ้วน ด้วยเหตุนี้ FFT จึงเสนอว่าคณะทำงาน Thailand Taxonomy ควรนำเกณฑ์โครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำใน EU Taxonomy มาใช้อย่างครบถ้วน โดยเฉพาะเกณฑ์ DNSH ข้อต่อไปนี้ (EU Taxonomy, 2025)

- ผู้ดำเนินโครงการลงมือปฏิบัติตามมาตรการบรรเทาผลกระทบทั้งหมดที่เป็นไปได้ทางเทคนิคและมีนัยสำคัญต่อระบบนิเวศ เพื่อลดผลกระทบเชิงลบต่อแหล่งน้ำ แหล่งที่อยู่อาศัยของสิ่งมีชีวิตที่ได้รับการคุ้มครอง และพันธุ์พืชและสัตว์ที่พึ่งพาอาศัยแหล่งน้ำ มาตรการเหล่านี้รวมถึง
 - มาตรการเพื่อรับประกันว่าปลาจะสามารถเดินทางอพยพทั้งต้นน้ำและปลายน้ำ เช่น เครื่องบันไที่เป็นมิตรกับปลา มาตรการระดับหรือลดขนาดปฏิบัติการของเขื่อนให้เหลือน้อยที่สุดในฤดูอพยพหรือวางไข่ของปลา เป็นต้น
 - มาตรการเพื่อลดการไหลของตะกอนให้เหลือน้อยที่สุดและมาตรการบรรเทาความผันผวนระยะสั้นของกระแสน้ำ
 - มาตรการปกป้องหรือส่งเสริมถิ่นที่อยู่อาศัยของสัตว์ป่า
- ผู้ดำเนินโครงการจัดการการประเมินผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่อแหล่งน้ำทั้งหมดในลุ่มน้ำเดียวกัน ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่อถิ่นที่อยู่อาศัยที่ได้รับการคุ้มครอง พันธุ์พืชและสัตว์ที่อาศัยแหล่งน้ำ รวมถึงการวิเคราะห์เส้นทางอพยพของปลา ตลอดจนประเมินผลกระทบสะสมของโครงการใหม่ดังกล่าวกับโครงการอื่นๆ ที่มีอยู่เดิมหรืออยู่ในแผนการก่อสร้างในลุ่มน้ำเดียวกัน

4. ธนาคารแห่งประเทศไทยกำหนดให้ทุกธนาคารจัดทำแผนการเปลี่ยนผ่าน (transition plan) สำหรับพอร์ตสินเชื่อกับพอร์ตลงทุนในภาคพลังงาน

ผลการศึกษาของแนวร่วมการเงินที่เป็นธรรมประเทศไทย (Fair Finance Thailand) พบว่า ณ ต้นปี 2025 มีธนาคารอย่างน้อยสามแห่งที่ประกาศเป้าหมาย Net Zero ขอบเขต 3 (Scope 3) ซึ่งรวมถึงก๊าซเรือนกระจกที่ปล่อยโดยลูกค้าธุรกิจของธนาคารด้วย ได้แก่ ธนาคารกสิกรไทย ธนาคารไทยพาณิชย์ และธนาคารทีเอสบี (Fair Finance Thailand, 2025)

ในระดับหน่วยงานกำกับดูแล ธนาคารแห่งประเทศไทย (ธปท.) ได้ประกาศเปิดตัวโครงการ Financing the Transition: การเงินเพื่อการปรับตัวสู่ความยั่งยืนของภาคธุรกิจ ในเดือนสิงหาคม 2025 ซึ่งธนาคารไทยทุกแห่งล้วนเข้าร่วมโครงการดังกล่าว (ธปท., 2025) อีกทั้ง ธปท. ร่วมกับ หน่วยงานอื่นได้ร่วมกันพัฒนา Thailand Taxonomy เป็นมาตรฐานกลางเพื่อจำแนกกิจกรรมทาง เศรษฐกิจที่เป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อม ซึ่งรวมถึงการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก โดยกิจกรรมในภาคพลังงานถูกรวมอยู่ใน Thailand Taxonomy ตั้งแต่ปี 2023 เป็นต้นมา

ดังนั้น เพื่อรักษาโมเมนตัมทางนโยบายและสร้างแรงจูงใจอย่างเป็นระบบ ให้สถาบันการเงินวางแผน เลิกสนับสนุนธุรกิจพลังงานฟอสซิล FFT และ CFNT จึงเสนอให้ธนาคารแห่งประเทศไทยกำหนดให้สถาบันการเงินทุกแห่งจัดทำแผนการเปลี่ยนผ่าน (transition plan) สำหรับพอร์ตสินเชื่อกับพอร์ตการลงทุนในภาคพลังงาน โดยอ้างอิงแนวปฏิบัติระดับสากล อาทิ A Guide to Transition Plans for Banks: The path from targets to implementation (พฤศจิกายน 2025) ของ UN Environment Programme: Finance Initiative (UNEP FI, 2025)

2. โครงการพลังงานหมุนเวียนและมาตรการประสิทธิภาพพลังงาน (Energy Efficiency: EE) โดยเฉพาะโครงการระดับชุมชนและครัวเรือน ยังต้องการกลไกสนับสนุนทางการเงิน

แม้ว่าพลังงานหมุนเวียนและมาตรการประสิทธิภาพพลังงานหลายประเภทจะมีต้นทุนลดลงเรื่อยๆ จนแข่งขันได้กับพลังงานฟอสซิลแล้วก็ตาม การเข้าถึงกลไกทางการเงินที่สนับสนุนการติดตั้งแหล่งผลิตพลังงานหมุนเวียนและมาตรการประสิทธิภาพพลังงาน โดยเฉพาะพลังงานแสงอาทิตย์ยังเป็นอุปสรรคสำคัญสำหรับภาคครัวเรือน งานวิจัย “ใช้พลังมวลชน: เพิ่มการเข้าถึงเงินทุนเพื่อติดตั้งโซลาร์ครัวเรือนด้วยโมเดลคราวด์ฟันดิงในไทย” ของ CFNT ในปี 2024 พบว่า การเข้าถึงแหล่งเงินทุนสำหรับการติดตั้งแผงโซลาร์บนหลังคายังเป็นเรื่องยุ่งยากและท้าทายสำหรับภาคครัวเรือน โดยเฉพาะการขอสินเชื่อเพื่อติดตั้งแผงโซลาร์ อาทิ ความไม่สอดคล้องระหว่างประเภทสินเชื่อกับการใช้งานจริง เนื่องจากโดยทั่วไป ธนาคารจะจัดสินเชื่อสำหรับการติดตั้งแผงโซลาร์ไว้ในหมวดหมู่สินเชื่อบ้าน เรียกร่องกรรมสิทธิ์ในที่อยู่อาศัยเป็นหลักทรัพย์ค้ำประกัน การจัดประเภทแบบนี้จำกัดการเข้าถึงสำหรับครัวเรือนที่มีรายได้น้อย ทำให้ผู้ที่รายได้สูงเท่านั้น ที่จะสามารถเข้าถึงการติดตั้งแผงโซลาร์ได้ ยังไม่นับปัญหาพื้นฐานที่ครัวเรือนรายได้น้อยมักประสบปัญหาอยู่แล้วในการเข้าถึงสินเชื่อในระบบ (CFNT, 2024)

เพื่อก้าวข้ามข้อจำกัดและอุปสรรคในการเข้าถึงแหล่งทุนเพื่อพลังงานหมุนเวียน โดยเฉพาะสำหรับภาคชุมชนและครัวเรือน CFNT มีข้อเสนอนโยบาย 3 ข้อ ดังนี้

1. ออกมาตรการสนับสนุนการผ่อนชำระค่าติดตั้งพลังงานแสงอาทิตย์และอุปกรณ์ประหยัดพลังงานระดับชุมชนและครัวเรือน ผ่านบิลค่าไฟ (On-Bill Financing: OBF)
2. ธนาคารแห่งประเทศไทยประกาศลดน้ำหนักความเสี่ยง (risk weights) สำหรับโครงการพลังงานหมุนเวียนและมาตรการประสิทธิภาพพลังงาน จาก 100% เป็น 50%
3. ทบอวยยกเลิกมาตรการสนับสนุนฟอสซิลโดยรัฐ (subsidies) เปลี่ยนมาให้สิทธิประโยชน์ทางภาษีเพื่อสนับสนุนพลังงานหมุนเวียนและมาตรการประสิทธิภาพพลังงานแทน

ข้อเสนอเชิงนโยบาย

1. ออกมาตรการสนับสนุนการผ่อนชำระค่าติดตั้งพลังงานแสงอาทิตย์และอุปกรณ์ประหยัดพลังงาน ระดับชุมชนและครัวเรือน ผ่านบิลค่าไฟ (On-Bill Financing: OBF)

ผลการทบทวนวรรณกรรมในงานวิจัย “ใช้พลังมวลชน” ของ CFNT พบว่า โมเดลการผ่อนชำระผ่านใบเรียกเก็บค่าสาธารณูปโภค หรือ On-Bill Financing (OBF) คือการผสมผสานกระบวนการชำระคืนเงินต้นให้เป็นส่วนหนึ่งกับการเรียกเก็บค่าสาธารณูปโภคของผู้บริโภคโดยตรง ซึ่งจะช่วยจัดเงินทุนตั้งต้นในการติดตั้งและช่วยให้ผู้บริโภคสามารถผ่อนชำระด้วยเงินที่ประหยัดได้จากภาระค่าไฟฟ้าที่ลดลง โมเดลนี้จัดการกับอุปสรรคทางการเงินที่สำคัญซึ่งขัดขวางการนำระบบแผงโซลาร์ครัวเรือนมาใช้อย่างมีประสิทธิภาพ ประสบความสำเร็จจากการใช้งานในสหราชอาณาจักรและหลายมลรัฐในสหรัฐอเมริกา เช่น แคนซัสและมินิโซตา

ในโครงสร้างนี้ ผู้เล่นหลักคือตัวแทนบริษัทสาธารณูปโภคไฟฟ้าซึ่งแบกรับเงินลงทุนตั้งต้นในการติดตั้งระบบแผงโซลาร์บนหลังคา ผู้บริโภคชำระคืนค่าใช้จ่ายเหล่านี้ผ่านการจ่ายค่าสาธารณูปโภครายเดือน ซึ่งออกแบบมาไม่ให้มากกว่าเงินที่ประหยัดได้จากระบบโซลาร์ ตามแนวคิดที่เรียกว่า “รายจ่ายเท่าเดิม (bill neutrality)” โมเดลนี้ช่วยให้มั่นใจได้ว่าผู้บริโภคจะได้ประโยชน์จากค่าใช้จ่ายด้านพลังงานโดยรวมที่ลดลงทันที โดยไม่มีภาระทางการเงินเพิ่มเติม ยิ่งไปกว่านั้น ภาระการผ่อนชำระจะยึดตามมิเตอร์ค่าสาธารณูปโภคไม่ใช่เจ้าของบ้านที่เป็นปัจเจก ดังนั้น หากมีการขายบ้านไป ภาระผูกพันในการชำระคืนจะโอนไปยังผู้อยู่อาศัยใหม่โดยอัตโนมัติ ช่วยบรรเทาความเสี่ยงจากการย้ายที่อยู่อาศัยของเจ้าของบ้านเดิม (CFNT, 2024)

ในประเทศไทย รัฐสามารถส่งเสริมโมเดล OBF โดยตรง สำหรับพลังงานแสงอาทิตย์และมาตรการประสิทธิภาพพลังงาน ผ่านรัฐวิสาหกิจอย่างการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) และการไฟฟ้านครหลวง (กฟผ.) และให้สิทธิประโยชน์ทางภาษีกับบริษัทผู้ติดตั้งแผงโซลาร์และอุปกรณ์ประหยัดพลังงาน ที่สนใจจะใช้โมเดลการผ่อนชำระดังกล่าว

2. ธนาคารแห่งประเทศไทยประกาศลดน้ำหนักความเสี่ยง (risk weights) สำหรับโครงการพลังงานหมุนเวียนและมาตรการประสิทธิภาพพลังงาน จาก 100% เป็น 50%

เพื่อสะท้อนข้อเท็จจริงที่ว่า โครงการพลังงานหมุนเวียนและมาตรการประสิทธิภาพพลังงานช่วยลดความเสี่ยงจากภาวะโลกรวนได้ดีกว่าโครงการพลังงานฟอสซิล ธปท. สามารถประกาศลดน้ำหนักความเสี่ยง (risk weights) ที่ธนาคารทุกแห่งต้องใช้ในการคำนวณเงินกองทุนต่อสินทรัพย์เสี่ยงสำหรับโครงการและมาตรการดังกล่าว จาก 100% เป็น 50% ซึ่งการลดน้ำหนักดังกล่าวจะส่งผลให้สถาบันการเงินต้องกันเงินสำรองน้อยลงในการให้การสนับสนุนทางการเงินแก่โครงการพลังงานหมุนเวียนและมาตรการประสิทธิภาพพลังงาน ซึ่งก็จะทำให้สถาบันการเงินสามารถลดดอกเบี้ยให้กับลูกค้าที่ขอสินเชื่อเหล่านี้ และมีแรงจูงใจมากขึ้นที่จะคิดค้นนวัตกรรมทางการเงินใหม่ๆ เพื่อสนับสนุนพลังงานหมุนเวียนและมาตรการประสิทธิภาพพลังงานอย่างยั่งยืน

3. กอวยยกเลิกมาตรการสนับสนุนฟอสซิลโดยรัฐ (subsidies) เปลี่ยนมาให้สิทธิประโยชน์ทางภาษี เพื่อสนับสนุนพลังงานหมุนเวียนและมาตรการประสิทธิภาพพลังงานแทน

ตลอดระยะเวลาหลายปีที่ผ่านมา รัฐบาลแทบทุกชุดใช้มาตรการอุดหนุนราคาพลังงานในประเทศอย่างต่อเนื่อง เพื่อบรรเทาภาระค่าครองชีพของประชาชน ยกตัวอย่างเช่น ในปี 2022 ที่ราคาพลังงานในตลาดโลกปรับตัวสูงขึ้นอย่างมากจากการบุกยูเครนของรัสเซีย ระดับการอุดหนุนราคาพลังงานในประเทศของภาครัฐอยู่ที่ประมาณ 19-35% ของราคาเฉลี่ยที่แท้จริง ผลจากการอุดหนุนราคาพลังงานอย่างต่อเนื่อง โดยเฉพาะดีเซล ก๊าซ LPG และบิลค่าไฟฟ้าของครัวเรือน ส่งผลให้กองทุนน้ำมันเชื้อเพลิงและการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) มีภาระต้นทุนพลังงานและหนี้สินที่เพิ่มขึ้นจนกระทบต่อความยั่งยืนทางการเงิน อีกทั้งไม่สอดคล้องกับแผน Net Zero และการเปลี่ยนผ่านพลังงานของประเทศ เนื่องจากสร้างแรงจูงใจให้ใช้พลังงานฟอสซิลต่อไป แทนที่การเปลี่ยนผ่านสู่ยุคของพลังงานหมุนเวียน

ด้วยเหตุนี้ CFNT จึงเสนอว่ารัฐควรทยอยยกเลิกมาตรการสนับสนุนฟอสซิลทุกชนิดเปลี่ยนมาเป็นการให้สิทธิประโยชน์ทางภาษีเพื่อสนับสนุนพลังงานหมุนเวียน และมาตรการประสิทธิภาพพลังงานแทน โดยอาจประยุกต์ใช้บทเรียนและแนวทางของกฎหมาย Inflation Reduction Act (IRA) ในอเมริกา ซึ่งฝ่ายวิจัยของ Goldman Sachs วาณิชธนกิจชื่อดัง เคยประเมินว่ากฎหมาย IRA นี้ฉบับเดียวจะปล่อยเงินอุดหนุนภาครัฐรวมกันมากถึง 1.2 ล้านล้านดอลลาร์สหรัฐ จนถึงปลายปี 2032 ซึ่งเงินจำนวนนี้จะไปขับเคลื่อนการลงทุน กว่า 2.9 ล้านล้านดอลลาร์สหรัฐ ในช่วงเวลาเดียวกัน และมากถึง 11 ล้านล้านดอลลาร์สหรัฐ เมื่อนับถึงปี 2050 การลงทุนมากกว่าครึ่งจะทุ่มลงไปในธุรกิจ พลังงานหมุนเวียน (ไม่นับนิวเคลียร์และพลังงานน้ำ) ส่งผลให้อเมริกาเข้าสู่ “การปฏิวัติพลังงานยุคที่สาม” ได้สำเร็จ โดยคาดว่า พลังงานหมุนเวียนจะมีสัดส่วนสูงกว่า 75% ของระบบพลังงานอเมริกันในปี 2050 (Goldman Sachs, 2023)