ป่าสาละ
FRIEDRICH EBERT STIFTUNG

ทะลุทะลวงวาทกรรมและดราม่าออนไลน์
ด้วย 30 คำถาม-คำตอบสั้นๆ ง่ายๆ
เรื่องพลังงาน ที่คุณอยากรู้แต่ไม่เคยรู้

สฤณี อาชวานันทกุล
ณัฐเมธี สัยเวช
สุณีย์ ม่วงเจริญ

มายาคติพลังงาน

มายาคติพลังงาน

มายาคติพลังงาน

ทะลุทะลวงวาทกรรมและดราม่าออนไลน์
ด้วย 30 คำถาม-คำตอบสั้น ๆ ง่าย ๆ
เรื่องพลังงานที่คุณอยากรู้แต่ไม่เคยรู้

สฤณี อาชวานันทกุล
ณัฐเมธี สัยเวช
สุณีย์ ม่วงเจริญ

ป่าสาละ

FRIEDRICH EBERT STIFTUNG

มายาคติพลังงาน

ผู้เขียน
สฤณี อาชวานันทกุล
ณัฐเมธี สัยเวช
สุณีย์ ม่วงเจริญ

พิมพ์ครั้งแรก มูลนิธิฟรีดริค เอแบร์ท (FES) / บริษัท ป่าสาละ จำกัด, กรกฎาคม 2559
เลขมาตรฐานประจำหนังสือ
978-616-92670-0-3

บรรณาธิการ ณัฐเมธี สัยเวช
ภาพประกอบ ทีปกร วุฒิพิทยามงคล
รูปเล่ม เด็ดเดี่ยว เหล่าสินชัย
ออกแบบปก วรุศม์ เล็กศรีสกุล
ประสานงานการผลิต ศรัณย์ วงศ์ขจิตร

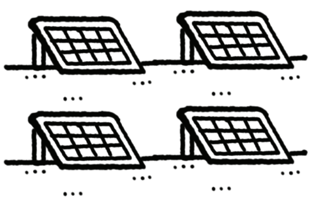
จัดทำโดย

บริษัท ป่าสาละ จำกัด
2 สุขุมวิท 43 แขวงคลองตันเหนือ
เขตวัฒนา กรุงเทพฯ 10110
email: info@salforest.com
website: http://www.salforest.com

มูลนิธิฟรีดริค เอแบร์ท
Friedrich-Ebert-Stiftung (FES)
สำนักงานประเทศไทย
1550 อาคารธนภูมิ ชั้น 23
ถนนเพชรบุรีตัดใหม่ แขวงมักกะสัน
เขตราชเทวี กรุงเทพฯ 10400
email: info@fes-thailand.org
website: www.fes-thailand.org

ข้อมูลทางบรรณานุกรมของสำนักหอสมุดแห่งชาติ
สฤณี อาชวานันทกุล.
มายาคติพลังงาน.-- กรุงเทพฯ : ป่าสาละ, 2559.
232 หน้า.
1. พลังงาน. I. ณัฐเมธี สัยเวช, ผู้แต่งร่วม.
II. สุณีย์ ม่วงเจริญ, ผู้แต่งร่วม. III. ชื่อเรื่อง.
333.79
ISBN 978-616-92670-0-3

สารบัญ



คำนำ

หนึ่งทศวรรษเศษหลังศตวรรษที่ 21 เปิดฉาก "การพัฒนาที่ยั่งยืน" (sustainable development) มิได้เป็นเพียงนามธรรมหรือหลักการสวยหรูอีกต่อไป หากเป็นทิศทางการพัฒนาใหม่ ซึ่งประชาคมโลกมีฉันทามติร่วมกันแล้วว่า จำเป็นต่อการพัฒนาในยุคที่สิ่งแวดล้อมเสื่อมโทรม ภัยธรรมชาติมีแนวโน้มรุนแรงขึ้นเรื่อย ๆ และการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ (climate change) ซึ่งเกิดจากน้ำมือมนุษย์กำลังคุกคามความอยู่รอดของเผ่าพันธุ์มนุษย์และสัตว์

รูปธรรมของ "การพัฒนาที่ยั่งยืน" ในแต่ละประเทศอาจแตกต่างกัน แต่ต้องมุ่งไปในทิศทางเดียวกัน อุตสาหกรรมพลังงานในฐานะอุตสาหกรรมที่ขาดไม่ได้ในการพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมสมัยใหม่ จำเป็นจะต้องเปลี่ยนแปลงชนิดสุดขั้ว จากการผลิตพลังงานสกปรกแบบรวมศูนย์ มาเป็นการผลิตพลังงานสะอาดแบบกระจายศูนย์ แก้ปัญหาสิ่งแวดล้อม ความเหลื่อมล้ำในสังคม และธรรมาภิบาลบกพร่องไปพร้อมกัน

น่าเสียดายที่การถกเถียงเรื่องพลังงานในไทยโดยรวมยังไม่ "กว้าง" และ "ไกล" เท่าที่ควร บ่อยครั้งที่การถกประเด็นระหว่างผู้เห็นต่างลงเอยด้วยการด่าทอ ถากถาง และฟ้องหมิ่นประมาทส่วนบุคคล มากกว่าการแสวงจุดร่วมสงวนจุดต่าง เพื่อหาทางออกร่วมกัน

ในสถานการณ์ข้างต้น หนังสือเล่มนี้เกิดจากความร่วมไม้ร่วมมือ อนุเคราะห์ทั้งเวลาและความรู้อย่างแข็งขันของผู้เชี่ยวชาญด้านพลังงานจำนวนหนึ่งซึ่งไม่ประสงค์จะออกนาม แต่ปรารถนาอย่างแรงกล้าที่จะเห็นภาคพลังงานของไทยเปลี่ยนแปลงกระบวนทัศน์ เข้าสู่ทิศ “พลังงานที่ยั่งยืน” มากขึ้น

คณะผู้เขียนอยากเชื้อเชิญให้คนไทยทุกคน ในฐานะผู้ใช้พลังงาน มาร่วมเป็นส่วนหนึ่งของบทสนทนา ด้วยคำถาม–คำตอบง่าย ๆ 30 ข้อ ที่คณะผู้เขียนหวังว่า จะช่วยคลี่คลาย “มายาคติพลังงาน” ในสังคมไทยลงได้บ้างไม่มากก็น้อย

เนื้อหาในแต่บทอาจไม่ครบถ้วนสมบูรณ์ หรือทันสมัยอย่างที่ควรเป็น แต่คณะผู้เขียนก็หวังว่า อย่างน้อยมันจะช่วยจุดประกายการถกเถียงอภิปรายเรื่องพลังงานในสังคมไทย ให้ “กว้าง” และ “ไกล” กว่าที่แล้วมา

ท้ายนี้ คณะผู้เขียนขอขอบคุณผู้เชี่ยวชาญด้านพลังงานทุกท่านที่เสียสละเวลามาร่วมกันสรรค์สร้างหนังสือเล่มนี้ และขอบคุณ มูลนิธิฟรีดริค เอแบร์ท (FES) ผู้ให้การสนับสนุนการจัดพิมพ์และเผยแพร่

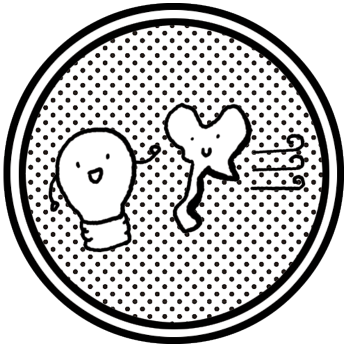
หากมีที่ผิดประการใด ย่อมเป็นความผิดของผู้เขียนในฐานะหัวหน้าโครงการแต่เพียงผู้เดียว ขอให้ทุกท่านมีความสุขกับการอ่านและมาครุ่นคิดถึงอนาคตพลังงานไทยร่วมกัน.

สฤณี อาชวานันทกุล
กรรมการผู้จัดการ ด้านการพัฒนาความรู้
บริษัท ป่าสาละ จำกัด
มิถุนายน 2559

มายาคติพลังงาน


เมืองไทยลมน้อย
จริงหรือไม่
?
ไม่จริง

1



เราอาจไม่เคยรู้สึกว่าประเทศไทย “ลมแรง” ยกเว้นเวลาไปเที่ยวทะเล แต่ในความเป็นจริง ลมไทยก็มีศักยภาพในการผลิตไฟฟ้าไม่น้อยเลย

ธนาคารโลก (World Bank) เคยศึกษาศักยภาพพลังงานลมในภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2544 โดยใช้โปรแกรม MesoMap ซึ่งเป็นการจำลองแบบชั้นบรรยากาศ สภาพภูมิอากาศ ลักษณะภูมิประเทศ รวมถึงอุณหภูมิของประเทศที่จะทำการศึกษาโดยทำการเก็บข้อมูลย้อนหลังเป็นระยะเวลา 4 ปี พบว่าที่ระดับความสูง 65 เมตร ประเทศไทยมีศักยภาพพลังงานลมถึง 149,348 เมกะวัตต์ ในระดับความเร็วลมเฉลี่ย 6-7 เมตรต่อวินาที โดยเฉพาะในเขตพื้นที่บนยอดเขา จังหวัดตาก เทือกเขาเพชรบูรณ์ตั้งแต่หล่มสักจรดจังหวัดชัยภูมิในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ภาคเหนือที่ดอยอินทนนท์ และอ่าวไทยริมฝั่งทะเลทางภาคใต้

ในประเทศไทยเอง กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (พพ.) กระทรวงพลังงาน ก็เคยศึกษาศักยภาพพลังงานลมของไทย เก็บรวบรวมข้อมูลจากหน่วยงานต่าง ๆ ที่เกี่ยวข้อง เช่น กรมอุตุนิยมวิทยา กรมที่ดิน กรมป่าไม้ กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย กองทัพอากาศ ฯลฯ และสรุปผลประเมินตอนหนึ่งว่า “พื้นที่ตั้งแต่จังหวัดประจวบคีรีขันธ์จนถึงปัตตานี ด้านเลียบชายฝั่งทะเลอ่าวไทยมีศักยภาพของกำลังลมที่จะนำมาผลิตไฟฟ้ามากที่สุด คือกว่า 1,600 เมกะวัตต์”

นอกจากนี้ สถาบันวิศวกรไฟฟ้าและวิศวกรอิเล็กทรอนิกส์ (Institute of Electrical and Electronics Engineers: IEEE) องค์กรวิชาชีพระดับโลก ก็เคยเข้ามาศึกษาพลังงานลมนอกชายฝั่ง (รายงานชื่อ “Offshore Wind Resource Assessment of the Gulf of Thailand”)[1] บริเวณอ่าวไทย พบว่าพื้นที่ 320,000 ตารางกิโลเมตร มีความเร็วลมเฉลี่ย 6.5 เมตรต่อวินาที โดยเฉพาะตอนบนของอ่าวไทยมีศักยภาพลมที่จะนำมาผลิตไฟฟ้าได้ถึง 5,000 เมกะวัตต์

....

[1] J. Waewsak, M. Landry and Y. Gagnon, “Offshore Wind Resource Assessment of the Gulf of Thailand,” International Conference and Utility Exhibition 2014 on Green Energy for Sustainable Development (ICUE 2014) Jomtien Palm Beach Hotel and Resort, Pattaya City, Thailand, 19-21 March 2014, เข้าถึงจาก http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=6828899.

วันที่ 4 มิถุนายน พ.ศ. 2558 พพ. นำเสนอข้อมูล (Thailand Integrated Energy Blueprint) สำหรับแผนพัฒนาพลังงานทางทดแทนและพลังงานทางเลือก (Alternative Energy Development Plan: AEDP) ปี พ.ศ. 2558–2579 ว่าประเทศไทยมีศักยภาพพลังงานที่มีความเร็วลมมากกว่า 6 เมตรต่อวินาที สามารถนำมาผลิตไฟฟ้าได้มากถึง 14,000 เมกะวัตต์

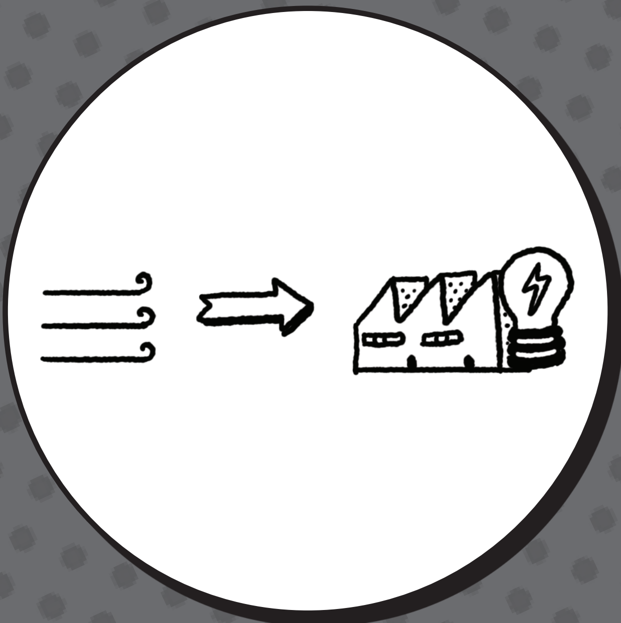
อย่างไรก็ดี เป้าหมายในแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2558–2579 (PDP 2015) ได้กำหนดให้มีการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมเพียง 3,002 เมกะวัตต์เท่านั้น น้อยกว่าศักยภาพที่ พพ. ระบุถึง 4.7 เท่า โดยอธิบายเหตุผลไว้ในแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าฯ ว่า “เนื่องจากมีปัญหาในเชื่อมต่อไฟฟ้ากับระบบจำหน่ายของการไฟฟ้า (การไฟฟ้านครหลวง/การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค) บางช่วงเวลาที่ผู้ใช้ไฟฟ้ามีความต้องการไฟฟ้าน้อยกว่าพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จะทำให้เกิดกระแสไฟฟ้าไหลย้อนกลับเข้าระบบส่งไฟฟ้า (การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย) ซึ่งจะส่งผลต่อความมั่นคงของระบบไฟฟ้าในอนาคต”

จากข้อมูลข้างต้นจะเห็นว่า ประเทศไทยมีศักยภาพลมเพื่อนำมาผลิตไฟฟ้าพลังงานลมเป็นจำนวนมากโดยเฉพาะภาคใต้ แต่ที่เรายังไม่ได้ใช้ศักยภาพนั้นอย่างเต็มที่ เนื่องจากติดข้อจำกัดเรื่องระบบจำหน่ายและระบบส่งไฟฟ้าของการไฟฟ้าทั้งสามแห่ง ซึ่งได้แก่ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.)

การลงทุนเพื่อก้าวข้ามข้อจำกัดเหล่านี้ เช่น โครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (smart grid) และการปรับเปลี่ยนลำดับความสำคัญของ

ประเภทพลังงาน ให้ความสำคัญกับพลังงานที่ใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลน้อยลง เพิ่มความสำคัญกับพลังงานหมุนเวียนอย่างลมมากขึ้น รวมทั้งเพิ่มประสิทธิภาพของระบบส่งไฟฟ้า จึงเป็นก้าวสำคัญสู่การใช้ศักยภาพลมอย่างเต็มที่ในอนาคต

อ่านรายละเอียดเพิ่มเติมได้ใน
คำถามข้อ 6: ระบบส่งไฟฟ้า
(กริด) “เต็มแล้ว” จริงหรือไม่?




เรายังมีศักยภาพ
อีกมากในการนำ
ของเหลือในภาคเกษตร
มาผลิตพลังงานชีวมวล
จริงหรือไม่
?
จริง

2

“ชีวมวล” หมายถึงสารอินทรีย์ทั่วไปในธรรมชาติที่สะสมพลังงานเอาไว้ และเราดึงพลังงานนั้นมาใช้ประโยชน์ได้

กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (พพ.) กระทรวงพลังงาน ทำการศึกษาศักยภาพของชีวมวลในประเทศไทย ในปี พ.ศ. 2556 พบว่าทั้งประเทศมีพื้นที่การเพาะปลูกพืชการเกษตร 11 ชนิด รวมเนื้อที่ประมาณ 82 ล้านไร่ ผลผลิตการเกษตรหรือผลพลอยได้จากการเกษตรสามารถนำมาแปลงเป็นกำลังผลิตไฟฟ้าได้ 3,813 เมกะวัตต์ หรือ 13,688 ตัน เทียบเท่าน้ำมันดิบ (kilotonne of oil equivalent: ktoe)

ผลพลอยได้จากการปลูกพืชเกษตรต่าง ๆ ตามตารางข้างต้น จะได้ผลผลิตที่เป็นชีวมวล ดังนี้

ข้าวนาปี/ข้าวนาปรัง

แกลบ
ฟางข้าว

ยางพารา

รากไม้
ขี้เลื่อย
ปีกไม้
ปลายไม้

มันสำปะหลัง

เหง้ามันสำปะหลัง
กากมันสำปะหลัง

อ้อยโรงงาน

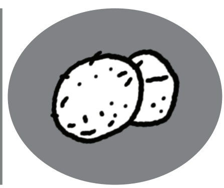
ใบและยอดอ้อย
กากอ้อย

ข้าวโพดเลี้ยงสัตว์

ลำต้นข้าวโพด

ปาล์มน้ำมัน–ผลผลิต

ใบและทางปาล์ม
ทะลายปาล์มเปล่า
กะลาปาล์ม



มะพร้าว

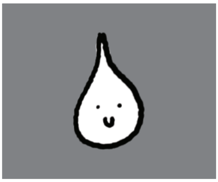
กะลามะพร้าว
เปลือกและกาบมะพร้าว

พืชตระกูลถั่ว	ปาล์มน้ำมันต้น	มะม่วงหิมพานต์
↓	↓	↓
ลำต้น เปลือก และใบถั่วเหลือง	ลำต้นปาล์ม	เปลือกมะม่วงหิมพานต์

ที่มา: ศักยภาพพลังงานทดแทน กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน

จากภาพจะเห็นว่า ของเหลือในภาคเกษตรสามารถนำไปใช้ผลิตพลังงานได้หลากหลายรูปแบบ คำถามต่อไปคือ ของเหลือแบบไหนที่นำมาใช้ผลิตพลังงานได้ “ดีที่สุด” ?

คำตอบอยู่ใน "องค์ประกอบ" ของเชื้อเพลิงและสัดส่วนของธาตุหลักในชีวมวล ซึ่งมีดังต่อไปนี้

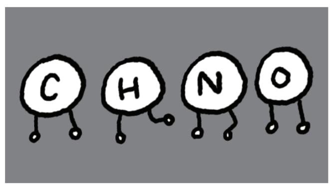


Moisture คือ ความชื้นหรือน้ำ

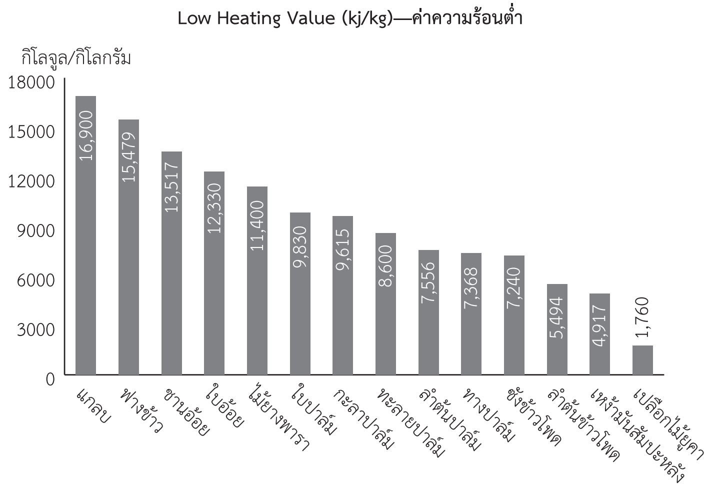
Volatile Matter คือ ส่วนที่เป็นสารระเหย

Fixed Carbon คือ ส่วนที่ให้ความร้อน ยิ่งมีค่ามากค่าความร้อนยิ่งสูง

Ash คือ ขี้เถ้าหรือส่วนที่เผาไหม้ไม่ได้ ชีวมวลส่วนใหญ่มีสัดส่วนขี้เถ้าน้อย ยกเว้นฟางข้าวและแกลบ มีปริมาณขี้เถ้าค่อนข้างสูงถึง 10–16% ของน้ำหนัก



4 ธาตุหลัก ได้แก่ คาร์บอน ไฮโดรเจน ไนโตรเจน ออกซิเจน และธาตุอื่น ๆ เช่น กำมะถัน คลอรีน ฯลฯ



ที่มา: หนังสือ *ชีวมวล* มูลนิธิพลังงานเพื่อสิ่งแวดล้อม

ยิ่ง “ค่าความร้อนต่อน้ำหนัก” ยิ่งสูง ก็หมายความว่า เรายิ่งต้องใช้ปริมาณเชื้อเพลิงนั้น ๆ น้อยในการเผาไหม้ แปลว่ายิ่งลดต้นทุน และยิ่งมีประสิทธิภาพสูงในการเผาไหม้

จากรูปภาพจะเห็นว่า ณ ความชื้นปรกติของชีวมวล *แกลบ* จะมีค่าความร้อนสูงที่สุดคือ 16,900 กิโลจูลต่อกิโลกรัม นี่เป็นเหตุผลที่เราได้เห็นว่า วันนี้หลายคนนำแกลบไปใช้เป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าหรือการเผาไหม้ในอุตสาหกรรมต่าง ๆ อาทิ โรงปูนซีเมนต์ ตามมาด้วย ฟางข้าว ชานอ้อย ใบอ้อย ตามลำดับ

"วิธีการ" ในการรวบรวมและจัดการกับของเหลือเพื่อนำมาผลิตพลังงานชีวมวลก็สำคัญ ถ้าหาวิธีที่เหมาะสมได้ ก็จะสามารถสร้างประโยชน์ต่อธุรกิจและสิ่งแวดล้อมด้วย

ยกตัวอย่าง ใบอ้อยและยอดอ้อยมีค่าความร้อน (LHV) ถึง 12,330 กิโลจูลต่อกิโลกรัม (ตามแผนภาพประกอบ) และวันนี้ทั้งประเทศมีศักยภาพที่จะนำมาผลิตไฟฟ้าได้ถึง 1,553.20 เมกะวัตต์ (ข้อมูล ปี พ.ศ. 2556)

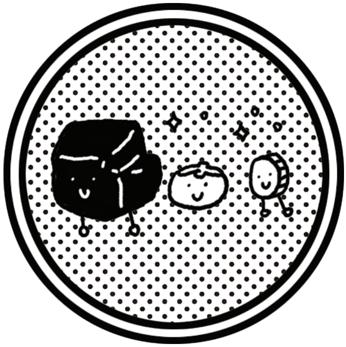
เพียงแต่ต้องหาวิธีการรวบรวมใบอ้อยและยอดอ้อยมายังโรงงานน้ำตาลโดยไม่มีการเผา ซึ่งจะทำให้โรงงานน้ำตาลได้เชื้อเพลิงในราคาที่ไม่แพง สามารถใช้เป็นเชื้อเพลิงเสริมในการผลิตไฟฟ้า โรงงานได้อ้อยสดมีคุณภาพเพราะไม่ถูกเผา ทำให้สภาพแวดล้อมดีขึ้นเพราะไม่มีมลพิษจากการเผาใบอ้อยและยอดอ้อย

สำหรับชีวมวลที่มีความชื้นหรือมีน้ำมาก เช่น กากปาล์ม และกากมันสำปะหลัง ก็สามารถนำมาย่อยสลายโดยการหมักในสภาวะไร้ออกซิเจน (anaerobic digestion) ทำให้ได้ก๊าซชีวภาพที่ใช้ผลิตไฟฟ้าได้เช่นกัน


C H N O


ไฟฟ้าจากถ่านหิน
ถูกจริงหรือไม่
?
ไม่จริง

3



ตามแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยล่าสุด พ.ศ. 2558–2579 (PDP 2015) การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ได้วางแผนที่จะสร้างโรงไฟฟ้าถ่านหินจำนวน 9 โรง กำลังการผลิตรวม 7,365 เมกะวัตต์ ในจำนวนนี้ 3,000 เมกะวัตต์ ตามแผน จะใช้ถ่านหินนำเข้าประเภทซับบิทูมินัส และเลือกใช้เทคโนโลยีการเผาไหม้ถ่านหินบด (pulverized coal combustion) เป็นเชื้อเพลิงในการผลิตกระแสไฟฟ้าระดับ “ultra supercritical” ซึ่งเป็นเทคโนโลยีที่มีประสิทธิภาพสูง

กฟผ. เรียกโรงไฟฟ้าถ่านหินในแผนว่า “โรงไฟฟ้าถ่านหินสะอาด” และคาดว่าต้นทุนการผลิตกระแสไฟฟ้าด้วยถ่านหินจะออกมาไม่เกิน **2.67 บาทต่อหน่วย**

อย่างไรก็ตาม “ถ่านหินสะอาด” หรือ clean coal ในหลักการสากลจะต้องใช้ชุดเทคโนโลยีที่เน้นการ “ลด” การปล่อย

ก๊าซเรือนกระจก โดยเฉพาะคาร์บอนไดออกไซด์ให้ได้มากที่สุด เช่น เทคโนโลยีการดักจับและกักเก็บคาร์บอน (Carbon Capture and Storage: CCS) ซึ่งสามารถดักจับคาร์บอนไดออกไซด์ได้มากถึง 90% ของปริมาณที่ปล่อย

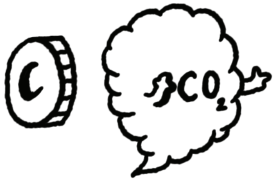
แต่แผนการก่อสร้างโรงไฟฟ้าถ่านหินของ กฟผ. มิได้พูดถึงเทคโนโลยี "ลด" คาร์บอน พูดถึงแต่ "ประสิทธิภาพ" ในการผลิตเท่านั้น จึงไม่สมควรจะใช้คำว่า "โรงไฟฟ้าถ่านหินสะอาด" ในการโฆษณา

ในความเป็นจริง การผลิตไฟฟ้าจากถ่านหินอาจก่อให้เกิดต้นทุนด้านสังคมและสิ่งแวดล้อม เช่น มลพิษทางอากาศอันส่งผลต่อระบบทางเดินหายใจ และการสะสมของโลหะหนักซึ่งอาจปนเปื้อนในแหล่งน้ำที่ชุมชนใช้ เป็นต้น

นอกจากนี้ ในตัวเลขต้นทุนของการผลิตไฟฟ้าจากถ่านหิน กฟผ. ยังไม่ได้คำนึงถึง "ต้นทุนทางสังคม" จากการปล่อยคาร์บอนไดออกไซด์ออกสู่ชั้นบรรยากาศ หรือที่เรียกว่า Social Cost of Carbon ซึ่งรวมถึงต้นทุนทางสิ่งแวดล้อมที่เกิดจากการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ (climate change)

วันนี้ การคำนวณต้นทุนทางสังคมของคาร์บอนไม่ได้เป็นเพียงทฤษฎีเท่านั้น แต่มีการนำมาใช้จริงและส่งผลต่อการดำเนินนโยบายของรัฐบาลหลายประเทศ

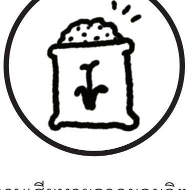
ยกตัวอย่างเช่น รัฐบาลสหรัฐอเมริกาคำนวณต้นทุนทางสังคมด้วยการคำนวณมูลค่าผลกระทบจากโลกร้อนในอนาคต คิดลดกลับมาเป็นมูลค่าปัจจุบัน ณ ปีที่เริ่มมีการจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบเชิงพาณิชย์ (Commercial of Operate Date: COD) โดยใช้อัตราคิดลดต่าง ๆ ใน



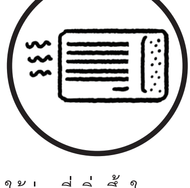
Social Cost of Carbon หมายถึง ประมาณการมูลค่าความเสียหายทางสังคมจากการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ โดยหลักประกอบด้วยความเสียหายดังต่อไปนี้

❶ ความเสียหายทางกายภาพจากระดับน้ำทะเลที่สูงขึ้น ซึ่งก่อให้เกิดปัญหาน้ำท่วม

❷ ความเสียหายด้านค่ารักษาพยาบาล ซึ่งสูงขึ้นจากสุขภาพที่เลวร้ายลง



❸ ความเสียหายจากผลผลิตทางการเกษตรที่ลดลง



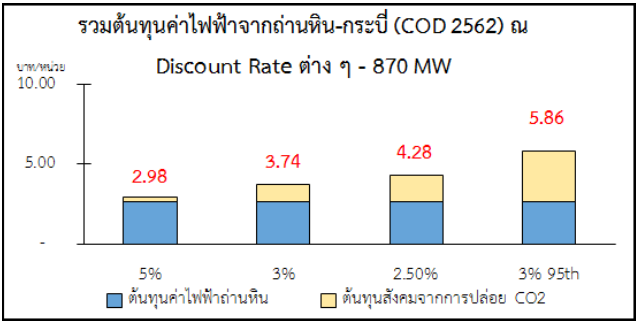
❹ ค่าใช้จ่ายที่เพิ่มขึ้นในการทำความร้อน

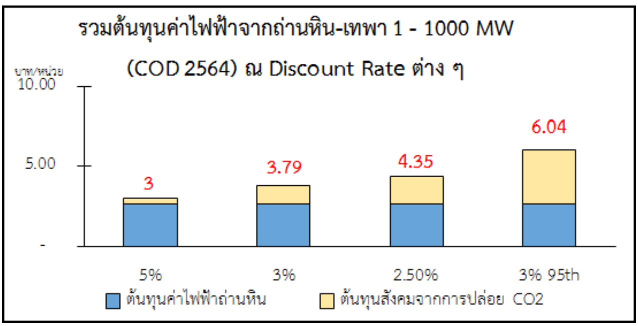
หลายฉากทัศน์ (scenarios) ได้แก่ 5% 3% 2.5% และ 3% โดยใช้ค่าเงินดอลลาร์สหรัฐ ณ ปี ค.ศ. 2007

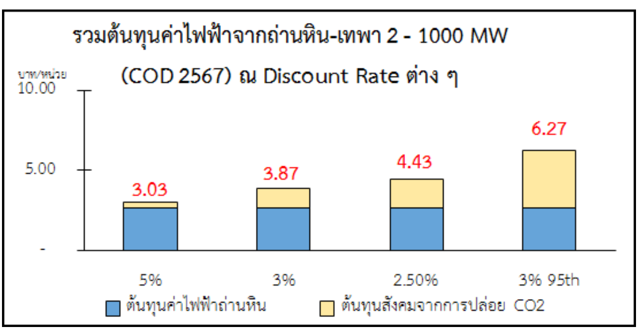
เราสามารถนำตัวเลข "ต้นทุนคาร์บอน" ของรัฐบาลสหรัฐอเมริกาใช้ มาใช้กับโรงไฟฟ้าถ่านหินในแผนของ กฟผ. ได้ดังนี้

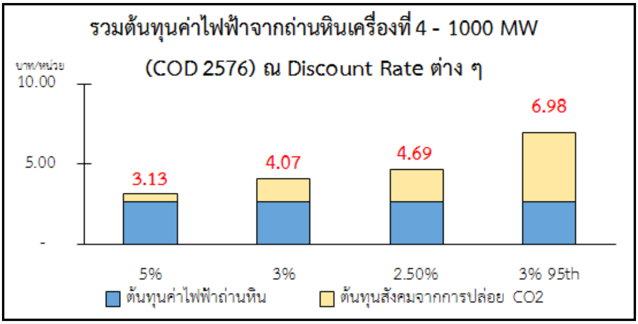
❶ โรงไฟฟ้าถ่านหินเทคโนโลยีการเผาไหม้ถ่านหินบด ตามแผน กฟผ. มีการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์อยู่ที่ 738 กรัมต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง ซึ่งตัวเลขนี้นับเป็นเฉพาะการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ภายในโรงไฟฟ้าเท่านั้น ยังไม่ได้มีการคำนวณรวมถึงการขุดเหมืองถ่านหิน การขนส่งถ่านหิน การลำเลียงถ่านหิน และกระบวนการต่าง ๆ ในช่วงระยะเวลาก่อสร้าง

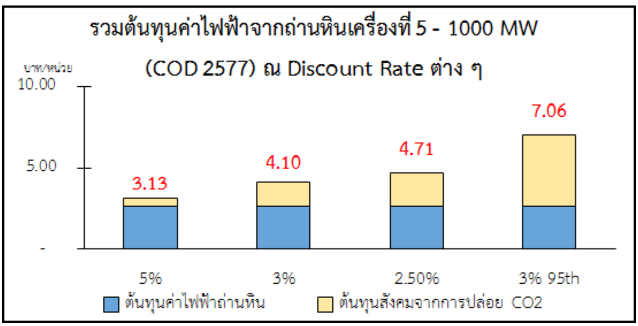
❷ นำมูลค่าต้นทุนสังคมของคาร์บอน หรือ Social Cost of Carbon จากเอกสาร *Technical Update of the Social Cost of Carbon for Regulatory Impact Analysis* ของ Interagency Working Group on Social Cost of Carbon ของรัฐบาลสหรัฐอเมริกามาแปลงโดยใช้อัตราแลกเปลี่ยนเฉลี่ย ณ ปี ค.ศ. 2007 เท่ากับ 34.6 บาทต่อดอลลาร์สหรัฐ จากธนาคารแห่งประเทศไทย และต้นทุนค่าไฟฟ้าถ่านหิน 2.67 บาทต่อหน่วย ตามตัวเลขประมาณการของ กฟผ. จะได้ต้นทุนค่าไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าถ่านหิน 5 โรง ในแผนของ กฟผ. ณ อัตราคิดลด (discount rate) ต่าง ๆ ดังภาพประกอบ


รวมต้นทุนค่าไฟฟ้าจากถ่านหิน-กระบี่ (COD 2562) ณ
Discount Rate ต่าง ๆ - 870 MW
บาท/หน่วย
10.00
5.00
-
2.98
3.74
4.28
5.86
5%
3%
2.50%
3% 95th
ต้นทุนค่าไฟฟ้าถ่านหิน
ต้นทุนสังคมจากการปล่อย CO2


รวมต้นทุนค่าไฟฟ้าจากถ่านหิน-เทพา 1 - 1000 MW
(COD 2564) ณ Discount Rate ต่าง ๆ
บาท/หน่วย
10.00
5.00
-
3
3.79
4.35
6.04
5%
3%
2.50%
3% 95th
ต้นทุนค่าไฟฟ้าถ่านหิน
ต้นทุนสังคมจากการปล่อย CO2


รวมต้นทุนค่าไฟฟ้าจากถ่านหิน-เทพา 2 - 1000 MW
(COD 2567) ณ Discount Rate ต่าง ๆ
บาท/หน่วย
10.00
5.00
-
3.03
3.87
4.43
6.27
5%
3%
2.50%
3% 95th
ต้นทุนค่าไฟฟ้าถ่านหิน
ต้นทุนสังคมจากการปล่อย CO2





จากภาพดังกล่าวจะเห็นว่า การผลิตไฟฟ้าจากถ่านหินไม่ได้มีราคา “ถูก” เลย ถ้าหากเรารวมต้นทุนจากการปล่อยก๊าซคาร์บอน-ไดออกไซด์ที่ส่งผลกระทบต่อการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ

และในกรณีนั้น <u>ต้นทุนรวมของโรงไฟฟ้าถ่านหินจะอยู่ระหว่าง 2.98–7.06 บาทต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง</u>


C
CO2


ไฟฟ้าจากเขื่อน
ถูกจริงหรือไม่
?
ไม่จริง

4

ไฟฟ้าจากเขื่อนไม่ถูก โดยเฉพาะในกรณีที่เราซื้อจากเขื่อนต่างประเทศ เพราะต้องลงทุนในระบบส่งไฟฟ้ามาจากต่างแดน

โครงสร้างค่าไฟฟ้าที่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) รับซื้อจากโครงการพลังน้ำขนาดใหญ่จากต่างประเทศนั้นประกอบด้วยอัตราค่าไฟฟ้า 3 ส่วน ซึ่ง กฟผ. รับประกันการรับซื้อทั้งหมด 100% ทั้งส่วนที่เป็น "พลังงานหลัก" หรือ Primary Energy และ "พลังงานรอง" หรือ Secondary Energy

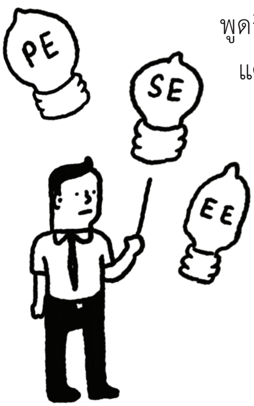
❶ **Primary Energy (PE)** คือ พลังงานไฟฟ้าที่บริษัทผู้ผลิตและจำหน่ายไฟฟ้าแจ้งและพร้อมผลิตไม่เกิน 16 ชั่วโมงต่อวัน ระหว่างเวลา (06.00–22.00 น.) ในช่วงวันจันทร์ถึงวันเสาร์ โดยมีการกำหนดอัตราค่าไฟฟ้า 2 อัตรา ชำระเป็นสกุลเงินบาทและเงินดอลลาร์สหรัฐ ณ อัตราแลกเปลี่ยนปัจจุบัน

❷ **Secondary Energy (SE)** คือ พลังงานไฟฟ้าส่วนที่เกินจาก PE ในวันจันทร์ถึงวันเสาร์ ไม่เกินวันละ 5.35 ชั่วโมง

❸ **สำหรับวันอาทิตย์** กฟผ. รับประกันการรับซื้อไฟฟ้าไม่เกิน 21.35 ชั่วโมง

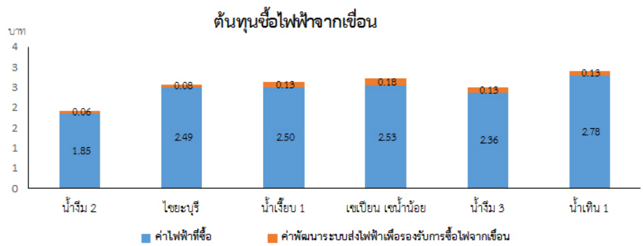
❹ **Excess Energy (EE)** คือ ค่าพลังงานไฟฟ้านอกเหนือจาก PE และ SE

ซึ่งในแต่ละโครงการจะมีอัตรา PE, SE และ EE แตกต่างกัน



เวลาพูดถึงต้นทุนไฟฟ้าจากเขื่อนต่างประเทศ กฟผ. มักจะพูดถึงเฉพาะ “ค่าไฟฟ้า” ที่รับซื้อจากเขื่อนเท่านั้น แต่ในความเป็นจริง จะต้องมีการสร้างระบบส่งไฟฟ้าเพื่อรองรับการรับซื้อจากโครงการไฟฟ้าพลังน้ำต่างประเทศต่าง ๆ ด้วย

ทำให้เมื่อรวมต้นทุนของระบบส่งแล้ว ค่าไฟฟ้าที่ซื้อจากเขื่อนต่างประเทศจะมีต้นทุนต่อหน่วยเพิ่มขึ้นราว 6-18 สตางค์ ดังรายละเอียดตามกราฟต่อไปนี้



นอกจากต้นทุนค่าซื้อไฟฟ้าและระบบส่งแล้ว ไฟฟ้าจากเขื่อนยังมีต้นทุนจากผลกระทบภายนอก (externalities) ซึ่งเกิดกับสังคมและสิ่งแวดล้อมรอบเขื่อนและอ่างเก็บน้ำ เช่น การสูญเสียพื้นที่ราบเป็นอ่างเก็บน้ำซึ่งส่งผลให้ระบบนิเวศเปลี่ยนแปลงไป หากพื้นที่ดังกล่าวมีชุมชนอยู่อาศัยก็จำเป็นต้องให้ชุมชนนั้นอพยพออก ซึ่งอาจนำไปสู่การละเมิดสิทธิมนุษยชน โดยเฉพาะของชนกลุ่มน้อยในท้องถิ่น

การสร้างเขื่อนยังอาจส่งผลให้ปลาบางชนิดสูญพันธุ์เนื่องจากโดนปิดกั้นเส้นทางอพยพไปยังพื้นที่วางไข่ ซึ่งก็จะทำให้ชุมชนที่อยู่โดยรอบสูญเสียแหล่งโปรตีนสำคัญ นอกจากนี้ เขื่อนยังเป็นตัวกักตะกอนซึ่งเป็นปุ๋ยตามธรรมชาติที่สะสมจากต้นน้ำ อีกทั้งการปล่อยน้ำจากเขื่อนเป็นการรบกวนการไหลตามธรรมชาติของแม่น้ำ เกิดเป็นสภาวะน้ำที่ขึ้นลงอย่างคาดเดาไม่ได้ ซึ่งบางครั้งทำให้พื้นที่เกษตรกรรมเสียหาย ส่งผลต่อวิถีวัฒนธรรมของชุมชนที่อยู่ริมแม่น้ำ และอาจกระทบต่อการคมนาคมทางเรือ

ต้นทุนเหล่านี้ แม้ว่าจะไม่ถูกรวมอยู่ในค่าไฟฟ้าที่เราต้องจ่าย แต่ก็เป็น “ต้นทุนทางอ้อม” ที่ชุมชนท้องถิ่นต้องจ่าย และสุดท้ายเราในฐานะผู้เสียภาษีก็อาจต้องร่วมจ่ายเมื่อรัฐต้องเจียดงบประมาณมาแก้ไขหรือบรรเทาปัญหา และยังเป็นความเสี่ยงต่อความมั่นคงทางพลังงานในอนาคต หากภาครัฐหรือภาคเอกชนผู้

เป็นเจ้าของเขื่อนตัดสินใจหยุดดำเนินการเนื่องจากเผชิญกับผลกระทบทางสังคมและสิ่งแวดล้อมที่สูงเกินไป

ทั้งหมดนี้ทำให้ไฟฟ้าจากเขื่อน อาจไม่ได้มีราคา “ถูก” เท่ากับที่เราคิด

อ่านรายละเอียดเพิ่มเติมได้ใน คำถามข้อ 26: ปลาว่ายขึ้น “ลิฟต์ปลา” ของเขื่อนใหญ่ได้จริงหรือไม่? และคำถามข้อ 27: เขื่อนขนาดใหญ่ไม่สร้างปัญหาตะกอนจริงหรือไม่

หลักการคำนวณ

1. การคำนวณค่า PE ในส่วนอัตรารับซื้อไฟฟ้าสกุลเงินดอลลาร์สหรัฐ ให้เป็นสกุลเงินบาทไทย โดยใช้อัตราแลกเปลี่ยนเฉลี่ยย้อนหลัง 1 ปี (ระหว่างเดือน ก.ค. 2557 – ก.ค. 2558) เท่ากับ 32.8091 บาทต่อดอลลาร์สหรัฐ (ที่มา: ธนาคารแห่งประเทศไทย) และนำมารวมกับค่า PE ในส่วนที่เป็นสกุลเงินบาทรวมเป็นอัตราค่าไฟฟ้าในส่วนที่เป็น PE

2. คำนวณหาชั่วโมงที่ซื้อตลอดทั้งปี
   a. จำนวนชั่วโมงตลอดทั้งปีในส่วนของ PE วันจันทร์ถึงวันเสาร์ = (365 – 52) * 16 = 5,008 ชั่วโมง
   b. จำนวนชั่วโมงตลอดทั้งปีในส่วนของ SE วันจันทร์ถึงวันเสาร์ = (365 – 52) * 5.35 = 1,674.55 ชั่วโมง
   c. จำนวนชั่วโมงตลอดทั้งปีที่เป็นวันอาทิตย์ = 52 * 21.35 = 1,110.20 ชั่วโมง
   d. รวมจำนวนชั่วโมงตลอดทั้งปี = (5,008 + 1,674.55) + 1,110.20 = 7,792.75 ชั่วโมง

❸ คำนวณหาค่าไฟฟ้าเฉลี่ยที่รับซื้อต่อหน่วยในแต่ละวัน

a. ค่าไฟฟ้าเฉลี่ยที่รับซื้อต่อหน่วยในวันจันทร์ถึงวันเสาร์ = [(PE*2a) + (SE*2b)] / 6,682.55

b. ค่าไฟฟ้าเฉลี่ยที่รับซื้อต่อหน่วยในวันอาทิตย์ = [SE * 2c] / 2c

❹ อัตราค่าไฟฟ้าเฉลี่ยที่ซื้อไฟฟ้าจากเขื่อน

= [3a + 3b] บาทต่อหน่วย

❺ ค่าระบบส่งไฟฟ้าที่ลงทุนเพื่อรองรับการรับซื้อไฟฟ้าจากเขื่อนโครงการพลังน้ำต่างประเทศ

= มูลค่าเงินลงทุนระบบส่งไฟฟ้า/หน่วยไฟฟ้าที่ระบบส่งไฟฟ้ารองรับ

❻ อัตราค่าไฟฟ้าเฉลี่ยสำหรับการรับซื้อไฟฟ้าจากเขื่อนโครงการพลังน้ำต่างประเทศ

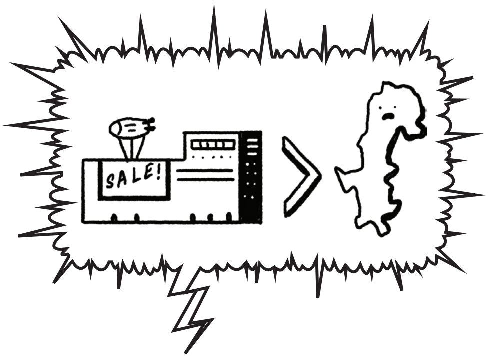
= อัตราค่าไฟฟ้าเฉลี่ยที่ซื้อไฟฟ้าจากเขื่อน + อัตราค่าไฟฟ้าที่ลงทุนระบบส่งไฟฟ้า


PE
SE
EE

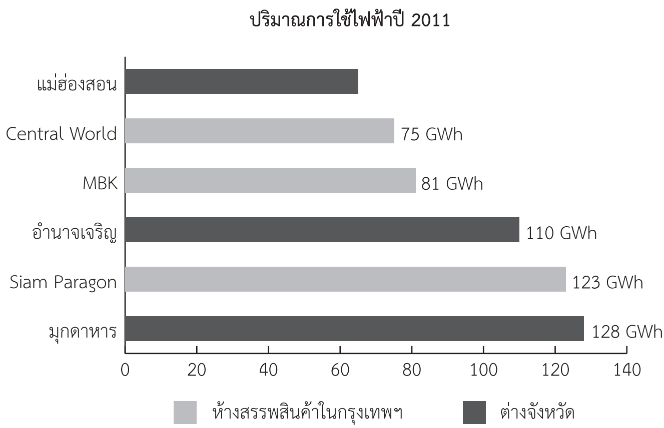

การประหยัดพลังงานทำให้เราเดือดร้อนจริงหรือไม่
?
ไม่จริง

5

ปัจจุบันพลังงานอยู่รอบตัวเรา เนื่องจากเรามีการใช้อุปกรณ์ไฟฟ้าและอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์ต่าง ๆ เพื่ออำนวยความสะดวกในการดำเนินชีวิตประจำวัน อุปกรณ์เหล่านี้มีการใช้พลังงานไฟฟ้าเป็นจำนวนมาก การเดินทางในชีวิตประจำวันก็ต้องใช้พลังงานน้ำมันสำหรับการเดินทางด้วยระบบล้อ หรือใช้พลังงานไฟฟ้ากรณีที่เดินทางโดยระบบราง ได้แก่ รถไฟฟ้า รถไฟใต้ดิน รวมถึงการไปซื้อของตามร้านค้า ห้างสรรพสินค้า ซูเปอร์มาร์เก็ต อาคารต่าง ๆ เหล่านี้ก็มีการใช้พลังงานเป็นจำนวนมาก



รู้หรือไม่ว่า ห้างสรรพสินค้าหรูหราในกรุงเทพฯ บางแห่งใช้ไฟฟ้ามากกว่าคนในจังหวัดแม่ฮ่องสอนทั้งจังหวัดถึงเกือบสองเท่า!



แผนภูมิเปรียบเทียบการใช้พลังงานไฟฟ้าของห้างสรรพสินค้ากับบางจังหวัดของไทย

ที่มา: เว็บไซต์ quartz และ Mekong Commons

การใช้พลังงานขั้นสุดท้ายจำแนกตามสาขาเศรษฐกิจ ม.ค. – มิ.ย. 2558

การใช้พลังงานขั้นสุดท้ายจำแนกตามสาขาเศรษฐกิจ	ปริมาณ (พันตันเทียบเท่าน้ำมันดิบ)			อัตราการเปลี่ยนแปลง (ร้อยละ)	
	ม.ค.–มิ.ย. 2556	ม.ค.–มิ.ย. 2557	ม.ค.–มิ.ย. 2558	ม.ค.–มิ.ย. 2556	ม.ค.–มิ.ย. 2557
1. สาขาเกษตรกรรม	1,982	1,994	2,081	0.6	4.4
2. สาขาอุตสาหกรรม	14,073	14,163	14,233	0.6	0.5
3. สาขาบ้านอยู่อาศัย	5,736	5,778	6,024	0.7	4.3
4. สาขาธุรกิจการค้า	2,748	2,762	2,884	0.5	4.4
5. สาขาขนส่ง	13,423	13,508	14,656	0.6	8.5
รวม	37,962	38,205	39,878	0.6	4.4

ตารางแสดงการใช้พลังงานจำแนกตามสาขาเศรษฐกิจ

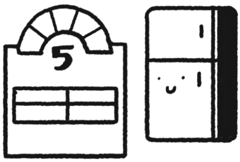
ที่มา: กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน

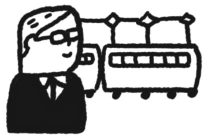
จากตารางด้านบนจะเห็นได้ว่าสาขาอุตสาหกรรม คือ โรงงานและอุตสาหกรรมต่าง ๆ มีการใช้พลังงานมากที่สุดเมื่อเทียบกับสาขาอื่น ๆ

การใช้พลังงานของทุกภาคส่วนมีการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ออกสู่ชั้นบรรยากาศ ส่งผลต่อการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ ซึ่งวันนี้เป็นปัญหาสิ่งแวดล้อมที่เร่งด่วนที่สุดในโลก ดังนั้นทุกคนจำเป็นจะต้องมีส่วนร่วมในการประหยัดพลังงาน ใช้พลังงานอย่างรู้คุณค่า โดยปรับเปลี่ยนพฤติกรรมการใช้พลังงาน ไม่ใช่แต่เพียง

ทำกิจกรรมร่วมกัน เช่นปิดไฟฟ้าเป็นเวลา 1 ชั่วโมง พร้อมกันทั่วประเทศเพียงอย่างเดียว

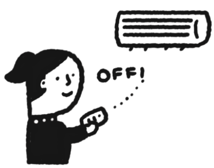
ประชาชนทั่วไปอย่างเราสามารถประหยัดพลังงานด้วยการเปลี่ยนพฤติกรรมง่าย ๆ ที่ทำเป็นประจำอย่างสม่ำเสมอ โดยไม่ต้องเดือดร้อนอะไรเลย ยกตัวอย่างเช่น

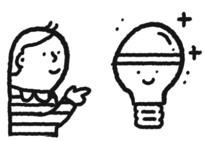




1 หากจะเปลี่ยนแปลงอุปกรณ์ไฟฟ้าหรืออุปกรณ์ความร้อน ก็ควรเลือกใช้ผลิตภัณฑ์ที่มีฉลากเบอร์ 5 เนื่องจากมีประสิทธิภาพประหยัดพลังงานสูง

2 การเดินทางโดยระบบขนส่งมวลชน ทั้งระบบล้อและระบบราง เช่น รถเมล์ รถไฟฟ้า รถไฟใต้ดิน รถไฟ รวมถึงการขี่จักรยานไปซื้อของที่ตลาดหรือไปที่ทำงาน





3 ถอดปลั๊กอุปกรณ์ไฟฟ้าทุกครั้งเมื่อไม่ใช้งาน

4 ปิดแอร์ พัดลม ไฟฟ้าทุกครั้งหากไม่มีคนอยู่ในห้อง บ้าน หรือสำนักงาน

5 เปลี่ยนหลอดไฟฟ้าให้เลือกใช้หลอด LED

สำหรับภาคอุตสาหกรรม อาคาร โรงงาน สามารถประหยัดพลังงานได้ในทางที่เพิ่มประสิทธิภาพในการใช้พลังงาน เท่ากับเป็นการลดต้นทุนการผลิตไปในตัว

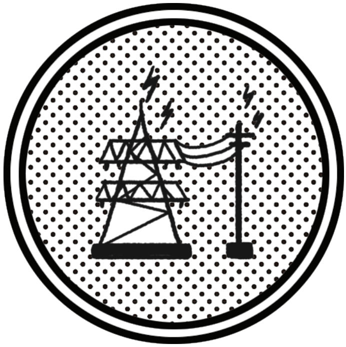
ตามร่างแผนอนุรักษ์พลังงาน พ.ศ. 2558–2579 ภาครัฐตั้งเป้าลดความเข้มข้นการใช้พลังงาน (energy intensity) ลงร้อยละ 30 ในปี พ.ศ. 2579 จากปี พ.ศ. 2553 โดยจะผลักดันมาตรการต่าง ๆ เพื่อให้เกิดการประหยัดพลังงาน 51,700 ตันเทียบเท่าน้ำมันดิบ แบ่งเป็นลดการใช้พลังงานไฟฟ้าคิดเป็น 7,641 ตันเทียบเท่าน้ำมันดิบหรือ 89,672 ล้านหน่วย และลดพลังงานความร้อนคิดเป็น 44,509 ตันเทียบเท่าน้ำมันดิบ ซึ่งมีทั้งกลยุทธ์ภาคบังคับ (compulsory program) ตามมาตรการตาม พ.ร.บ. ส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน พ.ศ. 2550 กลยุทธ์ภาคความร่วมมือ (voluntary program) และกลยุทธ์การสนับสนุน (complementary program) ซึ่งต้องมีระบบจัดการพลังงานที่มีประสิทธิภาพ

การประหยัดพลังงานสามารถก่อให้เกิดการประหยัดเงินเป็นมูลค่าถึง 8.5 ล้านล้านบาท สามารถลดปริมาณไฟฟ้าได้ถึง 6,496,518,000,000 กิโลวัตต์ชั่วโมง (conversion base: 1 ktoe = 11,630,000 kWh) หรือคิดเป็นการประหยัดค่าไฟฟ้าถึงหน่วยละ 1.31 บาท (8.5 ล้านล้านบาท/6,496,518,000,000)

ถ้าประหยัดได้ เราก็ไม่จะจำเป็นต้องก่อสร้างโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิลเพิ่มแต่อย่างใด


ระบบส่งไฟฟ้า (กริด) “เต็มแล้ว” จริงหรือไม่
?
จริงเฉพาะบางพื้นที่

6



ปัจจุบัน ระบบส่งไฟฟ้า (กริดไฟฟ้า) ของไทยยังใช้ไม่เต็มศักยภาพ แต่มีข้อจำกัดสำหรับการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในประเทศ บางภูมิภาคในประเทศไทยไม่สามารถรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนได้แล้ว

ตารางที่ 1 แสดงสถานะของระบบส่งไฟฟ้าที่เหลือเพื่อรองรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในช่วงปี พ.ศ. 2559–2561 จะเห็นได้ว่าในเขตภูมิภาคต่างจังหวัดสามารถรองรับการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในปี พ.ศ. 2559 จำนวน 1,628 เมกะวัตต์ ปี 2560 ได้ถึงปีละ 1,628 เมกะวัตต์ และในปี พ.ศ. 2561 ได้ถึง 2,008 เมกะวัตต์ และในเขตกรุงเทพฯ และปริมณฑลสามารถรองรับการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในปี พ.ศ. 2559 ได้ถึงปีละ 1,767 เมกะวัตต์ ปี พ.ศ. 2560 ได้ถึงปีละ 1,815 เมกะวัตต์ และในปี พ.ศ. 2561 ได้ถึง 1,870 เมกะวัตต์ หรือรวมประมาณปีละ 3,300 ถึง 3,800 เมกะวัตต์

อย่างไรก็ตาม เมื่อมองย่อยลงมาในระดับภาค พบว่าระบบสายส่งของภาคตะวันออกเฉียงเหนือในปี พ.ศ. 2559–2560 มีศักยภาพเต็มแล้ว เนื่องจากในช่วงที่ผ่านมามีการรับซื้อไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนจากต่างประเทศและไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเป็นจำนวนมาก ถึงแม้ กฟผ. จะมีแผนก่อสร้างและปรับปรุงระบบส่งไฟฟ้าในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ แต่ศักยภาพระบบสายส่งสำหรับภาคตะวันออกเฉียงเหนือคงเหลือในปี พ.ศ. 2561 มีเพียง 240 เมกะวัตต์เท่านั้นที่สามารถรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในประเทศได้

ตารางที่ 1: ศักยภาพระบบโครงข่ายไฟฟ้าปี พ.ศ. 2559–2561

(หน่วย : เมกะวัตต์)

ปี / เขต	2559	2560	2561
รวมเขตภูมิภาค (ภาคเหนือ ภาคกลาง ภาคตะวัน-ออกเฉียงเหนือ ภาคตะวันออก รอบเขตกรุงเทพฯ ภาคใต้ และภาคตะวันตก)	1,628	1,628	2,008
เขตกรุงเทพฯ และปริมณฑล	1,767.2	1,815.3	1,870.3
รวม	3,395.20	3,443.30	3,878.30

ที่มา: มติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ ครั้งที่ 2/2558 (ครั้งที่ 2) วันพฤหัสบดีที่ 14 พฤษภาคม 2558

หมายเหตุ

ในการคำนวณศักยภาพระบบโครงข่ายไฟฟ้า ปี พ.ศ. 2559–2561 นั้น ภาครัฐได้คำนึงถึงสมมติฐานและศักยภาพระบบส่งไฟฟ้าตามแผนต่าง ๆ ของภาครัฐแล้ว ดังนี้

❶ ข้อมูลพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้ารายสถานี และข้อมูลโรงไฟฟ้าตามแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า PDP 2010 Rev.3

❷ สถานะข้อมูล ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (Very Small Power Producer: VSPP) ณ วันที่ 24–25 เมษายน 2558 จาก กฟภ.

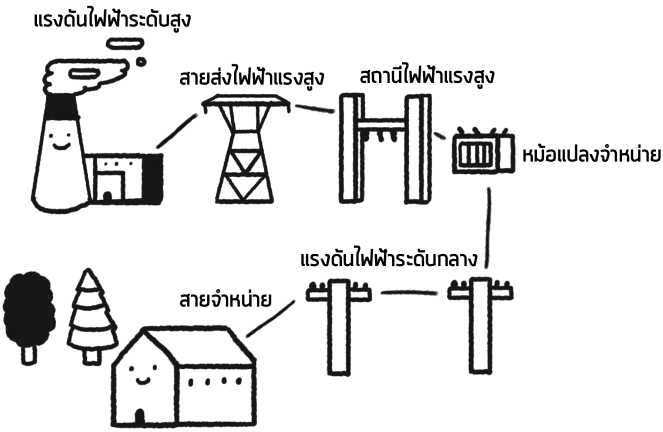
❸ งานก่อสร้างและปรับปรุงระบบส่งของ กฟผ. กำหนดให้แล้วเสร็จตามแผนพัฒนาระบบส่งไฟฟ้า

❹ พิจารณาการเดินเครื่องของโรงไฟฟ้าหลักจากเหตุผลด้านความมั่นคงและราคาต้นทุนการผลิตไฟฟ้า

❺ การศึกษาเฉพาะการไหลของกำลังไฟฟ้า แต่ไม่ได้พิจารณาเรื่องค่ากระแสลัดวงจร

วันนี้ประเทศไทยยังใช้ระบบการจัดการไฟฟ้าแบบรวมศูนย์ (centralized system) คือ มีการควบคุมและจัดการระบบผลิตไฟฟ้าโดยมีระบบสั่งการเดินเครื่องจากส่วนกลางเพียงแห่งเดียว ไฟฟ้าที่ผลิตจะถูกส่งผ่านระบบสายส่ง (transmission system) ของ กฟผ. กระจายออกไปยังผู้ใช้ที่อยู่ห่างไกลทั่วประเทศผ่านสายส่งที่เชื่อมโยงโรงไฟฟ้าแรงสูงไปยังสถานีย่อย (substation) ของการไฟฟ้าฝ่าย

จำหน่าย ซึ่งได้แก่ การไฟฟ้าส่วนนครหลวง (กฟน.) และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) และผ่านหม้อแปลงไฟฟ้าเพื่อลดระดับแรงดันไฟฟ้าจากไฟฟ้าแรงสูงเป็นไฟฟ้าแรงดันระดับกลางหรือระดับแรงดันต่ำเพื่อจำหน่ายไฟฟ้าดังกล่าวให้แก่ประชาชนต่อไป



การผลิตไฟฟ้าแบบรวมศูนย์

นอกจากนี้ การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายทั้งสองแห่งยังเป็นผู้รับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (Very Small Power Producer: VSPP) และจำหน่ายไปยังประชาชนในพื้นที่ที่รับซื้อตามสายส่งของ กฟภ. และ กฟน. แต่หากปริมาณไฟฟ้าที่รับซื้อมีมากเกินไป ณ สถานี

ย่อยของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายที่เชื่อมโยงกับระบบสายส่งของ กฟผ. จะทำให้ปริมาณไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนไหลย้อนกลับเข้าไปในระบบสายส่งของ กฟผ.

ในระดับหม้อแปลง Feeder ของ กฟภ. และ กฟน. มีศักยภาพรองรับการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในปี พ.ศ. 2560 ถึง 32,139 เมกะวัตต์ แต่สถานีไฟฟ้าย่อยของ กฟภ. และ กฟน. ที่เชื่อมต่อกับระบบส่งไฟฟ้าของ กฟผ. นั้น สามารถรองรับได้เพียงครึ่งเดียวของระดับหม้อแปลง Feeder

และเมื่อเราดูต่อไปถึงระบบส่งไฟฟ้าของ กฟผ. จะเหลือศักยภาพระบบไฟฟ้าที่สามารถรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนได้เพียง 3,473 เมกะวัตต์เท่านั้น[1]

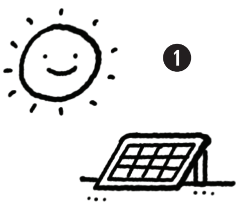
ที่ผ่านมา ตัวเลขเป้าหมายการรับซื้อพลังงานหมุนเวียนเข้ากริดไฟฟ้าถูกกำหนดโดยการตัดสินใจเชิงนโยบายของรัฐมากกว่าประเด็นทางเทคนิค โดยจะเห็นได้จากการที่แผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้า (PDP) กำหนดให้ลงทุนขยายกริดเพื่อรองรับการซื้อไฟฟ้าจากโครงการพลังน้ำในประเทศเพื่อนบ้านมากกว่าโครงการพลังงานหมุนเวียนในไทยหลายเท่า

....

[1] การรับฟังความคิดเห็นระหว่างวันที่ 23–29 กรกฎาคม 2558 เกี่ยวกับ (ร่าง) ประกาศคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน เรื่อง การรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก โครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน (ไม่รวมโครงการพลังงานแสงอาทิตย์) ในแบบ Feed-in Tariff พ.ศ. 2558, *กพพ.*, เข้าถึงจาก http://www.erc.or.th/ERCWeb2/Front/PublicHearing/PublicHearingDetail.aspx?rid=240.

สอดคล้องกับนโยบายของภาครัฐในปี พ.ศ. 2558 ที่ประกาศว่า จะรับซื้อไฟฟ้าจากโครงการพลังงานหมุนเวียนต่าง ๆ ซึ่งต้องจำหน่ายไฟฟ้าเข้าระบบเชิงพาณิชย์ภายในปี พ.ศ. 2560 เพียง 4,080.43 เมกะวัตต์ รายละเอียดดังนี้

1

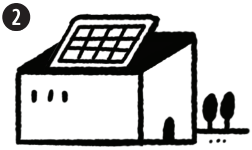


โครงการ
ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดิน (Solar PV Farm) จากระบบ Adder เดิมเปลี่ยนมาเป็นอัตรารับซื้อไฟฟ้าแบบ Feed–in Tariff (โครงการที่ค้างตั้งแต่ปี 2554)

เป้าหมาย (เมกะวัตต์)
2,800

วัน COD
ภายในปี 2558

2



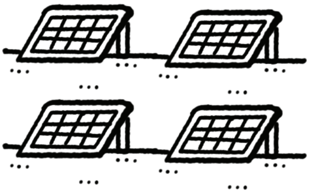
โครงการ
ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคา (Solar PV Rooftop)

เป้าหมาย (เมกะวัตต์)
200

วัน COD*
ภายในปี 2558

*วัน COD คือวันที่จ่ายไฟฟ้าเข้าระบบเชิงพาณิชย์

3



โครงการ

ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์
แบบติดตั้งบนพื้นดิน
(Solar PV Farm)

เป้าหมาย (เมกะวัตต์)

800

วัน COD

กันยายน 2559

4

โครงการ

ชีวมวล

เป้าหมาย (เมกะวัตต์)

189.10

วัน COD

ภายในปี 2560

5

โครงการ

ก๊าซชีวภาพ
(น้ำเสีย/ของเสีย)

เป้าหมาย (เมกะวัตต์)

21.15

วัน COD

ภายในปี 2560

6

โครงการ

ก๊าซชีวภาพ (พืชพลังงาน)

เป้าหมาย (เมกะวัตต์)

70.18

วัน COD

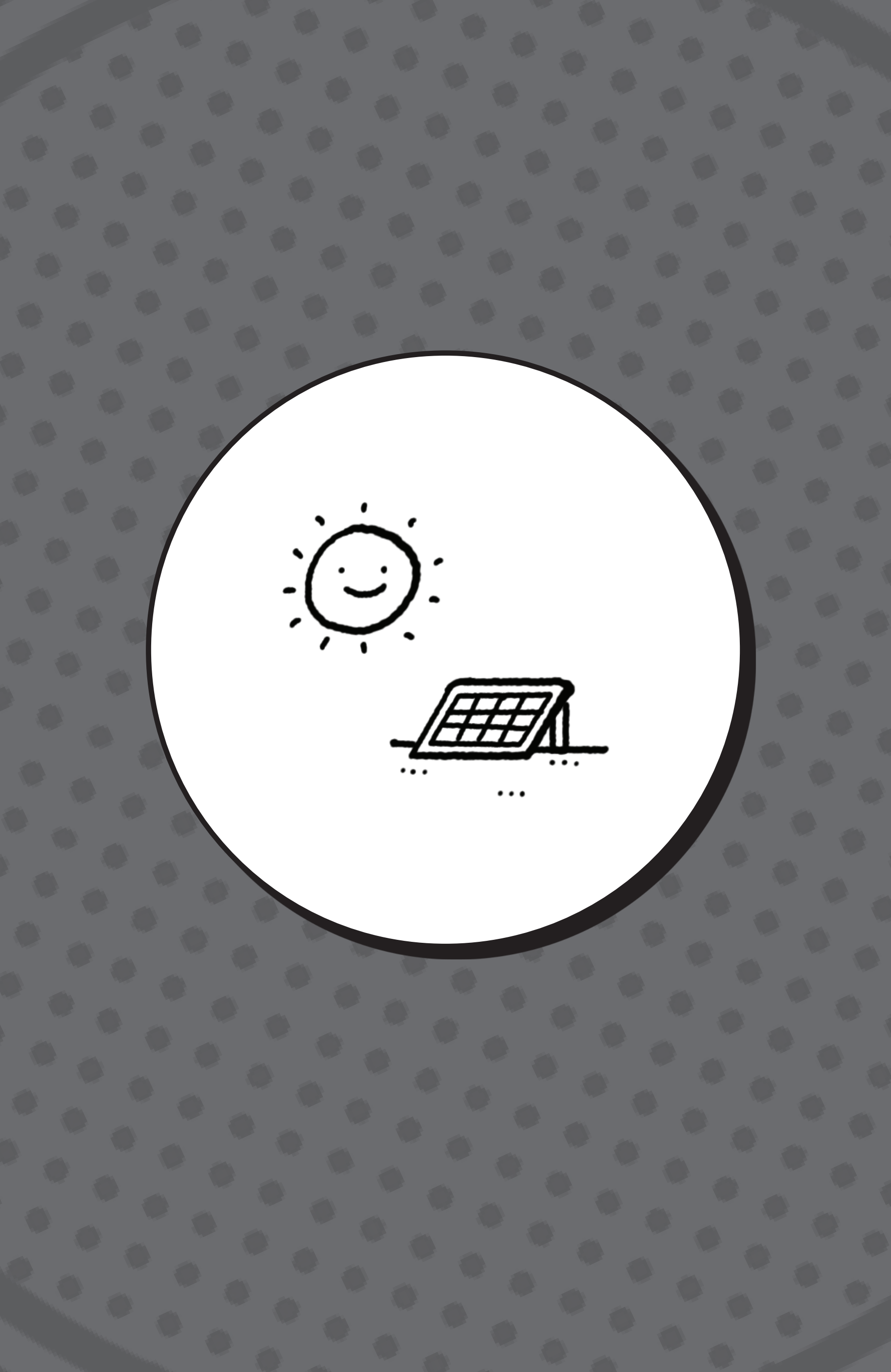
ภายในปี 2560

เป้าหมายรวม 4,080.43 เมกะวัตต์

ที่มา: คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน

หมายเหตุ

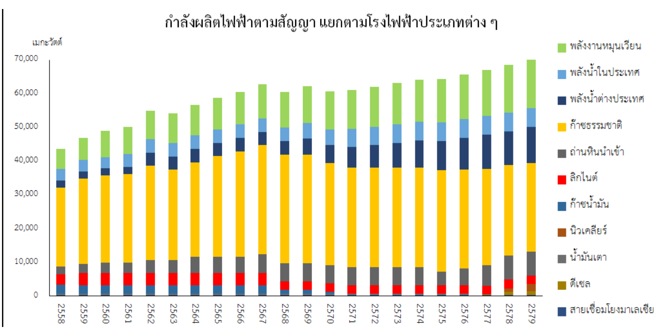
โครงการที่ 3–6 อยู่ระหว่างร่างหลักเกณฑ์การรับซื้อไฟฟ้าและเปิดรับฟังความคิดเห็น และไม่มีการเปิดเผยข้อมูลศักยภาพระบบส่งไฟฟ้าในปี พ.ศ. 2558




เราจำเป็นต้อง
ซื้อไฟฟ้าจากต่าง
ประเทศจริงหรือไม่
?
ไม่จริง

7

จากแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ พ.ศ. 2558–2579 ได้มีการประมาณความต้องการไฟฟ้าสูงสุดของประเทศและได้กำหนดการรับซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าประเภทต่าง ๆ ในช่วงปี พ.ศ. 2558–2579 ดังรายละเอียดในรูปภาพที่ 1



ภาพที่ 1 กำลังผลิตไฟฟ้าตามสัญญาในแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2558–2579

เราสามารถเปรียบเทียบความต้องการไฟฟ้าสูงสุดของประเทศกับกำลังผลิตไฟฟ้าตามสัญญา โดยคำนวณปริมาณไฟฟ้าสำรองตามหลักการของ กฟผ. เกี่ยวกับ "กำลังผลิตไฟฟ้าที่พึ่งได้" (dependable) ของโรงไฟฟ้าที่อยู่ในระบบในช่วงเวลาที่มีความต้องการไฟฟ้าสูงสุด คือในช่วงเวลา 14.00–15.00 น. ตามศักยภาพที่สามารถพึ่งได้ของโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน รายละเอียดตามตาราง

Dependable ของพลังงานหมุนเวียน

สมมติฐานการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า และ PDP 2015

VSPP	Dependable Capacity Factor		% Plant factor
	14:00 – 15:00	19:00 – 20:00	
1) Solar	35%	0%	15-16%
2) Wind	2%	4%	18%
3) Mini Hydro	36%	36%	44%
4) Biomass	36%	37%	70%
5) Biogas	24%	22%	70%
6) Municipal waste	60%	62%	70%
7) Energy Crop	80%	80%	78%
	ช่วงความต้องการไฟฟ้าสูง		

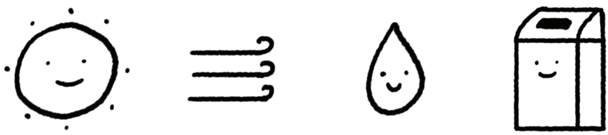
Note : มติที่ประชุมคณะทำงานจัดทำค่าพยากรณ์ไฟฟ้า เมื่อวันที่ 11 ธันวาคม 2557
Dependable Capacity Factor : จากผลการศึกษากำลังผลิตพึ่งได้ โดย กฟผ. ปี 2557
%Plant factor จากข้อมูล Feed in Tariff (ตามที่ พพ เสนอ กพช เมื่อ 16 กรกฎาคม 2557)

ที่มา: การไฟฟ้าฝ่ายผลิต

เนื่องจากรายละเอียดในแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าฯ ไม่มีรายละเอียดของประเภทพลังงานหมุนเวียนที่เข้าระบบในแต่ละปีว่าเป็น

จำนวนเท่าใด เราจึงต้องประมาณการข้อมูลการใช้พลังงานหมุนเวียนแต่ละประเภท ตามสมมติฐานดังนี้

❶ คำนวณหาสัดส่วนของพลังงานหมุนเวียนแต่ละประเภท (ปี 2579)



แสงอาทิตย์	**พลังลม**	**พลังน้ำ**	**ขยะ**
6,000	3,002	3,282.4	500
31%	15%	17%	3%

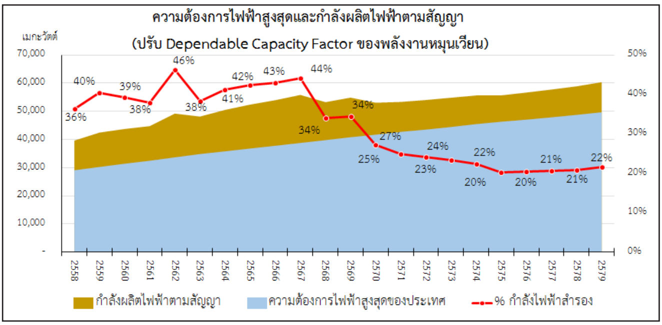
ชีวมวล	**ก๊าซชีวภาพ**	**พืชพลังงาน**	**รวม**
5,570	600	680	19,634.4
28%	3%	3%	100%

ที่มา: แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ (PDP 2015)

❷ ต่อมา นำอัตราเปอร์เซ็นต์จากทั้งหมดไปคูณจำนวนเมกะวัตต์ของพลังงานหมุนเวียนในแต่ละปีในแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าฯ (PDP 2015) เพื่อแยกว่าในแต่ละปีมีพลังงานหมุนเวียนแต่ละประเภท

จำนวนกี่เมกะวัตต์

❸ เมื่อได้ข้อมูลจำนวนเมกะวัตต์กำลังผลิตไฟฟ้าตามสัญญาของพลังงานหมุนเวียนแต่ละประเภทแล้ว ก็สามารถนำมาคูณกับ Dependable Capacity Factor ตามรูปภาพด้านบน ก็จะได้กำลังผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่พึ่งได้ในช่วงเวลา 14.00–15.00 น. มาคิดเป็นกำลังผลิตไฟฟ้าตามสัญญา ตามภาพที่ 2

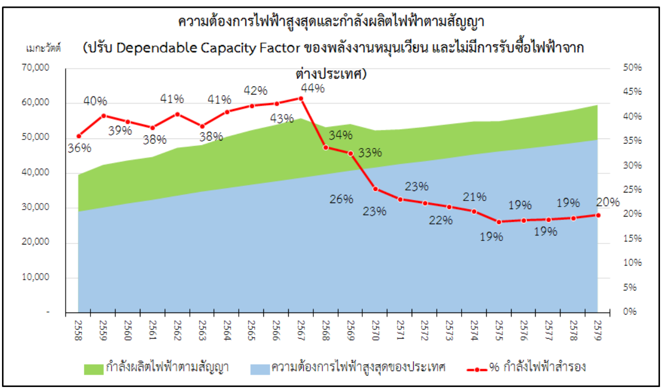


ภาพที่ 2 ความต้องการไฟฟ้าสูงสุดและกำลังผลิตตามสัญญาที่สามารถพึ่งได้ในช่วงเวลาที่ความต้องการไฟฟ้าสูงสุด

จากภาพที่ 2 จะเห็นว่า ปริมาณไฟฟ้าสำรองของประเทศสูงถึง 46.22 เปอร์เซ็นต์ ในปี พ.ศ. 2562 ซึ่งในปีนี้จะมีการรับซื้อไฟฟ้าพลังน้ำจากต่างประเทศจำนวน 3 โครงการได้แก่ โครงการเซเปียนเซน้ำน้อย กำลังผลิตติดตั้ง 354 เมกะวัตต์ โครงการน้ำเงี้ยบ กำลังผลิตติดตั้ง 269 เมกะวัตต์ และ โครงการไซยะบุรี 1,220 เมกะวัตต์ นอกจากนี้ ในปี พ.ศ. 2569–2579 มีการซื้อไฟฟ้าพลังน้ำจากต่างประเทศ

ปีละ 700 เมกะวัตต์ รวมเป็น 7,700 เมกะวัตต์ ปริมาณไฟฟ้าสำรองในช่วงดังกล่าวก็ยังคงสูงกว่าร้อยละ 15

ดังนั้น เราจึง “ไม่จำเป็น” จะต้องซื้อไฟฟ้าจากต่างประเทศจากโครงการต่าง ๆ ที่กล่าวมา เนื่องจากกำลังผลิตไฟฟ้าตามสัญญายังคงสูงกว่าความต้องการไฟฟ้าสูงสุดของประเทศ เห็นได้จากการที่ปริมาณสำรองไฟฟ้ายังคงอยู่ในระดับสูงคือช่วงร้อยละ 18–44 ตามภาพที่ 3



ภาพที่ 3 ความต้องการไฟฟ้าสูงสุดและกำลังผลิตตามสัญญาที่สามารถพึ่งได้ในช่วงเวลาที่ความต้องการไฟฟ้าสูงสุดและไม่มีการซื้อไฟฟ้าจากต่างประเทศ

อย่างไรก็ดี ความต้องการใช้ไฟฟ้าในความเป็นจริงอาจไม่ตรงกับตัวเลขที่ทางการพยากรณ์ไว้ เนื่องจากมีความไม่แน่นอนสูง จากสถิติที่ผ่านมาของไทยพบว่า ตัวเลขพยากรณ์สูงกว่าความเป็นจริง

ตลอดมา ทำให้แม้แต่โครงการผลิตไฟฟ้าในประเทศบางโครงการ เราก็อาจไม่จำเป็นต้องก่อสร้างเลยก็เป็นได้ ไม่ใช่แต่เฉพาะโครงการในต่างประเทศ


ค่าไฟในอนาคต
ต้องแพงขึ้น
จริงหรือไม่
?
จริง

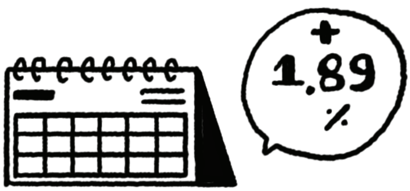
8

วันนี้ โครงสร้างค่าไฟฟ้าที่เราต้องจ่ายในบิลค่าไฟฟ้าประกอบด้วย ค่าไฟฟ้าฐานและค่าไฟฟ้าผันแปร (Fuel Adjustment Charge: Ft) ซึ่งมีองค์ประกอบดังนี้

ค่าไฟฟ้าฐาน ประกอบด้วยค่าก่อสร้างโรงไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายในการเดินเครื่องกำลังผลิตไฟฟ้า อันได้แก่ ค่าเชื้อเพลิง ค่าใช้จ่ายในการบำรุงดูแลรักษาค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน ซึ่งขึ้นอยู่กับอัตราแลกเปลี่ยน อัตราเงินเฟ้อ และยังมีค่าใช้จ่ายการลงทุนสร้างระบบส่งไฟฟ้า ค่าใช้จ่ายสำหรับระบบจำหน่ายไฟฟ้า

ค่าไฟฟ้าผันแปร (Ft) เป็นค่าใช้จ่ายที่สะท้อนการเปลี่ยนแปลงของต้นทุนค่าเชื้อเพลิงที่ผันแปรจากที่

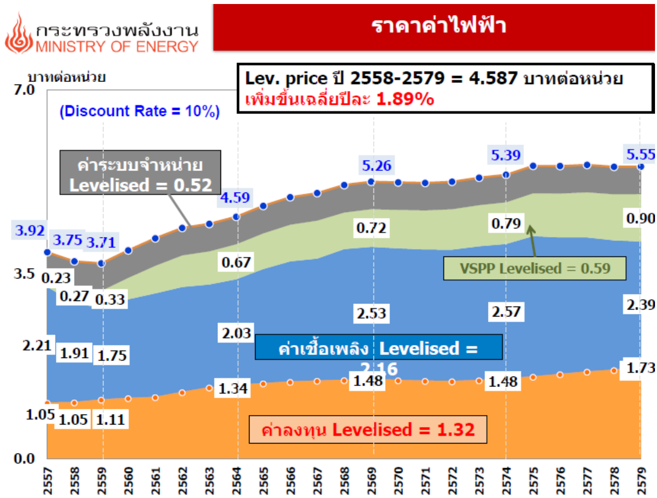
ประมาณการไว้จากค่าไฟฟ้าฐาน และค่าใช้จ่ายต่าง ๆ อันเป็นผลกระทบจากนโยบายของรัฐ เช่น การสนับสนุนพลังงานหมุนเวียน เงินนำส่งกองทุนพัฒนารอบโรงไฟฟ้า ฯลฯ



ภาครัฐได้มีการประมาณการราคาค่าไฟฟ้าฐานเฉลี่ยต่อหน่วยตามแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ พ.ศ. 2558–2579 อยู่ที่ 4.587 บาทต่อหน่วย หรือปรับเพิ่มขึ้นปีละ 1.89% ซึ่งประกอบด้วยค่าลงทุนก่อสร้างโรงไฟฟ้าเฉลี่ยหน่วยละ 1.32 บาท (ยังไม่รวมต้นทุนของระบบส่ง) ค่าเชื้อเพลิงเฉลี่ย 2.16 บาทต่อหน่วย ค่าสนับสนุนพลังงานหมุนเวียนจากการรับซื้อไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก (Very Small Power Producer: VSPP) อยู่ที่ 0.59 บาทต่อหน่วย และค่าระบบจำหน่าย 0.52 บาทต่อหน่วย

ภาครัฐได้ประเมินไว้เพียงค่าไฟฟ้าฐานเท่านั้น ยังไม่ได้มีการประมาณการค่าไฟฟ้าผันแปรอันเนื่องมาจากราคาเชื้อเพลิง อัตราแลกเปลี่ยน อัตราเงินเฟ้อ และเงินนำส่งกองทุนพัฒนารอบโรงไฟฟ้าที่ส่งผลกระทบต่อต้นทุนในการผลิตไฟฟ้าซึ่งมีการเปลี่ยนแปลงไปจากประมาณการค่าไฟฟ้าฐานดังกล่าวข้างต้น

ราคาค่าไฟฟ้าตามภาพที่ 1 สามารถเปลี่ยนแปลงได้ อันเนื่องมาจากปัจจัยต่าง ๆ เหล่านี้

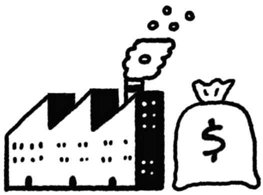


ภาพที่ 1 ราคาค่าไฟฟ้าตามแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ พ.ศ. 2558–2579

❶ มูลค่าลงทุนในการก่อสร้างโรงไฟฟ้าหรือระบบส่งไฟฟ้า

อาจจะมากกว่าที่ประมาณการ อันเนื่องมาจากต้นทุนในการจัดหาเงินทุน (cost of capital) โดยมีการจัดหาเงินทุนจากเงินกู้ และเงินทุนส่วนของเจ้าของ ดังนั้น ก็จะมีปัจจัยผันแปรที่ส่งผลกระทบต่อ

ราคาค่าไฟฟ้าในส่วนของการลงทุน ได้แก่ อัตราดอกเบี้ยเงินกู้ อัตราผลตอบแทนที่ต้องการจากการลงทุน (Return on Invested Capital: ROIC) และอัตราแลกเปลี่ยน

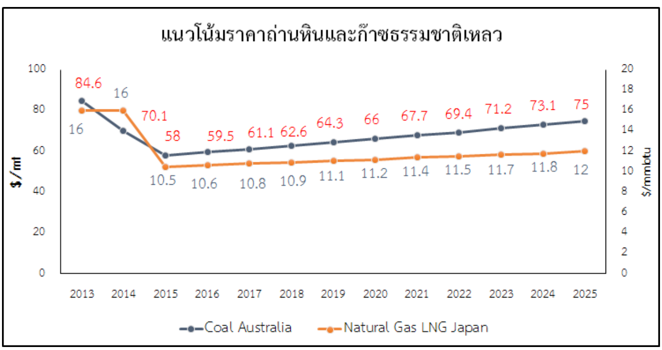


❷ ต้นทุนในการผลิตไฟฟ้า

มีความแตกต่างกันตามประเภทโรงไฟฟ้าที่ต้องมีเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าและไม่ต้องมีเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า ซึ่งแบ่งเป็นค่าใช้จ่ายคงที่และค่าใช้จ่ายผันแปร อันเนื่องมาจากราคาเชื้อเพลิง และอัตราแลกเปลี่ยน

ประเภทโรงไฟฟ้า	ค่าใช้จ่ายผันแปร	ค่าใช้จ่ายคงที่	
	เชื้อเพลิง	ค่าบำรุงดูแลรักษา	ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน
โรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติ	ก๊าซธรรมชาติ หรือก๊าซธรรมชาติเหลว (Liquid Natural Gas: LNG)	✔	✔
โรงไฟฟ้าถ่านหิน	ถ่านหินนำเข้า	✔	✔

ประเภทโรงไฟฟ้า	ค่าใช้จ่ายผันแปร	ค่าใช้จ่ายคงที่	
	เชื้อเพลิง	ค่าบำรุงดูแลรักษา	ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน
โรงไฟฟ้าชีวมวล	ของเหลือใช้ภาคการเกษตร	✓	✓
โรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพ	น้ำเสียและพืชพลังงาน	✓	✓
โรงไฟฟ้าขยะ	ขยะ	✓	✓
โรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์		✓	✓
โรงไฟฟ้าพลังงานลม		✓	✓
โรงไฟฟ้าพลังงานน้ำ		✓	✓



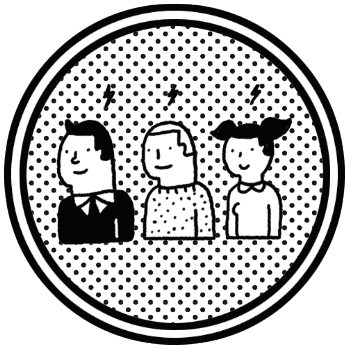
ภาพที่ 2 แนวโน้มราคาถ่านหินและก๊าซธรรมชาติเหลว

ที่มา: World Bank Commodity Forecast Price Data, July 2015

ดังนั้น หากราคาเชื้อเพลิงหลักตามแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศได้แก่ ถ่านหินนำเข้าและก๊าซธรรมชาติเหลว การผันแปรของอัตราแลกเปลี่ยน ต้นทุนในการจัดหาเงินทุน อัตราเงินเฟ้อ และปัจจัยอื่น ๆ ที่ผันแปรไปจากการประมาณการราคาค่าไฟฟ้า มีการเปลี่ยนแปลงไปมากกว่าประมาณการ ก็จะทำให้ราคาค่าไฟฟ้าสูงกว่า 4.587 บาทต่อหน่วย


?
ทุกคนจ่าย
ค่าไฟฟ้าในราคา
เท่ากันจริงหรือไม่
ไม่จริง

9

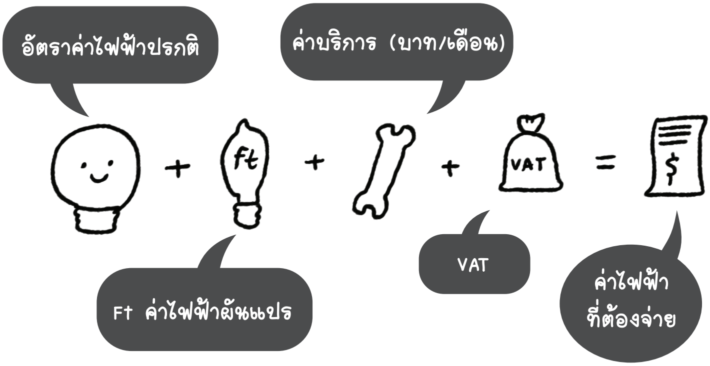


สามัญสำนึกอาจตอบว่า ราคาที่เราจ่ายควรจะเท่ากัน

แต่ความจริง ไม่ใช่!

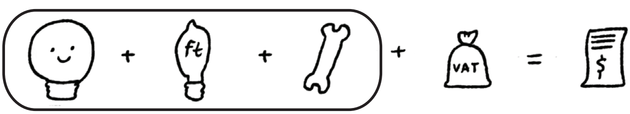
ค่าไฟฟ้าที่ประชาชนจ่ายให้กับการไฟฟ้าจะมีอัตราค่าไฟฟ้าที่ไม่เท่ากัน ทั้งนี้ ขึ้นอยู่กับว่าเป็นผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทใดตามประกาศของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย (การไฟฟ้านครหลวง: กฟน. และ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค: กฟภ.) ประกาศเมื่อเดือน มิถุนายน พ.ศ. 2555 ซึ่งแต่ละประเภทผู้ใช้ไฟฟ้าจะจ่ายค่าไฟฟ้าในอัตราที่แตกต่างกันตามลักษณะอัตราค่าไฟฟ้า ตามระดับแรงดัน และตามปริมาณการใช้ไฟฟ้า

ดังนั้น หากผู้ใช้ไฟฟ้ามีปริมาณการใช้ไฟฟ้าเป็นจำนวนมาก ค่าไฟฟ้าที่ต้องจ่ายก็จะสูงขึ้นตามปริมาณการใช้เนื่องมาจากค่าไฟฟ้าผันแปร (Ft) และ/หรือ ค่าความต้องการพลังไฟฟ้า (demand charge)



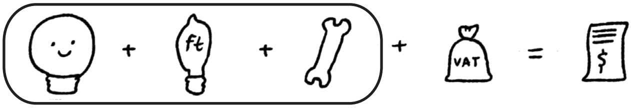
โครงสร้างค่าไฟฟ้าที่ประชาชนต้องจ่ายให้แก่การไฟฟ้า

❶ **ค่าไฟฟ้าฐานอัตราปรกติ** คือ ค่าไฟฟ้าที่ต้องจ่ายทั้งหมดจะผันแปรตามปริมาณการใช้ไฟฟ้าและค่า Ft



❷ **ค่าไฟฟ้าฐานอัตรา Time of Use (TOU)**

ผู้ใช้ไฟฟ้าที่ใช้อัตราไฟฟ้า TOU นอกจากค่าไฟฟ้าที่ต้องจ่ายทั้งหมดจะผันแปรตามปริมาณการใช้ไฟฟ้า ค่า Ft แล้วยังต้องมีการเสียค่าความต้องการพลังไฟฟ้าตามปริมาณไฟฟ้า ซึ่งการไฟฟ้าจะทำการคิดความต้องการพลังไฟฟ้าเป็นกิโลวัตต์ เฉลี่ยใน 15 นาทีที่สูงสุดในรอบเดือน และเศษของกิโลวัตต์ ถ้าไม่ถึง 0.5 กิโลวัตต์ตัดทิ้ง ตั้งแต่ 0.5 กิโลวัตต์ขึ้นไป คิดเป็น 1 กิโลวัตต์

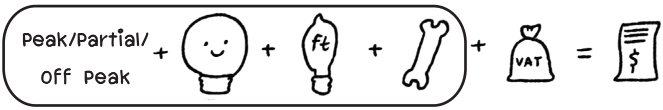


ค่าไฟฟ้าฐาน ช่วง Peak หมายถึง การใช้ไฟฟ้าในช่วงเวลา 9.00–22.00 น. วันจันทร์–วันศุกร์ และวันพืชมงคล

ค่าไฟฟ้าฐานช่วง Off Peak หมายถึง การใช้ไฟฟ้าช่วงเวลา 22.00–9.00 น. วันจันทร์–วันศุกร์ และวันพืชมงคล และการใช้ไฟฟ้าช่วงเวลา 00.00–24.00 น. วันเสาร์–วันอาทิตย์ วันแรงงานแห่งชาติ วันหยุดราชการปรกติ

❸ ค่าไฟฟ้าฐานตามอัตรา Time of Day Rate (TOD)

ผู้ใช้ไฟฟ้าที่ใช้อัตราไฟฟ้า TOD นอกจากค่าไฟฟ้าที่ต้องจ่ายทั้งหมดจะผันแปรตามปริมาณการใช้ไฟฟ้า ค่า Ft แล้วยังต้องมีการเสียค่าความต้องการพลังไฟฟ้าตามปริมาณไฟฟ้า ซึ่งการไฟฟ้าจะทำการคิดความต้องการพลังไฟฟ้าเป็นกิโลวัตต์ เฉลี่ยใน 15 นาทีที่สูงสุดในรอบเดือน และเศษของกิโลวัตต์ ถ้าไม่ถึง 0.5 กิโลวัตต์ตัดทิ้ง ตั้งแต่ 0.5 กิโลวัตต์ขึ้นไป คิดเป็น 1 กิโลวัตต์

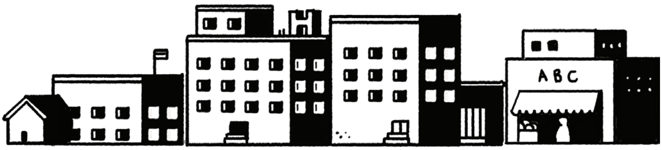


ค่าไฟฟ้าฐานช่วง Peak หมายถึง เวลา 18.30–21.30 น. ของทุกวัน

ค่าไฟฟ้าฐานช่วง Partial หมายถึง เวลา 08.00–18.30 น.

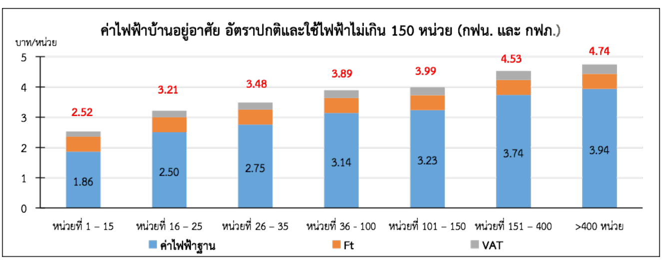
ของทุกวัน (ค่าความต้องการพลังไฟฟ้าคิดเฉพาะส่วนที่เกิน Peak)

ค่าไฟฟ้าฐานช่วง Off Peak หมายถึง เวลา 21.30–08.00 น. ของทุกวัน



ตัวอย่าง: บ้านอยู่อาศัยที่ใช้ไฟฟ้าไม่เกิน 150 หน่วยต่อเดือน

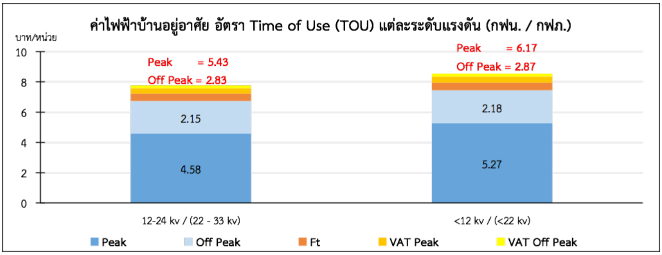
- อัตราปกติ การใช้พลังงานไฟฟ้าไม่เกิน 150 หน่วยต่อเดือน



หมายเหตุ: ค่าพลังงานไฟฟ้า + Ft 0.4961 บาทต่อหน่วย + VAT แต่ยังไม่รวมค่าบริการรายเดือน

จากรูปภาพในข้อ 1.1 และ 1.2 อัตราค่าไฟฟ้าจะมีการปรับเพิ่มขึ้นตามจำนวนหน่วยไฟฟ้าที่ใช้

• อัตราตามช่วงเวลาของการใช้ (Time of Use Tariff: TOU Tariff)



หมายเหตุ: ค่าพลังงานไฟฟ้า + Ft 0.4961 บาทต่อหน่วย + VAT ซึ่งยังไม่รวมค่าบริการรายเดือน

จะเห็นได้ว่า การใช้ไฟฟ้าในช่วงกลางวันในวันจันทร์–ศุกร์ เวลา 09.00–22.00 น. จะมีอัตราค่าไฟฟ้าสูงกว่าอัตราค่าไฟฟ้าในช่วงเวลากลางคืนหลัง 22.00 น.–09.00 น. และสูงกว่าในช่วงวันหยุดเสาร์–อาทิตย์

ดังนั้น เราจึงสามารถที่จะเลือกอัตราค่าไฟฟ้าฐาน ตามพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าในแต่ละเดือนได้ กรณีที่ในช่วงเวลากลางวันดังกล่าวไม่มีการใช้ไฟฟ้ามากนักเนื่องจากการออกไปทำงาน และควรจะประหยัดไฟฟ้าโดยการถอดปลั๊กไฟฟ้าเครื่องใช้ไฟฟ้าออกหากไม่ได้อยู่บ้านในช่วงเวลากลางวัน ทำให้สามารถลดค่าใช้จ่ายไฟฟ้าลงได้


?
เราจำเป็นต้องซื้อ
ไฟจากการไฟฟ้า
จริงหรือไม่
ไม่จริง

10

สำหรับบ้านเรือนที่อยู่อาศัยในพื้นที่ห่างไกลที่ระบบส่งไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายไม่สามารถเข้าถึงพื้นที่อันเนื่องด้วยลักษณะภูมิประเทศ เช่น หมู่เกาะ หมู่บ้านที่อยู่บนภูเขา หุบเขา ฯลฯ บางแห่งมีการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์หรือกังหันลม หรือหากมีแหล่งน้ำที่มีความชันก็จะทำพลังน้ำขนาดเล็กเพื่อใช้ในการผลิตไฟฟ้าเอาไว้ใช้ภายในหมู่บ้านหรือบ้านเรือนที่อยู่อาศัยในช่วงเวลากลางวันและมีแบตเตอรี่เพื่อกักเก็บพลังงานไว้ใช้ในเวลากลางคืน ซึ่งเราเรียกการผลิตไฟฟ้าแบบนี้ว่า “Off Grid” หรืออยู่นอกระบบส่งของ กฟผ.

นอกจากนี้ ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ (Independence Power Producer: IPP) และ/หรือ ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก (Small Power Producer: SPP) ที่ตั้งอยู่ในเขตนิคมอุตสาหกรรมต่าง ๆ นอกจากจะขายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. แล้ว ก็ยังมีบางส่วนที่ขายให้แก่โรงงานอุตสาหกรรมที่ตั้งอยู่ในเขตนิคมอุตสาหกรรมนั้น ๆ ในอัตราค่าไฟฟ้าตามที่ตกลงกัน

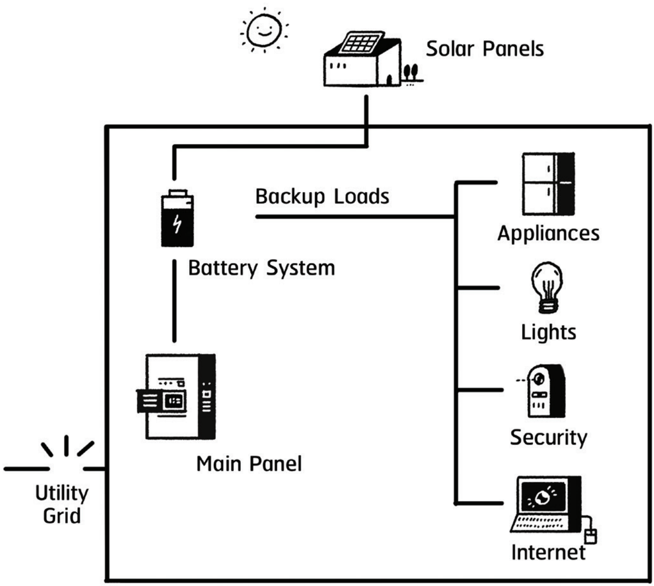

ภาพที่ 1 การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลมแบบ Off Grid
ที่มา: หมู่บ้านออแกน และ อุทยานแห่งชาติหมู่เกาะสุรินทร์ จังหวัดพังงา

สำหรับบ้านที่อยู่อาศัย หรือโรงงานอุตสาหกรรม อาคารธุรกิจที่ระบบส่งไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายเข้าถึง (on grid) ในปัจจุบันนี้ก็สามารถที่จะติดแผงเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคา (Solar PV Rooftop) เพื่อทำการผลิตไฟฟ้าเพื่อจำหน่ายให้แก่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย กฟน. หรือ กฟภ. ก็ได้ เนื่องจากภาครัฐมีนโยบายสนับสนุนการรับซื้อไฟฟ้าจากการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา หรือจะทำการผลิตไฟฟ้าเพื่อใช้เองภายในอาคารบ้านเรือนก็ได้ (self consumption) โดยสามารถใช้ไฟฟ้าได้ในช่วงกลางวัน แต่หากต้องการมีการเก็บกักพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ไว้ใช้ในตอนกลางคืนก็ควรจะต้องทำการติดตั้งแบตเตอรี่ในการกักเก็บพลังงาน (battery energy storage)

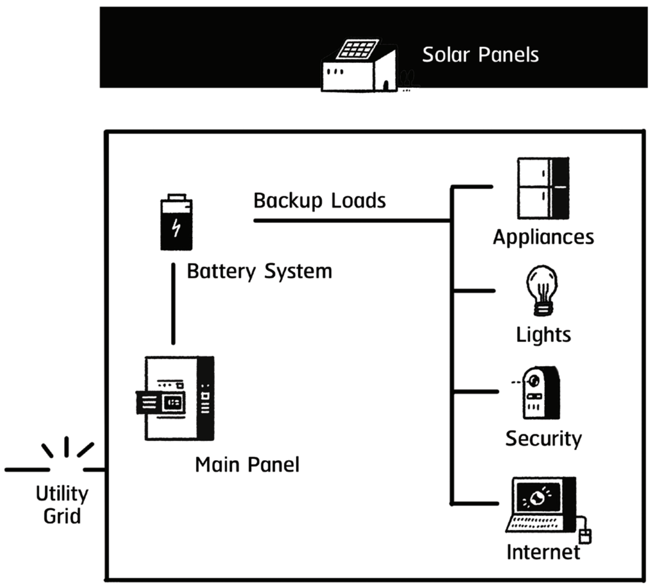
แบตเตอรี่กักเก็บพลังงาน มีการนำเอาพลังงานส่วนเกินที่ผลิตได้มากักตุนพลังงานไว้เพื่อนำออกมาใช้ในยามที่ไม่สามารถผลิตไฟฟ้าได้ ซึ่งเหมาะกับพลังงานหมุนเวียนที่ใช้แล้วไม่มีวันหมดไป เช่น

พลังงานแสงอาทิตย์มีการผลิตไฟฟ้าในช่วงเวลากลางวัน มีการกักเก็บพลังงานไฟฟ้าส่วนเกินไว้และนำพลังงานไฟฟ้าที่เก็บไว้มาใช้ในช่วงเวลากลางคืน หรือมีการเก็บพลังงานในช่วงกลางคืนกรณีพลังงานลมที่มีการพัดในช่วงกลางคืน และนำพลังงานไฟฟ้าออกใช้ในช่วงเวลากลางวันกรณีที่มีลมในช่วงกลางคืน

เมื่อเร็ว ๆ นี้ บริษัทผลิตรถยนต์พลังงานไฟฟ้ายักษ์ใหญ่อย่าง Tesla ได้มีการพัฒนาแบตเตอรี่กักเก็บพลังงาน ที่ชื่อ Powerwall ในราคา 3,500 ดอลลาร์สหรัฐ (115,000 บาท) และ ขนาด 7 kWh ในราคา 3,000 ดอลลาร์สหรัฐ (99,000 บาท) สำหรับเป็นตัวกักเก็บพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากเซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา และในปัจจุบันบริษัท Tesla โดยร่วมกับบริษัท Solar City ซึ่งเป็นบริษัทที่ลงทุนและให้บริการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคาเพื่อผลิตไฟฟ้าให้เจ้าของบ้านมีไฟฟ้าเอาไว้ใช้เองภายในบ้านเรือนหรืออาคารที่อยู่อาศัย โดยไม่ต้องซื้อไฟฟ้าจากการไฟฟ้าของรัฐแคลิฟอร์เนีย ประเทศสหรัฐอเมริกา โดยบริษัท Solar City จะให้บริการทางการเงินใน 2 ลักษณะ คือ การให้เช่าลีสซิ่งระบบผลิตไฟฟ้าจากบริษัทหรือการซื้อไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ที่บริษัทติดตั้งไว้บนหลังคาของเจ้าของบ้าน ซึ่งมีไฟฟ้าให้เจ้าของบ้านใช้ได้ทั้งในช่วงกลางวันและเวลากลางคืน

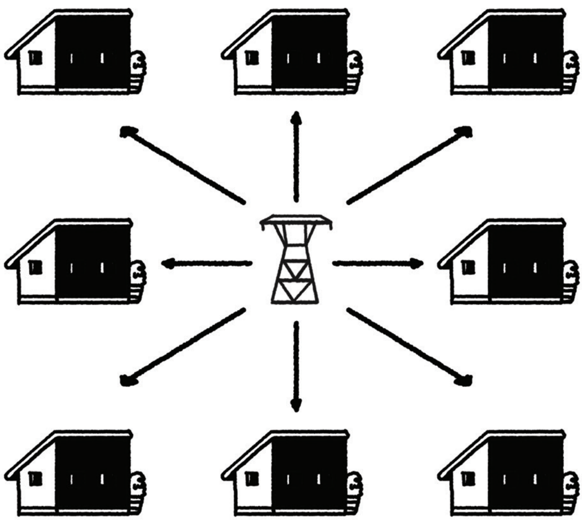


แสดงการทำงานการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์
และการนำมาใช้ในช่วงกลางวัน

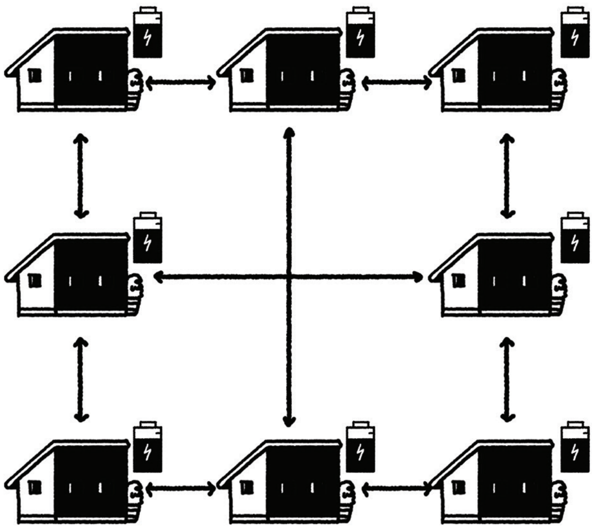


แสดงการทำงานการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์
และการนำมาใช้ในช่วงกลางคืน

ที่มา: SolarCity Website



ระบบการผลิตไฟฟ้าในปัจจุบัน

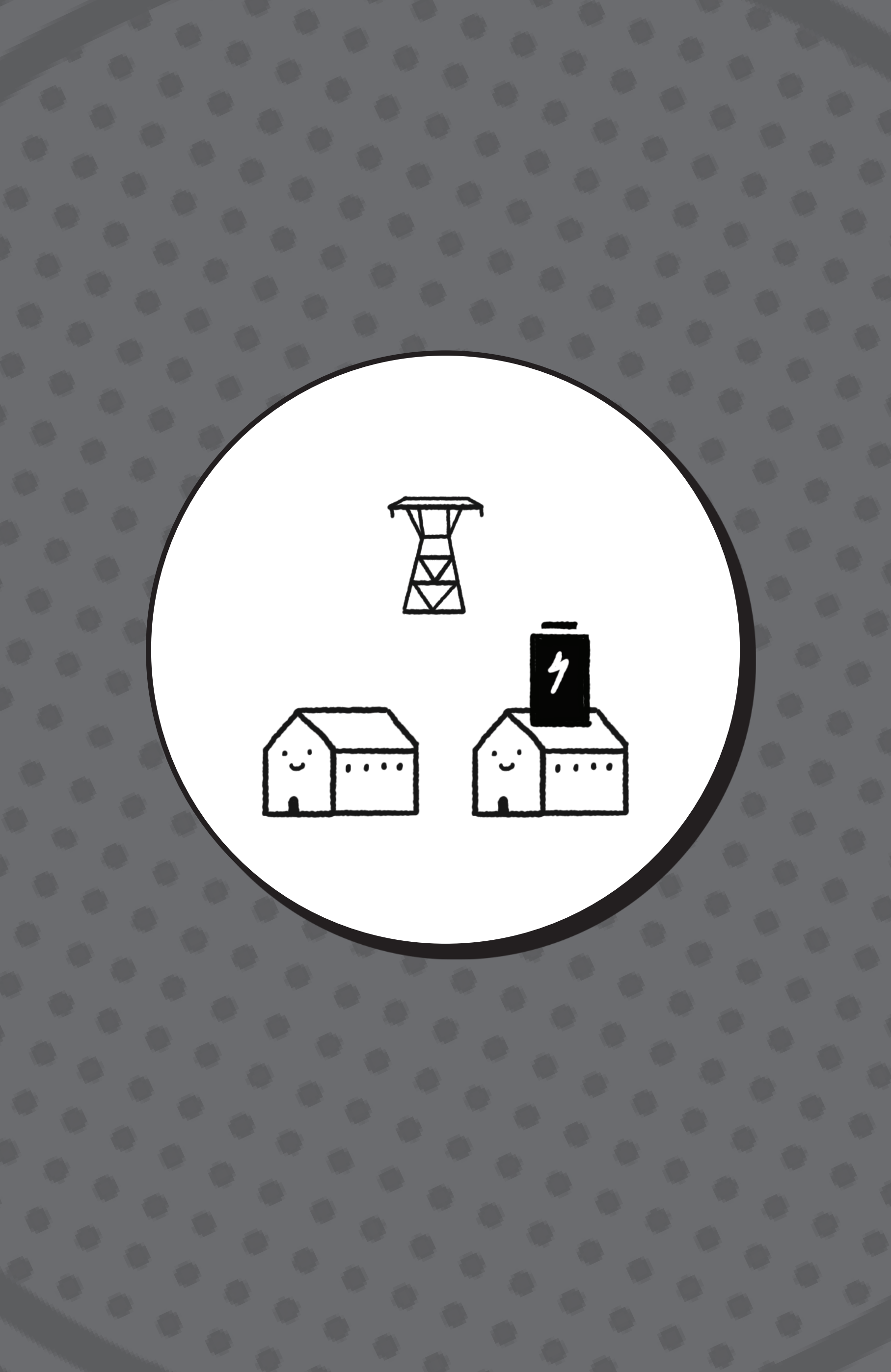


ระบบการผลิตไฟฟ้าในในอนาคต

ที่มา: SolarCity Website

ถึงแม้ว่าในปัจจุบันแบตเตอรี่ในการกักเก็บพลังงานยังไม่มีการใช้กันอย่างแพร่หลายเนื่องจากราคาแพง คือประมาณ 30 ล้านบาทต่อเมกะวัตต์ขึ้นไป อายุการใช้งานประมาณ 10 ปี รวมถึงต้องมีการบำรุงรักษาอย่างต่อเนื่อง แต่ในช่วงหลายปีที่ผ่านมาจะเห็นได้ว่ามีการผลิตแบตเตอรี่กักเก็บพลังงานมีการเติบโตสูงมากในประเทศสหรัฐอเมริกา คือ เติบโตถึง 4 เท่า ระหว่างปี ค.ศ. 2013 และ 2015 คือเพิ่มจาก 44.2 เมกะวัตต์ เป็น 220.30 เมกะวัตต์ (ประมาณการ)

ประเทศไทยวันนี้ยังเป็นระบบไฟฟ้าแบบรวมศูนย์ (centralized) ซึ่งการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) เป็นผู้รับซื้อรายเดียวตามกฎหมาย แต่หากแบตเตอรี่ในการกักเก็บพลังงานมีราคาถูกลงจนทุกบ้านสามารถติดตั้งได้พร้อมกับระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ และเราร่วมกันผลักดันให้ กฟน. กฟภ. รวมถึงองค์การปกครองส่วนท้องถิ่นมีบทบาทมากขึ้นในการจัดหาไฟฟ้า ทุกคนก็จะสามารถเป็นผู้ผลิตไฟฟ้าและเป็นผู้จำหน่ายไฟฟ้าให้แก่บ้านเรือนหรืออาคารข้างเคียง (decentralized) หากไฟฟ้าที่ผลิตได้และมีการกักเก็บไว้มีมากเกินความต้องการใช้ รวมถึงโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนประเภทต่าง ๆ ก็สามารถนำไปใช้ได้ เพราะในปัจจุบันก็ได้มีผู้พัฒนาระบบกักเก็บพลังงานขนาดใหญ่จากโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แล้ว



?
เมืองไทยรวย
น้ำมันจริงหรือไม่
ไม่จริง

11

เรื่องนี้เป็นเรื่องของ "ข้อเท็จจริง" ที่หาข้อยุติได้

รายงาน BP Statistical Review ประจำปี ค.ศ. 2012 ของบริษัทบีพี บริษัทพลังงานยักษ์ใหญ่จากอังกฤษ ระบุว่าประเทศไทยมีปริมาณสำรองน้ำมันดิบและคอนเดนเสทที่พิสูจน์แล้ว (proved reserve คือสำรวจจนแน่ใจแล้วว่ามีน้ำมันอยู่ใต้ดินหรือในน้ำ เพียงแต่ยังไม่ได้ขุดขึ้นมาใช้) ราว 400 ล้านบาร์เรล

ตัวเลขนี้ตรงกับข้อมูลของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ

400 ล้านบาร์เรล คิดเป็นร้อยละ 0.03 ของปริมาณน้ำมันสำรองของทั้งโลก น้อยกว่าปริมาณสำรองของซาอุดีอาระเบียซึ่งอยู่ที่ 265.4 ล้านล้านบาร์เรล ถึง 600 เท่า และเมื่อเปรียบเทียบกับประเทศอื่น ๆ ในภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้พบว่า ประเทศไทยมีปริมาณ

สำรองน้ำมันดิบที่พิสูจน์แล้วน้อยกว่าประเทศอินโดนีเซียและมาเลเซีย 10 และ 15 เท่า ตามลำดับ

รายงานดังกล่าวยังระบุว่า แต่ละปีประเทศไทยผลิตน้ำมันดิบและคอนเดนเสทรวมกัน 345,000 บาร์เรลต่อวัน คิดเป็นร้อยละ 0.4 ของปริมาณการผลิตทั้งโลก แต่บริโภคปีละ 1 ล้านบาร์เรล คิดเป็นร้อยละ 1.23 ของปริมาณการบริโภคทั้งโลก

เท่ากับว่าประเทศไทยบริโภคน้ำมันดิบมากกว่าปริมาณที่ผลิตได้ถึง 3 เท่า

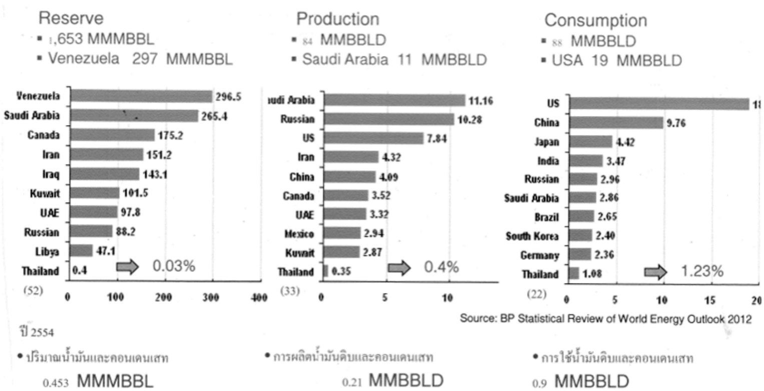
นี่คือสาเหตุว่าทำไมเราต้อง นำเข้าน้ำมันจากต่างประเทศ

ทำไมเมืองไทยถึงได้มีน้ำมันน้อย? คำตอบอยู่ใน *โครงสร้างทางธรณีวิทยา* ของเรา ซึ่งแตกต่างจากประเทศรวยน้ำมันค่อนข้างมาก

ตามหลักโครงสร้างทางธรณีวิทยา ปัจจัยสำคัญที่ส่งผลต่อปริมาณปิโตรเลียมคือ พื้นฐานการเกิดแหล่งสะสมตะกอน ซึ่งมีองค์ประกอบหลักสองชนิด

❶ รอยเลื่อนและการปริแตกของเปลือกโลก

ประเทศที่ไม่มีรอยเลื่อนของเปลือกโลกหรือมีรอยเลื่อนน้อย เช่น พม่า และทวีปตะวันออกกลาง จะมีโครงสร้างกักเก็บปิโตรเลียมที่มีความต่อเนื่อง มีแนวโน้มสูงที่จะพบแหล่งปิโตรเลียมขนาดใหญ่ ส่งผลให้ต้องใช้จำนวนหลุมผลิตน้อย



ในทางตรงกันข้าม โครงสร้างการกักเก็บปิโตรเลียมในประเทศไทยนั้น ชั้นหินกักเก็บมีความหนาน้อย มีรอยเลื่อนของเปลือกโลกจำนวนมาก ส่งผลให้ชั้นกักเก็บปิโตรเลียมไม่มีความต่อเนื่อง ปิโตรเลียมในแต่ละกระเปาะมีปริมาณน้อย จึงต้องใช้หลุมผลิตจำนวนมาก

❷ พื้นฐานการเกิดแหล่งสะสมตะกอน

แหล่งสะสมตะกอนส่วนใหญ่ในประเทศไทยนั้นเกิดจากแม่น้ำและทะเลสาบ ส่วนใหญ่พบบนพื้นดิน ทำให้เป็นแหล่งที่มีขนาดเล็ก ในขณะที่พื้นฐานการเกิดแหล่งสะสมตะกอนของประเทศพม่าเกิดจากทะเล (ปะการัง) ซึ่งมีแหล่งสะสมตะกอนขนาดใหญ่ และมีปริมาณมาก

ตัวอย่างประเทศที่มีพื้นฐานโครงสร้างทางธรณีวิทยาคล้ายคลึงหรือเหมือนกับประเทศไทย ได้แก่ จีน เวียดนาม และแอฟริกาใต้

ในปี พ.ศ. 2554 ประเทศไทยมีการผลิตน้ำมันดิบจากอ่าวไทย

รวม 103,770 บาร์เรลต่อวัน โดยแบ่งเป็นส่วนที่นำมาใช้ในประเทศ 71,880 บาร์เรลต่อวัน และส่งออก 31,890 บาร์เรลต่อวัน

ถ้าเราไม่รวยน้ำมัน แล้ว “ส่งออก” น้ำมันดิบทำไม?

คำตอบคือ โรงกลั่นน้ำมันในประเทศไทยส่วนใหญ่ถูกออกแบบมาเพื่อใช้**น้ำมันดิบชนิดหนัก**จากตะวันออกกลางเป็นหลัก (น้ำมันดิบชนิดหนัก หมายถึง น้ำมันดิบที่มีสัดส่วนของน้ำมันเตามาก) โดยแปลงโมเลกุลเป็นน้ำมันสำเร็จรูปที่เบาขึ้น เช่น น้ำมันเบนซินและดีเซล

ส่วนน้ำมันดิบที่เราขุดเองได้ในไทยนั้น เป็นน้ำมันดิบที่ค่อนข้างเบา มีสารปะปนอื่น ๆ อาทิ สารปรอท ค่อนข้างมาก โรงกลั่นน้ำมันที่จะใช้น้ำมันดิบประเภทนี้ได้จึงต้องมีหน่วยกำจัดสารปะปนเหล่านี้ด้วย สมัยก่อนโรงกลั่นในประเทศไม่มีระบบจัดการสารพิษ ถ้าทู่ซี้กลั่นไปก็จะสร้างมลพิษปรอทที่อันตราย จึงต้องส่งน้ำมันดิบออกไปขายโรงกลั่นต่างประเทศที่มีศักยภาพทำเรื่องนี้

อย่างไรก็ดี โรงกลั่นน้ำมันของไทยก็มีการปรับปรุงหน่วยผลิต

ต่าง ๆ ในโรงกลั่นมาเป็นระยะ ๆ ประกอบกับนโยบายของภาครัฐที่สนับสนุนให้ใช้น้ำมันดิบในประเทศ จนในปัจจุบันมีเพียงโรงกลั่นน้ำมันของบริษัท ไออาร์พีซี จำกัด (มหาชน) เท่านั้นที่ยังไม่สามารถใช้น้ำมันดิบที่มีสารปรอทปะปนในปริมาณมากได้

จึงพบว่าในขณะที่ปริมาณการผลิตน้ำมันดิบของไทยเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง ปริมาณการส่งออกน้ำมันดิบของไทยก็ลดลงอย่างต่อเนื่องเช่นกัน โดยจากตัวเลขส่งออกน้ำมันดิบ 66,300 บาร์เรลต่อวัน ในปี พ.ศ. 2548 ซึ่งคิดเป็นร้อยละ 39 ของปริมาณการผลิต ลดลงอย่างต่อเนื่องเหลือ 30,200 บาร์เรลต่อวัน ในปี พ.ศ. 2554 ซึ่งคิดเป็นร้อยละ 15 ของปริมาณการผลิตเท่านั้น


พลังงานแสง
อาทิตย์มีศักยภาพ
ไม่จำกัดจริงหรือไม่
?
ไม่จริง

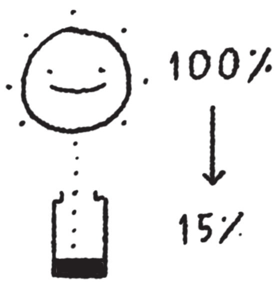
12

ในเชิงศักยภาพแล้ว พลังงานแสงอาทิตย์อาจจะมีศักยภาพไม่จำกัดจริงเมื่อเทียบกับพลังงานอื่น เพราะพลังงานแสงอาทิตย์ที่ตกกระทบผิวโลกในแต่ละชั่วโมงนั้นมากกว่าพลังงานที่ประชากรโลกใช้กันทั้งปีเสียอีก[1] เพียงแต่ว่าเราไม่สามารถนำพลังงานแสงอาทิตย์ที่ตกกระทบโลกนั้นมาใช้ได้ทั้งหมดเนื่องด้วยข้อจำกัด 2 ประการ คือ

❶ **มีข้อจำกัดเชิงพื้นที่** เราไม่สามารถติดตั้งแผงเซลล์สุริยะได้ในทุกพื้นที่ เช่น หากหลังคาของเราหันไม่ตรงด้านที่มีแสงอาทิตย์หรือมีตึกบัง เราก็ไม่สามารถรับแสงมาแปลงเป็นพลังงานได้เต็มที่ และการ

[1] Nathan S. Lewis and Daniel G. Nocera, “Powering the Planet: Chemical Challenges in Solar Energy Utilization,” *PNAS* vol.103, no.43 (October 2006), http://www.pnas.org/content/103/43/15729.full.

จะหาพื้นที่ว่างเปล่าขนาดใหญ่เพื่อวางแผงเซลล์สุริยะจำนวนมากก็ต้องพิจารณาถึงการใช้ประโยชน์ที่ดินอย่างอื่นด้วย นอกจากนี้ แม้จะหาพื้นที่ติดตั้งได้ รวมทั้งอยู่ในที่มีแสงอาทิตย์ หากแผงเซลล์สุริยะนั้น ๆ ไม่ได้ใช้เทคโนโลยีการหันติดตามแสงอัตโนมัติ ก็จะทำให้รับแสงอาทิตย์ได้เพียงบางเวลา หรือก็คือเฉพาะช่วงเวลาที่หันหน้าให้ดวงอาทิตย์เท่านั้น



❷ **มีข้อจำกัดเชิงเทคโนโลยี** คือ เทคโนโลยีที่ใช้อยู่ไม่สามารถแปลงแสงอาทิตย์มาเป็นพลังงานได้ทั้ง 100 เปอร์เซ็นต์ เพราะจะมีการสูญเสียพลังงานไปในกระบวนการเปลี่ยนแสงอาทิตย์เป็นพลังงานรูปแบบอื่น

เทคโนโลยีที่ใช้ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ในปัจจุบันมีประสิทธิภาพในการแปลงพลังงานและคุณสมบัติอื่น ๆ แตกต่างกัน ดังนี้[2]

	Crystalline Silicon Cells (ผลึกซิลิคอน)		Thin Film Solar Cells (ฟิล์มบาง)		
	Monocrystalline	Polycrystalline	Amorphous	CdTe (Cadmium Telluride)	CIS/CIGS (Copper Indium Gallium Selenide)
ประสิทธิภาพทั่วไป	15-20%	13-16%	6-8%	9-11%	10-12%
ประสิทธิภาพตามการวิจัย	25.0%	20.4%	13.4%	18.7%	20.4%
พื้นที่ที่ต้องใช้สำหรับการผลิตไฟฟ้าสูงสุด 1 กิโลวัตต์ (kWp)	6-9 ม.^{2}	8-9 ม.^{2}	13-20 ม.^{2}	11-13 ม.^{2}	9-11 ม.^{2}
เวลารับประกันโดยทั่วไป	25 ปี	25 ปี	10-25 ปี		
ราคาต่ำสุด	0.75 $/W	0.62 $/W	0.69 $/W		

2 เรียบเรียงจาก Mathias Aarre Maehlum, “Solar Cell Comparison Chart –Mono-, Polycrystalline, Thin Film,” *Energy Informative*, September 27, 2013, http://energyinformative.org/solar-cell-comparison-chart-mono-polycrystalline-thin-film.

	Crystalline Silicon Cells (ผลึกซิลิคอน)		Thin Film Solar Cells (ฟิล์มบาง)		
	Monocrystalline	Polycrystalline	Amorphous	CdTe (Cadmium Telluride)	CIS/CIGS (Copper Indium Gallium Selenide)
ความต้านทานอุณหภูมิ	ลดลง 10-15% เมื่ออุณหภูมิสูง	ต้านทานต่ำกว่า Mono-crystal-line	ทนความร้อนสูงสุด	มีผลกระทบต่อประสิทธิภาพการทำงานต่ำโดยเปรียบเทียบ	
รายละเอียดเพิ่มเติม	เป็นเทคโนโลยีเก่าที่สุดและแพร่หลายที่สุด	ของเสียจากซิลิคอนที่เกิดขึ้นในการผลิตไฟฟ้าจะน้อยกว่า	มีแนวโน้มจะเสื่อมสภาพเร็วกว่าแบบ crystalline		

ที่มา: www.energyinformative.org

นอกจากที่กล่าวไปในตารางแล้ว ปัจจุบันยังมีการนำเทคโนโลยีที่เรียกว่า Multijunction Photovoltaic Cell ซึ่งแต่เดิมมักใช้กับดาวเทียมหรืองานในอวกาศ มาใช้ในการผลิตพลังงานแสงอาทิตย์บนผิวโลก โดยล่าสุด ประสิทธิภาพในการแปลงแสงอาทิตย์เป็นพลังงาน

ด้วยเทคโนโลยีที่ว่านี้สูงถึง 46 เปอร์เซ็นต์[3]

ฉะนั้น แม้จะมีข้อจำกัดดังที่กล่าวแล้วข้างต้น ก็ยังถือว่าพลังงานแสงอาทิตย์มีศักยภาพสูงสุดเมื่อเทียบกับพลังงานประเภทอื่น ๆ ในแง่ของการเป็นแหล่งพลังงานของมนุษย์ ศักยภาพของพลังงานแสงอาทิตย์ทั่วโลกถือว่าสูงพอที่จะให้พลังงานที่ทั้งโลกต้องการ

ในเดือนพฤษภาคม ค.ศ. 2015 บริษัทสามแห่งได้ประกาศทำลายสถิติประสิทธิภาพของโซลาร์เซลล์ โดย Trina Solar สามารถทำได้ถึง 19.14%, Manz จากเยอรมนีทำได้ 16% และ TSMC Solar จากไต้หวันทำได้ 16.5%[4]

ถ้าหากการผลิตไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์ทำได้ประสิทธิภาพระดับ 20% ก็แปลว่าเราต้องใช้เนื้อที่เท่ากับประเทศไทยเพียงประเทศเดียวเท่านั้น (ราวห้าแสนตารางกิโลเมตร) ในการผลิตไฟฟ้าป้อนคนทั้งโลกภายในปี ค.ศ. 2030

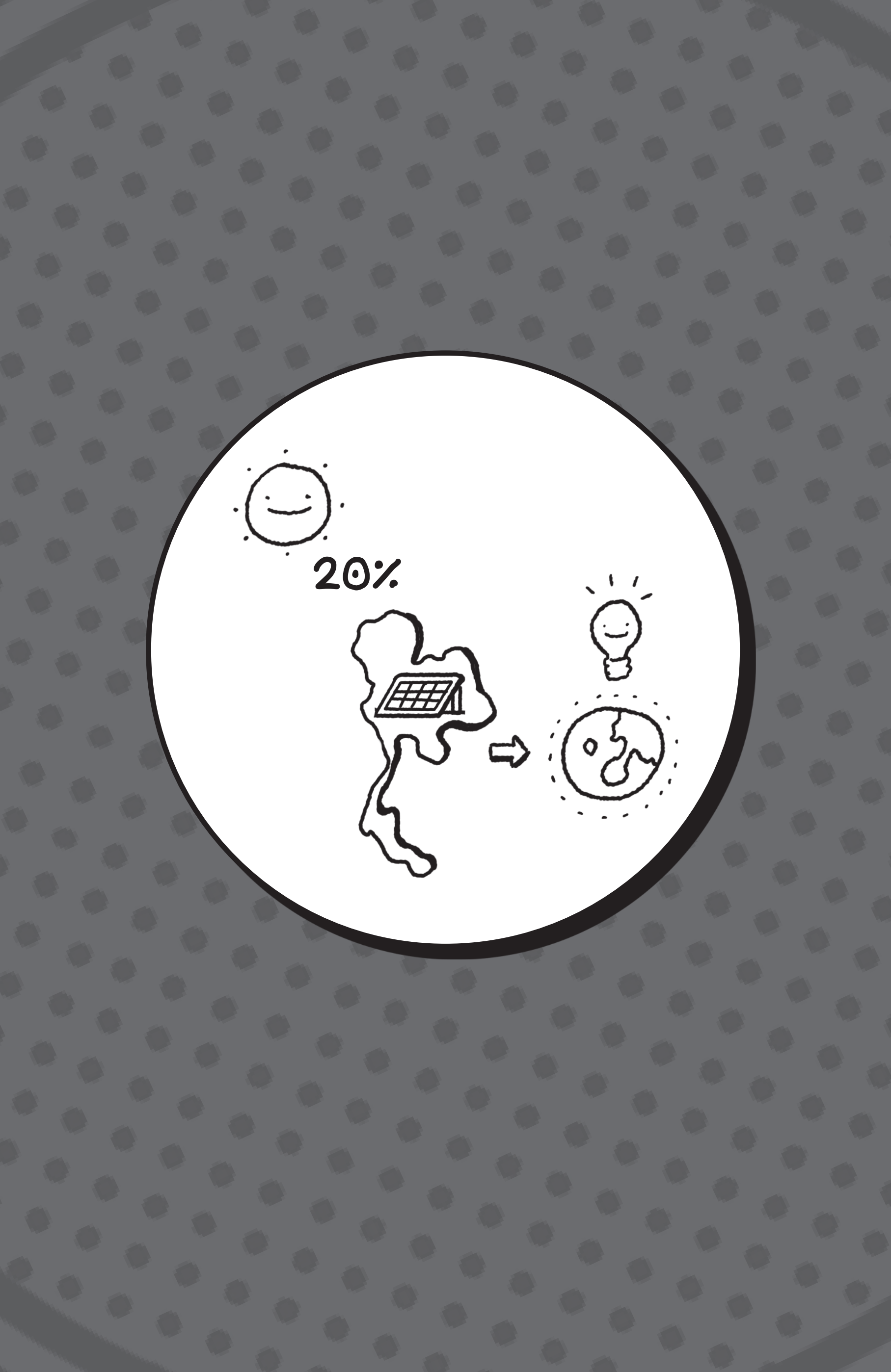
ในเดือนเดียวกัน โครงการพลังงานของมหาวิทยาลัยเอ็มไอที (MIT Energy Initiative) ออกรายงานวิจัยเรื่อง “อนาคตพลังงานแสงอาทิตย์” (The Future of Solar Energy)[5] ระบุว่าแสงอาทิตย์คือ

[3] ข้อมูลในปี ค.ศ. 2014 จาก Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE.

[4] Smiti Mittal, “3 Solar Cell Efficiency Records in Just 4 Days,” *Clean Technica*, May 1, 2015, http://cleantechnica.com/2015/05/01/3-solar-cell-efficiency-records-just-4-days/

[5] Melissa Abraham, “MITEI releases report on the future of solar energy,” *MIT News*, May 5, 2015 http://news.mit.edu/2015/mitei-report-future-solar-energy-0505

แหล่งพลังงานที่มีศักยภาพสูงสุดในการตอบสนองต่อความต้องการพลังงานของมนุษย์ในอนาคต ในขณะเดียวกันกับที่สามารถลดก๊าซเรือนกระจกลงได้ตามเป้าที่นักวิทยาศาสตร์บอกว่าจำเป็นต้องลด


20%


?
พลังงาน
แสงอาทิตย์แพง
จริงหรือไม่
ไม่จริง

13

ปัจจุบัน ในหลายพื้นที่ทั่วโลก ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าเฉลี่ย (Levelized Cost of Electricity Generation: LCOE) จากพลังงานแสงอาทิตย์ สามารถแข่งขันกับต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าแบบพลังงานฟอสซิล (ถ่านหิน ก๊าซธรรมชาติ และน้ำมัน) ได้แล้ว โดยโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เหล่านี้มักเป็นโรงไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ขนาดใหญ่หรือโซลาร์ฟาร์ม (solar farm) ที่เสนอขายไฟฟ้าให้ระบบหรือขายให้ผู้ใช้ไฟฟ้าโดยตรงในราคาที่ถูกมาก ๆ

ในขณะเดียวกัน LCOE ของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศไทยกำลังลดลงเรื่อย ๆ ซึ่งถ้าเทียบกับแนวโน้มราคาค่าไฟที่ค่อย ๆ เพิ่มขึ้นแล้ว แนวโน้มราคาของไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์กำลังลดลง ซึ่งหมายความว่าจะมีจุดหนึ่งที่ราคาเท่ากันพอดี

ปัจจัยที่จะทำให้ราคาไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ลดลงมีอยู่ 3 ประการ คือ

❶ ราคาของอุปกรณ์ลดลง

❷ ตลาดที่ผู้แข่งขันเยอะและค่าติดตั้งที่ถูกลงเนื่องจากผู้ติดตั้งมีประสบ-การณ์มากขึ้น

❸ ขนาดของกำลังผลิตติดตั้ง

ในขณะที่โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาดใหญ่หรือโซลาร์ฟาร์มมีแนวโน้ม LCOE ลดลง ตลาดพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาบ้านยังคงให้ LCOE ที่ค่อนข้างสูง สาเหตุหลักเพราะตลาดยังไม่ใหญ่ มีผู้แข่งขันไม่มาก

นอกจากนี้ มีแนวโน้มทางธุรกิจที่น่าสนใจที่สะท้อนให้เห็นว่าต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากระบบพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาขนาดใหญ่ (เช่น โรงงาน อาคารพาณิชย์) กำลังเริ่มแข่งขันได้กับราคาค่าไฟฟ้าจากระบบไฟฟ้า กล่าวคือ รูปแบบธุรกิจขายไฟฟ้าจากระบบพลังงานแสงอาทิตย์ให้โรงงานและอาคาร ภายใต้ธุรกิจดังกล่าว ผู้ประกอบการจะทำสัญญาขายไฟฟ้าให้เจ้าของหลังคา โดยกำหนดค่าไฟฟ้าในอัตราที่ต่ำกว่าอัตราค่าไฟปรกติ 5–10 เปอร์เซ็นต์ นี่คือรูปแบบธุรกิจที่เรียกว่าการทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ (Solar Power Purchase Agreement: SPPA) โดยผู้ประกอบการจะนำระบบไฟฟ้าแสงอาทิตย์

มาติดตั้งให้โดยไม่คิดค่าใช้จ่ายใด ๆ ส่วนผู้ใช้บริการจะต้องจ่ายค่าไฟให้กับผู้ให้บริการเป็นรายเดือน พูดง่าย ๆ ก็คือเหมือนการจ่ายค่าไฟปรกติ เพียงแต่เปลี่ยนจากการจ่ายค่าไฟให้การไฟฟ้าเป็นมาจ่ายให้ผู้ให้บริการพลังงานแสงอาทิตย์แทน แนวโน้มการขยายตัวของธุรกิจดังกล่าวสะท้อนให้เห็นว่าราคาผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์กำลังจะเริ่มแข่งขันได้กับไฟฟ้าจากกริดในเร็ว ๆ นี้

อนึ่ง ในกรณีของกิจการหรือโรงงานขนาดใหญ่ ไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์อาจไม่มากพอจะรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าได้ทั้งหมด รูปแบบการใช้ไฟฟ้าจึงจะเป็นการใช้ไฟฟ้าตามปรกติควบคู่ไปกับการใช้ไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ แต่ก็จะช่วยลดค่าใช้จ่ายจากค่าไฟในส่วนที่ใช้ไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แทนการใช้ไฟฟ้าปรกติ

รูปแบบการใช้ไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบ SPPA ถ้าทำได้จริงก็ต้องถือว่าพลิกโฉมหน้าการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ที่แต่เดิมต้องรอรับเงินอุดหนุนจากภาครัฐ ในรูปแบบ feed-in tariffs

หมายเหตุ

การสนับสนุนการผลิตไฟฟ้าจากระบบพลังงานแสงอาทิตย์ในรูปแบบ feed-in tariff เริ่มต้นในปี พ.ศ. 2556 ตามประกาศคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) เรื่องการรับซื้อไฟฟ้าจากการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา พ.ศ. 2556 (ฉบับแก้ไขเพิ่มเติม เอกสารแนบท้ายประกาศ หมายเลข 2)[1] ซึ่งประกาศรับซื้อไฟฟ้าจากการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาในเขตพื้นที่การไฟฟ้านครหลวงทั้งจากบ้านเรือนที่อยู่อาศัยและกลุ่มอาคารธุรกิจหรือโรงงาน นอกจากนี้ ในปี พ.ศ. 2558 ยังมีประกาศเพิ่มเติมให้การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคทำการรับซื้อด้วย[2]

....

[1] ดูรายละเอียดเพิ่มเติมที่ “มติ คำสั่ง และ/ประกาศที่เกี่ยวข้องกับการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา,” *การไฟฟ้านครหลวง*, http://www.mea.or.th/profile/index.php?l=th&tid=3&mid=3031&pid=3030; ในส่วนของประกาศคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) เรื่องการรับซื้อไฟฟ้าจากการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา พ.ศ. 2556 (ฉบับแก้ไขเพิ่มเติม เอกสารแนบท้ายประกาศ หมายเลข 2) ดูได้จาก http://www.erc.or.th/ERCWeb2/Upload/Document/9.ประกาศฯRooftop(ฉบับแก้ไขเพิ่มเติม).pdf, สืบค้นเมื่อวันที่ 6 พฤศจิกายน 2558.

[2] ดูรายละเอียดเพิ่มเติมได้ที่ พ.ร.บ. การประกอบกิจกรรมพลังงาน พ.ศ. 2550, หมวด 2 องค์กรกำกับดูแลการประกอบกิจการพลังงาน, *คณะกรรมการกำกับกิจกรรมพลังงาน*, http://www.erc.or.th/ERCWeb2/Front/Law/LawDetail.aspx?sectionID=1&CatId=1&SubId=27&rid=329&muid=24&prid=25, สืบค้นเมื่อวันที่ 6 พฤศจิกายน 2558.

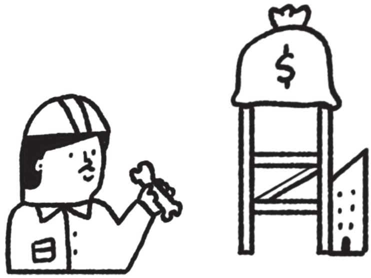

นิวเคลียร์ราคาถูก จริงหรือไม่
?
ไม่จริง เสมอไป

14

ถึงแม้อาจดู "ถูก" เมื่อเทียบกับเชื้อเพลิงฟอสซิลอย่างเช่นน้ำมัน แต่ต้นทุนของพลังงานนิวเคลียร์ก็ไม่ถูกจริงเสมอไป โดยขึ้นอยู่กับหลายปัจจัยด้วยกัน บางแห่งแพงกว่าที่อื่นเพราะค่าก่อสร้างจริงสูงเกินกว่าที่ประมาณการไว้มาก บางแห่งแพงเพราะผู้ก่อสร้างไม่คิดให้ครอบคลุมไปถึงค่าใช้จ่ายในการกำจัดกากนิวเคลียร์ และ "ต้นทุนภายนอก" ซึ่งผู้ก่อสร้างอาจไม่ใช่คนจ่าย แต่ชุมชนรอบโรงไฟฟ้าเป็นผู้จ่าย

เราอาจแบ่งต้นทุนทั้งหมดของการนำพลังงานนิวเคลียร์มาใช้เป็น 3 ประเภท คือ

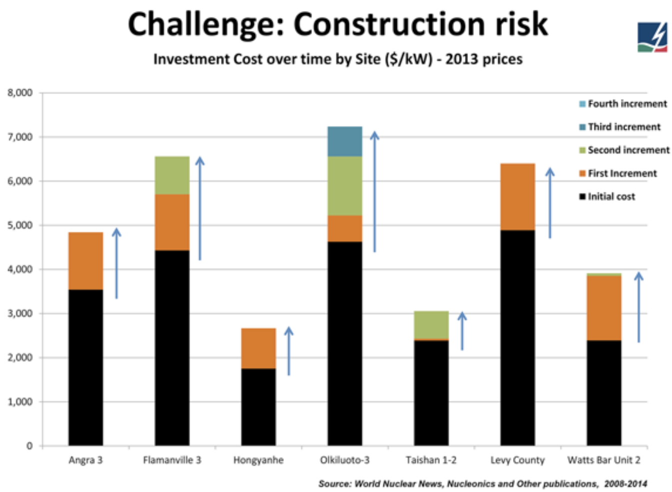
❶ **ต้นทุนของ "ทุน" ที่ต้องใช้ในการก่อสร้าง (capital costs)** คือต้นทุนแรกเริ่มที่ต้องคาดคำนวณไว้เมื่อจะก่อตั้งโรงไฟฟ้าพลังนิวเคลียร์สักแห่ง แบ่งเป็น 2 ส่วน คือ 1) ต้นทุนในการก่อสร้าง (construction costs) ซึ่งประกอบด้วยหลายส่วน เช่น ค่าวิศวกรรม



ค่าจัดซื้อจัดจ้าง ค่าก่อสร้าง หรือเรียกว่า “ต้นทุน EPC” (Engineering-Procurement-Construction Costs) ค่าที่ดิน ค่าอุปกรณ์ทำความเย็น การบริหารจัดการ ต้นทุนที่ใช้ในการดำเนินการเพื่อให้ได้ใบอนุญาต หรือแม้กระทั่งเงินเฟ้อ ฯลฯ 2) ต้นทุนทางการเงิน (financing costs) ซึ่งจะขึ้นอยู่กับดอกเบี้ยเงินกู้ที่ใช้ในการลงทุน

จากปัจจัยข้างต้น หากการก่อสร้างโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ใช้ระยะเวลานานมาก ต้นทุนของทุนที่ต้องใช้ในการก่อตั้งย่อมเพิ่มสูงขึ้นไปด้วย เพราะค่าใช้จ่ายในก่อตั้งจะเพิ่มขึ้นในหลายส่วน เช่น ระยะเวลาที่ต้องจ่ายค่าแรงสำหรับการก่อสร้างจะเพิ่มขึ้น หรือระยะเวลาที่ต้องจ่ายคืนเงินกู้และดอกเบี้ยโดยยังไม่มีผลกำไรจากการดำเนินการก็จะยาวนานมากขึ้น เช่น กรณีของโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ Olkiluoto ในประเทศฟินแลนด์ ระยะเวลาที่ยาวนานในการก่อสร้างหน่วยผลิตที่ 3 ทำให้ต้นทุนที่ใช้ในการก่อสร้างเพิ่มสูงขึ้นจากไม่ถึง 5,000 เหรียญต่อกิโลวัตต์ ไปเป็นมากกว่า 7,000 เหรียญต่อกิโลวัตต์ (การคำนวณต้นทุนมักใช้หน่วยเป็นสกุลเงินต่อกิโลวัตต์ หรือหากต้องการผลิตไฟฟ้า 1 กิโลวัตต์ จะต้องใช้เงินเท่าไร)

นอกจากนี้ ต้นทุนของทุนที่ใช้ในการก่อสร้างอาจแตกต่างกันไปในแต่ละภูมิภาคของโลก โดยขึ้นอยู่กับหลายปัจจัย เช่น ค่าแรงงานของแรงงานที่ไม่เท่ากัน การเคยมีประสบการณ์ในการสร้างโรงไฟฟ้านิวเคลียร์มาก่อน (พูดง่าย ๆ คือ ไม่ต้องออกแบบกันใหม่มากมายนักพัฒนาต่อจากของเดิมได้) หรือกระทั่งความประหยัดจากขนาด (economy of scale) อันเกิดจากการสร้างหน่วยผลิตหลาย ๆ หน่วยพร้อมกัน



ที่มา: World Nuclear News

❷ **ต้นทุนในการดำเนินกิจการ (operating costs)** เช่น ค่าเชื้อเพลิง ค่าดำเนินงานและการบำรุงรักษา ค่าจัดการกับของเสียที่เกิดจากการใช้พลังงานนิวเคลียร์ ค่าใช้จ่ายที่จำเป็นในการเลิกดำเนิน

กิจการ รวมทั้งยังต้องคำนึงถึงมาตรการป้องกันการก่อการร้ายที่บางครั้งพุ่งเป้ามาที่โรงงานนิวเคลียร์

ต้นทุนในการดำเนินกิจการอาจแยกเป็น "ต้นทุนคงที่" (fixed costs) ซึ่งเป็นต้นทุนจำนวนหนึ่งที่จะต้องเกิดขึ้นเสมอไม่ว่าจะมีการใช้ประโยชน์จากพลังงานนิวเคลียร์หรือไม่ เช่น การผ่อนชำระเงินทุนและดอกเบี้ยที่ใช้ในการสร้าง และ "ต้นทุนแปรผัน" (variable costs) ที่จะเปลี่ยนแปลงไปมาด้วยปัจจัยต่าง ๆ ขณะดำเนินกิจการ เช่น การเปลี่ยนแปลงในราคาเชื้อเพลิง

แต่อย่างไรก็ดี เชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าจากโรงนิวเคลียร์อย่างยูเรเนียมนั้นปัจจุบันยังคงมีราคาถูกและมีประสิทธิภาพมากกว่าเมื่อเทียบกับถ่านหินหรือก๊าซ ทั้งยังสามารถให้พลังงานที่มากกว่าอีกต่างหาก ด้วยน้ำหนัก 1 กิโลกรัมเท่ากัน ยูเรเนียมสามารถให้พลังงานมากกว่าถ่านหินถึง 20,000 เท่า ต้นทุนค่าเชื้อเพลิงของโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ในกลุ่มประเทศ OECD นั้นคิดเป็น 1 ใน 3 ของต้นทุนจากการใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิง และคิดเป็นประมาณ 1 ใน 4 ถึง 1 ใน 5 ของการใช้ก๊าซเป็นเชื้อเพลิง ส่วนต้นทุนในการรื้อถอนและกำจัดกาก

นิวเคลียร์ (decommissioning) จะอยู่ที่ประมาณ 9–15 เปอร์เซ็นต์ของต้นทุนของทุนที่ใช้ในการก่อสร้าง

❸ **ต้นทุนภายนอก (external costs)** เป็นต้นทุนในด้านของสุขภาพของผู้ที่อยู่อาศัยในละแวกที่ตั้งโรงงาน รวมไปถึงสิ่งแวดล้อมโดยรอบ และยังรวมถึงค่าใช้จ่ายในกรณีที่เกิดอุบัติเหตุร้ายแรงซึ่งอยู่นอกความคุ้มครองของประกัน นอกจากนี้ ยังรวมต้นทุนเกี่ยวกับความมั่นคงที่เรียกรวม ๆ ว่า proliferation risk ซึ่งรวมค่าใช้จ่ายทางการทหารในการรักษาความปลอดภัยของโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ การขนถ่ายเชื้อเพลิง และการดูแลกากนิวเคลียร์ ไม่ให้ตกเป็นเป้าการโจมตีหรือตกไปอยู่ในมือผู้ก่อการร้ายหรือกลุ่มผู้ไม่หวังดี เป็นต้น

อย่างไรก็ดี เมื่อเทียบกับการผลิตไฟฟ้าโดยใช้พลังงานจากถ่านหินหรือก๊าซแล้ว โรงไฟฟ้านิวเคลียร์อาจจะมีต้นทุนของทุนที่ต้องใช้ในการก่อตั้งสูงกว่ามาก แต่ก็มีต้นทุนของเชื้อเพลิงที่ต่ำกว่ามาก ดังนั้นเมื่อก่อสร้างเสร็จและเปิดใช้งานแล้ว การคาดเดาต้นทุนในการผลิตก็เป็นสิ่งที่ทำได้ง่ายกว่าการใช้ก๊าซหรือถ่านหินเป็นอันมาก

นักวิทยาศาสตร์จำนวนไม่น้อยคาดการณ์ว่าโรงไฟฟ้านิวเคลียร์อาจหมดยุคเชื้อเพลิงราคาถูกในอนาคตอันใกล้ เนื่องจากแร่ยูเรเนียมในธรรมชาติเริ่มร่อยหรอลง งานวิจัย “The End of Cheap Uranium” (หมดยุคยูเรเนียมราคาถูก) โดย Michael Dittmar คาดการณ์ว่าผลผลิตยูเรเนียมที่ขุดขึ้นมาใช้จะถึงจุดสูงสุด (mining peak) ราวปี ค.ศ. 2015 หลังจากนั้นจะเริ่มลดลง ซึ่งหมายความว่าจะมีแร่ยูเรเนียมไม่เพียงพอต่อการป้อนโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ทั้งที่เดินเครื่องอยู่และที่กำลังวางแผนจะก่อสร้างในระยะ 10–20 ปีข้างหน้า ด้วยเหตุนี้จึงเสนอว่าโลกวันนี้ควรเข้าสู่ยุคแห่งการค่อย ๆ ลดการใช้นิวเคลียร์เป็นแหล่งพลังงานได้แล้ว[1]

---

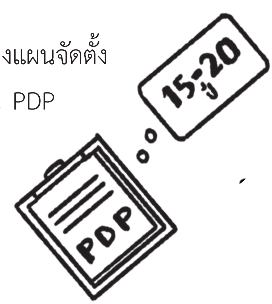
[1] Michael Dittmar, “The End of Cheap Uranium,” *Science of The Total Environment* vol. 461–462 (September 2013): 792–798, เข้าถึงจาก http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0048969713004579.


?
เมืองไทยผลิต
ไฟฟ้าได้ไม่พอใช้
จริงหรือไม่
ไม่จริง

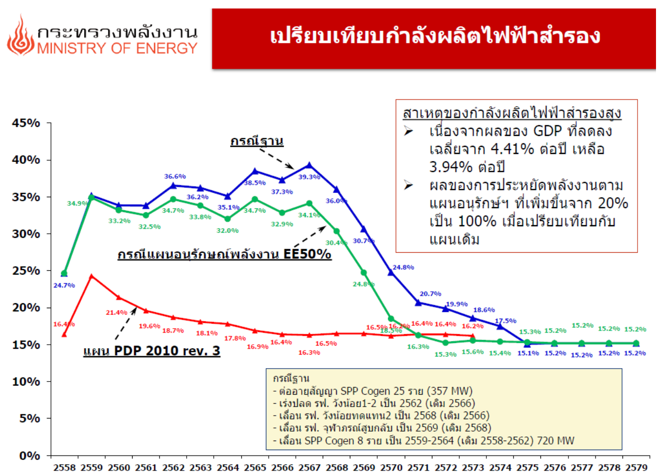
15

เราสามารถดูศักยภาพในการผลิตและความต้องการใช้ไฟฟ้าได้จาก “แผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้า” (Power Development Plan: PDP) ซึ่งเป็นแผนแม่บทในการพัฒนากำลังการผลิตและส่งจ่ายไฟฟ้าระยะยาวเป็นเวลา 15–20 ปี ใน PDP จะมีการพยากรณ์ปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของทั้งประเทศเพื่อคำนวณกำลังผลิตติดตั้งหรือจำนวนโรงไฟฟ้าที่ต้องสร้างเตรียมไว้ โดยกำลังผลิตติดตั้งที่ต้องเตรียมไว้นั้นจะเท่ากับความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดที่พยากรณ์ได้บวกกับปริมาณกำลังไฟฟ้าสำรอง

จากการคำนวณดังกล่าวนำมาสู่การวางแผนจัดตั้งโรงไฟฟ้าประเภทต่าง ๆ เพิ่มเติม ซึ่งระบุไว้ใน PDP โดยโรงไฟฟ้าที่จะเพิ่มมาในอนาคตนั้นเพื่อช่วยในการสำรองการผลิตให้อยู่ในระดับที่เพียงพอต่อความต้องการที่พยากรณ์ไว้

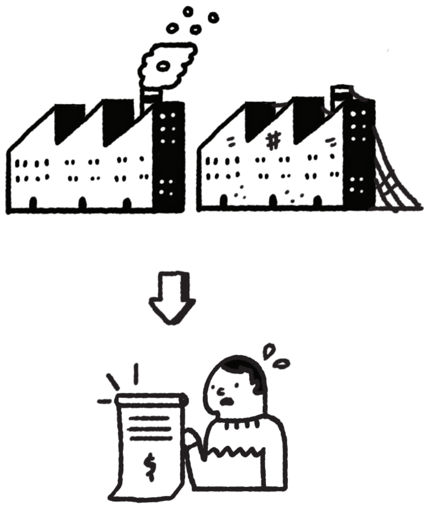


โดยปรกติแล้ว มาตรฐานกำลังไฟฟ้าสำรองที่ต้องผลิตจะต้องไม่ต่ำกว่า 15 เปอร์เซ็นต์ของความต้องการไฟฟ้าสูงสุดที่พยากรณ์ไว้ (เช่น ถ้าการคาดการณ์ความต้องการใช้อยู่ที่ 100 เมกะวัตต์ ต้องมีกำลังผลิตติดตั้งที่พร้อมใช้งาน 115 เมกะวัตต์) ซึ่งหากดูจาก PDP 2015 ซึ่งเป็นแผนสำหรับปี พ.ศ. 2558–2579 จะพบว่ามีการเตรียมผลิตกำลังไฟฟ้าสำรองสูงเกินกว่า 15 เปอร์เซ็นต์ของความต้องการไฟฟ้าสูงสุดอยู่ตลอด โดยสำรองไว้สูงถึง 30–40 เปอร์เซ็นต์ด้วยซ้ำ



ที่มา: แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2558–2579[1]

[1] สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน, แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2558–2579, http://www.eppo.go.th/PDF_hearing/PDP2015_PH_RealPresentation.pdf (เข้าถึงเมื่อ มกราคม 2559).



ในมุมของผู้ใช้บริการแล้ว การวางแผนผลิตกำลังไฟฟ้าสำรองให้สูงกว่าความต้องการใช้สูงสุดไปมาก ๆ อาจทำให้รู้สึกว่ามีความมั่นคงทางด้านพลังงาน แต่ผลกระทบที่สำคัญคือการลงทุนสร้างโรงไฟฟ้าประเภทต่าง ๆ เพิ่มเติมเพื่อสามารถผลิตไฟฟ้าได้เพียงพอต่อความต้องการใช้สูงสุด ซึ่งหากเมื่อถึงเวลาจริงแล้วความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดต่ำกว่าที่พยากรณ์ไว้ เช่น เศรษฐกิจไม่โตตามที่คาด ทำให้การผลิตไม่เติบโต การผลิตก็จะไม่เพิ่มจนถึงระดับที่ต้องใช้ปริมาณไฟฟ้าตามที่คาดการณ์ไว้ ในกรณีเช่นนั้น โรงไฟฟ้าเพิ่มเติมที่สร้างไว้เพื่อรองรับความต้องการใช้ไฟส่วนเกินจะอยู่ในสภาพที่ไม่ได้ใช้งาน คือไม่มีการเดินเครื่องเพื่อจ่ายไฟเข้าสู่ระบบ

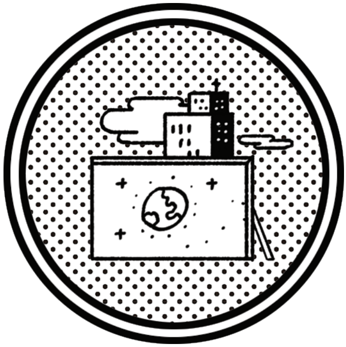
แล้วอะไรคือปัญหาของการมีโรงไฟฟ้าเผื่อไว้โดยไม่มีการเดิน

เครื่องจ่ายไฟ คำตอบก็คือ ด้วยโครงสร้างค่าไฟที่ประกอบไปด้วยค่าความพร้อมจ่ายไฟฟ้า (Availability Payment: AP) และค่าพลังงานไฟฟ้า (Energy Payment: EP) โดยในขณะที่ EP เป็นราคาที่ต้องจ่ายเฉพาะเมื่อมีการใช้ไฟฟ้า แต่ AP นั้นเป็นราคาที่ต้องจ่ายตลอดไม่ว่าจะมีการสั่งให้โรงไฟฟ้าเดินเครื่องหรือไม่ ดังนั้น การสร้างโรงไฟฟ้าเผื่อไว้โดยไม่ได้มีการดำเนินการจ่ายไฟย่อมมีผลกระทบกับผู้ใช้ไฟฟ้า เพราะต้นทุนจากการลงทุนในส่วนนั้นจะถูกผลักมาอยู่ในค่าไฟ

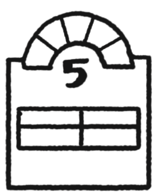

PDP
15-20


?
การอนุรักษ์พลังงาน
เป็นได้แค่แคมเปญ
จริงหรือไม่
ไม่จริง

16



เมื่อคำว่า “อนุรักษ์” หมายถึงการรักษาสิ่งที่มีไว้ไม่ให้หมดหรือหายไป ดังนั้นการอนุรักษ์พลังงานย่อมกินความถึงการจัดการการใช้พลังงานที่มีอยู่เหมาะสมกับความต้องการ ไม่ใช่ใช้อย่างสิ้นเปลือง เนื่องจากปริมาณพลังงานที่ใช้กันเป็นหลักนั้นผลิตจากทรัพยากรที่มีอยู่อย่างจำกัด ซึ่งหมายถึงมีวันที่จะหมดไป

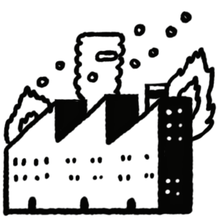


ยกตัวอย่างด้วยกรณีของพลังงานไฟฟ้า ในฐานะผู้บริโภคแล้ว ประชาชนทั่วไปคงคุ้นเคยกับการอนุรักษ์พลังงานด้วยการเปลี่ยนไปใช้

อุปกรณ์ประหยัดไฟฟ้ารูปแบบต่าง ๆ เช่น หลอดผอม หรือการใช้อุปกรณ์และเครื่องใช้ไฟฟ้าที่ติดฉลากประหยัดไฟเบอร์ห้า

แต่ในความเป็นจริงแล้ว การอนุรักษ์พลังงานยังสามารถทำได้ในรูปแบบอื่น ๆ อีก เช่น การกำหนดมาตรฐานอาคาร (building code) ให้มีประสิทธิภาพพลังงาน การสนับสนุนการติดตั้งฉนวนกันความร้อนในอาคารบ้านเรือน การปรับโครงสร้างค่าไฟฟ้าให้มีอัตราก้าวหน้ามากขึ้น โครงการความร่วมมือลดการใช้ไฟฟ้า หรือ Demand Response (DR) ของการไฟฟ้านครหลวง

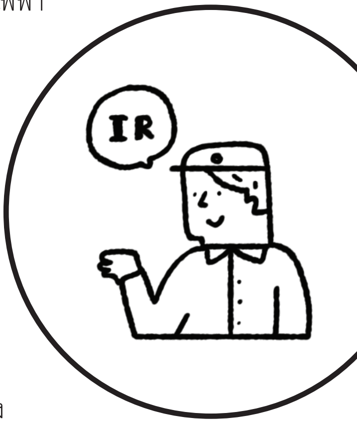
DR จะต่างจากการใช้มาตรการอนุรักษ์พลังงานไฟฟ้าผ่านการใช้อุปกรณ์ประหยัดไฟ กล่าวคือ ในขณะที่การใช้อุปกรณ์ประหยัดไฟเป็นการทำให้เกิดการประหยัดไฟตลอดเวลา แต่ DR จะเป็นการลดปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าในบางช่วงเวลาที่มีความจำเป็นเนื่องจากความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงขึ้น เช่น เป็นช่วงเวลาที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (ช่วงฤดูร้อนหรือวันที่ร้อนที่สุดของปี) หรือเกิดอุบัติเหตุใด ๆ ในระบบผลิตและจ่ายไฟฟ้าจนทำให้การจ่ายไฟฟ้าต้องหยุดชะงัก (รวมทั้งการปิดซ่อมแหล่งผลิต) เพื่อผู้ผลิตได้สามารถลดการสำรองกำลังไฟฟ้าในช่วงเวลาดังกล่าว ซึ่งมักเกิดขึ้นเป็นเวลาสั้น ๆ ในแต่ละวันหรือแต่ละปี



DR เป็นวิธีหนึ่งที่ทำให้สามารถรักษาต้นทุนการผลิตไฟฟ้าไม่ให้สูงกว่าปรกติ และลดปัญหาความไม่มั่นคงของการจัดการพลังงานในภาพรวม

ทั้งนี้ แรงจูงใจที่นำมาใช้เพื่อชักชวนผู้ใช้ไฟฟ้าให้เข้าร่วมโครงการ DR อาจอยู่ในรูปของการจ่ายเงินชดเชยให้ตามปริมาณไฟที่ประหยัดไปได้เมื่อเทียบกับปริมาณการใช้เดิม โดยจะจ่ายภายใต้อัตราที่กำหนด หรืออีกรูปแบบหนึ่งคือชดเชยโดยการลดค่าไฟฟ้าผันแปร (ค่า Ft) ในรอบบิลถัดไปให้แก่ผู้ที่เข้าร่วมโครงการ

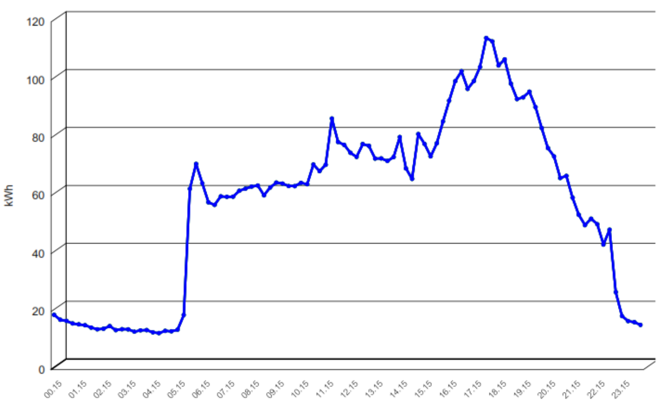
นอกจาก DR แล้ว อีกวิธีหนึ่งที่สามารถทำได้คือการใช้อัตราค่าไฟฟ้าแบบพิเศษสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าที่ยินยอมให้งดจ่ายไฟฟ้าได้ในเวลาที่ผู้ผลิตไฟฟ้าร้องขอ หรือเรียกว่า Interruptible Rate (IR)



IR จะต่างจาก DR ตรงที่ไม่ได้เป็นการให้เงินชดเชยส่วนต่างการประหยัดไฟ แต่จะใช้การทำสัญญาคิดค่าไฟอัตราพิเศษที่ต่ำกว่าปรกติให้กับผู้ที่เข้าร่วมโครงการ IR มักใช้กับผู้ผลิตที่เป็นโรงงานขนาดใหญ่ที่มีความต้องการพลังไฟฟ้าตั้งแต่ 5,000 กิโลวัตต์ขึ้นไป และต้องสามารถลดปริมาณการใช้ไฟเมื่อมีการร้องขอได้ไม่น้อยกว่า 1,000 กิโลวัตต์ ทั้งนี้ จะมีการกำหนดชัดเจนในสัญญาว่าจะขอให้งดใช้ครั้งละเป็นเวลานานเท่าใด และวันหนึ่ง เดือนหนึ่ง ปีหนึ่ง จะมีการขอเช่นนี้กี่ครั้ง เช่น 3 ชั่วโมงต่อครั้ง 2 ครั้งต่อวัน 10 ครั้งต่อเดือน

40 ครั้งต่อปี ซึ่งในทางปฏิบัติผู้ใช้ไฟฟ้าในประเทศไทยที่ใช้อัตราค่าไฟฟ้าแบบ IR มีเพียงไม่กี่รายเท่านั้น

ช่วงเวลาที่มีการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในแต่ละวัน



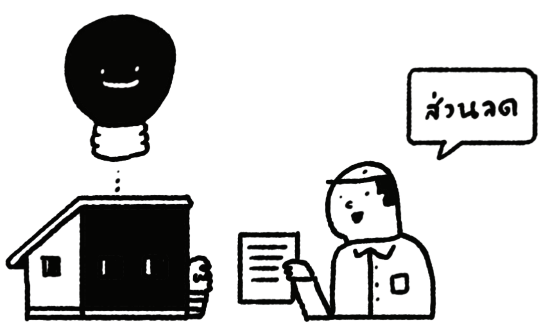
ที่มา: กฟผ.

แต่อย่างไรก็ดี แคมเปญอนุรักษ์พลังงานในประเทศไทยยังมีลักษณะของการทำเป็นช่วงเวลาไป คือจัดการเฉพาะเวลาที่จะเกิดภาวะวิกฤติทางพลังงาน มิใช่เป็นการทำต่อเนื่องเป็นระบบอย่างมีประสิทธิภาพ และยังไม่ค่อยเป็นที่รับรู้ในวงกว้าง ทางหนึ่งที่น่าจะทำเป็นขั้นแรกคือการประชาสัมพันธ์ให้ผู้ใช้บริการไฟฟ้าได้รับรู้ถึงช่องทางการเข้าถึงโครงการเหล่านี้ให้มากขึ้น

นอกจากนี้ โครงการอย่าง DR หรือ IR ก็ยังเหมาะสมกับ

ผู้ประกอบการผลิตที่เป็นโรงงานขนาดใหญ่มากกว่าประชาชนทั่วไป เพราะรูปแบบการใช้พลังงานไฟฟ้าของประชาชนทั่วไปนั้นไม่ค่อยยืดหยุ่น ปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าในแต่ละวันค่อนข้างคงที่ (นึกภาพว่าวันหนึ่งเราต้อง “เปิด” อะไรที่ใช้ไฟฟ้าบ้าง และแต่ละอย่างมักขาดหายไปไม่ได้) หากจะให้ประชาชนทั่วไปสามารถมีส่วนร่วมในกระบวนการอนุรักษ์พลังงานอย่างเป็นระบบมากขึ้น ก็อาจต้องมีการนำเทคโนโลยีเข้ามาช่วย เช่น สมาร์ทกริด (smart grid) ซึ่งอธิบายง่าย ๆ ก็คือ เป็นระบบอัจฉริยะที่เมื่อถึงเวลาที่จำเป็นต้องลดการใช้พลังงานแล้วก็จะทำการลดการใช้ไฟในบ้านเรือนให้กับผู้ใช้ไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ เช่น ระบบอาจจะปรับอุณหภูมิแอร์ขึ้นเล็กน้อยในระดับที่ผู้ใช้บริการไม่รู้สึกถึงความเปลี่ยนแปลง

เพราะฉะนั้น การอนุรักษ์พลังงานจึงเป็นสิ่งที่ทำให้เกิดขึ้นได้จริง แต่ที่สำคัญคือการพยายามหาทางทำให้เป็นระบบอย่างยั่งยืนมากกว่าที่เป็นอยู่




?
พลังงานหมุนเวียน
ทำให้กริดมีปัญหา
จริงหรือไม่
อาจจะจริง
แต่บริหาร
จัดการได้

17

“กริด” (grid) หมายถึง “โครงข่ายไฟฟ้า” ซึ่งก็คือระบบการเชื่อมโยงกันระหว่างระบบผลิตไฟฟ้าและผู้ใช้ไฟฟ้า เนื่องจากไฟฟ้าเป็นสินค้าที่มีลักษณะพิเศษ กล่าวคือ การจ่ายไฟฟ้าและการบริโภคไฟฟ้าต้องเท่ากันวินาทีต่อวินาที มิฉะนั้นจะเกิดภาวะไฟตก ไฟดับ ดังนั้นเมื่อมีระบบไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนเพิ่มขึ้นในโครงข่ายไฟฟ้าโดยเฉพาะพลังงานหมุนเวียนที่มีลักษณะผลิตไฟฟ้าแบบไม่สม่ำเสมอ (intermittent) ก็ทำให้เกิดความท้าทายมากขึ้นในการบริหารจัดการกริดให้สามารถดำเนินการจ่ายไฟฟ้าได้อย่างเพียงพอและต่อเนื่องต่อความต้องการของผู้ใช้บริการ

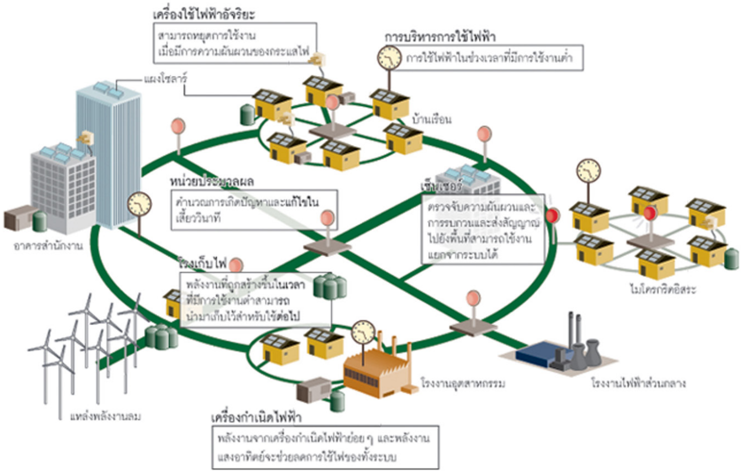
ในความเป็นจริง ลักษณะการใช้ไฟฟ้าในประเทศไทยมีความสอดคล้องกับแบบแผนการผลิตของพลังงานแสงอาทิตย์เป็นอย่างดีอยู่แล้ว กล่าวคือ เรามักจะใช้ไฟฟ้ามากกับเครื่องปรับอากาศ และตู้เย็น ในช่วงที่แดดจ้า อากาศร้อน ซึ่งเป็นช่วงที่สามารถผลิตไฟฟ้าจาก

แสงอาทิตย์ได้สูงสุดอยู่แล้ว ฉะนั้น หากเรามีไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์กระจายอยู่ตามกริด ก็จะช่วยลดการสูญเสียไฟฟ้าและความจำเป็นในการลงทุนขยายระบบได้

โดยทั่วไปถ้ามองจากการบริหารจัดการไฟฟ้าแล้ว พลังงานหมุนเวียนหลายประเภทมีความไม่สม่ำเสมอและคาดการณ์ได้ยากตามธรรมชาติของมันเอง เช่น ลมที่พัดบ้างไม่พัดบ้าง หรือแสงแดดที่บางทีมีบางทีไม่มี ดังนั้น ถ้าเกิดไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนไม่เพียงพอหรือขาดหายไปขึ้นมา ผู้ทำหน้าที่ควบคุมปริมาณผลิตและจ่ายกำลังไฟฟ้าก็ต้องหาพลังงานอื่น ๆ มาเสริม ซึ่งสมดุลในการผลิตและจ่ายไฟฟ้านั้นเป็นสิ่งที่ต้องทำตลอดเวลาในระดับนาทีต่อนาที เพราะความผิดพลาดเพียงเล็กน้อยชั่วครู่ อาจนำมาซึ่งความขัดข้องจนเกิดไฟฟ้าดับเป็นวงกว้างได้

ดังนั้น ในระบบกริดที่มีพลังงานหมุนเวียนเพิ่มขึ้นในปริมาณมาก จึงต้องมีรูปแบบบริหารจัดการที่ยืดหยุ่นขึ้น ซึ่งในทางปฏิบัติมีเทคนิคที่หลากหลาย เช่น การสั่งเดินเครื่องกับแหล่งผลิตไฟฟ้าอื่น ๆ ที่เรียกเดินเครื่องได้เร็ว (fast ramp) การใช้ระบบกักเก็บพลังงาน (energy storage) ทำให้สามารถสลับใช้ไฟฟ้าระหว่างพลังงานรูปแบบต่าง ๆ ได้ทันเวลานำมาสู่สมดุลของระบบไฟฟ้า

นอกจากนี้ ระบบ “โครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ” หรือ “สมาร์ทกริด” (smart grid) เป็นการนำเอาเทคโนโลยีการสื่อสารและสารสนเทศในยุคดิจิทัลมาใช้ร่วมกับโครงข่ายไฟฟ้า สมาร์ทกริดจะเชื่อมโยงโรงผลิตไฟฟ้าทั้งหมดในระบบเข้ากับหน่วยจ่ายไฟและผู้ใช้ไฟฟ้าทำให้การบริหารจัดการพลังงานหมุนเวียนง่ายขึ้น



ที่มา: บทความ “SMART GRID, SMART CITY สู่เมืองอัจฉริยะแห่งอนาคต”[1]

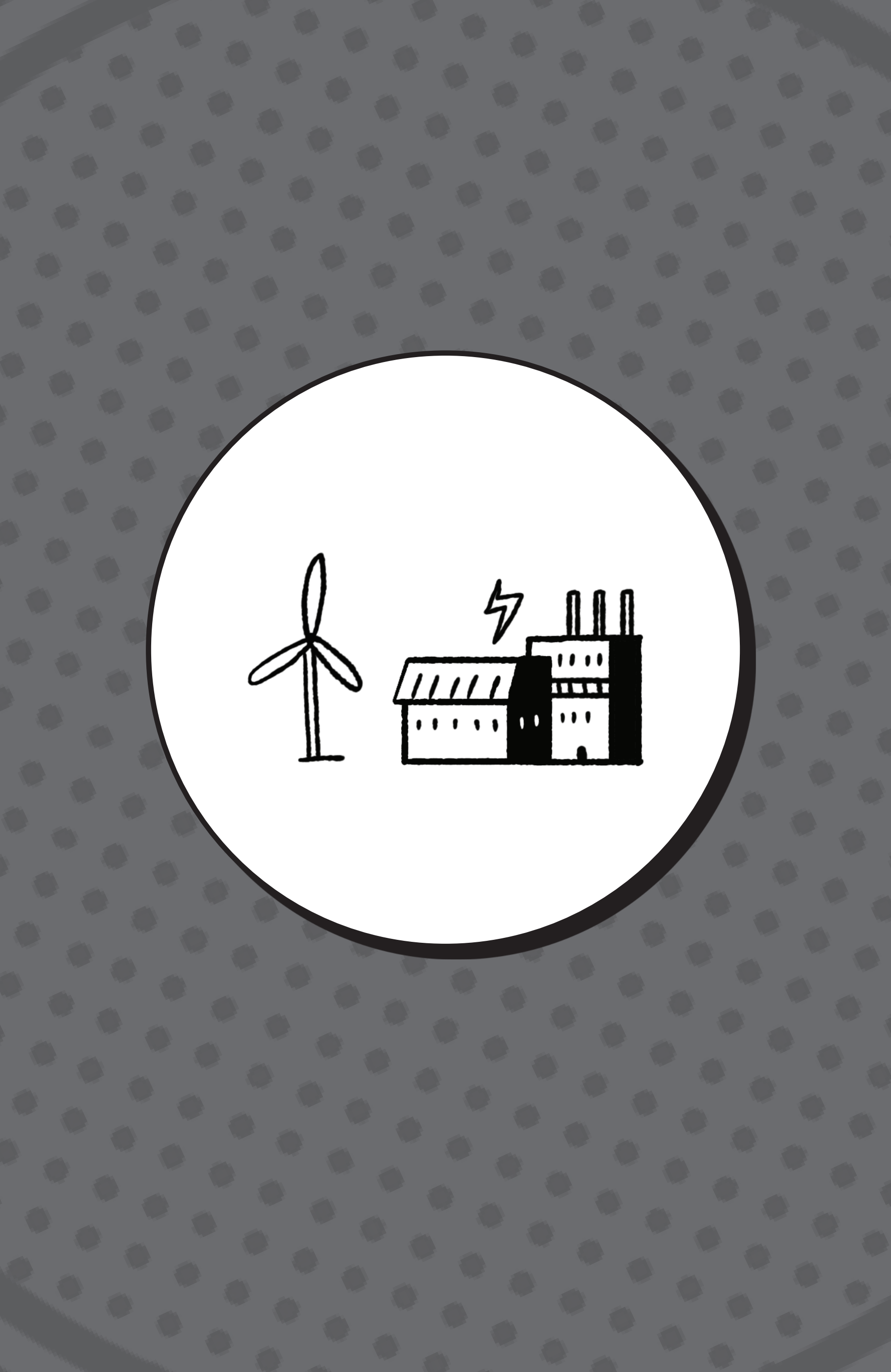
ภายใต้การใช้สมาร์ทกริด ผู้ให้บริการจะสามารถรู้ได้ทันทีตามเวลาจริงหรือเรียลไทม์ (real time) ว่าสถานการณ์การผลิต-จ่าย-ใช้งานไฟฟ้าทั้งหมดในเวลานั้น ๆ เป็นอย่างไร ครัวเรือนไหนใช้ไฟอย่างไร ที่ไหนใช้ไฟมาก ที่ไหนใช้ไฟน้อย ปริมาณไฟฟ้าที่มีอยู่ขณะนั้นเป็นอย่างไร และอื่น ๆ ที่ล้วนเกี่ยวข้องกับการผลิต-จ่าย-ใช้ไฟฟ้า ซึ่งการที่สามารถติดตามสถานการณ์ไฟฟ้าแบบเรียลไทม์จะช่วยให้บริหารจัดการได้ตามจริงในทันทีว่าควรจะทำอะไรอย่างไร ไฟที่ไหนกำลัง

---

[1] อาศิรา พนาราม, “SMART GRID, SMART CITY สู่เมืองอัจฉริยะแห่งอนาคต,” *TCDC,* http://www.tcdc.or.th/articles/technology-innovation/4818/.

จะขาด บริเวณไหนกำลังใช้ไฟล้นเกิน จะโยกพลังงานจากตรงไหนมาทดแทนกำลังผลิตส่วนที่ตกลง สมาร์ทกริดจึงเป็นทางเลือกหนึ่งที่มีประโยชน์มากในการบริหารจัดการโครงข่ายไฟฟ้าที่มีการใช้ไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนรวมอยู่กับไฟฟ้าแบบอื่น ๆ (แต่แม้ไม่มีไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนก็มีประโยชน์เช่นกัน) ให้มีเสถียรภาพ

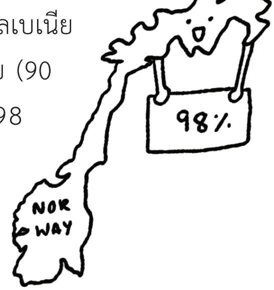
แต่ทั้งนี้และทั้งนั้น การใช้เทคโนโลยีสมาร์ทกริดก็เป็นแค่การแก้ปัญหาระยะสั้นให้กับกริดที่ไม่สมดุลเพราะไฟฟ้าที่ผลิตจากพลังงานหมุนเวียนนั้นขาดช่วง การบริหารจัดการที่เหมาะสมในระยะยาวยังคงเป็นเรื่องของการคาดการณ์ปริมาณความต้องการไฟฟ้าและการหาทางผลิตไฟฟ้าไว้ให้เพียงพอกับความต้องการนั้นและระดับกำลังไฟสำรองโดยทั้งหมดนี้ควรเป็นไปอย่างใกล้เคียงความจริงที่สุด




?
พลังงานหมุนเวียน
ไม่มีทางทดแทน
พลังงานหลักได้
จริงหรือไม่
ไม่จริง

18

ในหลายประเทศเริ่มมีการตั้งเป้าที่จะใช้พลังงานหมุนเวียน 100 เปอร์เซ็นต์กันแล้ว เช่น ประเทศเดนมาร์ก ที่รัฐบาลวางแผนว่าจะใช้พลังงานหมุนเวียน 100 เปอร์เซ็นต์ภายใน ค.ศ. 2050 และยังมีประเทศและเมืองอื่น ๆ ในโลกที่มีการใช้พลังงานหมุนเวียนสูงเกือบ 100 เปอร์เซ็นต์หรือกระทั่งถึง 100 เปอร์เซ็นต์ของพลังงานทั้งหมดที่ใช้ในประเทศแล้ว เช่น แอลเบเนีย (85 เปอร์เซ็นต์) ปารากวัย (90 เปอร์เซ็นต์) นอร์เวย์ (98 เปอร์เซ็นต์) ไอซ์แลนด์ (100 เปอร์เซ็นต์) ฯลฯ



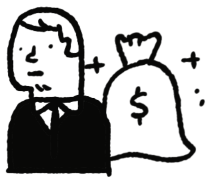
กระแสการนำพลังงานหมุนเวียนในรูปแบบต่าง ๆ (น้ำ ลม แสงอาทิตย์ ชีวมวล) มาใช้ผลิตไฟฟ้านั้นเติบโตขึ้นมากับความตระหนักถึงผลกระทบต่าง ๆ ที่มากับภาวะโลกร้อนและความวิตกกังวลต่อการที่ทรัพยากรต่าง ๆ ที่มีอยู่บนโลกกำลังค่อย ๆ หมดไป แต่กระนั้น แม้ความวิตกกังวลต่อเรื่องดังกล่าวจะรุนแรงขึ้นทุกวัน แต่การนำพลังงานหมุนเวียนมาใช้ทดแทนพลังงานหลักทั้งหมดก็ยังเป็นเรื่องยากที่จะเกิดขึ้นพร้อมกันทั่วโลก ซึ่งอุปสรรคสำคัญในเรื่องนี้อาจแบ่งได้เป็น 3 ด้าน คือ[1]

❶ **ปัญหาทางด้านเทคโนโลยี** ระบบไฟฟ้าอัจฉริยะที่สามารถจัดการสมดุลระหว่างปริมาณไฟฟ้าที่มีทั้งหมดกับความต้องการใช้ไฟฟ้า

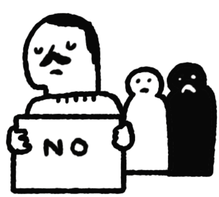
---

[1] เรียบเรียงจาก John Wiseman, Taegen Edwards and Kate Luckins, “Post Carbon Pathways: Towards a Just and Resilient Post Carbon Future Learning from Leading International Post-Carbon Economy Researchers and Policy Makers,” *Post Carbon Pathways Report* (April 2013), เข้าถึงจาก http://www.postcarbonpathways.net.au/wp-content/uploads/2013/05/Post-Carbon-Pathways-Report-2013_Final-V.pdf. และ บทความ “Can A Country Achieve 100% Use of Renewable Energy?,” *Alternative Energy*, http://www.altenergy.org/renewables/wholly-renewable.html.

ในแต่ละช่วงที่มีความต้องการแตกต่างกัน โดยเฉพาะช่วงเวลาที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดได้อย่างราบรื่น หรือคือสามารถจ่ายไฟให้ทุกความต้องการในระบบได้โดยไม่เกิดการสะดุด ติดขัด หรือล้มเหลวจนกระทั่งไฟตกหรือกระทั่งไฟดับ แต่การนำระบบไฟฟ้าอัจฉริยะมาใช้เพื่อเพิ่มสัดส่วนพลังงานหมุนเวียนนั้น ในหลายประเทศยังอยู่ในขั้นทดลองใช้ จึงยังไม่เห็นผลประโยชน์เต็มที่



❷ **ปัญหาทางด้านเศรษฐกิจ** การจะนำพลังงานหมุนเวียนมาทดแทนพลังงานหลักทั้งหมดนั้นจำเป็นต้องมีการลงทุนในโครงสร้างระบบผลิตและกระจายพลังงานที่สูงมาก และเช่นเดียวกับข้อแรก คือเพื่อให้สามารถจ่ายไฟให้ระบบได้อย่างราบรื่น



❸ **ปัญหาทางด้านการเมือง** ได้แก่ การไม่เห็นความจำเป็นเร่งด่วนในการจัดการกับภาวะโลกร้อน อำนาจทางการเงินและสื่อของ

ผู้ผลิตที่ใช้พลังงานฟอสซิล การเมืองที่ขาดวิสัยทัศน์ มองแต่ประโยชน์ระยะสั้น มุมมองทางเศรษฐกิจที่ไม่ส่งเสริมสนับสนุนการบริโภคอย่างยั่งยืน การไม่กล้าออกจากกรอบของสังคมและเทคโนโลยีที่มีอยู่เดิม และข้อจำกัดทางการเงิน บทบาทภาครัฐ และข้อจำกัดในการดำเนินนโยบายให้เป็นผล

อย่างไรก็ดี การส่งเสริมพลังงานหมุนเวียนให้เป็นกระแสหลักได้นั้น จะคิดแต่จากมุมของการเพิ่มศักยภาพการผลิตอย่างเดียวไม่พอ จะต้องทำควบคู่ไปกับการบริหารจัดการการใช้ไฟฟ้าด้วย เช่น มาตรการเพิ่มประสิทธิภาพพลังงานของบ้านเรือน อุตสาหกรรม ฯลฯ


100%
ICELAND


?
ถ่านหินสะอาด
จริงหรือไม่
ไม่แน่
ขึ้นอยู่กับเทคโนโลยี
การผลิต

19

ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิงประเภทหนึ่งที่นำมาใช้ในการผลิตไฟฟ้า โดยความร้อนจากการเผาถ่านหินจะต้มน้ำให้ระเหยเป็นไอไปขับเคลื่อนกังหันไอน้ำเพื่อดำเนินเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

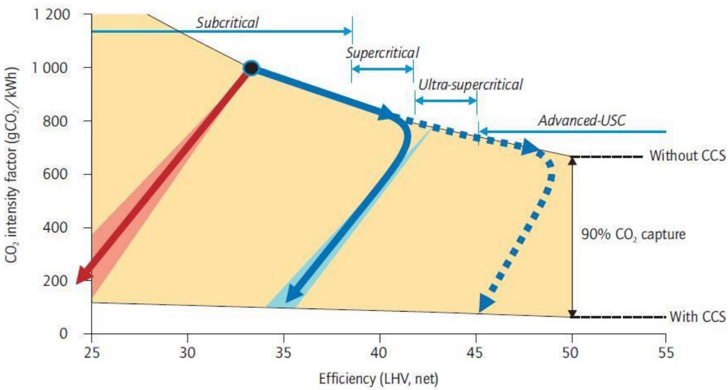
การทำให้การผลิตไฟฟ้าจากถ่านหินสะอาดนั้น ขึ้นอยู่กับกระบวนการในขั้นตอนต่าง ๆ ตั้งแต่การเลือกประเภทถ่านหิน การจัดการ (treat) ถ่านหิน ขั้นตอนการผลิตไฟฟ้า และการกักเก็บมลพิษ

ถ่านหินมีหลายประเภทและระดับคุณภาพ เช่น ลิกไนต์ ซึ่งถือเป็นถ่านหินคุณภาพต่ำ เนื่องจากเผาแล้วให้ความร้อนต่ำ แต่มีขี้เถ้า

จากการเผาสูง ในขณะที่บิทูมินัส นับเป็นถ่านหินคุณภาพดี เผาแล้วให้ความร้อนสูง และมีขี้เถ้าจากการเผาต่ำ

โดยตัวมันเองแล้ว ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิงที่ไม่มีความสะอาด การเผาถ่านหินเพื่อนำมาใช้เป็นเชื้อเพลิงผลิตไฟฟ้าจะก่อให้เกิดสารเคมีหลายอย่างที่เป็นพิษทั้งต่อร่างกายมนุษย์และสิ่งแวดล้อม เช่น ก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ที่ทำให้เกิดสภาวะโลกร้อน ก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ที่เป็นอันตรายต่อระบบทางเดินหายใจทั้งแบบเฉียบพลันและเรื้อรัง เป็นสาเหตุให้เกิดฝนกรด นอกจากนี้ การเผาถ่านหินยังทำให้เกิดฝุ่นละอองซึ่งสามารถเป็นอันตรายต่อระบบทางเดินหายใจได้เช่นกัน และยังมีโลหะหนัก เช่น ปรอท ซึ่งสามารถสะสมอยู่ในพื้นดิน อากาศ และน้ำ

ดังนั้น ในการผลิตไฟฟ้าโดยใช้ถ่านหิน จึงต้องใช้เทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าที่มีประสิทธิภาพเพื่อลดการใช้เชื้อเพลิงประกอบกับเทคโนโลยีกักเก็บมลพิษต่าง ๆ เทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าจากถ่านหินมีหลากหลาย ซึ่งถ้ายิ่งมีประสิทธิภาพสูง ยิ่งทำให้ปริมาณถ่านหินที่ใช้ลดลงและลดมลพิษได้ในระดับหนึ่ง (ดูภาพประกอบ)



Note: The quantity of CO_2 that has to be captured per unit of electricity generated decreases markedly as the efficiency of the PC plant increases.

Source: Adapted from VGB, 2011.

ที่มา: Technology Roadmap: High Efficiency, Low Emission Coal-Fired power Plants ของ International Energy Agency

อย่างไรก็ตาม ไม่ว่าจะใช้เทคโนโลยีใดในการเผาถ่านหิน ก็ยังคงมีมลพิษที่ปล่อยออกมา อาทิ ก๊าซ CO_2, SO_x, NO_x ดังนั้นเทคโนโลยีการดักจับมลพิษจึงมีความสำคัญ เพื่อให้สอดคล้องกับมาตรฐานสิ่งแวดล้อม

การกำหนดปริมาณการปล่อยอากาศพิษที่ยอมรับได้ว่าจะไม่เป็นอันตรายกับมนุษย์และสิ่งแวดล้อม ซึ่งปัจจุบันค่ามาตรฐานการปล่อยอากาศพิษจากถ่านหินในไทยยังด้อยกว่ามาตรฐานเดียวกันในประเทศพัฒนาแล้วอย่าง สหรัฐอเมริกา ญี่ปุ่น รวมทั้งจีนด้วย โดยมาตรฐานที่บังคับใช้กับโรงไฟฟ้าที่ได้รับอนุญาตประกอบกิจการโรงงานหรือใบอนุญาตขยายโรงงาน ตั้งแต่วันที่ 30 มกราคม พ.ศ. 2539

จะเป็นดังตารางด้านล่าง

ค่ามาตรฐานการปล่อยทิ้งอากาศเสียจากถ่านหินของโรงไฟฟ้าในไทย

ประเภทสารพิษและโรงไฟฟ้า	ค่ามาตรฐานการระบายสารพิษจากถ่านหิน
ก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ (หน่วย: ppm)	
• กำลังผลิตไม่เกิน 300 เมกะวัตต์	640
• กำลังผลิตเกิน 300 แต่ไม่เกิน 500 เมกะวัตต์	450
• กำลังผลิต 500 เมกะวัตต์ขึ้นไป	320
ก๊าซออกไซด์ของไนโตรเจนที่คำนวณผลในรูปไนโตรเจนไดออกไซด์ (หน่วย: ppm)	350
ฝุ่นละออง (หน่วย: มิลลิกรัม/ลูกบาศก์เมตร)	120

ที่มา: ประกาศกระทรวงวิทยาศาสตร์ เทคโนโลยีและสิ่งแวดล้อม เรื่อง กำหนดมาตรฐานควบคุมการปล่อยทิ้งอากาศเสียจากโรงไฟฟ้า[1]

ส่วนมาตรฐานการปล่อยทิ้งอากาศพิษจากถ่านถิน ที่บังคับใช้กับโรงไฟฟ้าที่ได้รับอนุญาตประกอบกิจการโรงงาน หรือใบอนุญาตขยายโรงงาน ตั้งแต่วันที่ 15 มกราคม 2553 (โรงไฟฟ้าใหม่) จะเป็นดังนี้

[1] กรมควบคุมมลพิษ, เข้าถึงจาก http://infofile.pcd.go.th/law/2_7_air.pdf?CFID=4480876&CFTOKEN=89848217.

ค่ามาตรฐานการปล่อยทิ้งอากาศเสียจากถ่านหินของโรงไฟฟ้าใหม่

กำลังผลิต	ฝุ่นละออง	ก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์	ก๊าซออกไซด์ของไนโตรเจน
	(มิลลิกรัม/ลูกบาศก์เมตร) (ppm)		ที่คำนวณผลในรูปไนโตรเจนไดออกไซด์ (ppm)
ไม่เกิน 50 เมกะวัตต์	ไม่เกิน 80	ไม่เกิน 360	ไม่เกิน 200
มากกว่า 50 เมกะวัตต์	ไม่เกิน 80	ไม่เกิน 180	ไม่เกิน 200

ที่มา: ประกาศกระทรวงทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม เรื่อง กำหนดมาตรฐานควบคุมการปล่อยทิ้งอากาศเสียจากโรงไฟฟ้าใหม่[2]

ปัจจุบัน มีการคิดค้นเทคโนโลยีที่หลากหลายเพื่อลดการปล่อยมลพิษจากการใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิง เช่น การทำความสะอาดถ่านหินก่อนนำไปเผา โดยอาจเป็นวิธีการง่าย ๆ อย่างทิ้งไว้ให้น้ำฝนชะล้าง ไปจนถึงกระทั่งการล้างด้วยสารเคมี หรือใช้จุลินทรีย์เข้าช่วย Integrated Gasification Combined Cycle (IGCC) เป็นการเปลี่ยนถ่านหินเป็นก๊าซแล้วสกัดเอากำมะถัน ไนโตรเจน และฝุ่นละออง ออก

[2] กรมควบคุมมลพิษ, เข้าถึงจาก http://infofile.pcd.go.th/law/2_95_air.pdf?CFID=4480876&CFTOKEN=89848217.

ไปก่อนจะนำไปเผาเป็นพลังงานเพื่อหมุนเครื่องกำเนิดไฟฟ้า เป็นต้น

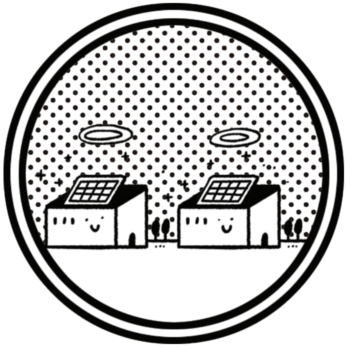
อย่างไรก็ดี ในปัจจุบันนั้น นอกจากความกังวลในเรื่องของก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ ไนโตรเจนออกไซด์ และฝุ่นละออง ที่เกิดจากการเผาไหม้ถ่านหินแล้ว สภาวะโลกร้อนยังทำให้คาร์บอนไดออกไซด์เป็นก๊าซอีกตัวหนึ่งที่ต้องได้รับการจำกัดการปลดปล่อยจากการเผาถ่านหินอีกด้วย คำว่า clean coal ในระดับสากลจึงเป็นคำที่มุ่งเน้นไปที่เรื่องของการลดการปล่อยคาร์บอนไดออกไซด์เป็นหลัก

ทั้งนี้ทั้งนั้น สิ่งที่เราต้องตั้งคำถามเมื่อพบกับคำว่า “ถ่านหินสะอาด” ก็คือ สะอาดอย่างไร เพราะดังกล่าวไปแล้วว่าถ่านหินนั้นสกปรกในตัวมันเอง และนั่นหมายความว่า การเอาความสกปรกออกจากถ่านหินไม่ได้เท่ากับการทำให้ความสกปรกที่เอาออกจากถ่านหินนั้นหมดไป คำถามสำคัญคือ เราจะจัดการกับสิ่งสกปรกที่ถูกแยกออกมาจากถ่านหินอย่างไร เทคโนโลยีที่มีในปัจจุบันมีประสิทธิภาพในการจัดการกับความสกปรกของถ่านหินขนาดไหน และที่สำคัญต้นทุนในการทำให้ถ่านหินสะอาดนั้นเป็นเท่าไร เพราะสุดท้ายแล้วต้นทุนดังกล่าวย่อมถูกส่งผ่านมาให้ผู้บริโภคในที่สุด


???
SO_2


?
โซลาร์เซลล์
ไม่สร้างผลกระทบ
จริงหรือไม่
ไม่จริง

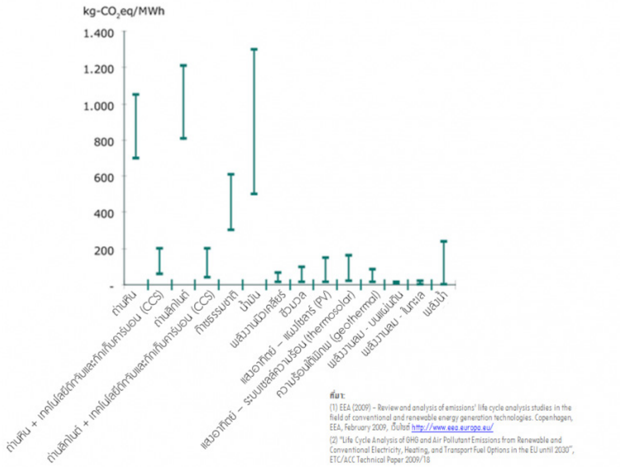
20



การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ด้วยเทคโนโลยีแผงเซลล์สุริยะ (solar PV) นั้นก็มีผลกระทบในรูปของการปลดปล่อยก๊าซที่เป็นอันตรายเฉกเช่นการผลิตพลังงานด้วยวิธีการอื่น ๆ เช่นกัน ซึ่งก๊าซที่ว่าก็คือคาร์บอนไดออกไซด์ (ปัจจุบัน เรื่องการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์จากการผลิตไฟฟ้านั้นเป็นประเด็นความกังวลระดับโลก) เพียงแต่ปริมาณการปลดปล่อยที่เกิดขึ้นจะน้อยกว่าการใช้พลังงานอื่น ๆ ที่ใช้เป็นหลักในปัจจุบัน

ตามรายงานของ World Nuclear Association ในเดือนกรกฎาคม พ.ศ. 2554 ปริมาณการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์จากขั้นตอนการผลิตระบบพลังงานแสงอาทิตย์ตลอดอายุขัยผลิตภัณฑ์ (life cycle) แม้จะต่ำที่สุดเมื่อเทียบกับกลุ่มบรรดาพลังงานหลัก ๆ ที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า (ถ่านหิน ลิกไนต์ น้ำมัน และก๊าซธรรมชาติ) แต่ก็ยังสูงที่สุดในบรรดาพลังงานทางเลือกตัวอื่น ๆ ที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า

LCA (Life Cycle Analysis – วิเคราะห์ตลอดวงจรชีวิต) ก๊าซคาร์บอนไดอ็อกไซด์ที่ถูกปล่อยจากเทคโนโลยีพลังงานชนิดต่างๆ เพื่อการผลิตไฟฟ้า

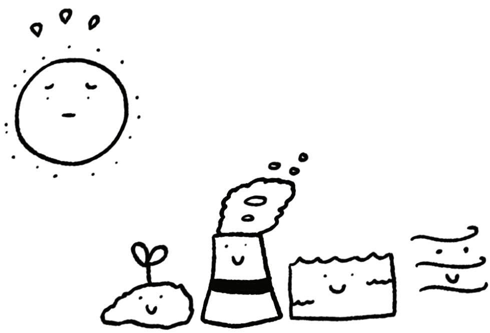


(ชีวมวล นิวเคลียร์ น้ำ และลม) กล่าวคือ
การผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์
ด้วยเทคโนโลยีแผงเซลล์สุริยะจะ
ปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์
ออกมาระหว่าง 13–731 ตัน
คาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่า[1] ต่อ

---

[1] คาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่า (equivalent carbon dioxide: CO_2e) หมายถึงความเข้มข้นของก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ที่สามารถทำให้เกิดปัญหาโลกร้อนได้เทียบเท่าก๊าซเรือนกระจกชนิดอื่นๆ

กิกะวัตต์ชั่วโมง[2] (CO_2e/GWh) ขณะที่การใช้พลังงานทางเลือกอื่น ๆ มาผลิตไฟฟ้าจะมีการปลดปล่อยคาร์บอนไดออกไซด์ที่น้อยกว่านี้ เช่น พลังงานชีวมวล มีอัตราการปลดปล่อยอยู่ที่ 10-101 CO_2e/GWh หรือพลังงานลม อยู่ที่ 6-124 CO_2e/GWh เป็นต้น[3]



[2] กิกะวัตต์ชั่วโมง (gigawatt hour: gWh) คือ ปริมาณการใช้ไฟฟ้า 1,000 ล้านวัตต์ เป็นเวลา 1 ชั่วโมง

[3] WNA Report, "Comparison of Lifecycle Greenhouse Gas Emissions of Various Electricity Generation Sources," *World Nuclear Association* (2011), เข้าถึงจาก http://www.world-nuclear.org/uploadedFiles/org/WNA/Publications/Working_Group_Reports/comparison_of_lifecycle.pdf.


นิวเคลียร์ปลอดภัย
จริงหรือไม่
?
จริง แต่มีโอกาส
เกิดข้อผิดพลาด
ได้เสมอ

21

พลังงานนิวเคลียร์ที่แผดเผาเมืองฮิโรชิมาและนางาซากิจากการทิ้งระเบิด 2 ลูกในช่วงปลายสงครามโลกครั้งที่ 2 ได้ทำให้โลกทั้งใบต้องตระหนักถึงความน่ากลัวของพลังงานนิวเคลียร์

แต่ในเวลาต่อมา เมื่อนิวเคลียร์กลายเป็นทางเลือกหนึ่งในการผลิตไฟฟ้า ด้วยเหตุผลว่าสามารถผลิตไฟฟ้าในราคาที่ถูก (ถูกจริงหรือไม่นั้นดูได้ในคำถาม "นิวเคลียร์ราคาถูกจริงหรือไม่") และสะอาดเนื่องจากไม่มีการปลดปล่อยสารพิษดังเช่นการผลิตไฟฟ้าด้วยถ่านหิน (แต่แน่นอนว่า ยังต้องคำนึงถึงอันตรายเรื่องการจัดการกับสารกัมมันต-ภาพรังสี) การนำพลังงานที่มีทั้งคุณอนันต์และโทษมหันต์เช่นนี้มาใช้จึงต้องอยู่ภายใต้มาตรการควบคุมความปลอดภัยที่ซับซ้อนและรัดกุมเพียงพอ

ปัจจุบัน ทบวงการพลังงานปรมาณูระหว่างประเทศ หรือ IAEA (International Atomic Energy Agency) ได้กำหนด "มาตรา

ระหว่างประเทศว่าด้วยเหตุการณ์ทางนิวเคลียร์” (The International Nuclear and Radiological Event Scale: INES) โดยแบ่งความรุนแรงของเหตุการณ์ทางนิวเคลียร์ออกเป็น 7 ระดับ ดังนี้[1]

ระดับ 7 อุบัติเหตุรุนแรงที่สุด/ใหญ่หลวง (Major Accident)

เหตุการณ์	ผลกระทบ (impact)	ตัวอย่าง (samples)
อุบัติเหตุ (accident)	**ภายนอกสถานที่ตั้ง (off-site)** อุบัติเหตุที่ก่อให้เกิดการแพร่กระจายของสารกัมมันตรังสีออกสู่ภายนอกโรงงานนิวเคลียร์ในปริมาณมหาศาล มีผลกระทบต่อสุขภาพอนามัยและสิ่งแวดล้อมอย่างกว้างขวาง	• Chernobyl ยูเครน ปี ค.ศ. 1986 เชื้อเพลิง เกิดการหลอมเหลว และเกิดเพลิงไหม้ • Fukushima Daiichi ญี่ปุ่น ปี ค.ศ. 2011 แกนเชื้อเพลิงหลอมละลาย เกิดการปลดปล่อยสารกัมมันตรังสี

[1] สุรศักดิ์ พงศ์พันธุ์สุข, “อุบัติเหตุทางนิวเคลียร์ และ มาตราระหว่างประเทศว่าด้วยเหตุการณ์ทางนิวเคลียร์,” *สถาบันเทคโนโลยีนิวเคลียร์แห่งชาติ*, 16 มีนาคม 2554, http://www0.tint.or.th/nkc/nkc54/content-01/nstkc54-029.html.

ระดับ 6 อุบัติเหตุรุนแรง (Serious Accident)

เหตุการณ์	ผลกระทบ (impact)	ตัวอย่าง (samples)
อุบัติเหตุ (accident)	**ภายนอกสถานที่ตั้ง (off-site)** อุบัติเหตุที่ก่อให้เกิดการแพร่กระจายของสารกัมมันตรังสีออกสู่ภายนอกโรงงานนิวเคลียร์ในปริมาณสูงและต้อง ดำเนินการตามแผนฉุกเฉินเฉพาะที่อย่างเต็มรูปแบบ	• Mayak ที่ Ozersk รัสเซีย ปี ค.ศ. 1957 โรงงานแปรสภาพซ้ำ เชื้อเพลิงเกิดสภาวะวิกฤติ

ระดับ 5 อุบัติเหตุ ที่มีผลกระทบ ถึงภายนอก สถานที่ตั้ง (Accident with Off-site Risk)

เหตุการณ์	ผลกระทบ (impact)	ตัวอย่าง (samples)
อุบัติเหตุ (accident)	**ภายนอกสถานที่ตั้ง (off-site)** มีการแพร่กระจายของสารกัมมันตรังสีออกสู่ภายนอกโรงงานนิวเคลียร์ปริมาณจำกัด ทำให้ต้องมีการใช้แผนฉุกเฉินเฉพาะที่บางส่วน **ภายในสถานที่ตั้ง (on-site)** อุบัติเหตุที่ก่อให้เกิดความเสียหายรุนแรงต่อสถานปฏิบัติการนิวเคลียร์ (ต่อแกนเครื่องปฏิกรณ์หรือต่อตัวกั้นทางรังสี)	• Windscale อังกฤษ ปี ค.ศ. 1957 (กองทัพบก) • Three Mile Island สหรัฐอเมริกา ปี ค.ศ. 1979 เกิดเชื้อเพลิง หลอมเหลว

ระดับ 4 อุบัติเหตุ ที่ไม่มีนัยสำคัญ (ผลกระทบ) ภายนอก สถานที่ตั้ง (Accident without Significant Off-site Risk)

เหตุการณ์	ผลกระทบ (impact)	ตัวอย่าง (samples)
อุบัติเหตุ (accident)	**ภายนอกสถานที่ตั้ง (off-site)** มีการแพร่กระจายของสารกัมมันตรังสีออกสู่ภายนอกโรงงานนิวเคลียร์เล็กน้อย ยังผลให้กลุ่มบุคคลที่ล่อแหลมต่อเหตุการณ์ได้รับปริมาณรังสีในเกณฑ์กำหนด **ภายในสถานที่ตั้ง (on-site)** อุบัติเหตุที่ก่อให้เกิดความเสียหายในระดับสำคัญต่อแกนเครื่องปฏิกรณ์ ตัวกั้นทางรังสี และผู้ปฏิบัติงาน	• Saint-Laurent A1 ฝรั่งเศส ปี ค.ศ. 1969 เชื้อเพลิงแตก และ A2 ปี ค.ศ. 1980 แกรไฟต์ร้อนเกิน • Tokai-mura ญี่ปุ่น ปี ค.ศ. 1999 สภาวะวิกฤติในโรงงานผลิตเชื้อเพลิงสำหรับเครื่องปฏิกรณ์ระดับทดลอง

ระดับ 3 อุบัติการณ์ รุนแรง หรือ เหตุขัดข้อง รุนแรง (Serious Incident)

เหตุการณ์	ผลกระทบ (impact)	ตัวอย่าง (samples)
อุบัติการณ์ (incident)	**ภายนอกสถานที่ตั้ง (off-site)** มีการแพร่กระจายสารกัมมันตรังสีปริมาณเล็กน้อยออกสู่ภายนอกโรงงานนิวเคลียร์ กลุ่มบุคคลที่ล่อแหลมต่อเหตุการณ์ได้รับรังสีระดับเศษส่วนในสิบของเกณฑ์กำหนด	• Vandellos สเปน ปี ค.ศ. 1989 เทอร์ไบน์ติดไฟ • Davis-Besse สหรัฐอเมริกา ปี ค.ศ. 2002 เกิดการกัดกร่อนอย่างรุนแรง

เหตุการณ์	ผลกระทบ (impact)	ตัวอย่าง (samples)
	ภายในสถานที่ตั้ง (on-site) เหตุการณ์ที่ทำให้เกิดการแพร่กระจายของสารกัมมันตรังสีภายในบริเวณโรงงานนิวเคลียร์อย่างรุนแรง ผู้ปฏิบัติงานได้รับปริมาณรังสีในระดับที่เป็นอันตรายต่อสุขภาพอนามัย **สูญเสียการป้องกันเชิงลึก (Defence in Depth Degradation)** เหตุการณ์ที่ใกล้เคียงต่อการเกิดอุบัติเหตุซึ่งเหลือเพียงระบบป้องกันขั้นสุดท้ายที่ยังคงทำงานอยู่	• Paks ฮังการี ปี ค.ศ. 2003 เชื้อเพลิง เสียหาย

ระดับ 2 อุบัติการณ์ หรือ เหตุขัดข้อง (Incident)

เหตุการณ์	ผลกระทบ (impact)
อุบัติการณ์ (incident)	**ภายนอกสถานที่ตั้ง (off-site)** ไม่มีผลกระทบ **ภายในสถานที่ตั้ง (on-site)** เหตุการณ์ที่ทำให้เกิดการแพร่กระจายของสารกัมมันตรังสีภายในบริเวณโรงงานนิวเคลียร์อย่างมีนัยสำคัญ ผู้ปฏิบัติงานได้รับปริมาณรังสีเกินเกณฑ์กำหนด **สูญเสียการป้องกันเชิงลึก (Defence in Depth Degradation)** เหตุการณ์ซึ่งส่งผลกระทบด้านความปลอดภัยอย่างมีนัยสำคัญ แต่ระบบป้องกันอื่น ๆ ยังสามารถควบคุม สภาวะผิดปกติอื่น ๆ ได้

ระดับ 1 เหตุผิดปกติ (Anomaly)

เหตุการณ์	ผลกระทบ (impact)
อุบัติการณ์ (incident)	**ภายนอกสถานที่ตั้ง (off-site)** ไม่มีผลกระทบ **ภายในสถานที่ตั้ง (on-site)** ไม่มีผลกระทบ **สูญเสียการป้องกันเชิงลึก (Defence in Depth Degradation)** เหตุการณ์ที่แตกต่างจากเงื่อนไขตามที่อนุญาตให้เดินเครื่องโรงงานนิวเคลียร์ แต่ไม่มีผลกระทบด้านความปลอดภัย ไม่มีการเปื้อนสารกัมมันตรังสี หรือผู้ปฏิบัติงานไม่ได้รับรังสีเกินเกณฑ์กำหนด

ระดับ 0 การเบี่ยงเบน (Deviation)

เหตุการณ์	ผลกระทบ (impact)
เหตการณ์ปรกติ (deviation)	**ภายนอกสถานที่ตั้ง (off-site)** ไม่มีผลกระทบ **ภายในสถานที่ตั้ง (on-site)** ไม่มีผลกระทบ

เหตุการณ์	ผลกระทบ (impact)
	สูญเสียการป้องกันเชิงลึก (Defence in Depth Degradation) เหตุการณ์ที่คลาดเคลื่อนเล็กน้อยจากการเดินเครื่องโรงงานนิวเคลียร์ตามปกติ ไม่ส่งผลกระทบต่อความปลอดภัยด้านต่าง ๆ

ระดับ ต่ำกว่า 0

เหตุการณ์	ผลกระทบ (impact)
เหตการณ์ ปรกติ (deviation)	**ภายนอกสถานที่ตั้ง (off-site)** ไม่มีผลกระทบ **ภายในสถานที่ตั้ง (on-site)** ไม่มีผลกระทบ **สูญเสียการป้องกันเชิงลึก (Defence in Depth Degradation)** ไม่ส่งผลต่อกระทบต่อความปลอดภัยใด ๆ

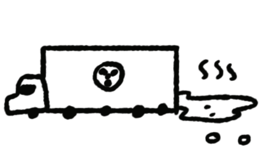
อนึ่ง เราสามารถแบ่งประเภทสาเหตุของอุบัติเหตุทางนิวเคลียร์ได้กว้าง ๆ ดังนี้[2]

❶ อุบัติเหตุจากภาวะวิกฤติ (criticality accident) เช่น กรณีของโรงไฟฟ้าเชอร์โนบิล ที่ไม่สามารถควบคุมปฏิกิริยาลูกโซ่ในการใช้พลังงานในเคลียร์ ทำให้ความร้อนสูงขึ้นจนแกนเครื่องปฏิกรณ์หลอมเหลว ไฮโดรเจนและไอน้ำความดันสูงสะสมตัวจนเกิดการระเบิดในที่สุด

❷ อุบัติเหตุเนื่องจากความร้อนจากการสลายตัว (decay heat) เช่น กรณีของโรงไฟฟ้าฟุคุชิม่า ที่ผลกระทบจากคลื่นสึนามิทำให้ปั๊มน้ำขัดข้องจนระบบหล่อเย็นไม่สามารถทำงานได้ผลตามปรกติ ส่งผลให้เกิดความร้อนสูงจนเชื้อเพลิงบางส่วนหลอมเหลว เกิดการปลดปล่อยและแพร่กระจายสารกัมมันตรังสีออกสู่ภายนอก

---

[2] เรียบเรียงจาก พีรวุฒิ บุญสุวรรณ, *รายงานวิจัยฉบับสมบูรณ์ หกทศวรรษของอุบัติเหตุทางนิวเคลียร์ การเยียวยาความเสียหายและปัญหาการจัดการกากกัมมันตรังสี* (กรุงเทพฯ: สำนักกำกับดูแลความปลอดภัยทางนิวเคลียร์ สำนักงานปรมาณูเพื่อสันติ, 2554).



❸ อุบัติเหตุระหว่างการขนส่ง (transport) การขนส่งที่ไม่รัดกุม ทำให้รังสีรั่วไหลหรือมีคนได้รับรังสีโดยตรง

❹ ความผิดพลาดของมนุษย์ (human error) ไม่ว่าจะมีนวัตกรรมที่ปลอดภัยเพียงใด ความผิดพลาดของมนุษย์ยังคงนำมาซึ่งอุบัติเหตุทางนิวเคลียร์ตั้งแต่เล็กน้อยจนถึงขั้นร้ายแรงได้เสมอ ไม่ว่าจะในขั้นตอนการซ่อมบำรุง ทดสอบ ดำเนินการ หรือกระทั่งการปฏิบัติผิดพลาดเมื่อเกิดอุบัติเหตุเล็ก ๆ จนลุกลามกลายเป็นอุบัติภัยร้ายแรง

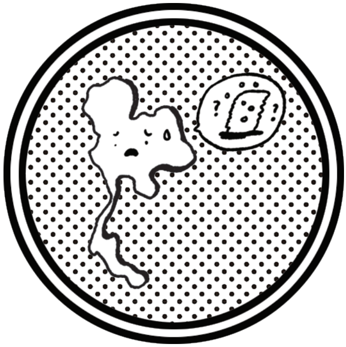
ในการสร้างความปลอดภัยให้กับการนำมาพลังงานนิวเคลียร์มาใช้นั้น สิ่งที่จำเป็นก็คือ “มาตรการการป้องกันเชิงลึก” ซึ่งจะเริ่มต้นตั้งแต่การออกแบบโรงงานและอุปกรณ์ต่าง ๆ รวมทั้งการบำรุงรักษา ส่วนในเรื่องของระบบควบคุมก็ต้องมีความหลากหลาย เป็นอิสระต่อกัน แต่ต้องสามารถทำหน้าที่แทนกันได้ โดยเมื่อระบบใดระบบหนึ่งล่มหรือขัดข้องไปจะต้องไม่ส่งผลกระทบให้ระบบอื่น ๆ ที่เหลืออยู่ใช้งานไม่ได้ตามไปด้วย

นอกจากนี้ ก็ยังต้องมีการจัดการกับอุบัติเหตุที่เกิดขึ้น ว่าหากระบบควบคุมล้มเหลวแล้วจะทำอย่างไรเพื่อไม่ให้สารกัมมันตรังสีแพร่กระจายออกสู่ภายนอก หรือถ้าการแพร่กระจายเกิดขึ้นแล้ว การเตรียมแผนการอพยพผู้คนในบริเวณที่อาจได้รับผลกระทบออกจากพื้นที่ก็ต้องเป็นสิ่งที่เตรียมการกันไว้ตั้งแต่ทุกอย่างยังปรกติดีด้วย ซึ่งทั้งหมดนี้จะเกิดขึ้นได้ก็ด้วยการมีวัสดุอุปกรณ์ที่ได้มาตรฐาน ระเบียบวินัยในการจัดการ และความโปร่งใสตั้งแต่ระดับของการดำเนินแผนการก่อสร้าง

ทั้งหมดที่กล่าวไปข้างต้นยังไม่นับความเสี่ยงจากกากเชื้อเพลิงนิวเคลียร์ ซึ่งยังมีธาตุกัมมันตรังสีอันตราย กากนี้มีค่ากึ่งชีวิต (half-life) กว่าหนึ่งหมื่นปี และจนถึงทุกวันนี้ก็ยังไม่มีใครสามารถคิดค้นวัสดุการกักเก็บที่รับประกันได้ร้อยเปอร์เซ็นต์ว่าจะไม่เกิดการรั่วไหลตลอดชั่วอายุขัยของกากเชื้อเพลิงนิวเคลียร์


?
ก๊าซธรรมชาติ
ในไทยจะหมดภายใน
สิบปีจริงหรือไม่
จริง

22



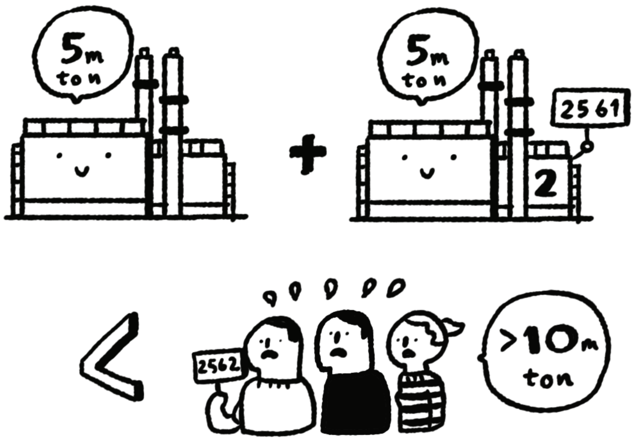
ขึ้นชื่อว่า "ก๊าซธรรมชาติ" ชื่อก็บอกอยู่แล้วว่าเกิดตามธรรมชาติ ประเทศไทยเราโชคดีที่ได้ "ส้มหล่น" มีก๊าซธรรมชาติในอ่าวไทยให้เราขุดขึ้นมาใช้ได้ โดยที่ธรรมชาติไม่เคยส่งบิลมาเรียกเก็บ

ในอ่าวไทย ผู้เชี่ยวชาญพลังงานหลายท่านเห็นตรงกันว่า ก๊าซธรรมชาติที่คนไทยได้มาฟรี ๆ ขณะนี้เหลือให้เราใช้ไม่ถึง 10 ปี

เมื่อวันที่ 19 ธันวาคม พ.ศ. 2556 นายสุเทพ เหลี่ยมศิริเจริญ ปลัดกระทรวงพลังงานในสมัยนั้น อธิบายสถานการณ์เรื่องก๊าซธรรมชาติของไทย ในงานสัมมนา "10 ปี พลังงานทดแทน ทางรอดก่อนก๊าซหมดอ่าวไทย" ว่า

"ประเทศไทยอาจประสบปัญหาวิกฤติก๊าซธรรมชาติในอีก 6–7 ปีข้างหน้า เนื่องจากก๊าซจะหมดจากอ่าวไทยหากไม่มีการสำรวจแหล่งใหม่เพื่อผลิตเพิ่มเติม นอกจากนี้ ความต้องการใช้แอลเอ็นจีของ

ไทยเริ่มปรับเพิ่มสูงขึ้นอย่างต่อเนื่อง โดยคาดว่าปี พ.ศ. 2562 ไทยจะเกิดวิกฤติขาดแคลนแอลเอ็นจีได้ เพราะตามแผนพัฒนาไฟฟ้าระยะยาวของประเทศ (PDP 2010) ฉบับปัจจุบันพบว่า ความต้องการใช้แอลเอ็นจีจะพุ่งขึ้นเกิน 10 ล้านตันต่อปี ขณะที่คลังเก็บแอลเอ็นจีของบริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) จะมีรองรับได้เพียง 10 ล้านตันเท่านั้น



ปัจจุบัน ปตท. มีคลังเก็บแอลเอ็นจีอยู่ที่จังหวัดระยอง 1 คลัง รองรับแอลเอ็นจีได้ 5 ล้านตัน โดยขณะนี้ความต้องการใช้ยังอยู่ที่ 2 ล้านตันต่อปี แต่คาดว่าในปี พ.ศ. 2558 ความต้องการใช้เพิ่มถึง 5 ล้านตันต่อปี และ ปตท. เตรียมสร้างคลังเฟส 2 เสร็จในปี พ.ศ. 2561 รองรับแอลเอ็นจีได้อีก 5 ล้านตัน รวมเป็นปริมาณที่จะรองรับแอลเอ็นจีได้ 10 ล้านตัน แต่ในปี พ.ศ. 2562 เป็นต้นไปความต้องการ

ใช้จะเกิน 10 ล้านตัน ซึ่งหากไม่เร่งลงทุนสร้างคลังเก็บแอลเอ็นจีเพิ่ม จะทำให้แอลเอ็นจีไม่เพียงพอต่อความต้องการใช้

นอกจากนี้ การแสวงหาแหล่งลงทุนผลิตแอลเอ็นจีในอนาคตของไทยเป็นไปได้ยาก เนื่องจากประเทศที่พัฒนาแล้ว เช่น ญี่ปุ่น จีน ยุโรป เกิดความต้องการใช้แอลเอ็นจีสูงและเข้าไปลงทุนจองซื้อแอลเอ็นจีกันเกือบหมดในแหล่งก๊าซสำคัญของโลก และไม่สนใจจะร่วมลงทุนกับ ปตท. เนื่องจากเป็นผู้ใช้รายเล็กและไม่มีความชำนาญในธุรกิจแอลเอ็นจี รวมทั้งปัจจุบัน ปตท. มีสัญญาซื้อแอลเอ็นจีระยะยาว 20 ปี จากประเทศกาตาร์เพียงแห่งเดียวเท่านั้น ในปริมาณ 2 ล้านตันต่อปี โดยเริ่มนำเข้ามาแล้วตั้งแต่ปี พ.ศ. 2555 และยังอยู่ระหว่างการแสวงหาซื้อแอลเอ็นจีเพิ่มเติมซึ่งยังอยู่ในขั้นเจรจาเท่านั้น

ดังนั้น ปัญหาทั้งหมดจะกลายเป็นอุปสรรคสำคัญต่อความมั่นคงด้านก๊าซของประเทศไทย”

นายสุเทพกล่าวว่า จากอุปสรรคดังกล่าว ทำให้กระทรวงพลังงานต้องเร่งปรับแผนพีดีพีฉบับใหม่โดยเร็ว เพื่อลดการใช้ก๊าซลงโดยเฉพาะในภาคขนส่งที่มีการใช้ก๊าซอย่างสิ้นเปลือง ซึ่งต้องพยายามผลักดันให้ภาคขนส่งหันไปใช้พลังงานทดแทนให้เพิ่มมากขึ้น

ถึงแม้ว่าเราควรถกเถียงกันว่า “ความต้องการใช้แอลเอ็นจี” (LNG ย่อมาจาก Liquefied Natural Gas หมายถึงก๊าซธรรมชาติเหลว) ของประเทศที่ภาครัฐประมาณการนั้นน่าจะสูงเกินจริง ต่ำเกินจริง หรือว่าแท้ที่จริงแล้วเราควรมี “ส่วนผสมพลังงาน” (energy mix) แตกต่างจากที่ภาครัฐนำเสนอหรือไม่อย่างไร การที่ก๊าซธรรมชาติกำลังจะหมดจากอ่าวไทย วันนี้ก็เป็น “ข้อเท็จจริง” ที่ปฏิเสธไม่ได้

และน่าจะจุดประกายการถกเถียงอภิปรายอย่างกว้างขวาง ถึง “ส่วนผสมพลังงาน” ที่เหมาะสมสำหรับประเทศ และสอดคล้องกับแนวทางพัฒนาแบบ “คาร์บอนต่ำ” ที่ยั่งยืน


?
น้ำมันไทย
แพงกว่าต่างประเทศ
จริงหรือไม่
ทั้งจริงและ
ไม่จริง

23

เวลาเราบอกว่าของ “ถูก” หรือ “แพง” เราคิดจากอะไร?

ปรกติเราจะคิดจากการเปรียบเทียบกับสินค้าชนิดเดียวกันแต่ยี่ห้ออื่น เช่น ก๋วยเตี๋ยวหมู ถ้าเรากินแถวปากซอยราคาชามละ 30 บาท อีกเจ้าถัดไปอีกสามซอยขายชามละ 50 บาท แต่ให้ก๋วยเตี๋ยวปริมาณเท่ากัน แบบนี้เราก็จะมีเหตุผลที่บ่นว่า “แพง”

แต่สำหรับสินค้าอย่างน้ำมันที่ซับซ้อนกว่าก๋วยเตี๋ยวหมู (ซึ่งเรารู้หรือพอเดาราคาวัตถุดิบต่าง ๆ ได้) เราอาจจะบ่นว่า น้ำมันเรา “แพง” เมื่อเทียบกับบางประเทศ แต่ไม่ง่ายเลยที่จะเข้าใจว่า สิ่งที่เราคิดว่า “แพง” นั้นมีที่มาที่ไปอย่างไร

แต่แน่นอนว่า ความรู้สึกของเราเกิดจากการ “เปรียบเทียบ” ระหว่างยี่ห้อต่าง ๆ หรือราคาในประเทศต่าง ๆ ของสินค้าชนิดเดียวกันเป็นหลัก

สำนักข่าวบลูมเบิร์ก ทำเว็บไซต์ http://www.bloomberg.com/visual-data/gas-prices/ ให้เราเปรียบเทียบราคาน้ำมันข้ามประเทศที่ โดยให้เปรียบเทียบข้อมูลสามตัวด้วยกัน ได้แก่

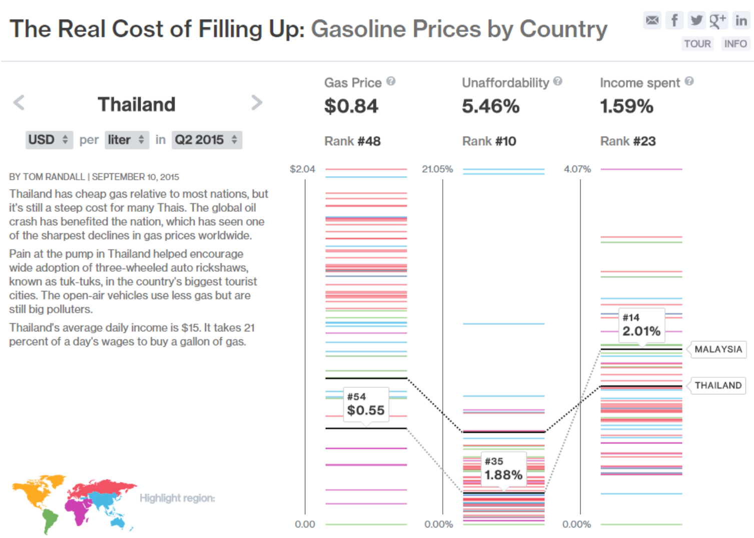
ราคาน้ำมัน (ดอลลาร์สหรัฐต่อลิตร)

กำลังซื้อ (สัดส่วนค่าจ้างรายวันที่ต้องจ่ายในการซื้อน้ำมันหนึ่งลิตร)

และสัดส่วนรายจ่าย (สัดส่วนรายได้ทั้งปีที่ใช้ในการซื้อน้ำมัน)

ถ้ากดเปรียบเทียบระหว่างมาเลเซียกับไทยจะพบว่า มาเลเซียมีราคาน้ำมันต่ำกว่าไทยถึง 35% (0.55 ดอลลาร์สหรัฐต่อลิตรเทียบกับ 0.84 ดอลลาร์สหรัฐต่อลิตร)

นอกจากราคาน้ำมันมาเลเซียจะถูกกว่าเรามากแล้ว คนมาเลเซียก็มีรายได้สูงกว่าเรามากด้วย ส่งผลให้เขาต้องใช้เงินเพียง 1.88% ของค่าแรงรายวันในการจ่ายค่าน้ำมันหนึ่งลิตร แต่คนไทยต้องใช้เงินถึง 5.46% ของค่าจ้างรายวันเลยทีเดียว – มากกว่าคนมาเลเซียเกือบสามเท่า!



หลายคนดูข้อมูลนี้แล้วคงอิจฉาคนมาเลเซีย แล้วก็สงสัยต่อไปว่า มาเลเซียมีพรมแดนติดกับไทย แต่ทำไมราคาน้ำมันจึงต่างกันลิบโลกเช่นนี้

คำตอบง่าย ๆ คือ “รัฐบาลมาเลเซียอุดหนุนราคาน้ำมัน”

บางคนคงถามต่อไปว่า อ้าว! รัฐบาลอุดหนุนราคาก็ดีแล้วนี่นาช่วยเหลือประชาชน ทำไมรัฐบาลไทยไม่อุดหนุนบ้าง ใจร้ายกับประชาชนจัง

คำตอบง่าย ๆ อีกเช่นกัน คือ
"มาเลเซียรวยน้ำมันกว่าไทยมาก"

ประเทศไทยผลิตน้ำมันดิบได้ไม่ถึง 10% ของความต้องการใช้ในประเทศไทย ที่เหลือจึงต้องนำเข้าจากต่างประเทศ แต่มาเลเซียผลิตน้ำมันดิบได้เพียงพอต่อความต้องการใช้ในประเทศ จึงสามารถนำรายได้จากการขายน้ำมันดิบที่มากกว่าไทยมาก มาอุดหนุนราคาน้ำมันสำเร็จรูปที่ใช้ในประเทศได้

ข้อเท็จจริงที่ว่าไทยต้องนำเข้าน้ำมันดิบปริมาณมาก ช่วยตอบคำถามอีกข้อที่มีคนสงสัยกันมากว่า "ทำไมราคาน้ำมันหน้าปั๊มในประเทศถึงต้องอิงราคาตลาดโลก"

บางคนบิดเบือนคำตอบว่า โรงกลั่นน้ำมันหรือบริษัทยักษ์ใหญ่ตั้งใจจะเอาเปรียบคนไทย กลั่นน้ำมันในประเทศแท้ ๆ แต่ดันใช้ราคาตลาดโลก

คำตอบง่าย ๆ คือ ที่ราคาน้ำมันขายปลีกต้องอิงราคาตลาดโลกก็เพราะเราซื้อน้ำมันดิบในราคาตลาดโลก

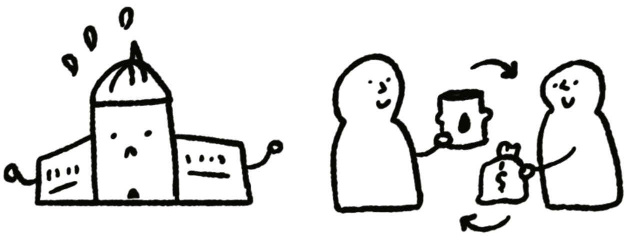
อธิบายให้ชัดกว่านั้นคือ ราคาน้ำมันสำเร็จรูปของเราใช้ "ราคาหน้าโรงกลั่น" ซึ่งประกอบด้วย "ค่าน้ำมันดิบ" บวก "ค่าการกลั่น" ที่สิงคโปร์ มาเป็นราคาอ้างอิง

ทำไมต้องใช้ราคาที่สิงคโปร์? คำตอบคือ ถ้าราคาน้ำมันหน้าโรงกลั่นในไทยเราสูงกว่าราคาที่หน้าโรงกลั่นสิงคโปร์บวกค่าขนส่ง คนก็จะอยากลักลอบนำเข้าน้ำมันสำเร็จรูปจากสิงคโปร์เข้ามาขายในไทยในปริมาณมหาศาล เพราะได้กำไรดีเห็น ๆ (สิงคโปร์เป็นประเทศเล็กก็จริง แต่โรงกลั่นสิงคโปร์ผลิตน้ำมันได้สูงเกินความต้องการใช้ในประเทศมาก จึงเป็นผู้ส่งออกน้ำมันสำเร็จรูปรายใหญ่ไปยังประเทศใกล้เคียง)

ยิ่งคนลักลอบนำเข้ามาก โรงกลั่นในไทยก็ยิ่งต้องลดปริมาณการผลิตน้ำมันสำเร็จรูปลง รัฐบาลก็จะขาดรายได้ แถมยังต้องเสียเวลาเสียเงินมาพยายามตามจับผู้ลักลอบอีก

ลองคิดในทางกลับกัน ถ้าหากราคาหน้าโรงกลั่นไทยบวกค่าขนส่งต่ำกว่าราคาหน้าโรงกลั่นสิงคโปร์ หลายคนก็จะมองเห็นโอกาสทำกำไรงาม ๆ อีกเช่นกัน ด้วยการส่งออกน้ำมันสำเร็จรูปจากประเทศไทย

ไปขายที่อื่นที่อยากใช้น้ำมันราคาถูก โรงกลั่นก็จะอยากผลิตให้ได้มากขึ้น หรือเพิ่มกำลังการผลิต แต่รัฐบาลจะเก็บภาษีได้น้อยลง เพราะการส่งออกไม่มีภาษี



พูดง่าย ๆ คือ ถ้าเราไม่ใช้ราคาหน้าโรงกลั่นที่สิงคโปร์เป็นราคาอ้างอิง ประเทศไทยก็มีแต่เสียกับเสีย

ในเมื่อธุรกิจน้ำมันเป็นตลาดสินค้าโภคภัณฑ์ระดับโลก น้ำมันที่ไหนก็เหมือนกัน มีการค้าขายกันข้ามพรมแดนระหว่างประเทศตลอดเวลา นั่นหมายความว่าเวลากำหนดราคาหน้าโรงกลั่น สิงคโปร์ก็ต้องเทียบราคาหน้าโรงกลั่นที่ตะวันออกกลาง ยุโรป และอเมริกาเช่นกัน ไม่อย่างนั้นก็จะเกิดโอกาสให้ทำกำไรงาม ๆ โดยไร้ซึ่งความเสี่ยงใด ๆ แบบที่อธิบายข้างต้นเช่นกัน

เวลาที่เรามองสินค้าซับซ้อนอย่างน้ำมัน แน่นอนทุกคนมีสิทธิที่จะคิดว่า “ถูก” หรือ “แพง”

ใครมีเงินมากอาจคิดว่าถูก ใครมีเงินน้อยอาจคิดว่าแพง

แต่ถ้าจะคิดให้ไกลถึง "ความเป็นธรรม" ว่าราคาน้ำมันนั้นถูกใครบิดเบือนหรือไม่อย่างไร เราก็จำเป็นจะต้องศึกษาข้อมูลอื่น ๆ ประกอบ

ราคาน้ำมันบางประเทศ เช่น มาเลเซีย ต่ำกว่าเราเนื่องจากเขารวยกว่าเรา มีรายได้มหาศาลจากการขายน้ำมัน รัฐจึงอุดหนุนน้ำมันได้ง่าย อีกบางประเทศ เช่น สิงคโปร์ น้ำมันแพงกว่าเราเพราะต้องนำเข้าน้ำมันดิบมากลั่นเพื่อส่งออกเป็นหลัก รัฐบาลก็เก็บภาษีสูง ๆ เพื่อจูงใจให้คนประหยัด

ประเด็นที่สำคัญกว่าคำถามว่า น้ำมันเรา "ถูก" หรือ "แพง" สำหรับประเทศที่ไม่รวยน้ำมันอย่างไทย จึงอาจเป็นคำถาม "วันนี้เราใช้น้ำมันอย่างประหยัดแล้วหรือยัง?" และ "ถึงเวลาหรือยังที่เราจะลดการพึ่งพาน้ำมัน?"


ปิโตรเคมีใช้
ก๊าซหุงต้มถูกกว่า
ประชาชนจริงหรือไม่
?
ไม่จริง

24

บทก่อน ๆ อธิบายว่าก๊าซธรรมชาติในอ่าวไทยเรามีจำกัด อีกไม่นานก็คงหมดไป

เราสามารถเอาก๊าซธรรมชาติมา “แยก” เป็นก๊าซหุงต้มหรือแอลพีจี (Liquified Petroleum Gas) ใช้ในครัวเรือน ร้านอาหาร โรงงานอุตสาหกรรม บางส่วนก็ใช้ในรถยนต์

ในเมื่อมีความเกี่ยวข้องกับชีวิตประจำวันของคนไทยทั้งประเทศ คนไทยจึงมีความต้องการก๊าซหุงต้มจำนวนมาก

วันนี้รัฐบาลตรึงราคาไว้ที่ประมาณ 320 ดอลลาร์สหรัฐต่อตัน ขณะที่ราคานอกประเทศไทยสูงถึง 800–1,200 ดอลลาร์สหรัฐต่อตัน ปัจจุบัน ปตท. ต้องรับภาระในการนำเข้าก๊าซแอลพีจีในราคาแพงมาขายในราคาถูกที่รัฐบาลกำหนด รับภาระส่วนต่างไปก่อนที่จะทยอยได้รับเงินชดเชยจากรัฐ ขณะที่บริษัทน้ำมันรายอื่นนอกเหนือจาก ปตท. ส่ง

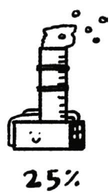
ก๊าซแอลพีจีออกไปขายนอกประเทศบางส่วน

หลายคนสงสัยเพราะมีข้อมูลบางกระแสในอินเทอร์เน็ตที่บอกว่า ภาคปิโตรเคมีมา “แย่ง” ก๊าซราคาถูกไปจากประชาชน ทำให้ประชาชนต้องไปใช้ก๊าซหุงต้มนำเข้าราคาแพง

คำตอบสั้น ๆ คือ “ไม่จริง”

คำตอบยาว ๆ คือ ก่อนอื่นต้องดูแหล่งที่มาของก๊าซแอลพีจีในบ้านเรา วันนี้เราใช้ก๊าซจากสามแหล่ง ได้แก่

ก๊าซธรรมชาติในอ่าวไทย ประมาณ 53%

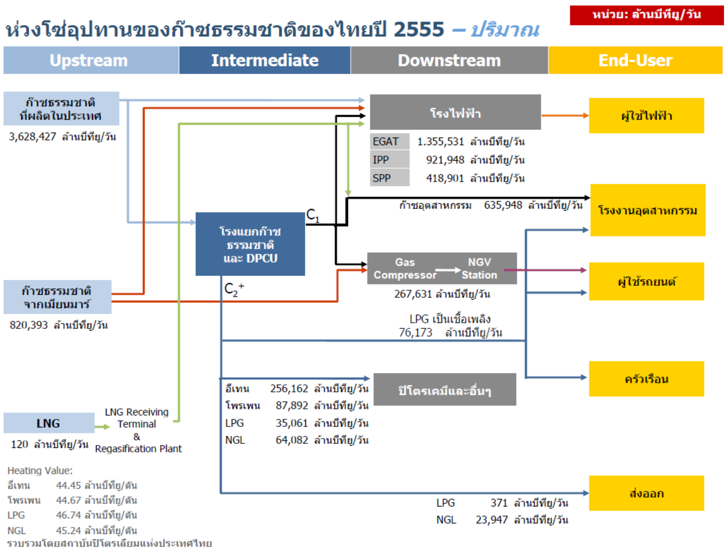


จากโรงกลั่นฯ 25%

และนำเข้า 22%

โชคดีที่ก๊าซในอ่าวไทยเป็นก๊าซเปียก (Wet Gas) ที่สามารถนำมาแยกออกเป็นก๊าซชนิดต่าง ๆ ที่สามารถนำไปทำเป็นวัตถุดิบป้อนอุตสาหกรรมปิโตรเคมี เพิ่มมูลค่าได้อีกหลายสิบเท่า (ก๊าซแห้งอย่างเช่นก๊าซที่เราซื้อจากพม่ามาผลิตไฟฟ้าไม่มีคุณสมบัตินี้ ใช้เป็นเชื้อเพลิงได้อย่างเดียว)

ดังนั้น เพื่อใช้ประโยชน์จากก๊าซในอ่าวไทยอย่างเต็มที่ รัฐบาล



จึงสนับสนุนให้สร้างโรงแยกก๊าซ และนำก๊าซมาแยกตามประเภทของการใช้งาน เช่น นำมีเทนไปใช้เป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า นำอีเทน โพรเพน ไปเป็นวัตถุดิบป้อนโรงงานปิโตรเคมี และนำแอลพีจีไปใช้ในภาคครัวเรือน (ดูแผนผังด้านล่างประกอบ)

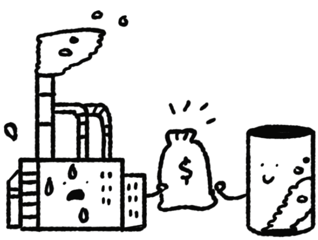
อุตสาหกรรมปิโตรเคมีใช้อีเทน โพรเพน เป็นวัตถุดิบเพื่อแปรรูปไปเป็นเม็ดพลาสติกหรือเส้นใยสังเคราะห์ ซึ่งก็เป็นวัตถุดิบอีกชั้นหนึ่ง นำไปผลิตสิ่งของเครื่องใช้ต่าง ๆ มากมายที่เราใช้ในชีวิตประจำวัน เช่น สิ่งทอ รองเท้า จานชาม เคมีภัณฑ์ ปุ๋ย อุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์ เครื่องใช้ไฟฟ้า อุปกรณ์การแพทย์ ฯลฯ

ในระยะแรกที่เรายังสามารถผลิตแอลพีจีได้พอใช้เองได้ในประเทศก็ไม่มีปัญหา แต่ระยะหลังเมื่อเศรษฐกิจไทยขยายตัวมาก

ด้านนโยบายรัฐบาลก็ปล่อยราคาน้ำมันให้ลอยตัวตามตลาดโลก แต่ตรึงราคาแอลพีจีเพื่อช่วยเหลือประชาชน จึงทำให้มีผู้ใช้รถยนต์หันมาใช้แอลพีจีแทนน้ำมันมากขึ้น

ในเวลาเดียวกัน อุตสาหกรรมปิโตรเคมีในไทยก็ขยายตัวสูงตามการเติบโตทางเศรษฐกิจ ทำให้การผลิตแอลพีจีในประเทศไม่เพียงพอต่อความต้องการ ต้องเริ่มมีการนำเข้าในราคาที่แพงกว่าราคาหน้าโรงแยกก๊าซในประเทศ

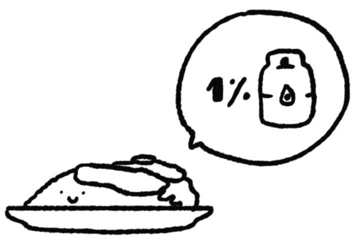
ในเมื่อรัฐบาลไม่ยอมปรับราคาแอลพีจีในประเทศให้สอดคล้องกับต้นทุนที่แท้จริง การนำเข้าจึงสูงขึ้นเรื่อย ๆ และรัฐบาลก็ใช้วิธีนำเงินกองทุนน้ำมันมาอุดหนุนราคาสำหรับภาคครัวเรือนและขนส่งในประเทศ โดยอุดหนุนเฉพาะการนำเข้ากับราคาหน้าโรงกลั่นบางส่วน ไม่เกี่ยวอะไรกับภาคปิโตรเคมี



ผลลัพธ์ที่เกิดขึ้นจากนโยบายตรึงราคาคือ ภาคปิโตรเคมีก๊าซแอลพีจีซื้อจากโรงแยกก๊าซในราคา “แพงกว่า” ที่ประชาชนซื้อ ไม่ใช่ถูกกว่าแต่อย่างใด โดยในปี พ.ศ. 2556 ภาคครัวเรือนและขนส่งใช้ก๊าซแอลพีจีในราคา 18.13 บาทต่อกิโลกรัม และ 21.38 บาทต่อกิโลกรัม ตามลำดับ ซึ่งถูกกว่าภาคปิโตรเคมีและภาคอุตสาหกรรมที่ราคา

24.93 บาทต่อกิโลกรัม และ 30.13 บาทต่อกิโลกรัม[1] ในขณะที่ต้นทุนโรงแยกก๊าซธรรมชาติของ ปตท. อยู่ที่ 16.92 บาทต่อกิโลกรัม (550 ดอลลาร์สหรัฐต่อตัน) แต่ต้องขายขาดทุนให้กับครัวเรือน ขนส่งและอุตสาหกรรม ในราคาก่อนรวมภาษีและกองทุนน้ำมันอยู่ที่ 10.26 บาทต่อกิโลกรัม (333 ดอลลาร์สหรัฐต่อตัน) โดยต้องทยอยรอเงินชดเชยจากกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิงย้อนหลัง ดังที่กล่าวไปแล้วข้างต้น

บางคนอ้างว่า รัฐควรต้องตรึงราคาก๊าซแอลพีจีหรือก๊าซหุงต้มสำหรับภาคครัวเรือนต่อไป เนื่องจากถ้าปล่อยให้ลอยตัวตามราคาตลาด ชาวบ้านโดยเฉพาะผู้มีรายได้น้อยจะเดือดร้อน ช่องว่างความเหลื่อมล้ำจะถ่างกว้าง ค่าครองชีพจะพุ่งสูงเพราะพ่อค้าแม่ค้าต้องขึ้นราคาข้าวแกงและอาหารต่าง ๆ ฯลฯ



ทว่า ในความเป็นจริง จากการสำรวจของกระทรวงพลังงานพบว่าต้นทุนก๊าซหุงต้มคิดเป็นมูลค่าเพียง 1 เปอร์เซ็นต์ของข้าวแกง

[1] "ปรับราคาก๊าซหุงต้ม แก้ปัญหาโครงสร้างราคาบิดเบือน แท้จริงใครได้ประโยชน์," *THAIPUBLICA*, 2 กันยายน 2555, http://thaipublica.org/2013/09/gas-prices/

ข้างถนน 1 จาน (จานละ 30 บาท) เท่านั้น นั่นหมายความว่า การขึ้นราคาขายปลีกไป 6 บาทต่อกิโลกรัม หรือหนึ่งในสามของราคาที่รัฐตรึงไว้ปัจจุบัน 18.13 บาทต่อกิโลกรัม จะมีผลกระทบต่อต้นทุนข้าวแกงเพียงจานละ 10 สตางค์ เท่านั้น

คงไม่มีใครเคยเห็นข้าวแกงขึ้นราคาทีละ 10 สตางค์ เราจะคุ้นกับการขึ้นทีละ 5 หรือ 10 บาทมากกว่า ส่วนใหญ่เวลาที่ราคาขึ้น ถ้าเราไปถามแม่ค้าจริง ๆ ก็จะพบว่าเป็นเพราะเนื้อสัตว์ขึ้นราคา ใครที่พูดว่าขึ้นราคา 5 บาท เพราะก๊าซแอลพีจีขึ้นราคา น่าจะเป็นการแอบอ้างชนิด “เว่อร์” เกินจริง

การอ้างค่าครองชีพมาเป็นเหตุผลที่รัฐควรตรึงราคาก๊าซแอลพีจีต่อไปเรื่อย ๆ จึงไม่สมเหตุสมผลนักเมื่อเทียบกับสัดส่วนของก๊าซแอลพีจีที่ใช้ในการปรุงอาหาร อีกทั้งรัฐบาลก็สามารถมีนโยบายช่วยเหลือผู้มีรายได้น้อยโดยตรงได้อยู่แล้ว โดยไม่ต้องบิดเบือนกลไกราคาแต่อย่างใด


+5 บาท


?
โรงไฟฟ้าขยะ เป็นวิธีกำจัดขยะ ที่ดีจริงหรือไม่
อาจจะจริง แต่มี เงื่อนไขและอันตราย หลายประการ

25

รายงานของกรมควบคุมมลพิษระบุว่า ช่วง 10 ปีที่ผ่านมา ประเทศไทยมีปริมาณขยะเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง โดยเฉพาะ “ขยะมูลฝอย” ซึ่งมีปริมาณมากที่สุด

หลายคนอาจตกใจที่ได้รู้ว่า แต่ละปีประเทศไทยมีขยะมูลฝอยกว่า 16 ล้านตัน ในจำนวนนี้เป็นขยะที่เกิดในกรุงเทพฯ มากกว่าหนึ่งในห้า หรือเฉลี่ย 9,800 ตันต่อวัน

ขยะทั้งหมดนี้ถูกกำจัดอย่างถูกวิธีตามหลักวิชาการเพียง 5.8 ล้านตัน หรือร้อยละ 36 เท่านั้น ที่เหลืออีกกว่า 10 ล้านตัน กำจัดโดยการเผาทิ้ง กองทิ้งในบ่อดินเก่า หรือพื้นที่รกร้าง

เมื่อคำนึงถึงข้อมูลข้างต้น การนำขยะไปผลิตไฟฟ้าใน “โรงไฟฟ้าขยะ” ก็นับเป็นทางออก

ที่น่าสนใจ บางคนอาจฟังแล้วชอบมากเพราะมองว่า ได้ “สามเด้ง” คือ กำจัดขยะ ผลิตไฟฟ้า และช่วยอนุรักษ์สิ่งแวดล้อม – จากการกำจัดขยะ และลดก๊าซเรือนกระจกจากการสร้างโรงไฟฟ้าขยะแทนที่โรงไฟฟ้าถ่านหิน

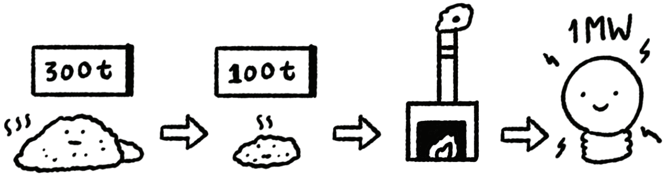
อย่างไรก็ดี การก่อสร้างโรงไฟฟ้าขยะก็ไม่ใช่วิธีกำจัดขยะที่ “ดีที่สุด” ในทุกกรณี อีกทั้งยังมี “เงื่อนไข” มากมายที่ต้องทำให้ได้ก่อนจึงจะเป็นวิธีที่ “ดี” ทั้งนี้ ยังไม่นับ “อันตราย” ที่ต้องมีกลไกบริหารจัดการอย่างเหมาะสม

“เงื่อนไข” ที่สำคัญคือ ต้องมีการคัดแยกขยะและจัดการกับขยะแต่ละประเภทอย่างจริงจัง เพราะในไทยมีปัญหาการลักลอบนำขยะพิษอุตสาหกรรมมาทิ้งรวมกับขยะมูลฝอยอยู่เนือง ๆ ถ้ามีสารพิษอุตสาหกรรมหลงเหลือมาเผาในโรงไฟฟ้ามาก ๆ ก็จะยิ่งเกิดปัญหาสิ่งแวดล้อมและสุขภาพไปกันใหญ่

ปรกติขยะสด 300 ตัน จะแยกเป็นขยะที่เข้าเตาเผาจริงได้ 100 ตัน ความร้อนจะถูกนำไปผลิตไฟฟ้าด้วยไอน้ำ ซึ่งจะออกมาเป็นพลังงาน 1 เมกะวัตต์

หลายคนอาจนึกว่า เมื่อเอาขยะไปเผาเป็นไฟฟ้าแล้ว แปลว่าขยะจะไม่มีอีก แต่ความจริงไม่ใช่!

หลังจากที่ผ่านกระบวนการเผาแล้ว ขยะที่เผาร้อยละ 20–40



จะถูกแปรสภาพเป็นเถ้าหนักและเถ้าลอย ซึ่งจะต้องผ่านการตรวจสอบปริมาณไดออกซิน (สารก่อมะเร็งชนิดหนึ่ง) รวมถึงโลหะหนักอื่น ๆ ด้วย ส่วนขี้เถ้าก็จะต้องนำไปฝังกลบในบ่อขยะที่ได้มาตรฐาน

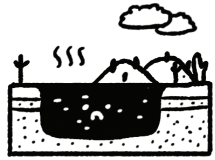
ในปี ค.ศ. 2013 สำนักงานคุ้มครองสิ่งแวดล้อมสหรัฐฯ (US Environmental Protection Agency: US EPA) ระบุจากการสำรวจเตาเผาและโรงไฟฟ้าจากขยะสองแห่งว่า พบมลพิษที่มีอันตรายสูง เช่น ไดออกซิน สารหนู เบริลเลียม แคดเมียม โครเมียม ตะกั่ว ปรอท ฝุ่นละอองขนาดเล็ก และก๊าซที่มีฤทธิ์เป็นกรด

โรงไฟฟ้าจึงอาจกำจัดขยะได้ แต่ถ้าจัดการไม่ดี คนที่อาศัยอยู่รอบ ๆ ในชุมชนก็อาจได้มลพิษมาแทนที่ขยะ

กรีนพีซ องค์กรพัฒนาเอกชนด้านสิ่งแวดล้อมชั้นนำของโลก นำเสนอเนื้อหาว่าด้วย "ความเชื่อและข้อเท็จจริงของโรงงานเผาขยะ"[1] สรุปประเด็นเงื่อนไข ข้อจำกัด และอันตรายของการกำจัดขยะด้วยวิธีเผาขยะไว้ดังต่อไปนี้

---

[1] "โรงงานเผาขยะ ประตูสู่มลพิษของการกำจัดขยะประเทศไทย," *Greenpeace Thailand*, 5 กุมภาพันธ์ 2556, http://www.greenpeace.org/seasia/th/news/incinerator/.



ลดพื้นที่ฝังกลบ หรือใช้พื้นที่เพิ่มเท่าตัว?

ความเชื่อที่ว่า โรงงานเผาขยะช่วยลดพื้นที่การฝังกลบนั้น อันที่จริงแล้วถึงแม้จะมีการจัดการด้วยวิธีการเผาทำลาย แต่ก็ยังจำเป็นต้องใช้พื้นที่ทั้งในการสร้างโรงงานเผาขยะ และหลุมฝังกลบเพื่อกำจัดเถ้าและขยะที่ออกจากเตาเผา นอกจากนี้ ยังต้องนำเอาเศษเหลือตกค้างที่ไม่สามารถเผาได้ไปฝังกลบด้วย เรียกได้ว่าต้องการพื้นที่ใช้สอยเพิ่มขึ้นทวีคูณ

เทคโนโลยีสะอาด แก้ปัญหากลิ่นเหม็น หรือเพิ่มมลพิษทางอากาศ และสารก่อมะเร็ง?

มีความเชื่อว่า การกำจัดขยะมูลฝอยด้วยพลังงานความร้อนสูงของโรงงานเผาขยะนั้นไม่เป็นการก่อมลพิษ เถ้าหนักที่เหลือจากการเผาไหม้สามารถนำไปแปรรูปเป็นวัสดุก่อสร้าง มีการดักเถ้าลอยด้วยระบบดักฝุ่น รวมถึงมีการบำบัดไอเสียและน้ำเสียที่เกิดจากกระบวนการเผา

แต่ในความเป็นจริง เถ้าหนักและน้ำเสียประกอบด้วยโลหะหนัก เช่น ตะกั่ว แคดเมียม ปรอท และสารอินทรีย์ฮาโลเจน ซึ่งมีผลคุกคามต่อน้ำใต้ดิน และตามหลักการแล้วต้องมีหลุมฝังกลบเฉพาะสำหรับสารอันตราย ไม่เหมาะกับการนำไปเป็นวัสดุก่อสร้าง และไม่ใช่เทคโนโลยีสะอาดอย่างที่คิด ซึ่งเถ้าลอยและไอเสียยังก่อมลพิษทางอากาศอีกด้วย

นอกจากจะแก้ปัญหาการส่งกลิ่นเหม็นรบกวนพื้นที่ในชุมชน

ไม่ได้เพราะยังคงต้องมีกลิ่นจากขยะที่รอการเผา และกลิ่นไหม้จากการเผาแล้ว สิ่งที่แถมมาคือมลพิษในอากาศปริมาณมากที่มีอันตรายร้ายแรงต่อสุขภาพของคนในชุมชน โดยเฉพาะการเผาขยะที่ไม่มีการคัดแยกและเผาวัสดุที่มีส่วนประกอบของสารเคมีอันตรายที่แฝงอยู่ในขยะชุมชน เช่น พลาสติก PVC โดยจะก่อให้เกิดสารพิษต่าง ๆ คือ ไดออกซิน ตะกั่ว และโลหะหนักอื่น ๆ รวมถึงมลพิษทั่วไปที่เกิดจากการเผาวัสดุแทบทุกชนิด เช่น คาร์บอนมอนอกไซด์ ออกไซด์ของซัลเฟอร์และไนโตรเจน ไฮโดรคาร์บอน และฝุ่นละอองจากเถ้าถ่าน โดยสารพิษอย่างไดออกซินและตะกั่วนั้น จะเข้าทางลมหายใจและสะสมในกระแสเลือดยาวนานเป็นอันตรายถึงชีวิต เป็นสารก่อมะเร็ง และทำให้บุตรในครรภ์หรือเด็กแรกเกิดที่รับประทานนมแม่ที่เจือปนสารพิษพิการได้

มีผลพลอยได้เป็นไฟฟ้า
หรือความสิ้นเปลืองที่ได้ไม่คุ้มเสีย?

... โรงงานเผาขยะไม่ได้ทำให้ขยะหายไป แต่เป็นการทำลายขยะที่มีแต่ผลกระทบทางสิ่งแวดล้อม สุขภาพ และสังคมที่ไม่สามารถประเมินค่าได้

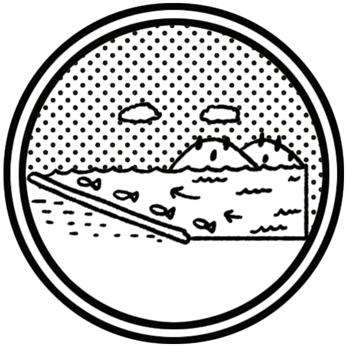
การกำจัดขยะที่เหมาะสมคงจะไม่ใช่การพึ่งพาเทคโนโลยีที่ทำลายสุขภาพ สิ่งแวดล้อม และต้องใช้งบประมาณจำนวนมากในการก่อสร้างและการจัดการ แต่ทางออกของวิกฤติขยะที่แท้จริงต้องเริ่มจากการหันมาบูรณาการนโยบายและระบบบริหารจัดการขยะของรัฐบาลอย่างจริงจัง โดยคำนึงถึงสุขภาพของคนในชุมชน และสิ่งแวดล้อม

เป็นหลัก ปลูกฝังจิตสำนึกในการแยกขยะแต่ละครัวเรือน ลดปริมาณและความเป็นพิษของวัสดุเหลือใช้ด้วยการรีไซเคิล การทำปุ๋ย และการใช้ซ้ำ เนื่องจากร้อยละ 40 ของขยะครัวเรือนนั้นโดยทั่วไปแล้วจะเป็นขยะอินทรีย์ที่สามารถย่อยสลาย ทำปุ๋ย หรือผลิตก๊าซชีวภาพได้

การรีไซเคิลและทำปุ๋ยยังช่วยให้เกิดการพัฒนาทางเศรษฐกิจและการจ้างงานในชุมชนซึ่งโรงงานเผาขยะไม่สามารถทำได้ สิ่งที่สำคัญคือ ขั้นตอนการจัดการขยะของหน่วยงานรัฐหลังการเก็บขยะ เพราะหลายครัวเรือน หลายโรงเรียน และหลายพื้นที่ มีการคัดแยกขยะเป็นอย่างดี แต่หน่วยงานจัดการขยะกลับขาดขั้นตอนการจัดการที่เหมาะสมและนำขยะที่แยกประเภทแล้วมาผสมปะปนกัน เป็นการจัดการขยะที่ขาดประสิทธิภาพ


?
ปลาว่ายขึ้น "ลิฟต์ปลา" ของเขื่อนใหญ่ได้จริงหรือไม่
อาจจะได้ แต่ต้องอาศัยข้อมูลเชิงลึกเรื่องชีววิทยาปลา

26



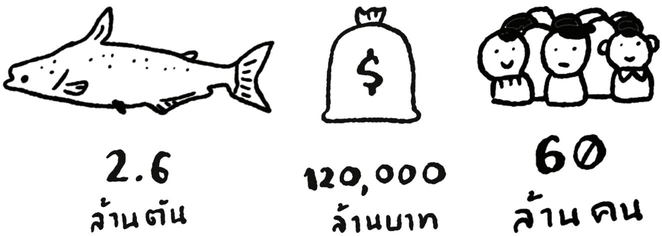
ประเด็นร้อนแรงอันดับต้น ๆ เวลาที่เราได้ยินถกเถียงกันเรื่องเขื่อนขนาดใหญ่คือ คำกล่าวอ้างของวิศวกรผู้ก่อสร้างว่าสามารถสร้าง "ทางปลาผ่าน" ให้ปลาว่ายผ่านเขื่อนไปได้

ประเด็นนี้สำคัญ เพราะแม่น้ำบางสายเป็นทั้งแหล่งยังชีพของชาวประมง เป็นทั้งแหล่งสร้าง "ความมั่นคงทางอาหาร" สำหรับประชากรหลายล้านคน

ยกตัวอย่างแม่น้ำโขงที่ติดพรมแดนไทย เป็นลุ่มน้ำที่หลากหลายทางชีวภาพมากที่สุดเป็นลำดับที่ 2 ในโลก รองจากลุ่มน้ำแอมะซอนในทวีปอเมริกาใต้ โดยมีพันธุ์ปลารวมกันตลอดลุ่มแม่น้ำถึง 877 พันธุ์ ในจำนวนนี้พบในบริเวณปากแม่น้ำโขงในประเทศเวียดนามมากที่สุดถึง 484 พันธุ์ และลดลงเรื่อย ๆ เมื่อขึ้นไปเหนือน้ำ น้อยที่สุดที่ต้นน้ำในประเทศจีน เหลือ 24 พันธุ์

ความอุดมสมบูรณ์ของลุ่มน้ำโขงนั้นส่วนหนึ่งสะท้อนจาก

ข้อเท็จจริงที่ว่า ปลาน้ำจืดที่ใหญ่ที่สุดในโลกหลายพันธุ์ อาทิ ปลาบึก และปลาเทพา ต่างอาศัยอยู่ในลุ่มน้ำแห่งนี้



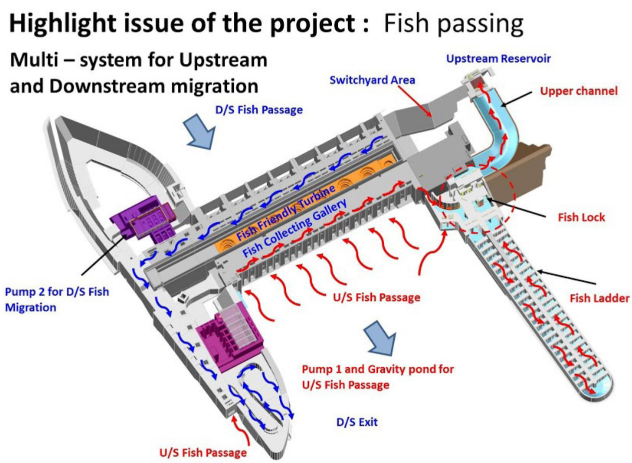
ปัจจุบันลุ่มน้ำโขงเป็นแหล่งประมงน้ำจืดที่ใหญ่ที่สุดในโลก มีผลผลิต 2.6 ล้านตันต่อปี มีมูลค่ากว่า 120,000 ล้านบาท สำคัญต่อการดำรงชีวิตและแหล่งอาหารของประชากรกว่า 60 ล้านคน

การสร้างเขื่อนขนาดใหญ่จึงสร้างความกังวลอย่างมีเหตุมีผลว่า ปลาพันธุ์ต่าง ๆ ที่เป็นปลาอพยพ จะสามารถอพยพผ่านเขื่อนขึ้นไปวางไข่เหนือน้ำได้จริงหรือ

ตัวอย่างที่น่าสนใจ เช่น เขื่อนไซยะบุรี ประเทศลาว เขื่อนซึ่งมีผู้ดำเนินโครงการสัญชาติไทย ธนาคารที่ปล่อยสินเชื่อก็เป็นธนาคารไทยล้วน และไฟฟ้าที่ได้จากเขื่อนนี้ร้อยละ 97 เมื่อเปิดใช้งาน ก็จะขายให้แก่ไทย

ในปี พ.ศ. 2556 นายคนุต ซีรอตสกี (Knut Sierotzki) ผู้อำนวยการภาคพื้นเอเชีย จากบริษัท Poyry ที่ปรึกษาสัญชาติฟินแลนด์ที่ได้รับการว่าจ้างให้ดูแลการออกแบบเขื่อนไซยะบุรี กล่าวกับผู้สื่อข่าวว่า “ระบบทางปลาผ่าน ได้รับการออกแบบเฉพาะเพื่อให้ปลาสายพันธุ์หลัก ๆ สามารถอพยพผ่านเขื่อนไปได้ ดังนั้น เราจึงไม่ได้

มีเพียงระบบเดียว แต่เรามีถึงสามระบบ เพื่อช่วยให้ปลาอพยพ เรามีบันไดปลาโจน ลิฟต์ปลา [เพื่อปลาที่ไม่สามารถว่ายไปตามบันไดปลาโจน] และช่องเพื่อการเดินเรือ" นอกจากนี้ ยังมีการนำเสนอ "กังหันปั่นไฟฟ้าที่เป็นมิตรกับปลา" (fish-friendly turbine) สำหรับให้ปลาว่ายผ่านเขื่อน กลับลงมาทางด้านท้ายน้ำ[1]



ตัวอย่างแบบแปลนของ "ระบบทางปลาผ่าน" สำหรับเขื่อนไซยะบุรี[2]

[1] "เขื่อนไซยบุรี: พันธนาการมหานที," *ไทยรัฐออนไลน์*, 14 พฤศจิกายน 2556, http://www.thairath.co.th/content/382622

[2] Department of Energy Policy and Planning, Lao PDR, "Xayaboury Hydropower, Description and Main Feature of Project," *Laoenergy*, http://www.laoenergy.la/pageMenu.php?id_menu=4.

ในปี พ.ศ. 2554 องค์การกองทุนสัตว์ป่าโลก (World Wildlife Fund: WWF) ได้ว่าจ้างทีมผู้เชี่ยวชาญอิสระจากศูนย์ปลาโลก (World Fish Center) องค์การอาหารและการเกษตรแห่งสหประชาชาติ (Food and Agriculture Organization: FAO) และมหาวิทยาลัยพรินซ์ตัน มาประเมินข้อมูลและข้อเสนอที่เกี่ยวกับปลาและประมง ในรายงานผลกระทบทางสิ่งแวดล้อม (Environmental Impact Assessment ย่อว่า รายงานอีไอเอ) ของโครงการไซยะบุรี[3]

ข้อสรุปของทีมผู้เชี่ยวชาญ คือ รายงานอีไอเอของโครงการนี้ไม่ใส่ใจผลการศึกษาวิจัยส่วนใหญ่ ใช้วิธีสุ่มตัวอย่างภาคสนามที่ไม่เพียงพอ ได้ตัวอย่างไม่ถึงหนึ่งในสามของความหลากหลายทางชีวภาพที่อาศัยอยู่ในบริเวณที่จะได้รับผลกระทบ นอกจากนี้ ทีมผู้เชี่ยวชาญยังสรุปว่า “ทางปลาผ่าน” ที่เสนอนั้นขาดรายละเอียดที่จำเป็น เช่น ไม่ระบุพันธุ์ปลาเป้าหมาย และออกแบบความชันและขั้นบันไดซึ่งจะท้าทายมาก “แม้แต่สำหรับปลาแซลมอนจากซีกโลกเหนือที่ว่ายทวนน้ำเก่ง” รายงานอ้างอิงผลการศึกษามากมายที่สรุปว่า ทางปลาผ่านไม่ใช่วิธีแก้ปัญหาที่น่าจะใช้การได้จริงสำหรับเขื่อนที่สร้างในแม่น้ำโขงสายหลัก และสรุปว่า “แม่น้ำโขงไม่ควรถูกใช้เป็นกรณีทดลอง” เพื่อ

[3] Eric Baran, Michel Larinier, Guy Ziv and Gerd Marmulla, “Review of the Fish and Fisheries Aspects in the Feasibility Study and the Environment Impact Assessment of the Proposed Xayaburi Dam on the Mekong Mainstream,” Report Prepared for the WWF Greater Mekong, March 31, 2011, เข้าถึงจาก http://assets.panda.org/downloads/wwf_xayaburi_dam_review310311.pdf.

การพิสูจน์หรือปรับปรุงเทคโนโลยีทางปลาผ่านสำหรับเขื่อน

ดร.อีริก บาราน (Dr.Eric Baran) ผู้เชี่ยวชาญจากศูนย์ปลาโลก หัวหน้าทีมผู้ประเมินอิสระที่จัดทำรายงาน อธิบายประเด็นนี้ว่า เราไม่มีทางคาดหวังให้บันไดปลาใช้ได้โดยไม่เข้าใจพฤติกรรมของปลา ความสามารถในการว่าย และกระแสน้ำที่จะดึงดูดให้มันมาที่ปากทางเข้า ต้องทำงานวิจัยอีกมากก่อนจะมั่นใจว่าปลาจะสามารถอพยพผ่านเขื่อนได้

ดร.เจียนหัวเหมิง ผู้เชี่ยวชาญด้านพลังน้ำที่ยั่งยืนของ WWF ขยายความต่อว่า “คุณจะออกแบบระบบบรรเทาผลกระทบสำหรับเส้นทางว่ายของปลาได้อย่างไรในทางที่สอดคล้องกับชีววิทยาและความต้องการของกลุ่มปลาเป้าหมาย ซึ่งในกรณีนี้มีตั้งแต่ปลาสร้อยตัวจิ๋วไปจนถึงปลาบึกยาวสามเมตร ... ทางปลาผ่านแบบที่ [ทีมผู้ออกแบบของเขื่อนไซยะบุรี] เสนอนั้นประสบความสำเร็จในบางระดับในยุโรปและอเมริกาเหนือ แต่สองภูมิภาคนั้นมีปลาอพยพไม่กี่ชนิด และส่วนใหญ่ก็อยู่ในตระกูลแซลมอน ซึ่งเป็นปลาที่กระโดดและว่ายน้ำเก่งกว่าพันธุ์ปลาอพยพในแม่โขงมาก”[4]

จากแบบแปลนล่าสุดของทางปลาผ่านสำหรับเขื่อนไซยะบุรี ความยาวและลักษณะที่วกวนตามสันเขื่อน รวมทั้งการที่ทางเข้าอยู่ใกล้ทางระบายน้ำจากอุโมงค์กังหันผลิตไฟฟ้า และทางระบายน้ำล้น ทำให้

[4] “Substandard dam assessment opens way to fisheries destruction on Mekong,” *WWF Thailand,* April 14, 2011, http://www.wwf.or.th/en/?200028/Substandard-dam-assessment-opens-way-to-fisheries-destruction-on-Mekong.

ผู้เชี่ยวชาญหลายคนตั้งคำถามว่าทางปลาผ่านจะทำหน้าที่ได้ดีเพียงใด โดยเฉพาะในเมื่อยังไม่เคยมีใครศึกษาเชิงลึกถึงชีววิทยาของปลากลุ่มเป้าหมายในลุ่มน้ำโขงเลย

กล่าวอย่างเป็นวิทยาศาสตร์ คงไม่มีใคร “ฟันธง” ได้อย่างชัดเจนว่า ระบบปลาทางผ่านสำหรับเขื่อนขนาดใหญ่แต่ละเขื่อนนั้น “ใช้ได้แน่ ๆ” หรือ “ใช้ไม่ได้แน่ ๆ”

ต้องดูเฉพาะกรณีไป ทีละเขื่อน เพราะเขื่อนใหญ่แต่ละเขื่อนย่อมไม่เหมือนกัน แม่น้ำและปลาก็ไม่เหมือนกัน

กล่าวเฉพาะโครงการเขื่อนไซยะบุรีที่ยกมาเป็นตัวอย่าง จากข้อมูลหลักฐานทั้งหมดที่เรามี และที่ควรจะมีแต่ก็ยังไม่มี ก็ทำให้ผู้เชี่ยวชาญปลาที่ได้ติดตามโครงการนี้หลายคนเชื่อว่า “ไม่น่าจะเป็นไปได้” ที่นวัตกรรมทางเทคโนโลยีต่าง ๆ จะสามารถช่วยให้ปลาเป็นร้อย ๆ พันธุ์ ที่แตกต่างกันตั้งแต่ขนาด พฤติกรรม ฯลฯ ว่ายขึ้นไปเหนือน้ำได้สำเร็จ


เขื่อนขนาดใหญ่
ไม่สร้างปัญหา
ตะกอนจริงหรือไม่
ไม่จริง

27

คงปฏิเสธไม่ได้ว่า เขื่อนขนาดใหญ่หลายเขื่อนสร้างประโยชน์มากมายในอดีต ทั้งเก็บกักน้ำไว้ใช้ในการทำการเกษตร โดยเฉพาะในฤดูแล้ง การผลิตไฟฟ้า การบรรเทาน้ำท่วม รวมทั้งยังเป็นแหล่งพักผ่อนหย่อนใจสำหรับประชาชนอีกด้วย

อย่างไรก็ดี เขื่อนขนาดใหญ่ก็ไม่ต่างจากสิ่งปลูกสร้างอื่น ๆ จากน้ำมือมนุษย์ ตรงที่เมื่อเวลาผ่านไป ประโยชน์ที่ได้อาจลดลง เพราะสถานการณ์และสภาพแวดล้อมเปลี่ยนแปลง ถึงจุดหนึ่งอาจสร้างผลเสียมากกว่าประโยชน์ก็ได้

การสะสมตัวของตะกอนที่เกิดจากการสร้างเขื่อน เป็นตัวอย่างอันดีของเรื่องนี้

ลักษณะทางกายภาพของแม่น้ำตามธรรมชาติและระบบนิเวศใกล้เคียงมีวิวัฒนาการในลักษณะถ้อยทีถ้อยอาศัยกัน เกิดจากการไหลของกระแสน้ำตามธรรมชาติ ตะกอนที่แม่น้ำพัดพามาจากต้นน้ำสะสมนานนับล้านปีจนมีปริมาณตะกอนมหาศาล เป็นปุ๋ยตามธรรมชาติสำหรับพื้นที่ท้ายน้ำ

ในเมื่อเขื่อนขนาดใหญ่โดยธรรมชาติคือสิ่งปลูกสร้างที่ขวางกั้นลำน้ำ ตะกอนก็ย่อมสะสมหนาขึ้นทุกปี บางครั้งโผล่เป็นสันดอนทรายอย่างชัดเจน ทำให้หน้าเขื่อนตื้นเขิน ไม่สามารถรองรับน้ำได้อย่างเต็มที่ เมื่อถึงฤดูน้ำหลาก น้ำก็จะล้นทะลักออกมาจากเขื่อน ท่วมพื้นที่ใต้เขื่อนเหมือนเดิม

แม่น้ำย่อมพัดพาตะกอนมาสะสมในอ่างเก็บน้ำของเขื่อน อ่างเก็บน้ำก็จะเต็มไปด้วยตะกอนมากขึ้น และยิ่งตะกอนสะสมมากขึ้น ศักยภาพของเขื่อนในการป้องกันน้ำท่วมจึงย่อมลดลงเรื่อย ๆ เมื่อเวลาผ่านไป

นอกจากนี้ ตะกอนที่ถูกกักไว้เหนือเขื่อนเมื่อสะสมไปเรื่อย ๆ ก็มีส่วนซ้ำเติมการพังทลายของร่องน้ำและตลิ่งริมแม่น้ำด้วย

แม่น้ำเป็นบ่อเกิดที่สำคัญของทรายชายฝั่งและโคลนตรง

ปากแม่น้ำ นำธาตุอาหารมาให้การประมงบริเวณปากแม่น้ำและชายฝั่ง เขื่อนขนาดใหญ่ปิดกั้นการไหลของตะกอนซึ่งมีธาตุอาหารในนั้น นำไปสู่การพังทลายของร่องน้ำและตลิ่งลำน้ำที่ไม่มีตะกอนเจือปนที่ปล่อยออกมาจากเขื่อน ทำให้สิ่งที่อยู่ตามท้องน้ำและตามตลิ่งเคลื่อนตัวออกไป ผลที่ตามมาคือตลิ่งตามฝั่งแม่น้ำพังลงมาและแม่น้ำต้องตื้นเขิน พื้นที่ลุ่มน้ำขังก็หดหาย เพิ่มแนวโน้มเกิดภาวะน้ำท่วมที่รุนแรงขึ้น (ดูตัวอย่างในภาพถ่ายดาวเทียม)[1]

ปริมาณน้ำที่เคยไหลในร่องน้ำและความเร็วของกระแสน้ำลดลงเนื่องจากการสร้างเขื่อน เป็นผลทำให้เกิดการตกตะกอนเกิดเป็นสันดอนทราย—ภาพถ่ายดาวเทียมบริเวณแม่น้ำปิง จังหวัดตาก บริเวณใต้เขื่อนภูมิพล แสดงการสะสมตัวของตะกอนทราย

[1] “ทางน้ำและกระบวนการทางธรณีวิทยาที่เกิดขึ้น,” *แหล่งเรียนรู้ออนไลน์ (สสวช. FieldTrip)*, http://fieldtrip.ipst.ac.th/intro_sub_content.php?content_id=3&content_folder_id=27”.

ผลกระทบจากโครงการสร้างเขื่อนหลายสิบเขื่อนในลุ่มน้ำโขง เป็นตัวอย่างอันดีของผลกระทบจากการกีดขวางการไหลของตะกอนในแม่น้ำ

ในช่วงเวลากว่า 15 ปีที่ผ่านมา ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2540 จนถึงปัจจุบัน เขื่อนที่สร้างคร่อมแม่น้ำแม่โขงในจีนได้ทำให้สูญเสียความอุดมสมบูรณ์ของดินดอนไปแล้วถึงร้อยละ 60 ของตะกอนในแม่น้ำที่ได้รับผลกระทบ มีอัตราการกัดเซาะประมาณ 4.5 เมตรต่อปี

การสร้างเขื่อนขนาดใหญ่อีกหลายแห่ง รวมทั้งธุรกิจตักทรายในบริเวณลุ่มน้ำโขง (เช่น นำไปใช้ในการก่อสร้าง) จึงยิ่งจะซ้ำเติมให้ดินตะกอนหดหายไปมากกว่าเดิม ดินแดนที่จะได้รับผลกระทบมากที่สุดก็คือปากแม่น้ำโขงในประเทศเวียดนาม อู่ข้าวอู่น้ำสำคัญของเอเชียตะวันออกเฉียงใต้

ไม่มีเขื่อนขนาดใหญ่แห่งใดในโลกสามารถขุดลอกตะกอนมหาศาลที่อยู่หน้าเขื่อนออกไปได้ เขื่อนที่ผลิตไฟฟ้าบางเขื่อนสร้างระบบ “ระบาย” ดินตะกอน แต่การทำเช่นนั้นจะต้องหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (turbine) ชั่วคราว ซึ่งมีผลกระทบต่อผลตอบแทนทางการเงิน (ต้องหยุดขายไฟ) ผู้ดำเนินโครงการจึงย่อมไม่อยากหยุดเดินเครื่องบ่อย ๆ

การระบายตะกอนจึงเป็นได้เพียงการ “บรรเทา” ผลกระทบเท่านั้น ไม่ใช่วิธี “แก้ปัญหา” ที่ถาวรแต่อย่างใด


?
เขื่อนขนาดใหญ่
เป็นวิธีจัดการน้ำที่
ยั่งยืนจริงหรือไม่
อาจจะเคยจริง
แต่วันนี้ไม่จริง

28

ประเด็นใหญ่ประเด็นหนึ่งในประเทศไทยที่คนในสังคมยังถกเถียงกันอย่างคลุมเครือและไม่เคยคลี่คลายด้วยองค์ความรู้ที่ชัดเจน คือนโยบายสร้างเขื่อนขนาดใหญ่ที่นักการเมืองชอบหยิบมาปัดฝุ่นอยู่เนือง ๆ

ตัวอย่างหนึ่งในปี พ.ศ. 2553 คือนโยบายสร้างเขื่อนแก่งเสือเต้น ที่หลายคนคิดว่า “จบ” ไปแล้วกว่าหนึ่งทศวรรษก่อน แต่รัฐบาลและกรมชลประทานยังอ้างว่าจะสามารถแก้ไขปัญหาภัยแล้งและน้ำท่วมได้ ทั้งที่ผลการศึกษามากมายจากหลายภาคส่วนได้ข้อสรุปไปในทางเดียวกันว่า โครงการนี้แก้ปัญหาน้ำท่วมได้เพียงร้อยละ 8 (รายงานขององค์การอาหารและการเกษตรแห่งสหประชาชาติ) ทั้งยังไม่คุ้มทุนทางเศรษฐศาสตร์ (รายงานของสถาบันวิจัยเพื่อการพัฒนาประเทศไทย)

และจะส่งผลกระทบต่อระบบนิเวศในอุทยานแห่งชาติแม่ยมมหาศาล ในระดับที่ฟื้นฟูขึ้นมาใหม่ไม่ได้อีก (รายงานของสำนักงานกองทุนสนับสนุนการวิจัย จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย และมูลนิธิคุ้มครองสัตว์ป่าและพรรณพืชแห่งประเทศไทย) ยังไม่นับการศึกษาของกรมทรัพยากรธรณีที่ชี้ชัดว่า บริเวณที่มีแผนจะสร้างเขื่อนตั้งอยู่บนรอยเลื่อนของเปลือกโลกที่ยังเคลื่อนตัวไม่หยุดนิ่ง

ลำพังเหตุผลทั้งหมดที่กล่าวไปข้างต้นน่าจะเพียงพอให้แผนการสร้างเขื่อนแก่งเสือเต้นเข้าข่าย “แค่คิดก็ผิดแล้ว” ได้อย่างไม่ยากเย็น อย่างไรก็ตาม ในโลกแห่งความจริง เหตุผลเหล่านี้ไม่อาจรับประกันว่านักการเมืองที่ชอบอภิมหาโปรเจกต์จะไม่ฝันอยากจะสร้างเขื่อนทำนองนี้ที่อื่นในอนาคต และนโยบายสร้างเขื่อนแก่งเสือเต้นจะไม่หวนกลับมารบกวนจิตสำนึกของเราอีก

สาเหตุหนึ่งที่นักการเมืองและกรมชลประทานยังประกาศต่อสาธารณะอย่างภาคภูมิใจอยู่เนือง ๆ ว่าจะสร้างเขื่อนขนาดใหญ่ คือข้อเท็จจริงที่ว่า สังคมไทยยังไม่มีการถอดบทเรียนจากประสบการณ์ของตัวเองและของประเทศอื่นอย่างเป็นระบบ คนในสังคมยังขาดการรับรู้ร่วมกันว่าเรามีทางเลือกอะไรบ้างในการบริหารจัดการน้ำ สภาพแวดล้อมแบบไหนที่เขื่อนขนาดใหญ่เป็นคำตอบที่ดีกว่าทางเลือกอื่น

การก่อสร้างเขื่อนขนาดใหญ่ที่ถูกต้องควรทำอย่างไร มีข้อดีข้อเสียอะไรบ้าง รัฐบาลมีมาตรการอะไรในการบรรเทาและชดเชยความเสียหายที่หลีกเลี่ยงไม่ได้ โดยเฉพาะชาวบ้านที่ต้องอพยพออกจากพื้นที่

ชุด "ข้อควรพิจารณาในการสร้างเขื่อน" ที่ได้รับความเชื่อถือที่สุดคือข้อเสนอในรายงานปี ค.ศ. 2000 ของคณะกรรมการเขื่อนโลก (ดาวน์โหลดได้จาก http://www.dams.org/report/) ซึ่งประมวลจากการศึกษาผลกระทบด้านเศรษฐกิจ สิ่งแวดล้อม และวิถีชีวิตของเขื่อนขนาดใหญ่ 7 แห่งในโลก รวมทั้งเขื่อนปากมูลในไทย (ซึ่งคณะกรรมการเขื่อนโลกสรุปว่า "ประสบความล้มเหลวในทุกด้าน") ถึงแม้ว่าคณะกรรมการชุดนี้ซึ่งเป็นผู้เชี่ยวชาญล้วน ๆ จะสลายตัวไปหลังจากที่เผยแพร่รายงานไม่นาน ชุดข้อเสนอของพวกเขาก็ได้รับการยอมรับสืบมาว่าเป็น "มาตรฐานสากล" ที่เหมาะสมและรอบด้านที่สุดในการสร้างเขื่อน โดยเฉพาะเขื่อนขนาดใหญ่ที่ส่งผลกระทบในวงกว้างทั้งก่อนและหลังการก่อสร้าง

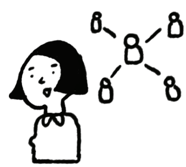
ข้อเสนอหลักของคณะกรรมการเขื่อนโลกคือ การสร้างเขื่อนใหม่ ๆ ควรจะทำก็ต่อเมื่อรัฐบาลได้คำนึงถึงทางเลือกอื่น ๆ ในการตอบสนองต่อความต้องการน้ำและพลังงานอย่างรอบคอบและรอบด้านแล้ว ได้ลงมือแก้ไขปัญหาที่เกิดจากเขื่อนที่มีอยู่เดิมแล้ว ได้รับความเห็นชอบจากสาธารณะแล้ว และรับรองว่าจะแบ่งผลประโยชน์จากเขื่อนให้กับประชาชนที่ได้รับผลกระทบ

ปัจจุบันรัฐบาลหลายแห่งทั้งในโลกพัฒนาแล้วและกำลังพัฒนา เช่น เยอรมนี เนปาล แอฟริกาใต้ สวีเดน และเวียดนาม ได้ผนวกรวมข้อเสนอของคณะกรรมการเขื่อนโลกเข้าไปในกระบวนการกำหนดนโยบายภาครัฐ ส่วนสหภาพยุโรปก็มีมติว่าจะอนุญาตให้เขื่อน

ขนาดใหญ่ขายคาร์บอนเครดิตได้ก็ต่อเมื่อเขื่อนนั้นพิสูจน์ให้เห็นว่าทำตามข้อเสนอชุดนี้แล้ว ย่อลงมาในระดับธุรกิจ ธนาคารยักษ์ใหญ่ระดับโลกหลายแห่ง นำโดยเอชเอสบีซี (HSBC) จากอังกฤษ และเดเซีย (Dexia) จากฝรั่งเศส ก็ได้ผนวกข้อเสนอของคณะกรรมการเขื่อนโลกเป็นเงื่อนไขที่ลูกหนี้ต้องสัญญาว่าจะปฏิบัติตาม ก่อนที่ธนาคารจะปล่อยกู้ให้กับโครงการสร้างเขื่อน

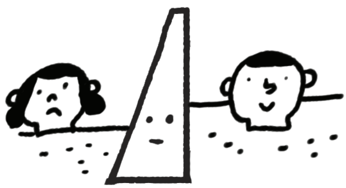
ในโอกาสที่รายงานของคณะกรรมการเขื่อนโลกมีอายุครบ 10 ปี ในปี ค.ศ. 2010 International Rivers องค์กรพัฒนาเอกชนที่มุ่งปกป้องแม่น้ำและสิทธิของประชาชนที่พึ่งพาแม่น้ำในการดำรงชีวิต นำบทเรียนจากนานาประเทศ ทั้งที่ทำตามและไม่ทำตามข้อเสนอของคณะกรรมการเขื่อนโลก มาสังเคราะห์และสรุปเรียบเรียงเป็นเอกสารฉบับกะทัดรัดชื่อ “Protecting Rivers and Rights” (พิทักษ์แม่น้ำและสิทธิ)[1]

นักเศรษฐศาสตร์กระแสหลักมักจะคำนึงถึงมูลค่าทางเศรษฐกิจที่เขื่อนสร้างหรือทำลายเป็นหลักเวลาประเมินว่าเขื่อนแต่ละแห่งควรสร้างหรือไม่ แต่นักเศรษฐศาสตร์พัฒนามักจะสนใจประเด็นผลกระทบต่อชีวิตความเป็นอยู่ของผู้คน โดยเฉพาะประเด็นที่ว่า



[1] The Independent World Commission on Dams (WCD), *Protecting Rivers and Rights* (Berkeley: International Rivers, 2010), เข้าถึงจาก https://www.internationalrivers.org/files/attached-files/wcdbriefingkit_0.pdf.

รัฐบาลหรือเจ้าของโครงการได้เยียวยาผู้ได้รับผลกระทบอย่างยุติธรรมแล้วหรือไม่ เรื่องนี้สำคัญเพราะการสร้างเขื่อนทุกแห่งย่อมมีทั้งคนได้และคนเสีย และในเมื่อคนที่เสียประโยชน์ (ที่ดินและวิถีชีวิต) มักจะเป็นชาวบ้านผู้เสียเปรียบทางการเมืองและเศรษฐกิจ รัฐบาลก็ยิ่งควรให้ความสำคัญกับมาตรการเยียวยาพวกเขาและแบ่งผลประโยชน์ที่เกิดจากเขื่อน มิฉะนั้นปัญหาความเหลื่อมล้ำทางรายได้และโอกาสก็มีแนวโน้มว่าจะรุนแรงขึ้นหลังจากที่เขื่อนสร้างเสร็จ



เอสเธอร์ ดูฟโล (Esther Duflo) และ โรฮินี ปันเด (Rohini Pande) นักเศรษฐศาสตร์พัฒนาชั้นแนวหน้าของโลกจากมหาวิทยาลัยเอ็มไอที ใช้ข้อมูลเชิงประจักษ์ประกอบกับเทคนิคทางเศรษฐมิติเพื่อศึกษาผลกระทบของเขื่อนขนาดใหญ่ 4,000 แห่งทั่วประเทศอินเดีย ประเทศที่มีเขื่อนมากเป็นอันดับสามของโลก (ตามหลังจีนและสหรัฐ-อเมริกา) ระหว่างปี ค.ศ. 1970–1999 ในงานวิจัยชื่อ “Dams”[2] ในปี ค.ศ. 2005 โดยได้ข้อสรุปที่สอดคล้องกับสามัญสำนึกของคนทั่วไปว่าเขื่อนขนาดใหญ่ทำให้ชาวบ้านที่อาศัยอยู่เหนือเขื่อนเดือดร้อน (อาจได้

---

[2] Esther Duflo and Rohini Pande, “Dams,” (Draft: July 2005), เข้าถึงจาก http://econ-www.mit.edu/files/796

ประโยชน์แต่เพียงระยะสั้นจากการรับจ้างก่อสร้างเขื่อน) แต่ขณะเดียวกันก็ทำให้ชาวบ้านที่อยู่ใต้เขื่อนได้ประโยชน์จากการมีน้ำใช้ในการเพาะปลูกมากกว่าเดิม ทำให้ผลผลิตทางการเกษตรและรายได้สูงขึ้น

ดูฟโลและปันเดสรุปผลลัพธ์โดยรวมของเขื่อนขนาดใหญ่ในอินเดียว่า มันเป็นการลงทุนที่คุ้มค่าเพียงเล็กน้อยเท่านั้น กล่าวคือ เขื่อนมีส่วนเพียงร้อยละ 9 ในอัตราการเติบโตของผลผลิตทางการเกษตรระหว่างปี ค.ศ. 1971–1987 ในขณะที่เพิ่มความเหลื่อมล้ำและอัตราความยากจนโดยรวมของทั้งประเทศ ซึ่งก็หมายความว่ารัฐบาลอินเดียล้มเหลวในการชดเชยผู้ที่เสียประโยชน์จากการสร้างเขื่อน เพราะเขื่อนเป็นกิจกรรมที่สร้างความเหลื่อมล้ำโดยธรรมชาติ (มีทั้งคนได้และคนเสีย) นักเศรษฐศาสตร์ทั้งสองตั้งข้อสังเกตต่อไปว่า ความล้มเหลวในการชดเชยผู้เสียหายนั้นเกี่ยวโยงกับกรอบเชิงสถาบันที่รัฐใช้ในการตัดสินใจเชิงนโยบาย ในแคว้นที่โครงสร้างเชิงสถาบันเอื้อประโยชน์ต่อกลุ่มคนที่ได้เปรียบทางการเมืองและทางเศรษฐกิจ เขื่อนขนาดใหญ่ก็ยิ่งทำให้ความยากจนเพิ่มสูงขึ้นและตอกลิ่มความเหลื่อมล้ำ

ในเมื่อการเยียวยาและชดเชยผู้เสียหายจากการสร้างเขื่อนเกิดขึ้นเองไม่ได้โดยอัตโนมัติ การตัดสินใจสร้างเขื่อนจึงต้องคำนึงถึงผลกระทบด้านความเหลื่อมล้ำที่จะเกิดขึ้นเป็นสำคัญ ดูฟโลและปันเดเสนอว่า นักวิจัยหรือใครก็ตามที่จะประเมินผลกระทบจากการสร้างเขื่อนในอนาคตควรทำความเข้าใจกับสถาบันและโครงสร้างอำนาจที่ผลักดันให้เกิดโครงการแบบนี้ – โครงการที่เลยจุดคุ้มทุนเพียงเล็กน้อยแต่ทำให้ความเหลื่อมล้ำในประเทศสูงขึ้นและมีผู้ยากไร้มากกว่าเดิม

การสร้างเขื่อนขนาดใหญ่ย่อมมีคนได้และคนเสีย แต่องค์กรที่สนับสนุนอย่างเช่นธนาคารโลกมักจะมองว่ามันเป็นการพัฒนา

สาธารณูปโภคพื้นฐานที่จำเป็น ปล่อยกู้ถึงแม้ว่ามันจะสร้างผลตอบแทนทางเศรษฐกิจไม่สูงมากเพราะเชื่อว่าผู้เสียหายจะได้รับการชดเชย ทว่าหลักฐานเชิงประจักษ์จากอินเดียในงานของดูฟโลและปันเดรวมทั้งประสบการณ์ของไทยเองบอกเราว่าการชดเชยนั้นไม่ง่ายอย่างที่คิด และหลายกรณีก็แทบไม่มีเลยเพราะชาวบ้านผู้เสียประโยชน์มักจะเป็นผู้มีรายได้น้อยที่ไม่มีส่วนรู้เห็นใด ๆ กับการตัดสินใจของรัฐที่จะสร้างเขื่อน อย่าว่าแต่จะมีส่วนร่วมในกระบวนการ ซึ่งเป็นข้อเสนอข้อสำคัญของคณะกรรมการเขื่อนโลกเลย

ผลกระทบจากเขื่อนขนาดใหญ่อาจใช้เวลาหลายสิบปีกว่าจะปรากฏชัดเจน แต่ท้ายที่สุดมันอาจลบล้างประโยชน์ด้านเศรษฐกิจของเขื่อน ก่อให้เกิดค่าใช้จ่ายทั้งที่เป็นตัวเงิน รวมทั้งเป็นปัญหาด้านสังคมและสิ่งแวดล้อมแก่คนรุ่นหลัง

ไม่ว่าเราจะเคยคิดอย่างไรเกี่ยวกับเขื่อน วันนี้ประเด็นที่สำคัญคือ ปัญหาภัยแล้งและน้ำท่วมที่มีแนวโน้มว่าจะรุนแรงขึ้นเรื่อย ๆ ตามระดับความร้ายแรงของการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ น่าจะผลักดันให้สังคมไทยร่วมกันค้นหาคำตอบอย่างจริงจัง ถึง “วิธีบริหารจัดการน้ำ” ที่ยั่งยืนและสอดคล้องอ่อนน้อมกับธรรมชาติ มากกว่าการจะดึงดันสร้างเขื่อนขนาดใหญ่

เพราะเราอยู่ในยุคที่เขื่อนขนาดใหญ่เป็น “คำตอบสุดท้าย” ของการบริหารจัดการน้ำ มิใช่คำตอบแรก


?
รายงานอีไอเอ “ผ่าน” แปลว่าโครงการ “ไม่มีปัญหา” จริงหรือไม่
ไม่จริง

29

“อีไอเอ” หรือ EIA ย่อมาจาก Environmental Impact Assessment หรือ รายงานประเมินผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อม เป็นทั้ง “กฎหมาย” และ “เครื่องมือ” ที่ขาดไม่ได้ในการวางแผนโครงการใด ๆ ก็ตาม ที่อาจก่อให้เกิดผลกระทบต่อสังคมและสิ่งแวดล้อม

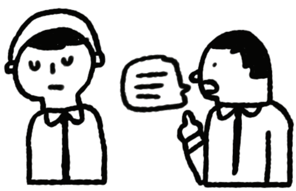
นอกจากจะต้องประเมินทางเลือกในการดำเนินโครงการ ความเสี่ยงและผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อมด้านต่าง ๆ จากการดำเนินโครงการแล้ว รายงานอีไอเอจะต้องกำหนดวิธีป้องกัน แก้ไขหรือบรรเทาผลกระทบเหล่านี้อย่างเพียงพอและครอบคลุมด้วย

เราอาจเข้าใจ (ไปเอง) ว่า ในเมื่อรายงานอีไอเอเป็นกฎหมายที่ทุกบริษัทต้องทำตาม สำหรับโครงการที่เข้าข่ายต้องทำรายงานอีไอเอ (หรือรูปแบบที่เคร่งครัดกว่านี้ คือ อีเอชไอเอ – Environmental and Health Impact Assessment คือ ต้องประเมินผลกระทบต่อสุขภาพด้วย) เมื่อหน่วยงานรัฐด้านสิ่งแวดล้อมอนุมัติให้อีไอเอ “ผ่าน” ก็

น่าจะแปลว่าโครงการนั้น ๆ ไม่มีปัญหาแล้ว

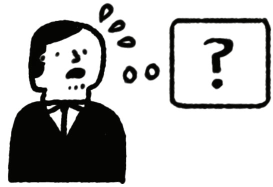
แต่ในความเป็นจริง ระบบอีไอเอของประเทศไทยยังมีปัญหาและข้อจำกัดหลายด้าน ซึ่งทั้งหมดนี้ทำให้ข้อเท็จจริงที่ว่า รายงาน “ผ่าน” ไม่ได้แปลว่าโครงการ “ไม่มีปัญหา”

ตัวอย่างปัญหาสำคัญ ๆ ได้แก่

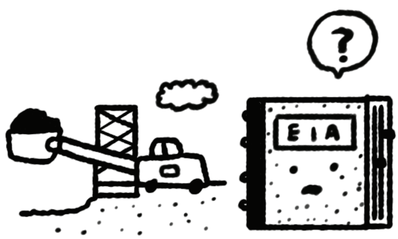


❶ เวทีการรับฟังความคิดเห็นของประชาชนในประเทศไทย ซึ่งเป็นขั้นตอนสำคัญในการทำรายงานอีไอเอ มักจะเป็นเวทีเพื่อสร้างความชอบธรรมต่อสาธารณชนในการดำเนินโครงการ ไม่ใช่เวทีที่ “รับฟังความคิดเห็น” จริง ๆ

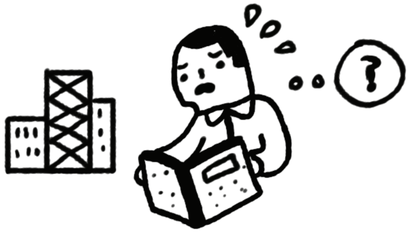
❷ ในหลายกรณี ทั้งฝ่ายบริษัทผู้ดำเนินโครงการและฝ่ายประชาชนยังขาดความเข้าใจและการให้ความสำคัญเรื่องการมีส่วนร่วม การศึกษาผลกระทบทางสังคมยังทำได้ไม่เต็มที่เพราะขาดแคลนเวลา



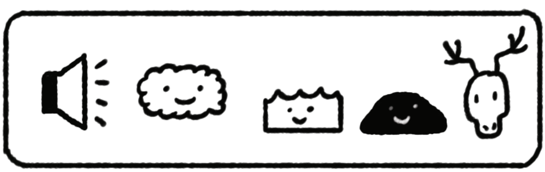
และงบประมาณ ข้อมูลที่ได้จากการสำรวจมิได้นำมาใช้ประโยชน์เพื่อป้องกันหรือลดผลกระทบ และไม่เพียงพอที่จะตอบคำถามในด้านการศึกษาผลกระทบทางสังคมได้อย่างชัดเจน รวมถึงความไม่ไว้วางใจของประชาชนต่อบริษัทที่ปรึกษาจากการทำหน้าที่ในการประชาสัมพันธ์โครงการทำให้มีท่าทีไม่เป็นกลาง การมีส่วนร่วมของประชาชนจึงมีลักษณะ “เผชิญหน้า” ด้วยการแบ่งฝ่ายเป็นกลุ่ม “เห็นด้วย” และ “ไม่เห็นด้วย” กับโครงการ โดยเกือบจะปฏิเสธข้อมูลของฝ่ายตรงข้ามทั้งหมด มากกว่าที่จะประนีประนอมและรับฟังความคิดเห็น



❸ รายงานอีไอเอมักจะถูกเปิดเผยต่อเมื่อโครงการได้รับอนุมัติแล้วเท่านั้น สมาชิกชุมชนที่ได้รับผลกระทบไม่มีโอกาสแสดงความคิดเห็นต่อร่างรายงานอีไอเอ ทำให้อาจเกิดปัญหา เช่นการต่อต้านหรือไม่ยอมรับโครงการ

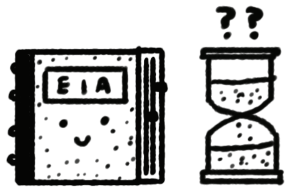


❹ หลังจากที่รายงานอีไอเอผ่าน การตรวจสอบว่าผู้ดำเนินโครงการไปปฏิบัติตามเงื่อนไขในรายงานอีไอเอหรือไม่ ยังมีปัญหามาก เพราะไร้ซึ่งกลไกที่มีประสิทธิภาพ เนื่องจากปัจจัยต่าง ๆ เช่น หน่วยงานผู้ให้อนุญาตไม่มีความพร้อม ขาดความรู้ความชำนาญการ และไม่มีเครื่องมือในการประเมินหรือตรวจสอบได้ว่ามีการดำเนินการตามมาตรการป้องกันผลกระทบสิ่งแวดล้อมตามที่ระบุไว้ในรายงานอีไอเอหรือไม่ เพียงใด



❺ ปัญหาการขาดแคลนข้อมูลฐาน (baseline data) เช่น คุณภาพอากาศ เสียงรบกวน ปริมาณและคุณภาพน้ำผิวดิน คุณภาพดิน พืชและสัตว์ประจำถิ่น ซึ่งจำเป็นต่อการจัดทำรายงาน แต่ข้อมูลฐานยังด้อยคุณภาพและขาดแคลนในประเทศไทย ส่งผลให้บริษัทที่ปรึกษามีข้อจำกัดค่อนข้างมากในการจัดทำรายงาน และสุดท้ายก็

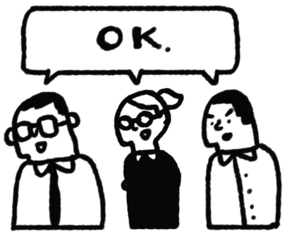
ส่งผลให้คุณภาพของรายงานอีไอเอถูกตั้งคำถาม เนื่องจากรายงานจะจัดทำโดยให้ผู้เชี่ยวชาญแต่ละสาขาจัดหาข้อมูลโดยตนเอง



❻ ไม่มีการกำหนดอายุของรายงานอีไอเอเอาไว้ หากโครงการได้ผ่านกระบวนการจัดทำและพิจารณารายงานวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อมแล้ว รายงานฉบับดังกล่าวจะมีผลบังคับใช้ตลอดไป ไม่ว่าสภาพแวดล้อมหรือลักษณะโครงการจะเปลี่ยนแปลงไปเพียงใดก็ตาม

❼ กรณีที่เจ้าของโครงการไม่ดำเนินการตามที่กำหนดไว้ในรายงานอีไอเอ หลังจากที่ได้รับอนุญาตแล้ว เจ้าพนักงานในหน่วยงานผู้อนุญาตมีอำนาจตามกฎหมายให้ดำเนินการตามเงื่อนไข หากฝ่าฝืนจะมีผลให้มีการสั่งแก้ไขหรือให้ระงับการดำเนินการชั่วคราวหรือทั้งหมดก็ได้ อย่างไรก็ดี ในพระราชบัญญัติส่งเสริมและรักษาคุณภาพสิ่งแวดล้อม พ.ศ. 2535 ไม่มีบทบัญญัติในกรณีนี้ ทำให้เห็นว่าเป็น

กระบวนการที่ขาดสภาพบังคับ เนื่องจากไม่มีกฎหมายที่จะลงโทษหรือบังคับให้กระทำ

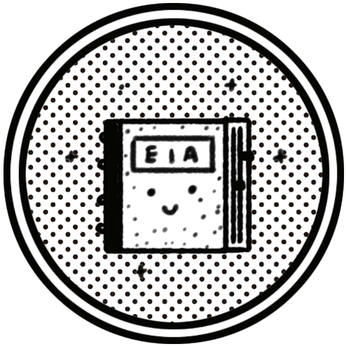


❽ การพิจารณารายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อมในกรณีโครงการหรือกิจการของส่วนราชการ รัฐวิสาหกิจ ซึ่งต้องขอความเห็นชอบจากคณะรัฐมนตรี โดยคณะกรรมการสิ่งแวดล้อมแห่งชาติอาจขาดความเป็นกลาง เพราะคณะกรรมการฯ ซึ่งเป็นตัวแทนจากภาคการเมืองย่อมต้องผลักดันโครงการหรือกิจการต่าง ๆ ให้เป็นไปตามนโยบายของคณะรัฐมนตรีซึ่งอาจมุ่งเน้นการพัฒนาเศรษฐกิจเป็นหลัก


EIA


ระบบประชาพิจารณ์
ของไทยได้มาตรฐาน
สากลจริงหรือไม่
?
ไม่จริง

30



การจัด “ประชาพิจารณ์” หรือ public hearing ในภาษาอังกฤษ เป็นมาตรการที่สำคัญประการหนึ่งในการควบคุมการใช้อำนาจรัฐขององค์กรฝ่ายปกครอง และเป็นเครื่องมือส่งเสริมการมีส่วนร่วมทางการเมืองของประชาชนในระบอบประชาธิปไตย

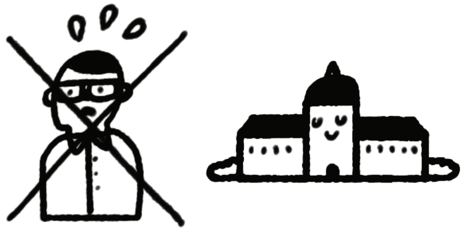
อย่างไรก็ดี ต้องยอมรับความจริงว่าการจัดทำประชาพิจารณ์ในประเทศไทยที่ผ่านมา บ่อยครั้งไม่อาจบรรลุเป้าหมายของกระบวนการประชาพิจารณ์ได้ เนื่องด้วยข้อจำกัดทางกฎหมาย การขาดความรู้ความเข้าใจของภาครัฐและเอกชนผู้ดำเนินโครงการหลายราย ข้อจำกัดทางกฎหมายที่สำคัญที่สุด คือ วันนี้ประเทศไทยยังไม่มีกฎหมายประชาพิจารณ์ มีแต่ระเบียบ

สำนักนายกรัฐมนตรี[1] ซึ่งปรับปรุงล่าสุดในปี พ.ศ. 2548 และมีข้อวิพากษ์วิจารณ์ตลอดมาจวบจนปัจจุบัน เช่น คณะกรรมการรับฟังความคิดเห็นขาดความเป็นอิสระ เนื่องจากเป็นฝ่ายเดียวกับเจ้าของโครงการ และหน่วยงานรัฐอาจอ้างเหตุไม่ทำประชาพิจารณ์ก็ได้[2] การแจ้งประเด็นและสถานที่ประชาพิจารณ์มักดำเนินไปอย่างเร่งรีบเร่งด่วน ประชาชนในพื้นที่ไม่ได้รับข้อมูลอย่างรอบด้านและไม่มีเวลาทำความเข้าใจกับข้อมูล ผู้ที่คัดค้านโครงการถูกกีดกันออกจากพื้นที่ประชาพิจารณ์ นอกจากนี้ การไม่ทำตามระเบียบฯ ก็ไม่มีบทลงโทษทางกฎหมายแต่อย่างใด เพราะมิได้มีสถานะเป็นกฎหมาย

ถึงแม้ว่าระเบียบฯ ฉบับปี 2548 จะใหม่กว่าระเบียบสำนักนายกรัฐมนตรีซึ่งออกก่อนหน้านี้ ในปี พ.ศ. 2539 เกือบสิบปี แต่ผู้มีส่วนได้เสียบางคนกลับมองว่าเนื้อหาโดยรวม “ล้าหลัง” กว่า เนื่องจากยกเลิก “คณะกรรมการรับฟังความคิดเห็นของประชาชน” ไปมอบหมายให้หน่วยงานของรัฐที่เป็น “เจ้าภาพ” ในการดำเนินโครงการ อาทิ หน่วยราชการส่วนกลาง ส่วนภูมิภาค ท้องถิ่น หรือรัฐวิสาหกิจ เป็นผู้ดำเนินการรับฟังความคิดเห็นแทน ซึ่งหน่วยงาน

[1] ระเบียบสำนักนายกรัฐมนตรี ว่าด้วยการรับฟังความคิดเห็นของประชาชน พ.ศ. 2548, เข้าถึงจาก http://www.publicreport.opm.go.th/uploading/uploadfile/files/2007101132752regulation2.pdf.

[2] สำนักข่าวประชาธรรม, “ชี้กม.ประชาพิจารณ์ใหม่แย่กว่าเก่า แนะยึดหลักสังคมเรียนรู้ ไม่ใช่พิธีกรรม,” *ผู้จัดการออนไลน์*, 26 กันยายน 2548, http://www2.manager.co.th/Politics/ViewNews.aspx?NewsID=9480000131598.



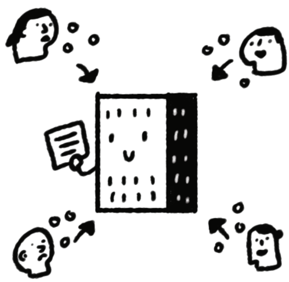
เหล่านี้ในฐานะเจ้าของโครงการย่อมคาดหวังให้โครงการสำเร็จลุล่วงเป็นทุนเดิมอยู่แล้ว

จินตนา แก้วขาว ประธานกลุ่มอนุรักษ์ธรรมชาติและสิ่งแวดล้อมบ้านกรูด จ.ประจวบคีรีขันธ์ กล่าวว่าไม่พอใจกับระเบียบฯ ฉบับนี้ เนื่องจาก “เนื้อหาไม่ได้สะท้อนความผิดพลาดหรือปัญหาในการทำประชาพิจารณ์ในอดีต โดยเฉพาะการให้อำนาจหน่วยงานของรัฐเป็นผู้ตัดสินใจเองว่าจะเปิดเผยข้อมูลหรือเปิดเวทีประชาพิจารณ์หรือไม่ ดังนั้น ระเบียบฯ ฉบับนี้ จะทำให้ประชาพิจารณ์กลายเป็นเครื่องมือของรัฐ และพิธีกรรมทางการเมืองอย่างหนึ่งเท่านั้น”

จินตนาให้ความเห็นเพิ่มเติมว่า ประสบการณ์การคัดค้านการสร้างโรงไฟฟ้า บ่อนอก-บ้านกรูด จ.ประจวบคีรีขันธ์ เป็นกรณีตัวอย่างอันดีของปัญหากระบวนการประชาพิจารณ์ไร้ความน่าเชื่อถือ ในกรณีนี้ “รัฐได้ทำสัญญาและอนุมัติโครงการตั้งแต่ปี พ.ศ. 2537 พอถึงปี พ.ศ. 2540 ชาวบ้านเริ่มทักท้วงและขอให้ทำประชาพิจารณ์ หน่วยงานรัฐก็อ้างว่าต้องทำก่อนเริ่มโครงการ แต่เมื่อชาวบ้านรวมตัวประท้วงกันมากขึ้น เขาก็อนุมัติให้ทำได้โดยอ้างว่าเป็นโครงการที่มีความขัดแย้ง ซึ่งการเปลี่ยนคำอธิบายอย่างนี้ทำให้ชาวบ้านเห็นว่ากระบวนการไม่ศักดิ์สิทธิ์”

ในเมื่อกระบวนการประชาพิจารณ์ในไทยยังมีปัญหา แล้วลักษณะของประชาพิจารณ์ที่ “ดี” ควรเป็นอย่างไร?

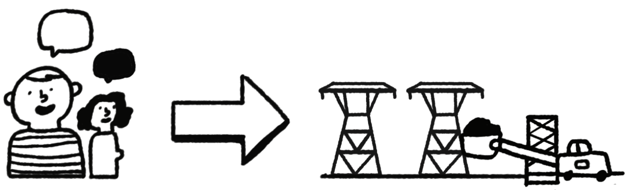
ต่อประเด็นนี้ รศ.สมชาย ปรีชาศิลปกุล คณะนิติศาสตร์ มหาวิทยาลัยเชียงใหม่ มองว่าการทำประชาพิจารณ์ได้กลายเป็นสิ่งที่รัฐไม่สามารถปฏิเสธได้อีกต่อไปแล้ว และรัฐก็ควรออกกฎหมายหรือนโยบายประชาพิจารณ์ที่เฉพาะเจาะจง คำนึงถึงองค์ประกอบที่สำคัญ 3 อย่าง



“ประการแรกคือ ต้องมีองค์กรที่เป็นกลาง เพื่อทำหน้าที่ระดมข้อมูล-ความคิดเห็นต่าง ๆ ที่มีอยู่หลากหลายให้ได้มากที่สุด ซึ่งในระเบียบสำนักนายกฯ ปี 2539 ก็เคยบรรจุเรื่องนี้ไว้ แต่ไม่สามารถปฏิบัติได้อย่างเต็มที่ เพราะสัดส่วนของข้าราชการนั้นมากกว่าภาคส่วนอื่นของสังคม จึงถูกวิพากษ์วิจารณ์ถึงความเป็นกลางอยู่บ่อยครั้ง

“ประการที่สอง รัฐต้องทำความเข้าใจว่าประชาพิจารณ์ไม่ใช่เป็นเรื่องของการระดมความเห็น หรือเป็นเพียงการจัดเวทีชี้ขาดโครงการนั้นๆ หากแต่เป็นการระดมความรู้ของคนในสังคมให้มากที่สุด

เท่าที่จะทำได้ ฉะนั้น การใช้ประโยชน์จากการเกณฑ์คนที่สนับสนุนหรือคัดค้านมาเข้าร่วมเยอะๆ เพียงเพื่อยกมือออกเสียง จึงไม่ใช่สิ่งที่ควรกระทำอย่างยิ่ง เพราะเวทีประชาพิจารณ์หนึ่งไม่ใช่ข้อสรุปที่เอามาแอบอ้างเป็นประชามติได้



"[สุดท้าย] กระบวนการรับฟังความคิดเห็นจากประชาชนต้องจัดทำก่อนเริ่มโครงการ ไม่ควรดำเนินการไปพร้อมกับโครงการ หรือจัดทำเมื่อประชาชนร้องขอตามเนื้อความที่ระบุในระเบียบสำนักนายกฯ ฉบับนี้ เพื่อไม่ให้ซ้ำรอยอย่างโครงการโรงไฟฟ้าถ่านหินบ่อนอก-หินกรูด ที่ประชาชนโดยทั่วไปได้รวมตัวคัดค้าน จนต้องจัดหาสถานที่แห่งใหม่ เพราะไม่สามารถยุติโครงการได้ตามเงื่อนไขสัญญาที่ได้ทำไว้ ซึ่งไม่ว่าผลของเรื่องนี้จะออกมาเป็นอย่างไร ผู้เดือดร้อนก็คือประชาชน และรัฐก็ต้องสูญเสียงบประมาณไปจำนวนมากนั่นเอง"

ป่าสาละ

FRIEDRICH EBERT STIFTUNG

- เมืองไทยรวยน้ำมันจริงหรือไม่
- ไฟฟ้าจากถ่านหินถูกจริงหรือไม่
- เมืองไทยผลิตไฟฟ้าได้ไม่พอใช้จริงหรือไม่
- โซลาร์เซลล์ไม่สร้างผลกระทบจริงหรือไม่
- ทุกคนจ่ายค่าไฟฟ้าในราคาเท่ากันจริงหรือไม่

มายาคติพลังงาน ชวนค้นหาคำตอบของคำถามเหล่านี้และคำถามอื่นๆ เกี่ยวกับพลังงานที่คุณอยากรู้แต่ไม่เคยรู้ 30 คำถาม ผ่านอรรถาธิบายเข้าใจง่ายและรูปประกอบฝีมือ ทีปกร วุฒิพิทยามงคล

ISBN: 978-616-92670-0-3

9 786169 267003

ป่าสาละ

FRIEDRICH EBERT STIFTUNG