

PDP2018 : แผนไฟฟ้า “ประชารัฐ”

คอร์รัปชันเชิงนโยบายหรือไม่ ?

Energy Watch, สิงหาคม 2562

1. โรงไฟฟ้าล้น แต่ไร้ความมั่นคงพลังงาน
2. เหยี่ยอกด้านของความมั่นคงไฟฟ้า - ภาระบ่น่าประชาชน
3. โรงไฟฟ้าไอพีที “ไม่มีความจำเป็น” ต้องมีเพิ่มในช่วง 20 ปีจากนี้
4. สัญญาซื้อขายไฟฟ้าไอพีที - เปลี่ยนการผูกขาดจากรัฐวิสาหกิจสู่ทุนพลังงาน
5. แผนพีดีพียุค คสช. : การแย่งเค้กของ กฟผ. และ ไอพีที
6. จาก Gas Plan 2015 สู่ PDP 2018 : supply กำหนด demand
7. การเมืองของแผน PDP
8. การเปลี่ยนผ่านพลังงาน ตั้งใจทักให้ถูก

ภาคผนวก - ฟาผ่า สาเหตุภาคใต้ไฟดับจริงหรือ ?

รัฐบาลพลังประชารัฐถูกวิพากษ์วิจารณ์อย่างมากในเรื่องการดำเนินนโยบายเศรษฐกิจสังคมที่เอื้อประโยชน์แบบเหมาเข่งแก่กลุ่มทุนขนาดใหญ่แล้วครั้งแล้ว ในส่วนของแผนความมั่นคงพลังงานไฟฟ้าก็เช่นเดียวกัน ที่ความมั่นคง มั่งคั่ง ยั่งยืน ไม่ได้เกิดแก่ประชาชนที่มีหน้าที่อย่างเดียวคือจ่ายค่าไฟฟ้า (ที่มีต้นทุนแฝงที่ไม่เป็นธรรม) โดยผู้ที่ได้ประโยชน์อย่างมหาศาลและเป็นไปแบบผูกขาดระยะยาวก็คือ กลุ่มทุนพลังงานขนาดใหญ่เพียงไม่กี่กลุ่มเท่านั้น

1. โรงไฟฟ้าล้น แต่ไร้ความมั่นคงพลังงาน

1 มิถุนายน 2561 ได้เกิดเหตุการณ์ไฟดับในหลายภูมิภาคของประเทศไทยโดยมีจังหวัดที่ได้รับผลกระทบรวม 70 จังหวัด จากเหตุฟ้าผ่าสายส่งโรงไฟฟ้าถ่านหินหงสาในประเทศลาวที่ส่งกระแสไฟฟ้าให้แก่ประเทศไทย เหตุการณ์นี้สะท้อนข้อเท็จจริงที่น่ากังวลและเป็นตัวชี้วัดประสิทธิภาพของหน่วยงานที่เกี่ยวข้องกับความมั่นคงไฟฟ้าคือ กฟผ. และ คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) ได้เป็นอย่างดี

วิกฤตไฟฟ้าครั้งนี้เกิดขึ้นเมื่อสายส่งของโรงไฟฟ้าหงสาถูกฟ้าผ่าทำให้กำลังผลิตไฟฟ้า 1,300 เมกะวัตต์หลุดออกจากระบบ ส่งผลให้ความถี่ของไฟฟ้าในระบบลดต่ำลงเรื่อยๆ ซึ่งอาจทำให้ไฟฟ้าทั้งระบบล่มได้ (Blackout) ทำให้ต้องมีการตัดไฟในหลายๆ พื้นที่เพื่อลดโหลดของระบบ เหตุการณ์ครั้งนี้ถือเป็นเรื่องที่ไม่อาจยอมรับได้ เพราะระบบไฟฟ้าของเรามีกำลังผลิตสำรองที่มากเพียงพอและอยู่ในวิสัยที่สามารถแก้ไขสถานการณ์ได้ วิกฤตครั้งนี้จึงสะท้อนถึงความบกพร่องของการวางแผนปฏิบัติในการดูแลความมั่นคงระบบไฟฟ้าของทั้ง กกพ. และ ศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าแห่งชาติ กฟผ. เอง ที่ไม่เคยถูกตรวจสอบจากสาธารณะเลย ประเด็นนี้ถือว่าสำคัญอย่างยิ่ง เนื่องจากวิกฤตไฟฟ้าทุกครั้งที่ผ่านมา (ทั้งวิกฤตแท่นและวิกฤตเทียม) มีคำตอบอยู่ทางเดียวคือต้องสร้างโรงไฟฟ้าเพิ่ม แต่เหตุการณ์ 1 มิย. 61 กลับบ่งชี้ข้อเท็จจริงแก่เราว่า เราก่อสร้างโรงไฟฟ้าจนล้นระบบโดยไม่เกิดประโยชน์ต่อความมั่นคงของระบบไฟฟ้าเลยต่างหาก

จากคำชี้แจงสาธารณะของ กฟผ.¹ สรุปว่า ขณะเกิดเหตุนั้นการใช้ไฟฟ้าทั้งประเทศอยู่ที่ 24,500 เมกะวัตต์ โดยมีกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่าย (Spinning Reserve) 1,847 เมกะวัตต์ ตัวเลขดังกล่าวนี้มีคำถามใหญ่เกิดขึ้นทันที 2 ข้อ



คำถามที่ 1 Spinning Reserve (กำลังผลิตสำรองของโรงไฟฟ้าที่เดินเครื่องอยู่ซึ่งสามารถเพิ่มกำลังจ่ายไฟฟ้าได้ทันที) ที่มีอยู่ 1,847 เมกะวัตต์นั้น เพียงพออยู่แล้วที่จะจ่ายไฟฟ้าทดแทนโรงไฟฟ้าหงสาที่หลุดออกไป 1,300 เมกะวัตต์ แต่ปัญหาก็เกิดขึ้น เพราะกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่ายกลับ "ไม่พร้อมจ่าย" เพราะอะไร ?

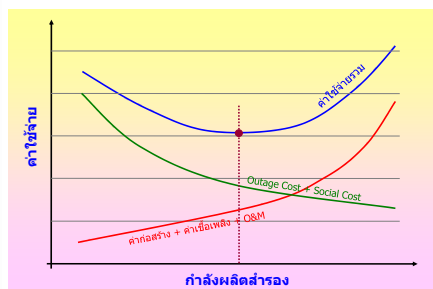
คำถามที่ 2 เหตุใดจึงมี Spinning Reserve เพียงแค่ 1,847 เมกะวัตต์ ? โดยข้อเท็จจริงแล้ว "กำลังผลิตตามสัญญา" ทั้งระบบของเรามีถึงกว่า 43,000 เมกะวัตต์ โดยมีโหลดอยู่แค่ 24,500 เมกะวัตต์ ซึ่งเท่ากับเรายังเหลือกำลังผลิตอีกถึง 18,500 เมกะวัตต์ จริงอยู่ที่ว่าโรงไฟฟ้าที่เหลือนี้ไม่ได้มีความพร้อมใช้งานได้ทั้ง 100% แต่ก็เป็นเรื่องที่ไม่สามารถยอมรับได้โดยสิ้นเชิง ถ้าหากกำลังผลิตกว่า 18,500 เมกะวัตต์ สามารถทำหน้าที่เป็นกำลังผลิตสำรองได้เพียง 1,847 เมกะวัตต์ หรือแค่ 10% เท่านั้น

กำลังผลิตไฟฟ้า 18,500 เมกะวัตต์นั้นมากมายเพียงใด เทียบคร่าวๆ ก็เท่ากับโรงไฟฟ้าแม่เมาะประมาณ 8 โรง หรือมากกว่า 2 เท่าของโรงไฟฟ้าที่จ่ายไฟให้กับ ภาคเหนือ ภาคใต้และภาคอีสานรวมกัน คิดเป็นเงินลงทุนเฉลี่ยเมกะวัตต์ละ 40-50 ล้านบาท ก่อกประมาณ 7-9 แสนล้านบาท เราจะลงทุนไปทำไม ถ้าโรงไฟฟ้าจำนวนมากมายขนาดนี้ไม่มีความหมายอะไรเลยในห้วงเวลาที่เรากำลังเผชิญกับวิกฤตไฟฟ้า ?

2. เทรียญออีกด้านของความมั่นคงไฟฟ้า - ภาระบนปาประชาชน

ความมั่นคงไฟฟ้ามีต้นทุนที่เคียดคู่เป็นเงาตามตัว ดังนั้นจึงมีการศึกษาหาจุดเหมาะสมระหว่างความเสี่ยงจากระบบไฟฟ้าที่ไม่มั่นคงกับต้นทุนที่ต้องใช้ในการสร้างความมั่นคง และเป็นที่มาของการกำหนดระดับกำลังผลิตสำรองที่เหมาะสมไว้ที่ 15% ของการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของปี แต่หากมองย้อนดูระบบไฟฟ้าของเรากลับไปหลายปี สิ่งที่พบคือเรามีโรงไฟฟ้ามากเกินไปจนความจำเป็นต่อเนื่องกันมารวม 20 ปีแล้ว ต้นทุนค่าก่อสร้างโรงไฟฟ้าทั้งหมดนี้ได้ถูกนำมาเฉลี่ยอยู่ในค่าไฟฟ้าที่ผู้บริโภคต้อง

ค่าใช้จ่ายและความมั่นคงทางเทคนิค



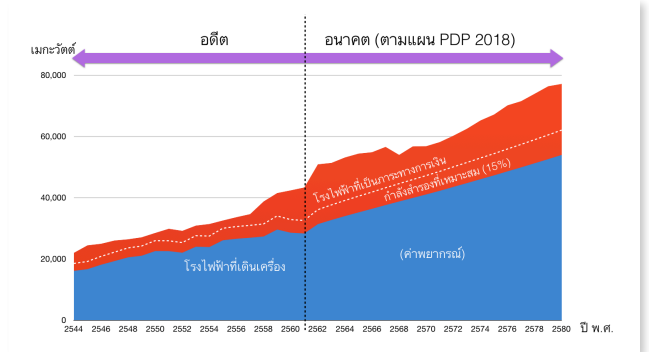
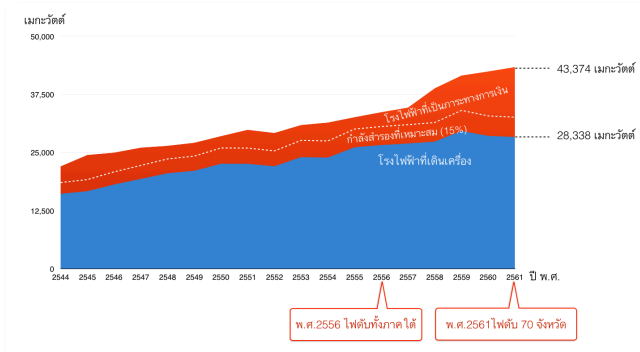
ที่มา: การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

ร่วมกันจ่าย ดังนั้นเมื่อเราจ่ายค่าไฟฟ้า เราต้องจ่ายเงินให้กับโรงไฟฟ้า 3 กลุ่มคือ

หนึ่ง โรงไฟฟ้าที่ใช้ผลิตกระแสไฟฟ้าจริงๆ

สอง โรงไฟฟ้าที่ทำหน้าที่สำรองเพื่อความมั่นคง (15%)

สาม โรงไฟฟ้าที่เป็นการลงทุนสูญเสียเปล่า เพราะไม่ได้ทำหน้าที่ผลิตไฟฟ้า และไม่ได้ทำหน้าที่เป็นโรงไฟฟ้าสำรองด้วย



ที่มา : สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน, แผน PDP 2018

ต้นทุนค่าก่อสร้างโรงไฟฟ้าที่ไม่ได้ใช้ประโยชน์ตามกราฟที่ 1 คิดเป็นเงินหลายแสนล้านบาทที่ผู้บริโภคต้องจ่ายผ่านค่าไฟไปตลอดอายุสัญญาของโรงไฟฟ้าแต่ละโรง ดังนั้น หากเปรียบเทียบกระแสไฟฟ้าเป็นสินค้า เราไม่ได้จ่ายแค่ค่าซื้อสินค้าอย่างเดียว แต่ได้จ่าย “ค่าประกัน” ในการได้รับบริการไฟฟ้าที่มีความมั่นคงเชื่อถือได้ด้วย ทว่าในความเป็นจริง ผู้บริโภคไฟฟ้างกลับไม่ได้รับหลักประกันในความมั่นคงของระบบไฟฟ้าเลย ส่วนผู้รับประกันคือ กฟผ. โรงไฟฟ้าเอกชน และคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน ไม่เคยรับผิดชอบใดๆ เมื่อเกิดความเสียหายแก่ผู้รับบริการไฟฟ้า ดังเช่นเหตุการณ์ไฟดับ 1 มิถุนายน 2561 และเหตุการณ์ไฟดับทั้งภาคใต้เมื่อปี 2556 ซึ่งครั้งนั้นต้องถือว่าสาเหตุมาจาก human error ต่างหาก ไม่ใช่เพราะฟ้าผ่าอย่างที่สรุปกัน (ดูภาคผนวก)

นอกจากผู้บริโภคจะเป็นผู้รับความเสียหายจากรีโกลไฟฟ้าที่กินเอาเองแล้ว หลายครั้งยังต้องจ่ายค่าเอฟทีที่เพิ่ม จากต้นทุนในการแก้ไขวิกฤตไฟฟ้ อีกด้วย (เช่น ค่าน้ำมันเตาหรือดีเซลเวลาท่อส่งก๊าซขัดข้อง หรือแม้แต่วิกฤตเกิด Blackout เป็นต้น)

จากกราฟที่ 1 จะเห็นว่าในช่วง 5 ปีล่าสุด (ซึ่งบังเอิญตรงกับยุค คสช. ?) เรามีโรงไฟฟ้าที่เกินความจำเป็นสูงชันอย่างมาก และหากมองไปในอนาคตตามแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าฉบับใหม่ (PDP 2018) ก็จะเป็นดังกราฟที่ 2 ซึ่งสะท้อนให้เห็นว่านโยบายไฟฟ้าของเรามุ่งเน้นไปที่การลงทุนก่อสร้างโรงไฟฟ้าสำรองมากขึ้นๆ (โดยประชาชนไม่ได้มีหลักประกันเรื่องความมั่นคงพลังงานเพิ่มขึ้นแต่อย่างใด) แทนที่จะมุ่งเน้นการเพิ่มประสิทธิภาพในการบริหารจัดการเพื่อใช้โรงไฟฟ้าที่มีอยู่ให้เกิดประโยชน์สูงสุดและเป็นการลดภาระทางการเงินของประชาชน

3. โรงไฟฟ้าไอพีพี “ไม่มีความจำเป็น” ต้องมีเพิ่มในช่วง 20 ปีข้างหน้า

โรงไฟฟ้าไอพีพี (IPP : Independent Power Producer) เป็นโรงไฟฟ้าเอกชนขนาดใหญ่ที่ผ่านการเปิดประมูลรับสัมปทานผลิตไฟฟ้าให้แก่รัฐ (กฟผ.) ภายใต้สัญญาซื้อขายไฟฟ้า (PPA : Power Purchase Agreement) ระยะเวลา 20-25 ปี นับจากปี 2537 จนถึงปัจจุบัน เราเคยมีการเปิดประมูลโรงไฟฟ้าไอพีพีไปแล้ว 3 ครั้ง รวมกำลังผลิตไฟฟ้าทั้งสิ้นประมาณ 16,000 เมกะวัตต์

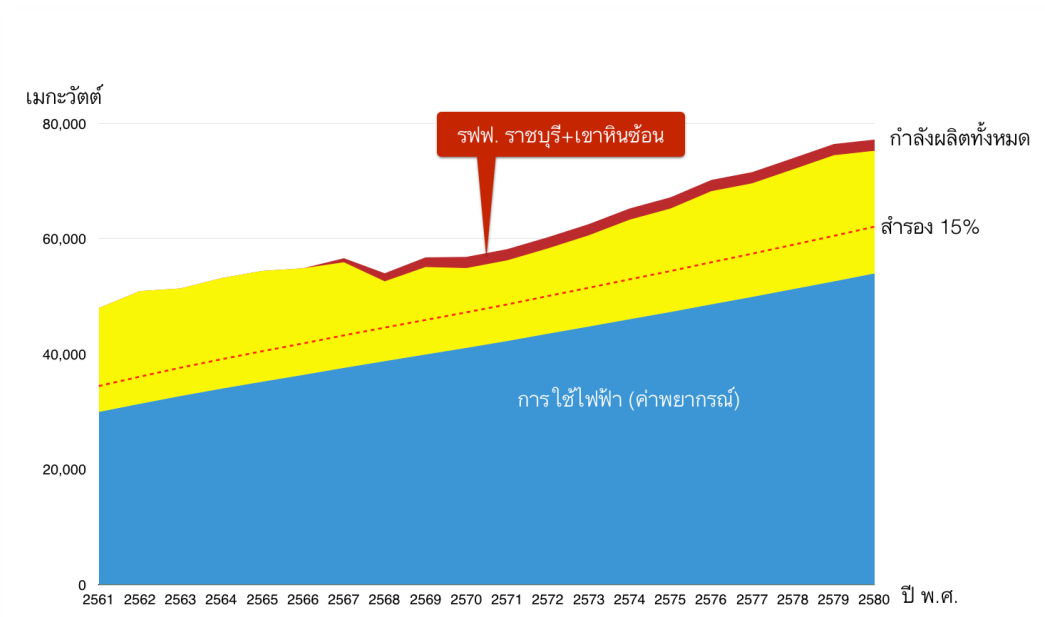
อย่างไรก็ตาม ในปี 2560 ด้วยระบบไฟฟ้าที่มีกำลังผลิตสำรองสูงเกินมาตรฐานไปมาก และจะคงสภาพ over supply ต่อเนื่องไปอีกอย่างน้อยสิบปี ประกอบกับสถานการณ์พลังงานไฟฟ้าของประเทศไทยมีบริบทที่เปลี่ยนแปลงไปในหลายมิติ

กระทรวงพลังงานจึงเริ่มกระบวนการจัดทำแผนพีดีพีฉบับใหม่ ในช่วงดังกล่าว กรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) นายวีระพล จิระประดิษฐ์กุล ได้ให้ความเห็นต่อสื่อมวลชนว่า การเปิดประมูลโรงไฟฟ้าไอพีพีอาจไม่มีความจำเป็นในระยะ 20 ปี² แต่ทว่า กกพ.ชุดนี้ก็ไม่มีโอกาสได้ควบคุมกำกับกรทบพจนจัดทำแผนพีดีพี เพราะถูกคำสั่ง ม.44 ปลดจากตำแหน่งตั้งคณะทำงานกลางความสูงของสังคมไปในปี 2561

การจัดทำแผน PDP2018 ใช้เวลายาวนานอย่างไม่เคยเป็นมาก่อน เพราะความขัดแย้งระหว่างฝ่ายข้าราชการกระทรวงพลังงานที่ต้องการปฏิรูปแผนพีดีพีให้ทันสมัยสอดคล้องกับความเปลี่ยนแปลงใหม่ๆ กับ รัฐมนตรี คสช. ศิริ จิระพงษ์พันธ์ที่มีแบ็คกราวนด์แนบชิดกับกลุ่มทุนปิโตรเลียม หลังจากปลด กกพ. ยกชุด รัฐบาล คสช. ยังได้ปลด ดร.ทวารัฐ สูตะบุตร ผอ.สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (ดร.ทวารัฐเป็นหัวเรือใหญ่ในการปรับปรุงแผนพีดีพี) ออกจากตำแหน่งไปนั่งเป็นผู้ตรวจราชการกระทรวงพลังงาน ร่างแผน PDP2018 ได้ตกไปอยู่ในมือของศิริ จิระพงษ์พันธ์ และถูกอนุมัติออกมาอย่างที่เห็นได้ชัดเจนว่า เป็นแผนที่มุ่งส่งเสริมธุรกิจปิโตรเลียมของ ปตท. โดยเฉพาะอย่างยิ่งในส่วนของกรนำเข้าก๊าซ LNG เพื่อเป็นเชื้อเพลิงให้แก่โรงไฟฟ้าใหม่

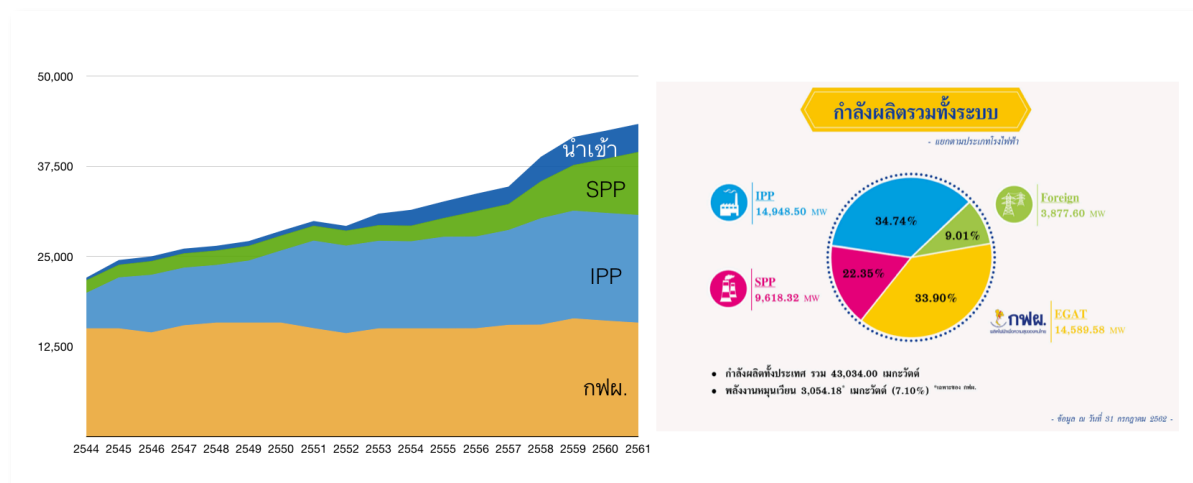
แผนพีดีพี 2018 ที่ผ่านการอนุมัติจาก ครม.เมื่อเดือนเมษายน 2562 กำหนดให้มีการเปิดประมูลโรงไฟฟ้าไอพีพีเพิ่มอีก 8,300 เมกะวัตต์ในช่วงปี พ.ศ. 2562-2580 แต่รัฐบาล คสช.ก็ยังสร้างข้อก้งขาเพิ่มเติมเข้าไปอีก ด้วยการเห็นชอบให้บริษัทผลิตไฟฟ้าราชบุรีโฮลดิ้ง จำกัด ได้สิทธิ์ทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ กกพ. จำนวน 1,400 เมกะวัตต์(ก๊าซธรรมชาติ)โดยไม่ต้องผ่านการประมูล รวมทั้งโครงการโรงไฟฟ้าถ่านหินเขาหินซ้อน จ.ฉะเชิงเทรา ที่ยึดเยื้อมากกว่า 10 ปีเพราะรายงาน EHA ไม่ผ่านความเห็นชอบ รัฐบาล คสช.ก็เห็นชอบให้มีการเปลี่ยนเชื้อเพลิงจากถ่านหินเป็นก๊าซธรรมชาติ และโครงการทั้งสองนี้รวม 1,940 เมกะวัตต์ ซึ่งไม่ได้เป็นไปตามแผนพีดีพี ก็ได้มีการลงนามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าไปเมื่อวันที่ 12 กรกฎาคม 2562 แบบเงียบๆ ไม่เป็นข่าวต่อสาธารณะ และผิดธรรมเนียมปฏิบัติที่เคยเป็นมา เพราะเป็นการฉวยโอกาสลงนามในขณะที่เพิ่งเลือกตั้งเสร็จ โดยไม่รอขอความเห็นชอบจากรัฐบาลใหม่ที่ขณะนั้นยังจัดตั้งไม่เสร็จ

โรงไฟฟ้าไอพีพี 1,940 เมกะวัตต์นี้มีความจำเป็นเร่งด่วนอย่างไร ? เมื่อวิเคราะห์จากแผนพีดีพี 2018 ในภาพรวมแล้ว กลับพบว่า ไม่มีความจำเป็นเลย ดังกราฟที่ 3 อย่างไรก็ตาม สัญญา 2 ฉบับนี้ได้สร้างภาระผูกพันแก่ผู้บริโภคนแล้วเป็นเวลา 25 ปี



4. สัญญาซื้อขายไฟฟ้าไอพีพี - เปลี่ยนการผูกขาดจากรัฐวิสาหกิจสู่ทุนพลังงาน

ปี พ.ศ. 2535 รัฐบาลอานันท์ ปันยารชุน คือผู้เริ่มต้นส่งเสริมบทบาทของเอกชนให้เข้ามามีส่วนร่วมในการผลิตไฟฟ้าในรูปการเปิดประมูลโรงไฟฟ้าไอพีพี และการเปิดรับซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก³ (SPP : Small Power Producer) เพื่อเป็นการลดภาระของรัฐบาลในการค้ำประกันเงินกู้ของ กฟผ. ในการลงทุนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ นับจากนั้นมาสัดส่วนโรงไฟฟ้าในระบบที่ กฟผ. เป็นเจ้าของก็ลดลงตามลำดับจาก 100% มาเหลือเพียง 34% ณ วันนี้ จากกราฟที่ 4 จะเห็นได้ว่า 17 ปีที่ผ่านมา (2544-2561) กำลังผลิตของ กฟผ. อยู่ในระดับคงตัวประมาณ 15,000-16,000 เมกะวัตต์มาตลอด เนื่องจาก กฟผ. ได้สิทธิ์ในการก่อสร้างโรงไฟฟ้าแห่งใหม่น้อยมาก โดยส่วนใหญ่จะเป็นการก่อสร้างโรงไฟฟ้าทดแทนโรงเดิมที่ถูกปลดระวางเป็นหลัก ในขณะที่โรงไฟฟ้าไอพีพีนั้นเพิ่มเข้ามาถึง 10,000 เมกะวัตต์ในช่วงดังกล่าว รวมทั้งการนำเข้าไฟฟ้าจากประเทศเพื่อนบ้านซึ่งโดยเนื้อแท้แล้วก็คือไอพีพีที่เป็นทุนพลังงานไทย (EGCO, RATCH, GPSC, BANPU ฯลฯ) ที่ไปสร้างโรงไฟฟ้าใน สปป.ลาวแล้วส่งไฟฟ้าเข้ามาขายแก่ประเทศไทยนั่นเอง



การเปิดประมูลไอพีพีที่ถูกกล่าวอ้างว่าเป็นการแข่งขันราคาค่าไฟฟ้าซึ่งประโยชน์จะตกแก่ประชาชน แต่สัญญาซื้อขายไฟฟ้า (PPA) ที่ถูกนำมาใช้กลับเป็นรูปแบบที่ประชาชน และ กฟผ. เสียเปรียบเอกชนอย่างมาก คือ

1. PPA ใช้สัญญาสัมปทานในรูปแบบ BOO ในขณะที่โครงสร้างราคาค่าไฟเป็นแบบ BOT ดังนั้น เมื่อสิ้นสุดสัญญา ฝ่ายเอกชนจะได้ทรัพย์สินจากการประกอบกิจการ (ที่ดิน, เครื่องจักร ฯลฯ) เป็นของแถมไปด้วย ทั้งนี้ ผู้บริโภคได้จ่ายค่าลงทุนบวกกำไรให้แก่เอกชนไปครบแล้ว
2. กฟผ. เสียโอกาสในการรับโอนกรรมสิทธิ์โรงไฟฟ้าเอกชนที่สิ้นสุดสัญญาแล้ว ที่สามารถนำมาผลิตไฟฟ้าต่อไปได้ รวมทั้งสามารถ repowering โรงไฟฟ้าเหล่านี้ใหม่ ที่มีต้นทุนถูกกว่าการสร้างโรงไฟฟ้าใหม่ในพื้นที่ใหม่ ซึ่งมักจะนำไปสู่ความขัดแย้งกับชุมชนและปัญหาสิ่งแวดล้อม
3. เงื่อนไขโดยทั่วไปที่ค่อนข้างเป็นสากลของ PPA จะกำหนดค่าไฟฟ้าเป็น 2 ส่วนคือ⁴

ค่าความพร้อมจ่ายพลังไฟฟ้า (Availability Payment: AP) เป็นค่าพลังไฟฟ้าที่ครอบคลุมต้นทุนการก่อสร้างโรงไฟฟ้า ค่าใช้จ่ายคงที่ในการผลิตและบำรุงรักษาและค่าเช่า ค่าประกันภัย และผลตอบแทนสำหรับส่วนของผู้ถือหุ้น

ค่าพลังงานไฟฟ้า (Energy Payment: EP) เป็นค่าใช้จ่ายเชื้อเพลิงจริงตามที่โรงไฟฟ้าใช้และครอบคลุมค่าใช้จ่ายผันแปร ในการผลิตและบำรุงรักษา

ตัวอย่าง: PPA โรงไฟฟ้าระยองและขนอม ของบริษัท ผลิตไฟฟ้า จำกัด (EGCO)

<p>“...การลงทุนในโครงการเกือบทั้งหมดของเอ็กโก มีการทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าระยะยาว 20-25 ปี โดยล้วนเป็นสัญญาที่ทำกับ กฟผ. ทั้งสิ้น ที่สำคัญ รายได้ค่าไฟอยู่ในลักษณะของต้นทุนบวกกำไร นอกจากนี้ เอ็กโกจะไม่ได้รับผลกระทบจากอัตราแลกเปลี่ยนและอัตราเงินเฟ้อ เนื่องจากรายได้ค่าไฟได้คิดรวมค่าชดเชยจากผลกระทบดังกล่าวเอาไว้ด้วยแล้ว อีกทั้งไม่ว่าภาวะเศรษฐกิจหรือความต้องการไฟฟ้าจะมีความผันผวนอย่างไร ก็จะไม่ส่งผลกระทบต่อเอ็กโกเลยแม้แต่น้อย เพราะรายได้ค่าไฟขึ้นอยู่กับความพร้อมจ่ายไฟฟ้า ไม่ว่าจะมีการส่งจ่ายไฟฟ้าจริงหรือไม่ก็ตาม”</p>	
ค่า AP	ค่า EP
<ul style="list-style-type: none"> - ค่าใช้จ่ายในการกู้ยืมเงิน(1) - ผลตอบแทนต่อผู้ถือหุ้น (ระยอง 20 % และ ขนอม 19%) - ค่าบำรุงรักษาหลัก(2) - ค่าใช้จ่ายในการผลิตและบำรุงรักษาคงที่ - ค่าใช้จ่ายในการบริหารคงที่(3) - ค่าเบี้ยประกันภัย - ภาษี 	<ul style="list-style-type: none"> - ค่าเชื้อเพลิง (98% ของต้นทุนผันแปร) - ค่าใช้จ่ายในการผลิตและบำรุงรักษาผันแปร
<p>(1) ได้รวมค่าชดเชยผลกระทบจากอัตราแลกเปลี่ยนเงินตราต่างประเทศ</p> <p>(2) ปรับด้วยอัตราแลกเปลี่ยนเงินตราต่างประเทศและดัชนีราคาผู้ผลิต</p> <p>(3) ปรับด้วยดัชนีราคาผู้บริโภค</p>	

ที่มา : บुरของบริษัทเอ็กโก ในงานอินเวสเตอร์ แฟร์ ณ ศูนย์นิทรรศการและการประชุมไบเทค เมื่อวันที่ 8-12 มิถุนายน 2544

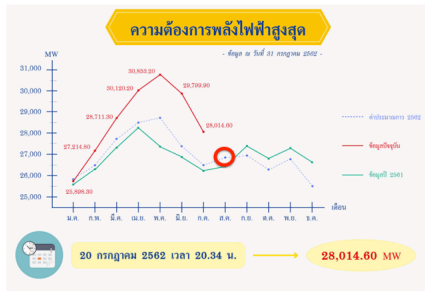
ปัญหาของค่า AP ในสถานการณ์ของไทยขณะนี้ก็คือ ภายใต้งำลังผลิตที่เหลือล้นมากมายในระบบไฟฟ้า ในขณะที่ผู้บริโภคร้องจ่ายค่า AP ของโรงไฟฟ้าไอพีพีเต็มเม็ดเต็มหน่วยตามเงื่อนไข PPA แต่ไอพีพีเหล่านี้ได้จ่ายกระแสไฟฟ้าจริงๆ มากน้อยเพียงใด ? ภาพด้านล่างนี้จากเว็บไซต์ของ กฟผ. กำลังบ่งชี้ว่า ไอพีพีได้รับค่า AP โดยผลิตจ่ายกระแสไฟฟ้าต่ำกว่า “กำลังผลิตตามสัญญา” ใน PPA

ไอพีพีในประเทศไทยมีที่มา 2 ส่วนคือ

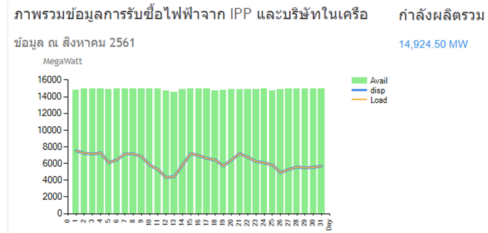
1) จากการแปรรูปโรงไฟฟ้าของ กฟผ. ได้แก่ บริษัทผลิตไฟฟ้า จำกัด หรือ EGCO และ บริษัทราชบุรี โฮลดิ้ง จำกัด หรือ RATCH โรงไฟฟ้า 2 โรงแรกของ EGCO หมุดสัญญาแล้ว คือ โรงไฟฟ้าระยอง (ไม่ได้ต่อสัญญา) ส่วนโรงไฟฟ้าขนอมมีการก่อสร้างโรงใหม่ทดแทน เริ่มต้นสัญญาใหม่เมื่อปี 2559

สิงหาคม 2561
พีคโหลด = 26,492 MW

โรงไฟฟ้าไอพีพี 14,924.5 MW
จ่ายพลังไฟฟ้าไม่ถึง 8,000 MW



ที่มา : กฟผ. <http://www.egat.co.th>



ที่มา : กฟผ. <http://www.ppa.egat.co.th/ippx/>

2) จากการเปิดประมูล นับจากปี 2537 มา มีการเปิดประมูลรวมทั้งสิ้น 3 ครั้ง รวมกำลังผลิต 14,800 เมกะวัตต์ ขณะนี้อยู่ระหว่างรอเวลาก่อสร้าง 5,540 เมกะวัตต์ (GULF 5,000 และเขื่อนหิซฮอน 540)

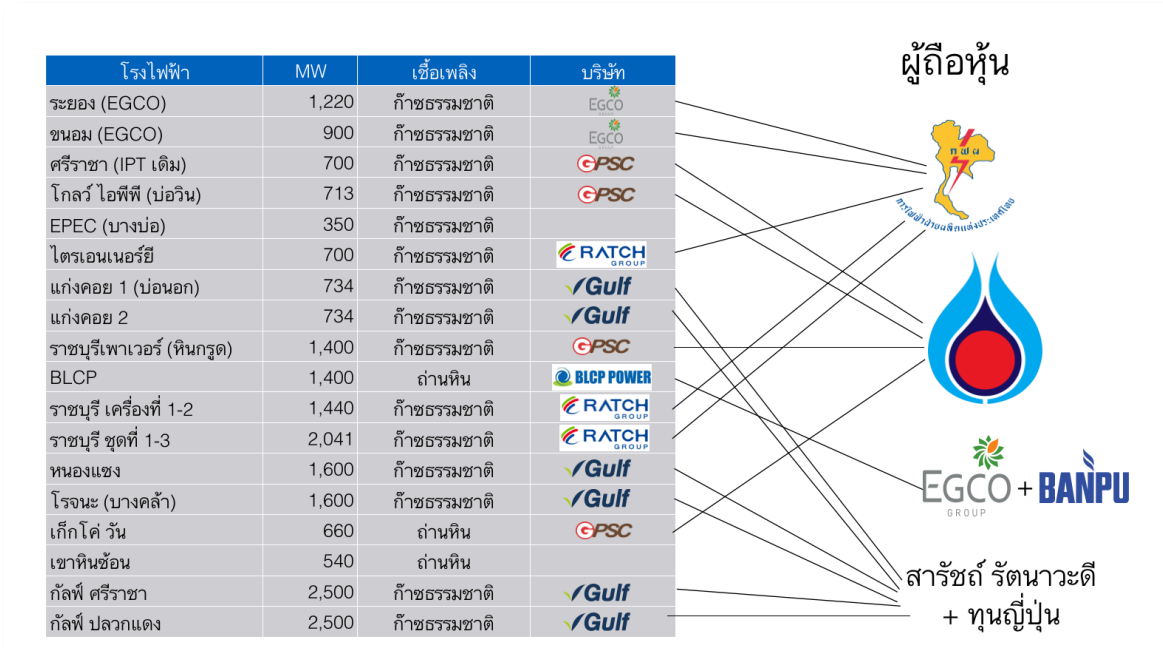
ประวัติศาสตร์โรงไฟฟ้าไอพีพี

ปี	เปิดประมูล	โรงไฟฟ้า	MW	เชื้อเพลิง	อายุสัญญา	หมดสัญญา	หมายเหตุ
2535							กรม.(อนันท์ ปันยารชุน) ออกนโยบายส่งเสริมเอกชนผลิตไฟฟ้า
2535	(แปรรูป)	ระยอง (EGCO)	1,220	ก๊าซธรรมชาติ		2557	หมดสัญญาเมื่อปี 2557 ไม่ต่อสัญญา
	(แปรรูป)	ขอนแก่น (EGCO)		ก๊าซธรรมชาติ		2559	มีการก่อสร้างทดแทนโดยไม่ได้ประมูล เริ่มสัญญาใหม่ปี 2559
2537	IPP#1	IPT	700	ก๊าซธรรมชาติ	25	2568	ปัจจุบันคือบริษัท GPSC ในเครือ ปตท.
		บ่อวิน	713	ก๊าซธรรมชาติ		2571	ปัจจุบันคือบริษัท โกลว์ ไอพีพี (ถูก GPSC ซื้อแล้ว)
		บางปะ	350	ก๊าซธรรมชาติ		2566	
		โตรเอนเนอร์ยี		ก๊าซธรรมชาติ	20	2563	ปัจจุบันถูก RATCH ซื้อไปแล้ว
		แก่งคอย1 (บ่อนอก)	734	ก๊าซธรรมชาติ		2575	โรงไฟฟ้าถ่านหินบ่อนอกถูกย้ายไปที่สระบุรี และเปลี่ยนเชื้อเพลิงเป็นก๊าซธรรมชาติ โดยมีการเรียกร้องค่าเสียหายจากรัฐ จึงมีการชดเชยด้วยการให้สร้างเพิ่มอีก 1 โรง
		แก่งคอย 2	734	ก๊าซธรรมชาติ		2576	
		(หินกรูด)	1,400	ก๊าซธรรมชาติ		2576	คือ รฟพ.ราชบุรี พาวเวอร์ (กลุ่มสหยูเนี่ยน ขายให้แก่ RATCH)
		BLCF	1,400	ถ่านหิน		2575	ปัจจุบันถือหุ้นโดย EGCO และ BANPU (???)
2540	(แปรรูป)	ราชบุรี เครื่องที่ 1-2	1,440	ก๊าซธรรมชาติ		2568	
	(แปรรูป)	ราชบุรี ชุดที่ 1-3	2041	ก๊าซธรรมชาติ		2570	
2550	IPP#2	หนองแขง	1,600	ก๊าซธรรมชาติ			บริษัท GULF
		โรจนะ (บางคล้า)	1,600	ก๊าซธรรมชาติ			ย้ายจากบางคล้าไปอยุธยา ปัจจุบันคือโรงไฟฟ้ากัณฑ์โรจนะ
		เก็กค้อ วัน	660	ถ่านหิน		2580	ปัจจุบัน ปตท.(GPSC) เทคโอเวอร์จากกลุ่ม GLOW
		เขื่อนหิซฮอน	540	ถ่านหิน			ยังไม่ก่อสร้าง

ปี	เปิดประมูล	โรงไฟฟ้า	MW	เชื้อเพลิง	อายุสัญญา	หมดสัญญา	หมายเหตุ
2555	IPP#3	กัลฟ์ ศรีราชา	2,500	ก๊าซธรรมชาติ			ยังไม่ก่อสร้าง GULF ชนะประมูลทั้ง 5,000 MW โดยมีข่าวเล็กๆ ในสื่อว่า การประมูลครั้งนี้มีการลือเคสเป็ก
		กัลฟ์ ปลวกแดง	2,500	ก๊าซธรรมชาติ			

บริษัทไอพีพีมีการถือหุ้นไขว้กันไปมา และบางบริษัทก็มีผลประโยชน์ทับซ้อนกับ กฟผ. ซึ่งเป็นผู้รับซื้อไฟฟ้า มีข้อสังเกตว่า ในระยะ 4-5 ปีมานี้ ปตท. ได้เข้ามาเป็นผู้เล่นตัวสำคัญโดยเริ่มจากการซื้อโรงไฟฟ้าไอพีพีแล้วก่อตั้งเป็นบริษัท GPSC เพื่อไล่เทคโนโลยีโรงไฟฟ้าไอพีพีอีกหลายโรง จนกลายเป็นกลุ่มทุนไอพีพีรายใหญ่ขึ้นมา ประเด็นที่น่ากังวลเกี่ยวกับบทบาท ปตท. ที่กลายมาเป็นบริษัทไอพีพีด้วยก็คือ ปตท. เป็นผู้ผูกขาดการจัดหาก๊าซธรรมชาติให้แก่ทั้ง กฟผ. และไอพีพีอื่นๆ นอกจากนี้ในฐานะรัฐวิสาหกิจที่เป็นผู้วางแผนโครงสร้างพื้นฐานก๊าซธรรมชาติของประเทศ (ท่อส่งก๊าซ, LNG receiving terminal) หากมีการเปิดประมูลไอพีพีรอบใหม่ ปตท. ย่อมได้เปรียบบริษัทอื่นทั้งหมด

ณ ปัจจุบัน PPA ที่ กฟผ. เข้าไปกับไอพีพีมีจำนวนประมาณ 19,000 เมกะวัตต์ (ยังไม่รวมอีก 1,940 เมกะวัตต์ที่เพิ่งเซ็นเพิ่มกับราชบุรีและเขาหินซ้อน) ปรากฏว่ามีผู้ถือหุ้นรายใหญ่วนเวียนอยู่เพียง 3-4 กลุ่มเท่านั้นคือ กลุ่ม กฟผ., ปตท. และ GULF (सारิษฐ์ รัตนาวะดี)



จากบริบทข้างต้น การเปิดประมูลไอพีพีเพิ่มเติมเป็นเรื่องที่ควรถูกทบทวนอย่างเร่งด่วน เนื่องจาก

1. ไอพีพีเป็นโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่แบบระบบรวมศูนย์ มีสัญญาผูกพันยาวนานถึง 20 ปี อีกทั้งเป็นโรงไฟฟ้าที่เปิดประมูลและทำสัญญาไว้ล่วงหน้าค่อนข้างนานหลายปี โรงไฟฟ้าที่ถูกก่อสร้างขึ้นจึงอาจไม่ใช่เทคโนโลยีที่ดีที่สุด ในขณะที่โลกปัจจุบันกำลังเปลี่ยนผ่านไปสู่อุตสาหกรรมยุคใหม่ที่มุ่งไปสู่ระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายศูนย์ ภายใต้เทคโนโลยีพลังงานหมุนเวียนและระบบกักเก็บพลังงานที่มีการพัฒนาไปอย่างรวดเร็วและหลากหลาย และจะแข่งขันได้กับโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ในอนาคตอันใกล้นี้ ดังนั้น ในสภาพ over supply ของระบบไฟฟ้าที่จะดำรงต่อเนื่องไปอีกหลายปี จึงไม่ควรสร้างภาระผูกพันกับไอพีพีเพิ่มขึ้นอีก

2. ขนาดของโรงไฟฟ้าที่ค่อนข้างใหญ่ไม่ได้มีแต่ข้อดีอย่างเดียว เพราะขนาดที่ใหญ่มากๆ ย่อมทำให้การควบคุมระบบกำลังไฟฟ้ายืดหยุ่นได้น้อย เมื่อเกิดเหตุขัดข้องกับโรงไฟฟ้าใหญ่เพียงโรงเดียวก็อาจส่งผลกระทบต่อไฟฟ้าทั้งประเทศได้ เช่นกรณีโรงไฟฟ้าหรงสา ประเด็นนี้จะมียุทธศาสตร์สำคัญมากขึ้นในอนาคตอันใกล้นี้ เนื่องจากการเติบโตอย่างรวดเร็วของโซลาร์เซลล์และ Prosumer (การผลิตไฟฟ้าใช้เองของผู้บริโภค)

3. แผนพีดีพี 2018 กำหนดให้มีโรงไฟฟ้าใหม่จำนวน 6,900 เมกะวัตต์ที่ให้ กฟผ. เข้าร่วมประมูลแข่งขันกับไอพีพี ซึ่งเป็นเรื่องที่ไม่สมเหตุสมผล เพราะ กฟผ. เป็นรัฐวิสาหกิจซึ่งประชาชนเป็นเจ้าของ โรงไฟฟ้าของ กฟผ. จึงถือเป็นสมบัติของประชาชนไปตลอดแม้เมื่อปลดระวางไปแล้ว ในขณะที่โรงไฟฟ้าไอพีพีเป็นของเอกชน เมื่อโรงไฟฟ้าไอพีพีสิ้นสุดสัญญาแล้ว ทรัพย์สินที่เหลือซึ่งประชาชนชำระเงินค่าลงทุนผ่านค่าไฟฟ้าไปหมดแล้ว จะตกเป็นกรรมสิทธิ์ของเอกชน

4. ผลพวงจากการเปิดประมูลไอพีพีในอดีต ที่เกิดขึ้นระหว่างปี 2563-2576 ก็คือ จะมีไอพีพีทยอยสิ้นสุดสัญญาทั้งสิ้น 10,159 เมกะวัตต์ โรงไฟฟ้าจำนวนนี้จะกลายเป็นทรัพย์สินของเอกชน ทั้งๆ ที่ กฟผ. ควรได้รับกรรมสิทธิ์โรงไฟฟ้าจำนวนมหาศาลนี้มาใช้เพื่อประโยชน์สาธารณะต่อไป เพราะเอกชนต่างก็ได้รับเงินลงทุนและผลตอบแทนผ่านค่า AP ไปครบถ้วนแล้ว

ดังนั้น หากในกรณีที่มีความจำเป็นต้องมีโรงไฟฟ้าไอพีพีเพิ่ม สัญญาสัมปทานควรต้องถูกปรับปรุงใหม่ให้เป็นธรรม คือถ้าจะใช้รูปแบบ BOO เหมือนเดิมก็ต้องปรับปรุงโครงสร้างราคาค่าไฟในสัญญาให้เป็นธรรมต่อผู้บริโภค หรือถ้าจะใช้โครงสร้างราคาเหมือนเดิมก็ต้องเปลี่ยนรูปแบบสัญญาเป็น BOT

ตัวอย่าง : โรงไฟฟ้าระยอง (EGCO) เมื่อหมดสัญญาปี 2557



โรงไฟฟ้าระยอง 1,232 MW
ไอพีพี โรงแรกของประเทศไทย
ปลดระวางเมื่อ 7 ธันวาคม 2557



**“เอ็กโก” ลงทุนที่ระยองรองรับ “อีอีซี” ปรับโรงไฟฟ้า
เก่าเป็นนิคมอุตสาหกรรม**

ไอที อินโฟอิมพีฟ 28 ธ.ค. 2560 07:52 น.

ไม่ต่อสัญญา เอ็กโก จักรูเร่งตัดสินใจโรงไฟฟ้า

Power Plant News / ข่าวหมวดโรงไฟฟ้า

กฟผ. หารัไฟฟ้าภาคใต้ขาด จักรูเร่งตัดสินใจโรงไฟฟ้าชอม จะหมดอายุในปี 2559 จะต่อสัญญา หรือมอบสิทธิ์ให้เอ็กโกหรือกฟผ. ดำเนินการแทนการเปิดประมูลใหม่ ด้านกระทรวงพลังงานระบุ เสนอแผนพีดีพีให้รมต. พลังงานแล้ว ไม่ต่ออายุโรงไฟฟ้าระยองทั้งหมดในปี 2558 พร้อมเสนอให้กฟผ. เสนอแผนเอ็กโกสร้างโรงไฟฟ้าชอม เพื่อรักษาระดับกำลังการผลิต

EGCO ตั้งราคาโรงไฟฟ้าระยองพันล้านบาท จ่อขายให้ต่างชาติ

POSTED ON 10/09/2557

พลังงานอุตสาหกรรม - นายสมิธ ประทีปบุญ การจัดการใหญ่ บริษัท ผลิตไฟฟ้า จำกัด(มหาชน) หรือ เอ็กโก กรุ๊ป เยือนมอรวา ขณะเป็นบริษัท ใต้ร่มเงาของอาวณบริหารสินทรัพย์ของโรงไฟฟ้าระยอง บริษัทชอมรายดเป็นี่ขนาดกำลังผลิต 1.2 พันเมกะวัตต์ ที่จะหมดอายุลงในวันที่ 7 ธันวาคม 2557 เนื่องจากไม่ได้รับการต่ออายุสัญญาไฟฟ้าไปกับการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) เพราะเสนอเคื่องหมาย 20 ปีแล้ว โดยเบื้องต้นอาวณฯไม่กัพันเอ็ดร เพื่อนำโรงไฟฟ้าเก่าไปผลิตพลังงานทดแทนบ้านแทน

โรงไฟฟ้านี้ควรโอนให้รัฐ (กฟผ.) เพื่อใช้งานต่อ และเมื่อเสื่อมสภาพก็สามารถ repowering โดยไม่ต้องไปลงทุนโรงไฟฟ้าโรงใหม่ ในพื้นที่แห่งใหม่

5. แผนพีดีพียุค คสช. : การแย่งเค้กของ กฟผ. และ ไอพีพี

แผน PDP 2015 (พ.ศ.2558-2579) ที่ออกมาในยุค คสช. ถือเป็นแผนที่แปลกประหลาดที่สุดเมื่อเทียบกับแผนฉบับก่อน เพราะสมมติฐานการเติบโต GDP ที่ใช้วางแผนถูกปรับลดลงจากแผนฉบับก่อน แต่โครงการก่อสร้างโรงไฟฟ้ากลับมีเพิ่มมากกว่าแผนฉบับก่อน โดยในช่วง 10 ปีแรกของแผนนั้น ระบบไฟฟ้ามีกำลังผลิตสำรองสูงมากจนน่าประหลาด สาเหตุหนึ่งก็คือ การฉวย

โอกาสบรรจุโครงการโรงไฟฟ้าถ่านหินกระบี่และเทพาของ กฟผ. เข้าสู่แผน เพื่อหวังจะผลักดันโครงการได้สำเร็จในยุคที่เผด็จการยังครองอำนาจ เนื่องจากโครงการถ่านหินเกิดขึ้นได้ยากกว่าในบรรยากาศสังคมประชาธิปไตย

อย่างไรก็ตาม เมื่อมีการเปลี่ยนตัวรัฐมนตรีพลังงานมาเป็นศิริ จิระพงษ์พันธ์ ซึ่งมีสายสัมพันธ์ใกล้ชิดกับอุตสาหกรรมปิโตรเลียมมาก่อน กฟผ. จึงถูกละเลยโครงการถ่านหินกระบี่และเทพา เพื่อที่จะสามารถเพิ่มโรงไฟฟ้าโครงการใหม่ในฝั่งของไอพีพีเข้าสู่แผน ดังที่ปรากฏตามแผน PDP 2018 ซึ่งมีโครงการโรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติเกิดขึ้นมาอย่างฉับพลันหลายโครงการ

มีข้อสังเกตว่า โรงไฟฟ้าใหม่ที่เกิดขึ้นในช่วงต้นของแผนล้วนแต่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงทั้งสิ้น ย้อนแย้งกับวาทกรรมก่อนหน้านี้ที่อ้างว่า ประเทศไทยพึ่งพาก๊าซธรรมชาติในการผลิตไฟฟ้ามากเกินไป จำเป็นต้องกระจายความเสี่ยงด้านเชื้อเพลิงด้วยโรงไฟฟ้าถ่านหิน เบื้องหลังของเรื่องนี้ก็คือ การเอื้อประโยชน์ให้แก่กลุ่มธุรกิจ LNG ของ ปตท. นั่นเอง

นับจากปี 2550 (แผน PDP 2007) เป็นต้นมา รัฐบาลได้บรรจุพลังงานถ่านหินและนิวเคลียร์เข้าสู่แผนพีดีพี โดยเหตุผลหลักที่ใช้อ้างคือ ประเทศไทยพึ่งพาก๊าซธรรมชาติในการผลิตไฟฟ้ามากถึง 70% ประกอบกับปริมาณสำรองก๊าซธรรมชาติในอ่าวไทยมีเหลือน้อย จึงจำเป็นต้องกระจายความเสี่ยงไปยังถ่านหิน แต่อย่างไรก็ตาม สิ่งที่ปรากฏนับจากแผน PDP 2007 มาจนถึง PDP 2018 ก็คือ มีการบรรจุโครงการก๊าซธรรมชาติเข้าสู่แผนมากกว่าโครงการถ่านหินมาโดยตลอด ในช่วงดังกล่าวมีการเปิดประมูลไอพีพี 2 ครั้ง รวม 9,400 เมกะวัตต์ แต่เป็นโรงไฟฟ้าถ่านหินเพียง 1,200 เมกะวัตต์ โดยเฉพาะอย่างยิ่งการประมูลเมื่อปี 2555 จำนวน 5,000 เมกะวัตต์นั้น เงื่อนไขการประมูลกำหนดให้ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงเพียงอย่างเดียว

หากก๊าซอ่าวไทยกำลังจะหมด แล้วโรงไฟฟ้าใหม่เหล่านี้ใช้เชื้อเพลิงจากไหน ? คำตอบก็คือกลุ่มธุรกิจนำเข้าก๊าซ LNG ของ ปตท. นั่นเอง แม้ว่าก๊าซปิโตรเลียมของไทยจะมีปริมาณสำรองเหลือน้อย แต่สถานการณ์ปิโตรเลียมโลกกลับมีปริมาณสำรองเพิ่มขึ้นอย่างมากมาย และการซื้อขายก๊าซโดยไม่ผ่านท่อในรูป LNG ก็เริ่มเป็นที่นิยมแพร่หลาย อีกทั้งเทคโนโลยีการขนส่งและแปรสภาพก๊าซแบบ FSRU (Floating Storage and Regasification Unit) ก็พัฒนาไปอย่างรวดเร็วจนต้นทุนสามารถแข่งขันกับโรงไฟฟ้าถ่านหิน

ในปี 2547 ปตท. ได้ก่อตั้งบริษัท PTT LNG ขึ้นเพื่อก่อสร้าง LNG Receiving terminal เฟสแรกที่มาบตาพุด และเริ่มนำเข้า LNG ในปี 2554 จำนวน 5 ล้านตันต่อปี จนขยายเป็น 10 ล้านตันต่อปีในปี 2560 LNG ที่ขึ้นฝั่งที่มาบตาพุดเป็นเงื่อนไขสำคัญอย่างหนึ่งที่ทำให้การประมูลไอพีพีเมื่อปี 2555 บริษัท GULF เป็นผู้ชนะเหมาไปทั้ง 5,000 เมกะวัตต์ เนื่องจากมีที่ตั้งโรงไฟฟ้าอยู่ที่ศรีราชาและปลวกแดง ซึ่งเป็นแนวท่อก๊าซเส้นที่ 5 ของ ปตท. ที่ใช้ส่งก๊าซ LNG จากมาบตาพุดเข้าสู่โครงข่ายท่อก๊าซบนบก ปตท. ถือว่ามีอิทธิพลอยู่เบื้องหลังการเปิดประมูลไอพีพีมาก เพราะเป็นผู้ผูกขาดการจัดหาก๊าซให้แก่โรงไฟฟ้าทั่วประเทศ การประมูลรอบปี 2555 บริษัทราชบุรีโฮลดิ้งไม่สามารถเข้าร่วมประมูลได้ เพราะ ปตท. อ้างว่าทางฝั่งตะวันตกไม่มีก๊าซจะส่งให้ได้ (ทั้งๆ ที่ ปตท. สผ. กำลังลงทุนแทนชุดเจาะก๊าซแหล่งใหม่ในเมียนมาร์) แต่พอมาถึงปีนี้ เมื่อ ปตท. ทำสัญญาระยะยาวนำเข้า LNG ไว้แล้วหลายฉบับ โครงการโรงไฟฟ้าราชบุรีโรงใหม่ก็เกิดขึ้นอย่างง่ายดาย

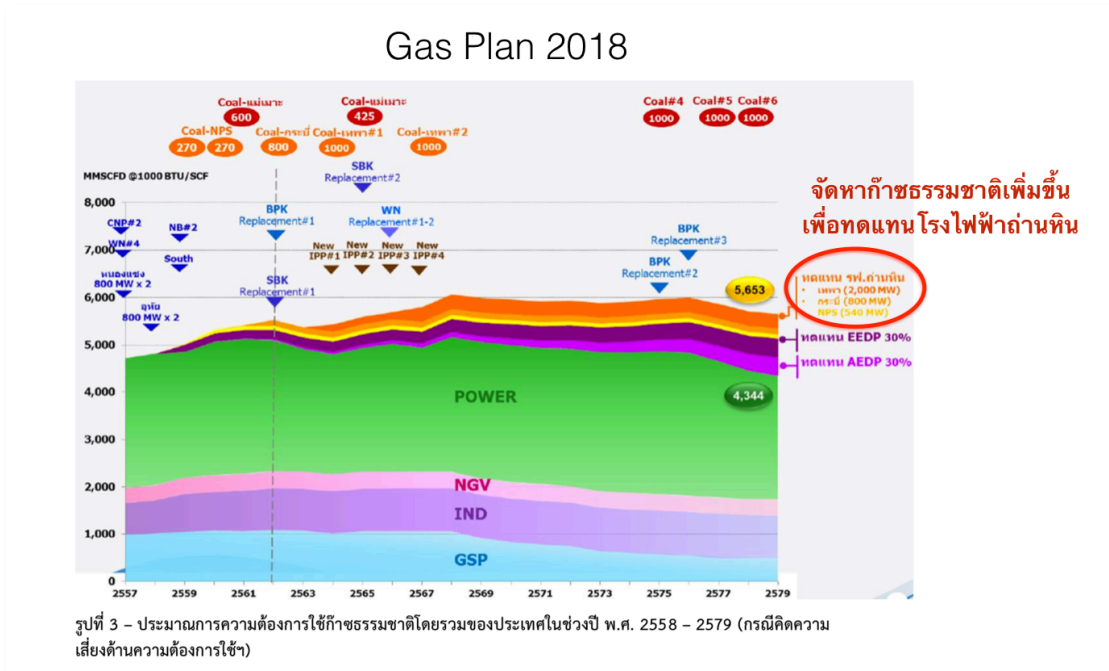
ข้อมูลที่ไม่ค่อยมีคนทราบอย่างหนึ่งคือ เมื่อผู้บริโภครายจ่ายค่าไฟ 1 บาท เงินนี้จะไปตกอยู่กับ ปตท. ประมาณ 70 สตางค์ที่เหลือคือส่วนแบ่งไปยัง กฟผ. ไอพีพี กฟน. และ กฟผ.5 เพราะกระแสไฟฟ้าที่ใช้ทั่วประเทศกว่า 70% ผลิตจากเชื้อเพลิงของ ปตท. นั่นเอง ในแง่นี้จึงกล่าวได้ว่าผู้ที่ได้ผลประโยชน์สูงสุดในภาคพลังงานไฟฟ้าไม่ใช่ กฟผ. หรือ ไอพีพี แต่คือ ปตท. กระนั้นก็ตามขณะนี้ ปตท. ยังรุกคืบเข้าสู่กิจการผู้ผลิตไฟฟ้าในฐานะบริษัทไอพีพีอีกด้วย (GPSC)

6. จาก Gas Plan 2015 สู่ PDP 2018 : supply กำหนด demand

ในปี 2558 รัฐบาลได้อนุมัติแผนบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติ พ.ศ. 2558-2579 (Gas Plan 2015) เพื่อจัดหาก๊าซธรรมชาติให้สอดคล้องกับการใช้เชื้อเพลิงของแผน PDP 2015 รวมทั้ง demand ในภาคส่วนอื่นๆ ทั้งประเทศ โดยมีการจัดทำแผนฉบับคือ แผนระบบรับส่งและโครงสร้างพื้นฐานก๊าซธรรมชาติเพื่อความมั่นคง (LNG) ที่มอบหมายให้ ปตท. เป็นผู้รับผิดชอบ ซึ่งประ

กอบไปด้วยการก่อสร้างท่อส่งก๊าซเส้นหลักเส้นใหม่ (เส้นที่ 5) เพื่อเพิ่มกำลังส่งและการเชื่อมต่อเครือข่ายท่อส่งก๊าซฯ ฝั่งอ่าวไทย และเมียนมาร์, สถานีรับและแปรสภาพก๊าซ LNG และ FSRU โครงการเหล่านี้ถูกมอบหมายให้ ปตท. เป็นผู้ลงทุน (ซึ่งเป็นไปได้มากว่ามีการประกันผลตอบแทนในการลงทุนของ ปตท. โดยมติ ครม. ดังเช่นโครงการก่อนๆ ของ ปตท.) ในขณะเดียวกันนั้น กระทรวงพลังงานเองก็กำลังปรับโครงสร้างกิจการก๊าซธรรมชาติเพื่อเปิดให้มีการแข่งขันเสรีก๊าซ LNG และการเปิดระบบ Third Party Access ท่อส่งก๊าซธรรมชาติ ดังนั้น โครงสร้างพื้นฐานเหล่านี้ย่อมเอื้อประโยชน์ ปตท. ให้มีอำนาจผูกขาดในตลาดก๊าซธรรมชาติต่อไปแม้จะปรับโครงสร้างไปสู่ระบบแข่งขันเสรีก็ตาม

ประเทศไทยต้องพึ่งพา LNG นำเข้าเพิ่มขึ้นอีกมากอย่างหลีกเลี่ยงไม่ได้ เนื่องจากก๊าซอ่าวไทยเหลือน้อยลงทุกวัน ด้วยเหตุนี้จึงเป็นช่องทางให้กลุ่มทุนปิโตรเลียมสอดแทรกเข้ามามีอิทธิพลในการกำหนดทิศทางของแผน PDP 2018 ได้อย่างแนบชิด



ในปี 2559 หลังประกาศใช้แผน PDP2015 ได้เพียง 11 เดือน กพข. ก็มีมติเมื่อ 30 พค. 2559 ให้ปรับเพิ่มตัวเลขพยากรณ์ความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติจาก 4,344 เป็น 5,653 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ณ ปี 2579 โดยเหตุผลที่อ้างคือ เนื่องจากโครงการโรงไฟฟ้าถ่านหินในแผน PDP2015 (กระบี่ เทพา และเขาหินซ้อน) จำนวน 3,340 เมกะวัตต์อาจไม่สามารถก่อสร้างได้ จึงต้องมีการจัดหาก๊าซเพิ่มเพื่อใช้ทดแทนกำลังผลิตจำนวนดังกล่าว ตัวเลขพยากรณ์ที่เพิ่มขึ้นนี้ทำให้ในปี 2565 จะต้องนำเข้า LNG เพิ่มจากประมาณ 8 ล้านตันต่อปีเป็น 13.5-15.5 ล้านตันต่อปี มติ กพข.ครั้งนี้ได้เห็นชอบโครงการขยายกำลังการแปรสภาพของสถานีแปรสภาพ LNG มาบตาพุด(งบประมาณ 1,000 ล้านบาท) และโครงการ LNG Receiving Terminal แห่งใหม่ที่ จ.ระยอง (งบประมาณ 36,800 ล้านบาท) กำหนดแล้วเสร็จปี 2565

ผลจาก มติ กพข.ดังกล่าวปรากฏเป็นรูปธรรมในแผน PDP 2018 คือ โรงไฟฟ้าถ่านหินภาคใต้ ถูกเลื่อนไปเป็นปี 2577 โดยมีโรงไฟฟ้าราชบุรี 1,400 เมกะวัตต์ซึ่งเป็นไอพีพีเข้ามาแทนในปี 2567 รวมทั้งโรงไฟฟ้าเขาหินซ้อน จ.ฉะเชิงเทราที่เปลี่ยนจากถ่านหินมาใช้ก๊าซธรรมชาติ ซึ่งโดยภาพรวมของแผนแล้ว โรงไฟฟ้าทั้งสองนี้ยังไม่มีคามจำเป็น (ดูภาพในหัวข้อ 3)

จากลำดับเหตุการณ์ที่กล่าวมาจะเห็นได้ว่ากระบวนการจัดทำแผน PDP 2018 เป็นกระบวนการที่กลับหัวกลับหาง แทนที่ PDP จะเป็นตัวกำหนด Gas Plan แต่กลายเป็นว่า Gas Plan เป็นตัวกำหนด PDP เป็นการลงทุนด้าน supply ก๊าซ LNG แล้ว สร้าง demand เพิ่มขึ้นมารองรับภายหลัง

7. การเมืองของแผน PDP

แม้ PDP จะเป็นแผนระยะยาว 20 ปี แต่ในช่วง 12 ปีที่ผ่านมา มีการเปลี่ยนแผน PDP ถึง 9 ฉบับ หรือเฉลี่ยคือเปลี่ยน ทุกๆ 1.3 ปี ทั้งนี้เนื่องจากการอนุมัติแผนฉบับใหม่แต่ละครั้งมักเกิดขึ้นเพราะวาระซ่อนเร้นที่ต้องการผลักดันโครงการบางโครงการให้เกิดข้อผูกพันที่ต้องดำเนินการเท่านั้นเอง⁶ สำหรับ PDP 2018 ซึ่งผ่านความเห็นชอบจาก ครม.เมื่อ 30 เมษายน 2562 เพียงสองเดือนเศษหลังจากนั้น โครงการโรงไฟฟ้าใหม่ที่ราชบุรี 1,400 เมกะวัตต์ซึ่งไม่เคยมีตัวตนมาก่อนในแผนพีดีพีฉบับใดๆ เลย ก็ได้เซ็นสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟผ.ในวันที่ 12 กรกฎาคม 2562 โดยไม่ได้เปิดประมูล พร้อมกับโรงไฟฟ้าเขาคันทรงของบริษัท NPS ขนาด 540 เมกะวัตต์ที่ให้เปลี่ยนเชื้อเพลิงจากถ่านหินมาเป็นก๊าซธรรมชาติ

PPA ถูกเซ็นไปแล้ว รวมทั้ง GSA ของโครงการเขาคันทรง (Gas Sales Agreement) วันที่ 14 สิงหาคม 2562 ผู้บริหารของ ราช กรุ๊ป ให้ข่าวกับสื่อมวลชนว่า “มั่นใจมีสัญญาซื้อขายไฟฟ้า(PPA) กับกฟผ.อยู่ในมือแล้ว โครงการไม่มีทางล้ม”⁷

นี่คือเป้าหมายของแผน PDP2018 ที่บรรลุผลไปแล้ว โครงการส่วนที่เหลือทั้งหมดในแผนแทบไม่มีนัยสำคัญอะไรอีกต่อไป ดังนั้นจึงคาดหมายได้ว่า อีกไม่นานก็จะมีมีการปรับปรุงแผน PDP ฉบับใหม่เพื่อวัตถุประสงค์ใหม่ต่อไป

ภาคผนวก

ฟ้าผ่า สาเหตุไฟดับทั้งภาคใต้จริงหรือ ?

จับตานิเวศลิขัย, 26 พฤษภาคม 2556 prachatai.com

เหตุการณ์ไฟดับทั้งภาคใต้ 14 จังหวัดเมื่อวันที่ 21 พฤษภาคมที่ผ่านมา ถูกอธิบายว่าสาเหตุมาจากฟ้าผ่า สายส่งไฟฟ้าแรงสูงของ กฟผ. แต่อย่างไรก็ตาม เมื่อปะติดปะต่อข้อมูลที่สื่อมวลชนได้นำเสนอในช่วง 3-4 วันมานี้ ดูเหมือนว่าสาเหตุที่ทำให้เกิดไฟดับ “ทั้งภาคใต้” ครั้งนี้ จะโทษว่าเป็นเหตุสุดวิสัยจากภัยธรรมชาติคงจะไม่ได้เสียทีเดียว

ฟ้าผ่า ไฟไม่ได้ดับในทันที

ตามข้อเท็จจริงที่ กฟผ.ชี้แจง เหตุการณ์ฟ้าผ่าสายส่งเกิดขึ้นในเวลา 17.26 น. แต่ไฟดับเกิดขึ้นในเวลา 18.52 น. คือหลังจากฟ้าผ่าแล้ว 1 ชั่วโมง 26 นาที คำถามก็คือ ช่วงเวลาหนึ่งชั่วโมงครึ่งก่อนที่ไฟจะดับ เจ้าหน้าที่ที่เกี่ยวข้อง ได้บริหารสถานการณ์ฉุกเฉินนี้อย่างไร และโอกาสที่ภาคใต้จะไม่เกิด blackout หรือไฟดับทั้งภาคนั้น เป็นไปได้หรือไม่ คำตอบคือ เป็นไปได้

ทำไมโรงไฟฟ้าในภาคใต้ถึงดับหมด

ประชาชนในภาคใต้ที่อยู่ใกล้โรงไฟฟ้าขนาดใหญ่เช่นโรงไฟฟ้าจะนะ (สงขลา) หรือโรงไฟฟ้าขนอม (นครศรีธรรมราช) มีข้อสงสัยว่าเมื่อเกิดเหตุขัดข้องที่สายส่งไฟฟ้าจากภาคกลางแล้วทำไมโรงไฟฟ้าเหล่านี้จึงจ่ายไฟไม่ได้ ทั้งๆ ที่โรงไฟฟ้าไม่ได้เสียหาย เรื่องนี้เป็นธรรมชาติของระบบไฟฟ้า กล่าวคือในการผลิตไฟฟ้านั้น “กำลังการผลิต” จะต้องสมดุลกับ “กำลังไฟฟ้าที่ใช้งาน” หรือ

โหลดในขณะนั้น หากปริมาณโหลดสูงกว่ากำลังผลิต ระบบผลิตไฟฟ้าทั้งหมดก็จะล้มได้เพราะโรงไฟฟ้าทั้งหลายเชื่อมโยงกันเป็นระบบเดียว

กรณีที่เกิดขึ้น กฟผ.ระบุว่า โรงไฟฟ้าในภาคใต้เดินเครื่องอยู่ที่กำลังผลิต 1,692 เมกะวัตต์ และรับจากภาคกลางอีก 430 เมกะวัตต์ ในขณะที่มีโหลด 2,242 เมกะวัตต์ เมื่อเกิดเหตุฟ้าผ่าสายส่ง กำลังไฟฟ้าจากภาคกลางไม่ได้หายไปไหน เพราะสายส่งมีทั้งสิ้น 4 เส้น แม้จะอยู่ระหว่างซ่อมบำรุง 1 เส้น และถูกฟ้าผ่าไปอีก 1 เส้น (ทั้งสองเส้นนี้มีขนาด 500 kV) ก็ยังเหลืออีก 2 เส้น (แต่เป็นสายขนาด 230 kV) ดังนั้นไฟจึงยังไม่ดับ

ในสถานการณ์ขณะนั้น ปัจจัยที่คาดว่าจะเป็นปัญหาคือ พิกัดโหลดที่กำลังจะเกิดขึ้นในช่วงประมาณ 1-2 ทุ่ม เนื่องจากผู้คนกำลังเลิกงานกลับบ้าน เปิดไฟ ดูโทรทัศน์ ฯลฯ ซึ่งทางการไฟฟ้าทั้งหลายต่างมีข้อมูล load profile อยู่ในมืออยู่แล้ว จึงน่าจะอยู่ในวิสัยที่จะประเมินได้ว่า สายส่ง 230 kV ที่เหลืออยู่มีขนาดไม่เพียงพอที่จะรับโหลดที่กำลังจะเกิดขึ้นได้ นั่นหมายถึงวิกฤตกำลังรออยู่ในอีก 1-2 ชั่วโมงข้างหน้า

ในสถานการณ์เช่นนี้ ถ้าดูจากข่าววิกฤตไฟฟ้าเมษายนที่ผ่านมาจะเห็นได้ว่า การไฟฟ้าทั้งสามต่างมีแผนหรือแนวปฏิบัติอยู่แล้ว นั่นก็คือ การตัดโหลดบางส่วนออกเพื่อรักษาสมดุลของแรงดันไฟฟ้า ซึ่งหมายถึงการตัดไฟในบางจุด (อย่างมากไม่เกิน 430 เมกะวัตต์ที่ต้องรับจากภาคกลาง) โดยในเรื่องนี้ กระทรวงพลังงานได้เปิดเผยกับเดลินิวส์เมื่อวันที่ 23 พฤษภาคมที่ผ่านมาว่า หากมีการตัดไฟบางจุด ก็จะมีพื้นที่ที่ไฟฟ้าดับเพียงประมาณ 25% ไม่ใช่ดับทั้งภาคใต้

หากใช้แนวทางดังกล่าว ความเสียหายก็ไม่เกินบริเวณกว้าง นอกจากนี้ การแก้ไขสถานการณ์ก็จะทำได้รวดเร็วกว่า ไม่ต้องใช้เวลามากถึง 3-4 ชั่วโมงดังที่เกิดขึ้น เพราะระบบผลิตไฟฟ้าภาคใต้ไม่ได้ล้มทั้งระบบ

เมื่อพิจารณาจากลำดับเวลาแล้ว กฟผ.มีเวลาชั่วโมงเศษซึ่งมากพอควรที่จะแก้ไขสถานการณ์ไม่ให้ไปสู่ความวิกฤต แต่สุดท้ายก็ปล่อยให้โหลดในภาคใต้เพิ่มสูงขึ้นจนเกินกำลังสายส่ง 230 kV ทำให้กำลังผลิตจากภาคกลางหลุดออกไป และจุดให้โรงไฟฟ้าทั้งภาคใต้ล้มตามไปด้วย

“โรงไฟฟ้าภาคใต้ไม่พอ” ไม่ใช่ประเด็น

ดังนั้น ที่มีการอธิบายว่ากำลังผลิตไฟฟ้าของภาคใต้ไม่เพียงพอ จำเป็นที่จะต้องมีโรงไฟฟ้าถ่านหินเพิ่มจึงไม่ใช่ประเด็น ในสถานการณ์นี้ เพราะปัญหาใหญ่อยู่ที่ความผิดพลาดในการบริหารของหน่วยงานที่เกี่ยวข้องต่างหาก ทั้งนี้ ที่ควรกล่าวไว้ด้วยในเรื่องกำลังผลิตก็คือ ในปีหน้า (2557) โรงไฟฟ้าจะนะโรงที่ 2 ขนาด 800 เมกะวัตต์ก็จะก่อสร้างเสร็จ และในปี 2559 โรงไฟฟ้าขนอมขนาด 700 เมกะวัตต์ทั้งหมดอายุก็จะถูกทดแทนด้วยโรงใหม่ขนาด 900 เมกะวัตต์ เท่ากับว่าในอีก 3 ปีข้างหน้า กำลังผลิตในภาคใต้จะมีเพิ่มขึ้นอีก 1,000 เมกะวัตต์เป็นอย่างน้อย แม้จะไม่มีโรงไฟฟ้าถ่านหินเข้ามาเพิ่มก็ตาม

ขณะนี้คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) หรือเรกูเลเตอร์ได้ตั้งคณะกรรมการสอบสวนข้อเท็จจริงเหตุการณ์ไฟดับเพื่อสอบสวนว่า กฟผ. ปฏิบัติหน้าที่บกพร่องหรือไม่ และจะต้องมีการชดเชยผู้เสียหายหรือไม่ แต่อย่างไรก็ตาม กฟผ.ไม่ใช่หน่วยงานเดียวที่จะต้องรับผิดชอบเหตุการณ์ที่เกิดขึ้น เพราะ กกพ.เองก็อาจอยู่ในข่ายมีส่วนเป็นต้นเหตุให้เกิดไฟดับครั้งนี้ด้วยเหมือนกัน เมื่อทางด้าน กฟผ.และกระทรวงพลังงานได้ออกมาระบุว่า อำนาจในการสั่งดับไฟของศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าอยู่ที่ กกพ. ทำให้ กฟผ.ไม่กล้าดำเนินการเองเพราะจะเป็นการผิดกฎหมาย

จะสรุปบทเรียนอย่างไร

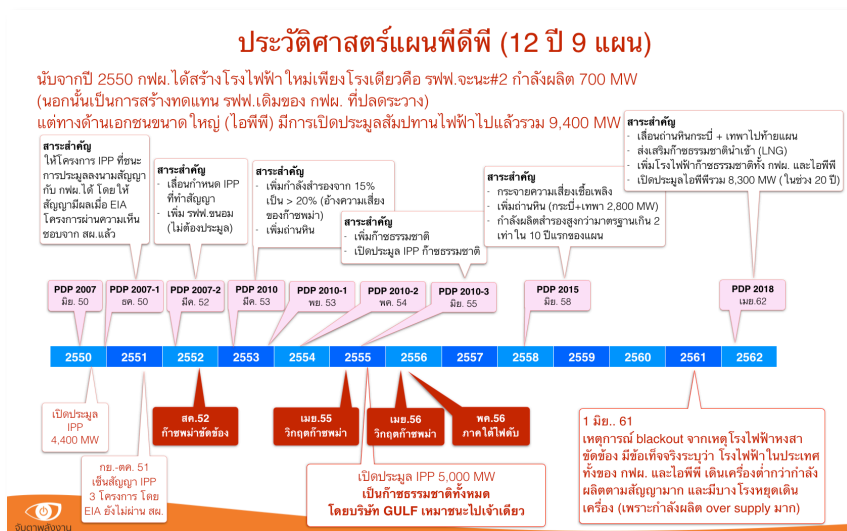
เหตุการณ์ไฟดับครั้งนี้ การสรุปบทเรียนให้ได้อย่างแท้จริงน่าจะเป็นประโยชน์มากกว่าการไล่เบียดหาผู้บกพร่องมารับผิดชอบจ่ายค่าชดเชย ซึ่งในแง่นี้ เหตุการณ์ไฟดับของเรามีบางอย่างที่สามารถเทียบเคียงได้กับอุบัติเหตุนิวเคลียร์ฟูกูชิมะ ที่คนทั่วโลก

ต่างเข้าใจว่ามีสาเหตุมาจากภัยธรรมชาติทั้งแผ่นดินไหวและสึนามิ แต่การสอบสวนข้อเท็จจริงอย่างเป็นทางการโดยคณะกรรมการอิสระแห่งชาติของญี่ปุ่น กลับมีข้อสรุปออกมาว่า

“...อุบัติเหตุที่เกิดขึ้นที่โรงไฟฟ้าฟูกูชิมะ แม้จะมีจุดเริ่มต้นมาจากเหตุการณ์แผ่นดินไหว ก็ไม่อาจถือได้ว่าเป็นภัยพิบัติจากธรรมชาติ หากแต่เป็นภัยพิบัติจากการกระทำของมนุษย์ (manmade disaster) ซึ่งสามารถและควรที่จะคาดการณ์และเตรียมการป้องกันได้ รวมทั้งผลกระทบที่เกิดขึ้นก็สามารถบรรเทาให้น้อยลงได้ด้วยการตอบสนองของมนุษย์ที่มีประสิทธิภาพมากกว่านี้...”

การสรุปบทเรียนของญี่ปุ่นได้ให้ข้อคิดกับเรา 3 ประการคือ

1. การคาดการณ์และเตรียมการป้องกันเหตุจากภัยธรรมชาตินั้น มนุษย์สามารถทำได้และควรกระทำ (ในกรณีของเรา การวางแผนความมั่นคงไฟฟ้า นอกจากจะคิดเรื่องกำลังผลิตที่เพียงพอแล้ว ในด้านความมั่นคงของสายส่ง ได้มีการวางแผนอย่างรอบคอบแล้วหรือไม่)
2. เมื่อเกิดเหตุขึ้นแล้ว ผลกระทบสามารถบรรเทาให้น้อยลงได้ หากเจ้าหน้าที่ที่เกี่ยวข้องมีประสิทธิภาพในการตอบสนองต่อเหตุการณ์มากกว่านี้ (แผนฉุกเฉินและอำนาจในการสั่งตัดไฟเฉพาะจุด ทำให้ไม่เกิดปัญหา)
3. การสอบสวนที่ทำให้ได้ข้อสรุปเช่นนี้ มาจากการแต่งตั้งคณะกรรมการอิสระโดยรัฐสภาญี่ปุ่น เพื่อให้มีอำนาจเป็นอิสระจากผู้มีส่วนรับผิดชอบในเหตุการณ์ คือรัฐบาลญี่ปุ่น หน่วยงานกำกับความปลอดภัยนิวเคลียร์ และเจ้าของโรงไฟฟ้า (แต่กรณีของเรา ผู้มีส่วนรับผิดชอบเหตุการณ์เป็นคนสอบสวนเอง)





¹ <https://www.facebook.com/EGAT.Official/photos/p.1417888294977875/1417888294977875/?type=1&theater>

² เปรกประมุลโรงไฟฟ้า20ปี “พลังงาน” รื้อใหญ่แผนPDP, ประชาชาติธุรกิจ, 16 August 2017 <https://www.prachachat.net/economy/news-23265>

³

⁴ มติ กพช. วันที่ 4 มิถุนายน 2550

⁵ ตัวเลขเมื่อ 10 กว่าปีที่แล้ว วิเคราะห์โดย ชื่นชม สง่าราศรี กริเซน กลุ่มพลังไท

⁶ การเปิดประมูลไฟฟ้าเมื่อปี 2550 เกิดขึ้นทันทีเมื่ออนุมัติแผน PDP2007 และเมื่อมีการลงนาม PPA เรียบร้อยแล้วก็จะจัดทำแผนฉบับใหม่โดยเลื่อนกำหนดการจ่ายไฟเข้าระบบของโครงการเหล่านี้ออกไปโดยอ้างว่าสถานการณ์การใช้ไฟฟ้าที่เกิดขึ้นต่ำกว่าสมมติฐานที่ใช้จัดทำแผน หรือกรณีการเปิดประมูลในปี 2555 ซึ่งเกิดขึ้นทันทีเมื่อ ครม.อนุมัติแผน PDP2010-3 โดยไฟฟ้าใหม่ 5,000 เมกะวัตต์ที่ได้ทำสัญญาฉบับนี้ มีกำหนดจะเข้าระบบในอีก 9-12 ปีข้างหน้า เป็นต้น

⁷ ราช กรุ๊ป ยื้อเวลาลงนามสัญญาก๊าซกับปตท.ป้อนโรงไฟฟ้าภาคตะวันตก 1,400เมกะวัตต์ <http://www.energynewscenter.com/%e0%b8%a3%e0%b8%b2%e0%b8%8a-%e0%b8%81%e0%b8%a3%e0%b8%b8%e0%b9%8a%e0%b8%9b-%e0%b8%a2%e0%b8%b7%e0%b9%89%e0%b8%ad%e0%b9%80%e0%b8%a7%e0%b8%a5%e0%b8%b2%e0%b8%a5%e0%b8%87%e0%b8%99%e0%b8%b2%e0%b8%a1%e0%b8%aa/>