ข้อเสนอ

แผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้า 2555-2573

(แผนพีดีพี 2012) และกรอบเพื่อการพัฒนาความรับผิดชอบตรวจสอบได้ของการวางแผนภาคพลังงานไฟฟ้า

ชื่นชม สง่าราศรี กรีเซน และ ดร. คริส กรีเซน

เมษายน 2555

ข้อเสนอแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้า 2555-2573 (แผนพีดีพี 2012) และกรอบเพื่อการพัฒนาความรับผิดชอบตรวจสอบได้ของการวางแผนภาคพลังงานไฟฟ้า

ชื่นชม สง่าราศรี กรีเซน และ ดร. คริส กรีเซน

เมษายน 2555

สารบัญ

สารบัญตาราง 4

สารบัญแผนภูมิ 5

อภิธานศัพท์ / ตัวย่อ 6

บทนำ 7

วัตถุประสงค์ของนโยบายพลังงานและกรอบนโยบาย 8

แผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้า 2553-2573: ข้อวิจารณ์ 11

- การคาดการณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้า 11
- แผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้า: การจัดหาพลังงานเพื่อตอบสนองความต้องการ 17

ทางเลือกแหล่งพลังงาน 18

- การใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพและการจัดการด้านการใช้พลังงาน 18
- พลังงานหมุนเวียน 21
- การผลิตพลังไฟฟ้าและความร้อนร่วมที่มีประสิทธิภาพสูง (Cogeneration หรือ “โคเจนเนอเรชั่น”) 24
- การขยายท่อส่งก๊าซเพื่อรองรับการเติบโตของโรงไฟฟ้าโคเจนเนอเรชั่น 26
- การยืดอายุโรงไฟฟ้าและการปรับปรุงประสิทธิภาพโรงไฟฟ้า (Plant life extension and Repowering) 27
- การสร้างโรงไฟฟ้าใหม่แทนที่ที่เคยมีโรงไฟฟ้าอยู่แล้ว (Brownfield Siting) 27
- โรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติ ถ่านหิน นิวเคลียร์ และพลังน้ำขนาดใหญ่ 28

สมมติฐานและหลักการในการจัดทำแผนพีดีพี 2012 28

สมมติฐานเรื่องทางเลือกแหล่งพลังงาน 29

- การใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพ/การจัดการด้านการใช้ไฟฟ้า (EE/DSM) 29
- พลังงานหมุนเวียน 31
- การผลิตพลังไฟฟ้าและความร้อนร่วมที่มีประสิทธิภาพสูง หรือ “โคเจนเนอเรชั่น” 32
- การยืดอายุการใช้งานโรงไฟฟ้า 34

ผลการวิเคราะห์: เปรียบเทียบแผนพีดีพี 2010 และแผนพีดีพี 2012 36

- ภาพรวมแหล่งพลังงาน: เปรียบเทียบแผนพีดีพี 2010 และแผนพีดีพี 2012 36
- การประหยัดงบลงทุน: เปรียบเทียบแผนพีดีพี 2010 และแผนพีดีพี 2012 39
- การบรรลุนโยบายของรัฐบาล: เปรียบเทียบแผนพีดีพี 2010 กับแผนพีดีพี 2012 41
- ความเพียงพอของแหล่งพลังงาน 41
- การพึ่งตนเองได้ในเรื่องพลังงาน: การลดการพึ่งพาการนำเข้า 42
- การส่งเสริมพลังงานหมุนเวียน 43
- การลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก 44
- การลดผลกระทบทางสุขภาพและสิ่งแวดล้อม 46
- ภาระต่อผู้บริโภค 47

ข้อเสนอแนะเชิงนโยบาย 50

ร่วมรับรองรายงานโดย 54

บรรณานุกรม 56

สารบัญตาราง

ตารางที่ 1: มิติสี่ด้านของความมั่นคงทางพลังงาน จากการทบทวนบทความทางวิชาการ 91 ชิ้น 9

ตารางที่ 2: ข้อเสนอกรอบตัวชี้วัดเพื่อให้มีการเชื่อมความรับผิดชอบระหว่างกระบวนการวางแผนพัฒนาพลังงานกับนโยบายพลังงานของรัฐบาล ตามที่กำหนดไว้ในพ.ร.บ.การประกอบกิจการพลังงาน 2550 10

ตารางที่ 3: การเติบโตของ GDP ที่คาดการณ์และที่เกิดขึ้นจริงในปี 2550-2554 รวมถึงการเติบโตที่คาดการณ์สำหรับปี 2555-2559 14

ตารางที่ 4: สมมติฐานที่ใช้ในการพยากรณ์ความต้องการในแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้า 2555 16

ตารางที่ 5: เปรียบเทียบค่าพยากรณ์ความต้องการสูงสุดที่ใช้ในแผนพีดีพี 2010 กับแผนพีดีพี 2012 16

ตารางที่ 6: เป้าการประหยัดพลังงานของรัฐบาล 20

ตารางที่ 7: ปริมาณพลังงานหมุนเวียนจาก VSPP และ SPP ที่เข้าระบบแล้วและที่ลงนามในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (PPA) แล้ว ณ เดือนกันยายน 2554 21

ตารางที่ 8: กำลังการผลิตพึ่งได้ของพลังงานหมุนเวียนที่ใช้ในแผนพีดีพี 2010 และแผนพีดีพี 2012 24

ตารางที่ 9: โครงการผลิตไฟฟ้าแบบที่โคเจนเนอเรชั่นที่อยู่ระหว่างการดำเนินการหรือมีศักยภาพและความเป็นไปได้ในเชิงพาณิชย์ในประเทศไทย 25

ตารางที่ 10: พลังงานประหยัดสะสมจากมาตรการด้านการใช้และประสิทธิภาพพลังงานในแผนพีดีพี 2012 และแผนพีดีพี 2010 30

ตารางที่ 11: กำลังผลิตจากพลังงานหมุนเวียน หน่วยเป็นเมกะวัตต์ ในแผนพีดีพี 2010 และแผนพีดีพี 2012 31

ตารางที่ 12: กำลังผลิตพึ่งได้สมมติที่ใช้ในแผนพีดีพี 2010 และแผนพีดีพี 2012 32
ตารางที่ 13: เปรียบเทียบกำลังผลิตแบบโคเจนเนอเรชั่น (เมกะวัตต์) ในแผนพีดีพี 2010 กับแผนพีดีพี 2012 33
ตารางที่ 14: รายชื่อโรงไฟฟ้าที่มีกำหนดจะหมดอายุการใช้งานในระหว่างแผนพีดีพี 2010 34
ตารางที่ 15: แหล่งพลังงานเพิ่มเติมจนถึงปี 2573 ระหว่างแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า 2553-2573 (แผนพีดีพี 2010) กับร่างแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า 2555-2573 (แผนพีดีพี 2012) 37
ตารางที่ 16: โครงการโรงไฟฟ้าที่อยู่ในแผนพีดีพี 2010 แต่เป็นโครงการที่ไม่จำเป็นต่อการรักษาความมั่นคงระบบ จึงไม่ปรากฏอยู่ในแผนพีดีพี 2012 38
ตารางที่ 17: สรุปโครงการไฟฟ้าที่แผนพีดีพี 2012 เห็นว่าไม่จำเป็น และต้นทุนการลงทุนของโครงการเหล่านั้นซึ่งจะสามารถหลีกเลี่ยงได้หากไม่ดำเนินโครงการ 39
ตารางที่ 18: ประเภทของการลงทุนที่แผนพีดีพี 2012 ระบุ และงบประมาณการลงทุนที่จำเป็นสำหรับแผนพีดีพี 2012 40
ตารางที่ 19: ไฟฟ้าสำรองตามแผนพีดีพี 2012 41
ตารางที่ 20: สัดส่วนพลังงานไฟฟ้าจากแหล่งในและนอกประเทศ 42
ตารางที่ 21: เปรียบเทียบกำลังผลิตไฟฟ้าในแผนพีดีพี 2010 กับแผนพีดีพี 2012 43
ตารางที่ 22: เปรียบเทียบการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ระหว่างแผนพีดีพี 2010 กับแผนพีดีพี 2012 44
ตารางที่ 23: สมมติฐานที่ใช้ในการคำนวณประเภทการปล่อยก๊าซต่าง ๆ จากการผลิตพลังงาน 45
ตารางที่ 24: ต้นทุนของไฟฟ้าที่ส่งถึงผู้บริโภค (ไม่รวมต้นทุนภายนอก) หน่วยเป็นบาท/กิโลวัตต์ชั่วโมง 48
ตารางที่ 25: เปรียบเทียบต้นทุนการบริการไฟฟ้าที่ส่งไฟยังผู้บริโภค ในแผนพีดีพี 2010 กับแผนพีดีพี 2012 49

สารบัญแผนภูมิ

แผนภูมิที่ 1: ค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าสูงสุดของรัฐบาลในช่วงหลายปีที่ผ่านมา 13
แผนภูมิที่ 2: การเติบโตของผลิตภัณฑ์มวลรวมประชาชาติ (GDP) 14
แผนภูมิที่ 3: ปริมาณความต้องการไฟฟ้าสูงสุดที่เพิ่มขึ้นจริงรายปี หน่วยเป็นเมกะวัตต์ 15
แผนภูมิที่ 4: บทบาทของการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพ/การจัดการด้านการใช้พลังงาน (EE/DSM) ในการวางแผนกิจการพลังงาน : เปรียบเทียบภูมิภาคแปซิฟิกตะวันตกเฉียงเหนือของสหรัฐอเมริกา 19
แผนภูมิที่ 5: แหล่งพลังงานในแผนพีดีพี 2010 เปรียบเทียบกับแผนพีดีพี 2012 36
แผนภูมิที่ 6: เปรียบเทียบแผนพีดีพี 2010 กับแผนพีดีพี 2012 ในเรื่องการปล่อยไนโตรเจนไดออกไซด์ (NO_x) ซัลเฟอร์ไดออกไซด์ (SO_2) ฝุ่นละอองรวม (total suspended particles-TSP) และปรอท (Hg) ในปี 2553 และ 2573 47

อภิธานศัพท์/ตัวย่อ

CCGT	โรงไฟฟ้าพลังร่วมกังหันก๊าซ
DSM	การจัดการด้านการใช้พลังงาน
EE	มาตรการประสิทธิภาพพลังงาน
RE	พลังงานหมุนเวียน
PDP	แผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้า
GDP	ผลิตภัณฑ์มวลรวมประชาชาติ
กฟผ.	การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย
กกพ.	คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน
Load Factor	ค่าตัวประกอบการใช้ไฟฟ้า
กฟน.	การไฟฟ้านครหลวง
กฟภ.	การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค
MW	เมกะวัตต์
RM	กำลังผลิตสำรอง
GHG	ก๊าซเรือนกระจก
SO_2	ซัลเฟอร์ไดออกไซด์
NO_x	ไนโตรเจนไดออกไซด์
PM	ฝุ่นละออง
Hg	ปรอท
GW	กิกะวัตต์
GWh	กิกะวัตต์ชั่วโมง = 1,000,000 กิโลวัตต์ชั่วโมง
kWh	กิโลวัตต์ชั่วโมง
MWh	เมกะวัตต์ชั่วโมง = 1,000 กิโลวัตต์ชั่วโมง
Ktoe	กิโลตันน้ำมันเทียบเท่า
PPA	สัญญาซื้อขายไฟฟ้า
IPP	ผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ
SPP	ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก
VSPP	ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก
CHP/Cogeneration	ระบบผลิตพลังไฟฟ้าและความร้อนร่วม หรือโคเจนเนอเรชั่น
กพช.	คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ
สนพ.	สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน
CO_2	ก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์
CFL	หลอดไฟเกลียวประสิทธิภาพสูง

ข้อเสนอแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้า 2555-2573 (แผนพีดีพี 2012) และกรอบเพื่อการพัฒนาความรับผิดชอบตรวจสอบได้ของการวางแผนภาคพลังงานไฟฟ้า

โดย ชื่นชม สง่าราศรี กรีเซน และ ดร. คริส กรีเซน

บทนำ

แผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้า (Power Development Plan-พีดีพี) ของประเทศไทย เป็นแผนที่จัดทำขึ้นเป็นประจำโดยการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) แผนดังกล่าวเป็นแผนแม่บทสำหรับการลงทุนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าในประเทศ ตัวแผนฯ จะกำหนดว่าจะมีการสร้างโรงไฟฟ้าแบบใดขึ้นบ้าง เป็นจำนวนเท่าไร ที่ไหน และเมื่อไร แผนพีดีพีมีนัยยะที่ค่อนข้างกว้างขวาง โดยไม่เพียงแต่กำหนดอนาคตของภาคพลังงาน ภูมิทัศน์ทางสังคม และสิ่งแวดล้อมของประเทศเท่านั้น หากยังส่งผลต่อประเทศเพื่อนบ้านต่าง ๆ อีกด้วย

แผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าฉบับทางการสะท้อนให้เห็นถึงกระบวนการวางแผนที่เป็นปัญหาถึงขั้นวิกฤต การเลือกที่จะสร้างโรงไฟฟ้าจำนวนมากที่ก่อมลพิษ สร้างความขัดแย้ง มีต้นทุนและความเสี่ยงสูง แทนที่จะเป็นทางเลือกอื่น ๆ ที่ปลอดภัยกว่า สะอาดกว่า และถูกกว่านั้น ขัดกับนโยบายด้านการพลังงานของประเทศไทย และยังขัดกับผลประโยชน์ของประชากรส่วนใหญ่ของประเทศอีกด้วย จากการศึกษาจำนวนมาก ผู้ได้รับผลกระทบส่วนใหญ่คือชาวบ้านที่ยากจนในชนบท ปัญหาต่าง ๆ ที่เกิดขึ้นมีตั้งแต่โรคเกี่ยวกับระบบทางเดินหายใจอย่างรุนแรงในกลุ่มชาวบ้านหลายร้อยคนอันเกิดจากโรงไฟฟ้าและเหมืองถ่านหิน[1] ความขัดแย้งรุนแรงที่เกี่ยวเนื่องกับโรงไฟฟ้าไปจนถึงราคาสินค้าต่าง ๆ ที่แพงขึ้นจากการลงทุนที่มากเกินจำเป็น การลงทุนในโครงการผลิตไฟฟ้าพลังน้ำในประเทศเพื่อนบ้านได้ทำให้เกิดการละเมิดสิทธิมนุษยชน ทำลายวิถีชีวิตของชุมชนริมแม่น้ำนับแสน ๆ ชุมชนเกิดน้ำท่วมพื้นที่อนุรักษ์ที่มีคุณค่า และทำลายระบบนิเวศของแม่น้ำที่ประชาชนหลายล้านคนต้องอาศัยพึ่งพิง

เอกสารฉบับนี้เป็นข้อเสนอแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าฉบับใหม่ เราไม่อยากเรียกแผนนี้ว่า “แผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าฉบับทางเลือก” เพราะเราเชื่อว่าแผนดังกล่าวไม่ควรจะถูกลดสถานะเป็นเพียงแค่ “ทางเลือก” เราเรียกแผนนี้ง่าย ๆ ว่า “แผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้า 2555-2573” (แผนพีดีพี 2012) โดยมุ่งหมายให้สอดคล้องกับนโยบายของประเทศไทยและผลประโยชน์ของประชาชนไทยมากยิ่งขึ้น เราไม่ได้อยากให้แผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าฉบับนี้เป็นเพียงแผนฯ “ฉบับเดียว” แต่อยากให้เป็นแผนฯ หนึ่งที่ได้รับการพิจารณาเปรียบเทียบกับแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าฉบับอื่น ๆ เราหวังว่าแผนฯ ฉบับอื่น ๆ ที่มีการเสนอขึ้นมานั้นจะได้รับการนำเสนอ

1 *การค้นข้อมูลทาง google โดยใช้ภาษาไทย ในเรื่องผลกระทบทางสิ่งแวดล้อมและสุขภาพของโรงไฟฟ้าถ่านหินแม่เมาะ ได้ผลการค้นหา 120,000 รายการ*

ต่อสาธารณะในลักษณะที่เน้นถึงคุณค่าและสมมติฐานที่มีรากฐานมาจากการคาดการณ์ภาพอนาคตแบบต่าง ๆ และหวังว่าจะมีการเลือกใช้แผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าฉบับที่มีความเป็นเหตุเป็นผลในทางวิทยาศาสตร์มากที่สุด โดยสอดคล้องกับวัตถุประสงค์ทางนโยบายของรัฐบาล และตอบสนองกับความต้องการของสาธารณชนไทย

ในหลายปีที่ผ่านมา “ความมั่นคงทางพลังงาน” ได้กลายเป็นคาถาสำคัญที่ใช้รับรองความชอบธรรมสำหรับแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าฉบับทางการของรัฐบาล และการกำจัดข้อเสนอทางเลือกอื่น ๆ ออกไปโดยไม่มีการอภิปรายแลกเปลี่ยนความเห็นอย่างจริงจัง แต่ความมั่นคงทางพลังงานนั้นคืออะไรกันแน่ ในเอกสารฉบับนี้เราเสนอชุดตัวชี้วัดความมั่นคงทางพลังงานเชิงปริมาณและตัวชี้วัดอื่น ๆ เพื่อชี้วัดความสอดคล้องของแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าฉบับต่าง ๆ กับเป้าหมายทางนโยบายของไทย เราใช้ตัวชี้วัดเหล่านี้มาประเมินแผนพีดีพี 2012 โดยเปรียบเทียบกับแผนพีดีพี 2010

การศึกษาชิ้นนี้สรุปด้วยข้อเสนอแนะเชิงนโยบายเพื่อให้มีการปรับปรุงกระบวนการวางแผน ตลอดจนการปฏิรูปอุตสาหกรรมพลังงานและโครงสร้างการกำกับดูแลเพื่อให้การพัฒนาและการดำเนินการของกิจการพลังงานมีความสอดคล้องกับเป้าหมายทางนโยบายที่กำหนดไว้ของรัฐบาลมากยิ่งขึ้น

วัตถุประสงค์ของนโยบายพลังงานและกรอบนโยบาย

พ.ร.บ.การประกอบกิจการพลังงาน พ.ศ. 2550 เป็นกฎหมายหลักที่ควบคุมเรื่องพลังงานในประเทศไทย ตามพ.ร.บ.ฉบับดังกล่าว รัฐบาลไทยชุดต่าง ๆ ได้กำหนดเป้าหมายเชิงนโยบายของกิจการพลังงานไว้ดังนี้

- ความมั่นคงทางพลังงาน: จัดหาพลังงานให้เพียงพอกับความต้องการ
- การพึ่งพาพลังงาน: ลดการพึ่งพาพลังงานนำเข้าจากต่างประเทศ
- ส่งเสริมพลังงานหมุนเวียน: เพิ่มสัดส่วนการใช้พลังงานหมุนเวียน
- ใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพ: ลดความเข้มข้นของการใช้พลังงาน
- กระจายแหล่งและชนิดของเชื้อเพลิง
- ลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์
- ลดผลกระทบจากการจัดหาพลังงาน
- อัตราค่าบริการพลังงานที่เป็นธรรมและสมเหตุสมผลสำหรับผู้บริโภค

ภายใต้พ.ร.บ. การประกอบกิจการพลังงาน รัฐบาลนายอภิสิทธิ์ เวชชาชีวะ ได้ให้ความเห็นชอบกับแผนสองฉบับ คือ แผนพัฒนาพลังงานหมุนเวียน ซึ่งกำหนดให้มีการเพิ่มสัดส่วนการใช้พลังงานหมุนเวียนเป็นร้อยละ 20 ภายใน 15 ปี (นับจากพ.ศ. 2552) และแผนอนุรักษ์พลังงาน 20 ปี ซึ่งกำหนดเป้าหมายในการลดความเข้มข้นของการใช้พลังงานลงร้อยละ 25 จากอัตราของปี 2548 ให้ได้ภายใน 20 ปี ความเข้มข้นของการใช้พลังงาน (energy intensity) นั้นเป็นการวัดความไม่มีประสิทธิภาพทางพลังงานของเศรษฐกิจ และหมายถึงปริมาณพลังงานที่ใช้ต่อหน่วยผลิตภัณฑ์มวลรวมของประเทศ (GDP) เมื่อเดือนสิงหาคม 2554 รัฐบาลยิ่งลักษณ์ ชินวัตร ยืนยัน

เป้าหมายการลดความเข้มข้นของการใช้พลังงานลงร้อยละ 25 และตั้งเป้าว่าจะใช้พลังงานหมุนเวียนและพลังงานทางเลือกให้ได้ร้อยละ 25 ของความต้องการพลังงานของประเทศไทย (2554)

แม้ว่านโยบายด้านพลังงานของรัฐบาลที่กำหนดไว้จะมีวัตถุประสงค์หลายด้านดังที่สรุปไว้ด้านบน แต่ “ความมั่นคงด้านพลังงาน” ก็ดูเหมือนจะเป็นวัตถุประสงค์ที่สำคัญกว่าข้ออื่น ๆ ในการวางแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าในทางปฏิบัติ ในเอกสารของทางการไม่ได้มีการนิยามคำว่า “ความมั่นคงทางพลังงาน” ไว้อย่างชัดเจน แต่โดยทั่วไปคำนี้มักจะใช้หมายถึงการมีพลังงานพร้อมให้ใช้ จากการทบทวนบทความวิชาการ 91 ชิ้นที่ผ่านการประเมินโดยนักวิชาการอื่น ๆ มาก่อน ในเรื่องความมั่นคงทางพลังงาน Brown (2554) พบว่า “ความมั่นคงทางพลังงาน” นั้นมีมิติหลัก ๆ สี่ด้านดังที่สรุปไว้ในตาราง 1 คือ ความพร้อมใช้ (availability) (ของแหล่งพลังงาน) ความสามารถจ่ายได้ (ราคาของค่าบริการพลังงาน) ความมีประสิทธิภาพ และการดูแลรักษาสิ่งแวดล้อม

มิติ	คำอธิบาย	ตัวชี้วัด (ตัวอย่าง)	สัดส่วนของบทความ
ปริมาณ	• การกระจายแหล่งพลังงานและเชื้อเพลิง • การลดการพึ่งพิงแหล่งพลังงานนำเข้า	• การพึ่งพิงการนำเข้าพลังงานรูปแบบต่าง ๆ • การกระจายแหล่งเชื้อเพลิง	82%
ราคา	• การให้บริการในราคาที่สามารถจ่ายได้ • การลดความผันผวนของราคา	• ค่าไฟฟ้าต่อเดือน	51%
ประสิทธิภาพ	• ประสิทธิภาพด้านพลังงานของการใช้การแปรรูป และประโยชน์ทางด้านเศรษฐกิจ	• ความสัมพันธ์ของพลังงานต่อจีดีพี • การใช้ไฟฟ้าต่อหัว	34%
สิ่งแวดล้อม	• การรักษาสิ่งแวดล้อมและทรัพยากรสำหรับชนรุ่นหลัง	• การปล่อยก๊าซเรือนกระจก • การปล่อยก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์	26%

ตารางที่ 1: มิติสี่ด้านของความมั่นคงทางพลังงาน จากการทบทวนบทความทางวิชาการ 91 ชิ้น แหล่งที่มา: Brown, 2011

แนวนโยบายพื้นฐานด้านพลังงานของรัฐบาลไทยตามที่บัญญัติไว้ในพ.ร.บ.การประกอบกิจการพลังงานนั้นครอบคลุมมิติความมั่นคงของพลังงานทั้งสี่ด้าน ทว่า มีความเชื่อมโยงอยู่น้อยมากหรือแทบไม่มีเลยระหว่างการวางแผนกิจการพลังงานในทางปฏิบัติกับมิติต่าง ๆ ของ “ความมั่นคงทางพลังงาน” ตามที่บัญญัติไว้ในกฎหมาย กล่าวอีกนัยหนึ่งก็คือ ยังไม่เคยมีการประเมินอย่างเป็นระบบถึงผลลัพธ์จากกระบวนการวางแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้า โดยอิงกับกรอบนโยบายพื้นฐานเรื่องพลังงานเลย พีดีพีฉบับต่าง ๆ ที่มีมาในอดีตนั้นมักจะเน้นเรื่องการจัดหาพลังงานมากเกินไป บนความสูญเสียของสิ่งแวดล้อม ประสิทธิภาพทางเศรษฐกิจและการใช้พลังงานโดยรวม และราคาที่ผู้บริโภคต้องจ่าย

เราขอเสนอกรอบในการประเมินผลลัพธ์ของพีดีพีให้สะท้อนมิติทั้งสี่ด้านที่ Brown ได้สรุปไว้ดังในตารางที่ 2 เพื่อให้เกิดและมีการปรับปรุงการรับผิดชอบตรวจสอบได้ของกระบวนการจัดทำพีดีพีต่อวัตถุประสงค์เชิงนโยบายของรัฐบาล เราเสนอชุดตัวชี้วัดแบบง่าย ๆ ในแต่ละมิติเรื่องความมั่นคงทางพลังงานเอาไว้ เช่น ร้อยละของการนำเข้าพลังงาน ต้นทุนของการจัดเก็บค่าไฟฟ้า ความเข้มข้นของการใช้พลังงานไฟฟ้า และการปล่อยก๊าซเรือนกระจกทั้งหมด เพื่อใช้ประเมินและเปรียบเทียบประสิทธิภาพการทำงานของแผนพัฒนาพลังงานตามวัตถุประสงค์นโยบายต่าง ๆ

ในส่วนหลัง ๆ ของเอกสารฉบับนี้ เรานำตัวชี้วัดเหล่านี้มาใช้เปรียบเทียบระหว่างแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้า ฉบับพ.ศ. 2553 ที่ได้รับการอนุมัติ กับแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้า 2555 หรือแผนพีดีพี 2012 ที่เราเสนอ เราหวังว่า กรอบการรับผิดชอบตรวจสอบได้นี้จะได้รับการพิจารณา มีการนำไปใช้ และพัฒนาให้ดีขึ้น เพื่อทำให้แผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าในอนาคตสอดรับกับพ.ร.บ.การประกอบกิจการพลังงานและตอบสนองต่อนโยบายที่รัฐบาลกำหนด และเรายังหวังว่า การวางแผนเรื่องกิจการพลังงานในอนาคตจะไม่ได้พิจารณาแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าที่กฟผ. เป็นผู้เสนอเพียงฉบับเดียว แผนพีดีพี 2012 ของเราดังที่จะปรากฏด้านล่างนี้ อาจถือได้ว่าเป็นร่างข้อเสนอเพื่อให้ประเมินเปรียบเทียบกับร่างฉบับอื่น ๆ รวมถึงร่างของกฟผ. โดยอยู่บนฐานของกรอบการประเมินและการรับผิดชอบดังที่เสนอไว้ ณ ที่นี้

4 มิติความมั่งคงด้านพลังงาน	พรบ.การประกอบกิจการพลังงาน พ.ศ.2550	ตัวชี้วัด
ปริมาณ	• ความเพียงพอด้านพลังงาน • ลดการพึ่งพิงพลังงานนำเข้า • การกระจายแหล่งพลังงาน	• กำลังผลิตสำรอง ≥15% • % การนำเข้าพลังงาน • ดัชนีการกระจุกตัวของโรงไฟฟ้า
ราคา	• ต้นทุนการให้บริการที่ไม่แพง • ค่าความเสี่ยงต่อราคาผันผวน	• ค่าไฟฟ้ารายเดือน • % โครงสร้างราคาที่อ้างอิงราคาน้ำมัน
ประสิทธิภาพ	• ใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพและเศรษฐกิจ	• ความเข้มข้นพลังงานไฟฟ้า (GWh/GDP)
สิ่งแวดล้อม	• ลดผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อม	• การปล่อยก๊าซเรือนกระจก • มลพิษจากปล่องโรงไฟฟ้า

ตารางที่ 2: ข้อเสนอกรอบตัวชี้วัดเพื่อให้มีการเชื่อมความรับผิดชอบระหว่างกระบวนการวางแผนพัฒนาพลังงานกับนโยบายพลังงานของรัฐบาล ตามที่กำหนดไว้ในพ.ร.บ.การประกอบกิจการพลังงาน 2550

แผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้า 2553-2573: ข้อวิจารณ์

กระบวนการจัดทำแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้า (พีดีพี) ในประเทศไทยนั้นดำเนินไปตามขั้นตอนหลัก ๆ สองขั้นตอน คือ หนึ่ง การทำการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า และสอง การจัดทำแผน (แผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้า) ที่กำหนดรายการโรงไฟฟ้าที่จะต้องสร้างและป้อนเข้าสู่ระบบตามกรอบเวลา เพื่อให้สามารถตอบสนองการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าได้โดยมีความเชื่อถือได้ระดับหนึ่ง

การพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้านั้นจัดทำขึ้นโดยคณะอนุกรรมการการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้ากระทรวงพลังงาน ส่วนแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้านั้นร่างโดยกฟผ. ภายใต้กรอบแนวนโยบายกว้าง ๆ ของกระทรวงพลังงาน และจะต้องผ่านการพิจารณาไปตามลำดับขั้นโดยคณะกรรมการชุดต่าง ๆ ที่มีปลัดกระทรวงพลังงานเป็นประธาน ผู้ให้ความเห็นชอบขั้นสุดท้ายคือ คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติที่มีนายกรัฐมนตรีเป็นประธาน และมีคณะรัฐมนตรีและข้าราชการระดับสูงจากกระทรวงที่เกี่ยวข้องเป็นคณะกรรมการ หลังจากผ่านคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (หรือที่เรียกกันว่า “ครม.พลังงาน”) แล้ว คณะรัฐมนตรีก็มักจะให้ความเห็นชอบโดยไม่มีการแก้ไขอีก สำนักงานคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติทำหน้าที่เป็นกองเลขานุการของคณะกรรมการฯ ดังกล่าว

ควรจะกล่าวไว้ในที่นี้ว่า ผู้มีอำนาจตัดสินใจหลัก ๆ หลายคนที่อยู่ในคณะกรรมการต่าง ๆ ที่กล่าวถึงข้างต้นนั้นก็นั่งเป็นคณะกรรมการอำนวยการของบริษัทพลังงานต่าง ๆ ที่มีผลประโยชน์โดยตรงในกระบวนการวางแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าด้วย ในขณะเดียวกัน ผู้บริโภครายย่อยและสาธารณชนมีตัวแทนเข้าไปนั่งในคณะกรรมการต่าง ๆ เพียงจำนวนน้อย และมีบทบาทจำกัดมากในการมีส่วนร่วมในกระบวนการตัดสินใจ

นอกจากปัญหาเรื่องผลประโยชน์ทับซ้อนแล้ว ก็ยังมีปัญหาเชิงโครงสร้างอีกสองประการ คือ การผูกขาดและโครงสร้างการจูงใจแบบบวกเพิ่มต้นทุนมากขึ้นไปเรื่อย ๆ (“cost-plus” incentive structure) นี่เป็นประเด็นสำคัญที่ควรพูดถึง และได้มีการพูดถึงไปแล้วในโอกาสอื่น[2] แต่เป็นเรื่องที่อยู่นอกเหนือขอบเขตของเอกสารชิ้นนี้ เอกสารชิ้นนี้จะกล่าวถึงตัวอาการของปัญหา คือ แผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้า 2553 ซึ่งเป็นฉบับล่าสุดนั้นคล้ายกับแผนฯ ฉบับอื่น ๆ คือ กำหนดให้มีจำนวนโรงไฟฟ้ามากเกินไป และเป็นโรงไฟฟ้าประเภทที่ไม่ควรสร้าง (คือ มีความเสี่ยงสูง มีราคาแพง และส่งผลเสียต่อสังคมและสิ่งแวดล้อม) เนื้อหาในส่วนต่อไปจะกล่าวถึงข้อผิดพลาดโดยละเอียดของกระบวนการวางแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าทั้งสองขั้นตอน คือ การคาดการณ์ความต้องการไฟฟ้าและการจัดหาพลังงาน

การคาดการณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้า

พื้นฐานของการวางแผนขยายระบบไฟฟ้าก็คือ การพยากรณ์การใช้ไฟฟ้าในอนาคต เนื่องจากเราไม่สามารถทำการจัดเก็บไฟฟ้าในปริมาณมาก ๆ ได้โดยง่าย ระบบไฟฟ้าจึงต้องมีการจัดหาไฟฟ้าอย่างสมดุลกับความต้องการในทุกขณะเพื่อรักษาระดับแรงดันและความถี่ไฟฟ้าที่เหมาะสม ดังนั้น การพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าจึงเป็นสิ่งสำคัญ โดยเฉพาะความต้องการไฟฟ้าสูงสุด เพราะเป็นตัวกำหนดปริมาณโรงไฟฟ้าที่จำเป็นต่อการผลิตไฟฟ้าได้อย่างเพียงพอและรักษาเสถียรภาพความมั่นคงของระบบในประเทศ เนื่องจากโรงไฟฟ้าและการลงทุนอื่น ๆ

2 *ดูตัวอย่างเช่น “รสนา โตสิตระกูล ชำแหละ แผนพัฒนาผลิตไฟฟ้าใหม่ โยนภาระค่าโง่ปีละแสนล้านให้ประชาชน” 8 มีนาคม 2553, http://www.oknation.net/blog/sutku/2010/03/08/entry-2, และ “Rethinking “energy security” and power sector planning: a case study of Thailand” Greacen, 2012, http://www.palangthai.org/docs/RethinkingEnergySecurityChomMEENET18Jan2012.pptx.*

ที่เกี่ยวข้องมีช่วงระยะเวลาการดำเนินการเตรียมการนาน (โรงไฟฟ้าพลังความร้อนขนาดใหญ่โดยทั่วไปต้องใช้เวลาก่อสร้างสองถึงสามปี โรงไฟฟ้าพลังน้ำทั่วไปใช้เวลาอย่างน้อยสี่ปี โรงไฟฟ้านิวเคลียร์ใช้เวลาอย่างน้อยห้าปี โดยยังไม่รวมถึงเวลาในการขออนุญาตและการอนุมัติโครงการ[3]) จึงต้องมีการวางแผนล่วงหน้าเพื่อไม่ให้เกิดภาวะขาดแคลนไฟฟ้า ทว่า การพยากรณ์ที่ไม่เที่ยงตรงก็อาจจะทำให้เกิดภาวะการขาดแคลน (สร้างโรงไฟฟ้าน้อยเกินไป) หรือเกิดภาวะพลังงานล้นเกิน (สร้างโรงไฟฟ้ามากเกินไป) ไม่ว่าทางใดทางหนึ่งล้วนมีผลกระทบต่อเศรษฐกิจ ดังที่จะได้อธิบายต่อไป การพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าของประเทศไทยมักนำไปสู่การสร้างโรงไฟฟ้าปริมาณมากเกินไปและเป็นภาระทางการเงินสูงอยู่เสมอมา

คณะอนุกรรมการการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า[4] ภายใต้กระทรวงพลังงาน เป็นผู้คาดการณ์ความต้องการไฟฟ้าในอนาคตของประเทศ และปรับปรุงการคาดการณ์ใหม่ทุก ๆ สองปีโดยประมาณ หรือตามสถานการณ์ที่เปลี่ยนแปลงไป

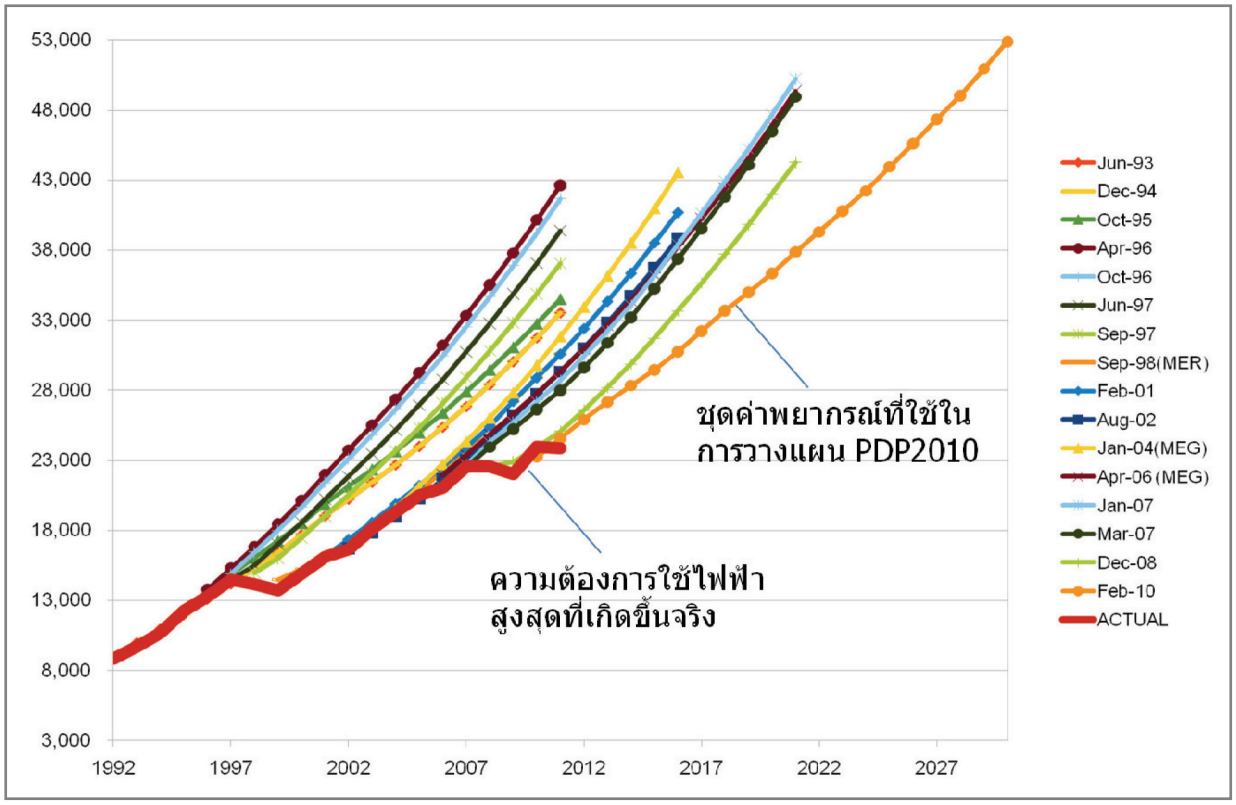
วิธีการหลัก ๆ ที่ใช้ในการพยากรณ์ความต้องการก็คือ

- การพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าบนสมมติฐานการพยากรณ์อัตราการขยายตัวทางเศรษฐกิจ (GDP) ระยะสั้นและระยะยาวเป็นหลัก (Vernstrom 2005)
- แหล่งข้อมูลทุติยภูมิประกอบด้วยลักษณะการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภทที่มีข้อมูลเพียงพอ (ที่อยู่อาศัย และผู้ใช้ไฟฟ้าเชิงพาณิชย์และเชิงอุตสาหกรรมบางประเภท)
- แนวความคิดที่เป็นพื้นฐานก็คือ อัตราการเติบโตแบบเพิ่มทวีคูณ (การเพิ่มขึ้นรายปีสูงขึ้นไปเรื่อย ๆ เนื่องจากฐาน (การบริโภคทั้งหมด) สูงขึ้นทุกปี)

แผนภูมิที่ 1 แสดงถึงความต้องการพลังงานสูงสุดที่เกิดขึ้นจริงในประเทศไทย (เส้นทึบสีแดง) โดยเปรียบเทียบกับค่าพยากรณ์ทั้งหมดที่ใช้ในการกำหนดแผนพัฒนาพลังงานของประเทศในช่วง 20 ปีที่ผ่านมา จะเห็นแนวโน้มอย่างชัดเจนว่าการประเมินความต้องการไฟฟ้ามักจะสูงเกินจริง

3 *French Nuclear Safety Authority (ASN) ชี้ว่า ต้องใช้เวลาอย่างน้อยห้าปีในการวางรากฐานโครงสร้างทางกฎหมายและระเบียบข้อบังคับสำหรับโครงการโรงไฟฟ้านิวเคลียร์หนึ่งโครงการ ใช้เวลาสองถึงสิบปีในการขออนุญาตโรงงานใหม่ และใช้เวลาประมาณห้าปีในการสร้างโรงไฟฟ้าขึ้นหนึ่งโรง นั่นหมายความว่าต้องมี "ช่วงระยะเวลาดำเนินการก่อนการเปิดใช้นาน 15 ปี เป็นอย่างน้อย" ก่อนที่โรงไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์โรงใหม่จะสามารถเริ่มขึ้นได้ในประเทศที่ไม่ได้มีโครงสร้างพื้นฐานที่จำเป็นอยู่แล้ว ที่มา http://www.world-nuclear.org/info/inf102.html, เข้าถึงเมื่อ 21 มีนาคม 2555*

4 *ปลัดกระทรวงพลังงานเป็นประธานคณะอนุกรรมการฯ คณะอนุกรรมการการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าประกอบไปด้วยผู้แทนจากการไฟฟ้าทั้งสาม หน่วยงานรัฐบาล ผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่เป็นหลัก และมีนักวิชาการอยู่สองสามคน*



แผนภูมิที่ 1: ค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าสูงสุดของรัฐบาลในช่วงหลายปีที่ผ่านมา (หน่วยเป็นเมกะวัตต์) สูงกว่าค่าความต้องการจริงอยู่มาก (เส้นทึบสีแดงล่างสุดของกราฟ)

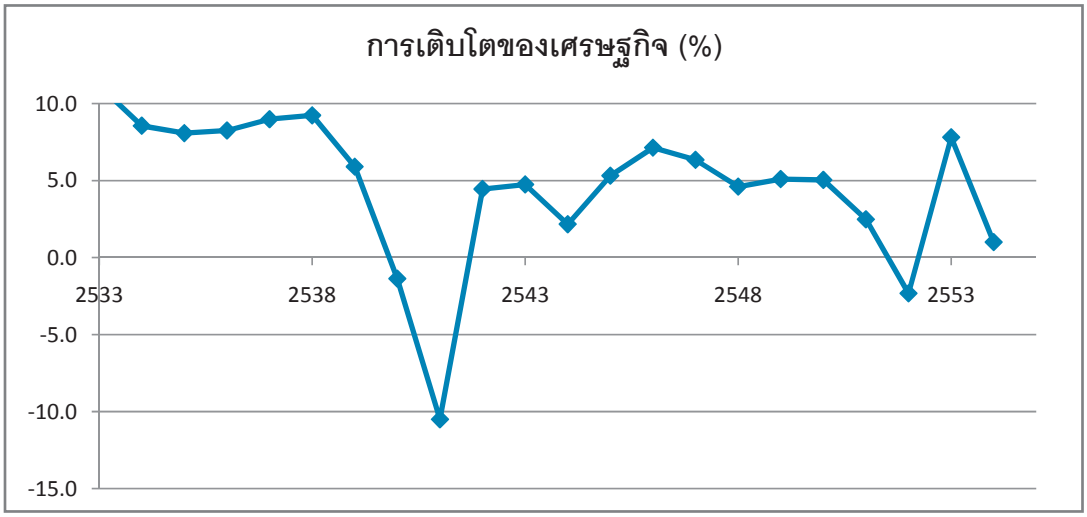
ลักษณะอีกประการที่ควรจะกล่าวถึงก็คือ เส้นโค้งของค่าพยากรณ์ ค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าที่เป็นทางการนั้นคำนวณขึ้นมาจากสมมติฐานว่ามีการเพิ่มขึ้นแบบทวีคูณ (เอกซ์โพเนนเชียล) โดยเส้นโค้งจะสูงชันขึ้นเรื่อย ๆ เนื่องจากปัจจัยหลักในการคำนวณค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าของรัฐบาลก็คืออัตราการเจริญเติบโตของ GDP แบบทวีคูณ (Vernstrom 2004, สำนักงานคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ 2550)

อัตราการเติบโตของ GDP ที่นักพยากรณ์ใช้นั้นปรากฏชัดแล้วว่ามีลักษณะเล็งผลเลิศมากเกินไป ในขณะที่นักวางแผนคาดการณ์ว่าอัตราการเติบโตของ GDP ขั้นต่ำในช่วงปี 2550 ถึง 2554 คือร้อยละ 5 แต่อัตราการเติบโตของ GDP ที่เกิดขึ้นจริงในช่วงห้าปีนี้เฉลี่ยอยู่ที่ร้อยละ 2.8 เท่านั้น (ดูตารางที่ 3) เจ้าหน้าที่ระดับสูงของธนาคารการพัฒนาแห่งเอเชีย (Asian Development Bank หรือ ADB) ได้กล่าวในการประชุมเกี่ยวกับการวางแผนกิจการพลังงานในภูมิภาคแม่น้ำโขงว่า “ตัวเลข GDP ของไทยนั้นมีลักษณะค่อนข้างเป็นการเมือง และเป็นเหมือนตัวเลขที่ปรารถนาให้เป็นเสียมากกว่า” คงมีนักการเมืองน้อยรายที่อยากจะประกาศการคาดการณ์ GDP ในช่วงระหว่างที่ตนดำรงตำแหน่งว่าจะมีการเติบโตทางเศรษฐกิจในระดับธรรมดา ๆ ตัวเลขตามความปรารถนานี้นำไปสู่การลงทุนขยายระบบไฟฟ้าที่มากเกินความจำเป็นซึ่งเป็นภาระต่อผู้ใช้ไฟและมีผลกระทบข้างเคียง

สมมติฐานในการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า ในแผน PDP 2007												
ค่าพยากรณ์เศรษฐกิจ	2550	2551	2552	2553	2554	เฉลี่ย 5 ปี	2555	2556	2557	2558	2559	เฉลี่ย 5 ปี
กรณีเศรษฐกิจเติบโตช้า	4	4.5	4.7	4.5	4.5	**4.4**	4.8	5	5	5.3	5.3	**5.1**
กรณีเศรษฐกิจเติบโตช้า	4.8	5	5.2	5	5	**5.0**	5.3	5.5	5.5	5.8	5.8	**5.6**
กรณีเศรษฐกิจเติบโตเร็ว	5	5.5	5.7	5.5	5.5	**5.4**	5.8	6	6	6.3	6.3	**6.1**
ค่าจริงที่เกิดขึ้น	**5.04**	**2.48**	**-2.3**	**7.81**	**1.0***	**2.8**						
*ค่าประมาณการของธนาคารแห่งประเทศไทย ที่มา: นสพ. มติชน วันที่ 4 ก.พ. 2555												

ตารางที่ 3: การเติบโตของ GDP ที่คาดการณ์และที่เกิดขึ้นจริงในปี 2550-2554 รวมถึงการเติบโตที่คาดการณ์สำหรับปี 2555-2559 (แหล่งข้อมูล: สำนักงานคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ 2550; สำนักงานคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ 2554); (Yuvejwattana 2011)

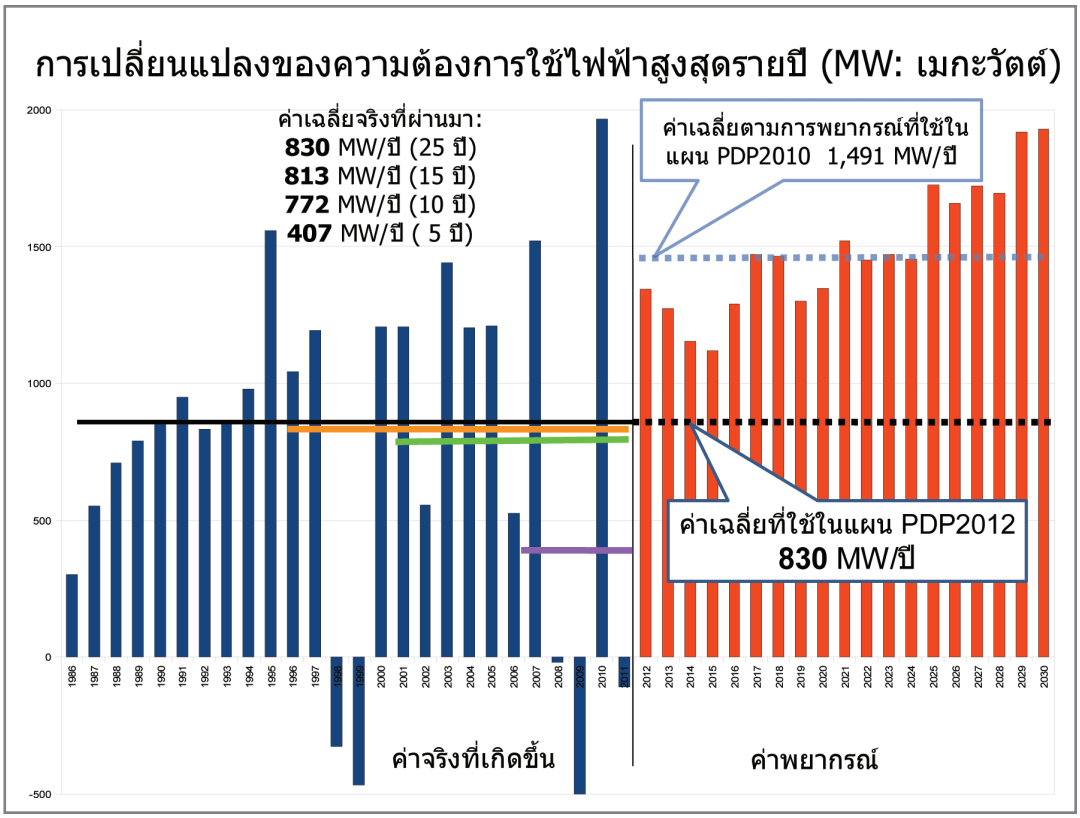
ยิ่งไปกว่านั้น ปัญหาของการพยากรณ์การเติบโตของ GDP ไม่ได้มีเพียงการปั้นตัวเลขอันสวยหรูหรือความปรารถนาของการเมืองเท่านั้น ส่วนหนึ่งของปัญหาก็คือการเติบโตที่แท้จริงของเศรษฐกิจไทยได้รับผลกระทบจากปรากฏการณ์ Black Swan นั่นคือ เหตุการณ์ที่ไม่คาดหมาย เช่น วิกฤติเศรษฐกิจปี 2540 การพุ่งขึ้นของราคาน้ำมัน ความขัดแย้งรุนแรงทางการเมือง และน้ำท่วมใหญ่ในรอบ 50 ปี ซึ่งล้วนเป็นเหตุการณ์ที่ไม่อาจคาดได้ล่วงหน้า และไม่เคยเป็นสิ่งที่ถูกนำมาพิจารณาในการพยากรณ์ความต้องการพลังงาน แม้เหตุการณ์เหล่านี้จะแตกต่างกันไปในแต่ละครั้ง แต่ภาวะชะงักงันสำคัญ ๆ ได้เกิดขึ้นครั้งแล้วครั้งเล่าโดยมีผลกระทบสำคัญต่อเศรษฐกิจและการบริโภคไฟฟ้า (ดูแผนภูมิที่ 2)



แผนภูมิที่ 2: การเติบโตของผลิตภัณฑ์มวลรวมประชาชาติ (GDP) ไม่ได้ดำเนินไปโดยปราศจากภาวะชะงักงัน วิกฤติเศรษฐกิจปี 2540 ความไม่มั่นคงทางการเมืองเมื่อปี 2552 และน้ำท่วมใหญ่ในรอบ 50 ปีเมื่อปี 2554 ต่างส่งผลทางลบอย่างมากต่อเศรษฐกิจและการบริโภคพลังงานไฟฟ้า

เหตุการณ์ซึ่งคาดการณ์ล่วงหน้าได้ยากเช่นนี้เป็นความจริงส่วนหนึ่งของเศรษฐกิจ ผลกระทบของเหตุการณ์เหล่านี้ทำให้ความเติบโตที่คาดการณ์ไว้อย่างสวยหรูไม่เป็นไปตามอย่างที่คิด ด้วยความไม่แน่นอนที่เป็นอยู่ของเศรษฐกิจโลก สภาพการเมืองภายในประเทศที่ความไม่แน่นอน และการเปลี่ยนแปลงสภาพอากาศที่อาจก่อภัยพิบัติอย่างรุนแรง ทำให้ไม่อาจจะหวังได้ว่า GDP และความต้องการไฟฟ้าจะสูงขึ้นแบบทวีคูณ ดังที่คาดการณ์ไว้

ลักษณะการเล็งผลเลิศของการพยากรณ์ความต้องการนี้เห็นได้ชัดเมื่อเราเปรียบเทียบปริมาณความต้องการที่เพิ่มขึ้นรายปีตามที่พยากรณ์ไว้ในแผนพีดีพี 2010 กับข้อมูลในอดีต ดังที่แสดงในแผนภูมิที่ 3



แผนภูมิที่ 3: ปริมาณความต้องการไฟฟ้าสูงสุดที่เพิ่มขึ้นจริงรายปี หน่วยเป็นเมกะวัตต์: เปรียบเทียบค่าพยากรณ์ในแผนพีดีพี 2010 กับข้อมูลที่เกิดขึ้นจริงในอดีตและค่าเฉลี่ยที่ผ่านมา ความแตกต่างระหว่างค่าพยากรณ์การเติบโตของแผนพีดีพี 2010 กับค่าเฉลี่ยของการใช้ไฟฟ้าสูงสุดที่เกิดขึ้นจริงในอดีต อยู่ที่ประมาณ 660 เมกะวัตต์ ในความต้องการสูงสุดต่อปี หรือเท่ากับโรงไฟฟ้าถ่านหินหนึ่งโรงต่อปี

ดังที่แสดงไว้ในแผนภูมิที่ 3 ข้างต้น เมื่อคิดโดยเฉลี่ยตลอดช่วง 25 ปีที่ผ่านมา ความต้องการไฟฟ้าในประเทศไทยได้เพิ่มขึ้นประมาณปีละ 830 เมกะวัตต์ เมื่อคิดเฉลี่ยในช่วง 15 ปี ก็ลดลงเหลือปีละ 813 เมกะวัตต์ ในช่วงสิบปีที่ผ่านมา ความต้องการได้เพิ่มขึ้นโดยเฉลี่ยเพียงปีละ 772 เมกะวัตต์ และในช่วงห้าปีที่ผ่านมา มีการเพิ่มโดยเฉลี่ยเพียงปีละ 407 เมกะวัตต์ ในทางตรงกันข้าม แผนพีดีพี 2010 คาดการณ์ว่าจะมีความต้องการไฟฟ้าเพิ่มขึ้นเฉลี่ยปีละ 1,491 เมกะวัตต์ สูงกว่าค่าเฉลี่ยสูงสุดที่ผ่านมาถึงร้อยละ 80 ซึ่งมีความเป็นไปได้น้อยและคงจะคาดการณ์เกินจริงดังเช่นในอดีต เมื่อพิจารณาถึงแนวโน้มที่เป็นจริงในช่วง 25 ปีที่ผ่านมา (มีการเพิ่มขึ้นน้อยลงทุกปี) ก็เป็นการสันนิษฐานขั้นต่ำ (conservative estimate) หากใช้สมมติฐานว่าแนวโน้มการเพิ่มความต้องการใช้ไฟฟ้าในระยะยาวจะใกล้เคียงกับอัตราเฉลี่ยของการเพิ่มที่เกิดขึ้นจริงในช่วง 25 ปีที่ผ่านมา น่าจะมีความสมเหตุสมผลมากกว่าสมมติฐานของรัฐที่เชื่อว่าการเพิ่มในอนาคตจะสูงกว่าแนวโน้มในอดีตกว่าร้อยละ 80

จากข้อมูลตัวเลขดังกล่าว เราได้ปรับสมมติฐานที่ใช้ในการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าของแผนพีดีพี 2012 ดังนี้

สมมติฐาน	หลักเหตุผล
ความต้องการไฟฟ้าสูงสุดที่เกิดขึ้นจริงของปี 2554 เป็นฐานในการพยากรณ์ความต้องการในอนาคต	พีดีพีฉบับเดือนกุมภาพันธ์ 2553 คาดการณ์ความต้องการสูงสุดของปี 2554 เกินไป 668 เมกะวัตต์
แนวโน้มการเพิ่มความต้องการใช้ไฟฟ้าต่อปีในระยะยาวจะเท่ากับอัตราเฉลี่ยของการเพิ่มที่เกิดขึ้นจริงในช่วง 25 ปีที่ผ่านมา (830 MW/ปี)	การพยากรณ์ของรัฐอยู่บนสมมติฐานว่าเศรษฐกิจจะเติบโตแบบก้าวกระโดด (exponential) โดยไม่สะดุดเลย แต่แนวโน้มที่เกิดขึ้นในอดีตมิได้เป็นเช่นนั้น ในความเป็นจริง มีเหตุการณ์ “ที่ไม่คาดหมาย” อย่างเช่น ความไม่แน่นอนของเศรษฐกิจ และภัยธรรมชาติ ที่อาจส่งผลกระทบรุนแรงต่อเศรษฐกิจและการบริโภคไฟฟ้า

ตารางที่ 4: สมมติฐานที่ใช้ในการพยากรณ์ความต้องการในแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้า 2555

จากสมมติฐานข้างต้น ค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานสูงสุดที่ปรับตามสมมติฐานใหม่แล้ว หรือ “ค่าพยากรณ์แผนพีดีพี 2012” จึงเป็นดังที่แสดงให้เห็นในตารางที่ 4 เมื่อเปรียบเทียบกับการพยากรณ์แผนพีดีพี 2010 ความต้องการพลังงานสูงสุดของแผนพีดีพี 2012 สำหรับปี 2573 ลดลงไปประมาณ 13,200 เมกะวัตต์ เหลือ 39,692 เมกะวัตต์

เปรียบเทียบค่าพยากรณ์ที่ใช้ในแผน PDP 2010 และแผน PDP 2012

ปี	PDP 2010				PDP 2012				โหลดแฟคเตอร์ %
	พลังไฟฟ้าสูงสุด			พลังงาน GWh	พลังไฟฟ้าสูงสุด			พลังงาน GWh	
	พลังไฟฟ้า MW	เพิ่มขึ้นต่อปี MW	เพิ่มขึ้นต่อปี %		พลังไฟฟ้า MW	เพิ่มขึ้นต่อปี MW	เพิ่มขึ้นต่อปี %		
2554	24,568	1,319	5.67%	160,331	23,900	-110	-0.46%	155,972	74.50%
2555	25,913	1,345	5.47%	168,049	24,731	831.14	3.48%	160,385	74.03%
2556	27,188	1,275	4.92%	175,631	25,562	831.14	3.36%	165,129	73.74%
2557	28,341	1,153	4.24%	183,452	26,393	831.14	3.25%	170,845	73.89%
2558	29,463	1,122	3.96%	191,224	27,225	831.14	3.15%	176,696	74.09%
2559	30,754	1,291	4.38%	200,012	28,056	831.14	3.05%	182,463	74.24%
2560	32,225	1,471	4.78%	209,329	28,887	831.14	2.96%	187,645	74.15%
2561	33,688	1,463	4.54%	218,820	29,718	831.14	2.88%	193,033	74.15%
2562	34,988	1,300	3.86%	227,599	30,549	831.14	2.80%	198,724	74.26%
2563	36,336	1,348	3.85%	236,956	31,380	831.14	2.72%	204,639	74.44%
2564	37,856	1,520	4.18%	246,730	32,211	831.14	2.65%	209,941	74.40%

เปรียบเทียบค่าพยากรณ์ที่ใช้ในแผน PDP 2010 และแผน PDP 2012									
ปี	PDP 2010				PDP 2012				โหลดแฟคเตอร์ %
	พลังไฟฟ้าสูงสุด			พลังงาน GWh	พลังไฟฟ้าสูงสุด			พลังงาน GWh	
	พลังไฟฟ้า MW	เพิ่มขึ้นต่อปี			พลังไฟฟ้า MW	เพิ่มขึ้นต่อปี			
		MW	%			MW	%		
2565	39,308	1,452	3.84%	256,483	33,043	831.14	2.58%	215,601	74.49%
2566	40,781	1,473	3.75%	266,488	33,874	831.14	2.52%	221,352	74.60%
2567	42,236	1,455	3.57%	276,805	34,705	831.14	2.45%	227,448	74.81%
2568	43,962	1,726	4.09%	287,589	35,536	831.14	2.39%	232,468	74.68%
2569	45,621	1,659	3.77%	298,779	36,367	831.14	2.34%	238,174	74.76%
2570	47,344	1,723	3.78%	310,387	37,198	831.14	2.29%	243,872	74.84%
2571	49,039	1,695	3.58%	322,427	38,029	831.14	2.23%	250,040	75.06%
2572	50,959	1,920	3.92%	334,921	38,861	831.14	2.19%	255,406	75.03%
2573	52,890	1,931	3.79%	347,947	39,692	831.14	2.14%	261,120	75.10%
*ตัวเลขในพื้นที่สีดำเป็นค่าจริง ไม่ใช่ค่าประมาณการ									
แหล่งข้อมูล (PDP2010): สนพ., 2553, http://www.eppo.go.th/power/pdp/page-7.html									

ตารางที่ 5: เปรียบเทียบค่าพยากรณ์ความต้องการสูงสุดที่ใช้ในแผนพีดีพี 2010 กับ แผนพีดีพี 2012 ในที่นี้สันนิษฐานว่าค่าประกอบการใช้ไฟฟ้า (Load Factor) ของแผนพีดีพี 2010 กับแผนพีดีพี 2012 เท่ากัน

ท้ายที่สุดแล้ว ประเทศไทยควรจะก้าวพ้นการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าแบบ “บนลงล่าง” ที่ตั้งอยู่บนฐานของการถดถอยทางเศรษฐมิติ (Econometric regression) แล้วหันมาลงทุนพัฒนาศักยภาพที่จะทำการพยากรณ์แบบ “ล่างขึ้นบน” อย่างจริงจัง ด้วยการสร้างฐานข้อมูลการบริโภคไฟฟ้าที่แท้จริงในแต่ละภาคส่วน แต่ละอุตสาหกรรม และลักษณะการใช้แต่ละประเภท กระบวนการเช่นนี้ต้องใช้ข้อมูลอย่างมาก และต้องอาศัยความเข้าใจในรายละเอียดมากขึ้นว่าผู้ใช้แต่ละประเภทมีลักษณะการใช้ไฟฟ้าอย่างไร และมีแนวโน้มจะปรับเปลี่ยนไปอย่างไรด้วยปัจจัยการเปลี่ยนแปลงทางเทคโนโลยี การปรับปรุงประสิทธิภาพของเครื่องใช้ไฟฟ้า การเลือกรับเทคโนโลยี ราคา บรรยากาศเศรษฐกิจในและต่างประเทศ และการเปลี่ยนแปลงประชากร แม้จะเป็นภาระที่ใหญ่หลวง แต่การลงทุนในการสำรวจผู้ใช้ และการรวบรวมและวิเคราะห์ข้อมูลก็น่าจะเป็นการลงทุนที่ดีกว่าการสร้างโรงไฟฟ้าที่คิดกันว่าเป็นสิ่งจำเป็นแต่ที่จริงแล้วไม่มีความจำเป็นเลย

แผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้า: การจัดหาพลังงานเพื่อตอบสนองความต้องการ

ในวิธีปฏิบัติแบบเดิมที่ทำกันมา เมื่อมีค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าแล้ว กฟผ.ก็จะจัดทำร่างแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้า (พีดีพี) ที่คณะกรรมการต่าง ๆ ของรัฐบาลจะเป็นผู้พิจารณา และเสนอผ่านความเห็นชอบของคณะรัฐมนตรี ในการจัดทำแผนพีดีพี 2010 กฟผ.ได้ใช้โปรแกรมคอมพิวเตอร์เชิงพาณิชย์ที่มีชุดคำสั่งคำนวณเลือกเอาทางเลือกการจัดหาพลังงานที่กำหนดไว้ดังในรายการด้านล่าง โดยทั่วไปทางเลือกเหล่านี้ก็คือการสร้างโรงไฟฟ้าใหม่ในบริเวณ “green-field” (บริเวณที่ไม่เคยมีโรงไฟฟ้ามาก่อน) หรือการสร้างโรงไฟฟ้าใหม่เพิ่มเติมเข้าไปที่บริเวณ “brown-field” (บริเวณที่มีโรงไฟฟ้าอยู่แล้ว) ที่มีศักยภาพจะขยายโรงไฟฟ้าเพิ่มเติมได้:

- โรงไฟฟ้ากังหันก๊าซ (combined cycle gas turbine-CCGT), โรงละ 800 เมกะวัตต์
- นิวเคลียร์, โรงละ 1000 เมกะวัตต์
- ถ่านหิน, โรงละ 800 เมกะวัตต์

ในแผนพีดีพีของ กฟผ. นอกจากตัวเลือกเหล่านี้แล้วก็มีการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้า (demand side management - DSM) ในปริมาณจำกัด (ร้อยละ 0.3 ของความต้องการพลังงานทั้งหมด) และพลังงานหมุนเวียน (ผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนขนาดเล็กมาก [VSPP] และ ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก [SPPs]) แผนนี้ยังรวมถึงการนำเข้าไฟฟ้าพลังน้ำและถ่านหินลิกไนต์จากประเทศเพื่อนบ้านเป็นจำนวนมากจนน่ากังวลอีกด้วย โครงการข้ามพรมแดนเหล่าถูกกำหนดโดยข้อตกลงในการเจรจาทางการเมืองแบบทวิภาคีที่แยกออกจากกระบวนการจัดทำแผนพีดีพี ส่วนที่เหลือของการทำแผนพีดีพีเป็นการจัดลำดับโครงการต่าง ๆ เหล่านี้ตามเกณฑ์การเลือกของโปรแกรมคอมพิวเตอร์

ผู้เขียนเชื่อว่า การเลือกแหล่งพลังงานเหล่านี้สะท้อนถึงวิสัยทัศน์อันจำกัดอย่างยิ่งในเรื่องทางเลือกต่าง ๆ สำหรับกิจการพลังงาน ในส่วนต่อไปนี้ ผู้เขียนนำเสนอการอภิปรายทางเลือกแหล่งพลังงานที่กว้างขวางกว่าในแผนพีดีพี

ทางเลือกแหล่งพลังงาน

โดยปกติแล้ว แนวทางของกฟผ. คือการตอบสนองค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นโดยการวางแผนสร้างโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่เพิ่มมากขึ้นไปเรื่อย ๆ แต่นี่ไม่ใช่ทางเลือกเดียวที่จะสามารถทำได้ แนวปฏิบัติที่ดีในต่างประเทศคือการพิจารณาวางแผนพลังงานให้เป็นองค์รวมที่สุดเท่าที่จะทำได้ โดยมองให้เป็นเรื่องการให้บริการพลังงาน ไม่ใช่มองเพียงเรื่องการขายหน่วยไฟฟ้า (กิโลวัตต์ชั่วโมง) ดังนั้น การพิจารณาบรรดามาตรการที่ต้นทุนต่ำที่สุดก่อนโดยการให้บริการ ความสะดวกสบายยังคงเดิม จึงเป็นสิ่งที่เหมาะสมกว่า แม้จะหมายความว่าจะไม่ได้ขายไฟฟ้ามากขึ้นก็ตาม หากใช้วิธีการพิจารณาเช่นนี้ก็จะทำให้มีตัวเลือกเพิ่มขึ้นจากเดิมมาก ทางเลือกที่มีเพิ่มขึ้นก็เช่น การลงทุนเพื่อเพิ่มประสิทธิภาพพลังงาน การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนที่สะอาด ระบบผลิตพลังงานร่วม (cogeneration) รวมไปถึงการยืดอายุการใช้งานโรงไฟฟ้า การปรับปรุงและเพิ่มประสิทธิภาพโรงไฟฟ้า และการสร้างโรงไฟฟ้าเสริมในที่ที่มีโรงไฟฟ้าแบบเดิมอยู่แล้ว (brownfield siting)

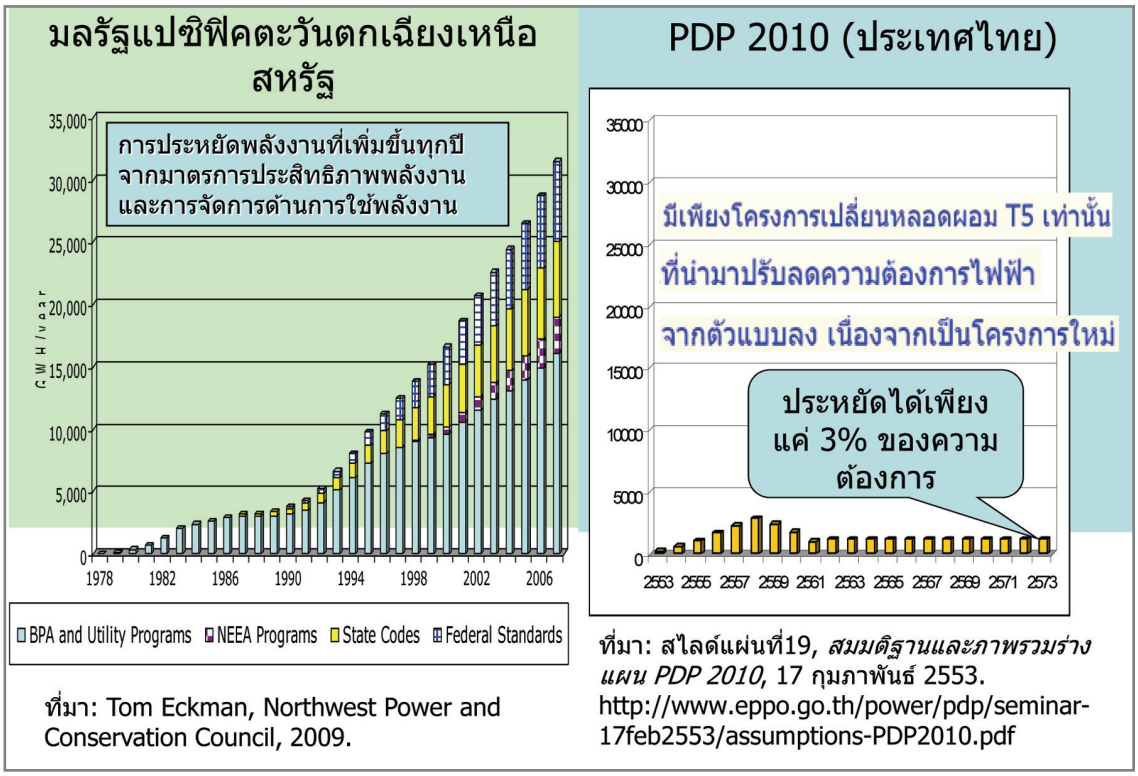
การใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพและการจัดการด้านการใช้พลังงาน

การลงทุนเพื่อเพิ่มประสิทธิภาพพลังงานมักจะถูกกว่าการสร้างโรงไฟฟ้าใหม่และใช้เชื้อเพลิงป้อนโรงไฟฟ้าเหล่านั้นเป็นเวลานานหลายสิบปี การวิเคราะห์ของ กฟผ. เองได้แสดงว่าการจัดการด้านการใช้พลังงาน (demand side management-DSM)[5] ของกฟผ.นั้นได้ช่วยประหยัดไฟฟ้าได้โดยใช้ต้นทุนต่ำกว่าการสร้างโรงไฟฟ้าใหม่ถึงกว่าครึ่ง (Foran, Pont et al. 2009) การประหยัดกิโลวัตต์ชั่วโมง (kWh) ที่ได้จากการลงทุนในประสิทธิภาพ

5 *การจัดการด้านอุปสงค์ (Demand Side Management หรือ DSM) เป็นอีกชื่อหนึ่งของการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพ โดยหมายถึงการจัดการกับความต้องการไฟฟ้าใน "ด้านอุปสงค์" หรือด้านของการใช้ไฟฟ้าโดยการลดหรือย้ายโหลด ไม่ได้จัดการกับ "ด้านอุปทาน" โดยการสร้างโรงไฟฟ้าเพิ่มขึ้น*

พลังงานนั้น ไม่ได้เป็นเพียงวิธีการที่ถูกที่สุดในการตอบรับกับความต้องการที่เพิ่มขึ้นเมื่อเปรียบเทียบกับตัวเลือกการผลิตไฟฟ้าต่าง ๆ เท่านั้น แต่ยังช่วยลดการสูญเสียและการสูญเปล่าจากการส่งและจำหน่ายไฟฟ้า และการแปลงไฟฟ้า ตลอดเส้นทางการจัดหาไฟฟ้าตั้งแต่เชื้อเพลิงไปถึงการผลิตไปจนถึงการส่งไปยังผู้บริโภคปลายทางอีกด้วย และยังช่วยประหยัดหรือชะลอการลงทุนในระบบส่งและจำหน่ายไฟฟ้า ซึ่งอาจจะต้องใช้เงินลงทุนอีกกว่าร้อยละ 40 เพิ่มเติมจากงบลงทุนการผลิตไฟฟ้า[6]

แผนพีดีพี 2010 ได้พิจารณาถึงเรื่องการประหยัดที่จะได้จากการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพ แต่โครงการเดียวที่อยู่ในแผนกล่าวคือโครงการเปลี่ยนหลอดไฟ T5 ซึ่งประมาณการว่าจะช่วยลดการใช้ไฟฟ้าได้ร้อยละ 0.3 ภายในปี 2573 แต่ปริมาณดังกล่าวถือว่าเล็กน้อยมากเมื่อเทียบกับศักยภาพที่สามารถทำได้จริง และเมื่อเทียบกับสิ่งที่ทำกันอยู่ในประเทศอื่น ๆ ทั่วโลก แผนภูมิที่ 4 แสดงการเปรียบเทียบระดับการลงทุนในด้านการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพในภูมิภาคแปซิฟิกตะวันตกเฉียงเหนือของสหรัฐอเมริกากับประเทศไทย ประเทศไทยมีศักยภาพสูงมากในการเพิ่มการลงทุนในเรื่องการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพ เนื่องจากเป็นวิธีที่ถูกที่สุดและสะอาดที่สุดในการตอบสนองความต้องการไฟฟ้า



แผนภูมิที่ 4: บทบาทของการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพ/การจัดการด้านการใช้พลังงาน (EE/DSM) ในการวางแผนกิจการพลังงาน: เปรียบเทียบภูมิภาคแปซิฟิกตะวันตกเฉียงเหนือของสหรัฐอเมริกา และประเทศไทย แกนตั้ง ในทั้งสองกราฟนั้นตรงกัน ในแปซิฟิกตะวันตกเฉียงเหนือมาตรการ EE/DSM ยังคงได้รับการพิจารณาว่าเป็นวิธีที่ถูกที่สุดและสะอาดที่สุดในการจัดหาพลังงาน แม้ว่าจะมีใช้มาตรการใช้พลังงาน

6 *ตัวอย่างเช่น ในแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้า 2553 งบลงทุนเพื่อการพัฒนาปรับปรุงการส่งไฟฟ้าทำให้ต้องเพิ่มงบลงทุนจากงบลงทุนการผลิตไฟฟ้าอีกถึงร้อยละ 40 (ที่มา กฟผ., แผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้า 2553) นอกจากนี้ การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ก็มีแผนและงบลงทุนในระบบการแจกจ่ายไฟฟ้าของตนเองที่สอดคล้องกับแผนการขยายตัวในแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้า 2553 อีกด้วย*

อย่างมีประสิทธิภาพอย่างประสบความสำเร็จมานานถึง 30 ปีแล้วก็ตาม ใน "แผนพลังงานไฟฟ้าและการอนุรักษ์ตะวันตกเฉียงเหนือ ฉบับที่ 6" ซึ่งเป็นฉบับล่าสุด (Northwest Power Planning Council 2010) มีการใช้การลงทุนในเรื่อง EE/DSM เพื่อตอบสนองความต้องการพลังงานที่เพิ่มขึ้นได้ประมาณร้อยละ 85 ในทางกลับกัน แผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้า 2553 ของประเทศไทยกลับรวมเอาการประหยัดพลังงานสะสมไว้เพียงร้อยละ 0.3 ทั้งที่มีศักยภาพสูงมาก

Foran, Du Pont และคณะ (2009) ได้ศึกษาว่าประเทศไทยจะสามารถเพิ่มการประหยัดไฟฟ้าให้ได้ 14,000 GWh/ปี ภายในปี 2569 ได้อย่างไรด้วยมาตรการการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพในภาคที่อยู่อาศัยโดยมุ่งเป้าไปที่เครื่องใช้ไฟฟ้าในบ้านหลักห้าประเภท สำหรับเครื่องใช้ไฟฟ้าเหล่านี้ จะสามารถประหยัดไฟฟ้าร้อยละ 28 ของการใช้ไฟฟ้าปกติได้ภายใน 20 ปี โดยวิธีง่าย ๆ เช่น การเพิ่มมาตรฐานการประหยัดไฟของเครื่องปรับอากาศ ตู้เย็น พัดลม หม้อหุงข้าว และหลอดประหยัดไฟ (compact fluorescent lamps-CFLs)

โอกาสในการประหยัดไฟฟ้าในภาคอุตสาหกรรมและอาคารพาณิชย์ยิ่งมีมากกว่าในภาคครัวเรือน ซึ่งโอกาสเหล่านี้ปรากฏอยู่ในแผนอนุรักษ์พลังงาน 20 ปี ของรัฐบาล (ตารางที่ 6) ซึ่งตั้งเป้าว่าจะประหยัดพลังงานต่อปีให้ได้เกือบ 70,000 กิกะวัตต์ชั่วโมง ภายในปี 2573 ในปริมาณ 70,000 กิกะวัตต์ชั่วโมงนี้ ตัวเลขสำหรับภาคครัวเรือนประมาณ 19,000 กิกะวัตต์ชั่วโมง/ปี ก็ถือว่าสอดคล้องกับตัวเลขประมาณการสำหรับปี 2569 ของ Foran และ Du Pont

ภาคเศรษฐกิจ	ศักยภาพทางเทคนิค			เป้าหมาย	เป้าหมายในส่วนไฟฟ้า* ในปี 2537
	ความร้อน	ไฟฟ้า	รวม	ที่ตั้ง	
	ktoe	GWh	ktoe	ktoe	GWh
ขนส่ง	16,250	-	16,250	13,400	-
อุตสาหกรรม	10,950	**33,500**	13,790	11,300	**27,451**
อาคารธุรกิจขนาดใหญ่	410	**27,420**	2,740	2,300	**23,017**
อาคารธุรกิจขนาดเล็กและบ้านอยู่อาศัย	1,690	**23,220**	3,670	3,000	**18,981**
รวม	29,300	**87,140**	36,450	30,000	**69,251**
*คำนวณโดยใช้สมมติฐานว่าเป้าหมายในภาคไฟฟ้าเป็นสัดส่วนเดียวกับเป้าหมาย					20%

ตารางที่ 6: เป้าการประหยัดพลังงานของรัฐบาล รัฐบาลได้อนุมัติแผนอนุรักษ์พลังงาน 20 ปี เมื่อเดือนเมษายน 2553 แผนนี้ตั้งเป้าให้มีการประหยัดไฟฟ้าปีละเกือบ 70,000 กิกะวัตต์ชั่วโมง หรือร้อยละ 20 ของไฟฟ้าที่ใช้ทั้งหมดภายในปี 2573 (ที่มา: Energy 2011 และ Foongthammasan, Tippichai et al. 2011)

แผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้า 2553 ไม่ได้กล่าวถึงแผนอนุรักษ์พลังงาน 20 ปี เพราะแผนอนุรักษ์พลังงานได้รับการอนุมัติหลังแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้า เพื่อที่จะให้มีความสอดคล้องกันในแผนพลังงานฉบับต่าง ๆ ของรัฐบาล แผนพีดีพี 2012 ที่ผู้เขียนเสนอนี้ได้รับเอาเป้าการประหยัดร้อยละ 20 จากการบริโภคไฟฟ้าฐาน (ค่าพยากรณ์การใช้ไฟฟ้าที่ปรับแล้ว) สำหรับปี 2573 มาใช้เป้าร้อยละ 20 นี้สอดคล้องกับเป้าโดยรวมในการประหยัดไฟฟ้าสำหรับภาคส่วนต่าง ๆ ที่กำหนดไว้ในแผนอนุรักษ์พลังงาน 20 ปี

พลังงานหมุนเวียน

ตามระเบียบเรื่องการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนขนาดเล็กมาก (Very Small Power Producer-VSPP) นิยามของ “พลังงานหมุนเวียน” คือไฟฟ้าที่ผลิตขึ้นมาจากพลังงานแสงอาทิตย์ ลม ชีวมวล ก๊าซชีวภาพ กากหรือเศษเหลือใช้ (ขยะมูลฝอย ภาคเกษตร หรือกากจากกระบวนการทางอุตสาหกรรม) ไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็กและขนาดเล็กมาก พลังคลื่นทะเลหรือมหาสมุทร และพลังจากใต้พิภพ (สนพ. 2549) ปัจจุบันนี้ไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนส่วนใหญ่ของไทยผลิตขึ้นภายใต้โครงการผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนขนาดเล็กมาก (VSPP) และผู้ผลิตไฟฟ้ารายย่อย (SPP) ซึ่งเป็นโครงการที่ผู้ดำเนินการผลิตเอกชนผลิตและขายไฟฟ้าเข้าระบบไฟฟ้า โดยได้รับราคาพลังงานหมุนเวียนอัตราพิเศษสำหรับแต่ละเทคโนโลยี

	ขายเข้าระบบแล้ว (MW)		ลงนามในสัญญาซื้อขายไฟฟ้าแล้ว (MW)	
	VSPP	SPP	VSPP	SPP
ชีวมวล	783	614	1,961	5
ก๊าซชีวภาพ	70	0	126	0
พลังงานแสงอาทิตย์	67	0	2,020	90
ขยะมูลฝอย	39	0	130	0
พลังน้ำขนาดเล็ก	1	13	6	0
ลม	0.4	0	72	267
อื่น ๆ	0	54	0	0
รวม	**1,017**	**681**	**4,260**	**362**
รวมทั้งหมด	**1,698**		**4,622**	

ตารางที่ 7: ปริมาณพลังงานหมุนเวียนจาก VSPP และ SPP ที่เข้าระบบแล้ว และที่ลงนามในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (PPA) แล้ว ณ เดือนกันยายน 2554 รวบรวมจากข้อมูลใน http://www.eppo.go.th/power/data/index.html

จนถึงปัจจุบันนี้ ประมาณร้อยละ 82 หรือ 1,397 เมกะวัตต์จากทั้งหมด 1,698 เมกะวัตต์ ของพลังงานหมุนเวียนที่มีอยู่ในระบบจริงในไทยนั้นเป็นพลังงานชีวมวล โครงการโรงไฟฟ้าชีวมวลยังมีมากถึงเกือบครึ่งหนึ่งของโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่ได้ลงนามในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (Power Purchase Agreements-PPAs) แล้ว แต่ยังไม่ได้ก่อสร้างโรงไฟฟ้า (ตาราง 7) แหล่งชีวมวลที่หามาใช้ได้ง่ายในประเทศไทย ซึ่งก็คือของเสียอุตสาหกรรมเกษตรจากโรงงานน้ำตาล โรงสีข้าวขนาดใหญ่ และโรงเลื่อยไม้นั้น ส่วนใหญ่ถูกนำมาใช้ผลิตไฟฟ้าแล้ว ดังนั้นกิจการไฟฟ้าจากชีวมวลจึงไม่น่าจะมีการเติบโตอย่างรวดเร็ว ส่วนพลังงานแสงอาทิตย์กำลังเติบโตอย่างรวดเร็ว กำลังไฟฟ้าโดยรวมจากพลังงานแสงอาทิตย์นั้นเพิ่มขึ้นเกือบจะเท่าตัวทุก ๆ หกเดือน แต่กระนั้นก็ยังถือเป็นปริมาณเพียงร้อยละ 3.9 ของกำลังการผลิตพลังงานหมุนเวียนทั้งหมด จากพลังงาน 2,100 เมกะวัตต์ที่มีการลงนามในสัญญาซื้อขายไฟฟ้าแล้ว พลังงานแสงอาทิตย์อาจจะแซงหน้าพลังงานชีวมวลในแง่กำลังการผลิตได้ โดยเฉพาะจากการที่ราคาแผงโซล่าร์ลดลงอย่างมากเมื่อไม่นานมานี้[7]

7 *Berkeley Lab (2011). “Installed Cost of Solar Photovoltaic Systems in the U.S. Declined Significantly in 2010 and 2011” 15 September. http://newscenter.lbl.gov/news-releases/2011/09/15/tracking-the-sun-iv/*

ข้อจำกัดสำคัญของพลังงานหมุนเวียนโดยรวม และโดยเฉพาะของพลังงานแสงอาทิตย์นั้นไม่ใช่เรื่องทางเทคนิค แต่เป็นผลของการเปลี่ยนแปลงที่เพิ่งเกิดขึ้นเมื่อไม่นานมานี้ที่ทำให้เกิดความไม่แน่นอนในนโยบาย เมื่อวันที่ 28 มิถุนายน 2553 คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติได้มีมติ[8] ให้พักการรับคำร้องขอขายไฟฟ้าจากโครงการพลังงานแสงอาทิตย์ กรณีโครงการพลังงานแสงอาทิตย์ยื่นคำร้องขายไฟฟ้าแล้วอยู่ระหว่างรอการพิจารณาให้ลดส่วนเพิ่มอัตรารับซื้อไฟฟ้า ให้มีการวางหลักค้ำประกันสำหรับโครงการที่ยื่นเสนอขายไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน และให้แต่งตั้งคณะกรรมการบริหารมาตรการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน (ต่อไปเรียก คณะกรรมการบริหารมาตรการฯ) เพื่อกำกับดูแลให้การส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเป็นไปตามนโยบาย

การเปลี่ยนแปลงทั้งหมดนี้ทำให้การพัฒนาพลังงานหมุนเวียนล่าช้าลง แต่สิ่งที่แย่ที่สุดก็คือการจัดตั้งคณะกรรมการบริหารมาตรการฯ สมาชิกคณะกรรมการบริหารมาตรการฯ ส่วนใหญ่มาจากการไฟฟ้าฯ และรัฐบาลในการกำกับดูแลโครงการพลังงานหมุนเวียน “ให้เป็นไปตามนโยบาย” นั้นมีปัญหาสำคัญที่ว่า คณะกรรมการฯ ขาดการตรวจสอบสาธารณะ อีกทั้งองค์ประกอบและอำนาจหน้าที่ที่ขาดการแยกแยะระหว่างการกำหนดนโยบาย การกำกับดูแล และการประกอบการ ก่อให้เกิดความสับสนซ้ำซ้อน ไม่ชัดเจน ขาดความโปร่งใสและธรรมาภิบาล และยังอาจเป็นช่องทางให้เกิดการแทรกแซงทางการเมืองอีกด้วย ทำให้เกิดข้อกังขาว่ากระบวนการของคณะกรรมการฯ นั้นเป็นประโยชน์ เป็นธรรมและปลอดจากผลประโยชน์ของภาคธุรกิจและจากการแทรกแซงของนักการเมืองหรือไม่[9] (ศรัญญา 2554; กรุงเทพธุรกิจ, 2553) ไม่มีแนวปฏิบัติที่ชัดเจนว่าโครงการใดจะได้รับการพิจารณาก่อน และโครงการใดจะได้รับอนุญาตให้ “ลัดคิว” ได้ ทำให้เกิดช่องว่างในการแสวงหาประโยชน์ของผู้ที่มีอำนาจในการอนุมัติโครงการ

กฎระเบียบใหม่ ๆ ที่คณะกรรมการบริหารมาตรการฯ ได้เพิ่มขึ้นมา ทำให้โครงการต้องผ่านการพิจารณา “รับ/ไม่รับ” ของคณะกรรมการฯ ด้วยเหตุผลรองรับที่ไม่ได้มีความเป็นอัตวิสัย เช่น การประเมินของคณะกรรมการฯ ว่าโครงการที่เสนอนั้นมีสถานะทางการเงินเช่นไร ยิ่งไปกว่านั้น คำร้องหลายโครงการก็ถูกเตะถ่วงเนื่องจากไม่มีการกำหนดระยะเวลาชัดเจนว่าคณะกรรมการบริหารมาตรการฯ จะใช้เวลาดำเนินการพิจารณาคำร้องได้นานเท่าใด เนื่องจากโครงการต่าง ๆ ต้องพึ่งพาเงินกู้จากธนาคารและนักลงทุนหุ้นส่วนให้ตรงจังหวะเวลา ความล่าช้าและความไม่แน่นอนเช่นนี้จึงมักจะส่งผลเสียร้ายแรงต่อโครงการ

ในขณะที่เขียนรายงานฉบับนี้ ยังไม่มีการรับคำร้องโครงการไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ใหม่ และตั้งแต่ที่คณะกรรมการบริหารมาตรการฯ เริ่มดำเนินงานมา มีโครงการพลังงานหมุนเวียนเพียงไม่กี่โครงการที่ใช้เชื้อเพลิงชนิดอื่นที่ผ่านการพิจารณาไปถึงขั้นการทำสัญญาซื้อไฟฟ้า

แม้จะไม่มีการตอบรับรับคำร้องโครงการใหม่ ๆ แต่ก็มีโครงการพลังงานแสงอาทิตย์ (ขนาดใหญ่) รวมกำลังผลิต 2,100 เมกะวัตต์ และอีก 2,500 เมกะวัตต์ของพลังงานหมุนเวียนอื่น ๆ ที่ได้รับสัญญาซื้อขายแล้วกำลังเดินหน้าก่อสร้างต่อ นอกจากนี้ ยังมีการเก็งกำไรซื้อสัญญาซื้อขายไฟฟ้าโครงการพลังงานแสงอาทิตย์ที่ลงนามแล้วกันอย่างคึกคัก โดยมีรายงานว่าสัญญาซื้อขายไฟฟ้านั้นมีราคาสูงกว่าหนึ่งล้านบาทต่อเมกะวัตต์ทีเดียว

---

8 *การเปลี่ยนแปลงสำคัญ ๆ ทางนโยบายเหล่านี้อ้างความชอบธรรมโดยการแสดงความกังวลถึงผลกระทบต่อผู้บริโภคจากค่าไฟฟ้าที่สูงขึ้น และข้อกังวลว่าสัญญาพลังงานหมุนเวียนบางประเภทอาจทำให้เกิดการเก็งกำไรได้ (2553) ทว่า ตัวผู้บริโภคเองกลับยังไม่ได้แสดงความไม่พอใจหรือความกังวลว่าพลังงานหมุนเวียนจะทำให้ค่าไฟฟ้าสูงขึ้นเลย*

9 *กรุงเทพธุรกิจ 2553. “เล็งเคาะโครงการผลิตไฟฟ้าหมุนเวียนเพิ่ม เอกชนโวยไม่เป็นธรรมเตรียมย้ายฐานหนี,” Bangkok Business News (9 พฤศจิกายน 2553), http://www.bangkokbiznews.com/2010/11/09/news_31895578.php?news_id=31895578 (เข้าถึงเมื่อ สิงหาคม 2554); ศรัญญา ทองทับ. 2554. “ธรรมาภิบาลในกิจการพลังงาน..มีไหม?” กรุงเทพธุรกิจ (21 กุมภาพันธ์ 2554), http://bit.ly/eZTLws (เข้าถึงเมื่อสิงหาคม 2554)*

แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า 2553-2573 กำหนดให้ในช่วงระหว่างปี 2554 และ 2573 มีพลังงานหมุนเวียนใหม่สะสม 4,617 เมกะวัตต์ ปริมาณนี้น้อยกว่า 4,622 เมกะวัตต์ของโครงการพลังงานหมุนเวียนที่เดินเครื่องแล้วรวมกับโครงการใหม่ที่ลงนามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าแล้วที่อยู่ระหว่างการก่อสร้าง ณ เดือนกันยายน 2554 ดังนั้นตัวเลขของแผนพีดีพี 2010 จึงค่อนข้างต่ำโดยเฉพาะอย่างยิ่งเมื่อพิจารณาประกอบว่าการก่อสร้างและการทดสอบระบบของโครงการ VSPP หรือ SPP นั้นใช้เวลาน้อยกว่าสองปี อีกทั้งราคาของไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์และเทคโนโลยีพลังงานหมุนเวียนอื่น ๆ ก็กำลังลดลงด้วย

อย่างไรก็ตาม เพื่อใช้ตัวเลขแบบอนุรักษ์นิยมในการวิเคราะห์ แผนพีดีพี 2012 รับเอาค่าประมาณการกำลังผลิตจาก SPP และ VSPP พลังงานหมุนเวียนรายใหม่ตามที่กำหนดในแผนพีดีพี 2010 มาใช้ แม้ว่ากลทางฝ่ายนโยบายในปัจจุบันจะมีความไม่แน่นอน ตัวเลขนี้ยังถือว่าเป็นการประเมินปริมาณพลังงานหมุนเวียนขั้นต่ำที่จะเข้าสู่ระบบภายในปี 2573 เราจะสามารถใช้ประโยชน์จากพลังงานหมุนเวียนได้มากกว่านี้หากรัฐจัดการกับอุปสรรคที่กล่าวมาข้างต้น

คำถามหนึ่งที่จะต้องหาคำตอบให้ได้ก็คือ จะประเมินค่ากำลังผลิตพึ่งได้ (dependable capacity) ของพลังงานหมุนเวียนในพีดีพีอย่างไร กำลังการผลิตพึ่งได้หมายถึง ระดับกำลังการผลิตที่สามารถมั่นใจได้ว่าจะมีการจ่ายไฟฟ้าได้พอตามความต้องการไฟฟ้า เทคโนโลยีพลังงานหมุนเวียนบางชนิดสามารถกักเก็บเชื้อเพลิง (ชีวมวล ก๊าซชีวภาพ) ไว้ได้ ส่วนบางประเภทผลิตเป็นช่วง ๆ (แสงอาทิตย์ ลม) ทว่า มีปัจจัยหนึ่งที่เราต้องคำนึงถึงก็คือ ความต้องการไฟฟ้าสูงสุดของประเทศไทยนั้นมีปัจจัยหลักมาจากการใช้เครื่องปรับอากาศและเครื่องทำความเย็น ทำให้มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงในวันที่แดดจัดและอากาศร้อน ซึ่งเป็นช่วงเวลาที่พลังงานแสงอาทิตย์สามารถผลิตกระแสไฟฟ้าได้สูงสุดเช่นกัน การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ (ซึ่งไม่ต้องมีชิ้นส่วนเคลื่อนไหวและอินเวอร์เตอร์ทำงานคู่ขนาน) สามารถพึ่งพาได้มากกว่าโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิลในช่วงความต้องการไฟฟ้าสูงสุดยามที่มีแดดจัดและอากาศร้อน

อีกปัจจัยหนึ่งที่สำคัญในการพิจารณาเรื่องกำลังการผลิตพึ่งได้เป็นผลสืบเนื่องจากการที่โรงไฟฟ้าจำนวนมากทำงานพร้อมกัน การไฟฟ้าคุ้นเคยกับความคิดที่ว่าแม้ผู้ใช้ไฟฟ้าหลายพันรายจะเปิดและปิดอุปกรณ์ไฟฟ้าไม่พร้อมกันและการไฟฟ้าไม่สามารถคาดการณ์พฤติกรรมการใช้รายบุคคลได้ แต่เมื่อดูในภาพรวมแล้ว สามารถประมาณการความต้องการไฟฟ้ารายชั่วโมงหรือรายวันได้ ในทำนองเดียวกัน การผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนจำนวนมากรายก็สามารถคาดการณ์กำลังผลิตไฟฟ้าพึ่งได้โดยรวมเช่นกัน แม้ว่าโรงไฟฟ้าแต่ละโรงอาจจะไม่เดินเครื่องสม่ำเสมอตลอดเวลาก็ตาม

แผนพีดีพี 2010 กำหนดสัดส่วนกำลังการผลิตพึ่งได้ของพลังงานหมุนเวียนไว้ดังในตารางที่ 8 ในแผนพีดีพี 2012 เราใช้ตัวเลขเดียวกันตามแผนพีดีพี 2010 แต่ดังที่ได้กล่าวมาข้างต้น ตัวเลขเหล่านี้เป็นตัวเลขที่ค่อนข้างต่ำโดยเฉพาะในกรณีพลังงานแสงอาทิตย์ อาจทำให้การคำนวณคุณูปการของพลังงานหมุนเวียนในการลดความต้องการไฟฟ้าสูงสุดต่ำกว่าความเป็นจริง เราเห็นความจำเป็นที่จะต้องมีการวิจัยเพื่อทำความเข้าใจเรื่องกำลังการผลิตพึ่งได้ที่มีประสิทธิภาพของพลังงานหมุนเวียนในประเทศไทยในส่วนที่เกี่ยวข้องกับการแปรผันในความต้องการไฟฟ้าสูงสุดของประเทศไทยในแต่ละฤดูและในช่วงกลางวัน เนื่องจากพลังงานหมุนเวียนมีส่วนช่วยทดแทนการผลิตไฟฟ้าเพิ่มใหม่ดังที่กำหนดไว้ในพีดีพี ทำให้สมมติฐานเรื่องกำลังการผลิตพึ่งได้จึงสำคัญเท่า ๆ กับการคาดการณ์จำนวนเมกะวัตต์ของกำลังการผลิตที่มีอยู่แล้ว

พลังงานหมุนเวียน	กำลังผลิตพึ่งได้
ชีวมวล	40%
ชีวมวล (แกลบ)	70%
ก๊าซชีวภาพ	21%
พลังงานแสงอาทิตย์	21%
ลม	5%
พลังงานน้ำขนาดเล็ก	40%
ขยะ	20%
*ที่มา: EPPO, http://www.eppo.go.th/power/pdp/page-7.html, 2010	

ตารางที่ 8: กำลังการผลิตพึ่งได้ของพลังงานหมุนเวียนที่ใช้ในแผนพีดีพี 2010 และแผนพีดีพี 2012

การผลิตพลังไฟฟ้าและความร้อนร่วมที่มีประสิทธิภาพสูง (Cogeneration หรือ "โคเจนเนอเรชั่น")

โรงไฟฟ้าโคเจนเนอเรชั่น คือโรงไฟฟ้าที่ผลิตทั้งไฟฟ้าและความร้อนที่มีประโยชน์ไปพร้อมกัน โดยทั่วไปหมายถึงการใช้ประโยชน์จากกระบวนการผลิตทั้งในรูปของความร้อนและไฟฟ้าร่วมกัน ปกติในกระบวนการผลิตไฟฟ้าทั่วไป ความร้อนที่เป็นผลพลอยได้จะถูกปล่อยเสียเปล่าไปทางหอหล่อเย็นหรือแม่น้ำหรือน้ำทะเล การผลิตแบบโคเจนเนอเรชั่นนำความร้อนที่เสียเปล่านี้มาใช้ประโยชน์ ทำให้สามารถช่วยประหยัดเชื้อเพลิงได้จำนวนมากเมื่อเทียบกับการใช้เชื้อเพลิงผลิตไฟฟ้ากับผลิตความร้อนอุตสาหกรรมแยกกัน

วิธีการแบบทั่วไปในการแยกการผลิตไฟฟ้าแบบรวมศูนย์ออกจากความร้อนและ/หรือไอน้ำที่เกิดขึ้นจากการผลิต มีประสิทธิภาพรวมประมาณร้อยละ 30 ถึง 50 ส่วนระบบโคเจนเนอเรชั่นสามารถมีประสิทธิภาพได้ถึงร้อยละ 90 การผลิตแบบโคเจนเนอเรชั่น ซึ่งเป็นรูปแบบหนึ่งของการผลิตแบบกระจายศูนย์ (decentralized generation) ยังช่วยลดความสูญเสียจากการส่งไฟฟ้าไปตามระบบสายส่งได้เนื่องจากอยู่ใกล้กับอุตสาหกรรมหรือกิจการพาณิชย์ที่ใช้ทั้งไฟฟ้าและความร้อน

ประเทศไทยมีโอกาสอย่างสำคัญในการร่วมผลิตทั้งความร้อนในอุตสาหกรรมและความเย็นในโรงแรมขนาดใหญ่ ห้างสรรพสินค้า และอาคารราชการ ตัวอย่างที่หลายคนอาจคุ้นเคยดีคือสนามบินสุวรรณภูมิที่กรุงเทพฯ ซึ่งความเย็นของอาคารผู้โดยสารหลักและอาคารรอบ ๆ ทั้งหมดมาจากระบบทำความเย็นส่วนกลางที่ใช้ไอน้ำ "ของเหลือใช้" จากระบบโคเจนเนอเรชั่น ขนาด 52 เมกะวัตต์ ที่ผลิตไฟฟ้าให้กับทั้งสนามบิน

Menke และคณะ (2006) ได้ศึกษาตลาดระบบทำความเย็นส่วนหนึ่ง และได้ชี้ว่าระบบโคเจนเนอเรชั่นในระดับ VSPP ขนาดตั้งแต่ 400 กิโลวัตต์ถึง 10 เมกะวัตต์ที่ผลิตไอน้ำและไฟฟ้าเพื่อสนองความต้องการใช้ความเย็นในอาคารพาณิชย์ทั้งห้างสรรพสินค้าใหม่ ๆ โรงพยาบาล หน่วยงานราชการ และมหาวิทยาลัย มีศักยภาพรวมถึง 3,500 เมกะวัตต์ (Menke, Gvozdenac et al. 2006) ระบบโคเจนเนอเรชั่นเพื่อผลิตความเย็นนั้นยังมีประโยชน์

ในด้านการลดความต้องการไฟฟ้าได้อย่างมาก โดยการลดความต้องการไฟฟ้าที่ใช้กับเครื่องปรับอากาศแบบเดิมในอาคารเหล่านี้ ผลต่อการลดการใช้ไฟฟ้าแม้จะไม่ได้คำนวณออกมาในการศึกษานี้ แต่ก็น่าจะอยู่ในระดับที่มีนัยสำคัญ และควรอย่างยิ่งที่จะมีการศึกษาต่อไป

ปัจจุบันนี้มีเพียงโครงการโคเจนเนอเรชั่น ของ VSPP หกรายเท่านั้นที่เข้าระบบ โดยมีกำลังผลิตสะสมรวม 39 เมกะวัตต์ เป็นที่น่าสนใจว่าโครงการส่วนใหญ่ดูเหมือนจะเป็นโครงการใช้ความร้อน (โรงงานกระดาษ โรงงานอบแห้งและอัดเม็ดชีวมวล โรงงานเซรามิก) และไม่ใช่การทำความเย็นอย่างที่ Menke และคณะได้ศึกษาศักยภาพไว้ ซึ่งแสดงให้เห็นว่ายังมีศักยภาพการผลิตแบบโคเจนเนอเรชั่นขนาดเล็กอีกมากในประเทศไทยที่ยังไม่ได้มีการนำมาใช้ประโยชน์หรือยังไม่มีการศึกษา

แม้ว่าจะมีศักยภาพและมีความสนใจจากผู้ประกอบการเอกชนอย่างมาก การลงทุนในโครงการ SPP แบบโคเจนเนอเรชั่นในประเทศไทยกลับซบเซาในช่วงสองสามปีที่ผ่านมา ในเดือนกุมภาพันธ์ 2549 มีโครงการ SPP โคเจนเนอเรชั่นที่ใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล 27 โครงการที่ผลิตกระแสไฟฟ้าเข้าระบบ รวมกำลังผลิต 2,980 เมกะวัตต์ ในปี 2554 มีจำนวนโครงการเพิ่มขึ้นอีกเพียงสองโครงการ รวมเป็น SPP 29 ราย รวมกำลังผลิตไฟฟ้า 3,377 เมกะวัตต์

มติ ครม. เมื่อเดือนสิงหาคม 2552[10] และพฤษภาคม 2553[11] กำหนดให้ กฟผ. เปิดรับการผลิตแบบโคเจนเนอเรชั่นเพิ่ม 2,000 และ 1,500 เมกะวัตต์ตามลำดับ ณ เดือนกันยายน 2554 มีโครงการ SPP โคเจนเนอเรชั่นอีก 32 โครงการที่ได้ลงนามในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า รวมกำลังผลิต 3,790 เมกะวัตต์ และโครงการอีก 24 โครงการที่ได้รับการตอบรับซื้อแต่ยังไม่ได้ลงนามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า รวมกำลังผลิตอีก 2,835 เมกะวัตต์ เมื่อรวมกันแล้วโครงการที่อยู่ในกระบวนการและได้รับอนุญาตแล้ว หรือได้ลงนามในสัญญาซื้อไฟฟ้าแล้ว มีกำลังผลิตรวมกัน 6,624 เมกะวัตต์

ประเภทของโครงการ	MW	โครงการ
ได้ลงนามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าแล้ว	3,790	SPP
ได้รับการตอบรับการรับซื้อจากการไฟฟ้าแต่ยังไม่ได้ลงนามในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า	2,835	SPP
โครงการโคเจนเนอเรชั่นที่ผลิตไฟฟ้าร่วมกับความร้อนที่ไปใช้ในระบบผลิตความเย็นใหม่ ขนาดต่ำกว่า 10 MW (ศึกษาโดย Menke และคณะ 2006)	3,500	VSPP
การเติบโตในโอกาสร้อยละ 0.9 ต่อปี ในช่วง 18 ปีข้างหน้า	1,700	SPP+VSPP
VSPP รายใหม่ในอุตสาหกรรมเซรามิก กระดาษ ชีวมวลอัดเม็ด และอื่น ๆ	(ไม่ได้นับ)	VSPP
รวม	**11,825**	

ตารางที่ 9: โครงการผลิตไฟฟ้าแบบที่โคเจนเนอเรชั่นที่อยู่ระหว่างการดำเนินการหรือมีศักยภาพและความเป็นไปได้ในเชิงพาณิชย์ในประเทศไทย

10 http://www.eppo.go.th/nepc/kpc/kpc-127.htm#3

11 http://www.eppo.go.th/nepc/kpc/kpc-132.htm#12

ในแผนพีดีพี 2012 ได้กำหนดให้มีกำลังผลิตไฟฟ้าจากระบบโคเจนเนอเรชั่นใหม่เพิ่มขึ้นรวม 11,825 เมกะวัตต์ภายในปี 2573 จากที่แผนพีดีพี 2010 กำหนดไว้เพียง 7,137 เมกะวัตต์ โดยกำลังผลิตจากระบบโคเจนเนอเรชั่นในแผนพีดีพี 2012 มีที่มาดังนี้:

1) โครงการที่ได้ลงนามในสัญญาซื้อขายไฟฟ้าหรือได้รับการตอบรับจากการไฟฟ้าแล้วมีกำลังผลิตรวม 6,624 เมกะวัตต์ ณ เดือนกันยายน 2554

2) งานศึกษาของ Menke ชี้ว่ามีโครงการโคเจนเนอเรชั่นประเภทระบบทำความเย็นขนาดเล็ก (ขายไฟไม่เกิน 10 เมกะวัตต์) ที่มีความเป็นไปได้ทางพาณิชย์ ณ ปี 2549 รวม 3,500 เมกะวัตต์

3) ถ้าเรามีสมมติฐานว่าโอกาสในการลงทุนโครงการโคเจนเนอเรชั่นสำหรับทำความเย็นจะโตตามเศรษฐกิจ ศักยภาพของโครงการที่มีความเป็นไปได้ในทางพาณิชย์ก็จะเพิ่มขึ้นตามเป็นสัดส่วนกับการขยายตัวทางเศรษฐกิจ ซึ่งจากปี 2549 จนถึงปัจจุบัน เศรษฐกิจได้เติบโตขึ้นร้อยละ 29 และจะขยายตัวต่อไป เพื่อเป็นการประเมินขั้นต่ำ เราได้ใช้อัตราการเพิ่มของศักยภาพโครงการที่ในปีปัจจุบันได้ขยายตัวถึงร้อยละไม่เกิน 0.9 ต่อปี คิดเป็นอัตราเพิ่มรวมร้อยละ 16.7 หรือ 1,700 เมกะวัตต์ในช่วง 18 ปีข้างหน้า

4) ในส่วนของโครงการใหม่ประเภทใช้ความร้อนขนาดเล็ก (<10 MW) ในอุตสาหกรรมกระดาษ เซรามิก ซีวมวลอัดเม็ด และอุตสาหกรรมอื่นๆ มีความเป็นไปได้และควรที่จะสนับสนุนและศึกษาเพิ่มเติม แต่ในที่นี้ไม่ได้นำมาบรรจุในแผนพีดีพี 2012

การขยายท่อส่งก๊าซเพื่อรองรับการเติบโตของโรงไฟฟ้าโคเจนเนอเรชั่น

การเติบโตของโครงการโคเจนเนอเรชั่น ดังที่กล่าวถึงข้างต้นนั้นเป็นการคาดการณ์บนฐานของเครือข่ายท่อส่งและจำหน่ายก๊าซธรรมชาติที่มีอยู่ โอกาสในการเติบโตของการลงทุนโครงการโคเจนเนอเรชั่น จะยิ่งเพิ่มสูงขึ้นไปอีกหากเครือข่ายท่อก๊าซธรรมชาติมีการขยายตัว ณ ปี 2553 ความยาวของท่อส่งก๊าซธรรมชาติที่มีอยู่ในประเทศไทยอยู่ที่ 3,372 กิโลเมตร โดย 1,975 กิโลเมตรอยู่นอกฝั่ง และอีก 1,397 กิโลเมตรอยู่บนแผ่นดิน ส่วนท่อจำหน่ายก๊าซนั้นพาดผ่านสิบจังหวัดเป็นระยะทางรวม 920 กิโลเมตร ท่อจำหน่ายก๊าซแยกออกจากแนวท่อส่งก๊าซเข้าสู่โรงงานอุตสาหกรรมซึ่งส่วนใหญ่อยู่ใกล้กรุงเทพฯ และจังหวัดใกล้เคียง เช่น ปทุมธานี ชลบุรี ฉะเชิงเทรา สมุทรปราการ อยุธยา และราชบุรี ณ ปี 2555 เครือข่ายท่อจำหน่ายก๊าซนี้กำลังขยายตัวไปเป็น 1,650 กิโลเมตร ครอบคลุม 23 จังหวัด[12]

บริษัท ปตท. จำกัด มหาชน ซึ่งเป็นผู้ผูกขาดก๊าซธรรมชาติ เป็นผู้จัดซื้อ ส่ง และจำหน่ายก๊าซธรรมชาติแต่เพียงผู้เดียว (มียกเว้นเพียงไม่กี่กรณี) แม้เครือข่ายท่อส่งก๊าซจะขยายกว้างขึ้น แต่การที่บุคคลที่สามหรือผู้ประกอบการรายอื่นไม่สามารถเข้าถึงเครือข่ายท่อส่งก๊าซของปตท.ได้ เป็นอุปสรรคต่อทั้งการขยายตัวของเครือข่ายก๊าซธรรมชาติ และการแข่งขันด้านราคา ซึ่งจะช่วยเพิ่มโอกาสในการเติบโตของโครงการโคเจนเนอเรชั่นได้[13]

12 *W. Somcharoenwattana, C. Menke, A. Bangviwat, and F. Harahap. "Potential of Decentralized Generation in Thailand and Its Contribution" Journal of Sustainable Energy & Environment 1 (2010) 121-127.*

13 *Deunden Nikomborirak. "Gas in Thailand" Chapter 18 in The Impacts and Benefits of Structural Reforms in the Transport, Energy and Telecommunications Sector. APEC 2009.*

การยืดอายุโรงไฟฟ้าและการปรับปรุงประสิทธิภาพโรงไฟฟ้า (Plant life extension and Repowering)

ภายในช่วงระยะเวลาของแผนพีดีพี 2010 (ตั้งแต่ปี 2553-2573) ประเทศไทยมีโรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติและโรงไฟฟ้าถ่านหินหลายแห่งที่จะถึงวันหมดอายุการใช้งานที่ออกแบบไว้หรือสิ้นอายุสัญญาที่นาน 20 หรือ 25 ปี ถ้าโรงงานเหล่านี้มีการดูแลรักษาอย่างดีและ/หรือมีการลงทุนเพิ่มเติมเพื่อเปลี่ยนชิ้นส่วนบางชิ้น โรงงานก็อาจจะสามารถทำการผลิตต่อไปได้อีกหลายปี คล้าย ๆ กับการใช้รถคันเก่าต่อไปอีกปีหรือสองปีแทนที่จะซื้อรถคันใหม่ การชะลอการปลดโรงไฟฟ้าออกไปหรือยืดอายุการใช้งานโรงไฟฟ้านี้เสียค่าใช้จ่ายน้อยกว่าและส่งผลกระทบทางสังคมน้อยกว่าการสร้างโรงไฟฟ้าขึ้นใหม่ และยังได้ประโยชน์จากการที่มีช่วงเวลาระยะเตรียมการสั้น (หรือไม่มีเลย) โดยขึ้นอยู่กับสภาพของโรงไฟฟ้า การยืดอายุการใช้งานโรงไฟฟ้านั้นอาจจะไม่ใช่หนทางที่ดีที่สุดเสมอไป (โดยเฉพาะหากโรงไฟฟ้านั้นไม่มีประสิทธิภาพหรือมักจะไม่สามารถผลิตไฟได้) แต่ในหลาย ๆ กรณีการยืดอายุการใช้งานโรงไฟฟ้าก็เป็นทางเลือกหนึ่งในการสนองความต้องการไฟฟ้าที่ดูสมเหตุสมผลและเป็นสิ่งที่ กฟผ. กระทำบ่อยครั้งที่ผ่านมา ตัวเลขของสำนักงานพลังงานสากล (International Energy Agency) ชี้ว่าในทางงบประมาณแล้วการยืดอายุการใช้งานของโรงไฟฟ้าที่มีอยู่ดีกว่าการลงทุนในโรงไฟฟ้าใหม่ (ทั้งถ่านหินและก๊าซ) (Blyth 2010) ในธรรมเนียมปฏิบัติที่ผ่านมา กฟผ.มักจะชะลอการปลดโรงไฟฟ้าหากยังสามารถใช้การได้อยู่ ไม่ว่าจะโดยวางแผนไว้ล่วงหน้าหรือไม่ได้วางแผนไว้ก็ตาม

ในบางกรณีหรือสถานการณ์ การปรับปรุงและเพิ่มประสิทธิภาพโรงไฟฟ้าอาจเป็นสิ่งจำเป็นและมีความคุ้มค่าการลงทุนมากที่สุด การปรับปรุงประสิทธิภาพโรงไฟฟ้า (Repowering) อาจหมายถึง การยกเครื่องหม้อไอน้ำ เครื่องกำเนิดไฟฟ้า หรือเครื่องมืออื่น ๆ ใหม่เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพหรือกำลังการผลิต แล้วแต่ความจำเป็น สภาพของอุปกรณ์เดิม ต้นทุนอุปกรณ์และผลการประหยัดเชื้อเพลิงจากการปรับปรุงประสิทธิภาพ ความก้าวหน้าของโลหกรรม ประสิทธิภาพมอเตอร์และเครื่องกำเนิดไฟฟ้า โมเดลการคำนวณการสันดาป และการควบคุมโรงไฟฟ้าด้วยคอมพิวเตอร์ ทำให้มีโอกาสมากมายในการทำให้โรงไฟฟ้าเก่าทำงานได้อย่างมีประสิทธิภาพ ราบรื่น และไม่ก่อมลพิษ โดยไม่ต้องลงทุนสร้างโรงไฟฟ้าใหม่ทั้งหมด

ในแผนพีดีพี 2012 เราเลือกการยืดอายุการใช้งานโรงไฟฟ้าก๊าซในเก้ากรณี (ส่วนใหญ่เป็นระยะเวลาห้าปี) ซึ่งเป็นโรงไฟฟ้าขนาดตั้งแต่ 680 - 1,910 เมกะวัตต์ โดยเกณฑ์การเลือกขึ้นอยู่กับช่วงจังหวะเวลาและความต้องการของระบบในการรักษาความเพียงพอของกำลังการผลิตเป็นหลัก

การสร้างโรงไฟฟ้าใหม่แทนที่ที่เคยมีโรงไฟฟ้าอยู่แล้ว (Brownfield Siting)

การสร้างโรงไฟฟ้าในที่ที่มีโรงไฟฟ้าอยู่แล้ว (Brownfield) หมายถึงการสร้างโรงไฟฟ้าใหม่ในที่ที่เคยสร้างโรงไฟฟ้าอยู่แล้ว การสร้างโรงไฟฟ้าแทนที่โรงไฟฟ้าเดิมที่ถูกปลดระวางไปแล้วเป็นทางเลือกที่ประหยัดและมีผลกระทบน้อยกว่าการสร้างโรงไฟฟ้าใหม่ในที่ที่ไม่เคยมีโรงไฟฟ้ามาก่อน (greenfield site) การประหยัดค่าใช้จ่ายนั้นเกิดจากการใช้โครงสร้างพื้นฐานที่มีอยู่แล้ว เช่น ถนน สายส่ง ท่อก๊าซ หรือตัวแปลงกระแสไฟฟ้า การสร้างโรงไฟฟ้าในที่ที่มีโรงไฟฟ้าอยู่แล้วยังมักจะทำให้เกิดการต่อต้านจากชุมชนน้อยกว่าด้วย

แผนพีดีพี 2012 ไม่ได้กำหนดให้มีการสร้างโรงไฟฟ้าแทนที่โรงไฟฟ้าเดิมที่ถูกปลดระวางไปแล้ว แต่เป็นเพียงการเสนอทางเลือกในกรณีที่ทรัพยากรที่ระบุอยู่ในแผนพีดีพี 2012 ไม่เพียงพอเท่านั้น

โรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติ ถ่านหิน นิวเคลียร์ และพลังน้ำขนาดใหญ่

แผนพีดีพี 2010 ถือเอาโครงการโรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติขนาดใหญ่ โรงไฟฟ้าถ่านหิน พลังงานนิวเคลียร์ เป็นทางเลือกหลักที่ได้รับการพิจารณาก่อน และยังมีโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดใหญ่ที่มีกระบวนการเจรจาและพิจารณาที่แยกออกไปอีก[14] ส่วนแผนพีดีพี 2012 ไม่ได้ให้ความสำคัญกับทางเลือกเหล่านี้เนื่องจากโครงการเหล่านี้มีต้นทุนสูง มีผลกระทบทางสังคมและสิ่งแวดล้อมสูง มีความเสี่ยงสูง และมีประสิทธิภาพการใช้เชื้อเพลิงต่ำ

สมมติฐานและหลักการการในการจัดทำแผนพีดีพี 2012

เมื่อถูกกลุ่มต่าง ๆ ตั้งคำถามเกี่ยวกับทางเลือกเรื่องโรงไฟฟ้าในแผนพีดีพีฉบับทางการ ผู้มีอำนาจตัดสินใจมักจะโต้กลับว่า “แล้วเรามีทางเลือกอะไรล่ะ” ในมุมมองของผู้กำหนดนโยบายมักจะมีสมมติฐานว่า เราจะต้องเลือกระหว่างโครงการโรงไฟฟ้าก๊าซขนาดใหญ่ หรือโรงไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์ หรือโรงไฟฟ้าถ่านหิน หรือเขื่อนขนาดใหญ่ แต่การวิเคราะห์ของแผนพีดีพี 2012 นั้นมุ่งท้าทายสมมติฐานที่ว่า “เราไม่มีทางเลือกอื่นที่ดีกว่านี้” เป้าหมายของเราคือการสำรวจทางเลือกพลังงานอื่น ๆ ที่ถูกกว่าและมีผลกระทบน้อยกว่า เพื่อดูว่าทางเลือกเหล่านี้เพียงพอที่จะตอบสนองความต้องการไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นเพื่อป้อนการพัฒนาทางเศรษฐกิจในประเทศไทยที่โตขึ้นเรื่อย ๆ หรือไม่ และเพื่อแสดงให้เห็นว่าทางเลือกเหล่านี้อาจจะเป็นทางเลือกที่ดีกว่าในการบรรลุเป้าหมายนโยบายพลังงานของรัฐบาล

ในส่วนนี้เราได้รวมเอาทรัพยากรต่าง ๆ ที่ได้กล่าวถึงในส่วนก่อนหน้านี้เข้าไว้ในการวิเคราะห์ด้วย เพื่อให้สามารถตอบสนองความต้องการพลังงานที่เพิ่มขึ้นดังที่ได้คาดการณ์ไว้ในค่าพยากรณ์ที่ปรับแล้วของเราในส่วนก่อนหน้า ในการจัดทำแผนพีดีพี 2012 การวิเคราะห์อยู่บนสมมติฐานหลักและหลักการต่อไปนี้:

1) วัตถุประสงค์หลักคือเพื่อรักษาความพึ่งได้ของระบบพลังงาน โดยใช้เกณฑ์ของ กฟผ. เรื่องการรักษาระดับกำลังผลิตสำรอง (กำลังการผลิตที่เกินความต้องการสูงสุด) ไว้ที่ร้อยละ 15

2) การพยากรณ์ความต้องการถูกปรับให้สอดคล้องกับความเป็นจริงมากขึ้นดังที่ได้อภิปรายไว้ก่อนหน้านี้ เราคำนวณการเติบโตของความต้องการในอนาคตโดยอิงจากแนวโน้มเฉลี่ยใน 25 ปีที่ผ่านมา ซึ่งมีความต้องการไฟฟ้าสูงสุดเพิ่มขึ้นปีละ 830 เมกะวัตต์ จากนั้นจึงแปลงความต้องการสูงสุดไปเป็นความต้องการพลังงาน (หน่วยเป็นกิกะวัตต์) โดยใช้ค่าตัวประกอบการใช้ไฟฟ้า (load factor) เดียวกันกับที่ใช้ในแผนพีดีพี 2010

3) ในการวางแผนให้ตอบสนองความต้องการที่เพิ่มขึ้นและทดแทนกำลังการผลิตที่หมดอายุไป เราให้ความสำคัญกับมาตรการด้านการใช้และประสิทธิภาพพลังงาน การยืดอายุการใช้งานโรงไฟฟ้า การผลิตไฟฟ้าแบบโคเจนเนอเรชั่น และพลังงานหมุนเวียน ในที่นี้เราถือว่าโครงการโรงไฟฟ้าใหม่ในแผนพีดีพี 2010 ที่มีประเด็นข้อถกเถียงต่อต้านหรือยังไม่ได้เริ่มการก่อสร้างภายในปี 2554 เป็นโรงไฟฟ้าที่อาจจะ

14 โครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดใหญ่เกิดขึ้นนอกกระบวนการของแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า โดยเป็นผลของการเจรจาทวิภาคี (หรือพหุภาคี) ระดับสูง ในแผนพีดีพีที่รัฐบาลไทยจัดทำขึ้น โครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดใหญ่ที่ตกลงกันบางโครงการได้รับการปฏิบัติเป็นกรณีพิเศษ คือไม่ต้องผ่านกระบวนการพิจารณาระหว่างทางเลือกต่าง ๆ แต่กลับถูกถือว่าเป็น “นโยบายของรัฐ” เรียกได้ว่าเป็นข้อตกลงสำเร็จรูปมาเลยทีเดียว

ถูกพิจารณาเลื่อนกำหนดก่อสร้างไป หรือยกเลิกไปตามที่จำเป็นเพื่อเปิดทางให้พิจารณาแหล่งพลังงานอื่น ๆ ที่สะอาดกว่า ถูกกว่า และสอดคล้องกับเป้านโยบายมากกว่า ในส่วนต่อไป เราอภิปรายถึงสมมติฐานเรื่องการพิจารณาแหล่งพลังงานเหล่านี้โดยละเอียด

สมมติฐานเรื่องทางเลือกแหล่งพลังงาน

การใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพ/การจัดการด้านการใช้ไฟฟ้า (EE/DSM)

นอกเหนือจากการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพที่ระบุไว้ในแผนพีดีพี 2010 โดยการเปลี่ยนมาใช้หลอดประหยัดไฟแบบผอม T5 ซึ่งคาดว่าจะช่วยประหยัดไฟสูงสุด 584 เมกะวัตต์แล้ว เรายังถือว่ามีการประหยัดเพิ่มเติมจากมาตรการสมัครใจและมาตรการบังคับต่าง ๆ ที่จะเกิดจากความพยายามร่วมแรงอย่างจริงใจในการปฏิบัติตามแผนอนุรักษ์พลังงาน 20 ปีของรัฐบาล เพื่อลดการบริโภคไฟฟ้าลงร้อยละ 20 ของความต้องการไฟฟ้ารวม (ชุดค่าพยากรณ์ที่ปรับลดให้สะท้อนความเป็นจริงแล้ว) หรือ 52,224 กิกะวัตต์ ภายในปี 2573 เป้าและมาตรการต่าง ๆ ที่ได้รับการเสนอแนะในแผนนั้นเป็นไปได้จริง ทำได้จริง และอยู่บนฐานของการวิจัยและการวิเคราะห์ตัวเลขขั้นต่ำโดยคณะนักวิชาการและผู้เชี่ยวชาญด้านนโยบายพลังงาน อีกทั้งได้มีการอนุมัติและใช้จ่ายงบประมาณตามแผนแล้ว แต่จำต้องมีการตรวจวัดผลที่ชัดเจนและเร่งการดำเนินการในส่วนของกระทรวงพลังงานที่เกี่ยวข้อง (เช่น การกำหนดมาตรฐานอุปกรณ์และอาคาร) เพื่อให้ผลการใช้จ่ายงบประมาณเป็นไปตามเป้าของแผน สำหรับรายละเอียดเรื่องมาตรการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพที่รัฐบาลได้อนุมัติ ดูกระทรวงพลังงาน (2554) และบัณฑิตและคณะ (2554)

ปริมาณไฟฟ้าที่ประหยัดได้จากการเปลี่ยนมาใช้หลอด T5 ได้ถูกนำไปลบออกจากค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าของทางการที่ใช้ในแผนพีดีพี 2010 แล้ว ในการวิเคราะห์แผนพีดีพี 2012 เราพิจารณามาตรการด้านการใช้พลังงานเพิ่มเติมนอกเหนือจากโครงการหลอดไฟ T5 เราถือว่ามาตรการด้านการใช้และประสิทธิภาพพลังงานเป็นทางเลือกการลงทุนทางเลือกหนึ่ง แม้ว่าการประหยัดไฟจะเกิดขึ้นในฝั่งด้านการใช้ไฟฟ้า (อุปสงค์) แต่ก็สามารถเปรียบเทียบกับทางเลือกการผลิตไฟฟ้าอื่น ๆ ทั้งในแง่ของปริมาณทรัพยากร ต้นทุน และอื่น ๆ ด้วย

จากตัวเลขการประหยัดพลังงานจากโครงการเปลี่ยนหลอดไฟ T5 ในแผนพีดีพี 2010 เราสามารถคำนวณได้ว่าจะค่าตัวประกอบการใช้ไฟฟ้า (load factor) อยู่ที่ประมาณร้อยละ 56 ในระบบพลังงานไฟฟ้าของไทยโดยรวมมีค่าตัวประกอบการใช้ไฟฟ้า อยู่ที่ประมาณร้อยละ 75 สำหรับการศึกษาชิ้นนี้ สมมติฐานค่าตัวประกอบการใช้ไฟฟ้าของมาตรการด้านการใช้และประสิทธิภาพพลังงานโดยรวมที่ใช้คือร้อยละ 60 จากสมมติฐานนี้ เราสามารถแปลงค่าปริมาณที่ประหยัดได้จากกิกะวัตต์ชั่วโมงเป็นเมกะวัตต์ ค่าที่ประหยัดได้นั้นเริ่มจากศูนย์ (ร้อยละ 0.4 ในปี 2556) และค่อย ๆ เพิ่มขึ้นไปสู่เป้าการประหยัดพลังงานร้อยละ 20 โดยเปรียบเทียบกับค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าของปี 2573 ตัวเลขการประหยัดพลังงานหน่วยเป็นกิกะวัตต์และเมกะวัตต์ที่นำมาหักลบกับประมาณการความต้องการไฟฟ้าในแผนพีดีพี 2012 แสดงอยู่ในตารางที่ 10

ปี	ผลการอนุรักษ์พลังงานในแผน PDP 2010*		ผลการอนุรักษ์พลังงานเพิ่มเติมในแผน PDP 2012		
	GWh	MW	ร้อยละของการใช้ไฟฟ้ารวม	GWh	MW
2553	210	43	0%	-	-
2554	629	129	0%	-	-
2555	1,049	215	0%	-	-
2556	1,678	344	0%	672	128
2557	2,307	473	1%	1,665	317
2558	2,852	584	2%	3,005	572
2559	2,433	498	3%	4,571	870
2560	1,804	369	3%	6,529	1,242
2561	965	198	4%	8,591	1,634
2562	1,170	240	6%	11,079	2,108
2563	1,170	240	7%	13,525	2,573
2564	1,170	240	8%	16,253	3,092
2565	1,170	240	9%	19,104	3,635
2566	1,170	240	10%	22,255	4,234
2567	1,170	240	11%	25,537	4,859
2568	1,170	240	13%	29,324	5,579
2569	1,170	240	14%	33,451	6,364
2570	1,170	240	15%	37,734	7,179
2571	1,170	240	17%	42,175	8,024
2572	1,170	240	19%	48,113	9,154
2573	1,170	240	20%	52,155	9,923

*ตัวเลขดังกล่าวนำมาหักลบจากค่าพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้า

ตารางที่ 10: พลังงานประหยัดสะสมจากมาตรการด้านการใช้และประสิทธิภาพพลังงานในแผนพีดีพี 2012 และแผนพีดีพี 2010

พลังงานหมุนเวียน

แผนพีดีพี 2012 ได้เพิ่มบรรจุกำลังผลิตจากพลังงานหมุนเวียนในปริมาณที่เท่ากับที่กำหนดในแผนพีดีพี 2010 เข้าไปด้วย ดังที่แสดงไว้ในตารางที่ 11 สมมติฐานอื่น ๆ ที่เกี่ยวข้อง เช่น กำลังการผลิตพึ่งได้ (ดูตารางที่ 12) และปริมาณการผลิตพลังงานรวม เป็นไปตามที่ปรากฏในแผนพีดีพี 2010 เช่นกัน[15]

กำลังการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน								
ปี	PDP 2010				PDP 2012			
	กฟผ.	SPP	VSPP	รวมกำลังผลิตสะสม	กฟผ.	SPP	VSPP	รวมกำลังผลิตสะสม
2553		465	331	796		465	331	796
2554	38	425	236	1,495	38	425	236	1,495
2555	29	65	162	1,751	29		162	1,686
2556	54		181	1,986	54			1,740
2557	18		191	2,195	18			1,758
2558	14	90	165	2,464	14	155	346	2,273
2559	17		225	2,705	17		415	2,705
2560	11		228	2,943	11		228	2,943
2561	30		173	3,146	30		173	3,146
2562	8		170	3,323	8		170	3,323
2563	22		188	3,533	22		188	3,533
2564	61		133	3,727	61		133	3,727
2565	36		287	4,050	36		287	4,050
2566			145	4,195			145	4,195
2567			146	4,341			146	4,341
2568			156	4,497			156	4,497
2569			157	4,654			157	4,654
2570			168	4,822			168	4,822
2571			168	4,990			168	4,990
2572			179	5,169			179	5,169
2573			179	5,348			179	5,348

*แผน PDP 2012 บรรจุพลังงานหมุนเวียนในปริมาณที่เท่ากับที่กำหนดไว้ในแผน PDP 2010 ยกเว้นบางโครงการอาจมีการเลื่อนเนื่องจากประสบความล่าช้า

ตารางที่ 11: กำลังผลิตจากพลังงานหมุนเวียน หน่วยเป็นเมกะวัตต์ ในแผนพีดีพี 2010 และแผนพีดีพี 2012

15 ความแตกต่างเล็กน้อยระหว่างวิธีที่แผนพีดีพี 2010 กับแผนพีดีพี 2012 จัดการกับพลังงานหมุนเวียน สะท้อนถึงความล่าช้าในการใช้พลังงานหมุนเวียนที่เกิดขึ้นอย่างไม่คาดหมายมาตั้งแต่ปี 2553 อันเป็นผลจากการตัดสินใจของคณะกรรมการบริหารมาตรการฯ

RE	PDP 2010	กำลังผลิตพึ่งได้	ปริมาณการผลิต		ราคารับซื้อ** (บาท/kWh)		
	MW		GWh	%	ค่า adder	รวม	ราคาถ่วงน้ำหนักเฉลี่ย
ชีวมวล***	2,025	0.55	9,756.45	78.1%	0.3	3	2.34
ก๊าซชีวภาพ	121	0.21	222.59	1.8%	0.3	3	0.05
พลังงานแสงอาทิตย์	922	0.21	1,696.11	13.6%	6	8.7	1.18
ลม	672	0.05	294.34	2.4%	3.5	6.2	0.15
พลังงานน้ำขนาดเล็ก	69.3	0.4	242.83	1.9%	0.8	3.5	0.07
ขยะ	157.5	0.2	275.94	2.2%	2.5	5.2	0.11
*ที่มา: ผลการศึกษากำลังผลิตไฟฟ้าพึ่งได้ โรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน, http://www.eppo.go.th/power/pdp/page-7.html **ณ ราคาขายส่ง 2.7 บาท/kWh ***ใช้สมมติฐานร้อยละ 50 ของโรงไฟฟ้าชีวมวลใช้แกลบเป็นเชื้อเพลิง							3.908

ตารางที่ 12: กำลังผลิตพึ่งได้สมมติที่ใช้ในแผนพีดีพี 2010 และแผนพีดีพี 2012 ตัวเลขนี้ถูกใช้ในการคำนวณพลังงาน (กิกะวัตต์) ที่จะได้และต้นทุนไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน

การผลิตพลังไฟฟ้าและความร้อนร่วมที่มีประสิทธิภาพสูง หรือ “โคเจนเนอเรชั่น”

การผลิตแบบโคเจนเนอเรชั่นถือว่าเป็นทางเลือกพลังงานที่ดีกว่าโรงไฟฟ้าแบบรวมศูนย์ เนื่องจากมีประสิทธิภาพสูงกว่ามาก แผนพีดีพี 2010 ได้กำหนดให้มีการลงทุนโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมก๊าซแบบรวมศูนย์จำนวน 16,670 เมกะวัตต์ แต่กลับให้มีเพียง 7,024 เมกะวัตต์จากการผลิตแบบโคเจนเนอเรชั่น ซึ่งมีประสิทธิภาพสูงกว่า แผนพีดีพี 2012 ให้ความสำคัญกับการผลิตแบบโคเจนเนอเรชั่นมากกว่าโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม หรือโรงไฟฟ้าถ่านหิน ในกรณีที่ต้องการกำลังการผลิตใหม่ โดยปกติแล้ว กำลังผลิตของโรงไฟฟ้าโคเจนเนอเรชั่น แต่ละประเภทจะต่างกันไป และขึ้นอยู่กับความต้องการไอน้ำของแต่ละโรงงานหรืออาคาร แต่ตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP) โรงไฟฟ้าหนึ่ง ๆ จะต้องมีกำลังผลิตไม่สูงกว่า 90 เมกะวัตต์ ในแผนพีดีพี 2012 เราเพิ่มกำลังผลิตโคเจนเนอเรชั่น ไปอีก 300 เมกะวัตต์ต่อปี (และ 600 เมกะวัตต์ในบางปีที่ต้องการกำลังการผลิตใหม่เพิ่มเติม) ตารางที่ 13 แสดงให้เห็นถึงการเปรียบเทียบกำลังการผลิตแบบโคเจนเนอเรชั่น ในแผนพีดีพี 2010 กับแผนพีดีพี 2012

การผลิตพลังไฟฟ้าและความร้อนร่วม (Cogeneration)					
ปี	PDP 2010		PDP 2012		
	Firm SPP	ยอดรวมสะสม	Firm SPP	SPP/VSPP ส่วนเพิ่ม	ยอดรวมสะสม
2553	90	90	90	0	90
2554	0	90	0	0	90
2555	704	794	0	0	90
2556	720	1,514	0	0	90
2557	90	1,604	90	0	180
2558	270	1,874	974	0	1,154
2559	270	2,144	990	0	2,144
2560	270	2,414	270	300	2,714
2561	270	2,684	270	300	3,284
2562	270	2,954	270	300	3,854
2563	270	3,224	270	300	4,424
2564	380	3,604	380	300	5,104
2565	360	3,964	360	300	5,764
2566	360	4,324	360	300	6,424
2567	360	4,684	360	300	7,084
2568	360	5,044	360	600	8,044
2569	360	5,404	360	300	8,704
2570	360	5,764	360	300	9,364
2571	360	6,124	360	600	10,324
2572	360	6,484	360	300	10,984
2573	540	7,024	540	300	11,824
รวม	**7,024**	**7,024**	**7,024**	**4,800**	**11,824**

ตารางที่ 13: เปรียบเทียบกำลังผลิตแบบโคเจนเนอเรชั่น (เมกะวัตต์) ในแผนพีดีพี 2010 กับแผนพีดีพี 2012

เราคาดว่ากำลังผลิตแบบโคเจนเนอเรชั่น ส่วนใหญ่จะใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง และบางส่วนใช้ถ่านหิน สำหรับการวิเคราะห์ของเราในที่นี้ เราถือสมมติฐานว่าการผลิตแบบโคเจนเนอเรชั่นทั้งหมดใช้ก๊าซ สมมติฐานนี้ทำให้มิติด้านสิ่งแวดล้อมของการผลิตในแผนพีดีพี 2012 ดีขึ้น แต่ทำให้ประเทศต้องพึ่งพิงก๊าซมากขึ้น ทว่า เราเชื่อว่าในกรณีที่เราจำเป็นต้องใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงที่สะอาดกว่าถ่านหิน และควรจะมีการใช้ก๊าซอย่างมีประสิทธิภาพในรูปแบบการโคเจนเนอเรชั่น ให้ได้มากที่สุดก่อนที่จะมีการพิจารณาถึงการผลิตแบบรวมศูนย์ที่ไร้ประสิทธิภาพ

การยืดอายุการใช้งานโรงไฟฟ้า

ในการวิเคราะห์ของแผนพีดีพี 2012 มีการพิจารณายืดอายุการใช้งานโรงไฟฟ้า 5-10 แห่งในกรณีที่มีความต้องการกำลังการผลิตเพิ่มเติมในช่วงปีที่แผนพีดีพีมีการปลดโรงไฟฟ้านั้นๆ ทั้งนี้ เพื่อรักษากำลังไฟฟ้าสำรองไว้ให้มากกว่าร้อยละ 15 ส่วนในกรณีอื่น เราให้โรงไฟฟ้าหมดอายุการใช้งานไปตามที่กำหนดในแผนพีดีพี 2010 ตารางที่ 14 แสดงว่าโรงไฟฟ้าใดที่จะหมดอายุการใช้งานไปตามกำหนดเดิมในแผนพีดีพี 2010 และโรงใดที่มีการยืดอายุการใช้งานในแผนพีดีพี 2012

เกณฑ์ที่เราใช้ในการเลือกว่าโรงไฟฟ้าใดควรจะได้รับการยืดอายุการใช้งานนั้น ขึ้นอยู่กับความต้องการกำลังการผลิตและประเภทเชื้อเพลิงที่ใช้เป็นหลัก (โรงไฟฟ้าถ่านหินจะไม่ได้รับการพิจารณาให้มีการยืดอายุการใช้งานเนื่องด้วยเหตุผลด้านสุขภาพและผลกระทบทางสิ่งแวดล้อม) อย่างไรก็ตาม ควรจะมีการประเมินในรายละเอียดเป็นรายกรณีไป เพื่อให้แน่ใจว่ามีความเป็นไปได้ทางทรัพยากร ทางเทคนิค และทางเศรษฐศาสตร์ ในการยืดอายุการใช้งานโรงไฟฟ้า หากโรงไฟฟ้านั้นไม่มีประสิทธิภาพอย่างมาก เงินการลงทุนที่ประหยัดไปได้อาจจะไม่เพียงพอที่จะคุ้มกับค่าเชื้อเพลิงที่สูงเมื่อเปรียบเทียบกับโรงไฟฟ้าใหม่ที่มีประสิทธิภาพ นอกจากนี้ ในกรณีที่เป็นโรงไฟฟ้าเอกชนของผู้ผลิตพลังงานอิสระ (Independent Power Producer-IPP) ก็ควรจะมีการเสนอเรื่องการยืดอายุการใช้งานโรงไฟฟ้าไปให้ผู้ผลิตพลังงานอิสระพิจารณาด้วย ผู้ผลิตพลังงานอิสระที่สนใจอาจจะเจรจาเพื่อยืดอายุโรงไฟฟ้าและปรับสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (PPA) โดยคำนึงถึงเงื่อนไขเรื่องระบบ สภาพอุปกรณ์ผลิตไฟฟ้าและเครื่องมือที่เกี่ยวข้อง ฯลฯ เข้าไว้ด้วย คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงานกำลังพัฒนาแนวทางปฏิบัติและเงื่อนไขเรื่องการพิจารณายืดอายุการใช้งานโรงไฟฟ้าที่เป็นของผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ เนื่องจากบางโรงใกล้จะถึงวันสิ้นสุดสัญญาการซื้อไฟฟ้าแล้ว

โรงไฟฟ้าที่ถูกปลดในช่วง PDP 2010	MW	อายุใช้งานก่อนปลดเครื่อง (ปี)	การยืดอายุเพื่อลดความจำเป็นในการลงทุนสร้างโรงไฟฟ้าใหม่*
กฟผ.			
รฟ.นำพองชุดที่ 1	325	25	
รฟ.นำพองชุดที่ 2	325	25	30
รฟ.บางปะกงเครื่องที่ 1-2	1,052	30	
รฟ.บางปะกงเครื่องที่ 3	576	30	
รฟ.บางปะกงเครื่องที่ 4	576	30	
รฟ.บางปะกงชุดที่ 3	314	25	

โรงไฟฟ้าที่ถูกปลดในช่วง PDP 2010	MW	อายุใช้งานก่อนปลดเครื่อง (ปี)	การยืดอายุเพื่อลดความจำเป็นในการลงทุนสร้างโรงไฟฟ้าใหม่*
รฟ.บางปะกงชุดที่ 4	314	25	30
รฟ.พระนครใต้ชุดที่ 1	316	25	30
รฟ.พระนครใต้ชุดที่ 2	562	25	30
รฟ.แม่เมาะเครื่องที่ 4	140	40	
รฟ.แม่เมาะเครื่องที่ 5-6	280	40	
รฟ.แม่เมาะเครื่องที่ 7	140	40	
รฟ.แม่เมาะเครื่องที่ 8	270	40	
รฟ.แม่เมาะเครื่องที่ 9	270	40	
รฟ.วังน้อยเครื่องที่ 1-3	1,910	25	30
เอกชน			
รฟ.ขนอมเครื่องที่ 1	70	15	
รฟ.ขนอมเครื่องที่ 2	70	20	
รฟ.ขนอมชุดที่ 1	678	20	
อีสเทอร์นเพาเวอร์	350	20	30
โกลว์ไอพีพี	713	25	30
บ.ผลิตไฟฟ้าอิสระ	700	25	30
บริษัทไตรเอนเนอยี่	700	20	25
ห้วยเฮาะ	126	30	
เทินหินบุน	214	25	
รฟ.ระยองชุดที่ 1-4	1,175	20	
รฟ.ราชบุรีเครื่องที่ 1-2	1,440	25	30
รฟ.ราชบุรีชุดที่ 1-2	1,360	25	30
รฟ.ราชบุรีชุดที่ 3	681	25	30

*-เฉพาะในกรณีที่จำเป็นเท่านั้น
-อาจจำเป็นต้องลงทุนและใช้เวลาเพิ่มเพื่อปรับสภาพเครื่องจักร อุปกรณ์ แต่อย่างไรก็ดี ก็ยังถูกกว่าและเร็วกว่าการลงทุนสร้างโรงไฟฟ้าใหม่มาก
-อาจปรับเลือกโรงไฟฟ้าได้ตามความเหมาะสมของเงื่อนเวลา สภาพโรงไฟฟ้า ความสมัครใจของผู้ผลิตเอกชน ฯลฯ

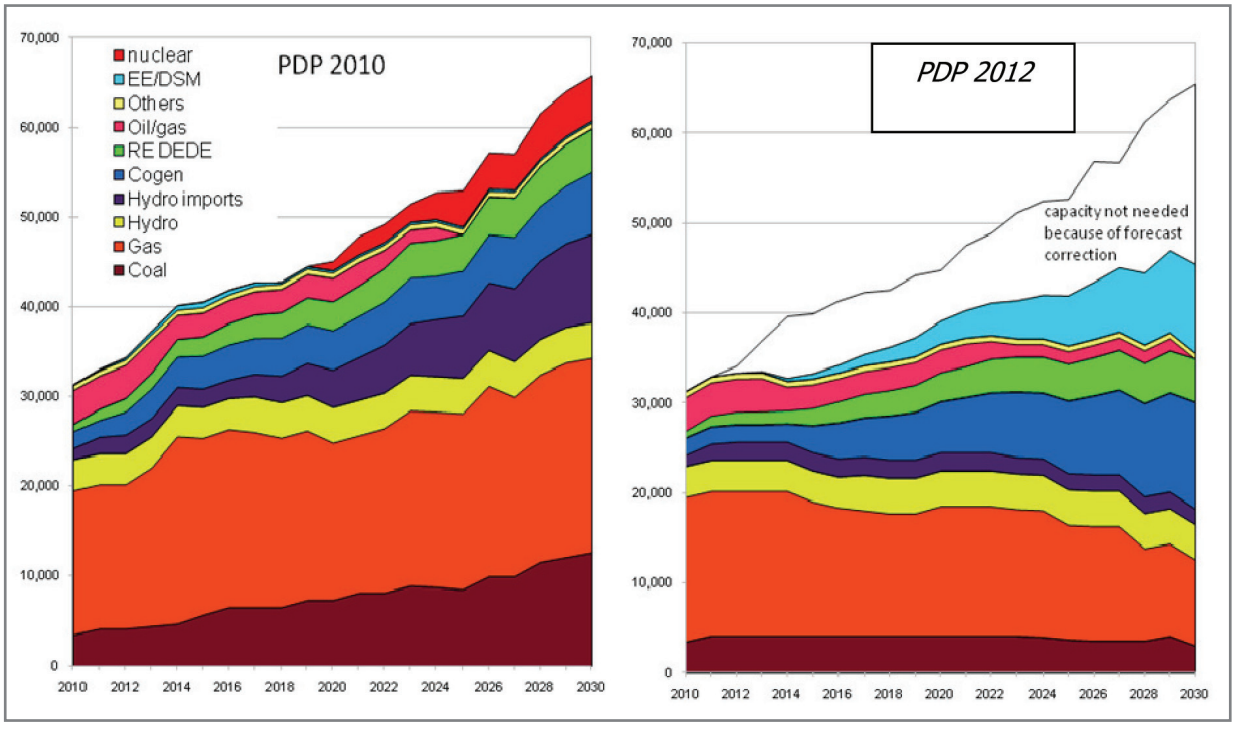
ตารางที่ 14: รายชื่อโรงไฟฟ้าที่มีกำหนดจะหมดอายุการใช้งานในระหว่างแผนพีดีพี 2010 บางโรงได้รับการเสนอให้ต่ออายุการใช้งานในแผนพีดีพี 2012 เพื่อเป็นทางเลือกในการลงทุนทางเศรษฐกิจเพื่อเพิ่มกำลังการผลิต แหล่งข้อมูล: กฟผ. 2553

ผลการวิเคราะห์: เปรียบเทียบแผนพีดีพี 2010 และแผนพีดีพี 2012

จากสมมติฐานและหลักการข้างต้น เราจะได้ร่างแผนพีดีพี 2012 ที่แตกต่างจากแผนพีดีพี 2010 จากความแตกต่างในการเลือกแหล่งพลังงานที่นำมาบรรจุในแผน ส่งผลให้แผนทั้งสองต่างกันในเรื่องต้นทุน การพึ่งพิงการนำเข้า การปล่อยก๊าซเรือนกระจกและมลพิษอื่น และผลต่อผู้ใช้ไฟฟ้า เป็นต้น ซึ่งจะอภิปรายในรายละเอียดในส่วนต่อไป

ภาพรวมแหล่งพลังงาน: เปรียบเทียบแผนพีดีพี 2010 และแผนพีดีพี 2012

ภาพรวมแหล่งพลังงานของแผนพีดีพี 2012 ต่างจากแผนพีดีพี 2010 (แผนภูมิที่ 5) ความแตกต่างที่สำคัญคือ แผนพีดีพี 2012 แก้ไขค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าให้ถูกต้อง จึงทำให้กำลังการผลิตที่ต้องการลดลง แผนพีดีพี 2012 ยังไม่มีการใช้พลังงานนิวเคลียร์ มีการลดจำนวนโรงไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติลงตามจำนวนโรงที่หมดอายุไป และไม่มีการเพิ่มโรงไฟฟ้าถ่านหิน แผนพีดีพี 2012 ได้ใช้การขยายการผลิตไฟฟ้าแบบโคเจนเนอเรชั่นและ EE/DSM ขึ้นมากและให้มาแทนที่การผลิตพลังงานขนาดใหญ่จากเชื้อเพลิงฟอสซิลเหล่านี้



แผนภูมิที่ 5: แหล่งพลังงานในแผนพีดีพี 2010 เปรียบเทียบกับแผนพีดีพี 2012

แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า 2553-2573 (แผนพีดีพี 2010)				ร่างแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า 2555-2573 (แผนพีดีพี 2012)				
โครงการ (เมกะวัตต์)		ปี	กำลังผลิตติดตั้ง (เมกะวัตต์)	โครงการ (เมกะวัตต์)		ปี	กำลังผลิตติดตั้ง (เมกะวัตต์**)	กำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง
กำลังผลิตติดตั้งตั้งแต่ปี 2553 (นับจนถึงเดือนตุลาคม 2554)				กำลังผลิตติดตั้งตั้งแต่ปี 2553 (นับจนถึงเดือนตุลาคม 2554)				
น้ำเทิน 2	920	2009	29,212	น้ำเทิน 2	920	2009	29,212	27.6%
พระนครเหนือ CC # 1	670	2010	31,349	พระนครเหนือ CC # 1	670	2010	31,350	26.7%
น้ำงึม 2	597	2011	32,992	น้ำงึม 2	597	2011	32,993	33.9%
		2012	34,171			2012	33,403	31.0%
กำลังผลิตที่ถือว่า “สะอาด”		2013	37,002	กำลังผลิตเพิ่มเติมที่รวมอยู่		2013	33,457	27.6%
หรืออยู่ในแผน		2014	39,720	ในแผนพีดีพี 2010		2014	32,513	20.9%
SPP – พลังความร้อนร่วม	7,340	2015	39,990	SPP – พลังความร้อนร่วม	7,340	2015	32,757	19.2%
SPP – พลังงานหมุนเวียน	1,045	2016	41,419	SPP – พลังงานหมุนเวียน	1,045	2016	33,438	19.3%
VSPP	2,567	2017	42,374	VSPP	2,567	2017	34,253	20.2%
กฟผ. พลังงานหมุนเวียน	336	2018	42,619	กฟผ. พลังงานหมุนเวียน	336	2018	34,662	19.7%
Gheco One (IPP)	660	2019	44,290	Gheco One (IPP)	660	2019	35,232	20.2%
ขยายโรงไฟฟ้าเทินหินบุน	220	2020	44,843	ขยายโรงไฟฟ้าเทินหินบุน	220	2020	36,626	23.3%
วังน้อย CC#4 (กฟผ.)	800	2021	47,618	วังน้อย CC#4 (กฟผ.)	800	2021	37,301	24.3%
ขยายเขื่อนบางลาง	12	2022	48,982	ขยายเขื่อนบางลาง	12	2022	37,565	23.9%
ลำตะคอง (สูบน้ำกลับ)	500	2023	51,235	ลำตะคอง (สูบน้ำกลับ)	500	2023	37,226	21.8%
	13,479	2024	52,533		13,479	2024	37,215	20.9%
กำลังผลิตเพิ่มเติมอื่น ๆ		2025	52,738	แหล่งพลังงานเพิ่มเติม		2025	36,428	18.0%
ก๊าซธรรมชาติ CC 17 หน่วย	15,200	2026	56,957	EE/DSM	9,923	2026	37,147	20.1%
ถ่านหิน 13 หน่วย	7,740	2027	56,830	พลังความร้อนร่วม	4,800	2027	37,961	22.7%
พลังน้ำ (นำเข้า)	8,090	2028	61,355	การขยายอายุโรงไฟฟ้า		2028	36,527	18.1%
ลิกไนต์ (นำเข้า)	1,842	2029	63,824	(ปลดระวางในปี 2573)*	3,104	2029	37,896	23.7%
นิวเคลียร์ 5 หน่วย	5,000	2030	65,547		17,827	2030	35,579	15.9%
	37,872							
กำลังผลิตจนถึงเดือนธันวาคม 2552			29,212	*รวมการขยายอายุโรงไฟฟ้า 12,543 เมกะวัตต์ แต่กำลังผลิตดังกล่าวถูกปลดระวางก่อนปี 2573				
กำลังผลิตทั้งหมดที่เพิ่มเข้ามาระหว่างปี 2553-2573			54,005	**ไม่รวมไฟฟ้าที่ประหยัดได้จาก EE/DSM				
กำลังผลิตทั้งหมดที่ปลดระวางระหว่างปี 2553-2573			-17,671	กำลังผลิตจนถึงเดือนธันวาคม 2552			29,212	
กำลังผลิตทั้งหมดจนถึงสิ้นปี 2573			**65,547**	กำลังผลิตทั้งหมดที่เพิ่มเข้ามาระหว่างปี 2553-2573			20,934	
				กำลังผลิตทั้งหมดที่ปลดระวางระหว่างปี 2553-2573			-14,567	
				กำลังผลิตทั้งหมดจนถึงสิ้นปี 2573			**35,579**	
				(ไม่รวมไฟฟ้า 10,158 เมกะวัตต์ ที่ได้จาก EE/DSM)				

ตารางที่ 15: แหล่งพลังงานเพิ่มเติมจนถึงปี 2573 ระหว่างแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า 2553-2573 (แผนพีดีพี 2010) กับร่างแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า 2555-2573 (แผนพีดีพี 2012)

รายละเอียดของแผนพีดีพี 2012 สรุปอยู่ในตารางที่ 15 การวิเคราะห์ของแผนพีดีพี 2012 พบว่าโครงการโรงไฟฟ้าหลายประเภทจำนวน 55 โครงการ (พลังงานนิวเคลียร์ ถ่านหิน ความร้อนร่วมก๊าซ พลังน้ำนำเข้า และพลังลิกไนต์นำเข้า) ที่อยู่ในแผนพีดีพี 2010 เป็นโรงไฟฟ้าที่ไม่จำเป็นต่อการรักษาการพึ่งได้ของระบบ (เพื่อรักษากำลังผลิตสำรองร้อยละ 15 เป็นอย่างน้อย) โครงเหล่านี้ถูกตัดออกไปในแผนพีดีพี 2012 (ตารางที่ 16)

ชนิดเชื้อเพลิง	โครงการโรงไฟฟ้าที่ไม่จำเป็นต่อการรักษาความมั่นคงระบบ	MW
ถ่านหิน	บริษัทเนชันแนลเพาเวอร์ซัพพลายจำกัดเครื่องที่ 1-2	270
ถ่านหิน	บริษัทเนชันแนลเพาเวอร์ซัพพลายจำกัดเครื่องที่ 3-4	270
ถ่านหิน	รฟ.ถ่านหินสะอาด_กฟผ. เครื่องที่ 1	800
ถ่านหิน	รฟ.ถ่านหินสะอาด_กฟผ. เครื่องที่ 2	800
ถ่านหิน	รฟ.ถ่านหินสะอาด_กฟผ. เครื่องที่ 3	800
ถ่านหิน	รฟ.ถ่านหินสะอาด_กฟผ. เครื่องที่ 4-5	1,600
ถ่านหิน	รฟ.ถ่านหินสะอาด_กฟผ. เครื่องที่ 6-7	1,600
ถ่านหิน	รฟ.ถ่านหินสะอาด_กฟผ. เครื่องที่ 8	800
ถ่านหิน	รฟ.ถ่านหินสะอาด_กฟผ. เครื่องที่ 9	800
ถ่านหิน	**รวม**	**7,740**
ก๊าซ	บริษัทสยามเอ็นเนยี่จำกัดชุดที่ 1-2	1,600
ก๊าซ	บริษัทเพาเวอร์เจนเนอเรชันซัพพลายจำกัดชุดที่ 1-2	1,600
ก๊าซ	รฟ.จะนะชุดที่ 2	800
ก๊าซ	รฟ.ใหม่_ภาคใต้	800
ก๊าซ	รฟ.ก๊าซธรรมชาติ_กฟผ. ชุดที่ 1	800
ก๊าซ	รฟ.ก๊าซธรรมชาติ_กฟผ. ชุดที่ 2-6	4,000
ก๊าซ	รฟ.ก๊าซธรรมชาติ_กฟผ. ชุดที่ 7	800
ก๊าซ	รฟ.ก๊าซธรรมชาติ_กฟผ. ชุดที่ 8-9	1,600
ก๊าซ	รฟ.ก๊าซธรรมชาติ_กฟผ. ชุดที่ 10	800
ก๊าซ	รฟ.ก๊าซธรรมชาติ_กฟผ. ชุดที่ 11-12	1,600
ก๊าซ	รฟ.ก๊าซธรรมชาติ_กฟผ. ชุดที่ 13	800
ก๊าซ	**รวม**	**15,200**
ซื้อ ตปท. (ถ่านหิน)	ซื้อจากโครงการในสปป.ลาว (หงสาเครื่องที่ 1-2)	982
ซื้อ ตปท. (ถ่านหิน)	ซื้อจากโครงการในพม่า (มาย-กกเครื่องที่ 1-3)	369
ซื้อ ตปท. (ถ่านหิน)	ซื้อจากโครงการในสปป.ลาว (หงสาเครื่องที่ 3)	491
ซื้อ ตปท. (ถ่านหิน)	**รวม**	**1,842**
ซื้อ ตปท. (พลังน้ำ)	ซื้อจากโครงการในสปป.ลาว (น้ำงึม 3)	440
ซื้อ ตปท. (พลังน้ำ)	ซื้อไฟฟ้าจากประเทศเพื่อนบ้าน	450
ซื้อ ตปท. (พลังน้ำ)	ซื้อไฟฟ้าจากประเทศเพื่อนบ้าน (12 x 600 MW)	7,200
ซื้อ ตปท. (พลังน้ำ)	**รวม**	**8,090**

ชนิดเชื้อเพลิง	โครงการโรงไฟฟ้าที่ไม่จำเป็นต่อการรักษาความมั่นคงระบบ	MW
นิวเคลียร์	รฟ.นิวเคลียร์_กฟผ. เครื่องที่ 1	1,000
นิวเคลียร์	รฟ.นิวเคลียร์_กฟผ. เครื่องที่ 2	1,000
นิวเคลียร์	รฟ.นิวเคลียร์_กฟผ. เครื่องที่ 3	1,000
นิวเคลียร์	รฟ.นิวเคลียร์_กฟผ. เครื่องที่ 4	1,000
นิวเคลียร์	รฟ.นิวเคลียร์_กฟผ. เครื่องที่ 5	1,000
นิวเคลียร์	**รวม**	**5,000**
รวมทั้งสิ้น		**37,872**

ตารางที่ 16: โครงการโรงไฟฟ้าที่อยู่ในแผนพีดีพี 2010 แต่เป็นโครงการที่ไม่จำเป็นต่อการรักษาความมั่นคงระบบ จึงไม่ปรากฏอยู่ในแผนพีดีพี 2555

การประหยัดงบลงทุน: เปรียบเทียบแผนพีดีพี 2010 และแผนพีดีพี 2012

หากไม่ลงทุนในโครงการเชื้อเพลิงฟอสซิลและการนำเข้าไฟฟ้าพลังน้ำซึ่งเป็นโครงการที่ไม่จำเป็นและในการขยายการส่งไฟฟ้าที่เกี่ยวข้อง ก็จะสามารถหลีกเลี่ยงการลงทุนที่ไม่จำเป็นได้ถึงประมาณ 2.7 ล้านล้านบาท ดังที่ปรากฏรายละเอียดในตารางที่ 17 ประเภทของแหล่งพลังงานและต้นทุนการลงทุนเพิ่มเติมของแผนพีดีพี 2012 เฉพาะในส่วนที่ต่างจากแผน PDP 2010 นั้นปรากฏตามตารางที่ 18 ซึ่งมีงบประมาณรวม 7 พันล้านบาท ดังนั้น หากเรายกเลิกแผนพีดีพี 2010 และใช้แผนพีดีพี 2012 แทน ประเทศไทยก็จะสามารถหลีกเลี่ยงต้นทุนการลงทุนได้มากถึง 2 ล้านล้านบาท การประหยัดเงินได้ 2 ล้านล้านบาทในช่วงระยะเวลาของแผนฯ (ถึงปี 2573) นี้มีประโยชน์ยิ่งใหญ่ต่อประเทศที่กำลังพยายามฟื้นฟูจากอุทกภัย ทั้งนี้โดยเพียงการเปลี่ยนจากทางเลือกพลังงานที่แพงและใช้เงินลงทุนสูงอย่างไม่จำเป็นไปเลือกพลังงานที่ประหยัดกว่า สะอาดกว่า และถูกกว่า การเปลี่ยนจากการผลิตไฟฟ้าแบบศูนย์กลางไปเป็นการลงทุนในมาตรการด้านการใช้และประสิทธิภาพพลังงาน และการผลิตไฟฟ้าแบบกระจายศูนย์ (distributed generation) ประเทศจะสามารถลดความจำเป็นในการลงทุนในโครงสร้างสายส่งไฟฟ้าที่มีราคาแพงอีกด้วย

ประเภทโรงไฟฟ้า	จำนวน (โรง)	กำลังการผลิตรวม (MW)	เงินลงทุน ล้านบาท/ MW	งบลงทุนที่หลีกเลี่ยงได้* (ล้านบาท)	รวมงบลงทุนสายส่งเพื่อรองรับการขยายระบบผลิต** (ล้านบาท)
นิวเคลียร์***	5	5,000	111	555,000	777,000
โรงไฟฟ้าถ่านหิน	13	7,740	63	487,620	682,668
โรงไฟฟ้าก๊าซ	18	15,200	27	410,400	574,560
เขื่อน (ซื้อ ตปท.)	14	8,090	50	404,500	566,300

ประเภทโรงไฟฟ้า	จำนวน (โรง)	กำลังการผลิตรวม (MW)	เงินลงทุน ล้านบาท/ MW	งบลงทุนที่หลีกเลี่ยงได้* (ล้านบาท)	รวมงบลงทุนสายส่งเพื่อรองรับการขยายระบบผลิต** (ล้านบาท)
โรงไฟฟ้าลิกไนต์ (ซื้อ ตปท.)	6	1,842	45	82,890	116,046
รวม	**56**	**37,872**		**1,940,410**	**2,716,574**

* ใช้อัตราแลกเปลี่ยน 1 US$ = 30 Baht
** ประมาณการงบลงทุนสายส่งที่ร้อยละ 40 เพิ่มเติมจากงบลงทุนขยายระบบผลิตไฟฟ้า แต่ไม่นับรวมงบลงทุนระบบท่อก๊าซธรรมชาติและระบบรองรับการนำเข้าก๊าซเหลว
*** ตัวเลขงบลงทุนของ กฟผ. ต่ำกว่าราคาในตลาดโลกกว่าเท่าตัว หากใช้ราคาอ้างอิงจากต่างประเทศ ภาระลงทุนที่หลีกเลี่ยงได้จะเพิ่มเป็นสองเท่า

ตารางที่ 17: สรุปโครงการไฟฟ้าที่แผนพีดีพี 2012 เห็นว่าไม่จำเป็น และต้นทุนการลงทุนของโครงการเหล่านั้นซึ่งจะสามารถหลีกเลี่ยงได้หากไม่ดำเนินโครงการ

งบลงทุนเพิ่มเติมของแผน PDP 2012 เฉพาะในส่วนที่ต่างจากแผน PDP 2010					
ประเภทของการลงทุน	รวมกำลังการผลิต (MW)	งบลงทุน ล้านบาท/ MW	งบลงทุน (ล้านบาท)	งบลงทุนขยายระบบส่งที่เกี่ยวข้อง (ล้านบาท)	รวมงบลงทุน (รวมการขยายระบบส่ง) (ล้านบาท)
การจัดการด้านการใช้พลังงาน	9,923	25	248,073	0	248,073
โคเจนเนอเรชั่น	4,800	36	172,800	34,560	207,360
การขยายอายุโรงไฟฟ้า	15,647	5	78,235	0	78,235
รวม	**30,370**		**499,108**	**34,560**	**698,752**

* ที่มาข้อมูล EE/DSM & cogen: เดชรัต สุขกำเนิด, "Information and Opinion Survey on Co-efficients used in analysis of Alternative PDP", 2011.
** ระบบโคเจนเนอเรชั่นที่มีศักยภาพในส่วน 4,800 MW นี้ส่วนใหญ่จะเป็น VSPP ดังนั้น จึงเชื่อมโยงระบบในเขตการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย (ระบบจำหน่าย) หากใช้ประมาณการแบบอนุรักษ์นิยม คำนวณความต้องการลงทุนระบบส่งที่ครึ่งหนึ่งของโรงไฟฟ้าแบบรวมศูนย์

ตารางที่ 18: ประเภทของการลงทุนที่แผนพีดีพี 2012 ระบุ และงบประมาณการลงทุนที่จำเป็นสำหรับแผนพีดีพี 2012

การบรรลุนโยบายของรัฐบาล: เปรียบเทียบแผนพีดีพี 2010 กับแผนพีดีพี 2012

เราได้เปรียบเทียบแผนพีดีพี 2010 ฉบับทางการ กับแผนพีดีพี 2012 ในแง่ประสิทธิผลในการบรรลุนโยบายพลังงานของรัฐบาล โดยการนำเอาตัวชี้วัดที่ได้กล่าวมาข้างต้นมาเป็นกรอบการประเมิน

ความเพียงพอของแหล่งพลังงาน

ความเพียงพอของแหล่งพลังงานเพื่อให้ระบบพลังงานมีความพึ่งพาได้นั้นเป็นวัตถุประสงค์หลักของแผนพีดีพี 2012 เกณฑ์ที่ใช้ในการร่างแผนพีดีพี 2010 และแผนพีดีพี 2012 ก็คือการจัดหาพลังงานให้มีไฟฟ้าสำรองขั้นต่ำร้อยละ 15 แผนพีดีพี 2012 สามารถบรรลุเป้าปริมาณไฟฟ้าสำรองร้อยละ 15 ดังที่แสดงไว้ในตารางที่ 19

ปี	ความต้องการไฟฟ้าสูงสุด (MW)	ผลการอนุรักษ์พลังงาน (MW)	ความต้องการไฟฟ้าสูงสุดที่เหลือ (MW)	กำลังผลิตติดตั้ง (MW)	ไฟฟ้าสำรอง (%)
2553	24,010	0	24,010	31,350	26.7%
2554	23,900	0	23,900	32,993	33.9%
2555	24,731	0	24,731	33,403	31.0%
2556	25,562	128	25,434	33,457	27.6%
2557	26,393	317	26,077	32,513	20.9%
2558	27,225	572	26,653	32,757	19.2%
2559	28,056	870	27,186	33,438	19.3%
2560	28,887	1,242	27,645	34,253	20.2%
2561	29,718	1,634	28,084	34,662	19.7%
2562	30,549	2,108	28,441	35,232	20.2%
2563	31,380	2,573	28,807	36,626	23.3%
2564	32,211	3,092	29,119	37,301	24.3%
2565	33,043	3,635	29,408	37,565	23.9%
2566	33,874	4,234	29,640	37,226	21.8%
2567	34,705	4,859	29,846	37,215	20.9%
2568	35,536	5,579	29,957	36,428	18.0%
2569	36,367	6,364	30,003	37,147	20.1%
2570	37,198	7,179	30,019	37,961	22.7%
2571	38,029	8,024	30,005	36,527	18.1%
2572	38,861	9,154	29,707	37,896	23.7%
2573	39,692	9,923	29,769	35,579	15.9%

ตารางที่ 19: ไฟฟ้าสำรองตามแผนพีดีพี 2012 กำลังการผลิตรวมนั้นเพียงพอต่อการรักษาไฟฟ้าสำรองขั้นต่ำร้อยละ 15 ในช่วงที่มีความต้องการไฟฟ้าสูงสุดหลังจากที่ได้หักผลการอนุรักษ์พลังงานแล้ว

ทั้งแผนพีดีพี 2010 และแผนพีดีพี 2012 จึงบรรลุเป้าหมายการมีพลังงานเพียงพอโดยใช้เกณฑ์ไฟฟ้าสำรองร้อยละ 25 เป็นตัววัดการมีพลังงานไฟฟ้าเพียงพอต่อความต้องการไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น

เนื่องจากแผนพีดีพี 2012 นั้นอิงอยู่บนฐานของค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าที่ต่ำกว่า ก็อาจจะเกิดคำถามได้ว่าจะเกิดอะไรขึ้นหากความต้องการไฟฟ้าสูงกว่าที่คาดการณ์ไว้ ไฟฟ้านั้นแตกต่างจากสินค้าหรือบริการชนิดอื่น ๆ หากกำลังผลิตไม่เพียงพอที่จะตอบสนองความต้องการ ทั้งระบบก็อาจจะได้รับผลกระทบ (ไฟตกหรือไฟดับ) ไฟฟ้านั้นไม่สามารถถูกเก็บสำรองไว้ได้ และยังต้องใช้เวลาอย่างน้อยสองปี (ไม่รวมเวลาในการขออนุญาตโครงการ) ในการสร้างโรงไฟฟ้า หรืออาจต้องใช้เวลานานกว่านั้นในกรณีโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ หรือใช้เวลาน้อยกว่านั้นในกรณีโรงไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) ประเทศไทยจะตกอยู่ในภาวะขาดแคลนพลังงานหรือไม่

การลงทุนที่สูงเกินในอดีตทำให้ประเทศไทยมีกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองในปี 2554 ถึงร้อยละ 33.9 ซึ่งสูงกว่าเป้าร้อยละ 15 อยู่มาก ประเทศไทยมีกำลังการผลิตส่วนเกินเพียงพอและมีโครงการที่อยู่ในระหว่างดำเนินการ[16] เพื่อรักษากำลังผลิตไฟฟ้าสำรองร้อยละ 15 ได้ถึงปี 2560 โดยไม่ต้องลงทุนเพิ่มเติม และไม่ต้องยืดอายุการใช้งานของโรงไฟฟ้า ดังนั้นเราจึงมีเวลาอย่างน้อยหกปีก่อนที่จะจำเป็นต้องมีลงทุนเพิ่ม หากค่าพยากรณ์ที่ปรับใช้ในแผนพีดีพี 2012 นั้นใกล้เคียงกับความเป็นจริง จุดเน้นของแผนพีดีพี 2012 คือโรงไฟฟ้าแบบกระจายศูนย์ที่มีขนาดเล็กและใช้เวลาเตรียมการสั้นกว่า ทำให้สามารถตอบสนองความต้องการได้เร็วกว่า นี่ถือเป็นข้อดีอีกประการหนึ่งของแผนพีดีพี 2012 แม้จะไม่ได้ระบุออกมาเป็นข้อดีเชิงปริมาณก็ตาม

การพึ่งตนเองได้ในเรื่องพลังงาน: การลดการพึ่งพาการนำเข้า

การพึ่งตนเองได้ในเรื่องพลังงานในบริบทนี้หมายถึงการพึ่งพาแหล่งพลังงานที่หาได้ในประเทศ ดังนั้น ยิ่งมีการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงหรือแหล่งผลิตที่นำเข้าเท่าไร ประเทศไทยก็จะยิ่งมีการพึ่งพาตนเองทางพลังงานน้อยลงเท่านั้น แผนพีดีพี 2010 กำหนดให้มีการลงทุนในแหล่งพลังงานที่ไม่ได้มีอยู่ในประเทศ เช่น การนำเข้าไฟฟ้าพลังน้ำจากประเทศเพื่อนบ้าน การนำเข้าถ่านหินและก๊าซ (เนื่องจากมีทรัพยากรในประเทศจำกัด) และยูเรเนียมเพื่อเป็นเชื้อเพลิงเตาปฏิกรณ์นิวเคลียร์ เมื่อมีการลงทุนอย่างเต็มที่ในเรื่องการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพ ความจำเป็นที่จะต้องพึ่งแหล่งเชื้อเพลิงนำเข้าก็จะลดลงอย่างมาก และจึงเป็นการลดความจำเป็นที่จะต้องพึ่งพาการนำเข้าพลังงานด้วย แผนพีดีพี 2012 สามารถบรรลุเป้านโยบายนี้ได้ดีกว่าแผนพีดีพี 2010 ดังที่แสดงไว้ในตารางที่ 20

แหล่งพลังงาน	2010	พีดีพี 2010	พีดีพี 2012
		2030	2030
ในประเทศ	**65.4%**	**35.2%**	**59.0%**
ลิกไนต์-แม่เมาะ	10.7%	2.4%	4.1%
พลังน้ำ-กฟผ.	3.9%	1.5%	2.4%
พลังงานหมุนเวียน	3.1%	6.0%	9.9%
ก๊าซอ่าวไทย	47.8%	25.3%	42.6%

16 นับรวมกำลังการผลิตที่วางแผนไว้ของ VSPP และ SPP แต่ไม่รวมโรงไฟฟ้าที่เรามองว่า "ไม่จำเป็น" ในตารางที่ 13

แหล่งพลังงาน	2010	พีดีพี 2010	พีดีพี 2012
		2030	2030
นำเข้าจากต่างประเทศ	**34.6%**	**64.8%**	**41.0%**
ถ่านหิน	8.1%	25.0%	7.3%
ก๊าซ-พม่า/ตปท.	20.5%	13.6%	28.4%
น้ำมันเตา	0.6%	0.0%	0.0%
ดีเซล	0.1%	0.0%	0.0%
พลังน้ำนำเข้า/มาเลเซีย	5.4%	15.3%	5.2%
นิวเคลียร์	0.0%	11.0%	0.0%
รวม	100.0%	100.0%	100.0%

ตารางที่ 20: สัดส่วนพลังงานไฟฟ้าจากแหล่งในและนอกประเทศ แผนพีดีพี 2010 กำหนดให้ไฟฟ้าประมาณร้อยละ 60 จะมาจากแหล่งต่างประเทศ ทำให้ประเทศไทยต้องพึ่งพาการนำเข้าอย่างมาก ในทางตรงกันข้าม แผนพีดีพี 2012 วางแผนให้พึ่งพาแหล่งพลังงานในประเทศเป็นส่วนใหญ่เพื่อตอบสนองความต้องการไฟฟ้า

การส่งเสริมพลังงานหมุนเวียน

รัฐบาลได้กำหนดเป้าหมายที่จะเพิ่มสัดส่วนพลังงานหมุนเวียนในการใช้พลังงานรวมของประเทศเป็นร้อยละ 25 ภายในปี 2563 แม้ว่าจะไม่ได้มีเป้าหมายเฉพาะของกิจการไฟฟ้า แต่สิ่งที่ถูกวางแผนเอาไว้สำหรับกิจการไฟฟ้าก็จะส่งผลกระทบต่อการใช้พลังงานโดยรวมด้วย ถึงแม้แผนพีดีพี 2012 จะรับเอาตัวเลขกำลังการผลิตพลังงานหมุนเวียนและเป้าพลังงาน (หน่วยเป็นเมกะวัตต์และกิกะวัตต์) เดียวกันกับที่ใช้ในแผนพีดีพี 2010 แต่เนื่องจากแผนพีดีพี 2012 มีกำลังผลิตไฟฟ้ารวมของระบบที่ต่ำกว่า สัดส่วนของพลังงานหมุนเวียนในแผนพีดีพี 2012 จึงสูงกว่า (ดูตารางที่ 21)

ประเภทกำลังการผลิต	2553		แผน PDP 2010		PDP2012	
			2573		2573	
	กำลังผลิต (MW)	สัดส่วน	กำลังผลิต (MW)	สัดส่วน	กำลังผลิต (MW)	สัดส่วน
ถ่านหิน	3,527	11%	12,669	19%	3,087	9%
ก๊าซ	16,091	51%	21,668	33%	9,572	27%
พลังน้ำ กฟผ.	3,424	11%	3,936	6%	3,936	11%
พลังน้ำนำเข้า	1,260	4%	9,827	15%	1,737	5%
โคเจนฯ	1,878	6%	7,024	11%	11,824	33%
พลังงานหมุนเวียน	767	2%	4,804	7%	4,804	14%
น้ำมัน/ก๊าซ	3,784	12%	0	0%	0	0%
นิวเคลียร์	0	0%	5,000	8%	0	0%
อื่นๆ (น้ำมัน, ก๊าซ/ดีเซล, สายส่งมาเลเซีย)	619	2%	619	1%	619	2%
รวม	31,350	100%	65,547	100%	35,579	100%

ตารางที่ 21: เปรียบเทียบกำลังผลิตไฟฟ้าในแผนพีดีพี 2010 กับแผนพีดีพี 2012

การลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก

หนึ่งในวัตถุประสงค์ของแผนพีดีพี 2010 ก็คือการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกหรือก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์จากกิจการไฟฟ้า รัฐบาลมักจะอ้างว่าแผนพีดีพี 2010 จะช่วยลดความเข้มข้นของก๊าซเรือนกระจก (GHG intensity) หรือลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง (kWh) ของพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ (ลดลง -4.4% หากใช้สมมติฐานการคำนวณตามที่จะกล่าวถึงต่อไป) ประเด็นนี้มีข้อพึงระวังอยู่ ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกทั้งหมดไม่ได้ลดลงเลย แต่กลับเพิ่มขึ้นเกือบเท่าตัว โดยเพิ่มขึ้นร้อยละ 97 ในปี 2573 เมื่อเปรียบเทียบกับปี 2553 ที่เป็นเช่นนี้เนื่องจากการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ทั้งหมดนั้นเป็นผลคูณของความเข้มข้นของก๊าซเรือนกระจก (การปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์/kWh) คูณกับปริมาณพลังงานไฟฟ้า (kWh) ทั้งหมดที่ผลิตเพื่อสนองความต้องการใช้ไฟฟ้า ค่าพยากรณ์การใช้พลังงานตามแผนพีดีพี 2010 สูงขึ้นเป็นเท่าตัวจากปี 2553 เทียบกับปี 2573

ในทางตรงกันข้าม การปล่อยก๊าซทั้งหมดในกรณีของแผนพีดีพี 2012 นั้นจะเพิ่มขึ้นเพียงร้อยละ 3.7 ส่วนก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ต่อหัวประชากรจะลดลงร้อยละ 7.7 (ดูตารางที่ 22) ที่เป็นเช่นนี้เนื่องจากการเลือกที่จะหลีกเลี่ยงการสร้างโรงไฟฟ้าลิกไนต์และถ่านหินใหม่ และลงทุนกับมาตรการด้านการใช้พลังงานแทน และหากจำเป็นต้องพึ่งพิงโรงไฟฟ้าก๊าซ เราเลือกเทคโนโลยีการผลิตแบบโคเจนเนอเรชั่นแทนที่จะเน้นใช้เทคโนโลยีแบบรวมศูนย์ขนาดใหญ่เป็นหลักซึ่งมีประสิทธิภาพต่ำ

ประเภท	PDP 2010	PDP 2010	PDP 2012
	2553	2573	2573
	(กิโลตัน)	(กิโลตัน)	(กิโลตัน)
ลิกไนต์-กฟผ./นำเข้า	19,631	26,404	10,226
ถ่านหิน-กฟผ./IPP	9,625	70,433	14,703
น้ำมันเตา	675	0	0
ดีเซล	73	14	14
ก๊าซธรรมชาติ	48,610	44,113	31,212
พลังน้ำขนาดใหญ่-กฟผ./นำเข้า	208	859	225
โคเจนเนอเรชั่น-ก๊าซ	3,234	16,884	29,989
โคเจนเนอเรชั่น-ถ่านหิน	1,476	0	0
มาเลเซีย	139	416	416
ชีวมวล	745	745	745
ก๊าซชีวภาพ	-12	-12	-12
พลังงานแสงอาทิตย์	84	84	84
พลังน้ำขนาดเล็ก	1	1	1
ลม	5	5	5
ขยะ	26	26	26
นิวเคลียร์	0	6,497	0
รวม	**84,520**	**166,468**	**87,634**

ประเภท	PDP 2010 2553 (กิโลตัน)	PDP 2010 2573 (กิโลตัน)	PDP 2012 2573 (กิโลตัน)
ความเข้มข้นการปล่อยก๊าซเรือนกระจก (กก./kWh)	0.50	0.48	0.34
การปล่อยก๊าซเรือนกระจก/หัว (ตัน/ปี)	1300.30	2280.39	1200.47
		การเปลี่ยนแปลงเมื่อเทียบกับปี 2553	
ปริมาณรวมก๊าซเรือนกระจก		97.0%	3.7%
ความเข้มข้นการปล่อยก๊าซเรือนกระจก		-4.4%	-32.9%
การปล่อยก๊าซเรือนกระจก/หัว		75.4%	-7.7%

ตารางที่ 22: เปรียบเทียบการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ระหว่างแผนพีดีพี 2010 กับแผนพีดีพี 2012

การคำนวณข้างต้นนั้นอิงอยู่กับสมมติฐานที่แสดงไว้ในตารางที่ 23 เนื่องจากตัวเลขการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์จากโรงไฟฟ้าพลังน้ำนั้นเดิมอิงมาจากตัวเลขในภูมิภาคยุโรป จึงไม่เหมาะหรือไม่อาจนำมาใช้ได้กับกรณีประเทศไทยและประเทศเพื่อนบ้านโดยตรง งานศึกษาต่าง ๆ ได้แสดงว่าอ่างเก็บน้ำในภูมิภาคเขตร้อนนั้นเป็นแหล่งสำคัญของการปล่อยก๊าซเรือนกระจก[17] ณ ปัจจุบันนี้ยังไม่มีความพยายามอย่างจริงจังในการศึกษาหาปริมาณและข้อมูลเรื่องการปล่อยก๊าซเช่นนี้ในภูมิภาคนี้

ประเภท	ก๊าซเรือนกระจก GHG g/kWh	ไนโตรเจนออกไซด์ NO_x g/kWh	ซัลเฟอร์ไดออกไซด์ SO_2 g/kWh	ฝุ่นละออง TSP g/kWh	ปรอท Hg mg/kWh
ลิกไนต์-กฟผ./นำเข้า	1,200	5.80	5.27	0.62	0.04
ถ่านหิน-กฟผ./IPP	960	3.79	3.76	0.33	0.36
น้ำมันเตา	770	2.90	4.90	0.25	0.01
ดีเซล	650	2.90	1.29	0.25	0.01
ก๊าซธรรมชาติ	512	1.25	0.31	0.01	0.00
พลังน้ำขนาดใหญ่-กฟผ./นำเข้า	15	0.02	0.01	0.01	0.00
โคเจนเนอเรชั่น-ก๊าซ	343	0.84	0.21	0.01	0.00
โคเจนเนอเรชั่น-ถ่านหิน	643	2.54	2.52	0.23	0.36

17 ดูรายงาน (McCulley, 2006) ซึ่งได้รวบรวมและวิเคราะห์ผลการศึกษาต่าง ๆ ในเรื่องดังกล่าว

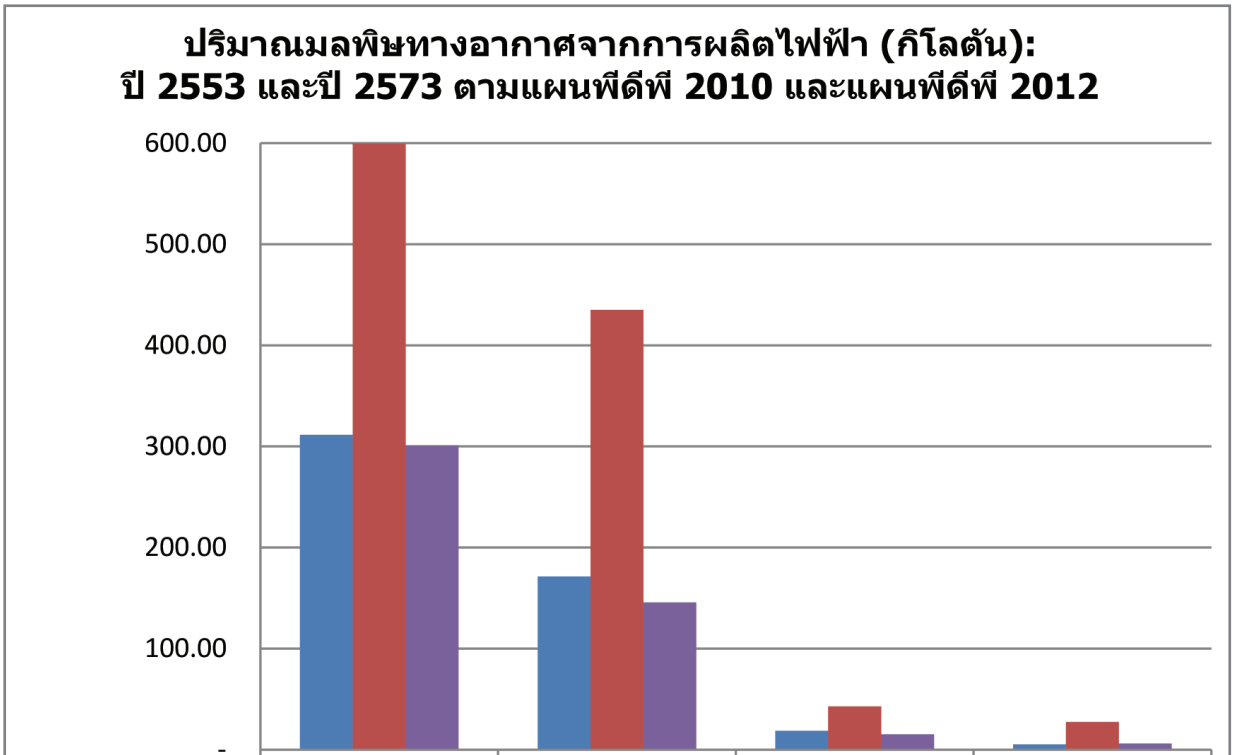
ประเภท	ก๊าซเรือนกระจก GHG g/kWh	ไนโตรเจนออกไซด์ NO_x g/kWh	ซัลเฟอร์ไดออกไซด์ SO_2 g/kWh	ฝุ่นละออง TSP g/kWh	ปรอท Hg mg/kWh
มาเลเซีย	443	1.25	0.31	0.10	0.00
ชีวมวล	46	2.50	0.30	0.20	0.00
ก๊าซชีวภาพ	-33	1.94	0.07	0.10	0.00
พลังงานแสงอาทิตย์	30	0.01	0.02	0.02	0.00
พลังน้ำขนาดเล็ก	2	0.01	0.00	0.00	0.00
ลม	10	0.00	0.07	0.01	0.00
ขยะ	58	3.13	0.38	0.25	0.00
นิวเคลียร์	170	0	0	0	0

ตารางที่ 23: สมมติฐานที่ใช้ในการคำนวณประเภทการปล่อยก๊าซต่าง ๆ จากการผลิตพลังงาน ที่มา: เดชรัต 2550, น. 183.

การลดผลกระทบทางสุขภาพและสิ่งแวดล้อม

โครงการโรงไฟฟ้าโดยเฉพาะโครงการขนาดใหญ่ มีผลกระทบทางสุขภาพ สังคม และนิเวศวิทยาอย่างมาก ผลกระทบทางสุขภาพนั้นเกิดจากมลพิษที่ปล่อยออกจากโรงผลิตไฟฟ้า ทั้งมลพิษทางอากาศ น้ำ และความร้อน โครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำยังมีผลกระทบต่อสุขภาพอันเกิดจากการเปลี่ยนแปลงคุณภาพน้ำ การเพิ่มขึ้นของโรคติดต่อทางน้ำ และมีผลกระทบต่ออาหารในท้องถิ่น เช่น ปลาน้ำจืด การที่แผนพีดีพี 2012 เลือกที่จะให้ความสำคัญกับการลงทุนในมาตรการด้านการใช้และประสิทธิภาพพลังงาน ซึ่งมีผลกระทบต่ำหรือไม่มีเลย และในเทคโนโลยีโคเจนเนอเรชั่น ที่มีประสิทธิภาพมากกว่าการสร้างโรงไฟฟ้าแบบรวมศูนย์แห่งใหม่ ทำให้แผนพีดีพี 2012 นั้นดีกว่ามากในเรื่องสิ่งแวดล้อม ดังที่แสดงให้เห็นในปริมาณการปล่อยมลพิษทางอากาศ เช่น ไนโตรเจนไดออกไซด์ (NO_x) ซัลเฟอร์ไดออกไซด์ (SO_2) ฝุ่นละอองรวม (total suspended particles-TSP) และปรอท (Hg) ซึ่งล้วนเป็นอันตรายต่อสุขภาพ

ผลกระทบจากการผลิตไฟฟ้ายังมีในรูปแบบอื่น ๆ อีกด้วย เช่น ความเสี่ยงในการปนเปื้อนรังสีจากโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ การทำลายระบบนิเวศจากโรงไฟฟ้าพลังน้ำ การต้องย้ายถิ่นประชากรของชุมชนที่ได้รับผลกระทบ ความขัดแย้งและการแตกแยกทางสังคม และการทำให้แม่น้ำและมหาสมุทรมีอุณหภูมิสูงขึ้น เป็นต้น แผนพีดีพี 2012 ใช้ข้อกังวลต่อผลกระทบเหล่านี้เป็นแนวทางในการเลือกแหล่งพลังงาน และได้จัดหาแหล่งพลังงานที่เพียงพอต่อความต้องการพลังงานโดยที่ไม่ต้องสร้างโครงการใหม่ในพื้นที่ที่ไม่เคยมีโรงไฟฟ้ามาก่อน (new greenfield projects) เป็นที่ชัดเจนว่าแผนพีดีพี 2012 สามารถบรรลุนโยบายประการนี้ได้ในขณะที่แผนพีดีพี 2010 ไม่สามารถทำได้



2010	311.47	171.30	18.74	5.27
2030 (PDP2010)	599.66	435.11	42.77	27.51
2030 (PDP2012)	301.12	145.61	15.14	6.06

แผนภูมิที่ 6: เปรียบเทียบแผนพีดีพี 2010 กับแผนพีดีพี 2012 ในเรื่องการปล่อยไนโตรเจนไดออกไซด์ (NO_x) ซัลเฟอร์ไดออกไซด์ (SO_2) ฝุ่นละอองรวม (total suspended particles-TSP) และปรอท (Hg) ในปี 2553 และ 2573

ภาระต่อผู้บริโภค

จากมุมมองด้านเศรษฐศาสตร์นโยบายสาธารณะ การตัดสินใจเพื่อผลประโยชน์สูงสุดของประเทศหรือของสาธารณะควรจะอยู่บนฐานต้นทุนทางเศรษฐกิจ (ต้นทุนทั้งหมดต่อสังคม) ไม่ใช่ต้นทุนทางการเงินของบริษัทหรือหน่วยงานที่รับผิดชอบของรัฐ ในด้านการพลังงาน ต้นทุนทางเศรษฐกิจของไฟฟ้ารวมถึงต้นทุนภายนอก (Externality) (เช่น ผลกระทบทางสิ่งแวดล้อมและสุขภาพจากการผลิตพลังงาน) และรวมถึงผลประโยชน์ภายนอก (เช่น การสร้างงาน) ด้วย ไฟฟ้าถ่านหินอาจจะดูเหมือนว่า “ถูก” แต่เมื่อพิจารณาถึงต้นทุนสายส่งและต้นทุนทางสุขภาพและสิ่งแวดล้อมแล้ว ไฟฟ้าพลังงานถ่านหินก็ไม่ถูกอีกต่อไป ในทำนองเดียวกัน เขื่อนผลิตไฟฟ้าพลังน้ำอาจจะดูเหมือนว่า “ถูก” นั่นก็เพียงเพราะต้นทุนของความสูญเสียความหลากหลายทางชีวภาพและผลกระทบทางนิเวศวิทยายังไม่ได้ถูกนับรวมเข้าไปด้วยเท่านั้น

ถึงแม้ในกรณีที่เราไม่พิจารณาถึงต้นทุนภายนอก วิธีการเปรียบเทียบต้นทุนทางเลือกการผลิตพลังงานต่าง ๆ ที่มักจะทำในกระบวนการพีดีพีนั้นมักจะเปรียบเทียบต้นทุนการผลิตเพียงเท่านั้น ทำให้การผลิตแบบรวมศูนย์ขนาดใหญ่ได้เปรียบในขณะที่ทางเลือกอื่น (พลังงานที่สะอาดหรือแบบกระจายศูนย์) เสียเปรียบ ส่วนการประหยัดจากใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพและการจัดการด้านการใช้นั้นเกิดผลที่ปลายทางของการใช้ไฟ จึงไม่จำเป็นต้องมีโครงสร้างในการจัดจำหน่ายหรือการส่งจ่ายไฟฟ้า การผลิตแบบกระจายเช่นการผลิตโดย VSPP และ SPP นั้น

สามารถผลิตไฟฟ้าได้ปริมาณใกล้เคียงความต้องการ และต้องใช้เพียงระบบการจัดจำหน่ายเพื่อส่งไฟฟ้าไปยังผู้ใช้เท่านั้น (ไม่ต้องมีต้นทุนในการส่งและมีความสูญเสียระหว่างทางน้อยกว่า) SPP บางรายอาจจะมีขนาดใหญ่พอที่จะต้องผ่านระบบส่งจ่ายกำลังไฟฟ้า การผลิตขนาดใหญ่ (แบบรวมศูนย์) ต้องใช้ต้นทุนเรื่องการส่ง (การส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าและการจัดจำหน่าย) อย่างเต็มที่ แผนพีดีพี 2012 เน้นเรื่องการประหยัดพลังงาน พลังงานหมุนเวียน การโคเจนเนอเรชั่น และการยืดอายุการใช้งานโรงไฟฟ้าหรือการปรับปรุงให้โรงไฟฟ้ามีประสิทธิภาพมากกว่า แม้ว่าพลังงานหมุนเวียนและการโคเจนเนอเรชั่นจะมีต้นทุนในการผลิตไฟฟ้าสูงกว่า แต่ต้นทุนนี้ก็ถูกบรรเทาลงจากต้นทุนในการส่งจ่ายไฟฟ้าที่ต่ำกว่า (ดูตารางที่ 24)

ประเภท	ต้นทุนไฟฟ้าที่ส่งถึงผู้ใช้ไฟฟ้า (ไม่รวมต้นทุนภายนอก) (บาท/kWh)			
	การผลิต	ระบบส่งไฟฟ้า[1]	ระบบจำหน่ายไฟฟ้า[2]	รวม
การจัดการด้านการใช้พลังงาน (DSM)	1.00[3]	-	-	1.00
ถ่านหิน-แม่เมาะ	1.50[4]	0.37	0.44	2.31
พลังน้ำ-นำเข้า	2.11[5]	0.37	0.44	2.92
ถ่านหิน-กฟผ./IPP	2.12[6]	0.37	0.44	2.93
ก๊าซ-กฟผ./IPP	2.29[6]	0.37	0.44	3.10
SPP - ก๊าซ/ถ่านหิน/พลังงานหมุนเวียน	2.60[7]	0.19[8]	0.44	3.23
นิวเคลียร์	2.79[9]	0.37	0.44	3.60
พลังงานหมุนเวียน VSPP	3.75[10]	-	0.44	4.19
ดีเซล	4.12[11]	0.37	0.44	4.93
น้ำมันเตา - กฟผ./IPP	4.12[6]	0.37	0.44	4.93

ตารางที่ 24: ต้นทุนของไฟฟ้าที่ส่งถึงผู้บริโภค (ไม่รวมต้นทุนภายนอก) หน่วยเป็นบาท/กิโลวัตต์ชั่วโมง

หมายเหตุ: (1) ใช้สมมติฐาน ร้อยละ 12.4 ของต้นทุนไฟฟ้าทั้งหมดมาจากระบบส่งไฟฟ้า

(2) ใช้สมมติฐาน ร้อยละ 14.5 ของต้นทุนไฟฟ้าทั้งหมดมาจากระบบจัดจำหน่ายไฟฟ้า

(3) ตัวเลขนี้แสดงถึงต้นทุนเฉลี่ยโดยประมาณของการประหยัดพลังงานจริงจากโครงการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้า EE/DSM (0.5-1.5 บาท/kWh) (ที่มา: (du Pont 2005))

(4) โดยการประมาณของผู้เขียน

(5) ต้นทุนเฉลี่ยการซื้อพลังงานจากโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำในประเทศลาว (ที่มา: สำนักงานคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ 2550, แผ่นภาพที่ 41)

(6) สมมติฐานต้นทุนในพีดีพี 2007 ซึ่งอิงราคาน้ำมันที่ไม่คงที่เปลี่ยนแปลง ดังนั้นจึงมีแนวโน้มที่จะต่ำกว่าความเป็นจริง (ที่มา: สำนักงานคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ 2550, แผ่นภาพที่ 63)

(7) ราคาซื้อตามระเบียบ SPP

(8) SPP ขายไฟฟ้าให้ กฟผ. แต่ส่วนใหญ่เชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายไฟฟ้า SPP ขนาดใหญ่บางรายส่งไฟฟ้าผ่านระบบส่ง แต่ในที่นี้ ถือสมมติฐานว่าร้อยละ 50 ของไฟฟ้าจาก SPP ไหลผ่านระบบส่งไฟฟ้า ดังนั้นต้นทุนในการส่งไฟฟ้าจึงเป็นครึ่งหนึ่งของระบบการผลิตแบบรวมศูนย์

(9) การประมาณการของกฟผ. ณ วันที่ 17 กุมภาพันธ์ 2553 แม้ว่าจะต่ำกว่าราคาตลาดในต่างประเทศอยู่มากก็ตาม ตัวเลขของ กฟผ.นั้นคิดมาจากต้นทุน 3,087 เหรียญสหรัฐฯ ต่อกิโลวัตต์ ส่วนต้นทุน ณ เดือนตุลาคม 2552 นั้นบริษัทเรตติ้ง Moody's (ซึ่งมีส่วนในการอนุมัติเงินกู้โครงการโรงไฟฟ้านิวเคลียร์) ชี้ว่าอยู่ที่ 7,000 เหรียญสหรัฐฯ ต่อกิโลวัตต์

(10) ราคาซื้อตามระเบียบ VSPP โดยถือสมมติฐานว่าราคาขายส่งอยู่ที่ 2.7 บาท/กิโลวัตต์ชั่วโมง นี่เป็นราคาเฉลี่ยของ VSPP ต่าง ๆ ที่กำหนดไว้ในแผนพีดีพี 2010

(11) สมมติฐานว่าเป็นต้นทุนเดียวกันกับไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้ากังหันก๊าซ (ที่มาสำนักงานคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ 2550, แผ่นภาพที่ 63)

เพื่อให้มีการเปรียบเทียบอย่างเป็นธรรมในระหว่างการผลิตประเภทต่าง ๆ ต้นทุนของไฟฟ้าที่ถูกส่งไปยังผู้บริโภค (การผลิตรวมกับการส่งและจำหน่ายไฟฟ้า เป็นต้นทุนรวมที่ผู้บริโภคจ่ายให้การไฟฟ้า) จึงควรเป็นต้นทุนที่ต้องใช้ในการวิเคราะห์จากมุมมองของผู้บริโภค

นอกจากนี้ ในการเปรียบเทียบต้นทุนของบริการไฟฟ้าที่ถูกส่งไปยังผู้บริโภคนั้น ต้นทุนที่เกี่ยวข้องก็คือค่าไฟฟ้าที่ผู้บริโภคต้องจ่ายในแต่ละเดือน แม้ว่าค่าไฟฟ้าโดยเฉลี่ยต่อหน่วยของไฟฟ้าที่ไปถึงผู้บริโภคตามการคาดการณ์ของแผนพีดีพี 2012 จะอยู่ที่ประมาณร้อยละ 12 ซึ่งสูงว่าในกรณีของแผนพีดีพี 2010 แต่ค่าไฟที่ผู้บริโภคจะต้องจ่ายรายเดือนนั้นกลับถูกกว่าร้อยละ 10 ดังที่แสดงไว้ในตารางที่ 25 ทั้งนี้ เนื่องจากการลงทุนในมาตรการจัดการด้านการใช้และประสิทธิภาพพลังงาน ทำให้ผู้บริโภคได้บริการไฟฟ้าในระดับเดิมโดยที่ใช้ไฟฟ้าน้อยลง (ประสิทธิภาพการใช้พลังงานดีขึ้น เช่น อุปกรณ์ไฟฟ้าที่ใช้มีประสิทธิภาพสูง) การบริโภคที่น้อยลงอันเนื่องมาจากการลงทุนในมาตรการด้านการใช้และประสิทธิภาพพลังงาน จึงทำให้ค่าไฟรวมต่อเดือนถูกลง และเป็นการประหยัดเงินสำหรับผู้บริโภค

ปี 2573	PDP 2010	PDP 2012	ส่วนต่าง (PDP 2012 – PDP 2010)
ต้นทุนค่าไฟฟ้ารวม (ล้านบาท)	1,097,335	723,946	
รวมหน่วยขาย (GWh)	347,947	208,896	
ค่าไฟฟ้าเฉลี่ย (บาท/kWh)	**3.15**	**3.47**	**9.89%**
% หน่วยการใช้ไฟที่ลดลงจากมาตรการจัดการด้านการใช้	0.00%	20.00%	
ปริมาณการใช้ไฟที่เหลือจากฐานการใช้ที่ 150 kWh/เดือน	150.00	120.00	
ค่าไฟฟ้ารายเดือน (บาท/เดือน)	**473.06**	**415.87**	**-12.09%**

ตารางที่ 25: เปรียบเทียบต้นทุนการบริการไฟฟ้าที่ส่งไฟยังผู้บริโภค ในแผนพีดีพี 2010 กับแผนพีดีพี 2012

ข้อเสนอแนะเชิงนโยบาย

การวิเคราะห์ข้างต้นชี้ให้เห็นชัดว่ามีทางเลือกในการตอบสนองความต้องการไฟฟ้าของประเทศไทยที่ถูกกว่าและสะอาดกว่าทางเลือกที่กำหนดไว้ในแผนพีดีพี 2010 นอกจากนี้ พลังงานที่ถูกกว่าและสะอาดกว่านี้ยังสอดคล้องกับเป้าหมายทางนโยบายด้านการพลังงานของรัฐบาลมากกว่า

เราจะก้าวไปสู่อนาคตที่แผนพีดีพีที่ “ถูกกว่า สะอาดกว่า พร้อมรับต่อความเปลี่ยนแปลงได้ดีกว่า” จะได้รับการพิจารณาและเห็นชอบให้เป็นแผนทางการของประเทศไทยได้อย่างไร? เราเชื่อว่าการจะทำให้แผนพีดีพีเช่นนี้เป็นแผนทางการจะต้องมีการเปลี่ยนแปลงในโครงสร้างการบริหารที่ดูแลกระบวนการพีดีพี วิธีวิทยาการทำแผน และในการทำงานประจำวันของผู้กำกับดูแลอุตสาหกรรมพลังงาน

เราได้สรุปข้อเสนอแนะเหล่านี้ไว้ดังต่อไปนี้ ซึ่งหากมีการนำข้อเสนอแนะเชิงนโยบายต่อไปนี้ไปใช้แล้วจะช่วยพัฒนาความรับผิดชอบตรวจสอบได้ของกระบวนการแผนพีดีพี และช่วยดูแลให้การวางแผนกิจการพลังงานในประเทศไทยตอบสนองประโยชน์สาธารณะ

1) <u>สร้างกรอบในการทำให้แผนพีดีพีต้องรับผิดชอบต่อนโยบายรัฐ</u> นโยบายทางการที่บัญญัติไว้ใน พ.ร.บ. การประกอบกิจการพลังงาน 2550 มีดังต่อไปนี้:

   - ความมั่นคงทางพลังงาน: จัดหาพลังงานให้เพียงพอต่อความต้องการ
   - การพึ่งตนเองทางพลังงาน: ลดการพึ่งพาการนำเข้า
   - ส่งเสริมการใช้พลังงานหมุนเวียน
   - การใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพ
   - ใช้เชื้อเพลิงที่หลากหลาย
   - ลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์
   - ลดผลกระทบจากการจัดการพลังงาน
   - ราคาค่าบริการพลังงานที่เป็นธรรมและสมเหตุสมผลสำหรับผู้บริโภค

   เอกสารชิ้นนี้ได้เสนอกรอบตัวชี้วัดโดยมีเกณฑ์เพื่อบรรลุเป้าหมายดังกล่าว เช่น สัดส่วนการนำเข้าพลังงาน การปล่อยมลพิษทางอากาศและก๊าซเรือนกระจก และค่าไฟฟ้าที่คาดว่าผู้บริโภคจะต้องจ่ายสำหรับค่าบริการไฟฟ้า

2) <u>ปรับปรุงการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าโดยใช้แบบจำลอง End-use ให้ครอบคลุมทุกภาคส่วนแทนการพยากรณ์แบบเศรษฐมิติ</u> วิธีการที่ใช้อยู่ในปัจจุบันดังที่ได้กล่าวมาในเอกสารชิ้นนี้ ปรากฏชัดแล้วว่าสะท้อนความเป็นจริง โดยมักจะคาดการณ์ความต้องการไฟฟ้าที่สูงกว่าที่เกิดขึ้นจริง และทำให้เกิดการลงทุนเกิน วิธีการพยากรณ์แบบล่างขึ้นบนจะติดตามแนวโน้มในการบริโภคพลังงานตามกลุ่มผู้บริโภคตามแต่ละวิธีการใช้ไฟฟ้า โดยคำนึงถึงทางเปลี่ยนแปลงทางเทคโนโลยี ประชากรและโครงสร้างทางเศรษฐกิจด้วย

3) <u>ปฏิรูปกระบวนการวางแผนระบบไฟฟ้าไปสู่กระบวนการ Integrated Resource Planning (IRP):</u>

- เปิดให้ภาคประชาชนเข้าถึงและมีส่วนร่วมมากขึ้นในกระบวนการพิจารณาและจัดทำแผนขยายระบบไฟฟ้า ที่ผ่านมา การจัดทำแผนพีดีพี 2007 และแผนพีดีพี 2010 ได้เริ่มให้การรับฟังความเห็น ซึ่งเป็นจุดเริ่มต้นที่ดีที่สร้างความตื่นตัวและความเข้าใจให้แก่ภาคสังคม และนำมาสู่แผนทีพีดีพี ที่มีความสมบูรณ์มากขึ้นโดยได้รวมเอาพลังงานหมุนเวียนและมาตรการด้านการใช้ไฟฟ้ามาบรรจุอยู่ในแผน หากแนวโน้มการมีส่วนร่วมดีขึ้นตามลำดับ ผลที่เกิดขึ้นจะสนองตอบต่อความต้องการของส่วนรวมได้ดีขึ้น

- การวางแผนระบบไฟฟ้าควรตั้งอยู่บนหลักการต้นทุนแท้จริงที่ต่ำสุด เพื่อให้มีการเปรียบเทียบอย่างเป็นธรรม ต้นทุนที่ใช้ในการวิเคราะห์แผนควรจะเป็น “ต้นทุนของไฟฟ้าที่ถูกส่งไปยังผู้ใช้” ไม่ใช่เพียงต้นทุนในการผลิต การจำกัดการพิจารณาไว้ที่เพียงต้นทุนการผลิตจะทำให้ไม่ได้รวมเอาต้นทุนของระบบการส่งและจำหน่ายไฟฟ้าเข้าไว้ด้วย ซึ่งทำให้เพิ่มต้นทุนอีกกว่าร้อยละ 40 ของต้นทุนการผลิตไฟฟ้าในประเทศไทย การใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพและการผลิตแบบกระจายศูนย์ช่วยลดการใช้ไฟฟ้าที่ปลายทางได้ ทำให้ลดความจำเป็นที่จะลงทุนขยายหรือชะลอระบบส่งหรือจำหน่ายไฟฟ้า นอกจากนี้ วิธีการคำนวณต้นทุนในปัจจุบันยังละเลยต้นทุนทางสิ่งแวดล้อมภายนอก เช่น การสูญเสียผลิตผลทางการเกษตรเนื่องจากฝนกรด ผลกระทบทางสุขภาพจากฝุ่นละอองและการรั่วไหลของปรอท การต้นทุนเรื่องก๊าซเรือนกระจกระดับโลก ต้นทุนทางสิ่งแวดล้อมภายนอกเหล่านี้ควรจะถูกคิดรวมไว้ในกระบวนการตัดสินใจด้วย

- ทางเลือกพลังงานที่พิจารณาในแผนพีดีพีควรจะมีมากกว่าทางเลือกหลักไม่กี่ทางเลือกดังเช่นในปัจจุบัน (โรงไฟฟ้าถ่ายหินขนาดใหญ่ โรงไฟฟ้าพลังก๊าซขนาดใหญ่ นำเข้าไฟฟ้าพลังน้ำ และนิวเคลียร์) โดยเฉพาะการพิจารณาการลงทุนในมาตรการด้านการใช้และประสิทธิภาพพลังงาน (EE/DSM) เป็นทางเลือกหนึ่งในการจัดหา นอกจากนี้พลังงานหมุนเวียน การผลิตแบบโคเจนเนอเรชั่น การยืดอายุการใช้งานโรงไฟฟ้า การปรับปรุงประสิทธิภาพการผลิตของโรงไฟฟ้า และการก่อสร้างโรงไฟฟ้าในบริเวณที่มีโรงไฟฟ้าอยู่แล้ว ก็ควรได้รับการพิจารณาเป็นทางเลือกที่เท่าเทียมด้วย ดังที่ได้อภิปรายไว้ในงานศึกษาชิ้นนี้

- ควรจะมีการจัดทำและพิจารณาเปรียบเทียบภาพฉาย (scenario) ในกรณีต่าง ๆ ที่มีความเป็นไปได้ในกระบวนการทำแผนพีดีพี เพื่อให้สะท้อนถึงสมมติฐานต่าง ๆ เกี่ยวกับความไม่แน่นอนที่เป็นตัวแปรในอนาคต แนวทางการจัดทำแผนพีดีพีในปัจจุบันทำให้เกิดภาพฉายกรณีฐานเพียงภาพเดียว บวกกับกรณีความเป็นไปได้อีกเพียงสองทาง คือ การเติบโตทางเศรษฐกิจ “สูง” และ “ต่ำ” แต่ไม่มีการพิจารณาความไม่แน่นอนหรือปัจจัยความเสี่ยงอย่างอื่นเลย ในภูมิภาคแปซิฟิกตะวันตกเฉียงเหนือของประเทศสหรัฐอเมริกา การวางแผนพลังงานแบบ IRP จะพิจารณาตัวแปรหรือปัจจัยเสี่ยงต่าง ๆ เช่น การเติบโตของเศรษฐกิจ แนวโน้มราคาเชื้อเพลิง ราคาคาร์บอน (ก๊าซเรือนกระจก) และระดับน้ำในเขื่อนกรณีต่าง ๆ นำมาผสมผสานเป็นภาพฉายอนาคตที่เป็นไปได้ รวมถึง 750 ภาพฉาย จากนั้นนำเอาแผนกรณีต่าง ๆ มาเปรียบเทียบความเสี่ยงและต้นทุนรวม แผนที่ต้นทุนต่ำสุดอาจมีความเสี่ยงสูงกว่าแผนที่ต้นทุนสูงกว่าแต่อ่อนไหวต่อความไม่แน่นอนของปัจจัยต่าง ๆ ในอนาคตน้อยกว่า จากนั้นก็มีกระบวนการสาธารณะเพื่อให้สังคมเลือกแผนที่มีต้นทุนต่ำที่สุดภายใต้ระดับความเสี่ยงด้านต่าง ๆ ที่พอยอมรับได้ จากภาพอนาคตหลากหลายที่อาจเกิดขึ้นได้

- ควรจะมีการประเมินผลกระทบของการผลิตไฟฟ้าตามมาตรฐานของไทยแม้ในกรณีที่ผลกระทบเหล่านี้เกิดขึ้นในประเทศอื่น แผนในปัจจุบันที่จะนำเข้าไฟฟ้าพลังน้ำและโรงไฟฟ้าลิกไนต์ในเขตชายแดนฝั่งลาว พม่าและกัมพูชา ซึ่งคาดว่าจะผลกระทบรุนแรงไม่เฉพาะในประเทศเพื่อนบ้าน (ทั้ง ๆ ที่ไฟฟ้าที่ผลิตได้ส่งมาให้ประเทศไทยเกือบทั้งหมด) แต่จะกระทบต่อชุมชนในฝั่งประเทศไทยด้วย ไม่โดยตรงหรือโดยอ้อม

4) สร้างแรงจูงใจให้การไฟฟ้าส่งเสริมการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพ

ในปัจจุบันการไฟฟ้าของไทยไม่มีแรงจูงใจในการให้ความสำคัญต่อการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพด้วยเหตุผลสามประการ จำต้องมีการเปลี่ยนแปลงโครงสร้างแรงจูงใจเหล่านี้:

- ปัญหา: การไฟฟ้ามีรายได้จากการขายไฟฟ้า การใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพแปลว่าจะมีกิโลวัตต์ชั่วโมงที่ขายได้น้อยลง ทำให้มีรายได้ลดลง
  ทางออก: ตัดการเชื่อมรายได้ของการไฟฟ้าเข้ากับการขายกิโลวัตต์ชั่วโมงของไฟฟ้า

- ปัญหา: ภายใต้กรอบหลักเกณฑ์การกำกับการไฟฟ้าในปัจจุบัน ผลตอบแทนการลงทุนกำไรของการไฟฟ้าผูกติดกับงบประมาณการลงทุน กล่าวง่าย ๆ ก็คือ ยิ่งลงทุนมากเท่าใด การไฟฟ้า (รวมถึงผู้บริหารและพนักงานที่ได้โบนัสสูงขึ้น) ก็จะยิ่งสามารถทำกำไรได้มากขึ้น ทำให้การไฟฟ้าให้ความสำคัญแต่ทางเลือกพลังงานที่ต้องลงทุนสูง (สร้างโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่)
  ทางออก: ระบบกำกับที่อยู่บนฐานของประสิทธิภาพและประสิทธิผลการดำเนินการ จะทำให้การไฟฟ้าได้รับผลตอบแทนจากการบรรลุเป้าการปฏิบัติงานที่มีการกำหนดไว้อย่างชัดเจน จึงควรมีการเปลี่ยนกรอบการกำกับการทำงานของการไฟฟ้าของรัฐ จากระบบที่อ้างอิงผลตอบแทนการลงทุน (Return-based regulation) มาเป็นการได้รับผลตอบแทนตามผลการปฏิบัติงาน (Performance-based regulation)

- ปัญหา: โครงการการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพและการจัดการด้านการใช้พลังงานของกฟผ. ในงบประมาณภายในของกฟผ. ถูกถือว่าเป็นค่าใช้จ่าย และจึงไม่ทำให้เกิดผลตอบแทนกำไรจากการลงทุนในส่วนนี้ จึงไม่จูงใจต่อการไฟฟ้า
  ทางออก: โครงการ DSM/EE ควรจะถูกถือว่าเป็นการลงทุน (ซึ่งกฟผ.จะสามารถได้ผลตอบแทนคืนพร้อมกำไร ไม่ใช่เป็นค่าใช้จ่ายที่องค์กรควรต้องประหยัด)

5) ลงทุนในการสร้างศักยภาพของประเทศไทยในการประเมินและตรวจสอบผลการประหยัดพลังงาน
การประเมินและตรวจสอบการประหยัดพลังงานเป็นสิ่งสำคัญที่จะทำให้การไฟฟ้ารู้สึกมั่นใจว่าการลงทุนในมาตรการด้านการใช้และประสิทธิภาพพลังงานนั้น “เป็นจริง” และตรวจวัดได้ แม้พัฒนาศักยภาพในการประเมินและตรวจสอบผลการประหยัดพลังงานนี้อาจจะต้องใช้งบประมาณ ค่าใช้จ่ายและบุคลากร แต่ก็ยังถูกกว่าการสร้างและหาเชื้อเพลิงให้โรงไฟฟ้าที่จะต้องสร้างใหม่ และถูกกว่างบประมาณนับพันล้านบาทที่ใช้ไปแล้วกับการเตรียมระบบพื้นฐาน บุคลากรและ “ทัศนคติที่ดี” เพื่อรองรับพลังงานนิวเคลียร์ในประเทศไทย

6) ยุบคณะกรรมการบริหารมาตรการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนที่ดูแลการอนุมัติโครงการ VSPP การอนุมัติโครงการ VSPP ถูกเตะถ่วงตั้งแต่มีการตั้งคณะกรรมการบริหารมาตรการฯ ขึ้นมา ซึ่งเป็นคณะกรรมการที่แต่งตั้งขึ้นโดยกระทรวงพลังงาน เพื่อตัดสินว่าโครงการ VSPP ใดที่จะ

ได้รับอนุญาตให้ดำเนินการต่อได้ ประเทศไทยควรจะมีนโยบายและกฎระเบียบหลักเกณฑ์ที่ชัดเจน เพื่อลดการแทรกแซงทางการเมือง โอกาสในการคอร์รัปชั่นและความไม่แน่นอนในการลงทุน อันถือเป็นการเพิ่มความเสี่ยงของการลงทุนในโครงการพลังงานหมุนเวียน การตัดสินใจอนุมัติหรือปฏิเสธโครงการควรตั้งอยู่บนเหตุผลทางเทคนิคและเงื่อนไขการปฏิบัติที่โปร่งใส ไม่ควรขึ้นอยู่กับวิจารณญาณของบุคคลไม่กี่คน

7) อนุญาตให้ฝ่ายที่สามสามารถเข้าถึงเครือข่ายท่อส่งก๊าซของ ปตท. ได้ ปัจจุบันนี้ บมจ.ปตท. เป็นผู้ผูกขาดกิจการจัดหาและท่อส่งก๊าซ และจึงทำให้การขยายเครือข่ายการส่งและจำหน่ายก๊าซธรรมชาติเป็นไปได้ช้าหรือไม่เป็นกลาง บริษัทอื่นๆ ควรจะได้รับอนุญาตให้เข้าถึงท่อส่งก๊าซของ ปตท. อย่างเท่าเทียมกัน เพื่อให้การขยายเครือข่ายท่อจำหน่ายก๊าซธรรมชาติไม่พึ่งอยู่กับ บมจ.ปตท. เป็นหลัก และเพื่อส่งเสริมการแข่งขันด้านราคาเพื่อเพิ่มโอกาสในการผลิตแบบโคเจนเนอเรชั่นมากขึ้น

8) แม้มาตรการเหล่านี้จะต้องใช้เวลาดำเนินการ แต่ประเทศไทยก็มีกำลังผลิตสำรองเพียงพอและมีโครงการที่อยู่ในระหว่างการดำเนินการเพียงพอที่จะรักษากำลังผลิตสำรองพึ่งได้ของระบบไฟฟ้าไปจนถึงปี 2560 ดังที่ได้กล่าวไว้แล้วในเอกสารชิ้นนี้ โครงการที่มีผลกระทบสูงที่ยังไม่ได้เริ่มก่อสร้าง สามารถถูกชะลอหรือยกเลิกไป โดยที่ยังคงรักษาเป้าของรัฐบาลที่จะมีพลังงานสำรองร้อยละ 15 ไว้ได้ ส่วนต่างที่มีอยู่ในปัจจุบันที่เกิดจากกำลังการผลิตส่วนเกินทำให้ประเทศไทยมีเวลาหลายปีในการเน้นปรับปรุงวิธีการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าและปฏิรูปกระบวนการวางแผน โดยไม่ต้องรีบสร้างโรงไฟฟ้าแบบรวมศูนย์ใหม่ ไม่ว่าจะเป็นโรงไฟฟ้าถ่านหิน ก๊าซ เขื่อนพลังน้ำขนาดใหญ่ หรือพลังงานนิวเคลียร์

ผู้เขียนหวังว่าผู้ที่อ่านเอกสารชิ้นนี้จะทำการศึกษาวิธีการและทางเลือกการวางแผนพลังงานในประเทศไทย และจะร่วมอภิปรายแลกเปลี่ยนและกำหนดทิศทางอนาคตของการพัฒนาระบบไฟฟ้าซึ่งมีความสำคัญต่อสังคมอย่างยิ่งนี้ด้วยกัน ทั้งนี้ เพื่อให้การวางแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าจะได้ก่อประโยชน์อย่างสูงทางเศรษฐกิจ สิ่งแวดล้อม และสังคม ต่อคนรุ่นต่อๆ ไป

ร่วมรับรองรายงานโดย

1. กรีนพีซเอเชียตะวันออกเฉียงใต้
2. กลไกประสานงานเครือผู้บริโภคภาคตะวันตก
3. กลุ่มอนุรักษ์ทับสะแก จ.ประจวบคีรีขันธ์
4. กลุ่มเกษตรอินทรีย์ อ.สนามชัยเขต จ.ฉะเชิงเทรา
5. กลุ่มคนรักษ์บ้านเกิดอุมุง ต.บุฮม อ.เชียงคาน จ.เลย
6. กลุ่มนิเวศวัฒนธรรมศึกษา
7. กลุ่มพลังไท
8. กลุ่มรักท้องถิ่นกุยบุรี-สามร้อยยอด จ.ประจวบคีรีขันธ์
9. กลุ่มรักท้องถิ่นบ่อนอก จ.ประจวบคีรีขันธ์
10. กลุ่มรักษ์เชียงคาน จ.เลย
11. กลุ่มศึกษาพลังงานที่ยั่งยืนและเป็นธรรม จ.อุบลราชธานี
12. กลุ่มอนุรักษ์ทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม จ.ราชบุรี
13. กลุ่มอนุรักษ์ธรรมชาติและสิ่งแวดล้อมบ้านกรูด จ.ประจวบคีรีขันธ์
14. กลุ่มอนุรักษ์แม่น้ำโขง
15. กลุ่มอนุรักษ์และฟื้นฟูลำพะเนียง
16. กลุ่มอนุรักษ์สิ่งแวดล้อมอุดรธานี
17. กลุ่มอนุรักษ์อ่าวนาเกลือ จ.ชลบุรี
18. กลุ่มอนุรักษ์อ่าวบางละมุง จ.ชลบุรี
19. คณะกรรมการกองทุนสวัสดิการ ต.พระธาตุบังพวน จ.หนองคาย
20. คณะกรรมการกองทุนสวัสดิการ ต.วัดธาตุ จ.หนองคาย
21. คณะกรรมการชาวบ้านผู้ได้รับผลกระทบจากแนวสายส่งไฟฟ้าแรงสูง น้ำพอง2-อุดรธานี3
22. คณะกรรมการประสานงานองค์กรพัฒนาเอกชนภาคอีสาน (กป.อพช.)
23. คณะทำงานเพื่อโลกเย็นที่เป็นธรรม
24. เครือข่ายกลุ่มอนุรักษ์ธรรมชาติและสิ่งแวดล้อมบางสะพาน จ.ประจวบคีรีขันธ์
25. เครือข่ายเกษตรกรรมทางเลือก จ.ฉะเชิงเทรา
26. เครือข่ายคัดค้านโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ตราด
27. เครือข่ายคุ้มครองบางคล้า
28. เครือข่ายคุ้มครองผู้บริโภคภาคตะวันตก
29. เครือข่ายชุมชนลุ่มน้ำสาละวิน จ.แม่ฮ่องสอน
30. เครือข่ายติดตามผลกระทบโรงไฟฟ้าถ่านหินเขาหินซ้อน
31. เครือข่ายทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อมภาคอีสาน
32. เครือข่ายประชาชนคัดค้านการก่อสร้างท่าเรือแหลมฉบังขั้นที่สาม จ.ชลบุรี
33. เครือข่ายประชาชนไทย 8 จังหวัดลุ่มน้ำโขง
34. เครือข่ายปะทิวรักถิ่น
35. เครือข่ายผู้บริโภคสุราษฎร์ธานี
36. เครือข่ายพลังงานเพื่อนิเวศวิทยาแม่น้ำโขง (MEE Net)
37. เครือข่ายพลังงานยั่งยืน
38. เครือข่ายพลังงานยั่งยืน จ.สุรินทร์
39. เครือข่ายรักบ้านเกิดท่าศาลา
40. เครือข่ายรักษ์ละแม จ.ชุมพร
41. เครือข่ายรักษ์อ่าวไทย (เกาะสมุย เกาะพงัน เกาะเต่า)
42. เครือข่ายลุ่มน้ำภาคเหนือ
43. เครือข่ายศิษย์เก่าโรงเรียนแม่น้ำโขง, ประเทศไทย
44. เครือข่ายสภาองค์กรชุมชน 7 จังหวัดลุ่มน้ำโขง
45. เครือข่ายองค์กรผู้บริโภคภาคใต้
46. เครือข่ายอนุรักษ์ธรรมชาติและวัฒนธรรมลุ่มน้ำโขง-ล้านนา
47. เครือข่ายอนุรักษ์ป่าภูวัว บึงกาฬ
48. เครือข่ายอนุรักษ์วิถีเกษตรกรรม หนองแซง-ภาชี จ.สระบุรี
49. โครงการทามมูน
50. โครงการฟื้นฟูนิเวศในภูมิภาคแม่น้ำโขง (TERRA)
51. โครงการเสริมสร้างจิตสำนึกนิเวศวิทยา
52. ชมรมอนุรักษ์ป่าภูผายา อ.สุวรรณคูหา จ.หนองบัวลำภู
53. มูลนิธิคุ้มครองผู้บริโภค
54. มูลนิธิชุมชนอีสาน
55. มูลนิธิบูรณะนิเวศ
56. มูลนิธิพัฒนาอีสาน
57. มูลนิธิฟื้นฟูชีวิตและธรรมชาติ
58. ศูนย์ข้อมูลชุมชน
59. ศูนย์ข้อมูลสิทธิมนุษยชนและสันติภาพภาคอีสาน (ศสส.)
60. ศูนย์ข้อมูลสิทธิมนุษยชนและสันติภาพอีสาน
61. ศูนย์ข่าวพลเมืองคนคอน
62. ศูนย์คุ้มครองสิทธิผู้บริโภคกาญจนบุรี
63. ศูนย์ประสานงานหลักประกันสุขภาพประชาชนจังหวัดกาญจนบุรี

64. ศูนย์พัฒนาการเมืองภาคพลเมือง สถาบันพระปกเกล้า จังหวัดอุดรธานี
65. ศูนย์พัฒนาเด็กเพื่อสังคมและสิ่งแวดล้อมลุ่มน้ำโขง (ศพส.)
66. สภาองค์กรชุมชน ต.กวนวัน หนองคาย
67. สภาองค์กรชุมชน ต.กองนาง หนองคาย
68. สภาองค์กรชุมชน ต.กุดบง หนองคาย
69. สภาองค์กรชุมชน ต.แก้งไก่ หนองคาย
70. สภาองค์กรชุมชน ต.คอกช้าง หนองคาย
71. สภาองค์กรชุมชน ต.ค่ายบกหวาน หนองคาย
72. สภาองค์กรชุมชน ต.โคกคอน หนองคาย
73. สภาองค์กรชุมชน ต.จุมพล หนองคาย
74. สภาองค์กรชุมชน ต.ชุมช้าง หนองคาย
75. สภาองค์กรชุมชน ต.เซิม หนองคาย
76. สภาองค์กรชุมชน ต.ท่าบ่อ หนองคาย
77. สภาองค์กรชุมชน ต.นาข่า หนองคาย
78. สภาองค์กรชุมชน ต.นาดี หนองคาย
79. สภาองค์กรชุมชน ต.น้ำโมง หนองคาย
80. สภาองค์กรชุมชน ต.บ้านเดื่อ หนองคาย
81. สภาองค์กรชุมชน ต.บ้านเดื่อ หนองคาย
82. สภาองค์กรชุมชน ต.บ้านถ่อน หนองคาย
83. สภาองค์กรชุมชน ต.บ้านฝาง หนองคาย
84. สภาองค์กรชุมชน ต.บ้านโพธิ์ หนองคาย
85. สภาองค์กรชุมชน ต.บ้านม่วง หนองคาย
86. สภาองค์กรชุมชน ต.บ้านว่าน หนองคาย
87. สภาองค์กรชุมชน ต.บ้านเหม้อ หนองคาย
88. สภาองค์กรชุมชน ต.ปะโค หนองคาย
89. สภาองค์กรชุมชน ต.ผาตั้ง หนองคาย
90. สภาองค์กรชุมชน ต.โพธิ์ชัย หนองคาย
91. สภาองค์กรชุมชน ต.โพธิ์ตาก หนองคาย
92. สภาองค์กรชุมชน ต.โพนทอง หนองคาย
93. สภาองค์กรชุมชน ต.โพนแพง หนองคาย
94. สภาองค์กรชุมชน ต.โพนสว่าง หนองคาย
95. สภาองค์กรชุมชน ต.โพนสา หนองคาย
96. สภาองค์กรชุมชน ต.เมืองหมี หนองคาย
97. สภาองค์กรชุมชน ต.รัตนวาปี หนองคาย
98. สภาองค์กรชุมชน ต.วัดหลวง หนองคาย
99. สภาองค์กรชุมชน ต.สระใคร หนองคาย
100. สภาองค์กรชุมชน ต.สีกาย หนองคาย
101. สภาองค์กรชุมชน ต.หนองกอมเกาะ หนองคาย
102. สภาองค์กรชุมชน ต.หนองนาง หนองคาย
103. สภาองค์กรชุมชน ต.หนองปลาปาก หนองคาย
104. สภาองค์กรชุมชน ต.หนองหลวง หนองคาย
105. สภาองค์กรชุมชน ต.หาดคำ หนองคาย
106. สภาองค์กรชุมชน ต.หินโงม หนองคาย
107. สภาองค์กรชุมชน ต.เหล่าต่างคำ หนองคาย
108. สภาองค์กรชุมชน ต.อุดมพร หนองคาย
109. สภาองค์กรชุมชน เทศบาล ต.ท่าบ่อ หนองคาย
110. สภาองค์กรชุมชน เทศบาล ต.ในเมือง หนองคาย
111. สภาองค์กรชุมชน เทศบาล ต.เวียงคุก หนองคาย
112. สภาองค์กรชุมชน เทศบาล ต.ศรีเชียงใหม่ หนองคาย
113. สภาองค์กรชุมชน ต.โคกกว้าง บึงกาฬ
114. สภาองค์กรชุมชน ต.โคกก่อง บึงกาฬ
115. สภาองค์กรชุมชน ต.ไคสี บึงกาฬ
116. สภาองค์กรชุมชน ต.ชัยพร บึงกาฬ
117. สภาองค์กรชุมชน ต.ซาง บึงกาฬ
118. สภาองค์กรชุมชน ต.เซกา บึงกาฬ
119. สภาองค์กรชุมชน ต.ดงบัง บึงกาฬ
120. สภาองค์กรชุมชน ต.ท่าดอกคำ บึงกาฬ
121. สภาองค์กรชุมชน ต.นากั้ง บึงกาฬ
122. สภาองค์กรชุมชน ต.นาสะแบง บึงกาฬ
123. สภาองค์กรชุมชน ต.น้ำจั้น บึงกาฬ
124. สภาองค์กรชุมชน ต.โนนสมบูรณ์ บึงกาฬ
125. สภาองค์กรชุมชน ต.บ้านต้อง บึงกาฬ
126. สภาองค์กรชุมชน ต.บึงกาฬ บึงกาฬ
127. สภาองค์กรชุมชน ต.บึงโขงหลง บึงกาฬ
128. สภาองค์กรชุมชน ต.บุ่งคล้า บึงกาฬ
129. สภาองค์กรชุมชน ต.ป่งไฮ บึงกาฬ
130. สภาองค์กรชุมชน ต.โพธิ์หมากแข้ง บึงกาฬ
131. สภาองค์กรชุมชน ต.ศรีชมพู บึงกาฬ
132. สภาองค์กรชุมชน ต.โสกก่าม บึงกาฬ
133. สภาองค์กรชุมชน ต.หนองเดิ่น บึงกาฬ
134. สภาองค์กรชุมชน ต.หอคำ บึงกาฬ
135. สภาองค์กรชุมชนเทศบาล ต.ท่าสะอาด บึงกาฬ
136. สภาองค์กรชุมชนเทศบาล ต.บึงโขงหลง บึงกาฬ
137. สภาองค์กรชุมชนเทศบาล ต.พรเจริญ บึงกาฬ
138. สภาองค์กรชุมชนเทศบาล ต.ศรีสำราญ บึงกาฬ
139. สภาองค์กรชุมชน ต.ท่ากกแดง บึงกาฬ
140. สมาคมปฏิรูปสื่อภาคประชาชนจังหวัดกาญจนบุรี
141. องค์กรแม่น้ำเพื่อชีวิต

บรรณานุกรม

กระทรวงพลังงาน. (2011). *แผนอนุรักษ์พลังงาน 20 ปี* (พ.ศ. 2554 - 2573).

กรุงเทพธุรกิจ. (2553). *"เล็งเคาะโครงการผลิตไฟฟ้าหมุนเวียนเพิ่ม เอกชนโวยไม่เป็นธรรมเตรียมย้ายฐานหนี,"* Bangkok Business News (9 พฤศจิกายน 2553), http://www.bangkokbiznews.com/2010/11/09/news_31895578.php?news_id=31895578 (เข้าถึงเมื่อ *สิงหาคม 2554)*

ยิ่งลักษณ์ ชินวัตร. (2554). คำแถลงนโยบายรัฐบาลของคณะรัฐมนตรี น.ส. ยิ่งลักษณ์ ชินวัตร แถลงต่อรัฐสภา 23 สิงหาคม 2554.

ศรัญญา ทองทับ. (2554). *"ธรรมาภิบาลในกิจการพลังงาน..มีไหม?"* กรุงเทพธุรกิจ (21 กุมภาพันธ์ 2554), http://bit.ly/eZTLws (เข้าถึงเมื่อสิงหาคม 2554)

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน. (2549). *ระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก* http://www.eppo.go.th/power/vspp-eng/Regulations%20-VSPP%20Cogen-10%20MW-eng.pdf.

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน. (2553). *มติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ ครั้งที่* 2/2553 (*ครั้งที่* 131). *เรื่องที่* 5 *มาตรการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน*. http://www.eppo.go.th/nepc/kpc/kpc-131.htm#5

Blyth, W. (2010). The Economics of Transition in the Power Sector, International Energy Agency.

D'Sa, Antonette. (2005). "Integrated Resource Planning (Irp) and Power Sector Reform in Developing Countries." Energy Policy 33, no. 10 : 1271-85.

Energy for Environment Foundation. (2010). Study Project on Load Forecast - Executive Summary, Report prepared for Energy Policy and Planning Office.

Foongthammasan, B., A. Tippichai, et al. (2011). *รายงานฉบับสมบูรณ์ โครงการศึกษาเพื่อพัฒนาแผนอนุรักษ์พลังงาน* 20 *ปี*, JGSEE, บัณฑิตวิทยาลัยร่วมด้านพลังงานและสิ่งแวดล้อม มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี

Foran, T., P. T. d. Pont, et al. (2009). "Securing energy efficiency as a high priority: scenarios for common appliance electricity consumption in Thailand." Energy Efficiency.

LBNL (2011). "Installed Cost of Solar Photovoltaic Systems in the U.S. Declined Significantly in 2010 and 2011" 15 September. Lawrence Berkeley National Lab. http://newscenter.lbl.gov/news-releases/2011/09/15/tracking-the-sun-iv/

McCulley. (2006). Fizzy Science: Loosening the Hydro Industry's Grip on Reservoir Greenhouse Gas Emissions Research. November 1, 2006. http://www.internationalrivers.org/climate-change/reservoir-emissions/fizzy-science-loosening-hydro-industrys-grip-reservoir-greenhouse

Menke, C., D. Gvozdenac, et al. (2006). Potentials of Natural Gas Based Cogeneration in Thailand, JGSEE: 35.

Northwest Power Planning Council. (2010). "Sixth Northwest Conservation and Electric Power Plan.". http://www.nwcouncil.org/energy/powerplan/6/default.htm

Sukkumnoed, D. Better Power for Health: Healthy Public Policy and Sustainable Energy in the Thai Power Sector. Department of Development and Planning, Aalborg University, 2007.

Swisher, Joel N., and Gilberto de Martino Jannuzzi. Tools and Methods for Integrated Resource Planning. Roskilde, Denmark: Riso Laboratory, 1997.

The Economist (2000). "Rural unrest".6 July. http://www.economist.com/node/4640

Tongtup, Saranya. 2011. "(In Thai) A Call for Better Governance in Energy Policy Process" Bangkok Biz News (21 February 2011), http://bit.ly/eZTLws (accessed August 2011).

Vernstrom, R. (2005). Nam Theun 2 Hydro Power Project Regional Economic Least Cost Analysis: Final Report. Bangkok, World Bank.

Yuvejwattana, S. (2011). Thailand Says GDP May Shrink 3.7% on Floods, Adding to Case for Rate Cut. Bloomberg. http://www.bloomberg.com/news/2011-11-21/thailand-cuts-2011-growth-forecast-to-1-5-from-4-5-after-record-floods.html