



# กลยุทธ์สำคัญ สำหรับความยั่งยืน ด้านพลังงานของประเทศไทย

โดย ดร. ปยสวัสดิ์ อัมระนันท์



มูลนิธิพลังงานเพื่อสิ่งแวดล้อม  
Energy for Environment Foundation



มูลนิธิพลังงานเพื่อสิ่งแวดล้อม  
Energy for Environment Foundation

บทความเรื่อง “กลยุทธ์สำคัญสำหรับความยั่งยืนด้านพลังงานของประเทศไทย” เป็นข้อเขียนของ ดร.ปิยสวัสดิ์ อัมระนันทน์ อดีตรัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงาน (ตุลาคม 2549 - กุมภาพันธ์ 2551) ซึ่งมีเนื้อหาสาระที่สะท้อนสถานการณ์ด้านพลังงานของไทย โดยเฉพาะการพัฒนาและเติบโตของพลังงานหมุนเวียนในช่วงกว่าทศวรรษที่ผ่านมา อาจกล่าวได้ว่าในช่วง 2-3 ปีที่ผ่านมาเป็นช่วงที่นโยบายด้านพลังงานหมุนเวียน และการผลิตไฟฟ้า รวมทั้งการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กและเล็กมากที่ใช้พลังงานหมุนเวียนเป็นเชื้อเพลิงมีความชัดเจนเป็นรูปธรรมมากที่สุด

มูลนิธิพลังงานเพื่อสิ่งแวดล้อม (มพส.) เห็นว่าบทความดังกล่าวมีความสมบูรณ์อย่างยิ่งในมุมมองของการสร้างความยั่งยืนด้านพลังงานของประเทศไทย จึงได้ขออนุญาตจาก ดร. ปิยสวัสดิ์ อัมระนันทน์ ประธานที่ปรึกษามูลนิธิพลังงานเพื่อสิ่งแวดล้อม เพื่อจัดพิมพ์และเผยแพร่แก่ผู้ที่สนใจ

มูลนิธิพลังงานเพื่อสิ่งแวดล้อม  
ธันวาคม 2551

<b>ISBN</b>	978-974-598-784-5
<b>ราคา</b>	
<b>พิมพ์ครั้งที่ 1</b>	ธันวาคม 2551
<b>จำนวน</b>	2,000 เล่ม
<b>จัดพิมพ์โดย</b>	มูลนิธิพลังงานเพื่อสิ่งแวดล้อม เลขที่ 487/1 อาคารศรีอยุธยา ชั้น 14 ถนนศรีอยุธยา เขตราชเทวี กรุงเทพฯ 10400
<b>โทร:</b>	0-2642-6424-5
<b>โทรสาร:</b>	0-2642-6426
<b>อีเมล:</b>	efe@efe.or.th
<b>เว็บไซต์:</b>	www.efe.or.th



# การผลิตไฟฟ้าด้วยระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม (COGENERATION) การกระจายระบบผลิตไฟฟ้า (DISTRIBUTED GENERATION) และ พลังงานหมุนเวียน: กลยุทธ์สำคัญสำหรับความยั่งยืน ด้านพลังงานของประเทศไทย

ปรับปรุง ณ เดือนธันวาคม 2551  
(โดย ดร. ปิยสวัสดิ์ อัมระนันทน์ รัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงาน  
ช่วงตุลาคม 2549 - กุมภาพันธ์ 2551)

## บทนำ

เนื่องจากไทยเป็นประเทศที่พึ่งพาการนำเข้าน้ำมันในระดับสูง แต่ในขณะเดียวกันก็เป็นประเทศเกษตรกรรมด้วย จึงทำให้ไทยเป็นประเทศแรกของเอเชียที่มีนโยบายส่งเสริมเชื้อเพลิงชีวภาพการผลิตไฟฟ้าด้วยระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม (Cogeneration) การกระจายระบบผลิตไฟฟ้า (Distributed Generation) และการผลิตไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานหมุนเวียน แม้ว่าประเทศไทยจะมีผลผลิตจากการเกษตรที่อุดมสมบูรณ์สำหรับเป็นวัตถุดิบในการผลิตเอทานอลและไบโอดีเซลมาหลายทศวรรษ แต่ปัจจัยที่ผลักดันให้การผลิตและการใช้เชื้อเพลิงชีวภาพเพิ่มสูงขึ้นในช่วงไม่กี่ปีที่ผ่านมา ได้แก่ราคาน้ำมันที่เพิ่มสูงขึ้นตั้งแต่ปี 2547 ประกอบกับนโยบายส่งเสริมของรัฐบาล ในขณะที่การผลิตไฟฟ้าด้วยระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม (Cogeneration) และการผลิตไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานหมุนเวียนที่เริ่มดำเนินการในปี 2535 ภายใต้โครงการการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กหรือที่เรียกว่า SPP ซึ่งเป็นมาตรการที่ได้ผลสำเร็จอย่างมากสำหรับการส่งเสริมการลงทุนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนและระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม นั้น เมื่อประเทศได้ประสบกับวิกฤติเศรษฐกิจในปี 2540 ซึ่งทำให้มีกำลังผลิตไฟฟ้าเกินความต้องการในระดับสูง การรับซื้อไฟฟ้าจากระบบ Cogeneration ภายใต้สัญญาระยะยาวได้ถูกระงับไว้ชั่วคราว และต่อมาแม้ว่าเศรษฐกิจจะเริ่มฟื้นตัวและความต้องการใช้ไฟฟ้าได้เพิ่มขึ้นแล้ว แต่รัฐบาลในช่วงนั้นก็ไม่ได้ทบทวนหรือกำหนดนโยบายที่ชัดเจนในการเปิดรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กอีกครั้ง ซึ่งส่งผลให้ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กรายใหม่ที่เข้ามาสู่ระบบไม่ได้เพิ่มสูงขึ้นเท่าที่ควร จนกระทั่งปี 2549 ที่รัฐบาลซึ่งมี พลเอกสุรยุทธ์ จุลานนท์ เป็นนายกรัฐมนตรีได้เข้ามาบริหารประเทศ จึงได้มีการทบทวนและปรับปรุงมาตรการดังกล่าว โดยสนับสนุนการลงทุนระบบผลิตไฟฟ้า Cogeneration ด้วยการปรับปรุงระเบียบรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก และเปิดรับซื้อไฟฟ้า

จากระบบผลิตดังกล่าวอีกครั้งหลังจากได้ยุติไปเมื่อปี 2540 การดำเนินการนี้ได้รับการตอบรับจากภาครัฐกิจและนักลงทุนเป็นอย่างดี ซึ่งส่วนหนึ่งเป็นผลมาจากราคาน้ำมันที่เพิ่มสูงขึ้น โดย ณ สิ้นปี 2550 ได้มีผู้ผลิตไฟฟ้าทั้งระบบ Cogeneration และจากพลังงานหมุนเวียนรายเล็กเป็นจำนวนมากที่ยื่นความประสงค์ขอจำหน่ายไฟฟ้าเข้าระบบ ในขณะที่เดียวกันก็มีผู้ผลิตไฟฟ้าจำนวนหนึ่งได้จำหน่ายไฟฟ้าเข้าสู่ระบบแล้ว เชื้อเพลิงที่นำมาผลิตไฟฟ้าได้มีความหลากหลายมากขึ้น นอกเหนือจากขานอ้อย แกลบ และเศษไม้แล้ว ยังมีข้อเสนอโครงการผลิตไฟฟ้าจากชีวมวลชนิดอื่นๆ เช่น ก๊าซชีวภาพ ชยะชุมชน และแสงอาทิตย์อีกด้วย มาตรการจูงใจทางการเงินเป็นแรงขับเคลื่อนที่สำคัญสำหรับการส่งเสริมเชื้อเพลิงชีวภาพ และการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนโดยเฉพาะอย่างยิ่งเมื่อควบคู่ไปกับการให้คำแนะนำทางด้านเทคนิคและความช่วยเหลืออื่นๆ เพื่อลดความเสี่ยงทางด้านเทคโนโลยีในช่วงเริ่มต้นได้ทำให้นโยบายดังกล่าวประสบความสำเร็จ ซึ่งช่วยให้ประเทศบรรลุวัตถุประสงค์หลายประการไปพร้อมกัน ได้แก่ การสร้างความมั่นคงด้านพลังงาน โดยลดการนำเข้าพลังงาน การส่งเสริมการผลิตพลังงานจากแหล่งวัตถุดิบในประเทศ การกำหนดราคาพลังงานที่เหมาะสมซึ่งนำไปสู่การเติบโตของเศรษฐกิจอย่างยั่งยืนและรวมถึงการช่วยลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก

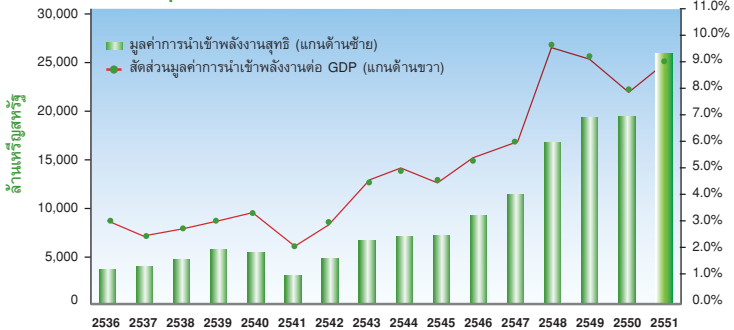




## สถานการณ์พลังงานของประเทศไทย

ในปี 2550 ประเทศไทยมีการใช้พลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นต้น 80,019 พันตัน เทียบเท่าน้ำมันดิบ (ktoe) ในขณะที่มีปริมาณการผลิตไฟฟ้าสูงสุด (Peak Generation) อยู่ที่ 22,586 เมกะวัตต์ โดยในช่วงปี 2513-2523 ประเทศไทยก็นำเข้าพลังงานสูงถึง 90% ของการใช้พลังงานขั้นต้น (ได้รวมถึงการใช้ที่ไม่ได้ใช้เป็นพลังงานด้วย) ซึ่งการนำเข้าส่วนใหญ่เป็นผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมการค้นพบแหล่งก๊าซธรรมชาติในอ่าวไทยและแหล่งถ่านหินลิกไนต์ในภาคเหนือของประเทศ ได้ช่วยลดการนำเข้าพลังงานเหลือประมาณ 60% ของการใช้ โดยตั้งแต่ปี 2535 เป็นต้นมา การนำเข้าพลังงานของประเทศอยู่ในระดับ 55 - 62% ของการใช้ ในขณะที่การผลิตไฟฟ้าตั้งแต่ปี 2544 เป็นต้นมา ได้มาจากก๊าซธรรมชาติประมาณ 70% ซึ่งถึงแม้ว่าจะมีการค้นพบแหล่งน้ำมันและก๊าซ

### การนำเข้าพลังงานสุทธิ



ที่มา : กระทรวงพลังงาน

ธรรมชาติในประเทศเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง แต่การใช้พลังงานของประเทศยังเพิ่มขึ้นมาโดยตลอดด้วยอัตราเฉลี่ย 7.6% ต่อปี จึงส่งผลให้ในช่วงปี 2528-2550 การนำเข้าพลังงานของประเทศยังอยู่ในระดับ 55-60% ของการใช้ นอกจากนี้ราคาน้ำมันที่เพิ่มขึ้นถึง 4 เท่าในช่วง 5 ปีที่ผ่านมา ได้ทำให้มูลค่าการนำเข้าพลังงานสุทธิของประเทศไทยในปี 2551 ได้สูงถึง 26,700 ล้านดอลลาร์หรือคิดเป็น 9.5% ของ GDP อย่างไรก็ตาม แม้ว่าการต้องการพลังงานของประเทศไทยจะเพิ่มขึ้นอย่างรวดเร็ว แต่อัตราการใช้พลังงานต่อคนที่อยู่ประมาณ 1.27 ตัน เทียบเท่าน้ำมันดิบ (toe) นั้น ยังเป็นระดับที่ต่ำมากเมื่อเทียบกับประเทศกลุ่มอุตสาหกรรม ทำให้ไทยมีอัตราการปล่อยก๊าซเรือนกระจกต่อคนประมาณ 5.5 ตันคาร์บอนไดออกไซด์เท่ากัน





## โครงการผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP) และผลิตไฟฟ้ารายเล็กมาก (VSPP) ก่อนปี 2550

โครงสร้างระบบไฟฟ้าของประเทศไทยเป็นระบบผู้ซื้อรายเดียว (Single Buyer) โดยการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ซึ่งเป็นเจ้าของระบบผลิตไฟฟ้าที่มีกำลังผลิตรวมประมาณครึ่งหนึ่งของกำลังผลิตทั้งหมด รวมทั้งเป็นเจ้าของระบบสายส่งด้วย กฟผ. จะขายไฟฟ้าให้กับการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายซึ่งมี 2 ราย คือ การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) รับผิดชอบการจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่ผู้บริโภคในเขตกรุงเทพฯ และปริมณฑล และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) รับผิดชอบการจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่ผู้บริโภคในส่วนที่เหลือของประเทศ ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนจะจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่การไฟฟ้าทั้งสามแห่งภายใต้สัญญาซื้อขายไฟฟ้า นอกจากนี้ ยังสามารถจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่ผู้ใช้ไฟฟ้าที่อยู่ในบริเวณใกล้เคียงผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายนั้นๆ ด้วย

ก่อนปี 2534 ยังไม่มีผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใดจำหน่ายไฟฟ้าเข้าสู่ระบบสำนักงานคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติได้พยายามผลักดันและส่งเสริมเพื่อให้มีการลงทุนผลิตไฟฟ้าจากภาคเอกชนมาตั้งแต่ปี 2532 โดยการที่จะกำหนดเป็นระเบียบการไฟฟ้ารับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก (SPP) แต่่นโยบายดังกล่าวได้รับการต่อต้านอย่างหนักทั้งจากการไฟฟ้าและสหภาพแรงงานของการไฟฟ้า จนกระทั่งปี 2535 สมัยรัฐบาลของนายอานันท์ ปันยารชุน จึงประสบความสำเร็จในการอนุมัติและประกาศใช้ ระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP) ดังกล่าว ในขณะที่นโยบายการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ (IPP) สำหรับโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ได้ประกาศใช้ในปี 2537 โครงการ SPP ได้ทำให้เกิดการลงทุนผลิตไฟฟ้าจากภาคเอกชนทั้งระบบ Cogeneration และการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนทุกโรงไฟฟ้าได้รับอนุญาตให้ขายไฟฟ้าส่วนเกิน

ให้แก่ กฟผ. ด้วยราคารับซื้อที่กำหนดจากต้นทุนที่หลีกเลี่ยงได้จากการผลิตไฟฟ้าโดย โรงไฟฟ้าใหม่ของ กฟผ. (Avoided Cost) การกำหนดคุณสมบัติของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กได้ครอบคลุมถึงหลักเกณฑ์ในการใช้ไอน้ำและประสิทธิภาพของระบบ Cogeneration โดยจำกัดปริมาณพลังไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กแต่ละรายที่จำหน่ายเข้าสู่ระบบไว้ไม่เกิน 60 เมกะวัตต์ ซึ่งต่อมาได้เพิ่มขึ้นเป็นไม่เกิน 90 เมกะวัตต์ ทั้งนี้ ระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP มีความคล้ายคลึงกับ Public Utility Regulatory Policies Act (PURPA) ซึ่งใช้ในสหรัฐอเมริกาเมื่อปี 2521 โครงการ SPP ได้เริ่มต้นอย่างช้าๆ เพราะข้อปฏิบัติหลายอย่างในขณะนั้นไม่คล่องตัว และนักลงทุนไทยยังไม่คุ้นเคยกับธุรกิจไฟฟ้า นอกจากนี้การขอสินเชื่อระยะยาวเพื่อลงทุนในกิจการไฟฟ้าเป็นไปอย่างลำบากภายใต้ระบบการเงินของประเทศไทยในขณะนั้น อย่างไรก็ตาม หลังจากได้มีการปรับปรุงระเบียบ SPP หลายครั้ง ประกอบกับการเปลี่ยนแปลงอย่างรวดเร็วของตลาดการเงิน การลงทุนในโครงการ SPP ก็เริ่มขยายตัวอย่างรวดเร็วตั้งแต่ปี 2537 เป็นต้นมา โดยโครงการส่วนใหญ่เป็นระบบ Cogeneration ที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงเพื่อผลิตไฟฟ้าและไอน้ำให้แก่โรงงานอุตสาหกรรมในบริเวณใกล้เคียง โดยเฉพาะอย่างยิ่งภายในนิคมอุตสาหกรรมและจำหน่ายไฟฟ้าส่วนเกินเข้าสู่ระบบของ กฟผ. ในรูปแบบของสัญญาระยะยาวที่มีความแน่นอน (ประเภท Firm) และสัญญาระยะสั้นแบบ Non-Firm นอกจากนี้ ยังมีโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนขนาดเล็กจำนวนหนึ่งเกิดขึ้นในภูมิภาคต่างๆ ของประเทศโดยส่วนใหญ่จะเป็นการผลิตไฟฟ้าจากวัสดุเหลือทิ้งจากภาคเกษตร โดยเฉพาะอย่างยิ่งชานอ้อยจากโรงงานน้ำตาล แกลบจากโรงสี และเศษไม้จากโรงงานกระดาษ โครงการต่างๆ ได้ประสบความสำเร็จเป็นอย่างดี ทำให้โรงงานน้ำตาลได้เลิกกำจัดชานอ้อยโดยการเผาทั้ง



และราคาแกลปที่ไม่มีราคาได้เพิ่มสูงขึ้นถึงตันละ 900 บาท

วิกฤติเศรษฐกิจในปี 2540 ได้ทำให้ความต้องการใช้ไฟฟ้าของประเทศในปี 2541 ลดลง 2.4% และได้ลดลงเพิ่มมากขึ้นในปีต่อๆ มา ซึ่งส่งผลให้มีกำลังการผลิตไฟฟ้าเหลือเป็นจำนวนมาก กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองได้เพิ่มจากระดับประมาณ 10% ในปี 2540 เป็น 35.1% ในปี 2546 และเพื่อแก้ไขปัญหาดังกล่าวรัฐบาลในขณะนั้นจึงได้ระงับการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าระบบ Cogeneration ประเภทสัญญาระยะยาวไว้ชั่วคราว แต่การระงับการรับซื้อไฟฟ้างดังกล่าวได้ยืดเยื้อกว่าที่กำหนดไว้ในตอนแรก โดยถึงแม้ว่าเศรษฐกิจของประเทศได้เริ่มฟื้นตัวในปี 2544 และกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองได้ลดลงเหลือ 26.8% ในปี 2547 แต่รัฐบาลต่อๆ มายังคงระงับการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าระบบ Cogeneration ทุกรูปก็ตาม การรับซื้อไฟฟ้าจากโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนไม่ได้ถูกระงับด้วยโดยยังคงดำเนินการต่อไป แต่หลายโครงการต้องเผชิญกับปัญหาการไม่ได้รับความร่วมมือจากการไฟฟ้าในการเชื่อมต่อระบบ ถึงแม้ว่าจะมีหลักเกณฑ์การเชื่อมโยงที่ชัดเจนก็ตาม ยิ่งไปกว่านั้น การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนประเภทอื่นๆ ที่นอกเหนือจากชานอ้อย แกลบและเศษไม้ ก็มีจำนวนน้อยมาก โดยสาเหตุใหญ่มาจากราคารับซื้อไฟฟ้าที่ไม่จูงใจ ค่าใช้จ่ายในการสร้างระบบเชื่อมโยงตามข้อกำหนดที่สูงเกินควร และความเสี่ยงทางด้านเทคโนโลยี ดังนั้น เพื่อลดค่าใช้จ่ายลง ในปี 2544 รัฐบาลในขณะนั้นจึงได้ริเริ่มโครงการผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) ซึ่งอนุญาตให้ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กที่จำหน่ายไฟฟ้าเข้าระบบน้อยกว่า 1 เมกะวัตต์ สามารถเชื่อมโยงเข้าสู่ระบบได้ง่ายขึ้นด้วยสัญญาซื้อขายไฟฟ้าที่ไม่ซับซ้อนมาก โดยใช้วิธีการหักลบหน่วยระหว่างหน่วยไฟฟ้าที่จำหน่ายเข้าระบบและหน่วยไฟฟ้าที่ซื้อจากระบบ (Net Metering) และราคารับซื้อไฟฟ้าใช้ราคาขายส่งที่ กฟผ. จำหน่ายให้แก่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายที่หักการชดเชยค่าไฟฟ้า

ระหว่างการไฟฟ้าด้วยกันแล้ว ซึ่ง VSPP สามารถจำหน่ายไฟฟ้าให้กับการไฟฟ้าได้ก็ได้ ขึ้นอยู่กับการเชื่อมต่อระบบเข้ากับระบบสายส่งของการไฟฟ้าได้ นอกจากนี้ รัฐบาลยังได้ส่งเสริมผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กจากพลังงานหมุนเวียน ด้วยการใช้งินจากกองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงานให้ส่วนเพิ่มราคาซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน (adder) เป็นเวลา 5 ปี โดย “ส่วนเพิ่มราคาซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน” ได้ถูกกำหนดโดยระบบประมูลแข่งขัน ซึ่งมีโครงการที่ได้รับอนุมัติจำนวน 14 โครงการด้วย “ส่วนเพิ่ม” เฉลี่ย 0.18 บาทต่อหน่วย คิดเป็น 5% ที่เพิ่มขึ้นจากราคาซื้อไฟฟ้าปกติ และเนื่องจาก “ส่วนเพิ่ม” ที่ค่อนข้างต่ำ ทั้ง 14 โครงการจึงมีเฉพาะโครงการที่ใช้ชานอ้อย แกลบ หรือเศษไม้เป็นเชื้อเพลิง โดยไม่มีโครงการพลังงานหมุนเวียนประเภทอื่นที่รัฐบาลคาดหวังยื่นข้อเสนอเข้ามาเลย

การก่อตั้งกระทรวงพลังงานในปี 2545 ได้ทำให้เกิดความสับสนอย่างมากสำหรับโครงการ SPP เพราะถึงแม้ว่ารัฐบาลจะยังมีนโยบายส่งเสริมพลังงานหมุนเวียน แต่นโยบายใหม่ที่ริเริ่มโดยการกำหนดสัดส่วนการผลิตหรือจัดหาจากพลังงานหมุนเวียน (Renewable Portfolio Standard (RPS)) ไม่ประสบความสำเร็จ โดยกระทรวงพลังงานได้ใช้เวลาร่างแนวทางการดำเนินการของมาตรการ RPS เป็นเวลาถึง 4 ปีแต่ไม่สามารถประกาศใช้ได้ ในขณะที่การลงทุนในโครงการ SPP ใหม่เกือบไม่มีเลย

ณ ปลายปี 2549 มีโครงการ SPP และ VSPP ประมาณ 100 โครงการ โดยมีกำลังผลิตไฟฟ้าที่จำหน่ายเข้าระบบจำนวน 2,344 เมกะวัตต์ และเมื่อรวมกำลังการผลิตไฟฟ้าที่จำหน่ายให้แก่ผู้ใช้ในบริเวณใกล้เคียงโรงไฟฟ้าแล้วจะมีกำลังการผลิตไฟฟ้ารวม 4,160 เมกะวัตต์ ทั้งนี้ โครงการส่วนใหญ่เกิดขึ้นก่อนปี 2545 โดยโครงการที่เกิดขึ้นหลังการก่อตั้งกระทรวงพลังงานนั้นมีจำนวนน้อยมาก



## ปี 2550 การเริ่มยุคใหม่ของพลังงานสีเขียวในประเทศไทย

กระทรวงพลังงานได้ประมาณการศักยภาพของการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงชีวมวล ชยะชุมชน และก๊าซชีวภาพในประเทศไทย ไว้ที่ 3,700 เมกะวัตต์ แต่นอกจากชานอ้อย แกลบ และเศษไม้แล้ว ยังมีแหล่งพลังงานอื่นๆ ที่มีศักยภาพอีก เช่น ชยะชุมชน ก๊าซชีวภาพจากฟาร์มหมูและจากอุตสาหกรรมทางการเกษตร ชังข้าวโพด กากปาล์ม น้ำเสียจากโรงงานผลิตน้ำมันปาล์ม และพลังน้ำขนาดเล็ก ซึ่งศักยภาพในการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในส่วนหลังนี้ (ซึ่งยังไม่รวมเศษไม้จากพืชพลังงานที่ได้จากสวนป่า พลังงานลม และพลังงานแสงอาทิตย์) มีสูงถึง 1,700 เมกะวัตต์ นอกจากนี้ ในปี 2545 ได้มีการศึกษาศักยภาพพลังงานลม และจัดทำแผนที่พลังงานลมสำหรับเผยแพร่ทั่วไป โดยได้มีการวัดความแรงลมเพิ่มเติมในบางพื้นที่ที่มีศักยภาพด้วย

เนื่องจากประเทศมีศักยภาพพลังงานหมุนเวียนในระดับสูง รวมถึงราคาน้ำมันที่สูงขึ้น และปัญหาเรื่องภาวะโลกร้อน รัฐบาลของพลเอกสุรยุทธ์ จุลานนท์ จึงได้ปรับปรุงนโยบายการส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงานและพลังงานหมุนเวียนในหลายประการอย่างเร่งด่วน ซึ่งมีดังต่อไปนี้

- (1) การปรับปรุงระเบียบรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กและขนาดเล็กมาก (SPP และ VSPP) ให้ง่ายต่อการปฏิบัติและสะดวกต่อนักลงทุน ซึ่งได้รวมถึงการเปลี่ยนแปลงหลักเกณฑ์การกำหนดคุณสมบัติของผู้ผลิตไฟฟ้า การคำนวณต้นทุนที่หลีกเลี่ยงได้ของ กฟผ. และข้อกำหนดในการเชื่อมโยงระบบ ราคารับซื้อไฟฟ้าปกติยังคงเป็นต้นทุนที่หลีกเลี่ยงได้จากการผลิตไฟฟ้าของ กฟผ. โดยโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง เนื่องจาก 70% ของการผลิตไฟฟ้าในปัจจุบันมาจากก๊าซธรรมชาติ และโรงไฟฟ้าใหม่ส่วนใหญ่เป็นโรงไฟฟ้าที่ใช้ก๊าซธรรมชาติ อย่างไรก็ตาม เนื่องจากมีแนวโน้มว่าถ่านหินจะมีบทบาทสำคัญในการผลิตไฟฟ้า ดังนั้น จึงได้ปรับปรุงหลักเกณฑ์ราคารับซื้อไฟฟ้า ให้ผู้ผลิตไฟฟ้า SPP ที่ไม่ได้ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงสามารถเลือกใช้ราคารับซื้อไฟฟ้าจากต้นทุนที่หลีกเลี่ยงได้ในการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าถ่านหินนำเข้า ซึ่งจะสะท้อนโครงสร้างต้นทุนของโรงไฟฟ้าชีวมวลได้ดีกว่าโรงไฟฟ้าที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง ทั้งในด้านของ

ค่าความพร้อมจ่ายและค่าพลังงาน โดยที่ในระยะเวลาไม่กี่ปีที่ผ่านมาอุตสาหกรรมหลายประเภทโดยเฉพาะอย่างยิ่งซีเมนต์และโรงไฟฟ้า ได้มีการใช้เชื้อเพลิงชีวมวลทดแทนถ่านหิน ซึ่งทำให้ราคาชีวมวลหลายชนิดเคลื่อนไหวสอดคล้องกับราคาถ่านหินนำเข้า

- (2) การปรับปรุงระเบียบรับซื้อไฟฟ้าจาก VSPP โดยขยายให้ครอบคลุมถึงระบบผลิตไฟฟ้าแบบ Cogeneration และขยายการจำหน่ายไฟฟ้าเข้าระบบเพิ่มขึ้นเป็นไม่เกิน 10 เมกะวัตต์ ในขณะที่การจำหน่ายไฟฟ้าเข้าสู่ระบบของโครงการ SPP จะอยู่ระหว่าง 10 - 90 เมกะวัตต์
- (3) การเปิดให้ผู้ผลิตไฟฟ้า SPP ในระบบ Cogeneration จำหน่ายไฟฟ้าเข้าระบบภายใต้สัญญาระยะเวลาอีกครั้งหนึ่ง โดยในช่วงแรก กฟผ. ได้กำหนดเป้าหมายรับซื้อ 1,600 เมกะวัตต์
- (4) การกำหนดส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ซึ่งเพิ่มขึ้นจากราคารับซื้อไฟฟ้าปกติ สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้า SPP และ VSPP เป็นระยะเวลา 7 - 10 ปี นับจากวันที่เริ่มเดินเครื่องจำหน่ายไฟฟ้าเข้าสู่ระบบ (COD) โดยต้องเป็นโครงการที่ยื่นขอเสนอภายในสิ้นปี 2551 ทั้งนี้ “ส่วนเพิ่ม” ดังกล่าวจะแตกต่างกันตามประเภทของพลังงานหมุนเวียน ดังแสดงในตารางที่ 1 และรัฐบาลยังได้กำหนดเป้าหมายสำหรับการส่งเสริมพลังงานหมุนเวียนประเภทต่างๆ ดังแสดงในตารางที่ 2 และสำหรับการกำหนดส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนของผู้ผลิตไฟฟ้า SPP รัฐบาลได้เปิดประมูลโดยให้ SPP เป็นผู้เสนอสำหรับปริมาณการรับซื้อรวม 300 เมกะวัตต์ เมื่อวันที่ 1 พฤษภาคม 2550 นอกจากนั้นแล้วยังได้กำหนดส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเป็นพิเศษสำหรับโครงการ SPP/VSPP ในเขต 3 จังหวัดชายแดนภาคใต้ (ยะลา ปัตตานีและนราธิวาส) โดยเพิ่มขึ้นอีก 1.50 บาท/หน่วย สำหรับพลังงานลมและแสงอาทิตย์ และเพิ่มขึ้นอีก 1 บาท/หน่วย สำหรับพลังงานทดแทนประเภทอื่นๆ เพื่อชดเชยให้กับความเสี่ยงภัยที่มาจากปัญหาความไม่สงบในพื้นที่



**ตารางที่ 1: ส่วนเพิ่มราคาซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนอัตราปกติ สำหรับโครงการ SPP และ VSPP**

เชื้อเพลิง / เทคโนโลยี	“ส่วนเพิ่ม” (บาท/หน่วย)	ระยะเวลา (ปี)
ชีวมวล	0.30 สำหรับ VSPP ระบบประมูลแข่งขันสำหรับ SPP	7
ก๊าซชีวภาพ	0.30	7
พลังน้ำขนาดเล็ก (50-200 kw)	0.40	7
พลังน้ำขนาดเล็กมาก (<50 kw)	0.80	7
ขยะ	2.50	7
ลม	3.50	10
แสงอาทิตย์	8.0	10

หมายเหตุ / ราคาซื้อไฟฟ้าปกติอยู่ในระดับ 2.0 - 2.5 บาท/หน่วย

**ตารางที่ 2: เป้าหมายการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ระหว่างปี 2551 - 2554**

เชื้อเพลิง / เทคโนโลยี	กำลังผลิตในปี 2549 ในปัจจุบัน (MW)	เป้าหมาย ในปี 2554 (MW)
แสงอาทิตย์	30	45
ลม	1	115
พลังน้ำขนาดเล็กและเล็กมาก	44	156
ชีวมวล	1,977	2,800
ขยะ	4	100
ก๊าซชีวภาพ	5	60
รวม	2,061	3,276
การผลิตไฟฟ้าสูงสุดของระบบ	21,064	27,996

ที่มา/แผนพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงานของประเทศไทย ปี 2551-2554, กันยายน 2550, กระทรวงพลังงาน

- (5) การใช้มาตรการจูงใจทางการเงิน ได้แก่ เงินกู้ดอกเบี้ยต่ำและการให้เงินสนับสนุนการลงทุน ซึ่งได้ขยายวงเงินเงินสนับสนุนเพิ่มขึ้นและขยายให้ครอบคลุมสู่โครงการพลังงานหมุนเวียนบางประเภทโดยเฉพาะ ได้แก่ ก๊าซชีวภาพจากฟาร์มหมู โรงงานผลิตแปรงมันสำปะหลัง



โรงงานผลิตน้ำมันปาล์ม โรงงานผลิตยางแผ่น โรงงานเอทานอลและโรงงานอุตสาหกรรมการเกษตรอื่นๆ ชยะ และพลังน้ำขนาดเล็ก ซึ่งบางโครงการไม่ได้มีสถานะเป็นผู้ผลิตไฟฟ้า SPP หรือ VSPP แต่เป็นโครงการที่ผลิตพลังงานเพื่อใช้เองหรือโครงการระดับหมู่บ้านที่ผลิตไฟฟ้าใช้เองในพื้นที่ห่างไกล

- (6) การจัดสรรงบประมาณให้แก่หน่วยงานภาครัฐสำหรับการพัฒนาโครงการพลังงานน้ำขนาดเล็กและขนาดเล็กมาก ทั้งนี้ เนื่องจากโครงการต้องเกี่ยวข้องกับการขออนุญาตจากหน่วยงานราชการจำนวนมาก จึงเป็นไปได้ยากสำหรับการพัฒนาโดยนักลงทุนเอกชนโดยมีเป้าหมายกำลังการผลิตไฟฟ้าใหม่จากพลังน้ำที่ 112 เมกะวัตต์ ระหว่างปี 2551 - 2554
- (7) การจัดสรรงบประมาณจำนวนมาก สำหรับการให้ความช่วยเหลือทางด้านเทคนิคแก่ภาคเอกชน และสำหรับเป็นเงินลงทุนในโครงการต้นแบบที่ใช้เทคโนโลยีใหม่
- (8) การส่งเสริมการลงทุนของภาคเอกชนผ่านการสนับสนุนบริษัทจัดการพลังงาน (ESCO) และกองทุนเพื่อร่วมลงทุนและส่งเสริมการลงทุนในโครงการอนุรักษ์พลังงานและพลังงานทดแทนซึ่งอยู่ระหว่างการจัดตั้ง
- (9) การอนุมัตินโยบายให้ภาคเอกชนสามารถทำการซื้อขายคาร์บอนเครดิตผ่านกลไก CDM ได้ในช่วงต้นปี 2550 หลังจากได้ล่าช้ามากกว่า 5 ปีจากรัฐบาลก่อนนั้น ซึ่งนโยบายนี้มีส่วนช่วยกระตุ้นให้เกิดโครงการด้านพลังงานหมุนเวียนอีกเป็นจำนวนมาก โดยเฉพาะอย่างยิ่งโครงการด้านก๊าซชีวภาพและชยะชุมชน



## ผลตอบรับจากการเปลี่ยนแปลงนโยบายพลังงานของรัฐบาลสหรัฐฯ

ณ เดือนกันยายน 2551 มีโครงการ SPP 60 โครงการ ที่จำหน่ายไฟฟ้าเข้าสู่ระบบ 2,286 เมกะวัตต์ ซึ่งส่วนใหญ่มีการจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่ผู้ใช้ในบริเวณใกล้เคียงด้วย ทำให้มีกำลังการผลิตติดตั้งทั้งสิ้น 3,897 เมกะวัตต์ (ดังแสดงในตารางที่ 3 และ 4) โครงการเหล่านี้เกือบทั้งหมดเกิดขึ้นก่อนปี 2545 โดยมีจำนวนน้อยมากที่เกิดขึ้นหลังการก่อตั้งกระทรวงพลังงาน ผู้ผลิตไฟฟ้า SPP เป็นโครงการผลิตไฟฟ้าจากระบบ Cogeneration จำนวน 26 โครงการ ซึ่งใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล ส่วนใหญ่เป็นก๊าซธรรมชาติ มีปริมาณไฟฟ้าจำหน่ายรวม 1,670 เมกะวัตต์ และที่เหลืออีก 615 เมกะวัตต์ เป็นปริมาณการจำหน่ายไฟฟ้าที่เกิดจากโครงการพลังงานนอกแบบ (non-conventional energy) และโครงการที่ใช้เชื้อเพลิงผสมระหว่างเชื้อเพลิงฟอสซิลกับเชื้อเพลิงนอกรูปแบบอื่นๆ ซึ่งส่วนใหญ่เป็นชานอ้อย แกลบ และเศษไม้ รวมจำนวน 34 โครงการ นอกจากนี้ ยังมีโครงการ VSPP อีก 109 โครงการ ที่ผลิตไฟฟ้าเข้าสู่ระบบ 227 เมกะวัตต์ จากกำลังผลิตติดตั้งจำนวน 561 เมกะวัตต์ (ดังแสดงในตารางที่ 3 และ 5) โครงการเหล่านี้ส่วนใหญ่ยังคงใช้ชานอ้อย

แกลบ และชีวมวลอื่นๆ และเป็นโครงการจากพลังงานแสงอาทิตย์ 39 โครงการ ซึ่งส่วนใหญ่เป็นเซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาภายใต้โครงการบ้านพลังงานแสงอาทิตย์ที่ได้รับเงินทุนสนับสนุนจากกองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน โครงการผู้ผลิตไฟฟ้า SPP และ VSPP ที่ดำเนินการและจำหน่ายไฟฟ้าเข้าสู่ระบบแล้ว ส่วนใหญ่เป็นโครงการที่เกิดขึ้นก่อนการเปลี่ยนแปลงนโยบายของรัฐในปี 2550 อย่างไรก็ตาม ในปี 2551 เริ่มมีโครงการที่มาจากพลังงานหมุนเวียนประเภทอื่นบ้างแล้ว อาทิเช่น โครงการจากขยะชุมชนจำนวน 4 โครงการ และโครงการจากก๊าซชีวภาพจำนวน 16 โครงการ นักลงทุนในโครงการ SPP และ VSPP ส่วนใหญ่จะเป็นผู้ประกอบการขนาดเล็กและขนาดกลาง โดยมีผู้ประกอบการจำนวนน้อยรายมาก ที่พัฒนาธุรกิจมาจากการประกอบธุรกิจ SPP และผลิตไฟฟ้าเอกชนโดยตรง ซึ่งได้แก่ บมจ. บ้านปู และ บมจ. โกลว์ ซึ่งเป็นบริษัทที่จดทะเบียนอยู่ในตลาดหลักทรัพย์ ทั้งสองราย สำหรับบริษัทที่มีสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนสูงสุดได้แก่ บมจ. แอ็ดวานซ์ อะโกร ซึ่งประกอบอุตสาหกรรม

ผลิตภัณฑ์ทางการเกษตรและอุตสาหกรรม  
กระดาษ

การตอบรับการเปลี่ยนแปลง  
นโยบายด้านพลังงานหมุนเวียนของ  
รัฐบาลสุรยุทธ์ก่อนข้างชัดเจน โดย ณ  
วันที่ 31 สิงหาคม 2550 มีโครงการ  
SPP ระบบ Cogeneration ใหม่ภายใต้  
สัญญาแบบ Firm ถึง 31 รายที่ยื่น  
ข้อเสนอเพื่อขอจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่  
กฟผ.โดยมีกำลังการผลิตไฟฟ้าเสนอ  
ขายรวม 2,416 เมกะวัตต์ สูงกว่า  
เป้าหมายที่กำหนดไว้ (1,600 เมกะวัตต์)  
มาก ดังนั้น กฟผ. จึงต้องปิดการรับซื้อ  
ไฟฟ้าจากโครงการ SPP ระบบ  
Cogeneration ลงชั่วคราว ตั้งแต่วันที่  
31 สิงหาคม 2550 โดยหลักเกณฑ์  
การคัดเลือกการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิต  
ไฟฟ้า SPP ได้พิจารณาจากความ  
สามารถและต้นทุนการผลิตไฟฟ้าของ  
ผู้ประกอบการ ปริมาณเชื้อเพลิงที่สามารถ  
จัดหาได้ ความสามารถในการหาลูกค้า  
รับซื้อไอน้ำและไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้า  
SPP แต่ละราย และความสามารถของ  
ระบบในการรับเชื่อมโยงไฟฟ้าจาก  
SPP ในพื้นที่ต่างๆ โดย ณ ปลายปี  
2550 มีโครงการ SPP ระบบ  
Cogeneration ทั้งหมด 16 โครงการ  
ที่ได้รับการคัดเลือก มีกำลังการผลิต  
รวมทั้งสิ้น 1,663 เมกะวัตต์ ซึ่งจะ  
จำหน่ายไฟฟ้าเข้าสู่ระบบจำนวน 1,314

เมกะวัตต์ ทั้งนี้ อุปสรรคสำคัญของ  
SPP รายใหม่เหล่านี้ จะมาจาก  
ความสามารถในการจัดหาก๊าซ  
ธรรมชาติ

สำหรับการเชิญชวนยื่นข้อเสนอ  
ในการประมูล “ส่วนเพิ่มราคารับซื้อ  
ไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน” ใน  
โครงการ SPP จากพลังงานหมุน  
เวียนที่ นอกเหนือจากขยะชุมชน  
พลังงานลม และแสงอาทิตย์ ได้  
ประกาศเมื่อวันที่ 1 พฤษภาคม 2550  
และในวันที่ 1 สิงหาคม 2550 ได้รับ  
ข้อเสนอทั้งสิ้น 9 โครงการ มีปริมาณ  
ไฟฟ้าที่ต้องการจำหน่ายรวม 435  
เมกะวัตต์หลังจากการพิจารณาข้อเสนอ  
ทั้งหมดแล้วเสร็จ ได้ประกาศผลการ  
คัดเลือก เมื่อวันที่ 12 ตุลาคม 2550  
มีข้อเสนอ SPP ที่ผ่านการคัดเลือก  
จำนวน 7 โครงการ มีปริมาณไฟฟ้า  
ที่จำหน่ายเข้าระบบรวม 335 เมกะวัตต์  
จากกำลังการผลิตติดตั้ง 458 เมกะวัตต์  
ซึ่งโครงการที่ได้รับการคัดเลือกทั้งหมด  
จะขายไฟฟ้าเข้าสู่ระบบได้ภายใน  
ปี 2555 โดยได้รับ “ส่วนเพิ่มราคา  
รับซื้อไฟฟ้า” 0.295บาท/หน่วยเป็น  
โครงการที่ใช้ ชานอ้อย แกลบและ  
เศษไม้ในขณะที่โครงการชีวมวลอื่นๆ  
เป็นโครงการขนาดเล็กจึงอยู่ภายใต้  
โครงการ VSPP



การตอบรับนโยบายที่เด่นชัดสุดมาจากโครงการ VSPP โดย ณ สิ้นเดือนกันยายน 2551 มีโครงการ VSPP จำนวน 582 โครงการที่ยื่นข้อเสนอเพื่อขอจำหน่ายไฟฟ้าเข้าสู่ระบบรวมจำนวน 2,537 เมกะวัตต์ ซึ่งปริมาณไฟฟ้าที่จำหน่ายเข้าระบบเหล่านี้ ได้รวมถึงโครงการที่ได้เริ่มเดินเครื่องผลิตเชิงพาณิชย์ก่อนระเบียบใหม่บังคับใช้ และบางโครงการเป็นโครงการที่เปลี่ยนมาจากผู้ผลิต SPP เดิม อย่างไรก็ตาม สำหรับโครงการใหม่ที่มาจากการเปลี่ยนแปลงนโยบายมีมากกว่า 450 โครงการโดยเสนอจำหน่ายไฟฟ้าเข้าสู่ระบบได้ถึง 2,300

เมกะวัตต์ ในขณะที่โครงการเดิมเป็นโครงการขนาดเล็กซึ่งจำหน่ายไฟฟ้าเข้าสู่ระบบเพียง 200 เมกะวัตต์ และจากโครงการ VSPP ทั้งหมดจำนวน 582 โครงการ เป็นโครงการที่ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนถึง 573 โครงการ มีปริมาณไฟฟ้าที่จะจำหน่ายเข้าสู่ระบบ 2,487 เมกะวัตต์ ที่เหลืออีก 9 โครงการเป็นโครงการผลิตไฟฟ้าด้วยระบบ Cogeneration ซึ่งใช้ก๊าซธรรมชาติหรือถ่านหิน โดยมีหนึ่งโครงการเป็นระบบ District Cooling ซึ่งไม่ใช่ระบบ Cogeneration ทั่วไปที่จำหน่ายไฟฟ้าและไอน้ำร่วมกัน

### ตารางที่ 3 สรุปสถานะของโครงการ SPP และ VSPP

ณ เดือนกันยายน 2551	โครงการที่ได้รับอนุมัติ			โครงการที่ขายไฟเข้าระบบแล้ว		
	จำนวนโครงการ	กำลังการผลิตติดตั้ง (MW)	ปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขาย (MW)	จำนวนโครงการ	กำลังการผลิตติดตั้ง (MW)	ปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขาย (MW)
เชื้อเพลิงฟอสซิล	53	5,406	3,408	28	2,741	1,676
SPP	46	5,255	3,374	26	2,722	1,670
VSPP	7	151	33	2	19	6
พลังงานนอกแบบ	350	2,638	1,711	137	1,241	603
SPP	40	1,002	596	30	699	382
VSPP	310	1,637	1,115	107	542	221
SPP เชื้อเพลิงผสม	4	476	233	4	476	233
รวมพลังงานนอกแบบทั้งหมด	354	3,114	1,944	141	1,717	836
รวมทั้งหมด	407	8,520	5,352	169	4,458	2,512

หมายเหตุ/ ตัวเลขของโครงการ SPP ในเอกสารเผยแพร่ก่อนหน้านี้จะสูงกว่า เนื่องจากมีโครงการ SPP จำนวนหนึ่งเปลี่ยนไปเข้าร่วมโครงการ VSPP

“ส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน” เป็นสิ่งที่ทำให้เกิดความหลากหลายของเชื้อเพลิงที่มาจากพลังงานหมุนเวียนประเภทต่างๆ ของโครงการ VSPP ใหม่ โดยมีโครงการระยะชุมชน 20 โครงการ ซึ่งจะจำหน่ายไฟฟ้าเข้าสู่ระบบรวม 99 เมกะวัตต์ และมีโครงการโรงไฟฟ้าชุมชนระยะชุมชนที่ได้เริ่มผลิตและจำหน่ายไฟฟ้าเข้าสู่ระบบแล้วจำนวน 4 ราย โดยเป็นการผลิตไฟฟ้าจากก๊าซชีวภาพที่ได้จากการฝังกลบขยะมูลฝอยสองโครงการ การผลิตไฟฟ้าจากระบบการย่อยสลายแบบไร้ออกซิเจนหนึ่งโครงการ และอีกหนึ่งโครงการเป็นการผลิตไฟฟ้าที่ได้จากการเผาตรงระยะชุมชน นอกจากนี้ ยังมีชีวมวลชนิดอื่นๆ ที่นำมาใช้ในโครงการ VSPP ได้แก่ เศษไม้จากสวนป่า วัสดุเหลือทิ้งจากโรงงานน้ำมันปาล์ม ชังข้าวโพด ฟางข้าว ขุยมะพร้าว ก๊าซชีวภาพจากน้ำเสีย พลังงานแสงอาทิตย์จากฟาร์มแสงอาทิตย์ ขนาดของโครงการ VSPP มีกระจายหลายขนาด ซึ่งโครงการขนาดเล็กมากมีขนาดน้อยกว่า 100 กิโลวัตต์ เช่น โครงการพลังน้ำขนาดเล็ก และโครงการก๊าซชีวภาพจากฟาร์มหมู



ถึงแม้ว่าพลังงานหมุนเวียนที่ใช้ผลิตไฟฟ้าในโครงการ VSPP จะมีความหลากหลายมากขึ้น แต่ยังมีชีวมวลอื่นๆ อีกมากที่มีศักยภาพและสามารถนำมาผลิตไฟฟ้าได้อีก เช่น ชังข้าวโพด ฟางข้าว ใบอ้อย เหง้ามันสำปะหลัง และทะเลสาบปาล์ม ซึ่งปัจจุบันอยู่ระหว่างการศึกษาระบบการจัดการและรวบรวมที่มีประสิทธิภาพสำหรับชีวมวลเหล่านี้ที่กระจายอยู่ทั่วไป นอกจากนี้ การผลิตก๊าซชีวภาพจากน้ำเสียในอุตสาหกรรมก็ได้รับความนิยมมากขึ้น เนื่องจากกลุ่มอุตสาหกรรมได้ตระหนักว่าระบบดังกล่าวดีกว่าระบบบำบัดน้ำเสียแบบเดิมทั้งในด้านการผลิตผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม และความคุ้มค่าในการ

ลงทุนผลิตพลังงานซึ่งเป็นผลพลอยได้ที่มีมูลค่ามาก

“ส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน” สำหรับพลังงานแสงอาทิตย์ในอัตรา 8 บาทต่อหน่วย และการตั้งโรงงานผลิตเซลล์แสงอาทิตย์ในประเทศไทยในช่วงไม่กี่ปีที่ผ่านมา ได้ทำให้ราคาของเซลล์แสงอาทิตย์ในประเทศลดลงอย่างรวดเร็ว มีโครงการฟาร์มแสงอาทิตย์เกิดขึ้นจำนวนมาก โดยมีถึง 235 โครงการที่ยื่นข้อเสนอขอจำหน่ายไฟฟ้าเข้าสู่ระบบรวม 1,261 เมกะวัตต์ (ไม่รวมเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคา) ขณะนี้มี 2 โครงการที่ขายไฟฟ้าเข้าสู่ระบบแล้วและมีโครงการอีกจำนวนหนึ่งที่จะเดินเครื่องจำหน่ายไฟฟ้าเข้าสู่ระบบในช่วงไม่กี่เดือน

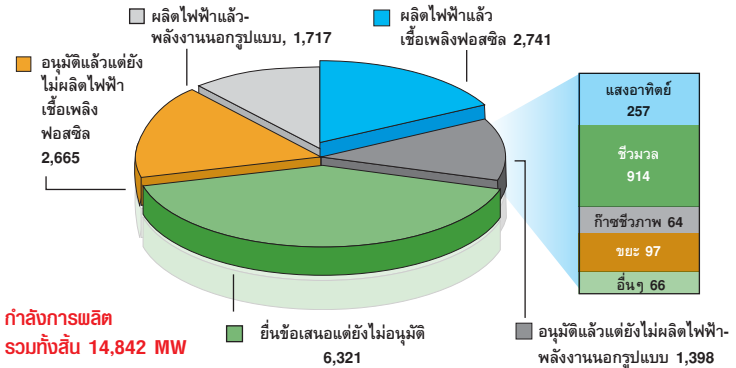


ข้างหน้านี้ ซึ่งเป็นสิ่งที่น่าติดตามสำหรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ โดยเฉพาะโครงการผลิตไฟฟ้าจากระบบผลิตความร้อนแบบรวมแสงจากแสงอาทิตย์ (Solar thermal/ concentrating solar panel (CSP) projects) ว่าสามารถเกิดขึ้นได้ทั้งหมดหรือไม่

ในระหว่างนี้ การจัดเตรียมข้อเสนอสำหรับฟาร์มกังหันลมเพื่อผลิตไฟฟ้ายังคงดำเนินต่อไป แม้ว่าศักยภาพพลังงานลมในประเทศไทยอยู่ในระดับต่ำ แต่ในขณะนี้ก็มีโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานที่ยื่นข้อเสนอแล้วถึง 15 โครงการ โดยเป็นโครงการผู้ผลิตไฟฟ้า SPP ขนาด 60 เมกะวัตต์ 1 โครงการ และเป็นโครงการผู้ผลิตไฟฟ้า VSPP อีก 14 โครงการที่มีปริมาณไฟฟ้าที่เสนอขายรวม 57 เมกะวัตต์ โดยโครงการเหล่านี้จะ

ตั้งอยู่ใกล้ทะเล (สงขลา นครศรีธรรมราช สมุทรสาคร ชลบุรี) หรือตั้งอยู่บนยอดเขา (เพชรบูรณ์) การเปลี่ยนแปลงนโยบายครั้งนี้ยังมีส่วนช่วยส่งเสริมโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานน้ำซึ่งเทียบหายไปกว่า 10 ปี หน่วยงานราชการได้แก่ กฟผ. กระทรวงพลังงาน และ กฟภ. ได้จัดทำโครงการพลังงานน้ำขนาดเล็กและขนาดเล็่มากทั้งแบบเชื่อมโยงเข้าสู่ระบบและไม่เชื่อมโยงเข้าระบบ โดยแบ่งเป็นโครงการพลังงานน้ำขนาดเล็กจำนวน 15 โครงการและโครงการพลังงานน้ำขนาดเล็กมากจำนวน 65 โครงการ (รวมโครงการเดิมที่ปรับปรุงใหม่และขยาย) ทั้งนี้ กำลังการผลิตไฟฟ้าที่คาดว่าจะเพิ่มขึ้นจากพลังงานน้ำคือประมาณ 112 เมกะวัตต์ และในขณะนี้ก็มีโครงการไฟฟ้าพลังงานน้ำที่ยื่นข้อเสนอขอขายไฟฟ้าเข้าระบบแล้ว 9 โครงการ มีปริมาณไฟฟ้าที่เสนอขายรวม 6.9 เมกะวัตต์

### กำลังการผลิตของ SPPs และ VSPPs (MW) (กันยายน 2551)





## การส่งเสริมการใช้เชื้อเพลิงชีวภาพและก๊าซธรรมชาติในภาคขนส่ง

ในปัจจุบันการส่งออกผลิตผลทางการเกษตรสุทธิของประเทศไทยมีมูลค่าเท่ากับ 5.9% ของ GDP ในขณะที่ก๊าซธรรมชาติเป็นแหล่งพลังงานที่สำคัญที่สุดของประเทศ จึงทำให้ไทยได้ส่งเสริมให้มีการใช้เชื้อเพลิงชีวภาพและก๊าซธรรมชาติเพื่อทดแทนน้ำมันเบนซินและดีเซลในภาคขนส่ง แม้ว่าประเทศไทยจะบังคับให้มีการเติมสาร MTBE หรือเอทานอลในน้ำมันเบนซิน เพื่อลดปริมาณการปล่อยก๊าซคาร์บอนมอนอกไซด์จากการเผาไหม้ของเครื่องยนต์มากกว่าทศวรรษ แต่บริษัทน้ำมันเพิ่งเริ่มจำหน่ายน้ำมันแก๊สโซฮอล์ 95 (น้ำมันเบนซินออกเทน 95 ที่มีส่วนผสมของเอทานอล 10%) เมื่อปี 2546 ซึ่งเป็นผลจากราคาน้ำมันในตลาดโลกที่เพิ่มสูงขึ้นในขณะนั้น และการลดภาษีสรรพสามิตเพื่อให้ น้ำมันแก๊สโซฮอล์ 95 มีราคาต่ำกว่าน้ำมันเบนซิน 95 ในระดับ 1.50 บาท/ลิตร (คิดเป็น 5 - 6% ของราคาขายปลีก) รวมถึงมาตรการสนับสนุนการลงทุนสำหรับผู้ประกอบการเอทานอล ซึ่งจากมาตรการสนับสนุนของรัฐบาลในขณะนั้น ได้ทำให้ปริมาณการใช้ น้ำมันแก๊สโซฮอล์ 95 หรือ E10 เพิ่มขึ้นอย่างรวดเร็ว โดยในเดือนธันวาคม 2548 มีสัดส่วนสูงถึง 17.4% ของยอดขายน้ำมันเบนซิน แต่ปริมาณการใช้ดังกล่าวได้เริ่มคงที่ตั้งแต่ต้นปี 2549 เป็นต้นมา ในขณะที่การส่งเสริมการผลิตเอทานอลที่มีอย่างต่อเนื่องได้ทำให้เอทานอลล้นตลาด สำหรับการใช้น้ำมัน E10 ที่ชะลอลงลงเป็นผลมาจากการขาดความเชื่อมั่นของผู้บริโภค โดยเชื่อว่าน้ำมัน E10 จะส่งผลให้สมรรถนะของเครื่องยนต์ต่ำลง นอกจากนี้ ส่วนต่างของราคาน้ำมัน E10 ต่อราคาน้ำมันเบนซินยังไม่จูงใจพอ (ส่วนต่างคิดเป็น 3% ของราคา เมื่อคำนึงถึงความแตกต่างของค่าความร้อนของน้ำมันทั้งสองประเภท) และปัญหาราคจำหน่ายเอทานอลหน้าโรงงานที่สูงเกินควรรัฐบาลของพลเอกสุรยุทธ์ได้ปรับปรุงนโยบายส่งเสริมน้ำมันแก๊สโซฮอล์หลายประการ ตั้งแต่ปลายปี 2549 เป็นต้นไป นโยบายที่สำคัญที่สุดซึ่งได้รับการปรับปรุงเป็นอันดับแรก ได้แก่ นโยบายด้านราคา



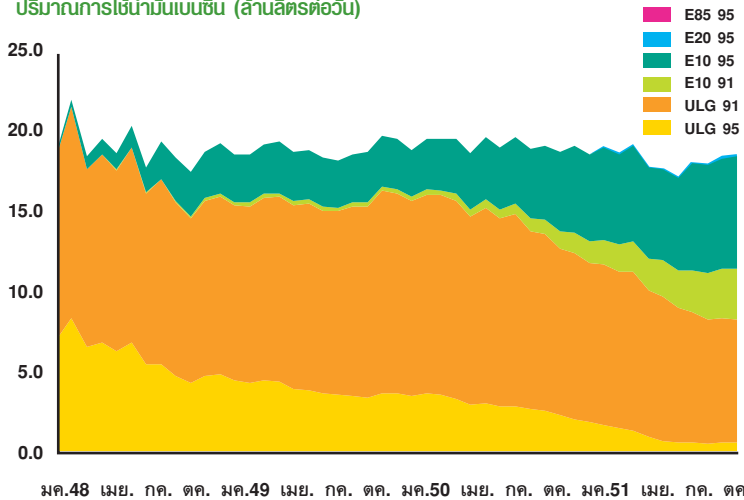
ด้วยการทยอยปรับอัตราเงินส่งเข้ากองทุนน้ำมันเชื้อเพลิงของน้ำมันเบนซินขึ้นทีละน้อย จนทำให้มีอัตราเงินส่งเข้ากองทุนน้ำมันเชื้อเพลิงสูงกว่าของน้ำมันแก๊สโซฮอล์มาก (นโยบายนี้ยังช่วยให้สามารถชำระหนี้ของกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิงได้เร็วขึ้นอีกด้วย) และการกำหนดราคาขายเอทานอลหน้าโรงงาน โดยอ้างอิงจากราคานำเข้า คือ ราคา CIF ของเอทานอลในตลาดบราซิล นโยบายการกำหนดราคานี้ได้ทำให้ราคาจำหน่ายเอทานอลหน้าโรงงานลดลงเกือบ 20% และด้วยราคาเอทานอลที่ถูกลงประกอบกับอัตราเงินส่งเข้ากองทุนน้ำมันเชื้อเพลิงของน้ำมันแก๊สโซฮอล์ที่ต่ำกว่าน้ำมันเบนซินมาก ได้ทำให้ส่วนต่างราคาขาย ขายปลีกน้ำมันแก๊สโซฮอล์ 95 และน้ำมันเบนซิน 95 เพิ่มขึ้นจาก 1.50 บาท/ลิตร เป็น 4 บาท/ลิตร ในเดือนพฤศจิกายน 2550 มาตรการต่อมาได้แก่การเลื่อนการยกเลิกการจำหน่ายน้ำมันเบนซิน 95 ในปลายปี 2549 ออกไปอย่างไม่มีกำหนด เนื่องจากยังมีรถอีกจำนวนมากที่จำเป็นต้องใช้น้ำมันเบนซิน 95 นอกจากนี้ ยังมีกรณีจริงที่ให้ความรู้และสร้างความเชื่อมั่นให้กับผู้ใช้รถยนต์อย่างจริงจัง โดยบริษัทน้ำมันและบริษัทรถยนต์ต่างร่วมกันรับประกันความเสียหายที่เกิดจากการใช้แก๊สโซฮอล์ รวมถึงการประชาสัมพันธ์รถยนต์รุ่นที่สามารถใช้น้ำมันแก๊สโซฮอล์ได้ และรัฐบาลยังมีมาตรการจูงใจทางด้านราคาให้แก่ผู้ค้าน้ำมัน รวมถึงการขอความร่วมมือจากบริษัทน้ำมันในการสร้างตลาดน้ำมันแก๊สโซฮอล์ 91 เนื่องจากน้ำมันเบนซิน 91 มีสัดส่วนทางการตลาดถึง 60% ของการใช้น้ำมันเบนซินทั้งหมด นอกจากนี้ รัฐบาลยังกำหนดให้ค่าการตลาดของน้ำมันแก๊สโซฮอล์ให้สูงกว่าน้ำมันเบนซินปกติ ซึ่งจูงใจให้สถานีบริการหันมาจำหน่ายแก๊สโซฮอล์มากกว่าน้ำมันเบนซิน ในช่วงปลายปี 2550 รัฐบาลได้ประกาศลดภาษีสรรพสามิตสำหรับรถยนต์ที่ใช้น้ำมัน E20 (น้ำมันเบนซิน ออกเทน 95 ที่มีส่วนผสมของเอทานอล 20%) มีผลบังคับใช้ในเดือนมกราคม 2551 ขณะเดียวกันได้มีมาตรการจูงใจทางด้านราคาที่กำหนดน้ำมัน E20 มีราคาต่ำลงเป็นพิเศษ รวมทั้งความร่วมมือจากบริษัทน้ำมันในการสร้างตลาดน้ำมัน E20 ที่เริ่มตั้งแต่มกราคม 2551 เป็นต้นมา ยิ่งไปกว่านั้น รัฐบาล ผู้ประกอบการเอทานอล บริษัทน้ำมันและบริษัทรถยนต์ ยังหารือร่วมกันถึงแนวทางการส่งเสริมน้ำมัน E85 ในอนาคต เนื่องจากประเทศไทยมีศักยภาพทางด้านวัตถุดิบอย่างมาก ซึ่งสามารถผลิตเอทานอลให้รถยนต์ที่ใช้เครื่องยนต์เบนซินทุกคันใช้น้ำมัน E85 ได้ อย่างไรก็ตาม การส่งเสริมน้ำมัน E85 ยังคงต้องใช้เวลาอีกพอสมควรเพื่อให้อุตสาหกรรมรถยนต์และน้ำมันปรับตัว

น้ำมันไบโอดีเซล B5 ซึ่งมีไบโอดีเซลผสมอยู่ในน้ำมันดีเซลหมุนเร็วในสัดส่วน 5% ได้จำหน่ายผ่านสถานีบริการน้ำมันในประเทศไทยตั้งแต่ปี 2548 เป็นต้นมา นอกจากนี้ยังมีการอนุญาตให้จำหน่ายน้ำมันไบโอดีเซลในระดับชุมชนที่ผลิตจากวัตถุดิบได้หลายชนิด โดยเฉพาะอย่างยิ่งจากน้ำมันพืชใช้แล้ว น้ำมันไบโอดีเซลชุมชนจะมีคุณภาพต่ำกว่าน้ำมันไบโอดีเซลที่จำหน่ายในสถานีบริการน้ำมัน โดยปกติแล้วไบโอดีเซลชุมชนจะใช้สำหรับเครื่องจักรกลทางการเกษตรและไม่แนะนำให้ใช้กับรถยนต์ ในช่วงก่อนที่รัฐบาลพลเอกสุรยุทธ์จะเข้ามาบริหารประเทศ นั้น ถึงแม้ว่ากำลังการผลิตไบโอดีเซล (B100) จะเพิ่มขึ้นอย่างรวดเร็ว โดยเฉพาะอย่างยิ่งไบโอดีเซลจากน้ำมันปาล์ม แต่การใช้ น้ำมันไบโอดีเซล B5 ในช่วงปี 2548 - 2549 ยังอยู่ในระดับที่ต่ำมาก โดยในปี 2549 ปริมาณการจำหน่ายน้ำมันไบโอดีเซล B5 อยู่ที่ 0.12 ล้านลิตรต่อวัน หรือคิดเป็นไบโอดีเซล (B100) เพียง 6,000 ลิตรต่อวัน ในขณะที่ปริมาณการจำหน่ายน้ำมันดีเซลหมุนเร็วอยู่ที่ 50 ล้านลิตรต่อวัน ซึ่งมีสาเหตุมาจากนโยบายทางด้านราคาที่ไม่ชัดเจน รวมถึงมาตรฐานและการบังคับใช้มาตรฐานไบโอดีเซล (B100) ที่ไม่ชัดเจน และการไม่ได้รับการสนับสนุนจากบริษัทรถยนต์ สำหรับการรับประกันความเสียหายจากการใช้น้ำมันไบโอดีเซล B5 รัฐบาลของพลเอกสุรยุทธ์ได้ริเริ่มมาตรการสนับสนุนหลายมาตรการในช่วงปลายปี 2549 เพื่อกระตุ้นการจำหน่ายน้ำมันไบโอดีเซล ได้แก่ การกำหนดราคาไบโอดีเซล (B100) หน้าโรงงานโดยอ้างอิงจากราคาน้ำมันปาล์มและราคาเมทานอล ซึ่งเป็นวัตถุดิบหลักในการผลิตไบโอดีเซล มีผลให้ราคาไบโอดีเซลเพิ่มสูงขึ้นจากเดิม 25% ซึ่งทำให้เกิดการลงทุนผลิตไบโอดีเซลมากขึ้น นอกจากนี้ รัฐบาลได้ใช้เงินกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิงเพื่อสนับสนุนให้ราคาขายปลีกน้ำมันไบโอดีเซล (B5) มีราคาต่ำกว่าน้ำมันดีเซลหมุนเร็วธรรมดา 0.70 บาท/ลิตร



การให้เงินสนับสนุนนี้ได้กำหนดไว้เป็นมาตรการชั่วคราว โดยคาดหวังว่าอุตสาหกรรมไบโอดีเซลจะอยู่ภายใต้กลไกการแข่งขันโดยเสรีได้เช่นเดียวกับอุตสาหกรรมเอทานอลในที่สุด ต่อมาในปี 2550 รัฐบาลได้กำหนดนโยบายบังคับให้น้ำมันดีเซลหมุนเร็วทั่วประเทศต้องมีสัดส่วนไบโอดีเซลผสมอยู่ 2% หรือเรียกว่าน้ำมัน B2 ภายในปี 2551 โดยให้เวลาทุกภาคส่วนที่เกี่ยวข้องปรับตัวเป็นเวลาเกือบ 1 ปี และได้กำหนดมาตรฐานไบโอดีเซล (B100) มาตรฐานน้ำมันไบโอดีเซลทั้ง B2 และ B5 ที่เข้มงวดและชัดเจนขึ้น ซึ่งทำให้บริษัทรถยนต์มีความมั่นใจพอที่จะรับประกันความเสียหายอันเกิดจากการใช้น้ำมันไบโอดีเซล จนในที่สุดบริษัทรถยนต์ได้ยืนยันว่ารถเครื่องยนต์ดีเซลทุกคันสามารถใช้น้ำมันไบโอดีเซล B5 ได้ แต่อย่างไรก็ตาม การบังคับใช้น้ำมันไบโอดีเซล B5 ทั่วประเทศแทนน้ำมันดีเซลหมุนเร็วธรรมดาทันที จะทำให้เกิดความต้องการไบโอดีเซล B100 สูงถึง 2.5 ล้านลิตรต่อวัน ซึ่งจะมีปัญหาปริมาณวัตถุดิบทางการเกษตรไม่เพียงพอ ดังนั้น รัฐบาลโดยกระทรวงพลังงานจึงได้อนุมัติเงินจากกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิงจำนวนหนึ่งเพื่อเป็นเงินกู้ดอกเบี้ยต่ำสำหรับสนับสนุนการขยายพื้นที่ปลูกปาล์มน้ำมันและเพิ่มผลผลิตต่อไร่เพื่อให้สามารถบรรลุเป้าหมายการบังคับใช้น้ำมันไบโอดีเซล B5 ทั่วประเทศในปี 2554

**ปริมาณการใช้น้ำมันเบนซิน (ล้านลิตรต่อวัน)**



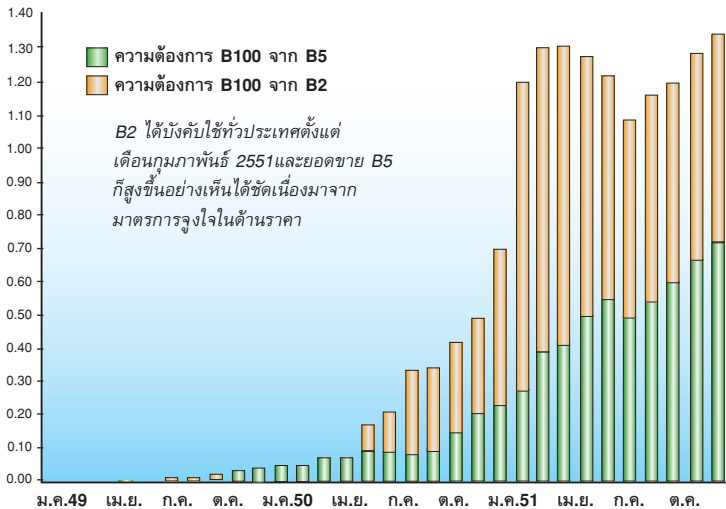
ผลตอบรับนโยบายที่กล่าวมาเป็นไปอย่างดีมาก โดยปริมาณการจำหน่ายน้ำมันแก๊สโซฮอล์หรือ E10 ได้เพิ่มขึ้นจาก 3.5 ล้านลิตรต่อวันในปี 2549 เป็น 7 ล้านลิตรต่อวันในเดือนธันวาคม 2550 และถึงแม้ว่าปริมาณการจำหน่ายน้ำมันแก๊สโซฮอล์จะเริ่มหยุดการขยายตัวและคงที่อีกครั้งในไตรมาสที่สองของปี 2551 อันเนื่องมาจากความต้องการใช้น้ำมันที่ลดลง แต่การปรับลดภาษีสรรพสามิตน้ำมันแก๊สโซฮอล์ลงในช่วงสิ้นเดือนกรกฎาคม 2551 ซึ่งทำให้ส่วนต่างของราคาน้ำมันแก๊สโซฮอล์เพิ่มขึ้นเป็น 9 บาทต่อลิตร ก็ได้ช่วยกระตุ้นการจำหน่ายน้ำมันแก๊สโซฮอล์ให้เพิ่มสูงขึ้นอีกครั้ง โดย ณ สิ้นเดือนพฤศจิกายน 2551 มีปริมาณการจำหน่ายเพิ่มขึ้นเป็น 10.9 ล้านลิตรต่อวัน ซึ่งเป็นสัดส่วนของการจำหน่ายน้ำมันเบนซินออกเทน 91 E10 ถึงร้อยละ 31 ในขณะที่น้ำมัน E20 ซึ่งเริ่มจำหน่ายมาตั้งแต่เดือนมกราคม 2551 ได้อยู่ที่ 116,000 ลิตรต่อวันในเดือนพฤศจิกายน 2551 และน้ำมัน E85 ได้เริ่มมีการจำหน่ายในประเทศเป็นครั้งแรกเมื่อสิ้นเดือนสิงหาคม 2551 ท่ามกลางความไม่เห็นด้วยของบริษัทผู้ผลิตรถยนต์ส่วนใหญ่และผู้เชี่ยวชาญในวงการพลังงาน เนื่องจากยังมีรถยนต์จำนวนน้อยมากที่สามารถใช้น้ำมัน E85 ได้ และผลก็ปรากฏว่าในช่วงเดือนกันยายน - พฤศจิกายน 2551 ปริมาณการจำหน่ายน้ำมัน E85 เฉลี่ยมีเพียง 156 ลิตรต่อวัน สำหรับการจำหน่ายน้ำมันเบนซินออกเทน 91 และออกเทน 95 นั้น ได้ลดลงจาก 18.1 ล้านลิตรต่อวันในปี 2548 เหลือ 8.6 ล้านลิตรต่อวันในเดือนพฤศจิกายน 2551 โดยมีบริษัทน้ำมันรายใหญ่ 2 ราย (ปตท.และบางจาก) ที่เลิกจำหน่ายน้ำมันเบนซินออกเทน 95 แล้ว เป็นที่คาดการณ์ว่าในปี 2552 รถยนต์เกือบทุกคันที่สามารถใช้แก๊สโซฮอล์ได้ จะเลือกใช้ใช้น้ำมันแก๊สโซฮอล์ ซึ่งจะทำให้ส่วนแบ่งการตลาดของน้ำมันแก๊สโซฮอล์อยู่ที่ประมาณ 75% ของปริมาณการ



จำหน่ายน้ำมันเบนซินทั้งหมด ซึ่งจะทำให้ความต้องการเอทานอลเพิ่มขึ้นเป็น 1.5 ล้านลิตรต่อวัน

สำหรับน้ำมันไบโอดีเซล รัฐบาลได้บังคับใช้น้ำมันดีเซลหมุนเร็ว B2 แทนน้ำมันดีเซลหมุนเร็วปรกติทั่วประเทศตั้งแต่วันที่ 1 กุมภาพันธ์ 2551 เป็นต้นมา และเปิดให้น้ำมันไบโอดีเซล B5 เป็นทางเลือกสำหรับผู้บริโภคด้วยการกำหนดราคาขายปลีกที่ต่ำกว่าน้ำมันดีเซลหมุนเร็ว B2 เล็กน้อย เนื่องจากผู้ใช้ น้ำมันดีเซลมีความอ่อนไหวต่อราคามากกว่าน้ำมันเบนซิน ปริมาณการจำหน่ายน้ำมันดีเซลหมุนเร็ว B5 ได้เพิ่มขึ้นจาก 0.12 ล้านลิตรต่อวันในปี 2549 เป็น 14.3 ล้านลิตรต่อวันในเดือนพฤศจิกายน 2551 และจากการบังคับใช้น้ำมันดีเซลหมุนเร็ว B2 ตั้งแต่เดือนกุมภาพันธ์ 2551 ได้ทำให้ความต้องการใช้ไบโอดีเซล B100 ได้เพิ่มสูงขึ้นเป็น 1.34 ล้านลิตร/วันในเดือนพฤศจิกายน 2551 น้ำมันดีเซลหมุนเร็ว B5 มีข้อจำกัดเพียงประการเดียว คือ การมีวัตถุดิบทางเกษตรไม่เพียงพอ ซึ่งคาดว่าผลผลิตน้ำมันปาล์มจะค่อยๆ ปรับเพิ่มขึ้นในช่วง 2 - 3 ปีหน้านี้ จนสามารถบรรลุเป้าหมายในการบังคับใช้น้ำมันดีเซล B5 ทั่วประเทศได้ในปี 2554

### ปริมาณความต้องการไบโอดีเซล (B100) ในประเทศไทย (ล้านลิตรต่อวัน)



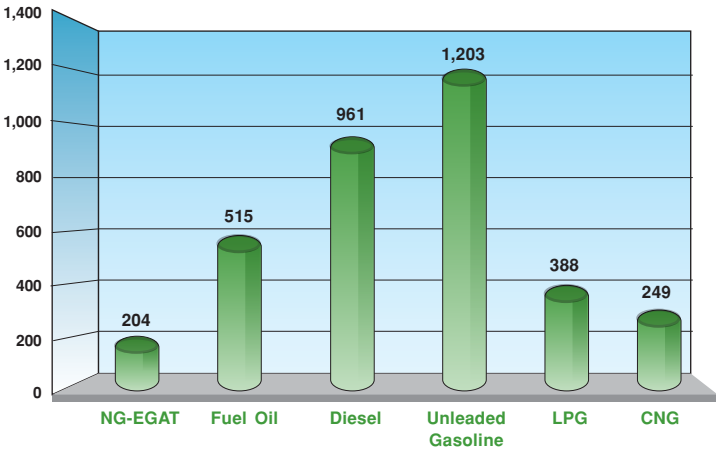
สำหรับน้ำมันไบโอดีเซลชุมชนนั้น ได้มีการใช้อย่างแพร่หลาย ซึ่งถึงแม้จะไม่มีแหล่งข้อมูลที่เชื่อถือได้ยืนยันเกี่ยวกับปริมาณการใช้ของน้ำมันไบโอดีเซลชุมชน แต่สามารถสังเกตได้จากการที่ในปัจจุบันน้ำมันพืชใช้แล้วได้ขาดตลาดและราคาได้เพิ่มขึ้นถึง 3 เท่าตัวในช่วง 5 ปีที่ผ่านมา

ในปี 2551 ประเทศไทยมีการใช้ก๊าซธรรมชาติ 3,421 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน โดย 26% มาจากการนำเข้าจากประเทศพม่า สัญญาซื้อขายธรรมชาติกับเจ้าของสัมปทานในแหล่งต่าง ๆ จะเป็นสัญญาระยะยาว ที่ราคาก๊าซธรรมชาติจากปากหลุมจะกำหนดเชื่อมโยงกับราคาน้ำมันเตาส่วนหนึ่ง ซึ่งเมื่อราคาน้ำมันเปลี่ยนแปลงมาก ได้ทำให้เกิดความแตกต่างอย่างมากระหว่างราคาน้ำมันเตา (ซึ่งถือเป็นสินค้าทดแทนก๊าซธรรมชาติในการผลิตไฟฟ้า) กับราคาก๊าซธรรมชาติโดยเฉลี่ยของประเทศไทย สิ่งที่เห็นได้อย่างชัดเจน คือ ในเดือนมกราคม 2543 ราคาก๊าซธรรมชาติสำหรับโรงไฟฟ้า กพผ. มีราคาต่ำกว่าน้ำมันเตา 37% แต่ในช่วงระหว่างเดือนมกราคม 2543 ถึงธันวาคม 2550 ราคาน้ำมันเตาในตลาดโลกได้สูงขึ้น 243% ได้ทำให้อ่างก๊าซธรรมชาติเฉลี่ยต่ำกว่าราคาน้ำมันเตา 60% ในเดือนธันวาคม 2550 จึงเป็นแรงจูงใจทางการเงินที่สูงมากให้ภาคขนส่งเปลี่ยนไปใช้ก๊าซธรรมชาติ นอกจากนี้ รัฐบาลยังได้มีมาตรการสนับสนุนอื่นอีกหลายประการ ได้แก่ การให้เงินอุดหนุนเบี้ยต่ำและการให้เงินสนับสนุนในการเปลี่ยนเครื่องยนต์ การยกเว้นภาษีสรรพสามิตสำหรับก๊าซธรรมชาติที่ใช้ในภาคขนส่ง (ในขณะที่ภาษีและอัตราเงินส่งเข้ากองทุนน้ำมันของน้ำมันดีเซลคิดเป็น 10 - 20% ของราคาจำหน่าย) พร้อมทั้งการกำหนดเป้าหมายในการขยายสถานีบริการ NGV ทั่วประเทศให้เพิ่มขึ้นอย่างรวดเร็ว มาตรการสนับสนุนต่างๆ ได้ทำให้รถยนต์จำนวนมากเปลี่ยนมาใช้เครื่องยนต์ NGV โดยเฉพาะอย่างยิ่งรถแท็กซี่ รถเมล์ และรถบรรทุก โดยในระหว่างปี 2548- 2550 ปริมาณการใช้ก๊าซ



ธรรมชาติในภาคขนส่งได้เพิ่มขึ้นจาก 7 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวันในปี 2548 เป็น 37 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวันในเดือนธันวาคม 2550 และยังคงเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง โดยในเดือนกันยายน 2551 ปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติได้สูงถึง 101 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวันหรือเทียบเท่าน้ำมันดิบ 2.85 ล้านลิตรต่อวัน คิดเป็น 5% ของความต้องการใช้น้ำมันเบนซินรวมกับน้ำมันดีเซล

### ราคาขายปลีกเชื้อเพลิงแต่ละชนิดในปี 2551 (บาทต่อล้านลูกบาศก์ฟุต)

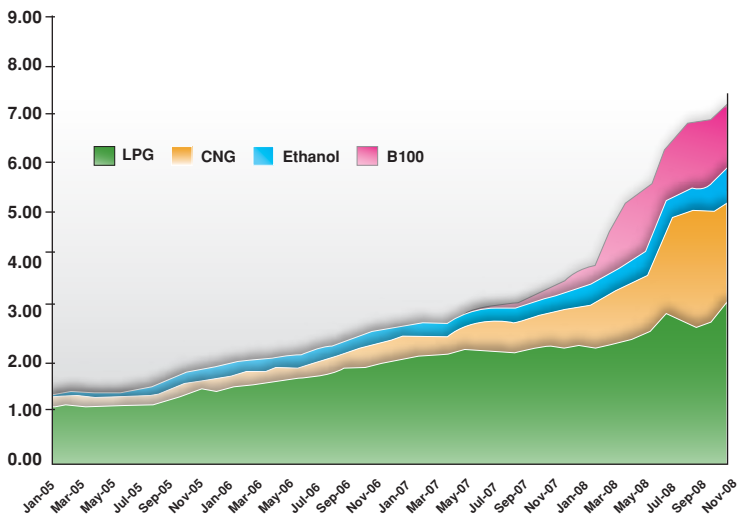


ก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG) เป็นพลังงานทางเลือกอีกทางหนึ่งของภาคขนส่ง เนื่องจาก 60% ของปริมาณ LPG ที่จัดหาได้ในประเทศมาจากแหล่งก๊าซธรรมชาติในประเทศ ที่มีต้นทุนการผลิต (ประมาณ 330 - 360 เหรียญสหรัฐต่อตัน) ต่ำกว่า LPG นำเข้า (ราคา LPG นำเข้าของปี 2550 เฉลี่ยประมาณ 800 เหรียญสหรัฐต่อตัน) หรือ LPG ที่ผลิตจากโรงกลั่นน้ำมันเป็นอย่างมาก LPG ถือเป็นทางเลือกที่เหมาะสมสำหรับรถยนต์เบนซินที่ต้องวิ่งระยะทางจำนวนมากอย่างรถแท็กซี่ แต่การขจัดราคา LPG ทำให้มีมูลค่าสำหรับรถยนต์เบนซินเกือบทั้งหมดให้เปลี่ยนมาใช้ LPG โดยเฉพาะอย่างยิ่งในช่วงที่ราคาน้ำมันเบนซินและดีเซลสูงขึ้นอย่างรวดเร็วในช่วงครึ่งปีแรกของปี 2551 ได้มีการเปลี่ยนมาใช้รถยนต์ LPG กันอย่างแพร่หลาย จนถึงขั้นที่รถพิกอัพเครื่องยนต์ดีเซลยอมเปลี่ยนเครื่องยนต์เพื่อมาใช้ LPG รถ

จักรยานยนต์เรือและเครื่องยนต์อื่นๆ ก็เริ่มเปลี่ยนไปใช้ LPG ถึงแม้ว่าจะไม่มีจากการชดเชยราคา LPG เลย ราคา LPG ก็ยังสูงใจให้รถเครื่องยนต์เบนซินจำนวนมากเปลี่ยนไปใช้ LPG แต่จะน้อยกว่าสภาวะปัจจุบันที่ทำให้ประเทศไทยต้องกลายเป็นผู้นำเข้า LPG เป็นครั้งแรกในรอบ 14 ปี

ณ เดือนกันยายน 2551 การใช้เชื้อเพลิงทางเลือกทั้ง 4 ชนิดในภาคขนส่ง (เอทานอล ไบโอดีเซล ก๊าซธรรมชาติ (CNG) และก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG)) มีปริมาณสูงถึงวันละ 8 ล้านลิตรเทียบเท่าน้ำมันดิบ โดยสามารถทดแทนความต้องการน้ำมันเบนซินและน้ำมันดีเซลได้ 12.4% เทียบกับ 2% ในปี 2548

### ปริมาณการใช้เชื้อเพลิงในภาคขนส่ง (ล้านลิตรเทียบเท่าน้ำมันดิบ)



### การเปลี่ยนแปลงนโยบาย นำไปสู่ความยั่งยืนด้านพลังงาน

การใช้มาตรการจูงใจด้านการเงินเป็นแรงขับเคลื่อนที่สำคัญเมื่อดำเนินการควบคู่ไปกับการให้คำแนะนำทางด้านเทคนิค และการให้ความช่วยเหลืออื่นๆ เพื่อลดความเสี่ยงด้านเทคโนโลยีในช่วงเริ่มต้น ได้ทำให้โครงการด้านพลังงานหมุนเวียนขยายตัว



และกำหนดอย่างรวดเร็ว ความก้าวหน้าของโครงการ SPP และ VSPP ในช่วงที่ผ่านมา ทำให้เชื่อว่าเป้าหมายการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนที่กำหนดให้เพิ่มขึ้น 1,215 เมกะวัตต์จาก 2,061 เมกะวัตต์ในปัจจุบันเป็น 3,276 เมกะวัตต์ภายในปี 2554 นั้น จะดำเนินการได้เกินเป้าหมาย



ราคาน้ำมันที่เพิ่มสูงขึ้นไปอยู่ในระดับ 100 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรลเป็นส่วนช่วยสนับสนุนอย่างมากต่อการพัฒนาพลังงานหมุนเวียน ซึ่งทำให้พลังงานหมุนเวียนหลายประเภทสามารถแข่งขันกับเชื้อเพลิงประเภทฟอสซิลได้ ตัวอย่างเช่น ในช่วงครึ่งแรกของปี 2551 ราคาเอทานอลของโรงงานที่ผลิตในประเทศอยู่ที่ 17.41 บาทต่อลิตร โดยเป็นราคาที่ต่ำกว่าราคา ณ โรงกลั่นของน้ำมันเบนซินพิเศษประมาณ 3 % ของราคาที่ปรับด้วยค่าความร้อนในช่วงเวลาดังกล่าว แต่ปัจจุบันเมื่อราคาน้ำมันได้ลดลงเหลือ 45 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล ราคาเอทานอลได้แพงกว่าราคาน้ำมันเบนซินถึง 120% สำหรับในกรณีของน้ำมันไบโอดีเซล ราคาน้ำมันปาล์มดิบที่ลดลงอย่างรวดเร็ว ได้ช่วยให้การจ่ายชดเชยราคาน้ำมันไบโอดีเซลปี 100 ของภาครัฐไม่ต้องเพิ่มขึ้น โดยอยู่ในระดับประมาณ 8 บาทต่อลิตรในสิ้นเดือนพฤศจิกายน 2551 เมื่อเปรียบเทียบกับ การจ่ายชดเชย

ในช่วง 2 ปีที่ผ่านมาซึ่งเฉลี่ยอยู่ที่ 9.45 บาทต่อลิตร การกำหนดนโยบายด้านราคาเพื่อสนับสนุนการพัฒนาพลังงานหมุนเวียนนั้น จะต้องมีความแน่นอนโดยยึดถือเป้าหมายและวัตถุประสงค์ในระยะยาวที่วางไว้ ไม่ใช่เปลี่ยนแปลงตามการเปลี่ยนแปลงสภาพแวดล้อมในระยะสั้น ทั้งนี้ นโยบายราคาถือว่าเป็นสิ่งที่สำคัญที่สุดในการพัฒนาพลังงานหมุนเวียนให้เป็นไปอย่างยั่งยืน

อย่างไรก็ตาม การใช้นโยบายด้านราคาเพียงประการเดียวไม่เพียงพอสำหรับการส่งเสริมการพัฒนาพลังงานหมุนเวียนและพลังงานทดแทน การใช้ก๊าซธรรมชาติและเชื้อเพลิงชีวภาพสำหรับรถยนต์ที่เพิ่มขึ้นอย่างรวดเร็วในช่วงไม่กี่ปีที่ผ่านมาเป็นเพียงแค่จุดเริ่มต้น ซึ่งเชื้อเพลิงเหล่านี้จะสามารถเจาะตลาดน้ำมันดีเซลและน้ำมันเบนซินได้มากขึ้นในช่วงทศวรรษหน้า โดยภาครัฐจำเป็นต้องมีนโยบายและกลยุทธ์ที่ชัดเจนและต่อเนื่องที่ต้องคำนึงถึงผู้เกี่ยวข้องทุกภาคส่วน ไม่ว่าจะเป็



ประชาชนผู้บริโภค บริษัทน้ำมัน ผู้ผลิตเชื้อเพลิงชีวภาพ เกษตรกร อุตสาหกรรมรถยนต์ ราชการ และสถาบันวิจัย รวมไปถึงการให้เวลาที่เพียงพอกับทุกภาคส่วนในการปรับตัว การละเลยความคิดเห็นจากภาคส่วนใดภาคส่วนหนึ่งอาจนำไปสู่ปัญหาหรือความล้มเหลวของการนำนโยบายลงไปสู่การปฏิบัติ นอกจากนี้ ภาครัฐควรตระหนักถึงข้อจำกัดต่างๆ แล้วนำมาพิจารณาหาทางแก้ไข ไม่ว่าจะเป็นข้อจำกัดทางด้านเทคนิคของรถเก่าที่ไม่สามารถใช้น้ำมันแก๊สโซฮอล์และ E85 ได้ ข้อจำกัดในการขยายพื้นที่ปลูกปาล์ม ราคาก๊าซธรรมชาติที่จะเพิ่มสูงขึ้นในอนาคต รวมไปถึงโครงสร้างราคา LPG ที่ถูกบิดเบือน ซึ่งถึงแม้ว่าน้ำมัน E85 จะมีจำหน่ายตั้งแต่เดือนสิงหาคม 2551 แล้ว แต่ปริมาณการใช้ได้อยู่ในระดับที่น้อยมาก เนื่องจากมีรถยนต์ที่สามารถใช้น้ำมัน E85 ได้มีจำนวนน้อยมากในปัจจุบัน จนกระทั่งปี 2554 การส่งเสริมการใช้น้ำมัน E85 จึงจะเริ่มแสดงผลสัมฤทธิ์อย่างชัดเจน เนื่องจากเมื่อถึงเวลานั้นอุตสาหกรรมรถยนต์ภายในประเทศจะสามารถผลิตรถยนต์ E85 ได้แล้ว ซึ่งในที่สุดแล้วรถยนต์เครื่องยนต์เบนซินทุกคันในประเทศไทยควรเป็นรถที่ใช้น้ำมัน E85 แต่ต้องใช้เวลามากกว่าทศวรรษ และต้องพัฒนาการเพิ่มผลผลิตพืชพลังงาน รวมถึงการพัฒนาเทคโนโลยีการผลิตเอทานอลในรุ่นที่ 2 (2<sup>nd</sup> generation) มาใช้ สำหรับเป้าหมายการบังคับใช้น้ำมันไบโอดีเซล B5 ทั่วประเทศในปี 2554 จะสามารถเป็นจริงได้ ในขณะที่การบังคับใช้น้ำมันไบโอดีเซล B10 ยังต้องการการขยายพื้นที่และผลผลิตปาล์มน้ำมันอีกจำนวนมาก ซึ่งต้องไม่เป็นการบุกรุกพื้นที่ป่า นอกจากนี้ยังรวมถึงการพัฒนาพืชน้ำมันอื่นๆ ให้มีศักยภาพแข่งขันกับปาล์มน้ำมันได้ สำหรับก๊าซธรรมชาติในรถยนต์จำเป็นต้องมีการขยายโครงสร้างพื้นฐานอย่างรวดเร็วเพื่อรองรับความต้องการของผู้ใช้รถยนต์ ซึ่งถึงแม้ว่าจะมีการขาดแคลนก๊าซธรรมชาติรถยนต์และสถานีบริการไม่พอเพียงเป็นอย่างมาก



ในช่วงปี 2550 - 2551 ที่ผ่านมา แต่ถือได้ว่าเป็นความสำเร็จของโครงการอย่างแท้จริง เนื่องจากเครื่องยนต์ดีเซลขนาดใหญ่จำนวนมากได้หันมาใช้ก๊าซธรรมชาติ ปัญหาเหล่านี้คาดว่าจะสามารถแก้ไขได้ทั้งหมดภายในปี 2552 และปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติในภาคขนส่งคาดว่าจะเพิ่มขึ้นเป็นกว่า 350 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวันภายในปี 2554 ปัญหาของก๊าซธรรมชาติที่จะมีขึ้นในระยะปานกลางคือ การหาวิธีเปลี่ยนการใช้ก๊าซธรรมชาติจากการผลิตไฟฟ้ามาใช้ในภาคขนส่ง ทั้งนี้ เนื่องจากยังมีเชื้อเพลิงอื่นอีกหลายประเภทที่มีความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์สำหรับการผลิตไฟฟ้ามากกว่าก๊าซธรรมชาติสำหรับ LPG ปัญหาการบิดเบือนโครงสร้างราคาได้หายไปชั่วคราว ณ ปัจจุบัน ทั้งนี้เนื่องจากราคาน้ำมันและราคา LPG ในตลาดโลกที่ปรับตัวลดลง ซึ่งรัฐบาลควรใช้โอกาสทองในช่วงนี้ยกเลิกการควบคุมราคา LPG อย่างสมบูรณ์ และหลีกเลี่ยงการใช้การลดราคาขายปลีก LPG เพื่อหาเสียงทางการเมือง มิฉะนั้นแล้ว การบิดเบือนราคา LPG จะส่งผลกระทบต่อพลังงานทางเลือกอื่นๆ มากขึ้น โดยเฉพาะกับเอทานอลและก๊าซธรรมชาติสำหรับรถยนต์ และหากปล่อยไว้นานก็จะยิ่งยากที่จะแก้ไข ในปี 2563 คาดว่า เชื้อเพลิงชีวภาพ ก๊าซธรรมชาติ และ LPG จะทดแทนน้ำมันเบนซินและน้ำมันดีเซลเพิ่มขึ้นจากสัดส่วน 9.4% (วันละ 6.5 ล้านลิตรเทียบเท่าน้ำมันดิบ) ในช่วง 9 เดือนแรกของปี 2551 เป็น 29% (วันละ 34 ล้านลิตรเทียบเท่าน้ำมันดิบ) ในปี 2563



ณ ปัจจุบัน กล่าวได้ว่าประเทศไทยประสบความสำเร็จในระดับหนึ่งอย่างชัดเจน สำหรับการลดการพึ่งพาการนำเข้าน้ำมัน อันเป็นผลมาจากมาตรการต่างๆ ในช่วงไม่กี่ปีที่ผ่านมา โดยเฉพาะอย่างยิ่งการยกเลิกการชดเชยราคาน้ำมันเชื้อเพลิง และการส่งเสริมพลังงานหมุนเวียน ซึ่งจะเห็นได้ว่าสัดส่วนการใช้พลังงานเชิงพาณิชย์ได้ลดลงจาก 48.0% ในปี 2547 เป็น 41.5% และ 39.2% ในปี 2550 และปี 2551 ตามลำดับ ในขณะที่ปริมาณการนำเข้าน้ำมันสุทธิได้ลดลงถึง 15.4% ในช่วงดังกล่าว การส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าด้วยระบบ Cogeneration การกระจายแหล่งผลิตไฟฟ้า (Distributed Generation) การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน และ การใช้เชื้อเพลิงชีวภาพและก๊าซธรรมชาติในภาคขนส่ง รวมทั้งนโยบายอื่นที่ส่งเสริมให้มีกระจายการใช้เชื้อเพลิงจากเชื้อเพลิงฟอสซิล จะช่วยให้สัดส่วนการใช้น้ำมันในการใช้พลังงานขั้นต้นของประเทศลดลงสู่ระดับ 33.6% ในปี 2554 ซึ่งยังไม่ดีเพียงพอในแง่ของความมั่นคงทางด้านพลังงานของประเทศไทย เพื่อลดการพึ่งพาการนำเข้าน้ำมันและลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกต่อไป เราจำเป็นต้องมีกลยุทธ์อื่นที่ต้องดำเนินการควบคู่กันด้วย โดยเฉพาะอย่างยิ่งการอนุรักษ์พลังงานในอาคารโรงงาน และภาคขนส่ง (เช่นรถยนต์ Hybrid) การเปลี่ยนวิธีการขนส่งจากทางรถเป็นทางราง การซื้อไฟฟ้าพลังน้ำจากประเทศเพื่อนบ้าน และการนำการผลิตไฟฟ้าด้วยนิวเคลียร์มาใช้ในระยะยาว การบริหารจัดการในภาคพลังงานก็เป็นสิ่งที่จะต้องปรับปรุงให้ดีขึ้นเช่นเดียวกัน โดยหวังว่าจะเกิดขึ้นได้จากการจัดตั้งคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน ซึ่งทำหน้าที่กำกับดูแลกิจการไฟฟ้าและก๊าซธรรมชาติ ภายใต้พระราชบัญญัติการประกอบกิจการพลังงาน พ.ศ. 2550 ซึ่งมีผลบังคับใช้ตั้งแต่วันที่ 12 ธันวาคม 2550 เป็นต้นมา



จากการผสมผสานนโยบายอย่างเหมาะสมและการส่งเสริมพลังงานทดแทนทุกรูปแบบ สิ่งที่จะเกิดขึ้นกับประเทศไทยในกรณีที่แย่ที่สุดคือ ประเทศจะยังสามารถบรรลุเป้าหมายที่ได้กำหนดไว้ในแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าฉบับปี 2550 (ปรับปรุง) ซึ่งสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนจะเพิ่มขึ้นจาก 6.5% ในปี 2551 เป็น 16.6% ในปี 2558 และ 37.3% ในปี 2564 โดยการปล่อยก๊าซเรือนกระจกของประเทศไทยจากภาคพลังงานจะลงได้ตั้งแต่ปี 2561 เป็นต้นไป

นโยบายที่กำหนดได้ช่วยให้ประเทศบรรลุวัตถุประสงค์หลายประการไปพร้อมกัน ได้แก่ การสร้างความมั่นคงทางด้านพลังงานโดยการลดการนำเข้าพลังงาน การส่งเสริมการผลิตพลังงานจากแหล่งเชื้อเพลิงในประเทศ การกำหนดราคาพลังงานบนหลักการแข่งขันทำให้ราคามีความเหมาะสมซึ่งนำไปสู่การเติบโตอย่างยั่งยืนของเศรษฐกิจ และยังช่วยลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกซึ่งมีผลต่อภาวะโลกร้อน



ตารางที่ 4: โครงการ SPP ที่จำหน่ายไฟฟ้าให้กับระบบ  
แยกตามประเภทเชื้อเพลิง ณ เดือนกันยายน 2551

ประเภทพลังงาน	จำนวนโครงการ	กำลังผลิตติดตั้ง (MW)	ปริมาณไฟฟ้าจ่ายเข้าระบบ (MW)
<b>โครงการ SPP ที่ขายไฟเข้าระบบแล้ว</b>			
<b>พลังงานนอกูปแบบ</b>	<b>30</b>	<b>699.2</b>	<b>382.3</b>
ชานอ้อย	10	261.6	85.5
แกลบ	5	47.4	42.8
น้ำมันยางดำ	1	32.9	25.0
ขยะชุมชน	1	2.5	1.0
ก๊าซที่เหลือจากกระบวนการผลิต	2	21.0	7.7
ชีวมวลอื่นๆ (1)	11	333.8	220.3
<b>เชื้อเพลิงฟอสซิล</b>	<b>26</b>	<b>2,721.7</b>	<b>1,670.2</b>
ก๊าซธรรมชาติ	21	2,319.1	1,465.2
ถ่านหิน	4	392.2	196.0
น้ำมันเตา	1	10.4	9.0
<b>พลังงานผสม</b>	<b>4</b>	<b>476.0</b>	<b>233.0</b>
ก๊าซที่เหลือจากกระบวนการผลิต/ ถ่านหิน	1	108.0	45.0
น้ำมันยางดำ / ถ่านหิน	1	40.0	8.0
เปลือกยูคาลิปตัส / ถ่านหิน	2	328.0	180.0
<b>รวมทั้งสิ้นที่ขายไฟฟ้าไปแล้ว</b>	<b>60</b>	<b>3,896.9</b>	<b>2,285.5</b>
<b>โครงการ SPP ใหม่</b>			
ชานอ้อย	2	22.8	16.0
แกลบ	3	30.3	21.5
ชีวมวลอื่นๆ (1)	4	189.6	110.0
ลม	1	60.0	60.0
<b>รวมโครงการพลังงานนอกูปแบบ</b>	<b>10</b>	<b>229.4</b>	<b>153.5</b>
ก๊าซธรรมชาติ	20	2,533.4	1,704.0
<b>รวมโครงการใหม่ทั้งหมด</b>	<b>30</b>	<b>2,836.1</b>	<b>1,917.5</b>

หมายเหตุ/ (1) ส่วนผสมของชานอ้อย แกลบ เปลือกยูคาลิปตัส เศษไม้ กากปาล์ม หรือ  
เหง้ามันสำปะหลัง  
ที่มา/ กระทรวงพลังงาน, ประเทศไทย



ตารางที่ 5: การรับซื้อไฟฟ้าจาก VSPP ณ เดือนกันยายน 2551

ชนิดเชื้อเพลิง	ยื่นข้อเสนอ			จำหน่ายไฟฟ้าให้ระบบแล้ว		
	จำนวน	กำลังการผลิต (MW)		จำนวน	กำลังการผลิต (MW)	
		ติดตั้ง	ขายเข้าระบบ		ติดตั้ง	ขายเข้าระบบ
<b>เชื้อเพลิงฟอสซิล</b>						
ถ่านหิน	6	159.57	37.00	2	19.00	6.00
ก๊าซธรรมชาติ	3	26.69	12.40	0	0.00	0.00
<b>รวม</b>	<b>9</b>	<b>186.26</b>	<b>49.40</b>	<b>2</b>	<b>19.00</b>	<b>6.00</b>
<b>เชื้อเพลิงนอกรูปแบบ</b>						
<b>แสงอาทิตย์</b>	<b>299</b>	<b>1,306.11</b>	<b>1,260.92</b>	<b>41</b>	<b>1.80</b>	<b>1.77</b>
• เซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคา	64	0.36	0.36	39	0.23	0.23
• ฟาร์มเซลล์แสงอาทิตย์	93	484.44	442.76	2	1.57	1.54
• แผงรับแสงอาทิตย์/ความร้อน	142	821.31	817.80	0	0.00	0.00
<b>พลังลม</b>	<b>14</b>	<b>58.44</b>	<b>57.23</b>	<b>1</b>	<b>0.08</b>	<b>0.08</b>
<b>ก๊าซชีววมวล</b>	<b>169</b>	<b>1,632.08</b>	<b>974.39</b>	<b>44</b>	<b>519.89</b>	<b>205.65</b>
• แกลบ	55	468.57	390.05	9	49.43	41.05
• ชานอ้อย	35	688.30	201.80	23	413.30	127.30
• เศษไม้	27	184.59	155.75	0	0.00	0.00
• กากปาล์ม	17	97.21	69.50	4	22.96	12.90
• ฟางข้าว	8	3.09	2.90	3	1.64	1.46
• ชังข้าวโพด	2	10.06	8.14	1	0.16	0.14
• เหมืองแร่ส่าปะหลัง	4	21.90	17.80	0	0.00	0.00
• ขุยมะพร้าว	4	25.46	21.15	0	0.00	0.00
• ชีวมวลอื่นๆ (1)	17	132.90	107.30	4	32.40	22.80
<b>ก๊าซชีวภาพ</b>	<b>61</b>	<b>106.10</b>	<b>88.91</b>	<b>16</b>	<b>16.63</b>	<b>10.52</b>
• มูลสัตว์	15	4.59	3.77	9	3.02	2.33
• นำเสียจากโรงงานอุตสาหกรรม	46	101.51	85.14	7	13.61	8.19
<b>ขยะชุมชน</b>	<b>20</b>	<b>111.99</b>	<b>99.11</b>	<b>3</b>	<b>3.22</b>	<b>2.45</b>
<b>พลังน้ำ</b>	<b>9</b>	<b>6.90</b>	<b>6.86</b>	<b>2</b>	<b>0.08</b>	<b>0.06</b>
<b>ไบโอดีเซล</b>	<b>1</b>	<b>0.03</b>	<b>0.03</b>	<b>0</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>
<b>รวม</b>	<b>573</b>	<b>3,221.6</b>	<b>2,487.4</b>	<b>107</b>	<b>541.7</b>	<b>220.5</b>
<b>รวมทั้งสิ้น</b>	<b>582</b>	<b>3,407.9</b>	<b>2,536.8</b>	<b>109</b>	<b>560.7</b>	<b>226.5</b>

หมายเหตุ/ (1) ครอบคลุมถึงชีวมวลผสม เช่น แกลบกับเศษไม้เป็นต้น  
ที่มา/กระทรวงพลังงาน, ประเทศไทย

