

บทที่ 2

ทบทวนการศึกษาที่เกี่ยวข้อง

2.1 นโยบายและมาตรการในการส่งเสริมพลังงานหมุนเวียนในต่างประเทศ

หลายประเทศทั่วโลกให้ความสำคัญกับการส่งเสริมพลังงานหมุนเวียนอันเนื่องมาจากปัจจัยหลัก 3 ประการได้แก่ (1) การสร้างความมั่นคงทางด้านพลังงาน (2) ภาวะโลกร้อนและ (3) การพัฒนาพลังงานอย่างยั่งยืน แต่ในการส่งเสริมและพัฒนาพลังงานหมุนเวียนยังคงเผชิญกับปัญหา - อุปสรรคต่างๆได้แก่ (1) ปัญหาต้นทุนการผลิตที่อยู่ในระดับสูง (2) กฎระเบียบของภาครัฐที่ไม่เอื้ออำนวย (3) การเข้าถึงแหล่งเงินทุน (4) แหล่งข้อมูลต่างๆและ (5) ทักษะคนต่อพลังงานหมุนเวียน ดังนั้นจึงได้มีการกำหนดนโยบายและมาตรการเพื่อส่งเสริมและสนับสนุนให้มีการใช้พลังงานหมุนเวียนมากขึ้น โดยมีการปรับเปลี่ยนมาตรการเพื่อเอาชนะปัญหา - อุปสรรคเหล่านี้ (มูลนิธิพลังงานเพื่อสิ่งแวดล้อม, 2553)

ในปัจจุบันมาตรการส่งเสริมพลังงานหมุนเวียนประเภทพลังงานน้ำนั้น ประเทศต่างๆได้กำหนดขึ้นเพื่อเป็นการส่งเสริมและสร้างแรงจูงใจให้민ักลงทุนสนใจเข้าร่วมลงทุนพัฒนาหลายรูปแบบ เช่น นโยบายส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานน้ำ (Regulatory policy) อันได้แก่ การใช้ Feed-in Tariff หรือข้อผูกพันประเภทต่างๆ (Obligation) การใช้แรงจูงใจทางการเงิน (Fiscal incentives) อันได้แก่การอุดหนุนการลงทุน (Capital subsidy grants) การลดหย่อนภาษีมูลค่าเพิ่ม (Reduce VAT) และการจัดหาแหล่งทุน (Public financing) โดยในแต่ละประเทศจะมีรายละเอียดของแต่ละมาตรการที่แตกต่างกันไปซึ่งมีจุดมุ่งหมายเดียวกันคือการส่งเสริมให้มีการใช้พลังงานทดแทนให้มากขึ้น ทั้งนี้สามารถสรุปมาตรการและรายละเอียดในการส่งเสริมการลงทุนพลังงานหมุนเวียนประเภทพลังงานน้ำออกเป็น 4 กลุ่มคือกลุ่มเอเชีย อเมริกา ยุโรป และออสเตรเลีย ดังแสดงสรุปในตารางที่ 2-1

ตารางที่ 2-1 สรุปมาตรการส่งเสริมการใช้พลังงานหมุนเวียนประเภทพลังงานน้ำ

ประเทศ	มาตรการที่ใช้	รายละเอียด
กลุ่มที่ 1 กลุ่มประเทศเอเชีย		
จีน	Feed-in Tariff	อยู่ในระหว่างการดำเนินการและกำหนดเพียงคร่าว ๆ ว่าเป็นพลังงานหมุนเวียนโดยไม่ระบุประเภทของพลังงานหมุนเวียนที่ชัดเจน
เกาหลีใต้	Feed-in Tariff	- ใช้กับโรงไฟฟ้าที่มีขนาด installed capacity น้อยกว่า 3 MW - การคำนวณอัตราของ FIT ใช้หลักการของการคำนวณจาก Avoided cost - กำหนดให้เท่ากับ 73.69 won/KWh สำหรับหน่วยงานสาธารณะ - กำหนดให้เท่ากับ system marginal price + capacity payment สำหรับเอกชน
กลุ่มที่ 2 กลุ่มประเทศอเมริกา		
อาเจนตินา	Subsidy	- ใช้กับโรงไฟฟ้าที่มีขนาด installed capacity น้อยกว่า 30 MW - กำหนดให้เท่ากับ 0.015 ARS/KWh
อเมริกา	Production Tax Credit (PTC)	- กำหนดให้เท่ากับ 1.1 cent/KWh สำหรับพลังงานน้ำในเวลา 10 ปีนี้ ตั้งแต่ป้อนไฟสู่ระบบ
บราซิล	Financial Program	- สำหรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนเกือบทุกประเภท เช่น พลังงานลม ชีวมวล และพลังงานน้ำ
แคนาดา	Clean Energy Fund	- มีการจัดทุนสำหรับแหล่งพลังงานที่ใช้เทคโนโลยีสะอาดที่ไม่มีการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์สู่บรรยากาศ (เช่น น้ำ นิวเคลียร์ ถ่านหินสะอาด และพลังงานลม) - กำหนดระยะเวลาการให้ทุน 5 ปี - รวมงบประมาณการให้ทุนมากกว่า 1 พันล้านดอลลาร์สหรัฐ เทคโนโลยีการผลิต และการศึกษาวิจัยทางด้านพลังงาน

ตารางที่ 2-1 สรุปมาตรการส่งเสริมการใช้พลังงานหมุนเวียนประเภทพลังงานน้ำ (ต่อ)

ประเทศ	มาตรการที่ใช้	รายละเอียด
เม็กซิโก	Fund for energy sustainability	- สนับสนุนทุนวิจัยเกี่ยวกับเทคโนโลยีพลังงานทดแทนที่ยั่งยืน - สนับสนุนการพัฒนาเทคโนโลยีเกี่ยวกับพลังงานทดแทน - มีการวางแผนพัฒนาความเป็นได้ของภาคธุรกิจในการผลิตพลังงานแทน - มีการสนับสนุนให้หน่วยวิจัยทางด้านพลังงานทำหน้าที่สนับสนุนองค์ความรู้ และเทคโนโลยีที่ใช้ในการผลิตพลังงานทดแทน
กลุ่มที่ 3 กลุ่มประเทศยุโรป		
ออสเตรีย	Investment Subsidy	- อุดหนุนเงินลงทุนมากที่สุดร้อยละ 30 สำหรับ Small hydro plant ที่มีขนาด 500 kW capacity (สูงสุดถึง EUR 1,500/kW) - อุดหนุนเงินลงทุนมากที่สุดร้อยละ 20 สำหรับ Small hydro plant ที่มีขนาด 2 MW capacity (สูงสุดถึง EUR 1,000/kW) - อุดหนุนเงินลงทุนมากที่สุดร้อยละ 10 สำหรับ Small hydro plant ที่มีขนาด 1 MW capacity (สูงสุดถึง EUR 400/kW) - อุดหนุนเงินลงทุนมากที่สุดร้อยละ 10 สำหรับ Medium hydro plant(ขนาดน้อยกว่า 10MW) - อุดหนุนเงินลงทุนมากที่สุด EUR400/kW และมากที่สุด EUR 6 million ต่อโรงงานผลิต
ฝรั่งเศส	Feed-in Tariff	กำหนดในอัตรา EUR0.0607/kWh, EUR0.005/kWh, EUR0.025/kWh และสูงสุดที่ EUR0.0168/kWh สำหรับการผลิตกระแสไฟฟ้าตลอดฤดูหนาว

ตารางที่ 2-1 สรุปมาตรการส่งเสริมการใช้พลังงานหมุนเวียนประเภทพลังงานน้ำ (ต่อ)

ประเทศ	มาตรการที่ใช้	รายละเอียด
เยอรมัน	Feed-in Tariff	- โรงไฟฟ้าที่มีขนาดเล็กกว่าหรือมากกว่า 5 MW กำหนดให้อยู่ในอัตรา ct6.3/kWh ถึง ct12.7/ kWh - โรงไฟฟ้าที่มีขนาดมากกว่า 5 MW กำหนดให้อยู่ในอัตรา ct3.4/kWh ถึง ct5.5/ kWh - ระยะเวลาการอุดหนุน 15 – 20 ปี
เนเธอร์แลนด์	Feed-in Tariff	- กำหนดในอัตรา 0.15 EUR/ kWh (หรือ 1.035 EUR/Nm³ หรือ 41.67 EUR/GJ) - กำหนดระยะเวลา 5, 12 หรือ 15 ปี - จำนวนเงินสูงสุดที่เคยส่งเสริมให้มีการผลิตกระแสไฟฟ้าพลังงานน้ำในปี 2012 คือ EUR 1.7 billion
นอร์เวย์	Financial Support หรือ Energy Fund	- ให้กับการผลิตไฟฟ้าที่เป็นมิตรกับสิ่งแวดล้อม
	Green Certificate	- กำหนดให้กับ Hydro plants ขนาด 1 MW ที่สร้างหลังวันที่ 1 มกราคม 2004
เปรู	Income Tax	- ลดอัตราภาษีให้มากถึงร้อยละ 20 สำหรับโรงงานที่มีการผลิตกระแสไฟฟ้าตั้งแต่วันที่ 29 มิถุนายน 2551
โปแลนด์	Excise Tax	ยกเว้นภาษีสรรพสามิต
	Refund for Investment Cost	สำหรับภาคการเกษตรที่สามารถยืนยันได้ว่ามีการใช้พลังงานทดแทน (ทั้งพลังงานแสงอาทิตย์ ลม ความร้อนใต้พิภพ พลังงานน้ำ วัสดุชีวภาพ เป็นต้น)
สเปน	Feed-in Tariff	- สำหรับโรงงานผลิตไฟฟ้าที่มีขนาดน้อยกว่า 50 MW - กำหนดให้อัตราคงที่ - ระยะเวลาการอุดหนุนคือ 15-20 ปีขึ้นอยู่กับเทคโนโลยีที่ใช้
สวีเดน	- Renewable Energy Certificate (REC) - ยกเว้นภาษี	- ไม่มีข้อมูลที่ระบุรายละเอียด - ส่วนใหญ่เป็นข้อกำหนดทั่วไปของพลังงานทดแทนที่ครอบคลุมพลังงานจากแสงอาทิตย์ ลม คลื่น ชีวมวลและพลังงานน้ำ
ตุรกี	Feed-in Tariff	- กำหนดให้เท่ากับ USD cent(ct) 7.3 kWh

ตารางที่ 2-1 สรุปมาตรการส่งเสริมการใช้พลังงานหมุนเวียนประเภทพลังงานน้ำ (ต่อ)

ประเทศ	มาตรการที่ใช้	รายละเอียด
อังกฤษ	- Direct Tax Allowance - Incentive Potentially	- เป็นข้อกำหนดทางภาษีที่ใช้ทั่วไปกับพลังงานทดแทนประเภทต่างๆ - เช่นการเพิ่มเงินการลงทุนตามกำหนดระยะเวลา หรือเงินอุดหนุนประเภทต่างๆ
กลุ่มที่ 4 กลุ่มประเทศออสเตรเลีย		
ออสเตรเลีย	Renewable Energy Fund	เป็นกองทุนที่สนับสนุนการพัฒนาพลังงานทดแทนประเภทต่างๆภายใต้เงื่อนไขที่กำหนด (ในข้อมูลไม่ได้ระบุประเภทของพลังงานที่ชัดเจน)
นิวซีแลนด์	Feed-in Tariff	กำหนดให้มีอัตราที่แตกต่างกันไปตามการผลิตกระแสไฟฟ้า

ที่มา: KPMG International.2012.Taxes and Incentives Renewable Energy.

จากตารางที่ 2-1 สามารถสรุปได้ว่ามาตรการส่งเสริมพลังงานหมุนเวียนประเภทพลังงานน้ำของประเทศต่างๆ ทั้ง 20 ประเทศพบว่ามาตรการนิยมใช้คือ Feed-in Tariff โดยมีประเทศจีน เกาหลีใต้ ฝรั่งเศส ตุรกีเยอรมัน เนเธอร์แลนด์ สเปน และนิวซีแลนด์ ใช้เป็นมาตรการหลัก ในขณะที่ประเทศต่างๆ ที่เหลืออันได้แก่ อาร์เจนตินา อเมริกา แคนาดา ออสเตรีย โปแลนด์ สวีเดน และอังกฤษ นิยมใช้การสร้างแรงจูงใจทางการเงิน (Financial incentives) ในรูปแบบของการลดหย่อนภาษี และการอุดหนุนทางการเงินประเภทต่างๆ ส่วนประเทศเม็กซิโก นอร์เวย์ และออสเตรเลีย ใช้มาตรการการจัดหาแหล่งทุน (Public financing) ในการลงทุนทางเทคโนโลยีให้กับผู้ผลิตเพื่อเป็นการสร้างแรงจูงใจในการลงทุนผลิตกระแสไฟฟ้าจากพลังงานน้ำ

2.2 นโยบายและมาตรการในการส่งเสริมพลังงานหมุนเวียนในประเทศไทย

2.2.1 นโยบายด้านพลังงานของประเทศไทย (Thailand Energy Policy)

ในการประชุมคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติครั้งที่ 6/2554 (ครั้งที่ 139) เมื่อวันที่ 30 พฤศจิกายน 2554 นั้นได้มีการสรุปสาระสำคัญของนโยบายด้านพลังงานของประเทศไทยไว้ดังนี้

คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) ในการประชุมเมื่อวันที่ 16 มกราคม 2552 ได้มีมติเห็นชอบกรอบแผนพัฒนาพลังงานทดแทน 15 ปี (พ.ศ. 2551 - 2565) โดยมีเป้าหมายเพิ่มสัดส่วนการใช้พลังงานทดแทนเป็นไม่น้อยกว่าร้อยละ 20 ของการใช้พลังงานขั้นสุดท้ายภายในปี 2565 และต่อมาเมื่อวันที่ 27 เมษายน 2554 กพช. ได้เห็นชอบกรอบแผนอนุรักษ์พลังงาน 20 ปี (พ.ศ. 2554 - 2573) โดยมีเป้าหมายลดการใช้พลังงานต่อผลิตภัณฑ์มวลรวมภายใน 20 ปี เมื่อเทียบกับการใช้พลังงานในปี 2553 ของปริมาณการใช้พลังงานขั้นสุดท้ายทั้งหมดของประเทศ หรือลดพลังงานที่ใช้ต่อหน่วยผลิตภัณฑ์มวลรวมของประเทศ (GDP) ร้อยละ 25 ในปี 2573 เมื่อเทียบกับปี 2548

เมื่อวันที่ 23 สิงหาคม 2554 รัฐบาลได้แถลงนโยบายต่อรัฐสภา ที่จะต้องส่งเสริมผลักดันการอนุรักษ์พลังงานเต็มรูปแบบตาม ข้อ 3.5.4 ส่งเสริมการผลิต การใช้ ตลอดจนการวิจัยและพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก โดยตั้งเป้าหมายให้สามารถทดแทนเชื้อเพลิงฟอสซิลได้อย่างน้อยร้อยละ 25 ภายใน 10 ปี ทั้งนี้ ให้มีการพัฒนาอุตสาหกรรมอย่างครบวงจร และข้อ 3.5.5 ส่งเสริมและผลักดันการอนุรักษ์พลังงาน อย่างเต็มรูปแบบ โดยลดระดับการใช้พลังงานต่อผลผลิตร้อยละ 25 ภายใน 20 ปี ประกอบกับเมื่อวันที่ 11 พฤศจิกายน 2554 ในการประชุมระดับรัฐมนตรีเอเปค ครั้งที่ 23 ซึ่งผู้นำกลุ่มเอเปคได้ตกลงจะร่วมกันส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงานเพื่อให้บรรลุเป้าหมาย ในการลดสัดส่วนของการใช้พลังงานต่อผลิตภัณฑ์มวลรวมประชาชาติ (Energy Intensity : EI) ลงโดยรวมให้ได้อย่างน้อยร้อยละ 45 ภายในปี 2578 เมื่อเทียบกับปี 2548 โดยประเทศไทยจะต้องมีส่วนร่วมในการลดการใช้พลังงานต่อผลิตภัณฑ์มวลรวมประชาชาติลงร้อยละ 26.5 ในปี 2573 ดังนั้น กระทรวงพลังงานจึงได้มีการปรับปรุงนโยบายด้านพลังงานของประเทศไทย (Thailand Energy Policy) ขึ้น โดยมุ่งเน้นการลดปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจก (CO₂) ลง พร้อมทั้งการเป็นจุดเริ่มต้นในการให้ประเทศไทยก้าวไปสู่การเป็นสังคมคาร์บอนต่ำ (Low Carbon Society) ดังนี้

1) แผนอนุรักษ์พลังงาน 20 ปี ได้กำหนดเป้าหมายตามนโยบายของรัฐบาลที่ลดระดับการใช้ พลังงานต่อผลผลิต (EI) ลงร้อยละ 25 ภายใน 20 ปี โดยประเทศจะต้องลดการใช้พลังงานลง 38,200 ktoe ในปี 2573 หรือคิดเป็นการลดการปลดปล่อยก๊าซ CO₂ ลง 130 ล้านตัน จำแนกเป็น ภาคอุตสาหกรรม ภาคขนส่ง ภาคอาคารธุรกิจขนาดใหญ่ และภาคอาคารธุรกิจขนาดเล็กและบ้านที่อยู่อาศัยเป็น 50, 47, 20 และ 13 ล้านตัน ตามลำดับ โดยแบ่งแผนการดำเนินงานตามเป้าหมายที่จะลดเป็น 4 ระยะ ได้แก่ ระยะเร่งด่วน (2554 - 2555) จำนวน 8 ล้านตันในปี 2555 ระยะสั้น (2554 - 2559) จำนวน 27 ล้านตันในปี 2559 ระยะกลาง (2554-2564) จำนวน 63 ล้านตันในปี 2564 และระยะยาว (2554 - 2573) จำนวน 130 ล้านตันในปี 2573 และจากคำประกาศของผู้นำกลุ่มประเทศเอเปค ประเทศไทยจะต้องลดค่า EI ให้ได้อย่างน้อย ร้อยละ 26.5 ภายในปี 2573 เมื่อเทียบกับปี 2548 ทำให้ประเทศไทยจะต้องมีส่วนร่วมในการลดการใช้พลังงานลงให้ได้อย่างน้อย 35,900 ktoe ซึ่งปัจจุบัน ประเทศไทยมีแผนอนุรักษ์พลังงาน 20 ปี มีเป้าหมายที่จะลดค่า EI ลงให้ได้อย่างน้อยร้อยละ 25 ภายใน 20 ปี หรือปี 2573 เมื่อเทียบกับปี 2553 ทำให้จะต้องลด การใช้พลังงานลงให้ได้อย่างน้อย 38,200 ktoe แต่หากคำนวณค่า EI โดยใช้ปีฐานในปี 2548 ไทยสามารถลด EI ได้ถึงร้อยละ 55 ซึ่งแสดงให้เห็นว่าไทยสามารถลดการปล่อยเรือนกระจกจากการลดค่า EI ได้ดีกว่าเป้าหมายของเอเปคมาก

2) แผนส่งเสริมการพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก 25% ใน 10 ปี (พ.ศ. 2555 - 2564) (AEDP 2012- 2021) โดยกำหนดเป้าหมายให้เพิ่มการใช้พลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือกเป็นร้อยละ 25 ของการใช้พลังงานทั้งหมดภายในปี 2564 ซึ่งแบ่งเป็น 2 ระยะ คือ ระยะที่ 1 (พ.ศ. 2555 - 2559)

มีเป้าหมายผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทน 5,625 เมกะวัตต์ และปริมาณความร้อนจากพลังงานทดแทน 11,426 ktoe และระยะที่ 2 (พ.ศ. 2560 - 2564) มีเป้าหมาย ณ สิ้นสุดปี 2564 ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทน 9,201 เมกะวัตต์ และปริมาณความร้อนจากพลังงานทดแทน 24,931 ktoe เมื่อดำเนินการตามแผน AEDP (2012 - 2021) จะลดการนำเข้าน้ำมันของประเทศประมาณปีละ 574,000 ล้านบาท และลดการปล่อยก๊าซ CO₂ ได้ 76 ล้านตัน ในปี 2564 พร้อมทั้งมีรายได้จากการขายคาร์บอนเครดิตประมาณ 23,000 ล้านบาท ต่อปี

ตารางที่ 2-2 สถานภาพกำลังผลิตของพลังงานทดแทนในปัจจุบันและเป้าหมายในปี 2564

ประเภท	หน่วย	ปริมาณกำลังการผลิต ปัจจุบัน	เป้าหมายปี 2564 (AEDP 10 ปี)
<u>ไฟฟ้า</u>			
1. พลังงานลม (Wind)	MW	7.28	1,200
2. พลังงานแสงอาทิตย์ (solar)	MW	75.48	2,000
3. พลังน้ำ (Hydro)	MW	86.39	1,608
4. ชีวมวล (ไฟฟ้า)	MW	1,751	3,630
5. ก๊าซชีวภาพ	MW	137.57	600
6. ขยะ	MW	13.45	160
7. พลังงานรูปแบบใหม่ผลิตไฟฟ้า	MW	-	3
<u>ความร้อน</u>			
8. แสงอาทิตย์	ktoe	1.98	100
9. ชีวมวล (Bio-mass)	ktoe	3,285.97	8,200
10. ก๊าซชีวภาพ (Bio-gas)	ktoe	378.66	1,000
11. ขยะ (MSW)	ktoe	1.26	35
<u>เชื้อเพลิงชีวภาพ</u>			
12. เอทานอล (Ethanol)	ML/Day	1.30	9.0
13. ไบโอดีเซล (Bio-Diesel)	ML/Day	1.62	5.97

ตารางที่ 2-2 สถานภาพกำลังผลิตของพลังงานทดแทนในปัจจุบันและเป้าหมายในปี 2564 (ต่อ)

ประเภท	หน่วย	ปริมาณกำลังการผลิต ปัจจุบัน	เป้าหมายปี 2564 (AEDP 10 ปี)
14. เชื้อเพลิงใหม่ทดแทนดีเซล	ML/Day	-	25.0
รวมเชื้อเพลิงภาคขนส่ง	ML/Day	2.92	39.97
ความต้องการเบนซิน + ดีเซล รวม	ML/Day	73	91
สัดส่วนทดแทน	%	4%	44%

ที่มา: กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (2547) แผนส่งเสริมการพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก 25% ใน 10 ปี (พ.ศ. 2555 - 2564) (AEDP 2012- 2021)

ผลที่คาดว่าจะได้รับจากการที่รัฐบาลได้ดำเนินการตามแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก 25% ใน 10 ปี (พ.ศ. 2555 - 2564) และแผนอนุรักษ์พลังงาน 20 ปี (พ.ศ. 2554 - 2573) โดยมีเป้าหมายทดแทนเชื้อเพลิงฟอสซิลอย่างน้อยร้อยละ 25 และให้มีการส่งเสริมผลักดันการอนุรักษ์พลังงานเต็มรูปแบบโดยลด Energy Intensity ลงร้อยละ 25 ใน 20 ปี จะทำให้ลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกลงประมาณ 206 ล้านตันต่อปี แบ่งเป็นจากแผน ADEP 76 ล้านตันในปี 2573 และจากแผนอนุรักษ์พลังงาน 130 ล้านตันในปี 2573

ดังนั้นในคราวการประชุมคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติครั้งที่ 6/2554 (ครั้งที่ 139) เมื่อวันที่ 30 พฤศจิกายน 2554 นั้นจึงมีมติดังนี้

- 1) เห็นชอบให้ยกเลิกแผนพัฒนาพลังงานทดแทน 15 ปี (พ.ศ. 2551 - 2565) และแผนอนุรักษ์พลังงาน 20 ปี ตามมติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ เมื่อวันที่ 16 มกราคม 2552 และวันที่ 27 เมษายน 2554 ตามลำดับ
- 2) เห็นชอบนโยบายด้านพลังงานของประเทศไทยตามแผนอนุรักษ์พลังงาน 20 ปี (พ.ศ. 2554 - 2573) และแผนการพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก 25% ใน 10 ปี (พ.ศ. 2555 - 2564)

2.2.2 แผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก 25% ใน 10 ปี (พ.ศ.2555-2564)

(Alternative Energy Development Plan: AEDP 2012-2021)

2.2.2.1 กรอบและสาระสำคัญของแผนฯ

รัฐบาลได้มอบหมายให้กระทรวงพลังงานจัดทำแผนการพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก 25% ใน 10 ปี (พ.ศ. 2555 - 2564) หรือ Alternative Energy Development Plan : AEDP (2012 - 2021) เพื่อกำหนดกรอบและทิศทางการพัฒนาพลังงานทดแทนของประเทศ ลดการพึ่งพาการนำเข้าน้ำมัน

เชื้อเพลิงและพลังงานชนิดอื่น ช่วยกระจายความเสี่ยงในการจัดหาเชื้อเพลิงเพื่อการผลิตไฟฟ้า และลดปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจก โดยกระทรวงพลังงานได้พยากรณ์ความต้องการพลังงานในอนาคตของประเทศโดยในปี 2564 คาดว่าจะมีความต้องการ 99,838 ktoe จากปัจจุบัน 71,728 ktoe โดยแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2553-2573 และแผนการพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก พ.ศ. 2555-2564 ได้กำหนดให้มีสัดส่วนการใช้พลังงานทดแทนเพิ่มขึ้นจาก 7,413 ktoe ในปี 2555 เป็น 25,000 ktoe ในปี 2564 หรือคิดเป็น 25% ของการใช้พลังงานรวมทั้งหมด

สาระสำคัญแผนการพัฒนากำลังพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก 25% ใน 10 ปี (พ.ศ. 2555 - 2564) มีดังนี้

1) **วัตถุประสงค์** เพื่อให้ประเทศไทยสามารถพัฒนากำลังพลังงานทดแทนให้เป็นพลังงานหลักของประเทศ ทดแทนการนำเข้าน้ำมันได้ในอนาคต เสริมสร้างความมั่นคงด้านพลังงานของประเทศ สนับสนุนอุตสาหกรรมการผลิตเทคโนโลยีพลังงานทดแทนในประเทศ และเพื่อวิจัยพัฒนาส่งเสริมเทคโนโลยีพลังงานทดแทนสัญชาติไทยให้สามารถแข่งขันในตลาดสากล

2) **ยุทธศาสตร์** ได้กำหนดยุทธศาสตร์ส่งเสริมการพัฒนากำลังพลังงานทดแทนตามแผน AEDP 6 ประเด็น ประกอบด้วย (1) การส่งเสริมให้ชุมชนมีส่วนร่วมในการผลิตและการใช้พลังงานทดแทนอย่างกว้างขวาง (2) การปรับมาตรการจูงใจสำหรับการลงทุนจากภาคเอกชนให้เหมาะสมกับสถานการณ์ (3) การแก้ไขกฎหมายและกฎระเบียบที่ยังไม่เอื้อต่อการพัฒนากำลังพลังงานทดแทน (4) การปรับปรุงระบบโครงสร้างพื้นฐาน เช่น ระบบสายส่ง สายจำหน่ายไฟฟ้ารวมทั้งการพัฒนาสู่ระบบ Smart Grid (5) การประชาสัมพันธ์ และสร้างความรู้ความเข้าใจต่อประชาชน และ (6) การส่งเสริมให้งานวิจัยเป็นเครื่องมือในการพัฒนาอุตสาหกรรมพลังงานทดแทนแบบครบวงจร

3) **เป้าหมาย** เป้าหมายในปี 2564 แต่ละประเภทของพลังงาน มีดังตารางที่ 2-3 และ 2-4 โดยผลประโยชน์ที่ประเทศจะได้รับจากการดำเนินการตามแผนการพัฒนากำลังพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก 25% ใน 10 ปีแสดงดังตารางที่ 2-5

ตารางที่ 2-3 ค่าเป้าหมายตามแผนการพัฒนากำลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก 25% ใน 10 ปี

ประเภท	เป้าหมายเดิม	เป้าหมายใหม่	
ไฟฟ้า	ktoe	ktoe	ล้านหน่วย
1.พลังงานลม	89	134	1,283
2.พลังงานแสงอาทิตย์	56	224	2,484
3.ไฟฟ้าพลังน้ำ	85	756	5,604
4.พลังงานชีวมวล	1,933	1,896	14,008
5.ก๊าซชีวภาพ	54	270	1,050
6.พลังงานจากขยะ	72	72	518
7.พลังงานรูปแบบใหม่	1 (ไฮโดรเจน)	0.86	10
รวม	2,290	3,352.86	24,956
สัดส่วนทดแทนไฟฟ้า	6%	10.1%	
ประเภท	เป้าหมายเดิม	เป้าหมายใหม่	
ความร้อน	ktoe	ktoe	
1.พลังงานแสงอาทิตย์	38	100	
2.พลังงานชีวมวล	6,760	8,200	
3.ก๊าซชีวภาพ	600	1,000	
3.1 ก๊าซชีวภาพ		797	
3.2 CBG (5% ของ NGV)		203	
4.พลังงานจากขยะ	35	35	
รวม	7,433	9,335	
เชื้อเพลิงชีวภาพ	ลล/วัน	ลล/วัน	
1.เอทานอล	9.0	9.0	
2.ไบโอดีเซล	4.5	5.97	
3.เชื้อเพลิงใหม่ทดแทนดีเซล	-	25.0	
รวม	13.5	39.97	
สัดส่วนทดแทนน้ำมัน	14%	44%	

ที่มา : สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน (2555) แผนส่งเสริมการพัฒนากำลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก 25% ใน 10 ปี (พ.ศ. 2555 - 2564) (AEDP 2012- 2021)

ตารางที่ 2-4 เป้าหมายกำลังการผลิตติดตั้งไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนเพื่อการขับเคลื่อนและติดตาม

ประเภท	เป้าหมายปริมาณการผลิตไฟฟ้า ในปี 2564	กำลังการผลิตติดตั้งสะสมในปี 2564
	ล้านหน่วย : GW-hr	MW
1.พลังงานลม	1,283	1,200
2.พลังงานแสงอาทิตย์	2,484	2,000
3.ไฟฟ้าพลังน้ำ	5,604	1,608 - EGAT Pump storage 1,284 MW - Small-Hydro 324 MW
4.พลังงานชีวมวล	14,008	3,630
5.ก๊าซชีวภาพ	1,050	600
6.พลังงานจากขยะ	518	160
7.พลังงานรูปแบบใหม่	10	3 - ความร้อนใต้พิภพ 1 MW - คลื่นหรือกระแสน้ำ 2 MW

ที่มา : สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน (2555) แผนส่งเสริมการพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก 25% ใน 10 ปี (พ.ศ. 2555 - 2564) (AEDP 2012- 2021)

ตารางที่ 2-5 ผลประโยชน์ที่ประเทศจะได้รับจากการดำเนินการตามแผนการพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก 25% ใน 10 ปี

	แผนฯเดิม REDP 15 ปี	แผนฯใหม่ AEDP-25% ใน 10 ปี
<u>ด้านพลังงาน</u>		
% การทดแทนฟอสซิล - กำลังการผลิตไฟฟ้า MW จากพลังงานทดแทน - ปริมาณความร้อน (ktoe) - เชื้อเพลิงชีวภาพ (ลล/วัน) % ทดแทนน้ำมัน	12% (20% เมื่อรวม NGV) 5,604 MW 7,433 13.5 14%	25% (ไม่รวม NGV) 9,201 MW 9,335 39.97 44%
<u>ด้านเศรษฐกิจ</u>		
- ลดการนำเข้าน้ำมัน - ส่งเสริมการลงทุนในภาคเอกชน	460,000 ล้านบาท/ปี 382,240 ล้านบาท/ปี	574,000 ล้านบาท 442,000 ล้านบาท
<u>ด้านสิ่งแวดล้อม</u>		
- การลด CO₂ - รายได้ที่เกิดขึ้นจากการขายคาร์บอนเครดิต	42 ล้านตัน/ปี ในปี 65 14,000 ล้านบาท/ปี	76 ล้านตัน/ปี ในปี 2564 23,000 ล้านบาท
<u>ด้านการพัฒนางานนวัตกรรมและเทคโนโลยี</u>		
แผนงานวิจัย	ไม่มี	มีแผนปฏิบัติการที่ชัดเจน (55-59)

ที่มา : สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน (2555) แผนส่งเสริมการพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก 25% ใน 10 ปี (พ.ศ. 2555 - 2564) (AEDP 2012- 2021)

2.2.2.2 การขับเคลื่อนพลังงานทดแทนเพื่อการผลิตไฟฟ้าจากพลังน้ำ

สำหรับ ไฟฟ้าพลังน้ำ เป้าหมายในปี 2564 คือ 1,608 MW ปัจจุบันมีกำลังการผลิตรวม 86.39 MW (ไม่รวมระบบสูบกลับที่มีอยู่ปัจจุบันของ กฟผ. คือ ลำตะคอง 1-2 500 MW)

การพัฒนาตามกรอบการส่งเสริมการพัฒนาแผน AEDP ที่สำคัญ มีดังนี้

- 1) การส่งเสริมให้ชุมชนมีส่วนร่วมในการผลิตและการใช้พลังงานทดแทนอย่างกว้างขวาง
 - ผลิตไฟฟ้าพลังน้ำระดับหมู่บ้านให้เกษตรกรที่ไม่มีไฟฟ้าใช้ โดยไม่เชื่อมโยงกับระบบสายส่งไฟฟ้า (Off Grid)
 - สนับสนุนการก่อสร้างโครงการไฟฟ้าพลังน้ำระดับชุมชนให้องค์กรปกครองส่วนท้องถิ่นหรือชุมชนเจ้าของพื้นที่มีส่วนร่วมเป็นเจ้าของโครงการ และสามารถบริหารงานและบำรุงรักษาเองได้ในอนาคต
- 2) การปรับมาตรการจูงใจสำหรับการลงทุนจากภาคเอกชนให้เหมาะสมกับสถานการณ์
- 3) การแก้ไขกฎหมายและกฎระเบียบที่ยังไม่เอื้อต่อการพัฒนาพลังงานทดแทน
 - แก้ไขปัญหาอุปสรรคในการพัฒนาโครงการไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็กที่อาจตั้งอยู่ในพื้นที่อ่อนไหวเช่นพื้นที่ลุ่มน้ำชั้นที่ 1B พื้นที่อุทยานแห่งชาติหรือเขตรักษาพันธุ์สัตว์ป่า เป็นต้น
- 4) การปรับปรุงระบบโครงสร้างพื้นฐาน
 - มอบหมายให้ พพ. และ กฟผ. พัฒนาระบบผลิตไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็กท้ายเขื่อนชลประทานและระบบผลิตไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็กกำลังผลิตตั้งแต่ 200-6,000 kW
 - มอบหมายให้ กฟผ. พัฒนาโครงการระบบสูบกลับใหม่ใน 2 พื้นที่ ได้แก่ โครงการลำตะคองสูบกลับ (3-4) 500 MW และโครงการเขื่อนจุฬาภรณ์สูบกลับขนาด 784 MW เพื่อช่วยรองรับการพัฒนาพลังงานทดแทนในเขตพื้นที่ภาคอีสาน
- 5) การประชาสัมพันธ์ และสร้างความรู้ความเข้าใจต่อประชาชน
 - เผยแพร่ประชาสัมพันธ์ข้อมูลและประโยชน์ของโครงการไฟฟ้าพลังน้ำ
- 6) การส่งเสริมให้งานวิจัยเป็นเครื่องมือในการพัฒนาอุตสาหกรรมพลังงานทดแทนแบบครบวงจร
 - วิจัยและพัฒนา Micro Hydro Turbine แบบน้ำไหล
 - ศึกษาพัฒนาเครื่องกังหันน้ำแบบความสูงหัวน้ำต่ำ

2.2.3 แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยพ.ศ. 2555-2573(ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 3)

แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยพ.ศ. 2553 – 2573 (PDP2010) ได้รับความเห็นชอบจากคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพข.) และคณะรัฐมนตรี (ครม.) เมื่อวันที่ 12 มีนาคม 2553 และวันที่ 23 มีนาคม 2553 ตามลำดับ โดยได้เน้นในเรื่องความมั่นคงและความเพียงพอของกำลังการผลิตไฟฟ้า ควบคู่ไปกับนโยบายของกระทรวงพลังงานในเรื่องการดูแลรักษาสิ่งแวดล้อม การเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงาน ส่งเสริมให้มีการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนที่สอดคล้องกับแผนพัฒนาพลังงานทดแทน 15 ปี

และการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าอย่างมีประสิทธิภาพด้วยระบบการผลิตพลังงานความร้อนและไฟฟ้าร่วมกัน (Cogeneration)

คณะรัฐมนตรี เมื่อวันที่ 30 พฤศจิกายน 2553 เห็นชอบตามมติ กพข. เมื่อวันที่ 25 พฤศจิกายน 2553 โดยเห็นชอบแผนแก้ไขปัญหาระยะสั้น (ปี 2554 - 2562) เพื่อรองรับความต้องการไฟฟ้าที่เพิ่มสูงกว่าที่พยากรณ์ไว้ตามแผน PDP 2010 และมีแนวโน้มเพิ่มสูงขึ้น รวมทั้งปัญหาความล่าช้าของโรงไฟฟ้าเอกชน (IPP) จึงได้ปรับปรุงแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2553-2573 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 1 ดังนี้ (1) เร่งดำเนินการพัฒนาโรงไฟฟ้าพระนครเหนือชุดที่ 2 (800 MW) ของ กฟผ. (2) ปรับแผนการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กด้วยระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมกัน (SPP Cogeneration) และ (3) เร่งโครงการโรงไฟฟ้าวังน้อยหน่วยที่ 4 (800 MW) และโครงการโรงไฟฟ้าจะนะ หน่วยที่ 2 (800 MW) ของ กฟผ. ให้แล้วเสร็จเร็วขึ้นจากแผนเดิมอีก 3 เดือน

คณะรัฐมนตรี เมื่อวันที่ 3 พฤษภาคม 2554 เห็นชอบตามมติ กพข. เมื่อวันที่ 27 เมษายน 2554 โดยเห็นชอบแผนการปรับเลื่อนโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ออกไป 3 ปี เพื่อทบทวนมาตรการด้านความปลอดภัยภายหลังเกิดอุบัติเหตุในโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ฟูกูชิม่า จึงได้ปรับปรุงแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2553- 2573 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 2 (PDP 2010 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 2) ดังนี้ (1) ปรับเลื่อนกำหนดการเข้าระบบของโครงการโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ออกไปอีก 3 ปี ทำให้มีโครงการโรงไฟฟ้านิวเคลียร์บรรจุในแผนรวม 4 โรง และเลื่อนกำหนดจ่ายไฟฟ้าโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วมที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงเข้ามาทดแทนตามแผน PDP 2010 เดิม ให้เร็วขึ้นจากปี 2565 เลื่อนมาเป็นปี 2563 และ (2) การดำเนินการดังกล่าวจะส่งผลให้ความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติเพิ่มขึ้น ดังนั้น กระทรวงพลังงานจึงมอบหมายให้บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) ไปปรับแผนการจัดหาก๊าซธรรมชาติและเตรียมความพร้อมด้านโครงสร้างพื้นฐานเพื่อรองรับความต้องการก๊าซธรรมชาติที่เพิ่มขึ้นให้เหมาะสมต่อไป

ต่อมาเมื่อวันที่ 19 มิถุนายน 2555 ที่ประชุมคณะรัฐมนตรี (ครม.) มีมติเห็นชอบแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2555-2573 (PDP 2010) ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 3 ตามที่คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพข.) เห็นชอบไปเมื่อวันที่ 8 มิถุนายน 2555

2.2.3.1 แนวทางการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า

ค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าชุดล่าสุด ได้รับความเห็นชอบจากคณะกรรมการการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าเมื่อวันที่ 30 พฤษภาคม 2555 โดยมีสมมุติฐานต่างๆที่ใช้ในการจัดทำค่าพยากรณ์ฯ ดังนี้

1. ใช้กรอบเวลาการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า ในช่วงปี 2555-2573
2. ใช้แบบจำลองการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าจากโครงการ “การพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าในอนาคต” ที่จัดทำโดย มูลนิธิพลังงานเพื่อสิ่งแวดล้อม ซึ่งเสนอต่อ สำนักงานนโยบายและแผนพลังงานกระทรวงพลังงาน เมื่อเดือน เมษายน 2553

3. ใช้ค่าพยากรณ์การเติบโตของเศรษฐกิจไทยหรือผลิตภัณฑ์มวลรวมในประเทศ (Gross Domestic Product, GDP) ปี 2554-2573 จากสำนักงานคณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ เมื่อวันที่ 29 พฤศจิกายน 2554 ซึ่งรวมนโยบายการกระตุ้นเศรษฐกิจของรัฐบาล และพิจารณาผลกระทบของอุทกภัยเมื่อช่วงปลายปี 2554 แล้ว

ตารางที่ 2-6 ประมาณการเศรษฐกิจ ปี 2554-2573

พ.ศ.	2554	2555	2556	2557	2558	2559	2560	2561	2562	2563
GDP	1.5	5.0	5.1	5.7	6.0	5.1	4.7	4.1	4.2	4.3

พ.ศ.	2564	2565	2566	2567	2568	2569	2570	2571	2572	2573
GDP	4.2	4.1	4.0	4.0	4.0	4.0	3.9	3.9	3.8	3.8

ที่มา : สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน (2555) แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยพ.ศ. 2553 – 2573 (PDP2010)

4. พิจารณาการเพิ่มประสิทธิภาพและลดการใช้พลังงานไฟฟ้าให้สอดคล้องกับ “แผนอนุรักษ์พลังงาน 20 ปี (พ.ศ. 2554-2573)” ของกระทรวงพลังงาน ที่ได้รับความเห็นชอบจากคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพข.) เมื่อวันที่ 30 พฤศจิกายน 2554 โดยจะส่งเสริมและผลักดันการอนุรักษ์พลังงานอย่างเต็มรูปแบบ โดยมีเป้าหมายเพื่อลดความเข้มการใช้พลังงาน (Energy Intensity : EI) ลงร้อยละ 25 ภายใน 20 ปี (ตามคำแถลงนโยบายต่อรัฐสภาของนายกรัฐมนตรี นางสาวยิ่งลักษณ์ ชินวัตร เมื่อวันที่ 23 สิงหาคม 2554)

ในการจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย มีเป้าหมายหลักคือ ระบบไฟฟ้าจะต้องมีความมั่นคง และสามารถตอบสนองความต้องการใช้ไฟฟ้าของประเทศอย่างเพียงพอ ดังนั้น เพื่อความมั่นคงของระบบไฟฟ้า ลดความเสี่ยงต่อการเกิดไฟฟ้าดับ และรองรับการขยายตัวของการใช้ไฟฟ้า ตามนโยบายการกระตุ้นเศรษฐกิจของรัฐบาล จึงพิจารณาเลือกใช้ข้อมูลการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า ในกรณีที่คาดว่าจะสามารถดำเนินการได้ ตามเป้าหมายการอนุรักษ์พลังงานประมาณร้อยละ 20 (EE20%)

เมื่อวันที่ 26 เมษายน 2555 เกิดความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดสุทธิในระบบของ กฟผ. ที่ระดับ 26,121 เมกะวัตต์ คณะทำงานจัดทำค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าจึงปรับฐานค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า โดยใช้ค่าจริง 4 เดือนแรกของปี 2555 เป็นฐานในการปรับค่าพยากรณ์ฯ เพื่อเสนอคณะกรรมการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า และได้รับความเห็นชอบจากคณะกรรมการการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า เมื่อวันที่ 30 พฤษภาคม 2555 ดังนี้

- กรณีฐาน ที่ 40% ของแผนอนุรักษ์พลังงาน 20 ปี
- กรณีสูง ที่ 20% ของแผนอนุรักษ์พลังงาน 20 ปี
- กรณีต่ำ ที่ 60% ของแผนอนุรักษ์พลังงาน 20 ปี

สำหรับการจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย คณะอนุกรรมการปรับปรุงแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า เห็นควรใช้ค่าพยากรณ์ในกรณีสูง โดยค่าพยากรณ์ความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดสุทธิเมื่อสิ้นปี 2573 มีค่าประมาณ 52,256 เมกะวัตต์ เพิ่มขึ้นจากปี 2554 เฉลี่ยปีละ 1,483 เมกะวัตต์หรือเพิ่มขึ้นเฉลี่ยร้อยละ 4.16 ต่อปี ในส่วนของพลังงานไฟฟ้าเมื่อสิ้นปี 2573 มีค่าประมาณ 346,767 ล้านหน่วย เพิ่มขึ้นจากปี 2554 เฉลี่ยปีละ 9,793 ล้านหน่วย หรือเพิ่มขึ้นเฉลี่ยร้อยละ 4.13 ต่อปี

2.2.3.2 สมมติฐานในการจัดทำแผน PDP2010 (ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 3)

สมมติฐานในการจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย (PDP2010 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 3) มีดังนี้

1) ค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าตามที่คณะอนุกรรมการการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าเห็นชอบ เมื่อวันที่ 30 พฤษภาคม 2555 ซึ่งได้พิจารณาการเพิ่มประสิทธิภาพการใช้ไฟฟ้าและการประหยัดพลังงานให้สอดคล้องกับแผนอนุรักษ์พลังงาน 20 ปี พ.ศ. 2554-2573 (Energy Efficiency : EE) ของกระทรวงพลังงานที่ได้รับความเห็นชอบจาก กพข. เมื่อวันที่ 30 พฤศจิกายน 2554 ในการจัดทำค่าพยากรณ์ฯ

2) ความมั่นคงของระบบไฟฟ้าของประเทศไทยประเทศต้องมีกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองในระดับที่เหมาะสมโดยจะต้องไม่ต่ำกว่าร้อยละ 15 ของความต้องการไฟฟ้าสูงสุด ทั้งนี้หากพิจารณาสถานการณ์ความเสี่ยงในการจัดหาก๊าซธรรมชาติฝั่งตะวันตกระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่เหมาะสมของประเทศอาจสูงกว่าร้อยละ 20

3) การจัดหาไฟฟ้าในอนาคตให้มีการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าทุกประเภทให้ผสมผสานกันในส่วนที่เหมาะสมเพื่อลดการพึ่งพาก๊าซธรรมชาติ

4) การจัดหาพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน โดยตั้งเป้าหมายให้ภายในปี 2573 ประเทศไทยจะมีสัดส่วนพลังงานหมุนเวียนเพิ่มขึ้นจากแผน PDP2010 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 2 ไม่ต่ำกว่าร้อยละ 5 โดยปี 2555-2564 จะพิจารณาปริมาณการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนตามกรอบแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก พ.ศ.2555-2564 (Alternative Energy Development Plan : AEDP 2012-2021) ของกระทรวงพลังงานและปี 2565-2573 จะขยายปริมาณพลังงานหมุนเวียนตามศักยภาพของเชื้อเพลิงและเทคโนโลยีที่มีการพัฒนาสูงขึ้น

5) การจัดหาไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์ พิจารณาให้มีสัดส่วนไม่เกินร้อยละ 5 ของกำลังผลิตทั้งหมดในระบบโดยได้เลื่อนกำหนดโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์ออกไปอีก 3 ปีจากปี 2566 เป็นปี 2569

6) การจัดหาไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าถ่านหิน พิจารณาให้มีสัดส่วนที่เหมาะสมตามความจำเป็นของระบบไฟฟ้าของประเทศหลังจากมีการพิจารณาทางเลือกเชื้อเพลิงอื่นๆดังกล่าวข้างต้น ทั้งนี้ในการลดปริมาณก๊าซเรือนกระจกจากโรงไฟฟ้าถ่านหินจะพิจารณาเลือกใช้เทคโนโลยีโรงไฟฟ้าถ่านหินสะอาด (Clean Coal Technology)

7) สัดส่วนการรับซื้อไฟฟ้าต่างประเทศกำหนดให้ซื้อได้ไม่เกินร้อยละ 15 โดยบรรจุโครงการที่มีความชัดเจนในอนาคตที่มีการลงนาม Tariff MOU แล้ว

8) การผลิตไฟฟ้าอย่างมีประสิทธิภาพด้วยระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมกัน (Cogeneration) ได้มีการส่งเสริมและปรับปริมาณการรับซื้อไฟฟ้าจากระบบ Cogeneration ดังนี้

- ปี 2553-2557 ให้สอดคล้องกับการดำเนินการรับซื้อไฟฟ้าที่มีความชัดเจนแล้ว
- ปี 2557-2562 กำหนดให้มีการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP ระบบ Cogeneration ประเภท Firm ประมาณ 3,500 เมกะวัตต์ตามมติทกพ. เมื่อวันที่ 24 สิงหาคม 2552 และวันที่ 25 พฤศจิกายน 2553
- หลังปี 2563 กำหนดให้มีการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP ระบบ Cogeneration ประเภท Firm เพิ่มขึ้นอีก 1,350 เมกะวัตต์

9) การปล่อย CO₂ จากภาคการผลิตไฟฟ้าได้นำมาพิจารณาด้วยโดยกำหนดเป้าหมายลดปริมาณการปล่อย CO₂ ต่อหน่วยพลังงานไฟฟ้าไม่สูงกว่าแผน PDP2010 ในปัจจุบัน

2.2.3.3 สาระสำคัญของแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย (PDP2010 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 3)

สาระสำคัญของแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย (PDP2010 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 3) พ.ศ. 2555-2573 สรุปได้โดยสังเขปดังนี้

เมื่อสิ้นแผนฯ ในปลายปี 2573 จะมีกำลังผลิตไฟฟ้ารวมสุทธิ 70,686 MW โดยประกอบด้วยกำลังผลิตไฟฟ้าในปัจจุบัน ณ สิ้นปี 2554 เท่ากับ 32,395 MW กำลังผลิตของโรงไฟฟ้าใหม่รวม 55,130 MW หักด้วยกำลังผลิตโรงไฟฟ้าเก่าที่หมดอายุ จำนวน 16,839 MW

สำหรับกำลังผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนจากนโยบายของรัฐบาลที่มีเป้าหมายจะใช้พลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก เพื่อทดแทนการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล ให้ได้อย่างน้อยร้อยละ 25 ภายใน 10 ปี แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยฉบับนี้ จึงได้บรรจุโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนใหม่ จำนวน 14,580.4 MW เมื่อรวมกับกำลังผลิตในปัจจุบัน จำนวน 6,340.2 MW และหักออกด้วยกำลังผลิตที่หมดอายุ จำนวน 374.3 MW จะทำให้กำลังผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนรวมสุทธิ ณ สิ้นแผนฯ ในปี 2573 เท่ากับ 20,546.3 MW คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 29 ของกำลังผลิตไฟฟ้าทั้งระบบ แบ่งเป็นพลังงานหมุนเวียนในประเทศ 13,688.3 MW และพลังงานหมุนเวียนจากต่างประเทศ 6,858 MW ซึ่งสรุปตามประเภทเชื้อเพลิงได้ดังนี้

โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนใหม่ ช่วงปี 2555-2564

โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน ในช่วงนี้ จะสอดคล้องกับกรอบแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก 10 ปี ของกระทรวงพลังงาน รายละเอียดดังนี้

- พลังงานแสงอาทิตย์	1,806.4	MW
- พลังลม	1,774.3	MW
- พลังน้ำ (ในประเทศ 665 MW และรับซื้อจากต่างประเทศ 2,399 MW)	3,064	MW
- ชีวมวล	2,378.7	MW
- ก๊าซชีวภาพ	22.1	MW
- ชยะ	334.5	MW
รวม	9,380.0	MW

ที่มา : สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน (2555) แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2553 – 2573 (PDP2010)

โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนใหม่ ช่วงปี 2565-2573

โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนตั้งแต่ปี 2565-2573 จะพิจารณาตามศักยภาพในอนาคต ของแต่ละชนิดเชื้อเพลิง รายละเอียดดังนี้

- พลังงานแสงอาทิตย์	1,995.7	MW
- พลังลม	199.4	MW
- พลังน้ำ (ในประเทศ 43 MW และรับซื้อจากต่างประเทศ 2,700 MW)	2,743	MW
- ชีวมวล	223.5	MW
- ก๊าซชีวภาพ	24.1	MW
- ชยะ	17.8	MW
รวม	5,203.5	MW

ที่มา : สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน (2555) แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2553 – 2573 (PDP2010)

2.2.4 ลำดับเหตุการณ์ของนโยบายและมาตรการส่งเสริมพลังงานหมุนเวียนในประเทศไทย

มูลนิธิพลังงานและสิ่งแวดล้อม (2553) ได้รวบรวมนโยบายและมาตรการส่งเสริมพลังงานหมุนเวียนของประเทศไทยตั้งแต่คณะรัฐมนตรีได้มีมติเห็นชอบให้การไฟฟ้าทั้ง 3 แห่งออกระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจาก

ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (Small Power Producer : SPP) ในปี 2535 จนถึงกันยายน 2552 โดยได้ประเมินผลสัมฤทธิ์พร้อมปัญหา – อุปสรรคต่อการส่งเสริมพลังงานหมุนเวียนในขณะนั้น โดยมีสาระสำคัญสรุปได้ดังนี้

นโยบายและมาตรการส่งเสริมพลังงานหมุนเวียนของประเทศไทยเริ่มตั้งแต่ปี 2532 โดยสำนักงานคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (สพข.) ได้พยายามผลักดันและส่งเสริมเพื่อให้มีการลงทุนผลิตไฟฟ้าจากภาคเอกชน โดยกำหนดเป็นระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก (SPP) แต่่นโยบายดังกล่าวได้รับการต่อต้านอย่างหนักทั้งจากการไฟฟ้าและสหภาพแรงงานของการไฟฟ้าจนกระทั่งปี 2535 จึงได้มีการดำเนินการอย่างเป็นรูปธรรมมาเป็นลำดับดังนี้

- ปี 2535 ได้มีการออกประกาศการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP ส่งผลให้เกิดการลงทุนผลิตไฟฟ้าจากภาคเอกชนทั้งระบบ Cogeneration และการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนโดยทุกโรงไฟฟ้าได้รับอนุญาตให้ขายไฟฟ้าส่วนเกินให้แก่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ด้วยราคารับซื้อที่กำหนดจากต้นทุนที่หลีกเลี่ยงได้ (Avoided Cost) จากการผลิตไฟฟ้าโดยโรงไฟฟ้าใหม่ของกฟผ. โดยอิงกับการผลิตไฟฟ้าจากน้ำมันเตา อย่างไรก็ตามระเบียบดังกล่าวมีข้อปฏิบัติหลายอย่างที่ไม่คล่องตัว อาทิเช่น คุณสมบัติของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก หลักเกณฑ์การเชื่อมโยงระบบการรับซื้อไฟฟ้าที่ไม่ตอบโจทย์เนื่องจากต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนสูงกว่าเชื้อเพลิงฟอสซิล ความเสี่ยงด้านเทคโนโลยี นักลงทุนไทยยังไม่คุ้นเคยกับธุรกิจไฟฟ้า และปัญหาในการขอสินเชื่อระยะยาว เป็นต้น

- ปี 2538 รัฐบาลได้มีมาตรการจูงใจทางการเงินโดยให้เงินสนับสนุนการลงทุนด้านพลังงานหมุนเวียนเพื่อลดภาระการลงทุนในระยะเริ่มต้นซึ่งหลายโครงการสามารถต่อยอดไปผลิตไฟฟ้าได้

- ปี 2544 กฟผ.ได้ออกประกาศอัตรารับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตรายเล็กประเภทสัญญา Firm ที่ใช้เชื้อเพลิงประเภทพลังงานหมุนเวียนโดยอิงต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติแทนการอิงราคาน้ำมันแต่ทั้งนี้ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กไม่ต้องลดการจ่ายไฟในช่วง Off Peak ให้เหลือต่ำกว่าร้อยละ 60 ตามเงื่อนไขที่กฟผ. กำหนดไว้เดิม นอกจากนี้รัฐบาลยังได้จัดสรรเงินจากกองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงานวงเงิน 2,000 ล้านบาท เพื่อให้กฟผ.สามารถรับซื้อไฟฟ้าที่ผลิตจากพลังงานหมุนเวียนได้อีกประมาณ 300 MW โดยให้เงินสนับสนุนค่าพลังงานไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นจากอัตรารับซื้อไฟฟ้าปกติจากผู้ผลิตรายเล็กไม่เกิน 0.36 บาทต่อkWh เป็นระยะเวลา 5 ปีโดยวิธีประมูลแข่งขัน

- ปี 2545 ได้มีการก่อตั้งกระทรวงพลังงานและได้มีการจัดทำแผนพลังงานทดแทนขึ้นเป็นวาระแห่งชาติมีการกำหนดเป้าหมายส่งเสริมการใช้พลังงานทดแทนในอัตรา 8% ของความต้องการใช้พลังงานเชิงพาณิชย์โดยรวมภายในปี 2554 และมีมาตรการกำหนดสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนสำหรับโรงไฟฟ้าที่ก่อสร้างใหม่ในสัดส่วน 4% หรือที่เรียกว่า Renewable Portfolio Standard (RPS) นอกจากนี้ได้มีการออกประกาศระเบียบรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) เพื่อให้ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กที่จำหน่ายไฟฟ้าเข้าระบบน้อยกว่า 1 เมกะวัตต์สามารถเชื่อมโยงเข้าสู่ระบบได้ง่ายขึ้นด้วยสัญญาซื้อขายไฟฟ้าที่ไม่ซับซ้อนมากอย่างไรก็ตามโครงการ SPP และ VSPP ที่เกิดขึ้นส่วนใหญ่จำกัดอยู่เพียงชีวมวลบางประเภทเท่านั้นและราคารับซื้อไฟฟ้ายังไม่จูงใจ

• ปี 2549 กพข.ได้มีมติให้ขยายระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) เป็นไม่เกิน 10 เมกะวัตต์และได้กำหนดส่วนเพิ่มราคาซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้า VSPP เป็นระยะเวลา 7- 10 ปีนับจากวันที่เริ่มเดินเครื่องจำหน่ายไฟฟ้าเข้าสู่ระบบ (COD) โดยต้องเป็นโครงการที่ยื่นข้อเสนอภายในสิ้นปี 2551 ทั้งนี้ “ส่วนเพิ่ม” ดังกล่าวจะแตกต่างกันตามประเภทของพลังงานหมุนเวียน

• ปี 2550 กพพ.ได้ออกประกาศอัตราซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP) เฉพาะการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนอิงกับต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากถ่านหินนำเข้าและกำหนดส่วนเพิ่มราคาซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้า SPP เช่นเดียวกับ VSPP แต่สำหรับการกำหนดส่วนเพิ่มราคาซื้อไฟฟ้าจากชีวมวลของผู้ผลิตไฟฟ้า SPP รัฐบาลได้เปิดประมูลการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP เมื่อวันที่ 1 พฤษภาคม 2550

ตารางที่ 2-7 “ส่วนเพิ่มราคาซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน” สำหรับ SPP และ VSPP

เชื้อเพลิง/เทคโนโลยี	“ส่วนเพิ่ม” (บาท/หน่วย)	ระยะเวลา (ปี)
ชีวมวล	0.30 สำหรับ VSPP ระบบประมูลแข่งขันสำหรับ SPP	7
ก๊าซชีวภาพ	0.30	7
พลังงานขนาดเล็ก (50-200 kW)	0.40	7
พลังงานขนาดเล็กมาก (<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

ที่มา : มลนิธิพลังงานและสิ่งแวดล้อม (2553) บทสรุปผู้บริหาร โครงการศึกษาแนวทางการดำเนินงานของกองทุนพัฒนาไฟฟ้าตามมาตรา 74 (4) เสนอต่อ สำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน.

อย่างไรก็ตามปัญหาอุปสรรคในการส่งเสริมการใช้พลังงานหมุนเวียนยังคงมีอยู่ได้แก่ ราคาซื้อไฟฟ้ายังไม่จูงใจสำหรับโครงการพลังงานหมุนเวียนบางประเภท ขีดความสามารถของระบบสายส่งไม่เพียงพอในบางพื้นที่ที่มีศักยภาพพลังงานหมุนเวียนสูง สถาบันการเงินขาดความเชื่อมั่นในเทคโนโลยีใหม่ รวมถึงข้อมูลศักยภาพของพลังงานหมุนเวียนไม่ทันสมัย ส่งผลให้เกิดการแย่งชิงวัตถุดิบอย่างรุนแรงในบางพื้นที่ที่มีโรงไฟฟ้าจำนวนมาก นอกจากนี้ยังมีปัญหาการขออนุญาตซึ่งมีความยุ่งยากและไม่มีการรอบเวลาที่ชัดเจน รวมถึงการต่อต้านของชุมชนในพื้นที่ที่จะมีการสร้างโรงไฟฟ้า

• ปี 2552 จึงได้มีการปรับปรุงนโยบายการส่งเสริมพลังงานหมุนเวียนโดยได้เพิ่ม “Adder” หรือ “ส่วนเพิ่มราคาซื้อไฟฟ้า” สำหรับไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนประเภทต่างๆแบ่งตามขนาดและเทคโนโลยีและประเภทของพื้นที่โดยเฉพาะอย่างยิ่งในพื้นที่ห่างไกลที่การผลิตไฟฟ้าเพื่อจำหน่ายเข้าระบบมา

จากน้ำมันดีเซลและยังได้ปรับปรุงวิธีคำนวณปริมาณพลังงานไฟฟ้าในการคิด Adder สำหรับโครงการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาบ้านโดยให้คำนวณจากหน่วยพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้แทนการคำนวณจากหน่วยขายสุทธิเข้าระบบของการไฟฟ้า (Net Metering) ทั้งนี้ส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า แยกตามประเภทเทคโนโลยีและเชื้อเพลิง (ประกาศ ณ สิงหาคม 2552) แสดงดังตารางที่ 2-8

• ปี 2553 มติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติเมื่อวันที่ 12 มีนาคม 2553 เห็นควรให้ สนพ. ศึกษาทบทวนอัตราส่วนเพิ่มฯ ให้สอดคล้องกับการพัฒนาของเทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนให้มีความเหมาะสมยิ่งขึ้น และนำเสนอต่อ กพข. พิจารณาให้ความเห็นชอบต่อไป นอกจากนี้ในคราวประชุมคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติเมื่อวันที่ 28 มิถุนายน 2553 ได้มีการนำเสนอสรุปผลการวิเคราะห์ประมาณพลังงานไฟฟ้ารับซื้อและภาระต่อค่าไฟฟ้าของประชาชนจากการกำหนดมาตรการส่วนเพิ่มฯ โดยในเนื้อหาส่วนหนึ่งได้มีการวิเคราะห์และเปรียบเทียบมาตรการส่งเสริมด้านการลงทุนในรูปแบบส่วนเพิ่มฯ และในรูปแบบ Feed-in Tariff ไว้ดังนี้

มาตรการการส่งเสริมในรูปแบบอัตราส่วนเพิ่มฯ เป็นการกำหนดราคารับซื้อไฟฟ้าต่อหน่วยที่ให้เพิ่มจากอัตราค่าไฟฟ้าฐานตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้ารวมกับค่า Ft โดยฝ่ายนโยบายเป็นผู้กำหนดอัตราส่วนเพิ่มฯ ที่เหมาะสมในแต่ละเทคโนโลยี เพื่อจูงใจการลงทุนจากภาคเอกชน ในกลุ่มประเทศ European Union เรียกว่าลักษณะการให้ส่วนเพิ่มนี้ว่า premium tariff หรือ bonus ซึ่งมีใช้ใน 5 ประเทศ ได้แก่ สเปน สหพันธ์สาธารณรัฐเชค สโลวีเนีย เนเธอร์แลนด์ และเดนมาร์ก

ทั้งนี้ ภาระจากการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนตามมาตรการส่วนเพิ่มฯ จะส่งผลทำให้ค่า Ft เพิ่มขึ้น ในขณะที่เดียวกันค่าไฟฟ้าที่ผู้ประกอบการได้รับจะรวมค่า Ft ด้วย ทำให้ภาระของผู้ใช้ไฟฟ้าเพิ่มสูงขึ้นทั้งสองทาง ทางเลือกหนึ่งของมาตรการส่งเสริมที่มีการใช้อย่างแพร่หลายในหลายประเทศ คือ รูปแบบ Feed-in Tariff ซึ่งเป็นอัตราค่าไฟฟ้ารวมต่อหน่วยที่สอดคล้องกับต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในแต่ละเทคโนโลยี มาตรการ Feed-in Tariff เป็นมาตรการที่ใช้ในกลุ่มประเทศ European Union ทั้งหมด 15 ประเทศ

เมื่อเปรียบเทียบมาตรการทั้งสองประเภท จะพบว่าราคาขายไฟฟ้าที่ผู้ลงทุนได้รับภายใต้มาตรการส่วนเพิ่มฯ สามารถเปลี่ยนแปลงตามค่าไฟฟ้าฐานและค่า Ft ที่เปลี่ยนไป ในขณะที่ราคาขายไฟฟ้าที่ผู้ลงทุนได้รับภายใต้มาตรการ Feed-in Tariff จะคงที่ตลอดอายุโครงการ ซึ่งจากแนวโน้มของค่าไฟฟ้าฐานและค่า Ft ที่เพิ่มขึ้น จึงทำให้ผู้ลงทุนจำนวนมากมีความสนใจลงทุนในระบบพลังงานหมุนเวียนภายใต้มาตรการส่วนเพิ่มฯ ด้วยเหตุนี้มาตรการ Feed-in Tariff จึงมีความเป็นธรรมต่อผู้ใช้ไฟมากกว่า กล่าวคือ ทำให้จำนวนเงินสนับสนุนไม่เพิ่มขึ้นตามค่าไฟฟ้าฐานและค่า Ft ที่มีแนวโน้มเพิ่มขึ้นในอนาคต และภาระทางด้านเม็ดเงินที่จะใช้ในการสนับสนุนพลังงานหมุนเวียนมีความชัดเจน นอกจากนี้ การที่อัตราค่า Feed-in Tariff ไม่ผูกติดกับราคาก๊าซธรรมชาติผ่านกลไก Ft ทำให้เป็นทางเลือกทางด้านพลังงานอย่างแท้จริง ดังนั้น การส่งเสริมในรูปแบบ Feed-in Tariff ควรสะท้อนต้นทุนในการจัดหาไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน โดยกำหนดเงินสนับสนุนไว้ในโครงสร้างค่าไฟฟ้าฐาน

จากการประชุมดังกล่าว ที่ประชุมมีมติเห็นชอบแนวทางการประสานและติดตามการดำเนินการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนให้เป็นไปตามนโยบาย โดยเห็นควรให้แต่งตั้งคณะกรรมการคณะหนึ่ง (คณะกรรมการฯ) ภายใต้ กพข. โดยมีองค์ประกอบและอำนาจหน้าที่ ดังนี้

องค์ประกอบของคณะกรรมการฯ ประกอบด้วยผู้แทนจากหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง ได้แก่ กระทรวงพลังงาน สำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน สำนักงานคณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ สำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม สำนักงานอัยการสูงสุด การไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง และ สนพ. เป็นฝ่ายเลขานุการ

คณะกรรมการฯ มีอำนาจหน้าที่ในการศึกษา วิเคราะห์ และเสนออัตราสนับสนุน ปริมาณการรับซื้อไฟฟ้า กรอบแนวทางการดำเนินการส่งเสริมและรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน และพิจารณาการรับซื้อไฟฟ้าของการไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง ตามระเบียบและประกาศที่ กพพ. ให้ความเห็นชอบ ทั้งนี้ เพื่อให้การส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเป็นไปตามนโยบาย และสอดคล้องกับแผนฯ 15 ปี โดยพิจารณาถึงผลกระทบต่อภาระค่าไฟฟ้าของประชาชน ตลอดจนผลกระทบต่อความมั่นคงของระบบไฟฟ้าของประเทศโดยรวม และความพร้อมของระบบส่งไฟฟ้าของ กพผ.

นอกจากนี้คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติได้ให้ความเห็นชอบมาตรการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนระบบ Feed-in Tariff ดังนี้

- ก) เห็นชอบในหลักการปรับปรุงแบบการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนแบบ Adder เป็นแบบ Feed-in Tariff โดยกำหนดเงินสนับสนุนไว้ในโครงสร้างค่าไฟฟ้าฐาน
- ข) เห็นควรให้คณะกรรมการฯ ที่จะจัดตั้งขึ้นพิจารณาอัตราสนับสนุนในรูปแบบ Feed-in Tariff สำหรับโครงการพลังงานแสงอาทิตย์ที่มีการติดตั้งบนหลังคาที่อยู่อาศัย และอาคารพาณิชย์ พร้อมทั้งรายละเอียดการสนับสนุน และปริมาณที่จะส่งเสริม เพื่อเสนอ กพข. ต่อไป
- ค) มอบคณะกรรมการฯ ที่จะจัดตั้งขึ้นศึกษาอัตราค่าไฟฟ้าแบบ Feed-in Tariff ตามประเภทเชื้อเพลิงและเทคโนโลยี รวมทั้ง หลักเกณฑ์แนวทางสนับสนุน และเสนอ กพข. ต่อไป
- ง) เห็นชอบในหลักการให้คณะกรรมการฯ ทบทวนรูปแบบและอัตราการส่งเสริมการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนทุกปี และประกาศรับซื้อเป็นรอบๆ เพื่อให้นโยบายมีความยืดหยุ่นสามารถปรับได้ตามสถานการณ์ที่เปลี่ยนไป เช่น สถานการณ์ความต้องการไฟฟ้าของประเทศ สภาพเศรษฐกิจ ราคาอุปกรณ์ในตลาดโลก รวมถึงข้อตกลงระหว่างประเทศเรื่องพิธีสารเกียวโต

• ปี 2554 การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคได้ออกประกาศ ณ วันที่ 12 เมษายน 2554 เรื่อง การกำหนดส่วนเพิ่มราคาซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนตามมติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติเมื่อวันที่ 25 พฤศจิกายน 2553 โดยได้มีการปรับส่วนเพิ่มราคาซื้อไฟฟ้าเพิ่มเติมจากประกาศ ณ วันที่ 19 สิงหาคม 2552 โดยกำหนดส่วนเพิ่มราคาซื้อไฟฟ้าสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากจากพลังงานหมุนเวียนในพื้นที่ 4 อำเภอ ได้แก่ อำเภอนนทบุรี อำเภอเทพา อำเภอสะบ้าย้อย และอำเภอนาทวี ในจังหวัดสงขลา โดยให้มีผลบังคับใช้กับโครงการที่ยังไม่ได้รับการตอบรับซื้อไฟฟ้าในพื้นที่ 4 อำเภอดังกล่าว และโครงการพลังงานหมุนเวียนที่จะเสนอขายไฟฟ้าในอนาคต ทั้งนี้การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคหยุดรับคำร้องขอขายไฟฟ้าสำหรับโครงการพลังงาน

แสงอาทิตย์ตามมติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ เมื่อวันที่ 28 มิถุนายน 2554 ทั้งนี้แสดงอัตราส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าของพลังงานขนาดเล็ก และพลังงานหมุนเวียนประเภทอื่นได้ดังตารางที่ 2-9

สำหรับความคืบหน้าการศึกษาแนวทางและอัตรารับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในรูปแบบ Feed-in Tariff นั้น ในคราวประชุมคณะกรรมการบริหารมาตรการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน (ซึ่งเป็นคณะกรรมการที่ได้รับการแต่งตั้งตามมติ กพข. เมื่อ 28 มิถุนายน 2553) ครั้งที่ 8/2554 (ครั้งที่ 13) เมื่อวันที่ 28 พฤศจิกายน 2554 ได้มีมติเห็นชอบการเตรียมการเพื่อการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนด้วยรูปแบบ Feed-in Tariff โดยได้เห็นชอบอัตรารับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในรูปแบบ Feed-in Tariff ประจำปี 2555 สำหรับการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ ขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง 500 - 1,000 กิโลวัตต์ ที่อัตรารับซื้อไฟฟ้า 5.94 บาทต่อหน่วย โดยมีระยะเวลาสนับสนุน 20 ปี ทั้งนี้ คณะกรรมการบริหารมาตรการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเห็นชอบให้นำข้อเสนอแนวทางและอัตรารับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในรูปแบบ Feed-in Tariff เสนอต่อ กพข. ให้ความเห็นชอบต่อไป

ตารางที่ 2-8 ส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า แยกตามประเภทเทคโนโลยีและเชื้อเพลิง (ประกาศ ณ สิงหาคม 2552)

เชื้อเพลิง	ส่วนเพิ่มฯ ปัจจุบัน (บาท/kWh)	ข้อเสนอส่วนเพิ่มฯ (บาท/kWh)	ส่วนเพิ่มพิเศษ* (บาท/kWh)	ระยะเวลา สนับสนุน	เหตุผลสนับสนุน
1. ชีวมวล					
- กำลังการผลิตติดตั้ง ≤ 1 MW	0.30	0.50	1.00	7	เพิ่มขึ้นเพื่อส่งเสริมโรงไฟฟ้าระดับชุมชน
- กำลังการผลิตติดตั้ง > 1 MW	0.30	0.30	1.00	7	เท่าเดิม
2. ก๊าซชีวภาพ (จากทุกประเภทแหล่งผลิต)					
- กำลังการผลิตติดตั้ง ≤ 1 MW	0.30	0.50	1.00	7	เพิ่มขึ้นเพื่อส่งเสริมโครงการขนาดเล็กที่มีการจัดการด้านสิ่งแวดล้อมในระดับชุมชน
- กำลังการผลิตติดตั้ง > 1 MW	0.30	0.30	1.00	7	เท่าเดิมและกำหนดนิยามให้ครอบคลุมแหล่งที่มาของเชื้อเพลิงที่นำมาผลิตเป็นก๊าซชีวภาพ
3. ขยะ (ขยะชุมชนและขยะอุตสาหกรรมที่ไม่ใช่ขยะอันตรายและไม่เป็นอินทรีย์วัตถุ)					
- ระบบหมักหรือหลุมฝังกลบขยะ	2.50	2.50	1.00	7	เท่าเดิม
- พลังงานความร้อน (Thermal Process)	2.50	3.50	1.00	7	เพิ่มขึ้นเพราะมีต้นทุนการคัดแยกขยะสูงกว่า
4. พลังงานลม					
- กำลังการผลิตติดตั้ง ≤ 50 kW	3.50	4.50	1.50	10	เพิ่มขึ้นเพื่อส่งเสริมการพัฒนาเทคโนโลยีในประเทศ
- กำลังการผลิตติดตั้ง > 50 kW	3.50	3.50	1.50	10	เท่าเดิม
5. พลังน้ำขนาดเล็ก					
- กำลังการผลิตติดตั้ง 50 kW - < 200 kW	0.40	0.80	1.00	7	ส่งเสริมการอนุรักษ์ป่าและต้นน้ำและการพัฒนาเทคโนโลยีในประเทศ
- กำลังการผลิตติดตั้ง < 50 kW	0.80	1.50	1.00	7	
6. พลังงานแสงอาทิตย์	8.00	8.00	1.50	10	เท่าเดิม

ที่มา : สำนักงานโครงการรับซื้อไฟฟ้าจากแหล่งผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก. การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค. 2553. “ประกาศส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมาก จากพลังงานหมุนเวียนตามมติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ ลงวันที่ 9 มีนาคม 2552.” [ระบบออนไลน์]. แหล่งที่มา <http://www.pea.co.th/vspp/vspp/Adder19082552.pdf> (28 กันยายน 2553).

ตารางที่ 2-9 ส่วนเพิ่มราคาซื้อไฟฟ้า แยกตามประเภทเทคโนโลยีและเชื้อเพลิง (ประกาศ ณ เมษายน 2554)

เชื้อเพลิง	ส่วนเพิ่มฯ (บาท/ กิโลวัตต์- ชั่วโมง)	ส่วนเพิ่มฯ พิเศษ สำหรับ ๔ อำเภอใน จังหวัดสงขลา ^{๑/} (บาท/กิโลวัตต์- ชั่วโมง)	รวมส่วนเพิ่มฯ สำหรับ ๔ อำเภอใน จังหวัดสงขลา (บาท/กิโลวัตต์- ชั่วโมง)	ระยะเวลา สนับสนุน จาก วัน COD (ปี)
๑. ชีวมวล				
(๑) กำลังการผลิตติดตั้ง ≤ ๑ MW	๐.๕๐	๑.๐๐	๑.๕๐	๗
(๒) กำลังการผลิตติดตั้ง > ๑ MW	๐.๓๐	๑.๐๐	๑.๓๐	๗
๒. ก๊าซชีวภาพ				
(๑) กำลังการผลิตติดตั้ง ≤ ๑ MW	๐.๕๐	๑.๐๐	๑.๕๐	๗
(๒) กำลังการผลิตติดตั้ง > ๑ MW	๐.๓๐	๑.๐๐	๑.๓๐	๗
๓. ขยะ ^{๒/}				
(๑) ระบบหมักหรือหลุมฝังกลบขยะ	๒.๕๐	๑.๐๐	๓.๕๐	๗
(๒) พลังงานความร้อน (Thermal Process)	๓.๕๐	๑.๐๐	๔.๕๐	๗
๔. พลังงานลม				
(๑) กำลังการผลิตติดตั้ง ≤ ๕๐kW	๔.๕๐	๑.๕๐	๖.๐๐	๑๐
(๒) กำลังการผลิตติดตั้ง > ๕๐ kW	๓.๕๐	๑.๕๐	๕.๐๐	๑๐
๕. พลังน้ำขนาดเล็ก				
(๑) ๕๐ kW ≤ กำลังการผลิตติดตั้ง < ๒๐๐ kW	๐.๘๐	๑.๐๐	๑.๘๐	๗
(๒) กำลังการผลิตติดตั้ง < ๕๐ kW	๑.๕๐	๑.๐๐	๒.๕๐	๗
๖. พลังงานแสงอาทิตย์	๖.๕๐	๑.๕๐	๘.๐๐	๑๐

หมายเหตุ :

^{๑/}หมายถึง พื้นที่ ๔ อำเภอ ได้แก่ อำเภอจะนะ อำเภอเทพา อำเภอสบไย้อย และอำเภอนาทวี^{๒/}หมายถึง ขยะชุมชน และขยะอุตสาหกรรมที่ไม่ใช่ขยะอันตราย และไม่เป็นขยะที่เป็นอินทรีย์วัตถุ

ที่มา : สำนักงานโครงการรับซื้อไฟฟ้าจากแหล่งผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก. การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค. 2554. “ประกาศส่วนเพิ่ม
ราคาซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมาก จากพลังงานหมุนเวียนตามมติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ
เมื่อวันที่ 25 พฤศจิกายน 2553.” [ระบบออนไลน์]. แหล่งที่มา <http://www.pea.co.th/vspp/> (20 กรกฎาคม 2554).

2.2.5 มาตรการส่งเสริมการลงทุนด้านพลังงานไฟฟ้าและไฟฟ้าพลังน้ำในปัจจุบัน

- 1) การสนับสนุนส่งเสริมให้ชุมชนมีส่วนร่วมในการผลิตและใช้พลังงานทดแทน แผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก 25% (พ.ศ. 2555-2564) ของกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน กระทรวงพลังงาน มีเป้าหมายในการส่งเสริมให้ผลิตไฟฟ้าพลังน้ำระดับหมู่บ้านให้แก่ราษฎรที่ไม่มีไฟฟ้าใช้โดยไม่เชื่อมโยงกับระบบสายส่งไฟฟ้า (off-grid) และสนับสนุนการก่อสร้างโครงการไฟฟ้าพลังน้ำระดับชุมชนโดยให้องค์กรปกครองส่วนท้องถิ่นหรือชุมชนเจ้าของพื้นที่มีส่วนร่วมเป็นเจ้าของโครงการ และสามารถบริหารงานและบำรุงรักษาเองได้
- 2) มาตรการจูงใจในการลงทุนผลิตไฟฟ้าสำหรับภาคเอกชน กระทรวงพลังงานได้กำหนดมาตรการจูงใจในการลงทุนผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนในหลายด้าน อาทิ การสนับสนุนเงินลงทุน การลดภาษีนำเข้าอุปกรณ์พลังงาน การให้อัตราส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (Adder) บวกจากค่าไฟฟ้าปกติและการส่งเสริมพลังงานชุมชนเพื่อให้เกิดการพัฒนาพลังงานทดแทนทุกประเภท รวมทั้งการส่งเสริมให้เกิดการพัฒนาโรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็กและโรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็กเพื่อช่วยให้ประชาชนในพื้นที่ห่างไกลมีแหล่งผลิตไฟฟ้าใช้ของตนเอง ทั้งยังส่งเสริมให้ชุมชนเกิดจิตสำนึกดูแลรักษาป่าต้นน้ำไว้ใช้ประโยชน์เพื่อผลิตกระแสไฟฟ้าซึ่งจะก่อให้เกิดความยั่งยืนทั้งป่าและชุมชนตามปรัชญาเศรษฐกิจพอเพียง
- 3) มาตรการส่งเสริมการลงทุนพัฒนาไฟฟ้าพลังน้ำ กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน กระทรวงพลังงาน ได้กำหนดมาตรการส่งเสริมการลงทุนพัฒนาไฟฟ้าพลังน้ำ 5 มาตรการ ดังนี้
 - (1) มาตรการส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานทดแทน (Adder) มาตรการส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานทดแทน (Adder Cost) เป็นการให้เงินสนับสนุนการผลิตต่อหน่วยการผลิต โดยกำหนดราคารับซื้อในอัตราพิเศษหรือเฉพาะสำหรับไฟฟ้าที่มาจากพลังงานทดแทน เพื่อจูงใจให้เกิดการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทน และสนับสนุนให้มีผู้ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนมากขึ้น
 - (2) โครงการเงินหมุนเวียนเพื่อส่งเสริมการใช้พลังงานทดแทนเป็นแหล่งเงินทุนในการดำเนินการอนุรักษ์พลังงานและพลังงานทดแทนให้แก่โรงงาน อาคาร และบริษัทจัดการพลังงานโดยผ่านสถาบันการเงิน โดยมีวัตถุประสงค์ที่จะกระตุ้นให้เกิดการลงทุนด้านอนุรักษ์พลังงานและพลังงานทดแทน รวมทั้งสร้างความมั่นใจและความคุ้นเคยให้กับสถาบันการเงินในการปล่อยสินเชื่อให้แก่โครงการพลังงานทดแทนของโรงงาน อาคาร และบริษัทจัดการพลังงาน
 - (3) โครงการส่งเสริมการลงทุนด้านอนุรักษ์พลังงานและพลังงานทดแทน (ESCO FUND) กองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงานได้จัดตั้ง “กองทุนร่วมพลังงานหรือ ESCO Capital Fund” ผ่านการจัดการกองทุน (Fund Manager) 2 แห่ง คือ มูลนิธิพลังงานเพื่อสิ่งแวดล้อม (มพส. หรือ E for E) และมูลนิธิอนุรักษ์พลังงานแห่งประเทศไทย (มอพท.) โดยมีเงินประเดิมจำนวน 500 ล้านบาท

และ Fund Manager ทั้ง 2 แห่งได้เข้าร่วมทุนแล้ว 26 โครงการคิดเป็นเงินสนับสนุนจำนวน 407 ล้านบาท และก่อให้เกิดการลงทุนมากกว่า 5,000 ล้านบาท สำหรับปี 2553-2555 คณะกรรมการกองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงานได้รับอนุมัติวงเงินอีก 500 ล้านบาทเพื่อส่งเสริมการลงทุนด้านการอนุรักษ์พลังงานและพลังงานทดแทนที่มีศักยภาพทางเทคนิคแต่ยังขาดปัจจัยการลงทุนและช่วยผู้ประกอบการหรือผู้ลงทุนให้ได้ประโยชน์จากการขายคาร์บอนเครดิต โดยมีรูปแบบการจะส่งเสริมในหลายลักษณะ เช่น ร่วมลงทุนในโครงการ (Equity Investment) ร่วมทุนในบริษัทจัดการพลังงาน (ESCO Venture Capital) ร่วมลงทุนในการพัฒนาและซื้อขายคาร์บอนเครดิต (Carbon Market) การเช่าซื้ออุปกรณ์ (Equipment Leasing) การอำนวยความสะดวกให้สินเชื่อ (Credit Guarantee Facility) และการให้ความช่วยเหลือทางด้านเทคนิค (Technical Assistance)

- (4) กลไกพัฒนาที่สะอาด (Clean Development Mechanism หรือ CDM) เป็นกลไกที่จะสนับสนุนการพัฒนาโครงการที่ช่วยลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก และสามารถนำปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่ลดลงจากโครงการไปขายให้กับประเทศที่พัฒนา (Developed Countries) เพื่อตอบสนองข้อผูกพันในการปล่อยก๊าซเรือนกระจกตามเป้าหมายที่ได้ตกลงในพิธีสารเกียวโต (Kyoto Protocol) โดยโครงการ CDM ที่ขอรับการสนับสนุนจะต้องได้รับการพิจารณารับรองจากคณะกรรมการองค์การบริหารจัดการก๊าซเรือนกระจก
- (5) โครงการส่งเสริมการลงทุนโดยสำนักงานคณะกรรมการส่งเสริมการลงทุน (BOI) รัฐบาลได้ยกระดับให้อุตสาหกรรมพลังงานทดแทนเป็นกิจกรรมที่มีระดับความสำคัญสูงสุด และกำหนดให้มีมาตรการส่งเสริมการลงทุนเพื่อเพิ่มขีดความสามารถในการแข่งขัน โดยคณะกรรมการส่งเสริมการลงทุน(BOI) ได้กำหนดมาตรการจูงใจและให้สิทธิประโยชน์แก่ผู้ลงทุนหลายประการ อาทิ การยกเว้นอากรขาเข้าสำหรับเครื่องจักร ยกเว้นภาษีเงินได้นิติบุคคลเป็นเวลา 8 ปี และลดหย่อนภาษีเงินได้นิติบุคคลอัตรา 50% ตั้งแต่ปีที่ 9 - 13 รวมทั้งให้นำต้นทุนการติดตั้งโครงสร้างพื้นฐานสำหรับโครงการที่เป็นประโยชน์ต่อสาธารณะ มาหักลดภาษีได้สูงสุด 2 เท่า

2.3 การดำเนินการของไฟฟ้าส่วนภูมิภาคด้านการพัฒนาไฟฟ้าพลังน้ำ

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค(กฟภ.) ดำเนินโครงการแผนพัฒนาพลังงานน้ำตามแผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติฉบับที่ 10 โดยกำหนดให้โครงการพัฒนาพลังงานน้ำอยู่ในโครงการตามแผนพัฒนาระบบไฟฟ้าพลังงานน้ำในช่วงแผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติฉบับที่ 10 โดยมีระยะเวลาดำเนินการระหว่างปี พ.ศ. 2551-2555 วัตถุประสงค์เพื่อพัฒนาพลังงานทดแทนโดยใช้พลังงานน้ำผลิตไฟฟ้าจ่ายขนานเข้ากับระบบจำหน่าย เป้าหมายเพื่อก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานน้ำขนาดเล็กมาก จำนวน 10 แห่ง แบบ run-of-the-river โดยไม่ต้องสร้างเขื่อนเก็บน้ำและไม่กระทบสิ่งแวดล้อม

เงินลงทุนจากเงินรายได้ กฟภ. จำนวน 250 ล้านบาท โดยเป็นการก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็กมากในพื้นที่การไฟฟ้าภาค 1 จำนวน 8 แห่งงบประมาณ 200 ล้านบาท และการไฟฟ้าภาค 3 จำนวน 2 แห่งงบประมาณ 50 ล้านบาท ทั้งนี้ผลประโยชน์ที่เกิดขึ้นจากโครงการคือ

- (1) ลดต้นทุนของ กฟภ. จากการผลิตไฟฟ้าด้วยน้ำมันดีเซล
- (2) ลดปริมาณการใช้น้ำมันเชื้อเพลิง
- (3) ลดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม
- (4) เพิ่มกำลังการผลิตและเสริมความมั่นคงทางไฟฟ้า
- (5) ส่งเสริมการใช้พลังงานทดแทนตามนโยบายของรัฐ

สถานภาพการดำเนินงานเมื่อวันที่ 30 มิถุนายน พ.ศ. 2554 (การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, 2551) คือมีการโอนโครงการแผนพัฒนาพลังงานน้ำดังกล่าวไปยัง บริษัทพีอีเอ เอ็นคอม อินเตอร์เนชั่นแนลจำกัด (PEA ENCOM) ซึ่งเป็นบริษัทในเครือ กฟภ.ดำเนินการต่อ

บริษัทพีอีเอ เอ็นคอม อินเตอร์เนชั่นแนลจำกัด (PEA ENCOM) แบ่งการดำเนินงานออกเป็น 2 ส่วนคือการรับโอนโครงการแผนพัฒนาพลังงานน้ำจาก กฟภ. และดำเนินการตามแผนลงทุนด้านพลังงานทดแทน 5 ปี (2554-2558)(บริษัทพีอีเอ เอ็นคอม อินเตอร์เนชั่นแนลจำกัด, 2554)

การรับโอนโครงการแผนพัฒนาพลังงานน้ำจาก กฟภ. ดำเนินโครงการก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานน้ำขนาดเล็กมาก (คพน.) จำนวน 10 แห่งในพื้นที่จังหวัด เชียงใหม่ แม่ฮ่องสอน น่าน ตาก พังงา และ นครศรีธรรมราช ใช้ระยะเวลาการดำเนินงานระหว่างปี พ.ศ. 2555-2556 กำลังการผลิตรวม 1,128 kW งบประมาณโครงการ 113.58 ล้านบาท ทั้งนี้มีประโยชน์ที่ได้รับจากโครงการคือ

- (1) สนับสนุนนโยบายภาครัฐในการพัฒนาแหล่งพลังงานทดแทนภายในประเทศ
- (2) เพิ่มขีดความสามารถและความมั่นคงของระบบจำหน่ายไฟฟ้าในพื้นที่ที่มี

ศักยภาพผลิตพลังงานน้ำขนาดเล็กมาก

แผนลงทุนด้านพลังงานทดแทน 5 ปี (2554-2558) ของ บริษัทพีอีเอ เอ็นคอม อินเตอร์เนชั่นแนลจำกัด สำหรับโครงการไฟฟ้าพลังงานน้ำแบ่งออกเป็น 3 ส่วนคือการลงทุนพัฒนาโครงการโรงงานไฟฟ้าพลังงานน้ำขนาดเล็กขนาดกำลังการผลิต 20 MW การลงทุนพัฒนาโครงการโรงงานไฟฟ้าขนาดเล็กมากขนาดกำลังการผลิต 10 MW และร่วมลงทุนโครงการโรงงานไฟฟ้าขนาดเล็กมากขนาดกำลังการผลิต 20 MW

โครงการไฟฟ้าพลังงานน้ำที่อยู่ในความดูแลของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.)

สำหรับสถานภาพการรับซื้อไฟฟ้าจาก VSP ณ เดือนกันยายน พ.ศ. 2554 การไฟฟ้าส่วนภูมิภาครายงานว่าบริษัท/บุคคลที่ผลิตเข้าร่วมโครงการจำนวน 10 บริษัทโดยแบ่งออกเป็น 3 กลุ่มคือกลุ่มที่ได้รับ adder ไม่ได้รับ adder และกลุ่มที่อยู่ในระหว่างดำเนินการดังนี้(การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, 2554)

(1) กลุ่มที่ได้รับ adder เป็นกลุ่มที่มีกำลังการผลิตติดตั้งน้อยกว่า 50 kW มีจำนวน 2 แห่งคือ กรมพัฒนาพลังงานทดแทนโครงการห้วยคัง อำเภอต๋อยสะแกต จังหวัดเชียงใหม่ ปริมาณขายตามสัญญาเท่ากับ 0.030 MW สถานภาพปัจจุบันคือขายไฟฟ้าเข้าระบบแล้ว และ องค์การบริหารส่วนตำบลห้วยแก้ว (แม่กำปอง) กิ่งอำเภอแม่ออน จังหวัดเชียงใหม่ ปริมาณขายตามสัญญาเท่ากับ 0.030 MW สถานภาพปัจจุบันคือขายไฟฟ้าเข้าระบบแล้ว

(2) กลุ่มที่ไม่ได้รับ adder เป็นกลุ่มที่มีกำลังการผลิตติดตั้งมากกว่า 200 kW มีจำนวน 4 แห่งคือ ก)กรมพัฒนาพลังงานทดแทนโครงการดอยล่าง อำเภอแม่ฮาด จังหวัดเชียงใหม่ ปริมาณขายตามสัญญาเท่ากับ 0.220 MW สถานภาพปัจจุบันคือขายไฟฟ้าเข้าระบบแล้ว ข)กรมพัฒนาพลังงานทดแทนโครงการแม่ฮ่องสอน อำเภอเมือง จังหวัดแม่ฮ่องสอน ปริมาณขายตามสัญญาเท่ากับ 0.850 MW สถานภาพปัจจุบันคือลงนาม PPA รอ COD ค)กรมพัฒนางานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน อำเภอเมือง จังหวัดแม่ฮ่องสอน ปริมาณขายตามสัญญาเท่ากับ 5.040 MW สถานภาพปัจจุบันคือลงนาม PPA รอ COD และ ง)วิสาหกิจชุมชนเครือข่ายพลังงานสิ่งแวดล้อมบ้านสามขา ตำบลหัวเสือ อำเภอแม่ทะ จังหวัดลำปาง ปริมาณขายตามสัญญาเท่ากับ 0.220 MW สถานภาพปัจจุบันคือตอบรับซื้อแล้ว

(3) กลุ่มที่อยู่ระหว่างดำเนินการ มีจำนวน 4 แห่ง คือ ก)บจก.อาร์ พี เอ็ม ฟาร์มแอนด์ อำเภอสันป่าตอง จังหวัดเชียงใหม่ กำลังการผลิตติดตั้ง 50-200 kW ปริมาณขายตามสัญญาเท่ากับ 0.120 MW สถานภาพปัจจุบันลงนาม PPA รอ COD ข)องค์การบริหารส่วนตำบลเทพเสด็จ(โครงการบ้านบางโฮ) อำเภอต๋อยสะแกต จังหวัดเชียงใหม่ กำลังการผลิตติดตั้งน้อยกว่า 50 kW ปริมาณขายตามสัญญาเท่ากับ 0.030 MW สถานภาพปัจจุบันลงนาม PPA รอ COD ค)พพ.โครงการแม่วาก อำเภอแม่แจ่ม จังหวัดเชียงใหม่ กำลังการผลิตติดตั้ง 50-200 kW ปริมาณขายตามสัญญาเท่ากับ 0.085 MW สถานภาพปัจจุบันคือตอบรับซื้อแล้ว และ ง)ศูนย์ศึกษาเพื่อพัฒนาชุมชนลุ่มน้ำจาง ตำบลหัวเสือ อำเภอแม่ทะ จังหวัดลำปาง กำลังการผลิตติดตั้งน้อยกว่า 50 kW ปริมาณขายตามสัญญาเท่ากับ 0.025 MW สถานภาพปัจจุบันคือยื่นคำร้องแล้ว

2.4 ปัญหาอุปสรรคของการพัฒนาพลังงานหมุนเวียนในประเทศไทย

2.4.1 ปัญหาอุปสรรคของการพัฒนาพลังงานหมุนเวียนโดยรวม

การดำเนินนโยบายและมาตรการส่งเสริมพลังงานหมุนเวียนที่ผ่านมาได้ส่งผลให้เกิดการพัฒนาโครงการด้านพลังงานหมุนเวียนโดยมีกำลังการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนและขายไฟฟ้าเข้าสู่ระบบ 158 โครงการ กำลังการผลิตติดตั้ง 1,762 MW ปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขายเข้าระบบ 890 MW อย่างไรก็ตาม กำลังการผลิตติดตั้งในปัจจุบันถือว่ายังต่ำอยู่มากเมื่อเทียบกับศักยภาพกำลังการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนที่สามารถผลิตได้สูงถึง 8,000 MW นอกจากนี้การปรับปรุงแนวทางการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในปี 2552 แม้ว่าจะสามารถแก้ไขปัญหามีอยู่ได้ในบางส่วนแต่ปัจจุบันยังคงมีปัญหาอุปสรรคบางประการต่อการพัฒนาพลังงานหมุนเวียนในส่วนนี้มูลนิธิพลังงานและสิ่งแวดล้อม (มฟส.) จึงรวบรวมปัญหา - อุปสรรคของพลังงานหมุนเวียนดังกล่าวซึ่งได้ทั้งจากประสบการณ์ในการพัฒนาโครงการ

ต่างๆของมฟส.เองและข้อเสนอแนะจากการประชุมกลุ่มย่อยของผู้ประกอบการในวันที่ 17 – 27 พฤศจิกายน 2552 ซึ่งสรุปได้ดังนี้

(1) **ราคารับซื้อไฟฟ้ายังไม่จูงใจสำหรับโครงการพลังงานหมุนเวียนบางประเภท** เช่น โครงการชีวมวลขนาดเล็ก โครงการทุ่งเซลล์แสงอาทิตย์ เป็นต้น ตัวอย่างเช่น โครงการทุ่งเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 6.1 MW ที่มฟส. เข้าร่วมลงทุนในฐานะผู้จัดการกองทุน ESCO Fund ซึ่งโครงการดังกล่าวให้อัตราผลตอบแทนการลงทุน (IRR) ประมาณ 5% ซึ่งจัดอยู่ในระดับต่ำมากเป็นต้น

(2) **ขีดความสามารถของระบบสายส่งไม่เพียงพอ** ในบางพื้นที่ที่มีศักยภาพพลังงานหมุนเวียนสูงแต่มีข้อจำกัดเนื่องจากระบบสายส่งไฟฟ้าเต็ม ส่วนใหญ่เกิดขึ้นในพื้นที่ที่มีศักยภาพพลังงานลมสูง และในพื้นที่ที่มีศักยภาพการผลิตไฟฟ้าจากก๊าซชีวภาพในภาคใต้

(3) **ยากต่อการเข้าถึงแหล่งเงินทุน** เนื่องจากสถาบันการเงินขาดความเชื่อมั่นในเทคโนโลยีใหม่ โครงการขนาดเล็กและโครงการใหม่ๆ อาทิเช่น โครงการพลังงานลม โครงการพลังงานแสงอาทิตย์ เป็นต้น ส่งผลให้โครงการใหม่หรือโครงการขนาดเล็กไม่ได้รับสินเชื่อจากสถาบันการเงินหรือได้รับสินเชื่อภายใต้เงื่อนไขเพิ่มเติมส่งผลให้มูลค่าการลงทุนเพิ่มสูงขึ้น

(4) **การขออนุญาตซับซ้อนและใช้เวลานาน** เนื่องจากในปัจจุบันการขออนุญาตผลิตไฟฟ้าต้องขออนุญาตจากหลายหน่วยงานทั้งหน่วยงานท้องถิ่นและส่วนกลาง รวมถึงไม่มีกรอบเวลาในการขอพิจารณาที่ชัดเจน นอกจากนี้ยังมีโครงการจำนวนมากยื่นขออนุญาตในช่วงปลายปี 2551 ในขณะที่อัตรากำลังเจ้าหน้าที่ของหน่วยงานภาครัฐยังมีจำกัดส่งผลให้การขออนุญาตใช้เวลานาน ทั้งนี้สำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงานกำลังดำเนินการเพื่อจัดทำศูนย์บริการจุดเดียวเบ็ดเสร็จ (One Stop Service) ในการขออนุญาต

(5) **ข้อกำหนดทางด้านสิ่งแวดล้อมที่ไม่ชัดเจน** ผู้ประกอบการยังมีความสับสนเกี่ยวกับการจัดทำรายงานผลกระทบสิ่งแวดล้อม (EIA) หรือรายงานการศึกษามาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมและความปลอดภัย (ESA) หรือ (IEE) ซึ่งยังไม่ชัดเจนว่าโรงไฟฟ้าจะต้องทำรายงานการศึกษาใดบ้างหรือหน่วยงานใดเป็นผู้รับผิดชอบตรวจสอบรายงาน นอกจากนี้ควรมีการประกาศหลักเกณฑ์ในการกำหนดขนาดของโรงไฟฟ้าที่ต้องทำการศึกษารายงานผลกระทบสิ่งแวดล้อมด้วย

(6) **ข้อกำหนดให้วางหลักค้ำประกัน** การวางหลักค้ำประกันเป็นการสร้างภาระให้กับผู้ประกอบการโครงการพลังงานหมุนเวียนซึ่งโดยทั่วไปมีต้นทุนการผลิตต่อหน่วยในระดับสูงอยู่แล้วโดยเฉพาะอย่างยิ่งโครงการขนาดเล็กมาก ซึ่งไม่สอดคล้องกับวัตถุประสงค์ในการปรับปรุง Adder ที่ต้องการส่งเสริมโครงการขนาดเล็กมาก อย่างไรก็ตามโครงการพลังงานหมุนเวียนบางประเภท ได้แก่ โครงการพลังงานลม และพลังงานแสงอาทิตย์ ซึ่งพื้นที่ที่มีศักยภาพและระบบสายส่งมีข้อจำกัด การวางหลักค้ำประกันจะช่วยป้องกันการจอสายส่งของผู้ประกอบการที่ไม่สามารถพัฒนาโครงการได้จริง ขณะเดียวกันเป็นการลดภาระให้โรงไฟฟ้าที่ต้องพิจารณาข้อเสนอเป็นจำนวนมาก ทั้งนี้หากกำหนดให้วางหลักทรัพย์ค้ำประกันก็ควรต้องพิจารณาลดหย่อนสำหรับกรณีที่ผู้ประกอบการไม่สามารถได้รับสินเชื่อจากสถาบันการเงิน

(7) การต่อต้านของชุมชน ปัจจุบันเกิดปัญหาในการประท้วงต่อต้านโรงไฟฟ้าหลายแห่งทั้งขนาดใหญ่และขนาดเล็กไม่ว่าจะเป็นจากเชื้อเพลิงฟอสซิล ได้แก่ ถ่านหินและก๊าซธรรมชาติ หรือแม้กระทั่งชีวมวล ซึ่งการต่อต้านมาจากสาเหตุหลายประการ อาทิเช่น ความกังวลด้านความปลอดภัยและการจัดการสิ่งแวดล้อมมลพิษที่ปล่อยออกสู่บรรยากาศ รวมถึงเชื้อเพลิงที่นำมาใช้ในการผลิตไฟฟ้า ผลกระทบอื่นๆต่อวิถีชีวิตของชาวบ้านรอบโรงไฟฟ้า อาทิเช่น มลภาวะทางเสียง การใช้น้ำ เป็นต้น รวมถึงผู้ประกอบการละเลยกระบวนการมีส่วนร่วมของชุมชนและปัญหาการเมืองท้องถิ่นเป็นต้น

(8) การพัฒนาโครงการ CDM ประเทศไทยได้เริ่มต้นการพัฒนาโครงการกลไกการพัฒนาที่สะอาด หรือ CDM (Clean Energy Mechanism) ค่อนข้างช้า ในขณะที่ข้อตกลงภายในพิธีสารเกียวโตได้ตั้งเป้าหมายปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่ลดลงใน ปีค.ศ. 2012 หรือ 2555 ส่งผลให้โครงการขนาดเล็กที่พัฒนาขึ้นภายหลังประสบปัญหาอุปสรรคในการพัฒนาโครงการ เนื่องจากค่าใช้จ่ายในการพัฒนาโครงการจะสูงมาก และผู้ซื้อให้ความสนใจรับซื้อจากโครงการขนาดใหญ่ที่มีคาร์บอนเครดิตจำนวนมากเพื่อให้บรรลุเป้าหมายในปี 2012 เป็นสำคัญ

(9) ข้อมูลศักยภาพของพลังงานหมุนเวียนไม่ทันสมัย ส่งผลให้เกิดการแย่งชิงวัตถุดิบอย่างรุนแรงในบางพื้นที่ที่มีโรงไฟฟ้าจำนวนมากขณะที่บางโครงการ เช่น โครงการพลังงานลม พลังงานแสงอาทิตย์ ไม่สามารถเกิดขึ้นได้ เนื่องจากสถาบันการเงินยึดถือข้อมูลศักยภาพของภาครัฐเป็นหลัก ส่งผลให้ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้ต่ำกว่าจนกระทั่งโครงการไม่มีความคุ้มค่า

(10) ประชาชนภาครัฐที่เกี่ยวข้องรวมถึงสถาบันการเงินขาดความรู้ความเข้าใจด้านพลังงานหมุนเวียน ทำให้การพัฒนาโครงการประสบปัญหาการต่อต้านของชุมชนประกอบกับความไม่เข้าใจของเจ้าหน้าที่ภาครัฐที่มีหน้าที่พิจารณาอนุมัติ ก่อให้เกิดความล่าช้าในการออกใบอนุญาต รวมทั้งสถาบันการเงินไม่ปล่อยสินเชื่อ

(11) การจัดหาไฟฟ้าในพื้นที่ห่างไกลที่ระบบส่งไฟฟ้าเข้าไม่ถึงได้ถูกมองข้ามจากภาครัฐ ตามข้อมูลของกระทรวงพลังงานยังมีชาวบ้านกว่า 229,670 ครัวเรือนที่ยังไม่มีไฟฟ้าใช้ อย่างไรก็ตามภายใต้คำจำกัดความของครัวเรือนที่มีไฟฟ้าใช้ดังกล่าวได้รวมถึงครัวเรือนที่ได้รับการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาบ้านด้วย ซึ่งการจัดกลุ่มผู้มีไฟฟ้าใช้ในลักษณะดังกล่าว ค่อนข้างค้านกับความเป็นจริงเนื่องจากครัวเรือนที่ใช้ไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์มีข้อจำกัดของการใช้ไฟฟ้าที่ใช้ได้กับหลอดไฟฟ้าเพียงไม่กี่หลอด ดังนั้นจึงอาจกล่าวได้ว่ามีคนไทยกว่า 1 ล้านคนที่ไม่สามารถเข้าถึงไฟฟ้าได้ ในอดีตที่ผ่านมามีการพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็กในพื้นที่ห่างไกล แต่เมื่อมีการขยายระบบส่งและจำหน่ายไฟฟ้าไปยังพื้นที่ห่างไกล งบประมาณในส่วนนี้ได้ถูกปรับลดลง จึงทำให้โครงการพลังน้ำขนาดเล็กหลายแห่งที่มีศักยภาพถูกมองข้ามไปในปี 2550 กระทรวงพลังงานได้ฟื้นฟูการพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็กขึ้นอีกครั้งในพื้นที่ที่มีระบบสายส่งเข้าถึงแล้ว โดยปรับปรุงโรงไฟฟ้าพลังน้ำระดับหมู่บ้านที่มีอยู่เดิมให้สามารถขายไฟฟ้าเข้าระบบได้ตามระเบียบ VSPP ซึ่งทำให้ชุมชนท้องถิ่นมีรายได้เพิ่มขึ้นจากการจำหน่ายไฟฟ้าเข้าระบบและสำหรับพื้นที่ห่างไกลที่ระบบส่งไฟฟ้ายังเข้าไม่ถึง ก็ได้มีการพัฒนาโรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็กโครงการใหม่

เพื่อสนับสนุนไฟฟ้าสำหรับชุมชนเหล่านั้น นอกจากนี้หากภาครัฐมีมาตรการจูงใจให้ภาคเอกชนเข้ามาลงทุนโครงการโรงไฟฟ้าในพื้นที่ห่างไกลที่ระบบส่งไฟฟ้าเข้าไม่ถึงก็จะช่วยให้ครัวเรือนที่อยู่ห่างไกลมีไฟฟ้าใช้มากขึ้น

2.4.2 ปัญหาอุปสรรคของการพัฒนาไฟฟ้าพลังน้ำ

ตามที่ คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) ได้เห็นชอบให้มีการกำหนดส่วนเพิ่มราคา รับซื้อไฟฟ้าสำหรับพลังน้ำขนาดเล็ก(50-200 kW) และพลังน้ำขนาดเล็กมาก (ต่ำกว่า 50 kW) จะเห็นว่า พลังงานน้ำที่มีขนาดตั้งแต่ 200 kW ไม่ได้รับส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า นอกจากนี้ ส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า พลังน้ำในปัจจุบันยังไม่จูงใจผู้ลงทุน เนื่องจากมีค่าต่ำเมื่อเทียบกับพลังงานหมุนเวียนบางประเภท แต่กลับ สามารถลดการปล่อยคาร์บอนไดออกไซด์ได้ในสัดส่วนมากกว่า (ปรีดา วิบูลย์สวัสดิ์, 2553, และอริคม บาง วิวัฒน์, 2553)

นอกจากนี้จากการศึกษาของธนพรและคณะ (2551,2553) ชัชวาลย์และคณะ (2554) พบว่า ใน พื้นที่ภาคเหนือในลุ่มน้ำปิง วัง และยม ยังมีโครงการที่มีศักยภาพในการพัฒนาไฟฟ้าพลังน้ำอยู่หลายโครงการ แต่ส่วนใหญ่มีติดข้อจำกัดเนื่องจากมีที่ตั้งโครงการอยู่ในเขตพื้นที่ป่า อย่างไรก็ตามการพัฒนาโครงการในพื้นที่ ป่าจะต้องปฏิบัติตามระเบียบข้อบังคับและขั้นตอนต่างๆซึ่งจะต้องพิจารณาตามประเภทของกฎหมายป่าไม้