



แผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก

พ.ศ. 2558 – 2579

(Alternative Energy Development Plan: AEDP2015)

สารบัญ

	หน้า
1. บทนำ	1
2. สถานภาพการพัฒนาพลังงานทดแทน	2
3. เป้าหมายการพัฒนาพลังงานทดแทน	7
4. ยุทธศาสตร์ส่งเสริมการพัฒนาพลังงานทดแทน	16
5. ผลที่คาดว่าจะได้รับ	20

1. บทนำ

กระทรวงพลังงาน ได้วางกรอบแผนบูรณาการพลังงานแห่งชาติ ที่ให้ความสำคัญใน 3 ด้าน ประกอบด้วย (1) ด้านความมั่นคงทางพลังงาน (Security) ในการตอบสนองต่อปริมาณความต้องการพลังงานที่สอดคล้องกับอัตราการเจริญเติบโตทางเศรษฐกิจ อัตราการเพิ่มของประชากร และอัตราการขยายตัวของเขตเมือง รวมถึงการกระจายสัดส่วนของเชื้อเพลิงให้มีความเหมาะสม (2) ด้านเศรษฐกิจ (Economy) ที่ต้องคำนึงถึงต้นทุนพลังงานที่มีความเหมาะสมและไม่เป็นอุปสรรคต่อการพัฒนาทางเศรษฐกิจและสังคมของประเทศในระยะยาว การปฏิรูปโครงสร้างราคาเชื้อเพลิงประเภทต่างๆ ให้สอดคล้องกับต้นทุน และให้มีประสิทธิภาพที่เหมาะสม เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงานของประเทศไม่ให้เกิดการใช้พลังงานอย่างฟุ่มเฟือย รวมถึงส่งเสริมการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพ (3) ด้านสิ่งแวดล้อม (Ecology) เพิ่มสัดส่วนการผลิตพลังงานหมุนเวียนภายในประเทศ และการผลิตพลังงานด้วยเทคโนโลยีประสิทธิภาพสูง เพื่อลดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมและชุมชน

ในแผนบูรณาการพลังงานแห่งชาติ กระทรวงพลังงานได้ทบทวนการจัดทำแผนพลังงาน 5 แผนหลัก ในช่วงปี พ.ศ. 2558 – 2579 ที่สอดคล้องกับกรอบของการจัดทำแผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ได้แก่ แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย แผนอนุรักษ์พลังงาน แผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก แผนการจัดหาก๊าซธรรมชาติของไทย และแผนบริหารจัดการน้ำมันเชื้อเพลิง โดยในการจัดทำแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก (Alternative Energy Development Plan : AEDP2015) จะให้ความสำคัญในการส่งเสริมการผลิตพลังงานจากวัตถุดิบพลังงานทดแทนที่มีอยู่ภายในประเทศให้ได้เต็มตามศักยภาพ การพัฒนาศักยภาพการผลิตพลังงานทดแทนด้วยเทคโนโลยีที่มีความเหมาะสม และการพัฒนาพลังงานทดแทนเพื่อผลประโยชน์ร่วมในมิติด้านสังคมและสิ่งแวดล้อมแก่ชุมชน

การจัดทำแผน AEDP2015 ได้เปิดรับฟังความคิดเห็นจากผู้มีส่วนได้ส่วนเสียผ่านการจัดสัมมนารับฟังความคิดเห็น “ทิศทางพลังงานไทย” ของกระทรวงพลังงาน ในระหว่างเดือนสิงหาคม – กันยายน 2557 ในภาคเหนือ (จังหวัดเชียงใหม่) ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ (จังหวัดขอนแก่น) ภาคใต้ (จังหวัดสุราษฎร์ธานี) และส่วนกลาง (กรุงเทพมหานคร) รวมไปถึงการสัมมนากลุ่มย่อย (Focus group) เมื่อเดือนสิงหาคม 2558 เพื่อนำความเห็นและข้อเสนอแนะต่างๆ มาประกอบการจัดทำแผน AEDP ด้วย

2. สถานภาพการพัฒนาพลังงานทดแทน

การพัฒนาพลังงานทดแทนในประเทศไทยเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง เป็นผลมาจากนโยบายส่งเสริมการผลิตการใช้พลังงานทดแทน โดยการใช้งานจะอยู่ในรูปของพลังงานไฟฟ้า พลังงานความร้อน และเชื้อเพลิงชีวภาพ โดยในปี 2557 ประเทศไทยมีการใช้พลังงานทดแทนทั้งสิ้น 9,025 พันตันเทียบเท่าน้ำมันดิบ (ktoe) เพิ่มขึ้นจากปีก่อนร้อยละ 9.6 หรือคิดเป็นร้อยละ 11.9 ของการใช้พลังงานขั้นสุดท้าย

ตารางที่ 2.1 ผลการดำเนินงานด้านพลังงานทดแทน ปี 2555 - 2557

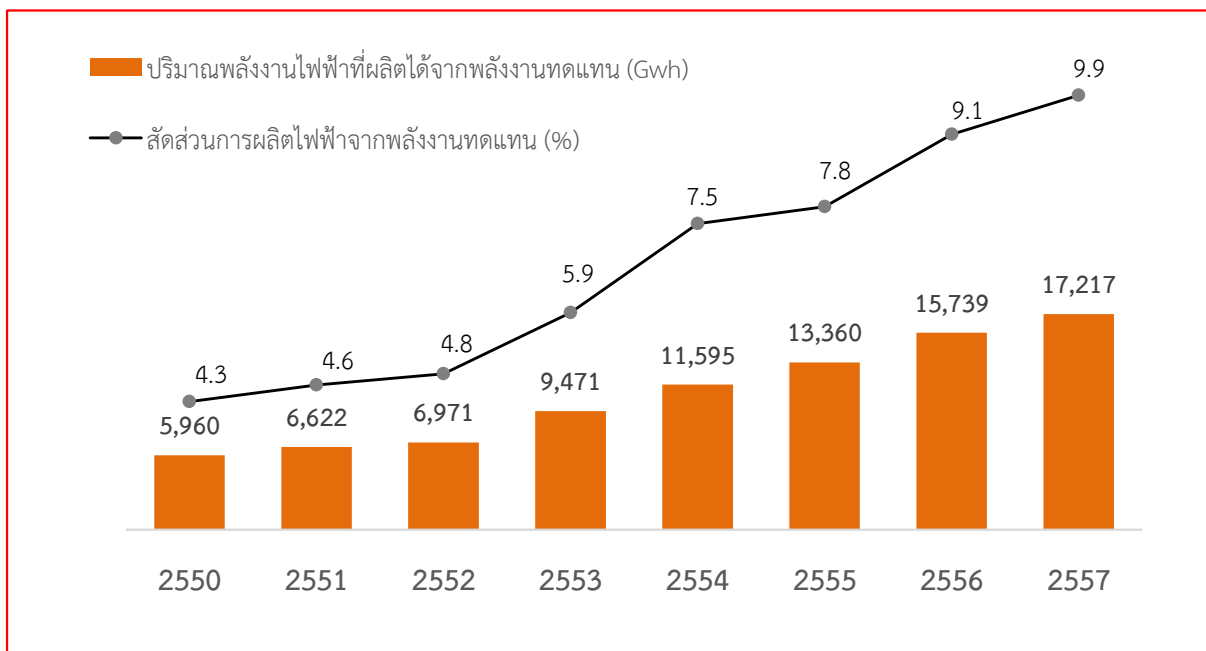
พลังงานทดแทน	หน่วย	ผลการดำเนินงาน		
		2555	2556	2557
ไฟฟ้า*	เมกะวัตต์	2,786	3,788	4,494
	พันตันเทียบเท่าน้ำมันดิบ	1,138	1,341	1,467
1. แสงอาทิตย์	เมกะวัตต์	376.72	823.46	1,298.51
2. พลังงานลม	เมกะวัตต์	111.73	222.71	224.47
3. พลังน้ำขนาดเล็ก	เมกะวัตต์	101.75	108.80	142.01
4. ชีวมวล	เมกะวัตต์	1,959.95	2,320.78	2,451.82
5. ก๊าซชีวภาพ	เมกะวัตต์	193.40	265.23	311.50
6. ชยะชุมชน	เมกะวัตต์	42.72	47.48	65.72
ความร้อน	พันตันเทียบเท่าน้ำมันดิบ	4,886	5,279	5,775
1. แสงอาทิตย์	พันตันเทียบเท่าน้ำมันดิบ	3.50	4.50	5.10
2. ชีวมวล	พันตันเทียบเท่าน้ำมันดิบ	4,346.00	4,694.00	5,144.00
3. ก๊าซชีวภาพ	พันตันเทียบเท่าน้ำมันดิบ	458.00	495.00	528.00
4. พลังงานชยะ	พันตันเทียบเท่าน้ำมันดิบ	78.20	85.00	98.10
เชื้อเพลิงชีวภาพ	ล้านลิตร/วัน	4.20	5.50	6.10
	พันตันเทียบเท่าน้ำมันดิบ	1,270	1,612	1,783
1. เอทานอล	ล้านลิตร/วัน	1.40	2.60	3.21
2. ไบโอดีเซล	ล้านลิตร/วัน	2.80	2.90	2.89
การใช้พลังงานทดแทน (พันตันเทียบเท่าน้ำมันดิบ)		7,294	8,232	9,025
การใช้พลังงานขั้นสุดท้าย (พันตันเทียบเท่าน้ำมันดิบ)		73,316	75,214	75,804
สัดส่วนพลังงานทดแทนต่อการใช้พลังงานขั้นสุดท้าย (%)		9.95	10.94	11.91

*รวมการผลิตไฟฟ้านอกกริด (Including off grid power generation) และไม่รวมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานน้ำขนาดใหญ่

การใช้พลังงานทดแทนจะอยู่ในรูปของพลังงานความร้อนมากที่สุด คิดเป็นสัดส่วนมากกว่าร้อยละ 60 ของการใช้พลังงานทดแทนทั้งหมด รองลงมา ได้แก่ เชื้อเพลิงชีวภาพ และไฟฟ้า โดยในปี 2557 การใช้พลังงานความร้อนคิดเป็นร้อยละ 64 เชื้อเพลิงชีวภาพ และไฟฟ้า คิดเป็นร้อยละ 19.7 และ 16.3 ตามลำดับ

2.1 สถานภาพการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทน

กระทรวงพลังงานมีนโยบายส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนมาตั้งแต่ปี 2532 โดยให้การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) รับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนขนาดเล็ก (Small Power Produce: SPP) ที่ผลิตพลังงานไฟฟ้าและความร้อนร่วม (Cogeneration) จากกากหรือเศษวัสดุเหลือใช้จากการเกษตรโดยนำพลังงานความร้อนที่เหลือจากกระบวนการผลิตไปใช้ในการผลิตไฟฟ้าเพื่อขายเข้าระบบสายส่งเป็นการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าอย่างมีประสิทธิภาพและช่วยแบ่งเบาภาระการลงทุนของภาครัฐในระบบการผลิตและจำหน่ายไฟฟ้าด้วย ต่อมาได้ขยายผลสู่การรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนประเภทอื่นๆ ทั้งพลังงานแสงอาทิตย์ ก๊าซชีวภาพ ชยะ พลังน้ำ พลังงานลม จากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (Very Small Power Produce: VSPP) ขนาดไม่เกิน 10 เมกะวัตต์ เพื่อกระจายโอกาสไปยังพื้นที่ห่างไกลให้มีส่วนร่วมในการผลิตไฟฟ้า ช่วยลดความสูญเสียในระบบไฟฟ้า และลดการลงทุนก่อสร้างโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่เพื่อจำหน่ายไฟฟ้า โดยสนับสนุนผ่านมาตรการส่วนเพิ่มราคาซื้อไฟฟ้า (Adder) ทั้งนี้ อัตราส่วนเพิ่มและระยะเวลาในการสนับสนุนจะแตกต่างกันตามประเภทพลังงานทดแทน โดยมีส่วนเพิ่มอัตราซื้อไฟฟ้าพิเศษสำหรับโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในจังหวัดชายแดนภาคใต้ ได้แก่ จังหวัดยะลา ปัตตานี นราธิวาส และ 4 อำเภอในจังหวัดสงขลา จากมาตรการจูงใจดังกล่าวทำให้การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนมีสัดส่วนเพิ่มสูงขึ้นทุกปี โดยในปี 2550 มีสัดส่วนปริมาณไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนที่ผลิตได้รวมการผลิตไฟฟ้านอกระบบ (Including off grid power generation) ทั้งประเทศร้อยละ 4.3 และเพิ่มเป็นร้อยละ 9.87 ในปี 2557 (ไม่รวมพลังน้ำขนาดใหญ่)

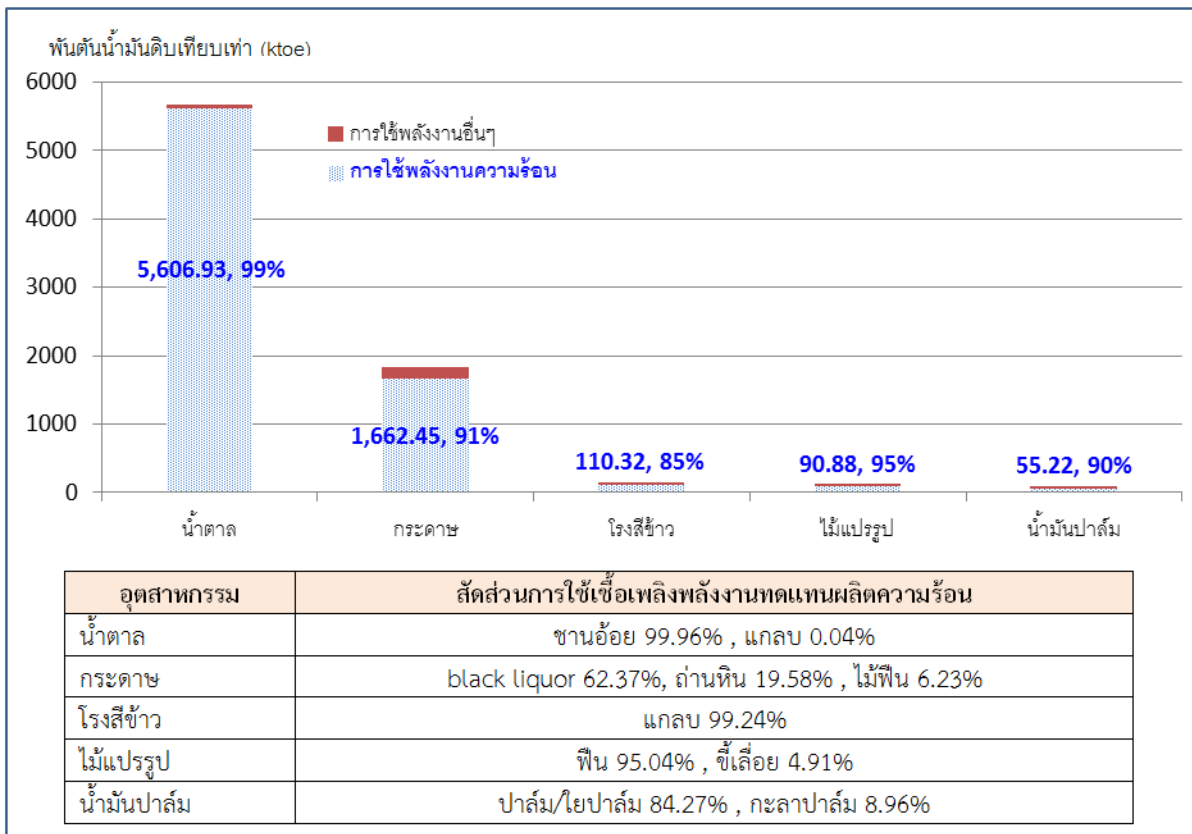


ที่มา: ศูนย์สารสนเทศข้อมูลพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน

รูปที่ 2.1 ปริมาณพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนของประเทศไทยในปี 2550 – 2557

2.2 สถานภาพการผลิตความร้อนจากพลังงานทดแทน

อุตสาหกรรมหลักที่มีการใช้เชื้อเพลิงพลังงานทดแทนเพื่อผลิตความร้อนจะเป็นอุตสาหกรรมเกษตรทั้งสิ้น ได้แก่ อุตสาหกรรมน้ำตาล อุตสาหกรรมผลิตน้ำมันปาล์ม อุตสาหกรรมแป้งมันสำปะหลัง อุตสาหกรรมแปรรูปไม้ อุตสาหกรรมกระดาษ โรงสีข้าว และฟาร์มปศุสัตว์ ซึ่งล้วนเป็นอุตสาหกรรมที่มีเศษวัสดุเหลือทิ้งและของเสียจากกระบวนการผลิต ที่สามารถนำมาเป็นวัตถุดิบในการผลิตพลังงานในรูปของเชื้อเพลิงชีวมวลและก๊าซชีวภาพจากน้ำเสีย เพื่อลดภาระค่าใช้จ่ายจากการจัดซื้อเชื้อเพลิงจากภายนอกมาใช้ ทำให้วัสดุเหลือทิ้งประเภทเชื้อเพลิงชีวมวล ได้แก่ ชานอ้อย แกลบ เศษไม้ ใยปาล์ม กะลาปาล์ม และขี้เลื่อย ได้รับความนิยมในการนำไปเป็นเชื้อเพลิงในภาคอุตสาหกรรมเกษตรอย่างกว้างขวาง



รูปที่ 2.2 สัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงผลิตความร้อนในอุตสาหกรรมเกษตร

นโยบายรัฐบาลที่ส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนด้วยระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าและความร้อนร่วมเป็นส่วนหนึ่งที่จะกระตุ้นให้เกิดการลงทุนเพิ่มประสิทธิภาพระบบผลิตพลังงาน รวมไปถึงการสนับสนุนระบบผลิตก๊าซชีวภาพจากมูลสัตว์และน้ำเสียจากโรงงาน การนำพลังงานแสงอาทิตย์มาผลิตน้ำร้อนและอบแห้งในภาคธุรกิจ เป็นต้น การเพิ่มสัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงพลังงานทดแทนเพื่อลดการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลเป็นการเพิ่มศักยภาพการแข่งขันให้กับอุตสาหกรรมในการลดต้นทุนการผลิตโดยการนำของเสียกลับมาใช้ประโยชน์ ลดภาระค่าใช้จ่ายจากเชื้อเพลิงฟอสซิล และสร้างสุขภาวะที่ดีต่อชุมชนรอบโรงงานด้วย

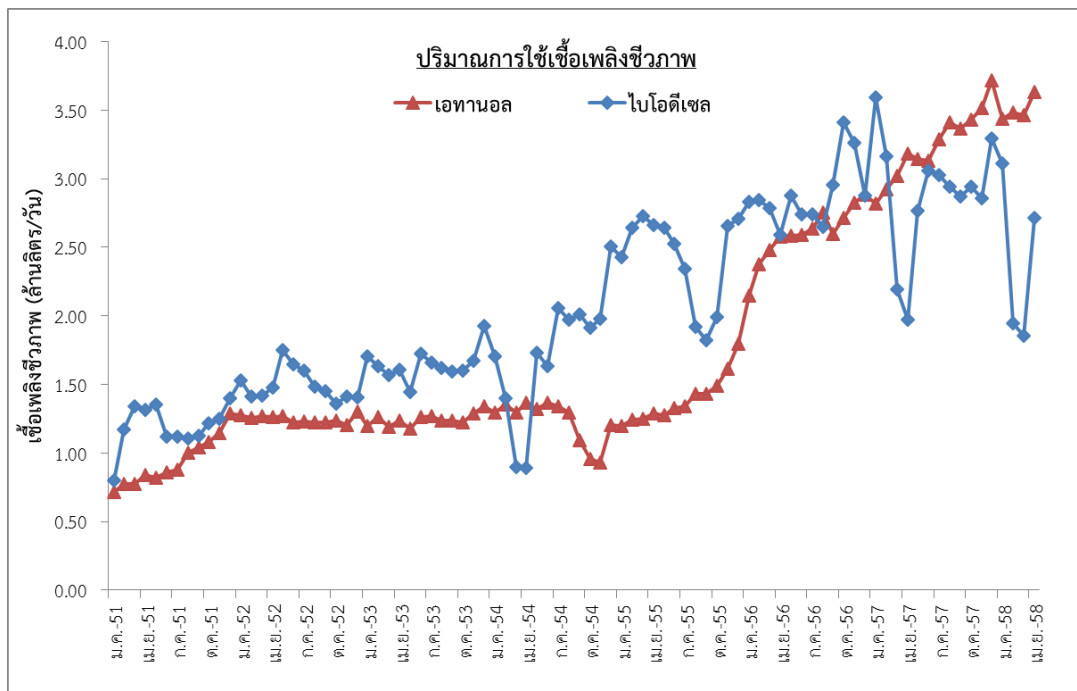
ตารางที่ 2.2 การใช้พลังงานความร้อนจากพลังงานทดแทนปี 2553 - 2557

ความร้อนจากพลังงานทดแทน	ความร้อน (ktoe)				
	ปี 2553	ปี 2554	ปี 2555	ปี 2556	ปี 2557
ชีวมวล	3,449	4,123	4,346	4,694	5,184
ก๊าซชีวภาพ	311	402	458	495	488
พลังงานขยะ	1.1	1.7	78.2	85.0	98
แสงอาทิตย์	1.8	2.0	4.0	4.5	5.1
รวม	3,763	4,529	4,886	5,279	5,775

ชีวมวลเป็นพลังงานทดแทนที่มีสัดส่วนมากที่สุดในการผลิตความร้อน โดยในปี 2557 มีสัดส่วนคิดเป็นร้อยละ 89 ของการผลิตพลังงานความร้อนจากพลังงานทดแทนทั้งหมด ก๊าซชีวภาพคิดเป็นร้อยละ 9 และที่เหลือเป็นพลังงานความร้อนจากขยะและพลังงานแสงอาทิตย์ ซึ่งการผลิตพลังงานความร้อนจากขยะและพลังงานแสงอาทิตย์ยังเป็นส่วนที่ต้องการการสนับสนุนให้เกิดการใช้ประโยชน์ในภาคบริการและภาคครัวเรือนให้มากขึ้น

2.3 สถานภาพการผลิตเชื้อเพลิงชีวภาพจากพลังงานทดแทน

นับเกือบทศวรรษที่กระทรวงพลังงานได้รับแนวพระราชดำริเรื่องพลังงานทดแทนมาถือปฏิบัติเป็นนโยบายหลักในการสร้างความมั่นคงด้านพลังงานและสร้างพื้นฐานด้านพลังงานทดแทนให้กับประเทศไทย โดยเฉพาะการทดแทนการใช้น้ำมันเบนซินและน้ำมันดีเซลด้วยเชื้อเพลิงชีวภาพที่สามารถผลิตได้ในประเทศ



รูปที่ 2.3 ปริมาณการใช้เชื้อเพลิงชีวภาพรายไตรมาสระหว่างปี 2551 - 2558

กระทรวงพลังงานได้ดำเนินการส่งเสริมเชื้อเพลิงชีวภาพอย่างเป็นทางการเป็นรูปธรรมตั้งแต่ปี 2547 ทั้งการอนุญาตให้ตั้งโรงงานผลิตเชื้อเพลิงชีวภาพ การเพิ่มสถานีบริการจำหน่ายเชื้อเพลิงชีวภาพ และประชาสัมพันธ์สร้างความเชื่อมั่นต่อเชื้อเพลิงชีวภาพ อย่างไรก็ตามการใช้เชื้อเพลิงชีวภาพก็ยังไม่เพิ่มอย่างมีนัยสำคัญ จนกระทั่งในปี 2551 เกิดวิกฤตการณ์พลังงานโลก ทำให้ราคาน้ำมันดิบเพิ่มสูงกว่า 150 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล ส่งผลให้ความต้องการเชื้อเพลิงชีวภาพในประเทศเพิ่มขึ้น เพื่อทดแทนและลดการนำเข้าน้ำมันดิบ การใช้ไบโอเอทานอลเพิ่มจาก 0.71 ล้านลิตรต่อวัน เป็น 1.29 ล้านลิตรต่อวัน และการใช้ไบโอดีเซลเพิ่มจาก 0.80 ล้านลิตรต่อวัน เป็น 1.40 ล้านลิตรต่อวัน

การใช้ไบโอดีเซลเริ่มเพิ่มขึ้นอย่างมีนัยสำคัญอีกครั้งในปี 2554 เมื่อกระทรวงพลังงานได้เพิ่มสัดส่วนผสมไบโอดีเซลในเนื้อน้ำมันดีเซลที่อัตราส่วนร้อยละ 3 - 5 และ ในปี 2557 ได้เพิ่มสัดส่วนผสมไบโอดีเซลเป็นร้อยละ 7 อย่างไรก็ตาม เนื่องจากปริมาณน้ำมันปาล์มดิบซึ่งเป็นวัตถุดิบในการผลิตไบโอดีเซลมีความผันผวนทางฤดูกาลมาก ทำให้ในบางช่วงเวลา กระทรวงพลังงานต้องลดสัดส่วนการผสมไบโอดีเซลลงเพื่อให้สมดุลกับวัตถุดิบในประเทศ ในปี 2557 ประเทศไทยมีโรงงานผลิตไบโอดีเซลเพิ่มเป็น 10 แห่ง กำลังการผลิตรวม 4.96 ล้านลิตรต่อวัน และใช้ไบโอดีเซลเพื่อทดแทนน้ำมันดีเซลรวม 1,054.92 ล้านลิตร หรือเทียบเท่า 2.89 ล้านลิตรต่อวัน

สำหรับเอทานอลมีสัดส่วนการใช้เพิ่มขึ้นอย่างก้าวกระโดดในปี 2556 เนื่องจากกระทรวงพลังงานได้ประกาศยกเลิกการใช้ น้ำมันเบนซิน ออกเทน 91 ซึ่งมีสัดส่วนการใช้ถึงร้อยละ 40 ของปริมาณการใช้ น้ำมันเบนซินทั้งหมด และจากราคาน้ำมันดิบโลกในช่วงปี 2556 - 2557 ที่มีแนวโน้มสูงขึ้น จึงทำให้ประชาชนหันมาใช้ น้ำมันแก๊สโซฮอล์เพิ่มขึ้นอย่างรวดเร็ว ส่งผลให้การใช้เอทานอลเพิ่มขึ้นตามไปด้วย โดยในปี 2557 มีโรงงานผลิตเอทานอลเพิ่มเป็น 22 แห่ง กำลังการผลิตรวม 5.31 ล้านลิตรต่อวัน และมีการใช้เอทานอลรวม 1,185.50 ล้านลิตร หรือเทียบเท่า 3.25 ล้านลิตรต่อวัน

ตารางที่ 2.3 การใช้เชื้อเพลิงชีวภาพ (เอทานอลและไบโอดีเซล) ปี 2553 - 2557

เชื้อเพลิงชีวภาพ	ปริมาณน้ำมันเชื้อเพลิง (ล้านลิตรต่อวัน)				
	ปี 2553	ปี 2554	ปี 2555	ปี 2556	ปี 2557
เอทานอล	1.2	1.2	1.4	2.6	3.2
ไบโอดีเซล	1.7	2.1	2.7	2.9	2.9
รวม	2.9	3.3	4.1	5.5	6.1

3. เป้าหมายการพัฒนาพลังงานทดแทน

การพัฒนาพลังงานทดแทนเป็นส่วนหนึ่งของการกำหนดนโยบายพลังงานในภาพรวมที่จำเป็นต้องบูรณาการร่วมกับแผนพลังงานอื่นๆ เพื่อให้การขับเคลื่อนสอดคล้องกัน ในการจัดทำแผน AEDP2015 ได้นำค่าพยากรณ์ความต้องการใช้พลังงานขั้นสุดท้ายตามแผนอนุรักษ์พลังงาน (Energy Efficiency Plan : EEP 2015) กรณีที่สามารถบรรลุเป้าหมายลดความเข้มข้นการใช้พลังงาน (Energy Intensity) ลงร้อยละ 30 ในปี 2579 เมื่อเทียบกับปี 2553 แล้ว คาดการณ์ความต้องการใช้พลังงานขั้นสุดท้าย ณ ปี 2579 จะอยู่ที่ระดับ 131,000 พันตันเทียบเท่าน้ำมันดิบ (ktoe) ค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าสุทธิของประเทศจากแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย (Power Development Plan : PDP2015) ในปี 2579 มีค่า 326,119 ล้านหน่วยหรือเทียบเท่า 27,789 ktoe ค่าพยากรณ์ความต้องการใช้พลังงานความร้อน ในปี 2579 เท่ากับ 68,413 ktoe และค่าพยากรณ์ความต้องการใช้เชื้อเพลิงในภาคขนส่งจากแผนบริหารจัดการน้ำมันเชื้อเพลิง ในปี 2579 มีค่า 34,798 ktoe มาเป็นกรอบในการกำหนดเป้าหมายเพิ่มสัดส่วนการใช้พลังงานทดแทน รวมทั้งพิจารณาถึงศักยภาพแหล่งพลังงานทดแทนที่สามารถนำมาพัฒนาได้ ทั้งในรูปของพลังงานไฟฟ้า ความร้อน และเชื้อเพลิงชีวภาพภายใต้แผน AEDP2015 เป็นร้อยละ 30 ของการใช้พลังงานขั้นสุดท้ายในปี 2579

ตารางที่ 3.1 เป้าหมายการพัฒนาพลังงานทดแทนภายใต้แผน AEDP ในปี 2579

พลังงาน	สัดส่วนพลังงานทดแทน (ร้อยละ)		การใช้พลังงานขั้นสุดท้าย ณ ปี 2579
	สถานภาพ ณ ปี 2557	เป้าหมาย ณ ปี 2579	
ไฟฟ้า : ไฟฟ้า	9	15 - 20	27,789
ความร้อน : ความร้อน	17	30 - 35	68,413
เชื้อเพลิงชีวภาพ : เชื้อเพลิง	7	20 - 25	34,798
พลังงานทดแทน : การใช้พลังงานขั้นสุดท้าย	12	30	131,000

3.1 เป้าหมายการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทน

กระทรวงพลังงานมีประเด็นการพิจารณาเพื่อกำหนดเป้าหมายการพัฒนาการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนให้มีความชัดเจนและสอดคล้องกับศักยภาพของเชื้อเพลิงวัตถุดิบ และความสามารถในการรองรับระบบไฟฟ้า ดังนี้

- ศักยภาพแหล่งพลังงานทดแทนคงเหลือของแต่ละเทคโนโลยี

ประเมินจากศักยภาพของเชื้อเพลิงพลังงานทดแทนที่มีอยู่ทั้งหมด หักด้วยปริมาณเชื้อเพลิงพลังงานทดแทนส่วนที่นำไปใช้แล้วสำหรับแต่ละประเภทเชื้อเพลิงพลังงานทดแทน

- **ความต้องการการใช้ไฟฟ้า**

ประเมินจากการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้ารายสถานีไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) นำมาปรับค่าให้สอดคล้องกับแผน EEP 2015 ซึ่งมีค่าพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าขั้นสุดท้ายของทั้งประเทศ ณ ปี 2579 เท่ากับ 326,119 ล้านหน่วย

- **ความสามารถของสายส่งในการรองรับไฟฟ้าที่ผลิตจากพลังงานทดแทน**

ในแผน PDP2015 การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ได้ประเมินศักยภาพสายส่งในการรองรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนรายสถานีไฟฟ้าและรายปี ตั้งแต่ปี 2558 - 2567 ซึ่งมีข้อจำกัดในการรองรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทน โดยหลังจากปี 2567 เป็นต้นไป ปัญหาข้อจำกัดจะหมดไป ซึ่งจะสามารถวางแผนพัฒนาสายส่งไฟฟ้าให้สอดคล้องกับเป้าหมายการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนที่จะเพิ่มขึ้นได้อย่างเต็มที่

- **การจัดลำดับเทคโนโลยีตามราคาต้นทุนสำหรับการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงพลังงานทดแทนประเภทต่างๆ (Merit Order from Levelized Cost of Electricity: LCOE) และตามนโยบายของรัฐบาลในด้านผลประโยชน์เชิงสังคมและสิ่งแวดล้อมจากโรงไฟฟ้าพลังงานทดแทน (Society Cost)**

พิจารณาจาก ต้นทุนค่าก่อสร้าง (Construction Cost) ค่าเดินระบบ (Operation Cost) และค่าบำรุงรักษา (Maintenance Cost) ของโรงไฟฟ้าพลังงานทดแทน รวมถึงค่าเชื้อเพลิงวัตถุดิบ (Fuel Cost) ในกรณีที่เป็นพลังงานจากชีวมวล พลังงานจากขยะ และพลังงานจากก๊าซชีวภาพที่ผลิตจากพืชพลังงาน ทั้งนี้ ราคาต้นทุนสุทธิในการผลิตไฟฟ้าจากจะคิดเป็นช่วงตลอดอายุโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานทดแทน และพิจารณาตามลำดับความสำคัญตามนโยบายการส่งเสริมของรัฐบาลจากปริมาณผลกระทบที่จะลดได้ (เทียบเป็นมูลค่าเงิน) จากการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกเมื่อนำพลังงานทดแทนมาใช้ผลิตไฟฟ้า รวมถึงมูลค่าการจ้างงานที่จะเกิดขึ้น

- **การจัดสรรการผลิตไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานทดแทนเชิงพื้นที่ (RE Zoning)**

เป็นการกำหนดเป้าหมายปริมาณกำลังการผลิตไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานทดแทนประเภทต่างๆ โดยใช้หลักการ Renewable Energy Supply-Demand Matching โดยนำศักยภาพคงเหลือของแหล่งพลังงานทดแทนมาจัดเรียงตาม Merit Order เชิงนโยบายของเทคโนโลยีพลังงานทดแทนต่างๆ ให้สอดคล้องกับความต้องการใช้ไฟฟ้าในพื้นที่ และพิจารณาข้อจำกัดของสายส่งที่รับได้ตามขั้นตอน ดังนี้

(1) จัดทำ Merit Order ตามต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนและมูลค่าผลประโยชน์เชิงสังคมและสิ่งแวดล้อม และปรับลำดับ Merit Order ให้สอดคล้องกับนโยบายการส่งเสริมพลังงานขยะและพลังงานชีวภาพของภาครัฐ เพื่อสร้างประโยชน์ร่วมกับเกษตรกรและชุมชน รวมถึงการเข้าถึงพลังงานไฟฟ้าของประชาชนในพื้นที่ห่างไกล ได้ลำดับ Merit Order ดังต่อไปนี้

1	2	3	4	5	6	7	8
ขยะ	ชีวมวล	ก๊าซชีวภาพจากน้ำเสีย/ของเสีย	พลังน้ำขนาดเล็ก	ก๊าซชีวภาพจากพืชพลังงาน	พลังงานลม	พลังงานแสงอาทิตย์	พลังงานความร้อนใต้พิภพ

(2) จัดสรรเป้าหมายการผลิตไฟฟ้าของแต่ละประเภทเชื้อเพลิงพลังงานทดแทน สำหรับในแต่ละโซนพื้นที่ โดยนำปริมาณพลังงานไฟฟ้าส่วนที่มีการติดตั้งแล้ว รวมทั้งที่มีแผนงานจะถูกนำไปใช้ (โครงการที่ผูกพันกับภาครัฐ) มาเป็นฐานในการพิจารณาเพื่อให้ทราบส่วนต่างของปริมาณการผลิตไฟฟ้าที่จะต้องดำเนินการเพิ่มเติม (โครงการใหม่) ให้เป้าหมายการผลิตไฟฟ้าในโซนพื้นที่นั้น เพียงพอและสอดคล้องกับข้อจำกัดที่นำมาพิจารณาในทุกข้อ อันประกอบด้วย ข้อจำกัดด้านปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าส่วนเพิ่ม และ ข้อจำกัดด้านศักยภาพสายส่ง

เป้าหมายการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนแต่ละประเภทเชื้อเพลิงตามแผน AEDP2015 มีสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงพลังงานทดแทนในภาพรวมของทั้งประเทศ ที่ร้อยละ 20 ของปริมาณความต้องการพลังงานไฟฟ้า (Energy) รวมสุทธิ ซึ่งสอดคล้องตามกรอบการกำหนดสัดส่วนเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าของแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2558 - 2579 (PDP2015) ที่ระบุว่าจะทำให้มีสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนอยู่ในช่วงร้อยละ 15 - 20 ภายในปี 2579

ตารางที่ 3.2 สถานภาพและเป้าหมายการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนแต่ละประเภทเชื้อเพลิง

ประเภทเชื้อเพลิง	สถานภาพ สิ้นปี 2557* (เมกะวัตต์)	เป้าหมายปี 2579 (เมกะวัตต์)
1. ชยะชุมชน	65.72	500.00
2. ชยะอุตสาหกรรม	-	50.00
3. ชีวมวล	2,451.82	5,570.00
4. ก๊าซชีวภาพ (น้ำเสีย/ของเสีย)	311.50	600.00
5. พลังน้ำขนาดเล็ก	142.01	376.00
6. ก๊าซชีวภาพ (พืชพลังงาน)	-	680.00
7. พลังงานลม	224.47	3,002.00
8. พลังงานแสงอาทิตย์	1,298.51	6,000.00
9. พลังน้ำขนาดใหญ่	-	2,906.40**
รวมเมกะวัตต์ติดตั้ง (เมกะวัตต์)	4,494.03	19,684.40
รวมพลังงานไฟฟ้า (ล้านหน่วย)	17,217	65,588.07
ความต้องการพลังงานไฟฟ้าทั้งประเทศ (ล้านหน่วย)	174,467	326,119.00
สัดส่วนผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทน (%)	9.87	20.11

* รวมการผลิตไฟฟ้านอกระบบ (Including off grid power generation) และไม่รวมการผลิตไฟฟ้าจากพลังน้ำขนาดใหญ่

** เป็นกำลังการผลิตติดตั้งที่มีอยู่แล้วในปัจจุบัน โดยพลังน้ำขนาดใหญ่ถูกรวมเป็นเป้าหมายการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนในแผน AEDP2015

3.2 เป้าหมายการผลิตความร้อนจากพลังงานทดแทน

ความต้องการพลังงานเพื่อการผลิตความร้อน เป็นสัดส่วนที่สำคัญในความต้องการพลังงานของประเทศ ซึ่งมีอัตราการเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่องและแปรผันตรงกับสถานการณ์ทางเศรษฐกิจ เช่น การขยายตัวทางเศรษฐกิจ อุตสาหกรรม การขยายตัวของเมืองและชุมชน และอุตสาหกรรมการท่องเที่ยว รวมถึงภาคการเกษตรที่มีการปรับตัวเป็นภาคอุตสาหกรรมเกษตร การกำหนดเป้าหมายส่งเสริมการผลิตความร้อนพิจารณาตามขั้นตอน ดังต่อไปนี้

- (1) การคาดการณ์ความต้องการพลังงานเพื่อผลิตความร้อน ได้คาดการณ์ความต้องการพลังงานเพื่อผลิตความร้อน ในปี 2579 โดยมีปริมาณทั้งสิ้น 68,413 ktoe ซึ่งสอดคล้องกับผลการวิเคราะห์ความต้องการพลังงานขั้นสุดท้ายของประเทศตามแผน EEP 2015 ความต้องการพลังงานไฟฟ้าตามแผน PDP2015 และความต้องการเชื้อเพลิงในภาคขนส่งตามแผนบริหารจัดการน้ำมันเชื้อเพลิง
- (2) การประเมินศักยภาพการผลิตความร้อน จะพิจารณาจากทรัพยากรพลังงานทดแทนใน 4 กลุ่ม ดังนี้
 - (2.1) การผลิตความร้อนจากวัตถุดิบพลังงานทดแทนคงเหลือ ได้แก่ ขยะ ชีวมวล และก๊าซชีวภาพ โดยเป็นศักยภาพเชื้อเพลิงคงเหลือหลังจากหักส่วนที่ประเมินเพื่อนำไปผลิตเป็นพลังงานประเภทอื่นแล้ว

ตารางที่ 3.3 ศักยภาพการผลิตพลังงานความร้อนจากวัตถุดิบพลังงานทดแทนคงเหลือ

ประเภทเชื้อเพลิง	หน่วย	ศักยภาพคงเหลือ	ศักยภาพในการนำมาผลิตพลังงาน		
			ไฟฟ้า	น้ำมันโพลีโกล	ความร้อน
1. ขยะ					
• ขยะสะสมในพื้นที่ฝังกลบ	ล้านตัน	30.80	-	-	24.64
• ยางรถยนต์ใช้แล้ว	ตัน/ปี	547,500	-	-	383,250
• ขยะชุมชน*	ตัน/วัน	68,088	35,000	4,690	4,500
2. ชีวมวล					
• ชีวมวลคงเหลือ	ล้านตัน/ปี	31.42	37.43	-	42.51
• ชีวมวลที่เพิ่มขึ้นจากแผนกระทรวงเกษตรและสหกรณ์	ล้านตัน/ปี	48.52			
3. ก๊าซชีวภาพ					
• ปริมาณน้ำเสีย/ของเสีย	ล้าน ลบ.ม./ปี	3,411	1,142	-	1,245

* ขยะชุมชนสามารถรวบรวมมาผลิตพลังงานได้เพียงบางส่วนเนื่องจากยังไม่มีระบบการจัดเก็บและรวบรวมในบางท้องถิ่น

- (2.2) การผลิตความร้อนจากไม้โตเร็ว พิจารณาจากศักยภาพของพื้นที่ดินเสื่อมโทรมในการปลูกไม้โตเร็ว โดยคัดเลือกพื้นที่ในการศึกษาเป็นพื้นที่เสื่อมโทรมในระดับวิกฤติ และระดับรุนแรง ในเขตปฏิรูปที่ดินเพื่อเกษตรกรรมนอกเขตชลประทานเป็นหลัก ซึ่งไม่เหมาะสมในการปลูกพืชเศรษฐกิจหลัก เพื่อไม่ให้เกิดผลกระทบในการแย่งพื้นที่เพาะปลูกพืชอาหาร พบว่า ประเทศไทยมีพื้นที่ที่มีศักยภาพสำหรับการปลูกไม้โตเร็วประมาณ 4 ล้านไร่ เมื่อประเมินการใช้พื้นที่ดังกล่าวเพียง 1 ใน 3 หรือ 1.45 ล้านไร่ จะสามารถผลิตชีวมวลได้ประมาณ 18 ล้านตันต่อปี

- (2.3) การผลิตความร้อนจากพลังงานแสงอาทิตย์ โดยประเมินศักยภาพจากกลุ่มเป้าหมายที่มีความต้องการใช้พลังงานแสงอาทิตย์เพื่อผลิตความร้อน ใน 3 เทคโนโลยี ได้แก่ ระบบน้ำร้อนแสงอาทิตย์ ระบบอบแห้งแสงอาทิตย์ และระบบทำความเย็นด้วยความร้อนแสงอาทิตย์ คิดเป็นเป้าหมายส่งเสริมการผลิตความร้อนจากพลังงานแสงอาทิตย์รวม 1,200 ktoe
- ระบบน้ำร้อนแสงอาทิตย์ กลุ่มเป้าหมาย คือ โรงแรม รีสอร์ท และโรงพยาบาล ซึ่งใช้น้ำร้อนสำหรับการให้บริการแขกผู้เข้าพัก หรือผู้ป่วย และในการซักล้างภายในองค์กร รวมถึงกลุ่มผู้ใช้น้ำร้อนในกระบวนการอุตสาหกรรมและที่อยู่อาศัย โดยมีเป้าหมายติดตั้งระบบน้ำร้อนแสงอาทิตย์ รวบรวม 9.17 ล้านตารางเมตร หรือเทียบเท่าการผลิตพลังงานความร้อน 1,160 ktoe
 - ระบบอบแห้งแสงอาทิตย์ กลุ่มเป้าหมาย คือ ผู้ประกอบการผลิตภัณฑ์อบแห้งทั้งในระดับครัวเรือน และระดับอุตสาหกรรมขนาดกลางและขนาดเล็ก ให้ใช้ระบบอบแห้งแสงอาทิตย์แทนการตากแดดตามธรรมชาติ ซึ่งมักได้รับความเสียหายจากแมลง ฝุ่นละออง และความชื้นในอากาศ ซึ่งจะช่วยยกระดับมาตรฐานผลิตภัณฑ์อบแห้ง โดยมีเป้าหมายส่งเสริมการติดตั้งระบบอบแห้งแสงอาทิตย์ 75,000 ตารางเมตร หรือเทียบเท่าการผลิตพลังงานความร้อน 5 ktoe
 - ระบบทำความเย็นแสงอาทิตย์ จะเป็นการนำน้ำร้อนแสงอาทิตย์ มาเป็นแหล่งความร้อนให้กับระบบผลิตความเย็นประเภทดูดซับความร้อน (Absorption chiller) สามารถนำไปใช้งานได้ ในอาคารขนาดใหญ่ เช่น อาคารสำนักงาน โรงแรม ศูนย์การค้า และโรงพยาบาล เป็นต้น โดยมีเป้าหมายส่งเสริมการใช้งานระบบทำความเย็นแสงอาทิตย์รวม 300,000 ตารางเมตร หรือเทียบเท่าการผลิตพลังงานความร้อน 35 ktoe
- (2.4) การผลิตความร้อนจากพลังงานทางเลือกอื่น คือ แหล่งวัตถุดิบที่อยู่ระหว่างการสำรวจ หรือการวิจัยพัฒนา ที่อาจมีศักยภาพในอนาคตหากมีการพัฒนาเทคโนโลยีที่เหมาะสมและต้นทุนสามารถแข่งขันได้กับเชื้อเพลิงพลังงานประเภทอื่นๆ เช่น พลังงานความร้อนใต้พิภพ เป็นต้น

ตารางที่ 3.4 สถานภาพและเป้าหมายการผลิตความร้อนจากพลังงานทดแทนแต่ละประเภทเชื้อเพลิง

ประเภทเชื้อเพลิง	สถานภาพ สิ้นปี 2557 (ktoe)	เป้าหมายปี 2579 (ktoe)
1. ชยะ	98.10	495.00
2. ชีวมวล	5,144.00	22,100.00
3. ก๊าซชีวภาพ	528.00	1,283.00
4. พลังงานแสงอาทิตย์	5.10	1,200.00
5. พลังงานความร้อนทางเลือกอื่น*	-	10.00
รวม	5,775.20	25,088.00
ความต้องการพลังงานความร้อนทั้งประเทศ	33,419.54	68,413.40
สัดส่วนผลิตความร้อนจากพลังงานทดแทน (%)	17.28	36.67

*อาทิ ความร้อนใต้พิภพ น้ำมันจากยางรถยนต์ใช้แล้ว เป็นต้น

3.3 เป้าหมายการผลิตเชื้อเพลิงในภาคขนส่งจากพลังงานทดแทน

การกำหนดเป้าหมายส่งเสริมการผลิตเชื้อเพลิงชีวภาพจะพิจารณาจากความต้องการพลังงานในภาคขนส่ง และความสามารถในการผลิตเชื้อเพลิงชีวภาพ โดยพิจารณาตามขั้นตอน ดังต่อไปนี้

- (1) การคาดการณ์ความต้องการเชื้อเพลิงในภาคขนส่ง โดยใช้ผลการวิเคราะห์ความต้องการเชื้อเพลิงในภาคขนส่งตามแผนบริหารจัดการน้ำมันเชื้อเพลิง ณ ปี 2579 พบว่ามีความต้องการเชื้อเพลิงในภาคขนส่งทั้งสิ้น 34,798 ktoe
- (2) การประเมินศักยภาพการผลิตเชื้อเพลิงชีวภาพ เชื้อเพลิงชีวภาพที่ใช้ในปัจจุบันผลิตจากพืชอาหาร (เชื้อเพลิงชีวภาพรุ่นที่ 1) วัตถุดิบหลักในการผลิตมาจาก อ้อย มันสำปะหลัง และปาล์มน้ำมัน ซึ่งถือเป็นพืชเศรษฐกิจที่สำคัญของประเทศ จึงได้นำร่องยุทธศาสตร์ของกระทรวงเกษตรและสหกรณ์มาประกอบการพิจารณากำหนดเป้าหมายด้วย โดยกระทรวงพลังงานสนับสนุนให้นำผลผลิตทางการเกษตรส่วนที่เหลือใช้จากการบริโภคภายในประเทศและการส่งออกแล้วมาเป็นวัตถุดิบในการผลิตพลังงาน เพื่อสร้างสมดุลระหว่างพืชพลังงานและอาหารที่ก่อให้เกิดประโยชน์สูงสุดต่อประเทศ ในการประเมินศักยภาพจะพิจารณาจากทรัพยากรพลังงานทดแทนใน 5 กลุ่ม ดังนี้

(2.1) ไบโอดีเซล

ตามยุทธศาสตร์ปาล์มน้ำมันและน้ำมันปาล์ม ปี 2558 - 2569 และการอนุมาณผลผลิตจากพื้นที่ที่เหมาะสมต่อการปลูกปาล์มทั่วประเทศ และน้ำมันปาล์มคงเหลือจากการบริโภคเป็นศักยภาพในการผลิตไบโอดีเซล คาดว่าจะสามารถผลิตไบโอดีเซลทดแทนดีเซลได้ 14 ล้านลิตรต่อวัน ในปี 2579 ทั้งนี้ ยังไม่คำนึงถึงการส่งออกน้ำมันปาล์ม

ตารางที่ 3.5 ศักยภาพน้ำมันปาล์มเพื่อผลิตไบโอดีเซล ปี 2558 - 2579

ศักยภาพน้ำมันปาล์ม	2558 ¹	2560 ¹	2562 ¹	2569 ¹	2579 ²
เป้าหมายพื้นที่ปลูกปาล์มน้ำมัน (ล้านไร่)	4.50	5.00	5.50	7.50	10.20
ผลผลิตปาล์มน้ำมัน (ล้านตัน/ปี)	14.34	15.40	16.66	21.40	29.46
ผลผลิตน้ำมันปาล์มดิบ (ล้านตัน/ปี)	2.58	2.93	3.17	4.28	5.89
น้ำมันปาล์มดิบคงเหลือ (ล้านตัน/ปี) ³	1.56	1.85	2.03	2.93	4.24
ไบโอดีเซลสูงสุดที่ผลิตได้ (ล้านลิตร/วัน) ⁴	5.60	6.50	7.10	10.00	14.00

ที่มา : ¹ ยุทธศาสตร์ปาล์มน้ำมันและน้ำมันปาล์ม ปี 2558-2569

² จากการอนุมาณผลผลิตตามพื้นที่ที่เหมาะสมต่อการปลูกปาล์มทั่วประเทศ

³ คัดน้ำมันปาล์มดิบคงเหลือโดยยังไม่ได้หักปริมาณการส่งออก

⁴ คำนวณโดยคิดการผลิตไบโอดีเซล ชนิด Fatty Acid Methyl Esters (FAME)

(2.2) เอทานอล

ตามยุทธศาสตร์น้ำมันสำปะหลังและผลิตภัณฑ์ และยุทธศาสตร์อ้อยโรงงานและน้ำตาลทราย พื้นที่มีศักยภาพสำหรับการเพาะปลูกมันสำปะหลังและอ้อยโรงงานจะถูกใช้เพาะปลูกจนเต็มศักยภาพแล้ว ภายในปี 2569 การเพิ่มผลผลิตหากจะมีขึ้นจะเกิดขึ้นจากการเพิ่มประสิทธิภาพในการผลิตเป็นสำคัญ ดังนั้น หลังจากปี 2569 จึงอนุมานให้ผลผลิตมันสำปะหลังและกากน้ำตาลคงที่จนถึงปี 2579 และการบริโภคในประเทศยังคงเพิ่มขึ้นตามอัตราเดิม

ตารางที่ 3.6 ศักยภาพมันสำปะหลังและกากน้ำตาลเพื่อผลิตเอทานอล ปี 2558 - 2569

ศักยภาพมันสำปะหลังและกากน้ำตาล	2558	2560	2562	2569
มันสำปะหลัง				
เป้าหมายพื้นที่ปลูก (ล้านไร่)	8.50	8.50	8.50	8.50
ผลผลิตมันสำปะหลัง (ล้านตัน/ปี)	30.60	36.00	42.50	59.50
การใช้เพื่อการบริโภค (ล้านตัน/ปี)	8.05	8.91	9.77	11.57
มันสำปะหลังคงเหลือเพื่อผลิตเอทานอล (ล้านตัน/ปี)	2.00	2.42	2.93	5.71
เอทานอลที่ผลิตได้ (ล้านลิตร/วัน)	0.87	1.06	1.28	2.50
กากน้ำตาล				
เป้าหมายพื้นที่ปลูก (ล้านไร่)	10			16
ผลผลิตอ้อย (ล้านตัน/ปี)	112.00	135.00	152.00	182.00
กากน้ำตาลเพื่อการบริโภค (ล้านตัน/ปี)	1.01	1.02	1.05	1.13
กากน้ำตาลคงเหลือเพื่อผลิตเอทานอล (ล้านตัน/ปี) ³	4.03	5.00	5.79	7.43
เอทานอลที่ผลิตได้ (ล้านลิตร/วัน)	2.65	3.29	3.81	4.88
รวมเอทานอลทั้งหมดที่ผลิตได้ (ล้านลิตร/วัน)	3.52	4.35	5.09	7.38

ที่มา : ยุทธศาสตร์มันสำปะหลังและผลิตภัณฑ์ และยุทธศาสตร์อ้อยโรงงานและน้ำตาลทราย ปี 2558 - 2569

ในกรณีของกากน้ำตาล จากการประเมินเบื้องต้นคาดว่า เมื่อหักปริมาณกากน้ำตาลที่บริโภคในประเทศแล้ว ประเทศไทยจะมีศักยภาพในการผลิตเอทานอลจากกากน้ำตาลได้ประมาณ 4.8 ล้านลิตรต่อวัน สำหรับกรณีของมันเป็นสำปะหลัง อนุมานอัตราการใช้น้ำมันสำปะหลังเพิ่มขึ้นร้อยละ 10 ต่อปี ต่อเนื่องหลังจากปี 2569 ประเทศไทยจะมีศักยภาพในการผลิตเอทานอลจากมันสำปะหลังได้ประมาณ 6.5 ล้านลิตรต่อวัน ดังนั้นคาดว่า ในปี 2579 จะมีศักยภาพในผลิตเอทานอลทดแทนเบนซินได้ประมาณ 11.3 ล้านลิตรต่อวัน

(2.3) น้ำมันโพรไลซิส

ขยะส่วนที่เหลือจากการผลิตไฟฟ้าและความร้อนอีกประมาณ 4,690 ตันต่อวัน ประเมินการว่าจะมีขยะพลาสติกที่จะนำมาผลิตน้ำมันด้วยกระบวนการโพรไลซิสได้ราว 700 ตันต่อวัน

(2.4) ก๊าซไบโอมีเทนอัด (Compressed Biomethane Gas; CBG)

ไบโอมีเทน คือ ก๊าซธรรมชาติสังเคราะห์ที่ผลิตจากชีวมวล (Bio-SNG: Synthetic Natural Gas) หรือ ก๊าซชีวภาพที่ผ่านกระบวนการปรับปรุงคุณภาพโดยลดก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO₂) และ ก๊าซไฮโดรเจนซัลไฟด์ (H₂S) และความชื้นออก เพื่อให้มีคุณสมบัติใกล้เคียงกับก๊าซธรรมชาติ สามารถส่งเข้าท่อก๊าซธรรมชาติ หรือใช้กับอุปกรณ์ต่างๆ ที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงได้ หากนำมาอัดลงถังที่แรงดัน 200 บาร์ เพื่อให้เหมาะสมสำหรับการขนส่งเช่นเดียวกับ NGV จะเรียกว่า ก๊าซไบโอมีเทนอัด (CBG)

กระทรวงพลังงานมีแนวคิดในการนำก๊าซชีวภาพที่ผลิตได้ในพื้นที่ห่างไกลจากแนวท่อส่งก๊าซธรรมชาติมาปรับปรุงคุณภาพเพื่อให้ได้คุณภาพที่ใกล้เคียงกับ NGV ซึ่งเป็นเชื้อเพลิงสะอาดอีกทางเลือกหนึ่งให้ผู้บริโภค การสนับสนุนการผลิต CBG เป็นการกระตุ้นให้ผู้ประกอบการสนใจลงทุนสถานีบริการในพื้นที่ห่างไกลแนวท่อก๊าซธรรมชาติมากยิ่งขึ้น ซึ่งจะช่วยให้ประชาชนสามารถเข้าถึงแหล่งพลังงานได้อย่างทั่วถึง จากการศึกษาศักยภาพพื้นที่ปลูกพืชพลังงานผลิตก๊าซชีวภาพเพื่อผลิต CBG ในพื้นที่ที่อยู่ห่างจากปลายท่อส่งก๊าซธรรมชาติมากกว่า 300 กิโลเมตร ใน 13 จังหวัด พบว่ามีศักยภาพพื้นที่ในการปลูกพืชพลังงานราว 1 ล้านไร่ ซึ่งจะสามารถผลิต CBG ได้ประมาณ 10,000 ตันต่อวัน โดยกำหนดเป้าหมายการผลิต CBG ในปี 2579 ที่ 4,800 ตันต่อวัน หรือราว 2,000 ktoe

(2.5) วัตถุดิบทางเลือกอื่น

วัตถุดิบทางเลือกอื่นสำหรับนำมาใช้ในการผลิตเชื้อเพลิงทดแทนภาคขนส่งในอนาคต ได้แก่ การผลิตเชื้อเพลิงชีวภาพจากชีวมวล (เชื้อเพลิงชีวภาพรุ่นที่ 2) เช่น ไบโอบอยล์ และการผลิตเชื้อเพลิงชีวภาพจากสาหร่าย (เชื้อเพลิงชีวภาพรุ่นที่ 3) รวมไปถึงไฮโดรเจน ซึ่งยังอยู่ระหว่างการพัฒนาเทคโนโลยีในการผลิตให้มีประสิทธิภาพและต้นทุนที่สามารถแข่งขันได้

ตารางที่ 3.7 สถานภาพและเป้าหมายการผลิตเชื้อเพลิงในภาคขนส่งจากพลังงานทดแทน

ประเภทเชื้อเพลิง	สถานภาพ ณ สิ้นปี 2557		เป้าหมายปี 2579	
	ล้านลิตร/วัน	ktoe	ล้านลิตร/วัน	ktoe
1. ไบโอดีเซล	2.89	909.28	14.00	4,404.82
2. เอทานอล	3.21	872.88	11.30	2,103.50
3. น้ำมันไพโรไลซิส			0.53	170.87
4. ก๊าซไบโอมีเทนอัด (ตันต่อวัน)			4,800.00	2,023.24
5. เชื้อเพลิงทางเลือกอื่น*				10.00
รวม (ktoe)		1,782.16		8,712.43
ความต้องการเชื้อเพลิงในภาคขนส่งทั้งประเทศ		26,801.00		34,798.00
สัดส่วนผลิตเชื้อเพลิงพลังงานทดแทนภาคขนส่ง (%)		6.65		25.04

*อาทิ Bio-oil, ไฮโดรเจน เป็นต้น

กระทรวงพลังงานได้กำหนดค่าเป้าหมายเพิ่มสัดส่วนการใช้พลังงานทดแทน ทั้งในรูปของพลังงานไฟฟ้า ความร้อน และเชื้อเพลิงชีวภาพภายใต้แผน AEDP2015 เป็นร้อยละ 30 ของการใช้พลังงานขั้นสุดท้ายในปี 2579 ดังสรุปในตารางที่ 3.8

ตารางที่ 3.8 ค่าเป้าหมายตามแผนพัฒนาพลังงานทดแทน ในปี 2579

ประเภทพลังงาน	เป้าหมาย ปี 2579	
	พินตันเทียบเท่าน้ำมันดิบ	
ไฟฟ้า	พินตันเทียบเท่าน้ำมันดิบ	5,588.24
	เมกะวัตต์	19,684.40
1. ชยะชุมชน	เมกะวัตต์	500.00
2. ชยะอุตสาหกรรม	เมกะวัตต์	50.00
3. ชีวมวล	เมกะวัตต์	5,570.00
4. ก๊าซชีวภาพ (น้ำเสีย/ของเสีย)	เมกะวัตต์	600.00
5. พลังน้ำขนาดเล็ก	เมกะวัตต์	376.00
6. ก๊าซชีวภาพ (พืชพลังงาน)	เมกะวัตต์	680.00
7. พลังงานลม	เมกะวัตต์	3,002.00
8. พลังงานแสงอาทิตย์	เมกะวัตต์	6,000.00
9. พลังน้ำขนาดใหญ่	เมกะวัตต์	2,906.40
ความร้อน	พินตันเทียบเท่าน้ำมันดิบ	25,088.00
1. พลังงานชยะ	พินตันเทียบเท่าน้ำมันดิบ	495.00
2. ชีวมวล	พินตันเทียบเท่าน้ำมันดิบ	22,100.00
3. ก๊าซชีวภาพ	พินตันเทียบเท่าน้ำมันดิบ	1,283.00
4. พลังงานแสงอาทิตย์	พินตันเทียบเท่าน้ำมันดิบ	1,200.00
5. พลังงานความร้อนทางเลือกอื่น	พินตันเทียบเท่าน้ำมันดิบ	10.00
เชื้อเพลิงชีวภาพ	พินตันเทียบเท่าน้ำมันดิบ	8,712.43
1. ไบโอดีเซล	ล้านลิตร/วัน	14.00
2. เอทานอล	ล้านลิตร/วัน	11.30
3. น้ำมันไพโรไลซิส	ล้านลิตร/วัน	0.53
4. ก๊าซไบโอมีเทนอัด	ตัน/วัน	4,800.00
5. เชื้อเพลิงทางเลือกอื่น	พินตันเทียบเท่าน้ำมันดิบ	10.00
การใช้พลังงานทดแทน (พินตันเทียบเท่าน้ำมันดิบ)		39,388.67
การใช้พลังงานขั้นสุดท้าย (พินตันเทียบเท่าน้ำมันดิบ)		131,000.00
สัดส่วนพลังงานทดแทนต่อการใช้พลังงานขั้นสุดท้าย (%)		30

4. ยุทธศาสตร์ส่งเสริมการพัฒนาพลังงานทดแทน

กระทรวงพลังงานกำหนดยุทธศาสตร์เพื่อส่งเสริมการพัฒนาพลังงานทดแทนในปี 2558 – 2579 ดังนี้

ยุทธศาสตร์ที่ 1 การเตรียมความพร้อมด้านวัตถุดิบและเทคโนโลยีพลังงานทดแทน

- เป้าประสงค์ การพัฒนาความสามารถในการผลิต บริหารจัดการวัตถุดิบ ด้วยเทคโนโลยีที่เหมาะสม
- กลยุทธ์ 1.1 พัฒนาวัตถุดิบทางเลือกอื่น และพื้นที่ที่มีศักยภาพเพื่อผลิตพลังงานทดแทน
- กลยุทธ์ 1.2 พัฒนาการรูปแบบการบริหารจัดการและการใช้วัตถุดิบพลังงานทดแทนให้มีประสิทธิภาพ
- กลยุทธ์ 1.3 ส่งเสริมการพัฒนาเทคโนโลยีให้ที่เหมาะสมกับความสามารถการผลิตและการใช้พลังงานทดแทน
- กลยุทธ์ 1.4 ปรับปรุงระบบโครงสร้างพื้นฐานเพื่อรองรับการผลิตการใช้พลังงานทดแทนอย่างเหมาะสม

ยุทธศาสตร์ที่ 2 การเพิ่มศักยภาพการผลิต การใช้ และตลาดพลังงานทดแทน

- เป้าประสงค์ การผลักดันความสามารถในการผลิตและความต้องการพลังงานทดแทน
- กลยุทธ์ 2.1 สนับสนุนครัวเรือนและชุมชนให้มีส่วนร่วมในการผลิตการใช้พลังงานทดแทน
- กลยุทธ์ 2.2 ส่งเสริมให้เกิดการลงทุนด้านพลังงานทดแทนอย่างเหมาะสมแก่ผู้ผลิตและผู้ใช้ทั้งในและต่างประเทศ
- กลยุทธ์ 2.3 ส่งเสริมการลดต้นทุนการผลิต และเพิ่มประสิทธิภาพธุรกิจพลังงานทดแทน
- กลยุทธ์ 2.4 พัฒนากฎหมายด้านพลังงานทดแทน พร้อมทั้งเร่งรัดการปรับปรุงแก้ไขกฎหมายและกฎระเบียบเพื่อส่งเสริมการพัฒนาพลังงานทดแทนอย่างเหมาะสม

ยุทธศาสตร์ที่ 3 การสร้างจิตสำนึกและเข้าถึงองค์ความรู้ ข้อเท็จจริงด้านพลังงานทดแทน

- เป้าประสงค์ การสร้างความตระหนักและความรู้ความเข้าใจต่อการผลิตการใช้พลังงานทดแทนอย่างมีประสิทธิภาพและยั่งยืน
- กลยุทธ์ 3.1 พัฒนาระบบสารสนเทศเพื่อบริหารจัดการฐานข้อมูลด้านพลังงานทดแทน
- กลยุทธ์ 3.2 เผยแพร่ ประชาสัมพันธ์ข้อมูลข่าวสาร องค์ความรู้ และข้อมูลสถิติพลังงานทดแทน
- กลยุทธ์ 3.3 พัฒนาบุคลากรให้มีความรู้ความเข้าใจด้านพลังงานทดแทน เพื่อสร้างความสามารถในการใช้ประโยชน์จากพลังงานทดแทนทั้งภาคทฤษฎีและภาคปฏิบัติ
- กลยุทธ์ 3.4 พัฒนาเครือข่ายด้านพลังงานทดแทนที่เกี่ยวข้อง และสนับสนุนการมีส่วนร่วมของเครือข่ายทั้งในระดับประเทศและในระดับนานาชาติ

4.1 การขับเคลื่อนการพัฒนาพลังงานทดแทนตามยุทธศาสตร์

ยุทธศาสตร์ที่ 1 การเตรียมความพร้อมด้านวัตถุดิบและเทคโนโลยีพลังงานทดแทน			
เป้าประสงค์ การพัฒนาความสามารถในการผลิต บริหารจัดการวัตถุดิบ ด้วยเทคโนโลยีที่เหมาะสม			
กลยุทธ์	การผลิตไฟฟ้า	การผลิตความร้อน	การผลิตเชื้อเพลิงชีวภาพ
กลยุทธ์ 1.1 พัฒนาวัตถุดิบ ทางเลือกอื่น และ พื้นที่ที่มีศักยภาพ เพื่อผลิตพลังงาน ทดแทน	<ul style="list-style-type: none"> - กำหนดพื้นที่ (Zoning) การส่งเสริมการปลูกพืชสำหรับใช้เป็นวัตถุดิบพลังงานทดแทน - พัฒนาและส่งเสริมวัตถุดิบอื่นๆ ที่ยังไม่มีมีการใช้ประโยชน์มาใช้เป็นแหล่งเชื้อเพลิง เช่น เศษวัสดุเหลือใช้ทางการเกษตร ของเสียจากกระบวนการผลิตในภาคอุตสาหกรรม โดยบูรณาการร่วมกับหน่วยงานต่างๆ ที่เกี่ยวข้อง 		วิจัยพัฒนาวัตถุดิบทางเลือก ผลิตเชื้อเพลิงชีวภาพที่ไม่ใช่พืช อาหาร เช่น ข้าวฟ่างหวาน เซลลูโลส และสาหร่าย เป็นต้น
กลยุทธ์ 1.2 พัฒนารูปแบบ การบริหารจัดการ และการใช้วัตถุดิบ พลังงานทดแทนให้ มีประสิทธิภาพ	<ul style="list-style-type: none"> - ส่งเสริมให้มีการบริหารจัดการวัตถุดิบพลังงานทดแทนอย่างเป็นระบบ เช่น ระบบการขนส่ง ระบบการผลิตแบบพันธสัญญา (Contract farming) - พัฒนาและกำหนดมาตรฐาน คุณสมบัติเชื้อเพลิงพลังงานทดแทนเพื่อการจำหน่ายเชิงพาณิชย์ เช่น มาตรฐานเชื้อเพลิงอัดแท่ง (Pellet) น้ำมันไพโรไลซิส เป็นต้น 		
กลยุทธ์ 1.3 ส่งเสริมการพัฒนา เทคโนโลยีที่ เหมาะสมกับ ความสามารถการ ผลิตและการใช้ พลังงานทดแทน	<ul style="list-style-type: none"> - ส่งเสริมการแปรรูปพลังงานทดแทนเพื่อนำไปใช้เป็นเชื้อเพลิงทดแทนเชื้อเพลิงหลัก หรือเชื้อเพลิงร่วม (Co-firing) เช่น เชื้อเพลิงแท่งตะเกียบ (Biomass Pellet) หรือ Bio-coke ในการผลิตพลังงาน 		
	วิจัยพัฒนาระบบสะสม พลังงานไฟฟ้าที่ เหมาะสม	พัฒนาเทคโนโลยีผลิต พลังงานประสิทธิภาพสูง หรือเทคโนโลยีขั้นสูง	<ul style="list-style-type: none"> - ศึกษา พัฒนาเทคโนโลยียานยนต์ ให้ใช้เชื้อเพลิงชีวภาพในส่วนผสมที่สูงขึ้นได้ - พัฒนาไบโอดีเซลคุณภาพสูง เช่น H-FAME, BHD เป็นต้น - พัฒนาระบบผลิตก๊าซไบโอมิเทนอัด (CBG)
กลยุทธ์ 1.4 ปรับปรุงระบบ โครงสร้างพื้นฐาน เพื่อรองรับการ	จัดตั้งศูนย์ทดสอบอุปกรณ์ เทคโนโลยี และรับรองอุปกรณ์ผลิตพลังงานทดแทน		
	<ul style="list-style-type: none"> - ปรับปรุงโครงสร้างระบบสายส่งเพื่อรองรับการผลิตไฟฟ้าจาก 	<ul style="list-style-type: none"> - ส่งเสริมการจัดตั้งศูนย์กำจัดขยะมูลฝอยรวม - ส่งเสริมการพัฒนา 	<ul style="list-style-type: none"> - เพิ่มสถานีบริการน้ำมันเชื้อเพลิงชีวภาพให้ทั่วถึง

ยุทธศาสตร์ที่ 1 การเตรียมความพร้อมด้านวัตถุดิบและเทคโนโลยีพลังงานทดแทน			
เป้าประสงค์ การพัฒนาความสามารถในการผลิต บริหารจัดการวัตถุดิบ ด้วยเทคโนโลยีที่เหมาะสม			
กลยุทธ์	การผลิตไฟฟ้า	การผลิตความร้อน	การผลิตเชื้อเพลิงชีวภาพ
ผลิการใช้งานพลังงานทดแทนอย่างเหมาะสม	พลังงานทดแทน (Smart grid) - ศึกษาแนวทางการพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานที่เพื่อรองรับพลังงานทดแทนรูปแบบใหม่ๆ เช่น เทคโนโลยีเซลล์เชื้อเพลิง เป็นต้น	รูปแบบอาคารธุรกิจที่อยู่อาศัย ให้สามารถใช้งานพลังงานทดแทนได้ เช่น การติดตั้งระบบผลิตน้ำร้อนจากพลังงานแสงอาทิตย์ เป็นต้น	

ยุทธศาสตร์ที่ 2 การเพิ่มศักยภาพการผลิต การใช้ และตลาดพลังงานทดแทน			
เป้าประสงค์ การผลักดันความสามารถในการผลิตและความต้องการพลังงานทดแทน			
กลยุทธ์	การผลิตไฟฟ้า	การผลิตความร้อน	การผลิตเชื้อเพลิงชีวภาพ
กลยุทธ์ 2.1 สนับสนุนครัวเรือนและชุมชนให้มีส่วนร่วมในการผลิการใช้งานพลังงานทดแทน	- สนับสนุนระบบผลิตไฟฟ้าในชุมชน หรือหน่วยงานภาครัฐอื่นๆ ในพื้นที่ห่างไกล - สนับสนุนการจัดตั้งกลุ่มวิสาหกิจชุมชนสีเขียว (Distributed Green Generation: DGG) ให้ผลิตไฟฟ้าโดยใช้วัตถุดิบที่มีอยู่ในพื้นที่ - ส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าใช้เอง ในหน่วยงานภาครัฐ อาคารธุรกิจ หรือบ้านพักอาศัย (Self consumption) - พัฒนาระบบผลิตไฟฟ้าแบบผสมผสานที่เหมาะสมกับสภาพพื้นที่ เช่น พลังงานลม มาใช้ร่วมกับพลังงานแสงอาทิตย์ เป็นต้น	- ส่งเสริมการใช้วัสดุอุปกรณ์ผลิตความร้อนประสิทธิภาพสูงในครัวเรือน เช่น เตาถ่าน และเตาแก๊ซหุงต้ม ประสิทธิภาพสูง เตาวิสาหกิจชุมชน - สนับสนุนระบบผลิตพลังงานทดแทนด้วยเทคโนโลยีที่ใช้งานได้ง่าย เช่น การใช้แก๊ซชีวภาพจากขยะอินทรีย์ เพื่อทดแทนแก๊ซหุงต้ม - ส่งเสริมการใช้พลังงานทดแทนในโรงงานอุตสาหกรรมและสถานประกอบการ เช่น CBG หรือ RDF เพื่อทดแทนน้ำมันเตาและแก๊ซ LPG	- ส่งเสริมการผลิตการใช้เชื้อเพลิงชีวภาพในระดับชุมชน

ยุทธศาสตร์ที่ 2 การเพิ่มศักยภาพการผลิต การใช้ และตลาดพลังงานทดแทน			
เป้าประสงค์ การผลักดันความสามารถในการผลิตและความต้องการพลังงานทดแทน			
กลยุทธ์	การผลิตไฟฟ้า	การผลิตความร้อน	การผลิตเชื้อเพลิงชีวภาพ
<p>กลยุทธ์ 2.2 ส่งเสริมให้เกิดการลงทุนด้านพลังงานทดแทนอย่างเหมาะสมแก่ผู้ผลิตและผู้ใช้ทั้งในและต่างประเทศ</p>	<p>ส่งเสริมการลงทุนพลังงานทดแทนด้วยมาตรการทางภาษีและมาตรการสนับสนุนทางการเงินอย่างเหมาะสม</p> <ul style="list-style-type: none"> - สนับสนุนการซื้อขายไฟฟ้าเข้าระบบสายส่งด้วยวิธีประมูลแข่งขัน (Competitive bidding) - สนับสนุนระบบซื้อขายไฟฟ้าแบบวิธีหักลบหน่วย (Net metering) เพื่อส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าใช้เอง - ทบทวนปรับปรุงอัตรารับซื้อไฟฟ้าให้เหมาะสมกับสถานการณ์ 	<ul style="list-style-type: none"> - ศึกษาแนวทางกำหนดมาตรการสนับสนุนการผลิตความร้อนจากพลังงานทดแทน (Renewable Heat Incentive) 	<ul style="list-style-type: none"> - กำหนดโครงสร้างราคาที่เหมาะสมเพื่อสร้างแรงจูงใจให้เกิดการใช้ และสามารถสะท้อนต้นทุนการผลิตที่แท้จริง - ส่งเสริมให้มีการใช้เชื้อเพลิงชีวภาพในหน่วยงานภาครัฐอย่างจริงจังและเป็นรูปธรรม - ส่งเสริมการผลิตและจำหน่ายเทคโนโลยียานยนต์ หรือเครื่องยนต์ที่ใช้เชื้อเพลิงชีวภาพในส่วนผสมที่สูงขึ้นได้
<p>กลยุทธ์ 2.3 ส่งเสริมการลดต้นทุนการผลิตและเพิ่มประสิทธิภาพธุรกิจพลังงานทดแทน</p>	<ul style="list-style-type: none"> - ส่งเสริมการปรับเปลี่ยนเครื่องจักรอุปกรณ์ เพื่อการปรับปรุงประสิทธิภาพการผลิตการใช้พลังงาน - สนับสนุนการเพิ่มมูลค่าของเสียจากกระบวนการผลิตและอุตสาหกรรมต่อเนื่อง 		
<p>กลยุทธ์ 2.4 พัฒนากฎหมายด้านพลังงานทดแทน พร้อมทั้งเร่งรัดการปรับปรุงแก้ไขกฎหมายและกฎระเบียบเพื่อส่งเสริมการพัฒนาพลังงานทดแทนอย่างเหมาะสม</p>	<ul style="list-style-type: none"> - ผลักดันกฎหมายพลังงานทดแทน - ปรับปรุงกฎระเบียบเพื่อสนับสนุนการพัฒนาพลังงานทดแทน และเพื่อความปลอดภัยในการผลิต การขนส่ง และการบริโภค 		

ยุทธศาสตร์ที่ 3 การสร้างจิตสำนึกและเข้าถึงองค์ความรู้ ข้อเท็จจริงด้านพลังงานทดแทน เป้าประสงค์ การสร้างความตระหนักและความรู้ความเข้าใจต่อการผลิตการใช้พลังงานทดแทนอย่างมีประสิทธิภาพและยั่งยืน			
กลยุทธ์	การผลิตไฟฟ้า	การผลิตความร้อน	การผลิตเชื้อเพลิงชีวภาพ
กลยุทธ์ 3.1 พัฒนาระบบสารสนเทศเพื่อ บริหารจัดการฐานข้อมูลด้าน พลังงานทดแทน	- พัฒนาระบบฐานข้อมูลพลังงานทดแทนที่ถูกต้อง ทันสมัย พร้อมรองรับการ เชื่อมต่อกับหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง		
กลยุทธ์ 3.2 เผยแพร่ ประชาสัมพันธ์ข้อมูล ข่าวสาร องค์ความรู้ และ ข้อมูลสถิติพลังงานทดแทน	- ส่งเสริมการดำเนินกิจกรรมหรือโครงการด้านพลังงานทดแทน เช่น การ ประกวดแข่งขัน - เผยแพร่ ประชาสัมพันธ์ข้อมูลข่าวสาร และองค์ความรู้ ผ่านสื่อต่างๆ เช่น เว็บไซต์ สื่อสิ่งพิมพ์ วิทยุ โทรทัศน์ เป็นต้น - พัฒนาและปรับปรุงข้อมูลข่าวสาร เอกสารวิชาการ และข้อมูลสถิติให้มี ความทันสมัย		
กลยุทธ์ 3.3 พัฒนาบุคลากรให้มีความรู้ ความเข้าใจด้านพลังงาน ทดแทน เพื่อสร้าง ความสามารถในการใช้ ประโยชน์จากพลังงาน ทดแทนทั้งภาคทฤษฎีและ ภาคปฏิบัติ	- พัฒนาหลักสูตรด้านพลังงานทดแทนในหน่วยงานสถาบันการศึกษาและ สถานประกอบการต่างๆ - ฝึกอบรม ถ่ายทอดความรู้ ความเข้าใจด้านพลังงานทดแทนให้กับหน่วยงาน องค์กรอื่นๆ เพื่อนำไปประยุกต์ใช้		
กลยุทธ์ 3.4 พัฒนาเครือข่ายด้านพลังงาน ทดแทนที่เกี่ยวข้อง และ สนับสนุนการมีส่วนร่วมของ เครือข่ายทั้งในระดับประเทศ และในระดับนานาชาติ	- จัดตั้งศูนย์การเรียนรู้ด้านพลังงานในระดับชุมชน หรือภูมิภาค - สร้างความร่วมมือ หรือสนับสนุนเครือข่ายด้านพลังงานทดแทนในระดับ ชุมชนเพื่อสร้างการยอมรับ ลดการต่อต้าน - พัฒนาความสัมพันธ์ในระดับนานาชาติให้แน่นแฟ้น เพื่อสร้างความร่วมมือ การแลกเปลี่ยนข้อมูลข่าวสารด้านพลังงาน		

5. ผลที่คาดว่าจะได้รับ

การบรรลุเป้าหมายตามนโยบายที่จะเพิ่มสัดส่วนการใช้พลังงานทดแทนทั้งในรูปของพลังงานไฟฟ้า ความร้อน และเชื้อเพลิงชีวภาพภายใต้แผน AEDP2015 เป็นร้อยละ 30 ของการใช้พลังงานขั้นสุดท้ายในปี 2579 จะเทียบเท่ากับการลดใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลได้ราว 39,388 ktoe ซึ่งประเมินเป็นมูลค่าการลดใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลได้ 590,820 ล้านบาท (ราคาน้ำมันดิบ 1 ktoe = 15 ล้านบาท) หรือประเมินเป็นก๊าซเรือนกระจกที่ลดได้จากการเผาไหม้เชื้อเพลิงฟอสซิลเพื่อผลิตพลังงานได้ราว 140 ล้านตันคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่า (tCO_{2e})