

ความเป็นมา IPP

- **12 กันยายน 2535** ครม. ได้มีมติเห็นชอบตามข้อเสนอของสำนักงานคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (สพช.) เรื่องแนวทางในการดำเนินงานในอนาคตของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ซึ่งได้กำหนดขั้นตอนและแนวทางในการให้เอกชนมีบทบาทมากขึ้นในกิจการไฟฟ้าในประเทศไทย ให้มีการลงทุนจากภาคเอกชนในการผลิตไฟฟ้าในรูปของ Independent Power Producer (IPP) และจะต้องขายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ.
- **7 ธันวาคม 2536** ครม. มีมติเห็นชอบตามมติของ กพข. ได้มีมติในการประชุมครั้งที่ 4/2536 (ครั้งที่ 43) ให้ กฟผ. และ สพช. เร่งดำเนินการยกร่างระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนในรูปของ IPP โดยให้ยึดถือระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP เป็นแนวทาง แต่ในขณะที่กำลังดำเนินการยกร่างระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจาก IPP ถ้ามีผู้ผลิตไฟฟ้าต้องการจำหน่ายไฟฟ้าให้ กฟผ. แต่ไม่เข้าข่ายตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP ให้ดำเนินการเจรจาโดยตรงกับ กฟผ. ตามหลักการที่กำหนดขึ้นเพื่อยกร่างการรับซื้อไฟฟ้าจาก IPP
เพื่อให้เป็นไปตามมติ ครม. ดังกล่าว สพช. และ กฟผ. จึงได้ร่างแนวนโยบายในการรับซื้อไฟฟ้าจาก IPP เมื่อวันที่ 9 พฤษภาคม 2537 โดยสนับสนุนให้เอกชนยื่นข้อเสนอในการขายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. ในลักษณะ “เปิด” (Open Invitation) เพื่อให้มีการแข่งขันอย่างเต็มที่
- **31 พฤษภาคม 2537** ครม. มีมติเรื่องแนวนโยบายในการรับซื้อไฟฟ้าจาก IPP โดยกำหนด กฟผ. และ สพช. ร่วมกันร่างประกาศรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน และจัดประชุมร่วมกับภาคเอกชน ผู้สนใจลงทุน และผู้เชี่ยวชาญ และนำเสนอประธานคณะกรรมการพิจารณานโยบายพลังงานเพื่อขอความเห็นชอบและประกาศใช้ต่อไป
- **15 ธันวาคม 2537** กฟผ. ได้ออกประกาศรับซื้อไฟฟ้าจาก IPP (รอบแรก) จำนวน 3,800 เมกะวัตต์ และกำหนดยื่นข้อเสนอในวันที่ 30 มิถุนายน 2538 แยกเป็น ระยะที่ 1 จำนวน 1,000 เมกะวัตต์ กำหนดแล้วเสร็จปี 2539-2543 ระยะที่ 2 จำนวน 2,800 เมกะวัตต์ กำหนดแล้วเสร็จปี 2544 และ 2545 ต่อมาเมื่อเดือนเมษายน 2538 กฟผ. ได้ประกาศรับซื้อเพิ่มอีกประมาณ 10% รวมกำลังผลิตที่ต้องการซื้อทั้งสิ้นประมาณ 4,200 เมกะวัตต์
 - เมื่อถึงวันกำหนดยื่นข้อเสนอในวันที่ 30 มิถุนายน 2538 มีผู้ยื่นข้อเสนอ 32 ราย รวม 50 โครงการ รวมกำลังผลิตทั้งสิ้น 37,500 เมกะวัตต์ หรือประมาณ 9 เท่าของกำลังผลิตที่ต้องการ โดยใช้เชื้อเพลิงจากก๊าซธรรมชาติ 37 โครงการ ถ่านหิน 12 โครงการ และออร์มิลชั้น 1 โครงการ

- การประเมินและคัดเลือกข้อเสนอจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน ได้ดำเนินการภายใต้การกำกับดูแลของ คณะอนุกรรมการประเมินและคัดเลือกข้อเสนอจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน โดยพิจารณาจากปัจจัย ด้านราคา (Price Factor) 60% ปัจจัยด้านอื่นๆ นอกเหนือจากราคา (Non-Price Factors) 40%
- โครงการที่ผ่านการคัดเลือกรอบแรก รวมทั้งสิ้น 21 โครงการ แยกเป็นระยะที่ 1 จำนวน 13 โครงการ กำลังการผลิตรวม 6,184 เมกะวัตต์ ระยะที่ 2 จำนวน 8 โครงการ กำลังการผลิตรวม 8,250 เมกะวัตต์ ประกอบด้วย โครงการที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง 16 โครงการ ใช้ถ่านหิน 4 โครงการ และใช้ออร์มิลชั้น 1 โครงการ
- 11 มกราคม 2538 กพช. มีมติในการประชุมครั้งที่ 1/2538 (ครั้งที่ 49) ที่ประชุมได้รับทราบเรื่อง ประกาศรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนในรูปของ IPP
- 30 มีนาคม 2538 กพช. มีมติในการประชุมครั้งที่ 2/2538 (ครั้งที่ 50) เห็นชอบให้เพิ่มปริมาณการรับซื้อ ไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน ตามประกาศการรับซื้อไฟฟ้าจากเอกชนในรูปของ IPP อีกร้อยละ 10 ของ ปริมาณการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนตามประกาศเดิม เพื่อทดแทนโครงการโรงไฟฟ้าแม่ขามที่ กพผ. ยกเลิกโครงการแล้ว
- 14 มิถุนายน 2539 กพช. ได้มีมติในการประชุมครั้งที่ 3/2539 (ครั้งที่ 57) ดังนี้
 - มอบหมายให้สำนักงานคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ และการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่ง ประเทศไทย ร่วมกันพิจารณากำหนดแนวทางการขยายปริมาณการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้า อิสระ (IPP) และนำเสนอคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติในการประชุมครั้งต่อไป
- 19 กรกฎาคม 2539 มีมติในการประชุมครั้งที่ 4/2539 (ครั้งที่ 58) ดังนี้
 - เห็นชอบในหลักการให้มีการเพิ่มการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน (IPP) ในช่วงปี 2543 ถึง ปี 2546 จำนวน 1,600 เมกะวัตต์ โดยคัดเลือกจากโครงการที่ได้ยื่นข้อเสนอต่อ กพผ. แล้ว ตาม ประกาศการรับซื้อไฟฟ้าจาก IPP ในรอบแรก โดยมอบหมายให้คณะอนุกรรมการประเมินและ คัดเลือกข้อเสนอการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรับไปดำเนินการต่อไป
 - เห็นชอบในหลักการให้มีการเพิ่มการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน (IPP) ในช่วงปี 2543 ถึง ปี 2546 จำนวน 1,600 เมกะวัตต์ โดยคัดเลือกจากโครงการที่ได้ยื่นข้อเสนอต่อ กพผ. แล้ว ตาม ประกาศการรับซื้อไฟฟ้าจาก IPP ในรอบแรก โดยมอบหมายให้คณะอนุกรรมการประเมินและ คัดเลือกข้อเสนอการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรับไปดำเนินการต่อไป

➤ สรุปปริมาณการรับซื้อไฟฟ้าจาก IPP (หน่วย: เมกะวัตต์)

| | เดิม | เพิ่ม | รวม |
|-------------------------------|--------------|--------------|--------------|
| ปี 2542-2543 (ค.ศ. 1999-2000) | 1,400 | 300 | 1,700 |
| ปี 2544 (ค.ศ. 2001) | 2,800 | 0 | 2,800 |
| ปี 2545 (ค.ศ. 2002) | 0 | 700 | 700 |
| ปี 2546 (ค.ศ. 2003) | 0 | 600 | 600 |
| รวม | 4,200 | 1,600 | 5,800 |

- ให้ กฟผ. และ สฟช. ร่วมกันพิจารณาความเหมาะสมของปริมาณรับซื้อไฟฟ้า และแนวทางการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน (IPP) รวมทั้งจัดทำประกาศการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนในรูปแบบของ IPP ในรอบที่ 2 สำหรับการรับซื้อตั้งแต่ปี 2547 เป็นต้นไป แล้วนำเสนอคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติให้ความเห็นชอบเพื่อให้สามารถดำเนินการออกประกาศการรับซื้อไฟฟ้ารอบใหม่ได้ ในกลางปี 2540
- **13 สิงหาคม 2539** คณะรัฐมนตรีได้มีมติเห็นชอบตามมติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ อนุมัติในหลักการให้มีการเพิ่มการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนในช่วงปี 2543 - 2546 จำนวน 1,600 เมกะวัตต์ โดยคัดเลือกจากโครงการที่ยื่นข้อเสนอต่อ กฟผ. และตามประกาศรับซื้อไฟฟ้าจาก IPP ในรอบแรก ทั้งนี้ได้มอบหมายให้คณะอนุกรรมการประเมินและคัดเลือกข้อเสนอจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรับไปดำเนินการต่อไป โดยให้อำนาจ กฟผ. ที่จะพิจารณาเพิ่มลดปริมาณการซื้อขายกระแสไฟฟ้ากับเอกชนได้ในอัตราร้อยละ 20 เพื่อให้สามารถแก้ไขปัญหาการขาดแคลนกระแสไฟฟ้าได้รวดเร็วยิ่งขึ้น
- **18 ตุลาคม 2539** ได้มีมติในการประชุมครั้งที่ 6/2539 (ครั้งที่ 60) ดังนี้
 - มอบหมายให้ กฟผ. เร่งดำเนินการเจรจากับ IPP ที่ได้รับการคัดเลือกให้แล้วเสร็จ เพื่อให้สามารถลงนามในสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนได้ ภายในวันที่ 15 พฤศจิกายน 2539
 - มอบหมายให้การปิโตรเลียมแห่งประเทศไทย (ปตท.) เร่งดำเนินการเจรจากับ IPP สำหรับโครงการที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง เรื่องสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติระหว่าง ปตท. กับผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน ให้แล้วเสร็จภายในวันที่ 31 ตุลาคม 2539
 - มอบหมายให้ สฟช. รับไปเร่งรัดและติดตามเพื่อให้มีการดำเนินการดังกล่าว
- **12 กุมภาพันธ์ 2540** กฟช. มีมติในการประชุมครั้งที่ 1/2540 (ครั้งที่ 62) รับทราบเรื่อง รายงานความคืบหน้าในการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตเอกชนในรูปแบบของ IPP ในการประชุมครั้งนี้ ต่อที่ประชุมดังนี้
 - กฟผ. ได้รายงานผลการเจรจาของ กฟผ. กับ IPP ที่ได้รับคัดเลือก รวมทั้งส่วนที่ได้รับอนุมัติให้ซื้อเพิ่มรวม 1,600 เมกะวัตต์ สรุปสาระสำคัญได้ดังนี้

1. การรับซื้อไฟฟ้าเอกชนระยะที่ 1 (พ.ศ. 2539-2543) จำนวน 3 ราย รวม 1,726 เมกะวัตต์เป็นโครงการที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง ได้แก่ บริษัท Independent Power (Thailand) Company Limited จำนวน 700 เมกะวัตต์ สถานที่ตั้ง อ่าวไผ่ จ. ชลบุรี ราคาไฟฟ้าเฉลี่ยต่อหน่วย 1.235 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง และ บริษัท Tri Energy Company Limited จำนวน 700 เมกะวัตต์ สถานที่ตั้ง จ. ราชบุรี ราคาไฟฟ้าเฉลี่ย ต่อหน่วย 1.303 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง และ กฟผ. ได้จัดส่งสัญญาที่ลงลายมือชื่อเพื่อผูกพันคู่สัญญาทั้ง 2 ฝ่าย ในเบื้องต้นไปให้สำนักงานอัยการสูงสุดเพื่อพิจารณาให้ความเห็น สำหรับส่วนที่ได้รับจัดสรรให้ซื้อเพิ่มในระยะที่ 1 อีก 300 เมกะวัตต์นั้น ขณะนี้อยู่ในระหว่างการเจรจาต่อรองราคาและปรับปรุงเงื่อนไขในสัญญาให้เป็นไปตามที่ กฟผ. ต้องการ คือ บริษัท Bangkok Energy System (B) Limited จำนวน 326 เมกะวัตต์ เมื่อแล้วเสร็จจะได้นำเสนอคณะกรรมการ กฟผ. เพื่ออนุมัติต่อไป

2. การรับซื้อไฟฟ้าเอกชนระยะที่ 2 (พ.ศ. 2544-2546) จำนวน 4 ราย รวม 4,114 เมกะวัตต์ ได้แก่ บริษัท Union Power Development Company Limited จำนวน 1,400 เมกะวัตต์ ใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิง สถานที่ตั้ง ต. หินครุฑ จ. ประจวบคีรีขันธ์ ราคาค่าไฟฟ้าเฉลี่ยต่อหน่วย 1.305 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง บริษัท Gulf Power Generation Company Limited จำนวน 700 เมกะวัตต์ ใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิง สถานที่ตั้ง อ. กุยบุรี จ. ประจวบคีรีขันธ์ ราคาค่าไฟฟ้าเฉลี่ยต่อหน่วย 1.374 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง บริษัท Bowin II Power Company Limited จำนวน 673 เมกะวัตต์ ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง สถานที่ตั้ง อ. บ่อวิน จ. ชลบุรี ราคาไฟฟ้าเฉลี่ยต่อหน่วย 1.354 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง และบริษัท BLCP Power Limited จำนวน 1,341 เมกะวัตต์ ใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิง สถานที่ตั้ง อ. มาบตาพุด จ. ระยอง ราคาไฟฟ้าเฉลี่ยต่อหน่วย 1.374 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง ขณะนี้ทั้ง 4 บริษัท ได้รับอนุมัติให้ทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าแล้ว การลงนามขั้นสุดท้ายในสัญญาซื้อขายไฟฟ้าจะมีการดำเนินการโดยเร็วต่อไป เมื่อได้รับความเห็นชอบจากสำนักงานอัยการสูงสุดแล้ว

- 30 กรกฎาคม 2540 กพช. ได้มีมติในการประชุมครั้งที่ 3/2540 (ครั้งที่ 64) ดังนี้
 - เห็นชอบในหลักการร่างพระราชกฤษฎีกากำหนดผู้ใช้พลังงานไฟฟ้า (ฉบับที่ ..) พ.ศ. เพื่อให้ กฟผ. สามารถขายไฟฟ้าสำรองให้แก่ IPP ที่เชื่อมโยงระบบของตนกับระบบของ กฟผ. และมอบหมายให้สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกาไปดำเนินการตรวจร่างโดยด่วนต่อไป
- 11 สิงหาคม 2540 คณะรัฐมนตรีได้มีมติเห็นชอบให้มีการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP ที่ใช้พลังงานนอกกรอบแบบภาค เศรษฐกิจเหลือใช้เป็นเชื้อเพลิง และ โครงการ SPP ประเภท Non-Firm ต่อไป โดยไม่กำหนดระยะเวลาและปริมาณ
- 24 ตุลาคม 2540 กพช. ได้มีมติ ในการประชุมครั้งที่ 5/2540 (ครั้งที่ 66) มีดังนี้

1. เห็นชอบให้ดำเนินงานในการบรรเทาผลกระทบของค่าเงินบาทลอยตัวต่อโครงการ IPP มีสาระสำคัญดังนี้

- โครงการ IPP 3 โครงการที่ได้ลงนามกับ กฟผ. ไปแล้ว คณะอนุกรรมการประเมินและคัดเลือกข้อเสนอการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน ได้รับการยืนยันจากสำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกาว่าการออกประกาศของกระทรวงการคลังเรื่องการปรับปรุง

ระบบการแลกเปลี่ยนเงินตรา ถือว่าเป็นการเปลี่ยนแปลงทางกฎหมาย (Change in Law) ซึ่งตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (PPA) ผู้ลงทุนมีสิทธิขอให้ กฟผ. พิจารณาปรับราคา และหามาตรการช่วยเหลือ ส่วนโครงการ IPP อีก 4 โครงการที่ได้มีการเจรจาเสร็จแล้ว แต่ยังไม่ได้มีการลงนามในสัญญา PPA ตามประกาศเชิญชวน IPP กำหนดให้สามารถเจรจาเพื่อขอปรับสัญญาได้

- คณะอนุกรรมการฯ ได้ดำเนินการเจรจากับผู้พัฒนาโครงการทั้ง 7 ราย จนสามารถหาข้อยุติที่เป็นที่ยอมรับได้ของทั้ง 2 ฝ่าย และได้มีการลงนามในข้อตกลง (Memorandum of Understanding : MOU) ซึ่งสรุปสาระสำคัญของข้อตกลงได้ดังนี้

(1) การปรับราคาซื้อขายไฟฟ้า โดยปรับปรุงสูตรการกำหนดค่าความพร้อมจ่าย (Availability Payment : AP) บางส่วนให้สามารถเปลี่ยนแปลงได้ตามอัตราแลกเปลี่ยน ทั้งนี้ค่า AP จะสูงขึ้นหากอัตราแลกเปลี่ยนลดต่ำกว่า 27 บาท/เหรียญสหรัฐฯ

(2) การเพิ่มกำลังการผลิต ตกลงให้ IPP บางรายสามารถเพิ่มกำลังการผลิตเพื่อช่วยให้ IPP สามารถจัดหาเงินกู้มาดำเนินโครงการได้ ดังนี้ BSCP เพิ่มกำลังการผลิตเป็น 1,346.5 เมกะวัตต์ Bowin เพิ่มกำลังการผลิตเป็น 713 เมกะวัตต์ และ EPEC เพิ่มกำลังการผลิตเป็น 350 เมกะวัตต์

(3) การเลื่อนวันเริ่มต้นจ่ายไฟฟ้า เนื่องจากการจัดหาเงินกู้ประสบความสำเร็จ จึงตกลงให้ IPT Union Power และ Gulf Power สามารถเลื่อนวันเริ่มต้นจ่ายไฟฟ้าออกไปได้ เป็นเวลาประมาณ 3-6 เดือน

(4) การจำกัดวงเงินค่าปรับสำหรับโครงการก๊าซธรรมชาติ ทั้ง 4 โครงการ ให้จำกัดวงเงินค่าปรับ (Penalties) ของรายรับส่วน AP ไว้ที่ 1% ของค่า APR_{1n} (บาท/กิโลวัตต์) เป็นเวลา 12 เดือน นับจากวันจ่ายไฟเข้าระบบของ กฟผ.

(5) การเปลี่ยนแปลงทางเทคนิค ให้ Union Power เปลี่ยนค่าอุณหภูมิอ้างอิงของ cooling water จาก 32.2 °C เหลือ 28 °C

(6) การเปลี่ยนแปลงโครงสร้างสัดส่วนผู้ถือหุ้นให้ TECO เปลี่ยนแปลงโครงสร้างสัดส่วนผู้ถือหุ้น เป็นดังนี้ Banpu Gas Power Ltd. 55.6%, Texaco 54.4%

2. ให้ กฟผ. เร่งดำเนินการแก้ไขสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ IPP ทั้ง 3 โครงการที่ได้มีการลงนามไปแล้ว สำหรับ IPP อีก 4 โครงการ ที่ยังไม่มีการลงนามในสัญญาให้ กฟผ. ดำเนินการแก้ไขข้อความในสัญญา และให้มีการลงนามโดยด่วนต่อไป

- **16 กุมภาพันธ์ 2542** คณะรัฐมนตรีได้มีมติตามมติ กพข. ในการประชุมครั้งที่ 1/2542 (ครั้งที่ 67) เมื่อวันที่ 10 กุมภาพันธ์ 2542 ดังนี้

- มอบหมายให้ กฟผ. และ สพข. ติดตามความคืบหน้าของโครงการ IPP อย่างใกล้ชิด โดยเฉพาะกำหนดการจ่ายไฟฟ้าตามสัญญา และให้ กฟผ. และ สพข. ร่วมกันพิจารณาเลื่อนวันเริ่มต้นจำหน่ายไฟฟ้าเข้าระบบได้เป็นรายๆ ไปตามความเหมาะสม ทั้งนี้ ที่ประชุมมีข้อสังเกตว่าการผ่อน

ผันการเลื่อนกำหนดการจำหน่ายไฟฟ้าเข้าระบบไม่ได้ทำให้รัฐหรือการไฟฟ้าเสียประโยชน์ ดังนั้น กฟผ. จึงไม่ควรคิดค่าปรับจากการที่ IPP ไม่สามารถจ่ายไฟฟ้าให้ กฟผ. ได้ตามกำหนด

- **เรื่อง การดำเนินโครงการตามแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2547 - 2558 (PDP 2004)** จะมีการก่อสร้างโรงไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน รายใหญ่ 3 โครงการ กำลังการผลิตรวมประมาณ 3,500 เมกะวัตต์ รวมทั้งจะมีการขยายโรงไฟฟ้าแก่งคอยของบริษัท กัลฟ์ เพาเวอร์ เจเนอเรชั่น จำกัด เพิ่มอีก 734 เมกะวัตต์ ดังนั้น การอนุมัติให้ กฟผ. ดำเนินโครงการ ไฟฟ้า 4 โรง กำลังการผลิต 2,800 เมกะวัตต์ จึงเป็นสัดส่วนที่เหมาะสม ทำให้ระบบไฟฟ้าของประเทศไทยมีความมั่นคง ทั้งนี้ราคาไฟฟ้าเฉลี่ยตลอดอายุโครงการของ กฟผ. จะต้องอยู่ในระดับไม่สูงกว่าราคาไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าเอกชนที่มีขนาดใกล้เคียงกัน
- เห็นชอบให้ กฟผ. ดำเนินโครงการโรงไฟฟ้า 4 โรง รวมกำลังการผลิต 2,800 เมกะวัตต์ ทั้งนี้จะต้องมีสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนตามนโยบาย Renewable Portfolio Standard (RPS) ร้อยละ 5 ของกำลังการผลิตโรงไฟฟ้าใหม่ที่จะสร้างขึ้นตามแผน PDP2004 หรือ ปริมาณ 140 เมกะวัตต์
- เห็นชอบให้บริษัท กัลฟ์ เพาเวอร์ เจเนอเรชั่น จำกัด ขยายขนาดกำลังการผลิตไฟฟ้าโครงการโรงไฟฟ้าแก่งคอย 2 จาก 734 เมกะวัตต์ เป็น 1,468 เมกะวัตต์ โดยโรงไฟฟ้าหน่วยแรกมีกำหนดการจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบในเดือนมีนาคม 2550 ทั้งนี้ บริษัทจะยกเลิกการเรียกร้องค่าเสียหายจากการกระทำของหน่วยงานรัฐ (GFM) และการเรียกร้องเงินที่ลงทุนไปแล้วภายใต้โครงการโรงไฟฟ้าบ่อนอก และมอบหมายให้ กฟผ. นำ โครงการดังกล่าวบรรจุในแผน PDP แทนโรงไฟฟ้าใหม่ในปี 2550

4 มิถุนายน 2550 กพช. มีมติในการประชุมครั้งที่ 4/2550 (ครั้งที่ 113) ดังนี้

1. การออกประกาศเชิญชวนรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ (IPP)

- เห็นชอบในหลักการแนวทางการออกประกาศเชิญชวนรับซื้อไฟฟ้าสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ (IPP) สำหรับจัดหาไฟฟ้าในช่วงปี พ.ศ. 2555-2557 และมอบหมายให้กระทรวงพลังงาน โดยสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) และคณะอนุกรรมการประเมินและคัดเลือกข้อเสนอการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน ดำเนินการออกประกาศเชิญชวนการรับซื้อไฟฟ้าจาก IPP ต่อไป
- เห็นชอบให้ สนพ. สามารถนำรายได้จากการจำหน่ายเอกสารเชิญชวนรับซื้อไฟฟ้าจาก IPP (RFP Package) ค่าธรรมเนียมการประเมินและคัดเลือก (Evaluation Fee) และค่าธรรมเนียมการจัดทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (Contract Finalization Fee) เพื่อเป็นค่าใช้จ่ายในการจัดจ้างที่

ปรึกษาตลอดจนค่าใช้จ่ายในการดำเนินการประเมินคัดเลือกผู้ยื่นข้อเสนอจนลงนามในสัญญาซื้อขายไฟฟ้าแล้วเสร็จ และหากมี รายได้คงเหลือให้นำส่งเป็นรายได้ของแผ่นดิน

➤ แนวทางการออกประกาศเชิญชวนการรับซื้อไฟฟ้าจาก IPP รอบใหม่ สำหรับการ จัดหาไฟฟ้า ในช่วงปี พ.ศ. 2555-2557 สรุปได้ดังนี้

1. การกำหนดแนวทางการรับซื้อไฟฟ้าจาก IPP รอบใหม่ สำหรับการจัดหาไฟฟ้าในช่วง ปี พ.ศ. 2555-2557 ยังคงใช้แนวทางเดียวกับการออกประกาศเชิญชวนฯ เมื่อปี พ.ศ. 2537 โดยใช้วิธีเปิดประมูลแข่งขัน

2. การจัดสรรปริมาณกำลังการผลิตไฟฟ้า ใช้ประมาณการความต้องการกำลังการผลิต ไฟฟ้าตามแผน PDP 2007 ซึ่งจัดสรรกำลังการผลิตในช่วงปี พ.ศ. 2555-2557 ให้ IPPs จำนวน 3,200 เมกะวัตต์ โดยมีจำนวนกำลังการผลิตในแต่ละปี ดังนี้ ปี 2555 และปี 2556 จำนวนปีละ 800 เมกะวัตต์ และปี 2557 จำนวนปีละ 1,600 เมกะวัตต์ รวม 3,200 เมกะวัตต์

3. กำหนดการออกประกาศเชิญชวนการรับซื้อไฟฟ้าจาก IPP รอบใหม่ ดังนี้ (1) ออก ประกาศเชิญชวน เดือนมิถุนายน 2550 (2) กำหนดการ IPP ยื่นข้อเสนอ เดือนตุลาคม 2550 (3) ประเมินและคัดเลือกแล้วเสร็จ เดือนธันวาคม 2550 (4) ลงนามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าแล้วเสร็จ เดือนมิถุนายน 2551 (5) จัดหาเงินกู้แล้วเสร็จ (Financial Closed) เดือนมิถุนายน 2552 (6) เริ่มการก่อสร้างโรงไฟฟ้า เดือนมิถุนายน 2552 (7) วันเริ่มจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบเชิงพาณิชย์สำหรับ โรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติ (COD) เดือนมกราคม 2555 และ (8) วันเริ่มจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบเชิง พาณิชย์สำหรับโรงไฟฟ้าถ่านหิน (COD) เดือนมกราคม 2556

4. เงื่อนไขและลักษณะโครงการ ประกอบด้วย (1) อายุสัญญาซื้อขายไฟฟ้า 25 ปี นับ จากวันจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบเชิงพาณิชย์ (Commercial Operation Date: COD) โดยจะต้องขาย ไฟฟ้าเข้าระบบของ กฟผ. เท่านั้น (2) ลักษณะของโรงไฟฟ้า เป็นโรงไฟฟ้าประเภท Base Load และผลิตไฟฟ้าตามที่ กฟผ. สั่งการ (3) ขนาดกำลังการผลิตต่อหนึ่งชุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (1 Unit) มีขนาดไม่เกิน 800 เมกะวัตต์ต่อ 1 Unit และขนาดโรงไฟฟ้าต่อ 1 ข้อเสนอต้องไม่เกิน 1,600 เมกะวัตต์ (4) ให้ผู้ยื่นข้อเสนอเป็นผู้เสนอประเภทเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า โดยใช้ พลังงานที่สะอาดเป็นที่ยอมรับของประชาชน ราคาเชื้อเพลิงมีเสถียรภาพ และมีการจัดหา เชื้อเพลิงที่แน่นอน ซึ่งได้แก่ ก๊าซธรรมชาติจากแหล่งภายในประเทศหรือต่างประเทศ (รวม LNG) และถ่านหิน (5) ให้ผู้ยื่นข้อเสนอเป็นฝ่ายเสนอสถานที่ตั้งโรงไฟฟ้า ทั้งนี้ โรงไฟฟ้าจะต้องตั้งอยู่ใน ประเทศไทย และ (6) ผู้ผลิตไฟฟ้าจะต้องปฏิบัติตามข้อกำหนดด้านสิ่งแวดล้อมของกรมโรงงาน อุตสาหกรรม กระทรวงทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อมและหน่วยงานอื่นที่เกี่ยวข้อง

5. กำหนดคุณสมบัติของ IPPs จะต้อง มีประสบการณ์ในด้านการผลิตไฟฟ้า มีฐานะ การเงินที่มั่นคง โดยสามารถจัดหาแหล่งเงินกู้ในการดำเนินการในเงื่อนไขที่ดีได้ และได้กำหนด เงื่อนไขสำหรับการเข้าร่วมการประมูลแข่งขันของรัฐวิสาหกิจ ดังนี้ (1) ไม่อนุญาตให้รัฐวิสาหกิจ เข้าร่วมการยื่นข้อเสนอโดยตรงหรือร่วมกับบริษัทอื่นที่ยื่นข้อเสนอ และ (2) บริษัทหรือกลุ่ม บริษัทใดๆ ที่รัฐวิสาหกิจถือหุ้นโดยตรงหรือโดยอ้อมจะสามารถเข้าร่วมการประมูลได้เมื่อสัดส่วน

การถือหุ้นโดยรัฐวิสาหกิจในบริษัท/กลุ่มบริษัทนั้น ไม่เกินร้อยละ 50 และข้อจำกัดข้างต้นให้มีผลในทางปฏิบัติตั้งแต่วันยื่นประมูลจนหมดอายุสัญญาซื้อขายไฟฟ้า

6. อัตราค่าไฟฟ้า แบ่งเป็น 2 ส่วน คือ (1) ค่าความพร้อมจ่าย (Availability Payment: AP) เป็นค่าพลังไฟฟ้าที่ครอบคลุมต้นทุนการก่อสร้างโรงไฟฟ้า ค่าใช้จ่ายคงที่ในการผลิตและบำรุงรักษาและค่าอะไหล่ ค่าประกันภัย และผลตอบแทนสำหรับส่วนของผู้ถือหุ้น และ (2) ค่าพลังงานไฟฟ้า (Energy Payment: EP) เป็นค่าใช้จ่ายเชื้อเพลิงจริงตามที่โรงไฟฟ้าใช้และครอบคลุมค่าใช้จ่ายผันแปรในการผลิตและบำรุงรักษา

7. ผู้ยื่นข้อเสนอสามารถขอรับการส่งเสริมการลงทุนจากคณะกรรมการส่งเสริมการลงทุนได้ตามเงื่อนไขที่คณะกรรมการส่งเสริมการลงทุนกำหนด

8. กำหนดเป็นเงื่อนไขในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า ให้ผู้ผลิตไฟฟ้าจะต้องจัดสรรเงินรายได้ตามหน่วยไฟฟ้าที่จำหน่ายให้ กฟผ. ตามอัตราและหลักเกณฑ์ที่ กฟผ. และกระทรวงพลังงาน จะกำหนดเพื่อจัดตั้งเป็นกองทุนสำหรับโครงการพัฒนาชุมชนรอบโรงไฟฟ้า

9. สนพ. จะเป็นผู้ดำเนินการออกประกาศเชิญชวนฯ ในช่วงเดือนมิถุนายน 2550 โดยจะจำหน่ายเอกสาร RFP Package ในราคาชุดละ 100,000 บาท

10. ผู้เข้าร่วมการประมูลแข่งขันจะต้องยื่นข้อเสนอแบ่งเป็น 2 ซองแยกออกจากกัน คือ ซองด้านเทคนิคและซองด้านราคา โดยผู้ยื่นข้อเสนอจะต้องจ่ายค่าธรรมเนียมการประเมินและคัดเลือก (Evaluation Fee) จำนวน 2,000,000 บาท และหนังสือค้ำประกันการยื่นซองประมูลราคา (Bid Bond) จำนวน 500 บาทต่อกำลังการผลิต 1 กิโลวัตต์ (500,000 บาทต่อกำลังการผลิต 1 เมกะวัตต์) โดย ณ สถานที่ตั้งโรงไฟฟ้าเดียวกัน ผู้ยื่นข้อเสนอรายหนึ่งสามารถยื่นข้อเสนอได้สูงสุด 2 ข้อเสนอเท่านั้น คือ เครื่องกำเนิดไฟฟ้า 1 ชุดหรือ เครื่องกำเนิดไฟฟ้า 2 ชุด (ผู้ยื่นข้อเสนอไม่สามารถยื่นข้อเสนอได้มากกว่า 1 ข้อเสนอโดยมีขนาดกำลังการผลิตเท่ากัน ณ สถานที่ตั้งโรงไฟฟ้าเดียวกัน)

11. การประเมินคัดเลือกข้อเสนอดำเนินการโดยคณะอนุกรรมการประเมินและคัดเลือกข้อเสนอการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน ภายใต้คณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน ซึ่งมีอำนาจหน้าที่ในการประเมินและคัดเลือกข้อเสนอที่ได้รับจากการประกาศรับซื้อไฟฟ้า จากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน และดำเนินการเจรจาเพื่อจัดทำสัญญาซื้อขายไฟฟาระหว่าง กฟผ. กับผู้ยื่นข้อเสนอและเสนอผลการเจรจาและคัดเลือกต่อรัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงานให้ความเห็นชอบ เพื่อให้ กฟผ. ดำเนินการลงนามในสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับผู้ยื่นข้อเสนอต่อไป โดยการดำเนินงานของคณะอนุกรรมการฯ สามารถจัดจ้างที่ปรึกษาทางด้านเทคนิค กฎหมาย และการเงิน ตลอดจนจ้างบุคลากรเพื่อช่วยเหลือและสนับสนุนการดำเนินงานของคณะอนุกรรมการฯ ได้ โดยการประเมินผู้ยื่นข้อเสนอฯ ดำเนินการเป็น 2 ระยะ ดังนี้

ระยะที่ 1 การประเมินข้อเสนอทางด้านเทคนิคและอื่นๆ ที่ไม่ใช่ด้านราคา (Compliance and Non-price Factor Review) คณะอนุกรรมการฯ จะพิจารณาจากปัจจัยต่างๆ ที่ไม่ใช่ด้านราคา อาทิ ประสิทธิภาพด้านการผลิตไฟฟ้า โรงไฟฟ้าสามารถปฏิบัติตามเงื่อนไขทางเทคนิคในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า เทคโนโลยีที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า สถานที่ตั้งโรงไฟฟ้า

การเชื่อมโยงระบบส่ง/ระบบเชื้อเพลิง ผลกระทบทางด้านสิ่งแวดล้อม เป็นต้น โดยผู้ยื่นข้อเสนอที่ได้คะแนนผ่านเกณฑ์ที่กำหนด จึงจะได้รับการประเมินข้อเสนอด้านราคาต่อไป

ระยะที่ 2 การประเมินข้อเสนอทางด้านราคา (Price Evaluation) จะพิจารณาจากราคาไฟฟ้าเฉลี่ยต่อหน่วยตลอดอายุโครงการ (Levelized Unit Cost) ซึ่งผู้ยื่นข้อเสนอจะต้องใช้สมมติฐานในการคำนวณราคาค่าไฟฟ้าตามที่กำหนดใน RFP Package เช่น สมมติฐานราคาเชื้อเพลิง อัตราเงินเฟ้อ อัตราส่วนลด (Discount Rate) การส่งการเดินเครื่อง ต้นทุนการระบบส่ง (New Transmission Facility: NTF) (บาท/กิโลเมตร) ต้นทุนการปรับปรุงระบบส่งของ กฟผ. (Transmission System Upgrade: TSU) เป็นต้น นอกจากนี้ เพื่อเป็นการปรับลดความเสี่ยงจากความผันผวนของอัตราแลกเปลี่ยนในการรับซื้อ ไฟฟ้าจาก IPP จึงกำหนดให้ผู้ยื่นข้อเสนอรับความเสี่ยงเรื่องอัตราแลกเปลี่ยนเพิ่มขึ้น โดยสามารถปรับค่าอัตราแลกเปลี่ยนในค่าความพร้อมจ่าย (Availability Payment: AP) ก่อนการลงนามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าได้

คณะกรรมการฯ จะเสนอรายชื่อผู้ที่ได้รับการคัดเลือกโดยเรียงตามลำดับผู้ที่มีราคาไฟฟ้าเฉลี่ยต่อหน่วยตลอดอายุโครงการต่ำสุดเป็นลำดับที่ 1 เสนอต่อ รัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงานพิจารณาอนุมัติ และจะประกาศรายชื่อผู้ที่ได้รับการคัดเลือก (Short List) โดยผู้ที่ได้รับการคัดเลือกจะต้องเสียค่าธรรมเนียมเพื่อการดำเนินการในขั้นตอนการจัดทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (Contract Finalization Fee) จำนวนรายละ 4,000,000 บาท (สี่ล้านบาทถ้วน)

12. การเจรจาสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (PPA) กระทรวงพลังงานจะส่งร่างสัญญาซื้อขายไฟฟ้าและร่างสัญญาอื่นๆ ให้สำนักงานอัยการสูงสุดพิจารณาโดยเร็วที่สุด โดยจะแจ้งการเปลี่ยนแปลงให้ผู้สนใจลงทุนทราบก่อนการยื่นข้อเสนอโครงการ โดยคาดว่าจะการเจรจาจะใช้ระยะเวลาประมาณ 6 เดือน หากกระทรวงพลังงานไม่สามารถยุติการเจรจาต่อรองดังกล่าวกับผู้ได้รับคัดเลือก กระทรวงพลังงานขอสงวน สิทธิคืนเฉพาะ Bid Bond และเก็บค่าธรรมเนียม Contract Finalization Fee ไว้ หากกรณีที่เกิดข้อผิดพลาดใด อันเป็นสาเหตุเนื่องจากผู้ได้รับคัดเลือกใน Short List กระทรวงพลังงานขอสงวนสิทธิเก็บทั้งค่าธรรมเนียมและ Bid Bond ไว้ ทั้งนี้ สามารถเรียกผู้ที่ได้รับการคัดเลือกในลำดับถัดไปมาเจรจา PPA ต่อไป

ผู้ได้รับคัดเลือกที่ผ่านการเจรจา PPA แล้วเสร็จจะลงนามในสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟผ. ได้ต่อเมื่อได้รับการอนุมัติรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม (EIA) จากสำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม (สผ.) หรือกระทรวงทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อมแล้ว

- 7 ธันวาคม 2550 กพข. มีมติในการประชุมครั้งที่ 9/2550 (ครั้งที่ 118) ดังนี้

คณะกรรมการฯ ได้ดำเนินการประเมินและคัดเลือกโครงการแล้วเสร็จ และได้นำเสนอ รมว. พน. ซึ่งได้เห็นชอบผลการประเมินคัดเลือกทางด้านเทคนิคและทางด้านการเงินของโครงการฯ แล้ว

- ผู้ยื่นข้อเสนอโครงการผ่านการประเมินและคัดเลือกข้อเสนอทางด้านเทคนิคจำนวน 17 ราย ปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขายรวม 15,000 เมกะวัตต์ ทั้งนี้ รมว.พน ได้ให้ความเห็นชอบ และ สนพ.

ได้ประกาศรายชื่อผู้ผ่านการประเมินข้อเสนอด้านเทคนิคแล้ว เมื่อวันที่ 15 พฤศจิกายน 2550 และ ในการประเมินและคัดเลือกข้อเสนอทางด้านเทคนิค มีผู้ไม่ผ่านการประเมิน 3 ราย ซึ่ง สทพ. ได้แจ้งให้ผู้ที่ไม่ผ่านการประเมินและคัดเลือกข้อเสนอทางด้านเทคนิคทราบแล้ว เมื่อวันที่ 20 พฤศจิกายน 2550 ดังนี้

(1) บริษัท ผลิตไฟฟ้าราชบุรี จำกัด ซึ่งไม่ผ่านการคัดเลือกเนื่องจากมีสถานภาพเป็น รัฐวิสาหกิจ (SOE) ได้มีหนังสือถึง รทว.พ.น. ร้องเรียนขอความเป็นธรรม โดยชี้แจงว่าบริษัทฯ มีคุณสมบัติครบถ้วนตามเงื่อนไขของเอกสาร RFP Package และมีได้เป็นรัฐวิสาหกิจ (SOE) ตามที่กำหนดไว้ในเอกสาร RFP Package ซึ่งได้มีการกำหนดให้ใช้นิยาม "รัฐวิสาหกิจ" ตาม พ.ร.บ. การบริหารหนี้สาธารณะ พ.ศ. 2548 โดย รทว.พ.น. ได้มอบหมายให้ สทพ. พิจารณาในเรื่องดังกล่าว และ คณะอนุกรรมการฯ มีมติเห็นควรให้นำเสนอกระทรวงพลังงานนำข้อร้องเรียนของบริษัทฯ เสนอสำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกาพิจารณาตีความ ทั้งนี้ กระทรวงพลังงานได้เสนอสำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกาตีความแล้ว

(2) บริษัท ไทย แชนชั่นแนล เพาเวอร์ จำกัด ไม่ผ่านการประเมินเนื่องจากผู้ลงทุนไม่ได้เสนอกำหนดการจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบเชิงพาณิชย์ (SCOD) ซึ่งเป็นสาระสำคัญใน RFP Package ที่กำหนดให้ผู้ลงทุนจะต้องเสนอในข้อเสนอด้านเทคนิค และเอกสารแนบท้ายร่างสัญญาซื้อขายไฟฟ้า ทั้งนี้ ผู้ลงทุนได้มีหนังสือถึงคณะอนุกรรมการฯ เพื่อขอคืนหลักค้ำประกันแล้ว

(3) บริษัท แชนชั่นแนล เพาเวอร์ ซัพพลาย จำกัด ไม่ผ่านการประเมินเนื่องจากเสนอข้อเสนอด้านราคาค่าไฟฟ้าเข้ามาในข้อเสนอด้านเทคนิคด้วย ซึ่งตามเงื่อนไขใน RFP โดยบริษัทฯ ได้มีหนังสือถึง รทว.พ.น. เมื่อวันที่ 28 พฤศจิกายน 2550 เพื่อชี้แจงและร้องเรียน ทั้งนี้ คณะอนุกรรมการฯ ได้เชิญผู้แทนบริษัทฯ มาเพื่อรับฟังการชี้แจงข้อร้องเรียนและดูข้อเสนอโครงการทางด้านเทคนิคที่มี Compact Disc ด้านการเงินรวมอยู่ด้วย ซึ่งบริษัทฯ ได้ยืนยันว่า Compact Disc มีข้อมูลด้านราคาของบริษัทฯ จริง

➤ ผลการประเมินและคัดเลือกข้อเสนอทางการเงิน

✓ การประเมินข้อเสนอด้านการเงิน ใช้หลักเกณฑ์ตามที่กำหนดในเอกสาร RFP-Instructions และวิธีการตามคู่มือการประเมินและคัดเลือกข้อเสนอ ซึ่งสามารถสรุปสาระสำคัญหลักเกณฑ์การประเมินฯ ได้ ดังนี้

(1) ผู้ยื่นข้อเสนอรายหนึ่งจะต้องเสนอกำหนดการจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบ (SCOD) อย่างน้อย 1 SCOD (Fixed SCOD) ในช่วงปี 2555-2557 และสามารถเสนอทางเลือก ได้อีก 2 SCODs ในปีที่แตกต่างกัน (Alternative SCODs) โดยระบุอัตราค่าไฟฟ้าในแต่ละ SCOD ที่เสนอด้วย

(2) การประเมินด้านราคาใช้แบบจำลองการประเมินผล (Bid Evaluation Model) ซึ่งพิจารณาจากราคาไฟฟ้าเฉลี่ยต่อหน่วยตลอดอายุโครงการ (Levelized Unit Price:LUP) ของแต่ละปี SCOD ที่ผู้ยื่นข้อเสนอได้เสนอมา

(3) ตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้า ประกอบด้วย

- APR1 (Availability Payment Receivable 1): หมายถึง ค่าความพร้อมจ่ายหรือค่าพลังไฟฟ้าที่สะท้อนต้นทุนการก่อสร้างโรงไฟฟ้า ดอกเบี้ยซึ่งรวมดอกเบี้ยระหว่างการก่อสร้างและผลตอบแทนในส่วนของผู้ถือหุ้น

- APR2 (Availability Payment Receivable 2): หมายถึง ค่าความพร้อมจ่ายหรือค่าพลังไฟฟ้าที่สะท้อนค่าใช้จ่ายคงที่ในการผลิตและบำรุงรักษา ค่าอะไหล่ และค่าประกันภัย

- AFC (Added Facility Charge): เป็นค่าใช้จ่ายต้นทุนค่าระบบส่งจากโครงการถึงสถานีไฟฟ้าของ กฟผ. (New Transmission Facility: NTF) ซึ่งรวมถึงค่าใช้จ่าย Right of Way ด้วย

- EP (Energy Payment: EP): เป็นค่าใช้จ่ายเชื้อเพลิงจริงตามที่โรงไฟฟ้าใช้โดยขึ้นกับการรับประกันค่าความสิ้นเปลืองการใช้เชื้อเพลิง (Heat Rate) ตามที่ระบุในข้อเสนอด้านการเงิน (Financial Proposal) และครอบคลุมค่าใช้จ่ายผันแปรในการผลิตและบำรุงรักษา

✓ ในการเปิดข้อเสนอทางด้านราคาของโครงการที่ผ่านการประเมินข้อเสนอทางด้านเทคนิคจำนวน 17 โครงการ พบว่ามีข้อเสนอราคารวม 36 ทางเลือก โดยได้มีการตรวจสอบแบบจำลองการประเมินผล (Bid Evaluation Model) และข้อเสนอด้านการเงิน (Financial Proposal) ของผู้ยื่นข้อเสนอแต่ละโครงการ และตรวจสอบค่าไฟฟ้าเฉลี่ยตลอดอายุโครงการ (LUP) เพื่อให้ได้ราคาที่ถูกต้องภายใต้สมมติฐานที่สอดคล้องกับ Financial Proposal

✓ เมื่อคำนวณราคาค่าไฟฟ้าเฉลี่ยตลอดอายุโครงการแล้ว จะเรียงลำดับราคาตามข้อเสนอของผู้ยื่นข้อเสนอจากราคาต่ำสุดไปยังราคาสูงสุด และแสดงกำลังการผลิตในแต่ละปีเพื่อพิจารณาคัดเลือกต่อไป โดยคณะกรรมการฯ ได้พิจารณาแล้วมีความเห็นและมติดังนี้

(1) พิจารณาคัดเลือกโครงการตามค่าไฟฟ้าเฉลี่ยฯ ที่ต่ำที่สุดในแต่ละปี พบว่า โครงการที่ได้รับการคัดเลือกในปี 2555 และ 2556 เป็นโครงการที่ใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิงจำนวน 2 โครงการ รวมกำลังการผลิต 1,200 เมกะวัตต์ ซึ่งเป็นร้อยละ 37.5 ของกำลังการผลิตที่เปิดประมูล โดยที่โครงการด้านถ่านหินมีความไม่แน่นอนสูง จากการอาจไม่ได้รับการยอมรับจากชุมชนในพื้นที่ ซึ่งทำให้การก่อสร้างเกิดความล่าช้า ไม่สามารถจ่ายไฟฟ้าได้ตามเวลาที่กำหนด นอกจากนี้ หากโครงการไม่สามารถดำเนินการได้จะกระทบความมั่นคงด้านการจัดหาไฟฟ้า และจากข้อมูลการเปิดประมูลแข่งขันโครงการ IPP ครั้งที่ผ่านมาในปี 2537 พบว่าการก่อสร้างโครงการโรงไฟฟ้าถ่านหิน ประสบผลสำเร็จเพียง 1 โครงการจาก 3 โครงการที่ได้รับการคัดเลือก ดังนั้น ในการกระจายประเภทเชื้อเพลิงของโครงการจึงพิจารณาคัดเลือกกำลังการผลิตไฟฟ้าจากถ่านหินในระดับ 1 ใน 3 ของกำลังการผลิตที่เปิดประมูล สำหรับโครงการที่มีค่าไฟฟ้าเฉลี่ยต่ำที่สุดถัดมาเป็นโครงการก๊าซธรรมชาติ

เมื่อพิจารณาโครงการที่ใช้ก๊าซธรรมชาติในลำดับถัดไปแล้ว คณะกรรมการฯ ได้เห็นควรให้พิจารณาคัดเลือกโครงการที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงในช่วงปี 2555 และ 2556 ไว้ด้วย ซึ่งจะส่งผลให้กำลังการผลิตรวมเป็น 4,400 เมกะวัตต์ และจะทำให้กำลังการผลิตในปีแรก

และปีที่ 2 สูงกว่าเป้าหมาย แต่มีข้อดีคือได้กำลังการผลิตกระจายครบทั้ง 3 ปี คือ 2555-2557
และสอดคล้องกับนโยบายการกระจายชนิดเชื้อเพลิงทั้งถ่านหินและก๊าซธรรมชาติ

โครงการผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนที่ได้รับการคัดเลือก

| โครงการที่ | โรงไฟฟ้า | โครงสร้างผู้ถือหุ้น | เชื้อเพลิง | กำลังการผลิต (MW) | กำหนดการจ่ายไฟฟ้า เข้าระบบ (SCOD) |
|------------|-----------------------------|---|------------|-------------------|--------------------------------------|
| 1 | GHECO-One | GLOW IPP2 = 65% Hemaraj = 35% | Coal | 660 | ต.ค. 2554 |
| 2 | National Power supply (NPS) | NPS = 99.99% 6 Thai Individuals =0.01% | Coal | 540 | พ.ย. 2555/ มี.ค. 2556 |
| 3 | Siam Energy | Gulf JP = 99.94% 6 Thai Individuals =0.06% | Gas | 1,600 | มี.ค. 2555/ ก.ย. 2555 |
| 4 | Power Generation Supply | Gulf JP = 99.94% Individual Investors =0.06% | Gas | 1,600 | ก.ย. 2556/ มี.ค. 2557 |
| รวม | | | | 4,400 | |