โครงการนำร่องการตอบสนองด้านโหลด
ปี 2565 – 2566 ระยะที่ 2
(Demand Response Pilot Project)

ความหมายและหลักการของ Demand Response

Demand Response (DR) คือ การเปลี่ยนแปลงการใช้ไฟฟ้าโดยภาคอุปสงค์ จากการใช้ไฟฟ้าปกติ เพื่อตอบสนองต่อค่าไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงไปตามต้นทุนการผลิตไฟฟ้าในขณะนั้น หรือ เพื่อตอบสนองต่อเงินสนับสนุนพิเศษ (Incentive Payment) ที่ถูกกำหนดไว้ โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อชักจูงให้เกิดการลดการใช้ไฟฟ้า ในช่วงเวลาที่มีต้นทุนการผลิตไฟฟ้าสูง หรือ ในช่วงที่มีความเสี่ยงด้านความมั่นคงของระบบไฟฟ้า

ที่มาของโครงการนำร่องการตอบสนองด้านโหลด ปี 2565 – 2566

ตามมติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) เมื่อวันที่ 6 มกราคม 2565 เห็นชอบการดำเนินโครงการนำร่องการตอบสนองด้านโหลด ปี 2565–2566 (โครงการนำร่องฯ) โดยมอบหมายให้สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) และการไฟฟ้านครหลวง ร่วมกันขับเคลื่อนโครงการนำร่องฯ ตามขั้นตอนเสมือนจริง โดยใช้โปรแกรม Demand Response ในรูปแบบ Firm (Commit Capacity DR Program) เพื่อทดแทนการก่อสร้างโรงไฟฟ้าและลดต้นทุนการผลิตไฟฟ้าในช่วงความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด โดยใช้เงินสนับสนุนจากกองทุนพัฒนาไฟฟ้าตามมาตรา 97(4) แห่งพระราชบัญญัติการประกอบกิจการพลังงาน พ.ศ. 2550 เป็นค่าใช้จ่ายสำหรับผลตอบแทนแก่ผู้เข้าร่วมโครงการ และตามมติคณะทำงานเพื่อขับเคลื่อนการดำเนินโครงการนำร่อง Demand Response (คณะทำงานเพื่อขับเคลื่อนฯ ประกอบด้วย ผู้แทน 5 หน่วยงาน ได้แก่ สนพ. สำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน และการไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง โดยมีผู้อำนวยการ สนพ. เป็นประธาน) ครั้งที่ 4/2565 เมื่อวันที่ 14 พฤศจิกายน 2565 ได้เห็นชอบให้มีการประกาศเปิดรับสมัครผู้เข้าร่วมโครงการนำร่องการตอบสนองด้านโหลด ปี 2565-2566 ระยะที่ 2 และปรับปรุงหลักเกณฑ์เงื่อนไขต่างๆ เพื่อให้มีผู้สมัครเข้าร่วมโครงการฯ เป็นไปตามเป้าหมายตามที่ กพช. กำหนด เพื่อให้การดำเนินงานประสบผลสำเร็จตามมติ กพช. ข้างต้น

พื้นที่ดำเนินโครงการและปริมาณเป้าหมายของ PEA

74 จังหวัด

44.5 เมกะวัตต์ ต่อช่วงเวลา

เกาะสมุย

1 เมกะวัตต์ ต่อช่วงเวลา

ระยะเวลาเข้าร่วมโครงการนำร่องฯ ระยะที่ 2

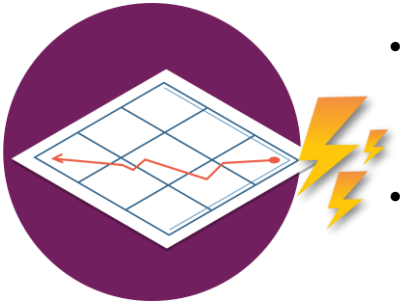
วันที่ 1 เมษายน – 31 ธันวาคม 2566

คุณสมบัติผู้เข้าร่วมโครงการ

เป็นผู้ใช้ไฟฟ้าประเภท

- กิจการขนาดกลาง
- กิจการขนาดใหญ่
- กิจการเฉพาะอย่าง

- ติดตั้งมิเตอร์ AMR ไม่น้อยกว่า **90 วัน** ก่อนวันสมัครเข้าร่วมโครงการ



- สามารถปรับลดการใช้กำลังไฟฟ้าเฉลี่ยได้**ไม่น้อยกว่า 50 กิโลวัตต์** ต่อการลดการใช้ไฟฟ้า 1 ครั้ง
- ไม่ใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซลหรือก๊าซในการผลิตไฟฟ้า เพื่อลดการใช้ไฟฟ้า

รายละเอียดโปรแกรม DR

ช่วงเวลาในการเรียกมาตรการ DR

- โปรแกรมช่วงบ่าย 13.30 – 16.30 น.
- โปรแกรมช่วงค่ำ 19.30 – 22.30 น.

เงื่อนไขการเรียกมาตรการ DR

ระยะเวลา 3 ชั่วโมงต่อครั้ง ไม่เกิน 1 ครั้งต่อวัน
และไม่เกิน 3 ครั้งต่อเดือน

การแจ้งเตือนล่วงหน้า แบ่งเป็น 2 ส่วน ดังนี้

การแจ้งกำหนดการ DR

กฟผ. จะแจ้งกำหนดการ DR ล่วงหน้า 7 วัน มายัง กฟภ. และ กฟภ. จะดำเนินการแจ้งกำหนดการให้ผู้เข้าร่วมโครงการ (DR Participant) **ทราบล่วงหน้า 7 วัน** ต่อไป ผ่านช่องทาง Email และ SMS

การแจ้งเตือนล่วงหน้า

กฟผ. จะส่งคำสั่งดำเนินมาตรการ DR มายัง กฟภ. ภายในเวลา 17.00 น. ของวันก่อนวันดำเนินมาตรการ และ กฟภ. จะส่งคำสั่งดำเนินมาตรการ DR ไปยัง DR Participant **ภายใน 9.00 น. ของวันดำเนินมาตรการ** โดย กฟภ. จะติดต่อสื่อสารกับ DR Participant ผ่านช่องทาง Email และ Load Aggregator Management System (LAMS)

โครงการนำร่องฯ จะดำเนินการเรียกมาตรการ DR
เฉพาะวันจันทร์ – วันศุกร์ (ไม่รวมวันหยุด)

รายละเอียดโปรแกรม DR (ต่อ)

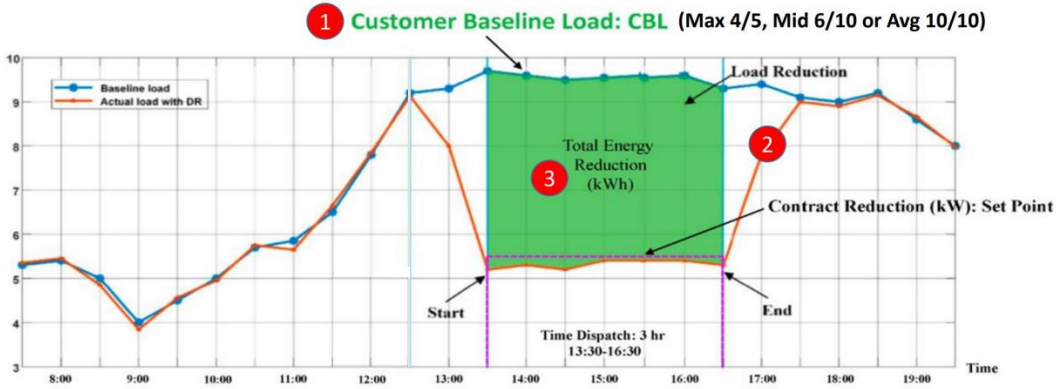
อัตราค่าตอบแทน DR

องค์ประกอบ	อัตราค่าตอบแทน (รวม VAT)
ค่าความพร้อมในการลดการใช้ไฟฟ้า (Available Payment : AP)	44.5692 **บาท/กิโลวัตต์/เดือน**
ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ลดได้ (Energy Payment : EP)	ค่า EP สำหรับเดือน เมษายน – ตุลาคม 2566 เท่ากับ 2.5581 **บาท/หน่วย** ค่า EP สำหรับเดือนพฤศจิกายน และธันวาคม 2566 เท่ากับ 1.2790 **บาท/หน่วย**

โครงการนำร่องฯ ไม่มีการคิดบทปรับ (Penalty)
ในกรณีที่ผู้เข้าร่วมโครงการไม่สามารถลดการใช้ไฟฟ้าได้

หลักการคำนวณค่าตอบแทน DR

- การจ่ายค่าตอบแทนจะพิจารณาจาก**ค่าความสามารถในการปรับลดพลังงานไฟฟ้าจริง (Performance Rate)** ที่คำนวณจากปริมาณการปรับลดพลังงานไฟฟ้าเป้าหมายที่เรียกตามสัญญา (Contract Reduction Capacity) เทียบกับปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ลดลงได้จริง (Actual Reduction Load)
- Actual Reduction Load คำนวณจากผลต่างระหว่างปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้าจริงในวันที่ดำเนินมาตรการ (Actual Load) และค่าการใช้พลังงานไฟฟ้าฐาน (Customer Baseline Load : CBL)

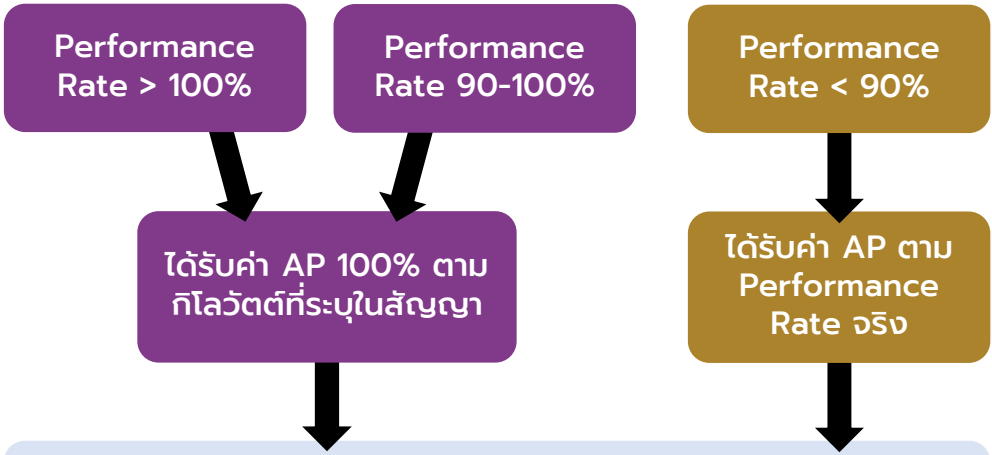


Customer Baseline Load : CBL คำนวณจากพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าย้อนหลัง โดยมีสูตรการคำนวณ 3 สูตร ซึ่งมีความแตกต่างกันที่หลักการเลือกจำนวนวันและการเลือกข้อมูล โดย PEA จะเป็นผู้ประเมินและกำหนดสูตรที่เหมาะสมให้กับผู้เข้าร่วมโครงการ

ศึกษารายละเอียดการคำนวณ CBL เพิ่มเติม ได้จากเอกสาร "ตัวอย่างการคำนวณ CBL RRMSE"

หลักการคำนวณค่าตอบแทน DR

หลักการคำนวณค่า AP



Performance Rate ที่นำมาคำนวณค่า AP เป็นค่าเฉลี่ย Performance Rate รายเดือน จากการดำเนินมาตรการ DR 3 ครั้ง

หมายเหตุ : กรณีที่ DR Participant ไม่สามารถลดการใช้ไฟฟ้าได้ในการดำเนินมาตรการครั้งใดครั้งหนึ่ง (CBL < Actual Load) ให้ถือว่า Performance Rate ในการดำเนินมาตรการครั้งนั้นมีค่าเท่ากับ 0% และนำมาคิดเฉลี่ยกับการดำเนินมาตรการครั้งอื่นๆ ตามปกติ

หลักการคำนวณค่าตอบแทน DR

หลักการคำนวณค่า EP

Performance Rate ≥ 100%

↓

ได้รับค่า EP ไม่เกินปริมาณหน่วยสูงสุดอ้างอิงตามสัญญา

↓

ค่าตอบแทน EP (บาท/ครั้ง)

= Contract Reduction Capacity (กิโลวัตต์)

x 3 ชั่วโมง

x อัตรา EP (บาท/หน่วย)

Performance Rate < 100%

↓

ได้รับค่า EP ตามหน่วยที่ลดได้จริง

↓

ค่าตอบแทน EP (บาท/ครั้ง)

= Actual Load Reduction 3 ชั่วโมง (หน่วย)

x อัตรา EP (บาท/หน่วย)

จำลองสถานการณ์การดำเนินมาตรการ DR

กฟผ. ได้ส่งคำสั่งดำเนินมาตรการ DR ในเดือน พ.ค. 2566 มายัง กฟภ. จำนวน 3 ครั้ง โดยส่งคำสั่งมา ณ เวลา 17.00 น. ของวันก่อนดำเนินมาตรการ เพื่อขอให้ปรับลดการใช้กำลังไฟฟ้าจำนวน 1,000 กิโลวัตต์ ในช่วงเวลา 13.30-16.30 น.

กฟภ. ได้ส่งคำสั่งดำเนินมาตรการ DR ไปยัง DR Participant A (ทำสัญญา DR 1,000 กิโลวัตต์) ภายใน 09.00 น. ของวันดำเนินมาตรการแต่ละครั้ง ผ่านช่องทาง Load Aggregator Management System (LAMS) รวมถึง Email SMS และ PEA Smart Plus ของผู้ประสานงาน DR Participant เพื่อปรับลดการใช้กำลังไฟฟ้าจำนวน 1,000 กิโลวัตต์ ในช่วงเวลา 13.30-16.30 น. ซึ่งจะมีค่า Target Contract Reduction เท่ากับ 3,000 หน่วย (1,000 กิโลวัตต์ x 3 ชั่วโมง)

ผลการคำนวณ Customer Baseline Load จากระบบ LAMS ของการดำเนินมาตรการแต่ละครั้งมีผล ดังนี้

- มาตรการครั้งที่ 1 (1st DR Dispatch) = 6,003.48 หน่วย
- มาตรการครั้งที่ 2 (2nd DR Dispatch) = 6,501.06 หน่วย
- มาตรการครั้งที่ 3 (3rd DR Dispatch) = 6,320.70 หน่วย

การคำนวณค่าตอบแทน DR ประจำเดือน พ.ค. 2566 แยกเป็น 4 กรณี ได้แก่

- กรณีที่ 1 ค่า Performance Rate 90 - 100%
- กรณีที่ 2 ค่า Performance Rate > 100%
- กรณีที่ 3 ค่า Performance Rate < 90%
- กรณีที่ 4 ค่า Performance Rate < 90% (มีกรณี CBL < Actual Load)

โดยมีตัวอย่างรายละเอียดการคำนวณ ดังนี้

จำลองสถานการณ์การดำเนินมาตรการ DR

กรณีที่ 1 ค่า Performance Rate 90 - 100%

Customer	Contract Capacity (กิโลวัตต์)	Target Reduction Contract (หน่วย) (1)	DR Dispatch	CBL (หน่วย) (2)	Actual Load (หน่วย) (3)	Actual Reduction Load (หน่วย) (4)=(2)-(3)	% Performance Rate (5)=(4)/(1)
Participant A	1,000.00	3,000.00	1st	6,003.48	3,154.48	2,849.00	95%
	1,000.00	3,000.00	2nd	6,501.06	3,574.65	2,926.41	98%
	1,000.00	3,000.00	3rd	6,320.70	3,411.95	2,908.75	97%
Average Performance Rate							96%

Customer	Contract Capacity (กิโลวัตต์)	AP Payment (บาท) (44.5692 บาท/กิโลวัตต์)	DR Dispatch	Actual Reduction Load (หน่วย)	EP Payment (บาท) (2.5581 บาท/หน่วย)
Participant A	1,000.00	44,569.20	1st	2,849.00	7,288.03
			2nd	2,926.41	7,486.05
			3rd	2,908.75	7,440.87
Total AP Payment / Month (1)		44,569.20	Total EP Payment / Month (2)		22,214.95
Total Payment / Month (1)+(2)					66,784.15

1) ค่า AP คำนวณจาก Average Performance Rate เท่ากับ 96% โดย Participant A จะได้รับค่า AP เต็มจำนวนตามกิโลวัตต์ที่ระบุในสัญญา เท่ากับ 44,569.20 บาท (คำนวณจาก 1,000 กิโลวัตต์ x 100% x 44.5692 บาท/กิโลวัตต์)

2) ค่า EP คำนวณจากหน่วยการปรับลดการใช้พลังงานไฟฟ้าในเดือนที่ได้รับการสั่งมาตรการฯ หน่วยละ 2.5581 บาท/หน่วย โดยผลตอบแทน EP ที่ได้รับจะต้องไม่เกิน 3,000 หน่วย (อ้างอิงจากสัญญา 1,000 กิโลวัตต์ คูณด้วย 3 ชั่วโมง) รวมค่า EP ที่จะได้รับทั้งหมดเท่ากับ 22,214.95 บาท

ดังนั้น ผลตอบแทนที่ Participant A จะได้รับในเดือนพฤษภาคม 2566 ทั้งสิ้น เท่ากับ 66,784.15 บาท

จำลองสถานการณ์การดำเนินมาตรการ DR

กรณีที่ 2 ค่า Performance Rate > 100%

Customer	Contract Capacity (กิโลวัตต์)	Target Reduction Contract (หน่วย) (1)	DR Dispatch	CBL (หน่วย) (2)	Actual Load (หน่วย) (3)	Actual Reduction Load (หน่วย) (4)=(2)-(3)	% Performance Rate (5)=(4)/(1)
Participant A	1,000.00	3,000.00	1st	6,003.48	3,154.48	2,849.00	95%
	1,000.00	3,000.00	2nd	6,501.06	2,600.42	3,900.64	130%
	1,000.00	3,000.00	3rd	6,320.70	3,160.35	3,160.35	105%
Average Performance Rate							110%

Customer	Contract Capacity (กิโลวัตต์)	AP Payment (บาท) (44.5692 บาท/กิโลวัตต์)	DR Dispatch	Actual Reduction Load (หน่วย)	EP Payment (บาท) (2.5581 บาท/หน่วย)
Participant A	1,000.00	44,569.20	1st	2,849.00	7,288.03
			2nd	3,000.00	7,674.30
			3rd	3,000.00	7,674.30
Total AP Payment / Month (1)		44,569.20	Total EP Payment / Month (2)		22,636.63
Total Payment / Month (1)+(2)					67,205.83

1) ค่า AP คำนวณจาก Average Performance Rate เท่ากับ 110% โดย Participant A จะได้รับค่า AP เต็มจำนวนตามกิโลวัตต์ที่ระบุในสัญญา เท่ากับ 44,569.20 บาท (คำนวณจาก 1,000 กิโลวัตต์ x 100% x 44.5692 บาท/กิโลวัตต์)

2) ค่า EP คำนวณจากหน่วยการปรับลดการใช้พลังงานไฟฟ้าในเดือนที่ได้รับการสั่งมาตรการฯ หน่วยละ 2.5581 บาท/หน่วย โดยผลตอบแทน EP ที่ได้รับจะต้องไม่เกิน 3,000 หน่วย (อ้างอิงจากสัญญา 1,000 กิโลวัตต์ คูณด้วย 3 ชั่วโมง) รวมค่า EP ที่จะได้รับทั้งหมดเท่ากับ 22,636.63 บาท

ดังนั้น ผลตอบแทนที่ Participant A จะได้รับในเดือนพฤษภาคม 2566 ทั้งสิ้น เท่ากับ 67,205.83 บาท

จำลองสถานการณ์การดำเนินมาตรการ DR

กรณีที่ 3 ค่า Performance Rate < 90%

Customer	Contract Capacity (กิโลวัตต์)	Target Reduction Contract (หน่วย) (1)	DR Dispatch	CBL (หน่วย) (2)	Actual Load (หน่วย) (3)	Actual Reduction Load (หน่วย) (4)=(2)-(3)	% Performance Rate (5)=(4)/(1)
Participant A	1,000.00	3,000.00	1st	6,003.48	3,154.48	2,849.00	95%
	1,000.00	3,000.00	2nd	6,501.06	4,875.80	1,625.26	54%
	1,000.00	3,000.00	3rd	6,320.70	3,350.60	2,970.10	99%
Average Performance Rate							83%

Customer	Contract Capacity (กิโลวัตต์)	AP Payment (บาท) (44.5692 บาท/กิโลวัตต์)	DR Dispatch	Actual Reduction Load (หน่วย)	EP Payment (บาท) (2.5581 บาท/หน่วย)
Participant A	1,000.00	36,992.44	1st	2,849.00	7,288.03
			2nd	1,625.26	4,157.58
			3rd	2,970.10	7,597.81
Total AP Payment / Month (1)		36,992.44	Total EP Payment / Month (2)		19,043.42
Total Payment / Month (1)+(2)					56,035.86

1) ค่า AP คำนวณจาก Average Performance Rate เท่ากับ 83% โดย Participant A จะได้รับค่า AP เต็มจำนวนตามกิโลวัตต์ที่ระบุในสัญญา เท่ากับ **36,992.44 บาท** (คำนวณจาก 1,000 กิโลวัตต์ x **83%** x 44.5692 บาท/กิโลวัตต์)

2) ค่า EP คำนวณจากหน่วยการปรับลดการใช้พลังงานไฟฟ้าในเดือนที่ได้รับการสั่งมาตรการฯ หน่วยละ 2.5581 บาท/หน่วย โดยผลตอบแทน EP ที่ได้รับจะต้องไม่เกิน 3,000 หน่วย (อ้างอิงจากสัญญา 1,000 กิโลวัตต์ คูณด้วย 3 ชั่วโมง) รวมค่า EP ที่จะได้รับทั้งหมดเท่ากับ **19,043.42 บาท**

ดังนั้น ผลตอบแทนที่ Participant A จะได้รับในเดือนพฤษภาคม 2566 ทั้งสิ้น เท่ากับ **56,035.86 บาท**

จำลองสถานการณ์การดำเนินมาตรการ DR

กรณีที่ 4 ค่า Performance Rate < 90% (เกิดกรณี CBL < Actual Load)

Customer	Contract Capacity (กิโลวัตต์)	Target Reduction Contract (หน่วย) (1)	DR Dispatch	CBL (หน่วย) (2)	Actual Load (หน่วย) (3)	Actual Reduction Load (หน่วย) (4)=(2)-(3)	% Performance Rate (5)=(4)/(1)
Participant A	1,000.00	3,000.00	1st	6,003.48 <	6,500.00	-496.52	0%
	1,000.00	3,000.00	2nd	6,501.06	4,875.80	1,625.26	54%
	1,000.00	3,000.00	3rd	6,320.70	3,350.60	2,970.10	99%
Average Performance Rate							51%

Customer	Contract Capacity (กิโลวัตต์)	AP Payment (บาท) (44.5692 บาท/กิโลวัตต์)	DR Dispatch	Actual Reduction Load (หน่วย)	EP Payment (บาท) (2.5581 บาท/หน่วย)
Participant A	1,000.00	22,730.29	1st	-496.52	0.00
			2nd	1,625.26	4,157.58
			3rd	2,970.10	7,597.81
Total AP Payment / Month (1)		22,730.29	Total EP Payment / Month (2)		11,755.39
Total Payment / Month (1)+(2)					34,485.68

1) ค่า AP คำนวณจาก Average Performance Rate เท่ากับ 51% โดย Participant A จะได้รับค่า AP เต็มจำนวนตามกิโลวัตต์ที่ระบุในสัญญา เท่ากับ 22,730.29 บาท (คำนวณจาก 1,000 กิโลวัตต์ x 51% x 44.5692 บาท/กิโลวัตต์)

2) ค่า EP คำนวณจากหน่วยการปรับลดการใช้พลังงานไฟฟ้าในเดือนที่ได้รับการสั่งมาตรการฯ หน่วยละ 2.5581 บาท/หน่วย โดยผลตอบแทน EP ที่ได้รับจะต้องไม่เกิน 3,000 หน่วย (อ้างอิงจากสัญญา 1,000 กิโลวัตต์ คูณด้วย 3 ชั่วโมง) รวมค่า EP ที่จะได้รับทั้งหมดเท่ากับ 11,755.39 บาท

ดังนั้น ผลตอบแทนที่ Participant A จะได้รับในเดือนพฤษภาคม 2566 ทั้งสิ้น เท่ากับ 34,485.68 บาท

ขั้นตอนการรับสมัครและการคัดเลือก
โครงการนำร่องฯ ปี 2565 - 2566 ระยะที่ 2

1. ดาวน์โหลดใบสมัครจาก www.pea.co.th/DRpilot
   โดยเลือกที่เมนูโครงการนำร่องฯ ปี 2565 - 2566 ระยะที่ 2

2. จัดส่งใบสมัครพร้อมแนบเอกสารที่เกี่ยวข้อง ในรูปแบบ Electronic File มาที่ pea.lams@pea.co.th (ปิดรับสมัครภายในวันที่ 15 กุมภาพันธ์ 2566) และส่งเอกสารฉบับจริงทางไปรษณีย์ลงทะเบียนตอบรับ มาที่ กองอัตราและธุรกิจไฟฟ้า การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค สำนักงานใหญ่

3. กฟภ. ทดสอบคุณสมบัติทางเทคนิคขั้นต้นของผู้สมัคร โดยประเมินค่าความคลาดเคลื่อนการใช้พลังงานไฟฟ้าฐานย้อนหลัง (RRMSE) พร้อมแจ้งผลการทดสอบให้ทราบทาง Email

4. กฟภ. และ ผู้สมัครที่ผ่านคุณสมบัติทางเทคนิคขั้นต้น ยืนยันวันและเวลาทดสอบศักยภาพการปรับลดพลังงาน ทาง Email และดำเนินการทดสอบเพื่อพิจารณาค่ากำลังไฟฟ้าเสนอลดที่เหมาะสม

5. กฟภ. ประกาศผลการคัดเลือก ภายในวันที่ 28 กุมภาพันธ์ 2565

6. ผู้สมัครที่ผ่านการคัดเลือก เข้าทำสัญญารับซื้อการตอบสนองด้านโหลดกับ กฟภ.

ในกรณีที่ผลรวมของกำลังไฟฟ้าเสนอลดที่ผ่านการพิจารณาเกินกว่าค่าเป้าหมาย กฟภ. จะดำเนินการคัดเลือก DR Participant จากผู้สมัครเข้าร่วมโครงการ ระยะที่ 1 ที่ไม่ผ่านเกณฑ์การคัดเลือกครั้งก่อน แต่ผ่านการทดสอบคุณสมบัติทางเทคนิคขั้นต้นและผ่านการทดสอบศักยภาพการปรับลดพลังงานตามเกณฑ์การพิจารณาคัดเลือกผู้เข้าร่วมโครงการ ระยะที่ 2 เป็นลำดับแรก ต่อด้วยลำดับการยื่นใบสมัครเข้าร่วมโครงการ (First Come, First Served)

ศึกษารายละเอียดเพิ่มเติม ได้จากเอกสาร “ประกาศ กฟภ. หลักเกณฑ์ เงื่อนไข และวิธีการสมัครเข้าร่วมโครงการนำร่องฯ”

ขั้นตอนการทดสอบคุณสมบัติทางเทคนิคขั้นต้น และ การทดสอบศักยภาพการปรับลดพลังงาน

สำหรับโครงการนำร่องฯ ปี 2565 - 2566 ระยะที่ 2

ทดสอบคุณสมบัติทางเทคนิคขั้นต้น
กฟภ. ประเมินค่าความคลาดเคลื่อนการใช้พลังงานไฟฟ้าฐานย้อนหลัง (Relative Root Mean Square Error : RRMSE) ของผู้สมัคร

RRMSE ≤ 30%
ผ่านคุณสมบัติ

RRMSE > 30%
ไม่ผ่านคุณสมบัติ

ทดสอบศักยภาพการปรับลดพลังงาน
ตัวอย่าง : ค่ากำลังไฟฟ้าเสนอลดตามใบสมัคร = 1,000 กิโลวัตต์
กฟภ. นัดทดสอบการปรับลดพลังงานเป็นเวลา 1 ชั่วโมง

กรณี DR Performance Ratio > 100%
ผู้สมัครแจ้งความประสงค์ขอปรับเพิ่มกำลังไฟฟ้าเสนอลดใหม่ให้ กฟภ. พิจารณาทราบได้

ในการทดสอบลดได้จริง 2,000 หน่วย
DR Performance Ratio = 200%

ค่ากำลังไฟฟ้าเสนอลดที่เหมาะสม
เท่ากับ 2,000 กิโลวัตต์

กรณี DR Performance Ratio 90% - 100%
ค่ากำลังไฟฟ้าเสนอลดที่เหมาะสม กำหนดตามที่ระบุในใบสมัคร

ในการทดสอบลดได้จริง 950 หน่วย
DR Performance Ratio = 95%

ค่ากำลังไฟฟ้าเสนอลดที่เหมาะสม
เท่ากับ 1,000 กิโลวัตต์

กรณี DR Performance Ratio < 90%
ค่ากำลังไฟฟ้าเสนอลดที่เหมาะสมเท่ากับค่ากำลังไฟฟ้าที่ลดได้ในช่วงการทดสอบ

ในการทดสอบลดได้จริง 700 หน่วย
DR Performance Ratio = 70%

ค่ากำลังไฟฟ้าเสนอลดที่เหมาะสม
เท่ากับ 700 กิโลวัตต์

ศึกษารายละเอียดการคำนวณ RRMSE เพิ่มเติม ได้จากเอกสาร "ตัวอย่างการคำนวณ CBL RRMSE"

ผู้สนใจสามารถดาวน์โหลดใบสมัครและรายละเอียดเพิ่มเติมได้ที่
www.pea.co.th/DRpilot หรือ SCAN QR Code
ปิดรับสมัครภายในวันที่ 15 กุมภาพันธ์ 2566

กองอัตราและธุรกิจไฟฟ้า ฝ่ายนโยบายเศรษฐกิจพลังงาน
การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค
สอบถามรายละเอียดโทร **02 590 9128**