ร่าง
แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2569-2593

PDP2026
แผนการเปลี่ยนผ่านพลังงานไฟฟ้าสู่ NET ZERO

วันอังคารที่ 8 กันยายน 2569



หัวข้อนำเสนอ

01 ทำไมประเทศไทยต้องปรับแผน PDP

02 การพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า

03 ร่างแผน PDP2026 และทางเลือก

04 การขับเคลื่อนภายใต้แผน PDP2026

01

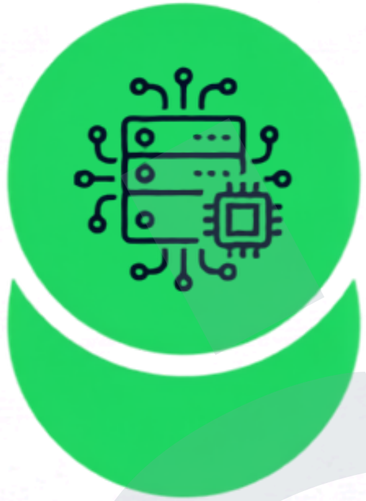
ทำไมประเทศไทยต้องปรับแผน PDP

5 แรงกดดันที่เปลี่ยนโจทย์การวางแผนระบบไฟฟ้า



Green Demand

ความต้องการ
พลังงานสะอาด
จากภาคอุตสาหกรรม



New Demand

การขยายตัว
แบบก้าวกระโดด
ของ Data Center & AI



Prosumer

การเติบโต
ของการผลิตไฟฟ้า
จากพลังงาน
ภาคประชาชน



E-Mobility

การเปลี่ยนผ่านเข้าสู่
ยุคยานยนต์ไฟฟ้า
(EV)



Carbon Rules

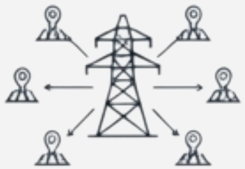
กติกาการค้าโลกใหม่
CBAM 2026
NDC 3.0
พ.ร.บ. Carbon Tax

การเปลี่ยนผ่านกระบวนทัศน์ (Paradigm shift)

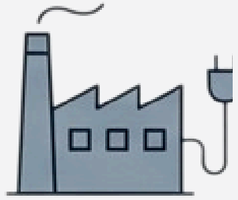
ระบบเดิม (The Old Paradigm)



ความมั่นคง : Reserve Margin
กำลังผลิตสำรองรองรับ Peak



โครงสร้างกริด : โครงข่ายดั้งเดิม
รวมศูนย์ & เน้นเชื้อเพลิงฟอสซิล



บทบาทเอกชน : Passive Consumer
ผู้ใช้ไฟฟ้าไม่มีส่วนร่วมกับระบบ

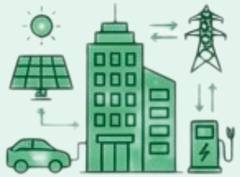
PDP2026 (มุ่งสู่ระบบไฟฟ้าสีเขียวที่ยืดหยุ่น)



สมดุลพอร์ตพลังงาน : บริหารสมดุล
RE+BESS และ Firm Power คาร์บอนต่ำ



โครงสร้างกริด : สมาร์ทกริด
รองรับการบริหาร High RE + BESS



บทบาทเอกชน : Active Consumer
มีส่วนร่วมให้บริการระบบไฟฟ้า

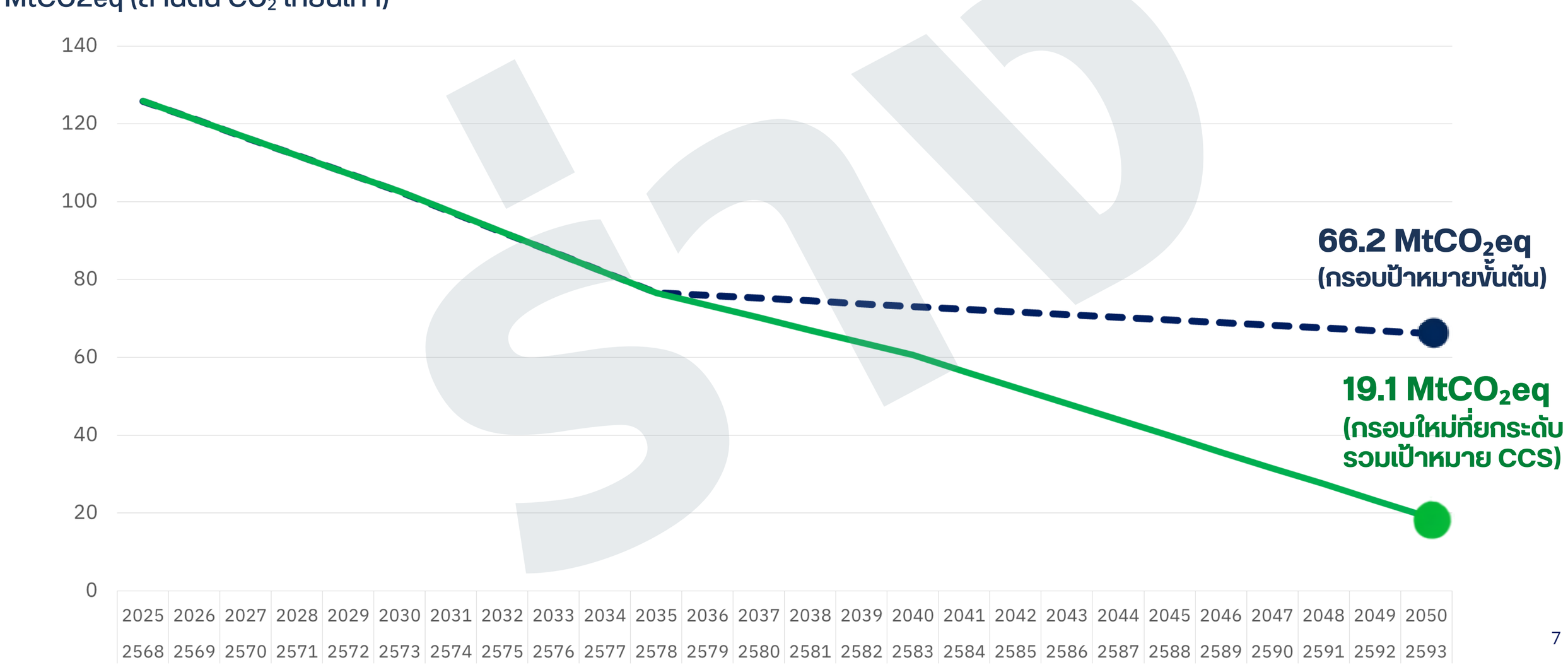
นโยบายพลังงานของรัฐบาล

ส่งเสริมการเปิดเสรีรูปแบบ Direct PPA / TPA
การอำนวยความสะดวกในการเข้าถึงไฟฟ้าสีเขียว
(Green Energy) สำหรับภาคอุตสาหกรรม

◆

การสนับสนุนพลังงานสะอาดภาคประชาชนอย่างเป็นรูปธรรม

เป้าหมายระดับชาติ
Net Zero 2593 (2050) ตามแผน LT-LEDs



02

การพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า

การจัดทำค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าระยะยาว



สมมติฐานสำคัญ ที่มีการทบทวนให้สอดคล้องกับสถานการณ์

BAU

GDP

ประมาณการจำนวนประชากร

โปรไฟล์ผู้ใช้ไฟฟ้า
รูปแบบและพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงไป

New Demand

รถไฟฟ้าความเร็วสูง (HST & MRT)
การขยายตัวของระบบขนส่งมวลชนทางรางทั้งในเขต EEC และเมืองหลัก

ยานยนต์ไฟฟ้า (EV)
การชาร์จรถยนต์ไฟฟ้าที่ส่งผลต่อรูปแบบการใช้ไฟฟ้าระดับประเทศ และความท้าทายในการบริหารจัดการช่วง Peak Load

Data Center & AI
อุตสาหกรรมโครงสร้างพื้นฐานดิจิทัลที่ต้องการพลังงานไฟฟ้า (Baseload) ตลอด 24 ชั่วโมงในระดับสูง

Policy &Trend

เป้าหมายแผนอนุรักษ์พลังงาน (EEP)
เป้าหมายการเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงานของประเทศ

ระบบผลิตไฟฟ้าใช้เอง (Prosumer/IPS)
การกระจายศูนย์ (Decentralization) ประชาชนและเอกชนผันตัวเป็นผู้ผลิตทำให้ Demand ในระบบหลักเปลี่ยนแปลง

การปรับปรุงการจัดทำค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า

ผลลัพธ์จากการรับฟังความคิดเห็นเมื่อวันที่ 24 มี.ค. 2569 ดำเนินการปรับสมมติฐาน 3 ประเด็น ดังนี้

GDP

ข้อเสนอแนะ

ตัวเลขคาดการเติบโต (ชุด 9 ธ.ค. 68)
ที่ 2.56% สูงเกินไป
ไม่สะท้อนสาวะเศรษฐกิจที่แท้จริง

การปรับปรุง

ปรับปรุง GDP ตามข้อมูลล่าสุดจาก สศช.
(ชุด 1 พ.ค. 69)

~~2.56%~~

2.49%

อัตราการเติบโตเฉลี่ยต่อปี (ปี 2568 - 2593)

EV

ข้อเสนอแนะ

การพยากรณ์จำนวนรถ EV สะสม ณ ปี 2593
สูงเกินจริง และควรพิจารณาอายุรถ EV ด้วย

การปรับปรุง

ปรับปรุงการพยากรณ์จำนวนรถ EV

~~28.47 ล้านคัน~~

26.20 ล้านคัน

ยอดประมาณการรถ EV สะสม ณ ปี 2593

EEP

ข้อเสนอแนะ

ต้องการความชัดเจนของแผน EEP
โดยให้แยกรายมาตรการและวิเคราะห์
ผลการประหยัดให้ชัดเจนยิ่งขึ้น

การปรับปรุง

1. จัดทำ EEP รายมาตรการแบ่งเป็น **5 สาขาหลัก**
อุตสาหกรรม | อาคาร | บ้านอยู่อาศัย | เกษตรกรรม | ไฟถนน

2. ปรับปรุงตัวเลขผลประหยัด
ให้สอดรับกับ **GDP ใหม่** (1 พ.ค. 69)

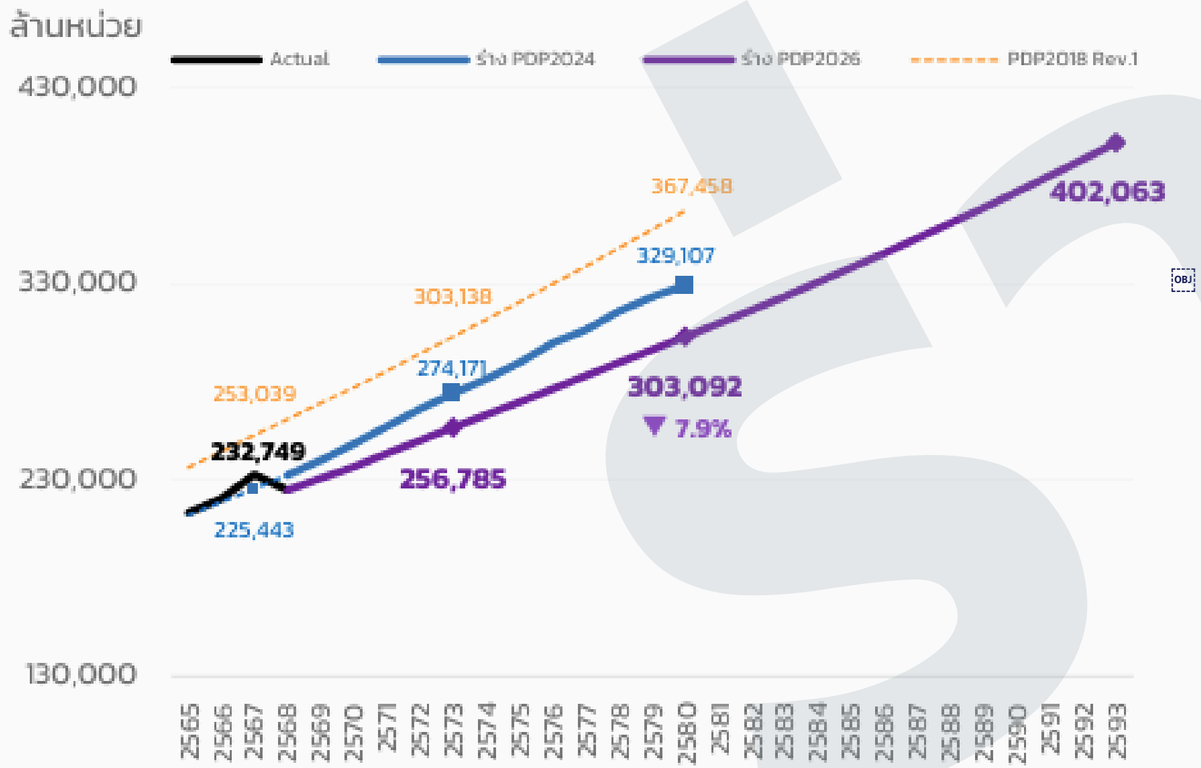
3. ปรับปรุง **EE Saving Profile**
เพื่อสะท้อนพฤติกรรมจริง (Load Profile) ตามประเภทของวัน :
จันทร์-ศุกร์ | เสาร์ | อาทิตย์ | วันหยุดราชการ | วันที่เกิด Peak

สรุปสมมติฐาน BAU

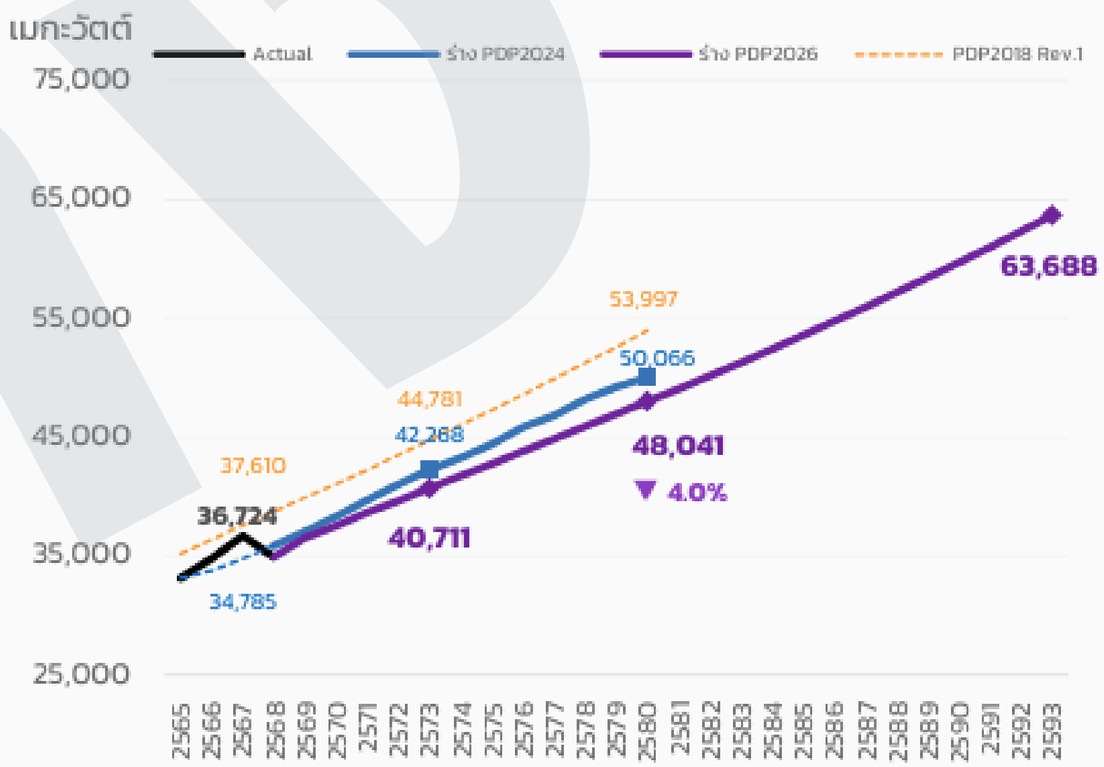
ปัจจัยการเปลี่ยนแปลง	PDP2024 → PDP2026
กรอบเวลา (พ.ศ.)	2565-2580 → 2569-2593
อัตราเติบโต GDP เฉลี่ย	3.10% → 2.49%
อัตราเติบโตประชากร	+0.04% → -0.21%
แบ่งพื้นที่ภูมิภาค	5 ภูมิภาค → 7 ภูมิภาค
ลักษณะการใช้ไฟฟ้าปีฐาน	2562 → 2568 Peak บ่าย (14.30 น.) → Peak กลางคืน (21.00 น.)

ค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้ากรณี BAU ของระบบ 3 การไฟฟ้า

พลังงานไฟฟ้า

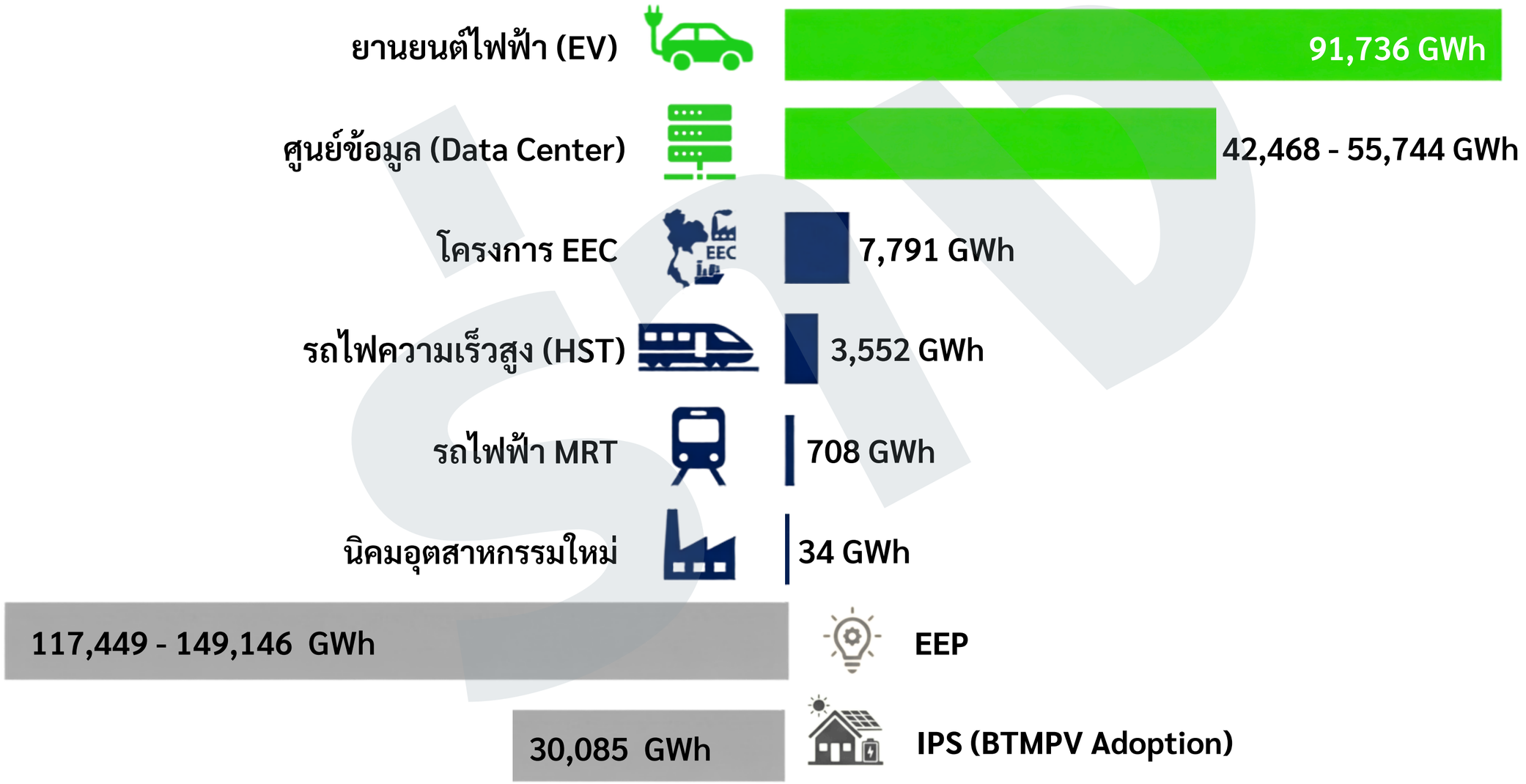


พลังไฟฟ้าสูงสุด



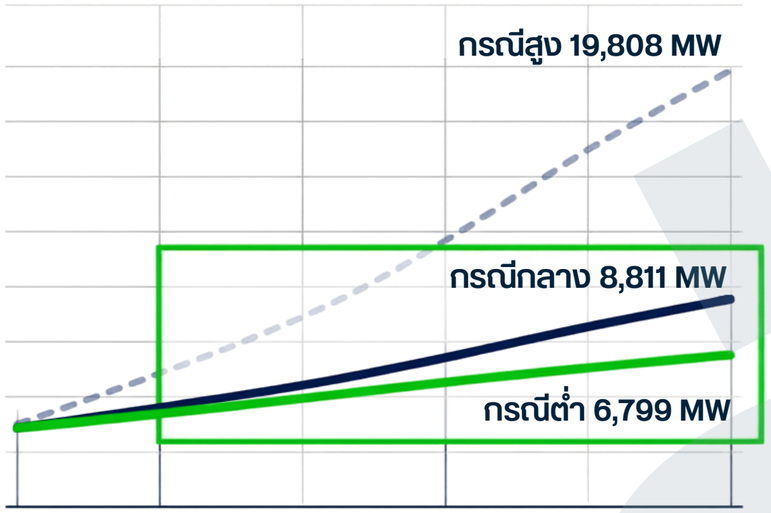
"ความต้องการไฟฟ้าลดลงตามการชะลอตัวทางเศรษฐกิจ และปริมาณประชากรที่ลดลง"

ความต้องการพลังงานไฟฟ้าส่วนเพิ่ม (New Demand) มาตรการประหยัดพลังงาน และแนวโน้ม IPS ณ ปี 2593 (2050)

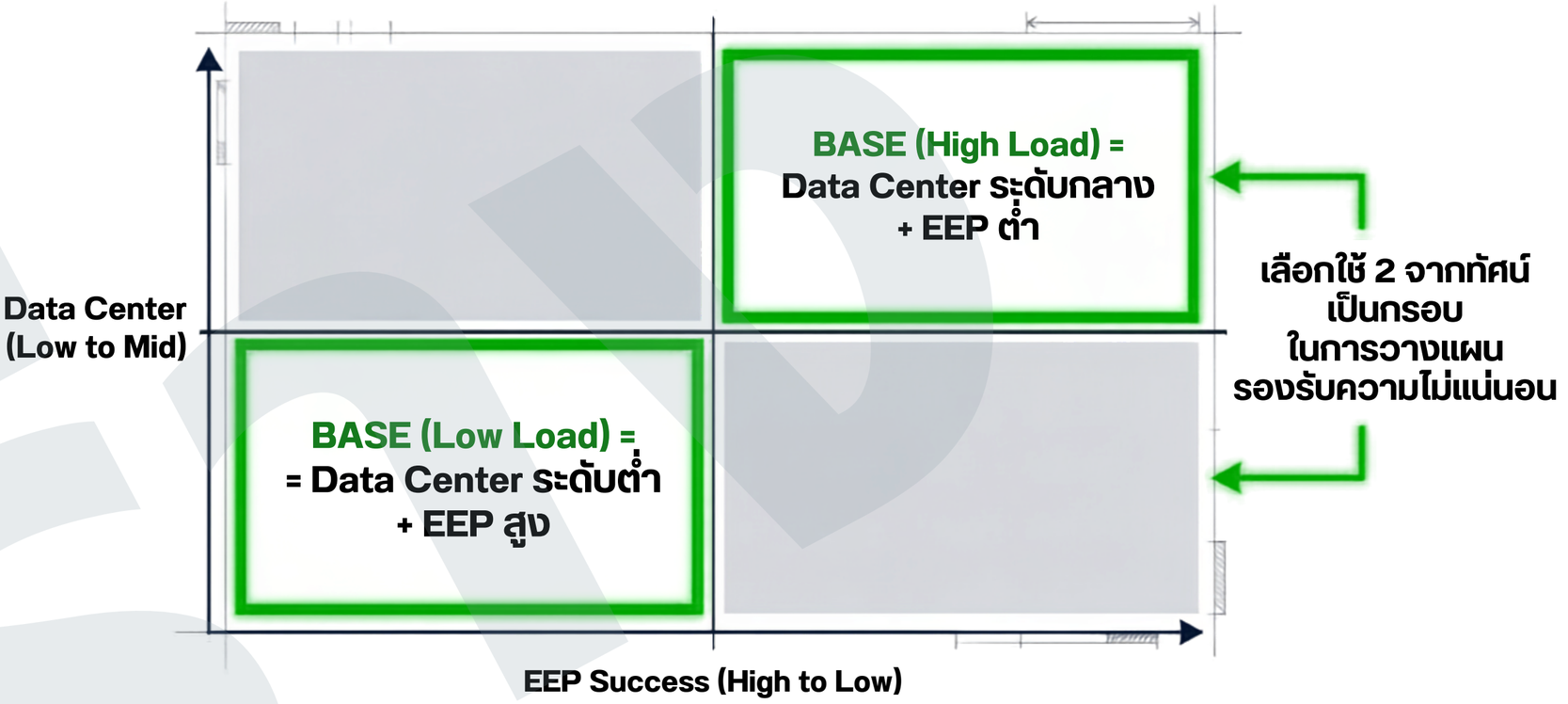


2 ฉากทัศน์ ค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าเพื่อใช้วางแผน PDP2026

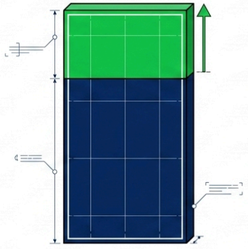
4 จากทัศน์ สู่การกำหนดกรอบวางแผนที่ยืดหยุ่น (Scenario Matrix)



แผน PDP2026 เลือกใช้ ‘กรณีต่ำ และ กรณีกลาง’
เพื่อให้สอดคล้องกับขีดความสามารถ
ในการพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานและระบบส่งไฟฟ้า

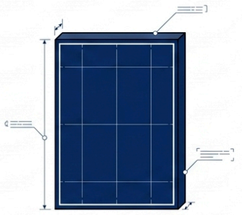


กรณี EEP + ลงทุนเพิ่ม 40%



ประหยัดไฟฟ้าสะสม
149,146 GWh
Cumulative Energy Savings (with additional investment)

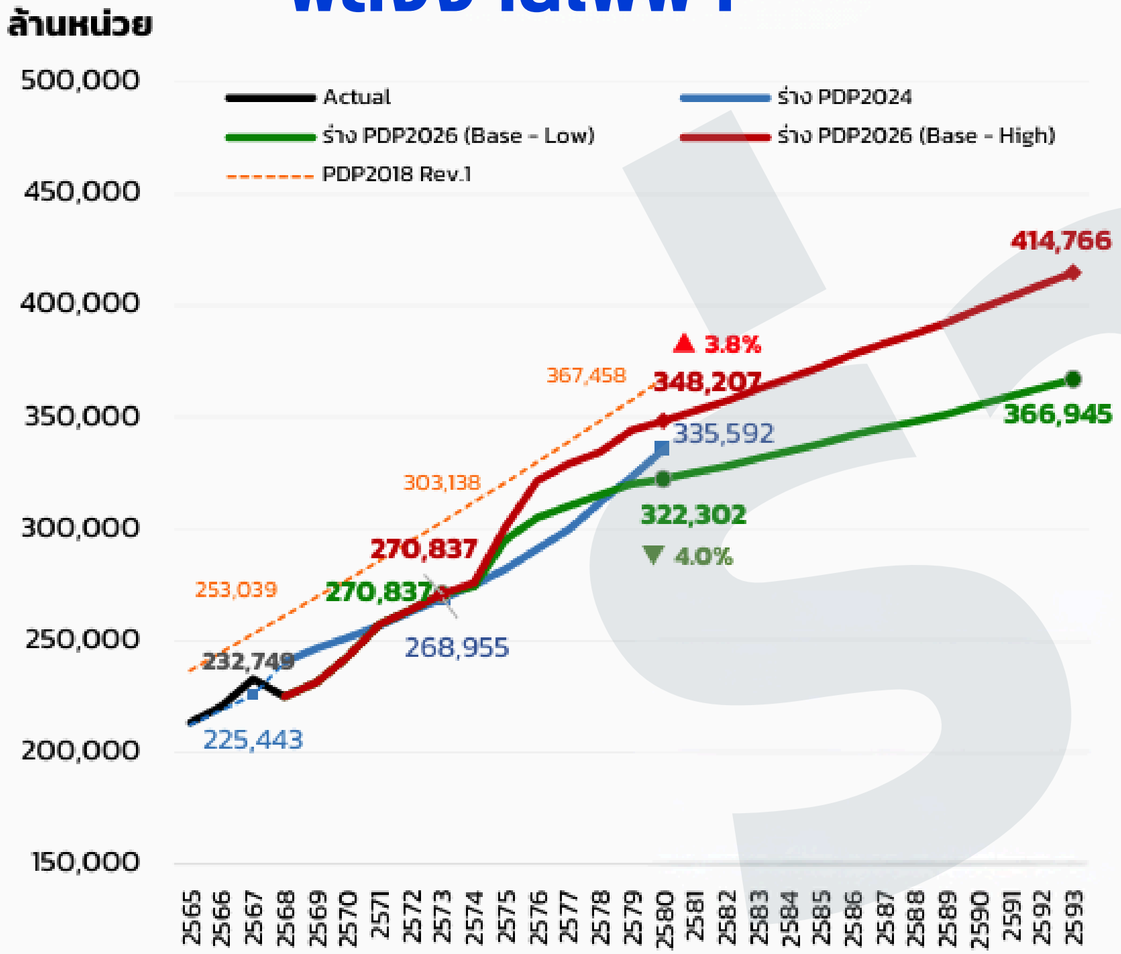
กรณี EEP 100%



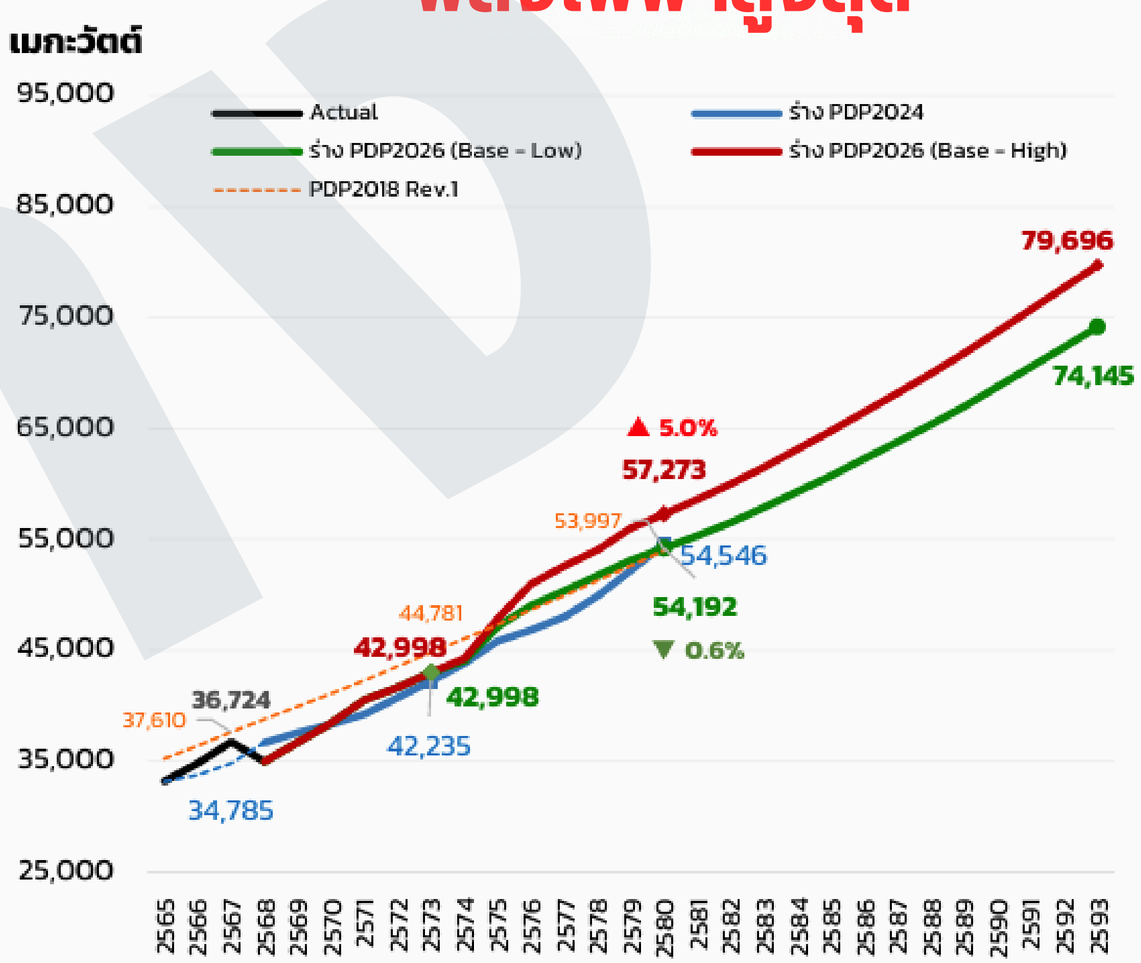
ประหยัดไฟฟ้าสะสม
117,449 GWh
Cumulative Energy Savings

ค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้ากรณี BASE ของระบบ 3 การไฟฟ้า

พลังงานไฟฟ้า



พลังไฟฟ้าสูงสุด



03

ร่างแผน PDP2026 และทางเลือก

หลักการสำคัญ ในการจัดทำแผน PDP2026

หลักการสำคัญในการจัดทำแผน PDP2026

ให้ความสำคัญใน **หลักการทั้ง 3 ด้าน** ได้แก่

SECURITY

- เน้นความมั่นคงของระบบไฟฟ้าทั้งในภาพรวมของประเทศและรายภาค
- มีการกระจายชนิดเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าเพื่อสร้างความสมดุลของแหล่งพลังงานและความมั่นคงในระยะยาว

ECOLOGY

- เพื่อให้บรรลุเป้าหมาย Net Zero Emission ของประเทศในปี 2050

ECONOMY

- ต้นทุนค่าไฟฟ้าอยู่ในระดับที่เหมาะสมเป็นธรรม
- สะท้อนต้นทุนที่คาดว่าจะเกิดขึ้นจากการมี RE เพิ่มมากขึ้น (RE Integration cost)

Decentralization

&

Just Energy Transition

วางแผนโดยคำถึงการผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว (Decentralization) ให้เหมาะสมและสมดุลใน 3 ด้านหลัก รวมถึงคำนึงถึงการผลิตไฟฟ้าเพื่อใช้เอง (IPS) โดยเฉพาะการติดตั้ง Solar ที่มีแนวโน้มเพิ่มมากขึ้น

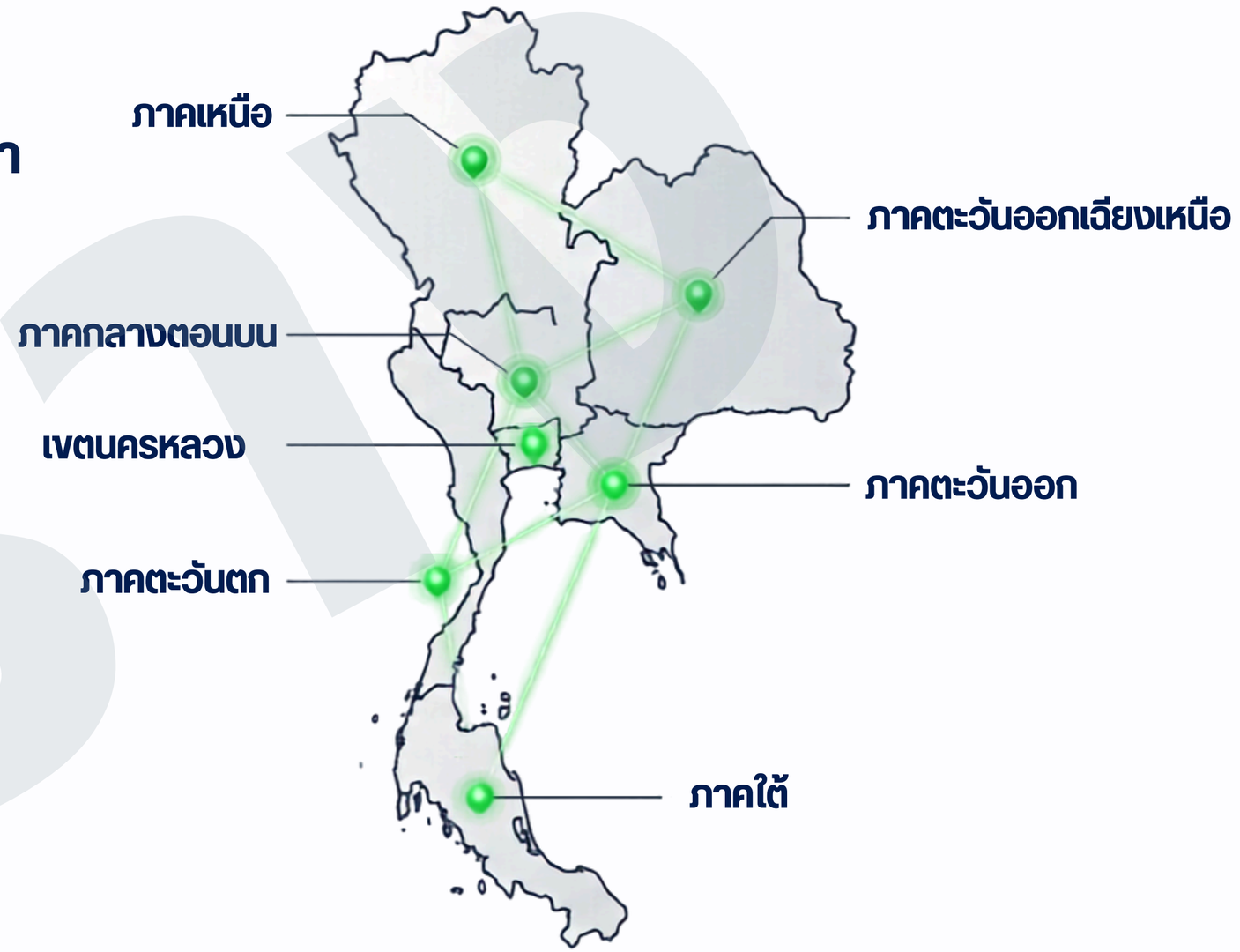
วางแผนโดยคำนึงถึงหลักการ Just Energy Transition โดยให้มีความเป็นธรรมกับทั้งผู้ใช้ไฟฟ้าและผู้ผลิตไฟฟ้า อาทิ การจัดสรร (Allocate) ต้นทุนและความรับผิดชอบต่อระบบไฟฟ้าให้เหมาะสมและเป็นธรรม กับโครงสร้างกิจการไฟฟ้าที่จะเปลี่ยนแปลงไป

สมมติฐานสำคัญ ในการจัดทำแผน PDP2026

การแบ่งภูมิภาคสำหรับการจัดทำแผน PDP2026

บูรณาการระบบโครงข่ายของ 3 การไฟฟ้า เข้าสู่การบริหารจัดการความมั่นคง แบบกระจายศูนย์ 7 ภูมิภาค

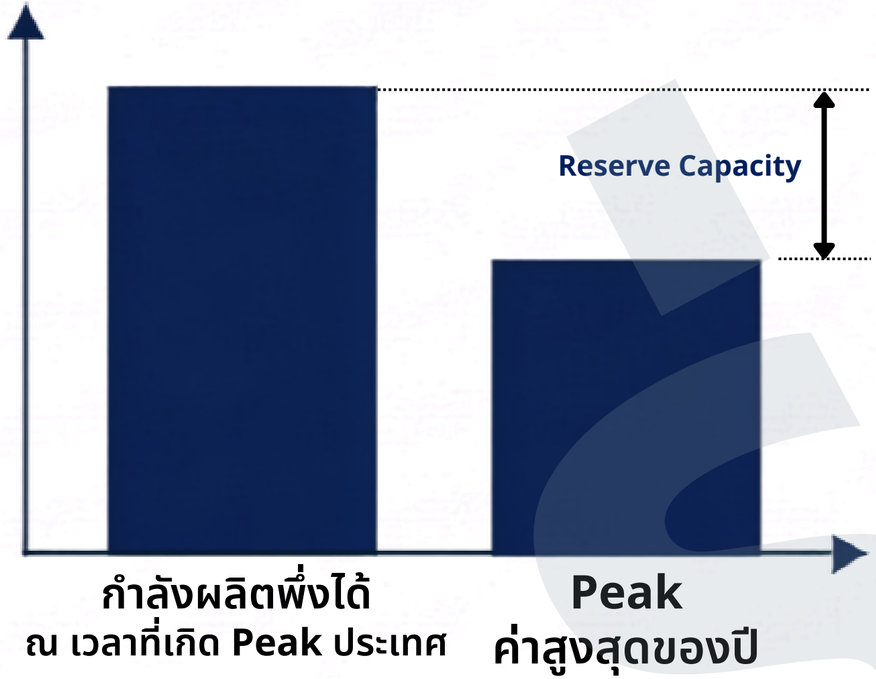
- เพื่อสนับสนุนการวางแผนแบบกระจายศูนย์ (Decentralization) ให้มีประสิทธิภาพยิ่งขึ้น
- เพื่อให้สะท้อนการกระจุกตัวของความต้องการใช้ไฟฟ้า โดยเฉพาะในพื้นที่ EEC
- เพื่อให้ในแต่ละภูมิภาคสามารถพึ่งพาตัวเองได้มากที่สุด โดยคำนึงถึงโครงสร้างพื้นฐานระบบไฟฟ้า



LOLE: เกณฑ์ความมั่นคงใหม่สำหรับยุคพลังงานผันผวน

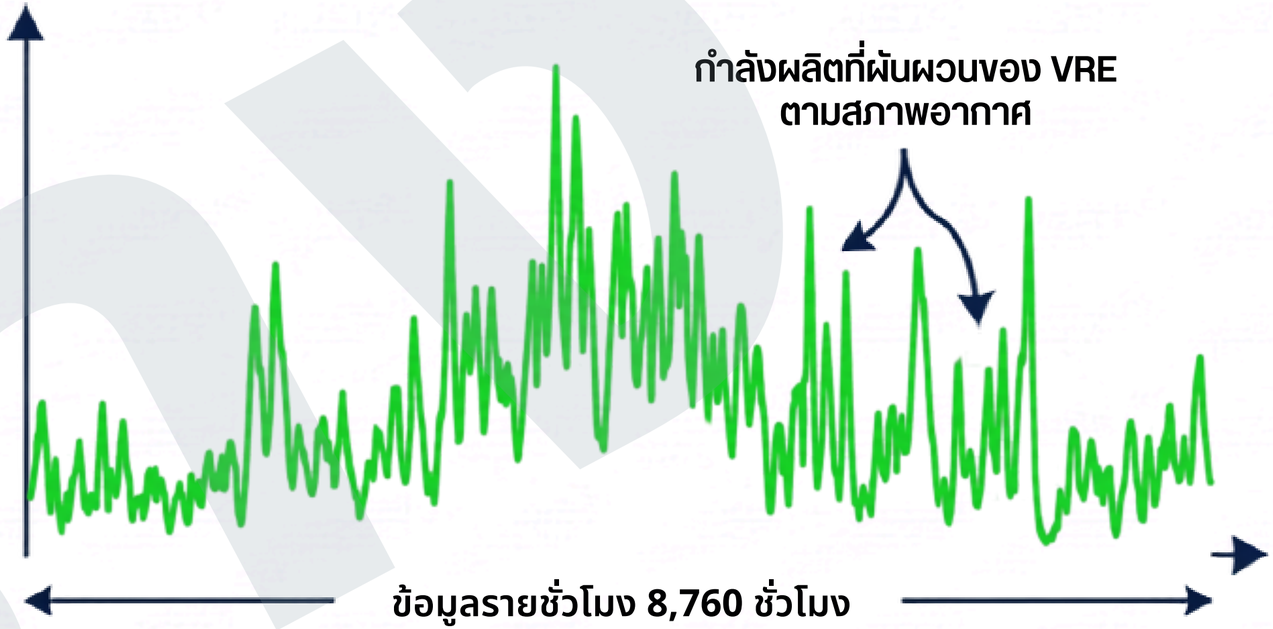
Reserve Margin

เผื่อกำลังผลิตในช่วงเวลาที่คาดว่าจะเกิด Peak



LOLE

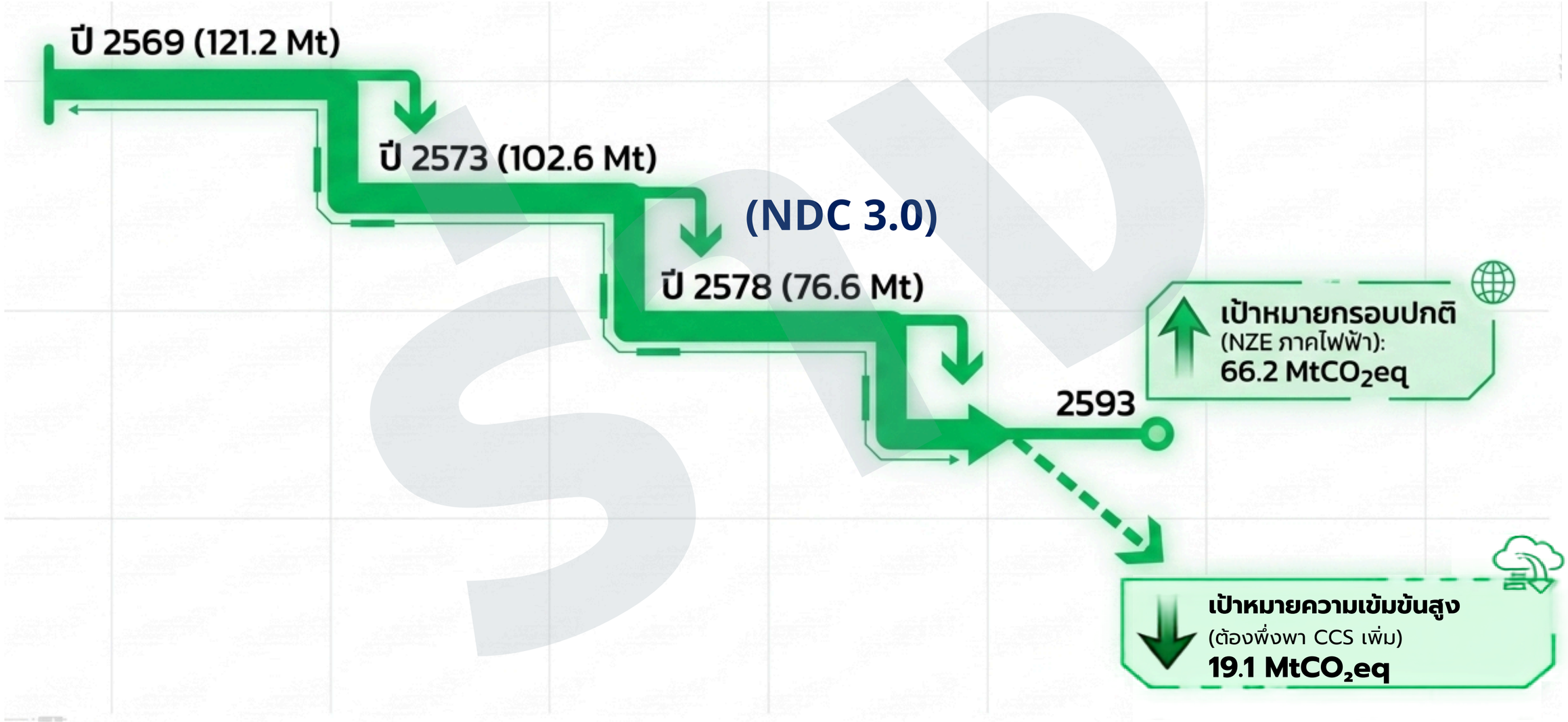
พิจารณาความน่าจะเป็นตลอดช่วงการผลิตไฟฟ้า



ยกเลิกเกณฑ์ Reserve Margin เดิม เปลี่ยนเป็น **ดัชนีเกณฑ์โอกาสเกิดไฟฟ้าดับ (Loss of Load Expectation: LOLE)** กำหนดไว้จากไม่เกิน 0.7 วัน/ปี **เป็นไม่เกิน 1.0 วัน/ปี**

พึ่งพาพลังงานหมุนเวียน (VRE) สูงขึ้น LOLE ประเมินความเสี่ยงทุกช่วงเวลาได้แม่นยำกว่า

เป้าหมายการปล่อยก๊าซเรือนกระจก ภาคการผลิตไฟฟ้า ตาม LT-LEDs



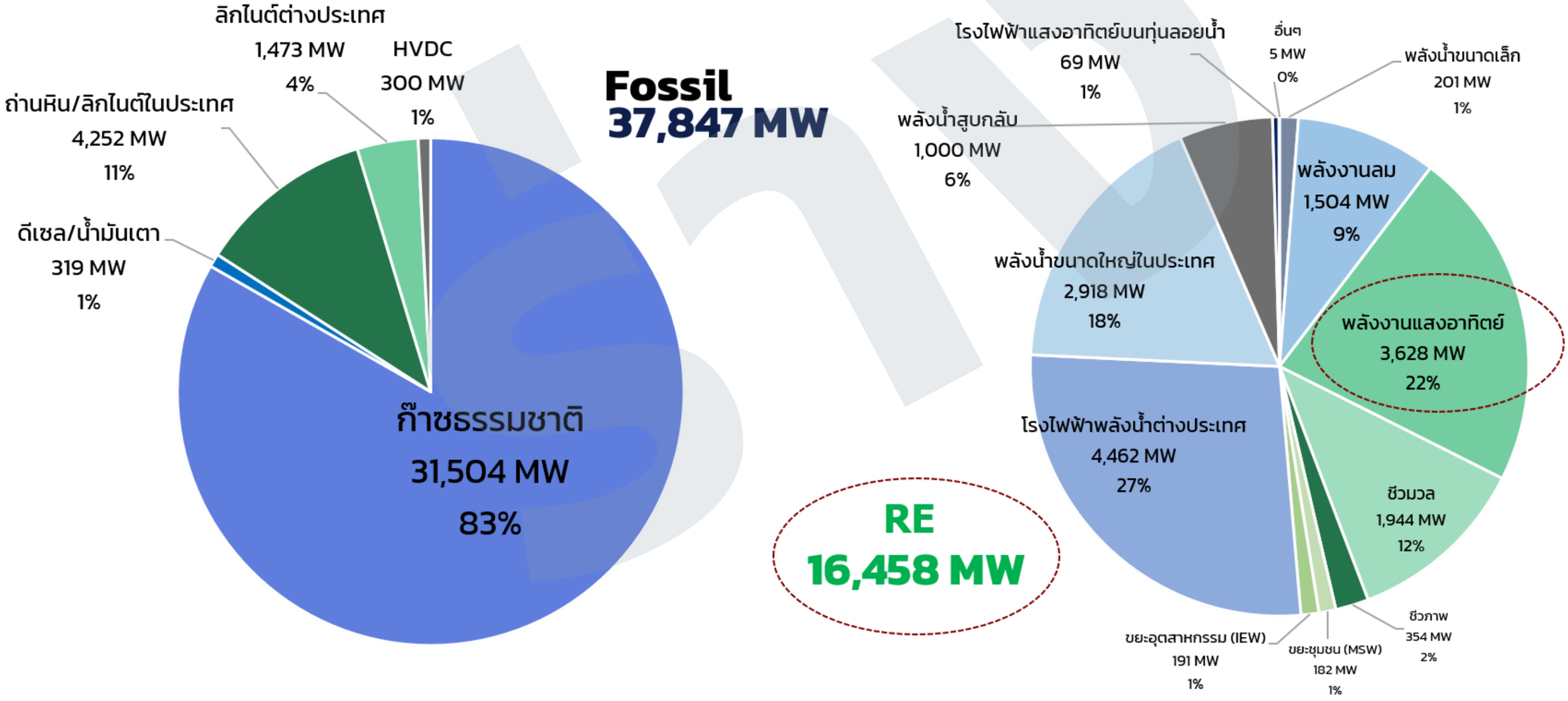
สมมติฐานทิศทางต้นทุนพลังงานในอนาคต

กลุ่มเทคโนโลยีพลังงาน	CAPEX ปี 2580 (2037)	OPEX ปี 2580 (2037)	CAPEX ปี 2593 (2050)	OPEX ปี 2593 (2050)
1. พลังงานหมุนเวียน VRE / พลังงานธรรมชาติ				
แสงอาทิตย์ (Solar >3MW)	17,900 บ./kW	2.76% (472 บ./kW-ปี)	16,990 บ./kW	3.21% (545 บ./kW-ปี)
ลมบนบก (Wind Onshore)	44,710 บ./kW	2.60% (1,163 บ./kW-ปี)	35,000 บ./kW	2.84% (993 บ./kW-ปี)
ลมนอกชายฝั่ง (Wind Offshore)	74,800 บ./kW	2.50% (1,870 บ./kW-ปี)	64,600 บ./kW	2.50% (1,615 บ./kW-ปี)
ความร้อนใต้พิภพ (Geothermal)	247,000 บ./kW	1.57% (3,860 บ./kW-ปี)	155,000 บ./kW	2.77% (4,300 บ./kW-ปี)
2. ระบบกักเก็บพลังงาน (BESS)				
แบตเตอรี่ (BESS)	4,379 บ./kWh	1.00% (43.8 บ./kWh-ปี)	3,755 บ./kWh	1.00% (37.6 บ./kWh-ปี)
3. เทคโนโลยีฐาน & คาร์บอนต่ำ				
ก๊าซธรรมชาติ (CCGT 700 MW)	31,450 บ./kW	5.00% (1,573 บ./kW-ปี)	40,018 บ./kW	5.00% (2,001 บ./kW-ปี)
นิวเคลียร์ (SMR 300 MW)	202,164 บ./kW	1.00% (2,022 บ./kW-ปี)	178,500 บ./kW	1.00% (1,785 บ./kW-ปี)
4. พลังงานชีวภาพและขยะ				
ชีวมวล (Biomass < 10 MW)	90,210 บ./kW	2.90% (2,616 บ./kW-ปี)	108,810 บ./kW	2.79% (3,036 บ./kW-ปี)
ก๊าซชีวภาพ (Biogas 3 MW)	67,750 บ./kW	13.33% (9,031 บ./kW-ปี)	83,300 บ./kW	12.59% (10,487 บ./kW-ปี)
ขยะชุมชน (VSPP)	187,000 บ./kW	10.80% (20,196 บ./kW-ปี)	243,000 บ./kW	9.60% (23,328 บ./kW-ปี)
5. เทคโนโลยีดักจับคาร์บอน (CCS)	4,590 บาท/ton CO2 หรือ 135 USD/ton CO2			

กำลังผลิตตามประเภทเชื้อเพลิง ณ ปี 2568 (2025)

รวมกำลังผลิตระบบ 3 การไฟฟ้าฯ รวม ESS เท่ากับ 54,305 MW

*ไม่รวมโครงการรับซื้อไฟฟ้าระยะสั้นเพื่อรองรับสถานการณ์ฉุกเฉินด้านพลังงาน



กำลังผลิตผูกพันและกำลังผลิตตามนโยบายเพิ่มเติม

กำลังผลิตที่มีข้อผูกพัน (Committed Capacity) ทยอยเข้าระบบปี 2569-2580 (2026-2037)

14,806 MW



ชีวมวล	ก๊าซชีวภาพ	ขยะชุมชน/อุตสาหกรรม	โซลาร์ฟาร์ม	โซลาร์+แบตเตอรี่	โซลาร์ทุ่นลอยน้ำ (FPV)	พลังงานลม	พลังน้ำขนาดเล็ก	นำเข้าพลังน้ำ	ลิกไนต์	ก๊าซธรรมชาติ
138 MW	75 MW	344 MW	4,229 MW	738 MW	2,661 MW	2,083 MW	54 MW	3,407 MW	540 MW	540 MW

กำลังผลิต RE และ New Techonology ใหม่ ตามนโยบาย ปี 2569-2593 (2026-2050)

32,805 - 33,305 MW



ชีวมวล	ก๊าซชีวภาพ	ความร้อนใต้พิภพ	ขยะชุมชน	พลังน้ำสูบกลับ	พลังน้ำขนาดเล็ก	แสงอาทิตย์	โซลาร์ทุ่นลอยน้ำ (FPV)	DR	DER	OffShore Wind	New Technology
2,000 MW	538 MW	156 MW	779 MW	2,480 MW	74 MW	4,000 MW	7,378 MW	2,800 MW	9,100 MW	1,000 MW	2,500-3,000 MW

โรงไฟฟ้าทางเลือก (CANDIDATE POWER PLANT) สำหรับแผน PDP2026

โรงไฟฟ้าพลังงานสะอาด

- รฟ.พลังงานหมุนเวียน (Solar/Wind)
- รฟ.นิวเคลียร์ ประเภท SMR/MMR



โรงไฟฟ้าฟอสซิล

- รฟ.พลังความร้อนร่วม (CCGT)

เทคโนโลยีทางเลือกอื่น ๆ

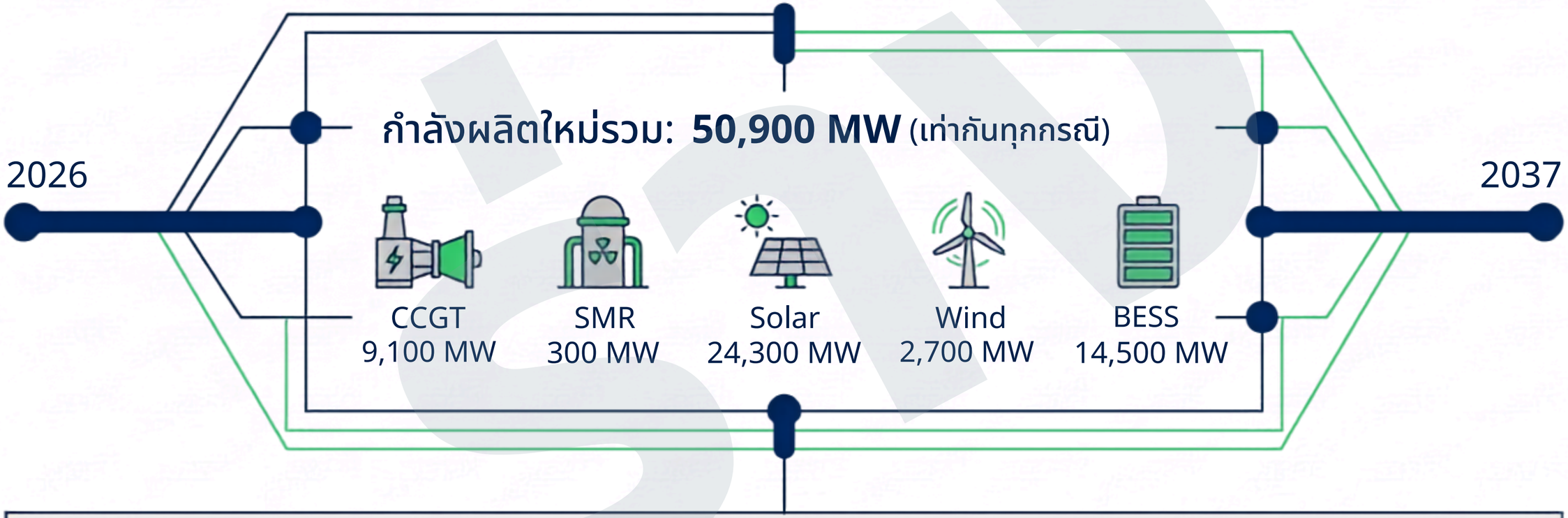
- แบตเตอรี่กักเก็บพลังงาน (BESS)
- เทคโนโลยีในอนาคต (FUTURE TECHNOLOGY) อาทิ โรงไฟฟ้าไฮโดรเจน และเทคโนโลยี CCS เป็นต้น

ผลการจัดทำร่างแผน PDP2026

สรุป 4 ทางเลือกหลัก ภายใต้ PDP2026 เพื่ออนาคตพลังงานไทย

Case 1 Base Case	Case 2 Net Zero by CCS	Case 3 Net Zero by RE	Case 4 Net Zero by RE & CCS
แนวคิดหลัก (Key Concept)			
กรณีฐานตามกรอบปกติภาคไฟฟ้า เน้นความมั่นคงช่วงเปลี่ยนผ่าน	รักษาโครงสร้างเดิม ยกระดับเป้าหมายคาร์บอนต่ำ ด้วยเทคโนโลยีดักจับ (CCS)	พลังงานสะอาดสูงสุด ปราศจากเทคโนโลยี CCS	แผนผสมผสาน รักษาการใช้ก๊าซในประเทศ ร่วมกับ RE และ CCS
เงื่อนไขการจำกัดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก (GHG) ในภาคการผลิตไฟฟ้า			
< 66 $MtCO_2$	19.1 $MtCO_2$	19.1 $MtCO_2$	19.1 $MtCO_2$

12 ปีแรก 2569-2580 (2026-2037): ทุกทางเลือกขับเคลื่อนบนโครงสร้างพื้นฐานเดียวกัน



กำลังผลิตสะสมรวม ณ ปี 2037:
115,632 MW

เกณฑ์ความมั่นคง (LOLE):
ผ่านเกณฑ์เท่ากันทุกกรณี

อัตราค่าไฟฟ้า:
เท่ากันทุกกรณี

ทางเลือกหลังปี 2580 (2037) สู่เป้าหมายพลังงานสะอาดปี 2593 (2050)

TARGET การลด CO_2

ปัจจุบัน : ~80 $MtCO_2$

LT-LEDs : 66 $MtCO_2$

เป้าหมายสูงสุด (2050)
LT-LEDs with CCS

19 $MtCO_2$

ลดการปล่อยก๊าซ CO_2 ลงกว่า **70%** จากฐานเดิม

FUEL MIX @ 2050

65% พลังงานสะอาด
VRE ~39,000 MW | SMR 9,000 MW | BESS ~55,000 MW



11% ฟอสซิล
CCGT 16,800 MW

24% ทางเลือกช่วงเปลี่ยนผ่าน
Fossil+CCS หรือ VRE+BESS

พลังงานสะอาดเป็นแกนหลักของการผลิตไฟฟ้าของประเทศ

ทางเลือกช่วงเปลี่ยนผ่านหลัง ปี 2037



การใช้ CCS เป็นแกน



ขยาย VRE ทดแทน CCS



ผสมผสาน VRE และ CCS

การจัดสรรกำลังผลิตใหม่

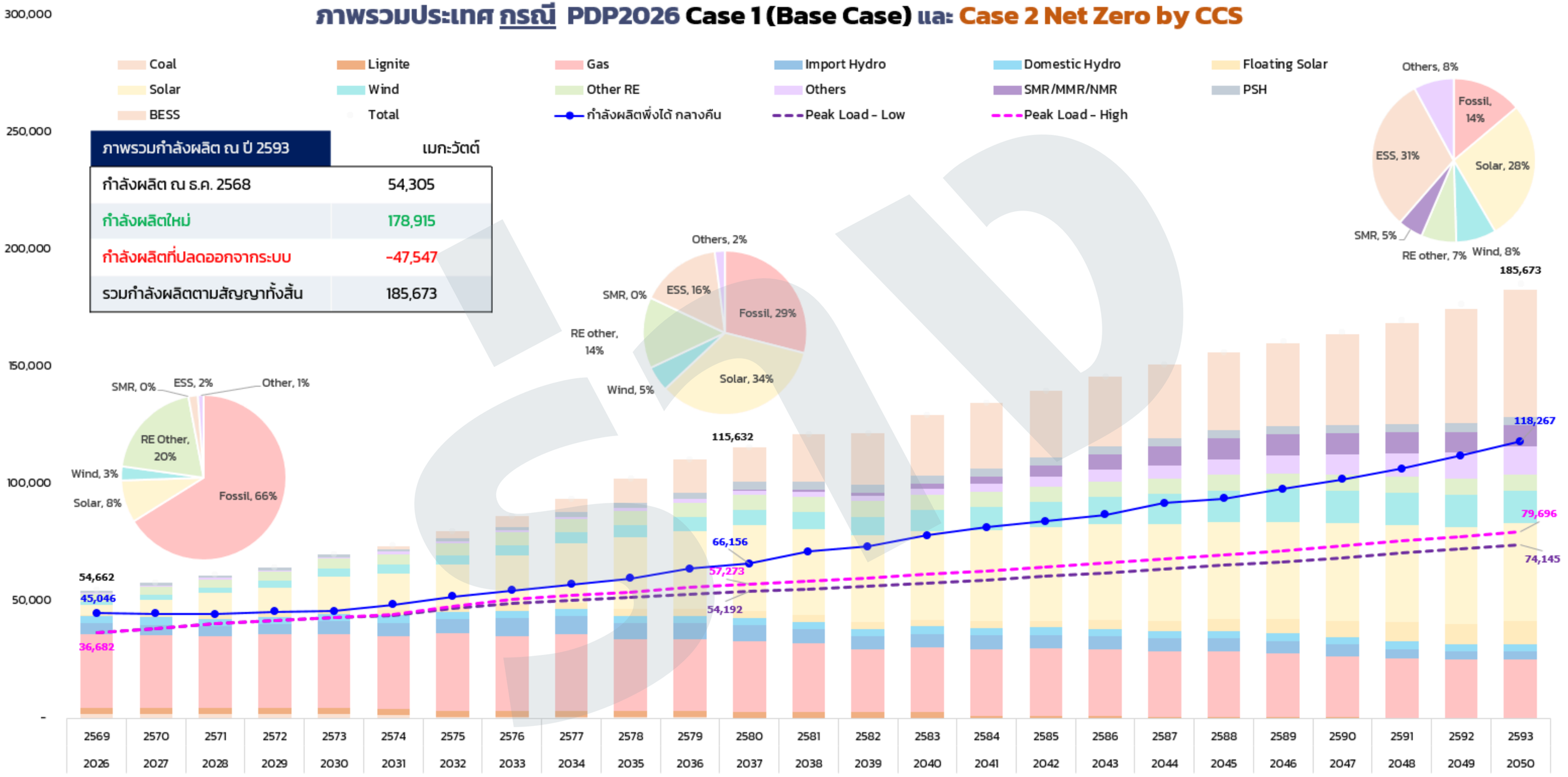
ช่วงที่ 1 : ปี 2569-2580 (2026-2037)		ทางแยก ช่วงที่ 2 : ปี 2581-2593 (2038-2050)			PDP2026 to Net Zero : ปี 2569-2593 (2026-2050)		
Common Trasition Capacity		Net Zero by CCS	Net Zero by RE	Net Zero by RE&CCS	Net Zero by CCS	Net Zero by RE	Net Zero by RE&CCS
	50,900 MW	76,350 MW	143,900 MW	96,250 MW	127.3 GW	194.8 GW	147.2 GW
Solar	24,300 MW	4,590 MW	37,000 MW	16,590 MW	28,890 MW	61,300 MW	40,890 MW
Wind*	2,700 MW	7,660 MW	50,000 MW	20,660 MW	10,360 MW	52,700 MW	23,360 MW
BESS	14,500 MW	40,000 MW	40,500 MW	40,500 MW	54,500 MW	55,000 MW	55,000 MW
SMR	300 MW	8,700 MW	8,700 MW	8,700 MW	9,000 MW	9,000 MW	9,000 MW
CCGT	9,100 MW	15,400 MW	7,700 MW	9,800 MW	24,500 MW	16,800 MW	18,900 MW
CCS		32 $MtCO_2$		21 $MtCO_2$	32 $MtCO_2$		21 $MtCO_2$

*รวม off-shore Wind 1,000 MW

หน่วย : MW

ร่างแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าระบบ 3 การไฟฟ้า

ภาพรวมประเทศ กรณี PDP2026 Case 1 (Base Case) และ Case 2 Net Zero by CCS

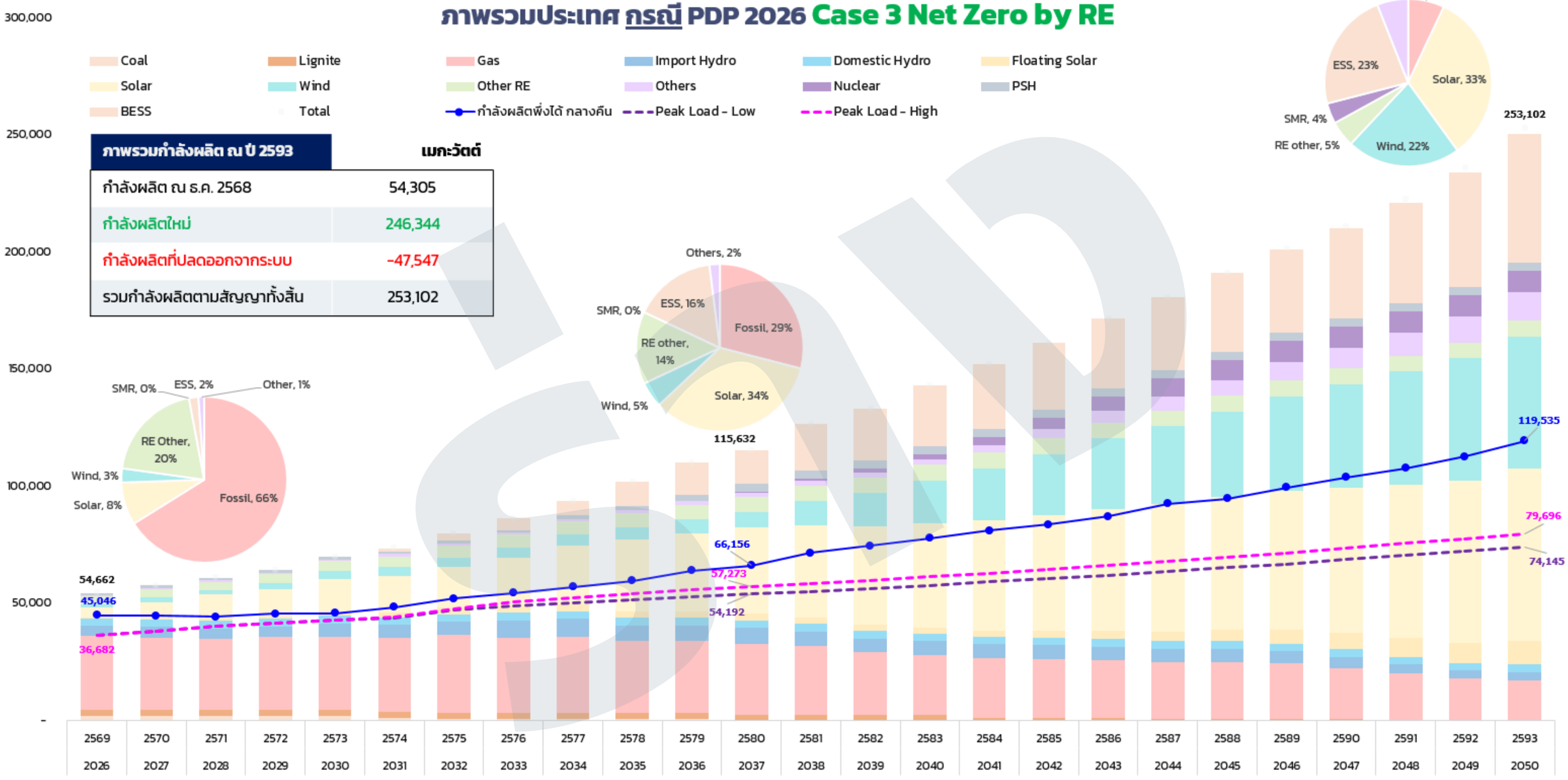


- ช่วงแผนระยะสั้นระหว่างปี 2571-2575 กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองพึ่งได้มีค่าต่ำเมื่อเทียบกับค่าความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุด (Peak) ในตอนกลางคืน
- แม้ว่าเกณฑ์ LOLE ในช่วงดังกล่าวจะมีค่าต่ำ แต่การที่กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองพึ่งได้ในลักษณะต่ำดังกล่าว อาจส่งผลให้เกิดข้อจำกัดในเชิงปฏิบัติการระบบไฟฟ้า
- Other ประกอบด้วย Diesel, Oil, DR/DER,Import (Interconnection), และ New Technology

ร่างแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าระบบ 3 การไฟฟ้า

ภาพรวมประเทศ กรณี PDP 2026 Case 3 Net Zero by RE

หน่วย : MW



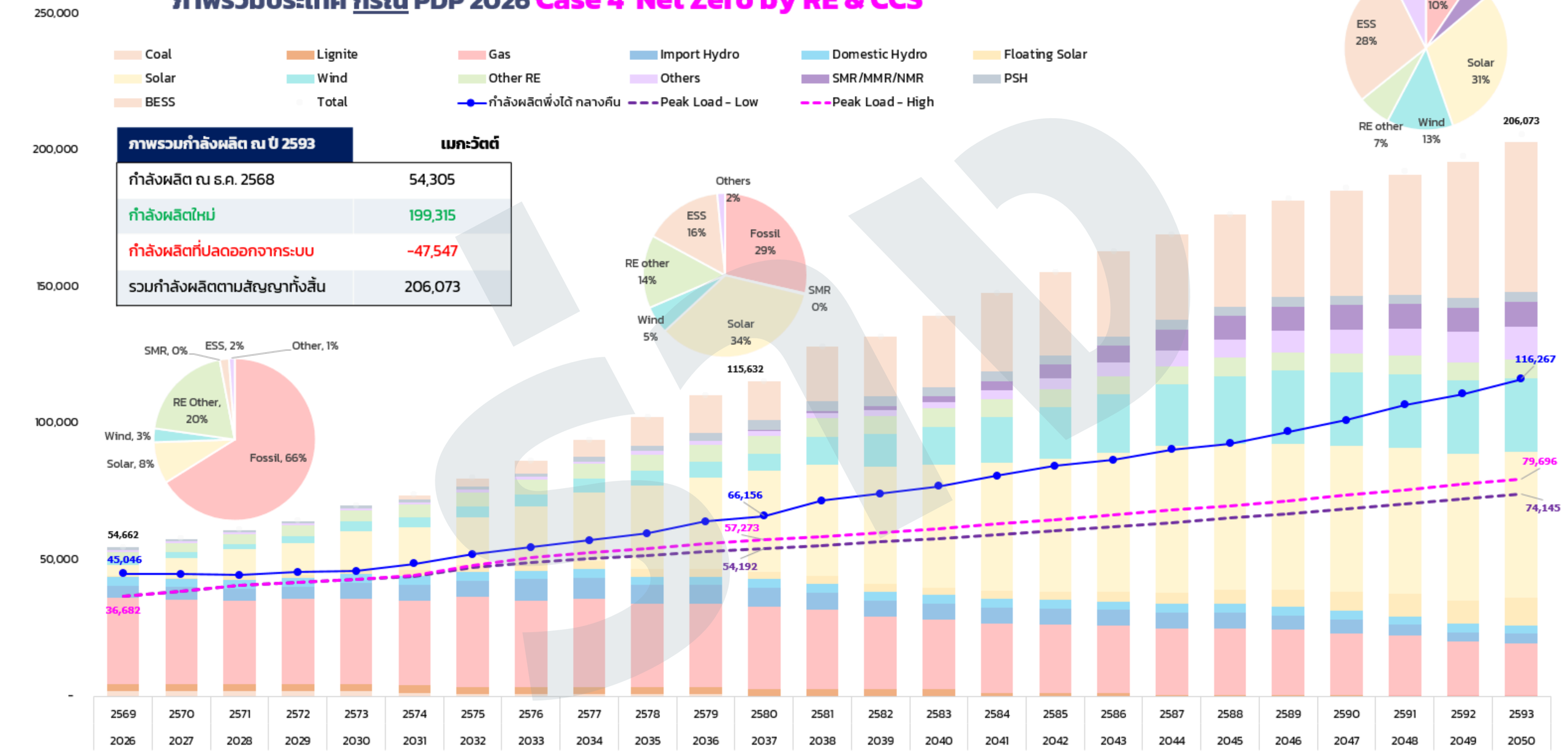
ภาพรวมกำลังผลิต ณ ปี 2593	เมกะวัตต์
กำลังผลิต ณ ธ.ค. 2568	54,305
กำลังผลิตใหม่	246,344
กำลังผลิตที่ปลดออกจากระบบ	-47,547
รวมกำลังผลิตตามสัญญาทั้งสิ้น	253,102

- ช่วงแผนระยะสั้นระหว่างปี 2571-2575 กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองพึ่งได้มีค่าต่ำเมื่อเทียบกับค่าความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุด (Peak) ในตอนกลางคืน
- แม้ว่าเกณฑ์ LOLE ในช่วงดังกล่าวจะมีค่าต่ำ แต่การที่กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองพึ่งได้ในลักษณะต่ำดังกล่าว อาจส่งผลให้เกิดข้อจำกัดในเชิงปฏิบัติการระบบไฟฟ้า
- Other ประกอบด้วย Diesel, Oil, DR/DER,Import (Interconnection), และ New Technology

ร่างแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าระบบ 3 การไฟฟ้า

ภาพรวมประเทศ กรณี PDP 2026 Case 4 Net Zero by RE & CCS

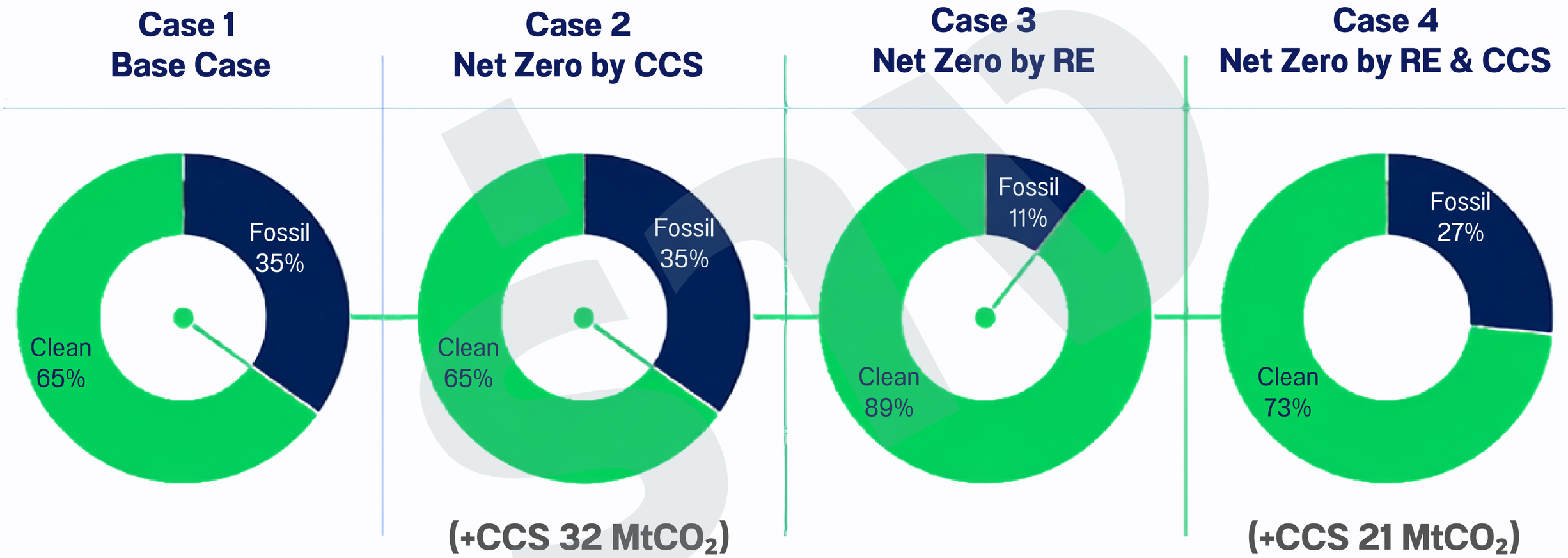
หน่วย : MW



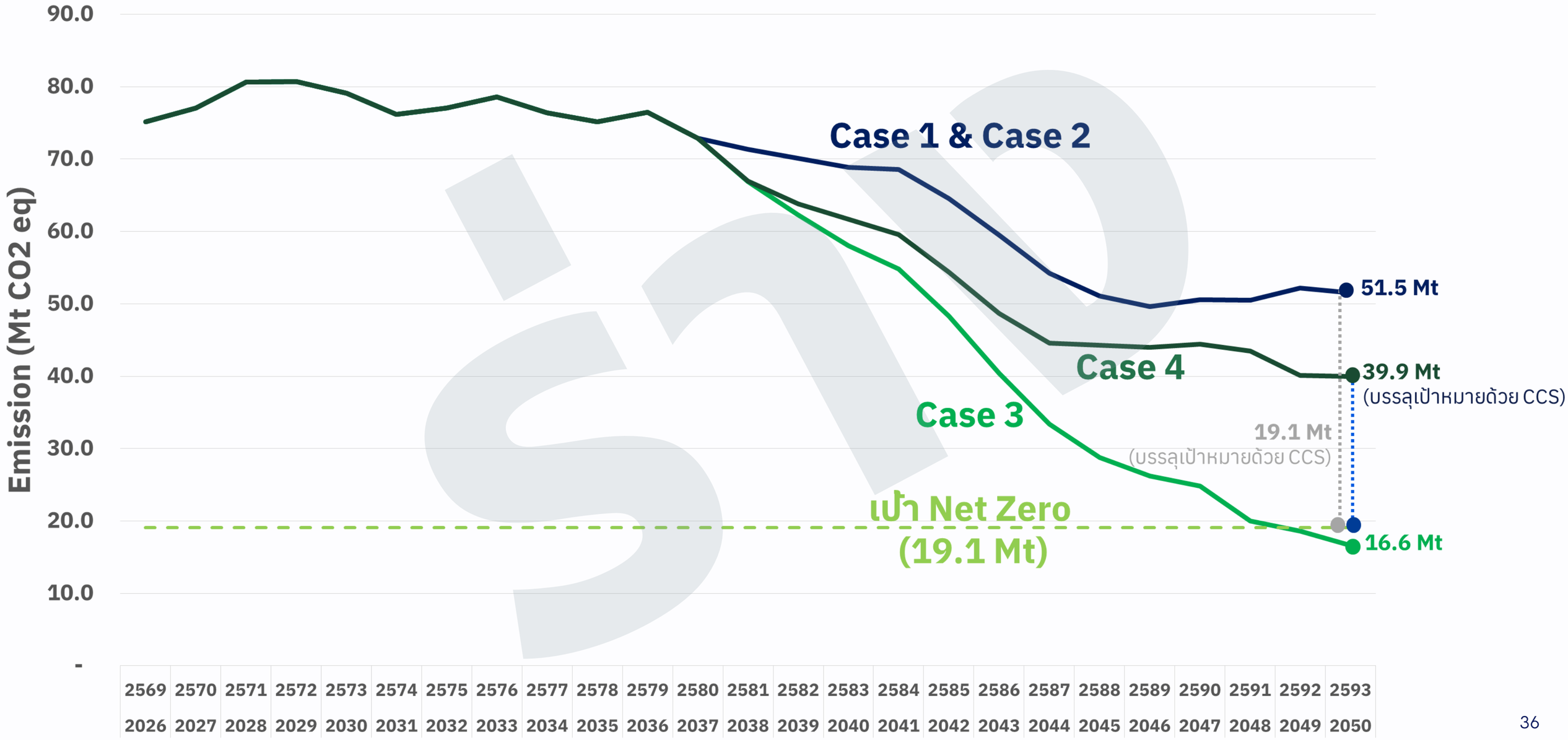
ภาพรวมกำลังผลิต ณ ปี 2593	เมกะวัตต์
กำลังผลิต ณ ธ.ค. 2568	54,305
กำลังผลิตใหม่	199,315
กำลังผลิตที่ปลดออกจากระบบ	-47,547
รวมกำลังผลิตตามสัญญาทั้งสิ้น	206,073

- ช่วงแผนระยะสั้นระหว่างปี 2571-2575 กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองพึ่งได้มีค่าต่ำเมื่อเทียบกับค่าความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุด (Peak) ในตอนกลางคืน
- แม้ว่าเกณฑ์ LOLE ในช่วงดังกล่าวจะมีค่าต่ำ แต่การที่กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองพึ่งได้ในลักษณะต่ำดังกล่าว อาจส่งผลให้เกิดข้อจำกัดในเชิงปฏิบัติการระบบไฟฟ้า
- Other ประกอบด้วย Diesel, Oil, DR/DER,Import (Interconnection), และ New Technology

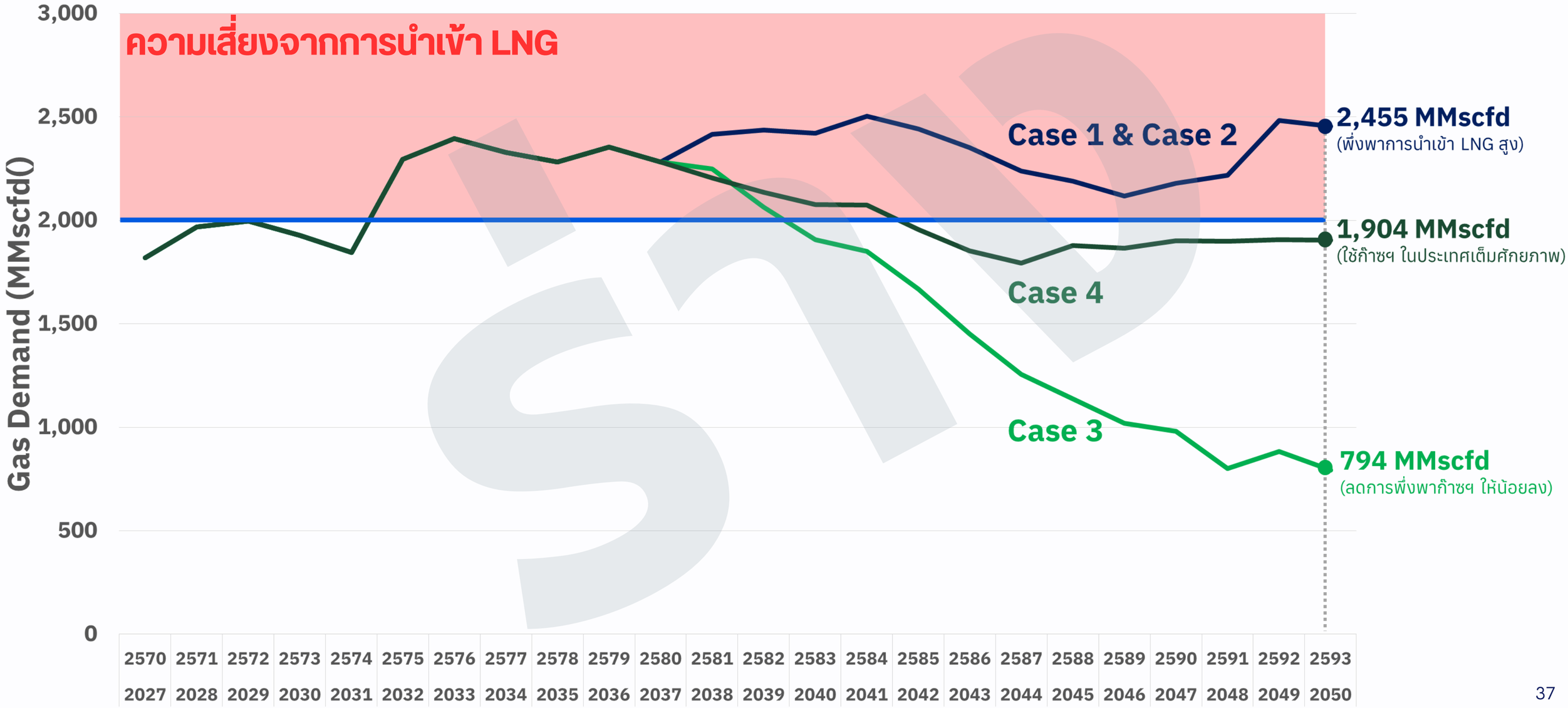
เปรียบเทียบสัดส่วนการผลิตพลังงานไฟฟ้า (Fuel Mix) ณ ปี 2593 (2050)



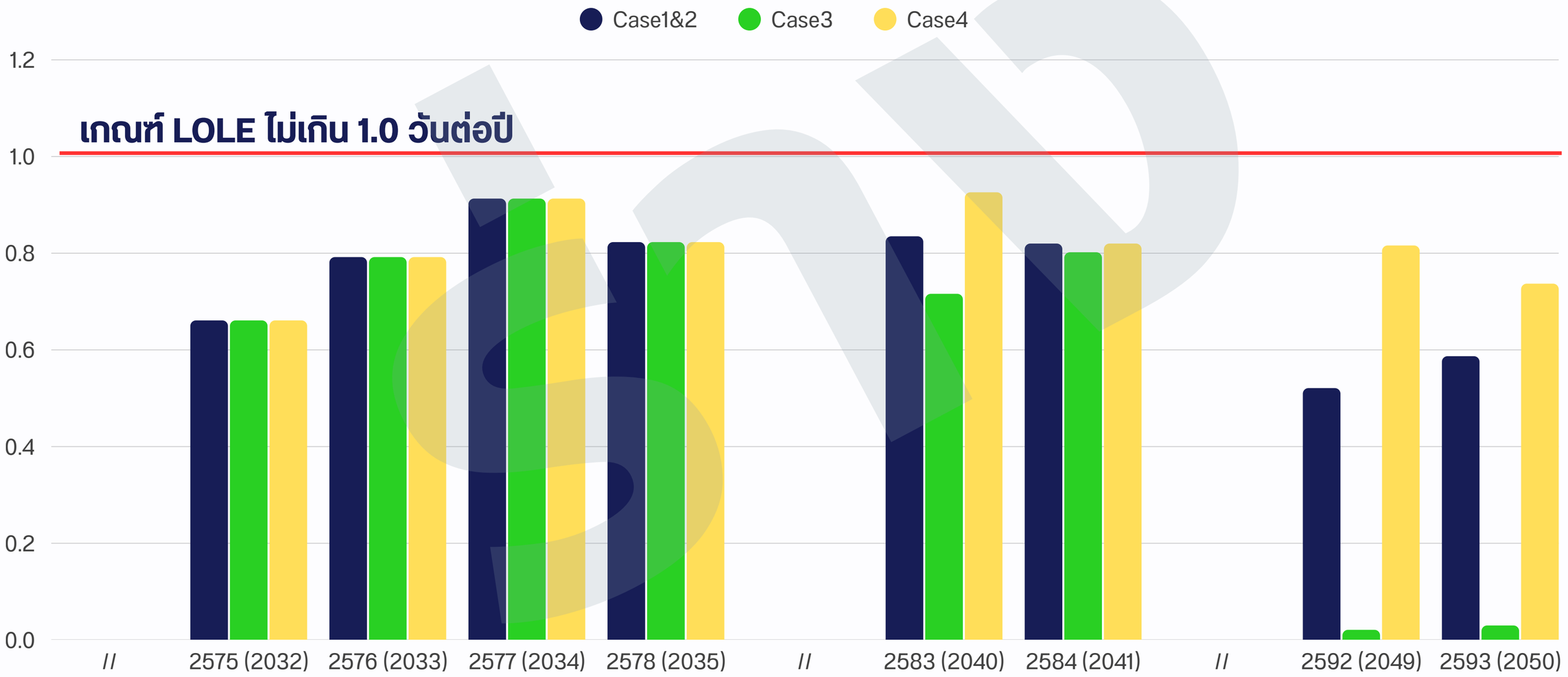
เปรียบเทียบการปล่อย GHG ณ ปี 2593 (2050)



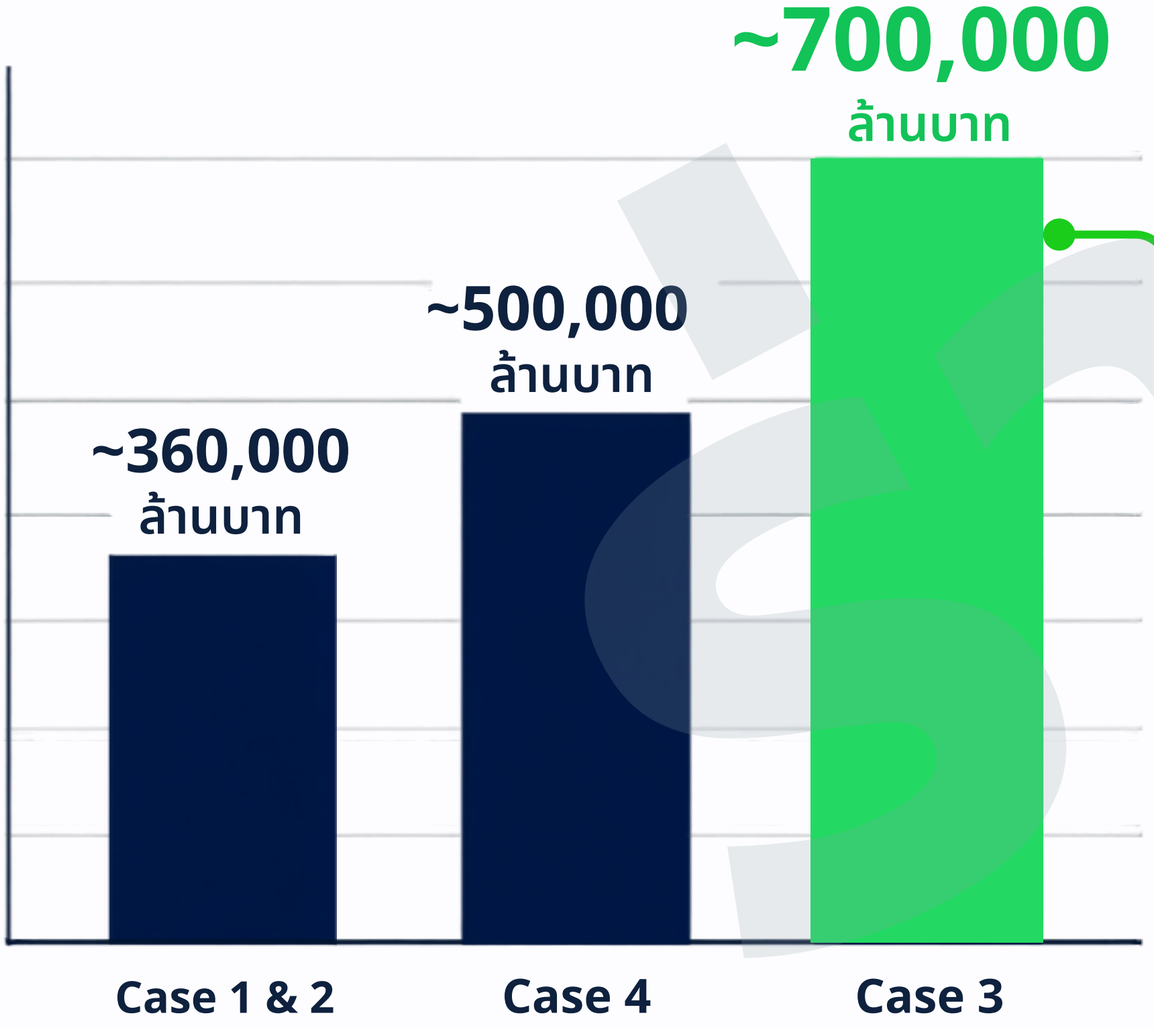
เปรียบเทียบการใช้ก๊าซธรรมชาติตลอดแผน



เปรียบเทียบระดับเกณฑ์ความมั่นคงตลอดแผน



RE Integration cost รองรับพลังงานหมุนเวียน



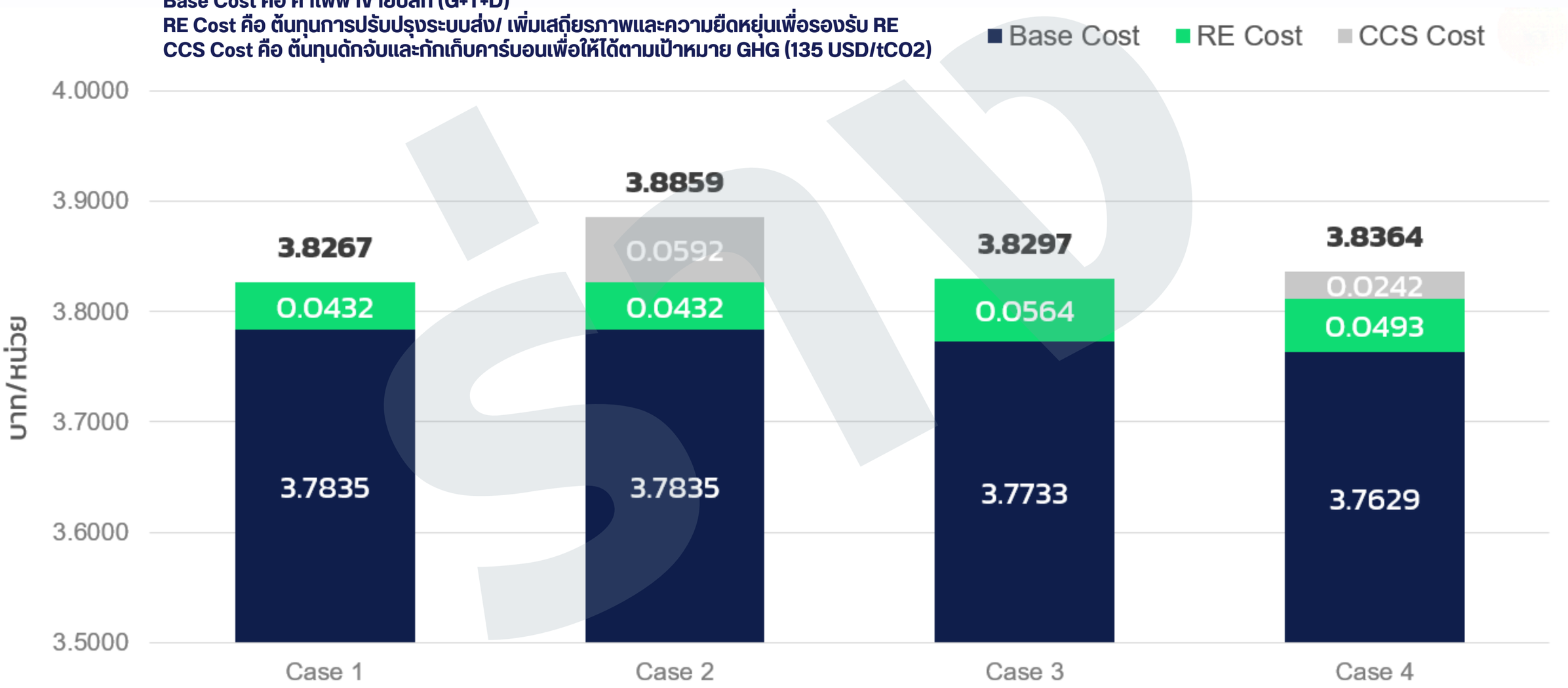
เงินลงทุนส่วนเพิ่มนี้ถูกใช้ไปกับอะไร?

- ขยาย/ปรับปรุงระบบส่งไฟฟ้า (TSU)
- ติดตั้ง STATCOM (ควบคุมแรงดัน)
- แบตเตอรี่เพิ่มเสถียรภาพระบบส่งไฟฟ้า
- เครื่องกำเนิดไฟฟ้าหมุนเฉื่อย (Synchronous Condenser)

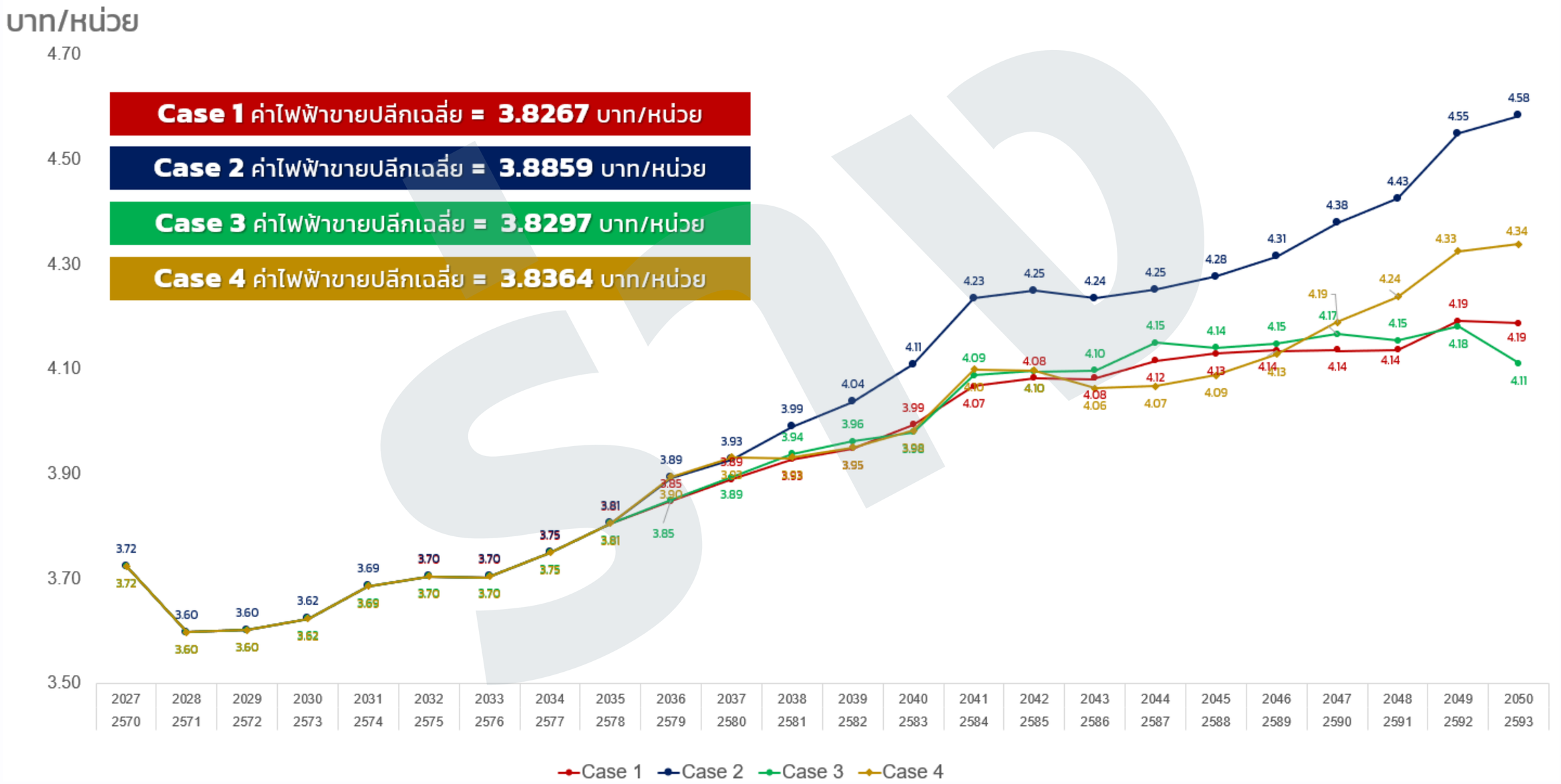
เงินลงทุนช่วงปี 2572-2593 (2029-2050) เพื่อเพิ่มเสถียรภาพและความมั่นคงให้ระบบไฟฟ้าที่มีสัดส่วนพลังงานหมุนเวียนสูง

เปรียบเทียบต้นทุนค่าไฟฟ้าขายปลีกเฉลี่ยปี 2570-2593 (2027-2050)

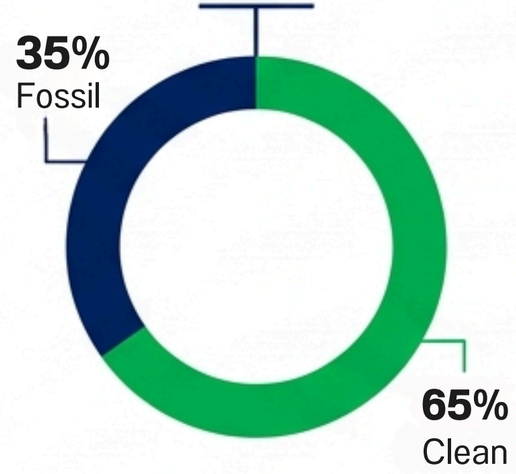
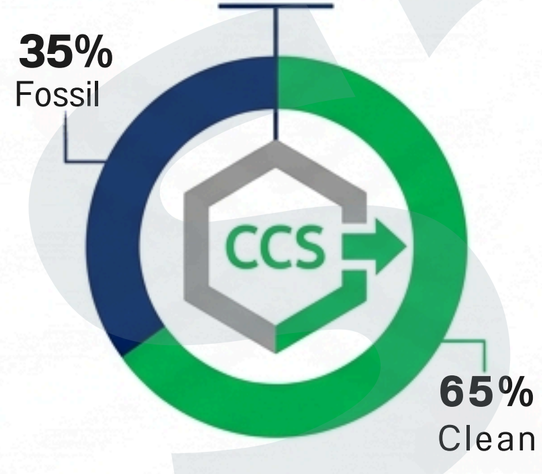
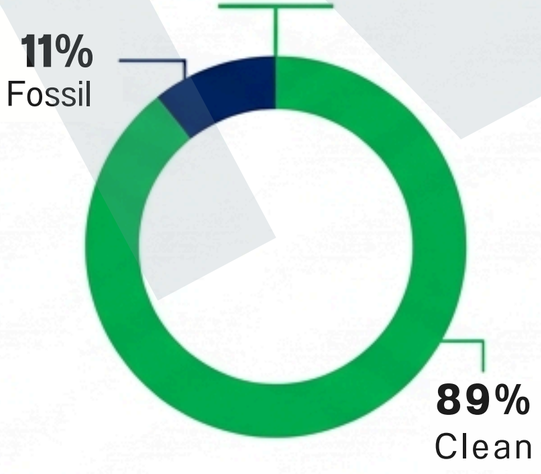
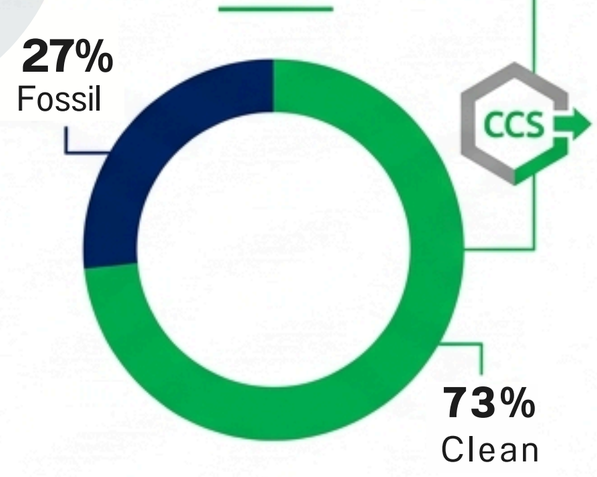
Base Cost คือ ค่าไฟฟ้าขายปลีก (G+T+D)
RE Cost คือ ต้นทุนการปรับปรุงระบบส่ง/ เพิ่มเสถียรภาพและความยืดหยุ่นเพื่อรองรับ RE
CCS Cost คือ ต้นทุนดักจับและกักเก็บคาร์บอนเพื่อให้ได้ตามเป้าหมาย GHG (135 USD/tCO2)



เปรียบเทียบต้นทุนค่าไฟฟ้าขายปลีก



สรุป ไฮไลต์ 4 ทางเลือกหลัก PDP2026

Case 1 Base Case	Case 2 Net Zero by CCS	Case 3 Net Zero by RE	Case 4 Net Zero by RE & CCS
ปล่อย GHG **51.5 ล้านตัน**	ปล่อย GHG **19.1 ล้านตัน** (ดักจับ 32 ล้านตัน)	ปล่อย GHG **16.6 ล้านตัน**	ปล่อย GHG **19.1 ล้านตัน** (ดักจับ 21 ล้านตัน)
สัดส่วนพลังงานสะอาดปี 2593 (2050)	สัดส่วนพลังงานสะอาดปี 2593 (2050)	สัดส่วนพลังงานสะอาดปี 2593 (2050)	สัดส่วนพลังงานสะอาดปี 2593 (2050)
			
กำลังผลิตใหม่ /ปลายแผน	**127.3 / 185.7 GW**	**194.8 / 253.1 GW**	**147.2 / 206.1 GW**
ราคาขายปลีกเฉลี่ย (บาท/หน่วย)	**3.8267 / 3.8859** (Case1/Case2)	**3.8297**	**3.8364**

04 การขับเคลื่อนภายใต้แผน PDP2026

นโยบายและกลไกขับเคลื่อนหลักในการเปลี่ยนผ่าน

ปลดล็อกโครงสร้างพลังงาน สร้างฐานการผลิตสีเขียว

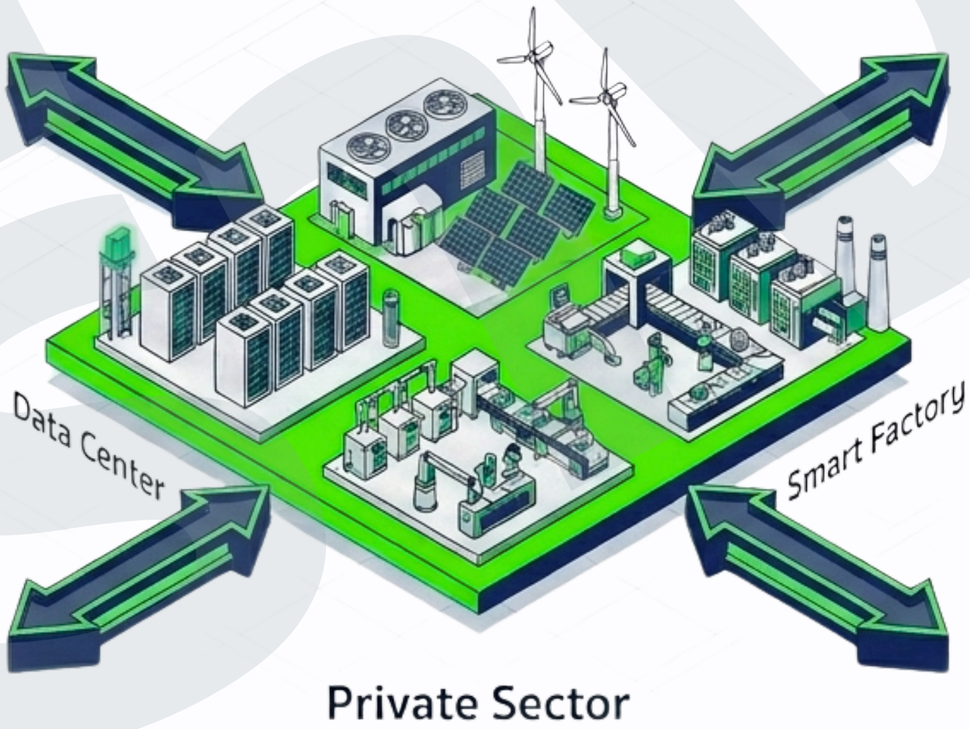
ปลดล็อกโครงสร้าง (Market Access)

Third Party Acess (TPA)

เปิดใช้โครงข่ายไฟฟ้า
ให้บุคคลที่สาม

Direct PPA

ซื้อขายไฟฟ้าสีเขียวโดยตรง
Data Center และอุตสาหกรรม



ยกระดับสู่ Digital Grid (Market Enablers)

Smart Grid

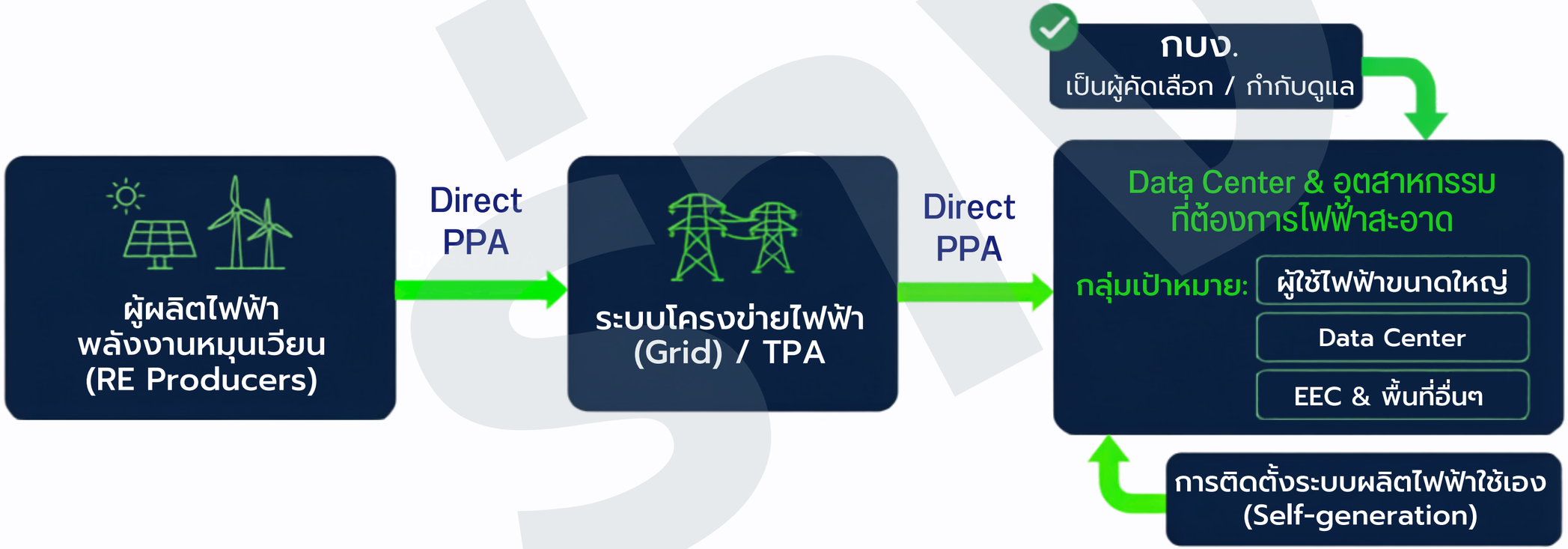
ติดตั้ง Smart Meter 100%
สำหรับลูกค้ารายใหญ่
&Digital Substation

New Service (VPP&DR)

ตลาด Virtual Power Plant
เปลี่ยนเอกชนจากผู้ใช้
เป็นผู้ให้บริการ

การปลดล็อก Direct PPA
ขยายโอกาสสู่ภาคอุตสาหกรรมพลังงานสะอาด

มติ กพช. 15 ก.ค. 2569: ขยายมาตรการ Direct PPA ผ่าน TPA



เปิดดำเนินการภายใต้ความต้องการใช้ไฟฟ้าภาคอุตสาหกรรม
โดยให้ภาคอุตสาหกรรมดำเนินการ DPPA ร่วมกับการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าใช้เอง

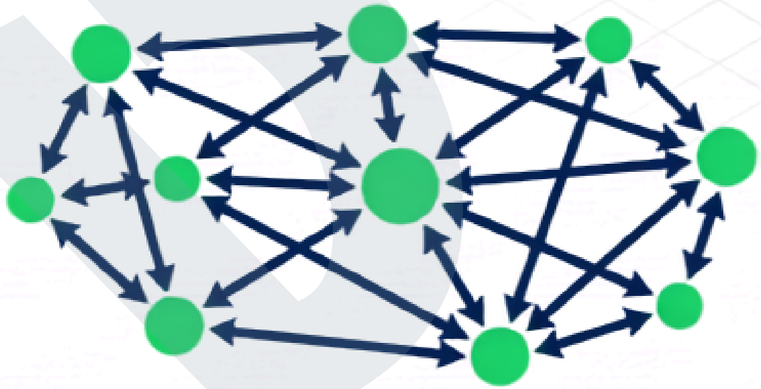
แผนพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมาร์ทกริด

Centralized Grid



ระบบรวบศูนย์แบบดั้งเดิม (One-way Flow)

Smart Grid



โครงข่ายอัจฉริยะ (Multi-directional Flow)



รองรับกำลังผลิต RE ที่มีความผันผวนสูง
(VRE Integration)



รองรับ New Demand
(EV / Data Center / Prosumer)



รักษาความมั่นคงระบบส่งไฟฟ้าหลัก
(Grid Security)



ปรับปรุงอุปกรณ์เดิมที่เสื่อมสภาพ
(Grid Renovation)

แผนขับเคลื่อนฯ สมาร์ทกริด ปัจจุบัน (ปี 2558-2579)

ปรับแผนขับเคลื่อนฯ สมาร์ทกริด (ปี 2570-2593)

การพัฒนาตลาด DR และ DER

56-59%
(ระดับเป้าระวัง:
Load Factor ต่ำ)



~70%
(ระดับสมดุลที่เหมาะสม)

เป้าหมาย Demand Response (DR)
2,800 MW (ปี 2593)

เป้าหมายพลังงานแบบกระจายศูนย์ (DER)
9,100 – 11,200 MW สะสม (ปี 2593)

กลไก DR และ DER คือหัวใจในการบริหารจัดการยอดใช้ไฟฟ้าสูงสุด (Peak Load)
ช่วยให้โครงข่ายระบบไฟฟ้าทำงานได้อย่างคุ้มค่าการลงทุน

แผนขับเคลื่อนการพัฒนาโรงไฟฟ้า SMR ของไทย

SMR / MMR — 9000 MW เริ่มต้นที่ 300 MW

9,000 MW

(กระจาย 5 ภาคทั่วประเทศ)

ครอบคลุม SMR (Small Modular Reacter) และ MMR (Micro)



ข้อคำถามสำคัญ: การขับเคลื่อนสู่การพัฒนาโรงไฟฟ้า SMR แห่งแรกของไทย เป็นยุทธศาสตร์สำคัญที่จะเปลี่ยนฉากทัศน์ในอนาคต

แผนขับเคลื่อนเทคโนโลยีคาร์บอนต่ำอื่นๆ

เทคโนโลยีดักจับคาร์บอน (CCS) — เตรียมพร้อมการพัฒนาตลอดห่วงโซ่อุปทาน

Capture (ดักจับ)
ดักจับคาร์บอน
ณ แหล่งกำเนิด

Transport (ขนส่ง)
โครงข่ายท่อลำเลียง

Storage (จัดเก็บ)
กักเก็บคาร์บอน
ในแหล่งกักเก็บใต้ดิน



สมมติฐานในแผน:
135 USD/tCO_2

แผนการวิจัยพัฒนาเทคโนโลยีใหม่ - ขยายทางเลือกลดความเสี่ยง

ใช้ต้นทุนเฉลี่ยของระบบ เป็นสมมติฐานในการประเมินต้นทุน และกำหนดให้มีคุณสมบัติเหมือนโรงไฟฟ้าฟอสซิลหรือโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ โดยไม่มีการปล่อยก๊าซเรือนกระจก เพื่อให้เกิดความยืดหยุ่นในการดำเนินงานในอนาคต

2,500-3,000 MW
(ปี 2589-2593)

- **Longterm Energy Storage**
- **Green-H2 Electrolysis Fuelcell**
- **เทคโนโลยีพลังงานสะอาดใหม่อื่นๆ**

ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากแผน PDP2026



Security - ความมั่นคง

ระบบไฟฟ้ามีความยืดหยุ่นสูง (High Flexibility)
รองรับความผันผวนและภัยคุกคามรูปแบบใหม่



Economy - เศรษฐกิจ

อัตราค่าไฟฟ้าเฉลี่ยตลอดแผนอยู่ในระดับที่สมเหตุสมผล
ต่อการแข่งขัน (3.8 – 4.5 บาท/หน่วย)



Sustainability - สิ่งแวดล้อม

ลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกอย่างเป็นรูปธรรม
มุ่งสู่เป้าหมาย Net Zero (ลดเหลือ 16.6 - 19.1 $MtCO_2$)



Competitiveness - ขีดความสามารถ

มีโครงสร้างไฟฟ้าสีเขียวเพียงพอเพื่อดึงดูดการลงทุน
อุตสาหกรรมยุคใหม่, AI และ Data Center ระดับโลก

การรับฟังความคิดเห็นร่างแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย (PDP2026)

ร่วมกำหนดทิศทางอนาคตพลังงานไทย สู่ความมั่นคง ความคุ้มค่า และการพัฒนาที่ยั่งยืน

- **ทางเลือกของร่างแผน PDP2026 ทั้ง 4 กรณี**
  เห็นว่าทางเลือกใดมีความเหมาะสมกับบริบทของประเทศไทยมากที่สุด และมีเหตุผลสนับสนุนอย่างไร
- **ความเห็นและข้อเสนอแนะอื่นๆ ต่อร่างแผน PDP2026**
  มีข้อคิดเห็นหรือข้อเสนอแนะเพิ่มเติมในแง่มุมใดบ้าง

ความมุ่งมั่นของกระทรวงพลังงาน

“ทุกความคิดเห็นและข้อเสนอแนะจากทุกท่านจะถูกนำไปรวบรวม พิจารณา และใช้ประกอบปรับปรุงร่างแผน PDP2026 ให้มีความครบถ้วน เหมาะสม และสอดคล้องกับความต้องการของประเทศมากยิ่งขึ้น”

ขอบคุณ

www.eppo.go.th

EppoThailand

EppoThailand

