สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน
กระทรวงพลังงาน

เอกสารประกอบการรับฟังความคิดเห็น
ร่างแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2567–2580 (PDP2024)
และร่างแผนบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติ พ.ศ. 2567–2580 (Gas Plan 2024)

ร่างแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ PDP2024

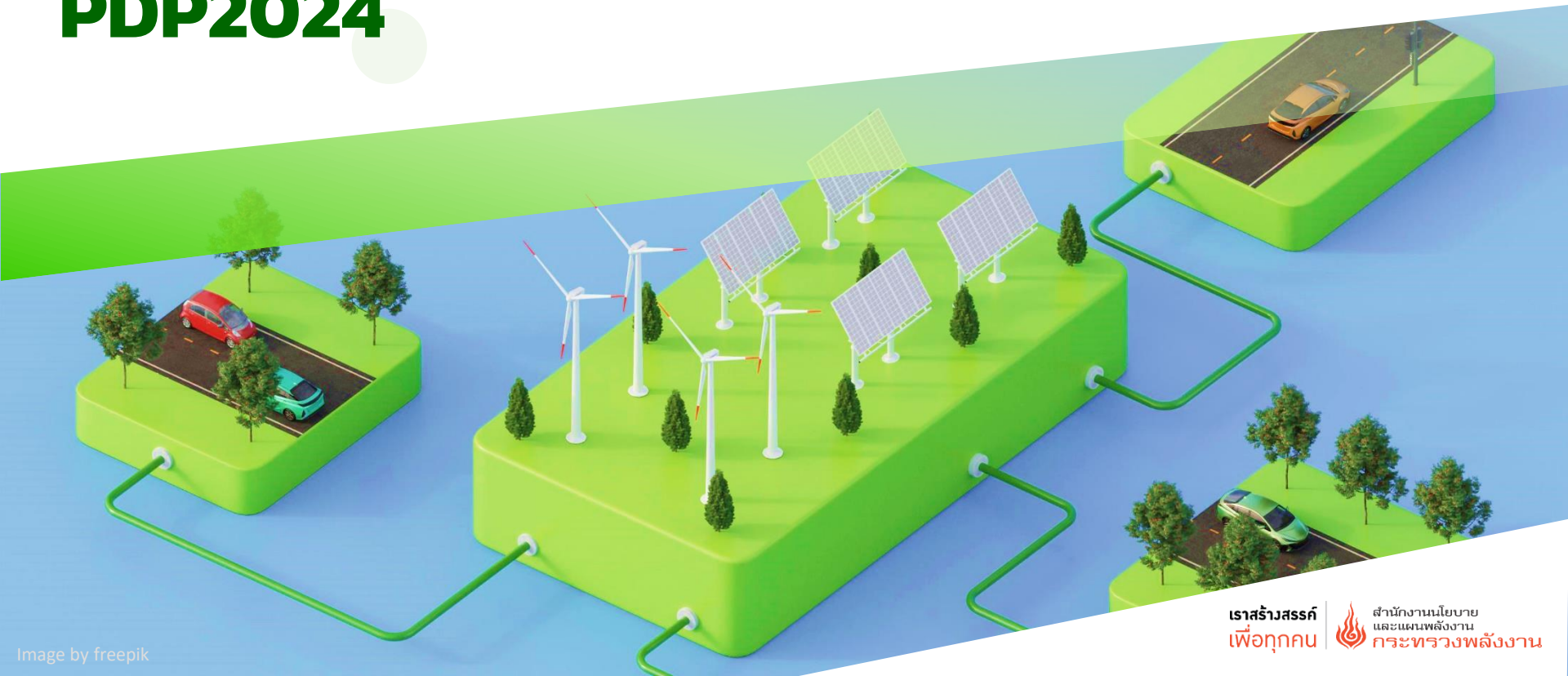


Image by freepik

เราสร้างสรรค์เพื่อทุกคน

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน

หัวข้อนำเสนอ

01 ภาพรวมการปรับแผน PDP
เพื่อมุ่งสู่สังคมคาร์บอนต่ำ

02 ค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า
(Load Forecast)

03 ร่างแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า
ของประเทศ (PDP2024)

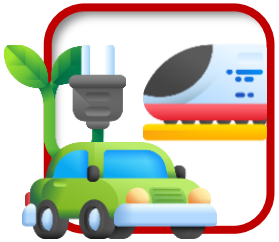
1

ภาพรวม
การปรับแผน PDP
เพื่อมุ่งสู่สังคมคาร์บอนต่ำ

1 เหตุผลในการทบทวนแผน PDP2018 Rev.1

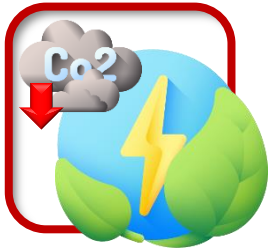
เศรษฐกิจ (GDP) ไม่เติบโตตามที่คาดการณ์ไว้

เนื่องจากผลกระทบของ Covid-19 ส่งผลให้มี Supply ในช่วง 2 - 3 ปีที่ผ่านมา สูงกว่า Demand ค่อนข้างมาก



ความต้องการไฟฟ้าเปลี่ยนแปลงไปจากอดีต

เช่น การเติบโตของ IPS *การเปลี่ยนแปลงของเทคโนโลยีด้านพลังงาน* (Solar Rooftop, EV)



ปรับแผนให้สอดคล้องกับทิศทางพลังงานโลก ที่ มุ่งสู่การลดการปล่อย CO_2

มุ่งเน้นการใช้พลังงานสะอาด เพื่อแก้ปัญหาโลกร้อน

icons created by Freepik - Flaticon

2 แนวทางการปรับแผน PDP ฉบับใหม่

พิจารณาปรับปรุง จาก

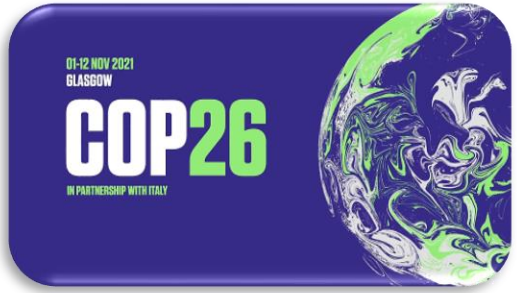
ทิศทางพลังงานโลก

ใช้พลังงานสะอาด
แก้ปัญหาโลกร้อน

แผนพลังงานชาติ

มุ่งสู่ **Carbon Neutrality**
ภายในปี 2050

เป้าหมายการลด ก๊าซเรือนกระจกของประเทศ



ประเทศไทยจะสามารถ
ยกระดับ NDC เป็นร้อยละ 40 ทำให้
การปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิ
ของไทยเป็นศูนย์ได้ภายในปี 2065

3 หลักการสำคัญในการจัดทำแผน PDP2024

เน้นความมั่นคง ของระบบไฟฟ้า ของประเทศ
(Security)

ต้นทุนค่าไฟฟ้า อยู่ในระดับ ที่เหมาะสม
(Economy)

ลดผลกระทบ ด้านสิ่งแวดล้อม
(Ecology)
และการเพิ่มประสิทธิภาพ ในระบบไฟฟ้า (Efficiency)

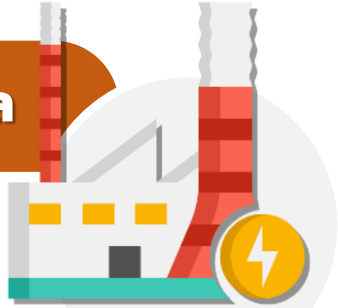
icons created by Freepik - Flaticon

4 นโยบายส่งเสริมการผลิตไฟฟ้า

จากพลังงานสะอาด/เทคโนโลยีทางเลือก เพื่อช่วยลด CO_2

โรงไฟฟ้าฟอสซิล

- ใช้ก๊าซไฮโดรเจน ผสมก๊าซธรรมชาติ ในโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม



โรงไฟฟ้าพลังงานสะอาด

- รฟ.พลังงานหมุนเวียน (Solar/Wind/Biomass/Biogas/Waste)
- รฟ.พลังน้ำสูบกลับ
- รฟ.นิวเคลียร์ ประเภท Small/Micro Modular Reactors (SMR/MMR)

เทคโนโลยีทางเลือกอื่น ๆ

- แบตเตอรี่กักเก็บพลังงาน (BESS)
- Demand Response (DR) / Distributed Energy Resource (DER)

icons created by Freepik - Flaticon

ข้อดี-ข้อได้เปรียบ ของโรงไฟฟ้านิวเคลียร์แบบโมดูลขนาดเล็ก (SMR)

ใช้แทนโรงไฟฟ้าฟอสซิล
เพื่อลดการปลดปล่อย CO_2

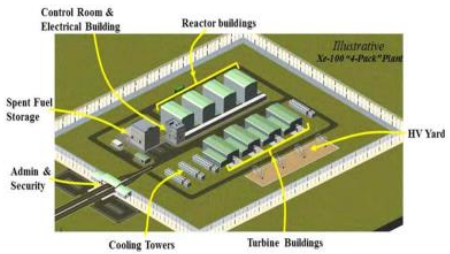
ลดเวลาในการก่อสร้าง
เนื่องจาก SMR จะประกอบเบ็ดเสร็จ
จากโรงงานผู้ผลิต

โอกาสเกิดอุบัติเหตุลดลง
ไม่จำเป็นต้องใช้ไฟฟ้า
ในระบบระบายความร้อน

ใช้งานได้หลากหลาย
เหมาะกับพื้นที่
ที่มีโครงข่ายไฟฟ้าขนาดเล็ก
หรือพื้นที่ห่างไกล

สามารถเพิ่มจำนวนโมดูล
เพื่อเพิ่มกำลังการผลิตไฟฟ้า

SOURCE: courtesy of NuScale

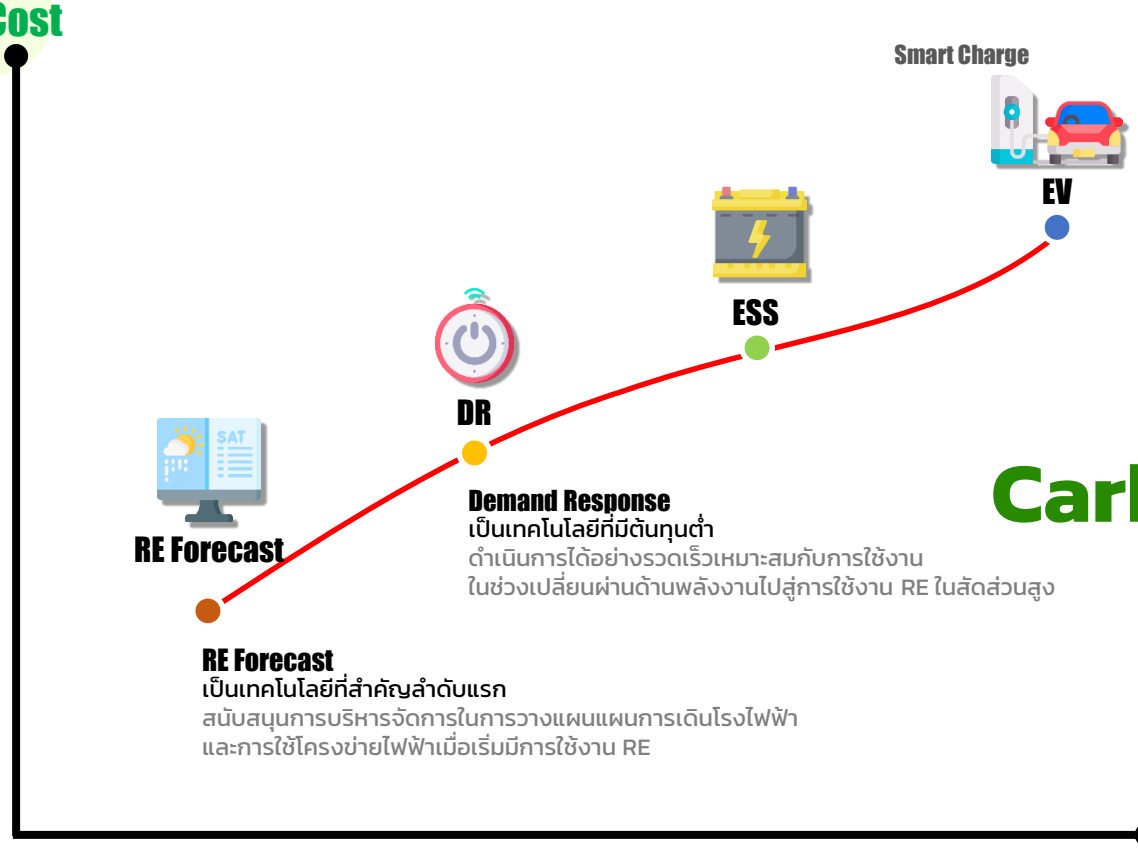


SOURCE: https://www.forbes.com

ที่มา : ข้อมูลจาก กฟผ.

icons created by Freepik - Flaticon

5 นโยบายด้านเทคโนโลยีสมัยใหม่



RE Forecast
เป็นเทคโนโลยีที่สำคัญลำดับแรก
สนับสนุนการบริหารจัดการในการวางแผนแผนการเดินโรงไฟฟ้า
และการใช้โครงข่ายไฟฟ้าเมื่อเริ่มมีการใช้งาน RE

Demand Response
เป็นเทคโนโลยีที่มีต้นทุนต่ำ
ดำเนินการได้อย่างรวดเร็วเหมาะสมกับการใช้งาน
ในช่วงเปลี่ยนผ่านด้านพลังงานไปสู่การใช้งาน RE ในสัดส่วนสูง

Smart Grid
มีบทบาทสำคัญ
ในการบรรลุเป้าหมาย
Carbon Neutrality

icons created by Freepik - Flaticon

2

ค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า

(Load Forecast)

การจัดทำค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า
ของประเทศไทย

หลักการและแนวทางการจัดทำ
ค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า

สมมติฐาน
ในการจัดทำค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า

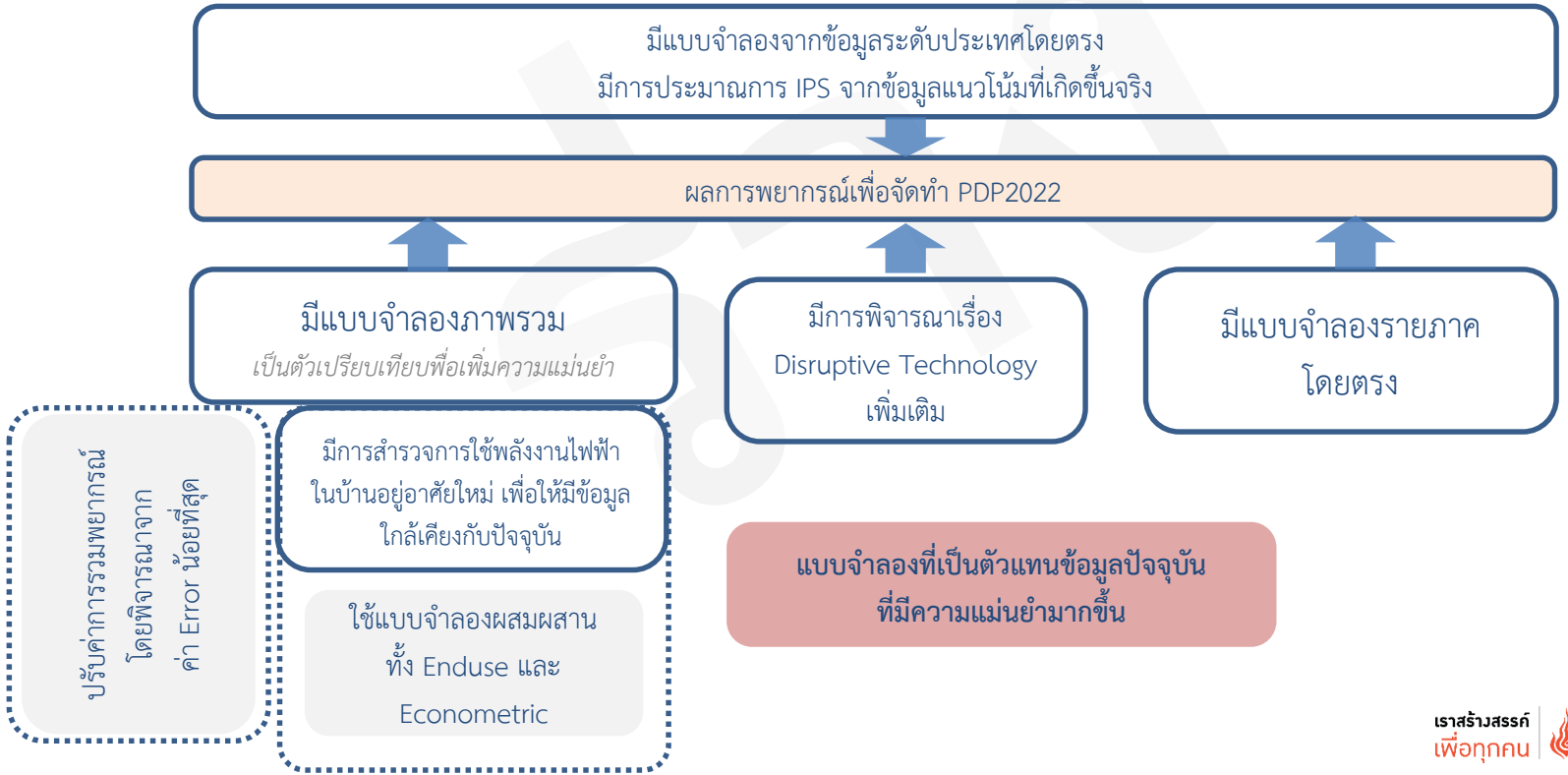
ค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า

หลักการและแนวทางการจัดทำ
ค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า

เราสร้างสรรค์เพื่อทุกคน
สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน
กระทรวงพลังงาน

1 หลักการและแนวทาง
การจัดทำค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า

แบบจำลองการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าในระยะยาวที่ได้ปรับปรุงโดยสถาบันบัณฑิตพัฒนบริหารศาสตร์ (NIDA) ปี 2564



2 หลักการและแนวทางการจัดทำ ค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าระยะยาว สำหรับการจัดทำแผน PDP

ผ่านความเห็นชอบจากคณะอนุกรรมการพยากรณ์และจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ ครั้งที่ 2/2565 (ครั้งที่ 4) เมื่อวันที่ 14 กันยายน 2565

1. พยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าในอนาคตให้สอดคล้องกับการเจริญเติบโตทางเศรษฐกิจ โดยใช้แบบจำลองการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าในระยะยาวที่ได้ปรับปรุงโดยสถาบันบัณฑิตพัฒนบริหารศาสตร์ (NIDA) ปี 2564

2. พยากรณ์ความต้องการไฟฟ้ากรณีปกติ (Business as usual: BAU) ของประเทศ และระบบ 3 การไฟฟ้า โดยพิจารณาปัจจัยที่เกี่ยวข้อง ได้แก่

- GDP จาก สศช. ชุดวันที่ 18 มีนาคม 2565
- ประมาณการจำนวนประชากรจาก สศช. (ฉบับปรับปรุง ส.ค. 2562)
- ผลสำรวจข้อมูลรายละเอียดการใช้ไฟฟ้าในบ้านอยู่อาศัยจากสถาบันบัณฑิตพัฒนบริหารศาสตร์ ปี 2564
- โครงการสำรวจสภาวะเศรษฐกิจและสังคมของครัวเรือน ปี 2562 จากสำนักงานสถิติแห่งชาติ

3 กรณี BASE มีการ พิจารณาความต้องการไฟฟ้าส่วนเพิ่ม ที่เกิดขึ้นจากความต้องการไฟฟ้าจากโครงการลงทุนและนโยบายของรัฐที่มีแผนการดำเนินงานชัดเจนแล้ว และยังไม่ได้คำนึงในการประมาณการ GDP ของ สศช. โดยโครงการที่นำมาพิจารณา ดังนี้

- ✚ รถไฟฟ้าความเร็วสูง (HST)
- ✚ รถไฟฟ้าขนส่งมวลชนในกรุงเทพและปริมณฑล และรถไฟฟ้าขนส่งมวลชนใน 6 เมืองหลัก (MRT)
- ✚ เขตพัฒนาเศรษฐกิจพิเศษภาคตะวันออก (EEC)
- ✚ ยานยนต์ไฟฟ้า (EV)*

*พิจารณาการปรับปรุง Profile EV เพื่อลด Peak ของ EV ลง เพื่อรักษาประสิทธิภาพระบบไฟฟ้า (Load factor) ให้อยู่ในระดับที่เหมาะสม

4 พิจารณาเป้าหมายตามแผนอนุรักษ์พลังงาน (EEP)

EEP มีเป้าหมายลด EI ลง 40% ภายในปี 2593 เมื่อเทียบกับปี 2553

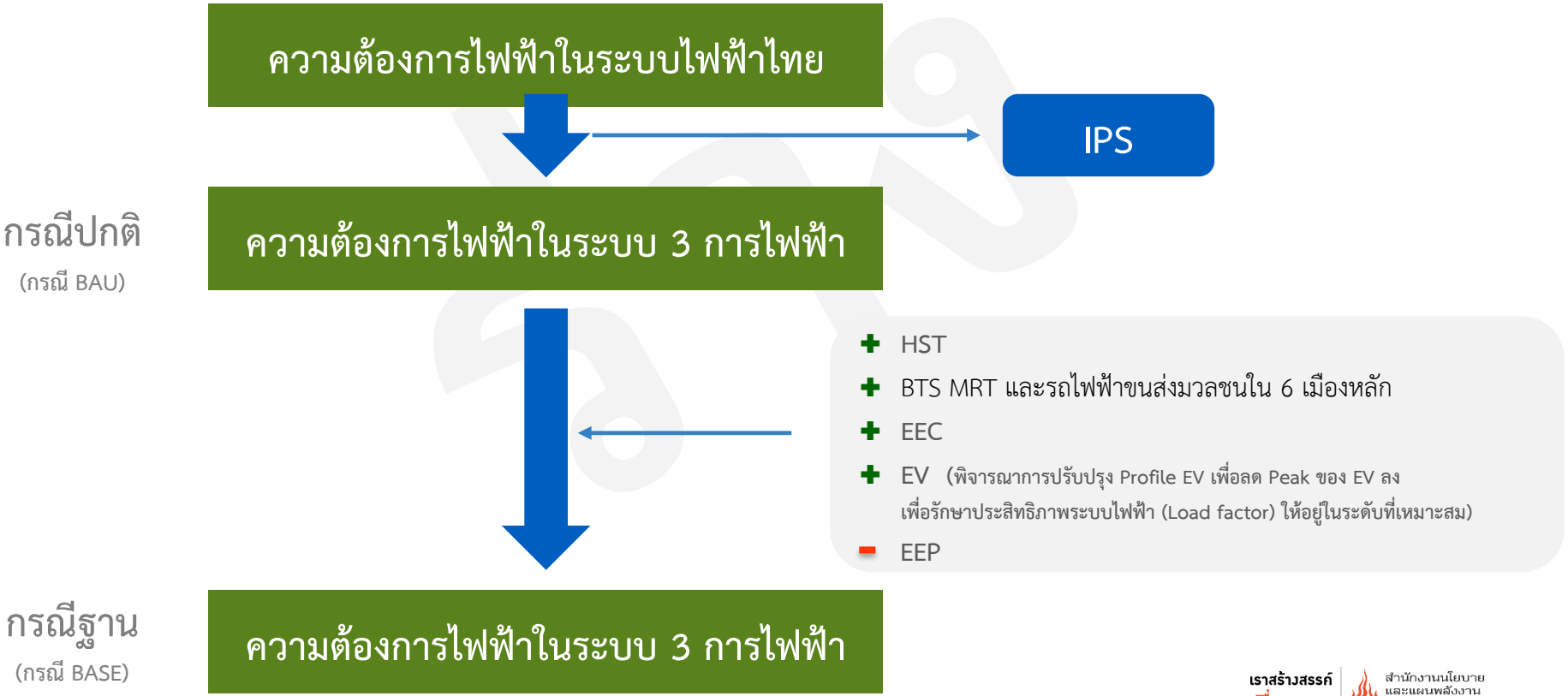
(EI ณ ปี 2553 = 8.54, ปี 2580 = 5.466 (ลดลง 36%) และ ปี 2593 = 5.124 (ลดลง 40%))

5 ความต้องการพลังงานไฟฟ้าจาก IPS (เพื่อใช้จัดทำค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าของประเทศ)

พิจารณาข้อมูลการผลิตไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภท IPS ในส่วนของ SPP, VSPP, IPS ที่ขายลูกค้าตรง+ใช้กิจการ อ้างอิงข้อมูลจาก สำนักงาน กกพ. และพิจารณาศักยภาพการผลิตไฟฟ้าของ IPS Solar roof อ้างอิงข้อมูลจาก พพ.

สมมติฐาน
ในการจัดทำค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า

1 สรุปภาพการจัดทำ
ค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าของประเทศ



2 อัตราการขยายตัวทางเศรษฐกิจ (GDP)

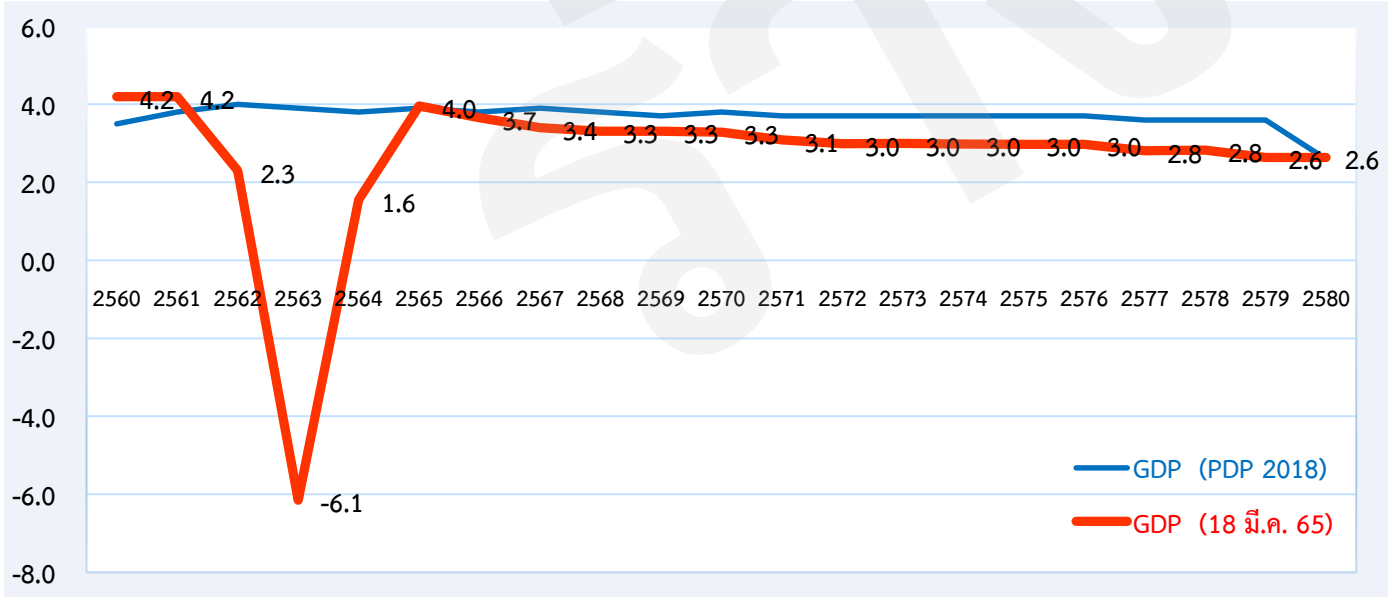
✪ GDP* ชุดใหม่จาก สศช. update ณ 18 มีนาคม 2565 ค่าเฉลี่ย ปี 2565-2580 = 3.1%

Growth (%)

ปี	2560	2561	2562	2563	2564	2565	2566	2567	2568	2569	2570	2571	2572	2573	2574	2575	2576	2577	2578	2579	2580
GDP (PDP 2018: 25 ก.ค. 60)	3.5	3.8	4.0	3.9	3.8	3.9	3.8	3.9	3.8	3.7	3.8	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.6	3.6	3.6	2.6
GDP (18 มี.ค. 65)	4.2	4.2	2.3	-6.1	1.6	4.0	3.7	3.4	3.3	3.3	3.3	3.1	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	2.8	2.8	2.6	2.6

หมายเหตุ ค่าจริงปี 2560 – 2563

* GDP CVM : ผลิตภัณฑ์มวลรวมในประเทศ โดยใช้วิธีแบบปริมาณลูกโซ่ (CVM :Chain Volume Measures) ปีอ้างอิง พ.ศ. 2545

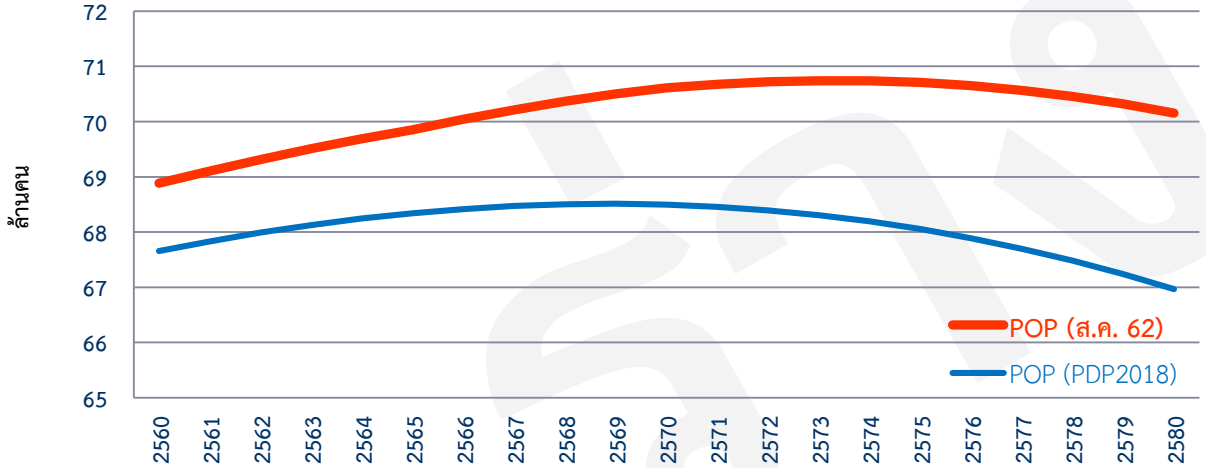


ล้านบาท

ปี	GDP ณ ปี 80
GDP (PDP2018: 25 ก.ค. 60	21,222,243
GDP (18 มี.ค. 65)	17,018,222

3 จำนวนประชากร

- ประมาณการจำนวนประชากร ของ สศช. ฉบับสิงหาคม 2562 : <u>โดยปี 2565-2580 มีค่าเฉลี่ยอยู่ที่ร้อยละ 0.04</u>



ล้านคน

ปี	Population ณ ปี 64	Population ณ ปี 80
Population PDP2018: ก.ค. 60)	68.2	67.0
Population (ส.ค. 62)	69.7	70.2

Growth (%)

ปี	2560	2561	2562	2563	2564	2565	2566	2567	2568	2569	2570	2571	2572	2573	2574	2575	2576	2577	2578	2579	2580
ก.ค.60*	0.29	0.26	0.23	0.20	0.17	0.14	0.11	0.08	0.05	0.01	-0.02	-0.04	-0.11	-0.13	-0.17	-0.20	-0.24	-0.28	-0.32	-0.36	-0.40
ส.ค.62	0.94	0.32	0.30	0.28	0.26	0.23	0.27	0.25	0.22	0.19	0.16	0.09	0.06	0.03	-0.01	-0.04	-0.08	-0.12	-0.16	-0.19	-0.23

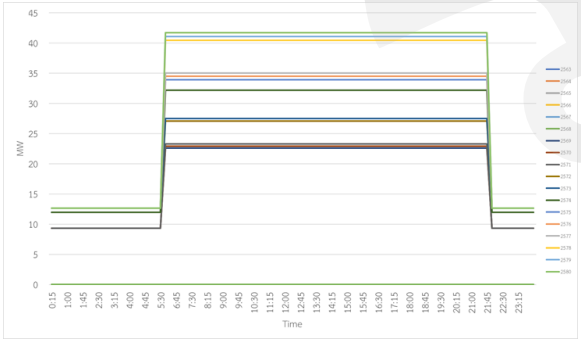
รถไฟฟ้าความเร็วสูง (HST)

ค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าของ HST อ้างอิงตามแผนการดำเนินงานของ รฟท. ทั้งแผนระยะเร่งด่วน ระยะกลาง และระยะยาว

โดยพิจารณา HST ทั้งหมด 4 สาย ได้แก่ สายเหนือ (กรุงเทพฯ – เชียงใหม่) สายตะวันออกเฉียงเหนือ (กรุงเทพฯ – หนองคาย) สายตะวันออก (กรุงเทพฯ – ตราด) และสายใต้ (กรุงเทพฯ – ปาดังเบซาร์)

สมมติฐานที่ใช้ (ปีที่เริ่มดำเนินการ ระยะทาง จำนวนสถานี)

รถไฟความเร็วสูง		ปีที่เริ่มดำเนินการ	ระยะทาง (กม.)	จำนวนสถานี
สายตะวันออกเฉียงเหนือ	กรุงเทพฯ – นครราชสีมา	2569	251	6
	นครราชสีมา – หนองคาย	2572	434	5
สายใต้	กรุงเทพฯ – หัวหิน	2575	173	5
	หัวหิน – ปาดังเบซาร์	2578	434	7
สายเหนือ	กรุงเทพฯ – พิษณุโลก	2572	173	7
	พิษณุโลก – เชียงใหม่	2576	434	5
สายตะวันออก	รถไฟในเมือง (ดอนเมือง-สุวรรณภูมิ)	2569	217	10
	ดอนเมือง-อู่ตะเภา)	2572	217	9
	อู่ตะเภา – ระยอง - ตราด	2574	217	4



สมมติฐานในการจัดทำค่าพยากรณ์ฯ ดังนี้

- **ปีที่เริ่มดำเนินการ ระยะทางวิ่ง จำนวนสถานี จำนวนผู้โดยสาร**
  ตามข้อมูลที่ได้รับเมื่อเดือน เม.ย. 65
- **การใช้ไฟฟ้าเฉลี่ยต่อระยะทาง** (kWh/km)
  อ้างอิงตามมติ ครม. วันที่ 11 ก.ค. 60 (สายกรุงเทพ – นครราชสีมา)
- **การใช้ไฟฟ้าเฉลี่ยต่อสถานี** (kWh/สถานี)
  อ้างอิงข้อมูลจากที่ปรึกษาโครงการรถไฟไทย-จีน (สายกรุงเทพ – นครราชสีมา) ของ กฟภ.
- **Pattern** Station & Router ใช้ตามสมมติฐานตามการประชุมคณะทำงานฯ เดือน ก.พ. 2561 และทำการประเมิน Profile รายจังหวัดรายปี โดยทำการปรับปรุงข้อมูลให้สอดคล้องกับข้อมูลล่าสุดที่ได้รับจาก รฟท.

ณ ปี 2580

Energy 3,832 GWh

Peak 609 MW

* Gen Req.

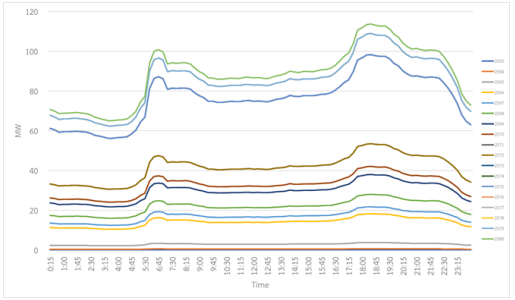
รถไฟฟ้าขนส่งมวลชนในกรุงเทพและปริมณฑล และรถไฟฟ้าขนส่งมวลชนใน 6 เมืองหลัก (MRT)

กรณี MRT แยกพิจารณาเป็น 2 ส่วน คือ

- **ในเขตนครหลวง พิจารณา BTS MRT และ Airport link**
- **ในเขตภูมิภาค พิจารณารถไฟฟ้าขนส่งมวลชนใน 6 เมืองหลัก**

โดยคิดเฉพาะส่วนเพิ่มที่ยังไม่ได้เปิดให้บริการเท่านั้น โดยเขตนครหลวงพิจารณาเฉพาะส่วนเพิ่มที่ยังไม่ได้เปิดให้บริการ ของ BTS MRT และ Airport link อ้างอิงข้อมูลตาม กฟน. และเขตภูมิภาค พิจารณา 6 โครงการใน 6 เมืองหลัก ได้แก่ ภูเก็ต เชียงใหม่ นครราชสีมา ขอนแก่น พิษณุโลก และสงขลา

	ระยะทาง (กม.)	สถานี	ปีที่เสร็จ
1. โครงการขนส่งมวลชนจังหวัดภูเก็ต	42.00	21	2569
2. โครงการขนส่งมวลชนจังหวัดเชียงใหม่	15.80	16	2571
3. โครงการขนส่งมวลชนจังหวัดนครราชสีมา	11.17	20	2571
4. โครงการขนส่งมวลชนจังหวัดขอนแก่น	22.80	16	2567
5. โครงการขนส่งมวลชนจังหวัดพิษณุโลก	12.60	15	2571
6. โครงการขนส่งมวลชน อ.หาดใหญ่ จ.สงขลา	12.54	12	2568



ณ ปี 2580

Energy 1,062 GWh

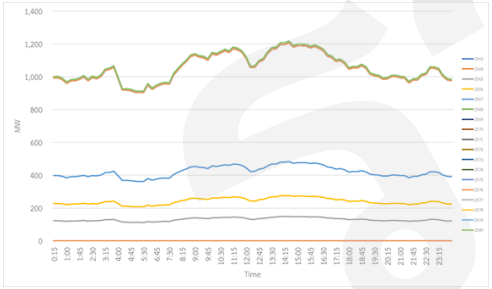
Peak 160 MW

* Gen Req.

สมมติฐานในการจัดทำค่าพยากรณ์ฯ ดังนี้

- ✓ **ปีที่เริ่มดำเนินการ ระยะทางวิ่ง จำนวนสถานี จำนวนผู้โดยสาร**
  อ้างอิงตามข้อมูลจาก สนข. เมื่อเดือน มี.ค. 65
- ✓ **การใช้ไฟฟ้าเฉลี่ยต่อระยะทาง (kWh/km)**
  อ้างอิงตามข้อมูลรถไฟฟ้า BTS ของ กฟน.
- ✓ **การใช้ไฟฟ้าเฉลี่ยต่อสถานี (kWh/สถานี)**
  อ้างอิงตามข้อมูลรถไฟฟ้า BTS ของ กฟน.
- ✓ **จำนวนผู้โดยสารเฉลี่ยต่อวันของ BTS**
  อ้างอิงตามรายงานประจำปี 2562-2563 บริษัทขนส่งมวลชนกรุงเทพ จำกัด (มหาชน)
- ✓ **Pattern** ของ MRT อ้างอิงตามข้อมูลรถไฟฟ้า BTS ของ กฟน.

- **ค่าความต้องการไฟฟ้าของ EEC พิจารณาความต้องการไฟฟ้าส่วนเพิ่ม เฉพาะโครงการลงทุนที่ยังไม่ได้นำไปรวมในการประมาณการ GDP ของ สศช. และไม่รวมโครงการที่ใช้พลังงานสะอาด 100%**
  โดยอ้างอิงข้อมูลที่ได้รับจาก สกพอ. ชุดวันที่ 1 พ.ย. 2564 ซึ่ง สนพ. ได้รับข้อมูลเมื่อ มี.ค. 2565
- ใช้ข้อมูล Load Pattern ของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่ 4 กิจการขนาดใหญ่ ของ กฟภ. เป็นตัวแทน Load Pattern ใน EEC



ณ ปี 2580

Energy 9,817 GWh

Peak 1,290 MW

* Gen Req.

ความต้องการพลังงานไฟฟ้า ยานยนต์ไฟฟ้า (EV)

ค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าของ EV อ้างอิงจำนวน EV ตามเป้าหมายของคณะกรรมการนโยบายยานยนต์ไฟฟ้าแห่งชาติ

โดยพิจารณา EV 5 ประเภท คือ รถยนต์นั่งส่วนบุคคล รถกระบะ รถจักรยานยนต์ รถโดยสาร และรถบรรทุก

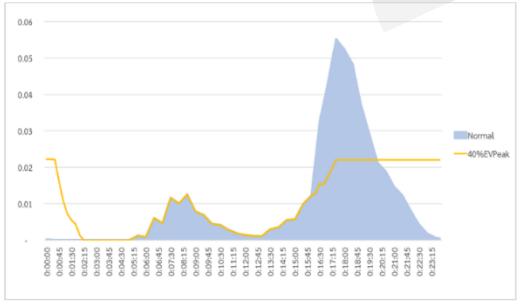
เป้าหมายการส่งเสริม EV (EV30@30)

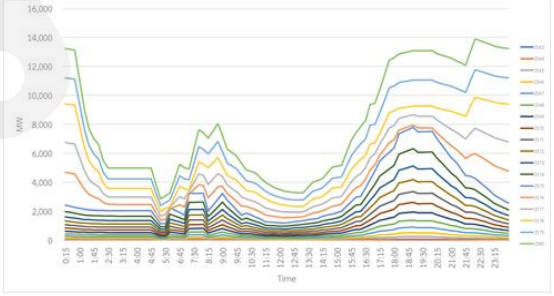
เป้าหมาย	ประเภทยานยนต์	จำนวน ZEV ต่อปี ปี 2025	ปี 2030	ปี 2035
การใช้	รถยนต์นั่ง/รถกระบะ (คัน)	225,000 (30%)	440,000 (50%)	1,154,000 (100%)
	รถจักรยานยนต์ (คัน)	360,000 (20%)	650,000 (40%)	1,800,000 (100%)
	รถบัส/รถบรรทุก (คัน)	18,000 (20%)	33,000 (35%)	83,000 (100%)
	สามล้อ (คัน)	500 (85%)	2,200 (100%)	2,800 (100%)
	เรือโดยสาร (ลำ)	130 (12%)	480 (35%)	1,800 (100%)
	รถไฟระบบราง (ตู้)	620 (70%)	850 (85%)	1,170 (100%)
การผลิต	รถยนต์นั่ง/รถกระบะ (คัน)	225,000 (10%)	725,000 (30%)	1,350,000 (50%)
	รถจักรยานยนต์ (คัน)	360,000 (20%)	675,000 (30%)	1,850,000 (70%)
	รถบัส/รถบรรทุก (คัน)	18,000 (35%)	34,000 (50%)	84,000 (85%)
	สามล้อ (คัน)	500 (85%)	2,200 (100%)	2,800 (100%)
	เรือโดยสาร (ลำ)	130 (12%)	480 (35%)	1,800 (100%)
	รถไฟระบบราง (ตู้)	620 (100%)	850 (100%)	1,170 (100%)

* หมายเหตุ มติที่ประชุมคณะกรรมการนโยบายยานยนต์ไฟฟ้าแห่งชาติเมื่อวันที่ 12 พ.ค. 2564 เห็นชอบเป้าหมายปี 2025 และ 2030 และรับทราบเป้าหมายปี 2035

สมมติฐานในการจัดทำค่าพยากรณ์ฯ ดังนี้

- ค่าเฉลี่ยพลังงานไฟฟ้าจำเพาะ (kWh/km)
  ได้มีการพิจารณาปรับปรุงค่าโดยพิจารณา Average Efficiency ราคาของรถแต่ละประเภท และสรุปค่าที่ใช้เป็นตัวแทนของรถ EV ทั้ง 5 ประเภทร่วมกับ กอ. สนพ.
- ระยะทางวิ่งต่อวัน (km/day)
  ได้มีการพิจารณาจากความสัมพันธ์เพื่อหาค่าเฉลี่ยโดยพิจารณาข้อมูลจากการสำรวจภาคการใช้พลังงานในภาคขนส่งปี 2561 ของ สนพ. และ **เปรียบเทียบกับปริมาณความต้องการการใช้น้ำมันในปัจจุบัน**
- Load Pattern ของ EV ใช้กรณีสมมติฐาน 40% EV Peak





Load Pattern ของ EV กรณีปกติ (Normal) และกรณีสมมติฐาน (40% EV Peak)

ณ ปี 2580

Energy 68,543 GWh

Peak 13,889 MW

* Gen Req.

Load Factor ในภาพรวมเพิ่มขึ้นและคงอยู่ที่ระดับ 70% และ Peak ที่เกิดขึ้นจาก EV ลดลงประมาณ 6,000 MW ซึ่งทำให้ Peak ของ EV ลดลงอยู่ที่ประมาณ 14,000 MW

ความต้องการพลังงานไฟฟ้า EEP

- GDP ใช้ข้อมูลชุดวันที่ 18 มี.ค. 2565
- เป้าหมาย EI ลดลง 40% ภายในปี 2593 เมื่อเทียบกับปี 2553
  (EI ณ ปี 2553 = 8.54, ปี 2580 = 5.466 (ลดลง 36%) และ ปี 2593 = 5.124 (ลดลง 40%))
- เป้าหมายการอนุรักษ์พลังงานด้านไฟฟ้า (สะสม) (GWh) กรณีความมั่นใจ 70% ณ ปี 2580 อยู่ที่ 71,556 GWh (สะสม) แบ่งตามรายสาขาเศรษฐกิจ (ภาคอุตสาหกรรม ธุรกิจการค้า บ้านอยู่อาศัย และเกษตรกรรม)

ณ ปี 2580 กรณี EEP

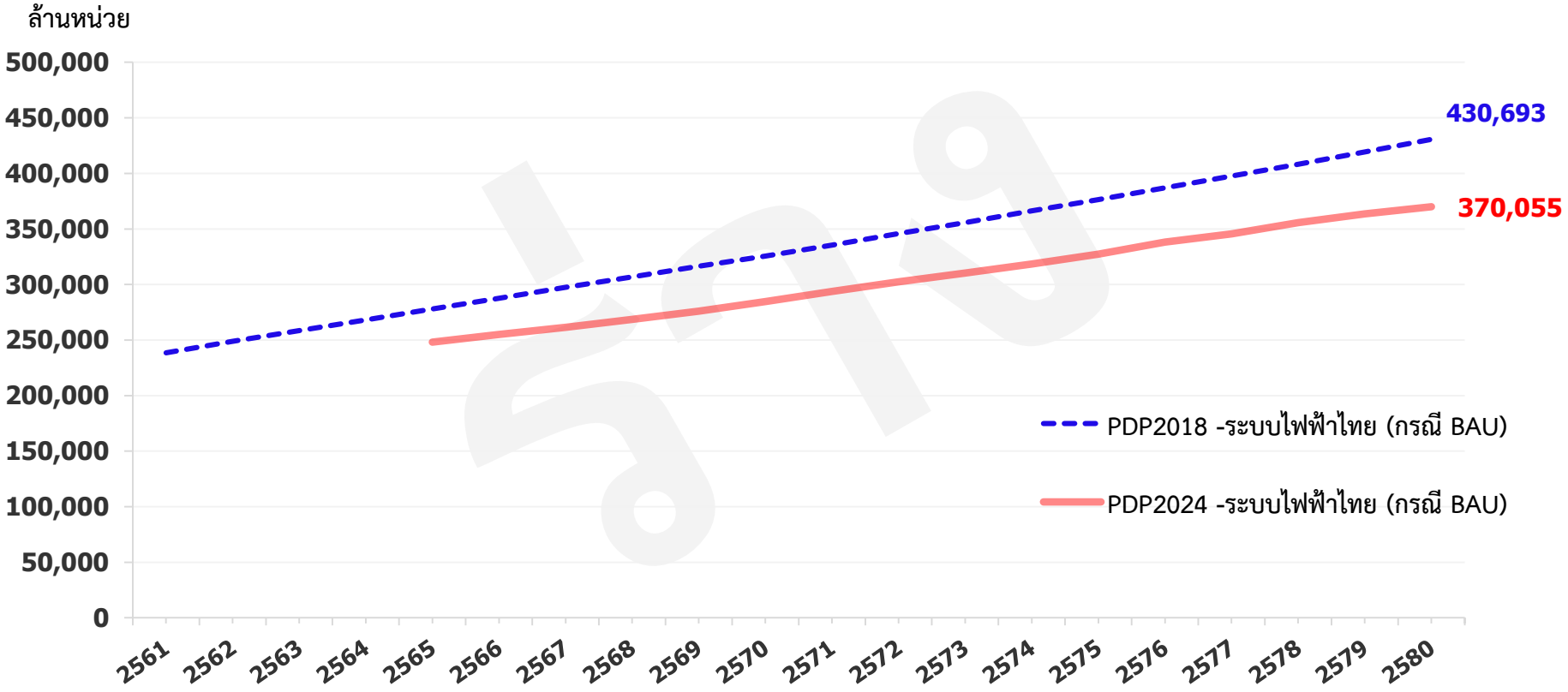
Energy 76,768 GWh

Peak 8,763 MW

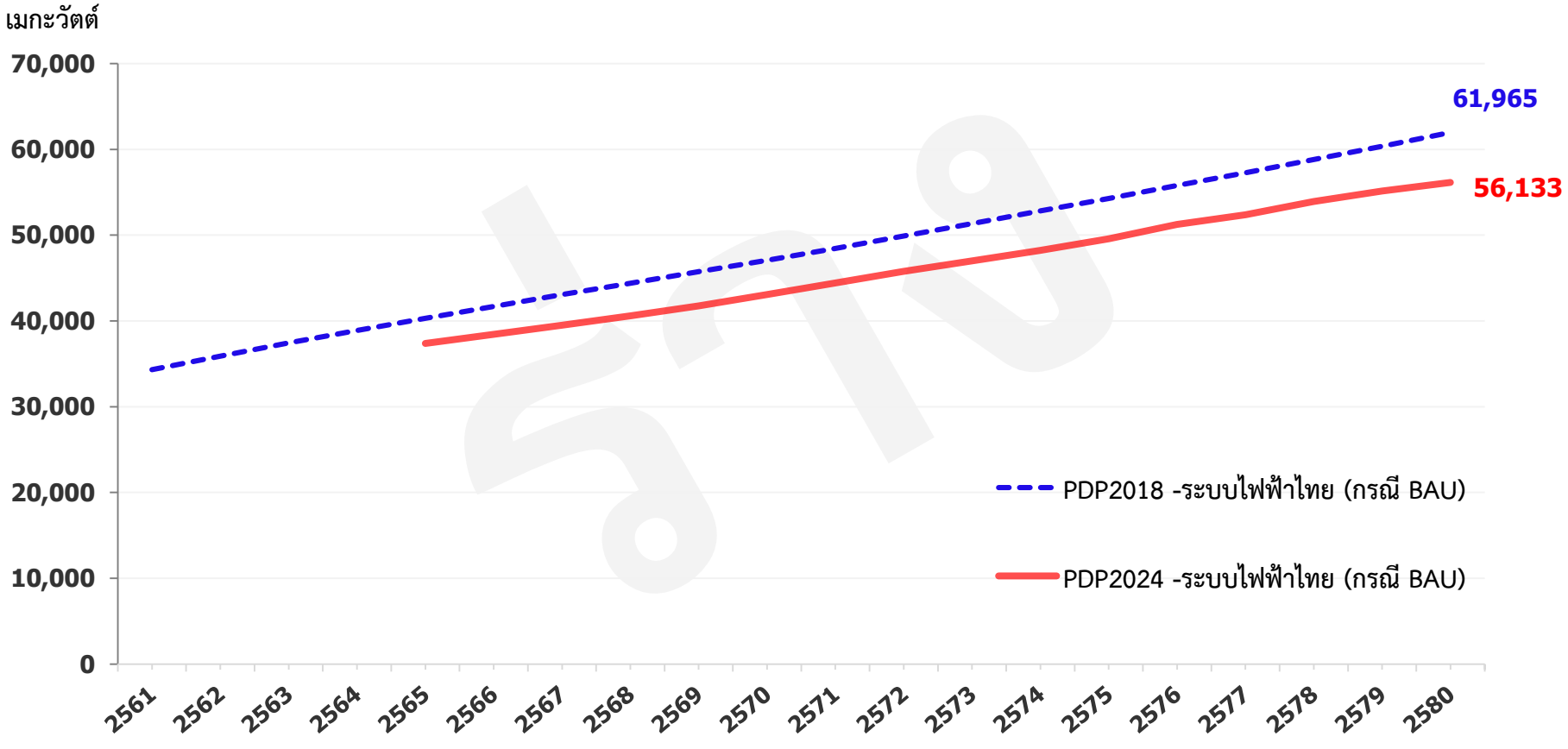
* Gen Req.

ค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า

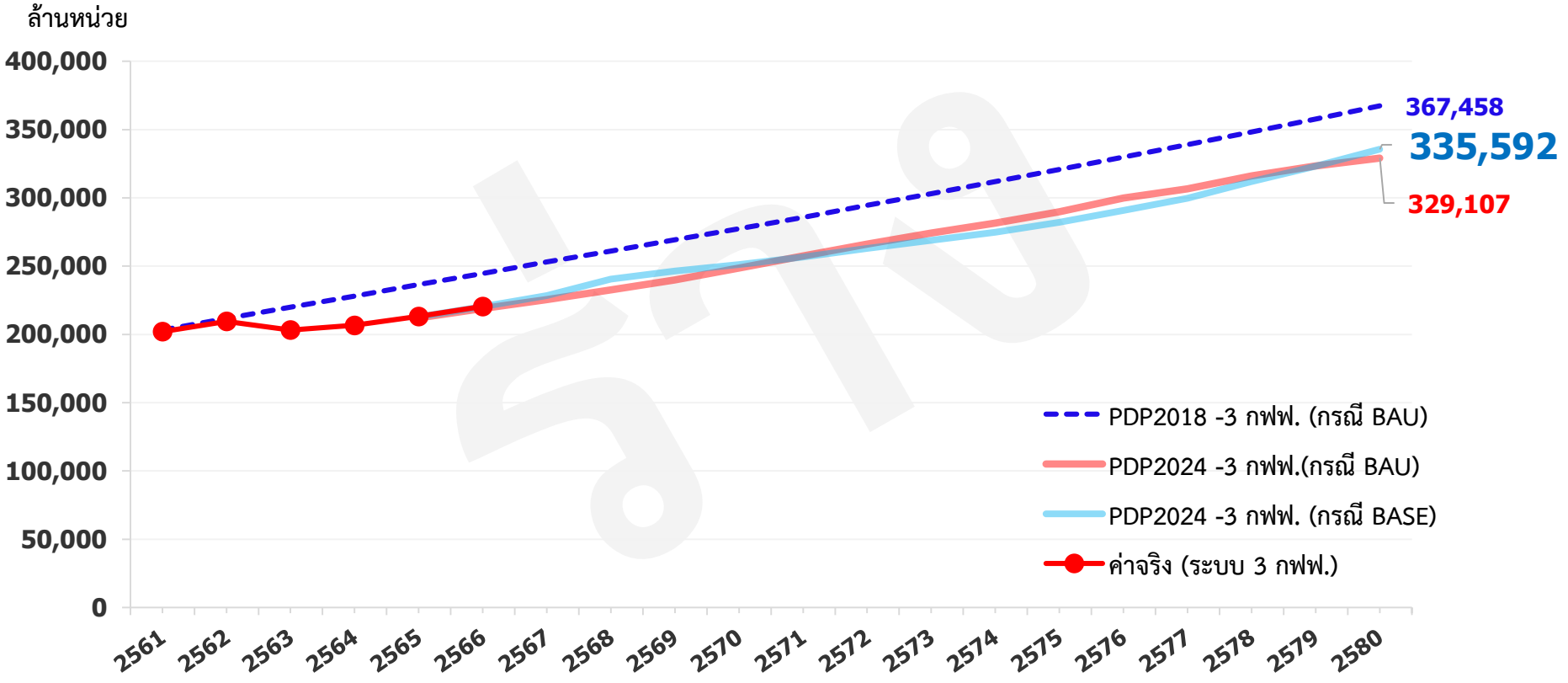
ค่าพยากรณ์ฯ พลังงานไฟฟ้า ในระบบไฟฟ้าไทย



ค่าพยากรณ์ฯ พลังไฟฟ้าสุงสุด ในระบบไฟฟ้าไทย



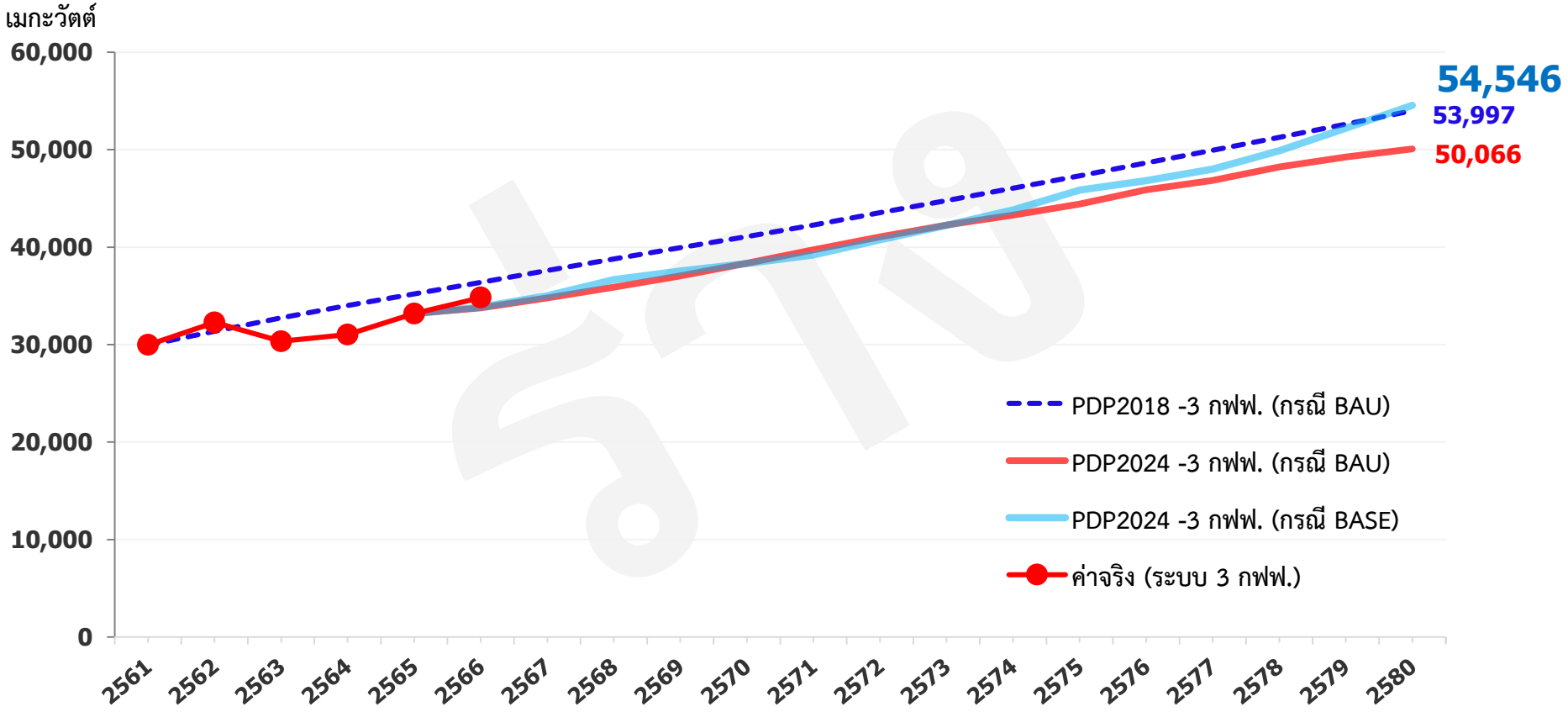
ค่าพยากรณ์ฯ พลังงานไฟฟ้า ในระบบ 3 การไฟฟ้า



หมายเหตุ - ค่าพยากรณ์ กรณี BASE (กรณี BAU + ความต้องการพลังงานไฟฟ้าส่วนเพิ่ม (New demand) + แผนอนุรักษ์พลังงาน) มีหลายปัจจัยที่ใช้ในการพยากรณ์แตกต่างไปจากชุด PDP 2018 อาทิ GDP จำนวนประชากร ความต้องการพลังงานไฟฟ้าส่วนเพิ่ม (EV HST MRT EEC และ EEP)

- ความต้องการพลังงานไฟฟ้าส่วนเพิ่ม คือ EV HST MRT และ EEC

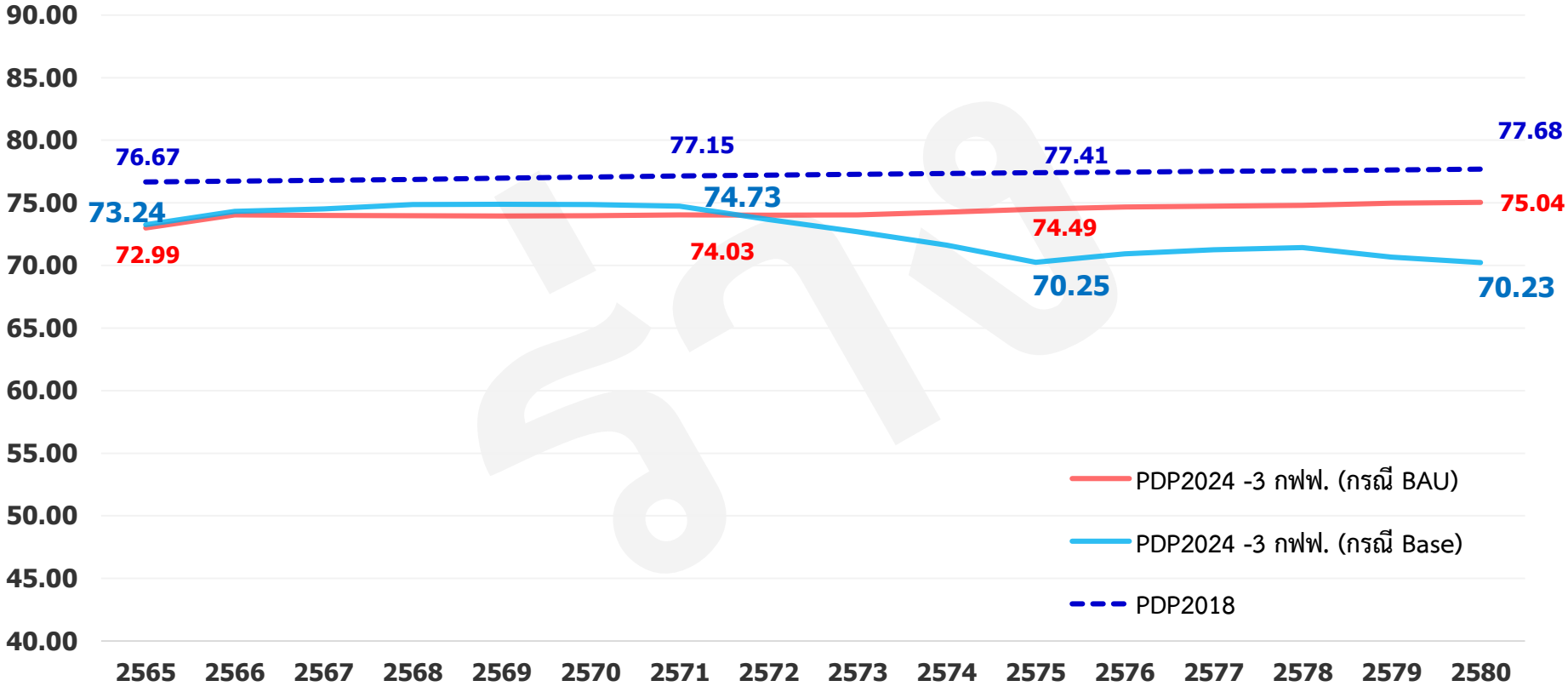
ค่าพยากรณ์ฯ พลังไฟฟ้าสุงสุด ในระบบ 3 การไฟฟ้า



หมายเหตุ - ค่าพยากรณ์ กรณี BASE (กรณี BAU + ความต้องการพลังงานไฟฟ้าส่วนเพิ่ม (New demand) + แผนอนุรักษ์พลังงาน) มีหลายปัจจัยที่ใช้ในการพยากรณ์แตกต่างไปจากชุด PDP 2018 อาทิ GDP จำนวนประชากร ความต้องการพลังงานไฟฟ้าส่วนเพิ่ม (EV HST MRT EEC และ EEP)

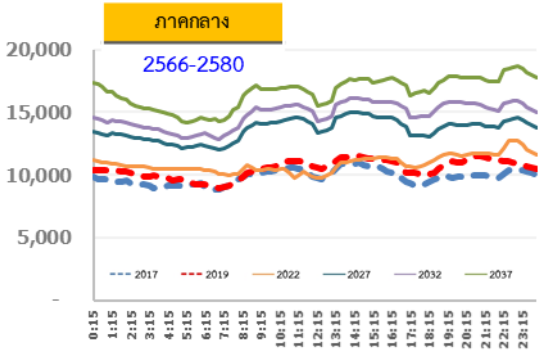
- ความต้องการพลังงานไฟฟ้าส่วนเพิ่ม คือ EV HST MRT และ EEC

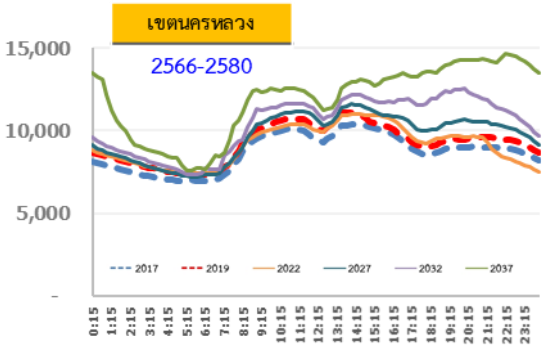
% Load Factor ระบบ 3 การไฟฟ้า

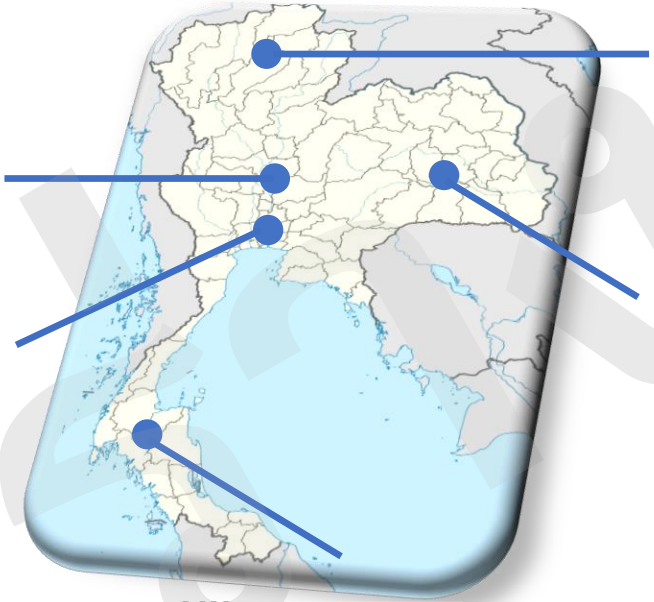


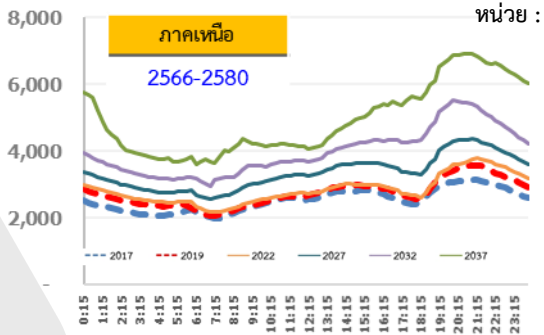
ค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้ารายภูมิภาค ระบบ 3 กฟฟ. (Gen. Req. Profile) กรณี BASE

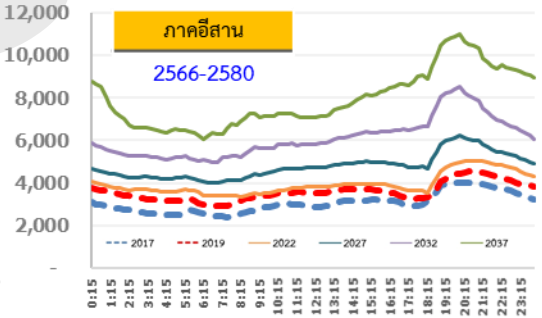
หน่วย : เมกะวัตต์

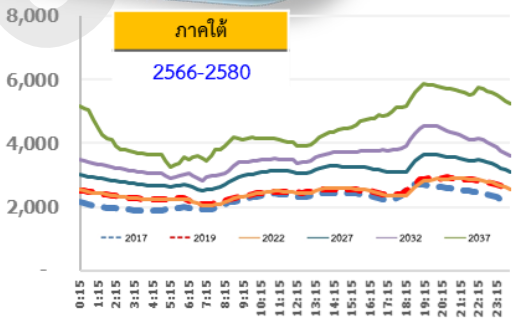












3

ร่าง แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ (PDP2024)

เราสร้างสรรค์เพื่อทุกคน

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน

สมมติฐานที่สำคัญ
ในแผน PDP2024

1 เกณฑ์ความมั่นคง

LOLE ดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับ (Loss of Load Expectation)

เป็นเกณฑ์ที่ใช้วัดระดับความมั่นคงของระบบไฟฟ้า

ในการวางแผนเชิงความน่าจะเป็นที่จะเกิดไฟฟ้าดับในแต่ละช่วงเวลาตลอด 1 ปี

ซึ่งคำนวณเป็นจำนวนชั่วโมงต่อปีที่คาดว่าความต้องการใช้ไฟฟ้าจะเกินความสามารถในการจ่ายพลังงานของระบบไฟฟ้า

ในภาพรวมของประเทศพบว่า ควรใช้ เกณฑ์ไม่เกิน 0.7 วัน/ปี

โดย สนพ. และสถาบันวิจัยพลังงาน จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย ได้ศึกษาเกณฑ์ที่เหมาะสมดังกล่าวและนำมาใช้วางแผน PDP

Q&A ทำไมต้องใช้ LOLE

ปัจจุบันสถานการณ์การผลิตไฟฟ้าและการใช้ไฟฟ้ามีแนวโน้มเปลี่ยนแปลงไป ซึ่งมีความหลากหลายของประเภทโรงไฟฟ้าในระบบไฟฟ้า และ**การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนมีสัดส่วนสูงขึ้น**

LOLE จะคำนึงถึงความไม่แน่นอนที่อาจจะเกิดขึ้นในการผลิตไฟฟ้าของแต่ละโรงไฟฟ้า รวมทั้งลักษณะของ**ความต้องการใช้ไฟฟ้า** (Load Profile) และ**พิจารณาความมั่นคงของระบบไฟฟ้าตลอดทุกช่วงเวลา**

ดังนั้น การใช้เกณฑ์ LOLE จึง**มีความเหมาะสมกว่าการใช้เกณฑ์ Reserve Margin** ที่พิจารณาความมั่นคงของระบบไฟฟ้าไม่ครอบคลุมในทุกช่วงเวลา และไม่พิจารณาถึงความไม่แน่นอนที่อาจจะเกิดขึ้นในการผลิตไฟฟ้าของแต่ละโรงไฟฟ้า

icons created by Freepik - Flaticon

2 การพิจารณาจัดสรรโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน

ช่วงปี 2564-2573

อ้างอิงการรับซื้อไฟฟ้า
ตามแผนการเพิ่มการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานสะอาด
ภายใต้แผน PDP2018 Rev.1 ในช่วงปี 2564 – 2573
(ปรับปรุงเพิ่มเติมครั้งที่ 2)

หน่วย : เมกะวัตต์

	2564	2565	2566	2567	2568	2569	2570	2571	2572	2573	รวม
พลังงานแสงอาทิตย์	45	10	34	300	400	898	800	1,300	1,600	1,700	7,087.00
Solar Rooftop ปชช.		10	10	10	10	10	10	10	10	10	90
Solar Floating	45	0	24			298	50		280	300	997
Solar Farm + BESS				100	100	100	100	200	200	200	1,000
Solar Farm				190	290	490	640	1,090	1,110	1,190	5,000
พลังงานลม					250	250	250	450	650	650	2,500.00
ก๊าซชีวภาพ						106.5	100				206.50
ชีวมวล						150	150	90			390.00
ขยะชุมชน					200	200					400.00
ขยะอุตสาหกรรม						130	70				200.00
ซื้อไฟฟ้า ตปท.						469				1,400	1,869.00
พลังน้ำขนาดเล็ก		10.81	4.14	1.27	9.84	5.25	5.05	6.51	3.45	5.18	51.50
รวมทั้งหมด	45.00	20.81	38.14	301.27	859.84	2,208.75	1,375.05	1,846.51	2,253.45	3,755.18	12,704.00

หมายเหตุ มติ กพช. 7 มี.ค. 66

ช่วงปี 2574-2580

กำหนดเป้าหมายการผลิตและรับซื้อไฟฟ้า
ตามศักยภาพการผลิตพลังงานหมุนเวียนของประเทศ

กำหนดสัดส่วนการผลิตไฟฟ้า (GWh)
จากพลังงานสะอาดหรือพลังงานหมุนเวียนใหม่
ณ ปลายแผน ปี 2580
ไม่น้อยกว่าร้อยละ 50 ตามแนวนโยบาย
ของแผนพลังงานชาติ (NEP)

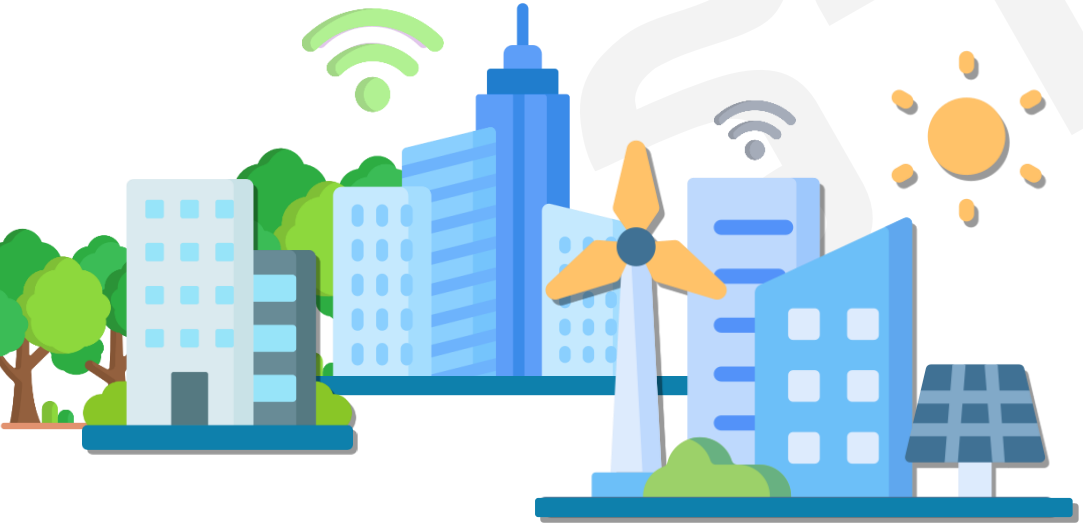
icons created by Flat Icons - Flaticon

3 มาตรการ Demand response

DEMAND RESPONSE

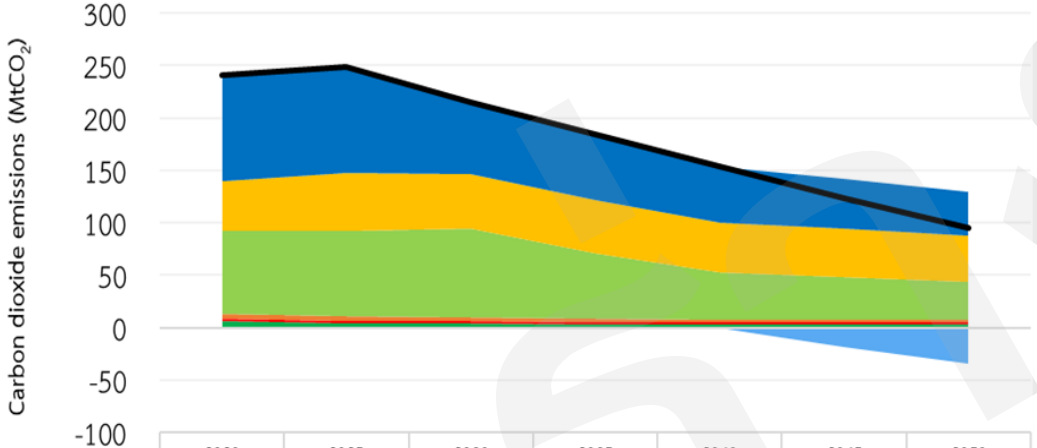
กำหนดเป้าหมายของมาตรการ Demand response
ตามเป้าหมายในแผน Smart Grid 1,000 MW
และมาตรการ Peak Reduction 1,000 MW

โดยการใช้ Distributed Energy Resource (DER)
เพื่อเป็นการรองรับเทคโนโลยีใหม่ ๆ ที่จะเกิดขึ้นในอนาคต



icons created by Freepik - Flaticon

4 เป้าหมายการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO_2) ในภาคการผลิตไฟฟ้า



	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Energy industries	101.6	100.9	67.7	63.2	53.0	47.4	41.5
Industry	47.8	54.9	52.3	50.4	48.4	46.5	44.6
Transport	79.0	81.8	84.6	62.2	44.5	41.0	36.1
Residential	3.7	4.2	3.4	3.0	2.5	2.4	2.3
Commercial	2.3	2.4	2.3	2.3	2.4	2.5	2.6
Agriculture	6.9	4.1	4.1	3.5	3.0	2.7	2.6
CCS+BECCS	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-18.9	-34.2
Net CO2 emissions	241.4	248.2	214.5	184.6	153.7	123.6	95.5

ใช้ตัวเลขเป้าหมายจาก ทส.

(ข้อมูล ณ ตุลาคม 2565)

โดยกำหนดเป้าหมายการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ในภาคการผลิตไฟฟ้า

★ **ในปี พ.ศ. 2573** (ค.ศ. 2030)

ประมาณ **84.2 ล้านตัน** (NDC 30%)

ประมาณ **67.7 ล้านตัน** (NDC 40%)

★ **ในปี พ.ศ. 2593** (ค.ศ. 2050)

ประมาณ **41.5 ล้านตัน**

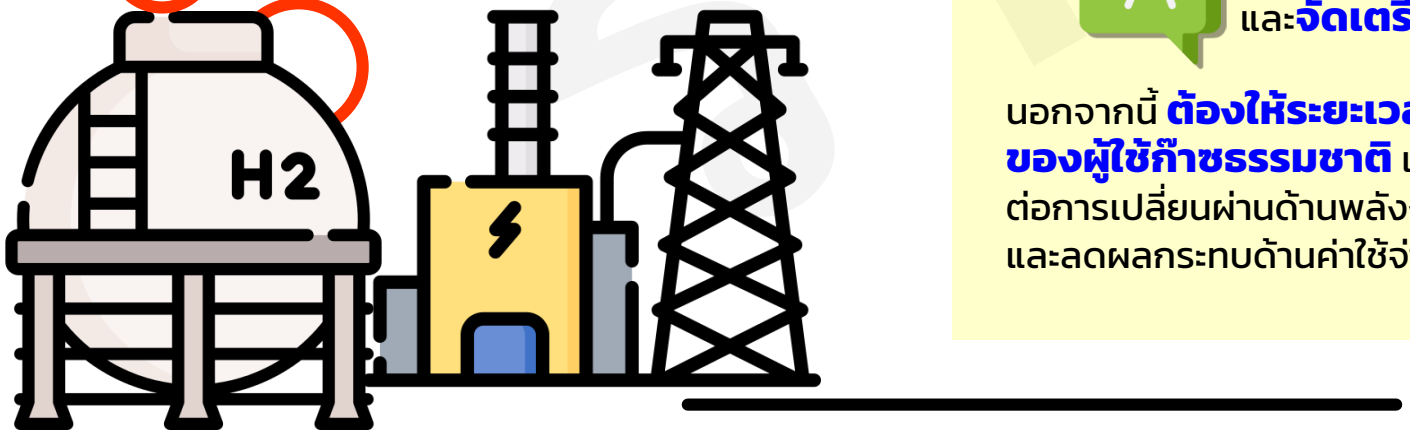
icons created by Freepik - Flaticon

5 การผสมไฮโดรเจน (H_2)

เริ่มมีการผสม H_2 กับก๊าซธรรมชาติในการผลิตไฟฟ้าในท่อก๊าซธรรมชาติต้นทางฝั่งตะวันออก

5% ของปริมาณก๊าซธรรมชาติที่ใช้ในภาคการผลิตไฟฟ้าในระบบ 3 การไฟฟ้า (On-grid)

ตั้งแต่ปี 2573 เป็นต้นไป



ทำไมต้องผสม H_2 5%

เนื่องจาก**จะต้องมีการจัดหา H_2 และจัดเตรียมโครงสร้างพื้นฐาน**

นอกจากนี้ **ต้องให้ระยะเวลาในการปรับตัวของผู้ใช้ก๊าซธรรมชาติ** เพื่อให้สามารถเตรียมพร้อมต่อการเปลี่ยนผ่านด้านพลังงาน (Energy Transition) และลดผลกระทบด้านค่าใช้จ่าย

icons created by Freepik - Flaticon

ผลการจัดทำ
ร่างแผน PDP2024

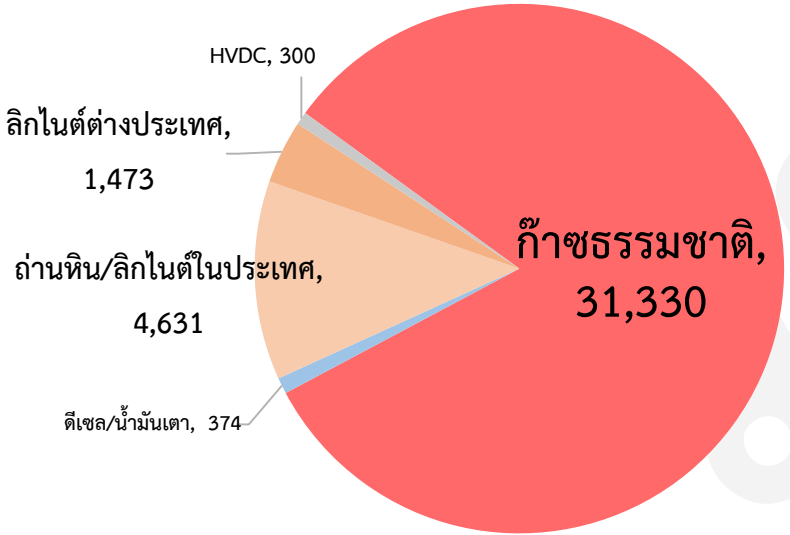
เราสร้างสรรค์
เพื่อทุกคน

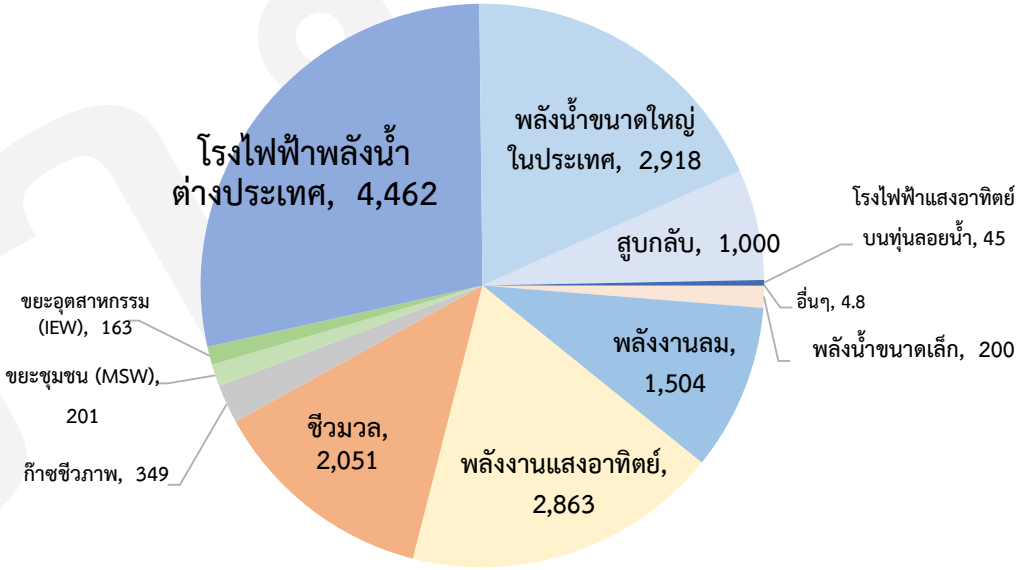
สำนักงานนโยบาย
และแผนพลังงาน
กระทรวงพลังงาน

กำลังผลิตตามประเภทเชื้อเพลิง ณ ปี 2566

รวมกำลังผลิตระบบ 3 การไฟฟ้าฯ 53,868 MW

*ไม่รวมโครงการรับซื้อไฟฟ้าระยะสั้นเพื่อรองรับสถานการณ์ฉุกเฉินด้านพลังงาน





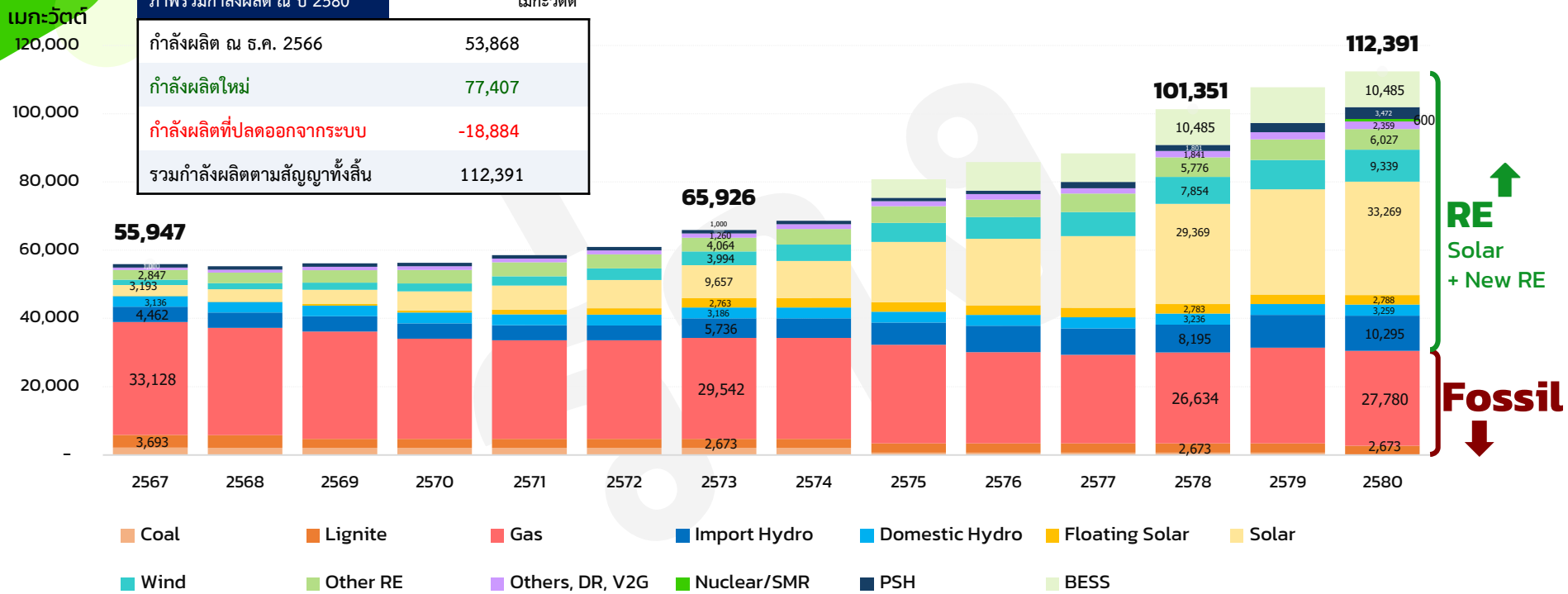
Fossil 38,108 MW

RE 15,760 MW

หมายเหตุ: อื่นๆ ได้แก่ พลังความร้อนเหลือและความร้อนใต้พิภพ

ร่างแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าระบบ 3 การไฟฟ้า

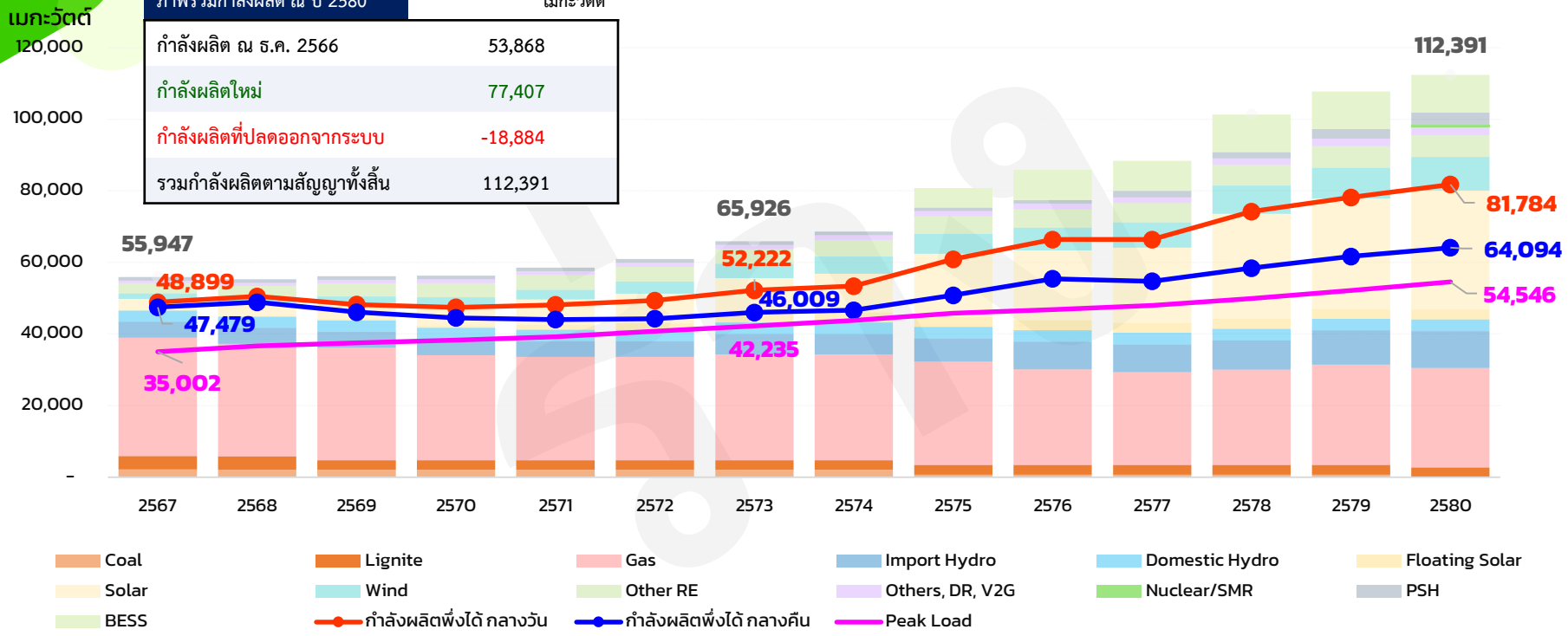
ภาพรวมกำลังผลิต ณ ปี 2580	เมกะวัตต์
กำลังผลิต ณ ธ.ค. 2566	53,868
กำลังผลิตใหม่	77,407
กำลังผลิตที่ปลดออกจากระบบ	-18,884
รวมกำลังผลิตตามสัญญาทั้งสิ้น	112,391



หมายเหตุ:
- การคำนวณกำลังผลิตพึ่งได้ รวมระบบกักเก็บพลังงาน (Energy Storage System: ESS)
- ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด ของระบบ 3 การไฟฟ้า ณ เม.ย.-พ.ค. 14.00 – 14.30 น. (ปี 2567-2570) และ ณ เม.ย.-พ.ค. 20.00-22.30น. (ปี2571-2580)
- กำลังผลิตพึ่งได้ขึ้นอยู่กับช่วงเวลาที่เกิดความต้องการไฟฟ้าสูงสุดในปีนั้นๆ
- พิจารณา Dependable factor ของพลังงานหมุนเวียน ชุด PDP2018 Rev1 ตาม คณะทำงานจัดทำค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า

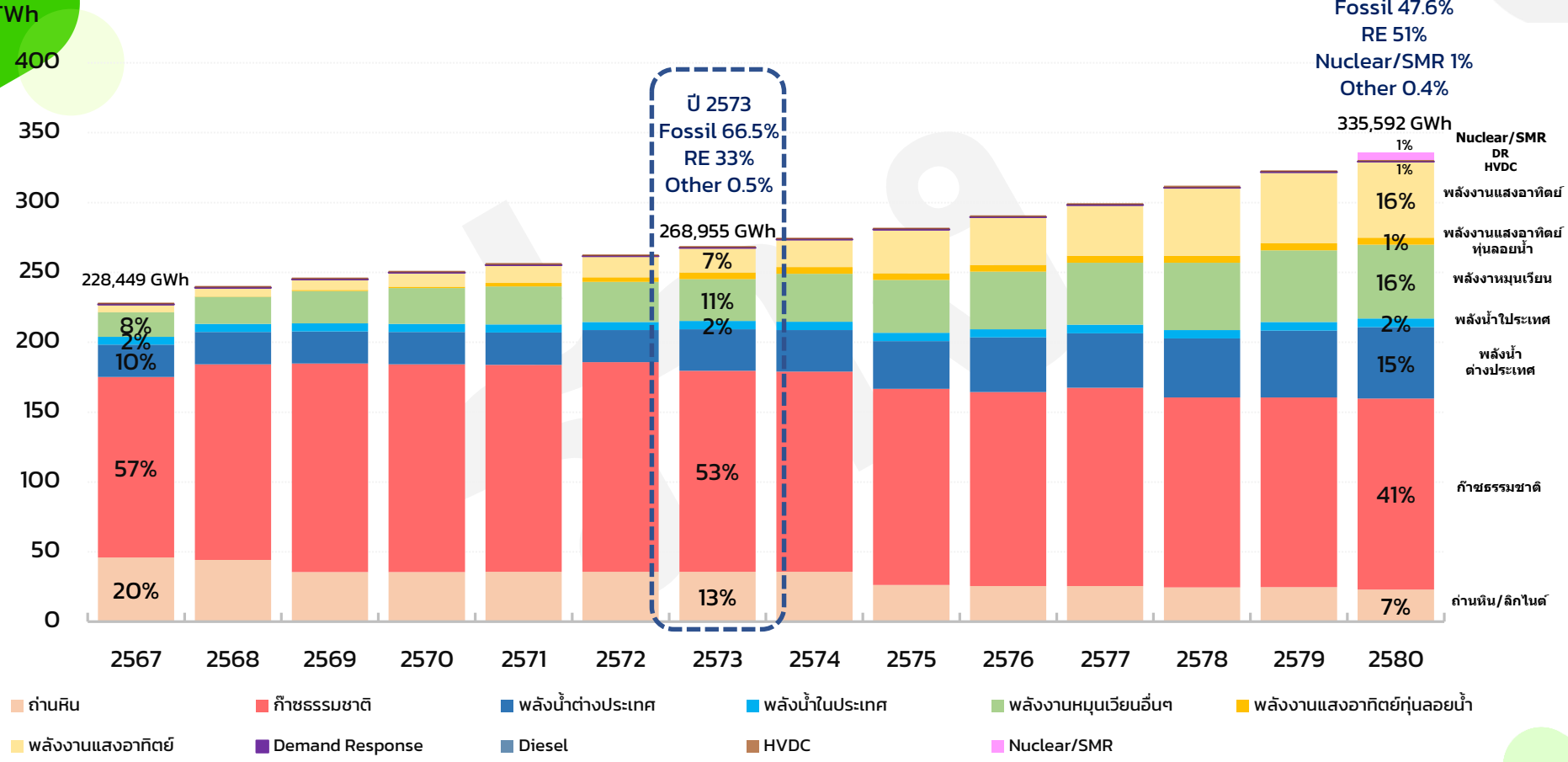
ร่างแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าระบบ 3 การไฟฟ้า

ภาพรวมกำลังผลิต ณ ปี 2580	เมกะวัตต์
กำลังผลิต ณ ธ.ค. 2566	53,868
กำลังผลิตใหม่	77,407
กำลังผลิตที่ปลดออกจากระบบ	-18,884
รวมกำลังผลิตตามสัญญาทั้งสิ้น	112,391



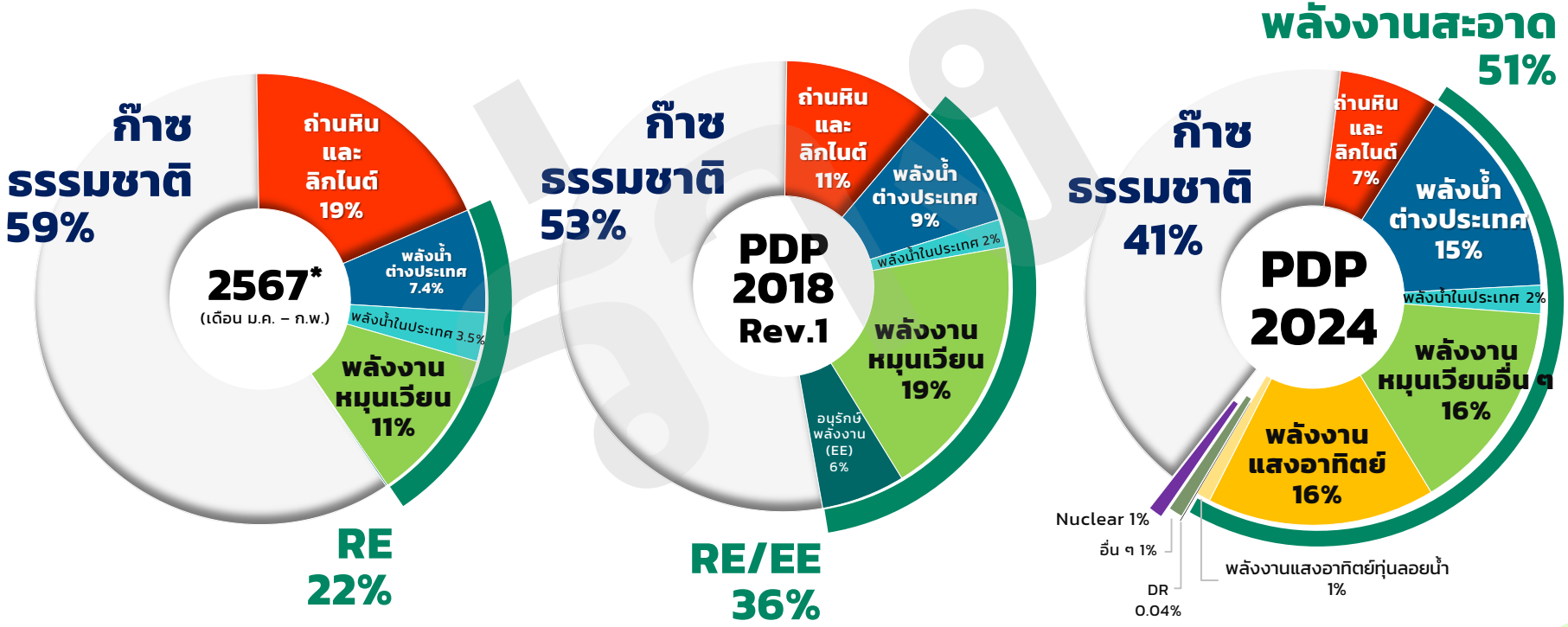
หมายเหตุ:
- การคำนวณกำลังผลิตพึ่งได้ รวมระบบกักเก็บพลังงาน (Energy Storage System: ESS)
- ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด ของระบบ 3 การไฟฟ้า ณ เม.ย.-พ.ค. 14.00 – 14.30 น. (ปี 2567-2570) และ ณ เม.ย.-พ.ค. 20.00-22.30น. (ปี2571-2580)
- กำลังผลิตพึ่งได้ขึ้นอยู่กับช่วงเวลาที่เกิดความต้องการไฟฟ้าสูงสุดในปีนั้นๆ
- พิจารณา Dependable factor ของพลังงานหมุนเวียน ชุด PDP2018 Rev1 ตาม คณะทำงานจัดทำค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า

สัดส่วนการผลิตพลังงานไฟฟ้าระบบ 3 การไฟฟ้า



หมายเหตุ: ไม่พิจารณาการผลิตไฟฟ้าจากระบบกักเก็บพลังงาน (แบตเตอรี่ V2G และพลังน้ำแบบสูบกลับ)

เปรียบเทียบสัดส่วนการผลิตพลังงานไฟฟ้า
แยกตามประเภทเชื้อเพลิง ณ ปี 2580



สรุปกำลังผลิตใหม่ และระบบกักเก็บพลังงาน ในช่วงปี 2567 – 2580

(หน่วย: เมกะวัตต์)

ประเภทโรงไฟฟ้า	กำลังผลิตใหม่
โรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน	34,851
โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม	6,300
โรงไฟฟ้าพลังความร้อน	600
รับซื้อไฟฟ้าจากต่างประเทศ	3,500
อื่น ๆ (DR, V2G)	2,000
รวม	**47,251**

หมายเหตุ : ไม่รวมกำลังผลิตที่มีข้อผูกพันแล้ว

ประเภทโรงไฟฟ้า	MWh	เมกะวัตต์
พลังน้ำแบบสูบกลับ	19,776	2,472
ระบบกักเก็บพลังงานแบบแบตเตอรี่	26,010	10,485
รวม	**45,786**	**12,957**

icons created by Freepik - Flaticon

สรุปโรงไฟฟ้าใหม่ ปี 2567 – 2580

	2571	2572	2573	2574	2575	2576	2577	2578	2579	2580
ภาคเหนือ										
ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ								รฟ.พลังความร้อนร่วม ภาคอีสาน 700 MW		SMR / Micro Nuclear 300 MW
เขตนครหลวง	รฟ.พระนครเหนือ ชุดที่ 3 700 MW		รฟ.พระนครใต้ ชุดที่ 5 700 MW					รฟ.พระนครใต้ ชุดที่ 6 700 MW	รฟ.พระนครเหนือ ชุดที่ 4 700 MW	
ภาคกลาง						รฟ.พลังความร้อนร่วม (ตะวันตก) 1,400 MW				
ภาคใต้							รฟ.จะนะ ชุดที่ 3 700 MW		รฟ.พลังความร้อนร่วม ภาคใต้ 700 MW	SMR / Micro Nuclear 300 MW
ต่างประเทศ								ต่างประเทศ 1,400 MW	ต่างประเทศ 1,400 MW	ต่างประเทศ 700 MW
PSH							สูบกลับ เขื่อนจุฬาภรณ์ 801 MW / 6,408 MWh		สูบกลับ เขื่อนวชิราลงกรณ 891 MW / 7,128 MWh	สูบกลับ เขื่อนกระทูน 780 MW / 6,240MWh
BESS					5,425 MW 5,770 MWh	2,990 MW 11,960 MWh		2,070 MW 8,280 MWh		

หมายเหตุ : ไม่รวมกำลังผลิตที่มีข้อผูกพันแล้ว

โรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนใหม่ ในช่วงปี 2567 – 2580

(หน่วย: เมกะวัตต์)

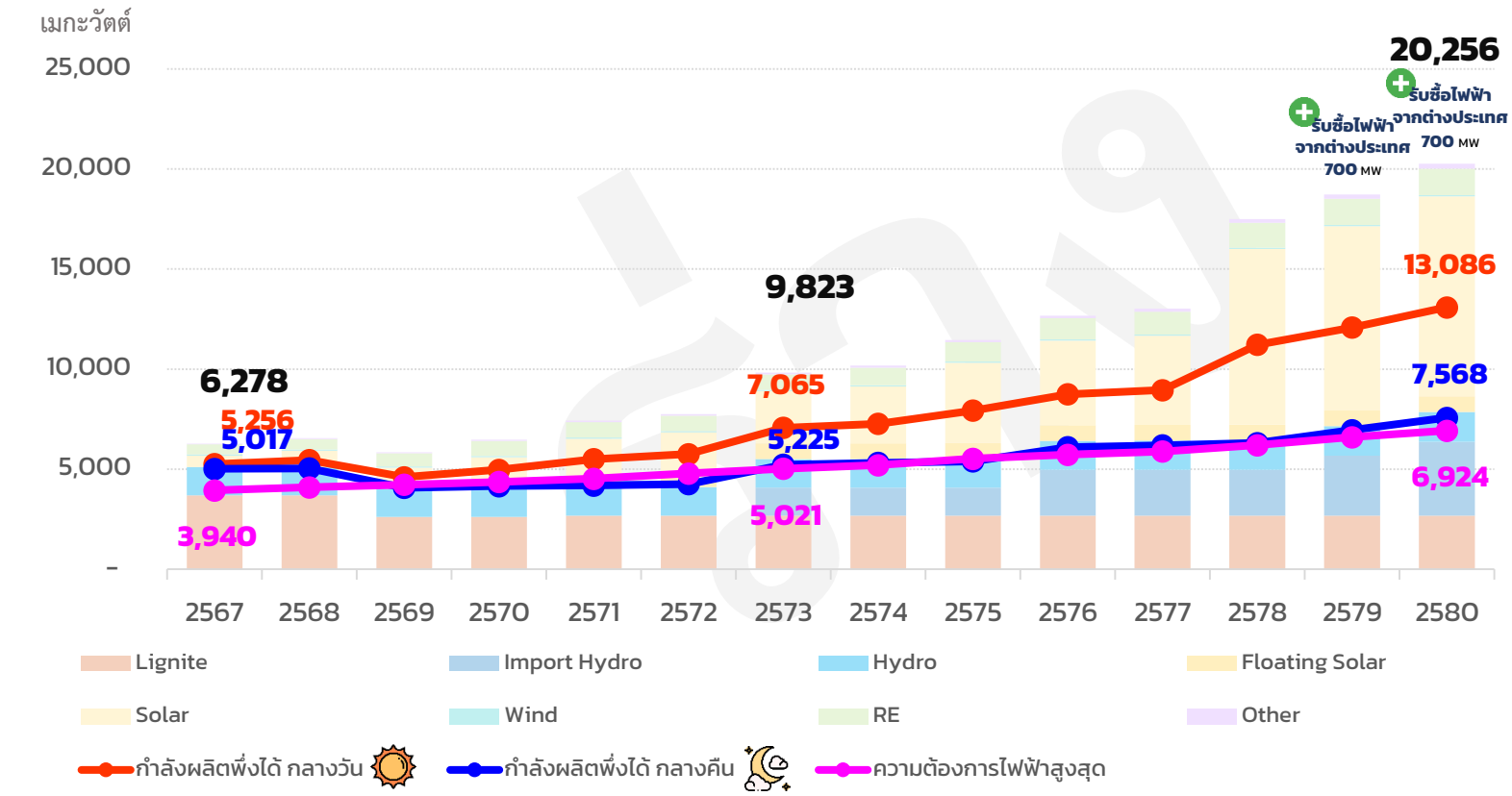
	2567 – 2573	2574	2575	2576	2577	2578	2579	2580	รวม
แสงอาทิตย์	800	1,248	6,767	1,835	1,475	8,387	1,470	2,430	24,412
ลม		810	800	750	750	750	750	735	5,345
ชีวมวล	249	156	120	120	141	141	95	24	1,046
ก๊าซชีวภาพ		160	160	160	160	160	136		936
แสงอาทิตย์ทุ่นลอยน้ำ	2,656	10		5	5		5		2,681
ขยะอุตสาหกรรม		12							12
ขยะชุมชน		200				100			300
พลังน้ำขนาดเล็ก	26	4	6	8	19	12	10	13	99
ความร้อนใต้พิภพ								21	21

หมายเหตุ : ไม่รวมกำลังผลิตที่มีข้อผูกพันแล้ว

34,851

เราสร้างสรรค์เพื่อทุกคน
สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน

ร่างแผน PDP2024 กำลังผลิตพึ่งได้ ภาคเหนือ



กำลังผลิตตามสัญญา ปี 2580

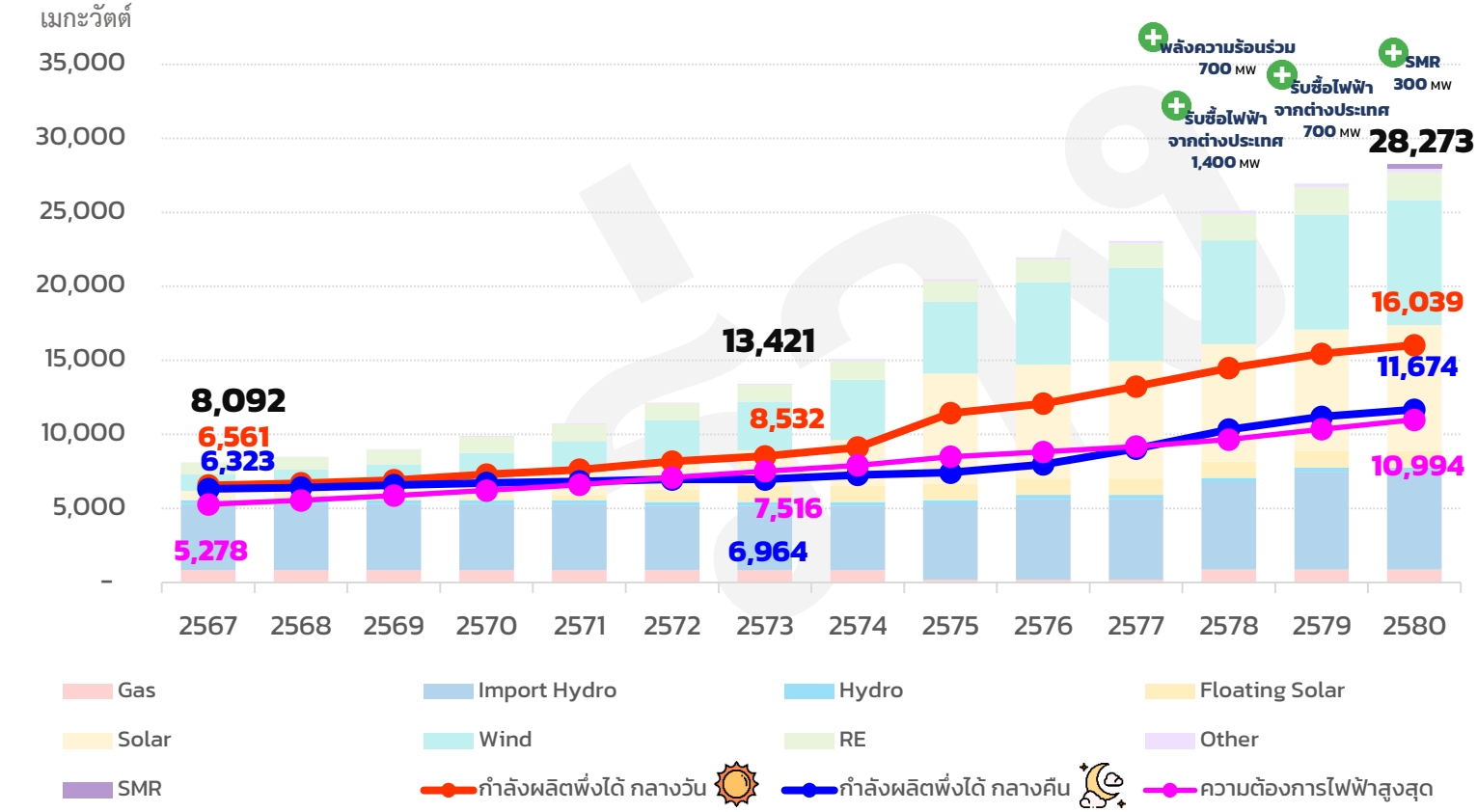
รวม 20,256 MW

Lignite	1,200	MW	6%
Solar	10,775	MW	53%
Wind	60	MW	0.3%
Hydro	1,483	MW	7%
Import	5,170	MW	26%
Other	1,568	MW	8%

หมายเหตุ:

- ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด ณ พ.ค. 20.00 – 21.00 น. (ปี 2567-2580) ตามคณะทำงานจัดทำค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า
- กำลังผลิตพึ่งได้ขึ้นอยู่กับช่วงเวลาที่เกิดความต้องการไฟฟ้าสูงสุดในปีนั้น ๆ
- พิจารณา Dependable factor ของพลังงานหมุนเวียน ชุด PDP2018 Rev1 ตามคณะทำงานจัดทำค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า
- พิจารณา Dependable factor ของสูบกลับ เท่ากับ 100% โดยไม่พิจารณากำลังผลิตพึ่งได้ของแบตเตอรี่

ร่างแผน PDP2024 กำลังผลิตพึ่งได้ ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ



กำลังผลิตตามสัญญา ปี 2580

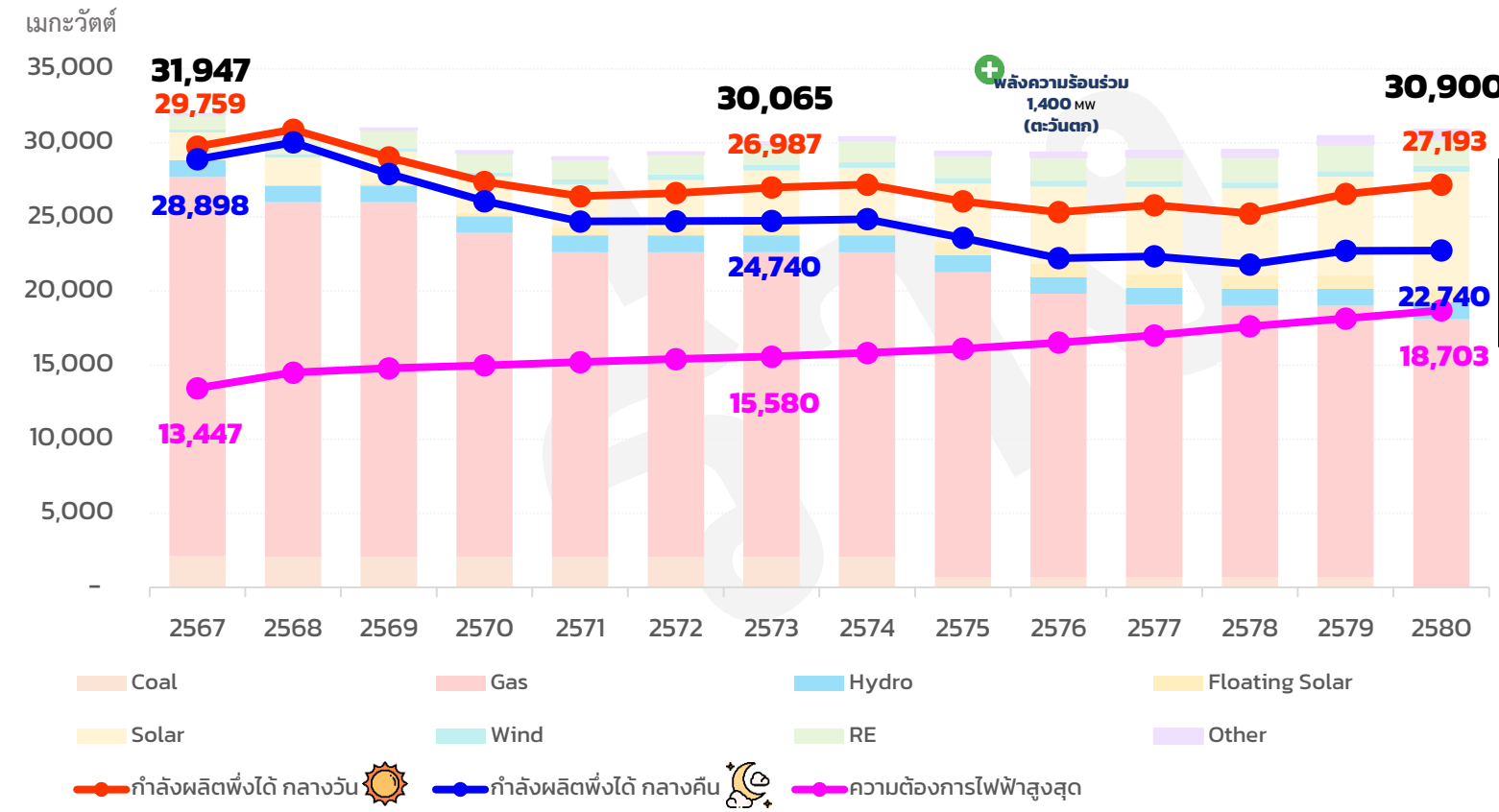
รวม 28,273 MW

Gas	880	MW	3%
Solar	9,615	MW	34%
Wind	8,435	MW	30%
Hydro	290	MW	1%
Import	6,598	MW	23%
SMR	300	MW	1%
Other	2,155	MW	8%

หมายเหตุ:

- ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด ณ. มิ.ย. 20.00 น. (ปี 2567-2580) ตามคณะทำงานจัดทำค่พยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า
- กำลังผลิตพึ่งได้ขึ้นอยู่กับช่วงเวลาที่เกิดความต้องการไฟฟ้าสูงสุดในปีนั้น ๆ
- พิจารณา Dependable factor ของพลังงานหมุนเวียน ชุด PDP2018 Rev1 ตามคณะทำงานจัดทำค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า
- พิจารณา Dependable factor ของสูบกลับ เท่ากับ 100% โดยไม่พิจารณากำลังผลิตพึ่งได้ของแบตเตอรี่

ร่างแผน PDP2024 กำลังผลิตพึ่งได้ ภาคกลาง



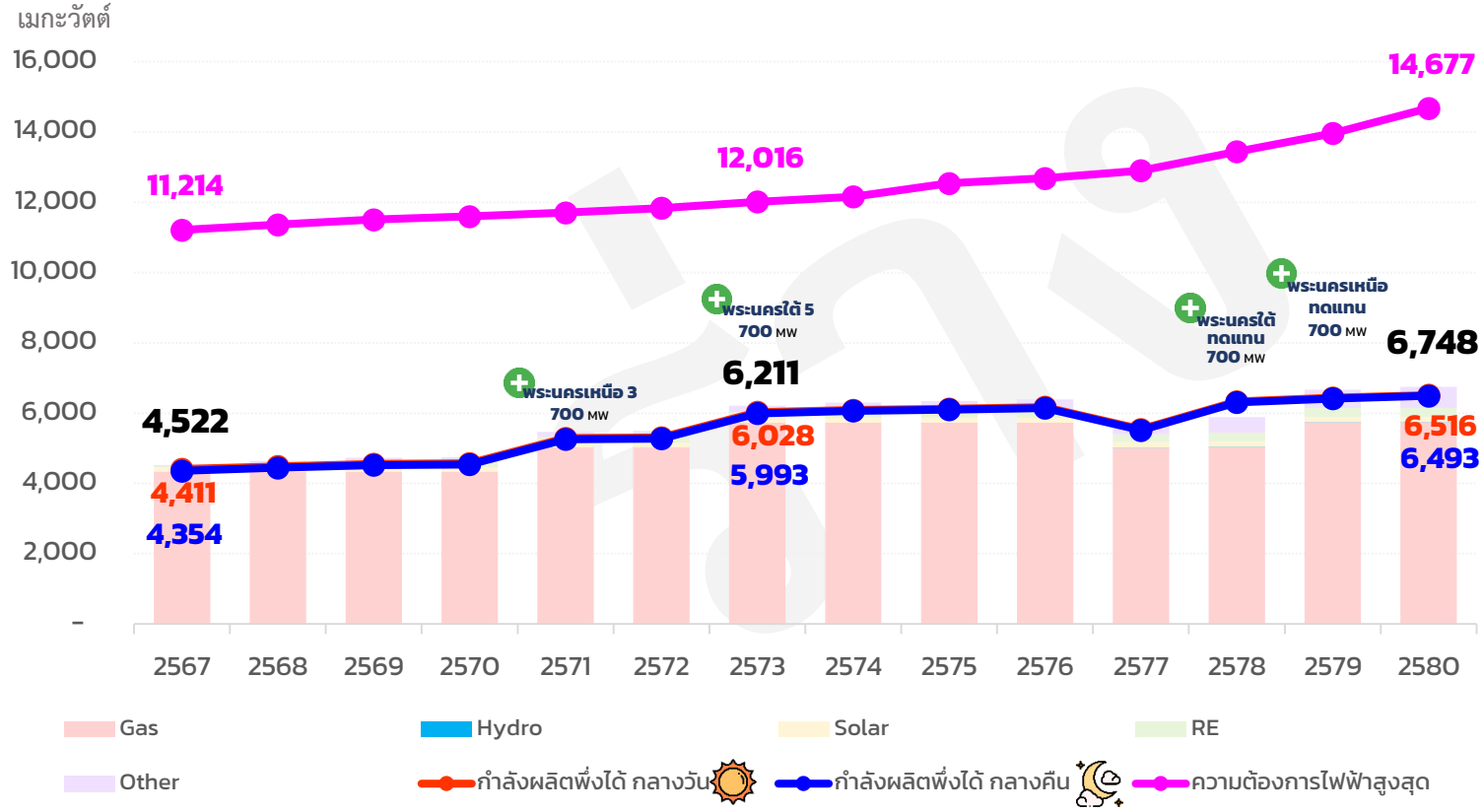
รวม **30,900** MW

Gas	18,056	MW	58%
Coal	45	MW	0.1%
Solar	8,812	MW	29%
Wind	387	MW	1.3%
Hydro	1,147	MW	4%
Other	2,455	MW	8%

หมายเหตุ:

- ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด ณ มิ.ย. 14.00 น. (ปี 2567-2576) และ ณ มิ.ย. 23.00 น. (ปี 2577-2580) ตาม คณะทำงานจัดทำค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า
- กำลังผลิตพึ่งได้ขึ้นอยู่กับช่วงเวลาที่เกิดความต้องการไฟฟ้าสูงสุดในปีนั้น ๆ
- พิจารณา Dependable factor ของพลังงานหมุนเวียน ชุด PDP2018 Rev1 ตามคณะทำงานจัดทำค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า
- พิจารณา Dependable factor ของสูบกลับ เท่ากับ 100% โดยไม่พิจารณากำลังผลิตพึ่งได้ของแบตเตอรี่

ร่างแผน PDP2024 กำลังผลิตพึ่งได้ เขตนครหลวง



กำลังผลิตตามสัญญา ปี 2580

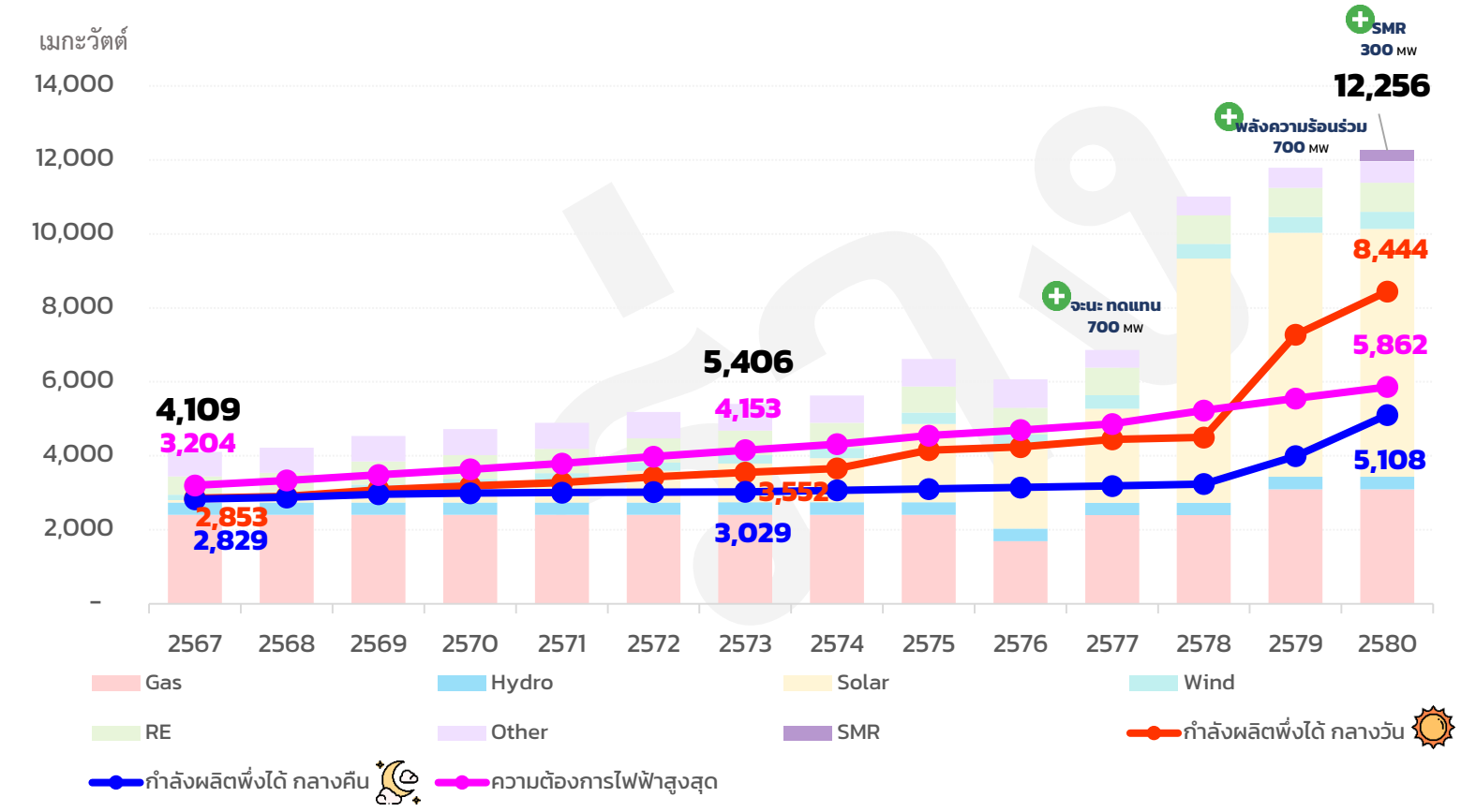
รวม **6,748** MW

Gas	5,748	MW	85%
Solar	151	MW	2%
Hydro	0.8	MW	0.01%
Other	849	MW	13%

หมายเหตุ:

- ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด ณ เม.ย.-พ.ค. 14.00น. (ปี 2567-2574) และ ณ เม.ย.-พ.ค. 20.00-22.30น. (ปี2575-2580)
- กำลังผลิตพึ่งได้ขึ้นอยู่กับช่วงเวลาที่เกิดความต้องการไฟฟ้าสูงสุดในปีนั้น ๆ
- พิจารณา Dependable factor ของพลังงานหมุนเวียน ชุด PDP2018 Rev1 ตามคณะทำงานจัดทำค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า
- พิจารณา Dependable factor ของสูบกลับ เท่ากับ 100% โดยไม่พิจารณากำลังผลิตพึ่งได้ของแบตเตอรี่

ร่างแผน PDP2024 กำลังผลิตพึ่งได้ ภาคใต้



กำลังผลิตตามสัญญา ปี 2580

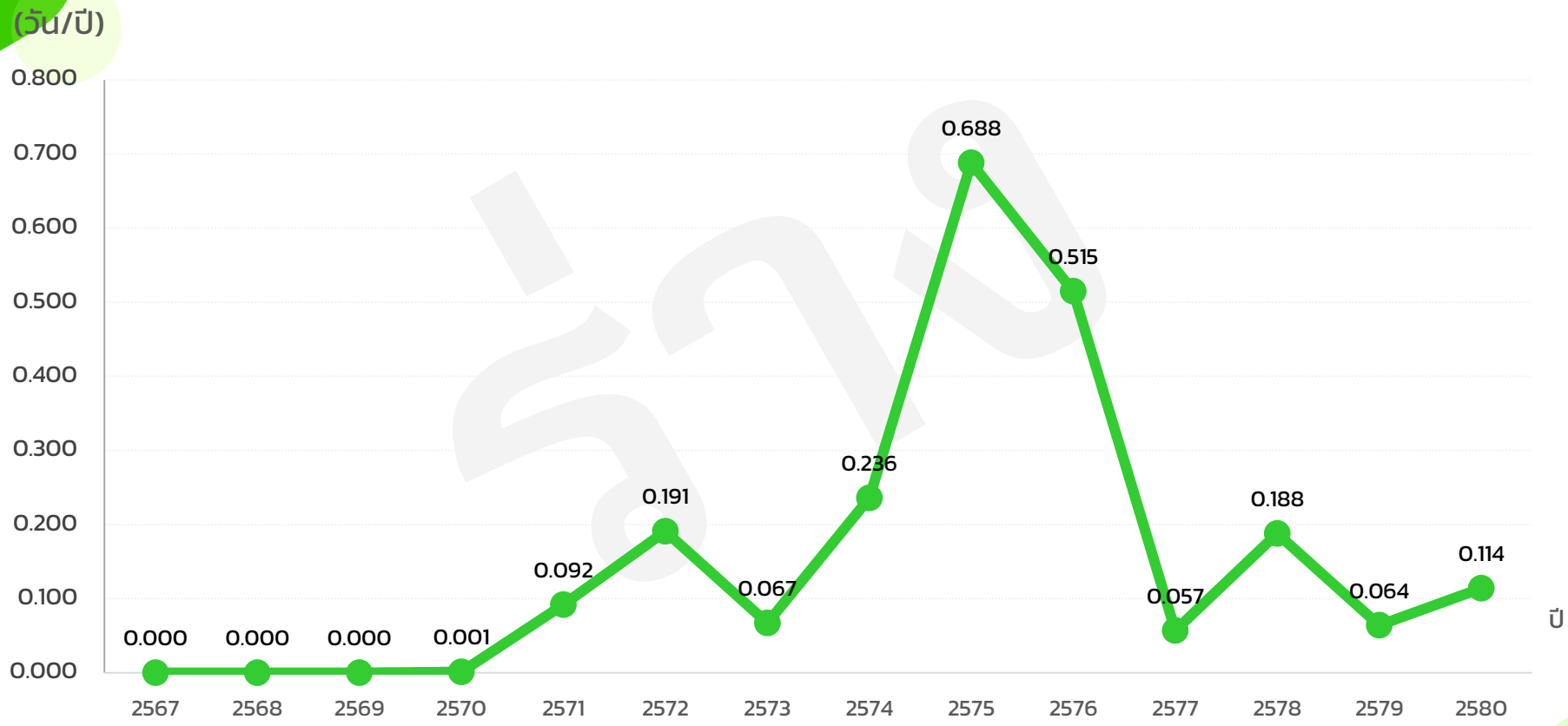
รวม **12,256** MW

Gas	3,096	MW	25%
Solar	6,705	MW	55%
Wind	457	MW	4%
Hydro	338	MW	3%
HVDC	300	MW	2%
SMR	300	MW	2%
Other	1,060	MW	9%

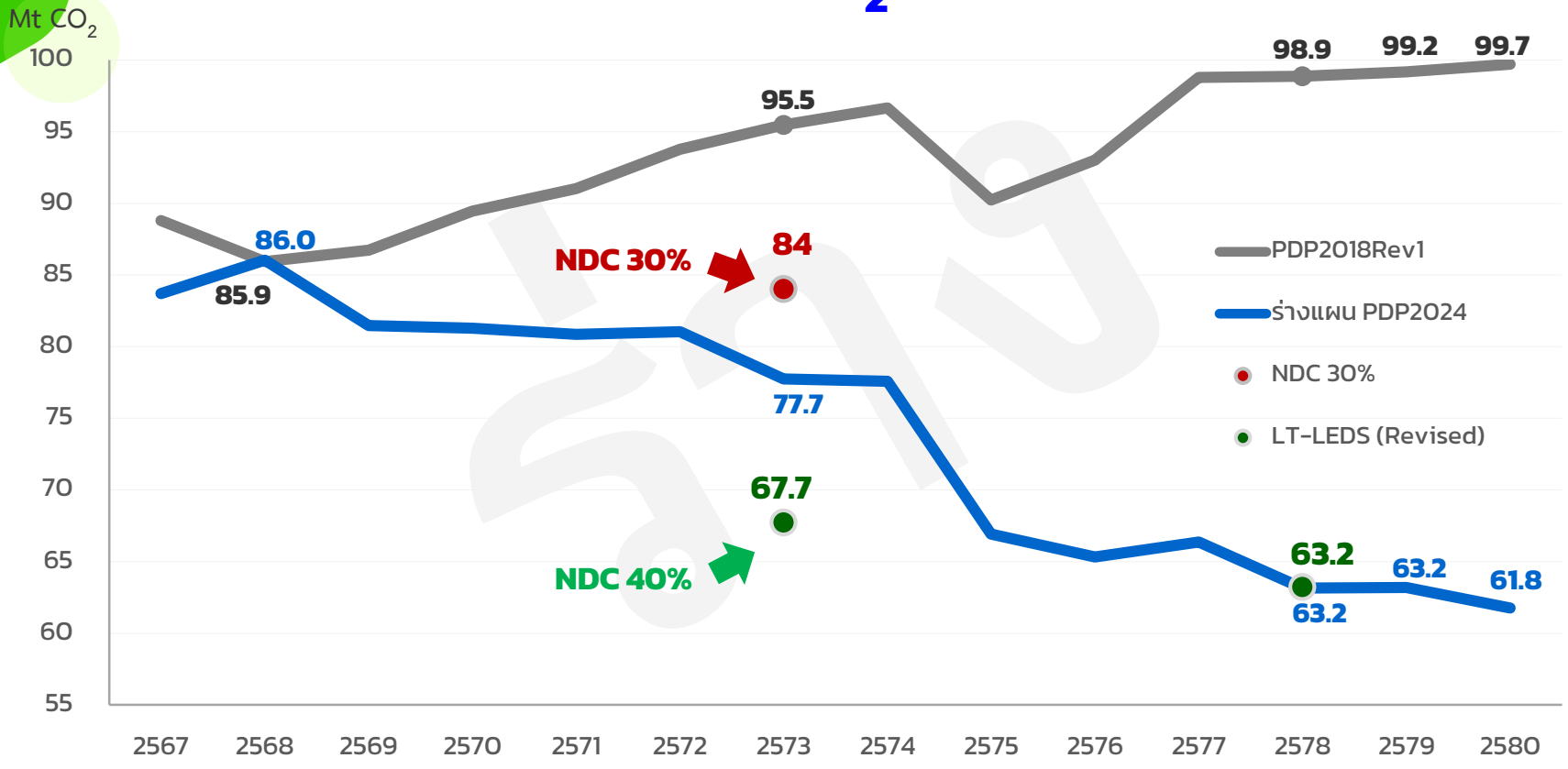
หมายเหตุ:

- ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด ณ เม.ย. 19.30-20.00 น. (ปี 2567- 2580)
- กำลังผลิตพึ่งได้ขึ้นอยู่กับช่วงเวลาที่เกิดความต้องการไฟฟ้าสูงสุดในปีนั้น ๆ
- พิจารณา Dependable factor ของพลังงานหมุนเวียน ชุด PDP2018 Rev1 ตามคณะทำงานจัดทำค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า
- พิจารณา Dependable factor ของสูบกลับ เท่ากับ 100% โดยไม่พิจารณากำลังผลิตพึ่งได้ของแบตเตอรี่

เกณฑ์ความมั่นคงของระบบไฟฟ้า : LOLE



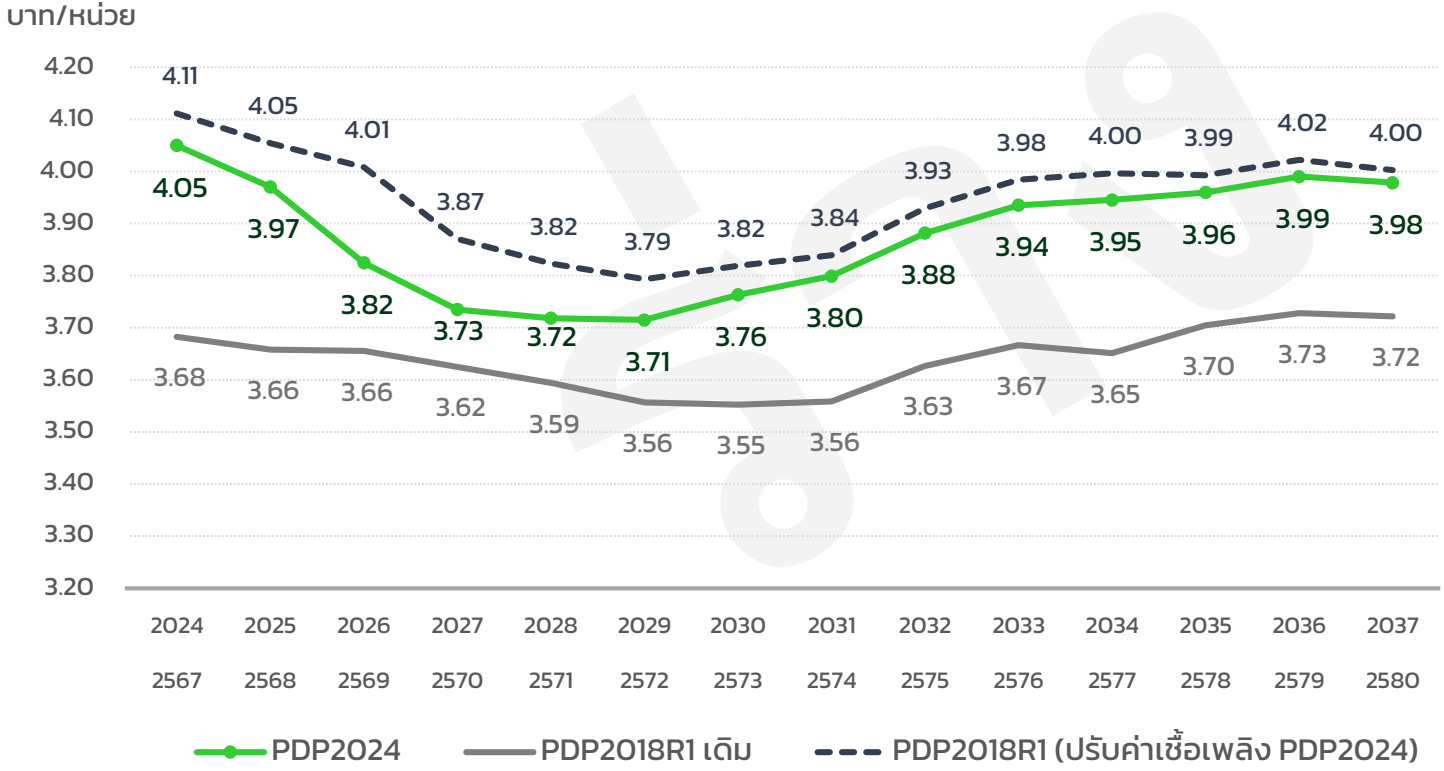
ประมาณการการปล่อย CO_2 ของระบบ 3 การไฟฟ้า



*พิจารณา CO_2 ที่ผสมไฮโดรเจน 5%

ค่าไฟฟ้าต่อหน่วยขายปลีกปี 2567-2580

เปรียบเทียบค่าไฟฟ้า PDP2024 และ PDP2018R1
กรณีปรับสมมติฐานค่าเชื้อเพลิงและ FX ตาม PDP2024



สูงกว่า PDP2024
0.0775 บาท/หน่วย

PDP2018R1
(ปรับสมมติฐานค่าเชื้อเพลิงและ FX ตาม PDP2024)
Levelized Price **3.9479** บาท/หน่วย

0.2335 บาท/หน่วย

ร่างแผน PDP2024
Levelized Price **3.8704** บาท/หน่วย

PDP2018R1
Levelized Price **3.6369** บาท/หน่วย

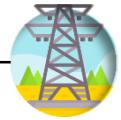
ผลประโยชน์
จากแผน PDP2024

เราสร้างสรรค์
เพื่อทุกคน

สำนักงานนโยบาย
และแผนพลังงาน
กระทรวงพลังงาน

ผลประโยชน์จากแผน PDP2024

ระบบไฟฟ้ามั่นคง
(Security)



มีไฟฟ้าเพียงพอ
รองรับความต้องการไฟฟ้า

รองรับการใช้ไฟฟ้า
ที่เปลี่ยนแปลงไป

ใช้เกณฑ์ LOLE ทำให้ระบบไฟฟ้ามีความมั่นคง
รองรับการผลิตไฟฟ้าจาก RE ที่มีความไม่แน่นอนได้
ไฟฟ้าเพียงพอต่อความต้องการตลอดทุกช่วงเวลา

ใช้ประโยชน์จากโครงสร้างพื้นฐาน
เช่น ท่อก๊าซฯ/Terminal
ที่ประเทศได้มีการลงทุนไว้แล้ว
อย่างมีประสิทธิภาพ

ราคาเหมาะสม
(Economy)

ค่าไฟมีความเหมาะสม
และมีเสถียรภาพ

ยั่งยืน
(Sustainable)

บรรลุเป้าหมาย
CO_2
ภาคไฟฟ้าของ ทส.

เพิ่มสัดส่วน
การผลิตไฟฟ้าจาก RE

เพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงาน
ได้ตามกรอบแผนพลังงานชาติ

icons created by Freepik - Flaticon

เราสร้างสรรค์
เพื่อทุกคน

www.eppo.go.th

EppoThailand

EppoThailand

สำนักงานนโยบาย
และแผนพลังงาน
กระทรวงพลังงาน

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน
กระทรวงพลังงาน

ร่างแผนบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติ พ.ศ. 2567 - 2580 (Gas Plan 2024)

วัตถุประสงค์

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน
กระทรวงพลังงาน

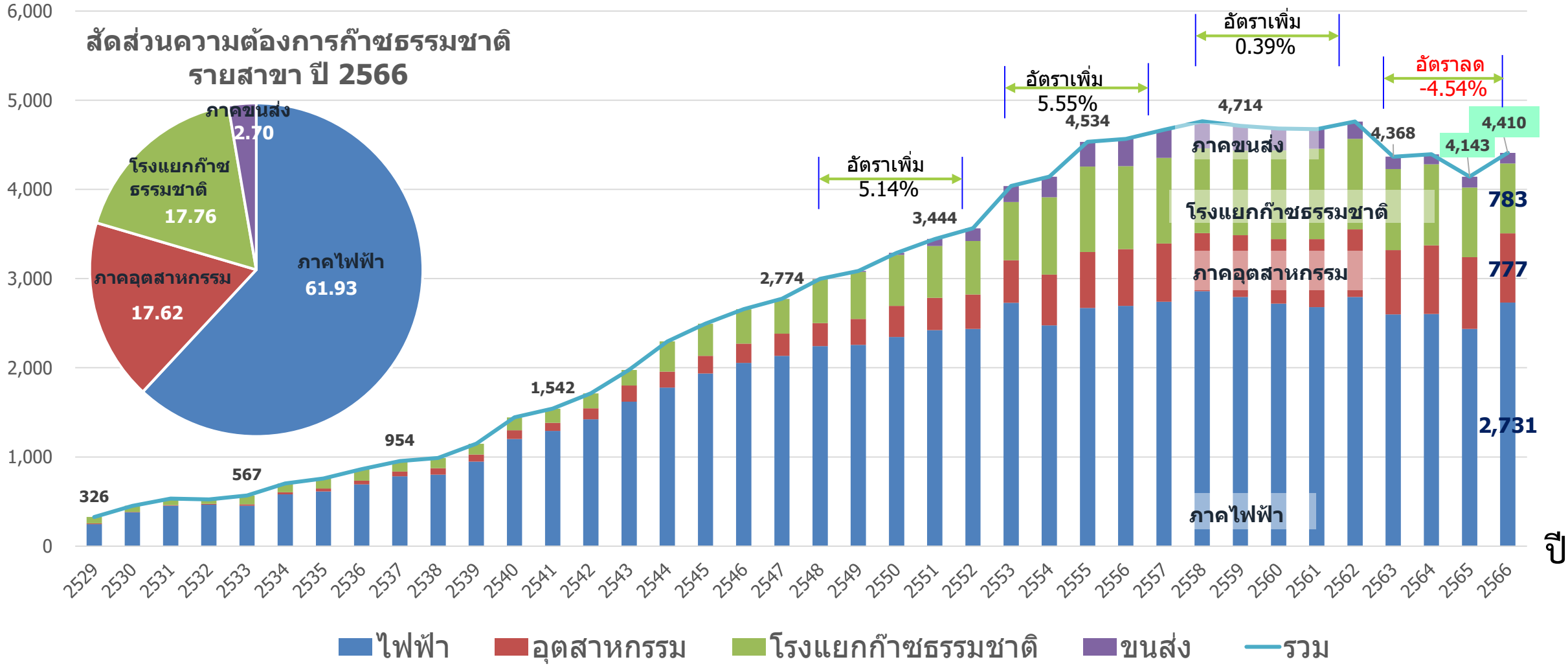
1. จัดหาก๊าซธรรมชาติให้เพียงพอกับความต้องการใช้ของประเทศ

2. บริหารจัดการระบบโครงสร้างพื้นฐานก๊าซธรรมชาติให้มีความมั่นคงและมีประสิทธิภาพ

ปริมาณความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติ ปี 2529 - 2566

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน

Unit : MMSCFD (@ 1,000 BTU/SCF)



การประมาณการความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติ เพื่อจัดทำร่าง Gas Plan 2024

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน

ไฟฟ้า

ตามร่างแผน PDP2024

(เสนออนุกรรมการ PDP เมื่อวันที่ 20 พ.ค. 67)
โดยผสม H2 5% by volume ของ Demand โรงไฟฟ้าก๊าซ on grid ตั้งแต่ปี 2573

อุตสาหกรรม

ตาม GDP

สศช. คาดการณ์ GDP ปี 2565 – 2580 ขยายตัวเฉลี่ย 3.1% ต่อปี และคำนึงถึงแผนการขยายโครงข่ายระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ

โรงแยกก๊าซธรรมชาติ (GSP)

ตามปริมาณก๊าซธรรมชาติที่มีในอ่าวไทย

ข้อมูลจากกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ

ขนส่ง

ตามแนวโน้มจำนวนรถ NGV

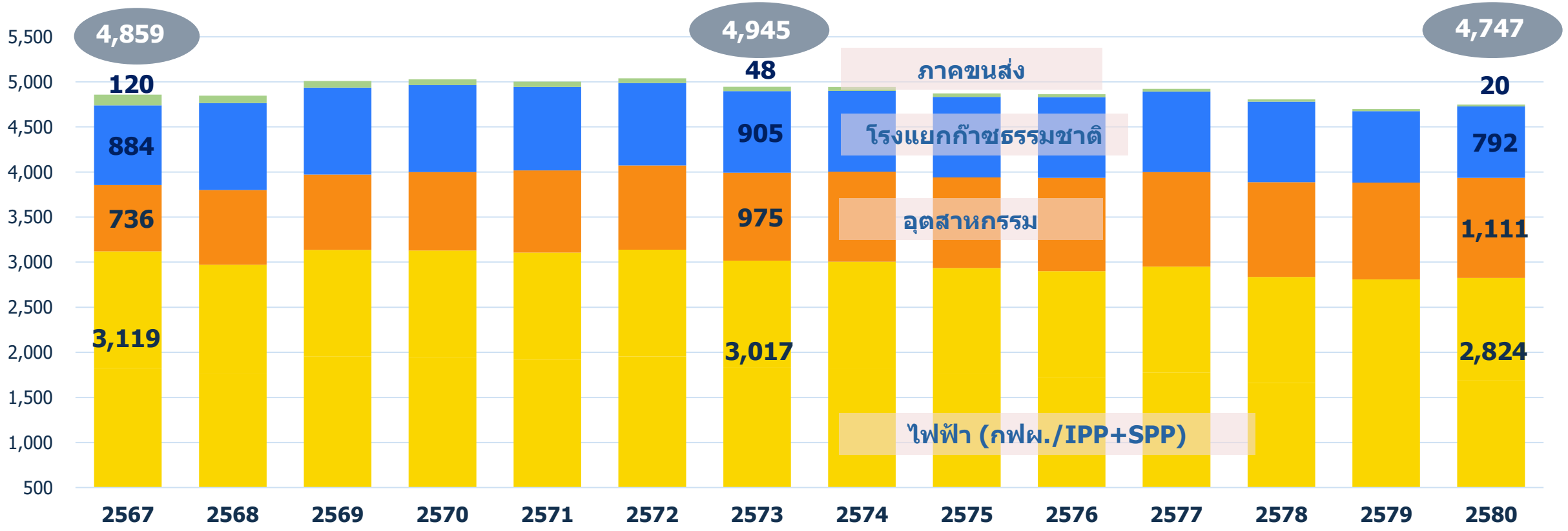
หมายเหตุ ข้อมูลปี 2567 อ้างอิงข้อมูลจากที่ประชุม PMM วันที่ 21 พ.ค. 67 (หน่วย: MMSCFD)

ปริมาณความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติ ปี 2567-2580

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน
กระทรวงพลังงาน

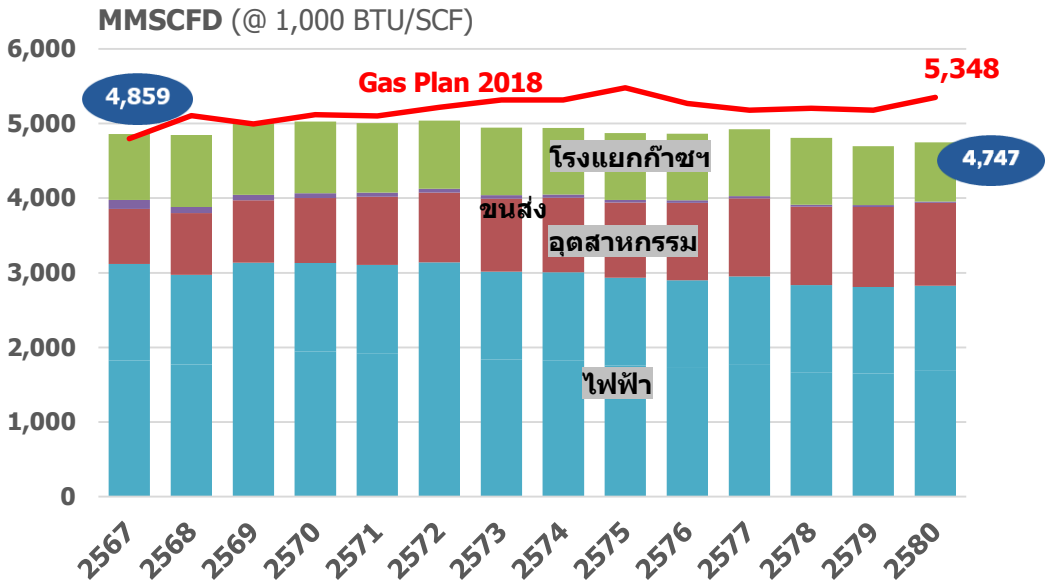
Demand

Unit : MMSCFD (@ 1,000 BTU/SCF)



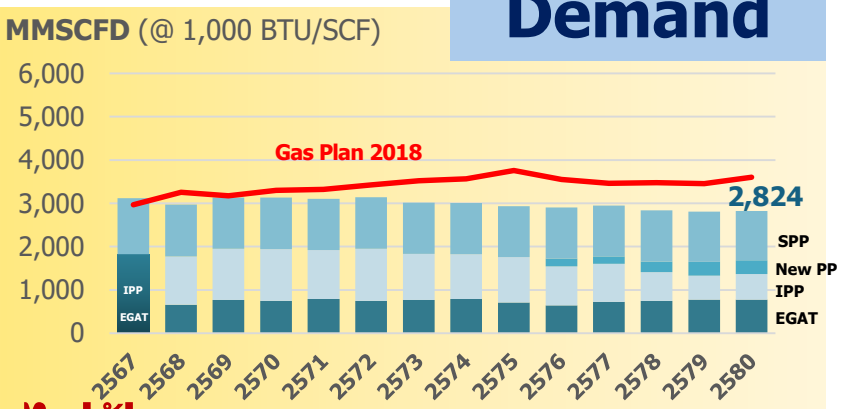
Gas Plan 2024 เปรียบเทียบกับ Gas Plan 2018

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน



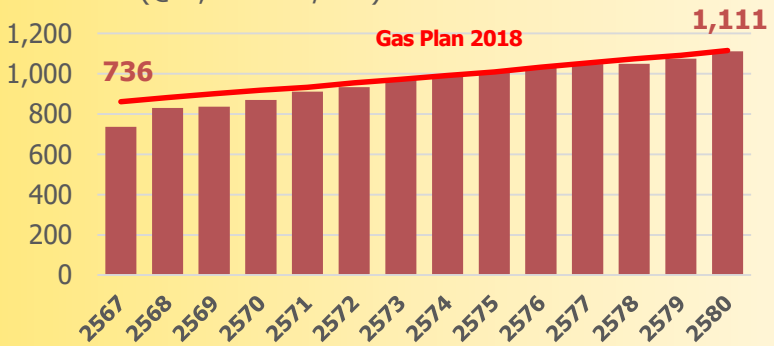
- ตัวเลขพยากรณ์ความต้องการก๊าซธรรมชาติใน **(ร่าง) Gas Plan 2024** ลดลง จาก Gas Plan 2018
- เนื่องจากการเพิ่มสัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงจากพลังงานสะอาดในภาคไฟฟ้าเพิ่มขึ้น จากเดิม 36% เป็น 51%

Demand



ไฟฟ้า

ตามร่างแผน PDP2024 (เสนออนุกรรมการ PDP เมื่อวันที่ 20 พ.ค. 67) **โดยผสม H_2 5% by volume ของ Demand ไฟฟ้า on grid ตั้งแต่ปี 2573**

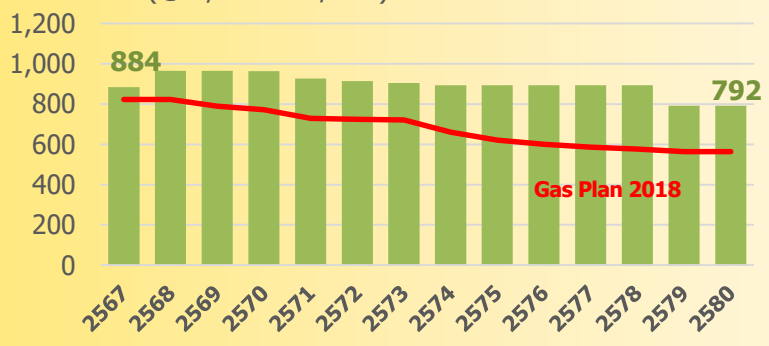


อุตสาหกรรม

ตามการขยายตัวทางเศรษฐกิจ (GDP) สศช. คาดการณ์ GDP ปี 2565 – 2580 ขยายตัวเฉลี่ย 3.1 % ต่อปี และคำนึงถึงแผนการขยายโครงข่ายระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ

ขนส่ง

ตามแนวโน้มจำนวนรถ NGV ที่ลดลง ในอัตราเฉลี่ยต่อปี ร้อยละ -11.29



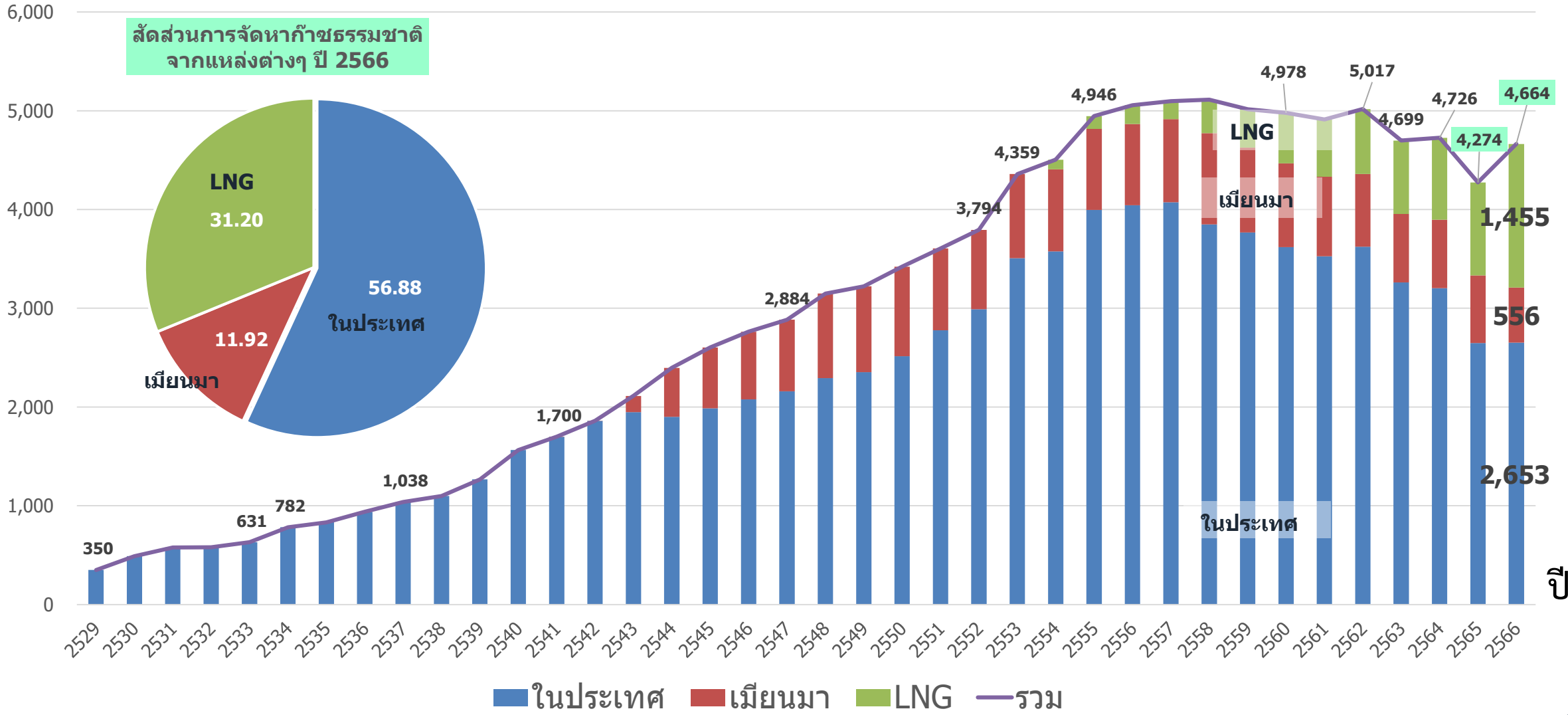
โรงแยกก๊าซธรรมชาติ

ตามปริมาณก๊าซธรรมชาติที่มีในอ่าวไทย (โดย กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ)

ปริมาณการจัดหาก๊าซธรรมชาติ ปี 2529 - 2566

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน

Unit : MMSCFD (@ 1,000 BTU/SCF)



การประมาณการจัดหาก๊าซธรรมชาติ ปี 2567-2580

Hydrogen

5% by volume ของ Demand โรงไฟฟ้าก๊าซ on grid ตั้งแต่ปี 2030 (ตามร่างแผน PDP 2024)

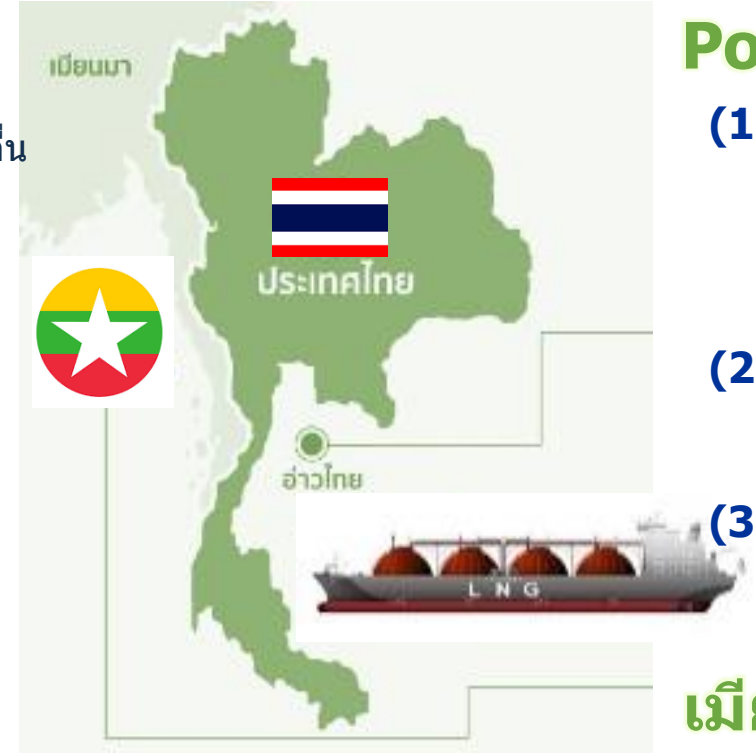
LNG

ตามสัญญาปัจจุบันของ PTT Shipper และ Shipper รายอื่น

- ปตท. ตามสัญญาระยะยาวปัจจุบัน 6.2 ล้านตันต่อปี

Qatar	2 ล้านตัน	(ปี 58-77)
Petronas	1.2 ล้านตัน	(ปี 60-79)
Shell	1 ล้านตัน	(ปี 60-80)
PTTGL	1 ล้านตัน	(ปี 69-88)
BP	1 ล้านตัน	(ปี 60-84)

- กฟผ. ตามสัญญาระยะสั้นปัจจุบัน
  ปี 67 ปริมาณ 0.9 ล้านตัน
  ปี 68 – 70 ปริมาณ 0.5 ล้านตันต่อปี
- หินกอง ตามสัญญาระยะสั้นปัจจุบัน
  ปี 67-69 ปริมาณ 0.5 ล้านตันต่อปี



ในประเทศ

แหล่งอ่าวไทย และ แหล่งบนบก
อิงปริมาณตาม DCQ (Daily Contract Quantity คือ ปริมาณก๊าซที่ผู้ขายจะต้องส่งมอบตามสัญญาให้แก่ผู้ซื้อในแต่ละวัน)

Potential Gas

(1) Potential A อยู่ระหว่างรอลงนามสัญญา
ประกอบด้วย Pailin
B8/32
Arthit (ส่วนเพิ่ม)
JDA-B-17

(2) Potential B อยู่ระหว่างดำเนินการ
ประกอบด้วย JDA-A18 (ต่อ PSC)
Yadana (ส่วนต่อสัมปทาน)

(3) 50% ของ Swing ของแหล่งก๊าซฯ อ่าวไทยที่มีสัญญาปัจจุบัน
(ปริมาณ Swing แต่ละสัญญาอยู่ที่ 5 – 15%)

เมียนมา

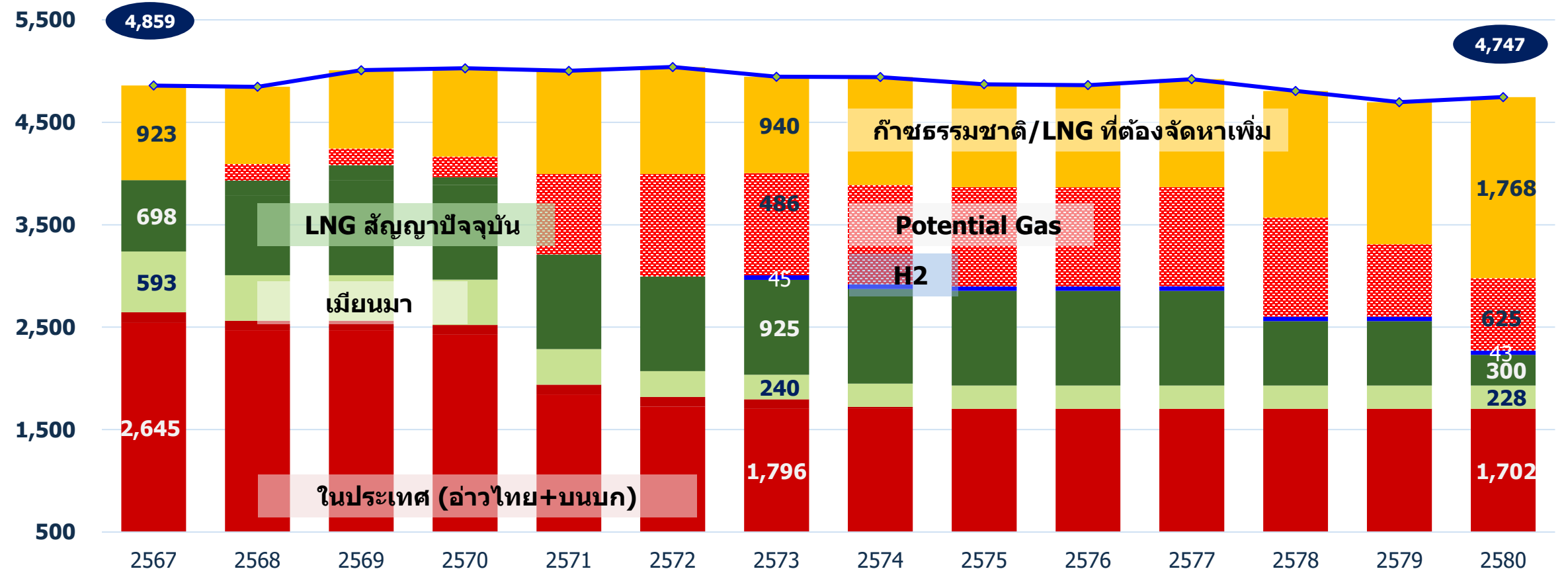
3 แหล่ง (Yadana / Yetagun / Zawtika)
คงกำลังการผลิตตามสัญญา ณ เดือน มิ.ย. 2566

ปริมาณการจัดหาก๊าซธรรมชาติ ปี 2567-2580

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน
กระทรวงพลังงาน

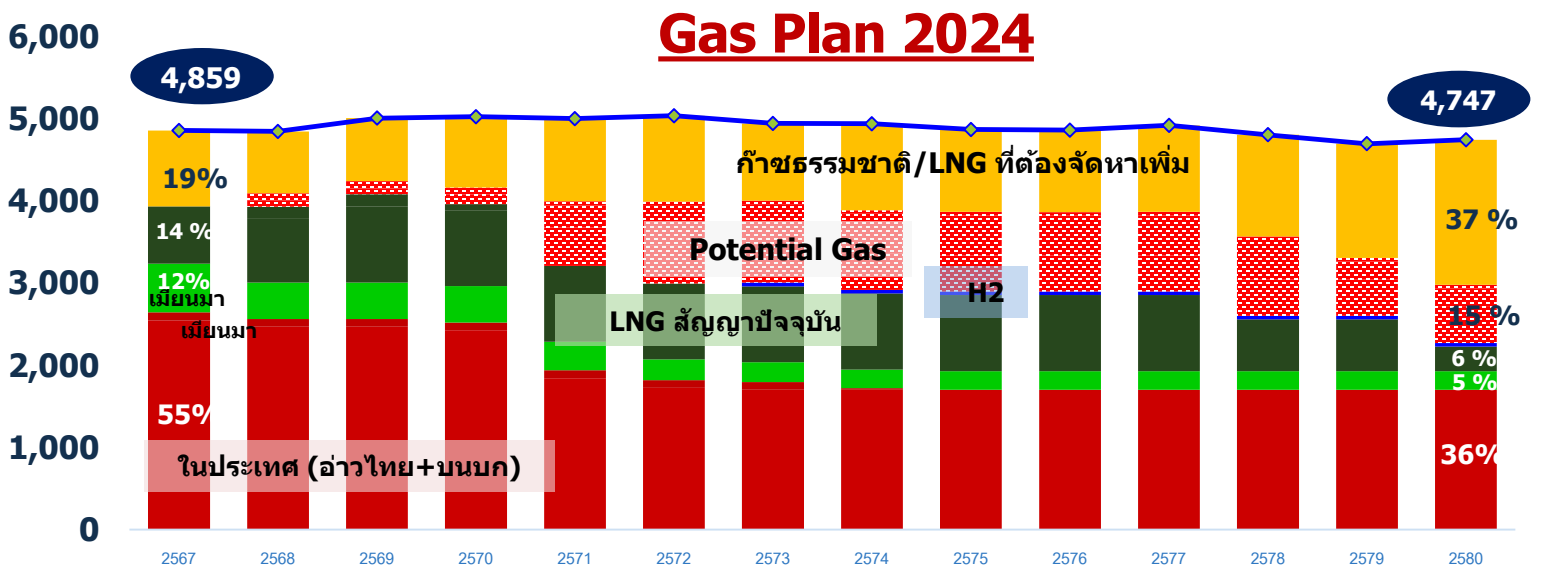
Supply

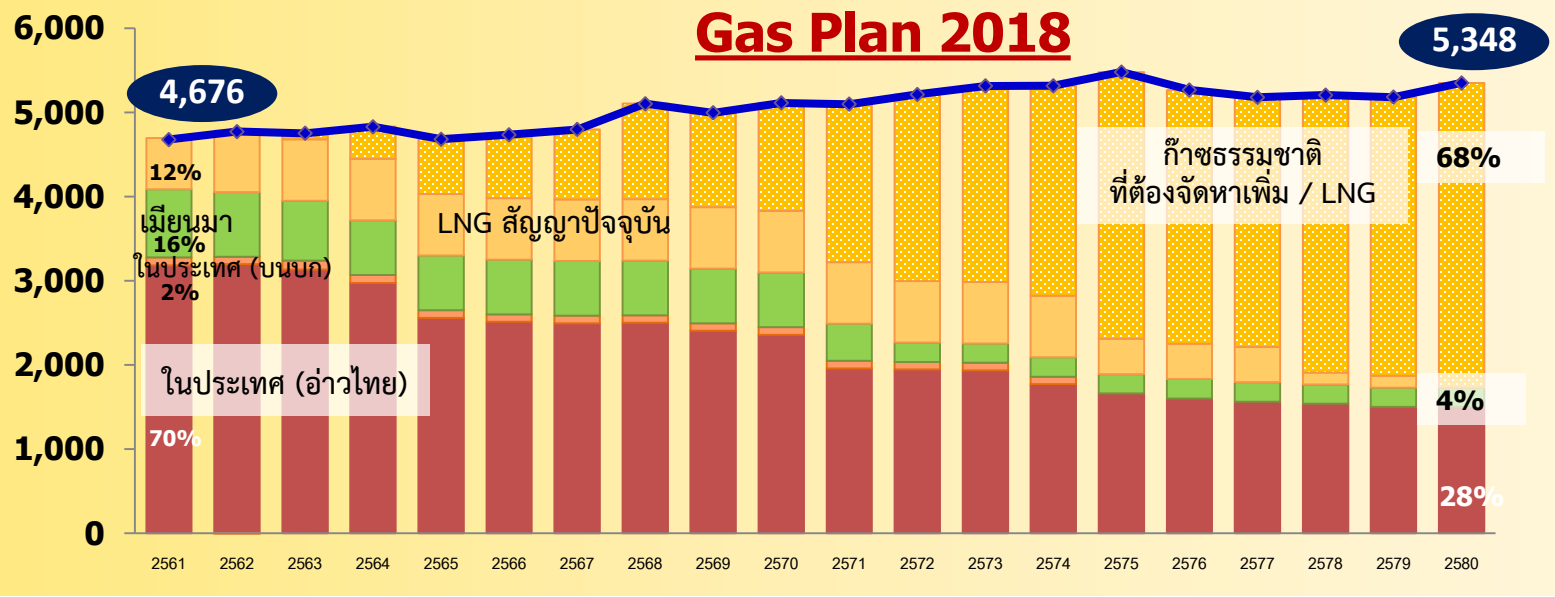
Unit : MMSCFD (@ 1,000 BTU/SCF)



Gas Plan 2024 เปรียบเทียบกับ Gas Plan 2018

Supply



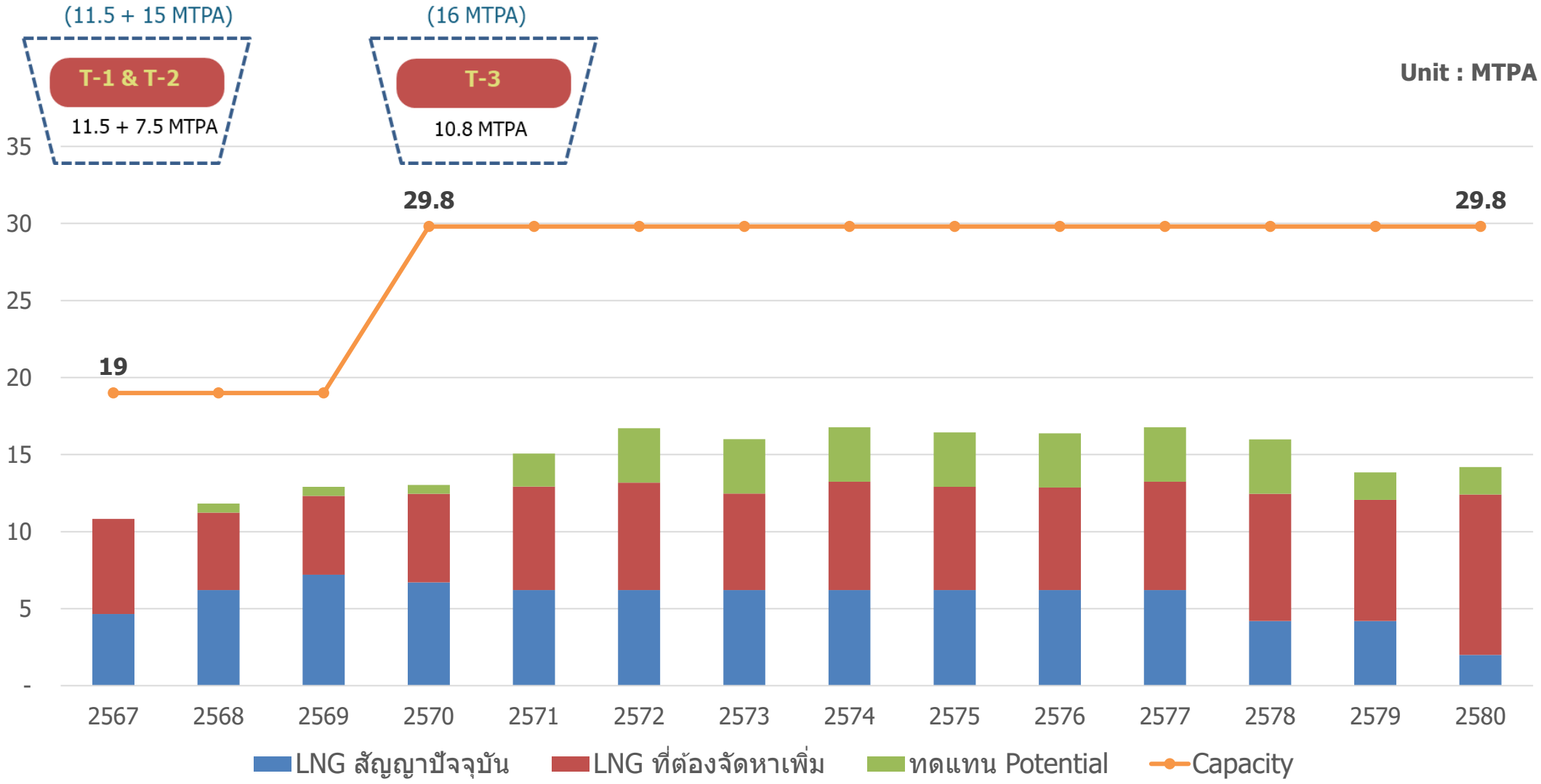


- ตัวเลขการพยากรณ์สัดส่วนการนำเข้าLNG ใน **(ร่าง) Gas Plan 2024** ลดลงจาก Gas Plan 2018 เนื่องจากมีแหล่งก๊าซ Potential ในอ่าวไทยและเมียนมาเพิ่มขึ้น ประกอบกับมีการใช้พลังงานจาก hydrogen อีกเล็กน้อย

แผนระบบรับส่งและโครงสร้างพื้นฐานก๊าซธรรมชาติ

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน
กระทรวงพลังงาน

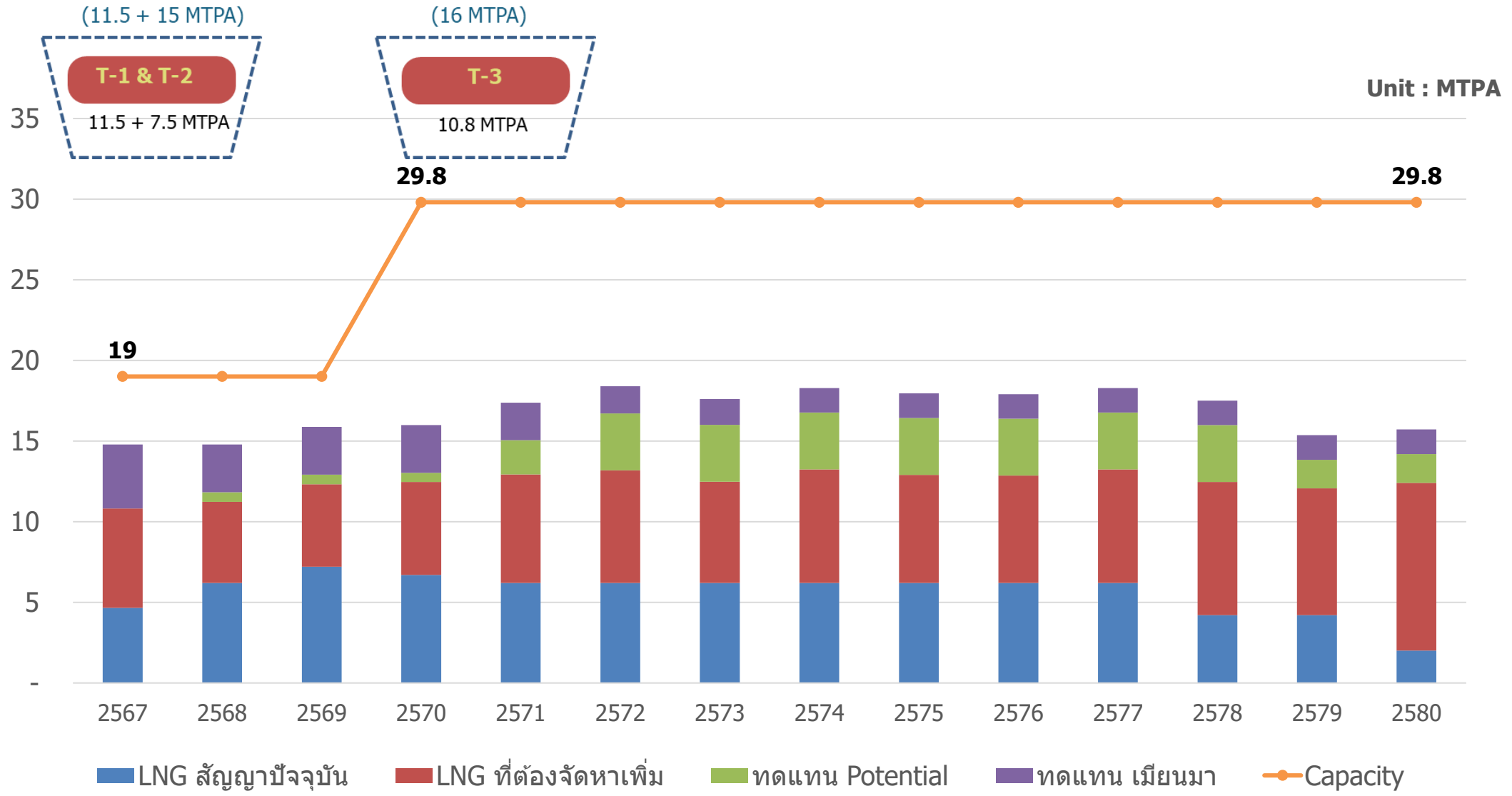
รองรับการนำเข้า LNG ผ่านโครงข่ายท่อบนบก
(กรณี **Potential Gas** ไม่เป็นไปตามแผน)



แผนระบบรับส่งและโครงสร้างพื้นฐานก๊าซธรรมชาติ

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน
กระทรวงพลังงาน

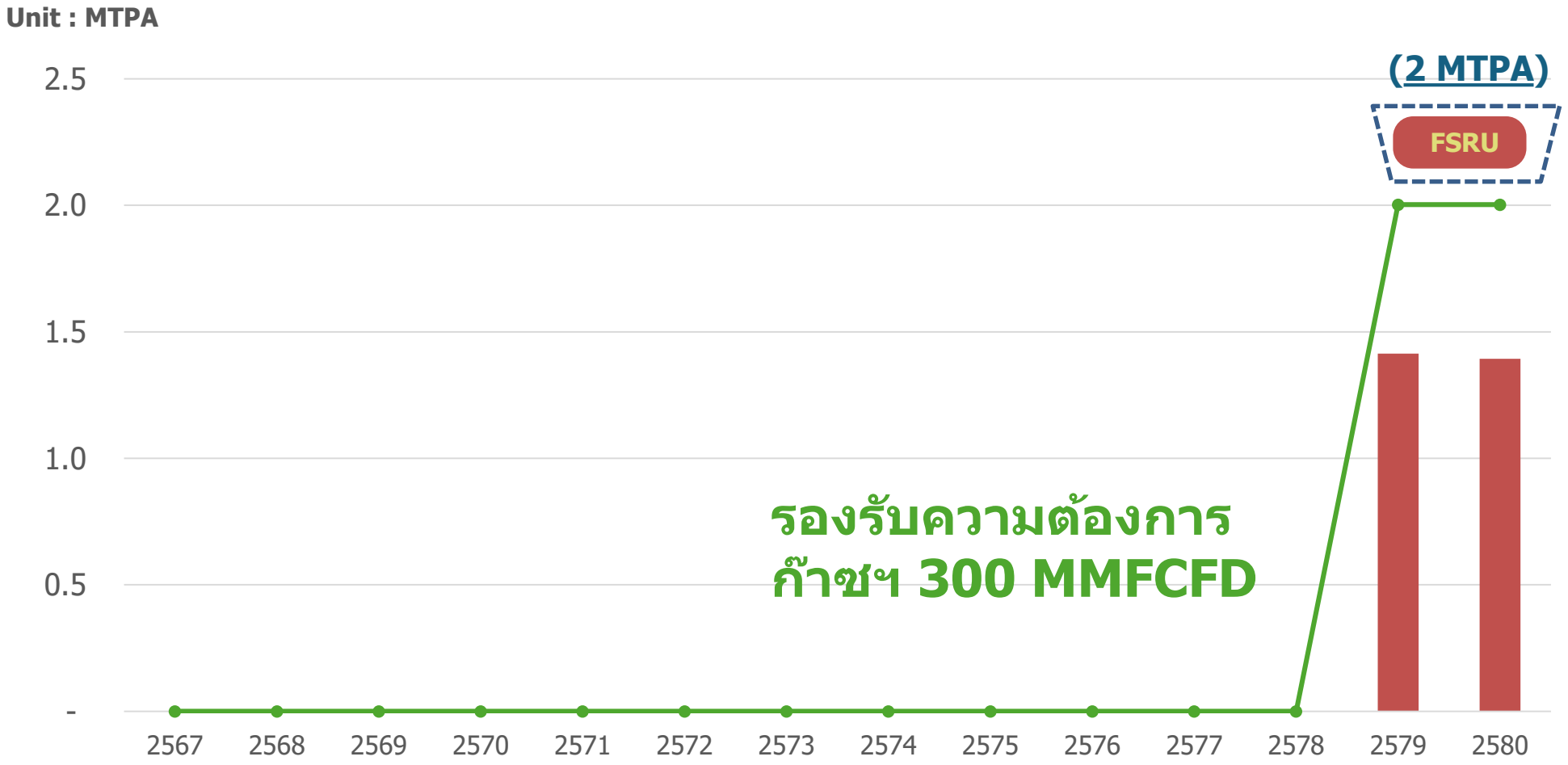
รองรับการนำเข้า LNG ผ่านโครงข่ายท่อบนบก
(กรณี **Potential Gas** ไม่เป็นไปตามแผนและหากเกิดเหตุ**เมียนมาหยุด**จ่ายก๊าซฯ)



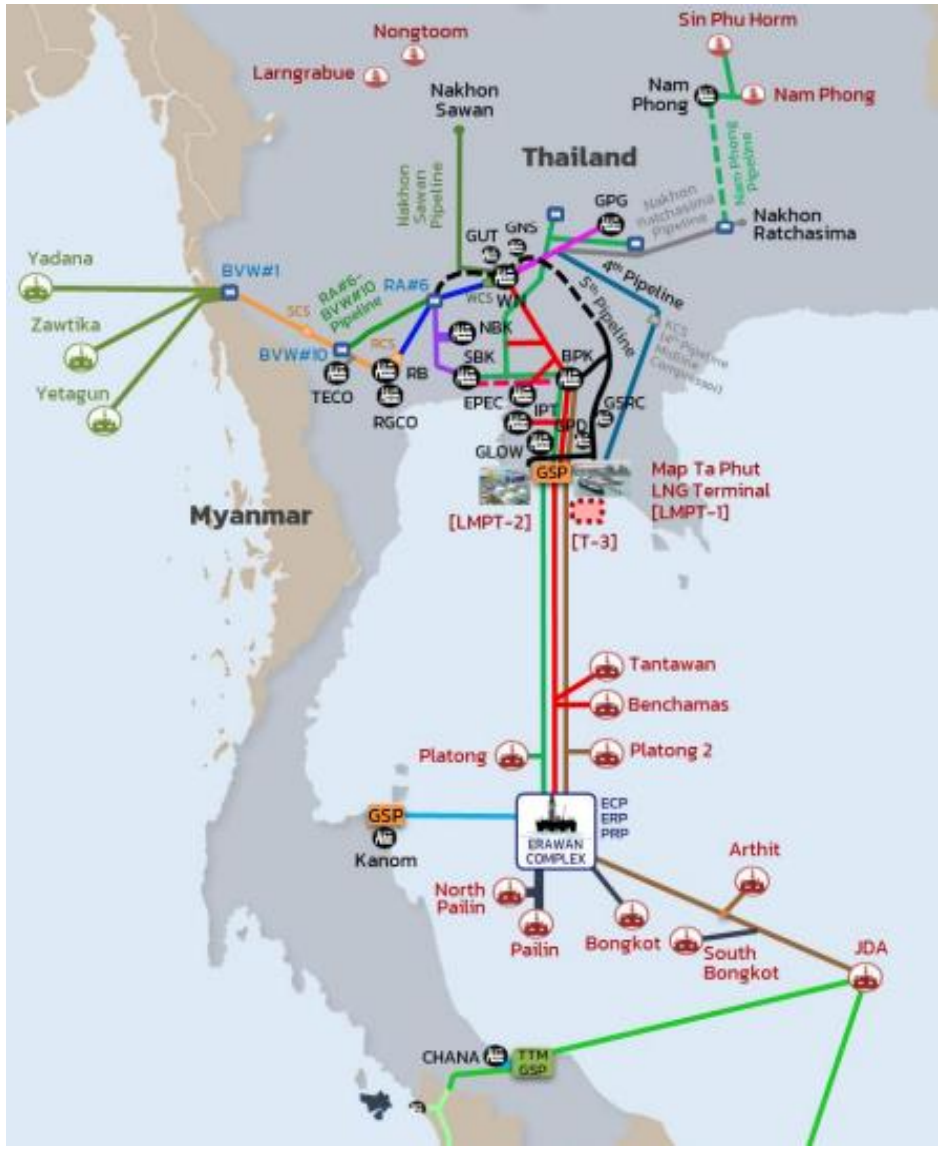
แผนระบบรับส่งและโครงสร้างพื้นฐานก๊าซธรรมชาติ

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน
กระทรวงพลังงาน

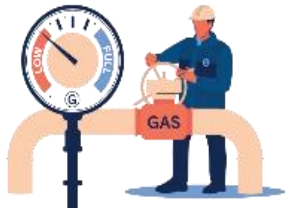
รองรับการนำเข้า LNG สำหรับโรงไฟฟ้าภาคใต้ (หลังจาก JDA-A18 หมดสัญญา)



โครงสร้างพื้นฐานด้านก๊าซธรรมชาติ



โครงสร้างพื้นฐานก๊าซธรรมชาติ ที่จะเพิ่มขึ้นในอนาคต



ท่อส่งก๊าซ[1]

LNG Terminal

โรงแยกก๊าซฯ[2]

ณ ธันวาคม 2566	ได้รับอนุมัติแล้ว	ปรับปรุงแผนฯ
4,570 กิโลเมตร ในทะเล 2,133 กม. บนบก 2,437 กม. (รวมท่อ#5 ระยะ1,3: 216 กม.)	**4,904 กิโลเมตร** ท่อ#5 ระยะ2: 201 กม. ท่อฯ บางปะกงไปยัง รฟ. พระนครใต้ 57 กม. (รวมท่ออุบล 76 กม.)	ทบทวนระบบท่อส่งก๊าซฯ รองรับโรงไฟฟ้าใหม่
19 ล้านตัน/ปี LMPT-1 : 11.5 ล้านตัน/ปี LMPT-2 : 7.5 ล้านตัน/ปี	**29.8 ล้านตัน/ปี** LNG Terminal [T-3] 10.8 ล้านตัน/ปี	**31.8 ล้านตัน/ปี** FSRU/LNG Terminal 2 ล้านตัน/ปี
2,870 MMSCFD โรงแยกก๊าซฯ จำนวน 6 หน่วย	**2,910 MMSCFD** โรงแยกก๊าซฯ จำนวน 6 หน่วย (สร้าง GSP7 ที่กำลังการผลิต 460 MMSCFD ทดแทน GSP1)	

หมายเหตุ [1]ความยาวท่อส่งก๊าซฯ ไม่รวมท่อจัดจำหน่ายก๊าซฯ
[2] กำลังผลิตของโรงแยกก๊าซฯ ปตท.

บทสรุป (ร่าง) Gas Plan 2024

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน

ภาพรวมการจัดหารองรับความต้องการใช้ของประเทศ

- **ภาพรวมความต้องการใช้ก๊าซฯ** ช่วงปี 2567 - 2580 ลดลงจากประมาณการเดิม แต่ยังคงอยู่ในช่วง 4,700 - 4,800 MMscfd
- **การจัดหาก๊าซฯ** มีความชัดเจนมากขึ้นในการจัดหาจากแหล่งก๊าซฯ Potential ในอ่าวไทยและเมียนมาเพิ่มขึ้น มีการนำเข้า LNG ลดลง

การจัดหาก๊าซธรรมชาติเพิ่มเติมจากแหล่งภายในประเทศ

- การจัดหาก๊าซจากแหล่งในประเทศเพิ่มเติมจากแหล่งอื่นๆ (เช่น OCA) แม้ว่าสามารถดำเนินการได้ แต่ยังคงต้องใช้ระยะเวลาเตรียมการที่จะนำก๊าซฯ มาใช้ประโยชน์อย่างแท้จริง
- การทบทวนแผนสามารถดำเนินการได้ภายหลังตามสถานการณ์ความแน่นอนของการจัดหาก๊าซฯ เพิ่มเติม ซึ่งจะสามารถช่วยชดเชยก๊าซฯ ในอ่าวไทยที่ลดลง และลดการพึ่งพาการนำเข้า LNG ที่มีสัดส่วนสูงขึ้นในอนาคตได้

โครงสร้างพื้นฐานก๊าซธรรมชาติ

- **โครงสร้างพื้นฐานก๊าซฯ** สามารถรองรับการจัดส่งก๊าซฯ ในปัจจุบันได้เพียงพอ
- ในอนาคตต้องมีการพิจารณาโครงสร้างพื้นฐานก๊าซฯเพิ่มเติม ทั้ง**ในส่วนของการรองรับการนำเข้า LNG ถังเก็บก๊าซฯ และระบบรับส่งก๊าซฯ** เพื่อเพิ่มความยืดหยุ่นและใช้ในการบริหารจัดการรองรับความต้องการใช้ก๊าซฯ ในการผลิตไฟฟ้าของประเทศในช่วงพีคไฟฟ้า / ใช้เชิงพาณิชย์ / ใช้ภาคอุตสาหกรรม / หรือรองรับการเป็น Regional LNG Hub

www.eppo.go.th
EPPO Thailand
เราสร้างสรรค์
เพื่อทุกคน
สำนักงานนโยบาย
และแผนพลังงาน
กระทรวงพลังงาน

สำนักงานนโยบาย
และแผนพลังงาน
กระทรวงพลังงาน

www.eppo.go.th EPPO Thailand