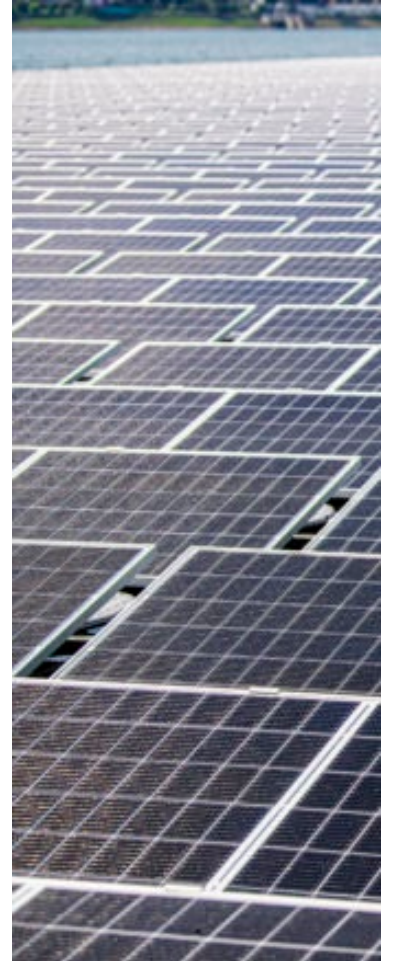


One Pager

Thailand 2050 Calculator

- Electricity Generation -



Electricity: Biomass with CCS

ระดับ Lever ได้แสดงในตาราง และระดับเป้าหมายสำหรับสิ้นปี 2050 ที่แสดงอยู่ทางด้านขวามือ

การใช้ชีวมวลในการผลิตไฟฟ้ามีศักยภาพในการลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์จากการผลิตไฟฟ้า เนื่องจากก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ส่วนใหญ่ที่ถูกพืชดูดซับไว้ก่อนหน้านี้จะปล่อยออกมาจากการเผาไหม้ชีวมวลในการผลิตไฟฟ้า

ด้วยการใช้ชีวมวลร่วมกับการดักจับและกักเก็บคาร์บอน หรือที่เรียกว่า โรงไฟฟ้าชีวมวลที่มีการดักจับและกักเก็บคาร์บอน (BECCS) มีความเป็นไปได้ที่จะกำจัดก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ออกจากบรรยากาศ ซึ่งส่งผลให้เกิดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางลบ เนื่องจากชีวมวลได้ดูดซับก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ระหว่างการเจริญเติบโต และถูกปล่อยกลับสู่บรรยากาศระหว่างการเผาไหม้ ดังนั้นการปล่อยมลพิษสุทธิเป็นศูนย์ หากดักจับการปล่อยเหล่านี้ป้องกันไม่ให้กลับเข้าสู่ชั้นบรรยากาศอีกครั้ง ทำให้การปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์เป็นลบ

ปัจจุบันไม่มี CCS ที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าในประเทศไทย

Key Interaction

ชีวมวลสำหรับพลังงานมีผลโดยตรงต่อความต้องการชีวมวล ชีวมวลสามารถสร้างขึ้นจากของเสียและชีวมวลที่ปลูกในประเทศไทย แต่ยังมีอยู่อย่างจำกัด หากมีความต้องการชีวมวลเกินกว่าที่ผลิตได้จะต้องนำเข้า อย่างไรก็ตามการพึ่งพาชีวมวลที่นำเข้าในปริมาณมากอาจจะส่งผลให้ระบบพลังงานพึ่งพาตัวเองได้น้อยลง การผลิตชีวมวลของประเทศไทยสามารถควบคุมได้ผ่านระดับ Lever การใช้ที่ดินและเชื้อเพลิงชีวมวล ปริมาณก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ที่ดักจับและกักเก็บจริงขึ้นอยู่กับอัตราการดักจับที่ควบคุมโดย ระดับ Lever ของ CCS Capture Rate

Level 1

CCS ไม่ได้ถูกพัฒนา ส่งผลให้ไม่มีชีวมวลคู่กับ CCS ที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า

Level 2

CCS ชีวมวลเพิ่มขึ้นเป็น 2.35 GW

Level 3

CCS ของสารชีวมวลเพิ่มขึ้นเป็น 4.7 GW ซึ่งสอดคล้องกับการใช้แหล่งชีวมวลในประเทศที่มีศักยภาพทั้งหมด

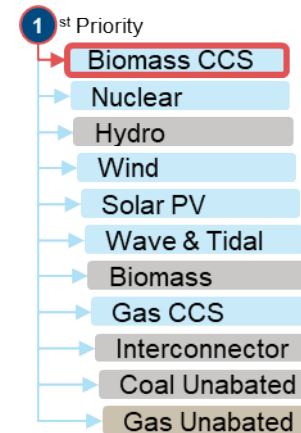
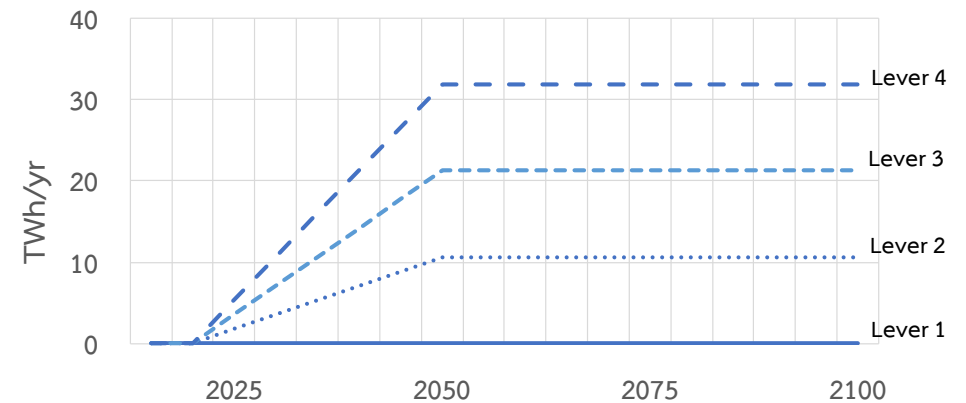
Level 4

CCS ของสารชีวมวลเพิ่มขึ้นเป็น 7 GW โดยผลิตไฟฟ้า 21 TWh และต้องการประมาณ 1.5 เท่าของชีวมวลดิบสูงสุดที่มีอยู่ประมาณ 97 TWh/ปี

Default Timing Start year: 2020, End year: 2050

Sub-Lever	Units	2015	Level 1	Level 2	Level 3	Level 4
Biomass CCS Capacity	GW	0	0	2.3	4.7	7.0

Biomass with CCS - Maximum Generation



ลำดับความสำคัญของมาตรการ

โรงไฟฟ้าชีวมวลที่มีการดักจับและกักเก็บคาร์บอนจะถูกพิจารณาเป็นอันดับแรกในการผลิตไฟฟ้า

หากโรงไฟฟ้าชีวมวลที่มีการดักจับและกักเก็บคาร์บอนไม่สามารถรองรับความต้องการไฟฟ้าได้ เทคโนโลยีในลำดับต่ำจะถูกพิจารณาไปตามลำดับ

Electricity: Nuclear

ระดับ Lever ได้แสดงในตาราง และระดับเป้าหมายสำหรับสิ้นปี 2050 ที่แสดงอยู่ทางด้านขวามือ

การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานนิวเคลียร์ นั้นเป็นพลังงานที่การปล่อยคาร์บอนเกือบจะเป็นศูนย์ ดังนั้นจึงมีบทบาทสำคัญในการลดการปล่อยคาร์บอนในภาคการผลิตไฟฟ้า

ปัจจุบันประเทศไทยยังไม่มีโรงไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์ และยังไม่มีการพัฒนาโรงไฟฟ้าชนิดนี้มาใช้ในประเทศไทย ด้วยอุปสรรคในด้านความปลอดภัย แม้จะเป็นการผลิตไฟฟ้าที่การปล่อยคาร์บอนเกือบจะเป็นศูนย์

อย่างไรก็ตามในอนาคตกรณีที่ขาดแคลนพลังงานในการผลิตไฟฟ้าทางเลือกหนึ่งคือการพิจารณาใช้โรงไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์ ซึ่งจะเป็นการลดการปล่อยคาร์บอนในภาคการผลิตไฟฟ้าได้อีกด้วย

Level 1

ไม่มีการใช้โรงไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์ในประเทศไทย

Level 2

ไม่มีการใช้โรงไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์ในประเทศไทย

Level 3

ไม่มีการใช้โรงไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์ในประเทศไทย

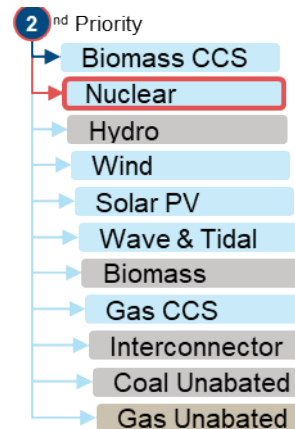
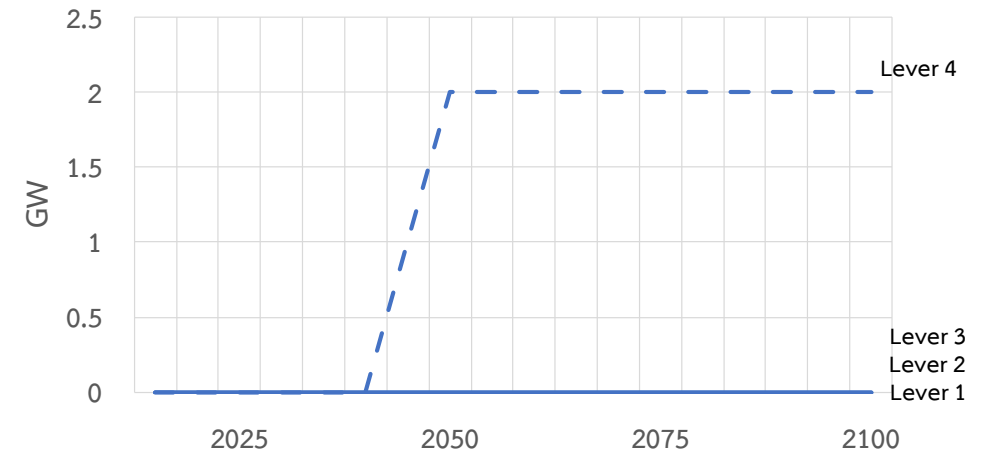
Level 4

พัฒนาโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ขนาด 2 GW เป็นทางเลือกในกรณีขาดแคลนพลังงานสะอาด

Default Timing Start year: 2020, End year: 2050

Sub-Level	Units	2015	Level 1	Level 2	Level 3	Level 4
Nuclear Capacity	GW	0	0	0	0	2

Nuclear Capacity



ลำดับความสำคัญของมาตรการ

โรงไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์จะถูกพิจารณาเป็นอันดับที่ 2 ในการผลิตไฟฟ้า

หากโรงไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์ไม่สามารถรองรับความต้องการไฟฟ้าได้ เทคโนโลยีในลำดับต่ำจะถูกพิจารณาไปตามลำดับ

Electricity: Wind

ระดับ Lever ได้แสดงในตาราง และระดับเป้าหมายสำหรับสิ้นปี 2050 ที่แสดงอยู่ทางด้านขวามือ

พลังงานลมเป็นพลังงานหมุนเวียนและผลิตกระแสไฟฟ้าที่ไม่ปล่อยก๊าซเรือนกระจก แต่มีการปล่อยมลพิษที่เกี่ยวข้องกับการก่อสร้าง กังหันลมมีข้อจำกัดที่ไม่สามารถผลิตไฟฟ้าอย่างต่อเนื่องได้ เนื่องจากการผลิตขึ้นอยู่กับปริมาณลมที่มีในขณะนั้น ในระยะสั้นความไม่สม่ำเสมอสามารถจัดการได้โดยระบบกักเก็บพลังงาน นำเข้าหรือส่งออกไฟฟ้าไปยังประเทศอื่น หรือการชดเชยจากโรงไฟฟ้าประเภทอื่น อย่างไรก็ตาม ยิ่งเปอร์เซ็นต์ของพลังงานที่ไม่ต่อเนื่องบนกริดมากเท่าไร ก็ยิ่งทำให้กริดสมดุลได้ยากขึ้นเท่านั้น

ในปี 2015 มีกังหันลมเกือบ 1.4 GW ในประเทศไทย

Key Interaction

การจัดเก็บระยะสั้นช่วยสร้างสมดุลระหว่างความต้องการไฟฟ้าและการผลิตไฟฟ้า โดยลดกำลังการผลิตที่จำเป็นเพื่อให้ตรงตามจุดสูงสุด เนื่องจากความจุสำรองมักใช้โรงไฟฟ้าก๊าซที่ไม่มี CCS ซึ่งสามารถลดการปล่อยมลพิษได้

Level 1

กำลังการผลิตลมเพิ่มขึ้นเป็น 1.5 GW จากปี 2015

Level 2

กำลังการผลิตลมเพิ่มขึ้นเป็น 3 GW ตามแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย PDP2018 ซึ่งสามารถผลิตไฟฟ้าได้ 3.7 TWh ต่อปี

Level 3

กำลังการผลิตลมเพิ่มขึ้นเป็น 3.3 GW มากกว่าแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย PDP2018 ร้อยละ10 ซึ่งสามารถผลิตไฟฟ้าได้ 4.1 TWh ต่อปี

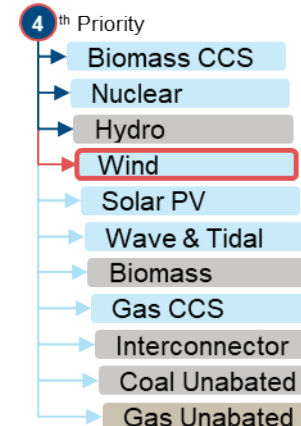
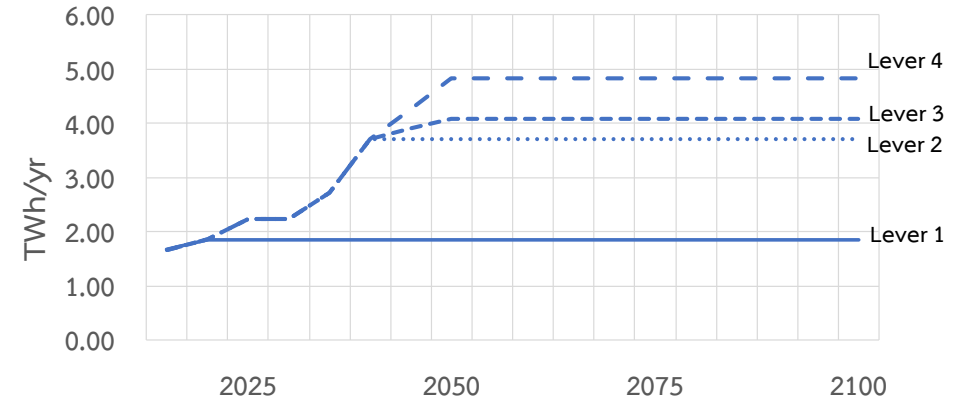
Level 4

กำลังการผลิตลมเพิ่มขึ้นเป็น 3.9 GW มากกว่าแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย PDP2018 ร้อยละ30 ซึ่งสามารถผลิตไฟฟ้าได้ 4.8 TWh ต่อปี

Default Timing Start year: 2020, End year: 2050

Sub-Lever	Units	2015	Level 1	Level 2	Level 3	Level 4
Wind Capacity	GW	1.35	1.5	3	3.3	3.6

Wind - Maximum Generation



ลำดับความสำคัญของมาตรการ

โรงไฟฟ้าพลังงานลมจะถูกพิจารณาเป็นอันดับ 4 ในการผลิตไฟฟ้า

หากโรงไฟฟ้าพลังงานลมไม่สามารถรองรับความต้องการไฟฟ้าได้ เทคโนโลยีในลำดับต่ำจะถูกพิจารณาไปตามลำดับ

Electricity: Solar

ระดับ Lever ได้แสดงในตาราง และระดับเป้าหมายสำหรับสิ้นปี 2050 ที่แสดงอยู่ทางด้านขวามือ

พลังงานแสงอาทิตย์เป็นพลังงานหมุนเวียน ผลิตไฟฟ้าโดยไม่ปล่อยก๊าซเรือนกระจก แต่ไม่สามารถผลิตไฟฟ้าได้อย่างต่อเนื่อง การผลิตขึ้นอยู่กับปัจจัยต่างๆ เช่น เมฆปกคลุม เวลาของวัน และช่วงเวลาของปี ทำให้พลังงานแสงอาทิตย์เป็นแหล่งพลังงานที่แปรผันได้ในระยะสั้น ความไม่สม่ำเสมอสามารถจัดการได้โดยระบบกักเก็บพลังงาน นำเข้าหรือส่งออกไฟฟ้าไปยังประเทศอื่น หรือการชดเชยจากโรงไฟฟ้าประเภทอื่น อย่างไรก็ตาม ยิ่งเปอร์เซ็นต์ของพลังงานที่ไม่ต่อเนื่องบนกริดมากเท่าไร ก็ยิ่งทำให้กริดสมดุลได้ยากขึ้นเท่านั้น

ในปี 2015 มีการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (PV) ในประเทศไทย 2.05 GW และเพิ่มเป็น 3 GW ในปี 2020

Key Interaction

การจัดเก็บระยะสั้นช่วยสร้างสมดุลระหว่างความต้องการไฟฟ้าและการผลิตไฟฟ้า

Level 1

ติดตั้งโซลาร์เซลล์แสงอาทิตย์ 3 GW ซึ่งสามารถผลิตไฟฟ้าได้ 5.2 TWh ต่อปี เท่ากับปัจจุบัน

Level 2

ขยายการติดตั้งโซลาร์เซลล์แสงอาทิตย์เป็น 14.75 GW ตามแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย PDP2018 ซึ่งสามารถผลิตไฟฟ้าได้ 25.5 TWh ต่อปี

Level 3

ขยายการติดตั้งโซลาร์เซลล์แสงอาทิตย์เป็น 34.88 GW ซึ่งสามารถผลิตไฟฟ้าได้ 60 TWh ต่อปี คิดเป็นร้อยละ 10 ของความต้องการพลังงานไฟฟ้า

Level 4

ขยายการติดตั้งโซลาร์เซลล์แสงอาทิตย์เป็น 52.32 GW ซึ่งสามารถผลิตไฟฟ้าได้ 90 TWh ต่อปี คิดเป็นร้อยละ 15 ของความต้องการพลังงานไฟฟ้า

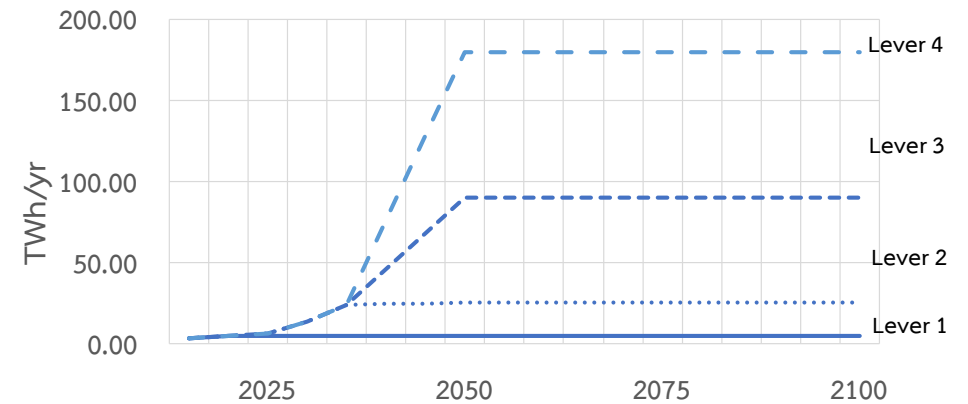
Level 5

ขยายการติดตั้งโซลาร์เซลล์แสงอาทิตย์เป็น 104 GW ซึ่งสามารถผลิตไฟฟ้าได้ 180 TWh ต่อปี คิดเป็นร้อยละ 30 ของความต้องการพลังงานไฟฟ้า

Default Timing Start year: 2020, End year: 2050

Sub-Lever	Units	2015	Level 1	Level 2	Level 3	Level 4
Solar PV Capacity	GW	2.05	3	14.75	52.32	104

Solar - Maximum Generation



- 5th Priority
- Biomass CCS
 - Nuclear
 - Hydro
 - Wind
 - Solar PV
 - Wave & Tidal
 - Biomass
 - Gas CCS
 - Interconnector
 - Coal Unabated
 - Gas Unabated

ลำดับความสำคัญของมาตรการ

โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์จะถูกพิจารณาเป็นอันดับ 5 ในการผลิตไฟฟ้า

หากโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ไม่สามารถรองรับความต้องการไฟฟ้าได้ เทคโนโลยีในลำดับต่ำจะถูกพิจารณาไปตามลำดับ

Electricity: Gas with CCS

ระดับ Lever ได้แสดงในตาราง และระดับเป้าหมายสำหรับสิ้นปี 2050 ที่แสดงอยู่ทางด้านขวามือ

การใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงหลักในการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย ด้วยเครื่องกังหันก๊าซแบบใช้ความร้อนร่วม (CCGT) 24 GW การดักจับและกักเก็บคาร์บอน (CCS) เป็นวิธีที่มีศักยภาพในการลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์จากโรงไฟฟ้าเหล่านี้

ปัจจุบัน CCS ไม่ได้ใช้ในภาคการผลิตไฟฟ้าในประเทศไทย และด้วยเหตุนี้จึงไม่มีกระแสไฟฟ้าที่ผลิตโดยใช้ก๊าซธรรมชาติที่มี CCS

Key Interaction

ปริมาณก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ที่ดักจับและกักเก็บจริงขึ้นอยู่กับอัตราการดักจับที่ควบคุมโดย ระดับ Lever ของ CCS Capture Rate แบบจำลองนี้จะปรับสมดุลโดยใช้โรงไฟฟ้าก๊าซที่มี CCS ตอบสนองความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดที่เหลืออยู่หลังจากใช้เทคโนโลยี ชีวมวลที่มี CCS พลังน้ำ ลม พลังงานแสงอาทิตย์ ชีวมวลที่ไม่มี CCS แล้ว แบบจำลองไม่จำลองความไม่สม่ำเสมอของลมและแสงอาทิตย์ตลอดทั้งวัน ดังนั้นจึงอาจประเมินการมีส่วนร่วมของ โรงไฟฟ้าก๊าซที่มี CCS ในภาคพลังงานในต่ำกว่าที่ควรจะเป็นได้ แม้ว่า โรงไฟฟ้าก๊าซที่มี CCS จะช่วยรองรับความต้องการสูงสุด แต่ก็มีความโน้มที่จะช่วยในช่วงที่มีลมแรงต่ำ และแสงแดดน้อยด้วย

Level 1

CCS ไม่ได้ถูกพัฒนา ทำให้ไม่มีก๊าซที่ใช้ CCS ในการผลิตกระแสไฟฟ้า

Level 2

มีการติดตั้ง CCS ในโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงก๊าซทั้งหมดที่สร้างใหม่ตามแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย PDP2018 หลังจากปี 2030 รวม 6.3 GW โดยผลิตไฟฟ้า 33.6 TWh/ปี

Level 3

มีการติดตั้ง CCS ในโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงก๊าซทั้งหมดที่สร้างใหม่ตามแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย PDP2018 หลังจากปี 2030 รวม 6.3 GW และอีก 1 เท่าหลังปี2036 รวมเป็น 12.6 GW โดยผลิตไฟฟ้า 65.9TWh/ปี

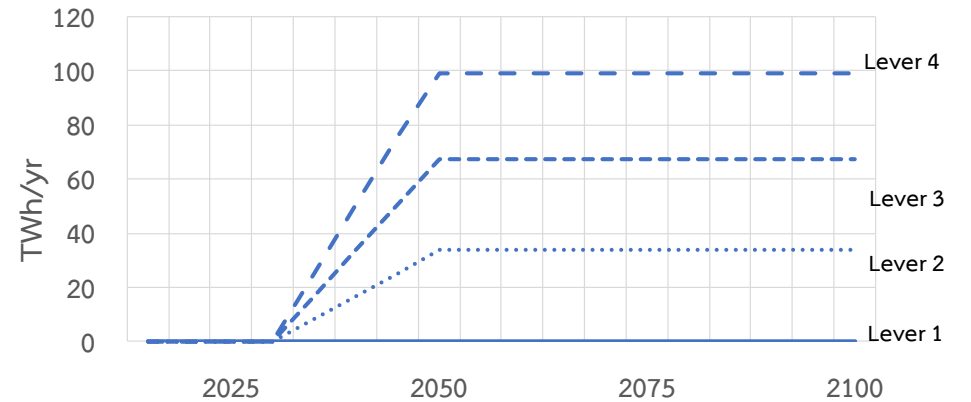
Level 4

มีการติดตั้ง CCS ในโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงก๊าซทั้งหมดที่สร้างใหม่ตามแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย PDP2018 หลังจากปี 2030 รวม 6.3 GW และอีก 2 เท่าหลังปี2036 รวมเป็น 18.9 GW โดยผลิตไฟฟ้า 98.9 TWh/ปี

Default Timing Start year: 2020, End year: 2050

Sub-Lever	Units	2015	Level 1	Level 2	Level 3	Level 4
Gas CCS Capacity	GW	0	0	6.3	12.6	18.9

Gas with CCS - Maximum Generation



- 8th Priority
- Biomass CCS
- Nuclear
- Hydro
- Wind
- Solar PV
- Wave & Tidal
- Biomass
- Gas CCS**
- Interconnector
- Coal Unabated
- Gas Unabated

ลำดับความสำคัญของมาตรการ

โรงไฟฟ้าก๊าซที่มี CCS จะถูกพิจารณาเป็นอันดับ 8 ในการผลิตไฟฟ้า

หากโรงไฟฟ้าก๊าซที่มี CCS ไม่สามารถรองรับความต้องการไฟฟ้าได้ เทคโนโลยีในลำดับต่ำจะถูกพิจารณาไปตามลำดับ

Electricity: Short Term Balancing

ระดับ Lever ได้แสดงในตาราง และระดับเป้าหมายสำหรับสิ้นปี ที่แสดงอยู่ทางด้านขวามือ

มาตรการใช้ระบบกักเก็บพลังงานและการเปลี่ยนอุปสงค์นั้นได้จากการดำเนินกิจกรรม ยานพาหนะสู่อิเล็กทริก (V2G) และการกักเก็บไฟฟ้า เช่น แบตเตอรี่ หรือการกักเก็บแบบพลังน้ำสูบกลับ

การกักเก็บไฟฟ้าด้วยแบตเตอรี่จะขยายตัวไปพร้อมกับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา ซึ่งจะสามารถสนับสนุนไฟฟ้าจากแบตเตอรี่ให้กับกริดเพื่อช่วยจ่ายไฟฟ้าในช่วงเวลาที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงได้

การชาร์จไฟอัจฉริยะของรถยนต์ไฟฟ้า (EV) จะช่วยจัดการระบบไฟฟ้าในช่วงที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูง V2G ช่วยให้เจ้าของ EVs ได้สนับสนุนไฟฟ้าจากแบตเตอรี่ให้กับกริดเพื่อช่วยจ่ายไฟฟ้าในช่วงเวลาเร่งด่วนได้

ปี 2020 มีการเชื่อมโยงสายส่ง ไทย-มาเลเซีย 0.3 GW เมื่อรวมกับกำลังไฟฟ้านำเข้าจากประเทศเพื่อนบ้าน Thailand 2050 Calculator จะใช้เวลานี้สำหรับการปรับสมดุลระยะสั้นเท่านั้น ในความเป็นจริง ตัวเชื่อมต่อยังสามารถใช้ในการจัดหา กำลังไฟฟ้ารองรับความต้องการไฟฟ้าด้วย ดังนั้นลดการพึ่งพาก๊าซที่ไม่มี CCS เพื่อตอบสนองความต้องการสูงสุด

Key Interaction

การจัดเก็บระยะสั้นจะช่วยให้เกิดความสมดุลระหว่างอุปสงค์และอุปทาน ลดกำลังการผลิตที่จำเป็นเพื่อให้เป็นไปตามจุดสูงสุด เนื่องจากความจุสำรองมักถูกเติมด้วยก๊าซที่ไม่มี CCS ซึ่งสามารถลดการปล่อยมลพิษได้ สิ่งนี้มีความสำคัญอย่างยิ่งเมื่อใช้พลังงานหมุนเวียนที่ไม่ต่อเนื่องจำนวนมาก

Level 1

ไม่มีการเพิ่มกำลังไฟฟ้านำเข้าจากประเทศเพื่อนบ้าน และการเชื่อมโยงสายส่ง ซึ่งมีขนาด 3.88 GW เท่ากับในปี 2015 และเพิ่มระบบผลิตไฟฟ้าแบบปั๊มสูบกลับ 1 GW

Level 2

กำลังไฟฟ้านำเข้าจากประเทศเพื่อนบ้าน และการเชื่อมโยงสายส่งเพิ่มตามแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย PDP2018 ซึ่งมีขนาด 3.88 GW และมีระบบผลิตไฟฟ้าแบบปั๊มสูบกลับ ยานพาหนะสู่อิเล็กทริก และการกักเก็บไฟฟ้าด้วยแบตเตอรี่ รวม 2 GW

Level 3

กำลังไฟฟ้านำเข้าจากประเทศเพื่อนบ้าน และการเชื่อมโยงสายส่งเพิ่ม 1.5 เท่าของ PDP2018 ซึ่งมีขนาด 12.99 GW และมีระบบผลิตไฟฟ้าแบบปั๊มสูบกลับ ยานพาหนะสู่อิเล็กทริก และการกักเก็บไฟฟ้าด้วยแบตเตอรี่ รวม 3 GW

Level 4

กำลังไฟฟ้านำเข้าจากประเทศเพื่อนบ้าน และการเชื่อมโยงสายส่งเพิ่ม 2 เท่าของ PDP2018 ซึ่งมีขนาด 17.32 GW และมีระบบผลิตไฟฟ้าแบบปั๊มสูบกลับ ยานพาหนะสู่อิเล็กทริก และการกักเก็บไฟฟ้าด้วยแบตเตอรี่ รวม 6 GW

Default Timing Start year: 2020, End year: 2050

Sub-Lever	Units	2015	Level 1	Level 2	Level 3	Level 4
Storage & demand shifting	GW	0.5	1	2	3	6
Interconnection	GW	3.88	3.88	8.66	12.99	17.32

Storage & demand shifting

