Welcome to Energy Efficiency and Management Professional

ensop ENERGY MANAGEMENT

โครงการสนับสนุนงานด้านเทคนิค
เพื่อการจัดหาไฟฟ้าและพลังงานทดแทน

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน

กระทรวงพลังงาน

ผลกระทบจากพลังงานหมุนเวียน ต่อระบบไฟฟ้า

โดย

ผศ.ดร. ปานจิต ดำรงกุลกำจร

นักวิชาการ โครงการสนับสนุนงานด้านเทคนิค

เพื่อการจัดหาไฟฟ้าและพลังงานทดแทน

บริษัท เอ็นจิเนียริ่ง โซลลูชั่น โพรวายเดอร์ จำกัด

ensop ENERGY MANAGEMENT

3.1 ค้นคว้าและรวบรวมข้อมูลเกี่ยวกับข้อจำกัดด้านเทคนิคของระบบส่งและระบบจำหน่ายไฟฟ้าในการรับไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่มีลักษณะกระจัดกระจายและไม่สม่ำเสมอ และการบริหารจัดการระบบไฟฟ้าที่มีพลังงานหมุนเวียนมากขึ้น (High Penetration of Renewable Energy) ในต่างประเทศ

Distributed Generation (DG) หรือ ...

- Decentralized Generation
- Embedded Generation
- Distributed Energy Resources
- Embedded Resources

ชนิดของ DG

- Solar Photovoltaics (PV)
- Wind
- Hydro
- Coal
- Natural gas
- Petroleum (diesel)
- Biomass (Plant material and waste)

CHP

ข้อจำกัดด้านเทคนิคในการรับไฟจาก DG

- การมี DG เข้ามาในระบบจำหน่าย เป็นการเพิ่มแหล่งกำเนิดพลังงานไฟฟ้า
- เกิดผลกับระดับแรงดัน กระแสฟอลต์ ค่าความสูญเสียทางไฟฟ้า และการตั้งค่าอุปกรณ์ป้องกัน
- ความรุนแรงของผลกระทบต่อระบบจำหน่าย ขึ้นอยู่กับชนิดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ตำแหน่งของ DG และ สัดส่วนการจ่ายกำลังไฟฟ้าของ DG เมื่อเทียบกับโหลดของระบบ (DG penetration)
- อัตราการเพิ่มขึ้นของจำนวน DG ขึ้นอยู่กับนโยบายหรือมาตรฐานการเชื่อมต่อเข้ากับระบบจำหน่าย

ผลกระทบที่มีต่อระดับแรงดัน

- DG เป็นแหล่งกำเนิดกำลังไฟฟ้าจริง ที่มีตัวประกอบกำลัง (power factor) คงที่
- การมีกำลังไฟฟ้าจริงจ่ายเข้าสู่ระบบที่ตำแหน่งใด จะทำให้แรงดันที่ตำแหน่งนั้นสูงขึ้นได้
- ถ้า DG เป็น induction generator จะจ่ายกำลังไฟฟ้าจริงเข้าระบบ แต่ดึงกำลังไฟฟ้ารีแอคตีฟออกจากระบบ
- ถ้า DG เป็น synchronous generator จะสามารถปรับตัวประกอบกำลังให้จ่ายหรือดึงกำลังไฟฟ้ารีแอคตีฟก็ได้ จึงสามารถใช้เป็น voltage regulator ได้

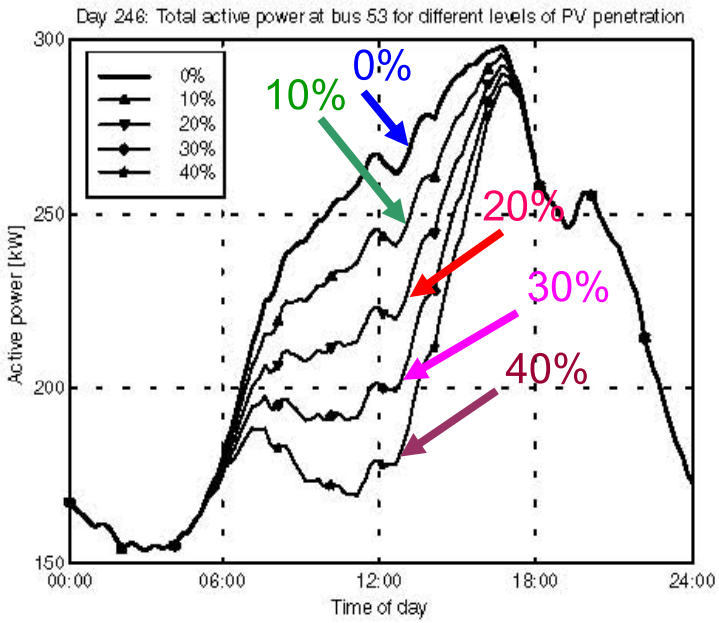
ผลกระทบที่มีต่อระดับแรงดัน (ต่อ)

- ระบบจำหน่ายแบบเรเดียล (ที่ไม่มี DG) จะมีระดับแรงดันที่ลดลงเรื่อย ๆจากสถานีไฟฟ้าย่อยต้นทาง การควบคุมระดับแรงดัน ใช้คาปาซิเตอร์ หรือ Step-type voltage regulator (SVR) หรือการเปลี่ยนค่า tap ของหม้อแปลง
- ระบบจำหน่ายที่มีขนาดใหญ่ โหลดของระบบมีค่ามาก สายส่งหรือสายป้อนมีระยะไกล การติดตั้ง DG ใกล้กับโหลดจะช่วยยกระดับแรงดันปลายทางที่โหลดให้สูงขึ้น

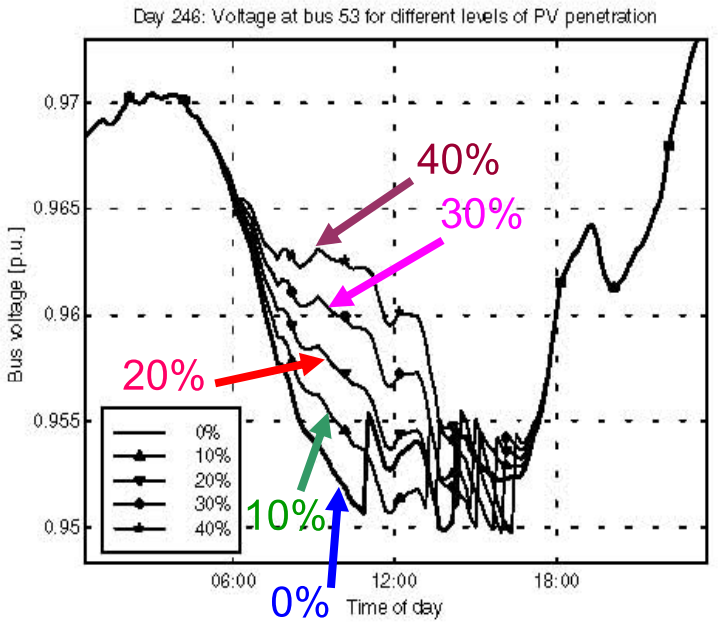
ตัวอย่างงานวิจัย ผลของ DG ต่อแรงดัน

- งานวิจัยของ M. Begovic และคณะ ศึกษาระบบ 69 บัส ที่มี DG แบบ Photovoltaics (PV) ติดตั้งกระจายอยู่ในระบบ
- ระบบนี้มีการชดเชยแรงดัน โดยใช้คาปาซิเตอร์
- สภาวะจ่ายโหลดสูงในฤดูร้อน
- DG เป็นแบบ PV ที่มีตัวประกอบกำลังเป็น 1 จ่ายแต่กำลังไฟฟ้าจริง ซึ่งคิดเสมือนเป็นโหลดที่มีค่าเป็นลบที่บัสที่ PV เชื่อมต่ออยู่
- PV จ่ายโหลดขนาดต่างๆกันตั้งแต่ 0% ถึง 40% ของโหลดที่บัสนั้น

ตัวอย่างงานวิจัย ผลของ DG ต่อแรงดัน (ต่อ)



a) Active power at bus 53



b) Voltage at bus 53

รูปที่ 1 ผลของ PV ที่มีต่อโหลดและระดับแรงดันที่บัส 53 ในฤดูร้อน

ตัวอย่างงานวิจัย ผลของ DG ต่อแรงดัน (ต่อ)

- PV ช่วยจ่ายโหลดได้ในช่วงเวลากลางวันที่มีแดดจัด
- การทำงานของ PV กับกราฟของโหลดไม่ค่อยสัมพันธ์กัน เพราะโหลดมีค่าสูงในช่วงเวลาเย็น ซึ่ง PV ทำงานไม่ได้
- การช่วยยกระดับแรงดันที่บัส ทำงานได้ดีในช่วงกลางวัน แต่ในช่วงที่ PV ทำงานไม่ได้ ยังคงต้องใช้คาปาซิเตอร์
- การมี PV จะช่วยยืดเวลาการสับคาปาซิเตอร์เข้าสู่ระบบ
- แก้ปัญหานี้โดยการใช้ PV ที่สามารถเก็บพลังงานไว้ได้ในแบตเตอรี่

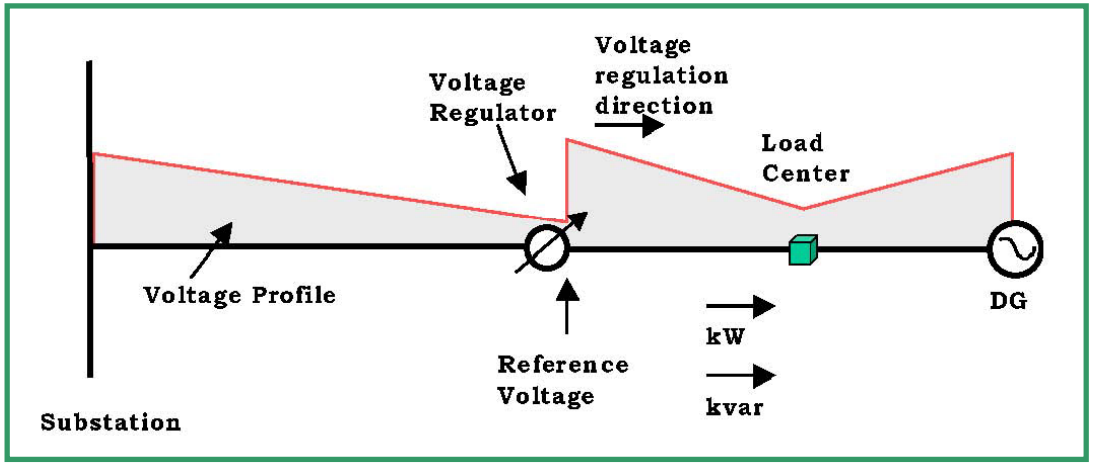
DG สามารถช่วยยกระดับแรงดันของโหลดให้สูงขึ้น โดยเฉพาะเมื่อติดตั้งใกล้โหลดที่มีขนาดใหญ่และอยู่ห่างไกลจากสถานีไฟฟ้า

ผลของ DG ต่อการทำงานของอุปกรณ์ชดเชยแรงดัน

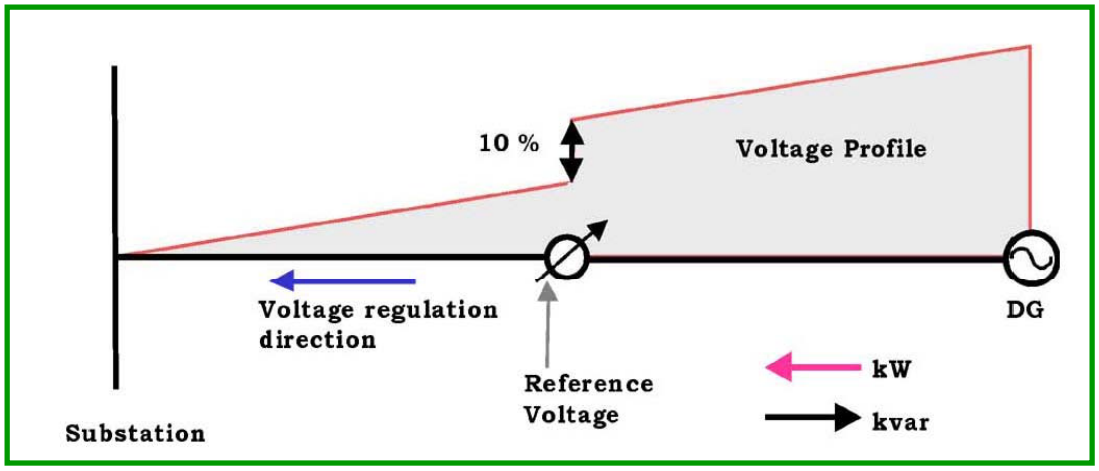
- การมี DG ในระบบจำหน่ายทำให้เกิดการเปลี่ยนแปลงของกำลังไฟฟ้าในระบบทั้งขนาดกำลังไฟฟ้าในสายป้อน และทิศทางการไหลของกำลังไฟฟ้า อาจส่งผลต่อการทำงานของอุปกรณ์ชดเชยแรงดัน
- กรณีที่มี DG ที่จ่ายแต่กำลังไฟฟ้าจริงอยู่ทางด้านท้ายของคาปาซิเตอร์ แรงดันที่ปลายทางมีค่าสูงขึ้นกว่าเดิมอยู่แล้ว หากมีการสับคาปาซิเตอร์เข้าในระบบเพื่อชดเชยกำลังไฟฟ้ารีแอคตีฟ อาจทำให้มีแรงดันที่ปลายทางสูงเกินไป

ผลของ DG ต่อการทำงานของอุปกรณ์ชดเชยแรงดัน (ต่อ)

- ผลของ DG ที่มีต่อ SVR



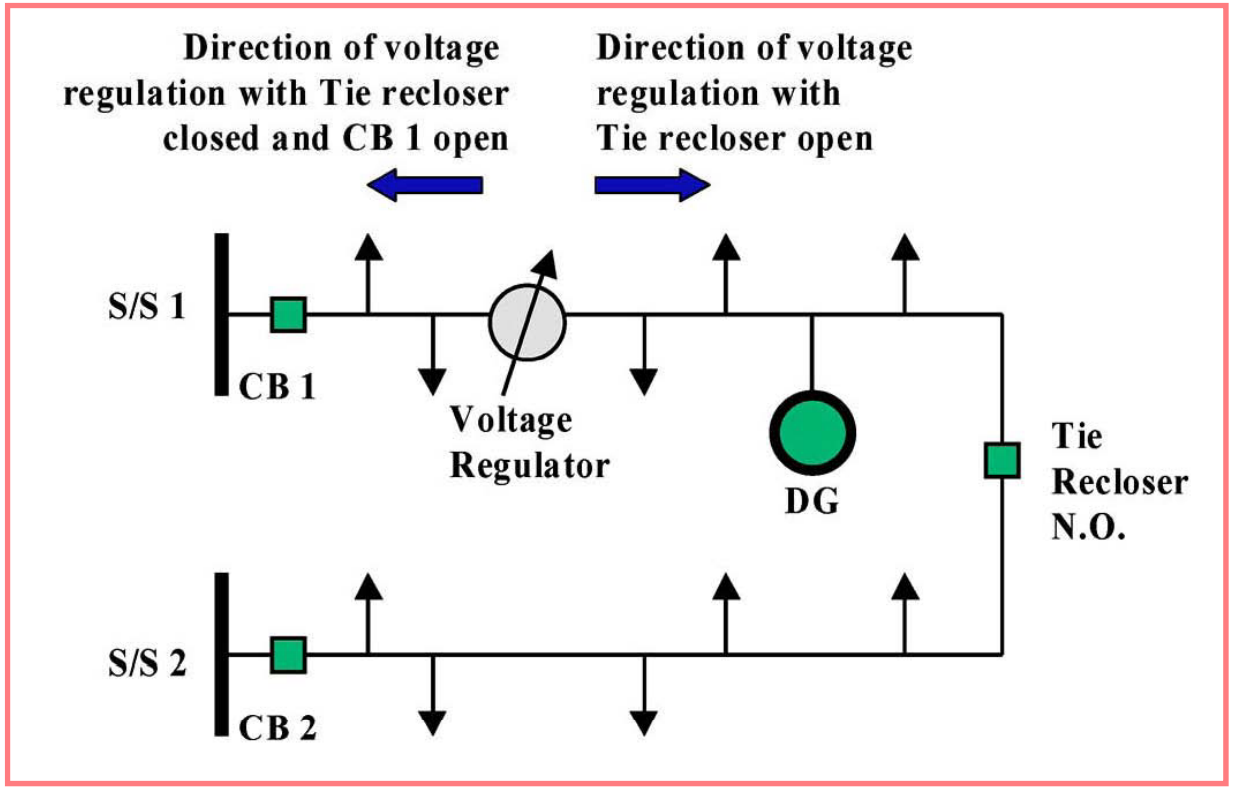
รูปที่ 2 การทำงานของ SVR ในโหมด forward



รูปที่ 3 การทำงานของ SVR ในโหมด reversed

ผลของ DG ต่อการทำงานของอุปกรณ์ชดเชยแรงดัน (ต่อ)

- ผลของ DG ที่มีต่อ SVR ในระบบที่มี tie line



รูปที่ 4 การทำงานของ SVR ในระบบจำหน่ายแบบมี tie line

เมื่อมี DG เชื่อมต่อเข้ามาในระบบจำหน่าย จะต้องปรับการตั้งค่าอุปกรณ์ชดเชยแรงดันใหม่ให้เหมาะสมและสอดคล้องกับการไหลของกำลังไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงไป

DG อาจทำให้เกิดระดับแรงดันสูงเกินไป โดยเฉพาะถ้าติดตั้งอยู่ด้านทุติยภูมิของหม้อแปลง ที่มีโหลดขนาดไม่ใหญ่มากนัก

ผู้ใช้ไฟที่รับไฟจากหม้อแปลงนี้จะได้รับแรงดันเกิน

ผลกระทบที่มีต่อความสูญเสียทางไฟฟ้า

- DG ช่วยจ่ายกำลังไฟฟ้าจริง ทำให้ลดกำลังไฟฟ้าที่จ่ายมาจากสถานีไฟฟ้าย่อย และลดขนาดกระแสที่ไหลในสายป้อน ทำให้กำลังสูญเสียในสายส่งลดลง
- ถ้า DG มีขนาดใกล้เคียงกับโหลดและเชื่อมต่อกับระบบในตำแหน่งที่ใกล้กับโหลด จะทำให้ความสูญเสียรวมในระบบลดลงอย่างเห็นได้ชัด
- แต่ถ้า DG อยู่ไกลจากสถานีไฟฟ้าย่อย แต่จ่ายกำลังไฟฟ้าไปให้สถานีไฟฟ้าย่อยหรือย้อนกลับเข้าไปในระบบส่งจ่าย จะทำให้ความสูญเสียในระบบจำหน่ายสูงขึ้น แต่ความสูญเสียในระบบส่งจ่ายลดลง

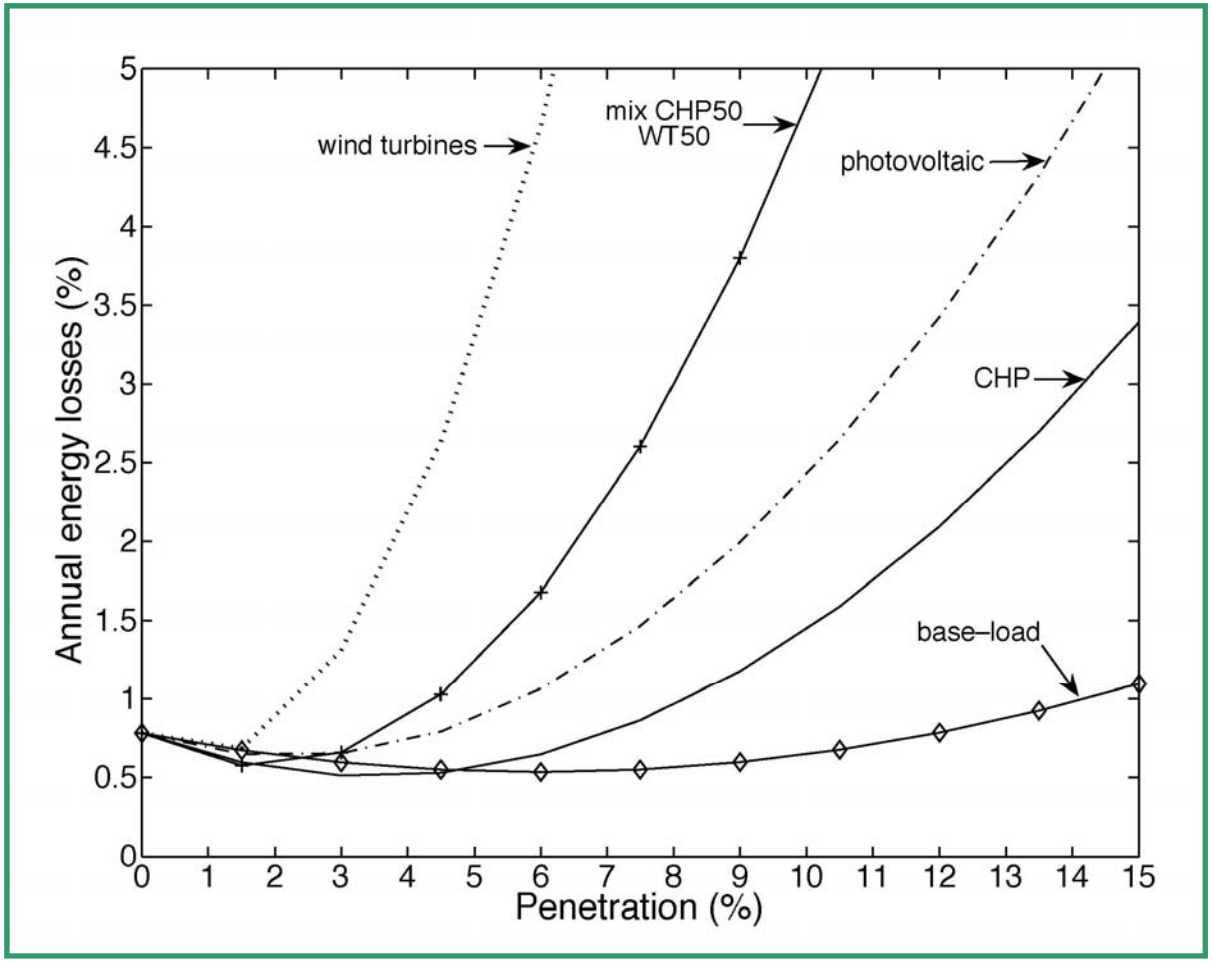
ตัวอย่างงานวิจัย ผลของ DG ต่อ losses

- งานวิจัยของ V.H. Mendez และคณะ ศึกษาความสูญเสียพลังงานไฟฟ้ารวมต่อปีของระบบจำหน่ายทดสอบ IEEE34-node
- พิจารณาเทคโนโลยีของ DG ที่แตกต่างกัน
  - PV
  - Wind turbine
  - CHP
  - Mix CHP and Wind turbine
- DG penetration หลายระดับ ตั้งแต่ 0% ถึง 15% (เทียบกับความจุของสายป้อน)

ตัวอย่างงานวิจัย ผลของ DG ต่อ losses (ต่อ)

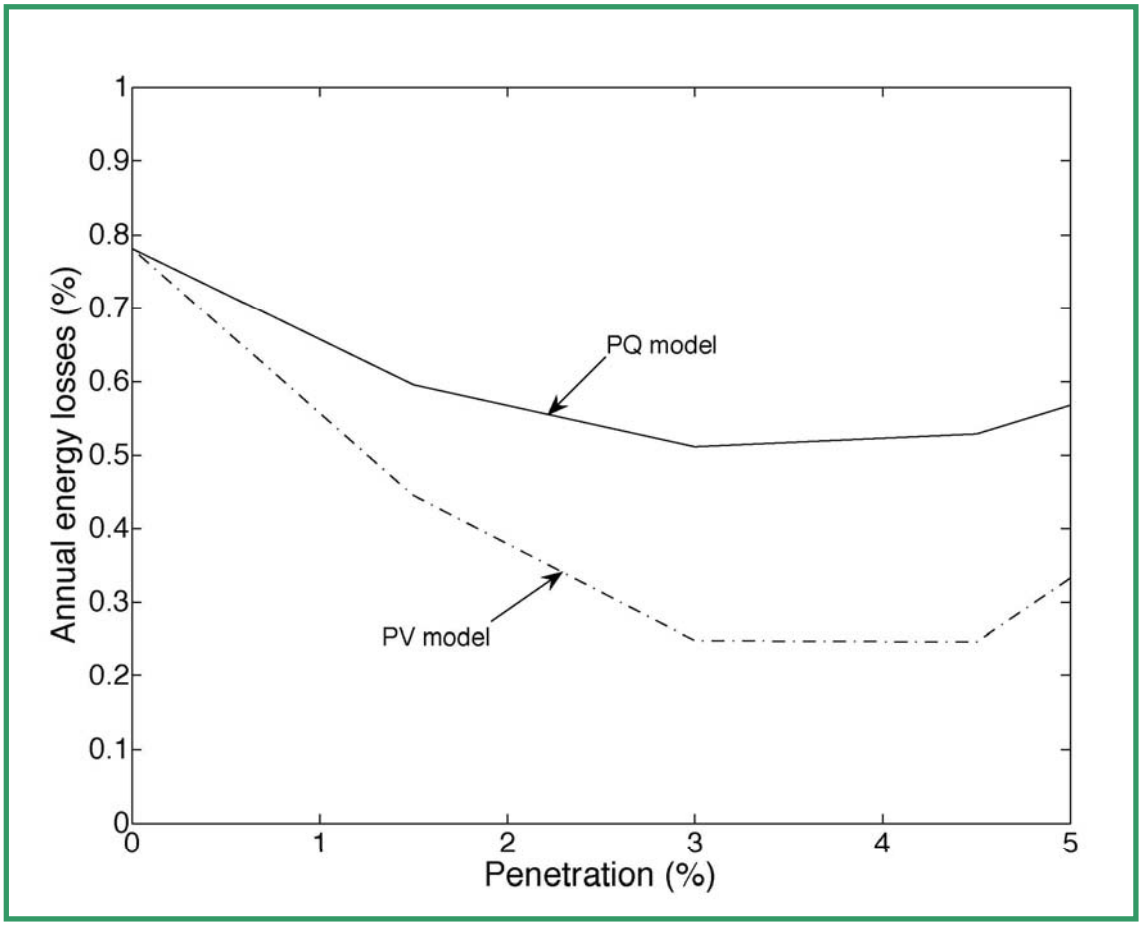
- ผลการทดสอบ ได้กราฟความสูญเสียพลังงานไฟฟ้ารวมต่อปี เป็นรูป U-Shape
- ความสูญเสียต่ำสุดเกิดขึ้นเมื่อ DG penetration มีค่าไม่สูงมากนัก
- เมื่อ DG penetration มีค่าสูงขึ้น อาจทำให้ความสูญเสียสูงขึ้นกว่าระบบที่ไม่มี DG
- ถ้า DG สามารถปรับค่าตัวประกอบกำลัง เพื่อจ่ายกำลังไฟฟ้ารีแอคตีฟได้ จะทำให้ความสูญเสียลดลงได้มากกว่า

ตัวอย่างงานวิจัย ผลของ DG ต่อ losses (ต่อ)



รูปที่ 5 พลังงานสูญเสียต่อปีของระบบที่เทคโนโลยีของ DG ต่างๆกัน

ตัวอย่างงานวิจัย ผลของ DG ต่อ losses (ต่อ)



รูปที่ 6 พลังงานสูญเสียต่อปีของระบบที่มี DG แบบโมเดล PQ และโมเดล PV

DG สามารถช่วยลดความสูญเสียทางไฟฟ้าในระบบสายส่ง และระบบจำหน่ายได้หากมีขนาดและอยู่ในตำแหน่งที่เหมาะสม

DG ที่มีขนาดใหญ่เกินไป อาจทำให้ความสูญเสียทางไฟฟ้าเพิ่มขึ้น

ผลกระทบที่มีต่อการตั้งค่าอุปกรณ์ป้องกัน

- กระแสฟอลต์มีค่าสูงกว่าปกติ เมื่อมี DG ต่อเข้ามาในระบบจำหน่าย จะทำให้กระแสฟอลต์มีค่าสูงขึ้น อาจทำความเสียหายให้อุปกรณ์ป้องกันทั้งของการไฟฟ้า และผู้ใช้ไฟรายอื่น
- การตั้งค่าของ relay ยากขึ้น
- มีการตัด DG ออกจากระบบบ่อยเกินไป ปกติเมื่อมีการเกิดฟอลต์ขึ้นในระบบ DG ต้องปลดตัวเองออกจากระบบ แต่บ่อยครั้งที่ DG ตรวจจับฟอลต์ในสายป้อนข้างเคียงแล้วปลดตัวเองออกโดยไม่จำเป็น

ผลกระทบที่มีต่อการตั้งค่าอุปกรณ์ป้องกัน (ต่อ)

- <u>เกิดปัญหาจากการทำงานของ recloser</u> การเชื่อมต่อระบบที่มี DG กำลังจ่ายไฟอยู่ อาจทำให้เกิดปัญหา out-of-phase ของ DG กับระบบไฟฟ้าหลัก อาจทำให้
  - เกิดแรงดันเกินได้ถึง 3 เท่า
  - กระแส inrush สูงมากไหลเข้าหม้อแปลงหรือมอเตอร์
  - แรงบิดเปลี่ยนแปลงฉับพลันที่มอเตอร์ของผู้ใช้ไฟ

DG มีผลกระทบต่อพิกัด และความสัมพันธ์ในการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันทั้งของระบบจำหน่ายของการไฟฟ้า และผู้ใช้ไฟอื่น

การเกิด Islanding

Islanding คือการที่อุปกรณ์ป้องกันของระบบจำหน่ายทำการตัดวงจรบางส่วนออกจากระบบไฟฟ้าหลัก แต่วงจรส่วนนั้นมี DG ต่ออยู่ ทำให้วงจรส่วนนั้นยังคงได้รับไฟจาก DG

DG ควรตรวจจับเหตุการณ์นี้ได้ และปลดตัวเองออกจากวงจร

ผลกระทบที่มีต่อเสถียรภาพของระบบจากการ Islanding

- แรงดันและความถี่ของระบบส่วนที่เชื่อมต่อกับ DG จะเกิดการเปลี่ยนแปลง โดยการไฟฟ้าไม่สามารถควบคุมได้ ส่งผลเสียต่อผู้ใช้ไฟ
- DG ไม่สามารถปรับกำลังไฟฟ้าที่จ่ายอยู่ได้ ทำให้ไม่สามารถรองรับโหลดที่เหลืออยู่ โดยไม่มีสถานีไฟฟ้าย่อยช่วยจ่ายโหลด
- การทำงานของอุปกรณ์ป้องกันในส่วนที่เหลือของวงจร อาจไม่สามารถทำงานได้ตามปกติ
- อาจเกิดอันตรายกับผู้ทำงานด้านบำรุงรักษา เนื่องจากระบบยังคงมีการจ่ายไฟจาก DG หลังจากตัดวงจรออกจากสถานีไฟฟ้าย่อยแล้ว
- เกิดปัญหาเมื่อมีการ reclose ส่วนของ Islanding เข้ากับระบบหลัก

หากเกิดการ Islanding โดยไม่ได้วางแผนไว้ล่วงหน้า อาจทำให้เกิดแรงดันเกิน ระบบขาดเสถียรภาพ และเกิดความเสียหายกับอุปกรณ์ไฟฟ้าในระบบ

หากมีการวางแผนการ Islanding ไว้ล่วงหน้า DG จะช่วยเพิ่มความเชื่อถือได้ (Reliability) ของระบบไฟฟ้า

3.2 นำเสนอและให้ความเห็นในประเด็นดังต่อไปนี้

3.2.1 เทคโนโลยีที่ใช้ในการรักษาเสถียรภาพและความมั่นคงของระบบไฟฟ้า

3.2.2 การบริหารจัดการการสั่งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าในระบบ

3.2.3 การกำหนดหลักเกณฑ์เงื่อนไขด้านเทคนิคในการเชื่อมต่อ ปฏิบัติการ และบริการที่เหมาะสมสำหรับโครงการพลังงานหมุนเวียน

3.2.4 ระดับกำลังผลิตสำรองที่เหมาะสม และปัจจัยอื่น ๆ ที่ช่วยรักษาเสถียรภาพของระบบไฟฟ้าที่มีพลังงานหมุนเวียนมากขึ้น

3.2.1 เทคโนโลยีที่ใช้ในการรักษาเสถียรภาพและความมั่นคงของระบบไฟฟ้า

<u>เสถียรภาพในสภาวะคงตัว (Steady-state stability)</u>

ความสามารถของระบบกำลังที่ยังคงซิงโครนิสซึม (Synchronism) อยู่ได้หลังจากมีการเปลี่ยนแปลงของระบบอย่างช้า ๆ

<u>เสถียรภาพในสภาวะทรานเซี้ยนท์ (Transient stability)</u>

ความสามารถของระบบกำลังที่ยังคงซิงโครนิสซึมอยู่ได้ เมื่อมีการรบกวนระบบอย่างรุนแรงและทันทีทันใด เช่นการเกิดฟอลต์ หรือการหลุดออกของอุปกรณ์ไฟฟ้าในระบบ หรือการสูญเสียโหลดขนาดใหญ่อย่างกะทันหัน

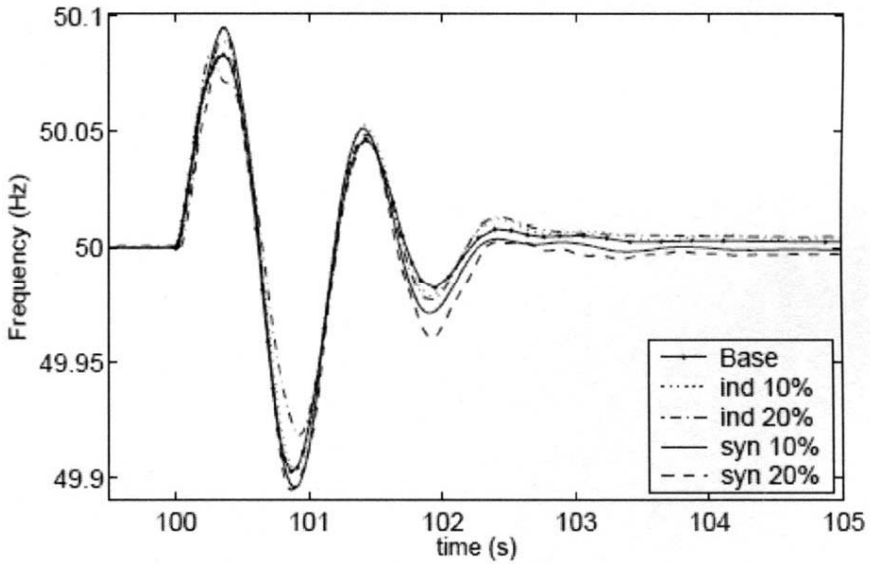
DG กับเสถียรภาพของระบบไฟฟ้า

- โดยปกติ DG ไม่ได้ถูกออกแบบมาให้สามารถควบคุมกำลังไฟฟ้าที่จ่ายออกได้อย่างรวดเร็วตามที่ระบบต้องการ
- ศูนย์ควบคุมส่วนกลางไม่สามารถควบคุมความถี่และแรงดันของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบ DG เหล่านี้ได้
- ดังนั้นจึงถือว่า DG ไม่สามารถช่วยเสริมเสถียรภาพของระบบ
- เครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดใหญ่ของการไฟฟ้าจะรับหน้าที่ในการรักษาเสถียรภาพของระบบทั้งในสภาวะคงตัว และสภาวะทรานเซี้ยนท์

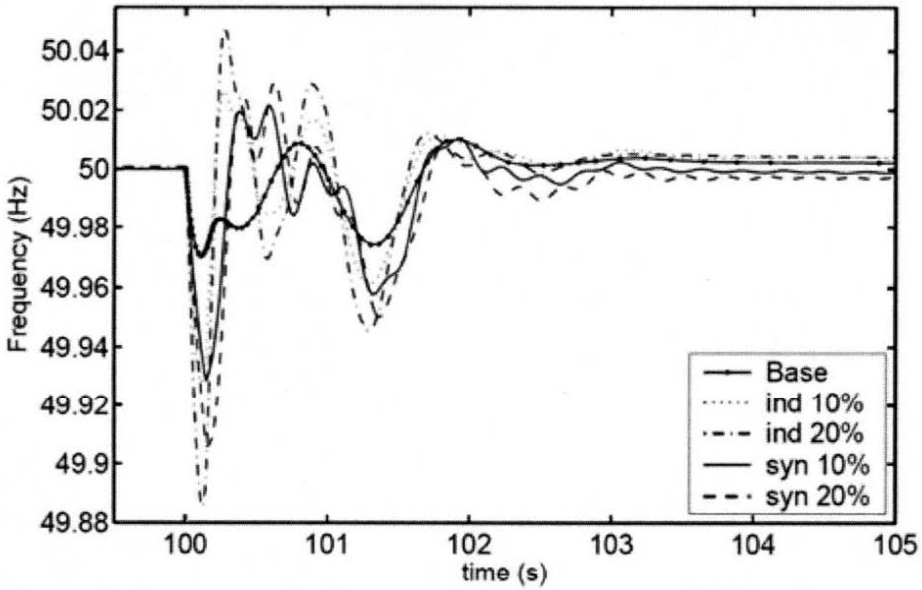
- ถ้าระดับ DG penetration ยังมีค่าน้อยเมื่อเทียบกับขนาดของโหลดในระบบไฟฟ้ากำลัง จะไม่ส่งผลทางด้านเสถียรภาพต่อระบบ และจะถูกคิดเป็นโหลดที่มีค่าเป็นลบ (negative load) ในการวิเคราะห์เสถียรภาพโดยรวมของระบบไฟฟ้า

- แต่เมื่อ DG จ่ายกำลังไฟฟ้าปริมาณมากขึ้น (high penetration) จะส่งผลกระทบกับเสถียรภาพของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดใหญ่ของระบบไฟฟ้าโดยรวมได้

การแกว่งของความถี่ขณะเกิดฟอลต์ในระบบที่มี DG

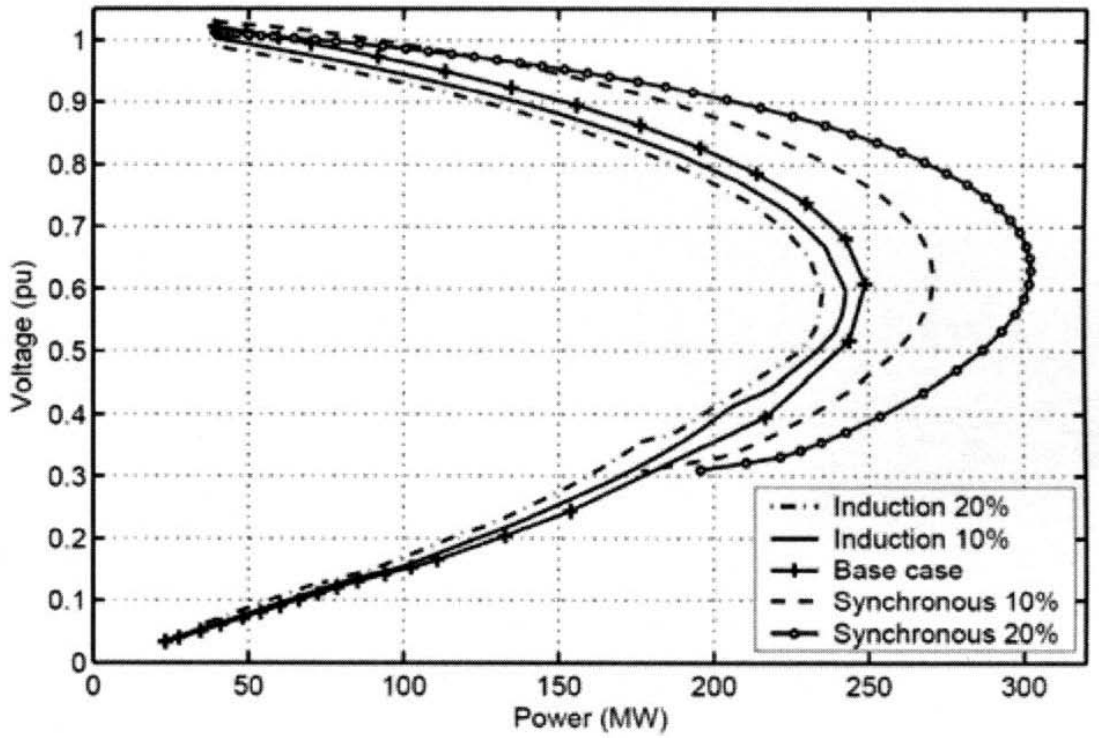


การแกว่งของความถี่ของเครื่องกำเนิดที่จ่ายกำลังไฟฟ้าลดลงเมื่อเกิดฟอลต์ ในระบบที่มี DG ชนิดต่าง ๆ



การแกว่งของความถี่ของเครื่องกำเนิดที่จ่ายกำลังไฟฟ้าเพิ่มขึ้นเมื่อเกิดฟอลต์ ในระบบที่มี DG ชนิดต่าง ๆ

พิกัดแรงดันพังทลายของระบบที่มี DG



ความเร็วโรเตอร์เบี่ยงเบนสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเมื่อเกิดฟอลต์ในสายส่ง ของระบบที่มี DG

- ถ้า DG เป็นแบบ Induction generator ความเร็วโรเตอร์ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขึ้นอยู่กับปริมาณการจ่ายไฟของ DG และระยะห่างระหว่าง DG กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของระบบ
- ถ้า DG เป็นแบบ Synchronous generator จะส่งผลให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าในระบบมีความเร็วลดลง
- ถ้า DG เป็นแบบ Power electronic converter จะส่งผลให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าในระบบมีความเร็วลดลง เนื่องจาก DG แบบนี้จะปลดตัวเองออกจากวงจรเมื่อเกิดฟอลต์เพราะสูญเสียเสถียรภาพทางความถี่ มีผลให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าในวงจรรับภาระโหลดเพิ่มขึ้น

ระยะเวลาการแกว่งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเมื่อเกิดฟอลต์ในสายส่งของระบบที่มี DG

- เมื่อมี DG ในระบบ จะทำให้ระยะเวลาในการแกว่งมากขึ้นกว่าในกรณีที่ไม่มี DG เมื่อเกิดฟอลต์ขึ้นในระบบ
- ในกรณีของ DG แบบ Power electronic converter ที่ไม่สามารถควบคุมแรงดันและความถี่ จะมีระยะเวลาในการแกว่งสูงมากเมื่อระดับ penetration สูงขึ้น เนื่องจากเกิดการปลด DG เหล่านี้ออกจากระบบในขณะที่กำลังช่วยจ่ายโหลดปริมาณมาก
- แต่ถ้า DG แบบ Power electronic converter สามารถควบคุมแรงดันและความถี่ได้จะทำให้ระยะเวลาในการแกว่งน้อยกว่าระบบที่ไม่มี DG

DG กับความมั่นคงของระบบไฟฟ้า

ความมั่นคงของระบบไฟฟ้า (Power system security) ได้แก่ การที่ระบบไฟฟ้ายังคงสามารถจ่ายโหลดได้เมื่อเกิดเหตุไม่คาดหมาย (Contingency) ขึ้นในระบบโดยพิจารณาจากกำลังไฟฟ้าสำรอง (Spinning reserve) ที่มีอยู่ในระบบ รวมถึงค่า ramping up และ ramping down ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่เชื่อมต่ออยู่ในระบบ

- Contingency อาจเกิดจากการหลุด (outage) ของสายส่งหรือเครื่องกำเนิดไฟฟ้า หรือโหลดขนาดใหญ่
- โดยทั่วไประบบไฟฟ้าจะคำนึงถึงความมั่นคงในระดับ N-1

Contingency คือ การหลุดของอุปกรณ์ไฟฟ้า 1 อุปกรณ์ (สายส่ง 1 เส้น หรือเครื่องกำเนิด 1 เครื่อง) แล้วระบบยังคงมีกำลังไฟฟ้าพอจ่ายโหลดได้

- ในระบบที่มี DG จำนวนมากและจ่ายโหลดปริมาณมาก (High penetration) เมื่อเกิดฟอลต์และตามด้วยการหลุดของสายส่งเพื่อกำจัดฟอลต์ ทำให้ความถี่ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (รวมทั้ง DG) เกิดการแกว่ง ถ้า DG มีการแกว่งของความถี่ออกนอกค่าที่ตั้งไว้ จะตัดตัวเองออกจากระบบ ทำให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าของระบบรับภาระโหลดมากยิ่งขึ้นไปอีก ซึ่งอาจเสี่ยงต่อการที่กำลังสำรองของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่เชื่อมต่ออยู่ไม่สามารถรองรับโหลดและการเปลี่ยนแปลงของความถี่ได้

- การแก้ไขเหตุการณ์นี้อาจทำได้โดยการปลดโหลด (Load shedding) เพื่อรักษาเสถียรภาพของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่เหลืออยู่ในระบบ

- การปลด DG ออกจากระบบโดยใช้ค่าการแกว่งของความถี่เป็นการป้องกัน DG จากเหตุการณ์ Islanding ในระบบจำหน่าย

- แต่ในระบบส่งจ่ายมักจะไม่เกิดเหตุการณ์ Islanding ขึ้น ดังนั้นการตั้งค่าการแกว่งของความถี่และการปลด DG ออกอย่างรวดเร็วเพื่อป้องกันการ Islanding จึงอาจทำให้เกิดการปลด DG โดยไม่สมควรเมื่อเกิดฟอลต์ และส่งผลต่อความมั่นคงของระบบ

ความถี่ในการปลด DG ออกจากระบบของประเทศในทวีปยุโรป [14]

ประเทศ	ความถี่ (Hz)
ฝรั่งเศส	49.5-50.5 (narrow range) 47.5-51.0 (wide range) ใช้กับ wind farms
เยอรมัน	48.0-52.0
สเปน	49.0-51.0

- การตั้งค่าความถี่ที่แตกต่างกันของประเทศในทวีปยุโรป ทำให้ระบบไฟฟ้าในมีความเสี่ยงในการสูญเสียกำลังผลิตจำนวนมากจากการที่ DG ปลดตัวเองออกจากระบบในกรณีเกิดฟอลต์
- กรณี Black out ของระบบไฟฟ้าของอิตาลี ในเดือนกันยายน 2003 ซึ่งสูญเสียกำลังผลิตจาก DG ถึง 1,700 MW เมื่อความถี่ลดลงจนถึง 49.0 Hz
- กรณี Black out ของระบบ European Grid ในเดือนพฤศจิกายน 2006 เมื่อเกิด outage และ DG ที่เป็น wind power ในประเทศสเปนหลุดออกจากระบบถึง 2,800 MW ที่ความถี่ 49 Hz

ประเทศไทย (กฟผ.) กำหนดข้อปฏิบัติสำหรับ SPP เมื่อความถี่ของระบบมีการเปลี่ยนแปลง ดังนี้

- กรณีความถี่ไม่อยู่ในช่วง 49.25-50.75 Hz และไม่ได้รับการติดต่อจากศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าของ กฟผ. บริษัทฯต้องช่วยระบบโดยเพิ่มหรือลดกำลังผลิตเพื่อจะทำให้ความถี่ของระบบกลับมาอยู่ที่ 50 Hz โดยในช่วงเวลาดังกล่าวบริษัทฯจะได้รับการยกเว้นจากเงื่อนไขในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า
- กรณีความถี่ต่ำกว่า 48.00 Hz หรือสูงกว่า 51.00 Hz ต่อเนื่องเกิน 1 นาที ทางบริษัทฯสามารถปลดเครื่องออกจากระบบไฟฟ้าโดยไม่ถือเป็นสาเหตุของบริษัทฯ
- กรณีความถี่ต่ำกว่า 47.90 Hz หรือสูงกว่า 51.10 Hz ทางบริษัทฯสามารถปลดเครื่องออกจากระบบไฟฟ้าโดยไม่ถือเป็นสาเหตุของบริษัทฯ

สรุปผลการศึกษาและข้อเสนอแนะ

ผลกระทบทางด้านเสถียรภาพของระบบไฟฟ้ากำลังที่มี DG เชื่อมต่ออยู่ ขึ้นอยู่กับ

- เทคโนโลยีของ DG
- ปริมาณการจ่ายไฟของ DG (DG penetration)
- ความสามารถในการควบคุมความถี่และแรงดันของ DG
- ตำแหน่งและความรุนแรงของฟอลต์ที่เกิดขึ้น
- ปริมาณกำลังไฟฟ้าในสายส่งก่อนเกิดฟอลต์

สรุปผลการศึกษาและข้อเสนอแนะ (ต่อ)

เมื่อมีฟอลต์เกิดขึ้นในระบบส่งจ่ายที่มี DG จะส่งผลกระทบในแง่ลบทางด้าน transient stability โดยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดใหญ่ของระบบจะมีการแกว่งของความถี่ที่รุนแรงกว่าและใช้เวลานานกว่าในการเข้าสู่สภาวะคงตัวเมื่อเทียบกับเหตุการณ์เกิดฟอลต์เดียวกันในระบบที่ไม่มี DG

- ในกรณีที่ DG penetration มีค่าสูงกว่า จะมีการแกว่งที่รุนแรงกว่า เนื่องจากเมื่อมีกำลังไฟฟ้าจาก DG มากทำให้เครื่องกำเนิดของระบบได้รับการจัดสรรให้เดินเครื่องน้อยกว่าปกติ เป็นผลให้การควบคุมความถี่และแรงดันเป็นไปได้ยากขึ้น

สรุปผลการศึกษาและข้อเสนอแนะ (ต่อ)

- ในกรณีที่ DG เป็นแบบ Induction generator จะมีการแกว่งของความถี่ที่รุนแรงกว่าระบบที่มี DG แบบ Synchronous generator
- ผลกระทบทางด้าน transient stability ในระบบที่มี DG แบบ Induction generator ขึ้นอยู่กับปริมาณการจ่ายไฟของ DG และระยะห่างระหว่าง DG กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของระบบ
- ในระบบที่มี DG แบบ Power electronic converter ที่ไม่สามารถควบคุมแรงดันและความถี่ จะมีระยะเวลาในการแกว่งของความถี่ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในระบบสูงมากอย่างเห็นได้ชัดเมื่อระดับ DG penetration มีค่าสูง แต่ถ้า DG แบบนี้สามารถควบคุมแรงดันและความถี่ได้จะทำให้ระยะเวลาในการแกว่งน้อยลงได้

สรุปผลการศึกษาและข้อเสนอแนะ (ต่อ)

เมื่อพิจารณาระดับความถี่ที่เข้าสู่สภาวะคงตัวของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าหลังการเกิดฟอลต์พบว่า ความถี่ในสภาวะคงตัวในระบบที่มี DG กับไม่มี DG มีความแตกต่างกันไม่มากนักและใกล้เคียงกับความถี่ขณะก่อนเกิดฟอลต์ จึงถือได้ว่า DG ไม่มีผลต่อเสถียรภาพทางความถี่ในระยะยาว

สรุปผลการศึกษาและข้อเสนอแนะ (ต่อ)

ในระบบที่มี DG จ่ายโหลดปริมาณมาก (High penetration) เมื่อมีสิ่งรบกวนในระบบ เช่นการเกิดฟอลต์และตามด้วยการหลุดของสายส่งเพื่อกำจัดฟอลต์ออกจากระบบ ถ้า DG มีการแกว่งของความถี่ออกนอกค่าที่ตั้งไว้ จะตัดตัวเองออกจากระบบ ทำให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าของระบบรับภาระโหลดมากยิ่งขึ้นไปอีก ซึ่งอาจเสี่ยงต่อการที่กำลังสำรองของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่เชื่อมต่ออยู่ไม่สามารถรองรับโหลดและการเปลี่ยนแปลงของความถี่ได้

สรุปผลการศึกษาและข้อเสนอแนะ (ต่อ)

การวิเคราะห์เสถียรภาพและความมั่นคงของระบบไฟฟ้าที่มี DG ควรพิจารณากรณี N-1 contingency ขณะที่มี DG penetration สูงสุด ในขณะที่โหลดของระบบมีค่าสูงสุดและในขณะที่โหลดของระบบมีค่าต่ำสุด เพื่อหากรณีที่วิกฤติที่สุด จากนั้นทำการวิเคราะห์

- ความมั่นคงของระบบ นั่นคือระบบยังคงสามารถจ่ายไฟได้อย่างปกติที่ระดับกำลังไฟฟ้าสำรองที่มีอยู่ และ
- เสถียรภาพทรานเซี้ยนท์ของระบบ นั่นคือเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของระบบที่จ่ายโหลดอยู่ในขณะนั้นยังคงซิงโครนิสซึมอยู่ได้

สรุปผลการศึกษาและข้อเสนอแนะ (ต่อ)

การตั้งค่าการแกว่งของความถี่ที่ใช้ในการปลด DG ของระบบส่งจ่ายอาจไม่จำเป็นต้องรวดเร็วเท่าของระบบจำหน่าย เนื่องจากการแกว่งของความถี่ในระบบส่งจ่ายส่วนใหญ่ไม่ได้เกิดจากการ Islanding แต่เกิดจากฟอลต์ หรือ outage ซึ่ง DG ไม่ควรรีบปลดตัวเองออกไป ในทางตรงกันข้าม DG ควรจะสามารถปรับกำลังไฟฟ้าจ่ายออกเพื่อควบคุมความถี่ให้อยู่ในย่านที่ยอมรับได้

สรุปผลการศึกษาและข้อเสนอแนะ (ต่อ)

DG ที่สามารถควบคุมความถี่ได้ และหากการไฟฟ้าสามารถสั่งการจ่ายกำลังไฟฟ้า หรือควบคุมความถี่ของ DG ได้ จะสามารถช่วยระบบได้ในขณะและหลังการเกิดฟอลต์หรือ outage ซึ่งหมายถึงการช่วยเพิ่มความมั่นคงให้ระบบส่งจ่าย

การรักษาความมั่นคงของระบบที่มี DG ที่ไม่สามารถควบคุมความถี่ได้ อาจต้องใช้วิธีการปลดโหลด (Load shedding) เพื่อรักษาเสถียรภาพของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่เหลืออยู่ในระบบ ดังนั้นจึงควรจัดทำแผนการปลดโหลดในกรณีฉุกเฉิน

3.2.2 การบริหารจัดการการสั่งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าในระบบ

การสั่งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้า หรือ Unit commitment เป็นการกำหนดว่าเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเครื่องใด หรือโรงไฟฟ้าใดจะทำงานในสถานะที่พร้อมจ่ายกำลังไฟฟ้าได้ทันที (commit) นั่นคือ เชื่อมต่อกับกริดและหมุนอยู่ในซิงโครนิสซึมของระบบ

- แผนการสั่งเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้ามักทำเป็นรายชั่วโมง
- การทำแผนการสั่งเดินเครื่องล่วงหน้าอย่างน้อย 24 ชั่วโมง เรียกว่าแผนการดำเนินการ
- การวางแผนการสั่งการเดินเครื่องอาจทำล่วงหน้าเป็นสัปดาห์ (ตามแผนการซื้อหรือสำรองเชื้อเพลิง) หรือล่วงหน้าเป็นเดือนหรือปี (ตามแผนการบำรุงรักษาเครื่องกำเนิดไฟฟ้า) ได้

การบริหารจัดการการสั่งเดินเครื่องโรงไฟฟ้าของระบบที่เหมาะสมที่สุด ขึ้นอยู่กับวัตถุประสงค์ในการสั่งเดินเครื่องโรงไฟฟ้า เช่น

- ค่าใช้จ่ายในการเดินเครื่องต่ำสุด (Minimum operating cost)
- ผลประโยชน์ร่วมของผู้ผลิตและผู้บริโภคสูงสุด (Maximum social welfare)
- ค่ามลภาวะปล่อยออกต่ำสุด (Minimum pollution emission)

ฯลฯ

หลักการสั่งเดินเครื่องโดยให้ค่าใช้จ่ายในการเดินเครื่องต่ำสุด

(Minimum operating cost)

- เครื่องกำเนิดที่มีค่าใช้จ่ายต่ำที่สุด (หรือมีประสิทธิภาพสูงที่สุด) ได้รับการจัดสรรให้เดินเครื่องก่อน และอาจได้รับการจัดสรรให้เดินเครื่องเกือบตลอดเวลาที่กำลังผลิตใกล้เคียงกับพิกัดของเครื่อง
- หากเครื่องกำเนิดเครื่องนี้เดินเครื่องจนถึงพิกัดของมัน หรือถึงพิกัดของสายส่งแล้วกำลังผลิตที่ได้ยังไม่เพียงพอต่อความต้องการไฟฟ้าของระบบในชั่วโมงนั้น ผู้ดูแลระบบจะสั่งเดินเครื่องโรงไฟฟ้าที่มีราคาต่ำเครื่องถัดไป จนกระทั่งกำลังผลิตรวมเพียงพอต่อความต้องการไฟฟ้าในชั่วโมงนั้น

ตัวอย่างการสั่งเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังความร้อน 7 เครื่อง

UNIT COMMITMENT USING LRGA IN CASE 1

Unit	Hour (1-24)			
1	1 1 1 1 1 1	1 1 1 1 1 1	1 1 1 1 1 1	1 1 1 1 1 1
2	0 0 0 0 0 0	0 0 1 1 1 1	1 1 0 0 1 1	1 1 0 0 0 0
3	0 0 0 0 0 0	0 0 1 1 1 1	1 1 0 0 1 1	1 1 0 0 0 0
4	0 0 0 0 0 0	0 0 0 0 0 0	0 0 0 0 0 0	0 0 0 0 0 0
5	1 1 1 1 1 1	1 1 1 1 1 1	1 1 1 1 1 1	1 1 1 1 1 0
6	0 0 0 0 0 0	0 0 0 0 0 0	0 0 0 0 0 0	0 0 0 0 0 0
7	1 1 1 1 1 1	1 1 1 1 1 1	1 1 1 1 1 1	1 1 1 1 1 0

“0” หมายถึงเครื่องกำเนิดไม่ได้รับการจัดสรรให้เดินเครื่อง

“1” หมายถึง เครื่องกำเนิดได้รับการจัดสรรให้เดินเครื่อง

- การกำหนดกำลังไฟฟ้าจ่ายออกของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ได้รับการจัดสรรให้เดินเครื่อง ใช้หลักการจ่ายโหลดอย่างประหยัด หรือ Economic dispatch

GENERATION OUTPUT (MW) IN CASE 1

Hour (Demand)	Unit						
	1	2	3	4	5	6	7
1 (372)	210.78	0.00	0.00	0.00	80.61	0.00	80.61
2 (360)	200.00	0.00	0.00	0.00	80.00	0.00	80.00
3 (324)	164.00	0.00	0.00	0.00	80.00	0.00	80.00
4 (312)	152.00	0.00	0.00	0.00	80.00	0.00	80.00
5 (372)	210.78	0.00	0.00	0.00	80.61	0.00	80.61
6 (504)	262.43	0.00	0.00	0.00	120.78	0.00	120.78
7 (720)	346.96	0.00	0.00	0.00	186.52	0.00	186.52
8 (876)	408.00	0.00	0.00	0.00	234.00	0.00	234.00
9 (1032)	399.68	88.64	88.64	0.00	227.53	0.00	227.53
10 (1140)	425.95	109.07	109.07	0.00	247.96	0.00	247.96
11 (1200)	440.54	120.42	120.42	0.00	259.31	0.00	259.31
12 (1236)	449.30	127.23	127.23	0.00	266.12	0.00	266.12
13 (1188)	437.62	118.15	118.15	0.00	257.04	0.00	257.04
14 (1068)	408.43	95.45	95.45	0.00	234.34	0.00	234.34
15 (984)	450.26	0.00	0.00	0.00	266.87	0.00	266.87
16 (924)	426.78	0.00	0.00	0.00	248.61	0.00	248.61
17 (996)	390.92	81.83	81.83	0.00	220.71	0.00	220.71
18 (1164)	431.78	113.61	113.61	0.00	252.50	0.00	252.50
19 (1200)	440.54	120.42	120.42	0.00	259.31	0.00	259.31
20 (1056)	405.51	93.18	93.18	0.00	232.07	0.00	232.07
21 (768)	365.74	0.00	0.00	0.00	201.13	0.00	201.13
22 (600)	300.00	0.00	0.00	0.00	150.00	0.00	150.00
23 (468)	248.35	0.00	0.00	0.00	109.83	0.00	109.83
24 (420)	420.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

- การหาค่าเหมาะสมที่สุดในการสั่งเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้า สามารถใช้วิธีการวิเคราะห์โดยใช้โมเดลทางคณิตศาสตร์ที่ประกอบด้วยฟังก์ชันวัตถุประสงค์ และเงื่อนไขข้อจำกัด

- ฟังก์ชันวัตถุประสงค์ที่เป็นค่าใช้จ่ายของการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้า อาจประกอบไปด้วย

- ค่าเชื้อเพลิงของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า
- ค่าดำเนินการของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า
- ค่าใช้จ่ายในการเริ่มเดินเครื่อง (Start up cost)
- ค่าใช้จ่ายในการหยุดเดินเครื่อง (Shut down cost)

ข้อจำกัด (Constraints) ของการสั่งการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

- ข้อจำกัดทางระบบไฟฟ้า ได้แก่

- สมการสมดุลกำลังไฟฟ้า (Power balance equations)
- กำลังผลิตสำรองพร้อมจ่าย (Spinning reserve)
- ข้อจำกัดในการปล่อยมลภาวะ (Emission constraints)
- ขอบเขตของระดับแรงดันของทุกบัส (Bus voltage limits)
- พิกัดกำลังไฟฟ้าของสายส่ง (Line flow limits)
- พิกัดแทปหม้อแปลง (Transformer tap changer limits)

- ข้อจำกัดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทั่วไป ได้แก่

- กำลังผลิตต่ำสุด (Minimum capacity)

- กำลังผลิตสูงสุด (Maximum capacity)

- อัตราการเปลี่ยนแปลงขึ้น/ลง ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Ramping up/Ramping down rates)

- ข้อจำกัดของเครื่องกำเนิดที่ต้องเดินเครื่อง (Must run) บางระบบจะมีเครื่องกำเนิดที่ต้องได้รับการจัดสรรให้เดินเครื่องในช่วงเวลาหนึ่งตามข้อตกลง เช่น DG

- ข้อจำกัดเฉพาะของเครื่องกำเนิดพลังความร้อน ได้แก่

- เวลาต่ำสุดในการเดินเครื่อง (Minimum up time) เมื่อเครื่องกำเนิดเดินเครื่องแล้ว ไม่สามารถหยุดได้ทันทีทันใด

- เวลาต่ำสุดในการหยุดเดินเครื่อง (Minimum down time) เมื่อเครื่องกำเนิดหยุดเดินเครื่องแล้ว ไม่สามารถเดินเครื่องได้ใหม่ทันทีทันใด

- ข้อจำกัดทางด้านเจ้าหน้าที่ปฏิบัติงาน (Crew constraint)

- ข้อจำกัดทางด้านเชื้อเพลิง (Fuel constraints)

- ข้อจำกัดเฉพาะของเครื่องกำเนิดพลังน้ำ ได้แก่

- Water balance equation
- Water discharge limits
- Reservoir volume limits
- Ramping constraints

- ข้อจำกัดเฉพาะของเครื่องกำเนิดพลังลม ได้แก่

- ความไม่แน่นอนของกำลังไฟฟ้าออกของโรงไฟฟ้าพลังลม

- ความสามารถของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าอื่นในระบบในการปรับกำลังไฟฟ้าจ่ายออกเพื่อชดเชยกำลังไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังลม

- ความแม่นยำในการพยากรณ์โหลดและกำลังไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังลม

ผลการศึกษาการสั่งการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในระบบที่มีโรงไฟฟ้าพลังลมในปริมาณสูง

- โรงไฟฟ้าพลังลม ถือได้ว่าแทบจะไม่มีค่าใช้จ่ายในการเดินเครื่องเลย ดังนั้นโรงไฟฟ้าพลังลมมักจะได้รับการจัดสรรให้เดินเครื่องตลอดเวลาที่โรงไฟฟ้าสามารถผลิตกำลังไฟฟ้าได้ โดยลดกำลังผลิตจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงลง
- การลดกำลังผลิตจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังความร้อนอาจทำให้ติดข้อจำกัดทางด้านเชื้อเพลิงของเครื่องกำเนิด จึงอาจเป็นไปได้ที่โรงไฟฟ้าพลังลมจะถูกสั่งให้ลดกำลังผลิต

- โรงไฟฟ้าพลังลม จะถูกสั่งให้ลดกำลังผลิตในกรณีที่ระบบมีโหลดต่ำมาก ทำให้สูญเสียพลังงานลมโดยเปล่าประโยชน์
- เมื่อมีโรงไฟฟ้าพลังลมในระบบ ต้องมีการเพิ่มข้อจำกัดของระบบเนื่องจากความไม่แน่นอนของพลังลม
- การโมเดลข้อจำกัดของโรงไฟฟ้าพลังลม ควรทำในรูปแบบของ “ความน่าจะเป็น” ซึ่งจะทำให้ได้ค่าใช้จ่ายรวมของระบบต่ำกว่าในกรณีที่ใช้รูปแบบทางคณิตศาสตร์ปกติ
- ความแม่นยำในการพยากรณ์โหลดและกำลังไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังลมทำให้การสั่งเดินเครื่องโรงไฟฟ้ามีประสิทธิภาพมากขึ้น

- โรงไฟฟ้าพลังน้ำมักใช้เป็นกำลังไฟฟ้าสำรองของโรงไฟฟ้าพลังลมในกรณีที่ต้องชดเชยความผิดพลาดของการพยากรณ์โหลดและกำลังไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังลม

สรุปผลการศึกษาและข้อเสนอแนะ

- การสั่งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้า หรือ Unit commitment เป็นการกำหนดว่าเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเครื่องใด หรือโรงไฟฟ้าใดจะทำงานในสถานะที่พร้อมจ่ายกำลังไฟฟ้าได้ทันที (commit) นั่นคือเชื่อมต่อกับกริดและหมุนอยู่ในซิงโครนิสซึมของระบบ
- แผนงานการสั่งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้ามักทำเป็นรายชั่วโมง โดยมีวัตถุประสงค์ให้ค่าใช้จ่ายของระบบรวมต่ำที่สุด ทั้งนี้ต้องคำนึงถึงเงื่อนไขและข้อจำกัดต่าง ๆของระบบและเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละชนิดที่อยู่ในระบบ

สรุปผลการศึกษาและข้อเสนอแนะ (ต่อ)

- การสั่งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้า ยังต้องคำนึงถึงการไหลของกำลังไฟฟ้าที่ไม่ทำให้ระบบเกิดปัญหาทางด้านแรงดัน และปัญหาสายส่งเกินพิกัด

- การมีโรงไฟฟ้าประเภท Must-run หรือโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่มีค่าใช้จ่ายในการเดินเครื่องต่ำ ทำให้ต้องลดกำลังผลิตจากโรงไฟฟ้าเดิมลง ซึ่งถ้าโรงไฟฟ้าเดิมในระบบเป็นโรงไฟฟ้าพลังความร้อนที่มีข้อจำกัดทางเชื้อเพลิงอยู่ อาจทำให้ต้องลดกำลังผลิตของโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนลงและไม่สามารถใช้โรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนอย่างมีประสิทธิภาพ

สรุปผลการศึกษาและข้อเสนอแนะ (ต่อ)

- ในทางตรงกันข้าม หากเดินเครื่องโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนมาก อาจเกิดปัญหาในการที่เครื่องกำเนิดชนิดอื่นไม่สามารถเดินเครื่องจ่ายโหลดได้ทันในกรณีเกิดเหตุการณ์ไม่คาดหมาย

- การสร้างแบบจำลองทางคณิตศาสตร์เพื่อหาคำตอบการสั่งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าในระบบที่มีโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนต้องมีการพิจารณาความไม่แน่นอนของแหล่งพลังงานหลักของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเป็นเงื่อนไขร่วมด้วย โดยอาจคิดในรูปของความน่าจะเป็น เพื่อให้ค่าใช้จ่ายของระบบต่ำที่สุดและระบบยังคงมีเสถียรภาพและความมั่นคงอยู่ได้

3.2.3 การกำหนดหลักเกณฑ์เงื่อนไขด้านเทคนิคในการเชื่อมต่อ ปฏิบัติการ และบริการที่เหมาะสมสำหรับโครงการพลังงานหมุนเวียน

สรุปผลการศึกษาและข้อเสนอแนะ

- หลักเกณฑ์เงื่อนไขด้านเทคนิคในการเชื่อมต่อโครงการพลังงานหมุนเวียน ของการไฟฟ้าประเทศไทย (กฟผ. กฟน. กฟภ.) เทียบกับหลักเกณฑ์ของต่างประเทศ (IEEE) ได้
- หลักเกณฑ์เงื่อนไขด้านเทคนิคในการเชื่อมต่อโครงการพลังงานหมุนเวียน (โรงไฟฟ้าพลังลม) ของการไฟฟ้าประเทศไทย (กฟผ.) เทียบกับหลักเกณฑ์ของประเทศเดนมาร์กได้

3.2.4 ระดับกำลังผลิตสำรองที่เหมาะสม และปัจจัยอื่นๆ ที่ช่วยรักษาเสถียรภาพของระบบไฟฟ้าที่มีพลังงานหมุนเวียนมากขึ้น

- เครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ใช้พลังงานหมุนเวียนชนิดอื่นอาจใช้เกณฑ์การพิจารณาระดับกำลังผลิตสำรองเช่นเดียวกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทั่วไปได้
- เครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ใช้พลังงานหมุนเวียน เช่น พลังลม มีความไม่แน่นอน (Uncertainty) ของการผลิตกำลังไฟฟ้ามากกว่าพลังงานหมุนเวียนอื่น เนื่องจากความไม่แน่นอนของพลังลม

กำลังไฟฟ้าสำรอง

- กำลังสำรองขั้นต้น (Primary reserve) ซึ่งมาจากการทำงานทันทีของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเนื่องจากการแกว่งของความถี่
- กำลังสำรองรวดเร็ว (Fast reserve) ซึ่งจะทำงานในเวลา 10-15 นาที แทนที่กำลังสำรองขั้นต้นเมื่อมีการเปลี่ยนแปลงของความถี่ออกจากความถี่มูลฐาน

กำลังสำรองขั้นที่สองโดยมากมาจากโรงไฟฟ้าแบบก๊าซเทอร์ไบน์ หรือโรงไฟฟ้าพลังน้ำที่มี pump storage หรือได้มาจากการที่ระบบสามารถทำการปลดโหลด (Load shedding)

- กำลังสำรองระยะยาว (Slow reserve) เป็นกำลังสำรองที่มาจากความแตกต่างระหว่างโหลดสูงสุดคาดการณ์ของระบบกับพิกัดกำลังไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดทั้งหมดในระบบ (ในประเทศอังกฤษ มี slow reserve ประมาณ 24%)

กำลังสำรองขั้นต้นและขั้นที่สองบางครั้งเรียกว่า Operating reserve หรือ Spinning reserve

การทำงานของ Spinning Reserve

- เครื่องกำเนิดไฟฟ้าจะปรับกำลังไฟฟ้าออกได้ทันทีตามการแกว่งของความถี่

ความถี่ลดลง

⇩

ความต้องการไฟฟ้ามากกว่ากำลังไฟฟ้าผลิตจากเครื่องกำเนิด

⇩

เครื่องกำเนิดไฟฟ้าจะเพิ่มกำลังไฟฟ้าผลิตเพื่อให้ความถี่กลับมาเป็นปกติ

ความถี่เพิ่มขึ้น

⇩

ความต้องการไฟฟ้าต่ำกว่ากำลังไฟฟ้าผลิตจากเครื่องกำเนิด

⇩

เครื่องกำเนิดไฟฟ้าจะลดกำลังไฟฟ้าผลิตเพื่อให้ความถี่กลับมาเป็นปกติ

การทำงานของ Spinning Reserve (ต่อ)

- เครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่สามารถปรับเปลี่ยนกำลังผลิตได้ตามที่ผู้ดูแลระบบสั่งการในระยะเวลาอันสั้น (ประมาณครึ่งชั่วโมง) ถือเป็นกำลังไฟฟ้าสำรองรวดเร็ว
- เครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่สามารถปรับเปลี่ยนกำลังผลิตได้ตามที่ผู้ดูแลระบบสั่งการในระยะเวลาปานกลาง (ประมาณ 1-4 ชั่วโมง) ถือเป็นกำลังไฟฟ้าสำรองที่เรียกว่า Standing reserve

การประมาณการกำลังผลิตสำรองของระบบที่มีโรงไฟฟ้าพลังลม

- ต้องคำนึงถึงความไม่แน่นอนของโรงไฟฟ้าพลังลมร่วมกับความไม่แน่นอนของการพยากรณ์โหลด

$$\sigma_{Total}^2 = \sigma_{load}^2 + \sigma_{wind}^2$$

โดยที่ σ_{Total} ได้แก่ Standard deviation ของความไม่แน่นอนรวมของการที่โรงไฟฟ้าพลังลมสามารถจ่ายโหลดได้

σ_{load} ได้แก่ Standard deviation ของความไม่แน่นอนของการพยากรณ์โหลด

σ_{wind} ได้แก่ Standard deviation ของความไม่แน่นอนของกำลังไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังลม

การประมาณการกำลังผลิตสำรองของระบบที่มีโรงไฟฟ้าพลังลม (ต่อ)

- ความคลาดเคลื่อนของการพยากรณ์โหลดขึ้นอยู่กับ lead time
- ความผิดพลาดของการพยากรณ์โหลดล่วงหน้า 24 ชั่วโมง มีค่าเฉลี่ยโดยประมาณ 2%
- ความผิดพลาดของการพยากรณ์โหลดล่วงหน้า 4 ชั่วโมง มีค่าเฉลี่ยโดยประมาณเพียง 1.3%

การประมาณการกำลังผลิตสำรองของระบบที่มีโรงไฟฟ้าพลังลม (ต่อ)

- การที่โรงไฟฟ้าพลังลมที่มีปริมาณมากขึ้น หมายถึงมีการกระจายตัวของตำแหน่งที่ตั้งของโรงไฟฟ้ามากขึ้นด้วย ทำให้ความไม่แน่นอนของโรงไฟฟ้าพลังลมทั้งประเทศเฉลี่ยลดลง
- การเปลี่ยนแปลงของกำลังไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังลมเฉลี่ยในพื้นที่ทั้งหมดแถบตะวันตกของเดนมาร์กมีค่า Standard deviation ประมาณ 3% และใกล้เคียงกับที่วัดได้ในอังกฤษ
- ในขณะที่การเปลี่ยนแปลงขึ้นลงของโรงไฟฟ้าพลังลม 1 แห่งมีค่า Standard deviation ถึง 11.8%
- ระบบเครือข่ายสายส่งช่วยลดผลรวมความไม่แน่นอนของโรงไฟฟ้าพลังลมทั่วประเทศ

การประมาณการกำลังผลิตสำรองของระบบที่มีโรงไฟฟ้าพลังลม (ต่อ)

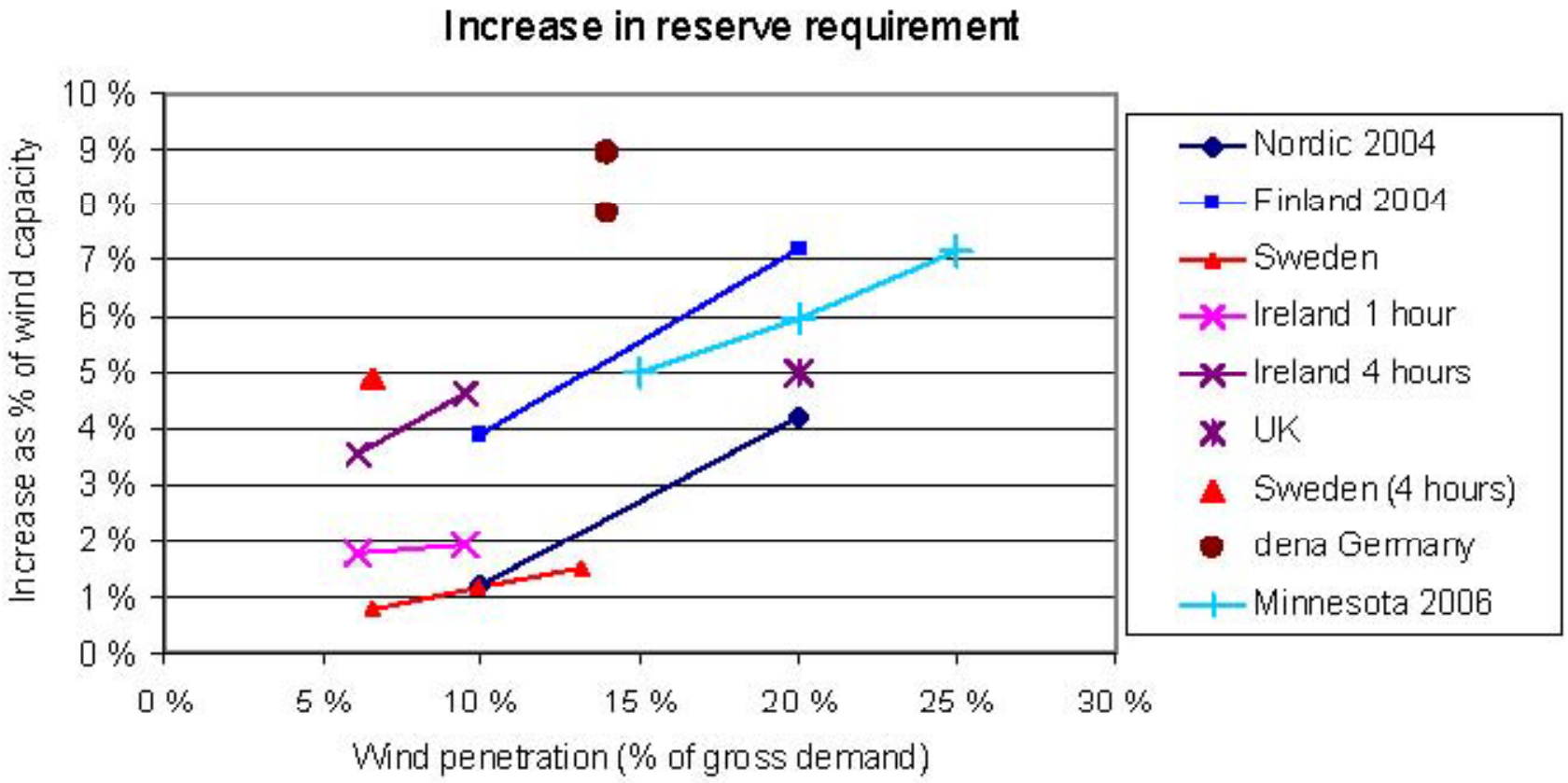
- ความไม่แน่นอนของกำลังไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังลมทำให้ระบบต้องเพิ่มกำลังสำรองเพื่อคงระดับความมั่นคงของระบบไฟฟ้า ซึ่งเป็นการเพิ่มค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้า
- โรงไฟฟ้าพลังลมไม่จำเป็นต้องมีกำลังสำรองสำหรับทุก ๆ MW ที่มันจ่ายออกมา แต่สิ่งที่ผู้ดูแลระบบควรทำคือคง<u>ค่าความเชื่อถือได้เฉลี่ย</u>ของระบบที่มีโรงไฟฟ้าพลังลมให้อยู่ในระดับเดียวกับของระบบที่ไม่มีโรงไฟฟ้าพลังลม

การประมาณการกำลังผลิตสำรองของระบบที่มีโรงไฟฟ้าพลังลม (ต่อ)

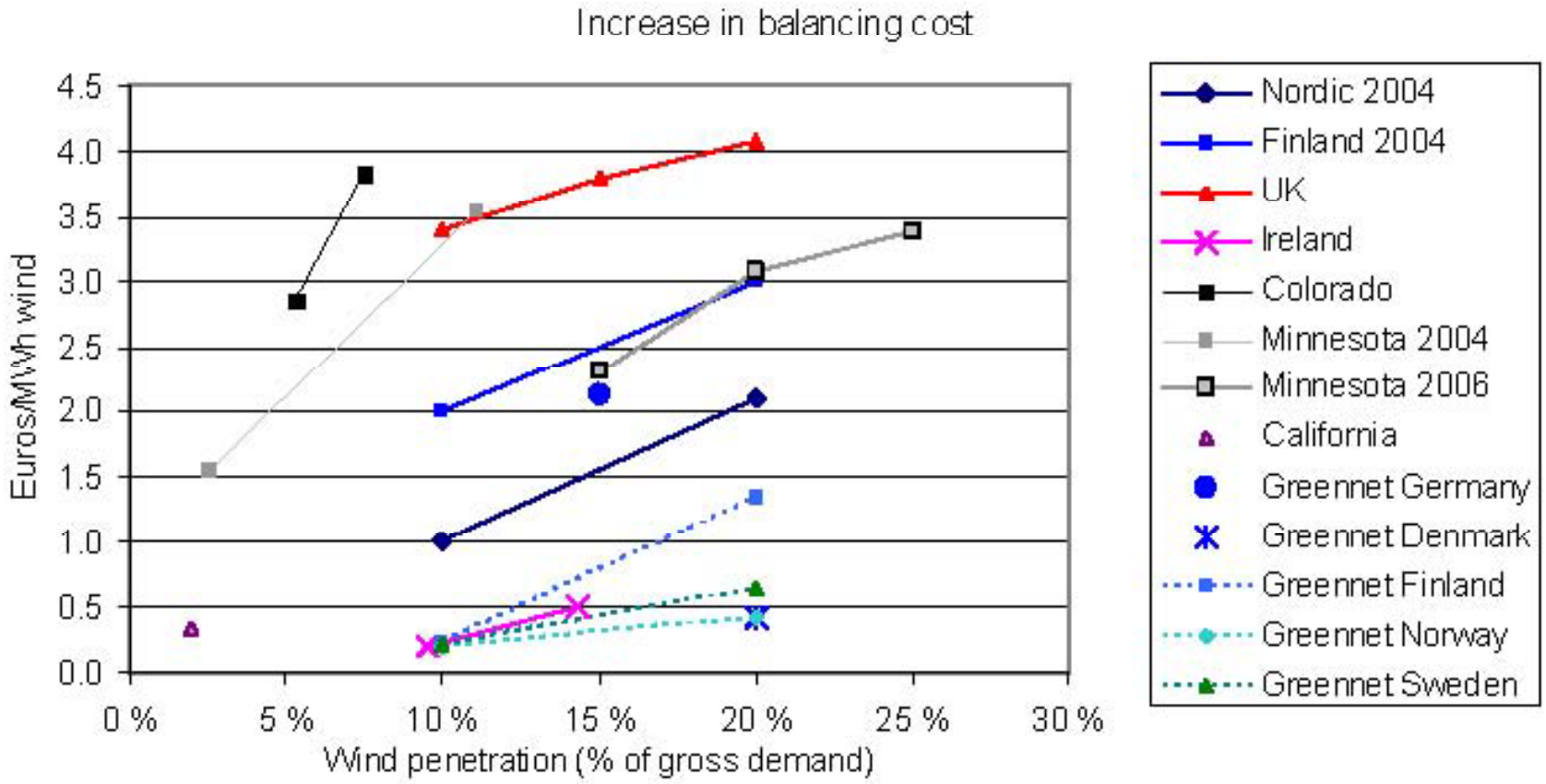
ปริมาณกำลังผลิตสำรองที่เพิ่มขึ้นคิดเป็นเปอร์เซนต์สำหรับระบบที่มีโรงไฟฟ้าพลังลมในต่างประเทศ

Wind power penetration (%)	Additional reserve capacity (%)		
	England	International Energy Agency (IEA)	Manitoba Hydro (Canada)
10%	3% - 6%	1% - 5%	26%
20%	4% - 8%	4% - 7%	35%

การประมาณการกำลังผลิตสำรองของระบบที่มีโรงไฟฟ้าพลังลม (ต่อ)



การประมาณการกำลังผลิตสำรองของระบบที่มีโรงไฟฟ้าพลังลม (ต่อ)



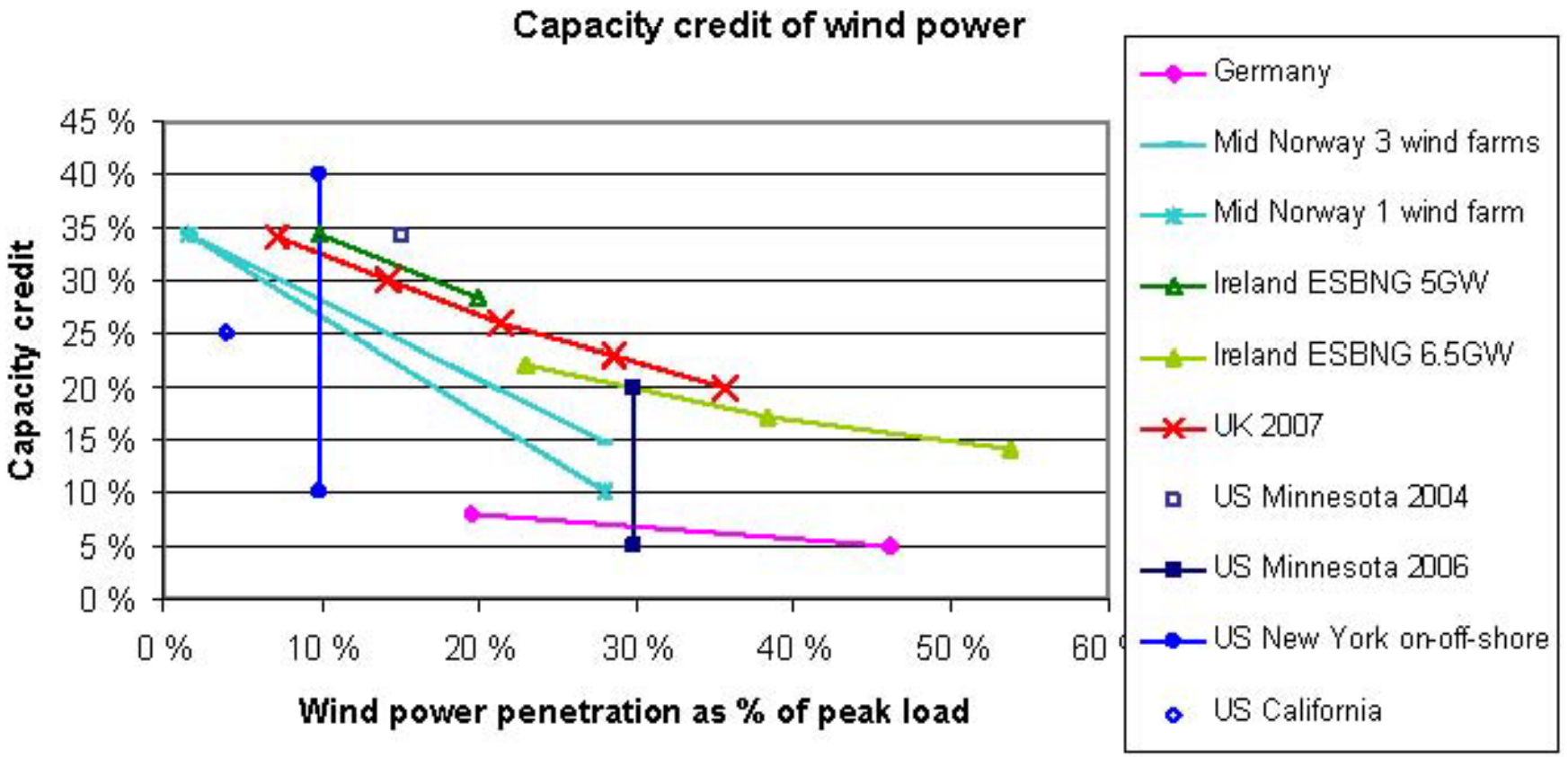
Capacity Credit

"The reduction, due to the introduction of wind energy conversion systems, in the capacity of conventional plant needed to provide reliable supplies of electricity."

Questions:

- *Can wind substitute for other generation in the system and to what extent?*
- *Is the system capable of meeting a higher (peak) demand if wind power is added to the system?*

Capacity Credit (ต่อ)



Capacity Credit (ต่อ)

- การคำนวณ Capacity credit ของโรงไฟฟ้าพลังลมต้องใช้ค่า "loss of load expectation" อย่างน้อยเป็นเวลา 1 ปี เมื่อมีโรงไฟฟ้าพลังลมเชื่อมต่อเข้ามาในระบบไฟฟ้า
- Capacity credit = ปริมาณกำลังไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าทั่วไปที่ลดลงเมื่อมีโรงไฟฟ้าพลังลมเข้ามาช่วยจ่ายโหลดโดยระบบมี LOLP เท่าเดิม หารด้วยพิกัดของโรงไฟฟ้าพลังลม

Capacity Credit (ต่อ)

- Capacity credit ของโรงไฟฟ้าพลังลมลดลง เมื่อ penetration สูงขึ้น (แต่หวังว่าการกระจายตำแหน่งของโรงไฟฟ้าที่มากขึ้นจะช่วยลดความไม่แน่นอนของพลังลม – ดูกรณีของ Mid Norway 3 wind farms เทียบกับ Mid Norway 1 wind farm)
- Capacity credit ของโรงไฟฟ้าพลังลมรวมทั้งประเทศ (US หรือ UK) จึงมีค่าสูงกว่าของโรงไฟฟ้าพลังลมในพื้นที่เดียว แต่ทั้งนี้ต้องพึ่งพาสายส่งที่สามารถส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าไปได้อย่างทั่วถึง

สรุปผลการศึกษาและข้อเสนอแนะ

- การมีโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน เช่นโรงไฟฟ้าพลังลมเพิ่มมากขึ้นในระบบทำให้ค่าความไม่แน่นอนในการจ่ายกำลังไฟฟ้าให้สมดุลกับความต้องการไฟฟ้าในระบบเพิ่มมากขึ้น เป็นผลให้ผู้ดูแลระบบต้องเพิ่มกำลังผลิตสำรองในระบบให้มากขึ้นกว่าเดิม
- แต่จากการศึกษาพบว่าระบบไฟฟ้าไม่มีความจำเป็นต้องสำรองกำลังไฟฟ้าไว้เท่ากับกำลังผลิตของโรงไฟฟ้าพลังลม แต่หลักการของการสำรองกำลังไฟฟ้าในระบบให้คิดจากการคงค่าความเชื่อถือได้เฉลี่ยของระบบที่มีโรงไฟฟ้าพลังลมให้อยู่ในระดับเดียวกับของระบบที่ไม่มีโรงไฟฟ้าพลังลม

สรุปผลการศึกษาและข้อเสนอแนะ (ต่อ)

- โรงไฟฟ้าชนิดพลังความร้อน และพลังน้ำเป็นทางเลือกที่ดีในการใช้เป็นกำลังผลิตสำรอง
- ค่าการเปลี่ยนแปลงขึ้นลงของกำลังไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังลมที่วัดจากโรงไฟฟ้าพลังลมพียงแห่งเดียวจะให้ค่าที่สูงมากกว่าค่าที่วัดจากโรงไฟฟ้าพลังลมทั้งหมดในพื้นที่แถบหนึ่งของประเทศ เนื่องจากการกระจายตัวไปทั่วพื้นที่ของโรงไฟฟ้าพลังลมทำให้ผลรวมของการเปลี่ยนแปลงขึ้นลงของกำลังไฟฟ้ามีความสม่ำเสมอมากขึ้นหรือกล่าวได้ว่าความแปรปรวนรวมจะน้อยลง

สรุปผลการศึกษาและข้อเสนอแนะ (ต่อ)

- กำลังผลิตสำรองขึ้นอยู่กับระยะเวลาที่คาดการณ์ล่วงหน้า ยิ่งคาดการณ์ล่วงหน้าเป็นเวลานาน ๆ จะทำให้ความไม่แน่นอนของการพยากรณ์โหลด และกำลังลมมีค่าสูง เป็นผลให้ความไม่แน่นอนรวมมีค่าสูง และกำลังผลิตสำรองสูงตามไปด้วย
- กำลังผลิตสำรองที่ต้องเพิ่มขึ้นสำหรับระบบที่มีโรงไฟฟ้าพลังลมสามารถและสมควรที่จะคิดออกมาเป็นค่าใช้จ่ายที่เพิ่มขึ้นได้

สรุปผลการศึกษาและข้อเสนอแนะ (ต่อ)

- การไฟฟ้าแต่ละแห่งคำนวณกำลังผลิตสำรองและค่าใช้จ่ายเพิ่มเติมของกำลังสำรองออกมาแตกต่างกัน ขึ้นอยู่กับปัจจัยหลาย ๆอย่างที่การไฟฟ้าแต่ละแห่งจะคิดรวมเข้าไปหรือไม่ เช่น การลงทุนในการสร้างโรงไฟฟ้าเพิ่มเพื่อเป็นกำลังสำรองให้โรงไฟฟ้าพลังลมทำให้ค่าใช้จ่ายสูงขึ้นอย่างเห็นได้ชัด
- การคิดความสามารถในการใช้ระบบสายส่งร่วมกันทำให้ลดความไม่แน่นอนของการจ่ายไฟและลดกำลังสำรองลงได้

สรุปผลการศึกษาและข้อเสนอแนะ (ต่อ)

- การหาค่า Standard deviation ของความไม่แน่นอนเฉลี่ยของกำลังผลิตจากโรงไฟฟ้าพลังลมในพื้นที่กว้างและแตกต่างกันมาก ๆ เช่นคิดพื้นที่ทั้งประเทศ ต้องใช้สมมติฐานที่ว่าตำแหน่งของโรงไฟฟ้าพลังลมทุกแห่งมีความสำคัญต่อระบบเท่า ๆกัน และระบบสายส่งต้องมีศักยภาพสูงสามารถส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าไปถึงโหลดได้ในทุกกรณี ซึ่งอาจไม่สะท้อนความเป็นจริง
- ดังนั้นจึงอาจกล่าวได้ว่าระบบสายส่งที่มีพิกัดและการออกแบบที่ดี จะช่วยสนับสนุนการใช้พลังงานจากโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนได้ดีขึ้น

สรุปผลการศึกษาและข้อเสนอแนะ (ต่อ)

- ค่าใช้จ่ายที่อาจเกิดจากการปลดโหลด (load shedding) สามารถนำมาคิดร่วมเป็นค่าใช้จ่ายเพิ่มในการจัดหากำลังผลิตสำรอง ในกรณีฉุกเฉิน เช่นการเกิด contingency หรือ outage โดยไม่คาดหมาย ซึ่งค่าใช้จ่ายในการปลดโหลดอาจต่ำกว่าการลงทุนเพิ่มเพื่อผลิตกำลังสำรองสำหรับโรงไฟฟ้าพลังลมในกรณีเช่นนี้

สรุปผลการศึกษาและข้อเสนอแนะ (ต่อ)

- กลไกที่ช่วยลดความไม่แน่นอนของโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน ซึ่งส่งผลให้ลดกำลังผลิตสำรองลงได้ ได้แก่ การปรับปรุงการพยากรณ์โหลดและกำลังของโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน การใช้เทคโนโลยี Demand-side management และ storage และการเพิ่มเครือข่ายและเสถียรภาพของระบบสายส่ง เป็นต้น

บริษัท เอ็นจิเนียริ่ง โซลลูชั่น โพรวายเดอร์ จำกัด

โทรศัพท์ 02-9421213, 02-5701987

โทรสาร 02-9421213

อีเมล์ cs_ensop@hotmail.com

Website ensop.multiply.com

ENERGY MANAGEMENT