การส่งผ่านความไม่แน่นอนของปัจจัยที่มีผลในตลาดซื้อขายไฟฟ้าจากประสบการณ์ของต่างประเทศโดยใช้วิธีแบบจำลอง MULTIVARIATE GARCH

นายอภิสิทธิ์ สรรพดิลก

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาเศรษฐศาสตรมหาบัณฑิต
สาขาวิชาเศรษฐศาสตร์
คณะเศรษฐศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
ปีการศึกษา 2548

ISBN 974-53-2949-5

ลิขสิทธิ์ของจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

VOLATILITY PASS-THROUGH IN ELECTRICITY COMMODITY MARKET BASED ON FOREIGN EXPERIENCES: MULTIVARIATE GARCH MODEL APPROACH

Mr. Apisit Suppadilok

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

A Thesis Submitted in Partial Fulfillment of the requirements
for the Degree of Master of Economics Program in Economics
Faculty of Economics
Chulalongkorn University
Academic Year 2005

ISBN 974-53-2949-5

หัวข้อวิทยานิพนธ์	การส่งผ่านความไม่แน่นอนของปัจจัยที่มีผลในตลาดซื้อขายไฟฟ้าจากประสบการณ์ของต่างประเทศโดยใช้วิธีแบบจำลอง MULTIVARIATE GARCH
โดย	นายอภิสิทธิ์ สรรพคิลก
สาขาวิชา	เศรษฐศาสตร์
อาจารย์ที่ปรึกษา	รองศาสตราจารย์ ดร.พงศา พรชัยวิเศษกุล

คณะเศรษฐศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย อนุมัติให้นับวิทยานิพนธ์ฉบับนี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญามหาบัณฑิต

..... คณบดีคณะเศรษฐศาสตร์

(รองศาสตราจารย์ ดร.โสตถิธร มัลลิกะมาส)

คณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์

..... ประธานกรรมการ

(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.จาริต ติงศภัทิย์)

..... อาจารย์ที่ปรึกษา

(รองศาสตราจารย์ ดร.พงศา พรชัยวิเศษกุล)

..... กรรมการ

(รองศาสตราจารย์ ดร.จารุมา อัชกุล)

..... กรรมการ

(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.ชัยรัตน์ เอี่ยมกุลวัฒน์)

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

นายอภิสิทธิ์ สรรพดิลก : การส่งผ่านความไม่แน่นอนของปัจจัยที่มีผลในตลาดซื้อขายไฟฟ้าจากประสบการณ์ของต่างประเทศโดยใช้วิธีแบบจำลอง MULTIVARIATE GARCH. (VOLATILITY PASS-THROUGH IN ELECTRICITY COMMODITY MARKET BASED ON FOREIGN EXPERIENCES: MULTIVARIATE GARCH MODEL APPROACH) อ. ที่ปรึกษา : รองศาสตราจารย์ ดร.พงศา พรชัยวิเศษกุล, 101 หน้า. ISBN 974-53 -2949-5.

ปัจจุบันในหลายๆประเทศมีการแปรรูปและเปิดเสรีอุตสาหกรรมไฟฟ้าเกิดขึ้นไปพร้อมๆกับการก่อตั้งตลาดกลางการซื้อขายไฟฟ้าเพื่อให้เกิดการแข่งขันขึ้น เช่นใน อังกฤษ และกลุ่มประเทศนอร์ดิค แต่จากการที่ธรรมชาติของตลาดกลางซื้อขายไฟฟ้านั้นมีความแตกต่างจากตลาดกลางการซื้อขายสินค้าอื่นๆทั่วไปด้วยเหตุผลที่ว่าไฟฟ้าไม่สามารถเก็บรักษาได้ ส่งผลให้ราคาไฟฟ้ามีความไม่แน่นอนที่สูง ความไม่แน่นอนของราคาไฟฟ้าจะทำให้เกิดผลเสียต่อเศรษฐกิจโดยรวมของประเทศ ดังนั้นความไม่แน่นอนของราคาไฟฟ้าจึงเป็นปัญหาที่สำคัญภายหลังการก่อตั้งตลาดกลางการซื้อขายไฟฟ้าในหลายๆประเทศ

ในการศึกษานี้เป็นการศึกษาการส่งผ่านความไม่แน่นอนของปัจจัยต่างๆที่มีผลต่อราคาไฟฟ้าในตลาดการซื้อขายไฟฟ้าของประเทศอังกฤษและกลุ่มประเทศนอร์ดิค เพื่อนำประสบการณ์จากตลาดซื้อขายไฟฟ้าจากต่างประเทศมาคาดคะเนผลที่คาดว่าจะเกิดในประเทศไทยภายหลังการปรับโครงสร้างและแปรรูปกิจการไฟฟ้า โดยความไม่แน่นอนของราคาในตลาดการซื้อขายไฟฟ้า ในประเทศอังกฤษและในกลุ่มประเทศนอร์ดิค น่าจะสะท้อนถึงความไม่แน่นอนของราคาไฟฟ้า ที่จะเกิดขึ้นในประเทศไทยภายใต้รูปแบบการซื้อขายไฟฟ้าที่เหมือนกัน

ผลการศึกษาพบว่าความไม่แน่นอนของราคาไฟฟ้าถูกส่งผ่านมาจากความไม่แน่นอนของราคาไฟฟ้าในอดีตเป็นหลักในทั้งสองประเทศ ซึ่งสามารถลดความไม่แน่นอนนี้ได้ด้วยเครื่องมือทางการเงิน เช่นตลาดซื้อขายล่วงหน้า ในขณะที่ปัจจัยอื่นที่ส่งผลต่อการส่งผ่านความไม่แน่นอนของราคาไฟฟ้าจะขึ้นอยู่กับปัจจัยภายในของแต่ละประเทศ เช่น สภาพภูมิอากาศ กำลังการผลิตไฟฟ้าและจำนวนผู้ทำการซื้อขายไฟฟ้าในตลาด นอกจากนี้หากนำรูปแบบตลาดของกลุ่มประเทศนอร์ดิคที่ใช้ช่วงเวลาในการซื้อขายครั้งละหนึ่งชั่วโมงมาประยุกต์ใช้ในประเทศไทยจะทำให้เกิดความไม่แน่นอนน้อยกว่าการใช้รูปแบบการซื้อขายไฟฟ้าที่ใช้ช่วงเวลาครั้งละครึ่งชั่วโมงของประเทศอังกฤษ

สาขาวิชา .....เศรษฐศาสตร์..... ลายมือชื่อนิสิต.....อภิสิทธิ์ สรรพดิลก.....

ปีการศึกษา.....2548..... ลายมือชื่ออาจารย์ที่ปรึกษา.....

4785597129 : MAJOR ECONOMICS

KEY WORD: VOLATILITY / ELECTRICITY / MULTIVARIATE GARCH MODEL

APISIT SUPPADILOK : VOLATILITY PASS-THROUGH IN ELECTRICITY COMMODITY MARKET BASED ON FOREIGN EXPERIENCES: MULTIVARIATE GARCH MODEL APPROACH. THESIS ADVISOR : ASSOC.PROF.PONGSA PORNCHAIWISESKUL, Ph.D., 101 pp. ISBN 974-53-2949-5.

At present, several countries, such as England and Nordic countries, has privatized their electricity industry and established the power pool market to allow more competition. Electricity market differs from other commodity market because electricity is non-storable. This resulted in high volatility in electricity price which may damage economy of the nation and also becomes the important problem after establishing the central electricity market in many countries.

This thesis is aimed at studying the transmission of factor volatility that has pass-through effect on the electricity price in England and Nordic electricity markets and use these countries' experience in estimating the result of privatization and liberalization in Thai electricity industry due to the expectation that price volatility in England and Nordic electricity market can reflect price volatility in Thailand under the same pattern of trading.

The study concluded that, in both countries, electricity price volatility was transmitted from the previous trading periods and can be reduced by using financial tool such as future option. Degree of volatility transmission differs in each country, depending upon factors, such as, climate, electricity capacity and number of trader in the market. Applying the Nordic trading pattern form (one hour timeslot) to Thailand electricity market will induce less volatility than using English trading pattern (haft-an-hour timeslot).

Field of study.....Economics.....Student's signature.....

Academic year .....2005..... Advisor's signature.....

กิตติกรรมประกาศ

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้สำเร็จลงได้ด้วยดีโดยความช่วยเหลือจากคณาจารย์หลายท่าน โดยเฉพาะอย่างยิ่ง รองศาสตราจารย์ ดร.พงศา พรชัยวิเศษกุล อาจารย์ที่ปรึกษา ซึ่งได้เสียสละเวลาอันมีค่าในการให้คำปรึกษาและข้อคิดเห็นต่างๆของการศึกษา ตลอดจนได้กรุณาตรวจแก้ไขวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ให้ถูกต้องสมบูรณ์ยิ่งขึ้น นอกจากนี้ ผู้เขียนยังได้รับความกรุณาจาก ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.จาริต ติงภัทิย์ ประธานกรรมการสอบวิทยานิพนธ์ รองศาสตราจารย์ ดร.จารุมา อัชกุล กรรมการสอบวิทยานิพนธ์ และผู้ช่วยศาสตราจารย์ ชัยรัตน์ เอี่ยมกุลวัฒน์ ที่ได้เสียสละเวลาในการให้คำแนะนำ ข้อแก้ไขปรับปรุง และตรวจสอบแก้ไขวิทยานิพนธ์ฉบับนี้เป็นอย่างดี ผู้เขียนใคร่ขอขอบพระคุณในความกรุณาของทุกท่าน

นอกจากนี้ ผู้เขียนขอขอบพระคุณอาจารย์ทุกท่าน และสถานศึกษาที่ได้ประสิทธิ์ประสาทวิชาความรู้ให้แก่ผู้เขียนมาตั้งแต่อดีตจนถึงปัจจุบัน ขอขอบพระคุณ คณะเศรษฐศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย ที่ผู้เขียนได้เข้าศึกษาอยู่ ณ ที่นี้ รวมทั้งเจ้าหน้าที่ทุกท่านที่ได้ให้ความช่วยเหลือและอำนวยความสะดวกแก่ผู้เขียนมาโดยตลอด ตลอดจนบิดา มารดา รวมทั้งเพื่อนๆทุกท่านที่คอยเป็นกำลังใจและให้ความช่วยเหลือแก่ผู้เขียนเสมอมา

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

สารบัญ

หน้า

บทคัดย่อภาษาไทย ..... ง

บทคัดย่อภาษาอังกฤษ ..... จ

กิตติกรรมประกาศ ..... ฉ

สารบัญ ..... ช

สารบัญตาราง ..... ฌ

สารบัญแผนภาพ ..... ฎ

บทที่ 1 บทนำ 1

1.1 ที่มาและความสำคัญของปัญหา 1

1.2 วัตถุประสงค์การศึกษา 3

1.3 ข้อสมมติที่ใช้ในการศึกษา 3

1.4 ขอบเขตการศึกษา 3

1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ 3

บทที่ 2 แนวความคิด ทฤษฎี และงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง 4

2.1 แนวคิดและทฤษฎี 4

2.2 เอกสารและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง 10

บทที่ 3 วิธีดำเนินการวิจัย 33

3.1 การเก็บรวบรวมข้อมูล 33

3.2 การวิเคราะห์ข้อมูล 34

3.3 การวิเคราะห์ผลที่คาดว่าจะเกิดในประเทศไทย 36

บทที่ 4 ผลการวิเคราะห์ข้อมูล 38

4.1 ผลการวิเคราะห์ข้อมูลจากประสบการณ์ต่างประเทศ 38

4.2 ผลการวิเคราะห์การนำรูปแบบตลาดไฟฟ้ามาใช้กับประเทศไทย 76

บทที่ 5 บทสรุปและข้อเสนอแนะ 89

5.1 บทสรุป 89

5.2 ข้อเสนอแนะ 92

รายการอ้างอิง 93

หน้า

ภาคผนวก 96
ประวัติผู้เขียนวิทยานิพนธ์ 101

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

สารบัญตาราง

ตาราง หน้า

4.1 แสดงอัตราส่วนปริมาณความต้องการไฟฟ้าต่อกำลังการผลิต 38
4.2 แสดงผลการส่งผ่านความไม่แน่นอนในช่วงความต้องการใช้ไฟฟ้าต่ำ 44
4.3 แสดงผลการส่งผ่านความไม่แน่นอนในช่วงความต้องการใช้ไฟฟ้าสูง 50
4.4 แสดงปัจจัยที่มีนัยสำคัญต่อการส่งผ่านความไม่แน่นอนของราคาไฟฟ้าช่วง Off-Peak Load 55
4.5 แสดงปัจจัยที่มีนัยสำคัญต่อการส่งผ่านความไม่แน่นอนของราคาไฟฟ้าช่วง Peak Load 56
4.6 แสดงอุณหภูมิในตลาดทั้งสองประเทศ (องศาเซลเซียส) 57
4.7 แสดงตัวแปรที่มีนัยสำคัญที่ 95% ในการส่งผ่านความไม่แน่นอนช่วง Off-Peak Load ประเทศอังกฤษในฤดูร้อนและฤดูหนาว 60
4.8 แสดงตัวแปรที่มีนัยสำคัญที่ 95% ในการส่งผ่านความไม่แน่นอนช่วง Peak Load ประเทศอังกฤษในฤดูร้อนและฤดูหนาว 64
4.9 แสดงตัวแปรที่มีนัยสำคัญที่ 95% ในการส่งผ่านความไม่แน่นอนช่วง Off-Peak Load ข้อมูลจากประเทศนอร์ดิคในฤดูร้อนและฤดูหนาว 68
4.10 แสดงตัวแปรที่มีนัยสำคัญที่ 95% ในการส่งผ่านความไม่แน่นอนช่วง Peak Load ประเทศนอร์ดิคในฤดูร้อนและฤดูหนาว 72
4.11 แสดงผลความไม่แน่นอนในตลาดซื้อขายไฟฟ้าในช่วง Peak Load หากใช้รูปแบบตลาดของประเทศอังกฤษ 77
4.12 แสดงผลความไม่แน่นอนในตลาดซื้อขายไฟฟ้าในช่วง Off-Peak Load หากใช้รูปแบบตลาดของประเทศอังกฤษ 77
4.13 แสดงผลความไม่แน่นอนในตลาดซื้อขายไฟฟ้าในช่วง Peak Load หากใช้รูปแบบตลาดของกลุ่มประเทศนอร์ดิค 78
4.14 แสดงผลความไม่แน่นอนในตลาดซื้อขายไฟฟ้าในช่วง Off-Peak Load หากใช้รูปแบบตลาดของกลุ่มประเทศนอร์ดิค 79
4.15 แสดงอัตราส่วนปริมาณความต้องการไฟฟ้าต่อกำลังการผลิต 81
4.16 แสดงกำลังการผลิตไฟฟ้าโดยแยกเป็นประเภทการผลิต (Million Kilowatts) 82

ตาราง หน้า

4.17 กลุ่มผู้ผลิตไฟฟ้าของไทย ---- 84

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

สารบัญภาพ

ภาพประกอบ หน้า

2.1 ระยะเวลาในการซื้อขายไฟฟ้าผ่าน Future Market, Spot Market และ Balancing Mechanism 19
3.1 ปริมาณไฟฟ้าสูงสุดที่ต้องการในแต่ละเดือน 36
4.1 ความไม่แน่นอนของราคาไฟฟ้าตลาดการซื้อขายไฟฟ้าประเทศอังกฤษ ช่วง Off-Peak Load 39
4.2 ความไม่แน่นอนของราคาไฟฟ้าตลาดการซื้อขายไฟฟ้ากลุ่มประเทศนอร์ดิค ช่วง Off-Peak Load 39
4.3 ความไม่แน่นอนของราคาไฟฟ้าตลาดการซื้อขายไฟฟ้าประเทศอังกฤษ ช่วง Peak Load 40
4.4 ความไม่แน่นอนของราคาไฟฟ้าตลาดการซื้อขายไฟฟ้าประเทศอังกฤษ ช่วง Peak Load 40
4.5 ความไม่แน่นอนของปริมาณความต้องการไฟฟ้าตลาดการซื้อขายไฟฟ้าประเทศอังกฤษ ช่วง Off-Peak Load 42
4.6 ความไม่แน่นอนของปริมาณความต้องการไฟฟ้าตลาดการซื้อขายไฟฟ้ากลุ่มประเทศนอร์ดิค ช่วง Off-Peak Load 42
4.7 ความไม่แน่นอนของปริมาณความต้องการไฟฟ้าตลาดการซื้อขายไฟฟ้าประเทศอังกฤษ ช่วง Peak Load 43
4.8 ความไม่แน่นอนของปริมาณความต้องการไฟฟ้าตลาดการซื้อขายไฟฟ้าประเทศอังกฤษ ช่วง Peak Load 43
4.9 เปรียบเทียบความไม่แน่นอนของราคาไฟฟ้าตลาดการซื้อขายไฟฟ้าประเทศอังกฤษ ช่วงOff-Peak Load ในฤดูร้อนและฤดูหนาว 58
4.10 เปรียบเทียบความไม่แน่นอนของราคาไฟฟ้าตลาดการซื้อขายไฟฟ้าประเทศอังกฤษ ช่วงPeak Load ในฤดูร้อนและฤดูหนาว 58

ภาพประกอบ หน้า

4.11 เปรียบเทียบความไม่แน่นอนของราคาไฟฟ้าตลาดการซื้อขายไฟฟ้ากลุ่มประเทศนอร์ดิค ช่วงOff-Peak Load ในฤดูร้อนและฤดูหนาว 59
4.12 เปรียบเทียบความไม่แน่นอนของราคาไฟฟ้าตลาดการซื้อขายไฟฟ้ากลุ่มประเทศนอร์ดิค ช่วงPeak Load ในฤดูร้อนและฤดูหนาว 59
4.13 เปรียบเทียบราคาไฟฟ้าในตลาด Nord Pool 86

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

บทที่ 1
บทนำ

ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา

ปัจจุบันในหลายๆประเทศมีการแปรรูปและเปิดเสรีอุตสาหกรรมไฟฟ้าเกิดขึ้นไปพร้อมๆกับการก่อตั้งตลาดกลางการซื้อขายไฟฟ้าเพื่อให้เกิดการแข่งขันขึ้น เช่นใน อังกฤษ และกลุ่มประเทศนอร์ดิค แต่จากการที่ธรรมชาติของตลาดกลางซื้อขายไฟฟ้านั้นมีความแตกต่างจากตลาดกลางการซื้อขายสินค้าอื่นๆทั่วไปด้วยเหตุผลที่ว่าไฟฟ้าไม่สามารถเก็บรักษาได้ ด้วยคุณสมบัติข้อนี้ส่งผลให้ราคาไฟฟ้ามีความผันผวนสูงและเกิดการแกว่งตัวขึ้นลงอยู่ตลอดเวลา

นอกจากราคาไฟฟ้าที่สูงแล้วการแกว่งตัวของราคาไฟฟ้าที่รุนแรงจึงเป็นอีกปัจจัยหนึ่งที่ส่งผลในแง่ลบต่อการเจริญเติบโตทางเศรษฐกิจของประเทศ เนื่องจากไฟฟ้าเป็นปัจจัยที่สำคัญในการดำรงชีวิตและเป็นปัจจัยพื้นฐานของอุตสาหกรรมทุกชนิด ดังนั้นการเปิดเสรีไฟฟ้าในหลายๆประเทศ จึงต้องพิจารณาความผันผวนของราคาไฟฟ้าไม่ให้มีการแกว่งตัวของราคาไฟฟ้าที่รุนแรง

ความผันผวนของราคาไฟฟ้าที่เกิดขึ้นนั้นนอกจากคุณสมบัติของไฟฟ้าที่ไม่สามารถเก็บรักษาได้แล้วยังอาจจะขึ้นอยู่กับปัจจัยอื่นๆที่เกี่ยวข้องที่ส่งผ่านความไม่แน่นอนมาสู่ราคาไฟฟ้าในตลาด การเปลี่ยนแปลงที่เกิดขึ้นอยู่ตลอดเวลาของปัจจัยที่เกี่ยวข้องเช่นความต้องการใช้ไฟฟ้า ราคาน้ำมัน และอัตราดอกเบี้ยในตลาดอาจส่งผลให้ราคาไฟฟ้าที่ทำการซื้อขายในตลาดไฟฟ้าเกิดความผันผวนขึ้น การศึกษาการเปลี่ยนแปลงของราคาไฟฟ้าในแต่ละช่วงเวลาจึงจำเป็นอย่างยิ่งที่จะต้องพิจารณาการส่งผ่านความไม่แน่นอนของปัจจัยที่เกี่ยวข้อง

นอกจากนี้การกำหนดช่วงเวลา(Timeslot) ที่มีการซื้อขายในตลาดการซื้อขายไฟฟ้าเป็นอีกปัจจัยหนึ่งที่อาจจะส่งผลต่อความไม่แน่นอนของราคาในตลาดกลางซื้อขายไฟฟ้า ในปัจจุบันระยะเวลาที่นิยมใช้คือทุกครึ่งชั่วโมงตามแบบของอังกฤษ และทุกๆชั่วโมงตามรูปแบบของ Nord Pool ซึ่งเป็นตลาดแลกเปลี่ยนไฟฟ้าระหว่างประเทศ

ช่วงเวลาที่ใช้กำหนดให้มีการซื้อขายอาจจะส่งผลต่อการแข่งขันทางด้านราคาในตลาด เนื่องจากช่วงเวลาที่สั้นๆหากมีปริมาณความต้องการไฟฟ้าในช่วงดังกล่าวมากย่อมเกิดการแข่งขันที่สูง ในขณะที่ช่วงเวลาที่กว้างกว่าย่อมสามารถกระจายความต้องการให้เกิดการแข่งขันที่น้อยลง การแข่งขันในตลาดที่สูงย่อมส่งผลต่อราคาในตลาดให้เกิดความผันผวนที่สูงตามไปด้วย

ดังนั้นการพิจารณาข้อแตกต่างของช่วงเวลาซื้อขายในตลาดกลางจึงเป็นอีกปัจจัยหนึ่งที่อาจจะช่วยลดความผันผวนของราคาไฟฟ้าในตลาดได้

จากการที่ประเทศไทยมีแผนการที่จะแปรรูปการไฟฟ้า เพื่อทำให้เกิดการแข่งขันขึ้น โดยในระยะแรกมีข้อเสนอที่จะจัดตั้งตลาดกลางเพื่อทำการซื้อขายไฟฟ้าเป็นลักษณะ Pool Market ต่อมาได้ศึกษาและเปลี่ยนรูปแบบเป็น New Electricity Supply Arrangement: NESA ภายหลังเกิดความกังวลว่าการจัดตั้งตลาดกลางเพื่อซื้อขายไฟฟ้าจะส่งผลทำให้เกิดความผันผวนของราคาไฟฟ้าที่สูงขึ้น ดังนั้นเพื่อความเหมาะสมรัฐบาลจึงเปลี่ยนรูปแบบโครงสร้างของกิจการไฟฟ้าเป็น Enhanced Single Buyer Model (ESB) เพื่อลดความผันผวนในตลาด (คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ, 2548)

หากประเทศไทยต้องการให้เกิดการแข่งขันในระบบกิจการไฟฟ้าในอนาคต การศึกษาถึงความผันผวนของราคาไฟฟ้าในตลาดที่เปลี่ยนแปลงอยู่ตลอดเวลา แนวโน้มและรูปแบบของความความผันผวนจึงเป็นเรื่องที่น่าสนใจ

จากจุดที่น่าสนใจดังกล่าวงานวิจัยนี้จึงทำการศึกษาถึงการส่งผ่านความไม่แน่นอนของปัจจัยที่เกี่ยวข้องคือ ปริมาณความต้องการไฟฟ้า ราคาน้ำมันในตลาด และอัตราดอกเบี้ย ซึ่งเป็นปัจจัยที่อาจจะส่งผ่านความไม่แน่นอนไปยังราคาไฟฟ้าในแต่ละช่วงเวลา และพิจารณาความแตกต่างของช่วงเวลาที่ทำการซื้อขายจริงทุกชั่วโมง และทุกครึ่งชั่วโมงโดยใช้ข้อมูลจากอังกฤษในกรณีศึกษาของช่วงเวลาครึ่งชั่วโมง ใช้ข้อมูลจาก Nord Pool ในกรณีศึกษาของช่วงเวลาหนึ่งชั่วโมง โดยพิจารณาแยกเป็น ช่วง Peak Load และช่วง Off Peak Load

เนื่องจากการศึกษานี้ประกอบไปด้วยหลายๆปัจจัยที่ส่งผ่านความไม่แน่นอนถึงกันการเลือกใช้วิธีแบบจำลอง Univariate GARCH จึงไม่สามารถอธิบายความผันผวนดังกล่าวได้ทั้งหมด เช่น หากความผันผวนเพียงเล็กน้อยของปัจจัยราคาน้ำมันแต่ส่งผลให้ราคาไฟฟ้าเกิดความผันผวนที่รุนแรงผิดปกติ ความผันผวนของราคาไฟฟ้าที่เกิดขึ้นอาจจะไม่ได้เกิดจากราคาน้ำมันเพียงอย่างเดียว อาจจะมีปัจจัยอื่นๆส่งผ่านความไม่แน่นอนมาสู่ราคาไฟฟ้าด้วยดังนั้นการพิจารณาด้วยวิธีแบบจำลอง Multivariate GARCH จึงน่าจะเหมาะสมกว่าการพิจารณาด้วย Univariate GARCH

วัตถุประสงค์ของการวิจัย

เพื่อศึกษาการส่งผ่านความไม่แน่นอนของปัจจัยต่างๆที่มีผลต่อราคาไฟฟ้าในตลาดการซื้อขายไฟฟ้าและนำประสบการณ์จากตลาดซื้อขายไฟฟ้าจากต่างประเทศมาคาดคะเนผลที่คาดว่าจะเกิดในประเทศไทยภายหลังการปรับโครงสร้างและแปรรูปกิจการไฟฟ้า

ข้อสมมติที่ใช้ในการศึกษา

ความผันผวนของราคาในตลาดการซื้อขายไฟฟ้า ในประเทศอังกฤษและในกลุ่มประเทศสแกนดิเนเวีย น่าจะสะท้อนถึงความผันผวนของราคาไฟฟ้า ที่จะเกิดขึ้นในประเทศไทยภายใต้รูปแบบการซื้อขายไฟฟ้าที่เหมือนกัน

ขอบเขตการศึกษา

1. การศึกษาปัจจัยที่มีน่าจะส่งผลกระทบในการส่งผ่านความไม่แน่นอนของราคาไฟฟ้าประกอบด้วย ปริมาณความต้องการไฟฟ้า, ราคาน้ำมัน, อัตราดอกเบี้ยและการกำหนดช่วงเวลาที่ทำการซื้อขายจริงในตลาดกลาง
2. ขอบเขตของตลาดกลางไฟฟ้าที่จะศึกษาคือ อังกฤษ และกลุ่มประเทศนอร์ดิค (Nordic)

ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ

ทำให้ทราบถึงปัจจัยที่จะส่งผลต่อความไม่แน่นอนในราคาไฟฟ้าและนำผลของความไม่แน่นอนจากปัจจัยที่เกี่ยวข้องกับราคาไฟฟ้ามาพิจารณาความไม่แน่นอนของราคาไฟฟ้าที่จะเกิดขึ้นในช่วงเวลาต่อไป และสามารถใช้ประโยชน์จากรูปแบบตลาดที่ประสบความสำเร็จในต่างประเทศมาประยุกต์ใช้กับรูปแบบตลาดไฟฟ้าของประเทศไทยในอนาคต

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

บทที่ 2
แนวความคิด ทฤษฎี และงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

แนวคิดและทฤษฎี

1. ARCH Models (Auto-Regressive Conditional Heteroscedasticity)

ARCH เป็นปัญหา Heteroscedasticity ชนิดหนึ่งซึ่งมี Variance ของ error terms ไม่เป็นค่าคงแต่ขึ้นกับค่า error ในอดีต โดยที่มีรูปแบบของสมการ ARCH(q) Error termsดังนี้

สมการหลัก

$$Y_t = X_{1t}\beta_1 + X_{2t}\beta_2 + ... + X_{Kt}\beta_K + \nu_t \qquad t = 1,...,n \quad \text{โดยที่ } \nu = \text{error}$$

สมการ Variance

$$\sigma_t^2 = \nu\left(\nu_{t-1}^2, \nu_{t-2}^2, ..., \nu_{t-q}^2\right)$$

2. Generalized ARCH or GARCH Models

เป็นปัญหา Heteroscedasticity ชนิดหนึ่งซึ่งมี Variance ของ error terms ไม่เป็นค่าคงแต่ขึ้นกับค่า error และค่า Variance ของตัวมันเองในอดีต (ARMA) โดยที่มีรูปแบบของสมการ GARCH(p,q) ดังนี้

สมการหลัก

$$Y_t = X_{1t}\beta_1 + X_{2t}\beta_2 + ... + X_{Kt}\beta_K + \nu_t \qquad t = 1,...,n \quad \text{โดยที่ } \nu = \text{error}$$

สมการ Variance

$$\sigma_t^2 = \nu\left(\sigma_{t-1}^2, \sigma_{t-2}^2, ..., \sigma_{t-p}^2, \nu_{t-1}^2, \nu_{t-2}^2, ..., \nu_{t-q}^2\right)$$

ซึ่งจะประกอบไปด้วย p GARCH terms และ q ARCH terms

3. Multivariate GARCH Models

รูปแบบหนึ่งของแบบจำลองพลวัตที่ความสัมพันธ์ของ Variances และ Co variances ของ error terms สำหรับ N สมาชิกของ $y_t = \left(y_{1t}, ..., y_{Nt}\right)'$ มีความสัมพันธ์กัน ดังสมการ

$$y_t = \mu_t + \varepsilon_t$$

$$\varepsilon_t = H_t^{1/2} z_t \text{ , } H^{1/2} \text{ เป็น NxN matrix}$$

$$z_t = i.i.d. \qquad \mathrm{E}(z_t) = 0 \qquad Var(z_t) = I_N$$

$$\mu_t = \mathrm{E}\left(y_t | I_{t-1}\right) = \mathrm{E}_{t-1}(y_t)$$

$$H_t = H_t^{1/2}\left(H_t^{1/2}\right)' = Var\left(y_t | I_{t-1}\right) = Var_{t-1}(y_t)$$

โดยที่ I_{t-1} เป็นข้อมูลข่าวสารที่เวลา t-1 $H_t^{1/2}$ เป็นเมตริก NxN ซึ่ง H_t เป็น Condition Variance Matrix ของ y_t ค่าของ μ_t และ H_t จะขึ้นกับparameters θ ที่ไม่ทราบค่าโดยมีเงื่อนไขของ Parameter θ คือ $H_t > 0 \ \forall t$ ส่วนมากจะพยายามหลีกเลี่ยงการมีจำนวน Parameter มากๆ แต่ต้องเพียงพอสำหรับสภาพพลวัตของ H_t

<u>รูปแบบต่างๆ ของ MGARCH โดยพิจารณาจาก conditional covariances</u>

- VEC: Bollerslev, Engle และ Wooldridge (1988)

ในแบบจำลองนี้ h_{ijt} เป็น linear function ของ squared errors ในอดีต, cross product ของ errors และ ค่าในอดีตของ H_t ตัวอย่าง VEC(1,1) คือ

$$h_t = c + A\eta_{t-1} + Gh_{t-1}$$

โดยที่

h_t = vech H_t

η_t = vech $(\varepsilon_t \varepsilon_t')$

Vech เป็นกระบวนการที่ใช้สามเหลี่ยมด้านล่างของ NxN matrix โดยจะมีทั้งหมด N(N+1)/2 x 1 vector:

vech $H_t = (h_{11t}, h_{21t}, h_{22t}, h_{31t}, ..., h_{NNt})'$

$$\begin{bmatrix} h_{11t} & h_{12t} & h_{13t} & . & h_{1Nt} \\ h_{21t} & & & & \\ h_{31t} & & & & \\ . & & & & \\ h_{N1t} & & & & h_{NNt} \end{bmatrix}$$

vec เป็นกระบวนการที่เปลี่ยนจากหนึ่ง matrix เป็น column vector :

vec $H_t = (h_{11t}, h_{21t}, ...h_{N1t}, h_{12t}, h_{22t}, ...h_{NNt})'$

$$\begin{bmatrix} h_{11t} \\ h_{21t} \\ h_{22t} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} c_1 \\ c_2 \\ c_3 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} a_{11} & a_{12} & a_{13} \\ a_{21} & a_{22} & a_{23} \\ a_{31} & a_{32} & a_{33} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \varepsilon_{1,t-1}^2 \\ \varepsilon_{1,t-1}\varepsilon_{2,t-1} \\ \varepsilon_{2,t-1}^2 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} g_{11} & g_{12} & g_{13} \\ g_{12} & g_{22} & g_{23} \\ g_{13} & g_{23} & g_{33} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} h_{11,t-1} \\ h_{21,t-1} \\ h_{22,t-1} \end{bmatrix}$$

จำนวน Parameters ที่ใช้ = $\frac{N(N+1)(N(N+1)+1)}{2}$ (สำหรับ N=2, 3, 4 จะได้จำนวน parameters = 21, 78, 210 ตามลำดับ)

เพื่อที่จะลดจำนวน parameter ให้น้อยลง BEW (1988) เสนอแบบจำลอง diagonal VEC (DVEC) ซึ่ง A และ G เป็น diagonal matrices ทำให้ลดจำนวน parameter จาก 21 เหลือ 9 เมื่อ N=2 และ จาก 78 เหลือ 18 เมื่อ N=3 ค่า variance h_{iit} ในแต่ละตัวจะขึ้นกับค่า error กำลังสองของตัวมันเองในperiodที่แล้วและค่า variance ใน period ที่แล้ว ($h_{ii,t-1}$) เท่านั้นส่วนค่า covariance h_{ijt} จะขึ้นกับค่า error ของ i และ j ใน period ที่แล้ว และค่าcovariance ในอดีต $h_{ij,t-1}$เท่านั้น โดยมีข้อกำหนดว่าจะไม่เกิด spillover effect

เราสามารถเขียนรูปแบบได้ดังนี้

$$h_{11t} = c_1 + \begin{pmatrix} \varepsilon_{1,t-1} & \varepsilon_{2,t-1} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} a_{11} & a_{12}/2 \\ a_{12}/2 & a_{13} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \varepsilon_{1,t-1} \\ \varepsilon 2, t- \end{pmatrix}$$

$$+ \mathrm{E}_{t-2} \left[\begin{pmatrix} \varepsilon_{1,t-1} & \varepsilon_{2,t-2} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} g_{11} & g_{12}/2 \\ g_{12}/2 & g_{13} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \varepsilon_{1,t-1} \\ \varepsilon_{2,t-1} \end{pmatrix} \right]$$

$$h_{12t} = c_2 + \begin{pmatrix} \varepsilon_{1,t-1} & \varepsilon_{2,t-1} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} a_{21} & a_{22}/2 \\ a_{22}/2 & a_{23} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \varepsilon_{1,t-1} \\ \varepsilon_{2,t-1} \end{pmatrix}$$

$$+ \mathrm{E}_{t-2} \left[\begin{pmatrix} \varepsilon_{1,t-1} & \varepsilon_{2,t-2} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} g_{21} & g_{22}/2 \\ g_{22}/2 & g_{23} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \varepsilon_{1,t-1} \\ \varepsilon_{2,t-1} \end{pmatrix} \right]$$

$$h_{22t} = c_3 + \begin{pmatrix} \varepsilon_{1,t-1} & \varepsilon_{2,t-1} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} a_{31} & a_{32}/2 \\ a_{32}/2 & a_{33} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \varepsilon_{1,t-1} \\ \varepsilon_{2,t-1} \end{pmatrix}$$

$$+ \mathrm{E}_{t-2} \left[\begin{pmatrix} \varepsilon_{1,t-1} & \varepsilon_{2,t-2} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} g_{31} & g_{32}/2 \\ g_{32}/2 & g_{33} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \varepsilon_{1,t-1} \\ \varepsilon_{2,t-1} \end{pmatrix} \right]$$

นำค่า h ในแต่ละส่วนมารวมกันได้ดังนี้

$$H_t = \begin{pmatrix} c_1 & c_2 \\ c_2 & c_3 \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} \varepsilon_{1,t-1} & \varepsilon_{2,t-1} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \varepsilon_{1,t-1} & \varepsilon_{2,t-1} \end{pmatrix}$$

$$\times \begin{pmatrix} a_{11} & a_{12}/2 & a_{21} & a_{22}/2 \\ a_{12}/2 & a_{13} & a_{22}/2 & a_{23} \\ a_{21} & a_{22}/2 & a_{31} & a_{32}/2 \\ a_{22}/2 & a_{23} & a_{32}/2 & a_{33} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \varepsilon_{1,t-1} & 0 \\ \varepsilon_{2,t-1} & 0 \\ 0 & \varepsilon_{1,t-1} \\ 0 & \varepsilon_{2,t-1} \end{pmatrix}$$

$$+ \mathrm{E}_{t-2}[...]$$

ซึ่งสามารถจัดให้อยู่ในรูปแบบทั่วไปของ H_t ใน VEC(1,1) ดังนี้

$$H_t = C + (I_N \otimes \varepsilon'_{t-1})\tilde{A}(I_N \otimes \varepsilon_{t-1}) + \mathrm{E}_{t-2}\left[(I_N \otimes \varepsilon'_{t-1})\tilde{G}(I_N \otimes \varepsilon_{t-1})\right]$$

โดยมีเงื่อนไขเพื่อที่จะให้ H_t เกิด positive คือ $C \geq 0, \tilde{A} \geq 0, \tilde{G} \geq 0$

- BEKK: Engle และ Kroner (1995)

  รูปแบบของ BEKK(1,1,K) คือ

$$H_t = C'C + \sum_{k=1}^{K} A_k' \varepsilon_{t-1}\varepsilon'_{t-1} A_k + \sum_{k=1}^{K} G_k' H_{t-1} G_k$$

  โดยที่ C, A_k และ G_k เป็น NxN matrices แต่ C เป็นสามเหลี่ยมบนของ matric

$$\begin{bmatrix} h_{11t} & h_{21t} \\ h_{12t} & h_{22t} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} c_{11} & 0 \\ c_{21} & c_{22} \end{bmatrix}\begin{bmatrix} c_{11} & c_{21} \\ 0 & c_{22} \end{bmatrix}$$

$$+ \begin{bmatrix} a_{11} & a_{12} \\ a_{21} & a_{22} \end{bmatrix}'\begin{bmatrix} \varepsilon^2_{1,t-1} & \varepsilon_{1,t-1}\varepsilon_{2,t-1} \\ \varepsilon_{2,t-1}\varepsilon_{1,t-1} & \varepsilon^2_{2,t-1} \end{bmatrix}\begin{bmatrix} a_{11} & a_{12} \\ a_{21} & a_{22} \end{bmatrix}$$

$$+ \begin{bmatrix} g_{11} & g_{12} \\ g_{21} & g_{22} \end{bmatrix}'\begin{bmatrix} h_{11,t-1} & h_{21,t-1} \\ h_{21,t-1} & h_{22,t-1} \end{bmatrix}\begin{bmatrix} g_{11} & g_{12} \\ g_{21} & g_{22} \end{bmatrix}$$

  มีจำนวน parameters = $\frac{N(5N+1)}{2}$ (สำหรับ N=2, 3, 4 จะได้จำนวน parameters = 11, 24, 42 ตามลำดับ)

- F-GARCH และ O-GARCH: Diebold และ Nerlove (1989); Alexander และ Chibumba(1997)

  Factor-GARCH(1,1,K) โมเดลนั้นเขียนได้ในรูปที่คล้ายกับ BEKK(1,1,K)ดังนี้

$$H_t = \Omega + \sum_{k=1}^{K} \alpha_k^2 \lambda_k w_k' \varepsilon_{t-1}\varepsilon'_{t-1} w_k \lambda_k' + \sum_{k=1}^{K} \beta_k^2 \lambda_k w_k' H_{t-1} w_k \lambda_k'$$

ซึ่งจะเห็นได้ว่า A_k^* และ G_k^* ถูกแทนที่ด้วย N x 1 vectors ของ λ_k และ w_k โดยมีเงื่อนไขว่า

$$w_k'\lambda_i = \begin{cases} 0 \; for & k \neq i \\ 1 \; for & k = i, \end{cases} \quad \sum_{n=1}^{N} w_{kn} = 1$$

ในกรณีที่ K=1 โมเดลสามารถเขียนได้ดังนี้

$$\begin{aligned} H_t &= \Omega + \lambda\lambda'(\alpha^2 w'\varepsilon_{t-1}\varepsilon_{t-1}'w + \beta^2 w'H_{t-1}w) \\ &= \Omega - \lambda\lambda'w + \lambda\lambda'(w + \alpha^2 f_{t-1}^2 + \beta^2 h_{t-1}) \\ &= \Omega^* + \lambda\lambda' h_t \end{aligned}$$

โดยที่ $h_t = w + \alpha^2 f_{t-1}^2 + \beta^2 h_{t-1}$

$f_t = w'\varepsilon_t$

Bivariate Factor-GARCH(1,1,1)

$$h_{11t} = w_{11}^* + \lambda_1^2 h_t$$

$$h_{21t} = w_{21}^* + \lambda_1\lambda_2 h_t$$

$$h_{22t} = w_{22}^* + \lambda_2^2 h_t$$

โดยที่ $\lambda_2 = (1 - w_1\lambda_1)/(1 - w_1)$

$h_t = w + \alpha^2 f_{t-1}^2 + \beta^2 h_{t-1}$

$f_t = w'\varepsilon_t$

ถ้าเราเขียน $y_t - \mu_t = \varepsilon_t = \lambda f_t + e_t$ และสมมุติว่า f_t (the common shock, a scalar r.v.) และ e_t (the idiosyncratic shock, a Nx1 vector) ไม่สัมพันธ์กัน ซึ่ง $Var_{t-1}(e_t) = \Omega^*$ และ $Var_{t-1}(f_t) = h_t$ เราจะได้ว่า

$$Var_{t-1}(\varepsilon_t) = \Omega^* + \lambda\lambda' h_t$$

จะเกิด Weak stationary occurs ถ้า $\alpha_k^2 + \beta_k^2 < 1, \quad \forall k$ มีจำนวน parameters เท่ากับ $\frac{N(N+5)}{2}$ (สำหรับ N=2, 3, 4 จะได้จำนวน parameters = 7, 12, 18 ตามลำดับ)

<u>รูปแบบต่างๆ ของ MGARCH โดยพิจารณาจาก conditional correlations</u>

- CCC and DCC

  รูปแบบของแบบจำลองนี้ H_t เขียนอยู่ในรูปของ

  $$H_t = D_t R_t D_t$$

  $$D_t = diag\left(h_{11t}^{1/2} \ldots h_{NNt}^{1/2}\right)$$

  $R_t = (\rho_{ijt})$ โดยที่ $\rho_{iit} = 1$

R_t เป็น NxN Matrix ของ condition correlation และ h_{iit} ถูกนิยามให้เป็น univariate GARCH model ดังนี้

$$h_{ijt} = \rho_{ijt}\sqrt{h_{iit}h_{jjt}} \quad \forall i \neq j$$

H_t มีค่าเป็นบวกจาก R_t และค่า h_{iit} แต่ละตัวที่มีค่าเป็นบวก

CCC: Bollerslev (1990)

ในกรณีนี้ $R_t = R = (\rho_{ij})$, $\rho_{ii} = 1$ ค่า conditional correlation มีค่าคงที่ (CCC)

ดังนั้น $h_{ijt} = \rho_{ij}\sqrt{h_{iit}h_{jjt}} \quad \forall i \neq j$ จำนวน parameter ที่จำเป็นคือ $\frac{N(N+5)}{2}$

DCC: Tse และ Tsui (2002) Dynamic condition correlations

DCC_T (M):

$$R_t = (1-\theta_1-\theta_2)R + \theta_1\psi_{t-1} + \theta_2 R_{t-1}$$

$$\psi_{ij,t-1} = \frac{\sum_{m=1}^{M} u_{i,t-m}u_{j,t-m}}{\sqrt{\left(\sum_{m=1}^{M} u_{i,t-m}^2\right)\left(\sum_{m=1}^{M} u_{j,t-m}^2\right)}}$$

$$u_{it} = \varepsilon_{it}/\sqrt{h_{iit}}$$

โดยที่ $\theta_1, \theta_2 > 0$ และ $\theta_1 + \theta_2 < 1$ และ R จะมีรูปแบบเหมือน R ในแบบจำลอง CCC และค่า $\psi_{ii,t-1}$ จะเท่ากับ 1 ในทุกๆค่าของ i

ψ_{t-1} เป็น sample correlation matrix ของ ε_t

สำหรับ $\tau = t-M, t-M+1, ..., t-1$ ซึ่งเงื่อนไขที่จำเป็นเพื่อให้แน่ใจว่า ψ_{t-1} จะเป็น positive คือ $M \geq N$

R_t เป็นค่าเฉลี่ยของ correlation matrices $(R, \psi_{t-1}R_{t-1})$ ซึ่ง R_t จะมากกว่าศูนย์เสมอก็ต่อเมื่อทั้ง 3 ตัวประกอบมีค่ามากกว่าศูนย์

จำนวน parameter ที่จำเป็นคือ $\frac{(N+1)(N+4)}{2}$

ถ้า $\theta_1 = \theta_2 = 0$ จะได้รูปแบบจำลองเป็น CCC

DCC:Engle (2001)

DCC_E (1,1):

$$R_t = (diagQ_t)^{-1/2} Q_t (diagQ_t)^{-1/2}$$

Q_t เป็น NxN matrix ที่สมมาตรและมากกว่าศูนย์ดังนี้

$$Q_t = (1-\theta_1-\theta_2)\overline{Q} + \theta_1 u_{t-1}u'_{t-1} + \theta_2 Q_{t-1}$$

โดยที่ $u_t = (u_{1t}...u_{Nt})'$, $u_{it} = \varepsilon_{it}/\sqrt{h_{iit}}$, $\overline{Q}$ เป็น NxN matrix ที่สมมาตรและมากกว่าศูนย์ และ $\theta_1, \theta_2 > 0$ และ $\theta_1 + \theta_2 < 1$ จะได้ว่า Q_t มากกว่าศูนย์ และ R_t มากกว่าศูนย์

Q_t เป็น covariance matrix ของ u_t ถ้า q_{iit} ไม่เท่ากับหนึ่ง จะทำให้เปลี่ยนรูปแบบเป็น correlation matrix ดังสมการ R_t ด้านบน

จำนวน parameter ที่จำเป็นคือ $\frac{(N+1)(N+4)}{2}$

ถ้า $\theta_1 = \theta_2 = 0$ และ $\overline{q_{ii}} = 1$ จะได้รูปแบบจำลองเป็น CCC

ในทั้งสองแบบจำลองของ DCC ค่า correlation ทั้งหมดมีลักษณะเป็นพลวัต ซึ่งลดจำนวน parameter ที่จำเป็นลงเมื่อเปรียบเทียบกับแบบจำลอง VEC และ BEKK แต่มันจะมีข้อจำกัดจำนวนมากโดยเฉพาะเมื่อ N มีค่ามาก

เอกสารและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

<u>งานวิจัยด้าน Multivariate GARCH</u>

แบบจำลอง Multivariate GARCH ถูกนำมาใช้ในรูปแบบของ half-vec (vech) เพื่อใช้ในการสร้างกรอบแนวคิด multivariate volatility model เป็นครั้งแรก โดย Bollerslev, Engle และ Wooldridge (1988) เป็นผู้นำเสนอ ซึ่งแบบจำลองที่ไม่มีข้อจำกัดในรูปแบบใดเลยจะใช้วิธี maximum likelihood ในการคำนวณหา parameter เมื่อ k คือ จำนวน time series ที่ปรากฏในแบบจำลอง รูปแบบของแบบจำลองที่ง่ายกว่าที่ถูกนำเสนอจะอยู่ในลักษณะของ Diagonal Vech โดยจะถือว่า lag ที่มีค่าสัมประสิทธิ์ไม่เท่ากับศูนย์เท่านั้นที่มีผลกระทบต่อแบบจำลอง ทำให้สามารถลดParameterที่จำเป็นให้เหลือ แบบจำลอง Diagonal Vech สามารถที่จะอธิบายความสัมพันธ์ได้ดังเช่นแบบจำลอง GARCH ทั่วไป อย่างไรก็ตามข้อจำกัดของจำนวน Parameterที่จำเป็นเพื่อให้แน่ใจว่าจะเกิด positive definiteness of the conditional covariance นั้นค่อนข้างจะยากเมื่อจำนวนของ time series ที่เกิดขึ้นใน model มีจำนวนมาก

แบบจำลองในลักษณะ Constant Conditional Correlation Multivariate GARCH ถูกนำเสนอในปี 1990 โดย Bollerslev จากการคำนวณ univariate GARCHในแต่ละ time series และคำนวณหา correlation matrix ข้อสมมุติของ correlationที่คงที่นั้นทำให้เหมาะกับแบบจำลองที่มีขนาดใหญ่และแน่ใจว่าการประมาณค่านี้จะเกิด positive definite โดยมีข้อจำกัดเบื้องต้นว่าในแต่ละ condition variance ไม่เป็นศูนย์และ correlation matrix ต้อง full rank อย่างไรก็ตาม การคำนวณด้วย constant correlation ไม่ให้วิธีที่ให้ค่า standard errors ที่คงที่ใน

การใช้กระบวนการประมาณค่าในหลายๆขั้นตอน ซึ่ง Tsui และ Yu (1999) พบว่า constant correlation นั้นสามารถที่จะถูกปฏิเสธในสินทรัพย์บางประเภท

Engle และ Kroner (1995) ได้พัฒนารูปแบบแบบจำลองกำลังสองในสมการ condition covariance เพื่อให้เกิดเฉพาะ positive definiteness ของการประมาณค่าในโครงสร้างดังเดิมในรูปแบบของ vech ในชื่อว่า BEKK model โดยใช้จำนวน parameter ที่จำเป็นเท่ากับ

Alexander (2000) เสนอรูปแบบ factor GARCH model สำหรับประมาณค่า covariance matrices ที่มีขนาดใหญ่ แบบจำลอง Factor หรือ Orthogonal MV-GARCH ให้วิธีในการประมาณค่า dynamic covariance matrix ด้วยการใช้รูปแบบของแบบจำลอง univariate GARCH Alexander แสดงถึงจำนวนที่จำกัดของ factor ที่สามารถอธิบายนัยสำคัญทั้งหมดของความแปรปรวน อย่างไรก็ตามการลดจำนวน Parameter ที่ใช้ประมาณค่าให้เหลือ o(k) ถูกจำกัดด้วยความยุ่งยากในการอธิบายค่า coefficient ของแบบจำลอง univariate GARCH และความไม่มีคุณภาพของระบบซึ่งมีความสัมพันธ์กันน้อยเช่นในกรณีของหุ้น

Engle (2001) เสนอการคำนวณลักษณะใหม่ซึ่งยังคงใช้ลักษณะ แบบจำลอง constant correlation ของ Bollerslev โดยให้ correlation มีการเปลี่ยนแปลงตลอดเวลาเป็น Dynamic Condition Correlation MV-GARCH จำนวน Parameter ที่ใช้ในการประมาณค่าด้วยวิธี maximum likelihood คือ O(k)

Tse และ Tsui (1998) ได้นำเสนอรูปแบบของแบบจำลอง dynamic correlation multivariate GARCH แต่ไม่ได้พยายามที่จะแยกการประมาณค่าให้เป็นแต่ละกระบวนการ univariate GARCH และ ประมาณค่าด้วย dynamic correlation เหมือนในแบบจำลองของ Engle(2001) จำนวนของParameterที่จำเป็นในการประมาณค่าคือ จากรูปแบบของแบบจำลองที่กล่าวมาข้างต้นถูกนำมาใช้ในการอธิบายการส่งผ่านความไม่แน่นอน ดังเช่นในงานวิจัยของ Andrew C. Worthington และ Helen Higgs ที่ได้ทดสอบส่งผ่านราคาไฟฟ้าและความไม่แน่นอนระหว่าง 5 ตลาดซื้อขายไฟฟ้าในประเทศออสเตรเลีย National Electricity Market (NEM) ที่ประกอบไปด้วย New South Wales (NSW), Queensland (QLD), South Australia(SA), Snowy Mountains Hydroelectric Scheme (SNO) และ Victoria (VIC) โดยใช้ Multivariate GARCH Model ที่อยู่ในรูปของแบบจำลอง BEKK เพื่อเป็นเครื่องมือในการตรวจสอบความสัมพันธ์ของราคาและการส่งผ่านความไม่แน่นอนระหว่างตลาด ซึ่งข้อมูลการซื้อขายจะเป็นช่วงเวลาละครึ่ง

ชั่วโมงโดยแบ่งเป็น 2 ช่วงเวลาใหญ่ๆในการพิจารณา คือ ช่วง Peak Load (7.00-21.00 น. วันจันทร์ถึงศุกร์) และ off-peak load (ในช่วงเวลาที่เหลือของวันจันทร์ถึงศุกร์ และในวันเสาร์อาทิตย์ทั้งวัน) พบว่าในช่วง peak load มีเพียงตลาด VIC, QLD และ SNO ที่ราคาของตลาดในวันนี้จะมีผลต่อราคาในตลาดในวันพรุ่งนี้ในทิศทางเดียวกันอย่างมีนัยสำคัญ และมีบางตลาดที่ราคาระหว่างตลาดในอดีตมีผลกระทบต่อราคาในตลาดอื่นๆอย่างมีนัยสำคัญ เช่น ราคาในตลาด SNO มีผลกระทบต่อราคาในตลาด NSW และ QLD ในทิศทางตรงกันข้าม ในช่วง off-peak load มีเพียงตลาด NSW และ SNO ที่ราคามีผลกระทบจากในอดีตในทิศทางเดียวกัน และไม่มีตลาดไหนที่ส่งผลกระทบทางด้านราคาต่อกันจากอดีตอย่างมีนัยสำคัญ ซึ่งแสดงให้เห็นว่าในช่วงที่ปริมาณความต้องการไฟฟ้ามีปริมาณที่สูงจะส่งผลให้ราคาของไฟฟ้ามีโอกาสที่จะถูกผลักดันจากในแต่ละตลาดได้ ในขณะที่ในส่วนของความสัมพันธ์ทางด้านความไม่แน่นอนพบว่าในตลาดทั้ง 5 ตลาดมีความสัมพันธ์ของผลกระทบของ ARCH และ GARCH อย่างมาก หากเกิดผลกระทบจากตลาดใดตลาดหนึ่งจะส่งผลไปทั่วทุกตลาด

งานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับรูปแบบของ Multivariate GARCH โดยใช้ Orthogonal GARCH ของ Alexander และ รูปแบบ constrained multivariate GARCH ของ Engle และ Mezrich (1996) นั้น ทั้งสองแบบจำลองได้ถูกใช้เพื่อพิจารณาความสามารถของแบบจำลองในการคาดการณ์ความผันผวนของราคาไฟฟ้าจากงานวิจัยของ Angel Leon and Antonio Rubia โดยใช้ข้อมูลราคาไฟฟ้าจากตลาดประเทศอาร์เจนตินา แบ่งช่วงเวลา 3 ช่วง ตามปริมาณความต้องการไฟฟ้า พิจารณาราคาเคลื่อนไหวเป็นวงจรในแต่ละสัปดาห์ ซึ่งผลที่ได้พบว่าทั้งสองโมเดลที่พิจารณาได้ผลของความผันผวนใกล้เคียงกัน

<u>งานวิจัยเกี่ยวกับตลาดการซื้อขายไฟฟ้า</u>

รูปแบบการซื้อขายไฟฟ้าในตลาดการซื้อขายไฟฟ้านั้นสามารถที่จะแยกออกเป็น 2 ประเภทใหญ่ๆ คือ การซื้อขายด้วยวิธีที่คล้ายกับการประมูล (uniform-price) และ การซื้อขายด้วยรูปแบบ discriminatory auctions ซึ่งเป็นรูปแบบประเทศอังกฤษใช้อยู่ในปัจจุบันหลังจากที่ประสบปัญหาทางด้านราคาไฟฟ้าที่สูงจากการใช้ระบบการซื้อขายด้วยวิธี uniform-price โดยการซื้อขายด้วยวิธี uniform-price นั้นเสนอผู้ขายไฟฟ้าทุกรายจะได้ราคาไฟฟ้าที่ตกลงซื้อขายในราคาที่เท่ากันถึงแม้ผู้ขายจะเสนอราคาในตลาดที่แตกต่างกัน โดยตลาดจะเลือกราคาที่ต่ำที่สุดที่ทำให้ได้ปริมาณไฟฟ้าเพียงพอต่อความต้องการและยึดราคานั้นเป็นราคาตลาด ในขณะที่การซื้อขายด้วยวิธี discriminatory auctions นั้นราคาไฟฟ้าที่ผู้เสนอขายได้รับจะเท่ากับราคาที่ผู้ขายเสนอเข้าไปใน

ตลาดจะทำให้ราคาไฟฟ้าของที่เกิดขึ้นจริงแตกต่างกันไปในแต่ละราย จากระบบการซื้อขายในตลาดทั้งสองรูปแบบนั้น Jonhn Bower และ Derek Bunn ในปี 2001 ได้เสนองานวิจัยเรื่อง Experimental analysis of the efficiency of uniform-price versus discriminatory auctions in England and Wales electricity market พิจารณาราคาไฟฟ้าจากการซื้อขายทั้งสองรูปแบบโดยใช้ตัวอย่างของข้อมูลในประเทศอังกฤษสร้างแบบจำลองในการซื้อขาย พบว่า การซื้อขายแบบ discriminatory auctions นั้นทำให้ราคาไฟฟ้าในตลาดสูงกว่าการซื้อขายด้วยระบบ uniform-price ซึ่งทั้งนี้เนื่องมาจากการที่ราคาในตลาดไม่ได้ถูกเปิดเผยให้กับสาธารณชนรู้ทำให้ไม่เกิดการแข่งขันในตลาด

ในขณะที่งานวิจัยของ Joanne Evans และ Richard Green ในปี 2003 พิจารณาสาเหตุของการที่ราคาไฟฟ้าในประเทศอังกฤษลดลงในช่วงหลังจากปี 1998 ว่าเกิดจากการเปลี่ยนรูปแบบการซื้อขายหรือไม่ ซึ่งประเทศอังกฤษได้เปลี่ยนรูปแบบจากการซื้อขายแบบ Pool market ที่มีลักษณะที่ทำการซื้อขายเป็นลักษณะ uniform-price มาใช้การซื้อขายรูปแบบใหม่ New Electricity Trading Arrangement (NETA) ที่รูปแบบที่ใช้กำหนดราคาในตลาดอยู่ในลักษณะของ discrimination auctions จากการใช่ข้อมูลรายเดือน ตั้งแต่ เมษายน 1996 ถึง กันยายน 2002 พบว่าตัวแปรหุ่นของการเปลี่ยนรูปแบบการซื้อขายเป็น NETA ไม่มีนัยสำคัญต่ออำนาจตลาด แต่เมื่อพิจารณาในช่วงก่อนการเปลี่ยนระบบซื้อขาย ตัวแปรหุ่นของผลกระทบของ NETA ในช่วงก่อนเวลาที่เริ่มใช้ NETA พบว่ามีนัยสำคัญต่ออำนาจตลาดที่เปลี่ยนแปลงไป การที่ราคาไฟฟ้าลดลงตั้งแต่ช่วงเวลาที่ใกล้จะเปลี่ยนรูปแบบการซื้อขายเป็น NETA น่าจะมีสาเหตุมาจากการที่ผู้ผลิตในตลาดคาดว่าจะเกิดการแข่งขันขึ้นในอนาคต ตนไม่สามารถที่จะทำการขายไฟฟ้าในราคาที่ได้กำไรสูงได้อีกต่อไปจึงเริ่มปรับราคาลดลง

งานวิจัยของ สุรศักดิ์ พันธ์เรืองวงศ์ ในปี 2002 พบว่าระบบ NETA ของประเทศอังกฤษนั้น ทำให้ราคาค่าไฟฟ้าลดลงและผันผวนน้อยลงเมื่อเปรียบเทียบกับ Competitive Pool งานวิจัยได้อธิบายถึง ระบบของ NETA ในประเทศอังกฤษว่ามีที่มาจากการที่ราคาค่าไฟฟ้ามีความผันผวน จากการที่ผู้ผลิตไฟฟ้าใช้อำนาจผูกขาด (Monopoly Power) เพื่อทำกำไรเพิ่มขึ้นผ่านกลไกลการซื้อขาย จึงได้มีการตรวจสอบกลไก Competitive Pool ที่ใช้อยู่เดิมและมีการปรับปรุงแก้ไขในส่วนของโครงสร้างตลาดและการกำหนดราคา โดยลักษณะของการซื้อขายระบบใหม่นี้จะจัดตั้งให้มีตลาดซื้อขายไฟฟ้าตามสัญญา (Contract Market) ที่มีลักษณะคล้ายกับตลาดซื้อขายสินค้าล่วงหน้า (Future Market) เพื่อรองรับการซื้อขายไฟฟ้าตามสัญญา และให้มี Balancing Mechanism เพื่อเป็นเครื่องมือของ ISO ในการสร้างความสมดุลระหว่าง Demand และ Supply

ในตลาด โดยผู้ที่เกี่ยวข้องเข้าร่วมในตลาดทั้ง 2 ตามความสมัครใจ กำหนดให้มี Demand Side Bidding การกำหนดราคาเปลี่ยนเป็น Pay-As-Bid ผลของการใช้ ซึ่งในรูปแบบเก่าการกำหนดราคามาจากการประมูลราคาของผู้ผลิตไฟฟ้าซึ่งทำให้ราคาจะมาจากทางด้าน Supply side วิธีการกำหนดราคาที่เป็นลักษณะ Pay-As-Bid จะทำให้การใช้อำนาจผูกขาดของผู้ผลิตในการผลักดันราคาไฟฟ้าทำได้ยากกว่ารูปแบบ Competitive Pool ที่กำหนดราคาด้วยวิธี SMP

งานวิจัยที่ศึกษาเกี่ยวกับผลกระทบของการแปรรูปและเปิดเสรีการไฟฟ้าเพื่อนำประสบการณ์จากต่างประเทศมาประยุคใช้ในประเทศไทย พรทิพย์ เลิศสุวรรณกิจ (2547)โดยศึกษาจากกลุ่มประเทศสหภาพยุโรป กลุ่มประเทศนอร์ดิค ในแถบอเมริกาเหนือ ประเทศในแถบลาตินอเมริกา ประเทศในแถบเอเชียและโอเชียเนีย พบว่า ด้านประสิทธิภาพของระบบไฟฟ้าจะดีขึ้นเมื่อเอกชนเป็นเจ้าของระบบผลิตไฟฟ้ามากขึ้นผู้เข้าร่วมในตลาดไฟฟ้ามีความเสรีในการใช้สายส่งไฟฟ้ามากขึ้น และผู้ใช้ไฟฟ้ามีความเสรีในการเลือกใช้ไฟฟ้ามากขึ้น ในด้านราคาค่าไฟฟ้าจะต่ำลงเมื่อมีการประกาศเปิดเสรีกิจการไฟฟ้า ทางด้านคุณภาพอัตราไฟฟ้าดับจะลดลง การจ้างงานจะมีการลดตำแหน่งงานทางด้านเทคนิค และเพิ่มการจ้างงานที่เกี่ยวกับการบริการลูกค้า การตลาดและเทคโนโลยีสารสนเทศมากขึ้น ด้านสิ่งแวดล้อมและด้านการใช้เชื้อเพลิงจะขึ้นอยู่กับนโยบายทางด้านสิ่งแวดล้อมของประเทศที่จะเข้มงวดขึ้น สำหรับผลกระทบที่คาดว่าน่าจะเกิดขึ้นในประเทศไทยหากใช้รูปแบบโครงสร้างไฟฟ้าแบบ Enhanced Single Buyer Model (ESB) จะทำให้ประสิทธิภาพในแง่ของอัตราการใช้ประโยชน์ในระบบการผลิตไฟฟ้าแย่ลง แต่ในด้านอื่นๆจะดีขึ้นส่งผลให้สวัสดิการโดยรวมเพิ่มขึ้นเล็กน้อย ในขณะที่หากดำเนินการแปรรูปและเปิดเสรีกิจการไฟฟ้าอย่างสมบูรณ์ จะทำให้ค่าสวัสดิการโดยรวมเพิ่มขึ้นอย่างมากงานวิจัยของ

ในส่วนงานวิจัยที่ศึกษาผลต่อผู้บริโภคจากการเปิดเสรีในตลาดค้าปลีกไฟฟ้ากรณีศึกษาประเทศอังกฤษในช่วงก่อนการเปลี่ยนระบบการซื้อขายมาเป็นแบบ NETA จากงานวิจัยของ ธณิกานต์ จุลวงศ์ ในปี 2546 พบว่าในด้านราคาทิศทางการเปลี่ยนแปลงของอัตราค่าไฟฟ้าขายส่งในช่วงปี 1990-2000 มีแนวโน้มลดลงช้ากว่าการเปลี่ยนแปลงของอัตราค่าไฟฟ้าขายปลีกในช่วงเวลาเดียวกัน แสดงถึงการเปลี่ยนแปลงของอัตราค่าไฟฟ้าขายปลีกไม่ได้เกิดจากการเปลี่ยนแปลงของอัตราค่าไฟฟ้าขายส่งเท่านั้น แต่เป็นผลมาจากการแข่งขันในกลุ่มอุตสาหกรรมขนาดใหญ่และขนาดกลางด้วย

การลดลงของอัตราค่าไฟฟ้าขายปลีกในกลุ่มผู้อยู่อาศัย มีสาเหตุมาจากแนวโน้มที่ต่อเนื่องมาจากช่วงก่อนเปิดเสรี ไม่ได้เกิดจากการแข่งขันแต่เพียงอย่างเดียว ขณะที่การเปลี่ยนแปลง

ของอัตราค่าไฟฟ้าขายปลีกในกลุ่มอื่นๆ ได้แก่กลุ่มอุตสาหกรรมขนาดใหญ่ขนาดกลางและขนาดเล็กได้รับผลจากการแข่งขันในตลาดค้าปลีกไฟฟ้า

ในด้านคุณภาพการบริการ พบว่าในช่วงแรกของการเปิดเสรีในกลุ่มที่อยู่อาศัย สถิติที่เกี่ยวข้องกับคุณภาพการบริการมีทิศทางที่แย่ลง สถิติข้อร้องเรียนในปี 1998-2000 มีแนวโน้มเพิ่มสูงขึ้นถึงร้อยละ 337.22

ผลการศึกษาทางด้านคุณภาพไฟฟ้าในช่วงปี 1990-2000 จากตัวเลขดัชนีที่แสดงถึงคุณภาพไฟฟ้านั้นมีการเปลี่ยนแปลงไปในทิศทางที่ดีขึ้น การเปลี่ยนแปลงนี้ไม่น่าจะเป็นผลจากการแข่งขัน เนื่องจากในแต่ละเขตการจำหน่ายมีหลายบริษัทสายจำหน่ายเป็นเจ้าของและบริหารจัดการระบบสายจำหน่ายอยู่เพียงบริษัทเดียว ดังนั้นการเปลี่ยนแปลงคุณภาพไฟฟ้านี้จึงเป็นผลมาจากเทคโนโลยีที่พัฒนามากขึ้นมากกว่าที่จะเกิดการแข่งขัน

ในส่วนของกิจการไฟฟ้าไทย หารคาดการณ์ทิศทางของอัตราไฟฟ้าขายปลีกและคุณภาพการบริการ คุณภาพไฟฟ้าของตลาดค้าปลีกไฟฟ้าไทยเฉพาะในเขตนครหลวง อัตราไฟฟ้าขายปลีกเฉลี่ยของทุกกลุ่มผู้บริโภคมีแนวโน้มลดลงแต่ต้องใช้ระยะเวลาประมาณ 5-10 ปี โดยในกลุ่มอุตสาหกรรมขนาดใหญ่และขนาดกลางจะมีอัตราไฟฟ้าขายปลีกที่ลดลงมากเนื่องจากมีอำนาจในการต่อรองราคามากกว่ากลุ่มอื่นๆ ในขณะที่กลุ่มอุตสาหกรรมขนาดเล็กและกลุ่มที่อยู่อาศัยจะมีอัตราค่าไฟฟ้าขายปลีกที่คงเดิมหรือลดลงไม่มากนัก ในส่วนของคุณภาพการบริการจะดีขึ้นแต่คุณภาพไฟฟ้าจะมีทิศทางการเปลี่ยนแปลงที่คงเดิม

ผลกระทบที่เกิดขึ้นโดยเฉพาะในส่วนที่เกี่ยวกับราคาไฟฟ้า มาจากการเปลี่ยนไปของอำนาจตลาดของผู้ผลิตไฟฟ้า ภายหลังการเปิดเสรีกิจการไฟฟ้า ดังนั้นการตรวจสอบอำนาจตลาดว่ามีค่าสูงเพียงใดจึงเป็นที่น่าสนใจ ดังงานวิจัย ของ การดาตะเภาพงษ์ ที่ศึกษาถึงอำนาจตลาดของผู้ผลิตไฟฟ้าไทยภายหลังการเปิดเสรีการไฟฟ้าไทย พบว่า ภายใต้โครงสร้างไฟฟ้าแบบใหม่ราคาในตลาด Spot จะมีค่าสูงมากทั้งในชั่วโมงที่ Peak และชั่วโมงที่ Off-peak ขณะที่การซื้อขายไฟฟ้าในช่วงเวลาก่อนส่งมอบไฟฟ้าจริงจะมีปริมาณน้อยมากเมื่อเทียบกับปริมาณความต้องการไฟฟ้า ทำให้มีปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าเหลือมาซื้อขายในตลาดกลางซื้อขายไฟฟ้า ณ ช่วงเวลาส่งมอบจริง เป็นจำนวนมาก แสดงให้เห็นถึงการเชื่อมโยงของอำนาจตลาดระหว่างตลาด Spot กับตลาด Real-time เนื่องจากลักษณะเฉพาะของพลังงานไฟฟ้าที่ไม่สามารถเก็บรักษาได้ และการเป็นตลาดสุดท้ายในการซื้อขายพลังงานไฟฟ้าของตลาด Real time ทำให้ผู้ผลิตในตลาดมีอำนาจตลาดสูงในทั้งสองตลาดโดยเฉพาะตลาดซื้อขายไฟฟ้า ณ ช่วงเวลาส่งมอบจริง

จากงานวิจัยดังกล่าวยังพบว่าการเพิ่มขึ้นของปัจจัยที่พิจารณาทั้ง 3 ปัจจัยได้แก่ ความยืดหยุ่นของอุปสงค์ต่อราคา จำนวนบริษัทที่เกิดจากการแบ่งแยกโรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลของ กฟผ. และความสามารถในการผลิตของโรงไฟฟ้าพลังน้ำ ส่งผลให้ผู้ผลิตมีอำนาจตลาดลดลง โดยเฉพาะในชั่วโมงที่ Peak จะส่งผลให้อำนาจตลาดลดลงมากกว่าชั่วโมงที่ Off-peak

<u>ภาพรวมการปรับโครงสร้างกิจการไฟฟ้าของสหราชอาณาจักร</u>

ในช่วงก่อนการปรับโครงสร้างกิจการไฟฟ้า(Energy Information Administration [EIA] , 1997) รัฐบาลเป็นเจ้าของและเป็นผู้ดำเนินงานทุกส่วนของอุตสาหกรรมไฟฟ้า การแปรรูปกิจการไฟฟ้าในสหราชอาณาจักรมีจุดเริ่มต้นมาจากกฎหมายเกี่ยวกับกิจการไฟฟ้าในปี ค.ศ. 1989 (The Electricity Act of 1989) แนวความคิดสำคัญในการดำเนินการปรับโครงสร้าง คือ ส่วนการผลิตไฟฟ้าและการตลาดสามารถทำให้เกิดการแข่งขันกันได้ในอุตสาหกรรม ในขณะที่ส่วนของระบบการส่งและการจำหน่ายไฟฟ้าจำเป็นจะต้องมองว่าเป็นการผูกขาดโดยธรรมชาติ การควบคุมจะค่อยๆลดบทบาทลงในส่วนแรก แต่ยังคงมีการควบคุมในส่วนหลังอยู่สำหรับส่วนที่ยังมีการควบคุม ก็จะมีการใช้กฎระเบียบใหม่ และเจ้าหน้าที่กำกับดูแลใหม่ นั่นคือหน่วยงานกำกับดูแลทางด้านพลังงาน (The Office of Energy Regulation : OFFER) ที่ก่อตั้งเมื่อวันที่ 1 เมษายน ค.ศ. 1990 ซึ่งทำให้เกิดโครงสร้างอุตสาหกรรมแบบใหม่ขึ้น

ในปี ค.ศ. 1998 หน่วยงานกำกับดูแลทางด้านพลังงานได้ทบทวนรูปแบบโครงสร้างกิจการไฟฟ้าอีกครั้งหนึ่งเนื่องจากตลาดกลางซื้อขายไฟฟ้าได้ประสบปัญหาหลายประการ ทำให้ราคาค่าไฟฟ้าไม่สะท้อนถึงต้นทุนในการผลิตที่ลดลงอย่างแท้จริง ปัญหาและข้อจำกัดของตลาดกลางซื้อขายไฟฟ้าในสหราชอาณาจักร ซึ่งหน่วยงานกำกับดูแลทางด้านพลังงานได้รวบรวมจากการรับฟังความคิดเห็นจากบุคคลกลุ่มต่างๆ

รัฐบาลสหราชอาณาจักรจึงได้ประกาศใช้ระเบียบการซื้อขายไฟฟ้าใหม่ New Electricity Trading Arrangement : NETA) แทนระบบตลาดกลางซื้อขายไฟฟ้า เมื่อวันที่ 27 มีนาคม ค.ศ. 2001 โดยมีเป้าหมายคือ การสร้างตลาดขายส่งไฟฟ้าให้มีการแข่งขันมากขึ้น และมีการผลิตและรับซื้อไฟฟ้าตามที่ระบุในสัญญาจริง เพื่อเป็นการลดความเสี่ยงจากความผันผวนของราคาและลดการใช้อำนาจเหนือตลาดของผู้ผลิตไฟฟ้า

การซื้อขายภายใต้ระเบียบการซื้อขายใหม่ (สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน [สนพ.], 2546ก:3) ส่วนใหญ่เป็นลักษณะการทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้านอกตลาด ระหว่างผู้ซื้อและ

ผู้ขาย (Bilateral Contract) โดยมีข้อผูกพันทางปริมาณอย่างชัดเจน ทั้งนี้ผู้ซื้อและผู้ผลิตไฟฟ้าจะพยากรณ์ปริมาณไฟฟ้าที่จะซื้อขายล่วงหน้าและทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้า เมื่อถึงเวลาดำเนินการจริง ผู้ผลิตจะสั่งเดินเครื่องไฟฟ้าเอง ซึ่งหากมีปริมาณไฟฟ้าที่ขาดหรือเกิน บริษัทสายไฟฟ้าแห่งชาติซึ่งทำหน้าที่เป็นผู้ควบคุมระบบส่งไฟฟ้า (TransCo) จะทำหน้าที่รักษาความสมดุลในระบบ (Balancing) โดยให้ผู้ร่วมตลาดที่ประมูลราคาเข้ามาทำการเพิ่มหรือลดปริมาณไฟฟ้าเพื่อให้เกิดความสมดุล ผู้ผลิตไฟฟ้าที่จ่ายไฟฟ้าเข้าระบบน้อยกว่าปริมาณตามสัญญา จะต้องซื้อไฟฟ้าจากผู้ควบคุมระบบไฟฟ้า เพื่อชดเชยไฟฟ้าส่วนที่ขาดในราคาซื้อจากระบบ (System Buy Price:SBP) และผู้ผลิตไฟฟ้าที่จ่ายไฟฟ้าเข้าระบบมากกว่าปริมาณตามสัญญา จะต้องขายไฟฟ้าส่วนเกินให้กับผู้ควบคุมระบบส่งไฟฟ้าในราคาขายให้แก่ระบบ (System Sell Price:SSP) ราคาซื้อจากระบบจะสูงกว่าราคาขายให้แก่ระบบมาก เสมือนเป็นการทำโทษผู้ที่ไม่สามารถรักษาสมดุลระหว่างการผลิตและการขายไฟฟ้าตามสัญญาของตนได้

ตลาดซื้อขายไฟฟ้าภายใต้ NETA แบ่งออกเป็น

Future Market ดำเนินการโดย The UK Power Exchange (UKPX) ทำหน้าที่เป็นตลาดซื้อขายไฟฟ้าล่วงหน้าตั้งแต่ระยะเวลา 2-3 ปีล่วงหน้าก่อน Settlement Period ที่ซื้อขายนั้นๆจนกระทั่งถึง 24 ชั่วโมง ก่อนเวลาปิดการซื้อขาย (Gate Closure) โดยมีรูปแบบสัญญามาตรฐาน สามารถทำการซื้อขายผ่านเครือข่ายคอมพิวเตอร์อัตโนมัติที่เรียกว่า Screen-Based Trading , Internet หรือ Over The Counter (OTC) ก็ได้

การซื้อขายผ่าน UKPX ได้กำหนดให้มีสัญญาซื้อขายที่เป็นมาตรฐานสำหรับใช้ซื้อขายระหว่างผู้ซื้อและผู้ขาย มีขนาดเท่ากับ 1 MW. ต่อชั่วโมง สัญญาที่ซื้อขายผ่าน UKPX จะมีการปรับมูลค่าให้เป็นราคาตลาดทุกวัน สำหรับช่วงการซื้อขายแบ่งออกเป็น

- Base Load Contract คือสัญญามาตรฐานที่ใช้สำหรับการซื้อขายไฟฟ้าในช่วงที่ถือว่าเป็น Base Load ,ขนาดเท่ากับ 1 MW เป็นเวลา 1 ชั่วโมง

- Peak Load Contract คือสัญญามาตรฐานที่ใช้สำหรับการซื้อขายไฟฟ้าในช่วงที่ถือว่าเป็น Peak Load มีขนาดเท่ากับ 1 MW เป็นเวลา 1 ชั่วโมง

นอกจากนี้ยังสามารถแบ่งย่อยตามระยะเวลาดังนี้ สัญญากำหนดตามช่วงฤดูกาล, สัญญาแบ่งออกเป็นรายไตรมาส, สัญญากำหนดเป็นรายเดือน, สัญญากำหนดเป็นรายสัปดาห์, สัญญาที่กำหนดระยะเวลาเป็นเพียง 1 วันเท่านั้น แต่แบ่งออกเป็นช่วง Base Load และ Peak Load

Spot Market มีหลายแห่งได้แก่ The UK Power Exchange (UKPX), The Automated UK Power Exchange (UK APX), The UK International Petroleum Exchange (UK IPX) จะซื้อขายไฟฟ้าในช่วง 24 ชั่วโมง ก่อนเวลาปิดการซื้อขาย (Gate Closure) จนกระทั่งปิดการซื้อขาย (Gate Closure)

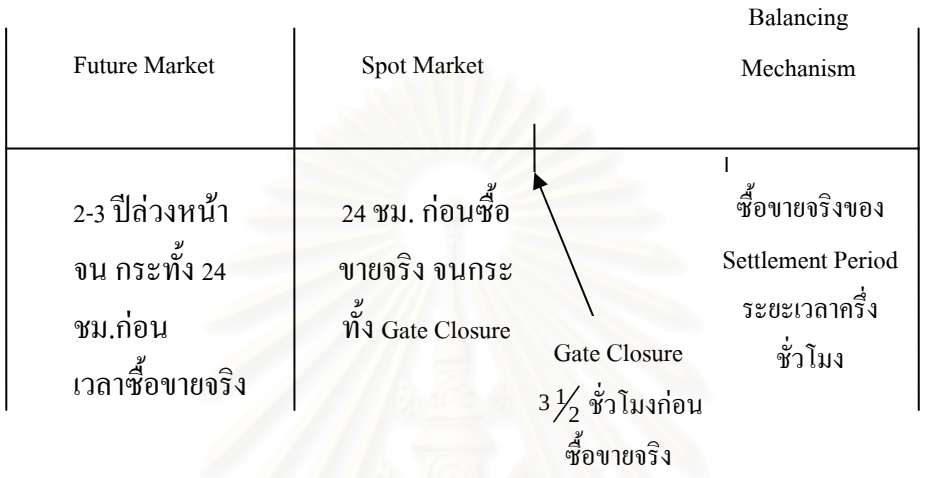
UKPX เป็น Spot Market ที่มีรูปแบบสัญญามาตรฐาน สามารถทำการซื้อขายผ่านเครื่องคอมพิวเตอร์อัตโนมัติเรียกว่า Screen-Based Trading , Internet หรือ Over The Counter (OTC) ก็ได้ รูปแบบของสัญญาจะเป็นการซื้อขายตาม Settlement Period นั้นๆ ขนาดของสัญญากำหนดเท่ากับ 0.5 MWHr ทั้ง Base Load และ Peak Load Contract

UK APX มีรูปแบบสัญญามาตรฐานเช่นเดียวกับ UKPX แต่เป็นตลาดสำหรับการซื้อข่ายผ่านระบบ Electronic Online และระบบ Internet โดยเปิดทำการ 12 วันก่อนถึง Gate Closure ของ Settlement Period นั้นๆ ขนาดของสัญญาเท่ากับ 1 MW/Lot

UK IPX เป็นตลาดสำหรับซื้อขายพลังงานทั้งหมดในอังกฤษ รวมถึงพลังงานไฟฟ้า ขนาดของสัญญากำหนดเป็นรายวัน โดยอ้างอิงกับราคากาซฯ (Gas Equivalent) ช่วยให้การตอบสนองต่อ Demand และ Supply ระหว่างตลาดซื้อขายไฟฟ้าและตลาดซื้อขายเชื้อเพลิงมีประสิทธิภาพมากขึ้น

กลไก Balancing Mechanism เป็นเครื่องมือของ ISO ในการสร้างความสมดุลระหว่าง Demand และ Supply โดยผู้เกี่ยวข้องทั้ง Demand side และ Supply side ของระบบผลิตไฟฟ้าสามารถจะระบุความต้องการผลิตหรือความต้องการใช้ไฟฟ้าของตนเอง ณ ระดับราคาได้ (ทำให้ Demand มีลักษณะเป็นเส้นทอดลง) โดย ISO จะปรับความสมดุลผ่านการเสนอ Bid-Offer การซื้อ Ancillary Service

ภาพที่ 2.1 ระยะเวลาในการซื้อขายไฟฟ้าผ่าน Future Market, Spot Market และ Balancing Mechanism



<u>ภาพรวมของตลาดแลกเปลี่ยนไฟฟ้า Nord Pool</u>

นอร์เวย์ เป็นประเทศแรกที่แปรรูปตลาดพลังงานไฟฟ้าจาก กฎหมาย The Energy Act of 1990, Nord Pool ASA. ตลาดซื้อขายแลกเปลี่ยนไฟฟ้าถูกสร้างขึ้นในปี 1993 โดยมีสองบริษัทคือ Statnett SF ในนอร์เวย์ (50%) และ Affarsverket Svenska Kraftnat ในสวีเดน (50%)

1991 รัฐบาลนอร์เวย์ตัดสินใจที่จะแปรรูปให้มีตลาดสำหรับซื้อขายไฟฟ้า

1993 บริษัท Statnett Marked AS (Nord Pool ASAในปัจจุบัน) ถูกก่อตั้งขึ้นโดยเปิดดำเนินงานในปีแรก 18.4 TWh ด้วยมูลค่า 1.55 ล้านล้าน NOK

1994 เกิด The Nordic Power Exchange's financial market ขึ้น และก่อตั้งคณะกรรมการของตลาดขึ้น มีผู้ร่วมซื้อขายทั้งหมด 100 รายในตลาดแลกเปลี่ยนไฟฟ้า

1995 Statnett Market ถูกย้ายไปที่ Lysaker สัญญาซื้อขายแบบ Future ถูกเสนอขึ้นในตลาด financial และมีการขยายตลาดไปเป็น Nordic electric power exchange co-operation

1996 เกิดการรวมกันของตลาดแลกเปลี่ยนไฟฟ้าใน นอร์เวย์และสวีเดน และเป็นตลาดซื้อขายไฟฟ้าระหว่างประเทศที่แรกในโลกโดยเปลี่ยนชื่อเป็น Nord Pool ASA

1997 มีการนำสัญญาซื้อขายแบบ Forward มาใช้และขยายบริการด้าน clearing สำหรับการตกลงสัญญาทั้งหมดที่เกิดในตลาดNord Pool

1998 ประเทศฟินแลนด์เข้าร่วมในตลาด ตลาดแลกเปลี่ยนEL-EX ใน Helsinki เข้าร่วมทำการซื้อขาย Nord Pool เปิดทำการใน Odense และก่อตั้ง Denmark Nord Pool consulting AS ขึ้น

1999 Elbas เปิดดำเนินการซื้อขายไฟฟ้าเพื่อปรับสมดุลในระบบในประเทศฟินแลนด์และสวีเดน ตลาดซื้อขายไฟฟ้าล่วงหน้า 1 วัน Elspot เปิดดำเนินงานในวันที่ 1 กรกฎาคม

2000 เดนมาร์กตะวันออกเข้าร่วมทำการซื้อขายเกิดการรวมตัวกันอย่างสมบูรณ์ของ Nordic power market

<u>ภาพรวมของกิจการไฟฟ้าประเทศฟินแลนด์ (ประเทศในกลุ่มตลาดการซื้อขายไฟฟ้า Nord Pool)</u>

รูปแบบโครงสร้างกิจการไฟฟ้าก่อนปี 2538 กิจการไฟฟ้าในประเทศฟินแลนด์อยู่ภายใต้การกำกับดูแลของรัฐ มีบริษัท Imatran Voima Oy (IVO) ซึ่งมีรัฐเป็นผู้ถือหุ้นหลักเป็นผู้ผลิตและส่งไฟฟ้าหลักของประเทศ IVO เป็นเจ้าของกำลังการผลิตไฟฟ้าร้อยละ 40 ของกำลังผลิตไฟฟ้าทั้งหมดในประเทศ และเป็นเจ้าของระบบส่งไฟฟ้าร้อยละ 80 ของประเทศ นอกจาก IVO แล้ว ยังมีบริษัทที่ดำเนินกิจการการผลิต และส่งไฟฟ้ารวมกัน คือ บริษัท Pohjolan Voima Oy (PVO) PVO เป็นบริษัทเอกชนมีขนาดเล็กกว่า IVO โดยมีกำลังผลิตไฟฟ้า ระบบส่งในความดูแลอย่างละร้อยละ 20 ของประเทศ สำหรับกำลังการผลิตไฟฟ้าที่เหลือร้อยละ 20 อยู่ในความดูแล ของผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระขนาดใหญ่ และอีกร้อยละ 20 อยู่ในความดูแลของบริษัทขนาดเล็ก และการไฟฟ้าเขตเทศบาลจำนวนมาก ในส่วนของธุรกิจระบบจำหน่ายไฟฟ้า มีบริษัทระบบจำหน่ายไฟฟ้าถึง 115 บริษัท ซึ่งส่วนใหญ่มีเทศบาลเมืองต่างๆ เป็นผู้ดูแลหรือเป็นผู้ถือหุ้นใหญ่

ประเทศฟินแลนด์ได้มีการซื้อขายไฟฟ้า กับประเทศข้างเคียงมาเป็นเวลานาน โดยเฉพาะอย่างยิ่ง กับประเทศนอร์เวย์และสวีเดน โดยผ่านสายส่งแรงดันสูงที่เชื่อมโยงระหว่าง

ประเทศดังกล่าว การเชื่อมโยงของโครงข่ายระบบส่งไฟฟ้า ในกลุ่มประเทศนอร์ดิค (นอร์เวย์ สวีเดน เดนมาร์ค และฟินแลนด์) ทำให้ประเทศสมาชิกสามารถซื้อขายแลกเปลี่ยนไฟฟ้า ส่งผลให้เกิดความมั่นคงของระบบไฟฟ้าเพิ่มขึ้น จากการรวมกำลังการผลิตไฟฟ้า ที่มีลักษณะแตกต่างกันในแต่ละประเทศ ให้เกิดเป็นระบบไฟฟ้าขนาดใหญ่ ที่มีความหลากหลายของเชื้อเพลิง และเทคโนโลยีที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า ซึ่งในเวลาต่อมาสามารถพัฒนา ไปสู่ระบบตลาดกลางซื้อขายไฟฟ้า Nord Pool ได้อย่างราบรื่น

ในกลุ่มประเทศนอร์ดิค ประเทศที่เริ่มเปิดให้มีการแข่งขัน เป็นประเทศแรกคือประเทศนอร์เวย์ ตลาด Nord Pool จึงมีจุดกำเนิดมาจากประเทศนอร์เวย์ ในปี 2536 หลังจากนั้นไม่นาน ประเทศสวีเดน ฟินแลนด์ และเดนมาร์ค ได้เข้าร่วมเป็นสมาชิกของตลาด Nord Pool โดยประเทศฟินแลนด์ ได้รวมเป็นส่วนหนึ่งของตลาด Nord Pool ในปี 2539 การปรับโครงสร้างกิจการไฟฟ้าในประเทศฟินแลนด์ มีจุดเริ่มต้นมาจากการประกาศใช้พระราชบัญญัติตลาดซื้อขายไฟฟ้า (Electricity Market Act) ในปี 2538 ซึ่งได้กำหนดให้มีการเปลี่ยนแปลงต่างๆ ดังนี้

- เปิดให้ผู้ผลิตไฟฟ้าและผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่มีสิทธิในการใช้บริการระบบส่งและระบบจำหน่าย
- ยกเลิกระบบสัมปทานกิจการค้าปลีก และข้อจำกัดในการสร้างโรงไฟฟ้า และซื้อขายไฟฟ้าระหว่างประเทศ
- กำหนดให้มีการแยกระบบบัญชีธุรกิจการผลิตไฟฟ้า ระบบส่งไฟฟ้า ระบบจำหน่ายไฟฟ้า และการค้าปลีกไฟฟ้า
- จัดตั้ง Electricity Market Authority ให้เป็นองค์กรกำกับดูแลกิจการไฟฟ้า ที่มีการแข่งขัน

นอกจากการประกาศใช้ พ.ร.บ. ตลาดซื้อขายไฟฟ้าแล้ว รัฐบาลประเทศฟินแลนด์ได้จัดตั้งบริษัท Fingrid ขึ้น เป็นผู้ดูแลระบบส่งไฟฟ้า ที่เดิมเคยอยู่ภายใต้ความดูแลของบริษัท IVO และ PVO เพื่อให้การควบคุมดูแลระบบส่งไฟฟ้า เป็นอิสระจากธุรกิจการผลิตไฟฟ้า ซึ่งเปิดให้มีการแข่งขัน ภายหลังการแยกระบบส่งไฟฟ้าบริษัท IVO ได้รวมกับบริษัท Neste ซึ่งเป็นรัฐวิสาหกิจ ที่ดูแลธุรกิจปิโตรเลียมของประเทศ กลายเป็นบริษัท Fortum ซึ่งมีสัดส่วนตลาดในธุรกิจผลิตไฟฟ้าสูงที่สุดในประเทศ การเปลี่ยนแปลงดังกล่าวนี้ เป็นผลจากนโยบายของรัฐบาลโดยตรง อย่างไรก็ตาม มีการเปลี่ยนแปลงอื่นๆ ที่เกิดขึ้นตามกลไกตลาด ภายหลังการปรับโครงสร้างกิจการไฟฟ้า อาทิ

บริษัท Fortum ได้ขยายกิจการไปยังประเทศเพื่อนบ้าน ในขณะเดียวกันบริษัทต่างชาติ เช่น Vattenfall ของประเทศสวีเดนได้เข้ามาลงทุน และซื้อกิจการระบบจำหน่ายในประเทศฟินแลนด์

การปรับโครงสร้างกิจการไฟฟ้าในประเทศฟินแลนด์ มีรูปแบบที่น่าสนใจ คือ การประกาศใช้ พ.ร.บ. ตลาดซื้อขายไฟฟ้า ในปี 2538 ไม่ได้กำหนดให้มีการจัดตั้งตลาดกลางซื้อขายไฟฟ้า หรือหน่วยงานกลางที่ทำหน้าที่ในการควบคุมระบบไฟฟ้า กฎหมายดังกล่าวกำหนดเพียงเจ้าของระบบส่ง และระบบจำหน่ายไฟฟ้า จะต้องเปิดให้บริการกับผู้ใช้ระบบทุกรายอย่างเท่าเทียมกัน ดังนั้น ผู้ผลิตไฟฟ้า ผู้ค้าปลีก และผู้ใช้ไฟฟ้า มีอิสระในการตกลงราคาและทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากันเอง โดยผู้ผลิตไฟฟ้าสามารถกำหนดตารางการเดินเครื่องผลิตไฟฟ้าของตนเองได้ และทำการซื้อขายไฟฟ้าเฉพาะในส่วนที่ขาดเหลือจากปริมาณการผลิตที่กำหนดไว้ในสัญญา

อย่างไรก็ดี ตลาดซื้อขายไฟฟ้า ได้ถูกจัดตั้งขึ้นตามความต้องการของตลาด บริษัทเอกชน Finnish Options Market (OM Finland) ซึ่งมีประสบการณ์ จากการซื้อขายสินค้าล่วงหน้าในธุรกิจอื่นได้ก่อตั้ง The Finnish Electricity Exchange หรือ EL-EX เป็นตลาดซื้อขายไฟฟ้าล่วงหน้า ในปี 2538 แต่ต่อมาได้รวมเป็นส่วนหนึ่งของตลาด Nord Pool โดย EL-EX ทำหน้าที่เป็นตัวแทนของ Nord Pool ในประเทศฟินแลนด์ และมีจำนวนสมาชิกถึง 49 บริษัท ได้แก่ บริษัทผลิตไฟฟ้า บริษัทระบบจำหน่ายไฟฟ้า บริษัทค้าปลีกไฟฟ้า และผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่

การซื้อขายไฟฟ้าที่ดำเนินการโดย EL-EX มีรูปแบบหลากหลายตั้งแต่การซื้อขายในระยะสั้นๆ (1 ชั่วโมงก่อนเวลาดำเนินการจริง) ไปจนถึงการซื้อขายล่วงหน้าเป็นเวลา 3 ปี โดยรูปแบบของการซื้อขาย สามารถแบ่งได้ตามประเภทของตลาด

Elbas ตลาดซื้อขายไฟฟ้ารายชั่วโมงล่วงหน้าอย่างน้อย 1 ชั่วโมง ณ วันที่มีการดำเนินการจริง มีจุดประสงค์เพื่อการซื้อขายไฟฟ้า ในส่วนที่ขาด หรือเกินจากที่คาดการณ์ไว้ในระยะสั้นๆ

Elspot ตลาดซื้อขายไฟฟ้าล่วงหน้า 1 วัน การซื้อขายในตลาดนี้และตลาด Elbas เป็นการซื้อขายที่มีผลต่อการเดินเครื่องของโรงไฟฟ้า (Physical)

Eltermin ตลาดล่วงหน้าตั้งแต่ 1 วัน เป็นต้นไป แต่ไม่เกิน 3 ปี การซื้อขายในตลาดนี้เป็นเพียงการซื้อขายทางการเงิน (Financial) ไม่มีผลต่อการเดินเครื่องผลิตไฟฟ้าจริง มีจุดประสงค์เพื่อการบริหารความเสี่ยงด้านราคา

หลักการกำหนดราคาในตลาดดังกล่าว จะใช้วิธีประมูล โดยราคาและปริมาณซื้อขายของแต่ละช่วงเวลา จะถูกกำหนดจากความสมดุลระหว่างอุปสงค์และอุปทาน จากประสบการณ์การดำเนินงานที่ผ่านมา ตลาด EL-EX Nord Pool การซื้อขายผ่านตลาด EL-EX Nord Pool เป็นไปด้วยความสมัครใจ (Voluntary Market) การซื้อขายส่วนใหญ่จึงอยู่ในรูป ของการทำสัญญาซื้อขายนอกตลาด ระหว่างผู้ซื้อและผู้ขายโดยตรง (Bilateral Contract) ซึ่งมีสัดส่วนประมาณร้อยละ 70 ของปริมาณการซื้อขายไฟฟ้าจริง (Physical Trade)

ในช่วงปี 2536-2543 ราคาซื้อขายในตลาด Elspot มีแนวโน้มลดลงเล็กน้อย แต่มีความผันผวนตามปริมาณน้ำ ที่มีสำหรับการผลิตไฟฟ้าในประเทศนอร์เวย์ หากปีใดมีปริมาณน้ำน้อย (เช่น ปี 1996 หรือ 2539) ราคาจะอยู่ในระดับสูง เนื่องจากโรงไฟฟ้าประเภทอื่น ที่มีต้นทุนสูงกว่า ต้องผลิตไฟฟ้า เพื่อชดเชยกับไฟฟ้าพลังน้ำ ที่มีปริมาณลดลง

ปัจจัยอันหนึ่งที่มีความสำคัญต่อการกำหนดผลสำเร็จของการแข่งขัน คือ การมีกรอบการกำกับดูแลกิจการไฟฟ้าที่มีประสิทธิผล อำนาจในการกำกับดูแลกิจการไฟฟ้าในประเทศฟินแลนด์กระจายอยู่ใน 3 หน่วยงาน ดังนี้

Competition Authority ดูแลและส่งเสริมการแข่งขันในกิจการไฟฟ้าและก๊าซธรรมชาติ

Energy Market Authority มีขอบเขตความรับผิดชอบแคบกว่า โดยมีหน้าที่กำกับดูแลเงื่อนไข และราคาค่าบริการระบบส่ง และระบบจำหน่าย และบริการจัดหาไฟฟ้า

Consumer Administration มีหน้าที่คุ้มครองผู้บริโภค

หน่วยงาน 2 หน่วยงานแรก เป็นหน่วยงานที่มีอยู่แล้วตั้งแต่ก่อนการปรับโครงสร้างกิจการไฟฟ้า ส่วน Energy Market Authority (EMA) ถูกจัดตั้งขึ้นโดยกฎหมายเมื่อปี 2538 ให้เป็นหน่วยงานภายใต้กระทรวงการค้าและอุตสาหกรรม โดยรัฐมนตรีว่าการกระทรวงฯ เป็นผู้แต่งตั้งผู้อำนวยการของ EMA อย่างไรก็ตาม EMA มีอิสระในการตัดสินใจและดำเนินงานในระดับหนึ่ง โดยการตัดสินใจของ EMA จะเป็นอิสระจากรัฐมนตรี และการอุทธรณ์สามารถกระทำได้ในศาลปกครองชั้นสูงเท่านั้น

EMA เป็นองค์กรกำกับดูแลที่มีขนาดเล็กมาก มีเจ้าหน้าที่ประจำเพียง 15 คน แนวทางการกำกับดูแลมีลักษณะเฉพาะคือ ใช้ระบบ "Ex-post" กล่าวคือ จะไม่มีการกำหนดรายได้ ที่พึง

ได้รับ หรือการประกาศใช้อัตราค่าบริการระบบส่ง และระบบจำหน่ายไฟฟ้า การไฟฟ้าภายใต้การกำกับดูแลของ EMA สามารถกำหนดอัตราค่าบริการได้เอง ถึงแม้ว่าการบริการดังกล่าว เป็นกิจการผูกขาด แต่ EMA มีอำนาจหน้าที่ในการแทรกแซง หากพบว่าอัตราค่าบริการ ไม่เป็นธรรมต่อผู้บริโภค ดังนั้น EMA จะใช้อำนาจในการกำกับดูแล ก็ต่อเมื่อมีการร้องเรียน ถึงอัตราค่าบริการที่ไม่เป็นธรรมเป็นกรณีๆ ไป

ภายใต้กรอบการกำกับดูแลแบบ "Ex-post" บริษัทระบบส่งไฟฟ้า Fingrid มีอิสระในการวางแผนการขยายระบบส่ง กำหนดอัตราค่าบริการด้วยตนเอง และดำเนินการควบคุมความมั่นคงของระบบไฟฟ้า ถึงแม้ว่าการกำกับดูแลโดย EMA จะไม่ใช้ระบบที่เข้มงวด Fingrid ก็สามารถดำเนินงานได้อย่างมีประสิทธิภาพ โปร่งใส และกำหนดอัตราค่าบริการระบบส่งไฟฟ้าในระดับที่เหมาะสม โดยมีการแยกบัญชีระหว่างหน่วยธุรกิจภายในอย่างชัดเจน บริหารองค์กรให้มีขนาดกะทัดรัด (มีจำนวนพนักงานรวม 200 คน สำหรับธุรกิจระบบส่งไฟฟ้า ศูนย์ควบคุมระบบ และบริษัทกังหันก๊าซ) และมีอัตราค่าบริการระบบส่งที่ต่ำที่สุดแห่งหนึ่งในกลุ่มประเทศสมาชิกสหพันธ์ยุโรป

ในส่วนของการกำกับดูแลธุรกิจระบบจำหน่ายและค้าปลีกไฟฟ้า ในช่วงแรกประสบปัญหา จากการที่รัฐบาล ได้กำหนดให้ผู้ใช้ไฟ ที่ติดตั้งมิเตอร์ ชนิดที่สามารถวัดปริมาณการใช้ไฟตามช่วงเวลา ของการใช้ (TOU Meter) ได้เท่านั้น ที่จะสามารถเลือกผู้ค้าปลีกไฟฟ้าได้ แต่เนื่องจากเครื่องมิเตอร์ดังกล่าว มีต้นทุนค่อนข้างสูง ผู้ใช้ไฟประเภทบ้านอยู่อาศัยส่วนใหญ่ จึงไม่เปลี่ยนผู้ให้บริการค้าปลีกไฟฟ้า ส่งผลให้ผู้ใช้ไฟรายย่อยส่วนใหญ่ ไม่ได้รับประโยชน์จากต้นทุนค่าพลังไฟฟ้า ในระดับขายส่งที่ลดลง

เพื่อเป็นการแก้ไขปัญหาดังกล่าว รัฐบาลได้ยกเลิกข้อกำหนดการติดตั้งมิเตอร์แบบ TOU เพื่อให้ผู้ใช้ไฟทุกราย สามารถเลือกซื้อไฟฟ้า จากผู้ค้าปลีกไฟฟ้าได้อย่างเสรี โดยในการคำนวณค่าไฟฟ้า ผู้ค้าปลีกจะใช้ตัวแทนลักษณะการใช้ไฟ (Load Profiles) ในการคำนวณค่าไฟฟ้าแทน ส่งผลให้การแข่งขันในระดับค้าปลีก สำหรับผู้ใช้ไฟประเภทบ้านอยู่อาศัยเพิ่มขึ้น และราคาค่าไฟฟ้ารวมที่ผู้ใช้ไฟได้รับ ก็มีแนวโน้มลดลงมากเป็นลำดับ

<u>ภาพรวมการเปลี่ยนแปลงโครงสร้างกิจการไฟฟ้าของประเทศไทยในอนาคต</u>

คณะรัฐมนตรีได้มีมติเมื่อวันที่ 5 มีนาคม 2539 เห็นชอบให้แยกกิจการผลิตไฟฟ้า กิจการระบบสายส่งและกิจการระบบสายจำหน่ายออกจากกัน ต่อมาคณะรัฐมนตรีมีมติเมื่อวันที่ 1 กันยายน 2541 เห็นชอบแผนแม่บทการปฏิรูปรัฐวิสาหกิจ ซึ่งใช้เป็นกรอบกำหนดขอบเขตและทิศทางการปรับโครงสร้างและการแปรรูปธุรกิจหลัก 4 สาขา ซึ่งรวมสาขาพลังงานไว้ด้วย

ต่อมาคณะรัฐมนตรีมีมติเมื่อวันที่ 25 กรกฎาคม 2543 และ 3 ตุลาคม 2543 เห็นชอบข้อเสนอและแผนการดำเนินงานในการปรับโครงสร้างกิจการไฟฟ้าและการจัดตั้งตลาดกลางซื้อขายไฟฟ้าที่ประกอบด้วยศูนย์ควบคุมอิสระ (Independent System Operator: ISO) ศูนย์ปฏิบัติการทางการตลาด (Market Operator: MO) และศูนย์บริหารการชำระเงิน (Settlement Administrator: SA) ทำหน้าที่สั่งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้า กำหนดราคาไฟฟ้าในตลาดกลาง และบริหารชำระเงินค่าซื้อขายไฟฟ้า ตามลำดับ

ภายใต้โครงสร้างดังกล่าว จะมีการแข่งขันในกิจการผลิตไฟฟ้า มีผู้ผลิตไฟฟ้าหลายรายเสนอราคาขายและปริมาณไฟฟ้าที่ตนจะผลิตเข้าสู่ตลาดกลาง โดยโรงไฟฟ้าที่เสนอราคาต่ำที่สุดจะได้รับการสั่งการให้เดินเครื่องก่อนตามลำดับ จนปริมาณไฟฟ้าตามความต้องการในแต่ละช่วงเวลา ทั้งนี้โรงไฟฟ้าพลังความร้อนของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยจะจัดตั้งเป็นบริษัทผลิตไฟฟ้า 1 และ 2 จำกัด และแปรรูปออกไปในที่สุด เพื่อให้มีการแข่งขันเพียงพอและให้กิจการไฟฟ้าแยกเป็นอิสระจากธุรกิจระบบส่งไฟฟ้า

ในส่วนของการจัดหาไฟฟ้า ผู้ใช้ส่วนใหญ่จะซื้อไฟฟ้าจากบริษัทระบบจำหน่ายและจัดหาไฟฟ้า (REDCo) ซึ่งเป็นกิจการที่กำกับดูแลโดยรัฐ การดำเนินการจะแยกออกเป็น 2 ส่วน คือ ระบบสายจำหน่าย (DisCo) และส่วนการจัดหาไฟฟ้า (SupplyCo) ทำหน้าที่ติดตั้งและจัดหามิเตอร์ ออกใบเรียกเก็บเงิน รับชำระเงินค่าไฟฟ้า โดยให้บริการผู้ใช้ไฟฟ้าในเขตความนับผิดชอบของตน นอกจากนี้จะมีการแข่งขันในระดับค้าปลีก เปิดให้ผู้ใช้ไฟฟ้าสามารถเลือกซื้อไฟฟ้าได้

ในปี 2545 กระทรวงพลังงานได้แต่งตั้งคณะกรรมการพิจารณาเสนอแนวทางการปรับโครงสร้างกิจการไฟฟ้าเพื่อศึกษาแนวทางการปรับโครงสร้างกิจการไฟฟ้าที่เหมาะสม โดยพิจารณาถึง ความมั่นคงของระบบไฟฟ้าการเพิ่มการแข่งขันในกิจการไฟฟ้า การดูแลช่วยเหลือผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีรายได้น้อย ความผันผวนของราคาค่าไฟฟ้า การขยายโครงข่ายไฟฟ้าไปสู่ชนบท การยึดครองกิจการไฟฟ้าโดยต่างชาติ การเป็นศูนย์กลางระบบไฟฟ้าและการบริหารเครือข่ายเชื่อมโยง

ระบบไฟฟ้าของประเทศภูมิภาคอาเซียน (Asean Grid) และอนุภูมิภาคลุ่มน้ำโขง และได้นำเสนอรูปแบบการแข่งขันใหม่ เรียกว่าระบบ New Electricity Supply Arrangement (NESA) เพื่อให้โครงสร้างกิจการไฟฟ้ามีการป้องกันการผูกขาดและลดความผันผวนของราคา โดยระบบ NESA กำหนดให้มีการซื้อขายทั้งนอกตลาด (Bilateral Contracts) ในตลาดล่วงหน้า และในตลาดการดำเนินการจริง มีการแบ่งกลุ่มโรงไฟฟ้าพลังความร้อนของ กฟผ. มากกว่า 2 กลุ่ม มีการแยกศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าออกเป็นอิสระ และอาจนำระบบการให้บริการผ่านสายส่งสายจำหน่าย (Third Party Access: TPA) มาใช้เป็นขั้นตอนหนึ่งในการดำเนินการ ทั้งนี้ จะมีการแข่งขันทั้งในระดับการค้าส่งและค้าปลีกไฟฟ้า ผู้ใช้ไฟฟ้ามีทางเลือกในการซื้อไฟฟ้า

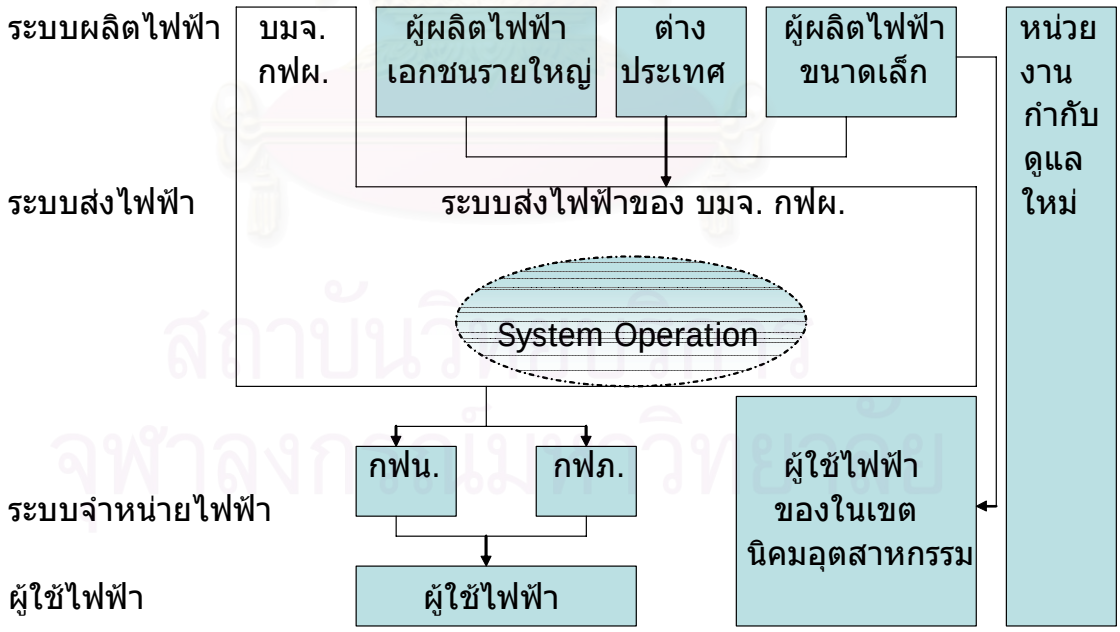
ต่อมาได้มีข้อวิตกเรื่องการเปิดให้มีการแข่งขันแบบมีตลาดกลางซื้อขายไฟฟ้า (Power Pool) ซึ่งอาจทำให้เกิดความผันผวนของราคาไฟฟ้าและความมั่นคงของระบบไฟฟ้า ดังนั้น เมื่อวันที่ 9 กันยายน 2546 คณะรัฐมนตรีจึงได้มีมติให้ยกเลิกระบบ Power Pool ตลอดจนเห็นชอบในหลักการให้ กฟผ. แปลงสภาพเป็นบริษัททั้งองค์กร โดยใช้พระราชบัญญัติทุนรัฐวิสาหกิจ พ.ศ. 2542 และในวันที่ 9 ธันวาคม 2546 คณะรัฐมนตรีได้เห็นชอบโครงสร้างกิจการไฟฟ้าในลักษณะ Enhances Single Buyer (ESB) ตลอดจนแนวทางการกำกับดูแล โดยให้มีการจัดตั้งคณะกรรมการกำกับดูแลกิจการไฟฟ้าและให้คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติทำหน้าที่กำกับดูแลกิจการไฟฟ้าในช่วงเปลี่ยนผ่าน โดยให้กระทรวงพลังงานดำเนินการปรับปรุงกฎหมายที่มีอยู่ให้เหมาะสม

รูปแบบของโครงสร้างกิจการไฟฟ้าลักษณะ ESB นั้น กฟผ. จะเป็นผู้ดำเนินการผลิตและส่งไฟฟ้า รวมทั้งยังเป็นผู้ซื้อไฟฟ้าเพียงรายเดียว(Single Buyer) ส่งกระแสไฟฟ้าขายให้กับการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย แต่จะมีการแบ่งบัญชี (Account Unbundling) ระหว่างกิจการผลิตและกิจการระบบส่งไฟฟ้า เพื่อให้เกิดความชัดเจนและโปร่งใสในการดำเนินงานมากขึ้น ทั้งนี้ การสั่งเดินเครื่องโรงไฟฟ้าจะสั่งโดยศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า (System Operator) จะอยู่ภายใต้ระบบส่งไฟฟ้า (Transmission) ของ กฟผ. โดยจะมีการแบ่งขอบเขตการดำเนินงาน (Ring Fence) และอยู่ภายใต้การกำกับดูแลของคณะกรรมการกำกับดูแลกิจการไฟฟ้า

ส่วนการดำเนินงานของการไฟฟ้านครหลวงและการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคยังเป็นผู้ดำเนินการระบบจำหน่าย (Distribution) และการค้าปลีกไฟฟ้า (Retail) ภายใต้พื้นที่ที่รับผิดชอบ โดยจะมีการแบ่งแยกทางบัญชีระหว่างธุรกิจสายจำหน่ายและจัดหาไฟฟ้าเพื่อส่งเสริมประสิทธิภาพในการดำเนินงาน และป้องกันการอุดหนุนรายได้ระหว่างกัน

การกำกับดูแลกิจการไฟฟ้าจะมีการจัดตั้งองค์กรกำกับดูแลกิจการไฟฟ้า (Regulator) คอยกำกับดูแลให้เกิดความโปรงใสในการสั่งจ่ายกระแสไฟฟ้าโดยตรวจสอบการทำงานของศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า (System Operator: SO) ที่ทำหน้าที่สั่งเดินเครื่องโรงไฟฟ้า รวมทั้งคอยดูแลกระบวนการและเงื่อนไขการประมูลแข่งขันสร้างโรงไฟฟ้าใหม่ให้มีความโปร่งใสและเป็นธรรมกับผู้ลงทุน ซึ่งเป็นการส่งเสริมให้ผู้ประกอบการเอกชนเข้ามามีบทบาทในการผลิตไฟฟ้าเพิ่มขึ้น การจัดตั้งองค์กรกำกับดูแลดังกล่าวจัดตั้งเพื่อกำกับดูแลอัตราค่าบริการ คุณภาพของบริการให้มีความเหมาะสมเพื่อคุ้มครองผู้บริโภค และส่งเสริมการแข่งขันและป้องกันการใช้อำนาจผูกขาดในทางมิชอบ ทั้งนี้การกำกับดูแลกิจการไฟฟ้าภายใต้โครงสร้างกิจการไฟฟ้ารูปแบบ ESB จะมีการจัดตั้งคณะกรรมการกำกับดูแลกิจการไฟฟ้า (Board of Commission) ประกอบด้วยกรรมการจำนวน 7 คน โดยให้มีสำนักงานคณะกรรมการกำกับดูแลกิจการไฟฟ้า เพื่อทำหน้าที่ดูแลการประกอบกิจการไฟฟ้าให้ระบบมีความมั่นคง สามารถรักษาระดับราคาและคุณภาพของการบริการให้มีความเหมาะสมเพื่อคุ้มครองผู้บริโภคได้

ภาพที่ 2.2 โครงสร้างกิจการไฟฟ้าแบบผู้ซื้อรายเดียว (Enhanced Single Buyer: ESB)



การกำหนดราคาค่าไฟฟ้าของไทยในปัจจุบัน

การกำหนดราคาไฟฟ้าของไทย เป็นการกำหนดจากต้นทุนการผลิตของรัฐวิสาหกิจที่ผูกขาดในด้านการผลิตและการจำหน่าย โดยการกำกับดูแลของคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) อัตราค่าไฟฟ้าประกอบด้วย 2 ส่วนได้แก่ อัตราค่าไฟฟ้าฐานและค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (Ft)

ในการกำหนดอัตราค่าไฟฟ้าฐาน การไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง จะจัดทำประมาณการทางการเงินในอนาคต ซึ่งจะแสดงค่าใช้จ่ายในการดำเนินการ ภาระหนี้ และความต้องการเงินทุนเพื่อการลงทุนในอนาคต ซึ่งจะแสดงค่าใช้จ่ายในการดำเนินการ ภาระหนี้ และความต้องการเงินทุนเพื่อการลงทุนในอนาคต ประมาณการเป็นรายปี และใช้ข้อมูลประมาณการความต้องการใช้ไฟฟ้าในแต่ละปีของแต่ละกลุ่มผู้ใช้ไฟฟ้า รวมทั้งสมมติฐานด้านค่าใช้จ่ายต่างๆ นำมาคำนวณเป็นอัตราค่าไฟฟ้าสำหรับแต่ละกลุ่มผู้ใช้ไฟฟ้าที่จะทำให้การไฟฟ้าทั้ง 3 แห่งมความสามารถในการชำระหนี้และการลงทุนในอนาคตเป็นไปตามแผนทั้งนี้ความต้องการใช้ไฟฟ้าจริงตลอดจนต้นทุนค่าเชื้อเพลิงอัตราแลกเปลี่ยน อาจเปลี่ยนแปลงไปจากที่ตั้งสมมติฐานไว้ในการคำนวณอัตราค่าไฟฟ้าพื้นฐาน และอาจส่งผลกระทบต่อฐานะทางการเงินของการไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง เพื่อให้อัตราค่าไฟฟ้ามีความยืดหยุ่นต่อการเปลี่ยนแปลงดังกล่าว จึงกำหนดให้มีอัตราค่าไฟฟ้าอีกส่วนที่เรียกว่าอัตราค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าอัตโนมัติ หรือ Ft (Adjustment Factor)

โครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้า Ft ของไทยในปัจจุบัน

ค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ หรือค่าไฟฟ้าผันแปร หรือที่เรียกกันสั้นๆว่าค่า Ft เป็นค่าไฟฟ้าที่ปรับเปลี่ยนเพิ่มขึ้นหรือลดลง ตามการเปลี่ยนแปลงของต้นทุนค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้า ที่อยู่นอกเหนือการควบคุมของการไฟฟ้า

สูตร Ft มีการปรับปรุงสูตรหลายครั้ง เพื่อให้เกิดความเหมาะสมกับสภาวะการณ์ของต้นทุนการผลิตไฟฟ้า ณ ขณะนั้นๆ ล่าสุดเมื่อเดือนตุลาคม 2548 ได้มีการปรับปรุงสูตร Ft โดยให้คงเหลือเฉพาะการเปลี่ยนแปลงของค่าเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าเท่านั้น

การปรับค่าไฟฟ้าตามสูตร Ft เดิมดำเนินการโดยคณะอนุกรรมการกำกับสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ ต่อมา กพช. ได้ยกเลิก คณะอนุกรรมการฯ ดังกล่าว และคณะกรรมการกำกับดูแลกิจการไฟฟ้า ได้แต่งตั้งคณะอนุกรรมการกำกับดูแลอัตราค่าไฟฟ้าและ

ค่าบริการ เพื่อจัดทำข้อเสนอ การปรับอัตราค่าไฟฟ้าภายใต้กรอบของสูตร Ft และเสนอต่อคณะกรรมการกำกับดูแลกิจการไฟฟ้าพิจารณาให้ความเห็นชอบ

คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) ในการประชุมครั้งที่ 4/2548 (ครั้งที่ 102) เมื่อวันที่ 17 ตุลาคม 2548 ได้มีมติเห็นชอบหลักการของสูตรปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ(Ft) ใหม่ ดังนี้

ค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (Ft) จะมีการคำนวณและใช้เรียกเก็บจากผู้ใช้ไฟฟ้าในทุก 4 เดือน โดยค่า Ft จะจำแนกตามกิจการไฟฟ้า ได้แก่ กิจการผลิต (Generation) กิจการระบบส่ง (Transmission) และ กิจการระบบจำหน่ายและค้าปลีกไฟฟ้า (Distribution and Retail) โดยมีรายละเอียดการคำนวณ ดังนี้

1. $F_t = F_t$ คงที่ + ΔF_t^G

โดยที่ F_t คือ ค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (สตางค์/หน่วย)

F_t คงที่ คือ ค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ สำหรับการเรียกเก็บในเดือนมิถุนายน - กันยายน 2548 เท่ากับ 46.83 สตางค์/หน่วย จำแนกเป็นค่า Ft ของกิจการผลิต กิจการระบบส่ง และกิจการระบบจำหน่ายเท่ากับ 53.35, -2.41 และ -4.11 สตางค์/หน่วย ตามลำดับ (สตางค์/หน่วย)

ΔF_t^G คือ การเปลี่ยนแปลงของค่าเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าของกิจการผลิตที่เปลี่ยนแปลงไปจากการคำนวณค่า Ft คงที่ ณ ระดับ 46.83 สตางค์/หน่วย (สตางค์/หน่วย)

2. F_t คงที่ = $F_t^G + F_t^T + F_t^D$

โดยที่ F_t^G คือ ค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ ของกิจการผลิต(Generation) ที่เรียกเก็บจากผู้ใช้ไฟฟ้าในช่วงเดือนมิถุนายน ถึงกันยายน 2548 ซึ่งเท่ากับ 53.35 สตางค์/หน่วยผู้ใช้ไฟฟ้าทั่วประเทศ หรือเท่ากับ 50.37 สตางค์/หน่วยจำหน่ายของ กฟผ. (สตางค์/หน่วย)

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

F_t^T คือ ค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติของกิจการระบบส่ง(Transmission) ที่เรียกเก็บจากผู้ใช้ไฟฟ้าในช่วงเดือนมิถุนายน ถึง กันยายน 2548 ซึ่งเท่ากับ -2.40 สตางค์/หน่วยผู้ใช้ไฟฟ้าทั่วประเทศ หรือเท่ากับ -2.27 สตางค์/หน่วยจำหน่ายของ กฟผ. (สตางค์/หน่วย)

F_t^D คือ ค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติของกิจการระบบจำหน่ายและค้าปลีกไฟฟ้า (Distribution and Retail) ที่เรียกเก็บจากผู้ใช้ไฟฟ้าในช่วงเดือนมิถุนายน – กันยายน 2548 ซึ่ง เท่ากับ -4.11 สตางค์/หน่วยผู้ใช้ไฟฟ้าทั่วประเทศ โดยจำแนกเป็นค่า FtD ของ กฟน. เท่ากับ -0.98 สตางค์/หน่วย และค่า FtD ของ กฟภ. เท่ากับ -3.09 สตางค์/หน่วย (สตางค์/หน่วย)

3. $\Delta F_t^G = FAC_t^G + AF_{t-1}^G$

โดยที่ FAC_t^G คือ ประมาณการค่าเชื้อเพลิง (น้ำมันเตา น้ำมันดีเซล ก๊าซธรรมชาติ ลิกไนต์ ถ่านหินนำเข้าและอื่นๆ) ค่าซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน (บริษัทในเครือ บมจ.กฟผ., IPPs และ SPPs) และค่าซื้อไฟฟ้าจากต่างประเทศ(สาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาว มาเลเซียและอื่นๆ) ในเดือน t ที่เปลี่ยนแปลงจากที่ใช้ในการคำนวณค่า Ft คงที่ ณ ระดับ 46.83 สตางค์/หน่วย (สตางค์/หน่วย)

AF_{t-1}^G คือ ค่าสะสมที่เกิดขึ้นจากความแตกต่างระหว่างค่า Ft ที่คำนวณได้กับค่า Ft ที่เรียกเก็บจริงของกิจการผลิตในเดือน t-1 (สตางค์/หน่วย)

4. $FAC_t^G = AFC_t^G - BFC^G$

โดยที่ AFC_t^G คือ ประมาณการค่าเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าทั้งในส่วนของค่าความพร้อมจ่าย(Availability Payment : AP) และค่าพลังงานไฟฟ้า (Energy Payment:EP) ของกิจการผลิต ในเดือน t (สตางค์/หน่วย)

$$AFC_t^G = \frac{\sum_i [P(A)_{it} \times Q(A)_{it}]}{U(A)_t}$$

$P(A)_{it}$ คือ ราคาเชื้อเพลิงชนิดที่ i และราคาซื้อไฟฟ้าเฉลี่ยจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายที่ i ที่เกิดขึ้นจริงในเดือน t (บาท/ลิตร, บาท/ล้านบีทียู, บาท/ตัน, และบาท/หน่วย)

$Q(A)_{it}$ คือ ปริมาณการใช้เชื้อเพลิงชนิดที่ i และปริมาณรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายที่ i ที่เกิดขึ้นจริงในเดือน t (ลิตร, ล้านบีทียู, ตัน และหน่วย)

$U(A)_t$ คือ หน่วยขายไฟฟ้าที่เกิดขึ้นจริงของกิจการผลิตในเดือน t (หน่วย)

BFC^G คือ ราคาเฉลี่ยค่าเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าของกิจการผลิตในเดือนกุมภาพันธ์ ถึง พฤษภาคม 2548 ที่ใช้ในการประมาณการค่า F_t คงที่ ณ ระดับ 46.83 สตางค์/หน่วย ซึ่งเท่ากับ 1.6346 บาท/หน่วย (สตางค์/หน่วย) โดยราคาเชื้อเพลิงเฉลี่ยเดือนกุมภาพันธ์-พฤษภาคม 2548 ซึ่งเป็นช่วงที่ ใช้ในการประมาณการค่า Ft คงที่ ณ ระดับ 46.83 สตางค์/หน่วย มีค่าดังนี้

น้ำมันเตา	10.62	บาท/ลิตร
น้ำมันดีเซล	15.02	บาท/ลิตร
ก๊าซธรรมชาติ		
อ่าวไทย และพม่า	161.09	บาท/ล้านบีทียู
น้ำพอง	132.29	บาท/ล้านบีทียู
ลานกระบือ	56.69	บาท/ล้านบีทียู
ลิกไนต์	569.70	บาท/ตัน

5. $AF_{t-1}{}^{G} = \dfrac{\left(CF_{t-1}{}^{G} - F_{t-1}{}^{G}\right) \times U(A)_{t-1}}{U(A)_t}$

โดยที่ $CF_{t-1}{}^{G}$ คือ ค่า Ft ของกิจการผลิตที่คำนวณได้ในเดือน t-1 (สตางค์/หน่วย)

$F_{t-1}{}^{G}$ คือ ค่า Ft ของกิจการผลิตที่เรียกเก็บได้ในเดือน t-1 (สตางค์/หน่วย)

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

$U(A)_{t-1}$ คือ หน่วยขายไฟฟ้าของกิจการผลิตที่เกิดขึ้นจริงในเดือน t-1 (หน่วย)

$U(A)_t$ คือ หน่วยขายไฟฟ้าของกิจการผลิตจะเกิดขึ้นในเดือน t (หน่วย)

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

บทที่ 3
วิธีดำเนินการวิจัย

ศึกษาความผันผวนของตัวแปรต่างๆที่มีผลต่อราคาไฟฟ้าในตลาดซื้อขายไฟฟ้าในช่วงเวลาที่มีปริมาณความต้องการไฟฟ้าสูง (Peak Load) และช่วงเวลาที่มีปริมาณความต้องการไฟฟ้าต่ำ (Off-peak Load)

ศึกษาถึงความแตกต่างของระยะเวลาที่ใช้ในการซื้อขายโดยใช้ข้อมูลในประเทศอังกฤษซึ่งกำหนดระยะเวลาซื้อขายครั้งละ ครึ่งชั่วโมง และข้อมูลของตลาด Nord Pool ซึ่งกำหนดระยะเวลาในการซื้อขายไฟฟ้าครั้งละ 1 ชั่วโมง โดยพิจารณาปัจจัยที่มีผลกระทบต่อราคาไฟฟ้า ซึ่งประกอบไปด้วย ปริมาณความต้องการไฟฟ้าในช่วงเวลาดังกล่าว ราคาน้ำมัน อัตราแลกเปลี่ยน

การเก็บรวบรวมข้อมูล

ใช้ข้อมูลรายวันตั้งแต่วันที่ 27 มีนาคม 2544 ถึงวันที่ 15 ธันวาคม 2548 เนื่องจากวันที่ 27 มีนาคม 2544 เป็นช่วงที่ประเทศอังกฤษเริ่มเปลี่ยนระบบการซื้อขายจากตลาดกลางซื้อขายไฟฟ้ามาเป็น NETA ซึ่งมีลักษณะการซื้อขายที่ใกล้เคียงกับตลาดของกลุ่มประเทศนอร์ดิค แหล่งที่มาของข้อมูลทั้งหมดนำมาจากโปรแกรม DATA STREAM โดยกลุ่มตัวอย่างที่ใช้ ในประเทศอังกฤษใช้ข้อมูลราคาไฟฟ้า UKPX ซึ่งเป็นราคาในตลาดที่ทำการซื้อขายกันช่วงละ ครึ่งชั่วโมง โดยเป็นราคาที่ทำการซื้อขายล่วงหน้าก่อนที่จะถึงเวลา Gate Close ดังนั้นในหนึ่งวันจะมี 48 ช่วงเวลา ราคาที่ได้เป็นราคาค่าไฟฟ้าต่อ 1 กิโลวัติ ในขณะที่ราคาไฟฟ้าในตลาดของกลุ่มประเทศนอร์ดิค ใช้ราคาที่อ้างอิงในตลาด Nord Pool โดยใช้ตลาด elspot ซึ่งเป็นตลาดที่ซื้อขายไฟฟ้าล่วงหน้าอย่างน้อย 1 วัน โดยลักษณะการซื้อขายจะทำกันทุกๆ 1 ชั่วโมง

ในประเทศอังกฤษ การซื้อขายไฟฟ้าโดยส่วนใหญ่จะทำการซื้อขายในช่วงก่อน gate close ในขณะที่ตลาด nord pool โดยการซื้อขายส่วนใหญ่จะอยู่ในตลาด elspot ส่วนตลาดในช่วงเวลาใช้งานจริงของประเทศอังกฤษและตลาด elbas ของกลุ่มประเทศนอร์ดิค ซึ่งมีการซื้อขายเพื่อปรับสมดุลของปริมาณความต้องการไฟฟ้าในช่วงเวลาที่ใช้ไฟฟ้าจริงเท่านั้นโดยจะมีการซื้อขายในตลาดนี้ประมาณ 3 % ดังนั้นจึงน่าจะใช้ข้อมูลจาก UKPX และ Elspot มาพิจารณาเพราะการซื้อขายส่วนใหญ่อยู่ในตลาดดังกล่าวและเป็นตลาดที่ได้รับผลกระทบจากความผันผวนของปัจจัยต่างๆมากเนื่องจากเป็นการทำสัญญาในช่วงที่ใกล้กับช่วงเวลาที่มีการใช้ไฟฟ้าจริง

ราคาของน้ำมันที่ใช้ในการพิจารณาเพื่อเป็นปัจจัยที่ส่งผลกระทบต่อความผันผวนของราคาน้ำมันใช้ราคาน้ำมันจากตลาด Brent crude ซึ่งเป็นตลาดน้ำมันขนาดใหญ่ซึ่งอยู่ใกล้กับกลุ่มประเทศที่พิจารณา ใช้ราคาที่ประกาศในแต่ละวันแทนราคาในแต่ละช่วงเวลาที่พิจารณาภายในวันเวลาดังกล่าวเนื่องจาก ราคาน้ำมันไม่นิยมที่จะประกาศออกมาเป็นช่วงเวลาเหมือนกับราคาไฟฟ้า ปรับหน่วยค่าเงิน ทั้งหมดให้อยู่ในรูปของค่าเงินบาทไทย

การวิเคราะห์ข้อมูลจากประสบการณ์ต่างประเทศ

กำหนดช่วงเวลาที่จะใช้โดยเลือกช่วงเวลาที่มีความต้องการใช้ปริมาณไฟฟ้าสูงคือช่วงเวลา 14.00 น. และปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าต่ำคือช่วงเวลา 2.00 น.

กำหนดความสัมพันธ์ของตัวแปรแต่ละตัวที่ใช้พิจารณาความผันผวนให้อยู่ในรูป AR(1) ดังนี้

ปริมาณไฟฟ้าที่ต้องการในช่วงเวลา t

$$\ln(q_t) = \alpha_1 + \beta_1 \ln(q_{t-1}) + \varepsilon_t^q$$

ราคาไฟฟ้า

$$\ln(p_t) = \alpha_{2+}\beta_2 \ln(p_{t-1}) + \varepsilon_t^p$$

อัตราดอกเบี้ย

$$i_t = \alpha_3 + \beta_3 i_{t-1} + \varepsilon_t^i$$

ราคาน้ำมัน

$$\ln(p_{oil,t}) = \alpha_4 + \beta_4 \ln(p_{oil,t-1}) + \varepsilon_t^{p,oil}$$

สมการหลักทั้ง 4 นี้จะแบ่งเป็นช่วง Peak Load และ ช่วง Off-Peak Load ทำการประมาณด้วยวิธี OLS และนำค่า error มาพิจารณาต่อเพื่อหาความสัมพันธ์ของค่า error และค่า variance โดยกำหนดให้รูปแบบความสัมพันธ์อยู่ในลักษณะ Multivariate GARCH (0,1) โดยยึดแนวความคิดของ VEC: Bollerslev, Engle, Wooldridge(1988) ได้สมการดังนี้

h = variance

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

$$\begin{bmatrix} h_t^p \\ h_t^q \\ h_t^i \\ h_t^{p,oil} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} a_{00} & a_{01} & a_{02} & a_{03} & a_{04} & a_{05} & a_{06} & a_{07} & a_{08} & a_{09} \\ a_{10} & a_{11} & a_{12} & a_{13} & a_{14} & a_{15} & a_{16} & a_{17} & a_{18} & a_{19} \\ a_{20} & a_{21} & a_{22} & a_{23} & a_{24} & a_{25} & a_{26} & a_{27} & a_{28} & a_{29} \\ a_{30} & a_{31} & a_{32} & a_{33} & a_{34} & a_{35} & a_{36} & a_{37} & a_{38} & a_{39} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \varepsilon_{t-1}^{p\ 2} \\ \varepsilon_{t-1}^{p}\varepsilon_{t-1}^{q} \\ \varepsilon_{t-1}^{q\ 2} \\ \varepsilon_{t-1}^{p}\varepsilon_{t-1}^{i} \\ \varepsilon_{t-1}^{q}\varepsilon_{t-1}^{i} \\ \varepsilon_{t-1}^{i\ 2} \\ \varepsilon_{t-1}^{p}\varepsilon_{t-1}^{p,oil} \\ \varepsilon_{t-1}^{q}\varepsilon_{t-1}^{p,oil} \\ \varepsilon_{t-1}^{i}\varepsilon_{t-1}^{p,oil} \\ \varepsilon_{t-1}^{p,oil\ 2} \end{bmatrix}$$

ทำการหาค่าสัมประสิทธิ์ เพื่อพิจารณาความสัมพันธ์ในแต่ละปัจจัยที่ส่งผลกระทบถึงกันผ่านทางค่า error term โดยพิจารณาดังนี้

1. เปรียบเทียบความไม่แน่นอนของราคาไฟฟ้าในตลาดประเทศอังกฤษและกลุ่มประเทศนอร์ดิค โดยการเปรียบเทียบกราฟของค่าสัมประสิทธิ์ของความแปรปรวน (Coefficient of variation CV)

$$CV_t = \frac{\sigma_t}{\mu_t}$$

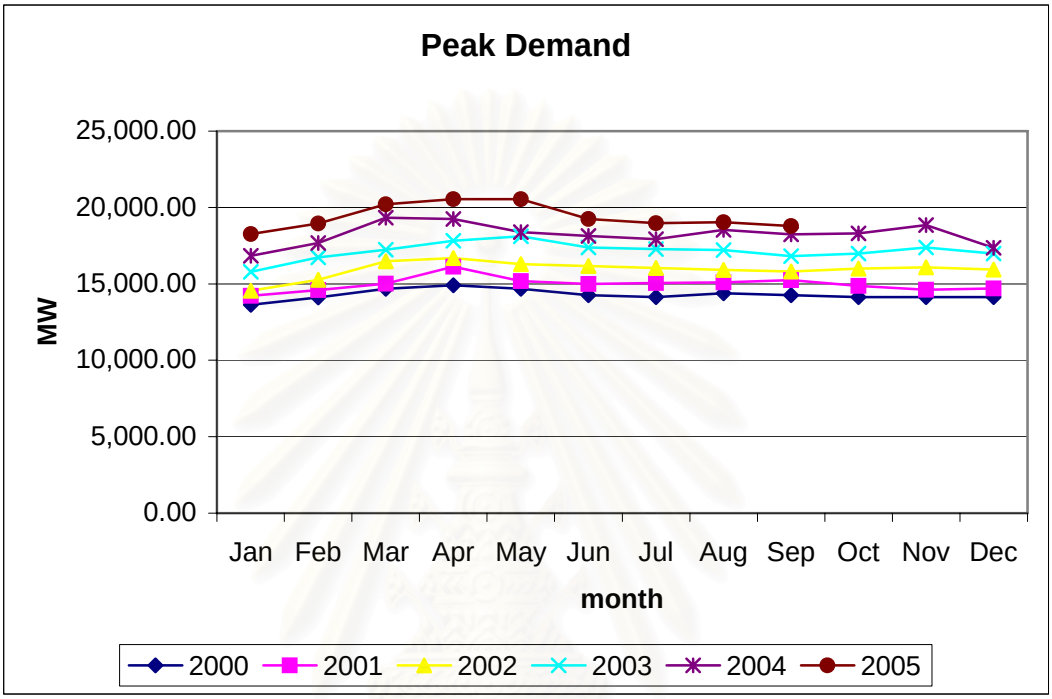
2. เปรียบเทียบการส่งผ่านความไม่แน่นอนจากความแตกต่างของการกำหนดช่วงเวลาในการทำการซื้อขาย โดยพิจารณาเปรียบเทียบความแตกต่างของแบบจำลองที่ใช้ข้อมูลจากประเทศอังกฤษและข้อมูลในกลุ่มประเทศนอร์ดิคที่แสดงการส่งผ่านความไม่แน่นอนเมื่อระยะเวลาที่ใช้ในการกำหนดช่วงเวลามีผลทำให้เกิดความแตกต่างของการส่งผ่านความไม่แน่นอนที่แตกต่างกันมากน้อยเพียงใด โดยพิจารณาปัจจัยที่มีนัยสำคัญที่ความน่าเชื่อถือ 95%

3. พิจารณาแบบจำลองโดยแบ่งกลุ่มข้อมูลเป็น 2 ฤดูกาลคือ ฤดูร้อน และฤดูหนาว เพื่อพิจารณาความแตกต่างของฤดูกาลว่ามีผลต่อการส่งผ่านความไม่แน่นอนเพียงใด

การวิเคราะห์ผลที่คาดว่าจะเกิดในประเทศไทย

<u>ปริมาณความต้องการไฟฟ้า</u>

ภาพที่ 3.1 ปริมาณไฟฟ้าสูงสุดที่ต้องการในแต่ละเดือน



ที่มา www.egco.com

พิจารณาจากข้อมูลในอดีตพบว่าการใช้ไฟฟ้าน่าจะอยู่ในรูปความสัมพันธ์แบบฤดูกาล ดังนั้นจึงกำหนดความสัมพันธ์ดังนี้

ปริมาณความต้องการไฟฟ้าในแต่ละเดือน

$$\ln(q_t) = \alpha_1 + \beta_1 \ln(q_{t-12}) + \gamma_1 GDP_t + \eta \ln(p_t)$$

ค่าความคลาดเคลื่อนที่ได้จากความสัมพันธ์จะอยู่ในรูปของค่าความคลาดเคลื่อนในแต่ละเดือน ดังนั้นจึงต้องเปลี่ยนให้เป็นค่าความคลาดเคลื่อนรายวันดังนี้

$$\varepsilon_q(day) = S.E.(month) \Big/ \sqrt{30}$$

<u>ราคาไฟฟ้า</u>

เนื่องจากข้อมูลในอดีตจนถึงปัจจุบันของไทยราคาไฟฟ้าถูกควบคุมให้อยู่คงที่ ดังนั้นจึงไม่มีความคลาดเคลื่อนของราคาไฟฟ้าเกิดขึ้นที่เวลา t แต่จะเริ่มมีความคลาดเคลื่อนที่เวลา t+1

<u>อัตราดอกเบี้ยในแต่ละวัน</u>

$$i_t = \alpha_3 + \beta_3 i_{t-1} + \varepsilon_t^i$$

<u>ราคาน้ำมันในแต่ละวัน</u>

$$p_{oil,t} = \alpha_4 + \beta_4 p_{oil,t-1} + \varepsilon_t^{p_{oil}}$$

นำค่าความคลาดเคลื่อน(ที่เวลาปัจจุบัน, t) ทุกปัจจัย (เพื่อป้องกันความผิดพลาดของสมการ) มาใส่ในแบบจำลองการส่งผ่านความไม่แน่นอนของตลาดการซื้อขายไฟฟ้าประเทศอังกฤษและตลาดการซื้อขายไฟฟ้ากลุ่มประเทศนอร์ดิค Multivariate GARCH (0,1)เพื่อพยากรณ์ความไม่แน่นอนของราคาไฟฟ้าและปริมาณความต้องการไฟฟ้าในอนาคตของไทย (ที่เวลา t+1) หากประเทศไทยใช้รูปแบบตลาดการซื้อขายไฟฟ้าเหมือนประเทศดังกล่าว

เปรียบเทียบความไม่แน่นอนของราคาไฟฟ้าที่ใช้รูปแบบตลาดประเทศอังกฤษและรูปแบบตลาดของกลุ่มประเทศนอร์ดิค ด้วยค่าสัมประสิทธิ์ของความแปรปรวน (Coefficient of variation CV)

$$CV_t = \frac{\sigma_t}{\mu_t}$$

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

บทที่ 4
ผลการวิเคราะห์ข้อมูล

ผลการวิเคราะห์ข้อมูลจากประสบการณ์ต่างประเทศ

1. เปรียบเทียบความไม่แน่นอนที่เกิดขึ้นในตลาดการซื้อขายไฟฟ้าทั้งสองประเทศ

1.1 พิจารณาความไม่แน่นอนของราคาไฟฟ้าที่น่าจะเกิดขึ้นจากปริมาณความต้องการไฟฟ้าต่อกำลังการผลิตไฟฟ้า

ตารางที่ 4.1 แสดงอัตราส่วนปริมาณความต้องการไฟฟ้าต่อกำลังการผลิต

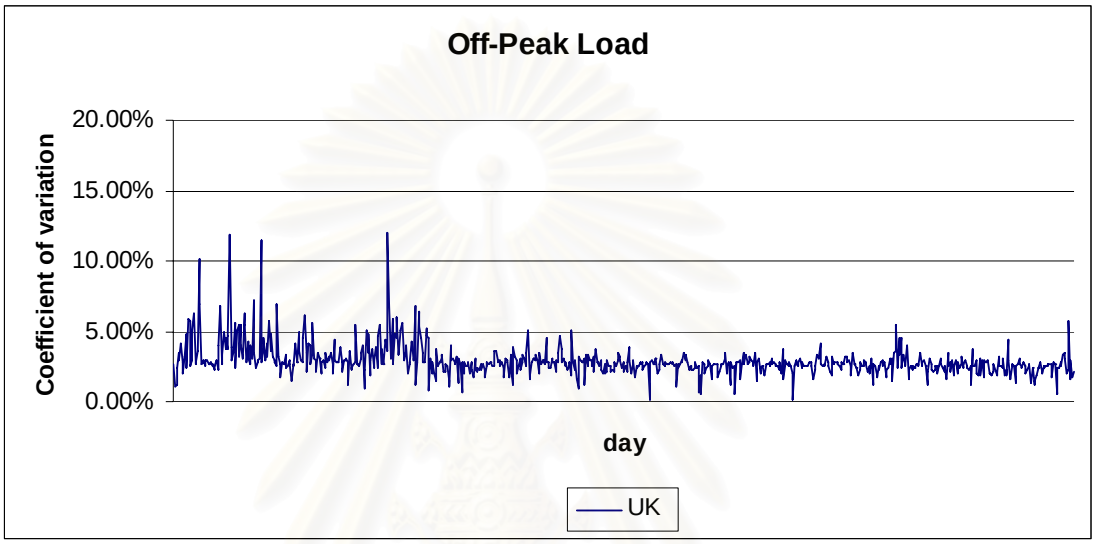
Country	Maximum demand as a percentage capacity	Minimum demand as a percentage capacity
UK	83.20	53.37
Nordic	81.51	44.35

ที่มา www.eia.doe.gov/emeu/international/

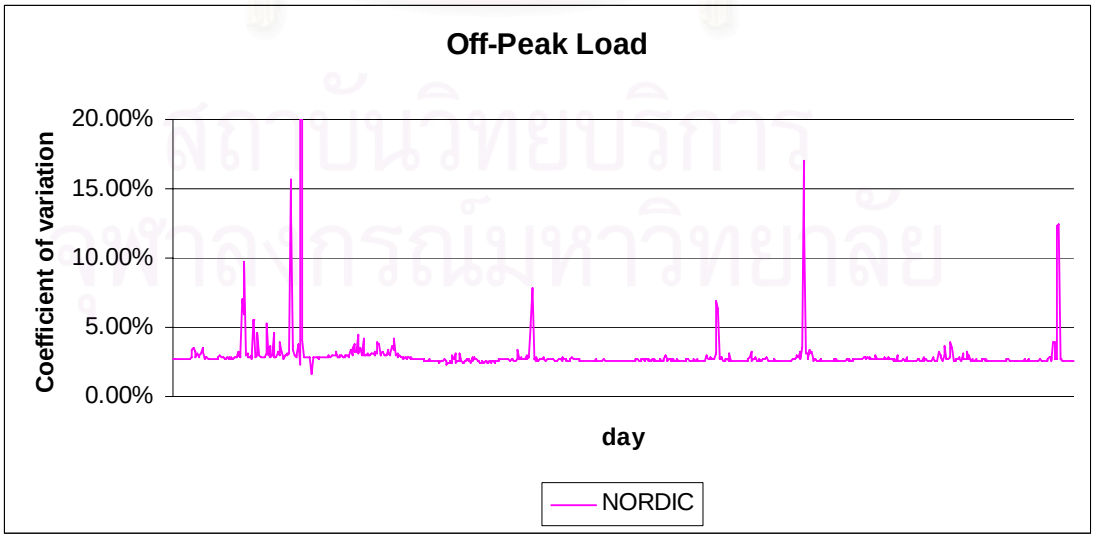
อัตราส่วนปริมาณความต้องการไฟฟ้าสูงสุดต่อกำลังการผลิตที่มีค่าสูงจะแสดงถึงการมีสินค้าในปริมาณที่จำกัดสำหรับขายในตลาด ปริมาณความต้องการไฟฟ้าที่ใกล้เคียงกับความสามารถในการผลิตส่งผลถึงราคาไฟฟ้าที่อาจจะเพิ่มสูงขึ้นอย่างรวดเร็วในช่วงดังกล่าว ในทางตรงกันข้ามสำหรับอัตราส่วนปริมาณความต้องการไฟฟ้าต่ำสุดต่อกำลังการผลิต หากมีค่ายิ่งต่ำมากเท่าใดจะแสดงถึงการมีสินค้าสำหรับขายเป็นจำนวนมาก ส่งผลให้ราคาไฟฟ้าในช่วงนี้มีราคาต่ำ เมื่อพิจารณาจากจากตารางที่ 4.1 อัตราส่วนปริมาณความต้องการไฟฟ้าสูงสุดต่อกำลังการผลิตของประเทศอังกฤษมีค่าสูงกว่ากลุ่มประเทศนอร์ดิค และอัตราส่วนปริมาณความต้องการไฟฟ้าต่ำสุดต่อกำลังการผลิตของประเทศอังกฤษมีค่าสูงกว่ากลุ่มประเทศนอร์ดิค จากข้อมูลดังกล่าวประเทศอังกฤษน่าจะมีความผันผวนของราคาไฟฟ้าสูงในช่วงที่มีปริมาณความต้องการไฟฟ้าสูงและประเทศนอร์ดิคน่าจะมีความผันผวนของราคาไฟฟ้าที่สูงในช่วงที่มีปริมาณความต้องการไฟฟ้าต่ำ

1.2 พิจารณาเปรียบเทียบความไม่แน่นอนของราคาและปริมาณความต้องการไฟฟ้าในสองตลาดด้วยค่า Coefficient of variation

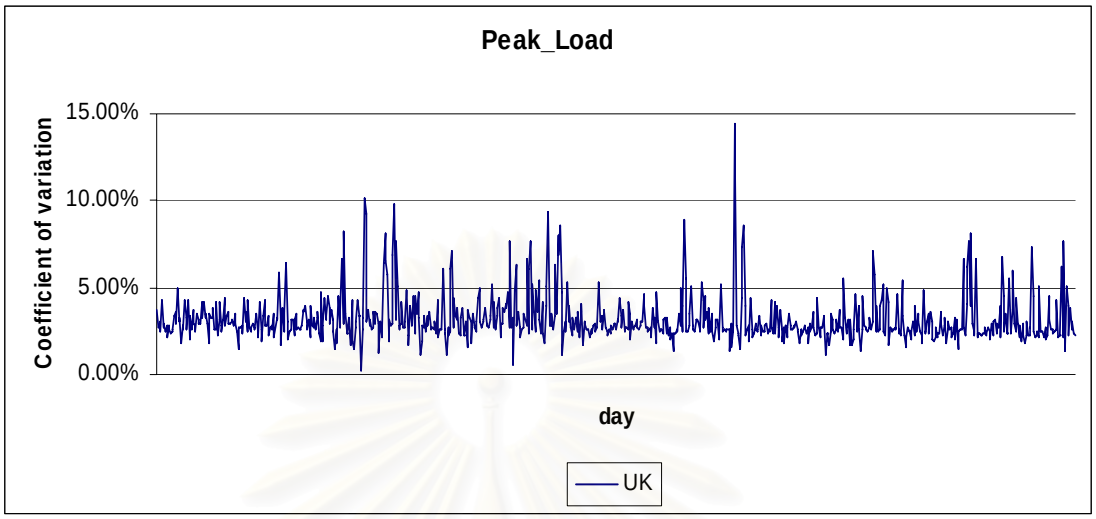
ภาพที่ 4.1 ความไม่แน่นอนของราคาไฟฟ้าตลาดการซื้อขายไฟฟ้าประเทศอังกฤษช่วง Off-Peak Load



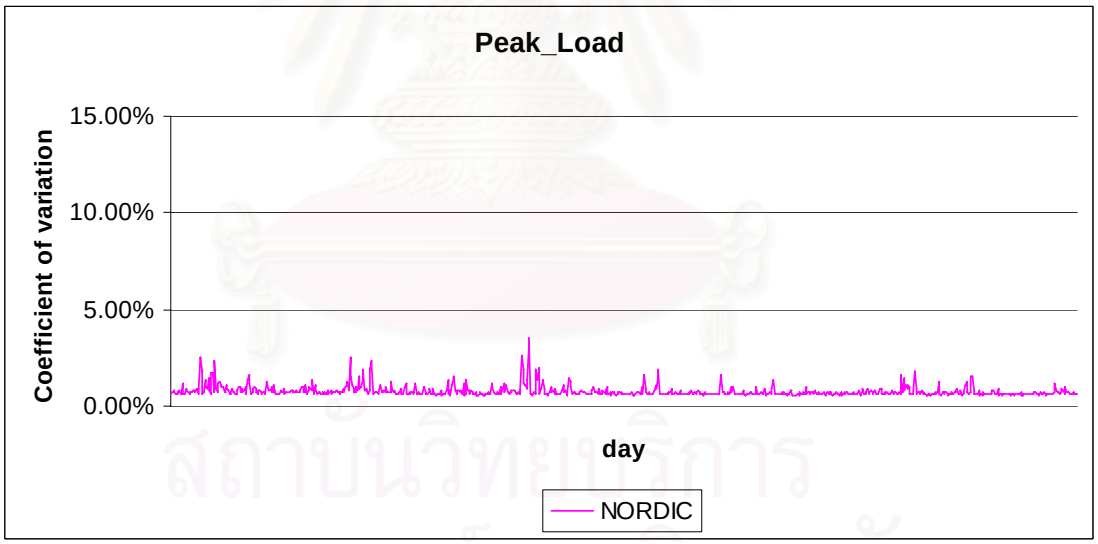
ภาพที่ 4.2 ความไม่แน่นอนของราคาไฟฟ้าตลาดการซื้อขายไฟฟ้ากลุ่มประเทศนอร์ดิคช่วง Off-Peak Load



ภาพที่ 4.3 ความไม่แน่นอนของราคาไฟฟ้าตลาดการซื้อขายไฟฟ้าประเทศอังกฤษช่วง Peak Load



ภาพที่ 4.4 ความไม่แน่นอนของราคาไฟฟ้าตลาดการซื้อขายไฟฟ้ากลุ่มประเทศนอร์ดิค ช่วง Peak Load



สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ในช่วงที่ปริมาณความต้องการไฟฟ้ามีปริมาณต่ำจากภาพที่ 4.1 และภาพที่ 4.2 พบว่าตลาดไฟฟ้าประเทศอังกฤษมีความไม่แน่นอนมากกว่าตลาดการซื้อขายไฟฟ้าของนอร์ดิคเล็กน้อยโดยทั้งสองตลาดจะมีค่าความไม่แน่นอนจากราคาปกติอยู่ที่ประมาณ 3 ถึง 4 % แต่ในบางช่วงพบว่าในตลาดการซื้อขายไฟฟ้าของกลุ่มประเทศนอร์ดิคมีความไม่แน่นอนของราคาไฟฟ้าสูงขึ้นผิดปกติ แต่ก็เป็นเพียงความผิดปกติชั่วคราวของตลาด ซึ่งสามารถปรับตัวให้อยู่ในสภาวะปกติได้ในเวลาต่อมา

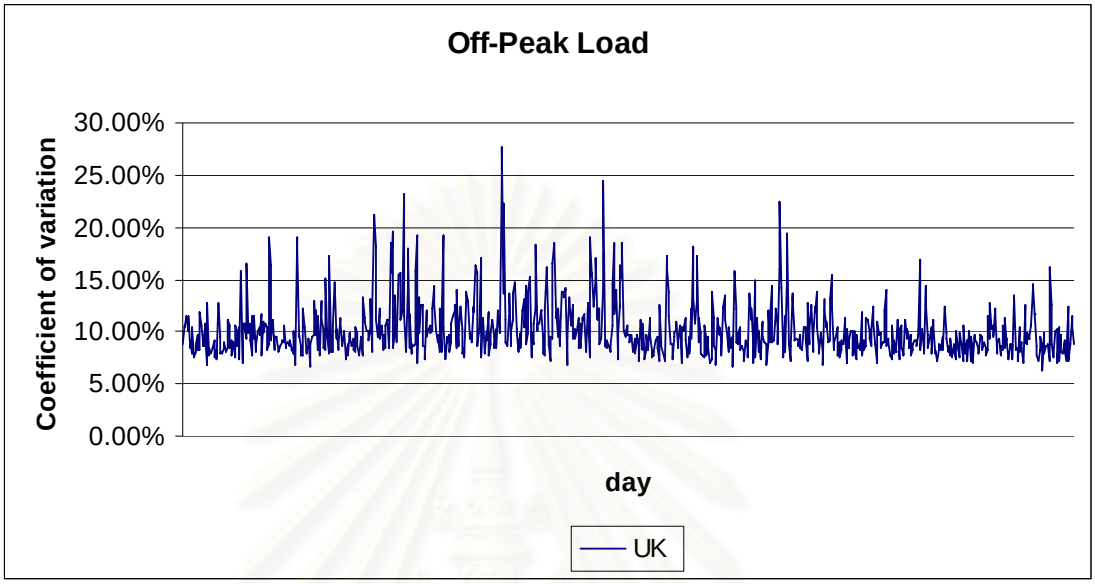
พิจารณาภาพที่ 4.3 และ ภาพที่ 4.4 พบว่าในช่วงเวลาที่มีปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงในตลาดซื้อขายไฟฟ้าประเทศอังกฤษมีความไม่แน่นอนของราคาไฟฟ้าสูงกว่าตลาดการซื้อขายของกลุ่มประเทศนอร์ดิค โดยเส้นกราฟแสดงสัมประสิทธิ์ของความไม่แน่นอนในตลาดประเทศอังกฤษอยู่ที่ระดับประมาณ 4 % เหนือเส้นกราฟแสดงสัมประสิทธิ์ของความไม่แน่นอนในตลาดกลุ่มประเทศนอร์ดิคซึ่งมีค่าประมาณ 1 %

เป็นที่น่าสังเกตว่าความไม่แน่นอนของราคาไฟฟ้าของกลุ่มประเทศนอร์ดิคในช่วงที่ปริมาณความต้องการไฟฟ้าต่ำจะมีค่าสูงกว่าในช่วงที่ปริมาณความต้องการไฟฟ้าสูง ซึ่งสามารถอธิบายได้จากตัวเลขอัตราความต้องการใช้ไฟฟ้าต่อกำลังการผลิตของกลุ่มประเทศนอร์ดิคที่มีค่าต่ำในช่วงที่มีปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าต่ำ จึงทำให้เกิดราคามีความไม่แน่นอนโดยที่ราคาอาจจะปรับตัวลดลงอย่างรวดเร็วในช่วงดังกล่าว

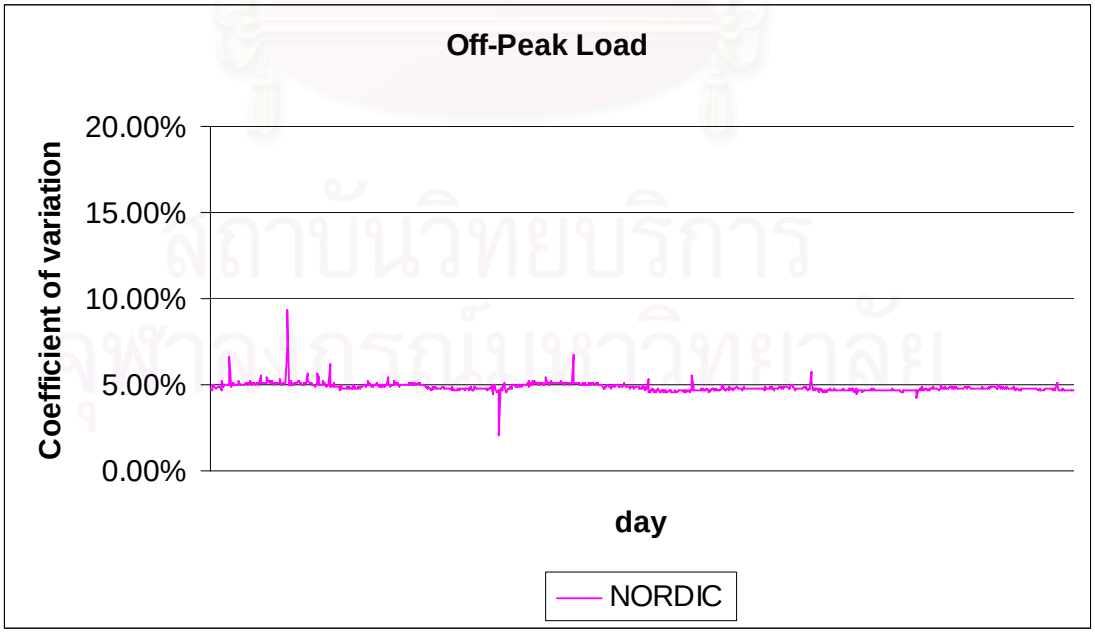
จากผลความไม่แน่นอนที่เกิดขึ้นสามารถที่จะสรุปได้ว่าโครงสร้างตลาดไฟฟ้าแบบกลุ่มประเทศนอร์ดิค ซึ่งใช้ช่วงเวลาในการซื้อขายไฟฟ้าครั้งละหนึ่งชั่วโมง จะก่อให้เกิดความไม่แน่นอนน้อยกว่าโครงสร้างตลาดไฟฟ้าของประเทศอังกฤษซึ่งใช้ช่วงเวลาในการซื้อขายไฟฟ้าครั้งละครึ่งชั่วโมง ในช่วงที่ตลาดมีปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าสูง แต่ในช่วงที่ตลาดมีปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าต่ำพบว่าความไม่แน่นอนของทั้งสองตลาดมีค่าใกล้เคียงกัน

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

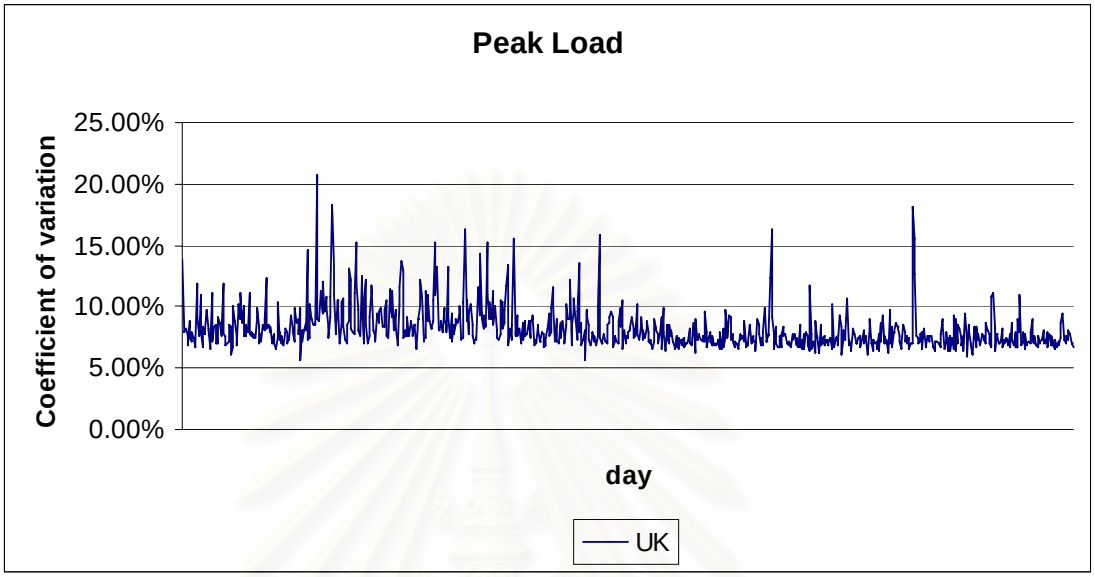
ภาพที่ 4.5 ความไม่แน่นอนของปริมาณความต้องการไฟฟ้าในตลาดการซื้อขายไฟฟ้าประเทศอังกฤษช่วง Off-Peak Load



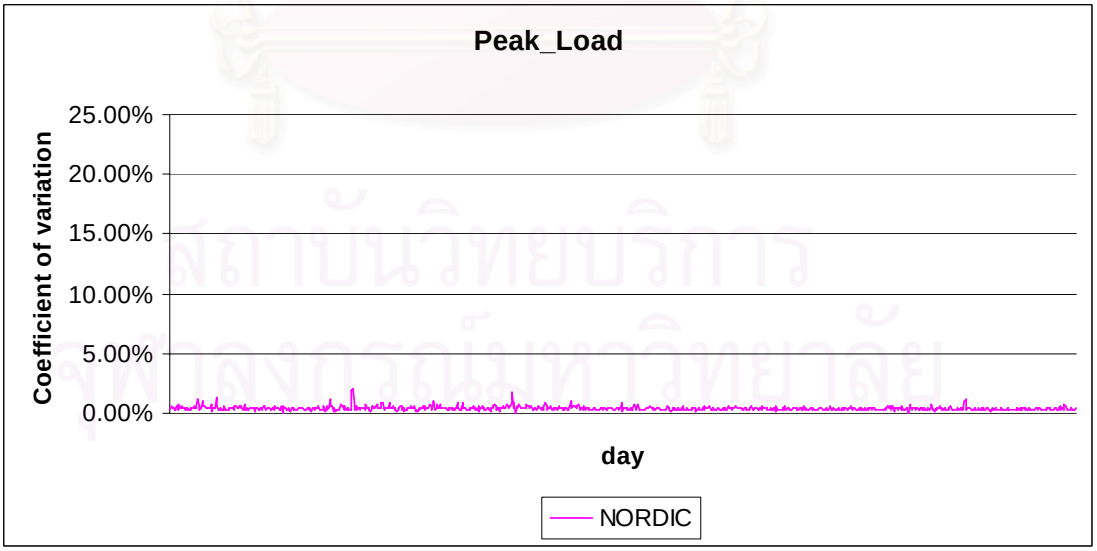
ภาพที่ 4.6 ความไม่แน่นอนของปริมาณความต้องการไฟฟ้าในตลาดการซื้อขายไฟฟ้ากลุ่มประเทศนอร์ดิคช่วง Off-Peak Load



ภาพที่ 4.7 ความไม่แน่นอนของปริมาณความต้องการไฟฟ้าในตลาดการซื้อขายไฟฟ้าประเทศอังกฤษช่วง Peak Load



ภาพที่ 4.8 ความไม่แน่นอนของปริมาณความต้องการไฟฟ้าในตลาดการซื้อขายไฟฟ้ากลุ่มประเทศนอร์ดิคช่วง Peak Load



สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

จากภาพที่ 4.5 และ 4.6 พิจารณาเปรียบเทียบความไม่แน่นอนของปริมาณความต้องการไฟฟ้าในตลาดการซื้อขายไฟฟ้าประเทศอังกฤษและกลุ่มประเทศนอร์ดิคพบว่าในช่วงที่ปริมาณความต้องการไฟฟ้ามีปริมาณต่ำ ตลาดไฟฟ้าประเทศอังกฤษมีความผันผวนมากกว่าตลาดการซื้อขายไฟฟ้าของนอร์ดิค โดยเส้นกราฟแสดงสัมประสิทธิ์ของความไม่แน่นอนในตลาดประเทศอังกฤษอยู่ที่ประมาณ 10 % เหนือเส้นกราฟแสดงสัมประสิทธิ์ของความไม่แน่นอนในตลาดกลุ่มประเทศนอร์ดิคซึ่งมีค่าประมาณ 5 %

ในช่วงเวลาที่มีปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงจากภาพที่ 4.7 และ 4.8 ตลาดซื้อขายไฟฟ้าประเทศอังกฤษมีความไม่แน่นอนของปริมาณความต้องการไฟฟ้าสูงกว่าตลาดการซื้อขายของกลุ่มประเทศนอร์ดิค โดยเส้นกราฟแสดงสัมประสิทธิ์ของความไม่แน่นอนในตลาดประเทศอังกฤษอยู่ที่ประมาณ 9 % เหนือเส้นกราฟแสดงสัมประสิทธิ์ของความไม่แน่นอนในตลาดกลุ่มประเทศนอร์ดิคซึ่งมีค่าประมาณ 0.5 %

เป็นที่น่าสังเกตว่าความไม่แน่นอนของปริมาณความต้องการไฟฟ้าในช่วงที่ปริมาณความต้องการไฟฟ้าต่ำจะมีความผันผวนสูงกว่าในช่วงที่ปริมาณความต้องการไฟฟ้าสูง ซึ่งอาจจะมาจากในช่วง Peak Load การใช้ไฟฟ้าเกิดมาจากภาคอุตสาหกรรมและบริษัทเป็นส่วนใหญ่มีปริมาณความต้องการไฟฟ้าที่แน่นอน แต่ในช่วง Off-Peak Load จะมีการใช้ไฟฟ้าจากภาคครัวเรือนซึ่งมีความต้องการใช้ไฟฟ้าที่ไม่แน่นอนสูงกว่า

2. การศึกษาแบบจำลองที่ใช้ข้อมูลในช่วงความต้องการใช้ไฟฟ้าต่ำ (off-peak load)

ตารางที่ 4.2 แสดงผลการส่งผ่านความไม่แน่นอนในช่วงความต้องการใช้ไฟฟ้าต่ำ

		อังกฤษ		นอร์ดิค	
		h_p	h_q	h_p	h_q
N		797	797	811	811
$\varepsilon_{t-1}^{i\ 2}$	coefficient	-0.001165	-0.036332	-0.014004	0.000529
	Standard errors	0.014578	0.137383	0.061776	0.001045
	t-statistics	-0.079916	-0.264460	-0.226697	0.505924
$\varepsilon_{t-1}^{i}\varepsilon_{t-1}^{q}$	coefficient	**0.034189***	0.002587	-1.039906	0.011212
	Standard errors	0.015306	0.144243	1.582955	0.026775

	t-statistics	2.233741	0.017934	-0.656940	0.418747
$\varepsilon_{t-1}^{p,oil\,2}$	coefficient	-0.032131	1.856532	0.939252	-0.000344
	Standard errors	0.183003	1.724652	0.785319	0.013283
	t-statistics	-0.175574	1.076468	1.196013	-0.025899
$\varepsilon_{t-1}^{p,oil}\varepsilon_{t-1}^{i}$	coefficient	0.013177	-5.618900	-2.559149	0.037516
	Standard errors	0.423016	3.986571	2.202777	0.037259
	t-statistics	0.031151	-1.409457	-1.161783	1.006893
$\varepsilon_{t-1}^{p,oil}\varepsilon_{t-1}^{q}$	coefficient	-0.136138	**-4.881642***	1.334111	-0.113628
	Standard errors	0.215454	2.030469	7.223024	0.122175
	t-statistics	-0.631869	-2.404194	0.184703	-0.930046
$\varepsilon_{t-1}^{p\,2}$	coefficient	**0.245261***	0.295590	**0.710533***	0.000204
	Standard errors	0.033458	0.315315	0.032871	0.000556
	t-statistics	7.330373	0.937443	21.615619	0.367153
$\varepsilon_{t-1}^{p}\varepsilon_{t-1}^{i}$	coefficient	-0.004545	0.103899	-0.204024	0.002775
	Standard errors	0.050055	0.471724	0.302768	0.005121
	t-statistics	-0.090790	0.220254	-0.673862	0.541870
$\varepsilon_{t-1}^{p}\varepsilon_{t-1}^{p,oil}$	coefficient	1.090079	-1.400845	**7.841830***	**0.112242***
	Standard errors	1.038585	9.787798	2.358575	0.039894
	t-statistics	1.049580	-0.143122	3.324817	2.813483
$\varepsilon_{t-1}^{p}\varepsilon_{t-1}^{q}$	coefficient	-0.040618	0.009799	0.713801	-0.023120
	Standard errors	0.036831	0.347101	0.895742	0.015151
	t-statistics	-1.102819	0.028231	0.796883	-1.525967
$\varepsilon_{t-1}^{q\,2}$	coefficient	0.006363	**0.152567***	0.788755	0.027475
	Standard errors	0.005379	0.050696	2.216495	0.037491
	t-statistics	1.182819	3.009418	0.355857	0.732832
C	coefficient	0.022024*	0.457319*	0.005478	0.001596*
	Standard errors	0.005657	0.053313	0.007314	0.000124
	t-statistics	3.893117	8.578003	0.748917	12.901930

หมายเหตุ * มีนัยสำคัญที่ 95 % ** มีนัยสำคัญที่ 90%

2.1 ผลของแบบจำลองแสดงการส่งผ่านความไม่แน่นอนของราคาไฟฟ้าในช่วงความต้องการใช้ไฟฟ้าต่ำ (off-peak load)

<u>ประเทศอังกฤษ</u>

จากตารางแสดงสมการการส่งผ่านความไม่แน่นอนของราคาไฟฟ้าจากประเทศอังกฤษ พบว่ามี 2 ตัวแปรที่มีนัยสำคัญที่ความน่าเชื่อถือที่ 95 % คือ ปัจจัยจากความคลาดเคลื่อนยกกำลังสอง ($\varepsilon_{t-1}^{p\ 2}$) ของราคาในอดีต ซึ่งมีค่า t-statistic เท่ากับ 7.330373 และผลของปฏิกิริยาระหว่างความคลาดเคลื่อนของปริมาณความต้องการไฟฟ้าในอดีตและความคลาดเคลื่อนของอัตราดอกเบี้ยในอดีต ($\varepsilon_{t-1}^{i}\varepsilon_{t-1}^{q}$) ซึ่งมีค่า t-statistic เท่ากับ 2.233741

พิจารณาผลของปัจจัยที่มีต่อความไม่แน่นอนของราคาของแบบจำลองประเทศอังกฤษ พบว่าผลของปัจจัยความคลาดเคลื่อนยกกำลังสอง ($\varepsilon_{t-1}^{p\ 2}$) ของราคาในอดีต สำหรับประเทศอังกฤษมีค่า 0.245261 หมายความว่าหากเกิดความไม่แน่นอนของราคาเมื่อวานนี้ ($\varepsilon_{t-1}^{p\ 2}$) หนึ่งหน่วย จะส่งผลต่อความไม่แน่นอนของราคาในวันนี้ให้เพิ่มขึ้นเท่ากับ 0.245261 หน่วย โดยค่าสัมประสิทธิ์ที่มีค่าระหว่าง 0 ถึง 1 แสดงถึงว่าในระยะยาวผลของความคลาดเคลื่อนของราคาไฟฟ้ายกกำลังสองที่เกิดขึ้นจะมีค่าเข้าใกล้ศูนย์

การเกิดความคลาดเคลื่อนของราคาไฟฟ้าในอดีตโดยราคาไฟฟ้าที่สูง (ต่ำ) กว่าการคาดการณ์ ย่อมส่งผลต่อราคาไฟฟ้าในปัจจุบันให้เกิดความผันผวนขึ้น โดยจะขึ้นกับลักษณะเฉพาะทางจิตวิทยาของตลาดในการคาดการณ์ราคาอย่างมีเหตุผล (John F. Muth, 1961)

ปัจจัยอื่นๆที่มีผลอย่างมีนัยสำคัญต่อความไม่แน่นอนของราคาไฟฟ้าพบว่าความไม่แน่นอนของราคาไฟฟ้าจะเกิดจากผลของปฏิกิริยาระหว่างความคลาดเคลื่อนของปริมาณความต้องการไฟฟ้าในอดีตและความคลาดเคลื่อนของอัตราดอกเบี้ยในอดีต ($\varepsilon_{t-1}^{i}\varepsilon_{t-1}^{q}$) โดยถ้าความคลาดเคลื่อนของทั้งสองปัจจัยเป็นบวกหรือลบทั้งคู่โดยมีค่าเท่ากับ 1 หน่วย จะส่งผลให้เกิดความไม่แน่นอนต่อราคาไฟฟ้าในเวลาต่อไปเพิ่มขึ้น 0.034189 หน่วย ถ้าความความคลาดเคลื่อนของทั้งสองปัจจัยไม่เป็นบวกหรือไม่เป็นลบทั้งคู่จะส่งผลให้ความไม่แน่นอนของราคาไฟฟ้าลดลง 0.034189 แต่ถ้ามีความคลาดเคลื่อนของปัจจัยใดปัจจัยหนึ่งเป็นศูนย์ก็จะไม่ส่งผลต่อความไม่แน่นอนของราคา

ผลของความคลาดเคลื่อนของอัตราดอกเบี้ยในอดีตโดยที่อัตราดอกเบี้ยสูง (ต่ำ) กว่าการคาดการณ์ย่อมแสดงถึงต้นทุนในการผลิตไฟฟ้าที่สูงขึ้น (ต่ำลง) จึงส่งผลต่อราคาไฟฟ้าใน

ปัจจุบันให้สูงขึ้น (ต่ำลง) ในขณะที่ปริมาณความต้องการไฟฟ้าที่สูง (ต่ำ) กว่าการคาดการณ์จะส่งผลให้ราคาไฟฟ้าสูงขึ้น (ต่ำลง) เมื่อรวมผลของทั้งสองปัจจัยจึงทำให้ราคาไฟฟ้าเกิดความไม่แน่นอนโดยมีแนวโน้มที่จะสูงขึ้น (ลดลง) อย่างมาก ในทางตรงข้ามหากทั้งสองปัจจัยเกิดผลในทางที่หักล้างกันเช่นอัตราดอกเบี้ยในอดีตสูง (ต่ำ) กว่าการคาดการณ์ ส่งผลให้ต้นทุนการผลิตสูงขึ้น (ลดลง) ทำให้ราคาไฟฟ้าปรับตัวสูงขึ้น (ลดลง) ในขณะที่ปริมาณความต้องการไฟฟ้าในอดีตต่ำ (สูง) กว่าการคาดการณ์ส่งผลให้ราคาไฟฟ้ามีแนวโน้มที่จะลดลง (สูงขึ้น) เมื่อรวมผลของทั้งสองปัจจัยทำให้ราคาไฟฟ้าไม่ปรับตัวมากนักจึงช่วยลดความไม่แน่นอนของราคาไฟฟ้า

<u>กลุ่มประเทศนอร์ดิค</u>

รูปแบบการส่งผ่านความไม่แน่นอนของราคาไฟฟ้าในกลุ่มประเทศนอร์ดิค พบว่ามี 2 ปัจจัยที่มีนัยสำคัญที่ความน่าเชื่อถือที่ 95 % คือ ปัจจัยความจากความคลาดเคลื่อนยกกำลังสอง ($\varepsilon_{t-1}^{p\ 2}$) ของราคาในอดีต ซึ่งมีค่า t-statistic เท่ากับ 21.615619 และผลของปฏิกิริยาระหว่างความคลาดเคลื่อนของราคาไฟฟ้าในอดีตและความคลาดเคลื่อนของราคาน้ำมันในอดีต ($\varepsilon_{t-1}^{p}\varepsilon_{t-1}^{oil,p}$) ซึ่งมีค่า t-statistic เท่ากับ 3.324817

พิจารณาผลของปัจจัยที่มีต่อความไม่แน่นอนของราคาของแบบจำลองของกลุ่มประเทศนอร์ดิค พบว่าผลของปัจจัยความคลาดเคลื่อนยกกำลังสอง ($\varepsilon_{t-1}^{p\ 2}$) ของราคาในอดีตสำหรับประเทศอังกฤษมีค่า 0.710533 หมายความว่าหากเกิดความไม่แน่นอนของราคาเมื่อวาน ($\varepsilon_{t-1}^{p\ 2}$) หนึ่งหน่วย จะส่งผลต่อความไม่แน่นอนของราคาในวันนี้ให้เพิ่มขึ้นเท่ากับ 0.710533 หน่วย

การเกิดความคลาดเคลื่อนของราคาไฟฟ้าในอดีตโดยราคาไฟฟ้าที่สูง (ต่ำ) กว่าการคาดการณ์ ย่อมส่งผลต่อราคาไฟฟ้าในปัจจุบันให้เกิดความผันผวนขึ้น โดยจะขึ้นกับลักษณะเฉพาะทางจิตวิทยาของตลาดในการคาดการณ์ราคาอย่างมีเหตุผล

ส่วนปัจจัยอื่นที่มีผลต่อความไม่แน่นอนของราคาในกลุ่มประเทศนอร์ดิค คือ ผลของปฏิกิริยาระหว่างความคลาดเคลื่อนของราคาไฟฟ้าในอดีตและความคลาดเคลื่อนของราคาน้ำมันในอดีต ($\varepsilon_{t-1}^{p}\varepsilon_{t-1}^{p,oil}$) ซึ่งมีค่าสูงถึง 7.841830 โดยถ้าความคลาดเคลื่อนของทั้งสองปัจจัยเป็นบวกหรือลบทั้งคู่จะส่งผลให้เกิดความไม่แน่นอนต่อราคาไฟฟ้าในเวลาต่อไปเพิ่มขึ้น 7.841830 แต่ถ้าความความคลาดเคลื่อนของทั้งสองปัจจัยไม่เป็นบวกหรือไม่เป็นลบทั้งคู่จะส่งผลให้ความไม่แน่นอนของราคาไฟฟ้าลดลง 7.841830 ถ้ามีความคลาดเคลื่อนของปัจจัยใดปัจจัยหนึ่งเป็นศูนย์ก็จะไม่ส่งผลต่อความไม่แน่นอนของราคา

การเกิดความคลาดเคลื่อนของราคาไฟฟ้าในอดีตโดยราคาไฟฟ้าที่สูง (ต่ำ) กว่าการคาดการณ์ ย่อมส่งผลต่อราคาไฟฟ้าในปัจจุบันให้ปรับตัวสูง (ต่ำ) ขึ้นตามแนวโน้มของราคาไฟฟ้าในอดีต ในขณะที่ผลของราคาน้ำมันในอดีตที่สูง (ต่ำ) กว่าการคาดการณ์ย่อมแสดงถึงต้นทุนในการผลิตไฟฟ้าที่สูงขึ้น (ต่ำลง) จึงส่งผลต่อราคาไฟฟ้าในปัจจุบันให้สูงขึ้น (ต่ำลง) เมื่อรวมผลของทั้งสองปัจจัยทำให้ราคาไฟฟ้าเกิดความไม่แน่นอนโดยมีแนวโน้มที่จะสูงขึ้น ในทางตรงข้ามหากทั้งสองปัจจัยเกิดผลในทิศทางที่หักล้างกันจะทำให้ราคาไฟฟ้าไม่ปรับตัวมากนักจึงช่วยลดความไม่แน่นอนของราคาไฟฟ้า

2.2 ผลของแบบจำลองแสดงการส่งผ่านความไม่แน่นอนของปริมาณความต้องการไฟฟ้าในช่วงความต้องการใช้ไฟฟ้าต่ำ (off-peak load)

<u>ประเทศอังกฤษ</u>

จากตารางแสดงสมการการส่งผ่านความไม่แน่นอนของปริมาณความต้องการไฟฟ้าในประเทศอังกฤษ พบว่ามี 2 ตัวแปรที่มีนัยสำคัญที่ความน่าเชื่อถือที่ 95 % คือ ปัจจัยความจากความคลาดเคลื่อนยกกำลังสอง ($\varepsilon_{t-1}^{q\ 2}$) ของปริมาณความต้องการไฟฟ้าในอดีต ซึ่งมีค่า t-statistic เท่ากับ 3.009418 และมีค่าสัมประสิทธิ์เท่ากับ 0.152567

การเกิดความคลาดเคลื่อนของปริมาณความต้องการไฟฟ้าในอดีตโดยปริมาณความต้องการไฟฟ้าที่สูง (ต่ำ) กว่าการคาดการณ์ ทำให้คนบางกลุ่มพยายามลด (เพิ่ม) ปริมาณความต้องการไฟฟ้าในวันต่อมา แต่ในบางกลุ่มคนคิดว่าปริมาณไฟฟ้าในวันต่อมายังคงมีแนวโน้มที่จะสูง (ต่ำ) กว่าการคาดการณ์ดังเช่นในอดีต จากเหตุผลดังกล่าวทำให้ปริมาณความต้องการไฟฟ้าในเวลาต่อมาเกิดความไม่แน่นอนขึ้น

สำหรับปัจจัยที่สองคือผลของปฏิกิริยาระหว่างความคลาดเคลื่อนของปริมาณความต้องการไฟฟ้าในอดีตและความคลาดเคลื่อนของราคาน้ำมันในอดีต ($\varepsilon_{t-1}^{p,oil}\varepsilon_{t-1}^{q}$) ซึ่งมีค่า t-statistic เท่ากับ -2.404194 และมีค่าสัมประสิทธิ์เท่ากับ -4.881642 หมายความว่าถ้าความคลาดเคลื่อนของทั้งสองปัจจัยเกิดคนละทิศทางจะส่งผลให้เกิดความไม่แน่นอนของปริมาณความต้องการไฟฟ้าในเวลาต่อไปเพิ่มขึ้น 4.881642 แต่ถ้าความความคลาดเคลื่อนของทั้งสองปัจจัยเกิดในทิศทางเดียวกันจะส่งผลให้ความไม่แน่นอนของปริมาณความต้องการไฟฟ้าลดลง 4.881642

การเกิดความคลาดเคลื่อนของราคาน้ำมันในอดีตโดยราคาน้ำมันที่สูง (ต่ำ) กว่าการคาดการณ์ ส่งผลต่อราคาไฟฟ้าให้ปรับตัวสูง (ต่ำ) และส่งผลให้เกิดการประหยัดพลังงานไฟฟ้า

มากขึ้น(น้อยลง) ทำให้ปริมาณความต้องการไฟฟ้าลดลง (สูงขึ้น) ในขณะที่ผลของปริมาณความต้องการไฟฟ้าในอดีตที่ต่ำ (สูง) กว่าการคาดการณ์ย่อมส่งผลต่อปริมาณความต้องการในปัจจุบันให้ปรับตัวต่ำลง (สูงขึ้น) กว่าการคาดการณ์ปริมาณความต้องการไฟฟ้าในอดีต เมื่อรวมผลของทั้งสองปัจจัยทำให้ปริมาณความต้องการไฟฟ้าเกิดความไม่แน่นอนโดยมีแนวโน้มที่จะผันผวนเพิ่มขึ้น ในทางตรงข้ามหากทั้งสองปัจจัยเกิดผลในทิศทางที่หักล้างกันจะทำให้ปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าไม่เปลี่ยนแปลงมากนักจึงช่วยลดความไม่แน่นอนของปริมาณความต้องการไฟฟ้า

<u>กลุ่มประเทศนอร์ดิค</u>

รูปแบบการส่งผ่านความไม่แน่นอนของปริมาณความต้องการไฟฟ้าในกลุ่มประเทศนอร์ดิค พบว่ามีเพียง 1 ปัจจัยที่มีนัยสำคัญที่ความน่าเชื่อถือที่ 95 % คือ ปัจจัยจากผลของปฏิกิริยาระหว่างความคลาดเคลื่อนของราคาไฟฟ้าในอดีตและความคลาดเคลื่อนของราคาน้ำมันในอดีต ($\varepsilon_{t-1}^{p}\varepsilon_{t-1}^{p,oil}$) ซึ่งมีค่า t-statistic เท่ากับ 2.813483 มีค่าสัมประสิทธิ์เท่ากับ 0.112242 หมายความว่าถ้าความคลาดเคลื่อนของทั้งสองปัจจัยเกิดในทิศทางเดียวกันจะส่งผลให้เกิดความไม่แน่นอนของปริมาณความต้องการไฟฟ้าในเวลาต่อไปเพิ่มขึ้น 0.112242 แต่ถ้าความความคลาดเคลื่อนของทั้งสองปัจจัยเกิดในทิศทางตรงข้ามกันจะส่งผลให้ความไม่แน่นอนของปริมาณความต้องการไฟฟ้าลดลง 0.112242

การเกิดความคลาดเคลื่อนราคาไฟฟ้าในอดีตโดยราคาไฟฟ้าที่สูง (ต่ำ) กว่าการคาดการณ์ ส่งผลให้เกิดการประหยัดพลังงานไฟฟ้ามากขึ้น (น้อยลง) ทำให้ปริมาณความต้องการไฟฟ้าลดลง (สูงขึ้น) ส่วนผลความคลาดเคลื่อนของราคาน้ำมันในอดีตโดยราคาน้ำมันที่สูง (ต่ำ) กว่าการคาดการณ์ ส่งผลต่อราคาไฟฟ้าให้ปรับตัวสูง (ต่ำ) และส่งผลให้เกิดการประหยัดพลังงานไฟฟ้ามากขึ้น (น้อยลง) ทำให้ปริมาณความต้องการไฟฟ้าลดลง (สูงขึ้น) เมื่อรวมผลของทั้งสองปัจจัยทำให้ปริมาณความต้องการไฟฟ้าเกิดความไม่แน่นอนโดยมีแนวโน้มที่จะผันผวนเพิ่มขึ้น ในทางตรงข้ามหากทั้งสองปัจจัยเกิดผลในทิศทางที่หักล้างกันจึงช่วยลดความไม่แน่นอนของปริมาณความต้องการไฟฟ้า

3.พิจารณาผลของแบบจำลองที่ใช้ข้อมูลในช่วงความต้องการใช้ไฟฟ้าสูง (peak load)

ตารางที่ 4.3 แสดงผลการส่งผ่านความไม่แน่นอนในช่วงความต้องการใช้ไฟฟ้าสูง

		อังกฤษ		นอร์ดิค	
		h_p	h_q	h_p	h_q
N		797	797	811	811
$\varepsilon_{t-1}^{i\ 2}$	coefficient	-0.0006695	**0.145211***	0.0036055	-0.0005506
	Standard errors	0.0291316	0.0704599	0.0028761	0.00165
	t-statistics	-0.0229832	2.0608962	1.2536317	-0.3337164
$\varepsilon_{t-1}^{i}\varepsilon_{t-1}^{q}$	coefficient	-0.0293723	0.156619	-0.0349182	**-0.259383***
	Standard errors	0.0433164	0.1047682	0.0991719	0.0568955
	t-statistics	-0.6780868	1.4949091	-0.3520975	-4.5589349
$\varepsilon_{t-1}^{p,oil\ 2}$	coefficient	-0.0612089	-0.1991384	0.0308401	0.0022357
	Standard errors	0.4637469	1.1216526	0.0362824	0.0208154
	t-statistics	-0.1319878	-0.1775401	0.8500022	0.1074045
$\varepsilon_{t-1}^{p,oil}\varepsilon_{t-1}^{i}$	coefficient	0.0792887	2.8518738	0.0615614	**-0.120030****
	Standard errors	0.8508112	2.0578351	0.1198266	0.0687453
	t-statistics	0.0931918	1.3858612	0.5137539	-1.7460169
$\varepsilon_{t-1}^{p,oil}\varepsilon_{t-1}^{q}$	coefficient	0.2602115	1.4102615	0.2954333	0.085958
	Standard errors	0.748173	1.8095866	0.2932287	0.1682271
	t-statistics	0.3477959	0.779328	1.0075183	0.5109639
$\varepsilon_{t-1}^{p\ 2}$	coefficient	**0.554285***	0.0319922	**0.405447***	0.0158739
	Standard errors	0.0647845	0.1566926	0.0386056	0.0221483
	t-statistics	8.5558293	0.2041715	10.502278	0.7167113
$\varepsilon_{t-1}^{p}\varepsilon_{t-1}^{i}$	coefficient	-0.0159367	-0.139706	0.0053952	-0.0027744
	Standard errors	0.098974	0.2393858	0.0515398	0.0295687
	t-statistics	-0.1610194	-0.5836017	0.1046807	-0.0938284
$\varepsilon_{t-1}^{p}\varepsilon_{t-1}^{p,oil}$	coefficient	0.858781	-0.1193821	-0.3968981	0.2392727
	Standard errors	1.5172389	3.6697065	0.3119628	0.1789749
	t-statistics	0.5660157	-0.0325318	-1.2722607	1.3369063
$\varepsilon_{t-1}^{p}\varepsilon_{t-1}^{q}$	coefficient	**0.148006****	-0.062503	**-0.407418***	0.0313675

	Standard errors	0.0815509	0.197245	0.1458651	0.0836837
	t-statistics	1.8148889	-0.3168803	-2.7931155	0.3748339
$\varepsilon_{t-1}^{q\ 2}$	coefficient	-0.0233718	**0.135515***	**0.307890***	**0.264590***
	Standard errors	0.0167392	0.0404867	0.0883021	0.0506594
	t-statistics	-1.39623	3.3471379	3.4867781	5.2229206
C	coefficient	0.0354157*	0.206108*	0.0018893*	0.0011032*
	Standard errors	0.0115679	0.0279789	0.0003852	0.000221
	t-statistics	3.0615525	7.3665411	4.9047399	4.9918962

หมายเหตุ * มีนัยสำคัญที่ 95 % ** มีนัยสำคัญที่ 90%

3.1 ผลของแบบจำลองแสดงการส่งผ่านความไม่แน่นอนของราคาไฟฟ้า

<u>ประเทศอังกฤษ</u>

ปัจจัยที่มีนัยสำคัญที่ 95 % ต่อแบบจำลองการส่งผ่านความไม่แน่นอนของราคาในประเทศอังกฤษมีเพียงปัจจัยเดียว คือ ความคลาดเคลื่อนยกกำลังสอง ($\varepsilon_{t-1}^{p\ 2}$) ของราคาไฟฟ้าในอดีต ซึ่งมีค่า t-statistic เท่ากับ 8.5558293 ค่าสัมประสิทธิ์มีค่า 0.554285 หมายความว่าหากเกิดความไม่แน่นอนของราคาเมื่อวานหนึ่งหน่วยจะส่งผลต่อความไม่แน่นอนของราคาในวันนี้ให้เพิ่มขึ้นเท่ากับ 0.554285 หน่วย

การเกิดความคลาดเคลื่อนของราคาไฟฟ้าในอดีตโดยราคาไฟฟ้าที่สูง (ต่ำ) กว่าการคาดการณ์ ย่อมส่งผลต่อราคาไฟฟ้าในปัจจุบันให้เกิดความผันผวนขึ้น โดยจะขึ้นกับลักษณะเฉพาะทางจิตวิทยาของตลาดในการคาดการณ์ราคาอย่างมีเหตุผล

<u>กลุ่มประเทศนอร์ดิค</u>

รูปแบบการส่งผ่านความไม่แน่นอนของราคาไฟฟ้าในกลุ่มประเทศนอร์ดิค พบว่ามี 3 ปัจจัยที่มีนัยสำคัญที่ความน่าเชื่อถือที่ 95 % คือ ปัจจัยความจากความคลาดเคลื่อนยกกำลังสอง ($\varepsilon_{t-1}^{p\ 2}$) ของราคาไฟฟ้าในอดีต ซึ่งมีค่า t-statistic เท่ากับ 10.502278 ปัจจัยความจากความคลาดเคลื่อนยกกำลังสอง ($\varepsilon_{t-1}^{q\ 2}$) ของปริมาณความต้องการไฟฟ้าในอดีตมีค่า t-statistic ที่ 3.4867781 และผลของปฏิกิริยาระหว่างความคลาดเคลื่อนของราคาไฟฟ้าในอดีตและความ

คลาดเคลื่อนของปริมาณความต้องการไฟฟ้าในอดีต ($\varepsilon_{t-1}^{p}\varepsilon_{t-1}^{q}$) ซึ่งมีค่า t-statistic เท่ากับ -2.7931155

พิจารณาผลของปัจจัยที่มีต่อความไม่แน่นอนของราคาไฟฟ้าแบบจำลองของกลุ่มประเทศนอร์ดิคพบว่าผลของปัจจัยความคลาดเคลื่อนยกกำลังสอง ($\varepsilon_{t-1}^{p\ 2}$) ของราคาไฟฟ้าในอดีตมีค่าสัมประสิทธิ์เท่ากับ 0.405447 หมายความว่าหากเกิดความไม่แน่นอนของราคาไฟฟ้าเมื่อวานหนึ่งหน่วยจะส่งผลต่อความไม่แน่นอนของราคาในวันนี้ให้เพิ่มขึ้นเท่ากับ 0.405447 หน่วย

การเกิดความคลาดเคลื่อนของราคาไฟฟ้าในอดีตโดยราคาไฟฟ้าที่สูง (ต่ำ) กว่าการคาดการณ์ ย่อมส่งผลต่อราคาไฟฟ้าในปัจจุบันให้เกิดความผันผวนขึ้น โดยจะขึ้นกับลักษณะเฉพาะทางจิตวิทยาของตลาดในการคาดการณ์ราคาอย่างมีเหตุผล

ปัจจัยความคลาดเคลื่อนยกกำลังสอง ($\varepsilon_{t-1}^{q\ 2}$) ของปริมาณความต้องการไฟฟ้าในอดีตแบบจำลองในกลุ่มประเทศนอร์ดิคพบว่ามีค่าสัมประสิทธิ์การส่งผ่านความไม่แน่นอนอยู่ที่ 0.307890 หมายความว่าหากเกิดความไม่แน่นอนปริมาณความต้องการไฟฟ้าเมื่อวานหนึ่งหน่วยจะส่งผลต่อความไม่แน่นอนของราคาในวันนี้ให้เพิ่มขึ้นเท่ากับ 0.307890 หน่วย

การเกิดความคลาดเคลื่อนของปริมาณความต้องการไฟฟ้าในอดีตโดยปริมาณความต้องการไฟฟ้าที่สูง (ต่ำ) กว่าการคาดการณ์ ย่อมส่งผลต่อปริมาณความต้องการไฟฟ้าในปัจจุบันให้ยังคงสูง (ต่ำ) กว่าการคาดการณ์ตามแนวโน้มของปริมาณความต้องการไฟฟ้าในอดีต ปริมาณความต้องการไฟฟ้าที่สูง (ต่ำ) ส่งผลให้ราคาไฟฟ้าสูงขึ้น (ลดลง) ผลของการปรับตัวของราคาไฟฟ้าดังกล่าวทำให้เกิดความไม่แน่นอนของราคาไฟฟ้า

เมื่อนำภาพที่ 4.8 ความไม่แน่นอนของปริมาณความต้องการไฟฟ้าในช่วงที่มีปริมาณความต้องการไฟฟ้าสูงของกลุ่มประเทศนอร์ดิคมาพิจารณาพบว่ามีค่าน้อยมากไม่ถึงหนึ่งเปอร์เซ็นต์ การที่ความผันผวนของปริมาณความต้องการไฟฟ้ามีปริมาณน้อยแต่มีผลต่อความไม่แน่นอนของราคาไฟฟ้าในช่วงเวลาต่อมานั้นอาจจะเกิดจากสาเหตุที่ว่าหากความไม่แน่นอนของปริมาณความต้องการไฟฟ้านี้เกิดปรับตัวสูงขึ้นจากปกติเล็กน้อยจะทำให้เกิดความผิดปกติขึ้นในตลาดไฟฟ้าทันทีและส่งผลต่อราคาไฟฟ้าในเวลาต่อมา ซึ่งเป็นผลทางจิตวิทยาของตลาด

ผลของปฏิกิริยาระหว่างความคลาดเคลื่อนของปริมาณความต้องการไฟฟ้าในอดีตและความคลาดเคลื่อนของราคาไฟฟ้าในอดีต ($\varepsilon_{t-1}^{p}\varepsilon_{t-1}^{q}$) มีค่าสัมประสิทธิ์เท่ากับ -0.407418 ซึ่งแสดงว่าถ้าความคลาดเคลื่อนของทั้งสองปัจจัยเป็นบวกหรือลบทั้งคู่จะส่งผลให้เกิดความไม่

แน่นอนต่อราคาไฟฟ้าในเวลาต่อไปลดลง 0.407418 แต่ถ้าความความคลาดเคลื่อนของทั้งสองปัจจัยไม่เป็นบวกหรือไม่เป็นลบทั้งคู่จะส่งผลให้ความไม่แน่นอนของราคาไฟฟ้าเพิ่มขึ้น 0.407418

การเกิดความคลาดเคลื่อนของราคาไฟฟ้าในอดีตโดยราคาไฟฟ้าที่สูง (ต่ำ) กว่าการคาดการณ์ ย่อมส่งผลต่อราคาไฟฟ้าในปัจจุบันให้ปรับตัวสูง (ต่ำ) ขึ้นตามแนวโน้มของราคาไฟฟ้าในอดีต ในขณะที่ผลปริมาณความต้องการไฟฟ้าในอดีตที่ต่ำ (สูง) กว่าการคาดการณ์ส่งผลให้ในวันต่อมาผู้ผลิตไฟฟ้าอาจจะลด (เพิ่ม) ความพร้อมในการผลิตไฟฟ้าลง (ขึ้น) จึงส่งผลต่อราคาไฟฟ้าในปัจจุบันให้สูงขึ้น (ต่ำลง) เมื่อรวมผลของทั้งสองปัจจัยทำให้ราคาไฟฟ้าผันผวนสูงขึ้น ในทางตรงข้ามหากทั้งสองปัจจัยเกิดผลในทิศทางที่หักล้างกันจะทำให้ราคาไฟฟ้าไม่ปรับตัวจึงช่วยลดความไม่แน่นอนของราคาไฟฟ้า

3.2 ผลของแบบจำลองแสดงการส่งผ่านความไม่แน่นอนของปริมาณความต้องการไฟฟ้า

<u>ประเทศอังกฤษ</u>

จากตารางที่ 4.3 พิจารณาสมการการส่งผ่านความไม่แน่นอนของปริมาณความต้องการไฟฟ้าของประเทศอังกฤษ พบว่ามี 2 ตัวแปรที่มีนัยสำคัญที่ความน่าเชื่อถือที่ 95 % คือ ปัจจัยความจากความคลาดเคลื่อนยกกำลังสอง ($\varepsilon_{t-1}^{q\ 2}$) ของปริมาณความต้องการไฟฟ้าในอดีต ซึ่งมีค่า t-statistic เท่ากับ 3.3471379 และมีค่าสัมประสิทธิ์เท่ากับ 0.135515 หมายความว่าหากเกิดความไม่แน่นอนปริมาณความต้องการไฟฟ้าเมื่อวานนี้จะส่งผลต่อความไม่แน่นอนของปริมาณความต้องการไฟฟ้าในวันนี้ให้เพิ่มขึ้นเท่ากับ 0.135515

การเกิดความคลาดเคลื่อนของปริมาณความต้องการไฟฟ้าในอดีตโดยปริมาณความต้องการไฟฟ้าที่สูง (ต่ำ) กว่าการคาดการณ์ ทำให้คนบางกลุ่มพยายามลด (เพิ่ม) ปริมาณความต้องการไฟฟ้าในวันต่อมา แต่ในบางกลุ่มคนคิดว่าปริมาณไฟฟ้าในวันต่อมายังคงมีแนวโน้มที่จะสูง (ต่ำ) กว่าการคาดการณ์ดังเช่นในอดีต จากเหตุผลดังกล่าวทำให้ปริมาณความต้องการไฟฟ้าในเวลาต่อมาเกิดความไม่แน่นอนจากความคลาดเคลื่อนในอดีต

สำหรับปัจจัยที่สองคือปัจจัยความจากความคลาดเคลื่อนยกกำลังสอง ($\varepsilon_{t-1}^{i\ 2}$) ของอัตราดอกเบี้ยในอดีต ซึ่งมีค่า t-statistic เท่ากับ 2.0608962 และมีค่าสัมประสิทธิ์เท่ากับ 0.145211 หมายความว่าหากเกิดความไม่แน่นอนอัตราดอกเบี้ยเมื่อวานนี้จะส่งผลต่อความไม่แน่นอนของปริมาณความต้องการไฟฟ้าในวันนี้ให้เพิ่มขึ้นเท่ากับ 0.145211

ความคลาดเคลื่อนของอัตราดอกเบี้ยในอดีตโดยอัตราดอกเบี้ยที่สูง (ต่ำ) กว่าการคาดการณ์ ส่งผลต่อราคาไฟฟ้าให้ปรับตัวสูง (ต่ำ) และส่งผลให้เกิดการประหยัดพลังงานไฟฟ้ามากขึ้น (น้อยลง) ทำให้ปริมาณความต้องการไฟฟ้าลดลง (สูงขึ้น) จนเกิดความไม่แน่นอนของปริมาณความต้องการไฟฟ้า

<u>กลุ่มประเทศนอร์ดิค</u>

รูปแบบการส่งผ่านความไม่แน่นอนของปริมาณความต้องการไฟฟ้าในกลุ่มประเทศนอร์ดิค พบว่ามี 2 ตัวแปรที่มีนัยสำคัญที่ความน่าเชื่อถือที่ 95 % คือ ปัจจัยความจากความคลาดเคลื่อนยกกำลังสอง ($\varepsilon_{t-1}^{q\ 2}$) ของปริมาณความต้องการไฟฟ้าในอดีต ซึ่งมีค่า t-statistic เท่ากับ 5.2229206 และมีค่าสัมประสิทธิ์เท่ากับ 0.264590 หมายความว่าหากเกิดความไม่แน่นอนปริมาณความต้องการไฟฟ้าเมื่อวานนี้จะส่งผลต่อความไม่แน่นอนของปริมาณความต้องการไฟฟ้าในวันนี้ให้เพิ่มขึ้นเท่ากับ 0.264590

การเกิดความคลาดเคลื่อนของปริมาณความต้องการไฟฟ้าในอดีตโดยปริมาณความต้องการไฟฟ้าที่สูง (ต่ำ) กว่าการคาดการณ์ ทำให้คนบางกลุ่มพยายามลด (เพิ่ม) ปริมาณความต้องการไฟฟ้าในวันต่อมา แต่ในบางกลุ่มคนคิดว่าปริมาณไฟฟ้าในวันต่อมายังคงมีแนวโน้มที่จะสูง (ต่ำ) กว่าการคาดการณ์ดังเช่นในอดีต จากเหตุผลดังกล่าวทำให้ปริมาณความต้องการไฟฟ้าในเวลาต่อมาเกิดความไม่แน่นอนจากความคลาดเคลื่อนในอดีต

สำหรับปัจจัยที่สองคือ ผลของปฏิกิริยาระหว่างความคลาดเคลื่อนของปริมาณความต้องการไฟฟ้าในอดีตและความคลาดเคลื่อนของอัตราดอกเบี้ยในอดีต ($\varepsilon_{t-1}^{i}\varepsilon_{t-1}^{q}$) ซึ่งมีค่า t-statistic เท่ากับ -4.5589349 และมีค่าสัมประสิทธิ์เท่ากับ -0.259383 หมายความว่าถ้าความคลาดเคลื่อนของทั้งสองปัจจัยเกิดคนละทิศทางจะส่งผลให้เกิดความไม่แน่นอนของปริมาณความต้องการไฟฟ้าในเวลาต่อไปเพิ่มขึ้น 0.259383 แต่ถ้าความความคลาดเคลื่อนของทั้งสองปัจจัยเกิดในทิศทางเดียวกันจะส่งผลให้ความไม่แน่นอนของปริมาณความต้องการไฟฟ้าลดลง 0.259383

การเกิดความคลาดเคลื่อนของอัตราดอกเบี้ยในอดีตโดยอัตราดอกเบี้ยที่สูง (ต่ำ) กว่าการคาดการณ์ ส่งผลต่อราคาไฟฟ้าให้ปรับตัวสูง (ต่ำ) และส่งผลให้ต่อการประหยัดพลังงานไฟฟ้ามากขึ้น(น้อยลง) ทำให้ปริมาณความต้องการไฟฟ้าลดลง (สูงขึ้น) ในขณะที่ผลของปริมาณความต้องการไฟฟ้าในอดีตที่ต่ำ (สูง) กว่าการคาดการณ์ย่อมส่งผลต่อปริมาณความต้องการในปัจจุบันให้ปรับตัวสูง (ต่ำ) ขึ้นตามแนวโน้มของปริมาณความต้องการไฟฟ้าในอดีต เมื่อรวมผลของทั้งสองปัจจัยทำให้ปริมาณความต้องการไฟฟ้าเกิดความผันผวนเพิ่มขึ้น ในทางตรงข้ามหากทั้งสอง

ปัจจัยเกิดผลในทิศทางที่หักล้างกันจะทำให้ปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าไม่เปลี่ยนแปลงมากนักจึงช่วยลดความไม่แน่นอนของปริมาณความต้องการไฟฟ้า

4. เปรียบเทียบการส่งผ่านความไม่แน่นอนระหว่างตลาดประเทศอังกฤษและกลุ่มประเทศนอร์ดิค

4.1 พิจารณาผลการส่งผ่านความไม่แน่นอนของแบบจำลองที่ใช้ข้อมูลในช่วงทีปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าต่ำ (Off-Peak load)

ตารางที่ 4.4 แสดงปัจจัยที่มีนัยสำคัญต่อการส่งผ่านความไม่แน่นอนของราคาไฟฟ้าช่วง Off-Peak Load

h_p		
	อังกฤษ	นอร์ดิค
$\varepsilon_{t-1}^{i}\varepsilon_{t-1}^{q}$	0.034189	
$\varepsilon_{t-1}^{p\ 2}$	0.245261	0.710533
$\varepsilon_{t-1}^{p}\varepsilon_{t-1}^{p,oil}$		7.841830

จากการเปรียบเทียบตลาดการซื้อขายในช่วงที่ปริมาณความต้องการไฟฟ้ามีปริมาณต่ำของตลาดประเทศอังกฤษที่ใช้ช่วงเวลาในการซื้อขายครั้งละครึ่งชั่วโมงและตลาดกลุ่มประเทศนอร์ดิค ซึ่งใช้ช่วงเวลาในการซื้อขายครั้งละหนึ่งชั่วโมงพบว่าหากสมมุติให้มีเฉพาะความคลาดเคลื่อนของราคาไฟฟ้าในอดีต($\varepsilon_{t-1}^{p\ 2}$) จะพบว่าในตลาดที่ใช้ช่วงเวลาทำการซื้อขายครั้งละครึ่งชั่วโมงผลของความคลาดเคลื่อนของราคาไฟฟ้าในวันก่อนยกกำลังสองมีผลต่อความไม่แน่นอนของราคาในวันนี้ 0.245261 น้อยกว่าผลที่เกิดในตลาดที่ใช้ช่วงเวลาในการทำการซื้อขายไฟฟ้าครั้งละหนึ่งชั่วโมงซึ่งส่งผลต่อความไม่แน่นอนของราคาไฟฟ้าในวันนี้อยู่ที่ 0.710533

เมื่อพิจารณาจากตารางที่ 4.4 เทียบกับภาพที่ 4.1, ภาพที่4.2 และภาพที่ 4.3 ในประเทศนอร์ดิคพบว่าการส่งผ่านความไม่แน่นอนของความคลาดเคลื่อนของราคาไฟฟ้าและราคาน้ำมันในอดีตมาสู่ความไม่แน่นอนของราคาไฟฟ้าในปัจจุบันจะมีการส่งในปริมาณที่สูงคือตัวเลขสัมประสิทธิ์มีค่าถึง 7.841830 และผลของความไม่แน่นอนของราคาไฟฟ้าในอดีตมีค่าถึง 0.710533 จาการส่งผ่านดังกล่าวส่งผลให้ความไม่แน่นอนของราคาไฟฟ้าในช่วง Off-peak Load

ของกลุ่มประเทศนอร์ดิคมีค่าสูงกว่าในช่วง Peak Load ของกลุ่มประเทศนอร์ดิคและยังมีค่าใกล้เคียงกับช่วง Off-peak Load ของประเทศอังกฤษ

จากผลดังกล่าวอาจจะเกิดจากอัตราส่วนปริมาณความต้องการไฟฟ้าสูงสุดต่อกำลังการผลิตของประเทศนอร์ดิคที่มีค่าต่ำกว่าประเทศอังกฤษ ในช่วง Off-Peak Load ทำให้ กลุ่มประเทศมีแนวโน้มของความไม่แน่นอนของราคาไฟฟ้าที่ผันผวนมากกว่าประเทศอังกฤษจากการแข่งขันลดราคาเพื่อที่จะให้ตนสามารถขายไฟฟ้าได้

4.2 พิจารณาผลการส่งผ่านความไม่แน่นอนของแบบจำลองที่ใช้ข้อมูลในช่วงปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าสูง (Peak Load)

ตารางที่ 4.5 แสดงปัจจัยที่มีนัยสำคัญต่อการส่งผ่านความไม่แน่นอนของราคาไฟฟ้าช่วง Peak Load

h_p		
	อังกฤษ	นอร์ดิค
$\varepsilon_{t-1}^{q\ 2}$		0.307890
$\varepsilon_{t-1}^{p\ 2}$	0.554285	0.405447
$\varepsilon_{t-1}^{p}\varepsilon_{t-1}^{q}$		-0.407418

จากการเปรียบเทียบตลาดการซื้อขายในช่วงที่ปริมาณความต้องการไฟฟ้ามีปริมาณสูงของตลาดประเทศอังกฤษที่ใช้ช่วงเวลาในการซื้อขายครั้งละครึ่งชั่วโมงและตลาดกลุ่มประเทศนอร์ดิค ซึ่งใช้ช่วงเวลาในการซื้อขายครั้งละหนึ่งชั่วโมงพบว่าหากสมมุติให้มีเฉพาะความคลาดเคลื่อนของราคาไฟฟ้าในอดีต($\varepsilon_{t-1}^{p\ 2}$) จะพบว่าในตลาดที่ใช้ช่วงเวลาทำการซื้อขายครั้งละครึ่งชั่วโมงผลของความคลาดเคลื่อนของราคาไฟฟ้าในอดีตยกกำลังสอง($\varepsilon_{t-1}^{p\ 2}$)มีผลต่อความไม่แน่นอนของราคาในปัจจุบันให้เพิ่มขึ้น 0.554285 สูงกว่าผลที่เกิดในตลาดที่ใช้ช่วงเวลาในการทำการซื้อขายไฟฟ้าครั้งละหนึ่งชั่วโมงซึ่งส่งผลต่อความไม่แน่นอนของราคาไฟฟ้าในปัจจุบันให้เพิ่มขึ้น 0.405447 จึงสรุปว่าถ้ามีเฉพาะผลของความคลาดเคลื่อนของราคาในอดีตในตลาดที่ใช้ระยะเวลาในการซื้อขายครั้งละหนึ่งชั่วโมงจะเกิดความไม่แน่นอนของราคาไฟฟ้าสูงกว่าในตลาดที่ใช้ระยะเวลาในการซื้อขายครั้งละครึ่งชั่วโมง

ปัจจัยปริมาณความต้องการไฟฟ้ายกกำลังสอง($\varepsilon_{t-1}^{q\ 2}$)นั้นไม่พบว่ามีการส่งผ่านความไม่แน่นอนไปที่ราคาไฟฟ้าสำหรับในตลาดประเทศอังกฤษแต่มีผลต่อความไม่แน่นอนของราคาไฟฟ้าในตลาดนอร์ดิคโดยส่งผล 0.307890 การที่ตลาดของกลุ่มประเทศนอร์ดิคมีการส่งผ่านของปริมาณความต้องการไฟฟ้าแต่ตลาดประเทศอังกฤษไม่มีผลการส่งผ่านของปริมาณความต้องการไฟฟ้า แสดงให้เห็นว่าถ้าช่วงเวลาในการซื้อขายที่ยาวนานกว่าความคลาดเคลื่อนของปริมาณความต้องการไฟฟ้าในอดีตจะมีผลต่อความไม่แน่นอนของราคาไฟฟ้าในปัจจุบัน

เมื่อนำภาพที่ 4.8 ความไม่แน่นอนของปริมาณความต้องการไฟฟ้าในช่วงที่มีปริมาณความต้องการไฟฟ้าสูงของกลุ่มประเทศนอร์ดิคมาพิจารณาพบว่ามีค่าน้อยมากไม่ถึงหนึ่งเปอร์เซ็นต์ แต่เมื่อพิจารณาจากแบบจำลองการส่งผ่านความไม่แน่นอนของราคาไฟฟ้าในช่วงดังกล่าวในตารางที่ 4.5 จะพบว่าความไม่แน่นอนของปริมาณความต้องการไฟฟ้ามีผลต่อความไม่แน่นอนของราคาไฟฟ้าในช่วงเวลาต่อมา การที่ความผันผวนของปริมาณความต้องการไฟฟ้ามีปริมาณน้อยแต่มีผลต่อความไม่แน่นอนของราคาไฟฟ้าในช่วงเวลาต่อมานั้นอาจจะเกิดจากสาเหตุที่ว่าถ้าหากความไม่แน่นอนของปริมาณความต้องการไฟฟ้าเกิดปรับตัวสูงขึ้นจากปกติเล็กน้อยจะทำให้เกิดความผิดปกติขึ้นในตลาดไฟฟ้าทันทีและส่งผลต่อราคาไฟฟ้าในเวลาต่อมา ซึ่งแตกต่างจากภาพที่ 4.7 ประเทศอังกฤษที่ปริมาณความไม่แน่นอนของความต้องการไฟฟ้ามีความผันผวนที่สูงอยู่แล้วจึงดูคล้ายกับว่าเป็นเรื่องปกติของตลาด

5 เปรียบเทียบความไม่แน่นอนในตลาดการซื้อขายไฟฟ้าระหว่างฤดูร้อนและฤดูหนาว

ตารางที่ 4.6 แสดงอุณหภูมิในตลาดทั้งสองประเทศ **(องศาเซลเซียส)**

	UK			NORDIC		
2003	min	mean	max	min	mean	Max
ฤดูหนาว	-18.3	4.6		-12.1	-6.2	-0.5
ฤดูร้อน		18.3	38.5	2.2	12	24.6

ที่มา http://www.personal.dundee.ac.uk/~taharley/britweather.htm

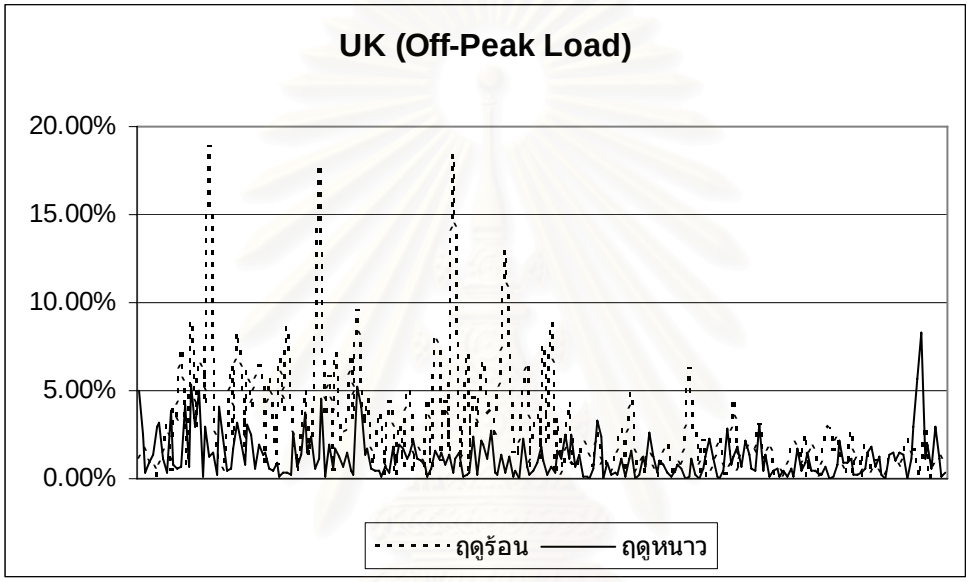
http://weather.cs.uit.no/logger0/

จากตารางที่ 4.6 อุณหภูมิประเทศอังกฤษมีความแตกต่างของอุณหภูมิที่สูงกว่ากลุ่มประเทศนอร์ดิค ทั้งในฤดูร้อนและฤดูหนาว การที่อุณหภูมิมีความแตกต่างกันมากส่งผลให้เกิดความแตกต่างของปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าในแต่ละช่วงตามไปด้วย ปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าที่ไม่คงที่ยอมส่งผลต่อราคาไฟฟ้าให้เกิดความไม่แน่นอนขึ้น โดยทั่วไปในช่วงฤดูร้อนจะพบ

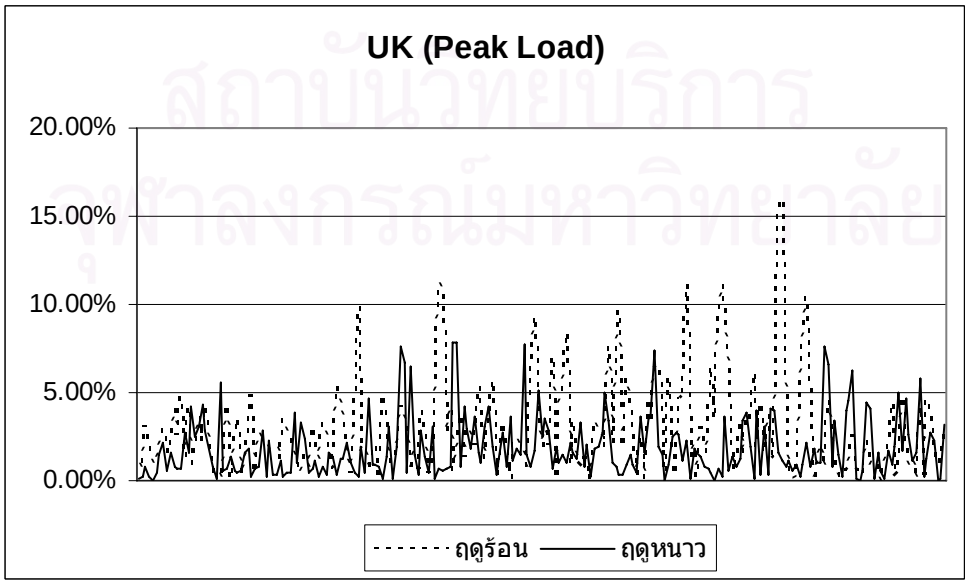
ปริมาณการใช้ไฟฟ้ามีสูงมาก แต่ในฤดูหนาวจะเกิดการใช้พลังงานประเภทอื่นแทนไฟฟ้า เช่น น้ำมัน จึงทำให้ราคาน้ำมันในฤดูหนาวมักปรับตัวสูง

5.1 ความไม่แน่นอนของราคาไฟฟ้าในประเภทประเทศอังกฤษ

ภาพที่ 4.9 เปรียบเทียบความไม่แน่นอนของราคาไฟฟ้าตลาดการซื้อขายไฟฟ้าประเทศอังกฤษช่วง Off-Peak Load ในฤดูร้อนและฤดูหนาว



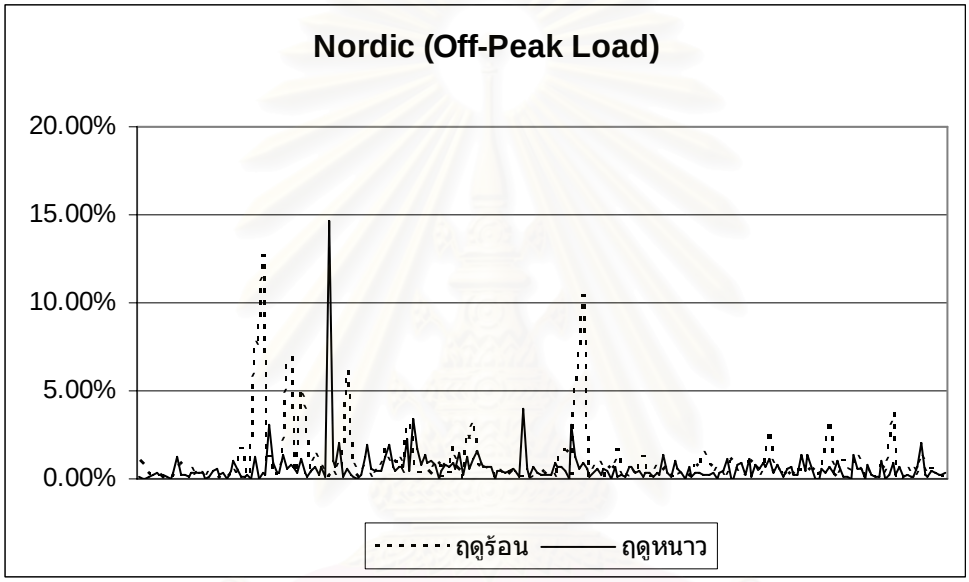
ภาพที่ 4.10 ความไม่แน่นอนของราคาไฟฟ้าตลาดการซื้อขายไฟฟ้าประเทศอังกฤษช่วง Peak Load ในฤดูร้อนและฤดูหนาว



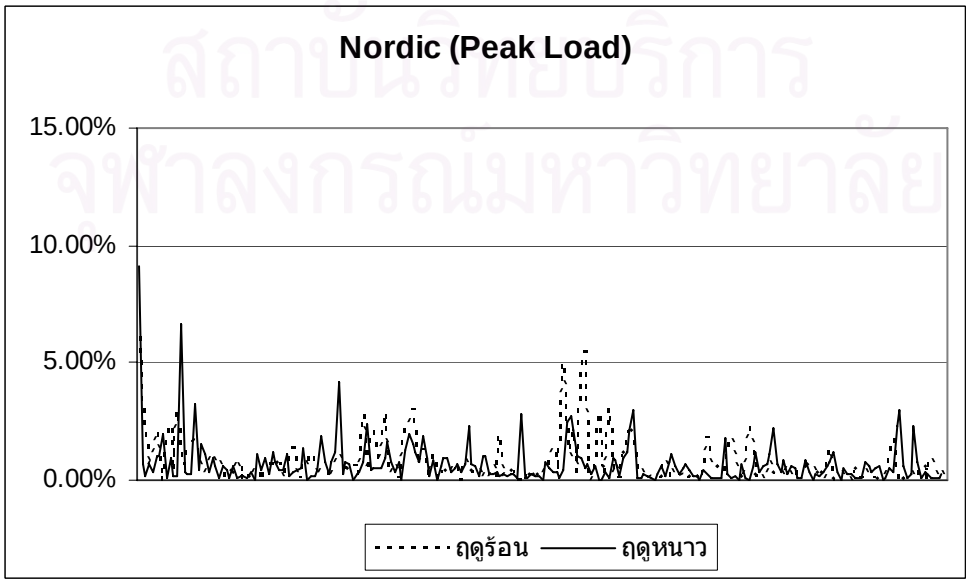
ภาพรวมของความแตกต่างของความผันผวนของราคาไฟฟ้าในช่วง Off-Peak Load พบว่าในฤดูร้อนมีความผันผวนสูงกว่าในฤดูหนาวในขณะที่ในช่วง Peak Load ฤดูร้อนมีความผันผวนใกล้เคียงกับฤดูหนาวโดยที่ฤดูร้อนสูงกว่าเล็กน้อย

5.2 ความไม่แน่นอนของราคาไฟฟ้าในกลุ่มประเทศนอร์ดิค

ภาพที่ 4.11 เปรียบเทียบความไม่แน่นอนของราคาไฟฟ้าตลาดการซื้อขายไฟฟ้ากลุ่มประเทศนอร์ดิค ช่วง Off-Peak Load ในฤดูร้อนและฤดูหนาว



ภาพที่ 4.12 เปรียบเทียบความไม่แน่นอนของราคาไฟฟ้าตลาดการซื้อขายไฟฟ้ากลุ่มประเทศนอร์ดิค ช่วง Peak Load ในฤดูร้อนและฤดูหนาว



ภาพรวมของความแตกต่างของความผันผวนของราคาไฟฟ้าในช่วง Off-Peak Load และในช่วง Peak Load พบว่าฤดูร้อนมีความผันผวนใกล้เคียงกับฤดูหนาว

เมื่อพิจารณาตารางที่ 4.6 ความแตกต่างของอุณหภูมิของประเทศอังกฤษพบว่าความแตกต่างของอุณหภูมิต่ำสุดกับอุณหภูมิเฉลี่ยในฤดูหนาวและอุณหภูมิสูงสุดกับอุณหภูมิเฉลี่ยในฤดูร้อน สูงกว่าความแตกต่างของอุณหภูมิในกลุ่มประเทศนอร์ดิค ผลความผันผวนที่เกิดขึ้นจึงสามารถสรุปได้ว่าถ้ามีความแตกต่างของอุณหภูมิที่สูงจะทำให้เกิดความไม่แน่นอนของราคาไฟฟ้าที่ค่อนข้างสูง

6 เปรียบเทียบการส่งผ่านความไม่แน่นอนในฤดูร้อนและฤดูหนาว

6.1 พิจารณาช่วง Off-Peak Load ข้อมูลจากประเทศอังกฤษ

ตารางที่ 4.7 แสดงตัวแปรที่มีนัยสำคัญที่ 95% ในการส่งผ่านความไม่แน่นอนช่วง Off-Peak Load ประเทศอังกฤษในฤดูร้อนและฤดูหนาว

Coefficient	ฤดูหนาว h_p	ฤดูร้อน h_p	ฤดูหนาว h_q	ฤดูร้อน h_q
$\varepsilon_{t-1}^{p\ 2}$	0.316194	0.265499		
$\varepsilon_{t-1}^{q\ 2}$			0.132058	
$\varepsilon_{t-1}^{p}\varepsilon_{t-1}^{i}$	-0.194734			
$\varepsilon_{t-1}^{p}\varepsilon_{t-1}^{q}$	-0.124896			
$\varepsilon_{t-1}^{i}\varepsilon_{t-1}^{q}$	0.040883			
C	0.012913	0.044096	0.464092	0.398862

6.1.1 แบบจำลองการส่งผ่านความไม่แน่นอนของราคาไฟฟ้า

<u>ฤดูร้อน</u>

ปัจจัยที่ส่งผลต่อความไม่แน่นอนของราคาในฤดูร้อนที่มีนัยสำคัญที่ความน่าเชื่อถือที่ 95% มีหนึ่งปัจจัย คือ ปัจจัยความจากความคลาดเคลื่อนยกกำลังสองของราคาไฟฟ้าในอดีต ($\varepsilon_{t-1}^{p\ 2}$) ซึ่งมีค่า สัมประสิทธิ์เท่ากับ 0.265499 หมายถึงความคลาดเคลื่อนยกกำลังสองของ

ราคาไฟฟ้าในอดีต ($\varepsilon_{t-1}^{p\ 2}$) จะส่งผลต่อความไม่แน่นอนของราคาไฟฟ้าในปัจจุบันให้เพิ่มขึ้น 0.265499

การเกิดความคลาดเคลื่อนของราคาไฟฟ้าในอดีตโดยราคาไฟฟ้าที่สูง (ต่ำ) กว่าการคาดการณ์ ย่อมส่งผลต่อราคาไฟฟ้าในปัจจุบันให้เกิดความผันผวนขึ้น โดยจะขึ้นกับลักษณะเฉพาะทางจิตวิทยาของตลาดในการคาดการณ์ราคาอย่างมีเหตุผล

<u>ฤดูหนาว</u>

ปัจจัยที่ส่งผลต่อความไม่แน่นอนของราคาไฟฟ้าในฤดูหนาวที่มีนัยสำคัญที่ความน่าเชื่อถือที่ 95% มีทั้งหมดสี่ปัจจัยคือ ผลความจากความคลาดเคลื่อนยกกำลังสองของราคาไฟฟ้าในอดีต ($\varepsilon_{t-1}^{p\ 2}$) ซึ่งมีค่าสัมประสิทธิ์เท่ากับ 0.316194 หมายถึงความคลาดเคลื่อนยกกำลังสองของราคาไฟฟ้าในอดีต ($\varepsilon_{t-1}^{p\ 2}$) จะส่งผลต่อความไม่แน่นอนของราคาไฟฟ้าในปัจจุบันให้เพิ่มขึ้น 0.316194

การเกิดความคลาดเคลื่อนของราคาไฟฟ้าในอดีตโดยราคาไฟฟ้าที่สูง (ต่ำ) กว่าการคาดการณ์ ย่อมส่งผลต่อราคาไฟฟ้าในปัจจุบันให้เกิดความผันผวนขึ้น โดยจะขึ้นกับลักษณะเฉพาะทางจิตวิทยาของตลาดในการคาดการณ์ราคาอย่างมีเหตุผล

ปัจจัยที่สอง คือ ผลของปฏิกิริยาระหว่างความคลาดเคลื่อนของราคาไฟฟ้าในอดีตและความคลาดเคลื่อนของอัตราดอกเบี้ยในอดีต ($\varepsilon_{t-1}^{p}\varepsilon_{t-1}^{i}$) ซึ่งมีค่าสัมประสิทธิ์เท่ากับ -0.194734 หมายถึงความคลาดเคลื่อนของทั้งสองปัจจัยเกิดคนละทิศทางจะส่งผลให้เกิดความไม่แน่นอนต่อราคาไฟฟ้าในเวลาต่อไปเพิ่มขึ้น 0.194734

ผลของอัตราดอกเบี้ยในอดีตที่สูง (ต่ำ) กว่าการคาดการณ์ย่อมแสดงถึงต้นทุนในการผลิตไฟฟ้าที่สูงขึ้น (ต่ำลง) จึงส่งผลต่อราคาไฟฟ้าในปัจจุบันให้สูงขึ้น (ต่ำลง) ในขณะที่การเกิดความคลาดเคลื่อนของราคาไฟฟ้าในอดีตโดยราคาไฟฟ้าที่ต่ำ (สูง) กว่าการคาดการณ์ ส่งผลให้คนในตลาดคาดการณ์ว่าราคาไฟฟ้าในวันต่อมาน่าจะปรับสูงขึ้นเพื่อชดเชยกับราคาที่ต่ำ (สูง)เกินไปในอดีตเมื่อเทียบกับต้นทุนการผลิต เมื่อรวมผลของทั้งสองปัจจัยทำให้ราคาไฟฟ้าเกิดความไม่แน่นอนโดยมีแนวโน้มที่จะสูงขึ้น ในทางตรงข้ามหากผลของอัตราดอกเบี้ยในอดีตที่สูง (ต่ำ) กว่าการคาดการณ์ ในขณะที่ความคลาดเคลื่อนของราคาไฟฟ้าในอดีตสูง (ต่ำ) กว่าการคาดการณ์ ส่งผลให้คนในตลาดคิดว่าราคาไฟฟ้าได้มีการปรับตัวตามต้นทุนการผลิตไปแล้วในอดีต ในวันต่อมาราคา

ไฟฟ้าจึงไม่เกิดความผันผวนของราคาไฟฟ้ามากนัก ซึ่งในฤดูหนาวคนในตลาดจะให้ความสำคัญกับต้นทุนการผลิตเนื่องจากราคาน้ำมันจะมีราคาที่แพงกว่าในฤดูร้อน

ปัจจัยที่สาม คือ ผลของปฏิกิริยาระหว่างความคลาดเคลื่อนของราคาไฟฟ้าในอดีตและความคลาดเคลื่อนของปริมาณความต้องการไฟฟ้าในอดีต ($\varepsilon_{t-1}^{p}\varepsilon_{t-1}^{q}$) ซึ่งมีค่าสัมประสิทธิ์เท่ากับ -0.124896 หมายถึงหากทั้งสองปัจจัยเกิดความคลาดเคลื่อนไปคนละทิศทางจะส่งผลให้เกิดความไม่แน่นอนต่อราคาไฟฟ้าในเวลาต่อไปเพิ่มขึ้น 0.124896

การเกิดความคลาดเคลื่อนของราคาไฟฟ้าในอดีตโดยราคาไฟฟ้าที่สูง (ต่ำ) กว่าการคาดการณ์ ย่อมส่งผลต่อราคาไฟฟ้าในปัจจุบันให้ปรับตัวสูง (ต่ำ) ขึ้นตามแนวโน้มของราคาไฟฟ้าในอดีต ในขณะที่ผลปริมาณความต้องการไฟฟ้าในอดีตที่ต่ำ (สูง) กว่าการคาดการณ์ส่งผลให้ในวันต่อมาผู้ผลิตไฟฟ้าอาจจะลด (เพิ่ม) กำลังการผลิตไฟฟ้าลง (ขึ้น) จึงส่งผลต่อราคาไฟฟ้าในปัจจุบันให้สูงขึ้น (ต่ำลง) เมื่อรวมผลของทั้งสองปัจจัยทำให้ราคาไฟฟ้าผันผวนสูงขึ้น ในทางตรงข้ามหากทั้งสองปัจจัยเกิดผลในทิศทางที่หักล้างกันจะทำให้ราคาไฟฟ้าไม่ปรับตัวจึงช่วยลดความไม่แน่นอนของราคาไฟฟ้า

ปัจจัยที่สี่ ได้แก่ ผลของปฏิกิริยาระหว่างความคลาดเคลื่อนของอัตราดอกเบี้ยในอดีตและความคลาดเคลื่อนของปริมาณความต้องการไฟฟ้าในอดีต ($\varepsilon_{t-1}^{i}\varepsilon_{t-1}^{q}$) ซึ่งมีค่าสัมประสิทธิ์เท่ากับ 0.040883 หมายถึงความคลาดเคลื่อนของทั้งสองปัจจัยเป็นบวกหรือลบทั้งคู่จะส่งผลให้เกิดความไม่แน่นอนต่อราคาไฟฟ้าในเวลาต่อไปเพิ่มขึ้น 0.040883

ผลของความคลาดเคลื่อนของอัตราดอกเบี้ยในอดีตโดยที่อัตราดอกเบี้ยสูง (ต่ำ) กว่าการคาดการณ์ย่อมแสดงถึงต้นทุนในการผลิตไฟฟ้าที่สูงขึ้น (ต่ำลง) จึงส่งผลต่อราคาไฟฟ้าในปัจจุบันให้สูงขึ้น (ต่ำลง) ในขณะที่ปริมาณความต้องการไฟฟ้าที่สูง (ต่ำ) กว่าการคาดการณ์จะส่งผลให้ราคาไฟฟ้าสูงขึ้น (ต่ำลง) เมื่อรวมผลของทั้งสองปัจจัยจึงทำให้ราคาไฟฟ้าเกิดความไม่แน่นอนโดยมีแนวโน้มที่จะสูงขึ้น (ลดลง) อย่างมาก ในทางตรงข้ามหากทั้งสองปัจจัยเกิดผลในทางที่หักล้างกันเช่นอัตราดอกเบี้ยในอดีตสูง (ต่ำ) กว่าการคาดการณ์ ส่งผลให้ต้นทุนการผลิตสูงขึ้น (ลดลง) ทำให้ราคาไฟฟ้าปรับตัวสูงขึ้น (ลดลง) ในขณะที่ปริมาณความต้องการไฟฟ้าในอดีตต่ำ (สูง) กว่าการคาดการณ์ส่งผลให้ราคาไฟฟ้ามีแนวโน้มที่จะลดลง (สูงขึ้น) เมื่อรวมผลของทั้งสองปัจจัยทำให้ราคาไฟฟ้าไม่ปรับตัวมากนักจึงช่วยลดความไม่แน่นอนของราคาไฟฟ้า

เมื่อพิจารณาเปรียบเทียบเฉพาะผลของความคลาดเคลื่อนของราคาไฟฟ้าในอดีต พบว่าในฤดูหนาวจะเกิดการส่งผ่านความไม่แน่นอนจากความคลาดเคลื่อนของราคาไฟฟ้ายกกำลัง

สอง($\varepsilon_{t-1}^{p\ 2}$)มากกว่าในฤดูร้อน แต่แตกต่างกันเพียงเล็กน้อย และพบว่าในฤดูหนาวจะมีผลกระทบของความคลาดเคลื่อนจากปัจจัยอื่นๆนอกจากปัจจัยราคาไฟฟ้าอีกเช่น ปัจจัยความคลาดเคลื่อนของปริมาณความต้องการไฟฟ้าและความคลาดเคลื่อนของอัตราดอกเบี้ยในอดีต นอกจากนี้บางปัจจัยในฤดูหนาวที่มีนัยสำคัญต่อความไม่แน่นอนของราคาไฟฟ้าแต่ไม่มีนัยสำคัญในแบบจำลองภาพรวมของช่วง Off-Peak Load ที่ไม่แบ่งฤดูกาลดังในตารางที่ 4.2 ของประเทศอังกฤษ เนื่องจากผลของฤดูร้อนมีผลต่อแบบจำลองมากกว่าในฤดูหนาว ดังนั้นเมื่อรวมผลทั้งสองฤดูทำให้ปัจจัยที่มีนัยสำคัญในฤดูหนาวไม่มีผลต่อภาพรวมใหญ่ที่ไม่ได้แบ่งฤดูกาล

6.1.2 แบบจำลองการส่งผ่านความไม่แน่นอนของปริมาณความต้องการไฟฟ้า

ไม่พบปัจจัยที่ส่งผลต่อความไม่แน่นอนของปริมาณความต้องการไฟฟ้าที่มีนัยสำคัญที่ความน่าเชื่อถือที่ 95ในฤดูร้อน

<u>ฤดูหนาว</u>

ปัจจัยที่ส่งผลต่อความไม่แน่นอนของปริมาณความต้องการไฟฟ้าในฤดูหนาวที่มีนัยสำคัญที่ความน่าเชื่อถือที่ 95%มีหนึ่งปัจจัย คือ ปัจจัยความจากความคลาดเคลื่อนยกกำลังสองของปริมาณความต้องการไฟฟ้าในอดีต ($\varepsilon_{t-1}^{q\ 2}$) ซึ่งมีค่าสัมประสิทธิ์เท่ากับ 0.132058 หมายความว่าความคลาดเคลื่อนยกกำลังสองของต้องการไฟฟ้าในอดีต ($\varepsilon_{t-1}^{q\ 2}$) จะส่งผลให้เกิดความไม่แน่นอนของปริมาณความต้องการไฟฟ้าเพิ่มขึ้นในวันต่อไปเท่ากับ 0.132058

การเกิดความคลาดเคลื่อนของปริมาณความต้องการไฟฟ้าในอดีตโดยปริมาณความต้องการไฟฟ้าที่สูง (ต่ำ) กว่าการคาดการณ์ ทำให้คนบางกลุ่มพยายามลด (เพิ่ม) ปริมาณความต้องการไฟฟ้าในวันต่อมา แต่ในบางกลุ่มคนคิดว่าปริมาณไฟฟ้าในวันต่อมายังคงมีแนวโน้มที่จะสูง (ต่ำ) กว่าการคาดการณ์ดังเช่นในอดีต จากเหตุผลดังกล่าวทำให้ปริมาณความต้องการไฟฟ้าในเวลาต่อมาเกิดความไม่แน่นอนจากความคลาดเคลื่อนในอดีต

เมื่อพิจารณาเปรียบเทียบเฉพาะผลของความคลาดเคลื่อนของปริมาณความต้องการไฟฟ้าในอดีตพบว่าในฤดูที่หนาวจะเกิดการส่งผ่านความไม่แน่นอนจากความคลาดเคลื่อนของปริมาณความต้องการไฟฟ้าในอดีต($\varepsilon_{t-1}^{q\ 2}$)ในขณะที่ในฤดูร้อนไม่พบปัจจัยที่มีผลต่อความไม่แน่นอนของราคาไฟฟ้า

6.2 พิจารณาช่วง Peak Loadข้อมูลจากประเทศอังกฤษ

ตารางที่ 4.8 แสดงตัวแปรที่มีนัยสำคัญที่ 95% ในการส่งผ่านความไม่แน่นอนช่วง Peak Load ประเทศอังกฤษในฤดูร้อนและฤดูหนาว

	ฤดูหนาว	ฤดูร้อน	ฤดูหนาว	ฤดูร้อน
Coefficient	h_p	h_p	h_q	h_q
$\varepsilon_{t-1}^{p\ 2}$	0.164778	0.716567		
$\varepsilon_{t-1}^{i\ 2}$			0.328903	
$\varepsilon_{t-1}^{q\ 2}$			0.168729	
$\varepsilon_{t-1}^{p}\varepsilon_{t-1}^{p,oil}$	-1.377582			
$\varepsilon_{t-1}^{p}\varepsilon_{t-1}^{i}$	-0.095144			0.662335
$\varepsilon_{t-1}^{p,oil}\varepsilon_{t-1}^{q}$				-6.509777
C	0.037952		0.178242	0.215756

6.2.1 แบบจำลองการส่งผ่านความไม่แน่นอนของราคาไฟฟ้า

<u>ฤดูร้อน</u>

ปัจจัยที่ส่งผลต่อความไม่แน่นอนของราคาในฤดูร้อนที่มีนัยสำคัญที่ความน่าเชื่อถือที่ 95%มีหนึ่งปัจจัยคือ ปัจจัยความจากความคลาดเคลื่อนยกกำลังสองของราคาไฟฟ้าในอดีต ($\varepsilon_{t-1}^{p\ 2}$) ซึ่งมีค่า สัมประสิทธิ์เท่ากับ 0.716567 หมายถึงความคลาดเคลื่อนยกกำลังสองของราคาไฟฟ้าในอดีต ($\varepsilon_{t-1}^{p\ 2}$) จะส่งผลต่อความไม่แน่นอนของราคาไฟฟ้าในปัจจุบันให้เพิ่มขึ้น 0.716567

<u>ฤดูหนาว</u>

ปัจจัยที่ส่งผลต่อความไม่แน่นอนของราคาในฤดูที่หนาวที่มีนัยสำคัญที่ความน่าเชื่อถือที่ 95%มีสามปัจจัยคือ ปัจจัยความจากความคลาดเคลื่อนยกกำลังสองของราคาไฟฟ้าใน

อดีต ($\varepsilon_{t-1}^{p\ 2}$) ซึ่งมีค่าสัมประสิทธิ์เท่ากับ 0.164778 หมายถึงความคลาดเคลื่อนยกกำลังสองของราคาไฟฟ้าในอดีต ($\varepsilon_{t-1}^{p\ 2}$) จะส่งผลต่อความไม่แน่นอนของราคาไฟฟ้าในปัจจุบันให้เพิ่มขึ้น 0.164778

การเกิดความคลาดเคลื่อนของราคาไฟฟ้าในอดีตโดยราคาไฟฟ้าที่สูง (ต่ำ) กว่าการคาดการณ์ ย่อมส่งผลต่อราคาไฟฟ้าในปัจจุบันให้เกิดความผันผวนขึ้น โดยจะขึ้นกับลักษณะเฉพาะทางจิตวิทยาของตลาดในการคาดการณ์ราคาอย่างมีเหตุผล

ปัจจัยที่สอง คือ ผลของปฏิกิริยาระหว่างความคลาดเคลื่อนของราคาไฟฟ้าในอดีตและความคลาดเคลื่อนของราคาน้ำมันในอดีต ($\varepsilon_{t-1}^{p}\varepsilon_{t-1}^{p,oil}$) ซึ่งมีค่าสัมประสิทธิ์เท่ากับ -1.377582 หมายถึงความคลาดเคลื่อนของทั้งสองปัจจัยเกิดในทิศทางที่ต่างกันจะส่งผลให้เกิดความไม่แน่นอนของราคาไฟฟ้าในเวลาต่อไปเพิ่มขึ้น 1.377582

ผลของราคาน้ำมันที่สูง (ต่ำ) กว่าการคาดการณ์ย่อมแสดงถึงต้นทุนในการผลิตไฟฟ้าที่สูงขึ้น (ต่ำลง) จึงส่งผลต่อราคาไฟฟ้าในปัจจุบันให้สูงขึ้น (ต่ำลง) ในขณะที่การเกิดความคลาดเคลื่อนของราคาไฟฟ้าในอดีตโดยราคาไฟฟ้าที่ต่ำ (สูง) กว่าการคาดการณ์ ส่งผลให้คนในตลาดคาดการณ์ว่าราคาไฟฟ้าในวันต่อมาน่าจะปรับสูงขึ้นเพื่อชดเชยกับราคาที่ต่ำ (สูง)เกินไปในอดีตเมื่อเทียบกับต้นทุนการผลิต เมื่อรวมผลของทั้งสองปัจจัยทำให้ราคาไฟฟ้าเกิดความไม่แน่นอนโดยมีแนวโน้มที่จะสูงขึ้น ในทางตรงข้ามหากผลของราคาน้ำมันในอดีตที่สูง (ต่ำ) กว่าการคาดการณ์ ในขณะที่ความคลาดเคลื่อนของราคาไฟฟ้าในอดีตสูง (ต่ำ) กว่าการคาดการณ์ ส่งผลให้คนในตลาดคิดว่าราคาไฟฟ้าได้มีการปรับตัวตามต้นทุนการผลิตไปแล้วในอดีต ในวันต่อมาราคาไฟฟ้าจึงไม่เกิดความผันผวนของราคาไฟฟ้ามากนัก ซึ่งในฤดูหนาวคนในตลาดจะให้ความสำคัญกับต้นทุนการผลิตที่สูงเนื่องจากราคาน้ำมันจะมีราคาที่แพงกว่าในฤดูร้อน ดังนั้นในการพิจารณาความคลาดเคลื่อนของราคาไฟฟ้าในอดีต คนในตลาดจะพิจารณาเปรียบเทียบโดยให้ความสำคัญต่อต้นทุนการผลิต

ปัจจัยที่สาม คือ ผลของปฏิกิริยาระหว่างความคลาดเคลื่อนของราคาไฟฟ้าในอดีตและความคลาดเคลื่อนของอัตราดอกเบี้ยอดีต ($\varepsilon_{t-1}^{p}\varepsilon_{t-1}^{i}$) ซึ่งมีค่าสัมประสิทธิ์เท่ากับ -0.095144 หมายถึงหากทั้งสองปัจจัยเกิดความคลาดเคลื่อนไปคนละทิศทางจะส่งผลให้เกิดความไม่แน่นอนต่อราคาไฟฟ้าในเวลาต่อไปเพิ่มขึ้น 0.095144

ผลของอัตราดอกเบี้ยในอดีตที่สูง (ต่ำ) กว่าการคาดการณ์ย่อมแสดงถึงต้นทุนในการผลิตไฟฟ้าที่สูงขึ้น (ต่ำลง) จึงส่งผลต่อราคาไฟฟ้าในปัจจุบันให้สูงขึ้น (ต่ำลง) ในขณะที่การเกิด

ความคลาดเคลื่อนของราคาไฟฟ้าในอดีตโดยราคาไฟฟ้าที่ต่ำ (สูง) กว่าการคาดการณ์ ส่งผลให้คนในตลาดคาดการณ์ว่าราคาไฟฟ้าในวันต่อมาน่าจะปรับสูงขึ้นเพื่อชดเชยกับราคาที่ต่ำ (สูง)เกินไปในอดีตเมื่อเทียบกับต้นทุนการผลิต เมื่อรวมผลของทั้งสองปัจจัยทำให้ราคาไฟฟ้าเกิดความไม่แน่นอนโดยมีแนวโน้มที่จะสูงขึ้น ในทางตรงข้ามหากผลของอัตราดอกเบี้ยในอดีตที่สูง (ต่ำ) กว่าการคาดการณ์ ในขณะที่ความคลาดเคลื่อนของราคาไฟฟ้าในอดีตสูง (ต่ำ) กว่าการคาดการณ์ ส่งผลให้คนในตลาดคิดว่าราคาไฟฟ้าได้มีการปรับตัวตามต้นทุนการผลิตไปแล้วในอดีต ในวันต่อมาราคาไฟฟ้าจึงไม่เกิดความผันผวนของราคาไฟฟ้ามากนัก

เมื่อพิจารณาเปรียบเทียบเฉพาะผลของความคลาดเคลื่อนของราคาไฟฟ้าในอดีต พบว่าในฤดูร้อนจะเกิดการส่งผ่านความไม่แน่นอนจากความคลาดเคลื่อนของราคาไฟฟ้ายกกำลังสอง ($\varepsilon_{t-1}^{p\ 2}$) สูงกว่าในฤดูที่หนาวมาก โดยพิจารณาที่ค่าสัมประสิทธิ์ที่แตกต่างกันมาก ระหว่าง 0.16 และ 0.72 ซึ่งแสดงให้เห็นว่าในฤดูร้อนจะมีโอกาสเกิดความผันผวนของราคาไฟฟ้าได้สูงกว่าหากเกิดความคลาดเคลื่อนของราคาไฟฟ้าในอดีต แต่ในฤดูที่หนาวนั้นจะมีการส่งผ่านความไม่แน่นอนจากปัจจัยอื่นๆนอกจากปัจจัยราคาไฟฟ้า เช่น ปัจจัยความคลาดเคลื่อนของราคาน้ำมัน เพราะน้ำมันจะมีราคาสูงในช่วงฤดูหนาว และ ความคลาดเคลื่อนของอัตราดอกเบี้ยที่เป็นต้นทุนในการผลิตไฟฟ้าอีกปัจจัยหนึ่ง

นอกจากนี้บางปัจจัยในฤดูหนาวที่มีนัยสำคัญต่อความไม่แน่นอนของราคาไฟฟ้า แต่ไม่มีนัยสำคัญในแบบจำลองภาพรวมของช่วง Off-Peak Load ที่ไม่แบ่งฤดูกาลดังในตารางที่ 4.3 ของประเทศอังกฤษ เนื่องจากผลของฤดูร้อนมีผลต่อแบบจำลองมากกว่าในฤดูหนาว ดังนั้นเมื่อรวมผลทั้งสองฤดูทำให้ปัจจัยที่มีนัยสำคัญในฤดูหนาวไม่มีผลต่อภาพรวมใหญ่ที่ไม่ได้แบ่งฤดูกาล

6.2.2 แบบจำลองการส่งผ่านความไม่แน่นอนของปริมาณความต้องการไฟฟ้า

<u>ฤดูร้อน</u>

ปัจจัยที่ส่งผลต่อความไม่แน่นอนของปริมาณความต้องการไฟฟ้าในฤดูร้อนที่มีนัยสำคัญที่ความน่าเชื่อถือ 95% มีสองปัจจัย คือ ผลของปฏิกิริยาระหว่างความคลาดเคลื่อนของราคาไฟฟ้าในอดีตและความคลาดเคลื่อนของอัตราดอกเบี้ยในอดีต ($\varepsilon_{t-1}^{p}\varepsilon_{t-1}^{i}$) ซึ่งมีค่าสัมประสิทธิ์เท่ากับ 0.662335 หมายถึงความคลาดเคลื่อนของทั้งสองปัจจัยเกิดในทิศทางเดียวกันจะส่งผลให้เกิดความไม่แน่นอนต่อราคาไฟฟ้าในเวลาต่อไปเพิ่มขึ้น 0.662335

การเกิดความคลาดเคลื่อนราคาไฟฟ้าในอดีตโดยราคาไฟฟ้าที่สูง (ต่ำ) กว่าการคาดการณ์ ส่งผลให้เกิดการประหยัดพลังงานไฟฟ้ามากขึ้น (น้อยลง) ทำให้ปริมาณความต้องการไฟฟ้าลดลง (สูงขึ้น) ส่วนผลความคลาดเคลื่อนของอัตราดอกเบี้ยอดีตโดยอัตราดอกเบี้ยที่สูง (ต่ำ) กว่าการคาดการณ์ ส่งผลต่อราคาไฟฟ้าให้ปรับตัวสูง (ต่ำ) และส่งผลให้เกิดการประหยัดพลังงานไฟฟ้ามากขึ้น (น้อยลง) ทำให้ปริมาณความต้องการไฟฟ้าลดลง (สูงขึ้น) เมื่อรวมผลของทั้งสองปัจจัยทำให้ปริมาณความต้องการไฟฟ้าเกิดความไม่แน่นอนโดยมีแนวโน้มที่จะผันผวนเพิ่มขึ้น ในทางตรงข้ามหากทั้งสองปัจจัยเกิดผลในทิศทางที่หักล้างกันจึงช่วยลดความไม่แน่นอนของปริมาณความต้องการไฟฟ้า

ปัจจัยที่สอง คือ ผลของปฏิกิริยาระหว่างความคลาดเคลื่อนของปริมาณความต้องการไฟฟ้าในอดีตและความคลาดเคลื่อนของราคาน้ำมันในอดีต ($\varepsilon_{t-1}^{p,oil}\varepsilon_{t-1}^{q}$) ซึ่งมีค่าสัมประสิทธิ์เท่ากับ -6.509777 หมายถึงหากทั้งสองปัจจัยเกิดความคลาดเคลื่อนไปคนละทิศทางจะส่งผลให้เกิดความไม่แน่นอนต่อราคาไฟฟ้าในเวลาต่อไปเพิ่มขึ้น 6.509777

การเกิดความคลาดเคลื่อนของราคาน้ำมันในอดีตโดยราคาน้ำมันที่สูง (ต่ำ) กว่าการคาดการณ์ ส่งผลต่อราคาไฟฟ้าให้ปรับตัวสูง (ต่ำ) และส่งผลให้เกิดการประหยัดพลังงานไฟฟ้ามากขึ้น(น้อยลง) ทำให้ปริมาณความต้องการไฟฟ้าลดลง (สูงขึ้น) ในขณะที่ผลของปริมาณความต้องการไฟฟ้าในอดีตที่ต่ำ (สูง) กว่าการคาดการณ์ย่อมส่งผลต่อปริมาณความต้องการในปัจจุบันให้ปรับตัวต่ำลง (สูงขึ้น) กว่าการคาดการณ์ปริมาณความต้องการไฟฟ้าในอดีต เมื่อรวมผลของทั้งสองปัจจัยทำให้ปริมาณความต้องการไฟฟ้าเกิดความไม่แน่นอนโดยมีแนวโน้มที่จะผันผวนเพิ่มขึ้น ในทางตรงข้ามหากทั้งสองปัจจัยเกิดผลในทิศทางที่หักล้างกันจะทำให้ปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าไม่เปลี่ยนแปลงมากนักจึงช่วยลดความไม่แน่นอนของปริมาณความต้องการไฟฟ้า

<u>ฤดูหนาว</u>

ปัจจัยที่ส่งผลต่อความไม่แน่นอนของปริมาณความต้องการไฟฟ้าในฤดูที่หนาวที่มีนัยสำคัญที่ความน่าเชื่อถือที่ 95% มีสองปัจจัย คือ ปัจจัยความจากความคลาดเคลื่อนยกกำลังสองของปริมาณความต้องการไฟฟ้าในอดีต ($\varepsilon_{t-1}^{q\ 2}$) ซึ่งมีค่าสัมประสิทธิ์เท่ากับ 0.168729 หมายความว่าความคลาดเคลื่อนยกกำลังสองของต้องการไฟฟ้าในอดีต ($\varepsilon_{t-1}^{q\ 2}$) 1 หน่วย จะส่งผลให้เกิดความไม่แน่นอนของปริมาณความต้องการไฟฟ้าเพิ่มขึ้นในวันต่อไปเท่ากับ 0.168729 หน่วย

การเกิดความคลาดเคลื่อนของปริมาณความต้องการไฟฟ้าในอดีตโดยปริมาณความต้องการไฟฟ้าที่สูง (ต่ำ) กว่าการคาดการณ์ ทำให้คนบางกลุ่มพยายามลด (เพิ่ม) ปริมาณความ

ต้องการไฟฟ้าในวันต่อมา แต่ในบางกลุ่มคนคิดว่าปริมาณไฟฟ้าในวันต่อมายังคงมีแนวโน้มที่จะสูง (ต่ำ) กว่าการคาดการณ์ดังเช่นในอดีต จากเหตุผลดังกล่าวทำให้ปริมาณความต้องการไฟฟ้าในเวลาต่อมาเกิดความไม่แน่นอนจากความคลาดเคลื่อนในอดีต

ปัจจัยที่สองคือ ปัจจัยความจากความคลาดเคลื่อนยกกำลังสองของอัตราดอกเบี้ยในอดีต ($\varepsilon_{t-1}^{i\ 2}$) ซึ่งมีค่าสัมประสิทธิ์เท่ากับ 0.328903 หมายความว่าความคลาดเคลื่อนยกกำลังสองของอัตราดอกเบี้ยในอดีต ($\varepsilon_{t-1}^{i\ 2}$) จะส่งผลให้เกิดความไม่แน่นอนของปริมาณความต้องการไฟฟ้าเพิ่มขึ้นในวันต่อไปเท่ากับ 0.328903

ความคลาดเคลื่อนของอัตราดอกเบี้ยในอดีตโดยอัตราดอกเบี้ยที่สูง (ต่ำ) กว่าการคาดการณ์ ส่งผลต่อราคาไฟฟ้าให้ปรับตัวสูง (ต่ำ) และส่งผลให้เกิดการประหยัดพลังงานไฟฟ้ามากขึ้น (น้อยลง) ทำให้ปริมาณความต้องการไฟฟ้าลดลง (สูงขึ้น) จนเกิดความไม่แน่นอนของปริมาณความต้องการไฟฟ้า

6.3 พิจารณาช่วง Off-Peak Load ข้อมูลจากประเทศนอร์ดิค

ตารางที่ 4.9 แสดงตัวแปรที่มีนัยสำคัญที่ 95% ในการส่งผ่านความไม่แน่นอนช่วง Off-Peak Load ประเทศนอร์ดิคในฤดูร้อนและฤดูหนาว

	ฤดูหนาว	ฤดูร้อน	ฤดูหนาว	ฤดูร้อน
coefficient	h_p	h_p	h_q	h_q
$\varepsilon_{t-1}^{p\ 2}$	0.716739	0.392462		
$\varepsilon_{t-1}^{q\ 2}$		4.202154		
$\varepsilon_{t-1}^{p}\varepsilon_{t-1}^{p,oil}$	10.676051	-5.863941	0.128358	
$\varepsilon_{t-1}^{p}\varepsilon_{t-1}^{q}$		5.007225		
$\varepsilon_{t-1}^{p}\varepsilon_{t-1}^{i}$		-0.295791		
C			0.001505	0.002772

6.3.1 แบบจำลองการส่งผ่านความไม่แน่นอนของราคาไฟฟ้า

<u>ฤดูร้อน</u>

ปัจจัยที่ส่งผลต่อความไม่แน่นอนของราคาในฤดูร้อนที่มีนัยสำคัญที่ความน่าเชื่อถือ 95% มีทั้งหมดห้าปัจจัยคือ ผลความจากความคลาดเคลื่อนยกกำลังสองของราคาไฟฟ้าใน

อดีต ($\varepsilon_{t-1}^{p\ 2}$) ซึ่งมีค่าสัมประสิทธิ์เท่ากับ 0.392462 หมายถึงความคลาดเคลื่อนยกกำลังสองของราคาไฟฟ้าในอดีต ($\varepsilon_{t-1}^{p\ 2}$) จะส่งผลต่อความไม่แน่นอนของราคาไฟฟ้าในปัจจุบันให้เพิ่มขึ้น 0.392462

ปัจจัยที่สอง คือ ผลความจากความคลาดเคลื่อนยกกำลังสองของปริมาณความต้องการไฟฟ้าในอดีต ($\varepsilon_{t-1}^{q\ 2}$) ซึ่งมีค่าสัมประสิทธิ์เท่ากับ 4.202154 หมายถึงความคลาดเคลื่อนยกกำลังสองของปริมาณความต้องการไฟฟ้าไฟฟ้าในอดีต ($\varepsilon_{t-1}^{q\ 2}$) จะส่งผลต่อความไม่แน่นอนของราคาไฟฟ้าในปัจจุบันให้เพิ่มขึ้น 4.202154

ปัจจัยที่สาม คือ ผลของปฏิกิริยาระหว่างความคลาดเคลื่อนของราคาไฟฟ้าในอดีตและความคลาดเคลื่อนของปริมาณความต้องการไฟฟ้าในอดีต ($\varepsilon_{t-1}^{p}\varepsilon_{t-1}^{q}$) ซึ่งมีค่าสัมประสิทธิ์เท่ากับ 5.007225 หมายถึงหากทั้งสองปัจจัยเกิดความคลาดเคลื่อนไปในทิศทางเดียวกันจะส่งผลให้เกิดความไม่แน่นอนต่อราคาไฟฟ้าในเวลาต่อไปเพิ่มขึ้น 5.007225

การเกิดความคลาดเคลื่อนของราคาไฟฟ้าในอดีตโดยราคาไฟฟ้าที่สูง (ต่ำ) กว่าการคาดการณ์ ย่อมส่งผลต่อราคาไฟฟ้าในปัจจุบันให้ปรับตัวสูง (ต่ำ) ขึ้นตามแนวโน้มของราคาไฟฟ้าในอดีต ในขณะที่ผลของปริมาณความต้องการไฟฟ้าอดีตที่สูง (ต่ำ) จึงส่งผลต่อราคาไฟฟ้าในปัจจุบันให้สูงขึ้น (ต่ำลง) เมื่อรวมผลของทั้งสองปัจจัยทำให้ราคาไฟฟ้าเกิดความไม่แน่นอนโดยมีแนวโน้มที่จะสูงขึ้น ในทางตรงข้ามหากทั้งสองปัจจัยเกิดผลในทิศทางที่หักล้างกันจะทำให้ราคาไฟฟ้าไม่ปรับตัวมากนักจึงช่วยลดความไม่แน่นอนของราคาไฟฟ้า

ปัจจัยที่สี่ ได้แก่ ผลของปฏิกิริยาระหว่างความคลาดเคลื่อนของราคาน้ำมันในอดีตและความคลาดเคลื่อนของราคาไฟฟ้าในอดีต ($\varepsilon_{t-1}^{p}\varepsilon_{t-1}^{p,oil}$) ซึ่งมีค่าสัมประสิทธิ์เท่ากับ -5.863941 หมายถึงหากทั้งสองปัจจัยเกิดความคลาดเคลื่อนไปทิศทางที่แตกต่างกันจะส่งผลให้เกิดความไม่แน่นอนต่อราคาไฟฟ้าในเวลาต่อไปเพิ่มขึ้น 5.863941

ผลของราคาน้ำมันที่สูงกว่าการคาดการณ์ย่อมแสดงถึงต้นทุนในการผลิตไฟฟ้าที่สูงขึ้น ผู้ใช้ไฟฟ้าจะพยายามหาตลาดที่มีราคาไฟฟ้าที่ต่ำ ในขณะที่ความคลาดเคลื่อนของราคาไฟฟ้าในอดีตของช่วง Off-Peak Load ที่ต่ำกว่าการคาดการณ์ เมื่อรวมผลของดังกล่าวทำให้ผู้ใช้ไฟฟ้ามีการเปลี่ยนช่วงเวลาในการใช้ไฟฟ้ามาสู่ช่วง Off-Peak Load มากขึ้น ราคาไฟฟ้าจึงเกิดความผันผวนมากขึ้น ในทางตรงกันข้ามถ้าผลของราคาน้ำมันในอดีตที่ต่ำกว่าการคาดการณ์จะแสดงถึงต้นทุนการณ์ผลิตที่ลดลง ราคาไฟฟ้าจึงลดลง ในขณะที่ความคลาดเคลื่อนของราคาไฟฟ้าในอดีต

ของช่วง Off-Peak Load สูงกว่าการคาดการณ์ เมื่อรวมผลของทั้งสองปัจจัยทำให้ผู้ใช้ไฟฟ้าบางกลุ่มย้ายไปใช้ไฟฟ้าในช่วง Peak Load ซึ่งเป็นช่วงเวลาปกติแทน ทำให้ราคาไฟฟ้าเกิดความผันผวนสูงขึ้น

หากราคาน้ำมันในอดีตสูง (ต่ำ) กว่าการณ์คาดการณ์ และราคาไฟฟ้าในอดีตสูง (ต่ำ) กว่าการคาดการณ์ เมื่อรวมทั้งสองปัจจัย ทั้งผู้ใช้ไฟฟ้าที่อยู่ในช่วง Off-Peak Load และ Peak Load ก็ไม่มีเหตุผลที่จะเปลี่ยนแปลงช่วงเวลาในการใช้ไฟฟ้า ทำให้ราคาไฟฟ้าไม่ผันผวนมากนัก

ปัจจัยที่ห้า ได้แก่ ผลของปฏิกิริยาระหว่างความคลาดเคลื่อนของราคาไฟฟ้าในอดีตและความคลาดเคลื่อนของอัตราดอกเบี้ยในอดีต ($\varepsilon_{t-1}^{p}\varepsilon_{t-1}^{i}$) ซึ่งมีค่าสัมประสิทธิ์เท่ากับ -0.295791หมายถึงหากทั้งสองปัจจัยเกิดความคลาดเคลื่อนไปทิศทางที่แตกต่างกันจะส่งผลให้เกิดความไม่แน่นอนต่อราคาไฟฟ้าในเวลาต่อไปเพิ่มขึ้น 0.295791 โดยที่กลไกลการเกิดความผันผวนจะเหมือนกับในปัจจัยที่สี่

<u>ฤดูหนาว</u>

ปัจจัยที่ส่งผลต่อความไม่แน่นอนของราคาในฤดูที่หนาวที่มีนัยสำคัญที่ความน่าเชื่อถือที่ 95% มีสองปัจจัย คือ ปัจจัยความจากความคลาดเคลื่อนยกกำลังสองของราคาไฟฟ้าในอดีต ($\varepsilon_{t-1}^{p\ 2}$) ซึ่งมีค่า สัมประสิทธิ์เท่ากับ 0.716739 หมายถึงความคลาดเคลื่อนยกกำลังสองของราคาไฟฟ้าในอดีต ($\varepsilon_{t-1}^{p\ 2}$) จะส่งผลต่อราคาไฟฟ้าในปัจจุบันให้เพิ่มขึ้น 0.716739

ปัจจัยที่สอง คือ ผลของปฏิกิริยาระหว่างความคลาดเคลื่อนของราคาไฟฟ้าในอดีตและความคลาดเคลื่อนของราคาน้ำมันในอดีต ($\varepsilon_{t-1}^{p}\varepsilon_{t-1}^{p,oil}$) ซึ่งมีค่าสัมประสิทธิ์เท่ากับ 10.676051 หมายถึงความคลาดเคลื่อนของทั้งสองปัจจัยเกิดในทิศทางเดียวกันจะส่งผลให้เกิดความไม่แน่นอนต่อราคาไฟฟ้าในเวลาต่อไปเพิ่มขึ้น 10.676051

การเกิดความคลาดเคลื่อนของราคาไฟฟ้าในอดีตโดยราคาไฟฟ้าที่สูง (ต่ำ) กว่าการคาดการณ์ ย่อมส่งผลต่อราคาไฟฟ้าในปัจจุบันให้ปรับตัวสูง (ต่ำ) ขึ้นตามแนวโน้มของราคาไฟฟ้าในอดีต ในขณะที่ผลของราคาน้ำมันในอดีตที่สูง (ต่ำ) กว่าการคาดการณ์ย่อมแสดงถึงต้นทุนในการผลิตไฟฟ้าที่สูงขึ้น (ต่ำลง) จึงส่งผลต่อราคาไฟฟ้าในปัจจุบันให้สูงขึ้น (ต่ำลง) เมื่อรวมผลของทั้งสองปัจจัยทำให้ราคาไฟฟ้าเกิดความไม่แน่นอนโดยมีแนวโน้มที่จะสูงขึ้น ในทางตรงข้ามหากทั้งสองปัจจัยเกิดผลในทิศทางที่หักล้างกันจะทำให้ราคาไฟฟ้าไม่ปรับตัวมากนักจึงช่วยลดความไม่แน่นอนของราคาไฟฟ้า

เมื่อพิจารณาเปรียบเทียบเฉพาะผลของความคลาดเคลื่อนของราคาไฟฟ้าในอดีต พบว่าในฤดูที่หนาวจะเกิดการส่งผ่านความไม่แน่นอนจากความคลาดเคลื่อนของราคาไฟฟ้ายกกำลังสองมากกว่าในฤดูร้อน แต่ในฤดูร้อนจะมีการส่งผ่านความไม่แน่นอนจากความคลาดเคลื่อนยกกำลังสองของปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าในอดีตในปริมาณที่สูงมากไปสู่ความไม่แน่นอนของราคาไฟฟ้าในปัจจุบัน ซึ่งผลที่เกิดขึ้นนี้น่าจะเกิดจากผลของฤดูร้อนที่มีต่อปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าและส่งผ่านไปยังความไม่แน่นอนของราคาไฟฟ้า

6.3.2 แบบจำลองการส่งผ่านความไม่แน่นอนของปริมาณความต้องการไฟฟ้า

ไม่พบปัจจัยที่ส่งผลต่อความไม่แน่นอนของปริมาณความต้องการไฟฟ้าที่มีนัยสำคัญที่ความน่าเชื่อถือที่ 95%ในฤดูร้อน

<u>ฤดูหนาว</u>

ปัจจัยที่ส่งผลต่อความไม่แน่นอนของปริมาณความต้องการไฟฟ้าในที่หนาวที่มีนัยสำคัญที่ความน่าเชื่อถือที่ 95%มีหนึ่งปัจจัย คือ ผลของปฏิกิริยาระหว่างความคลาดเคลื่อนของราคาน้ำมันในอดีตและความคลาดเคลื่อนของราคาไฟฟ้าในอดีต ($\varepsilon_{t-1}^{p}\varepsilon_{t-1}^{p,oil}$) โดยมีค่าสัมประสิทธิ์เท่ากับ 0.128358 หมายถึงความคลาดเคลื่อนของทั้งสองปัจจัยเกิดในทิศทางเดียวกันจะส่งผลให้เกิดความไม่แน่นอนต่อราคาไฟฟ้าในเวลาต่อไปเพิ่มขึ้น 0.128358

การเกิดความคลาดเคลื่อนราคาไฟฟ้าในอดีตโดยราคาไฟฟ้าที่สูง (ต่ำ) กว่าการคาดการณ์ ส่งผลให้เกิดการประหยัดพลังงานไฟฟ้ามากขึ้น (น้อยลง) ทำให้ปริมาณความต้องการไฟฟ้าลดลง (สูงขึ้น) ส่วนผลความคลาดเคลื่อนของราคาน้ำมันในอดีตโดยราคาน้ำมันที่สูง (ต่ำ) กว่าการคาดการณ์ ส่งผลต่อราคาไฟฟ้าให้ปรับตัวสูง (ต่ำ) และส่งผลให้เกิดการประหยัดพลังงานไฟฟ้ามากขึ้น (น้อยลง) ทำให้ปริมาณความต้องการไฟฟ้าลดลง (สูงขึ้น) เมื่อรวมผลของทั้งสองปัจจัยทำให้ปริมาณความต้องการไฟฟ้าเกิดความไม่แน่นอนโดยมีแนวโน้มที่จะผันผวนเพิ่มขึ้น ในทางตรงข้ามหากทั้งสองปัจจัยเกิดผลในทิศทางที่หักล้างกันจึงช่วยลดความไม่แน่นอนของปริมาณความต้องการไฟฟ้า

เมื่อพิจารณาเปรียบเทียบเฉพาะผลของความคลาดเคลื่อนของปริมาณความต้องการไฟฟ้าในอดีตพบว่าในฤดูที่หนาวจะเกิดการส่งผ่านความไม่แน่นอนจากความคลาดเคลื่อนของราคาไฟฟ้าในอดีตและราคาน้ำมันในอดีตในขณะที่ในฤดูร้อนไม่พบปัจจัยที่มีผลต่อความไม่

แน่นอนของราคาไฟฟ้า เนื่องจากในฤดูหนาวราคาน้ำมันที่เปรียบเสมือนต้นทุนในการผลิตไฟฟ้าปรับตัวสูงขึ้นจึงน่าจะส่งผลกระทบต่อตลาดซื้อขายไฟฟ้าด้วย

6.4 พิจารณาช่วง Peak Load ข้อมูลจากประเทศนอร์ดิค

ตารางที่ 4.10 แสดงตัวแปรที่มีนัยสำคัญที่ 95% ในการส่งผ่านความไม่แน่นอนช่วง Peak Load ประเทศนอร์ดิคในฤดูร้อนและฤดูหนาว

nordic	ฤดูหนาว	ฤดูร้อน	ฤดูหนาว	ฤดูร้อน
coefficient	h_p	h_p	h_q	h_q
$\varepsilon_{t-1}^{p\ 2}$	0.456714	0.329431		
$\varepsilon_{t-1}^{q\ 2}$		0.431703		
$\varepsilon_{t-1}^{p}\varepsilon_{t-1}^{i}$	0.243007			-0.106549
$\varepsilon_{t-1}^{p}\varepsilon_{t-1}^{q}$		-0.705552		
$\varepsilon_{t-1}^{i}\varepsilon_{t-1}^{q}$		-0.344035		-0.34965
C	0.001904	0.003342	0.00116	0.002426

6.4.1 แบบจำลองการส่งผ่านความไม่แน่นอนของราคาไฟฟ้า

<u>ฤดูร้อน</u>

ปัจจัยที่ส่งผลต่อความไม่แน่นอนของราคาในฤดูร้อนที่มีนัยสำคัญที่ความน่าเชื่อถือที่ 95%มีทั้งหมดสี่ปัจจัยคือ ผลความจากความคลาดเคลื่อนยกกำลังสองของราคาไฟฟ้าในอดีต ($\varepsilon_{t-1}^{p\ 2}$) โดยมีค่าสัมประสิทธิ์เท่ากับ 0.329431 ปัจจัยที่สอง คือ ผลความจากความคลาดเคลื่อนยกกำลังสองของปริมาณความต้องการไฟฟ้าในอดีต ($\varepsilon_{t-1}^{q\ 2}$) โดยมีค่าสัมประสิทธิ์เท่ากับ 0.431703

ปัจจัยที่สาม คือ ผลของปฏิกิริยาระหว่างความคลาดเคลื่อนของราคาไฟฟ้าในอดีตและความคลาดเคลื่อนของปริมาณความต้องการไฟฟ้าในอดีต ($\varepsilon_{t-1}^{p}\varepsilon_{t-1}^{q}$) โดยมีค่าสัมประสิทธิ์เท่ากับ -0.705552 การเกิดความคลาดเคลื่อนของราคาไฟฟ้าในอดีตโดยราคาไฟฟ้าที่สูง (ต่ำ) กว่าการคาดการณ์ ย่อมส่งผลต่อราคาไฟฟ้าในปัจจุบันให้ปรับตัวสูง (ต่ำ) ขึ้นตามแนวโน้มของราคาไฟฟ้าในอดีต ในขณะที่ผลปริมาณความต้องการไฟฟ้าในอดีตที่ต่ำ (สูง) กว่าการคาดการณ์ส่งผลให้ในวันต่อมาผู้ผลิตไฟฟ้าอาจจะลด (เพิ่ม) ความพร้อมในการผลิตไฟฟ้าลง (ขึ้น) จึงส่งผลต่อราคาไฟฟ้าในปัจจุบันให้สูงขึ้น (ต่ำลง) เมื่อรวมผลของทั้งสองปัจจัยทำให้ราคาไฟฟ้าผันผวนสูงขึ้น

ในทางตรงข้ามหากทั้งสองปัจจัยเกิดผลในทิศทางที่หักล้างกันจะทำให้ราคาไฟฟ้าไม่ปรับตัวจึงช่วยลดความไม่แน่นอนของราคาไฟฟ้า

ปัจจัยที่สี่ ได้แก่ ผลของปฏิกิริยาระหว่างความคลาดเคลื่อนของอัตราดอกเบี้ยในอดีตและความคลาดเคลื่อนของปริมาณความต้องการไฟฟ้าในอดีต ($\varepsilon_{t-1}^{i}\varepsilon_{t-1}^{q}$)โดยมีค่าสัมประสิทธิ์เท่ากับ -0.344035 การเกิดความคลาดเคลื่อนของราคาอัตราดอกเบี้ยในอดีตที่สูง (ต่ำ) กว่าการคาดการณ์ ย่อมส่งผลต่อราคาไฟฟ้าในปัจจุบันให้ปรับตัวสูง (ต่ำ) ขึ้นจากต้นทุนการผลิต ในขณะที่ผลปริมาณความต้องการไฟฟ้าในอดีตที่ต่ำ (สูง) กว่าการคาดการณ์ส่งผลให้ในวันต่อมาผู้ผลิตไฟฟ้าอาจจะลด (เพิ่ม) ความพร้อมในการผลิตไฟฟ้า จึงส่งผลต่อราคาไฟฟ้าในปัจจุบันให้สูงขึ้น (ต่ำลง) เมื่อรวมผลของทั้งสองปัจจัยทำให้ราคาไฟฟ้าผันผวนสูงขึ้น ในทางตรงข้ามหากทั้งสองปัจจัยเกิดผลในทิศทางที่หักล้างกันจะทำให้ราคาไฟฟ้าไม่ปรับตัวจึงช่วยลดความไม่แน่นอนของราคาไฟฟ้า

<u>ฤดูหนาว</u>

ปัจจัยที่ส่งผลต่อความไม่แน่นอนของราคาในฤดูที่หนาวที่มีนัยสำคัญที่ความน่าเชื่อถือที่ 95%มีสองปัจจัย คือ ปัจจัยความจากความคลาดเคลื่อนยกกำลังสองของราคาไฟฟ้าในอดีต ($\varepsilon_{t-1}^{p\ 2}$) ซึ่งมีค่าสัมประสิทธิ์เท่ากับ 0.456714

ปัจจัยที่สอง คือ ผลของปฏิกิริยาระหว่างความคลาดเคลื่อนของราคาไฟฟ้าในอดีตและความคลาดเคลื่อนของอัตราดอกเบี้ยในอดีต ($\varepsilon_{t-1}^{p}\varepsilon_{t-1}^{i}$) ซึ่งมีค่าสัมประสิทธิ์เท่ากับ 0.243007 โดยที่ การเกิดความคลาดเคลื่อนของราคาไฟฟ้าในอดีตโดยราคาไฟฟ้าที่สูง (ต่ำ) กว่าการคาดการณ์ย่อมส่งผลต่อราคาไฟฟ้าในปัจจุบันให้ปรับตัวสูง (ต่ำ) ขึ้นตามแนวโน้มของราคาไฟฟ้าในอดีต ในขณะที่ผลของอัตราดอกเบี้ยอดีตที่สูง (ต่ำ) กว่าการคาดการณ์ย่อมแสดงถึงต้นทุนในการผลิตไฟฟ้าที่สูงขึ้น (ต่ำลง) จึงส่งผลต่อราคาไฟฟ้าในปัจจุบันให้สูงขึ้น (ต่ำลง) เมื่อรวมผลของทั้งสองปัจจัยทำให้ราคาไฟฟ้าเกิดความไม่แน่นอนโดยมีแนวโน้มที่จะสูงขึ้น ในทางตรงข้ามหากทั้งสองปัจจัยเกิดผลในทิศทางที่หักล้างกันจะทำให้ราคาไฟฟ้าไม่ปรับตัวมากนักจึงช่วยลดความไม่แน่นอนของราคาไฟฟ้า

เมื่อพิจารณาเปรียบเทียบเฉพาะผลของความคลาดเคลื่อนของราคาไฟฟ้าในอดีต พบว่าในฤดูที่หนาวจะเกิดการส่งผ่านความไม่แน่นอนจากความคลาดเคลื่อนของราคาไฟฟ้ายกกำลังสองมากกว่าในฤดูร้อนเล็กน้อย และพบว่าในฤดูร้อน ความไม่แน่นอนของราคาไฟฟ้าจะได้รับผลกระทบจากความคลาดเคลื่อนยกกำลังสองของปริมาณความต้องการไฟฟ้าในอดีต ซึ่งแสดงถึง

ผลของฤดูร้อนที่ทำให้เกิดการส่งผ่านความคลาดเคลื่อนของปริมาณความต้องการไฟฟ้าในอดีตไปสู่ความไม่แน่นอนของราคาไฟฟ้าในวันต่อมา

เมื่อพิจารณาตารางที่ 4.9 และ 4.10 เปรียบเทียบผลการส่งผ่านของความคลาดเคลื่อนยกกำลังสองของปริมาณความต้องการไฟฟ้าในอดีตไปสู่ความไม่แน่นอนของราคาไฟฟ้าในปัจจุบัน พบว่าในช่วง Off-Peak Load มีการส่งผ่านถึง 4.202154 แต่ในช่วง Peak Load มีค่าการส่งผ่านที่ 0.431703 หากนำภาพที่ 4.6 และ 4.7 มาพิจารณาประกอบจะพบว่าในช่วง Peak Load มีความไม่แน่นอนของปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้ามากกว่าในช่วง Peak Load จึงน่าจะเป็นเหตุผลที่ทำให้ช่วง Off-Peak Load มีการส่งผ่านความไม่แน่นอนของความคลาดเคลื่อนยกกำลังสองมาสู่ความไม่แน่นอนของราคาไฟฟ้าในปัจจุบันในปริมาณที่สูงกว่าในช่วง Peak Load

6.4.2 แบบจำลองการส่งผ่านความไม่แน่นอนของปริมาณความต้องการไฟฟ้า

<u>ฤดูร้อน</u>

ปัจจัยที่ส่งผลต่อความไม่แน่นอนของปริมาณความต้องการไฟฟ้าในฤดูร้อนที่มีนัยสำคัญที่ความน่าเชื่อถือที่ 95% มีสองปัจจัย คือ ผลของปฏิกิริยาระหว่างความคลาดเคลื่อนของอัตราดอกเบี้ยในอดีตและความคลาดเคลื่อนของราคาไฟฟ้าในอดีต ($\varepsilon_{t-1}^{p}\varepsilon_{t-1}^{i}$) มีค่าสัมประสิทธิ์เท่ากับ -0.106549

การเกิดความคลาดเคลื่อนของราคาไฟฟ้าในอดีตโดยราคาไฟฟ้าที่สูง (ต่ำ) กว่าการคาดการณ์ ผู้ผลิตอาจจะเพิ่ม (ลด) ความพร้อมในการผลิตไฟฟ้าให้สูงขึ้น (ต่ำลง) ในขณะที่ผลของอัตราดอกเบี้ยอดีตที่ต่ำ (สูง) กว่าการคาดการณ์ย่อมแสดงถึงต้นทุนในการผลิตไฟฟ้าและราคาไฟฟ้าที่ต่ำลง (สูงขึ้น) จึงส่งผลให้ปริมาณความต้องการไฟฟ้าน่าจะสูงขึ้น (ลดลง) เมื่อรวมผลของทั้งสองปัจจัยทำให้ปริมาณความต้องการไฟฟ้าเกิดความไม่แน่นอนสูงขึ้น ในทางตรงข้ามหากทั้งสองปัจจัยเกิดผลในทิศทางที่หักล้างกันจะทำให้ปริมาณความต้องการไฟฟ้าไม่ปรับตัวมากนักจึงช่วยลดความไม่แน่นอนของปริมาณความต้องการไฟฟ้า

ปัจจัยที่สองคือผลของปฏิกิริยาระหว่างความคลาดเคลื่อนของอัตราดอกเบี้ยในอดีตและความคลาดเคลื่อนของปริมาณความต้องการไฟฟ้าในอดีต ($\varepsilon_{t-1}^{i}\varepsilon_{t-1}^{q}$)มีค่าสัมประสิทธิ์เท่ากับ -0.34965 การเกิดความคลาดเคลื่อนของอัตราดอกเบี้ยในอดีตโดยอัตราดอกเบี้ยที่สูง (ต่ำ) กว่าการคาดการณ์ ส่งผลต่อราคาไฟฟ้าให้ปรับตัวสูง (ต่ำ) และส่งผลให้ต่อการประหยัดพลังงานไฟฟ้ามากขึ้น(น้อยลง) ทำให้ปริมาณความต้องการไฟฟ้าลดลง (สูงขึ้น) ในขณะที่ผลของปริมาณ

ความต้องการไฟฟ้าในอดีตที่ต่ำ (สูง) กว่าการคาดการณ์ย่อมส่งผลต่อปริมาณความต้องการในปัจจุบันให้ปรับตัวสูง (ต่ำ) ขึ้นตามแนวโน้มของปริมาณความต้องการไฟฟ้าในอดีต เมื่อรวมผลของทั้งสองปัจจัยทำให้ปริมาณความต้องการไฟฟ้าเกิดความผันผวนเพิ่มขึ้น ในทางตรงข้ามหากทั้งสองปัจจัยเกิดผลในทิศทางที่หักล้างกันจะทำให้ปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าไม่เปลี่ยนแปลงมากนักจึงช่วยลดความไม่แน่นอนของปริมาณความต้องการไฟฟ้า

<u>ฤดูหนาว</u>

ไม่พบปัจจัยที่ส่งผลต่อความไม่แน่นอนของปริมาณความต้องการไฟฟ้าที่มีนัยสำคัญที่ความน่าเชื่อถือที่ 95%ในฤดูที่หนาว

ภาพรวมของการส่งผ่านความไม่แน่นอนของปริมาณความต้องการไฟฟ้าพบว่าในฤดูร้อนมีผลการส่งผ่านของความคลาดเคลื่อนของปริมาณความต้องการไฟฟ้าในอดีตขณะที่ฤดูหนาวไม่พบปัจจัยที่มีผลกระทบในการส่งผ่านความไม่แน่นอน

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ผลการวิเคราะห์ผลในการนำรูปแบบตลาดไฟฟ้ามาใช้กับประเทศไทย

1. ผลของการใช้รูปแบบตลาดการซื้อขายไฟฟ้าในประเทศไทย

หาค่าความคลาดเคลื่อนของปัจจัยปริมาณความต้องการไฟฟ้าในปัจจุบันของไทย

Ln(Q) = 0.6659788593 + 0.9334602062*ln[Q(t-12)] + 0.0004845077635*ln(P) + 0.004762807625*GDP

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	0.665979	0.707109	0.941834	0.350600
Ln(q_{t-12})	0.933460	0.075438	12.373790	0.000000
Ln(P)	0.000485	0.000660	0.733558	0.466500
GDP	0.004763	0.001978	2.407673	0.019600
R-squared				0.948733
Adjusted R-squared				0.945831
S.E. of regression				**0.022440**

ได้ค่า σ_q ซึ่งอยู่ในรูปของรายเดือน จึงทำการแปลงค่าให้เป็นรายวันดังนี้

ค่า $\varepsilon_q = 0.022440 / \sqrt{30} = 0.004096965$

เพื่อป้องกันการเกิดความผิดพลาดของแบบจำลอง ทำให้ไม่สามารถพิจารณาเฉพาะปัจจัยที่มีนัยสำคัญต่อการส่งผ่านความไม่แน่นอนและกำหนดให้ปัจจัยอื่นที่ไม่มีนัยสำคัญเป็นศูนย์ได้ ดังนั้นในการนำแบบจำลองจากต่างประเทศมาใช้ในประเทศไทยจึงจำเป็นต้องใช้ทุกปัจจัยที่พิจารณาเพื่อหาค่าความไม่แน่นอน (h)

1.1 ผลของการนำรูปแบบตลาดการซื้อขายไฟฟ้าของประเทศอังกฤษมาใช้ในประเทศไทย

รูปแบบแบบจำลองการส่งผ่านความไม่แน่นอนของราคาไฟฟ้าในช่วง Peak Load

$$h_t^p = 0.035416 - 0.000670\varepsilon_{t-1}^{i\,2} - 0.029372\varepsilon_{t-1}^{i}\varepsilon_{t-1}^{q} - 0.061209\varepsilon_{t-1}^{p,oil\,2} + 0.079289\varepsilon_{t-1}^{p,oil}\varepsilon_{t-1}^{i}$$
$$+ 0.260211\varepsilon_{t-1}^{p,oil}\varepsilon_{t-1}^{q} + 0.554285\varepsilon_{t-1}^{p\,2} - 0.015937\varepsilon_{t-1}^{p}\varepsilon_{t-1}^{i} + 0.858781\varepsilon_{t-1}^{p}\varepsilon_{t-1}^{p,oil}$$
$$+ 0.148006\varepsilon_{t-1}^{q}\varepsilon_{t-1}^{p} - 0.023372\varepsilon_{t-1}^{q\,2}$$

รูปแบบแบบจำลองการส่งผ่านความไม่แน่นอนของปริมาณความต้องการไฟฟ้าในช่วง Peak Load

$$h_t^q = 0.206108 + 0.145105\varepsilon_{t-1}^{i\ 2} + 0.156619\varepsilon_{t-1}^{i}\varepsilon_{t-1}^{q} - 0.199138\varepsilon_{t-1}^{p,oil\ 2} + 2.851873\varepsilon_{t-1}^{p,oil}\varepsilon_{t-1}^{i}$$
$$+ 1.410262\varepsilon_{t-1}^{p,oil}\varepsilon_{t-1}^{q} + 0.0319921\varepsilon_{t-1}^{p\ 2} - 0.139706\varepsilon_{t-1}^{p}\varepsilon_{t-1}^{i} - 0.119382\varepsilon_{t-1}^{p}\varepsilon_{t-1}^{p,oil}$$
$$- 0.062503\varepsilon_{t-1}^{q}\varepsilon_{t-1}^{p} + 0.206108\varepsilon_{t-1}^{q\ 2}$$

ตารางที่ 4.11 แสดงผลความไม่แน่นอนในตลาดซื้อขายไฟฟ้าในช่วง Peak Load หากใช้รูปแบบตลาดของประเทศอังกฤษ

uk	h_p	Coefficient of variation	h_q	Coefficient of variation
t+1	0.035403733	0.023803	0.206028	0.065003822
t+2	0.067109903	0.031732	0.316245	0.074533011

รูปแบบแบบจำลองการส่งผ่านความไม่แน่นอนของราคาไฟฟ้าในช่วง Off-Peak Load

$$h_t^p = 0.022023 - 0.001165\varepsilon_{t-1}^{i\ 2} + 0.034188\varepsilon_{t-1}^{i}\varepsilon_{t-1}^{q} - 0.032130\varepsilon_{t-1}^{p,oil\ 2} + 0.013177\varepsilon_{t-1}^{p,oil}\varepsilon_{t-1}^{i}$$
$$- 0.136138\varepsilon_{t-1}^{p,oil}\varepsilon_{t-1}^{q} + 0.245260\varepsilon_{t-1}^{p\ 2} - 0.004544\varepsilon_{t-1}^{p}\varepsilon_{t-1}^{i} + 1.090078\varepsilon_{t-1}^{p}\varepsilon_{t-1}^{p,oil}$$
$$- 0.040618\varepsilon_{t-1}^{q}\varepsilon_{t-1}^{p} + 0.006362\varepsilon_{t-1}^{q\ 2}$$

รูปแบบแบบจำลองการส่งผ่านความไม่แน่นอนของปริมาณความต้องการไฟฟ้าในช่วง Off-Peak Load

$$h_t^q = 0.457318 - 0.363323\varepsilon_{t-1}^{i\ 2} + 0.002586\varepsilon_{t-1}^{i}\varepsilon_{t-1}^{q} + 1.856532\varepsilon_{t-1}^{p,oil\ 2} - 5.618900\varepsilon_{t-1}^{p,oil}\varepsilon_{t-1}^{i}$$
$$- 4.881642\varepsilon_{t-1}^{p,oil}\varepsilon_{t-1}^{q} + 0.295590\varepsilon_{t-1}^{p\ 2} + 0.103899\varepsilon_{t-1}^{p}\varepsilon_{t-1}^{i} - 1.40084\varepsilon_{t-1}^{p}\varepsilon_{t-1}^{p,oil}$$
$$+ 0.009799\varepsilon_{t-1}^{q}\varepsilon_{t-1}^{p} + 0.152566\varepsilon_{t-1}^{q\ 2}$$

ตารางที่ 4.12 แสดงผลความไม่แน่นอนในตลาดซื้อขายไฟฟ้าในช่วง Off-Peak Load หากใช้รูปแบบตลาดของประเทศอังกฤษ

uk	h_p	Coefficient of variation	h_q	Coefficient of variation
t+1	0.02202606	0.01887	0.457617	0.093885822
t+2	0.036351448	0.023668	0.373282	0.078166324

1.2 ผลของการนำรูปแบบตลาดการซื้อขายไฟฟ้าของกลุ่มประเทศนอร์ดิคมาใช้ในประเทศไทย

รูปแบบแบบจำลองการส่งผ่านความไม่แน่นอนของราคาไฟฟ้าในช่วง Peak Load

$$h_t^p = 0.001889 + 0.003601\varepsilon_{t-1}^{i\ 2} - 0.034918\varepsilon_{t-1}^{i}\varepsilon_{t-1}^{q} + 0.030840\varepsilon_{t-1}^{p,oil\ 2} + 0.061561\varepsilon_{t-1}^{p,oil}\varepsilon_{t-1}^{i}$$
$$+ 0.295433\varepsilon_{t-1}^{p,oil}\varepsilon_{t-1}^{q} + 0.405447\varepsilon_{t-1}^{p\ 2} + 0.005395\varepsilon_{t-1}^{p}\varepsilon_{t-1}^{i} - 0.396898\varepsilon_{t-1}^{p}\varepsilon_{t-1}^{p,oil}$$
$$- 0.407418\varepsilon_{t-1}^{q}\varepsilon_{t-1}^{p} + 0.307890\varepsilon_{t-1}^{q\ 2}$$

รูปแบบแบบจำลองการส่งผ่านความไม่แน่นอนของปริมาณความต้องการไฟฟ้าในช่วง Peak Load

$$h_t^q = 0.001103 - 0.000551\varepsilon_{t-1}^{i\ 2} - 0.259383\varepsilon_{t-1}^{i}\varepsilon_{t-1}^{q} + 0.002236\varepsilon_{t-1}^{p,oil\ 2} - 0.120030\varepsilon_{t-1}^{p,oil}\varepsilon_{t-1}^{i}$$
$$+ 0.085958\varepsilon_{t-1}^{p,oil}\varepsilon_{t-1}^{q} + 0.015874\varepsilon_{t-1}^{p\ 2} - 0.002774\varepsilon_{t-1}^{p}\varepsilon_{t-1}^{i} + 0.239273\varepsilon_{t-1}^{p}\varepsilon_{t-1}^{p,oil}$$
$$+ 0.031367\varepsilon_{t-1}^{q}\varepsilon_{t-1}^{p} + 0.264590\varepsilon_{t-1}^{q\ 2}$$

ตารางที่ 4.13 แสดงผลความไม่แน่นอนในตลาดซื้อขายไฟฟ้าในช่วง Peak Load หากใช้รูปแบบตลาดของกลุ่มประเทศนอร์ดิค

nordic	h_p	Coefficient of variation	h_q	Coefficient of variation
t+1	0.001887	0.005597	0.001105	0.005062
t+2	0.002363	0.006226	0.000307	0.002663

รูปแบบแบบจำลองการส่งผ่านความไม่แน่นอนของราคาไฟฟ้าในช่วง Off-Peak Load

$$h_t^p = 0.005477 - 0.014004\varepsilon_{t-1}^{i\ 2} - 1.039906\varepsilon_{t-1}^{i}\varepsilon_{t-1}^{q} + 0.939252\varepsilon_{t-1}^{p,oil\ 2} - 2.550149\varepsilon_{t-1}^{p,oil}\varepsilon_{t-1}^{i}$$
$$+ 1.334111\varepsilon_{t-1}^{p,oil}\varepsilon_{t-1}^{q} + 0.710533\varepsilon_{t-1}^{p\ 2} - 0.204024\varepsilon_{t-1}^{p}\varepsilon_{t-1}^{i} + 7.841829\varepsilon_{t-1}^{p}\varepsilon_{t-1}^{p,oil}$$
$$+ 0.713801\varepsilon_{t-1}^{q}\varepsilon_{t-1}^{p} + 0.005478\varepsilon_{t-1}^{q\ 2}$$

รูปแบบแบบจำลองการส่งผ่านความไม่แน่นอนของปริมาณความต้องการไฟฟ้าในช่วง Off-Peak Load

$$h_t^q = 0.001596 + 0.000529\varepsilon_{t-1}^{i\ 2} + 0.011212\varepsilon_{t-1}^{i}\varepsilon_{t-1}^{q} - 0.000344\varepsilon_{t-1}^{p,oil\ 2} + 0.037516\varepsilon_{t-1}^{p,oil}\varepsilon_{t-1}^{i}$$
$$- 0.113628\varepsilon_{t-1}^{p,oil}\varepsilon_{t-1}^{q} + 0.000204\varepsilon_{t-1}^{p\ 2} + 0.002775\varepsilon_{t-1}^{p}\varepsilon_{t-1}^{i} + 0.112242\varepsilon_{t-1}^{p}\varepsilon_{t-1}^{p,oil}$$
$$- 0.023120\varepsilon_{t-1}^{q}\varepsilon_{t-1}^{p} + 0.027475\varepsilon_{t-1}^{q\ 2}$$

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ตารางที่ 4.14 แสดงผลความไม่แน่นอนในตลาดซื้อขายไฟฟ้าในช่วง Off-Peak Load หากใช้รูปแบบตลาดของกลุ่มประเทศนอร์ดิค

nordic	h_p	Coefficient of variation	h_q	Coefficient of variation
t+1	0.005521	0.009537	0.001599	0.006085
t+2	0.040273	0.025111	0.214885	0.065879

1.3 เปรียบเทียบผลความไม่แน่นอนที่เกิดจากรูปแบบของตลาดทั้งสองแบบ

พิจารณาค่า สัมประสิทธิ์ของความแปรปรวน (Coefficient of variation) ของราคาไฟฟ้าในช่วงที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูง (Peak-Load) พบว่าหากใช้รูปแบบตลาดของประเทศอังกฤษซึ่งใช้ช่วงเวลาในการทำการซื้อขายที่ครึ่งชั่วโมงพบว่าราคาไฟฟ้าในตลาดจะเกิดความผันผวนในวันต่อมาที่ 2.38 % ขณะที่ความผันผวนของราคาไฟฟ้าที่ใช้รูปแบบในการทำการซื้อขายครั้งละหนึ่งชั่วโมงพบว่าจะเกิดการเปลี่ยนแปลงที่ น้อยกว่ารูปแบบของตลาดอังกฤษ โดยที่จะเกิดความผันผวนขึ้น 0.56 % ในโครงสร้างตลาดไฟฟ้าแบบกลุ่มประเทศนอร์ดิค

สัมประสิทธิ์ของความแปรปรวน (Coefficient of variation) ของปริมาณความต้องการซื้อไฟฟ้าในตลาดที่ใช้ช่วงเวลาในการซื้อขายไฟฟ้าครั้งละหนึ่งชั่วโมงมีค่าน้อยกว่าตลาดที่ใช้โครงสร้างการซื้อขายครั้งละครึ่งชั่วโมงเช่นเดียวกับราคาไฟฟ้า นั้นหมายความว่าความไม่แน่นอนของปริมาณความต้องการซื้อไฟฟ้าของตลาดแบบอังกฤษที่นำมาใช้ในประเทศไทยจะมีค่าอยู่ที่ 6.5 % ในขณะที่รูปแบบตลาดของกลุ่มประเทศนอร์ดิคที่นำมาใช้ในประเทศไทยจะมีค่าอยู่ที่ 0.50 %

จากผลการศึกษาการส่งผ่านความไม่แน่นอนของราคาไฟฟ้าในช่วงที่มีปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าสูง (Peak-Load) ถ้าไม่สนใจปัจจัยอื่นนอกจากปัจจัยความคลาดเคลื่อนของราคาไฟฟ้าในอดีต พบว่ารูปแบบโครงสร้างของตลาดไฟฟ้าประเทศอังกฤษซึ่งใช้ช่วงเวลาในการซื้อขายครึ่งชั่วโมงจะเกิดความไม่แน่นอนของราคาไฟฟ้าจากการส่งผ่านของความคลาดเคลื่อนในอดีตยกกำลังสองสูงกว่าในตลาดของกลุ่มประเทศนอร์ดิคที่ใช้ระยะเวลาในการซื้อขายครั้งละครึ่งชั่วโมง นอกจากนี้ยังพบว่าตลาดที่ใช้ช่วงเวลาการซื้อขายไฟฟ้าหนึ่งชั่วโมงจะเกิดการส่งผ่านของความคลาดเคลื่อนของปริมาณความต้องการไฟฟ้าในอดีตไปสู่ความไม่แน่นอนของราคาไฟฟ้าในปัจจุบัน แต่ผลดังกล่าวจะส่งผลกระทบในปริมาณที่น้อยถ้าปริมาณความต้องการไฟฟ้าเกิดความคลาดเคลื่อนไม่มาก ดังนั้นผลโดยรวมของความไม่แน่นอนของราคาไฟฟ้าที่เกิดขึ้นในตลาดที่ใช้

ช่วงเวลาในการซื้อขายหนึ่งชั่วโมงจึงเกิดความไม่แน่นอนน้อยกว่าตลาดที่ใช้ช่วงเวลาในการซื้อขายครึ่งชั่วโมง

สำหรับในช่วงเวลาที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าต่ำ พิจารณาค่าสัมประสิทธิ์ของความแปรปรวน (Coefficient of variation) ของราคาไฟฟ้า หากใช้รูปแบบตลาดของประเทศอังกฤษซึ่งใช้ช่วงเวลาในการทำการซื้อขายที่ครึ่งชั่วโมงพบว่าราคาไฟฟ้าในตลาดจะเกิดความผันผวนในวันต่อมาที่ 1.89 % ขณะที่ความผันผวนของราคาไฟฟ้าที่ใช้รูปแบบในการทำการซื้อขายครั้งละหนึ่งชั่วโมงในโครงสร้างตลาดไฟฟ้าแบบกลุ่มประเทศนอร์ดิคพบว่าจะเกิดการเปลี่ยนแปลงของราคาไฟฟ้าที่ น้อยกว่ารูปแบบของตลาดอังกฤษ โดยที่จะเกิดความผันผวนขึ้น 0.95 %

สัมประสิทธิ์ของความแปรปรวน (Coefficient of variation) ของปริมาณความต้องการซื้อไฟฟ้าในตลาดที่ใช้ช่วงเวลาในการซื้อขายไฟฟ้าครั้งละหนึ่งชั่วโมงมีค่าน้อยกว่าตลาดที่ใช้โครงสร้างการซื้อขายครั้งละครึ่งชั่วโมงเช่นเดียวกับราคาไฟฟ้า กล่าวคือความไม่แน่นอนของปริมาณความต้องการซื้อไฟฟ้าของตลาดแบบอังกฤษที่นำมาใช้ในประเทศไทยจะมีค่าอยู่ที่ 9.39 % ในขณะที่รูปแบบตลาดของกลุ่มประเทศนอร์ดิคที่นำมาใช้ในประเทศไทยจะมีค่าอยู่ที่ 0.61 %

จากผลของความผันผวนที่เกิดขึ้นสามารถสรุปได้ว่าทั้งในช่วงที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูง (Peak-Load) และในช่วงความต้องการใช้ไฟฟ้าต่ำ (Off-peak Load) การนำรูปแบบตลาดการซื้อขายไฟฟ้าที่ใช้ช่วงเวลาในการซื้อขายครั้งละหนึ่งชั่วโมงตามโครงสร้างของกลุ่มประเทศนอร์ดิคมาใช้ในประเทศไทยจะเกิดความผันผวนของราคาไฟฟ้าและความผันผวนของปริมาณความต้องการไฟฟ้าน้อยกว่าการใช้รูปแบบโครงสร้างที่ใช้ช่วงเวลาในการซื้อขายไฟฟ้าที่ครั้งละชั่วโมงตามรูปแบบโครงสร้างตลาดของประเทศอังกฤษ

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

การประยุคใช้รูปแบบตลาดไฟฟ้าของประเทศอังกฤษและกลุ่มประเทศนอร์ดิคกับประเทศไทย

1. ปริมาณไฟฟ้าสำรองของประเทศ

ตารางที่ 4.15 แสดงอัตราส่วนปริมาณความต้องการไฟฟ้าต่อกำลังการผลิต

Country	Maximum demand as a percentage capacity	Minimum demand as a percentage capacity
UK	83.20	53.37
Nordic	81.51	44.35
Thailand	77.70	46.36

ที่มา www.eia.doe.gov/emeu/international/

เมื่อเปรียบเทียบอัตราส่วนปริมาณความต้องการไฟฟ้าสูงสุดต่อกำลังการผลิต พบว่าในประเทศไทยนั้นมีค่าน้อยกว่าทั้งโครงสร้างตลาดการซื้อขายของประเทศอังกฤษและกลุ่มประเทศนอร์ดิค ดังนั้นประเทศไทยจะได้รับผลกระทบจากข้อจำกัดในการผลิตไฟฟ้าให้พอกับปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าในช่วงที่มีปริมาณความต้องการไฟฟ้าสูง เนื่องจากปริมาณความต้องการไฟฟ้าสูงสุดยังน้อยกว่ากำลังการผลิตสูงสุดอยู่มากทำให้มีการแข่งขันด้านราคาไม่รุนแรงเท่ากับประเทศที่มีกำลังในการผลิตไฟฟ้าใกล้เคียงกับปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้า ในขณะที่ในช่วงเวลาที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าต่ำพบว่าประเทศไทยมีปริมาณการใช้ไฟฟ้าใกล้เคียงกับกลุ่มประเทศนอร์ดิคโดยมีค่าสูงกว่าเล็กน้อย การที่มีปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าในช่วงนี้ต่ำเกินไปอาจจะส่งผลต่อราคาไฟฟ้าให้ปรับตัวลดลงอย่างผันผวนเนื่องจาก ผู้ขายแต่ละรายจะพยายามแข่งขันเพื่อให้ตนสามารถขายไฟฟ้าได้

จากผลดังกล่าวทำให้สัมประสิทธิ์การส่งผ่านความไม่แน่นอนของราคาไฟฟ้าในตลาดไฟฟ้าของประเทศไทยน่าจะมีค่าใกล้เคียงกับกลุ่มประเทศนอร์ดิคในช่วงที่มีปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าต่ำ และสัมประสิทธิ์การส่งผ่านความไม่แน่นอนของราคาไฟฟ้าในตลาดไฟฟ้าของไทยในช่วงที่มีปริมาณความต้องการสูงน่าจะมีขนาดที่เล็กกว่าตลาดไฟฟ้าของกลุ่มประเทศนอร์ดิค ส่งผลให้ความไม่แน่นอนของราคาไฟฟ้าที่เกิดขึ้นน่าจะมีขนาดที่ต่ำกว่าของประเทศนอร์ดิค

2. โครงสร้างการผลิตไฟฟ้า

ตารางที่ 4.16 แสดงกำลังการผลิตไฟฟ้าโดยแยกเป็นประเภทการผลิต (Million Kilowatts)

Region/Country	Conventional Thermal	Hydroelectric	Nuclear	Geothermal, Solar, Wind, and Wood and Waste	Total
Denmark	10.0	0.01	0	2.7	12.7
Finland	10.9	2.9	2.6	0.04	16.5
Norway	0.1	26.3	0	0.2	26.6
Sweden	7.5	16.5	9.4	0.3	33.8
Nordpool	28.6	45.7	12.1	3.2	89.6
United Kingdom	61.7	1.5	12.5	1.3	76.9
Thailand	18.0	2.9	0	0.001	20.9

ที่มา www.eia.doe.gov/emeu/international/

พบว่าโครงสร้างการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยมีลักษณะคล้ายกับโครงสร้างการผลิตไฟฟ้าของประเทศอังกฤษมากกว่าโครงสร้างการผลิตไฟฟ้าของกลุ่มประเทศนอร์ดิค การผลิตไฟฟ้าส่วนใหญ่ของไทยเกิดจากโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อน (Thermal Power Plant) ขณะที่การผลิตไฟฟ้าในกลุ่มประเทศนอร์ดิคครึ่งหนึ่งของกำลังการผลิตทั้งหมดมาจากโรงไฟฟ้าพลังงานน้ำ (Hydroelectric)

โครงสร้างของโรงไฟฟ้าในประเทศไทยที่เป็นโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อน ได้แก่ โรงงานไฟฟ้าพลังงานความร้อนจากไอน้ำ (Thermal Power Plant) โดยการนำเชื้อเพลิงมาเปลี่ยนเป็นพลังงานความร้อนถ่ายทอดไปยังน้ำที่หมุนเวียนอยู่ในระบบกำเนิดเป็นไอน้ำ และใช้ไอน้ำไปหมุนเครื่องกังหันไอน้ำ (Stream Turbine) กำเนิดไฟฟ้าออกสู่ระบบ โรงงานไฟฟ้ากังหันก๊าซ (Gas Turbine Power Plant) โดยการนำพลังงานจากการเผาไหม้ส่วนผสมระหว่างก๊าซธรรมชาติ

หรือน้ำมันดีเซลกับอากาศความดันสูงจากเครื่องอัดอากาศในห้องเผาไหม้ เกิดเป็นไอร้อนที่ความดันและอุณหภูมิสูงไปขับดันใบกังหันเพื่อผลิตไฟฟ้า โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม (Combined Cycle Power Plant) เป็นการผสมระหว่างโรงไฟฟ้ากังหันก๊าซและโรงไฟฟ้าพลังงานไอน้ำ โดยการนำไอเสียจากโรงไฟฟ้ากังหันก๊าซไปผ่านหม้อไอน้ำเพื่อทำให้น้ำเดือดกลายเป็นไอไปขับกังหันไอน้ำ

เมื่อพิจารณาจากการทำงานของโรงไฟฟ้าดังกล่าวพบว่าการเริ่มเดินเครื่องใหม่จะไม่สามารถจ่ายไฟฟ้าได้อย่างรวดเร็วโดยเฉพาะในช่วงที่มีปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าสูง(Peak Load) โครงสร้างโรงงานไฟฟ้าของกลุ่มประเทศนอร์ดิค ประมาณครึ่งหนึ่งเป็นโรงงานไฟฟ้าพลังงานน้ำซึ่งเป็นการใช้พลังงานจากธรรมชาติมาเป็นพลังงานไฟฟ้าทำให้ต้นทุนค่าเชื้อเพลิงต่ำและมีความสามารถในการจ่ายไฟฟ้าได้อย่างรวดเร็วเพื่อตอบสนองความต้องการใช้ไฟฟ้าในช่วงที่มีปริมาณความต้องการไฟฟ้าสูง จากผลดังกล่าวสัมประสิทธิ์การส่งผ่านความไม่แน่นอนของปัจจัยต่างๆที่เกิดขึ้นในตลาดไฟฟ้าประเทศไทยอาจจะมีขนาดที่สูงกว่าตลาดของกลุ่มประเทศนอร์ดิค โดยเฉพาะในช่วงที่มีความต้องการไฟฟ้าสูง

3. ความแตกต่างของอุณหภูมิในประเทศ

เนื่องจากประเทศไทยมีอากาศร้อนเกือบตลอดทั้งปี ทำให้ปริมาณความต้องการไฟฟ้าในแต่ละฤดูกาลมีความแตกต่างกันไม่มาก เมื่อเทียบกับประเทศที่มีอุณหภูมิในฤดูหนาวและฤดูร้อนที่แตกต่างกันและยาวนานกว่า ผลของความแตกต่างของอุณหภูมิในประเทศไทยที่น้อยย่อมส่งผลให้เกิดความเปลี่ยนแปลงของปริมาณความต้องการไฟฟ้าที่ใกล้เคียงกันในแต่ละฤดูกาล ส่งผลให้เกิดความไม่แน่นอนของปริมาณความต้องการไฟฟ้าที่ไม่น่าจะสูงมากนักเมื่อเทียบกับประเทศอังกฤษและกลุ่มประเทศนอร์ดิค ส่งผลให้ขนาดของสัมประสิทธิ์ของปัจจัยต่างๆในการส่งผ่านความไม่แน่นอนของราคาไฟฟ้าที่เกิดขึ้นในตลาดประเทศไทยน่าจะมีขนาดที่เล็กลงจากกลุ่มประเทศนอร์ดิค

4. อุตสาหกรรมมีการกระจุกตัวสูง

หากทำการปรับโครงสร้างอุตสาหกรรมให้เกิดแข่งขันตามรูปแบบการจัดตั้งตลาดการซื้อขายไฟฟ้าเดิมของประเทศไทยซึ่งประกาศตั้งแต่ปี 2543 จะสามารถแบ่งกลุ่มผู้ผลิตไฟฟ้าออกเป็น 7 กลุ่มตามตารางที่ 4.17 เพื่อพิจารณาการกระจุกตัวของอุตสาหกรรมไฟฟ้าจากค่า HHI

ค่า HHI ที่เหมาะสมของอุตสาหกรรมไฟฟ้าซึ่งโดยทั่วไปที่ใช้วัดมีดังนี้

- HHI < 1000 ตลาดมีการแข่งขัน
- 1000 < HHI < 1800 ตลาดมีการกระจุกตัวปานกลาง
- HHI > 1800 ตลาดมีการกระจุกตัวสูง

ตารางที่ 4.17 กลุ่มผู้ผลิตไฟฟ้าของไทย

ผู้ผลิต	แปลงสภาพจาก	กำลังการผลิต (MW)	สัดส่วน	สัดส่วนกำลังสอง
บริษัทผลิตไฟฟ้า 1	โรงไฟฟ้าของ กฟผ.	6659.60	26.13	682.89
บริษัทผลิตไฟฟ้า 2	โรงไฟฟ้าของ กฟผ.	4672.00	18.33	336.09
PPA Trader 1	รับซื้อไฟฟ้าจากบริษัทผลิตไฟฟ้าราชบุรี	3481.00	13.66	186.58
PPA Trader 2	รับซื้อจากบริษัทผลิตไฟฟ้าระยองและขนอม	2056.00	8.07	65.09
PPA Trader 3	IPP	2463.00	9.66	93.41
PPA Trader 4	SPP, ลาว	3266.40	12.82	164.28
โรงไฟฟ้าพลังงานน้ำ	โรงไฟฟ้าของ กฟผ.	2886.30	11.33	128.27
HHI Index				1656.62

ที่มา สุรศักดิ์ พันธ์เรืองวงศ์ (2545: 88)

จากตารางที่ 4.17 พบว่าค่า HHI Index ของอุตสาหกรรมไฟฟ้าของประเทศไทยโดยคำนวณตามสัดส่วนของกำลังการผลิตในปี 2547 มีค่าเท่ากับ 1656.62 หมายถึงจะมีการกระจุกตัวของอุตสาหกรรมไฟฟ้าค่อนข้างสูงมาก หากพิจารณาโดยที่ไม่รวมโรงไฟฟ้าพลังงานน้ำซึ่งการเดินเครื่องในปัจจุบันต้องคำนึงถึงความต้องการใช้น้ำ การผลิตไฟฟ้าจะขึ้นกับการกักเก็บปริมาณน้ำและความต้องการของกรมชลประทาน ทำให้ไม่สามารถแข่งขันได้เต็มที่ นอกจากนี้ ผู้ผลิตในส่วน

ของ โรงไฟฟ้า PPA Trader 1 ถึง 4 เป็นการตั้งขึ้นเพื่อรับซื้อไฟฟ้าจากเอกชน (ISS, SPP) และการรับซื้อไฟฟ้าจากประเทศเพื่อนบ้านเป็นสัญญาระยะยาวที่กำหนดราคารับซื้อตามสัญญาล่วงหน้าตลอดอายุสัญญา ทำให้การผลิตในกลุ่มนี้ไม่สามารถแข่งขันด้านราคาได้ จึงทำให้การกระจุกตัวของอุตสาหกรรมไฟฟ้าในประเทศไทยมีสูงมาก การที่ประเทศไทยมีการกระจุกตัวของอุตสาหกรรมที่ค่อนข้างสูงย่อมส่งผลต่อความสามารถในการผลักดันราคาไฟฟ้าของผู้ผลิตที่สูงตามด้วย ทำให้สัมประสิทธิ์การส่งผ่านความไม่แน่นอนของราคาไฟฟ้าของประเทศไทยมีขนาดที่ใหญ่กว่าตลาดไฟฟ้าของกลุ่มประเทศนอร์ดิค

การควบคุมราคาซื้อขายไฟฟ้าในตลาดให้เกิดเสถียรภาพ

1.การควบคุมเสถียรภาพของราคาและความมีประสิทธิภาพของตลาด

ตลาดแข่งขันสมบูรณ์จะประกอบด้วยลักษณะดังนี้ (นราทิพย์ ชุติวงศ์, 2542)

- มีผู้ซื้อผู้ขายจำนวนมาก
- สินค้าที่ทำการซื้อขายมีลักษณะเหมือนกันทุกประการ
- ผู้ซื้อและผู้ขายแต่ละคนสามารถดำเนินนโยบายโดยอิสระไม่มีข้อกีดขวาง
- การโยกย้ายปัจจัยการผลิตทุกชนิดสามารถทำได้โดยเสรี
- ผู้ซื้อและผู้ขายทุกคนต่างรู้ถึงทางเลือกทุกทางที่ตนมีอยู่ขณะหนึ่งๆเป็นอย่างดี รู้ถึงลักษณะสินค้าและราคาที่เป็นอยู่ในตลาด

ความมีประสิทธิภาพตลาดเกิดจากการแข่งขันกันอย่างสมบูรณ์ กระบวนการแข่งขันและกลไกตลาด จะเป็นพลังผลักดันให้ผู้ผลิตต้องดำเนินกิจการอย่างมีประสิทธิภาพและจัดสรรทรัพยากรอย่างถูกต้อง นั้นคือต้องทำการผลิตให้มีต้นทุนต่ำที่สุดเท่าที่จะทำได้ การแข่งขันและกลไกลตลาดจะทำให้การใช้การใช้ทรัพยากรเป็นไปในทิศทางที่สอดคล้องกับความต้องการของสังคม เพราะถ้าสินค้าชนิดใดมีความต้องการมาก ราคาสินค้านั้นจะสูงและทำให้ผู้ผลิตหันมาผลิตสินค้าชนิดนั้นมากขึ้น ในด้านของผู้บริโภค การแข่งขันกันระหว่างผู้ผลิตจะส่งผลให้ผู้บริโภคได้รับประโยชน์มากขึ้น เพราะเมื่อราคาสินค้าลดลงผู้บริโภคสามารถบริโภคสินค้าได้ในปริมาณที่มากขึ้น ในตลาดที่มีการแข่งขันสมบูรณ์ผู้บริโภคจะไม่ถูกเอาเปรียบจากผู้ผลิตเพราะสามารถซื้อสินค้าในราคายุติธรรม

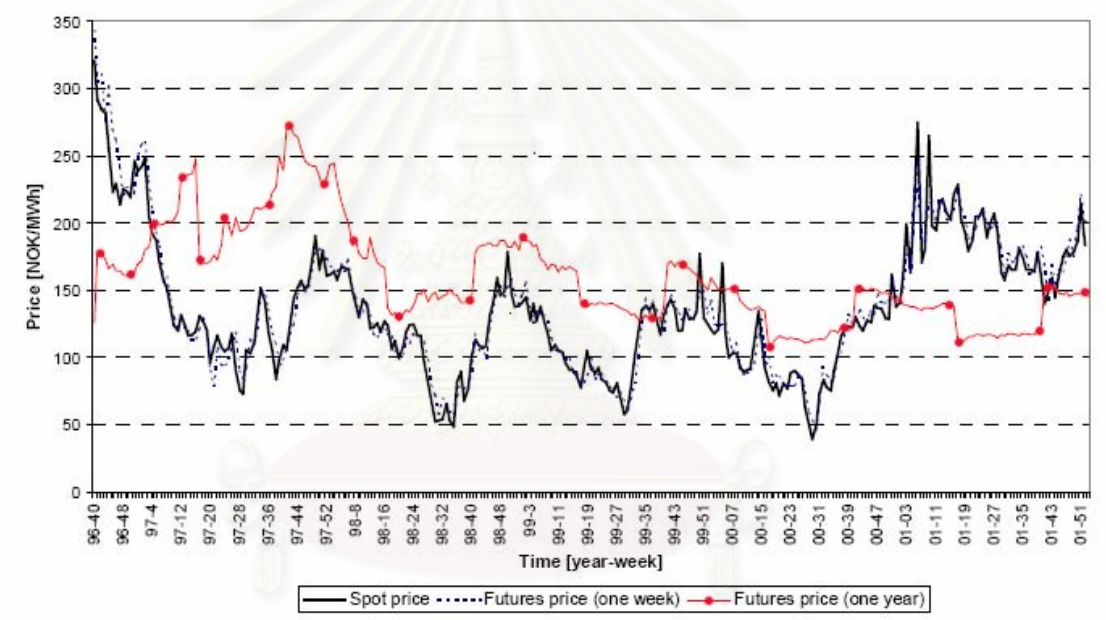
ในตลาดสินค้าบางประเภท หากปล่อยให้เป็นไปตามกลไกของตลาดแล้วเป็นไปได้ว่าในช่วงเวลาใดเวลาหนึ่ง ราคาของสินค้าที่ถูกกำหนดโดยอุปสงค์และอุปทานของตลาดหรือราคาดุลยภาพ อาจจะอยู่ในระดับที่สูงเกินไป หากสินค้านั้นเป็นสินค้าที่จำเป็นต่อการคลองชีพและหาสินค้าอื่นทดแทนได้ยาก เช่น พลังงานไฟฟ้า ย่อมส่งผลกระทบต่อผู้บริโภคและภาวะเศรษฐกิจ

ของประเทศเป็นอย่างมาก ดังนั้นจึงมีความจำเป็นอย่างยิ่งที่ในการควบคุมราคาไฟฟ้าให้มีเสถียรภาพ การพยายามทำให้ระดับราคาไฟฟ้าไม่เปลี่ยนแปลงมากย่อมส่งผลให้เกิดการลดความมีประสิทธิภาพของตลาดลงไปบ้าง

2. การควบคุมราคาไฟฟ้าให้มีเสถียรภาพ

2.1 เครื่องมือทางการเงินเพื่อลดความไม่แน่นอนของราคาไฟฟ้า

ภาพที่ 4.13 เปรียบเทียบราคาไฟฟ้าในตลาด Nord Pool



ที่มา Audun Botterud et al.(2002: 7)

เครื่องมือทางการเงินในการลดความไม่แน่นอนของราคาไฟฟ้าได้แก่ การจัดตั้งตลาดซื้อขายไฟฟ้าล่วงหน้า (Future Market) ที่มีลักษณะคล้ายกับตลาดซื้อขายล่วงหน้าของสินค้าอื่นๆ การซื้อขายล่วงหน้าหมายถึงการทำสัญญาซื้อขายที่ทั้งผู้ซื้อและผู้ขายมาตกลงกันในวันที่ทำสัญญากันว่า ในอนาคตจะซื้อหรือขายสินค้าในราคาเท่าไร นั่นหมายถึงว่าในวันที่ตกลงกันจะยังไม่มีการชำระราคาหรือส่งมอบสินค้ากัน แต่จะมีการชำระราคากันและส่งมอบสิ่งที่ซื้อขายในอนาคตตามข้อตกลงที่ทำไว้ก่อนหน้า

นอกจากนี้ราคาไฟฟ้าในตลาดซื้อขายล่วงหน้ายังเป็นตัวชี้นำราคาไฟฟ้าใน Spot Market ได้ โดยราคาไฟฟ้าที่ทำสัญญาซื้อขายในปัจจุบันและส่งมอบในอนาคตนี้ จะเป็นตัวบ่งบอก

ราคาไฟฟ้าในวันส่งมอบนั้นๆว่าจะมีค่าอยู่ที่ประมาณเท่าใดโดยความแตกต่างของราคาจะขึ้นอยู่กับระยะเวลาในการทำสัญญาforward จากภาพที่ 4.13 พบว่าราคาไฟฟ้าของสัญญาล่วงหน้าหนึ่งอาทิตย์ซึ่งเป็นเส้นประและราคาไฟฟ้าของ Spot Market มีค่าใกล้เคียงกันมาก ในขณะที่ราคาไฟฟ้าล่วงหน้าหนึ่งปีจะแตกต่างจากราคาไฟฟ้าของ Spot Market แต่จะมีแนวโน้มเป็นไปในทิศทางเดียวกัน ส่งผลเหมือนกับการลดขนาดของสัมประสิทธิ์การส่งผ่านความไม่แน่นอนของความคลาดเคลื่อนของราคาไฟฟ้าในอดีต ดังนั้นความไม่แน่นอนของราคาไฟฟ้าที่เกิดขึ้นจึงลดลง

2.2 การใช้นโยบายควบคุมราคา

2.2.1 การควบคุมราคาขั้นสูง (Price Cap)

การควบคุมราคาขั้นสูงเป็นวิธีการควบคุมโดยการกำหนดราคาค่าไฟฟ้าขั้นสูงสุดสำหรับผู้ผลิตที่คิดกับผู้บริโภค ข้อดีของการควบคุมราคาขั้นสูงคือการช่วยให้สามารถประมาณราคาค่าไฟฟ้าล่วงหน้าได้ ขณะเดียวกันก็อาจจะช่วยให้ ผู้ผลิตต้องเพิ่มประสิทธิภาพการบริหารจัดการเพื่อผลกำไร แทนที่จะเพิ่มราคาค่าไฟฟ้าจากผู้บริโภค ข้อเสียของการใช้การควบคุมราคาขั้นสูงคือการที่กลไกตลาดไม่ทำงานอย่างเต็มที่

2.2.2 การควบคุมราคาให้อยู่ในช่วงที่กำหนดตามการเปลี่ยนแปลงของปัจจัยอื่น (Relative Price Cap)

เป็นการกำหนดราคาค่าไฟฟ้าให้สอดคล้องกับการเปลี่ยนแปลงของปัจจัยอื่นๆ เช่นราคาเชื้อเพลิง โดยกำหนดเป็นช่วงสูงสุดและต่ำสุดเมื่อเทียบกับปัจจัยต่างๆที่ใช้เทียบเคียง ข้อดีของการใช้การควบคุมราคาแบบนี้คือ ทำให้มีความยืดหยุ่นต่อการเปลี่ยนแปลงของปัจจัยต่างๆมากกว่าการใช้วิธีควบคุมราคาขั้นสูง

2.2.3 การควบคุมโดยใช้กฎหมายแข่งขันทางการค้า

เป็นการปล่อยให้ราคาขึ้นลงตามกลไกตลาด ไม่มีการกำหนดราคาขั้นสูง แต่จะควบคุมโดยกฎหมายแข่งขันทางการค้า ซึ่งจะพิจารณาพฤติกรรมในการแข่งขันของบริษัทผู้ผลิตที่มีอำนาจผูกขาดในระดับที่เข้าเกณฑ์ตามกฎหมาย หากผู้ผลิตมีพฤติกรรมที่ถูกห้ามไว้ก็จะถูกตักเตือนลงโทษเช่นการปรับ หรือระงับการอนุญาตในการดำเนินงานชั่วคราว วิธีการกำกับดูแลโดยกฎหมายทางการค้าเป็นการควบคุมพฤติกรรมของผู้แข่งขันแทนที่จะพิจารณาราคาไฟฟ้า ซึ่งเป็นส่วนที่แสดงประสิทธิภาพของตลาด จึงมีข้อดีในการช่วยให้กลไกตลาดทำงานอย่างเต็มที่ ผู้บริโภคสามารถฟ้องร้องต่อศาลเรียกร้องค่าเสียหาย

ได้ ทำให้ผู้บริโภคมีโอกาสที่จะปกป้องผลประโยชน์ของตนเอง แต่การที่ต้องผ่านกระบวนการทางศาลทำให้เกิดความล่าช้า อีกทั้งการพิสูจน์การใช้อำนาจเหนือตลาดผลักดันราคาทำได้ยาก

ผลของการใช้นโยบายควบคุมราคาจะส่งผลให้ค่าสัมประสิทธิ์ของทุกปัจจัยในการส่งผ่านความไม่แน่นอนของราคาไฟฟ้ามีขนาดที่เล็กลง โดยปฏิกิริยาของผู้ค้าในตลาดจะใช้เวลายาวนานขึ้นเพราะไม่สามารถเปลี่ยนแปลงราคาไฟฟ้าได้เต็มที่ ในขณะที่ผู้ซื้อไฟฟ้าสามารถประมาณราคาค่าไฟฟ้าล่วงหน้าได้

2.3 การกำหนดช่วงเวลาในการซื้อขายไฟฟ้า (time slot) ที่เหมาะสม

จากผลการศึกษาความแตกต่างของช่วงเวลาในการซื้อขายไฟฟ้าที่มีผลต่อความไม่แน่นอนของราคาไฟฟ้าในตลาดพบว่า ตลาดที่ใช่ช่วงเวลาซื้อขายไฟฟ้าครั้งละหนึ่งชั่วโมงมีความไม่แน่นอนของราคาไฟฟ้าต่ำกว่าตลาดที่ใช้ช่วงเวลาในการซื้อขายไฟฟ้าครั้งละครึ่งชั่วโมง ดังนั้นการกำหนดช่วงเวลาที่เหมาะสมจะสามารถลดความผันผวนของราคาไฟฟ้าในตลาดได้ โดยตลาดที่กำหนดช่วงเวลาสั้นเกินไปจะทำให้เกิดการแข่งขันที่รุนแรงในช่วงเวลาดังกล่าวส่งผลต่อความไม่แน่นอนของราคาไฟฟ้า ขณะเดียวการการกำหนดช่วงเวลาที่ยาวนานเกินไปจะส่งผลให้เกิดความยากลำบากในการคาดการณ์ปริมาณความต้องการไฟฟ้า โดยผลของการที่กำหนดช่วงเวลาที่เหมาะสมจะสามารถลดขนาดของสัมประสิทธิ์ในทุกๆปัจจัยที่มีผลต่อความไม่แน่นอนของราคาไฟฟ้า

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

บทที่ 5
บทสรุปและข้อเสนอแนะ

บทสรุป

งานวิจัยนี้สามารถแบ่งออกได้เป็น 2 ส่วนที่สำคัญ โดยในส่วนแรกจะเป็นการศึกษาถึงปัจจัยต่างๆในตลาดซื้อขายไฟฟ้า ที่จะส่งผลกระทบต่อความไม่แน่นอนของราคาไฟฟ้าและ ปริมาณความต้องการไฟฟ้า จากประสบการณ์ของต่างประเทศด้วยวิธีแบบจำลอง Multivariate GARCH โดยปัจจัยที่ศึกษาได้แก่ ปัจจัยราคาไฟฟ้า ปัจจัยปริมาณความต้องการไฟฟ้า ปัจจัยราคาน้ำมัน ปัจจัยอัตราดอกเบี้ย และเปรียบเทียบผลของความแตกต่างของช่วงเวลาในการซื้อขายที่แตกต่างกัน (time slot) การศึกษานี้จะพิจารณาผลในช่วงที่มีปริมาณความต้องการไฟฟ้าสูง (Peak Load) และช่วงที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าต่ำ (Off-peak Load) ในส่วนที่สองจะเป็นการนำผลการศึกษาจากในส่วนแรกมาวิเคราะห์ผลความไม่แน่นอนที่คาดว่าจะขึ้นกับประเทศไทยหากมีโครงสร้างรูปแบบตลาดการซื้อขายเหมือนกับประเทศที่ศึกษา

ผลการศึกษาในส่วนแรกสำหรับในช่วงที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าต่ำ (Off-Peak Load) ตลาดที่ใช้รูปแบบช่วงเวลาในการซื้อขาย (time slot) ครั้งละครึ่งชั่วโมง จะเกิดผลของการส่งผ่านความไม่แน่นอนจากความคลาดเคลื่อนของราคาไฟฟ้าในอดีตมาสู่ความไม่แน่นอนของราคาไฟฟ้าในปัจจุบันน้อยกว่าตลาดที่ใช้ช่วงเวลาในการซื้อขาย (time slot) ครั้งละหนึ่งชั่วโมง นอกจากนี้ในตลาดที่ใช้ช่วงเวลาการซื้อขายครึ่งชั่วโมงยังพบผลการส่งผ่านความไม่แน่นอนของราคาไฟฟ้าจากปฏิกิริยาระหว่างความคลาดเคลื่อนของความต้องการใช้ไฟฟ้าและอัตราดอกเบี้ยในอดีต ส่วนในตลาดที่ใช้ช่วงเวลาหนึ่งชั่วโมงพบผลของ ปฏิกิริยาระหว่างความคลาดเคลื่อนของราคาไฟฟ้าและราคาน้ำมันในอดีต ซึ่งทั้งปัจจัยน้ำมันและปัจจัยอัตราดอกเบี้ยนั้นคือต้นทุนในการผลิต การเปลี่ยนแปลงของปัจจัยดังกล่าวย่อมส่งผลให้ต้นทุนในการผลิตไฟฟ้าเปลี่ยนแปลงและจะส่งผลต่อเนื่องไปยังความไม่แน่นอนของราคาไฟฟ้า

เมื่อพิจารณาในช่วงที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูง (Peak Load) พบว่าผลของความคลาดเคลื่อนของราคาไฟฟ้าในอดีตที่ส่งผ่านไปสู่ความไม่แน่นนอนของราคาไฟฟ้าในปัจจุบันของตลาดที่มีช่วงเวลาการซื้อขายครั้งละหนึ่งชั่วโมงของกลุ่มประเทศนอร์ดิคมีค่าน้อยกว่าตลาดที่ใช้ช่วงเวลาการซื้อขายครั้งละครึ่งชั่วโมงของประเทศอังกฤษ ในตลาดของกลุ่มประเทศนอร์ดิคมีการส่งผ่านความคลาดเคลื่อนของปริมาณความต้องการไฟฟ้ามาสู่ความไม่แน่นอนของราคาไฟฟ้าแต่ไม่พบผลกระทบดังกล่าวในตลาดประเทศอังกฤษ ซึ่งอาจจะเกิดจากรูปแบบของตลาดที่แตกต่างกัน เช่นระยะเวลาในการซื้อขายที่ยาวนานกว่าอาจจะส่งผลให้ความคลาดเคลื่อนของปริมาณความ

ต้องการไฟฟ้ามีผลต่อความไม่แน่นอนของราคาไฟฟ้าในเวลาต่อมาอย่างมีนัยสำคัญมากกว่า หรือหากพิจารณาถึงความไม่แน่นอนของปริมาณความต้องการไฟฟ้าในกลุ่มประเทศนอร์ดิคในช่วง Peak Load จะพบว่าความไม่แน่นอนของปริมาณความต้องการไฟฟ้ามีต่ำมาก ทำให้ส่งผลทางจิตวิทยาในตลาดหากเกิดความไม่แน่นอนผิดจากปกติขึ้นเพียงเล็กน้อย และจะส่งผลต่อความไม่แน่นอนของราคาไฟฟ้า แตกต่างจากตลาดประเทศอังกฤษซึ่งมีความไม่แน่นอนของปริมาณความต้องการไฟฟ้าที่สูงทำให้ตลาดเกิดความเคยชินต่อความไม่แน่นอนของปริมาณความต้องการไฟฟ้า

จากภาพรวมความไม่แน่นอนของราคาไฟฟ้าในทั้งสองประเทศสามารถสรุปได้ว่าช่วงเวลาในการซื้อขายหนึ่งชั่วโมงมีความไม่แน่นอนของราคาไฟฟ้าน้อยกว่าช่วงเวลาทำการซื้อขายครั้งละครึ่งชั่วโมงโดยเฉพาะในช่วงที่มีปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าสูง โดยในช่วงที่มีการแข่งขันที่สูงความไม่แน่นอนที่เกิดขึ้นในตลาดที่ใช้ช่วงเวลาในการซื้อขายครั้งละครึ่งชั่วโมงจะมีค่าสูงกว่าในช่วงที่ใช้เวลาในการซื้อขายครั้งละหนึ่งชั่วโมง การแบ่งช่วงเวลาทำการซื้อขายให้สั้นจะทำให้เกิดการแข่งขันสูงกว่าในช่วงเวลาซื้อขายที่ยาวนานกว่า เนื่องจากในช่วงเวลาที่ยาวกว่าสามารถที่จะกระจายการแข่งขันออกไปได้มากกว่า การแข่งขันที่สูงย่อมทำให้เกิดความไม่แน่นอนที่สูงตามมาด้วยดังนั้นในตลาดการซื้อขายไฟฟ้าที่ใช้ช่วงเวลาในการซื้อขายหนึ่งชั่วโมงจึงมีความไม่แน่นอนของราคาไฟฟ้าต่ำกว่าตลาดที่ใช้ช่วงเวลาในการซื้อขายครั้งละครึ่งชั่วโมง

ผลการศึกษาเกี่ยวกับฤดูกาลสำหรับแบบจำลองประเทศอังกฤษพบว่าในช่วงที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าต่ำ ในฤดูร้อนจะเกิดผลของการส่งผ่านความไม่แน่นอนจากปัจจัยราคาในอดีตไปสู่ความไม่แน่นอนของราคาไฟฟ้าน้อยกว่าในฤดูที่หนาว แต่ในช่วงที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงพบว่าผลดังกล่าวจะมีค่าสูงมากในช่วงฤดูร้อน จากผลการศึกษายังพบว่าในช่วงที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงนี้ในฤดูที่หนาวจะมีการส่งผ่านความไม่แน่นอนของปฏิกิริยาระหว่างความคลาดเคลื่อนของราคาไฟฟ้าและราคาน้ำมันในอดีต ซึ่งเป็นไปตามสภาพความเป็นจริงที่ในฤดูร้อนจะมีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงมาก ในขณะที่ฤดูหนาวจะมีปริมาณการใช้น้ำมันที่สูง

สำหรับการศึกษาเกี่ยวกับฤดูกาลในแบบจำลองของกลุ่มประเทศนอร์ดิคพบว่าในช่วงที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าต่ำผลของการส่งผ่านปัจจัยราคาไฟฟ้าในอดีตไปสู่ความไม่แน่นอนของราคาไฟฟ้าในปัจจุบันในฤดูหนาวมีค่าสูงกว่าในฤดูร้อน สำหรับในช่วงเวลาที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงพบว่าการส่งผ่านความไม่แน่นอนจากปัจจัยราคาในอดีตไปสู่ความไม่แน่นอนของราคาไฟฟ้ามีค่าใกล้เคียงกันกล่าวคือในฤดูที่หนาวมีค่าสูงกว่าเล็กน้อยซึ่งแตกต่างจากผลของแบบจำลองประเทศอังกฤษ จากผลดังกล่าว อาจจะเกิดจากความแตกต่างของอุณหภูมิ เนื่องจากประเทศอังกฤษในฤดูร้อนมีอุณหภูมิสูงกว่าในกลุ่มประเทศนอร์ดิค

ผลการส่งผ่านความไม่แน่นอนในทั้งสองตลาดทั้งในช่วงที่มีปริมาณความต้องการไฟฟ้าสูงและช่วงที่มีปริมาณความต้องการไฟฟ้าต่ำ รวมทั้งการพิจารณาถึงปัจจัยฤดูกาลนั้น พบว่าการส่งผ่านความไม่แน่นอนของปัจจัยในตลาดจะขึ้นอยู่กับจิตวิทยาของตลาดในการคาดการณ์ราคาและปริมาณความต้องการไฟฟ้าอย่างมีเหตุผลโดยพิจารณาข้อมูลในอดีต ส่วนปัจจัยที่ทำให้การส่งผ่านความไม่แน่นอนในตลาดไฟฟ้ามีความแตกต่างกันคือ โครงสร้างของตลาดที่ไม่เหมือนกัน เนื่องจากธรรมชาติของทั้งสองตลาดมีความแตกต่างกัน ซึ่งอาจจะเป็นกฎระเบียบของตลาด ระยะเวลาในการซื้อขายไฟฟ้าที่เป็นหนึ่งชั่วโมงและครึ่งชั่วโมง จำนวนผู้ที่เข้ามาแข่งขันในตลาดที่แตกต่างกัน สภาพภูมิอากาศและสภาพภูมิประเทศที่แตกต่างกัน จึงทำให้ปัจจัยที่ส่งผ่านความไม่แน่นอนมีความแตกต่างกัน ซึ่งปัจจัยที่น่าสนใจของธรรมชาติของทั้งสองตลาดนี้คือความแตกต่างของช่วงเวลาในการซื้อขายไฟฟ้า

ผลการศึกษาในส่วนที่สองเพื่อพิจารณาหาช่วงเวลาที่เหมาะสมในการซื้อขายไฟฟ้าโดยนำโครงสร้างตลาดมาประยุคใช้กับประเทศไทยพบว่าหากนำรูปแบบตลาดที่ใช้ช่วงเวลาในการซื้อขายครั้งละหนึ่งชั่วโมงมาประยุกต์ใช้ในประเทศไทยจะทำให้เกิดความไม่แน่นอนในตลาดไฟฟ้าน้อยกว่าการใช้รูปแบบการซื้อขายไฟฟ้าที่ใช้ช่วงเวลาครั้งละครึ่งชั่วโมง โดยในช่วงที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงนั้นจะเกิดความไม่แน่นอนในตลาดที่ใช้การซื้อขายครั้งละครึ่งชั่วโมงสูงกว่าครั้งละหนึ่งชั่วโมงถึงประมาณสี่เท่า และจะลดน้อยลงเหลือสองเท่าในช่วงที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าต่ำ ผลดังกล่าวสามารถสรุปได้ว่าช่วงเวลาในการซื้อขายหนึ่งชั่วโมงน่าจะเหมาะสมกว่าช่วงเวลาในการซื้อขายครั้งละครึ่ง โดยเฉพาะในเวลาที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงหรือเวลาที่มีการแข่งขันสูง การกำหนดชั่วเวลาที่เหมาะสมในการซื้อขายสามารถจะกระจายการแข่งขันไม่ให้เกิดการกระจุกตัวของการแข่งขันในช่วงใดช่วงหนึ่งมากเกินไปทำให้สามารถลดความไม่แน่นอนของราคาไฟฟ้าในตลาดได้

เมื่อพิจารณาถึงการนำมาประยุกต์ใช้กับประเทศไทยให้ได้ผลนั้น ประเทศไทยมีพลังงานไฟฟ้าสำรองมากในช่วงที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูง โดยอัตราส่วนปริมาณความต้องการไฟฟ้าสูงสุดต่อกำลังการผลิตในปัจจุบันมีค่าน้อยกว่าทั้งสองตลาดจากต่างประเทศ น่าจะแสดงถึงความไม่แน่นอนที่น้อยกว่า และการที่ประเทศไทยมีความแตกต่างของอุณหภูมิที่ไม่มากส่งผลให้เกิดความผันผวนของปริมาณความต้องการไฟฟ้าที่ไม่น่าจะสูงมากนักเมื่อเทียบกับประเทศอังกฤษและกลุ่มประเทศนอร์ดิค ในขณะเดียวกันการที่โครงสร้างการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยเป็นโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อน ซึ่งไม่สามารถผลิตไฟฟ้าได้ทันทีที่ต้องการแตกต่างจากในกลุ่มประเทศนอร์ดิค ซึ่งมีโรงไฟฟ้าพลังงานน้ำเป็นจำนวนมากสามารถจ่ายไฟฟ้าได้ทันทีที่เดินเครื่องผลิตไฟฟ้า ทำให้การผลิตไฟฟ้าในกลุ่มประเทศนอร์ดิคมีความได้เปรียบในเรื่องความสามารถใน

การผลิตไฟฟ้าให้ทันกับความต้องการในแต่ละช่วงมากกว่าประเทศไทย อีกทั้งหากเกิดตลาดซื้อขายไฟฟ้าในประเทศไทย อุตสาหกรรมการผลิตไฟฟ้าของไทยยังมีการกระจุกตัวค่อนข้างสูงแสดงถึงอำนาจตลาดในการผลักดันราคาที่สูง

ข้อเสนอแนะ

จากการศึกษาปัจจัยที่มีผลต่อการส่งผ่านความไม่แน่นอนในตลาดไฟฟ้าจากรูปแบบตลาดไฟฟ้าของอังกฤษและนอร์ดิคพบว่าตลาดไฟฟ้านอร์ดิคซึ่งใช้ช่วงเวลาในการซื้อขาย (time slot) ที่หนึ่งชั่วโมงมีความผันผวนในตลาดน้อยกว่าตลาดไฟฟ้าของอังกฤษที่ใช้ช่วงเวลาในการซื้อขาย (time slot) ที่ครึ่งชั่วโมง สาเหตุของความแตกต่างของความไม่แน่นอนที่เกิดขึ้นนี้อาจจะไม่ได้เกิดจากช่วงเวลาในการซื้อขายที่แตกต่างกันเพียงอย่างเดียว อาจจะเกิดจากปัจจัยทางธรรมชาติอื่นๆของตลาดไฟฟ้าทั้งสองประเทศที่แตกต่างกัน เช่น โครงสร้างของการผลิตไฟฟ้าในกลุ่มประเทศนอร์ดิคที่มีโรงไฟฟ้าพลังงานน้ำจึงได้เปรียบในการผลิตไฟฟ้าที่สามารถผลิตได้ทันทีที่ต้องการ กฎเกณฑ์ของตลาดในการควบคุมราคาไฟฟ้าไม่ให้เกิดความผันผวน จำนวนผู้ที่ทำการซื้อขายในตลาดไฟฟ้า

ดังนั้นจึงควรที่จะศึกษาถึงปัจจัยอื่นๆ เช่นกฎเกณฑ์ของตลาด จำนวนผู้ที่ทำการซื้อขาย ว่ามีผลต่อการส่งผ่านความไม่แน่นอนของราคาไฟฟ้าในตลาดอย่างไร การศึกษาเพิ่มเติมในตลาดซื้อขายไฟฟ้าของประเทศอื่นที่ใช้ช่วงเวลาในการซื้อขายที่เหมือนกันเพื่อเปรียบเทียบความไม่แน่นนอนซึ่งควรที่จะได้ผลความไม่แน่นอนที่ใกล้เคียงกันหากปัจจัยหลักคือช่วงเวลาในการซื้อขายไฟฟ้า (Time slot) และศึกษาในตลาดที่มีความแตกต่างของช่วงเวลาในการซื้อขายไฟฟ้าเพิ่มเติม ถ้าผลความไม่แน่นอนของราคาไฟฟ้ามีค่าใกล้เคียงกันอาจจะแสดงถึงว่าช่วงเวลาในการซื้อขายไม่มีผลต่อความไม่แน่นอนในตลาดมากนัก หรือมีโครงสร้างกฎระเบียบของตลาดที่เหมาะสมสามารถช่วยลดความไม่แน่นอนของราคาไฟฟ้าลงได้ เพื่อที่จะสามารถสรุปได้ว่าช่วงเวลาหนึ่งชั่วโมงมีความเหมาะสมต่อตลาดไฟฟ้ามากกว่าช่วงเวลาครึ่งชั่วโมง

รายการอ้างอิง

ภาษาไทย

กมล ประดิษฐผลพานิช. การศึกษาเปรียบเทียบตลาดกลางซื้อขายไฟฟ้าของประเทศไทยกับตลาดกลางซื้อขายไฟฟ้าแคลิฟอร์เนีย. วิทยานิพนธ์ปริญญามหาบัณฑิต, สาขาวิชาเศรษฐศาสตร์ธุรกิจ คณะเศรษฐศาสตร์ มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์, 2545.

กานดา ตะเภาพงษ์. อำนาจตลาดของผู้ผลิตไฟฟ้า ภายหลังการเปิดเสรีการไฟฟ้าไทย. วิทยานิพนธ์ปริญญามหาบัณฑิต, สาขาวิชาเศรษฐศาสตร์ คณะเศรษฐศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2547.

คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ, สำนักงาน. การแปรรูป กฟผ.และการกำกับดูแลกิจการไฟฟ้า. วารสารนโยบายพลังงาน68 (เมษายน-มิถุนายน 2548): 9-12.

คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ, สำนักงาน. การปรับโครงสร้างกิจการไฟฟ้าและการจัดตั้งตลาดการซื้อขายไฟฟ้า. พฤศจิกายน 2543.

คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ, สำนักงาน. การปรับโครงสร้างกิจการไฟฟ้าในประเทศฟินแลนด์. วารสารนโยบายพลังงาน54 (ตุลาคม-ธันวาคม 2544): 17-21.

คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ, สำนักงาน. ทบทวนมติคณะรัฐมนตรีเรื่องการปรับโครงสร้างกิจการไฟฟ้าและการจัดตั้งตลาดกลางซื้อขายไฟฟ้า. วารสารนโยบายพลังงาน61 (กรกฎาคม-กันยายน 2546): 13-15.

ธณิกานต์ จุลวงศ์. ผลต่อผู้บริโภคจากการเปิดเสรีในตลาดค้าปลีกไฟฟ้ากรณีศึกษาประเทศอังกฤษ. วิทยานิพนธ์ปริญญามหาบัณฑิต, สาขาวิชาเศรษฐศาสตร์ธุรกิจ คณะเศรษฐศาสตร์ มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์, 2546.

นราทิพย์ ชุติวงศ์. ทฤษฎีเศรษฐศาสตร์จุลภาค. กรุงเทพมหานคร: โรงพิมพ์จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2542.

พรทิพย์ เลิศสุวรรณกิจ. การศึกษาผลกระทบของการแปรรูปและเปิดเสรีการไฟฟ้าของประเทศไทยจากประสบการณ์ของต่างประเทศ. วิทยานิพนธ์ปริญญามหาบัณฑิต, สาขาวิชาเศรษฐศาสตร์ คณะเศรษฐศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2547.

สถาบันพัฒนาความรู้ตลาดทุน ตลาดหลักทรัพย์แห่งประเทศไทย. เศรษฐศาสตร์. กรุงเทพฯ, 2548.

สุรศักดิ์ พันธ์เรืองวงศ์. New Electricity Trading Arrangement ของประเทศอังกฤษและความเหมาะสมในการประยุกต์ใช้กับประเทศไทย. วิทยานิพนธ์ปริญญามหาบัณฑิต, สาขาวิชาเศรษฐศาสตร์ธุรกิจ คณะเศรษฐศาสตร์ มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์, 2545.

ภาษาอังกฤษ

Andrew C. Worthington and Helen Higgs. A Multivariate GARCH Analysis of the Domestic Transmission of Energy Commodity Prices and Volatility: Acomparison of the Peak and Off-peak Periods in the Austalian Electricity Spot Market. Discussion Paper 140. Queensland University of Technology, 2003.

Angel Leon and Antonio Rubia. Forecasting Time-varying Covariance Matrices In Intradaily Electricity Spot Prices. Alicante University, 2002.

Audun Botterud, Arnob K. Bhattacharyya and Marija Ilic. Future and Spot Prices-An Analysis of Scandinavian Electricity Market, 2002.

Eirik S. Amundsen and Lars Bergman. Why has the Nordic Electricity Market so Well?. Bergen University, 2006.

Gert Brunekreeft. A Multiple-unit, Multiple-period Auction in the British Electricity Spot Market . Energy Economics, 2001.

Gloria Martin Rodriguez and Jose Juan Caceres. Modelling the hourly Spanish. La Laguna University, 2004.

Helmut Lutkpohl and Markus Kratzig. Applied Time Series Econometrics. Cambridge University, 2004.

Joanne Evans and Richard Green. Why did British Electricity Prices Fall after 1998?. Hull University, 2003.

John Bower, Derek Bunn. Experimental Analysis of the Efficiency of Uniform-Price Versus Discriminatory. Auctions in the England and Wales electricity market. Journal of economic dynamics&Control, 2001.

John F. Muth. Rational Expectation and the Theory of Price Movements. Econometrica Vol. 29, 1961.

Luc Bauwens. Multivariate GARCH Models. Universite catholique de Louvain, 2003

Margareta Bergstrom. Demand Response in Competitive Elactricity Markets Sweden-Regulator, 2003.

Masao Nakamura, Tomoaki Nakashima and Takahide Niimura. Elactricity Markets Volatility: Estimates, regularities and risk management applications. British Columbia University, 2005.

Pekka Malo –Antti Kanto. Evaluating Multivariate GARCH Models in the Nordic Electricity Markets. Helsinki school of Economics, 2005.

Pongsa Pornchaiwiseskul. Advance Econometric, ARCH Models Faculty of Economics Chulalongkorn University, 2004.

Robert F. Engle and Kevin Sheppard. Theoretical and empirical properties of dynamic conditional correlation multivariate GARCH, NBER working paper 8554, 2001.

S.J. Deng and S.S. Oren. Electricity derivatives and risk management. California University, 2006.

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ภาคผนวก

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ตารางที่ 1 แบบจำลองฤดูกาลประเทศอังกฤษในช่วง Off-Peak Load					
		ฤดูหนาว	ฤดูร้อน	ฤดูหนาว	ฤดูร้อน
		h_p	h_p	h_q	h_q
N		143	234	143	234
$\varepsilon_{t-1}^{p\ 2}$	coefficient	**0.316194***	**0.265499***	0.516329	-0.374277
	Standard errors	-0.040550	0.076780	0.347054	0.861975
	t-statistics	-7.798590	3.457933	1.487747	-0.434209
$\varepsilon_{t-1}^{p,oil\ 2}$	coefficient	0.005094	-5.800610	0.727467	60.946474
	Standard errors	-0.188300	5.098507	1.611775	57.238929
	t-statistics	-0.027050	-1.137707	0.451345	1.064773
$\varepsilon_{t-1}^{i\ 2}$	coefficient	0.015583	-0.000496	-0.090540	0.010916
	Standard errors	-0.019580	0.023279	0.167621	0.261347
	t-statistics	-0.795750	-0.021297	-0.540150	0.041767
$\varepsilon_{t-1}^{q\ 2}$	coefficient	0.006589	-0.006771	0.132058*	0.184651
	Standard errors	-0.005960	0.012625	0.051021	0.141736
	t-statistics	-1.105420	-0.536350	2.588313	1.302781
$\varepsilon_{t-1}^{p}\varepsilon_{t-1}^{p,oil}$	coefficient	1.406599	0.706309	3.368408	-9.978730
	Standard errors	-1.194750	1.644453	10.226701	18.461630
	t-statistics	-1.177320	0.429510	0.329374	-0.540512
$\varepsilon_{t-1}^{p}\varepsilon_{t-1}^{i}$	coefficient	-0.194734*	0.022402	0.655106	-0.377675
	Standard errors	-0.095330	0.073436	0.816033	0.824432
	t-statistics	-2.042650	0.305052	0.802793	-0.458104
$\varepsilon_{t-1}^{p}\varepsilon_{t-1}^{q}$	coefficient	-0.124896*	0.108595	-0.469174	0.471780
	Standard errors	-0.047780	0.066675	0.408993	0.748534
	t-statistics	-2.613920	1.628717	-1.147144	0.630272
$\varepsilon_{t-1}^{p,oil}\varepsilon_{t-1}^{i}$	coefficient	-0.187891	1.156419	-2.253203	-22.991315
	Standard errors	-0.468230	1.148113	4.007920	12.889408
	t-statistics	-0.401280	1.007235	-0.562188	-1.783737
$\varepsilon_{t-1}^{p,oil}\varepsilon_{t-1}^{q}$	coefficient	-0.176158	0.209749	-2.800465	-9.691909
	Standard errors	-0.235840	0.653920	2.018727	7.341304
	t-statistics	-0.746940	0.320756	-1.387243	-1.320189
$\varepsilon_{t-1}^{i}\varepsilon_{t-1}^{q}$	coefficient	0.040883*	0.020881	-0.182225	0.505655
	Standard errors	-0.017550	0.033455	0.150201	0.375588
	t-statistics	-2.329860	0.624153	-1.213210	1.346301
C	coefficient	0.012913	0.044096*	0.464092*	0.398862*
	Standard errors	-0.006650	0.011315	0.056895	0.127033
	t-statistics	-1.942680	3.897045	8.156958	3.139828

หมายเหตุ * มีนัยสำคัญที่ 95 %

ตารางที่2 แบบจำลองฤดูกาลประเทศอังกฤษในช่วง Peak Load					
		ฤดูหนาว	ฤดูร้อน	ฤดูหนาว	ฤดูร้อน
		h_p	h_p	h_q	h_q
N		143	234	143	234
$\varepsilon_{t-1}^{p\ 2}$	coefficient	0.164778*	0.716567*	-0.045766	0.048507
	Standard errors	0.044096	0.141388	0.319439	0.133055
	t-statistics	3.736827	5.068086	-0.143269	0.364563
$\varepsilon_{t-1}^{p,oil\ 2}$	coefficient	0.094123	-15.698498	0.164162	-7.115618
	Standard errors	0.168796	12.385886	1.222797	11.655889
	t-statistics	0.557614	-1.267451	0.134251	-0.610474
$\varepsilon_{t-1}^{i\ 2}$	coefficient	-0.003143	0.000733	0.328903*	-0.094095
	Standard errors	0.013381	0.080789	0.096936	0.076028
	t-statistics	-0.234918	0.009070	3.392976	-1.237641
$\varepsilon_{t-1}^{q\ 2}$	coefficient	-0.000995	0.052369	0.168729*	0.070074
	Standard errors	0.007104	0.081292	0.051460	0.076501
	t-statistics	-0.140051	0.644205	3.278814	0.915996
$\varepsilon_{t-1}^{p}\varepsilon_{t-1}^{p,oil}$	coefficient	-1.377582*	5.395408	-2.220016	2.804008
	Standard errors	0.614503	4.563747	4.451602	4.294770
	t-statistics	-2.241783	1.182232	-0.498700	0.652889
$\varepsilon_{t-1}^{p}\varepsilon_{t-1}^{i}$	coefficient	-0.095144*	0.075484	-0.447608	0.662335*
	Standard errors	0.047614	0.250653	0.344929	0.235880
	t-statistics	-1.998220	0.301149	-1.297682	2.807934
$\varepsilon_{t-1}^{p}\varepsilon_{t-1}^{q}$	coefficient	-0.021049	-0.002370	-0.263596	-0.234986
	Standard errors	0.039082	0.193567	0.283116	0.182158
	t-statistics	-0.538598	-0.012246	-0.931054	-1.290011
$\varepsilon_{t-1}^{p,oil}\varepsilon_{t-1}^{i}$	coefficient	0.239963	2.746267	2.404708	0.008337
	Standard errors	0.310548	3.772040	2.249685	3.549724
	t-statistics	0.772706	0.728059	1.068908	0.002349
$\varepsilon_{t-1}^{p,oil}\varepsilon_{t-1}^{q}$	coefficient	0.019371	-2.473907	1.601091	-6.509777*
	Standard errors	0.273351	3.310098	1.980217	3.115008
	t-statistics	0.070866	-0.747382	0.808543	-2.089810
$\varepsilon_{t-1}^{i}\varepsilon_{t-1}^{q}$	coefficient	-0.013280	-0.025613	0.262886	-0.321477
	Standard errors	0.021031	0.178778	0.152351	0.168241
	t-statistics	-0.631472	-0.143270	1.725526	-1.910814
C	coefficient	0.037952*	0.050299*	0.178242*	0.215756*
	Standard errors	0.004900	0.038326	0.035497	0.036067
	t-statistics	7.745163	1.312423	5.021325	5.982118

หมายเหตุ * มีนัยสำคัญที่ 95 %

ตารางที่3 แบบจำลองฤดูกาลกลุ่มประเทศนอร์ดิคในช่วง Off-Peak Load					
		ฤดูหนาว	ฤดูร้อน	ฤดูหนาว	ฤดูร้อน
		h_p	h_p	h_q	h_q
N		155	278	155	278
$\varepsilon_{t-1}^{p\ 2}$	coefficient	0.716739*	0.392462*	0.000244	-0.004123
	Standard errors	0.040489	0.059187	0.000598	0.013040
	t-statistics	17.702241	6.630895	0.407440	-0.316216
$\varepsilon_{t-1}^{p,oil\ 2}$	coefficient	1.278724	-0.962574	-0.002142	-0.153090
	Standard errors	0.843394	2.307269	0.012467	0.508330
	t-statistics	1.516165	-0.417192	-0.171794	-0.301164
$\varepsilon_{t-1}^{i\ 2}$	coefficient	-0.055780	-0.000666	0.006869	-0.001980
	Standard errors	0.334257	0.018486	0.004941	0.004073
	t-statistics	-0.166877	-0.036008	1.390318	-0.486265
$\varepsilon_{t-1}^{q\ 2}$	coefficient	1.657910	4.202154*	0.048312	-0.136979
	Standard errors	3.091883	1.447182	0.045703	0.318839
	t-statistics	0.536214	2.903680	1.057091	-0.429620
$\varepsilon_{t-1}^{p}\varepsilon_{t-1}^{p,oil}$	coefficient	10.676051*	-5.863941*	0.128358*	0.085950
	Standard errors	2.972676	2.074333	0.043941	0.457010
	t-statistics	3.591394	-2.826904	2.921165	0.188070
$\varepsilon_{t-1}^{p}\varepsilon_{t-1}^{i}$	coefficient	-1.403185	-0.295791*	-0.002032	-0.003403
	Standard errors	0.995932	0.122547	0.014721	0.026999
	t-statistics	-1.408917	-2.413687	-0.138059	-0.126025
$\varepsilon_{t-1}^{p}\varepsilon_{t-1}^{q}$	coefficient	-0.518255	5.007225*	-0.026339	-0.043359
	Standard errors	1.239573	0.713456	0.018323	0.157186
	t-statistics	-0.418091	7.018266	-1.437506	-0.275842
$\varepsilon_{t-1}^{p,oil}\varepsilon_{t-1}^{i}$	coefficient	-3.504412	-1.849592	0.049526	-0.088020
	Standard errors	2.974072	1.122489	0.043961	0.247303
	t-statistics	-1.178321	-1.647760	1.126575	-0.355918
$\varepsilon_{t-1}^{p,oil}\varepsilon_{t-1}^{q}$	coefficient	1.620073	-5.100174	-0.138321	0.027766
	Standard errors	6.976672	5.786341	0.103126	1.274828
	t-statistics	0.232213	-0.881416	-1.341281	0.021781
$\varepsilon_{t-1}^{i}\varepsilon_{t-1}^{q}$	coefficient	-0.776004	-0.610582	0.002279	0.034571
	Standard errors	2.268958	0.972365	0.033539	0.214228
	t-statistics	-0.342009	-0.627935	0.067947	0.161374
C	coefficient	0.004919	0.004171	0.001505*	0.002772*
	Standard errors	0.010637	0.004408	0.000157	0.000971
	t-statistics	0.462455	0.946116	9.574282	2.854604

หมายเหตุ * มีนัยสำคัญที่ 95 %

ตารางที่ 4 แบบจำลองฤดูกาลกลุ่มประเทศนอร์ดิคในช่วง Peak Load					
		ฤดูหนาว	ฤดูร้อน	ฤดูหนาว	ฤดูร้อน
		h_p	h_p	h_q	h_q
N		155	278	155	278
$\varepsilon_{t-1}^{p\ 2}$	coefficient	0.456714*	0.329431*	-0.000914	0.067483
	Standard errors	0.062323	0.076723	0.020109	0.071370
	t-statistics	7.328158	4.293767	-0.045438	0.945541
$\varepsilon_{t-1}^{p,oil\ 2}$	coefficient	-0.013768	-0.436483	0.011830	-0.157766
	Standard errors	0.032944	0.462842	0.010630	0.430547
	t-statistics	-0.417916	-0.943050	1.112948	-0.366432
$\varepsilon_{t-1}^{i\ 2}$	coefficient	0.001970	0.002334	0.004814	-0.005861
	Standard errors	0.013033	0.005555	0.004205	0.005167
	t-statistics	0.151154	0.420157	1.144869	-1.134328
$\varepsilon_{t-1}^{q\ 2}$	coefficient	-0.070826	0.431703*	0.054234	0.241226
	Standard errors	0.184652	0.170813	0.059579	0.158895
	t-statistics	-0.383561	2.527334	0.910283	1.518148
$\varepsilon_{t-1}^{p}\varepsilon_{t-1}^{p,oil}$	coefficient	0.068603	-1.161581	0.024733	1.239071
	Standard errors	0.285531	0.811355	0.092128	0.754743
	t-statistics	0.240266	-1.431654	0.268465	1.641711
$\varepsilon_{t-1}^{p}\varepsilon_{t-1}^{i}$	coefficient	0.243007*	0.002181	-0.044096	-0.106549*
	Standard errors	0.097906	0.053698	0.031590	0.049951
	t-statistics	2.482053	0.040614	-1.395903	-2.133068
$\varepsilon_{t-1}^{p}\varepsilon_{t-1}^{q}$	coefficient	-0.124291	-0.705552*	0.045685	0.035114
	Standard errors	0.212589	0.313976	0.068593	0.292069
	t-statistics	-0.584652	-2.247149	0.666031	0.120226
$\varepsilon_{t-1}^{p,oil}\varepsilon_{t-1}^{i}$	coefficient	-0.013123	-0.070387	-0.019787	-0.509960
	Standard errors	0.120754	0.315359	0.038962	0.293355
	t-statistics	-0.108676	-0.223197	-0.507846	-1.738371
$\varepsilon_{t-1}^{p,oil}\varepsilon_{t-1}^{q}$	coefficient	-0.090968	0.739394	0.114112	-0.472667
	Standard errors	0.248549	1.201014	0.080196	1.117213
	t-statistics	-0.365995	0.615642	1.422909	-0.423077
$\varepsilon_{t-1}^{i}\varepsilon_{t-1}^{q}$	coefficient	0.080800	-0.344035*	0.007688	-0.349654*
	Standard errors	0.122009	0.147420	0.039367	0.137134
	t-statistics	0.662244	-2.333706	0.195285	-2.549726
C	coefficient	0.001905*	0.003342	0.001160*	0.002426*
	Standard errors	0.000418	0.001134	0.000135	0.001055
	t-statistics	4.553881	2.946992	8.597708	2.299893

หมายเหตุ * มีนัยสำคัญที่ 95 %

ประวัติผู้เขียนวิทยานิพนธ์

นายอภิสิทธิ์ สรรพดิลก เกิดเมื่อวันที่ 4 พฤษภาคม พ.ศ.2523 เป็นบุตรของ นายธนพนธ์ สรรพดิลก และ นางพยอม สรรพดิลก สำเร็จการศึกษาปริญญาวิศวกรรมศาสตรบัณฑิต สาขาวิศวกรรมเครื่องกล ภาควิชาวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยมหิดล เมื่อปี พ.ศ.2545 และได้เข้าศึกษาต่อในหลักสูตรเศรษฐศาสตรมหาบัณฑิต สาขาวิชาเศรษฐศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย ในปี พ.ศ.2547

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย