



การประเมินวัฏจักรชีวิตของโรงไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์
สำหรับประเทศไทย

Life cycle assessment of nuclear power plants for Thailand

โดย

ประเสริฐ ภาวนันต์

โครงการวิจัยเลขที่ 114G-CHEM-2553

ทูลงบประมาณแผ่นดินปี 2553

คณะวิศวกรรมศาสตร์

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

กรุงเทพฯ

มีนาคม 2554

การประเมินวัฏจักรชีวิตของโรงไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์
สำหรับประเทศไทย

โดย

ประเสริฐ ภาวนันต์ Ph.D. (Imperial College, London)

ทุนงบประมาณแผ่นดินปี 2553

คณะวิศวกรรมศาสตร์
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

มีนาคม 2554

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

เงินอุดหนุนงบประมาณแผ่นดิน

รายงานผลการวิจัย

การประเมินวัฏจักรชีวิตของโรงไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์
สำหรับประเทศไทย

โดย

ประเสริฐ ภาวสันต์ Ph.D. (นักวิจัย)
พรทิพย์ วงศ์สุโขโต D. Eng (นักร่วม)
สนธยา กริชนวรักษ์ D. Eng (นักร่วม)

มีนาคม 2554

กิตติกรรมประกาศ

ผู้วิจัยใคร่ขอขอบคุณการสนับสนุนทุนอุดหนุนการวิจัยจากเงินอุดหนุนทั่วไปจากรัฐบาล ประจำปีงบประมาณ ๒๕๕๓ และงานวิจัยนี้คงไม่สามารถดำเนินการได้หากปราศจากความสนับสนุน และช่วยเหลือจากบุคคลจำนวนมาก ดังนี้

- วทิตตา ฤทธิเจริญ ผู้วิจัยหลัก ที่ทำและช่วยเหลืองานทุกด้าน
- จักราช คุณาเขมากร ผู้ช่วยผู้วิจัยหลัก ที่ช่วยสนับสนุนงาน LCA ของ EPR
- ฟาติมา ปรียากกร ผู้ช่วยผู้วิจัยหลัก ที่ช่วยสนับสนุนงาน LCA ของ ABWR
- ดร. พรทิพย์ วงศ์สุโขโต ที่ช่วยดูแลเรื่องการประเมิน LCA ของทุกเทคโนโลยี
- รศ.ดร. นวตล เหล่าศิริพจน์ ที่ช่วยหาคำถามกลางคนมาสนับสนุนงานในครั้งนี้ และช่วยให้ input ที่สำคัญสำหรับการคำนวณเปรียบเทียบ
- ผศ. ดร. วรพล เกียรติกิตติพงษ์/ ดร. วรพจน์ กนกกัณฑ์ตพงษ์/ ผศ. ดร. บุญฤทธิ ปัญญา- ภิญาผล ผู้ให้กำลังใจแรงงาน และให้การสนับสนุนในทุกเรื่องที่ร้องขอ
- ภูซงค์ ศรีอ่วม และ กิรติ อิศระพ่ายพ ผู้ช่วยงานทั่วไป (สารพัดประโยชน์)
- อาจารย์ที่ภาควิชาวิศวกรรมนิวเคลียร์ทั้ง 4 ท่าน (รศ.นเรศ จันทร์ขาว รศ.สมยศ ศรีสถิตย์ รศ.ดร.สุพิชชา จันทโรยธา อ.ดร. ดุลยพงศ์ วงศ์แสง) ที่คอยแนะนำในเรื่องต่าง ๆ เกี่ยวกับ เทคโนโลยีนิวเคลียร์สำหรับโรงไฟฟ้า

ผู้วิจัยจึงใคร่ขอขอบคุณสำหรับความช่วยเหลือที่ตีมูลค่าไม่ได้เหล่านี้ และหวังว่างานวิจัยนี้จะมี ประโยชน์สำหรับผู้ใช้งาน โดยเฉพาะการนำไปใช้เป็นข้อมูลเบื้องต้นสำหรับการประเมินผลกระทบทาง สิ่งแวดล้อมจากการก่อสร้างโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ต่อไป

ผู้วิจัย

มีนาคม 2554

ชื่อโครงการวิจัย การประเมินวัฏจักรชีวิตของโรงไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์สำหรับประเทศไทย

ชื่อผู้วิจัย รองศาสตราจารย์ ดร. ประเสริฐ ภูวสันต์

เดือนและปีที่ทำวิจัยสำเร็จ มีนาคม 2554

บทคัดย่อ

งานวิจัยนี้เน้นการศึกษาผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมด้านการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกของโรงไฟฟ้านิวเคลียร์เทคโนโลยีในยุคที่ 3 ทั้งสามแบบ คือ European Pressurised Reactor (EPR) Advanced Boiling Water Reactor (ABWR) และ CANadian Deuterium Uranium reactor (CANDU) โดยคำนวณจากวัฏจักรเชื้อเพลิงนิวเคลียร์แบบเปิด (Once-through nuclear fuel cycle) และกำหนดให้โรงไฟฟ้านิวเคลียร์ถูกสร้างขึ้นในประเทศไทย และใช้ข้อมูลการใช้พลังงาน ปริมาณเชื้อเพลิง รวมถึงผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมที่เกิดจากแหล่งที่มาวัตถุดิบเป้าหมาย เช่น กำหนดให้มีการใช้ยูเรเนียมจากประเทศแคนาดา และขั้นตอนการผลิตแท่งเชื้อเพลิงอยู่ในประเทศฝรั่งเศส นอกจากนี้มีการพิจารณาผลกระทบจากการขนส่ง การก่อสร้าง การกำจัดกากของเสีย และการรื้อถอนโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ร่วมด้วย โดยได้แสดงให้เห็นถึงรายละเอียดของการคำนวณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากขั้นตอนต่าง ๆ ในวัฏจักรชีวิตของเชื้อเพลิงนิวเคลียร์ และทำการประเมินความอ่อนไหวของตัวแปรต่างๆ ที่มีผลกระทบต่อปริมาณก๊าซเรือนกระจก ซึ่งผลการศึกษาพบว่า ช่วงปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่ถูกปลดปล่อยออกมาในปริมาณต่ำสุดถึงปริมาณสูงสุดตลอดทั้งวัฏจักรของเทคโนโลยีต่าง ๆ มีดังนี้ เทคโนโลยี EPR อยู่ในช่วง 2.50-46.6 gCO₂e/kWh เทคโนโลยี ABWR อยู่ในช่วง 3.22-57.4 gCO₂e/kWh และ เทคโนโลยี CANDU อยู่ในช่วง 7.30-26.6 gCO₂e/kWh ส่วนผลกระทบจากการขนส่งภายในประเทศยังไม่ถูกนำมาพิจารณาเนื่องจาก ณ เวลาที่ศึกษา ประเทศไทยยังไม่มีแผนเปิดแผนสถานที่ตั้งโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ จึงคำนึงถึงเฉพาะการขนส่งจากต่างประเทศ และผลที่ได้มีค่าน้อยมากจึงอาจละทิ้งได้ การศึกษานี้ได้ทำการประเมินทางเศรษฐศาสตร์เบื้องต้นสำหรับพลังงานไฟฟ้านิวเคลียร์ พบว่ามูลค่าพลังงานไฟฟ้านิวเคลียร์มีค่าต่ำกว่ามูลค่าไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงถ่านหินและก๊าซธรรมชาติค่อนข้างมาก อย่างไรก็ตามการศึกษานี้ไม่ได้คำนึงถึงผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม และการยอมรับของชุมชน

Project Title Life cycle assessment of nuclear power plants for Thailand

Name of the Investigators Assoc.Prof. Prasert Pavasant, Ph.D.

Year March, 2011

Abstract

This research focused on the environmental impact assessment of greenhouse gas emissions from generation III nuclear technologies including European Pressurised Reactor (EPR), Advanced Boiling Water Reactor (ABWR) and CANadian Deuterium Uranium reactor (CANDU). The assessment was calculated from Once-through nuclear fuel cycle and was based on the construction in Thailand. The detailed calculation for each life cycle stage of nuclear energy was proposed based on energy consumption data, quantities of uranium fuel including the impact caused by the different sources of raw materials, such as uranium from Canada and fuel production in France. The impacts of transportation, construction, waste disposal and decommissioning of nuclear power plants were also taken into consideration. The evaluation of the sensitivity variables test from each stage of life cycle demonstrates that the nuclear power plants emitted greenhouse gases in the range from 2.50- 46.6 gCO₂e/kWh (for EPR), 3.22-57.4 gCO₂e/kWh (for ABWR) and 7.30-26.6 gCO₂e/kWh (for CANDU). The impact of local transport was not taken into consideration because, at the time of this study, the exact designated location of nuclear power plant still has not been decided. However, the sensitivity test indicates that the effect of international shipment on the overall GHG emission could be low and negligible. In terms of economics, nuclear power is significantly cheaper than power from other fossil sources like coal and natural gas. However, this study does not cover the safety issues and social acceptance aspects.

สารบัญเรื่อง

กิตติกรรมประกาศ	ก
บทคัดย่อภาษาไทย	ข
บทคัดย่อภาษาอังกฤษ	ค
สารบัญเรื่อง	ง
สารบัญตาราง	ฉ
สารบัญรูป	ช
บทที่ 1 การคำนวณปริมาณก๊าซเรือนกระจกจากวัฏจักรเชื้อเพลิงนิวเคลียร์อย่างละเอียด	1
1.1 ขั้นตอนการประเมิน	1
1.1.1 กำหนดเป้าหมายและขอบเขตของการประเมิน	1
1.1.2 การวิเคราะห์บัญชีรายการ	3
1.2 ผลการทดลองและวิเคราะห์ผล	16
1.2.1 การปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากวัฏจักรเชื้อเพลิงนิวเคลียร์ แบบเปิดของเทคโนโลยี EPR	16
1.2.2 ผลกระทบจากแหล่งที่มาของไฟฟ้าที่ใช้ในวัฏจักรเชื้อเพลิงนิวเคลียร์	18
1.2.3 เปรียบเทียบผลการคำนวณกับงานวิจัยอื่น	19
1.3 สรุปผลการวิจัย	21
บทที่ 2 การวิเคราะห์ความอ่อนไหว (Sensitivity Analysis) ของตัวแปรต่าง ๆ ภายใต้เทคโนโลยี EPR ABWR และ CANDU	23
2.1 บทนำ	23
2.2 ขอบเขตการประเมิน	24
2.3 สมมติฐานและตัวแปรที่ยืดหยุ่น	25
2.4 ผลการทดลองและวิเคราะห์ผล	28
2.4.1 ผลการศึกษาความอ่อนไหวของตัวแปรภายใต้เทคโนโลยี EPR	32
2.4.1.1 ผลการประเมินในกรณี Base line	32
2.4.1.2 ผลการประเมินความอ่อนไหวของตัวแปรต่างๆ	33
2.4.2 ผลการศึกษาความอ่อนไหวของตัวแปรภายใต้เทคโนโลยี ABWR	37
2.4.2.1 ผลการประเมินในกรณี Base line	37

2.4.2.2 ผลการประเมินความอ่อนไหวของตัวแปรต่างๆ	38
2.4.3 ผลการศึกษาความอ่อนไหวของตัวแปรภายใต้เทคโนโลยี CANDU	42
2.4.3.1 ผลการประเมินในกรณี Base line	42
2.4.3.2 ผลการประเมินความอ่อนไหวของตัวแปรต่างๆ	43
2.4.4 ขั้นตอนขนส่ง (Transportation)	47
2.4.5 ขั้นตอนการก่อสร้าง (Construction)	48
2.4.6 ขั้นตอนส่วนหลัง (Back-end)	48
2.4.7 เปรียบเทียบปริมาณก๊าซเรือนกระจกตลอดทั้งวัฏจักรชีวิต ในแต่ละเทคโนโลยี	48
2.4.8 เปรียบเทียบแหล่งกำเนิดไฟฟ้าชนิดต่างๆ	49
2.5 สรุปผลการวิจัย	51
บทที่ 3 การวิเคราะห์เชิงเศรษฐศาสตร์ของพลังงานไฟฟ้านิวเคลียร์	53
3.1 บทนำ	53
3.2 หลักการคิดมูลค่าของพลังงานไฟฟ้า	53
3.2.1 มูลค่าการลงทุน	53
3.2.2 มูลค่าการดำเนินงาน	54
3.2.3 มูลค่าการจัดการโรงไฟฟ้าเสื่อมสภาพ	55
3.3 ผลเปรียบเทียบมูลค่าพลังงานไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงชนิดต่าง ๆ	55
3.4 สรุปผลการวิจัย	56
บรรณานุกรม	57
ภาคผนวก ก	61
ภาคผนวก ข	62
ประวัตินักวิจัยและคณะ	65

สารบัญตาราง

ตารางที่ 1.1 สถานที่ตั้ง Plant ต่างๆ	4
ตารางที่ 1.2 ระยะทางการขนส่ง	4
ตารางที่ 1.3 พารามิเตอร์ที่ใช้ในการคำนวณ	5
ตารางที่ 1.4 พารามิเตอร์ที่ใช้ในการคำนวณสมดุลมวล	8
ตารางที่ 1.5 แหล่งกำเนิดและปริมาณก๊าซเรือนกระจกในแต่ละขั้นตอน	17
ตารางที่ 1.6 ปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกในแต่ละขั้นตอน	19
ตารางที่ 2.1 ปริมาณคอนกรีตและเหล็กสำหรับก่อสร้างโรงไฟฟ้านิวเคลียร์	27
ตารางที่ 2.2 ช่วงตัวแปรที่ทำการศึกษาแต่ละ Scenarios ที่แตกต่างกัน	29
ตารางที่ 2.3 ตัวแปรสำหรับการคำนวณ Baseline	30
ตารางที่ 2.4 ปริมาณก๊าซเรือนกระจกในแต่ละขั้นตอนของวัฏจักรเชื้อเพลิงนิวเคลียร์ ของทั้งสามเทคโนโลยี	49
ตารางที่ 2.5 ช่วงปริมาณก๊าซเรือนกระจกจากโรงไฟฟ้าชนิดต่างๆ	50
ตารางที่ 2.6 ช่วงปริมาณก๊าซเรือนกระจกจากเทคโนโลยีนิวเคลียร์ต่างๆ เมื่อใช้ถ่านหินเป็นแหล่งพลังงานไฟฟ้า	50
ตารางที่ 3.1 สัดส่วนมูลค่าพลังงานไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงชนิดต่าง ๆ	55
ตารางที่ 3.2 เปรียบเทียบมูลค่าพลังงานไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงชนิดต่าง ๆ เปรียบเทียบกับพลังงานนิวเคลียร์	56

สารบัญรูป

รูปที่ 1.1	ขอบเขตการศึกษา	2
รูปที่ 1.2	ปริมาณยูเรเนียมขาเข้าและขาออกสำหรับการผลิตกระแสไฟฟ้า 1 kWh	14
รูปที่ 1.3	ปริมาณก๊าซเรือนกระจกแต่ละชั้นตอนที่ถูกลดปล่อยออกมาจากเทคโนโลยี EPR	16
รูปที่ 1.4	เปรียบเทียบปริมาณก๊าซเรือนกระจกแต่ละชั้นตอนที่ถูกลดปล่อยออกมาจากผลการคำนวณ กับงานวิจัยอื่นๆ	20
รูปที่ 2.1	ขอบเขตของระบบ (ก) เทคโนโลยี EPR and ABWR และ (ข) เทคโนโลยี CANDU	25
รูปที่ 2.2	ปริมาณก๊าซเรือนกระจกจากกรณี Base line ที่ถูกลดปล่อยจากเทคโนโลยี EPR เมื่อวิธี Enrichment ต่างกัน	32
รูปที่ 2.3	ปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่ถูกลดปล่อยจากเทคโนโลยี EPR เมื่อ Waste to ore ratio ต่างกัน	33
รูปที่ 2.4	ปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่ถูกลดปล่อยจากเทคโนโลยี EPR เมื่อ Ore grade ต่างกัน	34
รูปที่ 2.5	ปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่ถูกลดปล่อยจากเทคโนโลยี EPR เมื่อความเข้มข้น U-235 ต่างกัน	34
รูปที่ 2.6	ปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่ถูกลดปล่อยจากเทคโนโลยี EPR เมื่อ Burn-up rate ต่างกัน	35
รูปที่ 2.7	ปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่ถูกลดปล่อยจากเทคโนโลยี EPR เมื่อ Thermal efficiency ต่างกัน	35
รูปที่ 2.8	ปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่ถูกลดปล่อยจากเทคโนโลยี EPR เมื่อ Capacity factor ต่างกัน	36
รูปที่ 2.9	ปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่ถูกลดปล่อยจากเทคโนโลยี EPR เมื่อ Life time ต่างกัน	37
รูปที่ 2.10	ปริมาณก๊าซเรือนกระจกจากกรณี Base line ที่ถูกลดปล่อยจากเทคโนโลยี ABWR เมื่อวิธี Enrichment ต่างกัน	38
รูปที่ 2.11	ปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่ถูกลดปล่อยจากเทคโนโลยี ABWR เมื่อ Waste to ore ratio ต่างกัน	38
รูปที่ 2.12	ปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่ถูกลดปล่อยจากเทคโนโลยี ABWR เมื่อ Ore grade ต่างกัน	39
รูปที่ 2.13	ปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่ถูกลดปล่อยจากเทคโนโลยี ABWR เมื่อความเข้มข้น U-235 ต่างกัน	40

รูปที่ 2.14 ปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่ถูกปลดปล่อยจากเทคโนโลยี ABWR เมื่อ Burn-up rate ต่างกัน	41
รูปที่ 2.15 ปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่ถูกปลดปล่อยจากเทคโนโลยี ABWR เมื่อ Thermal efficiency ต่างกัน	42
รูปที่ 2.16 ปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่ถูกปลดปล่อยจากเทคโนโลยี ABWR เมื่อ Capacity factor ต่างกัน	42
รูปที่ 2.17 ปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่ถูกปลดปล่อยจากเทคโนโลยี ABWR เมื่อ Life time ต่างกัน	42
รูปที่ 2.18 ปริมาณก๊าซเรือนกระจกจากกรณี Base line ที่ถูกปลดปล่อยจาก เทคโนโลยี CANDU	43
รูปที่ 2.19 ปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่ถูกปลดปล่อยจากเทคโนโลยี CANDU เมื่อ Waste to ore ratio ต่างกัน	44
รูปที่ 2.20 ปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่ถูกปลดปล่อยจากเทคโนโลยี CANDU เมื่อ Ore grade ต่างกัน	44
รูปที่ 2.21 ปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่ถูกปลดปล่อยจากเทคโนโลยี CANDU เมื่อ Burn-up rate ต่างกัน	45
รูปที่ 2.22 ปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่ถูกปลดปล่อยจากเทคโนโลยี CANDU เมื่อ Thermal efficiency ต่างกัน	46
รูปที่ 2.23 ปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่ถูกปลดปล่อยจากเทคโนโลยี CANDU เมื่อ Capacity factor ต่างกัน	47
รูปที่ 2.24 ปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่ถูกปลดปล่อยจากเทคโนโลยี CANDU เมื่อ Life time ต่างกัน	47

บทที่ 1

การคำนวณปริมาณก๊าซเรือนกระจก จากวัฏจักรเชื้อเพลิงนิวเคลียร์อย่างละเอียด

การศึกษาในปีที่ 1 เป็นการคำนวณปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากวัฏจักรเชื้อเพลิงนิวเคลียร์โดยใช้ข้อมูลจากรายงานอื่นทั้งหมด และทำการปรับค่าโดยใช้สัดส่วนของกำลังไฟฟ้าที่ผลิต แต่สำหรับการศึกษาในปีที่ 2 นี้ การคำนวณจะมีความละเอียดมากขึ้น โดยใช้ข้อมูลการใช้พลังงาน ปริมาณเชื้อเพลิง รวมถึงผลกระทบที่เกิดจากแหล่งที่มาวัตถุดิบ เช่น กำหนดให้มีการใช้ยูเรเนียมจากประเทศแคนาดา และขั้นตอนการผลิตแท่งเชื้อเพลิงอยู่ในประเทศฝรั่งเศส และพิจารณาผลกระทบจากการขนส่ง การก่อสร้าง การกำจัดกากของเสีย และการรื้อถอนโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ร่วมด้วย โดยยกตัวอย่างการคำนวณจากข้อมูลของเทคโนโลยี EPR ซึ่งมีรายละเอียดดังนี้

1.1 ขั้นตอนการประเมิน

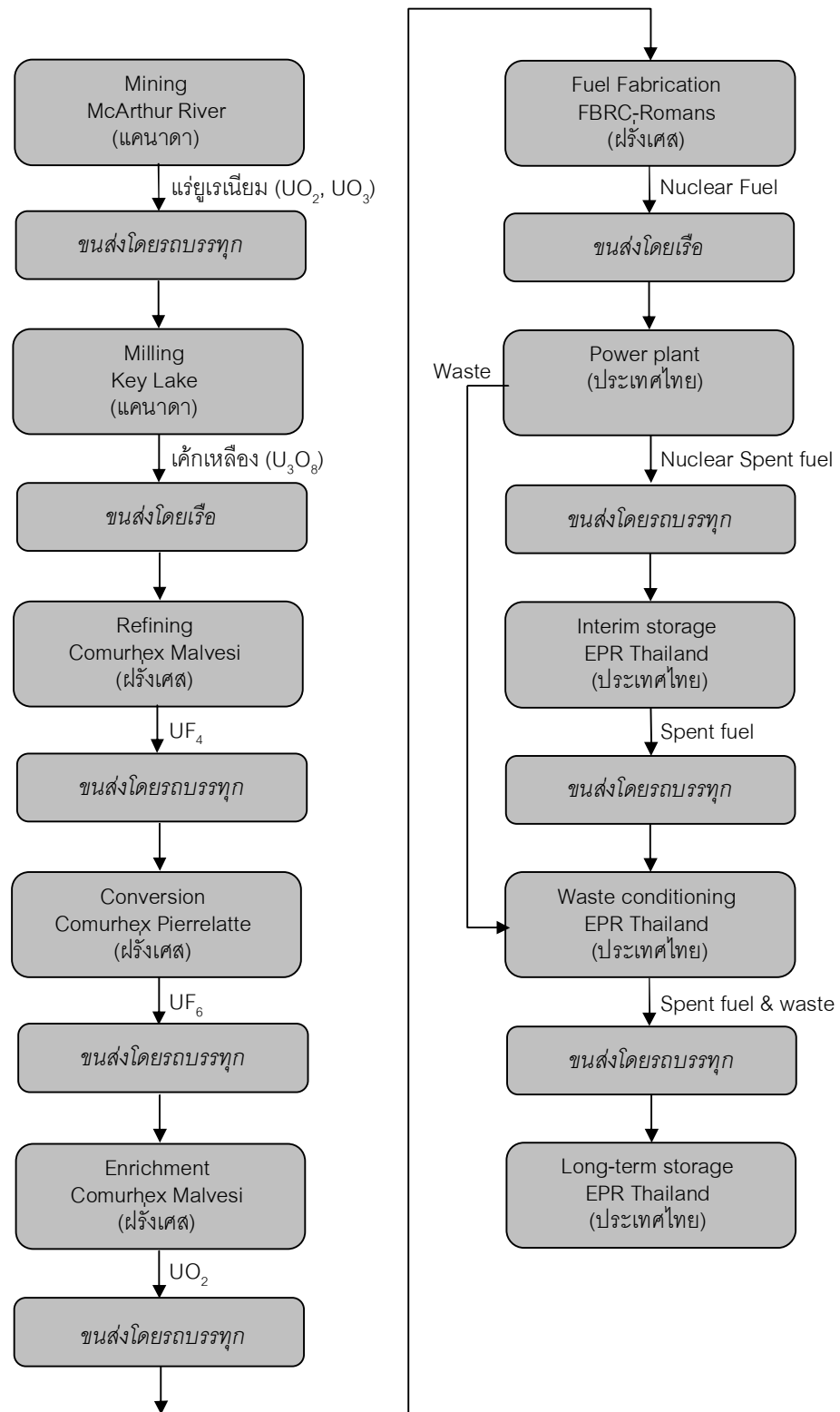
1.1.1 กำหนดเป้าหมายและขอบเขตของการประเมิน (Goal and Scope Definition)

เป้าหมายของการศึกษานี้คือการวิเคราะห์ปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่ถูกปลดปล่อยสู่สิ่งแวดล้อมตลอดทั้งวัฏจักรชีวิตของโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ชนิด EPR

ขอบเขตของการศึกษานี้กำหนดให้ครอบคลุมขั้นตอนของวัฏจักรเชื้อเพลิงนิวเคลียร์โดยแบ่งเป็น 5 ขั้นตอนหลัก ๆ คือ

- (1) วัฏจักรเชื้อเพลิงนิวเคลียร์ส่วนหน้า (Front-end) ประกอบด้วย การทำเหมือง (Mining) การสกัดยูเรเนียม (Milling) การทำให้บริสุทธิ์ (Refinery) การแปรสภาพ (Conversion) การเสริมสมรรถนะ (Enrichment) และ การขึ้นรูป (Fuel fabrication)
- (2) การดำเนินการผลิตไฟฟ้า (Operation)
- (3) วัฏจักรเชื้อเพลิงนิวเคลียร์ส่วนหลัง (Back-End) ประกอบด้วย การเก็บรักษากากชั่วคราว (Interim storage) และ การกำจัดกากระยะยาว (Long-term storage)
- (4) การก่อสร้างโรงไฟฟ้า (Construction)
- (5) การรื้อถอน (Decommissioning)

รูปแบบของวัฏจักรเชื้อเพลิงนิวเคลียร์ที่พิจารณาเป็นวัฏจักรเชื้อเพลิงแบบเปิด หรือ Once-through nuclear fuel cycle แสดงดังรูปที่ 1.1 และหน่วยอ้างอิง (Functional unit) คือ การผลิตไฟฟ้าปริมาณ 1 kWh ซึ่งผลิตจากโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ EPR ขนาดกำลังผลิต 1,630 MW



รูปที่ 1.1 ขอบเขตการศึกษา

1.1.2 การวิเคราะห์บัญชีรายการ (Life cycle inventory analysis)

(1) ที่มาของข้อมูล

ข้อมูลที่ใช้ในการคำนวณเป็นข้อมูลประเภททุติยภูมิ ที่ไม่ได้เกิดจากการทำการทดลอง โดยแหล่งที่มาของวัตถุดิบยูเรเนียมตั้งต้น และสถานที่ตั้ง Plant ของแต่ละขั้นตอนภายในวัฏจักร เชื้อเพลิงนิวเคลียร์ถูกกำหนดขึ้นมาเพื่อให้ทราบค่าพารามิเตอร์ต่างๆ เพื่อใช้ในการคำนวณ (ตารางที่ 1.1)

แหล่งที่มาของแร่ยูเรเนียมได้เลือกเหมืองที่กลุ่มบริษัท Areva เป็นผู้ประกอบการ โดยสมมติเลือกเหมืองยูเรเนียมที่ใหญ่ที่สุดในโลก คือ เหมือง McArthur River ซึ่งตั้งอยู่ในประเทศแคนาดา มีการทำเหมืองเป็นแบบเหมืองใต้ดิน (Underground) และการผลิตเค้กเหลือง (Yellow cake) หรือ U_3O_8 ที่ Key Lake Milling Plant ซึ่งตั้งอยู่ทางทิศตะวันตกเฉียงใต้ของเหมือง McArthur River ห่างออกไปเป็นระยะทางประมาณ 80 km ส่วนขั้นตอนการผลิตเชื้อเพลิงนิวเคลียร์ตั้งแต่ขั้นตอนการทำให้บริสุทธิ์ การแปรสภาพ การเสริมสมรรถนะ และการขึ้นรูปเชื้อเพลิงได้เลือกจากแหล่งผลิตในประเทศฝรั่งเศสเนื่องจากเป็นต้นกำเนิดของเทคโนโลยี EPR โดยเค้กเหลือง (U_3O_8) จะถูกเปลี่ยนให้อยู่ในรูปยูเรเนียมเตตระฟลูออไรด์ (UF_4) ที่ขั้นตอนการทำให้บริสุทธิ์ก่อนจะถูกส่งไปขั้นตอนการแปรสภาพเพื่อเปลี่ยนรูปไปเป็นยูเรเนียมเฮกซะฟลูออไรด์ (UF_6) เพื่อให้สามารถนำไปเสริมสมรรถนะได้และหลังการเสริมสมรรถนะก็จะถูกเปลี่ยนรูปไปเป็นยูเรเนียมไดออกไซด์ (UO_2) จากนั้นจึงนำยูเรเนียมไดออกไซด์ (UO_2) ที่ได้มาอัดให้เป็นแท่งขนาดเล็ก (UO_2 Pellet) และบรรจุในแท่งเชื้อเพลิง (Fuel rod) และมัดรวมเป็นชุดพร้อมนำไปใช้งาน เชื้อเพลิงที่ผลิตได้จะถูกขนส่งมายังประเทศไทยซึ่งเป็นสถานที่ตั้งโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ EPR ซึ่งอายุของโรงไฟฟ้าอยู่ที่ 60 ปี โดยมีช่วงระยะเวลาการก่อสร้างประมาณ 5 ปี และเมื่อสิ้นสุดการใช้งานโรงไฟฟ้าโรงไฟฟ้าจะถูกรื้อถอนภายใน 12 ปี การขนส่งวัตถุดิบและอุปกรณ์การผลิตกระแสไฟฟ้าทั้งหมดจะถูกขนย้ายด้วยพาหนะที่แตกต่างกันแล้วแต่ความเหมาะสม เช่น ขนส่งทางเรือ และรถบรรทุก ซึ่งรายละเอียดเกี่ยวกับการขนส่งแสดงดังตารางที่ 1.2

ตารางที่ 1.1 สถานที่ตั้ง Plant ต่างๆ

ขั้นตอน	ที่ตั้ง (ประเทศ)
Mining	McArthur River Mine (แคนาดา)
Milling	Key Lake Milling Plant (แคนาดา)
Refinery	Comurhex Malvesi Refinery Plant (ฝรั่งเศส)
Conversion	Comurhex Pierrelatte Conversion Plant (ฝรั่งเศส)
Enrichment	Eurodif Enrichment Plant (ฝรั่งเศส)
Fuel fabrication	FBFC Fuel Fabrication Plant (ฝรั่งเศส)
Operation	ประเทศไทย
Construction	
Interim and Long-term storage	
Decommissioning	

ตารางที่ 1.2 ระยะทางการขนส่ง

พาหนะ	วัตถุดิบ	เส้นทาง	ระยะทาง (กม.)
รถบรรทุก	Uranium ore slurry	McArthur River → Key Lake	80
รถบรรทุก	Yellow cake	Key Lake → Point Tupper	4,380
เรือ	Yellow cake	Point Tupper → Fos	6,049
รถบรรทุก	Yellow cake	Fos → Malvesi	213
รถบรรทุก	UF ₄	Malvesi – Tricastin (Pierrelatte)	234
รถบรรทุก	UF ₆ enriched	Tricastin (Eurodif) → Romans	20.4
รถบรรทุก	UO ₂ pellets	Romans → Marseilles	235
เรือ	UO ₂ pellets	Marseilles → Bangkok	13,560

ที่มา: <http://www.portworld.com/map/> และ <http://maps.google.co.th/>

พารามิเตอร์ที่สำคัญเพื่อใช้ในการคำนวณผลกระทบทางสิ่งแวดล้อมในแต่ละขั้นตอนแสดงดัง
 ตารางที่ 1.3 ประกอบด้วยคุณสมบัติของแร่ การใช้พลังงาน การสูญเสียผลิตภัณฑ์ กำลังการผลิต
 ของโรงไฟฟ้า

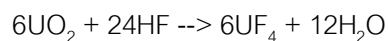
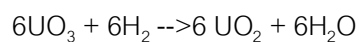
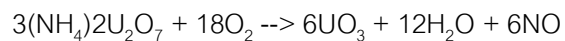
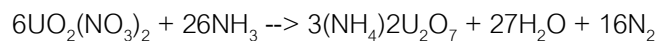
ตารางที่ 1.3 พารามิเตอร์ที่ใช้ในการคำนวณ

Process	Parameters	Value	Unit	References
Mining	-Waste/Ore Ratio	3		IAEA
	-Natural uranium assay	0.71	%U-235	Vuono and Lee (2009)
	-Ore grade	12.75	%U ₃ O ₈	IAEA
	-Waste rock grade	0.03	% U ₃ O ₈	CAMECO Mine
	-Diesel consumption	14.43	MJ/t of rock	Own calculation
	-Electricity consumption	17.65	kWh/t of rock	Own calculation
Milling	-Extraction Losses	1.6	%	CAMECO Mine
	-Diesel consumption	483	MJ/t of ore	WISE
	-Electricity consumption	18.6	kWh/t of ore	WISE
Refinery	-Losses	1	%	Assumption
Conversion	-Losses	1	%	Assumption
Enrichment	-Enriched uranium	4.3	%U-235	Areva ⁴
	-Tails Assay	0.3	%U-235	Faghihi (2008)
	- Specific Electricity Consumption	2,400	kWh/SWU	Done (1996)
Fuel Fabrication	-Losses	1	%	Assumption
Power Plant	-Fuel Burn up	70	GWd/TU	Areva ⁴
	-Efficiency	37	%	Areva ³
	-Capacity factor	94	%	Areva ⁴
	-Net Capacity	1,630	MW	Areva ¹
	- Life time	60	Year	Areva ³
Construction	- Electricity	245,650,593	kWh/plant	Own calculation
	- Thermal energy	9,976,908	GJ/plant	Own calculation
Long-term storage	-Water	1,514	m ³ /plant	ISA (2006)
	-Electricity	167,000	kWh/year	ISA (2006)
	-Thermal energy	6,480,000	MJ/year	ISA (2006)
Decommissioning	- Electricity	12,828,144	kWh/year	Own calculation
	-Thermal energy	923,818	MJ/year	Own calculation

(2) การคำนวณ

สมมติฐานการประเมินผลกระทบการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากโรงไฟฟ้านิวเคลียร์มีดังนี้

1. ไฟฟ้าทั้งหมดที่ใช้ระหว่างกระบวนการผลิตเชื้อเพลิงยูเรเนียมได้มาจากการเผาไหม้ของเชื้อเพลิงตามแต่ละประเทศผู้ผลิต โดยปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่ปลดปล่อยออกมาจากการผลิตกระแสไฟฟ้า 1 kWh ในแต่ละประเทศมีดังนี้ ประเทศแคนาดา 0.218 kg CO₂e/kWh ประเทศฝรั่งเศส 0.073 kg CO₂e/kWh และประเทศญี่ปุ่น 0.355 kg CO₂e/kWh (United Nations Environment Programme, 2007) สำหรับการใช้น้ำมันในประเทศไทย ระหว่างการก่อสร้างได้มาจกไฟฟ้าผสมจากหลายแหล่งกำเนิด โดยมีค่า emission factor ของการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจก 0.561 kg CO₂e/kWh (guideline for carbon footprint of product, 2010) และถ่านหินเป็นเชื้อเพลิงอย่างเดียวจะมีค่า ค่า emission factor ของการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจก 0.936 kg CO₂/kWh (WISE)
2. ในการทำเหมืองยูเรเนียมทั่วไปกำหนดให้สัดส่วนของเสียกับปริมาณแร่ หรือ Waste to Ore ratio (W/O) อยู่ในช่วง 1 ถึง 5 สำหรับการทำเหมืองแบบ Underground พลังงานที่ใช้ในการทำเหมืองอาศัยพลังงานจากพลังงานไฟฟ้า และการเผาไหม้ของดีเซล ซึ่งการทำเหมืองแบบ underground ใช้พลังงาน 70.6 kWh/ton ore และ 57.7 MJ diesel/ton ore การคำนวณกำหนดให้ระบบที่ศึกษาใช้เชื้อเพลิงยูเรเนียมจากการทำเหมืองแบบ underground มี W/O เฉลี่ยเท่ากับ 3 โดยที่พลังงานไฟฟ้าและดีเซลที่ใช้ต่อถ่านหินหนึ่งตันมีค่า 17.65 kWh/ton rock และ 14.43 MJ diesel/ton rock
3. ปริมาณสารเคมี กรดไนตริก (HNO₃) แอมโมเนีย (NH₃) และกรดไฮโดรฟลูออริก (HF) ที่ใช้ในขั้นตอนการทำให้บริสุทธิ์ (Refinery) คำนวณมาจากปริมาณสารสัมพันธ์ (Stoichiometry) ดังสมการ (รายละเอียดการคำนวณ ภาคผนวก ก):



และปริมาณกรดซัลฟิวริก (H_2SO_4) และ แอมโมเนีย (NH_3) ในขั้นตอน Milling ได้มาจาก Mudd and Diesendorf (2008)

4. ขนาดโรงไฟฟ้าเทคโนโลยี EPR เท่ากับ 1,630 MW และปริมาณเชื้อเพลิงยูเรเนียมที่ต้องการในการดำเนินการในโรงไฟฟ้า คำนวณได้จากสมการ

$$\text{Ton of uranium} = \frac{\text{Power plant capacity (MW)} \times \text{Capacity factor (\%)} \times \text{Operating time (day)}}{\text{Burn up rate (GWd/tU)} \times \text{Thermal efficiency (\%)}}$$

ปริมาณของเชื้อเพลิงยูเรเนียมที่ใช้แล้ว (Spent fuel) เท่ากับปริมาณเชื้อเพลิงสายป้อนเข้าเครื่องปฏิกรณ์ ซึ่งมีความหนาแน่นประมาณ $18,950 \text{ kg/m}^3$ (Emsley, 1999)

5. พิจารณาเฉพาะการขนส่งจากต่างประเทศเท่านั้น ส่วนการขนส่งภายในประเทศยังไม่นำมาคิด
6. การก่อสร้างโรงไฟฟ้าเกิดขึ้นในประเทศไทย แต่ยังไม่ระบุพื้นที่แน่ชัด จึงไม่คิดผลกระทบจากการขนส่งภายในประเทศ
7. ผลกระทบจากการก่อสร้างโรงไฟฟ้าในส่วนของวัสดุก่อสร้างคิดเฉพาะวัสดุที่ใช้ในปริมาณมากคือ คอนกรีต และเหล็ก โดยกำหนดให้คอนกรีตที่ใช้เป็นชนิดที่มีความหนาแน่นสูง $3,630 \text{ kg/m}^3$ (Mukherjee, 1992) และสมมติให้คอนกรีตทั้งหมดผลิตภายในประเทศ และนำเข้าเหล็กทั้งหมดจากประเทศญี่ปุ่น ปริมาณคอนกรีตและเหล็กทั้งหมดของเทคโนโลยี EPR โดยประมาณ 1,089,000 และ 130,020 ตัน ตามลำดับ (Areva¹)
8. สมมติฐานอื่นๆ

- กระบวนการ ทำเหมือง (Mining) และ การสกัดยูเรเนียม (Milling) ดำเนินการในประเทศแคนาดา
- แร่ยูเรเนียมถูกขนส่งทางเรือจากประเทศแคนาดาเข้าประเทศฝรั่งเศส เพื่อผ่านกระบวนการทำให้บริสุทธิ์ (Refinery), การแปรสภาพ (Conversion), การเสริมสมรรถนะ (Enrichment) และขั้นตอนสุดท้ายคือ การขึ้นรูปแท่งเชื้อเพลิง (Fuel fabrication)
- ขั้นตอน Enrichment ดำเนินการด้วยวิธีการแพร่ (Diffusion) และใช้พลังงานในการแยก 2,400 kWh/SWU (Done, 1996)
- แท่งเชื้อเพลิงถูกขนส่งทางเรือจากประเทศฝรั่งเศสเข้าสู่ประเทศไทย
- เส้นทางขนส่งกำหนดดังตารางที่ 1.2 ประกอบด้วยเหมือง McArthur River Mine และสถานที่สกัดแร่ยูเรเนียมอยู่ที่ Key Lake (ประเทศแคนาดา) ทำเรือ Point Tupper (แคนาดา) ทำเรือ Fos และ Marseilles (ฝรั่งเศส) สถานที่ตั้ง refinery plant คือ Malvesi (ฝรั่งเศส) สถานที่ตั้ง Conversion plant และ

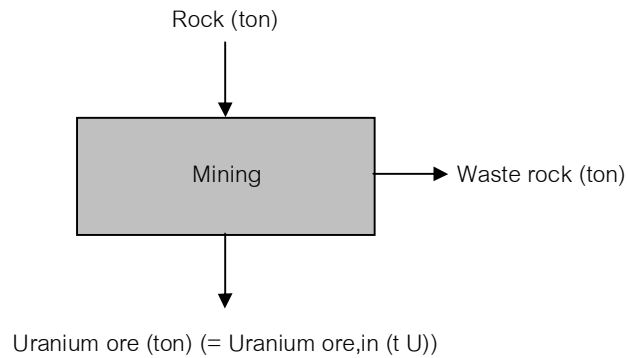
Enrichment plant คือ Tricastin และสถานที่ตั้ง Fuel fabrication plant คือ Romans

สารขาเข้าและสารขาออกสำหรับแต่ละขั้นตอนของวัฏจักรเชื้อเพลิงนิวเคลียร์จะขึ้นกับปริมาณยูเรเนียมในแต่ละขั้นตอน ดังนั้นจึงจำเป็นต้องทำสมดุลมวลสารของยูเรเนียมตลอดทั้งวัฏจักรเชื้อเพลิงนิวเคลียร์เพื่อหาปริมาณปริมาณเชื้อเพลิงยูเรเนียมที่ต้องการสำหรับผลิตกระแสไฟฟ้า 1 kWh ซึ่งพารามิเตอร์ที่ช่วยในการคำนวณแสดงในตารางที่ 1.4 จากนั้นคำนวณสมดุลมวลย้อนกลับไปยังขั้นตอนต่าง ๆ ของวัฏจักรเชื้อเพลิงนิวเคลียร์ส่วนหน้าเพื่อหาปริมาณยูเรเนียมที่ใช้ในแต่ละขั้นตอน โดยมีรายละเอียดของสมดุลมวลสำหรับแต่ละขั้นตอนดังนี้

ตารางที่ 1.4 พารามิเตอร์ที่ใช้ในการคำนวณสมดุลมวล

พารามิเตอร์	ค่า	หน่วย
Natural assay (Uranium)	0.71	%U-235
Days per year	365	Days
Hours per day	24	Hours
U ₃ O ₈ ratio	$\frac{3 \times 238}{(3 \times 238) + (8 \times 16)}$	
UF ₆ ratio	$\frac{238}{238 + (6 \times 19)}$	
UO ₂ ratio	$\frac{238}{238 + (2 \times 16)}$	
UF ₄ ratio	$\frac{238}{238 + (4 \times 19)}$	

Mining



$$\text{Rock} = \text{Uranium ore} + \text{Waste rock} \quad (1.1)$$

$$\text{Waste rock} = \text{Uranium ore} \times \text{Waste/Ore ratio} \quad (1.2)$$

$$\text{Uranium ore, in} = \text{Uranium ore} \times \text{Ore grade} \quad (1.3)$$

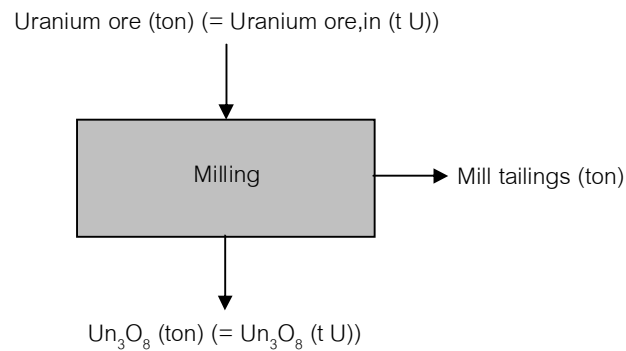
โดยที่

Uranium ore [=] Weight of uranium ore in t (ton)

Uranium ore, in [=] Weight of uranium ore in tU (ton of total uranium)

Ore grade [=] %

Milling



$$\text{U}_3\text{O}_8 = \text{Uranium ore} \times (1 - \text{Extraction losses}) \quad (1.4)$$

$$\text{U}_3\text{O}_8, \text{ in} = \text{U}_3\text{O}_8 \times \text{U}_3\text{O}_8 \text{ ratio} \quad (1.5)$$

$$\text{Mill tailings} = \text{Uranium ore} - \text{U}_3\text{O}_8 \quad (1.6)$$

โดยที่

U_3O_8 [=] Weight of natural U_3O_8 in t (ton)

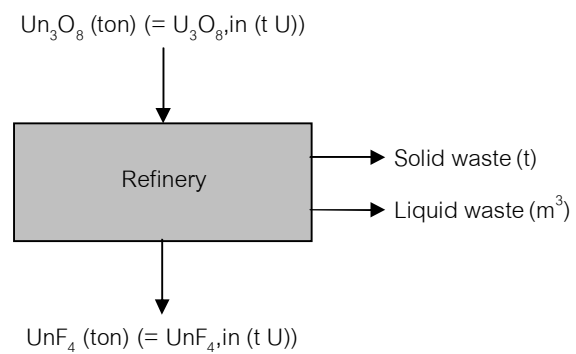
U_3O_8, in [=] Weight of natural U_3O_8 in tU (ton of total uranium)

Uranium ore [=] Weight of uranium ore in t (ton)

Uranium ore, in [=] Weight of uranium ore in tU (ton of total uranium)

Extraction losses [=] %

Refinery



$$UF_4 = U_3O_8 \times (1 - \text{Refinery losses}) \quad (1.7)$$

$$UF_{4, in} = UF_4 \times UF_4 \text{ ratio} \quad (1.8)$$

โดยที่

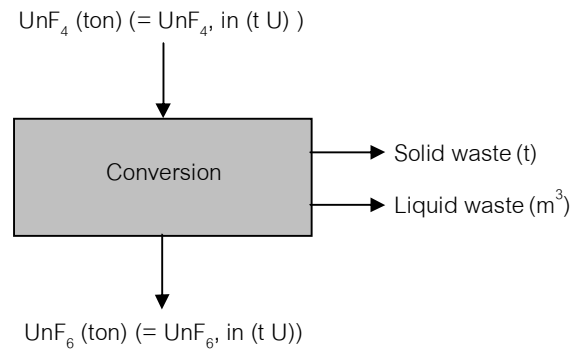
U_3O_8 [=] Weight of natural U_3O_8 in t (ton)

UF_4 [=] Weight of natural UF_4 in t (ton)

$UF_{4, in}$ [=] Weight of natural UF_4 in tU (ton of total uranium)

Refinery losses [=] %

Conversion



$$\text{UnF}_6 = \text{UnF}_{4, \text{ in}} \times (1 - \text{Conversion losses}) \quad (1.9)$$

$$\text{UnF}_{6, \text{ in}} = \text{UnF}_6 \times \text{UF}_6 \text{ ratio} \quad (1.10)$$

โดยที่

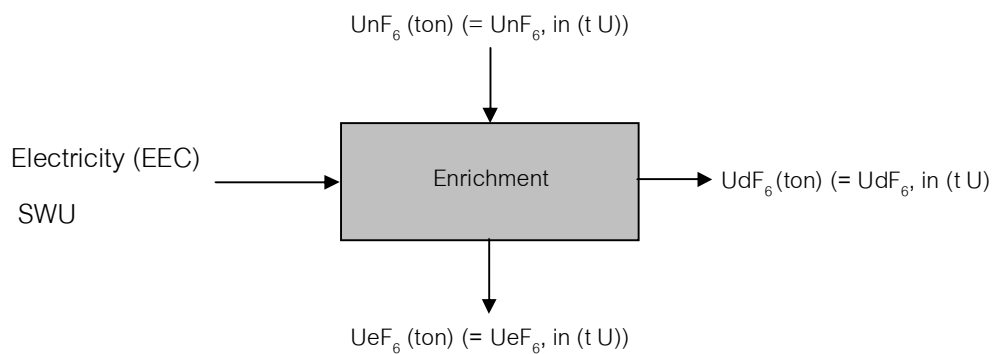
$\text{UnF}_{4, \text{ in}}$ [=] Weight of natural UF_4 in tU (ton of total uranium)

UnF_6 [=] Weight of natural UF_6 in t (ton)

$\text{UnF}_{6, \text{ in}}$ [=] Weight of natural UF_6 in tU (ton of total uranium)

Conversion losses [=] %

Enrichment



$$\text{UeF}_6 = \text{UnF}_6 \times \frac{(\text{Natural assay} - \text{Tails assay})}{(\text{Product assay} - \text{Tails assay})} \quad (1.11)$$

$$\text{UeF}_{6, \text{ in}} = \text{UeF}_6 \times \text{UF}_6 \text{ ratio} \quad (1.12)$$

$$\text{UdF}_6 = \text{UnF}_6 \times \frac{(\text{Product assay} - \text{Natural assay})}{(\text{Product assay} - \text{Tails assay})} \quad (1.13)$$

$$\text{UdF}_{6, \text{ in}} = \text{UdF}_6 \times \text{UF}_6 \text{ ratio} \quad (1.14)$$

$$SWU = 1,000 \times UF_6 \text{ ratio} \times (UeF_6 \times SWUe + UdF_6 \times SWUd - UnF_6 \times SWUn) \quad (1.15)$$

$$EEC (GWh_e) = \frac{SWU \times \text{Specific electricity consumption}}{1,000,000} \quad (1.16)$$

$$SWUe = \left(2 \times \frac{\text{Product assay}}{100} - 1 \right) \times \ln \left[\frac{\frac{\text{Product assay}}{100}}{1 - \frac{\text{Product assay}}{100}} \right] \quad (1.17)$$

โดยที่

EEC = Electricity consumption

UnF_6 [=] Weight of natural UF_6 in t (ton)

$UnF_{6,in}$ [=] Weight of natural UF_6 in tU (ton of total uranium)

UdF_6 [=] Weight of depleted UF_6 in t (ton)

$UdF_{6,in}$ [=] Weight of depleted UF_6 in tU (ton of total uranium)

UeF_6 [=] Weight of enriched UF_6 in t (ton)

$UeF_{6,in}$ [=] Weight of enriched UF_6 in tU (ton of total uranium)

SWUn [=] SWU of natural UF_6

SWUd [=] SWU of depleted UF_6

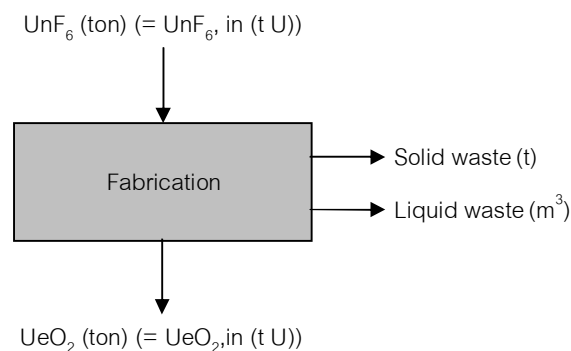
SWUe [=] SWU of enriched UF_6

Natural assay [=] %

Tails assay [=] %

Product assay [=] %

Fuel Fabrication Plant



$$UeO_2 = UeF_6 \times (1 - FF_{Losses}) \quad (1.18)$$

$$UeO_{2, in} = UeO_2 \times UeO_2 \text{ ratio} \quad (1.19)$$

โดยที่

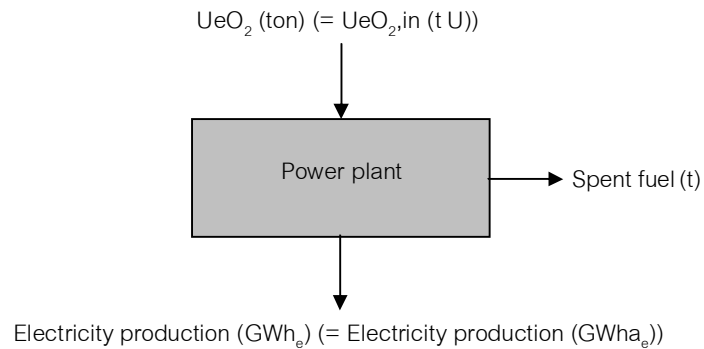
UeF_6 [=] Weight of enriched UF_6 in t (ton)

UeO_2 [=] Weight of enriched UO_2 in t (ton)

$UeO_{2, in}$ [=] Weight of enriched UO_2 in tU (ton of total uranium)

FF_{Losses} = Fuel fabrication losses [=] %

Operation



$$\text{Spent fuel} = UeO_2 \quad (1.20)$$

Electricity production (GWh) =

$$UeO_{2, in} \times \text{Fuel burn up} \times \text{Efficiency} \times \text{Hours per day} \quad (1.21)$$

$$\text{Electricity production (GWy)} = \text{Net capacity} \times \text{Capacity factor} \quad (1.22)$$

โดยที่

Fuel burn up [=] GWd/t U

Efficiency [=] %

Capacity factor [=] %

Net capacity [=] GWy

UeO_2 [=] Weight of enriched UO_2 in t (ton)

จากการคำนวณสมดุลมวลยูเรเนียมในแต่ละขั้นตอน จะได้ปริมาณยูเรเนียมขาเข้าและขาออก ดังรูปที่ 1.2

Input				Output		
Rock	Kg	6.08E-7	Mining	Ore	Kg	1.52E-7
				Waste	Kg	4.11E-7
Ore	Kg	1.52E-7	Milling	Un ₃ O ₈	Kg	1.91E-8
				Mill tailing	Kg	1.33E-7
Un ₃ O ₈	Kg	1.91E-8	Refinery	UnF ₄	Kg	2.11E-8
UnF ₄	Kg	2.11E-8	Conversion	UnF ₆	Kg	2.35E-8
UnF ₆	Kg	2.35E-8	Enrichment	UeF ₆	Kg	2.40E-9
UeF ₆	Kg	2.40E-9	Fuel fabrication	UeO ₂	Kg	1.83E-9
UeO ₂	Kg	1.83E-9	Power plant	Electricity	KWh	1
				Spent fuel	Kg	1.83E-9
Spent fuel	Kg	1.83E-9	Interim storage	Spent fuel	Kg	1.83E-9
Spent fuel	Kg	1.83E-9	Long-term storage	Spent fuel	Kg	1.83E-9

รูปที่ 1.2 ปริมาณยูเรเนียมขาเข้าและขาออกสำหรับการผลิตกระแสไฟฟ้า 1 kWh

(3) ปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจก

ปริมาณก๊าซเรือนกระจกคำนวณได้จากสมการ (1.23) และ (1.24) ดังนี้

$$CE = EC \text{ or } CM \times EF \quad (1.23)$$

$$GHG = \frac{CF}{EO \times CF \times OT} \quad (1.24)$$

เมื่อ

CE = Carbon dioxide Equivalent (gCO₂e)

EC = Energy Consumption (GWh or TJ)

CM = Construction Material (ton)

EF = Emission Factor (gCO₂e/ TJ or gCO₂e/GWh or gCO₂e/ton)

GHG = Greenhouse gas emission (gCO₂e/kWh)

EO = Electricity Output (MW)

CF = Capacity Factor (%)

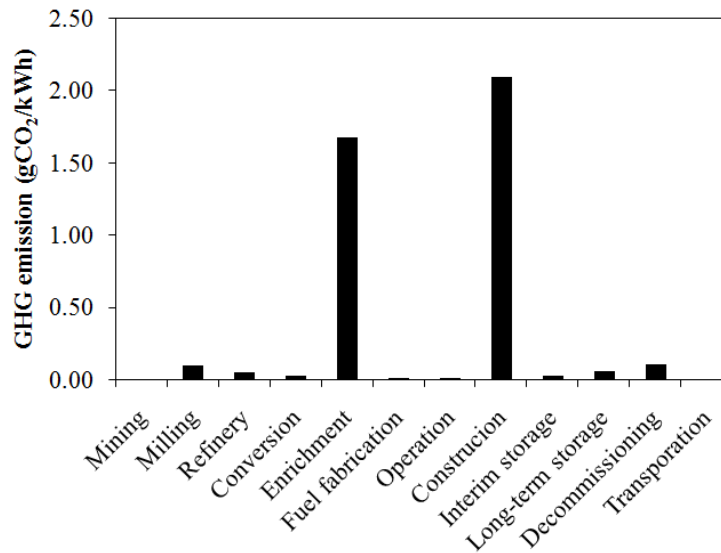
t = Operating Time (h)

1.2 ผลการทดลองและวิเคราะห์ผล

1.2.1 การปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากวัฏจักรเชื้อเพลิงนิวเคลียร์แบบเปิดของเทคโนโลยี EPR

วัฏจักรเชื้อเพลิงนิวเคลียร์ของโรงไฟฟ้านิวเคลียร์เทคโนโลยี EPR มีการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทั้งหมด 4.17 gCO₂/kWh กราฟรูปที่ 1.3 แสดงปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่ถูกปลดปล่อยออกมาจากแต่ละขั้นตอนพบว่า ขั้นตอน Construction และขั้นตอน Enrichment มีการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกมากที่สุดประมาณ 50% และ 40% จากปริมาณการปลดปล่อยทั้งหมด เนื่องจากขั้นตอนการก่อสร้างใช้พลังงานค่อนข้างสูง จึงมีการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกในปริมาณมาก และในส่วนของขั้นตอน Enrichment โดยทั่วไป Plant ในประเทศฝรั่งเศส มีการใช้วิธี Diffusion กันเป็นส่วนใหญ่ ซึ่งใช้พลังงานในการเพิ่มความเข้มข้นของยูเรเนียมค่อนข้างสูง (2,400 kWh/SWU) จึงทำให้มีการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกในปริมาณมากเช่นกัน ในส่วนของขั้นตอนอื่นๆ ซึ่งมีปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกค่อนข้างน้อย อาจเป็นเพราะการกำหนดพารามิเตอร์ที่ใช้คำนวณ เช่น ค่า Burn-up rate มีค่าสูง (70 GWd/tU) ทำให้ผลกระทบจากการเตรียมเชื้อเพลิงจากขั้นตอนส่วนหน้าของวัฏจักรเชื้อเพลิงนิวเคลียร์มีการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกเพียงเล็กน้อย โดยแยกแหล่งกำเนิดก๊าซเรือนกระจกในแต่ละขั้นตอนแสดงดังตารางที่ 1.5

ในส่วนของผลกระทบจากพารามิเตอร์ต่างๆ เช่น Waste to ore ratio, Ore grade, ความเข้มข้นของ U-235, ค่า Burn-up rate และอื่นๆ จะถูกศึกษาความอ่อนไหวและผันแปรในบทที่ 2 ต่อไป



รูปที่ 1.3 ปริมาณก๊าซเรือนกระจกแต่ละขั้นตอนที่ถูกปล่อยออกมาจากเทคโนโลยี EPR

ตารางที่ 1.5 แหล่งกำเนิดและปริมาณก๊าซเรือนกระจกในแต่ละขั้นตอน

Stage	Sources	GHG emission (gCO ₂ /kWh)
Mining	Diesel production	9.62E-05
	Diesel combustion	6.49E-04
	Electricity production	0.00234
	Total	0.00308
Milling	Diesel production	8.05E-04
	Diesel combustion	0.00543
	Electricity production	6.17E-04
	H ₂ SO ₄ production	0.070
	NH ₃ production	0.021
	Total	0.0979
Refinery	Fuel production	0.00284
	Fuel combustion	0.0155
	Electricity production	0.00257
	HNO ₃ production	0.00696
	NH ₃ production	0.0118
	HF production	0.00915
	Total	0.0489
Conversion	Others	0.0246
	Total	0.0246
Enrichment	Electricity	1.67
	Natural gas production and combustion	0.00322
	Others	0.00689
	Total	1.68
Fuel fabrication	Refrigerants	0.000869
	NG production	0.00118
	NG Combustion	0.00653
	Electricity production	0.00693
	Total	0.0155
Operation	Diesel combustion	0.0100
	Diesel production	0.00148
	Total	0.0115

ตารางที่ 1.5 แหล่งกำเนิดและปริมาณก๊าซเรือนกระจกในแต่ละขั้นตอน(ต่อ)

Stage	Sources	GHG emission (gCO ₂ /kWh)
Back-end	Interim storage	0.0258
	Long-term storage	0.0620
	Total	0.0878
Construction	Concrete production	0.703
	Steel (for reinforced concrete) production	0.141
	Steel (for components and pipes) production	0.0204
	Electricity production	0.171
	Thermal consumption	1.053
	Total	2.088
	Decommissioning	Electricity production
Thermal consumption		0.0975
Total		0.106
Transportation		0.0111
Total GHG Emission		4.17

1.2.2 ผลกระทบจากแหล่งที่มาของไฟฟ้าที่ใช้ในวัฏจักรเชื้อเพลิงนิวเคลียร์

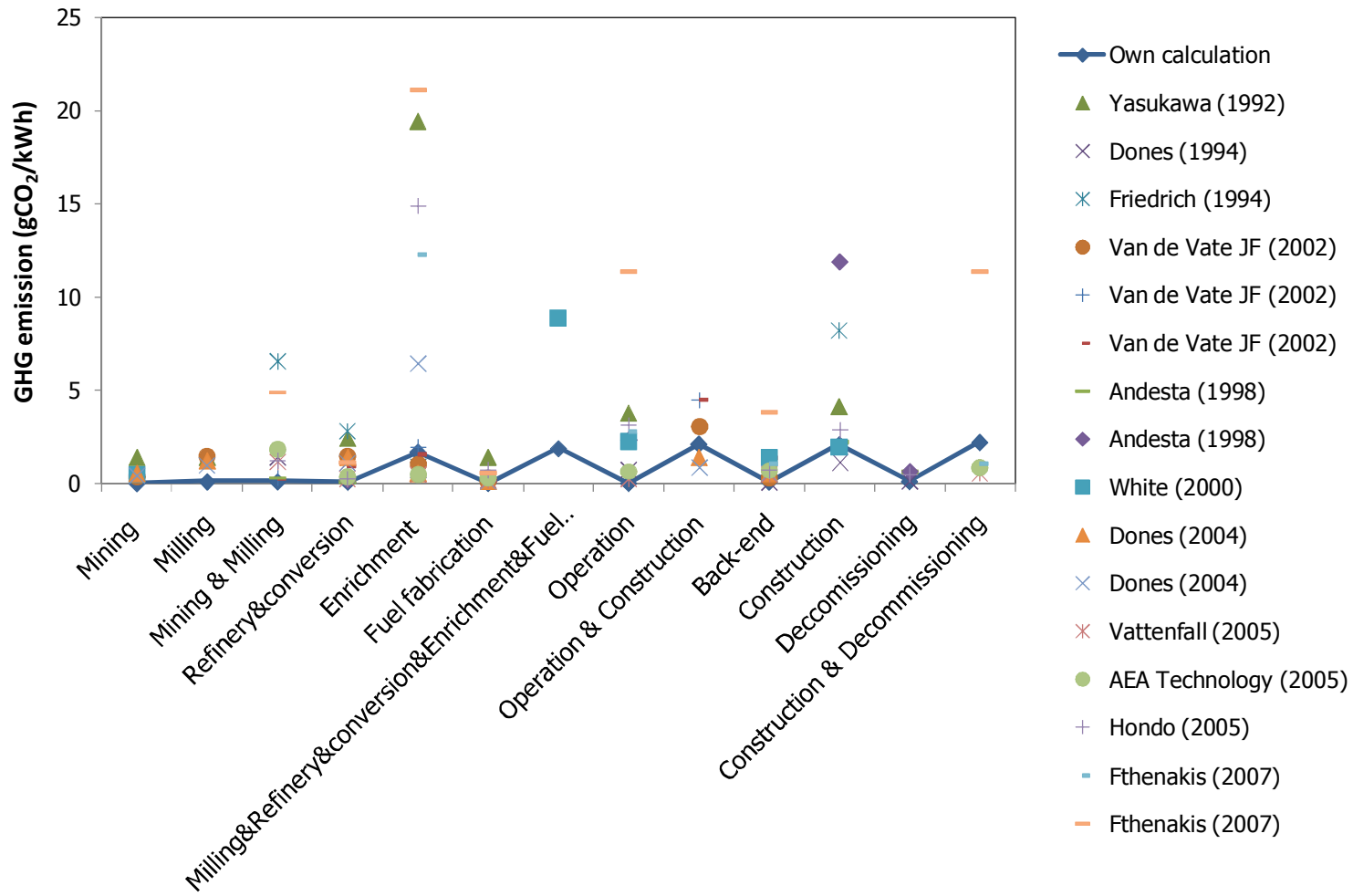
จากสมมติฐานซึ่งกำหนดให้การใช้ไฟฟ้าสำหรับการเตรียมและผลิตแท่งเชื้อเพลิงตลอดทั้งวัฏจักรเชื้อเพลิงนิวเคลียร์ รวมทั้งการก่อสร้าง และการรื้อถอน ได้มาจากการเผาไหม้ของเชื้อเพลิงตามแต่ละประเทศผู้ผลิตพบว่า ปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทั้งหมดอยู่ที่ 4.17 gCO₂/kWh (หัวข้อที่ 1.2.1) ซึ่งมีค่าน้อยกว่าการใช้ไฟฟ้าที่ได้จากเชื้อเพลิงถ่านหินชนิดเดียว จากตารางที่ 1.6 จะเห็นได้ว่า ขั้นตอน Enrichment ได้รับผลกระทบมากที่สุด ปริมาณก๊าซเรือนกระจกเพิ่มขึ้นประมาณ 20 เท่า เมื่อใช้ถ่านหินเป็นแหล่งพลังงานไฟฟ้า

ตารางที่ 1.6 ปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกในแต่ละขั้นตอน

Stage	GHG emissions (gCO ₂ /kWh)	
	Local power plant supply electricity	Coal-fired power plant supply electricity
Mining	0.00309	0.0108
Milling	0.0979	0.0999
Refinery	0.0489	0.079
Conversion	0.0246	0.0246
Enrichment	1.68	21.4
Fuel fabrication	0.0155	0.0975
Operation	0.0115	0.0115
Construction	2.09	2.20
Interim storage	0.0258	0.0258
Long-term storage	0.0620	0.0666
Decommissioning	0.106	0.112
Transportation	0.0111	0.0111
Total	4.17	24.12

1.2.3 เปรียบเทียบผลการคำนวณกับงานวิจัยอื่น

Lenzen (2008) ได้รวบรวมงานวิจัยที่มีการนำเสนอผลกระทบจากการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกของเทคโนโลยีในยุคที่ 2 (PWR, BWR, LWR และ HWR) จำนวน 16 แห่งอ้างอิง (รายละเอียดอยู่ในภาคผนวก ข) พบว่าปริมาณก๊าซเรือนกระจกแต่ละขั้นตอนของวัฏจักรเชื้อเพลิงนิวเคลียร์มีช่วงค่อนข้างกว้าง แสดงดังรูปที่ 1.4 และเมื่อเปรียบเทียบกับผลการคำนวณ (เส้นกราฟสีฟ้า) จะเห็นว่า ผลการคำนวณมีค่าใกล้เคียงและอยู่ในช่วงค่ารายงานผลของงานวิจัยอ้างอิงดังกล่าว



รูปที่ 1.4 เปรียบเทียบปริมาณก๊าซเรือนกระจกแต่ละขั้นตอนจากผลการคำนวณกับงานวิจัยอื่นๆ

1.3 สรุปผลการวิจัย

เทคโนโลยี EPR เป็นเทคโนโลยีที่พัฒนามากจากเทคโนโลยี PWR เพื่อเพิ่มความปลอดภัยและเป็นมิตรกับสิ่งแวดล้อม ขั้นตอน Construction และ ขั้นตอน Enrichment ด้วยวิธี Diffusion ทำให้เกิดก๊าซเรือนกระจกมากที่สุด ประมาณ 50% และ 40% จากปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทั้งหมด เนื่องมาจากมีการใช้พลังงานที่สูงเพื่อการผลิตและก่อสร้าง อย่างไรก็ตาม ในปัจจุบันปัญหาภาวะโลกร้อน เป็นสิ่งที่ทุกคนให้ความสำคัญอย่างมาก ดังนั้นกระบวนการผลิตมุ่งเน้นการประหยัดพลังงาน ซึ่งวิธีการเสริมสมรรถนะยูเรเนียมจะหันไปใช้วิธีการหมุนเหวี่ยง (Centrifuge) กันมากขึ้น เนื่องจากใช้พลังงานลดลงเหลือเพียง 40-50 kWh/SWU ส่วนในกรณีการสร้างโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ในประเทศไทย ณ เวลาศึกษานี้ ยังไม่มีการเปิดเผยสถานที่ตั้งโรงไฟฟ้าอย่างชัดเจน จึงสมมติให้วัตถุดิบทั้งหมดขนส่งมาจากต่างประเทศ ซึ่งปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่เกิดขึ้นมีค่าน้อยมากไม่ถึง 0.5% จากปริมาณก๊าซเรือนกระจกทั้งหมด และถ้าทราบสถานที่ตั้งโรงไฟฟ้านิวเคลียร์จริงแล้ว อาจมีผลกระทบจากการขนส่งภายในประเทศเพิ่มขึ้น แต่คาดว่าจะเป็นส่วนที่น้อยมาก

บทที่ 2

การวิเคราะห์ความอ่อนไหว (Sensitivity Analysis) ของตัวแปรต่าง ๆ ภายใต้เทคโนโลยี EPR ABWR และ CANDU

2.1 บทนำ

เป็นที่รู้กันว่าพลังงานนิวเคลียร์เป็นพลังงานทางเลือกหนึ่งในการผลิตกระแสไฟฟ้าที่เป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อม และในปัจจุบันเทคโนโลยีนี้ได้รับความนิยมมากในหลายประเทศเช่นสหรัฐอเมริกา ฝรั่งเศส แคนาดา และ จีน ถึงแม้ว่าแหล่งพลังงานนิวเคลียร์จะเป็นพลังงานที่ใช้แล้วหมดไปไม่เหมือนกับพลังงานจากซากสิ่งมีชีวิตและพลังงานหมุนเวียนอื่นๆ แต่ในระยะยาวพลังงานงานนิวเคลียร์น่าจะเป็นคำตอบหนึ่งที่ดีสำหรับประเทศทั่วโลกที่มีความกังวลเกี่ยวกับความยั่งยืนของแหล่งพลังงานและปัญหาภาวะโลกร้อน

อย่างไรก็ตามยังมีการถกเถียงกันถึงระดับปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่ปล่อยออกมาจากโรงไฟฟ้านิวเคลียร์กันอย่างกว้างขวาง Sovacool (2008) ได้รวบรวมงานวิจัยต่างๆ ซึ่งรายงานปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากวัฏจักรเชื้อเพลิงนิวเคลียร์พบว่าอยู่ในช่วง 1.4 ถึง 288 gCO₂e/kWh โดยค่าเฉลี่ยอยู่ที่ 66 gCO₂e/kWh ซึ่งใกล้เคียงกับการใช้เชื้อเพลิงจากชีวมวล แต่สูงกว่าเล็กน้อยเมื่อเทียบกับการใช้พลังงานลมและแสงอาทิตย์

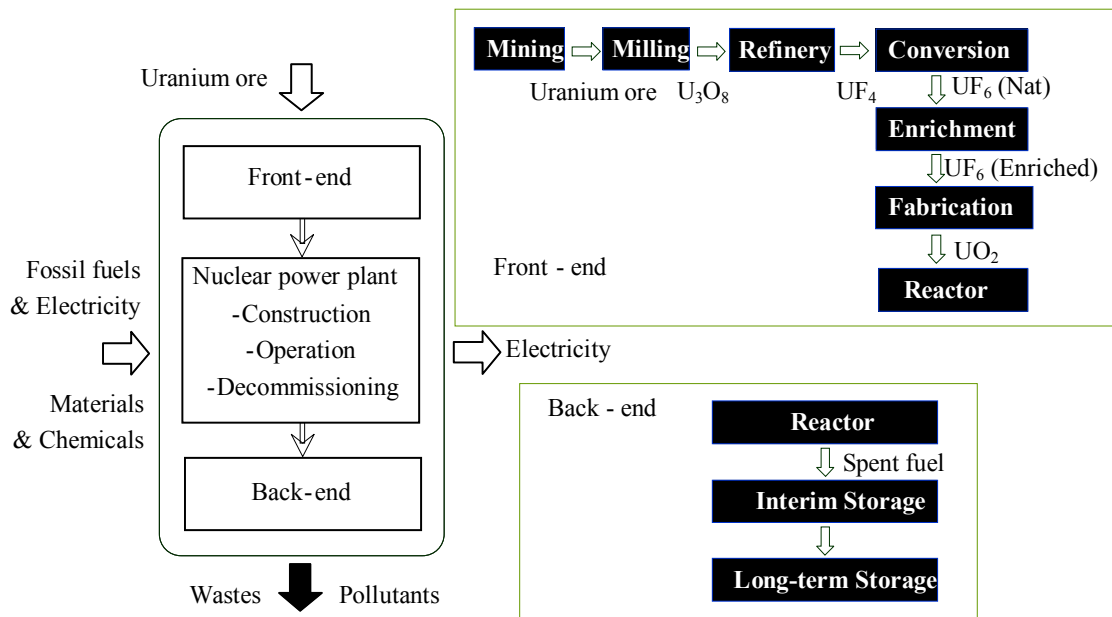
เทคโนโลยีนิวเคลียร์มีหลายชนิดด้วยกัน โดยแต่ละเทคโนโลยีมีการพัฒนากันอย่างต่อเนื่องซึ่งเทคโนโลยี Pressurized water reactor หรือ PWR เป็นเทคโนโลยีที่มีการใช้กันมากที่สุดถึง 61% รองลงมาคือ Boiling water reactor หรือ BWR 21% และ Canadian deuterium uranium หรือ CANDU 10.4% (Nuclear Power Plants Information (Last up date 2010/09/06) ทั้งสามเทคโนโลยีนี้ต่างกันที่สารหล่อเย็น (Coolant) และสารกระตุ้น (Moderator) โดยที่ PWR ใช้น้ำธรรมดาที่อุณหภูมิสูง และความดันสูง และ BWR ใช้น้ำเดือดธรรมดา ส่วน CANDU ใช้น้ำมาวหนัก (D₂O) สิ่งที่แตกต่างกันอย่างชัดเจนอีกประการคือความเข้มข้นของยูเรเนียม ซึ่งเทคโนโลยี PWR และ BWR แร่ยูเรเนียมธรรมชาติต้องผ่านกระบวนการเสริมสมรรถนะ (Enrichment) ให้มีความเข้มข้นของ U-235 เพิ่มขึ้นจาก 0.7% เป็น 3-5% U-235 ในขณะที่ CANDU สามารถใช้แร่ยูเรเนียมธรรมชาติได้โดยตรง (Hardy, C.J., 2008; Vuono and Lee, 2009) ในปัจจุบันเทคโนโลยีของโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ได้มีการพัฒนาเข้าสู่ยุคที่ 3 โดยมุ่งเน้นให้มีความปลอดภัยสูงสุดรวมทั้งเสริมศักยภาพการดำเนินงาน เช่น การเพิ่มประสิทธิภาพการ Burn-up ของเชื้อเพลิง ค่า Capacity factor และ อายุของโรงไฟฟ้า (Life time)ที่ยาวนานขึ้น เป็นต้น (World Nuclear Association. <http://www.world-nuclear.org/info/inf08.html>) เทคโนโลยี PWR ได้พัฒนาเป็น European pressurized reactor หรือ EPR เทคโนโลยี BWR พัฒนาเป็น Advanced boiling

water reactor หรือ ABWR และ CANDU พัฒนาเป็น Enhanced CANDU-6 หรือเรียกสั้นๆ ว่า CANDU เทคโนโลยีในยุคที่ 3 การประเมินผลกระทบจากการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกในแต่ละขั้นตอนของวัฏจักรเชื้อเพลิงนิวเคลียร์ยังไม่มีการวิจัย ดังนั้นในงานวิจัยนี้จึงมีวัตถุประสงค์หลักในการประเมินผลกระทบจากการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกของวัฏจักรเชื้อเพลิงนิวเคลียร์จากทั้งสามเทคโนโลยีในยุคที่ 3 นี้

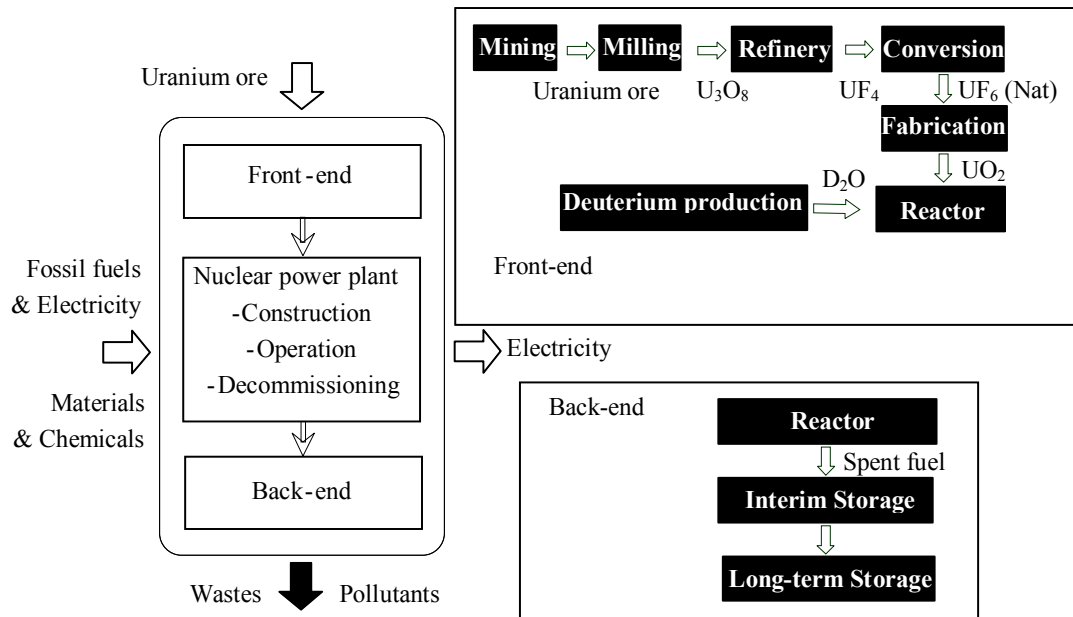
2.2 ขอบเขตการประเมิน

ก๊าซเรือนกระจกที่ถูกปล่อยออกมาจากเทคโนโลยีนิวเคลียร์ทั้งสามแบบถูกพิจารณาบนพื้นฐานการผลิตกระแสไฟฟ้า 1 kWh โดยขอบเขตของระบบในแต่ละกรณีแสดงดังรูปที่ 2.1; รูปที่ 2.1 (ก) แสดงขอบเขตของเทคโนโลยี EPR และ ABWR และรูปที่ 2.1 (ข) แสดงขอบเขตของเทคโนโลยี CANDU ซึ่งมีความแตกต่างกันที่เทคโนโลยี EPR และ ABWR มีขั้นตอนการเสริมสมรรถนะยูเรเนียม แต่เทคโนโลยี CANDU มีขั้นตอนการผลิตน้ำมวลหนัก

(ก) EPR และ ABWR



(ข) CANDU



รูปที่ 2.1 ขอบเขตของระบบ (ก) เทคโนโลยี EPR and ABWR และ (ข) เทคโนโลยี CANDU

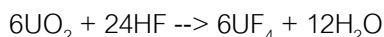
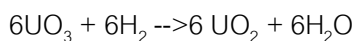
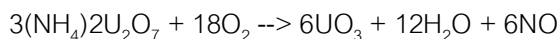
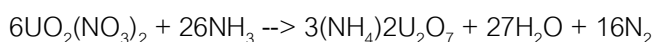
2.3 สมมติฐานและตัวแปรที่ยืดหยุ่น

สมมติฐานที่ใช้ในการประเมินผลกระทบการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากโรงไฟฟ้านิวเคลียร์มีดังนี้

1. ไฟฟ้าทั้งหมดที่ใช้ระหว่างกระบวนการผลิตเชื้อเพลิงยูเรเนียมได้มาจากการเผาไหม้ของเชื้อเพลิงตามแต่ละประเทศผู้ผลิต โดยปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่ปลดปล่อยออกมาจากการผลิตกระแสไฟฟ้า 1 kWh ในแต่ละประเทศมีดังนี้ ประเทศแคนาดา 0.218 kg CO₂-e/kWh ประเทศฝรั่งเศส 0.073 kg CO₂-e/kWh และประเทศญี่ปุ่น 0.355 kg CO₂-e/kWh (United Nations Environment Programme, 2007) สำหรับการใช้อำนาจในประเทศไทยระหว่างการก่อสร้างได้มาจากไฟฟ้าผสมจากหลายแหล่งกำเนิด โดยมีค่า emission factor ของการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจก 0.561 kg CO₂-e/kWh (guideline for carbon footprint of product, 2010) และถ้าแหล่งกำเนิดไฟฟ้าใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิงอย่างเดียวจะมีค่า ค่า emission factor ของการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจก 0.936 kg CO₂/kWh (WISE)
2. ในการทำเหมืองยูเรเนียมทั่วไปกำหนดให้สัดส่วนของเสียกับปริมาณแร่ หรือ Waste to Ore ratio (W/O) อยู่ในช่วง 1 ถึง 5 สำหรับการทำเหมืองแบบ Underground และ 1 ถึง

60 เมื่อทำเหมืองแบบ Open pit พลังงานที่ใช้ในการทำเหมืองอาศัยพลังงานจากพลังงานไฟฟ้า และการเผาไหม้ของดีเซล ซึ่งการทำเหมืองแบบ underground ใช้พลังงาน 70.6 kWh/ton ore และ 57.7 MJ diesel/ton ore ส่วนการทำเหมืองแบบ open pit ใช้พลังงาน 2.68 kWh/ton ore และ 407 MJ diesel/ton ore and (WISE) ตามลำดับ การคำนวณกำหนดให้ระบบที่ศึกษาใช้เชื้อเพลิงยูเรเนียมจากการทำเหมืองแบบ open pit และ underground อย่างละ 50% โดยพลังงานไฟฟ้าและดีเซลที่ใช้ต่อถ่านหินหนึ่งตันมีค่า 5.91 kWh/ton rock และ 9.12 MJ diesel/ton rock

3. ปริมาณสารเคมี กรดไนตริก (HNO_3) แอมโมเนีย (NH_3) และกรดไฮโดรฟลูออริก (HF) ที่ใช้ในขั้นตอนการทำให้บริสุทธิ์ (Refinery) คำนวณมาจากปริมาณสารสัมพันธ์ (Stoichiometry):



และปริมาณกรดซัลฟิวริก (H_2SO_4) และ แอมโมเนีย (NH_3) ในขั้นตอนการสกัดยูเรเนียม (Milling) ได้มาจาก Mudd and Diesendorf (2008)

4. ขนาดโรงไฟฟ้า คือ EPR 1,630 MW, ABWR 1,365 MW และ CANDU 740 MW และปริมาณเชื้อเพลิงยูเรเนียมที่ต้องการในการดำเนินการในโรงไฟฟ้า คำนวณได้จากสมการ
- $$\text{Ton of uranium} = \frac{\text{Powerplant capacity (MW)} \times \text{Capacity factor (\%)} \times \text{Operating time (day)}}{\text{Burnup rate (GWd/tU)} \times \text{Thermal efficiency (\%)}}$$

ปริมาณของเชื้อเพลิงยูเรเนียมที่ใช้แล้ว (Spent fuel) เท่ากับปริมาณเชื้อเพลิงสายป้อนเข้าเครื่องปฏิกรณ์ ซึ่งมีความหนาแน่นประมาณ $18,950 \text{ kg/m}^3$ (Emsley, 1999)

5. พิจารณาเฉพาะการขนส่งจากต่างประเทศเท่านั้น ส่วนการขนส่งภายในประเทศยังไม่นำมาคิด
6. การก่อสร้างโรงไฟฟ้าเกิดขึ้นในประเทศไทย แต่ยังไม่ระบุพื้นที่แน่ชัด จึงไม่คิดผลกระทบจากการขนส่งภายในประเทศ จากการประเมินความอ่อนไหวตามสมมติฐานนี้แสดงให้เห็นว่าการขนส่งภายในประเทศมีการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกน้อยมากเมื่อเทียบกับปริมาณทั้งหมดตลอดทั้งวัฏจักร

7. ผลกระทบจากการก่อสร้างโรงไฟฟ้าในส่วนของวัสดุก่อสร้างคิดเฉพาะวัสดุที่ใช้ในปริมาณมากคือ คอนกรีต และเหล็ก โดยกำหนดให้คอนกรีตที่ใช้เป็นชนิดที่มีความหนาแน่นสูง $3,630 \text{ kg/m}^3$ (Mukherjee, 1992) และสมมติให้คอนกรีตทั้งหมดผลิตภายในประเทศ และนำเข้าเหล็กทั้งหมดจากประเทศญี่ปุ่น ปริมาณคอนกรีตและเหล็กทั้งหมดของเทคโนโลยี EPR ABWR และ CANDU ได้ข้อมูลมาจาก Areva¹, Hitachi¹ and Andesta (1998) ตามลำดับ แสดงดังตารางที่ 2.1

ตารางที่ 2.1 ปริมาณคอนกรีตและเหล็กสำหรับก่อสร้างโรงไฟฟ้านิวเคลียร์

เทคโนโลยี	ปริมาณคอนกรีต (ตัน)	ปริมาณเหล็ก (ตัน)
EPR	1,089,000	130,020
ABWR	726,000	70,000
CANDU	295,177 ^a	28,761 ^a

^a เกลี่ยจากงานวิจัยของ Andesta (1998)

8. สมมติฐานอื่นๆ

- แหล่งเชื้อเพลิงยูเรเนียมได้มาจากประเทศแคนาดาที่มีการทำเหมืองแบบ open pit และ underground อย่างละ 50:50 (โดยน้ำหนัก)
- กระบวนการ ทำเหมือง (Mining) และ การสกัดยูเรเนียม (Milling) ดำเนินการในประเทศแคนาดา
- แร่ยูเรเนียมถูกขนส่งทางเรือจากประเทศแคนาดาเข้าประเทศฝรั่งเศส เพื่อผ่านกระบวนการทำให้บริสุทธิ์ (Refinery), การแปรสภาพ (Conversion), การเสริมสมรรถนะ (Enrichment) (EPR และ ABWR) และขั้นตอนสุดท้ายคือ การขึ้นรูปแท่งเชื้อเพลิง (Fuel fabrication)
- แท่งเชื้อเพลิงถูกขนส่งทางเรือจากประเทศฝรั่งเศสเข้าสู่ประเทศไทย
- สำหรับเทคโนโลยี CANDU แท่งเชื้อเพลิงยูเรเนียมถูกขนส่งมาจากประเทศแคนาดาสู่ประเทศไทยโดยตรง
- น้ำมวลหนักถูกผลิตขึ้นในประเทศแคนาดา และถูกขนส่งทางเรือเข้าประเทศไทย

2.4 ผลการทดลองและวิเคราะห์ผล

การวิเคราะห์ความอ่อนไหวของตัวแปรต่างๆ ต่อการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจก แบ่งเป็น Scenarios ที่แตกต่างกันในแต่ละเทคโนโลยี แสดงดังตารางที่ 2.2 ประกอบด้วย 8 ตัวแปรที่ทำการศึกษา โดยมี 2 ตัวแปรที่ส่งผลกระทบต่อขั้นตอน Mining และ Milling คือ Waste to Ore ratio และ เกรดแร่ (Ore grade) มี 2 ตัวแปรที่ส่งผลกระทบต่อขั้นตอน Enrichment คือ U-235 concentration และ electricity consumption มี 2 ตัวแปรที่ส่งผลกระทบต่อขั้นตอนการดำเนินการ (Power plant) คือ Burn-up rate และ Thermal efficiency และ 2 ตัวแปรที่ส่งผลกระทบต่อขั้นตอนการก่อสร้าง (construction) และขั้นตอนของวัฏจักรเชื้อเพลิงนิวเคลียร์ส่วนหลัง (Back-end) คือ Capacity factor และ อายุของโรงไฟฟ้า (Life time) โดยที่ผลการคำนวณที่ได้ถูกนำมาเปรียบเทียบกับสถานะ Baseline ที่ไว้ที่ถูกกำหนดขึ้นมา แสดงดังตารางที่ 2.3

ตารางที่ 2.2 ช่วงตัวแปรที่ทำการศึกษาแต่ละ Scenarios ที่แตกต่างกัน

Parameter	Unit	EPR	ABWR	CANDU	References
Power plant Capacity	MW	1,630 [†]	1,356 [‡]	740 [□]	[†] Areva ¹ ; [‡] Hitachi ² ; [□] Vuono and Lee (2009)
Waste to ore	-	1-60	1-60	1-60	WISE
Ore grade	% U ₃ O ₈	[†] 0.014-12.5 [‡]	[†] 0.014-12.5 [‡]	[†] 0.014-12.5 [‡]	[†] Mudd and Diesendorf (2008), [‡] IAEA
%U-235 in U-Enriched	% U-235	[†] 3.7-5 [‡]	[□] 3.2-3.7 [†]	-	[†] Done (1996); [‡] Areva ⁴ ; [□] ANSN
Energy for Enrichment	kWh/SWU	40-50*, 2,400**	40-50*, 2,400**	-	Done (1996) * Centriugal Enrichment and ** Diffusion Enrichment
Burn-up rate	GWd/tU	[‡] 55-70 [†]	[□] 32-45 [‡]	7.29-7.5 ^{□□}	[†] Done (1996); [†] Areva ⁴ ; [□] ANSN; ^{□□} Rouben
Thermal efficiency	%	[†] 33-37 [‡]	[†] 33-37.2 [□]	30-31 ^{□□}	[†] Done (1996); [‡] Areva ³ ; [□] GE; ^{□□} Andesta (1998)
Capacity factor	%	[‡] 87-94 [†]	86-87 [‡]	84.4-90 [□]	[†] Done (1996); [†] Areva ⁴ ; [□] Song (1995); [□] Vuono and Lee (2009)
Life time	year	40-60 [†]	40-60 [‡]	40-60 [□]	[†] Areva ³ ; [‡] Hitachi ² ; [□] Vuono and Lee (2009)

ตารางที่ 2.3 ตัวแปรสำหรับการคำนวณ Baseline

Process	Parameters	EPR	ABWR	CANDU	Unit	References
Mining	-Waste/Ore Ratio	1	1	1		WISE
	-Natural uranium assay	0.71	0.71	0.71	%U-235	Vuono and Lee (2009)
	- Ore grade	0.21	0.21	0.21	%U ₃ O ₈	IAEA
	-Waste rock grade	0.03	0.03	0.03	% U ₃ O ₈	CAMECO Mine
	-Diesel consumption*	9.12	9.12	9.12	MJ/t Rock	Own calculation
	-Electricity* consumption	5.91	5.91	5.91	kWh/t Rock	Own calculation
Milling	-Extraction Losses	1.6	1.6	1.6	%	CAMECO Mine
	-Diesel consumption**	483	483	483	MJ/t Ore	WISE
	-Electricity** consumption	18.6	18.6	18.6	kWh/t Ore	WISE
Refinery	-Losses	1	1	1	%	Assumption
Conversion	-Losses	1	1	1	%	Assumption
Enrichment	-Enriched uranium	3.7	3.2	-	%U-235	Done (1996); ^a ANSN
	-Tails Assay	0.3	0.3	-	%U-235	Faghihi (2008)
	- Specific Electricity Consumption ^a	50	50	-	kWh/SWU	Done (1996)
Fuel Fabrication	-Losses	1	1	-	%	Assumption

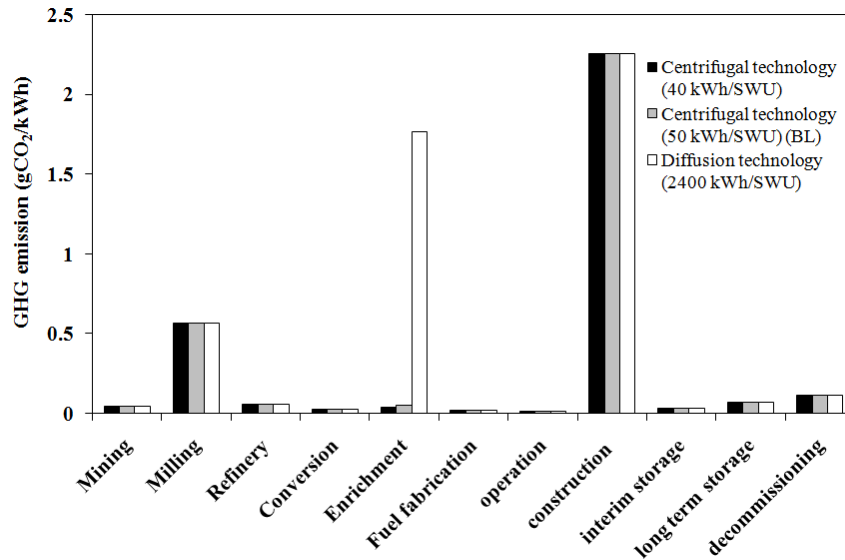
ตารางที่ 2.3 ตัวแปรสำหรับการคำนวณ Baseline (ต่อ)

Process	Parameters	EPR	ABWR	CANDU	Unit	References
Power Plant	-Fuel Burn up	60 [‡]	32 [‡]	7.29 [‡]	GWd/tU	[‡] Done (1996); [‡] ANSN; [‡] Rouben
	-Efficiency	33 [‡]	33 [‡]	30 [‡]	%	[‡] Done (1996); [‡] Andesta (1998)
	-Capacity factor	87 [‡]	86 [‡]	84.4 [‡]	%	[‡] Done (1996); [‡] Vuono and Lee (2009)
	-Net Capacity	1,630 [‡]	1,356 [‡]	740 [‡]	MW	[‡] Areva ¹ ; [‡] Hitachi ² ; [‡] Vuono and Lee (2009)
	- Life time	60 [‡]	60 [‡]	60 [‡]	Year	[‡] Areva ³ ; [‡] Hitachi ² ; [‡] Vuono and Lee (2009)
Construction	- Electricity	245,650,593	245,650,593	245,650,593	kWh/plant	Own calculation
	- Thermal energy	9,976,908	9,976,908	9,976,908	GJ/plant	Own calculation
Long-term storage	-Water	1,514	1,514	1,514	m ³ /plant	ISA (2006)
	-Electricity	167,000	167,000	167,000	kWh/year	ISA (2006)
	-Thermal energy	6,480,000	6,480,000	6,480,000	MJ/year	ISA (2006)
Decommissioning	- Electricity	12,828,144	12,828,144	12,828,144	kWh/year	Own calculation
	-Thermal energy	923,818	923,818	923,818	MJ/year	Own calculation
Heavy water production	- Total volume of D ₂ O			470	m ³	Vuono and Lee (2009)
	- D ₂ O loss per year			3,970	kg/year	Song (1995)
	- Electricity			1.12	MWh/kgD ₂ O	Own calculation
	-Thermal energy			13,470	MJ/kgD ₂ O	Own calculation

2.4.1 ผลการศึกษาความอ่อนไหวของตัวแปรภายใต้เทคโนโลยี EPR

2.4.1.1 ผลการประเมินในกรณี Base line

กรณี Base line แบ่งออกเป็น 2 scenarios คือ กระบวนการ Enrichment ต่างกันระหว่าง วิธีการแพร่ผ่าน (Diffusion) ซึ่งเป็นวิธีดั้งเดิม และวิธีการหมุนเหวี่ยง (Centrifuge) ซึ่งในปัจจุบันได้รับความนิยมมากกว่า จากรูปที่ 2.2 แสดงให้เห็นว่าวิธีการ Diffusion ทำให้ยูเรเนียมมีความเข้มข้นสูงขึ้นมีการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกในขั้นตอน Enrichment มากกว่า 30 เท่า เมื่อเทียบกับวิธีการ Centrifuge สาเหตุที่เป็นเช่นนี้เนื่องจาก วิธีการ Diffusion ใช้พลังงานมากกว่าถึง 2400 kWh/SWU ในขณะที่วิธีการ Centrifuge ใช้พลังงานเพียง 40-50 kWh/SWU (Done,1996) อย่างไรก็ตามวิธีการ Centrifuge ซึ่งใช้พลังงาน 40-50 kWh/SWU ไม่มีความแตกต่างกันในการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทั้งหมด แต่จะเห็นว่าขั้นตอน Construction เป็นขั้นตอนที่มีอิทธิพลค่อนข้างมากซึ่งจะอธิบายต่อไป จากการพิจารณาวิจัยนี้มุ่งเน้นเทคโนโลยีโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ในยุคที่ 3 ซึ่งให้ความสำคัญกับสิ่งแวดล้อมเป็นอย่างมาก ดังนั้นในการแสดงผลการศึกษาต่อไปจะตั้งอยู่บนสมมติฐานการ Enrichment ยูเรเนียมด้วยวิธีการ Centrifuge ทั้งหมด โดยใช้พลังงานการแยก 50 kWh/SWU ที่สภาวะ Base line มีการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทั้งหมด 3.24 gCO₂e/kWh

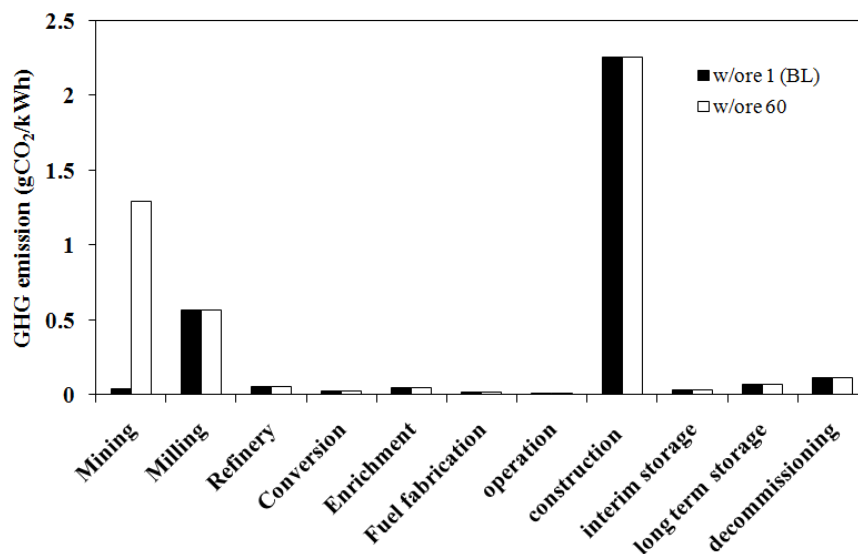


รูปที่ 2.2 ปริมาณก๊าซเรือนกระจกจากกรณี Base line ที่ถูกปลดปล่อยจากเทคโนโลยี EPR เมื่อวิธีการ Enrichment ต่างกัน (BL = Base line)

2.4.1.2 ผลการประเมินความอ่อนไหวของตัวแปรต่างๆ

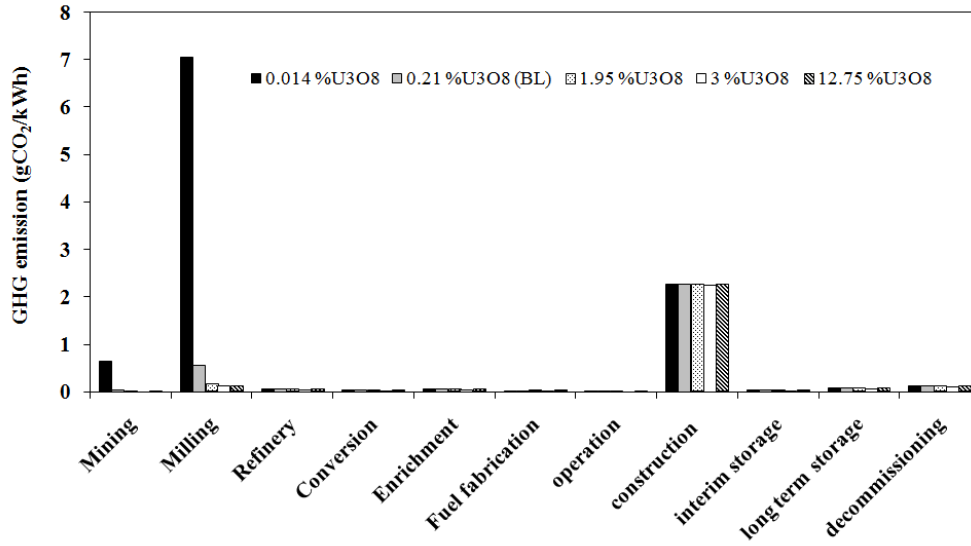
- ขั้นตอน Mining และ Milling

ตัวแปรหลักที่มีผลต่อระดับการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในขั้นตอนนี้คือ Waste to Ore ratio (W/O) ซึ่งจะแตกต่างกันอย่างมีนัยสำคัญตั้งแต่ 1 ถึง 60 โดยขึ้นอยู่กับลักษณะของแร่และวิธีการทำเหมือง เช่น การทำเหมืองแบบ Underground หรือ Open pit ผลปรากฏว่า ในขั้นตอน Mining ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกมีปริมาณแตกต่างกันจาก 0.042 gCO₂e/kWh ที่ W/O เท่ากับ 1 ถึง 1.29 gCO₂e/kWh ที่ W/O เท่ากับ 60 (รูปที่ 2.3) อย่างไรก็ตามผลกระทบของการ W/O เกิดขึ้นเฉพาะในขั้นตอน Mining เนื่องจากการทำเหมืองที่มีสัดส่วนของเสียสูง จะต้องการพลังงานสูงกว่าเพื่อผลิตแร่ให้มีปริมาณเท่ากัน



รูปที่ 2.3 ปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่ถูกปลดปล่อยจากเทคโนโลยี EPR เมื่อ Waste to ore ratio ต่างกัน

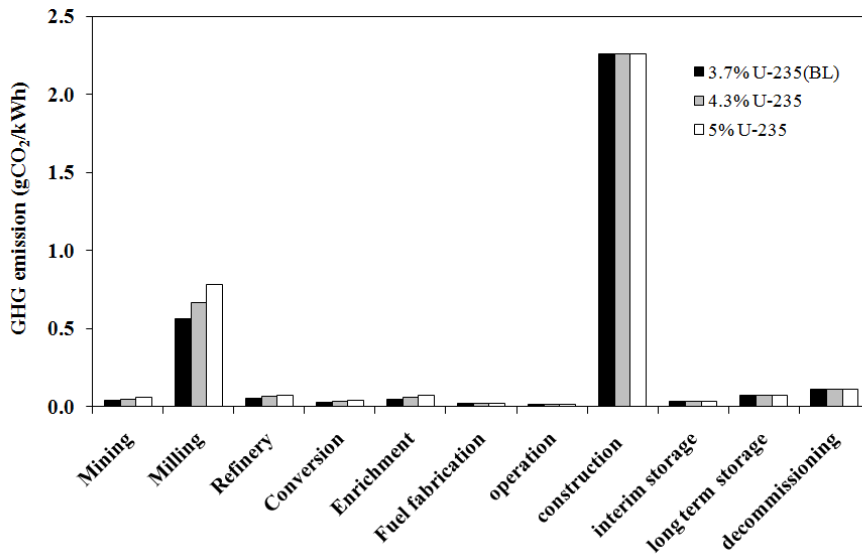
Ore grade แสดงถึงความเข้มข้นของ U₃O₈ ที่มีอยู่ในแร่ที่ขุดได้ ซึ่งช่วงความเข้มข้นของ U₃O₈ ค่อนข้างกว้าง จากความเข้มข้นต่ำเพียง 0.014 จนสูงถึง 12.75% U₃O₈ (Mudd และ Diesendorf, 2008; IAEA Workshop Salvador / BA, Brasil, 2008) อิทธิพลของ Ore grade มีผลต่อขั้นตอน Mining และ Milling จากรูปที่ 2.4 จะเห็นว่า ถ้าผลิตเชื้อเพลิงยูเรเนียมจากแร่เกรดต่ำๆ เช่น U₃O₈ เข้มข้น 0.014% จะทำให้ปริมาณก๊าซเรือนกระจกในขั้นตอน Milling เพิ่มขึ้นถึง 7.04 gCO₂e/kWh แต่ถ้าใช้เกรดแร่ที่ดีที่สุด (12.75%) ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกอยู่ที่ 0.11 gCO₂e/kWh



รูปที่ 2.4 ปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่ถูกปลดปล่อยจากเทคโนโลยี EPR เมื่อ Ore grade ต่างกัน

- ขั้นตอน Enrichment

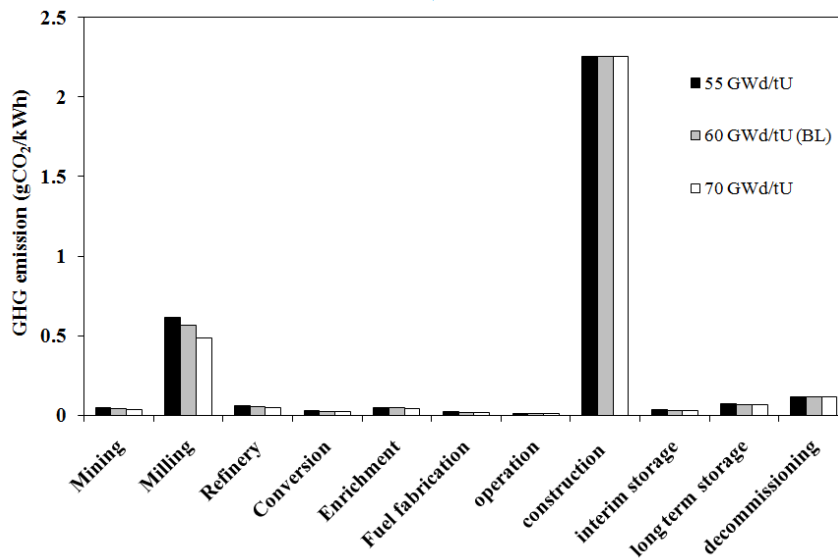
กระบวนการ Enrichment ด้วยวิธีการ Centrifuge เพื่อเพิ่มความเข้มข้น U-235 จาก 3.7 ถึง 5% U – 235 จำเป็นต้องอาศัยพลังงานปริมาณมาก และต้องใช้ปริมาณยูเรเนียมธรรมชาติเพิ่มมากขึ้นจาก 1.82×10^{-8} เป็น 2.52×10^{-8} tU / kWh ทำให้มีปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกเพิ่มขึ้นตั้งแต่ขั้นตอน Mining ถึงขั้นตอน Enrichment (รูปที่ 2.5) อย่างไรก็ตามปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่ปลดปล่อยจากขั้นตอน Enrichment มีค่าเพียงเล็กน้อยเมื่อเทียบกับปริมาณก๊าซเรือนกระจกทั้งหมด



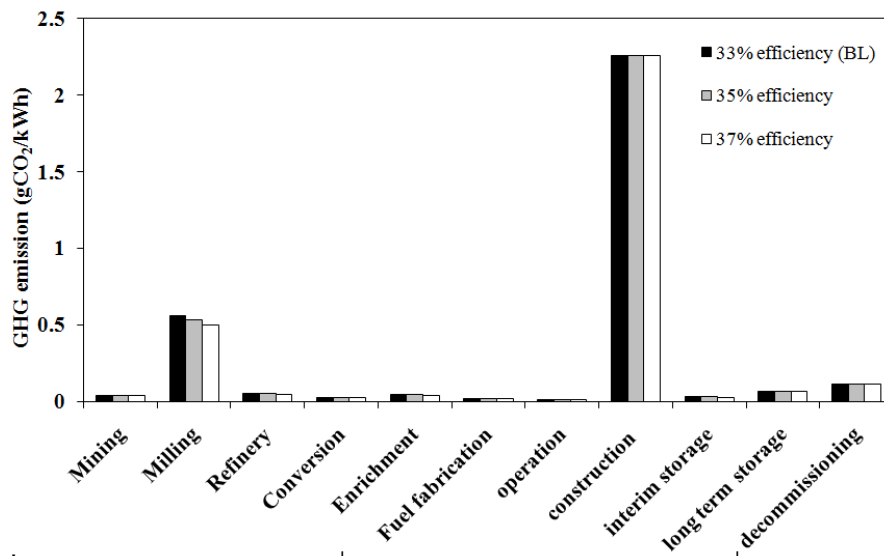
รูปที่ 2.5 ปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่ถูกปลดปล่อยจากเทคโนโลยี EPR เมื่อความเข้มข้น U-235 ต่างกัน

- ขั้นตอน Operation

มีหลายตัวแปรที่มีผลต่อระดับการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในขั้นตอนนี้ คือ Burn-up rate, Thermal efficiency, Capacity factor และ Life time โดยทั่วไปค่า Burn-up rate ของเทคโนโลยี EPR อยู่ในช่วง 55-70 GWd/tU แสดงให้เห็นว่ามีความต้องการเชื้อเพลิงยูเรเนียมในขั้นตอนผลิตกระแสไฟฟ้าลดลงจาก 0.23×10^{-8} เป็น 0.18×10^{-8} tU/kWh จึงส่งผลให้ขั้นตอนในวัฏจักรเชื้อเพลิงนิวเคลียร์ส่วนหน้า (Front-end) มีการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกลดลงแต่ไม่มากเท่าที่ควร (รูปที่ 2.6) ในทำนองเดียวกัน การเพิ่มค่า Thermal efficiency จาก 33 ถึง 37% สามารถช่วยลดปริมาณก๊าซเรือนกระจกเพียงเล็กน้อยเช่นกัน (รูปที่ 2.7)

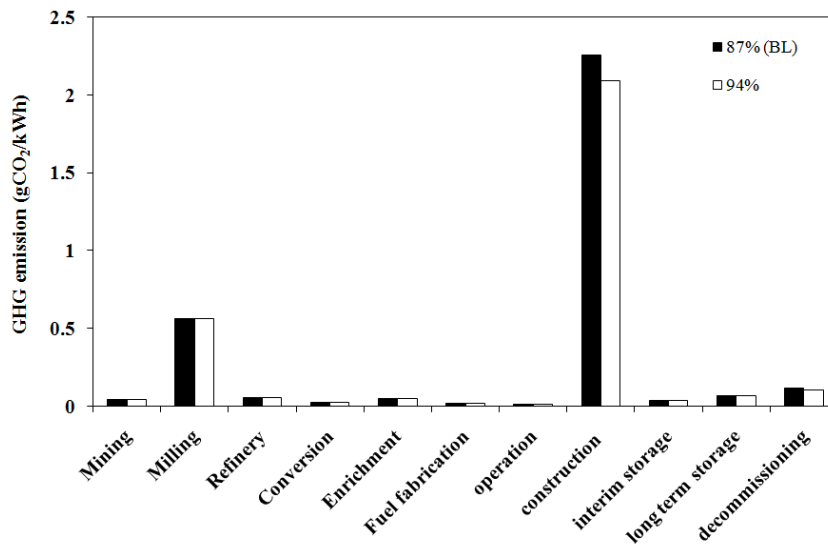


รูปที่ 2.6 ปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่ถูกปลดปล่อยจากเทคโนโลยี EPR เมื่อ Burn-up rate ต่างกัน

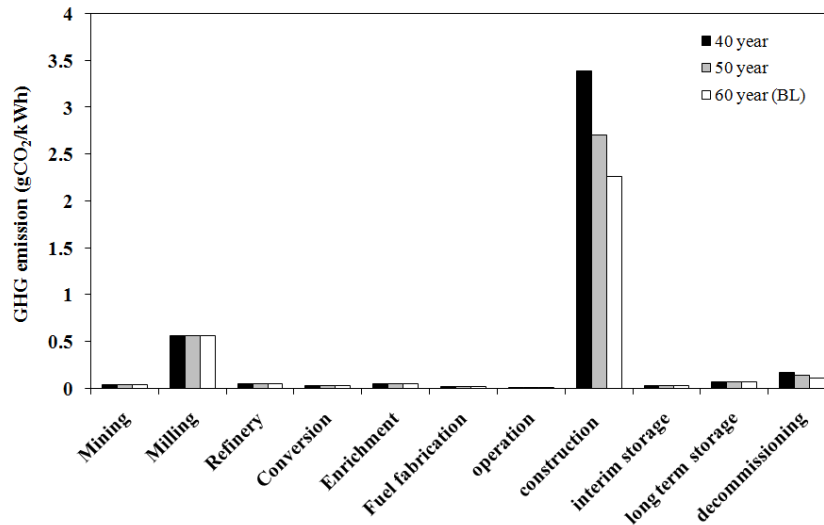


รูปที่ 2.7 ปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่ถูกปลดปล่อยจากเทคโนโลยี EPR เมื่อ Thermal efficiency ต่างกัน

สภาพแวดล้อมของโรงไฟฟ้าอาจมีการดำเนินการที่ Capacity factor และ Life time ที่แตกต่างกัน ในการประเมินผลนี้ สมมติว่า Capacity factor ไม่มีผลต่อ Life time ของโรงไฟฟ้า ทั้งสองตัวแปรนี้ส่งผลกระทบลำคัญต่อปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่ปลดปล่อยจากขั้นตอน Construction ซึ่งจะอธิบายในหัวข้อถัดไป ปริมาณก๊าซเรือนกระจกจากขั้นตอน Construction จะถูกบันทึกส่วนตลอดทั้งชีวิตของโรงไฟฟ้า เมื่อค่า Capacity factor และ Life time มีการเปลี่ยนแปลง ซึ่งหมายความว่า ปริมาณก๊าซเรือนกระจกจากขั้นตอน Construction จะถูกบันทึกส่วนตลอดความแตกต่างของช่วงเวลา หรือพลังงานที่ผลิตได้ทั้งหมดจากโรงไฟฟ้า หรืออีกนัยหนึ่ง ถ้า Capacity factor มีค่าสูงขึ้น และ Life time ของโรงไฟฟ้ายาวนานขึ้น การบันทึกส่วนของปริมาณก๊าซเรือนกระจกในขั้นตอน Construction จะลดลง จากรูปที่ 2.8 แสดงให้เห็นว่า โรงไฟฟ้าที่มี Capacity factor 94% ปริมาณก๊าซเรือนกระจกจากขั้นตอน Construction น้อยกว่า การดำเนินการที่ Capacity factor 87% และยังช่วยลดปริมาณก๊าซเรือนกระจกเล็กน้อยในขั้นตอนการกำจัดกาก (Interim storage และ Long term storage) จนถึงขั้นตอนการรื้อถอน (Decommissioning) จากรูปที่ 2.9 แสดงให้เห็นว่า การบันทึกส่วนปริมาณก๊าซเรือนกระจกในขั้นตอน Construction จนถึงขั้นตอน Decommissioning มีปริมาณลดลง เมื่อ Life time ของโรงไฟฟ้ายาวนานขึ้น



รูปที่ 2.8 ปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่ถูกปลดปล่อยจากเทคโนโลยี EPR เมื่อ Capacity factor ต่างกัน



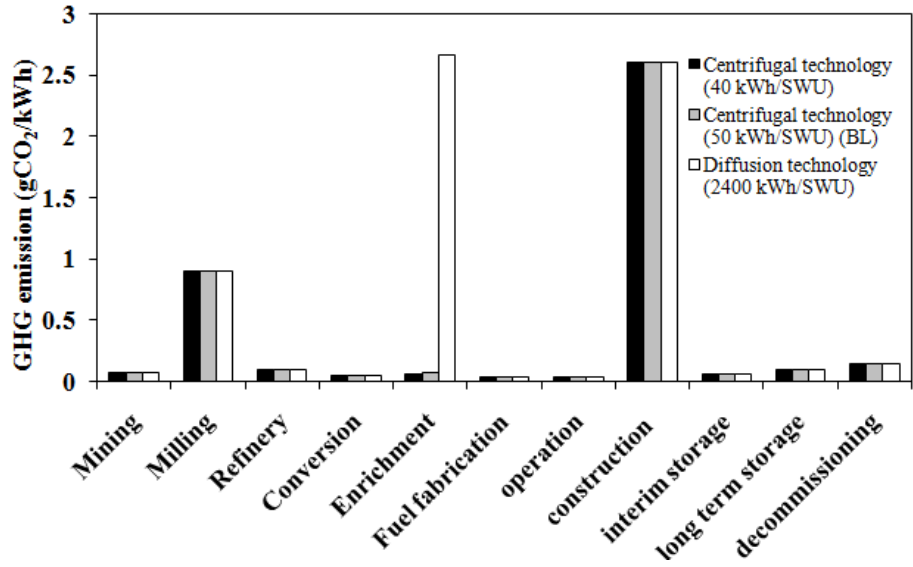
รูปที่ 2.9 ปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่ถูกปลดปล่อยจากเทคโนโลยี EPR เมื่อ Life time ต่างกัน

นอกจากนี้ก๊าซเรือนกระจกที่เกิดจากการเผาไหม้ของน้ำมันดีเซลของเครื่อง Diesel generator สำหรับ back up เมื่อเกิดเหตุขัดข้อง มีปริมาณน้อยกว่า 0.5% จากปริมาณทั้งหมด จึงละทิ้งจากการประเมินผลกระทบของงานวิจัยนี้

2.4.2 ผลการศึกษาความอ่อนไหวของตัวแปรภายใต้เทคโนโลยี ABWR

2.4.2.1 ผลการประเมินในกรณี Base line

กรณี Base line แบ่งออกเป็น 2 scenarios เช่นเดียวกับ EPR คือกระบวนการ Enrichment ต่างกัน ระหว่าง วิธีการ Diffusion และวิธีการ Centrifuge จากรูปที่ 2.10 ถ้าขั้นตอน Enrichment ใช้วิธีการ Diffusion (2400 kWh/SWU) จะทำให้มีการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกประมาณ 2.66gCO₂e/kWh แต่ถ้าใช้วิธีการ Centrifuge (40-50 kWh/SWU) จะปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกลดลงเป็นอย่างมากเหลือเพียง 0.060 ถึง 0.072 gCO₂e/kWh เนื่องมาจากพลังงานที่ใช้เพื่อเพิ่มความเข้มข้น U-235 ต่อหนึ่ง SWU น้อยกว่าประมาณ 40 เท่า ซึ่งการสร้างโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ในปัจจุบันและอนาคตมุ่งเพื่อที่จะลดการใช้พลังงานและลดสภาวะการเกิดโลกร้อน ดังนั้นการคำนวณต่อไปจึงกำหนดให้เสริมสมรรถนะยูเรเนียมด้วยวิธีการ Centrifuge และพลังงานที่ใช้ในการแยก 50 kWh/SWU โดยมีการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกตลอดทั้งวัฏจักรอยู่ที่ประมาณ 4.15 gCO₂e/kWh และเป็นที่น่าสนใจว่าถ้าขั้นตอน Enrichment โดยใช้วิธีการ Diffusion จะมีอิทธิพลเด่นชัดมากกว่าขั้นตอน Construction เนื่องจากผลกระทบของการใช้พลังงานนั่นเอง

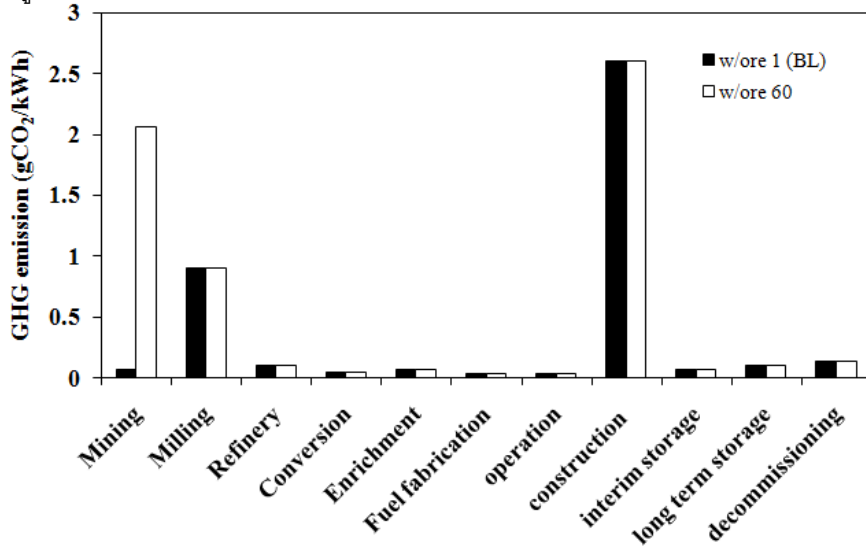


รูปที่ 2.10 ปริมาณก๊าซเรือนกระจกจากกรณี Base line ที่ถูกปลดปล่อยจากเทคโนโลยี ABWR เมื่อวิธี Enrichment ต่างกัน (BL = Base line)

2.4.2.2 ผลการประเมินความอ่อนไหวของตัวแปรต่างๆ

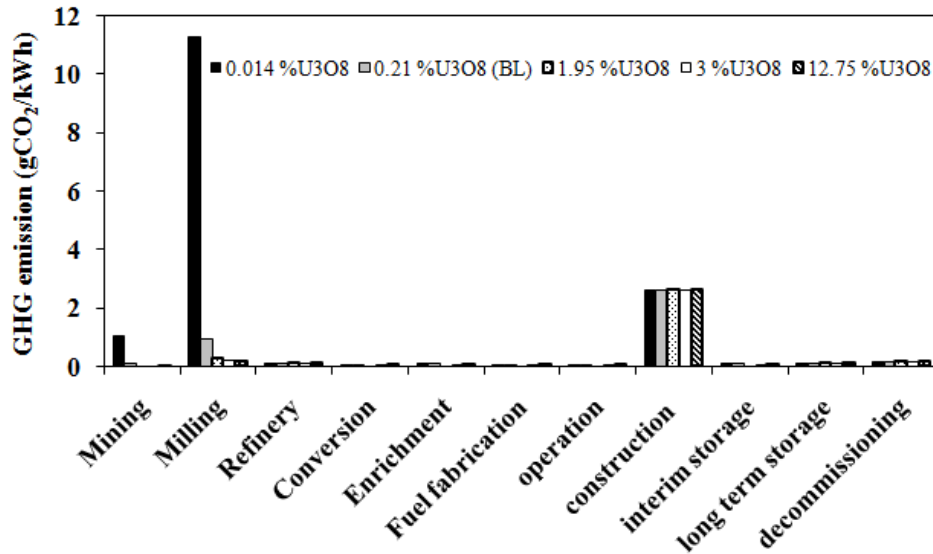
- ขั้นตอน Mining และ Milling

สัดส่วน Waste to Ore ratio (W/O) ที่แตกต่างกันในช่วงตั้งแต่ 1 ถึง 60 มีอิทธิพลอย่างมากในขั้นตอน Mining ซึ่งปริมาณก๊าซเรือนกระจกมีการปลดปล่อยเพิ่มขึ้นจาก 0.068-2.07 gCO₂e/kWh (รูปที่ 2.11) เนื่องจากต้องใช้พลังงานเพิ่มขึ้น เพื่อให้เหมืองที่มี W/O ต่ำสามารถผลิตแร่ในปริมาณเท่ากับเหมืองที่มี W/O สูงได้



รูปที่ 2.11 ปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่ถูกปลดปล่อยจากเทคโนโลยี ABWR เมื่อ Waste to ore ratio ต่างกัน

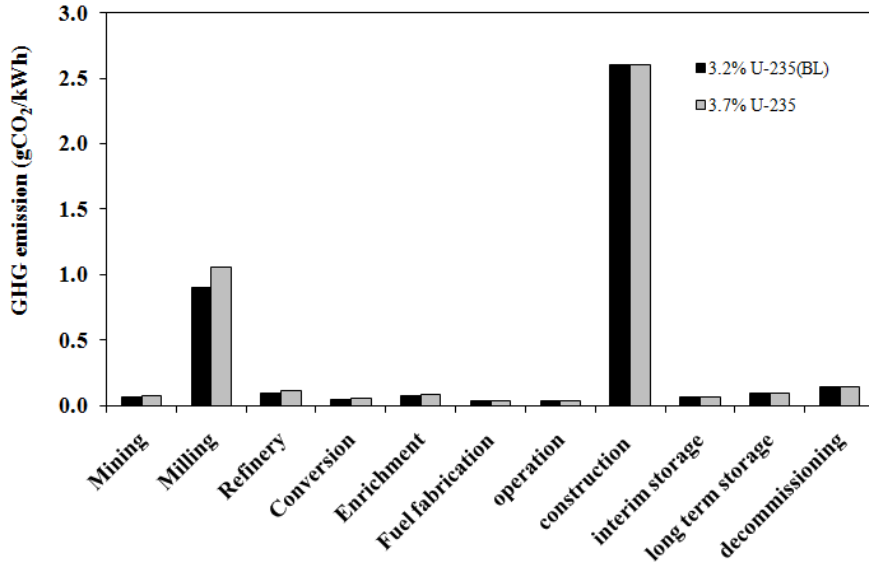
Ore grade เป็นตัวแปรหนึ่งที่สำคัญ ถ้าแหล่งเชื้อเพลิงยูเรเนียมมาจากบริเวณที่มีความเข้มข้นของ U_3O_8 ต่ำจะทำให้ใช้ปริมาณแร่มากขึ้น และใช้พลังงานสูงขึ้นเพื่อให้ได้ปริมาณแร่ที่ต้องการ จากรูปที่ 2.12 ขั้นตอน Milling ได้รับอิทธิพลเด่นชัดจากผลกระทบของ Ore grade จะเห็นว่าปริมาณก๊าซเรือนกระจกมีปริมาณแตกต่างกันอย่างมีนัยสำคัญคือ 0.174 ถึง 11.3 gCO_2e/kWh ในช่วงความเข้มข้นของ U_3O_8 ต่ำที่สุดถึงสูงที่สุด อยู่ในช่วง 0.014 ถึง 12.75% U_3O_8 ตามลำดับ



รูปที่ 2.12 ปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่ถูกปลดปล่อยจากเทคโนโลยี ABWR เมื่อ Ore grade ต่างกัน

- ขั้นตอน Enrichment

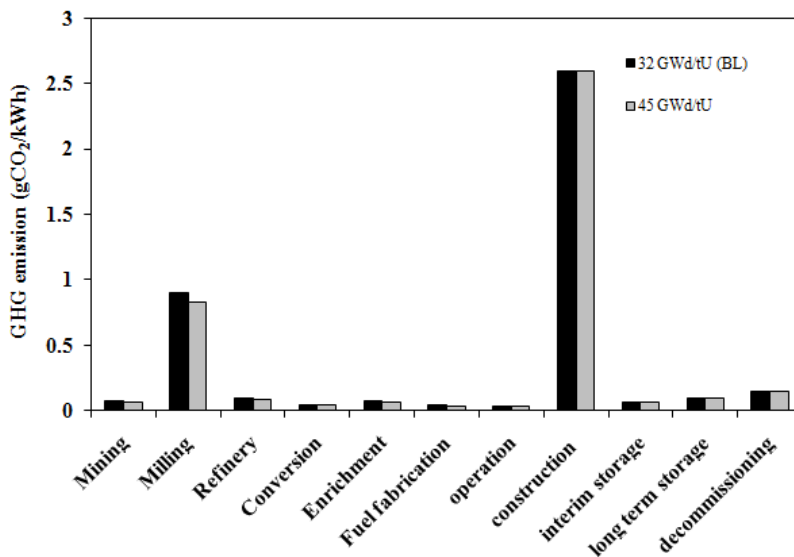
เทคโนโลยี ABWR มีความต้องการเชื้อเพลิงยูเรเนียมในช่วงความเข้มข้น 3.2-3.7 % U – 235 (ANSN; Done, 1996) ซึ่งต้องใช้ปริมาณยูเรเนียมธรรมชาติในขั้นตอน Mining เพิ่มขึ้นจาก 2.92×10^{-8} เป็น 3.43×10^{-8} tU / kWh จึงมีผลกระทบต่อปริมาณก๊าซเรือนกระจกในปริมาณที่เพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่องถึงขั้นตอน Enrichment (รูปที่ 2.13) และจะเห็นได้ว่าความแตกต่างปริมาณก๊าซเรือนกระจกในขั้นตอนส่วนหน้าของวัฏจักรเชื้อเพลิงนิวเคลียร์ไม่แตกต่างกันมากเมื่อเพิ่มความเข้มข้นของ U – 235 เนื่องจากช่วงความเข้มข้นดังกล่าวต่างกันเพียงเล็กน้อย



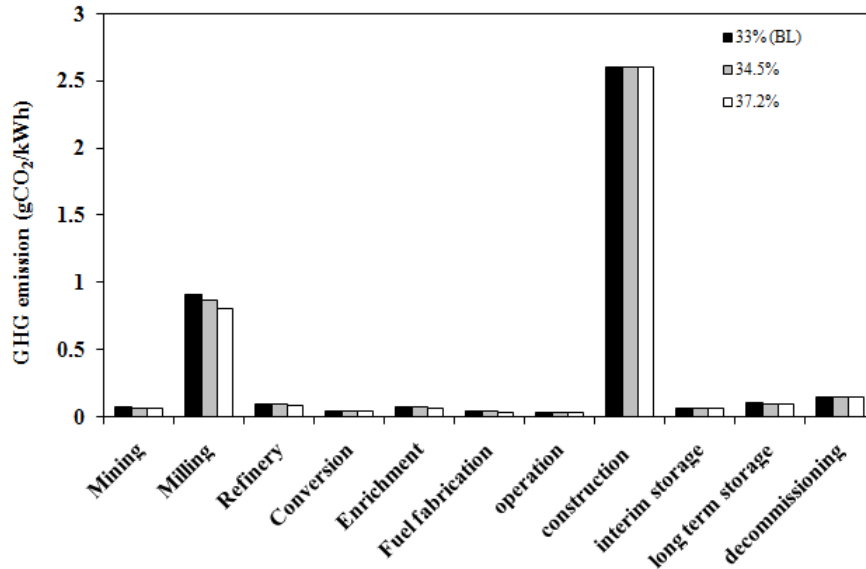
รูปที่ 2.13 ปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่ถูกปลดปล่อยจากเทคโนโลยี ABWR เมื่อความเข้มข้น U-235 ต่างกัน

- ขั้นตอน Operation

จากข้อมูลค่า Burn-up rate ของเทคโนโลยี ABWR อยู่ในช่วง 32-45 GWd/tU ส่งผลให้ขั้นตอนการดำเนินการผลิตกระแสไฟฟ้าที่ต้องการปริมาณเชื้อเพลิงยูเรเนียมลดลงจาก 0.39×10^{-8} เป็น 0.36×10^{-8} tU / kWh เนื่องจากค่า Burn-up rate มีช่วงแคบทำให้ความแตกต่างปริมาณก๊าซเรือนกระจกในขั้นตอนส่วนหน้าของวัฏจักรเชื้อเพลิงนิวเคลียร์จึงลดลงไม่มากนัก (รูปที่ 2.14) เช่นเดียวกับการเพิ่มค่า Thermal efficiency จาก 33 ถึง 37.2% สามารถช่วยลดปริมาณก๊าซเรือนกระจกเพียงเล็กน้อยเช่นกัน (รูปที่ 2.15)



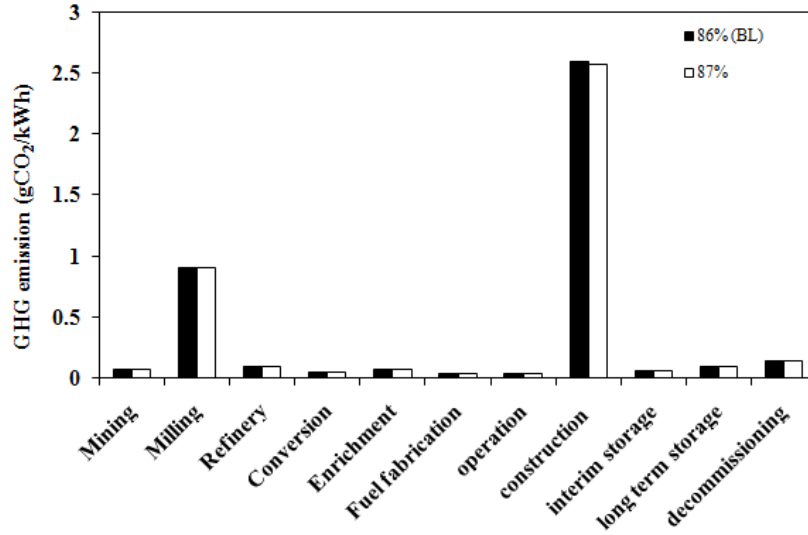
รูปที่ 2.14 ปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่ถูกปลดปล่อยจากเทคโนโลยี ABWR เมื่อ Burn-up rate ต่างกัน



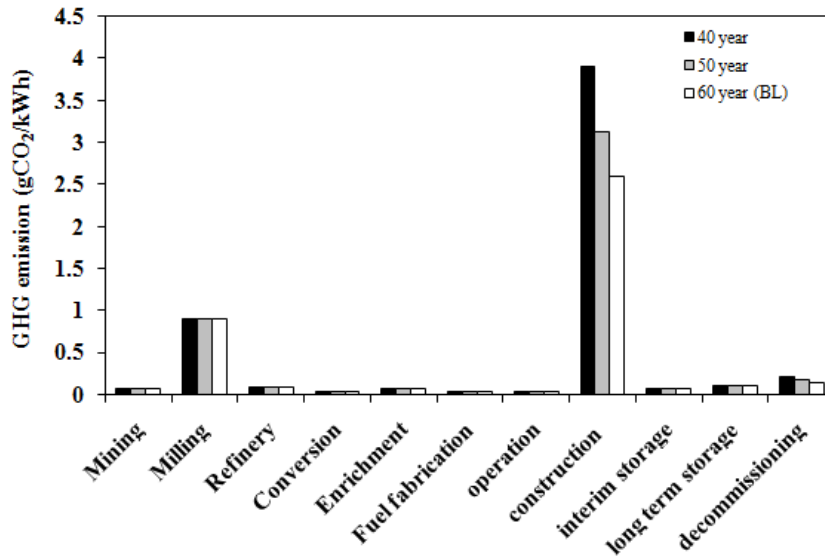
รูปที่ 2.15 ปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่ถูกปลดปล่อยจากเทคโนโลยี ABWR เมื่อ Thermal efficiency ต่างกัน

เช่นเดียวกับการคำนวณผลกระทบจากเทคโนโลยี EPR โดยสมมติให้ Capacity factor ไม่มีผลต่อ Life time ของโรงไฟฟ้า ซึ่งทั้งสองตัวแปรนี้มีผลต่อขั้นตอน Construction และขั้นตอนส่วนหลังของวัฏจักรเชื้อเพลิงนิวเคลียร์ เมื่อระบบดำเนินการที่ Capacity factor สูงขึ้น หรือ Life time ของโรงไฟฟ้ายาวนานขึ้น ทำให้การปล่อยปริมาณก๊าซเรือนกระจกในขั้นตอน Construction ลดลง จากรูปที่ 2.16 ปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่ปลดปล่อยเนื่องจากการก่อสร้างลดลงเพียงเล็กน้อย เมื่อ Capacity factor เพิ่มขึ้นในช่วงแคบๆ (86-87%) อาจเนื่องมาจากข้อจำกัดของเทคโนโลยี และรูปที่ 2.17 แสดงให้เห็นชัดมากขึ้น เมื่อ Life time ของโรงไฟฟ้าเพิ่มขึ้นจาก 40 ถึง 60 ปี ปริมาณก๊าซเรือนกระจกในขั้นตอน Construction และขั้นตอนส่วนหลังของวัฏจักรเชื้อเพลิงนิวเคลียร์มีค่าลดลง

ในส่วนของการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกเนื่องจากการเผาไหม้ของเครื่องยนต์ Diesel generator มีปริมาณไม่ถึง 1 % จากปริมาณทั้งหมด จึงละทิ้งจากการประเมินผลกระทบของงานวิจัยนี้



รูปที่ 2.16 ปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่ถูกปลดปล่อยจากเทคโนโลยี ABWR เมื่อ Capacity factor ต่างกัน



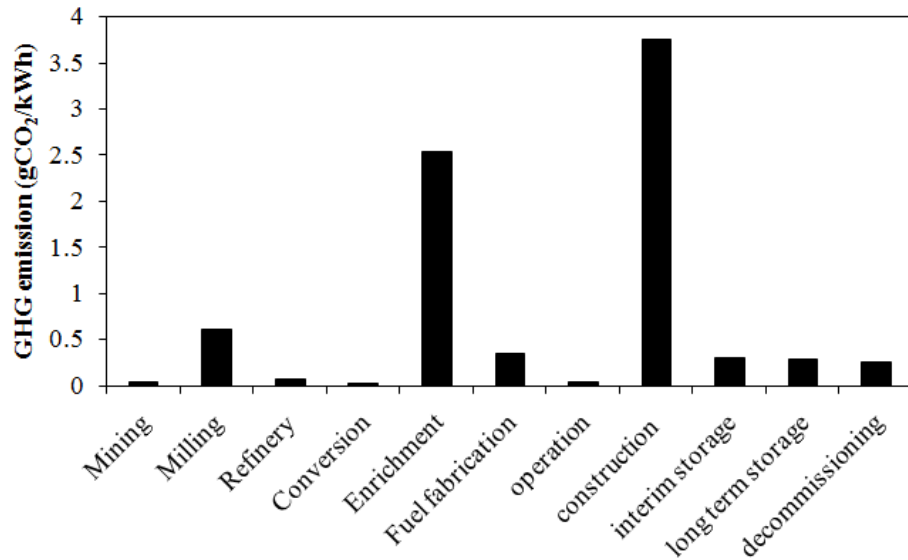
รูปที่ 2.17 ปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่ถูกปลดปล่อยจากเทคโนโลยี ABWR เมื่อ Life time ต่างกัน

2.4.3 ผลการศึกษาความอ่อนไหวของตัวแปรภายใต้เทคโนโลยี CANDU

2.4.3.1 ผลการประเมินในกรณี Base line

เนื่องจากเทคโนโลยี CANDU ใช้เชื้อเพลิงยูเรเนียมจากธรรมชาติได้โดยตรงจึงไม่มีขั้นตอน Enrichment แต่มีกระบวนการผลิตน้ำมวลหนัก (D₂O) เพื่อใช้เป็นสารหล่อเย็น (Coolant) และสารกระตุ้น (Moderator) ผลการประเมินปริมาณก๊าซเรือนกระจกตลอดทั้งวัฏจักรชีวิตของกรณี Baseline ตามสภาวะ

ดังตารางที่ 3 มีค่าทั้งหมดประมาณ 8.27 gCO₂e/kWh ซึ่งแยกเป็นแต่ละขั้นตอนดังรูปที่ 2.18 จากรูปจะเห็นได้ว่าขั้นตอนที่มีอิทธิพลต่อการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทั้งหมดคือ ขั้นตอนการก่อสร้าง และขั้นตอนการผลิตน้ำมวลหนัก จักอธิบายต่อไป

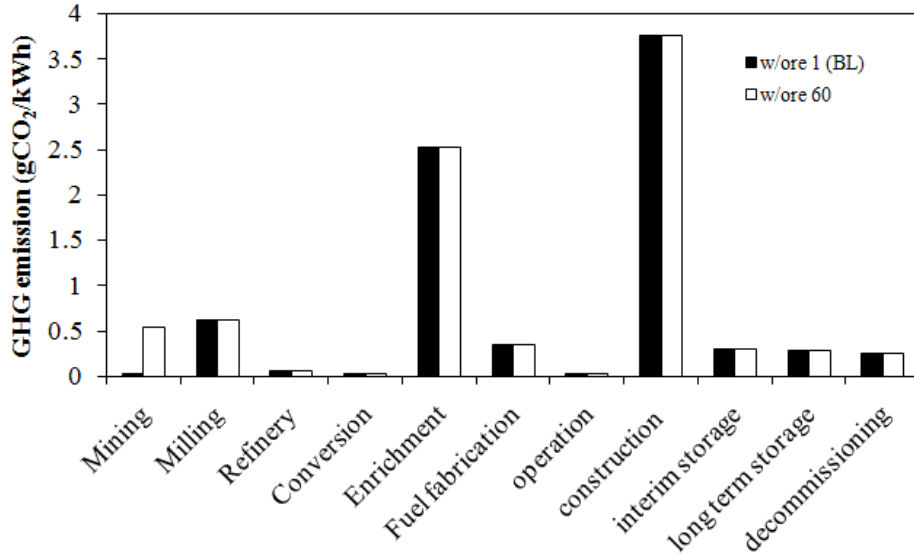


รูปที่ 2.18 ปริมาณก๊าซเรือนกระจกจากกรณี Base line ที่ถูกปลดปล่อยจากเทคโนโลยี CANDU (ขั้นตอน Enrichment แทน ขั้นตอนการผลิตน้ำมวลหนัก)

2.4.3.2 ผลการประเมินความอ่อนไหวของตัวแปรต่างๆ

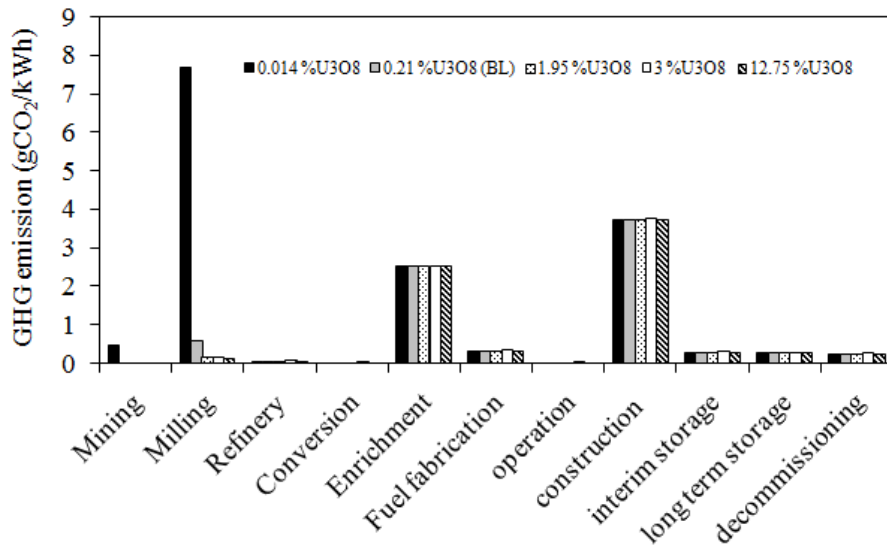
- ขั้นตอน Mining และ Milling

จากรูปที่ 2.19 แสดงให้เห็นว่า เมื่อสัดส่วนตัวแปร Waste to ore (W/O) เพิ่มขึ้นจาก 1 เป็น 60 ปริมาณก๊าซเรือนกระจกในขั้นตอน Mining เพิ่มขึ้นจาก 0.032 เป็น 0.544 gCO₂e/kWh และมีปริมาณก๊าซเรือนกระจกน้อยกว่าเมื่อเปรียบเทียบกับเทคโนโลยี EPR และ ABWR เนื่องจากเทคโนโลยี CANDU ไม่ได้นำแร่ยูเรเนียมมาผ่านกระบวนการเสริมสมรรถนะยูเรเนียม จึงใช้ปริมาณยูเรเนียมธรรมชาติลดลง และใช้พลังงานลดลง ตามลำดับ



รูปที่ 2.19 ปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่ถูกปลดปล่อยจากเทคโนโลยี CANDU เมื่อ Waste to ore ratio ต่างกัน

ผลกระทบจาก Ore grade เมื่อเพิ่มความเข้มข้นจาก 0.014 เป็น 12.75% U₃O₈ ทำให้ปริมาณก๊าซเรือนกระจกในขั้นตอน Mining และ Milling ลดลงอย่างเห็นได้ชัด (รูปที่ 2.20) โดยเฉพาะขั้นตอน Milling ปริมาณก๊าซเรือนกระจกสูงถึง 7.04 gCO₂e/kWh เมื่อความเข้มข้นของ U₃O₈ ต่ำที่สุด (0.014 %) และลดลงอย่างมากเมื่อความเข้มข้นของ U₃O₈ สูงที่สุด (12.75 % U₃O₈) เหลือเพียง 0.109 gCO₂e/kWh



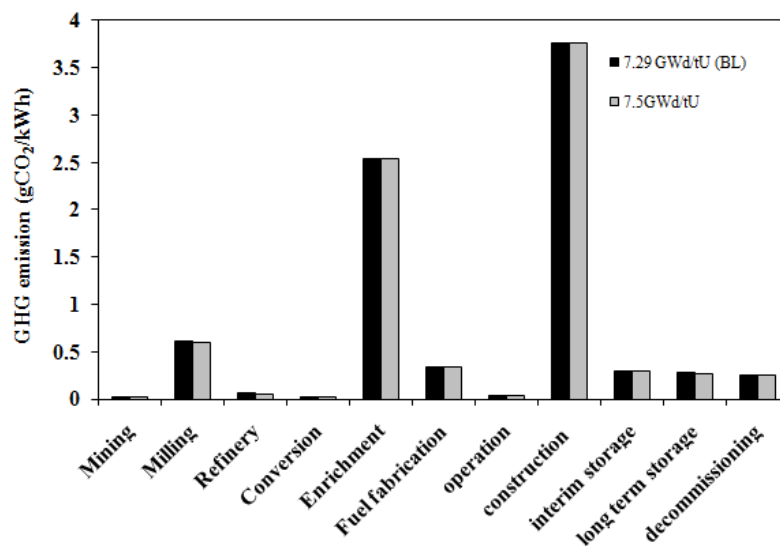
รูปที่ 2.20 ปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่ถูกปลดปล่อยจากเทคโนโลยี CANDU เมื่อ Ore grade ต่างกัน

- **ชั้นตอน Enrichment**

ชั้นตอน Enrichment ในกรณีของเทคโนโลยี CANDU หมายถึง ขั้นตอนการผลิตน้ำมวลหนัก หรือ D_2O โดยการ enriched deuterium น้ำธรรมดา (H_2O) ให้เป็น D_2O จากข้อมูลของเทคโนโลยี CANDU มีความต้องการปริมาณน้ำ D_2O เริ่มต้น 457 m^3 (Vuono และ Lee, 2009) และมีปริมาณลดลงทุกปีโดยเฉลี่ยปีละ $3,970 \text{ kg}$ (Song, 1995) ทำให้ต้องใช้พลังงานในปริมาณมากเพื่อการผลิต จึงมีการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกในปริมาณสูงดังผลการประเมินข้างต้น

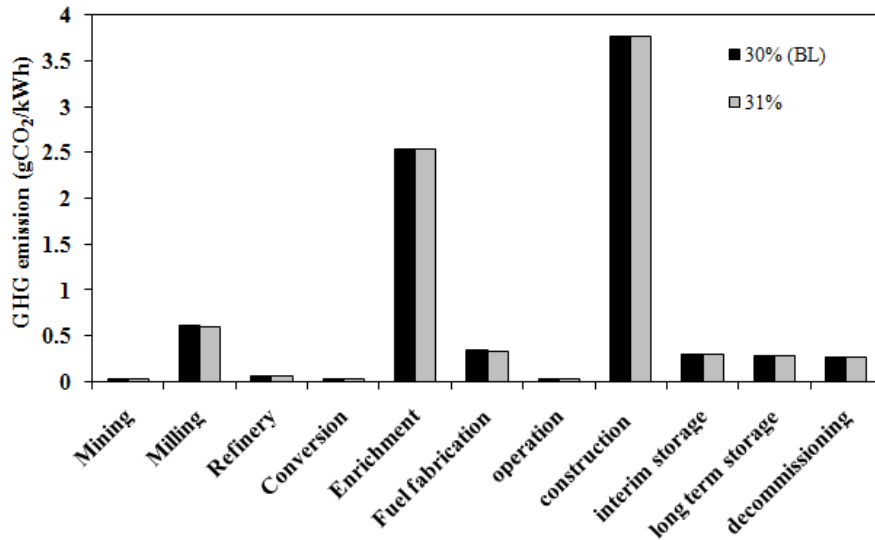
- **ชั้นตอน Operation**

ค่า Burn-up rate โดยทั่วไปของเทคโนโลยี CANDU อยู่ในช่วง 7.29 ถึง 7.5 GWd/tU ซึ่งมีค่าค่อนข้างต่ำเมื่อเทียบกับเทคโนโลยี EPR และ ABWR จึงมีความต้องการเชื้อเพลิงยูเรเนียมเพื่อการผลิตกระแสไฟฟ้าที่มากกว่า อยู่ในช่วง $1.85 \times 10^{-8} \text{ tU / kWh}$ (7.5 GWd/tU) ถึง $1.91 \times 10^{-8} \text{ tU / kWh}$ (7.29 GWd/tU) จากรูปที่ 2.21 พบว่าปริมาณก๊าซเรือนกระจกไม่มีความแตกต่างกันอย่างนัยสำคัญ อย่างไรก็ตาม ถึงแม้ว่าเทคโนโลยี CANDU ต้องการปริมาณยูเรเนียมเพื่อการผลิตกระแสไฟฟ้ามากกว่า แต่ปริมาณก๊าซเรือนกระจกในขั้นตอนส่วนหน้าของวัฏจักรเชื้อเพลิงนิวเคลียร์มีค่าน้อยกว่าเทคโนโลยี EPR และ ABWR เนื่องจากเทคโนโลยี CANDU สามารถใช้ยูเรเนียมธรรมชาติได้โดยตรง จึงไม่ต้องใช้ยูเรเนียมธรรมชาติในปริมาณมากเพื่อเสริมสมรรถนะยูเรเนียมดังเช่นเทคโนโลยีที่ใช้ น้ำธรรมดาเป็นตัวหล่อเย็นและตัวกระตุ้น (EPR และ ABWR)



รูปที่ 2.21 ปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่ถูกปลดปล่อยจากเทคโนโลยี CANDU เมื่อ Burn-up rate ต่างกัน

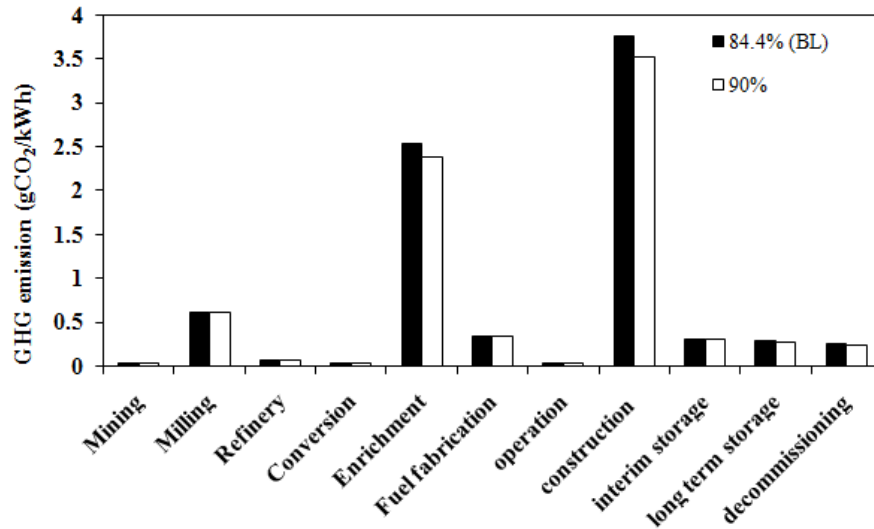
ในทำนองเดียวกันกับการเพิ่มค่า Thermal efficiency ในช่วง 30 ถึง 31% ปริมาณก๊าซเรือนกระจกไม่แตกต่างกันเพียงเล็กน้อยเช่นกัน (รูปที่ 2.22) อาจเนื่องมาจากช่วงความแตกต่างทั้งค่า Burn-up rate และ ค่า Thermal efficiency มีความผันแปรในช่วงแคบ จึงไม่เห็นความแตกต่างปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่เพิ่มขึ้น หรือลดลงอย่างชัดเจน



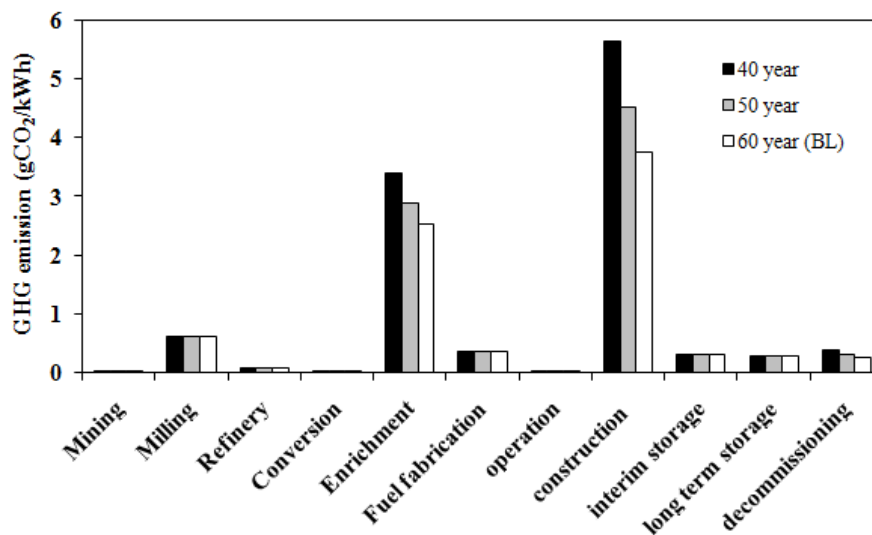
รูปที่ 2.22 ปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่ถูกปลดปล่อยจากเทคโนโลยี CANDU เมื่อ Thermal efficiency ต่างกัน

ส่วนอิทธิพลของความผันแปรของค่า Capacity factor และ Life time ของโรงไฟฟ้า ให้ผลเช่นเดียวกับเทคโนโลยี EPR และ ABWR กล่าวคือ เมื่อระบบดำเนินการที่ Capacity factor สูงขึ้น หรือ Life time ของโรงไฟฟ้ายาวนานขึ้น ทำให้การปันส่วนปริมาณก๊าซเรือนกระจกในขั้นตอน Construction ลดลง รวมถึงขั้นตอน Enrichment ในการผลิตน้ำ D₂O มีการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกลดลงเช่นกัน (รูปที่ 2.23 และ 2.24)

ในส่วนของการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกเนื่องจากการเผาไหม้ของเครื่องยนต์ Diesel generator จากขั้นตอนการดำเนินการ (operation) มีปริมาณไม่ถึง 0.5 % จากปริมาณทั้งหมด จึงละทิ้งจากการประเมินผลกระทบของงานวิจัยนี้



รูปที่ 2.23 ปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่ถูกปลดปล่อยจากเทคโนโลยี ABWR เมื่อ Capacity factor ต่างกัน



รูปที่ 2.24 ปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่ถูกปลดปล่อยจากเทคโนโลยี ABWR เมื่อ Life time ต่างกัน

2.4.4 ชั้นการขนส่ง (Transportation)

การประเมินปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่เกิดจากการขนส่งวัตถุดิบ เช่น เชื้อเพลิงยูเรเนียม และวัสดุก่อสร้าง จากประเทศต่างๆ เข้าสู่ประเทศไทย พบว่ามีค่าน้อยมากน้อยกว่า 0.5% จากปริมาณก๊าซเรือนกระจกทั้งหมดตลอดทั้งวัฏจักร ดังนั้นจึงเป็นสิ่งสมควรในการละทิ้งผลกระทบจากการขนส่ง นอกจากนี้ตำแหน่งที่ตั้งโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ในประเทศไทยยังไม่สามารถระบุได้อย่างชัดเจน ณ เวลาที่ทำการวิจัย จึงไม่ได้มีผลต่อการประเมิน แต่ถ้าทราบที่ตั้งชัดเจนแล้วจึงนำมาพิจารณาด้วย อย่างไรก็ตาม คาดว่าการ

ปันส่วนปริมาณก๊าซเรือนกระจกจากการขนส่งมีค่าเพียงเล็กน้อยจากปริมาณก๊าซเรือนกระจกทั้งหมด ตลอดทั้งวัฏจักรชีวิตของโรงไฟฟ้า

2.4.5 ขั้นตอนการก่อสร้าง (Construction)

จากการคำนวณพบว่า การก่อสร้างโรงไฟฟ้าจะใช้พลังงานในปริมาณมากประมาณ 2.45×10^6 kWh/plant และพลังงานความร้อน 9.98×10^6 GJ/plant ทำให้ระหว่างการก่อสร้างจะมีการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกในปริมาณมาก นอกจากนี้กระบวนการได้มาซึ่งวัตถุดิบการก่อสร้าง เช่น เหล็ก และซีเมนต์ ยังเป็นปัจจัยหนึ่งที่ทำให้เกิดการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกอีกทางหนึ่ง จากผลการประเมินข้างต้นแสดงให้เห็นว่าขั้นตอน Construction เป็นขั้นตอนหนึ่งที่สำคัญต่อปริมาณก๊าซเรือนกระจกทั้งหมดตลอดทั้งวัฏจักรชีวิต แต่ผลกระทบจากการก่อสร้างนี้จะลดลงได้เมื่อโรงไฟฟ้าดำเนินการที่ Capacity factor สูง และ Life time ของโรงไฟฟ้ายาวนานขึ้นดังที่ได้กล่าวในหัวข้อข้างต้น

2.4.6 ขั้นตอนส่วนหลัง (Back-end)

ขั้นตอนส่วนหลังประกอบด้วยขั้นตอนการเก็บกากของเสียระยะสั้น (Interim storage) และการเก็บกากระยะยาว (Long term storage) รวมทั้งขั้นตอนการรื้อถอน (Decommissioning) ขั้นตอนเหล่านี้เป็นขั้นตอนที่สำคัญต่อปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจก เนื่องจากต้องอาศัยพลังงานเป็นจำนวนมาก และปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกในขั้นตอนส่วนหลังของวัฏจักรเชื้อเพลิงนิวเคลียร์ขึ้นกับการเปลี่ยนแปลงของค่า Capacity factor และ Life time ของโรงไฟฟ้า

2.4.7 เปรียบเทียบปริมาณก๊าซเรือนกระจกตลอดทั้งวัฏจักรชีวิตในแต่ละเทคโนโลยี

จากผลการประเมินปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกของทั้งสามเทคโนโลยี จะได้ช่วงปริมาณก๊าซเรือนกระจกน้อยที่สุดถึงมากที่สุดของแต่ละขั้นตอนภายใต้วัฏจักรเชื้อเพลิงนิวเคลียร์ แสดงดังตารางที่ 2.4 เมื่อระบบดำเนินการที่สภาวะดีที่สุดจะเห็นว่า เทคโนโลยี EPR และ ABWR มีการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกน้อยกว่าเทคโนโลยี CANDU อย่างไรก็ตาม เทคโนโลยี CANDU ดูเหมือนว่าจะมีความเสถียรเกี่ยวกับความอ่อนไหวของตัวแปรที่มีผลต่อปริมาณก๊าซเรือนกระจกมากกว่าเทคโนโลยี EPR และ ABWR เช่น ตัวแปร W/O และ Ore grade เป็นต้น

เมื่อพิจารณาขั้นตอน Construction ของทั้งสามเทคโนโลยีจะเห็นว่า มีผลกระทบอย่างน้อยสำคัญซึ่งมีปริมาณก๊าซเรือนกระจกสูงประมาณ 70% จากปริมาณทั้งหมด สำหรับเทคโนโลยี EPR และ ABWR หรือประมาณ 50% จากปริมาณทั้งหมด สำหรับเทคโนโลยี CANDU ในส่วนของตัวแปร Ore grade มีอิทธิพลโดยต่อเทคโนโลยี ABWR และ EPR เนื่องจาก มีผลต่อปริมาณแร่เพื่อนำมาสกัดและเสริมสมรรถนะ

ในขณะที่ Ore grade ไม่ค่อยมีอิทธิพลต่อเทคโนโลยี CANDU เพราะเป็นเทคโนโลยีที่ไม่มีการเสริมสมรรถนะยูเรเนียม จึงไม่ได้รับผลกระทบมากนักเมื่อใช้ Ore grade ที่มีความเข้มข้นต่ำ แต่ขั้นตอนการผลิตน้ำมวลหนัก (D_2O) เป็นขั้นตอนหนึ่งที่มีอิทธิพลต่อปริมาณก๊าซเรือนกระจกของเทคโนโลยี CANDU ประมาณ 50% ของปริมาณก๊าซเรือนกระจกทั้งหมด และเมื่อเปรียบเทียบกับงานวิจัยที่รายงานผลปริมาณก๊าซเรือนกระจกโดยรวมของเทคโนโลยี ABWR เท่ากับ $6 \text{ gCO}_2\text{e/kWh}$ (Done,1996) และเทคโนโลยี CANDU $3.2\text{-}15.41 \text{ gCO}_2\text{e/kWh}$ (Andseta, 1998) ซึ่งอยู่ในช่วงผลการประเมิน

ตารางที่ 2.4 ปริมาณก๊าซเรือนกระจกในแต่ละขั้นตอนของวัฏจักรเชื้อเพลิงนิวเคลียร์ของทั้งสามเทคโนโลยี

Stage	GHG emission ($\text{gCO}_2\text{e/kWh}$)		
	EPR	ABWR	CANDU
Mining	0.001-29.2	0.001-36.3	0.0005-8.16
Milling	0.083-10.6	0.141-13.2	0.112-7.69
Refinery	0.042-0.082	0.078-0.113	0.062-0.066
Conversion	0.021-0.041	0.036-0.051	0.028-0.030
Enrichment	0.031-2.95	0.049-3.31	2.38*-3.40*
Fuel fabrication	0.016-0.022	0.031-0.038	0.326-0.347
Operation	0.011-0.012	0.031-0.031	0.034-0.037
construction	2.09-3.39	2.57-3.10	3.52-5.64
interim storage	0.026-0.037	0.051-0.063	0.287-0.305
long term storage	0.062-0.072	0.090-0.097	0.266-0.283
decommissioning	0.106-0.172	0.138-0.21	0.245-0.392
transportation	0.010-0.016	0.008-0.012	0.034-0.039
Total	2.50-46.6	3.22-57.4	7.30-26.4
Literature		6^a	$3.2\text{-}15.41^b$

* Deuterium production

แหล่งที่มา: (a) Done (1996) and (b) Andseta (1998)

2.4.8 เปรียบเทียบแหล่งกำเนิดไฟฟ้าชนิดต่างๆ

จากผลการประเมินปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ อยู่ในช่วง 2.50 ถึง $57.4 \text{ gCO}_2\text{e/kWh}$ ซึ่งมีค่าต่ำกว่าการใช้เชื้อเพลิงจากซากสิ่งมีชีวิต (ตารางที่ 2.5) นอกจากนี้การใช้เชื้อเพลิงนิวเคลียร์ส่งผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมใกล้เคียงกับการใช้พลังงานจากแสงอาทิตย์และจากชีวมวล แต่ปริมาณ

ก๊าซเรือนกระจกโดยเฉลี่ยของโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ยังคงสูงกว่าการใช้พลังงานลมและน้ำ อย่างไรก็ตาม ทั่วโลกทั้งนักวิจัยเชื้อเพลิงนิวเคลียร์ใช้พลังงานไฟฟ้าถ่านหิน ปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่ปลดปล่อยออกมาในแต่ละเทคโนโลยีนิวเคลียร์จะมีค่าเพิ่มขึ้น แสดงดังตารางที่ 2.6 พบว่าปริมาณก๊าซเรือนกระจกค่าสูงสุดเพิ่มขึ้นเป็น 175.17 และ 144.62 gCO₂e/kWh (เทคโนโลยี ABWR และ EPR) และ 30.76 gCO₂e/kWh (เทคโนโลยี CANDU)

ตารางที่ 2.5 ช่วงปริมาณก๊าซเรือนกระจกจากโรงไฟฟ้าชนิดต่างๆ

Type of power plant	GHG emission (gCO ₂ e/kWh)	References
Nuclear power	2.50 – 57.4	This work
Coal fired	975	Hondo (2005)
Oil fired	742	Hondo (2005)
Gas fired	608	Hondo (2005)
Hydro power and wind turbine	15-25	Lenzen (2008)
Solar photovoltaic	53-90	Hondo (2005) and Lenzen (2008)
biomass	14-41	Pehnt (2006) and Ramjeawon (2008)

ตารางที่ 2.6 ช่วงปริมาณก๊าซเรือนกระจกจากเทคโนโลยีนิวเคลียร์ต่างๆ เมื่อใช้ถ่านหินเป็นแหล่งพลังงานไฟฟ้า

Technology	GHG emission (gCO ₂ e/kWh)
EPR	3.00-144.82
ABWR	3.78 -175.41
CANDU	8.37- 30.62

2.5 สรุปผลการวิจัย

จากผลการประเมินการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากโรงไฟฟ้านิวเคลียร์พบว่า มีปริมาณก๊าซเรือนกระจกค่อนข้างต่ำเมื่อเปรียบเทียบกับการผลิตกระแสไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงอื่นๆ ช่วงปริมาณก๊าซเรือนกระจกค่อนข้างมีความผันแปรอย่างมีนัยสำคัญระหว่างปริมาณต่ำสุดและสูงสุด เบื้องต้นอาจเป็นเพราะความต้องการวัตถุดิบที่แตกต่างกัน วิธีเสริมสมรรถนะยูเรเนียม และลักษณะเฉพาะของเทคโนโลยี เมื่อระบบดำเนินการที่สภาวะที่ดีที่สุด มีเกรดแร่สูงสุดและวิธีเสริมสมรรถนะที่เหมาะสม ปริมาณก๊าซเรือนกระจกจะอยู่ในระดับต่ำประมาณ 2.50 gCO₂e/kWh ในทางตรงกันข้ามถ้าระบบดำเนินการที่สภาวะที่มีการใช้เกรดแร่ต่ำๆ และวิธีเสริมสมรรถนะที่ล้ำสมัยใช้พลังงานสูง จะปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกในปริมาณมากถึง 57.37 gCO₂e/kWh จากการคำนวณโดยใช้สมมติฐานที่ตั้งไว้ แสดงให้เห็นว่า เทคโนโลยี EPR และ ABWR มีการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกต่ำกว่าเทคโนโลยี CANDU ในทางกลับกัน ถ้าระบบการเตรียมและผลิตแท่งเชื้อเพลิงไม่เหมาะสม เทคโนโลยี CANDU จะปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกน้อยกว่า ดังนั้นในการออกแบบโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ควรพิจารณาในหลายปัจจัย เช่น แหล่งแร่ยูเรเนียม เทคโนโลยีการเสริมสมรรถนะยูเรเนียม และเกรดแร่ยูเรเนียม เป็นต้น ถึงแม้ว่าประเทศไทยยังไม่ระบุสถานที่ตั้งโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ที่แน่นอน การวิเคราะห์และประเมินความอ่อนไหวของตัวแปรในเรื่องของการขนส่งพบว่ามีปริมาณก๊าซเรือนกระจกเพียงเล็กน้อยจากปริมาณการปลดปล่อยตลอดทั้งวัฏจักรจึงละทิ้งไป และถ้าการประเมินผลกระทบในครั้งนี้ใช้พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตจากถ่านหิน จะทำให้มีการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกเพิ่มมากขึ้นถึง 175 gCO₂e/kWh

บทที่ 3

การวิเคราะห์เชิงเศรษฐศาสตร์ของพลังงานไฟฟ้านิวเคลียร์

3.1 บทนำ

การตัดสินใจในการนำเทคโนโลยีนิวเคลียร์มาใช้ในขั้นสุดท้ายขึ้นอยู่กับปัจจัย 3 ด้าน คือ ปัจจัยด้านเศรษฐศาสตร์ ปัจจัยด้านผลกระทบต่อสุขภาพและสิ่งแวดล้อม และสุดท้ายคือปัจจัยด้านการตอบรับของชุมชน ซึ่งในการศึกษาที่ได้วิเคราะห์มาข้างต้น เป็นการวิเคราะห์เชิงผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมโดยเน้นไปที่การปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกของพลังงานไฟฟ้านิวเคลียร์เมื่อเทียบกับพลังงานไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงชนิดอื่น ๆ

บทนี้จะได้กล่าวถึงผลการวิเคราะห์เชิงเศรษฐศาสตร์ของพลังงานไฟฟ้านิวเคลียร์ ซึ่งการวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์นี้ จำเป็นต้องใช้ข้อมูลด้านมูลค่าการลงทุน การดำเนินงาน และการจัดการเมื่อโรงไฟฟ้าหมดสภาพการใช้งานแล้ว โดยมูลค่าการลงทุนประกอบไปด้วยองค์ประกอบ 3 องค์ประกอบหลักด้วยกัน คือ มูลค่าการลงทุนสร้างโรงไฟฟ้าจริง มูลค่าการเสียโอกาส และมูลค่าที่เกิดจากการเปลี่ยนแปลงราคาวัตถุดิบ (หรือการเปลี่ยนแปลงค่าเงิน) โดยในที่นี้เราจะสนใจเพียงมูลค่าการลงทุนสร้างโรงไฟฟ้าจริงเท่านั้น

3.2 หลักการคิดมูลค่าของพลังงานไฟฟ้า

3.2.1 มูลค่าการลงทุน

มูลค่าการลงทุนสร้างโรงไฟฟ้าจริง ประกอบไปด้วย มูลค่าการออกแบบ (Engineering design) มูลค่าการจัดซื้อ และมูลค่าการก่อสร้าง รายงานการศึกษาทางเศรษฐศาสตร์ของโรงไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์ทั้งหมดได้ให้ข้อมูลตรงกันว่า มูลค่าการลงทุนของโรงไฟฟ้านิวเคลียร์จัดเป็นองค์ประกอบที่สำคัญที่สุดในการประเมินมูลค่าของพลังงานนิวเคลียร์ โดยคิดเป็นสัดส่วนมากถึง 58-60% (อีก 10-20% เป็นสัดส่วนมูลค่าของเชื้อเพลิงนิวเคลียร์ และอีก 20-30% เป็นการดำเนินงานและการบำรุงรักษา รวมถึงการจัดการโรงไฟฟ้าที่เสื่อมสภาพแล้ว) (World Nuclear Association 2010) โดยที่โรงไฟฟ้านิวเคลียร์สมัยใหม่จะมีเทคโนโลยีที่ดีกว่ารุ่นเก่า เช่น มีค่า burn-up rate สูงกว่า สามารถทำงานได้ที่ Capacity factor สูงขึ้น และมีอายุการใช้งานยาวนานขึ้น ตัวแปรเหล่านี้จะช่วยให้อัตราส่วนของมูลค่าการลงทุนลดลงเมื่อเทียบกับมูลค่าทั้งหมดของโรงไฟฟ้านิวเคลียร์

เป็นที่น่าเสียดายว่าข้อมูลการลงทุนสำหรับโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ยุคที่ III หรือ III+ นี้ยังไม่มีกรรายงานอย่างเป็นทางการมาก่อน ทางกรไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยได้อยู่ระหว่างการศึกษา

มูลค่าการลงทุนนี้เปรียบเทียบกับโรงไฟฟ้าประเภทอื่น แต่การศึกษานี้ยังไม่เสร็จสิ้นในช่วงเวลาของการทำการวิจัยขึ้นนี้ทำให้ยังไม่มีข้อมูลที่สามารถเปิดเผยได้ อย่างไรก็ตาม การไฟฟ้าฝ่ายผลิตได้มีการเปิดเผยข้อมูลโดยคร่าวของการก่อสร้างและดำเนินงานโรงไฟฟ้านิวเคลียร์เมื่อเทียบกับโรงไฟฟ้าประเภทอื่นผ่านทางหนังสือพิมพ์ เช่น ในสิ่งพิมพ์ฉบับพิเศษของหนังสือพิมพ์โพสต์ทูเดย์เมื่อวันพฤหัสบดีที่ 2 ธันวาคม 2553 ได้ให้ข้อมูลต้นทุนค่าก่อสร้างโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ที่ 3,087\$/kW โดยเป็นโรงไฟฟ้าขนาด 1,000 MW ที่มีอายุการใช้งานนาน 60 ปี ซึ่งสอดคล้องกับค่าการรายงานในเอกสารวิชาการอื่น ๆ (World Nuclear Association, 2010) ที่ให้มูลค่าการลงทุนอยู่ในช่วง 1,500\$/kW (สำหรับโรงไฟฟ้าชนิด ABWR เทคโนโลยีของประเทศเกาหลี) หรือประมาณ 3,000\$/kW (สำหรับโรงไฟฟ้าชนิด ABWR เทคโนโลยีของประเทศญี่ปุ่น) หรืออาจสูงถึง 3,860\$/kW (EPR ในประเทศฝรั่งเศส) หรือมากถึง 5,863 \$/kW (EPR ในประเทศสวีเดน)

มูลค่าการลงทุนนี้จะมีการเปลี่ยนแปลงตามมูลค่าของเงินที่เปลี่ยนแปลงไป รวมถึงอัตราเงินเฟ้อ และยังคงขึ้นอยู่กับระยะเวลาของการก่อสร้างอีกด้วย ซึ่งหากกินเวลานาน มูลค่าการลงทุนนี้จะสูงขึ้น ซึ่งค่าเงินเฟ้อผนวกกับราคาวัตถุดิบการก่อสร้างที่สูงขึ้นอาจทำให้มูลค่าของโรงไฟฟ้านิวเคลียร์สูงขึ้นถึง 15% ต่อปีเลยทีเดียว อย่างไรก็ตาม นโยบายของภาครัฐจะมีผลสำคัญต่อการลงทุนก่อสร้างโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ ทั้งเรื่องของกรลดหย่อนภาษี และแรงจูงใจด้านการขายไฟฟ้ารูปแบบต่าง ๆ

3.2.2 มูลค่าการดำเนินงาน

มูลค่าการดำเนินงานสามารถแบ่งออกได้เป็น 2 ส่วนหลัก คือ มูลค่าของเชื้อเพลิงนิวเคลียร์ และมูลค่าของการดำเนินงานและการบำรุงรักษา ซึ่งอัตราการใช้เชื้อเพลิงนิวเคลียร์นั้นอยู่ที่ประมาณ 30 ตันต่อปีสำหรับโรงไฟฟ้าขนาด 1,000 MW (เทียบกับถ่านหิน 2.6 ล้านตันที่ต้องใช้เพื่อให้ได้พลังงานระดับเดียวกัน) เมื่อเปรียบเทียบราคาเชื้อเพลิงนิวเคลียร์ (สำเร็จรูป) ที่ 2,555\$/kg เทียบกับถ่านหินประมาณ 2.2 บาท/kg แล้วพบว่าเพื่อให้ได้พลังงานเท่ากัน มูลค่าเชื้อเพลิงนิวเคลียร์จะถูกกว่ามูลค่าถ่านหินประมาณ 2.5 เท่า นั่นคือ สำหรับโรงไฟฟ้าขนาด 1,000 MW จะมีค่าใช้จ่ายในการจัดซื้อเชื้อเพลิงนิวเคลียร์ที่ประมาณ 2,380 ล้านบาท (หรือเทียบเท่าถ่านหิน 5,720 ล้านบาท) ส่วนมูลค่าการดำเนินงานและบำรุงรักษาคาดการณ์จากการดำเนินงานโรงไฟฟ้านิวเคลียร์อื่น ๆ อยู่ที่ประมาณ 20-30% ของมูลค่ารวม

3.2.3 มูลค่าการจัดการโรงไฟฟ้าเสื่อมสภาพ

การจัดการโรงไฟฟ้าเสื่อมสภาพในอดีตที่ผ่านมา (สำหรับโรงไฟฟ้านิวเคลียร์รุ่นเก่า) จะมีค่าใช้จ่ายเกิดขึ้นประมาณ 9-15% ของมูลค่าการลงทุน (World Nuclear Association 2010) แต่เนื่องจากโรงไฟฟ้าสมัยใหม่จะไม่มีข้อมูลการจัดการเมื่อเสื่อมสภาพที่มีการยืนยันชัดเจน ดังนั้นจึงจำเป็นต้องใช้มูลค่าการจัดการโรงไฟฟ้าเก่ามาเป็นเกณฑ์

3.3 ผลเปรียบเทียบมูลค่าพลังงานไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงชนิดต่าง ๆ

จากข้อมูลของ World Nuclear Association (2010) ในปี 2003 มีการคำนวณเปรียบเทียบมูลค่าพลังงานไฟฟ้าประเภทต่างๆ โดยใช้ basis เดียวกัน คือ 91% capacity factor, 5% interest rate และอายุโรงไฟฟ้า 40 ปี แสดงดังตารางที่ 3.1 พบว่าสัดส่วน มูลค่าลงทุน (การก่อสร้าง การออกแบบ และการลงทุน) ของโรงไฟฟ้านิวเคลียร์สูงกว่าโรงไฟฟ้าถ่านหินและก๊าซธรรมชาติ แต่มูลค่าดำเนินการ (การดำเนินการ การบำรุงรักษา และราคาเชื้อเพลิง) มีค่าน้อยกว่า ในปี 2008 บริษัท EdF เปิดเผยข้อมูลราคาไฟฟ้าจากการสร้างโรงไฟฟ้านิวเคลียร์เทคโนโลยี EPR อยู่ที่ประมาณ 0.054 \$/kWh และเมื่อคำนวณสัดส่วนมูลค่าต่างๆ รวมทั้งเปรียบเทียบกับโรงชนิดไฟฟ้าชนิดอื่นๆ จะได้ว่า โรงไฟฟ้านิวเคลียร์มีมูลค่าพลังงานไฟฟ้าโดยรวม อยู่ในช่วง 1.76-1.82 บาท/kWh น้อยกว่าโรงไฟฟ้าประเภทถ่านหินและก๊าซธรรมชาติประมาณ 1 เท่า (ตารางที่ 3.2) ส่วนการจัดการโรงไฟฟ้าเสื่อมสภาพซึ่งมีเฉพาะโรงไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์อยู่ที่ประมาณ 9-15% ของมูลค่าลงทุน

ตารางที่ 3.1 สัดส่วนมูลค่าพลังงานไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงชนิดต่าง ๆ

ชนิดโรงไฟฟ้า	ราคาทั้งหมด (บาท/kWh)	มูลค่าลงทุน (%)	มูลค่าดำเนินการ (%)
โรงไฟฟ้านิวเคลียร์	0.97	58.23	41.77
โรงไฟฟ้าถ่านหิน	1.15	27.05	72.95
โรงไฟฟ้าก๊าซ ธรรมชาติ	1.32	16.46	83.54

หมายเหตุ: อัตราแลกเปลี่ยนเงิน 1\$ เท่ากับ 31 บาท และ 1 euro เท่ากับ 41 บาท

ตารางที่ 3.2 เปรียบเทียบมูลค่าพลังงานไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงชนิดต่าง ๆ เปรียบเทียบกับพลังงานนิวเคลียร์

ชนิดโรงไฟฟ้า	มูลค่าลงทุน	มูลค่าดำเนินการ	มูลค่าการจัดการซาก	รวม (บาท/kWh)
โรงไฟฟ้านิวเคลียร์	0.97	0.70	0.09-0.14	1.76-1.82
โรงไฟฟ้าถ่านหิน	0.54	1.45	-	1.99
โรงไฟฟ้าก๊าซ ธรรมชาติ	0.37	1.90	-	2.27

3.4 สรุปผลการวิจัย

จากการพิจารณาผลการลงทุนทางเศรษฐศาสตร์ในการสร้างโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ พบว่า ต้นทุนโดยรวมมีค่าต่ำกว่าโรงไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติ แต่ใกล้เคียงกับโรงไฟฟ้าจากถ่านหิน เนื่องจากโรงไฟฟ้านิวเคลียร์มีการลงทุนก่อสร้างสูง แต่มูลค่าการดำเนินการ หรือราคาเชื้อเพลิงถูกกว่ามาก และเมื่อพิจารณาผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมจากการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกไปด้วย โรงไฟฟ้านิวเคลียร์มีการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกน้อยกว่าโรงไฟฟ้าจากถ่านหินและก๊าซธรรมชาติเป็นอย่างมาก จากการรายงานปริมาณก๊าซเรือนกระจกโดยการไฟฟ้าฝ่ายผลิตในประเทศไทย ปี 2552 ปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่ปลดปล่อยออกมาทั้งหมดจากโรงไฟฟ้าถ่านหิน ก๊าซธรรมชาติและอื่นๆ โดยเฉลี่ยอยู่ที่ 570 gCO₂/kWh (ฝ่ายสิ่งแวดล้อม การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย) แต่ถ้าประเทศไทยหันมาใช้ไฟฟ้าจากพลังงานนิวเคลียร์ จะสามารถช่วยลดปริมาณก๊าซเรือนกระจกได้ถึงประมาณ 10-200 เท่า อย่างไรก็ตาม ปัจจัยที่สำคัญมากที่สุดว่าประเทศไทยจะสามารถสร้างโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ได้หรือไม่ คือ ประเด็นเรื่องความปลอดภัย ศักยภาพในการจัดการซากเชื้อเพลิงยูเรเนียม ซึ่งต้องมีการเตรียมการให้ดีเพื่อให้ได้รับการยอมรับจากชุมชนที่เกี่ยวข้อง

บรรณานุกรม

- ฝ่ายสิ่งแวดล้อม การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย, viewed 3rd December 2010.
http://www.egat.co.th/thai/images/stories/env/co2_published_web3.pdf,
- AEA Technology, 2005. Environmental product declaration of electricity from Torness nuclear power station. London, UK: British Energy.
- Andesta, S., Thompson, M.J., Jarrel, J.P., Pendergast, D.R., 1998. Candu Reactor and Greenhouse Gas Emissions. the 11th Pacific Basin Nuclear Conference, Banff, Alberta, Canada, May.
- Areva¹. Overview of the UK EPR™ GDA Submission. viewed 5th August 2010. <http://www.epr-reactor.co.uk/ssmod/liblocal/docs/overview/Overview%20of%20the%20UK%20EPR.pdf>
- Areva². PCER – Chapter 4 – Aspects having a bearing on the environment during construction phase. viewed 14th August 2010. <http://www.epr-reactor.co.uk/ssmod/liblocal/docs/PCER/Chapter%20-%20Aspects%20having%20a%20Bearing%20on%20the%20Environment%20during%20Construction%20Phase/Chapter%20-%20Aspects%20having%20a%20Bearing%20on%20the%20Environment%20during%20Construction%20Phase.pdf>
- Areva³. Pressurized Water Reactor 1600 MWe (EPR). viewed 12th June 2010. http://www.arena-np.com/common/liblocal/docs/Brochure/EPRallemand_26p_en.pdf
- Areva⁴. U.S. EPR™ Nuclear Plant The Path of Greatest Certainty. viewed 21th December 2010. http://www.arena-np.com/us/liblocal/docs/EPR/EPR_Brochure_09.pdf
- Asian Nuclear Safety Network (ANSN). viewed 9th November 2010. More details on Standard ABWR Technical Data. http://www.ansn-jp.org/jneslibrary/More_details_ABWR_Technical_Data.pdf
- Cameco, Mining, viewed 27th April 2010. <http://www.cameco.com/mining/>
- Dones, R., Bauer, C., Bolliger, R., Burger, B., Heck, T., Röder A, Emmenegger, M.F., Frischknecht, R., Jungbluth, N., 2004. Life cycle inventories of energy systems: results for

current systems in Switzerland and other UCTE countries. Data v1.1. Dübendorf, Switzerland: PSI and ESU-services.

Done, R., Gantner, U., Hirschberg, R., Doka, G., Knoepfel, I., 1996. Environmental inventories for future electricity supply systems for Switzerland. PSI Bericht Nr. 96-97. Villingen, Switzerland, Paul Scherrer Institut.

Emsley, John, 1999. Uranium. Net Elements II. Cambridge University, October.

Faghihi, F., Havasi, H., Amin-Mozafari, M., 2008. Plutonium-239 production rate study using a typical fusion reactor. *Annals of Nuclear Energy*, 35, 759–766.

Fthenakis, V.M, Kim, H.C, 2007. Greenhouse-gas emissions from solar electric and nuclear power: A life-cycle study. *Energy Policy*, 35(4), 2549–57.

Guideline for carbon footprint of product, TGO and MTEC Thailand, Sep 2010

Hardy, C.J., 2008. Mining, Milling, Conversion and Enrichment of Uranium ores. Nuclear Fuel Australia Ltd, December.

Hitachi¹. The Nuclear Renaissance... get ready for it!. viewed 26th August 2010.
<http://www.dteenergy.com/pdfs/geNucRen1109.pdf>

Hitachi². ABWR Seminar 2009 Part I. 16th March.

Hondo, H., 2005. Life cycle GHG emission analysis of power generation systems: Japanese case. *Energy*, 30, 2042–2056.

<http://www.portworld.com/map/>

<http://maps.google.co.th/>

IAEA Workshop Salvador/Ba, 2008. Balanced Management of the Uranium Mine Life Cycle. Brasil.

ISA, Integrated Sustainability Analysis, 2006. Life-cycle energy balance and greenhouse gas emissions of nuclear energy in Australia. University of Sydney, November.

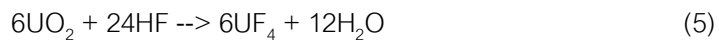
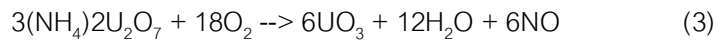
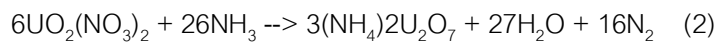
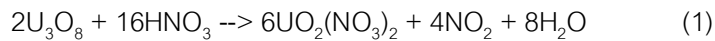
- Lenzen, M., 2008. Life cycle energy and greenhouse gas emissions of nuclear energy: A review. *Energy Conversion and Management*, 49, 2178–2199.
- Mudd, G., Diesendorf, M., 2008. Sustainability of Uranium Mining and Milling: Toward Quantifying Resources and Eco-Efficiency. *Environ. Sci. Technol.*, 42, 2624–2630.
- Mukherjee, P.K., 1992. Properties of High-Density Concrete. *JTEVA*, 20 (1), Jan, pp 78-86.
- Nuclear Power Plants Information. (Last up date 2010/09/06). http://www.iaea.org/cgi-bin/db.page.pl/pris_reaopucty.html
- Nuclear power advantages viewed 12th January 2011. <http://www.iaea.org/Publications/Booklets/Development/devtwelve.html>
- Pehnt, M., 2006. Dynamic life cycle assessment (LCA) of renewable energy technologies. *Renewable Energy*, 31, 55-71.
- Ramjeawon, T., 2008. Life cycle assessment of electricity generation from bagasse in Mauritius. *Journal of Cleaner Production*, 16, 1727-1734.
- Rouben, B. CANDU Fuel Management Course, Atomic Energy of Canada Ltd (AECL). viewed 20th July 2010. <http://canteach.candu.org/library/20031101.pdf>
- Song, M. J., Son, S. H., Jang C. H., 1995. Tritium Inventory Prediction in a CANDU Plant. *Waste Management*, 15 (8), pp. 593-598.
- Sovacool, B.K., 2008. Valuing the greenhouse gas emissions from nuclear power: A critical survey. *Energy Policy* 36,2940– 2953.
- United Nations Environment Programme, 2007. viewed 2nd September 2010. http://www.unep.org/climateneutral/Portals/0/Company/RelatedDocuments/Senoko/Senoko_CO2_emission__electricity_production_8lYmr.pdf
- Vattenfall, 2005. Certified environmental product declaration of electricity from Forsmark Kraftgrupp AB (FKA). EPD S-P-00021. Stockholm, Sweden: Vattenfall AB Generation Nordic Countries.

- Vuono De A.C. and Lee, A.G., 2009. Fuel Cycle for Enhanced CANDU 6. 2nd International Nuclear Energy Symposium, ISNE-09. Atomic Energy of Canada Ltd (AECL). October. <http://isne.bau.edu.jo/isne-09/presentations/De-Vuono.pdf>
- White, S.W., Kulcinski, G.L., 2000. Birth to death analysis of the energy payback ratio and CO₂ gas emission rates from coal, fission, wind, and DT-fusion electrical power plants. *Fusion Eng Des*, 48(248), 473–81.
- WISE. <http://www.wise-uranium.org/calc.html>
- World Nuclear Association, July 2010. The economics of nuclear power. <http://www.world-nuclear.org/info/inf02.html>
- World Nuclear Association. December 2010. Advanced Nuclear Power Reactors. <http://www.world-nuclear.org/info/inf08.html>
- Yasukawa, S., Tadokoro, Y., Kajiyama, T., 1992. Life cycle CO₂ emission from nuclear power reactor and fuel cycle system Expert workshop on life-cycle analysis of energy systems methods and experience. Paris, France: Organisation for Economic Co-operation and Development, International Energy Agency, p.151–60.
- Dones, R., Hirschberg, S., Knoepfel, I., 1994. Greenhouse gas emission inventory based on full energy chain analysis. Comparison of energy sources in terms of their full-energy-chain emission factors of greenhouse gases. IAEA Advisory Group meeting/Workshop. Beijing, China: International Atomic Energy Agency, p. 95–114.
- Friedrich, R., Marheineke, T., 1994. Life cycle analysis of electricity systems: methods and results. Comparison of energy sources in terms of their full-energy-chain emission factors of greenhouse gases. IAEA Advisory Group meeting/Workshop. Beijing, China: International Atomic Energy Agency, p. 67–75.
- van de Vate JF, 2002. Full-energy-chain analysis of greenhouse gas emissions: a comparison between nuclear power, hydropower, solar power and wind power. *Int J Risk Assess Manage*. 3 (1), 59–74.

ภาคผนวก ก

ตัวอย่างการคำนวณปริมาณสารเคมีที่ใช้ใน Refinery plant

ปริมาณสารเคมีกรดไนตริก (HNO₃) แอมโมเนีย (NH₃) และกรดไฮโดรฟลูออริก (HF) ที่ใช้ใน refinery plant สามารถคำนวณได้จากปฏิกิริยาที่เกิดขึ้นดังนี้



จากสมดุลมวลต้องการปริมาณ UnF₄ เท่ากับ 283.57 ตัน สามารถคำนวณปริมาณกรด HF ได้จากสมการที่ (5) ดังนี้

$$\text{HF} = \{283.76 \times 4 \times (1+19)\} / \{238+(19 \times 4)\} = 72.25 \text{ t}$$

ส่วน ปริมาณ NH₃ หาได้จากสมการที่ (4) และ (3) จะได้เท่ากับ 66.53 t
และปริมาณกรด HNO₃ หาได้จากสมการที่ (2) และ (1) จะได้เท่ากับ 151.72 t

ภาคผนวก ข
รายละเอียดงานวิจัยอื่นๆ

ตารางที่ ข-1 รายละเอียดเบื้องต้นของงานวิจัยอ้างอิง (Lenzen, 2008)

No.		Reactor type	Power rating (MWe)	Life time (y)	Load factor (%)	Ore grade (%)	Enrichment technology	Burn-up (GWd/tU)	Analysis type
1	Yasukawa (1992)	PWR	1,000	30			Df ⁽¹⁾		I/O ⁽³⁾
2	Dones (1994)	LWR	1,000				10%Ce ⁽²⁾	40	PA ⁽⁴⁾
3	Friedrich (1994)	LWR	1,300	30	68.5				I/O
4	Van de Vate JF (2002)	LWR	1,000	40	70		10%Ce	40	PA
5	Van de Vate JF (2002)	BWR	1,000	30	75		Ce	30	
6	Van de Vate JF (2002)	BWR	1,000	30	75		Ce	30	
7	Andseta (1998)	HWR	600/900						PA
8	Andseta (1998)	HWR	600/900						PA
9	White (2000)	PWR	1,000	40	75		Ce		PA
10	Dones (2004)	PWR	1,000	40	81.4	2.0	Df	42.8	PA
11	Dones (2004)	BWR	1,000	40	81.4	2.0	76%Ce	48	PA
12	Vattenfall (2005)	BWR	1,030	40	85	0.44	80%Ce		PA
13	AEA (2005)	AGR	625	40	75.8		Ce		PA
14	Hondo (2005)	BWR	1,000	30	70		Df	40	I/O
15	Fthenakis (2007)	LWR	1,000	40	85	127	Mix ⁽⁵⁾	42	Mix
16	Fthenakis (2007)	LWR	1,000	40	85	0.5	Mix	42	Mix

(1) Df is Gaseous diffusion enrichment technology

(2) Ce is Gas centrifuge enrichment technology

(3) I/O is Input output analysis

(4) PA is process chain analysis

(5) Mix in enrichment technology mean 34%Df, 30%Ce, and 36% dilution of high grade weapon material

ตารางที่ ข-2 ปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกของวัฏจักรเชื้อเพลิงนิวเคลียร์จากงานวิจัยอ้างอิง

Stages	No.*															
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Mining	1.36	1.365	6.521	0.355	0.268	0.204	0.288	0.462	0.45	0.536	0.428	1.145	1.818	1.2	-	4.86
Milling	1.36			1.421				-	8.85	1.19	0.963				-	
Refinery & Conversion	2.38	1.105	2.795	1.421	1.072	0.916	0.064	0.154	8.85	1.369	1.07	0.229	0.303	0.24	-	1.08
Enrichment	19.38	0.715	0.932	0.797	1.965	1.527	-	-		0.536	6.42	0.491	0.455	14.88	12.24	21.06
Fuel fabrication	1.36	-	0.186	0.089	0.089	0.102	-	0.154		0.119	0.107	0.164	0.253	0.72		0.54
Operation	3.74	0.715	-	3.019	4.465	4.479	-	2.312	2.25	1.369	0.856	0.1962	0.606	3.12	2.72	11.34
Construction	4.08	1.105	8.197				2.208	11.866	1.95			0.556	0.808	2.88	1.02	11.34
Decommissioning	-	0.13	-	-	-	-	0.068	0.6164	-	-	-	0.48				
Back-end	-	0.065	-	0.266	1.072	1.323	-	-	1.35	0.536	0.535	0.458	0.657	0.72	1.02	3.78
Total	33.66	5.2	18.63	7.37	8.931	8.55	2.628	15.56	14.85	5.66	10.38	3.24	4.9	24.24	17	54

* จากงานวิจัยอ้างอิง ตารางที่ ข-1

ประวัตินักวิจัยและคณะ

หัวหน้าโครงการวิจัย

รศ. ดร. ประเสริฐ ภาวสันต์

หน่วยงาน

คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ทีมงานร่วม

ดร. พรทิพย์ วงศ์สุโชโต

ศูนย์ความเป็นเลิศแห่งชาติ ด้านการจัดการ
สิ่งแวดล้อมและของเสียอันตราย

ดร. สนธยา กริชนนวิทย์

ศูนย์ความเป็นเลิศแห่งชาติ ด้านการจัดการ
สิ่งแวดล้อมและของเสียอันตราย

นางสาว วทิตตา ฤทธิเจริญ

คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

นางสาว ฟาติมา ปรียากร

บัณฑิตวิทยาลัยร่วมด้านพลังงานและสิ่งแวดล้อม
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี

นายจักราช คุณาเชมากร

บัณฑิตวิทยาลัยร่วมด้านพลังงานและสิ่งแวดล้อม
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี

รศ. ดร. นวตล เหล่าศิริพจน์

บัณฑิตวิทยาลัยร่วมด้านพลังงานและสิ่งแวดล้อม
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี

ผศ. ดร. วรพล เกียรติกิตติพงษ์

ภาควิชาวิศวกรรมเคมี คณะวิศวกรรมศาสตร์และ
เทคโนโลยีอุตสาหกรรม มหาวิทยาลัยศิลปากร

ผศ. ดร. บุญยฤทธิ์ ปัญญาภิญโญผล

ภาควิชาวิศวกรรมสุขาภิบาล คณะสาธารณสุขศาสตร์
มหาวิทยาลัยมหิดล

ดร. วรพจน์ กนกกันตพงษ์

คณะสาธารณสุขศาสตร์และสิ่งแวดล้อม มหาวิทยาลัย
หัวเฉียวเฉลิมพระเกียรติ