บทที่ 1 บทนำ

1.1 ความสำคัญและที่มาของปัญหาที่ทำการวิจัย

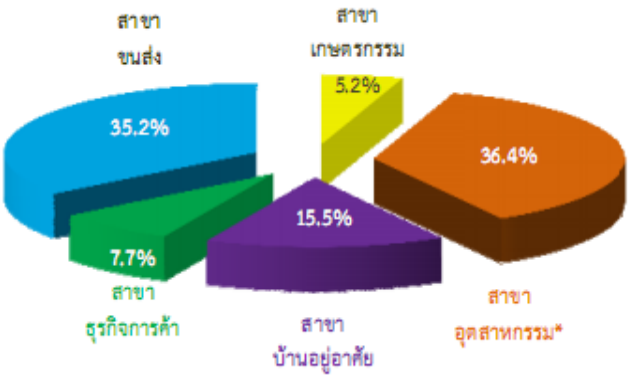
เนื่องจากประเทศไทยเป็นประเทศกำลังพัฒนาสิ่งจูงใจให้นักลงทุนเข้ามาลงทุนในประเทศ นอกจากประเทศไทยอุดมสมบูรณ์ด้วยทรัพยากร แรงงานที่มีฝีมือในอัตราค่าจ้างไม่สูงแล้ว สิ่งสำคัญอีกประการหนึ่งก็คือ พลังงาน โดยนักลงทุนจะพิจารณาด้านความมั่นคงของพลังงาน ทั้งด้านเชื้อเพลิง กำลังการผลิตไฟฟ้า หรือพลังงานสำรองของประเทศ ว่าสามารถรองรับต่อธุรกิจให้ดำเนินไปได้อย่างไม่ติดขัด พลังงานที่ใช้ในปัจจุบันแบ่งเป็น 2 ประเภทใหญ่ๆ คือ พลังงานสิ้นเปลือง ได้แก่ ถ่านหิน, น้ำมัน, ก๊าซธรรมชาติ เป็นต้น และพลังงานหมุนเวียน ได้แก่ พลังงานลม, พลังงานน้ำ, ชีวมวล เป็นต้น จากรายงานสถานการณ์พลังงานของประเทศไทยในปี พ.ศ. 2553 โดยกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน กระทรวงพลังงาน พบว่าประเทศไทยได้ใช้พลังงานในสาขาเศรษฐกิจต่างๆ ของประเทศดังตารางที่ 1.1[1] สาขาที่มีการใช้พลังงานมากที่สุดคือสาขาอุตสาหกรรม รองลงมาคือสาขาขนส่งคิดเป็นร้อยละ 36.4 และ 35.2 ตามลำดับ ดังแสดงในรูปที่ 1. 1 [1]

ตารางที่ 1.1 การใช้พลังงานขั้นสุดท้ายของประเทศไทยจำแนกตามสาขาเศรษฐกิจ พ.ศ. 2553 [1]

การใช้พลังงานขั้นสุดท้าย จำแนกตามสาขาเศรษฐกิจ	ปริมาณ (พันตันเทียบเท่าน้ำมันดิบ)			อัตราการเปลี่ยนแปลง (ร้อยละ)	
	2551	2552	2553 p	2552	2553 p
1. สาขาเกษตรกรรม	3,446	3,477	3,701	0.9	6.4
2. สาขาอุตสาหกรรม *	24,421	24,060	25,871	(1.5)	7.5
3. สาขาบ้านอยู่อาศัย	9,958	10,089	11,013	1.3	9.2
4. สาขาธุรกิจการค้า	4,968	4,940	5,520	(0.6)	11.7
5. สาขาขนส่ง	23,097	24,132	25,061	4.5	3.8
รวม	65,890	66,698	71,166	1.2	6.7

หมายเหตุ * คือ อุตสาหกรรมประกอบด้วย อุตสาหกรรมการผลิต 25,633 พันตันเทียบเท่าน้ำมันดิบ เหมืองแร่ 118 พันตันเทียบเท่าน้ำมันดิบ และก่อสร้าง 120 พันตันเทียบเท่าน้ำมันดิบ

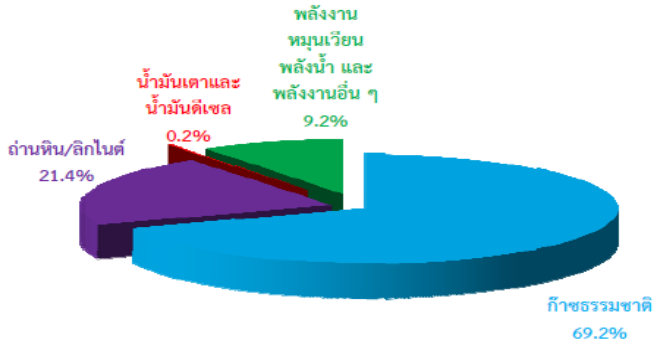
p คือ ตัวเลขเบื้องต้น



หมายเหตุ * คือ อุตสาหกรรมประกอบด้วย อุตสาหกรรมการผลิต 25,633 พันตันเทียบเท่าน้ำมันดิบ เหมืองแร่ 11 พันตันเทียบเท่าน้ำมันดิบ และก่อสร้าง 120 พันตันเทียบเท่าน้ำมันดิบ

รูปที่ 1.1 การใช้พลังงานขั้นสุดท้ายของประเทศไทยจำแนกตามสาขาเศรษฐกิจ พ.ศ. 2553 [1]

ในการใช้พลังงานรวมไปถึงการผลิตกระแสไฟฟ้าที่มีความจำเป็นต่อระบบเศรษฐกิจของประเทศ เชื้อเพลิงส่วนใหญ่ที่นำมาใช้ในกระบวนการผลิตไฟฟ้าคือ ก๊าซธรรมชาติ คิดเป็นร้อยละ 69.2 ของเชื้อเพลิงทั้งหมด สัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงต่างๆ ในการผลิตกระแสไฟฟ้าแสดงในรูปที่ 1.2 พบว่าการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตกระแสไฟฟ้าถือว่ามีความเสถียรภาพน้อยมากเพราะยังคงใช้เชื้อเพลิงหลักประเภทเดียว คือ ก๊าซธรรมชาติ ถ้ามีปัญหาในการจัดหาก๊าซธรรมชาติ จะส่งผลกระทบต่อกำลังการผลิตไฟฟ้า



รูปที่ 1.2 สัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2553 [1]

ด้วยเหตุนี้รัฐบาลจึงมีนโยบายสนับสนุนและส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าด้วยระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม (Cogeneration) ซึ่งเป็นระบบที่มีประสิทธิภาพทางพลังงาน สามารถใช้ได้ในหลายภาค

เศรษฐกิจ เช่น อุตสาหกรรม อาคารพานิชย์ การเกษตรและใช้ได้กับเชื้อเพลิงหลายรูปแบบ เช่น วัสดุเหลือใช้ทางการเกษตร ของเสียต่างๆ จึงมีผลดีต่อผู้ประกอบการ ช่วยลดต้นทุนด้านพลังงานในระบบการผลิต และอาจมีรายได้เพิ่มในกรณีที่ใช้พลังงานหมุนเวียน ซึ่งสามารถขายเป็น Carbon credit ได้ด้วย การกระจายระบบผลิตไฟฟ้า (Distributed Generation) ช่วยลดภาระของรัฐในการจัดหาเงินลงทุนในการสร้างโรงไฟฟ้าและมีการใช้เชื้อเพลิงที่หลากหลายประเภทในการผลิตไฟฟ้ามากขึ้นโดยเฉพาะการใช้พลังงานหมุนเวียน การผลิตไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานหมุนเวียน เริ่มดำเนินงานในปี พ.ศ. 2535 ภายใต้โครงการการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กหรือที่เรียกว่า SPP (Small Power Producer) โดย SPP ส่วนใหญ่เป็นโครงการผลิตไฟฟ้าจากวัสดุเหลือใช้ทางการเกษตร เช่น ชานอ้อยจากโรงงานน้ำตาล แกลบจากโรงงานสีข้าว เศษไม้และ Black Liquor (น้ำมันยางดำ) จากโรงงานผลิตเยื่อกระดาษ ซึ่งเชื้อเพลิงชีวมวลเหล่านี้ถือว่าการปลดปล่อย CO_2 สุทธิน้อยหรือเท่ากับศูนย์ จึงมีผลต่อสภาวะแวดล้อมน้อย รัฐบาลจึงสนับสนุนโครงการ SPP ที่ใช้เชื้อเพลิงชีวมวลมากขึ้น นอกจากลดปัญหาด้านสิ่งแวดล้อมแล้ว ยังเป็นการลดการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลด้วย ทำให้ประเภทพลังงานที่ใช้ของประเทศมีความหลายหลายมากขึ้นไม่ขึ้นกับเชื้อเพลิงประเภทใดประเภทหนึ่งมากเกินไปเป็นการเสริมความมั่นคงด้านพลังงานให้กับประเทศและยังขยายงานและเศรษฐกิจสู่ชุมชนได้มากขึ้น ดังแสดงในตารางที่ 3.2[1] พบว่าการใช้พลังงานทดแทนมีปริมาณเพิ่มขึ้นไม่ว่าจะเป็นการผลิตไฟฟ้า ความร้อน หรือก๊าซธรรมชาติสำหรับยานยนต์ เป็นต้น

ตารางที่ 1.2 ปริมาณการใช้พลังงานทดแทนของประเทศไทย พ.ศ. 2551-2553 [1]

การใช้พลังงานทดแทน	ปริมาณ (พันตันเทียบเท่าน้ำมันดิบ)			อัตราการเปลี่ยนแปลง (ร้อยละ)
	2551	2552	2553 P	2553 P
1. ไฟฟ้า 1/ (แสงอาทิตย์ ลม น้ำ ชีวมวล ขยะ และก๊าซชีวภาพ)	253	282	304	7.8
2. ความร้อน2/ (แสงอาทิตย์ ชีวมวล ขยะ และก๊าซชีวภาพ)	3,306	3,557	4,443	24.9
3. เชื้อเพลิงชีวภาพ				
- เอทานอล	253	335	329	(1.8)
- ไบโอดีเซล	349	463	475	2.6
4. ก๊าซธรรมชาติสำหรับยานยนต์	654	1,260	1,597	26.7
รวม	4,815	5,897	7,148	21.2

หมายเหตุ 1/ คือ ไม่รวมไฟฟ้าที่ผลิตใช้เอง (off grid)

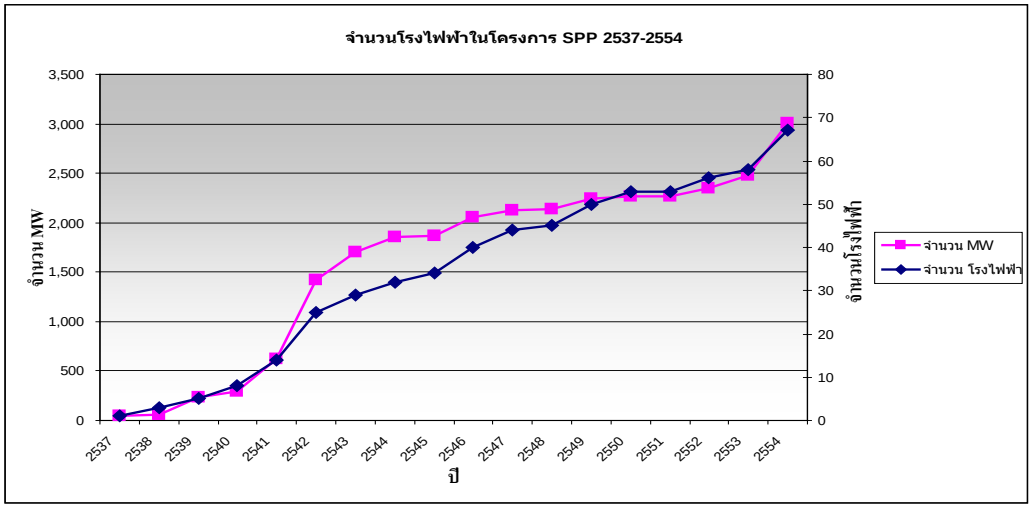
2/ คือ รวมเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าใช้เอง (off grid)

P คือ ตัวเลขเบื้องต้น

โครงการ SPP ในไทยได้ที่นำเสนอและดำเนินโครงการไปแล้วมีดังแสดงใน ตารางที่ 1.3[2] พบว่าแนวโน้มของโครงการ SPP เพิ่มขึ้นจากปี พ.ศ. 2537-2554 อย่างรวดเร็วส่งผลให้เห็นถึงความสนใจของภาคเอกชนในการใช้พลังงานหมุนเวียนในการผลิตกระแสไฟฟ้ามากขึ้นดังแสดงในกราฟรูปที่ 1.3 การตั้งโรงไฟฟ้าสำหรับโครงการ SPP นอกจากจะขายไฟฟ้ากลับเข้าสู่ระบบและผลิตเพื่อใช้เองในอุตสาหกรรมยังเป็นการเพิ่มพลังงานและกระจายรายได้ข้าสู่ชุมชน เมื่อมีการผลิตและสร้างโรงไฟฟ้ามากขึ้น อย่างไรก็ดีเพื่อให้การผลิตไฟฟ้าได้ประโยชน์สูงสุดจึงต้องทำการตรวจดูประสิทธิภาพของกระบวนการผลิต เพื่อที่จะสามารถทำงานได้ตามประสิทธิภาพที่กำหนด และทำการปรับปรุงให้ระบบสามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าขายกลับเข้าสู่สายส่งให้ได้มากขึ้น

ตารางที่ 1.3 จำนวนโครงการโรงไฟฟ้า IPP, SPP และ VSPP ของประเทศไทย [2]

ปี	โรงไฟฟ้า IPP		โรงไฟฟ้า SPP		โรงไฟฟ้า VSPP		รวมโรงไฟฟ้าทั้งหมด	
	โครงการ	MW	โครงการ	MW	โครงการ	MW	โครงการ	MW
2545	14	6,874	34	1,869	0	0	48	8,743
2546	16	7,937	40	2,051	4	1	60	9,989
2547	16	7,937	44	2,121	5	2	65	10,060
2548	16	7,937	45	2,141	11	6	72	10,084
2549	17	9,284	50	2,249	12	6	79	11,539
2550	17	9,284	53	2,268	33	84	103	11,636
2551	19	12,152	53	2,268	79	245	151	14,665
2552	19	12,152	56	2,348	115	338	190	14,838
2553	19	12,152	58	2,478	135	367	212	14,997
2554	20	12,812	67	3,012	267	1,123	354	16,947



รูปที่ 1.3 จำนวนและกำลังการผลิตติดตั้งโรงไฟฟ้าในโครงการ SPP ของประเทศไทยตั้งแต่ปี พ.ศ. 2537-2554

โรงงานผลิตเยื่อกระดาษเป็นโรงงานประเภทหนึ่งที่มีผลพลอยได้จากกระบวนการผลิต คือ Black Liquor (น้ำมันยางดำ) ซึ่งสามารถนำไปใช้เป็นเชื้อเพลิงได้ และส่วนใหญ่จะนำไปใช้เป็นเชื้อเพลิงในระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมเพื่อผลิตไฟฟ้าและไอน้ำจ่ายใช้ในกระบวนการผลิตและถ้าผลิตไฟฟ้าได้เกินความต้องการใช้ในกระบวนการผลิตก็สามารถขายกลับเข้าสายส่งได้อีกด้วย ซึ่งจะส่งผลดีทั้งผู้ประกอบการทำให้มีรายได้เพิ่มขึ้นและลดภาระการจัดหาไฟฟ้าของประเทศ นอกจากนี้ยังช่วยเพิ่มสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเป็นการสนับสนุนแผนพลังงานทดแทน 15 ปีของประเทศอีกด้วย ดังนั้นเพื่อให้ระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมสามารถผลิตไฟฟ้าจาก Black Liquor ให้ได้มากที่สุด ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จึงจะหากลยุทธ์ในการดำเนินงานเพื่อให้สามารถผลิตไฟฟ้าให้ได้มากที่สุดจากระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมที่ใช้ Black Liquor จากโรงงานผลิตเยื่อกระดาษแห่งหนึ่งเป็นกรณีศึกษา

1.2 งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

ในการศึกษาเกี่ยวกับระบบโคเจนเนอเรชั่นมีการศึกษามานาน ในปี พ.ศ. 2535 ประยุทธ ทองนิมิตร [14] ทำการวิเคราะห์ประเมินศักยภาพการใช้ระบบผลิตพลังงานร่วมในโรงงานอุตสาหกรรมผลิตเยื่อและกระดาษทั่วประเทศ ระบบโคเจนเนอเรชั่นที่ทำการประเมินในงานวิจัยนี้คือ ระบบ Back Pressure Turbine โดยแบ่งการประเมินออกเป็น 2 สถานการณ์ คือ กรณี Electric-Match และกรณี Thermal-Match เชื้อเพลิงที่ใช้ได้แก่ น้ำมันเตาเกรดซี และค่าผลตอบแทนการลงทุน (IRR) หลังหักภาษี กำหนด

ไว้ต้องไม่ต่ำกว่าร้อยละ 20 จากการสำรวจในปีดังกล่าวมีโรงงานอุตสาหกรรมผลิตเยื่อและกระดาษทั่วประเทศที่มีการใช้ไฟฟ้าและความร้อนที่นำมาประเมินทั้งหมด 35 โรง ในส่วนที่มีการติดตั้งระบบโคเจนเนอเรชั่น จำนวน 5 โรงงาน รวมพิกัดติดตั้งเท่ากับ 68,360 กิโลวัตต์ และกำลังไฟฟ้าที่ผลิตใช้จริงเท่ากับ 35,600 กิโลวัตต์ ผลจากการประเมินศักยภาพระบบโคเจนเนอเรชั่น กรณี Electric-Match สำหรับโรงงานที่เหลือมีโรงงานที่ผ่านการประเมิน 2 โรงงาน ศักยภาพที่สามารถผลิตไฟฟ้าได้คุ้มค่ากรณีนี้เท่ากับ 580 กิโลวัตต์ และในกรณี Thermal- Match มีโรงงานที่ผ่านการประเมินจำนวน 17 โรงงานศักยภาพที่สามารถผลิตไฟฟ้าได้คุ้มค่า กรณีเท่ากับ 24,328 กิโลวัตต์

อภิรักษ์ สวัสดิ์กิจ[15] ได้ศึกษาถึงศักยภาพใช้ระบบโคเจนเนอเรชั่น และเครื่องทำความเย็นแบบดูดกลืนในโรงงานยาสูบ ซึ่งประกอบด้วยโรงงานผลิตจำนวน 3 โรงงาน มีกำลังการผลิตยาเส้นรวมประมาณ 160,000 กิโลกรัมต่อวัน มีชั่วโมงการทำงาน 4,121 ชั่วโมงต่อปี การประเมินศักยภาพของการใช้ระบบโคเจนเนอเรชั่น และเครื่องทำความเย็นแบบดูดกลืน ได้แบ่งการศึกษาออกเป็น 2 กรณีคือ กรณีแรกใช้ระบบร่วมกับเครื่องกำเนิดไอน้ำที่ใช้อยู่เดิม กรณีที่สองใช้ระบบที่จัดใหม่ทดแทนระบบการผลิตไอน้ำเดิม โดยได้ประเมินถึงความเป็นไปได้ทั้งทางด้านเทคนิคและทางด้านเศรษฐศาสตร์ ผลการประเมินทางด้านเศรษฐศาสตร์ของมาตรการที่ใช้ในการประหยัดไอน้ำพบว่าทุกมาตรการมีระยะเวลาคืนทุนเร็ว และให้อัตราผลตอบแทนสูง สำหรับศักยภาพกรณีที่ใช้ระบบโคเจนเนอเรชั่นและเครื่องทำความเย็นแบบดูดกลืนร่วมกับเครื่องกำเนิดไอน้ำเดิมพบว่าเมื่อเดินเครื่องกำเนิดไอน้ำสองเครื่องพร้อมกันที่ความดัน 15 บาร์ กำลังการผลิตไอน้ำรวม 15,400 กิโลกรัมต่อชั่วโมง จะสามารถประหยัดค่าใช้จ่ายได้ปีละ 2.4 ล้านบาท มีระยะเวลาการคืนทุน 6.8 ปี ส่วนกรณีใช้ระบบโคเจนเนอเรชั่น และเครื่องทำความเย็นแบบดูดกลืนที่จะจัดหาใหม่ทดแทนระบบการผลิตไอน้ำแบบเดิม จากการประเมินพบว่าไม่มีความคุ้มทุนทางเศรษฐศาสตร์เนื่องจากไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบมีปริมาณน้อยเมื่อเทียบกับความต้องการใช้ไฟฟ้าของโรงงานจึงทำให้รายได้จากการประหยัดและการขายไฟฟ้ามีค่าน้อย

สาณิฐ อัตถศาสตร์[16] ได้ทำการศึกษาความเป็นไปได้ทางด้านเทคนิคและการเงินในการนำระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมมาใช้งานในโรงสีข้าวนึ่งในปี พ.ศ. 2545 โดยนำไฟฟ้าที่ผลิตได้นำมาใช้ในโรงสี และถ้ามีไฟฟ้าเหลือจะขายคืนให้การไฟฟ้า ในการวิจัยได้ศึกษาและเก็บข้อมูลในโรงสีข้าวนึ่งขนาดกำลังการผลิต 576 ton paddy/day โดยได้ทำการศึกษาการใช้พลังงานในกระบวนการผลิตข้าวนึ่ง ผลการศึกษาพบว่าการใช้พลังงานความร้อนในการแช่ข้าว 172.2 MJ/ton paddy การนึ่งข้าวใช้พลังงานความร้อน 265.6 MJ/ton paddy กระบวนการอบแห้งคิดเป็นพลังงานความร้อน 624.1 MJ/ton paddy การหาศักยภาพของระบบความร้อนร่วมได้เลือกระบบกังหันไอน้ำ ในการหาขนาดระบบได้พิจารณาแบบ Thermal Match และแบบ Husk Match พบว่ากรณี Husk Match ให้ผลตอบแทนการ

ลงทุนดีกว่ากรณี Thermal Match โดยในกรณี Thermal Match ใช้หม้อไอน้ำเชื้อเพลิงแกลบขนาด 15 ton/h ผลิตไอน้ำที่ 25 บาร์ 400 องศาเซลเซียส ใช้กังหันไอน้ำชนิด Back Pressure ขนาด 1200 กิโลวัตต์ สามารถผลิตกำลังไฟฟ้าได้ 1157.2 กิโลวัตต์ อัตราผลตอบแทนการลงทุน (IRR) คือ 17.05% ส่วนกรณี Husk Match ใช้หม้อไอน้ำเชื้อเพลิงแกลบขนาด 18 ton/h ผลิตไอน้ำที่ 25 บาร์ 400 องศาเซลเซียส ใช้กังหันไอน้ำชนิด Back Pressure ขนาด 1500 กิโลวัตต์ สามารถผลิตกำลังไฟฟ้าได้ 1432.4 กิโลวัตต์ อัตราผลตอบแทนการลงทุน (IRR) คือ 38.29%

วุฒิพงศ์ จันทร์กรี[17] ได้ศึกษาหาสภาวะการทำงานที่เหมาะสมของโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วม เมื่อพิจารณาถึง ประสิทธิภาพ ค่าใช้จ่าย และมลภาวะที่เกิดขึ้นจากการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าในช่วงโหลดไฟฟ้าที่ผลิตได้ต่างกัน โดยการประเมินค่าใช้จ่ายจะแบ่งออกเป็น 2 ส่วนคือ ค่าใช้จ่ายในการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าต่อชั่วโมงการทำงาน และค่าใช้จ่ายที่ต้องชดเชยให้กับสังคมเนื่องจากการปล่อยมลภาวะต่อชั่วโมงการทำงาน ทั้งนี้ค่าโหลดที่ให้ผลรวมของต้นทุนค่าใช้จ่ายต่ำสุด จะเป็นจุดที่เหมาะสมสำหรับการเดินเครื่อง โดยค่าใช้จ่ายในการเดินเครื่องต่อชั่วโมง ประกอบด้วย ต้นทุนแปรผันและต้นทุนคงที่ จากการศึกษาตามพบว่า ค่าใช้จ่ายต่ำสุดเกิดขึ้นที่โหลด 63.16 เมกะวัตต์ซึ่งเป็นโหลดสูงสุดที่โรงไฟฟ้าผลิตได้ และสูงสุดที่ค่าโหลด 37.24 เมกะวัตต์ เป็นโหลดต่ำสุดที่ทำการศึกษาที่โรงไฟฟ้าเดินเครื่องได้ มีแนวโน้มเป็นอย่างเดียวกันกับค่าประสิทธิภาพ ค่าใช้จ่ายที่ต้องชดเชยให้กับสังคมเนื่องจากปล่อยมลภาวะต่อชั่วโมง พิจารณาถึง มลภาวะ 2 ชนิด คือ คาร์บอนมอนอกไซด์ (CO) และไนโตรเจนออกไซด์ (NO_x) จากการศึกษาค่าใช้จ่ายที่ต้องชดเชยที่มีค่าต่ำสุดเกิดขึ้นที่โหลด 60.28 เมกะวัตต์ และสูงสุดที่โหลด 60.28 เมกะวัตต์

Behnam และคณะ [18] ได้ทำการศึกษาผลการผลิตไฟฟ้าในโรงงานผลิตเยื่อกระดาษจากกระบวนการผลิตเยื่อคราฟท์ในประเทศแคนาดา จากระบบการผลิตไฟฟ้าแบบเดิมคือการใช้หม้อไอน้ำ 3 ชนิดในการผลิตกระแสไฟฟ้าคือ Biomass boiler, Bunker oil boiler และ Recovery boiler ร่วมกับ Pressure reduction valve จึงสามารถผลิตไฟฟ้าได้ 14.4 เมกะวัตต์ ผู้วิจัยและคณะได้ทำการศึกษาระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมโดยการจำลองแบบ Cogeneration Plant โดยใช้โปรแกรม CADSIM Plus รวมกับ Biomass Boiler และRecovery Boiler สามารถนำพลังงานกลับคืนมาใช้ในระบบได้ 23% ผลิตไฟฟ้าได้ 44.5 เมกะวัตต์ โดยยกเลิกการใช้ Bunker oil boiler ได้เมื่อพิจารณาในทางเศรษฐศาสตร์มีระยะเวลาในการคืนทุนต่ำจึงสมควรแก่การลงทุน

Naqvi และคณะ[19] ทำการศึกษางานวิจัยเกี่ยวกับ Black Liquor Gasification ในโรงงานผลิตเยื่อและกระดาษที่มี Black Liquor เป็นเชื้อเพลิง ผู้วิจัยและคณะคาดว่าระบบ Black Liquor Gasification จะเข้ามาแทนที่ Recovery Boiler จากกระบวนการ Gasification มีเทคโนโลยีหลายชนิดด้วยกันที่ได้

ทำการค้นคว้างานวิจัยมีดังนี้ SCA-Billerud process, Manufacturing and Technology Conversion International (MTCI) process, Direct Alkali Regeneration System (DARS), BLG with direct causticization, Chemrec BLG system. Black liquor Gasification เป็นทางเลือกสำหรับโรงงานผลิตเยื่อกระดาษ ผลิตภัณฑ์ที่ได้จากกระบวนการ Gasification ได้แก่ ไฟฟ้า, เคมี, เชื้อเพลิง ขึ้นกับเทคโนโลยีที่ใช้ในกระบวนการผลิต ในการผลิตไฟฟ้าจากระบบ Black liquor Gasification สามารถผลิตไฟฟ้าได้มากกว่าเดิมประมาณ 37-38% นอกจากนี้ Chemrec gasification เพิ่ม% ผลผลิต (Yield) ได้ประมาณ 5% โดยปริมาณวัตถุดิบเท่าดิม

จากการปริทัศน์งานวิจัยขั้นต้นส่วนใหญ่จะเป็นการหาศักยภาพของระบบการผลิตพลังงานความร้อนร่วมในโรงงาน การใช้พลังงานความร้อน การผลิตไฟฟ้า โดยโรงงานส่วนใหญ่จะมีการใช้พลังงานความร้อนและพลังงานไฟฟ้าค่อนข้างสูงในระบบการผลิต ในการศึกษาที่ผ่านมาเน้นการหาศักยภาพระบบการผลิตและการนำไปใช้งานเป็นส่วนมาก และจากงานวิจัยต่างประเทศยังกล่าวถึงเทคโนโลยีที่จะพัฒนาประสิทธิภาพการผลิตพลังงานและผลพลอยได้อื่นๆ เพื่อให้เกิดประโยชน์มากขึ้นด้วยจากงานวิจัยทำให้ทราบว่าระบบใดใช้พลังงานมากน้อยเพียงใดและระบบใดสามารถผลิตพลังงานได้คุ้มค่ามากที่สุด เพื่อเป็นส่วนช่วยในการพัฒนาและปรับปรุงระบบถึงการใช้พลังงานให้เกิดความคุ้มค่ามากที่สุดต่อไป

1.3 วัตถุประสงค์

1. เพื่อหากลยุทธ์การดำเนินงานสำหรับการผลิตไฟฟ้าให้ได้สูงสุดของระบบการผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมในโรงงานผลิตเยื่อกระดาษ
2. เพื่อหาแนวทางการจำหน่ายไฟฟ้าในโครงการ SPP ให้ได้ผลตอบแทนสูงสุด

1.4 ขอบเขตของการวิจัย

1. ทำการศึกษาและเก็บข้อมูลของระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมที่ใช้ Black Liquor เป็นเชื้อเพลิง จากโรงงานผลิตเยื่อกระดาษแห่งหนึ่ง
2. ศึกษาผลตอบแทนที่ได้จากการจำหน่ายไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมโดยรูปแบบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก ประเภท Firm (เชื้อเพลิงพลังงานหมุนเวียน) ตามระเบียบข้อกำหนดของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย
3. ข้อมูลที่ใช้ในการวิเคราะห์ปริมาณ Black Liquor และการผลิตไฟฟ้าเป็นระยะเวลา 1 ปี

4. ศึกษาระบบการจัดการเชื้อเพลิง Black Liquor ตั้งแต่เริ่มกระบวนการระเหยจนออกมาเป็นเชื้อเพลิงเข้าหม้อน้ำ ให้มีปริมาณและคุณภาพเพียงพอกับการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าตลอดทั้งปี

5. ศึกษาประสิทธิภาพของ Steam Turbine ในโรงานที่ทำการศึกษาและเปรียบเทียบประสิทธิภาพตามเงื่อไขต่างๆ

1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ

1. เพิ่มกำลังการผลิตไฟฟ้าโดยพลังงานหมุนเวียน และทราบถึงประสิทธิภาพของกระบวนการผลิตไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก (Small Power Producer, SPP)

2. ได้แนวทางการจัดการเชื้อเพลิง Black Liquor ตั้งแต่เริ่มกระบวนการระเหยจนออกมาเป็นเชื้อเพลิงเข้าหม้อไอน้ำ ให้มีปริมาณและคุณภาพเพียงพอกับการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าตลอดทั้งปี

3. ได้แนวทางการจำหน่ายไฟฟ้าให้ได้ผลตอบแทนสูงสุดแก่ผู้ประกอบการ