

การวิเคราะห์ราคาเชื้อเพลิงชีวมวลสำหรับโรงไฟฟ้าพลังงานร่วม Cost Analysis of Biomass for Cogeneration Power Plants

ศรียรัตน์ ช่วยบุญ^{*} สุธีระ ประเสริฐสุรพร^{*} กิตตินันท์ มลิวรรณ^{*} ฐานันดรศักดิ์ เทพญา^{*} พูนสุข ประเสริฐสุรพร[#]

^{*} ภาควิชาวิศวกรรมเครื่องกล คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยสงขลานครินทร์ อ.หาดใหญ่ จ.สงขลา 90112

[#] ภาควิชาเทคโนโลยีชีวภาพอุตสาหกรรม คณะอุตสาหกรรมเกษตร มหาวิทยาลัยสงขลานครินทร์ อ.หาดใหญ่ จ.สงขลา 90112

^{*}ติดต่อ: E-mail : sriratpsu@gmail.com โทร 0-7428-7036 โทรสาร 0-7455-8830

บทคัดย่อ

ชีวมวลจากโรงงานสกัดน้ำมันปาล์มเป็นพลังงานที่สำคัญในการผลิตพลังงานไฟฟ้า การลงทุนผลิตไฟฟ้าโดยการตั้งโรงไฟฟ้าจากชีวมวลปาล์มจำเป็นต้องมีกลยุทธ์การรับซื้อเชื้อเพลิงชีวมวลปาล์มและการหาตำแหน่งที่ตั้งของโรงไฟฟ้าที่เหมาะสม งานวิจัยนี้จึงมุ่งศึกษาเพื่อคำนวณหาราคารับซื้อเชื้อเพลิงชีวมวลปาล์มที่โรงไฟฟ้าควรรับซื้อรวมทั้งตำแหน่งที่ตั้งของโรงไฟฟ้า ผลการศึกษาพบว่าราคาเชื้อเพลิงชีวมวลปาล์มขึ้นอยู่กับความชื้นของเชื้อเพลิงและปริมาณผลผลิตปาล์มที่มีอยู่ในพื้นที่ต่างๆ ผลการตอบแทนการลงทุนที่ต้องการ ขนาดโรงไฟฟ้ารวมทั้งชนิดของโรงไฟฟ้าว่าจะแบบผลิตพลังงานร่วม ความร้อนและไฟฟ้า หรือแบบผลิตไฟฟ้าเพียงอย่างเดียว โดยพบว่าโรงไฟฟ้าแบบผลิตพลังงานร่วม จะสามารถรับซื้อเชื้อเพลิงชีวมวลปาล์มได้ในราคาสูงกว่าโรงไฟฟ้าที่ผลิตพลังงานไฟฟ้าแต่เพียงอย่างเดียว โรงไฟฟ้าที่มีความจำเป็นต้องมีแหล่งชีวมวลปาล์มล้อมรอบในรัศมี 11-14 กม. และกำลังไฟฟ้าอยู่ที่ 22 MW เพื่อให้มีแหล่งเชื้อเพลิงชีวมวลปาล์มที่มั่นคงสำหรับกำลังการผลิตไฟฟ้า

คำสำคัญ ราคาเชื้อเพลิง, โรงไฟฟ้าชีวมวล, ชีวมวลปาล์ม

Abstract

Biomass from palm oil milling process is an interesting fuel for renewable energy power plant. However, the power plant project needs special fuel procurement strategy which depends on project site and biomass availability. This study reports the strategies fuel price along with the power plant location. It was found that the fuel price should take into account of moisture content, annual area-based biomass availability, investment return and type of the power plant. The cogeneration plant affords higher fuel price than the fully condensing one. The power plant of 22 MW capacity should be supported by palm biomass within a radius of 11-14 kilometer of oil palm plantation.

Keyword : fuel cost, Biomass cogeneration, Biomass.

1. บทนำ

ประเทศไทยมีพื้นที่ปลูกปาล์มน้ำมันโดยผลการสำรวจในปี 2554 นี้มีพื้นที่ปลูก ประมาณ 4.51 ล้านไร่ เป็นพื้นที่ให้ผลผลิตประมาณ 3.84 ล้านไร่ ผลผลิต 10.86 ล้านตันทะลายสด ผลผลิตต่อไร่ 2,827 กิโลกรัมทะลายสด [1] อุตสาหกรรมน้ำมันปาล์มของไทยใหญ่เป็นอันดับ 3 ของเอเชีย รองจากมาเลเซียและอินโดนีเซีย พื้นที่ปลูกน้ำมันปาล์มในประเทศไทยจะมีมากอยู่ในจังหวัดกระบี่ รองลงมาคือ สุราษฎร์ธานี และ ชุมพร ดังนั้นบริเวณจังหวัดที่กล่าวมาข้างต้นเป็นพื้นที่มีศักยภาพชีวมวลปาล์ม น้ำมัน

ในกระบวนการสกัดน้ำมันปาล์มนั้นจะชีวมวลออกมาเป็นจำนวนมากโดยชีวมวลหลักๆคือ ทะลายเปล่ามีประมาณ 0.23 t-EFB/t-FFB เส้นใยปาล์ม 0.13 t-fiber/t-FFB และกะลา 0.08 t-shell/t-FFB โดยค่าความร้อนของ ทะลายเปล่า ใยปาล์ม และกะลาปาล์มที่ความชื้น 62 % จะอยู่ที่ 4.89 MJ/kg 5.53 MJ/kg และ 5.81 MJ/kg ตามลำดับ [2, 7] จากปริมาณที่มีจำนวนมาก วัสดุเศษ เหลือจากโรงงานสกัดน้ำมันปาล์มจึงมีความเหมาะสมที่จะนำไปใช้ในการผลิตพลังงานสำหรับโรงไฟฟ้าชีวมวล

สัญลักษณ์และตัวย่อ

C_l	annual labour cost, Bath yr ⁻¹	E_0	optimal electricity output, MWe
C_{ls}	specific wage per capita of labour cost, Bath person ⁻¹ yr ⁻¹	f_e	electricity export factor, % or decimal
C_m	annual maintenance cost, Bath yr ⁻¹	i	discount rate, %
C_t	annual transportation cost, Bath yr ⁻¹	l_s	specific cogeneration investment, Bath MW ⁻¹
$C_{ts_{shell}}$	unit cost of transportation of shell, Bath t ⁻¹ km ⁻¹	I_{total}	total cogeneration investment, Bath
$C_{ts_{fiber}}$	unit cost of transportation of fiber, Bath t ⁻¹ km ⁻¹	IN	total income, Bath
$C_{ts_{EFB}}$	unit cost of transportation of EFB, Bath t ⁻¹ km ⁻¹	IRR	internal rate of return, %
C_w	annual biomass cost, Bath yr ⁻¹	k_m	maintenance coefficient, % or decimal
$C_{ws_{EFB}}$	annual EFB cost, Bath t ⁻¹	LHV_{shell}	lower heating value of shell, MJ kg ⁻¹
$(C_{ws_{EFB}})_0$	optimal unit cost of EFB, Bath t ⁻¹	LHV_{fiber}	lower heating value of fiber, MJ kg ⁻¹
$C_{ws_{shell}}$	annual shell cost, Bath t ⁻¹	LHV_{EFB}	lower heating value of EFB, MJ kg ⁻¹
$C_{ws_{fiber}}$	annual fiber cost, Bath t ⁻¹	m	number of months, month
CF	annual cash flow, Bath yr ⁻¹	MC_{wet}	moisture content (wet basis), % or decimal
E	electricity output, MW _e	R	radius of plantation area, km
n	economic cogeneration life time, yr	R_0	optimal radius of plantation area, km
N	number of workers, person	t	annual cogeneration operating time, h yr ⁻¹
NPV	net present value, Bath	η_B	boiler efficiency, % or decimal
OUT	total outgoing finance, Bath	η_{CO}	cogeneration efficiency, % or decimal
p_d	price of thermal energy, Bath kWh ⁻¹	ψ	annual specific biomass waste availability, t km ⁻² yr ⁻¹
P_{ec}	price of electricity capacity, Bath kW ⁻¹ month ⁻¹	$(Q_B)_0$	optimal boiler thermal load, MW _{th}
P_{ee}	price of electricity energy, Bath kWh ⁻¹	Q_D	process heat demand, MW _{th}
Q_B	boiler thermal load, MW _{th}	Q_{shell}	Shell thermal load, MW _{th}
$(Q_{fiber})_0$	optimal fiber thermal load, MW _{th}	Q_{EFB}	EFB thermal load, MW _{th}
$(Q_{shell})_0$	optimal shell thermal load, MW _{th}	$(Q_{EFB})_0$	optimal EFB thermal load, MW _{th}



อย่างไรก็ตาม เชื้อเพลิงชีวมวลจะมีจุดด้อยคือ ต้นทุนและค่าขนส่ง ดังนั้นการทราบขนาดโรงไฟฟ้าและตำแหน่งที่เหมาะสมจึงมีความจำเป็นสำหรับการพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าชีวมวลจากปาล์ม

ราคาเชื้อเพลิงเป็นต้นทุนสำคัญมากซึ่งจะมีอิทธิพลต่อการตัดสินใจตั้งโรงไฟฟ้า ดังนั้นการพัฒนาโครงการจึงควรใช้ราคาเชื้อเพลิงที่ยอมรับได้ (acceptable fuel price) เป็นจุดเริ่มต้น ซึ่งราคาเชื้อเพลิงนี้จะขึ้นกับระยะทางการขนส่ง ต้นทุนผลิตชีวมวล และคุณภาพเชื้อเพลิง ดังนั้นค่าความร้อนและค่าความหนาแน่นเชิงพื้นที่ของเชื้อเพลิงจึงเป็นปัจจัยหลักในการกำหนดที่ตั้งโรงไฟฟ้า

2. แบบจำลองทางคณิตศาสตร์

2.1 ขนาดโรงไฟฟ้า

ชีวมวลที่ได้จากกระบวนการสกัดน้ำมันปาล์ม มีอยู่หลักๆคือ ทะลายปาล์ม กะลาปาล์ม และเส้นใยปาล์ม ปัจจุบัน ชีวมวลเหล่านี้จะถูกนำมาเป็นเชื้อเพลิงให้กับ

โรงไฟฟ้าชีวมวล โดยประสิทธิภาพทางความร้อนของโรงไฟฟ้าแบบ cogeneration จะขึ้นอยู่กับ กำลังการผลิตไฟฟ้า (electricity output, E) ค่าความต้องการไอน้ำ (steam demand, Q_D) และ กำลังการผลิตของเครื่องกำเนิดไอน้ำ (boiler thermal load, Q_B) ในส่วนค่าความต้องการไอน้ำนั้นจะไม่คงที่แต่จะขึ้นอยู่กับการผลิตของโรงงานหรือความต้องการไอน้ำ (ในกรณีผลิตไอน้ำขายให้ผู้ใช้ข้างเคียง) โดยประสิทธิภาพทางความร้อนระบบ cogeneration แสดงดังสมการที่ 1

$$\eta_{CO} = \frac{E + Q_D}{Q_B} \tag{1}$$

สมมติฐานให้โรงไฟฟ้าตั้งอยู่ในบริเวณที่ปลูกปาล์ม ล้อมรอบด้วยรัศมี R (km) และปาล์มเหล่านั้นถูกนำมาสกัดน้ำมันในโรงงานสกัดน้ำมันปาล์มทำให้ได้ชีวมวลออกมา ซึ่งบริเวณ R (km) นี้ผลิตชีวมวลปีละ ψ (t km⁻² y⁻¹) ซึ่งเรียกว่า area-based availability density ชีวมวลจากการสกัดน้ำมันปาล์มแสดงดังตารางที่ 1

ตารางที่ 1 ปริมาณชีวมวลจำเพาะและค่าความร้อนที่ได้จากกระบวนการสกัดน้ำมันปาล์ม

ชนิดชีวมวลปาล์ม	ปริมาณชีวมวลจำเพาะ (ton/ ton FFB) [4]	ค่าความร้อนชีวมวลปาล์ม MJ/kg [2]
การผลิตเส้นใยปาล์ม (Fiber)	0.13	18.631 MJ/kg – MC _{wet} (%) × 0.2113 KJ/kg
การผลิตกะลาปาล์ม (Shell)	0.08	19.385 MJ/kg – MC _{wet} (%) × 0.2189 MJ/kg
การผลิตทะลายเปล่า (EFB)	0.23	16.957 MJ/kg – MC _{wet} (%) × 0.1946 MJ/kg

เมื่อ MC_{wet} คือความชื้นมีหน่วยเป็น % ของฐานเปียก

ดังนั้นในการเดินโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วมปีละ t (h yr⁻¹) จะมีกำลังการผลิตของเครื่องกำเนิดไอน้ำดังสมการที่ 2 โดยจะขึ้นอยู่กับปริมาณความร้อนที่ได้จาก เส้นใยปาล์ม กะลาปาล์ม และทะลายเปล่าดังปรากฏในสมการที่ (3) - (5)

$$Q_B = Q_{Shell} + Q_{Fiber} + Q_{EFB} \tag{2}$$

โดย

$$Q_{Shell} = \frac{\psi \pi R^2 A (LHV_{Shell}) \eta_B}{t} \tag{3}$$

และ

$$Q_{Fiber} = \frac{\psi \pi R^2 B (LHV_{Fiber}) \eta_B}{t} \tag{4}$$

และ

$$Q_{EFB} = \frac{\psi \pi R^2 C (LHV_{EFB}) \eta_B}{t} \tag{5}$$

2.2 แบบจำลองราคาเชื้อเพลิง

การวิเคราะห์ราคาของเชื้อเพลิงนั้นจะใช้วิธีการจำลองอัตราการไหลเข้าออกของเงิน (cash flow) ในธุรกิจโรงไฟฟ้าโดยคิดจากรายได้ลบด้วยรายจ่ายซึ่งกำหนดให้ IN คือรายรับทั้งหมดและ OUT คือรายจ่ายทั้งหมดซึ่งแสดงดังสมการที่ (6)

$$CF = IN - OUT \tag{6}$$

รายรับทั้งหมดนั้นจะประกอบด้วย 3 ส่วน ส่วนแรกคือรายได้จากการขายพลังงานไฟฟ้า p_{ee} ส่วนที่สองคือรายได้จากการขายพลังงานความร้อน p_d และส่วนที่สามคือรายได้จากการขายกำลังไฟฟ้า p_{ec} โดยรายรับของส่วนที่ 1 และส่วนที่ 3 จะมากหรือน้อยขึ้นอยู่กับสัดส่วนการขายพลังงานไฟฟ้า fe ดังแสดงในสมการที่ 7

$$IN = t(f_e E P_{ee} + Q_D P_d) + m(f_e E P_{ec}) \tag{7}$$

แทนค่า E จากสมการที่ 1 ลงในสมการที่ 7 แล้วจัดรูปใหม่ แสดงดังสมการที่ 8

$$IN = t[f_e p_{ee} (Q_B \eta_{CO} - Q_D) + Q_D p_d] + m f_e E p_{ec} (Q_B \eta_{CO} - Q_D) \quad (8)$$

นำ Q_B จากสมการที่ 2 แทนค่าลงในสมการที่ 8 จะได้ดังสมการที่ 9

$$IN = \psi \pi R^2 \eta_B \eta_{CO} \left\{ \begin{aligned} & f_e P_{ee} ALHV_{Shell} + f_e P_{ee} BLHV_{Fiber} \\ & + f_e P_{ee} ALHV_{EFB} + \frac{m f_e P_{ec} ALHV_{Shell}}{t} \\ & + \frac{m f_e P_{ec} BLHV_{Fiber}}{t} + \frac{m f_e P_{ec} CLHV_{EFB}}{t} \end{aligned} \right\} - t Q_D \left\{ f_e P_{ee} + \frac{m f_e P_{ec}}{t} \right\} + t Q_D P_d \quad (9)$$

กระแสเงินที่จ่ายออกไปมี 4 ส่วนคือ ส่วนแรกจะเป็นค่าเชื้อเพลิง (C_w) ซึ่งค่าเชื้อเพลิงนั้นจะแบ่งออกเป็น 3 ส่วนคือ เชื้อเพลิงที่ได้จากกะลาปาล์ม, เส้นใยปาล์ม, และทะเลาะเปล่า ส่วนที่สองจะเป็นค่าขนส่งเชื้อเพลิง (C_t) ซึ่งจะประกอบด้วยสามส่วนเช่นกัน คือ ค่าขนส่งกะลาปาล์ม, เส้นใยปาล์ม, และทะเลาะเปล่า ในส่วนที่สามจะเป็นค่าจ้างบุคลากร (C_l) ที่ทำหน้าที่ต่างๆกันภายในโรงไฟฟ้า ส่วนสุดท้ายจะเป็นค่าบำรุงรักษา (C_m) แสดงดังสมการที่ 10 -18 (สมมติได้รับการส่งเสริมการลงทุนที่ยกเว้นภาษี)

$$QUT = C_w + C_t + C_l + C_m \quad (10)$$

$$C_w = \int_0^R C_{ws_{Shell}} A \psi (2\pi R) dR + \int_0^R C_{ws_{Fiber}} B \psi (2\pi R) dR + \int_0^R C_{ws_{EFB}} C \psi (2\pi R) dR \quad (11)$$

$$= C_{ws_{Shell}} A \psi \pi R^2 + C_{ws_{Fiber}} B \psi \pi R^2 + C_{ws_{EFB}} C \psi \pi R^2$$

$$C_t = \int_0^R C_{ts_{Shell}} A \psi (2\pi R) R dR + \int_0^R C_{ts_{Fiber}} B \psi (2\pi R) R dR + \int_0^R C_{ts_{EFB}} C \psi (2\pi R) R dR \quad (12)$$

$$= \frac{2C_{ts_{Shell}} \psi \pi R^3}{3} + \frac{2C_{ts_{Fiber}} \psi \pi R^3}{3} + \frac{2C_{ts_{EFB}} \psi \pi R^3}{3}$$

$$C_l = \sum_{u=1}^N (C_{ls} N)_u \quad (13)$$

$$C_m = k_m I_{total} \quad (14)$$

จากนั้นแทนค่า IN และ OUT ลงในสมการที่ 6 แล้วจัดรูป

จะได้สมการของ cash flow ดังสมการที่ 15 และ ค่า Net Present value ดังสมการที่ 16

$$CF = \psi \pi R^2 \eta_B \eta_{CO} \left\{ \begin{aligned} & f_e P_{ee} ALHV_{Shell} + f_e P_{ee} BLHV_{Fiber} \\ & + f_e P_{ee} ALHV_{EFB} + \frac{m f_e P_{ec} ALHV_{Shell}}{t} \\ & + \frac{m f_e P_{ec} BLHV_{Fiber}}{t} + \frac{m f_e P_{ec} CLHV_{EFB}}{t} \end{aligned} \right\} - t Q_D \left\{ f_e P_{ee} + \frac{m f_e P_{ec}}{t} \right\} + t Q_D P_d - (C_{ws_{Shell}} A \psi \pi R^2 + C_{ws_{Fiber}} B \psi \pi R^2 + C_{ws_{EFB}} C \psi \pi R^2) - \left(\frac{2C_{ts_{Shell}} \psi \pi R^3}{3} + \frac{2C_{ts_{Fiber}} \psi \pi R^3}{3} + \frac{2C_{ts_{EFB}} \psi \pi R^3}{3} \right) - \sum_{u=1}^N (C_{ls} N)_u - k_m I_{total} \quad (15)$$

$$NPV = f_a CF - I_{total} \quad (16)$$

โดย

$$f_a = \frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n} \quad (17)$$

ค่าการลงทุนทั้งหมดของระบบโรงไฟฟ้า Cogeneration หาได้จากสมการที่ 18

$$I_{total} = I_s E \quad (18)$$

แทนค่าสมการที่ 1 และสมการที่ 2-8 ลงในสมการที่ 18 จะได้สมการที่ 19

$$I_{total} = \frac{I_s \psi \pi R^2 A (LHV_{Shell}) \eta_B \eta_{CO}}{t} + \frac{I_s \psi \pi R^2 B (LHV_{Fiber}) \eta_B \eta_{CO}}{t} + \frac{I_s \psi \pi R^2 C (LHV_{EFB}) \eta_B \eta_{CO}}{t} - I_s Q_D \quad (19)$$

เมื่อกำหนดให้ NPV = 0 ในสมการที่ 16 จะสามารถคำนวณหาราคาของเชื้อเพลิงได้ (โดยในกรณีนี้จะเลือกคำนวณหาราคาเชื้อเพลิงของทะเลาะเปล่า เพราะเป็นเชื้อเพลิงที่มีปริมาณการใช้งานมากที่สุด) โดยการแทนสมการที่ 15 และ 19 ลงในสมการที่ 16 แล้วจัดรูปจะได้สมการที่ 20

$$C_{ws\ EFB} = \frac{\eta_B \eta_{CO}}{C} \left\{ \begin{aligned} & f_e P_{ee} A LHV_{Shell} + f_e P_{ee} B LHV_{Fiber} + \\ & f_e P_{ee} A LHV_{EFB} + \frac{m f_e P_{ec} A LHV_{Shell}}{t} \\ & + \frac{m f_e P_{ec} B LHV_{Fiber}}{t} + \frac{m f_e P_{ec} C LHV_{EFB}}{t} \end{aligned} \right\}$$

$$- \frac{t Q_D}{C \psi \pi R^2} \left\{ f_e P_{ee} + \frac{m f_e P_{ec}}{t} \right\} + \frac{t Q_D P_d}{C \psi \pi R^2} - \frac{A C_{ws\ Shell}}{C}$$

$$- \frac{B C_{ws\ Fiber}}{C} - \frac{2 A R C_{ts\ Shell}}{3 C} - \frac{2 A R C_{ts\ Fiber}}{3 C} - \frac{2 R C_{ts\ EFB}}{3}$$

$$- \frac{\sum_{u=1}^N (C_{Is} N)_u}{C \psi \pi R^2} - \frac{I_s \eta_B \eta_{CO} A LHV_{Shell} [k_m f_a + 1]}{C t f_a}$$

$$- \frac{I_s \eta_B \eta_{CO} B LHV_{Fiber} [k_m f_a + 1]}{C t f_a}$$

$$- \frac{I_s \eta_B \eta_{CO} C LHV_{EFB} [k_m f_a + 1]}{C t f_a} - \frac{I_s Q_D [k_m f_a + 1]}{C f_a \psi \pi R^2}$$

$$= \frac{t Q_D P_d}{C \psi \pi R^2} - \frac{t Q_D}{C \psi \pi R^2} \left\{ f_e P_{ee} + \frac{m f_e P_{ec}}{t} - \frac{I_s [k_m f_a + 1]}{t f_a} \right\}$$

$$- \frac{\sum_{u=1}^N (C_{Is} N)_u}{C \psi \pi R^2} - \frac{2 A R C_{ts\ Shell}}{3 C} - \frac{2 A R C_{ts\ Fiber}}{3 C} - \frac{2 R C_{ts\ EFB}}{3}$$

$$+ \frac{\eta_B \eta_{CO}}{C} \left\{ \begin{aligned} & f_e P_{ee} A LHV_{Shell} + f_e P_{ee} B LHV_{Fiber} + f_e P_{ee} A LHV_{EFB} \\ & + \frac{m f_e P_{ec} A LHV_{Shell}}{t} + \frac{m f_e P_{ec} B LHV_{Fiber}}{t} \\ & + \frac{m f_e P_{ec} C LHV_{EFB}}{t} - \frac{I_s A LHV_{Shell} [k_m f_a + 1]}{t f_a} \\ & - \frac{I_s B LHV_{Fiber} [k_m f_a + 1]}{t f_a} \\ & - \frac{I_s C LHV_{EFB} [k_m f_a + 1]}{t f_a} - \frac{A C_{ws\ Shell}}{\eta_B \eta_{CO}} - \frac{B C_{ws\ Fiber}}{\eta_B \eta_{CO}} \end{aligned} \right\}$$

(20)

จัดรูปใหม่ให้ง่ายขึ้นได้ว่า

$$C_{ws\ EFB} = \left\{ \frac{t Q_D P_d}{C \psi \pi} - \frac{t Q_D \mu}{C \psi \pi} - \frac{\sum_{u=1}^N (C_{Is} N)_u}{C \psi \pi} \right\} R^{-2}$$

$$- \left(\frac{2 A C_{ts\ Shell}}{3 C} + \frac{2 A C_{ts\ Fiber}}{3 C} + \frac{2 C_{ts\ EFB}}{3} \right) R$$

(21)

$$+ \frac{\eta_B \eta_{CO}}{C} \left\{ \begin{aligned} & f_e P_{ee} A LHV_{Shell} + f_e P_{ee} B LHV_{Fiber} \\ & + f_e P_{ee} A LHV_{EFB} + \frac{m f_e P_{ec} A LHV_{Shell}}{t} \\ & + \frac{m f_e P_{ec} B LHV_{Fiber}}{t} + \frac{m f_e P_{ec} C LHV_{EFB}}{t} \\ & - \frac{I_s A LHV_{Shell} [k_m f_a + 1]}{t f_a} - \frac{I_s B LHV_{Fiber} [k_m f_a + 1]}{t f_a} \\ & - \frac{I_s C LHV_{EFB} [k_m f_a + 1]}{t f_a} - \frac{A C_{ws\ Shell}}{\eta_B \eta_{CO}} - \frac{B C_{ws\ Fiber}}{\eta_B \eta_{CO}} \end{aligned} \right\}$$

เมื่อ

$$\mu = \left\{ f_e P_{ee} + \frac{m f_e P_{ec}}{t} - \frac{I_s [k_m f_a + 1]}{t f_a} \right\} \quad (22)$$

ดังนั้นเมื่อกำหนดค่า อัลฟา α เบต้า β และแกมมา γ ได้ดังแสดงในสมการที่ 23-25 ดังนั้น สมการราคาเชื้อเพลิงจะอยู่ในรูปอย่างง่ายดังแสดงในสมการที่ 26

$$\alpha = \frac{1}{C \psi \pi} \left\{ \begin{aligned} & t Q_D P_d - t Q_D \left(f_e P_{ee} + \frac{m f_e P_{ec}}{t} - \frac{I_s [k_m f_a + 1]}{t f_a} \right) \\ & - \sum_{u=1}^N (C_{Is} N)_u \end{aligned} \right\} \quad (23)$$

$$\beta = \left(\frac{2 A C_{ts\ Shell}}{3 C} + \frac{2 A C_{ts\ Fiber}}{3 C} + \frac{2 C_{ts\ EFB}}{3} \right) \quad (24)$$

$$\gamma = \frac{\eta_B \eta_{CO}}{C} \left\{ \begin{aligned} & f_e P_{ee} A LHV_{Shell} + f_e P_{ee} B LHV_{Fiber} + \\ & f_e P_{ee} A LHV_{EFB} + \frac{m f_e P_{ec} A LHV_{Shell}}{t} \\ & + \frac{m f_e P_{ec} B LHV_{Fiber}}{t} + \frac{m f_e P_{ec} C LHV_{EFB}}{t} \\ & - \frac{I_s A LHV_{Shell} [k_m f_a + 1]}{t f_a} - \frac{I_s B LHV_{Fiber} [k_m f_a + 1]}{t f_a} \\ & - \frac{I_s C LHV_{EFB} [k_m f_a + 1]}{t f_a} - \frac{A C_{ws\ Shell}}{\eta_B \eta_{CO}} - \frac{B C_{ws\ Fiber}}{\eta_B \eta_{CO}} \end{aligned} \right\} \quad (25)$$

$$C_{ws\ EFB} = \alpha R^{-2} + \beta R + \gamma \quad (26)$$

2.3 แบบจำลองราคาเชื้อเพลิงสูงสุด

รัศมีที่เหมาะสมของพื้นที่ Optimum radius R_o ที่ให้ราคาเชื้อเพลิงได้สูงสุดสามารถหาได้จาก $dC_{ws\ EFB} / dR = 0$ ในสมการที่ 26 โดยจะผลดั่งสมการที่ 27

$$R_o = \left(\frac{2\alpha}{\beta} \right)^{1/3} \quad (27)$$

ในกรณีที่ให้โรงไฟฟ้าเป็นแบบ Fully condensing นั้นจะกำหนดให้ค่า $Q_D = 0$ จะได้สมการที่ 28

$$R_o = \left\{ \frac{3 \left(\sum_{u=1}^N (C_{Is} N)_u \right)}{\varphi \pi \left(\frac{A C_{ts\ Shell}}{C} + \frac{A C_{ts\ Fiber}}{C} + C_{ts\ EFB} \right)} \right\}^{1/3} \quad (28)$$

จากนั้นแทนค่า R_o ลงในสมการที่ 2 จะได้ขนาดของเครื่องกำเนิดไอน้ำที่เหมาะสมดังสมการที่ 29-30 และกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสมในสมการที่ 31

$$(Q_B)_o = (Q_{Shell})_o + (Q_{Fiber})_o + (Q_{EFB})_o \quad (29)$$

$$(Q_B)_o = \frac{\psi \pi R_o^2 A (LHV_{Shell}) \eta_B}{t} + \frac{\psi \pi R_o^2 B (LHV_{Fiber}) \eta_B}{t} + \frac{\psi \pi R_o^2 C (LHV_{EFB}) \eta_B}{t} \quad (30)$$

$$E_o = \frac{\psi \pi R_o^2 A (LHV_{Shell}) \eta_B \eta_{CO}}{t} + \frac{\psi \pi R_o^2 B (LHV_{Fiber}) \eta_B \eta_{CO}}{t} + \frac{\psi \pi R_o^2 C (LHV_{EFB}) \eta_B \eta_{CO}}{t} - Q_D \quad (31)$$

ดังนั้นราคาทะลายนี่เหมาะสมสามารถเขียนได้ดังสมการที่ 32

$$(C_{ws\ EFB})_o = \alpha R_o^{-2} + \beta R_o + \gamma \quad (32)$$



แม้ว่าโครงการนี้จะศึกษากรณีผลิตพลังงานร่วมความร้อน – ไฟฟ้า แต่ก็สามารถใช้ได้กับโรงไฟฟ้าที่ผลิตเฉพาะไฟฟ้าอย่างเดียว (fully condensing power plant) ซึ่งทำได้โดยให้ $Q_D=0$ และแทนค่า η_{CO} ด้วย 30 %

สมการ (26) และ (32) ต่างกันคือ สมการ (26) กำหนดราคาเชื้อเพลิงสำหรับพื้นที่ทุกขนาด (ขึ้นกับ R) และ ตามที่ต้องการค่า IRR ดังนั้นค่านี้จึงใช้ได้กับโรงไฟฟ้าทุกขนาด แต่ราคาเชื้อเพลิงในสมการ (32) เป็นราคาที่มีขนาดโรงไฟฟ้ามี่ ($C_{ws_{EFB}})_o$ คือ ค่าสูงสุดของ $C_{ws_{EFB}}$ ที่ยอมรับได้นั้นเอง ดังนั้นในการต่อรองทำข้อตกลงซื้อเชื้อเพลิงต้องไม่ให้ราคาสูงเกิน ($C_{ws_{EFB}})_o$

3. ผลการจำลองทางคณิตศาสตร์

3.1 กรณีศึกษา

สมมติให้มีการริเริ่มโครงการสร้างโรงไฟฟ้าชีวมวลปาล์ม ที่จังหวัดสุราษฎร์ธานี โดยมีข้อมูลทางเทคนิคและกำลังคนปรากฏในตารางที่ 1 และ 2 ตามลำดับ โดยข้อมูลบางส่วนนี้อ้างอิงจาก [2] [3] [4] และ [6] ซึ่งเป็นข้อมูลของโรงไฟฟ้าชีวมวลยางพารา ในจังหวัดยะลา และ

อาศัยแบบจำลองของ [3] และ [5] ในการจำลองแบบหาราคาเชื้อเพลิงสูงสุดที่ยอมรับได้นั้นจะใช้ความขึ้น availability density และค่า IRR เป็นตัวแปรอิสระ

ตารางที่ 1 รายละเอียดกำลังคนสำหรับโรงไฟฟ้าชีวมวลปาล์ม [3]

	จำนวนบุคลากร, N (person)	ค่าจ้างบุคลากร, Cls (Bath person ⁻¹ yr ⁻¹)
Plant manager	1	1000000
Shift leader	3	650000
O&M personnel	8	450000
Operator	3	400000
Secretary	1	400000
Fuel handing	4	450000
Total	20	

ตารางที่ 2 ตัวแปรทางเทคนิคและเศรษฐศาสตร์ของโรงไฟฟ้าชีวมวลปาล์ม[3]

Parameters			Unit
Cogeneration Plant			
Running time	t	8000	h yr ⁻¹ [3]
Process heat demand	Q_D	27.2	MW _{th} [3]
Cogeneration efficiency	η_{CO}	60	% [3]
Boiler efficiency	η_B	80	% [3]
Electrical export factor	f_e	90	% [3]
number of month	m	12	month yr ⁻¹ [3]
Biomass			
FFB distribution	ψ	775	t-FFB km ⁻² yr ⁻¹ [2]
Amount of shell	A	0.08	t-shell t-FFB ⁻¹ [4]
Nominal lower heating value of shell (MC _{wet} 62 %)	LHV_{Shell}	5.81	MJ kg ⁻¹ [2]
Amount of fiber	B	0.13	t-fiber t-FFB ⁻¹ [4]
Nominal lower heating value of fiber (MC _{wet} 62 %)	LHV_{Fiber}	5.53	MJ kg ⁻¹ [2]
Amount of EFB	C	0.23	t-EFB t-FFB ⁻¹ [4]
Nominal lower heating value of EFB (MC _{wet} 62 %)	LHV_{EFB}	4.89	MJ kg ⁻¹ [2]
Unit cost of transportation of shell	Cts_{Shell}	5.5	bath t ⁻¹ km ⁻¹

Unit cost of transportation of fiber	$C_{ts_{Fiber}}$	4	bath t ⁻¹ km ⁻¹
Unit cost of transportation of EFB	$C_{ts_{EFB}}$	3.5	bath t ⁻¹ km ⁻¹
annual cost of shell	$C_{WS_{Shell}}$	1500	Bath t ⁻¹ [2]
annual cost of fiber	$C_{WS_{Fiber}}$	250	Bath t ⁻¹ [2]
Specific investment	I_s	122290000	Bath MWe ⁻¹ [6]
Internal rate of return	IRR	15	% [3]
Maintenance coefficient	k_m	3	% [3]
Economic life time	n	20	Yr [3]
Price of electricity capacity	P_{ec}	960.36	Bath kW ⁻¹ month ⁻¹ [3]
Price of electricity energy	P_{ee}	2.7	Bath kWh ⁻¹ [6]
Price of thermal energy (steam)	P_d	0.8288	Bath kWh ⁻¹ [3]

3.2 ขนาดโรงไฟฟ้าที่เหมาะสม (optimum)

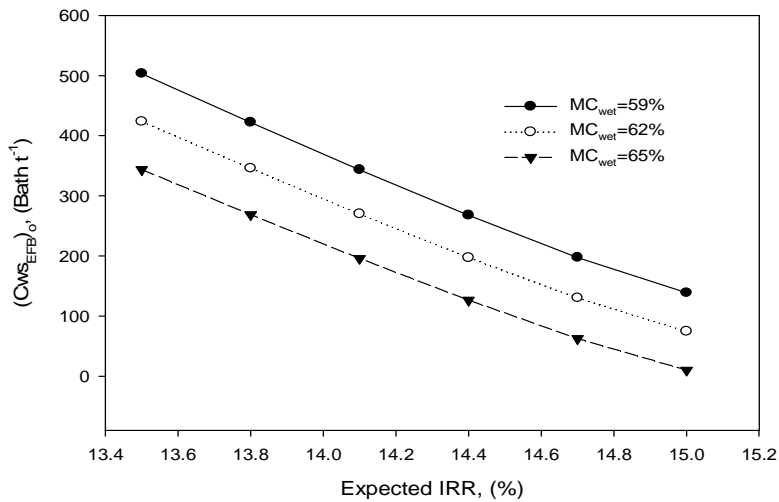
ความเหมาะสมของขนาดโรงไฟฟ้าในกรณีศึกษา นี้คือ ขนาดโรงไฟฟ้าที่ให้ราคาซื้อเพลิงที่ยอมรับสูงสุด ผลการจำลองทางคณิตศาสตร์ปรากฏในตารางที่ 3 ในกรณีศึกษา นี้ ต้องการ IRR 15% และบริเวณใกล้เคียง โรงไฟฟ้านี้มีค่า availability density = 340 ตัน/ตารางกม./ปี (คิดจาก $775 \text{ t-FFB km}^{-2} \text{ yr}^{-1} \times (0.13 \text{ t-fiber t-FFB}^{-1} + 0.08 \text{ t-shell t-FFB}^{-1} + 0.23 \text{ t-EFB t-FFB}^{-1})$) ตารางที่ 3 ทำให้เห็นว่าค่า availability density และขนาดพื้นที่ปลุกป่าล้ม (ค่า R_0) นั้นเป็นอิสระกับความชื้นเชื้อเพลิง แต่ความชื้นของเชื้อเพลิงมีผลกระทบต่อขนาดที่เหมาะสมของโรงไฟฟ้า โดยปัจจัยที่มีผลต่อขนาดโรงไฟฟ้าคือ ความชื้นและ availability density จะเห็นว่าเชื้อเพลิงที่ความชื้นต่ำและมีค่า availability density สูง จะเป็นปัจจัยบวกต่อขนาดโรงไฟฟ้า คือสามารถรับซื้อเชื้อเพลิงในราคาที่สูง ในการออกแบบโรงไฟฟ้านั้น ได้ใช้

ค่าความชื้น 62 % (ฐานเปียก) และ IRR 15% ซึ่งได้ขนาดเครื่องกำเนิดไอน้ำโรงไฟฟ้าที่ขนาด 83 MW โดยผลิตไฟฟ้าได้ 22.8 MW และไอน้ำ 27.2 MW นอกจากนี้เมื่อเปรียบเทียบกับระบบผลิตพลังงานร่วม (cogeneration) กับระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าอย่างเดียว (fully condensing) พบว่าการผลิตทั้ง 2 แบบนี้ต้องใช้ขนาดพื้นที่สวนป่าล้ม และกำลังการผลิตของเครื่องกำเนิดไอน้ำใกล้เคียงกัน ถ้าหากเชื้อเพลิงมีความชื้นมาก ระบบ cogeneration จะผลิตไฟฟ้าได้น้อยกว่า แต่ถ้าหากเชื้อเพลิงแห้งระบบ cogeneration จะดีกว่า สาเหตุเป็นเพราะการจำลองแบบกรณีศึกษา นี้ได้ให้ค่าความต้องการไอน้ำ (process steam) คงที่ที่ 27.2 MW และกำหนดให้ประสิทธิภาพโดยรวมของระบบปกติมีค่าคงที่ที่ 30% ซึ่งการมีรายได้เพิ่มจากการขายไอน้ำ จึงทำให้ระบบ cogeneration สามารถยอมรับเชื้อเพลิงที่ราคาสูงกว่าระบบปกติได้ประมาณ 7%

ตารางที่ 3 ผลการออกแบบโรงไฟฟ้าที่เหมาะสมสำหรับโรงไฟฟ้าชีวมวลป่าลัมแบบผลิตพลังงานร่วมและแบบผลิตไฟฟ้าอย่างเดียว (ในวงเล็บ) ที่ค่าความชื้นและความหนาแน่นเชื้อเพลิงต่างๆกัน (IRR = 15%, $Q_D = 27.2 \text{ MW}_{th}$)

MC _{wet} (%)	ψ ($t \text{ km}^{-2} \text{ yr}^{-1}$)	R ₀ (km)	(CWS _{EFB}) ₀ (Bath t ⁻¹)	(Q _B) (MW _{th})	E ₀ (MW _e)
58	250	13.87 (14.19)	142.23 (137.93)	78.60 (82.31)	19.96 (22.18)
	300	13.05 (13.35)	153.11 (149.06)	83.52 (87.46)	22.91 (25.28)
	340	12.52 (12.81)	160.20 (156.32)	87.08 (91.19)	25.05 (27.51)
	400	11.86 (12.13)	168.98 (165.30)	91.93 (96.27)	27.96 (30.56)
	450	11.40 (11.67)	175.05 (171.51)	95.61 (100.12)	30.17 (32.87)
62	250	13.87 (14.19)	56.53 (52.23)	75.33 (78.89)	18.00 (20.13)
	300	13.05 (13.35)	67.41 (63.36)	80.05 (83.83)	20.83 (23.10)
	340	12.52 (12.81)	74.50 (70.62)	83.46 (87.40)	22.88 (25.24)
	400	11.86 (12.13)	83.28 (79.60)	88.11 (92.27)	25.67 (28.16)
	450	11.40 (11.67)	89.35 (85.81)	91.64 (95.96)	27.78 (30.38)
65	250	13.87 (14.19)	2.75 (1.05)	72.88 (76.32)	16.53 (18.59)
	300	13.05 (13.35)	3.13 (2.14)	77.45 (81.10)	19.27 (21.46)
	340	12.52 (12.81)	10.22 (6.34)	80.75 (84.56)	21.25 (23.54)
	400	11.86 (12.13)	19.00 (15.32)	85.24 (89.27)	23.95 (26.36)
	450	11.40 (11.67)	25.07 (21.54)	88.66 (92.84)	25.99 (28.50)

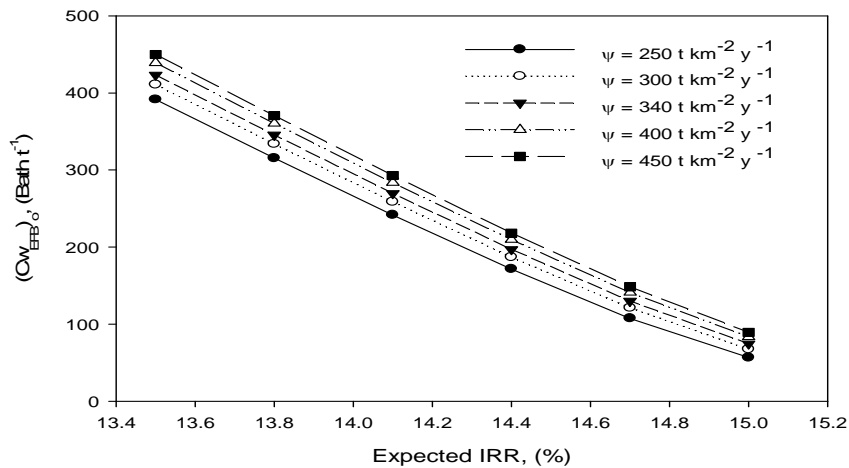
3.3ราคาซื้อขายเชื้อเพลิง



รูปที่ 1 ราคาซื้อขายเชื้อเพลิงที่เหมาะสมที่ค่าความชื้นเชื้อเพลิงและค่า IRR ต่างๆกัน ($\psi = 340 t \text{ km}^{-2} \text{ y}^{-1}$)

รูปที่ 1 แสดงถึงอิทธิพลของความชื้นของเชื้อเพลิงที่กระทบต่อราคาเชื้อเพลิง (CWS_{EFB})₀ จะเห็นว่าราคาเชื้อเพลิงอ่อนไหวกับความชื้นและค่า IRR โดยราคาเชื้อเพลิงที่ยอมรับได้มีค่าสูงขึ้นเมื่อความชื้นของเชื้อเพลิงมีค่าลดลงและ IRR เพิ่มขึ้น ดังนั้นเราสามารถประเมินราคาของเชื้อเพลิงให้เหมาะสมความชื้นได้ ในส่วนของ

ความอ่อนไหวต่อความชื้นที่ IRR ค่าหนึ่งนั้น พบว่าในช่วงความชื้นที่ศึกษา ราคาเชื้อเพลิงต่างกัน 21 บาทต่อตันต่อความชื้นที่เปลี่ยนไป 1 % จากรูปที่ 1 จะเห็นได้ว่าเส้นกราฟค่อนข้างจะขนานกัน แสดงว่าความอ่อนไหวของราคาต่อความชื้นไม่ขึ้นกับ IRR



รูปที่ 2 ราคาซื้อเชื้อเพลิงที่เหมาะสมที่ค่าความหนาแน่นของเชื้อเพลิงและค่า IRR ต่างๆกัน ($MC_{wet} = 62\%$)

รูปที่ 2 อธิบายว่าราคาซื้อเชื้อเพลิงสูงสุดแปรผันตรงกับ availability density และแปรผกผันกับ IRR ดังนั้นถ้าเราตั้งโครงการอยู่บริเวณที่มีเชื้อเพลิงเชิงพื้นที่น้อยก็ต้องลดราคาซื้อเชื้อเพลิง และหากต้องการเพิ่มค่า IRR ก็ยิ่งต้องลดราคาไปอีก ดังนั้น ขนาดของโรงไฟฟ้าจะถูกจำกัดโดยความหนาแน่นเชิงพื้นที่ ในส่วน sensitivity ของราคาซื้อเชื้อเพลิงที่ความหนาแน่นของเชื้อเพลิงต่างกันดังรูปที่ 2 นั้นจะเห็นได้ว่าเส้นกราฟไม่ขนานกัน แสดงว่าราคาซื้อเชื้อเพลิงที่ยอมรับได้ sensitive กับ availability density และจะ sensitive มากขึ้นเมื่อ IRR ลดลง ตัวอย่างเช่นที่ IRR 15% จะมีราคาซื้อเชื้อเพลิงเปลี่ยนไป 0.16 บาทต่อตัน ต่อความหนาแน่นของเชื้อเพลิงที่เปลี่ยนไป $1 \text{ t km}^{-2} \text{ t}^{-1}$ และที่ IRR 13.5 % การเปลี่ยนแปลงนี้เพิ่มเป็น 0.30 บาทต่อตัน ต่อความหนาแน่นของเชื้อเพลิงที่เปลี่ยนไป $1 \text{ t km}^{-2} \text{ t}^{-1}$

สรุป

จากการสร้างสมการที่แสดงความสัมพันธ์ของราคาซื้อเชื้อเพลิงชีวมวลปาล์มกับการผลิตพลังงานที่มีและรายรับรายจ่ายต่างๆเพื่อจำลองแบบราคาซื้อเชื้อเพลิงชีวมวลปาล์ม โดยใช้ข้อมูลบางส่วนจากโรงไฟฟ้าชีวมวลยางพาราของจังหวัดยะลา มาประยุกต์ใช้กับโรงไฟฟ้าชีวมวลปาล์มน้ำมันเพื่อเป็นกรณีศึกษา โดยพบว่าความขึ้นในเชื้อเพลิงและค่า availability density มีผลต่อการกำหนดขนาดของโรงไฟฟ้า เพราะ ถ้าหากมี availability density น้อยปริมาณชีวมวลปาล์มจะมีไม่เพียงพอต่อความต้องการของโรงไฟฟ้าและในกรณีที่เชื้อเพลิงมีความขึ้นสูงก็จะทำให้มีค่าความร้อนลดลงส่งผล

ให้ต้องใช้เชื้อเพลิงมากขึ้น และค่าขนส่งเชื้อเพลิงเพิ่มขึ้นด้วย ดังนั้นหากสามารถทราบราคาซื้อเชื้อเพลิงสูงสุดที่ยอมรับได้ตั้งแต่ต้นก็จะทำให้การพัฒนาโครงการทำได้ง่ายขึ้น มีความเสี่ยงน้อย และโรงไฟฟ้ามีขนาดที่เหมาะสมกับพื้นที่

เอกสารอ้างอิง

- [1] ปาล์มน้ำมัน – ยางพารา (2551-2553) แผนพัฒนาเขตเศรษฐกิจอินโดนีเซีย มาเลเซีย ไทย
- [2] เอิลมุล โคเรเบอร์ และคณะ (2552) โครงการเสริมสร้างขีดความสามารถ ในการแข่งขันของวิสาหกิจไทย – เยอรมัน “ การเพิ่มประสิทธิภาพเชิงเศรษฐกิจด้านพลังงานในภาคอุตสาหกรรมเกษตร
- [3] Prasertsan S, Krukanont P. Implications of fuel moisture content and distribution on the fuel purchasing strategy of biomass cogeneration power plants, October 12–14, Hanoi, Vietnam, 1998. p. 103–11.
- [4] เอิลมุล โคเรเบอร์ และคณะ (2549) โครงการเสริมสร้างขีดความสามารถ ในการแข่งขันของวิสาหกิจไทย – เยอรมัน “ การเพิ่มประสิทธิภาพเชิงเศรษฐกิจด้านพลังงานในภาคอุตสาหกรรมเกษตร
- [5] Fiala M, Pellizzi G, Riva G. A model for the optimal dimensioning of biomass-fuelled electric power plants. Journal of Agricultural Engineering Research 1997;67(1):17–25



[6] สุรพงษ์ ศิริกุลวัฒน์ และ คณะ (2552) โครงการ “การพัฒนาเครื่องมือสนับสนุนการบริหารเชิงกลยุทธ์ สำหรับชีวมวลจากอุตสาหกรรมยางพาราและปาล์ม น้ำมัน, สำนักงานกองทุนสนับสนุนการวิจัย, หน้า 276-317

[7] Analysis and Concepts for Converting Palm Oil Industry Biomass Wastes into Energy within the Frame of the GTZ Project Sustainable Palm Oil Production in Thailand. Annual Report march 2010