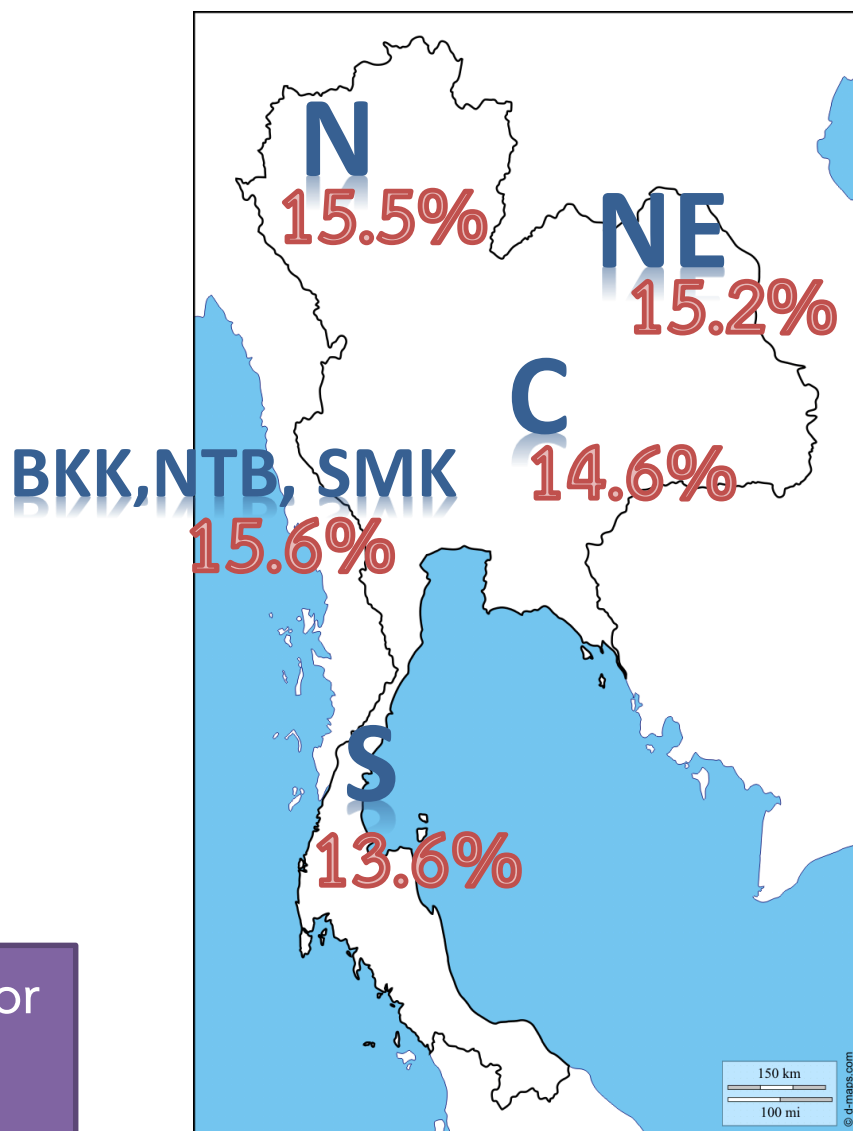


การวิเคราะห์เชิงเศรษฐศาสตร์ :
การสนับสนุนผลิตไฟฟ้าเองใช้เองด้วยมาตรการ
Net Billing จำแนกตามพื้นที่

An Economic Analysis of Self-
Consumption Support Scheme (Net
Billing) by Region in Thailand
By Dr. Siripha Julakarn, ERI

Capacity Factor ตามเขตพื้นที่



Capacity Factor

ภาพรวมผลตอบแทนตามเขตพื้นที่

Feasibility Analysis by Region:
Net Billing Scheme, using three sets
of export rates (Low, Medium, High)

IRR: 6.9-10.5%
PB: 11.3-15.0 yr

IRR: 7.6-10.8%
PB: 9.9-14.1 yr

BKK, NTB, SMK

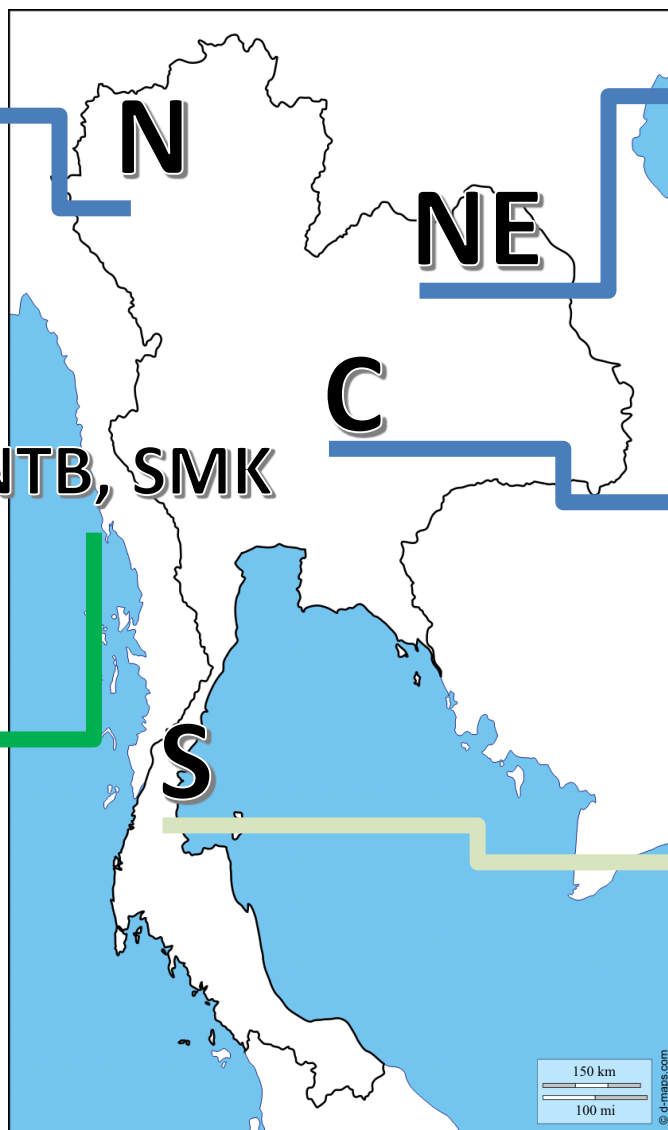
IRR: 7.6-10.7%
PB: 10.0-14.1 yr

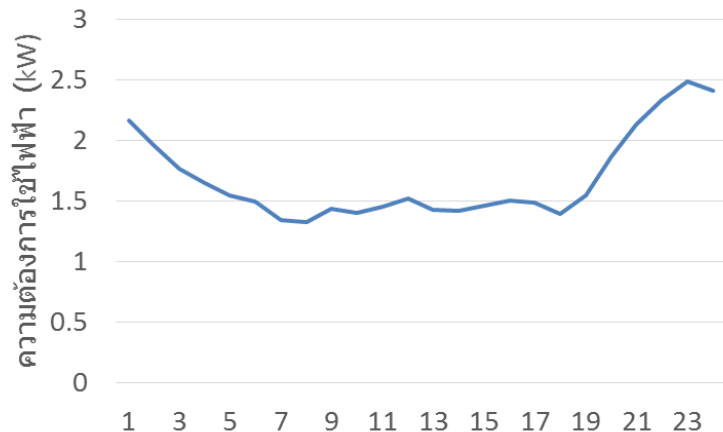
IRR: 10.4-11.4%
PB: 9.4-11.6 ปี

IRR: 8.1-10.8%
PB: 9.9-13.5 yr

บ้านอยู่อาศัย RES TOU

อัตรารับซื้อ:
** บาท/หน่วย





ขนาดแผง 3 kW

ไฟฟ้าที่ผลิตได้จาก PV = 4,097 kWh

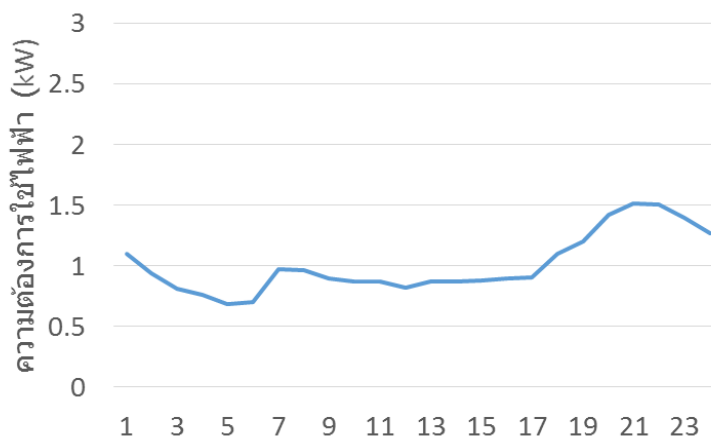
ความต้องการใช้ไฟฟ้าทั้งปี = 12,764 kWh

BKK, NTB, SMK

ขนาดแผง 3 kW

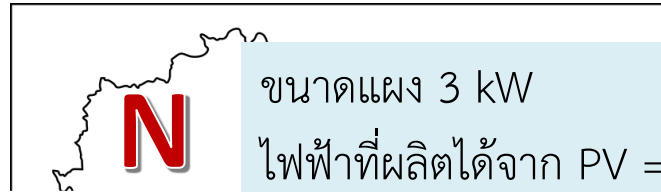
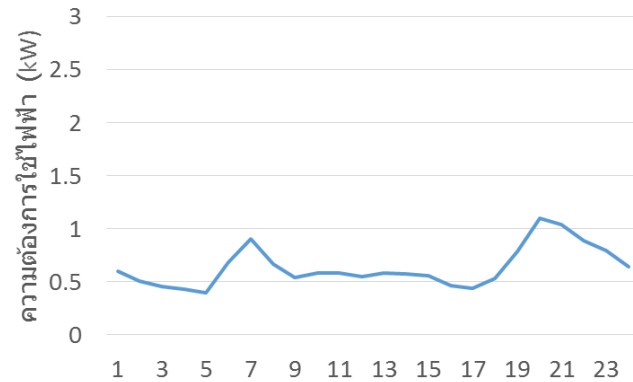
ไฟฟ้าที่ผลิตได้จาก PV = 3,569 kWh

ความต้องการใช้ไฟฟ้าทั้งปี = 7,600 kWh



แนวโน้มไฟฟ้าส่วนเกินจาก PV ไหลเข้า
ระบบน้อย เนื่องจากสัดส่วนไฟฟ้าที่
ต้องการใช้กับไฟฟ้าที่ผลิตได้ต่างกันเท่าตัว

บ้านอยู่อาศัย
RES TOU



ขนาดแผง 3 kW

ไฟฟ้าที่ผลิตได้จาก PV = 4,066 kWh

ความต้องการใช้ไฟฟ้าทั้งปี = 4,860 kWh

แนวโน้มไฟฟ้าส่วนเกินจาก PV ไหลเข้า
ระบบ**มาก**

บ้านอยู่อาศัย RES TOU



2

IRR: 8.8-11.0%

PB: 9.8-13.1 yr

N

NE

C

BKK, NTB, SMK

1

IRR: 10.9-11.4%

PB: 9.4-9.8 yr

S

IRR: 7.9-10.7%

PB: 10.0-13.8 yr

IRR: 7.8-10.6%

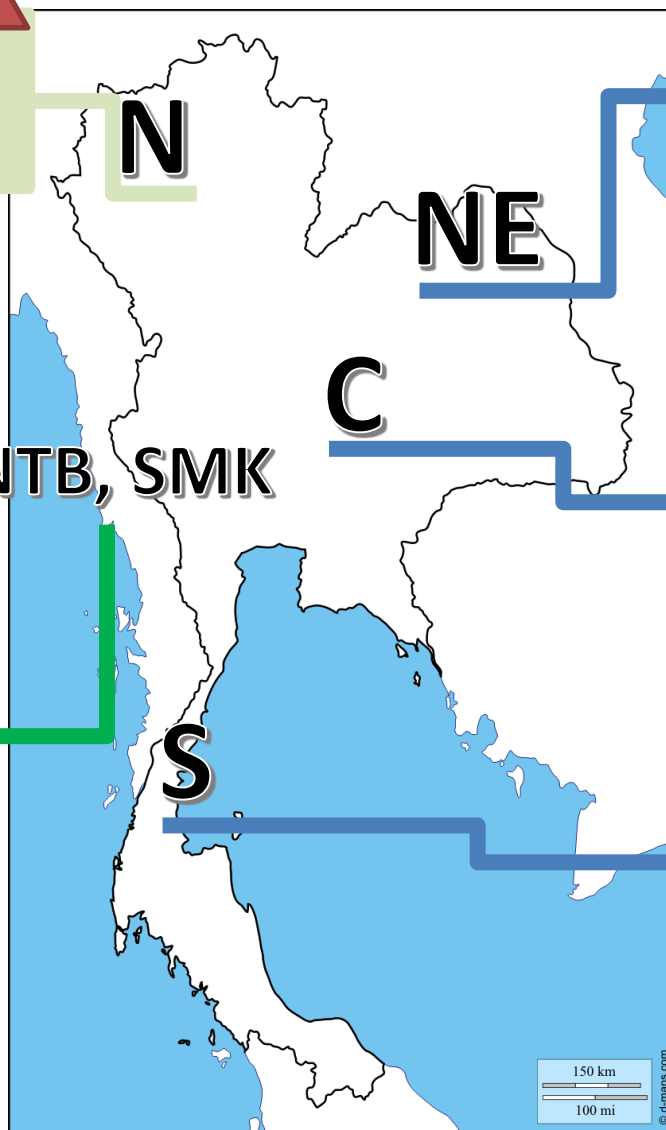
PB: 11.3-13.8 yr

IRR: 8.5-10.9%

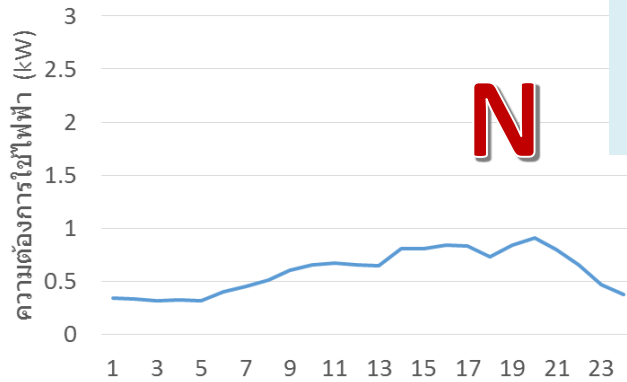
PB: 9.8-13.0 yr

กิจการขนาดเล็ก

SGS



อัตรารับซื้อ:
** บาท/หน่วย



ขนาดแผง 3 kW

ไฟฟ้าที่ผลิตได้จาก PV = 4,067 kWh

ความต้องการใช้ไฟฟ้าทั้งปี = 4,857 kWh

BKK, NTB, SMK



ขนาดแผง 3 kW

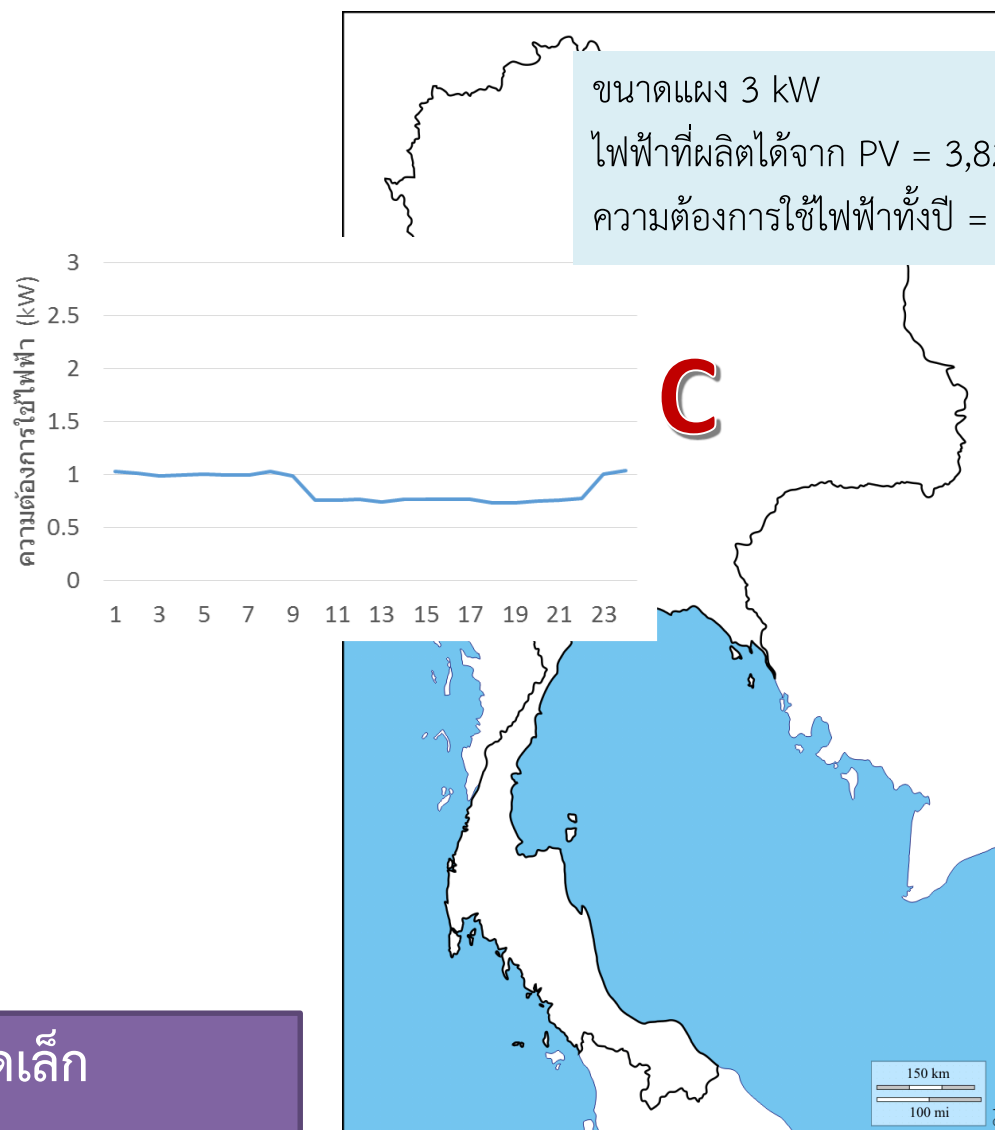
ไฟฟ้าที่ผลิตได้จาก PV = 4,097 kWh

ความต้องการใช้ไฟฟ้าทั้งปี = 12,765 kWh

กิจการขนาดเล็ก

SGS

แนวโน้มไฟฟ้าส่วนเกินจาก PV ไหลเข้าระบบน้อย เนื่องจาก
ลักษณะการใช้ไฟฟ้าที่มีการใช้ตอนกลางวัน



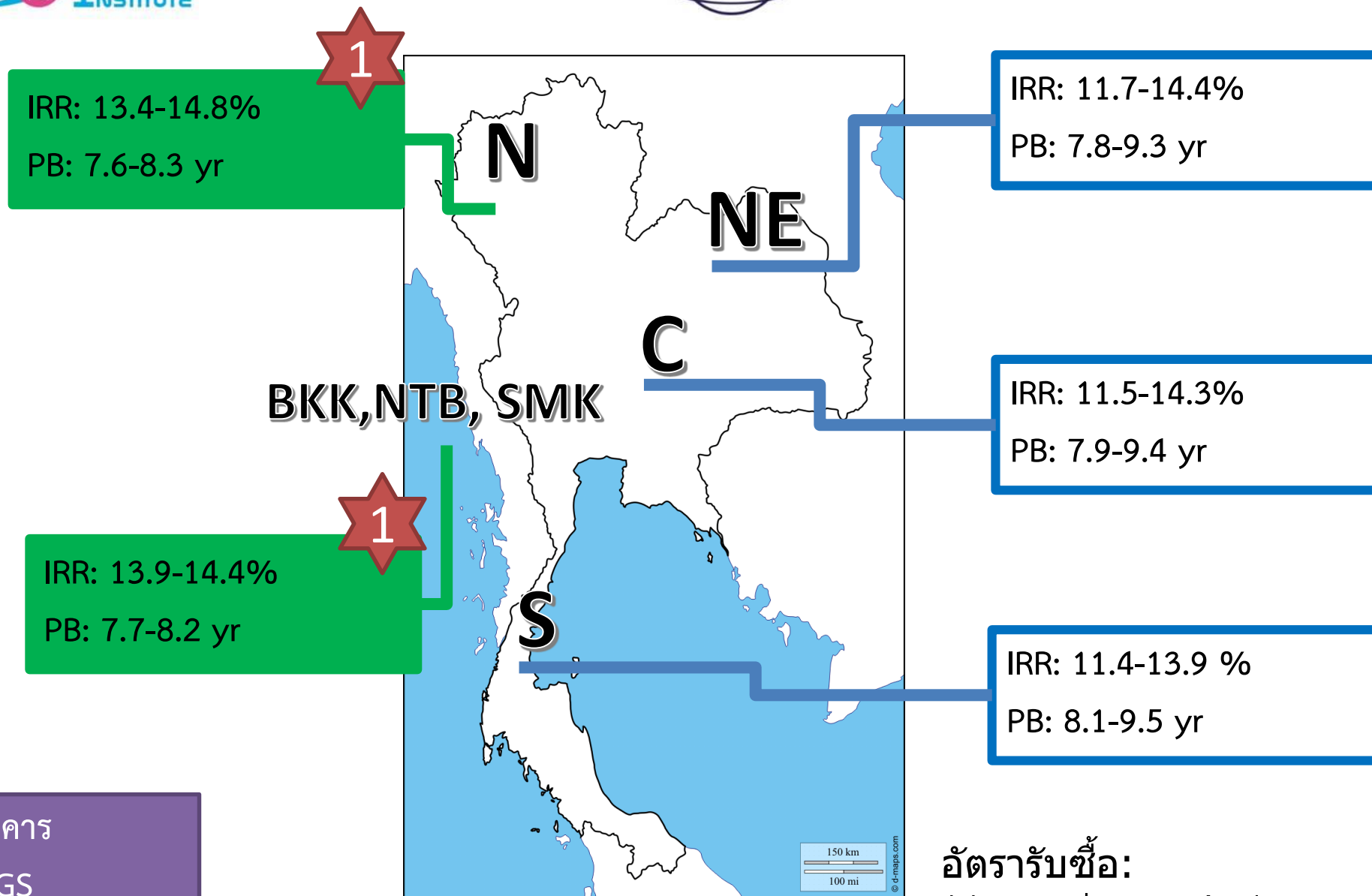
ขนาดแผง 3 kW

ไฟฟ้าที่ผลิตได้จาก PV = 3,823 kWh

ความต้องการใช้ไฟฟ้าทั้งปี = 7,088 kWh

กิจการขนาดเล็ก

SGS



อาคาร
MGS

อัตรารับซื้อ:
**-ขายส่ง บาท/หน่วย

2

IRR: 15.0-16.5%
PB: 6.9-7.5 yr

BKK, NTB, SMK

1

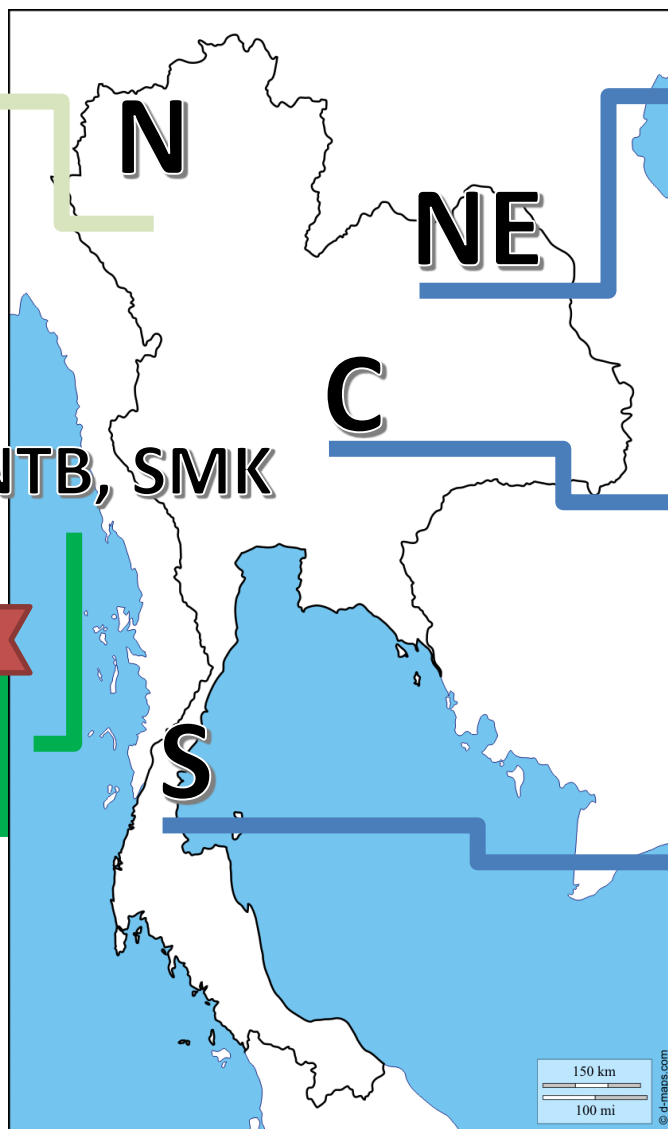
IRR: 15.4-17.2%
PB: 6.7-7.5 yr

IRR: 13.0-16.0%
PB: 7.1-8.5 yr

IRR: 13.3-16.2%
PB: 7.0-8.3 yr

IRR: 13.8-16.6%
PB: 6.9-8.1 yr

โรงงาน
LGS



อัตรารับซื้อ:
**-ขายส่ง บาท/หน่วย

Assumptions

ลักษณะการใช้ไฟฟ้าที่เลือกและขนาดกำลังผลิตติดตั้งของ PV

MEA

Load Type	Peak (kW)	PV Size (kWdc)
Residential	3	3
SGS	2.276	3
MGS	200	100
LGS	2,000	1,000

PEA

Load Type	Peak (kW)	PV Size (kWdc)
Residential	0.55	3
SGS	1.4	3
MGS	50.02	100
LGS	1,317.34	1,000

- บ้านที่อยู่อาศัยแบบไม่มีการใช้ไฟฟ้ากลางวัน > 150 หน่วยต่อเดือน Block rate และ TOU rate (<12 kV สำหรับ กฟน และ <22 kV สำหรับ กฟภ)
- กิจการขนาดเล็ก > 150 หน่วยต่อเดือน, Block rate และ TOU rate (<12 kV สำหรับ กฟน และ <22 kV สำหรับ กฟภ)
- กิจการขนาดกลาง Medium General Service (MGS): TOU rate (12-24 kV สำหรับ กฟน and 22-33 kV สำหรับ กฟภ)
- กิจการขนาดใหญ่ Large General Service (LGS): TOU rate (12-24 kV สำหรับ กฟน and 22-33 kV สำหรับ กฟภ)

System Parameters		หน่วย
ขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง PV	ขึ้นกับรูปแบบการใช้ไฟฟ้า	kW
ชนิด Module	Standard Crystalline	
ประสิทธิภาพ Module	15	%
อัตราส่วน DC to AC	1.1	
ประสิทธิภาพ Inverter	96	%

Orientation		หน่วย
ชนิด Array	Fixed Open Rack	
Tilt (Latitude)	13.7	องศา
Azimuth (หันหน้าไปทางใต้)	180	องศา
อัตราการสูญเสีย	14.08	%

Financial Parameter		หน่วย
อัตราส่วนหนี้	0	%
อัตราเงินเฟ้อ	2.5	% ต่อปี
อัตราคิดลด	2.67 สำหรับบ้านที่อยู่อาศัย 6.62 สำหรับกิจการขนาดกลางและใหญ่	% ต่อปี
ค่าประกันภัย	0.25	% ราคาค่าติดตั้ง

Lifetime		หน่วย
ช่วงเวลาที่ศึกษา	25	ปี
อัตราการเสื่อมสภาพ	0.5	%

Indicators	Formulas		References
IRR	$NPV = \frac{\sum_1^n C_n}{(1+IRR)^n} = C_0$	n=year; C_0 = initial capital cost and C_n = annual cash flow at time n	Short et al. (1995)
NPV	$NPV = \frac{\sum_1^n C_n}{(1+i)^n} - C_0$	n=year; i= discount rate; C_0 = initial capital cost and C_n = annual cash flow at time n	Short et al. (1995)
PB	$NPV = \frac{\sum_1^n C_n}{(1+i)^{PB}} = C_0$	n=year; i= discount rate; C_0 = initial capital cost and C_n = annual cash flow at time n	Short et al. (1995)
LCOE	$LCOE = \frac{-C_0 + \sum_1^n \frac{C_n}{(1+i)^n}}{\sum_1^N \frac{E_n}{(1+i)^n}}$	n=year; i= discount rate; C_0 = initial capital cost; C_n = annual cash flow at time n and E_n = Electricity generated by the system in year n	Hernandez-Moro and Martinez-Duart (2013)