



รายงานวิจัยฉบับสมบูรณ์

การศึกษามลของศักย์ไฟฟ้าที่ทำให้เกิดการเสื่อมสภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์  
ในโรงไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์

The study of Potential Induced Degradation (PID)  
for photovoltaic power plant

โดย ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร. นิพนธ์ เกตุจ้อย และคณะ

กันยายน 2558

TJ  
812  
14615  
2558

สัญญาเลขที่ R2558B002

รายงานวิจัยฉบับสมบูรณ์

การศึกษาผลของศักย์ไฟฟ้าที่ทำให้เกิดการเสื่อมสภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์  
ในโรงไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์  
The study of Potential Induced Degradation (PID)  
for photovoltaic power plant

คณะผู้วิจัย สังกัด

- |                 |                  |                            |
|-----------------|------------------|----------------------------|
| 1. ผศ.ดร.นิพนธ์ | เกตุจ้อย         | สังกัดวิทยาลัยพลังงานทดแทน |
| 2. ดร.ฉัตรชัย   | ศิริสัมพันธ์วงศ์ | สังกัดวิทยาลัยพลังงานทดแทน |
| 3. นายคงฤทธิ    | แมนศิริ          | สังกัดวิทยาลัยพลังงานทดแทน |
| 4. นายนพดล      | สิทธิพล          | สังกัดวิทยาลัยพลังงานทดแทน |

สนับสนุนโดย

งบประมาณแผ่นดิน มหาวิทยาลัยนเรศวร

ปีงบประมาณ 2558

ชื่อโครงการ การศึกษาผลของศักย์ไฟฟ้าที่ทำให้เกิดการเสื่อมสภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ในโรงไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์

ชื่อผู้วิจัย ผศ.ดร.นิพนธ์ เกตุจ้อย  
 ดร.ฉัตรชัย ศิริสัมพันธ์วงศ์  
 นายคงฤทธิ แม้นศิริ  
 นายนพดล สิทธิพล

หน่วยงานที่สังกัด วิทยาลัยพลังงานทดแทน มหาวิทยาลัยนเรศวร  
 ถ.พิษณุโลก-นครสวรรค์ อ.เมือง จ.พิษณุโลก 65000  
 โทรศัพท์/โทรสาร 055-963391

ได้รับทุนอุดหนุนการวิจัยจาก สำนักงานคณะกรรมการวิจัยแห่งชาติ (วช.)  
 จำนวนเงิน 280,000 บาท เริ่มตั้งแต่ 1 ตุลาคม 2557 – 30 กันยายน 2558

#### บทคัดย่อ

งานวิจัยฉบับนี้นำเสนอการตรวจสอบการเปลี่ยนแปลงค่าความเป็นฉนวน จากผลของศักย์ไฟฟ้าในระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 1 MW ภายใต้สภาวะการใช้งานจริงในระยะเวลา 1 ปี โดยระบบดังกล่าวมีการติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์เทคโนโลยีชนิดผลึกผสมและมีความแตกต่างของระบบกราวด์ทั้ง 3 แบบคือระบบ Negative ground ระบบ Positive ground และระบบ Floating ground เพื่อทำการเปรียบเทียบการเปลี่ยนแปลงของค่าความเป็นฉนวนเพื่อตรวจสอบกระแสรั่วในระดับสตริงรวมถึงการตรวจสอบตามมาตรฐาน IEC 61265 ในหัวข้อ Wet leakage current test ซึ่งจะต้องมีค่าไม่น้อยกว่า  $40 \text{ M}\Omega\cdot\text{m}^2$  ผลจากการทดลองพบว่าระบบที่ทำให้ค่าความเป็นฉนวนทั้งในระดับ string และแผงเซลล์มีค่า Leakage current และ Wet leakage current มีค่าลดลงน้อยที่สุดคือระบบ Negative ground นอกจากนั้นยังพบว่าทางด้านขั้วลบนั้นจะมีค่าความเป็นฉนวนต่ำกว่าขั้วบวกของทั้ง 3 ระบบเนื่องจากทางด้านขั้วลบนั้นเป็นด้านรับแสง จึงเป็นสาเหตุที่ทำให้ค่าความเป็นฉนวนมีการลดลงที่มากกว่า จากการเปรียบเทียบผลการทดลองพบว่าระบบ Floating ground มีการลดลงของค่าความเป็นฉนวนมากที่สุด เกิดจากการที่ไม่มีการชดเชยประจุทางด้าน Active layer รวมถึงทางด้าน Back sheet ที่เกิดการสูญเสียประจุจากสนามไฟฟ้าขณะติดตั้งใช้งานจริง เนื่องจากแรงดันไฟฟ้าของแต่ละ String นั้นมีแรงดันไฟฟ้ากระแสตรงที่สูงประมาณ 800 Volt จากการตรวจวัดพบว่าขั้วบวกของสตริงมีค่ากระแสรั่วอยู่ที่ 50.2, 53.9 และ 62.3  $\mu\text{A}$  สำหรับขั้วลบของสตริงมีค่ากระแสรั่วอยู่ที่ 50.9, 54.7 และ 66.4  $\mu\text{A}$  และเมื่อตรวจสอบ Wet leakage current test พบว่าค่าความเป็นฉนวนของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ทางด้านขั้วบวกของแผงเซลล์มีค่าเฉลี่ยที่ 175, 165 และ 141  $\text{M}\Omega\cdot\text{m}^2$  และทางด้านขั้วลบของแผงเซลล์มีค่าเฉลี่ยที่ 173, 163 และ 132  $\text{M}\Omega\cdot\text{m}^2$  ตามลำดับ ดังนั้นการใช้ระบบ Negative ground จะสามารถลดการลดลงของ Insulation resistant ของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ในสภาวะการใช้งานในประเทศไทยได้

Title	The study of Potential Induced Degradation (PID) for photovoltaic power plant	
Researcher	Assist. Prof. Dr.-Ing. Nipon Ketjoy	
	Dr. Chatchai Sirisampanwong	
	Mr. Kongrit Mansiri	
	Mr. Nopphadol Sitthiphol	
Organization	School of Renewable Energy Technology (SERT) Naresuan University, Phitsanulok 65000, Thailand Tel/Fax 055-963391	
Sponsor	National Research Council of Thailand (NRCT)	
Budget	280,000 Bath, 01 October 2014 – 30 September 2015	

#### Abstract

This research presents the study of changing insulation resistant on photovoltaic power plants size 1 MW after operation one year. The PV system consisted 3 type grounding were Negative ground, Positive ground, and Floating ground for investigation insulation resistant in addition measurement leakage current and checking in the topic Wet leakage current test. The insulation value that over than  $40 \text{ M}\Omega\cdot\text{m}^2$  indicated pass base on IEC 61265. The result of negative ground showed leakage current and wet leakage current less than positive and floating ground, moreover the negative pole of PV string showed insulation resistant value lower than positive pole of each system. In this research was used multicrystalline type for experiment that caused of reduction insulation value in active layer or negative pole of PV string and module. The result of floating ground showed insulation resistant and wet leakage current values lower than all system that caused loss of electric charge by electric field which operation at high voltage in PV string about 800 Vdc., found that the average leakage current on positive pole of PV string showed 50.2, 53.9, and 62.3  $\mu\text{A}$ , while on negative pole of PV string showed 50.9, 54.7, and 66.4  $\mu\text{A}$  respectively. In addition the wet leakage current test at positive pole of PV module showed the average insulation resistant value of PV module were 175, 165, and 141  $\text{M}\Omega\cdot\text{m}^2$ , while at negative pole of PV module showed the insulation resistant average value of PV module were 173, 163, and 132  $\text{M}\Omega\cdot\text{m}^2$  respectively. The PV system was used negative ground can be reduction insulation resistant of PV module under Thailand climate conditions.

## กิตติกรรมประกาศ

งานวิจัยนี้ได้รับทุนอุดหนุนจากสำนักงานคณะกรรมการวิจัยแห่งชาติ งบประมาณแผ่นดินประจำปี งบประมาณ 2558 และขอขอบพระคุณคณาจารย์ เจ้าหน้าที่วิจัยของวิทยาลัยพลังงานทดแทนที่ได้ให้ความช่วยเหลือในเรื่องคำแนะนำ และข้อมูลสนับสนุนในการศึกษานี้ ขอขอบคุณบริษัทบางจาก โซลาร์เอ็นเนอร์ยี (นครราชสีมา) และบริษัทกันกุลเอ็นจิเนียริง จำกัด (มหาชน) ที่อำนวยความสะดวกในการเก็บข้อมูล ทำให้การศึกษานี้สำเร็จลุล่วงไปได้ด้วยดี

คณะผู้วิจัย  
กันยายน 2558



## สารบัญ

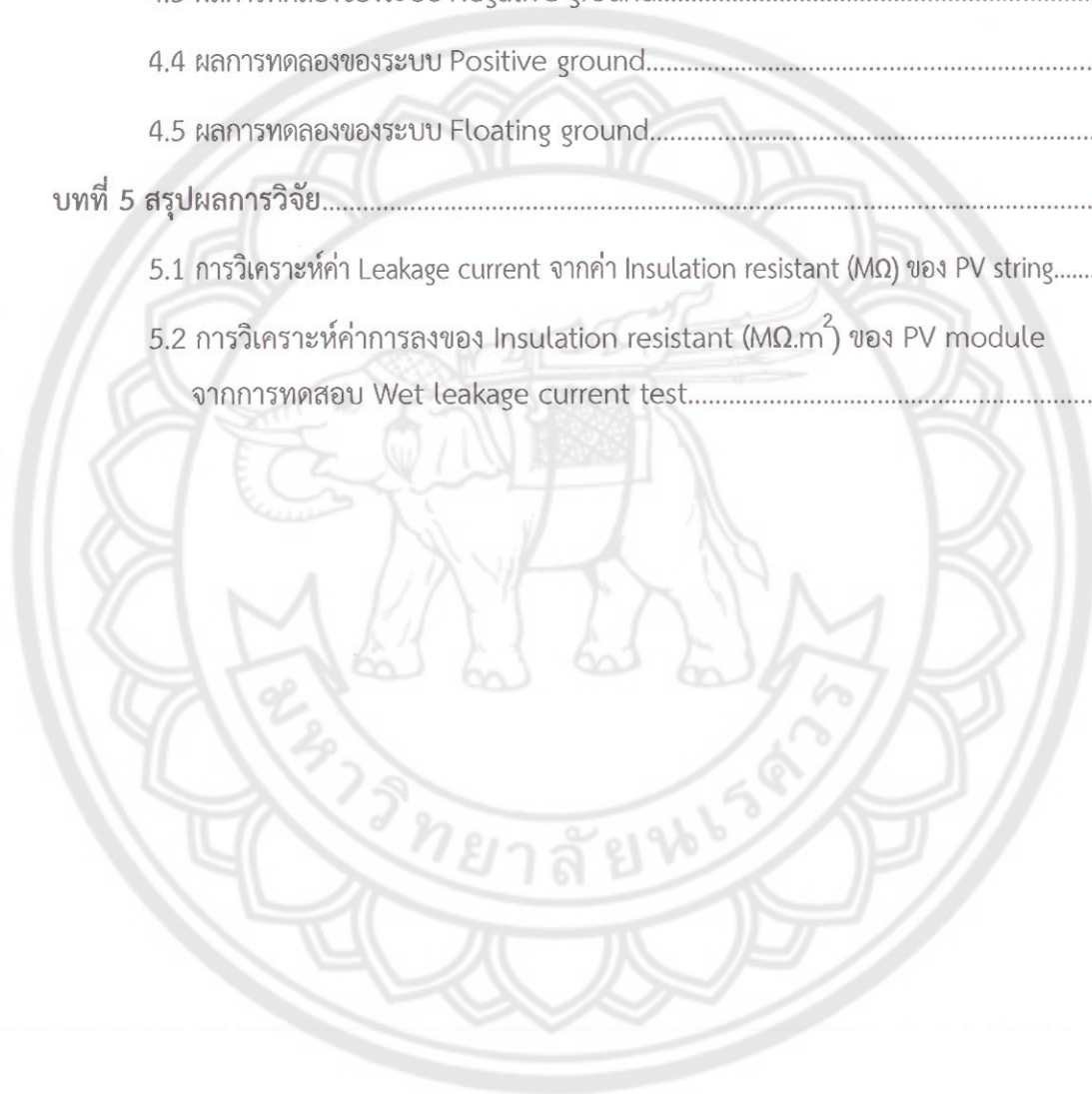
## หน้า

บทคัดย่อ.....	ก
Abstract.....	ข
กิตติกรรมประกาศ.....	ค
สารบัญ.....	ง
สารบัญตาราง.....	ฉ
สารบัญรูปประกอบ.....	ช
รายการสัญลักษณ์.....	ณ
บทที่ 1 บทนำ.....	1
1.1 ความสำคัญและที่มาของปัญหาที่ทำการวิจัย.....	1
1.2 วัตถุประสงค์ของการวิจัย.....	4
1.3 ขอบเขตการวิจัย.....	5
1.4 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ.....	5
บทที่ 2 เอกสารและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง.....	6
2.1 สาเหตุที่ทำให้สมรรถนะของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ลดลง.....	6
2.2 การลดลงของสมรรถนะของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่เกิดจากตัวเซลล์เซลล์แสงอาทิตย์.....	6
2.3 การนำเซลล์แสงอาทิตย์ไปประยุกต์ใช้งาน.....	7
2.4 การตรวจวัดสมรรถนะทางด้านเทคนิคของระบบผลิตไฟฟ้าจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ระบบจำหน่าย.....	8
2.5 การทบทวนวรรณกรรมที่เกี่ยวข้อง.....	10
2.6 สรุปงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง.....	19
บทที่ 3 วิธีการดำเนินการวิจัย.....	21
3.1 ศึกษาพัฒนาเทคนิคการตรวจวัดและวิเคราะห์.....	21
3.2 ระเบียบวิธีการวิจัยโครงการ การศึกษาผลของศักย์ไฟฟ้า.....	22
3.3 ระบบสำหรับตรวจวัดค่าความเป็นฉนวน.....	23
3.4 การวัดค่า Insulation resistant ในระบบ PV.....	24
3.5 วิธีการตรวจสอบค่าความเป็นฉนวน.....	26

## สารบัญ (ต่อ)

หน้า

บทที่ 4 ผลการทดลองและวิเคราะห์ผลการทดลอง.....	29
4.1 ผลการทดลองจากการวัดหาค่า Leakage current test.....	29
4.2 ผลการทดลองจากการวัดหาค่าแบบ Wet leakage current test.....	29
4.3 ผลการทดลองของระบบ Negative ground.....	33
4.4 ผลการทดลองของระบบ Positive ground.....	37
4.5 ผลการทดลองของระบบ Floating ground.....	41
บทที่ 5 สรุปผลการวิจัย.....	42
5.1 การวิเคราะห์ค่า Leakage current จากค่า Insulation resistant ( $M\Omega$ ) ของ PV string.....	42
5.2 การวิเคราะห์ค่าการลงของ Insulation resistant ( $M\Omega.m^2$ ) ของ PV module จากการทดสอบ Wet leakage current test.....	42



## สารบัญตาราง

## หน้า

ตารางที่ 1.1 ศักยภาพและเป้าหมายของแผนพัฒนาพลังงานทดแทน 15 ปี.....	2
ตารางที่ 2.1 สรุปเอกสารและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง.....	19
ตารางที่ 2.1 สรุปเอกสารและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง (ต่อ).....	19
ตารางที่ 5.1 แสดงค่า Insulation resistant ( $M\Omega$ ) of PV string โดยวัดขั้วบวกเทียบกับกราวด์.....	42
ตารางที่ 5.2 แสดงค่า Insulation resistant ( $M\Omega$ ) of PV string โดยวัดขั้วลบเทียบกับกราวด์.....	42
ตารางที่ 5.3 แสดงค่า Insulation resistant ( $M\Omega.m^2$ ) of PV module โดยวัดขั้วบวกเทียบกับกราวด์.....	43
ตารางที่ 5.4 แสดงค่า Insulation resistant ( $M\Omega.m^2$ ) of PV module โดยวัดขั้วลบเทียบกับกราวด์.....	43





### รายการสัญลักษณ์

$U_{oc\ m}$	คือ	Open-circuit voltage of the PV module (V)
$R_s$	คือ	Series insulation resistance of the PV module ( $\Omega$ )
$R_p$	คือ	Parallel insulation resistance of the PV module ( $\Omega$ )
$R_{iso}$	คือ	PV array insulation resistance ( $\Omega$ )
$C_{lek\ m}$	คือ	Leakage capacitance of the PV module ( $\mu F$ )
$M$	คือ	Number of strings in the array
$N$	คือ	Number of PV module that series connected in string
$I_m$	คือ	ค่ากระแสไฟฟ้าที่จุดกำลังไฟฟ้าสูงสุดของเซลล์แสงอาทิตย์ในขณะที่อยู่กับภาระทางไฟฟ้า (A)
$V_m$	คือ	ค่าแรงดันไฟฟ้าที่จุดกำลังไฟฟ้าสูงสุดของเซลล์แสงอาทิตย์ในขณะที่อยู่กับภาระทางไฟฟ้า (V)
$I_{sc}$	คือ	ค่ากระแสไฟฟ้าของเซลล์แสงอาทิตย์ในขณะที่เกิดการลัดวงจร (A)
$V_{oc}$	คือ	ค่าแรงดันไฟฟ้าของเซลล์แสงอาทิตย์ในขณะที่ไม่มีการะทางไฟฟ้า (V)
$P_m$	คือ	ค่ากำลังไฟฟ้าสูงสุดที่เซลล์แสงอาทิตย์จ่ายออกมาในขณะที่มีภาระทางไฟฟ้า (W)
F.F	คือ	ค่าอัตราส่วนของกำลังไฟฟ้าสูงสุดต่อผลคูณระหว่างค่ากระแสไฟฟ้าลัดวงจรกับแรงดันไฟฟ้าวงจรเปิด
$\eta_m$	คือ	ประสิทธิภาพสูงสุด (%)
$A_m$	คือ	พื้นที่รับแสงของเซลล์แสงอาทิตย์ ( $m^2$ )
$G_t$	คือ	ค่าความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ ( $W/m^2$ )
$P_m$ (STC)	คือ	กำลังไฟฟ้าสูงสุดของเซลล์แสงอาทิตย์ที่สภาวะมาตรฐาน (W)
$T_{cell}$	คือ	อุณหภูมิของเซลล์ ( $^{\circ}C$ )
$T_{amb}(t)$	คือ	อุณหภูมิแวดล้อม ณ เวลาที่พิจารณา ( $^{\circ}C$ )
$T_{max}$	คือ	อุณหภูมิแวดล้อมสูงสุดของวัน( $^{\circ}C$ )
$T_{min}$	คือ	อุณหภูมิแวดล้อมต่ำสุดของวัน( $^{\circ}C$ )
$h$	คือ	เวลาที่พิจารณา (ชั่วโมง)
$Y_A$	คือ	พลังงานไฟฟ้าที่เซลล์แสงอาทิตย์ผลิตได้ต่อกำลังติดตั้ง (kWh/kWp)
$E_A$	คือ	พลังงานไฟฟ้าที่เซลล์แสงอาทิตย์ผลิตได้ (kWh)
$P_o$	คือ	กำลังไฟฟ้าติดตั้งสูงสุดของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (Wp)
$Y_r$	คือ	พลังงานไฟฟ้าที่เซลล์แสงอาทิตย์ผลิตได้ต่อกำลังติดตั้งในทางทฤษฎี (kWh/kWp)
$H_i$	คือ	พลังงานจากรังสีดวงอาทิตย์ที่ตกกระทบพื้นผิวแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ( $kWh/m^2$ )

## รายการสัญลักษณ์ (ต่อ)

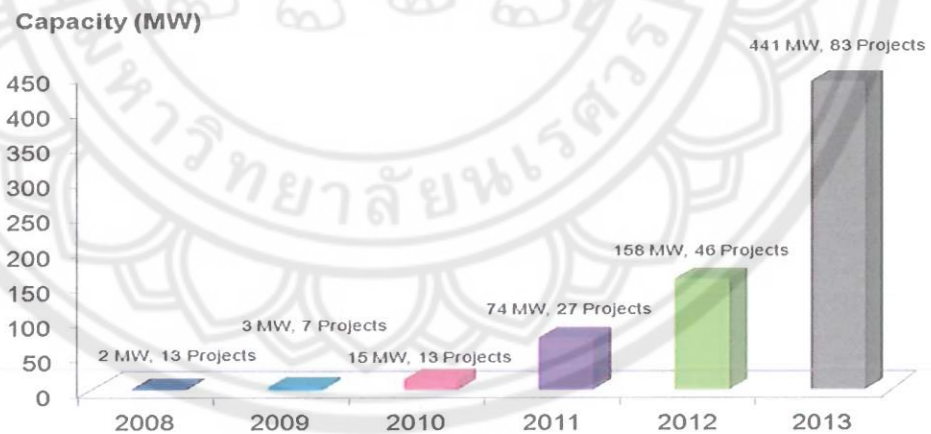
$G_{STC}$	คือ	ค่าความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ที่สภาวะมาตรฐานการทดสอบเซลล์แสงอาทิตย์ $STC = 1 \text{ kW/m}^2$
$Y_f$	คือ	พลังงานไฟฟ้าที่ใช้งานจริงที่ผลิตได้จากเซลล์แสงอาทิตย์ (kWh/kWp)
$E_{PV}$	คือ	พลังงานจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่ถูกใช้โดยภาระทางไฟฟ้า (kWh)
$P_o$	คือ	กำลังไฟฟ้าติดตั้งสูงสุดของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (Wp)
$E_L$	คือ	พลังงานไฟฟ้าที่ใช้จริงโดยภาระทางไฟฟ้า (kWh)
$E_{BU}$	คือ	พลังงานที่ผลิตได้จากระบบพลังงานเสริม ในกรณีนี้คือ 0 (kWh)
$L_C$	คือ	พลังงานที่สูญเสียบนแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (kWh/kWp)
$L_S$	คือ	พลังงานที่สูญเสียในระบบเซลล์แสงอาทิตย์ (kWh/kWp)
$T_A$	คือ	อุณหภูมิของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ( $^{\circ}\text{C}$ )
$PR$	คือ	สมรรถนะของระบบเซลล์แสงอาทิตย์
$\eta_A$	คือ	ประสิทธิภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (%)
$A_A$	คือ	พื้นที่แผงเซลล์แสงอาทิตย์ ( $\text{m}^2$ )

# บทที่ 1

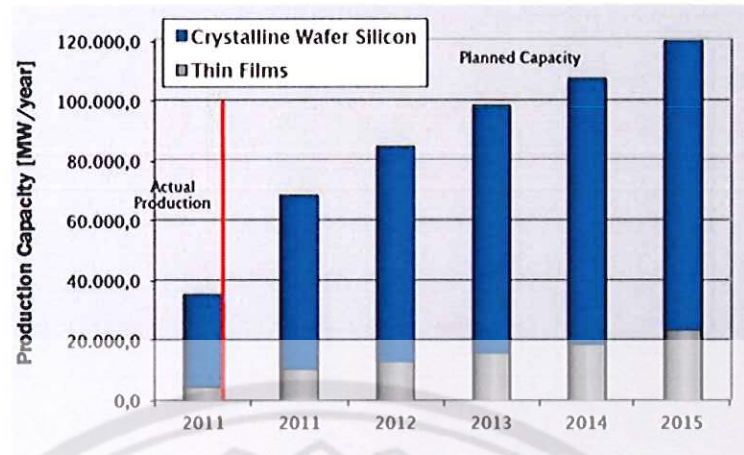
## บทนำ

### 1.1 ความสำคัญและที่มาของปัญหาที่ทำการวิจัย

ความสนใจทางด้านพลังงานทดแทนทั่วโลก มีจุดเริ่มมาจากอัตราการลดลงของปริมาณเชื้อเพลิงของโลกอย่างรวดเร็ว โดยส่วนใหญ่จะเป็นพลังงานจากเชื้อเพลิงฟอสซิล สำหรับพลังงานทดแทนในประเทศไทยนั้นมีการขยายตัวอย่างต่อเนื่อง เนื่องจากศักยภาพของประเทศไทยมีศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์เฉลี่ย 18.2 MJ/m<sup>2</sup> ต่อวัน หรือ 5.05 kWh/m<sup>2</sup> ต่อวัน [1] และในบางพื้นที่ของประเทศไทยมีศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์เฉลี่ยมากกว่า 20 MJ/m<sup>2</sup> ต่อวัน หรือ 5.55 kWh/m<sup>2</sup> ซึ่งเมื่อเปรียบเทียบกับประเทศอื่นๆ ถือว่ามีศักยภาพค่อนข้างสูง ซึ่งรูปแบบการใช้งานระบบการผลิตไฟฟ้าโดยใช้แผงเซลล์แสงอาทิตย์นั้นมีอยู่สองรูปแบบคือระบบผลิตไฟฟ้าจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดใช้งานอิสระ (PV Standalone System) ระบบผลิตไฟฟ้าจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดเชื่อมต่อเข้าระบบจำหน่าย (PV grid connected system) สิบบปีที่ผ่านมาการผลิตไฟฟ้าจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์มีการขยายตัวอย่างต่อเนื่องในระดับสูง เห็นได้จาก ณ สิ้นปี พ.ศ. 2554 ทั่วโลกมีการผลิตเซลล์แสงอาทิตย์กว่า 27.7 GW สำหรับประเทศไทยนั้นมีการติดตั้งการใช้งานระบบไฟฟ้าจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์สูงถึง 441 MW ในปี 2556 [2] ดังรูปที่ 1.1 ระบบผลิตไฟฟ้าจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดเชื่อมต่อเข้าระบบจำหน่ายนั้นจะมีการต่อร่วมเข้ากับสายส่งของการไฟฟ้า



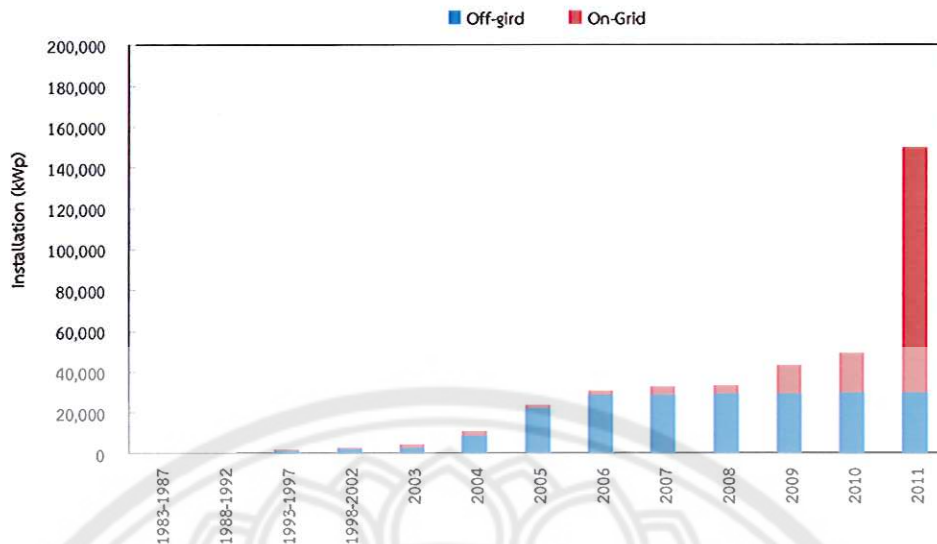
รูปที่ 1.1 การผลิตเซลล์แสงอาทิตย์ทั่วโลก [1]



รูปที่ 1.2 สัดส่วนของเซลล์แสงอาทิตย์ชนิด Crystalline Silicon และ Thin Films (หน่วย MW) [1]

ตารางที่ 1.1 ศักยภาพและเป้าหมายของแผนพัฒนาพลังงานทดแทน 15 ปี [3, 5]

Groups	Unit	Current capacity	Targets in 2021
<b>Electricity</b>			
1.Wind	MW	7.28	1,200
2.Solar	MW	150	2,000
3.Hydro	MW	86.39	1,608
4. Biomass power	MW	1,751	3,630
5.Biogass power	MW	137.57	600
6.MSW	MW	13.45	160
7.New power energy	MW	-	3
<b>Thermal</b>			
1.Solar	ktoe	1.98	100
2.Biomass	ktoe	3,285.97	8,200
3.Biogass	ktoe	378.66	1,000
4.MSW	ktoe	1.26	35
<b>Bio-fuel</b>			
1.Ethanol	ML/Day	1.30	9.0
2.Bio-diesel	ML/Day	1.62	5.97
3.New fuel replace diesel	ML/Day	-	25.0



รูปที่ 1.3 โรงไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ในรูปแบบ SPP และ VSPP ในประเทศไทย [4]

จากรูปที่ 1.1 จะเห็นได้ว่าประเทศไทยมีการสร้างโรงไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์อย่างต่อเนื่องและขยายตัวอย่างรวดเร็ว ปัจจัยหลักมาจากรัฐบาลได้มีนโยบายและแผนพัฒนา 15 ปี ที่จะเพิ่มส่วนให้แก่ผู้สร้างโรงไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ ซึ่งในปัจจุบันเป็นระบบผลิตไฟฟ้าจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดใช้งานอิสระ (Standalone system) และเป็นระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดเชื่อมต่อเข้าระบบจำหน่าย (Grid connected system) ซึ่งหลังจากช่วงปี 2556 ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดเชื่อมต่อเข้าระบบจำหน่ายมีการขยายตัวอย่างรวดเร็วในรูปแบบโรงไฟฟ้า รวมถึงสัดส่วนของเซลล์แสงอาทิตย์ชนิด Crystalline Silicon มีราคาตกลงมากขึ้นทำให้เป็นที่นิยมนับรูปที่ 1.2 ทำให้มีแนวโน้มว่าจะมีการติดตั้งขึ้นอีกเป็นจำนวนมากในอนาคตในรูปแบบโรงไฟฟ้ารายเล็กมาก (VSPP) และรายเล็ก (SPP) รูปที่ 1.3 แสดงโรงไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ในรูปแบบ SPP และ VSPP ในประเทศไทย

ในต่างประเทศได้ทำการทดสอบระบบผลิตไฟฟ้าจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบเชื่อมต่อเข้าระบบจำหน่ายจำนวน 21 ระบบ ซึ่งติดตั้งใน 5 ประเทศของทวีปยุโรปและญี่ปุ่น โดยทำการประเมินตามหัวข้อของ Task 2 of the Photovoltaic Power System Program (PVPS) of the International Energy Agency (IEA) ทำงานในสภาวะอากาศที่แตกต่างกันในระยะเวลา 7-23 ปี มีเพียง 5 ระบบเท่านั้นที่ยังทำงานได้ดี ดังนั้นจำเป็นต้องหาสาเหตุของการเสื่อมสภาพที่เกิดขึ้น

สาเหตุของการเกิด PID จะเกิดขึ้นที่แผงเซลล์แสงอาทิตย์จากศักย์ไฟฟ้าและเกิดกระแสรั่ว ทำให้เกิดการเคลื่อนที่ของประจุภายในแผงเซลล์ระหว่างวัสดุสารกึ่งตัวนำและส่วนประกอบอื่นๆ ของแผงเซลล์ เช่นกระจก อุปกรณ์สำหรับยึดแผงและเฟรม เป็นต้น นั่นคือสาเหตุกำลังไฟฟ้าสูงสุดของแผงเซลล์แสงอาทิตย์จะลดลง การเคลื่อนที่ของประจุ ion จะถูกเร่งความเร็วด้วยความชื้น อุณหภูมิและศักย์ไฟฟ้า การทดสอบแสดงให้เห็นถึงความเกี่ยวข้องของการเคลื่อนที่ประจุ จากอุณหภูมิและความชื้น “รอยสัมผัสแบบแนวราบที่ผิวของเซลล์เป็นสาเหตุของการคายประจุของเซลล์แสงอาทิตย์ พบว่ากระแสรั่วขึ้นอยู่กั

การเปลี่ยนแปลงทางความต้านทาน” โรงไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์และสภาพแวดล้อมจะมีปฏิสัมพันธ์กันถึงสาเหตุของการเกิด PID เงื่อนไขที่จำเป็นของการเกิด PID จะเกี่ยวข้องกับ ปัจจัยสภาพแวดล้อมหลายๆ ปัจจัยที่เกี่ยวข้องกับระบบเซลล์และเซลล์แสงอาทิตย์ [6, 7]

ปัจจัยสภาวะแวดล้อม มีความเกี่ยวข้องกับความชื้นและอุณหภูมิซึ่งทราบกันดีว่าจะมีผลกระทบต่อการทำงานของโรงไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์โดยทั่วไป สถาบันวิจัย Underwriters Laboratories (UL) และ International Electro technical Commission (IEC) ได้มีระเบียบการทดสอบแผงเซลล์แสงอาทิตย์ซึ่งจะเกี่ยวข้องกับ Damp Heat, Temperature Cycling และ Freeze/Thaw Cycling ตัวอย่างตัวแปรจากสภาพแวดล้อมจะส่งผลกระทบต่อ PID ด้วยการเร่งการเสื่อมสภาพ โดยเพิ่มอุณหภูมิและความชื้น [8] เป็นสิ่งที่น่าสนใจคือในขณะที่อุณหภูมิสูง สาเหตุของการเสื่อมสภาพผลกระทบจะมาจาก PID เมื่ออุณหภูมิสูงสามารถแสดงให้เห็นทราบสาเหตุไวขึ้น

ดังนั้นจำเป็นต้องมีการศึกษาผลของศักย์ไฟฟ้าที่ทำให้เกิดการเสื่อมสภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ในโรงไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ขนาดใหญ่ เพื่อจะทราบถึงปัญหาที่อาจจะเกิดขึ้นในอนาคตเนื่องจากมีปัจจัยที่เกี่ยวข้องกับระบบโดยเฉพาะอย่างยิ่ง ในเรื่องของแรงดันระหว่าง PV String กับระบบกราวด์ที่นำมาใช้ มีความเหมาะสมหรือไม่ การศึกษาผลของศักย์ไฟฟ้าที่ทำให้เกิดการเสื่อมสภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ในโรงไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ นั้นเป็นเรื่องที่สำคัญมากเนื่องจากการเสื่อมสภาพของระบบผลิตไฟฟ้าจะส่งผลกระทบต่อการผลิตไฟฟ้า ทำให้ผลิตไฟฟ้าได้น้อยลง งานวิจัยนี้มุ่งเน้นการศึกษาผลของศักย์ไฟฟ้าที่ทำให้เกิดการเสื่อมสภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ในโรงไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ เพื่อให้ทราบถึงลักษณะการเกิดศักย์ไฟฟ้าด้านรับแสงของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ และผลของการเกิดศักย์ไฟฟ้า จะส่งผลต่อการสูญเสียพลังงานไฟฟ้าอย่างไร และผลกระทบที่เกิดขึ้นจะส่งผลกระทบต่อระบบในระยะยาวอย่างไรบ้าง รวมถึงศึกษาวิธีการแก้ไขปัญหาที่จะเกิดขึ้นในอนาคต

## 1.2 วัตถุประสงค์ของการวิจัย

1.2.1 เพื่อศึกษาผลของศักย์ไฟฟ้าที่มีผลต่อการเสื่อมสภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ในโรงไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ภายใต้สภาวะแวดล้อมในประเทศไทย

1.2.2 การศึกษาผลของศักย์ไฟฟ้าที่มีผลต่อการเชื่อมต่อสายดิน (ground) ของแผงเซลล์ทั้ง 3 แบบคือ แบบ Negative ground แบบ Positive ground และแบบ Floating ground ต่อโรงไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์

1.2.3 เพื่อศึกษาวิธีการตรวจวัดผลของศักย์ไฟฟ้าที่ทำให้เกิดการเสื่อมสภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์และเป็นรูปแบบการตรวจวัดผลของ PID ต่อโรงไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ภายในประเทศไทย

### 1.3 ขอบเขตการวิจัย

การศึกษาในครั้งนี้มุ่งเน้นทำการศึกษาการเสื่อมสภาพของเซลล์แสงอาทิตย์ต่อการเชื่อมต่อสายดินแบบต่างๆ ดังมีรายละเอียดดังนี้

1.3.1 ศึกษาการตรวจวัดศักย์ไฟฟ้าที่ทำให้เกิดการเสื่อมสภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ในโรงไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ ที่ใช้กราวด์ของระบบเป็นแบบศักย์ไฟฟ้าบวก (Negative Ground) แบบศักย์ไฟฟ้าลบ (Positive Ground) และแบบไม่มีศักย์ไฟฟ้า (Floating Ground)

1.3.2 ศึกษาการตรวจวัดศักย์ไฟฟ้าและกระแสรั่วไหลกับเซลล์แสงอาทิตย์ที่ใช้เทคโนโลยีแบบผลึกซิลิคอน

### 1.4 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ

การวิจัยที่เกี่ยวข้องกับการเสื่อมสภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ในระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์สามารถเกิดขึ้นได้ เมื่อได้รับพลังงานจากแสงอาทิตย์โดยการเสื่อมสภาพจะเป็นไปตามปกติของวัสดุ งานวิจัยฉบับนี้สามารถอธิบายได้ถึงกระบวนการที่ทำให้เกิดการเร่งให้เกิดการเสื่อมสภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์จากระบบการเชื่อมต่อสายดิน เพื่อเป็นการลดการเสื่อมสภาพก่อนเวลาอันควรของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ในโรงไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ในประเทศไทย งานวิจัยนี้สามารถอธิบายได้ว่าควรจะเลือกใช้ระบบการเชื่อมต่อสายดินอย่างไรถึงจะเหมาะสมที่สุดระหว่าง Negative ground Positive ground และแบบ Floating ground เพื่อลดการสูญเสียพลังงานของระบบได้ และจะเป็นประโยชน์ต่อการติดตั้งโรงไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์เพื่อให้เกิดการคุ้มทุนมากขึ้น ผลสำเร็จของโครงการที่คาดว่าจะได้รับดังนี้

1.4.1 ทราบผลของศักย์ไฟฟ้าที่มีผลต่อการเสื่อมสภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ในโรงไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ภายใต้สภาวะแวดล้อมในประเทศไทย

1.4.2 ทราบผลของศักย์ไฟฟ้าที่มีผลต่อการเชื่อมต่อสายดิน (ground) ของแผงเซลล์ทั้ง 3 แบบคือแบบ Negative ground แบบ Positive ground และแบบ Floating ground ต่อโรงไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์

1.4.3 ทราบวิธีการตรวจวัดผลของศักย์ไฟฟ้าที่ทำให้เกิดการเสื่อมสภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์และเป็นรูปแบบการตรวจวัดผลของ PID ต่อโรงไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ภายในประเทศไทย

#### หน่วยงานที่นำผลการวิจัยไปใช้ประโยชน์

กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน กรมส่งเสริมอุตสาหกรรม การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค การไฟฟ้านครหลวง การไฟฟ้าฝ่ายผลิต กระทรวงมหาดไทย กระทรวงกลาโหม กลุ่ม องค์กร หน่วยงานภาครัฐ ภาคเอกชน

## บทที่ 2

### เอกสารและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

#### 2.1 สาเหตุและปัจจัยที่ทำให้สมรรถนะของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ลดลง [9]

2.1.1 การลดลงของสมรรถนะของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่เกิดจากผิวหน้าของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ คือ การสูญเสียกระแสไฟฟ้าลัดวงจร ซึ่งมีหลายสาเหตุได้แก่

2.1.2 การสะท้อนแสงที่ผิวของเซลล์แสงอาทิตย์ เนื่องจากผิวที่รับแสงของสารกึ่งตัวนำนั้น โดยทั่วไปมีค่าสัมประสิทธิ์การสะท้อนที่สูงมาก ดังนั้นโฟตรอนจำนวนมากจึงถูกสะท้อนกลับ โดยไม่ได้เดินทางเข้าไปในสารกึ่งตัวนำ

2.1.3 การสร้างขั้วไฟฟ้าบนผิวด้านรับแสง เช่น การเคลือบขั้ว Al เป็นลายเส้นด้านผิวด้านรับแสง ทำให้เกิดการบังแสง พื้นที่ที่บังแสงมีประมาณ 5 – 15% ของพื้นที่ทั้งหมด

2.1.4 โฟตรอนบางตัวไม่ถูกดูดกลืน แต่สามารถเดินทางทะลุสารกึ่งตัวนำออกไปทางด้านหลังของเซลล์แสงอาทิตย์ ทั้งนี้เพราะสัมประสิทธิ์การดูดกลืนแสงมีค่าไม่มาก วิธีการแก้ไขคือ การใช้ผลึกที่มีความหนาที่เพียงพอ

2.1.5 มีการสูญเสียเนื่องจากอิเล็กตรอนและโฮลรวมตัวกันก่อนที่จะออกสู่ภายนอกเซลล์แสงอาทิตย์ การรวมตัวกันจะเกิดขึ้นมากบริเวณผิวของสารกึ่งตัวนำและในชั้นที่ไม่มีสนามไฟฟ้าภายในปกติพาหะโฟโตที่สามารถเดินทางออกสู่ภายนอกได้ดีได้แก่พาหะโฟโตที่เกิดขึ้นในย่านปลอดพาหะซึ่งมีศักย์ไฟฟ้าภายใน (Built-in potential) ช่วยพัดพาให้พาหะโตไหลด้วยสนามไฟฟ้า

#### 2.2 การลดลงของสมรรถนะของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่เกิดจากตัวเซลล์เซลล์แสงอาทิตย์ [10]

2.2.1 เกิดจากการสึกกร่อนของรอยต่อหรือเกิดจากการลดลงของแรงยึดเหนี่ยวโครงสร้างของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ค่าความต้านทานอนุกรมของแผงเซลล์แสงอาทิตย์เปลี่ยนแปลงเกิดขึ้นได้จากหลายสาเหตุ เช่น ความต้านทานของรอยต่อ p - n ความต้านทานของขั้วไฟฟ้า ความต้านทานที่รอยต่อของสารกึ่งตัวนำและขั้วไฟฟ้า เป็นต้น ค่าความต้านทานอนุกรมเพิ่มขึ้นจะมีผลทำให้แรงดันไฟฟ้าที่ไหลในแผงเซลล์แสงอาทิตย์ลดลงส่งผลให้ค่ากำลังไฟฟ้าที่แผงเซลล์แสงอาทิตย์สามารถผลิตไฟฟ้าได้ลดลง

2.2.2 เกิดจากการเสื่อมของโลหะที่อยู่ระหว่างรอยต่อพีเอ็น (p-n junction) ทำให้ค่าความต้านทานชั๊นท์ (shunt) ลดลง ความต้านทาน shunt เกิดจาก เกิดการรั่วของกระแสไฟฟ้าที่ขอบของเซลล์แสงอาทิตย์ หรือเกิดจากความไม่สมบูรณ์ของผลึก ซึ่งการลดลงของความต้านทาน shunt จะมีผลทำให้กระแสไฟฟ้าที่ไหลในเซลล์แสงอาทิตย์ลดลงส่งผลให้ค่ากำลังไฟฟ้าที่เซลล์แสงอาทิตย์สามารถผลิตได้ลดลง

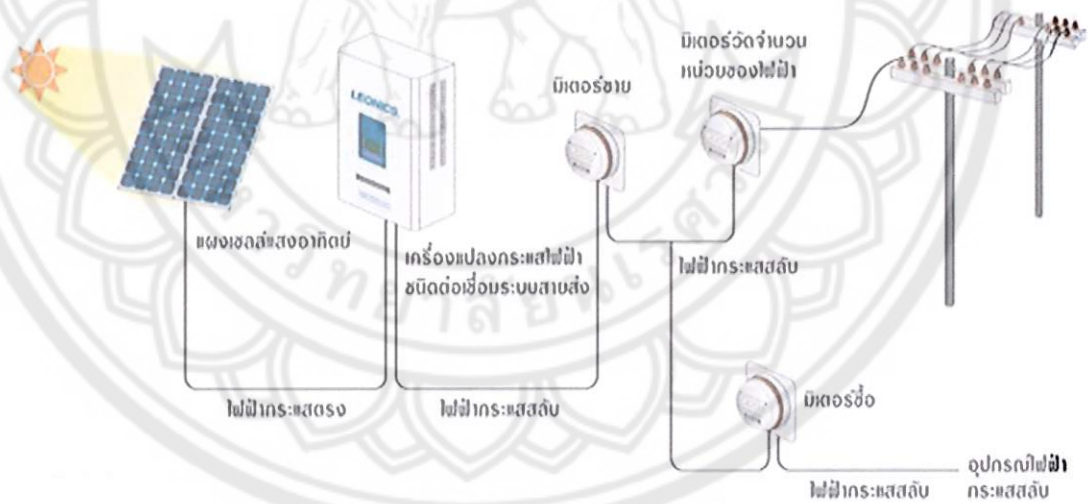


## 2.3 การนำเซลล์แสงอาทิตย์ไปประยุกต์ใช้งาน

2.3.1 ระบบอิสระ (Standalone) ถูกนำไปใช้ในการติดตั้งในบริเวณที่ไม่มีระบบจำหน่ายหรือใช้กับอุปกรณ์ไฟฟ้าที่ติดตั้งอย่างอิสระดังเช่น เสาไฟส่องสว่าง ไฟสัญญาณเตือนของป้ายจราจร ซึ่งการใช้งานชนิดใช้งานอิสระจะต้องมีแบตเตอรี่สำรองไฟด้วย



รูปที่ 2.1 ระบบผลิตไฟฟ้าจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ระบบอิสระ (Standalone) [11]

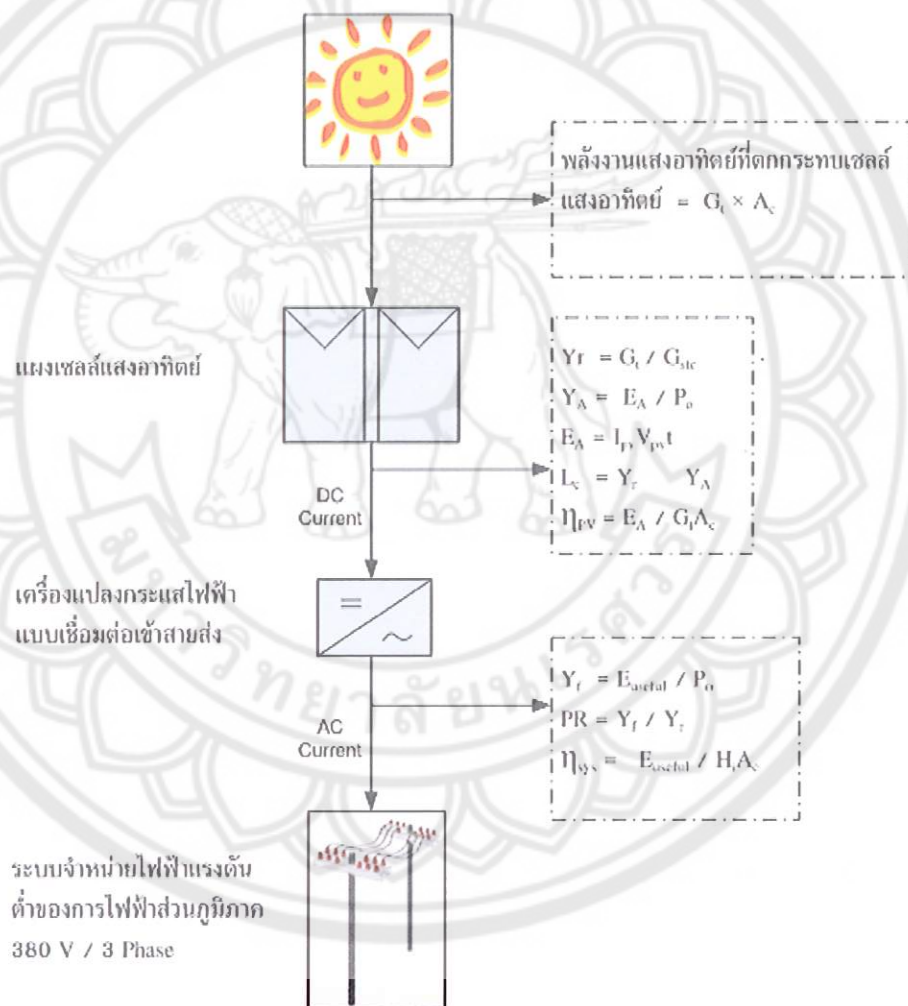


รูปที่ 2.2 ระบบผลิตไฟฟ้าจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ระบบจำหน่าย (Grid connected) [11]

2.3.2 ระบบจำหน่าย (Grid connected) ถูกนำมาใช้เพื่อการอนุรักษ์พลังงานและติดตั้งในบริเวณที่มีระบบจำหน่ายเพื่อการต่อเชื่อม ด้วยหลักการพลังงานแสงอาทิตย์ที่ได้จากแผงเซลล์แสงอาทิตย์จะถูกนำเข้าสู่เครื่องแปลงกระแสไฟฟ้าเพื่อแปลงเป็นไฟฟ้ากระแสสลับ โดยติดตามสัญญาณไฟฟ้าในระบบจำหน่ายตลอดเวลา ผลักดันกระแสไฟฟ้าให้ไหลกลับเข้าระบบจำหน่าย ซึ่งช่วยลดค่าไฟฟ้าในระบบรวมได้ ทั้งนี้ระบบไม่ต้องการแบตเตอรี่เพื่อสำรองไฟฟ้า

## 2.4 การตรวจวัดสมรรถนะทางด้านเทคนิคของระบบผลิตไฟฟ้าจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ระบบจำหน่าย

ในระบบผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์โดยทั่วไปจะมีการวิเคราะห์แยกส่วน สังเกตได้ว่าในไดอะแกรมรูปที่ 2.3 จะมีอยู่ด้วยกัน 2 ส่วนหลักๆ คือ ส่วนที่เป็นกระแสดตรง จะอยู่ในส่วนที่เป็นแผงเซลล์แสงอาทิตย์ทางฝั่งอินพุทของอินเวอร์เตอร์ และส่วนที่ 2 คือฝั่งเอาต์พุทของอินเวอร์เตอร์จะเป็นกระแสสลับ เพื่อให้สามารถประเมินหาสมรรถนะของระบบเซลล์แสงอาทิตย์โดยอ้างอิงการประเมินตาม IEC 61724 และ International Energy Agency Photovoltaic Power System TASK2 – Performance, Reliability and Analysis of Photovoltaic System (IEA PVPS Task 2)



รูปที่ 2.3 แสดงวิธีการประเมินสมรรถนะทางด้านเทคนิคของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ [12]

ทฤษฎีการวิเคราะห์ในโรงไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์จะใช้วิธีการวิเคราะห์ทางด้านเทคนิค ที่อ้างอิงจาก International Energy Agency Photovoltaic Power System TASK2 – Performance, Reliability and Analysis of Photovoltaic System (IEA PVPS Task 2) [12] ซึ่งสามารถใช้ในการวิเคราะห์ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (Array Yield) ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ในทางทฤษฎี (Reference Yield) พลังงานสูญเสียบนแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (Capture Losses) โดยจะเป็นการหาพลังงานสูญเสียทางด้านกระแสดังเป็นต้น พลังงานแสงอาทิตย์ที่ตกกระทบเซลล์แสงอาทิตย์ หาได้จากสมการ

$$\text{พลังงานแสงอาทิตย์ที่ตกกระทบเซลล์แสงอาทิตย์} = H_i \times A_c \quad (1)$$

พลังงานสูญเสียบนแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (Capture Losses) หาได้จากสมการ

$$L_c = Y_r - Y_A \quad (2)$$

LC คือ พลังงานที่สูญเสียบนแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (KWh/KWp)

พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (Array Yield) หาได้จากสมการ

$$Y_A = E_A / P_o \quad (3)$$

YA คือ พลังงานไฟฟ้าที่เซลล์แสงอาทิตย์ผลิตได้ต่อกำลังติดตั้ง (KWh/KWp)

EA คือ พลังงานไฟฟ้าที่เซลล์แสงอาทิตย์ผลิตได้ (KWh)

PO คือ กำลังไฟฟ้าติดตั้งสูงสุดของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (Wp)

พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ในทางทฤษฎี (Reference Yield) หาได้จากสมการ

$$Y_r = H_i / G_{STC} \quad (4)$$

Yr คือ พลังงานไฟฟ้าที่เซลล์แสงอาทิตย์ผลิตได้ต่อกำลังติดตั้งในทางทฤษฎี (KWh/KWp)

Hi คือ พลังงานจากรังสีดวงอาทิตย์ที่ตกกระทบพื้นผิวแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (KWh/m<sup>2</sup>)

GSTC คือ ค่าความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ที่สภาวะมาตรฐานการทดสอบเซลล์แสงอาทิตย์ STC =

1 KW/m<sup>2</sup>

ประสิทธิภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ หาได้จากสมการ

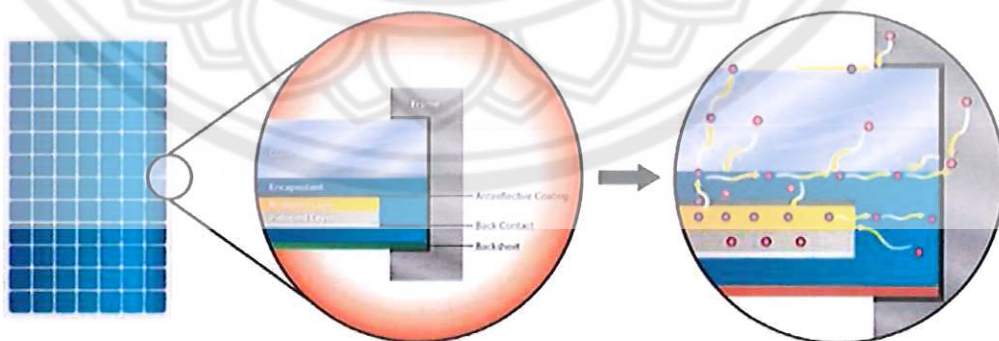
$$\eta_A = E_A / H_t A_A \quad (5)$$

$\eta_A$  คือ ประสิทธิภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์

$A_A$  คือ พื้นที่แผงเซลล์แสงอาทิตย์ ( $m^2$ )

## 2.5 การทบทวนวรรณกรรมที่เกี่ยวข้อง

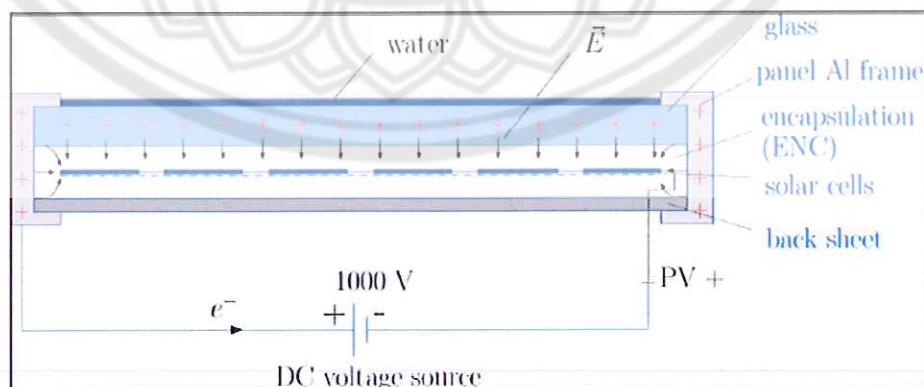
AE Advanced Energy, ENG-PID-270-01 3/13 [13] ได้ศึกษาถึงสาเหตุของการเกิด Potential Induce Degradation (PID) ซึ่งไม่เป็นไปตามคุณสมบัติของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ มาจากตัวแปรที่ทำให้เกิด PID เช่น แรงดันไฟฟ้า ความร้อนและความชื้น ทั้งหมดนี้จะมีอยู่ในโรงไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ แต่ไม่ใช่สาเหตุทั้งหมด ดร.ปีเตอร์ แสค จาก NREL ได้มีข้อสรุปไว้ว่า เซลล์แสงอาทิตย์ที่เป็นผลึกทั้งหมด ที่เป็นแผงเซลล์จะมีองค์ประกอบที่ทำให้เกิด PID หรือไม่เกิด, PID ได้เกิดขึ้นครั้งแรกในปี 1970 และเริ่มมีการศึกษานับแต่นั้นมา โรงไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์มีการเติบโตอย่างรวดเร็ว รวมถึงการลดลงของราคาแผง ขึ้นอยู่กับบางยี่ห้อและคุณภาพ ซึ่งนำไปสู่ปรากฏการณ์ต่อความสนใจในสิ่งใหม่มากขึ้น เพราะว่าเป็นเทคนิคขั้นสูงมาก รวมถึงความต้องการเข้าใจในด้านเคมีและสีกิให้มากขึ้น โดยส่วนใหญ่มีความกลัวต่อสิ่งที่จะเกิดขึ้นคือความไม่มั่นใจความกังวลใจในตลาดเซลล์แสงอาทิตย์ทุกวันนี้ ถึงแม้ว่าหนทางที่จะทำให้ PID ลดน้อยลงและก็ไม่ใช่ง่ายเสมอไป จึงมีการมุ่งเน้นไปที่สาเหตุและผลต่อโรงไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ขนาดใหญ่ และสถานะของการวัดทดสอบ PID ในการพูดคุยจัดเตรียมบทสรุปงานวิจัยอย่างแพร่หลายของ Advance Energy นำไปสู่การตื่นตัวสำหรับการศึกษาในอนาคตในอุตสาหกรรม การเกิด PID แสดงได้ดังรูป 2.4



รูปที่ 2.4 แสดงลักษณะการเกิด Leakage current และศักย์ไฟฟ้าของขั้วลบและขั้วบวกของสารกึ่งตัวนำจากกระจกและเฟรม และสภาวะแวดล้อมภายนอกกับแผงเซลล์แสงอาทิตย์

Mau S. และ John U. [14] ได้ทำการประเมินสมรรถนะของระบบผลิตไฟฟ้าจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบเชื่อมต่อเข้าระบบจำหน่ายจำนวน 21 ระบบ ซึ่งติดตั้งใน 5 ประเทศของทวีปยุโรป และญี่ปุ่น โดยทำการประเมินตามหัวข้อของ Task 2 of the Photovoltaic Power System Program (PVPS) of the International Energy Agency (IEA) ซึ่งทำการเก็บข้อมูลทุกๆ 1 ชั่วโมง และทุกๆ 5 นาที ผลการวิเคราะห์ระบบทั้งหมดซึ่งทำงานในสภาวะอากาศที่แตกต่างกันในระยะเวลา 7-23 ปี พบว่าระบบเหล่านี้ยังคงมีประสิทธิภาพดีในระยะเวลาสั้น มีเพียง 5 ระบบเท่านั้นที่แสดงให้เห็นถึงการเปลี่ยนแปลงของประสิทธิภาพต่อเวลา ซึ่งสาเหตุที่ทำให้ประสิทธิภาพของระบบลดลงเกิดจาก อุปกรณ์ในระบบเสื่อมสมรรถนะ การลัดวงจรของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ขนาดเครื่องแปลงกระแสไฟฟ้าที่เล็กไป การวัดค่าความเข้มรังสีอาทิตย์ที่ไม่ถูกวิธี นอกจากนี้ยังพบว่าค่า Performance ratio ของระบบจะเปลี่ยนแปลงไปตามสภาวะอากาศอีกด้วย

Sebastian Pingel, SOLON April 5th 2011, Berlin-Fraunhofer ISE: PV Module Reliability [15] ได้ศึกษาถึง PID ในระดับเซลล์พานและระบบ เพื่อการเพิ่มขึ้นของการผลิตกำลังไฟฟ้าเพื่อลดต้นทุนและเพื่อให้ระบบใช้ได้เป็นระยะเวลานาน ระบบผลิตไฟฟ้าโดยเซลล์แสงอาทิตย์จะผลิตแรงดันเมื่อได้รับแสง การสูญเสียกำลังไฟฟ้ามักเกิดมาจากการกระทำของศักย์ไฟฟ้า ซึ่งมีความเกี่ยวข้องกับกราวด์ และขึ้นอยู่กับ magnitude และสัญญาณ การทดสอบ PID แสดงได้ดังรูป 2.5 ซึ่งทำการศึกษาอยู่ด้วยกัน 2 กรณีคือ การเสื่อมสภาพที่ไม่สามารถย้อนกลับได้ และการเสื่อมสภาพที่สามารถย้อนกลับได้ ครั้งแรกในปี 1978 โดย Hoffman และ Ross (JPL) ได้ค้นพบ ผลกระทบ การจ่ายแรงดันไฟฟ้า ความชื้นให้กับแผงเซลล์แสงอาทิตย์ เป็นระยะเวลานานเพื่อหาค่าคงที่ เพื่อดูว่าแผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดใดเสื่อมสภาพน้อยที่สุด แต่ผลการทดสอบในครั้งนั้นไม่ได้ตั้งอยู่บนการทดสอบมาตรฐาน เมื่อไม่นานมานี้ NREL กล่าวว่าสาเหตุของการเสื่อมสภาพมีสาเหตุจาก แรงดันไฟฟ้าสูงแต่ไม่ครอบคลุมมาตรฐาน IEC หรือ UL ในขณะนี้ ผลการทดสอบตามระเบียบการจึงใช้ไม่ได้ หัวข้อสำหรับ PID คือการเพิ่มขึ้นของสำคัญ ดังนี้ การเพิ่มขึ้นจะต้องลดลงของการเสื่อมสภาพทั้งหมด การเพิ่มขึ้นของแรงดันของระบบ การเพิ่มขึ้นของความหลากหลายทางเทคโนโลยีเซลล์แสงอาทิตย์



รูปที่ 2.5 แสดงลักษณะการทดสอบ PID โดยใช้น้ำอยู่ด้านบนของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ เพื่อเร่งการเกิด

PID

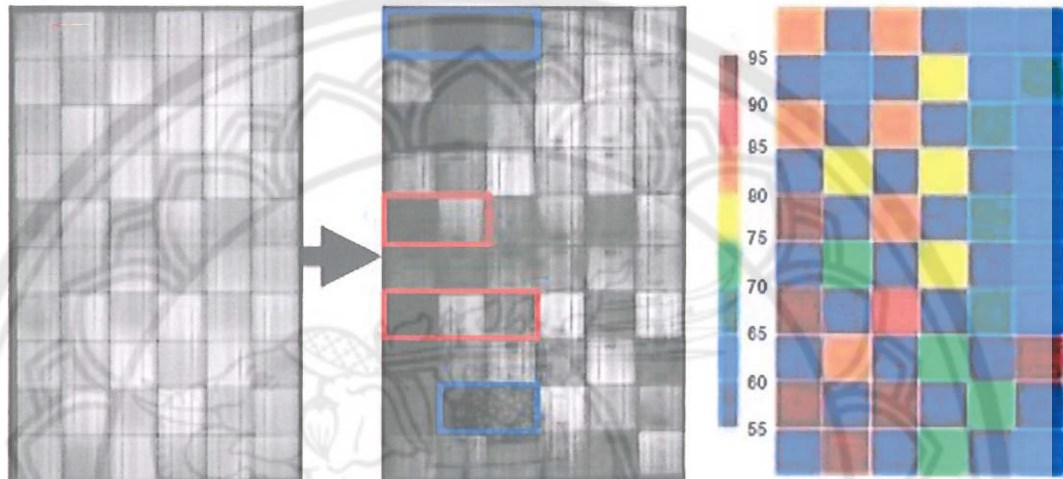
ผลการวิเคราะห์ฟิล์มบาง โดยให้อุณหภูมิอยู่ที่ 85 องศาเซลเซียสและความชื้นที่ 85 องศาเซลเซียส แรงดันไฟฟ้า -1000 โวลต์ 470 ชั่วโมงพบว่าการเสื่อมสภาพของแผงเซลล์อยู่ที่ 20-60% ในการทดลองเซลล์ที่เป็นผลึกเดี่ยวและผลึกรวมการเพิ่มขึ้นของความต้านทานจะเกิดจากกระแสย้อนกลับ ทำให้เกิดการเสื่อมสภาพของเซลล์ สำหรับเซลล์ที่มีฐานรองเป็นชนิดพี การเพิ่มขึ้นของจำนวนโบรอน จะทำให้เกิด PID สูงมาก ในเรื่องของความนำไฟฟ้า และในขณะที่ด้านรับแสงถ้าปริมาณการเติมอะตอมสารเจือฟอสฟอรัสน้อย จะทำให้เกิด PID ได้สูงเช่นเดียวกัน ในเรื่องของความต้านทาน รวมถึงการเอชชิง (etching) ด้านเอ็นสามารถทำให้เพิ่มการเกิด PID ได้ด้วย ในส่วนของการเคลือบผิวหน้าเพื่อลดการสะท้อนแสง จะมีผลกระทบต่อ PID ดังนี้ อัตราส่วนของ Si ต่อ N คือ RI (Reflective index และ film thickness) สามารถเปลี่ยนแปลงคุณสมบัติทางไฟฟ้าได้ คือความนำของผิวเซลล์ต่อพฤติกรรมรวมตัว อิเล็กตรอนและโฮล รวมถึงความหนาของเส้น กริดไลน์(grid line) ก็มีส่วนทำให้เกิด PID ได้ ในระดับ panel จากการทดลองพบว่าสูญเสียกำลังไฟฟ้าถึง 32% จากการใช้ EL Thermo cam ส่องที่ผิวของเซลล์ ในแผงพบว่ามีพื้นผิวเป็นสีดำจำนวนมาก นั้นหมายความว่าเกิดกระแสรั่วที่บริเวณตัวเซลล์เกิดขึ้น ทำให้ทราบถึงสาเหตุของการเกิด PID มาจากอุณหภูมิและความชื้น ในส่วนของระบบ ศักย์ไฟฟ้ามีความเกี่ยวข้องกับกราวด์โดย โครงสร้างกราวด์ เทคโนโลยีอินเวอร์เตอร์ และตำแหน่งใน String (Heribert Schmidt, F.ISE: "How does the Inverter define the PV-Generators Potentials" 1st Inverter and PV system technology forum 2011) PID สามารถหยุดหรือหลีกเลี่ยงได้โดยใช้ศักย์ไฟฟ้าลบ หมายความว่าให้ขั้วลบลงกราวด์ ของระบบ ซึ่งจะเป็นการทำให้กราวด์มีความเหมาะสมกับระบบ

M. Schütze, M. Junghänel, M.B. Koentopp, S. Cwikla, S. Friedrich, J.W. Müller, and P. Wawer Q-Cells SE, Sonnenallee 17-21, 06766 Bitterfeld-Wolfen [16] ได้ทำการศึกษาถึงมาตรฐานการออกแบบการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ถึงการจ่ายแรงดันไฟฟ้าหลายร้อยโวลต์



รูปที่ 2.6 แสดงลักษณะการทดสอบ PID แบบ corona-discharge เพื่อเร่งการเกิด PID

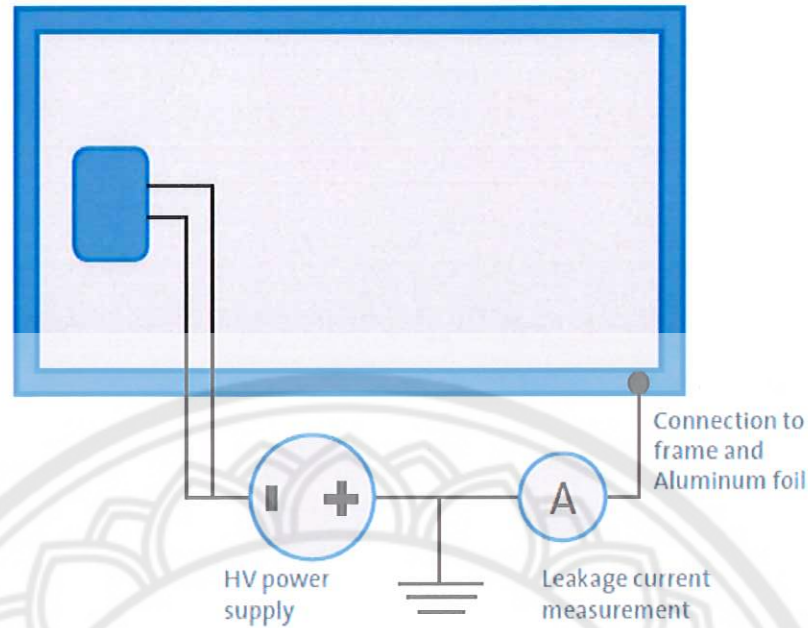
เมื่อไม่นานมานี้มันชี้ให้เห็นอย่างชัดเจนถึงการจ่ายแรงดันไฟฟ้าสูงๆ จะส่งผลกระทบต่อขั้วลบในระยะยาวต่อการทำงานของระบบ ในเซลล์แสงอาทิตย์แบบผลึก ในงานวิจัยนี้จะเจาะจงในด้านการศึกษาผลกระทบจาก PID ภายใต้เงื่อนไขภายในห้องวิจัย การทดลองประกอบด้วยเซลล์แสงอาทิตย์ 60 เซลล์ในหนึ่งแผงภายใต้การจ่ายแรงดันไฟฟ้าสูงที่สภาวะเปียก ซึ่งจะแตกต่างกันตรงจนวนในการเตรียมและกระบวนการผลิตของเซลล์แสงอาทิตย์ที่มีความหลากหลาย โดยจะศึกษาเฉพาะที่จำเป็น ในส่วนที่จะนำไปสู่ PID ดังแสดงในรูป 2.6 และ 2.7



รูปที่ 2.7 แสดงลักษณะการเกิด PID ที่ตัวเซลล์แสงอาทิตย์ โดยใช้กล้อง EL image หลังจากผ่านการทดสอบ

โดยจะทำการวัด I-V, ส่องด้วย EL Thermo image, และ Dark lock thermo graphy เพื่อแสดงรายละเอียดถึงลักษณะของ PID เพื่อหาความสัมพันธ์ระหว่างการสูญเสียกระแสและความนำไฟฟ้าที่พบเพื่อชี้ชัดขบวนการเกิด PID บนแผงเซลล์แสงอาทิตย์และในระดับเซลล์ และพิสูจน์จากผลการทดลอง

Photovoltaic Products UL evaluates Potential Induced Degradation of PV Modules UL and the UL logos are trademarks of UL LLC, 2012 315.09/12. En [17] กล่าวไว้ว่าแรงดันไฟฟ้าในโรงไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ขนาดใหญ่จะมีแรงดันกระแสตรงสูง โดยจะอยู่ในช่วง 500 โวลต์ ถึง 1000 โวลต์ จากการสังเกตศักยภาพไฟฟ้าที่สูงจะเป็นตัวเร่ง ที่จะนำไปสู่การเสื่อมสภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ผ่านตัวแปรหลายๆ อย่างเช่น จากการวิเคราะห์ตัวแปรที่ทำให้เกิด PID คือขั้วไฟฟ้า ดังรูป 2.8 แสดงการทดสอบตามมาตรฐานของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดผลึกเดี่ยวชนิดพี



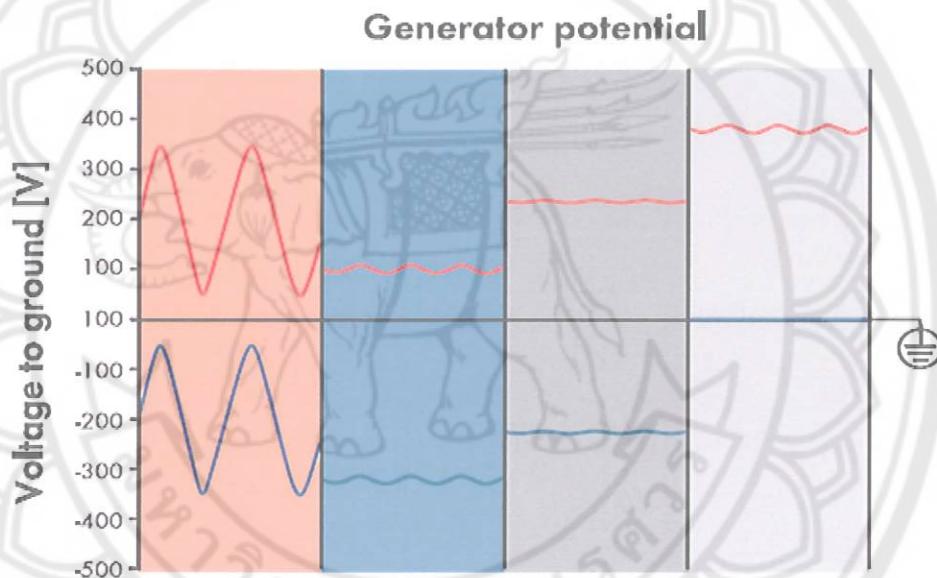
รูปที่ 2.8 แสดงลักษณะการทดสอบ PID สำหรับแผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดพี แบบผลึกเดี่ยว

การกักเก็บประจุไฟฟ้าและการกักเก็บประจุเคมีไฟฟ้า ตัวแปรหนึ่งที่พบได้บ่อยคือการเปียกหรือความชื้นจากสภาวะแวดล้อม เช่น น้ำค้างในตอนเช้าหรือฝน ตลอดจนแผงที่มีการเปื้อนจากตัวนำที่ถูกกระทำจากกรดเป็นกรด การกักเก็บประจุหรือไอออนจากวัสดุ เมื่อมีการติดตั้งระบบ แผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดผลึกเดี่ยวอาจจะเสื่อมสภาพในชั่ววอกตลอดจนชั่วลบที่ซึ่งขึ้นอยู่กับโครงสร้างเซลล์ กระบวนการผลิตแผงและวัสดุ ตลอดจนการออกแบบ บริษัทผู้ผลิตแผงเซลล์พบข้อมูลจากการทดสอบซึ่งจะเป็นประโยชน์อย่างมากต่อความพยายามให้เกิดความเชื่อมั่นสำหรับการประกันคุณภาพและการวิเคราะห์ทางการเงินอื่นๆ การพิสูจน์แผงเซลล์แสงอาทิตย์จะไม่มีผลถึง PID แต่จะนำไปสู่การพิสูจน์ทางวิทยาศาสตร์และทดลองซ้ำ โดยจะให้ห้องทดลองอื่นทำการพิสูจน์อีกครั้งหนึ่งเพื่อความเชื่อมั่นของธนาคารและความน่าเชื่อถือในการกู้เงินลงทุน โปรแกรมการทดสอบแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ส่งผลกระทบต่อ PID ตามมาตรฐาน UL โดยให้พิสูจน์ทางวิทยาศาสตร์ ตามโปรแกรมเพื่อประเมินถึงผลกระทบของความถี่เครียดของขั้วทั้งสองจากแผงเซลล์ของผู้ผลิต

Daniel Hahn, PID workshop May 23, 2012 NEGATIVE GROUNDING FOR PV-SYSTEMS, RENEWABLE ENERGY CORPORATION [18] ได้ทำการศึกษาศักยภาพไฟฟ้าบวกที่ระบบของโรงไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ ชนิดของอินเวอร์เตอร์และความแตกต่างทางแรงดันไฟฟ้ากระแสตรง รวมถึงตัวอย่างโรงไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ในแถบยุโรปจะมีแรงดันไฟฟ้าถึง -600 โวลต์ การแนะนำในเรื่องความร้อนและตัวแปรทางความชื้น รวมถึงประสบการณ์เกี่ยวกับแผงเซลล์ที่เป็นฟิล์มบาง การต่อกราวด์ของระบบจะขึ้นอยู่กับชนิดของอินเวอร์เตอร์ ในการต่อจะใช้ขั้วลบลงกราวด์หลัก โดยจะมีฟิวส์หรือตัวความต้านทาน โดยขนาดของฟิวส์จะเป็นไปตามมาตรฐานของ UL1741 ฟิวส์ในฝั่งขั้วลบจะไม่มีผลกระทบและสามารถติดตั้งโดยไม่มีฟิวส์ได้ซึ่งจะเป็นไปตามมาตรฐาน IEC 60364-7-712



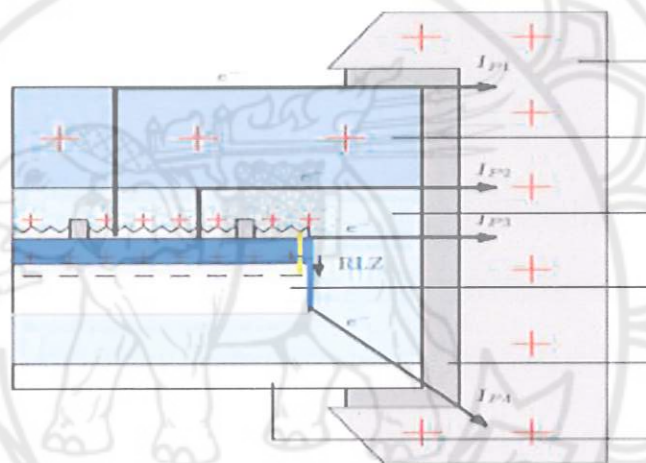
SMA Technical Information, Potential Induced Degradation (PID), PID-TI-UEN113410 [19] ผู้ที่มีความรู้เกี่ยวกับไฟฟ้าจำนวนมากและผู้ที่คุณและผู้ดูแลระบบไม่สามารถอธิบายได้ถึงการสูญเสียพลังงานได้ บ่อยๆ จะไม่รู้ถึงสาเหตุหรือผลกระทบนี้ รู้แต่ว่ามันคือ PID และไม่สามารถประเมินผลสิ่งที่เกี่ยวข้องกับสถานการณ์นั้นได้ มีคำถามที่จะต้องรู้ให้ได้อย่างไรโดยการแยกแยะที่ส่งผลกระทบต่อแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ซึ่งจะต้องแนะนำสิ่งที่จะเกิดขึ้นให้ได้ตลอดเวลา วัตถุประสงค์หลักของข้อมูลทางเทคนิคนี้สามารถบรรยายถึงเบื้องหลังของผลกระทบจาก PID สามารถอธิบายถึงความหลากหลายของตัวแปรที่มีอิทธิพลต่อการเสื่อมสภาพ เป็นข่าวดีสำหรับผู้ดูแลระบบจะทราบถึงความแตกต่างจากการวัด ตามที่ระบบใช้ขั้วลบลกราวด์ เป็นอุปกรณ์เสริมโดยใช้ PV Offset Box ซึ่งถูกพัฒนาโดย SMA Solar เพื่อขั้วกราวด์ในเวลากลางคืน รวมถึงแผงเซลล์แสงอาทิตย์ส่วนใหญ่จากผู้ผลิตจะหาวิธีแก้ไขจากสิ่งที่เกี่ยวข้องจากวัสดุอื่นๆ แทน แผงเซลล์แสงอาทิตย์ส่วนใหญ่จะจ่ายแรงดันไฟฟ้ากระแสตรงประมาณ 30 โวลต์



รูปที่ 2.9 แสดงศักย์ไฟฟ้าของสตริงที่แรงดันต่ำสุดและสูงสุด ของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ที่ขึ้นอยู่กับการใช้อินเวอร์เตอร์และขั้วกราวด์ ในตัวอย่างดังรูปแสดงถึงค่าแรงดันสูงสุดที่ 400 โวลต์

ในโรงไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์จะมีการต่ออนุกรมกันในสตริงเพื่อหาจุดสูงสุดของแรงดันที่เรียกว่า MPP voltage ช่วงของแรงดันเช่น 300 – 500 โวลต์ แรงดันไฟฟ้าเปรียบเทียบได้จากความต่างศักย์ไฟฟ้าจากปัจจัยที่อยู่รอบข้างหรือเรียกว่ากราวด์ ความหลากหลายทางตัวแปรจะกำหนดได้อย่างไร โดยที่แรงดันของ Array คือครั้งหนึ่ง มีความสัมพันธ์กับศักย์ไฟฟ้าเป็นศูนย์โวลต์ สามารถกล่าวได้เป็นดังนี้กรณีนี้ที่แรงดันไฟฟ้ากระแสตรงของสตริงมีค่า 400 โวลต์ กรณีอินเวอร์เตอร์ไม่มีกราวด์ จะจ่ายแรงดันไฟฟ้าให้อินเวอร์เตอร์แบบสมมาตรคือ +200 โวลต์ และ -200 โวลต์ ให้กับอินเวอร์เตอร์ กรณีอินเวอร์เตอร์เป็นแบบ ศักย์ไฟฟ้าบวกจะใช้ขั้วลบของสตริงลงกราวด์ที่อินเวอร์เตอร์ทำให้ศักย์ไฟฟ้าเป็นบวก +400 โวลต์ กรณีที่อินเวอร์เตอร์เป็นแบบ ศักย์ไฟฟ้าลบจะใช้ขั้วลบของสตริงลงกราวด์ศักย์ไฟฟ้าจะเป็นลบ -400 โวลต์

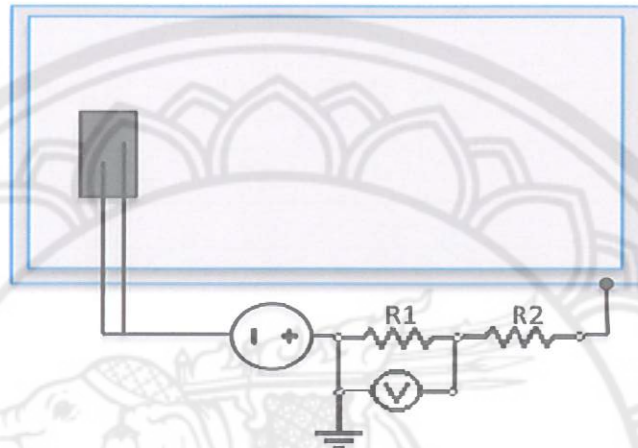
J. Berghold, O. Frank, H. Hoehne, S. Pingel, B. Richardson\*, M. Winkler SOLON SE, Am Studio 16, 12489 Berlin, Germany, Potential Induced Degradation of solar cells and panels [20] ได้ศึกษาถึง PID โดยใช้น้ำอยู่บนแผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดพี โครงสร้างแบบผลึกเดี่ยว โดยให้ศักย์ไฟฟ้าภายนอกเป็นตัวเร่ง เพื่อจำลองการเกิด PID ที่ส่งผลกระทบต่อคุณสมบัติของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ เพื่อสาธิตการเกิด PID อย่างไรก็ตามเซลล์แสงอาทิตย์ต้องการแรงดันไฟฟ้าสูงๆ เพื่อหาสาเหตุความเกี่ยวข้องของศักย์ไฟฟ้าบวกที่เชื่อมโยงกับกราวด์ เพื่อหาความเกี่ยวข้องของศักย์ไฟฟ้าส่งผลกับเซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งใช้งานจริงในระยะเวลา 25 ปี พารามิเตอร์ที่สำคัญในระดับเซลล์คือหัวใจในการป้องกันในระดับ Panel และระดับระบบเพื่อป้องกันการเกิด PID ซึ่งจะส่งผลต่อการเสื่อมสภาพของระบบในอนาคต ยิ่งไปกว่านั้น ผลกระทบจากสภาพอากาศเช่น อุณหภูมิและความชื้นซึ่งอยู่บนขอบเขตของ PID ได้จากการทดสอบและวิเคราะห์แล้วดังได้นำเสนอไปแล้ว



รูปที่ 2.10 แสดง Leakage current บางส่วนจากแผงเซลล์ที่ติดตั้ง โดยความเห็นของ แม็ค มาฮอน [21]

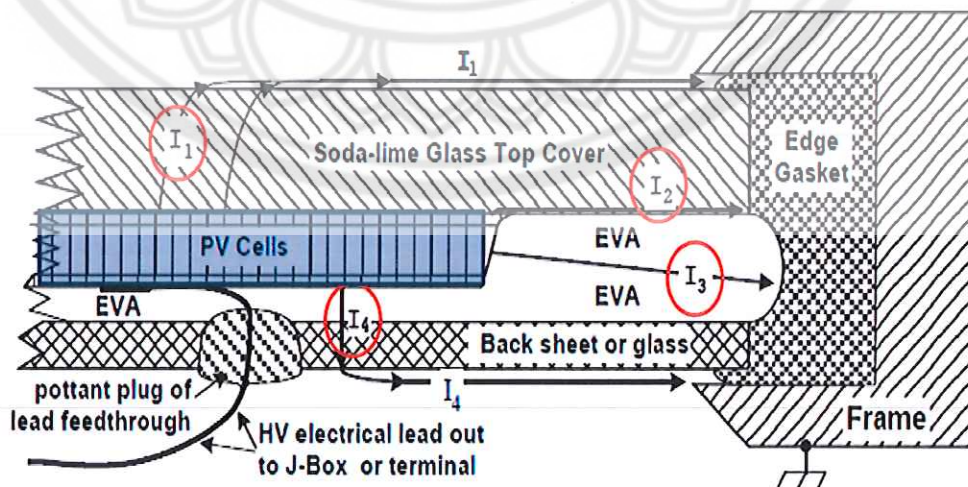
Peter Hacke, Kent Terwilliger, Ryan Smith, Stephen Glick, Joel Pankow, Michael Kempe, and Sarah Kurtz National Renewable Energy Laboratory, System Voltage Potential-Induced Degradation Mechanisms in PV Modules and Methods for Test [21] ได้ทำการศึกษาเรื่องการเสื่อมสภาพและพลังงานสูญเสียของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ที่ได้จากการวิเคราะห์ ซึ่งถูกการกระทำจากแรงดันของระบบ เซลล์แสงอาทิตย์บางส่วนนี้ที่ครบกำหนดจะถูกนำมาตรวจสอบตามมาตรฐาน แต่ไม่เพียงพอสำหรับการประเมินถึงความทนทานของแผงเซลล์ได้ในระยะยาวที่จะได้รับผลกระทบจากแรงดันไฟฟ้าสูงๆ จากประสบการณ์ในโรงไฟฟ้าจริงๆ ได้ แรงดันไฟฟ้าสูงๆ จะนำไปสู่การเสื่อมสภาพของแผงเซลล์จากความหลากหลายของกลไก ขอบเขตของแรงดันต่อการเสื่อมสภาพจะเกี่ยวเนื่องกับ Leakage current หรือ Coulombs ผ่านชั้นผลิตกระแสของเซลล์ ผ่านไปยังฉนวนและกระจกไปสู่กราวด์เฟรมของแผงเซลล์ ที่สามารถกำหนดการทดลองได้ อย่างไรก็ตาม ผลกระทบจากการผลิตจะไม่มีที่แน่นอน วิธีการประมาณการวิธีทดสอบทดสอบและระดับของการกระทำจาก

แรงดันไฟฟ้าสามารถอธิบายได้ถึงการกระทำกับแผงเซลล์และความทนทานต่อแรงดันของระบบที่จะทำให้เกิด PID กับกลไกของระบบ ข้อมูลนี้ได้จากการทดสอบแบบกลางแจ้งที่ได้ทำการทดลองมาแล้ว ซึ่งจะถูกใช้สำหรับประมาณการโดยการเร่งตัวแปรที่ต้องการเพื่อประเมินผลความทนทานของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ต่อการกระทำจากแรงดันของระบบ จากการเร่งให้เกิด PID สามารถสังเกตได้จากผิวของตัวเซลล์หลังจากการกระทำของแรงดันไฟฟ้าสูงๆ พบว่าลดการเกิด PID ในการ damp heat ด้วยการจ่ายโพลที่ชั้นผลิตกระแส



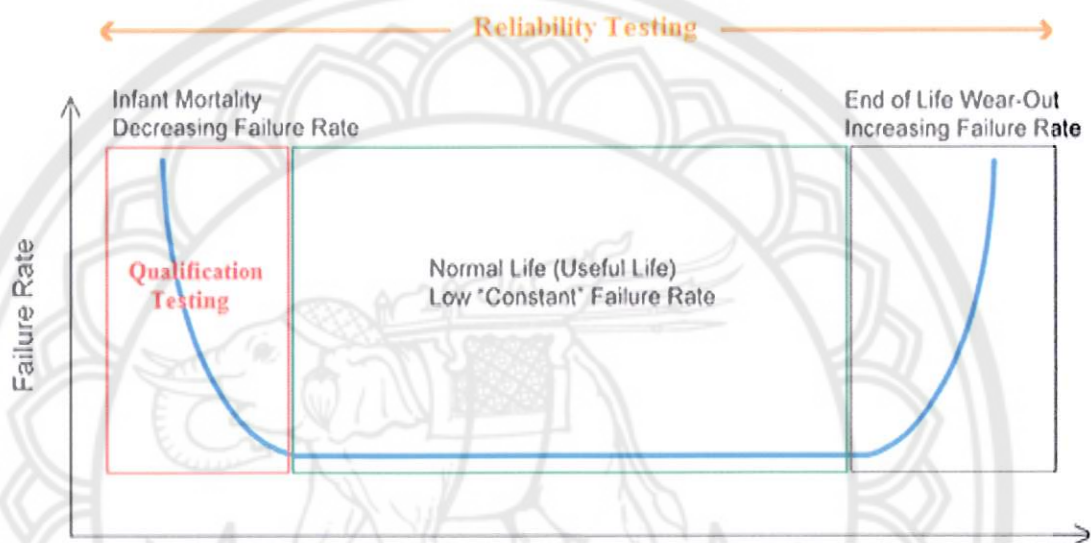
รูปที่ 2.11 แสดงการจ่ายแรงดันไฟฟ้าที่เซลล์ของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ด้วยการช็อตขั้วเข้าด้วยกัน เพื่อวัดกระแสรั่ว แรงดันไฟฟ้า ผ่านความต้านทานก่อนลงสู่กราวด์

Faraz Ebneali, 2012 by ASUPRL, Potential Induced Degradation of Photovoltaic Modules: Influence of Temperature and Surface Conductivity [22] ได้ทำการศึกษาผลกระทบ ต่อแผงเซลล์แสงอาทิตย์ จากอุณหภูมิและตัวนำที่ผิวหน้าแผงเซลล์ เริ่มจากศึกษาแรงดันไฟฟ้าสูง อุณหภูมิ และความชื้น ที่จะส่งผลต่อแผงเซลล์ชนิดผลึกรวม



รูปที่ 2.12 แสดงภาพตัดขวางโครงสร้างแผงเซลล์แสงอาทิตย์แสดงการรั่วของกระแส I1, I2, I3 และ I4

เพื่อเปรียบเทียบผลกระทบจากอุณหภูมิต่อการกระตุ้นและระดับการเสื่อมสภาพ เพื่อหาความสัมพันธ์ระหว่างกระแสรั่วและพลังงานที่ลดลง เพื่อเปรียบเทียบและการประมาณการ อัตราการลดลงของการเสื่อมสภาพต่อแผงใหม่จากตัวอย่าง Thermal cycling (TC) และ Damp heat (DH) เพื่อเข้าใจชนิดของแผงเซลล์ที่เหมาะสมสำหรับการทดสอบ PID เพื่อหาระดับการกัดกร่อนทางเคมีไฟฟ้าและความต้านทานระหว่างรอยต่อ เพื่อวิเคราะห์การย้อนกลับของกำลังไฟฟ้า จากตัวอย่างหลังจากทดสอบการเสื่อมสภาพ เพื่อประมาณการความต้านทานไฟฟ้าภายใน ( $R_s$ ) ของตัวอย่างก่อนและหลังทดสอบ PID เพื่อตรวจสอบและยืนยันก่อนศึกษา PID



รูปที่ 2.13 แสดงกราฟการเพิ่มขึ้นของอัตราการเสื่อมสภาพและการลดลงของอัตราการเสื่อมสภาพตามเวลาของเซลล์แสงอาทิตย์

## 2.6 สรุปรงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

จากผลงานวิจัยที่เกี่ยวข้องสามารถสรุปได้ว่า การเปลี่ยนแปลงของความต้านทานความเป็นฉนวนของแผงเซลล์แสงอาทิตย์นั้น มีอยู่ด้วยกันสองสาเหตุคือ มาจากการเสื่อมสภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ขณะใช้งานจริง ที่เกิดจากสภาพอากาศเช่น อุณหภูมิและความชื้น สาเหตุที่สองมาจากสนามไฟฟ้าที่เกิดขึ้นจากแรงดันไฟฟ้า เมื่อมีการต่อเซลล์แสงอาทิตย์แบบอนุกรมและมีค่าแรงดันไฟฟ้าที่สูง ส่งผลให้เกิดการสูญเสียประจุไฟฟ้าของโลหะ ซึ่งทำให้เกิดช่องว่างระหว่างตัวเซลล์กับ EVA ซึ่งเป็นตัวสารเคลือบเพื่อป้องกันความชื้น ซึ่งผลมาจากการลดลงของค่าความเป็นฉนวนของแผงเซลล์แสงอาทิตย์นั้น จะส่งผลถึงค่าความต้านทานอนุกรมและการลดลงของความต้านทานขั้ว ทำให้แผงเซลล์แสงอาทิตย์มีสมรรถนะลดลงตามไปด้วย โดยในการตรวจสอบค่าความเป็นฉนวนนั้นสามารถหาได้โดยวิธีการวัดที่แผงเซลล์แสงอาทิตย์โดยใช้เครื่องมือที่เรียกว่า Megohm meter และนำผลทางไฟฟ้ามาวิเคราะห์หาความสัมพันธ์ระหว่างการลดลงของค่าความเป็นฉนวนต่อการลดลงของการผลิตไฟฟ้าในระบบ คณะผู้วิจัยได้พัฒนางานวิจัยดังกล่าวเพื่อใช้ในการทำนายการเปลี่ยนแปลงความเป็นฉนวนต่อระบบที่ผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่ใช้ระบบ

กราวด์ที่แตกต่างกัน 3 แบบดังนี้ แบบ negative ground แบบ positive ground และแบบ floating ground เพื่อวิเคราะห์ผลดังกล่าวที่จะส่งผลกระทบต่อการลดลงของความสามารถในการผลิตพลังงานไฟฟ้าของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ภายใต้สภาวะการใช้งานจริง

ตารางที่ 2.1 สรุปเอกสารและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

ผู้เขียน	หัวข้อ	ระดับการทดลอง	วิธีการ	ผลที่ได้รับ
AE Solar Energy [13]	Understanding Potential Induced Degradation (PID)	Cell, PV Module, System (Review)	รวบรวมข้อมูล PID ที่เกี่ยวข้องจากหลายแหล่ง	สรุปข้อมูล PID ที่ได้จากงานวิจัยหลายแหล่ง
Mau S et al. [14]	Under sizing inverters for Grid connection—what is the optimum	System (Analyze)	Measuring system, Evaluate system	ทราบจำนวน ของระบบ ที่เกิดการเสื่อมสภาพ
Sebastian et al. [15]	PV Module Reliability	Module (Indoor test)	Voltage stress, Temp, Humidity, Water	การสูญเสียกำลังไฟฟ้ามีสาเหตุมาจากการกระทำของศักย์ไฟฟ้า
M. Schutze et al. [16]	laboratory study of Potential Induced Degradation of silicon PV module	Module (Indoor test)	Voltage stress, Wet, Measurement I-V	มีความสัมพันธ์กันระหว่างการสูญเสียกระแสและความนำไฟฟ้า
UL et al. [17]	Potential Induced Degradation of PV Modules	Module (Indoor test)	Voltage stress	การกัดกร่อนทางไฟฟ้าและทางเคมีคือตัวแปรหนึ่งที่พบคือการเปียกหรือความชื้น
Daniel Hahn et al. [18]	Negative grounding for PV-Systems	Module, System (Indoor test)	Voltage stress, Ground	การต่อกราวด์ของระบบจะขึ้นอยู่กับชนิดของอินเวอร์เตอร์
SMA Technical [19]	Potential Induced Degradation (PID)	Module (Indoor test)	Voltage stress, Ground	เข้าใจศักย์ไฟฟ้าที่เกิดขึ้นในระบบ
J. Berghold et al. [20]	Potential Induced Degradation of solar cells and panels	Module (Indoor test)	Voltage stress, Water	ทราบความเกี่ยวข้องของศักย์ไฟฟ้าบวกที่เชื่อมโยงกับกราวด์

ตารางที่ 2.1 สรุปเอกสารและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง (ต่อ)

ผู้เขียน	หัวข้อ	ระดับการทดลอง	วิธีการ	ผลที่ได้รับ
Peter Hacke et al. [21]	System Voltage Potential-Induced Degradation Mechanisms in PV Modules and Methods for Test	Module (Indoor test)	Voltage stress , Leakage current	ทราบแรงดันต่อการเสื่อมสภาพซึ่งเกี่ยวเนื่องกับกระแสรั่วระหว่างเซลล์ถึงกระจกถึงเฟรม
Faraz Ebneali et al. [22]	Influence of Temperature and Surface Conductivity	Module, String and System (Indoor test)	Voltage stress, Leakage current,	ทราบความสัมพันธ์ระหว่างกระแสรั่วและพลังงานที่ลดลง
This research	The study of Potential Induced Degradation for photovoltaic power plant	Module, String, and System (Indoor test)	Voltage stress from system, Potential, Leakage current	เพื่อทราบผลการทดลอง Leakage current และ Wet leakage current test

## บทที่ 3

### วิธีการดำเนินการวิจัย

ในบทนี้จะนำเสนอเครื่องมือที่ใช้ในการวิจัยขั้นตอนการทดลอง วิธีการดำเนินการวิจัยและการวิเคราะห์ข้อมูลต่างๆโดยจะทำการศึกษาแบ่งออกเป็น 2 ส่วนได้แก่ศึกษาหาสาเหตุของการเปลี่ยนแปลงความเป็นฉนวนของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ในสภาวะการใช้งานจริง และศึกษาหาเทคนิคการตรวจวัดและวิเคราะห์หาค่าการเปลี่ยนแปลงความความเป็นฉนวนซึ่งส่งผลโดยตรงต่อการลดลงของความสามารถในการผลิตพลังงานไฟฟ้าของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ภายใต้สภาวะการใช้งานจริงในลักษณะของโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ที่มีรายละเอียดการศึกษาดังนี้

#### 3.1 ศึกษาพัฒนาเทคนิคการตรวจวัดและวิเคราะห์

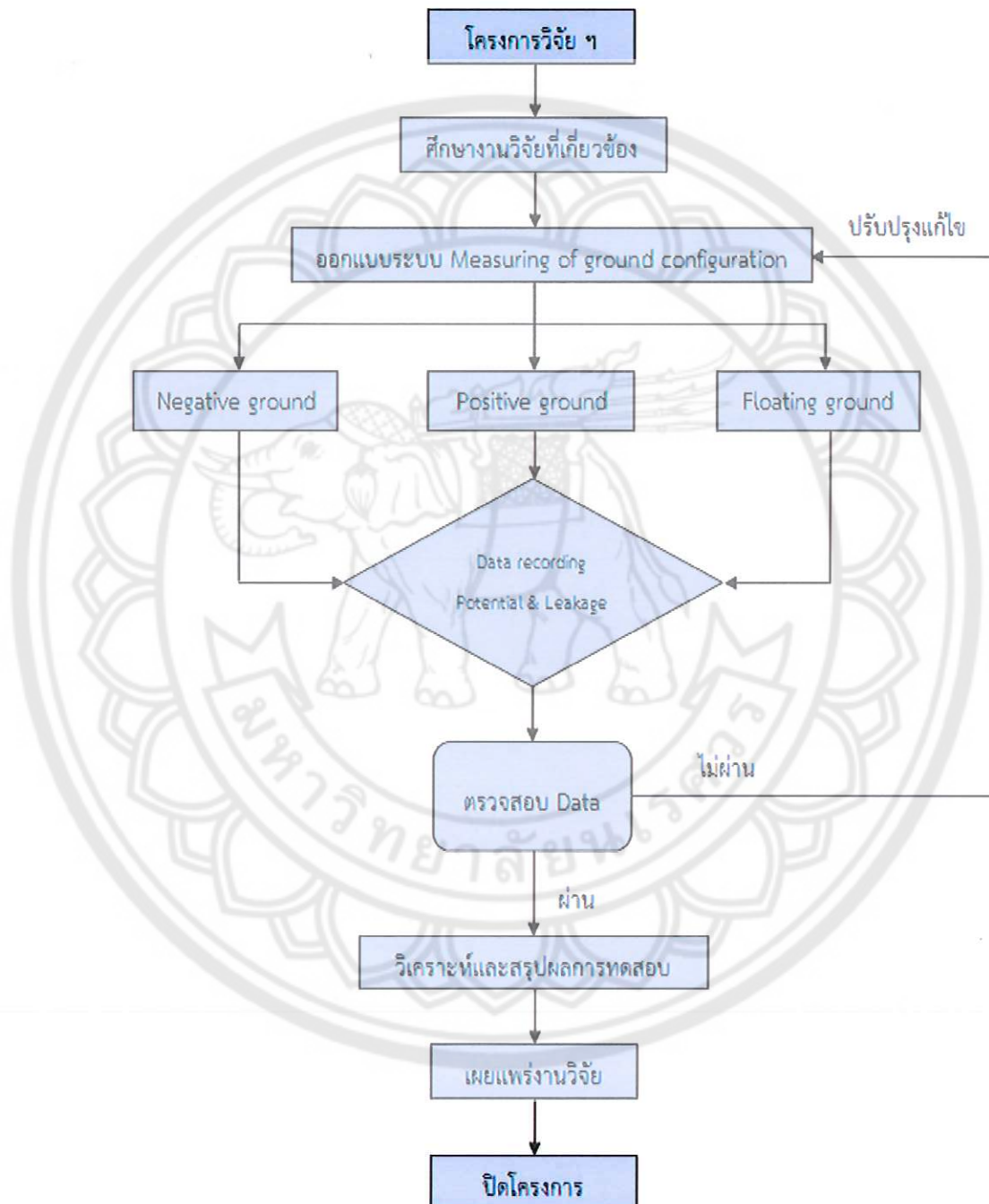
การศึกษาพัฒนาเทคนิคการตรวจวัดและวิเคราะห์ หาค่าการเปลี่ยนแปลงความความเป็นฉนวนซึ่งส่งผลโดยตรงต่อการลดลงของความสามารถในการผลิตพลังงานไฟฟ้าของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ภายใต้สภาวะการใช้งานจริง ในการตรวจวัดและการวิเคราะห์หาค่าการเปลี่ยนแปลงความความเป็นฉนวนแผงเซลล์แสงอาทิตย์ โดยเป็นการศึกษาวิจัยเพิ่มเติมจากโครงการการศึกษาผลกระทบของการเปลี่ยนแปลงความความเป็นฉนวนแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ส่งผลต่อการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ขนาดใหญ่ ซึ่งสร้างจากสัมพันธระหว่างความความเป็นฉนวน กับกระแสไฟฟ้าสูงสุด ( $I_m$ ) เพื่อสะดวกต่อระบบที่ติดตั้งใช้งานจริง ซึ่งกระบวนการเก็บข้อมูลและวิเคราะห์ข้อมูลดังนี้

##### 3.1.1 เครื่องมือที่ใช้ในการทดลอง

- 3.1.1.1 แผงเซลล์แสงอาทิตย์ (PV modules) ได้แก่ ชนิด p-Si
- 3.1.1.2 ไพรานอมิเตอร์ (pyranometer) สำหรับวัดค่าความเข้มรังสีอาทิตย์
- 3.1.1.3 PVAnalyzer สำหรับวิเคราะห์ค่ากระแสไฟฟ้า แรงดันไฟฟ้า อุณหภูมิแผงเซลล์แสงอาทิตย์ อุณหภูมิอากาศแวดล้อม และความเข้มรังสีอาทิตย์ เป็นต้น
- 3.1.1.4 มัลติมิเตอร์ (Multimeter) สำหรับวิเคราะห์ค่าแรงดันไฟฟ้า และกระแสไฟฟ้า
- 3.1.1.5 เทอร์โมคอปเปิล (thermocouple) สำหรับวัดค่าอุณหภูมิแผงเซลล์แสงอาทิตย์ และอุณหภูมิอากาศแวดล้อม
- 3.1.1.6 เครื่องวัดค่าความความเป็นฉนวน (Megohm meter)

### 3.2 ระเบียบวิธีการวิจัยโครงการการศึกษาผลของศักย์ไฟฟ้า

การศึกษาผลของศักย์ไฟฟ้าที่ทำให้เกิดการเสื่อมสภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ในโรงไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์แสดงได้ดังรูปที่ 3.1

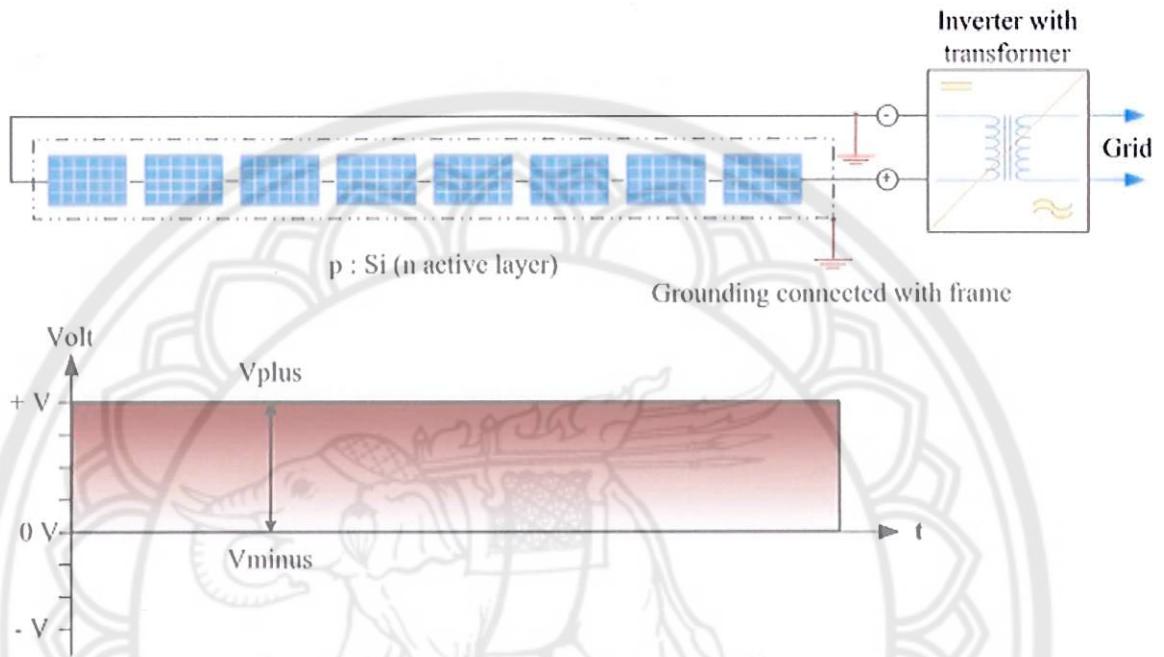


รูปที่ 3.1 ระเบียบวิธีการวิจัยของโครงการ

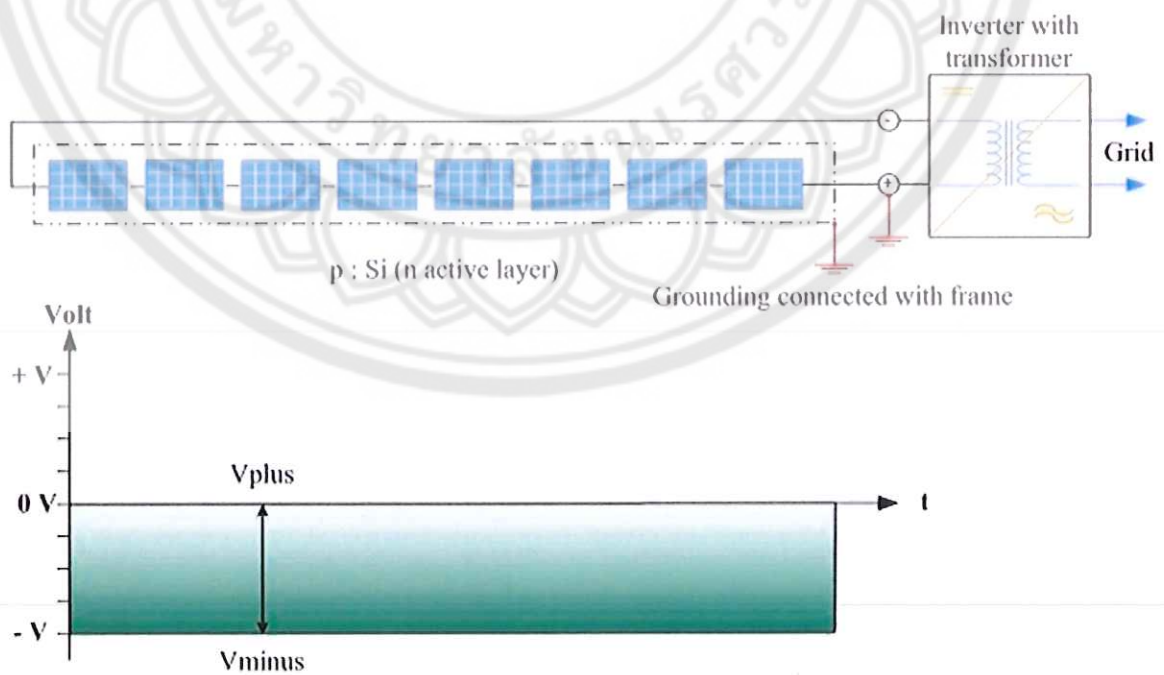


### 3.3 ระบบสำหรับตรวจวัดค่าความเป็นฉนวน

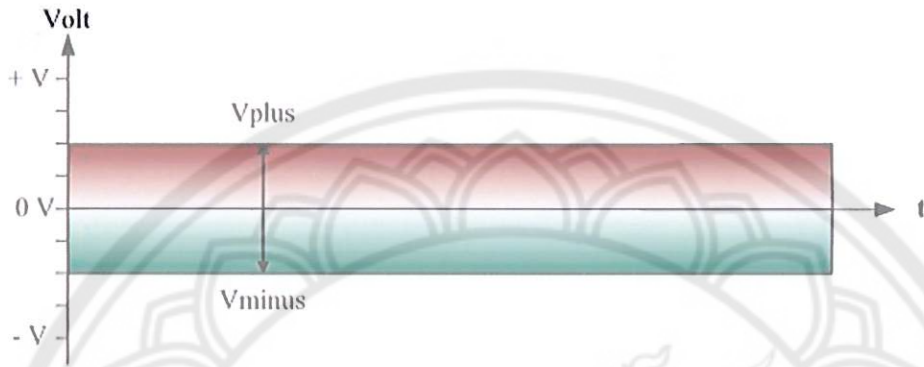
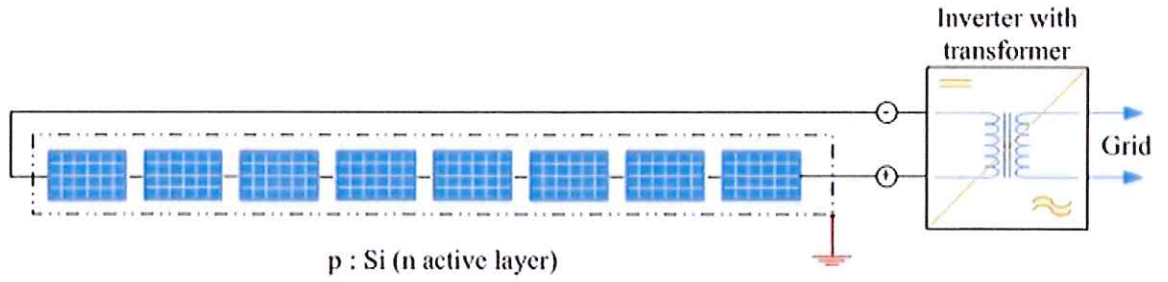
3.3.1 ตรวจวัดค่าศักย์ไฟฟ้าที่บริเวณพื้นที่รับแสงของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่มีการเชื่อมต่อสายดินแสดงไดอะแกรมดังรูปที่ 3.2, 3.3 และรูปที่ 3.4 เพื่อหาค่าพลังงานไฟฟ้าที่สูญเสียจากการใช้งานจริงของโรงไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ โดยจะทำการวัดค่าศักย์ไฟฟ้ากับระบบที่ใช้ระบบกราวด์ 3 แบบ คือแบบ Negative Ground แบบ Positive Ground และแบบ Floating Ground



รูปที่ 3.2 แสดงไดอะแกรมของระบบและอุปกรณ์สำหรับการทดสอบ Negative ground



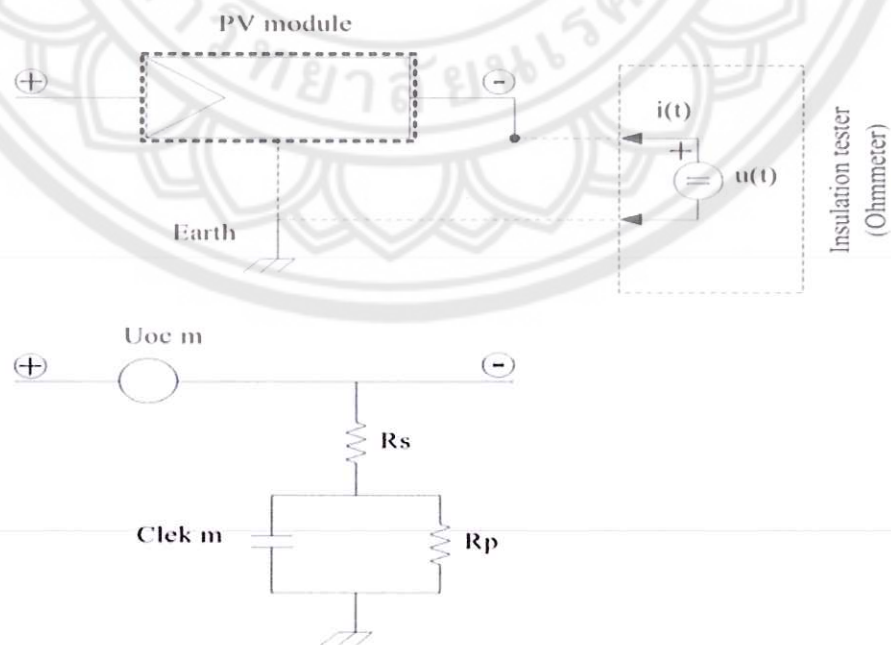
รูปที่ 3.3 แสดงไดอะแกรมของระบบและอุปกรณ์สำหรับการทดสอบ Positive ground



รูปที่ 3.4 แสดงไดอะแกรมของระบบและอุปกรณ์สำหรับการทดสอบ Floating ground

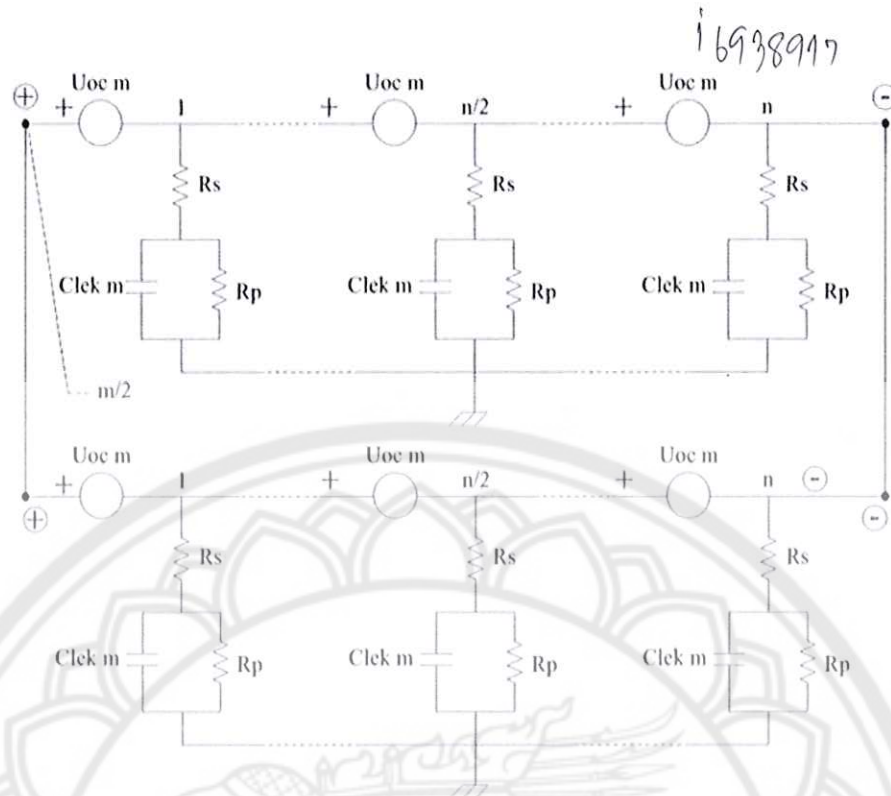
### 3.4 การวัดค่า Insulation resistant ในระบบ PV

ในระบบ PV system จะมีการต่อแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่เป็นแบบอนุกรมและแบบขนาน เพื่อให้ได้แรงดันไฟฟ้าและกระแสไฟฟ้าตามต้องการ เพื่อให้สอดคล้องกับเครื่องแปลงกระแสไฟฟ้าตรงเป็นกระแสไฟฟ้าสลับ (inverter) สำหรับวิธีการหาค่า insulation resistant ของแผงเซลล์แสงอาทิตย์นั้น สามารถอธิบายด้วยวงจรสมมูลย์ ดังแสดงในรูปที่ 3.5 และ 3.6 สามารถหาได้ดังสมการที่ (6) และ (7) [23]



รูปที่ 3.5 วงจรสมมูลย์ insulation resistant ของแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบ 1 แผง

จ. ๓๓  
๔๑๒  
๖๖๑๖๕  
๒๕๕๖



รูปที่ 3.6 วงจรสมมูล insulation resistant ของแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบหลาย module

$$R_{ios} = \frac{R_S + R_P}{M \times N} \tag{6}$$

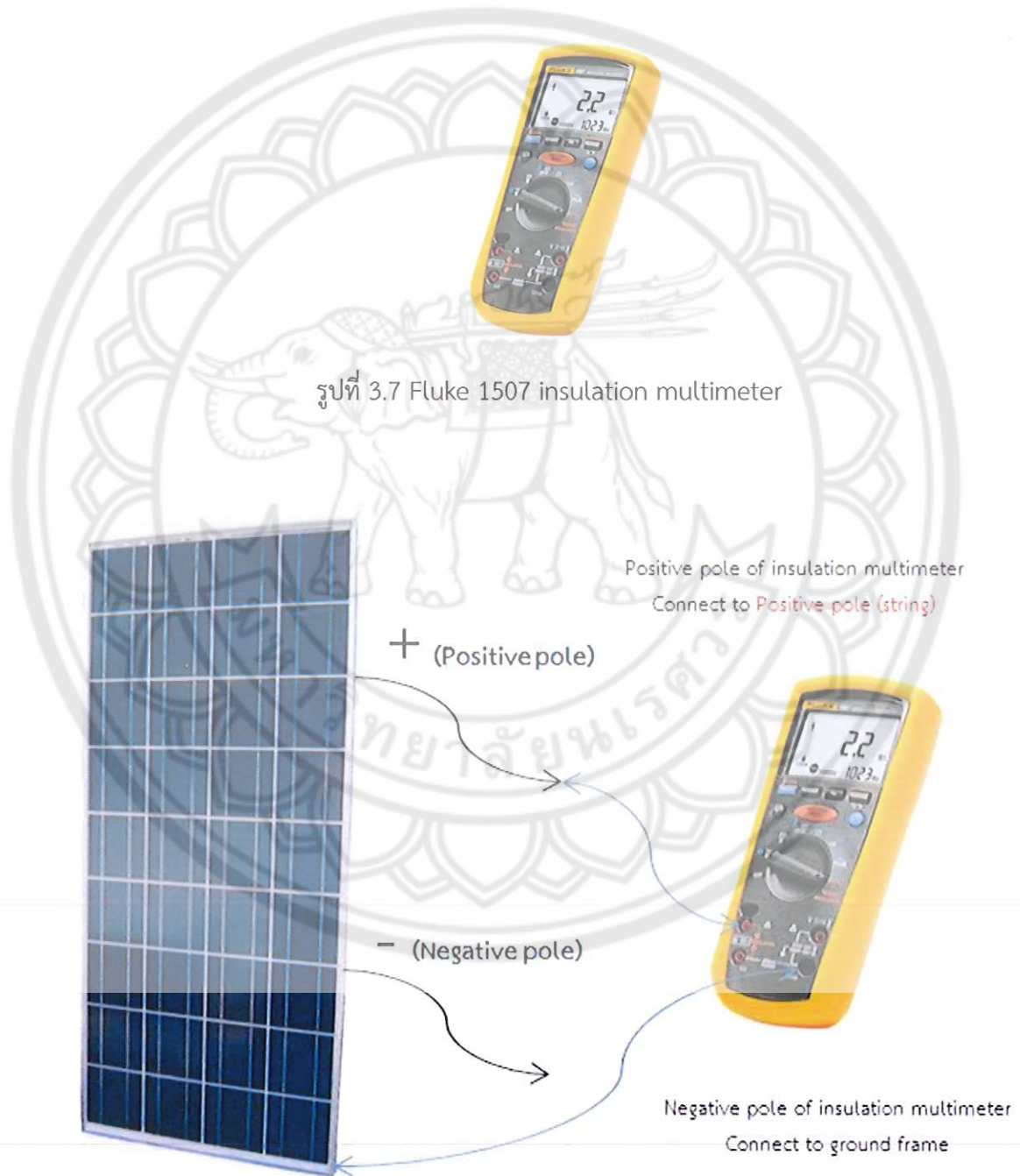
$$\frac{1}{R_{ios}} = \frac{1}{R_{S1} + R_{P1}} + \frac{1}{R_{S2} + R_{P2}} + \frac{1}{R_{S(M \times N)} + R_{P(M \times N)}} \tag{7}$$

ประกอบด้วยพารามิเตอร์ต่างๆ ดังนี้

- $U_{oc\ m}$  คือ Open-circuit voltage of the PV module (V)
- $R_S$  คือ Series insulation resistance of the PV module ( $\Omega$ )
- $R_P$  คือ Parallel insulation resistance of the PV module ( $\Omega$ )
- $R_{iso}$  คือ PV array insulation resistance ( $\Omega$ )
- $C_{lek\ m}$  คือ Leakage capacitance of the PV module ( $\mu F$ )
- $M$  คือ Number of strings in the array
- $N$  คือ Number of PV module that series connected in string

### 3.5 วิธีการตรวจสอบค่าความเป็นฉนวน

การตรวจสอบค่าความเป็นฉนวนของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ จะใช้เครื่องมือที่เรียกว่า insulation multimeter หรือ Megohm meter โดยใช้ขั้วลบต่อที่กราวด์เฟรมของแผงเซลล์ และขั้วบวกต่อเข้ากับขั้วลบของแผงเซลล์ ทำการวัดค่าโดยใช้เวลา 2 นาที ตามมาตรฐาน IEC 61265 ตามหัวข้อ Wet leakage current test [24] หลังจากนั้นนำขั้วบวกต่อเข้ากับขั้วบวกของแผงเซลล์ ทำการวัดค่าโดยใช้เวลา 2 นาที แสดงได้ดังรูปที่ 3.8 และ 3.9 โดยสามารถวัดได้ทั้งแบบสตริงและแบบแผงเดี่ยว



รูปที่ 3.8 แสดงการวัด insulation resistant ที่ขั้วบวก (Positive pole) ของแผงเซลล์แสงอาทิตย์



รูปที่ 3.9 แสดงการวัด insulation resistant ที่ขั้วลบ (Negative pole) ของแผงเซลล์แสงอาทิตย์



รูปที่ 3.10 แสดงการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ในระดับ String เพื่อออกแบบวิธีการวัดค่า Insulation resistant



รูปที่ 3.11 แสดงการตรวจวัดค่า Insulation resistant ในระดับ String และ module เพื่อหาค่า leakage current



รูปที่ 3.12 แสดงการตรวจวัดค่า Wet leakage current test ของแผงเซลล์แสงอาทิตย์

## บทที่ 4

### ผลการทดลองและวิเคราะห์ผลการทดลอง

ในบทนี้นำเสนอผลการทดลอง โดยจะทำการวิเคราะห์ข้อมูลที่ได้จากการตรวจวัด เพื่อหาสาเหตุของการเปลี่ยนแปลงความเป็นฉนวนของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ในสภาวะการใช้งานจริง โดยการเข้าไปเก็บข้อมูลจากสถานที่จริงเพื่อให้ได้ผลการทดลองที่เหมาะสมในสภาพอากาศของประเทศไทย ซึ่งเป็นโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาด 1 MW โดยเก็บข้อมูลทั้งในระดับสตริงและแผงเซลล์ โดยมีรายละเอียดในการทดลองดังนี้

#### 4.1 ผลการทดลองจากการวัดหาค่า Leakage current test

ผลการทดลองจากการวัดหาค่า Leakage current test ของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ในระดับ String ในระบบกราวด์ทั้ง 3 แบบ

##### 4.1.1 Leakage current testing of Negative ground

##### 4.1.2 Leakage current testing of Positive ground

##### 4.1.3 Leakage current testing of Floating ground

#### 4.2 ผลการทดลองจากการวัดหาค่าแบบ Wet leakage current test

ผลการทดลองจากการวัดหาค่าแบบ Wet leakage current test ตามมาตรฐานของ IEC 61265 [24]

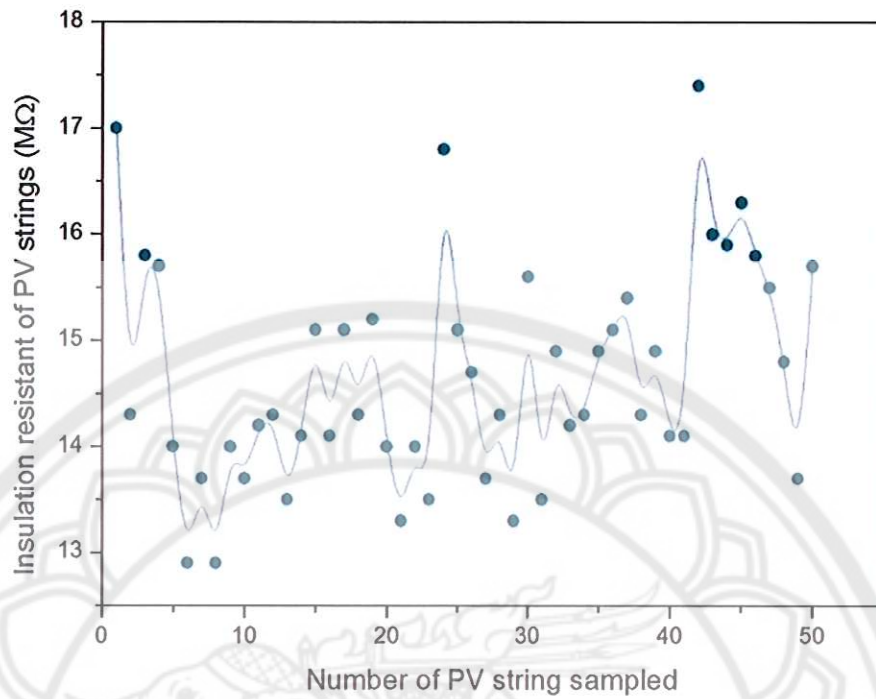
##### 4.2.1 Wet leakage current testing of Negative ground

##### 4.2.2 Wet leakage current testing of Positive ground

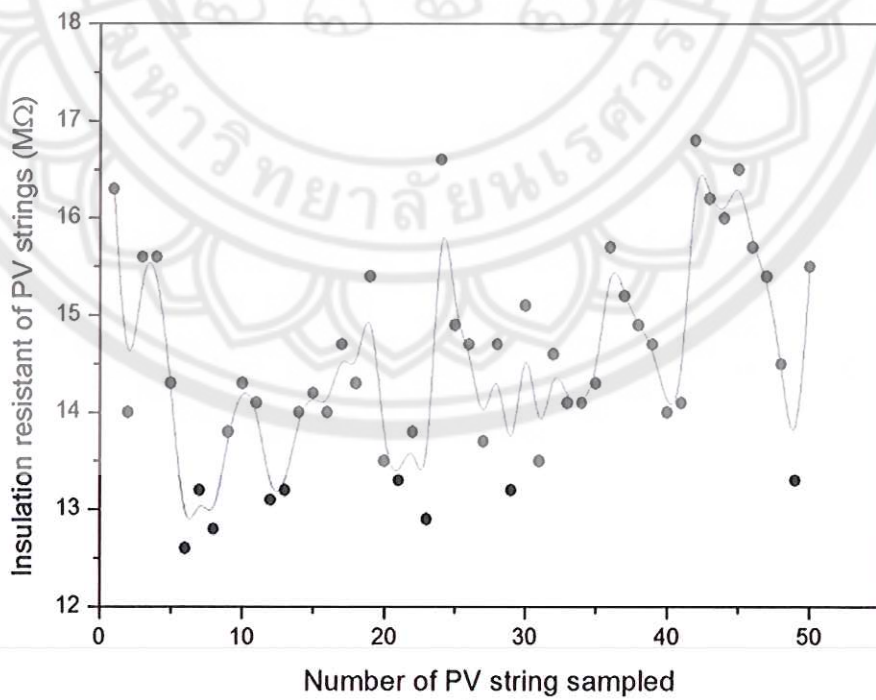
##### 4.2.3 Wet leakage current testing of Floating ground

#### ผลการทดลองของการใช้ระบบกราวด์แบบ Negative ground

ผลการตรวจวัดค่าความเป็นฉนวนของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ในระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์แบบ Negative ground โดยทำการวัดค่าความเป็นฉนวนจำนวนทั้งหมด 50 สตริง โดยทำการวัดทั้งขั้วบวกและขั้วลบของสตริงเทียบกับกราวด์ของระบบ แสดงได้ดังรูปที่ 4.1 และ 4.2 ผลการตรวจวัดค่าความเป็นฉนวนของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ในระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์ โดยทำการวัดค่าความเป็นฉนวนของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ทั้งหมดจำนวน 1,000 แผง แสดงได้ดังรูปที่ 4.3 และ 4.4 ผลค่าความเป็นฉนวนที่ขั้วบวกของแผงเซลล์แสงอาทิตย์กับกราวด์เฟรมและขั้วลบของแผงเซลล์แสงอาทิตย์เทียบกับกราวด์เฟรมโดยใช้การวัดแบบ Wet leakage current test แสดงได้ดังรูปที่ 4.5 และ 4.6 ตามลำดับ

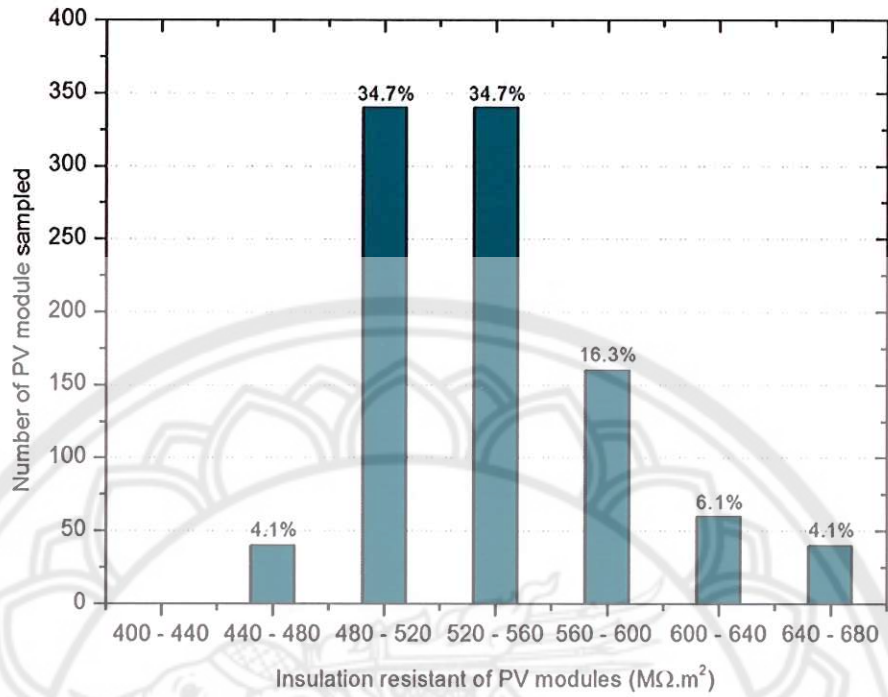


รูปที่ 4.1 แสดงผลค่าความเป็นฉนวนที่ขั้วบวกของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ในระดับสตริงเทียบกับ กราวด์เฟรม

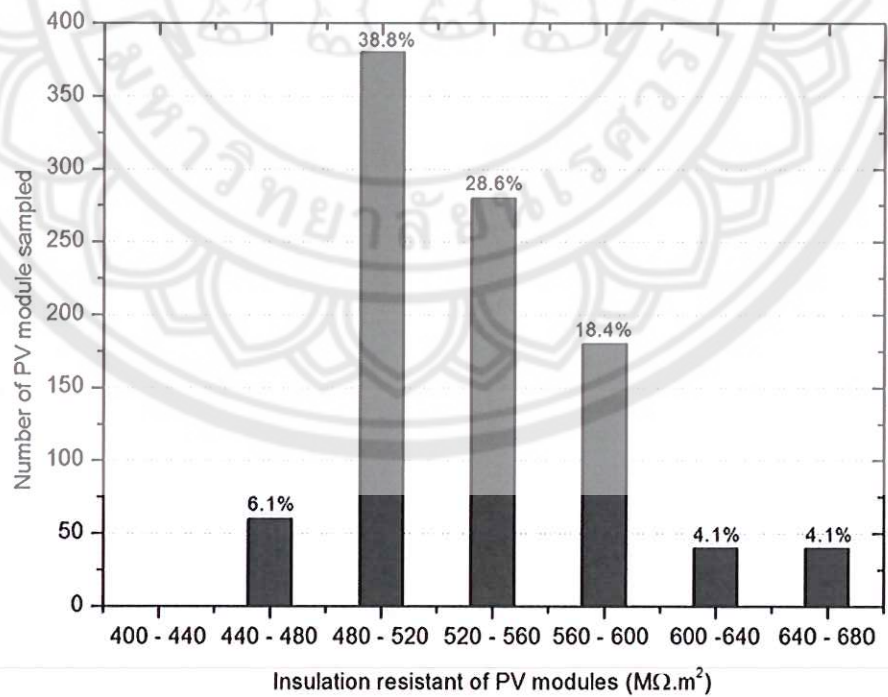


รูปที่ 4.2 แสดงผลค่าความเป็นฉนวนที่ขั้วลบของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ในระดับสตริงเทียบกับ กราวด์เฟรม

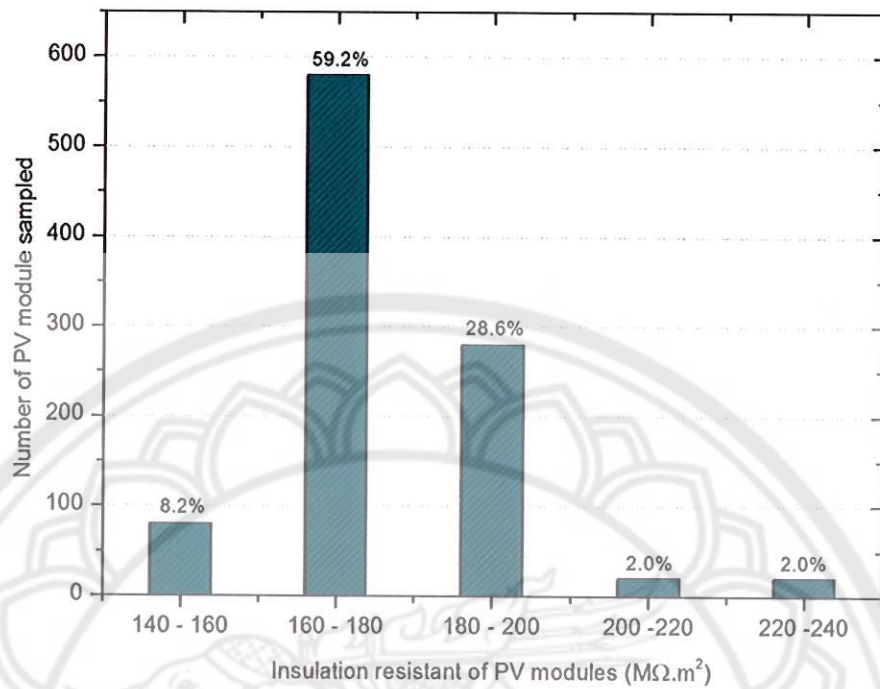




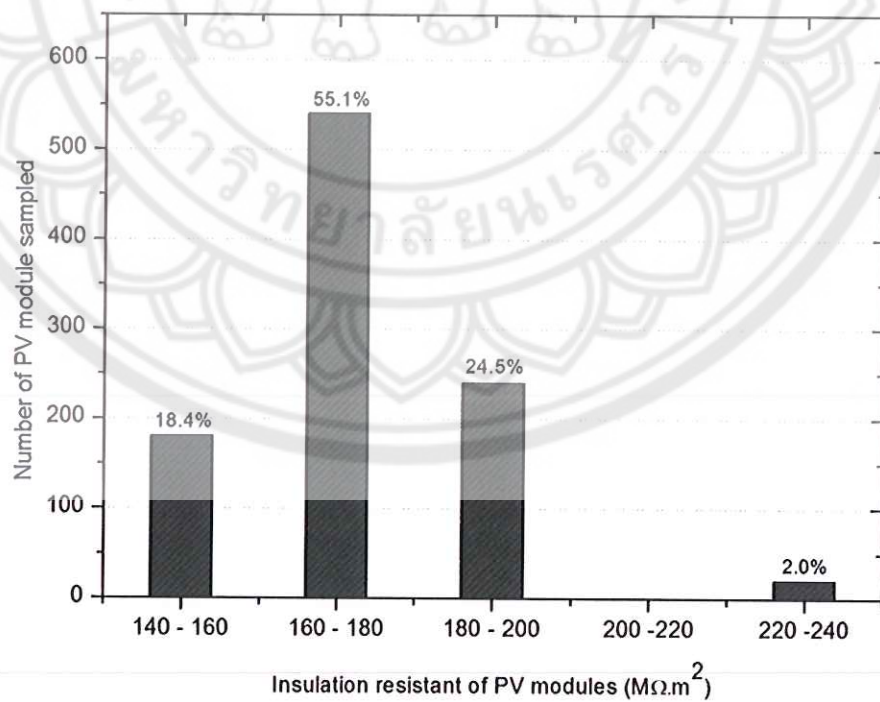
รูปที่ 4.3 แสดงผลค่าความเป็นฉนวนที่ขั้วบวกของแผงเซลล์แสงอาทิตย์เทียบกับกราวด์เฟรม



รูปที่ 4.4 แสดงผลค่าความเป็นฉนวนที่ขั้วลบของแผงเซลล์แสงอาทิตย์เทียบกับกราวด์เฟรม



รูปที่ 4.5 แสดงผลค่าความเป็นฉนวนที่ชั่ววอกของแผงเซลล์แสงอาทิตย์เทียบกับกราวด์เฟรม แบบ Wet testing



รูปที่ 4.6 แสดงผลค่าความเป็นฉนวนที่ชั่วลบของแผงเซลล์แสงอาทิตย์เทียบกับกราวด์เฟรม แบบ Wet testing

### 4.3 ผลการทดลองของระบบ Negative ground

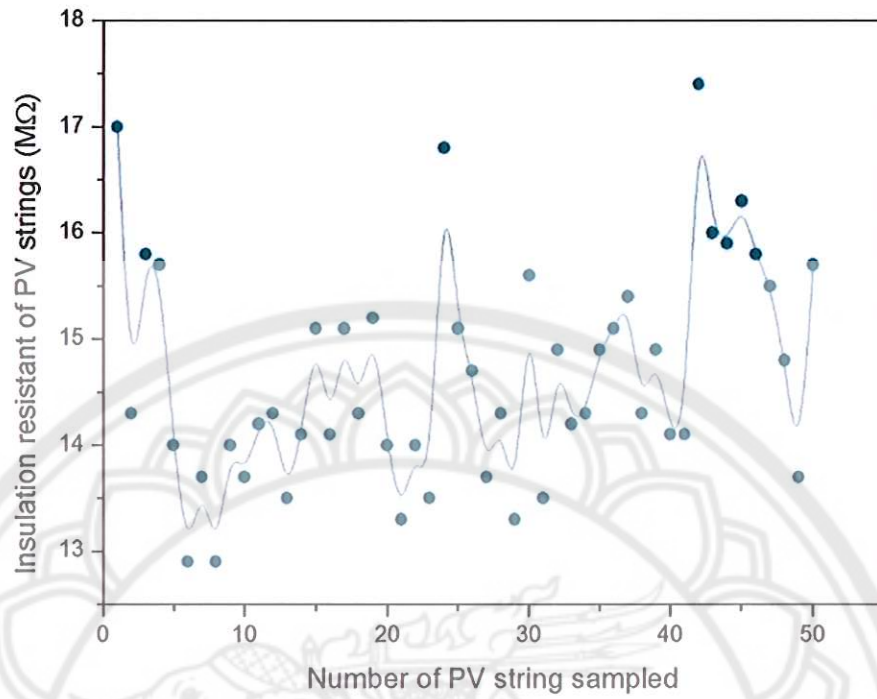
จากผลการทดลองในรูปที่ 4.1 และ 4.2 พบว่าค่า Insulation resistant หลังจากติดตั้งใช้งานจริงเป็นเวลา 1 ปี โดยทำการวัดที่ขั้วบวกและขั้วลบจากตัวอย่างทั้งหมด 50 string โดยมีค่าเฉลี่ยอยู่ที่ 14.7 และ 14.5 M $\Omega$  ซึ่งโดยปกติค่า Insulation resistant ของแต่ละ string ก่อนต่อเข้ากับ inverter เพื่อทำการผลิตไฟฟ้าขึ้น จะมีค่าเฉลี่ยอยู่ที่ 21.4 และ 21.2 M $\Omega$  ตามลำดับ โดยมีค่า leakage current ต่อ string อยู่ที่ 50.2  $\mu$ A และ 50.9  $\mu$ A

จากผลการทดลองในรูปที่ 4.3 และ 4.4 พบว่าค่า Insulation resistant หลังจากติดตั้งใช้งานจริงเป็นเวลา 1 ปีของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ทั้งหมดจำนวน 1,000 แผง พบว่ามีค่าเฉลี่ยต่อแผงเซลล์อยู่ที่ 541 และ 536 M $\Omega$ .m<sup>2</sup> เมื่อเปรียบเทียบกับค่า Insulation resistant ก่อนติดตั้งใช้งานจริง พบว่าลดลง 31.2 และ 31.4% ตามลำดับ

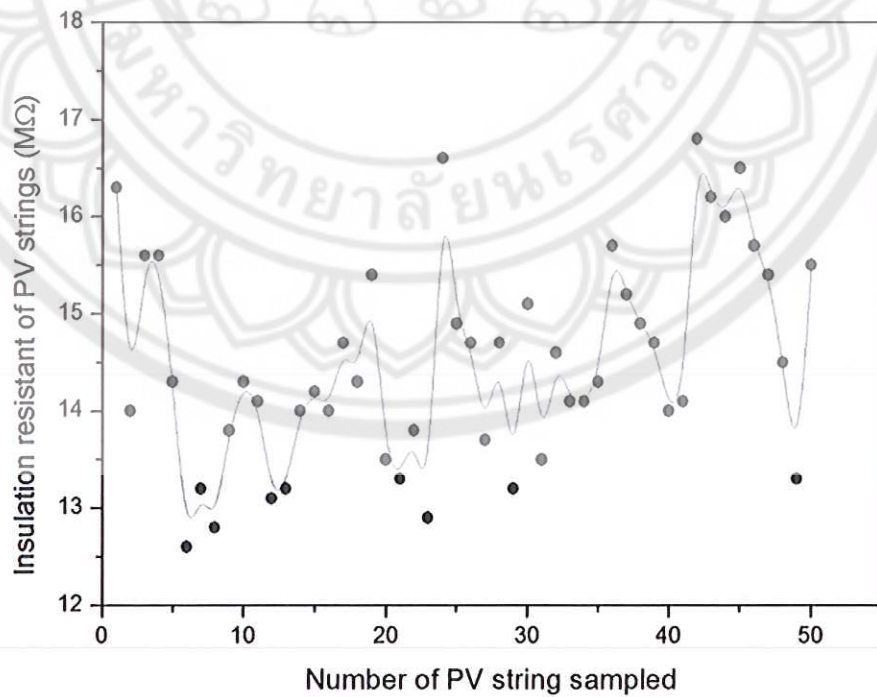
จากผลการทดลองในรูปที่ 4.5 และ 4.6 พบว่าค่า Insulation resistant ของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ทั้งหมดจำนวน 1,000 แผง ซึ่งเป็นการตรวจสอบแผงเซลล์แสงอาทิตย์ตามมาตรฐาน IEC 61215 โดยค่าที่ผ่านการทดสอบนั้นจะต้องมีค่าสูงเกินกว่า 40 M $\Omega$ .m<sup>2</sup> จากการทดลองพบว่ามีค่าเฉลี่ยอยู่ที่ 175 และ 173 M $\Omega$ .m<sup>2</sup> โดยมีค่า Insulation resistant อยู่ในช่วง 160 ถึง 180 M $\Omega$ .m<sup>2</sup> และ 180 ถึง 200 M $\Omega$ .m<sup>2</sup> พบว่าค่าความเป็นฉนวนทางด้านขั้วบวกของแผงเซลล์แสงอาทิตย์มีมากถึง 87.8% และทางด้านขั้วลบของแผงเซลล์แสงอาทิตย์มีจำนวน 79.6%

### ผลการทดลองของการใช้ระบบกราวด์แบบ Positive ground

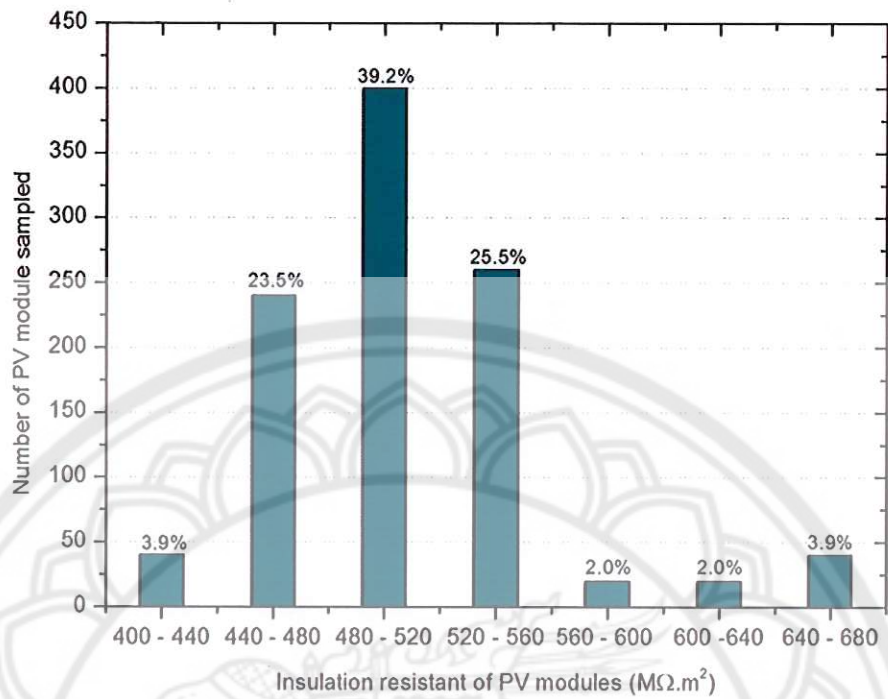
ผลการตรวจวัดค่าความเป็นฉนวนของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ในระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์แบบ Positive ground โดยทำการวัดค่าความเป็นฉนวนจำนวนทั้งหมด 50 สตริง โดยทำการวัดทั้งขั้วบวกและขั้วลบของสตริงเทียบกับกราวด์ของระบบ แสดงได้ดังรูปที่ 4.7 และ 4.8 ผลการตรวจวัดค่าความเป็นฉนวนของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ในระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์ โดยทำการวัดค่าความเป็นฉนวนของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ทั้งหมดจำนวน 1,000 แผง แสดงได้ดังรูปที่ 4.9 และ 4.10 ผลค่าความเป็นฉนวนที่ขั้วบวกของแผงเซลล์แสงอาทิตย์กับกราวด์เฟรมและขั้วลบของแผงเซลล์แสงอาทิตย์เทียบกับกราวด์เฟรมโดยใช้การวัดแบบ Wet leakage current test แสดงได้ดังรูปที่ 4.11 และ 4.12 ตามลำดับ



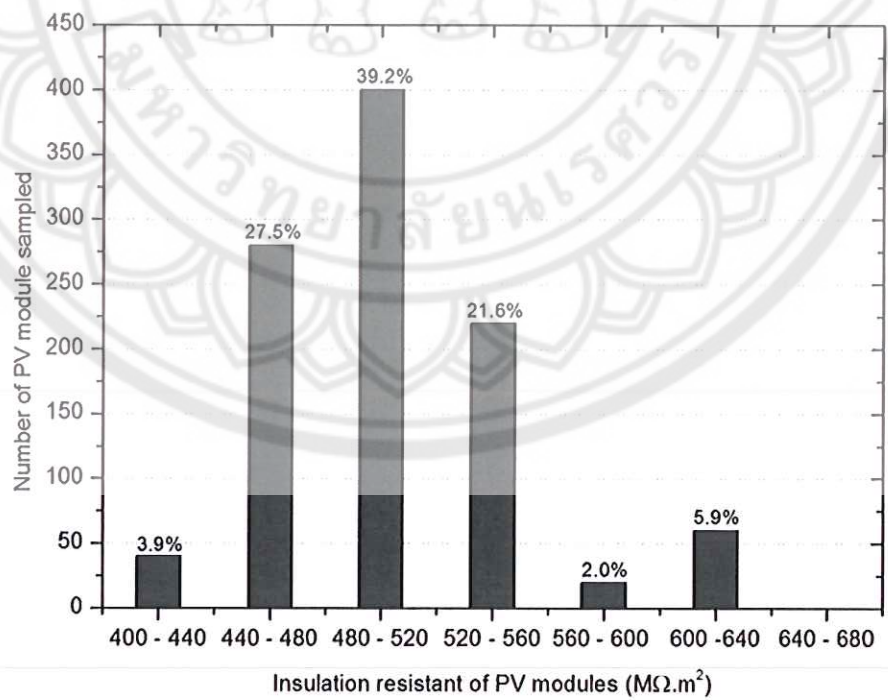
รูปที่ 4.7 แสดงผลค่าความเป็นฉนวนที่ขั้วบวกของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ในระดับสตริงเทียบกับ กราวด์เฟรม



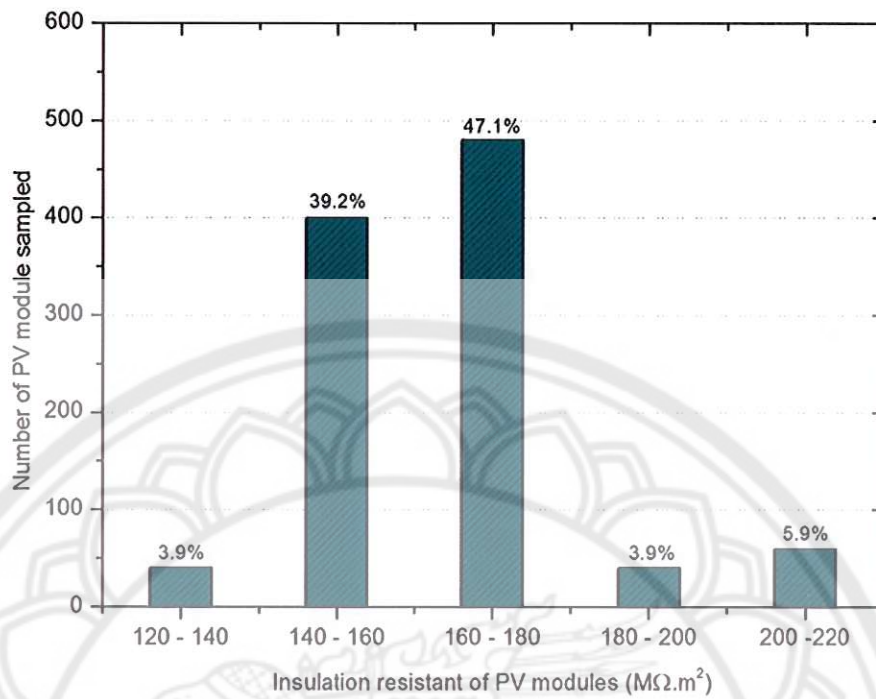
รูปที่ 4.8 แสดงผลค่าความเป็นฉนวนที่ขั้วลบของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ในระดับสตริงเทียบกับ กราวด์เฟรม



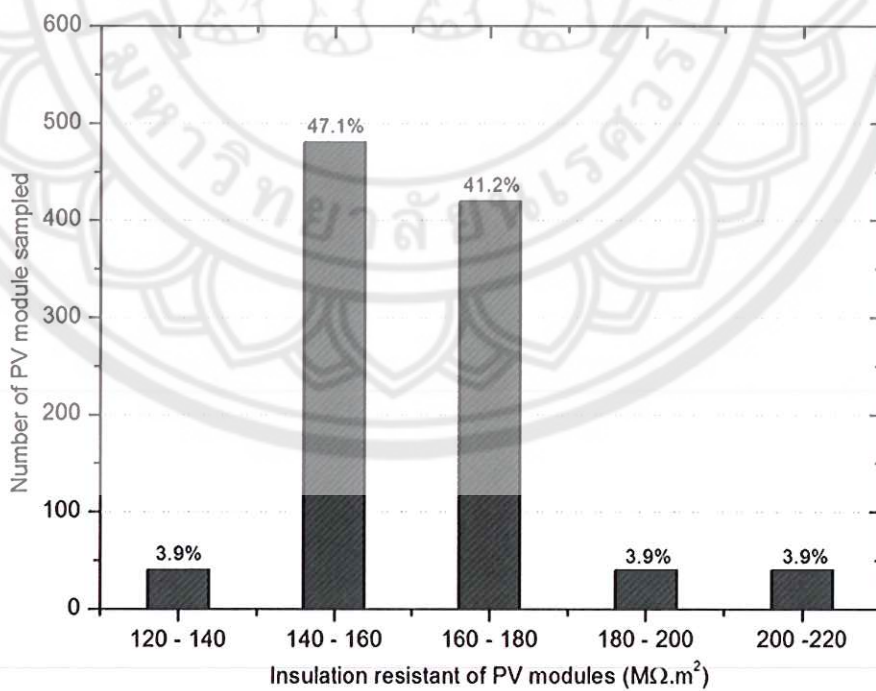
รูปที่ 4.9 แสดงผลค่าความเป็นฉนวนที่ขั้วบวกของแผงเซลล์แสงอาทิตย์เทียบกับกราวด์เฟรม



รูปที่ 4.10 แสดงผลค่าความเป็นฉนวนที่ขั้วลบของแผงเซลล์แสงอาทิตย์เทียบกับกราวด์เฟรม



รูปที่ 4.11 แสดงผลค่าความเป็นฉนวนที่ขั้วบวกของแผงเซลล์แสงอาทิตย์เทียบกับกราวด์เฟรมแบบ Wet testing



รูปที่ 4.12 แสดงผลค่าความเป็นฉนวนที่ขั้วลบของแผงเซลล์แสงอาทิตย์เทียบกับกราวด์เฟรมแบบ Wet testing

#### 4.4 ผลการทดลองของระบบ Positive ground

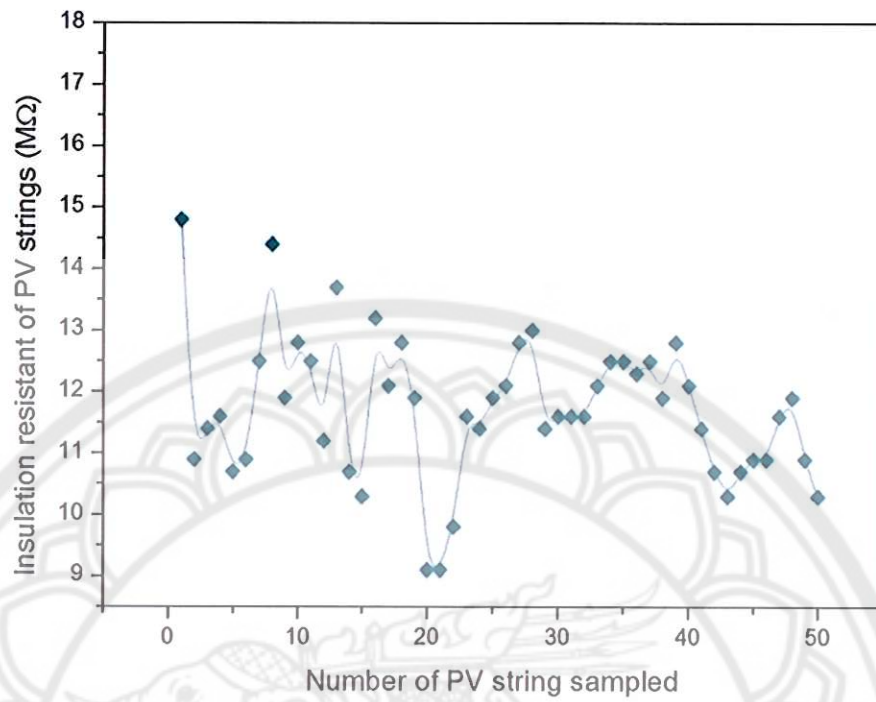
จากผลการทดลองในรูปที่ 4.7 และ 4.8 พบว่าค่า Insulation resistant หลังจากติดตั้งใช้งานจริงเป็นเวลา 1 ปี โดยทำการวัดที่ขั้วบวกและขั้วลบจากตัวอย่างทั้งหมด 50 string โดยมีค่าเฉลี่ยอยู่ที่ 13.7 และ 13.5 MΩ ซึ่งโดยปกติค่า Insulation resistant ของแต่ละ string ก่อนต่อเข้ากับ inverter เพื่อทำการผลิตไฟฟ้า นั้นจะมีค่าเฉลี่ยอยู่ที่ 21.4 และ 21.2 MΩ ตามลำดับ โดยมีค่า leakage current ต่อ string อยู่ที่ 53.9  $\mu$ A และ 54.7  $\mu$ A

จากผลการทดลองในรูปที่ 4.9 และ 4.10 พบว่าค่า Insulation resistant หลังจากติดตั้งใช้งานจริงเป็นเวลา 1 ปีของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ทั้งหมดจำนวน 1,000 แผง พบว่ามีค่าเฉลี่ยต่อแผงเซลล์อยู่ที่ 508 และ 501 MΩ.m<sup>2</sup> เมื่อเปรียบเทียบกับค่า Insulation resistant ก่อนติดตั้งใช้งานจริง พบว่าลดลง 35.4 และ 35.8% ตามลำดับ

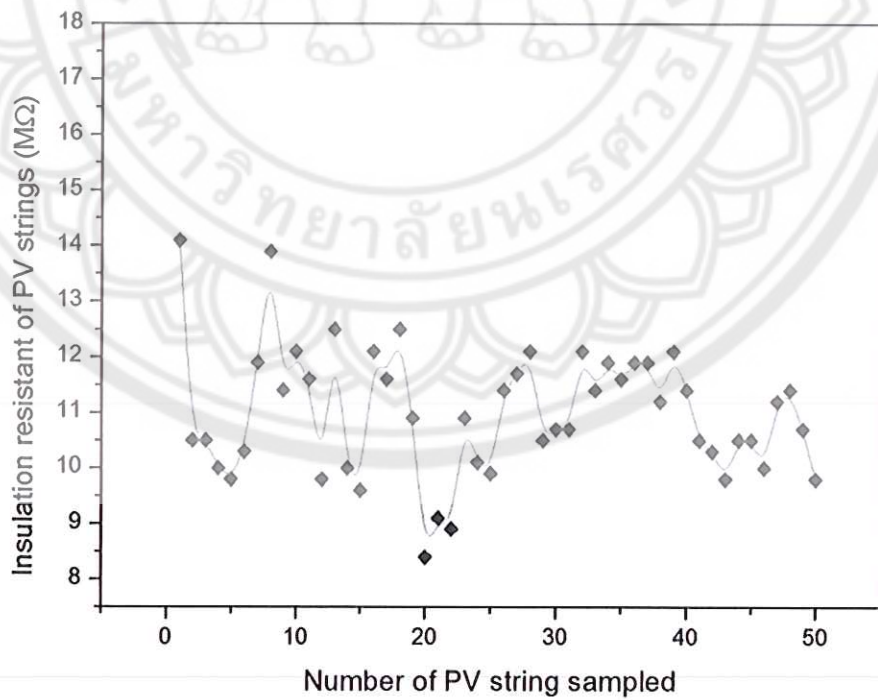
จากผลการทดลองในรูปที่ 4.11 และ 4.12 พบว่าค่า Insulation resistant ของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ทั้งหมดจำนวน 1,000 แผง ซึ่งเป็นการตรวจสอบแผงเซลล์แสงอาทิตย์ตามมาตรฐาน IEC 61215 โดยค่าที่ผ่านการทดสอบนั้นจะต้องมีค่าสูงเกินกว่า 40 MΩ.m<sup>2</sup> จากการทดลองพบว่า มีค่าเฉลี่ยอยู่ที่ 165 และ 163 MΩ.m<sup>2</sup> โดยมีค่า Insulation resistant อยู่ในช่วง 160 ถึง 180 MΩ.m<sup>2</sup> และ 180 ถึง 200 MΩ.m<sup>2</sup> พบว่าค่าความเป็นฉนวนทางด้านขั้วบวกของแผงเซลล์แสงอาทิตย์มีจำนวน 51.0% และทางด้านขั้วลบของแผงเซลล์แสงอาทิตย์มีจำนวน 45.1% ซึ่งน้อยกว่าระบบที่ใช้ Negative ground ถึง 36.8%

#### ผลการทดลองของการใช้ระบบกราวด์แบบ Floating ground

ผลการตรวจวัดค่าความเป็นฉนวนของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ในระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์แบบ Floating ground โดยทำการวัดค่าความเป็นฉนวนจำนวนทั้งหมด 50 สตริง โดยทำการวัดทั้งขั้วบวกและขั้วลบของสตริงเทียบกับกราวด์ของระบบ แสดงได้ดังรูปที่ 4.13 และ 4.14 ผลการตรวจวัดค่าความเป็นฉนวนของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ในระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์ โดยทำการวัดค่าความเป็นฉนวนของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ทั้งหมดจำนวน 1,000 แผง แสดงได้ดังรูปที่ 4.15 และ 4.16 ผลค่าความเป็นฉนวนที่ขั้วบวกของแผงเซลล์แสงอาทิตย์กับกราวด์เฟรมและขั้วลบของแผงเซลล์แสงอาทิตย์เทียบกับกราวด์เฟรมโดยใช้การวัดแบบ Wet leakage current test แสดงได้ดังรูปที่ 4.17 และ 4.18 ตามลำดับ

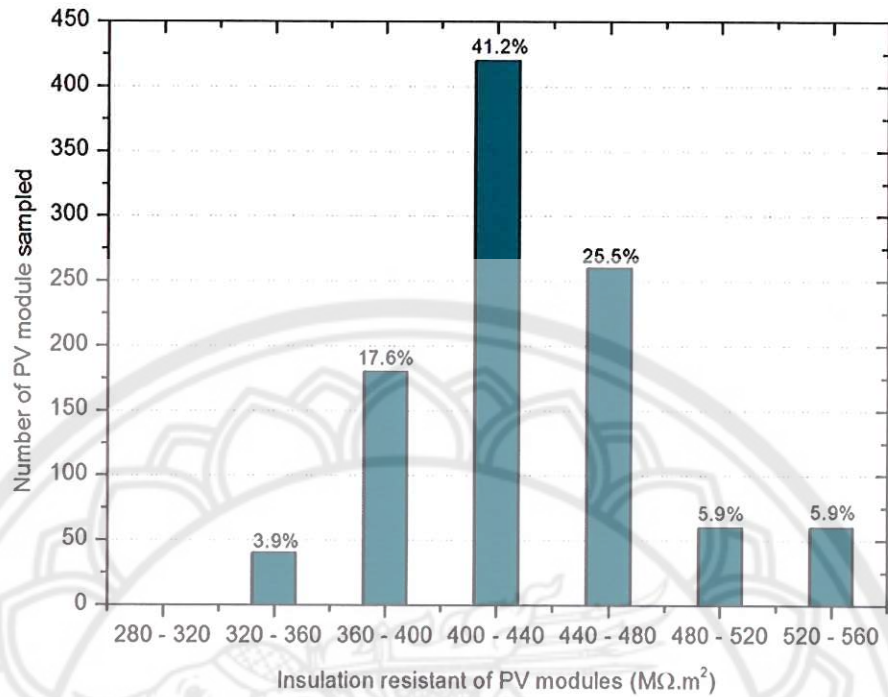


รูปที่ 4.13 แสดงผลค่าความเป็นฉนวนที่ขั้วบวกของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ในระดับสตริงเทียบกับ กราวด์เฟรม

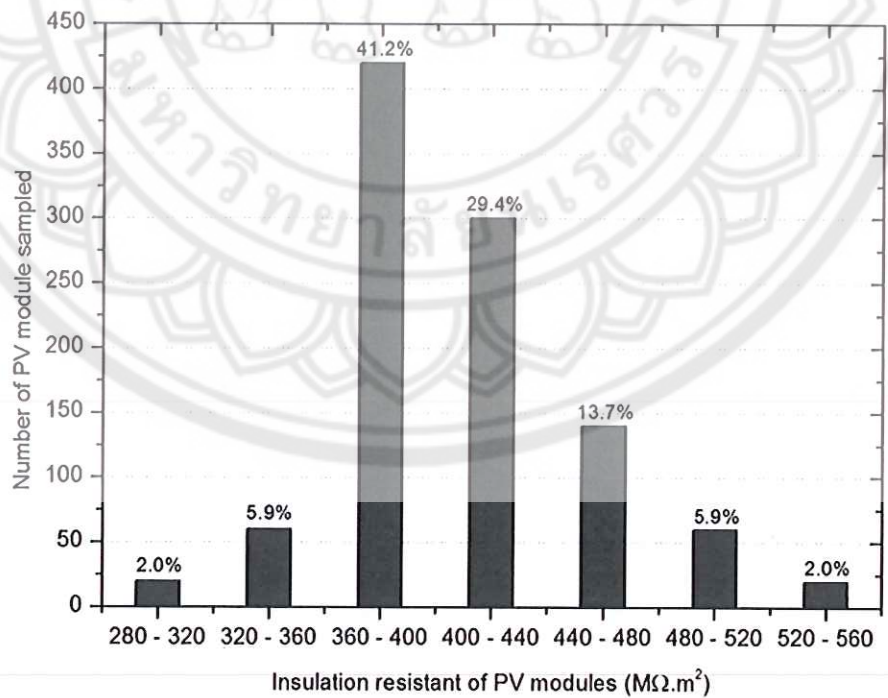


รูปที่ 4.14 แสดงผลค่าความเป็นฉนวนที่ขั้วลบของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ในระดับสตริงเทียบกับ กราวด์เฟรม

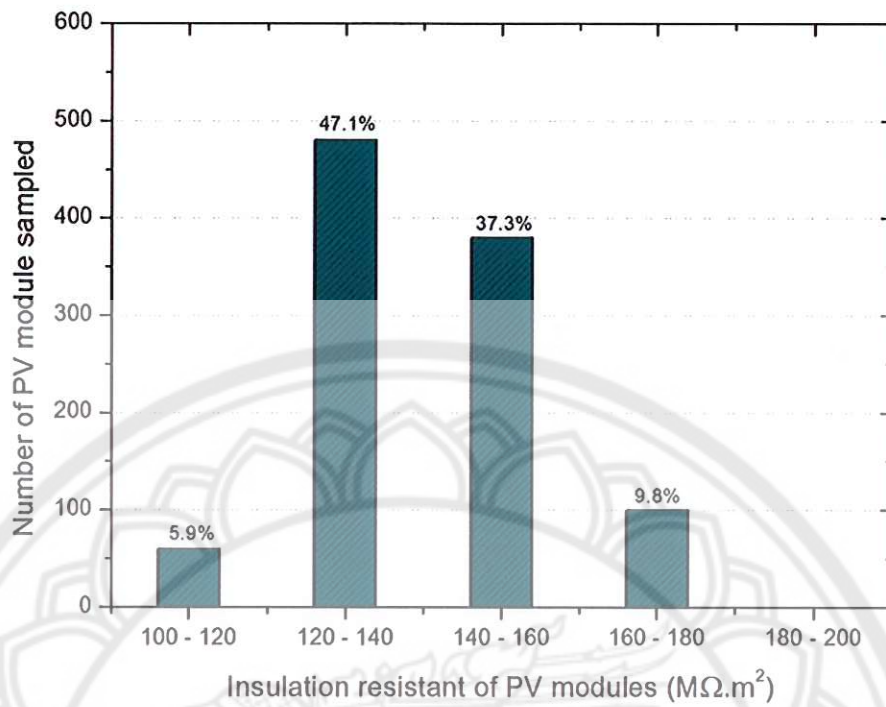




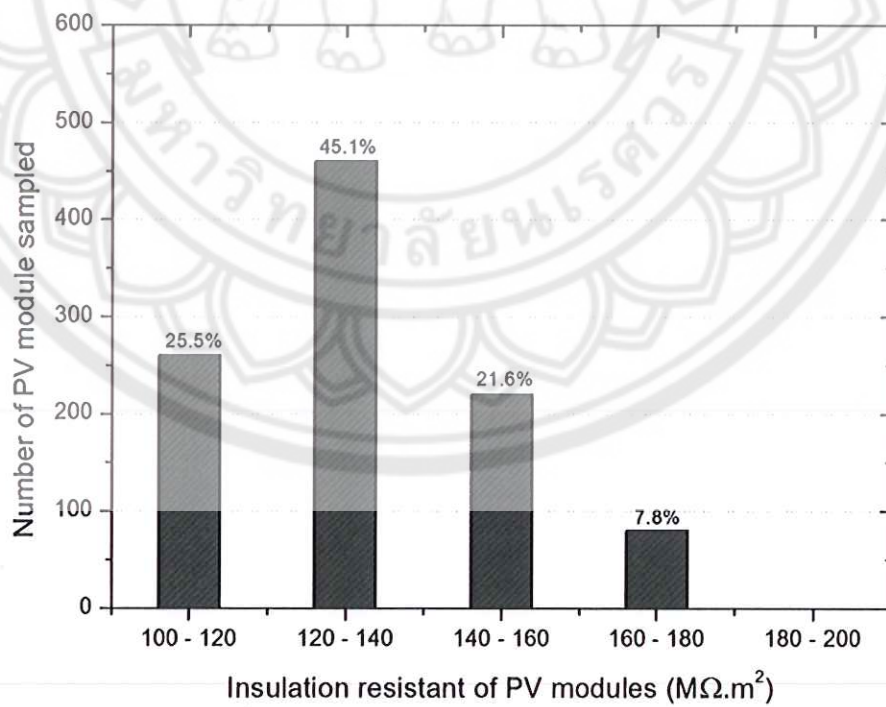
รูปที่ 4.15 แสดงผลค่าความเป็นฉนวนที่ขั้วบวกของแผงเซลล์แสงอาทิตย์เทียบกับกราวด์เฟรม



รูปที่ 4.16 แสดงผลค่าความเป็นฉนวนที่ขั้วลบของแผงเซลล์แสงอาทิตย์เทียบกับกราวด์เฟรม



รูปที่ 4.17 แสดงผลค่าความเป็นฉนวนที่ขั้วบวกของแผงเซลล์แสงอาทิตย์เทียบกับกราวด์เฟรมแบบ Wet testing



รูปที่ 4.18 แสดงผลค่าความเป็นฉนวนที่ขั้วลบของแผงเซลล์แสงอาทิตย์เทียบกับกราวด์เฟรมแบบ Wet testing

#### 4.5 ผลการทดลองของระบบ Floating ground

จากผลการทดลองในรูปที่ 4.13 และ 4.14 พบว่าค่า Insulation resistant หลังจากติดตั้งใช้งานจริงเป็นเวลา 1 ปี โดยทำการวัดที่ขั้วบวกและขั้วลบจากตัวอย่างทั้งหมด 50 string โดยมีค่าเฉลี่ยอยู่ที่ 11.7 M $\Omega$  และ 11.0 M $\Omega$  ซึ่งโดยปกติค่า Insulation resistant ของแต่ละ string ก่อนต่อเข้ากับ inverter เพื่อทำการผลิตไฟฟ้านั้นจะมีค่าเฉลี่ยอยู่ที่ 19.8 M $\Omega$  และ 20.4 M $\Omega$  ตามลำดับ โดยมีค่า leakage current ต่อ string อยู่ที่ 62.3  $\mu$ A และ 66.4  $\mu$ A

จากผลการทดลองในรูปที่ 4.15 และ 4.16 พบว่าค่า Insulation resistant หลังจากติดตั้งใช้งานจริงเป็นเวลา 1 ปีของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ทั้งหมดจำนวน 1,000 แผง พบว่ามีค่าเฉลี่ยต่อแผงเซลล์อยู่ที่ 433 M $\Omega$ .m<sup>2</sup> และ 408 M $\Omega$ .m<sup>2</sup> เมื่อเปรียบเทียบกับค่า Insulation resistant ก่อนติดตั้งใช้งานจริง พบว่าลดลง 40.6% และ 45.8% ตามลำดับ

จากผลการทดลองในรูปที่ 4.17 และ 4.18 พบว่าค่า Insulation resistant ของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ทั้งหมดจำนวน 1,000 แผง ซึ่งเป็นการตรวจสอบแผงเซลล์แสงอาทิตย์ตามมาตรฐาน IEC 61215 โดยค่าที่ผ่านการทดสอบนั้นจะต้องมีค่าสูงเกินกว่า 40 M $\Omega$ .m<sup>2</sup> จากการทดลองมีค่าเฉลี่ยอยู่ที่ 141 M $\Omega$ .m<sup>2</sup> และ 132 M $\Omega$ .m<sup>2</sup> โดยมีค่า Insulation resistant อยู่ในช่วง 160 ถึง 180 M $\Omega$ .m<sup>2</sup> และ 180 ถึง 200 M $\Omega$ .m<sup>2</sup> พบว่าค่าความเป็นฉนวนทางด้านขั้วบวกของแผงเซลล์แสงอาทิตย์มีจำนวน 47.1% และทางด้านขั้วลบของแผงเซลล์แสงอาทิตย์มีจำนวน 29.4% ซึ่งน้อยกว่าระบบที่ใช้ Negative ground และ Positive ground

## บทที่ 5 สรุปผลการวิจัย

สรุปผลของงานวิจัยนี้จะทำการแบ่งออกเป็น 2 หัวข้อ มีรายละเอียดดังนี้

### 5.1 การวิเคราะห์ค่า Leakage current จากค่า Insulation resistant ( $M\Omega$ ) ของ PV string

ผลการทดลองและวิเคราะห์การลดลงของค่าความเป็นฉนวนของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ส่งผลกระทบต่อกระแสรั่วในระดับสตรีง ของระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ภายใต้สภาวะการใช้งานจริงในระยะเวลา 1 ปี โดยมีความแตกต่างของระบบกราวด์แสดงได้ดังตารางที่ 5.1 และ 5.2 แสดงการวัดค่าความเป็นฉนวนที่ขั้วบวกและขั้วลบเทียบกับกราวด์

ตารางที่ 5.1 แสดงค่า Insulation resistant ( $M\Omega$ ) of PV string โดยวัดขั้วบวกเทียบกับกราวด์

Positive ploe	Insulation resistant ( $M\Omega$ ) of PV string	
	After operation 1 Year (Average)	Leakage current ( $\mu A$ ) (Average)
Negative ground	14.7 $M\Omega$	50.2
Positive ground	13.0 $M\Omega$	53.9
Floating ground	11.7 $M\Omega$	62.3

ตารางที่ 5.2 แสดงค่า Insulation resistant ( $M\Omega$ ) of PV string โดยวัดขั้วลบเทียบกับกราวด์

Negative ploe	Insulation resistant ( $M\Omega$ ) of PV string	
	After operation 1 Year (Average)	Leakage current ( $\mu A$ ) (Average)
Negative ground	14.5 $M\Omega$	50.9
Positive ground	13.5 $M\Omega$	54.7
Floating ground	11.0 $M\Omega$	66.4

5.2 การวิเคราะห์ค่าการลดลงของ Insulation resistant ( $M\Omega.m^2$ ) ของ PV module จากการทดสอบ Wet leakage current test

ผลการทดลองและวิเคราะห์การลดลงของค่าความเป็นฉนวนของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ โดยอ้างอิงมาตรฐาน IEC 61265 แบบ Wet leakage current test ซึ่งจะต้องมีค่าสูงกว่า  $40 M\Omega.m^2$  จึงจะถือว่าผ่านเกณฑ์ โดยนำแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ของระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์

ภายใต้สภาวะการใช้งานจริงในระยะเวลา 1 ปี มาทำการทดสอบ โดยมีความแตกต่างของระบบกราวด์ แสดงได้ดังตารางที่ 5.3 และ 5.4 แสดงการวัดค่าความเป็นฉนวนที่ขั้วบวกและขั้วลบเทียบกับกราวด์เฟรม

ตารางที่ 5.3 แสดงค่า Insulation resistant ( $M\Omega.m^2$ ) of PV module โดยวัดขั้วบวกเทียบกับกราวด์

Positive ploe	Insulation resistant ( $M\Omega$ ) of PV module	
	Average Wet test ( $M\Omega.m^2$ )	160 – 200 ( $M\Omega.m^2$ )
Negative ground	175	87.8 %
Positive ground	165	45.1 %
Floating ground	141	47.1 %

ตารางที่ 5.4 แสดงค่า Insulation resistant ( $M\Omega.m^2$ ) of PV module โดยวัดขั้วลบเทียบกับกราวด์

Negative ploe	Insulation resistant ( $M\Omega$ ) of PV module	
	Average Wet test ( $M\Omega.m^2$ )	160 – 200 ( $M\Omega.m^2$ )
Negative ground	173	79.6 %
Positive ground	163	36.8 %
Floating ground	132	29.4 %

ผลจากการทดลองเซลล์แสงอาทิตย์ในสภาวะการใช้งานจริงในระดับ module และระดับ string ในระยะเวลา 1 ปี โดยใช้ระบบ ground ที่แตกต่างกันได้แก่ระบบ Negative ground ระบบ Positive ground และระบบ Floating ground นั้นพบว่าระบบที่ทำให้ค่า Insulation resistant ทั้งในระดับ string และ module มีค่า Leakage current และ Wet leakage current มีค่าลดลงน้อยที่สุดคือระบบ Negative ground และจากการทดลองพบว่าทางด้าน Negative pole หรือค่าที่ได้จากการวัดขั้วลบ เทียบกับ ground นั้นจะมีค่าต่ำกว่าขั้วบวกเทียบกับ ground ของทั้งระบบ ground ทั้ง 3 แบบเนื่องจากทางด้านขั้วลบนั้นเป็นด้านรับแสง ดังนั้นจึงทำให้ค่า Insulation resistant มีค่าการลดลงที่มากกว่า ดังนั้นการใช้ระบบ Negative ground จะสามารถลดการลดลงของ Insulation resistant ของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ในสภาวะการใช้งานจริงได้

จากการเปรียบเทียบผลการทดลองพบว่าระบบ Floating ground มีการลดลงของ Insulation resistant มากที่สุด เกิดจากการที่ไม่มีการชดเชยประจุทางด้าน Active layer รวมถึงทางด้าน Back sheet ที่เกิดการสูญเสียประจุจากสนามไฟฟ้าขณะติดตั้งใช้งานจริง เนื่องจากแรงดันไฟฟ้าของแต่ละ String นั้นมีแรงดันไฟฟ้าที่สูงประมาณ 800 Volt จึงสรุปได้ว่าระบบที่ไม่ ground นั้นจะมีการลดลงที่มากกว่าระบบ Negative ground และระบบ Positive ground

## บรรณานุกรม

- [1] กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน กระทรวงพลังงาน โครงการจัดทำแผนที่ศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์ จากข้อมูลดาวเทียมสำหรับประเทศไทย
- [2] สำนักพัฒนาพลังงานแสงอาทิตย์ กรมพัฒนาพลังงานทดแทน และอนุรักษ์พลังงาน ธันวาคม2553.
- [3] กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน กระทรวงพลังงาน.
- [4] การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค กระทรวงมหาดไทย.
- [5] สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน  
พฤศจิกายน 2554, <http://www.leonics.co.th/html/th/aboutpower/greenway15.php>
- [6] S. Pingel, et al, Potential Induced Degradation of Solar Cells and Panels, 35TH IEEE PVSC, 2010
- [7] J. Berghold, et al, Potential Induced Degradation of Solar Cells and Panels, 25TH EUPVSEC, 2010, pp 3753-3759
- [8] P. Hacke, et al, System Voltage Potential-Induced Degradation Mechanisms in PV Modules and Methods for Test, NREL, 37TH IEEE 19-24 June 2011
- [9] Solar cell theory
- [10] Long term performance degradation investigation of photovoltaic module under hot climate phase2
- [11] บริษัท ลีโอนิกส์ จำกัด. (2003), เส้นทางสู่พลังงานสีเขียวเครื่องแปลงกระแสไฟฟ้าสี่บั่นเมื่อวันที่ 30
- [12] International Energy Agency. (2002). Performance, Reliability and Promotion of Photovoltaic Systems IEA PVPS T2-03:2002.
- [13] AE Advanced Energy, ENG-PID-270-01 3/13
- [14] Mau S. และ John UNDERSIZING INVERTERS FOR GRID CONNECTION—WHAT IS THE OPTIMUM. (pp. 414 – 419): Proceedings of the 18th Symposium Photovoltaische Solarenergie,
- [15] Sebastian Pingel, SOLON April 5th 2011, Berlin-Fraunhofer ISE: PV Module Reliability
- [16] M. Schütze, M. Junghänel, M.B. Koentopp, S. Cwikla, S. Friedrich, J.W. Müller, and P. Wawer Q-Cells SE, Sonnenallee 17-21, 06766 Bitterfeld-Wolfen
- [17] Photovoltaic Products UL evaluates Potential Induced Degradation of PV Modules UL and the UL logo are trademarks of UL LLC, 2012 315.09/12. En
- [18] Daniel Hahn, PID workshop May 23, 2012 NEGATIVE GROUNDING FOR PV SYSTEMS, RENEWABLE ENERGY CORPORATION
- [19] SMA Technical Information, Potential Induced Degradation (PID), PID-TI-UEN113410

## บรรณานุกรม (ต่อ)

- [20] J. Berghold, O. Frank, H. Hoehne, S. Pingel, B. Richardson\*, M. Winkler SOLON SE, Am Studio 16, 12489 Berlin, Germany, Potential Induced Degradation of solar cells and panels
- [21] McMahon, T; Jorgensen; G.: "Electrical currents and adhesion of edge-delete regions of EVA-to-glass module packaging", NREL research record, 2001
- [22] Faraz Ebneali, 2012 by ASUPRL, Potential Induced Degradation of Photovoltaic Modules: Influence of Temperature and Surface Conductivity
- [23] J.C. Hernandez, P.G. Vidal and A. Medina, Characterization of the insulation and leakage currents of PV generators Relevance for human safety, Renewable Energy, 35 (2009) 593-610.
- [24] International Electrotechnical Commission, Standard IEC 61215. Crystalline silicon terrestrial photovoltaic (PV) modules, Design qualification and type approval, Edition 2.0 (2005)









คณะแพทยศาสตร์และวิทยาศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี

ร่วมกับ คณะวิทยาศาสตร์ มหาวิทยาลัยเกษตร

เกียรติบัตรฉบับนี้ให้ไว้เพื่อแสดงว่า

นิพนธ์ เกตุจ้อย ฉัตรชัย ศิริสัมพันธ์รังษ์ นพดล สัทธีพล และคมฤทธิ ไม้บศรี

เป็นผู้เสนองานวิจัยเรื่อง "ผลกระทบของค่าความเป็นอนวนที่สัมพันธ์กับต่อฟิลล์เฟเตอร์ในระบบผลิตไฟฟ้า

เซลล์แสงอาทิตย์แบบไม่มีกรวด"

ในการประชุมวิชาการเครือข่ายพัฒนาระบบประเทศไทย ครั้งที่ 11

ระหว่างวันที่ 17 - 19 มิถุนายน 2558 ณ โรงแรม บางแสน อยุธยา

ให้ไว้ ณ วันที่ 19 มิถุนายน พ.ศ. 2558

รองศาสตราจารย์ ดร.อภิชิต กอตโยธิน  
คณบดีคณะแพทยศาสตร์และวิทยาศาสตร์  
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี

ศาสตราจารย์ ดร.สมยศ พลับเทียม  
คณบดีคณะวิทยาศาสตร์  
มหาวิทยาลัยเกษตร



## ผลกระทบของค่าความเป็นฉนวนที่ส่งผลกระทบต่อฟิลล์แพคเตอร์ในระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์ แสงอาทิตย์แบบไม่มีกราวด์

### The effect of insulation resistant on Fill Factor of PV system with floating ground

นิพนธ์ เกตุจ้อย, ฉัตรชัย ศิริสัมพันธ์วงศ์\*, นพดล สิทธิพล และ คงฤทธิ แม้นศิริ

วิทยาลัยพลังงานทดแทน มหาวิทยาลัยนเรศวร อ.พิษณุโลก-นครสวรรค์ อ.เมืองพิษณุโลก จ.พิษณุโลก 65000

\*chatchaisi@nu.ac.th, 093-2855550, 055-963182

#### บทคัดย่อ

บทความฉบับนี้นำเสนอการตรวจสอบการเปลี่ยนแปลงค่าความเป็นฉนวน ในระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 10 kW สำหรับการติดตั้งจริงเพื่อจ่ายไฟฟ้าให้กับอาคารทดสอบในพื้นที่โครงการสวนพลังงานมหาวิทยาลัยนเรศวร โดยระบบดังกล่าวมีการติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์เทคโนโลยีแตกต่างกัน 3 ชนิด ได้แก่เซลล์แสงอาทิตย์ชนิดผลึกผสม ชนิดอสัณฐาน และชนิดผสมผสาน โดยแต่ละชนิดมีขนาดของกำลังวัตต์ 3.66 kW, 3.67 kW และ 2.88 kW ตามลำดับ ระบบได้ติดตั้งแล้วเสร็จในเดือนมิถุนายน 2549 และผลิตไฟฟ้าจนถึงปัจจุบันระยะเวลา 10 ปี จากการตรวจวัด ค่า insulation resistant พบว่าค่า insulation resistant ของระบบลดลงใกล้กับค่าต่ำสุดของค่ามาตรฐาน จึงส่งผลกระทบต่อค่าฟิลล์แพคเตอร์ ของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ที่มีเทคโนโลยีแตกต่างกันของแต่ละชนิด พบว่าเซลล์แสงอาทิตย์ ชนิดอสัณฐาน มีค่าฟิลล์แพคเตอร์ ลดลงมากที่สุดถึง -27.4% ชนิดผลึกผสม ลดลง -21.9% และชนิดผสมผสานมีการเปลี่ยนแปลงน้อยสุดที่ -6.2% ตามลำดับ

**คำหลัก:** ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์; ฟิลล์แพคเตอร์; ความเป็นฉนวน

#### Abstract

This paper presents the investigated variable insulation resistant of multi photovoltaic (PV) system consisted amorphous silicon (a-Si), Multi crystalline Silicon (MC-Si) and Hybrid solar cell (HII) consisted 3.66 kW, 3.67 kW and 2.88 kW respectively. The 10 kW multi-PV cell stand-alone/grid connected system that supports the energy demand of the Testing Building at the Energy Park of Naresuan University. This system is operating during July 2005 to present. After a long time for system operation under Thailand climate conditions as high temperature and high humidity, it is found that each system is work effectively. The decreasing of insulation resistant in amorphous silicon (a-Si) array, Multi-crystalline Silicon (MC-Si) array and Hybrid solar cell (HII)

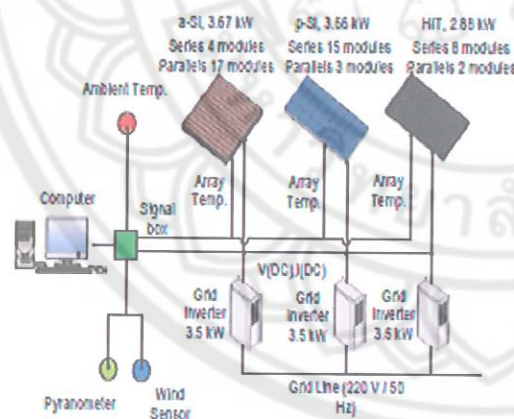


array that affected to fill factor (F.F) on PV system. Found that amorphous silicon, Multi-crystalline Silicon and Hybrid solar cell decreased -27.4%, -21.9% and -6.2% respectively.

**Keywords:** PV system; fill factor (F.F); Insulation resistant.

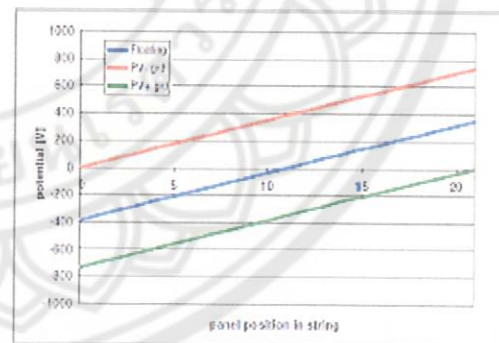
1. บทนำ

บทความฉบับนี้นำเสนอการ วัดค่าความเป็นฉนวน (Insulation Resistant) ในระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ (PV system) เพื่อทราบถึงการเปลี่ยนแปลง Insulation Resistant ของระบบ PV system แบบ floating ground โดยระบบที่ใช้เป็นระบบผลิตไฟฟ้ากระแสสลับแบบสามเฟสจากเซลล์แสงอาทิตย์แบบผสมขนาด 10 kW เพื่อจ่ายไฟฟ้าให้กับอาคารทดสอบในพื้นที่โครงการสวนพลังงานมหาวิทยาลัยนครสวรรค์ ดังแสดงในรูปที่ 1 โดยมีการใช้เซลล์แสงอาทิตย์ที่มีเทคโนโลยีแตกต่างกัน 3 ชนิด ได้แก่เซลล์แสงอาทิตย์ชนิดผลึกผสม (MC-Si) ชนิดออสซิลูฐาน (a-Si) และชนิดผสมผสาน (HIT) [1]



รูปที่ 1 ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ที่มีเทคโนโลยีแตกต่างกัน 3 ชนิด

โดยแต่ละชนิดมีขนาดของกำลังวัตต์ใกล้เคียงกันที่สุด และรวมกันได้ไม่ต่ำกว่า 10 kW ได้ติดตั้งแล้วเสร็จในเดือนมิถุนายน 2549 โดยระบบการต่อกราวด์ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ ประกอบไปด้วยระบบที่ไม่มีกราวด์ข้อั้วบวกหรือข้อั้วลบของเซลล์แสงอาทิตย์ลงกราวด์ หรือที่เรียกว่าระบบ no grounding หรือ Floating ground ระบบที่ต่อกราวด์เข้ากับข้อั้วลบของเซลล์แสงอาทิตย์หรือที่เรียกว่าระบบ negative ground และระบบที่ต่อกราวด์เข้ากับข้อั้วบวกของเซลล์แสงอาทิตย์หรือที่เรียกว่าระบบ positive ground ดังแสดงในรูปที่ 2 สำหรับงานวิจัยฉบับนี้เป็นการสังเกตการเปลี่ยนแปลงของ insulation resistant ของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ในระดับสตริง ที่เป็นระบบ floating ground



รูปที่ 2 Potential in a string, different grounding schemes PV+/PV- and floating potential) [2]

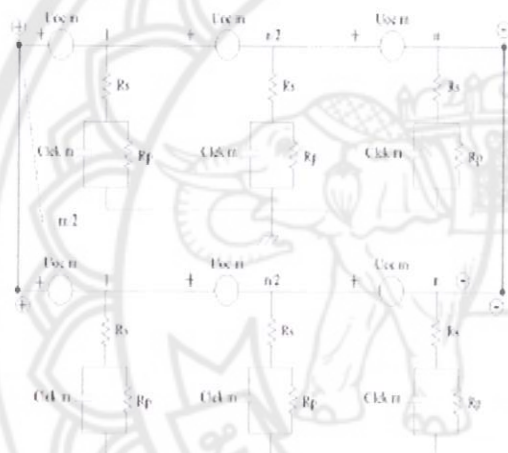


คณะพลังงานสิ่งแวดล้อมและวัสดุ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี  
และคณะวิทยาศาสตร์ มหาวิทยาลัยนครสวรรค์

2. ทฤษฎี

2.1 การวัดค่า Insulation resistant ในระบบ PV

ในระบบ PV system จะมีการต่อแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่เป็นแบบอนุกรมและแบบขนาน เพื่อให้ได้แรงดันไฟฟ้าและกระแสไฟฟ้าตามต้องการ เพื่อให้สอดคล้องกับเครื่องแปลงกระแสไฟฟ้าตรงเป็นกระแสไฟฟ้าสลับ (inverter) สำหรับวิธีการหาค่า insulation resistant ของแผงเซลล์แสงอาทิตย์นั้นสามารถอธิบายด้วยวงจรมูลย 3] ดังแสดงในรูปที่ 3, และสามารถหาได้ดังสมการที่ (1) และ (2)



รูปที่ 3 วงจรมูลย insulation resistant ของแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบหลาย module

$$R_{tot} = \frac{R_s + R_p}{M \times N} \tag{1}$$

$$\frac{1}{R_{in}} = \frac{1}{R_{s1} + R_{p1}} + \frac{1}{R_{s2} + R_{p2}} + \frac{1}{R_{s(M \times N)} + R_{p(M \times N)}} \tag{2}$$

เมื่อ

$U_{oc,m}$  = Open-circuit voltage of the PV

module (V)

$R_s$  = Series insulation resistance of the PV module ( $\Omega$ )

$R_p$  = Parallel insulation resistance of the PV module ( $\Omega$ )

$R_{tot}$  = PV array insulation resistance ( $\Omega$ )

$C_{lek,m}$  = Leakage capacitance of the PV module ( $\mu F$ )

M = Number of strings in the array

N = Number of PV module that series connected in string

3. การตรวจสอบค่า insulation resistant ในระบบ PV system

จากผลการตรวจวัดค่า insulation resistant เซลล์แสงอาทิตย์ในระดับสตริง (String) ของชนิด MC-Si, a-Si และ HIT โดยทำการวัดระหว่างขั้วลบของ string กับ ground frame และขั้วบวกของ string กับ ground frame โดยใช้เครื่องมือที่เรียกว่า Megohmmeter ซึ่งเป็นการจ่ายแรงดันไฟฟ้าที่ระดับ 1000 Volt ผลที่ได้จะแสดงค่าเป็นหน่วย M $\Omega$  ดังแสดงในตารางที่ 1 - 2

ตารางที่ 1 ค่า insulation resistant ระหว่างขั้วลบ (-) กับ ground frame ในเดือนมิถุนายน 2549

The insulation resistant of PV string (M $\Omega$ )			
Type	a-Si	MC-Si	HIT
String 1 (-)	238	93	192
String 2 (-)	230	90	194
String 3 (-)	232	92	*
String 4 (-)	230	*	*



คณะพลังงานสิ่งแวดล้อมและวัสดุ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี  
และคณะวิทยาศาสตร์ มหาวิทยาลัยนครสวรรค์

The insulation resistant of PV string ( $M \Omega$ )			
Type	a-Si	MC-Si	HIT
String 5 (-)	236	*	*
String 6 (-)	234	*	*
String 7 (-)	238	*	*

ตารางที่ 2 ค่า insulation resistant ระหว่างขั้วบวก (+) กับ ground frame ในเดือนมิถุนายน 2549

The insulation resistant of PV string ( $M \Omega$ )			
Type	a-Si	MC-Si	HIT
String 1 (+)	237	91	188
String 2 (+)	232	99	190
String 3 (+)	231	92	*
String 4 (+)	238	*	*
String 5 (+)	230	*	*
String 6 (+)	235	*	*
String 7 (+)	230	*	*

ตารางที่ 3 ค่า insulation resistant ระหว่างขั้วลบ (-) กับ ground frame ในปัจจุบัน

The insulation resistant of PV string ( $M \Omega$ )			
Type	a-Si	MC-Si	HIT
String 1 (-)	71.9	17.5	24.4
String 2 (-)	69.3	8.3	4.4
String 3 (-)	68.3	15.1	*
String 4 (-)	74.0	*	*
String 5 (-)	47.7	*	*
String 6 (-)	70.3	*	*
String 7 (-)	72.5	*	*

เมื่อทำการวัดค่า insulation resistant ในปัจจุบัน พบว่ามีค่าลดลงมากเมื่อเปรียบเทียบกับระบบที่ติดตั้งแล้วเสร็จในเดือนมิถุนายน 2549 ดังแสดงในตารางที่ 3 - 4 จากการลดลงดังกล่าว เมื่อทำการตรวจสอบด้วยเครื่อง PV analyzer ของเซลล์เทคโนโลยีทั้ง 3 ชนิดประกอบไปด้วย a-Si, MC-Si และ HIT โดยทำการวัดทีละ string พบว่ามีการเปลี่ยนแปลงของ FF ที่แตกต่างกัน ดังแสดงในตารางที่ 5 - 6

ตารางที่ 4 ค่า insulation resistant ระหว่างขั้วบวก (+) กับ ground frame ในปัจจุบัน

The insulation resistant of PV string ( $M \Omega$ )			
Type	a-Si	MC-Si	HIT
String 1 (+)	73.8	18.5	20.5
String 2 (+)	70.5	5.2	3.2
String 3 (+)	63.2	16.1	*
String 4 (+)	75.3	*	*
String 5 (+)	48.7	*	*
String 6 (+)	69.8	*	*
String 7 (+)	71.1	*	*

ตารางที่ 5 ค่า fill factor ของ PV string ในเดือนมิถุนายน 2549

The Fill Factor (FF) of PV string			
Type	a-Si	MC-Si	HIT
String 1	0.70	0.78	0.80
String 2	0.69	0.80	0.79
String 3	0.69	0.79	*
String 4	0.68	*	*
String 5	0.70	*	*
String 6	0.72	*	*
String 7	0.71	*	*

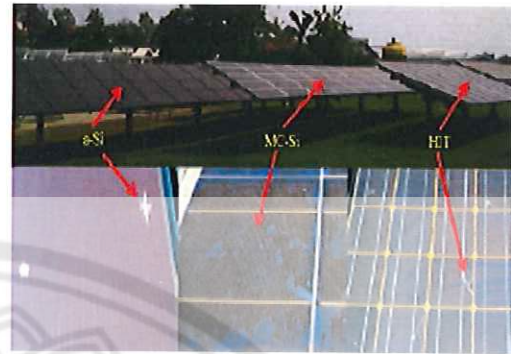


โดยทั่วไปแล้วการผลิตไฟฟ้าจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ จะมีค่าลดลงอย่างต่อเนื่องทุกปี โดยตัวแปรที่ลดลงนั้นจะประกอบไปด้วยค่า Voc, Isc และ FF โดยตัวแปรที่เห็นได้เด่นชัดที่สุดคือค่า FF ซึ่งจะเป็นตัวแปรที่บ่งชี้ถึงค่า Vmax และ Imax ของเซลล์แสงอาทิตย์ โดยที่ค่า FF มีการเปลี่ยนแปลงในระดับต่ำ หมายถึงความต้านของระบบมีค่าปกติ ซึ่งไม่มีการรั่วไหลของกระแสไฟฟ้าเกิดขึ้น

ตารางที่ 6 ค่า fill factor ของ PV string ในปี 2014

The Fill Factor of PV string			
Type	a-Si	MC-Si	HIT
String 1	0.54	0.63	0.77
String 2	0.53	0.65	0.75
String 3	0.53	0.64	*
String 4	0.52	*	*
String 5	0.54	*	*
String 6	0.56	*	*
String 7	0.55	*	*

ปัญหาหนึ่งที่เกิดขึ้นกับแผงเซลล์แสงอาทิตย์หลังจากติดตั้งใช้งานจริงเป็นเวลานาน คือเกิดการหลุดลอก (delamination) ระหว่างเซลล์กับ EVA ที่บริเวณด้านรับแสง [4] ซึ่งสามารถสังเกตเห็นได้ที่บริเวณชั้น active layer ของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ เช่นที่บริเวณเส้นกริดไลน์ (grid line) ขั้วโลหะโปร่งแสง (TCO) ทำให้ความชื้นจากภายนอกสามารถเข้าไปได้ และเกิดขึ้นได้ และนำไปสู่การเกิด hot spot การเกิด snail tail กับทุกเซลล์เทคโนโลยี



รูปที่ 4 แสดงจุด hot spot และ snail tail บนแผงเซลล์แสงอาทิตย์ทั้ง 3 เทคโนโลยี

โดยปัจจัยต่างๆ เหล่านี้ทำให้เกิดการเสื่อมสภาพในเซลล์แสงอาทิตย์เรียกว่า Potential induced degradation (PID) [5] สามารถสังเกตได้จากระบบที่ติดตั้งมาเป็นเวลา 9 ปี ซึ่งเป็นสาเหตุหนึ่งของการลดลงของ insulation resistant การลดลงของ FF การเสื่อมสภาพ (degradation) แสดงได้ดังรูปที่ 4

#### 4. สรุป

ในระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์แบบผสมขนาด 10 kW ที่ใช้เทคโนโลยีแตกต่างกัน 3 ชนิด คือ ชนิดผลึกผสม (MC-Si) ชนิดออสซิลูฐาน (a-Si) และชนิดผสมผสาน (HIT) โดยใช้ระบบ floating ground พบว่าการลดลงของ insulation resistant มีความสัมพันธ์ต่อการเกิด delamination ที่บริเวณผิวหน้าของแผงเซลล์ ซึ่งเป็นสาเหตุของการ degradation ในระบบและการลดลงดังกล่าวส่งผลต่อการลดลงของ Vmax และ Imax ในระบบ สังเกตได้จากผลการลดลงของ FF ของแต่ละสตริง พบว่าเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดออสซิลูฐาน ลดลง -27.4% ชนิดผลึกผสมลดลง -21.9% และชนิดผสมผสานมีการเปลี่ยนแปลงน้อยสุดที่ -6.2% ตามลำดับ



### 5. เอกสารอ้างอิง

- [1] นิพนธ์ เกตุจ้อย, วัฒนพงษ์ รัชชวีเชียร, ทงฤทธิ์ แมนศิริ, อชิตพล ศศิธรานูวัฒน์ และ วุฒิพงษ์ สุพนธนา (2548). การออกแบบระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์แบบผสมขนาด 10 กิโลวัตต์ สำหรับอาคารทดสอบ โครงการสวนพลังงาน, *การประชุมเชิงวิชาการเครือข่ายพลังงานแห่งประเทศไทยครั้งที่ 1*, 11-13, พฤษภาคม 2548, หน้า RE16-1 – RE16-4.
- [2] S. Pingel, O. Frank, M. Winkler, S. Oaryan, T. Geipel, H. Hoehne and J. Berghold (2010). Potential induced degradation of solar cells and panels, *Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), 35th IEEE*, 20-25 June 2010, pp. 2817 – 2822.
- [3] J.C. Hernandez, P.G. Vidal, A. Medina (2010). Characterization of the insulation and leakage currents of PV generators: Relevance for human safety, *Renewable Energy*, Vol. 35(3), March 2010, pp. 593-601.
- [4] Nochang Park, Changwoon Han, Wonsik Hong, and Donghwan Kim (2011). The effect of encapsulant delamination on electrical performance of PV module, *Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), 37th IEEE*, 19-24 June 2011, pp. 1113 – 1115.
- [5] Han-Chang Liu, Chung-Teng Huang and Wen-Kuei Lee (2012). Study of potential induced degradation mechanism in commercial PV module, *Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), 38th IEEE*, 3-8 June 2012, pp. 2442 – 2444.







กองกลาง สำนักงานอธิการบดี  
เลขรับ..... 15425  
วันที่..... 30 ก.ย. 2558  
เวลา..... 14.54 น.

บันทึกข้อความ

R2558B002

ส่วนราชการ วิทยาลัยพลังงานทดแทน ภาควิชา มหาวิทยาลัยนเรศวร โทร. 3394  
ที่ ศส 0527.23.02./ 232 วันที่ 15 กันยายน 2558  
เรื่อง ขอบิดโครงการวิจัยและส่งผลงานตามตัวชี้วัด

กองบริหารการวิจัย  
รับ..... 14003  
วันที่..... 15 ก.ย. 2558  
เวลา..... 18:41 น.

1) เรียน อธิการบดี

ตามที่ มหาวิทยาลัยอนุมัติให้ทุนอุดหนุนการวิจัยจากงบประมาณแผ่นดิน ประจำปีงบประมาณ พ.ศ. 2558 สัญญาเลขที่ R2558B002 เรื่อง การศึกษาผลของศักย์ไฟฟ้าที่ทำให้เกิดการเสื่อมสภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ในโรงไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ ในวงเงิน 280,000.00 บาท (สองแสนแปดหมื่นบาทถ้วน) โดยมี ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.นิพนธ์ เกตุจ้อย สังกัดคณะ วิทยาลัยพลังงานทดแทน เป็นหัวหน้าโครงการ นั้น

ขณะนี้ได้ดำเนินการมาเป็นระยะเวลา 12 เดือน และมีผลงานวิจัยตามตัวชี้วัดความสำเร็จของโครงการวิจัย (รายละเอียดดังเอกสารที่แนบมาพร้อมนี้) และเพื่อให้ผลงานทางวิชาการของข้าพเจ้าเป็นประโยชน์ต่อการศึกษาและสาธารณชน ข้าพเจ้าอนุญาตให้กองบริหารการวิจัยและสำนักหอสมุดเผยแพร่ผลงานวิจัยฉบับสมบูรณ์ และบทคัดย่อ ในระบบสารสนเทศ ดังนี้

- ระบบผลงานวิจัยฉบับสมบูรณ์ (<http://dra-is.research.nu.ac.th/dra-elibrary/>)
- ฐานข้อมูล NU Digital Repository (<http://obj.lib.nu.ac.th/media>)
- ไม่ยินยอม เนื่องจาก.....

ดังนั้นผู้วิจัยจึงขอปิดโครงการวิจัยดังกล่าว และหากมีผลงานวิจัยเกิดขึ้นภายหลังจากนำแจ้งให้ มหาวิทยาลัยทราบทันที

จึงเรียนมาเพื่อโปรดพิจารณาอนุมัติ  
งานธุรการ (หน่วยสัญญา) ๑๑ ก.ย. 2558  
 ตรวจสอบและอนุมัติ.....  
 ระบบบริหารโครงการวิจัย..... 1 ก.ย. 2558  
 ระบบ NRPB.....

ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.นิพนธ์ เกตุจ้อย  
หัวหน้าโครงการวิจัย

2) เรียน อธิการบดี เห็นควรอนุมัติ และให้ดำเนินการบันทึกข้อมูล

4) เรียน อธิการบดี ( ) เห็นควรอนุมัติ ( ) เห็นควรไม่อนุมัติ

ลงชื่อ .....  
(นายวิวัฒน์ มงรัตน์)  
ผู้ประสานงานวิจัยคณะ  
(วันที่ 15/ก.ย. 58)

ลงชื่อ .....  
(นางสาวสิริกร ชูแก้ว)  
ผอ.กองบริหารการวิจัย  
(วันที่ 0.ก.ย./2558)

3) เรียน อธิการบดี เห็นควรอนุมัติ

5) เรียน อธิการบดี ( ) อนุมัติ ( ) ไม่อนุมัติ

ลงชื่อ .....  
(ดร.พงษ์ พงษ์เจริญ)  
รองคณบดีฝ่ายวิจัย/คณบดีคณะ..... ๑๑ ก.ย. 2558  
(วันที่ 15/ก.ย./58)

ลงชื่อ .....  
(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.พงษ์ พงษ์เจริญ)  
รองอธิการบดีฝ่ายวิจัย  
(วันที่ ๑๖/๙/๕๘)