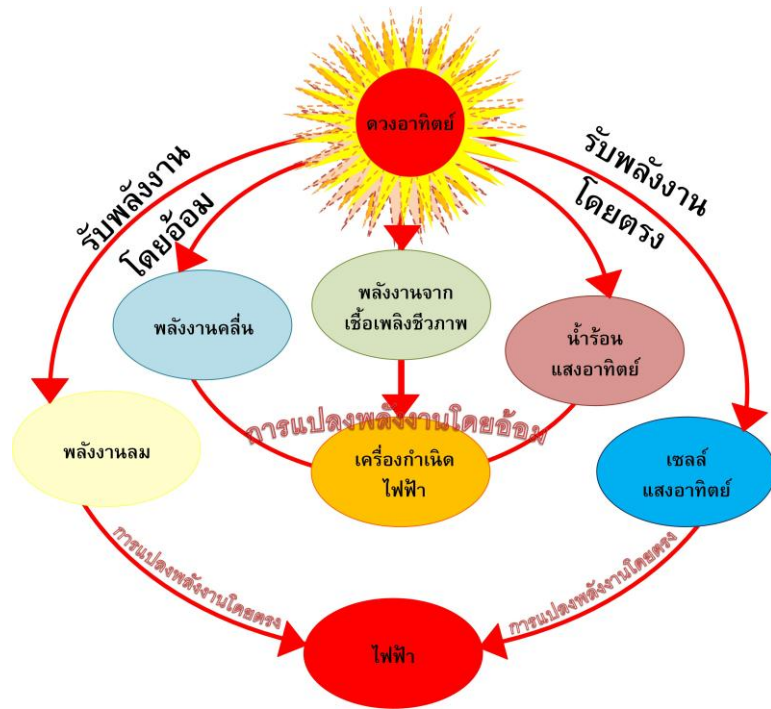


บทที่ 1

ไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์



รูปที่ 1.1 ไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ในแบบต่างๆ

ไฟฟ้าโดยเซลล์แสงอาทิตย์เป็นการเปลี่ยนพลังงานแสงจากดวงอาทิตย์เป็นไฟฟ้ากระแสตรงขึ้นตอนเดียวโดยไม่มีส่วนเคลื่อนไหวใดๆ ไฟฟ้าดังกล่าวใช้ประโยชน์ได้เช่นเดียวกับไฟฟ้าจากแหล่งผลิตอื่นๆ สามารถใช้กับเครื่องใช้ไฟฟ้ากระแสตรงได้โดยตรง เช่นระบบเซลล์แสงอาทิตย์ที่ใช้ในรถยนต์ และใช้กับเครื่องใช้กระแสสลับโดยผ่านเครื่องแปลงเป็นกระแสสลับที่เรียกว่าอินเวอร์เตอร์ นอกจากนี้ไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนอื่นๆ อาทิ พลังงานความร้อน พลังงานลม และพลังงานคลื่นในมหาสมุทร พลังงานที่กล่าวมาล้วนมีแสงจากดวงอาทิตย์เป็นพลังงานต้นทาง

เนื่องจากแสงอาทิตย์เฉพาะเวลากลางวัน จึงจำเป็นต้องเก็บสำรองไฟฟ้าโดยแบตเตอรี่ เพื่อใช้ในเวลากลางคืน และประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าโดยแสงอาทิตย์ขึ้นตรงต่อความเข้มของแสงอาทิตย์ รวมถึงอุณหภูมิซึ่งจะเพิ่มขึ้นจากการตากแดด ทำให้ประสิทธิภาพลดต่ำลง ดังนั้นการติดตั้งใช้งานควรอยู่กลางแจ้งหันหน้าเข้าหาดวงอาทิตย์และเว้นช่องว่างเพื่อช่วยระบายความร้อนด้านหลัง (หากอยู่ในซีกโลกเหนือเช่นประเทศไทย ก็เอียงไปทางทิศใต้) จะได้พลังงานไฟฟ้าเฉลี่ยมากที่สุด

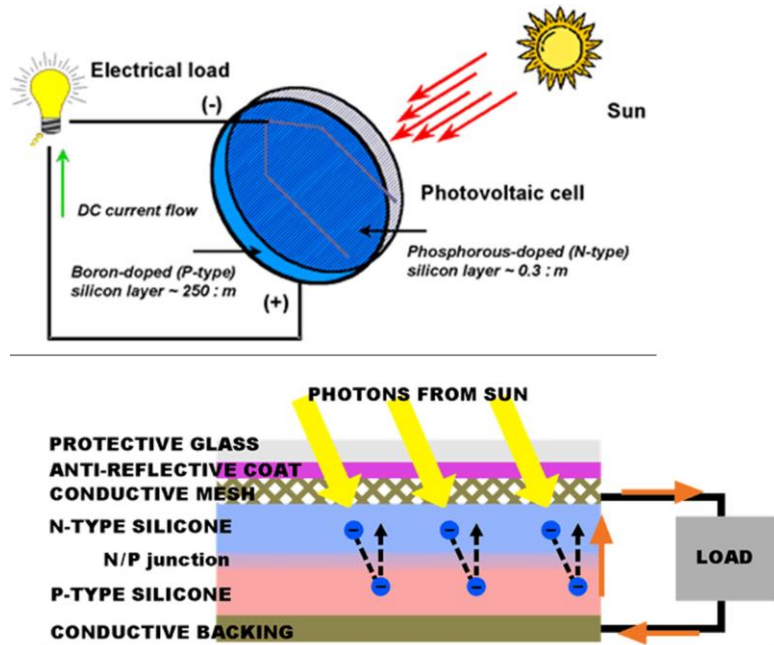
1.1 เซลล์แสงอาทิตย์ผลิตไฟฟ้าได้อย่างไร

เซลล์แสงอาทิตย์เป็นสารกึ่งตัวนำชนิดหนึ่ง เมื่อแสงอาทิตย์ตกกระทบเซลล์แสงอาทิตย์จะทำให้เกิดอิเล็กตรอนอิสระและความต่างศักย์ที่ผิวทั้งสองของเซลล์แสงอาทิตย์ ดังนั้นเมื่อมีการเชื่อมต่อระหว่างผิวทั้งสองของเซลล์แสงอาทิตย์ก็จะเกิดการไหลของอิเล็กตรอน เพื่อให้เกิดสมดุลระหว่างผิวทั้งสองด้านของเซลล์แสงอาทิตย์ ซึ่งการไหลของอิเล็กตรอนทำให้เกิดพลังงานไฟฟ้า จะเห็นได้ว่าเป็นวิธีเปลี่ยนรูปพลังงานแสงให้เป็นไฟฟ้าโดยตรงที่สุด ง่ายที่สุด ไม่มีการเคลื่อนไหวของชิ้นส่วนใดๆ ไม่มีการ

ไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์

สี่หรือใดๆ ดังแสดงในรูปที่ 1.2 ดังนั้นทราบเท่าที่เซลล์แสงอาทิตย์ยังคงสภาพสารกึ่งตัวนำและแสงอาทิตย์ตกกระทบสู่ผิวเซลล์แสงอาทิตย์ก็จะผลิตไฟฟ้าออกมาให้ตลอดไป (ในทางปฏิบัติผู้ผลิตเซลล์แสงอาทิตย์รับประกันอายุการใช้งานของเซลล์แสงอาทิตย์กว่ายี่สิบปีขึ้นไป)

พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จะเป็นสัดส่วนโดยตรงกับความเข้มแสงอาทิตย์ที่เพิ่มขึ้นหรือลดลง ตัวอย่างเช่น หากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ผลิตไฟฟ้าได้ 100 วัตต์ เมื่อมีความเข้มแสง 1,000 วัตต์/ตารางเมตร นั่นคือที่ความเข้มแสงอาทิตย์ 500 วัตต์/ตารางเมตร ก็จะผลิตไฟฟ้าได้ 50 วัตต์ เป็นต้น โดยทั่วไปประสิทธิภาพการแปลงพลังงานของเซลล์แสงอาทิตย์อยู่ระหว่างร้อยละ 7-19 ขึ้นอยู่กับเทคโนโลยีของเซลล์แบบต่างๆ



รูปที่ 1.2 การเกิดไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์

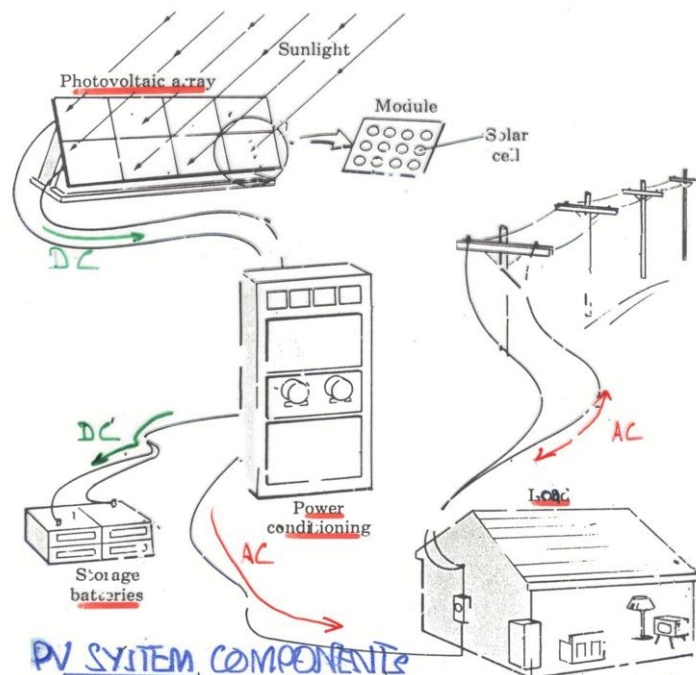
กรณีระบบไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์แบบเชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าไม่จำเป็นต้องมีแบตเตอรี่สำหรับเก็บสำรองพลังงานอย่างกรณีของระบบไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์แบบอิสระ เพราะสามารถจ่ายไฟฟ้าให้กับระบบจำหน่ายโดยตรง และมีข้อดีเพราะจะไปช่วยเสริมความมั่นคงของระบบไฟฟ้า ในช่วงเวลาที่มีการใช้ไฟฟ้ามกตามสำนักงาน โรงงาน ฯลฯ ประเทศไทยเริ่มนำระบบผลิตไฟฟ้าโดยเซลล์แสงอาทิตย์มาใช้ประโยชน์กว่าสามสิบปีมาแล้วจนถึงปัจจุบันรวมได้มากกว่า 30 เมกะวัตต์ โดยกว่าร้อยละ 90 ใช้ในชนบทห่างไกล ซึ่งยังไม่มีบริการของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย เพราะเป็นทางเลือกค่าใช้จ่ายต่ำที่สุด สำหรับในอนาคตอันไม่ไกลนักจะเริ่มมีการนำมาใช้ในเขตที่มีการบริการแล้ว ในลักษณะต่อเชื่อมเข้ากับระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าได้ ภาพรวมขององค์ประกอบระบบไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ดังแสดงในรูปที่ 1.3

แนวโน้มของราคาของระบบไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ลดต่ำลงมากใกล้กับราคาไฟฟ้าที่ผลิตจากเชื้อเพลิงเผาไหม้เข้าไปทุกที ในขณะที่ราคาเชื้อเพลิงเผาไหม้สูงขึ้นอย่างรวดเร็ว และสังคมเริ่มมีความกังวลเพิ่มขึ้นเกี่ยวกับผลกระทบเรื่องคุณภาพของอากาศ น้ำ สภาพแวดล้อมเป็นพิษ จากการเผาไหม้ ถ่านหิน ก๊าซ น้ำมัน ฯลฯ นอกจากนี้การจัดประเภทการใช้งานสามารถแสดงได้ดังรูปที่ 1.4 สามารถแบ่งได้ 2

## ไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์

ประเภทหลัก คือ ระบบไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์แบบเชื่อมต่อกับระบบจำหน่าย และระบบไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์แบบอิสระ

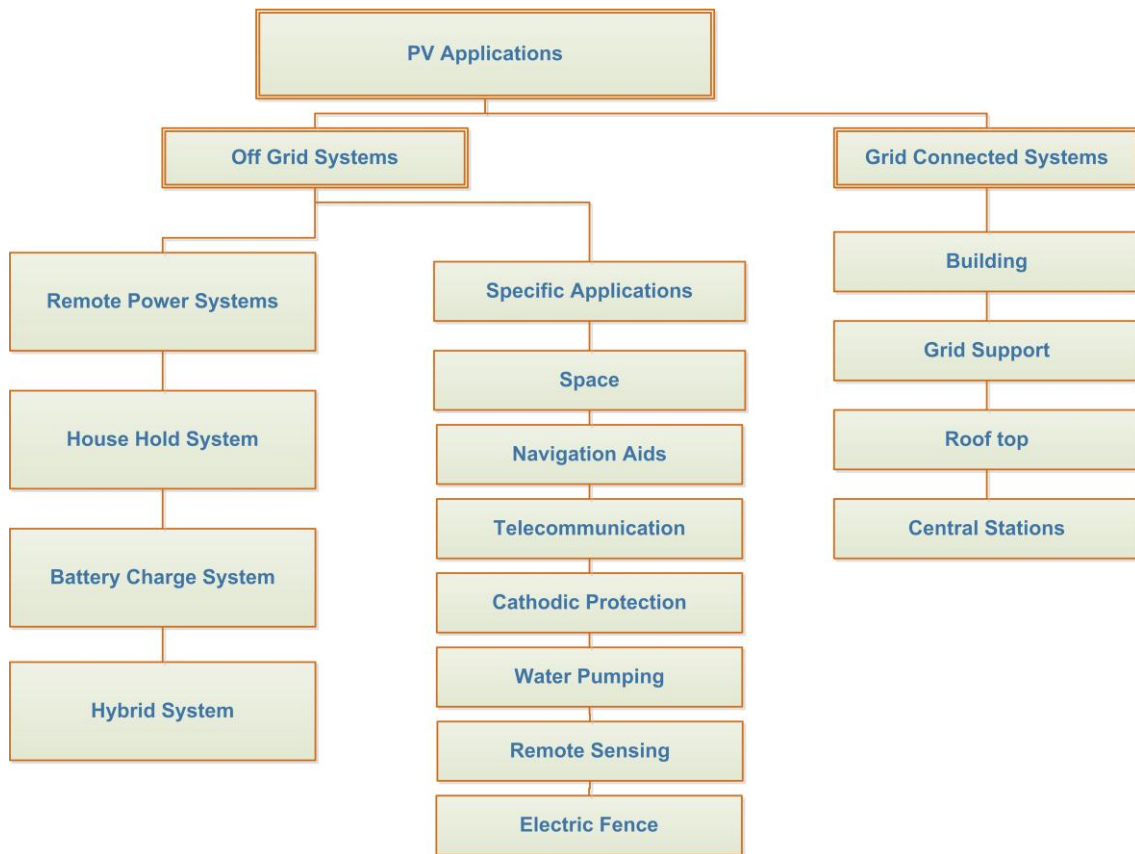
เซลล์แสงอาทิตย์มีกำเนิดในช่วงปี ค.ศ. 1950 ที่ Bell Telephone Laboratory ประเทศสหรัฐอเมริกา โดยวัตถุประสงค์เบื้องต้น เพื่อผลิตไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์ สำหรับใช้ในโครงการอวกาศ ต่อจากนั้นจึงได้เริ่มนำมาใช้อย่างกว้างขวาง และขยายผลสู่ระดับอุตสาหกรรมเซลล์แสงอาทิตย์ของโลก เมื่อปลายทศวรรษที่ 50 เป็นต้นมา ในรูปที่ 1.5 แสดงความเป็นมาและแนวโน้มเทคโนโลยีเซลล์แสงอาทิตย์ ในระยะแรกเซลล์แสงอาทิตย์มีราคาแพงมาก จึงจำกัดการใช้งานอยู่เฉพาะในงานวิทยุสื่อสาร และไฟฟ้าแสงสว่างขนาดเล็กในพื้นที่ห่างไกลเท่านั้น ต่อมาในช่วงปี ค.ศ. 1970 ภาครัฐในประเทศสหรัฐอเมริกา เยอรมัน และญี่ปุ่น ได้ส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์อย่างจริงจังและต่อเนื่อง เป็นผลให้ราคาของเซลล์แสงอาทิตย์ลดลงเป็นลำดับ จากเดิมประมาณ 4 ล้านบาทต่อกิโลวัตต์ ในปัจจุบันคงเหลือประมาณ 1.6 แสนบาทต่อกิโลวัตต์ ซึ่งนับว่าราคาของเซลล์แสงอาทิตย์ได้ลดลงมามาก



รูปที่ 1.3 องค์ประกอบระบบไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์

## 1.2 การใช้งานของเซลล์แสงอาทิตย์

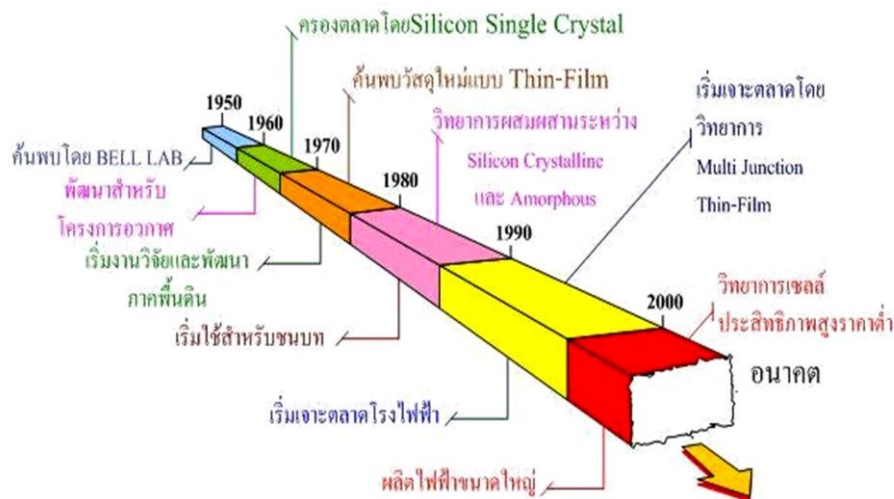
ในพื้นที่ห่างไกลซึ่งระบบจำหน่ายของการไฟฟ้ายังไม่ถึง ระบบไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์เป็นทางเลือกเหมาะเนื่องจากราคาต่ำกว่า เมื่อเทียบกับเครื่องยนต์เบนซิน และดีเซล โดยเฉพาะอย่างยิ่งงานด้านโทรคมนาคม ไฟสัญญาณ การช่วยเดินเรือ เดินฝ้ายาม แต่เนื่องจากเงินลงทุนสูงมากกว่าระบบผลิตไฟฟ้าแบบอื่นๆ มาก การหาแหล่งเงินกู้ ดอกเบี้ยต่ำ ปลอดดอกเบี้ยผ่อนนาน ฯลฯ เป็นอุปสรรคสำคัญ จึงต้องการความช่วยเหลือจากภาครัฐ ในระยะแรกๆ เป็นหลัก ตัวอย่างคือโครงการไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ สำหรับหมู่บ้านห่างไกลของกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน ซึ่งรวมกำลังการผลิตสูงถึงกว่า 2 เมกะวัตต์



รูปที่ 1.4 การใช้ประโยชน์ระบบเซลล์แสงอาทิตย์

เนื่องจากพลังงานแสงอาทิตย์เป็นพลังงานที่ไม่มีค่าเชื้อเพลิง สะอาดและมีให้อย่างไม่จบสิ้น ดังนั้น นักวางแผนพลังงานที่มีวิสัยทัศน์กว้างไกลได้หาหนทางสนับสนุน เช่น เงินกู้ปลอดดอกเบี้ยต่ำ ผ่อนนาน รับซื้อไฟฟ้าราคาจูงใจ เพื่อให้เกิดการผลิตในเชิงปริมาณเพื่อลดราคา และ สร้างงาน ฯลฯ ตัวอย่างความสำเร็จคือ ญี่ปุ่น และเยอรมัน กรณีของญี่ปุ่นให้มีการซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตภายใต้โครงการ Sunshine Project เริ่มเมื่อปี ค.ศ. 1994 สามารถดึงราคาของระบบไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์แบบเชื่อมต่อระบบจำหน่ายจาก 2 ล้านเยนต่อกิโลวัตต์ ลดลงเหลือ 6 แสนเยนต่อกิโลวัตต์ ในระยะเวลา 12 ปี โดยให้การสนับสนุนแบบช่วยออกค่าใช้จ่ายครึ่งหนึ่งในปีแรก ค่อยๆ ลดลงมาจนเหลือไม่เกินร้อยละสิบในปีหลังๆ ตอนจบโครงการจึงมีบ้านแบบดังกล่าวเกือบ 3 แสนหลัง และอุตสาหกรรมที่เกี่ยวข้องได้ขยายตัวอย่างมากมาย จนกลายเป็นผู้ส่งออกอันดับที่ 1 ของโลก

เยอรมันสิ่งที่จูงใจก็คือรับซื้อไฟฟ้าที่ผลิตจากพลังงานทดแทนโดยเฉพาะอย่างยิ่งจากระบบไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ในราคาสูงมาก ซึ่งมีผู้เข้าร่วมโครงการจำนวนมากจนปัจจุบันเป็นตลาดใหญ่ที่สุดในโลก โดยใช้งบประมาณจากเศษเสี้ยวของค่าไฟฟ้าของบริษัทไฟฟ้าที่ขายได้ และเกิดปรากฏการณ์คล้ายของญี่ปุ่น ปัจจุบันอุตสาหกรรมพลังงานทดแทนของเยอรมันแข็งแกร่งมาก ผลิตเซลล์แสงอาทิตย์ส่งออกเป็นอันดับสองรองจากญี่ปุ่น และสร้างงานได้อย่างมหาศาล หลายประเทศในยุโรปก็ใช้วิธีการของเยอรมัน โดยมีเงื่อนไขจูงใจที่แตกต่างกันบ้างเล็กน้อย สเปนซึ่งเป็นประเทศที่มีแดดดี ลมดี ก็ก้าวขึ้นมาเป็นตลาดลำดับ 3 ของโลก สหรัฐอเมริกาซึ่งเป็นผู้กำเนิดเทคโนโลยีแสงอาทิตย์ใช้วิธีจูงใจทั้งสองแบบบวกกับมาตรการด้านลดหย่อนภาษีเพิ่มเติมเข้าด้วย ทำให้เป้าหมายของการใช้เซลล์แสงอาทิตย์ของอเมริกาจะสูงกว่า 3 หมื่นเมกะวัตต์ในปี ค.ศ. 2020



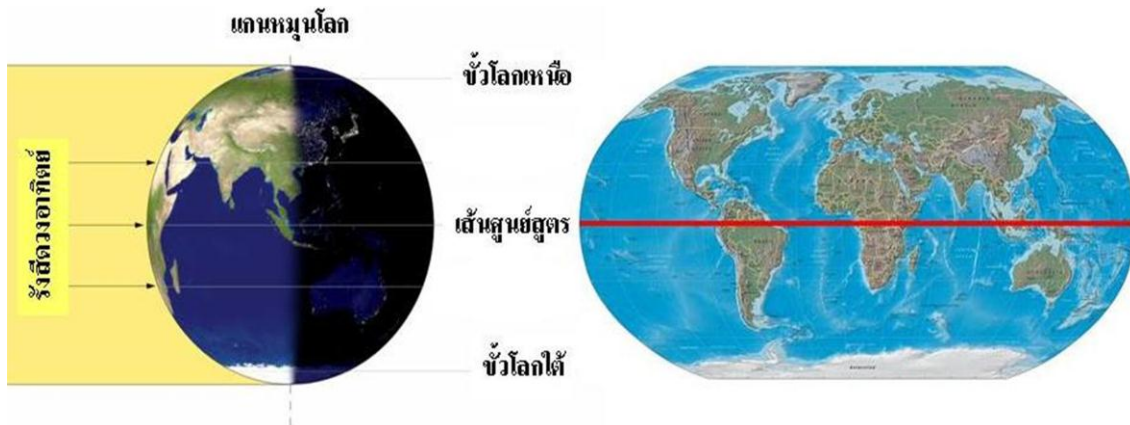
ที่มา : U.S. DOE

รูปที่ 1.5 ความเป็นมาและแนวโน้มเทคโนโลยีเซลล์แสงอาทิตย์

## บทที่ 2

### ความรู้เกี่ยวกับรังสีอาทิตย์

รังสีอาทิตย์จากดวงอาทิตย์ถูกนำมาใช้ประโยชน์เพื่อผลิตไฟฟ้าโดยอาศัยเซลล์แสงอาทิตย์สามารถทราบค่าในรูปความเข้มรังสีอาทิตย์หน่วยเป็นวัตต์/ตารางเมตร และพลังงานแสงอาทิตย์หน่วยเป็นกิโลวัตต์-ชั่วโมง/ตารางเมตร/วัน ซึ่งขึ้นกับวันที่และเวลา รวมถึงตำแหน่งบนพื้นโลก รังสีอาทิตย์ประกอบด้วยสเปกตรัมในช่วงความยาวคลื่น 0.3 ถึง 3 ไมโครเมตร เซลล์แสงอาทิตย์แต่ละชนิดสามารถตอบสนองต่อสเปกตรัมได้แตกต่างกัน ดังนั้นประสิทธิภาพในการผลิตไฟฟ้าต่างกัน ในการออกแบบระบบเซลล์แสงอาทิตย์ การใช้งานและการบำรุงรักษาระบบมีความจำเป็นต้องทราบเกี่ยวกับค่าความเข้มรังสีอาทิตย์ในพื้นที่นั้น และลักษณะของเซลล์แสงอาทิตย์ที่เลือกใช้งาน



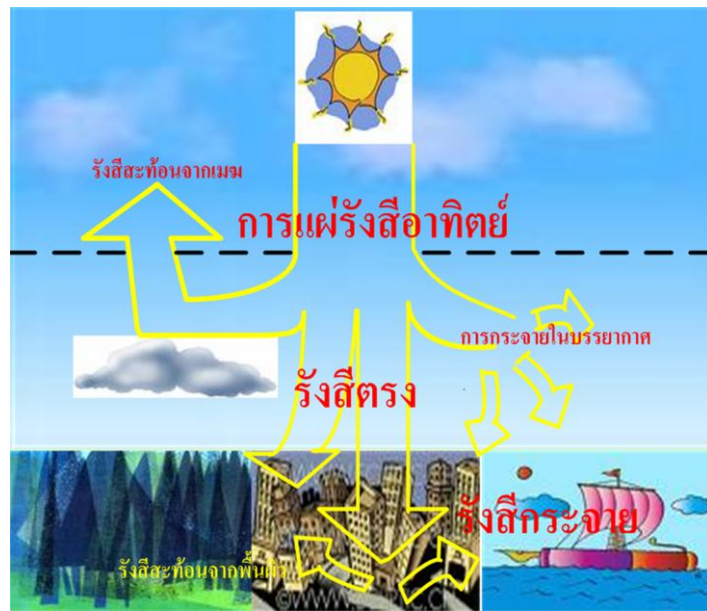
รูปที่ 2.1 การแบ่งเส้นศูนย์สูตรของโลก

### 2.1 ภูมิศาสตร์ของโลก

โลกมีลักษณะเป็นทรงกลมรี วิธีเพื่อบอกตำแหน่งบนพื้นโลกจะบ่งชี้โดยเส้นแนวตั้งและเส้นแนวนอนเรียกว่า เส้นเมริเดียน (Meridian) และเส้นศูนย์สูตร (Equator) ทางภูมิศาสตร์กำหนดเส้นศูนย์สูตร คือ เส้นสมมติรอบดาวเคราะห์ที่ตั้งฉากกับแกนหมุนของดาวเคราะห์ และมีระยะห่างจากขั้วเหนือและขั้วใต้เท่ากัน ดังแสดงในรูปที่ 2.1 นั่นคือ เส้นศูนย์สูตรจะแบ่งดาวเคราะห์เป็นซีกเหนือและซีกใต้ โดยมีละติจูดเท่ากับศูนย์องศา พื้นที่บนเส้นศูนย์สูตรนี้ช่วงเวลาของกลางวันและกลางคืนยาวนานเกือบเท่ากันตลอดทั้งปี นอกจากนี้พื้นที่ซึ่งอยู่บนตำแหน่งเส้นละติจูดต่างกันจะมีสภาพอากาศ (Climate) และกาลอากาศ (Weather) ต่างกัน เส้นละติจูดมีตั้งแต่ 0 ถึง 90 องศา โดยที่ละติจูด 90 องศาที่ขั้วโลกเหนือจะนับเป็น 90 องศาเหนือ ส่วนขั้วโลกใต้นับเป็น 90 องศาใต้

## 2.2 รังสีอาทิตย์บนพื้นโลก

รังสีอาทิตย์บนพื้นโลกได้ผ่านกระบวนการดูดกลืนและการแผ่รังสีอาทิตย์โดยก๊าซในบรรยากาศเป็นผลให้สเปกตรัมแสงอาทิตย์เปลี่ยนไปซึ่งโมเลกุลของก๊าซ ฝุ่นละอองและเมฆทำให้รังสีอาทิตย์กระจัดกระจาย (Scatter) และสะท้อน (Reflect) ในรูปที่ 2.2



รูปที่ 2.2 ผลกระทบต่างๆ ต่อรังสีอาทิตย์ในบรรยากาศโลก

แสดงผลกระทบต่อ การเปลี่ยนแปลงของรังสีอาทิตย์เมื่อเข้าสู่บรรยากาศโลกและพื้นโลก เมื่อเทียบกับรังสีเหนือบรรยากาศเกิดการเปลี่ยนแปลงดังนี้ ความเข้มรังสีรวม ความเข้มรังสีที่ความยาวคลื่นใด ๆ องค์ประกอบของสเปกตรัมและทิศทาง ประเภทของรังสีอาทิตย์บนพื้นโลกที่ควรทราบ

รังสีตรง (Beam or Direct Radiation) เป็นรังสีที่มาจากดวงอาทิตย์โดยตรงและตกบนผิวรับแสงด้วยทิศทางที่แน่นอน ณ เวลาหนึ่งเวลาใด ซึ่งทิศของรังสีตรงอยู่ในแนวลำแสงอาทิตย์ เนื่องจากรังสีตรงมีทิศทางแน่นอนและมีลำแสงขนานจึงสามารถรวมแสงหรือโฟกัสรังสีตรงได้

รังสีกระจาย (Diffuse Radiation) เป็นรังสีอาทิตย์ส่วนที่ถูกสะท้อนและกระจาย โดยก๊าซและฝุ่นละอองรวมถึงวัตถุต่างๆ ที่อยู่ในทางเดินของแสงก่อนตกกระทบผิวรับแสง รังสีกระจายนี้มาจากทุกทิศทางในท้องฟ้าจึงไม่สามารถรวมแสงหรือโฟกัสรังสีกระจายได้

รังสีรวม (Total หรือ Global Radiation) เป็นผลรวมของรังสีตรงและรังสีกระจายซึ่งจำกัดเฉพาะคลื่นแม่เหล็กไฟฟ้าคลื่นสั้น (ไม่เกิน 4 ไมโครเมตร) ไม่รวมพลังงานคลื่นยาวจากการแผ่รังสีของพื้นโลกและบรรยากาศ โดยกรณีผิวรับแสงเป็นพื้นเอียง (Incline plane) รังสีรวมจะประกอบด้วยรังสีตรงจากท้องฟ้า รังสีกระจายจากท้องฟ้าและรังสีกระจายจากพื้นโลก อาคารบ้านเรือน ซึ่งเกิดจากส่วนที่สะท้อนกลับจากพื้นโลก ในกรณีนี้เรียกว่า Total Radiation แต่กรณีผิวรับแสงเป็นพื้นแนวราบ (horizontal plane) รังสีรวมบนพื้นราบประกอบด้วยรังสีตรงและรังสีกระจายที่มาจากครึ่งทรงกลมท้องฟ้า ไม่มีรังสีกระจายที่มาจากพื้นโลก เรียกรังสีรวมบนพื้นแนวราบว่า Global Radiation

การเปลี่ยนแปลงของรังสีรวม รังสีตรงและรังสีกระจายในวันที่ฟ้ากระจ่างและวันที่ฟ้ามีเมฆเนื่องจากปริมาณเมฆ ฝุ่นละออง และหมอกควันมีแตกต่างกันตามฤดูกาล ดังนั้นปริมาณรังสีรวม รังสี

กระจาย และรังสีตรงจะเปลี่ยนแปลงไปตลอดทั้งปี สำหรับประเทศไทย ฤดูแล้งมีค่ารังสีรวมและรังสีตรงสูงเพราะท้องฟ้าโปร่ง แต่ฤดูฝนจะมีรังสีส่วนมากเป็นรังสีกระจายและรังสีรวมน้อย

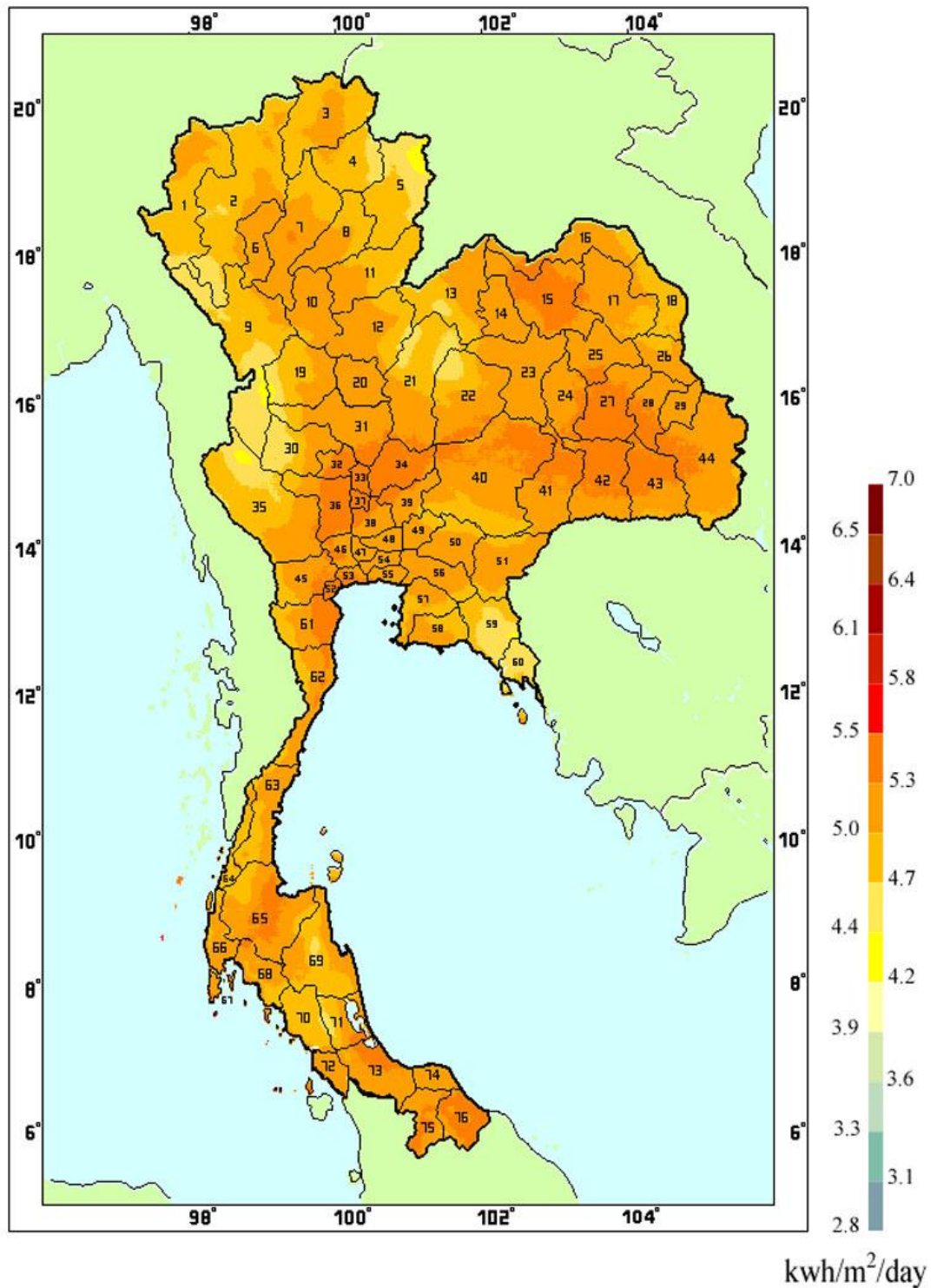
## 2.3 ปริมาณรังสีอาทิตย์ในประเทศไทย

โดยทั่วไปศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์ของพื้นที่แห่งหนึ่งจะสูงหรือต่ำขึ้นอยู่กับรังสีอาทิตย์ที่ตกกระทบในพื้นที่นั้น การศึกษาเพื่อทราบปริมาณรังสีอาทิตย์บนพื้นโลกซึ่งจะใช้เป็นแนวทางการส่งเสริมการใช้ประโยชน์จากพลังงานแสงอาทิตย์ ซึ่งนำเสนอในรูปแบบแผนที่ศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์ สำหรับประเทศไทยมีแผนที่ศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์ของกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (กรมพัฒนาและส่งเสริมพลังงาน) จัดทำขึ้นในปี พ.ศ. 2542 โดย มหาวิทยาลัยศิลปากร รูปที่ 2.3 แสดงศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์เฉลี่ยรายปี ในแต่ละเดือนนั้นการกระจายของความเข้มรังสีอาทิตย์ตามบริเวณต่างๆ ของประเทศได้รับอิทธิพลสำคัญจากลมมรสุมตะวันออกเฉียงเหนือ และลมมรสุมตะวันตกเฉียงใต้ และพื้นที่ส่วนใหญ่ของประเทศได้รับรังสีอาทิตย์สูงสุดระหว่างเดือนเมษายน และพฤษภาคม โดยมีค่าอยู่ในช่วง 5.54 ถึง 6.65 กิโลวัตต์-ชั่วโมงต่อตารางเมตร-วัน

บริเวณที่รับรังสีอาทิตย์สูงสุดเฉลี่ยทั้งปีอยู่ที่ภาคตะวันออกเฉียงเหนือโดยครอบคลุมบางส่วนของจังหวัดนครราชสีมา บุรีรัมย์ สุรินทร์ ศรีสะเกษ ร้อยเอ็ด ยโสธร อุบลราชธานี และอุดรธานี และบางส่วนของภาคกลางที่จังหวัดสุพรรณบุรี ชัยนาท อโยธยา และลพบุรี โดยได้รับรังสีอาทิตย์เฉลี่ยทั้งปี 5.26 ถึง 5.54 กิโลวัตต์-ชั่วโมงต่อตารางเมตร-วัน พื้นที่ดังกล่าวคิดเป็น 14.3 % ของพื้นที่ทั้งหมดของประเทศ นอกจากนี้ยังพบว่า 50.2 % ของพื้นที่ทั้งหมดรับรังสีอาทิตย์เฉลี่ยทั้งปีเท่ากับ 4.99 ถึง 5.26 กิโลวัตต์-ชั่วโมงต่อตารางเมตร-วัน จากการคำนวณรังสีรวมของดวงอาทิตย์รายวันเฉลี่ยต่อปีของพื้นที่ทั่วประเทศมีค่าเท่ากับ 5.04 กิโลวัตต์-ชั่วโมงต่อตารางเมตร-วัน แสดงให้เห็นว่าประเทศไทยมีศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์ค่อนข้างสูง

ปี พ.ศ. 2543 ได้มีการพัฒนาเครือข่ายสถานีวัดความเข้มรังสีอาทิตย์ มีทั้งหมด 37 สถานีทั่วประเทศ เพื่อให้ประเทศไทยมีข้อมูลความเข้มรังสีที่ละเอียดและถูกต้อง สามารถนำไปใช้เพื่อประโยชน์ด้านการวิจัย พัฒนาและการประยุกต์ใช้พลังงานแสงอาทิตย์อย่างมีประสิทธิภาพ ปัจจุบันสามารถทราบข้อมูลพลังงานแสงอาทิตย์ทั้งข้อมูลจากการตรวจวัดจากสถานีระหว่างปี พ.ศ. 2545-2550 และข้อมูลดาวเทียมเป็นข้อมูลเฉลี่ยรายเดือนของจังหวัดและอำเภอระหว่างปี พ.ศ. 2536-2541





รูปที่ 2.3 แผนที่ศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์สำหรับประเทศไทย จัดทำในปี พ.ศ. 2542  
(หน่วย : กิโลวัตต์-ชั่วโมงต่อตารางเมตร-วัน)

## 2.4 ตำแหน่งดวงอาทิตย์และมวลอากาศ

บรรยากาศของโลกมีอิทธิพลต่อสเปกตรัมแสงอาทิตย์ ถ้าลำแสงผ่านบรรยากาศในทิศทางต่างกัน เป็นผลให้สเปกตรัมแสงอาทิตย์ทั้งพลังงานรวมและความเข้มต่างกันโดยอิทธิพลของบรรยากาศแสดง ด้วยดัชนีที่เรียกว่า มวลอากาศ (Air mass, AM) กำหนดไว้ในสมการที่ 2.1

$$AM = 1 / \cos \theta_z \quad (2.1)$$

โดยที่  $\theta_z$  เป็นค่ามุมระหว่างแนวตั้งเหนือศีรษะและแนวลำแสงอาทิตย์ หรือ มุมซีนิช (Zenith Angle) ดังแสดงในรูปที่ 2.4

เมื่อดวงอาทิตย์อยู่ตรงศีรษะ	$\theta_z = 0^\circ$	AM = 1
เมื่อดวงอาทิตย์ทำมุม $60^\circ$ กับแนวตั้ง	$\theta_z = 60^\circ$	AM = 2
นอกบรรยากาศกำหนดว่ามวลอากาศมีค่าศูนย์		AM = 0

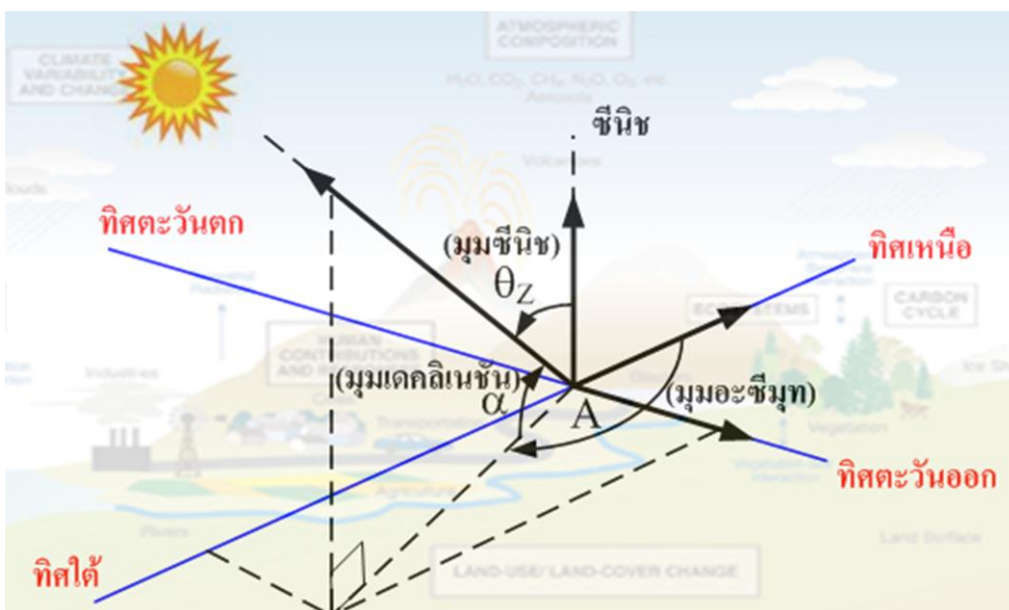
เมื่อดวงอาทิตย์อยู่ใกล้ขอบฟ้า หรือมุมซีนิชมีค่าสูง ( $\theta_z > 70^\circ$ ,  $AM > 3$ ) ส่วนโค้งของโลกจะมีผลต่อมวลอากาศ ซึ่งสมการทั่วไปของมวลอากาศจะเขียนไว้ในสมการที่ 2.2 หรือ 2.3 มวลอากาศที่

กำหนดโดยสมการที่ 2.1, 2.2 และ 2.3 เป็นค่ามวลอากาศที่ระดับน้ำทะเล

$$AM = AM_h = [1229 + (614 \sin \alpha)^2]^{1/2} - 614 \sin \alpha \quad (2.2)$$

หรือ

$$AM_h = [\sin \alpha + 0.15(\alpha + 3.9)^{-1.253}]^{-1} \quad (2.3)$$



รูปที่ 2.4 มุมซีนิช ( $\theta_z$ , Zenith Angle) มุมเดคลิเนชัน ( $\alpha$ , Solar Declination Angle)

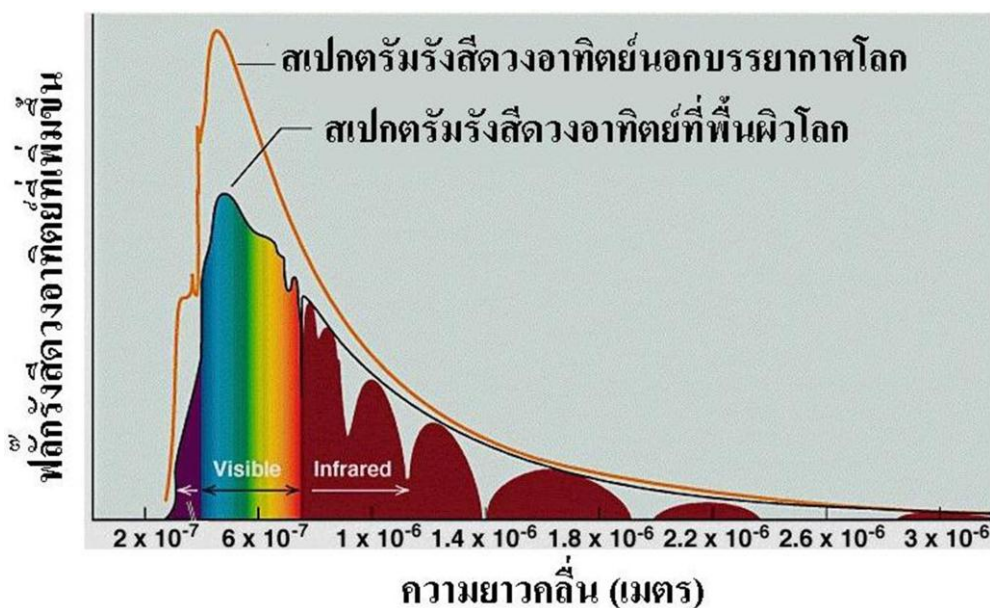
เมื่อ  $\alpha$  เป็นมุมระหว่างพื้นโลกกับลำแสงหรือมุมเดคลิเนชัน (Solar Declination Angle) และ  $\alpha + \theta_z$  เท่ากับ 90 องศา (รูปที่ 2.4) สำหรับสถานที่ซึ่งอยู่สูงกว่าระดับน้ำทะเล  $K_1$  กิโลเมตร หรือมีความดันบรรยากาศ  $P$  มิลลิบาร์ มวลอากาศ  $\rho$  ที่นั่นจะเป็นดังสมการที่ 2.4

$$AM = \begin{cases} AM_h \left( \frac{P}{1000} \right) \\ AM_h (1 - 0.1K_1) \end{cases} \quad (2.4)$$

อีกมุมอ้างอิงที่สำคัญ ได้แก่ อะซิมุท (Azimuth, A) คือ มุมวัดจากจุดเหนือไปจุดตะวันออกตามระนาบวงกลมมีค่าตั้งแต่ 0 ถึง 360 องศา บางครั้งค่ามุมอะซิมุทอาจจะวัดจากจุดเหนือไปจุดตะวันออก 180 องศา และวัดจากจุดใต้มาจุดตะวันออก 180 องศาก็ได้

## 2.5 สเปกตรัมรังสีอาทิตย์

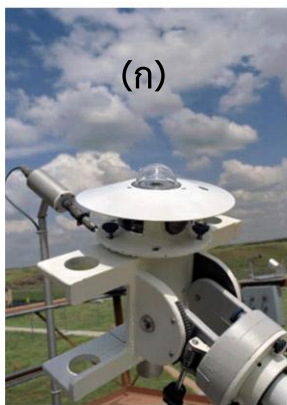
รังสีอาทิตย์เป็นคลื่นแม่เหล็กไฟฟ้า แสดงในรูปของสเปกตรัม ความเข้มรังสีอาทิตย์ที่พื้นผิวโลกมีน้อยกว่านอกชั้นบรรยากาศ เพราะในชั้นบรรยากาศเกิดการดูดกลืน การกระจายแสง และสะท้อนแสง สเปกตรัมรังสีอาทิตย์ประกอบด้วย อัตราไวโอเลตมีความยาวคลื่นน้อยกว่า 380 นาโนเมตร แสงขาวหรือแสงที่มองเห็นด้วยตาเปล่า และอินฟราเรดมีความยาวคลื่นมากกว่า 700 นาโนเมตร ซึ่งสเปกตรัมของแสงขาวมีความยาวคลื่น 380-700 นาโนเมตร ดังรูปที่ 2.5 สามารถแยกเป็น 7 สี เรียงลำดับความยาวคลื่นจากน้อยไปหามากได้ดังนี้ ม่วง คราม น้ำเงิน เขียว เหลือง แสดและแดง และการตอบสนองต่อสเปกตรัมของเซลล์แสงอาทิตย์แต่ละชนิดจะมีลักษณะเฉพาะ



รูปที่ 2.5 สเปกตรัมรังสีอาทิตย์

สาเหตุที่ความเข้มรังสีอาทิตย์ที่พื้นผิวโลกมีน้อยกว่านอกชั้นบรรยากาศ เนื่องจากคลื่นแม่เหล็กไฟฟ้าถูกดูดกลืนโดยอะตอมและโมเลกุลของก๊าซ โดยช่วงอัลตราไวโอเล็ตถูกดูดกลืนด้วยอะตอมของออกซิเจน ไนโตรเจน และโมเลกุลของออกซิเจน (O<sub>2</sub>), โอโซน (O<sub>3</sub>) และโมเลกุลของไนโตรเจน (N<sub>2</sub>) ซึ่งเป็นองค์ประกอบหลักของบรรยากาศ ทำให้แสงอาทิตย์ที่ส่องผ่านบรรยากาศจนถึงพื้นโลกแทบจะไม่มีคลื่นช่วงอัลตราไวโอเล็ต ช่วงแสงอินฟราเรดจะถูกดูดกลืนโดยโมเลกุลของน้ำ (H<sub>2</sub>O) และโมเลกุลของคาร์บอนไดออกไซด์ (CO<sub>2</sub>) ซึ่งเกิดขึ้นในชั้นล่างของบรรยากาศ ภายในระยะทาง 50 กิโลเมตรจากพื้นโลก เป็นช่วงชั้นบรรยากาศที่มี H<sub>2</sub>O และ CO<sub>2</sub> อยู่มาก พลังงานแสงช่วงอินฟราเรดที่ถูกดูดกลืนเกือบทั้งหมดทำให้บรรยากาศร้อน หรือทำให้พลังงานจลน์ของโมเลกุลอากาศสูงขึ้น และทำให้อุณหภูมิของโลกสูงขึ้น

## 2.6 อุปกรณ์วัดรังสีอาทิตย์



รูปที่ 2.6

(ก) ไพรานอมิเตอร์

(ข) เครื่องบันทึกแดดแบบลูกแก้ว

เครื่องมืออุปกรณ์สำหรับการวัดพลังงานแสงอาทิตย์ ได้แก่ ไพรานอมิเตอร์ (Pyranometer) และไพร์เฮลิโอมิเตอร์ โดยหลักการวัดกำลังของความร้อนซึ่งเกิดจากรังสีอาทิตย์ แต่แตกต่างกันตามประเภทของการวัดรังสีอาทิตย์ กล่าวคือ ไพรานอมิเตอร์ (Pyranometer) ดังแสดงในรูปที่ 2.6 (ก) สำหรับวัดรังสีรวม (Global solar radiation) และรังสีกระจาย และไพร์เฮลิโอมิเตอร์ (Pyrheliometer) สำหรับวัดรังสีตรง (Direct solar radiation)

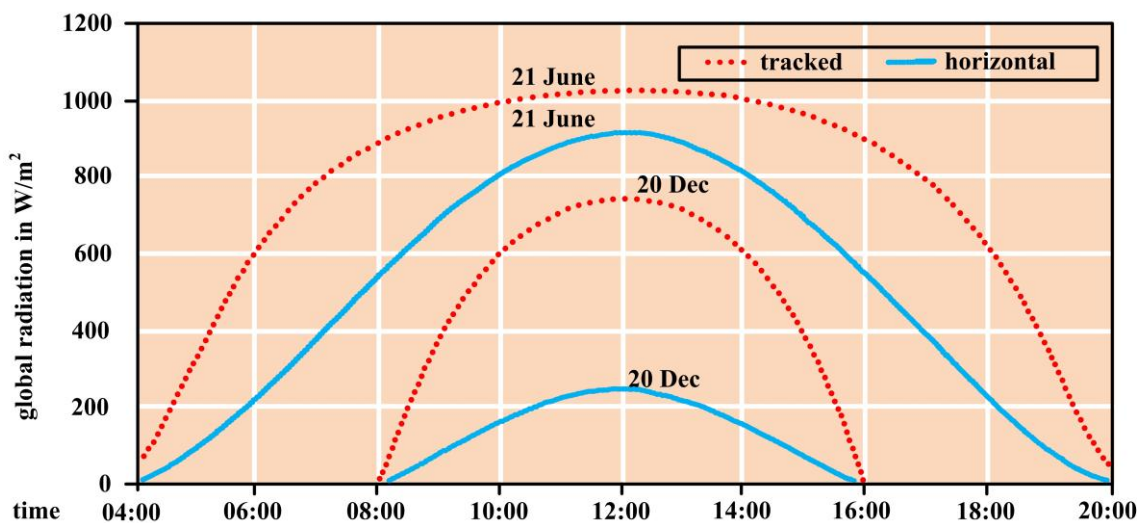
พลังงานแสงอาทิตย์มีวิธีการโดยวัดค่าความเข้มรังสีอาทิตย์ (Irradiance) โดยที่ค่าความเข้มรังสีอาทิตย์ คือ ความเข้มของกำลังงานที่ได้จากรังสีอาทิตย์ช่วงขณะนั้นๆ บ่งบอกด้วยหน่วยของกิโลวัตต์ต่อตารางเมตร (kW/m<sup>2</sup>) และจะเปลี่ยนแปลงตลอดวัน โดยที่ในเวลากลางวันมีค่าเท่ากับศูนย์กิโลวัตต์ต่อตารางเมตร และจะมีค่ามากที่สุดคือ 1 กิโลวัตต์ต่อตารางเมตรขึ้นกับตำแหน่งพื้นที่และสภาพภูมิอากาศสามารถทราบได้ทั้งรังสีรวมและรังสีตรงขึ้นกับเครื่องมืออุปกรณ์ที่ใช้วัด

การวัดค่าความเข้มรังสีอาทิตย์อีกวิธีหนึ่งเป็นการบันทึกแดด โดยวัดช่วงเวลาที่ยังมีรังสีตรงมีความเข้มสูงพอที่จะกระตุ้นตัวบันทึก โดยทั่วไปประมาณ 200 มิลลิวัตต์ต่อตารางเซนติเมตร (mW/cm<sup>2</sup>) แต่การวัดแบบนี้มีความถูกต้องน้อยกว่าด้วยราคาที่ไม่แพงนัก ในรูปที่ 2.6 (ข) แสดงเครื่องบันทึกแดด

(Sunshine recorder) มีช่วงเวลาสั้นที่สุดที่วัดได้ คือ 0.1 ชั่วโมง ความแตกต่างของค่าความเข้มรังสีอาทิตย์กับพลังงานแสงอาทิตย์ (Solar radiation หรือ Solar insolation) คือความเข้มรังสีอาทิตย์เป็นปริมาณความเข้มของกำลังงานที่ได้จากรังสีอาทิตย์ แต่ทว่าพลังงานแสงอาทิตย์ เป็นความเข้มรังสีอาทิตย์รวมตลอดช่วงเวลาที่ทำการวัด บ่งบอกด้วยหน่วยเป็นกิโลวัตต์-ชั่วโมงต่อตารางเมตร (kWh/m<sup>2</sup>) นอกจากนี้พลังงานแสงอาทิตย์ยังทราบได้จากข้อมูลปริมาณเมฆ (cloud cover) จากภาพถ่ายดาวเทียม

## 2.7 ระบบติดตามดวงอาทิตย์

เทคนิคระบบติดตามดวงอาทิตย์มาใช้เพื่อให้อุปกรณ์รับแสงได้รับรังสีตรงเพิ่มขึ้น และเพิ่มปริมาณพลังงานที่ได้รับตลอดวัน รูปที่ 2.7 แสดงรังสีอาทิตย์รวมเมื่อมีระบบติดตามดวงอาทิตย์ในฤดูร้อนเพิ่มขึ้น 50 %เทียบกับการวัดแบบพื้นราบ และเพิ่มขึ้น 300 %เทียบกับการวัดแบบพื้นราบ ของระบบเซลล์แสงอาทิตย์ผลิตไฟฟ้าขนาด 12 เมกกะวัตต์ ติดตั้งที่ Paul Langrock เยอรมนี สำหรับประเทศไทยมีรังสีตรงและรังสี กระจายในประมาณใกล้เคียงกัน ดังนั้นการใช้ระบบติดตามดวงอาทิตย์ จะเพิ่มประสิทธิภาพให้แก่ระบบเพียงเล็กน้อย



รูปที่ 2.7 ความแตกต่างระหว่างรังสีรวมของการวัดแบบพื้นราบกับมีระบบติดตามดวงอาทิตย์ในวันที่ท้องฟ้าโปร่ง ที่ละติจูด 50 องศา

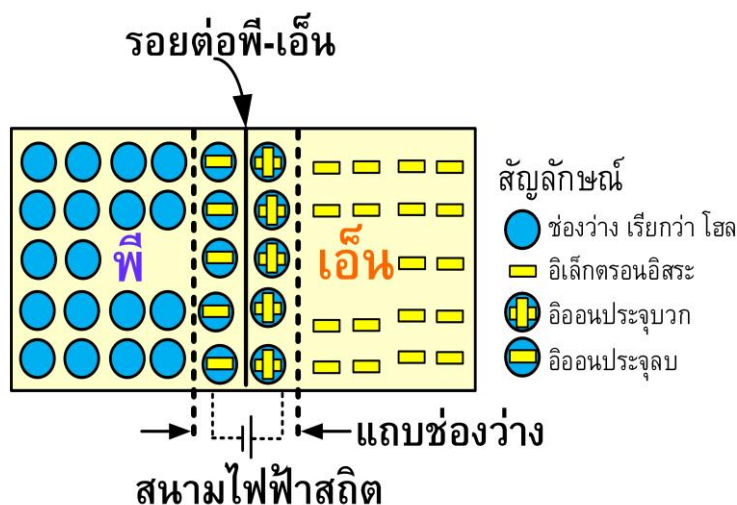
### บทที่ 3

## เซลล์ แผงและอุปกรณ์ประกอบระบบ

### 3.1 ลักษณะของเซลล์แสงอาทิตย์

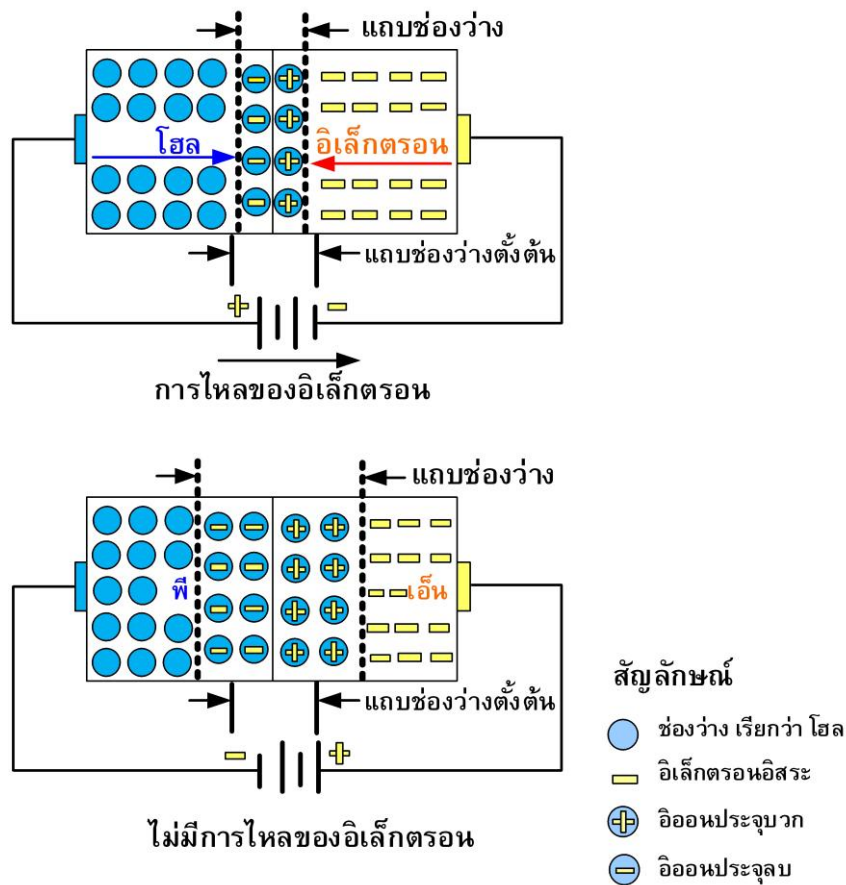
เซลล์แสงอาทิตย์เป็นอุปกรณ์ทางไฟฟ้าทำจากสารกึ่งตัวนำ ทำหน้าที่เปลี่ยนพลังงานแสงเป็นไฟฟ้าโดยตรง อาศัยกระบวนการโฟโตโวลตาอิก (Photovoltaic Effect) ซึ่งเกิดจากความต่างศักย์ไฟฟ้าภายในสารกึ่งตัวนำมีค่าแตกต่างกัน เมื่อได้รับแสงที่มีพลังงานมากพอ ทำให้เกิดการเคลื่อนที่ของอิเล็กตรอนอิสระ โครงสร้างที่สำคัญของเซลล์แสงอาทิตย์มีลักษณะเหมือนกับไดโอดทั่วไป ประกอบด้วยรอยต่อระหว่างวัสดุสารกึ่งตัวนำต่างชนิดกันสองชั้น ได้แก่ สารกึ่งตัวนำชนิดพีเป็นชั้นบวก และสารกึ่งตัวนำชนิดเอ็นเป็นชั้นลบ สารกึ่งตัวนำที่นำมาใช้งานในลักษณะดังกล่าวส่วนมากเป็นซิลิกอน และเพื่อให้เข้าใจได้ง่าย โดยส่วนใหญ่จะใช้การอธิบายสารกึ่งตัวนำที่ทำจากซิลิกอน แม้ว่าปัจจุบันจะมีสารกึ่งตัวนำที่ทำจากวัสดุชนิดอื่นก็ตาม

เซลล์แสงอาทิตย์ชนิดซิลิกอน ประกอบด้วยสารกึ่งตัวนำชนิดพีผลิตขึ้นจากผลึกของซิลิกอนใช้สารเจือปน คือโบรอน เพื่อทำให้เป็นวัสดุขาดอิเล็กตรอนอิสระ ทั้งนี้การขาดอิเล็กตรอนทำให้เกิดช่องว่างเรียกว่า โฮล (Hole) และการขาดอิเล็กตรอนที่เป็นประจุลบ ทำให้ส่วนนี้เทียบได้กับอนุภาคประจุบวก ส่วนสารกึ่งตัวนำชนิดเอ็นผ่านการเติมสารเจือปน คือฟอสฟอรัส เพื่อทำให้เกิดอิเล็กตรอนส่วนเกิน ซึ่งจุดเชื่อมต่อเรียกว่า รอยต่อพี-เอ็น ดังแสดงในรูปที่ 3.1



การเชื่อมต่อกันของสารกึ่งตัวนำที่มีคุณสมบัติต่างกันจะทำให้เกิดสนามไฟฟ้า (Electrical field) ในบริเวณรอยต่อ โดยสนามไฟฟ้านี้มีลักษณะเหมือนกับสนามไฟฟ้าสถิตย์ อันจะทำให้เกิดอนุภาคของประจุลบเคลื่อนที่ไปในทิศทางใด

รูปที่ 3.1 โครงสร้างรอยต่อพี-เอ็นของสารกึ่งตัวนำซิลิกอน



รูปที่ 3.2 การเคลื่อนที่ของอิเล็กตรอนและโฮลของสารกึ่งตัวนำซิลิกอน

ทิศทางหนึ่ง และอนุภาคของประจุบวกที่เคลื่อนที่ไปในทิศทางที่ตรงข้าม ตัวอย่างเช่น การใช้หัวแปรงกับเส้นขนสัตว์ เป็นต้น

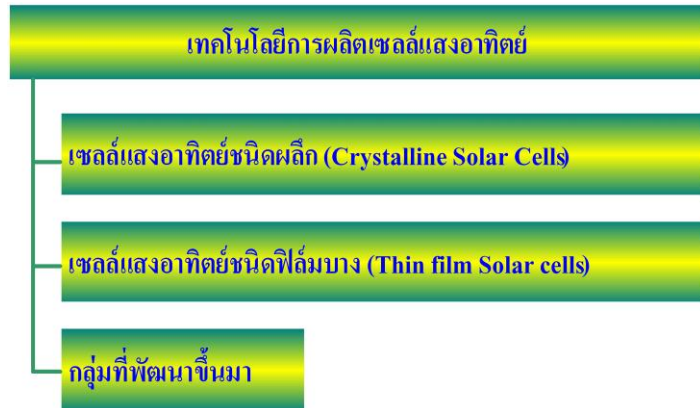
การเคลื่อนที่ของอิเล็กตรอนไปยังบริเวณผลึกชนิดอื่นทำให้เกิดกระแสไฟฟ้าได้ดังในรูปที่ 3.2 เมื่อต่อเข้ากับวงจรภายนอกจะทำให้เกิดการไหลของกระแสไฟฟ้าผ่านตลอดวงจร การเคลื่อนที่ไปยังวงจรภายนอกของอิเล็กตรอนในกรณีของสารกึ่งตัวนำโดยผ่านวัสดุตัวนำที่ติดอยู่กับผิวด้านหน้าของเซลล์ ในเวลาเดียวกันโฮลจะเคลื่อนที่ไปในทิศทางตรงข้ามผ่านเนื้อเซลล์จนถึงวัสดุตัวนำอีกส่วนหนึ่งที่ยึดติดอยู่กับด้านล่างของเซลล์ ทำให้ครบวงจรโดยร่วมกับอิเล็กตรอนที่อยู่อีกด้านหนึ่งของวงจรภายนอก แต่ในทางตรงข้าม การไหลของอิเล็กตรอนไม่เกิดขึ้นหากไม่สามารถทำให้ครบวงจร

กำลังไฟฟ้าของเซลล์แสงอาทิตย์ต้องอาศัยทั้งแรงดันและกระแสไฟฟ้า โดยที่กระแสไฟฟ้าเกิดขึ้นเมื่อมีการไหลของอิเล็กตรอน และแรงดันไฟฟ้าเป็นผลมาจากสนามไฟฟ้าภายในบริเวณรอยต่อพี-เอ็น โดยทั่วไปเซลล์แสงอาทิตย์ซิลิกอนแบบผลึกเดี่ยวจะออกแบบให้มีแรงดันไฟฟ้าประมาณ 0.5 โวลต์ที่กระแสไฟฟ้าประมาณ 2.5 แอมแปร์ ดังนั้นจะเกิดกำลังไฟฟ้าสูงสุดประมาณ 1.25 วัตต์ (ขึ้นอยู่กับรายละเอียดในการออกแบบ ซึ่งเซลล์แสงอาทิตย์แบบอื่นๆ อาจมีแรงดันหรือกระแสไฟฟ้าสูงหรือต่ำกว่านี้)

## เซลล์ แผงและอุปกรณ์ประกอบระบบ

### 3.1.1 ประเภทของเซลล์แสงอาทิตย์

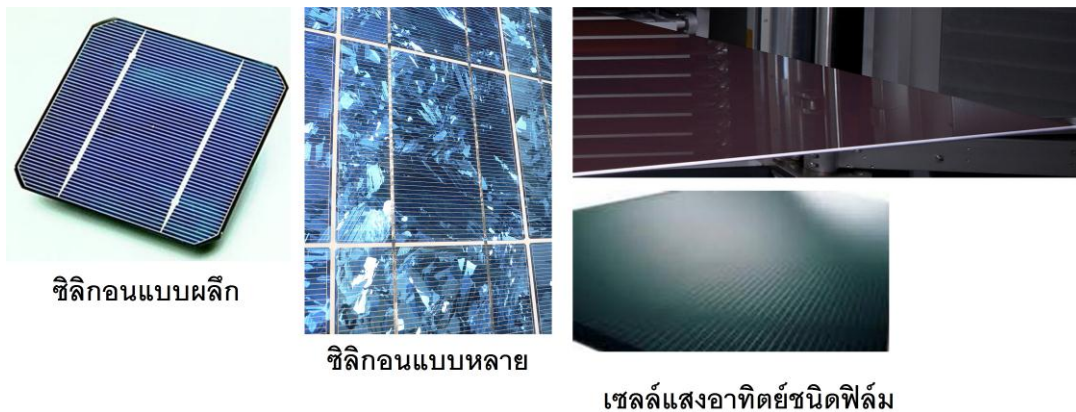
เทคโนโลยีเซลล์แสงอาทิตย์มีการพัฒนาอย่างต่อเนื่อง เพื่อลดต้นทุนด้านวัสดุของเซลล์แสงอาทิตย์จะทำให้ราคาเซลล์แสงอาทิตย์ลดลง และมีประสิทธิภาพสูงขึ้น การแบ่งประเภทเทคโนโลยีเซลล์แสงอาทิตย์ตามการผลิตแบ่งได้เป็น 3 กลุ่มดังแสดงในรูปที่ 3.3



รูปที่ 3.3 ไต่อะแกรมเทคโนโลยีการผลิตเซลล์แสงอาทิตย์

เซลล์แสงอาทิตย์ชนิดผลึก (Crystalline Solar Cells) มีความแตกต่างกันตามชนิดของสารกึ่งตัวนำตั้งต้น (Semiconductor Material) เช่น ซิลิกอน (Si) และแกเลียม อาร์เซไนด์ (GaAs) เป็นต้น เซลล์แสงอาทิตย์ผลึกซิลิกอนมีกรรมวิธีในการผลิตหลายวิธี จึงมีให้เลือกใช้งานตามความเหมาะสมขึ้นกับราคาและวัตถุประสงค์การใช้งาน ได้แก่ แบบผลึกเดี่ยว (Monocrystalline silicon cells) แบบแผ่นฟิล์มบาง (Silicon ribbon cells) แบบหลายผลึก (Polycrystalline silicon cells) แบบแผ่นบางหลายผลึก (Polycrystalline thin film silicon cells) เป็นต้น เซลล์แสงอาทิตย์ในกลุ่มนี้ได้รับการยอมรับในเชิงพาณิชย์และมีประสิทธิภาพ 10-15 เปอร์เซ็นต์ แต่ต้นทุนของวัสดุค่อนข้างสูง

เซลล์แสงอาทิตย์ชนิดฟิล์มบาง (Thin film Solar cells) ประกอบด้วย เซลล์ที่ผลิตจากอะมอर्फัสซิลิกอน เซลล์ที่ผลิตจากแคดเมียมเทลลูไรด์ (CdTe) และ เซลล์ที่ผลิตจากคอปเปอร์อินเดียมไดเซเลเนียม (CIGS) มีการใช้งานในเชิงพาณิชย์และประสิทธิภาพที่ 6 - 10 เปอร์เซ็นต์ ถึงแม้ว่าประสิทธิภาพจะน้อยกว่าเซลล์ชนิดผลึก แต่มีข้อดีของราคาถูกกว่า ส่วนการติดตั้งใช้งานในสภาวะจริง อายุการใช้งาน และการเสื่อมสภาพของแผงเซลล์ในระยะยาวยังอยู่ระหว่างการศึกษาวิจัย

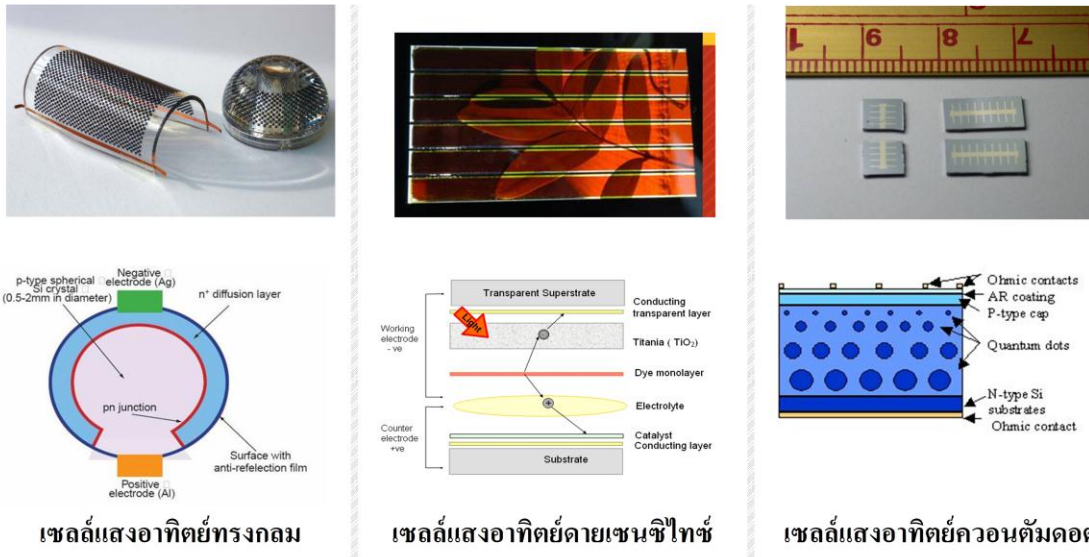


รูปที่ 3.4 ตัวอย่างเซลล์แสงอาทิตย์



## เซลล์ แสงและอุปกรณ์ประกอบระบบ

เซลล์แสงอาทิตย์ที่พัฒนาจากชนิดผลึกและชนิดฟิล์มบางเพื่อเพิ่มประสิทธิภาพ ลดการรั่วไหลมลพิษและเพิ่มอายุการใช้งาน แบ่งตามการพัฒนาเทคโนโลยีเซลล์แสงอาทิตย์ได้เป็น 3 แบบ ได้แก่ ทรงกลม (Spherical Micro Solar Cells) ดายเซนซีไทซ์ (Dye-sensitized Solar Cells) และควอนตัมดอต (Quantum Dot Solar Cells) ดังรูปที่ 3.5 เซลล์แสงอาทิตย์ทรงกลมจะสามารถรับแสงได้สามมิติ จึงเพิ่มประสิทธิภาพในการรับแสง และมีน้ำหนักเบากว่าแบบแผ่นราบ เมื่อประกอบเป็นแผงเซลล์แสงอาทิตย์ จึงลดต้นทุนลงได้ มีใช้งานเชิงพาณิชย์แต่ยังไม่แพร่หลาย



รูปที่ 3.5 ตัวอย่างเซลล์แสงอาทิตย์แบบต่างๆ และโครงสร้างภายใน

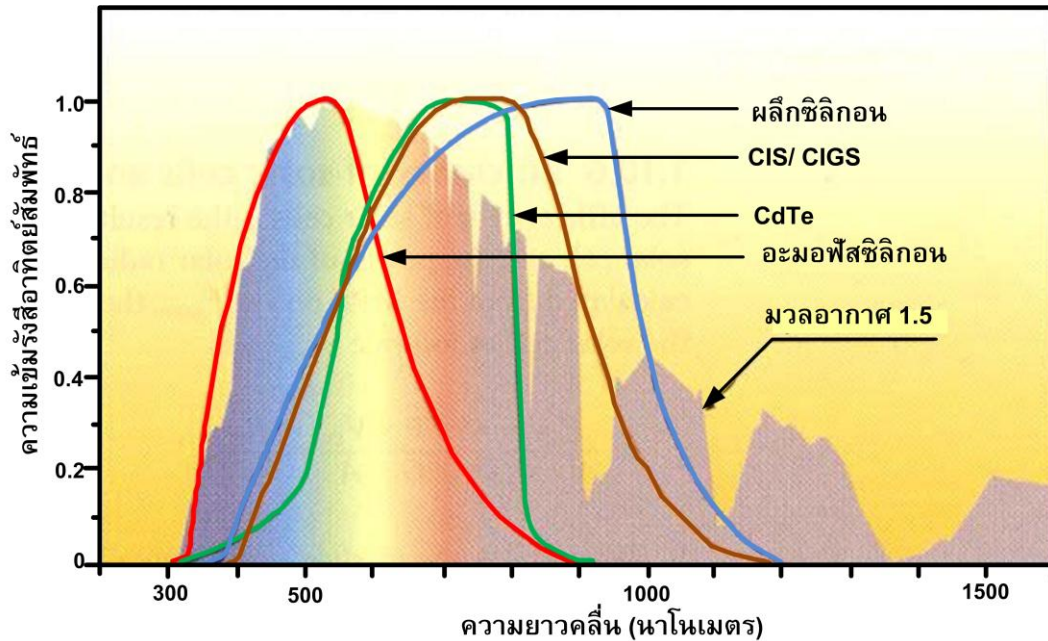
ดายเซนซีไทซ์มีจุดเด่นในความเป็นมิตรกับสิ่งแวดล้อม โดยการออกแบบเซลล์ใช้แนวคิดเดียวกับกระบวนการสังเคราะห์แสงของพืช กล่าวคือ การเคลื่อนผิววัสดุกึ่งตัวนำด้วยไทเทเนียมออกไซด์ให้คล้ายกับคลอโรฟิลในกระบวนการสังเคราะห์แสงของพืช ปัจจุบันมีผลผลิตขายในเชิงพาณิชย์ และมีประสิทธิภาพ 3-5 เปอร์เซ็นต์ ควอนตัมดอต (Quantum Dot Solar Cells: QD) ถูกพัฒนาขึ้นเพื่อเพิ่มประสิทธิภาพการเปลี่ยนผลทางเทอร์โมไดนามิกส์ของโฟตอนให้มีค่ามากที่สุด เป็นการพัฒนาจากข้อจำกัดของเซลล์ชนิดผลึก โดยเพิ่มประสิทธิภาพของวัสดุสารกึ่งตัวนำจาก 31-33 % เป็น 66 % และยังไม่มีการใช้งานเชิงพาณิชย์

### 3.1.2 การตอบสนองต่อสเปกตรัมแสงอาทิตย์

เป็นที่ทราบกันว่า รังสีอาทิตย์ประกอบด้วยแสงอัลตราไวโอเล็ต แสงที่มองเห็นด้วยตาเปล่า และแสงอินฟราเรด หากพิจารณาประสิทธิภาพของเซลล์แสงอาทิตย์ต้องคำนึงถึงสเปกตรัมแสงและการตอบสนองต่อสเปกตรัมประกอบกัน ถึงแม้ว่า สเปกตรัมของรังสีอาทิตย์ช่วงค่อนข้างกว้างตั้งแต่ 380 - 1100 นาโนเมตร แต่ด้วยข้อจำกัดของเซลล์แสงอาทิตย์ผลึกซิลิกอนที่ตอบสนองต่อสเปกตรัมแสงช่วงที่

## เซลล์ แผงและอุปกรณ์ประกอบระบบ

มองเห็นด้วยตาเปล่าและแสงอินฟราเรด ดังนั้นช่วงความยาวคลื่นที่ใช้งานจริงจึงแคบลงรูปที่ 3.6 แสดงเปรียบเทียบประสิทธิภาพที่แตกต่างกันของเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทต่างๆ โดยแกนความเข้มรังสีอาทิตย์เทียบกับเซลล์แสงอาทิตย์เฉพาะประเภทเดียวกัน ซึ่งอะมัลฟอสซิลิกอน (ชนิดฟิล์มบาง) ประสิทธิภาพน้อยกว่าผลึกซิลิกอน เนื่องจากมีช่วงการตอบสนองที่ความยาวคลื่นช่วงต้นของแสง

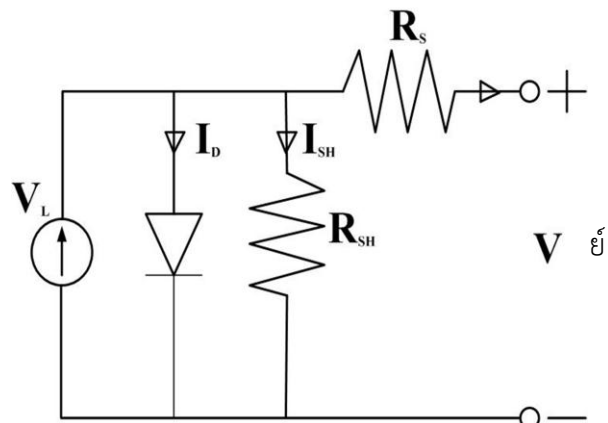


รูปที่ 3.6 การตอบสนองต่อสเปกตรัมแสงอาทิตย์ของเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทต่างๆ

มองเห็นด้วยตาเปล่าประมาณ 350 - 650 นาโนเมตร การพัฒนาเซลล์แสงอาทิตย์ เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพสูงกว่าเซลล์แสงอาทิตย์แบบเดิม เช่น CdTe และ CIS หรือ CIGS เป็นต้น ทำให้ช่วงการตอบสนองได้เพิ่มขึ้น พิจารณาจากช่วงแถบกว้างของกราฟที่มากขึ้น

### 3.1.3 ลักษณะกระแสและแรงดันของเซลล์แสงอาทิตย์

โดยทั่วไปสมบัติทางไฟฟ้าของเซลล์แสงอาทิตย์แสดงในรูปของความสัมพันธ์ระหว่างค่ากระแสและแรงดันไฟฟ้า เริ่มต้นที่วงจรสมมูลของเซลล์แสงอาทิตย์ดังแสดงรูปที่ 3.7 เป็นการต่อขนานระหว่างแหล่งกำเนิดแสง ไดโอด (รอยต่อพี-เอ็น) และความต้านทาน shunt และต่ออนุกรมกับความต้านทานอนุกรม ตามลำดับ เขียนเป็นสมการได้ดังสมการที่ 3.1 นั่นคือผลลัพธ์ของกระแสที่ได้จากเซลล์แสงอาทิตย์เกิดมาจากแหล่ง



รูปที่ 3.7 การต่อวงจรสมมูลของเซลล์แสงอาทิตย์

## เซลล์ แผงและอุปกรณ์ประกอบระบบ

พลังงานแสงหักกลับด้วยกระแสที่ไหลผ่านไดโอดและผ่านความต้านทาน shunt ขณะกระแสไฟฟ้าไหลผ่านทำให้เกิดค่าแรงดันไฟฟ้าในแต่ละจุดขึ้น

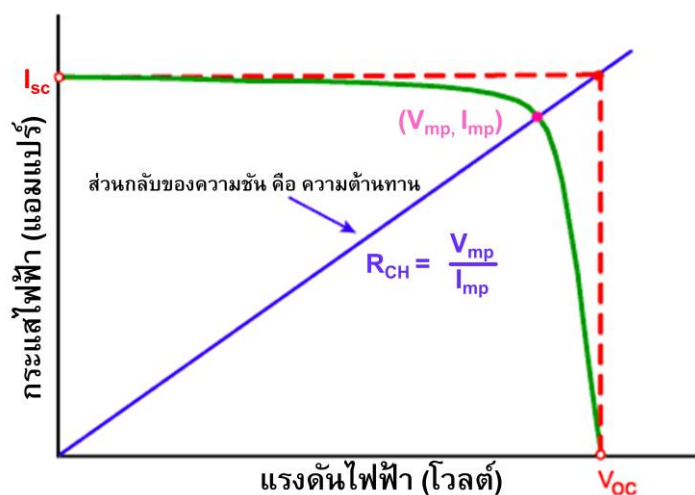
สมการที่ 3.2 แสดงแรงดันไฟฟ้า ณ จุดใดๆ เท่ากับแรงดันไฟฟ้าที่ขาออกบวกด้วยผลคูณระหว่างกระแสไฟฟ้ากับความต้านทานอนุกรม

$$I = I_L - I_D - I_{SH} \quad (3.1)$$

$$V_j = V + IR_S \quad (3.2)$$

โดยที่	$I$	กระแสไฟฟ้าขาออก มีหน่วยเป็นแอมแปร์
	$I_L$	กระแสไฟฟ้าที่เกิดจากแหล่งพลังงานแสง มีหน่วยเป็นแอมแปร์
	$I_D$	กระแสไฟฟ้าที่ไหลผ่านไดโอด มีหน่วยเป็นแอมแปร์
	$I_{SH}$	กระแสไฟฟ้าที่ไหลผ่านความต้านทาน Shunt มีหน่วยเป็นแอมแปร์
	$V$	แรงดันไฟฟ้าขาออก มีหน่วยเป็นโวลต์
	$I$	กระแสไฟฟ้าขาออก มีหน่วยเป็นแอมแปร์
	$R_S$	ความต้านทานอนุกรม มีหน่วยเป็นโอห์ม

พารามิเตอร์ที่บ่งบอกประสิทธิภาพของเซลล์แสงอาทิตย์ประกอบด้วย กระแสลัดวงจร ( $I_{SC}$ ) แรงดันวงจรเปิด ( $V_{OC}$ ) และฟิลด์แฟกเตอร์ ( $FF$ ) รูปที่ 3.8 แสดงกระแสลัดวงจรและแรงดันวงจรเปิดคือกระแสไฟฟ้าขณะที่แรงดันไฟฟ้าของเซลล์แสงอาทิตย์มีค่าเป็นศูนย์ เป็นค่ากระแสไฟฟ้าสูงสุดและแรงดันไฟฟ้าขณะไม่มีกระแสเป็นค่าแรงดันไฟฟ้าสูงสุด ส่วนฟิลด์แฟกเตอร์เป็นสัดส่วนระหว่างผลคูณแรงดันกับกระแสที่จุดทำงานสูงสุดและผลคูณของกระแสลัดวงจรกับแรงดันวงจรเปิดซึ่งมีค่าน้อยกว่าหนึ่ง นอกจากนี้มีพารามิเตอร์เกี่ยวกับความต้านทานในเซลล์แสงอาทิตย์เป็นประโยชน์ต่อการติดตามพฤติกรรมของเซลล์แสงอาทิตย์และการพัฒนาเซลล์แสงอาทิตย์ โดยคิดจากสัดส่วนระหว่างค่าแรงดันที่จุดสูงสุดต่อกระแสที่จุดทำงานสูงสุดหรืออาจใช้สัดส่วนระหว่างค่าแรงดันวงจรเปิดต่อกระแสลัดวงจร

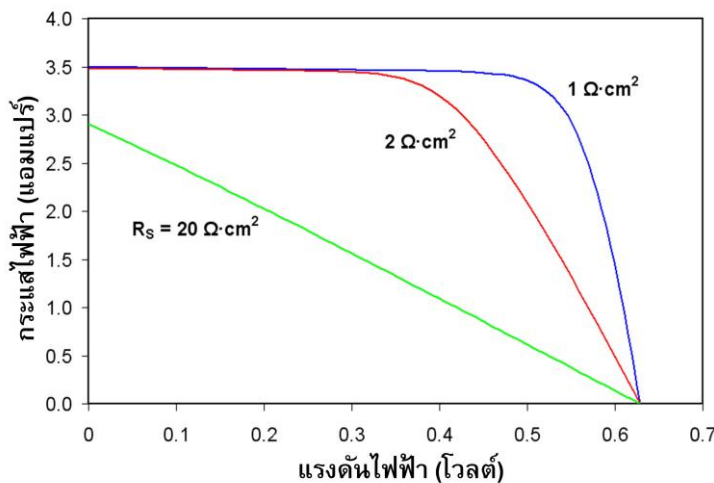


รูปที่ 3.8 ลักษณะกระแสและแรงดันไฟฟ้าของเซลล์แสงอาทิตย์ (IV-curve)

### 3.1.4 ปัจจัยที่ลดทอนประสิทธิภาพของเซลล์แสงอาทิตย์

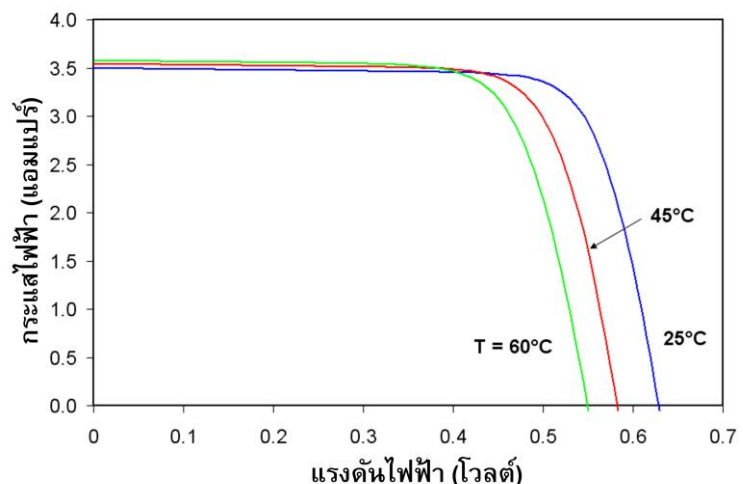
ประสิทธิภาพของเซลล์แสงอาทิตย์ขึ้นกับทั้งปัจจัยภายนอกและสมบัติของเซลล์ ได้แก่ อุณหภูมิ ความเข้มรังสีอาทิตย์ ความต้านทาน Shunt และความต้านทานอนุกรม เป็นต้น โดยที่ประสิทธิภาพลดลงเมื่ออุณหภูมิสูงขึ้น นั่นคือ สภาวะที่อุณหภูมิสูงระยะห่างของแถบพลังงานจะลดลงเป็นผลให้แรงดันขาออกของเซลล์แสงอาทิตย์มีค่าน้อยลงแต่ไม่ทำให้กระแสลัดวงจรเปลี่ยนแปลงนัก (รูปที่ 3.9) ทั้งนี้ กระแสลัดวงจรหรือกระแสสูงสุดจะลดลงเมื่อความเข้มรังสีอาทิตย์มีค่าน้อย เช่น ในวันที่ท้องฟ้ามีเมฆครึ้ม มีเมฆบดบัง การบังเงาเนื่องจากเงาต้นไม้ เป็นต้น

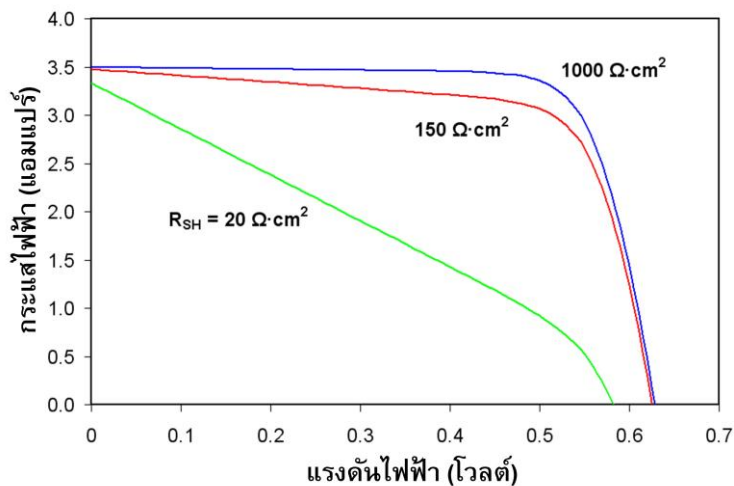
ความต้านทานอนุกรมเพิ่มขึ้นจะทำให้แรงดันขาออกมีค่าลดลงแต่ไม่มีต่อค่าแรงดันวงจรเปิด หรือกล่าวได้ว่า ความต้านทานอนุกรมทำให้ค่าฟิลต์แฟกเตอร์ลดลง หากค่านี้มีมากๆ จะทำให้กระแสลัดวงจรลดลงและ IV-curve เป็นเส้นตรงดังรูปที่ 3.10 ค่าความต้านทาน Shunt ลดลงมากจะเป็นผลทำให้แรงดันวงจรเปิดและกระแสลัดวงจรมีค่าลดลงดังรูปที่ 3.11 และค่าฟิลต์แฟกเตอร์ลดลงเช่นเดียวกับกรณีของความต้านทานอนุกรม



รูปที่ 3.9 ผลของอุณหภูมิต่อแรงดันวงจรเปิดและกระแสลัดวงจร

รูปที่ 3.10 ผลของควาต้านทานอนุกรมต่อลักษณะกระแสและแรงดัน

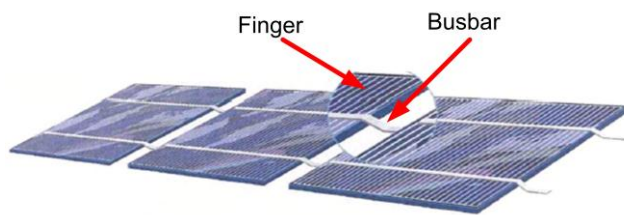




รูปที่ 3.11 ผลของความต้านทาน Shunt ต่อลักษณะกระแสและแรงดัน

### 3.2 ลักษณะของแผงเซลล์แสงอาทิตย์

เซลล์แสงอาทิตย์นำไปใช้งานในรูปของแผงเซลล์ (Module) การเพิ่มกำลังไฟฟ้าให้สูงขึ้นโดยนำแผงเซลล์มาเชื่อมต่อกันในรูปแบบของสตริง (String) หรืออะเรย์ (Array) รูปที่ 3.12 แสดงลักษณะทั่วไปของการเชื่อมต่อเซลล์ชนิดผลึก กระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้จะถูกดึงไปที่ตัวนำไฟฟ้าด้านหน้าและหลังของเซลล์ โดยด้านหน้ามีตัวนำเรียกว่า ฟิงเกอร์ (Fingers) ทำหน้าที่นำกระแสส่งต่อไปบัสบาร์ (Busbar) และไหลผ่านไปยังเซลล์ที่เชื่อมถึงกัน ฟิงเกอร์และบัสบาร์จะต้องบังเซลล์น้อยที่สุด และรับกระแสไฟฟ้าได้สูง เพื่อให้เซลล์รับแสงได้มากที่สุด และด้านรับแสงของเซลล์จะต้องเคลือบสารลดการสะท้อนแสง



รูปที่ 3.12 ลักษณะทั่วไปของเซลล์แสงอาทิตย์ที่ถูกนำมาประกอบเป็นแผงเซลล์

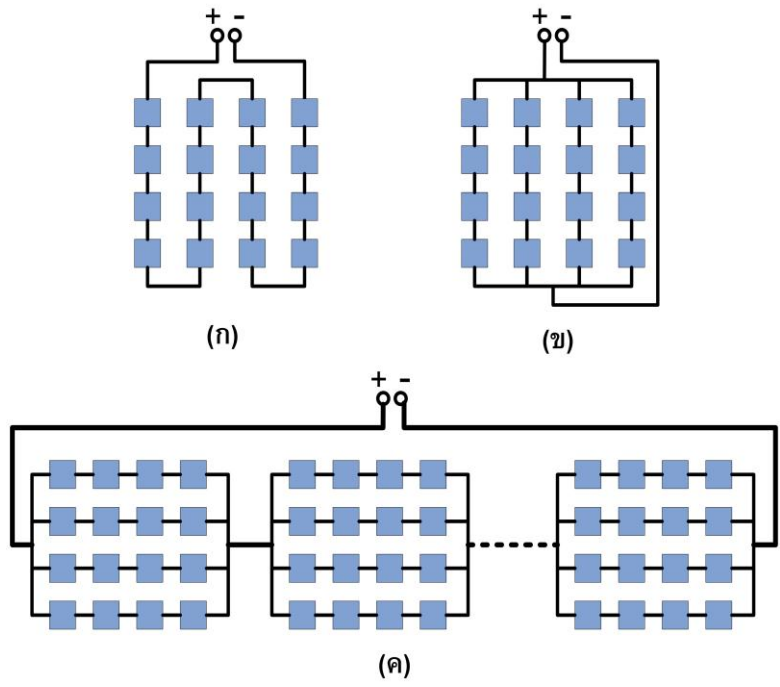
ส่วนของกล่องต่อสายไฟ และบายพาสไดโอด ทำหน้าที่เชื่อมต่อทางไฟฟ้าระหว่างแผงเซลล์ และป้องกันการเกิดโพลต์ที่ตัวเซลล์ ลักษณะทางไฟฟ้าของแผงเซลล์จะเปลี่ยนแปลงตามแสงแดดและอุณหภูมิ มีลักษณะเดียวกันกับเซลล์แตกต่างกันที่ขนาดแรงดันและกระแสไฟฟ้า

#### 3.2.1 ลักษณะของแผงเซลล์ชนิดผลึกซิลิกอน

รูปแบบการเชื่อมต่อเซลล์ เพื่อทำเป็นแผงเซลล์มีอยู่ 3 แบบ คือ

เซลล์ แผงและอุปกรณ์ประกอบระบบ

1) **แบบอนุกรม** คือนำแต่ละเซลล์มาต่ออนุกรมเป็น 1 แถว หรือ 1 สตริงใน 1 แผงดังรูปที่ 3.13 (ก) เพื่อเพิ่มแรงดันไฟฟ้า หากแต่ละเซลล์มีแรงดันวงจรเปิด ( $V_{OC}$ ) ประมาณ 0.6 โวลต์เท่ากันทุกเซลล์และกระแสเท่ากัน แผงเซลล์จะมีแรงดัน  $V_{OC}$  เท่ากับจำนวนเซลล์ที่ต่ออนุกรมคูณกับแรงดัน  $V_{OC}$  ของเซลล์ กรณีนี้เท่ากับ 9.6 โวลต์ ส่วนกระแสที่ไหลผ่านจะไหลเท่ากับกระแสของหนึ่งเซลล์เท่านั้น



รูปที่ 3.13 การต่อเซลล์แบบต่างๆ (ก) แบบอนุกรม

(ข) แบบอนุกรม-ขนาน และ (ค) แบบอนุกรม-ขนาน-อนุกรม

2) **แบบอนุกรม-ขนาน** คือนำแต่ละสตริงที่เซลล์ต่ออนุกรม เพื่อเพิ่มแรงดันไฟฟ้า แล้วนำมาต่อขนานเพื่อเพิ่มกระแสไฟฟ้า ดังรูปที่ 3.15 (ข) แต่ละสตริงมีเซลล์ต่ออนุกรม 4 เซลล์ ซึ่งทำให้มีแรงดันที่แต่ละสตริงเท่ากับ 2.4 โวลต์ สมมติให้กระแสแต่ละสตริงเท่ากับ 5 แอมป์ ทำให้กระแสที่ได้จากแผงนี้มีค่าเท่ากับผลรวมค่ากระแสของทุกสตริงที่ต่อขนานกัน ในที่นี้เท่ากับ 20 แอมป์

3) **แบบอนุกรม-ขนาน-อนุกรม** คือนำแต่ละกลุ่มที่เชื่อมต่อกันตามแบบที่ 2 มาต่ออนุกรม ดังรูปที่ 3.15 (ค) เพื่อเพิ่มทั้งแรงดันและกระแสไฟฟ้าโดยส่วนใหญ่ส่วนประกอบแผงเซลล์แสงอาทิตย์สำหรับชนิดผลึกซิลิกอนมี 4 ส่วน ประกอบด้วย วัสดุประกบผิวหน้าเซลล์ วัสดุสำหรับห่อหุ้มเซลล์ (encapsulant) วัสดุแผ่นหลัง (back sheet) และเฟรม ดังรูปที่ 3.14

**วัสดุประกบผิวหน้า** ทำหน้าที่กั้นน้ำ ไอน้ำ ฝุ่นละอองและสิ่งสกปรก รวมถึงแรงกระแทกสมบัติของวัสดุ คือ แสงสามารถส่องผ่านได้ดี ป้องกันแสงอัลตราไวโอเล็ต (UV) และระบายความร้อนได้ดี โดยทั่วไปวัสดุที่ใช้เป็นผิวหน้าจะเป็นกระจกชนิด tempered low-iron ซึ่งมีราคาไม่สูง

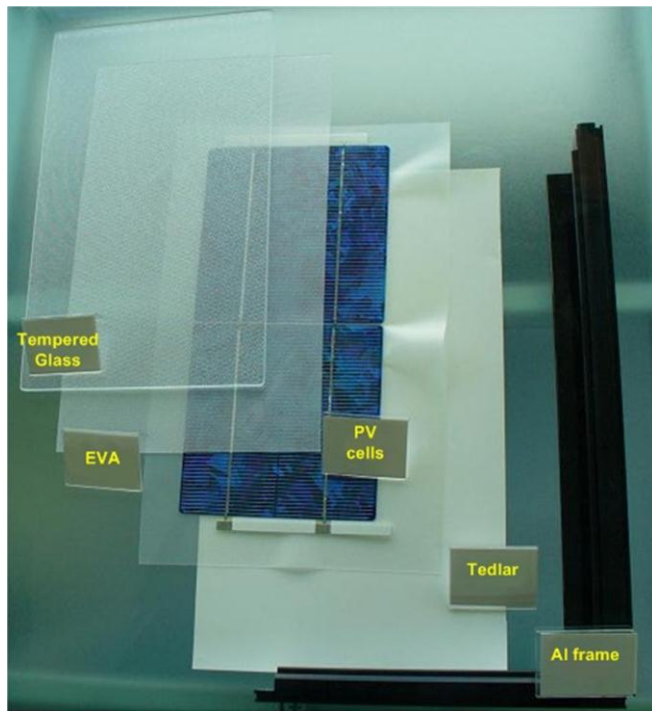
**วัสดุห่อหุ้มเซลล์** ช่วยในการจับยึดกันระหว่างวัสดุผิวหน้า ตัวเซลล์และวัสดุประกบแผ่นหลังของแผงเซลล์ ซึ่งต้องทนทานต่ออุณหภูมิสูงและรังสีอัลตราไวโอเล็ต รวมทั้งให้แสงส่องผ่านได้ดีและ

## เซลล์ แผงและอุปกรณ์ประกอบระบบ

ระบายความร้อนได้ดี โดยส่วนใหญ่ใช้วัสดุจำพวกโพลีเมอร์ที่เรียกว่า EVA ย่อมาจาก Ethyl vinyl acetate

วัสดุประกบแผ่นหลัง ทำหน้าที่ป้องกันและเป็นแผ่นหลังของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ต้องมีสามารถระบายความร้อนได้ดี และป้องกันน้ำและไอน้ำ โดยส่วนมากวัสดุที่นำมาใช้เป็นจำพวกโพลีเมอร์แผ่นบางที่มีชื่อว่า Tedlar

เฟรม (frame) ทำหน้าที่เป็นโครงสร้างของแผงเซลล์ให้เพิ่มความแข็งแรงกับแผงเซลล์และเป็นส่วนป้องกันแรงกระแทกต่างๆ โดยทั่วไปวัสดุที่ใช้เป็นอลูมิเนียม

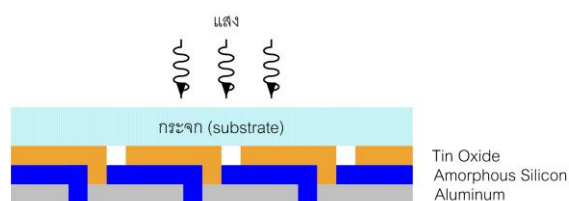


รูปที่ 3.14 วัสดุประกอบแผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดผลึก

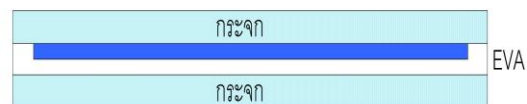
### 3.2.2 ลักษณะของแผงเซลล์ชนิดฟิล์มบาง

แผงเซลล์ชนิดฟิล์มบางแบ่งได้ 2 แบบ คือ โครงสร้างแข็ง และ แบบอ่อนตัว

แผงเซลล์แบบโครงสร้างแข็ง เซลล์ถูกสร้างลงบนกระจกโดยตรง จากนั้นทำการเชื่อมต่อทางไฟฟ้า แล้วจึงนำไปลามิเนตด้วยวัสดุห่อหุ้มทั้งด้านหน้าและด้านหลัง รูปที่ 3.15 (ก) แสดงส่วนประกอบของเซลล์ชนิดอะมอร์ฟัสซิลิคอน (a-Si) ซึ่งกระจกทำหน้าที่เป็นซับสเตรท เทคโนโลยีของเซลล์ที่ใช้กระบวนการผลิตแบบนี้คือ CdTe, a-Si, เซลล์แสงอาทิตย์ชนิดฟิล์มบางซิลิคอน แบบเซลล์ซ้อนระหว่างอะมอร์ฟัสซิลิคอน/อะมอร์ฟัสซิลิคอน หรือ อะมอร์ฟัสซิลิคอน/ไมโครคริสตัลไลน์ซิลิคอน หรือเรียกว่า Tandem , และ CIGS เป็นต้น รูปที่ 3.15 (ข) แสดงการประกอบแผงเซลล์ชนิดอะมอร์ฟัสซิลิคอน (a-Si) แบบ Glass- Glass โดยที่ EVA หุ้มเฉพาะด้านหลัง



(ก) โครงสร้างเซลล์บนกระจก



(ข) ส่วนประกอบแผงเซลล์ แบบ Glass-Glass

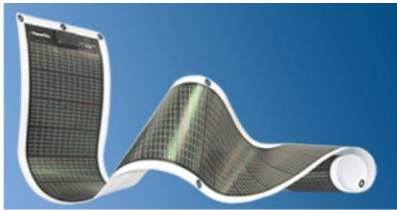
รูปที่ 3.15 เซลล์แสงอาทิตย์ชนิดอะมอร์ฟัสซิลิคอน (a-Si)

## เซลล์ แผงและอุปกรณ์ประกอบระบบ

แผงเซลล์แบบอ่อนตัว มีลักษณะของการเกาะติด (deposit) บนซับสเตรทที่อ่อนตัว ส่วนการเชื่อมต่อทางไฟฟ้าขึ้นกับชนิดของซับสเตรท ถ้าวัสดุจำพวกฉนวนไฟฟ้า เช่น polyester หรือ polyimide สามารถใช้วิธีเดียวกับซับสเตรทที่เป็นกระจก แต่วัสดุจำพวกตัวนำไฟฟ้าต้องใช้วิธีการอื่น จากนั้นก็จะถูกนำไปลามิเนตด้วยวัสดุพอลิเมอร์ที่ไม่มีสีและยอมให้แสงผ่านได้ เช่น ETFE หรือ FEP

นอกจากนี้ การแบ่งแผงเซลล์สามารถแบ่งตามลักษณะการประกอบหรือวัสดุประกอบแผงเซลล์ เช่น

- วัสดุประกอบแผง เช่น แผงเทฟลอน แผง PVB และแผงเรซิน เป็นต้น
- เทคโนโลยีการประกอบแผง เช่น การลามิเนต เป็นต้น
- วัสดุซับสเตรท เช่น พลาสติกบาง กระจกกับเทตลาร์ โลหะกับฟิล์ม อะคริลิคพลาสติก และกระจกกับกระจก เป็นต้น
- โครงสร้างเฟรม ได้แก่ แบบมีเฟรม และแบบไร้เฟรม
- การเพิ่มโครงสร้างพิเศษ เช่น toughened safety glass (TSG) กระจกนิรภัยหลายชั้น (laminated safety glass, LSG) และ กระจกฉนวน (insulating glass) เป็นต้น



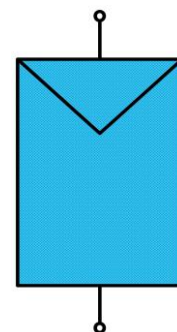
รูปที่ 3.16 แผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบอ่อนตัว

ความหลากหลายของแผงเซลล์ได้เอื้ออำนวยต่อการสร้างสรรค์ในเชิงสถาปัตยกรรม ทำให้การพิจารณาเพื่อเลือกใช้ต้องควบคู่กันไปทั้งด้านประสิทธิภาพของแผงเซลล์ ความกลมกลืนกับตัวอาคารและเป็นไปตามกฎข้อบังคับการก่อสร้างหรือต่อเติมอาคาร เช่น

- สีสีน ขึ้นกับชนิดของเซลล์ การฉีกแผ่นหลังเซลล์ การเชื่อมต่อเซลล์ และชนิดของกระจก
- ความโปร่งแสง ขึ้นกับการจัดเรียงเซลล์และคุณลักษณะความโปร่งแสงของเซลล์
- ความสามารถในการยึดหยุ่น ขึ้นกับชนิดของซับสเตรท

การใช้สัญลักษณ์ส่วนใหญ่จะใช้ดังรูปที่ 3.17 กำหนดเป็นตัวเซลล์ หรือ แผงเซลล์ หรือระบบแผงเซลล์ทั้งสตริงหรืออะเรย์

รูปที่ 3.17 สัญลักษณ์ของเซลล์  
แสงอาทิตย์

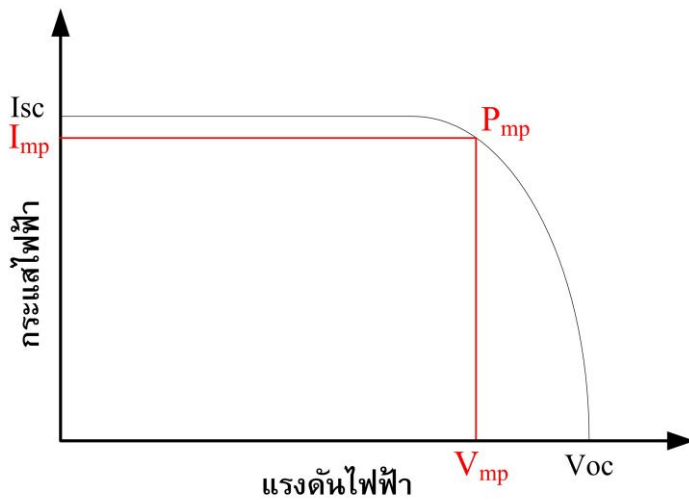




### 3.2.3 สมบัติทางไฟฟ้าของแผงเซลล์แสงอาทิตย์

#### กระแสและแรงดันไฟฟ้า

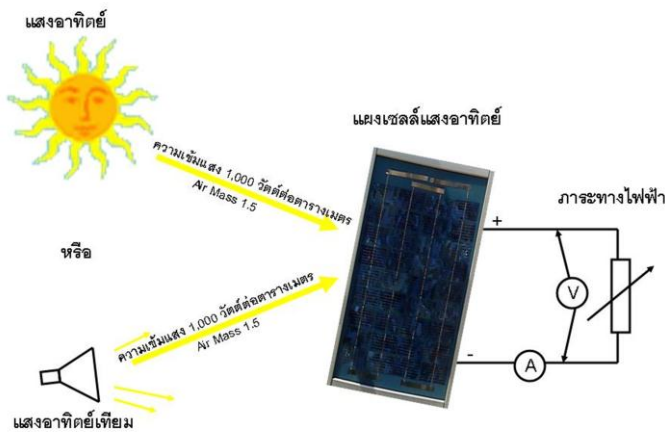
เซลล์แสงอาทิตย์ผลิตไฟฟ้าเป็นกระแสตรง โดยที่แรงดันและกระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้ขึ้นกับความเข้มรังสีอาทิตย์ และอุณหภูมิแผงเซลล์ รูปที่ 3.18 แสดงกราฟกระแสกับแรงดันไฟฟ้าของเซลล์แสงอาทิตย์เมื่อเทียบกับโหลดที่แปรค่าตั้งแต่สภาวะวงจรถัด (Short circuit) ถึงสภาวะวงจรถัดเปิด (Open circuit) โดยตัดแกนตั้งที่แรงดันเป็นศูนย์ จะได้ค่ากระแสที่สภาวะวงจรถัด (Short circuit current:  $I_{sc}$ ) ส่วนจุดตัดแกนนอนที่กระแสเท่ากับศูนย์จะได้ค่าแรงดันขณะวงจรถัดเปิด (Open circuit voltage:  $V_{oc}$ )



รูปที่ 3.18 กราฟกระแสกับแรงดันของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (I - V Curve)

เมื่อนำค่ากระแสคูณกับแรงดันก็จะได้กำลังของเซลล์แสงอาทิตย์ ซึ่งต้องมีจุดเดียวเป็นค่ากำลังไฟฟ้าสูงสุด เรียกว่า กำลังไฟฟ้าที่จุดสูงสุด (Power at maximum point:  $P_{MP}$ ) ส่วนกระแสกับแรงดันที่จุดนี้เรียกว่า กระแสที่จุดกำลังไฟฟ้าสูงสุด (Current at maximum power point:  $I_{MP}$ ) กับแรงดันที่จุดกำลังไฟฟ้าสูงสุด (Voltage at maximum power point:  $V_{MP}$ ) ตามลำดับ

การระบุค่าสมรรถนะทางไฟฟ้าของแผงเซลล์ได้จากการทดสอบวัดกระแสและแรงดันไฟฟ้า (I-V curve) โดยต่อภาระทางไฟฟ้าที่สามารถแปรค่าได้ตั้งแต่สภาวะวงจรถัดเปิดไปจนถึงสภาวะวงจรถัดเข้ากับแผงเซลล์ แล้วให้แสงแก่แผงเซลล์ดังรูปที่ 3.19 โดยควบคุมสภาพแวดล้อมที่สภาวะมาตรฐาน



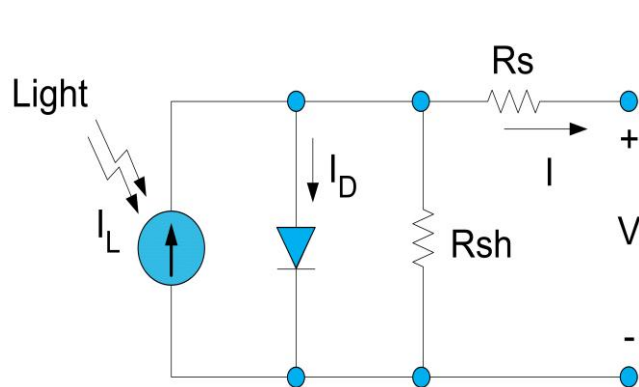
รูปที่ 3.19 โดอะแกรมการทดสอบวัดกระแสและแรงดันไฟฟ้า

(Standard Test Condition, STC) คือ ความเข้มรังสีอาทิตย์ 1,000 วัตต์ต่อตารางเมตร สเปกตรัมของแสงที่ Air Mass (AM) 1.5 และอุณหภูมิด้านหลังแผงเท่ากับ 25 องศาเซลเซียส นอกจากนี้ การแสดงเครื่องหมายรับรองคุณภาพจากหน่วยงานต่างๆ และการอ้างอิงมาตรฐานการทดสอบแผงเซลล์

## เซลล์ แสงและอุปกรณ์ประกอบระบบ

แสงอาทิตย์ มาตรฐานหลักที่ใช้ในการรับรองคุณภาพคือ IEC 61215 สำหรับแผงเซลล์ชนิดผลึก IEC 61646 สำหรับชนิดฟิล์มบาง ยังมีมาตรฐานทางด้านความปลอดภัย เช่น IEC 61730 สำหรับแผงทั้งสองชนิด TÜV Safety Class II และ UL 1703 เป็นต้น

### วงจรสมมูลของแผงเซลล์แสงอาทิตย์



รูปที่ 3.20 แบบจำลองคุณลักษณะทางสถิติของ  
เซลล์แสงอาทิตย์

เซลล์แสงอาทิตย์สามารถแทนด้วย  
วงจรสมมูล (Equivalent circuit) ดังรูปที่  
3.20 ประกอบด้วย แหล่งจ่าย  
กระแสไฟฟ้าต่อขนานกับไดโอด (รอยต่อพี-  
เอ็น) และ \$R\_{sh}\$ แล้วจึงต่ออนุกรมกับ \$R\_s\$  
โดยกำหนดให้แหล่งจ่ายกระแสเป็นแบบ  
กระแสคงที่ ซึ่งแปรผันตามความเข้มแสง  
ความต้านทานอนุกรม (\$R\_s\$) เป็นค่าความ  
ต้านทานที่เกิดขึ้นจากจุดเชื่อมต่อ (wiring  
contact) ระหว่างตัวนำไฟฟ้ากับเซลล์

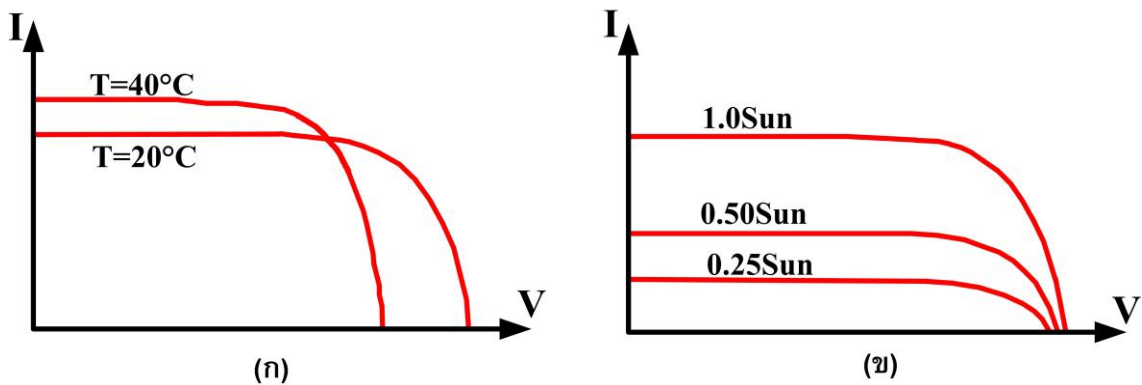
ส่วนความต้านทานขนาน (\$R\_{sh}\$) เกิดขึ้นเมื่อให้แรงดันไฟฟ้าในลักษณะไบอัสย้อนกลับให้กับไดโอด

ทางอุดมคติจะไม่มีกระแสไฟฟ้าไหลย้อนกลับ ตรงกันข้ามกับความเป็นจริงจะมีกระแสไหล  
ย้อนกลับในระดับต่ำ นั้นแสดงให้เห็นว่ามีเส้นทางที่กระแสไฟฟ้าสามารถไหลผ่านได้ ดังนั้นจึงแทนด้วย  
ความต้านทานขนาน ซึ่งมีความสูงมากเมื่อเทียบกับความต้านทานอนุกรมที่มีค่าต่ำมาก สมการที่ 3.3 เป็น  
สมการทางสถิติของเซลล์แสงอาทิตย์ ซึ่งมีพื้นฐานมาจากทฤษฎีโซลิดสเตตฟิสิกส์ (Solid-state  
physic theory)

$$I = I_L - I_0 \left\{ \exp \left[ \frac{e(V - IR_s)}{AkT} \right] - 1 \right\} - \frac{V}{R_{SH}} \quad (3.3)$$

### ผลกระทบจากความเข้มรังสีอาทิตย์และอุณหภูมิ

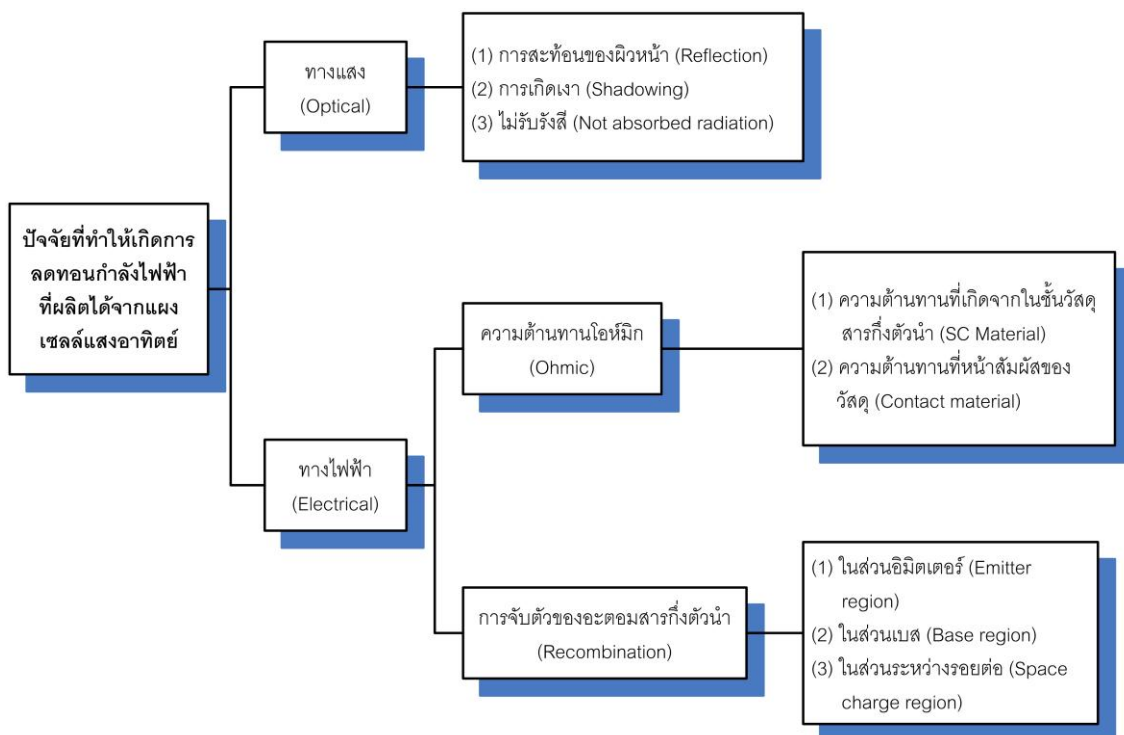
เซลล์แสงอาทิตย์ทำงานที่สภาวะแวดล้อมต่างๆ จะได้กราฟ I-V Curve ที่ระดับต่างๆ ดังแสดงรูป  
ที่ 3.21 โดยที่ (ก) เป็นกรณีที่มีความเข้มรังสีอาทิตย์คงที่แต่อุณหภูมิเพิ่มขึ้น มีผลทำให้แรงดันของเซลล์  
แสงอาทิตย์ลดลง แต่กระแสไฟฟ้าวงจรลัดกลับมีค่าสูงขึ้น แต่กรณีจากรูปที่ 3.21 (ข) เมื่อความเข้ม  
แสงเพิ่มขึ้นโดยที่อุณหภูมิไม่เปลี่ยนแปลงจะทำให้กระแสวงจรถัดเพิ่มขึ้น และแรงดันวงจรเปิดมีค่าสูงขึ้น  
เล็กน้อย



รูปที่ 3.21 กราฟกระแสและแรงดันที่อุณหภูมิและความเข้มแสงค่าต่างๆ

### ปัจจัยลดทอนกำลังไฟฟ้าของแผงเซลล์แสงอาทิตย์

การลดทอนกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากแผงเซลล์มาจากสาเหตุหลัก 2 ประการคือ ทางแสง (optical) และทางไฟฟ้า (electrical) สำหรับทางแสง ปัจจัยที่มีผลต่อการรับแสง ได้แก่ การสะท้อน (reflection) การบังเงา (shadowing) และไม่รับรังสี (not absorbed radiation) ซึ่งการลดการสะท้อนแสงนั้นทำได้โดยการเคลือบสารป้องกันการสะท้อน (antireflection coating) และการทำเซอร์เฟซ

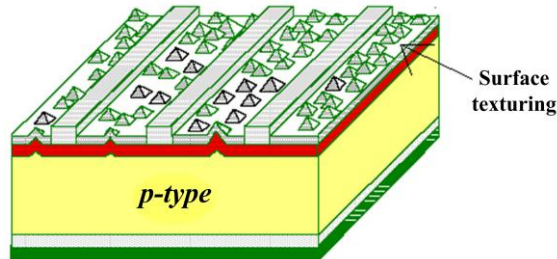


รูปที่ 3.22 ปัจจัยการลดทอนกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากแผงเซลล์แสงอาทิตย์

## เซลล์ แผงและอุปกรณ์ประกอบระบบ

เทคนิคการขึ้นรูปผิว (surface texturing) ดังรูปที่ 3.23 ส่วนการบังเงาให้พิจารณาทิศทางของแสงและเงาในการติดตั้งระบบ เพื่อป้องกันการเงาบังแผงเซลล์

ทางไฟฟ้าแบ่งการสูญเสียเป็น 2 ส่วนคือ โห้หม้มิก (ohmic losses) และการจับตัวของอะตอมสารกึ่งตัวนำ (recombination) ซึ่งการสูญเสียอันเนื่องจากการออกแบบและกระบวนการผลิตเซลล์ โดยที่ โห้หม้มิก เป็นผลที่เกิดขึ้นจากตัววัสดุสารกึ่งตัวนำ และความต้านทานที่หน้าสัมผัสของวัสดุ ได้แก่ รอยต่อระหว่างโลหะตัวนำกับสารกึ่งตัวนำ ส่วนการสูญเสียจากการจับตัวของอะตอมสารกึ่งตัวนำเกิดได้ทั้งในชั้นอิมิตเตอร์ (Emitter layer) ส่วนเบส และระหว่างรอยต่อของสารกึ่งตัวนำ

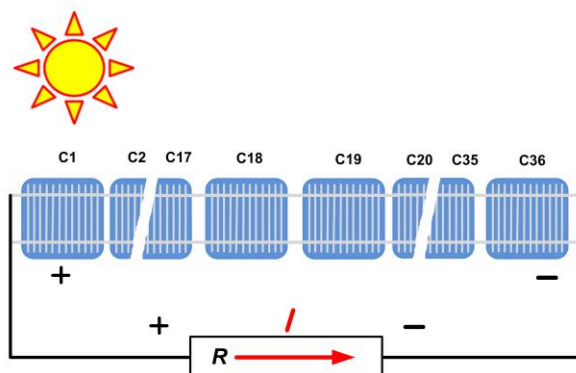


รูปที่ 3.23 ลักษณะของผิวหน้าของเซลล์ซึ่งผ่านการทำ surface texturing

### 3.2.4 Junction Box, Bypass Diode และ Blocking Diode

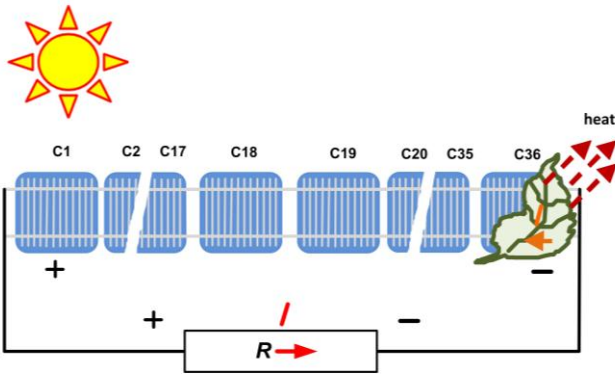
การต่อเซลล์แสงอาทิตย์เพื่อให้ได้ค่าแรงดันไฟฟ้าที่เหมาะสม สำหรับเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดผลึกซิลิคอนจะมีค่าแรงดันวงจรเปิดหรือความต่างศักย์แต่ละเซลล์ประมาณ 0.6 โวลต์และสำหรับเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดฟิล์มบางซิลิคอนประมาณ 0.6 - 0.9 โวลต์ และค่ากระแสไฟฟ้า (ขึ้นอยู่กับพื้นที่เซลล์) หลังการต่อเซลล์เป็นแผงเซลล์จะรวมสายไฟฟ้าเข้าด้วยกันโดยแยกเป็นขั้วบวกและขั้วลบไปยังกล่องรวมสายที่เรียกว่า Junction Box เพื่อนำไฟฟ้าไปใช้งานต่อไป

การผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ในสภาวะไม่มีเงาบังแสดงได้ดังรูปที่ 3.24 แต่ถ้าเงาบังจากกรณีต่างๆ เช่น ใบไม้ และสิ่งปลูกสร้าง เป็นต้น จะทำให้แผงเซลล์มีค่ากระแสไฟฟ้าลดลงดังแสดงในรูปที่ 3.25 เป็นผลทำให้กำลังไฟฟ้าโดยรวมของแผงเซลล์ลดลงอย่างมาก นอกจากนี้แล้วเมื่อเกิดเงาบังกับแผงเซลล์ ทำให้เกิดความร้อนที่ตัวเซลล์ขึ้น เนื่องจากเซลล์ที่ถูกบังจะทำหน้าที่เป็นภาระทางไฟฟ้าแทนที่จะเป็นแหล่งจ่ายพลังงาน



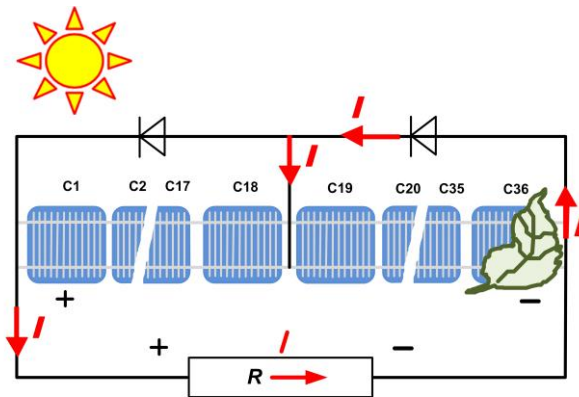
รูปที่ 3.24 แผนภาพการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์เมื่อไม่มีเงาบังที่เซลล์

เซลล์ แผงและอุปกรณ์ประกอบระบบ



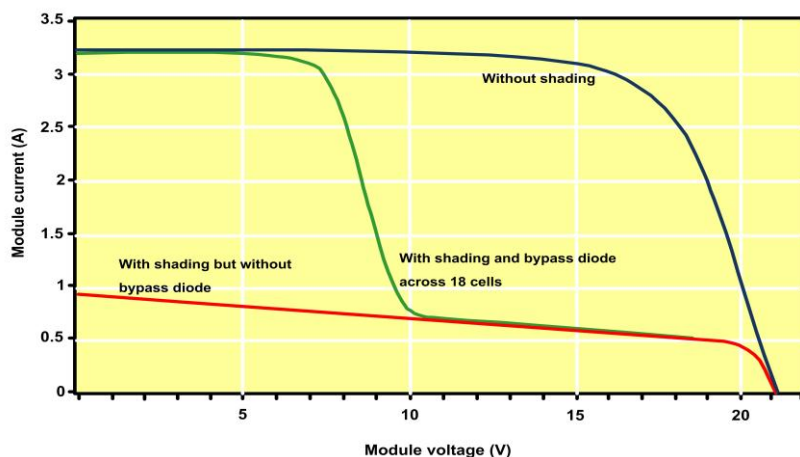
รูปที่ 3.25 แผนภาพการผลิตไฟฟ้า  
จากเซลล์แสงอาทิตย์เมื่อมีใบไม้บัง

รูปที่ 3.26 แผนภาพการผลิตไฟฟ้า  
จากเซลล์แสงอาทิตย์เมื่อมีใบไม้บังแต่  
มี Bypass Diode



ในทางปฏิบัติการต่อเซลล์แสงอาทิตย์เป็นแผงเซลล์นั้นจะต้องมี Bypass Diode เข้าไปในแผงเซลล์เพื่อทำหน้าที่ให้กระแสไฟฟ้าไหลผ่านช่วงขณะในกรณีที่เกิดเงาบังหรือแม้กระทั่งกรณีที่เซลล์เสียหายถาวร แนวเส้นลูกศรในรูปที่ 3.26 แสดงทิศทางการไหลของกระแสไฟฟ้าผ่าน Bypass Diode เมื่อมีใบไม้มาบัง และจะเห็นว่าถ้ามี Bypass Diode จะทำให้กระแสไฟฟ้าที่ไหลในแผงเซลล์เป็นปกติเนื่องจากกระแสไฟฟ้าจะไม่ไหลผ่านส่วนของแผงเซลล์ที่เกิดเงาบัง เป็นผลให้ค่ากำลังไฟฟ้าโดยรวมจากแผงเซลล์มีการลดทอนเพียงเล็กน้อย

เซลล์แสงอาทิตย์ชนิดผลึกซิลิคอนจะนำเซลล์มาต่ออนุกรมกันเพื่อเพิ่มค่าแรงดันวงจรเปิดให้เหมาะสมกับการใช้งาน ซึ่งจำนวนเซลล์ในหนึ่งแผงประมาณ 36 - 40 เซลล์และใช้ Bypass Diode ประมาณ 2 ตัว และรูปที่ 3.27 เปรียบเทียบกระแสและแรงดันไฟฟ้าเกิดจากแผงที่มี Bypass Diode และไม่มี Bypass Diode โดยที่เส้นสีน้ำเงินแสดงกระแสและแรงดัน แต่เมื่อไม่มีเงาบังพื้นที่เงาบัง

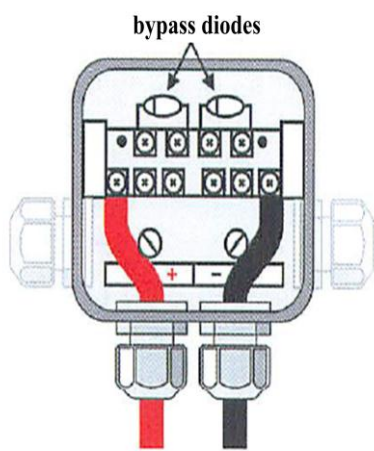


รูปที่ 3.27 การเปรียบเทียบ I-V Curve ที่มีและไม่มี Bypass Diode เมื่อมีการเกิดเงาบัง

## เซลล์ แผงและอุปกรณ์ประกอบระบบ

เซลล์หนึ่งเซลล์ถึง 75 เปอร์เซ็นต์ของพื้นที่เซลล์ กรณีที่ไม่มี Bypass Diode (เส้นสีแดง) กระแสไฟฟ้าลดลงจากปกติเป็นอย่างมาก เนื่องจากกระแสไฟฟ้าที่เหลือเพียง 25 เปอร์เซ็นต์จากพื้นที่เซลล์ทั้งหมด แต่ถ้ามี Bypass Diode ที่เซลล์ 18 (C18 ในรูปที่ 3.26) จะทำให้กระแสไฟฟ้าวงจรดี และแรงดันวงจรเปิดเท่าเดิม (กราฟสีเขียว) เพียงแต่กำลังไฟฟ้าทั้งหมดลดลงเท่านั้น

การติดตั้ง Bypass Diode จะติดตั้งที่บริเวณกล่องรวมสาย (Junction Box) หลังแผงเซลล์โดยเชื่อมต่อกับสายไฟหลัก (Busbar) ซึ่งสายไฟฟ้าทั้งหมดจะถูกรวมที่กล่องรวมสายโดยแยกเป็นชุด



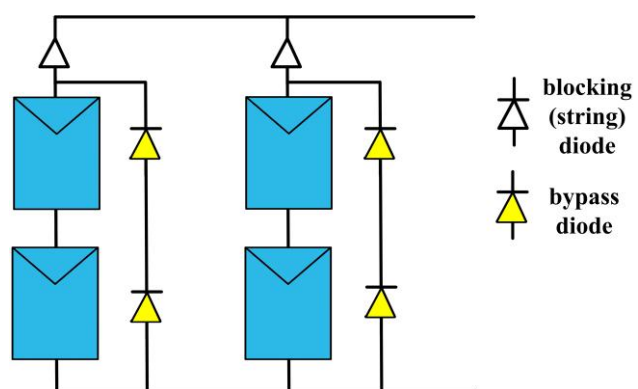
รูปที่ 3.28 กล่องรวมสายไฟฟ้าที่มีการติดตั้ง Bypass Diode

เซลล์ย่อยๆ แล้วทำการเชื่อมต่อ Bypass Diode คร่อมลงไปตามแสดงในรูปที่ 3.28 ภายในกล่องรวมสายจะมีขั้วไฟฟ้าทั้งขั้วบวกและขั้วลบที่พร้อมใช้งานและ Bypass Diode อยู่ด้วยกัน จึงสะดวกในการดูแลรักษาและซ่อมแซมหากเกิดการชำรุดขึ้นหลังจากใช้งาน หรือมีการปรับปรุงในอนาคต

ในอีกกรณีสำหรับการต่อแผงเซลล์แสงอาทิตย์เป็นระบบขนาดเล็กไปจนถึงขนาดใหญ่ จำเป็นต้องคำนึงถึงผลกระทบของการผลิตไฟฟ้าที่ไม่เท่ากันของแต่ละสตริงซึ่งเกิดจากหลายปัจจัยอย่างเช่น การบังแดดเนื่องจากเมฆในบางสตริงของระบบโดยรวม คุณสมบัติของแผงเซลล์เองที่ไม่เท่ากัน มุมเอียงของการติดตั้งที่ไม่อยู่ในแนวระนาบเดียวกันทั้งหมด ด้วยปัจจัยต่างๆ ที่กล่าวมาเป็นผลให้ระบบผลิต

ไฟฟ้าอาจจะมีปรากฏการณ์ของความไม่เท่ากันในแต่ละสตริง ซึ่งจะทำให้สตริงที่มีค่ากำลังไฟฟ้าต่ำสุด

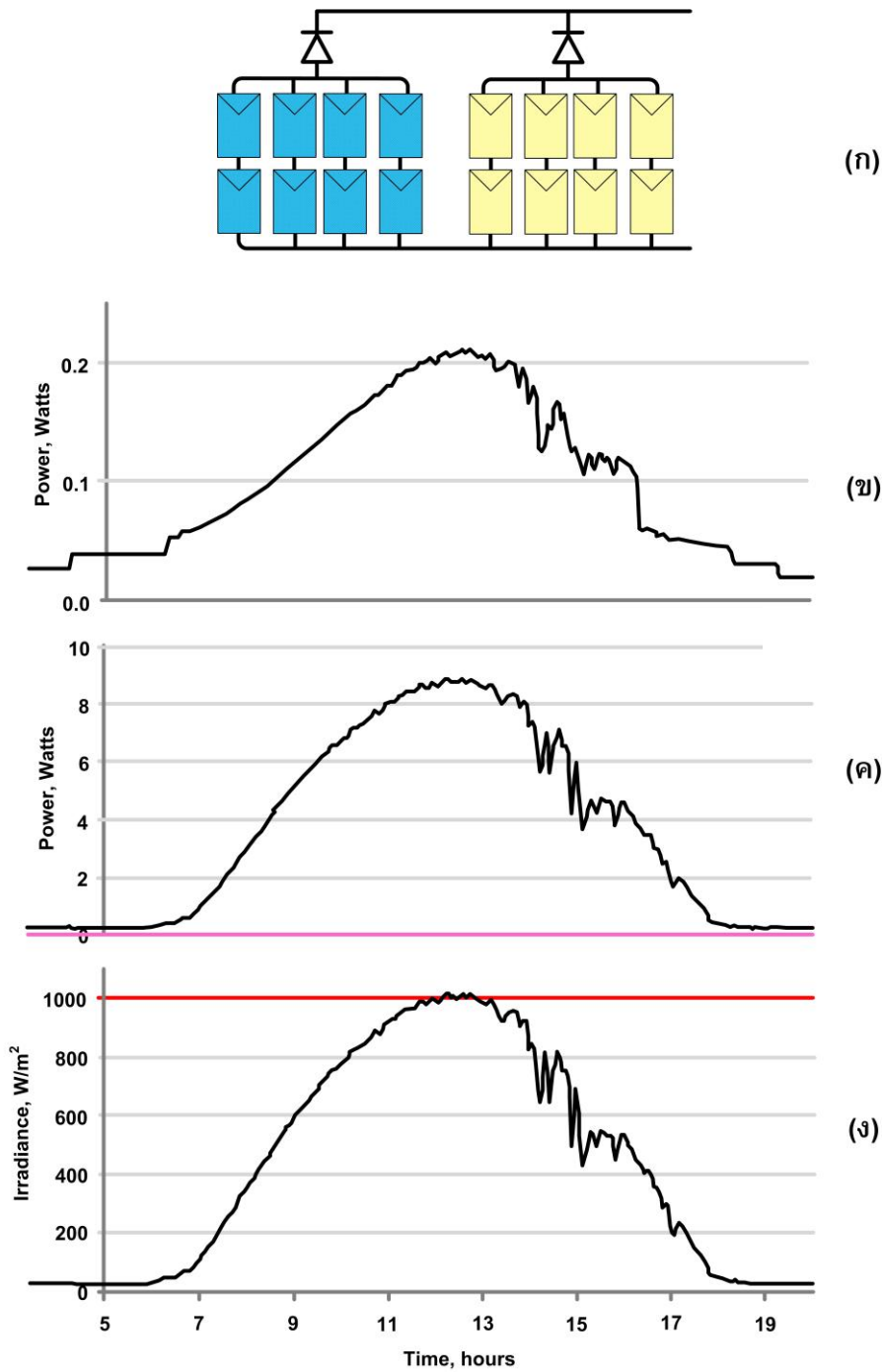
กลายเป็นภาระทางไฟฟ้าชั่วคราวและมีการถ่ายเทพลังงานจากสตริงที่ยังคงผลิตกำลังไฟฟ้าได้ดีมายังสตริงที่มีค่าต่ำ ซึ่งทำให้กำลังไฟฟ้าโดยรวมมีค่าลดต่ำลง ดังนั้นเพื่อป้องกันภาวะดังกล่าว จึงจำเป็นต้องติดตั้ง Blocking Diode ที่บริเวณปลายสายของทุกสตริงเพื่อทำหน้าที่เป็นตัวป้องกันกระแสไฟฟ้าไหลย้อนจากสตริงตัวอื่นอีกทั้งยังช่วยป้องกันไม่ให้สตริงตัวต่ำเกิดความเสียหายเนื่องจากภาวะกระแสไฟฟ้าไหลย้อน



รูปที่ 3.29 แผนภาพของระบบที่มีการติดตั้ง Bypass Diode

ปรากฏการณ์ดังกล่าวข้างต้นนี้ จะเห็นได้ว่าการติดตั้ง Bypass Diode ระหว่างแผงเซลล์เพื่อทำหน้าที่เป็นตัวผ่านของกระแสไฟฟ้าเวลาการเกิดเงาบังหรือการเกิด Hot Spot ในแต่ละแผงภายในสตริง และการติดตั้ง Blocking Diode เพื่อป้องกันกระแสไฟฟ้าไหลย้อนเข้าสู่สตริง (รูปที่ 3.29) จะทำให้ระบบมีความคงที่ในการผลิตไฟฟ้าตลอดทั้งวันโดยที่ไดโอดแต่ละตัวจะทำหน้าที่ในเวลาที่เกิดปรากฏการณ์ต่างๆ ที่คาดไม่ถึง ซึ่งจะทำให้การผลิตไฟฟ้ามีความสม่ำเสมอตลอดเวลา

อย่างไรก็ตาม การติดตั้ง Blocking Diode ในระบบต้องคำนึงถึงผลของการสูญเสียแรงดันตกคร่อมของไดโอดที่เกิดขึ้นอย่างหลีกเลี่ยงไม่ได้และจะทำให้กำลังไฟฟ้าของระบบลดทอนไปส่วนหนึ่ง นอกจากนี้ในรูปที่ 3.30 เปรียบเทียบระบบขนาดเล็กที่มีขนาดกำลังการผลิตไฟฟ้าเท่ากันที่ประกอบด้วยระบบที่ไม่มี Blocking Diode รูป (ข) และระบบที่มี Blocking Diode รูป (ค) โดยที่สตริงด้านซ้ายของรูป (ก) แสดงสถานะสตริงที่เกิดเงาบัง และเมื่อเปรียบเทียบกราฟระหว่างที่มีและไม่มี Blocking Diode เห็นได้ว่าระบบที่ไม่มี Blocking Diode จะให้ค่ากำลังไฟฟ้าต่ำมากทั้งนี้เนื่องจากผลของการเกิดภาวะทางไฟฟ้าและมีการไหลย้อนกลับสตริงที่มีเงาบัง ส่วนระบบที่มี Blocking Diode คงสามารถผลิตกำลังไฟฟ้าได้โดยมีกำลังไฟฟ้าโดยรวมเท่ากับสตริงที่ไม่ถูกบังเงา (สตริงด้านขวาของรูป (ก))



รูปที่ 3.30 การเปรียบเทียบไฟฟ้าที่ผลิตได้ของระบบที่มีและไม่มี Blocking Diode



### 3.3 ลักษณะของอินเวอร์เตอร์

อินเวอร์เตอร์ในระบบเซลล์แสงอาทิตย์สามารถแบ่งได้ 2 ประเภทคือ อินเวอร์เตอร์แบบเชื่อมต่อบรรณจ้ำนห้ำนย (Grid-connected or Grid tied inverter) และอินเวอร์เตอร์แบบอิสระ (Stand-alone inverter) ในชวงประมาณ 20 ปีที่ผ่ำน งานวิจัยเกี่ยวกับอินเวอร์เตอร์สำหรับการผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์แบบเชื่อมต่อบรรณจ้ำนห้ำนย (Grid-connected PV inverters) ส่วนหนึ่งเน้นไปที่วงจรหรือเทคนิคการควบคุมใหม่ๆ ซึ่งเมื่ออาศัยความก้าวหน้าด้านโซลิตัสเตท ทำให้มีความเป็นไปได้ที่จะสร้างเอซีโมดูลที่กะทัดรัด ประสิทธิภาพสูง มีความไว้วางใจได้และมีราคาถูก

#### 3.3.1 วงจรต่างๆ ในภาคกำลังของพีวีอินเวอร์เตอร์

วงจรของพีวีอินเวอร์เตอร์ต่างๆ สามารถแบ่งโดยอาศัยวิธีพิจารณาได้หลายวิธี เช่น มีการแยกโดดหรือไม่มีการแยกโดดทางไฟฟ้า (Isolated or non-isolated) มีหรือไม่มีภาคคลี่ (Unfolding stage) และการใช้หลักการมอดูเลทด้วยความกว้างของพัลส์ (PWM) หรือใช้หลักการเรโซแนนซ์ อย่างไรก็ตามถ้ามีการเชื่อมต่อบรรณจ้ำนห้ำนยความปลอดภัยเป็นสิ่งที่สำคัญอย่างยิ่ง ดังนั้นวงจรต่างๆ ที่จะนำมาเป็นภาคกำลังของพีวีอินเวอร์เตอร์จะแบ่งเป็น 2 ประเภท ตามการมีการแยกโดดและไม่มีการแยกโดด

#### วงจรที่ไม่มีการแยกโดด

วงจรที่ไม่มีการแยกโดด หมายถึง การมีการเชื่อมต่อทางไฟฟ้าระหว่างเมนส์และแผงเซลล์ซึ่งการแยกโดดจะอาศัยการต่อผ่านหม้อแปลง ในแง่ความปลอดภัยทางไฟฟ้าการไม่มีการแยกโดดอาจยอมรับไม่ได้ อย่างไรก็ตามข้อดีจากการไม่มีหม้อแปลง คืออินเวอร์เตอร์จะมีขนาดเล็กและราคาถูก

- **อินเวอร์เตอร์ที่ใช้แรงดันด้านเข้าสองขั้ว** เป็นวงจรแบบหนึ่งซึ่งไม่มีภาคคลี่ แต่จำเป็นต้องมีแผงเซลล์สองกลุ่ม เพื่อให้สร้างคลื่นชายนีได้ครบวัฏจักร ซึ่งเป็นข้อเสียอย่างหนึ่งของวงจรนี้

อินเวอร์เตอร์ชนิดนี้ไม่มีการเพิ่มแรงดัน ดังนั้นแต่ละกลุ่มของแผงเซลล์จะต้องสามารถสร้างแรงดันสูงสุดได้มากกว่าค่าแรงดันสูงสุดของเมนส์ (Mains) ซึ่งทำได้โดยการต่อแผงเซลล์อนุกรมกันหลายๆ แผง แต่การต่อแบบนี้ทำให้ความเป็นโมดูลของระบบลดลง คือไม่ใช้ระบบหนึ่งแผงเซลล์ต่อหนึ่งอินเวอร์เตอร์

- **อินเวอร์เตอร์ที่ใช้การสังเคราะห์ทางดิจิทัล** อินเวอร์เตอร์ชนิดนี้ทำงานโดยการคลี่ (Unfold) แรงดันด้านบวกของแรงดันชายนีที่ต้องการได้จากการรวมแรงดันที่ได้จากแหล่งจ่ายแรงดันหลายๆ แหล่งที่ถูกต่ออนุกรมเข้าด้วยกัน

วงจรนี้แบ่งออกเป็นสองส่วนหลัก ส่วนแรกเป็นวงจรสังเคราะห์คลื่นรูปชายนีมีเอาท์พุทเป็นแอบโซลุตชายนี และส่วนที่สองเป็นวงจรคลี่ วงจรนี้ต้องใช้แผงเซลล์หลายแผง ทำให้ความเป็นโมดูลของระบบลดลงเช่นกัน

- **วงจรบริดจ์ที่อาศัยหลักการมอดูเลทความกว้างของพัลส์** แรงดันรูปคลื่นชายนีถูกสร้างขึ้นจากวงจรบริดจ์ วงจรนี้แรงดันไฟฟ้าสลับด้านออกจะได้รับการแปลงไฟตรงด้านเข้าซึ่งเป็นแรงดัน

ชั่วเดียว และการควบคุมแอมพลิจูดของกระแสต้านออกทำได้โดยการปรับค่าวัฏจักรงาน (Duty cycle, D) (เปอร์เซ็นต์ของเวลาที่สวิตช์นำกระแสเทียบกับคาบเวลาการทำงานของสวิตช์) ของพัลส์ PWM ที่ผลิตจากตัวควบคุม ถ้าช่วงเวลาที่สวิตช์นำกระแสมีค่ามากแอมพลิจูดของแรงดันต้านออกก็จะมาก เนื่องจากวงจรนี้ไม่มีคุณสมบัติในการเพิ่มแรงดัน ทำให้ต้องใช้สตริงของแผงเซลล์ที่มีพิกัดแรงดันต้านออกสูงกว่าแรงดันพีคของเมนส์

- **วงจรที่มีพื้นฐานจากวงจรทอนระดับ (Buck-boost)** โดยทั่วไปแรงดันไฟฟ้าที่ได้จากแผงเซลล์มักมีค่าน้อยกว่าค่าแรงดันสูงสุดของเมนส์ กระแสที่ไหลจากแผงเซลล์สามารถรักษาให้ไหลในทิศทางเดียวได้โดยใช้วงจรเรียงกระแสแบบบริดจ์ซึ่งควบคุมได้ และแรงดันจากเมนส์ที่ผ่านวงจรเรียงกระแสแล้วจะมีค่ามากและน้อยกว่าแรงดันที่ได้จากแผงเซลล์สลับกันไป ดังนั้นวงจรแปลงผัน (Converter) ต้องมีความสามารถในการแปลงแรงดันขึ้นและลง

วงจรแปลงผันแบบ Buck-boost และ Cuk มีคุณสมบัติดังที่กล่าวมานี้ อย่างไรก็ตามตัวเหนี่ยวนำต้านออกของวงจร Cuk ทำให้ยากต่อการกำหนดจุดตัดศูนย์ของกระแส วงจรนี้ไม่เหมาะที่จะนำมาใช้ถ้าอัตราส่วนของแรงดันสูงสุดของเมนส์ต่อแรงดันพิกัดจากแผงเซลล์มีค่าสูงมาก

- **อินเวอร์เตอร์ที่ตัดแปลงมาจากวงจรแปลงผันแบบ Zeta สองวงจร** คือวงจรแปลงไฟฟ้ากระแสตรงเป็นวงจรไฟฟ้ากระแสสลับสามารถสร้างขึ้นจากวงจรแปลงผันแบบ Zeta สองวงจร โดยจะถูกมอดูเลทแบบชายน์ และการสร้างครึ่งบวกของรูปคลื่นชายน์จะทำงานในลักษณะ pulse-width modulation และจะมีการนำกระแสตลอดช่วงครึ่งบวกของแรงดันเมนส์

ในวงจรแบบนี้จะมีสวิตช์ตัวหนึ่งทำงานที่ความถี่สูงและอีกหนึ่งตัวทำงานที่ความถี่ต่ำ ดังนั้นการสูญเสียจากการสวิตช์ในวงจรนี้จึงมีค่าน้อยกว่าวงจรอื่นๆ

### วงจรที่มีการแยกโดด (Isolated circuit topologies)

วงจรอินเวอร์เตอร์ที่มีการแยกโดดจะกั้นทางไฟฟ้าระหว่างเมนส์และแผงเซลล์ ทำให้มีความปลอดภัยทางไฟฟ้าสูงขึ้น โดยทั่วไปการแยกโดดโดยการใช้หม้อแปลง วงจรประเภทนี้หลายวงจรหม้อแปลงแยกโดดทำหน้าที่แปลงแรงดันขึ้นด้วย

- **วงจรอินเวอร์เตอร์แบบ Push-pull** มีหม้อแปลงแบบมีแทปกลางและภาคคลี่ (Unfolding stage) วงจรทำงานโดยการใช้หม้อแปลงเพิ่มแรงดันที่ผลิตได้โดยวิธี pulse-width modulation มีสวิตช์ที่ถูกควบคุมด้วยวงจรหาจุดที่ให้กำลังงานสูงสุด (maximum power point tracking, MPPT) และวงจรควบคุมความเป็นชายน์ รูปคลื่นแรงดันที่ออกจากหม้อแปลง มีรูปร่างเป็นรูปคลื่นชายน์ที่ความถี่เมนส์ แรงดันนี้จะถูกแปลงเป็นแรงดันกระแสตรงโดยไดโอดเรกติไฟเออร์ชนิดความเร็วสูง ซึ่งสวิตช์ในวงจรทำงานประสานกันเป็นคู่ เป็นวงจรคลี่ เพื่อกลับทิศทางกระแสที่ป้อนเข้าสู่วงจรเมนส์ทุกๆ ครึ่งวัฏจักร และทำงานร่วมกันเป็นวงจรความถี่ต่ำ

ข้อเสียสองประการของวงจรแบบนี้ คือการสูญเสียในการสวิตช์ มีค่าสูงเนื่องจากสวิตช์สองตัวนี้ทำงานในลักษณะ PWM นั่นคือเป็นการสวิตช์แบบแข็ง (Hard switching) ข้อเสียอีกประการคือหม้อแปลงถูกใช้งานไม่เต็มที่ คือใช้ครั้งละครึ่งขดลวดเท่านั้น อย่างไรก็ตามหม้อแปลงในวงจรนี้ไม่ต้องการเก็บพลังงานและฟลักซ์แม่เหล็กในหม้อแปลงเป็นแบบสองขั้วทำให้แกนเหล็กของหม้อแปลงไม่อิ่มตัวง่าย

- **วงจรที่ดัดแปลงมาจากวงจรคอนเวอร์เตอร์แบบฟลายแบ็ค (Fly back converter)** เป็นวงจรคอนเวอร์เตอร์แบบทบ-ทอนระดับแบบหนึ่ง มีการแยกโถดระหว่างขั้วด้านเข้าและขั้วด้านออก ในวงจรมีอุปกรณ์แม่เหล็กไม่ใช่หม้อแปลง แต่เป็นตัวเหนี่ยวนำแบบสองขดลวด

ฟลักซ์แม่เหล็กในแกนหม้อแปลงของวงจรนี้เป็นแบบขั้วเดียว (Unipolar) ทำให้แกนหม้อแปลงอาจเกิดการอิ่มตัวได้ ซึ่งเมื่อเกิดขึ้นแล้วจะทำให้ความเหนี่ยวนำด้านปฐมภูมิลดลงกระแสด้านปฐมภูมิจะมีค่าสูงทำให้สวิตช์กำลังอาจเกิดการเสียหายได้ ดังนั้นหม้อแปลงควรถูกออกแบบให้อิ่มตัวได้ยาก

- **วงจรที่มีพื้นฐานจากคอนเวอร์เตอร์แบบฟอร์เวิร์ด (Forward converter)** เป็นรูปแบบหนึ่งของคอนเวอร์เตอร์แบบทอนระดับ ถ้าแปรค่าอัตราส่วนจำนวนรอบของหม้อแปลงจะทำให้คอนเวอร์เตอร์นี้ทำหน้าที่เพิ่มแรงดันได้

การควบคุมขนาดและรูปคลื่นของแรงดันขาออกทำโดยให้สวิตช์ทำงานในโหมดการมอดูเลตความกว้างของพัลส์ (Pulse-width-modulation) ขดลวดล้างอำนาจแม่เหล็ก (demagnetizing winding) และไดโอดต่ออนุกรม ทำหน้าที่กักพลังงานที่เก็บไว้ในแกนของหม้อแปลงคืนกลับสู่วงจรด้านขาเข้า โดยทั่วไปจำนวนรอบของขดลวดตัวที่ 1 และ 2 มีค่าเท่ากัน แต่พิคัดกระแสของขดลวดตัวที่ 2 มีค่าต่ำกว่าของขดลวดตัวที่ 1 เนื่องจากทำหน้าที่เป็นทางผ่านของกระแสล้างอำนาจแม่เหล็กเท่านั้น และเนื่องจากไม่จำเป็นต้องให้มีการแยกโถดทางไฟฟ้าอย่างมากระหว่างขดลวดปฐมภูมิและขดลวดล้างอำนาจแม่เหล็ก ดังนั้นขดลวดทั้งสองขดนี้สามารถพันแบบ bifilar ได้ซึ่งจะช่วยลดความเหนี่ยวนำรั่วไหลระหว่างขดลวดทั้งสองนี้ได้

- **วงจรที่มีพื้นฐานบนคอนเวอร์เตอร์แบบทอนสองวงจร (Topology based on double buck converter)** แนวความคิดเบื้องหลังวงจรแบบนี้ คือพยายามเพิ่มประสิทธิภาพของวงจรโดยการลดจำนวนสวิตช์ที่มีในส่วนของวงจรที่กระแสหลักไหลผ่าน ซึ่งการลดจำนวนสวิตช์ลงได้ก็จะเป็นการเพิ่มความเชื่อถือได้ของวงจรด้วย

- **อินเวอร์เตอร์ที่มีวงจรแบบกึ่งบริดจ์ (Topology based on a half bridge circuit)** อินเวอร์เตอร์แบบนี้จะมีวงจรกึ่งบริดจ์อยู่ในภาคการแปลงแรงดันไฟตรงเป็นไฟกระแสสลับ

วงจรแบบกึ่งบริดจ์มีข้อดีคือวงจรมีความง่ายเพราะมีอุปกรณ์น้อยเมื่อเทียบกับวงจรเต็มบริดจ์ วงจรกึ่งบริดจ์ จึงเหมาะที่จะใช้กับระบบที่มีแรงดันขาเข้าสูงเพราะแรงดันไฟฟ้าจะมีค่าเพียงครึ่งหนึ่งของแรงดันขาเข้า ทำให้ความเครียดทางไฟฟ้าของสวิตช์มีค่าต่ำกว่า

- **อินเวอร์เตอร์ที่มีวงจรแบบเต็มบริดจ์ (Topology based on a full bridge circuit)** ในกรณีนี้แรงดันไฟฟ้าที่ตกคร่อมอุปกรณ์ก้าทอนต่างๆ ก็จะมีค่าสูงกว่าในกรณีที่เป็วงจรแบบครึ่งบริดจ์

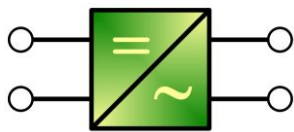
อินเวอร์เตอร์ที่มีวงจรแบบเต็มบริดจ์จะเหมาะกับระบบที่มีแรงดันขาเข้าต่ำแต่กระแสสูง ข้อเสียของวงจรแบบเต็มบริดจ์คือวงจรโดยรวมจะมีความซับซ้อนกว่า

- อินเวอร์เตอร์ที่มีวงจรถูกกำหนดอนุกรมสองวงจร (Topology based on dual series resonant converter) เป็นการนำคอนเวอร์เตอร์กำหนดอนุกรมแบบครึ่งบริดจ์สองวงจรมาต่ออนุกรมกัน วงจรที่ได้จะทำตัวเป็นแหล่งกระแส

ข้อดีของวงจรแบบนี้มีสองประการคือ การทำงานที่ความถี่คงที่ ทำให้การออกแบบอุปกรณ์ทางแม่เหล็กและอุปกรณ์กรองความถี่มีสมรรถนะดีที่สุดในแง่ที่ความถี่ใดความถี่หนึ่ง และอินเวอร์เตอร์จะมีคุณสมบัติแฝงในการทนต่อการลัดวงจรและเปิดวงจรโดยอาศัยอิมพีแดนซ์ของวงจรถูกกำหนด ข้อเสียของวงจรคือวงจรมีความซับซ้อนมากเทียบกับอินเวอร์เตอร์แบบที่ใช้การควบคุมโดยการเปลี่ยนความถี่

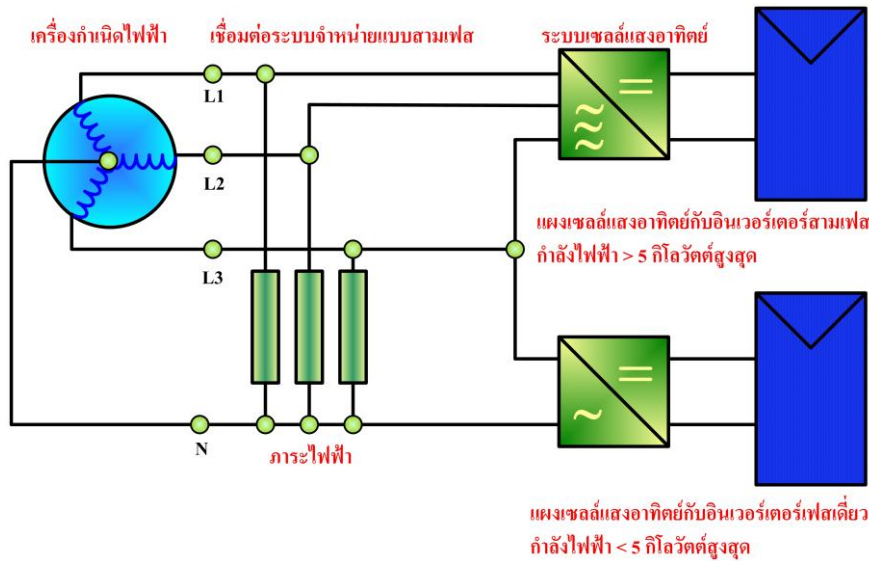
### 3.3.2 สัญลักษณ์และหลักการทำงานของอินเวอร์เตอร์

อินเวอร์เตอร์แบบเชื่อมต่อบรรยากาศในในระบบเซลล์แสงอาทิตย์ทำหน้าที่เชื่อมโยงระหว่างระบบแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (PV array) ระบบจำหน่าย (Grid) และภาระไฟฟ้า (AC loads) โดยรับไฟฟ้ากระแสตรง (DC) จากระบบแผงเซลล์แสงอาทิตย์และแปลงเป็นไฟฟ้ากระแสสลับ (AC) ซึ่งมีความถี่และแรงดันเดียวกับระบบจำหน่าย โดยสัญลักษณ์ในไดอะแกรมวงจรสมมูลดังรูปที่ 3.31



รูปที่ 3.31 ไดอะแกรมวงจรสมมูลของอินเวอร์เตอร์

การเชื่อมต่อเข้ากับระบบจำหน่ายสามารถเชื่อมต่อเข้ากับระบบจำหน่ายหลักโดยตรงหรือระบบจำหน่ายของอาคารมีความแตกต่างคือ การเชื่อมต่อโดยตรงกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จะถูกป้อนเข้าสู่ระบบจำหน่ายโดยตรง แต่หากเชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายของอาคาร กำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จะถูกนำไปใช้กับภาระของอาคารก่อน ส่วนที่เหลือเกินจึงจะถูกป้อนเข้าสู่ระบบจำหน่ายหลัก ระบบเซลล์แสงอาทิตย์แบบนี้สามารถใช้ได้กับทั้งระบบ 1 เฟสและ 3 เฟส ดังรูปที่ 3.32 เพื่อให้ป้อนกำลังไฟฟ้าเข้าสู่ระบบจำหน่ายได้สูงสุดเสมอ อินเวอร์เตอร์ประเภทนี้จึงต้องทำงานที่จุดกำลังสูงสุด (MPP) ของพีวีอะเรย์ซึ่ง



รูปที่ 3.32 การเชื่อมต่อระบบเซลล์แสงอาทิตย์กับระบบจำหน่าย

เปลี่ยนแปลงไปตามสภาพอากาศ ดังนั้นตัวติดตามจุดกำลังสูงสุด (MPP Tracker) ภายในอินเวอร์เตอร์ จึงต้องปรับจุดกำลังสูงสุดให้เหมาะสมกับค่าแรงดันและกระแสของพีวีอะเรย์ วงจรอิเล็กทรอนิกส์ซึ่งทำหน้าที่เป็น MPP Tracker จึงมีความจำเป็นต่ออินเวอร์เตอร์

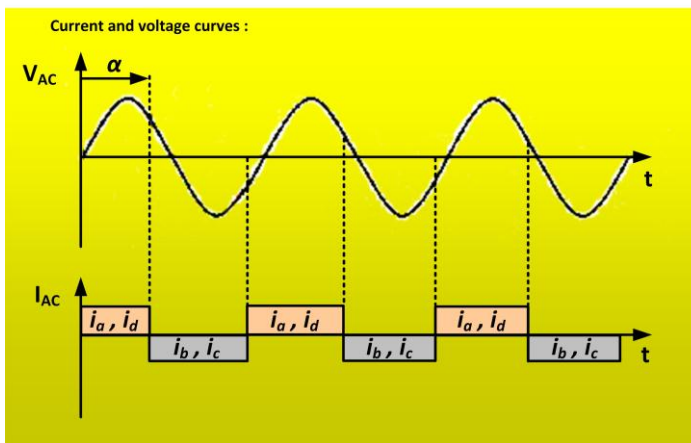
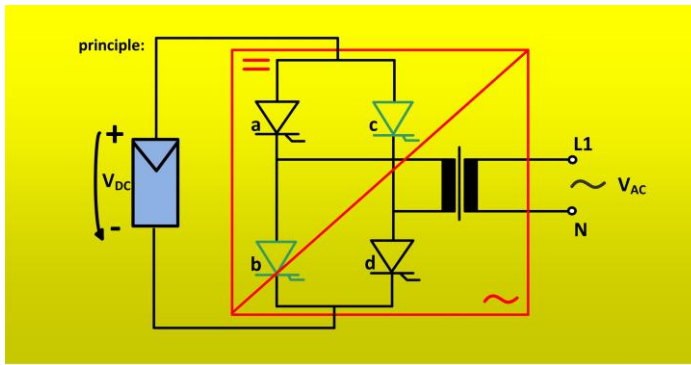
ในปัจจุบัน อินเวอร์เตอร์แบบเชื่อมต่อระบบจำหน่าย สามารถใช้งานตามหน้าที่ดังนี้

- แปลงพลังงานไฟตรงที่ผลิตได้จากระบบแผงเซลล์หรือพีวีอะเรย์เป็นพลังงานไฟสลับเข้าสู่ระบบจำหน่าย
- ปรับการทำงานของอินเวอร์เตอร์ให้ทำงานที่จุดกำลังสูงสุดของพีวีอะเรย์
- สามารถบันทึกข้อมูลการทำงานของอินเวอร์เตอร์ได้
- มีฟังก์ชันป้องกันทั้งด้านไฟฟ้ากระแสตรง และไฟฟ้ากระแสสลับ

ในปัจจุบันอินเวอร์เตอร์แบบเชื่อมต่อระบบจำหน่ายมีผู้ผลิตในหลายประเทศ ทั้งพิกัดเล็กไม่เกิน 10 กิโลวัตต์ และพิกัดขนาดใหญ่มากกว่า 10 กิโลวัตต์ หลักการทำงานแบ่งออกได้เป็น 2 ลักษณะ คือ grid-controlled และ self-commutated inverter

### 3.3.3 อินเวอร์เตอร์แบบ Grid-controlled

ส่วนประกอบพื้นฐานของอินเวอร์เตอร์ลักษณะนี้คือ วงจรบริดจ์ของอุปกรณ์สวิทชิง เช่นเดียวกับอินเวอร์เตอร์ทั่วไป ดังรูปที่ 3.33 อุปกรณ์สวิทชิงที่นิยมในปัจจุบัน ได้แก่ Thyristor และ IGBT อินเวอร์เตอร์แบบนี้จะใช้แรงดันของระบบจำหน่ายในการควบคุมการสวิทช์เปิดและปิดของอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์กำลังแต่ละคู่ของอุปกรณ์สวิทชิงในวงจรบริดจ์ โดยทำงานที่ความถี่ 50 เฮิร์ต ดังนั้นจึงเรียกอินเวอร์เตอร์ลักษณะนี้ว่า grid-controlled



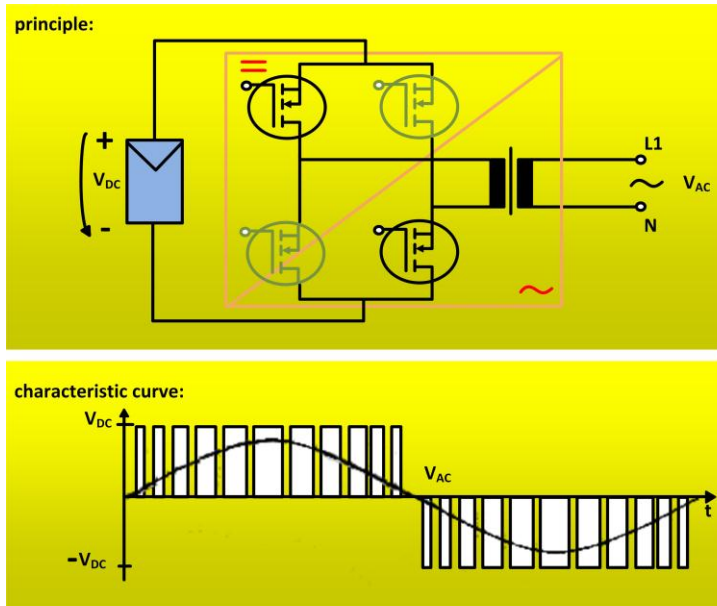
รูปที่ 3.33 หลักการของ  
อินเวอร์เตอร์แบบ grid-  
controlled

หากระบบจำหน่ายไม่มีแรงดัน อินเวอร์เตอร์จะหยุดทำงานและเป็นเหตุผลที่อินเวอร์เตอร์แบบอิสระจึงไม่สามารถใช้งานแทนอินเวอร์เตอร์แบบเชื่อมต่อบริษัทจำหน่ายได้ บางครั้งอาจจะเรียกอินเวอร์เตอร์ลักษณะนี้ว่า square-wave inverter เนื่องจากกระแสเอาต์พุตมีลักษณะเป็นคลื่นรูปสี่เหลี่ยม (square wave) ซึ่งทำให้เกิดองค์ประกอบฮาร์มอนิกที่ค่อนข้างสูงและต้องรับกำลังรีแอกทีฟจากระบบจำหน่ายปริมาณมากด้วย นอกจากนี้ยังต้องใช้หม้อแปลง 50 เฮอร์ตซ์ เพื่อแยกโดด (isolate) ออกจากระบบจำหน่าย การควบคุมการสวิตช์ในปัจจุบันจะใช้ผ่านอุปกรณ์ microprocessor เพื่อหน่วงมุม (delay angle control) สัญญาณการสวิตช์สำหรับการใช้งาน MPP Tracking

### 3.3.4 อินเวอร์เตอร์แบบ Self-commutated

ส่วนประกอบพื้นฐานเป็นวงจรถูกัดเช่นเดียวกัน ดังรูปที่ 3.34 แต่อุปกรณ์สวิตช์ซึ่งในวงจรที่เลือกใช้ขึ้นอยู่กับประสิทธิภาพของระบบและระดับแรงดันระบบด้านไฟฟ้ากระแสตรง ซึ่งสามารถเลือกใช้อุปกรณ์ได้แก่ MOSFETs Bipolar transistor GTO และ IGBT อุปกรณ์เหล่านี้ใช้หลักการควบคุมแบบ pulse width modulation ซึ่งทำให้ได้สัญญาณรูปคลื่นซายน์ที่ดีกว่าการสวิตช์ที่ความถี่สูงประมาณ 10 - 100 กิโลเฮิร์ตซ์ ทำให้ช่วงการสวิตช์ (duration) และรูปของสัญญาณใกล้เคียงรูปคลื่นซายน์ เมื่อผ่านวงจรกรอง low pass filter แล้วทำให้กำลังไฟฟ้ากระแสสลับที่ป้อนเข้าสู่ระบบมีลักษณะเช่นเดียวกับระบบจำหน่าย

ดังนั้นองค์ประกอบฮาร์มอนิกจะปรากฏเพียงอันดับต่ำเท่านั้น และกำลังรีแอกทีฟสำหรับ commutation ก็ยังต่ำด้วย อย่างไรก็ตาม การสวิตช์ด้วยความถี่สูงจะทำให้เกิด high-frequency interference หรือรู้จักดีว่าเป็นปัญหาของ electromagnetic compatibility (EMC) ซึ่งต้องการ อุปกรณ์ป้องกันวงจรที่เหมาะสม โดยทั่วไปแล้วอินเวอร์เตอร์แบบนี้เหมาะสำหรับเป็นอินเวอร์เตอร์แบบอิสระ หากนำมาใช้กับอินเวอร์เตอร์แบบเชื่อมต่อบรรยากาศจำหน่าย ต้องคำนึงถึงความถี่ของกำลังไฟฟ้าที่ป้อนเข้าสู่ระบบจำหน่ายจะต้องซิงโครไนส์กับความถี่ของระบบจำหน่าย



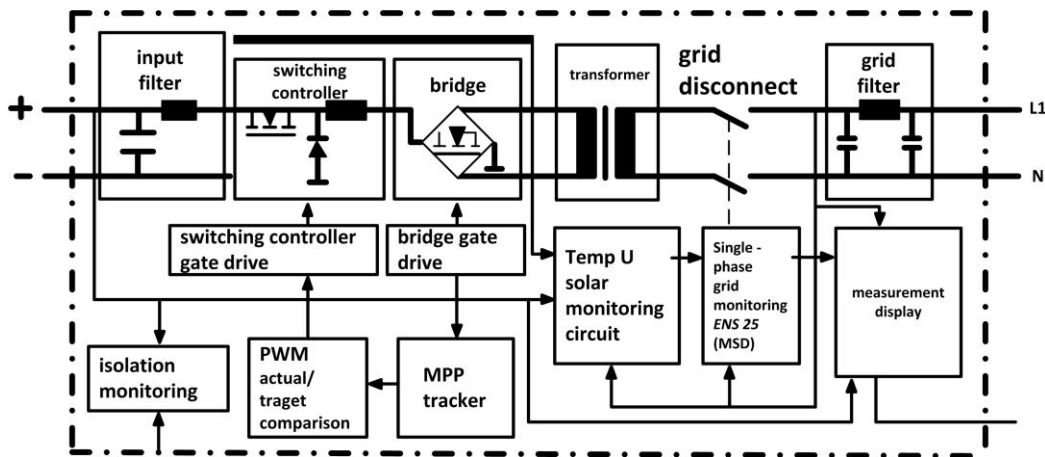
รูปที่ 3.34 หลักการของ  
อินเวอร์เตอร์แบบ self-  
commutated inverter

อินเวอร์เตอร์แบบ self-commutated และอินเวอร์เตอร์แบบ grid-controlled ประกอบด้วยหม้อแปลงความถี่ต่ำ 50 เฮิร์ต เป็นอุปกรณ์สำหรับจับคู่แรงดันเข้ากับแรงดันของระบบและแยกโหนดส่วนไฟฟ้ากระแสตรงและไฟฟ้ากระแสสลับออกจากกัน ในรูปที่ 3.35 เป็นอินเวอร์เตอร์แบบ self-commutated with low-frequency (LF) transformer ประกอบด้วยวงจรต่างๆ ดังนี้ (1) Step down converter (2) Full bridge circuit (3) Grid transformer (4) Maximum power point tracker (MPPT) และ (5) Monitoring circuit with ENS และ grid monitoring

ข้อดีของการแยกโหนดทางไฟฟ้าด้วยหม้อแปลงทำให้สามารถออกแบบระบบแผงเซลล์แสงอาทิตย์สำหรับความปลอดภัยด้านแรงดันต่ำมากได้ นอกจากนี้ยังป้องกัน potential equalization, lightning protection, surge protection, grounding, electromagnetic interference อย่างไรก็ตามการใช้หม้อแปลงความถี่ต่ำจะทำให้เกิดกำลังสูญเสียในหม้อแปลง ดังนั้นขนาดของอินเวอร์เตอร์จึงใหญ่ขึ้นตามขนาดหม้อแปลง จึงทำให้ราคาของอุปกรณ์เพิ่มขึ้นด้วย

กรณีของหม้อแปลงความถี่สูง หมายถึงหม้อแปลงซึ่งทำงานที่ความถี่ระดับ 10 - 50 กิโลเฮิร์ตหากเปรียบเทียบกับหม้อแปลงความถี่ต่ำจะมีกำลังไฟฟ้าสูญเสีย ขนาดและราคาต่ำกว่า อย่างไรก็ตามจะทำให้วงจรของอินเวอร์เตอร์มีความซับซ้อนเพิ่มมากขึ้น

กำลังไฟฟ้าสูญเสียของอินเวอร์เตอร์สามารถลดได้โดยไม่ต้องใช้หม้อแปลง ยังเป็นการลดทั้งขนาด น้ำหนักและราคาด้วย โดยทั่วไปแรงดันระบบเซลล์แสงอาทิตย์จะต้องสูงกว่า crest value ของแรงดันด้านระบบจำหน่าย หรือใช้ step-up dc to dc converter เพื่อเพิ่มแรงดัน เมื่อเพิ่มวงจร dc to dc converter ทำให้เกิดกำลังสูญเสียในอินเวอร์เตอร์มากขึ้น ซึ่งส่วนหนึ่งสามารถลดได้โดยไม่ต้องใช้หม้อแปลง



รูปที่ 3.35 ส่วนประกอบวงจรของอินเวอร์เตอร์ที่มีหม้อแปลงความถี่ต่ำ

สิ่งที่สำคัญของอินเวอร์เตอร์แบบไม่มีหม้อแปลง คือไม่มีการแยกโดดทางไฟฟ้าระหว่างวงจรกำลังด้านไฟฟ้ากระแสตรงและกระแสสลับ ดังนั้นจึงต้องการระดับความปลอดภัยของอุปกรณ์สูงขึ้นด้วย โดยทั่วไปมาตรฐานการติดตั้งและเชื่อมต่อระบบจำหน่ายต้องการการแยกวงจรด้านไฟฟ้ากระแสตรงและกระแสสลับออกจากกัน ซึ่งหากไม่มีต้องมีอุปกรณ์ป้องกัน universal current sensitivity (DIN VDE 0126) เพื่อป้องกันการทำปฏิกิริยา (reaction) ของอุปกรณ์ต่อ fault ทั้งด้าน ไฟฟ้ากระแสตรงและกระแสสลับ ซึ่งอุปกรณ์นี้อาจรวมอยู่ในส่วนวงจร ENS/MSD

ข้อควรระวังคือ อินเวอร์เตอร์ลักษณะนี้จะมีค่าความจุของกระแสปั่นประจุ (capacitive discharge current) มากกว่า 30 มิลลิแอมแปร์ ระหว่างการทำงานปกติ ซึ่งสามารถไหลลงดินผ่านแผงเซลล์ ทำให้อุปกรณ์ป้องกันไฟรั่ว (residual current device, RCD) ซึ่งตัดการทำงานที่ 30 มิลลิแอมแปร์ไม่สามารถนำมาใช้งานได้ การไม่แยกโดดทางไฟฟ้าจะทำให้ผลของ couple electromagnetic interference pulse (electro-smog) ในแผงเซลล์เกิดได้ง่าย หมายความว่าอินเวอร์เตอร์ลักษณะนี้จะมีผลกระทบด้านแม่เหล็กไฟฟ้าต่อสิ่งแวดล้อมสูงมาก



### 3.3.5 ลักษณะและสมบัติของอินเวอร์เตอร์แบบเชื่อมต่อบบบจำหน่ายประสิทธิภาพการแปลงพลังงาน (Conversion Efficiency)

เป็นพารามิเตอร์บอกลถึงการสูญเสียที่เกิดขึ้นในระหว่างการแปลงพลังงานไฟฟ้ากระแสตรงเป็นพลังงานไฟฟ้ากระแสสลับ ประกอบด้วย การสูญเสียเนื่องจากหม้อแปลง อุปกรณ์สวิตซ์ และการจัดการด้านการใช้กำลังงานของอินเวอร์เตอร์และอื่นๆ ความสัมพันธ์ดังสมการที่ 3.4 คือ

$$\eta_{CON} = P_{AC} \text{ Input real power (of fundamental component)} / P_{DC} \text{ Input real power (3.4)}$$

ประสิทธิภาพการแปลงพลังงานขึ้นอยู่กับกำลังอินพุตและแรงดันอินพุตของอินเวอร์เตอร์ (ซึ่งมีค่าน้อย อาจไม่ต้องนำมาคิดผลก็ได้) การคิดผลจากแรงดันอินพุตต่อประสิทธิภาพอยู่บนฐานของการทำงานของอินเวอร์เตอร์ในสภาวะจริงซึ่งสภาพอากาศ (อุณหภูมิและความเข้มแสงอาทิตย์) มีผลต่อการทำงานของแผงเซลล์

### ประสิทธิภาพการติดตาม (Tracking Efficiency)

จากที่ได้กล่าวแล้วว่าอินเวอร์เตอร์ในปัจจุบันต้องมีฟังก์ชันการติดตามหาจุดกำลังสูงสุดของแผงเซลล์ ซึ่งการทำงานในหนึ่งวันของแผงเซลล์มีการเปลี่ยนแปลงจากปัจจัยต่างๆ ได้แก่ ความเข้มรังสีอาทิตย์และอุณหภูมิ ซึ่งจะเปลี่ยนจุดกำลังสูงสุดของแผง อินเวอร์เตอร์จึงต้องปรับและติดตามจุดกำลังสูงสุดโดยอัตโนมัติ คุณภาพของอินเวอร์เตอร์จะเปลี่ยนแปลงไปตามจุดการทำงานที่เหมาะสมซึ่งอธิบายโดยประสิทธิภาพการติดตาม ดังสมการที่ 3.5

$$\eta_{CON} = P_{DC} \text{ instantaneous input real power} / P_{PV} \text{ maximum instantaneous PV array power (3.5)}$$

การเปลี่ยนแปลง (fluctuation) ของจุดการทำงานเกิดจากการเชื่อมโยงระหว่าง grid voltage frequency ในด้านไฟฟ้ากระแสตรง และควรมีค่าน้อยที่สุดเท่าที่จะเป็นไปได้ ผลกระทบของการขึ้นลงนี้จะชัดเจนในอินเวอร์เตอร์แบบไม่มีหม้อแปลง

ความเร็วในการเปลี่ยนแปลงของระบบ MPP Tracking จะส่งผลต่อค่าสูงสุดของความเข้มแสงอาทิตย์ในช่วงเวลาสั้นๆ เช่น ขณะเกิดเมฆเคลื่อนตัวผ่านอย่างรวดเร็ว อย่างไรก็ตาม ค่าสูงสุดของกำลังที่สูงมากกว่า 1000 วัตต์/ ตารางเมตร จะถูก cut off โดยขีดจำกัดกำลังของอินเวอร์เตอร์

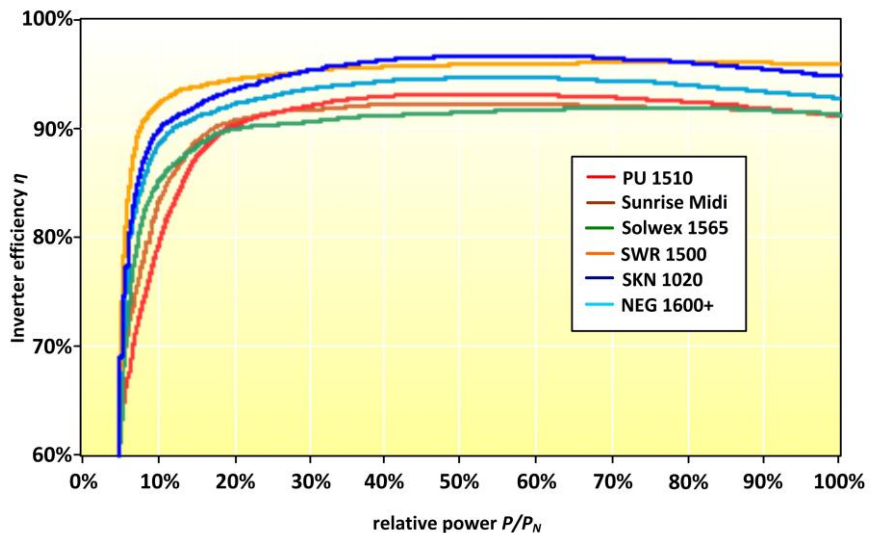
### ประสิทธิภาพสถิติก (Static Efficiency)

ประสิทธิภาพสถิติกนี้อยู่ในรูปของผลคูณของประสิทธิภาพการแปลงพลังงานและประสิทธิภาพการติดตาม หรืออาจคำนวณได้จากที่ค่าภาระต่างๆ โดยทั่วไป ประสิทธิภาพการแปลงพลังงานหมายถึงเมื่ออินเวอร์เตอร์ทำงานตามพิกัดแรงดันและพิกัดกระแสตามทีระบุ (nominal) และเป็น nominal efficiency หรือผู้ผลิตบางรายอาจระบุประสิทธิภาพสูงสุด (maximum efficiency) ด้วย ซึ่งประสิทธิภาพสูงสุดจะอยู่ระหว่างเมื่ออินเวอร์เตอร์ทำงาน 50 ถึง 80 เปอร์เซ็นต์ของพิกัดกำลัง

ประสิทธิภาพที่ระบุและประสิทธิภาพสูงสุดจะพิจารณาภายใต้เงื่อนไขของความเข้มรังสีอาทิตย์ และอุณหภูมิค่าหนึ่งเท่านั้น การเปลี่ยนแปลงความเข้มรังสีอาทิตย์อาจไม่นำมาคิดผลได้ หากอินเวอร์เตอร์ทำงานตามการเปลี่ยนแปลงของภาระและทำงานที่พิกัดเท่านั้น แต่สำหรับการพิจารณาในรูปของ solar yield ตลอดทั้งปีแล้ว ประสิทธิภาพจะแตกต่างกันไปแล้วแต่พิกัดของระบบ ดังนั้น efficiency characteristic curves ดังรูปที่ 3.36 จึงเหมาะสำหรับใช้พิจารณาอินเวอร์เตอร์เมื่อกล่าวถึงที่พิกัด ภายใต้อุณหภูมิ

แวดล้อมทำงานของอินเวอร์เตอร์และแรงดันอินพุตด้านไฟฟ้ากระแสตรง

รูปที่ 3.36 ตัวอย่าง characteristic curve ของอินเวอร์เตอร์ชนิด



### ประสิทธิภาพแบบยูโร (Euro Efficiency)

การใช้งานและเปรียบเทียบอินเวอร์เตอร์อย่างง่าย ๆ บนฐานของประสิทธิภาพสามารถใช้วิธีการของมาตรฐานยุโรป (European standard) ในการกำหนดประสิทธิภาพ ซึ่งเป็นวิธีถ่วงน้ำหนักค่าประสิทธิภาพเมื่อใช้งานในสภาพแวดล้อมของกลุ่มประเทศยุโรป พิจารณาจากรูปที่ 3.37 ซึ่งแสดงความถี่และพลังงานที่ระดับความเข้มแสงอาทิตย์ต่างๆ จากการแผ่รังสีอาทิตย์ตลอดหนึ่งปีในประเทศเยอรมัน

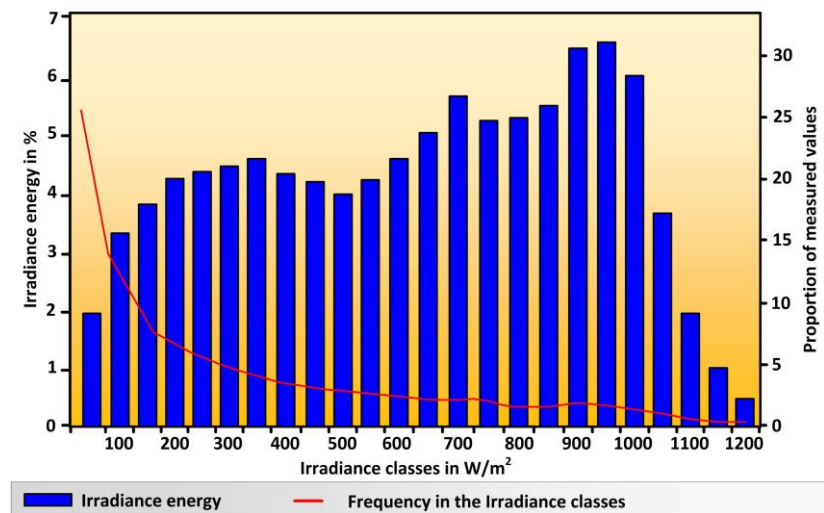
เนื่องจากความเข้มรังสีอาทิตย์บนแผงเซลล์จะขึ้นลงบ่อยครั้งในระหว่างวันโดยพิจารณาว่าอินเวอร์เตอร์ทำงานภายใต้ภาระค่าต่างๆ ประสิทธิภาพของอินเวอร์เตอร์จะขึ้นอยู่กับกำลังไฟฟ้าเข้าชั่วขณะ ถ้าภาระมีค่าน้อยมากเนื่องจากความเข้มแสงอาทิตย์ต่ำจะทำให้ประสิทธิภาพลดลง

การรวมผลของสภาวะเมื่อภาระค่าต่างๆ จึงใช้ค่าถ่วงน้ำหนัก เพื่อคำนวณหาประสิทธิภาพตามมาตรฐานยุโรป ซึ่งดังแสดงในสมการที่ 3.6 โดยแบ่งการคิดประสิทธิภาพออกเป็น 6 ช่วงของค่าเอาต์พุต

$$\eta_{\text{Euro}} = 0.03 \times \eta_{5\%} + 0.06 \times \eta_{10\%} + 0.13 \times \eta_{20\%} + 0.1 \times \eta_{30\%} + 0.48 \times \eta_{50\%} + 0.2 \times \eta_{100\%} \quad (3.6)$$

จะพิจารณาว่า อินเวอร์เตอร์ทำงานที่พิกัดเป็น 20 เปอร์เซ็นต์ของเวลาการทำงานตลอดปีทำงานที่ครึ่งหนึ่งของพิกัดเป็น 48 เปอร์เซ็นต์ของเวลาการทำงาน ส่วนอีก 4 ช่วงจะอธิบายได้ในลักษณะเดียวกัน

การประสิทธิภาพตามมาตรฐานยุโรปทำให้เราสามารถเปรียบเทียบประสิทธิภาพของอินเวอร์เตอร์ที่แตกต่างกันได้ แต่ให้สังเกตว่าค่าถ่วงน้ำหนักที่ใช้อ้างอิงสภาพภูมิอากาศของยุโรปกลาง



รูปที่ 3.37 ความถี่และพลังงานที่ความเข้มรังสีอาทิตย์ตลอดหนึ่งปีในประเทศเยอรมัน

ปัจจุบันอินเวอร์เตอร์จะมีประสิทธิภาพตามมาตรฐานยุโรปอยู่ประมาณ 92-96 เปอร์เซ็นต์ อย่างไรก็ตาม ค่าประสิทธิภาพนี้ปกติจะใช้การคำนวณจากผู้ผลิตที่แรงดันที่ระบุเท่านั้น ซึ่ง MPPT Tracking จะทำงานครอบคลุมช่วงแรงดันกว้างๆ และประสิทธิภาพจะมีค่าขึ้นกับอุณหภูมิแวดล้อมและแรงดันอินพุตด้วย การวัดประสิทธิภาพจึงควรวัดตามมาตรฐาน IEC 61683, Photovoltaic Systems-Power Conditioners – Procedure for Measuring Efficiency ซึ่งกำหนดอุณหภูมิแวดล้อมที่ 25 องศาเซลเซียส และ  $\pm 2$  องศาเซลเซียส ที่แรงดันอินพุตต่อไปนี้

- แรงดันขาเข้าต่ำสุด (minimum input voltage)
- แรงดันปกติ (nominal voltage)
- 90 เปอร์เซ็นต์ของแรงดันขาเข้าสูงสุด (90% of the maximum input voltage)

#### พฤติกรรมขณะภาระเกิน (Overload Behavior)

ระบบเซลล์แสงอาทิตย์ซึ่งถูกติดตั้งไม่ถูกทิศทาง (optimum orientation) หรือมีการบังเงา (Partial shading) จึงเป็นไปได้ที่จะลดความสามารถบางอย่างของอินเวอร์เตอร์ที่ออกแบบไว้ จึงต้องพิจารณาพฤติกรรมของอินเวอร์เตอร์เมื่อทำงานเกินพิกัด ถ้าอินเวอร์เตอร์จ่ายกำลังเกินพิกัดอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์ภายในเครื่องจะทำงานภายใต้ภาระทางความร้อนที่มากขึ้น การจ่ายภาระเกินจะต้องไม่ทำให้อุปกรณ์ภายในเครื่องเกิดความร้อนจนทำให้เกิดความเสียหาย ซึ่งทำได้โดยใช้ power reduction control เมื่ออุณหภูมิของอุปกรณ์ถึงจุดวิกฤต กำลังไฟฟ้าจะถูกลดลงอัตโนมัติโดยเลื่อนจุดการทำงานทำให้อินเวอร์เตอร์ไม่ทำงานที่จุดกำลังสูงสุดหรือใช้การสวิตช์ซึ่งเป็นแบบเปิด-ปิดแทน

### การบันทึกข้อมูลการทำงานของอินเวอร์เตอร์

ผู้ผลิตอินเวอร์เตอร์เกือบทุกรายจะผลิตอินเวอร์เตอร์ซึ่งมีฟังก์ชันบันทึกข้อมูลภายในตัวเครื่อง โดยตรงหรืออาจเป็นส่วนเพิ่มของอุปกรณ์ ข้อมูลเหล่านี้สามารถอ่านและแสดงผลบนหน้าจอของเครื่อง หรือส่งต่อไปยังเครื่องคอมพิวเตอร์ ทำให้สามารถติดตามและประเมินการทำงานของระบบเซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งได้ ข้อมูลทั่วไปซึ่งจะถูกบันทึกคือ

- ด้านอินพุต ได้แก่ แรงดัน กระแสและกำลังไฟฟ้า
- ด้านเอาต์พุต ได้แก่ แรงดัน กระแสและกำลังไฟฟ้า
- เวลาในการทำงานของอินเวอร์เตอร์
- ปริมาณพลังงานที่ผลิตได้
- สถานะของอินเวอร์เตอร์และความผิดปกติที่เกิดขึ้น

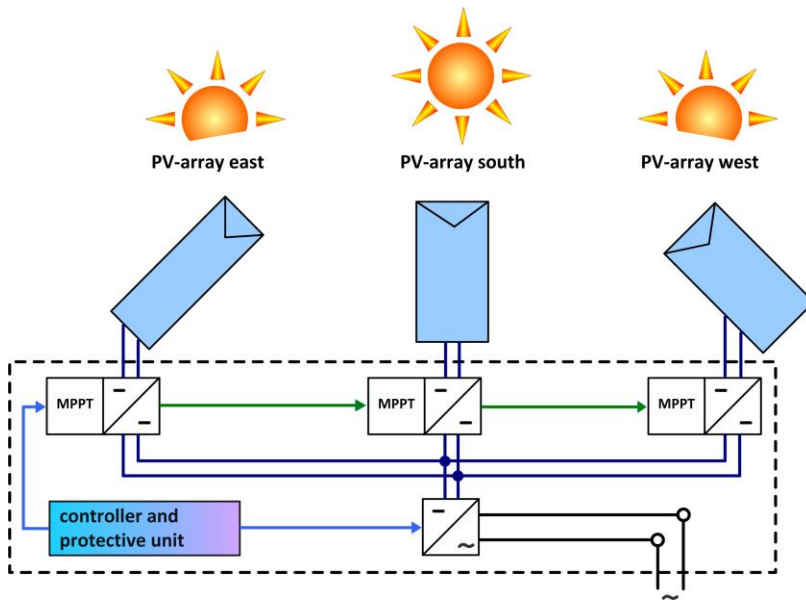
โดยข้อมูลเหล่านี้อาจถูกระบุเป็นรายวัน รายสัปดาห์ รายเดือนและรายปี

### 3.3.6 แนวโน้มการพัฒนาเทคโนโลยีอินเวอร์เตอร์แบบเชื่อมต่อบรรยากาศ Inverter with multiple MPP tracker (Multi string concept)

แนวคิดทั่วไปสำหรับการใช้ multiple MPP tracker เพื่อลดการสูญเสียของพลังงาน อาจเรียกว่า multi string concept คือระบบถูกออกแบบเพื่อให้แผงเซลล์มีความเข้มแสงอาทิตย์เท่ากันถูกเชื่อมต่อวงจรเข้าด้วยกันเรียกว่า สตริง (string) แต่ละสตริงจะมีตัวแปลงกระแสไฟฟ้ากระแสตรง ซึ่งแยก MPP tracker ของแต่ละสตริง สำหรับการทำงานที่จุดกำลังสูงสุดทำให้แต่ละสตริงมีจุดกำลังสูงสุดแตกต่างกัน กำลังไฟฟ้าแต่ละสตริงจะถูกส่งเข้าอินเวอร์เตอร์ผ่านบัสซึ่งควบคุมแรงดันไฟตรงให้คงที่ด้วยตัวแปลงกระแสไฟฟ้ากระแสตรง

#### Inverter with separate MPP tracker (String converter concept)

แนวคิดนี้คือ อินเวอร์เตอร์ถูกแยกจาก MPP tracker ซึ่งเรียกว่า string converter แต่ละสตริงจะมี string converter ดังรูปที่ 3.38 ตัวแปลงไฟฟ้ากระแสตรงของแต่ละสตริงจะจ่ายแรงดันสูงประมาณ 850 โวลต์ ซึ่งส่งจ่ายมายังอินเวอร์เตอร์ด้วยสายเคเบิลทำให้ระบบสามารถขยายสตริงได้ถึง 30,000 สตริง โดยมีอินเวอร์เตอร์เพียงหนึ่งตัว ข้อดีคือ แรงดันไฟตรงจากแต่ละสตริงของแผงสามารถแตกต่างกันได้ ดังนั้นในหนึ่งระบบอาจประกอบด้วยแผงเซลล์หลายๆ ชนิดสามารถกำหนดอุณหภูมิของแผงเซลล์ การจัดวางแผงเซลล์ ทิศทางการติดตั้งและการบังเงาเพื่อลดพลังงานสูญเสียได้ง่าย ซึ่งเหมาะสำหรับระบบขนาดเมกะวัตต์ แต่ข้อควรระวังคือ ต้องมีการป้องกันการเกิดสภาวะการทำงานแบบอิสระของแต่ละสตริง

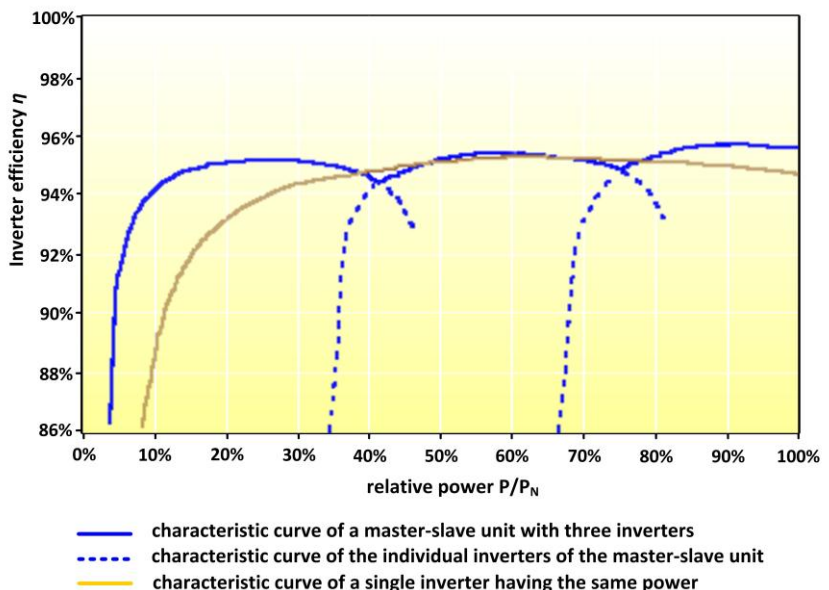


รูปที่ 3.38 รูปแบบแนวคิด  
ของ multi string inverter

### Master – slave concept in low power ranges

แนวคิดในการลดพลังงานสูญเสียอีกแนวคิดหนึ่ง คือแนวคิด master-slave โดยทั่วไปจะใช้กับอินเวอร์เตอร์ขนาดใหญ่ (20 กิโลวัตต์ขึ้นไป) โดยใช้อินเวอร์เตอร์ขนาดเล็กหลายตัวทำงานด้วยกันเป็น master-slave เมื่อความเข้มรังสีอาทิตย์ต่ำจะมีเฉพาะอินเวอร์เตอร์ master เท่านั้นที่ทำงาน เมื่อพลังงานไฟฟ้าตามความเข้มรังสีอาทิตย์เกินกว่าขีดจำกัดของอินเวอร์เตอร์ master อินเวอร์เตอร์ซึ่งเป็น slave ตัวแรกจะเริ่มทำงาน เมื่อพลังงานไฟฟ้าเพิ่มขึ้นอีก อินเวอร์เตอร์ซึ่งเป็น slave ตัวต่อไปจึงจะทำงาน ทำให้ประสิทธิภาพของระบบดีที่สุด ดังรูปที่ 3.39 แสดงคุณลักษณะของอินเวอร์เตอร์ master และ slave แต่ละตัวเปรียบเทียบกับประสิทธิภาพของการใช้งานอินเวอร์เตอร์เพียงตัวเดียว สังเกตว่าเมื่อระบบอินเวอร์เตอร์ master – slave ทำงานที่กำลังต่ำจะมีค่าประสิทธิภาพสูงกว่าระบบอินเวอร์เตอร์ขนาดใหญ่ตัวเดียว นอกจากนี้สามารถแยกอินเวอร์เตอร์ master และ slave ออกไปยังระบบแผงเซลล์ย่อยๆ

(sub array) หรือสตริง เพื่อให้อินเวอร์เตอร์แต่ละตัวทำงานที่จุดกำลังสูงสุด



รูปที่ 3.39 Efficiency  
curve ของอินเวอร์เตอร์  
master-slave ต่างๆ

### Three phase concept in low power ranges

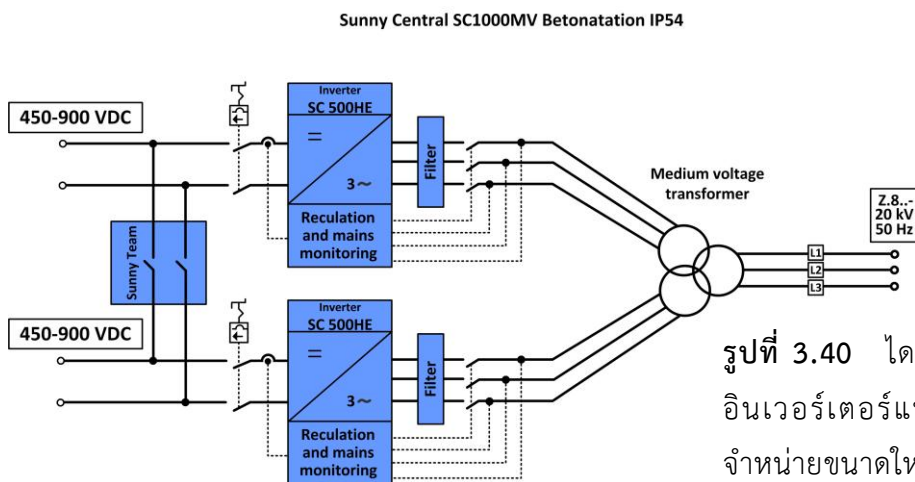
ระบบ 3 เฟสเหมาะสมสำหรับอินเวอร์เตอร์ต้องทำงานในช่วงกำลังต่ำ โดยมีข้อดีคือ ทำให้ได้ประสิทธิภาพสูงและยังเป็นการปรับปรุงคุณภาพกำลังไฟฟ้าที่ป้อนเข้าสู่ระบบ นอกจากนี้ยังสามารถใช้อุปกรณ์ป้องกันในระบบ 3 เฟสเพื่อทดแทนอุปกรณ์ป้องกัน (ENS) ภายในเครื่องได้อีกด้วย

### Developments relating to large-scale grid-connected inverters

แนวคิดเดิมคือ ใช้หม้อแปลงเพิ่มแรงดันเอาต์พุตเป็น 400 โวลต์และเพิ่มแรงดันให้สูงขึ้น แต่เหมาะสำหรับอินเวอร์เตอร์ขนาดใหญ่คือที่พิกัด 500 kVA หรือสูงกว่าด้วยการป้อนเข้าสู่ระบบจำหน่ายแรงดันสูงโดยไม่ใช้หม้อแปลงแรงต่ำ ข้อดีคือ ทำให้การสูญเสียจากหม้อแปลงลดลงเมื่อเปรียบเทียบกับกรุป้อนเข้าสู่ระบบแรงดันต่ำและช่วยด้านราคาเนื่องจากการใช้หม้อแปลงแรงดันต่ำอีกด้วย อีกแนวคิดหนึ่งคือการใช้อินเวอร์เตอร์ master-slave ข้อดีอีกอย่างหนึ่งของระบบอินเวอร์เตอร์แบบนี้คือ ทำให้ insulation resistance ของแต่ละระบบแผงเซลล์หรือพีวีอะเรย์ มีค่าสูงขึ้น เนื่องแรงดันของระบบแผงเซลล์ที่แยกออกไปจะต่ำกว่าระบบแผงเซลล์ของระบบทั้งหมดระบบเดียว

ระบบเซลล์แสงอาทิตย์ขนาดใหญ่ยังต้องคำนึงถึงเรื่องของการติดตามการทำงานของระบบอีกด้วย ซึ่งรวมถึงอุปกรณ์ตรวจวัดสภาพอากาศ (Weather station) ปัจจุบันการควบคุมและเฝ้าระวังระบบสามารถใช้งานผ่านซอฟต์แวร์แสดงผลและควบคุมได้ง่ายขึ้นและยังสามารถควบคุมระยะไกลผ่านอินเทอร์เน็ตซึ่งสามารถแสดงได้ทั้งค่าการวัด การแจ้งความผิดปกติและควบคุมการทำงานของอินเวอร์เตอร์ตัวอย่างของซอฟต์แวร์แสดงดังรูปที่ 3.40

ผู้ผลิตอินเวอร์เตอร์กำลังให้ความสำคัญกับความเสถียรในการใช้งานอินเวอร์เตอร์มากขึ้น เช่น การใช้งานอินเวอร์เตอร์ขนาดเล็กในระบบหลายๆ ตัว ซึ่งเชื่อมโยงถึงกันได้โดยใช้เพียงสายเคเบิลเชื่อมต่อแต่ละโมดูลเข้าด้วยกันเพื่อเพิ่มกำลังเอาต์พุต หรือใช้วิธีการเพิ่มโมดูลสำหรับการเก็บข้อมูลใช้งานอินเวอร์เตอร์ การแสดงผลรวมถึงฟังก์ชันการป้องกันอุปกรณ์ตามความต้องการของผู้ใช้งาน



รูปที่ 3.40 ไดอะแกรมวงจรของอินเวอร์เตอร์แบบเชื่อมต่อระบบจำหน่ายขนาดใหญ่แบบป้อนแรงดันระดับกลางโดยตรง

ผู้ผลิตบางรายอาจเพิ่มระบบการวัดกราฟกระแสและแรงดันไฟฟ้า (I-V curve) เข้าไว้ในอินเวอร์เตอร์ซึ่งสามารถวัดและส่งผลไปยังคอมพิวเตอร์ การวัดลักษณะกระแสและแรงดันไฟฟ้าของระบบมีประโยชน์ในการชี้แจงความผิดปกติที่เกิดขึ้นในการติดตั้ง เช่น การต่อกลับขั้ว ความเสียหายของเซลล์แสงอาทิตย์ในแผงเซลล์ การเชื่อมต่อสายเคเบิล เป็นต้น ทำให้การตรวจสอบระบบทำได้ง่ายขึ้นในด้านความคงทนในการใช้งานอินเวอร์เตอร์กลางแจ้ง ผู้ผลิตอาจใช้ active cooling system ให้ทำงานเฉพาะขณะที่จำเป็นเท่านั้น มาตรฐานและข้อกำหนดในการติดตั้งระบบเซลล์แสงอาทิตย์ กำหนดให้ใช้เมนส์ dc circuit breaker หรือ disconnector/isolator switch เป็นอุปกรณ์ที่ต้องติดตั้งระหว่างแผงเซลล์และอินเวอร์เตอร์ ซึ่งผู้ผลิตอาจมี electronic dc disconnector/isolator switch มาให้พร้อมอินเวอร์เตอร์แทนที่จะต้องใช้ circuit breaker เพื่อป้องกันการลัดวงจรด้านไฟฟ้ากระแสตรง

### 3.4 ลักษณะของแบตเตอรี่

แบตเตอรี่ในระบบเซลล์แสงอาทิตย์ได้ถูกออกแบบเพื่อให้การจ่ายประจุมีค่าแรงดันไฟฟ้าคงที่อย่างต่อเนื่อง มีความแตกต่างจากแบตเตอรี่สำหรับการสตาร์ทเครื่องยนต์ซึ่งได้รับการออกแบบให้จ่ายกระแสไฟฟ้าได้มากๆ ในช่วงระยะเวลาหนึ่งๆ ส่วนการแบ่งแบตเตอรี่โดยทั่วไปแบ่งได้ 2 กลุ่ม คือแบบปฐมภูมิ (Primary Battery) และแบบทุติยภูมิ (Secondary Battery) โดยแบตเตอรี่ปฐมภูมิ หมายถึงแบตเตอรี่ที่ใช้งานได้เพียงครั้งเดียวแล้วจะต้องทิ้งไป เนื่องจากไม่สามารถทำให้เกิดปฏิกิริยาทางเคมีแบบย้อนกลับใหม่ได้ ส่วนแบตเตอรี่ทุติยภูมิ คือแบตเตอรี่ที่สามารถทำการเก็บประจุไฟใหม่และนำกลับมาใช้งานได้อีก หรือกล่าวคือสามารถทำปฏิกิริยาทางเคมีแบบย้อนกลับได้ ตัวอย่างเช่น ตะกั่ว-กรด นิเกิล-แคดเมียม นิเกิล-เหล็ก นิเกิล-ไฮไดรด์และลิเทียมแบตเตอรี่ เป็นต้น

ระบบเซลล์แสงอาทิตย์นิยมใช้แบตเตอรี่ตะกั่ว-กรด แบตเตอรี่นิเกิล-แคดเมียมใช้กับอุปกรณ์ขนาดเล็กและน้ำหนักเบา เช่น เครื่องคิดเลข นาฬิกาข้อมือ เป็นต้น สำหรับแบตเตอรี่นิเกิล-เหล็กไม่นำมาใช้ เนื่องจากการคายประจุโดยตัวเองมีค่าสูง ส่วนแบตเตอรี่นิเกิล-ไฮไดรด์ราคาค่อนข้างสูงเมื่อคิดราคาต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมงเทียบกับแบตเตอรี่ตะกั่ว-กรด อย่างไรก็ตามค่าความจุของแบตเตอรี่นี้มีช่วงให้เลือกใช้งานได้ระดับหลายร้อยจนถึงพันแอมแปร์-ชั่วโมง และต้องการระบบป้องกันในวงจรการประจุจึงเหมาะสมกับการใช้งานในระบบเซลล์แสงอาทิตย์ขนาดใหญ่

รูปที่ 3.41 แสดงส่วนประกอบของแบตเตอรี่ตะกั่ว-กรด ดังนี้

1. เปลือกและฝาแบตเตอรี่ เพื่อใช้บรรจุกลุ่มแผ่นธาตุบวกและลบ โดยทั่วไปทำจากยางแข็ง หรือพลาสติกทนทานกรดกำมะถัน ซึ่งในรูปเป็นแบตเตอรี่ชนิด 12 โวลต์ แบ่งเป็น 6 ช่อง
2. กลุ่มแผ่นธาตุบวกและแผ่นธาตุลบ เป็นโครงตะกั่วผสมระหว่างตะกั่วกับพลวง หรือ ตะกั่วกับแคลเซียมแล้วฉาบด้วยผงตะกั่วบริสุทธิ์ผสมสารเคมี แผ่นธาตุบวกมีเนื้อแผ่นสีน้ำตาล แผ่นธาตุลบมีเนื้อแผ่นสีเทา ซึ่งจะทำปฏิกิริยาทางเคมีกับน้ำกรดแล้วเกิดกระแสไฟฟ้า



รูปที่ 3.41 ส่วนประกอบ  
ของแบตเตอรี่ตะกั่ว-กรด



## เซลล์ แผงและอุปกรณ์ประกอบระบบ

3. แผ่นกั้น ทำหน้าที่ป้องกันไม่ให้แผ่นธาตุบวกและลบสัมผัสกัน แผ่นกั้นอาจทำจากแผ่นยางพรุณ แผ่นพลาสติกที่มีรูพรุณเล็กๆ หรือแผ่นกระดาษสังเคราะห์ ช่วยให้เกิดการทำปฏิกิริยาทางเคมีได้อย่างดีระหว่างแผ่นธาตุบวกและแผ่นธาตุลบเมื่อมีน้ำกรด

4. น้ำกรดผสมหรือน้ำยาอิเล็กโทรไลต์ เป็นส่วนผสมระหว่างน้ำกลั่นและน้ำกรดกำมะถันชนิดเข้มข้น ทำให้เจือจาง โดยประเทศในเขตร้อนใช้น้ำกรดผสมที่มีค่าความถ่วงจำเพาะ 1.240-1.260 ที่อุณหภูมิ 20 องศาเซลเซียส

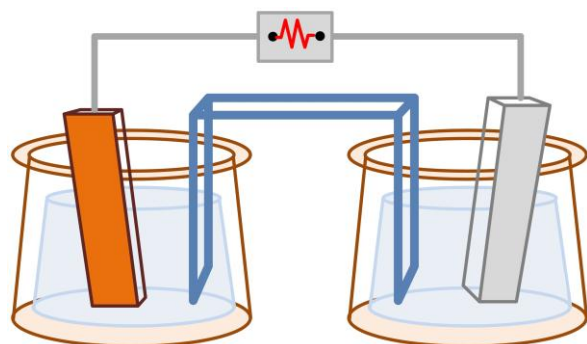
5. ฝาจุกแบตเตอรี่ ทำหน้าที่รักษาและมิให้น้ำกรดผสมออกจากช่องเซลล์แบตเตอรี่พร้อมระบายก๊าซที่เกิดจากปฏิกิริยาทางเคมี จึงควรป้องกันและรักษาความสะอาดมิให้เกิดการอุดตัน

ความแตกต่างของโครงสร้างที่สำคัญระหว่างแบตเตอรี่แบบ Deep cycle lead-acid ซึ่งเหมาะสมใช้งานในระบบเซลล์แสงอาทิตย์กับแบตเตอรี่ตะกั่ว-กรดทั่วไป คือแผ่นตะกั่วของแบตเตอรี่แบบแรกเป็นของแข็งทึบ แต่ในแบตเตอรี่อีกแบบหนึ่งเป็นแบบของแข็งมีรูพรุณเหมือนฟองน้ำ ทั้งนี้อาจพบแบตเตอรี่แสดงไว้ที่ฉลากเป็น Deep cycle lead-acid แต่ภายในไม่ใช่แผ่นตะกั่วแบบของแข็งทึบจึงอาจเรียกแบตเตอรี่นี้เป็นแบบผสมผสาน (hybrid battery) อย่างไรก็ตามแบตเตอรี่แบบ Deep cycle lead-acid ถูกออกแบบให้สามารถจ่ายกระแสไฟฟ้าได้ถึง 20 %ของค่าความจุ และสามารถทำการประจุได้หลายพันรอบ ทั้งนี้ หลายๆ บริษัทได้แนะนำว่า แบตเตอรี่แบบผสมผสานจะไม่สามารถจ่ายประจุได้ถึง 50 %ของค่าความจุ

### การทำงานของแบตเตอรี่

แบตเตอรี่หรือเซลล์โวลตาอิก (Voltaic Cell) แสดงด้วยสองครึ่งเซลล์ซึ่งเชื่อมต่อกันด้วยสะพานเกลือเพื่อเป็นตัวกั้นระหว่างแต่ละเซลล์และยินยอมให้ส่งผ่านไอออนได้เท่านั้นแต่ไม่ยินยอมให้โมเลกุลของน้ำผ่านในรูปที่ 3.42 แสดงส่วนประกอบในเซลล์โวลตาอิก

แบตเตอรี่เป็นแหล่งกำเนิดไฟฟ้าที่อาศัยหลักการเปลี่ยนแปลงพลังงานเคมีเป็นพลังงานไฟฟ้าได้โดยตรง แบตเตอรี่ประกอบด้วยหนึ่งเซลล์โวลตาอิกหรือมากกว่าหนึ่งเซลล์ โดยแต่ละเซลล์โวลตาอิกประกอบด้วยสองครึ่งเซลล์ เป็นการต่อแบบขั้วบวกต่อกับขั้วลบเรียงซ้ำเช่นนี้ไปตามลำดับหรือเรียกว่าการต่ออนุกรม ทั้งนี้หนึ่งครึ่งเซลล์จะรวมถึงสารอิเล็กโทรไลต์และอิเล็กโทรดที่ส่งผ่านประจุลบ เรียกว่า แอโนด ส่วนอีกครึ่งเซลล์โดยรวมสารอิเล็กโทรไลต์และอิเล็กโทรดที่ส่งผ่านประจุบวกคาโทด

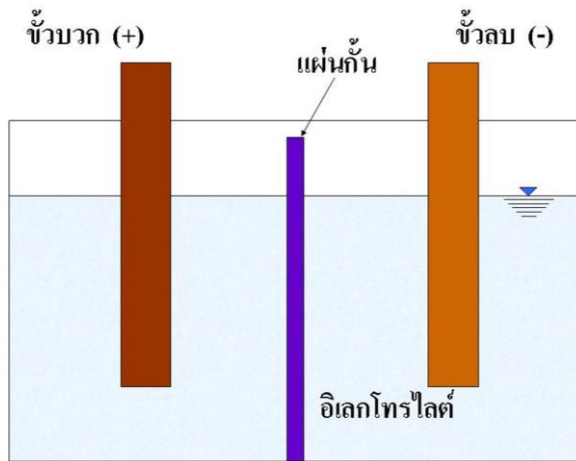


รูปที่ 3.42 ส่วนประกอบของเซลล์โวลตาอิก

## เซลล์ แผงและอุปกรณ์ประกอบระบบ

ในปฏิกิริยารีดอกซ์ผลิตกำลังไฟฟ้านั้น จะประกอบด้วย ปฏิกิริยารีดักชันเป็นการเพิ่มอิเล็กตรอน และเกิดขึ้นในด้านคาโทด ขณะที่ปฏิกิริยาออกซิเดชันเป็นการดึงอิเล็กตรอนเกิดขึ้นในด้านแอโนด ทั้งนี้ อิเล็กโทรดจะไม่สัมผัสกันโดยตรงแต่จะเกิดเชื่อมต่อกันทางไฟฟ้าโดยอาศัยสารอิเล็กโทรไลต์ ซึ่งอาจเป็นได้ทั้งของแข็งและของเหลว นอกจากนี้ยังอาจพบว่ากรณีแบตเตอรี่ที่มีหลายเซลล์จะใช้ครึ่งเซลล์ซึ่งมี สารอิเล็กโทรไลต์แตกต่างกันในแต่ละเซลล์และถูกปิดผนึกไว้ในบรรจุภัณฑ์

แต่ละครึ่งเซลล์จะมีแรงขับเคลื่อนทางไฟฟ้า (Electromotive force, emf) หรืออีเอ็มเอฟ จากค่านี้จะทราบความสามารถในการเคลื่อนของกระแสไฟฟ้าจากภายในสู่ภายนอกเซลล์ ค่าอีเอ็มเอฟสุทธิของแบตเตอรี่ คือค่าความแตกต่างระหว่างอีเอ็มเอฟของแต่ละครึ่งเซลล์ทั้งหมด หรืออาจกล่าวได้ว่า ค่าอีเอ็มเอฟสุทธิ คือความแตกต่างระหว่างศักย์ของปฏิกิริยารีดักชันของแต่ละครึ่งเซลล์



รูปที่ 3.43 เซลล์ไฟฟ้าพื้นฐาน

แรงขับเคลื่อนทางไฟฟ้าหรือการเคลื่อนข้ามระหว่างขั้วของแบตเตอรี่เป็นค่าแรงดันที่ทราบได้จากการวัด โดยมีหน่วยเป็นโวลต์ แรงดันที่ขั้วของแบตเตอรี่เป็นการอัดประจุหรือการคายประจุจะเท่ากับค่าอีเอ็มเอฟของแบตเตอรี่ ทั้งนี้แรงดันที่ขั้วของแบตเตอรี่ขณะจ่ายประจุจะมีค่าน้อยกว่าหากเทียบกับขนาดของแรงดันที่ขั้วขณะอัดประจุ เนื่องจากค่าความต้านทานภายในของแบตเตอรี่

แบตเตอรี่อย่างง่ายประกอบด้วย 4 ส่วน ดังรูปที่ 3.43 ได้แก่ (1) ขั้วบวก (Positive Electrode) (2) ขั้วลบ (Negative Electrode) (3) อิเล็กโทรไลต์ (Electrolyte) (4) แผ่นกั้น (Separator) โดยที่ขั้วบวกเป็นส่วนที่สูญเสียอิเล็กตรอน เนื่องจากการทำปฏิกิริยาทางเคมี ส่วนขั้วลบเป็นตัวรับอิเล็กตรอน สำหรับอิเล็กโทรไลต์จะเป็นตัวกลางให้ประจุไหลระหว่างขั้วบวกและขั้วลบ และตัวกั้นเซลล์จะทำหน้าที่แยกทางไฟฟ้าในส่วนของขั้วบวกและขั้วลบออกจากกัน

แรงดันไฟฟ้าที่ได้จะถูกกำหนดโดยวัสดุที่ใช้สร้าง ซึ่งปฏิกิริยาทางเคมีที่เกิดขึ้นแต่ละขั้วอิเล็กโทรดจะให้ค่าศักย์ทางไฟฟ้าค่าหนึ่ง เช่น ตะกั่ว-กรด ที่ขั้วบวกจะให้ศักย์ไฟฟ้าเท่ากับ (-) 1.685 โวลต์ ส่วนที่ขั้วลบจะให้ศักย์ไฟฟ้าเท่ากับ (+) 0.365 โวลต์ จากศักย์ไฟฟ้าที่ได้จากขั้วอิเล็กโทรดทั้งสอง ทำให้ได้ผลรวมของแรงดันไฟฟ้าเท่ากับ 2.05 โวลต์ ซึ่งค่าแรงดันทางไฟฟ้านี้จะเป็นศักย์ไฟฟ้ามาตรฐานของแบตเตอรี่ตะกั่ว-กรด

การเชื่อมต่อทางไฟฟ้าของเซลล์หลายเซลล์ภายในแบตเตอรี่ โดยให้ขั้วบวกของเซลล์หนึ่งต่อกับขั้วลบของเซลล์ถัดไป และต่อกันเช่นนี้ไปเรื่อยๆ จะทำให้แรงดันไฟฟ้าที่ได้เท่ากับผลรวมของแรงดันไฟฟ้าของแต่ละเซลล์รวมกัน เรียกการต่อแบบนี้ว่า “การต่อแบบอนุกรมหรือการต่อแบบอันดับ” ส่วนวิธีการเพิ่มความจุไฟฟ้าให้กับแบตเตอรี่นั้น จะต้องต่อให้ขั้วบวกของทุกเซลล์เข้าด้วยกันและขั้วลบของทุกเซลล์เข้าด้วยกัน เรียกการต่อแบบนี้ว่า “การต่อแบบขนาน”

นอกจากศักย์ไฟฟ้าที่ได้จากแต่ละขั้วอิเล็กโทรดแล้ว ความเข้มข้นของอิเล็กโทรไลต์ภายในแบตเตอรี่ก็มีผลต่อค่าแรงดันไฟฟ้าที่จะเพิ่มขึ้นเช่นกัน แต่เพียงเล็กน้อย ดังนั้นแรงดันไฟฟ้าโดยทั่วไปจากแบตเตอรี่ตะกั่ว-กรดจะประมาณ 2.15 โวลต์ สำหรับเซลล์นิกเกิล-แคดเมียมให้แรงดันไฟฟ้าประมาณ 1.2 โวลต์ ส่วนเซลล์ลิเทียมให้แรงดันไฟฟ้าสูงถึง 4 โวลต์

### การทำปฏิกิริยาหรือการเปลี่ยนแปลงทางเคมีในแบตเตอรี่

ปฏิกิริยาเคมีในแบตเตอรี่เป็นการรับและให้อิเล็กตรอน หรือเรียกว่า “ปฏิกิริยารีดอกซ์” ซึ่งการเสียดิเล็กตรอนเกิดขึ้นที่ขั้วบวก ทำให้มีสภาพขาดแคลนอิเล็กตรอน แต่การรับอิเล็กตรอนเกิดขึ้นที่ขั้วลบ ทำให้มีสภาพอุดมด้วยอิเล็กตรอน ปฏิกิริยาเคมีที่เกิดขึ้นภายในอิเล็กโทรไลต์หรือน้ำกรดกำมะถัน (Sulfuric acid) กับแผ่นธาตุบวก (เป็นตะกั่วไดออกไซด์) และแผ่นธาตุลบ (เป็นตะกั่วฟูล) และปฏิกิริยาเคมีที่เกิดแบ่งเป็น 2 ช่วง คือ การคายประจุ และการอัดประจุ

**การคายประจุหรือการจ่ายกระแสไฟฟ้า** แบตเตอรี่จ่ายกระแสไฟฟ้าได้ทันทีเมื่อขั้วบวกและขั้วลบต่อกับวงจรภายนอก (อุปกรณ์ไฟฟ้า) โดยที่ออกซิเจนจากแผ่นธาตุบวกจะรวมตัวกับไฮโดรเจนในกรดกำมะถันเกิดเป็นน้ำ ขณะเดียวกันจะเกิดสารประกอบเรียกว่า ตะกั่วซัลเฟตหรือซีเกลลือ (คราบหรือผลึกสีขาว) เช่นเดียวกับตะกั่วฟูลในแผ่นธาตุลบก็จะรวมตัวกับอนุมูลซัลเฟตจากกรดกำมะถันเกิดเป็นตะกั่วซัลเฟตเช่นกัน

**การอัดประจุไฟฟ้า** เครื่องประจุไฟฟ้าถูกนำมาต่อกับแบตเตอรี่โดยการต่อขั้วบวกของเครื่องประจุไฟฟ้าเข้ากับขั้วบวกของแบตเตอรี่และต่อขั้วลบของเครื่องประจุไฟฟ้ากับขั้วลบของแบตเตอรี่ แล้วจ่ายกระแสไฟฟ้าให้แก่แบตเตอรี่ กระแสไฟฟ้าจะไหลผ่านแผ่นธาตุบวกและแผ่นธาตุลบทำให้เกิดสารประกอบตะกั่วซัลเฟตจากแผ่นธาตุทั้งสองออกมารวมตัวกับน้ำกลายเป็นน้ำกรดอีกครั้ง

แบตเตอรี่ขณะจ่ายกระแสไฟฟ้า (คายประจุ) จะเกิดตะกั่วซัลเฟต (ซีเกลลือ) ขึ้นที่แผ่นธาตุบวกและแผ่นธาตุลบ การที่อนุมูลซัลเฟตจากกรดกำมะถันถูกใช้ไปและเกิดเป็นน้ำมาแทนทำให้ความหนาแน่นของน้ำกรดลดลง ในทางกลับกันขณะอัดประจุไฟ กระแสไฟฟ้าจะแยกตะกั่วซัลเฟตจากแผ่นธาตุโดยน้ำจะแยกตัวเป็นไฮโดรเจน และออกซิเจน อนุมูลซัลเฟตจะรวมตัวกับไฮโดรเจนกลายเป็นกรด ปฏิกิริยาจะเกิดขึ้นนี้สลับไปมาจนกระทั่งแผ่นธาตุทั้งสองเสื่อมสภาพไม่สามารถเก็บประจุไฟฟ้าได้

แบตเตอรี่ในระบบเซลล์แสงอาทิตย์มีอายุการใช้งานยาวนานกว่า 3-4 เท่าของแบตเตอรี่ทั่วไป การจ่ายไฟต่อเนื่องได้นานกว่าด้วยอัตรากระแสเท่ากัน และการบำรุงรักษาต่ำกว่าโดยเติมน้ำกลั่นน้อย

## เซลล์ แผงและอุปกรณ์ประกอบระบบ

กว่า ทั้งนี้เนื่องจากโครงสร้างของแผ่นธาตุใหญ่และหนา ทำให้เนื้อของแผ่นธาตุหลุดร่วงได้ยากและมีความเหมาะสมสำหรับใช้งานในเขตเมืองร้อน

### สมรรถนะของแบตเตอรี่และคำจำกัดความ

การใช้งานแบตเตอรี่ต้องมีความเข้าใจเกี่ยวกับศัพท์ทางเทคนิคและความหมาย บอกให้ทราบคุณสมบัติของแบตเตอรี่นั้นๆ เพื่อประกอบการพิจารณาเลือกใช้งาน ดังนี้

### ประสิทธิภาพ ค่าความจุ และการประจุไฟฟ้ามากเกินไป

พลังงานไฟฟ้าในแบตเตอรี่สามารถวัดได้ในหน่วยวัตต์-ชั่วโมง หรือกิโลวัตต์-ชั่วโมง คำนวณหาประสิทธิภาพของพลังงาน หรือ energy efficiency โดยใช้สมการที่ 3.7 ซึ่งแบตเตอรี่ทั่วไปมีค่าในช่วง 70-80 %

$$\text{ประสิทธิภาพของพลังงาน (\%)} = \frac{\text{พลังงานที่คายประจุ (วัตต์-ชั่วโมง)} \times 100}{\text{พลังงานที่ต้องใช้ในการอัดประจุจนเต็มพิกัด}} \quad (3.7)$$

ส่วนค่าความจุของแบตเตอรี่ (Capacity) สามารถวัดได้ในหน่วยของแอมแปร์-ชั่วโมง (Ah) และประสิทธิภาพของการอัดประจุ (charge efficiency) หรืออาจเรียกว่า ประสิทธิภาพของแอมแปร์-ชั่วโมง (Ah efficiency) คำนวณได้จากสมการที่ 3.8 แบตเตอรี่ตะกั่ว-กรดจะมีค่าประมาณ 95 % แต่ในแบตเตอรี่นิเกิล-แคดเมียมจะมีค่าน้อยกว่านี้ โดยทั่วไปค่าประสิทธิภาพของพลังงานน้อยกว่าประสิทธิภาพของการอัดประจุหรือประสิทธิภาพของแอมแปร์-ชั่วโมง เนื่องจากการคายประจุของแบตเตอรี่ใช้แรงดันต่ำกว่าการอัดประจุ

$$\text{ประสิทธิภาพของแอมแปร์-ชั่วโมง (\%)} = \frac{\text{แอมแปร์-ชั่วโมงของการคายประจุ} \times 100}{\text{แอมแปร์-ชั่วโมงที่ต้องใช้ในการอัดประจุจนเต็มพิกัด}} \quad (3.8)$$

การอัดประจุหรือการอัดประจุเกิน ปฏิกิริยาเคมีซึ่งเกิดขึ้นในแบตเตอรี่ตะกั่ว-กรด และแบตเตอรี่นิเกิล-แคดเมียมนั้นจะเกิดก๊าซออกซิเจนและก๊าซไฮโดรเจนจากการแตกตัวของน้ำที่ขั้วลบ

### อัตราการคายประจุ และอัตราการอัดประจุ

อัตราการคายประจุ (Discharge rate) และอัตราการอัดประจุ (Charge rate) จะสัมพันธ์กับ Rated Capacity ซึ่งผู้ผลิตมักจะแสดงค่า specific rated capacity ในหน่วยของ Ah ที่อัตราการคายประจุจำเพาะค่าหนึ่งๆ อาทิ แบตเตอรี่ตะกั่ว-กรดความจุ 200 Ah (อัตรา 10 hour rate) แสดงว่าแบตเตอรี่สามารถจ่ายกระแสไฟฟ้า 20 แอมแปร์ เป็นเวลา 10 ชั่วโมง ที่อุณหภูมิคงที่ 25 องศาเซลเซียส เป็นต้น กระแสที่ใช้งานนี้คำนวณโดยใช้สมการที่ 3.9 จากความจุของแบตเตอรี่หารด้วยจำนวนชั่วโมง

$$C/\text{ชั่วโมง} = \text{กระแสที่จ่าย (แอมแปร์)} = \frac{\text{ค่าความจุ (แอมแปร์-ชั่วโมง)}}{\text{เวลา (ชั่วโมง)}} \quad (3.9)$$

ตัวอย่างเช่น แบตเตอรี่ 200 Ah มีอัตราการคายประจุ C/10 จากสมการที่ 3.9 ค่ากระแสที่จ่ายหรืออัตราการคายประจุ เท่ากับ 20 แอมแปร์ เป็นต้น

### ความลึกของการคายประจุและการอัดประจุ

ค่าดีโอดี (DOD, Depth of Discharge) เป็นสัดส่วนหรือ%ของความจุซึ่งถูกใช้งานจากการอัดประจุเต็มพิกัด ในทางส่วนกลับของค่าดีโอดีคือ ค่าเอสโอซี (SOC, State of Charge) เป็นสัดส่วนหรือ%ของความจุที่คงใช้งานได้ ค่าดีโอดีหรือเอสโอซีจะใช้เพื่ออ้างอิงความจุปกติ (Nominal Capacity) ตารางที่ 3.1 แสดงความสัมพันธ์อย่างง่ายของค่าดีโอดีและค่าเอสโอซี

ตารางที่ 3.1 ความสัมพันธ์ระหว่างค่าดีโอดีกับค่าเอสโอซี

เอสโอซี (% SOC)	ดีโอดี (% DOD)
100	0
75	25
50	50
25	75
0	100

อย่างไรก็ตามอาจพิจารณาค่ายแก้วน้ำซึ่งมีน้ำอยู่ระดับหนึ่งซึ่งจะมีส่วนที่ว่างเปล่าหรือส่วนจะต้องเติมให้เต็ม ค่าดีโอดี และค่าเอสโอซี คือความสูงของส่วนที่ว่างเปล่าไม่มีน้ำในแก้วและความสูงของน้ำที่มีอยู่ในแก้ว ตามลำดับ ตัวอย่างเช่น ความจุที่อัตรา 10 ชั่วโมง (10 hour rate) การจ่ายกระแสต่ำจะให้ค่าดีโอดีมากกว่า 100 % ซึ่งมีความหมายอย่างง่ายคือ แบตเตอรี่มีความจุในการใช้งานได้มากกว่า 100 % เมื่ออัตราการคายประจุต่ำกว่าอัตราการคายประจุปกติ

### อัตราการคายประจุด้วยตัวเอง

การคายประจุด้วยตัวเองเป็นการสูญเสียประจุของแบตเตอรี่ ถ้าหากปล่อยให้ทิ้งไว้ที่วงจรเปิดหรือไม่มีการจ่ายกระแสในระยะเวลาหนึ่ง เช่น แบตเตอรี่ปฐมภูมิที่ถูกวางบนชั้นจำหน่ายในร้านค้า เมื่อผ่านไปหลายๆ ปี จะพบว่าค่าความจุจะเหลืออยู่ไม่เท่ากับค่าความจุตั้งต้น แต่สำหรับแบตเตอรี่ทุติยภูมินั้น อัตราการคายประจุด้วยตัวเองจะอ้างอิงด้วยเปอร์เซ็นต์ความจุที่หายไปต่อเดือนโดยตั้งต้นที่ค่าความจุเต็มพิกัด แต่ต้องคำนึงถึงอุณหภูมิของแบตเตอรี่ควบคู่ไปด้วยกัน ในหลายๆ กรณีค่านี้จะแบ่งเป็นสองเท่าเมื่ออุณหภูมิแบตเตอรี่เพิ่มขึ้นทุกๆ 10 องศาเซลเซียส จากการคำนวณแบตเตอรี่ในระบบเซลล์แสงอาทิตย์ พบว่าอัตราการคายประจุด้วยตัวเองจะมีค่าต่ำโดยอยู่ในช่วง 1-4 % ที่อุณหภูมิ 20-25 องศาเซลเซียส

### วงจรอายุ (Cycle Life)

ความหมายของคำว่า ไซเคิล (Cycle) คือ การทำซ้ำๆ เพื่อการคายประจุและการอัดประจุซึ่งเป็นการทำงานปกติของแบตเตอรี่ ดังนั้นหนึ่งไซเคิล หรือ หนึ่งรอบเท่ากับการคายประจุหนึ่งครั้งตามด้วยการอัดประจุหนึ่งครั้ง ในวงจรอายุของแบตเตอรี่เป็นการวัดจำนวนไซเคิลของแบตเตอรี่ ซึ่งแบตเตอรี่สามารถทำงานเป็นปกติได้ตลอดชั่วอายุ โดยทั่วไปจะพิจารณาจากจำนวนไซเคิลของการคายประจุและค่าดีโอดี (DOD) รวมถึงสัดส่วนของค่าความจุก่อนที่จะลดลงไปต่อค่าความจุตั้งต้น (ปกติใช้ค่า 80 %)

วงจรอายุขึ้นกับค่าความลึกของแต่ละไซเคิล หากทดสอบโดยวัดที่ค่าดีโอดีสูง และค่าดีโอดีต่ำลงแล้วให้นำผลของจำนวนไซเคิลคูณด้วยค่าดีโอดีแล้วพบว่ามีค่าค่อนข้างคงที่แสดงว่ามีการเปลี่ยนแปลงความจุมีค่าเช่นเดียวกับค่าดีโอดีที่ลดลง

#### 3.4.1 แบตเตอรี่ตะกั่ว-กรด

แบตเตอรี่ตะกั่ว-กรดมีหลายประเภทขึ้นอยู่กับเทคโนโลยีแผ่นธาตุและชนิดของสารอิเล็กโทรไลต์ โดยทั่วไปแบตเตอรี่ตะกั่ว-กรดที่ใช้สำหรับระบบเซลล์แสงอาทิตย์ได้แก่ แบตเตอรี่แบบที่มีแผ่นธาตุเป็นกริด (grid plate) และมีสารอิเล็กโทรไลต์เป็นของเหลว แบตเตอรี่แบบเจล แบตเตอรี่แบบ tubular plate และแบตเตอรี่แบบบล็อก (OGi block)

##### แบตเตอรี่แบบ grid plate ที่มี electrolyte เป็นของเหลว (Wet cells)

แบตเตอรี่ชนิดนี้นิยมใช้งานในรถยนต์ สำหรับการสตาร์ทเครื่องยนต์ซึ่งต้องการกระแสสูงในช่วงเริ่มสตาร์ท โดยการออกแบบให้มีแผ่นธาตุบาง จำนวนหลายแผ่นเพื่อเพิ่มกระแสแต่แบตเตอรี่ชนิดนี้เหมาะสำหรับใช้กับการคายและการอัดประจุที่กระแสสูงในช่วงสั้นๆ แต่ไม่เหมาะสำหรับลักษณะการทำงานของระบบเซลล์แสงอาทิตย์ซึ่งต้องการการคายและการอัดประจุที่กระแสไม่สูงนัก แต่รอบเวลายาวนานหลายชั่วโมง ดังนั้นจึงต้องมีการดัดแปลงแบตเตอรี่ชนิดนี้เพื่อให้สามารถใช้ได้ดีกับระบบเซลล์แสงอาทิตย์โดยการเพิ่มความหนาของแผ่นธาตุ เพิ่มสารเคลือบแผ่นกริดและลดความเข้มข้นสารละลายกรด เพื่อป้องกันการกัดกร่อนและยืดอายุการใช้งาน จะพบว่าหากต้องการให้แบตเตอรี่ทำงานได้ยาวนานเพียงพอ (400 รอบ) ไม่ควรปล่อยให้เกิดการคายประจุมากกว่า 50 %

##### แบตเตอรี่ชนิดเจล

อิเล็กโทรไลต์แบตเตอรี่ชนิดนี้ถูกทำให้เป็นเจลโดยการเพิ่มสารบางอย่างที่ช่วยในการจับตัวประโยชน์ของแบตเตอรี่ชนิดนี้มีดังนี้

- ไม่เกิดปัญหาการแบ่งชั้นของกรด (acid stratification) ซึ่งช่วยลดการเกิดซัลเฟชันและยืดอายุการใช้งาน
- ไม่เกิดก๊าซ และลดความเสี่ยงหรืออันตราย

## เซลล์ แผงและอุปกรณ์ประกอบระบบ

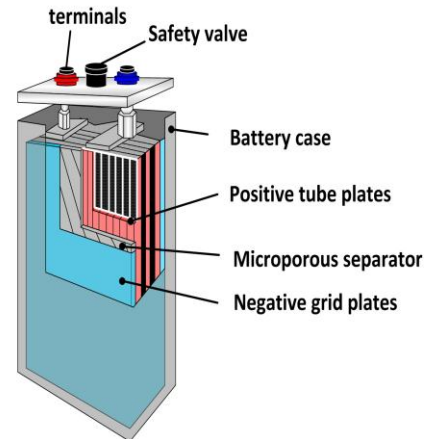
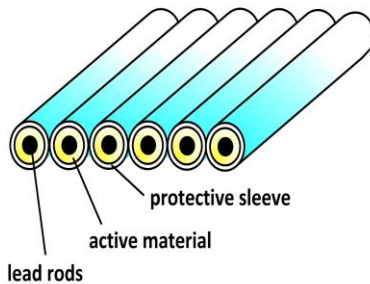
- ไม่มีการรั่วไหล สามารถติดตั้งได้ทุกที่
- ไม่ต้องการการบำรุงรักษา เช่นไม่ต้องคอยเติมน้ำกลั่น

แต่อย่างไรก็ตาม เนื่องจากแบตเตอรี่ชนิดนี้มีข้อบกพร่องคือเสียหายได้ง่ายหากมีการอัดประจุเกิน พิกัดจึงจำเป็นต้องมีการควบคุมแรงดันไฟฟ้าอย่างดี โดยไม่ให้เกินค่าที่ทำให้เกิดก๊าซเนื่องจากไม่สามารถระบายก๊าซออกไปได้ และการตรวจสอบสถานะการอัดประจุทำได้วิธีเดียวคือ การวัดแรงดันไฟฟ้า เจลแบตเตอรี่จะมีอายุการใช้งานยาวนานกว่าแบตเตอรี่ชนิดสารอิเล็กโทรไลต์เป็นของเหลว (wet cells) จะพบว่าที่การคายประจุ 50 % จะมีอายุการใช้งานถึง 1000 รอบแต่จะมีราคาแพงกว่าแบตเตอรี่ชนิดอิเล็กโทรไลต์เป็นของเหลวประกอบของแบตเตอรี่ตะกั่ว-กรดชนิดเจล

### แบตเตอรี่ชนิด Stationary tubular plate (Type OPzS and OPzV)

แบตเตอรี่ชนิดนี้เหมาะสำหรับการใช้งานประมาณ 15 ถึง 20 ปี และระบบขนาดใหญ่ที่มีการทำงานตลอดทั้งปี แต่แบตเตอรี่จะมีน้ำหนักมาก ขนาดใหญ่และราคาสูงมากโดยมีทั้งชนิดอิเล็กโทรไลต์เป็นของเหลว (OPzS)

และชนิดเจล (OPzV) ความแตกต่างจากแบตเตอรี่ชนิดอื่นที่การออกแบบอิเล็กโทรดด้านขั้วบวก (positive electrode) เป็นแบบหลอดดัดงอแสดงในรูปที่ 3.44 ซึ่งแข็งแรงทนทาน

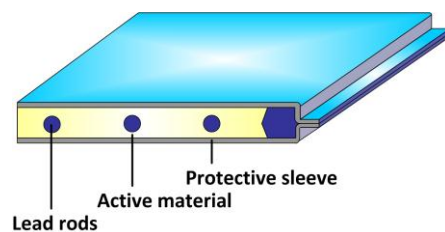


รูปที่ 3.44 ส่วนประกอบของแบตเตอรี่ตะกั่ว-กรดชนิด Stationary tubular plate

ทำให้มีอายุการใช้งานยาวนาน จะพบว่าที่การคายประจุ 50 % จะมีอายุการใช้งานถึง 4500 รอบ ซึ่งสูงกว่าแบตเตอรี่ชนิดอื่นทุกชนิด

### แบตเตอรี่ชนิดบล็อก (OGi block)

แบตเตอรี่ชนิดนี้มีอิเล็กโทรดด้านขั้วบวกจะเป็นแผ่นแบนซึ่งเป็นการผสมกันระหว่างแผ่นกริดและแผ่นที่มีลักษณะเป็นท่อ (tubular plate) ดังแสดงในรูปที่ 3.45 เป็นส่วนประกอบของแบตเตอรี่ตะกั่ว-กรดชนิดบล็อก ซึ่งสามารถอัดประจุด้วยกระแสไฟฟ้าที่ต่ำได้ และมีประสิทธิภาพการอัดประจุสูงประมาณ 95 ถึง 98 % และต้องการการบำรุงรักษาน้อยมากเพียง 2-3 ปีต่อครั้ง แบตเตอรี่ชนิดนี้จะมีอายุการใช้งาน



รูปที่ 3.45 ส่วนประกอบของแบตเตอรี่ตะกั่ว-กรดชนิดบล็อก

ยาวนาน จะพบว่าที่การคายประจุ 30 % จะมีอายุการใช้งานถึง 3500 รอบซึ่งสูงกว่าแบตเตอรี่ชนิดอื่น ยกเว้นแบบ Stationary tubular plate

### 3.4.2 พฤติกรรมและลักษณะการทำงานของแบตเตอรี่ชนิดตะกั่ว-กรด

การใช้งานหรือเลือกใช้แบตเตอรี่ชนิดตะกั่ว-กรดอย่างถูกต้องและเหมาะสมนั้นจำเป็นต้องเข้าใจ พฤติกรรมและลักษณะการทำงานของแบตเตอรี่ชนิดนี้ก่อน โดยมีประเด็นหลักๆ ที่ควรพิจารณาทั้งหมด 6 ประเด็นได้แก่ (1) ความจุของแบตเตอรี่ (2) กระแสไฟฟ้าของแบตเตอรี่ (3) แรงดันไฟฟ้าของแบตเตอรี่ (4) การคายและการอัดประจุ (5) สภาพการอัดประจุ และ (6) ปัจจัยที่ส่งผลกระทบต่ออายุการใช้งานของแบตเตอรี่

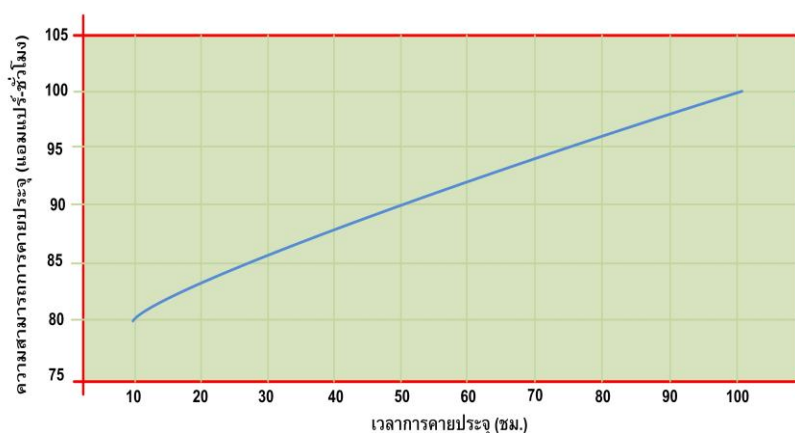
#### (1) ความจุของแบตเตอรี่ (Battery Capacity)

ความจุของแบตเตอรี่คือ ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่แบตเตอรี่สามารถจ่ายออกไปหรือคายประจุได้ จนกระทั่งหยุดจ่ายพลังงานหรือหยุดคายประจุ โดยความจุปกติของแบตเตอรี่ (Nominal Capacity,  $C_n$ ) มีค่าเท่ากับค่ากระแสไฟฟ้าคงที่ขณะคายประจุ ( $I_n$ ) คูณด้วย เวลาทั้งหมดในการคายประจุทั้งหมด ( $t_n$ ) ดังสมการที่ 3.10

$$C_n = I_n \times t_n \quad (3.10)$$

ค่าความจุของแบตเตอรี่จะไม่คงที่ โดยขึ้นอยู่กับอุณหภูมิ แรงดันไฟฟ้าขณะคายประจุทั้งหมด และกระแสไฟฟ้าขณะคายประจุ ทั้งนี้หากกระแสไฟฟ้าขณะคายประจุมีค่าต่ำจะทำให้กรดซัลฟิวริก ค่อยๆ แยกตัวและไปจับกับแผ่นธาตุเกิดการสะสมเป็นชั้นตะกั่วซัลเฟตอย่างช้าๆ ซึ่งช่วยให้การแทรกซึมของกรดซัลฟิวริกทำได้ลึกกว่า แต่ในทางกลับกัน หากกระแสไฟฟ้าขณะคายประจุมีค่าสูงจะทำให้เกิด สะสมเป็นชั้นตะกั่วซัลเฟตอย่างรวดเร็ว และทำให้การแทรกซึมของกรดซัลฟิวริกทำได้ไม่ลึกพอ ดังนั้น ในกรณีที่ต้องการกำลังไฟฟ้าของการคายประจุมากจึงต้องพยายามให้กระแสไฟฟ้าขณะคายประจุมีค่าต่ำ และใช้เวลานานขึ้น ด้วยเหตุนี้ผู้ผลิตแบตเตอรี่จึงกำหนดค่าพิกัดความจุของแบตเตอรี่ภายใต้สภาวะใด สภาวะหนึ่ง เช่น ค่าความจุแบตเตอรี่ที่กระแสคายประจุค่าหนึ่ง หรือที่เวลาในการคายประจุค่าหนึ่ง เป็นต้น ดังตัวอย่างในรูปที่ 3.46 แสดงความสัมพันธ์ระหว่างเวลาในการคายประจุกับค่าความสามารถในการคายประจุของแบตเตอรี่

รูปที่ 3.46 ความสามารถในการคายประจุกับเวลาในการคายประจุ





## (2) กระแสไฟฟ้าของแบตเตอรี่

จากหลักการเดียวกันกับความจุของแบตเตอรี่ ค่ากระแสไฟฟ้าของแบตเตอรี่จะขึ้นอยู่กับระยะเวลาในการอัดหรือการคายประจุ โดยค่ากระแสไฟฟ้าทั่วไปของแบตเตอรี่สำหรับระบบเซลล์แสงอาทิตย์ มีดังต่อไปนี้

- ค่ากระแสไฟฟ้าสูงสุดขณะอัดประจุ (Maximum Charge Current)  $I_{20} = C_{20}/20h$
- ค่ากระแสไฟฟ้าปานกลางขณะอัดประจุ (Medium Charge Current)  $I_{50} = C_{50}/50h$
- ค่ากระแสไฟฟ้าปานกลางขณะคายประจุ (Medium Discharge Current)  $I_{120} = C_{120}/120h$

## (3) แรงดันไฟฟ้าของแบตเตอรี่

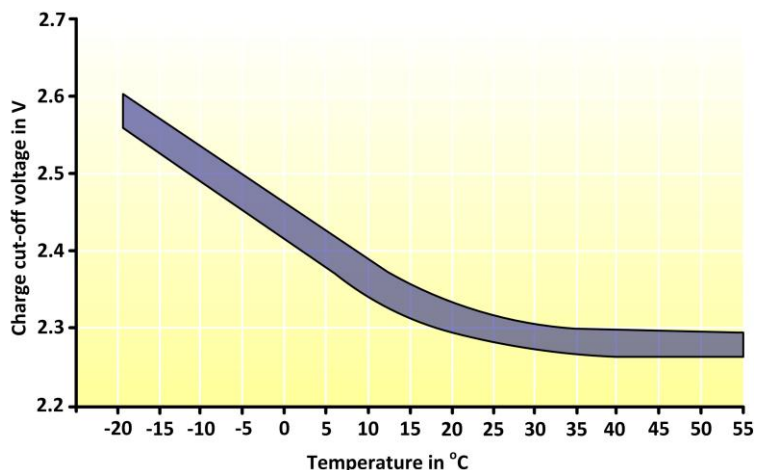
ค่าแรงดันไฟฟ้าโดยทั่วไปของแบตเตอรี่ชนิดตะกั่ว-กรดคือ ประมาณ 2 โวลต์ต่อเซลล์ส่วนใหญ่จะมีทั้งหมด 6 เซลล์ โดยที่ต่อกันแบบอนุกรมอยู่ในกล่อง และแรงดันรวมประมาณ 12 โวลต์ต่อแบตเตอรี่หนึ่งตัว ซึ่งค่าแรงดันที่แท้จริงจะเปลี่ยนแปลงเสมอขึ้นอยู่กับสภาวะการทำงาน และเพื่อป้องกันความเสียหายที่จะเกิดกับแบตเตอรี่จำเป็นต้องจำกัดค่าแรงดันไฟฟ้าใน 2 สภาวะต่อไปนี้ คือ จำกัดค่าแรงดันสูงสุดในสภาวะการอัดประจุ และจำกัดค่าแรงดันต่ำสุดในสภาวะการคายประจุ นอกจากนี้ยังต้องจำกัดค่าแรงดันเพื่อป้องกันการเกิดก๊าซในสภาวะการอัดประจุอีกด้วย

ค่าแรงดันไฟฟ้าขณะไม่มีภาระทางไฟฟ้าหรือแรงดันวงจรเปิดของแบตเตอรี่ชนิดตะกั่ว-กรด จะไม่สามารถวัดได้ทันที ภายหลังจากการอัดหรือคายประจุเนื่องจากกระบวนการทางเคมีและความร้อนยังไม่เข้าสู่ภาวะสมดุล ซึ่งค่าแรงดันวงจรเปิดนี้ขึ้นอยู่กับสภาวะการอัดประจุและชนิดของแบตเตอรี่โดยมีค่าอยู่ระหว่าง 1.96-2.12 โวลต์ต่อเซลล์หรือแบตเตอรี่หนึ่งตัวมีค่า 12-12.7 โวลต์

## (4) การอัดและการคายประจุ (Charging and Discharging)

กระบวนการอัดประจุ ค่าแรงดันไฟฟ้าของแบตเตอรี่จะค่อยๆ เพิ่มขึ้นจนถึงค่าหนึ่งที่จะเริ่มเกิดก๊าซ (gassing voltage) นั่นคือ น้ำถูกแยกตัวออกเป็นออกซิเจนและไฮโดรเจน เรียก oxy-hydrogen gas ซึ่งสามารถจุดติดไฟและระเบิดได้ง่าย ดังนั้นผู้ผลิตเครื่องควบคุมการประจุแบตเตอรี่จึงควรจำกัดแรงดันไฟฟ้าตอนอัดประจุไม่ให้เกินค่าๆ หนึ่งเป็นค่าแรงดันปลดออกเมื่ออัดประจุหรือ charge cut-off voltage นอกจากนี้เนื่องจากค่าแรงดันที่เริ่มเกิดก๊าซขึ้นอยู่กับค่าอุณหภูมิของแบตเตอรี่ ดังนั้นเครื่องควบคุมการประจุแบตเตอรี่ ควรต้องมีการวัดอุณหภูมิเพื่อนำมาคำนวณหาค่า charge cut-off voltage อย่างถูกต้อง ดังแสดงในรูปที่ 3.47

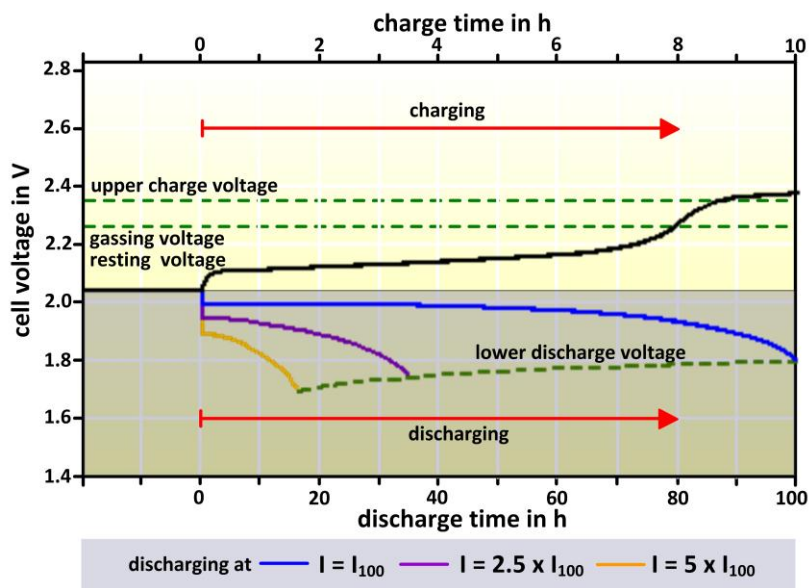
รูปที่ 3.47 ความสัมพันธ์ระหว่างอุณหภูมิกับ charge cut-off voltage



## เซลล์ แผงและอุปกรณ์ประกอบระบบ

แบตเตอรี่สำหรับเซลล์แสงอาทิตย์จะทำงานครบรอบ หรือไซเคิลในหนึ่งวันคือ ช่วงกลางวันเป็นการอัดประจุและกลางคืนเป็นการคายประจุ โดยอาจคายประจุอยู่ระหว่าง 2 ถึง 20 %ของความจุแบตเตอรี่ การทำงานของแบตเตอรี่จะขึ้นอยู่กับฤดูกาล เช่นในฤดูหนาว (หรือฤดูฝน) แสงแดดมีน้อยทำให้แผงเซลล์แสงอาทิตย์ผลิตพลังงานได้น้อยจึงไม่เพียงพอสำหรับการอัดประจุให้แก่แบตเตอรี่ให้เต็มส่งผลให้แบตเตอรี่ทำงานที่สถานะการอัดประจุ (State of Charge, SOC) ที่ต่ำมาก อาจจะมีประมาณ 20 % ของค่าความจุของแบตเตอรี่ ขณะที่ในช่วงฤดูร้อน แสงแดดมีมาก แผงเซลล์ผลิตพลังงานได้มากและเพียงพอสำหรับอัดประจุให้แก่แบตเตอรี่จนเต็มหรือเกือบเต็ม ซึ่งอาจส่งผลให้แบตเตอรี่ทำงานที่สถานะการอัดประจุที่สูงคือ อาจถึง 80 หรือ 100 % ของค่าความจุของแบตเตอรี่ได้ แต่ก็อาจทำให้เกิดปัญหาการอัดประจุเกินพิกัด ดังนั้นเพื่อหลีกเลี่ยงปัญหานี้ จึงจำเป็นต้องมีการกำหนดค่าแรงดันไฟฟ้าสูงสุดของแบตเตอรี่ ซึ่งโดยทั่วไปกำหนดไว้ที่ 2.4 โวลต์ต่อเซลล์ โดยเครื่องควบคุมการประจุแบตเตอรี่บางรุ่น อาจกำหนดค่าแรงดันสูงกว่านี้ในช่วงเวลาสั้นๆ เพื่อเหตุผลจำเป็นบางประการ เช่น เพื่อการอัดประจุแบบ Equalization หรือการอัดประจุแบบรวดเร็ว เป็นต้น

กระบวนการคายประจุ เมื่อเริ่มต้นแรงดันไฟฟ้าจะตกลงอย่างทันทีเนื่องจากแรงดันส่วนหนึ่งที่เนื่องมาจากแรงดันส่วนหนึ่งตกคร่อมบนตัวต้านทานภายในของแบตเตอรี่ เมื่อมีกระแสไฟฟ้าไหลในวงจรจากนั้นแรงดันไฟฟ้าจะค่อยๆ ลดลงอย่างต่อเนื่อง



รูปที่ 3.48 ลักษณะแรงดันไฟฟ้าของแบตเตอรี่ ในช่วงเวลาที่เกิดกระบวนการอัดและการคายประจุ

discharge cut-out voltage หากปล่อยให้แรงดันไฟฟ้าลดลงต่อไปจนกระทั่งต่ำกว่าค่า discharge cut-out voltage จะทำให้ความเข้มข้นของกรดจะมีค่าสูงมากจนเกิดเป็นผลึกซัลเฟต หรือเรียกว่าเกิดซัลเฟชัน ซึ่งควรหลีกเลี่ยงไม่ให้เกิดสถานะนี้

ในรูปที่ 3.48 แสดงลักษณะแรงดันไฟฟ้าของแบตเตอรี่ในช่วงเวลาที่เกิดกระบวนการอัดและการคายประจุ ได้แก่ การเปลี่ยนแปลงของแรงดันไฟฟ้าของแบตเตอรี่ในกระบวนการอัดและคายประจุ

รวมทั้ง charge cut-off voltage (หรือ upper charge voltage), discharge cut-out voltage (หรือ lower discharge voltage) และ gassing voltage

#### (5) สถานะการอัดประจุ (State of Charge, SOC)

การทำงานของระบบเซลล์แสงอาทิตย์แบบอิสระที่มีแบตเตอรี่จำเป็นต้องทราบจำนวนเวลาที่ระบบยังสามารถจ่ายไฟให้แก่ภาระทางไฟฟ้าได้ในช่วงเวลาที่ไม่มีแดดเพื่อประมาณการหรือเตรียมมาตรการรองรับหรือป้องกันการขาดแคลนไฟฟ้า ดังนั้นจึงจำเป็นต้องทราบตลอดเวลาว่ามีปริมาณพลังงานที่เหลืออยู่ในแบตเตอรี่มากน้อยเพียงใด ซึ่งโดยทั่วไปมี 2 วิธีที่จะทำให้ทราบปริมาณพลังงานที่เหลืออยู่ในแบตเตอรี่ (State of charge)

วิธีที่ 1 สำหรับ unsealed แบตเตอรี่ หรือแบตเตอรี่ที่มีอิเล็กโทรไลต์เป็นของเหลว สามารถทราบได้จากค่าความหนาแน่นของกรด (Acid density) ซึ่งวัดโดยไฮโดรมิเตอร์ (hydrometer) โดยแบตเตอรี่แต่ละชนิดจะมีค่าต่างกัน

วิธีที่ 2 สำหรับ sealed แบตเตอรี่ หรือแบตเตอรี่ที่มีอิเล็กโทรไลต์เป็นแบบเจลซึ่งไม่สามารถวัดค่าว่าความหนาแน่นของกรด (Acid density) ได้จึงต้องวัดระดับแรงดันไฟฟ้าแทน อย่างไรก็ตาม จำเป็นต้องทราบระดับแรงดันวงจรเปิดขณะเริ่มต้น (resting voltage) ก่อนทุกครั้งเพื่อใช้อ้างอิงเป็นค่าเริ่มต้นที่สถานะการประจุเป็น 0 % และต้องปล่อยแบตเตอรี่ไว้โดยไม่ต่อวงจรไว้อย่างน้อย 4 ชั่วโมงก่อนทำการวัดแรงดัน

#### (6) ปัจจัยที่ส่งผลกระทบต่ออายุการใช้งานของแบตเตอรี่ (Ageing Effect)

แบตเตอรี่ชนิดตะกั่ว-กรดมีจุดบกพร่องเนื่องจากอายุการใช้งานค่อนข้างสั้น โดยที่การใช้งานระหว่าง 100 ถึง 800 รอบ จะมีอายุการใช้งานประมาณ 3 ถึง 8 ปี แต่ในขณะที่แบตเตอรี่แบบ Stationary จะมีอายุการใช้งานประมาณ 10 ถึง 15 ปี สิ่งที่ต้องคำนึงถึงเสมอแม้ว่าจะไม่มีการคายประจุใดๆ จากแบตเตอรี่ กระบวนการทางเคมีก็ยังคงเกิดขึ้นและเป็นเหตุให้เกิดการคายประจุภายในตัวแบตเตอรี่เอง ทั้งนี้ไม่ควรให้เกิดการคายประจุเกิน 3 % ต่อเดือน จากกระบวนการทางเคมีที่เกิดขึ้นในแบตเตอรี่เป็นปัจจัยที่ส่งผลกระทบต่ออายุการใช้งานของแบตเตอรี่ ประกอบด้วย การแบ่งชั้นของกรด (Acid stratification) การเกิดซัลเฟชัน (Sulfation) การกัดกร่อน (Corrosion) การเกิดเป็นตะกอน (Sludging) และการสูญเสียน้ำ (Drying out)

■ การแบ่งชั้นของกรด หรือ Acid stratification เป็นปฏิกิริยาสามารถย้อนกลับได้ เนื่องจากการที่ กรดมีองค์ประกอบของโลหะหนัก ซึ่งความหนาแน่นของกรดบริเวณด้านล่างของแบตเตอรี่จึงมากกว่าด้านบน ทำให้เกิดความต่างศักย์ขึ้นระหว่างกรดชั้นบนและชั้นล่าง เป็นเหตุให้เกิดการคายประจุบางส่วนอยู่ภายในตัวกล่องแบตเตอรี่ กระบวนการนี้เรียกว่า Acid stratification และในกรณีนี้ทำให้เกิดก๊าซบ้าง ทั้งนี้ในแต่ละช่วงเวลาของการบำรุงรักษาจึงควรช่วยให้เกิดการผสมของกรด

## เซลล์ แผงและอุปกรณ์ประกอบระบบ

ชั้นบนและชั้นล่างโดยการเคลื่อนย้ายแบตเตอรี่เพื่อให้เกิดการผสมกันระหว่างกรดชั้นบนและชั้นล่างและช่วยลดการคายประจุภายในแบตเตอรี่

- การเกิดซัลเฟชัน หรือ Sulfation เป็นปฏิกิริยาที่ไม่สามารถย้อนกลับได้ในกรณีที่แบตเตอรี่ไม่ได้รับการอัดประจุอย่างเพียงพอหลังจากที่คายประจุแล้ว จะทำให้เกิดผลึกของตะกั่วซัลเฟตตกตะกอนสะสมอยู่ด้านล่าง ซึ่งไม่สามารถละลายกลับเข้าไปในสารอิเล็กโทรไลต์ได้อีก และการสูญเสียซัลเฟตนี้ทำให้ความสามารถในการอัดประจุครั้งต่อไปลดลง กระบวนการนี้เรียกว่า Sulfation

- การกัดกร่อน หรือ Corrosion เป็นปฏิกิริยาที่ไม่สามารถย้อนกลับได้ โดยที่กระบวนการกัดกร่อนจะเกิดขึ้นกับแผ่นธาตุกริดที่ขั้วบวกของแบตเตอรี่ เมื่อแรงดันที่ขั้วบวกสูงเกินกว่าปกติจะทำให้ความต้านทานของแผ่นธาตุกริดเพิ่มขึ้น จนในที่สุดเมื่อเกิดการกัดกร่อนเป็นบริเวณกว้างจะทำให้เกิดการลัดวงจรภายในระหว่างขั้วบวกกับอิเล็กโทรด

- การเกิดเป็นตะกอน หรือ Sludging เป็นปฏิกิริยาที่ไม่สามารถย้อนกลับได้ โดยที่ปริมาณขององค์ประกอบทางเคมีที่มีการเปลี่ยนแปลงในระหว่างการอัดและคายประจุจะทำให้องค์ประกอบบางส่วนหายไป หากเกิดก๊าซขึ้นจะทำให้เกิดการสะสมเป็นตะกอนของตะกั่ว หรือตะกั่วซัลเฟตที่ด้านล่างของแบตเตอรี่และเมื่อสะสมจนสูงมากพอจะทำให้เกิดการลัดวงจรภายใน

- การสูญเสียน้ำ หรือ Drying out เป็นปฏิกิริยาที่ไม่สามารถย้อนกลับได้ หากเกิดก๊าซขึ้นในระหว่างการอัดประจุจะทำให้เกิดการสูญเสียน้ำ ซึ่งต้องมีการเติมน้ำอย่างสม่ำเสมอเพื่อชดเชยและไม่ให้แบตเตอรี่หยุดทำงาน

### เครื่องควบคุมการประจุไฟฟ้า

ระบบเซลล์แสงอาทิตย์แบบอิสระโดยทั่วไปประกอบด้วย แผงเซลล์แสงอาทิตย์ เครื่องควบคุมการประจุไฟฟ้า แบตเตอรี่ และโหลดนั้น ซึ่งแรงดันไฟฟ้าของระบบแผงเซลล์แสงอาทิตย์ควรเหมาะสมกับแรงดันไฟฟ้าของแบตเตอรี่ โดยทั่วไปมีค่าเท่ากับ 12 โวลต์, 24 โวลต์ และ 48 โวลต์ ตัวอย่างเช่น แบตเตอรี่ 12 โวลต์ มีแรงดันไฟฟ้าสูงสุดได้ถึง 14.4 โวลต์ หากแผงเซลล์แสงอาทิตย์เป็นชนิดผลึกซิลิกอนจำนวน 36 ถึง 40 เซลล์ มีแรงดันใช้งานได้ 15 ถึง 18 โวลต์ (ขึ้นกับอุณหภูมิของอากาศ) ข้อจำกัดทางเทคนิคที่กำหนดให้แรงดันใช้งานต้องมากกว่าแรงดันการประจุไฟฟ้าของแบตเตอรี่ แม้ว่าอุณหภูมิจะสูงขึ้นซึ่งในกรณีนี้จะเห็นว่าแรงดันใช้งานของแผงเซลล์แสงอาทิตย์เพียงพอต่อการ



รูปที่ 3.49 ตัวอย่างเครื่องควบคุมการประจุไฟฟ้าที่มีทั่วไป

## เซลล์ แผงและอุปกรณ์ประกอบระบบ

ประจุไฟฟ้าให้แก่แบตเตอรี่ แม้เกิดการสูญเสียแรงดันไฟฟ้าในสายไฟฟ้าและไดโอด (โดยทั่วไปไม่เกิน 2 %)

เครื่องควบคุมการประจุไฟฟ้าทำหน้าที่ประจุไฟฟ้าที่ผลิตได้จากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ลงในแบตเตอรี่และควบคุมไม่ให้ประจุไฟฟ้าเกิน (overcharging) หลักการทำงานของเครื่อง คือ ตรวจวัดแรงดันของแบตเตอรี่ เพื่อกำหนดสถานะการประจุของแบตเตอรี่ เมื่อแบตเตอรี่มีประจุอยู่เต็มแรงดันไฟฟ้าจะสูงขึ้น เช่น แบตเตอรี่ 12 โวลต์ เครื่องควบคุมการประจุไฟฟ้าจะตัดการประจุเมื่อแรงดันสูงถึง 14.4 โวลต์และจะประจุไฟฟ้าใหม่อีกครั้งเมื่อแรงดันไฟฟ้าลดลงเหลือ 13.4 โวลต์ และทำหน้าที่เบี่ยงเบนไฟฟ้าจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์เมื่อแรงดันไฟฟ้ามากเกินไป หรือต่ำกว่าแบตเตอรี่จะรับได้ ส่วนการป้องกันการจ่ายไฟฟ้าย้อนกลับจากแบตเตอรี่ไปยังแผงเซลล์แสงอาทิตย์ จะมีไดโอดป้องกันกระแสไหลย้อน ซึ่งปกติจะมีรวมอยู่ในเครื่องควบคุมการประจุไฟฟ้า ตัวอย่างเครื่องควบคุมการประจุไฟฟ้าในระบบเซลล์แสงอาทิตย์ที่มีทั่วไปดังแสดงในรูปที่ 3.49

สรุปหน้าที่ของเครื่องควบคุมการประจุไฟฟ้าได้ดังนี้

- ควบคุมให้มีการประจุไฟฟ้าที่เหมาะสม
- ป้องกันการคายประจ้ย้อนกลับ
- ป้องกันการประจุไฟฟ้าเกินกว่าแบตเตอรี่จะรับได้
- ป้องกันการคายประจุเกิน
- แสดงสถานะของแบตเตอรี่ (บางรุ่น)

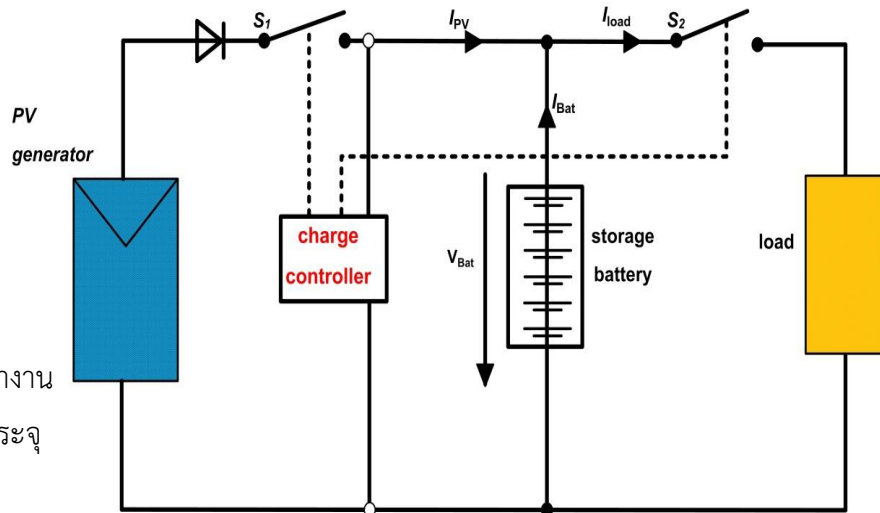
เครื่องควบคุมการประจุไฟฟ้ามีอยู่ทั่วไปแบ่งได้ 4 แบบ คือ การประจุแบบอนุกรม (Series controllers) การประจุแบบขนาน (Shunt controllers/parallel controllers) การประจุแบบป้องกันการคายประจุเกิน (Deep discharge protection) และการประจุแบบควบคุมกำลังสูงสุด (MPP charge controllers) หลักการทำงานของเครื่องควบคุมการประจุแบบต่างๆ มีดังนี้

### เครื่องควบคุมการประจุแบบอนุกรม (Series controllers)

การต่อเครื่องควบคุมการประจุไฟฟ้ากับแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบอนุกรม โดยจะตัดการไหลของกระแสไฟฟ้าจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ เมื่อเกินแรงดันไฟฟ้าที่แบตเตอรี่รับได้ และต่อวงจรเมื่อแรงดันไฟฟ้าลดลง อาศัยสวิทช์ควบคุมที่เป็นสวิทช์แม่เหล็ก เรียกว่า รีเลย์ (Relay) หรือตัวนำสัญญาณ  $S_1$  และหลักการทำงานดังแสดงในรูปที่ 3.50 ข้อดีของเครื่องแบบ คือ การสั้นของสวิทช์แม่เหล็กเนื่องจากการปิด-เปิดวงจรเมื่อมีการเปลี่ยนแปลงของแรงดันไฟฟ้า และก่อให้เกิดการสูญเสียขึ้นในระบบ ด้วยเหตุนี้จึงพัฒนาเครื่องควบคุมการประจุที่มีการควบคุมการทำงานต่อเนื่อง

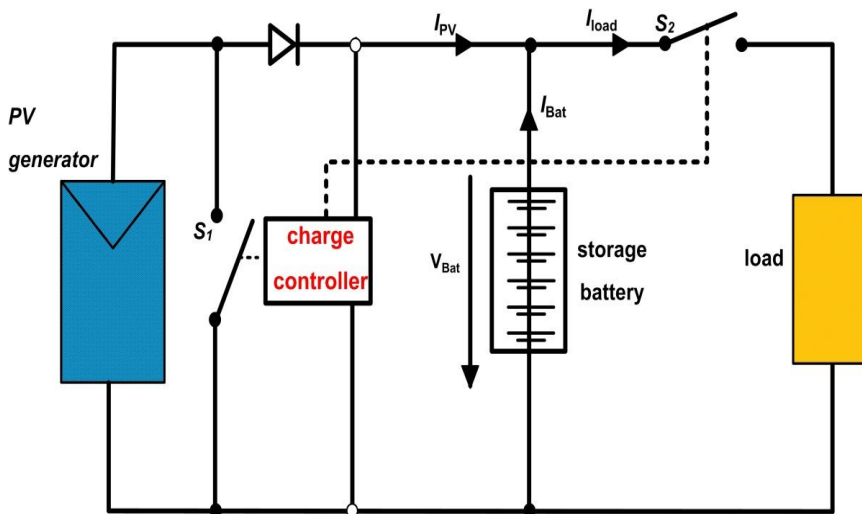
เซลล์ แผงและอุปกรณ์ประกอบระบบ

รูปที่ 3.50 หลักการทำงาน  
ของเครื่องควบคุมการประจุ  
แบบอนุกรม



เครื่องควบคุมการประจุแบบขนาน (Shunt controllers/parallel controllers)

การต่อเครื่องควบคุมการประจุไฟฟ้ากับแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบขนาน เมื่อเกิดแรงดันไฟฟ้าเกิน ตัวควบคุมจะทำหน้าที่ลดกำลังไฟฟ้าจากแผงเซลล์อย่างต่อเนื่อง การต่อแบบนี้จะปลอดภัยกับแบตเตอรี่ แต่แผงเซลล์มีอุณหภูมิเพิ่มขึ้นเล็กน้อย เนื่องจากกระแสลัดวงจรของกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากแผงเซลล์ไม่ได้จ่ายออกมา หลักการทำงานของเครื่องควบคุมการประจุแบบขนานที่แสดงในรูปที่ 3.51



รูปที่ 3.51 หลักการ  
ทำงานของเครื่องควบคุม  
การประจุแบบขนาน

การประจุแบบป้องกันการคายประจุเกิน (Deep discharge protection)

เครื่องควบคุมการประจุไฟฟ้าโดยทั่วไป ป้องกันการคายประจุเกินด้วยรีเลย์ เพื่อแยกโหลดออกจากแบตเตอรี่ ดังสัญลักษณ์  $S_2$  ในรูปที่ 3.50 และรูปที่ 3.51 และสัญลักษณ์  $S_1$  ในรูปที่ 3.52 ตัวอย่างเช่น แรงดันของแบตเตอรี่ลดลงต่ำกว่าแรงดันจ่ายของแบตเตอรี่เนื่องจากโหลดต้องการจ่ายกระแสสูง (ตู้เย็น) เหตุการณ์เช่นนี้ตัวควบคุมจะแยกโหลดออก และนำแรงดันไฟฟ้ากลับมาโดยเร็วที่สุดซึ่งโดยทั่วไป จะเพียงพอต่อการจ่ายให้โหลดขนาดเล็ก (หลอดไฟฟ้า)

## เซลล์ แผงและอุปกรณ์ประกอบระบบ

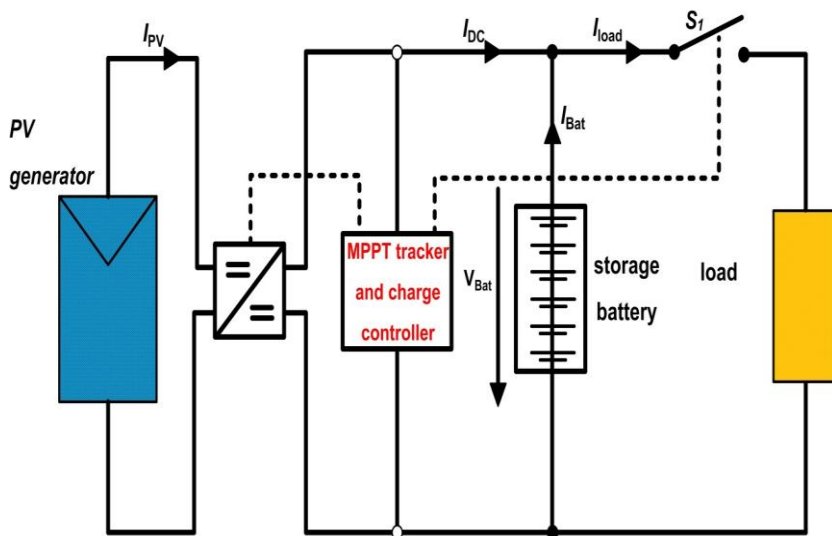
เครื่องควบคุมการประจุไฟฟ้ารุ่นใหม่จะมีตัววัดอุณหภูมิด้วย เพื่อวัดอุณหภูมิของสภาพแวดล้อม และปกติเครื่องควบคุมการประจุไฟฟ้าจะต่อกับแบตเตอรี่โดยตรง ดังนั้นอุณหภูมิของทั้งสองจึงใกล้เคียงกัน ยกเว้นกรณีแบตเตอรี่รับภาระโหลดมากอาจจะเกิดความร้อนขึ้น ทำให้แบตเตอรี่มีอุณหภูมิสูงกว่าเครื่องควบคุมการประจุ ทั้งนี้แบตเตอรี่ที่ออกแบบไว้อย่างดีจะไม่ได้รับผลกระทบนี้

การควบคุมการประจุไฟฟ้า โดยอาศัยหลักการจำกัดกระแสไฟฟ้าทั้งด้านแผงเซลล์และแบตเตอรี่ ผ่านอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์ที่เกิดความเสียหายได้ง่าย จึงจำเป็นต้องมีการป้องกันด้วยการติดตั้งฟิวส์ ซึ่งค่ากระแสไฟฟ้าสูงสุดจำกัดจากแผงเซลล์และจากโหลดอยู่ในช่วง 5 ถึง 30 แอมแปร์ หากเป็นระบบขนาดใหญ่จะมีรุ่นเฉพาะหรือแบ่งระบบเป็นกลุ่มย่อยๆ จึงทำให้ไม่เกิดภาวะทั้งระบบทำงานล้มเหลว

### เครื่องควบคุมการประจุแบบควบคุมกำลังสูงสุด (MPPT charge controllers)

ระบบเซลล์แสงอาทิตย์จะผลิตไฟฟ้าได้ ขึ้นกับความเข้มรังสีอาทิตย์ และอุณหภูมิ ซึ่งการต่อเครื่องควบคุมการประจุและแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ไม่เหมาะสมจะทำให้เกิดการสูญเสียกำลัง 10-40 % ทั้งนี้การหลีกเลี่ยงทำได้โดยการใช้ตัวติดตามจุดกำลังสูงสุด (Maximum Power Point, MPP) หรือเรียกว่า Maximum Power Point Tracker (MPPT)

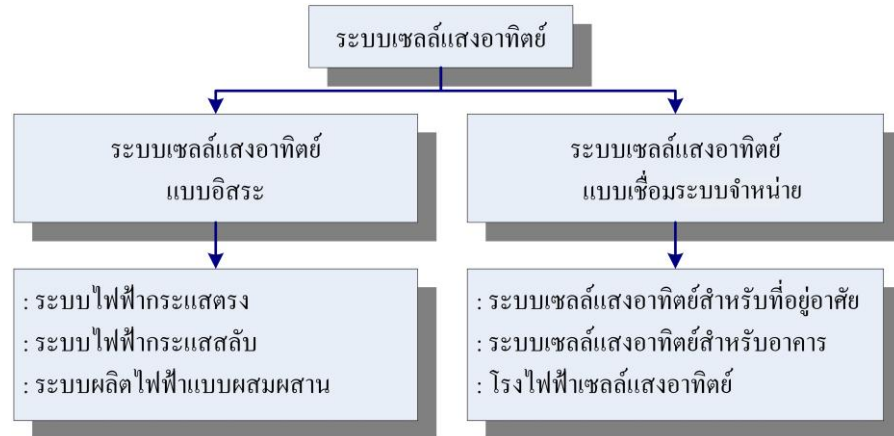
MPPT ประกอบด้วย ตัวควบคุมการแปลงกระแสไฟตรงเป็นไฟตรง และจะทำงานทุกๆ 5 นาที เพื่อวัดกระแสและแรงดันไฟฟ้าของระบบแผงเซลล์แสงอาทิตย์ นำมาคำนวณค่ากำลังไฟฟ้าสูงสุด จากนั้นจะมีวงจรที่ควบคุม เพื่อปรับให้เหมาะสมกับการประจุแบตเตอรี่ โดยทั่วไปเครื่องแปลงไฟฟ้าแบบนี้มีประสิทธิภาพ 90 -96 % ส่วนระบบที่เหมาะสมกับการใช้ MPPT ควรมีขนาดตั้งแต่ 200 วัตต์ขึ้นไป หากระบบมีขนาดเล็กกว่านี้จะเกิดการสูญเสียในระหว่างการแปลงมากกว่าจะได้รับมาเนื่องจากวงจรมีความซับซ้อน ปัจจุบันพบว่าเครื่องควบคุมการประจุไฟฟ้าแบบนี้จะใช้ในระบบขนาดตั้งแต่ 500 วัตต์ขึ้นไป นอกจากนี้เครื่องควบคุมการประจุแบบควบคุมกำลังสูงสุดมีราคาค่อนข้างสูง



รูปที่ 3.52 หลักการทำงาน ของ เครื่อง ควบคุมการประจุแบบ ควบคุมกำลังสูงสุด

## บทที่ 4

### ระบบเซลล์แสงอาทิตย์



รูปที่ 4.1 ประเภทของระบบเซลล์แสงอาทิตย์

#### 4.1 บทนำ

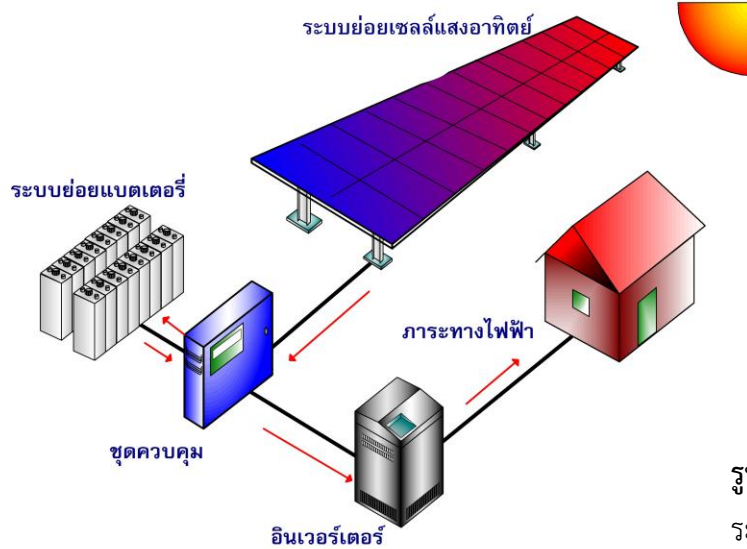
ระบบเซลล์แสงอาทิตย์แบ่งเป็น 2 ประเภทตามลักษณะการเชื่อมต่อบริษัทจำหน่ายดังไดอะแกรมแสดงความสัมพันธ์ในรูปที่ 4.1 ระบบเซลล์แสงอาทิตย์แบบอิสระหมายถึง ระบบเซลล์แสงอาทิตย์ที่ไม่มีการเชื่อมต่อบริษัทจำหน่ายไฟฟ้า มีวัตถุประสงค์เพื่อใช้กับงานเฉพาะด้านหรือเฉพาะแหล่งโดยเฉพาะในแหล่งทุรกันดารหรือห่างไกลจากระบบจำหน่ายไฟฟ้า ซึ่งระบบจะถูกออกแบบให้ผลิตไฟฟ้าโดยมีปริมาณการผลิตไฟฟ้าที่เหมาะสมกับปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าที่จำกัด

ระบบเซลล์แสงอาทิตย์แบบอิสระสามารถจำแนกตามประเภทของสัญญาณไฟฟ้าหรือแหล่งผลิตไฟฟ้าได้ดังนี้ (1) ระบบไฟฟ้ากระแสตรงเป็นการผลิตไฟฟ้ากระแสตรงป้อนสู่วงจรไฟฟ้าสำหรับภาระทางไฟฟ้าที่ใช้ไฟฟ้ากระแสตรง (2) ระบบไฟฟ้ากระแสสลับ ผลิตไฟฟ้ากระแสสลับป้อนสู่วงจรไฟฟ้าและหากมีแหล่งผลิตไฟฟ้าหลายแหล่งเชื่อมต่อเป็นระบบเดียวกันถูกเรียกว่า ระบบผลิตไฟฟ้าแบบผสมผสาน เช่น ไฟฟ้าจากพลังงานลม ไฟฟ้าจากเครื่องยนต์ปั่นไฟ เป็นต้น

ระบบเซลล์แสงอาทิตย์แบบเชื่อมต่อบริษัทจำหน่ายหมายถึง ระบบเซลล์แสงอาทิตย์ที่มีการผลิตไฟฟ้าป้อนเข้าระบบจำหน่ายไฟฟ้า เพื่อวัตถุประสงค์หลายด้าน เช่น การปรับปรุงคุณภาพไฟฟ้าของระบบจำหน่ายไฟฟ้า การขายไฟฟ้า การลดภาระค่าใช้จ่ายทางไฟฟ้า หรือการลดต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานอื่น รวมถึงการลดมลภาวะจากการผลิตไฟฟ้าด้วยแหล่งพลังงานอื่น เป็นต้น



ระบบเซลล์แสงอาทิตย์แบบเชื่อมต่อบริษัทจำหน่ายสามารถจำแนกประเภทได้ดังนี้ (1) ระบบผลิตไฟฟ้าติดตั้งกับตัวอาคารหรือติดตั้งตามบ้าน เช่น บนหลังคาบ้านหรืออาคาร าดตฟ้าของอาคารและติดตั้งบนผนังด้านนอกอาคาร เป็นต้น (2) ระบบผลิตไฟฟ้าเพื่อเป็นโรงไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์



รูปที่ 4.2 ส่วนประกอบของระบบเซลล์แสงอาทิตย์

ระบบเซลล์แสงอาทิตย์ประกอบด้วย 4 ส่วนหลัก ดังแสดงในรูปที่ 4.2 โดยแต่ละส่วนประกอบมีหน้าที่ดังนี้

**ระบบย่อยเซลล์แสงอาทิตย์** ซึ่งอาจเป็นแผงเซลล์เพียงแผงเดียว หรือหลายแผงเซลล์ต่อร่วมกัน ทำหน้าที่ผลิตพลังงานไฟฟ้าโดยเปลี่ยนพลังงานแสงเป็นพลังงานไฟฟ้า

**ระบบย่อยแบตเตอรี่** อาจเป็นแบตเตอรี่เพียงหนึ่งเดียวหรือแบตเตอรี่หลายชุดต่อร่วมกัน ทำหน้าที่เก็บสะสมพลังงานไฟฟ้าในรูปพลังงานเคมี ทั้งนี้การเก็บสะสมพลังงานเพื่อจะจ่ายพลังงานจากแบตเตอรี่ให้กับภาระทางไฟฟ้าในช่วงเวลาที่เซลล์แสงอาทิตย์

**ระบบควบคุมการประจุแบตเตอรี่** เป็นอุปกรณ์ทางอิเล็กทรอนิกส์ ทำหน้าที่ควบคุมการอัดประจุและควบคุมการคายประจุของแบตเตอรี่ที่จ่ายให้กับภาระทางไฟฟ้า เพื่อรักษาอายุการใช้งานของแบตเตอรี่

**ระบบแปลงสัญญาณไฟฟ้าหรืออินเวอร์เตอร์** ในกรณีที่ภาระทางไฟฟ้าของระบบเป็นไฟฟ้ากระแสสลับ จึงจำเป็นต้องมีอินเวอร์เตอร์เพื่อทำหน้าที่เปลี่ยนไฟฟ้ากระแสตรงให้เป็นไฟฟ้ากระแสสลับ

## 4.2 ระบบเซลล์แสงอาทิตย์แบบอิสระ (Stand Alone PV System)

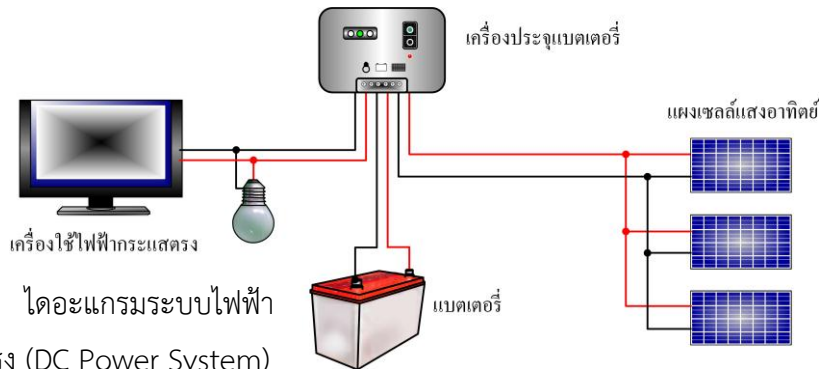
ระบบผลิตไฟฟ้าประกอบด้วยเซลล์แสงอาทิตย์เป็นแหล่งผลิตพลังงานหลักและไม่ได้เชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายไฟฟ้า สามารถจำแนกตามประเภทของสัญญาณไฟฟ้าหรือแหล่งผลิตไฟฟ้าได้ คือ ระบบไฟฟ้ากระแสตรง ระบบไฟฟ้ากระแสสลับ และระบบผลิตไฟฟ้าแบบผสมผสาน

#### 4.2.1 ระบบไฟฟ้ากระแสตรง (DC Power System)

แผงเซลล์แสงอาทิตย์จะผลิตไฟฟ้ากระแสตรงป้อนให้แก่วงจรไฟฟ้าโดยไม่มีอุปกรณ์แปลงสัญญาณไฟฟ้าแต่อาจมีอุปกรณ์ควบคุมไฟฟ้าประเภทอื่นเช่น หากระบบมีแบตเตอรี่ต้องมีเครื่องควบคุมการประจุแบตเตอรี่ (Battery Charge Controller) ร่วมในระบบหรืออาจมีเครื่องควบคุมและปรับปรุงคุณภาพไฟฟ้าในระบบเพื่อปรับระดับแรงดันไฟฟ้าหรือเพื่อป้องกันอันตรายที่จะเกิดกับเครื่องใช้ไฟฟ้า เป็นต้น โดยเครื่องใช้ไฟฟ้า

ในระบบ ต้องเป็น  
ไฟฟ้ากระแสตรงเท่านั้น  
ตัวอย่างไดอะแกรมของ  
ระบบดังแสดงในรูปที่ 4.3

รูปที่ 4.3 ไดอะแกรมระบบไฟฟ้า  
กระแสตรง (DC Power System)

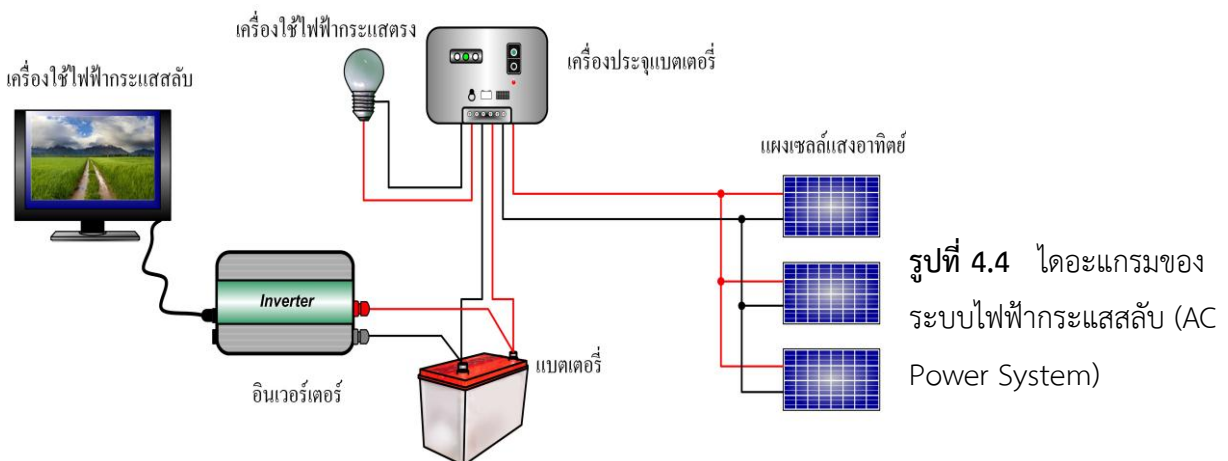


#### 4.2.2 ระบบ

System)

ไฟฟ้ากระแสสลับ (AC Power

แผงเซลล์แสงอาทิตย์จะผลิตไฟฟ้ากระแสตรงป้อนให้แก่อุปกรณ์ที่แปลงสัญญาณไฟฟ้าจากกระแสตรงเป็นกระแสสลับซึ่งเรียกว่า อินเวอร์เตอร์ (Inverter) โดยส่วนใหญ่จะทำหน้าที่แปลงสัญญาณไฟฟ้าพร้อมทั้งควบคุมและปรับปรุงคุณภาพไฟฟ้าด้วย เครื่องใช้ไฟฟ้าในระบบจะเป็นเครื่องใช้ไฟฟ้ากระแสสลับหรืออาจมีเครื่องใช้ไฟฟ้ากระแสตรงร่วมอยู่ด้วยในส่วนที่เป็นไฟฟ้ากระแสตรงก่อนถูกแปลงโดยอินเวอร์เตอร์ ตัวอย่างไดอะแกรมของระบบดังแสดงในรูปที่ 4.4



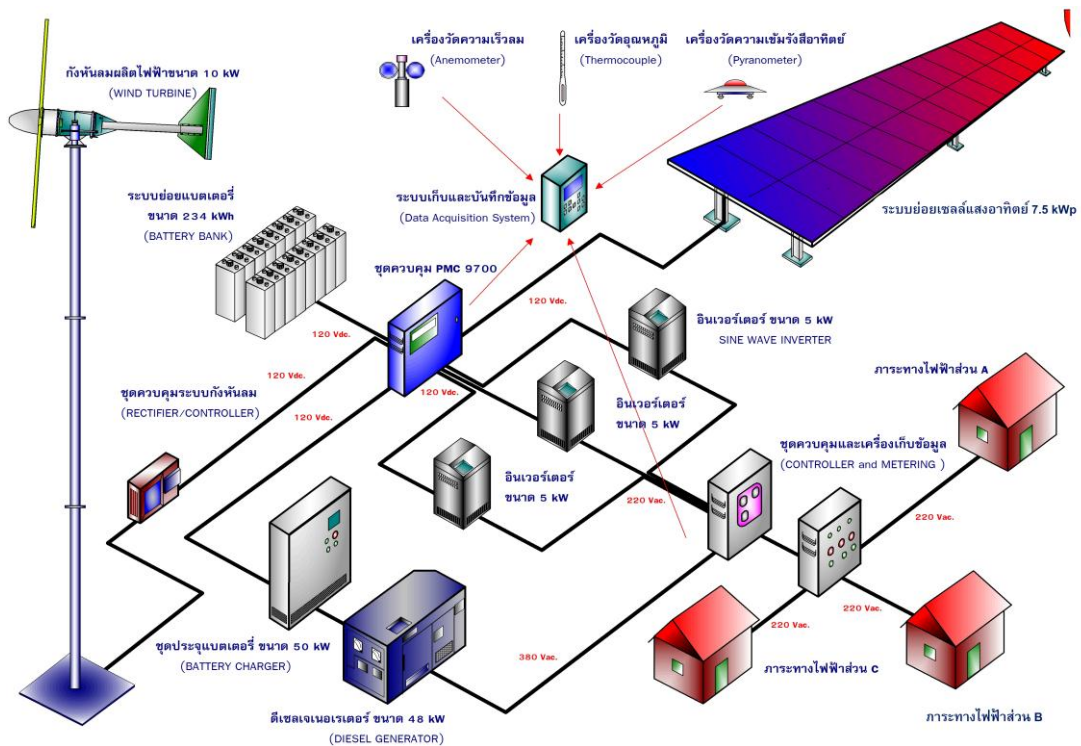
รูปที่ 4.4 ไดอะแกรมของ  
ระบบไฟฟ้ากระแสสลับ (AC  
Power System)

#### 4.2.3 ระบบผลิตไฟฟ้าแบบผสมผสาน (Hybrid Power System)

ระบบผลิตไฟฟ้าแบบผสมผสานเป็นระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าร่วมกันระหว่างแหล่งพลังงานหลายแหล่ง เนื่องจากระบบที่มีเซลล์แสงอาทิตย์เป็นแหล่งจ่ายพลังงานเพียงอย่างเดียวไม่เพียงพอที่จะนำไปใช้งานเป็นระบบผลิตไฟฟ้าขนาดใหญ่ เพราะต้องลงทุนสูง ดังนั้นระบบผลิตไฟฟ้าแบบผสมผสานจึงเป็น

ทางเลือกหนึ่งที่มีศักยภาพและความเชื่อถือ ผลที่เกิดขึ้นกับระบบเซลล์แสงอาทิตย์ในการผลิตไฟฟ้าแบบผสมผสาน คือ ขนาดของระบบย่อยโดยเฉพาะแหล่งผลิตพลังงานในระบบลดลงส่งผลให้ค่าใช้จ่ายในการลงทุนลดลง ลักษณะระบบผลิตไฟฟ้าแบบผสมผสานแสดงในรูปที่ 4.5

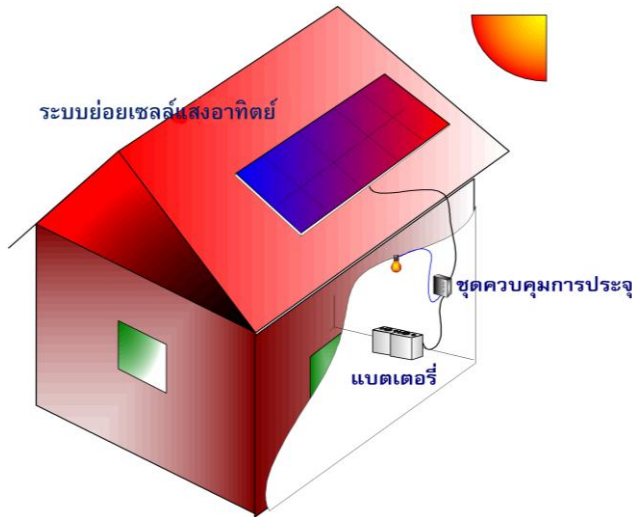
นอกจากการจำแนกประเภทของระบบผลิตไฟฟ้าตามประเภทสัญญาณหรือแหล่งผลิตไฟฟ้าแล้วยังมีการจำแนกระบบเซลล์แสงอาทิตย์แบบอิสระตามความสามารถนำไปใช้งานได้แก่ ระบบผลิตไฟฟ้าในครัวเรือน (Solar Home System) หรืออาคารเช่น โรงเรียน สถานีอนามัย วัด แหล่งชุมชนหรือหมู่บ้าน เป็นต้น ระบบผลิตไฟฟ้าใช้งานเฉพาะด้านเช่น ระบบแสงสว่างบนถนน ระบบไฟเตือนการจราจร ระบบสื่อสารผ่านดาวเทียม ระบบประจุแบตเตอรี่ และระบบสูบน้ำ เป็นต้น



รูปที่ 4.5 ลักษณะของระบบผลิตไฟฟ้าแบบผสมผสานที่อุทยานแห่งชาติตะรุเตา จังหวัดสตูล

#### 4.2.4 ระบบผลิตไฟฟ้าในครัวเรือนหรือระบบบ้านเซลล์แสงอาทิตย์ (Solar Home System: SHS)

ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์แบบอิสระที่ใช้งานเฉพาะบ้านแต่ละหลังนั้นในระบบประกอบด้วยระบบย่อยเซลล์แสงอาทิตย์ ระบบย่อยแบตเตอรี่ ชุดควบคุมพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบย่อยเซลล์แสงอาทิตย์ใช้ในการประจุแบตเตอรี่และจ่ายให้กับภาระทางไฟฟ้า รวมถึงใช้อินเวอร์เตอร์ในการเปลี่ยนไฟฟ้ากระแสตรงจากแบตเตอรี่ให้เป็นไฟฟ้ากระแสสลับในกรณีที่ภาระทางไฟฟ้าของระบบเป็นอุปกรณ์ที่ใช้กับไฟฟ้ากระแสสลับ ดังแสดงในรูปที่ 4.6



รูปที่ 4.6 ตัวอย่างระบบผลิตไฟฟ้าในครัวเรือน

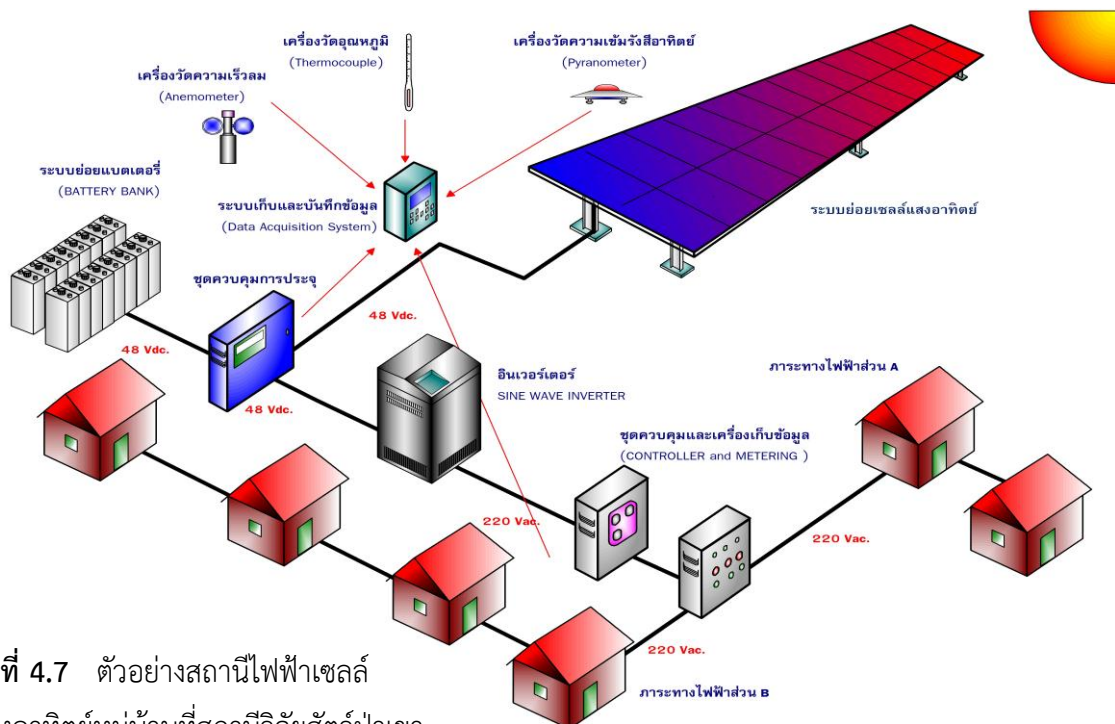
#### 4.2.5 สถานีไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ หมู่บ้าน (Village Electricity)

สถานีไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ หมู่บ้าน เป็นระบบรวมที่ผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์สำหรับหมู่บ้านขนาดเล็กที่มีภาระทางไฟฟ้าไม่สูงมากนัก ระบบประกอบด้วยแผงเซลล์แสงอาทิตย์และแบตเตอรี่จำนวนมากต่อเข้าด้วยกัน พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบย่อยเซลล์แสงอาทิตย์ใช้ในการประจุแบตเตอรี่ ผลผลิตไฟฟ้ากระแสตรงจากแบตเตอรี่จะถูก

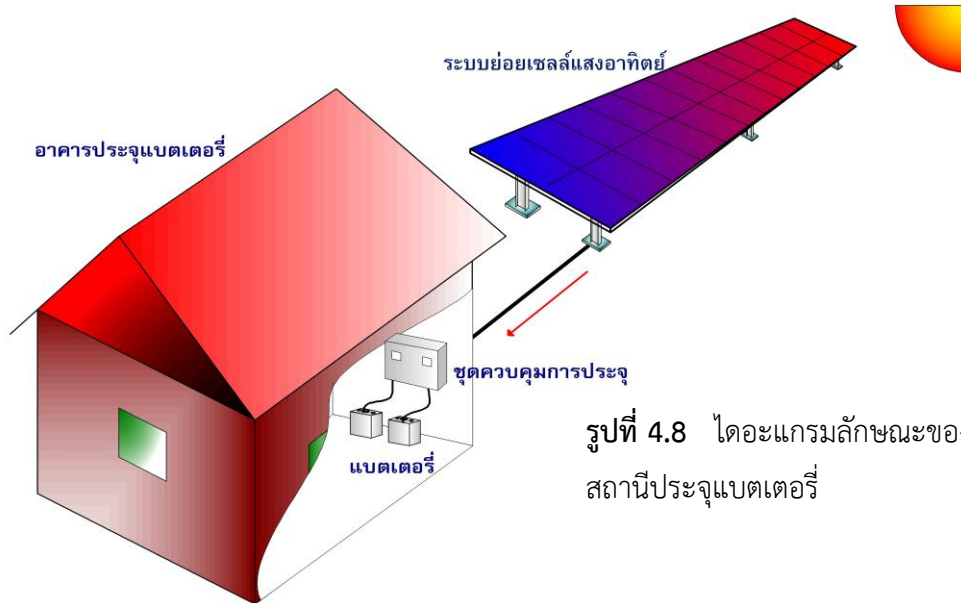
เปลี่ยนให้เป็นไฟฟ้ากระแสสลับที่มีแรงดันไฟฟ้าและค่ามาตรฐาน โดยพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากสถานีไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์จะจำหน่ายไปยังบ้านเรือนภายในหมู่บ้านผ่านระบบจำหน่าย ตัวอย่างสถานีไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์หมู่บ้านที่สถานีวิจัยสัตว์ป่าเขานางรำแสดงในรูปที่ 4.7

#### 4.2.6 สถานีประจุแบตเตอรี่ (Battery Charging Station)

สถานีประจุแบตเตอรี่ ประกอบด้วยระบบย่อยเซลล์แสงอาทิตย์ และชุดควบคุมการประจุแบตเตอรี่ โดยติดตั้งใช้งานภายในหมู่บ้าน ซึ่งผู้ใช้ไฟฟ้าจะต้องนำแบตเตอรี่มาประจุที่สถานีประจุแบตเตอรี่ และรอนแบตเตอรี่ประจุเต็มแล้วจึงนำกลับไปใช้งาน ไดอะแกรมแสดงลักษณะของสถานีประจุแบตเตอรี่ดังรูปที่ 4.8



รูปที่ 4.7 ตัวอย่างสถานีไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์หมู่บ้านที่สถานีวิจัยสัตว์ป่าเขานางรำ

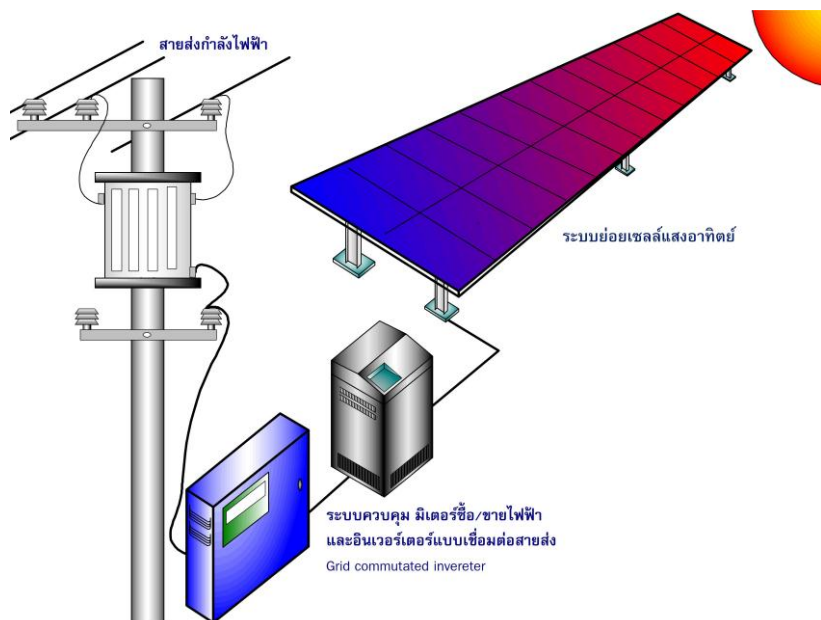


รูปที่ 4.8 ไดอะแกรมลักษณะของ  
สถานีประจุแบตเตอรี่

### 4.3 ระบบเซลล์แสงอาทิตย์แบบเชื่อมต่อบริษัท (Grid-Connected PV System)

ประเทศที่พัฒนาดำเนินการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ป้อนเข้าระบบจำหน่ายรวมทั้งใช้แบตเตอรี่สะสมพลังงานขนาดใหญ่ให้สามารถรับพลังงานไฟฟ้าส่วนเกินจากการจ่ายให้ภาระทางไฟฟ้า และสามารถจ่ายพลังงานไฟฟ้าให้กับภาระทางไฟฟ้าส่วนอื่นๆ ซึ่งเป็นการยืดระยะเวลาในการสร้างโรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงทาง

พาณิชย์เพิ่มขึ้น แต่ในกรณีระบบเซลล์แสงอาทิตย์ผลิตไฟฟ้าไม่เพียงพอต่อภาระทางไฟฟ้าที่ต้องการการใช้หรือในช่วงเวลากลางคืนหรือในวันที่มีเมฆมากพลังงานส่วนขาดดังกล่าวสามารถดึงมาจากระบบจำหน่ายได้ในรูปที่ 4.9 แสดงส่วนประกอบของระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์แบบเชื่อมต่อบริษัท



รูปที่ 4.9 ส่วนประกอบของระบบเซลล์แสงอาทิตย์  
แบบเชื่อมต่อบริษัท

ในปัจจุบันระบบเซลล์แสงอาทิตย์แบบเชื่อมต่อบริษัทจำหน่ายจัดแบ่งได้หลายประเภทได้แก่ ระบบเซลล์แสงอาทิตย์แบบเชื่อมต่อบริษัทจำหน่ายสำหรับที่อยู่อาศัย (Grid-connected PV system for residences) ระบบเซลล์แสงอาทิตย์แบบเชื่อมต่อบริษัทจำหน่ายสำหรับอาคาร (Grid-connected PV system for Building) และโรงไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ (PV Power Plant)

ระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์แบบเชื่อมต่อบริษัทจำหน่ายสำหรับที่อยู่อาศัย (Grid-connected PV system for residences) เป็นระบบขนาดไม่เกิน 2 กิโลวัตต์สูงสุด (kWp) บางครั้งเรียกว่า Grid commutated inverter หรือ synchronous inverter ซึ่งเป็นการเปลี่ยนไฟฟ้ากระแสตรงที่ผลิตได้จากเซลล์แสงอาทิตย์เป็นไฟฟ้ากระแสสลับที่แรงดันและความถี่ไฟฟ้าเดียวกับระบบจำหน่ายโดยผ่านมิเตอร์ซื้อ (debit) และมิเตอร์ขาย (credit) ซึ่งใช้วัดปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ซื้อหรือขายให้การไฟฟ้า

ระบบเซลล์แสงอาทิตย์แบบเชื่อมต่อบริษัทจำหน่ายสำหรับอาคาร (Grid-connected PV system for Building) เช่น การติดตั้งด้านบนและผนังของอาคาร (PV Cladding for the roofs and walls of non-domestic building) และการติดตั้งเป็นส่วนหนึ่งของอาคาร (Building-Integrated PV System, BIPV) เป็นต้น ระบบเหล่านี้เป็นอีกลักษณะหนึ่งของการใช้เซลล์แสงอาทิตย์ร่วมกับอาคารที่อยู่อาศัยดังแสดงในรูปที่ 4.10 ถึงรูปที่ 4.12 แสดงตัวอย่างระบบเซลล์แสงอาทิตย์ด้านบนและผนังของอาคาร ระบบย่อยเซลล์แสงอาทิตย์สามารถยึดติดหรือวางบนพื้นที่ของหลังคาหรือผนังของอาคารต่างๆ ซึ่งในปัจจุบันลักษณะดังกล่าวกำลังได้รับความนิยมเพิ่มขึ้น เนื่องจากมีข้อดีต่างๆ และความเหมาะสมในการนำไปใช้กับอาคารพาณิชย์และอาคารอุตสาหกรรม ทั้งนี้แผงเซลล์แสงอาทิตย์สามารถใช้แทนวัสดุที่ใช้สร้างผนังหรือวัสดุสร้างหลังคาได้ ซึ่งจะลดราคาสุทธิของระบบเซลล์แสงอาทิตย์ นอกจากนี้อาคารพาณิชย์และอาคารอุตสาหกรรมมีการทำงานเป็นปกติเฉพาะในช่วงเวลากลางวันจึงสามารถใช้ประโยชน์ทั้งการผลิตไฟฟ้าและแสงสว่างที่ส่องมายังภายในอาคารได้



รูปที่ 4.10 ระบบเซลล์แสงอาทิตย์ติดตั้งด้านบน (ซ้าย) และผนัง (ขวา) ของอาคาร

พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบย่อยเซลล์แสงอาทิตย์ที่ยึดติดอยู่กับผนังหรือหลังคาของอาคารพาณิชย์เป็นส่วนที่สำคัญในการลดค่าใช้จ่ายของบริษัทในการซื้อไฟฟ้าจากการไฟฟ้า เนื่องจากราคา



ไฟฟ้าที่การไฟฟ้ารับซื้อจากผู้ผลิตพลังงานไฟฟ้าป้อนเข้าระบบจำหน่ายไฟฟ้ามีราคาสูงกว่าอัตราค่าไฟฟ้าจากการไฟฟ้าขาย

รูปที่ 4.11 ระบบเซลล์แสงอาทิตย์บนดาดฟ้าของห้างเทสโก้โลตัส สาขาพระราม1



รูปที่ 4.12 แผงเซลล์แสงอาทิตย์ถูกใช้แทนผนังอาคาร (ซ้าย) และหลังคา

โรงไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์แบบเชื่อมต่อบริษัทจำหน่าย (Grid-connected PV power plant) เป็นหนึ่งในระบบเซลล์แสงอาทิตย์ขนาดใหญ่เพื่อผลิตไฟฟ้าป้อนเข้าระบบจำหน่ายไฟฟ้า ตัวอย่างระบบแสดงในรูปที่ 4.13 แสดงตัวอย่างโรงไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ผาบ่องขนาด 500 กิโลวัตต์ ติดตั้งที่จังหวัดแม่ฮ่องสอนของประเทศไทย



รูปที่ 4.13 โรงไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ผาบ่องที่จังหวัดแม่ฮ่องสอน

## 4.4 อุปกรณ์ประกอบระบบเซลล์แสงอาทิตย์แบบเชื่อมต่อระบบจำหน่าย

### 4.4.1 การเลือกแผงเซลล์และพิกัดระบบ

พื้นที่ในการติดตั้งระบบเซลล์แสงอาทิตย์แบบเชื่อมต่อระบบจำหน่ายนั้นขึ้นอยู่กับความต้องการของเจ้าของระบบ ดังนั้นจึงควรมีรายการตรวจสอบ (Checklist) สำหรับการสำรวจพื้นที่อาคาร ประกอบด้วยข้อมูลได้แก่ ความต้องการต่างๆ ของระบบ ทิศทางการติดตั้งแผงเซลล์ มุมติดตั้ง พื้นที่ใช้สอย วิธีการติดตั้งแผงเซลล์ การบังเงา ความยาวสายไฟที่ต้องการ และตำแหน่งติดตั้งอินเวอร์เตอร์ เป็นต้น จำนวนพื้นที่ของแผงเซลล์ที่ใช้สามารถคิดคำนวณคร่าวๆ โดยใช้ Rule of thumb นั่นคือ 1 กิโลวัตต์สูงสุด มีค่าประมาณ 10 ตารางเมตรของพื้นที่แผงเซลล์แสงอาทิตย์หรือสามารถใช้ตารางที่ 4.1 เพื่อให้มีความแม่นยำมากขึ้นตามชนิดของเซลล์แสงอาทิตย์ โดยจำนวนของแผงเซลล์ที่ใช้ขึ้นอยู่กับความกว้างและความสูงของแผงเซลล์นั้นๆ และพื้นที่ติดตั้งบนหลังคาโดยระยะห่างระหว่างแผงเซลล์แต่ละแผงเซลล์ประมาณ 6 - 10 มิลลิเมตร

ข้อพิจารณาในการเลือกแผงเซลล์ในระบบเซลล์แสงอาทิตย์แบบเชื่อมต่อระบบจำหน่ายดังนี้





- ชนิดของเซลล์แสงอาทิตย์ ได้แก่ เซลล์แสงอาทิตย์แบบผลึกเดี่ยว เซลล์แสงอาทิตย์แบบหลายผลึก เซลล์แสงอาทิตย์แบบอะมอร์ฟัส เซลล์แสงอาทิตย์แบบฟิล์มบาง เซลล์แสงอาทิตย์แบบ Copper indium diselenide (CIS) และ CdTe เป็นต้น
- ชนิดของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ได้แก่ แผงเซลล์มาตรฐานแบบมีและไม่มีกรอบ แผงเซลล์แบบกระจก (grass-grass module) เป็นต้น
- การบังเงาในบริเวณโดยรอบ

### 4.4.2 รูปแบบระบบ

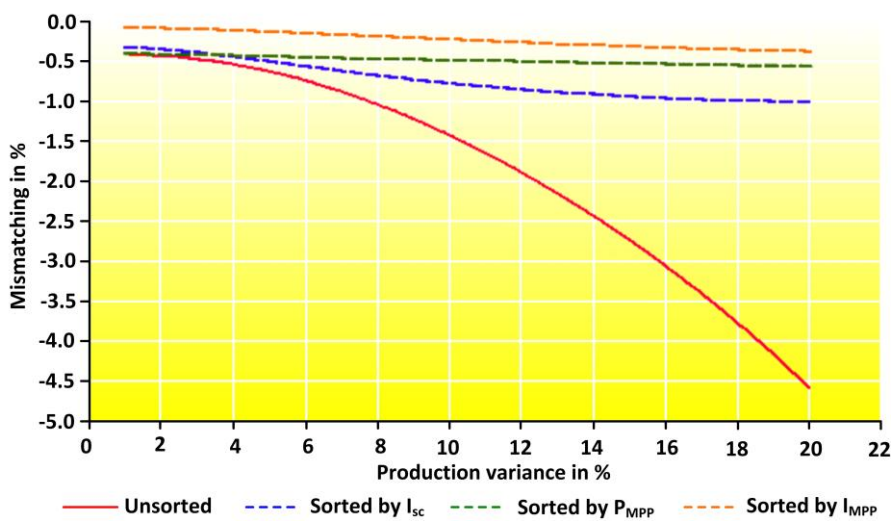
รูปแบบของระบบพิจารณาจากอินเวอร์เตอร์ที่ต้องการใช้งานได้แก่ ระบบแบบรวมศูนย์ (centralize) และระบบแบบแยกศูนย์ (decentralized) ซึ่งส่งผลต่อวิธีการต่อวงจรแผงเซลล์เพื่อใช้งานกับอินเวอร์เตอร์ให้มีการสูญเสียเนื่องจากความไม่สอดคล้องของอุปกรณ์ (mismatch losses) ผลกระทบดังกล่าวแสดงดังรูปที่ 4.14 ซึ่งหากแผงเซลล์มีค่าเบี่ยงเบน (production variance) ของแต่ละแผงเท่ากับ  $\pm 5$  เปอร์เซ็นต์นำมาต่ออนุกรม (series unsorted) จะมี mismatch losses ต่ำกว่า 1 เปอร์เซ็นต์ หากแผงเซลล์จัดเรียงโดยใช้ผลลัพธ์ของกระแสลัดวงจรที่มีค่าเบี่ยงเบนของแต่ละแผง  $\pm 5$  เปอร์เซ็นต์จะมี mismatch losses เพียง 0.2 เปอร์เซ็นต์ ดังนั้นจากรูปที่ 4.15 หากพิจารณาการจัดเรียงแผงเซลล์ควรพิจารณาที่กระแสที่กำลังสูงสุด



ตารางที่ 4.1 พื้นที่ของแผงเซลล์โดยประมาณเพื่อผลิตไฟฟ้า 1 กิโลวัตต์สูงสุด ตามชนิดของเซลล์

ชนิดของเซลล์แสงอาทิตย์	พื้นที่เซลล์แสงอาทิตย์ที่ต้องการ สำหรับ 1 กิโลวัตต์สูงสุด (ตารางเมตร)	
เซลล์แบบผลึกเดี่ยว	7 - 9	
เซลล์แบบผลึกเดี่ยวประสิทธิภาพสูง	6 - 7	
เซลล์แบบหลายผลึก	7.5 - 10	
Copper indium diselenide (CIS)	9 - 11	
Cadmium telluride (CdTe)	12 - 17	
เซลล์แบบอะมอร์ฟิส	14 - 20	

อินเวอร์เตอร์สามารถใช้งานได้ทั้งในรูปแบบรวมศูนย์ แบบสตริงอินเวอร์เตอร์ (string inverter) และแบบโมดูลอินเวอร์เตอร์ (module inverter) ซึ่งทั้ง 3 รูปแบบมีข้อดีและข้อเสียแตกต่างกันไปขึ้นอยู่กับชนิดของการใช้งาน สำหรับการใช้งานในรูปแบบแยกศูนย์จะเหมาะสมกับระบบซึ่งแผงเซลล์มีทิศทางการติดตั้งและมุมติดตั้งแตกต่างกัน หรือระบบที่มีการบังเงา



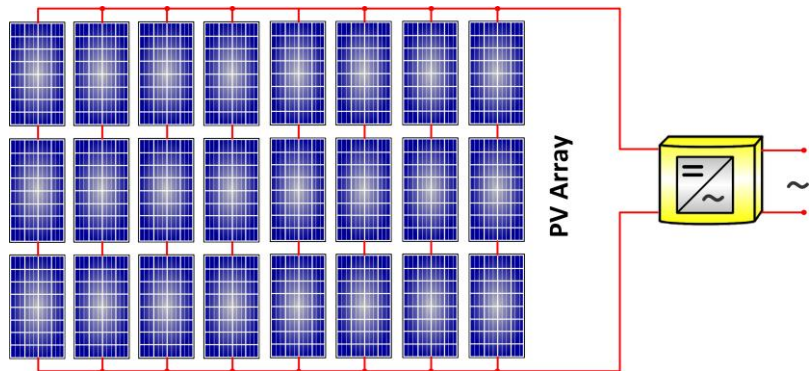
รูปที่ 4.14 การสูญเสียและข้อพิจารณาในการจัดเรียงแผงเซลล์

## รูปแบบรวมศูนย์




### แบบแรงดันต่ำ

หากแรงดันจากแผงเซลล์อยู่ในช่วงแรงดันต่ำ ( $UDC < 120\text{ V}$ ) การต่อวงจรแผงเซลล์ในสตริงจะใช้แผงเซลล์ไม่มาก (ประมาณ 3 ถึง 5 แผง) รูปที่ 4.15 แสดงไดอะแกรมการต่อระบบรูปแบบรวมศูนย์แบบแรงดันต่ำ ข้อดีของการต่อวงจรแผงเซลล์เมื่อสตริงสั้น คือ หากเกิดการบังเงาขึ้นจะส่งผลกระทบต่อระบบน้อยกว่าสตริงยาว เนื่องจากกระแสเหลือค้างจากสตริงอื่นๆ ที่ไม่ถูกบังเงาจะไหลไปยังอินเวอร์เตอร์ นอกจากนี้การที่แรงดันต่ำกว่า 120 โวลต์ จึงเป็นไปได้ที่จะออกแบบระบบโดยใช้อุปกรณ์ที่มีระบบการป้องกันใน Class III ได้ โดยที่ตารางที่ 4.2 แสดงระดับการป้องกันของอุปกรณ์ไฟฟ้า ข้อเสียจะเกิดขึ้นเนื่องจากกระแสไหลในระบบมาก ดังนั้นสายไฟจำเป็นต้องมีขนาดใหญ่หรืออินเวอร์เตอร์ต้องอยู่ใกล้กับระบบแผงเซลล์ (array) เพื่อลดผลของ Ohmic losses ทั้งนี้การใช้งานจริงจึงเหมาะกับระบบแบบ building integrated system ซึ่งการออกแบบแผงเซลล์เฉพาะแต่ละการติดตั้งระบบ

รูปที่ 4.15 ไดอะแกรมการต่อระบบรูปแบบรวมศูนย์แบบแรงดันต่ำ

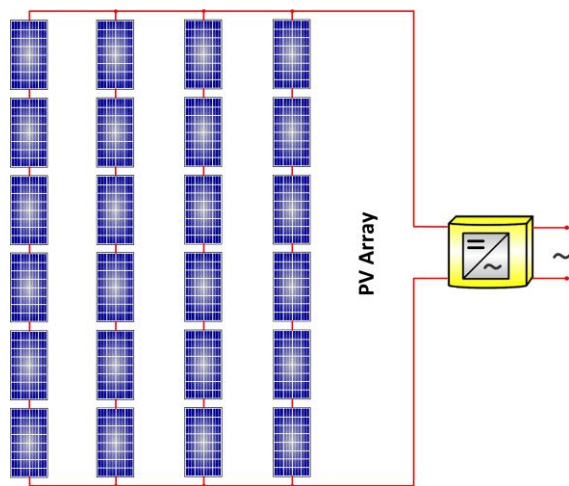


ตารางที่ 4.2 ระดับการป้องกันของอุปกรณ์ไฟฟ้า

	การแบ่งระดับ	สัญลักษณ์
Class II	อุปกรณ์ประเภทกราวด์ ฉนวนป้องกัน	 
Class III	ความปลอดภัยที่แรงดันต่ำมาก (ค่าสูงสุดทางไฟฟ้า กระแสตรง 50 โวลต์ และค่าสูงสุดทางไฟฟ้า กระแสสลับ 120 โวลต์)	

### แบบแรงดันสูง

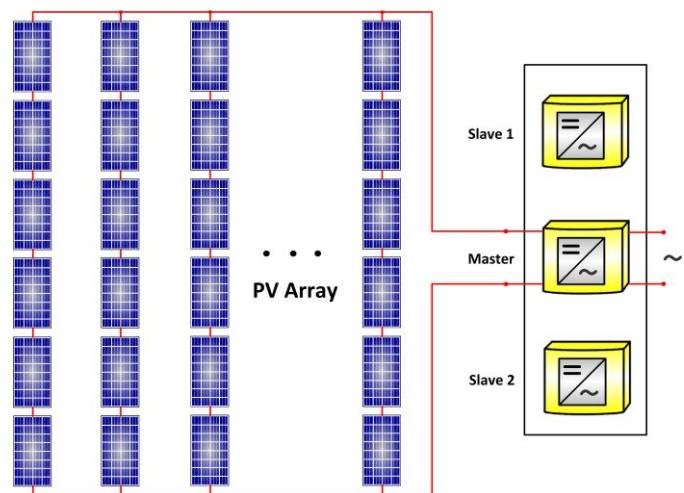
รูปแบบนี้ต้องการอุปกรณ์ที่มีระดับการป้องกัน Class II เพื่อต่อวงจรแผงเซลล์ในสตริงเป็นจำนวนมาก ( $UDC > 120\text{ V}$ ) รูปที่ 4.16 แสดงไดอะแกรมการต่อระบบรูปแบบรวมศูนย์แบบแรงดันสูง ข้อดีของแบบแรงดันสูงคือ สายไฟมีขนาดเล็กลงเนื่องจากกระแสในระบบน้อย สำหรับข้อเสียคือ การบังเงาจะส่งผลกระทบต่อระบบเป็นอย่างมาก



รูปที่ 4.16 ไดอะแกรมการต่อระบบ  
รูปแบบรวมศูนย์ แบบแรงดันสูง

#### แบบ master - slave

ระบบเซลล์แสงอาทิตย์ขนาดใหญ่ที่ใช้รูปแบบรวมศูนย์มักใช้อินเวอร์เตอร์ในแบบนี้คือ มีอินเวอร์เตอร์มากกว่าหนึ่งตัว โดยแบ่งพิกัดกำลังของอินเวอร์เตอร์ออกไปให้อินเวอร์เตอร์มาสเตอร์ (master) ทำงานในช่วงความเข้มรังสีอาทิตย์ต่ำ จนกระทั่งความเข้มรังสีอาทิตย์เพิ่มขึ้นได้กำลังไฟฟ้า มากเกินกว่าอินเวอร์เตอร์มาสเตอร์ทำงานได้จึงให้อินเวอร์เตอร์สลาฟ (slave) ทำงาน รูปที่ 4.17 แสดง ไดอะแกรมการต่อระบบรูปแบบรวมศูนย์ แบบ master - slave ข้อแนะนำคือ ควรให้ทำหน้าที่สลับกัน เป็นรอบ (rotating master) เพื่อให้ทำงานที่ภาระเฉลี่ยเท่ากัน ข้อดีของแบบ master - slave คือ ทำให้ประสิทธิภาพรวมของระบบในขณะความเข้มรังสีอาทิตย์ต่ำดีกว่าการใช้อินเวอร์เตอร์เพียงตัวเดียว แต่จะทำให้ค่าลงทุนสำหรับอินเวอร์เตอร์สูงขึ้น

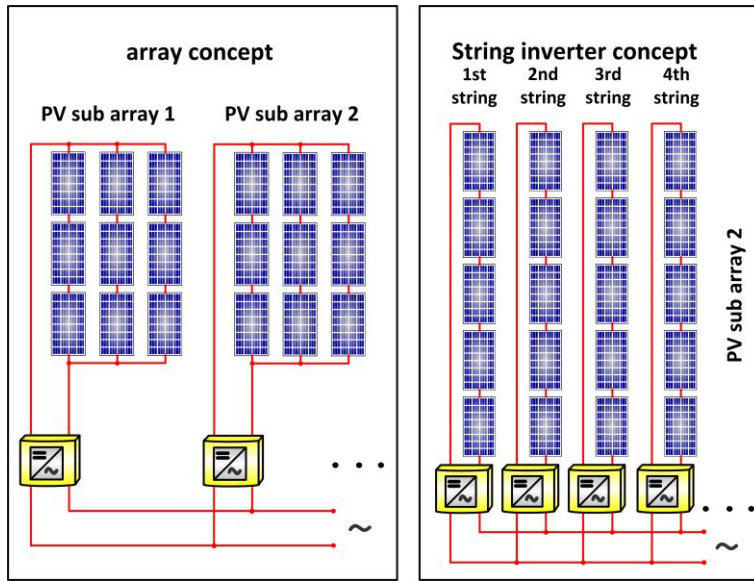


รูปที่ 4.17 ไดอะแกรมการต่อระบบ  
รูปแบบรวมศูนย์ แบบ master -  
slave

#### รูปแบบระบบย่อย และสตริงอินเวอร์เตอร์

ส่วนใหญ่ระบบขนาด 3 กิโลวัตต์ขึ้นไปนั้น นิยมใช้งานอินเวอร์เตอร์ในรูปแบบสตริงอินเวอร์เตอร์ หากระบบใหญ่มากขึ้นหรือเป็นระบบขนาดกลางจะใช้อินเวอร์เตอร์ในรูปแบบระบบย่อย โดยที่ ไดอะแกรมระบบย่อยและสตริงอินเวอร์เตอร์แสดงในรูปที่ 4.18 ข้อดีคือ ทำให้ปรับพิกัดกำลังของระบบ

ตามสภาพของความเข้มรังสีอาทิตย์ได้ดี โดยในแต่ละระบบย่อยหรือสตริงต้องมีทิศทางและมุมเดียวกัน

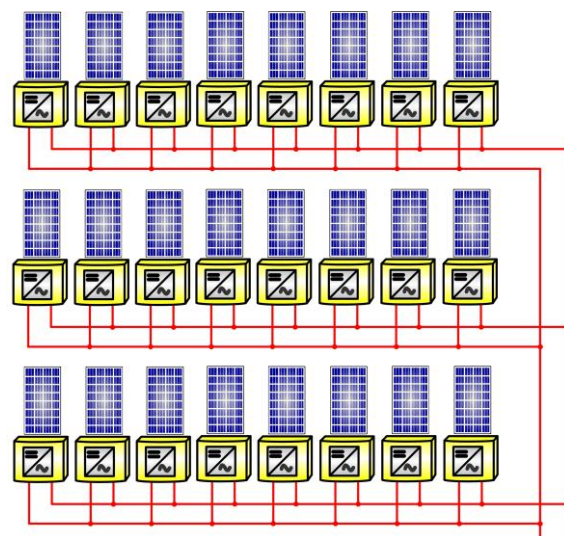


ในการติดตั้ง ส่วนข้อเสียคือ เมื่อเกิดการบังเงาจะทำให้เกิดกำลังสูญเสียมาก นั่นคือข้อดีจากการใช้งานอินเวอร์เตอร์ต่อโดยตรงกับสตริงเทียบกับรูปแบบรวมศูนย์ คือไม่ต้องมีการเชื่อมต่อกับแผงเซลล์แสงอาทิตย์หรือกล่องเชื่อมต่อระหว่างเซลล์แสงอาทิตย์ (junction box) และลดจำนวนสายไฟและไม่ต้องใช้สายเมนไฟฟ้ากระแสตรง

รูปที่ 4.18 ไดอะแกรมระบบย่อย และสตริงอินเวอร์เตอร์

รูปแบบโมดูลอินเวอร์เตอร์ (module inverter)

รูปแบบนี้มีแนวคิดจากความต้องการให้แต่ละแผงเซลล์ทำงานที่จุดกำลังสูงสุด ซึ่งส่งผลให้ประสิทธิภาพรวมของระบบสูง มีวิธีการทำโดยการนำอินเวอร์เตอร์ไปติดตั้งไว้ที่แผงเซลล์แต่ละแผง ซึ่งอินเวอร์เตอร์ชนิดนี้เรียกว่า AC module มีขนาดเล็กสามารถติดตั้งไว้ภายในกล่องเชื่อมต่อ (junction box) ของแผงเซลล์ได้ ในรูปที่ 4.19 ไดอะแกรมของโมดูลอินเวอร์เตอร์ รูปแบบนี้มีข้อดีอีกประการหนึ่งคือ ระบบสามารถต่อขยายได้เรื่อยๆ ซึ่งรูปแบบอื่นไม่สามารถทำได้ ส่วนใหญ่แล้วอินเวอร์เตอร์แบบนี้มักจะถูกกล่าวว่ามีประสิทธิภาพต่ำเมื่อเทียบกับอินเวอร์เตอร์แบบรวมศูนย์ซึ่งในความเป็นจริงเมื่อมองในภาพรวมของระบบแล้วนั้นประสิทธิภาพต่ำกว่าเพียงเล็กน้อยนี้จะถูกชดเชยด้วยการทำงานที่จุดกำลังสูงสุดตลอดเวลา อย่างไรก็ตาม AC module ยังมีราคาสูง



การใช้งาน AC module ต้องมั่นใจว่าอินเวอร์เตอร์ในระบบซึ่งชำรุดเสียหายต้องสามารถเปลี่ยนใหม่ได้ง่าย ซึ่งทำให้มีการติดตามการทำงานของอินเวอร์เตอร์แต่ละตัว รูปแบบโมดูลอินเวอร์เตอร์เหมาะสำหรับระบบ facade-integrated โดยเฉพาะหากมีการบังเงาเป็นจุดๆ โดยรอบ

รูปที่ 4.19 ไดอะแกรมของโมดูลอินเวอร์เตอร์

### การติดตั้งอินเวอร์เตอร์

สถานที่ในการติดตั้งอินเวอร์เตอร์พิจารณาจากข้อกำหนดทางเทคนิค (specification) ของอินเวอร์เตอร์จากผู้ผลิต ซึ่งได้ระบุสภาวะอุณหภูมิและความชื้นที่เหมาะสมของสถานที่ติดตั้งอินเวอร์เตอร์ที่ดีควรอยู่ในที่มีอุณหภูมิต่ำ ปราศจากฝุ่นหรืออยู่ภายในอาคารสามารถติดตั้งอินเวอร์เตอร์ไว้ภายในตู้ควบคุมไฟฟ้าได้ แต่หากเป็นอินเวอร์เตอร์ซึ่งติดตั้งใช้งานกลางแจ้งสามารถติดตั้งอินเวอร์เตอร์ไว้ในบริเวณใกล้กับแผงเซลล์ซึ่งจะเป็นการช่วยลดความยาวสายไฟที่ใช้ลงได้

ข้อพิจารณาอื่นๆ ได้แก่ การถ่ายเทไอน้ำของอากาศและการระบายความร้อนในสถานที่ติดตั้ง ดังนั้นจึงควรหลีกเลี่ยงการติดตั้งอินเวอร์เตอร์ขวางทางการถ่ายเทไอน้ำของอากาศและการระบายความร้อนระหว่างอินเวอร์เตอร์แต่ละตัว (ขึ้นอยู่กับผู้ผลิตแนะนำ) การรบกวน (noise) ก็เป็นอีกประเด็นหนึ่งที่ต้องพิจารณาดูด้วย นอกจากนี้อินเวอร์เตอร์ควรมีการป้องกันไอน้ำและฝุ่นผงอินเวอร์เตอร์ขนาดใหญ่มักติดตั้งแยกออกไปจากตู้อุปกรณ์ป้องกัน มิเตอร์และสวิตช์เกียร์

การใช้งานรูปแบบสตริงอินเวอร์เตอร์มักติดตั้งบนหลังคาหรือบริเวณภายนอกอาคาร ซึ่งอินเวอร์เตอร์ควรมีรหัสป้องกัน IP 54 ขึ้นไปและระบุว่าเป็นอินเวอร์เตอร์ใช้งานภายนอกอาคาร นอกจากนี้ยังควรระบุว่าทนทานจากแสงแดดและฝน เพื่อให้มั่นใจว่าอินเวอร์เตอร์จะมีอายุการใช้งานที่ยาวนาน

#### 4.4.3 การเลือกพิกัดอินเวอร์เตอร์

ข้อกำหนดทางเทคนิคของอินเวอร์เตอร์ซึ่งผู้ผลิตระบุขึ้นจะมีข้อมูลเกี่ยวกับการเลือกพิกัดอินเวอร์เตอร์และการติดตั้ง ผู้ใช้งานควรศึกษาข้อมูลดังกล่าวด้วยเพื่อใช้ในการออกแบบการเชื่อมต่อระบบ ระบบแรงดัน และพิกัดกำลังของอินเวอร์เตอร์

จำนวนของอินเวอร์เตอร์ที่ต้องใช้และพิกัดกำลังของอินเวอร์เตอร์ หาได้จากกำลังไฟฟ้าของระบบและรูปแบบของระบบ ตัวอย่างการเลือกอินเวอร์เตอร์ของประเทศเยอรมันจะใช้แนวทาง VDEW guideline ซึ่งระบุให้ระบบ 1 เฟสสามารถยอมให้ป้อนกำลังไฟฟ้าปรากฏ (S) เท่ากับ 4.6 kVA หากมีค่าสูงกว่านี้ต้องใช้ระบบหลายเฟสหรือระบบ 3 เฟส นอกจากนี้ VDEW guideline ยอมให้อินเวอร์เตอร์ป้อนกำลังไฟฟ้าสูงกว่ากำลังไฟฟาระบุ 10 เปอร์เซ็นต์เข้าสู่ระบบจำหน่าย

ในการออกแบบระบบจำเป็นต้องเลือกให้แผงเซลล์และอินเวอร์เตอร์มีความสอดคล้องเหมาะสมซึ่งกันและกัน โดยที่ให้เลือกใช้อินเวอร์เตอร์ที่มีกำลังไฟฟาระบุอยู่ในช่วงระหว่าง  $\pm 20$  เปอร์เซ็นต์ของกำลังไฟฟ้าจากแผงเซลล์ที่สภาวะมาตรฐาน (STC) ทั้งนี้ขึ้นอยู่กับเทคโนโลยีของอินเวอร์เตอร์และแผงเซลล์ที่เลือกใช้และตำแหน่งของระบบ ได้แก่ สภาวะของความเข้มรังสีอาทิตย์ในแต่ละพื้นที่ อาศัยความสัมพันธ์ดังนี้  $0.8 \times P_{PV} < P_{INVDC} < 1.2 \times P_{PV}$

หากเป็นอินเวอร์เตอร์ซึ่งต้องใช้งานภายนอกอาคาร อาจต้องเลือกพิกัดอินเวอร์เตอร์ให้สูงไว้ก่อนเนื่องจากอินเวอร์เตอร์อาจต้องทำงานภายใต้สภาวะแวดล้อมซึ่งมีอุณหภูมิสูงกว่าปกติ (โดยปกติข้อกำหนดทางเทคนิคจะระบุกำลังไฟฟ้าเมื่อทำงานที่อุณหภูมิปกติ 25 องศาเซลเซียส) หากใช้งานใน

พื้นที่พิเศษอาจต้องสอบถามกับผู้ผลิตเพิ่มเติม แต่หากแผงเซลล์เป็นเซลล์ชนิดอะมอร์ฟัสต้องคำนึงถึงประสิทธิภาพของแผงเซลล์ซึ่งลดลงเป็นอย่างมากจากการใช้งานในช่วงเดือนแรกประมาณ 15 เปอร์เซ็นต์ก่อนที่จะมีประสิทธิภาพคงที่และแน่นอนว่าจะส่งผลกับการเลือกพิกัดของอินเวอร์เตอร์ โดยเฉพาะพิกัดแรงดันและพิกัดกระแสของอินเวอร์เตอร์

พิกัดแรงดันของอินเวอร์เตอร์พิจารณาได้จากแรงดันจากแผงเซลล์ในหนึ่งสตริงแต่เนื่องจากแรงดันของแผงเซลล์ขึ้นอยู่กับความเข้มรังสีอาทิตย์และอุณหภูมิของแผงเซลล์ ดังนั้นอาจต้องนำผลเหล่านี้มาพิจารณาในการเลือกพิกัดแรงดันของอินเวอร์เตอร์

โดยทั่วไปแรงดันของแผงเซลล์จะขึ้นอยู่กับอุณหภูมิเป็นสำคัญ ให้พิจารณาจากกราฟกระแส-แรงดัน (I-V curve) ของแผงเซลล์ซึ่งเปลี่ยนแปลงตามอุณหภูมิ และ MPP tracker ของอินเวอร์เตอร์ทำงานที่จุดกำลังสูงสุดเสมอ

เมื่ออุณหภูมิลดลงแรงดันของแผงเซลล์จะเพิ่มขึ้น ซึ่งแรงดันสูงสุดของแผงเซลล์คือ แรงดันขณะเปิดวงจร หากอินเวอร์เตอร์หยุดการทำงานแล้ว เช่นระบบจำหน่ายเกิดฟอลต์ขึ้นและอินเวอร์เตอร์ทำงานอีกครั้งจะทำให้แผงเซลล์อยู่ในสภาวะเปิดวงจร ดังนั้นพิกัดแรงดันอินพุตสูงสุดของอินเวอร์เตอร์ (maximum DC input voltage) ต้องมีค่าสูงกว่าแรงดันเปิดวงจรของแผงเซลล์ หรือกล่าวอีกอย่างหนึ่งคืออินเวอร์เตอร์ต้องไม่เกิดความเสียหาย

ดังนั้นจำนวนแผงเซลล์ที่มากที่สุดที่หนึ่งในสตริงหาได้จากพิกัดแรงดันอินพุตสูงสุดของอินเวอร์เตอร์หารด้วยแรงดันเปิดวงจรของแผงเซลล์ที่อุณหภูมิต่ำสุดซึ่งแผงเซลล์ทำงาน (ประเทศเยอรมันกำหนดที่ -10 องศาเซลเซียส) สามารถคำนวณหาแรงดันเปิดวงจรของแผงเซลล์ที่อุณหภูมิต่างๆได้จากค่า AV (หน่วยเป็นมิลลิโวลต์/องศาเซลเซียส) ของแผงเซลล์ซึ่งผู้ผลิตแผงเซลล์จะระบุมาให้และแรงดันเปิดวงจรของแผงเซลล์ที่สภาวะมาตรฐาน

ในขั้นตอนสุดท้ายของการเลือกพิกัดของอินเวอร์เตอร์ควรแน่ใจว่ากระแสสูงสุดของแผงเซลล์ไม่เกินกว่ากระแสอินพุตสูงสุดของอินเวอร์เตอร์ ดังนั้นจำนวนสตริงสูงสุดจึงเท่ากับกระแสอินพุตสูงสุดของอินเวอร์เตอร์หารด้วยกระแสสูงสุดในแต่ละสตริง

## บทที่ 5

### การออกแบบระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์

#### 5.1 บทนำ

การออกแบบระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์โดยทั่วไป เริ่มต้นจากการสำรวจพื้นที่ติดตั้งเพื่อประเมินพลังงานแสงแดดและความสามารถในการผลิตกระแสไฟฟ้าของเซลล์แสงอาทิตย์สำหรับพื้นที่นั้น จากนั้นวิเคราะห์ภาระทางไฟฟ้าเพื่อกำหนดขนาดกำลังไฟฟ้าของระบบและขอบเขตสำหรับการเลือกอุปกรณ์ประกอบระบบต่างๆ ทั้งนี้การออกแบบระบบมีข้อควรพิจารณาเพิ่มเติมเช่น ผลกระทบต่อการรับแสงของเซลล์แสงอาทิตย์ในตลอดทั้งปีและในอนาคต การเชื่อมต่อกับระบบอื่น คุณค่าในการติดตั้ง สถาปัตยกรรม พื้นที่ใช้สอย สภาพแวดล้อม และข้อกำหนดควบคุมการติดตั้ง เป็นต้น การออกแบบระบบประกอบด้วย หลักการการประมาณขนาดของระบบหลักของการออกแบบระบบเซลล์แสงอาทิตย์

#### 5.2 การประมาณขนาดของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์

การประมาณขนาดของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์เป็นการออกแบบเพื่อทราบขนาดของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ และอุปกรณ์ประกอบ อาทิ ความจุของแบตเตอรี่ที่เหมาะสมกับความต้องการใช้ไฟฟ้าในแต่ละวันและเสถียรภาพของระบบที่ผู้ใช้สามารถสำรองพลังงานไฟฟ้าไว้ใช้งาน ซึ่งจำเป็นต้องทราบเกี่ยวกับ (1) รังสีดวงอาทิตย์เฉลี่ยรายวันของเดือนที่มีแดดน้อยที่สุด (2) ประสิทธิภาพของระบบ (3) ภาระทางไฟฟ้าเฉลี่ยรายวัน (4) ขั้นตอนการประมาณขนาดของระบบผลิตไฟฟ้า (5) การประมาณขนาดของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์เบื้องต้น (6) การประมาณขนาดของระบบผลิตไฟฟ้าที่มีต้นทุนของระบบต่ำที่สุด (7) การประมาณขนาดของระบบผลิตไฟฟ้าสำหรับภาระทางไฟฟ้าที่มีการเปลี่ยนแปลง (8) การตรวจสอบขนาดประมาณการของระบบ และ (9) ความมีนัยสำคัญของความน่าจะเป็นที่จะไม่มีพลังงานไฟฟ้าสำรอง

##### 5.2.1 รังสีอาทิตย์เฉลี่ยรายวันของเดือนที่มีแดดน้อยที่สุด

การประมาณค่ารังสีดวงอาทิตย์เฉลี่ยรายวันของเดือนที่มีแดดน้อยที่สุด มีค่านิยามเกี่ยวกับรังสีดวงอาทิตย์ที่เกี่ยวข้องดังนี้

**ความเข้มรังสีอาทิตย์ (Irradiance)** หมายถึง กำลังงานแสงที่ตกกระทบพื้นที่หนึ่งหน่วยของผิวรับรังสี มีหน่วยเป็นวัตต์ / ตารางเมตร

**พลังงานแสง (Insolation)** หมายถึง พลังงานแสงที่ผิวรังสีหนึ่งหน่วยรับเข้ามาในช่วงเวลาที่กำหนด มีหน่วยเป็นกิโลวัตต์-ชั่วโมง / ตารางเมตร-วัน

หน่วยของค่ารังสีดวงอาทิตย์เฉลี่ยรายวัน

$$1kWh/m^2 - day = 86.0 \text{angleys} / day$$

$$1kWh/m^2 - day = 86.0 \text{g} - \text{cal} / \text{cm}^2 - day$$

$$1kWh/m^2 - day = 3.6 \times 10^6 \text{ Jourles} / m^2 - day$$

รังสีอาทิตย์เฉลี่ยรายวัน สำหรับสถานที่หนึ่ง ๆ อาจประมาณค่าได้โดย (1) การวัดค่ารังสีดวงอาทิตย์ หรือช่วงเวลาฉายแสงของดวงอาทิตย์ หรือการวัดลักษณะปกคลุมของเมฆ (2) การประมาณค่าจากข้อมูลของสถานีใกล้เคียง และ (3) การสมมติข้อมูลจากสถานที่ที่มีลักษณะใกล้เคียงกัน

การประมาณขนาดของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ เป็นการบ่งชี้ค่าต่ำสุดที่ระบบยังสามารถจ่ายให้พอเพียงกับภาระทางไฟฟ้าได้ หรือในอีกทางหนึ่งคือ ระบบผลิตไฟฟ้าจะต้องมีขนาดใหญ่พอที่จะจ่ายให้กับภาระทางไฟฟ้าได้ในเวลาที่ระบบได้รับรังสีดวงอาทิตย์เฉลี่ยต่ำที่สุด โดยทั่วไปแล้ว จะเป็นค่ารังสีดวงอาทิตย์ในเดือนที่มีแดดน้อยที่สุด และมีความสำคัญต่อการกำหนดมุมเอียงของการวางตัวรับรังสีดวงอาทิตย์ให้สัมพันธ์กับตำแหน่งเส้นละติจูดของสถานที่ติดตั้ง เพื่อให้ได้รับแสงมากที่สุดในช่วงเดือนที่มีแดดน้อยที่สุดด้วย ค่าเฉลี่ยรังสีอาทิตย์รายวันในเดือนที่มีแดดน้อยที่สุด หรือแทนด้วยสัญลักษณ์  $I_{WM}$  มีความสัมพันธ์กับตำแหน่งเส้นละติจูดของสถานที่ติดตั้ง และเป็นตัวแปรสำคัญตัวหนึ่งในการประมาณขนาดของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์

### 5.2.2 ประสิทธิภาพของระบบ

ประสิทธิภาพของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์แทนด้วยสัญลักษณ์  $\eta_{sys}$  หมายถึงผลโดยรวม ประสิทธิภาพของแผง แบตเตอรี่ และอุปกรณ์ประกอบระบบ ซึ่งล้วนมีผลต่ออัตราส่วนกำลังงานที่จ่ายออกของระบบ สามารถคำนวณได้จากสมการที่ 5.1

$$\eta_{sys} = \eta_M(T) \times \eta_B \times \eta_O \quad (5.1)$$

เมื่อ  $\eta_{sys}$  คือ ประสิทธิภาพโดยรวมของระบบ

$\eta_M(T)$  คือ ประสิทธิภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ณ ค่าอุณหภูมิทำงาน

$\eta_B$  คือ ประสิทธิภาพของแบตเตอรี่

$\eta_O$  คือ ประสิทธิภาพของอุปกรณ์ประกอบระบบ

### 5.2.3 ประสิทธิภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์

ประสิทธิภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ณ ค่าอุณหภูมิทำงาน แทนด้วยสัญลักษณ์  $\eta_M(T)$  โดยทั่วไปแล้วขึ้นกับชนิดและเทคโนโลยีของการผลิตเซลล์แสงอาทิตย์และอุณหภูมิของเซลล์ขณะทำงาน ตัวอย่างเช่น แผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดซิลิกอนผลึกเดี่ยวจะมีประสิทธิภาพของแผง  $\eta_M$  ประมาณ 10-15 % ที่ 25 องศาเซลเซียส และลดลงเป็น 8 % ที่ 45 องศาเซลเซียส และแผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดฟิล์มบางจะมีประสิทธิภาพของแผง  $\eta_M$  ประมาณ 6-10 % ที่ 25 องศาเซลเซียส



### 5.2.4 ประสิทธิภาพของแบตเตอรี่

ประสิทธิภาพของแบตเตอรี่สามารถคำนวณได้จากสมการที่ 5.2 มีค่าเท่ากับ

$$\eta_B = 1 + f_n(\eta_{rt} - 1) \quad (5.2)$$

เมื่อ  $f_n$  คือ อัตราส่วนของภาระทางไฟฟ้าของแบตเตอรี่

$f_n$  คือ ภาระทางไฟฟ้าของแบตเตอรี่ในกลางวันรวมกับภาระทางไฟฟ้าของแบตเตอรี่ในเวลา  
กลางคืน/ภาระทางไฟฟ้าตลอดทั้งวัน

$\eta_{rt}$  คือ ค่าประสิทธิภาพของการคายประจุ ซึ่งเป็นอัตราส่วนของพลังงานที่แบตเตอรี่จ่ายให้กับ  
ภาระทางไฟฟ้าในขณะคายประจุกับค่าพลังงานรวมที่ใช้ในการอัดประจุให้แบตเตอรี่ แบตเตอรี่สำหรับ  
ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ ประสิทธิภาพของการคายประจุมีค่าระหว่าง 75-80 % ขึ้นกับรอบการ  
ทำงาน (Duty Cycle)

ตัวอย่างเช่น ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ระบบหนึ่ง มีอัตราส่วนระหว่างภาระทางไฟฟ้าใน  
เวลากลางวันกับกลางคืนค่าเท่ากับ  $1.68kWh/2.52kWh$  และภาระทางไฟฟ้ารวมทั้งวันเท่ากับ  
 $4.20kWh$  สมมติว่าความต้องการพลังงานจากแบตเตอรี่มีเฉพาะในเวลากลางคืนเท่านั้น และค่า  
ประสิทธิภาพของการคายประจุ  $\eta_{rt}$  มีค่าเท่ากับ 0.80 จึงหาค่าประสิทธิภาพของแบตเตอรี่ได้ดังนี้

$$f_n = \frac{2.52}{4.20} = 0.6 \quad \text{และ}$$

$$\eta_B = 1 + 0.6(0.8 - 1) = 0.88$$

ดังนั้นประสิทธิภาพของแบตเตอรี่ในระบบนี้มีค่าเท่ากับ 0.88 หรือ 88 %

### 5.2.5 ประสิทธิภาพของอุปกรณ์ประกอบระบบ

ประสิทธิภาพของอุปกรณ์ประกอบระบบ หมายถึง ประสิทธิภาพในระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์  
แสงอาทิตย์ที่นับรวมกำลังงานสูญเสียอื่นในระบบทั้งหมด ยกเว้น ประสิทธิภาพของแผงเซลล์และ  
ประสิทธิภาพของแบตเตอรี่ ประสิทธิภาพของอุปกรณ์ประกอบระบบนี้ นับรวมกำลังงานสูญเสีย  
ในสายและตัวนำไฟฟ้า การคายประจุด้วยตัวเองของแบตเตอรี่ กำลังงานสูญเสียของเครื่องประจุ  
แบตเตอรี่และอินเวอร์เตอร์ และการเสื่อมสภาพของแผงเซลล์ เป็นต้น

### 5.2.6 ภาระทางไฟฟ้าเฉลี่ยรายวัน

ความต้องการใช้พลังงานของภาระทางไฟฟ้าเป็นตัวแปรที่สำคัญสำหรับการหาขนาดของระบบ  
ผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ ในการประมาณความต้องการพลังงานของภาระทางไฟฟ้าอาศัยข้อมูล  
เกี่ยวกับกำลังงาน จำนวนและรอบการทำงานของภาระทางไฟฟ้าแต่ละตัว โดยที่ตารางที่ 5.1 แสดง

การออกแบบระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์

ตัวอย่างการประมาณค่าความต้องการพลังงานของภาระในระบบไฟฟ้ากระแสตรง และตารางที่ 5.2 แสดงตัวอย่างการประมาณค่าความต้องการพลังงานของภาระในระบบไฟฟ้ากระแสสลับ

สำหรับระบบไฟฟ้ากระแสตรง สามารถคำนวณหาปริมาณกำลังงานไฟฟ้าของภาระทางไฟฟ้าจากสมการที่ 5.3

$$P = V \times I \quad (5.3)$$

- เมื่อ  $P$  คือ กำลังงานไฟฟ้าของภาระในระบบไฟฟ้ากระแสตรง หน่วยเป็นวัตต์  
 $V$  คือ แรงดันไฟฟ้าของภาระในระบบไฟฟ้ากระแสตรง หน่วยเป็นโวลต์  
 $I$  คือ กระแสไฟฟ้าของภาระในระบบไฟฟ้ากระแสตรง หน่วยเป็นแอมแปร์

สำหรับระบบไฟฟ้ากระแสสลับสามารถคำนวณหาปริมาณกำลังงานไฟฟ้าของภาระทางไฟฟ้าจากสมการที่ 5.4

$$P = VI \cos \theta \quad (5.4)$$

- เมื่อ  $P$  คือ กำลังงานไฟฟ้าของภาระในระบบไฟฟ้ากระแสสลับ หน่วยเป็นวัตต์  
 $V$  คือ แรงดันไฟฟ้าของภาระในระบบไฟฟ้ากระแสสลับ หน่วยเป็นโวลต์  
 $I$  คือ กระแสไฟฟ้าของภาระในระบบไฟฟ้ากระแสสลับ หน่วยเป็นแอมแปร์  
 $\cos \theta$  คือ ตัวประกอบกำลังของภาระในระบบไฟฟ้ากระแสสลับ

ตารางที่ 5.1 ตัวอย่างการประมาณค่าความต้องการพลังงานของภาระในระบบไฟฟ้ากระแสตรง

รายการ	จำนวน	กำลังไฟฟ้า P (W)	ระยะเวลา (h/day)	พลังงาน (Wh/day)
หลอดฟลูออเรสเซนต์ 36 วัตต์	7	40	2	560
หลอดฟลูออเรสเซนต์ 18 วัตต์	7	20	2	280
หลอดฟลูออเรสเซนต์ 10 วัตต์	5	12	4	192
หลอดไส้ 5 วัตต์	5	5	4	80
ตู้เย็น 3.5 ลูกบาศก์ฟุต	1	120	14	1,680
พัดลมตั้งโต๊ะ 16 นิ้ว	1	75	3	225
โทรทัศน์ 14 นิ้ว	1	85	3	255
<b>รวม</b>				<b>3,272</b>

ตารางที่ 5.2 ตัวอย่างการประมาณค่าความต้องการพลังงานของภาระในระบบไฟฟ้ากระแสสลับ

รายการ	จำนวน	กำลัง (VA) $\frac{P}{\cos \theta}$	ระยะเวลา (h/day)	พลังงาน (VAh/day)
หลอดฟลูออเรสเซนต์ 36 วัตต์+ บัลลาสต์แกนเหล็ก	3	80	2	480
หลอดฟลูออเรสเซนต์ 18 วัตต์+ บัลลาสต์แกนเหล็ก	4	40	2	320
หลอดฟลูออเรสเซนต์ 36 วัตต์+ บัลลาสต์อิเล็กทรอนิกส์	4	45	2	360
หลอดฟลูออเรสเซนต์ 18 วัตต์+ บัลลาสต์อิเล็กทรอนิกส์	3	22	2	132
หลอดคอมแพคฟลูออเรสเซนต์ประหยัดไฟ 11 วัตต์	5	12	4	192
หลอดคอมแพคฟลูออเรสเซนต์ประหยัดไฟ 8 วัตต์	5	9	4	144
ตู้เย็น 3.5 ลูกบาศก์ฟุต	1	150	14	2,100
พัดลมตั้งโต๊ะ 16 นิ้ว	1	105	2	210
โทรทัศน์ 14 นิ้ว	1	120	2	240
<b>รวม</b>				<b>4,178</b>

### 5.2.7 ขั้นตอนการประมาณขนาดของระบบผลิตไฟฟ้า

ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์แบบอิสระสามารถจำแนกได้เป็น 2 ลักษณะย่อยคือ ระบบที่ไม่มีแบตเตอรี่ และระบบที่มีแบตเตอรี่ เพื่อใช้สำรองพลังงานไฟฟ้าเก็บไว้ใช้ในเวลากลางคืน หรือในกรณีที่ต้องการใช้พลังงานมากกว่าที่ผลิตได้จากเซลล์แสงอาทิตย์ในวันที่มีแดดน้อย

#### ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ แบบไม่มีแบตเตอรี่

การประมาณขนาดของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์แบบไม่มีแบตเตอรี่สามารถพิจารณาได้ 2 ลักษณะ คือ (1) การพิจารณาโดยใช้ข้อมูลความต้องการของภาระทางไฟฟ้าเฉลี่ยรายวันของแต่ละเดือน และ (2) การพิจารณาโดยใช้ข้อมูลความต้องการของภาระทางไฟฟ้าเฉลี่ยรายวันตลอดทั้งปี การประมาณค่าในลักษณะนี้เป็นการประมาณว่า โดยเฉลี่ยระบบจะสามารถผลิตพลังงานได้อย่างพอเพียงตลอดระยะเวลาที่ประเมินไว้เป็นรายเดือนหรือรายปีแล้วแต่กรณี อย่างไรก็ตามในวันที่มีแดดน้อยกว่าค่าเฉลี่ยรังสีอาทิตย์รายเดือนหรือรายปีนั้น ค่าพลังงานที่ผลิตได้ต่ำกว่าค่าประมาณการ ซึ่งจะเกิดขึ้นในเดือนที่มีแดดน้อยกว่าค่าเฉลี่ยนั่นเอง

## การออกแบบระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์

ในการพิจารณาเลือกใช้ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ที่ไม่มีแบตเตอรี่สำรองพลังงานให้  
ผู้ใช้งานระบบพึงระลึกอยู่เสมอว่า ระบบนี้จะไม่สามารถจ่ายพลังงานได้เลยในกรณีที่มีแดดน้อยหรือไม่  
มีแดดในเวลากลางวัน

- การพิจารณาโดยใช้ข้อมูลความต้องการภาระทางไฟฟ้าเฉลี่ยรายวันของแต่ละเดือน  
การพิจารณาโดยใช้ข้อมูลความต้องการของภาระทางไฟฟ้าเฉลี่ยรายวันในแต่ละเดือนอาจใช้  
ข้อมูลภาระทางไฟฟ้าในเดือนที่มีความต้องการสูงสุด ( $L$ ) มาพิจารณา โดยใช้สมการสมดุลพลังงาน เพื่อ  
ใช้ในการหาขนาดพื้นที่รับแสงของเซลล์แสงอาทิตย์ ดังสมการที่ 5.5

$$A = \frac{L}{I_{wm} \times \eta_M(T) \times \eta_o} \quad (5.5)$$

- เมื่อ  $A$  คือ พื้นที่รวมทั้งหมดของแผงเซลล์แสงอาทิตย์
- $L$  คือ ความต้องการของภาระทางไฟฟ้าเฉลี่ยรายวันของแต่ละเดือน
- $I_{wm}$  คือ ค่าเฉลี่ยรังสีอาทิตย์รายวันในเดือนที่มีแดดน้อยที่สุด
- $\eta_M(T)$  คือ ประสิทธิภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ณ ค่าอุณหภูมิทำงาน
- $\eta_o$  คือ ประสิทธิภาพของอุปกรณ์ประกอบระบบ
- การพิจารณาโดยใช้ข้อมูลความต้องการของภาระทางไฟฟ้าเฉลี่ยรายวันตลอดทั้งปี  
การใช้ข้อมูลที่ประเมินว่าทั้งปีนั้นจะสามารถผลิตไฟฟ้าได้ตามความต้องการรายปี ( $E_A$ ) โดยใช้  
สมการสมดุลพลังงานดังสมการที่ 5.6

$$A = \frac{E_A}{I_A \times \eta_M(T) \times \eta_o} \quad (5.6)$$

- เมื่อ  $A$  คือ พื้นที่รวมทั้งหมดของแผงเซลล์แสงอาทิตย์
- $E_A$  คือ ความต้องการของภาระทางไฟฟ้าเฉลี่ยรายวันตลอดทั้งปี
- $I_A$  คือ ค่าเฉลี่ยรังสีอาทิตย์รายวันตลอดทั้งปี (ผลรวมของค่าเฉลี่ยรายวันในแต่ละเดือน  
ทั้งหมด 12 เดือน หารด้วย 12 เดือน)

### ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ แบบมีแบตเตอรี่

การพิจารณาประมาณขนาดของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ แบบมีแบตเตอรี่สำรอง  
พลังงานนั้น ข้อพิจารณาหลายประการประกอบด้วย กำลังงานของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ รอบการ  
ประจุและคายประจุ และความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้า

ในการทำงานของระบบนั้น เมื่อแผงเซลล์แสงอาทิตย์ได้รับแสง กำลังงานของแผงเซลล์  
แสงอาทิตย์ถูกจ่ายให้กับภาระทางไฟฟ้า และกำลังงานที่เหลือจากความต้องการของภาระทางไฟฟ้าถูก  
เก็บไว้สำรองในแบตเตอรี่ ความต้องการของภาระทางไฟฟ้าที่มากกว่าค่ากำลังงานที่เซลล์ผลิตได้ถูก  
ชดเชยด้วยพลังงานสำรองจากแบตเตอรี่ ทั้งนี้ พลังงานของแผงเซลล์แสงอาทิตย์แปรผันตามปริมาณ

ความเข้มแสงที่บริเวณพื้นที่นั้น โดยที่ปัจจัยสำคัญที่ส่งผลต่อปริมาณความเข้มแสงที่ตกกระทบนั้น เกิดขึ้นจากสาเหตุเดียวคือ การปกคลุมของเมฆ ซึ่งเป็นปรากฏการณ์สุ่ม

### 5.2.8 การประมาณขนาดของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์เบื้องต้น

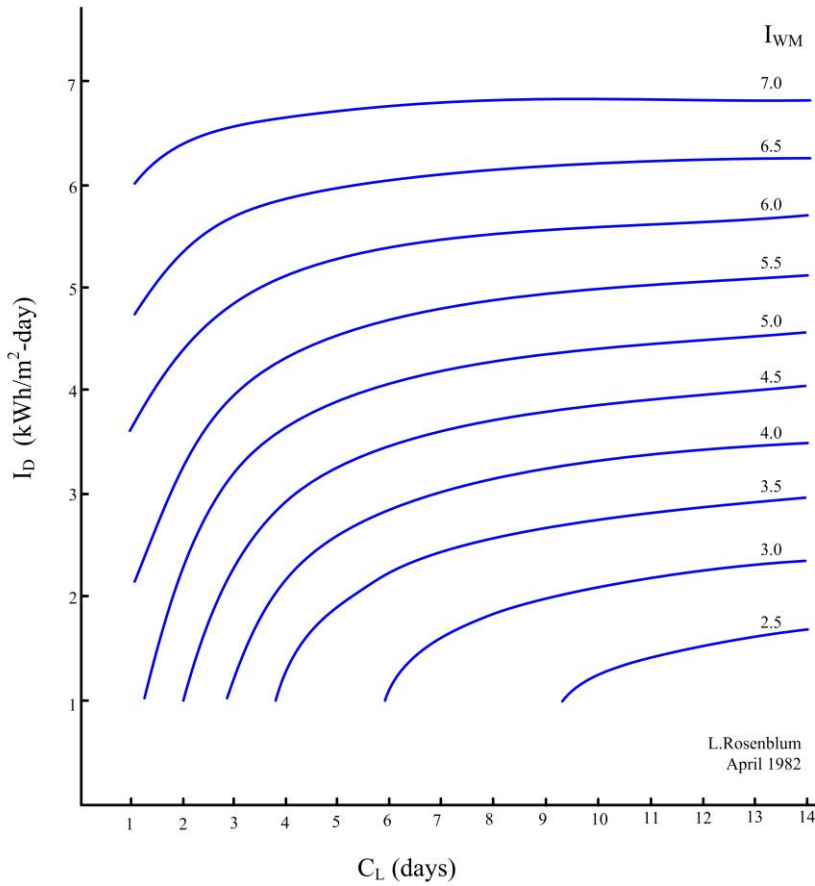
การประมาณขนาดของระบบเบื้องต้นนั้น เป็นการพิจารณาถึงความน่าจะเป็นที่ไม่มีไฟฟ้าสำรองไว้ใช้ในเดือนที่มีแดดน้อยที่สุด (Loss of energy probability in the worst-month, LOEP) ถูกนำมาใช้ประกอบในการประมาณค่าเพื่อให้เกิดความรวดเร็ว ข้อมูลนี้ถูกสร้างเป็นกราฟเส้นโค้งความสัมพันธ์ระหว่างค่าความเข้มแสงอาทิตย์เฉลี่ยรายวันกับจำนวนวันที่คาดว่าจะไม่มีแดด (จำนวนวันที่จะสำรองพลังงาน แทนด้วยสัญลักษณ์  $C_L$ ) ณ ค่าความเข้มแสงอาทิตย์เฉลี่ยรายวันในเดือนที่มีแดดน้อยที่สุด ความน่าจะเป็นนี้สามารถจำแนกออกเป็น 3 ระดับ คือ ร้อยละ 0.1, 1.0 และ 10.0 ค่าพลังงานเฉลี่ยรายวันที่สอดคล้องกับความต้องการของภาระทางไฟฟ้ามีความสัมพันธ์ดังสมการที่ 5.7 และคำนวณหาจำนวนวันที่คาดว่าจะไม่มีแดด (จำนวนวันที่จะสำรองพลังงาน) จากสมการที่ 5.8 โดยที่ในรูปที่ 5.1 และรูปที่ 5.2 รวมถึงรูปที่ 5.3 แสดงกราฟสำหรับประมาณค่าพลังงานเฉลี่ยรายวันที่ต้องการและจำนวนวันที่จะสำรองพลังงาน ที่ความน่าจะเป็นที่จะไม่มีไฟฟ้าสำรองไว้ใช้ (LOEP)<sub>WM</sub> กรณี 0.1, 1.0 และ 10 เปอร์เซ็นต์ ตามลำดับ

$$I_D = \frac{L}{A \times \eta_{sys}} = \frac{L \times 1000 \times \eta_m(T)}{P_T \times \eta_{sys}} \quad (5.7)$$

เมื่อ  $I_D$  คือ ค่าพลังงานเฉลี่ยรายวันตามความต้องการของภาระทางไฟฟ้า หน่วยเป็นกิโลวัตต์-ชั่วโมง / ตารางเมตร-วัน  
 $A$  คือ พื้นที่รวมทั้งหมดของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ หน่วยเป็นตารางเมตร  
 $P_T$  คือ กำลังงานรวมของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ เมื่อทำงานที่อุณหภูมิ  $T$  หน่วยเป็นวัตต์  
 $L$  คือ ความต้องการของภาระทางไฟฟ้าเฉลี่ยรายวันในเดือนที่พิจารณา หน่วยเป็นกิโลวัตต์-ชั่วโมง / วัน

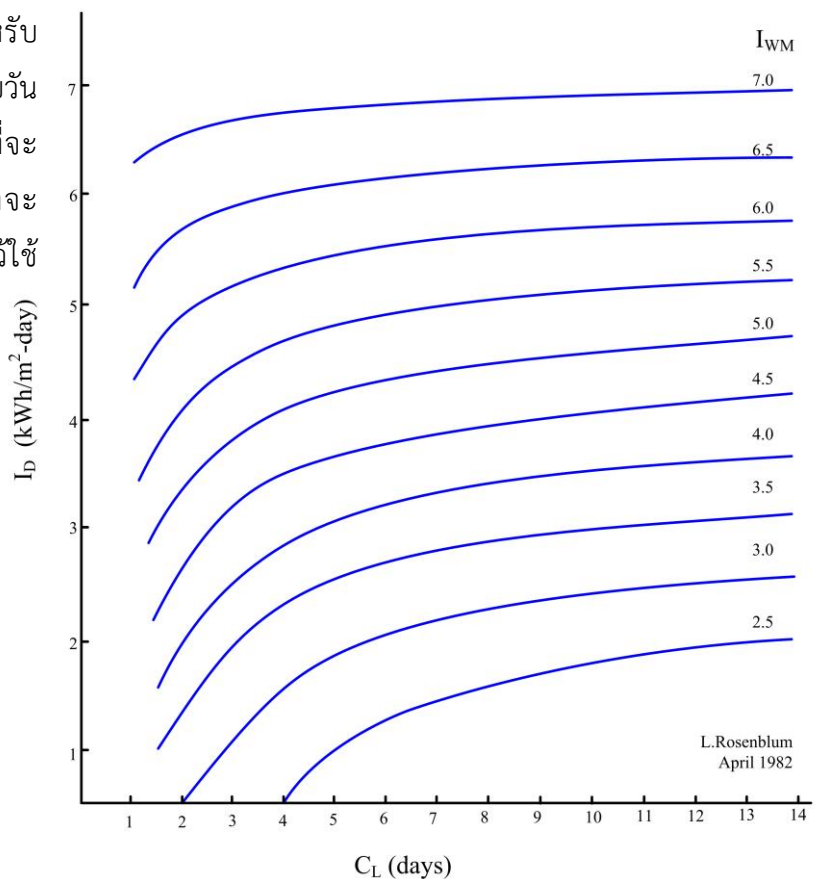
$$C_L = \frac{B \times DOD}{L} \quad (5.8)$$

เมื่อ  $C_L$  คือ จำนวนวันที่คาดว่าจะไม่มีแดด (จำนวนวันที่จะสำรองพลังงาน)  
 $B$  คือ ความจุของแบตเตอรี่  
 $DOD$  คือ ความลึกของการคายประจุ (Deep of Discharge)

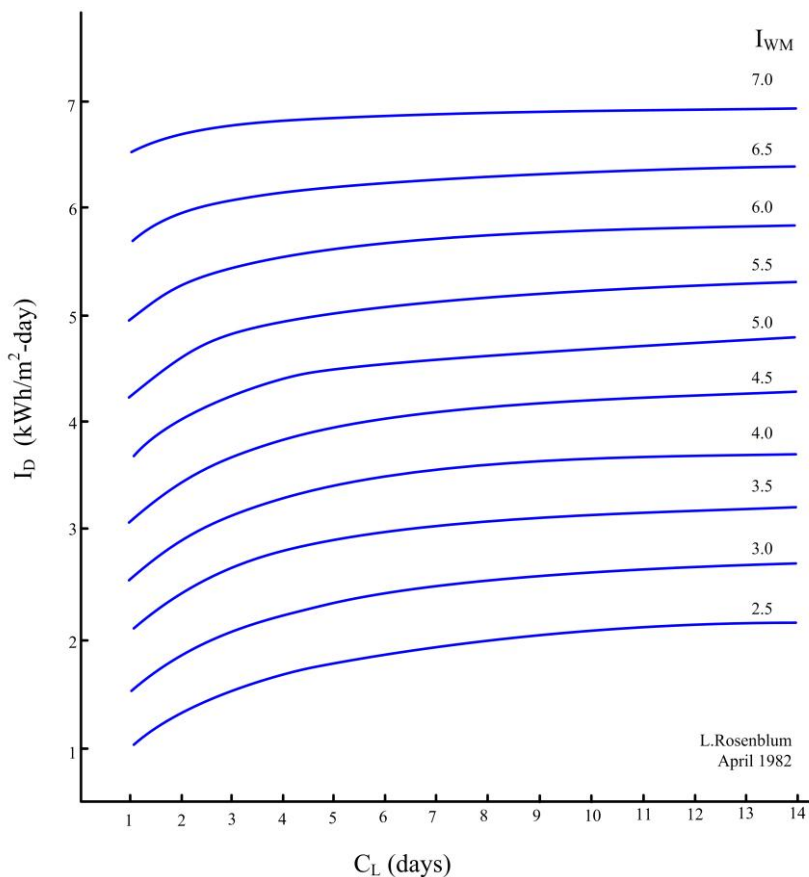


รูปที่ 5.1 กราฟสำหรับ  
ประมาณค่าพลังงานเฉลี่ย  
รายวันที่ต้องการ และจำนวน  
วันที่จะสำรองพลังงาน ที่  
ความน่าจะเป็นที่จะไม่มีไฟฟ้า  
สำรองไว้ใช้  $(LOEP)_{WM}$   
0.1 เปอร์เซนต์

รูปที่ 5.2 กราฟสำหรับ  
ประมาณค่าพลังงานเฉลี่ยรายวัน  
ที่ต้องการ และจำนวนวันที่จะ  
สำรองพลังงาน ที่ความน่าจะเป็น  
ที่จะไม่มีไฟฟ้าสำรองไว้ใช้  
 $(LOEP)_{WM}$  1.0 เปอร์เซนต์



รูปที่ 5.3 กราฟสำหรับ  
ประมาณค่าพลังงานเฉลี่ย  
รายวันที่ต้องการ และจำนวน  
วันที่จะสำรองพลังงาน ที่ความ  
น่าจะเป็นที่จะไม่มีไฟฟ้าสำรอง  
ไว้ใช้  $(LOEP)_{WM}$  10 เปอร์เซ็นต์



เมื่อเลือกค่าเฉลี่ยรังสีอาทิตย์รายวันในเดือนที่มีแดดน้อยที่สุด หรือค่า  $I_{WM}$  ในกราฟแล้วจึงสามารถลาก  
ไปสู่ค่าพลังงานเฉลี่ยที่ผลิตได้ในแต่ละวัน (ขนาดของแผงเซลล์แสงอาทิตย์) หรือค่า  $I_D$  กับจำนวนวันที่  
คาดว่าจะไม่มีแดด (จำนวนวันที่จะสำรองพลังงาน) หรือค่า  $C_L$  เมื่อกำหนดให้มีโอกาสที่จะไม่มีไฟฟ้าใช้  
ในเดือนที่มีแดดน้อยที่สุด  $(LOEP)_{WM}$

ตัวอย่างการประมาณขนาดของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ โดยวิธีใช้กราฟสำหรับประมาณ  
ค่าพลังงานเฉลี่ยรายวันที่ต้องการ และจำนวนวันที่จะสำรองพลังงานที่โอกาสจะไม่มีไฟฟ้าใช้  $(LOEP)_{WM}$   
กำหนดให้ระบบผลิตไฟฟ้า มีความต้องการของภาระทางไฟฟ้าเท่ากับ 4.2 กิโลวัตต์-ชั่วโมง / วัน และ  
สมมติให้มีค่าคงที่ตลอดทั้งปี โดยมีค่าอัตราส่วนความต้องการพลังงานของแบตเตอรี่แทนด้วยสัญลักษณ์  
 $f_n$  เท่ากับ 0.1 และมีรายละเอียดของระบบดังนี้

$$\eta_o = 0.98, \quad \eta_M(45^\circ C) = 0.082, \quad \eta_M(60^\circ C) = 0.075$$

ค่าสัมประสิทธิ์กำลังงานต่ออุณหภูมิของแผงเซลล์แสงอาทิตย์  $P_{TC} = -0.5\% / ^\circ C$

$$\eta_{rt} = 0.8, \quad DOD = 0.8$$

ดังนั้น

$$\eta_{sys} = \eta_M \times \eta_o [1 + f_n (\eta_{rt} - 1)]$$

$$\eta_{sys} = 0.082 \times 0.98 [1 + 0.1(0.8 - 1)] = 0.079 @ 45^\circ C$$

**การออกแบบระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์**

$$\eta_{sys} = 0.075 \times 0.98 [1 + 0.1(0.8 - 1)] = 0.072 @ 60^\circ C$$

กรณีที่ 1 ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ระบบหนึ่ง ต้องการความเชื่อมั่นในการจ่ายกำลังงาน 10 เปอร์เซ็นต์ของ (LOEP)<sub>WM</sub> โดยสถานที่ติดตั้งมีค่าพลังงานเฉลี่ยรายวันในเดือนที่มีแดดน้อยที่สุด  $I_{WM}$  เท่ากับ 3.0 กิโลวัตต์-ชั่วโมง / ตารางเมตร- วัน และเซลล์มีอุณหภูมิขณะทำงานเท่ากับ 60 องศาเซลเซียส

การประมาณขนาดของแผงเซลล์แสงอาทิตย์และขนาดของแบตเตอรี่โดยเลือกใช้กราฟสำหรับประมาณขนาดของระบบที่โอกาสจะไม่มีไฟฟ้าใช้ (LOEP)<sub>WM</sub> 10 เปอร์เซ็นต์ ดังรูปที่ 5.3 บริเวณโค้งหัวเข้าของเส้น  $I_{WM} = 3.0$  จึงเลือกจุดของค่าพลังงานเฉลี่ยรายวัน  $I_D$  กับจุดของจำนวนวันที่จะสำรองพลังงาน  $C_L$  ซึ่งมีค่าเท่ากับ  $I_D = 2.4$  และ  $C_L = 6.0$  ตามลำดับ การเลือกจุดอื่น ๆ บนเส้นโค้งนี้ จะทำให้ค่าของ  $I_D$  และ  $C_L$  เปลี่ยนไป ซึ่งส่งผลให้ระบบมีขนาดและความจุของแบตเตอรี่เปลี่ยนแปลงตามไปด้วย ทั้งนี้ อาจขึ้นกับความต้องการในการสำรองระบบไฟฟ้าเป็นหลักก็ได้

$$I_D = \frac{L \times 1000 \times \eta_M(T)}{P_T \times \eta_{sys}}$$

$$2.4 = \frac{4.2 \times 1000 \times 0.075}{P_{60} \times 0.072}$$

ดังนั้น

$$P_{60} = 1823 \text{ วัตต์}$$

$$P_{25} = 1823 \times 1.175 = 2142 \text{ วัตต์สูงสุด (ขนาดของแผง)}$$

$$B = \frac{6.0 \times 4.2}{0.8} = 31.5 \text{ กิโลวัตต์-ชั่วโมง (ขนาดความจุของแบตเตอรี่)}$$

ในกรณีนี้ ต้องใช้แผงเซลล์แสงอาทิตย์ต่อกันเป็นวงจรขนาดใหญ่ ที่มีกำลังงานรวมไม่น้อยกว่า 2,142 วัตต์สูงสุด และใช้แบตเตอรี่ที่มีความจุไม่น้อยกว่า 31.5 กิโลวัตต์-ชั่วโมง

กรณีที่ 2 ในกรณีนี้ กำหนดให้มีความเชื่อมั่นในการจ่ายกำลังงานเป็น 0.1 เปอร์เซ็นต์ของ (LOEP)<sub>WM</sub> ที่อุณหภูมิขณะทำงาน และค่าพลังงานเฉลี่ยรายวันในเดือนที่มีแดดน้อยที่สุดเดียวกัน

ใช้กราฟสำหรับประมาณขนาดของระบบที่โอกาสจะไม่มีไฟฟ้าใช้ (LOEP)<sub>WM</sub> 0.1 เปอร์เซ็นต์ ดังรูปที่ 5.1 ที่  $C_L = 6.0$  และ  $I_{WM} = 3.0$  จึงได้ค่า  $I_D = 1.0$

$$1.0 = \frac{4.2 \times 1000 \times 0.075}{P_{60} \times 0.072}$$

$$P_{60} = 4375 \text{ วัตต์}$$

$$P_{25} = 4375 \times 1.175 = 5141 \text{ วัตต์สูงสุด (ขนาดของแผง)}$$



## การออกแบบระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์

การประมาณขนาดของแผง ในกรณีที่ 2 นี้ ระบบมีความต้องการเสถียรภาพสูงกว่า จึงทำให้ขนาดของแผงในระบบนี้ มีขนาดใหญ่กว่าในกรณีที่ 1 เป็นจำนวน  $(5,141-2,142)/2,142 = 1.40$  เท่า หรือมีขนาดใหญ่กว่าคิดเป็นร้อยละ 40

**กรณีที่ 3** ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ 2 ระบบ ถูกนำไปติดตั้งในสถานที่ที่มีลักษณะของแสงแดดต่างกัน คือ พื้นที่ ก.  $I_{WM} = 3.0$  และ พื้นที่ ข.  $I_{WM} = 3.5$  โดยทั้งสองระบบ มีแผงเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด  $P_{25} = 3500$  วัตต์สูงสุด ทำงานที่อุณหภูมิ 45 องศาเซลเซียสและมีแบตเตอรี่ขนาดความจุ  $B = 20$  กิโลวัตต์-ชั่วโมง ต้องการให้ประมาณค่าความน่าจะเป็นในการที่จะไม่สามารถจ่ายไฟได้ในเดือนที่มีแดดน้อยที่สุด  $(LOEP)_{WM}$  (เสถียรภาพของระบบ)

ประมาณค่าของ  $I_D$  และ  $C_L$

$$P_{45} = \frac{3500}{1.10} = 3182$$

$$I_D = \frac{4.2 \times 1000 \times 0.082}{3182 \times 0.079} = 1.4$$

$$C_L = \frac{20 \times 0.8}{4.2} = 3.8$$

ประมาณค่าจำนวนวันที่จะสำรองพลังงาน  $C_L$  โดยใช้กราฟดังรูปที่ 5.1 รูปที่ 5.2 และรูปที่ 5.3 โดยใช้ค่า  $I_D = 1.4$  และ  $I_{WM} = 3.0$  ซึ่งจะได้ค่าของ  $C_L$  เท่ากับ 6.7 3.6 และ 1.0 ตามลำดับ จึงประเมินได้ว่าบริเวณพื้นที่ ก. ซึ่งมีค่า  $C_L$  ของระบบเท่ากับ 3.8 ซึ่งมีค่าใกล้เคียงกับ 3.6 ที่ประมาณค่าได้จากค่าเสถียรภาพของระบบ 1 เพอร์เซ็นต์ ดังนั้น เสถียรภาพของระบบที่พื้นที่ ก. มีค่าประมาณ 1 เพอร์เซ็นต์

ในทำนองเดียวกัน เมื่อประเมินเสถียรภาพของระบบที่นำไปติดตั้งในบริเวณพื้นที่ ข. ซึ่งใช้ค่า  $I_D = 1.4$  และ  $I_{WM} = 3.5$  ซึ่งจะได้ค่าของ  $C_L$  เท่ากับ 4.3 1.7 และน้อยกว่า 1.0 ตามลำดับ จึงประเมินได้ว่า บริเวณพื้นที่ ข. ซึ่งมีค่า  $C_L$  ของระบบเท่ากับ 3.8 ซึ่งมีค่าน้อยกว่า 4.3 (ที่ 0.1 เพอร์เซ็นต์) และมีค่ามากกว่า 1.7 (ที่ 1 เพอร์เซ็นต์) ดังนั้น เสถียรภาพของระบบที่พื้นที่ ข. มีค่าน้อยกว่า 1 เพอร์เซ็นต์ แต่ไม่ถึง 0.1 เพอร์เซ็นต์

### 5.2.9 การประมาณขนาดของระบบผลิตไฟฟ้าที่มีต้นทุนของระบบต่ำที่สุด

ถ้าหากพิจารณาค่าประมาณการขนาดของแผงเซลล์ซึ่งแทนด้วยสัญลักษณ์  $I_D$  และจำนวนวันที่จะสำรองพลังงานแทนด้วย  $C_L$  บนเส้นกราฟสำหรับประมาณขนาดของระบบที่ค่าพลังงานเฉลี่ยรายวันในเดือนที่มีแดดน้อยที่สุด  $I_{WM}$  ใด ๆ ตามแสดงในรูปที่ 5.1 5.2 และ 5.3 ข้างต้น จะพบว่ามีจุดหนึ่งของเส้นกราฟ  $I_{WM}$  แต่ละเส้นที่จะให้ผลรวมของค่าประมาณการขนาดของแผงเซลล์และค่าจำนวนวันที่จะมีการสำรองพลังงานที่ทำให้ระบบมีต้นทุนต่ำที่สุด จุดนี้จะอยู่ในบริเวณโค้งหัวเข้าของเส้นกราฟ

เมื่อกำหนดค่าพลังงานเฉลี่ยรายวันในเดือนที่มีแดดน้อยที่สุด  $I_{WM}$  และค่าประสิทธิภาพของระบบ  $\eta_{sys}$  ให้ค่าหนึ่ง จะสามารถหาจุดต้นทุนต่ำสุดของระบบได้ โดยใช้กราฟในรูปที่ 5.1 รูปที่ 5.2

และ รูปที่ 5.3 มาพิจารณาร่วมกับสมการต้นทุนของระบบเซลล์แสงอาทิตย์ซึ่งมีตัวแปรในสมการสองตัว คือ พื้นที่ของแผงเซลล์แสงอาทิตย์และขนาดความจุของแบตเตอรี่ที่ใช้สำรองพลังงานได้

สมการต้นทุนของระบบเซลล์แสงอาทิตย์เป็นสมการที่แสดงต้นทุนที่ใช้ในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ ซึ่งเป็นผลรวมของราคาต้นทุนค่าใช้จ่ายในการติดตั้ง ค่าแรงงาน ค่าวัสดุและ ส่วนประกอบ ค่าอำนวยความสะดวก และกำไร สมการความสัมพันธ์เป็นสมการเชิงเส้นที่สามารถปรับตั้งตัวแปรของสมการดังสมการที่ 5.9 เพื่อใช้ในการทำนายราคาต้นทุนต่อหน่วยพลังงานของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์

$$C = C_o + aC_a + bC_b \quad (5.9)$$

เมื่อ	$C$	คือ ราคาต้นทุนต่อหน่วยพลังงาน [k\$/kWh/day]
	$C_o$	คือ ราคาต้นทุนคงที่ต่อหน่วยพลังงาน [k\$/kWh/day]
	$C_a$	คือ ราคาต้นทุนแปรผันตามขนาดพื้นที่ของแผง [k\$/m <sup>2</sup> ]
	$C_b$	คือ ราคาต้นทุนแปรผันตามขนาดความจุของแบตเตอรี่ [k\$/kWh]
	$a$	คือ อัตราส่วนระหว่างพื้นที่ของแผงกับภาระไฟฟ้าเฉลี่ยรายวัน $(A/L)$ [m <sup>2</sup> /kWh/day]
	$b$	คือ อัตราส่วนระหว่างความจุของแบตเตอรี่กับภาระไฟฟ้าเฉลี่ยรายวัน $(B/L)$ [kWh /kWh/day]

สมการที่ 5.9 ซึ่งเป็นสมการต้นทุนของระบบเซลล์แสงอาทิตย์สามารถนำมาใช้สร้างกราฟความสัมพันธ์ระหว่างขนาดของแผงเซลล์  $I_D$  และจำนวนวันที่จะสำรองพลังงาน  $C_L$  ที่ทำให้เกิดต้นทุนต่ำสุดกับค่าพลังงานเฉลี่ยรายวันในเดือนที่มีแดดน้อยที่สุด  $I_{WM}$  ณ ค่าความเสถียรภาพ (LOEP) ของระบบ 3 ค่า ดังแสดงในรูปที่ 5.4 เป็นกราฟสำหรับใช้ประมาณค่าต้นทุนต่ำสุดของระบบ

**กรณีที่ 4** ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ระบบหนึ่งติดตั้งในสถานที่ซึ่งมีค่าพลังงานเฉลี่ยรายวันในเดือนที่น้อยที่สุด  $I_{WM} = 3.0$  กิโลวัตต์-ชั่วโมง / วัน มีความต้องการของภาระทางไฟฟ้า  $L = 4.2$  กิโลวัตต์-ชั่วโมง / วัน ค่าประสิทธิภาพของระบบ  $\eta_{sys} = 0.10$  ประสิทธิภาพของแผงเซลล์เท่ากับ  $\eta_M = 0.104$  ที่อุณหภูมิ 45 องศาเซลเซียส มีค่าสัมประสิทธิ์กำลังงานต่ออุณหภูมิ  $P_{TC} = -0.5\% / ^\circ C$  และยอมให้แบตเตอรี่คายประจุได้ที่ความลึกของการคายประจุ  $DOD = 0.8$

จากรูปที่ 5.4 กราฟสำหรับใช้ประมาณค่าต้นทุนต่ำสุดของระบบ (ROSSA) ที่  $I_{WM} = 3.0$  กิโลวัตต์-ชั่วโมง / วัน ได้ค่าของ  $I_D$  และ  $C_L$  ตามลำดับ ดังต่อไปนี้

$$0.1\%(LOEP)_{WM} = 1.90 \text{ และ } 9.50$$

$$10\%(LOEP)_{WM} = 2.25 \text{ และ } 4.20$$

ที่ค่าประมาณการพลังงานเฉลี่ยรายวันที่ต้องการ  $I_D$  นี้ จึงคำนวณกำลังงานของแผงเซลล์ที่อุณหภูมิ 25 องศาเซลเซียสและความจุของแบตเตอรี่ ได้ คือ

$$P_{25} = \frac{L \times 1000 \times \eta_M(45)}{I_D \times \eta_{sys}(45)} [1 - (P_{TC}(45 - 25))]$$

$$B = \frac{L \times C_L}{DOD}$$

ที่เสถียรภาพ 0.1 เปอร์เซนต์  $(LOEP)_{WM}$  ได้

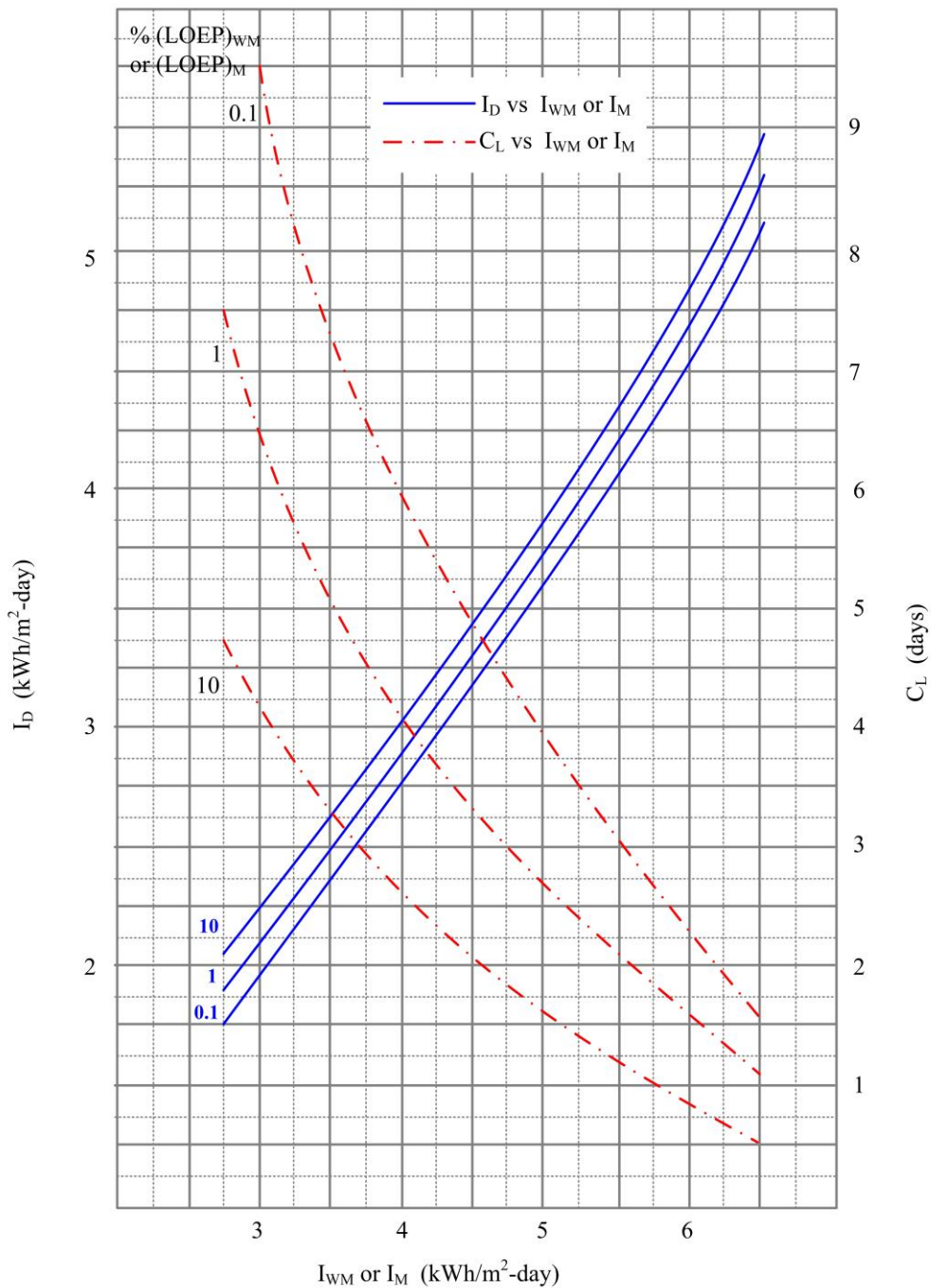
$$P_{25} = \frac{4.2 \times 1000 \times 0.104}{1.90 \times 0.10} [1 - (-0.005(45 - 25))] = 2530 \text{ วัตต์สูงสุด}$$

$$B = \frac{4.2 \times C_L}{0.8} = 5.25C_L = 50.0 \text{ กิโลวัตต์-ชั่วโมง}$$

ที่เสถียรภาพ 10 เปอร์เซนต์  $(LOEP)_{WM}$  ได้

$$P_{25} = \frac{4.2 \times 1000 \times 0.104}{2.25 \times 0.10} [1 - (-0.005(45 - 25))] = 2140 \text{ วัตต์สูงสุด}$$

$$B = \frac{4.2 \times C_L}{0.8} = 5.25C_L = 22.1kWh$$



รูปที่ 5.4 กราฟสำหรับใช้ประมาณค่าต้นทุนต่ำสุดของระบบ (ROSSA)

### 5.2.10 การประมาณขนาดของระบบผลิตไฟฟ้าสำหรับภาระทางไฟฟ้าที่มีการเปลี่ยนแปลง

การประมาณขนาดของระบบผลิตไฟฟ้าสำหรับภาระทางไฟฟ้าที่มีการเปลี่ยนแปลงนั้น มีกระบวนการเช่นเดียวกับที่ได้เสนอในกรณีศึกษาที่สี่ข้างต้น แต่ในกรณีนี้เป็นการประมาณการขนาดของระบบเป็นรายเดือนทั้งสิบสองเดือน

**กรณีที่ 5** ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์แห่งหนึ่งมีความต้องการพลังงานสำหรับภาระทางไฟฟ้า  $L$  ดังตารางที่ 5.3 ซึ่งเป็นภาระทางไฟฟ้าเฉลี่ยรายเดือนซึ่งมีการเปลี่ยนแปลงไปและค่าเฉลี่ยรังสีอาทิตย์รายวันในเดือนที่มีแดดน้อยที่สุด  $I_{WM}$  มีการเปลี่ยนแปลงในแต่ละเดือน ระบบนี้มีรายการอุปกรณ์เช่นเดียวกับกรณีที่ 4 และกำหนดให้มีเสถียรภาพของระบบ (LOEP)<sub>M</sub> ในแต่ละเดือนมีค่าไม่เกินร้อยละ 10

จากรูปที่ 5.4 สามารถหาค่าพลังงานเฉลี่ยรายวันตามความต้องการของภาระทางไฟฟ้า  $I_D$  จากค่าเฉลี่ยรังสีอาทิตย์  $I_M$  ของแต่ละเดือนทั้ง 12 เดือน โดยใช้กราฟความน่าจะเป็นที่จะไม่มีไฟฟ้าสำรองไว้ใช้ (LOEP)<sub>M</sub> 10 เปอร์เซ็นต์และคำนวณหาขนาดของแผงเซลล์เมื่อทำงานที่อุณหภูมิ 25 องศาเซลเซียสโดยใช้สมการต่อไปนี้

$$P_{25} = \frac{L \times 1000 \times 0.104}{I_D \times 0.10} (1.10) = 1144 \frac{L}{I_D}$$

ผลจากการประมาณขนาดของระบบผลิตไฟฟ้าตามความเปลี่ยนแปลงของภาระทางไฟฟ้างดตารางที่ 5.3 นั้น แสดงให้เห็นว่าระบบมีความต้องการขนาดของแผงเซลล์แสงอาทิตย์สูงที่สุด 2,212 วัตต์ในเดือนที่แปด โดยที่ขนาดของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ขนาดสูงสุดนี้จะทำให้พลังงานที่รับจากรังสีอาทิตย์มีความเพียงพอสำหรับภาระทางไฟฟ้าในทุกเดือน

ในการประมาณขนาดความจุของแบตเตอรี่ จึงกำหนดขนาดของแผงเซลล์ขึ้นมาแล้วจึงใช้กราฟในรูปที่ 5.4 มาช่วยในการประมาณการโดยใช้ค่าเฉลี่ยรังสีอาทิตย์ในเดือนที่แปด  $I_M = 3.0$  แล้วจึงหาค่าจำนวนวันที่จะสำรองพลังงานซึ่งได้  $C_L = 2.25$  ที่ความน่าจะเป็นที่จะไม่มีไฟฟ้าสำรองไว้ใช้ (LOEP)<sub>M</sub> 10 เปอร์เซ็นต์ และคำนวณหาขนาดความจุของแบตเตอรี่ได้เท่ากับ

$$2.25 \times 3.0 / 0.8 = 8.4 kWh$$

### 5.2.11 การตรวจสอบขนาดประมาณการของระบบ

การตรวจสอบขนาดประมาณการของระบบเป็นการคำนวณย้อนกลับ เพื่อหาเสถียรภาพของระบบที่ความน่าจะเป็นที่จะไม่มีไฟฟ้าสำรองไว้ใช้งานค่าต่าง ๆ ใช้วิธีประมาณขนาดจากกราฟ ตรวจสอบขนาดของระบบที่ออกแบบไว้ด้วยวิธีอื่น หรือระบบที่ได้มีการติดตั้งไว้ก่อนแล้วซึ่งการตรวจสอบนี้ช่วยให้สามารถสร้างความเชื่อมั่นในการติดตั้งระบบ การปรับปรุงแก้ไขระบบหรือใช้ตรวจสอบความผิดปกติของระบบได้

ตารางที่ 5.3 รายการคำนวณประมาณการขนาดระบบผลิตไฟฟ้าที่มีการเปลี่ยนแปลงภาระทางไฟฟ้า

ข้อมูลการสำรวจ			รายการคำนวณ	
เดือน (M)	ภาระทางไฟฟ้า (L) [kWh/day]	ค่าเฉลี่ยรังสีอาทิตย์ ( $I_M$ ) [kWh/m <sup>2</sup> -day]	พลังงานเฉลี่ยรายวัน ( $I_D$ ) [kWh/m <sup>2</sup> -day]	ขนาดของแผง $P_{25}$ [Wp]
1	3.95	3.6	2.70	1,674
2	4.10	3.7	2.80	1,675
3	4.25	3.9	2.95	1,648
4	4.40	4.0	3.00	1,678
5	4.35	3.7	2.80	1,777
6	4.30	3.6	2.70	1,822
7	4.25	3.2	2.40	2,026
8	4.35	3.0	2.25	2,212
9	4.30	3.4	2.55	1,929
10	4.30	3.4	2.55	1,929
11	4.25	3.5	2.63	1,849
12	4.15	3.6	2.70	1,758

ตัวอย่างเช่น ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ระบบหนึ่งถูกสร้างขึ้นโดยผู้รับเหมารายหนึ่ง  
เจ้าของ และต้องการตรวจสอบความเชื่อมั่นของระบบที่ได้ออกแบบรวมถึงติดตั้งไว้โดยมีข้อมูลของ  
ระบบดังต่อไปนี้ ขนาดประมาณการของภาระทางไฟฟ้าเฉลี่ยรายวัน  $L = 0.75$  กิโลวัตต์-ชั่วโมง / วัน  
ภาระทางไฟฟ้าเฉลี่ยในเวลากลางคืนมีค่าประมาณ 25 เปอร์เซ็นต์ของภาระทางไฟฟ้าทั้งหมด  
ขนาดรวมของแผงเซลล์ 480 วัตต์ โดยประกอบขึ้นจากแผงเซลล์ขนาด 40 วัตต์สูงสุด จำนวน 12 แผง  
และติดตั้งเป็นมุมเอียง 18 องศา โดยหันแผงไปทางทิศใต้ อุณหภูมิขณะทำงานประมาณ 45 องศา  
เซลเซียส ประสิทธิภาพที่ภาวะทดสอบมาตรฐาน  $\eta_M(25) = 0.125$  และสัมประสิทธิ์กำลังงานต่อ  
อุณหภูมิของแผงเซลล์แสงอาทิตย์  $P_{TC} = -0.005$  ขนาดความจุของแบตเตอรี่ 16 กิโลวัตต์-ชั่วโมง  
โดยที่ยอมให้มีค่าความลึกของการคายประจุเป็นร้อยละ 20 ( $DOD = 20$ ) โดยผู้ผลิตรับรองว่า  
สามารถใช้งานได้ไม่น้อยกว่า 4 ปี

ความเข้มแสงที่มุมเอียง 18 องศา สรุปรวค่าได้ดังต่อไปนี้ (เดือน/ค่าเฉลี่ยรังสีดวงอาทิตย์รายวันใน  
เดือนนั้น  $I_M$ ) 1/3.6; 2/3.7; 3/3.9; 4/4.0; 5/3.7; 6/3.6; 7/3.2; 8/3.0; 9/3.4; 10/3.4; 11/3.5;  
12/3.6 (ค่าเฉลี่ยรังสีดวงอาทิตย์ในเดือนที่มีแดดน้อยที่สุด  $I_{WM} = 3.0$  กิโลวัตต์-ชั่วโมง / ตารางเมตร-  
วัน)

ในการศึกษาเปรียบเทียบ มีการคำนวณดังต่อไปนี้

$$\eta_M(43) = 0.125[1 - 0.005(45 - 25)] = 0.1125$$

$$P_{45} = 640[1 - 0.005(45 - 25)] = 576 \text{ W}$$

$$\eta_B = 1 + 0.25(0.8 - 1) = 0.95$$

$$\eta_O = 0.98 \text{ (สมมติ)}$$

$$\eta_{s_{ys}}(45) = 0.1125 \times 0.95 \times 0.98 = 0.105$$

$$I_D = \frac{0.75 \times 1000 \times 0.1125}{480 \times 0.105} = 1.67$$

ใช้กราฟสำหรับประมาณค่าพลังงานเฉลี่ยรายวันที่ต้องการ และจำนวนวันที่จะสำรองพลังงานที่ความน่าจะเป็นที่จะไม่มีไฟฟ้าสำรองไว้ใช้ (LOEP) ดังรูปที่ 5.1 ถึง รูปที่ 5.3 โดยพิจารณาที่  $I_D = 1.76$  และ  $I_{WM} = 3.0$  จึงสามารถหาขนาดของแบตเตอรี่ที่จะใช้สำรองพลังงาน  $C_L$  ได้ดังนี้

$$B = \frac{0.75 \times C_L}{0.2} = 3.75C_L$$

จึงได้ผลการประมาณขนาดของแบตเตอรี่ ที่ความน่าจะเป็นที่จะไม่มีไฟฟ้าสำรองไว้ในใช้งานต่างกัน

$\%(LOEP)_{WM}$	$C_L$	$B, kWh$
0.1	7.7	28.88
1.0	4.6	17.25
10	1.7	6.38

เมื่อเปรียบเทียบขนาดของแบตเตอรี่ที่ติดตั้งไว้ในระบบนี้จำนวน 16 กิโลวัตต์-ชั่วโมง กับขนาดของแบตเตอรี่ที่ประมาณการได้โดยใช้กราฟตามค่าความน่าจะเป็นที่จะไม่มีไฟฟ้าสำรองไว้ใช้  $(LOEP)_{WM}$  พบว่าระบบที่ติดตั้งไว้นั้น มีความน่าจะเป็นที่จะไม่มีไฟฟ้าสำรองไว้ใช้ในเดือนที่มีแดดน้อยที่สุด  $(LOEP)_{WM}$  มีมากกว่า 1 เปอร์เซ็นต์เพียงเล็กน้อย แต่ไม่ถึง 10 เปอร์เซ็นต์

ในอีกทางหนึ่ง การตรวจสอบความเชื่อมั่นของระบบอาจใช้วิธีการกราฟสำหรับใช้ประมาณค่าต้นทุนต่ำสุดของระบบ (ROSSA) มาประมาณการขนาดของระบบเพื่อเปรียบเทียบกัน โดยใช้ข้อมูล  $I_{WM} = 3.0$  เพื่อหาค่าของ  $I_D$  และ  $C_L$  จากกราฟที่ความน่าจะเป็นที่จะไม่มีไฟฟ้าสำรองไว้ใช้  $(LOEP)_{WM}$  ในเดือนที่มีแดดน้อยที่สุด ที่มีค่าแตกต่างกัน 3 ค่า ดังแสดงในรูปที่ 5.4

$\%(LOEP)_{WM}$	$I_D$	$C_L$
0.1	1.97	9.5
1.0	2.09	6.5
10	2.20	4.2

เมื่อทราบค่า  $I_D$  และ  $C_L$  จึงประมาณการหาขนาดของแผงเซลล์และขนาดความจุของแบตเตอรี่ คือ

$$P_{25} = \frac{0.75 \times 1000 \times 0.1125}{0.105 \times I_D} [1 - 0.005(25 - 45)] = \frac{723}{I_D}$$

$$B = 3.75C_L$$

จากสมการสำหรับการประมาณการขนาดของแผงเซลล์และความจุของแบตเตอรี่ จึงแทนค่าได้ดังต่อไปนี้

Sizing Methods	$\%(LOEP)_{WM}$	$P_{25}(W_p)$	$B(kWh)$
ROSSA	0.1	367	35.6
ROSSA	1.0	346	24.4
ROSSA	10	328	15.75
ผู้รับเหมา (โจทย์)	----	480	16

ผลการตรวจสอบโดยวิธีกราฟสำหรับใช้ประมาณค่าต้นทุนต่ำสุดของระบบ (ROSSA) พบว่า ผู้รับเหมาติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ ได้ติดตั้งขนาดของแผงจำนวนมากกว่าจำนวนที่จะทำให้เกิดต้นทุนต่ำสุด เนื่องจากการติดตั้งอุปกรณ์ในระบบต้องพิจารณาปัจจัยสองประการ คือ

(1) ผู้ผลิตจะกำหนดขนาดพิกัดกำลังงานและแรงดันไฟฟ้าของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ด้วยขนาดที่แตกต่างกันไป ดังนั้นในกำหนดจำนวนของแผงเซลล์ติดตั้งอยู่ในวงจรจึงมีจำนวนที่เป็นไปได้ขึ้นกับกลุ่มของแผงในวงจร ไม่สามารถติดตั้งจำนวนแผงให้มีพิกัดเท่ากับที่คำนวณได้พอดีในทางปฏิบัติมักจะติดตั้งให้มีขนาดใหญ่กว่าขนาดที่ประมาณการได้

(2) ต้นทุนค่าอุปกรณ์และวัสดุ ค่าใช้จ่ายดำเนินการ และค่าแรงงานของผู้รับเหมาแต่ละรายอาจไม่เท่ากัน ดังนั้น การติดตั้งระบบที่มีขนาดพิกัดกำลังงานและแบตเตอรี่เท่ากัน อาจไม่สอดคล้องกับต้นทุนต่ำสุดของผู้รับเหมาแต่ละรายก็ได้

### 5.2.12 ความมีนัยสำคัญของความน่าจะเป็นที่จะไม่มีพลังงานไฟฟ้าสำรอง

ในการประมาณค่าและวิเคราะห์ขนาดของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ ความน่าจะเป็นที่จะไม่มีการสำรองพลังงานในเดือนที่มีแดดน้อยที่สุด ( $LOEP)_{WM}$  และความน่าจะเป็นที่จะไม่มีการสำรอง



## การออกแบบระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์

พลังงานเฉลี่ยรายปี ( $LOEP$ )<sub>A</sub> ได้ถูกนำมาพิจารณาเพื่อประเมินเสถียรภาพของระบบ  
ดังตัวอย่างในตารางที่ 5.4 และตารางที่ 5.5

ตารางที่ 5.4 ตัวอย่างการกระจายของความน่าจะเป็นที่จะไม่มีการสำรองพลังงานไฟฟ้าของระบบที่มี  
การออกแบบด้วยความน่าจะเป็น ( $LOEP$ )<sub>WM</sub> = 10%

ขนาดของแผง 2400 Wp			ขนาดของแบตเตอรี่ 15.0 kWh		
เดือน	ค่าเฉลี่ย ความเข้มแสง	ค่าเบี่ยงเบน มาตรฐาน	ภาระทางไฟฟ้า	จำนวนวัน ที่ไม่มีไฟฟ้าใช้	(LOEP) %
1	3.6	1.6	4.2	1	3.2
2	3.7	1.8	4.2	1	3.6
3	3.9	1.6	4.2	0.5	1.6
4	4.0	1.5	4.2	1	3.3
5	3.7	1.8	4.2	2	6.5
6	3.6	1.9	4.2	2	6.7
7	3.2	2.0	4.2	3	10.0
8	3.0	2.2	4.2	3	10.0
9	3.4	2.1	4.2	3	10.0
10	3.4	1.9	4.2	2	6.5
11	3.5	1.7	4.2	1	3.3
12	3.6	1.6	4.2	1	3.2
LOEP Min = 1.60%		LOEP Max = 10.0%		LOEP	
Average = 5.53%					

จากตารางที่ 5.4 ในเดือนที่ 8 มีแดดน้อยที่สุดเพียง 3.0 กิโลวัตต์-ชั่วโมง / วัน เมื่อใช้แบตเตอรี่ขนาด  
ความจุ 15 กิโลวัตต์-ชั่วโมง ทำให้มีจำนวนวันที่ไม่มีไฟฟ้าใช้มีจำนวน 3 วัน หรือ 72 ชั่วโมง ระบบ  
มีความน่าจะเป็นที่จะไม่มีไฟฟ้าสำรองไว้ในเดือนนี้เท่ากับ (LOEP) 10.0 เปอร์เซ็นต์ซึ่งมีค่าสอดคล้อง  
กับระบบที่ออกแบบไว้ ในเดือนอื่น ๆ ซึ่งมีแดดมากกว่าเดือนที่มีแดดน้อยที่สุด เนื่องจากระบบได้รับ  
พลังงานรังสีอาทิตย์เพิ่มขึ้น จึงทำให้จำนวนวันที่ไม่มีไฟฟ้าใช้มีจำนวนลดน้อยลงค่าความน่าจะเป็นที่จะ  
ไม่มีพลังงานไฟฟ้าสำรองไว้ใช้ (LOEP) น้อยกว่า 10 เปอร์เซ็นต์

การออกแบบระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์

ตารางที่ 5.5 ตัวอย่างการกระจายของความน่าจะเป็นที่จะไม่มีการสำรองพลังงานไฟฟ้าของระบบที่มี  
การออกแบบด้วยความน่าจะเป็น  $(LOEP)_{WM} = 1.0\%$

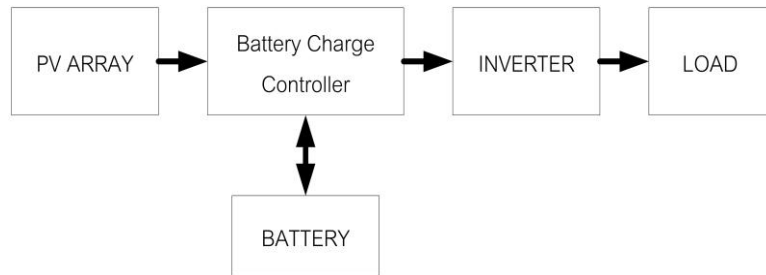
ขนาดของแผง 2400 Wp			ขนาดของแบตเตอรี่ 25.0 kWh		
เดือน	ค่าเฉลี่ย ความเข้มแสง	ค่าเบี่ยงเบน มาตรฐาน	ภาระทาง ไฟฟ้า	จำนวนวัน ที่ไม่มีไฟฟ้าใช้	(LOEP) %
1	3.6	1.6	4.2	0.03 (-h-45min)	0.10
2	3.7	1.8	4.2	0.03 (-h-45min)	0.11
3	3.9	1.6	4.2	0.00 (-h-00min)	0.00
4	4.0	1.5	4.2	0.01 (-h-15min)	0.03
5	3.7	1.8	4.2	0.06 (1h- 30min)	0.21
6	3.6	1.9	4.2	0.09 (2h- 15min)	0.30
7	3.2	2.0	4.2	0.23 (5h- 30min)	0.78
8	3.0	2.2	4.2	0.30 (7h- 10min)	0.96
9	3.4	2.1	4.2	0.20 (4h- 45min)	0.63
10	3.4	1.9	4.2	0.06 (1h- 25min)	0.19
11	3.5	1.7	4.2	0.03 (-h-45min)	0.10
12	3.6	1.6	4.2	0.02 (-h-30min)	0.07
LOEP Min = 0.00 %		LOEP Max = 0.96 %		LOEP	
Average = 0.29 %					

จากตารางที่ 5.5 ในเดือนที่ 8 มีแดดน้อยที่สุดเพียง 3.0 กิโลวัตต์-ชั่วโมง / วัน เมื่อเพิ่มขนาดความจุของ  
แบตเตอรี่ขึ้นเป็น 25 กิโลวัตต์-ชั่วโมง จึงทำให้มีจำนวนวันที่ไม่มีไฟฟ้าใช้ลดลงเหลือ 0.30 วันในเดือนนี้  
มีจำนวนเวลาที่ไม่มีไฟฟ้าใช้ในเวลากลางคืนทั้งสิ้น 7 ชั่วโมง 10 นาที คิดเป็นร้อยละ 0.96 มีค่าน้อยกว่า  
ค่าของระบบที่ออกไว้ที่ 1.0 เปอร์เซนต์

ในเดือนอื่น ๆ ซึ่งมีแดดมากกว่าเดือนที่มีแดดน้อยที่สุด ระบบได้รับพลังงานรังสีอาทิตย์เพิ่มขึ้นจึงทำให้จำนวนวันที่ไม่มีไฟฟ้าใช้มีจำนวนลดน้อยลง ค่าความน่าจะเป็นที่จะไม่มีพลังงานไฟฟ้าสำรองไว้ใช้ (LOEP) เฉลี่ยทั้งปีมีค่าเท่ากับ 0.29 เปอร์เซนต์ซึ่งน้อยกว่า 1.0 เปอร์เซนต์ที่ได้ออกแบบไว้

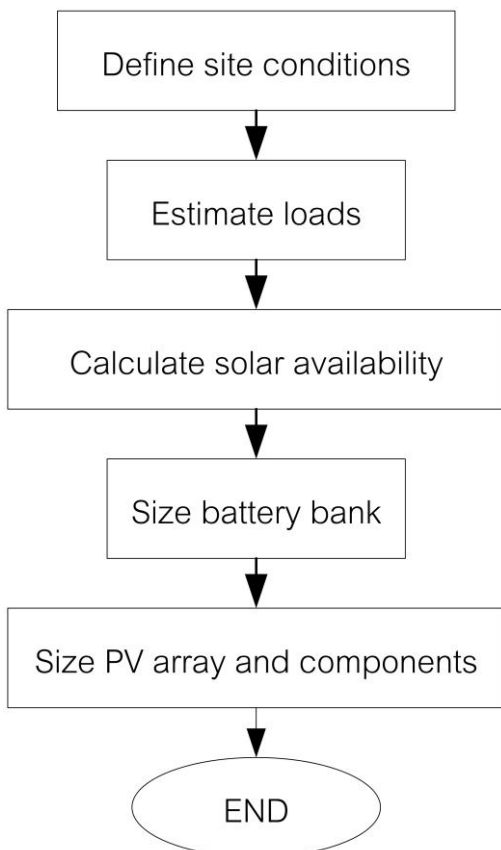
### 5.3 ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์แบบอิสระและระบบสำหรับครัวเรือน (Stand Alone Systems)

หลักการออกแบบระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์แบบอิสระและระบบสำหรับครัวเรือนมีวัตถุประสงค์เพื่อพิจารณาขนาดของระบบเซลล์แสงอาทิตย์



รูปที่ 5.5 ไตอะแกรมของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์แบบอิสระ

และความจุของแบตเตอรี่ให้มีความเหมาะสมกับความต้องการใช้ไฟฟ้าจากระบบทั้งในปัจจุบันและอนาคตรวมทั้งความเหมาะสมกับสภาวะแวดล้อมของแต่ละภูมิภาคโดยคำนึงถึงความเชื่อถือได้และความเชื่อมั่นต่อระบบ ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์แบบอิสระประกอบด้วยอุปกรณ์หลักคือ แผง



รูปที่ 5.6 กระบวนการออกแบบระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์แบบอิสระ

เซลล์แสงอาทิตย์ แบตเตอรี่ อุปกรณ์ควบคุมการประจุ แบตเตอรี่และอินเวอร์เตอร์ ตามรูปที่ 5.5 โดยที่มีขั้นตอนการออกแบบระบบดังแสดงในรูปที่ 5.6

ขั้นตอนแรกของการออกแบบระบบคือ การวิเคราะห์ภาระทางไฟฟ้าเนื่องจากมีเหตุผลสำคัญด้วยกันสองประการ เหตุผลประการแรกคือขนาดของระบบขึ้นอยู่กับพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าและความต้องการกำลังไฟฟ้า ประการที่สองคือเพื่อไม่ให้เกิดการออกแบบระบบใหญ่โตเกินกว่าภาระทางไฟฟ้าซึ่งทำให้เป็นการเพิ่มต้นทุนระบบ และด้วยเหตุผลทั้งสองจึงนำไปสู่ขั้นตอนการลดภาระทางไฟฟ้าให้ต่ำลงที่สุด โดยปราศจากผลกระทบต่อความสะดวกสบายของผู้ใช้งานระบบก่อนที่จะทำการกำหนดขนาดของอุปกรณ์ต่างๆในระบบ ซึ่งก็คือการปรับปรุงประสิทธิภาพการใช้พลังงานและการจัดการภาระทางไฟฟ้า

## การออกแบบระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์

การคำนวณการออกแบบระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์แบบอิสระ

1. สํารวจข้อมูลความต้องการใช้ไฟฟ้าหรือการกำหนดภาระไฟฟ้าที่ต้องการใช้งาน จำนวนภาระทางไฟฟ้าที่ต้องการใช้ กำลังไฟฟ้ารวม จำนวนชั่วโมงใช้งานของภาระทางไฟฟ้าแต่ละประเภท และพลังงานที่ต้องการใช้ทั้งหมดในหนึ่งวัน หน่วยเป็นกิโลวัตต์-ชั่วโมง / วัน
2. ข้อมูลค่าพลังงานรังสีแสงอาทิตย์รายวันเฉลี่ยจากข้อมูลรายเดือนของเดือนที่ต่ำสุด
3. กำหนดระยะเวลาการสำรองไฟฟ้าในวันที่ไม่มีแดดติดต่อกัน
4. คำนวณขนาดกำลังไฟฟ้าของชุดแผงเซลล์แสงอาทิตย์โดยใช้สมการที่ 5.10

$$P_t = (L \times 1000 \times \eta_m) / (I_D \times \eta_{sys}) \quad (5.10)$$

โดยที่

- L = ความต้องการใช้งานของภาระทางไฟฟ้าในหนึ่งวัน (kWh/day)
- $I_D$  = ค่าเฉลี่ยพลังงานแสงอาทิตย์ในหนึ่งวันที่เพียงพอับความต้องการของภาระทางไฟฟ้าสามารถหาได้จากกราฟ loss of energy probability in the worst-month (LOEP)
- $\eta_m$  = ประสิทธิภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ 1000 วัตต์ / ตารางเมตร
- $\eta_{sys}$  = ประสิทธิภาพของระบบ
5. คำนวณพลังงานไฟฟ้าของแบตเตอรี่ มีหน่วยเป็นกิโลวัตต์-ชั่วโมง โดยอาศัยสมการที่ 5.11

$$B = C_L \times L / DOD \quad (5.11)$$

โดยที่ DOD = เปอร์เซนต์การคายประจุของแบตเตอรี่

### ข้อพิจารณาการกำหนดขนาดของอุปกรณ์ในระบบ

การออกแบบระบบข้างต้น สามารถพิจารณาโดยแยกตามอุปกรณ์ดังนี้

#### ระบบแผงเซลล์แสงอาทิตย์

จากการออกแบบระบบดังกล่าวจะได้ขนาดของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ในหน่วยของวัตต์สูงสุดทั้งระบบ เพื่อนำไปหาขนาดของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ โดยพิจารณาดังนี้

- เลือกเทคโนโลยีของเซลล์แสงอาทิตย์และการผลิตที่จะนำมาใช้
- พิจารณาเปรียบเทียบบริษัทผู้ผลิต รุ่นที่มีการผลิต
- พิจารณารายละเอียดทางเทคนิค ได้แก่ ประสิทธิภาพ Fill Factor เป็นต้น
- พิจารณาจำนวนแผงเซลล์แสงอาทิตย์ จากอัตราส่วนระหว่างขนาดพิกัดกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบรวมต่อพิกัดกำลังไฟฟ้าสูงสุดของแผงในรุ่นที่เลือก

- พิจารณาการติดตั้งระบบและการจัดเรียงแผงเซลล์แสงอาทิตย์ เพื่อให้ได้ระดับแรงดันที่ต้องการใช้งานและความสามารถในการจ่ายกระแสของระบบ

#### ระบบแบตเตอรี่

จากการออกแบบระบบดังกล่าวจะได้ขนาดความจุแบตเตอรี่รวมของทั้งระบบเพื่อนำไปหาความจุและจำนวนลูกของแบตเตอรี่ โดยพิจารณาดังนี้

- เลือกเทคโนโลยีของแบตเตอรี่ที่จะนำมาใช้งาน
- พิจารณาพิกัดกำลังของระบบเพื่อเลือกระดับแรงดันใช้งานที่เหมาะสม
- พิจารณาจำนวนลูกของแบตเตอรี่หาได้จากอัตราส่วนระหว่างความจุรวมทั้งระบบต่อผลคูณของจำนวนแถวและความจุของแบตเตอรี่แต่ละลูก
- พิจารณารายละเอียดทางเทคนิค ได้แก่ ประสิทธิภาพ DOD เป็นต้น

#### อุปกรณ์ควบคุมการประจุแบตเตอรี่

- พิจารณาพิกัดกระแสและแรงดันไฟฟ้าสูงสุดของการประจุและการคายประจุของแบตเตอรี่ในระบบ
- พิจารณาความสามารถในการควบคุมการประจุและการคายประจุให้กับแบตเตอรี่ได้อย่างมีประสิทธิภาพและมีอายุการใช้งานนาน

#### อินเวอร์เตอร์

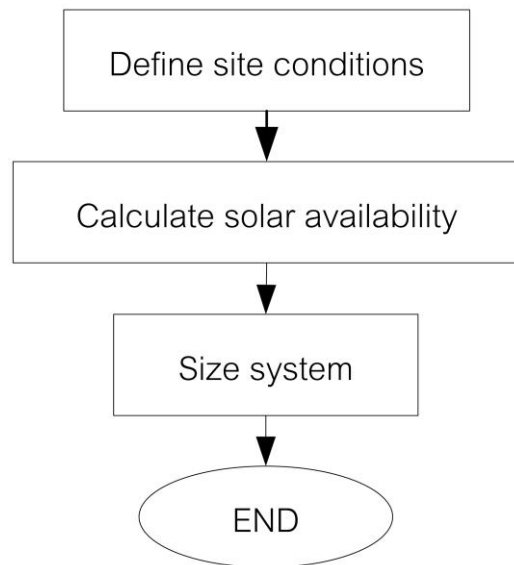
- พิจารณาพิกัดกำลังของอินเวอร์เตอร์จากการคำนวณภาระทางไฟฟ้าสูงสุดที่สภาวะการใช้งาน
- พิจารณาระดับแรงดันไฟฟ้าขาเข้าให้เหมาะสมและสอดคล้องกับระบบแรงดันไฟฟ้าของระบบเซลล์แสงอาทิตย์และระบบแบตเตอรี่
- พิจารณาผลกระทบที่มีต่ออุปกรณ์ไฟฟ้า ได้แก่ เรื่อง ฮาร์มอนิกส์ การควบคุมแรงดันทางด้านกระแสสลับ เป็นต้น

### 5.4 ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์แบบเชื่อมต่อบริษัทจำหน่าย (Grid-Connected Systems)



รูปที่ 5.7 ไดอะแกรมของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์แบบต่อเข้าระบบจำหน่าย

หลักการออกแบบระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์แบบเชื่อมต่อบรรยากาศจำหน่ายมีวัตถุประสงค์เพื่อลดการใช้พลังงานไฟฟ้าจากสายส่งตามความเหมาะสมของพื้นที่ติดตั้งโดยมีไดอะแกรมของระบบตามรูปที่ 5.7 และขั้นตอนการออกแบบดังรูปที่ 5.8 ซึ่งจากรูปจะเห็นได้ว่าการออกแบบระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์แบบเชื่อมต่อบรรยากาศจำหน่ายนั้นแตกต่างกับระบบแบบอิสระตรงที่ระบบแบบเชื่อมต่อบรรยากาศไม่มีแบตเตอรี่และอุปกรณ์ควบคุมการประจุแบตเตอรี่เนื่องจากไม่ต้องกักเก็บพลังงานไว้ใช้ การกำหนด



ขนาดของระบบนั้นไม่ขึ้นอยู่กับภาระทางไฟฟ้าแต่จะขึ้นอยู่กับขนาดพื้นที่ติดตั้งและงบประมาณของผู้ใช้งาน อีกทั้งควรคำนึงถึงคุณค่าของการติดตั้งเช่น นโยบายการสนับสนุนการใช้งานระบบเซลล์แสงอาทิตย์ หรือเพื่อปรับปรุงคุณภาพไฟฟ้า เป็นต้น ส่วนการกำหนดเลือกอุปกรณ์หลัก สำหรับแผงเซลล์แสงอาทิตย์นั้นเหมือนกับกรณีของระบบอิสระอินเวอร์เตอร์ต้องเป็นอินเวอร์เตอร์แบบชนิดเชื่อมต่อบรรยากาศจำหน่าย (Grid-connected inverter) และมีคุณลักษณะทางไฟฟ้าเป็นตามข้อกำหนดของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย

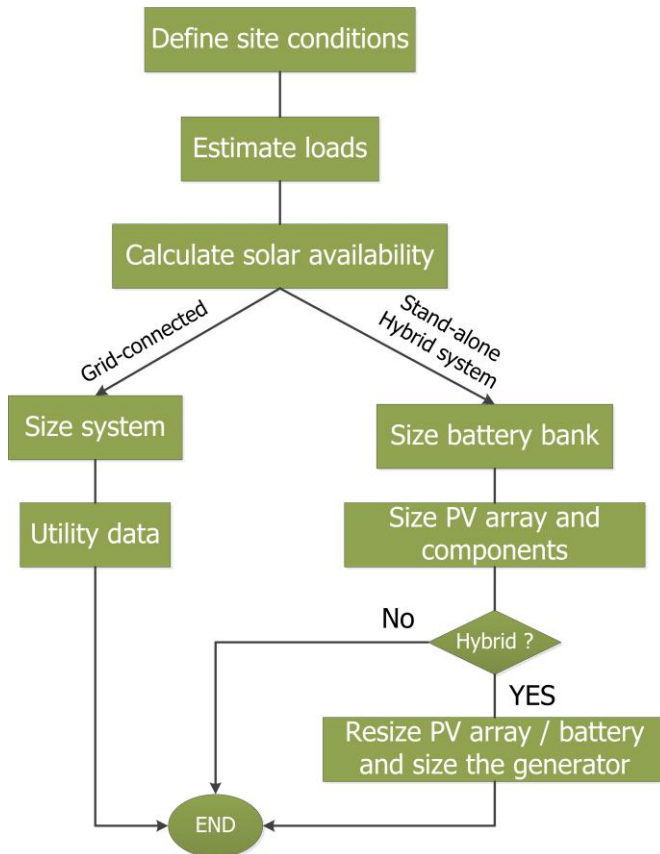
รูปที่ 5.8 ขั้นตอนการออกแบบระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์แบบต่อเข้าระบบจำหน่าย

### ข้อพิจารณาการออกแบบระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์แบบเชื่อมต่อบรรยากาศจำหน่ายไฟฟ้า

- 1) สำรวจพื้นที่ที่ต้องการติดตั้งระบบโดยมีข้อมูลดังต่อไปนี้
  - (1) ขนาดพื้นที่ที่จะติดตั้งระบบแผงเซลล์แสงอาทิตย์และตำแหน่งติดตั้งอุปกรณ์หลัก
  - (2) พิจารณาถึงทิศและทิศทางของพื้นที่
  - (3) งบประมาณการติดตั้งทั้งระบบ
- 2) ออกแบบระบบแผงเซลล์แสงอาทิตย์
  - (1) ลักษณะการจัดวาง
  - (2) โครงสร้างที่รองรับชุดแผงเซลล์แสงอาทิตย์
  - (3) มุมเอียงและทิศทางของแผงเซลล์แสงอาทิตย์
  - (4) การต่ออนุกรม-ขนานเพื่อให้ได้แรงดันไฟฟ้าสอดคล้องกับอุปกรณ์อินเวอร์เตอร์
  - (5) ระบบการเดินสายไฟฟ้า ให้คำนึงถึงขนาดสายไฟฟ้า พิกัดกระแส และการจัดเรียง
- 3) เลือกขนาดอุปกรณ์อินเวอร์เตอร์ให้เหมาะสมกับกำลังไฟฟ้าของชุดแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ติดตั้งอุปกรณ์ต่างๆ ตามข้อกำหนดของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย

ตัวอย่างการออกแบบระบบเชื่อมต่อบรรณจําหนาย

การออกแบบระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ ต้องคํานึงถึงภาระทางไฟฟ้าเป็นหลักซึ่งมีความสำคัญอย่างยิ่งในระบบผลิตไฟฟ้าแบบอิสระ ในขณะที่ระบบผลิตไฟฟ้าแบบเชื่อมต่อบรรณจําหนาย จะคํานึงถึงขนาดของระบบและพื้นที่เป็นสำคัญ โดยปกติการออกแบบระบบมีขั้นตอนในการออกแบบดังแสดงในรูปที่ 5.9 ทั้งระบบเชื่อมต่อบรรณจําหนาย ระบบอิสระและระบบผสมผสาน



รูปที่ 5.9 ขั้นตอนการออกแบบและการหาขนาดระบบเซลล์แสงอาทิตย์

จากรูปที่ 5.9 จะเห็นว่าขั้นตอนการออกแบบและกำหนดขนาดของระบบจะเริ่มจากการทราบถึงสถานที่ติดตั้งเพื่อจะได้ระบุถึงตำแหน่งทางภูมิศาสตร์ เช่น เส้นละติจูด และลองจิจูด อุณหภูมิตลอดปี ค่าความเข้มรังสีอาทิตย์เฉลี่ยตลอดทั้งปี เพื่อใช้เป็นข้อมูลสำหรับการกำหนดขนาดของระบบจะมีขนาดเท่าใดภายใต้ค่าความเข้มรังสีอาทิตย์ (ตารางที่ 5.6 แสดงใน Worksheet 1) จากนั้นจึงมากำหนดภาระทางไฟฟ้า ถ้าเป็นระบบอิสระจำเป็นจะต้องทราบถึงภาระทางไฟฟ้าโดยละเอียด เช่น ลักษณะของไฟฟ้าที่ใช้เป็นไฟฟ้ากระแสตรง หรือไฟฟ้ากระแสสลับ จำนวนอุปกรณ์ที่ใช้ กำลังไฟฟ้าที่ใช้ในแต่ละ

อุปกรณ์ ระยะเวลาที่ใช้งาน (ชั่วโมง/วัน, วัน/สัปดาห์) (ตารางที่ 5.7 แสดงใน Worksheet 2) และเมื่อได้ข้อมูลพื้นที่ของ

ระบบทั้งในส่วนองสถานที่ ค่าพลังงานแสงอาทิตย์รวมทั้งภาระทางไฟฟ้าของระบบทั้งหมด

การออกแบบจะเริ่มจากการประเมินขนาดระบบที่เหมาะสม ขึ้นกับปัจจัยต่างๆ เช่น มูลค่าการลงทุนของระบบ งบประมาณ ระยะเวลาคืนทุน โดยทั่วไปในระดับครอบครัวเดี่ยวจะมีขนาดของระบบประมาณ 2-5 กิโลวัตต์สูงสุด บนพื้นที่ 10-30 ตารางเมตรโดยประมาณซึ่งจะขึ้นอยู่กับประสิทธิภาพและชนิดของเซลล์แสงอาทิตย์ที่ใช้ การออกแบบขนาดของระบบ ( $A_{PV}$ ) จะหาได้จากสมการที่ 5.12

$$A_{PV} = \frac{P_{PV}}{\eta_{PV}} \tag{5.12}$$

โดยที่  $P_{PV}$  เป็นค่ากำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบที่สภาวะมาตรฐาน (STC)

$\eta_{PV}$  เป็นค่าประสิทธิภาพของเซลล์แสงอาทิตย์ซึ่งขึ้นอยู่กับชนิดของเซลล์ที่ใช้

นอกจากนี้ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ทั้งปี ( $E_{PV}$ ) จะสามารถหาได้จากสมการที่ 5.13

$$E_{PV} = \eta_{BOS} * K_{PV} * P_{PV} * S \quad (5.13)$$

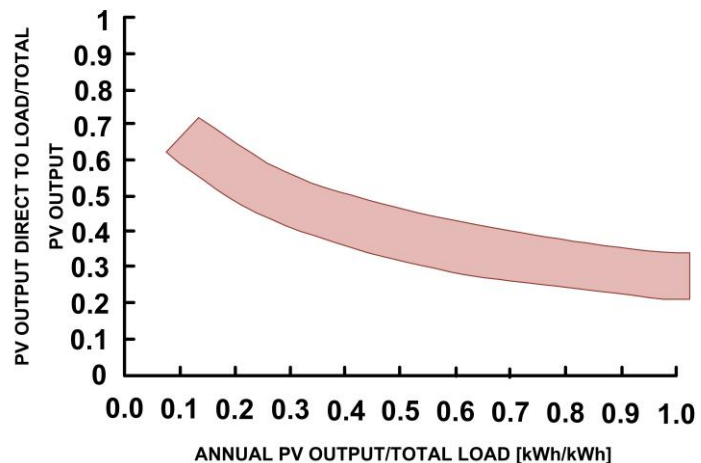
โดยที่  $S$  เป็นค่าพลังงานจากแสงอาทิตย์ตลอดทั้งปีมีหน่วยเป็นกิโลวัตต์-ชั่วโมง / ตารางเมตร

$K_{PV}$  เป็นปัจจัยลดทอนเนื่องจาก อุณหภูมิแผงเวลาใช้งาน ความสกปรกของ  
หน้าแผงเซลล์ การสูญเสียภายในระบบส่วนใหญ่จะใช้ค่าประมาณ 0.9

$\eta_{BOS}$  เป็นประสิทธิภาพของระบบที่ไม่รวมประสิทธิภาพแผงเซลล์ส่วนใหญ่จะมีค่าประมาณ  
75 %

ในระบบนี้ ประสิทธิภาพที่ลดทอนลงจากอุปกรณ์ต่อพ่วง (BOS) จะเกิดขึ้นจากอินเวอร์เตอร์และ  
สายไฟเป็นส่วนใหญ่ซึ่งจะมีค่าโดยประมาณ 15 และ 10 % ตามลำดับ

รูปที่ 5.10 กราฟความสัมพันธ์  
ระหว่างพลังงานที่ผลิตได้ต่อปีกับ  
ภาระทางไฟฟ้า ( $kWh_{pv}/kWh_{load}$ )  
และพลังงานที่ผลิตได้แล้วนำไปใช้  
กับพลังงานที่ผลิตได้ทั้งหมด



การออกแบบระบบให้เหมาะสมนั้นจำเป็นต้องอย่างยิ่งที่จะต้องทราบถึงอัตราค่าพลังงานที่ผลิตได้  
จากระบบต่อภาระไฟฟ้าที่ใช้ตลอดทั้งปี เพื่อที่จะใช้สำหรับประเมินศักยภาพของระบบในการขายไฟฟ้า  
กลับคืน รูปที่ 5.10 แสดงความสัมพันธ์ระหว่างพลังงานที่ผลิตได้ต่อปีกับภาระทางไฟฟ้า  
( $kWh_{pv}/kWh_{load}$ ) และพลังงานที่ผลิตได้แล้วนำไปใช้กับพลังงานที่ผลิตได้ทั้งหมด จะเห็นได้ว่าพลังงานที่  
ผลิตได้ทั้งหมดมีค่าเท่ากับพลังงานที่ผลิตได้แล้วนำไปใช้ร่วมกับพลังงานที่ผลิตได้แล้วส่งไปยังระบบ  
จำหน่ายโดยสามารถใช้เป็นตัวประเมินขนาดของระบบให้เหมาะสมกับงบประมาณที่ใช้ หรือในทาง  
กลับกันถ้าผู้ออกแบบระบบต้องการเริ่มการออกแบบจากสัดส่วนของพลังงานไฟฟ้าที่ขายไปยังระบบจำหน่าย  
ไฟฟ้าเป็นเกณฑ์หรือไฟฟ้าที่ขายไปยังระบบจำหน่าย



อีกปัจจัยหนึ่งที่สำคัญในการออกแบบระบบก็คือขนาดของอินเวอร์เตอร์ที่ใช้กับระบบ นั่นคือ อัตราส่วนขนาดของอินเวอร์เตอร์ต่อขนาดของระบบเซลล์ จะใช้ประเมินขนาดของอินเวอร์เตอร์ที่ใช้รวมถึงราคา ในตารางที่ 5.6 แสดงให้เห็นว่าอัตราส่วนดังกล่าวจะลดลงเมื่อตำแหน่งของสถานที่ติดตั้งอยู่ที่ละติจูดสูงขึ้น ทั้งนี้เพราะว่ายิ่งระบบติดตั้งที่ละติจูดสูงขึ้นปริมาณความเข้มรังสีอาทิตย์จะลดลงเรื่อยๆ เป็นผลให้ขนาดของอินเวอร์เตอร์มีขนาดเล็กกว่าขนาดของแผงเซลล์ที่กำลังไฟฟ้าเท่ากัน แต่ถ้าวัดค่าอัตราส่วนดังกล่าวจะอยู่ที่ 1 เนื่องจากผลของความเข้มแสงมีปริมาณมากทำให้ขนาดของอินเวอร์เตอร์ที่ใช้จะต้องมีค่าเท่ากับขนาดของแผงเซลล์เพื่อที่จะได้ระบบที่มีประสิทธิภาพในการผลิตไฟฟ้าสูงสุด

ตารางที่ 5.6 อัตราส่วนขนาดของอินเวอร์เตอร์ต่อขนาดของระบบเซลล์ที่มีผลกับสถานที่ติดตั้ง

สถานที่ติดตั้ง	อัตราส่วนขนาดของอินเวอร์เตอร์ ( $P(DC)_{Inverter}/P_{PV}$ )
ยุโรปเหนือ (ละติจูด 55-70 องศาเหนือ)	0.7 - 0.8
ยุโรปตอนกลาง (ละติจูด 45-55 องศาเหนือ)	0.75 - 0.9
ยุโรปใต้ (ละติจูด 35-45 องศาเหนือ)	0.85 - 1.0

#### ตัวอย่างการคำนวณระบบเชื่อมต่อกับระบบจำหน่าย

การติดตั้งระบบ *Grid connected* ที่บ้านพักอาศัยขนาดครอบครัวเดี่ยวในประเทศเยอรมันที่เมือง Stuttgart อยู่ที่ละติจูด 49 องศาเหนือและลองจิจูด 9 องศาตะวันออก การติดตั้งบนหลังคาที่มีมุมเอียง 45 องศาหันไปยังทิศใต้ ค่าภาระทางไฟฟ้าทั้งปีประมาณ 3,000 กิโลวัตต์-ชั่วโมง โดยใช้อุปกรณ์ไฟฟ้าเป็นชนิดไฟฟ้ากระแสสลับทั้งหมด

เริ่มจากรูปที่ 5.11 ซึ่งเป็นการกรอกข้อมูลและหาค่าพลังงานแสงอาทิตย์ตลอดทั้งปีซึ่งได้เท่ากับ 1,202 กิโลวัตต์-ชั่วโมง / ตารางเมตร ค่าดังกล่าวเป็นค่าที่หามาจากค่าพลังงานแสงอาทิตย์ในแต่ละเดือนจากข้อมูลอุตุนิยกลางของประเทศนั้นๆ และคูณกับ Factor ใช้สำหรับปรับค่ามุม Azimuth มุมเอียง (Tilt) และแนวเงาบัง (Shadow) (ตารางที่ 5.6) ตำแหน่งติดตั้งแผงจนได้ค่าพลังงานแสงอาทิตย์

## การออกแบบระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์

### GRID CONNECTED EXAMPLE CASE

#### WORKSHEET #1: DEFINE SITE CONDITIONS AND SOLAR AVAILABILITY

SYSTEM:	"Stuttgart" PV house
---------	----------------------

SYSTEM LOCATION:	LATITUDE:	48.8° N	LONGITUDE:	9° E
INSOLATION LOCATION:	LATITUDE:	48.8° N	LONGITUDE:	9° E

MONTH	LOCATION		Array plane							
	Ambient temperature	Horizontal insolation	·	tilt, azimuth, shadow Factor (appendix I)	=	Insolation				
	° C	kWh/m <sup>2</sup> day		fraction	=	kWh/m <sup>2</sup> day	*	=	kWh/m <sup>2</sup> month	
January	0	1.0	.	1.5	=	1.5	*31	=	46.5	
February		1.7	.	1.35	=	2.295	*28	=	64.26	
March	10	2.7	.	1.2	=	3.24	*31	=	100.44	
April		4.1	.	1.0	=	4.1	*30	=	123	
May		5.0	.	0.9	=	4.5	*31	=	139.5	
June	19	5.4	.	0.9	=	4.86	*30	=	145.8	
July		5.4	.	0.9	=	4.86	*31	=	150.66	
August		4.5	.	1.0	=	4.5	*31	=	139.5	
September	10	3.6	.	1.1	=	3.96	*30	=	118.8	
October		2.2	.	1.3	=	2.86	*31	=	88.66	
November		1.1	.	1.4	=	1.54	*30	=	46.2	
December	0	0.8	.	1.55	=	1.24	*31	=	38.44	
S = Annual insolation on PV array(kWh/m <sup>2</sup> ) = ∑									=	1202

รูปที่ 5.11 การหาค่าพลังงานแสงอาทิตย์ตลอดปีของระบบเชื่อมต่อบริษัทจำหน่าย

บนแผงเซลล์ตลอดทั้งปีตามข้างบน ในส่วนของการใช้งานอุปกรณ์ไฟฟ้า เนื่องจากเป็นระบบซึ่งเชื่อมต่อบริษัทจำหน่าย ดังนั้นการระบุภาระต่างๆ จึงไม่มีความจำเป็นเพียงแต่ใช้ค่า 3,000 หน่วยต่อปีเป็นเกณฑ์เท่านั้น และเป็นค่าที่มาจากข้อมูลในอดีตจากข้อมูลที่ใช้ไฟฟ้าจากระบบเชื่อมต่อบริษัทจำหน่าย

การคำนวณระบบนี้จะระบุขนาดของระบบเป็น 2 กิโลวัตต์เนื่องจากเป็นขนาดที่เหมาะสมไม่เล็กและใหญ่จนเกินไป โดยใช้แผงเซลล์ชนิดผลึกเดี่ยวซิลิคอนที่มีประสิทธิภาพ 13 % และจากการคำนวณสรุปดังแสดงในรูปที่ 5.12 ได้ว่าระบบนี้จะใช้พื้นที่ติดตั้ง 16 ตารางเมตร เมื่อใช้ค่าเฉลี่ยของประสิทธิภาพอินเวอร์เตอร์ที่ 85 % และค่าสูญเสียที่สายไฟที่ 10 % (หรือประสิทธิภาพของสายไฟอยู่ที่ 90 %) ทำให้ค่าประสิทธิภาพของระบบอยู่ที่ 76.5 % หรือเท่ากับ 0.765 (ผลคูณระหว่างประสิทธิภาพของอินเวอร์เตอร์กับสายไฟเท่ากับ 0.85 x 0.9) ดังนั้นค่าพลังงานที่ผลิตได้จากระบบเซลล์แสงอาทิตย์จะอยู่ที่ 1,655 กิโลวัตต์-ชั่วโมงต่อปี

เมื่อเปรียบเทียบระหว่างพลังงานที่ผลิตได้ต่อปีที่ 1,655 กิโลวัตต์-ชั่วโมงกับพลังงานที่ใช้ 3,000 กิโลวัตต์-ชั่วโมง จะได้ค่าอัตราส่วนระบบเซลล์แสงอาทิตย์ / ภาระทางไฟฟ้า เท่ากับ 0.55 และจากอัตราส่วนนี้ทำให้หาตัวเลขของพลังงานที่ผลิตได้แล้วนำไปใช้กับพลังงานที่ผลิตได้ทั้งหมดจากรูปที่ 5.2 เท่ากับ 0.3-0.5 โดยเฉลี่ยประมาณ 0.4 (หาได้จากการลากเส้นจากแกน x ที่ 0.55 ไปยังกราฟแรงเงาสีดำซึ่งจะมีจุดตัดแกน y ที่ 0.3 และ 0.5 ตามลำดับ) ค่า 0.4 หมายความว่า เป็นสัดส่วนของพลังงานที่ผลิตได้จากระบบไปยังภาระทางไฟฟ้าซึ่งจะมีส่วนที่เหลือขายคืนสายส่งเท่ากับ 0.6 ดังนั้นระบบนี้จะมีการขายไฟฟ้ากลับคืนอยู่ที่ประมาณ 60 % สำหรับการผลิตไฟฟ้าตลอดทั้งปีและขนาดของอินเวอร์เตอร์ที่ใช้ในระบบจะใช้ตารางในรูปที่ 5.11 ซึ่งจะใช้สถานที่ติดตั้งของระบบเป็นเกณฑ์ โดยในระบบนี้ติดตั้งที่ละจุด 48.8 องศาเหนือ ทำให้ได้ค่าอัตราส่วนเป็น 0.75-0.9 ดังนั้นขนาดอินเวอร์เตอร์ที่

การออกแบบระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์

เหมาะสมจะอยู่ระหว่าง 1.5-1.8 กิโลวัตต์ (คำนวณจาก 2 กิโลวัตต์ x 0.75 เท่ากับ 1.5 กิโลวัตต์ และ 2 กิโลวัตต์ x 0.9 เท่ากับ 1.8 กิโลวัตต์)

**GRID - CONNECTED EXAMPLE CASE  
WORKSHEET #3 GRID - CONNECTED SYSTEM (PART1)**

Chooosen PV array power $P_{PV}$ (kWp)	/	PV efficiency (table 17.2 ) $\eta_{PV}$ (fraction)	=	PV array area $A_{PV}$ (m <sup>2</sup> )
2.0	/	0.13	=	15.38

Chooosen PV array power $P_{PV}$ (kWp)	*	Annaul insolation on PV array (worksheet #1) \$ (kWh/m <sup>2</sup> )	*	BOS efficiency (see below) $\eta_{BOS}$ (fraction)	*	$K_{PV}$ fator (fraction)	=	Annual Produced PV energy $E_{PV}$ (kWh)
2.0	*	1202	*	0.765	.	0.9	=	1655

Annual produced PV energy $E_{PV}$ (kWh)	/	Annual load energy worksheet #2 (kWh)	=	PV/load ratio (fraction)		Directly used PV energy (fraction)
1655	/	3000	=	0.55	==>	0.3 - 0.5

Chooosen PV array power $P_{PV}$ (kWp)	*	Optimum inverter size (fraction)	=	Inverter normal power (kW)
2.0	*	0.75 - 0.9	=	1.5 - 1.8

average inverter efficiency (fraction)	*	wiring loss factor (1 - loss fraction) (fraction)	=	BOS efficiency $\eta_{BOS}$ (fraction)
0.85	*	(1 - 0.1)	=	0.765

รูปที่ 5.12 การคำนวณหาขนาดของระบบ

แต่อย่างไรก็ตาม ระบบเชื่อมต่อเข้ากับระบบจำหน่ายจำเป็นต้องคำนึงถึงปัจจัยทางด้านเทคนิค ประกอบกันด้วย จากองค์ประกอบของระบบทั้งสองส่วนที่มีแผงเซลล์และอินเวอร์เตอร์ที่ระบุแต่เพียง กำลังไฟฟ้าสูงสุดเท่านั้น ในการออกแบบการเชื่อมต่อระบบจำเป็นต้องคำนึงถึงผลของการต่อแผงเซลล์ที่ทำให้ค่าความต่างศักย์รวมของแต่ละสตริงเพื่อให้มีค่าแรงดันทางไฟฟ้าที่เหมาะสมกับค่าแรงดันไฟฟ้าขาเข้าของอินเวอร์เตอร์เป็นสำคัญ

ในทางปฏิบัติผู้ออกแบบระบบจะต้องคำนึงถึงผลกระทบของอุณหภูมิของแผงเซลล์ระหว่างการใช้งานที่จะมีผลโดยตรงต่อค่าแรงในไฟฟ้าในสตริง (ค่า Temperature coefficient) ซึ่งจะต้องออกแบบแรงดันของสตริงให้อยู่ในช่วงของ Nominal voltage input ของอินเวอร์เตอร์ สำหรับช่วงการทำงานของอินเวอร์เตอร์ ถ้าค่าแรงดันในสตริงมีค่าต่ำในเวลาใช้งานจะทำให้อินเวอร์เตอร์หยุดทำงานหรือทำงานในช่วงที่มีประสิทธิภาพต่ำเป็นผลให้ผลิตไฟฟ้าได้น้อยกว่าที่เป็นจริง แต่ถ้าค่าแรงดันมีสูงจะเป็นผลให้เกิดความเสียหายอย่างร้ายแรงขึ้นกับอินเวอร์เตอร์ได้

## การออกแบบระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์

ตารางที่ 5.7 การคำนวณค่าความเข้มรังสีอาทิตย์

### WORKSHEET #1: DEFINE SITE CONDITIONS AND SOLAR AVAILABILITY

SYSTEM:
---------

SYSTEM LOCATION:	LATITUDE:	LONGITUDE:
INSOLATION LOCATION:	LATITUDE:	LONGITUDE:

MONTH	LOCATION		Array plane				
	Ambient temperature	Horizontal insolation	* tilt, azimuth, shadow factor (appendix I)	=	Insolation		
	° C	kWh m <sup>2</sup> day	* fraction	=	kWh m <sup>2</sup> day	* = kWh m <sup>2</sup> month	
January			*	=	*31	=	
February			*	=	*28	=	
March			*	=	*31	=	
April			*	=	*30	=	
May			*	=	*31	=	
June			*	=	*30	=	
July			*	=	*31	=	
August			*	=	*31	=	
September			*	=	*30	=	
October			*	=	*31	=	
November			*	=	*30	=	
December			*	=	*31	=	
S = Annual insolation on PV array(kWh/m <sup>2</sup> ) = ∑ =							

ตารางที่ 5.8 การคำนวณภาระทางไฟฟ้า

ลำดับ	ภาระไฟฟ้า	วัตต์	จำนวน	รวม วัตต์	จำนวน ชั่วโมง	พลังงานที่ใช้ (วัตต์-ชั่วโมง)	กำลังไฟฟ้า (วัตต์)																							รวมพลังงาน ที่ต้องการ (วัตต์-ชั่วโมง)
							0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	
1	หลอดไฟ																													
2	คอมพิวเตอรื																													
3	พัดลมตั้งพื้น																													
4	ตู้เย็น5.5Cu.ft.																													
5	หลอดไฟ																													
6	ทีวี																													
7	กระติกน้ำร้อน																													
8	หม้อหุงข้าวไฟฟ้า																													
9	เตาไมโครเวฟ																													
	รวม																													

การออกแบบระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์

ตารางที่ 5.9 การคำนวณระบบเชื่อมต่อบรรยากาศ

**WORKSHEET #3 GRID - CONNECTED SYSTEM (PART1)**

Chosen PV array power $P_{PV}$ (kWp)	/	PV efficiency (table 17.2 ) $\eta_{PV}$ (fraction)	=	PV array area $A_{PV}$ ( $m^2$ )
	/		=	

Chosen PV array power $P_{PV}$ (kWp)	*	Annual insolation on PV array (worksheet #1) \$ (kWh/ $m^2$ )	*	BOS efficiency (see below) $\eta_{BOS}$ (fraction)	*	K <sub>PV</sub> factor (fraction)	=	Annual Produced PV energy $E_{PV}$ (kWh)
	*		*		*	0.9	=	

Annual produced PV energy $E_{PV}$ (kWh)	/	Annual load energy worksheet #2 (kWh)	=	PV/load ratio (fraction)		Directly used PV energy (fraction)
	/		=		==>	

Chosen PV array power $P_{PV}$ (kWp)	*	Optimum inverter size (fraction)	=	Inverter normal power (kW)
	*		=	

average inverter efficiency (fraction)	*	wiring loss factor (1 - loss fraction) (fraction)	=	BOS efficiency $\eta_{BOS}$ (fraction)
	*		=	

ตารางที่ 5.9 (ต่อ) การคำนวณระบบเชื่อมต่อบรรยากาศ

**WORKSHEET #3 GRID - CONNECTED SYSTEM (PART II)**

**GENERAL INFORMATION**

Utility name : \_\_\_\_\_  
 Contact address : \_\_\_\_\_  
 Phone number : \_\_\_\_\_

**METRING OPTIONS**

Single net metering : \_\_\_\_\_ (Y/N)  
 Size restriction : \_\_\_\_\_ (kW)  
 Dual metering : \_\_\_\_\_ (Y/N)  
 Simultaneous buy/sell : \_\_\_\_\_ (Y/N)  
 Buyback ratio : \_\_\_\_\_

**SPECIAL REQUIREMENTS**

Outdoor PV disconnect? \_\_\_\_\_ (Y/N)

Price paid for sold PV energy [US-\$/kWh]	*	Sold PV energy fraction (I-directly used) [fraction]	*	Annual produced PV energy [kWh]	=	Annual income From sold PV energy [US-\$/]
	*		*		=	

### เอกสารอ้างอิง

1. Earthscan, Planning and Installing Photovoltaic Systems, 2nd edition, 2008
2. Goetzberger, "Photovoltaic Power Generation", chapter 4.2 of Energy Technologies
3. H.S. Rauschenbach, Solar cell array design handbook, Van Nostrand Reihold, 1980
4. <http://electrical.about.com/od/electricalbasics/f/driplloopoutdoor.htm>
5. [http://en.wikipedia.org/wiki/Deep\\_cycle\\_battery](http://en.wikipedia.org/wiki/Deep_cycle_battery)
6. [http://en.wikipedia.org/wiki/Photovoltaic\\_panel](http://en.wikipedia.org/wiki/Photovoltaic_panel)
7. [http://en.wikipedia.org/wiki/Solar\\_cell](http://en.wikipedia.org/wiki/Solar_cell)
8. [http://en.wikipedia.org/wiki/Toughened\\_glass](http://en.wikipedia.org/wiki/Toughened_glass)
9. <http://freshaquarium.about.com/od/equipmentquestions/f/driplloop.htm>
10. <http://store.sundancesolar.com/porosepoposo.html>
11. <http://www.scheutensolar.com/>
12. <http://www.solarbuzz.com/technologies.htm>
13. [http://www.solarthinfilms.com/active/en/home/photovoltaics/amorphous\\_silicon\\_technology.html](http://www.solarthinfilms.com/active/en/home/photovoltaics/amorphous_silicon_technology.html)
14. IEA International Energy Agency – Photovoltaic Power Systems Program (IEA - PVPS), 2006, **Trend in Photovoltaic Application Survey report of selected IEA Countries between 1992 and 2005**, pp. 1-28.
15. IEC 61646: Thin-film terrestrial photovoltaic (PV) modules - Design qualification and type approval, second edition.
16. IEC61215: Crystalline silicon terrestrial photovoltaic (PV) modules - Design qualification and type approval, second edition.
17. IEC TS 62257-9-1 Ed.1 : Recommendations for small renewable energy and hybrid systems for rural electrification – Part 9-1: Micropower systems
18. IEC 62548 Ed. 1 : Installation and Safety Requirements for Photovoltaic (PV) Generators
19. K. L. Coulson, 1975, Solar and Terrestrial Radiation, Academic Press, New York.
20. M.S. Imamura, P. Helm, and W. Palz, Photovoltaic System Technology, A European Handbook, Commission of the European Committee, 1992
21. MARTIN A. GREEN, "Photovoltaic principles", Physica E 14, 2002, pp. 11-17.

22. Matthew Buresch, Photovoltaics Energy Systems: design and installation, McGraw-Hill Book Company, 1983
23. N. Robinson, 1966, Solar Radiation, Elsevier, Amsterdam.
24. R. H. B. Exell and K. Saricali, 1976, "The Availability of Solar Energy in Thailand," A.I.T., Bangkok, 85 p.
25. S. H. Schneider, 1989, "The Changing Climate," Scientific American, Vol. 261, No. 3, pp. 38-47.
26. S.R. Wenham, M.A. Green, M.E. Watt, Applied Photovoltaics, Centre for Photovoltaic Devices and Systems, UNSW
27. Subvolume C: Renewable Energy, Springer, pp. 280-302.
28. T. E. Graedel and P. J. Crutzen, 1989, "The Changing Atmosphere," Scientific American, Vol. 261, No. 3, pp. 28-36.
29. Takuya DOI, Izumi TSUDA, Koichi SAKUTA, and Goichi, "MATSUI'DEVELOPMENT OF A RECYCLABLE PV-MODULE: TRIAL MANUFACTURING AND EVALUATION", The 3<sup>rd</sup> World Conference on Photovoltaic Energy Conversion May 11-18, 2003 Osaka, Japan, pp.1952-1955.
30. Tom Markvart, Luis Castaner, Practical Handbook of Photovoltaics : Fundamentals and Applications, Elsevier.
31. [www.enconlab.com/high\\_performance/file\\_download/operation/operation\\_mirror.pdf](http://www.enconlab.com/high_performance/file_download/operation/operation_mirror.pdf)
32. [www.schott.com/photovoltaic/english/products/pv\\_building\\_solutions/facade\\_over\\_head\\_glazing/functions/design.html](http://www.schott.com/photovoltaic/english/products/pv_building_solutions/facade_over_head_glazing/functions/design.html)
33. [www.tisi.go.th/article/pdf/glass.pdf](http://www.tisi.go.th/article/pdf/glass.pdf)
34. [www.worldscibooks.com/phy\\_etextbook/p139/p139\\_chap15.pdf](http://www.worldscibooks.com/phy_etextbook/p139/p139_chap15.pdf).
35. โกศล ดีศีลธรรม, 2548 "การสร้างประสิทธิภาพระบบบำรุงรักษา" บริษัทซีเอ็ดยูเคชั่น จำกัด (มหาชน), กรุงเทพฯ
36. เอกสารการฝึกอบรมเชิงปฏิบัติการสำหรับการซ่อมบำรุงและการทำงานของระบบโซลาร์เซลล์ กรณีของระบบสูบน้ำด้วยโซลาร์เซลล์ ปี 2544 มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี
37. คณะวิศวกรรมศาสตร์และสถาปัตยกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลสุวรรณภูมิ, การประเมินผลโครงการ การเร่งรัดขยายบริการไฟฟ้า โดยระบบผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ , 2007