



矽晶太陽電池技術概論

Overview of Crystalline Silicon Solar Cell Technology

張瀚丞 H. C. Chang¹、龔柏誠 B. C. Kung²、林峻平 C. P. Lin³、
陳松裕 S. Y. Chen⁴、郭明村 M. T. Kuo⁵、林福銘 F. M. Lin⁶
工研院(ITRI) 綠能與環境研究所 ¹副經理、²工程師、³研究員、⁴經理、
⁵副組長、⁶正研究員/組長

摘要/Abstract

隨著全球氣候變遷的威脅日益增加，各國紛紛提出「2050淨零排放」的目標。為了達到這一目標，太陽光電在減少溫室氣體排放方面扮演著重要的角色。太陽光電產業鏈包括上游的原材料生產、中游的太陽電池與模組封裝，以及下游的零組件與系統工程。在本文中，我們將聚焦於目前市場上主流的矽晶太陽電池技術，對幾種不同類型的矽晶太陽電池，包括Al-BSF、PERC、TOPCon、HJT和IBC太陽電池的原理、結構、製程及轉換效率等做整理及介紹。

As the threat of global climate change increases, countries around the world have proposed the goal of 'Net Zero Emissions by 2050'. To achieve this goal, photovoltaics play an important role in reducing greenhouse gas emissions. The photovoltaic industry chain includes upstream raw material production, midstream solar cell and module, and downstream component and system. In this article, we will focus on several mainstream silicon solar cell technologies in the market and provide an overview of different types of silicon solar cells, including Al-BSF, PERC, TOPCon, HJT, and IBC solar cells. We will introduce their principles, structures, process routes, and conversion efficiencies.

關鍵字/Keywords

鋁背表面場太陽電池(Aluminum-back Surface Field Solar Cells)、鈍化射極與背面太陽電池(Passivated Emitter and Rear Cells)、穿隧氧化鈍化接觸太陽電池(Tunnel Oxide Passivated Contact Solar Cells)、異質接面太陽電池(Heterojunction Solar Cells)、交指式背接觸太陽電池(Interdigital Back Contact Solar Cells)

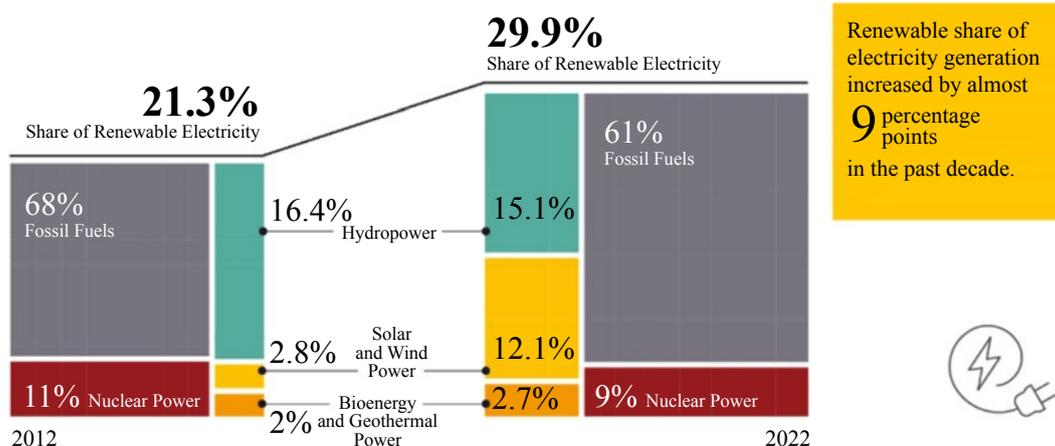
前言

自從1750年工業革命之後，地表的溫室氣體濃度逐年上升，地球上的物種面臨了全球氣候變遷所帶來的生存危機。2021年聯合國氣候變遷大會通過《格拉斯哥氣候協議》，內容主要目標在於至本世紀末的全球氣溫增幅應低於攝氏1.5度，並且在2030年前將全球二氧化碳排放量減少45%，在2050年時實現淨零碳排⁽¹⁾。因此各國紛紛以淨零碳排為目標制定減碳計畫，使得再生能源使用量在過去十年約提升9%，幾乎皆由太陽光電和風力所貢獻，而其中太陽光電占了七成以上，如圖一⁽²⁾。同時根據德國全球變遷諮詢委員會(German Advisory Council on Global Change; WBGU)預測，2050年後太陽光電將成為占比最高之電力來源(圖二)。

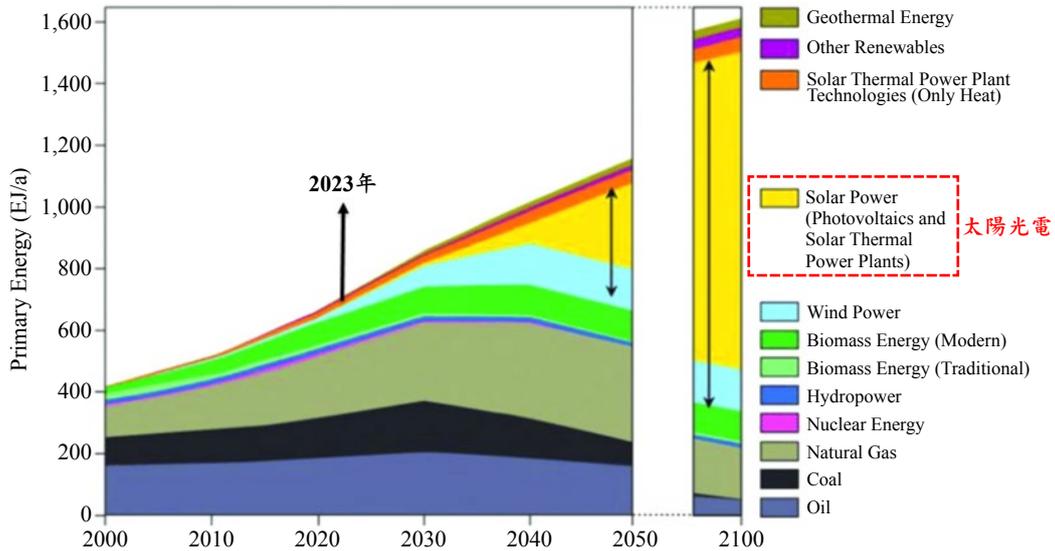
目前全球太陽光電市場中，矽晶太陽電池占比達95%以上，為市場主流(圖三)。主要原因有三：①矽晶太陽電池是目前工

業化生產效率最高的太陽電池類型，單晶矽太陽電池的實驗室效率可達26%以上，多晶矽太陽電池可達22%。長期來看，矽晶太陽電池更具成本效益，可節省更多的土地使用面積。②矽的含量豐富，為地球含量第二多的元素，成本較其他材料更具競爭力，且特性穩定、無毒。再加上近年來，矽晶太陽電池已有成熟、標準化的供應鏈，使其量產成本大幅降低，無論是技術或市場，都比起其他材料更來得成熟穩定⁽³⁾。③矽晶太陽電池壽命長達25年以上，長期攤提可降低每度電均化成本。基於上述優勢，使矽晶太陽電池成為目前太陽光電市場的主流產品。

現代矽晶太陽電池技術的基礎可追溯到1839年亞歷山大·貝克勒爾(Alexandre Becquerel)所發現的光電效應，其將氯化銀置於酸性溶液中照光，並接鉑電極產生電壓與電流，將光能轉化為電能。1883年，查爾斯·弗里特(Charles Fritt)在硒上塗上一層非常薄的金屬，創造了第一個太陽電

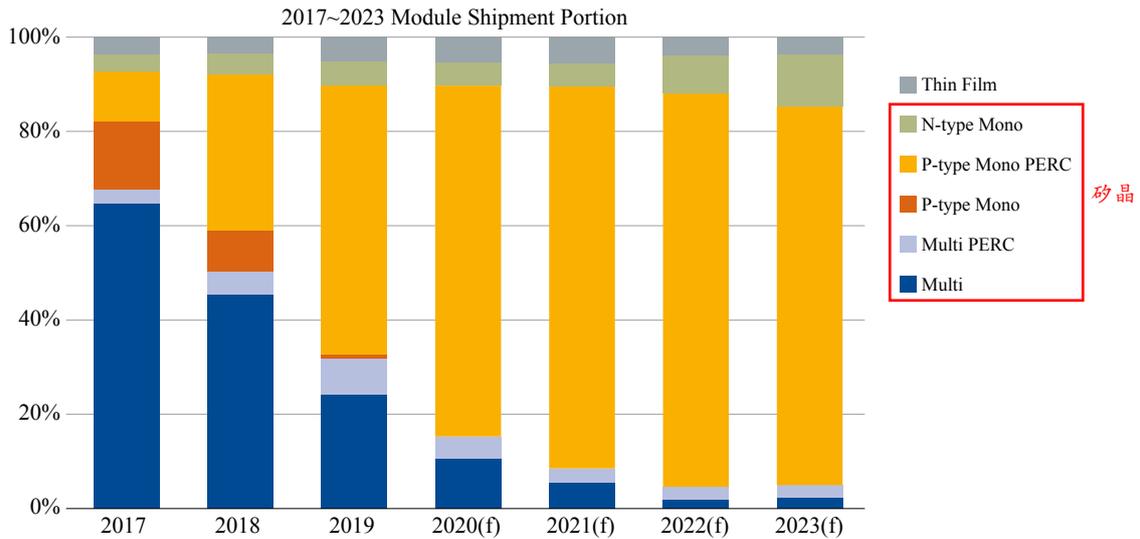


▲圖一 2012~2022年再生能源占比變化



資料來源：WBGU

▲圖二 WBGU之能源供應情境預測 (彩圖請見材料世界網)

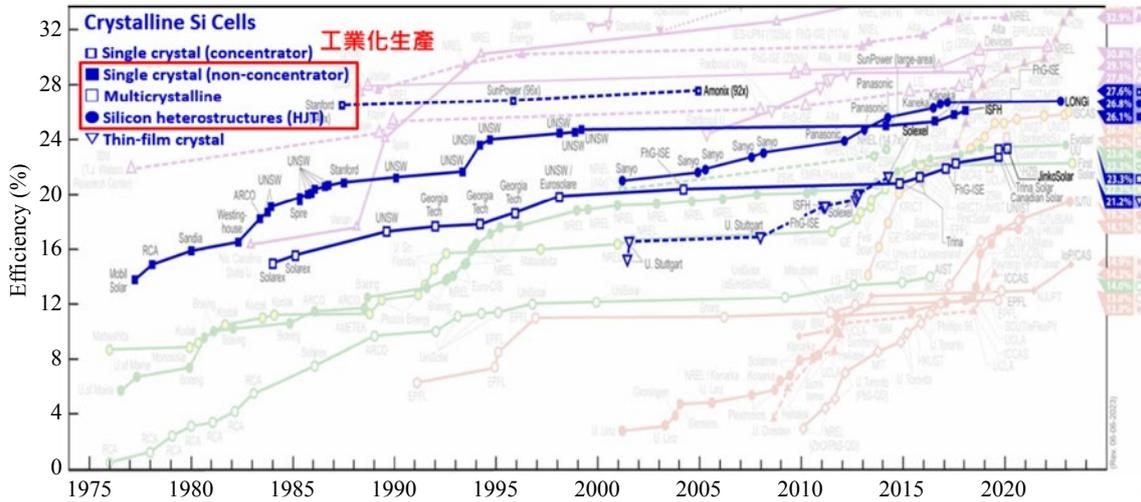


資料來源：PV InfoLink

▲圖三 不同類型太陽電池之市占率 (彩圖請見材料世界網)

池，但這種基於金屬-硒接觸的太陽電池效率僅為1%。1904年，阿爾伯特·愛因斯坦(Albert Einstein)發表了關於光電效應的

論文，解釋光如何轉化為電力，奠定了矽基太陽電池發展的基礎。接下來貝爾實驗室於1954年製作出第一個有實際應用價值



資料來源：NREL, 2023/06

▲圖四 矽晶太陽電池實驗室效率演進

的單晶矽太陽電池，該電池達到了6%的效率，但由於當時還存在更便宜的替代能源—煤炭，因此並不具備成本效益。1970年代，隨著太陽電池技術的進步，效率逐漸提高。1973年發生了石油危機，人們開始把太陽電池的應用轉移到一般的民生用途上，使得矽晶太陽電池在市場應用上開始具有可行性。在接下來的幾年裡，隨著電晶體時代的來臨，半導體技術急速發展，令矽晶太陽電池效率有了更顯著的提升，到了1990年代，矽晶太陽電池的效率已可突破20%。迄今，隨著新材料及技術的開發、製程的改良以及對可再生能源需求的增加，使得矽晶太陽電池的成本持續下降，成為最具有成本效益的太陽電池類型。

矽晶太陽電池之效率演進如圖四所示，其中單晶矽太陽電池技術較成熟，轉換效率最高。多晶矽太陽電池的製作工藝

與單晶矽太陽電池差不多，但和單晶矽太陽電池相比，多晶矽太陽電池的光電轉換效率較低。自2018年開始，多晶矽之切片成本與效率提升，逐漸無法與單晶矽競爭，因此單晶矽太陽電池開始主導市場。矽薄膜太陽電池與單晶矽和多晶矽太陽電池的製作方法完全不同，最大優點為在弱光條件下也能發電，但其存在的主要問題是光電轉換效率偏低，且不夠穩定，直接限制了它的實際應用。

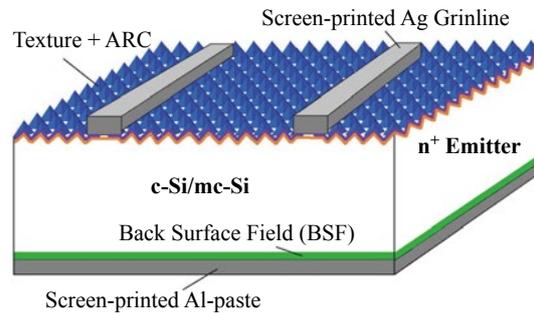
根據晶片類型，矽晶太陽電池可分為使用硼（或鎵）摻雜和磷摻雜之矽晶片所製作的P型和N型電池兩類。P型電池包括傳統的鋁背表面場(Aluminum-Back Surface Field; Al-BSF)太陽電池以及鈍化射極與背面(Passivated Emitter and Rear Cell; PERC)太陽電池。而目前N型電池的主流技術有穿隧氧化鈍化接觸(Tunnel Oxide Passivated Contact;



TOPCon)、異質界面(Heterojunction; HJT)以及交指式背接觸(Interdigital Back Contact; IBC)太陽電池。近年來，由於N型晶片的製造成本逐漸下降至與P型晶片相近，性價比也顯著提升，許多在N型電池上的優勢也更受到關注，例如：①P型晶片少數載子是電子，N型晶片少數載子是電洞，矽晶片中摻雜對電子的捕獲遠大於電洞，因此N型晶片表面復合速率低，少數載子壽命比P型晶片高1~2個數量級，能大幅提升電池的開路電壓，電池轉換效率更高。②N型晶片的摻雜為磷，晶體矽中硼含量極低，本質上削弱了硼氧鍵的影響，光致衰減效應趨近於零。③N型晶片溫度係數較優，在高溫環境下的功率輸出衰減較小。④N型電池雙面受光可發電結構的雙面率較佳，弱光反應好，在日照強度低於 400 W/m^2 的陰雨天及晨昏仍可發電。在接下來的文章中，我們將針對以上所提到幾種常見的P型及N型矽晶太陽電池技術的發展做一系列介紹。

Al-BSF太陽電池

Al-BSF太陽電池的結構如圖五所示，主要由P型單晶/多晶矽晶片、磷擴散所形成之PN界面、正面 SiN_x 鈍化/抗反射層、正面金屬柵線電極以及背面全鋁電極所組成。鋁背電極燒結後形成具有高度摻雜的 p^+ 層，創造了一個背電場，有助於減少背面少數載流子的復合，從而提高電池的效率。典型的商規Al-BSF太陽電池製程簡易，開路電壓(V_{OC})約為620~650 mV，短路電流密度(J_{SC})在35~39 mA/cm^2 範圍內，填充因子(FI)則坐落於76~80%之間，電池轉換效率

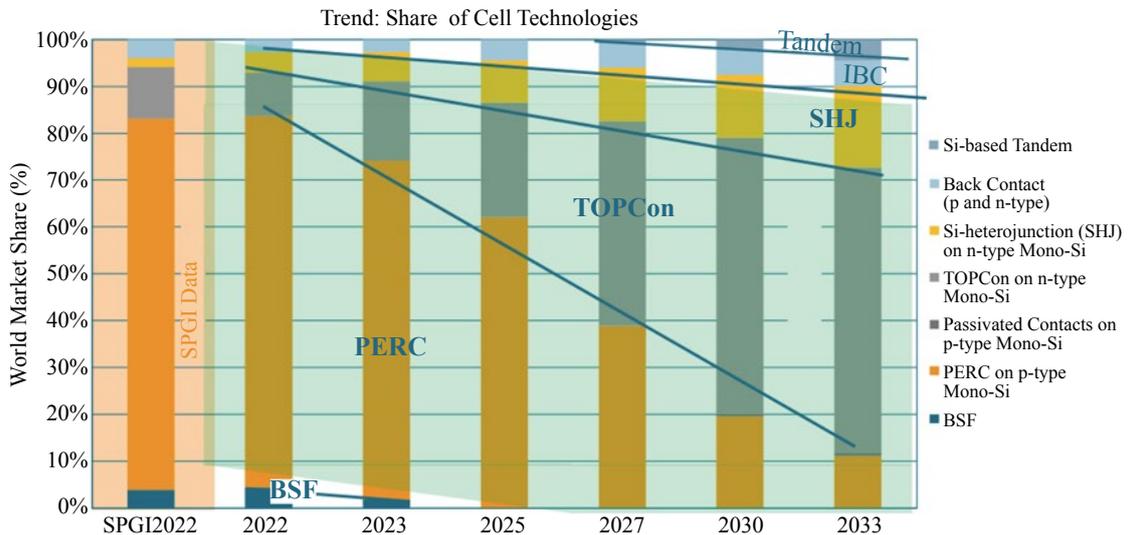


▲圖五 Al-BSF太陽電池結構示意圖⁽⁴⁾

為16~20%；工研院綠能所於2008~2009年所開發之Al-BSF太陽電池，效率可達19%以上。在2015年之前，Al-BSF是太陽電池中的主流技術，市占率一度超過90%，但Al-BSF太陽電池金屬鋁的背表面載子復合速率(Back Surface Recombination Velocity; BSRV)無法降至200 cm/s 以下，容易產生較多光電損失，在光電轉換效率方面具有先天的局限性。而市場對高效率電池片的需求日益顯著，因此近幾年Al-BSF太陽電池已快速被PERC太陽電池所替代。根據德國機械設備製造業聯合會(VDMA)發行的2023年版《國際太陽能技術藍圖》(International Technology Roadmap for Photovoltaic; ITRPV)預測，截至2023年底，Al-BSF太陽電池之市占率將僅剩3%，未來隨著其他電池技術的崛起，Al-BSF太陽電池將於2025年後被完全淘汰，如圖六。

PERC太陽電池

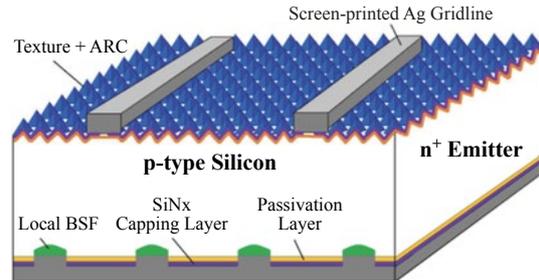
PERC太陽電池的概念最早是在1989年由澳洲新南威爾斯大學(University of New South Wales; UNSW)的馬丁·格林(Martin



▲圖六 全球太陽電池技術市占率預測⁽⁵⁾ (彩圖請見材料世界網)

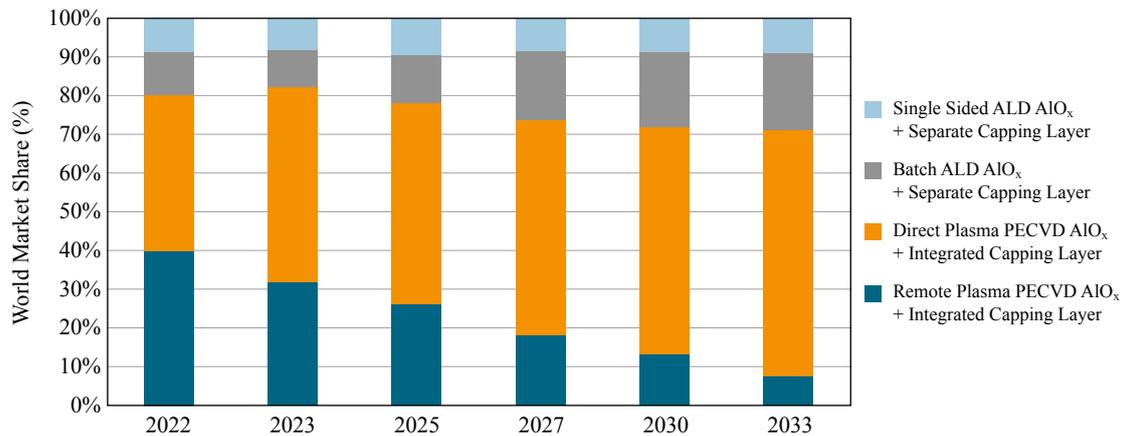
Green)教授率領之團隊所提出，其結構由常規Al-BSF太陽電池結構衍生而來，是首個在標準測試條件(Standard Test Conditions; STC)下超過20%轉換效率的矽晶太陽電池結構，為面積 $2\text{ cm} \times 2\text{ cm}$ 之小電池，效率可達22.8%⁽⁶⁻⁷⁾。其主要重點在於針對矽晶太陽電池的背表面進行鈍化及採用局部之金屬電極接觸，降低背表面載子復合機率及速率，達到增加光在電池背面之反射率及紅外光吸收之目的而提升電池效率，結構如圖七所示。

從製程步驟上看來，與Al-BSF太陽電池相比，PERC太陽電池多了三個步驟：①沉積背面鈍化層氧化鋁，氧化鋁具備較高的電荷密度，約為 $10^{12} \sim 10^{13}\text{ cm}^{-2}$ ，可以提供很強的場鈍化效果，同時藉由氧化鋁中的氫擴散鈍化矽表面懸鍵來降低介面缺陷態密度，使得背表面載子復合速率降低。



▲圖七 PERC太陽電池結構示意圖⁽⁴⁾

除了常見的氧化鋁外，氧化矽、氮氧化矽等也可作為背面鈍化材料。②雙面沉積氮化矽，正面的氮化矽和Al-BSF太陽電池相同，一方面鈍化矽表面，另一方面減少入射光的反射率，增加光吸收。背面的氮化矽能夠通過厚度調節，將未吸收的光子反射回去，可顯著提高長波光的吸收，同時能對氧化鋁層有保護作用，增加熱穩定性。③雷射開線形成背面接觸，將局部氧化鋁和氮



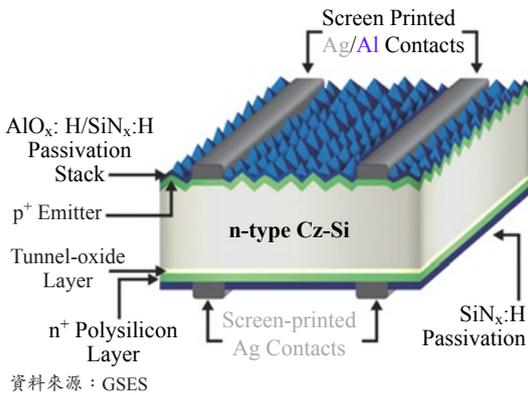
▲圖八 全球PERC太陽電池背面鈍化技術市占率預測⁽⁶⁾

化矽薄膜開孔，使金屬鋁電極能穿透背面的介電層和矽形成良好的歐姆接觸。

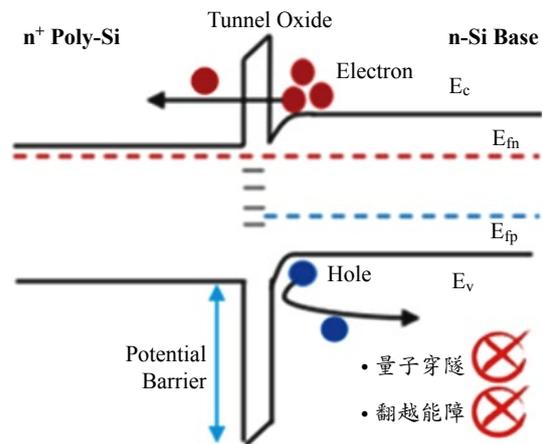
由背面鈍化技術製程路線來看，與Al-BSF太陽電池製程相比，雖然多出了背面鈍化堆疊與背面雷射開線兩道步驟，使生產上需要增加兩個額外設備，但由於可由傳統產線升級，且效率提升相當可觀，因此自2015年開始，越來越多廠商投入PERC太陽電池技術。根據ITRPV預測，2023年PERC太陽電池仍為主流，市占率超過70%（圖六）。目前市場上PERC太陽電池的背面鈍化技術包含PECVD AlO_x與ALD AlO_x，然而以ITRPV今(2023)年預測的鈍化技術來說（圖八），PECVD AlO_x + Integrated Capping Layer仍有高達八成的市占率，主要是因為其具備較佳的量產能力與較低的成本；反觀，ALD AlO_x + Separate Capping Layer由於可以精確控制AlO_x的厚度和均勻性，具備較佳的鈍化效果，因此市占率緩步爬升，預估至2033年將從20%攀升至30%。

工研院綠能所於2010年開始開發PERC電池，與國內矽基合作，首度開發批次型ALD設備，同時協助茂迪、太極、昱晶等廠商建立PERC技術，推升國內太陽電池效率，由19%提升至21%以上。在此期間（2010~2016年），台灣PERC太陽電池技術受國際肯定。自PERC太陽電池開始量產至今，其最高效率紀錄就不停地被刷新，2022年7月5日，天合光能(Trina Solar)光伏科學與技術國家重點實驗室開發的210 mm × 210 mm高效PERC太陽電池，經中國計量科學院第三方測試認證，最高電池效率達到24.5%，刷新了大面積M12產業化P型單晶矽PERC太陽電池效率新的世界紀錄。值得一提的是這些紀錄不僅只是單純的PERC太陽電池，也結合了鈍化電極、選擇性射極、二次網印、先進電極圖案等技術。

根據權威測試機構德國哈梅恩太陽能研究所(Institute for Solar Energy Research Hamelin; ISFH)計算，P型單晶矽PERC太



▲圖九 TOPCon太陽電池結構示意圖

▲圖十 穿隧氧化層能帶結構示意圖⁽⁸⁾

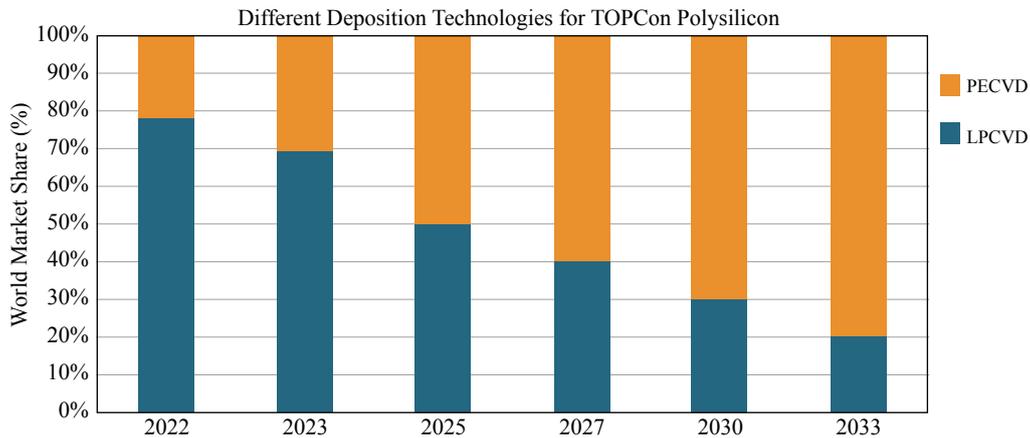
陽電池理論轉換效率極限為24.5%。目前PERC太陽電池量產效率已逼近理論極限效率，很難再有大幅度的提升，並且未能徹底解決以P型矽晶片為基底的電池有硼氧鍵所產生的光致衰減現象，這些因素使得PERC太陽電池很難再取得進一步突破。故2019年起取代硼摻雜的鎵摻雜矽晶片積極入市，除了改善光致衰減並可提升效率，但仍有理論效率天花板效應。面對2021年開始導入量產的N型TOPCon競爭，目前PERC太陽電池仍保有70%以上之市占率，但在未來，N型電池將成為太陽光電產業的主流技術。

TOPCon太陽電池

TOPCon是一種基於選擇性載子原理的技術，概念由德國Fraunhofer ISE研究單位於2013年提出，圖九為N型TOPCon太陽電池的結構示意圖。其電池結構主要是以N型晶片為基板的太陽電池，正面結構與n-PERC太陽能電池沒有太大差異，為

普通金字塔織化、硼擴散、ALD氧化鋁與PECVD氮化矽的疊層結構，達到鈍化和抗反射效果。核心技術為在電池背面製備一層超薄穿隧氧化矽，然後再沉積一層摻雜磷的多晶矽薄膜，二者共同形成鈍化接觸結構。

由於穿隧氧化矽層非常薄，僅1~2 nm，其與矽晶功函數的差異造成能帶彎曲，雖不會阻礙多數載子的傳輸，但會阻礙少數載子達到介面，進而降低載子間的復合，如圖十所示⁽⁸⁾。但德國ISFH研究單位發現⁽⁹⁾，由於穿隧氧化矽層非常薄，在製備過程中容易生成孔洞，載子通過穿隧氧化矽層傳導是量子穿隧效應，但其也可以通過孔洞直接穿過。孔洞的密度、大小、穿隧氧化矽層的厚度對最終的電池轉換效率都有直接的影響，載子通過孔洞傳導時， R_s 下降、FF升高，電池轉換效率隨著孔洞密度的變化可達到一個最高值。但在高密度孔洞區域，所有的電池電性參數(V_{oc} , J_{sc} , FF)會開始下



▲圖十一 多晶硅摻雜層沉積技術之趨勢預測⁽⁵⁾

降，導致效率降低，這是由於在純穿隧的情況下，光電特性會顯現出較高的電阻，因此導致FF的降低。當有孔洞時，載子也可以直接穿過破孔的穿隧氧化矽層，使 R_s 降低進而提高FF和效率。然而，孔洞密度過多也會降低鈍化性能以及提高表面復合問題，進而降低電池性能。因此，穿隧氧化矽層厚度和孔洞密度之搭配是一個技術難點。目前在適當的退火溫度下，TOPCon太陽電池之隱含開路電壓(iV_{oc})大於740 mV，復合電流密度(J_0)小於5 fA/cm²，顯示了穿隧氧化層鈍化接觸結構優異的鈍化性能。2022年12月5日，晶科能源(Jinko Solar)所開發之182 mm × 182 mm (M10)尺寸TOPCon太陽電池，經中國計量科學院第三方測試認證，效率達到26.4%，為目前TOPCon太陽電池之最高紀錄。

TOPCon太陽電池以最大程度保留和利用現有傳統P型PERC太陽電池之設備製程，只需增加硼擴散和氧化層及矽薄膜沉

積設備，無須背面開孔和對準印刷。其中重摻雜多晶硅層對電池的鈍化性能至關重要。首先，以多晶硅層對超薄氧化層起保護作用，避免其遭到破壞。其次，對多晶硅層進行重摻雜，能夠有效降低載子在電池背面的復合速率，進一步提高太陽電池轉換效率。重摻雜多晶硅製程的參數對鈍化性能十分關鍵，過高的擴散溫度或退火再結晶溫度，以及多晶硅層膜厚的降低都會導致磷原子內擴散到晶體矽基材中而使得 iV_{oc} 降低。摻雜濃度對鈍化性能有較大影響，雜質濃度較低範圍內，鈍化性能會隨著摻雜濃度升高而改善，但到峰值後即開始隨著摻雜濃度升高，鈍化性能急速下降。當摻雜濃度過高時，大量磷原子會向晶體矽基材內擴散，擴散濃度高於固溶度則會造成死區(Dead Zone)，這說明了為何濃度高於一定值時， iV_{oc} 會隨著摻雜濃度的提高而下降。2023年ITRPV對摻雜多晶硅製程方式做了技術趨勢預測，如圖十一⁽⁵⁾。



由圖十一可以發現，目前主流的製程方法主要分為LPCVD以及PECVD兩種。LPCVD由於技術較為成熟，量產性高，且設備費用相較於PECVD低廉，因此是目前的主流技術。但預估PECVD將會穩定成長，市占率在2025年後有望和LPCVD並駕齊驅，並且在未來成為主流技術。市占率變化主要原因在於LPCVD沉積過程會有繞鍍問題產生，如果繞鍍沒有去除乾淨，則會有PN短路的問題產生。因此太陽電池如使用典型管狀LPCVD沉積多晶矽，在製備過程即必須要解決繞鍍問題，額外的製程步驟不僅造成成本上升，解決繞鍍的過程亦會使良率及效率下降。反觀，PECVD幾乎沒有繞鍍問題，故預測未來無繞鍍製程將成為主要關鍵技術指標。

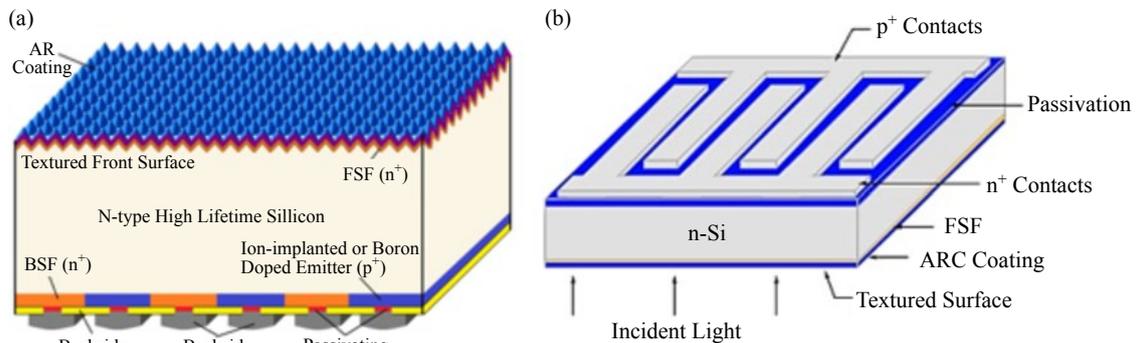
為進一步提升電池效率，太陽電池技術路線從P型向N型轉變，啟動下一輪電池技術變革。TOPCon太陽電池因其優異的高效率及兼容性，越來越受市場的關注，成為N型高效電池產業化的切入點。工研院綠能所於2015年開始布局新世代高效率電池技術，鎖定TOPCon技術，快速開發關鍵材料、元件、製程技術，並布局智權、建立新產業鏈、與業者合作建置試量產線，進行製程整合及驗證迅速產業化。在經濟部能源局支持下，茂迪與工研院合作進行TOPCon太陽電池技術開發，以不到兩年的時間將TOPCon太陽電池與模組導入量產，於2021年正式進入市場並於2022年擴產至200 MW，獲得經濟部標準檢驗局國產下世代技術太陽能模組自願性產品驗證 (Voluntary Product Certification; VPC) 認證首

例。目前所製備的電池效率達24%，模組效率達22.5%，功率達410 W。茂迪投資新台幣4億元於2022年10月開始生產M6尺寸TOPCon太陽電池，2023年規劃升級為M10尺寸，將來產能達400 MW，電池及模組產值上看新台幣45.5億元，為台灣太陽光電產業國際競爭力指標。

IBC太陽電池

1987年，Lammert和Schartz首次提出了交指式背接觸太陽電池的結構概念⁽¹⁰⁾。圖十二為IBC太陽電池的截面和電極布局示意圖。IBC太陽電池具有以下幾個特點：首先，它採用了無正面電極的設計，這不僅可以消除傳統太陽電池不可避免的電極遮光所造成的光學損失，還可以通過製程改進來優化受光面的鈍化效果；其次，正負電極皆位於電池背面，這種電極布局帶來了兩個優勢：一是可以通過優化電極比例來獲得最佳的電學特性和鈍化效果，二是在模組封裝階段，由於正負電極位於同一側，焊接程序相較於傳統電池更容易，並可拉近電池片間距而提升模組效率。1986年，Sinton等人引入了「點接觸」技術到IBC太陽電池中，通過縮小金屬電極接觸面積來降低復合電流，大幅提高了電池的開路電壓⁽¹¹⁾。

對於具有背接觸結構的太陽能電池而言，光子載子具有足夠的擴散長度是至關重要的，以確保它們能夠從生成位置移動到相應的電極端而產生光電流。擴散長度可以通過 $(D_{\text{rbulk}})/2$ 的方式來定義，其中D代表少數載子的擴散係數，取決於晶片的摻雜水準；



▲圖十二 IBC電池之(a)截面圖示；(b)電極布局

τ_{bulk} 則表示晶片內部少數載子的壽命。換句話說，為了以最大程度提高載子的收集效率，具有高的晶片壽命(Bulk Lifetime)是製作IBC太陽電池的首要條件，因此具有較高金屬雜質和高溫製程耐受度的N型晶片成為最適合的電池材料⁽¹²⁻¹³⁾。一般而言，高效率背接觸電池的製造流程如下所述：

- ①通過蝕刻步驟在N型晶片上形成織化結構，減少反射增加光吸收；
- ②使用蝕刻製程對晶片背面進行拋光；
- ③透過高溫和低溫的磷擴散製程分別形成背表面場(BSF)和前表面場(FSF)；
- ④使用遮罩或雷射進行局部蝕刻定義射極區域；
- ⑤以高溫硼擴散製程形成 p^+ 射極；
- ⑥在太陽電池正面鍍製抗反射層，並在背面鍍製鈍化層；
- ⑦使用遮罩或雷射定義點接觸金屬面積；
- ⑧製作金屬電極。以上為一個典型目前高效率IBC太陽電池的製造流程概述，這些步驟確保了電池的結構和材料特性，從而提高其光電轉換效率。在此將再次強調FSF的重要性，一個優質的FSF不僅能增強在紫外光照下的純

化品質，同時也能在低照度情況下獲得線性的電流響應⁽¹⁴⁾。Gong的研究團隊對FSF的摻雜輪廓進行了詳細研究，發現較淺且淡的FSF設計能使電池的短路電流獲得最大的增益⁽¹⁵⁾。對於IBC電池來說，除了受到FSF的影響外，單元電池的寬度和射極面積也是決定短路電流的關鍵參數。針對這個問題，Kluska的研究團隊指出，在IBC電池中為了實現最大化的短路電流，射極面積應介於單元電池寬度的70%至80%之間⁽¹⁶⁾。

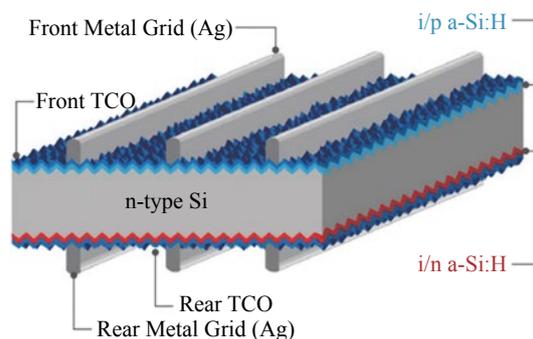
在太陽光電產業中，實現低成本高效率的太陽電池是過去、目前和未來必然的趨勢。為了加速這一趨勢的發展，透過現行成熟技術實現低成本電池製程在過去十年內都已被大量地研究。這些製程包括常見的爐管擴散、濕式蝕刻、PECVD氧化物/氮化物沉積、雷射處理、網印電極製程和網印式鋁矽合金化射極等^(15,17-22)。而這些製程改進的目的只有一個，就是通過低成本的製造技術，實現IBC太陽電池的市場競爭力，使其轉換效率能夠穩定在20%以上

(23)。總的來說，IBC電池的製造過程雖然受限於矽晶片載子壽命的高度要求，但由於晶片阻值和厚度對效率的影響相對較小，因此能夠在平衡晶片固有成本的同時實現高效率⁽²⁴⁻²⁵⁾。

IBC太陽電池在當前各類矽晶電池技術中效率最高，國際上SunPower處於領先地位。其自1985年以來，即聚焦於研發IBC太陽電池，是首家能夠實現量產IBC太陽電池的公司。自推出一代IBC太陽電池後，SunPower就不斷往兩個方向升級IBC太陽電池技術：①更簡化的製程及更低的成本；②更好的鈍化技術。從SunPower將技術全部轉移給Maxeon後所披露的最新技術資訊來看，其最新一代IBC太陽電池(Maxeon 6)已吸收TOPCon太陽電池鈍化接觸的技術優點，保留了銅電極製程，量產製程拋棄早期的黃光微影獲得簡化，成本在可接受範圍，且電池轉換效率達到25%以上。2023年7月，Maxeon所開發採用Maxeon 6的太陽光電模組經由NREL認證，模組效率可達22.8%，輸出功率為440 W。

HJT太陽電池

HJT太陽電池將同質PN界面轉變為異質界面，具備良好的雙面對稱特性。異質界面太陽電池，也被稱為HIT (Heterojunction with Intrinsic Thin-layer)太陽電池，全稱為本質薄膜異質界面太陽電池。這種異質界面太陽電池最早由日本的三洋(Sanyo)公司於1990年成功研發，並獲得HIT[®]商標註冊。後來，為避免專利糾紛，其他進入異質界面技術領域的公司採用了不同的術



資料來源：AE SOLAR

▲圖十三 HJT太陽電池結構示意圖

語，如HJT和SHJ等等。在2014年，於2009年合併Sanyo的Panasonic推升HIT太陽電池(143.7 cm²)達到了25.6%的效率，其擁有極高的開路電壓和填充因子，分別達到了740 mV和83%⁽²⁶⁾。採用N型單晶矽晶片的HJT電池具有雙面對稱結構，正面依次為透明導電氧化物(Transparent Conductive Oxide; TCO)薄膜、P型非晶矽薄膜和本質氫化非晶矽薄膜；背面依次為TCO、N型非晶矽薄膜和本質氫化非晶矽薄膜；最後使用網版印刷採低溫形成雙面電極，如圖十三所示。

PERC和TOPCon太陽電池PN界面均是同一種材料(晶體矽)，HJT太陽電池PN界面則是兩種不同的材料(晶體矽和非晶矽)。這種異質構造減少了PN界面處的載流子復合，其中超薄本質氫化非晶矽薄膜是HJT太陽電池的核心工藝。在HJT太陽電池中，矽晶片和摻雜非晶矽層之間間隔了一層富氫的鈍化材料。高品質的鈍化層能夠鈍化異質界面的缺陷、減少載流子復合並增加開路電壓。在眾多鈍化材料中，本質氫化非晶矽薄膜是當前最佳選擇，由於



存在氫原子，介面形成的Si-H鍵成為有效修補矽晶表面的懸鍵(Dangling Bond)，從而降低介面缺陷態密度、提高少數載子壽命和增加開路電壓。同時，異質介面兩端具有較大的電位差，間隔於中間的氫化非晶矽薄膜可以提供緩衝作用，調節能帶偏移、降低缺陷密度，並減少漏電流，提高電池的輸出性能。根據德國ISFH基於載子選擇性的概念對不同結構太陽能電池的理論效率之模擬計算，HJT理論極限效率為27.5%⁽²⁷⁾。根據Energy Trend，目前HJT太陽電池平均量產效率為24%~24.5%，產業化效率仍有較大的提升空間。截至目前，導入相關可提高高效率技術的HJT太陽電池最高效率紀錄是由隆基綠能(Longi Green Energy)於2022年6月創造，其經德國ISFH研究所認證之M6全尺寸電池，轉換效率高達26.5%。

相較於PERC太陽電池，HJT太陽電池具有明顯的優勢。分述如下：①HJT太陽電池雙面對稱結構以及透光的TCO薄膜使其成為天然的雙面電池，其雙面率已經達到了95%以上，而雙面PERC電池的雙面率僅為75%以上。考慮到背面照光和電池片雙面率的差異，HJT太陽電池的每瓦發電量相比雙面PERC電池高出2%至4%。②在實際戶外使用情境工作溫度高於標準量測溫度的情況下，高溫下電池性能的表現尤為重要。HJT太陽電池的功率溫度係數約為-0.25%/°C，而PERC太陽電池的溫度係數為-0.38%/°C，因此HJT太陽電池在溫度係數方面具有0.13%/°C的優勢。考慮到電池實際戶外工作溫度超出室內量測溫度攝氏數

十度的差距，HJT太陽電池每瓦發電量相較雙面PERC電池高出約0.6%至3.9%。從溫度係數的角度來看，HJT太陽電池能夠更好地減少太陽光帶來的熱損失。③HJT太陽電池採用N型晶片，不存在P型電池中硼氧鍵所引起的光致衰減(LID)問題。同時，HJT太陽電池表面沉積TCO薄膜，可避免表面氮化矽介電層累積電荷形成電位差，從而防止了電壓誘發衰減(PID)現象的發生。因此HJT太陽電池的效率衰減率較低，每年衰減約0.2%~0.4%，遠低於PERC太陽電池的衰減情況(每年衰減0.3%~0.5%)。僅就衰減率比較，HJT太陽電池的低衰減特性使得其全生命週期每瓦發電量相較雙面PERC電池高出約1.9%至2.9%。④HJT太陽電池製程僅需6道步驟，相比PERC太陽電池的10道步驟和TOPCon太陽電池的12~13個步驟，HJT太陽電池的製程流程更為簡化。此外，HJT太陽電池採用低溫製程，最高製程溫度在200°C以下，相對於傳統擴散型PN介面製備的900°C高溫，更有利於薄型化和降低矽晶片成本，同時也降低取得矽晶片原料的能源消耗。

綜上所述，HJT太陽電池具有許多優勢，包括較高的雙面率、較低的溫度係數、較低的衰減特性以及流程的簡化和低溫製程等。但HJT太陽電池需使用相當多的PECVD製程，且非晶矽製程門檻較高，設備相當昂貴，因此使得它們的成本相對較高，目前市占率僅7%。隨著技術的進一步發展，HJT太陽電池的成本可望降低，成為更具吸引力的太陽光電產品，市占率將逐步提升。



結 論

近年來，由於N型晶片的製造成本逐漸下降至與P型晶片相近，日漸突顯N型電池的競爭優勢。在2015年之前，Al-BSF是太陽電池中的主流技術，市占率一度超過90%，但由於其在效率的先天限制，前幾年逐漸被PERC太陽電池替代。目前市場主流產品仍然以PERC太陽電池為主，市占率超過70%。但自TOPCon太陽電池技術的概念被提出以後，由於其優異的表面鈍化效果及與主流產線良好的兼容性，進而成為目前最熱門的研究項目及產品。IBC以及HJT太陽電池雖然擁有較高效率，但製程成本較高，且無法由現有主流產線升級，因此既有廠商接受度較低。太陽光電產業已是薄利產業，主宰市場的矽晶電池是難以取代的主流產品，因此低成本及高效率意味著發電成本更具競爭力，亦是市場使用者評估是否採用的標準。☒

誌 謝

本研究工作承蒙112年度經濟部能源局對「高效率、智慧型太陽光電產品開發計畫-2/3」（契約編號：112-S0102）經費支持，特此致謝。

參考文獻

1. M. Lennan, and E. Morgera, "The Glasgow Climate Conference (COP26)", *The International Journal of Marine and Coastal Law*, 37, 137 (2022).
2. REN21 renewables global status report (2023).
3. A. Reinders, P. Verlinden, W. Van Sark, and A. Freundlich, *Photovoltaic solar energy: from fun-*

damentals to applications: John Wiley & Sons (2017).

4. N. Chen, "Understanding and development of cost-effective industrial aluminum back surface field (Al-BSF) silicon solar cells", *The University of North Carolina at Charlotte ProQuest Dissertations Publishing* (2015).
5. *International Technology Roadmap for Photovoltaic (ITRPV)*, 14th edition, VDMA (2023).
6. N. Chen, A. Chowdury, E. Ahmad, V. Unsur, and A. Ebong, "Assessing the impact of multi-busbars on metallization cost and efficiency of solar cells with digital inkjet-printed gridlines", *In High Capacity Optical Networks and Enabling Technologies (HONET-CNS)*, 2013 10th International Conference, 60 (2013).
7. A. Blakers, A. Wang, A. Milne, J. Zhao, and M. Green, "22.8% efficient silicon solar cell", *Appl. Phys. Lett.*, 55, 1363 (1989).
8. Y. Tao, V. Upadhyaya, K. Jones, A. Rohatgi, "Tunnel oxide passivated rear contact for large area n-type front junction silicon solar cells providing excellent carrier selectivity", *AIMS Materials Science*, 3, 180 (2016).
9. F. Haase, C. Hollemann, S. Schäfer, A. Merkle, M. Rienäcker, J. Krügener, R. Brendel, R. Peibst, "Laser contact openings for local poly-Si-metal contacts enabling 26.1%-efficient POLO-IBC solar cells", *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 186, 184 (2018).
10. M. Lammert and R. Schwartz, "The interdigitated back contact solar cell: a silicon solar cell for use in concentrated sunlight," *IEEE Transactions on Electron Devices*, 24, 337 (1997).
11. R. Sinton, Y. Kwark, J. Gan, and R. Swanson, "27.5 percent silicon concentrator solar cells," *IEEE Electron Device Letters EDL*, 7, 567 (1986).
12. B. Aïssa, M. Kicambe, M. Hossain, O. Daif, A. Abdallah, F. Ali, and N. Tabet, "Emerging frontiers of n-type silicon material for photovoltaic applications: the impurity-defect interactions," *Frontiers in Nanoscience and Nanotechnology*, 1, 2 (2015).
13. D. Macdonald and L. Geerligs, "Recombination activity of interstitial iron and other transition metal point defects in p- and n-type crystalline



- silicon,” *Applied Physics Letters*, 85, 4061 (2004).
14. F. Granek, M. Hermle, C. Reichel, O. Schultz-Wittmann, S. Glunz, “High-efficiency back-contact back-junction silicon solar cell research at Fraunhofer ISE,” *Proceeding of the 23rd European Photovoltaic Solar Energy Conference*, Valencia, Spain, 991 (2008).
 15. C. Gong, E. Van Kerschaver, J. Robbelein, T. Janssens, N. Posthuma, J. Poortmans, and R. Mertens, “Screen-printed aluminum-alloyed p+ emitter on high-efficiency n-type interdigitated back-contact silicon solar cells,” *IEEE Electron Device Letters*, 31, 576 (2010).
 16. S. Kluska, F. Granek, M. Rüdiger, M. Hermle, S. Glunz, “Modeling and optimization study of industrial n-type high-efficiency back-contact back-junction silicon solar cells,” *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 94, 568 (2010).
 17. R. Bock, S. Mau, J. Schmidt, and R. Brendel, “Back-junction back contact n-type silicon solar cells with screen-printed aluminum-alloyed emitter,” *Applied Physics Letters*, 96, 263507-1 (2010).
 18. C. Gong, S. Singh, J. Robbelein, N. Posthuma, E.V. Kerschaver, J. Poortmans, and R. Mertens, “High efficient n-type back junction back-contact silicon solar cells with screen-printed al-alloyed emitter and effective emitter passivation study,” *Progress Photovoltaics*, 19, 781 (2010).
 19. R. Woehl, J. Krause, F. Granek, and D. Biro, “19.7% efficient all-screen-printed back-contact back-junction silicon solar cell with aluminum-alloyed emitter,” *IEEE Electron Device Letters*, 32, 345 (2011).
 20. R. Woehl, J. Krause, F. Granek, and D. Biro, “Highly-efficient all-screen-printed back-contact back-junction silicon solar cells with aluminum-alloyed emitter,” *Energy Procedia*, 8, 17 (2011).
 21. R. Woehl, M. Rüdiger, and D. Biro, J. Wilde, “All-screen-printed back-contact back-junction silicon solar cells with aluminum-alloyed emitter and demonstration of interconnection of point-shaped metalized contacts,” *Progress Photovoltaics*, 23, 226 (2015).
 22. G. Scardera, D. Inns, D. Wang, S. Dugan, J. Dee, T. Dang, K. Bendimerad, F. Lemmi, and H. Antoniadis, “All-screen-printed dopant paste interdigitated back contact solar cell,” *Energy Procedia*, 77, 271 (2015).
 23. F. Cataño, D. Morecroft, M. Cascant, H. Yuste, M. Lamers, A. Mewe, I. Romijn, E. Bende, Y. Komatsu, A. Weeber, and I. Cesar, “Industrially feasible >19% efficiency IBC cells for pilot line processing,” *Proceeding of the 37th IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, Valencia, Spain, 1038 (2011).
 24. F. Granek, M. Hermle, D. Huljić, O. Schultz-Wittmann, and S. Glunz, “Enhanced lateral current transport via the front n⁺ diffused layer of n-type high-efficiency back-junction back-contact silicon solar cells,” *Progress Photovoltaics*, 17, 47 (2009).
 25. F. Granek, “High-efficiency back-contact back-junction silicon solar cells,” Ph.D. thesis (2009).
 26. Panasonic, Panasonic HIT. “Solar Cell Achieves World's Highest Energy Conversion Efficiency of 25.6% at Research Level.” Press release (2014).
 27. J. Schmidt, R. Peibst, R. Brendel “Surface passivation of crystalline silicon solar cells: Past, present and future”, *Silicon PV* (2019).