



El coste de las energías renovables, predicciones y paridad con la red. Caso de la electricidad solar

Autor: José Manuel Martínez Duart

Institución: Universidad Autónoma de Madrid

Otros autores: Jorge Hernández Moro (Universidad Autónoma de Madrid)

Resumen

En este trabajo hacemos un estudio de la evolución del coste real de la electricidad de origen renovable y su previsible evolución futura (2030, 2050) en función de los diversos escenarios contemplados por la Agencia Internacional de la Energía. Para ello se hace una evaluación del denominado Coste Nivelizado de la Energía (Levelized Cost of Energy, LCOE) para los casos de la electricidad de origen solar (fotovoltaica y termoeléctrica) y de la eólica. Su coste se estudia en función del recurso energético (radiación solar y velocidad del viento), coste de los sistemas, tasa de descuento, costes de operación y mantenimiento, vida media del sistema, degradación con el tiempo, etc. Igualmente se estudia la posible futura bajada de los costes de la electricidad renovable como consecuencia de las leyes económicas de producción en masa, economías de escala, aprendizaje tecnológico, etc. Como se demuestra en este trabajo, para poder comparar precios del kWh hay que tener en cuenta todos los factores anteriormente mencionados, ya que el coste es muy sensible especialmente al recurso energético, a los costes financieros y a la vida del sistema. Por todo ello las primas a las renovables deben tener en cuenta todas estas variables. Finalmente, en función de los datos obtenidos, se hace un estudio del año en que previsiblemente los costes de las renovables pueden llegar a ser comparables a los de las energías tradicionales.

Palabras claves: coste de la electricidad; energías renovables; paridad

Introducción

Los últimos años se han visto caracterizados por un crecimiento espectacular de la electricidad solar, tanto la fotovoltaica (PV) como la termoeléctrica de concentración (CSP). Una causa de ello ha sido la caída de los costes de los paneles solares debido al abaratamiento como consecuencia de su producción a gran escala. Esto es principalmente notable en el caso de las células fotovoltaicas ya que los precios de los paneles solares han bajado recientemente hasta por debajo de 1 \$/W [1]. En efecto, en la FIG. 1 se representa la curva de aprendizaje de los paneles fotovoltaicos, de la que se obtiene un factor de aprendizaje de alrededor del 18 %, o lo que es equivalente, el precio baja este porcentaje cada vez que se duplica la potencia fotovoltaica acumulada.

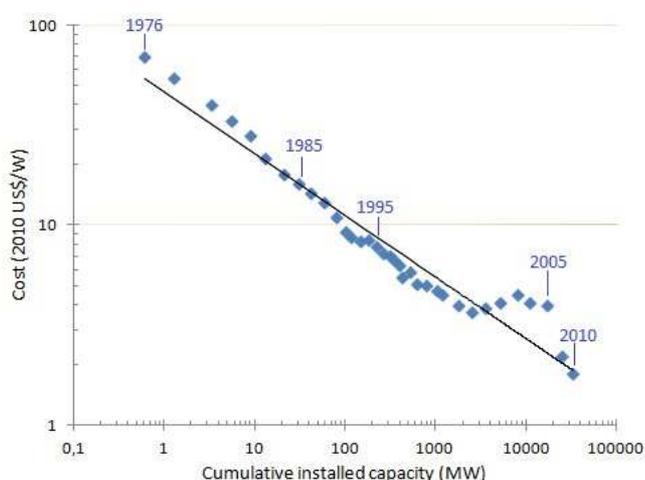


Fig. 1. Curva de aprendizaje para sistemas fotovoltaicos entre 1973 y 2010, donde se representa el coste del sistema en \$/W en función de la capacidad instalada acumulada global, expresada en MW (Elaborada por J. Hernández-Moro, a partir de diversas fuentes).

Aunque en la actualidad el coste de la producción de la electricidad solar es al menos el doble o el triple que la de la generada por técnicas convencionales, es de esperar una convergencia futura de costes, al menos para algunas localizaciones geográficas, teniendo en cuenta la tendencia alcista en el tiempo de los precios de la electricidad. A esto habría que añadir los réditos medioambientales de las renovables, así como una mejora de la independencia y seguridad energéticas y un ahorro de divisas.

El principal objetivo de este trabajo es doble, por una parte establecer un modelo analítico que permita el cálculo directo del coste de la electricidad solar; y, por otra, tratar de predecir la evolución futura (2012-2050) de los costes basándonos en los Escenarios de la Agencia Internacional de la Energía (IEA) [2-4] sobre la potencia a instalar. Una versión inicial de este modelo ya la hemos establecido para el caso de CSP [5], pero en este trabajo demostraremos adicionalmente que también es aplicable a la PV, con lo cual podremos calcular y comparar estas dos técnicas de generación de electricidad renovable. De hecho, el modelo desarrollado es fácilmente ampliable a otras energías renovables, como es el caso de la eólica. Esto hace que el modelo sea especialmente

interesante para el caso de nuestro país, debido a su gran variedad climática, radiación solar recibida, recursos eólicos, etc.

Modelo para el cálculo del coste actual de la electricidad y predicción de su evolución (2012-2050)

El modelo que desarrollaremos para el cálculo del coste de la electricidad solar tiene en cuenta todos los costes asociados a los sistemas PV y CSP durante toda su vida útil y lo divide por la electricidad total producida durante ese período. Es decir, el coste de la electricidad, COE(t), vendrá dado por la ecuación:

$$COE(t) = \frac{(C(t) + L) \cdot F + O \& M(t) + I}{S \cdot TF \cdot \eta \cdot T \cdot D} \quad (1)$$

Las variables en el numerador son directamente proporcionales al coste de la electricidad y comprenden, entre otros, C(t) que representa el coste del sistema (PV o CSP) instalado en el año t (comprendido entre 2012 y 2050), y el coste L del terreno requerido. Como la inversión es necesario realizarla al principio, ambos parámetros vendrán multiplicados por el denominador Factor de Financiación, F, que es adimensional y que calcularemos más abajo. Los otros términos en el numerador son los gastos de operación y mantenimiento, O&M, y los gastos correspondientes al seguro, I. El denominador de Ec. (1) representa la electricidad total producida durante el ciclo de vida del sistema y se calcula como el producto de los siguientes factores: el recurso solar S, el factor de seguimiento (tracking), TF, el factor de rendimiento, η , los años de vida del sistema, T, y el factor de degradación, D, de los sistemas con el tiempo transcurrido. Más abajo mostraremos cómo se evalúan en cada caso los parámetros anteriores.

Obsérvese también la dependencia de varios factores de la Ec. (1) con el tiempo t, el cual representa el año, entre 2012 y 2050, en que los sistemas PV o CSP serán instalados. Como hemos indicado anteriormente en las predicciones asumiremos que los costes unitarios C(t) de los sistemas PV y CSP disminuirán con el tiempo t [6], es decir, al transcurrir los años en que el sistema es puesto en funcionamiento, y de acuerdo con la curva de aprendizaje (Fig. 1), los precios (en dólares constantes) seguirán disminuyendo. Esto matemáticamente se expresa por una línea recta en el espacio log-log del coste del sistema en función de la potencia acumulada instalada, q(t), por lo que se tiene para la expresión matemática de la curva de aprendizaje:

$$C(t) = C(0) \cdot \left(\frac{q(t)}{q(0)} \right)^{-b} \quad (2)$$

en donde el parámetro b, relacionado con el factor de aprendizaje, se obtiene fácilmente [7] de una representación similar a la de Fig.1.

Prosiguiendo con el cálculo de la evolución del coste, primero será necesario calcular la función q(t) referente a la potencia instalada acumulada prevista. Los valores de q(t) correspondientes a 2012 los hemos tomado de la literatura [8,9] y los valores previstos para las décadas 2020-2050, expuestos en Tabla I y representados en Fig. 2, se han

extraído de los Escenarios BLUE Map y Roadmap publicados por la IEA [2-4]. A partir de estos datos, hemos generado las ecuaciones analíticas para las curvas $q(t)$ que mejor se ajusten a ellos. Como se aprecia, en todos los casos, excepto para el Escenario Roadmap para PV, la función que mejor se adapta a los datos es la denominada función logística (en forma de S), representada en la Fig. 2, y cuya ecuación [10] es:

$$q(t) = \frac{e^{r \cdot (t-2012)}}{\frac{1}{q(0)} - \frac{1}{M} + \frac{e^{r \cdot (t-2012)}}{M}} \quad (3)$$

En esta ecuación, $q(0)$ y M son, respectivamente, los valores inicial y máximo de la potencia instalada acumulada. Como puede observarse en la Fig. 2, el acuerdo entre los datos de la Tabla I y los valores dados por la Ec. (3) es muy bueno.

Tabla I. Valores de la potencia instalada acumulada al principio de 2012 y los objetivos para las décadas 2020-2050 de acuerdo con los escenarios de la IEA para las tecnologías solar PV y CSP.

Escenario	PV					CSP				
	2012	2020	2030	2040	2050	2012	2020	2030	2040	2050
BLUE Map (GW)	70		150		1150	1.76		250		630
Roadmap (GW)	70	210	872	2019	3155	1.76	148	337	715	1089

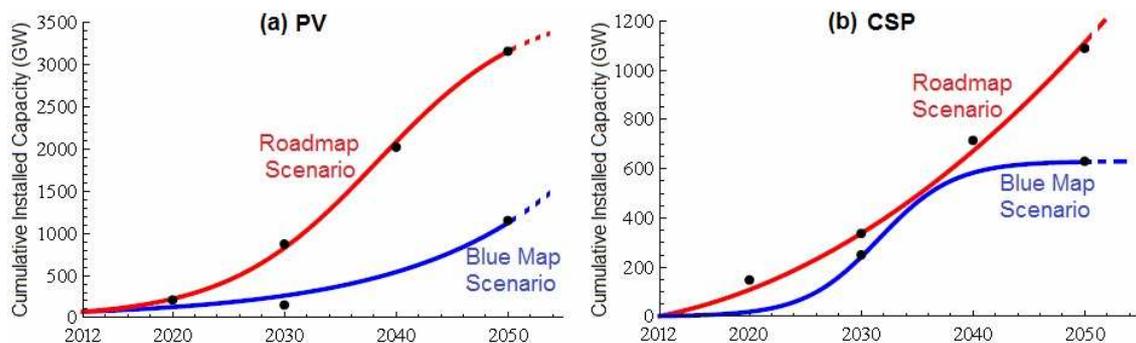


Fig. 2. Objetivos de potencia instalada acumulada (de la Tabla I) y curvas $q(t)$ calculadas para PV y CSP correspondientes a los dos escenarios de la IEA.

Respecto a las inversiones en los sistemas PV y CSP así como en los terrenos ($C(t)$, L en Ec. (1)), asumiremos que han de ser financiados por adelantado. Para calcular cómo esta financiación repercute en el coste del kWh producido haremos uso del denominado Factor de Rescate del Capital, CRF (del Inglés Capital Recovery Factor), que equivale la fracción de la cantidad financiada que debe retornarse anualmente al prestamista y cuya expresión viene dada en los tratados de Economía, por ejemplo, en la referencia [11]. Con objeto de introducir el CRF en la Ec. (1), se puede hacer uso del denominado Factor

de Financiación, F , el cual es igual al CRF multiplicado por el número de años n empleados en el retorno del capital. Asimismo, es bien conocido de Economía la relación entre el CRF y la tasa de descuento, d , por lo que se tendrá:

$$F = n \cdot CRF = n \cdot \frac{d}{1 - (1 + d)^{-n}} \quad (4)$$

Recordemos que en la ecuación anterior d es la denominada tasa de descuento real, o el interés descontada la inflación.

Seguidamente, en la Tabla II, indicamos los valores típicos de cada uno de los parámetros que entran en las ecuaciones anteriores para de este modo poder calcular el coste actual del kWh de electricidad solar, así como su evolución futura, $COE(t)$. Los valores asignados a cada una de estas variables han sido ampliamente contrastados en la literatura y las referencias correspondientes [12-26] a los valores de la Tabla II se especifican detalladamente al final del artículo. Finalmente, aclararemos que el factor de rendimiento \square , introducido en la Ec. (1) convierte los kWh/m² del recurso solar utilizado en la cantidad real de electricidad solar producida por unidad de potencia instalada [21-24].

TABLA II. Valores típicos de las variables utilizadas para el cálculo y representación de $COE(t)$ para PV y CSP tomados de la bibliografía [12-26]

	Símbolo	Unidades	PV	CSP
Coste del sistema instalado en 2012	C(0)	\$/W	2	4.6
Capacidad instalada acumulada en 2012	q(0)	GW	70	1.76
Capacidad instalada acumulada en el año t	q(t)	GW	Fig. 2	Fig. 2
Ritmo de aprendizaje	LR	%	18	10
Coste del terreno	L	\$/kW	30	24
Tasa de descuento real	d	%	8	9
Años para devolver el crédito	n	Años	20	20
Costes de O&M de sistemas instalados en 2012	O&M(2012)	\$/kW/año	50	30
Costes de O&M de sistemas instalados en 2050	O&M(2050)	\$/kW/año	13	15
Póliza de seguro anual	I	%	0.25	0.5
Recurso solar	S	kWh/m ² /año	2300	2850
Factor de seguimiento	TF	Adimensional	1	0.9711
Factor de rendimiento	\square	m ² /kW	0.75	0.853
Vida útil de los sistemas	T	Años	25	30
Ritmo de degradación anual	DR	%	0.6	0.2

Resultados y discusión

A continuación, basándonos en las ecuaciones anteriormente expuestas, y en los valores típicos de los parámetros de la Tabla II, representaremos para el período 2012-2050 los costes actuales y la predicción sobre la evolución de los costes de la electricidad solar utilizando para ello un simple programa informático desarrollado por nosotros. Con objeto de no extendernos demasiado, hemos tomado para la potencia instalada acumulada

únicamente las expresiones correspondientes al Escenario IEA BLUE Map, puesto que nos parece más realista que el Escenario IEA Roadmap (véase en Fig. 2 y Tabla I una comparación de los valores de la potencia acumulada previstos).

En la Fig. 3 se compara, para el caso del Escenario IEA BLUE Map la influencia del recurso solar en el coste actual de la electricidad y en sus predicciones futuras, tanto para PV como para CSP, sin olvidarnos que PV hace uso de las irradiaciones directa y difusa, mientras que el CSP sólo lo hace de la directa. En el caso de PV, los tres valores de las irradiaciones considerados: 1100, 1700, y 2300 kWh/m²/año barrerían los casos que van desde lugares de Alemania a las mejores localizaciones para la implementación de PV, como son por ejemplo los correspondientes a los desiertos del Sur-Oeste norteamericano. En el caso de la electricidad obtenida por CSP, hemos considerado tres valores de irradiación normal directa: 2000, 2400, y 2850 kWh/m²/año, que van desde los valores correspondientes a nuestra geografía a lugares más apropiados como pueden ser los desiertos del África Sahariana, Australia, Norte de Chile, SO norteamericano, etc. Obsérvese de la Fig. 3 que la disminución de costes prevista para PV en el período 2012-2050 es bastante progresiva y casi constante, mientras que en el caso de CSP es más abrupta en las décadas iniciales.

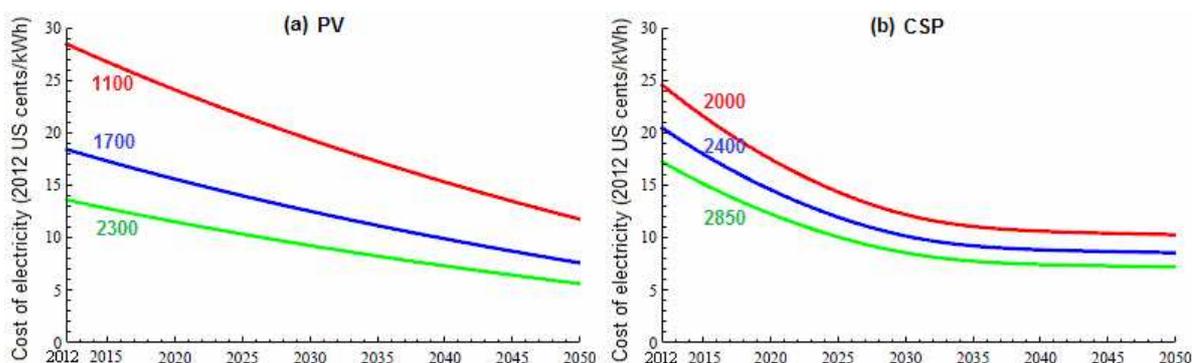


Fig. 3. Evolución (2012-2050) del coste de la electricidad solar para diferentes recursos solares especificados en el texto

El factor financiero tiene una gran influencia en el coste actual de la electricidad y de su previsible evolución futura, ya que las técnicas de generación PV y CSP se caracterizan, como por otra parte ocurre con casi todas las renovables, por ser muy “intensivas en capital”, es decir la mayoría de las inversiones de capital hay que realizarlas al principio cuando se instalan los sistemas, mientras que los gastos de O&M son muy reducidos y se realizan año a año. De ahí que, tal como se demuestra en las gráficas de la Fig. 4, el valor de la tasa de descuento d tenga una gran influencia en el coste de la electricidad solar. En un lenguaje más técnico, esta característica se formula afirmando que el factor de sensibilidad del coste del kWh correspondiente a la tasa de descuento es muy elevado.

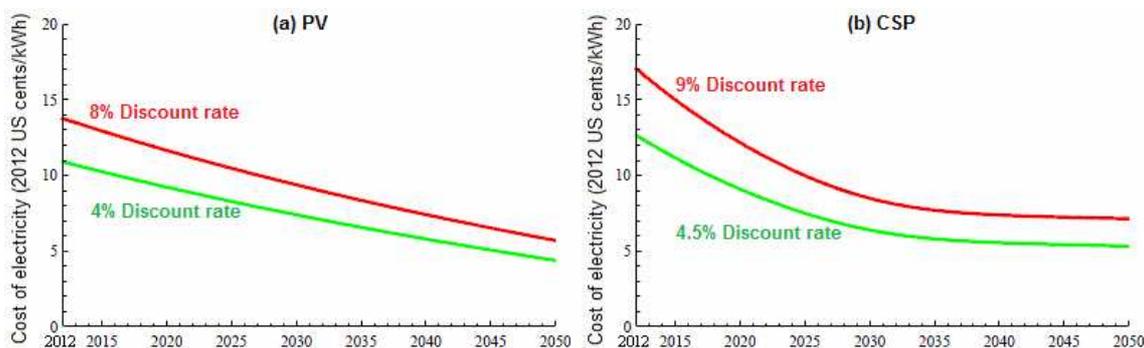


Fig. 4. Evolución (2012-2050) del coste de la electricidad solar para varios valores de la tasa de descuento

Finalmente trataremos de estimar en el caso de condiciones relativamente favorables, por ejemplo de amplios recursos solares, el año en que los costes de la electricidad solar alcanzarán la paridad con los de la electricidad proporcionada por la red eléctrica. Para ello se ha tomado como coste de generación de la electricidad convencional 6,26 US cents/kWh y se ha asumido un valor conservador para su incremento anual del 2% [27]. Al mismo tiempo se ha asumido un factor de emisión medio de las plantas actuales de 0,9 kgCO₂/kWh [14] y una penalización por CO₂ emitido de 20 \$/ton como recomienda la Unión Europea, o de 32 \$/ton, que es lo que costaría implementar un sistema de captura y secuestro de carbono (CCS) [2]. En la Fig. 5 hemos representado la evolución prevista de costes, para los dos escenarios de la IEA, y asumiendo los valores típicos anteriores para las variables (Tabla II), junto con la evolución prevista para el coste de la electricidad convencional. También se consideran los casos en que existan penalizaciones de 20 y de 32 \$/ton como consecuencia de las emisiones. Los años en que se prevé se alcanzará la paridad con la red, representados en la Fig. 5, vendrán determinados por las intersecciones de estas curvas. Un resumen de los resultados alcanzados se presenta en la Tabla III. Como se aprecia, en los casos más favorables se podría alcanzar la paridad con la red para aquéllos sistemas que se implementen de aquí unos 8 años para el caso de CSP y unos 10 años para PV.

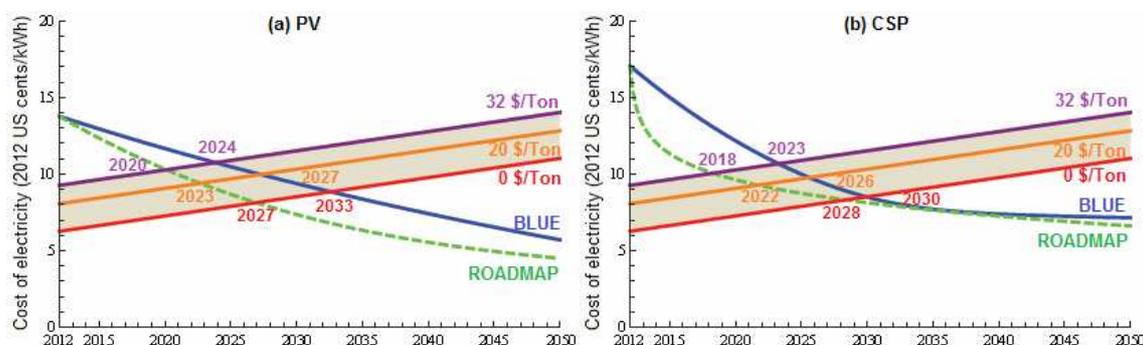


Fig. 5. Evolución (2012-2050) del coste de electricidad solar para los dos Escenarios de la IEA, y las correspondientes paridades de la red para diferentes precios de penalización de emisiones de carbono (véase texto)

Tabla III. Paridades de la red para PV y CSP para los dos escenarios IEA en comparación con la utilización de plantas térmicas con precios cargados a las correspondientes emisiones de 0, 20, y 32 \$/ton

Escenario	PV			CSP		
	0 \$/Ton	20 \$/Ton	32 \$/Ton	0 \$/Ton	20 \$/Ton	32 \$/Ton
BLUE MAP	2033	2027	2024	2030	2026	2023
ROADMAP	2027	2023	2020	2028	2022	2018

Conclusiones

En este trabajo hemos presentado un modelo matemático que permite el cálculo directo del coste actual de la electricidad solar (PV y CSP), así como su evolución prevista en el período 2012-2050. La expresión matemática obtenida para el coste de la electricidad, COE(t), depende de doce variables independientes, entre las que destacan el recurso solar, el coste inicial de los sistemas, la tasa de descuento financiera, la tasa de aprendizaje, el tiempo de vida de los sistemas, etc. A partir de la expresión matemática obtenida para COE(t), se pueden generar muy fácilmente de un modo directo las gráficas sobre la evolución previsible de los costes en las próximas décadas, basándonos en los Escenarios previstos por la Agencia Internacional de la Energía. Además, se pueden deducir los años en que se alcanzaría la paridad con la red, así como los factores de sensibilidad más representativos. Los resultados obtenidos en este trabajo pueden tener una gran significancia en política energética: establecimiento de primas a las renovables (actuales y previstas), contribuciones relativas de electricidad fotovoltaica o de CSP al mix eléctrico en función del recurso solar del lugar, políticas medioambientales, etc. Por otra parte, el modelo expuesto en este trabajo puede extenderse, después de realizar los cambios correspondientes, al cálculo de costes de otras renovables, tales como la eólica.

Referencias

- [1] R. Guerrero-Lemus y J.M. Martínez-Duart, "Renewable Energies and CO₂- Cost Analysis, Environmental Impacts and Technological Trends-2012 Edition", Springer-Verlag, London 2013
- [2] International Energy Agency. Energy Technology Perspectives 2008. Scenarios & Strategies to 2050 (Paris, 2008).
- [3] International Energy Agency. Technology Roadmap. Solar Photovoltaic Energy (Paris, 2010).
- [4] International Energy Agency. Technology Roadmap. Concentrating Solar Power (Paris, 2010).
- [5] J. Hernández-Moro y J.M. Martínez-Duart. Energy Policy 41, 184-192 (2012).

- [6] International Energy Agency. Experience curves for energy technology policy (Paris, 2000).
- [7] G.F. Nemet. Energy Policy 34, 3218-3232 (2006).
- [8] REN21: Renewable Energy Policy Network for the 21st Century. Renewables 2012. Global Status Report (2012), <http://www.map.ren21.net/GSR/GSR2012_low.pdf. Accessed 28 July 2012>.
- [9] International Renewable Energy Agency. Renewable Energy Technologies: Cost analysis series. Volume 1: Power Sector. Issue 2/5. Concentrating Solar Power (2012), <http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/RE_Technologies_Cost_Analysis-CSP.pdf. Accessed 1 August 2012>.
- [10] H. Winkler, A. Hughes, and M. Haw, Energy Policy 37, 4987-4996 (2009).
- [11] M.R. Lindeburg, Engineer in training. Reference Manual (Professional Publication, Inc. 8th, 1992).
- [12] Bloomberg New Energy Finance, Bloomberg New Energy Finance Summit. Day 2- Keynote. Michael Liebreich, Chief Executive (20 March 2012). <http://www.bnefsummit.com/images/file-upload/BNEF_2012-03-20-ml_keynote.pdf. Accessed 3 August 2012>.
- [13] N. Caldés, M. Varela, M. Santamaría, and R. Sáez, Energy Policy 37, 1628–1636 (2009).
- [14] International Energy Agency, Energy Technology Perspectives 2010. Scenarios & Strategies to 2050 (Paris, 2010).
- [15] Inflationdata.com, Your place in cyber space for inflation data (2012), <www.inflationdata.com>.
- [16] K. Zweibel, Energy Policy 38, 7519–7530 (2010).
- [17] P. Viebahn, S. Kronshage, F. Trieb, Y. Lechon, Final report on technical data, costs, and life cycle inventories of solar thermal power plants (NEEDS: New Energy Externalities Developments for Sustainability, 2008). <<http://www.needsproject.org/RS1a/RS1a%20D12.2%20Final%20report%20concentrating%20solar%20thermal%20power%20plants.pdf>>.
- [18] National Renewable Energy Laboratory. Economic, energy and environmental benefits of concentrating solar power in California (NREL Report NREL/SR-550-39291, 2006). <<http://www.nrel.gov/csp/pdfs/39291.pdf>>.
- [19] National Renewable Energy Laboratory, Photovoltaic Solar Resource of the United States (2008). <http://www.nrel.gov/gis/images/map_pv_national_hi-res.jpg. Accessed 2 December 2011>.
- [20] I. Purohit and P. Purohit, Energy Policy 38, 3015-3029 (2010).

- [21] L.M. Ayompe, A. Duffy, S.J. McCormack, M. Conlon, Energy Policy 38, 3731–3743 (2010).
- [22] EPIA: European Photovoltaic Industry Association, Unlocking the Sunbelt. Potential of Photovoltaics (Second Edition, October 2010). <http://www.epia.org/fileadmin/EPIA_docs/public/EPIA_Unlocking_the_Sunbelt_Potential_of_Photovoltaics_v2.pdf>.
- [23] A. Payne, R. Duke, R.H. Williams, Energy Policy 29, 787-800 (2001).
- [24] S. Frier, An Overview of the Kramer Junction SEGS Recent Performance. KJC Operating Company (1999), http://www.nrel.gov/csp/troughnet/pdfs/1999_kjc.pdf.
- [25] J. Leggett, The Solar Century. The past, present and world-changing future of solar Energy (Green Profile, London, 2009).
- [26] Navigant Consulting, A Review of PV Inverter Technology Cost and Performance Projections (National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO, 2006), <http://www.nrel.gov/analysis/seminar/pdfs/2006/ea_seminar_jan_12.pdf>.
- [27] B.C. Staley, J. Goodward, C. Rigdon, and A. MacBride, Reducing emissions with CSP (World Resources Institute with Goldman Sachs, 2009), <http://pdf.wri.org/juice_from_concentrate.pdf>.