

DISMINUCIÓN DE LOS COSTOS DEL KWH FOTOVOLTAICO

Por **Dr. C. Daniel Stolik Novygrad***

*Instituto de Materiales y Reactivos, Universidad de La Habana

E-mail: stolik@imre.uh.cu; dstolik@fisica.uh.cu

Resumen

El trabajo en diversos acápite describe el estado del arte de la disminución de los costos de la energía fotovoltaica, como son: disminución de los costos FV, limitaciones del cálculo denominado nivelado (LCOE) del kWh, variante de cálculo del Wh FV. Costos por sectores (Utility, Industria, comercio, comunidad, residencial), costos por componentes de las instalaciones FV, división en costos duros (*hard*) y blandos (*soft*), comportamiento por países, costos de capital, influencia de la radiación solar en el costo del kilowatt hora. Inversiones de PPA (compraventa de energía), inversiones propias, costos del kWh en Cuba. Se concluye que la fotovoltaica irá disminuyendo sus costos, y se pronostica el escenario de aplicación favorable para Cuba.

Palabras clave: Costo de instalaciones FV. Costo, nivelado. Costo evitado, Costo del kWh FV. Costo inicial. Costos posteriores. Costos duros (*hard*). Costos blandos (*soft*), Inversión en PPA. Inversión propia. Influencia del nivel de radiación solar. Encarecimiento por aumento del WACC.

REDUCTION OF PV COSTS

Abstract

The work in various sections describes the state of the art of the decrease in the costs of photovoltaic energy, such as: Reduction of PV costs. Limitations of the calculation called levelized (LCOE) of kWh. Calculation variant of kWh FV. Costs by sectors (Utility, Industry, commerce, community, residential). Costs for components of PV installations. Division in hard (*hard*) and soft (*soft*). WACC- Behavior Capital costs Influence of solar radiation on the cost of kilowatt hours. PPA investments (Power Purchase Agreement). Own PV investments. kWh costs in Cuba. Conclusions.

Keywords: Cost of PV installations. Cost, level. Cost avoided, Cost of kWh PV. Cost starts. Subsequent costs Hard costs. Soft Costs, Investment in PPA. Own investment Influence of the level of solar radiation. Increase in WACC increase.

Introducción

Las aplicaciones fotovoltaicas comenzaron con la necesidad de generar electricidad en el espacio extraterrestre, a un enorme costo, pero pequeño comparado con el costo de cohetes, satélites y naves espaciales, el problema era de «tener o no tener» energía eléctrica al respecto. Posteriormente, más barato pero aún muy caro, en la década de los 80 comenzaron las aplicaciones FV en la superficie terrestre en lugares alejados de las redes eléctricas, por ejemplo, en faros marinos. Con la continua disminución de los costos FV se iniciaron las instalaciones conectadas a la red eléctrica, la que fue aumentando anualmente en forma vertiginosa para convertirse en el gran motor impulsor de la energía FV. Uno de los factores más decisivos para la disminución del costo FV fue el de los costos del

Watt pico (Wp) del módulo (panel) FV de silicio cristalino; por ejemplo, el de silicio poli cristalino, aproximadamente a puerta de fábrica ha tenido la siguiente impresionante evolución de costos en centavos de USD por Wp ([PVinsights, 2020]):

Cuadro 1

año	1995	2000	2005	2010	2015	2019
\$/Wp	800	500	300	180	56	19

Específicamente, las celdas de silicio cristalino componen actualmente alrededor de 96 % de la producción anual mundial de módulos FV. Fue determinante la disminución del costo FV debido a que el kg de silicio puro pasó en

2008 de superar los 400 USD, a unos 13 USD/kg en 2013 y hoy en 2020 está en algo menos de 8 USD/kg.

Toda esta evolución de costos más procesos de automatización fue motivando paralelamente un descomunal aumento de la producción de economía de escala y de instalaciones FV mundiales anuales, como se muestra a continuación en términos de MW:

Cuadro 2

	1995	2000	2005	2010	2015	2019
MW	64	440	1400	17 000	53 000	120 000

El kilowatt hora (kWh) fotovoltaico

El elemento central en el costo FV es el kilowatt hora (kWh) [Pvinsigts, 2020], cuyos promedios han dependido en varios factores [Stolik, 2016; 2012, 2012a]:

Cómo y cuánto se aplica. Costos de las componentes, celdas, módulos, inversores, entre otros. En el espacio extraterrestre o en la superficie del planeta. Remoto aislado o en las inmediaciones de la red. Conectado o no conectado a red. Centralizado o descentralizado. Instalación de nivel utility, residencial, comercial, industrial o social. Sistemas experimentales o reales. De pequeñas potencias, menores de 1kW, a plantas FV de cientos de MW.

Nivel de radiación solar del lugar, entre 750 kWh/m²/año y 2400 kWh/m²/año.

Momento: anterior, actual o pronóstico futuro. Duración en años del sistema fotovoltaico. Variantes de financiamientos. Conocimientos, experiencias y mejores prácticas alcanzados.

Cálculo del costo del kilowatt hora fotovoltaico

La fórmula para calcular el kilowatt hora durante toda la vida útil de una instalación fotovoltaica [Stolik, 2016a] es:

$$\text{Costo } (\$/kWh) = \frac{\$/kWp}{kWh / kWp} = \frac{\$}{kWh}$$

Donde:

\$/kWp es el costo total (inicial, posterior, costo de capital, etcétera)

kWh/kWp son las horas pico que genera durante toda la vida útil, que dependen del nivel de radiación solar del lugar y de la degradación del módulo. En el numerador se suman todos los costos y gastos; pero pueden existir compensaciones que se restan.

Costo nivelado

Para calcular el costo del kWh de electricidad, con fines comparativos entre distintas fuentes y combustibles, se ha utilizado una herramienta denominada como «costo nivelado» [Wikipedia, s/a], con el objetivo de definir el costo del kilowatt hora promedio por la vida útil de cualquier fuente de generación eléctrica. Para ello se han utilizado distintas variantes de fórmula, como:

$$LEC = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

Donde:

I_t Gastos de inversión en el año t

M_t Gastos de O-M año t

F_t Gastos de combustibles por años (en caso fósiles)

E_t Generación eléctrica por año t

r% de tasa de descuento

n años de vida útil del sistema

Otra variante de formula LCOE:

$$LCOE = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{A_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{M_{t,el}}{(1+i)^t}}$$

Donde:

I_0 : Erogación de la inversión inicial

A_t : Costos anuales (operación, mantenimiento) en toneladas

$M_{t,el}$: Energía eléctrica producida

i: % de tasa de descuento

n: años de vida útil del sistema fotovoltaico

t: año correspondiente de 1, 2, ...n

Existen otras variantes de fórmulas para el cálculo del LCOE como:

$$LCOE = \frac{\text{Costo del proyecto} + \sum_{t=1}^n \frac{AO}{(1+DR)^t} - \frac{RV}{(1+DR)^n}}{\sum_{t=1}^n \frac{kWh \text{ inicial} \times (1 - \text{Rango de depreciación del sistema})^n}{(1+DR)^t}}$$

Donde:

A_0 : Gastos de mantenimiento

R_v : Valor residual (ej.: reciclaje de muchas partes).

$$LCOE = \frac{PCI - \sum_{n=1}^N \frac{DEP}{(1+DR)^n} + TR + \sum_{n=1}^N \frac{LP}{(1+DR)^n} - \sum_{n=1}^N \frac{INT}{(1+DR)^n} + TR + \sum_{n=1}^N \frac{AO}{(1+DR)^n} + (1 - TR) - \frac{RV}{(1+DR)^n}}{\sum_{n=1}^N \frac{kWh \text{ inicial} \times (1 - \text{Rango de depreciación del sistema})^n}{(1+DR)^n}}$$

Donde:

- PCI: *Project Cost Investment Tax Credit* (proyecto con deducción de cuota)
- DEP: depreciación
- TR: *Tax Rate*(tipo impositivo de impuesto)
- LP: *Loan Payment*(pago por préstamos)
- INT: *Interest Paid*(desembolso por interés)

En las fórmulas se utilizaron distintas siglas para tasa de descuentos $r = DR = i$.

Con relación a las fórmulas anteriores de LCOE o costo energético nivelado, en el Investor Guide «New business models for PV international markets» de agosto de 2014, pág. 20 se plantea [New bussiness..., 2014]:

«Es importante notar que este método es una abstracción de la realidad con el propósito de comparar diferentes tipos de plantas generadoras, y no es apropiado para determinar la eficiencia de costo de una planta específica».

En otros trabajos [IEA, 2013; 2017] también se argumenta la complejidad de tomar decisiones de inversiones para la generación eléctrica de acuerdo con la diversidad de factores que influyen (Fig. 1).

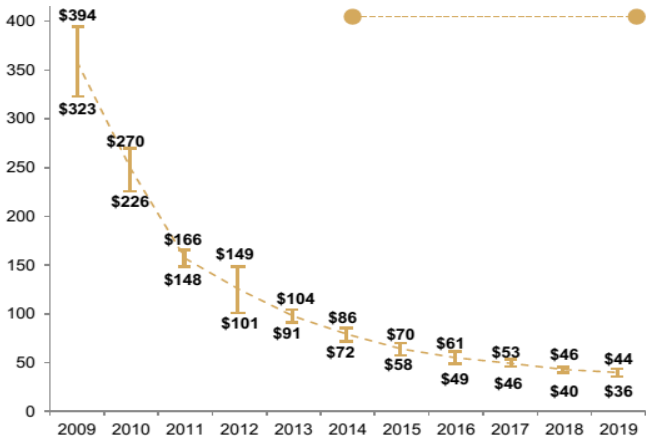


Fig.1. Evolución de costos del kWh FV de escala utility [IEA, 2013]. Fuente: Lazard, nov. 2019.

Según Lazard el costo del kWh FV pasó de estar como promedio entre 32,3 y 39,4 centavos USD/kWh en 2009, a entre 3,6 y 4,4 centavos USD/kWh.

Los costos records FV de nivel utility son aún más bajos en variantes de financiamiento en Contrato de compra de energía (PPA, Power Purchase Agreement) [Señal, 2018], según se muestra en la figura 2:

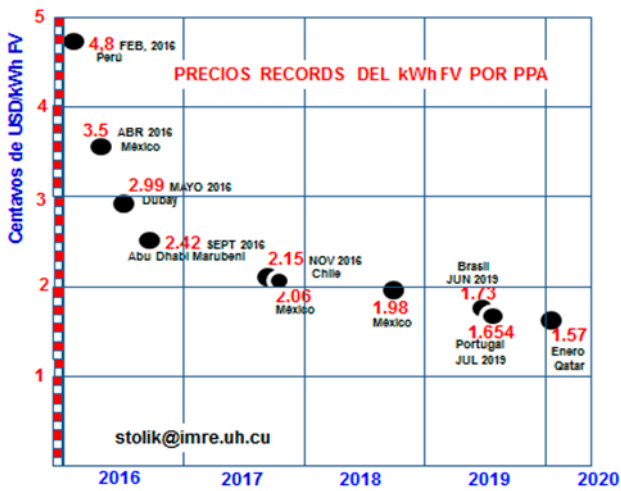


Fig. 2. Precios records del kWh FV por PPA.

En términos de potencia los costos de instalación en USD/kW, según Lazard [2019] por sectores muestran los rangos siguientes (Fig. 3).

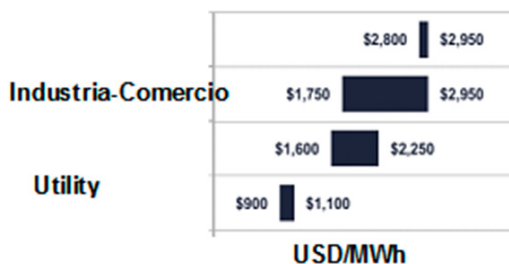


Fig. 3. Costos de instalación FV por sectores. Fuente: Lazard, 2019.

En términos de energía los costos por kWh FV generado por sectores [Lazard, 2019] son los siguientes (Fig. 4):

COSTOS FV NO SUBSIDIADOS	
Residencial	\$151 - \$242
Industria-Comercio	\$75 - \$154
Comunidad	\$64 - \$148
Utility	\$36 - \$44

USD/MW

Fig. 4. Costos del kWh FV por sectores. Fuente: Lazard, 2019.

Costo evitado

Para disminuir las limitaciones de los LCOE es necesario complementarla con el análisis del «costo evitado» (LACE-Levelized avoided cost of electricity), al que se puede acceder en [IEA, 2013, 2017]. Este elemento es muy apropiado para determinaciones económicas, ya que en parte depende de qué alternativas se quieren promover o sustituir y de la distribución de componentes existentes del MIX; de cuáles son las bondades o problemas de las tecnologías que se plantean aplicar; si la solución es nacional o de importaciones de las capacidades de energías primarias que se disponen, entre otros factores.

Para calcular el costo evitado es necesario precisar el costo del kWh de la fuente de generación eléctrica con que se compara la FV. Según cálculos del autor, actualmente en Cuba el costo del kWh FV es unas tres veces más barato que la del promedio fósil, diferencia que aumentará con el transcurso de los años, aspecto a tener muy en cuenta en la definición del aporte FV al desarrollo de la estrategia de la generación eléctrica del país.

Cálculo explícito del kilowatt hora fotovoltaico (kWh FV)

Para precisar el cálculo de los costos FV en Cuba de forma integral, es necesario tener en cuenta las características propias del país, así como los diversos costos de componentes y elementos relacionados con el posible desarrollo y aporte fotovoltaico a la problemática eléctrica. En la fotovoltaica, el peso mayor lo tiene el costo inicial, lo que permite tratar de evitar las sumatorias de las fórmulas LCOE antes referidas, con el objetivo de ofrecer a un escenario más claro de los cálculos de los costos,

$$\$/\text{kWh} = \frac{\text{Costo inicial} + \text{Tasas, préstamos} + \text{O-M}}{\text{kWh/kWp}} - \frac{\text{TAX al inversionista} - \text{Valor residual}}{\text{Horas pico de por vida: } 1\ 360 \times 25 = 34\ 000 \text{ (Teniendo en cuenta degradación temporal)}}$$

Fig. 5. Cálculo del costo de por vida del kWh FV.

Donde las componentes son:

Costo inicial: Módulos, inversor, estructura soporte, cableado obra civil, otros.

Tasa, préstamos: Financiamientos (Costos de capital, Créditos, Intereses, tasas de descuentos, WACC (*Weighted Average of Capital Cost*)).

O-M: Operación, Mantenimientos, Salarios.

Tax al inversionista: Impuestos Ganancias, Permisos, Arrendamientos.

Valor residual: Reutilización, Recuperación, Reciclajes.

En la fórmula de la Fig.5, en el numerador se suman:

- Todos los costos iniciales y posteriores (módulos, inversor, estructura, cableado, obra civil, instalación y montaje, labor, etcétera).
- Préstamos, créditos, otros financiamientos, tasas de descuento, otros del acápito WACC (costo promedio ponderado del capital), créditos.
- Operación y mantenimiento (O-M), que incluye salarios (para la fotovoltaica son la O-M menor de todas las fuentes de generación eléctrica).
- Costos por imprevistos que incluyen falta de experiencia del cliente receptor.

En el numerador se restan:

- Impuestos a pagar por el inversionista por ganancias, permisos y arrendamientos.
- Incentivos existentes en distintos países (la subvención mundial a los combustibles fósiles es mucho mayor que las de las FRE).
- Costos por reutilización, recuperación, reciclajes de partes de la instalación
- fotovoltaica, sobre todo al final de su vida útil.

En el denominador se expresa el costo kilowatt hora/ kilowatt pico, horas pico totales efectivas. Cuba tiene una radiación promedio de 1825 kWh/m2/año; pero debido a la degradación paulatina de la eficiencia del módulo de aproximadamente 20 % al cabo de entre 20 y 25 años, el autor toma aproximadamente 1360 kWh/kWp x 25 años = 34 000 horas. Para zonas con distinta radiación este parámetro cambia.

Costos duros (hard) y costos blandos (soft)

Es de gran utilidad dividir en dos grupos todos los elementos anteriores que determinan el costo total final de la instalación fotovoltaica, desde el costo inicial hasta durante toda la vida, denominados en el argot fotovoltaico: 1.-hardcost (costos duros) y 2.-softcost (costos blandos) [Señal, 2016].

Los costos duros (hardcost) están compuestos por componentes físicos tangibles: 1- Módulo FV, 2- Inversor FV, 3- EBOS (electric base of System) - componentes físicos eléctricos 4- SBOS - parte de componentes físicos de mecánica. O sea, el hardcost incluye todo lo relativo a equipamientos, dispositivos y partes de las instalaciones. En él se diferencian los módulos e inversores por sus características más comunes en costos y prestaciones, quedando varios aspectos agrupados en «otros hardcosts».

La relación de las componentes por concepto de «otros hardcost» (sin incluir módulos e inversores también del grupo «hard») es la siguiente:

- Cableado: cables CD y CA, conectores y cajas de strings.

- Estructura: sistemas de montaje, perfiles, fundamentos, materiales para estructuras e inversores.
- Seguridad: cercas, cámaras y sistemas de seguridad, equipamientos de protección y antiincendios.
- Conexión a la red: cables y conectores, switchgears, pizarras de control, transformador y subestaciones.
- Sistemas de monitoreo y control: metrología, sensores de irradiación y de temperatura, y sistemas de datos.

El soft cost incluye las componentes que dependen directamente de la labor y la mente humana como: 1- Márgenes, 2- Impuestos, 3- Cadena de suministros, 4- Miscelánea, 5- Permisos e interconexiones, 6- Diseño e ingeniería, 7- Instalación, mano de obra, O-M.

Desagregación de costos hard y soft por países

Para Cuba es sumamente importante analizar los costos divididos en hard y soft, ya que la importación y erogación en MLC coincide más con la parte hard, mientras que los gastos soft se pueden afrontar mayormente en CUP.

Además de que los costos actuales promedios FV se diferencian por sectores, también dentro de un mismo sector se diferencian notablemente por países. En el gráfico siguiente (Fig. 6) las grandes diferencias de costos totales FV en el sector utility en 19 países, desde 793 USD/kW en India a 2427 USD/kW en Canadá [Irena, 2016], desagregadas por las subcomponentes hard y soft.

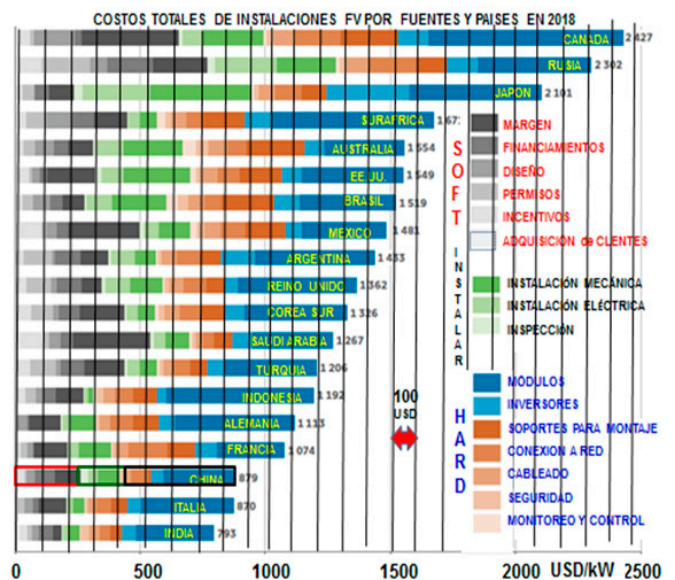
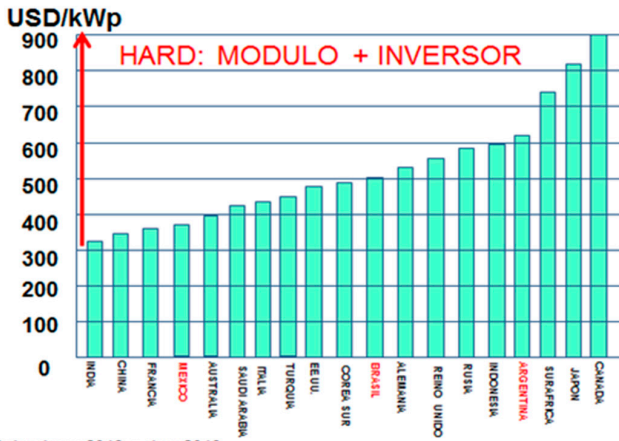


Fig. 6. Costos totales de instalaciones FV. Datos: IRENA 2019.

A continuación se analizan los comportamientos específicos de hard y soft para el disímil grupo de países abordados.

Hard cost por países

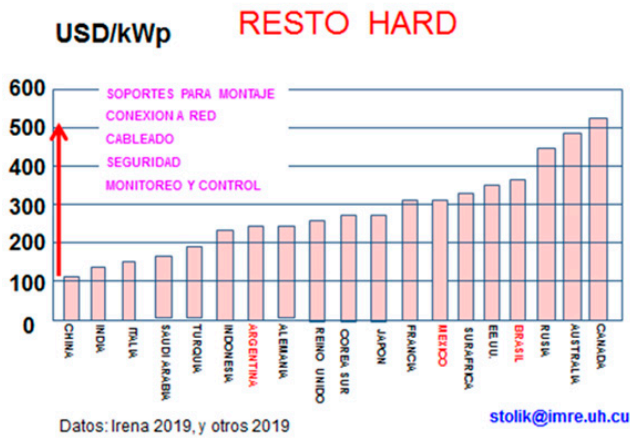
Comencemos por la parte de costos hard de módulos + inversores. En el gráfico de la Fig. 7 se muestra la notable diferencia por países de costos hard del módulo + inversor FV (entre unos 300 USD/kW y 900 USD/kW), según se puede apreciar en el gráfico siguiente:



Datos: Irena 2019, y otros 2019

Fig. 7. Costos de módulos + inversores.

Para el «resto hard» los costos por países van de unos 100 USD/kW, hasta unos 500 USD/kW (Fig. 8):

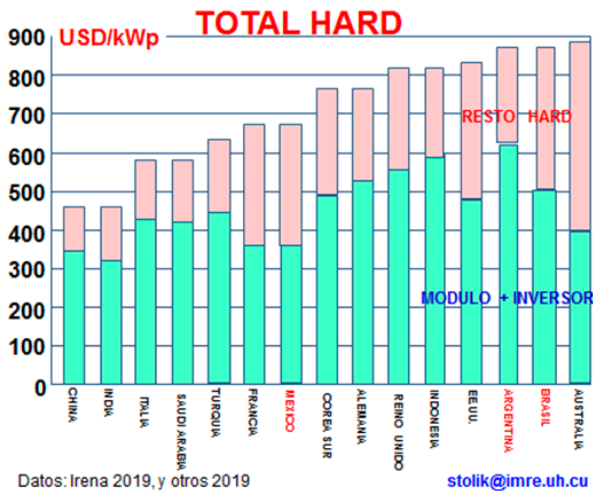


Datos: Irena 2019, y otros 2019

stolik@imre.uh.cu

Fig. 8. Costos del «resto hard».

Los costos FV de la suma total hard para 16 países con menos de 1000 USD/kWp de instalación se distribuyen de la forma siguiente (Fig. 9):



Datos: Irena 2019, y otros 2019

stolik@imre.uh.cu

Fig. 9. Costos del «total hard».

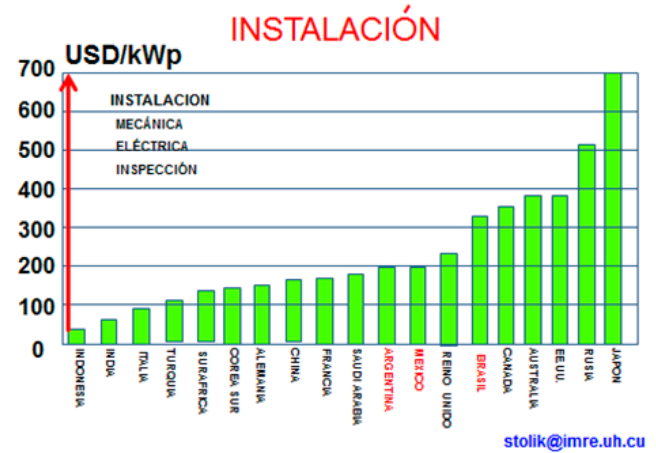
Hard cost en Cuba

En el gráfico de la figura 9 de costo total por *hard*, 16 países de referencia muestran un costo menor de 900 USD/kWp FV, son países disímiles en características de desarrollo económico y dimensiones. De lograr para Cuba un costo similar entre 500 y 900 USD/kWp, el rango de erogación correspondiente en divisas, teniendo en cuenta el nivel de radiación solar promedio, estaría entre 1,5 y 2,7 centavos de USD/kWh.

Softcost por países

El soft está relacionado directamente con lo que depende más de la actividad propia del hombre. Los costos de instalación están muy ligados a la labor de operarios y especialistas. En Cuba, de afrontar con buenas prácticas estos costos deben ser más bajos que los de países más desarrollados económicamente, los que se componen de:

- Instalación mecánica, construcción, accesos y trincheras para cableado.
- Instalación y montaje de estructuras, herrajes, módulos, inversores, conexión a red, transporte de componentes y equipamientos.
- Instalación eléctrica de CD (módulos, cableado), CA de sistemas de monitoreo-control y mediciones de comprobación.
- Inspección, supervisión constructiva, inspección de salud y seguridad.
- Los costos soft de instalación utility por países se comportan de la manera siguiente (Fig. 10):



stolik@imre.uh.cu

Fig. 10. Costos soft de instalación.

Se aprecia que los costos *soft* de instalaciones utility también se diferencian en un amplio rango.

Otros softcost (resto de softcost)

La relación incluye:

- Aplicación de incentivos: todos los costos relacionados con el cumplimiento de los beneficios emanados de las políticas establecidas.

- Permisos: todo tipo de autorizaciones para el desarrollo constructivo, de operación y regulaciones sobre el medioambiente.
- Diseños: costos sobre conceptos y detalles de los diseños. Costos de planificación y documentación. Costos de reconocimientos geológicos y de agrimensura.
- Adquisición de cliente: costos de convencimiento al cliente de los proyectos. Costos (de existir) de derechos de proyectos. Pagos por derechos de aprobaciones locales.
- Costos financieros: para el desarrollo, construcción y financiamiento del sistema fotovoltaico.
- Margen: para la empresa o empresas desarrolladoras del proyecto y construcción del sistema fotovoltaico, incluyendo ganancias, riesgos, finanzas, servicios al cliente, aspectos legales, recursos humanos, rentas, suministros de oficina, gastos de servicios profesionales corporativos y de matrículas de transporte.

El resto de costo soft se comporta según el siguiente gráfico de la Fig. 11:

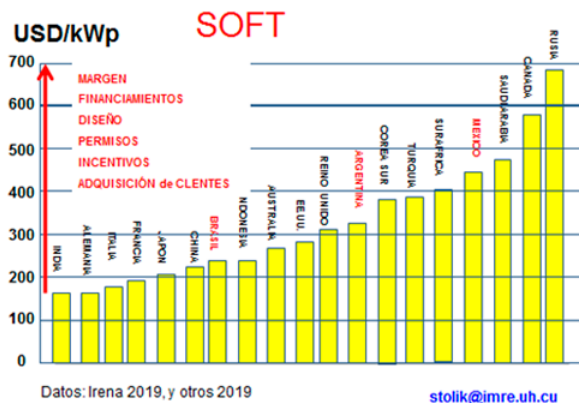


Fig. 11. Otros costos soft (sin incluir instalación).

El costo soft total

Es el resultado de sumar los costos soft de instalación + el resto soft, el objetivo con respecto a Cuba sería realizar todas las erogaciones y gastos realizarlo en CUP. Actualmente es muy difícil hacer el cálculo de estas inversiones, que también requiere de buenas prácticas al respecto, pero la diferencia es que la erogación en MLC sería mucho menor que la del *hardcost*,

Costos de capital

Con la disminución de los costos del sistema fotovoltaico, sobre todo los *hardcost*, la componente de costos de capital se ha convertido en uno de los factores de mayores costos de las instalaciones fotovoltaicas.

En la figura 12 [Clean technical, 2014], se plantea la influencia de los porcentajes habituales del *Weighted average cost of capital* (WACC), con tasas de intereses de 5%, 7,5% y 10% que origina sobre el porcentaje de todo el costo final de la instalación. En la figura se aprecia que 5% del costo total del sistema FV de WACC origina 33%, y un WACC de 10% origina costos mayores que el resto de todos los demás costos *hard* y *soft* juntos.

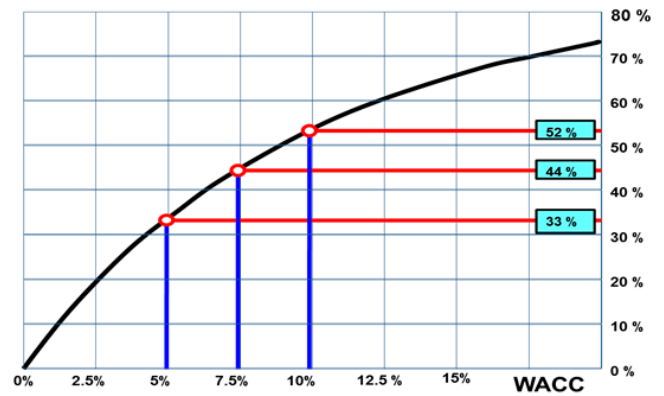


Fig.12. Costos de capital.

Aporte del WACC al costo del sistema fotovoltaico [Clean technical, 2014]. Fuente: Clean technical. 2014/Solar power costs headed toward 4C/kWh. Oct. 2014.

Es evidente que es al costo de capital un problema dominante donde se requiere la necesidad de disminuir al máximo posible en las inversiones el porcentaje del WACC, que exige realizar un profundo análisis de las variantes existentes con la concurrencia de especialistas en economía en el tema en cuestión.

Influencia de la radiación solar en el costo del kilowatt hora fotovoltaico

Suponiendo que para una radiación solar de 2400 kWh/m²/año se logre un rango de costos entre 2 centavos de USD/kWh y 5 centavos de USD/kWh, y que para todos los intervalos de radiación solar se mantenga igual costo del kWp FV en USD, en la figura 13 se muestra el aumento del costo del kilowatt hora para menores niveles de radiación solar. Es importante señalar que realmente la curva representada se aplatana algo, debido a una menor pérdida de eficiencia de las celdas fotovoltaicas con la disminución de la temperatura ambiente a menores niveles de calentamiento solar de los módulos.

La diferencia de costos para instalaciones similares en distintos países también influye en esos rangos. Aproximadamente, para Cuba, el encarecimiento podría estar en alrededor de 1 centavo de USD/kWh.

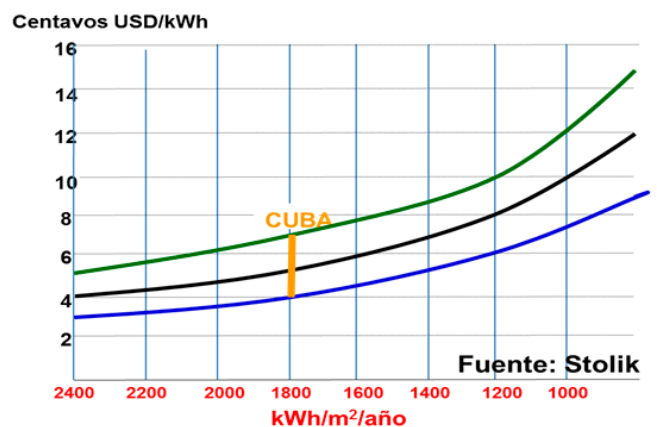


Fig.13. Influencia de la radiación solar en el costo del kilowatt hora fotovoltaico.

Conclusiones

Los costos FV divergen notablemente por sectores y por países.

Los costos en PPA, corresponden a la variante de compra venta de kWh FV inyectado a red, con financiamiento total de inversionistas extranjeros, los records en algunos lugares llegan a 2 centavos de USD por kWh, pero en Cuba de acuerdo con sus características, sobre todo de «país riesgo», debido fundamentalmente al bloqueo de los EE.UU, que impone un alto WACC, los cálculos del autor ubican convenir actualmente el pago de aproximadamente en unos 6 centavos USD /kWh.

La variante PPA permite una erogación paulatina en pago por kWh al inversionista extranjero, pero es más cara que asumir la inversión con desarrollo nacional.

De asumir toda la instalación FV por Cuba, la inversión en divisas se haría solamente para las componentes *hard* (módulo, inversor, cables, estructuras), aprovechando la oportunidad de los bajos costos, aunque con el reto presente de la falta de liquidez del país.

Por otra parte, asumir todo el *softcost* en moneda nacional, el rango de erogación correspondiente en divisas, teniendo en cuenta el nivel de radiación solar promedio, estaría actualmente entre 1,5 y 2,7 centavos de USD/kWh. El costo *soft* se afrontaría fundamentalmente en moneda nacional y no en divisas, proceso también que presenta el reto de hacerlo con buenas prácticas.

Todos los pronósticos señalan que la FV continuarán disminuyendo paulatinamente los costos FV. Mientras que los combustibles fósiles están destinados a continuar su aumento. Ambos comportamientos tributan con el tiempo a un mayor costo evitado fósil que propiciara el autofinanciamiento FV, tema que se aborda en [Stolik, 2019].

Referencias bibliográficas

- «Cleantechnica.com/2014/ Solar Power Costs Headed Toward 4c/kWh». Oct. 2014.
- IEA (2013). «Assessing the economic value of new utility-scale electricity generation projects». July, 2013.
- IEA (2017). «Levelized cost and levelized avoided cost of new generation resources in the annual energy outlook». April, 2017.
- IRENA (2019). 2016.
- LAZARD (2019). «Levelized cost of energy». Version 13.0.
- PVinsights (2020). En http://pvinsights.com/ES/All_Solar_PV_Price. Enero 2020.
- SEÑAL FV (2016). «Los costos *Hard* y *Soft* “Utility” por países». En *Señal FV*, no. 35. Sept. 2016. UNE.
- SEÑAL FV (2018). «La FV al comienzo de 2018». En *Señal FV*, no. 53. Enero, 2018. UNE.
- SEÑAL FV (2018a). «Costos kWh FV vs. fósil en 2018. 2da parte. En *Señal FV* # 57. Enero 2018. UNE.
- STOLIK D. (2012). «100 Preguntas y respuestas sobre la energía fotovoltaica. 1ra parte». En revista *Energía y Tú*. 2012, (58) (abril-junio). La Habana: Ed. Cubasolar.
- STOLIK D. (2012a). «La energía fotovoltaica». En revista *Energía y Tú*. 2012, (59) (julio-septiembre). La Habana: Ed. Cubasolar.
- STOLIK D. (2016). «La impresionante evolución del costo del kilowatt hora fotovoltaico». En *Señal FV*, no. 18, junio, 2016. UNE.
- STOLIK, D. (2016a). «Cálculo del Costo del kilowatt hora fotovoltaico». En *Señal FV*, no.26. Boletín *Gestión del conocimiento*. UNE. Junio, 2016.
- STOLIK, D. (2019). *Energía FV para Cuba*. La Habana: Ed. Cubasolar.
- WIKIPEDIA (s/a) En https://en.wikipedia.org/wiki/Cost_of_electricity_by_source
- «New business models for PV international markets». Agosto, 2014.p 20.