



Vitecfv # 17. COSTOS FV 2020

DR.C. DANIEL STOLIK

FEBRERO 6 2021

Durante muchos años han sido sistemáticos los análisis que hemos realizado y distribuido sobre los distintos aspectos relativos al costo de la energía FV, en particular del kWh FV, a las componentes, por sectores, sus cálculos, teniendo en cuenta costos del Wp, yield kWh/kWp, WACC (weight average capital cost), entre otros aspectos.

Hacia marzo del 2016 exponíamos en la Señal FV 9, los siguientes costos del kWh FV por sectores:

CENTAVOS DE USD/kWh	INSTALACIONES FV EN:
De 5.8 a 7	PARQUES FV
De 7.8 a 13.6	TECHOS SOCIALES
De 10.9 a 19.3	TECHOS EN INDUSTRIAS Y COMERCIOS
De 18.4 a 30	TECHOS RESIDENCIALES

Fuente: "Levelized Cost of Energy Analysis version 9.0. nov. 17, 2015.

En el libro Energía FV para Cuba se muestra el cúmulo de aspectos relacionados con costos y financiamientos FV, conveniencia de dividir los mismos en costos blandos y duros.

Más recientemente en noviembre 2020 presentamos una actualización en el vitecfv # 4 sobre Penetración y costos por componentes FV donde se planteaba que: De contar con una radiación solar de 4 horas pico/día, 1440 al año y 36 000 horas pico en 25 años, la erogación en MLC por costo del kWh FV, podría ser menor próximamente, de 2 centavos USD/kWh FV.Y que....De acuerdo con un análisis de los pronósticos de disminución de costos FV, el costo duro (hard) por kWp para Cuba puede fluctuar entre 2021 y 2030 de la siguen forma:

Año	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
USD/kW	700	650	600	550	500	450	400	400	400	400

También en dicho vitecfv # 4 se ofrecía un CALCULO DE VARIANTE DE ESTRATEGIA FV PARA TODOS LOS SECTORES por:

- Año. - Costo "HARD" anual en USD/kWp. - Financiamiento de nuevas instalaciones anuales FV (en millones USD). - Potencia FV instalada anualmente en MWp. - Potencia acumulada instalada anual en MWp. - Costo fósil evitado anualmente (en millones USD), donde se hacía notar que el autofinanciamiento se incrementa rápidamente con el paso del tiempo, que en 2024 podría ser de un 90% y a partir de 2025 se autofinanciaría en más del 100 % por costo fósil evitado.

En el vitecfv # 15 de Enero 31/2021 continuó el análisis de los costos por sectores, donde se sugiere que:

- El número de parques FV de nivel utility podría tender de 200 a 300 para 2030, con potencias promedio entre 5 y 10 MW (algunos más), se debe tratar, siempre que sea factible, de escalar la generación FV a mayores potencias de los parques actuales de menos potencia FV distribuido por todo el país.
- El aporte del sector industrial a la generación FV puede tender paulatinamente a entre un 20 y un 25 % hacia el 2030. El potencial de este sector es de varios cientos de grandes comercios y de muchos miles más pequeños (incluyendo comercios cuentapropistas), la FV en este sector debe ir aumentando, con la tendencia de aportar de un 10 a un 15 % de la generación FV hacia el 2030.
- El costo FV para el sector residencial podría tender por compra mayorista de componentes en MLC a una erogación para el país menor de 5 centavos USD/kWh FV sufragado por los propios clientes con la tendencia de continuar disminuyendo.

En esta ocasión reflejaremos los costos actuales del aporte de las componentes de importación en MLC (módulos, inversores y resto de hard) al costo del kWh de generación FV, para demostrar que puede ser menor de 3 centavos de USD/kWh, con la tendencia a 2 centavos de USD y a más largo plazo a 1 centavo/kWh. El hincapié se hace en los costos de insumos de importación ya que el problema de liquidez más agudo es el de la erogación en MLC.

ACTUALIZACIÓN DE COSTOS EN CUBA

De acuerdo con las características de Cuba se impone realizar una valoración y análisis para minimizar costos de muchos componentes de los sistemas finales FV, relacionados a continuación para el nivel utility.

COSTO SISTEMA FV LLAVE EN MANO NIVEL UTILITY

Equipo (\$/W)	EPC + Costos Blandos	Conexión
<ul style="list-style-type: none"> • Módulos FV • Estructuras de montaje • Inversores • Interruptores • Cajas de conexión • Cableado • Transformador de Medio Voltaje • Equipo Monitoreo/ Estación meteorológica • Transporte • Resto del Sistema 	<ul style="list-style-type: none"> • Diseño • Ingeniería Eléctrica • Gestión de proyecto • Margen del EPC • Obra civil • Topografía • Permisos, inspecciones • Movilización y desmovilización • Caminos de acceso • Estudios geotecnia • Concreto • Alambrado perimetral • Nivelación del terreno • Control de vegetación • Seguridad • Alquiler de equipos y consumibles 	<ul style="list-style-type: none"> • Estudio de conexión a red: \$/kW • Inspección de la conexión: \$/kW • Tarifa de conexión: \$/kW • Permisos : \$/kW • Conexión a la red de alta tensión: \$/kW • Compra o alquiler de terrenos • Puesta en marcha
	MANO DE OBRA <ul style="list-style-type: none"> • Instalación de módulos • Instalación de bastidores • Pilotaje • Instalación del resto del sistema • Instalación caja de conexión • Instalación del inversor • Interruptores • Monitoreo /estación meteorológica 	

Como hemos analizado anteriormente, los costos FV por sectores son disimiles por países, no tanto para el nivel utility, para el cual exponemos a continuación un ejemplo aproximados de buenas prácticas de costos porcentuales actuales.

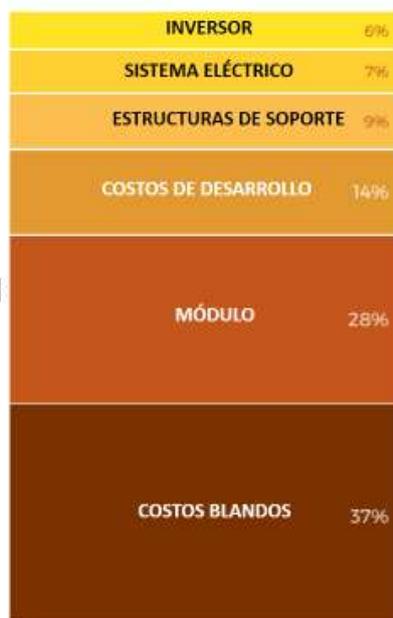
EJEMPLO DE COSTO DE SISTEMA FV

- Costos de desarrollo
- Costos blandos
- Sistema eléctrico
- Estructuras de montaje
- Inversor
- Módulo

\$ 0.89/Wdc
CAPEX total

Los costos de desarrollo incluyen: permisos e interconexión, cadena de suministro, logística, costos generales y margen, diseño e ingeniería, obra civil, impuestos.

Los costos blandos comprenden la mano de obra.

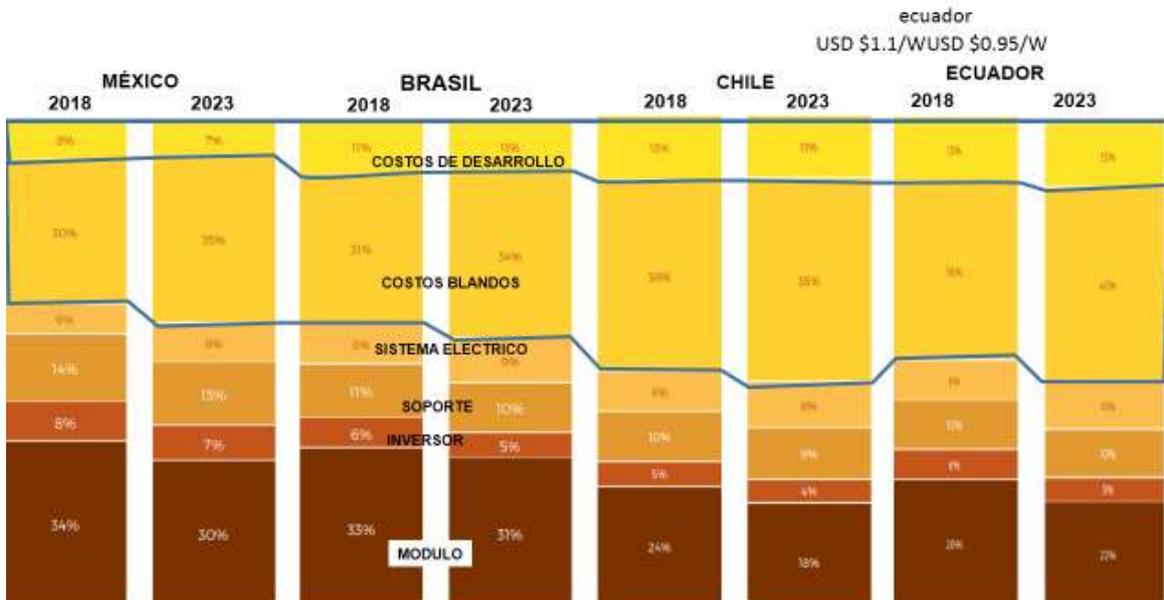


Del gráfico anterior se desprende que para un costo total FV aproximado de 0.90 USD/Wp, o sea: 900 USD/kWp, los costos por componentes referidos son los siguientes:

Costos	USD/kWp
Blandos	329,30
De desarrollo	124,60
Modulo	249,20
Inversor	53,40
Sistema eléctrico	62,30
Estructuras soportes	80,10
Total aproximado	900.00

Nótese (en rojo) que los costos blandos y de desarrollo, más susceptibles de afrontar costos en CUP suman unos 454 USD/kWp, aproximadamente la mitad del costo total de la instalación FV, color azul se muestran los costos de insumos tangibles.

Realmente el compartimiento de los costos fluctúa por países, como se muestra continuación para algunos países de América Latina:



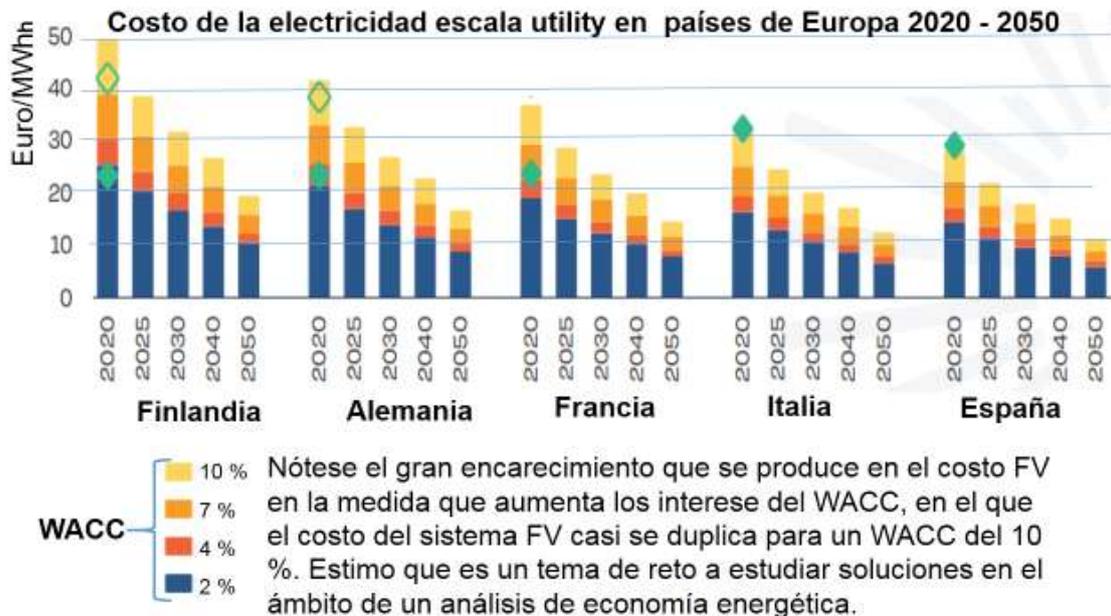
Nótese en todos los casos el gran aporte de los costos de desarrollo más los blandos, los que de acuerdo con la lección aprendida por la UNE en el diseño, montajes y O-M de un 80 % de los 207 MW FV instalados en unos 70 parques FV por todo el territorio nacional, tributa a la posibilidad tecnológica para que ambos puedan ser financiados en gran parte en moneda nacional (CUP).

ASPECTO FINANCIERO

Con la disminución de los costos del sistema fotovoltaico, sobre todo los costos duros (*hardcost*), la componente de Costos de Capital se ha convertido en uno de los factores de mayores costos de las instalaciones fotovoltaicas. En el libro FV para Cuba , también en Ecosolar # 70 , 2019,pag, 27-33, se plantea la influencia de los porcentajes habituales del Costo Ponderado (*Weighted average cost of capital - WACC*), con tasas de intereses del 5 %, 7.5 % y 10 %, donde se aprecia que para el 5 % de WACC se origina el encarecimiento en un 33 %, del costo total del sistema FV y para un WACC de 10 % origina costos mayores que el resto de todos los demás costos (*hard y soft* juntos).

Los países con menores costos de instalaciones FV tienen % de WACC muy bajos y los intereses con frecuencia se pagan en bancos nacionales, que no originan evasión de MLC. En el caso de Cuba, asediada por el bloqueo, lamentablemente cataloga con relación al otorgamiento de créditos e inclusive de los Contratos de Compra Venta de Energía Eléctrica (PPA) como país de mucho riesgo económico, aspecto que por lo general plantean altos WACC con gran encarecimiento de los costos FV y que complican más la falta de liquidez en MLC. Por ello, por difícil que sea, se hace necesario seleccionar la vía para un esfuerzo de financiamiento propio, importando estrictamente lo que no podamos resolver en el país, lo que en gran parte se refiere a los módulos e inversores FV y en segunda instancia de no poder hacerse en el país, a insumos eléctricos (como cableado) e insumos mecánicos metálicos (como estructuras soportes). Recalamos que los aspectos de diseño, instalación, montaje, O-M, y otros aspectos que dependen fundamentalmente de labor humana se deben viabilizar con financiamiento en moneda nacional (CUP). Por supuesto que es una tarea nada fácil, pero a favor del criterio, que con tremendo esfuerzo, se debe dedicar un financiamiento en MLC a la FV, está el hecho, a diferencia de otros tipos de importaciones, que la erogación en componentes de costos duros FV motiva la sustitución de importación de combustibles fósiles, de tal forma que al cabo de pocos años, las instalaciones FV que se añaden cada año se autofinancian con el costo evitado de los fósiles.

Entre las oportunidades para el desarrollo FV en Cuba se encuentra el poder sacar conclusiones de buenas prácticas de países que han alcanzado un mayor desarrollo FV, a estos efectos se muestran costos alcanzados que además proyectan abarataamientos en los próximos 4 años y validan muchos de los aspectos a tener en cuenta en países que se han iniciado con posterioridad, como Cuba, a este proceso. Sobre todo, como se corrobora el notable incremento de los costos FV que se provoca con los tramos de aumentos del WACC entre 2 y 10 %:



Fuente: Outlook Solar Power Europa 2020

En el gráfico se muestra que en 2020 el costo del sistema FV para un WACC del 2% es menor de 3 centavos de euro por kWh FV para Finlandia, 2 para Alemania y menos para Francia, Italia y España. Se aprecia el pronóstico de como continuará disminuyendo el costo hasta el 2050 y también como para un WACC del 10% el costo prácticamente se duplica. Por cierto los yield de los países relacionados son para

Italia y Francia de un promedio de 1160 kWh/kWp , Alemania 978 y Finlandia 875 kWh/kWp, mientras que el promedio de Cuba es de unos 1480 kWh/kWp.

EL COSTO DEL MODULO FV

El costo del Wp del modulo FV ha disminuido sostenidamente como hemos monitoreado durante muchos años y ha sido uno de las causas más importantes para el abaratamiento del kWh FV. Los costos actuales (Febrero 2021) a puerta de fábrica, los costos mayoristas de módulos de silicio cristalino son los siguientes .

En centavos de USD por Wp

tipo	máximo	mínimo	promedio
polycristalino	20	16	16,7
monocristalino	31	17	18,3

En los mercados FV se aprecia un acercamiento del costo mono cristalino al poly, que por disponer de mayor eficiencia, se hace recomendable para el aumento de la generación por unidad de área , por ejemplo en techos y cubiertas.

Actualmente han aumentado las alternativas de ofertas de módulos con mayor potencia, como se muestra a continuación, todas de tecnología PERC monocristalinas, costo mayorista.

en centavos de USD por Wp

Obleas de Si	Potencia Wp	máximo	mínimo	promedio
158 mm	405-445	35	18	19,2
166 mm	440-445	35,5	17,5	20,1
182 mm	535-540	35	20	22,1
210 mm	590-595	35	21	25,8

Otro aspecto que también tributa en gran medida al abaratamiento de la FV, además de los anteriores (financiamientos en MN y MLC por componentes, disminución del WACC por esfuerzo propio). es el de la compra spot mayorista a puerta de fábrica,.

El costo del flete incrementa un poco el costo de compra spot en economía de escala a puerta de fábrica, pero también es más barato cuando se importa en grandes cantidades y no en forma atomizada. Actualmente para el traslado vía marítima desde Quingdao en China hasta Mariel, el costo aproximado del contenedor de 20 pies es de 2 040 USD/contenedor y el de 40 pies 3405 USD. En este último caben entre 600 y 720 módulos FV en dependencia del área y potencia de los módulos. Aproximadamente se pueden trasladar un total 250 kWp de módulos FV por contenedor. El cálculo muestra que el aumento del costo del Wp puesto en Mariel es aproximadamente de 1,5 centavos de USD/Wp. Por ejemplo, 4 contenedores suman 1 MWp para parques FV o también para unas 500 instalaciones de 2 kWp cada una del sector residencial. La compra unificada en empresas importadoras-distribuidoras y comercializadoras, tributa a este abaratamiento también.

COSTOS FV POR SECTORES

Como hemos reflejado en múltiples análisis anteriores y sus causas, el costo de instalación del kWh FV generado más barato corresponde a las instalaciones de nivel utility y se va encareciendo para los sectores industrial - comercial , y mas para el residencial, la diferencia entre los extremos (mínimo utility vs máximo residencial) varía notablemente, para algunos países se estrecha notablemente mientras que para otros es mas del doble. Para Cuba otro reto es estrechar el margen entre los costos por sectores, a este propósito contribuye el hecho de realizar las compras e importaciones en grandes cantidades, no mediante picotillos, sino a través de

empresas mayoristas y distribuidoras con empresas mayoristas, con medidas como las expuestas en el vitecfv #15 y en este # 17. La definición concreta de los costos por cada sector es sumamente compleja, no obstante están presentes aspectos para Cuba que pueden ayudar al establecimiento de costos aproximados entre los sectores, como: Rango de gran homogeneidad del yield (kWh/kWp) para todo el país y la compra e importación conjunta de componentes en MLC para todos los sectores, medida que tributa a disminuir notablemente la diferencia de los costos en divisas.

Aunque estrechemos al máximo la diferencia de los costos por sectores es muy difícil que se igualen debido a distintas causas relacionadas con la economía de escala propia de cada sector. Para definir una diferencia adecuada, tendiente para que sea la menor posible, estimo partir de los costos promedios del nivel utility, que son los más evidentes actualmente y definir un encarecimiento para el resto, que puede ser a partir de multiplicar el costo utility por un factor, como por ejemplo (sujeto a cambio): 1,1 para industrial-comercial y 1,2 para residencial y social, más un cierto nivel de reserva o imprevistos. Este sería un procedimiento que ayudaría a la planificación de los financiamientos FV por sectores.

EROGACIÓN EN MLC

Todos los costos y financiamientos son importantes para el desarrollo de la estrategia FV, pero de las diferentes barreras, la mayor de todas es la falta de liquidez en MLC. Analicemos los resultados esperados de acuerdo con las inversiones en MLC, con los costos aproximados de los módulos mostrados anteriormente, así como de las características del país: Yield promedio 1480 kWh/kWp y de 1350 kWh/kWp teniendo en cuenta la pequeña disminución anual de la eficiencia del módulo. Vida útil de los módulos actualmente 30 años. Horas pico en 30 años : 40 0000 horas.

Costos de importación en MLC en 2021

Costos en USD	USD/kWp
Módulo	250
Módulo a los 15 años	200
Inversor	55
Sistema eléctrico	60
Estructuras soportes	80
Imprevistos	55
Total	700

RESULTADOS APROXIMADOS SUJETO A MODIFICACIONES:

Para nivel utility (financiamiento presupuesto país):

- Costo de instalación en MLC (sin incluir los costos en MN (CUP)
500 USD/kWp
- Costo del kWh en USD y módulo en 15 años. (Sin CUP)
1,75 centavos USD/kWh.

Para nivel Industrial y Comercial (financiamiento presupuesto país + cliente sectorial)
(multiplicando por 1.1) 1,92 centavos USD/kWh

Para nivel Residencial y Social (financiamiento por el cliente)
(multiplicando por 1.2) 2,1 centavos USD/kWh

Los costos FV continuarán disminuyendo, ya más ligeramente, en los próximos años. Ver la disminución de las subvenciones y la aparición del autofinanciamiento FV en Energía FV para Cuba.