



vitecfv # 34 APORTE FV A LA TRANSICIÓN DEL MIX

DR.C. DANIEL STOLIK

18 MAYO 2021

En este vitecfv # 34 exponemos íntegramente, por mostrar plena vigencia, la Señal FV # 81 de febrero 2020, año en que se terminó la secuencia de las señales FV y comenzó las de las vitecfv en noviembre 2020. Debido a su extensión veremos en vitecfv # 35 algunas actualizaciones, pero sobre todo el aporte de la FV en Chile y la práctica de utilizar el mínimo técnico de las centrales termoeléctricas en función del aumento del aporte de la FV y la eólica.

SEÑAL FV # 81 Dr. Daniel Stolik. Vigilancia tecnológica de la Consultoría FV.
24 Febrero 2020

APORTE FV A LA TRANSICION DEL MIX

A partir del año 2016 en un gran número las Señales FV abordamos la posibilidad de aumentar la penetración-integración FV de corto, mediano y largo plazos, así como las importantísimas y necesarias aplicaciones del almacenamiento eléctrico vía FV en función de: 1.- Aumento de la generación

Recordemos lo planteado textualmente hace 3 años en la pag. 3 de la Señal # 52 de enero 2017 sobre "COSTOS FV Y NUEVO PARADIGMA DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA (que se expone a continuación en letra cursiva):

PARADIGMA ACTUAL: *El desarrollo de la electricidad se ha basado en un sistema de generación de carga base, media y de pico, que ha obedecido a utilizar la fuente más barata durante prácticamente las 24 horas del día, fundamentalmente el carbón y la nuclear, Cuba no tiene ninguna de estas dos y utiliza, con este fin, el petróleo crudo cubano, que se utiliza muy poco con este objetivo en el resto del mundo. Cuba tiene uno de los costos de generación del kWh fósil más altos del mundo.*

LA TRANSICIÓN: *Actualmente en muchos países el costo del kWh FV "utility" (también la eólica) es más barato que el kWh de combustible fósil, incluyendo el carbón y la nuclear, ambas (FV y eólica) continuarán aumentando su % en el mix, se irán introduciendo en las funciones que tiene el baseload de una forma más barata que irá cambiando el paradigma actual de la generación eléctrica (base, media y de pico), pero como son intermitentes habrá que ir paulatinamente a una transición de generaciones flexibles complementarias, desde cambios posibles en los mínimos técnicos de plantas termoeléctricas de "base load" hasta, otras de arranques rápidos, explotando al máximo la correspondencia de consumos diurnos (carga-radiación solar), autoconsumos FV, almacenamiento, automatización entre otros factores. Este periodo de transición, en forma diferenciada de acuerdo con las características propias de cada país durará varias decenas de años.*

PARADIGMA FINAL: *El objetivo es llegar en un futuro al consumo de energía (no solo electricidad) al 100 % renovable, con relación a este aspecto, la gran diferencia de los estudios y argumentos está en el periodo de tiempo que durará el periodo de transición, unos más escépticos plantean más de 100 años, otros más optimistas como el expuesto en extenso análisis de más de 200 páginas recién publicado en noviembre de este año (2016) por la Universidad de Stanford por 26 especialistas de EEUU, Alemania y otros países, donde plantean un posible 100 % para el año 2050 para 139 países analizados, teniendo en cuenta un*

argumento sobre que el problema para alcanzar este propósito es más bien de política que tecnológico.

CONCLUSIÓN: Independientemente de las discusiones actuales, lo más importante es definir las posibilidades del periodo de una real transición energética a fuentes renovables de energía de acuerdo con las condiciones concretas de cada país. Se está haciendo un gran esfuerzo en el país con este propósito, hay una estrategia definida en Cuba para el 2030. El MINEM, la UNE y otros centros de I-D, están haciendo un arduo trabajo al respecto, con vistas a lograr el objetivo planteado. El vicepresidente del Consejo de Ministros y Ministro de Economía y Planificación Ricardo Cabrisas Ruiz, en su presentación del informe en la ANPP sobre los resultados económicos del año 2016 y propuesta de Plan para el año 2017 planteaba lo siguiente:

“En la sustitución de importaciones, papel determinante y priorizado corresponde al desarrollo de las Fuentes Renovables de Energía (FRE), más aún en la coyuntura actual y perspectiva respecto a los precios del petróleo y sus derivados, programa que además cuenta con la política aprobada en proceso de instrumentación y con indicaciones precisas de acelerar este proyecto para alcanzar el objetivo de que la matriz energética del país se nutra de las FRE, en **NO MENOS** de un 24% ANTES del AÑO 2030”. (Hasta aquí la cita del Ministro Cabrisas),

En el Decreto Ley 345 firmado por el Presidente del Consejo de Estado de la República de Cuba Raul Castro Ruz, sobre la contribución de las fuentes renovables de energía, para elevar su participación en la matriz de generación de energía eléctrica, se plantea una proporción **no menor** al 24 por ciento en el año 2030

Hace tres años en la Señal # 52 concluíamos:

Con relación a la FV, es criterio nuestro que la generación eléctrica FV puede elevarse mucho más de lo planteado hasta ahora, a lo que dedicaremos próximas publicaciones con argumentos, niveles de detalles de todo tipo, como costos, niveles de penetración e integración, desarrollos tecnológicos, mejores prácticas, fuentes de financiamientos, estado del arte, entre otros aspectos producto de nuestros estudios y de la vigilancia tecnológica integral que mantenemos sobre la temática FV en forma constante por más de 30 años.

Actualización de lo expresado hace TRES años:

La transición energética depende en gran medida de los costos FV que han continuado su disminución, lo que influyó en el abaratamiento de las celdas. Por ejemplo la evolución de los rangos de costos del silicio puro grado solar (SOG) en los últimos 3 años disminuyeron más de la mitad de acuerdo con el siguiente comportamiento:

	mínimo USD/kg	máximo USD/kg	Promedio USD/kg
Febrero 2017			
Silicio Sog	17.50	13.50	15.7
Si. Sog de 2da.	16.50	11.80	13.24
Febrero 2020			
Silicio Sog	9.5	5	7.07
Si. Sog de 2da.	6.55	3.9	4.82

El SOG de 2da es algo menos puro y se utiliza como adición al más puro, lo que se refleja en celdas más baratas pero de un poco menos eficiencia, en dependencia si es para celdas mono o policristalinas.

El abaratamiento de las celdas FV a su vez produjo la disminución de los costos de los módulos FV. Por ejemplo el comportamiento para los de celdas policristalinas, el costo por Wp a puerta de fábrica es el siguiente:

	Centavos de USD/Wp	Centavos de USD/Wp	Centavos de USD/Wp
Módulo poli Si	máximo	mínimo	promedio
Febrero 2017	41	31	35
Febrero 2020	30	17	18,5

NOTA ACTUAL: Los costos del Sog se han encarecido últimamente por varios motivos que analizaremos en próxima vitecfv, no obstante el incremento de los costos de los módulos FV ha sido mucho menor. Se pronostica que con el aumento sostenido de la producción de Sog continuará la disminución de los costos de los módulos FV.

El costo final de una instalación FV depende de muchos factores ampliamente tratado en "Energía FV para Cuba" en sus componentes de costos duros (hardcost) y blandos (softcost).

COSTO EN CUBA DE LA CELDA FV EN TÉRMINOS DE kWh.

Si suponemos que debido a pérdidas existentes (normales para un PR-performance ratio-mayor del 80 %), la radiación solar "útil" es de un 25 % de los 1825 kWh/m²/año de radiación promedio horizontal de Cuba, entonces el total de horas pico de generación FV durante 25 años de vida útil del módulo y sus celdas es aproximadamente de 35 000 horas. Si también estimamos que de los 18.5 centavos USD/Wp del costo del módulo, 10 centavos USD/Wp corresponden al costo de la celda FV, entonces el cálculo del costo de por vida específicamente de la celda FV poli cristalina es de:

$$\text{Costo (\$/kWh)} = \frac{\$/kWp}{kWh/kWp} = \frac{10\,000 \text{ centavos USD/kWp}}{35\,000 \text{ h}_{\text{pico}}}$$

O sea, que para los módulos de Si-poli la celda FV aporta solamente unos 0.3 (menos de medio centavo) de USD/kWh al costo de por vida ponderado (nivelado) del costo total del kWh FV. Para el costo del propio módulo el cálculo es de 0.53 centavos USD/kWh. Para un costo mayor del módulo Si-poli de 30 cts.Wp, el costo por kWh sería de unos 0,86 cts.USD (todavía menos de un cts USD/kWh). Si el costo de la celda lo estimamos en 15 cts USD/Wp el kWh sigue siendo menos de medio centavo de USD. En los últimos años las instalaciones FV en Cuba han comenzado a crecer, tendencia que debe seguir aumentando de acuerdo con la política de desarrollo de las FRE.

Para Cuba también es importante el desarrollo mundial porque tributa a costos FV menores y a la adopción de ejemplos bien seleccionados de mejores prácticas. Mundialmente las instalaciones FV superaron los 120 000 MWp, entre 2016 y 2019 las instalaciones FV acumuladas cada año se duplicaron.

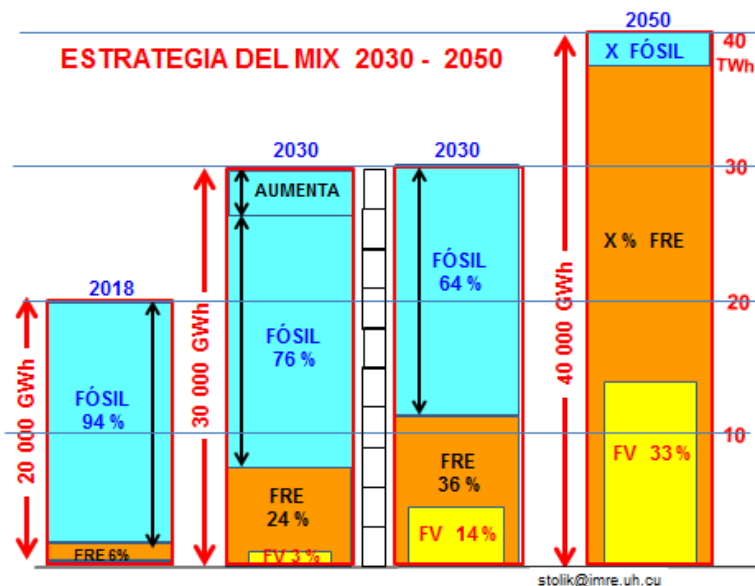
El pronóstico de las instalaciones anuales es de continuar creciendo, a más de 200 000 MW cada año a partir de aproximadamente el 2025. La estrategia FV depende para cada país de características.

ESTRATEGIA FV PARA CUBA.

En varias Señales FV y en "Estrategia FV para Cuba" planteamos la necesidad de aumentar el plan para el 2030 de 700 MW FV, que representaría aproximadamente el 3% de MIX. Es muy importante lograr el ahorro máximo de consumo de combustibles fósiles por vía de la eficiencia energética, que puede tributar a una disminución del consumo de electricidad, no obstante se hace necesario aumentar el consumo de electricidad, que en unos diez años ha crecido el doble en el sector residencial pero

prácticamente no ha aumentado en el sector industrial, por lo que para un mayor desarrollo económico del país se necesita aumentar el suministro eléctrico al respecto. Según una generación eléctrica hacia el año 2030 de unos 30 000 GWh/año y el 24% en FRE (3 FV, 6 eólicas y 14 bioenergía), el propósito de la estrategia de disminuir en términos absolutos los GWh de consumo de combustibles fósiles para las generación eléctrica no se cumple. Para que se consuma en 2030 una cantidad similar de fósiles a la actual, o sea sin crecer ni disminuir, se necesita que la generación de FRE sea de aproximadamente para el 2030 de un 36%, lo que representa un enorme reto.

En "Energía FV para Cuba" planteamos los elementos necesarios para que la energía FV pueda hacer un aporte al respecto, por ejemplo, generar hacia 2030 unos 3000 MW FV que representaría aproximadamente un 14 % del MIX, 1500 MW en parques FV y 1500 en autoconsumo, sobres todo en industrias, comercios y social. Posterior al 2025 el costo del kWh FV debe estar por debajo de los 3 centavos de USD/kWh y después del 2030 en no más de 2 centavos USD/kWh, por lo que de aumentar las instalaciones a unos 300 MW/año y mantener fija ese nivel de instalaciones anuales, la FV puede tributar hacia 2050 aproximadamente el 33 % del MIX. En el siguiente esquema se ejemplifica dicha estrategia, la que seguramente puede tener variantes al respecto



EL PROBLEMA DE LA INTERMITENCIA

Ya en otras Señales FV y en "Estrategia FV para Cuba" habíamos propuesto 20 medidas de costos a corto, mediano y largo plazo conducentes a elevar sustancialmente la penetración-integración FV al SEN. Una de ellas es la utilización, durante una etapa durante muchos años de transición, de plantas flexibles termoeléctricas, mientras vayan aumentando otras medidas, como por ejemplo, por abaratamiento del almacenamiento eléctrico.

En la generación eléctrica FV podemos diferenciar la influencia de dos tipos de intermitencias una fija y conocida como día-noche y otra aleatoria debida fundamentalmente al paso de nubes, ambas pueden ser resueltas con la gestión del DNC, tanto con plantas flexibles termoeléctricas como al poder ser diferidas en horas por almacenamiento eléctrico, ambas muy importantes.

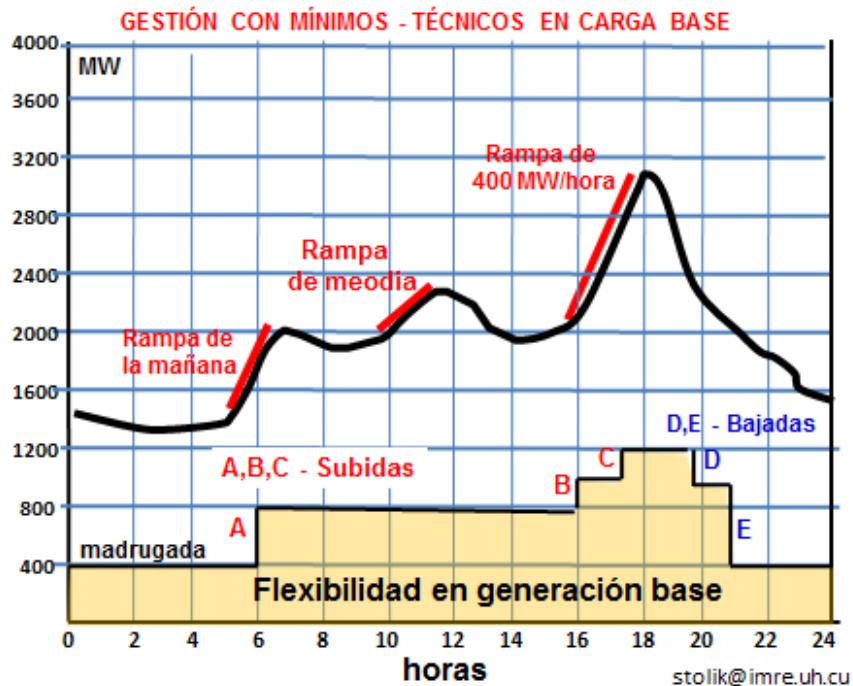
En esta ocasión nos referiremos solamente al de plantas flexibles termoeléctricas, las que deben ser diferenciadas por la demora de ponerlas nuevamente a funcionar después de apagarlas, las más flexibles pueden ser "encendidas" en pocos segundos (como las de gas o diésel), estas son utilizadas para la gestión rápida de mantener estable la red, en gestión de generación media y de pico, mientras que las que demoran mucho (como las de carbón o crudo en el caso de Cuba), las que no se deben apagar, no solo por ser menos flexibles, sino porque han sido las del kWh más

barato, y las que han bajado el costo promedio de la generación eléctrica de carga base más sostenida durante las 24 horas (como las de carbón o crudo en el caso de Cuba).

EL MÍNIMO TÉCNICO

Se denomina Mínimo Técnico al parámetro que indica el límite mínimo de producción que deben tener las unidades generadoras durante su operación coordinada en el Sistema Eléctrico Nacional. Cuando el costo de generación se hace más barato, como es el caso de la FV y eólica, comparado como es actualmente con la de carbón o el crudo, el poder bajar esta generación permite el ingreso de dicha generación principalmente renovable de menor costo variable, sin pérdida de inercia del sistema, menores costos de operación, mayor generación renovable, sin tener inclusive que apagar unidades (a carbón en Chile, a crudo en Cuba), además de reducir la probabilidad de vertimientos y disminuir la intensidad de emisiones de CO₂.

A continuación exponemos una imagen de como en el caso de Cuba se pudiera bajar y subir la generación base de crudo, a las mismas horas fijas predeterminadas cada día, para paliar las rampas de la mañana y sobre todo la vespertina nocturna, la del mediodía dejarla a cargo de la FV en horas de mayor radiación solar.



La reducción de los mínimos técnicos es una más de las medidas que propician una mejoría en la flexibilidad operacional para facilitar el ingreso de energía con tecnología intermitente o que concentra su generación en algunas horas del día como es la solar. Posterior a estos planteamientos se publicó una experiencia en Chile que tiene plantas termoeléctricas de carbón y que exponemos a continuación

Utilización de los mínimos técnicos de termoeléctricas en Chile

En el Informe del Coordinador Eléctrico Nacional de Chile sobre el "Estado de Avance Determinación de Mínimos Técnicos en Unidades Generadoras SEN 2017-2018" en unidades generadoras de carbón y a gas natural se destaca su reducción, propiciando mayor flexibilidad frente a las variaciones que experimentan la oferta y demanda eléctrica a lo largo del día, permitiendo obtener una operación más económica en el sistema eléctrico y una mayor holgura para recibir la generación producida por sistemas fotovoltaicos y eólicos. La disminución de los mínimos técnicos por parte de

centrales termoeléctricas totalizaron 1411 MW de potencia entre 2017 y 2018, de las cuales 39% correspondió a las centrales a carbón (544 MW) y 31% a las unidades a gas natural (443 MW). En Cuba el abaratamiento y el aumento de la disponibilidad de la generación eléctrica vía FV y eólica comparada con la de la generación base a partir del petróleo crudo. tributa también al aumento de la penetración-integración de FRE como la FV y la eólica, y convertirlas en despachable.

Hasta aquí lo expresado en la Señal # 81. El ejemplo de Chile continua en vitecfv # 35.

Dr.C. Daniel Stolik

stolik@imre.uh.cu

danielstoliknov@gmail.com