



Energías renovables en América Latina: mesa redonda

# Las renovables, indispensables para una matriz eléctrica equilibrada

La realidad de las renovables aplicada a la región reunió en un debate a Ana Paula Ares, directora *senior* de Fitch Ratings Corporate Group, a Juan Laso, presidente de la Asociación Empresarial Fotovoltaica española (AEF), y a Fernando Peláez, presidente de la Cámara Argentina de Biocombustibles.

## Ana Paula Ares

*Describió los factores que tiene en cuenta una calificadora de riesgo a la hora de evaluar los proyectos de energías renovables, puntualmente de energía eólica.*

“Este es un momento muy favorable para este tipo de fuente de energía por varias razones: el fuerte crecimiento de la demanda de energía en la región a tasas mayores que la demanda mundial, y en un contexto en que los precios van claramente en aumento. Hay demoras de suministro de combustibles fósiles, principalmente en países como el nuestro, que depende de la importación de estos productos; y en este contexto también hay una creciente conciencia en el Cono Sur sobre la importancia del impacto ambiental de las emisiones de CO<sub>2</sub>”.

“La energía eólica tiene una serie de ventajas: es una tecnología probada en Europa y los Estados Unidos, donde tiene todavía un potencial desarrollo, pero es más madura que en América Latina. Además, hay abundantes

recursos eólicos a lo largo de toda la región y realmente están subutilizados en la actualidad. Otra ventaja que quiero destacar es que la incorporación de la generación eólica puede llegar a ser un beneficio en términos de balanza comercial de los países. Asimismo, la construcción de los proyectos eólicos es mucho más rápida que la de un proyecto térmico tradicional –hablo de meses, en comparación con años en algunos casos–, y que algunos Gobiernos de la región han establecido indicadores del objetivo de capacidad de generación de energías renovables en un par de años”.

“Según estadísticas de la EIA, si bien van a continuar siendo una porción menor dentro de la matriz de generación eléctrica mundial, las energías renovables irán aumentando significativamente su participación. Entre 2008 y 2035 el crecimiento de la generación de energías renovables a nivel global será del 3,1% anual. Si comparamos con la expectativa para la generación eólica, vemos que las tasas duplican ese nivel y llegan al 7,5% anual”.

“Haré una breve distinción entre un parque genera-

dor eólico y uno térmico, y lo que influye en los criterios que seguimos cuando evaluamos financieramente estos proyectos. Hay grandes diferencias de costos previos a la implementación del proyecto y al desarrollo: a la producción estimada de generación eléctrica por parte del parque eólico se suman mediciones en el lugar durante varios años. En los proyectos térmicos, los estudios previos son breves y los costos, limitados. Nos enfrentamos también a proyectos de menor escala que los térmicos, con lo cual al hacer el análisis del costo por MW de la preinversión, el costo es mucho mayor para las energías renovables. También es cierto que la producción de energía que tendrá un parque eólico es intermitente, y eso no supone un riesgo, pero sí un punto clave en toda la red de transmisión desde donde se localiza el proyecto, mientras que la generación térmica podría llegar a tener una producción constante”.

“Para desarrollar cualquier proyecto renovable, no sólo eólico, es necesario que exista cierto sistema de incentivos o de seguridad regulatoria en el país donde se va a desarrollar que dé sustento a las proyecciones de generación de fondos y de ingresos. En cambio, los proyectos térmicos, en condiciones normales de mercado, deberían sustentarse por sí mismos”.

“Por último, en cuanto al aspecto financiero del proyecto, hemos visto muchos proyectos térmicos con acceso a financiamiento en el mercado de capitales y en el bancario, pero en el sector renovable –el eólico, puntualmente– están limitados. Es algo que está empezando y todavía tiene mucho por crecer y madurar. En parte, porque hay un desconocimiento de los riesgos de este tipo de proyectos, de cómo mitigarlos, y de cómo trabajar para que sean sujetos de crédito”.

“Para analizar estos proyectos, las calificadoras de riesgo tienen en cuenta, por un lado, los factores de riesgo que afectan los *economics* del proyecto y la generación de fondos. Por el otro, miran la estructura de deuda de un determinado proyecto”.

“Describiré los factores de riesgo, no necesariamente en orden de importancia. Para comenzar, el compromiso del patrocinador con el proyecto: qué tan importante es para el futuro estratégico de esa compañía y cuál es su experiencia en la industria eólica. Si analizamos cada factor de riesgo como si fuera un atributo débil, de mediano rango, o sólido, entonces los patrocinadores sólidos son aquellos con una extensa experiencia en el sector eólico y, además, un *portfolio* de inversiones en el sector. Los de rango medio, como su nombre lo indica, son los de tamaño mediano y con alguna experiencia en el sector si bien no tan amplia; y como débiles, vemos a aquellos que, o no tienen experiencia en el sector, o se trata puntualmente de transacciones de entidades financieras que, en general, están orientados a inversiones en el corto plazo, aunque no sea el *core-business* de quien desarrolla el proyecto”.

“Hay dos informes clave para el análisis, que deben ser provistos por terceras partes, independientes del desarrollador del proyecto. Son la evaluación de producción estimada de energía que va a tener el proyecto eólico, y el reporte de un ingeniero independiente (civil, sobre todo) con respecto a las obras que no están relacionadas con las provisiones per se de las turbinas. En el caso del primer informe, nos interesa el estimado de producción



Ana Paula Ares.

del proyecto a lo largo de su vida útil. Entendemos que en los primeros años, sobre todo el primer año, en que se están haciendo los ajustes y las mediciones de desempeño, puede haber una producción inferior al promedio del total de vida útil, estimado entre 20 y 25 años, y este punto es clave porque la razón más frecuente por la cual se ve un desempeño menor al esperado tiene que ver con errores en la proyección de esta producción de energía. Esto plantea un desafío importante al momento de hacer las evaluaciones y proyecciones”.

“Con respecto al segundo informe, el del ingeniero independiente, relacionado con el diseño del proyecto: la parte técnica, el lugar donde se va a instalar el proyecto, la factibilidad de la tecnología que se va a utilizar, el presupuesto, los plazos de ejecución de obra, los hitos a lo largo de la construcción y los costos de operación y de mantenimiento de largo plazo. Es importante que este informe sea asignado a alguien que realmente sea independiente al proyecto. Hay compañías que se dedican a ello, así como otras se dedican a mediciones de producción de energía y esas son las que tienen atributos más favorables o sólidos en cuanto a la calidad de la información. De hecho, las partes más sólidas son aquellas que tienen mediciones realizadas en el lugar durante varios años, y, a su vez, tienen mediciones con la tecnología que se va a utilizar; mientras que las más débiles son las que no tienen suficiente experiencia con *wind fangs* y acceso limitado a información cuantitativa real”.

“Otro riesgo es el de la construcción. En general, hay dos grandes tipos de contrato: con el proveedor de los molinos de viento, y el de ingeniería civil, con todo lo relacionado a la conexión de la planta a la red de transmisión. Lo importante en ambos casos es conocer la experiencia del constructor y cuáles son las garantías de *performance* que otorga cada una de estas partes al proyecto”.

“El 80% de la producción de las turbinas eólicas está



concentrada en 10 u 11 grandes proveedores y en algunos casos las demoras en la puesta en funcionamiento del proyecto no han tenido que ver con su desarrollo, sino con la demora por parte del constructor de los molinos para entregarlos a tiempo. Así que también se presta atención al proveedor de turbinas”.

“Con respecto a los términos de construcción –clave para cualquier tipo de proyecto, no sólo para energías renovables– se necesita una delimitación clara sobre en dónde termina la responsabilidad de cada uno de los constructores y dónde empieza la del patrocinador. Y cuáles son los mecanismos que estipulan esos contratos para responder frente a incumplimientos de alguna de las partes, las provisiones financieras en efectivo que hay para hacer, y cómo puede ser subsanado sin afectar el desempeño económico del proyecto”.

“En los proyectos eólicos hay menor riesgo de demoras –en cuanto a construcción u obras civiles– que en los proyectos térmicos o hidrológicos, que son más ambiciosos en cuanto a la capacidad a instalar, pero repito que el riesgo aquí va por el lado del proveedor de las turbinas más que por la obra de ingeniería civil, es decir que tienen un menor riesgo tecnológico que los otros proyectos de generación. Los proyectos que tienen precio fijo y fecha cierta son los que tienen un *credit positive* porque impactan positivamente en la calificación”.

“En cuanto al riesgo de operación, es un factor clave saber quién va a ser el operador del proyecto y qué experiencia tiene en estas tres áreas: la tecnología que se está aplicando, la región, y el país donde se va a implementar. Es crucial la situación de las redes de transmisión, la situación energética del país –y de la localidad, puntualmente– y la flexibilidad de ese operador para enfrentar cualquier adversidad o imprevisto que se presente. Se considera un operador sólido a aquel especializado, con experiencia demostrada; y débil a aquel con limitada o ninguna experiencia, o con experiencia, pero recursos financieros limitados internamente, es decir, sin acceso al crédito por parte de terceros. O incluso aquellos sin incentivos reales para maximizar el desempeño de ese parque de generación eólica”.

“Riesgo de suministro: se refiere a que la producción

que uno estima que va a tener ese parque de generación se cumpla en el largo plazo. Aquí no sólo hace falta modelar el recurso del viento, sino también a qué velocidad y con qué intensidad va a soplar, cuál va a ser la duración, cuál es la pérdida de energía que hay según dónde estén instaladas las turbinas y a qué distancia, la topografía del lugar... Todos estos factores muchas veces ocasionan un desempeño menor al inicialmente previsto”.

“Por ello es clave saber cuál es la antigüedad (*track record*) de mediciones en el lugar por parte de un tercero independiente. Las proyecciones basadas en información con menos de dos años de mediciones que incluyen un número significativo de presunciones sobre cuál será el desarrollo de la tecnología que se aplica en ese lugar puntual serían un caso de proyecciones sobre una base débil. Se considera un rango medio cuando hay mediciones de tres a cinco años, y uno sólido cuando son mayores a los cinco años de antigüedad”.

“El modelo que utilizamos para este tipo de proyectos es en general el P-50: incluye la producción anual promedio que va a tener a largo plazo, con una probabilidad de excedencia del 50%. En general, a esto se le aplica un recorte del 10%, podría ser mayor según circunstancias particulares del proyecto o dificultades en cuanto a topografía, conexión a la red y el riesgo de desconexión de la red o que no tuviera suficiente capacidad de transporte”.

“También hacemos un análisis puntual de los escenarios en los que el proyecto está afectado, durante un año, por una combinación determinada de variables de estrés que son factibles de ocurrir a lo largo de la vida del proyecto. Allí lo que se mira es el colchón del proyecto para enfrentar cualquiera de estas adversidades”.

“Riesgo de la tecnología: si bien no lo vemos un factor tan relevante, claramente cuanto más probada sea esta, –por ejemplo turbinas que ya han funcionado en otros lados– mayor será el impacto positivo en la calificación”.

“Riesgo de ingresos: tal vez sea el más importante ya que en realidad los parques eólicos no pueden competir por sí mismos, libremente, en el mercado: no tienen ventajas económicas, si volvemos para atrás y nos focalizamos en los riesgos pre-inversión, el costo por MW a instalar y el tamaño de cada uno de estos proyectos. Es

necesario que exista, o bien un sistema de incentivos públicos sólido en el lugar donde se vaya a instalar, o que haya contratos de largo plazo con contrapartes fuertes”.

“En países como el nuestro aplicamos más los incentivos públicos con precios fijos de largo plazo, lo que analizamos en esas circunstancias es la calidad crediticia de la contraparte. Básicamente: si la seguridad jurídica es alta en un sistema donde hay incentivos públicos, la proyección basada sobre esos ingresos se considera sólida. Pero cuando el marco regulatorio no es sólido ni estable en el sitio donde se están dando esos incentivos para las energías renovables, o donde no se ha probado ese tipo de tecnología, la proyección de ingresos se considera débil”.

“En cuanto a la estructura de deuda, se analizan las características de la deuda, las garantías, las cuentas de servicio y las cuentas de reserva de la estructura. No se está dando crédito a ingresos pensados para 20 o 25 años del proyecto, porque ahí es cuando estimamos que empezarán los problemas de reemplazar piezas por otras más costosas, y cuando ya no es tan cierta la producción de energía que tendrá el proyecto eólico”.

“Por lo tanto, ¿a qué estructura de deuda la consideramos sólida? A aquella con reservas para el pago de capital de intereses mayor a 12 meses, con reservas para el pago de los costos mayor a 12 meses, con restricciones para el pago de dividendos y con cláusulas de modo que cubran cualquier exceso de flujo que hubiera si se aplica al pago de capital e intereses. Consideramos que una estructura de riesgo es media cuando las reservas son de seis meses y existe una reacción de dividendos del pago dividido en dos. Y la consideramos débil cuando las reservas son menores a los seis meses”.

“Para repasar la serie de escenarios que analizamos, los más relevantes son el caso-base, la proyección del P-50, en el que aplicamos un corte de aproximadamente el 10%, en que se ajusta la ganancia estimada por los consultores independientes teniendo en cuenta el eventual riesgo de que esa central pueda ser despachada cuando genera; y por otro lado, también vemos el *rating case*, es decir, aquel escenario en el que vemos cómo se ve afectado el proyecto, en un año, por un hecho puntual. Y qué flexibilidad tiene para resistir esos picos de estrés que seguramente van a ocurrir en la vida del proyecto. También hacemos un análisis de diferentes escenarios para saber cuál es el punto de *break even* de este proyecto, o sea hasta cuánto resiste ese pico de estrés. Finalmente, de todo este análisis de escenarios derivará la calificación del proyecto”.

“Para concluir, nuestra visión es que hay un mercado muy interesante para los proyectos de energías renovables, puntualmente la eólica. Hemos visto un creciente nivel de proyectos en los últimos 24 meses en toda la región, no sólo en la Argentina. La mayoría de las calificaciones que hemos realizado han sido privadas, cuando es un *equity placement* o con bancos que otorgan financiamiento a estos proyectos, y lo que vimos en algunos casos es que la posibilidad de introducir los *carbon credits* puede ser un potencial de ingresos de un proyecto hacia el futuro”.

“Sobre el costo de la energía eólica para plantearla hoy en la Argentina, lo que se ha fijado de acuerdo a las regulaciones que favorecen a las energías renovables, hablamos de un precio de 127 dólares por MWh”.

Juan Laso

*Se expresó sobre cómo la energía fotovoltaica colabora con una matriz energética equilibrada.*

“La tecnología fotovoltaica para producir energía eléctrica es clave para una mejor matriz energética. El fenómeno fotovoltaico es conocido desde hace muchos años, pero digamos que desde un punto de vista industrial, se empieza a implementar a finales de 1990 en países como Japón o Alemania. Sin embargo, en este corto período de tiempo ha alcanzado un gran nivel de madurez, y aun así hay muchísimos aspectos que permiten mejorar su eficiencia, utilizando cada vez menos materiales para producir la misma cantidad de energía”.

“Esto es así porque hoy todo el mundo sabe que la energía es un servicio básico imprescindible para el bienestar de las personas y la competitividad de nuestras empresas, por lo tanto, los tres factores que definen una matriz energética son la competitividad, la seguridad del suministro y la sostenibilidad medioambiental. Trataré de transmitir cómo la energía fotovoltaica responde a estos tres factores o parámetros clave para tener una matriz energética equilibrada”.

“Lo primero que hay que entender es que se trata de una tecnología modulada, integrable, nada se mueve de su conversión, no necesita agua y estos factores son importantísimos desde el punto de vista medioambiental”.

“Cada kW producido por tecnología solar evita medio kilo de una emisión anual de 530 g de CO<sub>2</sub>, es una matriz energética razonablemente limpia donde el gas natural tiene un gran peso, si fuera el peso más hacia la quema de carbón estaríamos hablando de valores cercanos al kilogramo. En un país como España se ahorra anualmente la emisión de 4 millones de toneladas de CO<sub>2</sub>, y esto, para que todos podemos hacernos una idea, supone plantar un bosque de álamos de 1.325 hectáreas. Esta energía tiene otra característica desde el punto de vista ambiental y es que, al contrario de otras, permite la recuperación y senci-



Juan Laso.

lla vuelta al estado natural del terreno una vez que la vida útil de la planta, por la razón que sea, se extinga”.

“Hay una leyenda sobre uno de los problemas que esta tecnología puede presentar y es la ocupación de superficie que implica para reducir energía, una de las respuestas que se suele dar desde el sector es que es integrable, y como tal, muchas veces esta superficie se comparte para otros usos, como el tejado de una vivienda o una marquesina en un estacionamiento, entre otros. Sin embargo, si se compara con dos grandes centrales hidroeléctricas, se puede ver que, al final, el parámetro fundamental es que la energía producida por hectárea utilizada por la instalación presenta un ratio incluso mejor que las grandes centrales hidroeléctricas”.

“Además del concepto de la sostenibilidad, que es obvio y quizá ha sido uno de los principales parámetros por los cuales se ha impulsado esta tecnología, la energía fotovoltaica en su justa medida aporta mayor seguridad al suministro de electricidad a los ciudadanos y a las empresas”.

“Sobre todo en aquellos países donde la tasa de dependencia es muy elevada, esto ha sido otra razón importantísima para entender el fuerte impulso que Europa ha dado a este tipo de energía, pues la dependencia energética en ese continente es elevadísima –la media es del 56%– y ya se han hecho mejoras, si bien hay un buen número de países con dependencia mayor al 70%”.

### Durante el día

“El asunto con el sol es que es predecible, sabemos por dónde va a salir y por dónde se va a poner. La radiación solar, que es la fuente primaria para la conversión fotovoltaica y es un valor estable año tras año, puede tener variaciones respecto del año anterior, pero en el conjunto de un año la radiación se mantiene”.

“Evidentemente se produce de día, por lo tanto, se ajusta a los picos de demanda. Depende también de las necesidades del país concreto, lo cierto es que los consumos mayores de energía se dan durante el día con ciertos picos, en algunos países cambian con picos hacia media tarde, y es importantísimo tener una fuente que se separemos que se ajusta a estos picos, ya que permita una mejor planificación de la red”.

“Por otro lado, su modularidad y su capacidad de integración permite la generación junto al punto de consumo, por lo que disminuye las necesidades en la instalación de redes de distribución o de transporte, y permite incluso trabajar en isla y cubrir razonablemente radios que pueda haber en estas redes”.

“Precisamente, eso hace que también compita con el precio de la energía ya que no deben sumársele costos, como el de transporte. Esto es lo que en el sector se denomina la *great variety*, que sin duda en muchos países que preparan su regulación al efecto permitirá un desarrollo muy grande con muy pocos límites para alcanzar un papel relevante en la matriz energética. Los países de mayor radiación, pueden alcanzar esta *variety* en menos de dos años (2013) y prácticamente toda Europa la podrá alcanzar en 2020”.

“Y si es tan interesante, ¿por qué no se desarrolla más? Se está desarrollando bastante, pero faltan regulaciones para que esta energía tenga desarrollos importantes. Los costos operacionales son de los más bajos, quizás sea el más bajo de todas las tecnologías. Pero el retorno de la inversión es a largo plazo y requiere mucha confianza.

¿Cómo se obtiene esa confianza? La confianza en el sol ya existe, y en la tecnología también. Entonces, la clave para que esto se inicie es el marco jurídico regulatorio, que sea estable y que sea predecible”.

“Agruparé en tres los esquemas por los que han optado los distintos países para desarrollar este tipo de energías, y los colocaré de más a menos exitoso. El primer modelo es el *Fidintaris*, que ha sido utilizado en Europa, un PPA (*power parties agreement*) que se firma con el Estado, aunque es el sistema eléctrico el que normalmente garantiza el *offtaker*, en este caso se puede considerar que es prácticamente el Estado, aunque sea el sistema eléctrico. Hay distintas modalidades: a veces la *Fidintaris* es una tarifa, es el modelo que más gusta a las agencias de *rating*. Hay otros casos en los que se añade una leve componente que es el precio de *pull*, que es razonablemente estable y tiende a crecer. Y luego hay distintas formas de planificar en los distintos países. España por ejemplo ha establecido cupos, en otros hay una depresión de la tarifa en función de la cantidad instalada: depende de cómo se quiera impulsar esta energía en la matriz energética. Sin duda, el caso de mayor éxito es el alemán, con 17.000 MW instalados a finales de 2010, y que para este año prevé unos 7.000 más, con el objetivo de llegar a los 51.000 en 2020. Y esto, antes de anunciar la cancelación en 2022 de todas sus centrales nucleares, con lo cual seguramente tendrán que revisarlos al alza”.

“Un segundo esquema es el de PPAS (acuerdo para la compra de energía generada a largo plazo) que se utiliza en países donde se firma con organismos o instituciones del Estado, lo más normal es que se firmen con las *utilities*, es el caso de los Estados Unidos, donde las *utilities* tienen objetivos de desarrollo renovable y entonces firman acuerdos a largo plazo con desarrolladores, patrocinadores para la producción y venta de esta energía. Para impulsarla se han establecido ciertos incentivos fiscales que permiten que los precios de esta energía no impacten en el costo medio de la matriz energética actual, con este se evitan subidas políticamente mal vistas. Lo bueno de este tipo de incentivos, dadas las externalidades de esta energía, es que son la creación de un nuevo vector de actividad económica, que sustituye normalmente las importaciones de petróleo y gas”.

“El esquema de autoconsumo quizás haya sido hasta ahora poco utilizado y sin embargo tiene futuro, dadas las características de estas tecnologías. Normalmente es un esquema que se utiliza en países con alta radiación, sobre ellos hay incentivos fiscales y se pueden desarrollar más rápido porque se puede acelerar el punto de cruce. Es muy adecuado para desarrollar la generación distribuida, que es muy sana en una matriz energética estable y de calidad. Y normalmente da lugar a proyectos de tamaño pequeño y medio en techos comerciales que también pueden ser sobre el terreno, normalmente al lado de los puntos de consumo, y esto genera a su vez una riqueza importante de tejido empresarial diverso”.

“Normalmente se utiliza el esquema de red *net metering*: el consumidor tiene un contador reversible que cuando consume de la red va hacia delante, cuando consume de su propia generación está quieto y cuando hay exceso de generación sobre el consumo, inyecta esa energía a la red y el contador cuenta para atrás. Normalmente se realiza por períodos largos de tiempo y lo más normal es que sea

anual, de tal modo que no haya un intercambio económico, sino que haya un *netteo* de energía entre el consumidor y el distribuidor o comercializador de la energía”.

“Por último, quiero resaltar otra característica de esta tecnología y es la rapidez con la que una instalación de este tipo se puede hacer, una instalación de 34 MW lleva 8 meses desde el inicio de la construcción hasta la inauguración. Esto es importante en países con elevados crecimientos que tiene grandes necesidades energéticas”.

## Fernando Peláez

*Se refirió al papel del biodiésel en la Argentina, que ha pasado a posicionarse entre los primeros productores y como el exportador número uno en el mundo.*

“Vivimos en una economía que gracias a la energía fue creciendo cada vez más: se fue desarrollando y somos adictos a la energía. La población mundial creció enormemente en pocos años, hasta tener 6.500 millones, hubo una productividad creciente por el avance tecnológico, y, en suma, la economía también fue creciendo”.

“La demanda de energía también ha crecido y tenemos una matriz energética basada en su 80 o 90% en petróleo, carbón, y gas, y en un porcentaje reducido por las renovables, el número es tan pequeño que casi no se ve dentro de la grilla energética. Llegamos al presente con costos enormes de la energía que fue creciendo, el petróleo que fue subiendo, igual que la electricidad, y no sólo eso, sino que aumentaron los gases del efecto invernadero, amén de las crisis inherentes a todo ello”.

“Debemos reaccionar y tomar conciencia de que tenemos un problema muy cerca. Hay que empezar a cambiar e ir modificando nuestras elecciones. El biocombustible es apenas un 5% entre los combustibles y podría no valer nada, al igual que la energía eólica, a pesar del volumen enorme que representa. Pero son todos los pasos que hay que ir dando: la curva de aprendizaje se va a hacer muchísimo más veloz. No es que las renovables vayan a solucionar el tema, pero debe tomarse conciencia y reducir el consumo inútil o exagerado de energía”.



Fernando Peláez.

“Sobre el biodiésel en la Argentina y en la región: la Argentina, a pesar de no estar en la avanzada tecnológica como Alemania y Francia, arrancó, sin embargo, en muy poco tiempo con el tema de biocombustibles y se posicionó dentro de los primeros productores y es, definitivamente, el exportador número uno de biodiésel del mundo”.

“Y eso sucedió por motivos bastante simples, pero que no todos los que no están en la industria los conocen: primero, porque produce una gran cantidad de granos en general, particularmente oleaginosas y especialmente la soja, de la que se producen unos 50 millones de toneladas por año de forma sustentable y con muchos menos agroquímicos que en otros lugares y con siembra directa, lo que ayuda muchísimo a la sustentabilidad. Si uno mide la Argentina a lo largo y a lo ancho, es como Europa, la soja está situada a 300 km de distancia de los lugares donde se hace el *crashing* y se está directamente en los puertos con un caño. Las plantas de producción de aceite de soja son muchas”.

“Y a partir del aceite que se produce eficientemente, también se produce biodiésel, con plantas relativamente

grandes y conectadas también por cañería a la recepción de la materia prima y a los barcos. Las plantas en la Argentina dan casi 8 mil toneladas por día, y las de los Estados Unidos o las del Brasil, 2.300 toneladas por día. Eso significa economía de escala y costos mucho más bajos y eficientes. Todavía se puede crecer bastante más y hay estimaciones para 2020 del 30%, o sumas superiores”.

“La Argentina no sólo es un país productor de soja, sino que, además, comparado con otros grandes productores que son países más grandes que la Argentina, como el Brasil y los Estados Unidos, es el mayor exportador de soja, harina y porotos de soja. Y todo se hace cuidando el Medio Ambiente, incluso el transporte. Se han hecho estudios respecto de cuánto es lo que el biodiésel de soja evita de gases de efecto invernadero comparado con el gasoil, y según un estudio del Instituto Nacional de Tecnología Agropecuaria (INTA), las reducciones eran de 75%”.

“En la Argentina, además, se aprovechó este efecto de riqueza del biodiésel para entrar en el ahorro de gases de efecto invernadero y participar fuertemente de esto. La Ley 20.093/2006 de Biocombustibles partió con un 5% de mezcla del gasoil con biocombustibles –con biodiésel– y la nafta con etanol. A partir del 2010 se implanta un 7% de mezcla, que es lo que tenemos hoy ya que se están consumiendo unos 7.000 cm<sup>3</sup> para la mezcla del biodiésel con el gasoil que proviene de combustibles fósiles. Esto desde ya mejora la matriz energética, hay una disponibilidad mayor en los picos y una menor importación de gasoil que va en aumento. En 2010 fueron 2 millones y medio de toneladas y este año tienen previsto casi 6 millones, porque el crecimiento por ahora hay que cubrirlo con gasoil”.

“Dentro de la producción de biodiésel está la cámara que presido hoy, que produce y exporta el 95% del biodiésel que se exporta de la Argentina, con 11 plantas en funcionamiento y una en construcción. Hay 2 millones y medio de toneladas de capacidad instalada, esa capacidad está prácticamente a *full*. Además hay otras plantas que producen biodiésel llegando a una capacidad instalada de 3 millones de toneladas, 5.000 puestos de trabajo, 1.500 millones de dólares anuales en divisas generadas por la exportación de biodiésel”.

“La cámara está conformada por empresas de primera línea, muchas aceiteras, pero otras, que no son solamente aceiteras, muestran que no sólo los aceiteros pueden hacer biodiésel, si bien estos tienen una ventaja competitiva siéndolo. Las plantas se pueden construir en un año, o en un año y medio estar funcionando, tienen una escala muchísimo menor que una petrolera que todo el mundo conoce”.

“La Argentina es de los países que están abasteciendo a Europa en biodiésel, además de lo que produce. La producción se incrementó de 1.000 millones de litros a 15.000 millones de litros en pocos años, de 2001 a 2009 creció un 42%, esto es desmesurado pero hay una necesidad, porque nos vamos dando cuenta de a poco que es fundamental cambiar la matriz energética”.

“En cuanto a producción de biodiésel, la Argentina, el Brasil, Alemania y Francia son los líderes. Con estos números estamos prácticamente primeros o vamos a estarlo en breve si se continúa con el ritmo que se tuvo todo este año. A final de año se van a estar exportando 1.600.000 toneladas de biodiésel”.

“Ahora bien, el biodiésel únicamente cubre energía para autos y algo para generación eléctrica. Básicamente

cubre el transporte y es la solución más razonable y posible porque los autos existen y van a funcionar con las dificultades que puedan tener. Los autos eléctricos deberán tener un lugar en donde cargar y la flota no se cambia de un día para el otro, lleva un año y dura un promedio de 10 o 15 años en la calle, así que implicará un montón de tiempo ir sustituyéndola, más aún que cualquier otra tecnología que reemplace el tema de los autos”.

“En la Argentina tenemos además el desafío de que ese polo industrial que se fue generando en la zona de Rosario se transforme en un polo electroquímico donde se produzcan un montón de los derivados que se producen hoy del petróleo”.

“La clave será que toda la industria energética esté dentro del cambio, porque es una industria muchísimo más poderosa que la del biodiésel, con más recursos, y puede perfectamente ser la que dé el puntapié inicial para llegar al siguiente paso del biodiésel o de los biocombustibles de segunda generación que permitan generar un cambio más radical”.

“Con el aceite de soja o con el aceite de vegetal podemos reemplazar un 5 o 7% del combustible fósil, con el celulósico se puede reemplazar mucho más, y ahí debe estar la industria petrolera. Los cambios siempre es preferible hacerlos cuando se está a tiempo”. ■

**Ana Paula Ares** es graduada en Administración de Negocios y Contadora Pública por la Universidad Católica Argentina, posee un Executive MBA de I.A.E. Business School. Se ha desempeñado en el área de finanzas corporativas del ABN AMRO y como responsable del gerenciamiento y todos los aspectos operativos del grupo Fitch Argentina. Allí se ocupa de ratings, investigación y análisis de compañías del sector del petróleo, gas y energía; actualmente es senior director en Fitch Ratings Corporate Group donde es responsable de la publicación de reportes periódicos sobre la investigación en estos sectores.

**Juan Laso** es ingeniero industrial por la Universidad de Vigo (1987) y PDD por el IESE (2002). Inició su carrera profesional en Citroën Hispania (PSA), fue cofundador de Comunitel Global SA, hoy integrada en el Grupo Vodafone. En 2006 inició el desarrollo de T-Solar, el principal inversor en energía solar fotovoltaica en España, como cofundador y principal responsable ejecutivo. Desde julio de 2008 es presidente de la Asociación Empresarial Fotovoltaica española (AEF), que agrupa a los principales inversores en energía solar fotovoltaica.

**Fernando Peláez** es ingeniero civil por la Universidad de Buenos Aires (UBA). Es director y CEO de Unitec Bio, compañía dedicada a los biocombustibles, y presidente de la Cámara que nuclea las empresas productoras de biodiésel de la Argentina (CARBIO). Trabaja en Corporación América desde 1999 donde es responsable de los negocios en el Uruguay como director ejecutivo de Puerta del Sur (Aeropuerto de Carrasco), vicepresidente y CEO de Aeropuertos de Neuquén, y como director de nuevos negocios. Anteriormente se desempeñó como director de Desarrollos en Creaurban (grupo SOCOMA) y como vicepresidente ejecutivo de la Zona Franca La Plata.

