

Departamento de Tecnología y Formación.



Resumen de Noticias del Sector Energético Argentino
Octubre 2011.

Santa Fe amplía su liderazgo en producción de biodiesel.

Santa Fe cuenta con 19 plantas, de las cuales 12 están en funcionamiento, cuatro se encuentran en construcción y tres en avanzado nivel de diseño. Su capacidad instalada ya es de casi 2,2 millones de toneladas; es decir, un 75,7% del total nacional. [+información](#)

Diseñan por primera vez en Argentina, elementos combustibles para reactores nucleares PWR.

Con esta innovación, nuestro país se ubica junto a Estados Unidos, Francia, España, Rusia, Alemania, Corea y Japón, potencias capaces de diseñar, desarrollar y fabricar un elemento combustible para un reactor de potencia tipo PWR.

[+información](#)

Proyectos de PAN AMERICAN en la región del Golfo San Jorge debido a su reciente asociación con China National Oil Offshore Corporation.

[+información](#)

Refinor invertirá u\$s 67 millones para incrementar un 30% su oferta de combustibles.

La compañía instalará una planta de hidrocracking en su refinería de Salta. Le permitirá ampliar su capacidad de destilación en 92.000 m³/año de gasoil y 30.000 m³/año de nafta súper. La demanda de combustibles en el NOA creció más de un 10% durante el primer semestre.

[+información](#)

Inauguran una Refinería en Plaza Huincul y anuncian la construcción de otras dos.

La planta Refinadora Neuquina producirá anualmente más de 700 mil garrafas de Gas Licuado y 445 mil metros cúbicos de naftas para consumo.

[+información](#)

Perú licitará un importante emprendimiento Hidroeléctrico.

Una veintena de centrales hidráulicas generará, en total, casi 12.500 megawatts; el equivalente a cuatro represas de Yacretá. La licitación para su construcción y puesta en marcha estará a cargo del Ministerio de Energía y Minas.

[+información](#)

Resumen del Informe "SINTESIS DEL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DE LA REPUBLICA ARGENTINA" Comisión Nacional de Energía Atómica.

[+información](#)

Dos nuevas terminales de LNG para reducir la importación del gasoil que consumen las centrales térmicas.

Enarsa tiene en carpeta la construcción de tres plantas de LNG, dos de las cuales –las más avanzadas– se encuentran en las afueras de Bahía Blanca. La empresa estatal quiere acelerar los proyectos para bajar la importación del gasoil.

[+información](#)

Producción de torres eólicas con viento a favor

Fundada en 1943, la empresa familiar Metalurgica Calviño se especializó en grúas de carga. Este año, con una inversión de \$ 6 millones, se lanzó a fabricar componentes eólicos.

[+información](#)

Análisis de situación Cónдор Cliff y La Barrancosa.

La Barrancosa-Cónдор Cliff es un emprendimiento para el aprovechamiento hidroeléctrico del Río Santa Cruz), que según estiman generará una potencia eléctrica de 1.700 megavatios.

[+información](#)



Santa Fe amplía su liderazgo en producción de biodiesel.

Santa Fe cuenta con 19 plantas, de las cuales 12 están en funcionamiento, cuatro se encuentran en construcción y tres en avanzado nivel de diseño. Su capacidad instalada ya es de casi 2,2 millones de toneladas; es decir, un 75,7% del total nacional.

Tres de cada cuatro litros de biodiesel que se producen en la Argentina se obtienen en plantas santafecinas. La provincia encabeza con suma comodidad el listado de provincias productoras del biocombustible a escala nacional.

Posee 19 de las 38 centrales que funcionan -o están a punto de hacerlo- en la Argentina. Según Claudio Molina, director ejecutivo de la Asociación Argentina de Biocombustibles e Hidrógeno (AABH), 12 de esas 19 usinas están produciendo. "Hay tres en la localidad de Puerto San Martín (una a cargo de la empresa Terminal 6 Industrial, una de Unitec Bio y otra de Explora), dos en San Lorenzo (una de Renova y otra de Patagonia Bioenergía), una en Rosario (Molinos Río de la Plata), una en General Lagos (LDC Argentina), una en Avellaneda (Vicentín), una en el Parque Industrial Roldán (Rosario Bioenergy), una en el Parque Industrial Alvear (Diferoil), una en Piamonte (Energías Renovables Argentinas) y una en Calchaquí (BH Biocombustibles)", enumera el especialista. En conjunto, añade, esas centrales alcanzan una capacidad de 2.189.600 toneladas (Tn) anuales, lo que representa un 75,7% del total instalado a nivel local (2.892.600 Tn).

Por otro lado, la provincia cuenta con cuatro de las seis plantas productoras que hoy se hallan en construcción a lo largo y ancho de la nación. Las mismas se ubican en General Lagos (LDC Argentina), Villa Gobernador Gálvez (Cargill), Timbúes (Noble Argentina) y Arroyo Seco (Cremer Argentina). "Una vez en marcha, sumarán unas 855.000 Tn por año; es decir, un 93% de la capacidad que actualmente está en construcción en el país (919.289 Tn)", puntualiza Molina.

Además, Santa Fe albergará tres de los ocho proyectos en avanzada instancia de diseño y planificación. "Se trata de emprendimientos que incrementarán la producción provincial en 1.200.000 Tn anuales, cifra que implica un 57,6% de la capacidad que añadirán las ocho iniciativas en carpeta", detalla.

Finalmente, comenta que todas las plantas argentinas de biodiesel (tanto las que están en marcha como las que se encuentran en construcción y en diseño) representan un potencial productivo de 5.896.889 Tn por año. "Y las centrales santafecinas explican un 72% de ese volumen: más precisamente, unas 4.244.600 Tn", completa. Sin poner en riesgo el liderazgo santafecino, pero obteniendo un lugar en el podio del biodiesel nacional, se posicionan las provincias de Buenos Aires y Entre Ríos, en ese preciso orden.

Buenos Aires dispone de una planta en planificación (de 555.000 Tn) y siete en funcionamiento: una en Quilmes (de la Agrupación de Colaboración San Antonio), una en Villa Madero (de Bio Madero), una en Daireaux (Aripa Cereales), una en el Parque Industrial San Nicolás-Ramallo (Oil Fox), una en el Parque Industrial Pilar (Advance Material Organics), una en Villa Astolfi (Soy Energy) y una en Bella Vista (Ecopor).

A decir de Molina, la capacidad instalada que hoy se encuentra operativa a nivel provincial es de 298.200 Tn anuales (un 10,3% del total nacional). "Pero si también se consideran las plantas aún no inauguradas, la participación bonaerense es de un 14,5%", asegura.

En el caso de Entre Ríos, indica que las usinas son cuatro. Hay una de 10.800 Tn en funcionamiento, en la localidad de Aldea María Luisa (a cargo de Héctor Bolzán y Compañía); una de 14.289 Tn en construcción, en Villaguay (Bioer); y dos en avanzado proceso de diseño (una de 150.000 Tn y otra de 30.000 Tn). "El potencial productivo de todas las centrales entrerrianas es de un 3,5% en relación con el total argentino", señala.

Otras cinco provincias integran, según los datos de Molina, el ranking de producción de biodiesel: San Luis, La Pampa, Santiago del Estero, Neuquén y Córdoba. San Luis tiene dos plantas en operaciones: una en el Parque Industrial San Luis (en manos de Diaser) y otra en Villa Mercedes (Pitey). "Entre ambas los puntanos producen 114.000 Tn por año; o sea, un 3,9% del volumen obtenido en todo el país", especifica el experto.

La Pampa también posee dos usinas: una en construcción -situada en Catrilo y propiedad de Energías Renovables- y otra en planificación. "Ambas tendrán una capacidad de 50.000 Tn", añade.

En Santiago del Estero, en tanto, hay una sola central en marcha. "Se localiza en Frías, es controlada por la empresa Viluco y produce la nada despreciable cifra de 200.000 Tn anuales", resalta.

Idéntica situación vive Neuquén. "Situada en el Parque Industrial Cutral Có, la única planta neuquina en funcionamiento le pertenece a Maikop y elabora 80.000 Tn por año", afirma Molina. Cierra el listado la provincia de Córdoba, con una instalación de 100.000 Tn en fase de diseño.

	En marcha	En obras	En diseño	Producción Actual	Producción Proyectada	% acum.
Santa Fe	12	4	3	2.189.600	855.000	76%
Buenos Aires	7	0	1	298.200	555.000	10%
Entre Rios	1	1	2	200.000	180.000	7%
San Luis	2	0	0	114.000	0	4%
Sgo del Estero	1	0	0	200.000	0	3%
Neuquen	1	0	0	80.000	0	1.2%
La Pampa	0	1	1	0	50.000	0%
Cordoba	0	0	1	0	100.000	0%
TOTAL	24	6	8	3.081.800	1.740.000	

Las inversiones en el mercado del biodiesel rondarán los 600 millones de dólares durante 2011 y la producción podría triplicarse en cuatro años, estimaron desde el sector. Este monto es la suma de inversiones anunciadas por los aceiteros argentinos a raíz de la puesta en marcha del corte obligatorio de combustibles en el país.

Así lo indicó el ex senador y empresario agroindustrial Roberto Urquía, dueño de Aceitera General Deheza, durante la reunión anual de la cadena de biocombustibles celebrada en Avellaneda, Santa Fe. Dijo que con las inversiones que hay en curso y las que se están analizando, para el 2015 Argentina puede llegar a producir siete millones de toneladas de biodiesel.

Urquía realizó estas declaraciones en el marco del evento realizado para celebrar el cuarto aniversario de la primera exportación argentina de biodiesel y del que participó el ministro de Planificación Federal, Julio De Vido. El polo productivo de Santa Fe es el centro del aluvión inversor y se aguarda que muchos de los millonarios proyectos anunciados por firmas del sector comiencen a ejecutarse en lo que resta de 2011 y el próximo año.

En tanto, el biodiesel se usa en una proporción del 7% para cortar el gasoil, pero desde el sector esperan que en el futuro cercano que podría ser a fines de 2011, se eleve al 10 por ciento. El corte obligatorio arrancó en 2010 con el 5% y fue rápidamente incrementado al nivel actual.

"Tenemos que crecer al corte de 10% lo antes que se pueda y seguir creciendo", indicó Fernando Pelaez, presidente de la Cámara Argentina de Biocombustibles (Carbio). Más de la mitad del biodiesel producido en el país se exporta, principalmente a Europa. El país elaborará este año 3,2 millones de toneladas de biodiesel, biocombustible que complementa al gasoil, con un crecimiento de 28% respecto de 2010, según las estimaciones del Instituto Nacional de Tecnología Agropecuaria (INTA).

La demanda mundial de biodiesel crece permanentemente y la Argentina es uno de los proveedores clave, en especial para su principal destino. Europa. Es el país que más biodiesel de soja exporta detrás de Brasil en la región, y la producción se incrementa cada año.

El crecimiento del 28% requerirá de la Argentina la molienda de unas 17 millones de toneladas de las 48,8 millones de toneladas cosechadas en 2011, según las cifras del Ministerio de Agricultura. Esto implica que el 35% de la soja cosechada este año en el país será destinada a la producción de biodiesel. Para el último trimestre del año, el sector cuenta con la incorporación de Cargill que anunció una inversión cercana a los u\$s120 millones para entrar al negocio local de bioenergía, con una planta que tiene una capacidad anual de 240.000 toneladas de biodiesel.

[+volver](#)

Fuente: nextfuel



Diseñan por primera vez en Argentina, elementos combustibles para reactores nucleares PWR.

El trabajo lo lleva adelante el grupo Diseño de Elementos Combustibles, del Centro Atómico Bariloche. Los elementos diseñados serán utilizados en el reactor CAREM 25. Hasta el momento, Argentina sólo había diseñado elementos combustibles para reactores de investigación y HWR (combustible CARA). Con esta innovación, nuestro país se ubica junto a Estados Unidos, Francia, España, Rusia, Alemania, Corea y Japón, potencias capaces de diseñar, desarrollar y fabricar un elemento combustible para un reactor de potencia tipo PWR.

Los integrantes del grupo Diseño de Elementos Combustibles del Centro Atómico, están desarrollando el primer elemento combustible para un reactor de potencia tipo PWR, con diseño ciento por ciento argentino. Como si semejante conquista fuera poco, este trabajo también convierte al grupo en el único equipo que ha realizado el diseño y la ingeniería de elementos combustibles tanto para reactores de investigación como para reactores de potencia. Solamente son diez, pero están haciendo historia. Allí, en su diminuto escenario y con trabajo paciente y silencioso, están gestando un logro que ubicará nuevamente a la Argentina en el podio de los países que hacen punta en energía nuclear: "Es una gran gratificación que tenemos dentro del grupo", señala con orgullo el Ing. Mario Markiewicz, Jefe de esta área: "No hay en el mundo equipos de trabajo que hagan el diseño y la ingeniería para ambos tipos de reactores, es decir, grupos distintos se encargan de diseñar elementos para reactores de investigación o de potencia. En nuestro grupo, que es limitado, hacemos las dos cosas".

El grupo Diseño de Elementos Combustibles tiene casi dos décadas de vida y depende de la Unidad de Actividad Ingeniería Nuclear. En este momento está compuesto por 10 personas (entre ingenieros, técnicos y personal administrativo).

Actualmente, este equipo está abocado a uno de los proyectos que más impulso ha dado la Comisión Nacional de Energía Atómica en los últimos años: la construcción y puesta en marcha del reactor modular CAREM 25, para el cual este grupo está diseñando los novedosos elementos combustibles. "Se trata de un diseño absolutamente nuestro y será el primer elemento combustible para un reactor de potencia tipo PWR diseñado y cuya ingeniería también se realiza en la Argentina", explicó el Ing. Markiewicz.

En este sentido, el profesional también distinguió la diferencia entre los conceptos diseño e ingeniería: "Uno puede hacer un diseño sin elaborar la ingeniería, es decir, se puede hacer sólo un diseño básico. Pero lo que nosotros hacemos es el diseño y la ingeniería asociada, es decir, nos ocupamos desde la selección de materiales hasta la evaluación del comportamiento, la mecánica, la elaboración de todos los planos, especificaciones, cálculos, requerimientos de ensayos e interpretación de los resultados de los ensayos. Todo esto último es la ingeniería".

El núcleo del reactor CAREM -para el cual está trabajando esta área del CAB- tendrá 61 elementos combustibles. "La novedad que tiene este diseño reside en el separador, una de las piezas del elemento combustible. Ese tipo de separador ya lo patentamos; es un diseño exclusivo nuestro y tiene ciertas características que lo hacen innovador", detalló Markiewicz y explicó: "Para fabricar un separador elástico para un elemento combustible de Atucha II, por ejemplo, se usaron unas 50 a 55 matrices para ir estampando la chapa. En el caso de nuestro diseño no se necesitan ese tipo de matrices, entonces no hay que hacer una inversión muy grande en matricería ni realizar soldaduras, lo que baja los costos", indicó el Ingeniero y añadió: "Además, esto implica simplicidad en la construcción y un control en sí mismo de la pieza considerablemente menor a lo que es un separador para un elemento combustible de uso estándar".

Trabajos en conjunto

El grupo Diseño de Elementos Combustibles del CAB trabaja en conjunto con áreas de otros centros atómicos, empresas e instituciones, sobre todo en lo que respecta a la realización de tareas de desarrollo. "Necesitamos hacerlas para determinar -dentro de las variables que tenemos de diseño- el diseño final", explicó el Ing. Markiewicz.

Para la concreción de esas tareas, los profesionales de Bariloche recurren a distintos grupos. Uno de ellos es el Grupo de Combustibles Nucleares, ubicado en el CAC, que se dedica al desarrollo de polvos de uranio y a la fabricación de pastillas de uranio. También interactúan con el área ECRI-CAC (Elementos combustibles para Reactores de Investigación), en lo que refiere a fabricación en base a diseños que hace el grupo barilochense.

Asimismo, el grupo Diseño de Elementos Combustibles del CAB tiene interacción con fabricantes externos que tienen a su cargo la confección de las piezas para ensayar. “Cuando hacés un desarrollo de estos elementos, necesitás saber con qué grado de error estás trabajando. Y esa realidad la dan los ensayos. La realidad no se puede adaptar al modelo. El modelo debe adaptarse a la realidad. Entonces hacemos piezas para luego ensayarlas”, indicó Mario Markiewicz.

Finalmente, hay otras empresas con las que se realizan trabajos en conjunto: CONUAR y FAESA. La primera fabrica los elementos combustibles, mientras que la segunda fabrica los tubos necesarios para los componentes de los elementos combustibles.

Según estimaciones de la Comisión Nacional de Energía Atómica, el reactor CAREM comenzaría a funcionar en marzo de 2015, pero el trabajo del grupo Diseño de Elementos Combustibles debe estar a punto mucho tiempo antes: “Todo diseño de un elemento combustible nuevo para un reactor de potencia lleva entre 5 y 7 años, desde el diseño hasta que el combustible está apto para ir a la central. Son muchos los ensayos que hay que hacer y las tareas de desarrollo que hay que llevar adelante”, indicó Markiewicz. En el caso del CAREM, cada combustible estará aproximadamente dos años en el reactor y se estima que anualmente se reemplazará la mitad del núcleo.

Finalmente, en cuanto al prestigio que este novedoso diseño otorgará a la Argentina, Markiewicz destacó: “Esto nos posiciona como un país capaz de diseñar, desarrollar y fabricar un elemento combustible para un reactor de potencia tipo PWR. Los diseños de Atucha I, II y Embalse son importados. En este caso, el diseño y la ingeniería son nuestros. Otros países que lo hacen son Estados Unidos, Francia, España, Rusia, Alemania, Corea y Japón. Este diseño nos posiciona al mismo nivel que ellos”.

[+volver](#)

Fuente: el núcleo



Proyectos de PAN AMERICAN en la región del Golfo San Jorge debido a su reciente asociación con China National Oil Offshore Corporation.

El empresario Carlos Bulgheroni, presidente de la firma Pan American Energy (PAE), ofreció una conferencia centrada en la reciente asociación de la compañía con la firma "China National Oil Offshore Corporation" (CNOOC por sus siglas en inglés), quien compró el 50 por ciento de las acciones de la firma Bidas, principal accionista de Pan American Energy.

Considerando la importancia que Cerro Dragón, explotado por PAE, tiene en la economía de Comodoro Rivadavia y la región, se le consultó a Bulgheroni la incidencia que puede llegar a tener sobre la actividad en ese yacimiento, la asociación con capitales chinos.

Al respecto, señaló que Pan American continuará desarrollando inversiones en el yacimiento, pero que la asociación con CNOOC debe ser evaluada desde una visión más global del mercado. "Comodoro Rivadavia debe ser hoy uno de los yacimientos en el mundo de mayor actividad. En un territorio de la dimensión de lo que es Cerro Dragón, hemos hecho tremendas inversiones y las seguiremos haciendo", remarcó. Sin embargo, aclaró, "acá hay que pensar en todo el país".

"Indudablemente (en Cerro Dragón) venimos invirtiendo a un ritmo de mil y pico de millones por año, pero no desde que se firmó la extensión (del contrato de concesión de la explotación del yacimiento con la provincia de Chubut hasta el año 2027) sino desde que empezamos el programa con Pan American. Y en el acuerdo con los chinos exploraremos donde nosotros creamos que haya las mejores condiciones. Podrá ser Salta, Tierra del Fuego u offshore", especificó.

En principio no brindó mayores detalles sobre las inversiones que PAE realizará en conjunto con CNOOC debido a que "es muy temprano" para poder detallar la estrategia a seguir, argumentó.

Sin embargo, afirmó que en la exploración de la Cuenca del Golfo San Jorge no es necesaria la intervención de los capitales chinos. "Tenemos la capacidad técnica por la profundidad de agua y el tipo de yacimiento. Acá las posibilidades de encontrar grandes yacimientos no son las mejores. Petróleo y gas se va a encontrar, el problema es que sea comercialmente exportable", reveló. Bulgheroni también se refirió a las acusaciones del sector pesquero contra la exploración offshore, que apuntan a que las prospecciones sísmicas desarrolladas por un buque de Pan American Energy, impactaron sobre los caladeros de merluza en el mar del golfo San Jorge, generando su desaparición.

El presidente de PAE defendió a su empresa argumentando que la disminución de ese recurso ictícola no es producto de la actividad del sector petrolero sino del "exceso de pesca" y de la "migración" de la fauna.

"La respuesta es muy clara y muy terminante, nosotros por la actividad que desarrollamos y la actividad que desarrollaremos en el futuro con respecto a los recursos pesqueros, no hemos causado ni vamos a causar ningún daño en absoluto, tampoco nos hemos hecho responsables de nada, ni nos vamos a hacer", afirmó.

"No tenemos planes de adquisición de YPF". La asociación de Bidas, empresa presidida por Carlos Bulgheroni con la firma China National Oil Offshore Corporation (CNOOC), derivó en una serie de especulaciones en medios periodísticos nacionales, que indicaban la posibilidad de que el empresario que preside Pan American Energy, estaría dispuesto a comprar acciones de YPF. La noticia tomó repercusión internacional debido a que el mismo Bulgheroni afirmó en una entrevista que deseaba ser presidente de la empresa asociada a Repsol de España que dirige la familia Eskenazi.

Propios allegados al ejecutivo de Pan American manifestaron que la respuesta fue mal interpretada, por esta razón, ayer Bulgheroni, descartó que la asociación con CNOOC sea un intento de ingresar a YPF. "Para evitar interpretaciones, la respuesta concreta es que hoy nosotros no tenemos un plan para la adquisición de YPF y a los efectos de que no exista ninguna duda y lo cual no quiere decir que en el futuro las cosas pueden cambiar, pero hoy no tenemos nada previsto", aclaró. La fortaleza de los rumores, nació a partir del interés real que existió meses atrás por parte de la empresa china CNOOC de adquirir acciones de YPF para ingresar al mercado argentino.



Refinor invertirá u\$s 67 millones para incrementar un 30% su oferta de combustibles.

Le permitirá ampliar su capacidad de destilación en 92.000 m³/año de gasoil y 30.000 m³/año de nafta súper. La demanda de combustibles en el NOA creció más de un 10% durante el primer semestre.

Para seguir el ritmo de la demanda en surtidores, que en la región del NOA se expande aún más rápido que en el resto del país, Refinadora del Norte (Refinor) encaró la inversión de u\$s 66,8 millones para construir una planta de hidrocracking en su destilería ubicada en Campo Durán (Salta).

La nueva unidad permitirá elevar un 30% la producción de derivados del petróleo, fundamentalmente de gasoil. Según la información presentada en la Secretaría de Energía, que calificó al proyecto bajo la órbita del programa Refinación Plus, incorporará 92.000 metros cúbicos anuales (m³/año) de gasoil; es decir, la tercera parte de lo vendido por la empresa en 2010 (261.000 m³/año). También aumentará la refinación de nafta súper, el segundo producto más requerido en la región: se sumarán 30.000 m³/año del derivado, un 35% de lo comercializado por la petrolera el año pasado (75.200 m³/año).

“La demanda de combustibles creció un 11% durante el primer semestre de 2011, frente a lo cual tomamos la decisión de invertir para garantizar el abastecimiento de la región”, indicaron desde Refinor (propiedad de YPF, Petrobras y Pluspetrol), que opera la única destilería ubicada en el NOA.

La petrolera ya tenía en marcha, a su vez, una inversión por 9,8 millones de dólares para instalar en la refinería de Campo Durán una planta de obtención de isopentano que posibilitará la incorporación de 82.700 m³/año de naftas. El programa Refinación Plus –lanzado por el Gobierno en 2007 para impulsar la ampliación del parque de destilerías– está movilizando ingentes inversiones tanto para ampliar plantas existentes como para construir nuevas plantas. Según números de la Secretaría de Energía, el programa está solventando 16 proyectos por 1.200 millones de dólares. La iniciativa impulsada por la cartera que dirige Daniel Cameron otorga créditos fiscales y financiamiento del Tesoro para las empresas que sumen capacidad de refinación. Su aplicación es la siguiente:

1. la empresa privada se hace cargo de la inversión inicial para lanzar el proyecto,
2. luego, a medida que la obra avanza, la Secretaría otorga exenciones impositivas y créditos económicos para apuntalar la continuidad del emprendimiento.

El esquema permite financiar con plata del Estado hasta un 60% de los desembolsos totales de un proyecto.

Las iniciativas encuadradas bajo Refinación Plus –que estarán en funcionamiento entre 2012 y 2013– permitirán destilar 1,05 millones de metros cúbicos anuales (MMm³/año) más de gasoil y 1,55 MMm³/año más de naftas. Entre las más ambiciosas figuran las de YPF –el principal jugador del mercado de combustibles, con un market share cercano al 60%–, que impulsa cinco proyectos que elevarán la producción de gasoil en 677.000 m³/año y 1,151 millones de m³ de naftas. Se trata de ampliaciones en las plantas de Luján de Cuyo y de Ensenada, que le demandarán una inversión de u\$s 866 millones.

La petrolera de Repsol y la familia Eskenazi es la única de las cuatro grandes –junto con Shell, Esso (en proceso de traspaso a Pan American Energy) y Petrobras– que se adhirió al programa. El resto de las iniciativas enmarcadas en Refinación Plus está en manos de petroleras Pymes.

Así, la compañía Renesa colocará 98,59 millones de dólares para construir una planta de mayor conversión para refinar 320.000 m³/año de naftas, y Petrolera Argentina –que opera una pequeña destilería en Neuquén– invierte u\$s 34 millones para sumar la capacidad de refinar 32.200 m³/año de gasoil en su unidad patagónica. Otras compañías de pequeña envergadura que figuran en el programa son New American Oil, Patagonia Energética y Verasur.

[+volver](#)

fuentes: el inversor



Inauguran una Refinería en Plaza Huincul y anuncian la construcción de otras dos.

La planta Refinadora Neuquina producirá anualmente más de 700 mil garrafas de Gas Licuado y 445 mil metros cúbicos de naftas para consumo.

El gobernador Jorge Sapag participó, de la inauguración de una refinería en Plaza Huincul. La planta pertenece a Refinadora Neuquina Sociedad Anónima, del grupo empresarial Más Energía, y requirió una inversión de 580 millones de pesos de capitales privados en adhesión al programa Refino Plus.

En el acto, que se realizó dentro de la misma planta, las autoridades anunciaron la construcción de dos refinerías y otras obras energéticas dentro de la provincia, que en total representan una inversión superior a los 2.300 millones de pesos. Además, como parte de la misma ceremonia, se puso oficialmente en marcha una central eléctrica a gas en Rincón de los Sauces, obra perteneciente a la firma Medanito, en la que se invirtieron 1.130 millones de pesos.

La planta Refinadora Neuquina producirá anualmente más de 700 mil garrafas de Gas Licuado y 445 mil metros cúbicos de naftas para consumo, lo que implicará una participación de la compañía con el 7,5 por ciento de la producción nacional. Se estima que los productos de la refinería permitirán cubrir las necesidades de abastecimiento de Neuquén, Río Negro, La Pampa, Chubut y el sur de Mendoza y Buenos Aires.

En cuanto a la central eléctrica que también se inauguró, denominada Rincón de los Sauces, se trata de un proyecto desarrollado íntegramente por la empresa Medanito, después de descubrir gas natural en el yacimiento Agua Chivada. La obra se construyó en dos etapas; una que finalizó en 2010, de 28 megavatios, y otra que entró en marcha este lunes, de otros 4 megavatios.

La Presidenta anunció otras dos refinerías en Neuquén

En el acto, Jorge Sapag y Cristina Fernández anunciaron dos refinerías en Neuquén y otras obras que totalizan una inversión de más de 2.300 millones de pesos. La más importante, por el volumen invertido, es una nueva refinería que se prevé construir en el mismo predio donde funcionará Refinadora Neuquina, que costará 1.806 millones de pesos.

Por otra parte, la presidenta anticipó la puesta en marcha del proyecto Refinería del Comahue, perteneciente a las empresas Medanito y Rovella Carranza, que consiste en la construcción de una refinería de última generación entre las localidades de Añelo y Centenario, con 1.720 millones de pesos de inversión. Con esta obra, se planean procesar 20 mil barriles de petróleo por día y producir 351 mil metros cúbicos de gasoil y 212 mil metros cúbicos de nafta comercial por año.

[+volver](#)

Fuente: Gobierno de la Provincia de Neuquén



Perú licitará un importante emprendimiento Hidroeléctrico.

Una veintena de centrales hidráulicas generará, en total, casi 12.500 megawatts; el equivalente a cuatro represas de Yacretá. La licitación para su construcción y puesta en marcha estará a cargo del Ministerio de Energía y Minas.

Con el apoyo del ex mandatario Alan García y del actual presidente Ollanta Humala, Perú será sede del mayor emprendimiento hidroeléctrico de los últimos tiempos a nivel regional, el cual fue declarado 'de interés nacional y social para el largo plazo' a través de la firma de un 'decreto supremo'.

Denominado 'Proyecto Marañón', pues la totalidad de las instalaciones proyectadas en él atravesarán el río homónimo (desde la cota 2.750 hasta los 150 metros sobre el nivel del mar), la propuesta implicará la construcción de 20 centrales de generación hidráulica que producirán un total aproximado de 12.430 MW; es decir, cuatro veces más que la gigantesca represa binacional Yacretá.

La licitación que impulsará su instalación y entrada en operaciones será responsabilidad del Ministerio de Energía y Minas (MEM). Según proyecciones de dicha cartera, la iniciativa promoverá inversiones por 15.000 millones de dólares.

En orden de importancia, las usinas hidroeléctricas que conformarán el 'Proyecto Marañón' serán:

Usinas Hidroeléctricas	Potencia
Manseriche	4500 MW
Escuprebraga	1800 MW
Rentema	1500 MW
Cumba	410 MW
San Pablo	390 MW
Balsas	350 MW
Pión	350 MW
Santa Rosa	340 MW
Yangas	330 MW
Patás 1	320 MW
Rupac	300 MW
Bolivar	290 MW
Chusgón	240 MW
Patás 2	240 MW
Pulpería	220 MW
Llata 1	210 MW
Llata 2	200 MW
Yanamayo	160 MW
Puchca	140 MW
Vizacarra	140 MW
TOTAL	12430 MW

A decir de García, uno de los principales promotores de la propuesta, esas represas garantizarán el abastecimiento energético de Perú durante los próximos 40 años. Hoy Perú produce apenas 4.500 MW y con los 1.600 MW que inicialmente están construyendo llegarán a un total de 6.100 MW. Además, Humala –quien ya dio el visto bueno a la iniciativa– tendrá que determinar la modalidad en la que se desarrollarán las obras, ya sea mediante el endeudamiento

externo, una asociación público-privada o un sistema de concesión.

El Decreto firmado por García antes de dejar el sillón presidencial también encomienda al MEM, en coordinación con la Agencia de Promoción de la Inversión Privada (ProInversión) y la Comisión para el Desarrollo Energético y Agrario del río Marañón, creada el año pasado, la elaboración de los estudios técnico-económicos que permitan la implementación del emprendimiento.

Según la norma, es un deber del Estado peruano “fomentar la inversión y el desarrollo de infraestructura energética, sobre todo aquella considerada limpia, mediante la construcción de centrales hidroeléctricas, las cuales producen energía con fuentes renovables y con impactos mínimos o nulos sobre el medio ambiente”. Así, Perú espera respaldar su crecimiento productivo hasta el año 2050, objetivo que fue dado a conocer públicamente como ‘la revolución energética nacional de largo plazo’.

Considerado por varios especialistas como la principal arteria hidroeléctrica peruana, el río Marañón es una de las fuentes hídricas más importantes de ese país. Además de aportar grandes volúmenes de energía limpia, su adecuado aprovechamiento podría permitir irrigar millones de hectáreas en áreas agrícolas de la sierra mediante un sistema de trasvases. De ese modo, se ampliarían exponencialmente las irrigaciones costeras de las localidades de Chincas, Chavimochic, Jequetepeque, Zaña, Olmos y Alto Piura.

“Ello significará un impulso extraordinario al desarrollo, la producción y el comercio en extensas regiones del oriente y la costa peruana. Será estimulada la agro-exportación y la industrialización del nororiente a pequeña y gran escala, con la consiguiente generación de cientos de miles de empleos en su construcción y en las actividades vinculadas. Se logrará, en definitiva, una notable mejora de la calidad de vida de la población gracias a la acción directa del Estado”, manifestó el ex presidente.

En el podio mundial, a fin de calcular la real magnitud del ‘Proyecto Marañón’, debe tenerse en cuenta que sólo dos iniciativas hidroeléctricas poseen una mayor capacidad productiva a escala planetaria:

la represa china Tres Gargantas (que este año llegará a su máximo nivel de generación hasta alcanzar los 22.500 MW), la binacional brasileño-paraguaya Itaipú (que desde su última ampliación, en 2007, produce unos 14.500 MW), el proyecto Belo Monte, que tendrá lugar en el corazón del Amazonas, en Brasil (con 11.233 MW), y el complejo Guri, localizado en Venezuela (con 10.000 MW).

A nivel local, el mayor aporte hidroeléctrico procede de la binacional Yacyretá, compartida con Paraguay. Gracias a su expandida capacidad instalada de 3.200 MW, esa central hoy representa un 36% del suministro energético del segmento. Le siguen, en esa dirección, las represas del Comahue (que participan con otro 36%), la usina argentino-uruguaya Salto Grande (que implica un 9%) y la chubutense Futaleufú (que explica un 8%), mientras que las demás unidades –desperdigadas por distintos puntos del país– se reparten el 11% restante.

[+volver](#)

Fuente: El Inversor



Resumen del Informe "SINTESIS DEL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DE LA REPUBLICA ARGENTINA" Comisión Nacional de Energía Atómica.

La demanda neta de energía del MEM de septiembre del 2011 tuvo un crecimiento de 3,8% respecto al mismo mes del año pasado. La temperatura media fue de 16,2 °C, mientras que en septiembre del año anterior había sido de 15,3 °C, y la histórica del mes es de 14 °C.

En cuanto a la generación hidráulica, la central hidroeléctrica de Salto Grande operó con aportes del río Uruguay superiores a los históricos del mes, en forma similar a Yacyretá que presentó aportes muy superiores a sus históricos. Por su parte, tanto el río Futaleufú, como los de la cuenca del Comahue, registraron caudales inferiores a los históricos.

Como consecuencia de la mayor generación hidráulica de las centrales de Salto Grande y Yacyretá, la generación hidráulica del MEM resultó un 22,8% superior al mismo mes del año 2010, y un 9,3% superior a la prevista.

Por su parte, la generación nuclear bruta del mes fue de 624,7 GWh, contra 681,9 GWh del mismo mes del año anterior.

Por último, y a pesar del crecimiento de la demanda, como consecuencia de la mayor generación hidráulica, la generación térmica resultó un 4,4% inferior al mismo mes del año 2010, y un 9,4% inferior a la prevista.

Respecto de las importaciones, se registraron 303,6 GWh en el mes, contra 319,6 GWh del mismo mes del año pasado; y no se registraron exportaciones, al igual que el año anterior. El precio medio de la energía durante este mes resultó de 119,93 \$/MWh y el precio monómico fue de 232,093 \$/MWh.

La demanda eléctrica de este mes mantiene la tendencia de crecimiento de los meses anteriores, respecto al año previo, si bien en septiembre suele consumirse menos energía, por contarse con temperaturas cercanas a las de confort.

Como novedades de generación, para preservar las reservas hidráulicas en función de la demanda, se despacharon todos los ciclos combinados y todas las turbinas de vapor disponibles con gas, carbón, fuel oil; sumado a generación forzada con gas oil para cubrir requerimientos locales.

En cuanto a la generación nuclear se mantuvo un despacho normal, con generación limitada de la central Embalse al 80% (520 MW) de su potencia máxima, debido a los trabajos de extensión de su vida útil.

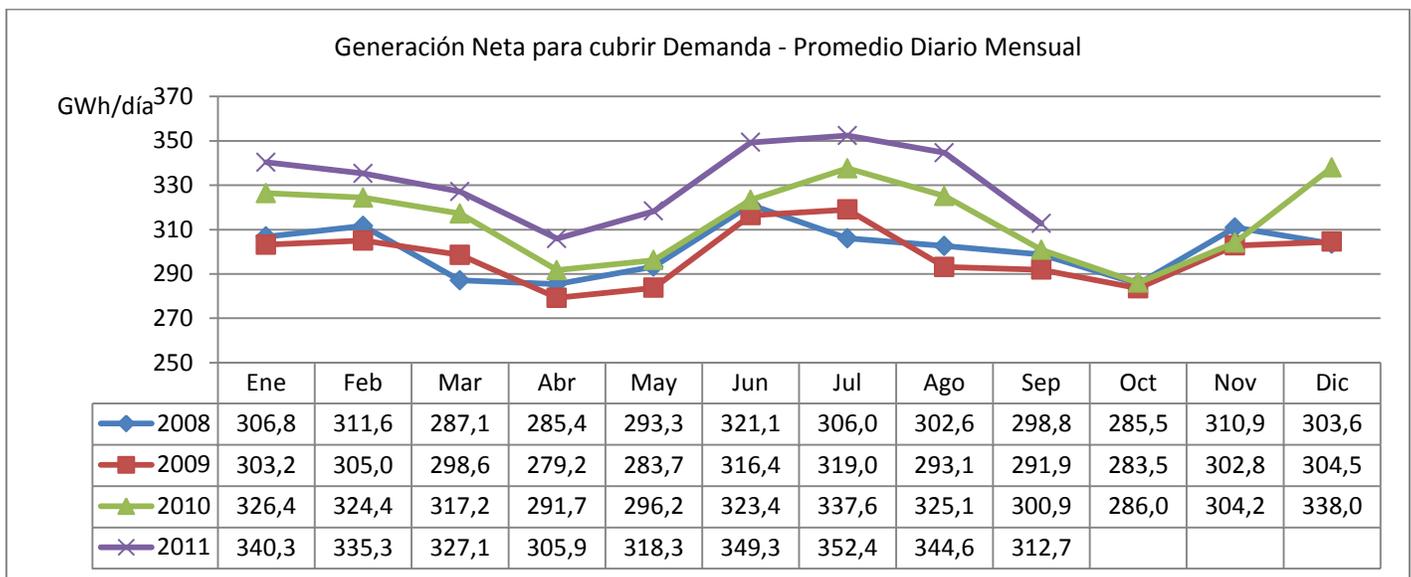
Comenzaron las maniobras y pruebas de puesta en marcha de la Central Nuclear Atucha II; según el cronograma original estas maniobras y pruebas duraran aproximadamente un año.

En relación a las líneas de transporte eléctrico, estos últimos meses se han inaugurado dos importantes obras: las líneas NOA-NEA y de COMAHUE-CUYO, conformando así una distribución mallada a diferencia del anterior sistema radial, para incrementar la seguridad y calidad del suministro eléctrico se detalla en el cuerpo de la presente edición.

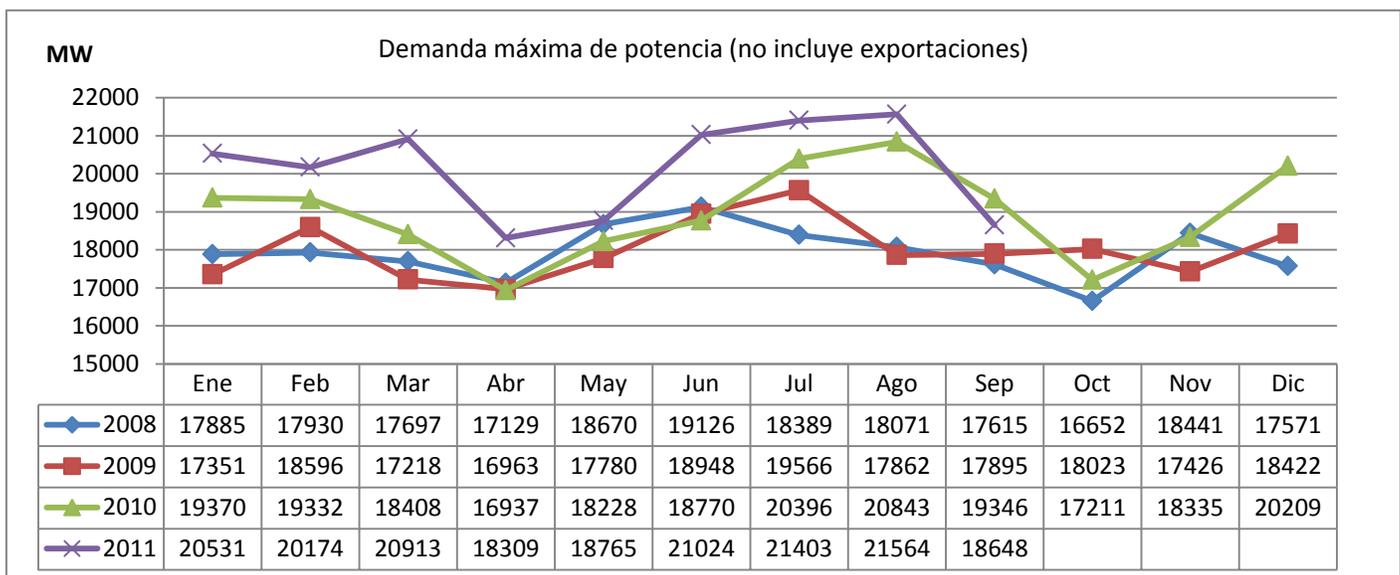
A continuación se muestra la evolución de la "demanda neta" y de la "generación neta para cubrir demanda". Estos criterios de medición son equivalentes, pero no exactamente iguales y debido a diversos factores puede haber leves diferencias entre ambos.

La "variación mensual" se calcula computando la demanda neta de los agentes, sin considerar las pérdidas en la red; respecto del mismo valor mensual del año anterior. El "año móvil" en cambio, compara la demanda de los últimos doce meses respecto de los 12 meses anteriores; mientras que el "acumulado anual", computa los meses corridos del año en curso, respecto de los mismos del año pasado.

Por otro lado, la demanda máxima de potencia presentó una disminución del 3,6 % en comparación con el mismo mes del año 2010.



Fuente: SINTESIS DEL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DE LA REPUBLICA ARGENTINA – CNEA



Fuente: SINTESIS DEL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DE LA REPUBLICA ARGENTINA – CNEA

Evolución del Sistema de transporte eléctrico

En estos últimos años se efectuaron importantes ampliaciones de la red de que conforma el Sistema Argentino de Interconexión (SADI) en 500kV, vinculando eléctricamente a las distintas regiones de nuestro país.

En este sentido, se destacan:

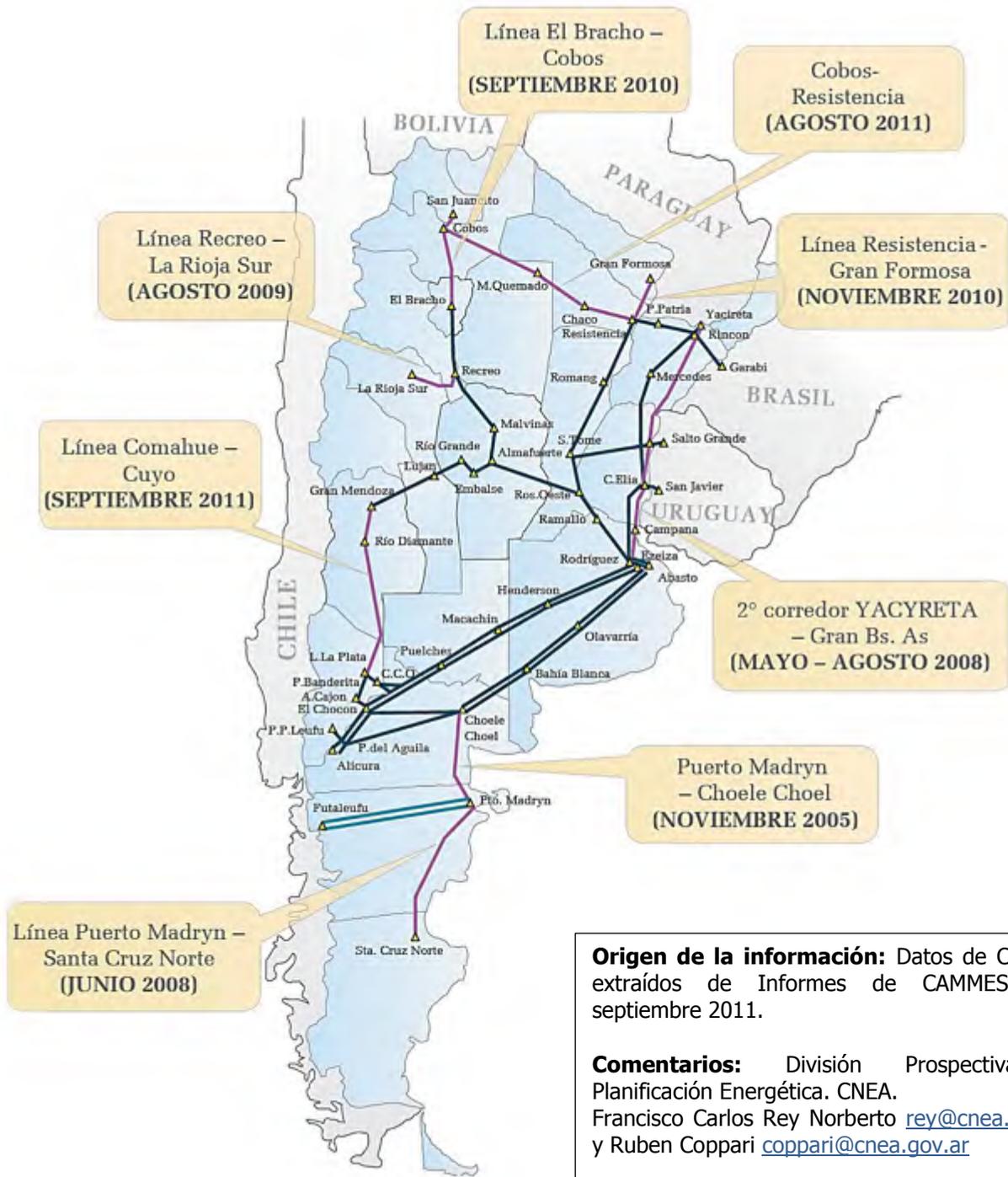
- la vinculación del sistema patagónico aislado al SADI, desde marzo del año 2006;
- la posterior extensión de esta línea de 500 kV hasta la provincia de Santa Cruz,
- la construcción de la tercera línea desde la central hidráulica Yacyretá, hasta el nodo de Buenos Aires, (donde se concentra el grueso de la demanda eléctrica del país);
- y otras líneas de menor magnitud.

Pero además en estos últimos meses se han incorporado dos grandes obras: las líneas NOA-NEA y COMAHUE-CUYO, cerrando de esta forma dos anillos que aumentarán fuertemente la seguridad y calidad en el suministro eléctrico de

varias regiones del país. Estas obras son parte de un plan para convertir la estructura radial del SADI en una distribución mallada, lo que permitirá responder más eficientemente ante fallas en el sistema, a través del cierre de sus circuitos.

Como consecuencia de todas estas obras, el sistema de transporte eléctrico en 500 KV se incrementó en más de 4000 km, en los últimos años.

Para visualizar la evolución del sistema de transporte mencionado, en la figura siguiente se pueden apreciar en color morado, las diferentes líneas de 500kV incorporadas en los últimos años.



Origen de la información: Datos de CNEA y extraídos de Informes de CAMMESA de septiembre 2011.

Comentarios: División Prospectiva y Planificación Energética. CNEA.
Francisco Carlos Rey Norberto rey@cnea.gov.ar
y Ruben Coppari coppari@cnea.gov.ar

Comisión Nacional de Energía Atómica.
Octubre de 2011.

[+volver](#)



Dos nuevas terminales de LNG para reducir la importación del gasoil que consumen las centrales térmicas.

Enarsa tiene en carpeta la construcción de tres plantas de LNG, dos de las cuales –las más avanzadas– se encuentran en las afueras de Bahía Blanca. La empresa estatal quiere acelerar los proyectos para bajar la importación del gasoil.

Enarsa contrató con una consultora española especializada en la comercialización de gas natural licuado (LNG, por su sigla en inglés) un estudio para determinar la viabilidad económica de la construcción de dos nuevas terminales de regasificación para satisfacer la demanda del hidrocarburo de las centrales eléctricas. En rigor, la iniciativa de la empresa estatal de energía apunta a reemplazar el consumo de gasoil –uno de los derivados más caros del petróleo– por el fluido.

Según cálculos iniciales que manejan en la compañía presidida por Exequiel Espinosa, la utilización de LNG en usinas generaría un ahorro del 35% del gasto que demanda la importación de diesel. Este año, por el crecimiento sostenido del consumo eléctrico –que se expandió un 7%– y la caída de la producción local de gas, Argentina se vio obligado a importar 1,6 millones de toneladas (Tn) de gasoil para quemar en el parque termoeléctrico.

El precio internacional del combustible ronda los u\$s 1.000 por Tn (o 22 dólares por millón de BTU). Es decir que, en total, se destinarán cerca de u\$s 1.600 millones para traer el combustible desde el exterior. La operación tiene ribetes aún más controversiales como no permitir aumentos de las boletas residenciales de electricidad, por cobro de tarifas sólo se recauda un 15% de esa cantidad.

Para reducir los gastos de importación, el Ministerio de Planificación, solicitó a Enarsa la construcción de dos nuevas terminales de LNG en Bahía Blanca. Es que el costo del gas que llega por barco asciende, como mucho, hasta los 14 dólares por millón de BTU, un 35% más barato que el gasoil. “El objetivo es que las plantas estén listas a mediados del año que viene y operativas en época invernal, que es cuando más gas se consume en hogares”, explicaron desde la Secretaría de Energía, que tiene a su cargo la evaluación técnica del proyecto.

Una de las nuevas plantas estará emplazada en Puerto Cuatros, al norte de la localidad bahiense, y está siendo estudiada por YPF, que fue la encargada de construir la terminal de regasificación de Escobar (inaugurada en Mayo de este año). “La petrolera está analizando la iniciativa desde un punto de vista técnico. En unos meses se decidirá la viabilidad del emprendimiento”, precisaron allegados al proyecto.

La otra planta también estaría radicada en la zona y formaría parte de un emprendimiento conjunto con la venezolana PDVSA. A su vez, Enarsa participará de la construcción de una planta para procesar 10 MMm³/d de LNG en Uruguay. “Se está definiendo la locación de la unidad, que será financiada también por Ancap, la petrolera estatal uruguaya”, indicaron fuentes de Energía.

“El gas licuado es una solución **temporal** para paliar el crecimiento de la demanda de gas frente a la declinación de la oferta local. A largo plazo, confiamos en que se concreten descubrimientos nacionales que eleven la producción gasífera”, comentó Nilda Minutti, gerente de Comercialización de LNG de Enarsa.

Según el cronograma trazado por la compañía, al menos una de las plantas que están en carpeta podría entrar en funcionamiento a mediados de 2012. El objetivo de máxima es ir reduciendo, gradualmente, la importación de gasoil para las usinas eléctricas. “Creemos que en un período de dos años podemos ahorrar cerca de u\$s 500 millones si utilizamos el fluido en lugar de diesel”, cuantificaron las fuentes consultadas, que incluso dejaron entrever la posibilidad de construir pequeñas terminales regasificadoras de LNG para abastecer a centrales térmicas de menor envergadura (hoy todas funcionan con gasoil).

Enarsa empezó a importar barcos con LNG en 2008 y apenas tres años después tiene a su cargo el suministro del 15% del gas que se consume en el país y el control de un negocio millonario. En la actualidad, las plantas de Bahía Blanca y de Escobar pueden inyectar, en conjunto, hasta 29,5 MMm³/día de gas en el sistema. Sin embargo, por cuestiones técnicas y logísticas la gasificación media de GNL ronda los 20 MMm³/día. [+volver](#)



Producción de torres eólicas con viento a favor

Fundada en 1943, la empresa familiar Metalúrgica Calviño se especializó en grúas de carga. Este año, con una inversión de \$ 6 millones, se lanzó a fabricar componentes eólicos.

Durante la inauguración del parque eólico de Rawson, el 30 de septiembre, la presidenta Cristina Fernández instó a las pymes argentinas a empezar a producir tecnología para aprovechar la energía del viento. Gastón Guarino, titular de Metalúrgica Calviño, vió el acto por televisión y se propuso hacerle saber a la mandataria que su empresa, fundada hace 68 años por su abuelo materno Manuel Calviño, estaba por inaugurar la primera planta de producción seriada de componentes para la industria eólica. De este modo, se puso en contacto con Julio Pereyra, intendente de Florencio Varela donde está ubicada la planta y la movida le salió tan bien que 15 días después la Presidenta visitó las instalaciones y cortó la cinta de la nueva nave productiva que, con una inversión de \$ 6 millones, fabricará unas 40 torres eólicas al año, más la estructura de las góndolas, estatores, rotores y tapas.

Para llegar a este acto, hay que remontarse a 1943, cuando don Manuel Calviño, hijo de inmigrantes españoles, empezó a fabricar galpones en la localidad de Avellaneda. La empresa fue creciendo y, en la década del '70 se mudó a un predio de 12 hectáreas en Florencio Varela. Al iniciarse la construcción de la represa Salto Grande, Calviño se ocupó de fabricar los equipos de elevación. Así, la compañía se especializó en grúas pórtico, puentes grúas y otros equipos para el transporte. Hasta la actualidad, esta pyme participó en proyectos de centrales nucleares, hidroeléctricas y térmicas a lo largo del país.

Hoy, la empresa está en manos de la tercera generación familiar: Mauro y Gastón Guarino, nietos del fundador, quienes le imprimieron un nuevo giro al negocio, volcándolo hacia las energías renovables. Estiman que en los próximos años, la división eólica superará en facturación y ventas al negocio inicial de fabricación de equipos de elevación.

Del mundo grúa a los molinos de viento

Para incursionar en la fabricación de componentes eólicos, Calviño debió montar una línea de producción nueva. Y lo hizo en asociación con IMPSA (Industrias Metalúrgicas Pescarmona). "A fines de 2009, empezamos a diseñar la nueva planta con participación de IMPSA y asesoramiento externo", cuenta Guarino. La firma contrató a técnicos extranjeros para que capaciten a su personal en la nueva línea de productos. "Es difícil conseguir operarios capacitados. Por eso, los formamos internamente. Primero trabajan en la parte de grúas y allí se los entrena hasta que estén preparados y certificados para pasar a la división eólica", cuenta el directivo.

En cuanto a la inversión para llevar adelante el proyecto, la firma se presentó al Fogaba (Fondo de Garantías de la provincia de Buenos Aires), obtuvo un aval de Acindar SGR y un crédito a cinco años del banco Credicoop. Todo el trámite llevó unos dos meses y medio. Antes de eso, los hermanos Mauro (ingeniero) y Gastón (contador) se encargaron de preparar el proyecto técnico y financiero.

La empresa cuenta con 80 empleados y cuando la producción alcance a las 100 torres al año, la dotación se incrementará casi al doble. Con la actual capacidad, Calviño está fabricando unas 40 unidades al año. Cada una mide 85 metros de altura, 4 de diámetro y pesa 185 toneladas. Para transportarlas hasta el parque eólico Arauco, operado por IMPSA en la provincia de La Rioja, hay que dividir las en cuatro tramos de 25 metros y 60 toneladas de peso cada una. En un futuro, estos componentes también abastecerán a parques eólicos en Brasil.

Las torres no son un detalle en la infraestructura de un generador eólico. Sobre ellas descansa la góndola (cabina), las aspas (de 40 metros) y toda la tecnología que lleva un molino de viento. Además, la compañía fabrica la estructura metálica de las góndolas, los estatores, rotores y tapas.

Uno de los costos que más inciden en el precio final de estos equipos es el transporte, que por el momento se realiza en camiones. Dado que la planta de Florencio Varela está cercana al ramal del tren Roca, una de las ambiciones de la pyme es llevar su carga por tren, un transporte más económico, eficiente y ambientalmente amigable.

La tendencia global es la sustitución de combustibles fósiles por energías limpias. En la Argentina, la Ley 26.190 de fomento a las energías renovables, establece que para 2016 el 8% del consumo energético nacional deberá provenir de fuentes limpias. Y según diversos especialistas, más de un 50% de esta nueva energía provendrá del viento, que hoy más

que nunca sopla a favor.

El Cluster Eólico Argentino fue un proceso que se generó alrededor de IMPSA a partir de 2006. Para construir un aerogenerador se necesita un diseño confiable y altamente innovador. Fue por eso que comenzamos a desarrollar una red de proveedores que llegaron a ser 450 en 2011, en su mayoría pymes, explica Santiago Fernandez Herrero, director de IMPSA Wind Argentina. Estas firmas suministran herramientas y equipos como transformadores, estructuras, torres, generadores y otros componentes de alto valor agregado.

En la Argentina, ya existen aerogeneradores de fabricación nacional en los parques eólicos Vientos de la Patagonia 1 (Comodoro Rivadavia) y Arauco I (La Rioja). Los primeros aerogeneradores construidos por el Cluster Eólico Argentino serán montados en los proyectos ganados en el programa de energías renovables Genren I.

Perfil

* Actividad principal: producción de equipos de elevación y componentes para la industria eólica

* Inversión en la nueva planta: \$ 6 millones

* Volumen de producción: 40 torres eólicas al año, proyectadas 100 anuales para 2012

* Empleados: 80

[+volver](#)

Fuente: cronista



Análisis de situación Cándor Cliff y La Barrancosa.

La Barrancosa-Cándor Cliff es un emprendimiento para el aprovechamiento hidroeléctrico del Río Santa Cruz, que según estiman generará una potencia eléctrica de 1.700 megavatios.

La Barrancosa - Cándor Cliff es un emprendimiento para el aprovechamiento hidroeléctrico del Río Santa Cruz, que según estiman generará una potencia eléctrica de 1.700 megavatios, equivalente al 10% de la energía generada en 2008. Mientras parte del arco político opositor lo ha calificado de "proyecto inmaduro, poco transparente, apresurado y no rentable", desde el gobierno señalan que "hay momentos en que el costo-beneficio tiene que tener otra ecuación de análisis que algunos no la entienden, y otros lo entienden con muy mala intención". A esta obra, la ex empresa Agua y Energía, la tenía en el puesto 32 de sus prioridades.

La Barrancosa-Cándor Cliff es un emprendimiento para el aprovechamiento hidroeléctrico del Río Santa Cruz (Argentina), que según estiman generará una potencia eléctrica de 1.700 megavatios (equivalente al 10% de la energía generada en 2008).

La Barrancosa estará situada a 185 kilómetros de la desembocadura del Río Santa Cruz, mientras que Cándor Cliff, a 250 kilómetros del mismo sitio. Esta obra es la tercera hidroeléctrica en importancia, después de Yacretá y Salto Grande. Un dato no menor: el Río Santa Cruz es el cuarto más caudaloso en Argentina a razón de 790 metros cúbicos por segundo.

La iniciativa es impulsada por el Gobierno argentino y demandará, según las estimaciones iniciales, un desembolso superior a los u\$s 3.500 millones. Se sabe al menos que la construcción de este Complejo sobre el río Santa Cruz, no sería posible si no se hubiese impulsado la construcción de la Línea de 500 Kv, que une Pico Truncado, Río Gallegos, Calafate, Río Turbio y La Esperanza.

La Barrancosa, que se ubicará a 185 kilómetros distante del mar Argentino y la otra denominada Cándor Cliff a 250 kilómetros, igualmente del mar Argentino. Según el proyecto, la capacidad de potencia a generar por la represa Cándor Cliff, será de 1.140 MW (6 grupos turbina/generador de 190 MW cada uno), y La Barrancosa de 600 MW (5 grupos turbina/generador de 120 MW cada uno), y así alrededor de 5.100 GWh/año se incorporarán al Sistema Interconectado Eléctrico Nacional.

El 14 de abril de 2008 la presidenta argentina Cristina Fernández de Kirchner encabezó el acto de la apertura de ofertas para la construcción de la represa hidroeléctrica que tendrá un plazo ejecución de obra de cuatro años y generará 5.000 puestos de trabajo.

Tres consorcios ya presentaron sus ofertas en la licitación para la construcción del Complejo Hidroeléctrico Cándor Cliff-La Barrancosa, en la provincia de Santa Cruz: los oferentes son los grupos conformados por:

- Benito Roggio S.A. -Esuco y Supercemento SAIC,
- Electroingeniería S.A.- IECSAQ S.A. y José Cartellone; y
- Camargo Correa, Impsa y la Corporación América S.A.

El actual Ministro de Planificación, Julio De Vido recordó, que en 2003, "el 66% de la energía era generada por empresas extranjeras, hoy es el 35%, habiendo crecido casi 7.000MW. Los privados nacionales sólo tenían entonces el 8%, hoy tienen el 23%, con 6.000 MW más y el Estado, del 26% paso a 37%" y remarcó: "Hemos generado un profundo proceso, no de estatización, sino de argentinización de nuestros recursos energéticos".

En cuanto a los cuestionamientos por precio señaló que "hay momentos en que el costo-beneficio tiene que tener otra ecuación de análisis que algunos no la entienden, y otros lo entienden con muy mala intención. A esta obra, la ex empresa Agua y Energía, la tenía en el puesto 32" de sus prioridades. El Complejo Hidroeléctrico Condof Cliff-Barrancosa hace muchos años que no era prioritario para los funcionarios de la Secretaría de Energía porque ellos preferían impulsar plantas de ciclo combinado. Por eso el proyecto recién pudo destrabarse cuando lo tomó Recursos Hídricos.

Con una oferta que se ubicó en torno de los \$ 16.400 millones y una propuesta de financiamiento privado del orden de los \$ 2.000 millones, cantó victoria el consorcio que lidera IMPSA (Industria Metarlúrgica Pescarmona) y que lleva como socios a Eurnekian y al grupo brasileño Camargo Correa, el dueño de la cementera Loma Negra.

A través de la resolución 932 del 21/09/2011, la Secretaría de Energía incorporó al Programa Nacional de Obras Hidroeléctricas a Chihuido I, **el Complejo Hidroeléctrico Cóndor Cliff-La Barrancosa en Santa Cruz**, la presa Los Blancos I y II en Mendoza, y el aprovechamiento hidroeléctrico Los Caracoles en San Juan. Estas obras aportarán 2.900 megavatios al sistema nacional. El "Programa Nacional de Obras Hidroeléctricas" que fue creado a principios de 2009 con el doble fin de asegurar el financiamiento y la ejecución de la obra.

Y por otro lado, se autorizó a la CAMMESA –la compañía administradora del mercado eléctrico– a suscribir un contrato de compra por toda la energía que provean las centrales a un plazo de 15 años y con tarifas diferenciales que reconozcan los costos operativos y el repago de las obras.

Datos técnicos:

Desde su concepción, el proyecto fue diseñado de modo de satisfacer una serie de exigentes requerimientos ambientales, tales como:

- Limitaciones al Nivel Máximo Extraordinario del embalse Cóndor Cliff: no debe superar la máxima cota de oscilación (depurada de eventos por rotura) del Lago Argentino.
- Condiciones de operación del embalse: debe garantizar que su nivel acompañe las oscilaciones naturales del Lago Argentino (depuradas éstas de los eventos por rotura).
- Máximo caudal evacuado: a fin de cumplimentar consideraciones hidráulicas de estabilidad de cauce y de dominio en la zona ribereña, el máximo caudal a evacuar desde el embalse de La Barrancosa no debe superar el de 25 años de recurrencia, determinado a partir del registro histórico.
- Protección al ecosistema: debe garantizar un caudal mínimo (80 m³/s) que asegure la preservación de los ecosistemas actuales. También debe garantizar la existencia de un sistema que permita las migraciones reproductivas de las especies ictícolas que se dan en el tramo fluvial considerado (escala de peces).

CONDOR CLIFF:

La presa es del tipo de enrocamiento con pantalla de concreto (CFRD) de 76 m de altura, y una longitud de coronamiento de 2780 m. El equipamiento hidroelectromecánico incluye 6 unidades generadoras tipo Francis de 197MW cada una, con sus sistemas de regulación de velocidad, excitación y tuberías de presión.

LA BARRANCOSA:

Al igual que en Condor Cliff, el cerramiento se realiza con enrocamiento con pantalla de concreto (CFRD), en este caso de 44 m de altura y 2.900 m. de longitud de coronamiento. La central contará con 5 unidades generadoras tipo Kaplan de 127MW cada una, con sus sistemas de regulación de velocidad y excitación.

Ambos proyectos poseen obra de toma, descargadores de fondo, vertederos (de labio fijo en el caso de Cóndor Cliff y con compuertas en La Barrancosa), escala de peces, todos los equipos hidro-mecánicos asociados, y casa de máquinas. Las centrales disponen de sistemas de monitoreo, control y protección, transformadores de potencia principales, sistemas eléctricos y auxiliares. La tecnología empleada es de clase mundial y cumple los más rigurosos estándares de calidad y confiabilidad.

Con la puesta en operación de estos proyectos, se logra el ahorro de más de 8 millones de barriles equivalentes de petróleo (BEP) por año, evitando la emisión de gases de efecto invernadero, colaborando con la mitigación del calentamiento global y la disminución de la contaminación ambiental.

	CH Cóndor Cliff	CH La Barrancosa
Turbinas		
<i>Tipo</i>	Francis	Kaplan
<i>Cantidad x capacidad</i>	6 x 197 MW	5 x 127 MW
<i>Salto Nominal</i>	63,5 m	32,9 m
<i>Velocidad de Rotación</i>	107,1 rpm	115,4 rpm
Regulador de Velocidad		
<i>Tipo</i>	Electro-hidráulico con control PID	con Electro-hidráulico con control PID
Generadores		
<i>Cantidad x capacidad</i>	6 x 215 MVA	5 x 139 MW

<i>Tensión de generación</i>	15,75 kV	15,75 kV
<i>Frecuencia</i>	50 Hz	50 Hz
Sistemas de Excitación		
<i>Tipo</i>	Estático	Estático
Transformadores de Potencia		
<i>Tipo</i>	Trifásico	Trifásico
<i>Cantidad x potencia</i>	3 x 435 MVA	2 x 278 MVA + 1 x 139 MVA
<i>Tensión lado generación</i>	15,75 kV	15,75 kV
<i>Tensión lado transmisión</i>	500 kV	500 kV

[+volver](#)