

Elecgas 2005

Discusión de los verdaderos temas energéticos

El encuentro, que reunió a los principales actores de la industria energética, se desarrolló con éxito los días 28 y 29 de junio en el Hotel Crowne Plaza.

Con un alto número de asistentes durante los dos días de seminario se llevó a cabo la cuarta versión de Elecgas, organizado por revista Electricidad Interamericana y que reafirmó este año su condición de máximo evento energético a nivel nacional en los temas de electricidad, hidrocarburos, gas natural, gas licuado, energías renovables alternativas (hidro, geotermia, eólica, solar, biomasa-biogás), cogeneración, eficiencia energética y la industria de los Mecanismos de Desarrollo Limpio (MDL).

Elecgas 2005 es reconocido como el principal punto de encuentro nacional de la industria de la energía en Chile, en donde los entes de Gobierno y los más calificados representantes del sector pudieron intercambiar opiniones, análisis y soluciones. El evento comprendió este año la Conferencia Plenaria, el Foro-Desayuno del Cigré, sobre Energía Nuclear, las Charlas Técnicas y la Exposición y Muestra Monográfica. En el caso de la plenaria, se constituyó como una instancia única de diálogo y reflexión sobre el escenario de nuestro sector energético, aportando al planteamiento de ideas, conocimiento y oportunidades comerciales vinculadas a diferentes proyectos existentes respecto a nuestro mercado y negocio energético, bajo el actual escenario coyuntural en plena evolución.

El primer día, 28 de junio, estuvo destinado íntegro al análisis del mercado eléctrico, estado actual de la generación, transmisión y distribución eléctrica. Expusieron en esa

oportunidad, además de la Comisión Nacional de Energía (CNE), el Panel de Expertos, las empresas Transelec, Endesa, AES Gener, Gasatagama Generación, Electroandina, Edelnor, Chilectra, CGE Distribución, Emel, y los consultores internacionales de Mercados Energéticos.

El segundo día, en tanto, se discutieron temas referentes al análisis del mercado energético, el Gas Natural (GN), Gas Natural Licuado (GNL), las Energías Renovables No Convencionales (ERNC), Eficiencia Energética y los Mecanismos de Desarrollo Limpio (MDL). En ese marco expusieron la Asociación de Distribuidores de Gas Natural (AGN de Chile), Enap, quien anunció –en boca de su gerente general, Enrique Dávila– una serie de proyectos en las áreas de hidrocarburos y energías renovables, Gasco, los consultores Luis Hormazábal (ex ejecutivo Dis-

trinor y Electroandina) y Alejandro Sruoga (ex Secretario de Energía de Argentina), Pan American Energy, Soluziona España, el Programa País de Eficiencia Energética (PPEE), Corfo, ProChile, Conama, el Departamento de Mecánica de la Universidad Técnica Federico Santa María y el Instituto de Ecología Política (IEP).

Revista Electricidad Interamericana quisiera agradecer la colaboración de los moderadores de mesa en ambos días, Luis Hormazábal, Francisco Aguirre, María Isabel González y Mirjam Schwan.

Energía nuclear, información técnica y electricidad verde

Extraordinariamente y al alero de Elecgas 2005, este año se organizó la primera reunión del capítulo chileno del Consejo Internacional de Gran-



La diversificación de la matriz energética, los alcances de las reformas a la Ley Eléctrica, las nuevas fuentes de generación y el recurso de los bonos de carbono y MDL fueron algunos de los temas discutidos en Elecgas 2005.

des Redes Eléctricas (Cigré). En ese marco, una concurrenada asistencia tuvo el seminario que llevó por título “Energía Nuclear: ¿Una Opción Para Chile?” y su temática enfocada a los usos y ventajas de la energía atómica, la factibilidad de desarrollo de proyectos en Chile, capacidades mínimas de generación, eficiencia energética y su relación con las otras fuentes. En esa oportunidad, el público presente pudo manifestar sus inquietudes, respecto a esta posibilidad de generación de energía, al panel presente que estuvo conformado por Julio Vergara, director de la Comisión Chilena de Energía Nuclear (Cchen); Manlio Coviello, oficial de Asuntos Económicos de la Cepal; y Renato Valdivia, presidente del Comité Chileno del Cigré y quien oficializó de moderador.

La muestra monográfica y exposición especializada fue el lugar ideal para proveedores de la industria, compañías, instituciones y organizaciones del sector energético. En la muestra participaron alrededor de 30 expositores, proveedores del sector energético nacional, de productos, insumos, servicios y tecnología, quienes mostraron sus propuestas y soluciones tecnológicas para el sector, además de la eficiencia y eficacia de sus de los servicios, productos y tecnologías aplicadas.

Por su parte, este año se intentó dar otro cariz a las Charlas Técnicas, superando con creces lo realizado en años anteriores. En Elecgas 2005, las reuniones contaron con un importante marco de público, en total 157 asistentes (promediando 35 personas en cada charla).

Las empresas participantes tanto en la muestra monográfica y exposición como en las Charlas Técnicas fueron: ABB, AES Gener, Bimex,



A nombre del gobierno asistió el secretario ejecutivo de la Comisión Nacional de Energía (CNE), Luis Sánchez Castellón.

CAM, Camchal, Comité Chileno del Cigré, Chilectra, Electroandina, Edelnor, Electroconsultores.com, Endesa, Energética, Finning Power Systems, Fundación Chile, Geospower Energy, Global Soluciones, Instituto de Ecología Política, Intecma, Mercado Energético, PLC International, PPEE, Siemens, Soluziona, Synapsis, Universidad Federico Santa María y Vestas.

Comentario aparte se merece la entrega de la “Certificación Electricidad Verde” a tres generadoras de hidroelectricidad, las que en forma limpia y sustentable producen electricidad verde. En la oportunidad, el presidente del IEP, Manuel Baquedano, con el apoyo de Svenska Naturskyddsforeningen (Sociedad Sueca para la Conservación de la Naturaleza) y EUGENE (European Green Electricity Network) entregó la certificación oficial y el sello verde, por su generación energética proveniente de fuentes renovables, a


la Eléctrica Puntilla Sociedad Anónima de la comuna de Pirque, Región Metropolitana; a la microcentral Pallaco de la comuna de Tirua, VIII Región; y precertificó a la Asociación de Canalistas Sociedad del Canal del Maipo de la comuna de Puente Alto.

La microcentral de Pallaco fue construida con fondos del PNUD, otorgados por el gobierno de Japón, tiene una capacidad de generación de 15KW y está en operaciones desde 2001. La microcentral abastece a toda la comunidad de Pallaco, compuesta por 19 familias mapuches, tanto en el 100% de los hogares como el alumbrado público. Esta microcentral no está conectada a la red.

Central Eyzaguirre de la Asociación de Canalistas Sociedad del Canal del Maipo de la comuna de Puente Alto, en operaciones desde 2003, tiene una producción anual esperada del orden de los 9,58 GWh y su energía se vende actualmente a Chilectra.

La precertificada central de pasada de Eléctrica Puntilla, de EPSA, está ubicada en Pirque y funciona desde 1924. Tiene una producción anual esperada de 140.000 MWh y gracias a una repotenciación en marcha desde 2006, opta a ésta certificación.

En resumen, Elecgas 2005 completó dos días llenos de actividad, que permitieron tener una visión amplia y profunda del sector. Los anales de Elecgas 2005 están disponibles en un CD Rom.

Revista Electricidad Interamericana trabaja en la V versión de Elecgas, que se llevará a cabo los días 20 y 21 de julio de 2006, a la que desde ya quedan todos muy cordialmente invitados a participar. 

Luis Sánchez Castellón, Comisión Nacional de Energía



“La nueva línea de transmisión troncal para el tramo de Charrúa/Temuco, que fue –por decirlo así– una obra emblemática, esa que lideró el proceso de debate sobre la Ley Corta I, ya se encuentra licitada por un actor que no está presente en nuestro mercado eléctrico”.

“Hemos iniciado el proceso que lleva a la realización del estudio de transmisión troncal para determinar su expansión en los próximos años. Este proceso se encuentra en pleno desarrollo, aunque hemos tenido que declarar desierto el estudio por no reunir las condiciones administrativas o técnicas para su adjudicación. Tendremos que empezar un nuevo proceso de licitación, perderemos algunos meses, pero me parece que es muy importante asegurar que este primer estudio de transmisión troncal contemple un proceso de licitación completamente exitoso”.

“La CNE está trabajando aceleradamente para contar con un reglamento que regule de manera precisa las disposiciones que hoy en día se encuentran y tienen rango legal”.

“La capacidad instalada que tiene el SIC tiene la total y absoluta posibilidad de satisfacer nuestra máxima demanda en punta. Hemos tomado las medidas para asegurar los procesos de inversión de mediano y largo plazo que aseguren el abastecimiento de nuestros mercados de acuerdo con el crecimiento”.

“La matriz de generación eléctrica prevista en nuestro plan de obras para el SIC, hacia 2014, presenta un cambio importante, cual es la importante participación del Gas Natural Licuado (GNL), que de no tener presencia hoy por razones evidentes, va a tener una muy importante presencia en diez años más”.

Alejandro Jadresic, Panel de Expertos

“Hace un año me tocó participar como consultor independiente y coincidimos con muchos de los participantes en la necesidad de una reforma para posibilitar contratos entre distribuidoras y generadoras con precios estables en el largo plazo”.

“La función del panel es la de adoptar decisiones que pensamos tienen que ser justas y oportunas, y eso implica que nuestro juicio tiene que estar fundado sólidamente en criterios técnicos y jurídicos. Ojalá los criterios técnicos y jurídicos puedan ser compartidos por todos los panelistas, el objetivo último por cierto no es sólo resolver discrepancias sino que en último término el mercado opere mejor, que los consumidores y los oferentes se beneficien de un mercado que opere en forma dinámica y eficiente, y también que los actores de este sector puedan operar con este mecanismo transparente de regulación y solución de conflictos. El panel hará y está haciendo todo lo que puede para operar bien, pero en definitiva el éxito nuestro depende no sólo de nosotros sino que de todas las partes que intervienen en el negocio eléctrico, que cooperen con nuestro funcionamiento planteando en la debida forma y plazos que corresponde sus discrepancias, y también informándose y dándose a conocer las decisiones del panel”.



Juan Carlos Araneda, Transelec



“En nuestro caso tenemos un sistema que hasta el momento carece de normas, tiene muchos manuales para definir criterios operacionales –que aún están pendientes–, y muchas divergencias que surgen debido a la forma de definición como se tarifica”.

“Respecto a las inversiones que ha realizado Transelec con anterioridad a la ley corta, Transelec invirtió US\$ 200 millones entre 2001 y 2004. Ahora apuntamos a un conjunto de obras de construcción inmediata, como siete ampliaciones por un valor de US\$ 69 millones; una nueva obra que se adjudicó Transelec por US\$ 7 millones. Los proyectos de ampliación en la zona central del país van a entrar en servicio en 2007, pero en este momento se encuentran en una situación pendiente producto de que las licitaciones se declararon desiertas. Estamos a la espera de que la CNE autorice reanudar el proceso de licitación. El resto de las aplicaciones en el sistema de 54 kV están ya adjudicadas y en construcción, tenemos también la nueva línea Charrúa/Temuco

que fue adjudicada y va a estar en servicio en 2008, y en el sistema Charrúa al sur tenemos el seccionamiento de la zona de Temuco y la de Valdivia, que van a estar en servicio en 2006; y un compensador estático reactivo que constituye una obra nueva que Transelec que adjudicó y que va a estar en servicio en 2007”.

“Para una nueva línea de transmisión debemos contar con tres años, y entre 18 y 30 meses para nuevas obras en subestaciones. Una vez que el estudio de transmisión troncal esté terminado (mediados de 2006), y se efectúe la promulgación del decreto, la revisión del plan de expansión y se liciten las obras, recién a fines de 2006 se van a adjudicar nuevas obras. Esto implicará que la puesta en servicio será hacia 2010”.

“En el sistema troncal tenemos una proyección de gasto de US\$ 490 millones y US\$ 70 millones en el de subtransmisión”.

José Venegas, Endesa



"Hoy nuevamente queda en evidencia que la hidroelectricidad es una alternativa muy viable para el país y para ello basta ver que centrales tan criticadas en su momento, como Pangué y Ralco, actualmente aportan el 25% de la generación eléctrica".

"Cuando me refiero a los precios de los carbones hablaba de US\$ 35 a US\$ 40 la tonelada. Si uno analiza cuál fue el precio del carbón de los últimos años en condiciones normales, es el valor que uno debería tender a esperar a largo plazo"

"El abastecimiento estará más ajustado después de 2006, debido a que es muy probable que el suministro de gas natural siga restringido en los próximos tres años, a lo que se suma que no hay nuevas centrales importantes que entren en operaciones antes de 2008".

"En términos de lo que está pasando en el Sing, en general hay una coyuntura que afectó a toda la industria. Aquí no se trata de que haya sido por ineficiencia de alguna de las empresas, pero hay un efecto mayor que es el efecto argentino; la situación es súper crítica".

"La falta de gas proveniente desde Argentina debe ser compensada con el desarrollo de Gas Natural Licuado (GNL), recurso que es más seguro debido a que puede ser importado desde diversas partes del mundo al ser transportado por vía marítima y no sólo por gasoductos".

Patricio Carmona, Edelnor

"En el caso de la capacidad instalada del Sing, para una demanda estimada en 2005, 2006 y 2007, en la medida que aparecen las restricciones de gas desde cero a un 100%, esa capacidad instalada va disminuyendo estableciendo un escenario de crisis con una restricción superior a 70%".

"La generación económicamente eficiente hoy día nos está demostrando que en la actualidad depende del mix gas-carbón. El efecto combinado de precio y disponibilidad, el incremento de los precios internacionales de carbones y fletes, junto con las restricciones de gas natural, han ocasionado un fuerte incremento en los costos operacionales de las empresas. Aparece la necesidad de la diversificación en aquellas empresas que no lo tienen, que debe ser pagada por los clientes, quienes a su vez deben elegir a los generadores diversificados".

"¿En qué invertir?) En el corto plazo en unidades a carbón asociados sólo a nuevos contratos de largo plazo; en el largo plazo, la posibilidad de un anillo energético en el cono sur".



Juan Carlos Olmedo, AES Gener



"El gas natural, con su introducción, tuvo un impacto muy relevante no tan sólo en la zona central sino que también en el norte, tanto en términos de mejoras del tema ambiental como de mejoramiento en la calidad de servicios. Permitted mejorar también la continuidad, reducir la cantidad de fallas y en el caso de los ciclos combinados, en la medida que fueron entrando al sistema, si bien al comienzo se produjeron fallas, posteriormente permitieron mejorar sostenidamente la calidad de servicios en el Sing. Incluso en 2004 alcanzamos niveles similares o mejores que los del SIC en 2003".

"Las empresas mejoraron sus procesos y las compañías mineras lograron importantes ahorros, de alrededor de US\$ 500 millones hasta 2005, y entre US\$ 150 a US\$ 180 millones adicionales en 2004. Es decir, hay unos ahorros del orden de US\$ 650 millones que tuvieron los usuarios debido a la introducción del gas natural en el norte".

"Los flujos de gas desde Bolivia hacia el noroeste argentino son fundamentales para contribuir con aquella parte faltante. El gaseoducto a Buenos Aires es un proyecto de gran importancia porque permitirá tranquilizar tanto al gobierno argentino como a los productores, quienes sabrán que van a disponer de un volumen importante desde Bolivia, lo que en consecuencia permitirá continuar abasteciendo los contratos de los usuarios chilenos".

"Con la discusión de la Ley de Hidrocarburos, hasta hace un mes atrás, parecía que Bolivia se daría cuenta que como se estaba dictando la normativa se acabarían las inversiones, lo que generaría un cambio de rumbo de la legislación en el parlamento. Sin embargo, hoy incluso se ratifica que el país camina hacia la expropiación de los ámbitos de producción, los que expone seriamente las inversiones".

"Los flujos de Bolivia a Brasil son un tema muy relevante por cuanto Brasil sigue aumentando su demanda de gas y si Brasil hace efectivos sus mayores flujos y Bolivia no está incrementando su producción, los envíos que hoy van a Argentina terminarán inyectándose a Brasil muy prontamente".

Elio Cúneo, Electroandina



“A nivel del carbón, también en 2004 aparece un peak relativamente violento en los precios, bordea entre US\$ 60 y US\$ 70 la tonelada, dependiendo de la capacidad de negociación de las empresas. Sin embargo, hacia atrás del período, aproximadamente entre 2001 y 2003, los precios del carbón tienen una media de entre US\$ 30 y US\$ 40 por tonelada. Entonces se podría esperar que en el largo plazo los precios vuelvan a ese nivel. Ahora, habrá que ver cuándo estamos en un período en que los precios están altos y en consecuencia habrá que esperar que las minas empiecen a producir más o, eventualmente, aparezcan nuevos yacimientos en la propiedad de Chile”.

“La capacidad instalada del Sing es afectada por varias razones. La primera de ellas es el tema de nivel de despacho por razones de seguridad, las máquinas no pueden ser despachadas a su plena capacidad en el caso de las unidades grandes, sobre todo con las restricciones de gas natural que experimentamos, del orden del 20 %. Y lo otro es que la capacidad del sistema, en general considerando restricción de gas natural y adicionalmente nivel de despacho, hace que la capacidad instalada del Sing bordee, en estos momentos, alrededor de 2.100 MW”.

“Se supone que hacia 2010 aproximadamente el sistema va a crecer entre 400 MW y 500 MW producto de la gran demanda de proyectos mineros. Básicamente se espera que en el largo plazo el precio del carbón tienda a la baja, normalizándose hacia 2010 en torno a los US\$ 50 por tonelada. En el caso del gas natural, el precio tiende a mantenerse o eventualmente podría subir si es que aparece un nuevo impuesto”.

“Si mantenemos los actuales niveles de restricción, sin nuevas inversiones, los costos marginales para 2009 podrían superar los US\$ 80 por MWh”.

“Del análisis realizado uno puede concluir varias cosas: La primera de ellas es que aparece una nueva incertidumbre en la industria, los mayores costos por efecto de las restricciones de gas necesariamente tienen que ser traspasados a los clientes. El temor es cuán sensible pueden estar los clientes respecto a este tema. De venir restricciones violentas, con empresas generando en base a gas natural, estas compañías tendrán que concurrir al mercado spot a comprar a costos marginales, a valores muy altos. Si no se hace el traspaso a los clientes, el riesgo financiero para dicha empresa es muy violento”.

Rudolf Araneda, Gas Atacama

“He sido un gran defensor del hecho de que tiene todo el sentido del mundo seguir insistiendo en el potencial del gas argentino, pero debo reconocer que el gobierno argentino ha sido reiterativo en los últimos meses en señalar que no desea renovar los permisos de exportación. Es un dato que tenemos que considerar, los permisos vigentes son más críticos en la zona central (hay vencimientos importantes en 2008) que en el norte, en donde la mayoría vencen en 2012”.

“La eventual falta del gas significa un cambio estructural en los costos de generación y una disminución en el nivel de seguridad del sistema. La oferta, si uno dice –OK, funcionemos con el carbón-, el carbón no es suficiente, podríamos discrepar quizás en algunas decenas de MW, pero la capacidad instalada del carbón, si uno considera los períodos de mantención normales, podríamos como concepto decir el norte puede generar en forma continua con error de 1.000 MW en carbón, cuando la demanda actual es 1.600 MW. Escondida, Collahuasi y Codelco están anunciando requerimientos importantes en los próximos dos y tres años, por lo tanto habrá pronto una tendencia de incremento hacia 1.800 MW y 2.000 MW. Entonces, utilizamos los ciclos combinados con diesel o con otro combustible, pero con carbón sólo no se puede asegurar continuidad de suministro, no hay ninguna posibilidad de hacerlo”

“Hay que resolver inversiones concretas en el ámbito de logística que permita al conjunto de los ciclos combinados que tienen capacidad dual, que no son todos, pero aquellos que la tienen, disponer de diesel en forma continua, capacidad que hoy no existe en el Sing. Entonces, es necesario mejorar el tema de logística para resolver el problema del muy corto plazo; y para resolver el de mediano plazo, operar esos ciclos combinados con diesel aportando entre 1.000 MW y 1.600 MW, eso sí es que se mejora la logística. Sin embargo, hay un costo obviamente muy elevado que no es razonable que sea el costo de operación de régimen del norte y por lo tanto en vez de continuar apostando que el tema se resuelva, probablemente hemos llegado al momento en que es indispensable tomar la medida de una inversión de respaldo de carácter estructural para el Sing”

“Las opciones para el Sing son que digamos –OK, no más gas, vamos a combustibles alternativos como el carbón, la geotermia, la energía nuclear o el LNG–”.



Cristián Mosqueira, Chilectra



"Hoy día Santiago tiene un consumo promedio mensual a nivel residencial de entre 180 kWh y 190 kWh, y es casi incomparable con lo que uno ve a nivel europeo o americano, en donde estamos hablando de entre 500 kWh y 600 kWh o 1.500 kWh y 2.000 kWh respectivamente. Entonces, si uno suma el tema ambiental con el de la necesidad, uno se va dando cuenta que cada vez la densidad de carga va a ser mayor, la necesidad de postes va a ser mayor, la necesidad de cables va a ser mayor".

"Hoy en día Santiago tiene en general el 15% de sus redes soterradas y el 85% de redes aéreas. Sin embargo, ese 15% de soterramiento que hay de redes se concentran principalmente en tres o cuatro comunas que son Santiago, que desde sus orígenes prácticamente fue subterráneo, Lo Barnechea, Providencia e Independencia".

"A la larga, los beneficios que nosotros vemos en el proyecto de soterramiento de redes en Santiago son: la descontaminación visual; modernización urbana; menores tasas de fallas; para los residentes y vecinos hay una mayor plusvalía de las propiedades; una mejora en el entorno donde viven; las empresas eléctricas ven menores costos de mantenimiento; ahorro en poda y menores costos por daños en condiciones climáticas adversas. A la larga es una muestra de que es un proyecto que beneficia a todos, pero el punto es cómo llevarlo a cabo"

Mario Donoso, CGE Distribución

"Desde 1999 a 2004 experimentamos un crecimiento de energía del orden del 6,7%, y de clientes, de un 3,4%. Para absorber este crecimiento hemos desarrollado planes de inversión que han permitido ampliar las instalaciones, mejorar la calidad de servicio y renovar la infraestructura que ha cumplido ya con su vida útil. Nuestra empresa está invirtiendo del orden de los US\$ 25 a US\$ 30 millones anuales en forma sostenida".

"Las particularidades de las modificaciones que introdujeron están resumidas en el régimen de calidad de servicio y en las compensaciones. En esta materia los distribuidores son los únicos agentes del mercado que están pagando compensación y solamente por suspensiones de suministro no justificado como en sus sistemas de distribución. No está todavía arreglado cómo se van a com-



pensar aquellas que son responsabilidad externa a ese sistema".

"Desde nuestra perspectiva, las empresas distribuidoras han sido afectadas negativamente en los procesos regulatorios realizados y eso se traduce en un menor valor agregado de distribución, que sostenidamente ha venido ocurriendo así en cada proceso de fijación de tarifas, menores ingresos por la tarificación de estos servicios asociados al suministro, mayores costos por el

pago de compensaciones y mayores costos de inversión para responder a los regímenes de calidad de servicio".

"Para que este sector pueda seguir desarrollándose y pueda seguir acompañando el crecimiento del país, es necesario que el marco regulatorio sea completo, en el sentido de que se dicten los reglamentos que están pendientes".

Carlos Cortés, AGN de Chile



"El gas natural es y seguirá siendo el combustible de primera opción, impulsado por el nivel de reservas, tanto regional como mundial; el precio internacional del petróleo; el desarrollo de la tecnología del GNL; el desarrollo de las tecnologías eficientes para su uso; y la presión medioambiental".

"Los recortes de gas natural argentino durante 2004 generaron mayores costos para el país, los que ascendieron a un total de US\$ 71 millones al considerar los efectos sufridos por el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), el Sistema Interconectado Central (SIC), y el sector industrial".

"Para el periodo 2004-2005, el costo se elevará por sobre los US\$ 150 millones. No estamos en condiciones de estimar el impacto, pero el nivel de recortes ha sido peor que el año pasado, pero sin las condiciones actuales del sistema eléctrico ni el sector industrial"

"La baja en las reservas de gas en Argentina se debe a las políticas de precios que se han adoptado, por lo que esta situación se revertiría una vez que las nuevas señales que se han dado comienzan a ser internalizadas por los productores del hidrocarburo. Es muy probable que en los próximos años nos encontremos con niveles de reserva muy superiores".

Ramón Sáenz, Mercados Energéticos

“El desafío que hay en calidad de servicio en todos los países es avanzar un poco más que poner un número de costos, avanzar en criterios, qué cosas se aceptan y qué cosas no se aceptan. El sentido común lleva muchas veces -en planificación- a tomar esas decisiones, pero cuando del otro lado hay un mercado que está compitiendo y está recibiendo beneficios y costos, no es tan fácil de imponer. Entonces hay todo un desafío de evaluación, esencialmente de capturar realmente cuál es el ver-



dadero costo en energía no suministrada que es un desafío no resuelto en Latinoamérica y el que ustedes también deberán resolver”.

“Hay que planificar, operar, controlar y establecer criterios de manera consistente. Cuando uno mira todo el proceso del sector eléctrico, todo el proceso de transmisión desde el ámbito de calidad, con lo que uno se encuentra es qué espacios no están definidos y la realidad es que los espacios no definidos de la mayoría de los sistemas del mundo son muchos”

Alfonso Toro, Emel



“La verdad es que a mi juicio, desde el punto de vista conceptual, la Ley Corta 2 fue más que un perfeccionamiento, un cambio bastante radical, en el sentido que cambió un aspecto fundamental que era la fijación del precio de nudo, lo reemplazó por precios competitivos, es decir, por precios que se obtienen de licitaciones competitivas”.

“Debemos avanzar hacia una mayor competencia por el mercado, es decir, mercados contestables. Los mercados contestables neutralizan este poder de mercado y en particular un elemento que a mi juicio es muy importante es tratar de reducir las barreras de entrada que de alguna forma limitan la participación de agentes que no están en este momento en un mercado. Entre estas barreras están el escaso conocimiento que tiene un generador, que no está en el mercado, del mercado local; y por otro lado, el largo tiempo que se requiere para poner en servicio nue-

vas instalaciones de un nuevo agente que permita servir un contrato adjudicado. Finalmente, hay que tener cuidado también con las garantías que sean exigibles a agentes sin activos en Chile”.

“Entonces condiciones que a mi juicio deberían establecerse para mejorar la estabilidad del mercado y en buenas cuentas la competencia por el mercado son: primero, fundamentales que se prevean plazos suficientemente amplios para permitir a nuevos agentes realizar los estudios necesarios para preparar ofertas de parte de generadores que pueden estar interesados en una licitación, evidentemente que si se llama a licitación un contrato de 100 MW; y segundo, las licitaciones deben realizarse con bastante antelación a la fecha en que corresponda el inicio o la ejecución del contrato, de manera de facilitar que un agente nuevo tenga el tiempo suficiente para poder construir sus instalaciones con las cuales pretende cubrir los contratos que se ha adjudicado; y finalmente garantizar que las garantías de cumplimiento de las propuestas no sean discriminatorias entre los generadores existentes y los que están entrando al mercado”.

“Otra dirección en la cual a mi juicio habría que ir avanzando es hacia contratos lo más estándares posibles”.

Enrique Dávila, Enap

“En base a un estudio geológico integrado realizado entre 2003 y 2004 se ha concluido que la cuenca austral chilena tiene aún un potencial exploratorio de gas. Existen al menos 10 áreas con recursos que no han sido cuantificados, y corresponden a las zonas de Lago Mercedes, Laguna Ema, Chilenita, Riquelme, Dorado y Puerto Sara”.

“Las nuevas exploraciones permiten prever que en Magallanes hay reservas por unos 5 trillones de pies cúbicos, volumen que sería suficiente



para rentabilizar un proyecto que permita vender ese gas en la zona central. No se descarta instalar una planta de licuefacción en Magallanes que permita traer ese gas hacia la zona central. El proyecto se definirá a mediados de 2006 y podría estar operativo después de dos a tres años”.

“Este proyecto es complementario al de gas natural licuado que se deberá instalar en la V Región, específicamente en la bahía de Quintero”.

Carlos Rocca, Gasco



"Somos deficitarios en energía y por lo tanto vamos a tener una dependencia de la importación. Sobre la importancia del gas natural en Chile, ya aprendimos la lección. Se tiene que combinar esta dependencia con tratados internacionales que ofrezcan reales garantías. Lo mismo habrá que precaver para los futuros contratos que se tengan para el Gas Natural Licuado (GNL)"

"Hay una competencia con recursos energéticos en mercados internacionales. ¿Qué significa esto en la práctica? Que nuestra política de precios tiene que ser muy transparente, vamos a comprar al precio internacional y por lo tanto el reflejo en precios que esa dependencia tiene es absoluto. Tal vez otros países, como puede ser el caso de Bolivia, podrá subsidiar el gas natural; nosotros no podemos porque dependemos de esa matriz de precios internacional".

"Necesariamente quienes invierten en energía están muy pendientes de lo que pueda ocurrir con las decisiones que se tomen respecto al marco regulatorio en un país. Y nadie va a partir con una inversión si no se tiene certeza que esas reglas se van a mantener en el futuro. Los factores claves de una institucionalidad adecuada son un marco regulatorio estable, pero a su vez que sea dinámico, normas de calidad y de seguridad. Tendrán (las autoridades) que preocuparse que los convenios internacionales den garantías, no como nos ha ocurrido con los argentinos. También, y en algunos casos, habrá que dar subsidios".

"Tenemos que reforzar el rol de la Comisión Nacional de Energía. Por lo tanto, mi proposición apunta precisamente a que debemos buscar un grupo de personas que nos dé garantías, que esté despolitizada, que tenga profesionalmente las mejores calificaciones. Por ello debemos avanzar hacia una CNE autónoma, apolítica y que la generación de sus autoridades sea algo parecido al proceso del Banco Central".

Luis Hormazábal, Energy Markets Consulting

"La energía eléctrica es lo que debiéramos tender a economizar. De acuerdo a las reglas que existen hoy día, según la fijación de la potencia, consumir toda la energía posible no es problema porque es barata. Sin embargo, desde el punto de vista del uso racional creo que ese ejercicio es altamente equivocado porque no estamos ahorrando energía con esa política, sino sólo dinero. Desde el punto de vista del uso, podríamos decir que las señales económicas no son suficientemente adecuadas para que el usuario decida correctamente, y no estamos hablando de una economía centralizada, sino que el usuario final tiene que tener las señales económicas adecuadas para tomar las decisiones correctas desde el punto de vista global, no individual, porque el problema de la disponibilidad de energía no es de una persona, ni es de una empresa; incluso no es de un país, es del mundo".



"He escuchado que el gas natural es efectivamente un combustible más noble que otros, entendiéndose por noble que es menos agresivo del punto de vista ambiental. La pregunta es, ¿tenemos derecho a basar nuestro desarrollo actual solamente en gas natural y no usar, privilegiado su uso, otros combustibles que cuando se agote el gas deberemos usar de todas maneras? Creo que no tenemos derecho a basarnos en ese principio, efectivamente el gas natural es mas amigable, pero eso no justifica mal gastarlo hoy día".

"Debemos usar otros productos que hoy día existen, como el carbón. Para algunos panelistas y algunos asistentes parece que fuera algo casi satánico, pero se habló en algún momento del carbón limpio".

José Luis Sureda, Pan American Energy



"Quiero decirles que existen una serie de prospectos -y estos son probados- que se pueden desarrollar, se pueden combinar. Existe una capacidad de maniobra que no es tan limitada como dicen los que están decretando la muerte súbita de los recursos en Argentina; hay mucho para hacer, pero el asunto es hacerlo".

"Para el futuro estamos explorando, junto a Total y Repsol, dos bloques a 200 kilómetros de la costa del continente, a 200 kilómetros también de las Islas Malvinas. Es una gran caja fuerte, pero ahora tenemos que averiguar si adentro hay plata o no hay nada. Pero la caja fuerte es grande, hay una estructura muy importante, puede ser petróleo o puede ser gas, lo que hará variara significativamente las decisiones y las consecuencias"

"Estamos poniendo plata, invirtiendo, en el medio de esta crisis, para el futuro".

"Ahora, no vamos a explorar hoy para encontrar dentro de cinco años, invertir dentro de cinco años para devolver la concesión dentro de nueve. Así que este es un tema que hay que tratarlo en forma oportuna y me preocupa mucho el manejo del cambio, en la perspectiva del escenario en que nadábamos en gas y pasamos hoy a no tener nada".

Alejandro Sruoga, S & A Consultores Energéticos



"A la emergencia económica se llega, en el sector energético, después de un cierto proceso. La emergencia económica en sí mismo constituye un hito cuyas consecuencias las ha sufrido lamentablemente Chile a través de las restricciones de la exportación de gas y el incumplimiento de los contratos".

"A la emergencia económica la Argentina llega en sus últimos 10 ó 12 años, de un proceso de transformación del sector energético, caracterizado por una fuerte regulación, privatización de las empresas públicas y por un mecanismo de tarifas y de incentivos tanto a la eficiencia en el gasto como a las inversiones".

"Conclusiones sobre la oferta. En el corto plazo se han perdido reservas, alta vulnerabilidad y alta dependencia con las variables críticas del sistema, hidráulica, temperatura, disponibilidad de equipos. Creo entonces que podemos hacer una vaquita y comprar juntos las velas

para San Isidro, porque creo que tenemos el mismo problema. En el mediano plazo el gobierno esta jugado, al igual que el sistema, a la concreción de un ciclo combinado. Sobre éste quiero destacar fortalezas y debilidades. Según mi apreciación, existe un acuerdo para concretar la obra y el estado, además del sector privado, asegurarían el financiamiento. Las debilidades que tiene es que requiere gas y no hay certezas de dónde obtenerlo. La apuesta que había hecho el gobierno era por Bolivia, pero finalmente se cayó esa negociación. Hay que conseguir financiamiento para este proyecto y, si bien hay una liquidez mundial para este tipo de iniciativas, con intervención del Estado se hace complicado. Además, está pendiente resolver cómo hacia delante se va a comercializar la energía".

"Yo creo que la integración en el Cono Sur es posible y es conveniente. Es decir, hay complementariedades entre los países de la región, pero creo que hace falta un acuerdo político del máximo nivel que implique la aceptación de normas supranacionales. Más que un acuerdo de integración, éste tiene que ser una decisión política de llevar adelante una integración, que implique que se va a llegar a lo deseado y cuyo lanzamiento puede coincidir –y es conveniente que coincida– con la materialización de inversiones físicas relevantes".

Juan Bautista González, Soluziona España

"Pienso que lo más importante es cuidar mucho los activos existentes, es decir, siempre es mas barato cuidar lo que se antes que buscar algo nuevo".

"En estos años, Unión Fenosa tomó la decisión de construir una planta de licuefacción de gas en Egipto que da la casualidad es la última que se construyó y que se puso en marcha en marzo de este año. Se han hecho las pruebas estación, es la más grande del mundo en estos momentos, tiene un único tren, es favorable en términos de precio y tiene una optimización energética envidiable. Por otro lado también se



construyeron dos barcos de 138.000 m³ y 140.000 m³ que están funcionando ya satisfactoriamente. En cuanto a la regasificación, Unión Fenosa está invirtiendo parte del capital asegurado de la cadena de suministro en dos regasificadoras".

"Un hecho relevante es el acompañamiento que hubo del proyecto de gas con el proyecto de ciclos combinados, es decir el desarrollo de los ciclos combinados va absolutamente acompañado con la importación de gas propio porque esa es la gestión que le queda a una compañía eléctrica, gestionar bien los combustibles".

Nicola Borregaard, PPEE



"Llama mucho la atención que hasta ahora no se había pensado en Chile la forma de integrar realmente a la matriz energética del país el tema de la eficiencia energética. El Programa País de Eficiencia Energética trata precisamente de hacer eso, pero la pregunta es cómo integrar la eficiencia energética como una fuente en la nuestra matriz. Para eso tenemos que mirar obviamente el consumo energético y no tanto la generación de energía".

"En el PPEE nos planteamos cómo podemos lograr una disminución en el consumo, de entre un 1,5 a un 1,9% en promedio anual. Muchos países industrializados se ponen la meta de un 1,5%. El PPEE y la CNE (Comisión Nacional de Energía) hizo un estudio sobre los potenciales foco de eficiencia energética en Chile y llegó a la conclusión que sería relativamente fácil lograr una reducción potencial en torno a un 1,9% en promedio, ello haciendo participar a todos los sectores y ámbitos del país"

"Estamos enfrentando un problema bastante complejo y un tema que está en todas las economías, en todos los sectores, un tema que está en la generación, distribución, en el consumo, y que tenemos que enfrentar con varias medidas distintas, no sólo de regulación, sino con medidas de fomento, con medidas de colaboración entre los distintos sectores y con medidas de generación de cultura".

Orlando Jiménez, Corfo



“En términos simples los Mecanismos de Desarrollo Limpio (MDL) significan que si usted tiene alguna planta industrial, alguna empresa en Chile, tiene algún proyecto de modernización y ese proyecto de modernización significa una reducción de emisiones de gases efecto invernadero, usted puede ir y contactarse con algún comprador internacional y decirle -mire señor, yo tengo un proyecto y reduzco tantas emisiones al año. ¿Cuánto usted me ofrece por eso?”.

“La CORFO está muy interesada en observar este mercado, porque vemos en este una oportunidad muy significativa de modernización tecnológica, de transferencia de innovación tecnológica en el sector productivo nacional”.

“El mercado mundial está en franco desarrollo, se ha evidenciado un crecimiento geométrico en los últimos cuatro años, las transacciones prácticamente se han duplicado cada año.

Las estimaciones hablan de que hacia 2012, que es cuando se cumple el primer período de cumplimiento del Protocolo de Kyoto, se habrán transado del orden de US\$ 25.000 millones por año”.

“El objetivo nuestro es generar iniciativas para catalizar y perfeccionar el desarrollo del mercado del carbón en Chile. Esta estrategia tiene un fuerte componente de creación de capacidades, vale decir, no es algo que vayamos a ver en seis meses, pero sí en dos años. Esto a su vez debe ser un fruto de un esfuerzo de colaboración público-privada”.

Paola Conca, ProChile

“Chile es uno de los tres mayores oferentes de proyectos a nivel mundial, esto no lo decimos nosotros sino que lo dice la prestigiosa fuente internacional Point Carbon, información actualizada a marzo de este año. Así mismo también somos el segundo mejor país para invertir a través de los MDL, y actualmente ya se han vendido cinco proyectos, básicamente de energías renovables o hidroeléctricas, y recuperación de metano”.

“¿Por qué Chile? ¿Cómo se ve internacionalmente? Chile es un país que puede demostrar que tiene una estabilidad económica y política. Por otro lado, tiene un bajo riesgo país tanto en América Latina como también tiene una muy buena posición internacional. Chile ha sido evaluado por instituciones externas, ubicándonos en cuanto a competitividad en la casilla 22 de 104 economías. Por lo tanto, son factores que tenemos que aprovechar porque como país damos un buen respaldo, hay una inexistencia de conflictos sociales. Por otro lado, tenemos un 5% promedio de tasa de crecimiento en los últimos 20 años, lo cual indica que no han sido resultados puntuales de un año a otro, sino que podemos permanecer en el tiempo con estas tasas de crecimiento. Además, el país firmó acuerdos internacionales con el mundo industrializado, con Canadá, la Unión Europea, con EEUU, y con Corea, entre otros más otros, y está firmando también, o en proceso de, firmar otros tantos. Y por otro último, hay una interesante y diversa cartera de proyectos lo cual nos hace ser importantes y tener un muy buen respaldo internacional”.



Fernando Farías, Conama



“Los problemas de contaminación se están monitoreando a través del sistema de gestión ambiental que se ha venido aplicando durante los últimos 10 años en el país. Uno de esos instrumentos es el Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (Seia). Se ha ido mejorando la identificación de los problemas ambientales y han sido asumidos. No obstante, tenemos temas pendientes, como por ejemplo la evaluación ambiental estratégica, que tiene que ver más con un sector más amplio de cómo queremos o cómo nos gustaría que fueran ciertos sectores, evaluados desde un punto de vista más integral”.

“Un porcentaje no despreciable de emisiones de gases efecto invernadero proviene de la industria de la energía y del transporte. La implementación del tema del cambio climático a nivel nacional se basa en el Protocolo de Kyoto, pero en el original, un protocolo previo firmado en la convención de cambios climáticos”

“Es probablemente de cierta relevancia actual informar que luego de la primera comunicación nacional que se hizo como país en términos de emisiones, estamos en proceso del inicio de la segunda comunicación nacional, un proceso que quizás nos tome un par de años. En junio convocamos a poder trabajar en conjunto en esta segunda comunicación”.

José Manuel Soffia, Enap



“Chile tiene una cordillera bastante larga en donde existe este fenómeno de subducción de placa que todos conocemos y que genera terremotos, pero a su vez genera bastante actividad magmática. Esta fuente natural de calor es la que hoy en día en muchos países del mundo está siendo utilizada para instalar plantas de generación eléctrica”.

“Estimaciones globales hablan que si uno pudiese utilizar toda la geotermia mundial y transformarla en energía eléctrica, estaríamos hablando de entre 65.000 MW a 140.000 MW, eso es como un gran sueño. Traducido eso en dinero estamos hablando de alrededor de US\$ 44.000 millones al año como negocio. En ese sentido, Chile tendría entre un 1 y 3 % de eso si lograrse materializar los proyectos geotérmicos”.

“En Chile existe un gran potencial, estimado entre US\$ 400 a US\$ 1.000 millones, ya sea en los prospectos Apacheta, La Torta, El Tatio, San José, Calabozo, Chillán, proyectos con rango de potencia. Este es un negocio bastante atractivo, y las oportunidades están aquí”.

“En esta Empresa Nacional de Geotermia, en donde Enap participa en un 49 % y Enel en un 51%, la inversión a la fecha es de US\$ 2,4 millones, en estudios que se han hecho para entender si existe o no el reservorio en profundidad. A su vez, en la geotérmica del norte han invertido del orden de US\$ 3,5 millones, en forma conjunta con Codelco. En el está analizando la forma de incorporarse a esta última sociedad”.

Jaime Espinoza, UTFSM

“Dentro de la clasificación, cuando se habla de micro central, en la experiencia, se trata de una planta de hasta 100 kW”

“Las micro centrales son muy fáciles de hacer, pero no por ello no requieren de un estudio básico que hay que hacer. Se realizan mediciones básicas de recursos estimativos, no se requiere de un estudio hidrológico de varios años. Incluso, los derechos de agua son muy sencillos, porque pueden ser menos de 100 litros por segundo como recurso hidráulico. Por lo tanto, no hay que hacer mediciones en el año, no así capacidad por sobre ese valor, que implica realizar al menos cuatro mediciones en el año. Aquí no se habla de caudal ecológico porque el caudal requerido es una parte muy pequeña del total disponible”.

“Los costos de inversión de una mini central disminuyen a medida de que el salto sea mayor. En el caso de poseer un



salto de cinco metros, tengo que tener mucho caudal, por lo tanto las obras crecen, las obras civiles crecen, con mayores saltos aumenta la densidad de equipos. Hoy en día hay que aprovechar las obras civiles ya existentes, canales existentes, por eso la idea de reactivar antiguos proyectos de integración abarata los costos”

“Corfo está fomentando el abrir mercados y estudiar proyectos de pequeñas centrales hidráulicas, además de revisar el tema pendiente del derecho al agua, que realmente son frenos a muchos proyectos hidráulicos. Por otro lado está evaluando seriamente la reactivación de plantas antiguas”.

Manuel Baquedano, Iep



“¿Puede viajar por la red un electrón de un color? Me parece que no. Sin embargo, desde el punto de vista virtual, me parece que sí, porque se empieza a introducir una diferenciación en el mercado en relación a un intangible que para algunos es una locura, pero para otros es algo concreto”

“¿Qué es la certificación? Es la acción llevada a cabo por una entidad reconocida independiente, las partes interesadas se garantizan que se trata de un producto, proceso o servicio debidamente identificado que está conformada de acuerdo a la norma específica en base a un documento normativo. La certificación social es un conjunto de certificaciones, es la existencia de un proceso participativo en el cual los distintos intereses contrapuestos, empresarios, comunidad, autoridad, consumidor, etc., van elaborando los estándares, condiciones y procedimientos para lograr una certificación final”.

“¿Qué es la electricidad verde? Es aquella generada a partir de fuentes de energía renovables cuya producción ha sido realizada en forma sustentable, lo que significa que preserva el entorno natural, respeta las poblaciones locales involucradas y su cultura haciéndolas partícipes de tales implementaciones. Es decir, es producción de electricidad con sustentabilidad, entendiéndose por sustentabilidad no la preocupación por el medio ambiente, sino como un triángulo donde está la protección del medio ambiente, la equidad económica social y la participación de la comunidad. ¿Qué gana un persona con decir que su electricidad es verde? Se asegura estar promoviendo el desarrollo de energía limpia y renovable, por lo tanto satisface las demandas de los consumidores ya que el sello garantiza que el pago adicional por la electricidad verde contribuye a aumentar el uso de las energías renovables. La certificación es compatible con la comercialización de la reducción de emisiones de gases del efecto invernadero bajo el protocolo Kyoto”.



ELECGAS 2005 EN IMAGENES



ELECGAS 2005 EN IMAGENES



