

# En vísperas de una crisis, la electricidad del país ya titila

< POR JULIO OLEAS >  
INVESTIGACIÓN: PABLO CARDOSO >

Suena anticuado, pero el sector eléctrico sigue siendo estratégico, aunque poco contribuye para el desarrollo del país. Los temores

**S**olo en planillas, en 2003 el negocio eléctrico movilizó casi \$ 750 millones. Y la cifra sería mayor sin pérdidas negras ni clientes privilegiados ni subsidios y con la inversión requerida para satisfacer una demanda que crece a 5% anual. Pero la condición del sector sigue siendo crítica, como hace un año (GESTIÓN N°111) o peor, pues el estiaje se avizora severo, las distribuidoras persisten en su ineficiencia y el gobierno solo ha podido retrasar la presentación de una ley de garantías. Emelec supuestamente ya no existe, aunque su deuda sigue flotando por algún asiento contable. De no ser por la importación, el año pasado ya se ha-



bría aplicado racionamientos. La crisis alienta a las regiones a buscar alternativas cercanas a la desintegración del Sistema Nacional Interconectado (SNI), mientras el Consejo Nacional de Electrificación (Conelec) sigue echando mano a los recursos empleados hace una década.

## El fantasma de los apagones

La última semana de agosto esta-

son los mismos que los de hace una década y el Ejecutivo insiste en soluciones parche con cargo al presupuesto nacional.

ban fuera de servicio, debido a problemas de mantenimiento y por falta de repuestos y combustibles, cinco centrales térmicas grandes (Trinitaria, Aníbal Santos, Álvaro Tinajero y Machala Power) y varias unidades menores, cuya producción es crucial durante el estiaje. En total, 410,5 MW (megavatios) de potencia efectiva. Si no se resuelven rápidamente estas deficiencias, entre octubre y marzo, cuando Paute y Agoyán contribuyen con menos de 45% de la generación total (Gráfico 1), el SNI prescindirá de un sexto adicional de la energía bruta generada en 2003.

En los meses de poco caudal las generadoras hidráulicas producen menos

energía, lo que obliga a la autoridad eléctrica a despachar desde unidades con altos costos. Según el Centro Nacional de Control de Energía (Cenace), mientras Termoesmeraldas declara 3,1 centavos de dólar, la central G. Cevallos (TG4) de Electroguayas declara 13,32 (Gráfico 2). Al 31 de agosto de 2004, el costo promedio ponderado de las 19 generadoras térmicas de más de 20 MW (en total, 1.135 MW) fue de 7,04 centavos de dólar por kWh. En éstas, 89,25% de los costos variables unitarios corresponde a combustible, lo que da una idea del costo fiscal necesario para sortear la probable emergencia eléctrica.

Como hace una década, el país podría sufrir una nueva crisis eléctrica. Dada la magnitud del problema y las demoras de los nuevos proyectos de generación, será muy difícil que en los próximos tres años no se repitan estos eventos, salvo que la emergencia decretada por el Ejecutivo permita poner a punto las viejas e ineficientes termoeléctricas que se encuentran al límite del colapso (Recuadro 1).

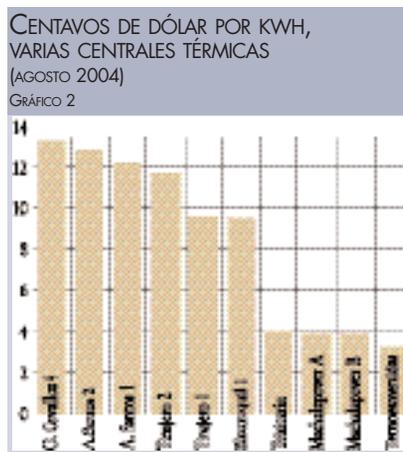
Se suponía que la Ley Eléctrica (1996) y el Conelec (1999) debían propiciar un nuevo escenario competitivo, abierto y eficiente, para dejar atrás los racionamientos. Es más, debían alentar la inversión requerida para expandir la oferta, dadas las potencialidades hídricas del país. Pero los resultados alcanzados han sido francamente deficientes, por lo que, para sortear la emergencia, la autoridad eléctrica deberá recurrir a los mismos arbitrios del pasado, y cruzar los dedos esperando que todo salga bien (Recuadro 2).

### La importación complementa la oferta interna

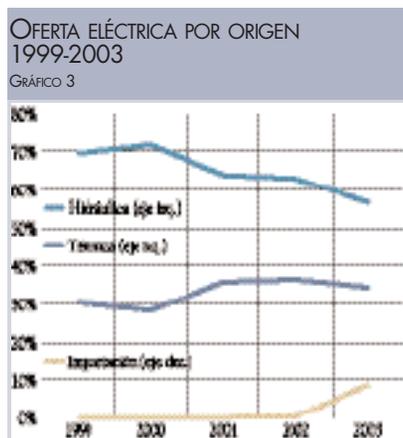
En 2003 se importaron 1.120 GWh (gigavatios hora), equivalentes a 8,8% de la oferta eléctrica total (Gráfico 3). El viceministro de Energía y Minas colombiano, Manuel Maiguashca, asevera que entre enero de 2003 y junio de 2004 esas ventas ascendieron a \$ 140 millones. Transelectric ha dado prioridad a la construcción de una tercera línea que ampliará la capacidad de trans-



FUENTE: CONELEC.



FUENTE: CENACE.



FUENTE: CONELEC.

misión desde el norte a 350 MW (actualmente es de 220), a un costo de \$ 30 millones. Estaría lista en 2006 y hasta 2013 representaría un ahorro anual de entre \$ 15 y \$ 20 millones.

La interconexión con Perú no operará sincrónicamente, lo que la limitará a 90 MW. Con la segunda y tercera eta-

pas se podría llegar a 250 MW, siempre que se refuerce el sistema del norte peruano. La primera etapa de este proyecto debería operar en octubre de 2004, pero se conoce que el tramo ecuatoriano solo estará listo en diciembre.

Las conexiones eléctricas entre los países andinos están reguladas por la Decisión 536 (19 de diciembre de 2002) de la Comunidad Andina. La Empresa Eléctrica Quito (EEQ) y los grandes consumidores guayaquileños son los más interesados en comprar directamente a Colombia, para obtener todo el beneficio del diferencial tarifario. Los colombianos exigen un nuevo ente intermediador, que no está contemplado en la ley ecuatoriana. La opción sería reformar la ley y, mientras tanto, ni quiteños ni guayaquileños podrán contratar en forma directa.

### Las tarifas son parte del problema

Las tarifas eléctricas reducen la competitividad del país, argumentan los industriales. Entre 1998 y 2003 la capacidad instalada hidráulica pasó de 1.526 MW a 1.746 MW y la térmica de 1.818 MW a 1.775 MW. Este es un problema estructural originado en el tipo de generación: mientras en Ecuador 34% proviene de equipos térmicos (la mayoría obsoletos y con elevados costos de producción, pues solo en diesel requieren importaciones del orden de los \$ 400 millones anuales), en Perú no pasa de 10%; en Venezuela es de 23%, pero a base de gas natural, la más eficiente alternativa térmica, al igual que en Colombia, que además emplea carbón (Cuadro 1).

### ESTRUCTURA DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA (EN PORCENTAJES)

CUADRO 1

	Ecu.	Col.	Per.	Ven.
Carbón	0	3	0	0
Gas natural	7	13	4	23
Diesel	4	0	5	1
Bunker	23	1	1	1
Hidro	66*	83	90	75

\*Incluye importaciones de Colombia.

FUENTE: DIÁLOGO SOBRE LOS RETOS ENERGÉTICOS PARA QUITO Y LA PROVINCIA DE PICHINCHA (PUEMBO, AGOSTO DE 2004); CONELEC.

RECUADRO 1

## DEBEMOS SER OPTIMISTAS Y REALISTAS: RUBÉN BARRENO

El presidente del Directorio del Conelec, Ing. **Rubén Barreno**, afirma que “no podemos anticipar que tendremos racionamientos y apagones a partir del mes de octubre, cuando comience el estiaje”. Informa que se ha trabajado para tomar medidas emergentes, que han permitido presentar al presidente de la República un borrador de decreto de emergencia para superar el estiaje. Se garantizará el flujo adecuado de combustible para el parque térmico, “porque en esta época aporta el 60% de la demanda nacional. Si existe el suficiente combustible, no tendremos ningún tipo de problemas”.

Barreno precisa que “el Fondo de Solidaridad, siendo dueño de Electroguayas, Termopichincha y Electroesmeraldas, es el responsable directo de que las máquinas estén a punto para la época de estiaje, pues debe tener listos sus equipos para cuando esto suceda, lo que requerirá unos \$ 5 millones”. También se solicitarán \$ 100 millones “que necesitamos que Petrocomercial entregue a las generadoras térmicas, con una nota de crédito que deberá comenzar a pagarse a partir de abril de 2005”.

El presidente del Conelec deslinda su responsabilidad al recordar que “en los últimos 20 años no hubo inversión en el sector eléctrico. Este es un problema heredado de otros gobiernos, que no tuvieron la capacidad ni la decisión de tomar acciones. Para 2005 y 2006 tendremos serios problemas de

abastecimiento de energía, porque no hay tiempo suficiente para intentar una alternativa de solución”. Por lo que se instalarán generadoras térmicas en diferentes puntos. “Estamos analizando la posibilidad de convocar a un concurso para la provisión de energía para los próximos dos años, mediante equipos termoeléctricos en la costa, con el fin de aprovechar la mayor eficiencia de las máquinas”.

Para superar en forma definitiva estos problemas, el gobierno nacional ha reactivado el proyecto San Francisco, “luego de que durmiera el sueño de los justos por más de 10 años. Según la última inspección que hicimos con el presidente de la República, se puede anticipar que estará listo para junio de 2007”, anticipa. Mazar entrará en construcción en enero de 2005 y estará concluido en 2008-2009. Para financiarlos, a partir del 1 de enero de 2005 se cambiarán los niveles de prelación de los fideicomisos de Hidroagoyán e Hidropaute.

“Estamos trabajando en buscar una solución global. Para incentivar la inversión enviamos al Congreso la Ley Orgánica de Garantías para el Sector Eléctrico, a fin de asegurar las facturas

de los nuevos proyectos de inversión. Tengo la plena seguridad que a partir de 2007 el país contará con proyectos nuevos que desplazarán al parque térmico, con una tarifa que podría ser la mejor de Latinoamérica, e inclusive se podría dar la capacidad de exportar a los países vecinos”, dice Barreno.

Se muestra optimista respecto de los pasivos del sistema: “El problema de Emelec es muy complejo y tiene aristas muy agudas. Creo que la única solución viable sería un proyecto de ley que pase por el Congreso Nacional. Bajo ningún concepto aceptaremos deudas de una empresa privada, porque estaríamos incurriendo en la figura de peculado. Creo que ese es un proceso largo, a veces tormentoso, que el gobierno está decidido a solucionar bajo la figura de un proyecto de ley”.

Finalmente, recuerda que el Conelec atiende las demandas que pueden coadyuvar a solucionar los problemas nacionales. “No trabajamos bajo presión de nadie ni dependemos de ningún grupo político o económico. Nuestro compromiso es con el país y bajo esta filosofía seguiremos trabajando. Nuestra responsabilidad es mejorar el Sistema Nacional Interconectado; si Electrocuador no genera, no quiere decir que Guayaquil se vaya a quedar sin energía”, concluye.



ING. RUBÉN BARRENO  
presidente del Conelec.

Si se quiere reducir las tarifas, sin recurrir a subterfugios contables o decisiones políticas que encubren gigantescos subsidios, es necesario impulsar proyectos de generación hídricos. Mientras se mantenga la estructura actual, es inútil quejarse de que los precios de la energía de los países vecinos son menores. Sería diferente si el Ecuador tuviera mayor aporte de gas

natural o carbón, que son mucho más baratos que el búnker o el diesel. Mientras la política no cambie, los precios no bajarán o tenderán a subir en un mercado donde la demanda sigue creciendo.

### La paradoja del sector

Todo esto sucede en una geografía con condiciones naturales privilegia-

das. Según antiguos estudios del desaparecido Instituto Ecuatoriano de Electrificación (Inecel), el potencial de generación total de este país atravesado por cordilleras y ríos impresionantes ascendería a 70.000 ó 90.000 MW, magnitud gigantesca dentro de la cual se creía que lo económicamente aprovechable oscilaba entre 20.000 y 25.000 MW.

RECUADRO 2

## EL ESTIAJE PUEDE SUPERARSE SIN SOBRESALTOS: MARCELO NEIRA

**Marcelo Neira** es uno de los más calificados especialistas del sector. Ingeniero eléctrico graduado en la Politécnica Nacional, ha realizado estudios en Europa y EEUU. Fue profesor de la U. de Cuenca, director técnico de la Empresa Eléctrica Centro-Sur, Subsecretario de Electrificación y director de Planificación del Conelec. Actualmente se desempeña como coordinador del área de electricidad en la Organización Latinoamericana de Energía (Olade). Accedió a compartir sus opiniones a título personal. Comienza por aclarar que el estiaje nunca ha obligado a suspender la operación de Paute y Agoyán, aunque sí ha reducido la generación.

Si se cumplen los plazos contractuales de inicio de funcionamiento de Termoriente, San Francisco, Mazar, la primera etapa de la interconexión con Perú y una tercera interconexión con Colombia; si operan normalmente unidades termoeléctricas grandes como Esmeraldas, Trinitaria y Electroquil; si la hidrología de la vertiente oriental no es extremadamente seca en diciembre y enero; y si no se dispara la demanda de energía debido a desperdicios del recurso, las probabilidades de racionamientos entre 2005 y 2007 serían mínimas. Pero Neira no descuida los múltiples factores que pueden incidir para que la situación se transforme en una crisis. “El sistema de transmisión en 230 kilovoltios (kV) entre Shushufindi y Quito, que es parte de la concesión suscrita con Termoriente Cía. Ltda., seguramente debe requerir una inversión mayor a \$ 20 millones y es responsabilidad de

esa empresa”, acota. Hidroagoyán, accionista de Hidropastaza S.A. (la concesionaria), “se había comprometido a financiar 20% del costo de la central San Francisco, y los otros accionistas el resto. El concesionario tiene la obligación de financiar el proyecto”.

Para el corto plazo, sostiene que el uso eficiente de la energía por parte de los usuarios y la habilitación de unidades generadoras que están en mantenimiento “es tan importante como instalar nuevos equipos generadores de cualquier tipo que serían útiles para aumentar la reserva disponible, en especial si son de alta eficiencia energética”. Y para el mediano plazo, “se conoce que grupos de industriales han tomado la loable iniciativa de aunar esfuerzos para invertir en generación hidroeléctrica de rápida ejecución y en centrales que usarían gas natural que se traería desde el norte del Perú”.

En el horizonte de largo plazo, “las centrales hidroeléctricas son la mejor opción, pues tienen costos mínimos de operación, aunque requieren altas inversiones y tiempos de construcción largos. Las centrales termoeléctricas eficientes, especialmente si usan gas natural, restos agroindustriales como bagazo, residuos de refinación o crudo pesado, representan posibilidades muy

buenas, pues sus costos de inversión son bajos y su tiempo de instalación es corto”. Neira no descuida nuevas opciones: “la generación eléctrica con energía del viento, del sol, geotérmica, etc., todavía tiene costos muy altos y potencias limitadas, pero debe ser impulsada por aspectos ambientales y de sostenibilidad”.



MARCELO NEIRA  
experto en electricidad

En 2003 el Conelec publicó cifras menos optimistas, aunque más cercanas a lo que podría ser una práctica factible de desarrollo: aparte de los planes que ya se encuentran en ejecución, Ecuador dispondría de otros 115 proyectos hidroeléctricos (17 de más de 100 MW, 59 de entre 10 y 100 MW y 30 de entre 1 y 10 MW) con una potencia total de 10.107 MW, capaces de producir 47.436 GWh (Cuadro 2).

Este potencial es casi seis veces mayor que el instalado en 2003. Pero para ponerlo a producir se requiere unos \$ 15.000 millones (de 2003), cifra de magnitud similar a la deuda externa ecuatoriana. Sin embargo, no se necesita que todo esté disponible inmediatamente. Se podría comenzar por lo más adelantado en cuanto a estudios y prospecciones se refiere.

El 5% del inventario de este catálogo, es decir unos 529 MW, en 10 proyectos medianos y tres pequeños, se encuentra en “anteproyecto”; y otro 21%, correspondiente a 2.134 MW, en 7 proyectos grandes y dos medianos, está en estudios de “factibilidad” (Gráfico 5). La suma de estos equivale a 2.600 MW, con los cuales se podría generar unos 14.540 GWh por año, suficiente para solventar la demanda esperada en los próximos 15 ó 20 años (para tener una idea más precisa, en 2003 se generaron alrededor de 10.000 GWh). Y el sector privado está dispuesto a hacerlo, si el gobierno finalmente asume una política de Estado (Recuadro 3).

No es un eufemismo: Ecuador es un país inmensamente rico, al menos en potencial eléctrico. Entonces, ¿cuál es el problema? Mazar, complemento natural de Paute, el eje del sistema actual, no ha podido construirse en dos décadas. Con suerte, si el presidente **Lula** no pierde el ritmo y el Fondo de Solidaridad no encuentra algún propósito más “altruista” en el camino, San Francisco solo estará listo casi una década después de inaugurada la central Marcel Laniado. Mientras tanto, en Noche Buena y Año Viejo los vetustos generadores a diesel

## POTENCIAL HIDROELÉCTRICO NACIONAL

CUADRO 2

		Potencia (MW)	Energía primaria* (GWh/año)	Costo total aproximado Millones US \$**	Vertiente		
					Occidente	Oriente	Total
Más de 100 MW	Factibilidad	2.106	11.532	3.353	4	3	7
	Prefactibilidad	983	5.032	1.274		2	2
	Inventario	5.136	21.072	6.206		8	8
	Total	8.225	37.635	10.834	4	13	17
De 10 a 100 MW	Anteproyecto	503	2.765	1.185	10	9	19
	Factibilidad	28	92	75	2		2
	Prefactibilidad	39	158	129	2		2
	Inventario	1.102	5.637	2.223	28	8	36
	Total	1.671	8.652	3.612	42	17	59
De 1 a 10 MW	Anteproyecto	27	151	74	3		3
	Prefactibilidad	20	83	49	2	1	3
	Inventario	164	915	550	29	4	33
	Total	210	1.149	673	34	5	39
	Total general	10.107	47.436	15.118	80	35	115

\*Estimado.

\*\* US \$ de 2003.

FUENTE: CATÁLOGO DE PROYECTOS HIDROELÉCTRICOS PARA EL CORTO, MEDIANO Y LARGO PLAZO, EX INECEC-CFN, NOVIEMBRE DE 1997, ARCHIVOS DEL CONELEC.

y otros derivados de petróleo nos seguirán salvando de la oscuridad, y continuaremos esperando que acoderen las barcas, cuando Paute y Agoyán producen menos de 45% de la energía total.

Más allá del entendible optimismo de las autoridades del sector, no cabe duda de que algo no camina bien en esta industria, algo mucho más complejo de lo que pueden –o quieren– admitir políticos, técnicos de turno y dirigentes gremiales de todo color.



## AL CIERRE

DE ESTA EDICIÓN, EL GOBIERNO DECLARÓ LA EMERGENCIA DEL SECTOR ELÉCTRICO, QUE COSTARÁ \$115 MILLONES EN SUBSIDIOS E INCLUYE UNA LÍNEA DE CRÉDITO PARA LAS TERMOELÉCTRICAS.



de la actividad. Es necesario invertir en estudios, para complementar información disponible en publicaciones como la del Catálogo del Gobierno de la Provincia de Pichincha.\* Ningún inversionista querrá poner sus capitales sin la certeza de su viabilidad”.

Almeida sostiene que el marco jurídico disponible es apropiado: “si se respetan las normas y reglamentos emitidos por el Conelec, no hay problema. Hay que cumplir con algunas exigencias, como los temas ambientales, que preocupan mucho en este tipo de proyectos”.

\* Gobierno de la Provincia de Pichincha, *Catálogo de Proyectos Hidroeléctricos*, abril de 2004.

RECUADRO 3

## SABANILLA, UNA ALTERNATIVA DE FUTURO: EDGAR ALMEIDA

El estudio del proyecto Sabanilla fue encargado por la empresa ecuatoriana HidrelGen a la consultora Caminosca. Ubicado en la provincia de Zamora, su potencia óptima es de 30 MW. Asociados estratégicamente con la canadiense Corriente (empresa minera que opera en el suroriente del país), en octubre ini-



EDGAR ALMEIDA  
técnico de Caminosca.

ciarán la apertura de las vías de acceso; la construcción estaría lista en 24 meses y tendría una vida útil de 50 años.

Sabanilla es un proyecto de mediana envergadura, de corte tradicional, “a filo de agua, lo que ambientalmente es bueno. Tiene un túnel de 2,7 Km. de longitud y luego, a través de una tubería de presión de 950 m, se conduce el recurso hacia una casa de máquinas”,

explica **Edgar Almeida**, técnico de Caminosca. La energía generada necesariamente se verterá en el SNI, “pero será entregada a Corriente, que requiere una capacidad de alrededor de 25 MW”, continúa Almeida. La producción de Sabanilla dependerá del estiaje: cuando no pueda entregar 30 MW, la demanda de Corriente será abastecida por el

Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y, a la inversa, cuando el campo minero no requiera de todo el potencial de Sabanilla, el excedente será aprovechado por el MEM.

Caminosca ha identificado cuatro proyectos similares pero, por obvias razones, Almeida se reserva identificarlos. “Lo que falta es decisión, tal vez por recelo a correr los riesgos propios

## Inversión insuficiente y sin incentivos

Entre 1998 y 2003 la energía disponible pasó de 10.310 GWh a 11.134 GWh, pero por causa de las pérdidas en el sistema solo creció 3,7%. Al mismo tiempo, los clientes finales pasaron de 2,23 millones a 2,71 millones, esto es un incremento de 21,5%, mientras que la energía facturada fue de 8.194,9 GWh en 1998 y de 8.097,1 GWh en 2002 (último dato publicado), es decir una tasa negativa de 1,1%. La crisis económica de fines del siglo pasado frenó el crecimiento de la demanda, pero también la oferta insuficiente ha reprimido el uso de energía eléctrica en todo tipo de consumidor, con excepción del alumbrado público, que pasó de 165 clientes en 1998 a 315 en 2002.

Promover la inversión en generación es la única solución de mediano y largo plazos. Según el Ministerio de Energía, entre 1999 y 2008 el país debería invertir \$ 2.678 millones en nueva generación para equilibrar el crecimiento de la demanda. El Plan Referencial de Electrificación del Conelec estimaba que hasta ese año el Ecuador debía disponer de 1.202 MW adicionales de potencia instalada, a base de siete proyectos de generación, incluidos 200 MW proveídos por la línea de conexión con Colombia (Gráfico 5).

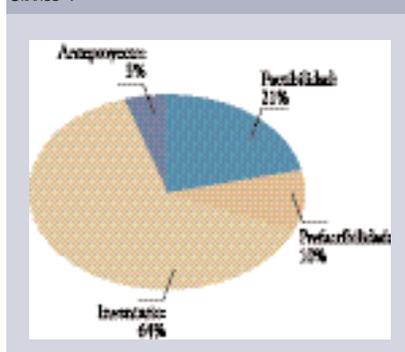
La consolidación de este proceso necesita incentivos claros. Mientras la Cámara de Industriales de Guayaquil plantea terminar con el método marginal de fijación de precios en el mercado mayorista, varios foros de expertos nacionales y extranjeros recomiendan mantenerlo, aunque con ajustes menores. El mecanismo debería incentivar la entrada de nuevos generadores más eficientes (¿con costos inferiores a 5-6 centavos por kWh?), que todavía no han llegado por la permisividad gubernamental con distribuidoras que simplemente no pagan la energía comprada a las generadoras (en especial a las del Fondo de Solidaridad).

El FMI presiona para que la administración de las distribuidoras sea

concesionada a empresas internacionales inmunes a las presiones políticas regionales. Esta salida tendría la ventaja de contar con capitales internacionales en una actividad en la que los nacionales carecen de la experiencia y de la escala requeridas; y, además, superaría las debilidades de los gobiernos al momento de enfrentar presiones políticas en los nombramientos de directivos de empresas cuyo principal accionista es el Fondo de Solidaridad.

### ESTADO DE LOS ESTUDIOS DEL POTENCIAL HIDROELÉCTRICO

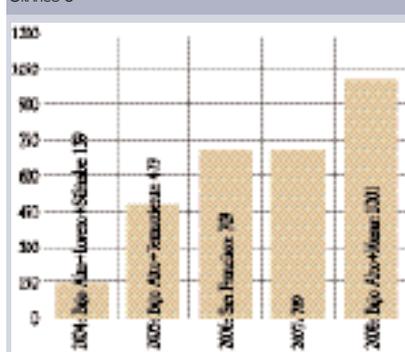
GRÁFICO 4



FUENTE: CONELEC.

### INCREMENTO ESPERADO DE LA POTENCIA NOMINAL, 2004-2008

GRÁFICO 5



NOTA: NO SE INCLUYEN LAS LÍNEAS DE CONEXIÓN CON COLOMBIA Y PERÚ.  
FUENTE: PLAN REFERENCIAL DE ELECTRIFICACIÓN 2001 - 2011.

El gobierno ha optado por una solución que no toca el problema real, mediante un proyecto de Ley Orgánica del Sector Energético que garantiza a los concesionarios de nuevas generadoras el pago total de las facturas que emitieren contra las distribuidoras, “siempre que el precio unitario de (...) energía (...) sea inferior al Precio Referencial de Generación (PRG) deter-

minado por el Conelec...” Esta garantía operaría mediante un fideicomiso (Fondo de Fomento del Sector Eléctrico, Fonsel) por un valor de hasta \$ 500 millones “a través de la emisión de bonos del Estado a 12 años plazo y una tasa de interés Libor a seis meses reajutable semestralmente”.

Esta garantía de pago tendría vigencia hasta el año 2025; el Ministerio de Economía quedará obligado a presupuestar los montos necesarios, que serán tenidos como gasto primario dentro del Presupuesto General del Estado. El Banco Central del Ecuador se constituiría en fiduciario y las distribuidoras fideicomisarían en favor del Ministerio de Economía la totalidad de sus ingresos por las ventas de energía.

El Fonsel, que debería constituirse en seis meses, se atenderá a la siguiente prelación de pagos: (1°) las generadoras privadas o aquellas en las que el sector privado tenga una participación de al menos 20%; (2°) Transelectric S.A.; (3°) las generadoras del Fondo de Solidaridad; y (4°) lo correspondiente al valor agregado de distribución de la empresa distribuidora que fideicomisó tales ingresos. Pero de no existir recursos líquidos en el Fonsel y si hubiere saldos impagos a favor de las nuevas generadoras, el Banco Central debitará automáticamente de la Cuenta Única del Tesoro Nacional el valor correspondiente y lo transferirá a dicha generadora impaga. Al mismo tiempo, el fideicomiso creará la correspondiente cuenta por cobrar (a favor del Ministerio de Economía) de la respectiva empresa distribuidora con ingresos insuficientes. Si ésta acumula dos meses consecutivos impagos, la distribuidora será intervenida y destituidos sus administradores.

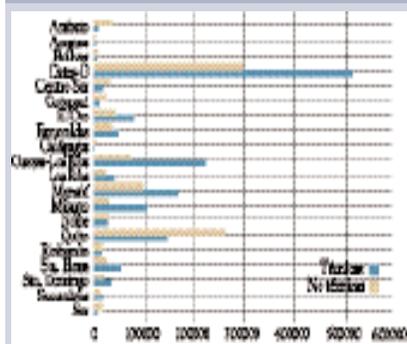
Además, el proyecto de ley tipifica como delito la “defraudación de servicios públicos”, sancionándola con pena de prisión “de seis a dieciocho meses y multa de diez a cien salarios básicos unificados, sin perjuicio del pago de lo fraudulentamente utilizado”.

Una vez más, el Ejecutivo ha lanzado la pelotita a la cancha del Congre-

so, para que resuelva difuminar peligrosamente los límites de la acción pública en las actividades productivas privadas, garantizando flujos monetarios que deberían saldarse en el mercado. Y todo esto a costa del presupuesto público, pues será necesario emitir bonos y, si la tarifa eléctrica sigue siendo manipulada con criterios distintos a los técnicos, muy probablemente afectar la Cuenta Única del Tesoro. Antes de decidir, los diputados deberían releer la clara disposición del artículo 50 de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, pues si aprueban el proyecto, se habrá retrocedido lamentablemente a una situación similar a la predominante antes de la reforma de 1996.

**PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS, 2003**

GRÁFICO 6



FUENTE: CONELEC.

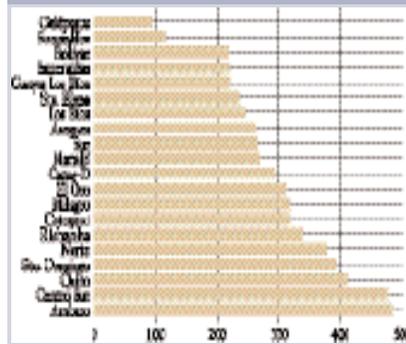
**La ineficiencia continúa**

Entre 1998 y 2003 las pérdidas en el sistema oscilaron entre 20,3% y 23,5%. Solo en 2003 el sistema de transmisión registró pérdidas por 389,8 millones de kWh (3,62% de la energía transportada) y las distribuidoras malgastaron 23,47% de los 11,13 millones de MWh disponibles. Las pérdidas “no técnicas” (conexiones clandestinas, defraudaciones y otros ilícitos) fueron del orden de 13,74% y las técnicas de 9,73%.

La ineficiencia no es igual en todas las distribuidoras. El Gráfico 6 lo ilustra y sugiere varias preguntas que deberían ser contestadas por las autoridades del sector. ¿Por qué, en general, las pérdidas de las distribuidoras de la Sierra son inferiores a las de la Costa? ¿Por qué de las

**ABONADOS POR TRABAJADOR DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS**

GRÁFICO 7



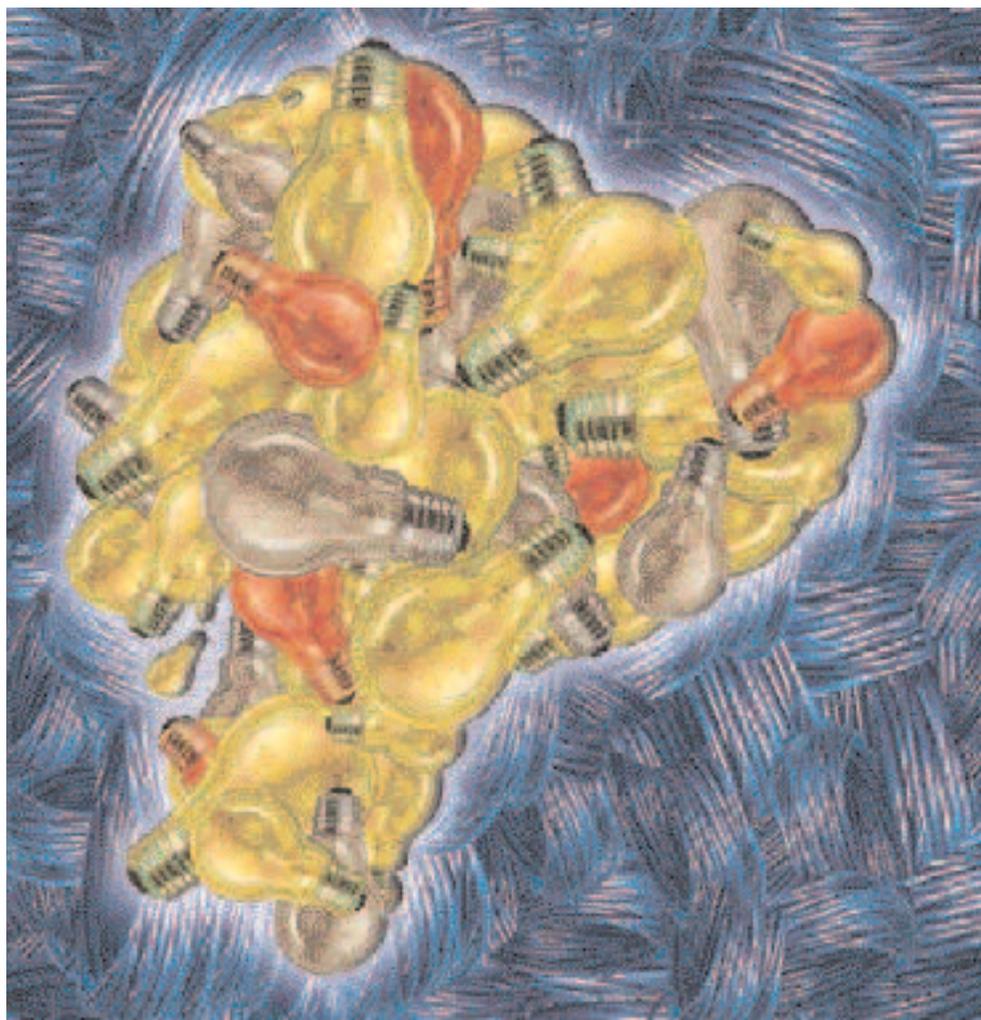
FUENTE: CONELEC.

empresas que registran las mayores pérdidas de MWh solo en la EEQ las técnicas son mayores a las no técnicas? ¿Cuáles son las ganancias concretas en eficiencia logradas por las “administraciones temporales” de la Emelec –ahora rebautizada como Categ-D– que sigue manteniendo un deshonoroso primer lugar en despilfarro energético?

La desigual ineficiencia de las empresas distribuidoras también se puede

comprobar en la productividad de la mano de obra. En promedio, el sistema de distribución registra 317 abonados por trabajador, y solo tres empresas (Ambato, Centro Sur y Quito) tienen más de 400. Catorce de las 20 distribuidoras reportan menos que la media y la Categ-D, que recibe 28,8% de toda la energía disponible, apenas tiene 292 abonados por trabajador (Gráfico 7).

Estos son los orígenes del descalabro del sector eléctrico. Antes que garantizar a las generadoras el pago de las compras de distribuidoras que no cambiarán su estructura, hubiera sido más apropiado comenzar a contratar gerentes y directivos que, en lugar de tener sueldos y beneficios fijos, firmen contratos de gestión que les permitan administrar las empresas sin intervenciones de ningún tipo, remunerados en función de los índices auditados que vayan logrando mes a mes, según los planes propuestos en concursos de selección transparentes. La penalización del hurto de energía eléctrica es adecuada, pero bajo la pre-



sunción constitucional de inocencia, y no como uno de los pilares de una nueva “ley orgánica”.

### ¿Desintegración del Sistema?

En agosto pasado, las cámaras de Comercio e Industrias de Pichincha organizaron un foro en el que se decidió crear la Corporación Eléctrica Provincial, para promover la modernización de la empresa distribuidora quiteña y la inversión en generación hidroeléctrica. El objetivo es constituir una provincia autosuficiente, a partir de un catálogo de proyectos que fue mirado con cierto escepticismo por varios técnicos. Para los participantes en ese evento, el problema no es el sistema nacional interconectado, sino su administración, que permite que las ineficiencias de una región sean socializadas en el resto de regiones.

La reunión, que contó con el apoyo del Municipio del Distrito Metropolitano y del Consejo Provincial, respaldó los repetidos reclamos de la Empresa Eléctrica Quito (EEQ) al Conelec y reiteró la necesidad de contar con energía suficiente, limpia y barata, como condición estratégica para el desarrollo de Quito y su provincia (*Recuadro 4*).

Este movimiento de alguna manera replica los pronunciamientos de las “Fuerzas Representativas” de Guayaquil, que en julio pasado hicieron un amplio petitorio al Presidente de la República (*Recuadro 5*), aunque a partir de condiciones bastante diferentes. El SNI es uno de los más preciados beneficios nacionales de la era petrolera, que debe ser ampliado para los nuevos requerimientos del país. En opinión de uno de los técnicos consultados por GESTIÓN, no importa el lugar en que se encuentre la central de generación si puede conectarse eficientemente al Sistema.

Lo que estos movimientos cuestionan de una u otra forma es la regulación del mercado, a cargo del Conelec, facultado para ejecutar la política energética nacional. Esta entidad está comandada por un directorio en el cual el Presidente de la República tiene cinco votos seguros (incluido el del

RECUADRO 4

## EL FRACASO DEL CONELEC GENERA CONFLICTOS REGIONALES: FRANCISCO JIJÓN

Para **Francisco Jijón**, director de Prospectiva estratégica y Proyectos del Municipio del Distrito Metropolitano de Quito, “a confesión de parte, relevo de prueba”, pues el Conelec no ha podido resolver ninguno de los problemas del sector eléctrico. Es más, “mientras en Guayaquil el gobierno asumiría una deuda de \$ 360 millones, a la EEQ el gobierno le debe \$ 156 millones”.

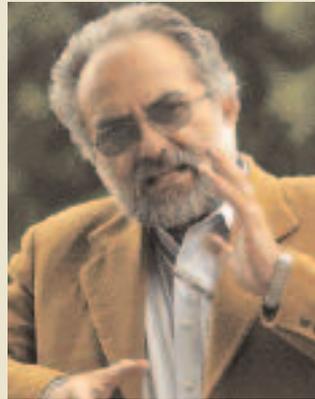
La inversión está prácticamente detenida, mientras “los famosos negocios de las termoeléctricas que cuestan hasta 50 centavos el kWh y que justamente están localizadas en la Costa”, se han constituido en el recurso más a la mano. “No estamos hablando de dos años, estamos hablando de cinco años, tiempo suficiente para medir con absoluta claridad la situación”, dice.

Según el personero del Distrito Metropolitano, “la EEQ subsidia a las generadoras, al contrario de otras distribuidoras que reciben subsidios. La EEQ registra 15% de pérdidas (entre negras y técnicas), pero no puede invertir en la tecnología necesaria para reducir las a 9%. Otras empresas pierden hasta 47%. Esa es una diferencia enorme”.

La provincia de Pichincha tiene un potencial de generación cuatro veces superior al consumo actual. “En los próximos 10 años podríamos tranquilamente cubrir la demanda cre-

ciente y exportar”, asevera Jijón. “Mucha gente confía en la electricidad de Colombia, que ahora tiene chance de exportar sus excedentes pero que ya está entrando a la fase de retracción energética, porque su demanda interna crece y tiene cada vez menos margen para exportar. El año pasado nos salvó la conexión con Colombia, pero en dos o tres años ya no podremos garantizar nada”.

Quito debe anticipar para 2007 los requerimientos energéticos adicionales del nuevo aeropuerto, advierte Jijón. Además, “el proceso de modificación de los sistemas de transporte quiteños y la industrialización de la región demandan enormes cantidades de energía adicionales; en cuatro años deberíamos disponer de 300 MW más, y si sobrara, mejor, porque podremos exportar. Esto exigirá una inversión de entre \$ 300 y \$ 350 millones. La provincia de Pichincha tiene un potencial de 2 GW. No se trata únicamente de replicar proyectos como Paute; se pueden construir 20 centrales pequeñas de 25 MW. Si a esto ligamos un proceso que permita dirigir el ahorro interno —los bancos tienen liquidez, hemos recuperado la capacidad de ahorro— mediante titularizaciones y fideicomisos de los proyectos, podremos generar las condiciones que permitan resolver el problema y además ganar plata en forma legítima”, concluye.



Benjamín Chambers

FRANCISCO JIJÓN  
director de Prospectiva  
Estratégica y Proyectos del  
Municipio del Distrito  
Metropolitano de Quito.

EL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO ES DE LAS MEJORES HERENCIAS DE LA ERA PETROLERA, PERO YA HAN PROPUESTO SUPRIMIRLO.

Jefe del Comando Conjunto de las Fuerzas Armadas), pues los otros dos corresponden a los delegados de las cámaras de la producción y de los trabajadores del sector eléctrico (Art. 14 de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico). Los consumidores finales, que representan alrededor del 80% de los abonados al sistema, no están representados. En consecuencia, si el país quiere encontrar un responsable de lo que está ocurriendo en este estratégico sector productivo, la respuesta es evidente. 

RECUADRO 5

## CON EXCEPCIÓN DEL TEMA CATEG, EL CONELEC ES EFICIENTE: ALBERTO DASSUM

Para **Alberto Dassum**, los mecanismos elegidos por el gobierno para enfrentar el estiaje no son los más adecuados. A mediano plazo, “lo mejor sería invertir en plantas generadoras a vapor y en líneas de transmisión”.

El presidente de la Cámara de Industriales del Guayas, hombre de pocas palabras, afirma que durante el gobierno actual la función reguladora del Conelec ha sido adecuada, “con excepción del tema Categ”. Sostiene decididamente que la mejor solución para los problemas financieros de Emelec es respetar los laudos arbitrales anteriores y, si no se logra acuerdo entre las partes, “ir a un arbitraje para saldar todo”.

Las expectativas de los sectores productivos guayaquileños se concretaron en el “acuerdo-compromiso” firmado entre el Presidente de la República y las “Fuerzas Representativas” de la ciudad (22 de junio de 2004). El documento pro-

pone ocho puntos cruciales: reducir de 10% a 5% la participación del Fondo de Electrificación Rural y Urbano Marginal (Ferum); aplicar la Decisión 536 de la Comunidad Andina de Naciones en lo relativo a contratos de compraventa de energía celebrados entre empresas colombianas y distribuidores ecuatorianos; eliminar el mecanismo marginal de fijación de tarifas en las empresas generadoras del Fondo de Solidaridad; fijar el precio de venta del kWh de la energía no subsidiada de Hidrogoayán e Hidropaute en \$ 0,0203 y \$ 0,0254, respectivamente, y regular eficientemente el precio de la energía generada por empresas no pertenecientes al Fondo de Solidaridad; y estimular la inversión privada, nacional y extranjera, en generación hidroeléctrica, a base de gas natural u otras formas que sean competitivas. En pocas palabras, desmantelar el Sistema Nacional Interconectado.



ALBERTO DASSUM  
presidente de la Cámara de  
Industriales del Guayas.

## VIENE LA DÉCIMA “AGRIFLOR, LA FLOR DE ECUADOR”

La Asociación de Exportadores de Flores (Expoflores) y la firma HPP Ecuador (empresa especializada en el manejo de ferias comerciales en el mundo), preparan su mejor cara. Desde el 6 hasta el 8 de octubre se realizará en Quito la décima edición de “Agriflor, la Flor de Ecuador”.

Al evento, que tendrá lugar en Cemexpo en una superficie de más de 4.500 m<sup>2</sup> netos, llegarán decenas de productores, hibridadores, proveedores, técnicos y empresas de servicios. Además, se contará con la participación de al menos ocho naciones, entre ellas Holanda, Estados Unidos, Colombia, Francia, Israel y Rusia.



Esta exposición bianual es la mejor vitrina para la flor ecuatoriana, especialmente de rosas, consideradas las más bellas del mundo. “Agriflor, la Flor de Ecuador” mostrará cuán lejos ha llegado el sector, que se ha convertido en el primer rubro dentro de las exportaciones no tradicionales y el tercero en general, superado sólo por el petróleo y el banano. La floricultura es la actividad más importante de la Sierra, ofreciendo empleo a miles de familias ecuatorianas, y seguridad a inversionistas y empresarios. Ecuador, además de producir flores únicas, posee la mayor área de cultivo de rosas en el mundo.

Esta feria, que atrae a cientos de compradores mayoristas internacionales, servirá para promocionar la flor ecuatoriana, abrir nuevos espacios y territorios de consumo y también conocer nuevas variedades y tecnologías. Los extranjeros que asistan a Agriflor disfrutarán de las bellezas naturales del Ecuador, puesto que están programadas visitas a diferentes fincas florícolas y sitios turísticos. 