



ENERGÍA 2050

POLÍTICA ENERGÉTICA DE CHILE

PRINCIPALES METAS 2035 – 2050



“Pensando el desarrollo regional desde las regiones y los ciudadanos”

Propuesta de una nueva política pública para un sistema energético eléctrico distribuido en un desarrollo sustentable en Chile¹

Jorge Weil Parodi ²
Académico de la Universidad de Los Lagos

¹ Propuesta presentada a la Comisión Asesora Presidencial en Descentralización y Desarrollo Regional(2014). Luego presentada al Ministerio de Energía del Gobierno de Chile dentro del marco de las instancias de participación de grupos temáticos realizadas en Puerto Montt para el proyecto “Energía 2050” de dicha institución.

² Doctor en Ciencias Económicas U. de París y académico U. de Los Lagos. Trabajó entre 1989 y 1996 en el área de la formación profesional de la empresa Electricidad de Francia (EDF). Correo: jorge.weil@ulagos.cl

ÍNDICE

- I. Introducción
- II. El fracaso de la regulación por el mercado y los supuestos incumplidos
- III. La inviabilidad de la núcleo electricidad en Chile
- IV. La configuración de la estructura monopólica del sistema energético, inversiones comprometidas, regulación económica e incentivos para una nueva política
- V. Bases de una propuesta de nueva matriz energética 2015-2030 y nueva política de desarrollo sustentable y descentralizada
- V.A. Los problemas a resolver y obstáculos a sobrellevar
- V.B. Una política económica alternativa de un desarrollo. Nuevo sistema energético en ruptura con los monopolios y el centralismo. El desarrollo basado en Energías Renovables No Convencionales.
- VI. Conclusión

U. Lagos, Puerto Montt, 10 abril 2015.

Resumen

El trabajo realiza un análisis histórico de la conformación del sistema energético en Chile, desde su impulso por el Estado con la Corporación de Fomento hace siete décadas atrás, hasta nuestros días. Este se caracteriza actualmente por su carácter privado y la dominación de grupos económicos en el sector, insuficientes inversiones previstas para el desarrollo nacional a mediano plazo, matriz contaminante y oferta de precios no competitiva para las empresas y usuarios. Por lo tanto, el diagnóstico concluye que el modelo energético actual se encuentra agotado.

Durante sus primeras cinco décadas, el sistema eléctrico creció extendiendo la cobertura desde las ciudades a los sectores rurales, aumentó la calidad del servicio, planificó inversiones de largo plazo en correspondencia con las necesidades del desarrollo nacional y la naturaleza estratégica del sector. La privatización de ENDESA, a finales de los 80, y su posterior reventa a grupos económicos transnacionales convergió con sucesivos períodos de estrechez del servicio e incremento ostensible del precio del KW/h, que golpearon severamente a los usuarios y le redujeron competitividad al sistema productivo nacional.

El artículo pone de relieve, la necesidad de una opción estratégica relevante para el desarrollo energético eléctrico nacional, con la instauración de una nueva política pública que reforme estructuralmente el sistema existente, introduciendo a las energías renovables no convencionales como eje reorganizador de este. Esta propuesta se apoya en la abundante disponibilidad y variedad de las fuentes existentes de ERNC en el territorio frente a la carencia de recursos fósiles y sus altos precios. Las nuevas tecnologías energéticas pueden abrirse paso en la diversificación de la matriz actual, solo si **existe la voluntad política del Estado para terminar con el monopolio** en el sector. Los grupos económicos abusan de su posición dominante para frenar la competencia, colocar barreras al ingreso de nuevos actores e incrementan los precios con una formula de cálculo distorsionada de los costos.

Un nueva *política pública energética distribuida* debe establecer una regulación económica activa del Estado que integre la preservación del medioambiente; el desarrollo económico sustentable; la racionalización energética; la descentralización de los recursos; el recentraje del desarrollo hacia las prioridades locales y regionales; el incremento del valor agregado con la concatenación de la producción y los servicios; la subvención focalizada a usuarios, micro y pequeñas empresas que realicen inversiones productivas basadas en las ERNC.

En resumen, la nueva política de Estado y desarrollo territorial requieren romper con el paradigma centralista y monopólico para impulsar de nuevas dinámicas de integración vertical y horizontal de fabricantes de materiales y equipos de energías renovables no convencionales a nivel nacional/regional abriendo con ello, *un nuevo impulso a una dinámica industrial*

I. Introducción:

La energía no constituye solo un servicio más, que la empresa privada puede ofertar a particulares, unidades productivas y comerciales. La energía es un sector fundamental del desarrollo estratégico de la economía y el país. Como tal, la nación debe disponer no solo de una estrategia de producción, transporte y distribución de energía, sino también proveer la seguridad e independencia energética nacional a todo evento. El sistema privado de aprovisionamiento monopólico³ ha conducido a seis impactos negativos en el sector energético nacional y que actúan como limitantes del desarrollo global. Estas son:

- Una matriz energética sucia en la cual predominan las termoeléctricas que utilizan como combustibles carbón, petróleo y gas, maximizando en la última década la contaminación del medio ambiente.
- Un perfil de inversiones en producción de energía presente y futura, que mantiene una estructura insuficiente y contaminante.
- Una situación monopólica que limita la competencia y el mercado con el bloqueo a la entrada de nuevos actores e inversionistas.
- Una extrema dependencia externa de la importación del combustible para la producción de energía desde otros países (petróleo, carbón y gas).
- Un alto precio de venta de la energía al sector productivo local y consumo familiar, lo que se traduce en altos costos industriales con reducción de la competitividad de la economía nacional y acentuación de las desigualdades sociales en los usuarios de más bajos ingresos.
- Una transmisión ajustada y frágil en cuanto a la seguridad, debido a la falta de planificación y solo criterios cortoplacistas de alta rentabilidad de las empresas eléctricas.

La caracterización de la situación anterior, implica la necesidad de superar la crisis actual, lo que requiere de un nuevo sistema y estrategia energética para resolver los aspectos anteriores:

- reducción de la dependencia del aprovisionamiento en la producción de energía del país;
- reducción del precio del KW/hora a las industrias y familias
- disminución de las emisiones de CO₂ que deterioran la capa de Ozono y la calidad del aire
- reestructuración de la matriz energética prohibiendo nuevas plantas que utilicen carbón y petróleo en la generación, aplicando las normas legales a las centrales existentes.
- retoma por parte del Estado, del rol central del interés nacional en la producción, transporte y distribución de la energía.

Haciendo un poco de historia, el desarrollo nacional del sector energético tuvo en sus inicios al Estado como actor principal, con la Corporación de Fomento (CORFO) y en la creación de la Empresa Nacional de Electricidad (ENDESA). Esta ejecutó planificadamente, durante varias décadas, las inversiones regulares que acompañaron la infraestructura necesaria a la industrialización y la electrificación urbana y rural del país. Este pilar estratégico del desarrollo nacional se rompió con la privatización generalizada de las Empresas del Estado en la década de 1980, cuando ENDESA fue transferida al sector privado, incluyendo los derechos de agua nacionales del país, que el Estado le había confiado⁴.

En los inicios de la industrialización y hasta 1974, el desarrollo nacional se fundaba en un rol activo de las grandes empresas del Estado que contribuían decisivamente al desarrollo estratégico en obras públicas, transportes, comunicaciones, agua y

³ Endesa, Colun y AES Gener detentan el 80% de la producción energética del SIC

⁴ Informe de la comisión privatizaciones de la Cámara de Diputados de Chile, (2004), en <http://www.camara.cl>

alcantarillado, telecomunicaciones, combustible, así como, la producción, transporte y distribución de la energía⁵. En esa visión de país, el rol del Estado en el desarrollo nacional se realizaba con la planificación e inversión por parte de las empresas del Estado, que conformaron una estructura energética, a cierta distancia de los intereses del mercado y los grupos económicos. De ello participaban la Empresa Nacional del Carbón, la Empresa Nacional del Petróleo, la Empresa Nacional de Electricidad, Cía. General de Electricidad Industrial, Edelnor, Colbún, Sociedad Austral de Electricidad SA, Frontel y otras eléctricas regionales, que aseguraban las inversiones estratégicas del desarrollo económico del país.

El régimen político de la dictadura militar (1973-1990) impulsó una acción económica de privatización a ultranzas por parte de los economistas chilenos de la U. Católica y posgraduados en la U. de Chicago, que siguieron las ideas de Milton Friedman, Friedrich Hayek y Arnold Harberger a nivel internacional. Para ello, el régimen de Pinochet modificó constitucionalmente el rol del Estado en la economía y la sociedad. Consistentemente con ello, desde fines de la década de los años 1970, las iniciativas en materia de inversión, producción, transporte y distribución de energía se basaron en la ortodoxia monetarista y el ultraliberalismo económico, transfiriendo al sector privado, la misión del “desarrollo nacional”. En la década anterior, las experiencias de los gobiernos de Salvador Allende (nov.1970- sept.73) y Eduardo Frei Montalva (1964-70), habían generado limitaciones legales a los grupos económicos dominantes en cuanto a sus tasas ganancias en algunos sectores. Lo anterior, había implicado, en ese período, un condicionamiento a la hegemonía del sistema⁶. Por ello, los grupos económicos propugnaron desde 1975 en adelante⁷, una reducción drástica del aparato del Estado con el fin de quitarle sustento a la burguesía nacional desarrollista. La reestructuración la propiedad, las devoluciones de empresas intervenidas por el gobierno de la Unidad Popular y la privatización de empresas estatales permitieron un cambio del eje a favor de las actividades de exportación, conformando los nuevos grupos económicos empresariales y consagrando una economía extravertida. Por ello que, la constitución de 1980 proclama un carácter “subsidiario al Estado” de Chile con el fin de alejarlo de un rol estratégico en materia de actividad económica; rol que había detentado durante los últimos 40 años. Lo anterior significa que, al ser definido como “subsidiario”, el Estado es impedido de emprender en la economía, incluida la infraestructura nacional, transfiriéndole solo al sector privado y al mercado, las iniciativas de inversión, producción y administración de la energía.

Contrariamente a las recetas de la política neoliberal en Chile, la evidencia mundial muestra, que los mayores resultados en política energética se han obtenido en países como China que dispone de un sistema estatal planificado de inversión, organización de la producción y distribución de energía. Francia, que reorientó su sistema nacional de energía, y en la cual, la Empresa de Electricidad de Francia (EDF) cambió en dos décadas, su dependencia energética del petróleo y gas hacia generadores nucleares que cubren actualmente un 80% de sus necesidades de energía. Brasil, que reorientó, después de las crisis del petróleo (1973 y 1979), la utilización de un derivado de la caña de azúcar para obtener etanol como combustible y que actualmente es utilizado por un 50% de su parque automotriz. Dinamarca, que escogió el sendero de la energía eólica e instaló aerogeneradores en sus costas, alcanzando en la actualidad un porcentaje del 22% de su fluído eléctrico total. Alemania y España que introdujeron los sistemas solares y eólicos superando ambos países, y exclusivamente con esas tecnologías, la potencia eléctrica instalada de Chile.

⁵ El proceso impulsado por la Corporación de Fomento se realizaba aparejado a iniciativas de la Comisión Económica para América Latina-CEPAL en varios países con una “industrialización por sustitución de importaciones” y de cambios estructurales con un “desarrollo hacia adentro”. Ello finaliza en 1975 con el retiro de Chile del “Pacto Andino” que conformaba junto a Perú, Bolivia, Ecuador, Colombia y Venezuela. Se instaura el DL 600 que favorece la entrada del capital extranjero, terminando así, con la política de sustitución de importaciones.

⁶ Se refiere a la Reforma Agraria del gobierno de Frei y la nacionalización del cobre y las grandes empresas industriales del área social durante el gobierno de Allende.

⁷ En abril 1975 asumió Jorge Cauas como biministro de Economía y Hacienda del gobierno de Pinochet, instaurando la dominación de los Chicagos Boys en todos los ámbitos de la acción económica.

En definitiva, la participación del Estado ha sido vital en la conformación de los sistemas energéticos en la mayoría de los países del mundo, así como en la reconversión de estos hacia nuevas fuentes de energía. La ley eléctrica de 1981 en Chile cambia las reglas del juego para favorecer la privatización y luego consolidar monopólicamente el sector.

Chile requiere de un nuevo “modelo técnico y económico” para la producción de energía con una nueva regulación estatal, que modifique el actual modelo de negocios sustentado en monopolios que controlan el 80% de la producción y distribución del Sistema Interconectado Central con ENDESA 32%, AES Gener 27%, Colbún 21%. Por otro lado, el 81% del Sistema Interconectado del Norte Grande son controladas por E-CL del grupo GDF con 41%, Gener con 31% y Gas Atacama con 9%, controlada esta última, en partes iguales por Endesa y Southern Cross⁸. La política energética impuesta desde 1982 fue heredada por los gobiernos civiles posteriores y a pesar de los estímulos a la inversión privada y el libre mercado, esta fue insuficiente, profundizando solo la acción monopólica.

Tabla nº 1

MegaWatts de potencia anuales promedio integrados a la red en los últimos 20 años según gobiernos ⁹

Patricio Aylwin promedio 237 MW año	Eduardo Frei promedio 401 MW año	Ricardo Lagos promedio 358 MW año	Michelle Bachelet promedio 677 MW año	Sebastián Piñera promedio 645 MW año
Diesel: 5 MW Hídrica: 232MW	Gas natural: 187 MW Carbón: 51 MW Hídrica: 140 MW Otros: 24 MW	Diesel: 24 MW Gas natural: 179 MW Hídrica: 140 MW Otros: 15 MW	Diesel: 446 MW Hídrica: 140 MW Otras: 75 MW	Diesel: 141 MW Hídrica: 17 MW Carbón: 394 MW

La carbonización de la matriz energética y el aumento de las autorizaciones estatales para la contaminación ambiente de los últimos años requieren una nueva política energética conducente a la modificación de los pilares sobre las cuales ella se sustenta.

⁸ Corresponde al mes de abril 2013, citado por El Mercurio 26/6/2013.

⁹ El Mercurio, (2011), “Cómo y cuánto aportó cada Presidente a la matriz energética”, ed. 29/05/2011, citando a Systep.

Capítulo II

El fracaso de la regulación por el mercado y los supuestos incumplidos

Las crisis del modelo energético de mercado

Los primeros resultados de estrechez energética se mostraron con la recuperación de la producción y la expansión del consumo al inicio de la década de los años 1990. Los altos niveles de actividad económica, que el país alcanzó en los gobiernos civiles posteriores al régimen de dictadura militar tensionó el sistema interconectado central. Luego, la disminución de las lluvias afectó los embalses y ello dejó al desnudo la escasa inversión sectorial y la extrema dependencia energética de la fuente hídrica. Durante el gobierno de Eduardo Frei Ruiz-Tagle, continuó la primacía del mercado en las definiciones de nuevas inversiones del sector, integrándose el gas natural argentino a la matriz energética debido a su bajo precio comparativo con otras opciones. Se realizaron las construcciones de gaseoductos que atravesaban la cordillera de los Andes en el norte y centro del país. En los contratos y acuerdos entre ambos países, las empresas dominantes del mercado hicieron prevalecer el criterio comercial del bajo costo del gas ofertado en la coyuntura por la empresa YPF, menoscabando la importancia de un estudio exhaustivo de las reservas disponibles y el nivel de inversiones industriales para la extracción y procesamiento de recurso en el vecino país. La crisis se prolonga y amenaza nuevamente con sucesivas restricciones de gas natural al inicio del gobierno Bachellet (2006), cuando el gobierno argentino presiona a la empresa YPF y obtiene prioridad nacional del abastecimiento por sobre el cumplimiento de los contratos de exportación a Chile. El cuadro se completaba con las sequías hídricas prolongadas, que obligaron a racionamientos energéticos de diversa duración y envergadura, debido a los impactos de la reducción del aprovisionamiento de gas. Finalizaba así, una década de políticas improvisadas de autorización de plantas de carbón, petróleo, gas e hídricas de los periodos presidenciales de Frei, Lagos y Bachellet. En esos gobiernos, se conformó la carbonización de la matriz energética y la presión de los grupos económicos nacionales e internacionales, por la autorización de nuevas plantas sin restricciones ambientales, así como la presión al Estado por abrirse al estudio de factibilidad de la núcleo electricidad¹⁰ como alternativa de largo plazo.

La crisis del gas al principio del milenio, no se tradujo en ningún cambio estructural significativo en la producción energética¹¹. Además de los gaseoductos terrestres, se construyeron dos terminales de Gas marítimos en centro y norte del país. Por el contrario, la autorización y construcción de centrales a carbón, gas y petróleo aumentaron su participación en la matriz de generación térmica de 51% a 57% entre los años 2007 y 2009, y con ello aumentaron las emisiones de los gases efecto invernadero. En la actualidad el SING produce electricidad con un 99,6% en base a centrales térmicas y el SIC tiene una estructura de 44% de plantas termoeléctricas, 52% hidroeléctricas y 4% de energías renovables no convencionales (ERNC).

Con la privatización del sistema eléctrico en los años 1986-1989, el Estado delegó a agentes privados el abastecimiento del país reservándose solo tímidas funciones de regulación y fiscalización, siendo coordinadas las centrales generadoras y de líneas de transmisión por el Centro de Despacho Económico de Carga (CEDEC) por las propias empresas. La función de este organismo sería la de garantizar el derecho de servidumbre sobre los sistemas de transmisión concesionados y preservar la seguridad del servicio. Por su parte el Estado, a través del Ministerio, la Comisión Nacional y la Superintendencia de Energía se limitaron a fijar los precios de los suministros regulados, calcular el precio de nudo y los peajes de la transmisión troncal y de subtransmisión. Ello permitió al sector privado jugar plenamente su rol de actor principal en el crecimiento y la inversión energética del país.

¹⁰ **Min. de Energía, (2007),** “Informe de la Comisión Asesora Presidencial del Grupo de Trabajo: La opción núcleo-eléctrica en Chile”, septiembre 2007.

¹¹ Solo ley corta eléctrica del 2004.

Durante el régimen político de dictadura militar, los supuestos que justificaban la privatización de Endesa eran que la transferencia al sector privado iba a traer como consecuencia resultados virtuosos. En ello se destacaba una mayor eficiencia de los privados en su gestión, más competitividad en el sector, incremento de las inversiones, disminución del precios del KW/h a los usuarios. Los supuestos no se cumplieron. La crisis de la política energética adquiere hoy toda su profundidad cuando las empresas monopólicas que gestionan el CDEC-SIC¹² se oponen a la Comisión Nacional de Energía (CNE) presentando en la Contraloría de la República, una acusación en contra de ella, para impedir la transparencia de la información sobre el procedimiento de transferencias económicas de energía (PTEE) de la dirección de peajes del CDEC-SIC. El reclamo de las empresas monopólicas es que la CNE no les permite desarrollar su “tarea o función sin la intromisión de la autoridad”. Y agrega la querrela “La ley no le entrega a los organismos del Estado el poder de revisar los procedimientos internos de los CDEC”. Y concluye reivindicando que la función que los “CDEC coordinan de forma autónoma e independiente del sistema eléctrico y ejercen funciones que otrora las hacía el Estado”¹³. En conclusión, la desregulación del sistema eléctrico llega extremos que no solo explican la envergadura de los abusos para con los clientes y empresas, sino los colocan en un nivel en la cual el Estado no puede legalmente intervenir en la gestión del sistema energético nacional.

En cuanto a la mayor competencia entre las empresas del sector, debemos constatar que la acción monopólica se dejó sentir fuertemente, estableciendo un sólido bloqueo a la entrada de nuevos actores a la producción eléctrica. “Nuestro país enfrenta en la actualidad uno de los precios de la electricidad más altos de Latinoamérica, precios que además resultan superiores al promedio de la OCDE”¹⁴, contrastado con la abundancia de recursos primarios disponibles en el país para producir energías limpias y renovables.

En cuanto a las inversiones, constatamos que la estrechez de la producción de energía, se arrastra ya por veinte años, con cuellos de botella de contingencias climáticas para la energía hidroeléctrica, el agotamiento del gas argentino y la carbonización de la matriz energética que depreda el medio ambiente y la calidad de vida de las personas. A pesar de las enormes tasas de ganancias de las empresas que dominan el sector, las inversiones han sido erráticas y guiadas por una rentabilidad de corto plazo como las represas en el Alto BíoBío centrado en los bajos costos del agua, luego el gas y finalmente el carbón.

El modelo de consumo nacional actual se basa en una necesidad intensiva de energía, tanto en la producción, como de la demanda de las familias. La intensa explotación de los recursos naturales del modelo primario exportador de carácter minero, agrícola, forestal y pesquero se acoplan con las necesidades de energía para las empresas en relación al crecimiento del Producto Interno Bruto.

En Chile no hay modelo, ni matriz energética en los últimos 25 años. Solo ha crecido la producción en un contexto monopólico y en la cual se ha carecido de un desarrollo planificado de recursos para la producción en este ámbito. Las empresas del sector han invertido limitadamente en búsqueda de maximizar el lucro a corto plazo, lo que ha encontrado el apoyo de Estado para la obtención de altas tasas de rentabilidad del capital en el corto y mediano plazo. La prioridad de instauración de plantas de carbón en la última década ha sido guiada por el menor precio de ese combustible fósil. El país importa el 98% del petróleo y en su matriz energética, los combustibles fósiles (petróleo, gas y carbón) alcanzan un 70% del total.

La evolución de las ventas y las utilidades de las principales empresas eléctricas se consolidaron en el año 2012 con utilidades que alcanzaron a 1.463.000 millones de pesos, a pesar del tercer año consecutivo de sequía que afecta al país y parque hidroeléctrico.

¹² Centro de Despacho de Carga del Sistema Interconectado Central

¹³ Vergara Alejandro, (2013), “*La CNE está intentando realizar la coordinación que ley le entrega a los CDEC*”, entrevista de “QuePasa Energía” sobre presentación a la Contraloría, edición de junio 2013, pag. 24.

¹⁴ Min. de Energía, (2012), “*Estrategia Nacional de Energía 2012-2030*”, ed. M. Energía, Santiago, pag. 8

Tabla n° 2
Utilidades de las principales empresas eléctricas año 2012
según balances publicados ¹⁵

Empresa	Utilidades en millones de pesos
Enersis	377.351
Eléctrica Pehuenche	257.698
Endesa	234.335
Chilectra	171.761
AES Gener	97.400
CGE	87.548
Transelec	61.746
Eléctrica Santiago	35.761
Chilquinta Energía	33.725
Colbún	23.420
SAESA	20.901
Inv. Electricas del Sur	14.166
Eléctrica Puntilla	10.016
CGE Distribución	9.766
Eléctrica Guacolda	8.819
Edelmag	4.669
Frontel	4.552
Energía Latina	3.372
Eléctrica de Aysén	3.313
Cía Eléctrica del Litoral	2.605
Transelec Norte	2.194
Total utilidades obtenidas por las principales empresas eléctricas en año 2012	\$ 1.463.118 millones

De esta manera, nos desenvolvemos en medio de una gran contradicción entre la producción y distribución energética respecto a los consumidores industriales y particulares. En el país disponemos de las mayores reservas de energías renovables no convencionales (ERNC) del planeta¹⁶ y producimos con una matriz carbonizada, alcanzando la poco digna distinción de ser el *segundo país en el mundo, con la tasa más alta de crecimiento de emisión de carbón por persona de los últimos años*.

El mayor costo del petróleo en los insumos de las plantas que utilizan sus derivados, se ha traspasado a todas las actividades económicas del país, encareciendo la producción nacional y quitándole competitividad internacional a las exportaciones, así como afectando el bolsillo de cada consumidor en los múltiples impactos que el precio de los derivados de petróleo tienen sobre los bienes de consumo y los servicios.

La situación energética global nos coloca frente a grandes retos que obligan al país a un rediseño técnico y económico. El consumo de petróleo en el mundo se ha incrementado en la última década a un ritmo del 16%. Al mismo tiempo, las reservas superficiales se restringen y el precio promedio se mantiene a niveles de U\$ 90-100 el barril. Las exploraciones de nuevas reservas se encuentran en mares profundos con costos de explotación muy superiores a los yacimientos terrestres o de mar de superficie. En ese contexto, insistir en las viejas fuentes y recursos energéticos para el país, solo pueden aumentar la incertidumbre de su factibilidad y la certeza de mantener y/o aumentar los precios del KWh al consumidor y productor industrial.

El fracaso del Estado en el impulso de campañas significativas de ahorro de energía, se relaciona con la esencia de los negocios de las grandes compañías, ya que ello, reduciría la tasa de ganancia y recuperación de la inversión, desincentivando con ello, “el lucro de las empresas del monopolio energético”. El objetivo central de las empresas eléctricas es maximizar el consumo para maximizar así sus márgenes comerciales, utilizando una particular forma de calcular el precio. En esa perspectiva, las campañas de ahorro de energía no tienen gran significación y las metas gubernamentales de ahorrar 1.122 MW de potencia al año 2020 resultan difíciles de cumplir.

El proyecto Hydroaysén puso nuevamente en órbita los megaproyectos de represas para la producción eléctrica. Esta opción había sido abandonada a fines del gobierno de Frei, en función de la resistencia al proyecto Ralco y la necesidad de reducir la dependencia de las condiciones climáticas, para diversificar la matriz energética. En el

¹⁵ El Mercurio, (2013), “Balance de las principales empresas a diciembre 2012”, ed. 29/3/2013.

¹⁶ Recursos disponibles relacionados con el n° de habitantes del territorio

actual contexto de calentamiento global del planeta y cambio climático, nos vamos a ver enfrentados, cada vez con mayor frecuencia, a situaciones extremas y a una reconfiguración de la pluviometría con una disminución significativa de las nieves eternas de la cordillera de los Andes. La inviabilidad del proyecto Hidroaysén son el alto costo que tienen que pagar la región de origen en el deterioro de sus recursos naturales y paisajísticos con el sacrificio de un eje de su desarrollo. Pero al mismo tiempo, otras regiones y los otros sectores productivos del país, son impactados con intervenciones primarias y secundarias y que involucran el territorio. Por lo tanto, el proyecto Hidroaysén no es solo ineficiente en el transporte de la energía debido a que la resistencia de materiales, le hace perder del 15% al 20% de la producción eléctrica total en el recorrido, sino que al valorar financieramente los costos productivos, ambientales, sociales y turísticos que tienen las 2.300 torres de alta tensión que recorren el país transportando la energía a lo largo de 2.300 km. de territorio en siete regiones del país, **la evaluación global resulta negativa**. De esta situación surge la iniciativa de la carretera eléctrica, como propuesta del gobierno para reducir los costos del transporte de la energía a privados, entregándoles un salvavidas a los grupos económicos Endesa y Colbun y endosando al Estado, los gastos de hacer llegar la energía a las mineras del norte del país.

En definitiva, Hidroaysén ha dejado al descubierto, las contradicciones existentes entre los monopolios de la energía y otros sectores de la economía y la sociedad, evidenciando la alianza existente entre las fuerzas políticas que administran el Estado y los grupos económicos.

En relación con las exigencias energéticas del sector minero, esta tiene que internalizar los costos y pagar efectivamente por la depredación de los recursos primarios finitos que extrae. El sector minero debe asumir el financiamiento de su propia energía y agua que requieren para la extracción y procesamiento. Lo anterior pone en primer plano, los intereses del proyecto país con la necesidad subyacente de la renacionalización de la minería del cobre, la explotación del litio y la recuperación de los derechos del agua por parte del Estado.

Capítulo III

La inviabilidad de la núcleo electricidad en Chile

La elección de una tecnología y un combustible para la producción eléctrica es un elemento central para el desarrollo estratégico nacional, la competitividad empresarial y la calidad de vida de la población. Por lo tanto, si asumimos la intención de integrar la núcleo-electricidad a la matriz energética nacional, resulta indispensable realizar un análisis global del estado del arte de la investigación y producción de esta tecnología en el mundo, y plantearnos la pregunta

¿Cuáles son las ventajas que ella nos aportaría?

Las características del territorio nacional colocan un primer obstáculo fundamental a la instalación de la núcleo-electricidad. El carácter sísmico de Chile proviene del movimiento de las placas Nazca y Latinoamericana que se desplazan a razón promedio de 10 cm. por año y que han creado fricciones y fuerzas de reacomodo de tal magnitud a lo largo de la historia, que ella tienen su expresión en las alturas alcanzadas por la Cordillera de los Andes. Las energías acumuladas se reacomodan periódicamente produciendo sismos, maremotos y terremotos a lo largo de nuestras costas y territorios. La experiencia reciente del 27 de febrero del 2010 nos recordó, no solo las carencias de los organismos de alerta temprana frente a estos eventos por parte del SHOA y la ONEMI, sino también la carencia de estudios geológicos, físicos, oceánicos, geográficos y topográficos contundentes sobre los pre-requisitos para responder a las exigencias de un terremoto grado 9 en la escala de Richter.

Si examinamos los avances tecnológicos y conocimientos del Japón, con anterioridad al estallido de la planta nuclear de Fukushima, observamos que ella se

basaba en estudios muy acotados y apoyados en más de seis décadas de intenso desarrollo de la Investigación-Desarrollo, lo que le permitía dominar la geología de la isla y la tecnología nuclear. Las soluciones entonces se orientaron a la construcción de un tipo de plantas en la cual los generadores “flotaban” para amortiguar los impactos de los sismos. Sin embargo, no fueron convincentes los resultados y Japón ha abandonado la construcción de nuevas centrales nucleares después del año 2011 y el Océano Pacífico se encuentra contaminado en toda su extensión.

Las desventajas de la núcleo-electricidad se basan en los peligros que la energía nuclear origina en el uso del combustible nuclear, debido a que es un material altamente radioactivo, capaz de causar graves daños al medio ambiente y a las personas en caso de ser directamente expuestas. Los reactores nucleares funcionan en torno al punto crítico, lo que significa que los parámetros de funcionamiento normal, como son la temperatura, presión y flujos de vapor, tienen valores cercanos al umbral en que se produciría una reacción en cadena explosiva. “Estos tres tipos de problemas -la utilización de sustancias radioactivas, el manejo de los desechos y la operación en régimen cercano al punto crítico- representan desafíos tecnológicos formidables por su complejidad y alto grado de exigencia”¹⁷. El combustible nuclear, luego de ser utilizado en un reactor, debe ser retirado, procesado para reducir su radioactividad y los desechos almacenados en un lugar seguro, pues siguen siendo radiactivos por miles de años. Por lo tanto, la contaminación de los combustibles radioactivos al medioambiente y las personas, se puede generar en cuatro eslabones del proceso: a) durante la operación del generador, b) durante su almacenaje transitorio previo al envío a la planta de tratamiento del combustible desechado, c) a raíz de un accidente ocurrido durante la operación y finalmente d) durante los miles de años enterrados en los basureros radioactivos¹⁸. Pero igualmente, impacta el calentamiento global del planeta, cuando se utilizan enormes cantidades de combustibles fósiles en la extracción minera, en la molienda y en el enriquecimiento del uranio que requiere como combustible una planta nuclear para su funcionamiento.

Los accidentes, terremotos y maremotos no se planifican, llegan ...

Los accidentes más relevantes en plantas de energía nuclear han ocurrido en Three Mile Island, EEUU, 1979, durante una operación rutinaria de limpieza de una línea de refrigeración, lo que provocó una cadena de equivocadas maniobras que terminaron iniciando la fusión del núcleo. En Tchernobyl, URSS, en abril del año 1986, al probar una turbina del reactor RBMK, se cometieron errores de operación, descendiendo bruscamente la potencia. En el intento de volver a elevar nuevamente la potencia del reactor nuclear, esta aumentó en exceso más allá de los límites materiales, causando la explosión del núcleo del reactor. Veinticinco años después, Tchernobyl es una ciudad fantasma e inhabitada, que solo recuerda a los miles de irradiados con sus secuencias para el resto de sus vidas.

Fukushima-Daiichi es el ejemplo más cercano de las plantas de Japón 2011, en dónde un terremoto grado 9 y un tsunami, fueron la base de un desastre nuclear mayor, que obligó a evacuar la ciudad y 80.000 personas en un radio de 20km. a la redonda debido a la contaminación del medio ambiente, comestibles, agricultura, ganadería y pesca en las aguas del Océano Pacífico. Al inicio del terremoto, la planta paralizó su actividad. Sin embargo, frente a las secuencias del sismo y el tsunami que azotaron las costas de la ciudad, se paralizaron los sistemas de refrigeración, produciendo horas después la fusión completa del núcleo y emisión de la radiación al medio ambiente¹⁹. En este caso, la red sismológica más completa y avanzada del planeta, no fue capaz de

¹⁷ Min. de Minería, (2007), “La Opción Nucleo-Eléctrica en Chile”, ed. M. Minería, Santiago, pag. 2.

¹⁸ Una de la plantas más importantes de tratamiento de desechos del combustible nuclear se encuentra en el norte de Francia y consiste en debilitar la radiación de los desechos nucleares antes de envasarlos en pirámides de vidrio rodeados de cubos de hormigón armado para enterrarlos en zonas geológicas estudiadas y a 300 m. de profundidad en los Pirineos para que resistan durante los 10.000 años, en los cuales perdura la toxicidad de los residuos.

¹⁹ El Mercurio, (2012), “Las lecciones que dejó a la ciencia el terremoto japonés y la posterior emergencia nuclear”, ed. 8/03/2012, p.A10.

prevenir las condiciones de la catástrofe, ni la tecnología constructiva japonesa estuvo a la altura de impedir la radiación masiva y contaminación del aire, tierra y mar.

Finalmente, no podemos olvidar y asociar las 220.000 víctimas irradiadas con las bombas atómicas de Hiroshima y Nagasaki, lanzadas por la Fuerza Aérea norteamericana en 1945, cuya potencia fue inferior a los *reactores nucleares de potencia* que utilizan las centrales de 1.000 MW de energía.

En síntesis, los riesgos de la radiación, los complejos problemas de seguridad y la toxicidad milenaria de los desechos del combustible nuclear han paralizado la construcción de nuevos reactores en los casos de Alemania, Bélgica, Suiza, Italia y República Checa. Japón ha congelado su situación, mientras que EEUU, China, Rusia, Francia y Corea del Sur fortalecen sus tecnologías de seguridad de los reactores, incrementan la competitividad prolongando la duración de vida de las plantas y aumentan el coeficiente de duración de uso de combustibles, sin anunciar nuevas construcciones y limitándose a solo finalizar aquellas que se encuentran en construcción.

El caso de Francia, resulta ser el más relevante de todos en la actualidad. Tiene 59 reactores que producen una potencia eléctrica de 63 GW y que cubren el 80% de las necesidades energéticas del territorio, exportando también a otros países europeos. El país tiene detenida la construcción de nuevos reactores hasta no resolver el problema de la toxicidad de los desechos de los combustibles utilizados. Para el programa francés, la continuidad del desarrollo del programa nuclear tiene como requisito la "*aceptabilidad social*" en la cual son cruciales la *seguridad y eliminación de los desechos últimos* de la actividad. En definitiva, se trata de alcanzar mediante avances científicos y otras técnicas de producción, un proceso que permita durante el mismo proceso de producción nuclear, absorber la totalidad de la radioactividad del combustible utilizado. Hasta ahora, la producción de energía ha reposado, por un lado, en la fisión nuclear utilizando como combustibles al uranio enriquecido, plutonio y neptuno, y por otro lado, a la fusión nuclear que ha utilizado el deuterio y tritio como combustible para la producción energética. El estado del arte actual del desarrollo industrial de reactores nucleares se encuentra en su tercera generación, cuyo período se estima que cubre los años 2000-2035. En ella, los modelos y técnicas son diferentes, con reactores avanzados de agua a presión; agua hirviendo; agua pesada y modulares de alta temperatura a gas. En ese contexto, las investigaciones francesas se orientan a los reactores de IVª generación que se perfilan al horizonte 2035 para su construcción industrial y que ya no se basan en la fisión nuclear, sino en otros procesos nucleares, entre los cuales se encuentra el Fast Reactor (FR) o reactor en base a neutrones rápidos²⁰.

En lo medular, preguntémonos entonces,... ¿Qué sentido tiene hoy comprometer al país con reactores nucleares de 3ª generación que no reúnen condiciones de seguridad suficientes y que contaminan tóxicamente con sus desechos de combustibles radiactivos por miles de años el planeta?

Repuesta, ... *la elección de opción nuclear en Chile no es para hoy*, ni para los próximos 20 años.

Los altos costos de la energía nuclear.

Aparte de los peligrosos impactos para la salud que producen los desechos nucleares y su larga vida radioactiva, la construcción de una planta nuclear de potencia tiene altos costos. La planta no solo tiene restricciones territoriales de ubicación y acceso a un aprovisionamiento abundante de agua, sino que la operación requiere de un conjunto de equipamientos de alta tecnología en material y personal ingenieril de alta calificación científica. Si bien sus costos en combustible no son significativos, su sistema de mantenimiento es elevado y su desmontaje al final de su vida útil es extremadamente

²⁰ *Commisariat à l'énergie atomique, (2007), "L'énergie nucléaire du futur: quelles recherches pour quels objectifs?", ed. Le Moniteur, Paris, France.*

caro²¹. El caso del reactor de Yankee Rowe, en Massachusetts es un ejemplo de ello. Construido en 1960 y de una capacidad de 167 megavatios costó 186 millones de dólares. Su desmantelamiento, 30 años más tarde, tuvo un costo de más de 350 millones de dólares en gastos.²²

Un generador nuclear de potencia en una planta de energía eléctrica requiere de una masa crítica de científicos y técnicos que el país no posee y que difícilmente podrían improvisarse en 20 años, al bajo ritmo de la inversión nacional pública y privada en temas de Investigación de Ciencia-Desarrollo²³.

¿Por qué podría cambiar la tendencia de los aportes privados y públicos para la Inversión en Ciencia-Desarrollo en el futuro, si no existen señales de avanzar hacia un mayor valor agregado de nuestra producción industrial en el territorio y solo mantenemos nuestra especialización en productos primarios para la exportación?

El problema geopolítico y la dependencia técnico-militar no es un problema menor al momento de decidir el desarrollo estratégico en la energía nuclear. Las relaciones con los países vecinos han tenido y tienen actualmente fuertes tensiones de reivindicaciones territoriales, lo que las hace particularmente sensibles a la instalación de generadores de energía nuclear de potencia con fines civiles, ya que ellos comprenden la misma tecnología que para el uso de carácter militar. Por lo tanto, la decisión de la alternativa nuclear resulta visiblemente conflictiva frente a los países de nuestro entorno, ya que emitimos una señal geopolítica de intención armamentistas por parte de Chile para con sus vecinos. Las experiencias bélicas recientes en América latina, referidos a la ruptura del abastecimiento de misiles para los aviones Etendard franceses de la fuerza aérea argentina durante las guerras de las Malvinas en 1982, es un claro ejemplo de ello, ya que el boicot a la entrega de misiles por parte de Francia, se tradujo en un anulación de la acción aérea argentina, con respecto al eje político conformado por Gran Bretaña, Francia y USA²⁴. Otros ejemplos de conflictos geopolíticos referidos a la construcción de plantas de energía nuclear en el mundo son abundantes, como el caso de Cienfuegos en Cuba por parte de la Unión Soviética y el veto de los Estados Unidos para que esta planta fuera finalizada por parte de la actual Rusia. El caso de Irak con el bombardeo de una planta de energía nuclear durante su proceso de construcción por parte de Israel. Las presiones de EEUU en contra de Irán y Corea del Norte para que no desarrollen energía nuclear con fines civiles, y que causan grandes tensiones geopolíticas internacionales con riesgos de confrontaciones regionales en el Medio Oriente y Asia. *“El mercado del uranio es controlado por las grandes potencias y los contratos de suministro no sólo son acuerdos entre el fabricante y el explotador de un reactor nuclear de potencia, sino también son materia de acuerdos políticos entre países y están sometidos a escrutinio de la comunidad internacional”*²⁵. En definitiva, la independencia política nacional está reñida con la posibilidad de elegir una opción nuclear dado el débil posicionamiento geopolítico de Chile en el concierto regional.

En definitiva, la dependencia científica absoluta de una opción nuclear de planta “llave en mano”, la inexistencia de un entorno tecnológico-científico mínimo de autonomía, el insuficiente ritmo de inversión en Investigación-Desarrollo por parte de privados y el Estado en el país, no hacen mas que condicionar a un largo plazo el surgimiento de una masa crítica de científicos suficientemente amplia en física, física nuclear, química, geología, geografía, oceanografía y otras áreas del conocimiento

²¹ La evolución de la alta tecnología y la operación al límite de un reactor nuclear de potencia no permiten en la actualidad un periodo de vida útil mayor a los 30 años, sin tomar riesgos o asumir altos costos de reconversión parcial de la planta.

²² Biblioteca del Congreso Nacional, (2006), “Energía Nuclear: ¿ni limpia, ni barata?” en Medio Ambiente y Calidad de vida, ed. BCN, vol 2, nº16, enero-junio.

²³ En el año 2012, la Investigación-Desarrollo en Chile alcanzó un 0,42% de PIB.

²⁴ Francia dejó de proveer los misiles a los aviones de guerra adquiridos por Argentina y posteriormente, ante las presiones de la primer ministra británica ante el presidente francés, terminaron estos últimos por proveer los códigos de identificación de los misiles que le permitían interceptarlos.

²⁵ Min. de Minería, (2007), *“La Opción Nucleo-Eléctrica en Chile”*, ed. Min. Minería, Santiago, pag. 11.

indispensables, para soportar un desarrollo nuclear. Esta tiene actualmente grandes obstáculos no resueltos, como son la seguridad de la operación, los altos costos de la inversión, procesamiento de los desechos tóxicos, el alto costo del desmantelamiento posterior de las instalaciones y las dificultades geopolíticas regionales.

Capítulo IV

La configuración de la estructura monopólica del sistema energético, inversiones comprometidas, regulación económica e incentivos necesarios para el desarrollo de una nueva política

Las condiciones en las cuales la Empresa Nacional de Electricidad Sociedad Anónima fue privatizada en el año 1986, quedó registrada en el *“Informe de la Comisión Privatizaciones de la Cámara de Diputados del año 2004”*. En dicho informe se detalla que previo a la privatización por parte del régimen político de dictadura militar, los administradores de la Estatal definieron un primer paso en el año 1983, que consistió en una reestructuración de las unidades y comprendió la separación de la generación de energía por parte de ENDESA y la distribución de esta, por la Compañía Chilena de Distribución Eléctrica (Chilectra), que a su vez fue fraccionada en varias empresas regionales (Chilmetro, Chilquinta, Chilgener). En 1987, un grupo de ejecutivos encabezados por José Yuraszek, mediante la creación de cinco sociedades de inversiones “Chispas” logran controlar 29% de la compañía, reestructuran la Empresa creando Enersis S.A. y obteniendo el control del antiguo sector energético, que hasta ese momento era dirigida por el Estado a través de CORFO. Según la Contraloría General de la República, la **pérdida del Estado por las Ventas de empresas por debajo del valor de los libros realizada por CORFO entre 1986 y 1989 fue de:** Chilmetro 60.100 millones de dólares, Chilquinta 19.200 millones de dólares, Chilectra 96,4 millones de dólares, Chilgener 171.100 millones de dólares y ENDESA 895.600 millones de dólares. En resumen, la venta de las plantas de las empresas eléctricas por debajo del valor de los libros, le significó al Estado una pérdida de 1.146.096,4 millones de dólares²⁶ *“Desde la gerencia de Chilectra, se emprendió el proceso privatizador que dio origen a Chilmetro, Chilquinta y Chilgener. Luego se concentró en la privatización de Chilmetro, rebautizada como ENERSIS. Yuraszek fue uno de los maestros en la creación de sociedades de papel, diseñadas para lograr el control de las empresas que se privatizaban, a través del denominado ‘capitalismo popular’”*²⁷

Menos de diez años después, en el año 1997, José Yuraszek y los ejecutivos de Chispas y Enersis ofrecen vender a Endesa España la mayoría de los acciones mediante una oferta pública de compra de acciones (OPA) con precios muy superiores a los adquiridos, lo que finalizó en un escándalo público debido a la oposición ejercida por uno de los accionistas minoritarios, encabezados por el empresario Sebastián Piñera.

En síntesis, y a costas del Estado chileno, se conforman los controles monopólicos del sector energético. Sus impactos y consecuencias actuales son de mayor relevancia, ya que se traducen en una baja inversión, carbonización de la matriz energéticas y altos precios del KW hora.

Los falsos dilemas sobre energía y las amenazas del apagón

Las proyecciones oficiales de la evolución de las necesidades de energía para el país en las próximas dos décadas, se encuentran exageradas. Lo anterior con el fin de relevar la “opción del apagón” como amenaza nacional al país, y obtener así, mayores facilidades y condescendencias del Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental para los proyectos eléctricos. Este sobredimensionamiento de las necesidades energéticas del consumo futuro se encuentran plasmadas en la comisión asesora presidencial de

²⁶ Informe de la Contraloría General de la República, 25 enero 1991, *“Transferencia de Acciones de propiedad de la CORFO, ley n° 18.664”*, citado por *“Informe Comisión Privatizaciones Cámara de Diputados 2004”*.

²⁷ Monckeberg, María Olivia, (2005), *Informe a la Cámara de Diputados*, abril 2005.

Michelle Bachelet del año 2007, “La opción núcleo-eléctrica en Chile” que señala “En un escenario intermedio, considerando una tasa de aumento anual del 5% de la demanda energética, el país deberá duplicar su consumo hacia el 2022 y triplicarlo hacia 2030”²⁸. Igualmente, la comisión asesora presidencial del gobierno de Sebastián Piñera del año 2011, señala en su documento “Estrategia Nacional de Energía 2012-2030” que “Al 2020 se proyectan en nuestro país tasas de crecimiento del consumo eléctrico en torno al 6 a 7%, lo que significa cerca de 100 mil GW/h de demanda total de energía a dicho año, lo que requería aumentar la oferta, sólo en dicho período, en más de 8.000 MW en nuevos proyectos de generación”²⁹. Similares planteamientos han hecho las asociaciones de empresarios del rubro. En todos los documentos y planteamientos empresariales se **incrementan** desmesuradamente las **proyecciones** por sobre el promedio histórico del consumo nacional y no contemplan una política de economía de energía. La exageración de la proyección de las necesidades de energía a futuro distorsionan la situación actual y se distancian de las tendencias objetivas del consumo nacional. La amenaza del apagón, tiene como actores principales a los monopolios del sector energético y a los inversionistas mineros que “acoplan a una necesidad nacional, *su particular necesidad*” de expandir la producción energética para posibilitar la explotación de nuevos yacimientos mineros. En relación a la amenaza del “apagón”, el ministro de energía Jorge Bunster, señaló que considerando la capacidad instalada y los proyectos en construcción “en los próximos tres a cuatro años no vamos a tener problemas de suministros”³⁰.

Por otro lado, es importante subrayar la experiencia de las sociedades modernas, en la cuales, a un nivel *mayor del Producto Interno Bruto, el ritmo de crecimiento del consumo energético es siempre menor al del período anterior referido al PIB*.

Igualmente, estas exageraciones en las proyecciones del crecimiento energético, tampoco otorgan algún espacio posible para atenuar la evolución del consumo a futuro, ya que no incluyen los impactos que las campañas de eficiencia energética que el propio Estado propicia en un ahorro de 1.122 MW de potencia, ya que prevalecen las reglas del negocio energético y el mercado.

Lo anterior se refuerza aún más, con la no descomposición de las cifras por territorios y sectores de usuarios que demandarían la energía con la diferenciación de los impactos sociales y productivos. Para analizar las perspectivas futuras, se requiere, por un lado, observar la evolución del consumo eléctrico corriente de los habitantes y empresas del país, aprovisionados por el SIC, entre Taltal y Chiloé y por otro lado, las necesidades de la minería del norte grande que cubren las regiones desde Arica hasta Antofagasta, y estructurados en torno al SING.

El Sistema Interconectado Central (SIC)

La potencia instalada total del país es de 17.942,5 MW³¹. El SIC cubre el 74,5% del total con una potencia instalada de 13.360,3 MW y cuya demanda de consumo ha alcanzado 6.994,9 MW de potencia en el momento de mayor exigencia por parte de la red³². Es decir tenemos una holgura de 47,6% de potencia en capacidad energética ociosa al momento del máximo de demanda de consumo y de un 58,8% en relación a la exigencia promedio anual. En el mismo año 2012, el SIC alcanzó una producción anual de 48.812,1 GW/h que comprenden el consumo de familias, instituciones y empresas del territorio en donde habitan el 91,1% de la población con un *consumo per cápita anual de 3.017 KW/hora*.

²⁸ Min. de Minería, (2007), “La Opción Nucleo-Eléctrica en Chile”, ed. M. Minería, Santiago, pag. 9.

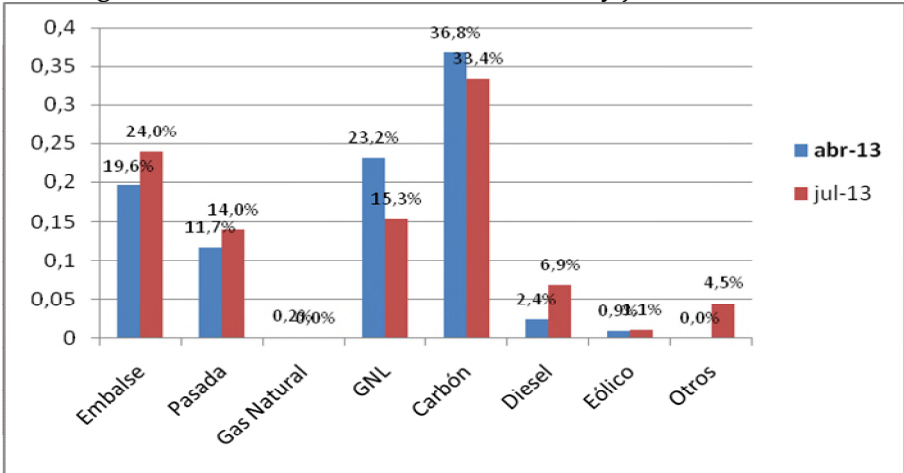
²⁹ Min. de Energía, (2012), “Estrategia Nacional de Energía 2012-2030”, ed. M. Energía, Santiago, pag. 7.

³⁰ Jorge Bunster, (2013), “En los próximos tres a cuatro años no vamos a tener problemas de suministro; y si hay GNL, los costos bajarán”, en El Mercurio 3/02/2013.

³¹ Comisión Nacional de Energía, (2013), “Operación real por sistema eléctrico nacional período 1998 al 2012”, ed. <http://www.cne.cl>

³² Comisión Nacional de Energía, (2013), “Operación real por sistema eléctrico nacional período 1998 al 2012”, ed. en <http://www.cne.cl>

Gráfico n° 1
Matriz de generación energía del SIC
según combustible utilizado - mes de abril y julio del año 2013



Fuente: Comisión Nacional de Energía, (2013), “Operación real por sistema eléctrico nacional período 1998 al 2012”, en. <http://www.cne.cl>

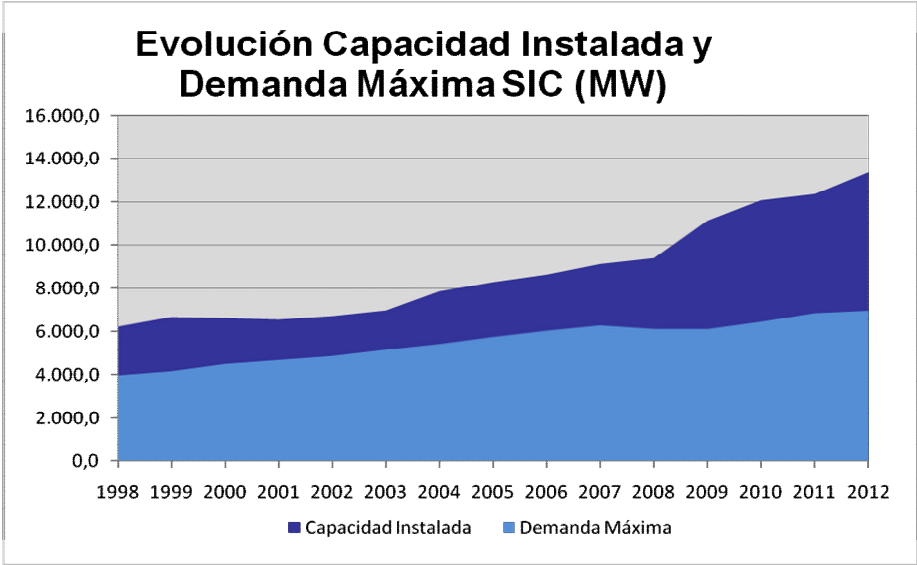
El gráfico n° 1 muestra el estado actual de carbonización de la matriz energética en otoño y su incremento en el período de invierno. En ella, los combustibles carbón y diesel alcanzan un 39,% en abril y un 40,3% en julio del 2013 del total de la matriz energética del SIC.

Tabla n° 3
Estructura del consumo del Sistema Interconectado Central

Tipo de Consumo	Porcentaje total 100%
50 Grandes clientes libres	27%
650 Grandes industrias	21 %
5 millones de usuarios	52%

Por su lado, el consumo de energía del SIC esta compuesto en un 48% por 50 grandes clientes libres y 650 industrias, mientras que 5 millones de usuarios comprendidos por pequeñas, medianas y microempresas junto a 14 millones de habitantes utilizan el 52% de la energía del sistema como resume la tabla n°3.

Gráfico n° 2



Fuente: Comisión Nacional de Energía, (2013), “Operación real por sistema eléctrico nacional periodo: 1998 al 2012”, CNE.

El SIC crece entre los años 1998 y 2012 a un promedio anual en potencia instalada de 5,7% y en consumo al 4,7%. El gráfico n° 2 nos representa la relación de la evolución de estrechez del SIC para el período de los años 2001 al 2007, situación que modifica luego su tendencia, para mejorar esa relación a favor de una **mayor holgura** a partir del período 2008-2012.

Tabla n° 4: PROYECCIÓN 2013-2022 EN BASE AL CONSUMO HISTÓRICO DE 1998-2012
Sistemas de producción de energía por año en el SIC, SING, Aysén y Magallanes - Potencia instalada, generación máxima, generación bruta anual

Año	Total Sistema	SING				SIC				Aysén
	Generación Bruta anual en GW/h	Generación Bruta anual en GW/h	Generación promedio anual en MW potencia	Generación horaria máxima en MW potencia	Potencia instalada en MW	Generación Bruta anual en GWh	Generación promedio anual en MW potencia	Generación horaria máxima en MW potencia	Potencia instalada en MW	Magallanes
1998	33.225,60	7.357,50	839,90	1.020,90	1.475,70	25.649,70	2.928,05	3.991,40	6.242,40	218,4
1999	36.142,40	9.001,00	1.027,51	1.093,60	2.637,30	26.915,00	3.072,49	4.185,50	6.695,10	226,4
2000	39.142,40	9.327,40	1.064,77	1.153,50	3.040,90	29.576,60	3.376,32	4.516,00	6.652,80	238,4
2001	40.864,50	9.851,40	1.124,59	1.220,80	3.440,90	30.765,00	3.511,99	4.694,00	6.579,20	248,1
2002	42.633,70	10.399,60	1.187,17	1.360,30	3.633,20	31.971,30	3.649,69	4.878,00	6.737,20	262,8
2003	45.406,00	11.424,10	1.304,12	1.416,00	3.640,70	33.708,10	3.847,96	5.162,00	6.996,20	273,8
2004	48.879,80	12.330,00	1.407,53	1.566,60	3.595,80	36.258,60	4.139,11	5.430,80	7.867,40	291,2
2005	50.891,80	12.657,40	1.444,91	1.566,20	3.595,80	37.915,10	4.328,21	5.763,90	8.288,30	319,3
2006	53.844,70	13.236,00	1.510,96	1.676,00	3.595,80	40.265,50	4.596,52	6.059,00	8.632,00	343,2
2007	56.278,60	13.945,80	1.591,99	1.790,40	3.601,90	41.968,80	4.790,96	6.313,40	9.118,20	364
2008	56.704,10	14.503,20	1.655,62	1.897,00	3.601,90	41.815,90	4.773,50	6.149,40	9.391,00	385
2009	57.044,90	14.906,50	1.701,66	1.816,00	3.698,70	41.749,30	4.765,90	6.142,00	11.153,30	389,1
2010	58.672,00	15.100,00	1.723,74	1.900,00	3.574,90	43.168,40	4.927,90	6.484,60	12.081,40	403,6
2011	62.369,50	15.881,20	1.812,92	2.161,80	3.963,80	46.066,60	5.258,74	6.884,00	12.370,20	421,7
2012	65.999,60	16.751,10	1.912,23	2.167,40	4.145,80	48.812,10	5.572,16	6.994,90	13.360,30	436,4
Crecimiento promedio Años 1998-2012	5,05%	6,16%	6,16%	5,63%	9,05%	4,74%	4,74%	4,12%	5,70%	5,09%
Proyección Necesidades al año 2017	84.442,86	22.586,45	2.571,08	2.849,53	6.393,76	61.518,74	7.022,69	8.561,22	17.628,35	580,43
Proyección Necesidades al año 2022	108.039,99	30.454,57	3.456,95	3.746,33	9.860,63	77.533,13	8.850,81	10.478,28	23.259,86	771,99

Fuente: Elaboración propia en base a datos de Comisión Nacional de Energía, (2013), *“Operación real por sistema eléctrico nacional periodo: 1998 al 2012”*, CNE.

Si proyectamos un crecimiento de las necesidades de energía eléctrica del SIC sobre la base de su indicador histórico, las necesidades de consumo a cinco años serían de 61.518,74 GW/h y a diez años de 77.533,13 GW/h para la red. Es decir, el SIC necesita un crecimiento de la Generación Bruta al horizonte de 10 años de 28.721 GW/h, es decir, de un crecimiento del consumo en una década de 58,8% y no del 100% como lo señala la proyección oficial³³. (Ver tabla n° 4).

En la proyección futura del consumo nacional, la consolidación de las necesidades de todos los sistemas autónomos existentes, no tiene una significación relevante. No tiene sentido alguno establecer un promedio nacional de los sistemas de Magallanes, Aysén, SIC y SING para concluir las necesidades futuras y homogéneas de todos sistemas autónomos. Los sistemas no están interconectados. Tanto la naturaleza de los usuarios, la extensión del territorio, las características de la producción son muy distintos, al igual que la densidad poblacional e industrial de ellos. Mientras el SIC crece a un promedio anual del 5,7% en capacidad instalada, el SING lo hace a un ritmo de 9% anual. Mientras el SIC crece anualmente en generación bruta a un ritmo del 4,74%, el SING lo hace a 6,16%. Mientras el SING abastece a la gran minería del cobre, el SIC provee de luz eléctrica a mas del 90% de la población nacional. Como los dos sistemas son autónomos, la falta de inversiones en energía se refiere principalmente al norte grande y en particular, a sostener las necesidades de expansión de las nuevas concesiones e inversiones privadas de la minería.

El problema energético actual se focaliza entonces, en el fracaso de la estructura monopólica del mercado para atraer nuevas inversiones en el norte grande y con ello, responder a las futuras necesidades energéticas de la minería, que tiene como desafío paralelo, la desalinización del agua de mar, que permita proveer la apertura de nuevas plantas para la extracción y procesamiento de cobre y otros minerales.

El estado del arte de las inversiones comprometidas al 31/12/2012, de nuevas fuentes de energía en construcción, aprobadas, en calificación o en proceso de preparación de su presentación a la evaluación ambiental alcanzan a 17.736 MW de potencia para el territorio del SIC, lo que ofrecería una capacidad instalada de potencia eléctrica total de aprox. **30.000 MW** en el mediano plazo. Con esta potencia instalada y de acuerdo a la proyección del consumo futuro, las plantas en construcción, autorizadas y en proceso de presentación de antecedentes al SEIA cubrirían con holgura las necesidades de los usuarios y empresas del SIC que requerirían de **23.259,86 MW** de capacidad instalada al año 2022 (ver tabla n°5). Igualmente, la relación de la potencia instalada con respecto al promedio anual de potencia demandada por el consumo que era de 2,13 veces en el año 1998, se estrecha a 1,82 veces el año 2003, continua baja en el año 2006 con 1,88 veces, para cambiar la tendencia en el año 2008 subiendo a 1,97 veces, situarse en 2,45 veces en el año 2010 y alcanza 2,40 veces para el año 2012. Si proyectamos el término de las plantas eléctricas actualmente en construcción, aprobadas y en proceso de presentación al SEIA, la holgura se incrementaría en el año 2017 a 3,04 veces y en el año 2022 a 3,43 veces. Lo anterior significa, que a partir del año 2007 cambia la tendencia a mayores niveles de seguridad y respaldo de la potencia instalada del Sistema Interconectado Central.

³³ Esta proyección del consumo futuro se aminora aún más, si incluimos la campaña nacional de ahorro energético del gobierno que establece un 12% de economía para el año 2020. "Estrategia Nacional de Energía 2012-2030", ed. M. Energía, Santiago.

Tabla nº 5
Proyección del Sistema Integrado Central al 2017 y 2022 según indicadores históricos
Relación entre potencia de la capacidad Instalada sobre
potencia promedio anual de la capacidad demandada en MW

Año	Generación promedio anual de potencia demandada en MW	Capacidad instalada de potencia en MW	Holgura de generación en número de veces
1998	2.928,05	6.242,40	2,13
1999	3.072,49	6.695,10	2,18
2000	3.376,32	6.652,80	1,97
2001	3.511,99	6.579,20	1,87
2002	3.649,69	6.737,20	1,85
2003	3.847,96	6.996,20	1,82
2004	4.139,11	7.867,40	1,90
2005	4.328,21	8.288,30	1,91
2006	4.596,52	8.632,00	1,88
2007	4.790,96	9.118,20	1,90
2008	4.773,50	9.391,00	1,97
2009	4.765,90	11.153,30	2,34
2010	4.927,90	12.081,40	2,45
2011	5.258,74	12.370,20	2,35
2012	5.572,16	13.360,30	2,40
Proyección 2017	7.022,69	21.360,30	3,04
Proyección 2022	8.850,81	30.360,30	3,43

Fuente: Elaboración en base al documento de la Comisión Nacional de Energía, (2013), "Operación real por sistema eléctrico nacional periodo: 1998 al 2012", CNE.

En definitiva, la holgura energética a 5 y 10 años se proyecta más favorable en el presente y futuro para el Sistema Interconectado Central, que en el pasado, según la inversión comprometida en la actualidad.

Tabla nº 6
Plantas de energía eléctricas aprobadas, en calificación, en proceso de presentación al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental o en construcción al 31/12/2012 - SIC

	Sistema Eléctrico	Situación Planta	Total MW de Potencia	Fracción correspondiente a MW de Potencia ERNC	Cantidad total de GW/hora Consumo declaradas
1.-	Sistema Interconectado Central	SEIA aprobados o plantas en construcción	7.914,7	2.412,4	11.097,0
2.-	Sistema Interconectado Central	SEIA en calificación	3.226,7	971,7	14.183,7
3.-	Sistema Interconectado Central	SEIA aún no presentado	6.595,0	1.057,9	12.640,3
4.-	Sistema Interconectado Central	SEIA no calificado no admitido	328,5 704,0	323,5 4,0	932,0 22,0
5.-	Sistema Interconectado Central	SEIA rechazado proyectos desistidos	3.682,0 ³⁴ 5.757,6 ³⁵	52,6 381,1	0,0 21.243,5
6.-	1+2+3 Proyección sistema Interconectado Central a 5-7 años	Total Proyectos con SEIA aprobados, en construcción en calificación y aún no presentados	17.736,4	Información parcial 4.442,0	Información parcial 37.921,0

Fuente: SEIA y elaboración propia.

En conclusión, el SIC ha tenido un promedio de crecimiento histórico del consumo eléctrico que proyectado como tendencia para los próximos 5-10 años, las inversiones aprobadas, en construcción y en proceso de calificación por el Sistema de Impacto Ambiental a diciembre 2012, **cubren con mayor holgura el consumo que en la última década**. No estamos frente al riesgo inminente de un apagón. Los proyectos en curso de corto y mediano plazo duplican la potencia actual del SIC con inversiones previstas que

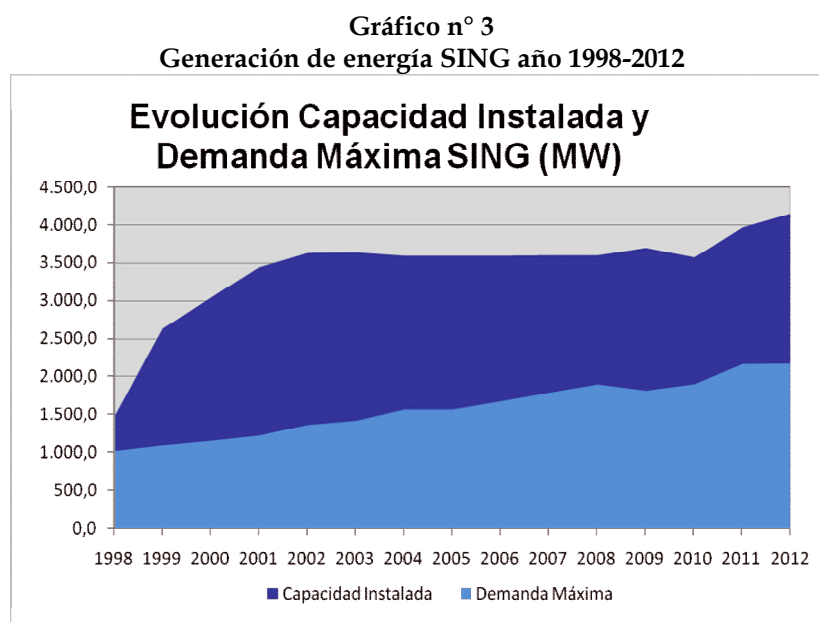
³⁴ Dentro de los rechazadas se incluyen Barrancones y Castilla con una potencia de 2.920 MW.

³⁵ Dentro de los desistidos se encuentra Hydroaysén con una potencia de 2.750 MW.

alcanzan a 17.736 MW de potencia, de las cuales 4.442 MW son Energías Renovables No Convencionales. Ello contribuye con 37.921 GigaWatts horas de consumo adicionales al SIC. Estas cifras cubren las necesidades en dónde viven 92% de los habitantes del país. Adicionalmente, el incremento de las inversiones futuras comprometidas va a aumentar la seguridad de la red debido a la mayor densidad y complementariedad de estas. En el caso de las Energías Renovables No Convencionales, estas se complementan con la hidroelectricidad represada, en la medida que esta última controla el flujo de las aguas en los embalses. La energía solar tiene su radiación en el día y la energía eólica participa con intensidades variables según la fuerza del viento en los territorios. En síntesis existe una complementariedad en el uso de las energías renovables no convencionales con el desarrollo hidroeléctrico represado, lo que permite erigirse como una alternativa a las energías fósiles en el presente y futuro.

El Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)

La potencia instalada anual del SING es de 4.145,8 MW y su demanda ha alcanzado 2.167,4 MW en su mayor exigencia del año 2012. Por lo tanto, la holgura de la potencia ociosa alcanzó un 47,7% en el máximo de sus exigencias anuales. Por otro lado, la producción anual del SING en el año 2012 fue de 16.751,1 GW/h que cubre el norte grande y un territorio en donde habitan el 6,3% de la población del país, con un *consumo per cápita anual de 15.087 KW/hora*.



Fuente: Comisión Nacional de Energía, (2013), "Operación real por sistema eléctrico nacional periodo: 1998 al 2012", CNE.

El gráfico n°3 muestra una estrechez creciente en la holgura del SING, que para el año 2002 disponía de un 63,2% y que reduce su coeficiente en el año 2010 al 46,8%, y se mantiene en los mismos rangos hasta el año 2012 con un 47,3%.

Los desafíos que enfrenta el SING, son sin duda, las nuevas necesidades energéticas provenientes de los grupos económicos nacionales y extranjeros para sostener la inversión en la minería. Ello se relaciona con cuatro temas país:

- La naturaleza privada o estatal de las nuevas concesiones mineras
- La política de los derechos de agua y proceso de desalinización del agua de mar
- El transporte de energía y la naturaleza de la regulación privada/estatal
- El tipo de tecnología a utilizar en la producción eléctrica en el norte grande sobre la base de plantas que utilicen como combustible, por un lado, gas, energía solar, energía eólica o en su efecto, continuar con la contaminación y el uso de combustibles fósiles como carbón y diesel.

Por lo tanto, el crecimiento energético y las nuevas demandas al SING están radicadas en el norte grande y siendo estas las que condicionan el ritmo de la expansión minera en el mediano y largo plazo.

Tabla n° 7
Plantas de energía eléctrica aprobadas, en calificación, en proceso de presentación al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental o en construcción al 31/12/2012 – SING

	Sistema Eléctrico	Situación Planta	Total MW de Potencia	Total MW de Potencia ERNC	Cantidad total de GW/hora Consumo
1.-	Sistema Interconectado del Norte Grande	SEIA aprobado o plantas en construcción	3.909,3	1.541,3	2.881,0
2.-	Sistema Interconectado del Norte Grande	SEIA en calificación	2.197,5	1.947,5	1.256,6
3.-	Sistema Interconectado del Norte Grande	SEIA aún no presentado	380,0	380,0	0
4.-	Sistema Interconectado del Norte Grande	SEIA rechazado no calificado no admitido proy. Desistido	0	0	0
5.-	1+2+3 Proyección Sistema Interconectado del Norte Grande a 5 años	Total Proyectos con SEIA aprobados, en construcción, en calificación aún no presentados	6.486,8	3.868,8	4.137,6

Fuente: SEIA y elaboración propia.

En conclusión, el SING ha evolucionado a una tasa de crecimiento de su potencia instalada del 9% anual en la última década y la nuevas necesidades de energía provienen de las nuevas concesiones que consagran la expansión de la minería y no de las necesidades básicas del país.

Análisis crítico de la estructura e impactos del sistema energético

Si efectuamos un análisis del sistema de producción, transmisión y distribución eléctrica en las últimas tres décadas, este ha tenido constantes disfuncionalidades de seguridad en los suministros, mala calidad del producto y servicio³⁶, impactos ambientales no deseables y altos precios a los usuarios e industrias. En particular, la alta concentración de la generación eléctrica en tres empresas monopsónicas del SIC al 76% y el SING al 81% se ha traducido en inversiones dominadas por las prioridades e intereses del negocio de corto y mediano plazo con una escasa diversificación de las fuentes de generación. Ello ha provocado problemas de seguridad en el abastecimiento eléctrico, niveles insostenibles de contaminación local, incremento de emisiones de gases de efecto invernadero, inequidad social y territorial, costos económicos elevados por los servicios energéticos, creciente dependencia de combustibles importados y divorcio del interés del país con respecto a las inversiones en crecimiento de energía³⁷. Los altos precios de la energía en Chile son la consecuencia del bajo nivel de inversión en generación y líneas de transmisión, la elección del combustible de las plantas, componentes que hipotecan el desarrollo nacional y acentúan la exclusión social. La mala calidad del servicio energético se verifica en la abundancia de microcortes eléctricos, la inestabilidad de la intensidad del voltaje que solo se limita a fluctuar en torno a los 220V, los cortes frecuentes no programados y las caídas de la red nacional. Los gestores de las empresas que administran la red y el Centro de Despacho de Cargas establecen barreras de entrada a nuevos actores que coartan la integración de pequeñas y medianas centrales hidroeléctricas de pasada, centrales eólicas y el autoconsumo familiar de la energía solar, tanto fotovoltaica como térmica. Finalmente, la ineficiencia de los megaproyectos de energía se expresan en el alto costo económico, agrícola, medioambiental, turístico y social en los territorios de instalación de las plantas y alrededores, como fueron los del alto Bio Bio y las amenazas del proyecto Hidroaysén.

³⁶ La mala calidad de la producción eléctrica y del servicio se miden en la variación de la corriente que aprovisionan las compañías de distribución con una frecuencia entre el máximo y el mínimo de 200 Volts y los 235Volts y los micro cortes eléctricos que intervienen regularmente, dañando con ello los artefactos conectados a la red. Los altos costos de la electricidad en las ciudades e industrias de transformación son disfuncionales a los precios más bajos existentes en otros países de América latina y OCDE, restándole competitividad al país.

³⁷ Comisión Ciudadana Parlamentaria para el Desarrollo y Matriz Eléctrica, (2011), “Desafíos para la Seguridad y Sustentabilidad del Desarrollo Eléctrico en Chile: Razones de la inseguridad y distorsiones de la política vigente”.

La estructura actual del sistema de producción de energía acentúa la dependencia, amenaza la seguridad del aprovisionamiento proveniente de largas distancias del recorrido de su transporte e impacta fuertemente la competitividad industrial, debido al alto costo de los precios internacionales. En la actualidad, Chile importa 98% del petróleo que consume, 84% del carbón, 78% del gas natural, mostrando la matriz primaria y secundaria del país, una dependencia externa de alta fragilidad frente a precios, cuellos de botella del refinado y fuentes de abastecimiento localizadas a largas distancias. Dentro del conjunto de la matriz energética, más del 70% del consumo proviene del petróleo, el gas o el carbón que se importan del extranjero. El incremento persistente de los costos de las plantas a petróleo y carbón no solo afectan el consumo energético industrial, sino también impactan fuertemente al sector agrícola con el incremento de los costos del transporte y fletes, restándole con ello competitividad a la economía nacional³⁸. Pero igualmente, el costo de la electricidad presiona la economía con una inflación importada, que encarece el valor de la canasta básica de los sectores de más bajos ingresos, ya que el mayor precio del petróleo es traspasado a todas las actividades de la economía. Lo anterior se amplifica con el sobreprecio que establece la modalidad de fijación de los valores del mercado *spot*, en dónde el precio del KW/h corresponde a la última central que entra a la red. La gestión del Centro de Despacho Económico de Carga (CEDEC), dominado por los monopolios, administra la entrada y salida de plantas al sistema, favoreciendo en las prioridades no solo a sus empresas, sino buscando maximizar el costo unitario para ellas.

Tabla n° 8
Evolución del precio de la energía en megawatts/hora 2002-2013

Año	Precio por MW/h promedio en dólares en mes de agosto de cada año	Porcentaje de crecimiento en relación año base 2002
2002	10	--
2003	17	170 %
2004	25	250%
2005	14	140%
2006	33	330%
2007	208	2.080%
2008	142	1.420%
2009	96	960%
2010	162	1.620%
2011	154	1.540%
2012	166	1.660%
2013	258	2.580%

Fuente: CEDEC-SIC citado por el Mercurio 14/08/2013 en “Precio de la energía marca record en agosto y aumenta quince veces en una década”

Considerando la temporada de invierno de cada año, la evolución del precio ha sido extremadamente acelerada en una década, elevándose el valor de la electricidad en 15 veces, teniendo en cuenta que el promedio del costo marginal del nudo en el año 2003 era de 17 dólares el KW/hora y en la primera quincena del 2013 este alcanzaba a 258 dólares el KW/hora.

Las propuestas relacionados con tarifas en proyectos de ley sobre energía en el congreso nacional, contempla el reemplazo de este organismo como operador de la red. La comisión de expertos del gobierno subraya que en el “CEDEC falta fiscalización a los agentes participantes y también una mayor transparencia, condiciones que se prestan para eventuales comportamientos oportunistas y juegos oligopólicos por parte de las generadoras, transmisoras y clientes libres de energía.”³⁹

El alza del precio de la energía eléctrica y su persistencia son el reflejo de la modalidad de cálculo en la fijación del precio nudo KW. “Este consiste en que las empresas que generan el más bajo costo son las primeras en ingresar la producción a las redes de transmisión. A medida que su aporte es insuficiente para responder a la demanda, entran en forma

³⁸ Los consumidores chilenos pagan el doble por el precio del KWh que sus pares de los países vecinos. El ex Ministro de Energía, Rodrigo Alvarez, señaló “No es posible que nuestros costos sean cerca del doble de los países vecinos y superiores en un 50% al de muchos países desarrollados”. El Mercurio, 5 de agosto 2011.

³⁹ Que Pasa Energía, (2013), “Reforma a los CDEC: cerca de la revolución”, ed. Enero 2013, pag. 16.

sucesiva, aquellas cuyas energías primarias son más caras. Por lo tanto, en Chile, la secuencia determina que primero ingresan las hidroeléctricas con regulación, que son alimentadas con agua represada, luego siguen las de pasada, a continuación entran las térmicas a carbón, después viene el gas y, finalmente el diesel. A medida que se incorporan las centrales con el más alto costo, sube el precio del nudo que paga a todos los productos por igual al nivel del más caro.”⁴⁰ En definitiva, la producción de energía tiene diferentes recursos, pero los cálculos de nudo tienen para los efectos de la fijación del precios, los costos de producción del nudo más caro de la red, es decir, el petróleo a U\$ 100 el barril y un promedio actual del precio del MWh en dólares de U\$ 240.

Tabla n° 9
Precio promedio del combustible por MWh según central de producción en dólares⁴¹

Tipo de central	Precio en dólares del combustible por MWh
MWh de una central hidroeléctrica de pasada/represada	U\$ 0
MWh de una central a Carbón	U\$ 50
MWh de una central a Gas	U\$ 70
MWh de una central Diesel	U\$ 250

Fuente: Comisión Nacional de Energía

Por su parte, el precio del barril del petróleo evoluciona de un precio situado entre los U\$30 a U\$ 50 dólares en los años 2004 a 2005, a precios que crecen a U\$100 en el año 2008, manteniéndose el precio promedio en los últimos años en esta cifra y con ello restándole competitividad a las empresas nacionales debido al impacto sobre el costo del megavatio utilizado. En Chile los precios del megavatio han subido en los últimos años, desde un valor de 30 dólares en el año 2003, a 42 dólares en el 2006, a 325 dólares en el 2008, estableciéndose en el 2011 a 260 dólares. En América latina el valor que pagaron las empresas en los meses de abril y mayo 2012 son de U\$ 10.- en Argentina; U\$ 32 y U\$ 26 en Colombia; U\$ 36 y U\$ 37 en Perú y U\$ 258 y U\$ 241 en Chile.⁴²

La crisis energética actual del modelo monopólico/carbonizado expresa su fracaso en los altos precios del KW/h al consumo particular e industrial. En la base de esta situación están los altos precios internacionales de los combustibles fósiles que dominan la matriz energética y el carácter monopólico del sector energético. La falta de competencia al interior del sector de empresas que producen y transmiten la energía, ha impuesto su posición dominante estableciendo altas barreras de entrada a nuevos actores, un modelo de negocios hegemónico, y al mismo tiempo, ha condicionado la reinversión de sus utilidades a la obtención de una alta tasa de ganancias, a costa de la depredación del medio ambiente y altos precios para los usuarios y empresas.

Tabla n° 10
Costos marginales del SIC y el SING 2009-2013 en U\$/MWh

Año	2009		2010		2011		2012		2013	
	SIC	SING	SIC	SING	SIC	SING	SIC	SING	SIC	SING
Promedio año	104,1	111,2	137,2	121,6	182,5	95,9	189,3	86,6	164,2	77,6
Enero	115	112	116	101	157	102	182	65	123	99
Febrero	142	90	135	148	217	96	182	88	128	69
Marzo	134	92	135	144	236	119	232	78	179	65
Abril	121	105	133	144	205	132	268	112	172	82
Mayo	95	105	141	101	221	104	249	112	209	73
Junio	108	120	148	121	203	126	144	133	233	78,6
Julio	102	123	138	114	181	76	136	75		
Agosto	96	127	157	108	154	74	163	68		
Septiembre	68	140	127	122	162	67	162	72		
Octubre	104	110	128	109	134	106	181	69	190	82
Noviembre	84,7	121	125	124	152	83	190	82		
Diciembre	80	89	163	123	168	66	182	85		

Fuente: CDEC-SIC, Systep, citado por “QuePasaEnergía”, junio 2013.

⁴⁰ Sohr, Raúl, (2012), “Chile a ciegas: la triste realidad de nuestro modelo energético”, ed. Debate, Random House Mondatori S.A. Santiago, pag. 70.

⁴¹ Sohr, Raúl, (2012), “Chile a ciegas: la triste realidad de nuestro modelo energético”, ed. Debate, Random House Mondatori S.A. Santiago, pag. 71.

⁴² “Se paga más del doble por la electricidad que en Perú y Argentina”, ed. El Mercurio, septiembre 2012.

La opción alternativa apunta entonces, al impulso de una autonomía subregional y autosuficiencia territorial con inversiones locales; descentralización del sistema eléctrico; impulso del autoconsumo y ahorro familiar; emprendimiento microempresarial para el aprovechamiento de la energía solar; impulso de cooperativas, pequeñas y medianas empresas en el desarrollo de la energía eólica y centrales hídricas de pasada.

Por su lado, la expansión del SING en el norte grande debe ser asumida por las empresas mismas que participan de la expansión minera. Más que medidas apresuradas y parches a la situación actual, el país requiere de una reforma global y estructural, en la cual se modifiquen las condiciones de la política energética nacional, en la cual el Estado participe como actor y regulador en el sector para cimentar un desarrollo sustentable en el mediano y largo plazo.

La visión centralista de las necesidades de energía para el norte del país subordina a las localidades y regiones del resto del territorio, quitándole con ello recursos al desarrollo de su propio territorio y atentando en contra la dinámica de integración que requiere el **crecimiento regional descentralizado**. La carretera eléctrica va a acentuar el centralismo y la dependencia de las regiones, como se ha demostrado reiteradamente con las inclemencias climáticas y terremotos de los años 1960, 1965, 1985 y 2010. Las ventajas de la integración del SIC y SING solo apuntan a cargarles los costos de su financiamiento al Estado e incrementar del negocio eléctrico para afrontar la exportación de energía a los países vecinos con una interconexión multinacional con otros países.

Lo principal de la política energética no versa sobre las tecnologías para producir la electricidad, sino terminar con el monopolio que domina el sector de producción, transporte, distribución y gestión del SIC. Las Energías Renovables No Convencionales son el instrumento que permiten multiplicar los micro y pequeños emprendimientos que rompen con el monopolio de la energía en el SIC y marginalmente en el SING. *Más allá de las ventajas técnicas y los atributos positivos de las energías limpias y renovables, las ERNC son el vehículo para una ruptura con los megaproyectos que generan y acentúan el carácter monopólico y centralista del sistema actual.* Los emprendimientos de microproyectos de energía solar, las construcciones de centrales mini-hídricas de pasada y las inversiones de cooperativas, pequeñas y medianas empresas en energía eólica son las que posibilitan un nuevo desarrollo tecnológico vertical e integración horizontal para una nueva dinámica productiva y servicios de carácter regional. Por lo tanto, *la reorientación de las inversiones en materia de energía, las subvenciones a las inversiones en nuevas tecnologías de producción, la naturaleza de los modelos de negocios de distribución regional, la regulación y actuación económica del Estado, la importancia de la planificación territorial son vitales en su interdependencia para el desarrollo regional sustentable.*

V. Bases de una propuesta de nueva matriz energética 2015-2030 y nueva política de desarrollo sustentable descentralizado.

V.A.- Los problemas a resolver y obstáculos a sobrellevar

V.A.1.- La contaminación del medio ambiente

Los combustibles fósiles representan el 72% del consumo energético nacional y la progresión de la emisión de dióxido de carbón en Chile ocupa el segundo lugar en el mundo. Es decir, el país se encuentra junto a China, encabezando el ritmo de crecimiento de la contaminación ambiental por persona, lo que revela el poco interés del país, el Estado y los grupos energéticos por contribuir a una disminución del deterioro del planeta. El país tiene una matriz sucia y crecientemente carbonizada con la consiguiente influencia en el calentamiento global del planeta y el deterioro de la capa de ozono. Por lo tanto, es central que se cumpla con el art. n° 8 de la Constitución Política de la República que establece “El derecho a vivir en un medio ambiente libre de contaminación. Es deber del Estado velar para que este derecho no sea afectado y tutelar la participación de la naturaleza.”

V.A.2.- Las barreras de entrada al negocio eléctrico y el tamaño de los monopolios de la Energía

En los meses de abril y mayo del 2013, las empresas Colbun, ENDESA y GENER produjeron y distribuyeron el 76% y 75% del total de la energía del SIC. A su vez, las empresas AES GENER y E/CL Suez lo hicieron con el 76% y 81% respectivamente del SING.

El problema central que tiene el negocio energético es el carácter monopólico de la oferta que dispone se varios cerrojos que bloquean el ingreso de nuevos actores. Por una lado, la administración del Centro de Despacho de Carga, al estar en manos de los monopolios, estos priorizan a sus empresas y plantas en el aprovisionamiento del sistema. Ello impacta directamente los precios spot y el cobro de peajes del sistema de transmisión. Por otro lado, la barrera de entrada es muy alta, ya que se requieren enormes montos de inversión de largo plazo para convertirse en proveedor del sistema, con las respectivas certezas de largo plazo que la gestión de los monopolios no otorgan. Finalmente, diseño ultracentralizado del SIC y SING establecen una sumisión de cualquier nueva empresa candidata, a las reglas del operador monopólico, en la cual la superintendencia de energía y combustibles solo ha sido un acompañante. Finalmente, la propiedad de los derechos de agua impide el acceso a nuevos actores, al no contar estos con la materia prima suficiente para el desarrollo de la hidroelectricidad.

El Centro de Despacho de Carga (CEDEC). El mercado de generación opera bajo despacho económico con tarificación marginalista, donde los medios de generación que tienen menores costos variables de generación son los primeros que producen energía, hasta llenar la curva diaria de despacho según requerimiento de demanda. En este mercado, los privados tienen control absoluto sobre las tecnologías a usar, tamaño de las centrales, ubicación geográfica de los medios de generación y fechas de entrada. En definitiva, el CEDEC, dominado por los intereses monopólicos actúan sin contrapesos, limitándose el Estado a una función fiscalizadora pasiva junto con desarrollar planes indicativos de evolución del sector.

Costos marginales del SIC y SING medido en dólares por MWh					
Años	2009	2010	2011	2012	2013
Promedio año SIC	104,1	137,2	182,5	189,3	164,2
Promedio año SING	111,2	121,6	95,9	86,6	77,6

Fuente: Que Pasa Energía, junio 2013 citando el Systep

V.A.3.-Los riesgos de la seguridad nacional y la importación de suministros de larga distancia.

Los riesgos de la seguridad nacional no solo se plantean en torno a los altos costos de combustibles fósiles, que la condicionan y con ello, limitan la competitividad internacional de las exportaciones, sino que también fragilizan su vulnerabilidad nacional frente a un aprovisionamiento que debe recorrer enormes distancias de transporte. Esta dependencia posibilita riesgos de interrupción de un flujo de combustibles indispensables que el país requiere a todo evento. Igualmente, ello conlleva la extrema fragilidad frente a presiones extranjeras que resfuerzan esta debilidad.⁴³ La seguridad nacional, resulta entonces, una vulnerabilidad principal del sistema de aprovisionamiento energético del país.

V.B. Una política económica alternativa de desarrollo. Nuevo sistema energético en ruptura con los monopolios, el centralismo y basado en energías renovables no convencionales.

⁴³ El país importa 98% del petróleo, 78% del gas y 84% del carbón.

V.B.1.- El sistema de producción distribuido y descentralizado para un desarrollo sustentable regional abre espacios para nuevo modelo y matriz energética. “Lo local es mejor y más barato”.

La nueva política y regulación energética debe sustentarse en una ruptura con los monopolios y el sistema centralizado de producción y distribución de energía. Este debe abrir paso a un **sistema de organización distribuida de la producción energética** que la acerque territorialmente a esta, a los lugares de consumo, rompiendo con la ineficiencia de la resistencia de materiales de los largos trayectos de la transmisión⁴⁴ y la inadecuación de los tipos de energías que no son aprovechadas en las regiones y localidades. En la empresa Electricité de France (EDF) que fue nacionalizada al término de la IIª guerra mundial y que en esa fecha se reconvirtiera en empresa pública, se orientó a la organización regional de la producción con coordinación y complementariedad de sus plantas para los períodos de alto consumo. Esta empresa no estableció un Sistema Interconectado Central, sino que su sistema de arquitectura distribuida se asienta en una red semejante a una telaraña que permite enfrentar la ruptura de la continuidad eléctrica de las líneas de alta tensión en forma simultánea por varias vías alternativas de reconexión. En el caso chileno, la descentralización económica, social y política debe ir aparejada a la descentralización de la producción y distribución energética para potenciar el desarrollo regional. Por lo tanto, el esfuerzo principal para integrar a las regiones debe centrarse en los troncales transversales que le permitan efectivamente el acceso de la producción de las ERNC para proveer el consumo local. Ello posibilita el emprendimiento de una multiplicidad de pequeños y medianos proyectos energéticos locales y de autoconsumo de usuarios, con opción de venta al sistema energético nacional de los excedentes. De esta manera, la opción de un capitalismo de competencia en el sector energético debe enfrentar y superar las barreras de entrada que colocan los monopolios a las pequeñas unidades familiares y empresariales en la instalación de aerogeneradores, celdas de captación de energía solar y centrales de pasada hidroeléctricas en la utilización de los abundantes ríos que bajan desde la cordillera al mar. La arquitectura distribuida de producción energética coloca el énfasis en el desarrollo regional estimulando la autosuficiencia y complementariedad de una **cooperación energética inter regional**.

La autogestión energética local de pequeñas unidades se articulan con un desarrollo sustentable local otorgándole viabilidad económica a ella, reduciendo la dependencia, aumentando regionalmente la seguridad del suministro y protegiendo el medio ambiente.

V.B.2.- El término del carácter monopolístico del sector energético y la necesidad de una nueva regulación por parte del Estado. El fin del monopolio y desarrollo de la micro, pequeña y mediana empresa energética.

La dinámica de regionalización y desarrollo local es favorecida en la medida que se limita la acción monopolística. La producción de energía en base a megaproyectos son los que sustentan el monopolio. Solo la limitación y el término del monopolio energético permite crear espacios para la descentralización del sistema, iniciativas locales en las regiones y valorización del KW/h a igual precio entre productores y usuarios de autoconsumo. El término del monopolio solo puede surgir de una nueva regulación estatal y de nuevas instituciones específicas dentro del marco de una nueva Constitución Política que le asigne competencias al Estado, las regiones y comunas en la materia. Ello requiere además, de una modificación de los roles fundamentales establecidos en la ley eléctrica del año 1981, las leyes eléctricas corta I y posteriores, el remplazo de los CDEC gestionados por las empresas monopolísticas, la reforma de la Superintendencia de Energía y Combustibles, así como de la Comisión Nacional de Energía. Dentro del contexto actual de las discusiones en Congreso Nacional sobre el tema, las iniciativas presentadas sobre la carretera eléctrica y otras medidas de regulación parciales, sólo mantienen y refuerzan el sistema monopolístico y centralizado, abaratándole a las empresas, los costos a que

⁴⁴ Se estima que la resistencia de materiales produce una pérdida en la transmisión de energía por los cables de alta tensión desde el sur austral hasta la zona central, del orden de un 20% del total.

enfrentan a partir de una creciente oposición social y judicialización de los procesos de aprobación de nuevos proyectos.

El impulso de una nueva dinámica de inversión en energía, basada en micro y pequeñas instalaciones particulares de autoconsumo conectadas a la red y a su vez, proveedoras de esta, engendran polos de emprendimientos productivos y ahorro energético, sentando así las bases de un nuevo desarrollo del sector.

V.B.3.- La reorientación de las inversiones en materia de energía con el impulso de una nueva matriz tecnológica basada en energías renovables no convencionales (ERNC). Una matriz, en la cual el Estado marque el esfuerzo regulatorio en favor de los ciudadanos y el emprendimiento energético no monopolístico.

Generalidades sobre las energías limpias

Chile es uno de los países mejor dotados en energías limpias con relación a su territorio y población. Son energías obtenidas directamente del sol (termal, fotoquímica o fotoeléctrica) o indirectamente del sol (viento, hidroeléctrica, energía fotosintética obtenida de la biomasa) o por algún otro movimiento natural y mecanismos del ambiente (como geotérmica o de mares)⁴⁵.

El país dispone de un vasto territorio con condiciones para la utilización de energías renovables que provienen de fuentes inagotables y sin impactos sobre el medio ambiente. Las energías renovables presentan un reducido impacto ambiental y permiten el ahorro de agua, mejora la calidad del suelo y se ocupan del procesamiento de residuos. Las fuentes renovables para la energía provienen de la luz solar, del viento, del calor de la tierra, del movimiento de las olas del mar, del movimiento de las corrientes de los ríos y de la biomasa. La nueva matriz energética se asienta en:

- nuevas fuentes y recursos para la producción energética
- un cambio tecnológico y económico
- nueva arquitectura distribuida.

V.B.3.a.- El desarrollo en base a centrales hidroeléctricas de pasada que utilizan las corrientes de agua de ríos y acueductos.

Una central de pasada es aquella que utiliza las corrientes naturales o caudales de los ríos, o eventualmente el desvío del curso mediante un acueducto para hacer girar una turbina y producir energía. Es una energía mecánica que aprovecha el diferencial de energía potencial de los cauces de los ríos muy favorables en la cordillera y precordillera. El **potencial** estimado en la actualidad es de **9.000 MW**. Este tipo de centrales requieren de un caudal suficientemente constante para asegurar una potencia determinada. Las ventajas de las centrales de pasada hidroeléctricas son:

- No requiere combustible y es una fuente limpia y renovable de energía. No consume agua, ya que solo utiliza su energía potencial.
- Puede combinarse con otros beneficios, como riego, protección contra las inundaciones, suministro de agua, caminos, navegación, ornamentación del terreno y turismo.
- Los costos de mantenimiento y explotación son bajos.
- La turbina hidráulica requiere poca vigilancia siendo sus costos de mantenimiento reducidos.
- La disponibilidad potencial total de nuevas centrales de pasada en el territorio que cubren la zona central hasta la región de Los Lagos es de **18.000 MW** de potencia.

Las desventajas de este tipo de centrales se pueden resumir en:

- La potencia es baja
- La disponibilidad de energía puede fluctuar de estación en estación y de año en año
- La construcción de un sistema de transmisión de electricidad ofrece dificultades

⁴⁵ Definición de la Asociación de Industrias de Energía Renovable de Texas (TREIA)

La **cuestión previa** directamente relacionada con el desarrollo hídrico para represas y centrales de pasada, requiere de la **recuperación de los derechos de agua y la gestión de cuencas por parte del Estado**. Por lo tanto, la renacionalización de los derechos de agua es un elemento central en la construcción de centrales hídricas de pasada, que tienen una relevancia para la producción de energía y el riego agrícola.

V.B.3.b.- El desarrollo de las energías marinas renovables (EMR)

Los mares y océanos cubren las tres cuartas partes de nuestro planeta, y por lo tanto, constituyen un enorme depósito de energía en constante movimiento. Con sus 4.500 kms de litoral, Chile dispone de todas las ventajas naturales que le permiten desarrollar soluciones a partir de las energías marinas. Dentro de la utilización industrial, en la actualidad se disponen de cuatro tecnologías de aprovechamiento de la energía marina que son: las turbinas marinas, la energía de las olas, los aerogeneradores flotantes y la energía térmica de los mares. Las tecnologías de aprovechamiento de la energía de las olas y los aerogeneradores se utilizan en superficie con los vientos y movimientos de ella. Constituye una fuente inagotable de obtención de energía.

Por otro lado las corrientes marinas y las mareas extremas permiten utilizar las turbinas marinas con las corrientes de agua submarinas como fuente para generar electricidad. De estas opciones, el país tiene inmejorables condiciones para el desarrollo de la producción de energía eléctrica. La experiencia danesa de los aerogeneradores al interior del mar es una referencia que no debe ser desaprovechada. La fuerte corriente del canal de Chacao en Chiloé es potenciada por las mareas y constituye otra fuente posible de proyectos pilotos en la utilización de turbinas marinas. Finalmente, los diferenciales térmicos pueden ser también una fuente de energía.

V.B.3.c.- El desarrollo energético eólico y la utilización del viento

La energía eólica es aquella obtenida a partir del aprovechamiento de la energía cinética del viento, para mover sistemas electromecánicos para la generación de energía eléctrica. Es la energía cinética generada por efecto de las corrientes de aire y que es transformada en formas útiles de energía para las actividades humanas. La energía eólica es un recurso abundante, renovable, limpio y ayuda a disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero al remplazar termoeléctricas a base de combustibles fósiles. Su principal inconveniente es la intermitencia del viento. Es por ello, importante subrayar los aspectos favorables y los inconvenientes de ella.

Ventajas de la energía eólica:

- Impacto al medio ambiente es mínimo
- El viento es una energía abundante e inagotable.
- El viento es un recurso propio

Desventajas de la energía eólica:

- la variabilidad del viento
- el alto costo de la inversión inicial

V.B.3.d.- El desarrollo energético en base a la luz solar

La **energía solar fotovoltaica** es un tipo de electricidad renovable obtenida directamente a partir de la radiación solar mediante un dispositivo semiconductor denominado célula fotovoltaica que es contenida en los paneles solares. Chile posee la irradiación más alta conocida hasta ahora con un promedio anual de largo plazo en la zona norte de 3.500 KWh/m². Este tipo de energía se puede utilizar en pequeñas unidades y en gran escala para redes de distribución. Las celdas fotovoltaicas transforman la energía de un haz de luz en energía eléctrica según el efecto fotoeléctrico. Los niveles tecnológicos disponibles por varias empresas que realizan inversiones en Chile, asociado al nivel de radiación solar disponible permiten el desarrollo competitivo de esta fuente de energía sin subvención alguna.

Igualmente, **la energía solar térmica** permite una segunda forma de utilización humana de esta fuente, acumulando el calor para distribuirlo durante un período prolongado.

El sistema en base a energía solar consiste en un conjunto de equipos contruidos en condiciones de:

- Transformar directa y eficientemente la energía solar en energía eléctrica
- Almacenar adecuadamente la energía generada
- Proveer adecuadamente la energía producida y almacenada
- Utilizar eficientemente la energía generada y almacenada.
- Acumular eficientemente la energía solar térmica y utilizarla en la domótica y actividades profesionales.

V.B.3.e.- El desarrollo energético en base a la geotermia

Es aquella energía obtenida mediante al aprovechamiento del calor del interior de la tierra (magma). A diferencia de otras fuentes de energía renovables, esta depende de una energía que proviene del interior del planeta. Como fuente de energía es esencialmente inagotable. Existen dos sistemas principales de geotermia. a.) El sistema de agua-vapor que contiene agua bajo presión a temperaturas superiores a los 100° y que pueden alcanzar los 300°. b.) El sistema de rocas secas calientes que corresponde a un alto flujo calórico.

Chile se ubica en “Cinturón de Fuego del Pacífico” y cuenta con un alto potencial para la instalación de centrales generadoras con energía geotérmica. Los yacimientos en base a esta fuente, si se gestionan de una manera adecuada, pueden mantener su producción de energía indefinidamente.

Una ventaja de la fuente geotérmica, la constituye que es una energía limpia con factores de planta competitivos con las centrales térmicas.

V.B.3.f.- La biomasa, la leña y los desechos de la madera y el sector forestal

La energía de la biomasa es la que se obtiene de la materia orgánica y biodegradable, la que puede ser usada directamente como combustible o convertida en otros biocombustibles líquidos, sólidos o gaseosos. Cuando dichos compuestos orgánicos se degradan o descomponen, liberan energía. Estos compuestos orgánicos son procesados mediante técnicas naturales. Estos recursos pueden ser forestales, plantas terrestres y acuáticas, de residuos y subproductos agrícolas, ganaderos, urbanos e industriales. Esta energía puede ser aprovechada mediante su combustión directa a través de su transformación en biogas, bioalcohol, aceite, pellets, etc...

La biomasa corresponde a recursos biológicos, tanto animales como vegetales disponibles para la generación, como madera, residuos agrícolas y estiércol. La ventaja de este combustible con respecto a los demás, es que es el único combustible que contiene carbono biogénico, es decir su combustión no produce emisiones de dióxido de carbono, siendo de esta manera beneficioso para el medio ambiente.

Las ventajas de las energías en base a biomasa son:

- Fuente renovable de energía que no contribuye al calentamiento global.
- Captura el metano de los desechos agrícolas y los rellenos sanitarios
- La combustión de la biomasa produce menos ceniza que el carbón mineral y puede usarse como abono orgánico en los suelos.
- La conversión de los residuos forestales, agrícolas y urbanos para la generación de energía reduce significativamente los problemas actuales de manejo que traen estos desechos.
- El uso de la biomasa puede incentivar a las economías rurales, creando opciones de ingreso y trabajo, reduciendo así las presiones económicas sobre la producción forestal y agropecuaria.

Sobre la leña y la saturación de la ciudad de Osorno en la región

Una política pública para reducir la contaminación de material particulado 2,5 (MP2,5), que tiene impactos en la salud de las personas como cáncer al pulmón, requiere

de una eficacia en el resultado. Es decir, el impacto de la política pública tiene una relación directa con remediar el daño a la salud de las personas, el tiempo necesario para obtener resultados y su costo financiero. La leña es usada por los sectores más vulnerables de la comuna de Osorno, por costumbres ancestrales y por tradición en la cocina y calefacción del habitat. Medidas de cómo “invitación al consumo de leña seca”, “mejorar aislamiento de las viviendas” no tienen resultado en el corto y mediano plazo, ya que la transformación cultural y su condicionante social limitan su impacto. Por lo tanto, la política pública en esta materia debería ser actuar sobre las fuentes contaminantes directamente en las ciudades saturadas. En el caso de Osorno, esto significa a la reconversión energética de la leña a otras energías no contaminantes focalizadas en los sectores sociales de ingresos medios apoyados por una subvención financiera individual. Ello reduciría las fuentes de emisión contaminantes y establecería un nivel inferior de humo, que sería compatible con índice de calidad de aire aceptable para la población.⁴⁶

V.B.3.g.- El biocombustible: la producción del etanol, el biodiesel

El desarrollo agrícola nacional no alcanza a reunir los requisitos de la autosuficiencia alimentaria. En ese contexto, establecer una competencia en los usos de suelos de las limitadas superficies agrícolas con su utilización para combustibles no parece apropiada. El camino seguido por Brasil de utilizar un derivado de la caña de azúcar como combustible para su parque automotriz se sustenta en el enorme territorio virgen para la expansión agrícola de un país continente. Sin embargo, en el caso nacional, que comprende un territorio limitadamente apto para la producción agropecuaria⁴⁷, el desarrollo nacional debería seguir priorizando las tierras agrícolas a favor de convertir al país, en una potencia agroalimentaria para el autoconsumo nacional y la exportación.

V.B.4.- Una campaña nacional de ahorro energético, autónoma e independiente de la oferta de las empresas.

Finalmente, la política de ahorro energético solo puede ser asumida por el Estado y la organización ciudadana. En la medida en que el mercado predomina la lógica privada de estímulo negocio y “producir más, para vender mas y ganar mas”, toda política de ahorro energético desde las mismas empresas productoras, está condenada al fracaso. Sin embargo, en un sistema comparable con el nuestro, como fue la política federal de ahorro energético de los EEUU, ello permitió alcanzar en una década, un reducción del consumo del 30% por concepto de ahorro de energía. Por lo tanto, el impulso de una política nacional de eficiencia y ahorro energético debería permitir alcanzar un 12% al año 2020, con una reducción estimada de 41.500 tetracalorías, lo que representaría 1.122 MW de potencia eléctrica⁴⁸.

V.B.5.- Las empresas deben asumir integralmente los costos e impactos de la expansión minera, internalizando los requerimientos de energía y contaminación ambiente.

La acción política de los empresarios mineros ante representantes en el Congreso Nacional apuntan a incrementar el compromiso en inversiones y gestión administrativa por parte del Estado, para la construcción de una Carretera Eléctrica Unificada entre el SIC y el SING. Todo ello, con el objetivo de abaratar los costos privados del acceso a la energía y obtener mayores facilidades en la aprobación ambiental de proyectos mineros y de energéticos. El SING está implantado en dos regiones de baja densidad poblacional y ciudades que crecen en torno a la explotación minera. Los costos incrementales de la energía para las concesiones mineras deben ser asumidos por las empresas mismas, sin hacer recaer ello en un mayor precio del KW/h sobre los usuarios del país. En este sentido, la implantación de nuevos yacimientos en el norte, **no requieren de una carretera eléctrica**, sino que las mismas empresas mineras que se benefician directamente con dicha

⁴⁶ Esta política sigue el ejemplo realizado en Santiago con la suspensión de las fuentes fijas de emisión industrial y regulación del parque automovilístico en los períodos de saturación.

⁴⁷ Los amplios territorios desérticos y patagónicos del país, limita los rendimientos agrícolas nacionales.

⁴⁸ **Min. de Energía, (2012), “Estrategia Nacional de Energía 2012-2030”, ed. M. Energía, Santiago, pag.17**

expansión, asuman las inversiones en fuentes energéticas para el procesamiento de minerales y la desalinización del agua de mar para sus faenas. El estudio de la Cámara Chilena de la Construcción señala *“la unión entre el SING y SIC tiene un costo mas alto que el beneficio que aporta en materia de precios”*. *“El traslado de la energía eléctrica mas barata del sur en precio, requiere de una nueva y extensa línea de transmisión que aumentaría sustancialmente el precio, lo que aumenta los costos del sistema. Si al promedio del costo marginal del KWh entre los años 2000 y 2011 se le agregaran los costos de transmisión del sur al norte, la carretera eléctrica ofrecería precios mas caros que los actuales, tanto para las industrias del norte como para los usuarios del SIC.”*⁴⁹

Sin embargo, hay otros problemas fundamentales en cuanto a la política pública en esta materia. Se requiere de resolver **la cuestión previa**, y esta es, ...

¿Los ciudadanos chilenos desean continuar con la privatización de sus riquezas naturales en el norte?

¿O los ciudadanos están dispuestos a reapropiarse de los recursos básicos (agua y minerales) para integrarlos a su desarrollo regional descentralizado?

Frente a esta situación, el movimiento ciudadano busca un nuevo tipo de desarrollo integral, integrado y descentralizado que estimule nuevas dinámicas de producción regional y reorienten una parte de los recursos nacionales al mercado interno y regiones. El desarrollo regional es la respuesta a la crisis de la globalización y el neoliberalismo en nuestra formación social y el crecimiento de la inequidad social y territorial. Este nuevo desarrollo sustentable y descentralizado que el país requiere, va aparejado de la recuperación de los recursos naturales, una valorización del trabajo con un incremento sustancial de la calificación profesional y técnica regional, un aumento de la productividad y nuevas relaciones de organización del trabajo en la empresa. Los desafíos que nos impone el *desarrollo integral* son la entrega de una apropiada respuesta a la emergencia de la sociedad del conocimiento y el término del dogmatismo de un modelo económico liberal agotado, que persiste en una economía abierta de especialización en productos primarios para la exportación. Necesitamos construir una alternativa global que incremente el valor agregado de los productos del sector primario con mayores montos en inversión-desarrollo, al mismo tiempo que traspasar competencias administrativas, financieras y políticas del nivel nacional a las regiones para permitir una toma de decisiones vinculadas al territorio impregnándole mayor eficacia a las políticas públicas y favoreciendo con ello, el surgimiento de un nuevo sistema energético eléctrico distribuido.

⁴⁹ Galeatovic A y Hernández C, (2013), *“Informe encargado por la Cámara Chilena de la Construcción sobre carretera eléctrica”*, citado por el Mercurio de Stgo. del 3/5/2013.

VI. Conclusión

El sistema energético nacional, estructurado a partir de la ley eléctrica del año 1981 y su implementación en los años posteriores, se encuentra agotado a la luz de sus resultados. Las evidencias de la situación son: bajos ritmos de inversión en el sector, alto precio del KW/hora, incremento de la contaminación ambiental y control monopólico del sistema por tres grupos económicos. La búsqueda a corto plazo de altas tasas de ganancias de estas empresas y la falta de intervención del Estado en la planificación, regulación y gestión del sector energético ha conducido a una situación errática del aprovisionamiento, con un déficit frente a las sequías en la década de 1990, diversificación fracasada de la matriz de gas natural posterior, estrechez del suministro del 2006-2008 y finalmente, carbonización de la matriz de producción en la actualidad.

Por otro lado, los usuarios y las empresas tienen que pagar un alto precio. Este último es la resultante de la metodología del cálculo del precio y el control monopólico del sector. El precio de la energía eléctrica es muy superior al de los países vecinos y la OCDE, lo que acentúa las desigualdades socioeconómicas de la población, le resta competitividad a las empresas nacionales y establece una presión inflacionaria sobre la toda producción nacional y las exportaciones.

Esta situación, de divorcio del sistema energético con las necesidades del país, abre una oportunidad de reorganizar el sistema de producción, transmisión y distribución nacional de energía poniendo fin a los monopolios en el SIC y SING. La democratización del mercado abre un espacio al surgimiento de un sistema de generación eléctrica distribuida, que podría articular virtuosamente nuevas dinámicas locales con sinergias regionales de producción en la masificación de las Energías Renovables No Convencionales. Ello posibilita el surgimiento de un amplio y masivo emprendimiento de usuarios-productores, microempresarios, desarrollo de plantas eléctricas medianas y cooperativas, que permitirían la ruptura del monopolio, y así disponer de un espacio económico para la llegada de nuevos actores a conformar un nuevo sistema energético distribuido y competitivo.

La articulación de los diferentes aspectos, como la liberalización del mercado del control monopólico y el estímulo a los micro y pequeños productores de energías renovables, desatarían un nuevo dinamismo local, que posibilitaría la integración económica sectorial y el incremento del valor agregado regional industrial con polos dinámicos de concatenación productiva vertical y horizontal en la fabricación, aprovisionamiento y servicios de energías renovables no convencionales.

La opción alternativa apunta entonces, al impulso de una autonomía subregional y autosuficiencia territorial con inversiones locales; descentralización del sistema eléctrico; impulso del autoconsumo y ahorro familiar; emprendimiento microempresarial para el aprovechamiento de la energía solar; impulso de cooperativas, pequeñas y medianas empresas en el desarrollo de la energía eólica y centrales hídricas de pasada.

En definitiva, una *política de Estado de interés nacional para el largo plazo* transita por la superación de los monopolios y el establecimiento de una carretera eléctrica administrada por el Estado junto a la nacionalización de los derechos de agua. Ello abre paso a un espacio de capitalismo de competencia y equidad económica y social. La regulación económica del Estado y la incorporación de las ERNC como vector tecnológico reestructurador de un mercado abierto con fuentes de aprovisionamiento limpias y renovables, constituyen una política pública para un **sistema de producción eléctrico distribuido**. Ello potencia la descentralización del país, establece de dinámicas regionales de integración y transformación de las materias primas e insumos industriales con mayor valor agregado abriendo paso a otro **modelo de desarrollo sustentable e integral** de los territorios.