



*"Juntos, nuestra fruta vale más"*

## Expediente Exportador

La visión del sector productor/exportador frutícola  
ante la coyuntura socioeconómica actual

# Modernización de Tarifas Eléctricas:

Una Necesidad Imperiosa

Coyuntura Energética y Económica

---

Gasto Eléctrico del Sector Exportador Hortofrutícola

---

Tarifas Eléctricas y Soluciones Racionales

---

Comité Editorial

---

Ronald Bown

Rodrigo Correa

Miguel Canala-Echeverría

Juan Carlos Méndez

Andrés Pérez

Editores

---

Rodrigo Díaz C.

Juan Pablo Bórquez Y.

## Tabla de Contenidos

I. Resumen Ejecutivo y Antecedentes.....	4
II. Costos Energéticos y Merma en el Crecimiento.....	6
Escasez Eléctrica.....	6
Importaciones de Combustibles .....	7
Efecto del Déficit de Inversiones .....	9
Conclusiones .....	10
III. Alza en Tarifas Eléctricas de las Empresas.....	12
Tarifas de Suministro Eléctrico .....	12
Opciones tarifarias .....	12
Potencia en Punta y Horas de Punta .....	18
Impacto de la Ampliación del Período de Horas de Punta.....	20
Tarifas Eléctricas en Otros Países.....	21
IV. Alza de las Tarifas Eléctricas en el Sector Exportador Hortofrutícola.....	22
Antecedentes Eléctricos de la Fruticultura.....	23
Capacidad de autogeneración .....	25
Efecto de incluir Abril en horario de punta (SIC).....	26
Efecto del Alza en los Combustibles .....	31
V. Distorsiones en las Tarifas Eléctricas .....	34
VI. Soluciones .....	40
Propuesta 1: Modernizar Opciones Tarifarias .....	40
Propuesta 2: Eficiencia Energética.....	40
Propuesta 3: Competencia y Desarrollo de Mercados.....	41
Propuesta 4: Claridad Normativa .....	41
VII. Conclusiones.....	43
VIII. Anexo Metodológico .....	45
Impacto Eléctrico.....	45
Impacto en Consumo de Petróleo .....	47
Impacto del Petróleo en el PIB.....	48
IX. Referencias.....	49

## I. Resumen Ejecutivo y Antecedentes

---

- *Chile está pagando el doble que en 2003 por la energía eléctrica*
    - *Se afecta dinamismo del país*
  - *Urge corregir las distorsiones tarifarias*
- 

Chile tiene un innegable déficit energético que nos hace vulnerables. La necesidad de demandar más petróleo para generar energía y el mayor precio de éste en el mercado internacional, finalmente le han restado dinamismo a nuestra economía. De mantenerse la cotización internacional del crudo (WTI) por encima de US\$ 100 el barril en 2008, éste le podría significar varios puntos de crecimiento menos.

Por otra parte, el alza de las tarifas eléctricas generará un mayor gasto por este concepto que se estima alcanzó una cifra en torno a US\$ 5.100 millones en 2007. La nueva situación tarifaria, ha hecho que las empresas y los hogares hayan debido pagar en 2007 un costo total de US\$ 10.600 millones. Más del doble de lo que pagaban en 2003. Este mayor gasto, obliga a las familias y empresas a moderar su consumo en otros bienes y servicios, lo que también es motivo de pérdida de dinamismo.

Asimismo, el Sector Exportador Hortofrutícola, está asumiendo este mayor costo. Pero está yendo

muy por encima de lo que le corresponde. Esto porque mientras su gasto en electricidad durante el año 2006 fue de US\$ 44 millones. Para 2008 se estima que éste se elevará en torno 134%, alcanzando un monto cercano a los US\$ 103 millones.

Como agravante, cabe destacar que el sector debió cancelar US\$ 344 millones el año pasado por efectos del mayor precio de los combustibles, lo que ha significado un 51,3% de aumento en los últimos dos años, pero un 183% en los últimos cuatro años. Y para 2008 se espera que este gasto suba otro 11%.

Lo peor de todo, es que parte de este mayor costo que el sector está asumiendo, podría ser reducido si se corrigiesen las distorsiones que actualmente están operando en el mercado eléctrico y en su sistema tarifario.

Algunas de dichas distorsiones son atribuibles al mecanismo de fórmula tarifaria que es la base de las tarifas de distribución que fija parámetros que permanecen fijos por un período de 4 años con total prescindencia de su

comportamiento real. Esta metodología puede haberse justificado hace 27 años debido a que la tecnología entonces disponible no permitía otra cosa. La disponibilidad tecnológica actual permite registrar consumos reales (hasta en tiempo real) lo que permite reemplazar tarifas que se basan en simulaciones o estimaciones de comportamientos de consumo. En el mundo de hoy 4 años es una verdadera eternidad. Asignarle valores fijos o estáticos a ese comportamiento constituye al final del día un acto discrecional habitualmente apoyado en información histórica y por ende no eficiente.

Ello puede advertirse al analizar la evolución del valor del precio de la potencia en horas fuera de punta entre noviembre de 2004 y marzo de 2008, pues se observa que ésta ha aumentado en un 27,96%. Pero el costo que la empresa distribuidora ha debido pagar por la potencia en punta a una generadora en igual lapso, subió sólo 14,22%.

Lo anterior ocurre porque el cobro por el uso o consumo de la potencia que hacen los consumidores finales está sujeto a reglas inconsistentes y obsoletas. De hecho, la tarifa actual incluye pagos que remuneran las instalaciones de distribución pero que se cobran a través de la potencia en horas fuera de punta

que es cuando hay exceso de capacidad disponible. Con ello los consumidores terminan pagando no sólo el costo de expandir la capacidad del sistema (la potencia en punta) sino que además pagan por su capacidad ociosa. Lo económicamente correcto es que al consumidor de electricidad se le cobre por consumir energía y por el costo de la potencia en horas de punta.

Para corregir estas distorsiones, se sugiere modernizar las opciones de tarifas disponibles para los consumidores finales regulados. A ello deberían agregarse incentivos a la renovación de equipos, a fin de hacer más eficiente el consumo de electricidad en los procesos de producción, actor parte de las distribuidoras para reducir la pérdida de energía de sus propias redes. Estos esfuerzos podrían racionalizar el consumo de electricidad en torno a un 10%. Por otra parte, es necesario que la autoridad estimule el desarrollo de mercados para el suministro de consumidores finales y para la transacción de bloques de ahorro de consumo. Finalmente, no se advierte razón alguna para que las definiciones de horas de punta sean diferenciadas para consumidores finales y consumidores intermedios.

## II. Costos Energéticos y Merma en el Crecimiento

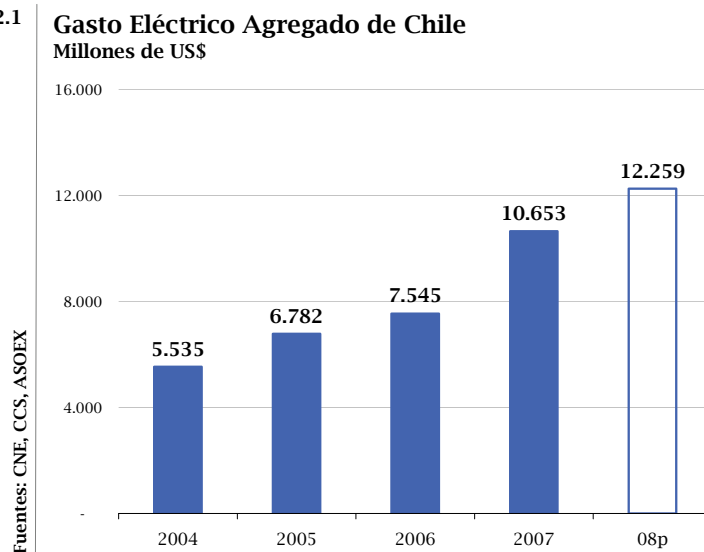
- Escasez Eléctrica y Pérdida de Competitividad
- Importaciones de Combustibles y Menor Crecimiento

### Escasez Eléctrica

De acuerdo a un estudio divulgado por la Cámara de Comercio de Santiago (CCS) el 20 de marzo de este año, en 2007 Chile gastó en energía US\$ 10.650 millones, el doble de lo que hubiese gastado de haberse mantenido los precios vigentes en 2003, impactando en forma directa la competitividad de la economía chilena.

Claramente, los principales factores que han impulsado al alza el los costos de generación energética en el país han sido el alto precio del petróleo, la escasa disponibilidad de gas natural argentino, la falta de lluvias en la primera mitad del año, todo lo cual ha forzado a operar las plantas con diesel en vez de gas natural.

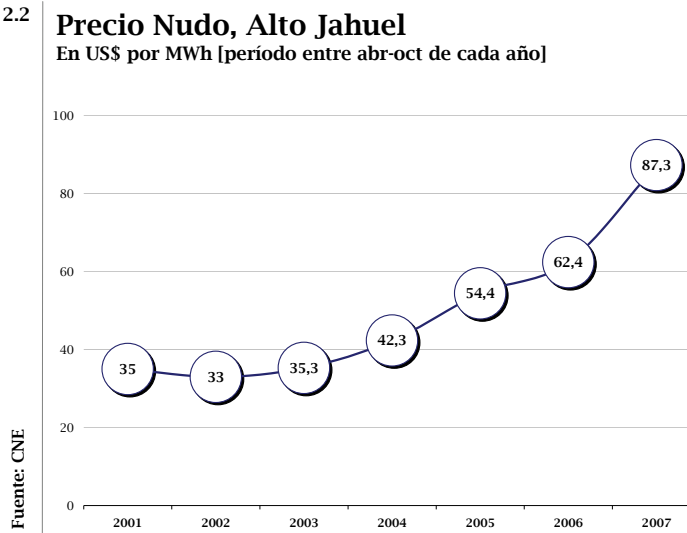
Gráfico 2.1



A comienzos de 2008, los precios de nudo medidos en dólares eran 147% mayores que el año 2003 [ver gráfico 2.2]. Con este precio, el gasto estimado en electricidad que hizo el país el año 2003 habría alcanzado los US\$ 5.500 millones. Pero el mayor costo de producción energética ha elevado sistemáticamente este costo, el cual en 2007 habría alcanzado los US\$ 10.600 millones. Y para 2008 se

estima que estos podrían llevar a US\$ 12.260 millones anuales, un 15,6% más que en 2007.

Gráfico 2.2



Desde otro punto de vista, los mayores precios de la electricidad se pueden observar en la trayectoria de los precios nudo, los que promediaron US\$ 88 por Megawatt hora (MW/h) en 2007, un 109,5% más que el precio nudo del año 2004. No obstante, producto de la necesidad que genera el crecimiento del país, la demanda por energía eléctrica ha continuado creciendo.

Entre los años 2004 y 2007, el crecimiento real del consumo eléctrico fue 5,9%, 0,7 puntos superior al crecimiento del PIB en el mismo período que fue 5,2%.

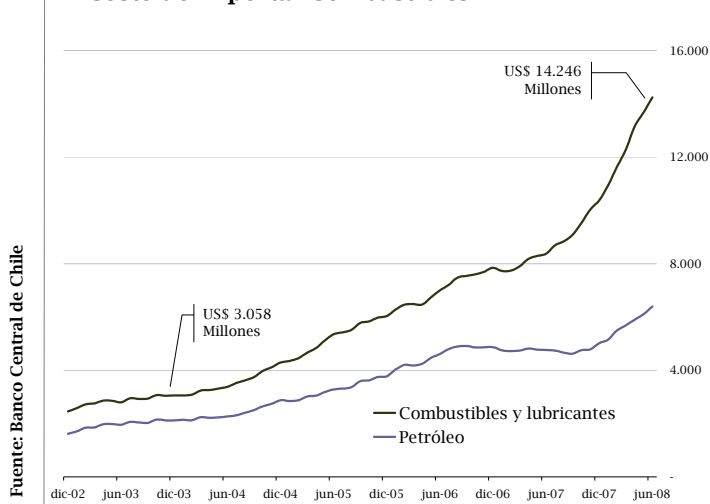
Pese al dinamismo que ha mantenido la demanda eléctrica en Chile, lo más probable es que el elevado nivel de sus precios haya sido el mayor freno a una expansión más vigorosa del consumo energético. La CCS estimó el freno al crecimiento del PIB producto de los mayores costos energéticos en torno a 2 puntos porcentuales entre 2004 y 2007.

### **Importaciones de Combustibles**

En 2003, Chile importó algo más de US\$ 3.000 millones en combustibles y lubricantes [ver gráfico 2.3]. Un año más tarde el gasto aumentó 40%. Al año siguiente otro 40%. En

2006 subió 30% adicional y el año pasado Chile gastó US\$ 10.385 millones en estos insumos.

Gráfico 2.3 **El Costo de Importar Combustibles**



Este aumento en el valor de las importaciones, no sólo responde al mayor precio internacional de los combustibles, sino además, a un significativo aumento en la cantidad demandada de estos, la cual, de acuerdo a la publicación Indicadores de Comercio Exterior, del Banco Central de Chile habría pasado de 1,8 millones de toneladas en 2003 a 7,4 millones de toneladas en 2007 (+311%).

Lo anterior significa que el 4,1% del PIB que se iba en financiar las importaciones de combustibles, en 2003, se convirtió en 5,1% en 2005 y en 6,3% en 2007. Es decir, si el país no hubiera tenido que aumentar bruscamente su consumo de combustibles y el precio del crudo no hubiera escalado como la ha hecho, Chile hubiera tenido que usar menos dólares en estas importaciones, las que siempre restan al PIB (o al Valor Bruto de la Producción, VBP) de los países.

A junio de 2008, el gasto anualizado en importaciones de combustibles llegó a US\$ 14.246 millones, un 70% más que en igual mes de 2007, el equivalente al 8,5% del PIB de nuestro país y al 6,5% del VBP.

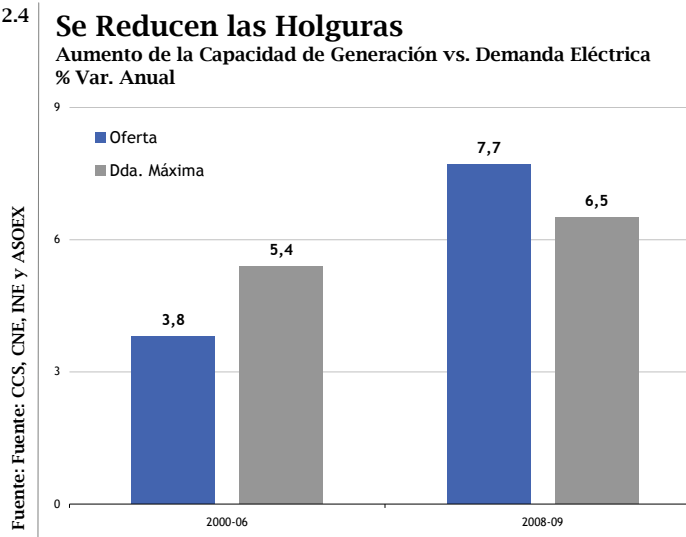


### Efecto del Déficit de Inversiones

El precio promedio del petróleo en los mercados internacionales aumentó 51,3% entre 2005 y 2007. Pero en igual lapso el precio nudo subió 60,5% (185 más). Pero el aumento de las tarifas eléctricas, causado por el mal diseño de la matriz energética, debe por consiguiente su alza al mayor precio internacional del petróleo y la sustitución del gas natural argentino, cuyo suministro se ha prácticamente extinguido para Chile. A esto hay que agregar el mayor costo derivado por la menor generación hidráulica, a consecuencia de la sequía que afectó al territorio nacional en la primera parte del año.

Además de los factores de abastecimiento y precio que afectan a los mercados mundiales de combustibles, se han sumado también aspectos regulatorios de carácter interno que han colaborado en este proceso de aumento de las tarifas eléctricas. La rigidez de precios estipulada en la ley que rigió hasta 2005 (Ley Corta II) inhibió las inversiones en nuevas plantas generadoras y es -en parte- responsable del déficit de instalaciones de generación que existe en el sector y que, aunque tardíamente, se intenta corregir.

Gráfico 2.4



Este retraso en la expansión del parque generador, ha contribuido por sí mismo a elevar los costos de generación al sobrecargar la generación hidráulica y el aumento de episodios y costos de falla del sistema. Así,

mientras la demanda máxima crecía a un ritmo medio de 5,4% en los años 2000-2004, las inversiones lo hacían en solo 3,8%, reduciendo gradualmente el margen de seguridad del sistema y su potencialidad de hacer frente a contingencias adversas.

*La holgura en la generación eléctrica se verá reducida en 2,8 puntos porcentuales en los años 2008 y 2009.*

De hecho, las probabilidades actuales de déficit de suministro dependen básicamente de esta menor inversión y del impacto de la falta de agua en la primera mitad del año con respecto a la generación hidráulica, pero no de la interrupción del suministro de gas desde Argentina. Estimaciones informales del sector eléctrico, apuntan a que la probabilidad de que el país experimente al menos un mes con déficit energético en los próximos dos años se eleva al 11%. Y en caso de haber retraso en la entrada en operaciones de las nuevas inversiones, este porcentaje podría incluso triplicarse. En este sentido, el alza en el precio de las tarifas también se explica por la modificación del régimen tarifario de la Ley Corta II, que permitió que los precios aumentaran para reducir los riesgos de falla en el suministro.

Las arriesgadas decisiones de política energética adoptadas por el Gobierno, unidas a incentivos mal orientados, una matriz energética poca diversificada y una legislación rígida, explican la estrecha situación por la que atravesamos y que nos fuerza a convivir por los próximos años con altos costos de suministro y la amenaza de racionamiento.

### **Conclusiones**

Chile tiene un innegable problema energético. La coyuntura actual hace que el país deba importar cada vez mayores volúmenes de combustibles para hacer frente a sus necesidades de electricidad.

La necesidad de demandar más petróleo para generar energía y el mayor precio de éste en el mercado internacional, le han restado unos 3,6 puntos de crecimiento a nuestra economía entre 2004 y 2007. Pero el repunte exagerado en el precio del barril de petróleo experimentado en los últimos meses, le podrían costar a

Chile, otros 3 puntos de crecimiento adicionales, tan sólo en 2008<sup>1</sup>.

La conclusión obvia de este análisis, es que en términos de política energética, lo barato cuesta caro. Todo lo anterior obliga a modernizar y perfeccionar aspectos hasta ahora ignorados en la arquitectura del sistema energético del país.

Los tópicos medioambientales, la nueva realidad del gas natural trasandino, la potencialidad del gas natural licuado y la necesidad imperiosa de no crear cuellos de botella en el sector eléctrico, deberán ser el gran eje de cualquier debate institucional.

---

<sup>1</sup> Importaciones de Combustibles - Valor Bruto de la Producción (PIB + Importaciones)

### III. Alza en Tarifas Eléctricas de las Empresas

- *Hay escasez de opciones tarifarias*

#### Tarifas de Suministro Eléctrico

La Ley General de Servicios Eléctricos<sup>2</sup> (en adelante LGSE) establece que estarán sujetos a fijación de precios, entre otros, los suministros a usuarios finales de potencia conectada inferior o igual a 2.000 KW, efectuados desde instalaciones de generación o transporte de una empresa eléctrica, en sistemas eléctricos de tamaño superior a 1.500 KW en capacidad instalada de generación. Es así como todos aquellos suministros con potencia conectada superior a 2.000 KW son clasificados como “clientes libres”, entendiéndose que aquellos tienen la opción de negociar libre y directamente sus contratos con algún suministrador.

*En Chile existe escasez de opciones tarifarias.*

Este punto se ve complementado con la posibilidad para todos aquellos clientes con potencia conectada superior a 500 KW, de optar por un régimen de tarifa regulada o de precio libre, teniendo como restricción el hecho de deber permanecer en la opción elegida por al menos 4 años (modificación introducida por la Ley 19.940 - “Ley Corta I”).

Sin embargo, existen pocos clientes verdaderamente libres pues la mayor parte de los que teóricamente podrían negociar con otros proveedores se encuentran ubicados dentro de las áreas de concesión de las empresas distribuidoras, lo que los deja prácticamente “casados” con ellas.

#### Opciones tarifarias

La actual reglamentación eléctrica establece la existencia de diversas opciones tarifarias para los clientes abastecidos por empresas distribuidoras, es así como existen 6 opciones en Baja Tensión (BT) y 5 opciones en

<sup>2</sup> La LGSE corresponde actualmente al DFL N°4 de 2006 de Ministerio de Economía Fomento y Reconstrucción, decreto que fija el texto refundido del DFL N°1/1982 con sus posteriores modificaciones vigentes a Mayo de 2006 (incluye “Ley Corta I y II”).

Alta Tensión (AT). Cada opción en BT tiene su equivalente en AT (con excepción de la tarifa BT-1), que tiene asociado los mismos cargos y método de facturación, siendo la única diferencia el precio aplicado en cada caso. Por ejemplo la tarifa BT-3 es equivalente a la AT-3, pero los valores unitarios de los cargos por potencia son menores en las tarifas de AT por efecto de costos de transformación.

Cada cliente puede -en teoría- elegir cualquiera de las tarifas que la ley establece respetando las restricciones que cada una tiene asociada. A continuación se muestra una breve descripción de las tarifas reguladas actualmente vigentes.

### 3.2.1 Tarifa BT-1

Esta tarifa la pueden contratar los clientes que son alimentados en BT y cuya potencia conectada sea inferior a 10 KW. En este caso el medidor que se instala es el más simple pues solo registra la energía consumida.

La opción BT-1 tiene asociado un cargo fijo mensual, un cargo por energía base, y en el caso de los clientes en el Sistema Interconectado Central SIC<sup>3</sup>, se agrega un cargo por energía adicional de invierno. Este cargo se aplica en los meses que contienen horas de punta (actualmente Abril a Septiembre) y corresponde a facturar a un precio mayor toda aquella energía consumida por sobre el “límite de invierno<sup>4</sup>” calculado para el cliente, siempre que el consumo de aquel mes haya resultado superior a 250 KWh.

Esta tarifa es aplicable comúnmente a clientes “residenciales” o de bajo consumo, dada la simplicidad de su sistema de facturación y limitación de potencia.

### 3.2.2 Tarifa BT-2

---

<sup>3</sup> Sistema interconectado que abarca entre Taltal por el norte e Isla de Chiloé por el sur.

<sup>4</sup> Hasta antes de la inclusión del mes de abril como parte del período de Horas Punta, el límite de invierno de cada cliente es igual al mayor valor que resulte de comparar 200 KWh con un séptimo del total de la energía consumida en el período octubre-abril, inmediatamente anterior, incrementada en 20%.

Esta corresponde a una tarifa con potencia contratada para clientes en BT, es decir, que los clientes podrán contratar libremente una potencia con la distribuidora, la que registrará por un plazo mínimo de 12 meses. Esta potencia contratada estará disponible, sin restricciones, durante todo el período de vigencia del contrato. En este caso el medidor que se instala solo es del tipo que permite registrar la energía consumida (se instala un “limitador de potencia” que impide demandar mayor potencia de la contratada).

La opción BT-2 tiene asociado un cargo fijo mensual, un cargo por energía y un cargo por potencia contratada. La aplicación de este último cargo tiene dos variantes en relación con el precio unitario a aplicar, dependiendo de si el consumo es calificado como “Presente en Punta” (PP) o “Parcialmente Presente en Punta” (PPP). Lo anterior, en palabras sencillas, depende de si la empresa eléctrica determina que la demanda máxima del cliente ocurre dentro de las horas de punta (califica como PP) o fuera de las horas de punta (califica como PPP). Cuando el consumo del cliente es calificado como PPP, el precio unitario de la potencia es menor (hasta 30% más bajo, dependiendo de la empresa eléctrica) al que se aplica cuando se le califica como PP.

Respecto a lo anterior es relevante destacar que la normativa vigente señala que cuando la empresa eléctrica califique al cliente como PP deberá informarle por escrito al cliente las razones que tuvo para ello. El cociente entre la demanda la demanda media en HP<sup>5</sup> del cliente y su potencia contratada o demanda máxima leída (según corresponda) debe ser menor a 0,5, para que califique como PPP.

Esta tarifa solo resulta conveniente en aquellos consumos de una baja potencia conectada y alto consumo de energía (elevado factor de carga), en donde además no se desee invertir en un medidor que registre demanda de potencia,

---

<sup>5</sup> Cantidad de energía consumida durante cierto período de horas de punta dividida por la cantidad de horas de punta contenidas en el período escogido. (KWh/h).

lo que en todo caso hoy no es una limitante derivada del abaratamiento de la tecnología de medida. Comúnmente esta tarifa no es recomendable para los clientes con demandas de potencia variables, pues la potencia contratada se paga todos los meses como si fuese un cargo fijo, de manera independiente a si se consumió o no energía eléctrica.

### 3.2.3 Tarifa BT-3

Esta corresponde a una opción con demanda máxima leída de potencia para clientes en BT, es decir, en este caso el medidor registra la demanda máxima de potencia de cada mes, pero sin poder discriminar en que hora se produce esta.

La opción BT-3 tiene asociado un cargo fijo mensual, un cargo por energía y un cargo por demanda máxima de potencia. La aplicación de este último cargo tiene dos variantes en relación con el precio unitario a aplicar, dependiendo de si el consumo es calificado como “Presente en Punta” (PP) o “Parcialmente Presente en Punta” (PPP), aplicándose para esto el mismo procedimiento descrito para la tarifa BT-2.

En este caso la demanda que se factura mensualmente corresponderá al valor más alto que resulte de comparar la demanda máxima leída del mes con el promedio de las dos más altas demandas registradas en aquellos meses que contengan horas de punta, dentro de los últimos 12 meses, incluido el mes que se factura.

### 3.2.4 Tarifa BT-4

Esta opción comúnmente se denomina “tarifa horaria” porque establece precios diferenciados para las demandas de potencia en horas de punta (HP) y en horas fuera de punta (HFP). Además de los cargos comunes a todas las tarifas (cargo fijo y cargo por energía), esta tarifa agrega dos: a) Cargo mensual por demanda máxima en HP, y b) Cargo mensual por demanda máxima suministrada (demanda máxima en HFP).

Existen tres variantes para la tarifa BT-4, que se diferencian por lo siguiente:

- BT-4.1: Se contrata una demanda de potencia en HP y una demanda de potencia en HFP, las cuales pueden ser distintas según sea el perfil de consumo.
- BT-4.2: Se mide la demanda de potencia en HP y se contrata una demanda de potencia en HFP.
- BT-4.3: Se mide tanto la demanda de potencia en HP como la demanda de potencia en HFP.

Los cargos de potencia contratada en HFP (BT-4.1 y BT-4.2) se facturan mensualmente incluso si el consumo de energía es nulo. La demanda máxima leída en HP (BT-4.2 y BT-4.3) se factura de la siguiente manera:

- Durante los meses con HP en el Sistema Interconectado Central (SIC) se aplica a la demanda máxima leída el precio unitario correspondiente, distinto es el caso lo que ocurren en el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), donde se factura el promedio de las dos mayores de los últimos 12 meses, incluido el mes que se factura.
- Durante los meses sin HP se factura el promedio de las dos mayores demandas en HP registradas en el período de punta inmediatamente anterior.

El cargo por demanda máxima en HFP de la opción BT-4.3 se factura aplicando el precio unitario correspondiente al promedio de las dos mayores demandas registradas en los últimos 12 meses, incluido el mes que se factura.

En el caso de las opciones tarifarias con demanda máxima leída, se determina mensualmente la máxima demanda que corresponda (con discriminación entre horario de punta y fuera de punta como es el caso de BT-4.3 o AT-4.3, o simplemente la máxima del mes -sin discriminación de horario- en el caso de la opción BT-3 o AT-3). Dicho de otra manera para cada mes se establece un único valor de demanda máxima, por lo que, por ejemplo, para calcular la demanda de facturación en HP aplicable en meses que no contienen horas de punta (caso tarifa AT-4.3) se



considera el promedio de las dos más altas demandas mensuales registradas dentro del período de punta (si se tienen 6 meses con HP, se promedian las 2 más altas de los 6 registros del período).

Respecto a los precios unitarios que se aplican, cabe mencionar que todas las tarifas BT (excepto BT-1) tienen el mismo valor unitario de energía, a su vez las tarifas BT-2 y BT-3 tienen los mismos valores unitarios de potencia, ya sea PP o PPP. En el caso de las tarifas BT-4.1, BT-4.2 y BT-4.3, todas tienen los mismos valores para sus cargos de potencia, y la suma del valor unitario de demanda en HP y de la demanda en HFP es igual al valor unitario de la demanda PP de las tarifas BT-2 o BT-3. En el caso de las tarifas AT ocurre la misma situación.

Las opciones en AT son equivalentes en cargos y metodología a las opciones en BT, diferenciándose exclusivamente en los valores unitarios que aplican, entendiéndose la siguiente equivalencia:

*El 90% de los predios agrícolas se encuentra bajo el régimen de la tarifa AT-4.3.*

**Tabla 3.1**  
**Resumen opciones tarifarias para clientes regulados**

Alcance de Opción Tarifaria	Baja Tensión	Alta Tensión
Básica (sólo registro consumo)	BT-1	-
Con potencia contratada	BT-2	AT-2
Con dda. máxima leída	BT-3	AT-3
Con dda. contratada en HP y HNP	BT-4.1	AT-4.1
Con dda. leída en HP y contratada en HNP	BT-4.2	AT-4.2
Con dda. leída en HP y HFP	BT-4.3	AT-4.3

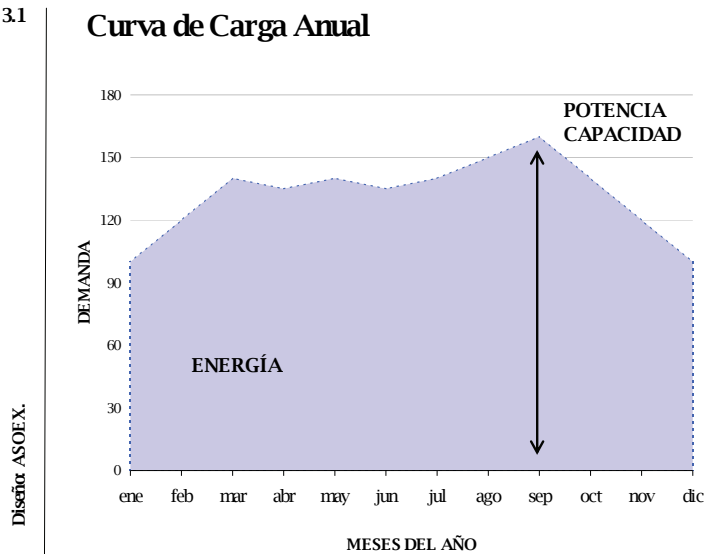
Fuente: Electroconsultores

### **Potencia en Punta y Horas de Punta**

El concepto de Potencia en Punta está vinculado a la capacidad necesaria para que un sistema eléctrico atienda su demanda en momentos de máximo requerimiento. Por esa razón, la mayoría de los sistemas tarifarios eléctricos, remuneran dicha capacidad con el objeto de incentivar la inversión en el parque de generación. Como una forma de garantizar el suministro y resguardar la confiabilidad del sistema.

La Ley Eléctrica vigente Chile define este concepto como la “***potencia máxima en la curva de carga anual***”, para lo cual se debe identificar los meses del año en donde esta potencia es máxima, de modo que a esos meses se los considera “de punta”. En particular, de abril a octubre, como lo muestra el diagrama 3.

Diagrama 3.1



De este modo, la potencia en punta corresponde a la máxima exigencia que soporta el sistema eléctrico en ciertos meses del año, lo que obliga al sistema a contar con la capacidad suficiente para suministrar ese nivel de potencia eléctrica en aquellos meses (de punta o peak), aún cuando no se utilice en forma permanente.

Por su parte, el precio de la potencia en punta se calcula de acuerdo a una metodología que se basa en la determinación de las unidades generadoras más económicas para suministrar potencia adicional durante las horas de demanda máxima anual y se calcula el costo marginal anual de incrementar la capacidad instalada empleando dichas unidades generadoras, incrementándolo en un porcentaje igual al margen de reserva de potencia teórico del sistema eléctrico.

#### 3.4 Efectos del Horario de Punta en el SIC

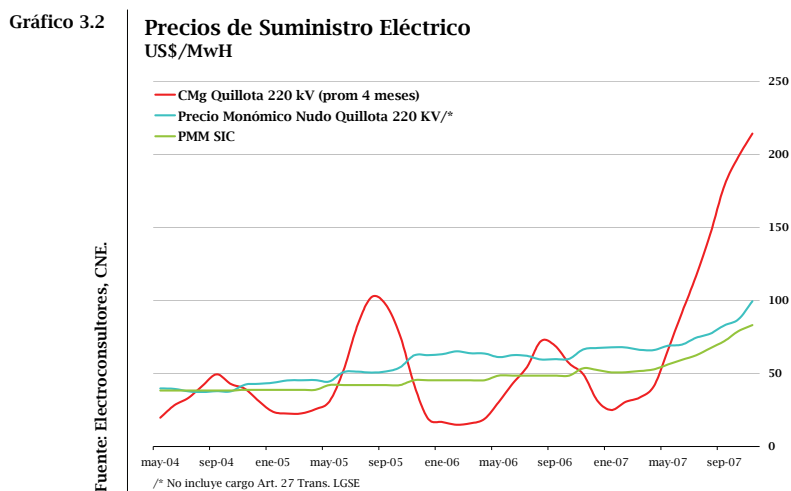
A partir de la normativa del sector eléctrico dictada en el año 1982, se definió, para el SIC, un horario de punta para los clientes finales (consumidores de electricidad) correspondiente al período del día comprendido entre las 18 y las 23 horas (todos los días) durante los meses de Mayo, Junio, Julio, Agosto y Septiembre de cada año. El resto de las horas de año se consideraban como “Horas No Punta”. La diferencia en el precio de la potencia entre ambas horas fue y es la señal que condiciona el

comportamiento de demanda de aquellos consumidores a quienes interesa y pueden “evitar” consumir energía en el horario de punta.

Otro hecho importante que debe destacarse es la experiencia de racionamiento que debió enfrentar el país el año 1999. Ello impulsó a las empresas a comprar sus propios equipos electrógenos a lo que siguió un período de precios relativamente bajos de diesel que llevó a que muchos de estos consumidores a transformarse en “autoprodutores” durante el horario de punta. Esto hizo disminuir fuertemente las demandas de potencia en invierno, haciendo que las demandas máximas de potencia comenzaron a registrarse fuera de los meses de punta. Sin embargo, al observar más detenidamente el fenómeno e incorporar la energía “autogenerada” se puede concluir que los consumos máximos se siguen produciendo en los meses de invierno. Cabe recordar que en materia de electricidad la producción es siempre igual al consumo ya que no es posible la acumulación de inventarios.

### **Impacto de la Ampliación del Período de Horas de Punta**

A partir del año 2008 se ha incluido además de los meses comprendidos entre mayo y septiembre, al mes de abril.



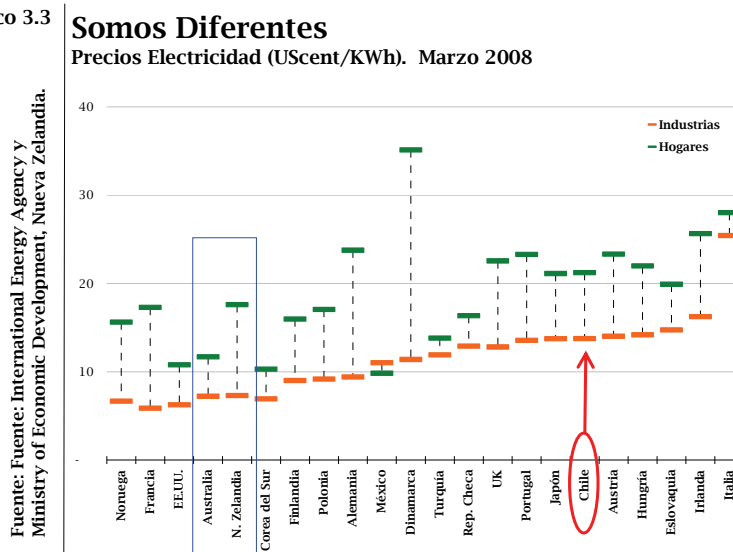
El mayor costo que tendrá esta medida para las empresas, medida por el medio de la matriz insumo producto (Banco Central de Chile, 2003) es de 45% en 2007 y un poco más en 2008.

Eso significa que en Chile las empresas estarán pagando un precio de es, al menos, el doble del que pagaban hace tres años.

### Tarifas Eléctricas en Otros Países

De acuerdo a la Agencia Internacional de Energía, el país con mayores costos energéticos fue Italia. Las empresas pagaron por ese concepto 25,43 centavos de dólar por kilo watts hora (kwh), mientras los hogares pagaron 28,016 centavos de dólar por kwh. Chile es el sexto país con los mayores costos de energía eléctrica de la muestra<sup>6</sup>, con 13,75 centavos de dólar por kwh para industrias y 21,28 centavos de dólar para hogares [ver gráfico 3.3].

Gráfico 3.3



El menor precio para las industrias se observó en EE.UU. y Corea del Sur, con 6,25 centavos de dólar por kwh. También se encontraron precios competitivos en Noruega, Francia, Australia y Nueva Zelanda.

Cabe destacar este punto, porque en este grupo de países se encuentran dos de los competidores más directos que tiene Chile en materia de exportaciones, como lo son Australia en vinos y Nueva Zelanda en fruta fresca y lácteos.

<sup>6</sup> Homologando los precios de energía neta de Chilectra, para tarifas BT y AT-4.3, marzo 2008.

## IV. Efecto del Alza de Tarifas Eléctricas en el Sector Exportador Hortofrutícola

---

- *Costo Energético ha subido 45% en dos años*
  - *Alza de combustibles significa US\$ 223 millones en costos adicionales*
- 

En mayo de 2007, ASOEX encargó a la empresa Electroconsultores, la elaboración de un estudio que permitiera conocer el gasto eléctrico del sector productor-exportador hortofrutícola.

Se tomó una muestra de 751 empresas socias de ASOEX, 194 packings y 557 predios. Los cuales fueron catastrados en sus consumos eléctricos y opciones tarifarias entre 2005 y 2006. Dado el alto volumen de información, finalmente se procesaron 125 packings y 73 predios.

El catastro reveló que los encuestados mantienen contratos de suministro eléctrico con empresas distribuidoras, tales como CGE Distribución, Chilectra, Chilquinta Energía, Codiner, Conafe, Coop. Eléctrica Chillan, Coop. Eléctrica Curicó, Coop. Eléctrica Limarí, Emelat, Emelectric, Frontel, Luz Parral y Saesa. Muchas de las cuales han presentado excelente indicadores financieros en los últimos años.

De hecho, a junio de 2008, de acuerdo a las FECUS presentadas ante la Superintendencia de Valores y Seguros (SVS), Chilectra registró utilidades por \$ 76 mil millones, lo que significa una rentabilidad sobre patrimonio de 10,8%. Por su parte, en igual período CGE Distribución obtuvo utilidades por \$ 17.579 millones, con una rentabilidad de 9,1%. Mayores aún, fueron las rentabilidades de las distribuidoras eléctricas SAESA, EMELAT y EMELECTRIC, de 15,1%, 15,1% y 18,1%, respectivamente.

Los detalles financieros de estas compañías se pueden apreciar en la tabla 4.1.

**Tabla 4.1**  
**Resultados Distribuidoras Eléctricas.**  
**Junio 2008**

	Utilidades MMS	Rentab. %
Chilectra	76.708	10,8
CGE - Distr.	17.579	9,1
Chilquinta	9.220	3,9
SAESA	4.381	15,1
CONASER	4.750	4,1
EMELAT	4.380	15,1
EMELECTRIC	6.382	18,1
CONAFE	4.750	4,1

Fuente: SVS, Economatica.

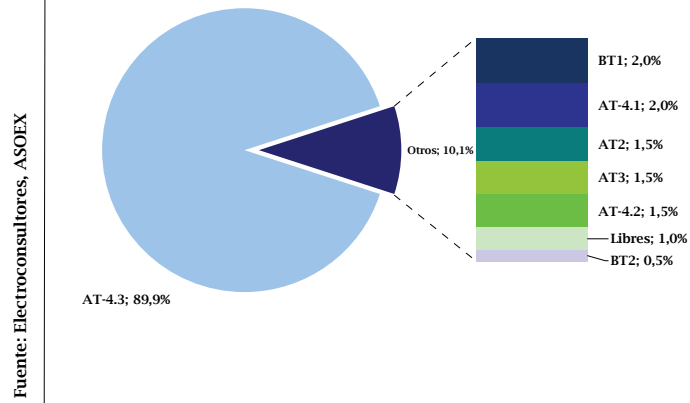
### Antecedentes Eléctricos de la Fruticultura

En su gran mayoría los encuestados del sector corresponden a clientes sometidos a regulación de precios y tienen conexiones de alta tensión (tensión de suministro mayor a 400 voltios). Sólo el 1,4% de los encuestados reveló ser “cliente libres” (abastecidos por distribuidoras). Y los clientes que se encuentran en el segmento clasificados como “predio con potencias menores 10 KW” tienen conexiones de baja tensión (de suministro igual o inferior a 400 voltios).

Las opciones tarifarias que predominan entre los encuestados corresponden a tarifas en Alta Tensión (entre 12 y 23 KV), particularmente la tarifa AT-4.3 (con medición de energía mensual total consumida, de la demanda máxima de potencia en horas de punta y la demanda máxima de potencia suministrada).

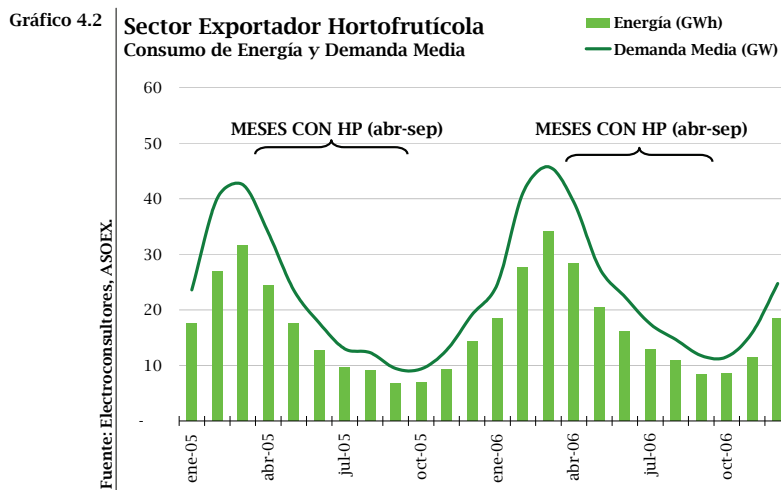
Y si bien existen clientes no regulados, en la práctica éstos convinieron libremente con su suministrador la aplicación de tarifas reguladas (AT-4.3), por lo que en términos de precios estos clientes libres reciben las mismas tarifas que los clientes regulados [ver gráfico 4.1]

Gráfico 4.1 **Distribución de Empalmes por Tarifa**  
Exportadores Hortofrutícolas



Lo anterior significa que el 89% de los Exportadores Hortofrutícolas tienen contratos de tarifa horaria AT-4.3, recordando que este tipo de modalidad permite un cobro diferenciado (de potencia) en horas de punta y no punta.

En relación al perfil de consumo de los encuestados, la Ilustración 5 muestra una referencia de la evolución mensual del consumo de energía y demanda media de potencia de estos, lo cual sirve para graficar el perfil de consumo de este grupo de clientes.



Claramente se aprecia la variación estacional que presentan los consumos de energía eléctrica de este sector, generándose los máximos requerimientos de suministro eléctrico entre los meses de febrero y abril,



mientras que los mínimos ocurren entre septiembre y octubre. Lo anterior hace evidente el perjuicio que para este grupo de clientes significa la ampliación de los meses con horario de punta, ya que por la estacionalidad de su sistema productivo, no les es posible moderar su consumo eléctrico en los meses de cosecha.

Destaca el hecho que la demanda media del conjunto de clientes en “verano” puede cuadruplicar la demanda media de invierno, lo que denota que mayoritariamente los consumos y demandas del sector no están presentes en las horas en que la autoridad ha definido que el sistema eléctrico (SIC) está más exigido.

Asimismo, cabe destacar que tanto la muestra de packings como de predios son perfectamente representativas. La de predios representa al 14,9% de las hectáreas frutícolas plantadas del país, las que de acuerdo a ASOEX, alcanzan a las 221,8 mil hectáreas. Mientras la de packing representa al 51% de la capacidad productiva del total de packing del país.

### **Capacidad de autogeneración**

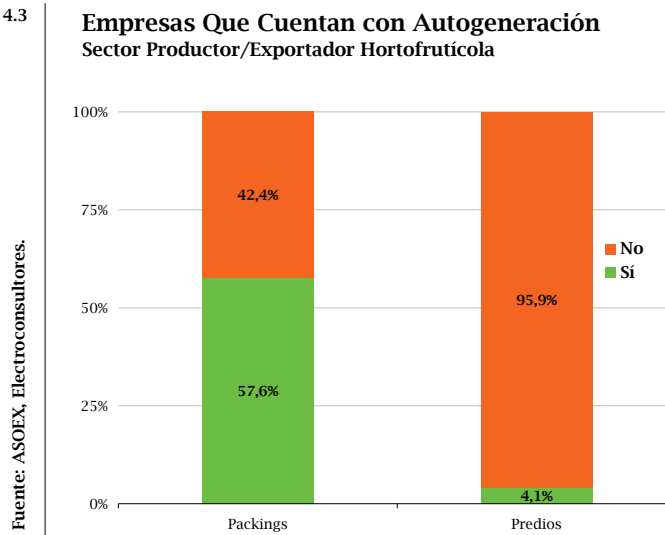
En cuanto a la capacidad de autogeneración de los encuestados (como forma de descolgarse del sistema de suministro eléctrico), existe poca capacidad en el sector.

Cabe mencionar que la totalidad de los equipos de respaldo catastrados corresponden a grupos generadores diesel con potencias unitarias no mayores a 1 MW. Y que los clientes “pequeños” (desde el punto de vista de sus demandas), en general, no tienen capacidad de autogeneración, mientras que en los segmentos de clientes con mayores demandas es más común contar con algún grado de capacidad de respaldo.

La relevancia de la capacidad de respaldo que tienen los encuestados es variable, pues existen casos en que el respaldo disponible no supera el 5% de la demanda del cliente, mientras que en otros casos la capacidad de autogeneración sobrepasa a las demandas máximas del cliente, lo que le permite asegurar el 100% de respaldo a

sus consumos en caso de descuelgue o enfrentar eventos de falla o racionamiento de suministro.

Gráfico 4.3



Por lo tanto, se concluye que, lamentablemente quienes tienen capacidad de modular su demanda eléctrica, son aquellos que tienen capacidad de autogeneración eléctrica. El catastro hecho a fines de 2007 reveló que el 58% de los packings tienen capacidad de autogenerar energía (en especial los más grandes). Mientras que en el caso de los predios, sólo el 4% tiene esta capacidad.

### Efecto de incluir Abril en horario de punta (SIC)

Para hacer esta estimación, se supuso que la Demanda Máxima Leída en Horas de Punta de Abril será igual a la Demanda Máxima Suministrada Leída (KW) en horas de fuera de punta de esos meses.

Asimismo durante los meses que no contengan horas de punta (Octubre-Febrero) se aplicó el promedio de las dos máximas demandas en HP del período punta inmediatamente anterior (Marzo-Septiembre). Por lo que los meses de Octubre, Noviembre y Diciembre contendrán el arrastre de incluir Marzo y Abril dentro de los “meses de punta”.

Las siguientes tablas muestran el resultado de la comparación entre las facturaciones anuales para cada segmento, de lo cual se infiere que en promedio la “no

modulación” en las horas de punta de Marzo y Abril se traduciría en un incremento de aproximadamente 12% en la facturación total de suministro eléctrico del sector exportador hortofrutícola.

**Tabla 4.2**  
**Facturación Anual de la Muestra: PREDIOS (en MM\$)**

Resumen de los Cargos para Asociados catastrados	Con Descuelgue en Abril	Sin Descuelgue en Abril	Var.%
PREDIO menor a 10 KW	5,4	5,4	0%
PREDIO 10 - 50 KW	40,1	42,6	5,8%
PREDIO 50 - 250 KW	124,6	139,1	10,4%
PREDIO 250 - 500 KW	405,1	452,6	10,5%
PREDIO 500 - 1000 KW	703,2	797,3	11,8%
<b>TOTAL MUESTRA</b>	<b>1.278,4</b>	<b>1.437,0</b>	
<b>TOTAL SECTOR</b>	<b>8.580</b>	<b>9.850</b>	<b>12,4%</b>
<b>TOTAL SECTOR en Mill. US\$</b>	<b>17,3</b>	<b>18,6</b>	

Fuente: ASOEX, Electroconsultores.

Como la muestra de los predios encuestados alcanza a 33 mil hectáreas y esa cifra equivale al 14,9% de la plantación frutícola total del país, entonces el costo total se eleva a US\$ 118 millones, suponiendo que quienes puedan descolgarse del sistema eléctrico, lo hagan.

**Tabla 4.3**  
**Facturación Anual de la Muestra : PACKINGS (en MM\$)**

Resumen de los Cargos para Asociados catastrados	Con Descuelgue en Abril	Sin Descuelgue en Abril	Var.%
PACKING menor a 250 KW	48,7	52,9	8,0%
PACKING 250 - 500 KW	848,4	946,0	10,3%
PACKING 500 - 1000 KW	2.346,9	2.666,3	12,0%
PACKING 1000 - 2000 KW	2.529,8	2.830,3	10,6%
PACKING Sobre 2000 KW	1.710,3	1.896,5	9,8%
<b>TOTAL</b>	<b>7.484</b>	<b>8.392</b>	<b>12,1%</b>
<b>TOTAL SECTOR</b>	<b>14.675</b>	<b>16.455</b>	
<b>TOTAL SECTOR en Mill. US\$</b>	<b>29,6</b>	<b>33,2</b>	

Fuente: ASOEX, Electroconsultores.

Como el total de los packings encuestados equivale al 51% del total existente en el país, entonces, el costo para el sector se eleva a US\$ 34,6 millones, suponiendo que aquellos que peden modular su consumo, lo hacen.

Como se observa en las tablas 4.1 y 4.2, la capacidad de modulación efectiva en el sector es mínima. Tanto para

predios como para packings y en ningún caso supera el 11%.

El efecto total de incluir el mes de abril dentro de los meses con horas de punta, se eleva a los US\$ 47,0 millones en para el sector exportador hortofrutícola, si es que los que pueden descolgarse o desconectarse, lo hacen eficientemente.

Para hacer más claros los resultados de estas estimaciones, es decir, de las variaciones de las facturaciones anuales por concepto de demanda en HP, se grafica la comparación entre los cargos anuales por demanda en HP, para cada segmento, con y sin descuelgue, en el mes de abril.

Gráfico 4.4 **Simulación de Facturación Anual Dda. Máx. HP  
Inclusión de Abril con HP (MM\$)  
[PREDIOS]**

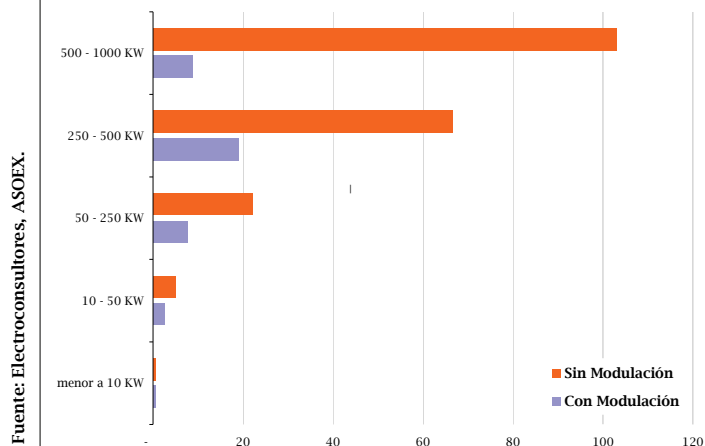
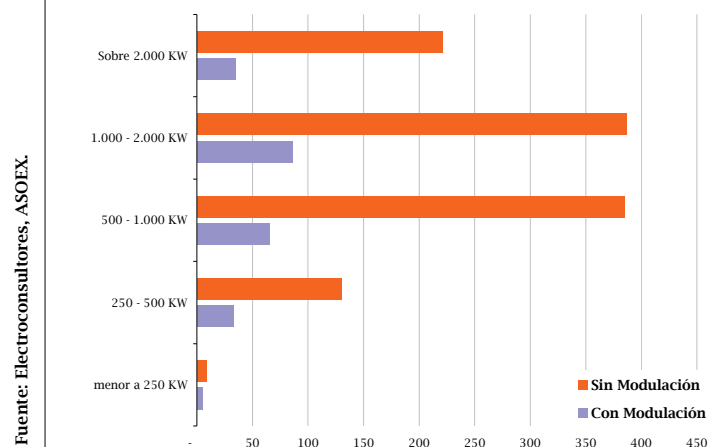


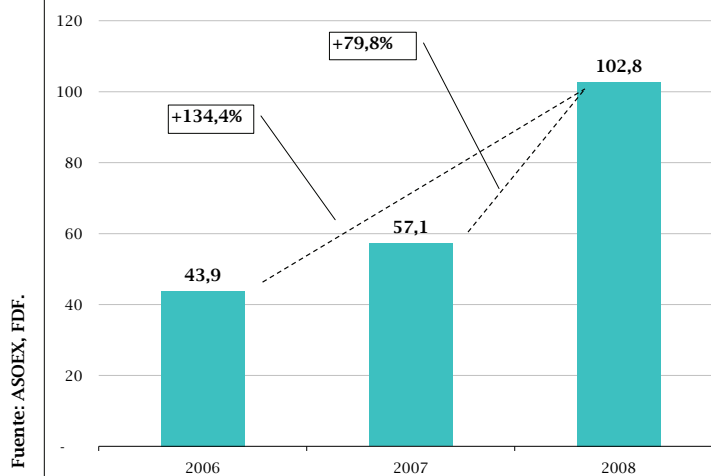
Gráfico 4.5 Simulación de Facturación Anual Dda. Máx. HP  
Inclusión de Abril con HP (MM\$)  
[PACKINGS]



Los gráficos 4.4 y 4.5 muestran que los segmentos de mayor facturación, son los que mayor impacto negativo en la eventualidad de no poder extender su actual nivel de modulación en HP a los meses de marzo y abril.

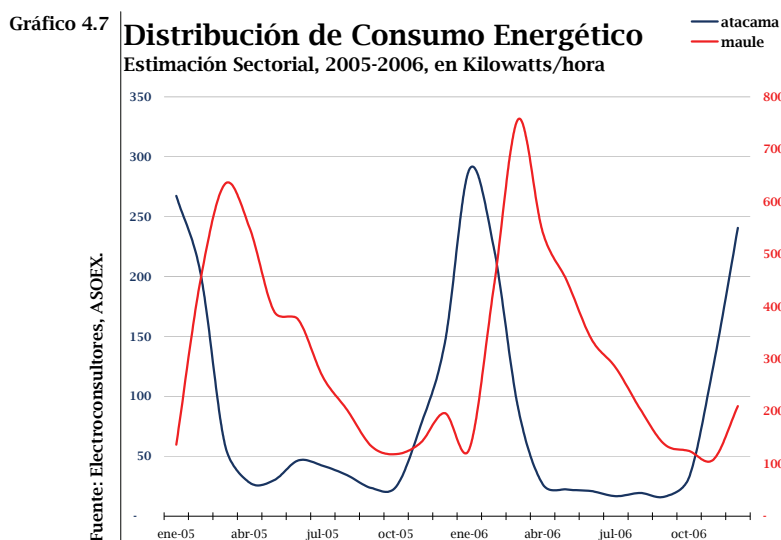
De lo anterior se deduce que para 2008, las proyecciones de alza en el costo del suministro eléctrico pasen de US\$ 43,4 millones en 2006 a 57,1 millones en 2007 (+30,3%) y de ahí a US\$ 102,8 millones en 2008 (+79,8%), como se observa en el gráfico 4.4.

Gráfico 4.6 Gasto Eléctrico Estimado en la Fruticultura  
Millones de US\$



Por lo tanto, el aumento en el costo eléctrico del sector estaría subiendo en un 134%, lo que claramente lo instala

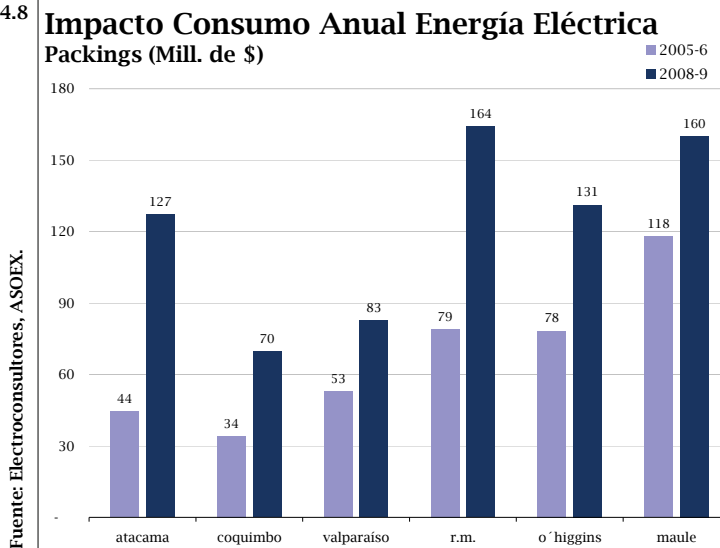
como el sector menos favorecido de la economía y quien está pagando en términos relativos, el mayor costos de la escasez energética, única y exclusivamente porque no puede descolgar su consumo del sistema eléctrico para ,remodelar su consumo debido a que está obligado a operar a su máxima capacidad en la época de cosecha estival y no dispone de capacidad de autogeneración.



Incuso más, en este escenario, quienes resultan más afectados, son aquellos productores y exportadores que están ubicados en la zona centro sur, debido a que como lo muestra el gráfico 4.7, la distribución de consumo eléctrico para los packings que están en esa zona, tienen un desfase de dos meses. De modo que mientras quienes están en la tercera región tienen su demanda máxima en enero, los de la séptima lo tienen en marzo.

*Gasto eléctrico en la fruticultura subirá 79% en 2008.*

Gráfico 4.8



Asimismo, el consumo de los años 2008 y 2009, para los packings, tendrá un impacto comparado con lo pagado en los años 2005 y 2006 que en el agregado alcanza al 80%. Pero que para los que están ubicados en la III región tendrá un alza de 185%. Para los de la IV región será de 104% y para los de la RM llegará a 107% [ver gráfico 4.8].

### Efecto del Alza en los Combustibles

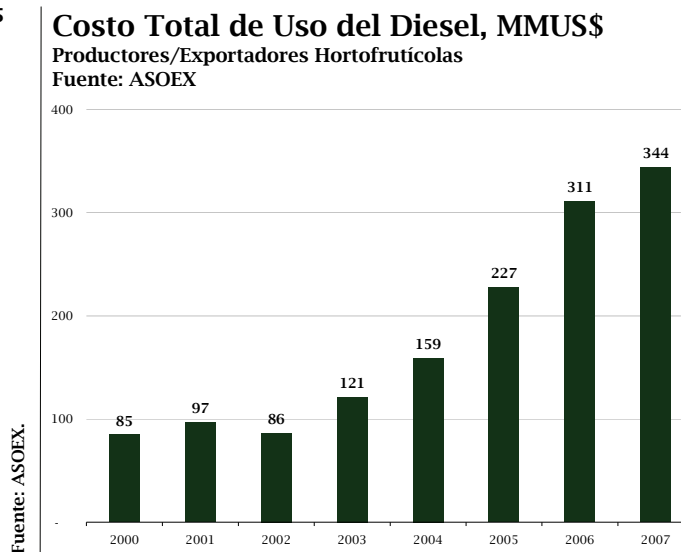
Combinando lo observado en la matriz insumo-producto el año 2003, estimada por el Banco central de Chile, y el precio interno del diesel, según lo señala el INE en su matriz de precios al productor, se obtiene que para el sector productor exportador hortofrutícola, el costo anual que el sector pagaba -directa e indirectamente- por consumo de diesel, era de US\$ 84 millones.

Pero el alza del precio internacional del petróleo que tuvo durante el primer trimestre de 2008, el precio del barril (que equivale a 158,9 litros) por encima de los US\$ 120. Es decir, el precio de un litro de petróleo ligero presentó un precio internacional en torno a los \$ 375, sin refinar, sin costo de fletes y sin impuestos.

Lo anterior se tradujo en que el sector productor exportador de frutas, elevara la incidencia de este insumo, en su matriz de costos totales de 12,3% durante el primer

trimestre del año 2000, a 17,1% en el último cuarto del año pasado.

Gráfico 4.5



Lo que finalmente se tradujo en que el sector debió desembolsar en 2007, US\$ 344 millones por este insumo. Esto significa que el gasto total en diesel que hizo este sector productivo ha tenido un alza de poco más del 300% e los últimos 7 años.

Durante 2008, el precio promedio del petróleo en el mercado de crudo ligero de Nueva York (WTI), promedió en los primeros seis meses del año, US\$ 111 por barril, es decir, un 53,5% más que el precio promedio observado en 2007. Esto significa que para el sector exportador hortofrutícola, el gasto en combustibles podría elevarse hasta una cifra cercana a los US\$ 520 millones en 2008, si es que se aplica la tasa de correlación (0,95) entre el gasto trimestral anualizado del sector y el precio promedio trimestral del barril de petróleo WTI.

**TABLA 4.3**  
**Costo Total del Diesel en Fruticultura**

	MM US\$	Var.%
2003	121	40,4%
2004	159	31,3%
2005	227	42,8%
2006	311	36,6%
2007	344	10,7%
2008p	519	50,7%

Fuente: ASOEX



Afortunadamente los US\$ 1.000 millones agregados el fondo de estabilización de los combustibles, van a permitir reducir esta alza, de modo que a fin de año, el sector exportador hortofrutícola, va a desembolsar una cantidad que debiera reajustar en torno a un 10% en 2008, en alrededor de US\$ 380 millones.

*US\$ 221 millones  
más que en 2004  
gastará la  
Fruticultura en  
insumos ligados a  
los combustibles.*

## V. Distorsiones en las Tarifas Eléctricas

*La tecnología de medición disponible permite obtener registros reales de comportamiento y de presencia en las horas de punta sin necesidad de estimarlos*

Las tarifas de electricidad que pagan la gran mayoría de las empresas en Chile, corresponden a las tarifas de distribución que el Estado fija de acuerdo a la Ley Eléctrica.

El procedimiento de fijación tiene como principio rector que las tarifas de distribución deben reflejar los costos asociados a la generación, transporte y distribución de la electricidad, para lo cual estos costos se adicionan a través de fórmulas que representan una combinación de ellos, de manera que el precio resultante del suministro, corresponda al costo de utilización por parte del usuario de los recursos, en cuanto a nivel producción, transporte y distribución.

Por otra parte, las tarifas que se expresan a través de las fórmulas, rigen por períodos de 4 años, al cabo de los cuales pueden revisarse. Esto último permite que las fórmulas, y las opciones de tarifas que resultan de ellas, puedan adaptarse a las nuevas posibilidades que ofrecen los avances tecnológicos, ajustando estos cambios al comportamiento de los consumidores.

Desde el punto de vista de los operadores, el lapso de 4 años entrega un horizonte de certidumbre respecto de las variables que determinan la evolución de las tarifas.

En cuanto a las distintas opciones de tarifas para el segmento de empresas que resultan de las fórmulas tarifarias, éstas son de baja (BT) y alta tensión (AT); horarias y no-horarias (potencia contratada), respectivamente. Como resulta bastante evidente el menú de opciones de tarifas para las empresas es muy limitado e igual característica se observa en el caso de las opciones disponibles para clientes residenciales.

*Principio Rector de la LGSE: “las tarifas de distribución deben reflejar los costos asociados a la generación, transporte y distribución de la electricidad.”*

La tarifa AT4.3 que es la que actualmente emplean en forma mayoritaria los clientes empresas tiene la siguiente conformación:

**TABLA 5.1: Fórmula de Cálculo Tarifa AT-4.3**

CARGO FIJO	UNIDAD	FÓRMULA
Cargo Único (por uso sist. troncal)	\$/cliente	CU
Energía	\$/kWh	PEAT * Pe
Dda. Máx. Suministrada	\$/kW/mes	FDPPA * CDAT
Dda. Máx. Leída en Horas de Punta	\$/kW/mes	(FNPPA*PPAT)*Pp + (FDPPA*CDAT) - (FDPPA*CDAT)

Fuente: CNE.

En donde CDAT es el costo de distribución en alta tensión, FDPPA es el Factor de coincidencia en alta tensión de las demandas consumidas fuera de las horas de punta, FNPPA es el factor de coincidencia en alta tensión de las demandas presentes en la punta del sistema, FDPPA es el Factor de coincidencia en alta tensión de las demandas presentes en la punta del sistema de distribución y PPAT es el factor de expansión de pérdidas de potencia en alta tensión, en horas de punta del sistema.

Como se ve en la Tabla 5.1, los precios de la potencia en horas fuera de punta (Demanda Máxima Suministrada) así como en horas de punta (Demanda Máxima Leída en Horas de Punta), dependen de la variable denominada CDAT (en \$/Kw-mes). La fórmula tarifaria vigente definió valores constantes para estos 4 parámetros, es decir, no cambian durante los 4 años de vigencia del respectivo decreto que las fija, lo que claramente no se condice con las opciones que ofrece la actual tecnología de medidores, ni con su costo.

Adicionalmente y por razones similares a la anterior, carece de justificación el empleo de factores de coincidencia que simulan el comportamiento de los consumidores respecto de la punta del sistema para asignarles factores de “responsabilidad”, esto porque se trata de una estimación que al permanecer fija por 4 años, asigna un valor estático que puede diferir significativamente de su comportamiento dinámico.

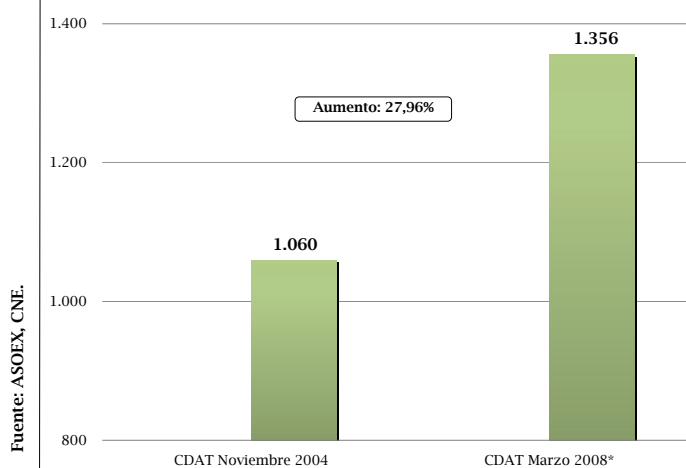
Con todo, hay que señalar con el mayor de los énfasis, que la tecnología de medición actualmente disponible permite obtener registros reales de comportamiento y de presencia en las horas de punta sin necesidad de estimarlos por la vía de los factores de coincidencia.

Respecto de los Costos de Distribución en Alta Tensión (CDAT), ellos resultan de la aplicación de la siguiente fórmula que contiene variables y parámetros:

$$CDAT = FSTCD * CDAT_0 * [(IA_1 * B + OA_1) * (IPC / IPC_0) + (IA_2 * B + OA_2) * (IPMN / IPMN_0) + (IA_3 * B * IPCu / IPCu_0) + (IA_4 * B * D / D_0)]$$

En donde, IPC es el Índice de Precios al Consumidor, IPMN es el Índice de Precios al Por Mayor Productos Nacionales, IPCu es el Índice del Precio del Cobre y D es el Índice de Productos Importados (que depende del tipo de cambio observado y la tasa arancelaria efectiva para la importación de equipos electromecánicos). El resto son todos valores constantes que permanecen fijos durante los 4 años de vigencia del decreto que fija las fórmulas tarifarias, con la excepción del factor de economía de escala que se aplica al valor de  $CDAT_0$  en cada año calendario del cuatrienio 2004-2008.

Gráfico 5.1 **Costos de Distribución**  
Alta Tensión - CDAT  
Pesos/Kw-Mes



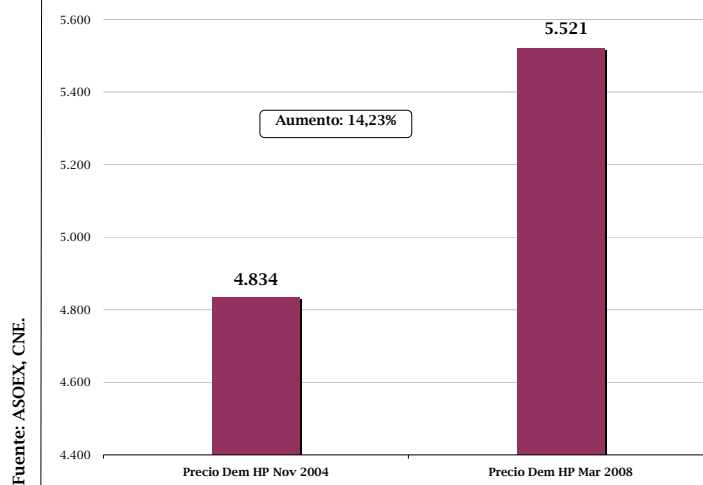
Al analizar la evolución del valor de este costo de distribución para una empresa de distribución de electricidad entre los meses de Noviembre de 2004 y

Marzo de 2008, resulta que su valor ha aumentado en un 27,96%.

Lo que a su vez explica que el precio de la potencia suministrada (fuera de horas de punta) en le caso de esa misma empresa distribuidora también haya aumentado en ese mismo 27,96%.

Por otra parte, al repetir para esa misma empresa de distribución de electricidad el ejercicio de comparar sus tarifas de potencia ahora en horas de punta vigente en Noviembre de 2004 y en Marzo de 2008, se aprecia un aumento menor de sólo 14,22%.

Gráfico 5.2 **Precio de Potencia en Horas Punta**  
Pesos/Kw-Mes



Finalmente, si se comparan los valores de los precios de nudo de la potencia en punta que subyacen a las tarifas Noviembre de 2004 y Marzo de 2008, resulta que registran un aumento de 10,22%.

**Tabla 5.2**  
Precio de Potencia en Punta. 220 KV en Nudo Quillota (\$ de cada Mes)

Nov' 2004	Nov' 2007	Var. %
3.757,256	4.141,224	10,22%

Fuente: CNE

De esta simple observación surgen, entre otras muchas, las siguientes interrogantes:

- ¿Por qué si el precio de la potencia en punta que corresponde al costo anual de expandir la capacidad del sistema para hacer frente a esa demanda ha aumentado en un 10,22%, tarifas de potencia a consumidores finales lo han hecho en 14,22% y 27,96%, respectivamente?
- ¿Por qué el costo de distribución muestra un comportamiento tan desalineado respecto del precio de la potencia?
- ¿Por qué el consumidor final paga un precio por el uso de la potencia en horas fuera de punta en circunstancias de que el bien económico es la potencia en horas de punta? En otras palabras, ¿Por qué el consumidor paga por usar la potencia cuando no es escasa y además paga un precio indexado al costo de distribución?
- ¿Cómo se explica que el precio de la potencia fuera de punta (que es cuando la potencia es relativamente más abundante) aumente más que la potencia en horas de punta que es el bien verdaderamente escaso?

Por otra parte, el cobro por el uso o consumo de la potencia está sujeto a reglas inconsistentes y obsoletas. En el caso de la potencia en horas de punta en los meses del período anual de horas de punta se cobra el consumo máximo registrado en cada uno de esos meses y en el resto de los meses que no son parte del período de horas de punta, se cobra un consumo equivalente al promedio de las dos mayores demandas máximas en horas de punta del período anual. Este precio pretende remunerar el costo anual de expansión de capacidad del sistema eléctrico pues su valor depende del precio nudo de la potencia en punta.

Respecto al cobro por el uso o consumo de la potencia en horas fuera de punta, se paga un consumo equivalente al promedio de las dos más altas demandas registradas en los últimos 12 meses, incluido el mes que se cobra. Es

decir, se trata de un promedio móvil y la potencia en horas de punta corresponde a un concepto anual.

Una pregunta casi obvia es la de si el consumidor debe pagar tarifas que reflejen la utilización de los recursos a nivel de generación y si dichos recursos son los de energía y potencia en punta, ¿por qué también la tarifa que paga incluye un cargo por potencia en horas fuera de punta? ¿No estarán acaso tales cargos duplicando los cobros por uso o consumo de potencia y sólo procedería que se pagara por la potencia en horas de punta que es el recurso que producen los generadores?

De otro lado, luego de más de 27 años desde la puesta en funcionamiento del actual sistema de tarifas y dadas las posibilidades de medición que ofrece la tecnología hoy día, no existe necesidad de estimar factores de coincidencia ni recurrir a promedios parciales en los períodos de horas de punta. Hoy es posible tener tarifas que reflejen con toda precisión el uso de los recursos de generación que los consumidores hacen a través de sus consumos y prescindir de factores, estimaciones y promedios parciales que además de ser imprecisos (por ende costosos) y estáticos, son propios de una realidad tecnológica obsoleta.

*Dada la tecnología actual de medidores, no se necesita estimar factores de coincidencia.*

## VI. Soluciones

---

### **Propuesta 1: Modernizar Opciones Tarifarias**

Modernizar las opciones de tarifas disponibles para los consumidores finales regulados de la siguiente manera:

1. Consumo de Potencia en Horas de Punta. En los meses del período anual de horas de punta se cobra el consumo máximo registrado en cada uno de esos meses. Y en el resto de los meses -que no son parte del período de horas de punta- se cobra un consumo equivalente al promedio de las mayores demandas máximas en horas de punta del período anual.
2. Consumo de Potencia en Horas Fuera de Punta. Se paga el consumo correspondiente a la demanda máxima registrada en cada mes.
3. Costo de Distribución. Se paga un cargo de distribución en función de los consumos de potencia. Es decir, asociado sólo a variables que inciden directamente en costos de distribución.
4. Definición de Período Anual de Horas de Punta. Para los meses que se definan como parte de ese período, el bloque horario comprendido entre las 18:00 hrs. y 23:00 hrs. de cada uno de esos días, excepto los días sábados, domingos, festivos y vísperas de festivos.

### **Propuesta 2: Eficiencia Energética**

Este es una de las áreas en que las políticas públicas deben promover cambios significativos de manera de lograr que la energía aplicada a diversos procesos de transformación y producción sea empleada de manera eficiente. Para ello se requiere renovación de equipos, reformular procesos de producción y mejorar instalaciones interiores de electricidad para reducir pérdidas y generación de contaminantes de las redes eléctricas. Otro tanto deberían hacer las empresas distribuidoras para reducir pérdidas en sus propias redes de distribución. La suma de estos esfuerzos podría racionalizar el consumo de electricidad en el orden de un



10% moderando las necesidades de expansión de capacidad de nuestros sistemas eléctricos de manera significativa.

1. Las renovaciones y adiciones de equipos, maquinarias y la inversión en otros activos que califiquen como eficientes serían elegibles a dos estímulos tributarios: (i) depreciación inmediata; y, (ii) a un crédito contra el impuesto a la renta de primera categoría igual al doble del que actualmente estimula las inversiones en activos fijos.
2. Remover barreras y subsidiar la contratación de mano de obra para la creación de turnos que permitan producir en las horas valle de electricidad y financiar requerimientos logísticos de su implementación (transporte, alimentación, etc.).

### **Propuesta 3: Competencia y Desarrollo de Mercados**

Para lograr comportamientos eficientes en el consumo de electricidad es indispensable promover mayor competencia y la creación de mercados. Ello requiere de acciones de la autoridad que estimulen el desarrollo de mercados en al menos dos frentes: (i) para el suministro de consumidores finales; y, (ii) para la transacción de bloques de ahorro de consumo.

Por ejemplo, en países como Perú o EE.UU., existen más de 50 tipos de tarifas distintas, para que sea el cliente, quien elija su mejor opción, a fin de optimizar su función de producción y ser lo más competitivo posible.

### **Propuesta 4: Claridad Normativa**

Las normas que regulan la tarifación y el consumo de electricidad deben estar dotadas de claridad y consistencia. Dicha claridad escasea en materias tales como la definición de períodos y horas de punta, en la relación entre éstas y los precios de nudo de la potencia en punta y el rol que en cada uno de ellas desempeñan los Centros Económicos de Despacho de Carga. Por su importancia para las decisiones de producción de muchas empresas, tales definiciones deberían hacerse a través de

un procedimiento objetivo, informado, fundado y transparente que consultara la participación de los consumidores finales y la intervención de un órgano técnico e independiente como el Panel de Expertos. De igual manera, siendo la electricidad un recurso cuya naturaleza impide su acumulación y por tanto cuya cantidad ofrecida es igual a la cantidad demandada, no se advierte razón para que las definiciones de horas de punta puedan ser unas cuando se trate de consumidores y otras distintas cuando se trate de productores.

## VII. Conclusiones

---

La fruticultura se ha visto afectada gravemente por la coyuntura energética. Tanto por el alto precio de los combustibles, como por los ajustes a las tarifas de electricidad, aplicados por la autoridad para regular el consumo y evitar el racionamiento eléctrico en el país. Pero, en este intento, se ha perjudicado seriamente a la actividad frutícola, ya que su capacidad para modular su demanda eléctrica desde los meses de punta hacia los meses fuera de punta, es demasiado limitada, debido a que no puede alterar las estacionalidad de su ciclo de producción, en donde -valga el énfasis- yace gran parte de competitividad exportadora hacia el hemisferio norte.

*Los costos totales de la fruticultura, asociados al gasto energético, se han triplicado desde 2003.*

Los mayores costos que ésta industria está teniendo que asumir por estos conceptos, se estiman para el año 2008 en torno a los US\$ 380 millones por mayor costo de combustibles y US\$ 102 millones, por mayor costo de la electricidad. El costo adicional total estimado para el sector sería de US\$ 482 millones, lo que significa sus costos se han triplicado desde 2003, cuando estos totalizaron unos US\$ 161 millones. Lo que hay que contrastar con el alza en el valor de las exportaciones de fruta fresca entre 2003 y 2007, que fue de sólo 36%.

Por su parte, las empresas en general, están teniendo que pagar un costo mayor por efecto de los mayores precios de la electricidad de más de 147% más, tomando como base de comparación los precios nudo de alto Jahuel entre 2003 y 2007.

El país como un todo está viendo mermado su dinamismo económico debido a que tiene que importar más combustibles desde el exterior. Estas importaciones alcanzaron a junio de 2008, los US\$ 14.246 millones (en doce meses). En 2003 el país importó combustibles por sólo US\$ 3.058 millones. Esto significa que si el país no hubiese tenido que aumentar sus compras de combustibles al exterior y el precio internacional del

crudo no se hubiera subido como lo ha hecho, el dinamismo económico mostrado por la economía hubiese sido mucho mayor. Lo anterior releja que la economía chilena tiene un flanco especialmente vulnerable y bastante poco blindado.

Las estimaciones de pérdida de crecimiento bordean los 4 puntos porcentuales entre 2003 y 2007.

Si el precio del petróleo alcanza un promedio anual de US\$ 100 el barril, la economía podría estar sacrificando otros 3 puntos porcentuales de crecimiento<sup>7</sup> debido a las mayores importaciones que serían necesarias para satisfacer la demanda interna de combustibles y compensar el déficit energético que atraviesa Chile.

En el sector eléctrico, las causas de estas mermas están en el alza del precio del petróleo, la casi inexistente oferta de gas natural desde Argentina y los impuestos que ese país le cobra a Chile por los envíos, a la sequía. A todo esto hay que agregar el mayor riesgo de falla del sistema, al estar operando con diesel, en lugar de gas natural.

Por su parte el sector exportador hortofrutícola está recibiendo el impacto por partida doble. Primero porque al igual que el resto de la economía esta debiendo asumir los mayores costos de los combustibles con menores ingresos por sus exportaciones. Y segundo, porque los cambios tarifarios del último tiempo lo golpean de lleno, toda vez que su capacidad para desplazar su demanda eléctrica (o auto generar energía) es casi inexistente.

Para este año se estima que el sector deberá asumir US\$ 380 millones adicionales de costos, en un escenario internacional donde los ingresos apenas alcanzar a cubrir los costos.

Las soluciones propuestas están en manos de las autoridades.

---

<sup>7</sup> Ver anexo metodológico para el cálculo.

## VIII. Anexo Metodológico

---

### Impacto Eléctrico

La Asociación de Exportadores de Chile A.G. (ASOEX) durante el año 2007, aplicó una encuesta al sector productor y exportador de frutas frescas entre la Región de Atacama y la Región de Los Lagos, con el objeto de poder analizar la situación tarifaria por una parte y tener datos acerca del perfil de las empresas del sector respecto a los consumos de energía y de la demanda energética.

Las encuestas se respondieron junto a las 24 facturas de suministro eléctrico correspondientes entre enero del año 2005 a diciembre de 2006. Estas se aplicaron a dos grupos de usuarios, Predios (o Productores frutícola) y Packings y Frigoríficos (o Exportadores).

Las encuestas aplicadas por ASOEX el año 2007, se solicitó la Identificación del Predio (Razón Social, Rut, Comuna, etc.), Datos del Suministro Eléctrico (Proveedor, Potencia Conectada, Opción Tarifaria, Tensión Suministro, Destino Principal del Suministro), Autogeneración (Grupos Generadores, Cantidad, Potencia Nominal, Tipo de Combustible, Precio referencia), Otras Fuentes de Energía, Casetas de Riego con Agua de Pozo (Cultivos, Hectáreas, N° Bombas/Motores, Consumo Total, N° Meses de Funcionamiento) y Facturas desde enero de 2005 a diciembre de 2006.

Y en el caso de las Empresas de Empaquetamiento (packings y centrales frutícolas), se solicitó la Identificación de la Instalación (Razón Social, Rut, Comuna), datos del Suministro Eléctrico (Proveedor, Potencia Conectada, Opción Tarifaria, Tensión Suministro, Destino Principal del Suministro), Autogeneración (Grupos Generadores, Cantidad, Potencia Nominal, Tipo de Combustible, Precio referencia), Otras Fuentes de Energía, Frigoríficos y Periféricos (N° de Cámaras Regulares, de Atmósfera Controlada, N° Prearios, N° de Cámaras de Fumigación, N° Túneles de Hidroenfriado; cada uno con

sus respectivas capacidades y meses de uso), Líneas de Embalaje (N° y Tipo de Líneas de Embalaje, Consumo Total, Meses de Funcionamiento)

Considerando que los datos solicitados no contemplaban antecedentes productivos, se estableció que se debería obtener los siguientes datos adicionales de los encuestados para lograr identificar estándares de producción versus consumo de energía:

A) PREDIOS: Total de Kilos Producidos (o Cosechados) por grupo de especies;

B) PACKINGS: Total de Kilos Ingresados y Total de Kilos Embalados por cada grupo de especies.

Respondieron 746 empresas socias de ASOEX, de las cuales 553 fueron predios agrícolas y 193 fueron empresas de empacamiento (packing), que cuentan con maquinaria y frigoríficos.

Los predios encuestados están ubicados entre las III y la X región, y en total abarcan una superficie frutícola plantada de 33.014 hectáreas. Para establecer su representatividad sobre la superficie frutícola total plantada en el país, se tomaron los datos de CIREN, de acuerdo al último censo agrícola de cada región. Los datos obtenidos se llevaron al año 2007, por medio de una progresión de crecimiento tomada de las que se registran en la superpie frutícola total plantada, de acuerdo al el anuario estadístico del INE, la cual entre los años 2003 y 2007, alcanza a 0,88% anual.

Ésta estimación, apunta a que en 2007 la superficie frutícola total plantada en el país era de 221.815 hectáreas, por tanto, la muestra de predios encuestada alcanza al 14,9% del total de país, lo que valida absolutamente las conclusiones de este informe, en el sentido que la muestra considerada es absolutamente representativa.

Por tanto, las estimaciones sectoriales se hicieron a base del siguiente cálculo, en donde: Costo Muestra / 14,9% = Costo Sectorial (predios).

Sobre la muestra de las Centrales Frutícolas (Packings / Frigoríficos), de acuerdo a al Catastro Frutícola (ODEPA-CIREN, Catastro Frutícola), la muestra tomada representa el 51,6 % de este tipo infraestructura a nivel nacional.

Por tanto, las estimaciones sectoriales se hicieron a base del siguiente cálculo, en donde: Costo Muestra / 51,6% = Costo Sectorial (packings).

### **Impacto en Consumo de Petróleo**

Para hacer estas estimaciones, se tomó como punto de partida, los datos de la Matriz Insumo-Producto del año 2003, publicada por el Banco Central de Chile.

De acuerdo a ésta, los costos directos e indirectos (transporte de carga, transporte de personas, fletes, etc.) alcanzó durante el primer trimestre del año 2003 a 39,8% del total de costos operacionales de la fruticultura, y a un 15,2% del costo total de producción.

Los costos de éste ítem del sector, se fueron reajustando de acuerdo al índice de precios del productor que divulga mensualmente el INE, para el ítem “precio del diesel”, por litro.

$$\text{Tal que: } PCO_0 * \text{Var.}\% \text{ P.IPP}_1 = PCO_1$$

En donde PCO es el porcentaje del costo operaciones que representa en el petróleo en la producción frutícola agregada; P.IPP es el índice de precios del petróleo al productor.

Estos reajustes (se calcularon promedios trimestrales para operar en la misma serie de tiempo) hicieron que para el último trimestre del año 2007, el costo del diesel elevara su participación en el costo operacional de la fruticultura a 52,2%, lo que significa un 17,3% del costo total de un operador promedio del sector.

El siguiente paso fue establecer los costos de producción del sector. Para esto se tomó como base el valor trimestral de las exportaciones de frutas frescas. A esta cifra se aplicó un factor de amplificación de 30%. Si esta cifra (anual) se la multiplica por 1,3, se obtiene el consumo

interno aparente, el cual permite que el consumo por habitante de fruta esté en línea con el de otros países frutícola del hemisferio sur, ajustados por el ingreso *per capita*.

Con los costos de producción validados en US\$ 2.151 millones anuales en 2007, se obtuvo que el costo total (directo e indirecto) ligado al diesel en la fruticultura que alcanzó US\$ 344 millones.

### **Impacto del Petróleo en el PIB**

Para hacer estas estimaciones se tomó el valor estimado del PIB, de acuerdo al Fondo Monetario Internacional. Para 2003 éste era de US\$ 73.990 millones y para 2007 la estimación alcanza a US\$ 160.784 millones.

Como las importaciones restan al Valor Bruto de la Producción de un país, que desde el punto de vista macro económico es igual a la demanda agregada, tal que:

$$Y = C + I + G + (X - M)$$

En donde Y es el producto, C el consumo agregado, I la inversión, G el Gasto de Gobierno, X las exportaciones y M las importaciones, la suma  $Y + M$ , revela el Valor Bruto de la Producción (VBP) de un país, para un período determinado. En este sentido, de las importaciones de combustibles de Chile alcanzaron al 3,3% del VBP en 2003. Y al 5% en 2007.

Y si se consideran las importaciones de combustibles acumuladas en doce meses, a junio de 2008, equivaldrían al 6,5% del VBP. Esto significa que las mayores toneladas importadas de petróleo, junto con el mayor precio internacional, hoy están restando al PIB, 3,18 puntos porcentuales por año.



## IX. Referencias

---

- i. Adams, R.; G. A. Kin; and W. Johnston. 1977. "Effects of energy cost increases and regional allocation policies on agricultural production." *American Journal of Agricultural Economics* 59 (3): 444-926
- ii. Banco Central de Chile. Informes de Comercio Exterior, varios números. En [www.bcentral.cl](http://www.bcentral.cl)
- iii. Banco Central de Chile. Matriz de Insumo Producto, 2003. En [www.bcentral.cl](http://www.bcentral.cl)
- iv. Centro de Despacho de Carga Eléctrica - SIC. Demanda eléctrica 2006 - 2008. En [http://www.cdec-sic.cl/datos/demanda\\_electrica.html](http://www.cdec-sic.cl/datos/demanda_electrica.html)
- v. Centro de Información de Recursos Naturales - CIREN; Catastros Frutícolas; varios años.
- vi. De Ferranti, D.; G. E. Perry; D. Lederman; W. Foster; and A. Valdes. 2005. Más allá de la Ciudad: La contribución de la economía rural al desarrollo. World Bank.
- vii. Findlay, J. S. and J. C. Combrink. 1996. "Cold chain management." pp. 79-90. En Combrink, J. C. (eds) *Integrated Management of Postharvest Quality*. INFRUITECH, Agr. Res. Council, Stellenbosch, Sudáfrica.
- viii. ODEPA. 2005. *Agricultura Chilena 21014: una perspectiva de mediano plazo*. Ministerio de Agricultura, Centro de Información Silvoagropecuaria. [www.odepa.cl](http://www.odepa.cl)
- ix. Ramsey, F. (1927). "The Pure Theory of Optimal Taxation". *The Economic Journal*.
- x. Waldman, Don E. (2004). "Two-Part Tariffs, Bundling and Tying", *Microeconomics*. Pearson Addison Wesley.

ASOCIACIÓN DE EXPORTADORES DE CHILE

Representante Legal

*Miguel Canala-Echeverría*

Edición de 2.000 ejemplares

*Septiembre 2008*

---

Esta publicación se encuentra protegida por la Ley N° 17.336 sobre Propiedad Intelectual. En consecuencia, su reproducción está prohibida sin la debida autorización de la Asociación de exportadores de Chile. Sin perjuicio de lo anterior, es lícita la reproducción de fragmentos de esta obra sierra y cuando se mencionen su fuente, título y autor.



## **Asociación de Exportadores de Chile A.G.**

Cruz del Sur 133, Piso 2  
Las Condes, Santiago - Chile  
Fono: 56-2 472 4700  
Fax: 56-2 206 4163

[asoex@asoex.cl](mailto:asoex@asoex.cl)  
[www.asoex.cl](http://www.asoex.cl)