



PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATOLICA DE CHILE  
ESCUELA DE INGENIERIA

# **GESTIÓN DE LA DEMANDA PARA EL CONTROL DE LA SEGURIDAD EN MERCADOS ELÉCTRICOS**

**FRANCISCO JOSÉ CUBILLOS PRIETO**

Memoria para optar al título de  
Ingeniero Civil Industrial, con Diploma en Ingeniería  
Eléctrica

Profesor Supervisor:  
**HUGH RUDNICK VAN DE WYNGARD**

Santiago de Chile, 2005



PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATOLICA DE CHILE  
ESCUELA DE INGENIERIA  
Departamento de Ingeniería Eléctrica

# **GESTIÓN DE LA DEMANDA PARA EL CONTROL DE LA SEGURIDAD EN MERCADOS ELÉCTRICOS**

**FRANCISCO JOSÉ CUBILLOS PRIETO**

Memoria presentada a la Comisión integrada por los profesores:

**HUGH RUDNICK VAN DE WYNGARD**

**CELSO GONZÁLEZ GUTIÉRREZ**

**JOSIP BAUMGARTNER NEBENFIR**

Para completar las exigencias del título de  
Ingeniero Civil Industrial, con Diploma en Ingeniería Eléctrica

Santiago de Chile, 2005

A mi Padre, que fue un ejemplo a seguir durante toda su vida.

## **AGRADECIMIENTOS**

Quiero agradecer a todos los que de una u otra forma colaboraron a la realización de esta memoria.

De manera particular agradezco sinceramente al Sr. Hugh Rudnick, tanto por su aporte como profesor supervisor como por su ayuda en mi formación como ingeniero y profesional. También quisiera agradecer el constante apoyo minucioso del Sr. Celso González, sin el cual este trabajo no habría podido ser concluido y a Don Josip Baumgartner por sus valiosos comentarios.

A los señores Fred Rudnick de CAP, Luis Llanos de CMPC, Pablo Cubillos de INESA, Ricardo Valenzuela de Cementos Melón y Néstor Marín de Metro S.A., por su excelente disposición a responder consultas sobre el comportamiento eléctrico de los procesos productivos de sus respectivas empresas.

A todos mis amigos y compañeros de trabajo, que estuvieron presentes de una u otra forma en la defensa de esta memoria.

A mi familia, que durante todo el proceso fue un gran apoyo, a mi madre, a mis hermanos (a) y cuñadas (o): Pablo y Livia, Pilar y Claudio, Gonzalo y Cecilia, Fernando y Loreto.

Y especialmente a Daniela, que siempre ha estado a mi lado entregándome todo su amor y cariño, en las malas, en las buenas y en “las mejores”.

## INDICE GENERAL

	Pág.
<b>AGRADECIMIENTOS</b> .....	<b>III</b>
<b>INDICE DE TABLAS</b> .....	<b>VII</b>
<b>INDICE DE FIGURAS</b> .....	<b>VIII</b>
<b>RESUMEN</b> .....	<b>X</b>
<b>ABSTRACT</b> .....	<b>XI</b>
<b>I INTRODUCCIÓN</b> .....	<b>1</b>
<b>II SISTEMA ELÉCTRICO</b> .....	<b>3</b>
2.1 MODELOS DE COORDINACIÓN .....	3
2.2 MERCADO ELÉCTRICO.....	7
2.3 CONFIABILIDAD .....	8
2.3.1 Servicios Complementarios .....	10
2.4 PROPUESTA .....	13
<b>III EXPERIENCIA INTERNACIONAL</b> .....	<b>17</b>
3.1 ARGENTINA.....	19
3.1.1 Participación en el CP (Reserva Instantánea) .....	19
3.1.2 Participación en el CP (Corto y Mediano Plazo) .....	20
3.2 UK .....	24
3.2.1 Participación en el CP .....	24
3.3 NUEVA ZELANDA .....	27
3.3.1 Participación en el CP .....	27
3.4 AUSTRALIA .....	30
3.4.1 Participación en el CP .....	30
3.4.2 Participación en el LP .....	32
3.5 ESTADOS UNIDOS.....	35
3.5.1 NY .....	35
3.5.2 New England .....	39
<b>IV PROPUESTA CONCEPTUAL</b> .....	<b>41</b>

4.1	ASPECTOS REGULATORIOS.....	41
4.1.1	Principio 1: Participación del consumidor .....	42
4.1.2	Principio 2: Flexibilidad .....	42
4.1.3	Principio 3: Obligación de servicio.....	43
4.1.4	Principio 4: Mercado Robusto .....	43
4.1.5	Principio 5: Barreras de entrada.....	43
4.1.6	Principio 6: Tecnologías de Información.....	44
4.1.7	Principio 7: Retroalimentación Adecuada .....	44
4.1.8	Principio 8: Retribución.....	44
4.1.9	Principio 9: Impacto Ambiental.....	45
4.2	DISEÑO.....	46
4.2.1	Instancias donde puede participar la demanda .....	46
4.2.2	Descripción y Beneficios de los Recursos .....	47
4.3	GESTIÓN TÉCNICA Y ECONÓMICA .....	59
4.3.1	RCM-SSBB de CP.....	59
4.3.2	RCM-SSBB de LP.....	62
4.3.3	RCM-SSCC .....	65
4.4	ORGANIZACIÓN PROPUESTA .....	79
4.4.1	Logística .....	81
<b>V</b>	<b>APLICACIÓN EN CHILE.....</b>	<b>83</b>
5.1	DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA CHILENO .....	83
5.2	OPERADOR DEL SISTEMA (CDEC).....	85
5.3	CRITERIO DE SEGURIDAD ASUMIDO EN EL SIC .....	87
5.4	CRITERIO DE SEGURIDAD ASUMIDO EN EL SING .....	90
5.5	TIPOS DE CONSUMIDORES.....	92
5.6	APORTE ACTUAL DE LOS CONSUMIDORES.....	96
5.7	ENCUESTA INFORMAL .....	101
5.7.1	Tipos de consumos que pueden ser desconectados.....	102
5.7.2	Uso de generadores de respaldo.....	103
5.7.3	Modulación del consumo .....	103
5.7.4	Acuerdos bilaterales.....	104
5.7.5	Conocimiento del sector eléctrico.....	104
5.8	PROPUESTA DE LA PARTICIPACIÓN DEL CONSUMO EN CHILE.....	105

5.8.1 Aspectos generales.....	105
5.8.2 Aspectos específicos de organización y gestión .....	106
5.8.3 Aspectos económicos y tarifarios .....	109
5.8.4 Aspectos regulatorios.....	111
5.9 MODIFICACIÓN A LA LEY ELÉCTRICA .....	111
<b>VI CONCLUSIONES.....</b>	<b>114</b>
<b>BIBLIOGRAFIA.....</b>	<b>119</b>
<b>A N E X O S.....</b>	<b>122</b>
<b>ANEXO A : ENCUESTA REALIZADA A LOS CONSUMIDORES CHILENOS.....</b>	<b>123</b>

## INDICE DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1: Descripción de los servicios complementarios .....	12
Tabla 2: Reservas de corto y mediano plazo.....	21
Tabla 3: Tabla resumen de beneficios.....	50
Tabla 4: Tabla resumen de beneficios.....	52
Tabla 5: Descripción de los servicios complementarios que pueden ser provistos por la demanda .....	55
Tabla 6: Tabla resumen de beneficios.....	58
Tabla 7: Capacidad de participación por tipo de consumo .....	59
Tabla 8: Capacidad de participación por tipo de consumo .....	62
Tabla 9: Capacidad de participación por tipo de consumo .....	65
Tabla 10: Resumen para distintos costos de falla .....	74
Tabla 11: Características de los sistemas chilenos.....	84
Tabla 12: Características de la generación.....	85
Tabla 13: Ventas .....	93
Tabla 14: Distribución de Energía Eléctrica por cliente (GWh).....	93
Tabla 15: Distribución de Energía Eléctrica por cliente (%) .....	93
Tabla 16: Distribución de Energía Eléctrica por consumo industrial (GWh).....	94
Tabla 17: Capacidad de participación por tipo de consumo en Chile.....	94
Tabla 18: Capacidad de participación por tipo de consumo en Chile.....	95
Tabla 19: Capacidad de participación por tipo de consumo en Chile.....	95
Tabla 20: Resumen del aporte de los consumidores .....	116



## INDICE DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1: Actividades básicas de un sistema eléctrico .....	1
Figura 2: Modelo verticalmente integrado .....	3
Figura 3: Objetivo Principal de la Desregulación .....	4
Figura 4: Tipos de desagregaciones que tuvieron lugar en la desregulación .....	4
Figura 5: Modelo Poolco .....	6
Figura 6: Modelo ISO-PX .....	6
Figura 7: Descomposición Mercado Eléctrico .....	8
Figura 8: Descomposición de confiabilidad .....	9
Figura 9: Criterios estándares de servicios complementarios .....	11
Figura 10: Descomposición de Servicios Complementarios .....	11
Figura 11: Resumen del rol de los servicios complementarios .....	12
Figura 12: Mercado existente en la era de la empresa verticalmente integrada .....	13
Figura 13: Mercado competitivo de primera generación .....	14
Figura 14: Alternativa de diseño de mercado .....	15
Figura 15: Mercados Eléctricos de Nueva York .....	36
Figura 16: Características de los programas .....	36
Figura 17: Generación y consumo (con y sin elasticidad) hipotético .....	48
Figura 18: Frecuencia del sistema ante una contingencia .....	53
Figura 19: Reservas del sistema .....	54
Figura 20: Tiempos de ejecución y duración de los servicios complementarios que pueden ser provistos por la demanda .....	56
Figura 21: Equilibrio teórico para una correcta confiabilidad del sistema .....	70
Figura 22: Solución al problema expuesto anteriormente .....	80

Figura 23: Organización propuesta para el mercado eléctrico.....	81
Figura 24: Demanda maxima año 2003 .....	97
Figura 25: Bloques de desprendimiento de carga activa (Fuente CDEC) .....	98
Figura 26: Bloques de desprendimiento de carga reactiva (Fuente CDEC) .....	99
Figura 27: Implementación de DAC entre el CDEC y Chilectra.....	100
Figura 28: Maneras en que los consumidores pueden aportar recursos.....	108

## RESUMEN

El objetivo principal del presente estudio, es proponer una mayor participación de la demanda en el mercado eléctrico chileno para brindar servicios de confiabilidad al sistema. En Chile, la confiabilidad del sistema ha sido llevada a cabo formalmente solo por recursos provenientes de la generación y transporte, dejando de lado a los consumidores. Sin embargo, si las reglas del mercado son tecnológicamente neutras (i.e. están centradas en que las cosas se hagan y no como se hagan), el consumo puede estar capacitado para ser un agente activo del sistema.

La participación de la demanda, ocurre cuando los consumidores cambian el uso de energía en respuesta a señales específicas, ya sea del mercado básico o complementario. Dependiendo del tipo de señal a la cual responde, se puede clasificar su participación en dos grandes grupos de recursos:

- Recursos de Consumo para el Mercado Básico (RCM-SSBB): responden principalmente a los precios de la energía y potencia.
- Recursos de Consumo para el Mercado de Servicios Complementarios (RCM-SSCC): ayudan a la operación del sistema, tanto en condiciones normales como de contingencia.

Esta participación de la demanda representa beneficios tanto para el sistema (al aumentar la confiabilidad de éste) como para el consumidor (al tener una retribución económica).

Dependiendo del tipo de recurso aportado por la demanda es su modalidad de pago. Los RCM-SSBB por lo general, no tendrían otro pago que no sea la propia reducción que experimentan los consumidores al no usar energía del sistema. Los RCM-SSCC en cambio, tienen asociado un costo fijo por disponibilidad (pagado por los consumidores que no aportan recursos) y un costo variable por uso (pagado por los generadores y transportistas).

Con la ley eléctrica 19.940, promulgada en Marzo de 2004, se da un primer paso al obligar a los “clientes no sometidos a regulación de precios” de brindar recursos de confiabilidad. Sin embargo no basta con obligar, hay que incentivar. Ya que es en este instante, en que recién se esta regulando sobre el tema, que se le debe sacar el máximo provecho a la participación de la demanda.

## **ABSTRACT**

This study proposes a bigger participation of demand in the Chilean electric market to ensure the reliability of the system. In Chile, the reliability of the system has been held formally only by resources from generation and transport, leaving the consumers aside. But, if the market rules are technology neutral (i.e., they focus on the function to be performed and not on how that function is done), customer loads could become an active agent of the system.

Demand participation occurs when consumers modify or shift their use of energy in response to specific market signals (from the energy or ancillary service market). Depending on the kind of signal, the participation can be split in two big groups of resources:

- Demand Resources for the Basic Market (RCM-SSBB): respond to prices of energy and power.
- Demand Resources for the Ancillary Services Market (RCM-SSCC): helps the operation of the system, in normal and contingency periods.

This participation represents benefits for the system (by increasing its reliability) and for the consumer (by having an economic retribution).

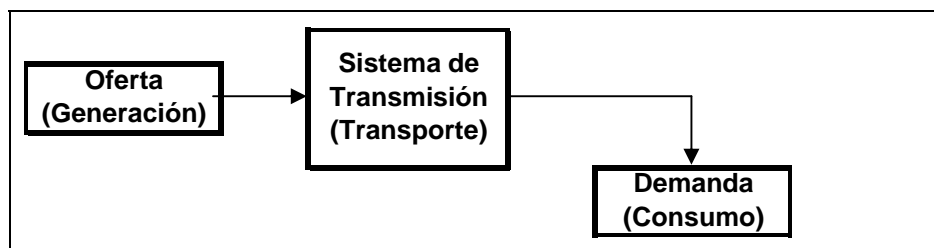
The modality of payment depends on the type of resource contributed by demand. Generally, the RCM-SSBB should not have another incentive than the reduction of the cost which the consumers experience when not using energy from system. The RCM-SSCC however, has a fixed cost by availability (paid by the consumers who do not contribute resources) and a variable cost by use (paid by the generators and carriers).

With the electric law (Law 19.940, March 2004) the government gives a first step by obliging “consumers not accessing regulated prices” to contribute reliability resources to the system. But obliging is not enough, you have to give incentives. It is in this moment, when the regulatory changes are happening, that the industry must take as much advantage as possible to assure the participation of demand.

## I INTRODUCCIÓN

En un sistema eléctrico, se pueden distinguir tres tipos de actividades básicas (Figura 1):

1. Oferta: Generación / Producción
2. Demanda: Consumo
3. Sistema de Transmisión: Transporte



**Figura 1: Actividades básicas de un sistema eléctrico**

La generación representa la oferta de energía eléctrica y los agentes que llevan a cabo esta actividad pueden ser clasificados como:

- Generadores
- Autogeneradores y Cogeneradores que venden excedentes

El consumo representa la demanda de energía eléctrica y puede ser clasificado según su tipo de consumo en:

- Industriales
- Comerciales
- Residenciales

Finalmente, la actividad de transporte, que tiene como finalidad el servicio de transmisión de la energía eléctrica a todos los usuarios de la red; se puede clasificar en:

- Transmisión
- Distribución
- Transformación
- Compensación

A diferencia de muchos sistemas de grandes infraestructuras (e.g. centros de tráfico aéreo, tuberías de gas natural y compañías telefónicas), los sistemas eléctricos tienen dos únicas características:

- La necesidad de un continuo y casi instantáneo balance entre la oferta y demanda, que además debe ser consistente con las restricciones de transmisión.
- La red de transmisión es principalmente pasiva, con muy pocas “válvulas de control” o “bombas de aumento de presión”.

Para poder ajustar la oferta con la demanda segundo a segundo, se requiere de un monitoreo continuo del consumo, de la generación y del sistema de transmisión. Por lo que se requieren adecuados sistemas de medición y comunicación, equipamientos de control y un correcto análisis de los datos.

Por lo general, el equilibrio oferta-demanda de un sistema eléctrico ha sido llevado a cabo gracias a los recursos provenientes de la oferta, dejando de lado la participación de la demanda. En el presente informe, se propone que los recursos provenientes de la demanda no deben por qué ser ignorados, ya que también pueden jugar un rol fundamental en la operación del sistema eléctrico.

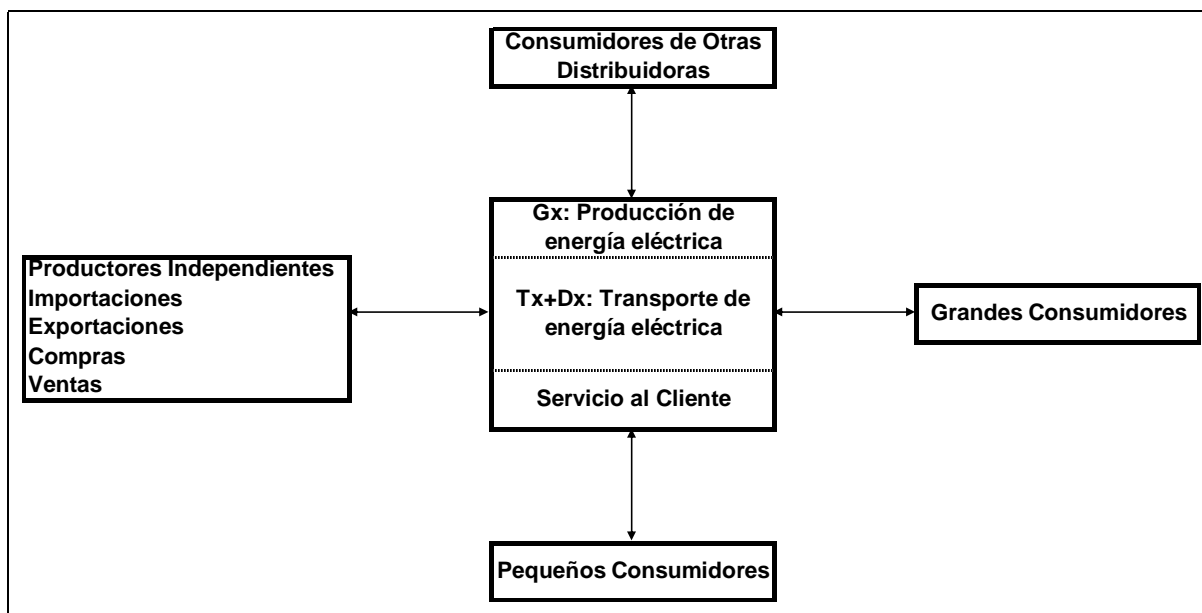
En el siguiente punto, se describe en detalle las características de un sistema eléctrico y como ha sido su evolución a lo largo de las décadas. Para luego explicar en que sector de éste, cabe la participación de la demanda.

## II SISTEMA ELÉCTRICO

Para que las tres actividades básicas de un sistema eléctrico (generación, transporte y consumo) puedan estar en correcta armonía. Es decir, que exista un equilibrio entre la oferta y demanda (en todo momento), distintos modelos de coordinación se han empleado en el mundo entero. Entre los que destacan el modelo verticalmente integrado y los modelos desarrollados luego de la desregulación eléctrica (e.g. PoolCo e ISO-PX), los cuales se explican a continuación.

### 2.1 Modelos de Coordinación

En el modelo verticalmente integrado, una sola compañía se encargaba de toda la cadena productiva. Desde generar hasta distribuir la electricidad a los consumidores finales, como se puede apreciar en la Figura 2.



**Figura 2: Modelo verticalmente integrado**

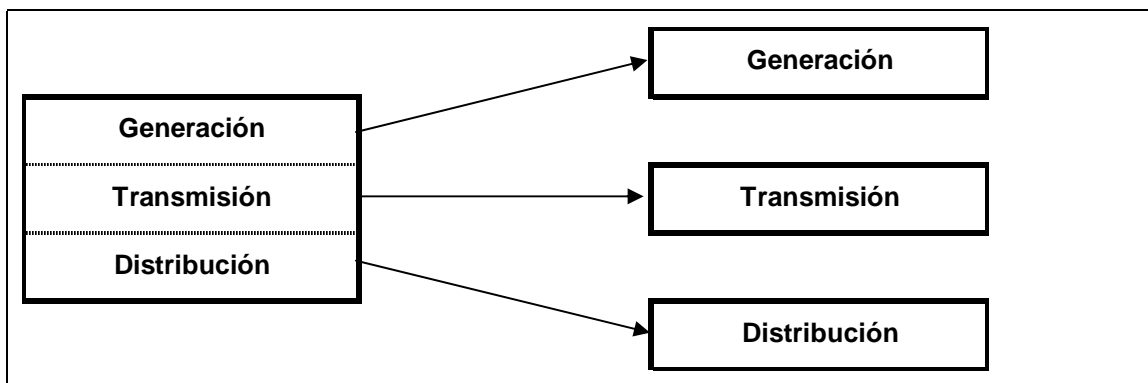
Tradicionalmente, las entidades integradas verticalmente manejaban el balance de energía entre la oferta y la demanda despachando sus propias unidades generadoras así como ajustando la configuración de los transformadores y prendiendo y apagando interruptores en sus propias líneas de transmisión.

Este tipo de compañías eran por lo general gubernamentales, de servicio público y tenían obligación de servicio.

Este esquema de coordinación fue utilizado por muchos países hasta fines de los 80 y principios de los 90. Para ese entonces, la tendencia creciente a implementar

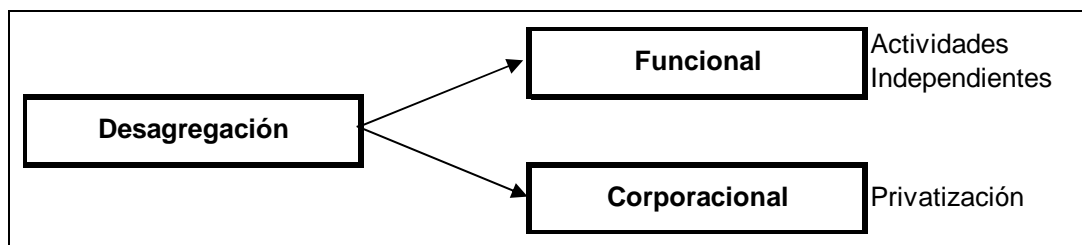
economías abiertas, así como acuerdos comerciales regionales crearon nuevas condiciones de estímulo económico para el sector. Muchas de las entidades eléctricas alrededor del mundo, se vieron forzadas a cambiar su manera de hacer negocios, y pasaron de un sistema verticalmente integrado a un modelo de negocio abierto y competitivo. A este cambio en la estructura del sistema se le conoce como la desregulación del sistema eléctrico.

El objetivo principal de esta desregulación fue de marcar una clara separación entre la producción, transporte y venta de energía con el fin de incentivar la inversión entre los principales agentes. Por lo que los procesos que antes estaban verticalmente integrados (generación, transmisión y distribución), fueron separados en actividades independientes, como lo muestra la Figura 3.



**Figura 3: Objetivo Principal de la Desregulación**

Además de esta desagregación funcional del sistema eléctrico, se requirió de una desagregación corporacional (Figura 4). Se comenzaron a privatizar muchas de las empresas estatales existentes. Para ello, se tuvieron que introducir incentivos económicos en cada una de estas tres áreas, que ahora eran independientes. Es decir, se buscaron desarrollar mercados competitivos donde pudieran existir y donde no, se aplicó un marco regulatorio (emulando una competencia perfecta).



**Figura 4: Tipos de desagregaciones que tuvieron lugar en la desregulación**



Como el sector de la generación presenta un gran número de participantes, la interacción entre todos los generadores se asemeja bastante a una condición de competencia perfecta, por lo que es en este sector donde la participación de los privados ha predominado. La transmisión en cambio, al tener un grado significativo de economías de escala, era natural para este sector convertirse en un monopolio. Por lo que en muchos casos, este sector ha quedado en el poder del estado o bien bajo una regulación por parte de éste. Finalmente, la distribución, al poseer economías de ámbito o densidad, ha sido manejada por privados, pero fuertemente regulada.

Debido a este nuevo esquema de funcionamiento, dos nuevos agentes entraron en acción: el “operador del sistema” y el “operador del mercado”. Dado que en esta nueva organización una sola empresa ya no está a cargo de toda la cadena productiva, sino que ahora esta en manos de diversos agentes independientes, la creación de una entidad encargada de operar el sistema de forma eficiente era fundamental desde el punto de vista técnico y económico. Es así como nace el operador del sistema (ISO – Independent System Operator), que tiene la principal misión de coordinar el balance de energía del sistema. El ISO tiene como misión asegurar tanto la oferta (generación) como la demanda (consumo) estén en un correcto equilibrio tanto en instancias de operaciones normales, como en situaciones de emergencia; gestionando para ello diversos recursos de control, protección y apoyo, hoy conocidos como servicios complementarios.

A su vez, la desagregación funcional y corporacional de los procesos dio lugar a la creación de un mercado eléctrico (que antes no existía), donde todos los agentes ahora podían transar la energía mediante contratos tanto de corto como largo plazo. Por ello, la creación de un operador del mercado, encargado de coordinar las transacciones económicas entre los distintos agentes del sistema eléctrico, buscando un correcto equilibrio entre la oferta y demanda en todo momento, era primordial.

Lo anterior, da lugar a nuevas estructuras organizacionales del sistema eléctrico, donde el modelo Pool-Co e ISO-PX, que se presentan en la Figura 5 y Figura 6 respectivamente, son los más empleados y conocidos.

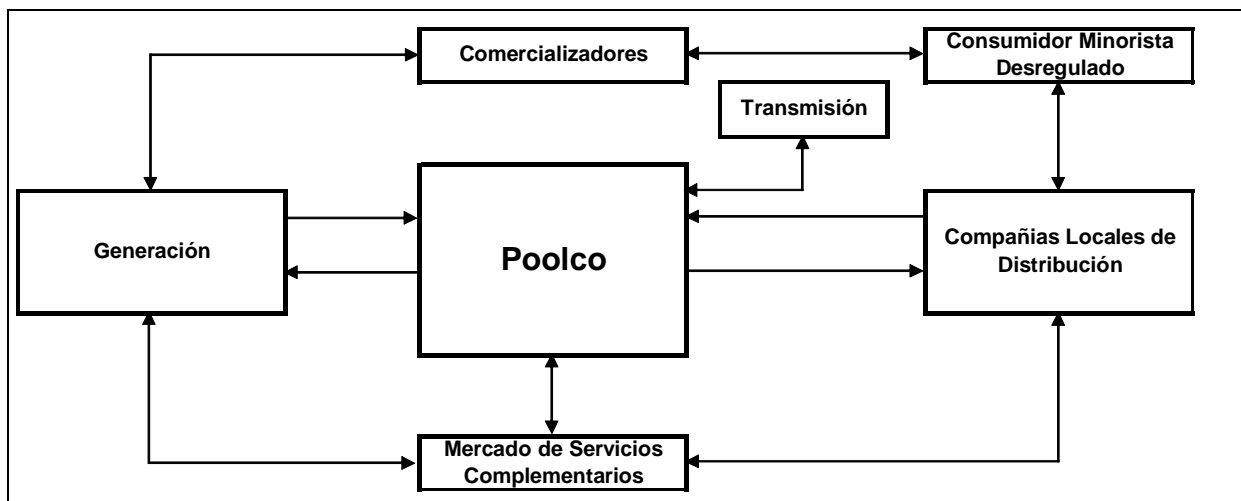


Figura 5: Modelo Poolco

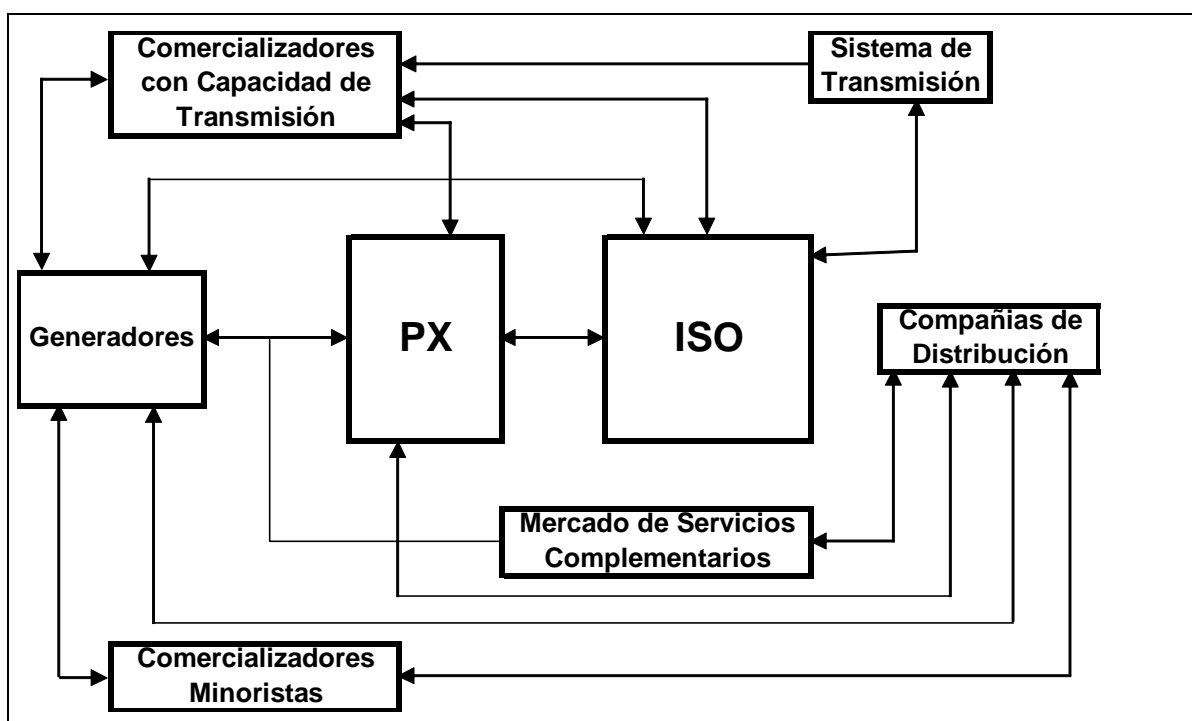


Figura 6: Modelo ISO-PX

De los países pioneros en aplicar los primeros cambios en la desregulación se encuentran muchos de los países de América Latina; entre los que destacan Chile en el año 1982, Argentina, Perú, Colombia y Bolivia a principios de los 90. Estados Unidos, Australia, Nueva Zelanda, el Reino Unido, Noruega y otros países europeos también fueron cambiando su estructuración en los 90.

Brevemente, esta regulación buscó implementar condiciones de eficiencia económica y técnica, mediante el desarrollo de recursos energéticos de menor costo,

una mejor disponibilidad y confiabilidad de suministro y una mayor eficiencia en el uso de los recursos. Por otro lado, se buscaba desvincular al estado de este sistema, mediante la privatización de las compañías gubernamentales; el estado, a lo más, estaría presente en la regulación de monopolios y realizando planificaciones indicativas.

Con todo esto, se buscaba desarrollar mercados competitivos donde pudieran existir. O bien, se regularían (emulando una competencia perfecta) cuando la competencia no fuera posible debido a las características monopólicas presentes. Todo esto para que al consumidor le llegue un mejor servicio y a una menor tarifa.

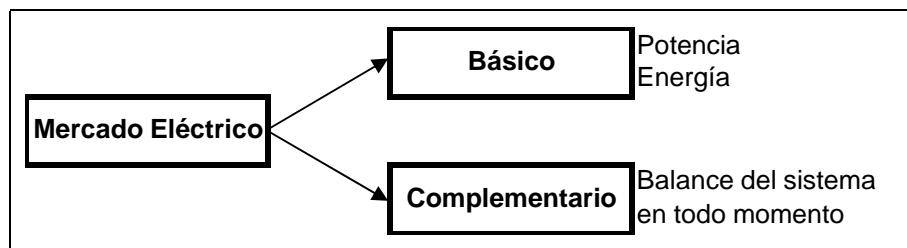
Como se puede apreciar, en este nuevo orden de la industria, el cliente (o sea la demanda) en ningún caso fue visto como un agente activo en la operación del sistema. Su única participación estaba dada en la compra de energía y potencia en el mercado eléctrico, teniendo una leve sensibilidad al precio.

El siguiente punto, explica en mayor detalle en que consiste este nuevo mercado eléctrico y cuales son las medidas necesarias que se han tomado para su correcto funcionamiento.

## **2.2 Mercado Eléctrico**

En esta nueva organización de la industria eléctrica, se creó un mercado eléctrico en el cual se realizan transacciones económicas y se establecen compromisos (deudor-acreedor) entre los distintos agentes del sistema eléctrico, con el fin de buscar un correcto equilibrio entre la oferta y demanda en todo momento. Estos compromisos tienen relación tanto con la venta de energía y potencia, servicios complementarios, peajes de transporte, etc.

En general, este mercado eléctrico se suele descomponer en dos grandes áreas funcionales (Figura 7), el mercado básico (o primario) y el mercado complementario (o secundario). El mercado básico, involucra las transacciones de energía y potencia; mientras que el mercado complementario, involucra la gestión de servicios de apoyo y respaldo al mercado básico con el fin de que este sea factible técnicamente.



**Figura 7: Descomposición Mercado Eléctrico**

Los requisitos del mercado básico apuntan simplemente a calzar oferta y demanda en un contexto de normalidad y previsibilidad, requisitos que resultan básicos y comunes a cualquier sistema eléctrico, y que resultan mínimos para definir la actividad comercial del mercado eléctrico. En general, este mercado está gestionado por el operador del mercado.

Los requisitos del mercado complementario apuntan no solamente a calzar la oferta con la demanda en un contexto de normalidad, sino que también en un contexto de contingencia e imprevisibilidad, con el fin de estar resguardado ante posibles cambios repentinos y no programados tanto por la oferta, como por la demanda o falla de cualquier elemento de la red. Debido a la incertidumbre propia de cada sistema eléctrico, su valoración depende del sistema en el que se inserta y a diferencia del mercado básico, este mercado es gestionado por el operador del sistema.

Dado que en el esquema verticalmente integrado, la propia empresa manejaba el balance tanto en el corto como largo plazo entre oferta y demanda, asegurando de cierto modo el suministro. Con la liberación de la industria, esta labor no ha sido trivial de asignar por lo que ha sido necesario establecer y definir parámetros de confiabilidad para asegurar el suministro de energía eléctrica, mediante un marco básico o de desempeño mínimo de confiabilidad. Es éste último concepto, fundamental dentro de la gestión de la industria, por cuanto aún representa un tema controversial para muchos sistemas.

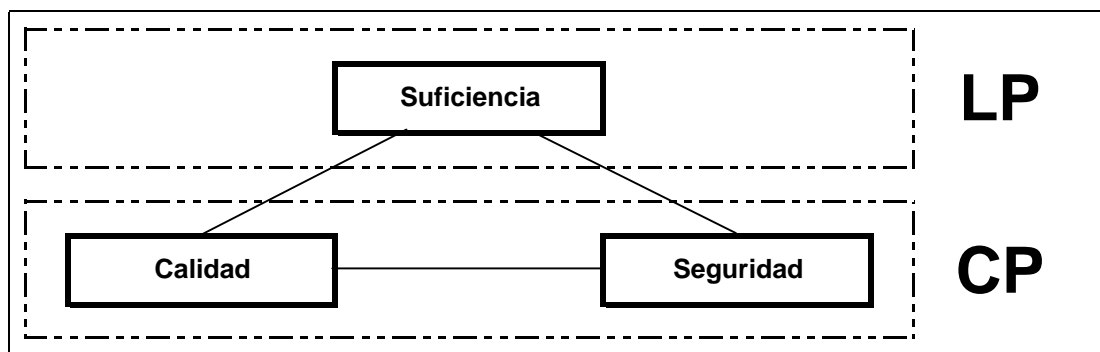
### **2.3 Confiabilidad**

El concepto de confiabilidad, permite evaluar el desempeño de un sistema eléctrico a través de diversos atributos que permiten garantizar el suministro en el corto y largo plazo. Estos atributos son la suficiencia, seguridad y calidad, los cuales corresponden a conceptos distintos, aunque necesariamente relacionados entre sí, por cuanto en conjunto, permiten caracterizar el desempeño del sistema eléctrico.

- La **suficiencia** esta definida como la habilidad del sistema para poder suministrar los requerimientos de potencia y energía a los consumidores todo el tiempo. Es decir, deben haber suficientes recursos disponibles para poder suministrar las necesidades proyectadas de los consumidores.
- La **seguridad** es la habilidad del sistema de poder evadir y soportar disturbios repentinos. Es decir, se deben tomar las acciones adecuadas para asegurar que ante cualquier contingencia, el sistema permanecerá intacto o bien, su daño o perjuicio será controlado.
- Por último, la **calidad** es la capacidad del sistema de entregar el servicio eléctrico con los estándares aceptados y que exista un correcto balance entre la oferta y demanda.

El conseguir niveles aceptables de confiabilidad en el sistema eléctrico, es un objetivo deseado tanto por el regulador como por los consumidores, y también por los inversionistas, en cuanto los ingresos percibidos sean acordes a los niveles de confiabilidad exigidos o permitidos.

En la Figura 8 se puede apreciar un diagrama que relaciona las distintas componentes de confiabilidad con el horizonte de tiempo.



**Figura 8: Descomposición de confiabilidad**

La suficiencia está determinada por la cantidad de instalaciones y recursos disponibles para abastecer a la demanda en un período de tiempo determinado y tiene relación con el **largo plazo** del sistema. El sistema debe estar lo suficientemente planificado para poder abastecer a toda la comunidad, con cierta holgura y durante un cierto período de tiempo. Los cambios que ocurren en el sistema día a día no afectan a la suficiencia de éste (e.g. aumentos leves de demanda, reparación de centrales generadoras, caídas de líneas de transmisión, etc). En cambio, si no se efectúan nuevas inversiones (e.g. en el sistema de transmisión o en el parque generador) para abastecer

los aumentos futuros de demanda, el sistema se vería en serios problemas de abastecimiento ante falta de equipamiento.

Por otro lado, el suministro eléctrico, también debe contar con una serie de atributos y propiedades en el **corto plazo** que se refieren tanto a la calidad como a la seguridad del sistema.

En cuanto a la calidad, esta se puede desglosar en tres atributos (producto, suministro y servicio comercial):

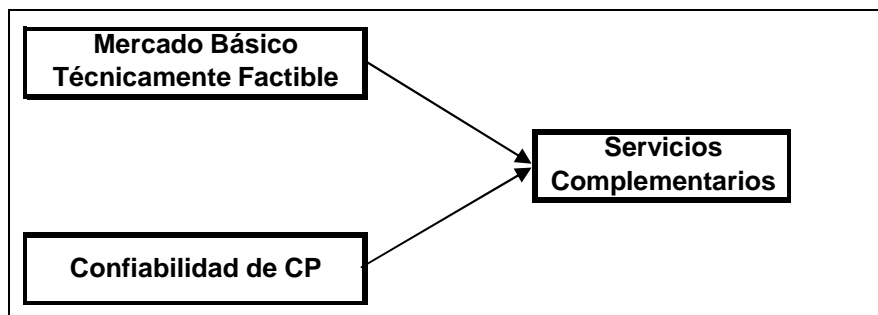
- **Calidad del Producto:** se relaciona con la magnitud, frecuencia y contaminación de la tensión instantánea de suministro y otros.
- **Calidad del Suministro:** se relaciona la frecuencia, profundidad y duración de las interrupciones de suministro.
- **Calidad de Servicio Comercial:** se relaciona con la atención comercial entregada, caracterizada por plazos de reconexión de interrupciones, información entregada al cliente, puntualidad en el envío de boletas o facturas, atención de nuevos suministros y otros.

Finalmente, la seguridad del sistema tiene relación con que exista un correcto equilibrio entre la oferta y demanda en todo momento, tanto en condiciones normales como de contingencia. Por ello, ante una condición de abastecimiento dada, el sistema debe ser capaz de soportar distintos tipos de perturbaciones mediante el manejo de un conjunto de recursos técnicos y operacionales. Es en este contexto, donde subyacen diversos criterios de operación, tales como el “Criterio N-1” (tanto para generación como para transmisión) o “Reserva en Giro” mayor o igual a la unidad de mayor tamaño operando en el sistema de generación.

Es en la seguridad del sistema donde los servicios complementarios juegan un rol fundamental, que es el punto que se describe a continuación.

### **2.3.1 Servicios Complementarios**

Para poder lograr un correcto equilibrio entre la oferta y demanda del sistema eléctrico en todo momento, con el fin de que el mercado básico sea técnicamente factible, y que cumpla con los requerimientos necesarios de confiabilidad de corto plazo (seguridad y calidad), es necesaria la implementación y gestión de servicios complementarios (SS.CC.), tal como lo muestra la Figura 9.



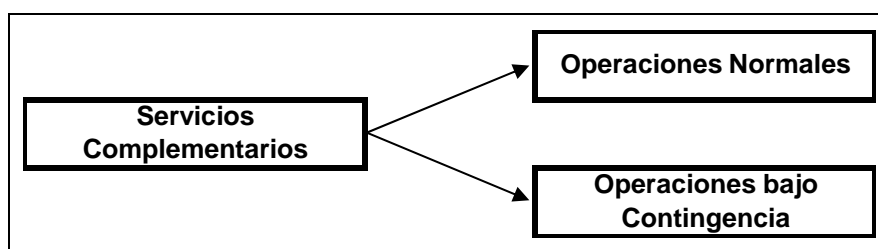
**Figura 9: Criterios estándares de servicios complementarios**

Los SS.CC. son recursos de oferta activa y reactiva disponibles en las instalaciones del sistema eléctrico que permiten mantener el equilibrio entre oferta y demanda, tanto en condiciones normales como ante perturbaciones, necesarios para llevar a cabo las transacciones físicas entre los distintos agentes y cumplir con las condiciones básicas de seguridad.

Los servicios complementarios pueden ser agrupados en dos grandes grupos de reservas (Figura 10):

- Reservas que operan bajo condiciones normales
- Reservas que operan bajo contingencias

Las reservas utilizadas en operaciones normales tienen relación con corregir pequeños desbalances de energía entre la oferta y la demanda en el transcurso normal de la operación del sistema. Las reservas de contingencia en cambio, solo son utilizadas cuando un desbalance mayor ocurre, como puede ser el caso de la caída de una línea de transmisión, la pérdida de un generador, un cambio repentino en el consumo o ante un colapso mayor del sistema.



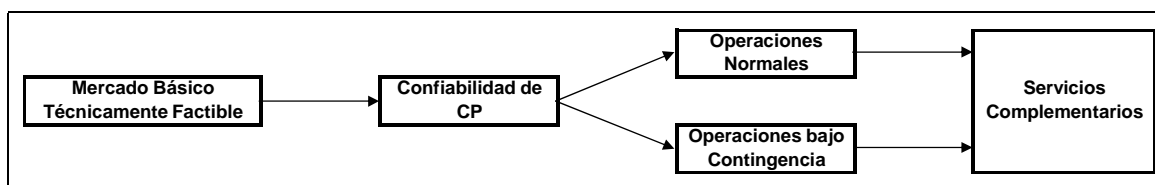
**Figura 10: Descomposición de Servicios Complementarios**

En la Tabla 1 se describen brevemente los servicios complementarios más comunes presentes en un sistema eléctrico [Hirst & Kirby, 1998].

**Tabla 1: Descripción de los servicios complementarios<sup>1</sup>**

Servicio Complementario	Operación	Descripción	Escala de Tiempo
Suministro de Reactivos y Control de Voltaje	Normal	Inyección y absorción de potencia reactiva por parte de los generadores para controlar los voltajes de transmisión.	Segundos a horas
Regulación	Normal	Mantenimiento minuto a minuto del balance entre generación y consumo	Cerca de 1 minuto
Seguimiento de carga	Normal	Mantenimiento hora a hora del balance entre generación y consumo	10 minutos a horas
Balance de energía	Normal	Respaldo ante discrepancias entre transacciones programadas y actuales	Hora a hora
Reserva en giro	Contingencia	Respuesta inmediata ante contingencias y desvíos de frecuencia	Segundos a menos de 10 minutos
Reserva suplementaria	Contingencia	Respuesta a restaurar el balance entre generación y consumo dentro de X minutos luego de la contingencia. A diferencia de la reserva en giro, su disponibilidad no requiere de acción inmediata.	Menos de 10 minutos
Suministro de respaldo	Contingencia	Plan del consumidor para restaurar las reservas de contingencia del sistema dentro de 30 min. en caso de que el suministro primario del consumidor esta deshabilitado.	30 a 60 minutos
Partida Autónoma	Contingencia	Capacidad para comenzar la generación y restituir la totalidad, o gran parte del sistema eléctrico, después de un colapso generalizado.	Cuando ocurre una contingencia

A modo de resumen, el mercado básico requiere de un marco de confiabilidad de corto plazo (seguridad y calidad) que permita asegurar una factibilidad técnica. Para ello, el sistema debe estar resguardado ante pequeños desbalances producto de las operaciones normales y también ante ciertas contingencias. Es en este contexto donde los servicios complementarios juegan un rol fundamental (Figura 11).

**Figura 11: Resumen del rol de los servicios complementarios**

Cabe destacar que la definición de los servicios complementarios puede cambiar notablemente de un sistema a otro, pero siempre tendrán la misma finalidad:

<sup>1</sup> En cuanto a la reserva suplementaria, el tiempo necesario para restaurar el balance entre la generación y el consumo (X), depende de cada sistema eléctrico y sus tiempos deben ser especificados por el operador del sistema. En muchos casos bordea los 10 minutos.



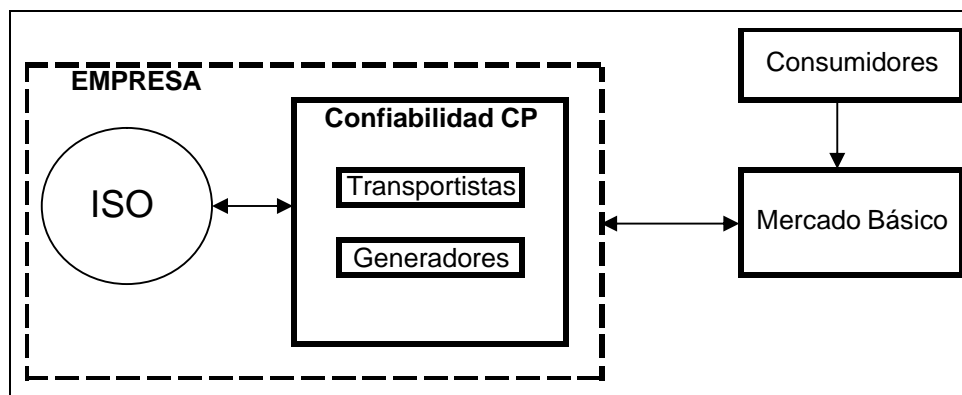
preservar la seguridad y calidad del sistema eléctrico en todo momento y en general, es posible afirmar que:

- Existen servicios para operaciones normales y para operaciones bajo contingencia.
- Cada sistema debe definir sus propios servicios, según sean sus características y necesidades.

En el siguiente punto, se hace una introducción de cómo la demanda puede participar en este marco de confiabilidad como un agente activo.

## 2.4 Propuesta

Tal cual se ha señalado, las entidades integradas verticalmente manejaban la confiabilidad de corto plazo despachando sus propias unidades generadoras así como ajustando la configuración de los transformadores y gestionando la operación de su red eléctrica. Es decir, la propia empresa actuaba como el operador del sistema, por lo que mercados asociados a la confiabilidad del sistema no existían. Solo existía un mercado básico donde se transaba la potencia y energía, donde los consumidores podían acceder mediante la compra del producto, como se muestra en la Figura 12.

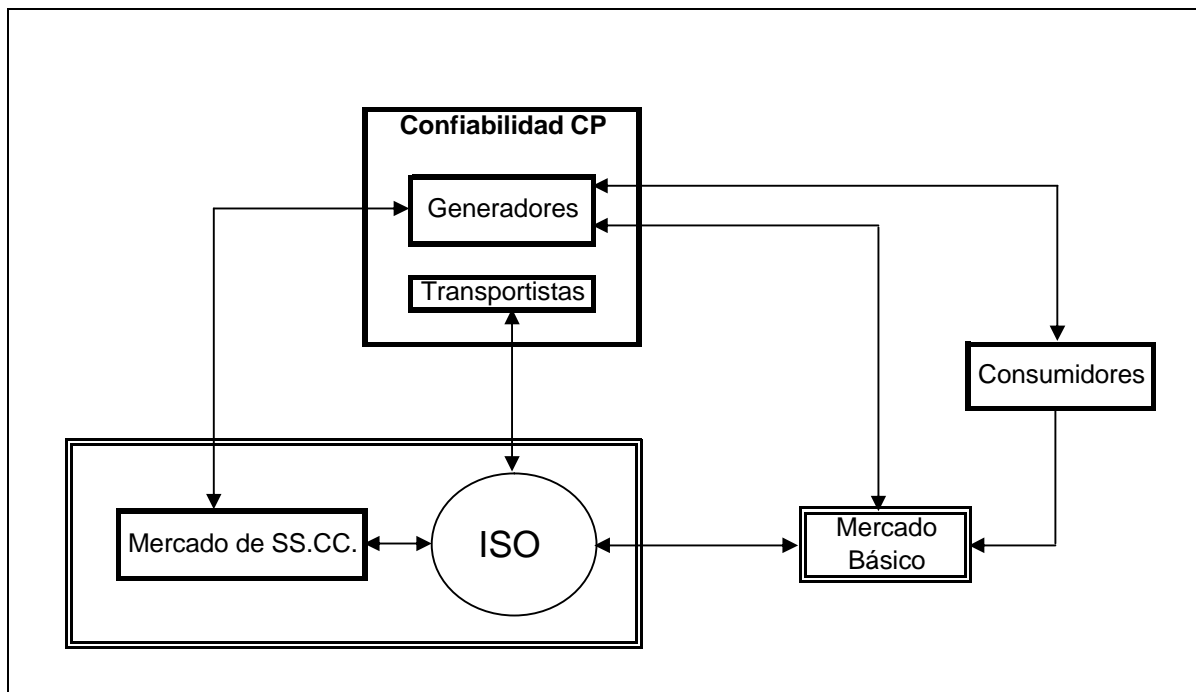


**Figura 12: Mercado existente en la era de la empresa verticalmente integrada**

En mercados competitivos en cambio<sup>2</sup>, el operador del sistema debe establecer un mercado para la confiabilidad de corto plazo, lo que requiere gestionar recursos, algunos voluntarios y otros obligatorios que permitan una correcta operación del sistema. Dichos recursos provienen en gran parte por la generación y transporte,

<sup>2</sup> Período post regulación.

dejando por lo general, de lado la participación del consumo, es decir éste ha asumido un rol pasivo (Figura 13).



**Figura 13: Mercado competitivo de primera generación**

Si bien la participación del consumidor ha tenido lugar a través del mercado básico, se ha hecho de manera muy informal y no del todo regulada, guiado exclusivamente por señales económicas. Los consumidores industriales han sido los que más han estado presentes de manera activa en el sistema, principalmente mediante la modulación de su consumo con el fin de evitar el horario de punta, y así obtener un beneficio económico en la tarifa; luego, en menor medida se encuentran los consumidores comerciales y finalmente, los consumidores residenciales, que tienen un aporte ínfimo al sistema. El consumidor siempre ha sido visto como un cliente final y no como un potencial agente del sistema eléctrico, por ello su escasa participación.

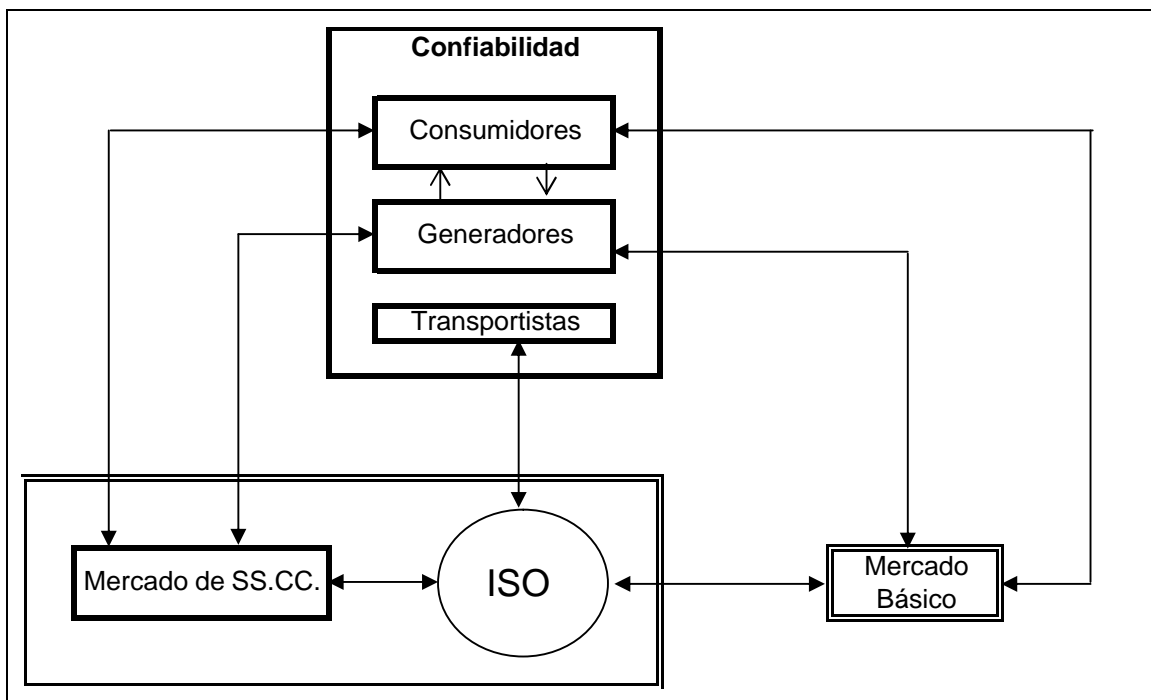
En este contexto, los consumidores sólo tienen acceso al mercado básico, lugar donde pueden realizar la compra de energía y potencia, y no desempeñan un rol muy activo en cuanto a confiabilidad se refiere<sup>3</sup>; su demanda incluso es considerada inelástica para los efectos del despacho y se asume como un valor determinístico. Por lo

<sup>3</sup> En algunos países la demanda participa en el mercado básico (Demand-side Management)

que la confiabilidad de corto plazo solo es provista (o en su mayoría) por la generación y transporte.

Sin embargo, la aparición de mercados de energía y de confiabilidad de corto plazo, crean nuevas oportunidades no solo para el parque generador y el transportista, sino que también para los recursos provenientes del área de los consumidores. En efecto, si las reglas del mercado son tecnológicamente neutras (i.e. están centradas en que las cosas se hagan y no como se hagan), la carga de los consumidores podría estar capacitada para participar en estos mercados (básico y de servicios complementarios), dejando de ser un ente pasivo del sistema eléctrico.

La participación de la demanda en el sistema eléctrico ocurre cuando los consumidores reducen o cambian el uso de electricidad en respuesta a señales específicas. Estas señales pueden ser provistas tanto por el mercado de servicios complementarios (o el operador del sistema) como por el mercado básico, como se muestra en la Figura 14.



**Figura 14: Alternativa de diseño de mercado**

Por otro lado, en la mayoría de los mercados eléctricos no existe una correcta regulación en cuanto a confiabilidad de largo plazo (suficiencia) se refiere. Mucho menos responsabilidades asociadas a ella, por lo que un recurso de confiabilidad de largo plazo provisto por el consumo también será analizado en el presente informe.

Dado que existen dos mercados, el presente informe propone que los recursos de la demanda también se dividan en dos:

- Recursos para el mercado de servicios básicos (RCM-SSBB)
- Recursos para el mercado de servicios complementarios (RCM-SSCC)

Más aún se establece que los RCM-SSBB respondan principalmente a los precios de la energía y potencia del mercado; y como su nombre lo indica, su relación y vinculación con el sistema eléctrico estaría dada por el mercado básico.

Los RCM-SSCC en cambio, tienen relación con la operación del sistema, tanto en condiciones normales como de contingencia; y como su nombre lo indica, su relación y vinculación estaría dada por el mercado de servicios complementarios.

En este contexto, es necesario considerar que la generación y transporte también deben formar parte de este proceso. De esta forma, el aporte de los consumidores debe ser fomentado, integrado y complementado con la participación actual de la generación y transmisión.

Considerando estas premisas, el presente documento busca explorar todas las instancias donde el consumo puede llegar a participar con el fin de brindarle una mayor confiabilidad al sistema, tanto de corto como de largo plazo. Para ello, primero se mostrará como se ha dado lugar la participación de la demanda en algunos países, entre los que destacan Australia, Nueva Zelanda, Estados Unidos, El reino Unido y Argentina. Luego se presentará un desarrollo conceptual de cómo puede darse esta participación del consumidor y finalmente su aplicación básica al sistema chileno.

### III EXPERIENCIA INTERNACIONAL

En la presente sección se muestra como ha sido la participación de la demanda en el sistema eléctrico en diversos países. Entre ellos destacan Argentina, Nueva Zelanda, Australia, el Reino Unido y Estados Unidos.

En el sistema Argentino, la demanda participa mediante la provisión de una reserva instantánea (que es utilizada para mantener la seguridad del sistema en el corto plazo) y mediante reservas de corto y mediano plazo, para cumplir los requerimientos de calidad y seguridad de servicio, mediante instancias obligatorias y voluntarias.

En el Reino Unido (UK) la demanda tiene una participación tanto en el mercado de energía como de servicios complementarios y la desconexión puede ser tanto automática como manual. El principal objetivo de permitir la participación de la demanda en el sector eléctrico, es el de prevenir y/o impedir que existan problemas en la red eléctrica (en parte de ésta o en toda) mediante la provisión de recursos provenientes del consumo. También, se tiene principal cuidado de no discriminar de donde vienen los recursos y al igual que Argentina, existen instancias obligatorias y voluntarias.

El sistema eléctrico de Nueva Zelanda tiene un inusual problema de confiabilidad producto de la dependencia que existe entre ambas islas. Los problemas de confiabilidad han sido manejados por programas agresivos de desprendimientos de carga, que datan de hace más de una década<sup>4</sup>. Cuando se reestructuró el sistema eléctrico, un mercado competitivo fue establecido tanto para las reservas rápidas, como para las sostenidas, donde tanto los generadores como demanda podían aportar recursos (voluntarios y obligatorios). A medida que este nuevo mercado fue madurando, los consumidores más pequeños fueron entrando y los precios bajaron considerablemente, con gran beneficio para todos los consumidores debido a las reducciones de costos. La demanda también tiene una pequeña participación en el mercado de la energía, pero de manera más bien indirecta.

En Australia, la participación por parte de la demanda ocurre tanto en el corto como largo plazo. En el corto plazo, mediante la provisión de servicios complementarios (en el mercado o mediante contratos bilaterales). En el largo plazo, mediante estímulos medio ambientales, del sistema o del mercado.

---

<sup>4</sup> Antes de la reestructuración del sistema eléctrico

En Estados Unidos, específicamente en el estado de Nueva York, el operador del sistema (NYISO) ha implementado programas para incentivar a los consumidores ajustar su consumo de acuerdo a las condiciones del mercado. De acuerdo a esto, el consumo puede integrar (en la medida que sea posible) acciones de manejo de carga en las operaciones del NYISO. Existen tres tipos de programas actualmente en el estado de Nueva York:

- Programas de emergencia orientados a la provisión de servicios complementarios.
- Programas de capacidad instalada.
- Programas orientados al mercado de energía.

El programa de capacidad instalada utiliza los recursos provenientes de la demanda para aumentar el suministro de generación usados por el NYISO para reservas, que es especialmente importante cuando la capacidad del sistema es deficiente. El programa orientado al mercado de la energía permite a la demanda competir con la generación en las ofertas que se producen en el sistema, lo que asegura un mejor comportamiento competitivo del sistema. Finalmente, los programas de emergencia crean una única categoría de servicios complementarios que son valorados para la confiabilidad en el corto plazo del sistema.

Finalmente, también en Estados Unidos, pero en Nueva Inglaterra, existen dos tipos de programas donde la demanda puede participar:

- Basados en la confiabilidad: los consumidores responden a la confiabilidad del sistema que es determinada por el ISO.
- Basados en el precio: los consumidores responden a los precios determinados por el mercado.

## **3.1 Argentina**

### **3.1.1 Participación en el CP (Reserva Instantánea)**

Las perturbaciones por un déficit imprevisto de generación y/o fallas en la red de Transporte provocan un desequilibrio brusco entre oferta y demanda de energía eléctrica que lleva a caídas en la frecuencia y al riesgo de la pérdida del sincronismo en todo el Sistema Argentino de Interconexión (SADI) o en un área en particular. Para restituir el equilibrio entre oferta y demanda y evitar el colapso del sistema, Argentina cuenta con una reserva instantánea mediante la desconexión automática de cargas, por actuación de relés de alivio de cargas.

La Reserva instantánea, es una reserva de corto plazo que aporta la demanda, para mantener la seguridad del Sistema a través del MEM (Mercado Eléctrico Mayorista). La responsabilidad de aportar esta reserva se asigna a los agentes demandantes que participan en el Sistema de Medición Comercial (SMEC) y en los que, por lo tanto, es posible verificar el cumplimiento de dicho aporte.

El Organismo Encargado del Despacho (OED) debe realizar los estudios necesarios para determinar los criterios, características y requerimientos del esquema de alivio de cargas para el SADI.

#### **3.1.1.1 Aspectos técnicos**

Cada Distribuidor es el responsable de disponer esquemas de alivio de carga, de forma tal de cumplir con el nivel de reserva instantánea requerido para la demanda. La demanda que abarca su responsabilidad es la siguiente:

- La de los clientes a quienes abastece;
- La de los Grandes Usuarios del MEM conectados a su red que no son GUMAs (Grandes Usuarios Mayoristas).

En el caso de los GUMAs, estos deben elegir una de las siguientes opciones en su aporte a la reserva instantánea:

- Implementar su propio esquema de alivio de cargas, de acuerdo a las características y participación definidas para el área al que está conectado.

Acordar con otro GUMA o grupo de GUMAs aportar en conjunto a la reserva instantánea que les es requerida.

Ante una caída de frecuencia en que se considera debieron actuar los relés de cortes, todos los Agentes del MEM con responsabilidad en el servicio de reserva

instantánea (Distribuidores y GUMAs) asumen la obligación del cumplimiento del aporte comprometido.

#### 3.1.1.2 Aspectos económicos

Para una adecuada participación de la demanda mediante el esquema de alivio de cargas, se creó un Mercado de Reserva Instantánea en el MEM, el cual permite a los agentes habilitados para el Servicio de Reserva Instantánea (SRI) presentar sus ofertas, y al OED recibirlas, ordenarlas, aceptarlas o rechazarlas, determinar el precio del servicio, liquidar las remuneraciones y asignar sus costos. Mediante ofertas semanales de reserva instantánea, los agentes habilitados para ofrecer el SRI informan al OED su oferta semanal de potencia horaria afectada al SRI, y el precio al que están dispuestos a brindar el servicio. El SRI se define como el servicio prestado por agentes consumidores habilitados que aceptan que parte de su demanda pueda ser interrumpida en forma automática y dentro del tiempo especificado, ante una disminución en la frecuencia del sistema eléctrico que pueda ocasionar la acción del Esquema de Alivio de Cargas.

Los agentes habilitados a ofertar el SRI y participar en el mercado de reserva instantánea son:

- Grandes usuarios que pueden ofrecer desconectar como mínimo 1 MW.
- Agentes o participantes del MEM, que sean exportadores de energía mediante estaciones convertoras, como representantes de la demanda extranjera, durante los estados de carga en que la convertora esté exportando energía.
- Centrales de bombeo.

Todos estos agentes para ser habilitados, deberán presentar una solicitud al OED, instalar el equipamiento que éste requiera y suministrar los detalles técnicos que permitan al OED evaluar la capacidad del agente para desconectar la potencia ofertada.

El criterio de cálculo de la potencia horaria máxima requerida para el SRI deberá considerar que la salida de servicio en forma intempestiva de la unidad generadora de mayor potencia que se encuentre generando no produzca la acción de los relés del Esquema de Alivio de Cargas.

### **3.1.2 Participación en el CP (Corto y Mediano Plazo)**

En el sistema argentino, también existen reservas de corto y mediano plazo, que son requeridas en la operación por los requerimientos de calidad y seguridad del



servicio. Incluye los siguientes tipos de reserva, que se diferencian por las características y velocidad de respuesta:

**Tabla 2: Reservas de corto y mediano plazo**

<b>Reservas de corto plazo</b>	<b>Reserva de mediano plazo</b>
Reserva instantánea	Reserva de confiabilidad
Reserva para Regulación de Frecuencia	
Reserva operativa de 5 minutos	
Reserva de 10 minutos	
Reserva fría de 20 minutos	
Reserva térmica de 4 horas	

### 3.1.2.1 Aspectos técnicos

Un Gran Usuario Interrumpible (GUI) será considerado habilitado a aportar un tipo reserva de corto y/o mediano plazo en la medida que cumpla los requisitos técnicos y condiciones necesarias. En cada instante, el requerimiento de potencia para satisfacer la demanda a abastecer con la calidad y seguridad pretendida necesita que:

- Se genere la potencia para cubrir la demanda, teniendo en cuenta las pérdidas de transporte y red de distribución;
- Se mantenga adicionalmente dentro de la demanda y/o el parque de generación del MEM en su conjunto un nivel de reserva de corto plazo, en caliente o en frío pero lista para estar rápidamente en servicio como reserva, para garantizar el seguimiento de las fluctuaciones de la demanda, la operatividad del sistema eléctrico, la calidad del servicio y la capacidad de respuesta rápida en caso de contingencias menores;
- Se mantenga adicionalmente dentro de la demanda y/o el parque de generación del MEM en su conjunto un nivel de reserva de corto plazo, de reserva fría de 20 minutos y reserva de 4 horas disponible para entrar en servicio en un plazo no mayor que el indicado para cada tipo de reserva, para cubrir apartamientos prolongados, ya sea en la oferta como en la demanda.
- Se mantenga adicionalmente dentro del parque de generación una reserva de confiabilidad con capacidad de entregar potencia firme durante el horario de punta para la demanda no contingente del sistema.

El objeto del Gran Usuario Interrumpible es contar, en la demanda, con una reserva que, ante condiciones de déficit de corto y mediano plazo, sirva para reemplazar

restricciones al suministro. Se entiende como Potencia Interrumpible a aquella que el OED podrá requerir reducir ante emergencias y/o restricciones y/o requerimientos de reserva de corto plazo, de acuerdo al tipo de Potencia Interrumpible ofertada.

Un Gran Usuario podrá requerir ser habilitado como Interrumpible, comprometiéndose a aportar reserva de mediano plazo si ofrece el retiro de demanda con un tiempo de preaviso de 3 horas. Asimismo, un Gran Usuario podrá requerir ser habilitado como Interrumpible, comprometiéndose a aportar reserva de corto plazo si ofrece el retiro de parte de su demanda con un tiempo máximo de preaviso correspondiente a 10 minutos, a 20 minutos, o 2 horas, según la reserva que oferte suministrar.

En estos casos, el compromiso que asume el Gran Usuario Interrumpible es implementar la reducción de su demanda en un tiempo máximo menor o igual que los señalados precedentemente ante un requerimiento del OED, según corresponda a cada una de las reservas comprometidas.

### 3.1.2.2 Aspectos económicos

Un Gran Usuario Interrumpible puede acordar un Contrato de Abastecimiento o de Disponibilidad de Potencia que cubra la parte interrumpible de su demanda si el mismo incluye una cláusula de interrumpibilidad que representa por lo menos la potencia ofertada al MEM como interrumpible y como condición para activar dicha cláusula de interrumpibilidad la convocatoria por parte del OED al Gran Usuario Interrumpible.

La cláusula de interrumpibilidad no podrá ser aplicada en los contratos de Agentes que presten el servicio de distribución y que actúen bajo la figura de GUMA, ya que éstos no pueden ofrecer Interrumpibilidad.

El tratamiento a dar a la interrumpibilidad en caso que el requerimiento implique que la demanda abastecida sea menor que la potencia contratada por el Gran Usuario Interrumpible es el que se detalla a continuación, teniendo en cuenta que, de existir cláusula de interrumpibilidad y salvo que el contrato especifique un tratamiento diferente, el OED considerará que el máximo valor de potencia abastecida por el contrato será:

$$VC_h = \min\{\max[(DGUMAh - P_{int}); 0]; DEMCONTh\}$$

Donde:

VCh: Valor del contrato en el intervalo h

DGUMAh: Demanda prevista del GUMA en el intervalo h

DEMCONTh: Demanda Contratada en el intervalo h

Pint: Potencia interrumpible requerida (menor o igual a la ofertada)

## 3.2 UK

La empresa National Grid posee, mantiene y opera el sistema de alta tensión en Inglaterra y Gales. Cuando el nuevo tratado para la comercialización de electricidad (NETA – New Electricity Trading Arrangements) comenzó a operar en Inglaterra y Gales en Marzo de 2001, se creó uno de los mercados eléctricos más sofisticados y liberalizados del mundo (con un valor aproximado de 7 billones de libras anuales). Como un agente clave en este mercado se encuentra el operador del sistema (National Grid), que maneja la operación del sistema de transmisión y mantiene el balance de la oferta y demanda en todo momento.

En este Nuevo Mercado eléctrico, los participantes deben firmar contratos de energía para alcanzar los requerimientos requeridos mediante un mercado de forwards<sup>5</sup>, que se cierra una hora antes de que se consuma la energía transada; los participantes deben dejar estipulado información acerca de la energía que pretenden producir (generadores) o consumir (distribuidores) para cumplir sus obligaciones contractuales.

### 3.2.1 Participación en el CP

Para manejar el período desde que se cierra el mercado de forwards hasta el tiempo en que se consume la energía transada, se implementó un “mecanismo de balance” que busca tomar acciones para asegurar que en tiempo real la generación y demanda esta en correcto equilibrio minuto a minuto. Para hacer esto, se toman ofertas tanto de la generación como de la distribución, que indican el precio con que estarían dispuestos a modificar su generación (o consumo) de energía, por parte de los generadores y distribuidores respectivamente. Para aceptar estas ofertas, se debe tomar en cuenta que el costo debe ser el mínimo posible, sujeto a las condiciones de que el flujo y la frecuencia del sistema se mantengan en los parámetros adecuados.

La operación confiable del sistema no sólo se basa en este mecanismo de balance, sino también requiere la existencia de servicios complementarios (tanto obligatorios y voluntarios) que sólo pueden ser provistos por los generadores.

Dado que en estos dos servicios para equilibrar la oferta y demanda del sistema eléctrico (“mecanismo de balance” y servicios complementarios) el consumo no

---

<sup>5</sup> Instrumento financiero

puede participar, se creo otra instancia denominada “otros servicios” en la cual la demanda si puede participar en la confiabilidad del sistema de manera eficiente y económica.

En resumen, Nacional Grid posee tres instancias para equilibrar el sistema en todo momento:

- Ofertas hechas en el mecanismo de balance: solo por parte de los generadores y distribuidores
- Servicios Complementarios: solo provistos por los generadores
- Otros servicios: puede participar la demanda.

Los “otros servicios” técnicamente pueden brindar el mismo efecto que los servicios complementarios o las ofertas hechas en el mecanismo de balance. La única diferencia, es que son provistos por la demanda. Entre estos servicios se encuentran: Potencia Reactiva, Respuesta de Frecuencia y Reserva Rápida (que son servicios complementarios). También se pueden encontrar algunos tipos de contratos, como es el caso de Contratos forwards de energía y Contratos de balance de energía (que son ofertas hechas en el mecanismo de balance).

#### 3.2.1.1 Aspectos técnicos

El término “control de demanda” es utilizado para describir cualquier método para alcanzar reducciones en el consumo por parte de la demanda. El principal objetivo de utilizar el “control de la demanda” es el de prevenir y/o impedir que existan problemas en la red eléctrica (en parte de ésta o en toda) mediante la provisión de recursos provenientes del consumo. También, se tiene principal cuidado de no discriminar de donde vienen los recursos.

Para mantener el equilibrio del sistema por parte de la demanda, se deben tener ciertas consideraciones técnicas y dinámicas. Los recursos de la demanda pueden ser reducciones de consumo, aumentos de consumo y pequeños generadores de respaldo. Los participantes, son grandes consumidores que pueden participar de las siguientes dos maneras:

- Compitiendo con generadores en la oferta de servicios de balance; como puede ser el caso de la reserve pronta (standing reserve) y respuesta de frecuencia.
- Reduciendo su consumo en la hora de punta con el fin de reducir sus costos.

Además, UK siempre se está abierto a nuevos tipos de servicios provistos por la demanda o nuevos procesos de mercado y se tiene especial cuidado de que la especificación de los servicios sea muy clara y simple, lo mismo que los eventos cuando sea necesaria su participación.

La reserva pronta (standing reserve) debe tener tiempos de respuesta de 20 minutos o menos. La provisión debe ser por lo menos de 2 horas y un período de recuperación de 20 horas o menos. Debe ser capaz de proveer este tipo de reserva 3 o más veces por semana. Un volumen despachable mínimo de 3MW (los volúmenes menores pueden agregar reservas hasta completar los 3 MW).

En cuanto a la respuesta por frecuencia por parte de la demanda, esta es provista principalmente por el consumo industrial (Industria del acero, del cemento y del gas). La desconexión automática de carga ocurre cuando la frecuencia llega a los 49,7 Hz.

También existe una desconexión automática de carga (por baja de frecuencia), en la cual cada operador de red debe tener arreglos para poder disponer de una desconexión por frecuencia de al menos 60% de su demanda de punta total. En la desconexión manual de carga, cada operador de red debe hacer arreglos para poder desconectar a los consumidores dentro de un lapso de 30 minutos en períodos de emergencia. Se deben poder aplicar desconexiones individuales o a un grupo específico.

### 3.2.1.2 Aspectos económicos

En la respuesta por frecuencia, un agente agrega diversos consumos para tener un solo punto de contacto con el operador del sistema. Existe un contrato por parte del consumidor y el agente que agrega los consumos y tiene un pago fijo (£/MW/hr). Actualmente existen alrededor de 440 MW disponibles, que es cerca del 30% de la reserva requerida.

El pago por la reserva pronta en cambio, tiene dos componentes:

- Un pago por disponibilidad (£/MW/h): por mantener unidades listas para proveer la reserva.
- Un pago por uso (£/MWh): por utilizar el servicio.

### 3.3 Nueva Zelanda

El parque generador de Nueva Zelanda esta dominado principalmente por centrales hidráulicas (cerca del 60%), localizadas principalmente en la isla del sur. El resto de la generación es térmica (36%), geotérmica y eólica. Dado que la mayor parte del consumo se encuentra en la isla del norte, una línea de transmisión de alto voltaje conecta ambas islas, por lo que una falla en esta línea es una verdadera amenaza a la confiabilidad del sistema. Otra amenaza con respecto a la confiabilidad del sistema esta en que al ser un sistema hidro-dependiente, el sistema descansa en una cuantas centrales térmicas para la confiabilidad de este en épocas de sequía.

En respuesta a los requerimientos de confiabilidad del sistema eléctrico, Nueva Zelanda ha operado programas de emergencia de desprendimientos de carga desde 1993. Sin embargo, recientemente, debido a una reestructuración del sistema eléctrico, Nueva Zelanda ha buscado instancias en que la demanda aumente su participación en el mercado eléctrico, a través de desconexiones voluntarias tanto automáticas como manuales y mediante desprendimientos de carga por medio de relés de baja frecuencia.

#### 3.3.1 Participación en el CP

La industria eléctrica en Nueva Zelanda paso de ser verticalmente integrada o un esquema desregulado en el año 1996. El gobierno es dueño de la transmisión, que en manos de Transpower New Zealand Ltd, actua como el operador del sistema. Adicionalmente, Transponer es responsable por la provisión de servicios complementarios, que son provistos de dos maneras: vía contratos y vía mercado, con una mayor inclinación a ser provistos vía el mercado.

##### 3.3.1.1 Aspectos técnicos

Para el despacho del sistema, se establece un precio para cada período de media hora en base a una lista de merito por parte de los generadores. Las ofertas son recibidas a las 13:00 y los generadores son despachados en orden, hasta que la demanda es alcanzada. Se hace una optimización tanto de la energía como de las reservas<sup>6</sup>. Por lo que los participantes que proveen servicios complementarios pueden influenciar los precios de la energía. Sin embargo, los precios no son fijos, tanto los compradores como

---

<sup>6</sup> Existen dos tipos de reservas, rápida y sostenida. La reserva rápida requiere de 5 segundos para ser activada y la sostenida necesita ser activada en menos de 60 segundos.

vendedores pueden modificar sus ofertas continuamente hasta 2 horas antes de que la energía transada sea consumida.

Lamentablemente, los generadores y consumos no pueden competir directamente en el despacho del sistema, sin embargo, la posibilidad de incluir una demanda “despachable” a través de un generador está en consideración. Solo los generadores pueden ofrecer energía para la venta, las interrupciones por parte de la demanda no pueden ser ofrecidas. A pesar de esto, igual existe cierta participación del consumo a través del mercado eléctrico.

La programación del pre-despacho está basada en las ofertas recibidas y no en un pronóstico de los consumos reales, por lo que los precios del pre-despacho solo reflejan como se comportaría el mercado si la demanda actual es igual a las ofertas recibidas. Por otro lado, cualquier desbalance de energía que ocurriera en tiempo real produciría un cambio en el precio de la energía. Todos los arreglos son en base a precios ex-post.

La demanda participa en el mercado de la siguiente manera. Dado que las ofertas pueden ser revisadas con un margen de 2 horas, existen unos agentes (PCMP Purchaser Class market Participant) que revisan las ofertas y reflejan la disponibilidad a pagar por parte de sus clientes; si los precios están muy altos, bajan la demanda del sistema, si los precios están bajos, la suben. Los PCMPs también pueden influir en el precio ex-post al controlar la demanda en tiempo real. Con este margen de operación, los PCMP reducen la demanda en tiempo real en respuesta a cualquier imprevisto que podría suceder en el despacho, a medida que el tiempo se aproxima al tiempo real, como puede ser la caída de un generador o la caída de una línea de transmisión. Mediante este mecanismo, la demanda puede brindarle cierta elasticidad a su consumo e influir directamente en los precios de la electricidad.

En cuanto a los niveles de servicios complementarios, estos son calculados mediante un modelo que identifica la máxima contingencia que puede ocurrir y determina que múltiplo de esa capacidad es necesario para mantener la confiabilidad del sistema.

La participación de la demanda en NZ ha cambiado bastante en los últimos años debido a que los pequeños consumidores están participando cada vez más. Dado que el riesgo de interrupciones ha sido muy bajo, y las interrupciones por lo general son accionadas mediante relés de baja frecuencia, no son necesarios equipos de comunicación y el costo de implementar los relés de baja frecuencia no es significativo.



Por ello, muchos de los pequeños consumidores se dieron cuenta de que también pueden sacar provecho al participar en el mercado de servicios complementarios. Por ello, los precios bajaron considerablemente, con gran beneficio para todos los consumidores debido a las reducciones de costos.

Una de las formas más comunes de participar es separando los equipos de aire acondicionado en dos. Los consumidores pondrían parte de estos equipos disponibles a cortes de energía, pero mantendrían equipos suficientes disponibles para mantener una temperatura adecuada de las instalaciones.

Por otro lado, existe un programa para bombas de agua que es operado por las compañías distribuidoras. En este programa, los consumidores que aceptan ser interrumpidos reciben una mejor tarifa. Una de las limitaciones es que este programa radica en que es más una estrategia para reducir la demanda de punta que como un recurso de servicios complementarios. El accionamiento se realiza más cuando la demanda es alta que cuando hay problemas de confiabilidad.

#### 3.3.1.2 Aspectos económicos

Existen dos mercados de servicios complementarios, uno de reserva rápida y otro de reserva sostenida; en ambos puede participar la demanda y los generadores; se hacen ofertas de capacidad y no de energía. Los precios para este tipo de servicios están relacionados con el precio de la energía en el mismo período y su valor fluctúa en torno al 10% de ésta (i.e. cerca de 25 \$/MWh para energía y 2.50 \$/MW para las reservas)

### **3.4 Australia**

La participación por parte de la demanda ocurre cuando los participantes del NEM (Mercado Eléctrico Nacional) o los consumidores modifican su consumo de energía. Este cambio en el consumo de energía puede ser una respuesta en tiempo real (como una respuesta a los precios del mercado spot que ocurre en minutos) o en el largo plazo que ocurre sobre un número de años (como puede ser un cambio gradual en el consumo).

#### **3.4.1 Participación en el CP**

Uno de los roles del comité de confiabilidad del sistema es determinar, con las recomendaciones del NEMMCO (Operador del Sistema), los estándares de confiabilidad. Este comité, publicó en Junio de 1998, los estándares necesarios de confiabilidad para el mercado y las guías de intervención del NEMMCO como un trader de reservas.

Estos estándares indican que deben haber suficientes reservas por parte del mercado de la energía para asegurar que no más de un 0,002% de la demanda anual tenga riesgo de no ser suministrada. El NEMMCO, es el responsable de calcular los márgenes de operación para cada región con el fin de compatibilizar con los estándares de confiabilidad. Estos márgenes son:

- Queensland: 610 MW;
- New South Wales: 290 MW; y
- 530 MW de reserva compartida entre las regiones Victoria y South Australia

El consumo ha estado presente en la participación de servicios complementarios desde la creación del mercado de servicios complementarios. Sin embargo, su participación no ha sido la esperada. En los actuales arreglos, todos los participantes deben trabajar con un mismo estándar, que cuestionablemente ha sido establecido según parámetros tradicionales (i.e. con parámetros provistos por la generación y no del consumo). Si bien, este estándar ha sido diseñado para asegurar un correcto funcionamiento del despacho de los servicios, esto ha ocasionado una barrera para la participación del consumo.

##### **3.4.1.1 Aspectos técnicos**

Con el fin de preservar la seguridad del sistema en el corto plazo, Australia posee diversas maneras para equilibrar la oferta y demanda entre los generadores y

consumidores. Para ello, el NEMMCO, controla los distintos parámetros técnicos con la ayuda de:

- Servicios complementarios provistos por el mercado.
- Servicios complementarios que no son de mercado.
- Servicios de red.
- Otros servicios.

Los **servicios complementarios que son provistos por el mercado** están actualmente limitados a servicios de control de frecuencia y se pueden clasificar según:

- servicios de regulación, que manejan pequeñas variaciones inevitables de la frecuencia;
- y servicios de contingencia, que protegen al sistema ante repentinos cambios tanto en la generación, consumo y en algunos casos, del flujo por las líneas de transmisión.

Los **servicios complementarios que no son del mercado**, son adquiridos por el NEMMCO mediante contratos bilaterales e incluyen requerimientos de:

- reactivos
- y partida autónoma.

Los servicios complementarios en el NEM están descritos, en la medida de lo posible, en una manera no tecnológica, por lo que al usar dicho servicio, la tecnología no es una barrera en la participación. Sin embargo, se ha observado que la participación de los consumidores ha sido bastante reducida.

Los **servicios de red** son servicios que pueden ser contratados o provistos por los operadores de las redes para respaldar la operación de las redes e incluyen potencia reactiva y contratos con los generadores locales.

Los **otros servicios**, se refiere a que los participantes de este servicio deben cumplir con ciertos estándares en sus equipos. Si bien esta participación ayuda al funcionamiento del sistema eléctrico, estos servicios no están catalogados como servicios complementarios, debido a una diferencia administrativa.

### 3.4.1.2 Aspectos económicos

Los servicios complementarios son adquiridos por el NEMMCO a través de un mercado spot. El despacho de los servicios complementarios y de energía es optimizado por el NEMMCO en su proceso de despacho.

Con el fin de alcanzar retornos eficientes y competitivos, es importante asegurar que existen mínimas barreras de entrada en la participación del mercado y que los costos de transacción sean mantenidos lo más bajo posible.

A pesar de que la base del diseño del mercado apunta a la participación de todos los agentes, algunos potenciales participantes pueden tener barreras de entrada debido a:

- La forma en que son hechas las ofertas en el mercado
- Los requerimientos de participación no calzan con la tecnología del participante.
- El costo de participar exclusivamente en el mercado de servicios complementarios puede ser muy alto si es que no se está participando en el mercado de la energía.

Se puede decir que el Mercado de servicios complementarios ha sido un gran ahorro para los consumidores desde su implementación. Los precios se han reducido de 3 millones a la semana (3 a 4% de las ventas de energía), antes del nuevo esquema a 500.000 (0,4% de las ventas). De igual manera, siguen siendo rentables para los proveedores.

En cuanto a la naturaleza del mercado de servicios complementarios, esta es que los precios son bastante bajos la mayor parte del tiempo, pero puede alcanzar peaks muy altos cuando el suministro se ve amenazado.

### **3.4.2 Participación en el LP**

Tradicionalmente, la industria eléctrica ha usado recursos por parte de la oferta para alcanzar los crecimientos de la demanda, mediante un esquema de “obligación de servicio” con no muy claros requisitos de suficiencia y calidad de servicio. Por lo que ha sido dejado en manos del gobierno y regulador establecer objetivos económicos eficientes para toda la industria.

Tradicionalmente, el manejo de la demanda es definido como diversas maneras en que los ofertantes de un recurso alcanzan las necesidades de los consumidores al cambiar o reducir su demanda.

El manejo de la demanda no es solo responsabilidad de los agentes que brindan servicios de energía al sistema eléctrico. Todos los participantes en la cadena productiva tienen un rol que jugar; y todos se pueden beneficiar. Para el sistema, al contratar estos servicios se pueden llegar a reducir los costos del sistema y manejar el riesgo asociado al sistema. Para el retailer, se pueden llegar a reducir la volatilidad de los precios de la energía. Para el consumidor final, puede ofrecer la oportunidad de reducir sus costos.

#### 3.4.2.1 Aspectos técnicos

El manejo de la demanda puede ser clasificado según tres atributos:

- Quien lo hace: A través de generadores, redes, distribuidores u otros intermediarios de servicios eléctricos y usuarios finales, de forma separada o agregada.
- Con que efecto: Para alterar el nivel o patrón de consumo de energía, fuente energética o uso de la red de distribución.
- Bajo que propósito: En respuesta a los costos de abastecimiento de energía o políticas medioambientales.

Esta definición reconoce la interrelación entre varias tecnologías y opciones, agentes involucrados y los diferentes motivos del manejo del consumo. A su vez, se pueden clasificar las respuestas en tres grandes grupos:

- Medioambientales: esta respuesta se focaliza en reducir el consumo y/o las emisiones contaminantes. Incluye el proveer incentivos para los usuarios finales para cambiar a tecnologías más eficientes.
- De red: esta respuesta apunta en resolver restricciones de capacidad de manera más costo-efectiva (que a menudo tienen un menor impacto ambiental que la medida actual) que la ampliación de la red. Incluyen tecnologías que pueden tener una correcta modulación del consumo, proyectos de generación distribuida, corrección del factor de potencia y cambio de combustible.
- De mercado: esta respuesta se focaliza en mejorar el costo del usuario final y reducir la exposición a precios altos de energía en períodos de demanda de punta (cuando las restricciones de la red se ven amenazadas y los precios suben). Incluyen medidas como generación distribuida, generadores de respaldo y contratos de desprendimientos de carga.

Existe un alto grado de relación entre estos grupos. Todas estas opciones pueden ser vistas como servicios que le pueden entregar un gran número de beneficios para los agentes del sistema, los consumidores finales y la sociedad en general. Estos beneficios incluyen reducciones de emisiones contaminantes, mayor utilización de los recursos de generación, transmisión y distribución, mejoramiento de la capacidad del sistema, menores costos de capital y un menor costo para el usuario final.

Puede ser necesario emplear diferentes mecanismos para incentivar la participación y estimular el uso del manejo del consumo. Estos mecanismos son:

- Respuestas de mercado
- Respuestas que no son de mercado

Las respuestas del mercado pueden cambiar el comportamiento de los usuarios finales, pero estos cambios son más inciertos que los provistos por otras causas (acciones regulatorias). Sin embargo, tienen el potencial de cambiar mercados y los cambios pueden ser muy significativos.

Las respuestas que no son de mercado son más controladas ya que involucran a un regulador o al gobierno. Por ejemplo, se hacen planificaciones y metas obligatorias mediante estándares y leyes adecuadas.

#### 3.4.2.2 Aspectos económicos

Idealmente, este servicio debe ocurrir como un resultado de que los usuarios finales tomen decisiones informadas (en un contexto de mercado) y escogan la mejor opción (de menor costo y la más eficiente). Sin embargo, para que esto ocurra, se debe requerir de un mercado eficiente y sumamente robusto para soportar las decisiones de los consumidores finales. Dichos mercados aun son emergentes.

## 3.5 Estados Unidos

### 3.5.1 NY

La demanda de energía eléctrica en el Estado de Nueva York continúa aumentando. Tanto la incorporación de nuevas casas cada año en el sector residencial, como la explosión en tecnologías de información usada tanto en segmentos comerciales como industriales, ha creado un aumento de demanda eléctrica. A pesar de esto, no se han construido nuevas plantas generadoras en NY durante muchos años; del mismo modo ninguna línea de transmisión ha sido agregada para importar electricidad desde otros estados.

Todo lo anterior ha cambiado la perspectiva eléctrica que se tenía en Nueva York: de exceso a escasez. Si cortes de energía ocurrieran en ciertas áreas, el NYISO (New York Independent System Operator) podría necesitar que algunos consumos de dicha área tengan que realizar reducciones de energía. Estas reducciones de energía pueden lograrse de diversas maneras. Algunas de las reducciones pueden ser permanentes, otras de emergencia.

#### 3.5.1.1 Participación en el CP

El operador del sistema de Nueva York (NYISO) ha implementado programas para incentivar a los consumidores ajustar su consumo de acuerdo a las condiciones del mercado.

Existen tres tipos de programas actualmente en el estado de Nueva York:

- Programas de emergencia orientados a la provisión de servicios complementarios (EDRP - Emergency Demand Response Program).
- Programas de Capacidad instalada (ICAP/SCR Installed Capacity Special Case Resources Program)
- Programas orientados al Mercado de Energía (DADRP - Day-Ahead Demand Response Program)

En la Figura 15 se muestra la descomposición del mercado eléctrico de NY y en los lugares donde la demanda tiene una participación.

	Categorías Mercado Eléctrico	Detalle	Programas
1	Aseguramiento de generación	ICAP (Capacidad Instalada)	ICAP/SCR
2	Energía	Mercado Day-Ahead (DAM)	DADRP
		Mercado Spot (RTM)	
3	Ofertas directas de SS.CC.	Reserva Operacional	
		Regulación	
		Emergencia	EDRP
4	SS.CC basados en costo		
5	Protección de la congestión		

**Figura 15: Mercados Eléctricos de Nueva York**

Como se puede apreciar, la demanda puede participar en tres de las cinco categorías del mercado eléctrico en NY. El programa de capacidad instalada para la demanda (ICAP/SCR) utiliza los recursos provenientes de la demanda para aumentar el suministro de generación usados por el NYISO para reservas, que es especialmente importante cuando la capacidad del sistema es deficiente. El programa orientado al mercado de la energía (DADRP) permite a la demanda competir con la generación en la ofertas que se producen en el sistema, lo que asegura un mejor comportamiento competitivo del sistema. Finalmente, los programas de emergencia (EDRP - Emergency Demand Response Program) crean una única categoría de servicios complementarios que son valorados para la confiabilidad en el corto plazo del sistema.

El NYISO pretende expandir la participación de la demanda en recursos que puedan ser transados en tiempo real y en los mercados de servicios complementarios.

#### 3.5.1.1.1 Aspectos técnicos

Los actuales programas en que participa la demanda pueden ser clasificados según el tipo de servicio físico que le proveen al mercado. Dos de los recursos proveen de capacidad despachada al mercado, el otro provee de servicios de energía programados, tal como se describe a continuación.

	Función del Mercado	Elegibles
ICAP	Capacidad instalada	> 100 kW
EDRP	Capacidad de emergencia	> 100 kW, se puede agregar
DADRP	Energía económica	Incrementos de 1 MW, se puede agregar

**Figura 16: Características de los programas**

El NYISO requiere que las entidades que sirven a los consumos aseguren la capacidad instalada del sistema, cada 6 meses que sea alrededor de 118% de los consumos que ellos sirven. Estas entidades pueden cubrir sus necesidades por medio de



contratos bilaterales con los generadores, o bien comprando recursos en una subasta organizada por el NYISO. Los consumidores pueden ofrecer su capacidad para desprender carga en el programa ICAP/SCR, ya sea vendiendo directamente su capacidad a un LSE, o bien ofrecerlo directamente en las subastas del NYISO. Una vez que los consumidores ofertan este tipo de recurso, están obligados a asumir sus compromisos por el total de la capacidad ofertada cuando el NYISO lo requiera. El operador del sistema despacha este tipo de recursos cuando se pronostica una escasez de reservas, con un aviso de 2 horas de anticipación y un aviso previo de 24 horas.

#### 3.5.1.1.2 Aspectos económicos

Los programas de emergencia (EDRP) le pagan a los consumidores por el hecho de reducir su carga durante períodos específicos cuando la electricidad en el Estado de Nueva York se ve comprometida. Durante estos eventos “declarados”, se espera que los participantes (no se obliga), ya sea reduzcan su consumo y/o trasladen su consumo a un generador propio por un mínimo de 4 horas. El rendimiento durante estos eventos de emergencia, se basa en cuanta reducción de consumo se pudo medir.

Usualmente, el proveedor del programa da con 24 horas de anticipación un aviso de que sea probable que se lleve a cabo un evento de emergencia. Con un mínimo de 2 horas de anticipación, los participantes reciben una notificación de que su participación es necesaria. Se compara el consumo realizado, durante las horas de reducción, con la línea base del cliente (Customer Baseline, CBL)<sup>7</sup>. La diferencia entre el consumo medido y la CBL es la base para el pago. Como el programa es estrictamente voluntario, no existe la obligación de reducción de carga ante un evento de emergencia; de forma similar, no existe una penalización por no cumplir la meta de reducción. El rendimiento durante los eventos de emergencia es medido hora a hora y el pago es calculado como el máximo entre 500 US\$/MWh y el precio de la electricidad en esa área durante el período del evento. Los pagos por el servicio difieren según el proveedor del programa.

Los programas orientados al mercado de energía (DADRP) le ofrecen a los consumidores la oportunidad de ofrecer su capacidad de reducción de carga en el mercado mayorista de electricidad del Estado de Nueva York. Para participar, las

---

<sup>7</sup> Es una estimación estadística de cuanta electricidad se hubiese utilizado durante ese mismo período.

compañías ofrecen su capacidad de reducción de carga con un día de adelanto, en el mercado de energía. Estas ofertas compiten con las hechas por los generadores para cumplir los requerimientos de demanda del sistema. Si la propuesta hecha por el consumidor es más barata que la hecha por el generador, es aceptada y el consumidor tendrá que reducir su carga durante el período especificado para el día siguiente. Cuando la oferta de reducción de carga es aceptada, el proveedor del programa le informa al cliente del período de reducción. Se compara el consumo realizado, durante las horas de reducción, con la línea base del cliente (Customer Baseline, CBL). La diferencia entre el consumo medido y la CBL es la base para el pago. Como la oferta de reducción de carga fue aceptada en el mercado mayorista de electricidad, los participantes están obligados a cumplir con los requerimientos. Cualquier déficit será penalizado con el máximo entre el precio del mercado mayorista y el spot, más una proporción del 10% de la multa. El rendimiento del consumidor durante los períodos de reducción de carga es medido hora a hora y el pago es calculado como el máximo entre el valor de la oferta y el precio de la electricidad en el mercado mayorista, durante el período de reducción. Se evalúan las multas si la reducción de carga comprometida no se alcanzó.

### 3.5.2 New England

#### 3.5.2.1 Participación en el CP

En Nueva Inglaterra existen dos tipos de programas donde la demanda puede participar:

- Basados en la confiabilidad: los consumidores responden a la confiabilidad del sistema que es determinada por el ISO.
- Basados en el precio: los consumidores responden a los precios determinados por el mercado.

##### 3.5.2.1.1 Aspectos técnicos

En cuanto a los consumidores que responden a los precios del Mercado, pueden participar consumos individuales o agregados con una reducción mínima de 100 kW. La participación es totalmente voluntaria, el consumidor decide cuando y por cuanto tiempo participar. Sin embargo, el consumidor tiene un período en que puede responder, que va desde las 7 AM, hasta las 6 PM.

Las maneras de participar son diversas y se dependen de cada consumidor. Por ejemplo, se pueden apagar luces y equipamientos de oficina que no sean necesarios. También se puede ajustar los niveles del aire acondicionado, la refrigeración y calefacción. Re programando o reduciendo los procesos manufactureros, operando con generadores de respaldo, utilizando una gestión adecuada del consumo. La mayoría de estos consumidores que aportan este tipo de servicios no presenta un impacto en su negocio producto de las reducciones de electricidad.

En el caso de que los consumidores respondan a la confiabilidad del sistema, estos lo pueden hacer de dos maneras distintas. Actuando como consumidores individuales o como un grupo.

En el caso de la participación individual, se tiene que tener un mínimo de 100 kW para reducciones de carga. Se responde a las especificaciones del operador del sistema. El período de acción debe ser dentro de los primeros 30 minutos o 2 horas dependiendo desde que el ISO hizo la petición; el consumidor debe elegir una de las opciones para poder participar. Se debe tener una interrupción garantizada mínima de dos horas.

Se requieren sistemas de comunicación basados en internet para la correcta implementación.

En cuanto a la participación grupal de los consumidores, se debe disponer de un mínimo de 200 kW de recursos disponibles como reducciones de carga. Se responde al aviso del ISO. El accionamiento debe ser dentro de los primeros 30 minutos luego del aviso.

#### 3.5.2.1.2 Aspectos económicos

En la participación individual, existe un pago por uso y por capacidad instalada. El pago por uso es el máximo entre el valor en tiempo real del servicio y un mínimo garantizado.

En la participación grupal, el pago también se basa en un costo fijo más uno variable (capacidad instalada más uso del recurso). Se debe tener una interrupción garantizada de al menos dos horas y el rendimiento esta determinado por un análisis estadístico.

## **IV PROPUESTA CONCEPTUAL**

Como se pudo apreciar en otros países, la participación de la demanda en el sistema eléctrico ocurre cuando los consumidores reducen o cambian el uso de electricidad en respuesta a señales específicas. Estas señales pueden ser tanto de corto como largo plazo, provistas tanto por el operador del sistema como por el mercado.

En esta sección, se presenta un desarrollo o diseño conceptual de como puede la demanda participar de forma activa en el sistema y mercado eléctrico en base la experiencia internacional y documentos de investigación.

Se mencionan aspectos regulatorios que es necesario tener presentes para que la incorporación de la demanda sea adecuada; luego se propone un diseño de mercado donde la demanda se transforma en un agente activo en cuanto a confiabilidad del sistema se refiere, tanto de corto como de largo plazo.

En términos prácticos, la propuesta presenta las diversas instancias donde el consumidor puede participar, con sus respectivas características y beneficios. En este punto, se hace una distinción de que la demanda puede participar de dos maneras, una aportando recursos para el mercado básico (gestionando recursos de corto y largo plazo); la otra, aportando recursos para el mercado de servicios complementarios (gestionando solo recursos de corto plazo).

Finalmente, se explica la gestión técnica y económica para cada tipo de recurso y se propone una organización adecuada para que la incorporación de la demanda como un agente más activo del mercado eléctrico sea un éxito.

### **4.1 Aspectos Regulatorios**

La participación activa de la demanda en el sistema eléctrico tiene un gran potencial para ayudar a cumplir los requerimientos de confiabilidad deseados. Por ello, es crucial que el regulador habilite y promueva mercados donde el consumidor pueda participar de diversas maneras. La nueva reestructuración, requiere de definiciones claras de servicio, responsabilidades, obligaciones, beneficios y aspectos comerciales.

A continuación, se presenta una recomendación sobre que principios tomar en cuenta a la hora de formular una regulación, en cuanto a la participación del consumidor se refiere. Entre ellos destacan el incentivo a la participación, la no existencia de barreras de entrada y la posibilidad de participar en diversas instancias.

### **4.1.1 Principio 1: Participación del consumidor**

La regulación debe ser diseñada para incentivar la participación de los consumidores, ya sean grandes o pequeños; residenciales, comerciales o industriales. En ese sentido, el diseño de mercados debe ser lo suficientemente robusto para promover la participación de todo tipo de consumidores y recibir los beneficios asociados a ello.

Muchos de los consumidores presentes en la industria no tienen conocimientos del sector eléctrico, por lo que no están muy familiarizados con los detalles de cómo los mercados funcionan. También difieren considerablemente en su habilidad para responder a los requerimientos del sistema:

- Mientras algunos van a estar dispuestos a participar todo el tiempo, otros solo podrán participar en períodos específicos.
- Algunos podrán tener equipamientos de control automáticos, mientras que otros solo podrán participar manualmente.
- Unos podrán responder de forma inmediata a los requerimientos del sistema. Otros en cambio, luego de un cierto período de tiempo (e.g. 5, 10 o 30 minutos).
- Ciertos consumidores pueden aportar un mayor número de reservas que otros (industriales vs comerciales vs residenciales). Sin embargo, la participación de todos debe ser fomentada.

Por lo que establecer metas claras para la participación de la demanda puede ayudar a focalizar los esfuerzos y mejorar la eficacia de los recursos.

Cada uno de estos atributos será de factor importante a la hora de evaluar el valor del servicio que entregaría el consumidor. Por lo que se debe permitir una gran variedad de grupos de consumidores y los mercados deben ser capaces de aceptar las diversas propuestas provenientes de los diferentes tipos de consumidores.

### **4.1.2 Principio 2: Flexibilidad**

Algunos consumidores pueden estar capacitados para participar tanto en instancias donde se necesite un aviso muy corto de desprendimiento de carga (o disminución de consumo), como en otras donde la notificación sea con bastante antelación. Otros en cambio, solo pueden participar cuando el aviso de desprendimiento es con bastante antelación.

Por ello, los consumidores deben tener la flexibilidad de participar en múltiples instancias, siempre y cuando los requerimientos y beneficios estén claros. Con

esto, se asegura que no se margina a ningún tipo de consumidor, ya que todos pueden aportar recursos al sistema, por muy insignificantes que estos parezcan.

#### **4.1.3 Principio 3: Obligación de servicio**

Una vez que un consumidor se compromete a brindar algún tipo de reserva, su participación debe ser obligatoria. En caso de que no cumpla con sus requerimientos, este debe ser penalizado.

Además, con el fin de que el sistema eléctrico este siempre resguardado ante eventuales contingencias o desbalances de energía, deben existir en todo momento reservas de operación. Por ello, la participación del consumidor debe contemplar tanto una instancia voluntaria, como obligatoria.

Así, en caso de que la participación voluntaria no sea suficiente para aplacar la contingencia, se tienen reservas suficientes (obligatorias) para resistir la perturbación y evitar el colapso total del sistema.

#### **4.1.4 Principio 4: Mercado Robusto**

La eficiencia de mercado se alcanza cuando los compradores y vendedores pueden interactuar de manera sencilla, por ello, la existencia de un mercado robusto que permita la interacción entre todos los participantes es fundamental. Por ello, debe existir un gran número de compradores y vendedores, ninguno de ellos debe tener el poder de influenciar sobre el precio de la electricidad, tanto la oferta como la demanda deben ser capaces de responder a los precios y deben existir muy pocas barreras de entrada.

#### **4.1.5 Principio 5: Barreras de entrada**

No se debe diferenciar de donde viene el tipo de reserva; no importa que sea un recurso proveniente del parque generador o proveniente de la demanda. Es decir, un recurso proveniente de la demanda que sea igual en tamaño y disponibilidad que uno proveniente de la generación, debe ser tratado de igual manera. Se deben eliminar las posibles barreras de entrada existentes.

Si bien, la participación de un consumidor industrial o comercial puede llegar a ser mucho más atractiva (y menos engorrosa) que la participación de un consumidor residencial, no se debe cerrar la posibilidad de su participación. Si bien el recurso individual por parte del consumo residencial puede llegar a ser considerado como insignificante, si se agrega un gran número de consumidores, su aporte puede llegar a ser bastante significativo.

#### **4.1.6 Principio 6: Tecnologías de Información**

Estimar el rendimiento de los recursos provenientes de la demanda puede significar inversiones adicionales en cuanto a medición, comunicación y control de los actuales medidores, ya sea por cambio o actualización de equipos. Tanto el comprador como el vendedor deben llegar a un acuerdo con el modelo de medición a utilizar.

La información necesaria para un correcto funcionamiento de los recursos provenientes de la demanda varía según el tipo de recurso y no existe una única manera de medición.

#### **4.1.7 Principio 7: Retroalimentación Adecuada**

Para que los recursos provenientes del consumo sean eficaces, se requiere de una activa participación por parte de la demanda. La mayoría de los consumidores no están interesados en el negocio de la electricidad, pero si estarían cambiando sus prácticas de negocio o procesos productivos para participar en el sistema eléctrico. Una retroalimentación adecuada con respecto a como esta siendo el rendimiento y beneficios económicos recibidos, es fundamental para el éxito de estos programas; especialmente para grandes industriales y centros comerciales. De ser posible, se recomienda una retroalimentación dentro de un día, luego de ocurrido el evento de desprendimiento.

Dado que existe muy poco conocimiento acerca de los números, tipos y participación de la demanda en el sistema eléctrico actualmente, algún organismo encargado de manejar y administrar la información ayudaría a educar y estimular la participación por parte del consumo. Por lo que la creación de reportes donde se evalúen y analicen los recursos provenientes de la demanda sería bastante útil.

#### **4.1.8 Principio 8: Retribución**

Los recursos provenientes de la demanda deben recibir un valor de acuerdo a los beneficios que les brinda al mercado y al sistema. Con esto, se asegura e incentiva una correcta participación de la demanda. Para ello, se debe hacer un análisis adecuando del costo de falla (tanto de corta duración, como de largo plazo) para el sistema eléctrico.

Dado que los recursos necesarios para confiabilidad del sistema eléctrico son muy sensibles a la configuración de éste, se debe hacer un estudio independiente para cada sistema.



#### **4.1.9 Principio 9: Impacto Ambiental**

Se requiere de una correcta evaluación medio-ambiental para acomodar los recursos provenientes de la demanda. La reducción del consumo puede ser un gran aporte a la descontaminación del medio ambiente, ya que se necesitarían menos unidades generadoras funcionando para abastecer la demanda en un determinado momento.

## **4.2 Diseño**

En el presente punto, se explica en detalle las instancias donde la demanda puede participar y se propone un diseño apropiado de mercado para su correcta contribución.

### **4.2.1 Instancias donde puede participar la demanda**

Como se mencionó anteriormente, la participación de la demanda en el sistema eléctrico ocurre cuando los consumidores reducen o cambian el uso de electricidad en respuesta a señales específicas, ya sea del mercado o del sistema eléctrico.

Dependiendo del tipo de señal a la cual responde la demanda, se propone clasificar su participación en dos grandes grupos de recursos:

- Recursos de Consumo para el Mercado Básico (RCM-SSBB)
- Recursos de Consumo para el Mercado de Servicios Complementarios (RCM-SSCC)

Los RCM-SSBB responden principalmente a los precios de la energía y potencia del mercado; y como su nombre lo indica, su relación y vinculación con el sistema eléctrico estaría dada por el mercado básico. RCM-SSCC en cambio, tienen relación con la operación del sistema, tanto en condiciones normales como de contingencia; y como su nombre lo indica, su relación y vinculación estaría dada por el mercado de servicios complementarios.

A su vez, la participación de la demanda también se puede clasificar según el horizonte de tiempo en la cual es requerida (corto o largo plazo). Al ser los RCM-SSCC provisiones de servicios complementarios, su participación es exclusivamente en el corto plazo (día a día) aportando seguridad y calidad al sistema. Los RCM-SSBB en cambio, pueden tener participación ya sea en el corto plazo (respondiendo a los precios en el día a día o semana a semana) como largo plazo (respondiendo a los precios del mercado a futuro, meses o años), es decir, podría aportar tanto a la seguridad, calidad y suficiencia del sistema eléctrico.

## 4.2.2 Descripción y Beneficios de los Recursos

En respuesta a los requerimientos del sistema y del mercado, la participación de la demanda como un agente activo puede llegar a ser una herramienta útil para la gestión del sistema en cuanto a confiabilidad se refiere, tanto en el corto (seguridad y calidad) como largo plazo (suficiencia), vía el regulador.

En el siguiente punto se describen con mayor detalle las instancias donde puede participar la demanda (RCM-SSBB y RCM-SSCC) y sus beneficios asociados.

### 4.2.2.1 RCM-SSBB

Este tipo de recurso provisto por la demanda, apunta principalmente a modificar el consumo de **forma voluntaria** en respuesta a señales económicas del mercado básico; tanto en el corto como largo plazo. Entendiéndose por corto plazo el día a día (o semana a semana) y el largo plazo como meses o años.

#### RCM-SSBB de CP

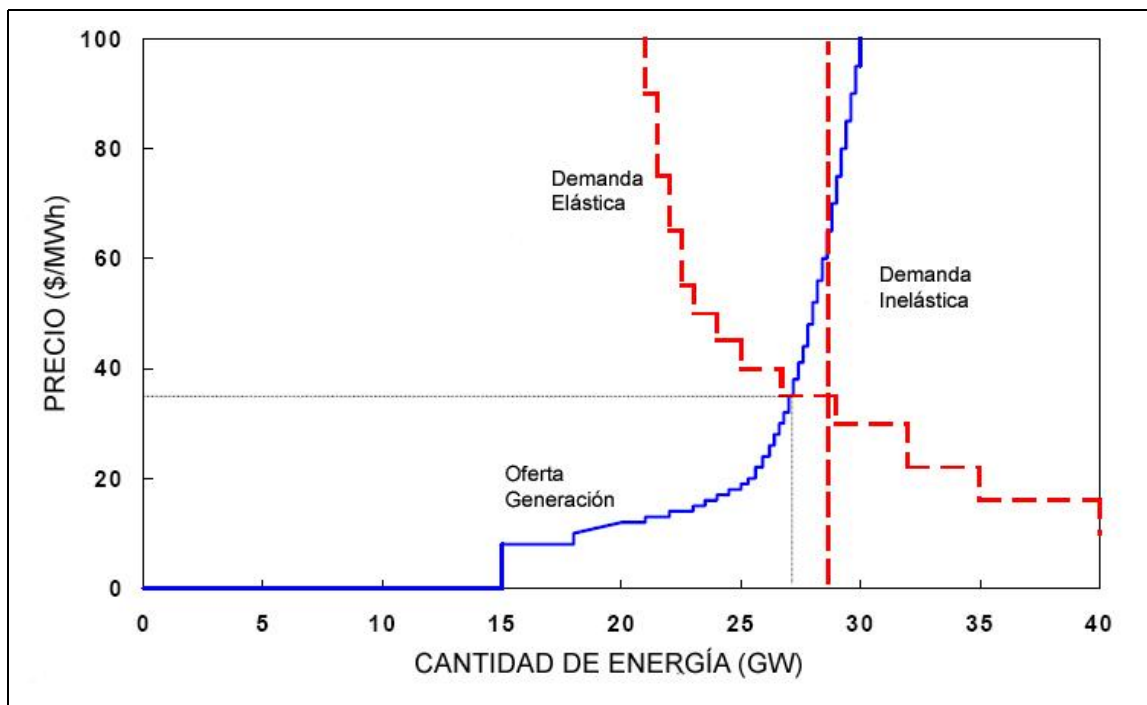
La forma en que los consumidores pueden responder a los precios de la energía en el corto plazo son básicamente las siguientes:

- Tomando decisiones de uso de energía según sea el precio de la energía en ese instante (decisiones entre 5 y 60 minutos).
- Evitando el consumo de energía en horario de punta (o cuando los precios son altos) mediante una gestión y modulación adecuada (decisiones en el día a día o semana a semana).

Con respecto al primer punto, la mayor parte de las transacciones de energía son realizadas mediante contratos bilaterales de largo plazo. Sin embargo, igual existe un mercado spot donde se realizan transacciones de un día para otro o bien, en tiempo real (entre 5 y 60 minutos). La mayoría de estos mercados operan con prácticamente ninguna retroalimentación por parte de la demanda. Es decir, el operador del sistema trata a la demanda como una cantidad fija cada hora (demanda inelástica), optimizando el despacho mediante las ofertas de los generadores solamente.

Al permitir que la demanda pueda modificar su consumo según sean los precios del mercado, se experimenta cierta elasticidad en el consumo. Con ello, la optimización del despacho ahora no sólo cuenta con la oferta de los generadores, sino

que también puede tomar en cuenta a la demanda de los consumidores. En la Figura 17 se muestra cual sería el efecto de este tipo de participación<sup>8</sup>.



**Figura 17: Generación y consumo (con y sin elasticidad) hipotético**

La línea azul, representa las ofertas por parte de los generadores, las cuales al intersectarse con la línea de color rojo vertical (demanda inelástica), da el precio y la cantidad de energía requeridas por el mercado, en un esquema donde la participación de la demanda no tiene lugar. Al introducirle elasticidad a la demanda, la línea roja que antes era vertical, ahora se curva; lo cual indica la disposición a pagar de la energía por parte de la demanda. Al intersectar la curva de la oferta con la de la nueva demanda, se obtiene un nuevo punto de equilibrio, donde la energía requerida resulta ser menor, lo mismo que el precio a pagar por esta.

Otra de las formas en que los consumidores pueden responder a los precios del mercado de la energía en el corto plazo, es evitando el consumo de energía del sistema eléctrico en el horario de punta (o cuando son altos). En este caso, los consumidores no necesitan tener acceso a las variaciones de los precios de la energía en todo momento, pero si tener una idea de cuando el precio de la energía es más alto. Esto se puede realizar mediante las siguientes acciones:

<sup>8</sup> Price-Responsive Demand as Reliability Resources, Eric Hirst, April 2002

- Reducir el consumo de energía en el horario de punta (o cuando los precios sean altos)
- Trasladar el consumo a un horario fuera de punta (o cuando los precios sean más bajos)
- No reducir el consumo ni trasladarlo a un horario fuera de punta, pero utilizar generadores de respaldo.

Con respecto a los dos primeros puntos, la demanda experimenta una variación en su consumo final. En el último punto en cambio, la demanda no experimenta un cambio en su consumo, sino que solo lo cambia a otra fuente energética (e.g. generador de respaldo).

### **Beneficios RCM-SSBB de CP**

Este tipo de recurso tiene un fuerte impacto económico en cuanto a eficiencia del sistema se refiere. No solo al reducir los precios de la electricidad cuando están muy altos (e.g. hora de punta), sino que también disminuye la volatilidad de estos y reduce la manipulación de mercado por parte de los generadores.

También provee de beneficios de confiabilidad de corto plazo. En mercados eficientes, los precios son altos cuando la confiabilidad se ve amenazada. Al ser los precios altos, la demanda reduce su consumo y por lo tanto, reservas adicionales que antes no existían en el parque generador, ahora están disponibles. En el ejemplo de la Figura 17, se pasó de un punto de equilibrio de 29 GW a 27 GW, por lo que se tienen 2 GW libres para ser usados como reservas ante posibles contingencias que pudiesen ocurrir.

La participación de la demanda en el mercado básico, además de permitir la liberación de capacidad en el sistema, podría ayudar a solucionar problemas de congestión en las líneas de transmisión en el corto plazo.

A continuación se presenta una tabla resumen de los beneficios tanto para el sistema, como para los propios consumidores.

Tabla 3: Tabla resumen de beneficios

<b>RCM-SSBB de CP</b>	<b>Beneficio Consumidor</b>	<b>Beneficio Sistema</b>
<b>Decisión del uso de energía según sea el precio spot</b>	Disminución de los precios de la energía y su volatilidad.	Aumentan las reservas disponibles para ser usadas ante eventuales contingencias.
<b>No usar energía del sistema eléctrico en horas donde el precio por energía sea alto</b>	Se tiene un ahorro al no usar energía en períodos de demanda máxima.	Se produce un mejor aprovechamiento de la energía.
		Se despacharían menos unidades en la hora de punta.

### **RCM-SSBB de LP**

La forma en que los consumidores pueden responder a los precios de la energía en el largo plazo son básicamente las mediante las siguientes alternativas:

- Localización geográfica de recursos.
- Eficiencia energética.
- Reservas planeadas.

Con respecto a la localización geográfica de recursos, la demanda debería ser capaz de responder a los precios en el largo plazo al localizar sus consumos futuros en un lugar donde el precio por la energía le resulte atractivo; evitando así localizarse en lugares donde la demanda por energía es grande y los precios altos. Por ejemplo, si los precios por energía en una zona geográfica son bastante bajos, la demanda debería tener los suficientes incentivos para instalar sus futuros consumos cerca de ese lugar.<sup>9</sup>

La eficiencia energética, la cual al ser una disminución de la energía utilizada por aparatos y procesos específicos (típicamente sin afectar el nivel de servicio final), puede llegar a producir ahorros de energía considerables en meses o años futuros. Por ejemplo, un consumidor industrial puede tomar la decisión de cambiar muchos de sus aparatos eléctricos por unos más eficientes en el transcurso del tiempo con el fin de obtener un menor consumo de energía. Difícilmente podrá cambiar toda su

---

<sup>9</sup> Lo mismo debe suceder con los generadores si existe una demanda elástica

infraestructura de un día para otro, pero si puede ser posible que lo haga en el transcurso de algunos meses o incluso años.

Las reservas planeadas, pueden actuar como un seguro de largo plazo contra eventos que puedan surgir cuando ciertas unidades no estén disponibles en el futuro. Por ejemplo, una industria puede planificar la mantención de sus equipos al mismo tiempo que una central tenga que hacer una mantención o reparación planeada y obtener un beneficio económico por ello. Otro ejemplo en el uso de este tipo de reservas puede ser cuando se prevean problemas de abastecimiento en el futuro (e.g. año con una baja hidrología, problemas de abastecimiento de combustible para las centrales térmicas, etc).

### **Beneficios RCM-SSBB de LP**

La participación de la demanda en el mercado básico (en el largo plazo), a través de la localización geográfica de recursos, puede llegar a ser un gran aporte para el sistema y para los propios consumidores. No solo permitiría la liberación de capacidad en el sistema eléctrico, sino que además podría ayudar a solucionar problemas de congestión en las líneas de transmisión. Esto debido a que los grandes consumos no estarían centralizados, sino que más bien distribuidos a lo largo de todo el sistema eléctrico. Por su parte, los propios consumidores obtendrían un beneficio económico por una disminución de su tarifa eléctrica al situar sus consumos en lugares donde el precio por la electricidad es menor.

En cuanto a la eficiencia energética, esta puede ser implementada por cualquier tipo de consumidores (residenciales, comerciales, industriales, grandes y pequeños). Entre sus ventajas destaca el desarrollo de un sistema más eficiente, donde no hay grandes desperdicios de energía producto de las ineficiencias de los consumos. Además, al haber un mejor aprovechamiento de la electricidad, se reduce el impacto ambiental que produce la generación, transmisión y distribución. La eficiencia energética puede reducir considerablemente el consumo, reducciones que ocurren durante todas las horas y días del año. Es automáticamente despachada y esta siempre disponible.

En cuanto a las reservas planeadas, éstas pueden brindarle una mayor suficiencia al sistema, ya que entrarían en operación en períodos de mantención de centrales o en épocas donde el suministro eléctrico se ve afectado por condiciones adversas (e.g. épocas de sequías, crisis del gas). Por ejemplo, si se percibe que en un par de meses a futuro se presenta una crisis de abastecimiento, este tipo de reservas puede

ser perfectamente gestionada para disminuir la demanda total del sistema y así evitar problemas de suministro a todo el sistema.

Tanto la eficiencia energética como las reservas planeadas aportan directamente a la suficiencia del sistema, no así la localización geográfica de recursos. Sin embargo, todos estos recursos responden al precio de la energía en el largo plazo.

A continuación se presenta una tabla resumen de los beneficios tanto para el sistema, como para los propios consumidores.

**Tabla 4: Tabla resumen de beneficios**

<b><i>RCM-SSBB de LP</i></b>	<b>Beneficio Consumidor</b>	<b>Beneficio Sistema</b>
<b>Localización Geográfica</b>	Obtendría una menor tarifa de energía.	Los consumos estarían donde sale más barato generar.
<b>Eficiencia Energética</b>	La energía sería mejor utilizada.	No se contamina el sistema con consumos ineficientes.
<b>Reservas Planeadas</b>	El consumidor recibe un pago por hacer una correcta planificación de mantención.	Se compensa la falta de recursos de generación con la falta de consumos.

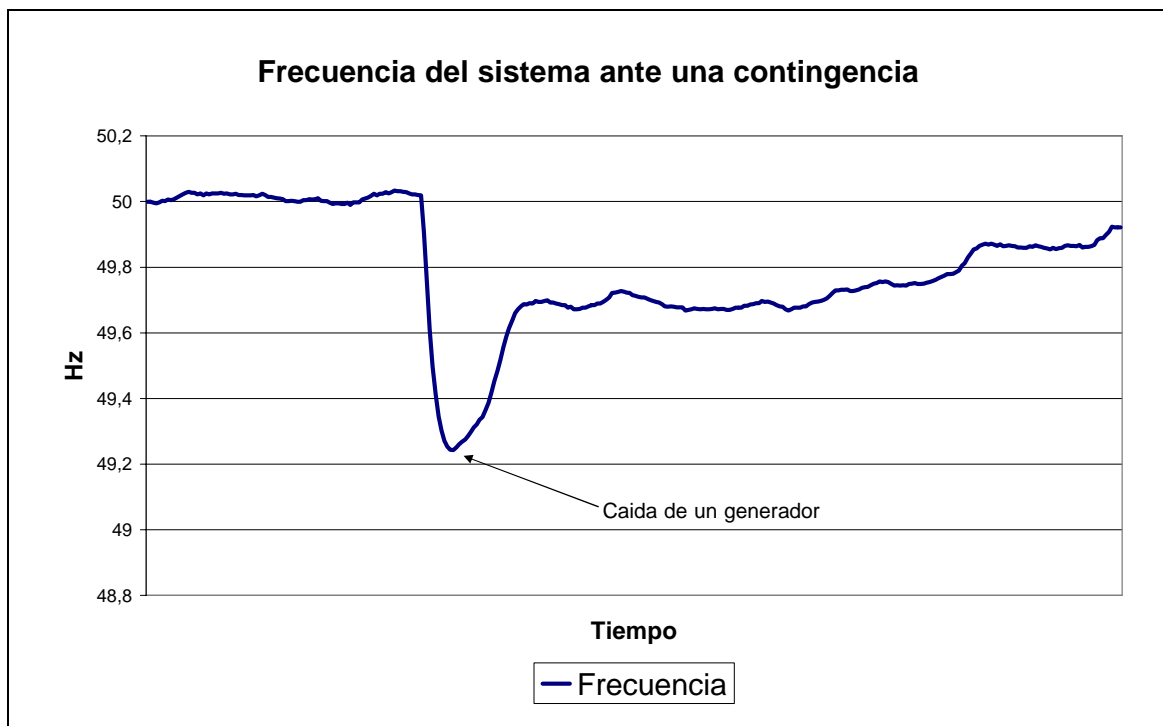


#### 4.2.2.2 RCM-SSCC

En un sistema eléctrico, pueden ocurrir desbalances de potencia cuando se producen fallas abruptas tanto en la oferta como en la demanda. En el caso de la oferta, cuando fallan centrales generadoras o líneas de transmisión. En el caso de la demanda, ya sea por fallas en los mismos equipos que están consumiendo (equipos de envergadura), o por fallas en líneas de transmisión que alimentan la demanda.

Ante estos eventuales desbalances súbitos de potencia, la frecuencia del sistema entero se ve afectada. Cuando el sistema opera en condiciones normales, su frecuencia es constante e igual a 50 Hz<sup>10</sup> (frecuencia de referencia); cuando la oferta es mayor a la demanda, la frecuencia del sistema aumenta y es mayor a 50 Hz. En caso contrario, la frecuencia del sistema disminuye y cae por debajo de los 50 Hz.

Supongamos el caso en que falle un generador, por lo que éste sale de forma abrupta del sistema. En este caso, la oferta del sistema disminuye repentinamente, por lo que la frecuencia baja de los 50 Hz (supongamos a 49,24 Hz), como se puede apreciar en la Figura 18.



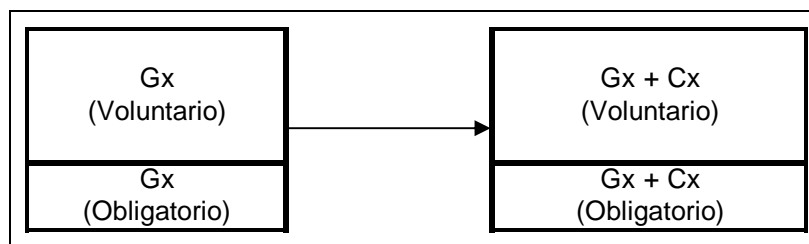
**Figura 18: Frecuencia del sistema ante una contingencia**

<sup>10</sup> Ó 60 Hz según sea el país.

Al caer mucho la frecuencia, puede ocurrir una reacción en cadena de generadores que se desincronizan de la red, teniendo luego un blackout en todo el sistema. Para resolver este inconveniente, hay diversos criterios de seguridad, por ejemplo:

1. Criterio n-1: si falla la unidad más grande, no le sucede nada al sistema.
2. Criterio iterativo: se incorporan nuevas centrales al sistema en conjunto con liberación de carga obligatoria, con el fin de que sea económicamente óptimo.

La operación segura del sistema exige que en todo momento deban existir recursos para equilibrar instantáneamente la oferta y demanda, tanto en condiciones normales como de contingencia. A dichos recursos se les denomina servicios complementarios (ver punto 2.3.1) y actualmente son proporcionadas en mayor medida por la generación, tanto de manera **voluntaria** como **obligatoria**. Sin embargo, también podrían ser proporcionadas por el consumo, tal como se muestra en la Figura 19, aumentando así la confiabilidad de corto plazo de todo el sistema (seguridad y calidad).



**Figura 19: Reservas del sistema**

Por ejemplo, dentro del rango voluntario, se pueden instalar relés de baja frecuencia que sean activados en el rango de 49,8 a 49 Hz; o bien, aportes que sean activados manualmente mediante alguna señal del operador del sistema. Si dichos aportes no fuesen suficientes para evitar la baja de frecuencia, entrarían a operar los aportes obligatorios (que serían una protección) mediante relés de baja frecuencia que serían activados en el rango de 49 a 48 Hz.

En la Tabla 5 se describen brevemente los servicios complementarios más comunes presentes en un sistema eléctrico que pueden ser provistos por el consumo de forma teórica<sup>11</sup> (en general, los recursos que puede aportar la demanda tienen relación con mantener y restaurar el balance entre la oferta y demanda en tiempo real).

---

<sup>11</sup> Load as a Resource in Providing Ancillary Services, Brendan Kirby and Eric Hirst, January 1999

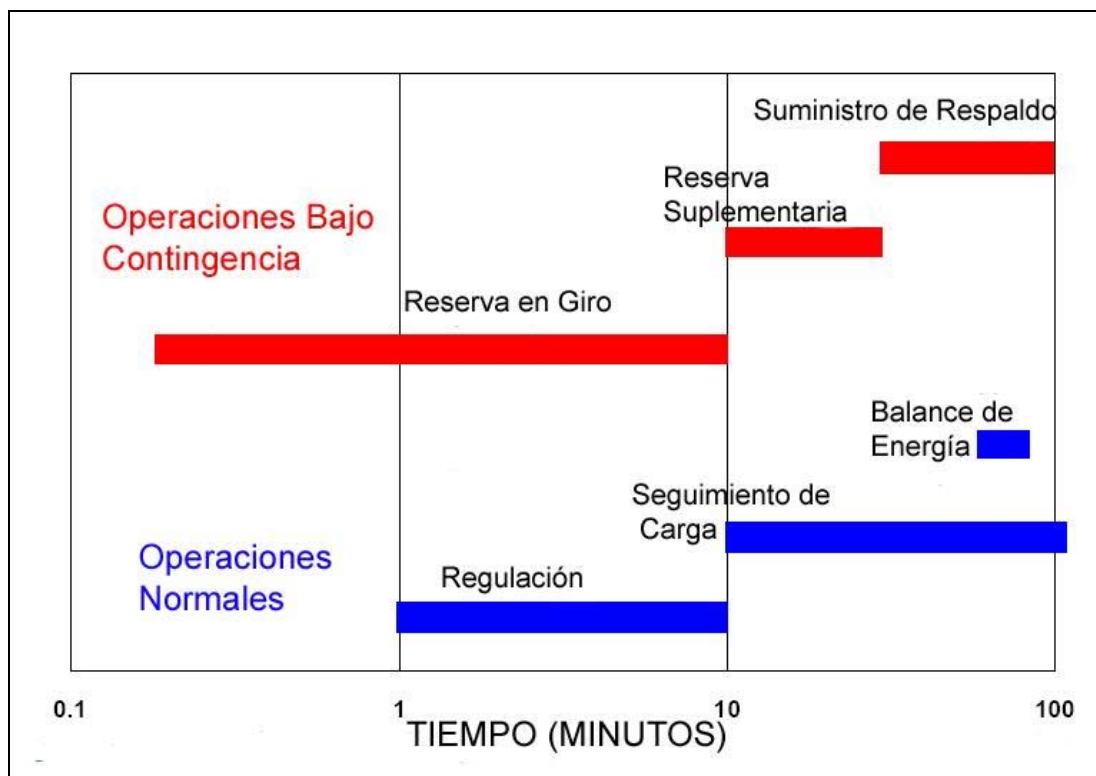
**Tabla 5: Descripción de los servicios complementarios que pueden ser provistos por la demanda<sup>12</sup>**

Servicio Complementario	Operación	Descripción	Escala de Tiempo
Regulación	Normal	Mantenimiento minuto a minuto del balance entre generación y consumo	Cerca de 1 minuto
Seguimiento de carga	Normal	Mantenimiento hora a hora del balance entre generación y consumo	10 minutos a horas
Balance de energía	Normal	Respaldo ante discrepancias entre transacciones programadas y actuales	Hora a hora
Reserva en giro	Contingencia	Respuesta inmediata ante contingencias y desvíos de frecuencia	Segundos a menos de 10 minutos
Reserva suplementaria	Contingencia	Respuesta a restaurar el balance entre generación y consumo dentro de X minutos luego de la contingencia. A diferencia de la reserva en giro, su disponibilidad no requiere de acción inmediata.	Menos de 10 minutos
Suministro de respaldo	Contingencia	Plan del consumidor para restaurar las reservas de contingencia del sistema dentro de 30 min. en caso de que el suministro primario del consumidor esta deshabilitado.	30 a 60 minutos

A continuación (Figura 20), se presenta la relación que existe entre cada servicio complementario y sus tiempos de ejecución y duración. En rojo se presentan los servicios complementarios que operan bajo contingencia; en azul, los servicios complementarios que operan en condiciones normales.

---

<sup>12</sup> En cuanto a la reserva suplementaria, el tiempo necesario para restaurar el balance entre la generación y el consumo (X), depende de cada sistema eléctrico y sus tiempos deben ser especificados por el operador del sistema. En muchos casos bordea los 10 minutos.



**Figura 20: Tiempos de ejecución y duración de los servicios complementarios que pueden ser provistos por la demanda**

Es necesario destacar que la definición de los servicios complementarios puede cambiar notablemente de un sistema a otro, pero siempre tendrán la misma finalidad: preservar la seguridad y calidad del sistema eléctrico en todo momento. Lo que se quiere enfatizar en el presente informe es que:

- Existen servicios para operaciones normales y para operaciones bajo contingencia.
- Cada sistema debe definir sus propios servicios, según sean sus características y necesidades.

Si bien, los consumidores pueden participar teóricamente tanto en brindar reservas de operación en condiciones normales como de contingencia, es en esta última instancia donde el consumo tiene más probabilidad de participar y su aporte sería más valioso. Los consumidores no estarían dispuestos a conectarse y desconectarse, o modificar su consumo ante requerimientos del sistema en cada minuto (en operaciones normales), pero sí estarían dispuestos a hacerlo cuando el sistema realmente lo necesite (ante una contingencia), en eventos esporádicos o en situaciones especiales, con el fin

de tener una mejor seguridad y calidad en el suministro y así evitar posibles daños en sus equipamientos si es que una falla de suministro llegase a ocurrir.

Por lo tanto, entre los servicios que puede prestar la demanda, destacan los que son utilizados en períodos de contingencia, es decir:

- Reserva en giro
- Reserva suplementaria
- Suministro de respaldo

La reserva en giro la pueden aportar los consumidores que puedan desconectar automáticamente sus consumos inmediatamente después de ocurrida la contingencia. En la reserva complementaria, pueden participar los consumos que no se pueden desconectar automáticamente, pero si de manera manual dentro de unos pocos minutos de ocurrida la contingencia. El suministro de respaldo, podría ser aportado por consumidores que pueden desconectar sus consumos, pero que requieren de un cierto tiempo de aviso.

Por lo tanto, los recursos provenientes del consumo que aportan reservas de contingencia, pueden ser clasificados de acuerdo a sus tiempos de activación de tres maneras distintas:

- Recursos Instantaneos: deben ser activados de manera automática, preferentemente mediante relés de baja frecuencia (aportes voluntarios y obligatorios). O bien, bajo otro tipo de enclavamiento. Por ejemplo, al salir una línea o generador específico.
- Recursos Rápidos: no requieren de una activación automática, pero si deben ser lo suficientemente rápida para que puedan estar disponibles dentro de los primeros minutos luego de ocurrida la contingencia (aportes voluntarios).
- Recursos Moderados: pueden requerir de varios minutos, luego de ocurrida la contingencia, para estar disponibles (aportes voluntarios).

### **Beneficios RCM-SSCC**

Probablemente, la carga podría responder mejor que grandes generadores a los requerimientos del sistema, esto debido a que la respuesta de la carga estaría compuesta por muchos pequeños recursos los cuales están distribuidos a lo largo de todo el sistema eléctrico. Esto, lo convierte en un recurso mucho más rápido y confiable (estadísticamente hablando) de servicios complementarios que los generadores

convencionales; cada consumidor suministraría una pequeña parte del sistema total, por lo que ante una eventual falla del recurso, el sistema no sería afectado.

Teniendo a los consumidores como participantes tanto del consumo como del suministro, mejoraría la utilización de recursos. Actualmente, los servicios complementarios consumen recursos de generación; si la carga proveyera de estos servicios, la capacidad de generación estaría libre para hacer para lo que fue diseñada, es decir, generar. Lo que también ocasionaría que hubiera menos interrupciones en el sistema, los generadores podrían funcionar a mayor potencia y la contaminación ambiental disminuiría al no despachar unidades generadoras más contaminantes. Dado que las centrales están diseñadas para trabajar a máxima potencia, al usar la demanda como un recurso de confiabilidad, el despacho sería más óptimo y económico.

Los consumidores no sólo recibirían una retribución monetaria por proveer este tipo de recurso, sino que también se asegurarían que exista un mayor número de recursos en todo momento, con lo que la probabilidad de un corte de energía se reduce, por lo que posibles deterioros en equipamientos eléctricos producidos por un corte de suministro eléctrico se verían reducidos.

A continuación se presenta una tabla resumen de los beneficios tanto para el sistema, como para los propios consumidores.

**Tabla 6: Tabla resumen de beneficios**

<i>RCM-SSCC</i>	<b>Beneficio Consumidor</b>	<b>Beneficio Sistema</b>
<b>Beneficios</b>	Disminuye la probabilidad de corte en las instalaciones.	Aumento de reservas para la confiabilidad del sistema.
	Retribución económica.	Recursos bien distribuidos a lo largo de todo el sistema.
	Se desprende carga solo en los procesos donde se desea y no en toda su demanda.	Mejor utilización de recursos.
		Despacho más óptimo

### 4.3 Gestión Técnica y Económica

Si bien la demanda puede proveer de servicios y recursos al sistema eléctrico, no cualquier tipo de consumo está capacitado para hacerlo. Algunos consumidores pueden estar dispuestos (y capacitados) a participar aportando recursos al mercado básico; otros en cambio, solo están capacitados para proveer recursos al mercado de servicios complementarios. También pueden existir algunos consumidores que estén dispuestos a proveer recursos de largo plazo, pero no de corto plazo o viceversa.

A continuación, se describe la gestión técnica y económica necesaria para que la participación de la demanda en el sistema eléctrico sea efectiva, según sea el tipo de recurso que provea.

#### 4.3.1 RCM-SSBB de CP

##### 4.3.1.1 Gestión Técnica

Si bien cualquier tipo de consumo podría teóricamente participar en esta instancia, lo más probable es que lo hagan los consumidores industriales y comerciales, y en menor medida los residenciales. A continuación se presenta una tabla que relaciona la capacidad de participación de cada tipo de consumo y el recurso a aportar.

**Tabla 7: Capacidad de participación por tipo de consumo**

<i><b>RCM-SSBB de CP</b></i>	<b>Industrial</b>	<b>Comercial</b>	<b>Residencial</b>
<b>Decisión del uso de energía según sea el precio spot.</b>	Dependiendo de la flexibilidad de sus procesos productivos.	Dependiendo de la flexibilidad del consumidor para reducir su consumo abruptamente.	Poco probable su participación, pero es factible.
<b>No usar energía del sistema eléctrico en horas donde el precio por energía sea alto.</b>	Una correcta modulación del consumo es fundamental.	Una correcta modulación del consumo es fundamental.	Se puede orientar a los consumidores residenciales a no usar energía en la hora de punta.

Por ejemplo, consumidores que posean algún sistema computacional que permita hacer un monitoreo constante de los procesos productivos y uso de la energía (e.g. SCADA), puede facilitar la implementación de una correcta modulación del consumo, con no menores ahorros de energía en períodos cuando el costo de la energía es alto. Por otro lado, los consumidores que posean generadores de respaldo, pueden

cambiar su fuente energética fácilmente. Permitiendo así conectarse a la red en períodos cuando el precio por energía les es conveniente.

En los siguientes puntos se describen las principales características técnicas necesarias para que los RCM-SSBB de CP tengan una participación efectiva en el sistema eléctrico.

### **Característica Técnica #1: Tiempos de operación/actuación**

El consumidor que aporta RCM-SSBB de CP debe ser capaz de responder a los precios de la energía con suficiente anticipación para que los precios altos no le afecten y mantener su desprendimiento (o reducción de consumo) el tiempo suficiente para que el ahorro económico le sea significativo.

Si se conoce la curva de precios con bastante anticipación, el consumidor puede modular y reducir su consumo en períodos en que la energía tiene precios altos. O bien, traspasar su uso de energía a generadores de respaldo y evitar así el uso de la red.

Por otro lado, si existe un mercado donde se dan precios de la energía en tiempo real (entre 5 y 60 minutos), el consumidor debe ser capaz de poder responder a estos cambios y modificar su consumo en un lapso corto de tiempo (alrededor de 30 minutos) y así poder beneficiarse con la reducción de costos por conceptos de pago de energía.

### **Característica Técnica #2: Información necesaria**

La única información necesaria para que este tipo de recurso participe, es conocer el precio de la energía. Los precios de la energía pueden ser conocidos de dos maneras distintas:

- Sabiendo en tiempo real cual es el precio del mercado de la energía.
- Teniendo una idea de cuando los precios del mercado son altos.

Dependiendo de cómo es la información va a depender de cuan eficaces van a ser las reducciones de costos por parte del consumidor.

### **Característica Técnica #3: Automatismos necesarios**

Dado que para responder a los precios de la energía no se necesitan desconexiones inmediatas de consumo, sino que pueden ser desconexiones que necesiten cierta preparación, no se requieren automatismos, sino que todas las desconexiones pueden ser manuales, con lo que la respuesta es totalmente voluntaria.



#### 4.3.1.2 Gestión Económica

Para que la demanda pueda proveer recursos que sean sensibles al precio en el corto plazo y le entregue cierta elasticidad a la demanda, se requiere de un mercado eficiente y competitivo, y que sea capaz de entregar información sobre el precio de la energía casi en tiempo real. Con ello, cada consumidor sería capaz de tomar la decisión de cuanto está dispuesto a pagar por la electricidad de acuerdo a su función de utilidad. Es decir, tener una idea de cuando el beneficio marginal de usar la electricidad es igual al costo marginal de esta. Para ello, son requeridos equipos de monitoreo que muestren el precio de la energía en todo momento y poseer cierta flexibilidad en el uso de electricidad con el fin de poder programar el consumo de electricidad de acuerdo al precio de ésta.

En el caso de que no se disponga de un mercado robusto, la participación de la demanda igual puede ser efectiva. Pero para ello el consumidor debe saber cuando los precios de la electricidad son altos (e.g. hora de punta). En este caso, una modulación adecuada del consumo y los generadores de respaldo serían de gran apoyo.

Ya que el consumidor responde a las señales de precios del mercado básico, pagos adicionales serían innecesarios si las señales son las adecuadas.

La gestión de la demanda en estos casos, se daría cuando el beneficio marginal de utilizar la electricidad es igual al costo marginal de esta, presentándose una condición de borde. Por ejemplo, los consumidores industriales van a modificar su consumo de energía dependiendo del proceso productivo asociado; si están produciendo un artículo que les está proporcionando grandes ganancias y necesitan producir todo el día, estos no van a modificar su consumo de energía, dado que el beneficio de usar la electricidad es mucho mayor a no usarla. Si en cambio, no tienen inconvenientes en producir en un horario donde el precio de la energía sea menor, pueden modificar su consumo en señal al precio de la energía.

En cuanto a la implementación de generadores de respaldo; si el costo de la inversión, más el costo del combustible para operar el generador de respaldo es menor o igual al costo de la energía provista por el sistema eléctrico, al consumidor le convendrá usar el generador de respaldo.

### 4.3.2 RCM-SSBB de LP

#### 4.3.2.1 Gestión Técnica

Los RCM-SSBB de LP están enfocados principalmente a los consumidores industriales, en menor medida a los comerciales y en un bajo porcentaje a los residenciales. A continuación se presenta una tabla que relaciona la capacidad de participación de cada tipo de consumo y el recurso a aportar.

**Tabla 8: Capacidad de participación por tipo de consumo**

<i>RCM-SSBB de LP</i>	<b>Industrial</b>	<b>Comercial</b>	<b>Residencial</b>
<b>Localización Geográfica</b>	Industrias que tienen grandes consumos, los cuales no tienen mucha dependencia geográfica	Difícil su participación	Imposible su participación
<b>Eficiencia Energética</b>	Pueden participar perfectamente	Pueden participar perfectamente	Pueden participar perfectamente
<b>Reservas Planeadas</b>	Industrias que requieran hacer mantenciones de sus equipos periódicamente	Pueden participar reduciendo su consumo	Pueden participar reduciendo su consumo

Para que la demanda pueda cambiar su ubicación geográfica para responder a los precios de la energía, ésta no debe basar su producción según una materia prima que le sea esencial y que esté cerca del lugar en que esté ubicada actualmente. Por ejemplo, una minera de cobre difícilmente va a cambiar su ubicación a un lugar lejos del yacimiento de cobre para responder a los precios de la energía. En cambio, una empresa que requiera materias primas de diversos lados, si puede cambiar su ubicación, ya que al alejarse de una, probablemente se acerque de otra y el impacto sea menor. Difícilmente, un consumo industrial va a aportar este tipo de recurso, mucho menos un consumo residencial.

Con respecto a la eficiencia energética, la empresa debe estar dispuesta a hacer inversiones en nuevos activos para cambiar las máquinas existentes. Por otro lado, los equipos actuales deben ser bastante antiguos y/o ineficientes, para que la eficiencia energética tenga un impacto considerable y sea beneficioso tanto para el consumidor como para el sistema. Por ello, el tipo de consumo que más probabilidad tiene de participar en esta instancia, es aquel que no ha renovado sus maquinarias en un período considerable de tiempo y necesita hacer inversiones en sus procesos. Tanto los

consumos comerciales o residenciales pueden participar al cambiar sus consumos por unos más eficientes.

Finalmente, con respecto a las reservas planeadas, la mayoría de los procesos productivos pueden ser detenidos si se hace una programación a largo plazo. Para ello, serían necesarias notificaciones con antelación para poder reorganizar los turnos de trabajo y procesos productivos. El principal problema radica en que hay ciertos procesos productivos que requieren de un cierto tiempo de prendido y apagado, por lo que la gestión de este tipo de reserva solo se vería justificado si el período utilizado es relativamente largo. En cuanto a los consumos comerciales y residenciales, estos pueden disminuir su consumo en la medida que el aviso sea con antelación. Por ejemplo, si se prevee una escasez de suministro producto de una sequía, comprometerse a consumir menos energía en el lapso que sea requerido.

#### 4.3.2.2 Gestión Económica

Ya que tanto con la localización geográfica de recursos, como con la eficiencia energética el consumidor responde a las señales de precios del mercado básico, pagos adicionales serían innecesarios si las señales son las adecuadas. En el caso de que la señal no sea adecuada, el regulador puede llegar a incentivar de algún modo la participación del consumo en el largo plazo (e.g. aportes, subvenciones).

Las reservas planeadas, al ser un compromiso por parte del dueño del recurso de convertir su capacidad contratada en una reducción de carga (en algún instante de tiempo en el futuro), son las únicas que deberían tener un incentivo extra de participar. Este pago, debería ser acorde al costo incurrido por la empresa/consumidor en dejar de producir/consumir por un período determinado de tiempo y estaría relacionado con costo de falla de largo plazo en que incurre el consumidor. Al momento de despachar este tipo de reservas, primero se utilizarían las de menor costo obviamente.

Dado que este tipo de reservas puede ser necesaria de utilizar en dos condiciones muy distintas, el pago para cada condición debe ser distinto. Por ejemplo, en el caso que se utilice por:

1. Mantenimiento de alguna central: La propia central debe pagar por este recurso.
2. Caso fortuito (e.g. sequía): Todo el sistema debe pagar por ello

Es decir, si se utiliza este recurso debido a que cierto agente no pudo cumplir con sus obligaciones, es éste el que debe pagar por el servicio. En el caso de que se utilice por algo fortuito, todo el sistema deberá pagar.

### 4.3.3 RCM-SSCC

#### 4.3.3.1 Gestión Técnica

Los RCM-SSCC están enfocados principalmente a los consumidores industriales y comerciales. Sin embargo, los consumidores residenciales también pueden ser un gran aporte, siempre y cuando la suma de todos los recursos de esta área sea considerable. A continuación se presenta una tabla que relaciona la capacidad de participación de cada tipo de consumo y el recurso a aportar.

**Tabla 9: Capacidad de participación por tipo de consumo**

<i>RCM-SSCC</i>	<b>Industrial</b>	<b>Comercial</b>	<b>Residencial</b>
<b>Recursos instantaneos</b>	Procesos industriales que puedan ser detenidos abruptamente.	Consumos que puedan ser detenidos abruptamente	Consumos que puedan ser detenidos abruptamente
<b>Recursos rápidos</b>	Procesos industriales que requieran de cierto aviso para ser desconectados.	Consumos que requieran de un cierto aviso para ser desconectados.	Consumos que requieran de un cierto aviso para ser desconectados.
<b>Recursos moderados</b>	Procesos industriales que requieran de un aviso mayor para ser desconectados.	Consumos que requieran de un aviso mayor para ser desconectados.	Consumos que requieran de un aviso mayor para ser desconectados.

Los servicios complementarios, en esencia, son reservas de operación tanto de potencia activa como reactiva necesarias para operar el sistema con un grado de seguridad y calidad aceptados. Estas reservas son recursos que sirven de protección al sistema para mantener el equilibrio entre la oferta y demanda en condiciones normales y de contingencia.

Tanto la calidad (tiempo de respuesta y sostenimiento), como la cantidad de estas reservas resultan necesarias de tomar en cuenta. Por lo que una correcta definición y gestión de un marco adecuado de reservas resulta fundamental para la operación confiable del sistema.

Si bien la demanda puede estar capacitada para proveer tanto reservas que estén disponibles en condiciones normales como en períodos de contingencia, es más probable que los consumidores solo estén dispuestos a proveer reservas de contingencia (**reservas voluntarias y obligatorias**) debido a que ellos solo estarán dispuestos a aportar recursos de vez en cuando y no a cada momento, como sucedería durante las condiciones normales del sistema.

Para la gestión de reservas de contingencia, ya sea para proveer recursos rápidos, instantáneos o moderados, la carga debe tener ciertas características, entre las que destaca principalmente su velocidad de respuesta, restauración, capacidad de almacenamiento, capacidad de control y requerimientos de notificación, tal cual se destaca a continuación.

### **Característica Técnica #1: Velocidad de respuesta**

La principal característica que diferencia el tipo de reserva que puede ser provista por el consumo es su tiempo o velocidad de respuesta. Las reservas pueden ser clasificadas en 3 grupos dependiendo de sus tiempos de activación:

- Reservas instantáneas: se deben activar de forma automática luego de ocurrida la contingencia.
- Reservas rápidas: no requieren de activación automática (puede ser manual), pero su velocidad debe ser lo suficientemente rápida. Dentro de los 10 primeros minutos luego de ocurrida la contingencia.
- Reservas moderadas: su activación puede llegar a ocurrir luego de 30 a 60 minutos luego de ocurrida la contingencia (desconexiones automáticas o manuales).

La desconexión automática por parte de la demanda, puede llegar a tener velocidades de respuesta incluso mayor a la de los generadores.

### **Característica Técnica #2: Restauración**

Una vez que el evento de contingencia ha sido solucionado con éxito, el sistema eléctrico necesita tener nuevamente reservas de contingencia tan rápido como sea posible para poder protegerse ante una eventual nueva contingencia. Los grandes generadores termales tienen tiempos mínimos de puesta en marcha y de apagado para evitar daños en la maquinaria, no así muchos de los consumidores, que por lo general pueden volver a prender inmediatamente sus consumos luego de que fueron apagados (una excepción pueden ser los mineros).

Además, los consumos querrán retornar al servicio tan rápido como sea posible luego de ocurrida la contingencia; por lo que estarán completamente disponibles para otra eventual contingencia, siendo las reservas restauradas casi inmediatamente.

### **Característica Técnica #3: Almacenamiento**

Cualquier consumo que tenga algún tipo de almacenamiento en su proceso, o cualquier proceso al cual se le pueda agregar rápidamente un almacenamiento, es un muy buen candidato para proveer reservas de contingencia. Si bien esto no es un almacenamiento de electricidad propiamente tal, está fuertemente relacionado con el consumo de ésta. Por ejemplo, consumos que tengan almacenamiento termal (calentamiento y enfriamiento de edificios, calentamiento de agua, refrigeración y congelamiento, etc), aire comprimido y bombeo de agua, entre muchos otros.

Una característica común para muchos consumos, es que el almacenamiento es limitado. Un edificio puede reducir el uso de su aire acondicionado por 15-60 minutos, pero no puede sostener un desprendimiento por horas (especialmente en períodos calurosos y húmedos). De manera similar, las estaciones de bombeo de agua pueden llegar a tener 24 horas de almacenamiento disponible, sin embargo, es muy difícil que puedan llegar a desprender carga por más de una hora en respuesta a los requerimientos del sistema, ya que se debe tener agua disponible de reserva ante cualquier eventualidad.

A diferencia de los generadores, quienes típicamente tienen costos constantes luego de que son llamados a responder a la contingencia; los costos de la demanda, generalmente comienzan muy bajos, pero suben rápidamente una vez que el almacenamiento se agota.

#### **Característica Técnica #4: Control**

Para que la gestión de la demanda sea eficiente como reserva de contingencia, ésta debe ser capaz de responder efectivamente a los requerimientos de corte impuestos por el operador del sistema. Para que esto ocurra, deben existir mecanismos automáticos de desconexión para el caso de las reservas instantáneas. En el caso de la reserva suplementaria, la activación automática no es necesaria, pero si es requerido un desprendimiento dentro de los primeros minutos luego de ocurrida la contingencia.

Es decir, el consumo debe ser capaz de cumplir con el tipo de reserva que se le solicita y ajustarse a los requerimientos o especificaciones que haga el operador del sistema.

Los eventos de contingencia son rápidos y requieren de una respuesta inmediata. Los procesos que no requieren ningún tipo de notificación son los mejores para proveer reservas en giro. Los consumos termales, bombeos de agua, compresión de aire y otros consumos que tengan un almacenamiento propio del proceso, generalmente no requieren de ningún tipo de aviso de desprendimiento de carga.

Los procesos que requieran de un par de minutos para ser desconectados, responden mejor a reservas suplementarias o de respaldo, las cuales son reservas que no requieren una activación inmediata.



#### 4.3.3.2 Gestión Económica

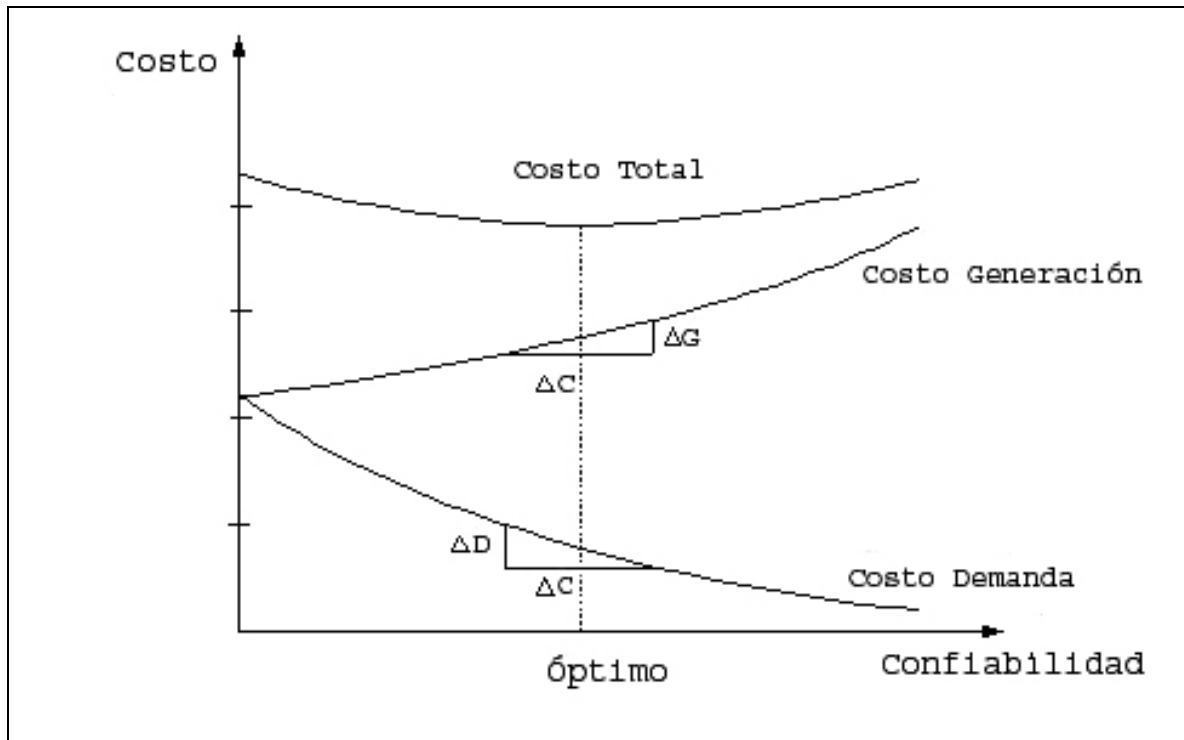
Generalmente, los precios de la electricidad varían en relación a los niveles de confiabilidad del sistema; mientras más confiable sea el sistema, mayores serán los precios del suministro eléctrico. Si la confiabilidad del sistema es baja, la probabilidad de que ocurran interrupciones es alta, pudiendo ocasionar daños y pérdidas económicas considerables a los consumidores.

Al utilizar sólo recursos de la generación para manejar la confiabilidad de corto plazo del sistema se tiene una combinación de los siguientes dos escenarios:

1. Confiabilidad de CP baja: Los generadores operarían a niveles cercanos a la máxima potencia, con precios de energía bajos (debido a que solo serían despachadas las unidades más baratas), pero no se tendrían reservas de operación disponibles ante una contingencia, por lo que la confiabilidad de corto plazo sería prácticamente nula.
2. Confiabilidad de CP alta: Los generadores operarían a potencias bajas, con precios de energía altos (debido a que sería necesario el despacho de unidades generadoras más costosas), se incrementaría el número de reservas de operación disponibles ante una contingencia, por lo que aumentaría la confiabilidad del sistema.

Actualmente en muchos países no existe obligación en escoger niveles de confiabilidad en cuanto a la planificación y operación del sistema eléctrico se refiere (Chile entre ellos); mucho menos un criterio técnico. En algunos sistemas se deja como reserva de operación un cierto porcentaje de la demanda de punta que es provista por los generadores, en otros lados se aplica un marco probabilístico donde se minimiza la probabilidad de falla. Adicionalmente, algunos transportistas no permiten que por sus líneas de transmisión existan flujos superiores a un cierto porcentaje de la capacidad total. Por ello, es necesario establecer un marco de confiabilidad adecuado que busque equilibrar los requerimientos técnicos y económicos.

Al introducir a la demanda como un agente activo en el sistema eléctrico (que sea capaz de brindar servicios de confiabilidad de corto plazo por medio de servicios complementarios), se puede llegar a un equilibrio técnico y económico de manera teórica. Para ello, se deben comparar los costos que incurre la generación, con los costos que incurre la demanda para distintos niveles de confiabilidad (e.g. reservas operacionales), tal como se muestra en la Figura 21.



**Figura 21: Equilibrio teórico para una correcta confiabilidad del sistema**

Conceptualmente, el nivel de confiabilidad óptimo estaría en el punto mínimo entre la suma del costo que incurre la generación y el costo que incurre la demanda por proveer de sus servicios de confiabilidad. Es decir, cuando el costo marginal de proveer mayor confiabilidad al sistema ( $\Delta C$ ) por parte de la generación ( $\Delta G$ ) es igual al costo marginal de proveer mayor confiabilidad por parte de la demanda ( $\Delta D$ ); como se puede apreciar en la siguiente ecuación:

$$\frac{\Delta G}{\Delta C} = -\frac{\Delta D}{\Delta C}$$

En otras palabras, cuando el costo marginal es igual al beneficio marginal de proveer mayor confiabilidad al sistema, se estaría en una condición de borde y se alcanzaría un nivel de equilibrio y óptimo de confiabilidad de corto plazo. En términos prácticos, el beneficio podría medirse por ejemplo en una disminución de las horas de falla, es decir, un menor costo de falla. Por otro lado, el costo de las reservas operacionales puede venir tanto del aporte de los generadores como de los consumidores.

Por lo tanto, la función a minimizar para el correcto equilibrio sería la minimización de costos de generación y demanda sujeto a las restricciones de que la

generación total del sistema debe ser igual a la demanda total del sistema más las pérdidas que se producen, como se puede apreciar en la siguiente ecuación.

$$\text{Min } (\text{Costo}_{\text{Generación}} + \text{Costo}_{\text{Demanda}})$$

$$\text{sa. } \text{Generación} = \text{Demanda} + \text{Pérdidas}$$

El costo de la generación es bastante simple de calcular y se basa principalmente en los costos que incurre el generador por conceptos de combustible y por conceptos del valor estratégico del agua. La estimación del costo de la demanda en cambio, es bastante más complejo, para ello se necesita un acabado estudio de las pérdidas económicas en que incurre el consumidor al desprender su consumo de la red eléctrica en el corto plazo y tiene una relación directa con el costo de falla de corto plazo del consumidor.

Cuando se produce una falla en el sistema, ésta puede ocasionarle a la demanda diversos daños, tanto directos como indirectos. Pérdidas de producción y materia prima, inconvenientes producidos y daños a los activos pueden ser considerados como algunos de los costos directos en que incurre el consumidor. Sin embargo, también puede haber daños indirectos, como es el caso de robos, cancelación de pedidos producto de la demora en la entrega, entre muchos otros y depende de cada tipo de consumidor (residencial, comercial, industrial). Cuando se produce una falla en el sistema, el consumidor experimenta una incertidumbre en cuanto a los costos y daños que le producirá dicha falla. Más aun, cuando es súbita y de profundidad y duración variable.

Al utilizar la demanda como un recurso de confiabilidad mediante servicios complementarios, el consumidor experimentaría una disminución en estos costos no solo porque la probabilidad de falla disminuiría, sino que también muchos de los costos asociados a la incertidumbre desaparecerían. Esto producto de que el consumidor estaría enterado de que posibles desprendimientos pueden llegar a ocurrir y que estos solo tendrán lugar en los equipos que el estime conveniente; por lo que nunca se desprenderá un proceso productivo que jamás debe interrumpirse, solo se desprenderán los procesos en los cuales no se tengan daños considerables, o bien que los daños estén acotados.

Para poder incentivar a la demanda de proveer recursos de confiabilidad de corto plazo, es necesario comparar las situaciones en que:

- se produzca una falla del sistema y
- la situación en que sea necesario desprender consumos producto de la provisión de servicios complementarios.

Hay que darle a entender al consumidor, que en el segundo caso, los beneficios percibidos serán mayores. Para ello, tanto los impactos y costos ocasionados por la falla del sistema como por un desprendimiento de carga, deben ser estimados monetariamente, lo cual es bastante complicado y depende de cada consumidor; ya que la perspectiva de cada consumidor sobre el impacto que le ocasionó el evento (falla o desprendimiento) depende del uso que le estuviera dando a la electricidad en ese momento. Se deben categorizar a los consumidores según tipo de consumo y ubicación geográfica, cantidad de potencia consumida, profundidad de falla, duración del evento y el período en que ocurrió el evento deben ser algunos de los criterios de estimación.

A continuación, se explica como se hace el cálculo del costo de falla en diversos sistemas eléctricos.

#### 4.3.3.2.1 Estimación del Costo de Falla

Para poder estimar los beneficios y costos asociados al aumentar la confiabilidad del sistema, se deben cuantificar los costos en que incurre un consumidor cuando ocurre una falla en el suministro de energía eléctrica (ya sea por un período corto o largo de tiempo). Estos costos se pueden ser tanto directos como indirectos. Los costos directos tienen relación con pérdidas en la producción, capacidad ociosa, daños a la maquinaria, pérdida de datos, productos arruinados o devolución de mercancía, entre otros. Los consumidores residenciales pueden experimentar costos directos como los gastos en que tuvieron que incurrir producto de la falta de suministro (e.g. fuentes de luz alternativas, daños a los instrumentos eléctricos, etc). También existen costos indirectos (e.g. accidentes, vandalismo, costos legales, aumento en pólizas de seguros, etc) que en algunas ocasiones pueden tener un impacto económico mucho mayor que los costos directos. A este tipo de costo en que incurre el consumidor, se les suele llamar “**Costo de Falla**”.

Las fallas en el suministro de energía eléctrica pueden causar costos considerables a los usuarios finales del sistema eléctrico en el sector comercial e industrial respectivamente. Por otro lado, el costo de falla varía **significativamente** según las características de la demanda de cada consumidor. Por ejemplo, un estudio hecho por “Pacific Northwest National Laboratory” (Balducci, Roop, Schienbein, DeSteele & Weimar) revela que el costo de falla (para 1 hora de interrupción) para los consumidores de EE.UU. es de: US\$16,42/kW en el sector de transporte, US\$ 13,93/kW en el sector industrial y US\$ 12,87/kW en el sector comercial. En cuanto a

los consumidores residenciales, el costo de falla para una hora de interrupción es de solo US\$ 0,15/kW.

Diversos estudios con respecto al costo de falla se han realizado a lo largo de los años y en diversas localidades. A pesar de que todos estos estudios no siempre son consistentes y la diferencia entre un análisis hecho por un autor y otro es considerable, se puede decir con certeza que el costo de falla varía significativamente con las características de cada consumidor. En la Tabla 10 se presenta un resumen de la información para distintos estudios del costo de falla.

Tabla 10: Resumen para distintos costos de falla

Autor	País	Año Datos	Resultados
Balducci, Roop, Schienbein, DeSteele & Weimar	U.S.	1992	Transportation - US\$16,42/kW – 1-hr Interruption
			Industrial - US\$ 13,93/kW – 1-hr Interruption
			Commercial - US\$ 12,87/kW – 1-hr Interruption
			Residential - US\$ 0,15/kW – 1-hr Interruption
Billinton & Wacker	Canada	1982	Industrial - C\$5,19/kW – 1-hr Interruption
			Commercial - C\$5,88/kW – 1-hr Interruption
			Residential - C\$0,31/kW – 1-hr Interruption
Billinton & Wacker	Canada	1992,1996	Industrial - C\$9,56/kW – 1-hr Interruption
			Commercial - C\$32,20/kW – 1-hr Interruption
			Residential - C\$0,16/kW – 1-hr Interruption
Billinton & Pandey	Nepal	1996	Residential – US\$0,19 – 1-hr Interruption
Dali, Dialynas & Megaloconomous	Grecia	2001	Mining – US\$2,49/kW – 1-hr Interruption
			Metal Fabrication – US\$7,36/kW – 1-hr Interruption
			Food Ind. – US\$20,5/kW – 1-hr Interruption
EPRI	U.S.	1995	Entire U,S, Economy – US\$30 Billion Annually
EPRI	U.S.	2001	Entire U,S, Economy – US\$119 Billion Annually
Gannon	U.S.	1976	Industrial - US\$2,68/kWh
			Commercial – US\$7,21/kWh
Jenkins, Lim & Shukla	Mexico	1999	Industrial – US\$1,2/kWh
			Commercial – US\$0,75/kWh
			Residential – US\$0,70/kWh
Lehtonen & Lemstroem	Dinamarca	1992-1993	Industrial – US\$24,06/kW – 1-hr Interruption
			Commercial – US\$9,25/kW – 1-hr Interruption
			Residential – US\$7,19/kW – 1-hr Interruption
Lehtonen & Lemstroem	Finlandia	1992-1993	Industrial – US\$15,79/kW – 1-hr Interruption
			Commercial – US\$17,86/kW – 1-hr Interruption
			Residential – US\$3,16/kW – 1-hr Interruption
Lehtonen & Lemstroem	Islandia	1992-1993	Industrial – US\$13,61/kW – 1-hr Interruption
			Commercial – US\$22,86/kW – 1-hr Interruption
			Residential – US\$3,48/kW – 1-hr Interruption
New York City Office of Economic Development (NYEDA)	Estado de NY	1971	US\$2,5 Million/Hr
Ontario Hydro	Canada	1977	C\$15/kW – 15-min, Interruption
			C\$91/kW – 1-hr Interruption
Shiplely	U.S.	1972	US\$0,60/kWh
Stoll	U.S.	1989	Industrial/Commercial - US\$7/kWh
Train and Woo	PG&E Service Area	1983	US\$6,72/kWh
Willis and Scott	U.S.	2000	Agriculture – US\$0,43-US\$0,86/kWh
			Residential – US\$0,51-US\$1,04/kWh
			Retail Commercial – US\$3,11-US\$5,11/kWh
			Other Commercial – US\$3,88-US\$5,95/kWh
			Industrial – US\$0,86-US\$1,59/kWh
Municipal – US\$1,89-US\$5,02/kWh			

Por ejemplo, Billinton realizó 3 estudios para Canada con datos de los años 1982, 1992 y 1996 para los sectores: industrial, comercial y residencial, donde los costos para el sector industrial aumentaron cerca del doble durante los años 1982 y 1996; los costos para el sector comercial experimentaron un alza bastante mayor (de C\$ 5,88/kW a C\$ 32,20/kW para 1 hora de interrupción). En cuanto al sector residencial, sus costos disminuyeron en mismo período (de C\$ 0,31/kW a C\$ 0,16/kW), pero su valor no es muy significativo en comparación con el sector comercial e industrial.

Como se puede apreciar, los costos de falla entre un estudio y otro varían considerablemente, pero se mantiene siempre la misma tendencia: los costos más bajos están asociados al sector residencial y los más altos al sector comercial e industrial y la diferencia es bastante considerable. Además de que el costo aumenta con la duración de la falla.

Es por ello, que al analizar los costos de falla, se debe tener especial cuidado de identificar muy bien los costos en que incurren los distintos consumidores finales, ya sean industriales, comerciales o residenciales para distintos tipos de duración. Desafortunadamente, este análisis resulta bastante difícil de realizar producto de la falta de información disponible y los errores presentes en los datos existentes. Para remediar este problema con la información, distintos métodos se han desarrollado para identificar los costos de falla. Los más comunes son los siguientes tres:

- Encuesta a los consumidores.
- Estudio de una falla generalizada de suministro que ocurrió en el pasado.
- Relación entre el consumo de energía y la economía del país.

El método de las encuestas determina el costo de falla de los distintos tipos de consumidores (residenciales, comerciales e industriales) según la propia perspectiva de cada consumidor. Las encuestas por lo general preguntan las estimaciones de costos para distintas duraciones de tiempo (e.g. 10 minutos, 30 minutos, 1 hora, 4 horas). Las encuestas están diseñadas para obtener una muestra lo suficientemente grande para que sea estadísticamente significativa para los distintos tipos de consumidores. Luego, mediante una normalización de los datos, se pueden obtener los costos de falla por sector y por industria. Cuando el diseño de la encuesta es apropiado, este enfoque para calcular el costo de falla puede llegar a ser muy confiable. Sin embargo, el principal problema de este método es el tiempo y los altos costos en que se incurre en el diseño y distribución de la encuesta, así como la recolección y análisis de los datos.

El estudio de una falla generalizada de suministro (blackout), se basa en un análisis ex-post de una cierta falla en el sistema. Esta metodología está limitada a estudios de grandes blackouts ocurridos en ciudades importantes. Por ejemplo, el apagón de 1977 de la ciudad de Nueva York ha sido extensamente estudiado por diversos autores. Esta metodología provee información detallada de los costos directos en que incurre el consumidor final, que no son capturados mediante otros análisis. Sin embargo, las conclusiones que se pueden sacar están limitadas a las características y duración de la falla de suministro específica.

La relación entre el consumo de energía y la economía del país usa una medida económica (e.g. PIB) y el consumo de energía (e.g. demanda kW de punta, kWh) para estimar los costos de falla por industria y sector. Basado en este método, si una industria consume, por ejemplo 100 millones de kWh de electricidad para producir 1 billón de dolares, cada kWh de energía esta relacionado con US\$10 de productividad. Por lo que ante una falla de suministro, el costo estaría dado por US\$ 10/kWh. La ventaja de esta metodología es que utiliza información que por lo general está disponible. Sin embargo, se hacen algunas suposiciones que no siempre son válidas, no captura muchos costos directos e ignora por completo los costos indirectos producidos en el corte de energía.

#### 4.3.3.2.2 Propuesta de pago

Dado que los costos de proveer reservas de contingencia por parte de la demanda son diferentes para cada consumidor, una buena alternativa para realizar el despacho de reservas sería mediante una lista de merito; es decir, de manera análoga a como se hace el despacho de los generadores.

Dado que los recursos deben actuar tanto por cantidad (MW) como por período de tiempo (h), la unidad de medida para la futura remuneración debería ser acorde a estos parámetros, es decir, su valorización estaría dada por \$/MWh. Por otro lado, mientras más rápida sea la respuesta del recurso de consumo para el mercado de servicios complementarios (RCM-SSCC), más elevado será su remuneración por unidad (\$/MWh). Es por ello que los recursos instantáneos deben ser más costosos que los recursos moderados.

Para finalizar, el pago de los servicios complementarios debe ser tanto por disponibilidad como por uso. Es decir, debe haber un costo fijo que se le paga a cada consumidor que tiene su recurso disponible para ser usado ante una contingencia y un pago variable por efectivamente usar dicho recurso. En este caso, el costo fijo sería un pago que refleje la incertidumbre de tener que desprender el consumo cuando sea necesario. El costo variable tiene relación con el costo del desprendimiento propiamente tal y es función del costo de falla de corta duración.

$$CF = f(\text{disponibilidad})$$

$$CV = f(\text{uso})$$

El costo fijo (CF) asociado a la disponibilidad (o incertidumbre) puede ser calculado como el costo de falla ( $C_{\text{falla}}$ ) promedio del consumidor multiplicado por la probabilidad de que ocurra una contingencia ( $p_{\text{contingencia}}$ ).



$$CF = \bar{C}_{falla} \times p_{contingencia}$$

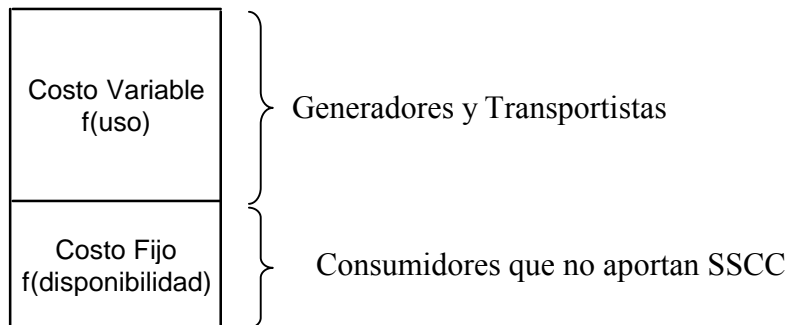
Dependiendo de la confiabilidad deseada del sistema y las reservas disponibles, es el valor que toma la probabilidad de contingencia. Este valor también se debe ir ajustando según datos históricos del sistema.

El costo variable (CV) está asociado al costo de falla ( $C_{falla}$ ) y al tiempo en que el consumidor está desconectado del sistema (T). Es decir:

$$CV = C_{falla} \times T$$

Donde T es la suma de la duración de la contingencia y el tiempo necesario para restaurar el consumo.

En cuanto al pago asociado a la disponibilidad (Costo Fijo) de estos servicios, deben ser los consumidores que **no aportan** servicios complementarios los que paguen por esta tarifa. Sería injusto para los consumidores que están aportando reservas de corto plazo (y asumiendo la incertidumbre del desprendimiento de carga), que los consumidores que no están aportando reservas se beneficien gratuitamente por ello. De esta manera se tiene un incentivo tangible de aportar reservas por parte de la demanda.



En principio, los agentes que pagarían por el uso (Costo Variable) de estos servicios deberían ser los propios generadores y transportistas, dado que son ellos los que por lo general provocan las contingencias más severas en un sistema eléctrico. La manera de financiar el costo variable podría ser una combinación de dos formas:

1. Prorrataado entre todos los agentes.
2. Atribuido al causante de la falla.

Prorrataado entre todos los agentes debido a que, tanto los generadores como transportistas se verían beneficiados con la participación de la demanda en la provisión de reservas de corto plazo:

- Los generadores aumentarían su capacidad de generación y por ende, sus ingresos.
- Los transportistas experimentarían un aumento en sus ingresos producto de un mayor flujo por sus líneas, ya que por las líneas de transmisión podría circular más energía<sup>13</sup>.

Atribuido al que falla debido a que no es justo que por una mala gestión de en agente, todos en el sistema deban pagar por el error en la misma proporción.

---

<sup>13</sup> Ya que tal vez no sería necesario establecer un criterio N-1 tan estricto en transmisión si se cuentan con recursos provenientes de la demanda.

#### 4.4 Organización propuesta

Para que los mercados de corto plazo puedan ser suficientes para incentivar la inversión de largo plazo, se requiere que sean sumamente robustos y competitivos. Esto implica que:

- Exista un gran número de compradores y vendedores.
- Ninguno de ellos debe tener el poder de influenciar sobre el precio.
- No deben existir barreras de entrada.

Desafortunadamente, muchos de los mercados eléctricos en el mundo entero carecen de este conjunto de características.

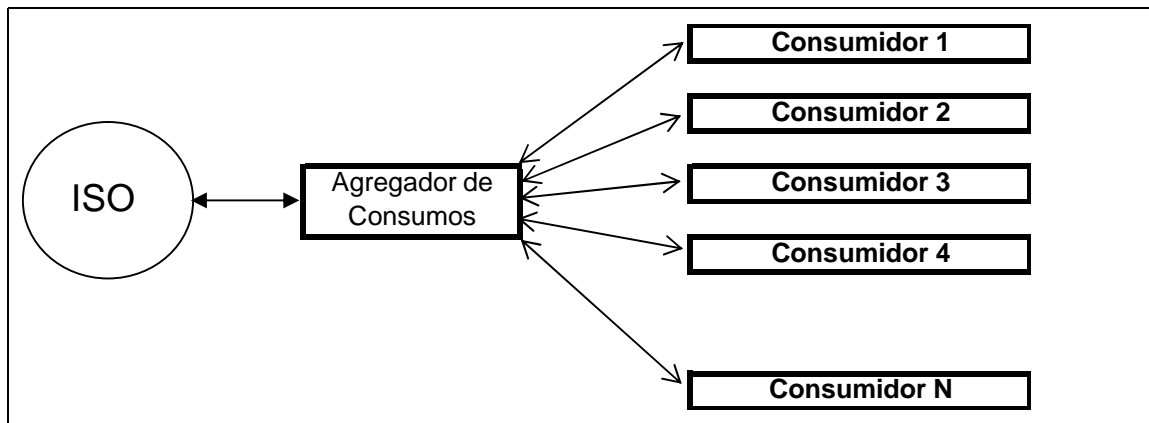
A pesar de que los mercados básico y complementario pueden llegar a proveer de señales suficientes para la participación de los diversos agentes (generadores, transportistas y consumidores) en el corto plazo, en el largo plazo es necesaria la regulación por parte de un organismo que asegure el correcto funcionamiento del sistema en el futuro.

Este ente regulador, no sólo debe velar que en el largo plazo se cumplan los requerimientos necesarios para un correcto funcionamiento del sistema eléctrico, sino que también debería fiscalizar y sancionar posibles malas prácticas de algunos agentes que se produzcan en el corto plazo; tanto en el mercado, como en el sistema eléctrico. Es el regulador el que debe determinar y mantener las exigencias necesarias de confiabilidad para el correcto funcionamiento del sistema, siendo el operador del sistema el organismo encargado de establecer los parámetros técnicos adecuados y hacerlos cumplir. Además, el regulador debe revisar constantemente el rendimiento del sistema en cuanto a confiabilidad se refiere y establecer nuevas políticas si así se requiere. Para finalizar, el regulador se debe encargar de toda situación en la cual un esquema de competencia perfecta no se lleve a cabo. Con ello, se aseguraría que posibles abusos monopólicos se lleven a cabo.

Por otro lado, una de las mayores objeciones en cuanto a que si el consumo puede proveer de servicios complementarios al sistema es que el operador del sistema no puede lidiar con el gran número de recursos individuales y que los requerimientos de comunicación no serían posibles de satisfacer por parte del operador del sistema.

Esta preocupación es válida, pero se puede manejar. Los agregadores de consumos pueden jugar un rol fundamental en este proceso. Estas entidades, manejarían las comunicaciones de un gran número de usuarios distribuidos y le presentarían al

operador del sistema un solo punto de contacto por una cantidad razonable de capacidad. Ellos también podrían ser un intermediario entre los consumidores y el sistema eléctrico tanto en el ámbito técnico como comercial, tal como se muestra en la Figura 22.

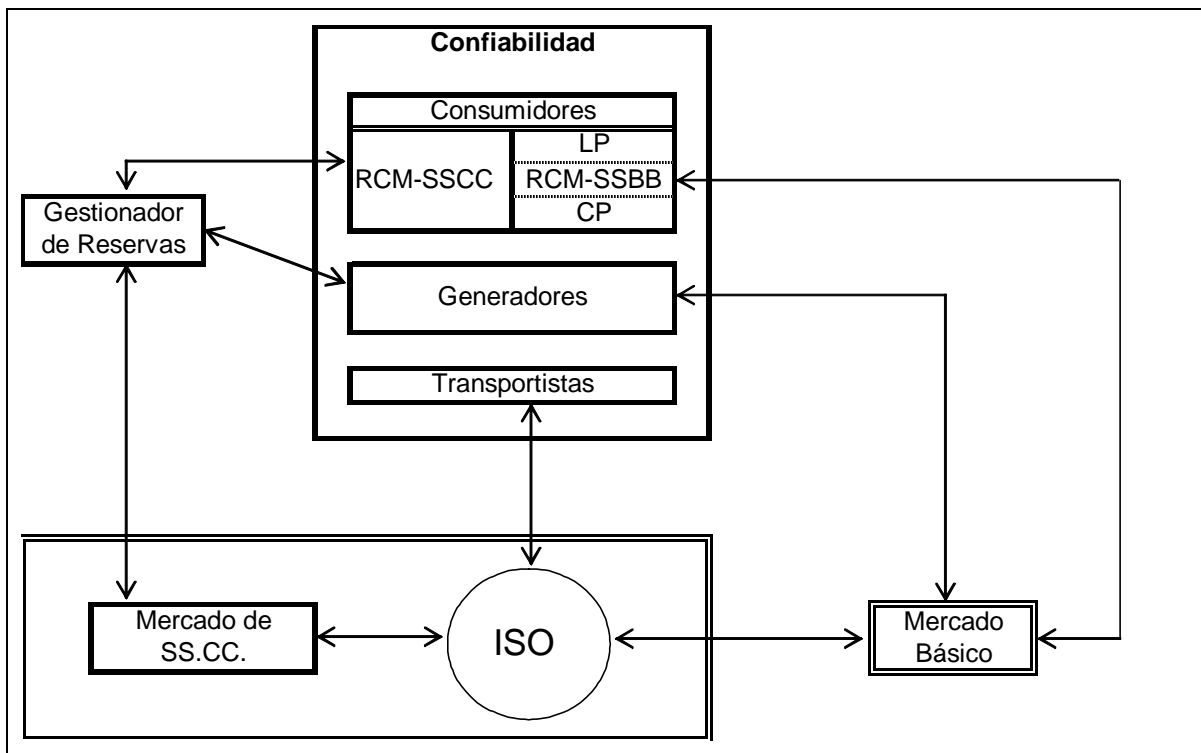


**Figura 22: Solución al problema expuesto anteriormente**

El operador del sistema no está interesado en saber los detalles de todos los consumidores, lo mismo ocurre con los consumidores, los cuales no desean saber en detalle como funciona el sistema eléctrico, ya que tienen sus propias preocupaciones y/o negocios. El agregador puede llenar este vacío y ser un gran aporte a este proceso y facilitar la participación de los consumidores en el sistema eléctrico.

Por otro lado los generadores, aprovechando la existencia de un agente que gestiona reservas de contingencia, también podrían presentarle sus reservas al agregador de consumos en lugar del operador del sistema, y sea éste el que gestione los recursos. Por ello, en lugar de ser un agregador de consumos solamente, sería más bien un “gestionador de reservas” de contingencia.

Por ello, la propuesta conceptual para insertar a los consumidores en el sistema eléctrico sería la que se muestra en la Figura 23. En ella se puede apreciar como los consumidores que aportan RCM-SSBB (tanto de corto como largo plazo) se relacionan directamente con el mercado básico; los consumidores que aportan RCM-SSCC en cambio, deben gestionar sus recursos a través del gestor de reservas (GDR) directamente, siendo éste el punto de contacto con el operador del sistema.



**Figura 23: Organización propuesta para el mercado eléctrico**

Dado que esta nueva entidad le aseguraría una cierta cantidad de MW de reservas de contingencia al sistema eléctrico, tiene que existir una correcta logística que sea capaz de coordinar todos los aspectos técnicos y comerciales involucrados.

#### **4.4.1 Logística**

Entre los aspectos a tener en consideración, son claves una correcta selección de recursos, un aviso de desprendimiento oportuno y un eficiente monitoreo de los recursos, tal como se presenta a continuación.

#### **Selección de recursos**

Antes que todo, para que los consumidores puedan brindarle servicios de confiabilidad al sistema mediante recursos para el mercado de servicios complementarios, se debe tener claro que recursos estarán disponibles ante una eventual contingencia.

Luego, se debe tener un “portfolio” de consumidores necesarios para responder al tipo de contingencia ocurrida. Por ejemplo, si la contingencia ocurrió en la zona norte del país, no sería eficaz desconectar consumos de la zona sur. Pero sí sería bastante más útil seleccionar recursos que estén en una zona cercana o que liberen capacidad de las líneas de transmisión adyacentes.

Finalmente, para que los recursos provenientes de los consumidores sean efectivos, la velocidad de respuesta debe ser la adecuada. Para que esto ocurra, no solo los consumidores debe ser capaces de responder en los tiempos establecidos, sino que también debe existir una correcta comunicación entre el GDR y los consumidores. Por lo que el aviso de desprendimiento es fundamental.

### **Aviso de desprendimiento**

Una vez que se tienen los recursos seleccionados para participar en la provisión de servicios complementarios, el aviso de desprendimiento ante una contingencia varía según el tiempo de respuesta de la reserva. En el caso de las reservas que entran en operación en forma automática, el accionamiento debe ser mediante relés, por ejemplo de baja frecuencia. En el caso de reservas que requieran de algunos minutos para ser activadas solo bastaría con una notificación al consumidor para que esté despenda el consumo en forma manual. Afortunadamente, esta notificación requiere de muy poca información, simplemente de una respuesta ante una orden. El comando puede ser transmitido a todo el universo de recursos o bien a un subgrupo seleccionado. Ya que mensajes individuales no son requeridos, tecnologías de comunicación tales como radio o beepers que soportan notificaciones grupales son mejores que las tecnologías que solo soportan comunicación individual, como es el caso de los teléfonos.

### **Monitoreo**

Para poder fiscalizar una correcta participación por parte del consumo, se debe tener un monitoreo de los recursos aportados vs los prometidos. Cualquier discrepancia debe ser penalizada ya que todo el sistema puede verse afectado si los consumidores no responden adecuadamente con lo prometido. Además, el monitoreo del funcionamiento de los consumidores es necesario para motivar futuras prácticas.

La comunicación solo requeriría algunos datos (por ejemplo, que tan rápido respondió la carga, disponibilidad durante todas las horas en que el consumo fue llamado a participar, etc.).

Dado que lo que se quiere monitorear es como fue la participación del consumo, basta con medir antes, durante y después del evento (no es necesario medir todo el tiempo).

## V APLICACIÓN EN CHILE

De acuerdo a la propuesta conceptual explicada en el punto anterior, de como los consumidores pueden aportar servicios de confiabilidad al sistema, en este punto se desarrollará su aplicación en el sistema eléctrico chileno.

En Chile existen 4 sistemas eléctricos independientes: SING, SIC, Aysén y Magallanes. Siendo el SIC y el SING los más importantes (en conjunto tienen el 99% de la potencia instalada del país), por lo que la propuesta será desarrollada en estos dos sistemas, con mayor énfasis en el SIC.<sup>14</sup>

Para ello, primero se analizará como se maneja la confiabilidad tanto en el SIC como en el SING, los cuales son operados por el Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC) a través del CDEC-SIC y CDEC-SING respectivamente. Luego, se presentan los tipos de consumidores y cuales son sus aportes en cuanto a confiabilidad se refiere actualmente.

Una vez conocido la situación actual del SIC y SING en cuanto a confiabilidad y aporte actual de los consumidores, se propone la implementación de la demanda como un recurso de confiabilidad en el sistema eléctrico chileno, incluyendo un pequeño análisis de cómo la nueva ley eléctrica (Ley 19.940, promulgada en Marzo de 2004) es compatible con la propuesta.

### 5.1 Descripción del sistema chileno

El mercado eléctrico en Chile está compuesto por las actividades de generación, transmisión y distribución de suministro eléctrico. Estas actividades son desarrolladas por empresas que son controladas en su totalidad por capitales privados, mientras que el Estado sólo ejerce funciones de regulación, fiscalización y de planificación indicativa de inversiones en generación y transmisión, aunque esta última función es sólo una recomendación no forzosa para las empresas.

Participan de la industria eléctrica nacional un total aproximado de 31 empresas generadoras, 5 empresas transmisoras y 36 empresas distribuidoras, que en conjunto suministran una demanda agregada nacional que en el 2003 alcanzó los 45.408,5 GWh. Esta demanda se localiza territorialmente en cuatro sistemas eléctricos (SING, SIC, Aysen y Magallanes).

---

<sup>14</sup> Pero aplicable en ambos sistemas de igual manera.

El SING (Sistema Interconectado del Norte Grande) está constituido por el conjunto de centrales generadoras y líneas de transmisión interconectadas que abastecen los consumos eléctricos ubicados en las regiones I y II del país (entre las ciudades de Arica y Antofagasta). Aproximadamente, el 90% del consumo del SING está compuesto por grandes clientes, mineros e industriales los cuales no están sujetos a regulación tarifaria y posee un 34% de la capacidad instalada del país.

El SIC (Sistema Interconectado Central) es el principal sistema eléctrico del país, entregando suministro eléctrico a más del 90% de la población de Chile. El SIC se extiende desde la ciudad de Taltal por el norte, hasta la Isla Grande de Chiloé por el sur. A diferencia del SING, el SIC abastece un consumo destinado mayoritariamente a clientes regulados (68% del total) y posee un 65% de la capacidad instalada del país.

El Sistema de Aysén atiende el consumo de la Región XI. En él, opera una sola empresa, EDELAYSEN S.A., quien desarrolla las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica y posee un 0,3% de la capacidad instalada del país.

Por último, el Sistema de Magallanes abastece la Región XII. En él, opera una sola empresa, EDELMAG S.A., quien desarrolla las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica y posee un 0,63% de la capacidad instalada del país.

A continuación, en las siguientes tablas (Tabla 11 y Tabla 12) se entrega una descripción numérica de los cuatro sistemas antes mencionados en cuanto a potencia instalada, generación anual, demanda máxima y su cobertura a nivel nacional.

**Tabla 11: Características de los sistemas chilenos**

a Diciembre 2003	SING	SIC	Aysén	Magallanes	Total
Potencia Instalada (MW)	3.641,5	6.996,2	33,1	67,4	10.738,2
Generación Anual (GWh)	11.424,1	33.708,1	89,1	187,2	45.408,5
Demanda Máxima (MW)	1.467,0	5.162,0	16,5	36,4	6.681,9
Cobertura (Regiones)	I y II	II a X y RM	XI	XII	
Población	5,65%	92,70%	0,63%	1,02%	100%



Tabla 12: Características de la generación

a Diciembre 2003	Potencia Instalada Total (MW)			Total Sistema (MW)
	Térmico	Hidráulico	Eólico	
SING	3.628,1	13,4	-	3.641,5
SIC	2.940,9	4.055,3	-	6.996,2
Aysén	14,0	17,1	2,0	33,1
Magallanes	67,4	-	-	67,4
<b>Total Nacional</b>	<b>6.650,4</b>	<b>4.085,8</b>	<b>2,0</b>	<b>10.738,2</b>

El SING es un sistema mayoritariamente (99,6%) térmico. El SIC en cambio, posee un 42% de su potencia térmica y un 58% hidráulica.

Al ser el SING y el SIC los principales sistemas eléctricos del país, en la presente sección se entregará una visión de cómo se maneja la confiabilidad actualmente en el SING-SIC. Se analizará con mayor énfasis el SIC, sin embargo la aplicación de la propuesta es igualmente válida para los dos sistemas.

## 5.2 Operador del sistema (CDEC)

El operador del sistema o CDEC (Centro de Despacho Económico de Carga) se crea frente a la necesidad de compatibilizar el sistema de tarificación a costo marginal, según lo establece la ley General de Servicios Eléctricos de 1982, y la operación del parque generador del sistema a mínimo costo del conjunto, para dar cumplimiento a los contratos de suministros suscritos por las empresas generadoras.

La legislación vigente establece como premisa básica que las tarifas deben representar los costos reales de generación, transmisión y de distribución de electricidad asociados a una operación eficiente, de modo de entregar las señales adecuadas tanto a las empresas como a los consumidores, a objeto de obtener un óptimo desarrollo de los sistemas eléctricos.

La Ley General de Servicios Eléctricos, publicada mediante el Decreto con Fuerza de Ley N° 1 de 1982, del Ministerio de Minería, la que en su artículo N° 81, establece, entre otras disposiciones, que la operación de las instalaciones eléctricas de los concesionarios de cualquier naturaleza que operen interconectados entre sí, deberán coordinarse con el fin de:

- Preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico.
- Garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones del sistema eléctrico.

- Garantizar el derecho de servidumbre sobre los sistemas de transmisión establecidos mediante concesión.

Con el objeto de coordinar la operación de centrales generadoras y líneas de transmisión, el CDEC realiza, entre otras, las siguientes funciones básicas:

- Planificar la operación de corto plazo del sistema eléctrico, considerando la operación actual y la esperada para el mediano y largo plazo, y comunicarla a los integrantes del CDEC para que éstos operen sus instalaciones de acuerdo a los programas resultantes.
- Calcular los costos marginales instantáneos de energía eléctrica que se derivan de la planificación de la operación.
- Coordinar la mantención preventiva mayor de unidades generadoras.
- Verificar el cumplimiento de los programas de operación y de mantención preventiva mayor, adoptando las medidas correctivas que se requieran.
- Determinar y valorizar las transferencias de electricidad entre los integrantes del CDEC.

Dependiendo del sistema de transmisión, se pueden diferenciar dos operadores del sistema:

- CDEC-SIC: operador del sistema interconectado central.
- CDEC-SING: operador del sistema interconectado del norte grande.

Cada uno de estos operadores tiene distintos criterios de seguridad y calidad asumidos, los cuales serán presentados a continuación.

### 5.3 Criterio de seguridad asumido en el SIC

Actualmente, no existe una normativa de seguridad clara para garantizar la operación segura del SIC. En efecto, las especificaciones de calidad están dadas solamente por el artículo 242, 243 y el Art. transitorio del D.S. 327 las cuales son insuficientes, por lo que falta una definición clara a nivel de inyección individual. Por otro lado, la seguridad está dada sólo como obligación, básicamente en los artículos 165 y 172 y no se definen los elementos para conservar la seguridad.<sup>15</sup> Debido a esta falencia o imprecisión sobre la materia, los operadores nacionales han debido interpretar la aplicación de algún criterio de seguridad y calidad.

Así, lo que hace el CDEC-SIC, para evitar que la caída de una gran central provoque el colapso de todo sistema, es emplear:

- reservas de generadores,
- más desconexiones automáticas de consumos (DAC),
- más turbinas rápidas.

Se podría operar en términos más seguros, pero implicaría salirse de la restricción: operar al menor costo posible, para el grado de seguridad asumido, que busca minimizar los costos totales de abastecimiento y, por lo tanto, la tarifa de los clientes. Podría inferirse que el criterio es operar a mínimo costo sujeto a algún criterio de seguridad asumido o interpretado.

De esta forma, para evitar la caída del sistema cuando sale de servicio en forma intempestiva una central, se mantiene girando sin carga o generando poco (de ahí su nombre reserva en giro), una serie de unidades, listas para colocar potencia en el sistema en forma muy rápida. La toma de carga de esas unidades puede demorar desde unos segundos hasta unos pocos minutos, período en el que existe una inestabilidad de tensiones o de frecuencia que se va atenuando a medida que el sistema recobra su operación normal, pero comúnmente no es suficiente si no se aplica una reducción de carga al mismo tiempo<sup>16</sup>.

Actualmente, por determinación del CDEC-SIC, este tipo de reservas solo se concentra en hidráulicas y representa la potencia disponible en las unidades de las

---

<sup>15</sup> Esto es válido tanto para el SIC como para el SING

<sup>16</sup> Fuente: Memoria Área Energía U. de Chile

centrales Pangué, El Toro, Antuco, Rapel, Canutillar, Cipreses y Pehuenche, las que para estos efectos se consideran en operación con algún margen de reserva disponible en cada unidad. Su respuesta para aumentar carga en forma inmediata depende de la variación de frecuencia del sistema y al ajuste de sus estatismos permanentes, pero en todo caso, esta respuesta es del orden de los segundos y casi instantánea si el estatismo de la unidad es 0%. A pesar de esta determinación por parte del CDEC, se asume que estas centrales hidráulicas son las únicas aptas para regular frecuencia, pero no se ha hecho auditoría ni medición alguna a las máquinas, por lo que esta es una tarea pendiente.

En cuanto a las reservas provistas por las centrales térmicas, existen 3 tipos:

- Reserva pronta térmica con tiempo de partida hasta 10 minutos
- Reserva pronta térmica con tiempo de partida hasta 30 minutos
- Reserva fría con tiempo de partida sobre 1 hora

En cuanto a la reserva pronta térmica con partida a lo más en 10 minutos, está conformada por las turbinas a gas de Diego de Almagro, El Indio y Huasco. La reserva pronta con tiempos de partida de 30 minutos está conformada por la central Taltal 1 y 2, y las turbinas a gas Nehuenco 9B y San Fco de Mostazal. La reserva fría del sistema corresponde a la potencia disponible en unidades térmicas con tiempos de partida superiores a una hora.

En cuanto al desprendimiento de carga, éste es coordinado por el CDEC-SIC, quien gestiona el desprendimiento de carga con las empresas distribuidoras (mediante escalones fijos de frecuencia), sin embargo no existe ninguna reglamentación al respecto. Es en este punto donde se debe poner un mayor énfasis en la introducción del consumidor como un agente activo mediante los RCM-SSCC, ya que no solo se pueden proveer desconexiones automáticas de carga, si no que se puede emplear una mayor variedad de reservas mediante recursos instantáneos, rápidos y moderados, aprovechando así los beneficios que puede entregar cada consumidor, tanto industriales, comerciales o residenciales.

El criterio de seguridad impuesto a los transportistas se puede explicar mejor con el siguiente ejemplo aplicado a la línea de transmisión Ancoa - Alto Jahuel (principal corredor del país), que conecta la zona comprendida entre Santiago y Talca. Dicha línea, que posee dos circuitos de 500 kV de 1200 MW cada uno, podría llegar a transmitir hasta 2400 MW, sin embargo, por el criterio de seguridad N-1 impuesto, el

límite es de menos de 1000 MW en total y no de 1200 MW como se podría pensar, lo cual se explicará a continuación.

Supongamos que salga una unidad generadora grande del sector norte. La necesidad del sistema obliga a que las centrales del sur aumenten su generación y envíen más energía por la línea de 500 kV. Como la línea tiene una capacidad total de 2400 MW, si se estuviera transmitiendo 1200 MW por la línea, ésta podría aumentar hasta unos 1400 o 1500 MW. Sin embargo, lo anterior no estaría tomando en cuenta el criterio N-1 impuesto a la transmisión, ya que toda la energía que se está transmitiendo por la línea no podría pasar por sólo uno de los circuitos. Por ello, en vez de limitar la transmisión a 1200 MW sumados ambos circuitos, se establece una capacidad cercana a los 950 MW.<sup>17</sup> Si bien este criterio restringe bastante la potencia que se puede traer desde el sur del país (donde esta la mayor parte de las centrales que aportan reserva), si llega a fallar uno de los circuitos, el otro puede suplir la ausencia y evitar un colapso total del sistema.

Como se puede apreciar, hay muchos recursos de generación y transmisión que no se están aprovechando producto de los criterios de confiabilidad asumidos. Al utilizar la demanda con un recurso de confiabilidad, menos recursos por parte de la generación y transmisión serían necesarios. Con ello, habría un mejor aprovechamiento de recursos, los generadores podrían generar más y por las líneas de transmisión podría circular más potencia.

Además, el consumo podría responder mejor que los grandes generadores a los requerimientos del sistema, esto debido a que la respuesta del consumo estaría compuesta por muchos pequeños recursos los cuales están distribuidos a lo largo de todo el sistema eléctrico. Esto lo convierte en un recurso mucho más rápido y confiable (estadísticamente hablando) de servicios complementarios que los generadores convencionales; cada consumidor suministraría una pequeña parte del sistema total, por lo que ante una eventual falla del recurso, el sistema no sería afectado.

Los consumidores no sólo tendrían un beneficio económico por proveer este tipo de recursos, sino que también se aseguraran que existan reservas en todo momento, con lo que la probabilidad de una falla generalizada del sistema se reduce, por lo que

---

<sup>17</sup> Fuente: <http://www.editec.cl/electricidad/Elec72/articulos/cdec-sic.htm>

posibles deterioros en equipamientos eléctricos producidos por un corte de suministro eléctrico se verían reducidos.

#### **5.4 Criterio de seguridad asumido en el SING**

El despacho normal en el SING es con pocas unidades presentes (no más de ocho) y su sistema de transmisión es radial con pocos sin enmallamiento. Al ser pocas las unidades en despacho, es difícil asignar funciones específicas a éstas para aportar la calidad y seguridad requeridas, más aún si se considera que los servicios esenciales debieran incorporar respaldos en línea ante una eventual salida intempestiva de la central responsable de su provisión.

En el SING se ha instaurado un llamado “Plan de Seguridad”, que con diferentes actualizaciones se ha utilizado desde fines de 1999. Dicho Plan, ha permitido, en general, reducir el impacto de las contingencias del sistema, mediante la implementación de acciones y políticas operacionales conducentes a lograr un suministro seguro y económico. Entre las acciones contempladas se encuentran:

- Limitación de la máxima inyección de potencia por unidad generadora.
- Desconexión de carga mediante relés de baja frecuencia.
- Montos de reserva por parte de las unidades que están en operación.

Si bien se distinguen servicios básicos necesarios para preservar la seguridad del suministro mediante el Plan de Seguridad, especialmente mediante un control de frecuencia, el SING ha demostrado tener necesidades particulares de respuesta rápida y aporte de escalones de frecuencia, que en la práctica, no todas las unidades han cumplido en la medida de lo esperado. Esto debido a que no existen exigencias o una normativa sobre el tema, el “Plan” es absolutamente un acuerdo voluntario entre generadores y consumidores vía el operador del sistema. Además, el aporte de reserva no ha sido el supuesto inicialmente. Por ello, la participación de la demanda en la gestión de la confiabilidad puede ser un gran aporte para el sistema.

El SING opera con elementos que aportan a la seguridad y calidad sólo en forma implícita. Se despachan unidades a límites máximos, con aportes de respuesta rápida y reserva en giro según instrucción del CDEC en el programa de generación, pero nada de esto está regulado. También se efectúa regulación primaria por parte de todas las unidades en servicio (se habilita un droop de 8% y una banda muerta de +/- 25 mHz de operación) y no es claramente exigible individualmente. Además, se efectúa

regulación secundaria con la unidad que está dando el costo marginal, lo que produce una alteración en el costo marginal de energía.

Debido a estas falencias en cuanto a la confiabilidad, durante el año 2002, el SING enfrentó perturbaciones originadas en la desconexión de unidades generadoras, fallas de líneas y desconexiones de clientes, que provocaron en algunos casos la desconexión parcial de consumos.

En particular, durante 2002, la operación del SING se debió adecuar para enfrentar la interrupción por cerca de tres meses del suministro de gas natural a las unidades CTM3 y U16, debido a una falla del gasoducto Norandino. A pesar de que esto no afectó el suministro, hubiese sido una instancia donde los RCM-SSBB de LP (específicamente las reservas planeadas) pudiesen haber sido un aporte significativo a la crisis. Por otro lado, el invierno altiplánico que se manifestó con especial intensidad, tuvo como consecuencia un incremento significativo en el número de perturbaciones causadas por descargas atmosféricas, lluvia y caída de nieve. Ante tales eventos, el sistema podría contar con más recursos para la operación del sistema ante eventos de contingencia a través de los RCM-SSCC.

Dado que el SING es mucho más vulnerable que el SIC, en cuanto a confiabilidad se refiere, se han realizado:

- Estudios sobre regulación de frecuencia y definición de esquema de DAC
- Auditoría a plantas
- Medición y estimación de parámetros de controladores.

Sin embargo, aun falta la adopción de normas técnicas y procedimientos de operación formales. Su reglamento interno ha sido insuficiente para resolver muchas de las controversias que han tenido, y adicionalmente se aprecia un alto grado de conflictibilidad interna (entre los agentes). Esto preocupa, porque introduce una ineficiencia que afecta la operación más económica del sistema, pero adicionalmente puede poner en riesgo el normal suministro a los usuarios. Por lo que la implementación de la demanda en el control de la confiabilidad del sistema puede ser un gran aporte.

Hay que recordar que en el Norte Grande, el sistema eléctrico abastece a una parte muy importante del PIB chileno, a la minería, que tiene legítimas razones para plantear su preocupación en esta materia.

## 5.5 Tipos de consumidores

Uno de los criterios generales en la fijación de tarifas eléctricas, es la libertad de precios en aquellos segmentos donde se observan condiciones de competencia. Así, para suministros a usuarios finales cuya potencia conectada es inferior o igual a 2.000 kW<sup>18</sup>, son considerados sectores donde las características del mercado son de monopolio natural y por lo tanto, la Ley establece que están afectos a regulación de precios (tanto de energía como de potencia). Alternativamente, para suministros a usuarios finales cuya potencia conectada superior a 2.000 kW, la Ley dispone la libertad de precios, suponiéndoles capacidad negociadora y la posibilidad de proveerse de electricidad de otras formas, tales como la autogeneración o el suministro directo desde empresas generadoras. Al primer grupo de clientes se denomina **cliente regulado** y al segundo se denomina **cliente libre**.

A su vez, consumos de menos de 2.000 kW que tengan las siguientes características, también podrán ser contratados a precios libres:

- Cuando se trate de servicio por menos de doce meses.
- Cuando se trate de calidades especiales de servicio.
- Si el producto de la potencia conectada del usuario, medida en MW y de la distancia comprendida entre el punto de empalme con la concesionaria y la subestación primaria más cercana, medida en kilómetros a lo largo de las líneas eléctricas, es superior a 20 MW/Km.

A su vez, los clientes también pueden ser clasificados según su tipo de consumo:

- Residenciales
- Comerciales
- Industriales

En la Tabla 13, se presenta como fueron las ventas en los distintos sistemas eléctricos de Chile durante el año 2003 (Fuente: CDEC-SIC).

---

<sup>18</sup> Este monto es modificado a 500 kW con la Ley Corta (Ley 19.940 que modifica el DFL-1/1982)



**Tabla 13: Ventas**

a Diciembre 2003	Ventas a Clientes (GWh)		Total Ventas	Ventas a Clientes (%)		Total Ventas
	Regulados	Libres	(GWh)	Regulados	Libres	(%)
SING	1.047,4	9.432,9	10.480,3	10,0%	90,0%	100%
SIC	21.773,3	10.302,7	32.076,0	67,9%	32,1%	100%
Aysén	76,7	-	76,7	100,0%	0,0%	100%
Magallanes	139,4	30,1	169,5	82,2%	17,8%	100%
<b>Total Nacional</b>	<b>23.036,8</b>	<b>19.765,7</b>	<b>42.802,5</b>			

En cuanto a las ventas de energía, se puede apreciar como en el SING, la mayoría de los clientes son industriales (90%). En el SIC en cambio, solo el 32% tiene esas características, siendo la gran mayoría clientes sujetos a fijación de precios.

Haciendo una mayor segregación del tipo de consumidor que sea acorde con la separación que se ha hecho en la presente investigación (consumos residenciales, comerciales e industriales), se presenta la Tabla 14. En ésta se puede apreciar como es la distribución de energía eléctrica por cliente (GWh) existente en Chile, para los años 200 a 2003 (Fuente: Balance de Energía INE).

**Tabla 14: Distribución de Energía Eléctrica por cliente (GWh)**

Año	Total	Residencial	Comercial	Industrial	Otros
2000	39.510	6.515	3.480	25.995	3.520
2001	41.472	6.843	3.892	26.882	3.855
2002	43.336	7.226	4.084	27.588	4.438
2003	45.884	7.600	4.565	29.667	4.052

En la Tabla 15, se presentan los datos anteriores pero en términos porcentuales para un mejor análisis.

**Tabla 15: Distribución de Energía Eléctrica por cliente (%)**

Año	Total	Residencial	Comercial	Industrial	Otros
2000	100%	16%	9%	66%	9%
2001	100%	17%	9%	65%	9%
2002	100%	17%	9%	64%	10%
2003	100%	17%	10%	65%	9%

Como se puede apreciar, el consumo industrial representa cerca de dos tercios del consumo nacional. Además, es éste tipo de consumo el que tiene un mayor aporte a la confiabilidad del sistema, según el análisis expuesto a lo largo de la investigación.

Dentro del consumo industrial, el sector minero ocupa una gran participación (más del 50%), como se puede apreciar en la Tabla 16.

**Tabla 16: Distribución de Energía Eléctrica por consumo industrial (GWh)**

Año	Total	Minero	Agrícola	Otras Industrias
2000	25.995	13.456	623	11.916
2001	26.882	13.824	676	12.382
2002	27.588	14.575	684	12.329
2003	29.667	15.648	789	13.230

En la Tabla 17, Tabla 18 y Tabla 19 se presenta cuantitativamente como podría ser el aporte de cada uno de estos tipos de consumidores según sea el tipo de recurso que aporte.

En los RCM-SSBB de corto plazo, se tiene que:

**Tabla 17: Capacidad de participación por tipo de consumo en Chile**

<i>Penetración en Chile</i>	<b>65%</b>	<b>10%</b>	<b>17%</b>
<i>RCM-SSBB de CP</i>	<b>Industrial</b>	<b>Comercial</b>	<b>Residencial</b>
<b>Decisión del uso de energía según sea el precio spot.</b>	Dependiendo de la flexibilidad de sus procesos productivos.	Dependiendo de la flexibilidad del consumidor para reducir su consumo abruptamente.	Poco probable su participación, pero es factible.
<b>No usar energía del sistema eléctrico en horas donde el precio por energía sea alto.</b>	Una correcta modulación del consumo es fundamental.	Una correcta modulación del consumo es fundamental.	Se puede orientar a los consumidores residenciales a no usar energía en la hora de punta.

Por ejemplo, se puede apreciar como un 65% del consumo total en Chile está capacitado perfectamente para participar en RCM-SSBB de CP al no usar la energía del sistema eléctrico en horas donde el precio por energía sea alto.

En los RCM-SSBB de largo plazo, se tiene que:

Tabla 18: Capacidad de participación por tipo de consumo en Chile

<i>Penetración en Chile</i>	<b>65%</b>	<b>10%</b>	<b>17%</b>
<i>RCM-SSBB de LP</i>	<b>Industrial</b>	<b>Comercial</b>	<b>Residencial</b>
<b>Localización Geográfica</b>	Industrias que tienen grandes consumos, los cuales no tienen mucha dependencia geográfica	Difícil su participación	Imposible su participación
<b>Eficiencia Energética</b>	Pueden participar perfectamente	Pueden participar perfectamente	Pueden participar perfectamente
<b>Reservas Planeadas</b>	Industrias que requieran hacer mantenciones de sus equipos periódicamente	Pueden participar reduciendo su consumo	Pueden participar reduciendo su consumo

En cuanto a la localización geográfica, difícilmente los consumos mineros podrán participar en esta instancia, lo que reduce el potencial de participación a alrededor del 30% del consumo industrial. Sin embargo, tanto los mineros como cualquier otro tipo de industria, puede participar perfectamente en la provisión de reservas planeadas.

Finalmente, en los RCM-SSCC se tiene que:

Tabla 19: Capacidad de participación por tipo de consumo en Chile

<i>Penetración en Chile</i>	<b>65%</b>	<b>10%</b>	<b>17%</b>
<i>RCM-SSCC</i>	<b>Industrial</b>	<b>Comercial</b>	<b>Residencial</b>
<b>Recursos instantáneos</b>	Procesos industriales que puedan ser detenidos abruptamente.	Consumos que puedan ser detenidos abruptamente	Consumos que puedan ser detenidos abruptamente
<b>Recursos rápidos</b>	Procesos industriales que requieran de cierto aviso para ser desconectados.	Consumos que requieran de un cierto aviso para ser desconectados.	Consumos que requieran de un cierto aviso para ser desconectados.
<b>Recursos moderados</b>	Procesos industriales que requieran de un aviso mayor para ser desconectados.	Consumos que requieran de un aviso mayor para ser desconectados.	Consumos que requieran de un aviso mayor para ser desconectados.

Como se puede apreciar, existe un gran potencial por parte del consumo chileno a aportar recursos para aumentar la confiabilidad del sistema, el cual se contrarresta con el bajo aporte que existe en la actualidad, como se analiza en el siguiente punto.

## 5.6 Aporte actual de los consumidores

Los consumidores del sistema eléctrico chileno no tienen mayores responsabilidades en cuanto a confiabilidad del sistema se refiere. La confiabilidad de corto plazo recae principalmente sobre la generación y transmisión. En la confiabilidad de largo plazo en cambio, nadie tiene responsabilidades directas, puesto que no existe una reglamentación adecuada al respecto.

Las inversiones que se realizan en el sector eléctrico por parte de la generación no son obligatorias, por lo que si los incentivos económicos no llegasen a ser suficientes para realizar nuevas inversiones, el sistema eléctrico chileno tendría un problema de suficiencia en el largo plazo.

Afortunadamente, con la nueva ley (19.940) la expansión de la transmisión se hace obligatoria y además se obliga a todos los agentes a aportar servicios complementarios, desde generadores hasta usuarios finales (clientes no regulados).<sup>19</sup>

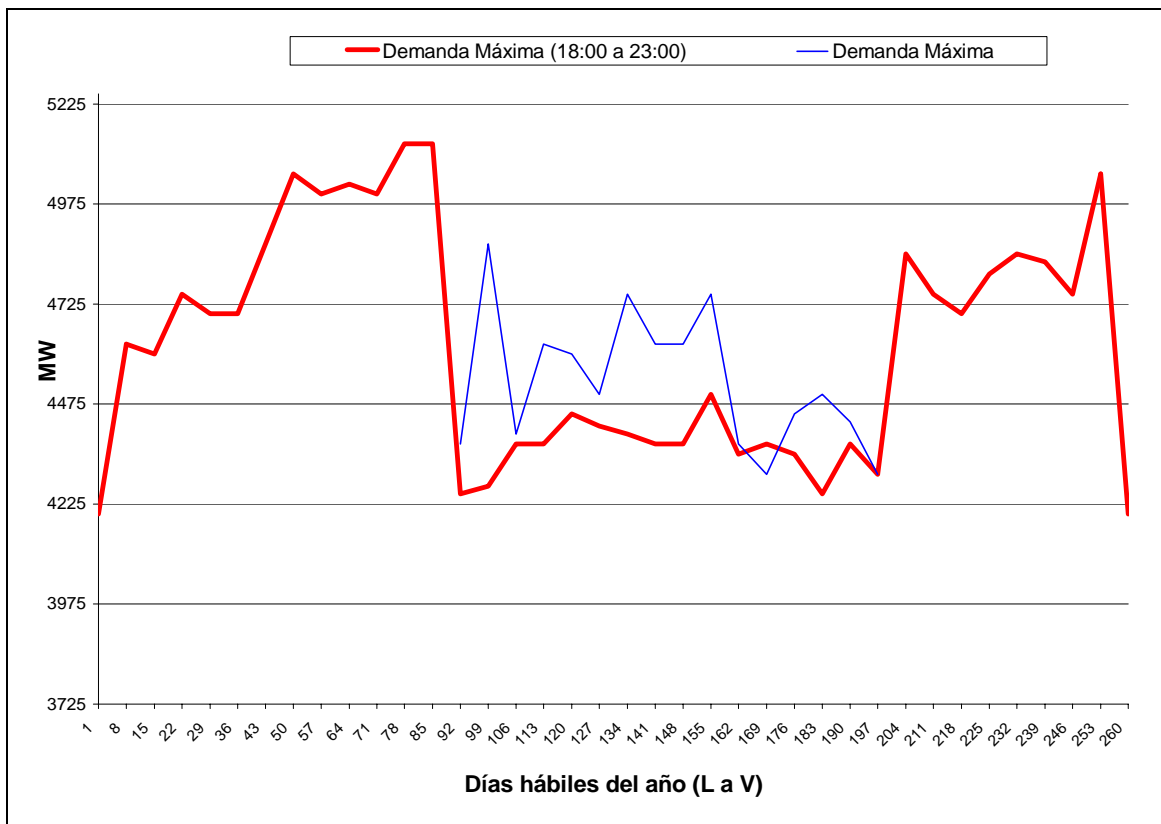
En la actualidad, a pesar de no tener responsabilidades ni obligaciones, los consumidores participan de dos modos (no muy activos) en el sistema eléctrico. Esto mediante:

- Disminución del consumo en la hora de punta.
- Desprendimientos de cargas “*voluntarios*” vía relés de baja frecuencia.

Con relación a la disminución del consumo en la hora de punta, en Chile se produce un impacto producido por las tarifas asociadas a la hora de punta, lo cual se ejemplifica en la Figura 24, donde se muestran las demandas máximas para el año 2003 (de lunes a viernes - 260 días del año).

---

<sup>19</sup> Ver el punto 5.9 para un análisis de la nueva ley.



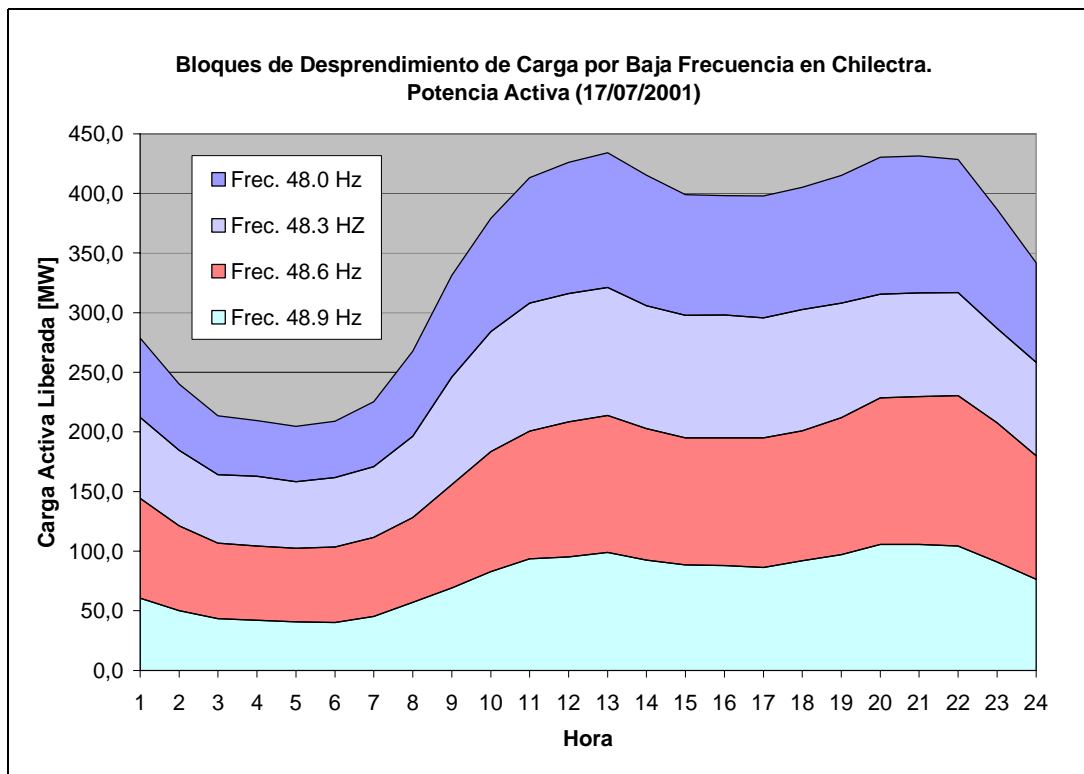
**Figura 24: Demanda máxima año 2003**

Tomando en consideración la definición actual del Período de Punta<sup>20</sup>, se puede apreciar como la demanda máxima del sistema (línea azul), ocurre incluso fuera de este período, lo cual ejemplifica como los consumidores actualmente están aportando de cierto modo, RCM-SSBB de CP a través de la disminución del consumo en la hora de punta.

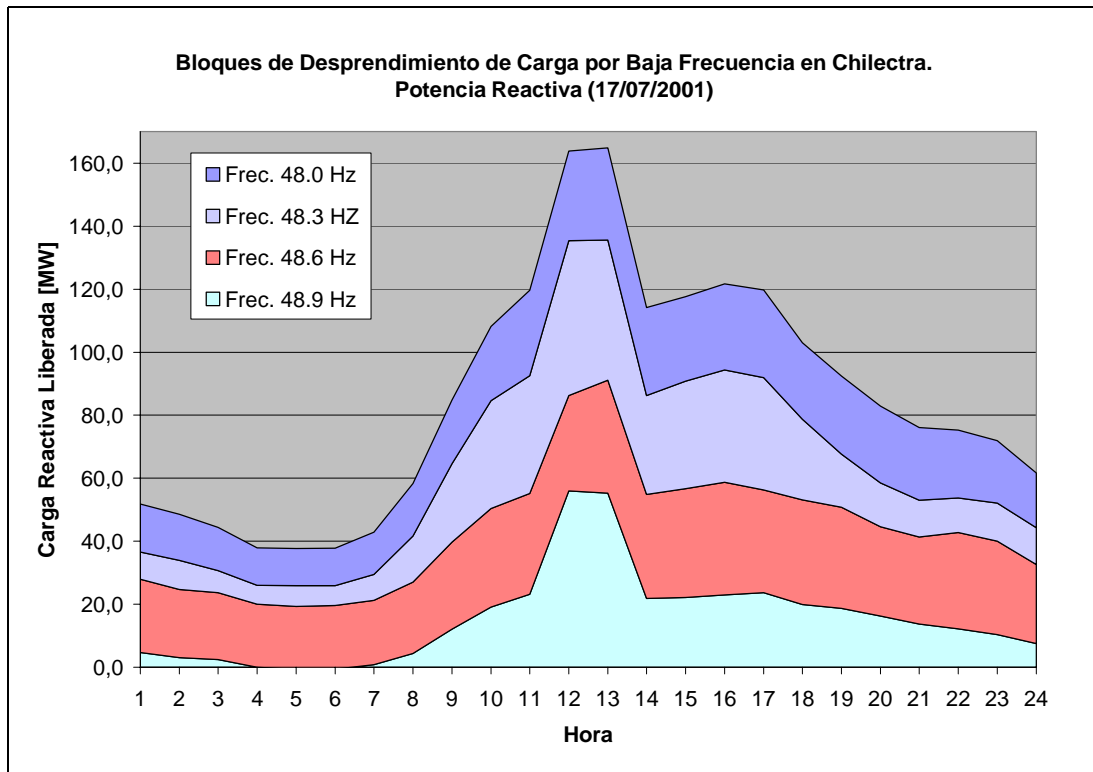
En cuanto a los desprendimientos de carga voluntarios, el CDEC-SIC ha logrado convencer a algunas distribuidoras (i.e. Chilectra) de implementar desprendimientos de carga automáticos con relés de baja frecuencia con el fin de evitar posibles pérdidas totales del consumo, por lo que solo se tendrían pérdidas parciales y controladas. Sin embargo, no existe ninguna legislación ni normativa al respecto, por lo que lo acuerdos son solo de palabra e informales. Por lo que se trata de un servicio voluntario, sin ningún tipo de compromiso o certeza en cuanto a su aporte efectivo (monto e instante de uso). En este sentido, la labor de los CDECs se limita a una

<sup>20</sup> Período de mayo a septiembre entre las 18 y las 23 horas de los días lunes a viernes, exceptuando los festivos

coordinación de elementos y esquemas de protección. A modo ilustrativo, este desprendimiento de cargas, que realiza el CDEC-SIC en conjunto con Chilectra tiene el siguiente esquema para el día 17 de Julio de 2001.



**Figura 25: Bloques de desprendimiento de carga activa (Fuente CDEC)**



**Figura 26: Bloques de desprendimiento de carga reactiva (Fuente CDEC)**

Chilectra es la empresa de distribución de energía eléctrica más grande del país con ventas anuales de 10.541 GWh (para el año 2003). Es decir, representa más del 30% del consumo del SIC. Esta es una de las razones del por qué este consumidor es el que más aporta DAC al SIC.

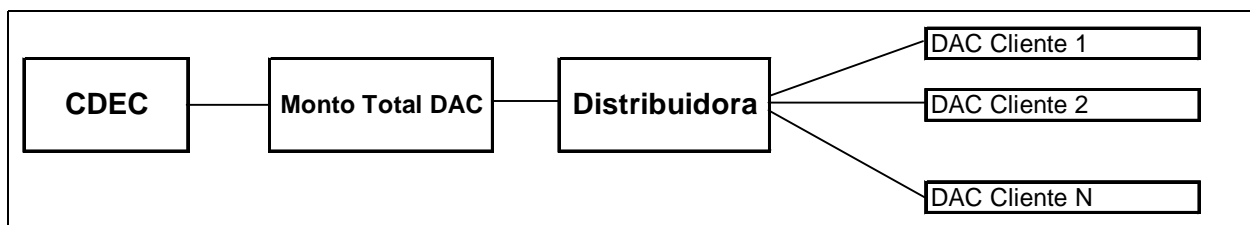
El principal argumento para realizar esta implementación, ha sido de un beneficio económico para la distribuidora. Por ejemplo, a Chilectra le conviene dejar de percibir ingresos correspondientes por una pequeña parte del consumo (5%) durante 10 minutos (período en el cual se aplicaría el desprendimiento de carga), que dejar de percibir ingresos por el total de la demanda durante 1 hora (período en pudiese ocurrir una falla generalizada del suministro por la no implementación del desprendimiento de carga). Es decir, numéricamente hablando, se tiene lo siguiente:

$$1[hr] * 1200[MW] = 1200[MWh]$$

$$\frac{1}{6}[hr] * 60[MW] = 10[MWh]$$

Al desprender el 5% del consumo total ( $1200 * 0,05 = 60$  MW) por un período de 10 minutos, solo se dejarían de percibir ingresos por 10 MWh. Sin embargo, al no

aplicar el desprendimiento de carga, se podría llegar a tener una falla generalizada de suministro, donde el total del consumo (1200 MW) no estaría siendo suministrado por un lapso de 1 hora, lo que significaría dejar de percibir ingresos por 1200 MWh.



**Figura 27: Implementación de DAC entre el CDEC y Chilectra**

Para el CDEC-SIC es más fácil llamar a un solo agente (en este caso la distribuidora) y que éste gestione el desprendimiento de carga, que llamar a varios consumidores y coordinar el mismo el desprendimiento.

Este método para desprender varios consumos a la vez mediante un solo punto de contacto es similar a que exista un “agregador de consumos” como se mencionó en el punto 4.4 (Organización Propuesta). Como se puede apreciar, el CDEC-SIC no tiene el tiempo y el interés de llamar a cada uno de los consumidores para que desprendan carga, pero si puede tener el contacto con un solo agente (en este caso la distribuidora) para que el gestione y realice el desprendimiento.



## 5.7 Encuesta Informal

Para obtener más información de los tipos de consumo presentes en Chile y su eventual aporte a la confiabilidad del sistema eléctrico, se confeccionó una breve encuesta informal. Esta encuesta tenía como mercado objetivo a los consumidores industriales y comerciales, que son los consumidores que más respuestas asertivas podrían dar (los consumidores residenciales probablemente no sabrían que responder). En dicha encuesta, se explicaba brevemente cómo los consumidores podrían aportar servicios de seguridad y calidad al sistema eléctrico; principalmente mediante:

- A. La desconexión automática de carga (vía relés de baja frecuencia u otro esquema similar enclavado con alguna señal del sistema).
- B. La desconexión manual de carga o bien la gestión/modulación del consumo.

Luego, se hicieron algunas preguntas sobre el proceso productivo y sobre el tipo de desconexión que se podrían implementar (desconexión automática o manual) en él, cuanta potencia (MW) estarían dispuestos a aportar y cuales procesos no podrían ser desconectados bajo ningún motivo.

También se hicieron preguntas relacionadas con la característica del consumo de energía eléctrica. Si pueden cambiar la fuente de energía de eléctrica a otro tipo (gas, petróleo), si tienen implementados generadores de respaldo, cuanto tiempo pueden ser capaces de funcionar no estando conectados al sistema eléctrico, si existe algún tipo de modulación del consumo eléctrico, entre otras.

A continuación, se preguntó si la compañía estaría dispuesta a participar en un mercado donde tuviera cierta remuneración por desconectarse del sistema eléctrico ante eventuales requerimientos. Finalmente, si la empresa cuenta con una valorización económica del costo de falla de corta duración.

La encuesta fue enviada a por lo menos 35 empresas. Sin embargo, solo fue respondida por las siguientes 5 empresas:

- CAP: Industria del Acero (Compañía de Acero del Pacífico)
- CMPC: Industria de Papel y Celulosa (Compañía Manufacturera de Papeles y Cartones)
- INESA: Producción y comercialización de envases metálicos (Industria Nacional de Envases S.A.)
- Cementos Melón: Industria del Cemento

- Metro: Industria de Transporte

A continuación, se detallan las respuestas recibidas.

### 5.7.1 Tipos de consumos que pueden ser desconectados

Por lo general, en todas las empresas que respondieron, existen algunos procesos que:

- Pueden ser detenidos: algunos abruptamente, otros con un cierto aviso.
- No pueden ser desconectados bajo ningún motivo: debido a la gran pérdida económica que esto produciría (daños en los equipos, en la materia prima, etc).

Con respecto al primer punto, se puede apreciar como los consumidores están capacitados teóricamente para proveer servicios complementarios mediante reservas inmediatas (procesos que pueden ser detenidos abruptamente), rápidas y moderadas (procesos que requieren de algún tiempo antes de desconectarse).

El segundo punto, puede ser utilizado para incentivar la participación de los consumidores para brindar recursos de confiabilidad de CP. Es decir, si se le da a entender al consumidor que al aportar recursos de consumo para el mercado de servicios complementarios (RCM-SSCC), sólo se estaría aportando con consumos que estén dispuestos a desconectar (abruptamente o con un cierto aviso) y dejar intactos los consumos que no se puedan detener bajo ningún motivo, la probabilidad de falla del sistema disminuiría y por consiguiente, la probabilidad de que se detengan sus procesos que no pueden ser desconectados bajo ningún motivo.

Por otro lado, si tomamos en cuenta la definición de Factor de Carga:

$$F_C = \frac{D_{Media}}{D_{Max}}; \text{ donde } D_{Media} = \frac{Energia}{T} \quad 0 < F_C \leq 1$$

y se asume que:

- $F_C \approx 0,9$  para una minera (mayor factor de carga)
- $F_C \approx 0,3$  para una pesquera (menor factor de carga)

Mientras más cercano a 1 el factor de carga, la probabilidad de aportar servicios complementarios disminuye, ya que se tiene por lo general, un consumo constante de energía. Si el factor de carga en cambio, se acerca a 0, la probabilidad de aportar servicios complementarios aumenta ya que el consumo tiene una mayor flexibilidad al uso de energía y puede modificar sus consumos según sean las

necesidades del sistema. Sin embargo, son justamente aquellos consumos con alto factor de carga los que pueden tener un mayor impacto en la variación de la demanda.

### **5.7.2 Uso de generadores de respaldo**

De las respuestas recolectadas, muchos de los consumidores tienen implementados generadores de respaldo; pero su uso va más bien por protegerse de las contingencias del sistema que de responder a los precios de la energía. Es decir, están para aportar a la seguridad de sus propios consumos (como un servicio complementario propio). Esto se debe a que muchos de ellos no pueden desconectar ciertos procesos productivos por los grandes daños que esto ocasionaría. Es por ello que utilizan los generadores de respaldo, para que estos puedan seguir operando aun luego de una contingencia en el sistema. Como se puede apreciar, muchos consumidores tienen cierta aprensión en cuanto a la confiabilidad del sistema, por lo que esto es un punto a favor para incentivar la participación de los consumidores en el mercado de servicios complementarios, debido a que al participar estarían brindándole mayor seguridad y calidad del sistema. Además son los que están dispuestos a pagar más por el servicio eléctrico, con el fin de que haya una mayor confiabilidad de corto plazo.

La implementación existente de generadores de respaldo en algunos consumidores, puede ser un gran aporte tanto al mercado básico como de servicios complementarios. Al mercado básico debido a que el consumidor puede modular con mayor facilidad su uso de energía si es que cuenta con un generador de respaldo y por ende, responder a los precios de la energía con cierta elasticidad. Su aporte al mercado de servicios complementarios estaría reflejado en que al tener un generador de respaldo, su capacidad de desconectar sus consumos de la red eléctrica es mayor debido a que los procesos pueden seguir funcionando a pesar de estar desconectados de la red eléctrica.

### **5.7.3 Modulación del consumo**

Otro de los aspectos interesantes que cabe mencionar es que muchos de los consumidores entrevistados responden a los precios de la potencia (su demanda máxima) a través de la modulación del consumo en la hora de punta. Por lo que se puede apreciar que existe un cierto interés por participar en el mercado básico y que la demanda sí experimenta cierta elasticidad actualmente, la cual debe ser potenciada y explotada.

#### **5.7.4 Acuerdos bilaterales**

Por otro lado, algunos de los consumidores, como la CAP, desprende consumos tanto de forma automática como manual cuando el generador (con quien tiene contratos de suministro) o el sistema lo requiere. Si bien este tipo de desprendimiento no está regulado en la legislación, es un acuerdo bilateral que se realiza a través del contrato de suministro. Con respecto a esto, se puede apreciar que a pesar de que no existe un marco de confiabilidad adecuado en el sistema eléctrico chileno, los actuales agentes tratan de aumentar la confiabilidad de sus clientes mediante acuerdos bilaterales informales y de palabra. Es decir, existe un interés por mejorar la confiabilidad del sistema a pesar de que no existe regulación al respecto.

#### **5.7.5 Conocimiento del sector eléctrico**

Otro aspecto que llamó la atención y que era de esperar, es que muchos de los consumidores no tienen pleno conocimiento acerca del sector eléctrico. Por lo que un agente que se encargue de ser el vínculo entre el operador del sistema y el consumidor sería de vital importancia.

Cuando se preguntó acerca de que si conocen el costo de falla de corto plazo de su empresa, muy pocos tenían una noción exacta de cuanto era. Sin embargo, si se toma en cuenta el hecho de que algunos consumidores tenían implementados generadores de respaldo, esto implica que de alguna forma se ha hecho un cálculo económico de lo que significaría perder abruptamente el suministro eléctrico, o bien lo utilizan para bajar su demanda en la hora de punta.

Por lo que un cálculo adecuado del costo de falla por sector sería apropiado hacer para poder implementar adecuadamente el consumo como un recurso de confiabilidad en el sistema eléctrico. Este estudio también podría estar a cargo de este agente que se comporta como vínculo entre el operador del sistema y consumidores.

Por último, muchos de los consumidores estaban dispuestos a participar en un mercado donde se recibiera algún tipo de compensación económica por modificar el consumo de acuerdo a los requerimientos del sistema; es decir, al proveer RCM-SSCC.

## 5.8 Propuesta de la participación del consumo en Chile

En conjunto con la propuesta conceptual y la situación actual del sistema chileno, se presenta una propuesta de la participación del consumo en Chile.

### 5.8.1 Aspectos generales

Desde la creación del marco regulatorio actual, que data de 1982, el tamaño de los sistemas se ha triplicado desde entonces y asimismo sus características. Como consecuencia de esto, se perciben los siguientes problemas:

- El marco actual no garantiza la confiabilidad del sistema, ni siquiera se define.
- En general, no hay exigencias específicas para ninguno de los agentes, a lo más criterios generales en cuanto a confiabilidad se refiere.

Es por ello que un cambio en el marco regulatorio en cuanto a la confiabilidad del sistema es fundamental. Es en este contexto que el nuevo marco regulatorio debe incluir a la demanda como un recurso de confiabilidad para el sistema y no sesgar la responsabilidad de la confiabilidad exclusivamente al resto de los agentes del mercado eléctrico.

Si bien, el aporte de la demanda puede ser más relevante brindando recursos para el mercado de servicios complementarios (RCM-SSCC), debido a las falencias existentes tanto en el SIC como en el SING, también se debería incentivar su participación en el mercado básico (RCM-SSBB). En el mercado básico, su aporte estaría dado tanto a la confiabilidad de corto como largo plazo, mediante:

- **Recursos Voluntarios de CP:** aporte voluntario en el corto plazo mediante reducciones de consumo cuando los precios son altos.
- **Recursos Voluntarios de LP:** aporte voluntario en el largo plazo mediante reducciones programadas de consumo (reservas planeadas), cambio de equipos (eficiencia energética) y cambio de ubicación geográfica en respuesta a las señales del mercado.

En el mercado complementario en cambio, su participación solo ayudaría a la confiabilidad de corto plazo, mediante:

- **Recursos Voluntarios:** se pueden instalar relés de baja frecuencia que sean activados en un rango de frecuencia cercano a los 50 Hz. (sobre un nivel mínimo, básico y obligatorio e.g. 49,8 a 49 Hz) aportando reservas inmediatas; o bien,

aportes que sean activados manualmente mediante alguna señal (reservas rápidas y moderadas).

- **Recursos Obligatorios:** Si los aportes voluntarios no fuesen suficientes para evitar la baja de frecuencia o una inminente caída del sistema, entrarían a operar los aportes obligatorios (esquema básico o mínimo de protección) mediante relés de baja frecuencia, que serían activados en un rango de frecuencia menor al establecido en el aporte voluntario (e.g. 49 a 48 Hz).

Si bien, todo tipo de consumidores esta teóricamente capacitado para brindarle confiabilidad al sistema, es muy difícil que los consumos residenciales puedan hacerlo actualmente; debido a que principalmente al residencial no le interesaría participar en una instancia como esta y además la fiscalización y gestión sería muy complicada. Sin embargo, se debe tener abierta la posibilidad en un futuro para implementar el consumo residencial como un recurso de confiabilidad.

Los consumos industriales y comerciales en cambio, están mejor capacitados para participar como agentes activos en la confiabilidad del sistema, por lo que sus recursos deben ser incentivados a participar.

Como se mencionó anteriormente, el consumidor puede aportar recursos de consumo tanto para el mercado básico como para el de servicios complementarios. Dependiendo de esto, se necesitan algunas modificaciones en el sector eléctrico para una correcta implementación.

### **5.8.2 Aspectos específicos de organización y gestión**

En cuanto a la participación de la demanda como un recurso de consumo para el mercado básico de corto plazo (RCM-SSBB), mientras no exista un mercado en que los consumidores puedan ver el precio de la energía en tiempo real (o cada 30 minutos), será difícil su participación. Sin embargo, la demanda puede participar en el mercado básico en el corto plazo mediante la modulación del consumo en la hora de punta (como lo hacen algunos consumidores hoy en día). Pero para ello, se debe aumentar e incentivar la participación de más consumidores.

En cuanto a la participación en el mercado básico, pero en el largo plazo, la demanda perfectamente puede participar mediante la localización geográfica de recursos, la eficiencia energética y las reservas planeadas. Con respecto a la localización geográfica de consumos, cabe señalar que tanto los peajes de transmisión como los factores de penalización presentes en la tarificación actual, son los que entregan las

señales a la demanda para incentivar los consumos en lugares donde la oferta es alta. Sin embargo, en el sector industrial no existe un conocimiento a fondo de las tarifas eléctricas<sup>21</sup>, por lo que sería necesario informar a los consumidores de dicha señal.

Con respecto a la participación de la demanda como un recurso de consumo en el mercado de servicios complementarios (RCM-SSCC) se debe, primero que nada, crear un mercado de servicios complementarios, el cual debería ser operado por el operador del sistema (CDEC)<sup>22</sup>. Segundo, se debería establecer un marco de confiabilidad adecuado, donde los requerimientos técnicos y económicos estén claros y además que existan incentivos por participar. Por ello, la existencia de un organismo que incentive, coordine y remunere los recursos de confiabilidad (provistos tanto por el parque generador, transportistas y demanda) y que además se haga plenamente responsable de las fallas del sistema, sería adecuado. Esta figura podría ser el “gestionador de reservas (GDR)” que fue explicado en el punto 4.4.

En cuanto a la propiedad de este nuevo agente, se debe tener especial cuidado en que sea un organismo totalmente independiente de todos los agentes del sistema (generadores, transmisores, distribuidores, consumidores), a fin de no tener sesgos en la toma de decisiones.

El GDR, además de gestionar las reservas (provistas tanto por los generadores, transportistas y demanda) ayudaría a que el consumidor tenga una participación adecuada en el sistema eléctrico chileno, coordinando y remunerando los recursos provenientes de la demanda; también se podría encargar del cálculo del costo de falla de corto plazo que posee todo tipo de consumidor, lo que aseguraría una mejor remuneración a futuro.

El operador del sistema no puede lidiar con el gran número de recursos individuales, además que los requerimientos de comunicación no serían posibles de satisfacer por parte del operador del sistema. Por ello, se debe crear un organismo que agregue consumos y que además le presente al operador del sistema un solo punto de contacto por una cantidad razonable de reservas.

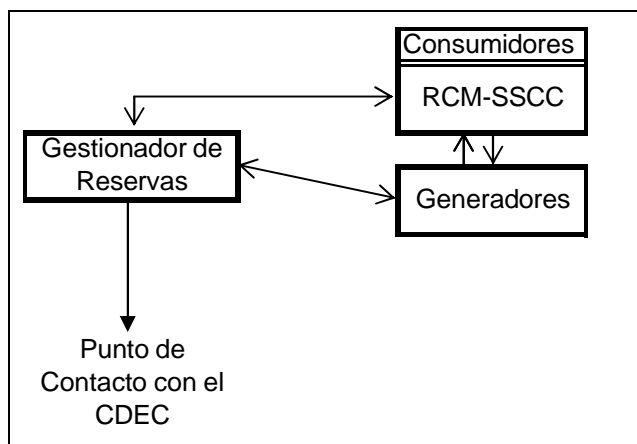
---

<sup>21</sup> Como se pudo apreciar en las respuestas de las encuestas.

<sup>22</sup> Actualmente, los servicios que se refieren a seguridad del sistema se remuneran bajo el pago por capacidad (potencia firme), marco que está en proceso de modificación

Los consumidores pueden aportar recursos de servicios complementarios (o reservas de contingencia) de dos maneras distintas, tal como se muestra en la Figura 28:

- Directamente al GDR.
- A través de un generador, que luego presenta los recursos al GDR.



**Figura 28: Maneras en que los consumidores pueden aportar recursos**

Para algunos consumidores puede ser más práctico tener que lidiar solo con un agente (i.e. sólo generador y no GDR y generador) a la hora de hacer un contrato de suministro y reservas. Por ejemplo, en el caso de los clientes no regulados, al tener un contrato de suministro con un generador, puede ser éste mismo el que actúe como intermediario entre el GDR y el consumidor, evitando así tener que hacer dos tipos de contratos.

La ventaja de que exista este nuevo agente que coordine todas las reservas (ya sea provenientes de la generación o consumo) es que se podría llevar un mejor control y hacerse responsable en caso de ocurriera una falla en el suministro. Si el operador del sistema estuviera dispuesto a aceptar reservas tanto de los generadores como del GDR, sería difícil la fiscalización y en el caso de un problema, estimar las responsabilidades sería engorroso y tedioso.

Sea cual sea el mecanismo para participar, la demanda debe seguir una serie de pasos para que su consumo sea un recurso certificado.

1. Primero, los consumos que quieran proveer servicios complementarios al sistema, deben comunicarse con un generador o con el GDR directamente, para dar a conocer sus deseos de participar.



2. El GDR o generador, debe verificar que los requerimientos técnicos del consumidor sean suficientes para que pueda proveer el tipo de servicio complementario deseado (reserva instantánea, rápida o moderada).
3. El GDR o generador debe instalar medidores especiales para la medición de los recursos provenientes del consumo y verificar su funcionamiento adecuado.
4. Se hace un contrato de suministro entre el consumidor y el GDR, o entre el consumidor y el generador y a continuación el generador y GDR. Se deben especificar los montos de reservas, tiempos de disponibilidad, duración aplicable y los montos a pagar.
5. Una vez que el GDR tiene los requerimientos necesarios, se deben hacer pruebas en conjunto con el operador del sistema con el fin de asegurar el correcto funcionamiento cuando realmente sea necesario. Es decir, debe existir una correcta certificación y/o medición de todos los recursos.
6. Luego, el GDR debe coordinar con el operador del sistema las reservas inmediatas, rápidas y moderadas para que se haga un despacho óptimo.

### **5.8.3 Aspectos económicos y tarifarios**

Ya que el consumidor que proporciona RCM-SSBB de CP responde a las señales de precios del mercado básico, pagos adicionales serían innecesarios si las señales son las adecuadas.

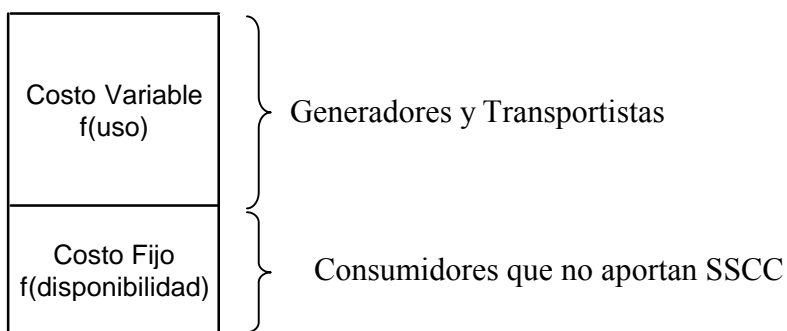
En el caso de los RCM-SSBB de LP, tanto la localización geográfica de recursos como la eficiencia energética, también responden a las señales del mercado básico, pagos adicionales serían innecesarios si las señales son las adecuadas. En el caso de que la señal no sea adecuada, el regulador puede llegar a incentivar de algún modo la participación del consumo en el largo plazo (e.g. aportes, subvenciones). En cuanto a las reservas planeadas (que también son RCM-SSBB de LP), al ser un compromiso por parte del dueño del recurso de convertir su capacidad contratada en una reducción de carga (en algún instante de tiempo en el futuro), son las únicas que deberían tener un incentivo extra de participar. Este pago debería ser acorde al costo incurrido por la empresa/consumidor en dejar de producir/consumir por un período determinado de tiempo y estaría relacionado con costo de falla de largo plazo en que incurre el consumidor. Si se utiliza este recurso debido a que cierto agente no pudo cumplir con sus obligaciones, es éste agente el que debe pagar por el servicio. En el caso de que se utilice por algo fortuito, todo el sistema deberá pagar.

Con respecto al pago de los RCM-SSCC, éste debe ser tanto por disponibilidad como por uso. Es decir, debe haber un costo fijo que se le paga a cada consumidor que tiene su recurso disponible para ser usado ante una contingencia y un pago variable por efectivamente usar dicho recurso. En este caso, el costo fijo sería un pago que refleje la incertidumbre de tener que desprender el consumo cuando sea necesario. El costo variable tiene relación con el costo del desprendimiento propiamente tal y es función del costo de falla de corta duración.

$$CF = f(\text{disponibilidad})$$

$$CV = f(\text{uso})$$

En cuanto al pago asociado a la disponibilidad (Costo Fijo) de estos servicios, deben ser los consumidores que **no aportan** servicios complementarios los que paguen por esta tarifa. Sería injusto para los consumidores que están aportando reservas de corto plazo (y asumiendo la incertidumbre del desprendimiento de carga), que los consumidores que no están aportando reservas se beneficien gratuitamente por ello. De esta manera se tiene un incentivo tangible de aportar reservas por parte de la demanda.



En principio, los agentes que pagarían por el uso (Costo Variable) de estos servicios deberían ser los propios generadores y transportistas, dado que son ellos los que por lo general provocan las contingencias más severas en un sistema eléctrico. La manera de financiar el costo variable podría ser una combinación de dos formas:

1. Prorratedo entre todos los agentes.
2. Atribuido al causante de la falla.

Prorratedo entre todos los agentes debido a que, tanto los generadores como transportistas se verían beneficiados con la participación de la demanda en la

provisión de reservas de corto plazo: Atribuido al que falla debido a que no es justo que por una mala gestión de un agente, todos en el sistema deban pagar por el error en la misma proporción.

#### 5.8.4 Aspectos regulatorios

Finalmente, en cuanto a regulación se refiere, en la actualidad de encuentran los siguientes organismos:

- CNE (Comisión Nacional de Energía): Regulador de precios y supervisor del mercado.
- SEC (Superintendencia de Electricidad y Combustibles): Fiscalizador de aspectos técnicos y de calidad de servicio, cumplimiento de las normas.

Los cuales deberían ser suficientes para llevar un correcto control en cuanto a la gestión de la demanda para el control de la seguridad en el sistema eléctrico chileno se refiere.

#### 5.9 Modificación a la Ley Eléctrica

La Ley 19.940, promulgada el 12 de Marzo de 2004, introdujo importantes modificaciones al “decreto de fuerza de ley N°1, (DFL-1) de 1982.

Entre los artículos que hacen mención a la confiabilidad del sistema y servicios complementarios, destaca la creación del artículo 91 bis a la ley eléctrica. El cual hace mención a los siguientes puntos:

- Todo propietario de instalaciones eléctricas que operen interconectadas entre sí, sean éstos empresas generadoras, transmisoras, distribuidoras o clientes no sometidos a regulación de precios, deberá prestar en el respectivo sistema eléctrico los **servicios complementarios** de que disponga, que permitan realizar la coordinación de la operación a que se refiere el artículo 81, conforme a las normas de seguridad y calidad de servicio en dicho sistema.
- Las exigencias de seguridad y calidad de servicio para cada sistema serán establecidas en la norma técnica que al efecto dicte el Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, con informe de la Comisión.
- El organismo de coordinación de la operación o CDEC deberá establecer los requisitos técnicos mínimos que deberá cumplir toda instalación que se interconecte al sistema eléctrico, o que sea modificada por toda instalación que se interconecte al sistema eléctrico, o que sea modificada por su propietario, sean

éstos empresas generadoras, transmisoras, distribuidoras o clientes no sometidos a regulación de precios, y que sean exigibles conforme a la normativa vigente, en términos de su aporte a los objetivos de seguridad y calidad de servicio. Las exigencias correspondientes deberán contar con informe favorable de la Comisión antes de su puesta en vigencia.

- El CDEC respectivo deberá definir, administrar y operar los **servicios complementarios** necesarios para garantizar la operación del sistema, sujetándose a las exigencias de seguridad y calidad de servicio establecidas en la normativa vigente y minimizando el costo de operación del respectivo sistema eléctrico.
- Los propietarios de las instalaciones interconectadas entre sí deberán declarar los costos en que incurren por la prestación de los respectivos **servicios complementarios** con su debida justificación, conforme lo determine el reglamento.
- Las prestaciones de **servicios complementarios** serán valorizadas por el CDEC correspondiente. El reglamento establecerá el sistema de precios de los **servicios complementarios** que, considerando las características de los mismos, sea compatible con los precios de energía y potencia que esta ley establece.
- Las remuneraciones de las instalaciones pertenecientes a un sistema de transmisión troncal o a un sistema de subtransmisión que sean percibidas por concepto de **servicios complementarios**, no serán incluidas en el cálculo y pago de los peajes de transmisión y de subtransmisión a que se refieren los artículos 71-30 y 71-37, respectivamente.

También, se agregan los siguientes puntos en el artículo 150:

- Seguridad de servicio: capacidad de respuesta de un sistema eléctrico, o parte de él, para soportar contingencias y minimizar la pérdida de consumos, a través de respaldos y de servicios complementarios.
- **Servicios complementarios**: recursos técnicos presentes en las instalaciones de generación, transmisión, distribución y de clientes no sometidos a regulación de precios con que deberá contar cada sistema eléctrico para la coordinación de la operación del sistema en los términos dispuestos en el artículo 81. Son **servicios complementarios** aquellas prestaciones que permiten efectuar, a lo menos, un

adecuado control de frecuencia, control de tensión y plan de recuperación de servicio, tanto en condiciones normales de operación como ante contingencias.

Como se puede apreciar, la nueva ley incorpora una definición de seguridad y servicios complementarios, requisitos indispensables para una correcta regulación e implementación. También establece que el organismo encargado de definir las exigencias de seguridad y calidad es el Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción; siendo el Operador del Sistema (CDEC) el que define, administra y opera técnicamente los servicios complementarios.

En cuanto a los costos de proveer los servicios complementarios, son los mismos propietarios de las instalaciones los que deben declarar sus costos, siendo el CDEC el que valora las prestaciones de servicios complementarios de manera compatible con los precios de la energía y potencia.

Finalmente, la nueva ley no excluye a los consumidores de proveer servicios complementarios. Sin embargo, tampoco incentiva su participación. Por ello, la incorporación de un GDR puede:

- Incentivar la participación de la demanda: El CDEC no puede estar coordinando a todos los consumidores ni incentivando su participación. Un consumidor que no siga de cerca (y comprenda) la ley eléctrica, no va a tener incentivos de participar en la seguridad del sistema eléctrico. Si un organismo se encarga netamente de la coordinación, muchos más consumidores estarían dispuestos a participar.
- Permitir la participación de consumos residenciales: coordinar todos los servicios complementarios. Al hacer esto, se tendría un “portfolio” sumamente diversificado de reservas, lo que se traduce en una mayor confiabilidad y flexibilidad a la hora de requerir reservas de contingencia.

## VI CONCLUSIONES

La participación actual de la demanda en el mercado eléctrico es más bien pasiva. Por lo general, los consumidores sólo tienen acceso al mercado básico y no desempeñan un rol muy activo en cuanto a confiabilidad se refiere; su demanda incluso es considerada inelástica para los efectos del despacho y se asume como un valor determinístico.

Cuando la participación del consumidor ha tenido lugar a través del mercado básico, se ha hecho de manera muy informal y no regulada. El consumidor siempre ha sido visto como un cliente final y no como un potencial agente del sistema eléctrico, por ello su escasa participación. Los consumidores industriales han sido los que más han estado presentes de manera activa en el sistema, principalmente mediante la modulación de su consumo con el fin de evitar el horario de punta; luego, en menor medida se encuentran los consumidores comerciales y finalmente, los consumidores residenciales, que tienen un aporte ínfimo al sistema. En cuanto a la participación en el mercado de servicios complementarios, ésta ha sido principalmente mediante desconexiones automáticas de carga, siendo por lo general servicios no remunerados e imprevisibles a la hora de su implementación.

Con la aparición de mercados de energía (mercado básico) y de confiabilidad de corto plazo (mercado de servicios complementarios), se crean nuevas oportunidades no solo para el parque generador y transportista, sino que también para los recursos provenientes del área de los consumidores. Si las reglas del mercado son tecnológicamente neutras (i.e. están centradas en que las cosas se hagan y no cómo se hagan), la carga de los consumidores podría estar capacitada para participar en estos mercados aportando recursos de confiabilidad al sistema.

Al utilizar la gestión de la demanda para el control de la confiabilidad en los mercados eléctricos, se estarían aprovechando recursos que antes fueron ignorados. El sistema tendría un mayor número de recursos a su disposición para enfrentar los problemas de confiabilidad, tanto en el transcurso normal de la operación, como ante situaciones de contingencia.

Dado que existen dos mercados, la presente investigación dividió los recursos provenientes de la demanda en dos:

- Recursos para el mercado de servicios básicos (RCM-SSBB)
- Recursos para el mercado de servicios complementarios (RCM-SSCC)

Los RCM-SSBB responden principalmente a los precios de la energía y potencia del mercado; y como su nombre lo indica, su relación y vinculación con el sistema eléctrico estaría dada por el mercado básico.

Los RCM-SSCC en cambio, tienen relación con la operación del sistema, tanto en operaciones normales como de contingencia; y como su nombre lo indica, su relación y vinculación estaría dada por el mercado de servicios complementarios. Sin embargo, dado que los consumidores no estarían dispuestos a desconectar y conectar consumos a cada rato, los aportes del consumo estarían centrados principalmente en reservas de contingencia.

A su vez, la participación de la demanda también se puede clasificar según el horizonte de tiempo en la cual es requerida (corto o largo plazo). Al ser los RCM-SSCC provisiones de servicios complementarios, su participación es exclusivamente en el corto plazo (día a día) aportando seguridad y calidad al sistema. Los RCM-SSBB en cambio, pueden tener participación ya sea en el corto plazo (respondiendo a los precios en el día a día o semana a semana) como largo plazo (respondiendo a los precios del mercado a futuro, meses o años), es decir, podría aportar tanto a la seguridad, calidad y suficiencia del sistema eléctrico.

A continuación, en la Tabla 20, se presenta un resumen con el aporte que puede brindar el consumo tanto para el mercado básico (RCM-SSBB) como complementario (RCM-SSCC) desglosado según el tipo de recurso y tipo de consumidor.

Tabla 20: Resumen del aporte de los consumidores

			Industriales	Comerciales	Residenciales
RCM-SSBB	CP	Decisión del uso de energía según sea el precio spot	Dependiendo de la flexibilidad de sus procesos productivos.	Dependiendo de la flexibilidad del consumidor para reducir su consumo abruptamente	Poco probable su participación
		No usar energía del sistema eléctrico en horas donde el precio por energía sea alto	Una correcta modulación del consumo es fundamental.	Una correcta modulación del consumo es fundamental.	Se puede orientar a los consumidores residenciales a no usar energía en la hora de punta.
	LP	Localización Geográfica	Industrias que tienen grandes consumos, los cuales no tienen mucha dependencia geográfica	Difícil su participación	Imposible su participación
		Eficiencia Energética	Pueden participar perfectamente	Pueden participar perfectamente	Pueden participar perfectamente
		Reservas Planeadas	Industrias que requieran hacer mantenciones de sus equipos periódicamente	Difícil su participación	Imposible su participación
RCM-SSCC	CP	Recursos instantáneos	Procesos industriales que puedan ser detenidos abruptamente.	Consumos que puedan ser detenidos abruptamente	Consumos que puedan ser detenidos abruptamente
		Recursos rápidos	Procesos industriales que requieran de cierto aviso para ser desconectados.	Consumos que requieran de un cierto aviso para ser desconectados.	Consumos que requieran de un cierto aviso para ser desconectados.
		Recursos moderados	Procesos industriales que requieran de un aviso mayor para ser desconectados.	Consumos que requieran de un aviso mayor para ser desconectados.	Consumos que requieran de un aviso mayor para ser desconectados.

Como se puede apreciar, existe una gran variedad de recursos que pueden ser aportados por distintos tipos de consumidores, por lo que no se debe impedir la participación de ningún sector (e.g. consumidores residenciales). Ya que por muy insignificante que sea el aporte individual, si se agregan todos los aportes, éste puede ser significativo.

Ya que el consumidor que proporciona RCM-SSBB de CP responde a las señales de precios del mercado básico, pagos adicionales serían innecesarios si las señales son las adecuadas.

En el caso de los RCM-SSBB de LP, tanto la localización geográfica de recursos como la eficiencia energética, también responden a las señales del mercado básico, pagos adicionales serían innecesarios si las señales son las adecuadas. En el caso de que la señal no sea adecuada, el regulador puede llegar a incentivar de algún modo la



participación del consumo en el largo plazo (e.g. aportes, subvenciones). En cuanto a las reservas planeadas (que también son RCM-SSBB de LP), son las únicas que deberían tener un incentivo extra de participar. Este pago debería ser acorde al costo incurrido por la empresa/consumidor en dejar de producir/consumir por un período determinado de tiempo y estaría relacionado con costo de falla de largo plazo en que incurre el consumidor. Si se utiliza este recurso debido a que cierto agente no pudo cumplir con sus obligaciones, es éste agente el que debe pagar por el servicio. En el caso de que se utilice por algo fortuito, todo el sistema deberá pagar.

Con respecto al pago de los RCM-SSCC, éste debe ser tanto por disponibilidad (Costo Fijo) como por uso (Costo Variable). El costo fijo sería un pago que refleje la incertidumbre de tener que desprender el consumo cuando sea necesario. El costo variable tiene relación con el costo del desprendimiento propiamente tal y es función del costo de falla de corta duración.

En cuanto al pago asociado a la disponibilidad (Costo Fijo), deben ser los consumidores que **no aportan** servicios complementarios los que paguen por esta tarifa. Sería injusto para los consumidores que están aportando reservas de corto plazo (y asumiendo la incertidumbre del desprendimiento de carga), que los consumidores que no están aportando reservas se beneficien gratuitamente por ello. De esta manera se tiene un incentivo tangible de aportar reservas por parte de la demanda.

En principio, los agentes que pagarían por el uso (Costo Variable) de estos servicios deberían ser los propios generadores y transportistas, dado que son ellos los que por lo general provocan las contingencias más severas en un sistema eléctrico. La manera de financiar el costo variable podría ser una combinación de dos formas:

1. Prorrateado entre todos los agentes: tanto los generadores como transportistas se verían beneficiados con la participación de la demanda en la provisión de reservas de corto plazo.
2. Atribuido al causante de la falla: no es justo que por una mala gestión de un agente, todos en el sistema deban pagar por el error en la misma proporción.

En cuanto a la logística, el operador del sistema no está interesado en saber los detalles de todos los consumidores. Lo mismo ocurre con los consumidores, los cuales no desean saber en detalle como funciona el sistema eléctrico, ya que tienen sus propias preocupaciones y/o negocios. El agregador de consumos (o gestor de reservas – GDR) puede llenar este vacío y ser un gran aporte al facilitar la participación de los consumidores en el sistema eléctrico (especialmente de los consumos

residenciales). Esta entidad manejaría las comunicaciones de un gran número de usuarios distribuidos y le presentaría al operador del sistema un solo punto de contacto por una cantidad razonable de capacidad. Este agente sería el intermediario entre los consumidores y el sistema eléctrico tanto en el ámbito técnico como comercial.

En cuanto al sistema eléctrico chileno, los consumidores tampoco tienen mayores responsabilidades en cuanto a confiabilidad del sistema se refiere. La confiabilidad de corto plazo recae principalmente sobre la generación y transmisión. En la confiabilidad de largo plazo en cambio, nadie tiene responsabilidades directas, puesto que no existe una reglamentación adecuada al respecto.

Las inversiones que se realizan en el sector eléctrico por parte de la generación no son obligatorias, por lo que si los incentivos económicos no llegasen a ser suficientes para realizar nuevas inversiones, el sistema eléctrico chileno tendría un problema de suficiencia en el largo plazo. Afortunadamente, con la nueva ley eléctrica (19.940) la expansión de la transmisión se hace obligatoria, cosa que antes no sucedía.

A pesar de no tener responsabilidades ni obligaciones, los consumidores participan de dos modos (no muy activos) en el sistema eléctrico. Esto mediante:

- Desprendimientos de cargas “*voluntarios*” vía relés de baja frecuencia.
- Disminución del consumo en la hora de punta.

Esta participación es totalmente voluntaria e informal. Sin embargo, con la ley eléctrica 19.940, promulgada en Marzo de 2004, se da un primer paso al obligar a los “clientes no sometidos a regulación de precios” de brindar recursos de confiabilidad. Sin embargo no basta con obligar, hay que incentivar. Ya que es en este instante, en que recién se esta regulando sobre el tema, que se le debe sacar el máximo provecho a la participación de la demanda, por lo que no se debe sesgar ningún tipo de recurso, ni industriales, ni comerciales, ni residenciales.

Con el fin de aumentar al máximo la participación de los consumidores en Chile, puede ser de gran ayuda la creación de un nuevo agente que los gestione, el GDR, ya que permitiría una gestión más efectiva de las reservas provenientes tanto de la generación como del consumo.

Finalmente, en cuanto a la propiedad de este nuevo agente, se debe tener especial cuidado en que sea un organismo totalmente independiente de todos los agentes del sistema (generadores, transmisores, distribuidores, consumidores), a fin de no tener sesgos en la toma de decisiones.

**BIBLIOGRAFIA**

- ENERGY RESEARCH INSTITUTE (2001) **Electricity Outage Cost Study**. Chulalongkorn University, Thailand.
- KIRBY, B.J. (2003) **Spinning Reserve From Responsive Loads**. Oak Ridge National Laboratory, Estados Unidos.
- NATIONAL GRID COMPANY (2003). **The Grid Code**. National Grid Company, Reino Unido.
- MINISTERIO DE ECONOMIA, FOMENTO Y RECONSTRUCCION (2004). **Ley 19940**. Ministerio De Economía, Fomento Y Reconstrucción, Santiago, Chile.
- KIRBY, B. y HIRST, E. (1999). **Load As A Resource In Providing Ancillary Services**. Oak Ridge National Laboratory y Consultants in Electric-Industry Restructuring, Estados Unidos.
- CHARLES RIVER ASOCIATES (2004). **Review of Market Ancillary Services**. Charles Rivers Associates, Australia.
- KIRBY, B. y HIRST, E. (2003). **Allocating Costs Of Ancillary Services: Contingency Reserves And Regulation**. Estados Unidos.
- HIRST, E. (2002). **Price-Responsive Demand As Reliability Resources**. Consulting in Electric-Industry Restructuring, Estados Unidos.
- JAUQUE, D. (2002). **Marco Conceptual de la Confiabilidad...Visión y Experiencia del Regulador**. Seminario “Seguridad y Suficiencia en el Suministro de la Energía Eléctrica (CREG-ALURE), Chile.
- CONTRERAS, J. (2002). **Servicios Complementarios**. Electroandina S.A., Chile.
- KIRBY, B. y HIRST, E. (1998). **The Functions, Metrics, Costs, And Prices For Three Ancillary Services**. Estados Unidos.
- KIRBY, B. y HIRST, E. (2002). **Technical Issues Related To Retail-Load Provision Of Ancillary Services**. New England Demand Response Initiative, Estados Unidos.
- MALINS, A. (2003). **Demand Side Developments**. National Grid Company, Reino Unido.

- LAURITA, B. (2003). **ISO New England, 2003 Demand Response Programs**. National Accounts Demand Response Seminar, Estados Unidos.
- HIRST, E. (2003). **Long-Term Resource Adequacy: The Role Of Demand Resources**. Consulting in Electric-Industry Restructuring, Estados Unidos.
- HENRÍQUEZ, G. (2003). **CDEC-SIC: Coordinando la Operación del Sistema Eléctrico**. Revista Electricidad Interamericana, Chile.
- CONTRERAS, J. (2003). **Servicios Complementarios en el SING**. Revista Electricidad Interamericana, Chile.
- KIRBY, B. y HIRST, E. (2001). **Retail-Load Participation in Competitive Wholesale Electricity Markets**. Edison Electric Institute y Project for Sustainable FERC Energy Policy, Estados Unidos.
- BROWN, M. y LEVINE, M. (2002). **Overview of Load as a Resource**. Oak Ridge National Laboratory, Estados Unidos.
- PEAKLMA (2002). **Demand Response: Design Principles for Creating Customer and Market Value**. Peak Load Management Alliance, Estados Unidos.
- HIRST, E. (2002). **Reliability Benefits Of Price-Responsive Demand**. Consulting in Electric-Industry Restructuring, Estados Unidos.
- BIEWALD, B., JOHNSTON, L., RAMERY, J., PETERSON, P. Y WHITE, D. (2001). **The Other Side of Competitive Markets: Developing Effective Load Response in New England's Electricity Market**. Synapse Energy Economics, Estados Unidos.
- COWART, R. (2001). **Efficient Reliability The Critical Role Of Demand-Side Resources In Power Systems And Markets**. The National Association of Regulatory Utility Commissioners, Estados Unidos.
- CDEC-SIC (2004). **Anuario 2004: Estadísticas de Operación 1994-2003**. Santiago, Chile.
- CDEC-SING (2004). **Anuario 2004: Estadísticas de Operación 1994-2003**. Santiago, Chile.
- CHILECTRA (2003). **Memoria Anual 2003**. Santiago, Chile.
- UNIV. DE CHILE (2001). **Memoria Anual: Área Energía**. Santiago, Chile.
- UNIV. DE CHILE (2003). **Memoria Anual: Área Energía**. Santiago, Chile.

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA (2001). **Divergencia De Sesión CDEC-SING N° 163(E)/2000**. CNE, Santiago, Chile.

GOBIERNO DE CHILE (2001). **R.M. EXTA.-No- 119**. Subsecretaria De Economía, Santiago, Chile.

P. J. BALDUCCI, J. M. ROOP, L. A. SCHIENBEIN, J. G. DESTEESE, M. R. WEIMAR (2002). **Electrical Power Interruption Cost Estimates for Individual Industries, Sectors, and U.S. Economy**. Pacific Northwest National Laboratory, Washington, Estados Unidos.

<http://www.nyiso.com>, 2003.

<http://www.iso-ne.com>, 2003.

<http://www.nationalgrid.com/uk>, 2003.

<http://www.nemco.com.au>, 2003.

<http://www.cne.cl>, 2003.

<http://www.cdec-sic.cl>, 2003.

<http://www.cdec-sing.cl>, 2003.

<http://www.ine.cl>, 2003.

<http://www.cammesa.com.ar>, 2003

<http://www.ofgem.gov.uk>, 2004

**ANEXOS**

## ANEXO A : ENCUESTA REALIZADA A LOS CONSUMIDORES CHILENOS

Me encuentro realizando mi memoria de título de ingeniero civil en mercados eléctricos, en el tema de cómo los consumidores pueden aportar servicios de seguridad y calidad al sistema eléctrico, esto principalmente mediante los siguientes servicios:

- C. La desconexión automática de carga (vía relés de baja frecuencia u otro esquema similar enclavado con alguna señal del sistema)
- D. La desconexión manual de carga o bien la gestión/modulación del consumo

Se considera que el **primer servicio (A)** podría operar de manera casi instantánea y sin previo aviso, al ocurrir un evento de contingencia en el sistema interconectado. En otras palabras el consumidor queda expuesto a un corte súbito de su consumo eléctrico (parte de su consumo o todo) durante algún período de tiempo (depende de la severidad de la contingencia; por lo general, máximo unos 15 minutos).

En el **segundo caso (B)**, se asume que existe algún tipo de aviso (u alerta) del sistema hacia el consumidor (mediante correos electrónicos, llamadas por teléfono, beepers o algún otro medio). Por ejemplo si el proveedor u operador del sistema interconectado visualiza algún problema que afecta a la seguridad y calidad del sistema, entonces pide/realiza la desconexión (total o parcial) o disminución del consumo.

En diversos países, los consumidores participan activamente en los mercados eléctricos mediante estos dos servicios, ya sea en forma voluntaria y/o obligatoria.

Ciertamente, el impacto que provoca cada uno de estos servicios es diferente, ambos dependiendo del instante en que se activa el servicio, la duración del servicio, la severidad o profundidad del servicio solicitado y por supuesto del tipo de proceso productivo que sea interrumpido por el corte.

Cabe destacar que el corte del consumo no necesariamente afecta a toda la planta o proceso productivo, sino que solo a los procesos que Ud. decida comprometer. Pero una vez que Ud. compromete los servicios debe estar dispuesto a desconectar sus consumos cuando sea necesario.

Dentro de estos subprocesos puede estar el uso de aire acondicionado, iluminaciones, consumo motriz, bombas, etc. Es decir, no sólo lo requerido para poder fabricar el producto final o servicio.

Por otra parte, puede que en estos momentos Ud. no cuente con la tecnología adecuada para poder desconectar o disminuir los consumos. Pero si tuviera la tecnología adecuada implementada en su empresa, estaría dispuesto a participar en este tipo de desconexiones.

En este contexto, me gustaría hacerle unas preguntas sobre el proceso productivo de su empresa y del consumo de energía en general.

### **Proceso Productivo**

Considerando que los procesos productivos se pueden dividir en varios subprocesos, cada uno de los cuales podría estar asociado con un alimentador propio; Entonces, de estos subprocesos:

- ¿Cuáles pueden ser desconectados abruptamente del sistema eléctrico (sin ningún tipo de aviso, i.e. en forma automática)? ¿Cuántos MW podría aportar? **Primer tipo de servicio (i.e. A: desconexión automática).**
- ¿Cuáles requieren de un cierto aviso (por ejemplo 15 minutos, 30 minutos, etc)? ¿Cuántos MW podría aportar? **Segundo tipo de servicio (i.e. B: desconexión manual).**
- ¿Cuáles no pueden ser desconectados bajo ningún motivo? ¿De cuántos MW estamos hablando?

### **Consumo de energía**

A continuación, se presentan algunas preguntas relacionadas con la característica de vuestro consumo de energía eléctrica:

- ¿Se puede cambiar la fuente de energía de eléctrica a otro tipo? (gas, petróleo, etc)
- ¿Tienen implementados generadores de respaldo? ¿De cuántos MW?
- ¿Cuanto tiempo podrían ser capaces de funcionar no estando conectados al sistema eléctrico (e.g. conectados a generadores de respaldo u otras fuentes energéticas).
- En la actualidad, ¿su empresa hace algún tipo de gestión o modulación del consumo eléctrico?
- Estaría la compañía dispuesta a participar en un mercado donde tuviera cierta remuneración por desconectarse del sistema eléctrico ante eventuales requerimientos. Por ejemplo aportando un servicio del tipo A y/o del tipo B.



Considere que estos servicios en general (otras legislaciones eléctricas) son gestionados tanto en forma obligatoria como voluntaria. Cabe notar que mientras más rápido sea su desprendimiento de carga, más alta será la remuneración.

- ¿Cuenta su empresa con una valorización económica de lo servicios antes citados? Se destaca que dicho costo por lo general corresponde al costo de falla de corta duración o costo de falla súbito.