

UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

METODOLOGÍA DE CÁLCULO DE COSTO DE FALLA INTEMPESTIVO

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELECTRICISTA

MARCOS ESTEBAN CISTERNA ORELLANA

PROFESOR GUÍA:

LUIS VARGAS DÍAZ

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:

OSCAR MOYA

RONALD FISCHER

SANTIAGO DE CHILE

MARZO 2008

RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR
AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL
ELECTRICISTA
POR: MARCOS ESTEBAN CISTERNA ORELLANA
FECHA:
PROFESOR GUIA: LUIS SANTIAGO VARGAS DIAZ

“METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DEL COSTO DE FALLA INTEMPESTIVO”

La introducción de mercados competitivos en el sector eléctrico ha afectado negativamente a la calidad del servicio, donde se entiende que la calidad del servicio está compuesta por: la calidad del voltaje, la calidad comercial y la confiabilidad de la red. Es en este último aspecto donde se mueve el presente informe, cuyo objetivo es presentar el diseño de una metodología de cálculo para el costo de falla de corta duración definido en la norma técnica de seguridad y calidad de servicio, como el costo en el que incurre un usuario al sufrir una desconexión intempestiva del suministro eléctrico.

El método de trabajo se centró en una revisión bibliográfica del tratamiento del costo de interrupción en el mundo donde se destacan tres tipos de metodologías: indirectas, análisis de apagones y directas. En las metodologías indirectas se calcula el costo de interrupción como el cociente entre producto interno bruto y el consumo energético anual, el análisis de apagones estudia los costos directos e indirectos en que incurre un sistema frente a un apagón y, finalmente, los métodos directos buscan el costo de interrupción de cada cliente del sistema, con el uso de encuestas.

La metodología diseñada en este informe se clasifica como una metodología directa, que hace uso de encuestas para conocer el costo de interrupción de los clientes del sistema eléctrico. Las encuestas se separan en tres sectores: Residencial, Servicios y Productivo, en los cuales se calcula su costo de falla y posteriormente se calcula el costo de falla del sistema, de acuerdo al consumo energético de cada sector a nivel nacional.

Además se ha identificado que el costo de falla de corta duración no tiene relación teórica con el costo de racionamiento, puesto que se aplican a dos contextos diferentes: El primero aplica principalmente a operadores de distribución, como una multa por la baja continuidad de su servicio. El segundo aplica directamente al mundo de la generación, como una multa a la falta de inversiones que provoca racionamientos a la población. Como se aprecia, en ambos casos el origen de la interrupción es diferente: En el costo de falla intempestivo la interrupción se origina por deficiencias técnicas de la red, y en el costo de racionamiento la interrupción se origina por falta de inversión y deficiencias en la planificación del mercado.

Agradecimientos

Debo agradecer y dedicar este trabajo a todo un grupo familiar que me ha apoyado, soportado y formado en estos 20 años de educación, que culminan aquí, en estas páginas, dando comienzo a nueva, y porque no decirlo, ansiada etapa de libertad.

No puedo dejar fuera mi grupo de amigos, aquellos que me ayudaron a estar acá después de tantos años de universidad, aquellos que me indicaron... estudia Eléctrica!! A aquellos que me dijeron no!! Estudia Industrias... pero acá termine y al final del todo la decisión al parecer no es tan mala.

A aquellos que me dieron momentos de risa en las salas de estudio, esa siempre llena y joven pajarera, o las viejas salas de estudios de eléctrica, gracias a un montón de amigos que me ayudaron a terminar esta carrera.

Debo agradecer también a los trabajadores del área de Estudios de Colbún S.A., en particular a Don Santiago Bradford y Don Gastón Zepeda, impresionantes pequeños personajes de este mundo que ayudaron a este ambicioso soñador a terminar algo por una vez en la vida.

No puedo dejar fuera a Don Luis Vargas, que a pesar que no tiene tiempo y a pesar de ser ingeniero tiene toques de médico, genero un buen ambiente al otorgar absoluta libertad en el desarrollo y además hizo comentarios muy interesantes que aportaron al desarrollo de este trabajo.

También agradezco la participación de don Ronald Fischer por sus acertados comentarios y participación en el desarrollo de esta memoria.

Finalmente, no puedo dejar fuera a mi grupo de amigos, grandes personajes, quizá grandes líderes y pensadores de un nuevo Chile del que quiero participar y ayudar a forjarlo, quizá no desde la ingeniería, pero si con la mirada que marcó esta Universidad en mi, una mirada crítica de todo que permite aterrizar los sueños, y a veces coartarlos, pero soñando se hace una vida... y muchas vidas hacen un mejor Chile...

Tabla de contenidos

AGRADECIMIENTOS	3
TABLA DE CONTENIDOS.....	4
ÍNDICE DE FIGURAS	8
ÍNDICE DE TABLAS	9
ÍNDICE DE TABLAS.....	9
1 CAPÍTULO I. INTRODUCCIÓN	10
1.1 El Sistema Eléctrico y la Calidad de Servicio.....	10
1.2 El Sector Eléctrico Nacional	11
1.2.1 Instituciones	11
1.2.2 Normativa	12
1.3 Revisión Bibliográfica	12
1.4 Objetivos.....	14
1.4.1 Objetivos Específicos	14
1.5 Alcances	14
1.6 Estructura del Trabajo	15
2 CAPÍTULO II. COSTO DE FALLA INTEMPESTIVO.....	16
2.1 Definición.....	16

2.2	Metodologías de Cálculo del Costo de Interrupción	16
2.2.1	Metodologías Indirectas.....	16
2.2.2	Metodologías Directas.....	20
2.2.3	Cálculo del Costo de Interrupción con Metodologías Directas.....	26
3	CAPÍTULO III. METODOLOGÍA DE CÁLCULO DEL COSTO DE FALLA INTEMPESTIVO.....	28
3.1	Encuesta al Sector Residencial.....	31
3.1.1	Descripción y Desarrollo de las Preguntas	31
3.2	Encuesta del Sector Servicios.....	33
3.2.1	Descripción de las Preguntas	33
3.3	Encuesta del Sector Público	34
3.3.1	Descripción de las Preguntas	34
3.4	Encuesta del Sector Productivo	34
3.4.1	Descripción de las preguntas	35
3.5	Comentarios de las encuestas.....	35
3.6	Tratamiento de los Datos Relevantes.....	36
3.6.1	Sector Residencial.....	36
3.6.2	Sector Servicios.....	37
3.6.3	Sector Productivo	39
3.7	Mediciones y Estadísticas.....	40
3.8	Ponderadores.....	41

3.8.1	Ponderadores de la Duración de la Interrupción	41
3.8.2	Ponderadores del horario de la interrupción	42
3.8.3	Ponderadores de Relevancia del Consumo en el Sistema Eléctrico	42
3.8.4	Otras Estadísticas	43
3.9	Comentarios	45
3.10	Ejemplo de Aplicación en Sector Residencial.....	46
4	CAPÍTULO IV. PROPUESTA DE INDEXACIÓN DEL COSTO DE FALLA INTEMPESTIVO.....	48
4.1	Sector Productivo	48
4.1.1	Sector Minería del Cobre.....	48
4.1.2	Sector Productivo Industrial y otras Mineras.....	48
4.2	Sector Servicios	49
4.3	Sector Servicios Públicos.....	49
4.4	Sector Residencial	50
5	CAPÍTULO V. IMPACTOS DEL COSTO DE FALLA INTEMPESTIVO	51
5.1	Reserva en Giro.....	51
5.2	Costo de Falla y su Aplicación	54
5.3	Cotas Esperadas del Costo de Falla Intempestivo por Sector.....	54
5.3.1	Sector Residencial	54
5.3.2	Sector Servicios y Servicios Públicos	55

5.3.3	Sector Productivo	57
5.3.4	¿Por qué debe aplicarse el Costo de Falla Intempestivo?	58
5.3.5	¿Cómo aplica el Costo de Falla Intempestivo?	59
5.3.6	¿Por qué Costo de Falla Intempestivo y no Costo de Racionamiento?	59
6	CAPÍTULO VI. CONCLUSIONES.....	61
6.1	Trabajos Futuros.....	63
7	REFERENCIAS.....	64
	ANEXO I: ENCUESTA RESIDENCIAL.....	68
	ANEXO II: ENCUESTA SECTOR SERVICIOS.....	72
	ANEXO III: ENCUESTA SECTOR SERVICIOS PÚBLICOS.....	74
	ANEXO IV: ENCUESTA SECTOR PRODUCTIVO	76
	Características de la empresa.....	78
	ANEXO V: CONSIDERACIONES PRÁCTICAS.....	79
	Encuesta sector residencial.....	79
	Encuesta sector servicios	79
	ANEXO VI: CARTA GANTT	81

Índice de Figuras

Ilustración 2-1: Punto equilibrio del consumidor de energía	17
Ilustración 2-2: (a) modelos de costo de energía no suministrada. (b) modelo de costo combinado	25
Ilustración 3-1: Metodología de cálculo del CFI.....	30
Ilustración 5-1: Requerimientos de Reserva V/S CFI (en hidrología media).....	52
Ilustración 5-2: Requerimientos de Reserva V/S CFI (en hidrología media).....	53

Índice de Tablas

Tabla 1-1: Trabajos en Chile para evaluar el costo de racionamiento.	13
Tabla 2-1: Estudios de elasticidad precio de la demanda.....	19
Tabla 2-2: resumen de modelos de costo	25
Tabla 3-1: Consumos energético por sector.	29
Tabla 3-1: Funciones de daño al cliente usando valores promedio para diferentes horarios	46

1 Capítulo I. Introducción

1.1 El Sistema Eléctrico y la Calidad de Servicio

El continuo avance de las sociedades solicita de sí mismas mejor calidad de todos sus productos y servicios en cualquier área social donde exista espacio para mejorar, lo que finalmente contribuye al desarrollo de un sector, una región y un país, fortaleciendo el desarrollo de la sociedad . Uno de los sectores donde el desarrollo es primordial a nivel país, es el sector eléctrico, ya que en él se genera la fuerza y la energía de una nación para seguir creciendo, incidiendo directamente en todas las áreas de producción y esparcimiento de la sociedad.

El desarrollo del sector eléctrico es esencial en el desarrollo de la actividad económica del país, pero este desarrollo no puede ser mirado sólo del punto de vista económico, donde imperan las grandes inversiones, el plan de obras de expansión y las proyecciones de demanda. También debe ser mirado desde lo micro, el detalle, de recordar que la electricidad responde a leyes físicas que pueden no estar correlacionadas con las percepciones macroeconómicas del desarrollo.

Un punto que se ha descuidado de este desarrollo del sector eléctrico es la calidad del servicio, dada la continua expansión de la demanda y la inestabilidad regulatoria del mercado nacional, ha provocado que el enfoque principal de las autoridades se centre en el desarrollo y expansión del sistema, sin fijarse en la calidad de la expansión a niveles micro, lo que provoca un desacoplamiento del desarrollo de la actividad en los niveles transmisión y distribución ya que, a pesar de que existan nuevas centrales que sean capaces de abastecer la demanda, la tasa de desarrollo de redes de transmisión no es lo suficientemente alta para acoplarse al desarrollo del sector generación , situación que incide en que las redes de distribución operen cerca de sus capacidades físicas, lo que reduce la confiabilidad de las redes y con ello la confiabilidad del sistema.[35]

Ciertamente no es económicamente correcto que el sistema esté disponible un ciento por ciento del tiempo, pero éste debe ser capaz de soportar contingencias, ¿Cuántas? Las que la sociedad como cliente esté dispuesta a soportar. Dicho de otra forma, la sociedad debe decidir cuánto está dispuesto a pagar por el nivel de calidad asociado a su sistema eléctrico en función de parámetros técnicos.

Una forma de evaluar la continuidad del suministro es a través de los costos de interrupción, ya que ofrecen una idea de cuan desacoplada está la tarifa vigente de la disposición a pagar por el cliente por un mejor servicio.

1.2 El Sector Eléctrico Nacional

Desde la década de los 80, cuando el sistema eléctrico pasó visionariamente a manos de privados, se han experimentado numerosos cambios en el sistema eléctrico nacional, pasando desde estructuras integradas verticalmente a empresas privadas en tres sectores: Generación, Transmisión y Distribución. En este último sector, Chile se ha quedado atrás en la asimilación de una cuarta estructura, los comercializadores que tienen la función de vender energía al cliente final, dejando el mercado de distribución como una actividad de redes.

En este esquema, la misión del gobierno es diseñar y mantener un esquema regulatorio estable que permita la rentabilidad de las inversiones de los participantes. También debe velar por la calidad del servicio que se ofrece al cliente final junto con fiscalizar la aplicación de la normativa vigente.

El sistema eléctrico chileno presenta un mercado del tipo pool con contratos bilaterales financieros, donde las inyecciones y retiros físicos de energía son realizados por una entidad central en función de costos auditados y funciones de demanda bajo el criterio de minimización de costos de operación y costos de interrupción.

1.2.1 Instituciones

El ente regulador a nivel nacional es la Comisión Nacional de Energía (CNE), sus labores son variadas en el ámbito de regulación, fijación de precios en mercados de distribución, promover licitaciones de expansión del sistema de transmisión troncal y licitaciones de suministro a distribuidoras.

El ente fiscalizador es la Superintendencia de Electricidad y Combustible (SEC), su función es velar por el cumplimiento de leyes, reglamentos y normas dictadas por CNE.

El Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC) se encarga de realizar la coordinación técnico económica de los actores del sistema, además balances de transferencia de energía, potencia firme y peajes de transmisión.

La Comisión Nacional de Medio Ambiente (CONAMA) participa activamente del sector energético, al ser el ente que entrega las concesiones para la instalación de unidades de generación y transmisión.

1.2.2 Normativa

El sector eléctrico nacional se rige bajo la Ley General de Servicios Eléctricos refundida en el DFL N° 4 de 2007, donde se concentran el DFL N° 1 de 1981 y las leyes cortas que mejoran la regulación en los mercados de transmisión y generación.

Un mayor detalle de la ley se encuentra en el reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos en el DS N° 327, que refuerza aspectos regulatorios de la ley en todos los mercados.

Durante el 2007 se publicó la versión actualizada de “Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio” (NTSCS), publicada inicialmente en marzo de 2005, que incluye criterios técnicos de operación del sistema eléctrico para mantener un sistema robusto. La norma exige una serie de estudios que dicen relación con aspectos técnicos del sistema y, en particular, los siguientes temas: costo de falla de corta duración, reserva en giro y esquemas automáticos de desconexión de carga. Los tres temas se relacionan técnico-legalmente, ya que la operación del sistema debe tener un nivel de reserva que minimice los costos de operación más los costos de falla de corta duración, los esquemas de desconexión de carga son una medida correctiva ante una interrupción que no sea contenida por la reserva en giro. La NTSCS establece que, mientras no se realicen los estudios pertinentes, el costo de falla para el SIC es de 2 US\$/kWh y para el SING de 3 US\$/kWh.

1.3 Revisión Bibliográfica

En Chile no existen estudios referentes a mediciones o estimaciones de la confiabilidad de una red de distribución a través de índices o a través de estudios del costo de interrupción, pero si existen varios estudios que evalúan el costo de racionamiento (ver tabla 1-1), algunos de estos estudios presentan bases para actuales regulaciones como es el caso de “Modelo de estimación del costo de falla” [6] de Pablo Serra. De acuerdo a Serra, el costo de falla de racionamiento era utilizado para calcular el nivel óptimo de reserva, lo que define el nivel de inversión y seguridad de abastecimiento, entre otras cosas. Según lo visto en 1.1.3, en la actualidad este mismo cálculo se requiere realizar con el costo de falla de corta duración, que actualmente está definido en un valor de 2US\$/ kWh, para el SIC y 3 US\$/kWh, para el SING, valores que actualmente están del orden del costo de falla en cualquier país desarrollado, considerando valores promedio ponderados.

Siguiendo con la tabla 1-1, los estudios en Chile han utilizado varios de los esquemas mencionados en el punto anterior, donde Jaramillo y Skoknic utilizaron variables macroeconómicas de carácter general, como son la matriz de insumo producto para sectores productivos y el costo de electrodomésticos para el sector comercial y residencial. Es notable que lograron concluir que realizando una restricción selectiva de consumos, minimizando la pérdida de valor agregado para el país, el costo de interrupción baja de 1.2 US\$/kWh a 0.25 US\$/kWh. Una conclusión no menor, ya que adelanta la posibilidad de un mercado donde se pueda transar la interrupción del servicio, pues se diferencia la existencia sectores que presentan elevadas pérdidas ante una desconexión, y que no están dispuestos a aceptarlas.

En el estudio de CNE 1986 se estimó el costo de falla de los consumidores residenciales y comerciales como la diferencia entre la disposición a pagar de los consumidores y la tarifa eléctrica, donde la disposición a pagar fue calculada a través de estimadores econométricos por Fuenzalida en 1986. Para los sectores industriales y mineros el costo de falla se obtuvo por medio de relaciones entre salarios y consumo de electricidad, para restricciones menores al 10% y para restricciones mayores se relacionó el valor agregado con el consumo eléctrico. [6]

Autor	Año	Metodología	Resultado
Jaramillo y Skoknic	1973	Información Macroeconómica	1,2 US\$/kWh Restricción Proporcional al sector 0,25 US\$/kWh Restricción selectiva
CNE, Fuenzalida	1986	Estimadores Econométricos	0,09 US\$/kWh Residencial 0,16 US\$/kWh Comercial 0,9 US\$/kWh Industrial y Minero
Pablo Serra, Gabriel Fierro	1993	Estimadores Econométricos y encuestas	0,107 US\$/kWh promedio para restricción de 10% 0,274 US\$/kWh promedio para restricción de 30%
Luis Vargas	2005	Estimadores Econométricos y encuestas	1,093 US\$/kWh Residencial 0,277 US\$/kWh Comercial 0,342 US\$/kWh Industrial 0,671 US\$/kWh Minería

Tabla 1-1: Trabajos en Chile para evaluar el costo de racionamiento.

Para el estudio de Pablo Serra y Gabriel Fierro se utilizaron estimadores econométricos en el sector residencial y comercial, puesto que se consideró que la metodología de encuestas presenta serias deficiencias si el encuestado jamás ha sufrido de una interrupción. La alternativa utilizada fue evaluar la pérdida de bienestar de los consumidores por medio de la estimación econométrica de la demanda por electricidad. De esta alternativa su mayor falencia es su principal supuesto, que es considerar que cada familia, ante un racionamiento dado, deja de realizar los consumos que menos aportan al bienestar ya que

a 15 años del estudio y en plena era Internet la medición de este supuesto en un evento real aún es impracticable.

Por otra parte, para la estimación de los sectores mineros e industriales Serra y Fierro utilizaron la metodología de encuestas, donde el objetivo fue conocer los costos para la industria y minería en el evento de una sequía severa con 2 interrupciones efectivas en el periodo julio 89 - abril 90. Los resultados obtenidos para el sector industrial y minero, en conjunto, varían entre 0.067 US\$/kWh para una restricción del 10% por un mes, hasta 0.26 US\$/kWh para una restricción del 30% durante 10 meses. [6]

Dado que los estudios realizados en Chile tenían el objetivo de calcular el costo de racionamiento, no son comparables en ningún sentido con los costos de una interrupción intempestiva realizados en el extranjero, dado que los niveles de riesgo asociados a ambos aspectos son totalmente diferentes, puesto que para el largo plazo es más fácil estimar el riesgo del sistema eléctrico, ya que su planificación depende de los niveles de agua embalsados, la disponibilidad de combustibles, la capacidad de generación y la tasa de crecimiento de la demanda. Por otra parte, el nivel de riesgo asociado a las instalaciones son totalmente aleatorios.

1.4 Objetivos

El principal objetivo es diseñar una metodología que permita el cálculo del costo de falla intempestivo.

1.4.1 Objetivos Específicos

- a. Identificar relación entre costo de falla intempestivo y costo de racionamiento de mediano y largo plazo.
- b. Acotar el ámbito de aplicación de este concepto
- c. Determinar costo de falla sistémico a partir de costo de falla individual por consumidor
- d. Identificar Costo de falla por sector productivo
- e. Proponer una fórmula de indexación del costo de falla intempestivo
- f. Identificar implicancias técnico legales del costo de falla en el sistema eléctrico

1.5 Alcances

Este trabajo se limita a crear la metodología de cálculo del costo de falla de corta duración que aplica a fallas intempestivas, que no tienen relación con cortes de suministro debido a racionamientos. En este documento no se pretende calcular valores reales que sean aplicables a la realidad chilena.

El desarrollo de la metodología se centra en la creación de encuestas que generen un canal de comunicaciones fácil de comprender por el encuestado, dada la dificultad de simular encuestas a través de un modelo computacional, esta opción fue reemplazada por el desarrollo de pilotos de pruebas que ayudaron a desarrollar las preguntas de una forma sencilla y fácil de entender, por el encuestado.

En términos prácticos, a pesar de que esta memoria gira en torno al concepto de costo de falla intempestivo, la metodología desarrollada sirve para calcular el valor unitario de la energía no suministrada, valor a partir del cual se calcula el costo de falla intempestivo.

1.6 Estructura del Trabajo

El trabajo se separa en cinco capítulos, más un capítulo de conclusiones. En el primer capítulo se realiza una revisión general en torno a los conceptos sobre los cuales gira el costo de falla intempestivo. El segundo capítulo fija conceptos y alcances del concepto a nivel nacional, además de presentar las diferentes metodologías que existen para el cálculo del costo de falla.

El tercer capítulo presenta la metodología diseñada, detallando las encuestas por sector y el tratamiento de los datos. El capítulo cuarto presenta la propuesta de indexación del costo de falla, y el capítulo quinto presenta alguno de los impactos del costo de falla en el sistema eléctrico nacional.

2 Capítulo II. Costo de Falla Intempestivo

2.1 Definición

El concepto del costo de falla ha sido bien definido por la NTSCS como el costo de falla de corta duración, el cual se define como:

“Costo que en promedio incurren los consumidores finales al verse interrumpido su abastecimiento eléctrico en forma súbita y sin previo aviso. Dicho costo varía según el tipo de cliente o consumidor afectado, la duración de la falta de suministro eléctrico y la profundidad de la interrupción. Se determina a partir del costo unitario de la cantidad de Energía No Suministrada (ENS) de corta duración, expresado en US\$/MWh, y la ENS.”

El aspecto que no ha sido definido con claridad en el esquema regulatorio nacional es quien se hace responsable por el pago de este costo de falla. Internacionalmente, el costo de falla intempestivo está limitado a redes de distribución, ya que se percibe que interrupciones en los segmentos de generación o transmisión que afecten a más del 10% de la demanda es una interrupción causada por eventos de fuerza mayor. Además, interrupciones que afectan un porcentaje tan importante de demanda, provocan serias deficiencias al sistema que son difíciles de valorar por un costo de interrupción que no incluye todas las externalidades que genera un apagón de todo el sistema.

2.2 Metodologías de Cálculo del Costo de Interrupción

2.2.1 Metodologías Indirectas

Este tipo de metodología se ha utilizado en Chile para el cálculo del costo de falla de racionamiento [6], y últimamente se ha enfocado en el estudio de las propiedades de la curva de demanda y el estudio del costo de racionamiento de clientes residenciales [5, 13]. La metodología utilizada en la literatura chilena, tiende a sistematizar el cálculo del costo de racionamiento en función de los parámetros de la curva de demanda. En particular se basan en el uso de la elasticidad de la demanda. Si bien esta metodología no ofrece un cálculo del valor exacto del costo de racionamiento, sí ofrece una aproximación de la cota mínima de este costo.

A continuación se describe una metodología que calcula el costo de falla para una interrupción de un porcentaje X. Esta metodología supone una demanda mensual constante y sensible al precio, luego se calcula costo medio de la energía no suministrada.

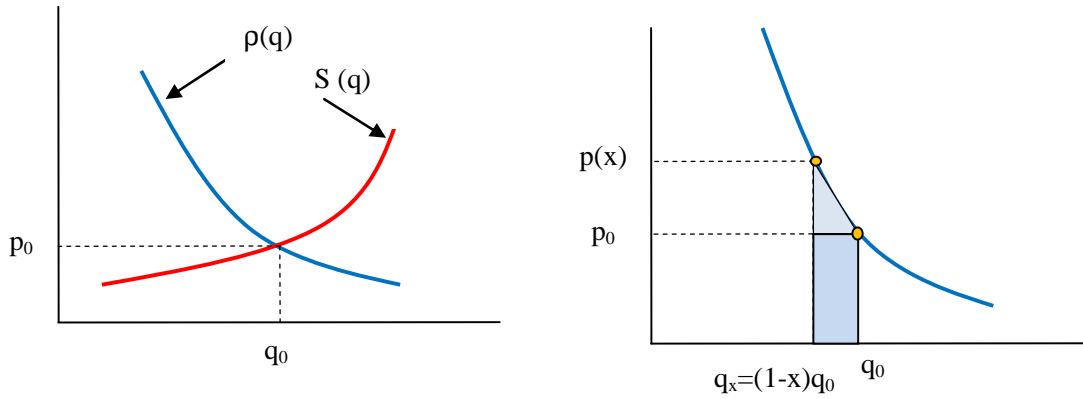


Ilustración 2-1: Punto equilibrio del consumidor de energía [22]

Suponiendo que la función $\rho(q)$ representa la demanda inversa por electricidad, se puede entender que el costo de falla de una falla de X profundidad esta dado por:

$$CENS = CF(x) = \int_{q(x)}^{q_0} \rho(q) dq \quad (2-1)$$

Luego el costo de falla medio para una falla de porcentaje X es:

$$CMe(x) = \frac{1}{q_0 - q(x)} \cdot \int_{q(x)}^{q_0} \rho(q) dq \quad (2-2)$$

Ahora bien, si se supone la demanda de un usuario residencial como una demanda lineal de la forma:

$$q = a - bp \quad (2-3)$$

Tal que la demanda inversa sea:

$$p = \frac{a}{b} - \frac{1}{b} q \quad (2-4)$$

Con lo que el costo de falla esta dado por:

$$CF(x) = \int_{q(x)}^{q_0} \left(\frac{a}{b} - \frac{1}{b}q \right) dq \quad (2-5)$$

$$CF(x) = \frac{a(q_0 - q(x))}{b} - \frac{q_0^2 - q^2(x)}{2b} \quad (2-6)$$

Donde se considera $q(x) = (1-x) \cdot q_0$:

$$CF(x) = \frac{a \cdot q_0 \cdot x}{b} - \frac{q_0^2}{2b} (1 - (1-x)^2) \quad (2-7)$$

$$CF(x) = \frac{a \cdot q_0}{b} x - \frac{q_0^2}{2b} x \cdot (2-x) \quad (2-8)$$

Luego el costo de falla medio es:

$$CMe(x) = \frac{a}{b} - \frac{q_0}{2b} \cdot (2-x) \quad (2-9)$$

Aplicando $q_0 = a - bp_0$ se puede llegar a:

$$CMe(x) = p_0 - \frac{x}{2} \cdot \left(\frac{a}{b} - p_0 \right) \quad (2-10)$$

Usando la definición de elasticidad:

$$\beta = - \frac{p_0}{q_0} \cdot \frac{dq}{dp} \Big|_{(q_0, p_0)} = \frac{bp_0}{a - bp_0} \quad (2-11)$$

El costo de falla medio resulta:

$$CMe(x) = p_0 \cdot \left(1 + \frac{x}{2\beta} \right) \quad (2-12)$$

Esta metodología se basa en los supuestos de reducción de un porcentaje de demanda de energía mensual, considerando las aproximaciones de elasticidad de corto plazo en plazos temporales de uno a tres meses y el largo plazo de 4 a 9 meses. Además, considera una linealización de la demanda por energía, considerando un consumo constante a lo largo del mes. Estos supuestos no son aplicables a una demanda

instantánea a lo largo de un día típico, puesto que los requerimientos horarios de un consumidor residencial no son variables, sino que se puede suponer que son constantes e inalterables a lo largo de una hora, porque las necesidades de los usuarios residenciales no responden al precio en periodos tan cortos de tiempo, razón que permite asumir que la demanda por electricidad es completamente inelástica hora a hora. Por otra parte la demanda residencial cambia en el día a día y hora a hora, ciertamente las necesidades hogar son cíclicas a lo largo de un mes, pero no en el día a día como asume la metodología propuesta para cálculo del costo de racionamiento. Luego, es claro que esta metodología no es aplicable a este escenario de demanda instantáneo.

2.2.1.1 Elasticidad precio de la demanda

Desde hace más de tres décadas se realizan estudios que intentan acotar el rango de la elasticidad precio de la demanda en el corto y largo plazo, donde se entiende que el corto plazo es, al menos, un mes, y el largo plazo al menos 3 meses. En la siguiente tabla se presenta un resumen de los resultados de los estudios:

Estudio	Origen	Corto plazo	Largo plazo
Taylor(1975)	US	-0,9 a -0,13 residencial -0,17 comercial	-2 a 0 residencial -1,36 comercial
Bohi & Zimmerman (1984)	US	-0,2 residencial	-0,7 residencial
Maddala (1997)	US	-0,16 residencial	-0,24 residencial
Garcia-Cerruti(2000)	US	-0.17 residencial	-
Bernstein – Griffin (2004)	US	-0,2 residencial -0,21 comercial	-0,32 residencial -0,97 comercial
Fuenzalida (1986)	Chile	-0,09 a -0,04 residencial	-
Fierro y Serra (1990)	Chile	-0,06 residencial	-0,16 residencial
Benavente – Galetovic (2005)	Chile	-0,0548 residencial	-0,39 residencial
Boonekamp (2005)	Holanda	-0.11 residencial	-

Tabla 2-1: Estudios de Elasticidad Precio de la Demanda.

El estudio de Bernstein – Griffin (2004) muestra que existen diferencias regionales en la elasticidad precio de la demanda por electricidad a nivel residencial, lo que refleja la importancia del suministro en diferentes regiones del país, mostrando que, para regiones del centro norte del país, presentan una elasticidad de corto plazo de -0,05 y las regiones más cálidas presentan elasticidades de corto plazo de

hasta -0,24. De lo anterior se desprende que, para cálculos de costos de falla o racionamiento, se debe incluir las diferencias regionales que pueda presentar la elasticidad de la demanda residencial en Chile.

Otro punto a considerar es que la elasticidad de la demanda también cambia al paso de las horas, claramente en este punto la elasticidad refleja la necesidad del bien electricidad, el cual en el segmento residencial tiene diferentes valores al usuario, dependiendo el horario de uso. Se aprecia además que la elasticidad aumenta en días fríos y aumenta hacia los horarios peaks, ya que son estos momentos donde se hace un uso intensivo de los electrodomésticos del hogar: calefactores, cocinas, TV, etc.

Respecto de la elasticidad precio de la demanda para consumos comerciales, las diferencias regionales no son claras, por lo que se puede concluir que las necesidades de suministro en cualquier región son las mismas para el sector comercial.

Otra metodología indirecta es la que utiliza parámetros macroeconómicos para determinar el costo de interrupción a nivel nacional a través del cociente del PIB y el consumo energético anual, esta metodología es la más ruda de todas y se hace difícil obtener detalles del costo de interrupción de los sectores que componen la economía, aun así, destaca por su simpleza al representar el costo de oportunidad de la energía en el valor agregado del país en estudio. [33]

2.2.2 Metodologías Directas

Los métodos de encuestas son los métodos preferidos para aproximar los costos de falla en el corto plazo. En este tipo de métodos se solicita a los clientes que estimen sus pérdidas monetarias debido a interrupciones de duración variable. Los datos de estas encuestas están en unidades de dinero por interrupción por lo que se requieren algunas transformaciones para utilizar estos datos en los modelos de costos además de datos estadísticos acerca de la confiabilidad de la red eléctrica. A continuación se describen algunos conceptos básicos de confiabilidad de redes, para luego introducir los tres modelos de costos más usados y cómo derivarlos de una encuesta.

2.2.2.1 Aspectos de la Confiabilidad de la Red

Se puede realizar una distinción general en tres aspectos: calidad del voltaje, calidad comercial y confiabilidad de la red.

La calidad del voltaje o tensión está determinada por la calidad de la forma de onda, que puede ser afectada por variaciones en magnitud, frecuencia.

La calidad comercial está relacionada a contratos individuales entre en las compañías de red y sus clientes. En muchos países, la calidad comercial y calidad del voltaje están regulados en base a estándares de rendimiento.

El aspecto que se considera más relevante en la calidad de una red, es su confiabilidad, ya que es una medida de la habilidad de la red para continuamente satisfacer su demanda. Este aspecto puede dividirse en dos elementos: el primero se relaciona con garantizar suficiencia en el largo plazo para que los servicios de red puedan ser despachados. El segundo elemento aparece cuando el servicio puede ser despachado en el corto plazo, sin interrupciones en el suministro. En la práctica estas salidas de operación pueden ser causadas por fallas en la red, debido a déficit en los balances de oferta demanda.

Existen indicadores para evaluar la calidad de suministro individual de un consumidor como indicadores para evaluar la confiabilidad de una red, de estos últimos los más comunes en el concierto internacional basados en los clientes son:

- SAIFI: System Average Interruption Frequency Index, mide la probabilidad de que un cliente sufra una desconexión. Es calculado como la división entre el número de clientes interrumpidos por el total de clientes.
- SAIDI: System Average Interruption Duration Index y provee una medida para el tiempo promedio que los clientes son interrumpidos. Se calcula dividiendo el total de la duración de la interrupción de clientes por el número total de clientes. Donde se define al “total de la duración de la interrupción de clientes” como la suma del tiempo de todos los clientes que fueron interrumpidos. SAIDI es considerado un indicador de alto nivel que representa el promedio del rendimiento de la red.
- CAIFI: Customer Average Interruption Frequency Index, mide la frecuencia de interrupciones que padecen los clientes interrumpidos del sistema. CAIFI es calculado para un año, y se centra en la frecuencia de interrupciones de aquellos clientes que han sido afectados por alguna interrupción, a diferencia de SAIFI, que promedia la frecuencia de interrupciones para todos los clientes, hayan sido o no afectados por interrupciones de suministro eléctrico.
- CAIDI: Customer Average Interruption Duration Index, es una medida del tiempo promedio requerido para restaurar el servicio de un cliente promedio después de un apagón. Se calcula como el total de la duración de las interrupciones por el total de apagones.

2.2.2.2 Modelo de Costo de Funciones de Daño al Cliente

La idea detrás de las funciones de daño al cliente (CDF) es modelar los costos de interrupción, en función de la duración de la interrupción. Su naturaleza física es representar los costos de una interrupción específica.

Para representar a clientes con características de costo similar, pero diferentes niveles de consumo, es necesario normalizar los costos dividiendo por un factor de normalización. Los factores de normalización típicos son la carga máxima anual en kW o el consumo energético anual en kWh. De esta manera, las CDF representan el costo normalizado por consumo eléctrico para un grupo de clientes.

Existen dos procedimientos básicos para derivar las CDF, promediar y agregar. Claramente el procedimiento de promediar evaluar el costo promedio de las funciones de costo de clientes normalizados, por otra parte el procedimiento de agregar suma los datos crudos y los factores de normalización para luego dividir las sumas. El procedimiento de agregado ofrece valores de costos más bajos ya que reduce los efectos de de consumidores que presentan un bajo consumo, pero que estiman un alto costo de interrupción.

Se debe notar que las CDF por sí solas son un modelo muy simplificado, por las siguientes razones:

- Diferentes CDF podrían obtenerse de acuerdo al procedimiento utilizado, es decir, no existe un estándar.
- Las CDF no representan la dispersión de los datos recolectados en encuestas, por lo que no reflejan las diferencias geográficas o sociales de los datos
- Una gran fuente de errores son las suposiciones que sustituyen datos indisponibles, estos errores se pueden encontrar en los diagramas de carga de clientes comerciales o industriales y las estimaciones para consumos residenciales.

2.2.2.3 Modelo de Costo de Energía no Suministrada

En este caso, la idea es modelar los costos de interrupción como una función de la energía no suministrada, sin importar la duración o la frecuencia de la interrupción. La naturaleza física del costo de la energía no suministrada (CENS) es representar el costo medio sobre el intervalo de duración de la interrupción, lo que implica que los costos son proporcionales a la duración de la interrupción.

Partiendo de la función de costo normalizada con el peak anual, CENS puede ser calculada utilizando la ecuación (13), como el costo promedio sobre el intervalo de duración de la interrupción D, para cada d_i en D:

$$CENS = \frac{1}{n} \sum_{d_i=1}^n \frac{CDF(d_i)}{LF \cdot d_i} (\$/kWh) \quad (2-13)$$

Donde d_i es la duración de la interrupción i , n el número de interrupciones, $CDF(d_i)$ es el costo de una función de daño en ($\$/kW$) y LF es el factor de carga asociado al mezcla de clientes de la función de daño considerada.

Si es que no existe información de índices de confiabilidad que puedan ofrecer una distribución para la duración de la interrupción (d_i), no queda otra alternativa que considerar intervalos uniformemente distribuidos sobre el intervalo D, con lo que el CENS representará el promedio ordinario. Una aproximación más realista debe tomar en cuenta la distribución de la duración de las interrupciones caso, en que el CENS representa el promedio ponderado. Tales promedios ponderados son designados como (IEAR, Interrupted Energy Assessment Rate) y Valor de la pérdida de carga (VoLL, Value of Lost of Load).

Partiendo de la función de costo normalizada con el peak anual, VoLL puede ser calculado de la ecuación (14), como el costo promedio sobre el intervalo de duración de la interrupción D, para cada d_i en D:

$$VoLL = \sum_{d_i=1}^n \frac{CDF(d_i)}{LF \cdot d_i} \cdot p(d_i) \approx \sum_{d_i=1}^n \frac{CDF(d_i)}{LF} \cdot f_i (\$/kWh) \quad (2-14)$$

Donde $p(d_i)$ es la probabilidad de una interrupción que, por razones prácticas, se puede considerar como el producto de frecuencia de la interrupción f_i (ocasiones/ día) y la duración d_i (días). Esta aproximación introduce un error insignificante, que permite utilizar datos estadísticos de la frecuencia de la interrupción en la determinación de VoLL. [23]

Partiendo de la función de costo normalizada con el peak anual, IEAR puede ser calculada utilizando la ecuación (15), como el costo promedio sobre el intervalo de duración de la interrupción D, para cada d_i en D:

$$IEAR = \frac{\sum_{i=1}^n m_i \cdot f_i \cdot CDF(d_i)}{\sum_{i=1}^n m_i \cdot f_i \cdot d_i} (\$/kWh) \quad (2-15)$$

Donde m_i es la magnitud de la falla (en kW) para cada interrupción i .

En resumen los modelos CENS, IEAR y VoLL son tres variantes del mismo concepto que es representar los costos de interrupción como función de la energía no suministrada. Los modelos IEAR y VoLL son más representativos que CENS por que capturan más información del sistema.

2.2.2.4 Modelos de Costo Combinados

En este caso la idea es modelar el consumo como la suma de dos componentes: una es función de la carga interrumpida y la otra es función de la energía no suministrada. La inclusión del término de carga interrumpida toma en cuenta que existe un costo significativo, incluso interrupciones de muy corta duración. Este término es proporcional a la frecuencia de las interrupciones, lo que implica que este modelo es útil sólo si existen índices de confiabilidad, como frecuencia y duración de interrupciones.

La naturaleza física de este modelo es representar el costo promedio sobre el intervalo de duración de la interrupción. El modelo asume que la curva de costos de interrupción versus tiempo se puede ver como una línea recta que no pasa por el origen, como se ve en la ilustración XXX. Este modelo de interrupción se ha utilizado para interrupciones de hasta dos horas de duración.

El modelo de costo combinado (CCM) tiene dos parámetros que atribuyen el costo a la demanda interrumpida (LI), CD (\$/kW interrumpido), y la energía no suministrada, CENS (\$/kWh), como se ve en la ecuación (16).

$$CCM = CD \cdot LI + CENS \cdot EENS \quad (2-16)$$

El primer parámetro CD, determina la intersección de la curva de costo con las ordenadas, y el segundo parámetro, CENS, determina la pendiente. Claramente este modelo es una extensión del modelo de costo de la energía no suministrada, incluyendo el nuevo término CD. El término de CENS que aporta el costo de la energía no suministrada es exactamente el mismo que el visto en 2.2.2.

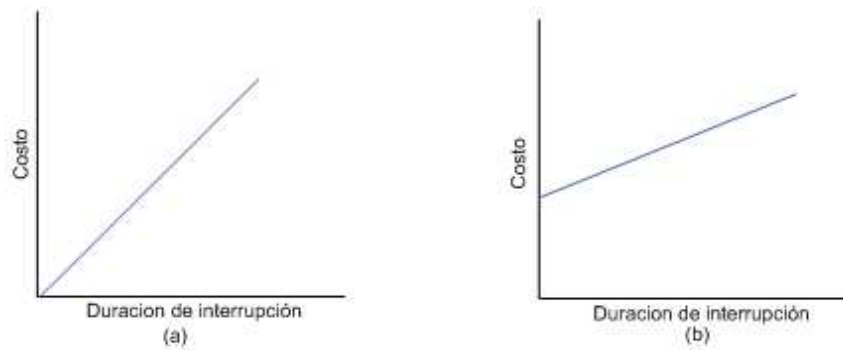


Ilustración 2-2: (a) modelos de costo de Energía no Suministrada. (b) Modelo de Costo Combinado [15]

Partiendo de la función de costo normalizada con el peak anual CDF, el costo de la demanda interrumpida, CD, se puede calcular al intersectar la curva de la función de daño con la ordenada, como en la ecuación (17):

$$CD = CDF(0) \quad (\$/kW) \quad (2-17)$$

Es importante notar que la ec. (2.17) sólo ofrece resultados correctos, si los costos encuestados ocurren cuando la demanda del cliente es máxima. Sólo entonces la demanda interrumpida y la que se utilizó para normalizar serán la misma. De otra forma, la ec. (2.17) estima un costo menor que el verdadero para la demanda interrumpida. El mismo comentario anterior aplica para la estimación de la magnitud de la deficiencia (m_i) ocupado en las ecuaciones (2.15) y (2.18).

Modelo de costo		Forma de la función de costo	Naturaleza del costo	Índices de confiabilidad convenientes
Acrónimo	Descripción			
CDF	Función de daño al cliente	Arbitraria	Específico	m_i, f_i, d_i
CENS, VOLL, IEAR	Costo de energía no suministrada	Lineal, pasa por el origen	Promedio	EENS
CCM	Modelo de costo combinado	Lineal, no pasa por el origen	Promedio	$m_i, f_{ave_i}, d_{ave_i}$

Tabla 2-2: Resumen de Modelos de Costo [15]

2.2.3 Cálculo del Costo de Interrupción con Metodologías Directas

Existen diferentes métodos para calcular los costos de interrupción, cada cual está definido por un grupo de índices de confiabilidad y un modelo de costos (ver tabla 2-2). A simple vista, escoger el mejor método de cálculo parece complejo, ya que al disponer de unos pocos de índices de confiabilidad se pueden utilizar muchos métodos, pero en la práctica el número de métodos a considerar no es mayor que el número de modelos de costo. Entonces el problema se convierte en cómo elegir el mejor modelo del costo que nuestros datos y técnica de predicción de la confiabilidad permitan.

2.2.3.1 Si se dispone de Valores Específicos de Índices de Confiabilidad de Redes

La CDF es obviamente el mejor modelo de costos que se puede utilizar, conjuntamente con las técnicas de simulación temporal que generen valores específicos de índices de confiabilidad. El coste previsto estimado de las interrupciones de la fuente de alimentación (ECOST) es dado sumando los costes representativos para todas las interrupciones específicas i como se demuestra en Eq. (18)

$$ECOST = \sum_{i=1}^n m_i \cdot f_i \cdot CDF(d_i) \quad (\$) \quad (2-18)$$

Dado que este modelo en teoría contiene la mayor cantidad de información, tanto distribución de la duración de las interrupciones, magnitud de las interrupciones y las no linealidades de la función de daño a clientes, este modelo se puede utilizar como benchmark para comprobar el nivel de error de los otros modelos que son aproximaciones de éste.

2.2.3.2 Si se dispone de Estimación de la Energía no Suministrada (EENS)

En este caso se pueden utilizar cualquiera de los modelos de costo descritos en la sección 2.2.2. IEAR, VOLL y CENS en este orden. El cálculo de la estimación del costo total de interrupción se puede realizar con la ecuación (7):

$$ECOST = IEAR \cdot EENS \quad (\$) \quad (2-19)$$

Este método es bastante simple pero su precisión es bastante baja.

2.2.3.3 Si se dispone de Índices Promedio de Confiabilidad

Las opiniones se dividen en la literatura entre los modelos CDF y CCM, dado que ambos presentan ventajas y desventajas.

En la literatura se ha mostrado que el uso de duraciones promedio de interrupciones ofrece resultados correctos, si las CDF son lineales, cualquiera sea la distribución de la duración de las interrupciones [17]. También se ha mostrado que se incurren en grandes errores si se utilizan CDF no lineales, y que el error total depende de la posición de las no linealidades y la distribución de la duración de las interrupciones, luego, la pregunta evidente es si ¿se puede considerar a las CDF lineales? La respuesta depende de la confiabilidad de suministro del conjunto de clientes considerado. Por ejemplo, si el sistema está diseñado para ofrecer una reposición de servicio en menos de 5 o 6 horas, las no linealidades que se presenten más allá de este intervalo pueden ser ignoradas. Las no linealidades al interior pueden ser tratadas como funciones lineales en intervalos.

Pero el mayor problema radica es que este método está basado en principios inconsistentes, puesto que la aplicación directa de las CDF implica que se conocen específicamente los tiempos de interrupción, y como se ha descrito en este caso sólo se conocen los promedios de duración de las interrupciones, a pesar de ello en el mundo es ampliamente utilizado este método dado que, por contraparte, el conocer el detalle de cada índice de confiabilidad presenta un costo muy elevado.

Por otra parte, el uso del método combinado de costo y los promedios de duración de las interrupciones son un método consistente para estimar los costos de una interrupción porque los índices tienen dimensiones compatibles con los parámetros de costo, en contraste con las CDF.

El costo estimado de las interrupciones de suministro se puede calcular según la ecuación (19) sumando los costos de todas las contingencias i con la magnitud de las deficiencias m_i :

$$ECOST = \sum_{i=1}^n m_i \cdot f_{ave_i} \cdot CD + \sum_{i=1}^n IEAR \cdot m_i \cdot d_{ave_i} \quad (\$) \quad (2-20)$$

En términos de precisión, ambos modelos ofrecen buenos resultados, se considera que los costos de interrupción son lineales o, al menos, lineales por tramos.

3 Capítulo III. Metodología de Cálculo del Costo de Falla Intempestivo

En la literatura se distinguen al menos tres grandes grupos de consumo: Sector residencial, sector comercial, sector industrial, donde cada uno de ellos presenta un costo de interrupción asociado a su nivel de demanda, la importancia asignada al consumo de energía eléctrica y su calidad de servicio. De las secciones previas, destaca la literatura que la mejor alternativa para conocer los costos causados por una interrupción del suministro de electricidad es la metodología de encuestas, ya que permite conocer el costo de interrupción en detalle de cada sector social. [33][Billinton, 7]

Se rechaza la alternativa de estimar los costos a través de regresiones econométricas para estimar la elasticidad del consumo residencial, ya que en bandas de tiempo muy estrechas arrojan resultados de elasticidades muy grandes, lo que coincide con la sensación que la elasticidad se hace infinita mientras más corto es el periodo de tiempo considerado[14]. Esto dado porque la capacidad de reemplazar los insumos energéticos se reduce mientras se acortan los tiempos preparativos para enfrentar la interrupción.

Por otra parte, utilizar el método de evaluar los costos de un apagón, es un método difícil de evaluar, porque no existe un sistema de pruebas y esperar a que suceda el evento no es una opción inteligente, pensando en que se intenta calcular el costo de interrupción justamente para evitar interrupciones.

Por último, el método de evaluación del costo de interrupción utilizando variables macroeconómicas como el crecimiento del país versus la demanda por electricidad por sector, es una aproximación grosera del costo de falla de cada subsector de la economía nacional. [33]

En consecuencia, considerando que se está en pleno siglo 21, en que se dispone de alta capacidad de procesamiento de datos, y que se puede realizar correctamente el procedimiento de mediciones de cargas, minutos interrumpidos, estadísticas de interrupciones por sector, encuestas a los usuarios, vale la pena hacer el esfuerzo por realizar una metodología de encuestas que entreviste a cada grupo de actores que participan del sistema eléctrico.

Para el desarrollo de la metodología se requiere encuestas enfocadas en conocer las alternativas de suministro del servicio que los clientes están dispuestos a pagar y, además, es necesario conocer a cuánto ascienden las pérdidas de los clientes por concepto de pérdida de su capacidad de ocio en el hogar, o pérdidas por conceptos de ventas, producción y materiales en el comercio y la industria.

Los grupos a encuestar se determinaron en base al consumo de energía anual registrado por CNE en el documento Balance Nacional de Energía para Chile 2005 [21]. En la tabla 3-1 se puede ver un resumen del consumo de electricidad por sectores del país.

Sector	Consumo	Consumo	Sub-sector	Consumo	Ponderador
	[GWh]	[%]		[%]	[%]
Transporte	252	0,503			0,519
Industrial y Minería	32.424	64,724	Cobre	48,912	32,696
			Salitre	1,277	0,854
			Hierro	1,111	0,743
			Papel y celulosa	13,42	8,971
			Siderurgia	1,77	1,183
			Petroquímicas	1,982	1,325
			Cemento	1,516	1,013
			Azúcar	0,315	0,211
			Pesca	0,384	0,257
			Industrias varias	24,807	16,583
			Mineras Varias	4,506	3,012
Comercial, Público y Residencial	15.368	30,677	Comercial	38,863	12,313
			Publico	10,231	3,242
			Residencial	53,905	17,079
Energía(1)	2.052	4,096			

Tabla 3-1: Consumos energético por sector.

(1) Incluye generadoras de servicio público y auto-generadores.

En base a la tabla 3-1 se ha determinado realizar 4 encuestas para los siguientes grupos:

1. Sector residencial: Este sector debe encuestar cuáles son los costos que sufre el usuario residencial.
2. Sector Público: Este sector engloba edificaciones de uso público como colegios, universidades, municipalidades y alumbrado público. Además, incluye servicios públicos, como son edificios de policía, gendarmería y hospitales públicos.
3. Sector Servicios: Este sector está enfocado al comercio y servicios de carácter comercial como son servicios bancarios, industria de internet, comercio y salud privada. En este sector también se incluye el sector transportes ya que en la práctica el transporte también es un servicio.
4. Sector productivo: Este sector es el más relevante desde el punto de vista demanda energética, concentrando más del 65% global de la demanda a nivel nacional la cual, a grandes rasgos, se puede desgranar en dos subsectores: minería del cobre con un 32% y otros sectores productivos y

mineros con un 34% de la demanda. Por ende, para el caso nacional, este sector se convierte en el más relevante de los grupos.

Es necesario notar que los ponderadores han sido calculados en base al consumo energético por sector, respecto del nacional, desagregando el consumo del sector energía en el resto de los sectores de acuerdo a su nivel de consumo.

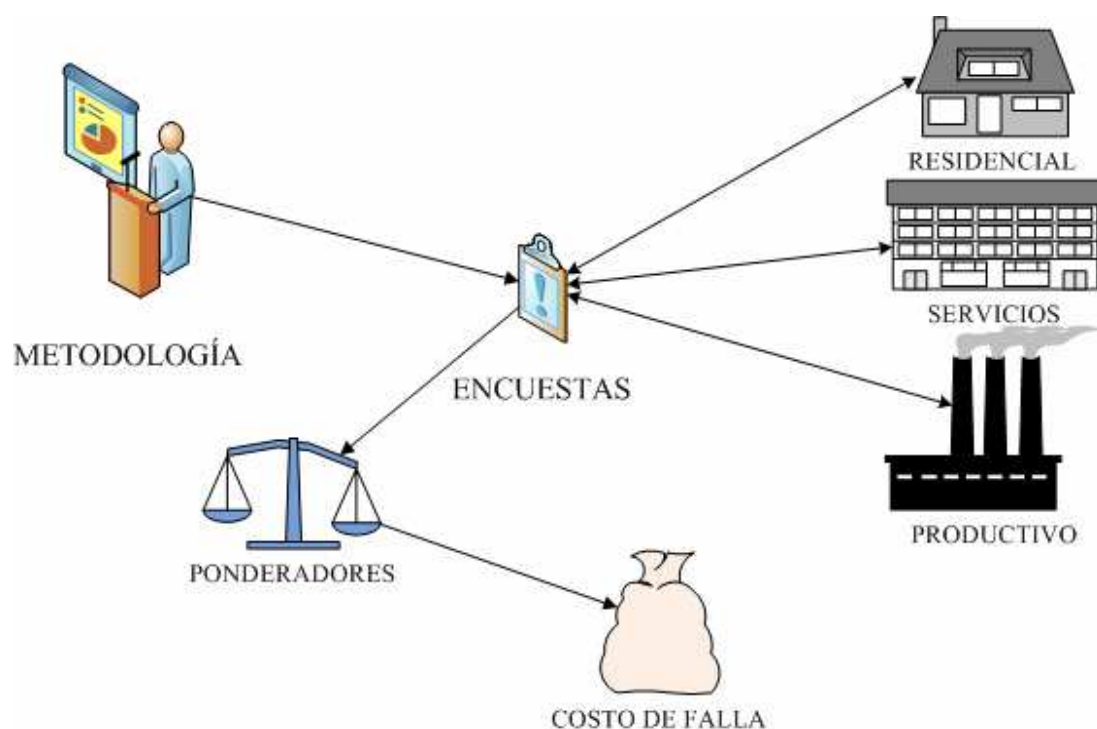


Ilustración 3-1: Metodología de cálculo del CFI

Otro punto necesario es notar que el sector transporte será incluido como parte del sector servicios, sólo por efectos prácticos de la encuesta.

En los anexos se presentan las encuestas desarrolladas y a continuación una discusión de las preguntas de las encuestas:

La base de esta metodología la constituyen las cuatro encuestas desarrolladas, para los cuatro sectores a analizar. En esta sección se realiza un estudio de las preguntas contenidas en las encuestas para dejar explícitas las motivaciones y alcances de las preguntas y las respuestas que se esperan de cada sector.

3.1 Encuesta al Sector Residencial

Se sabe que el consumo residencial es reducido, en términos de energía anual sólo consume un 12% de la energía a nivel nacional, pero la suma de las cargas en horarios puntuales transforma al sector residencial en un consumidor importante del total de energía del país.

El propósito de la encuesta es conocer los costos de falla, interpretando como costo la disponibilidad a pagar por el usuario para mantener el suministro eléctrico, o al menos una parte de él.

3.1.1 Descripción y Desarrollo de las Preguntas

Se destaca que la encuesta debe ser contestada por el jefe(a) de hogar.

Inicialmente se consideró encuestar al cliente respecto de su percepción de las interrupciones sufridas en los últimos años y su duración, lamentablemente semejante pregunta no tiene una validez objetiva, razón que hace desecharla y solicitar mediciones objetivas de datos de los clientes con el uso de medidores digitales en una muestra de clientes descrita en el anexo 6.

La pregunta 1, busca conocer la disposición del cliente a pagar para mantener ciertos servicios activos ante una interrupción del suministro eléctrico, para distintas duraciones de la interrupción. Inicialmente esta pregunta buscó respuestas en 3 segmentos horarios: 0 a 6.59 horas, 7 a 16.59 horas y 17 a 23.59 horas, para 4 duraciones diferentes de interrupciones: 1 minuto, 20 minutos, 1 hora y 4 horas.

En la práctica, esta disposición a pagar por mantener el servicio se refleja en la acción preventiva que está dispuesto a realizar el encuestado, dependiendo de las características de la interrupción. Las acciones preventivas que se pensaron inicialmente fueron desde no realizar nada hasta adquirir o arrendar equipos de emergencia. Cada alternativa presentaba un costo asociado a la hora de utilización, el cual se incrementa en la medida de la complejidad del equipo a utilizar. De este modo, se pregunta al encuestado cuanto está dispuesto a pagar por equipos de emergencia, obteniéndose una aproximación indirecta del costo de falla equivalente a tener que disponer de alternativas de generación en caso de una falla. [12]

El desarrollo de encuestas piloto aplicado a trabajadores de la escuela sindical de la Facultad de Derecho de la Universidad de Chile, reflejó que semejante cantidad de preguntas entorpecía el desarrollo de la encuesta, ya que los encuestados recibían demasiada información que no estaban dispuestos a procesar en pocos minutos, lo que implicaba pésimas respuestas en la encuesta y una enorme falta de empatía de la

encuesta hacia el usuario residencial que se enfrentaba a un escenario hostil lleno de conceptos desconocidos.

La razón anterior incidió en que la encuesta debió ser reducida en todos los aspectos, reduciendo las preguntas por horarios a sólo dos: El horario punta entre 18 y 24 horas, y el resto del día entre las 7 y las 17 horas. Cabe señalar, que la pregunta se realiza en función de una interrupción en el horario punta, puesto en que en la literatura, y a nivel nacional, parece evidente que es el horario más apetecido por el usuario residencial. Para preguntar por la disposición del usuario a pagar durante el horario diurno, se utiliza la séptima alternativa de cada pregunta, puesto que un piloto desarrollado en el Departamento de Ingeniería Eléctrica mostró que la importancia de este horario era despreciable frente al horario de punta.

También el escenario de la pregunta tuvo que ser adaptado a un escenario conocido, es decir, en vez de preguntar si el cliente arrendaría un equipo de generación alternativo, se pregunta por la disposición a pagar si es que el distribuidor le ofrece abastecer cierta cantidad de equipos: desde una ampolleta hasta todo el hogar, y el precio está dado por el costo variable de un equipo alternativo en el mercado. Se debe notar que el costo variable de un equipo alternativo es aproximadamente 20 veces superior al costo del suministro del distribuidor en operación normal.

La forma de responder también se cambió, desde una matriz de números donde se debía llenar con alternativas, a preguntas con respuestas de selección múltiple que fueron entendidas con facilidad por usuarios no expertos.

La pregunta 2, estaba diseñada para conocer el nivel de demanda en kW del cliente, finalmente esta pregunta fue desechada por no ofrecer respuestas objetivas y se cambió por preguntar el promedio del consumo mensual en kWh, unidad de fácil acceso en la última cuenta de electricidad.

La pregunta 3, 4 y 5 son una forma alternativa de conocer el consumo del usuario residencial a través de la cuenta, puesto que es posible conocer el consumo del cliente en base a su última facturación y el distribuidor.

Las preguntas 6 a 12 tienen por objetivo determinar las características socioeconómicas del encuestado, para conocer el tipo de vivienda, nivel de ingresos, tipo de trabajo, etc.

Una metodología alternativa que se podría proponer es realizar preguntas respecto a la disposición del cliente a pagar más por un servicio sin interrupciones, o pagar menos por un servicio con cierto nivel de interrupciones mensuales. El autor decidió no proceder con esta metodología puesto que, dadas la

coyuntura del mercado eléctrico en el periodo 2007 – 2011, esta respuesta estaría altamente sesgada por los altos precios de la electricidad y sus continuas alzas.

Con las preguntas descritas se puede obtener datos para el cálculo del costo de falla intempestivo y datos para validar y clasificar al encuestado.

3.2 Encuesta del Sector Servicios

3.2.1 Descripción de las Preguntas

En la encuesta del sector servicios, se asume que el cliente no sabe que es el costo de interrupción, y se le ofrece una forma de estimar su costo a través de las diferencias de utilidad mensual, es decir, realizar la diferencia ventas menos costos y dividirlo por las horas de trabajo del local durante el mes. Esta alternativa ofrece una aproximación a las pérdidas que sufre un proveedor de servicios ante interrupciones de suministro. Además se considera la opción de que el cliente no pueda reiniciar inmediatamente sus actividades, o que cuente con equipos de respaldo que reduzcan su nivel de pérdidas, debido a que es capaz de mantener ciertos niveles de servicio disponibles; para valorar estas alternativas se solicita al cliente contestar sobre las horas que demora en retomar la actividad y los costos variables de los equipos de respaldo. La suma de todos los factores involucrados se traducen en el costo de falla del cliente tras el procesamiento de los datos.

No se presentan ecuaciones al encuestado, puesto que el sector servicios está compuesto por un sector muy homogéneo de personas donde no se espera encontrar gran preparación, por lo tanto, para no provocar miedos en el encuestado, se evita que éste realice cálculos, por lo que el procesamiento de los datos se realiza con posterioridad.

La sub-pregunta i encuesta al cliente si es que su comercio o servicio experimenta algún alza particular en las ventas en algún segmento horario, esta pregunta se hace relevante si se piensa que las utilidades diarias de un comercio se concentran en un segmento horario.

Las preguntas de la segunda página de la encuesta del sector servicios abordan características de la empresa, tales como establecer el rubro al que pertenece o el principal servicio o producto que ofrece, luego establecer su nivel de ingresos para su posterior clasificación.

No se realizan preguntas acerca de cuál sería la disminución del costo de interrupción, si es que la empresa distribuidora avisa previamente con algún grado de anticipación.

3.3 Encuesta del Sector Público

Esta encuesta está enfocada en clientes del sector público, el objetivo es conocer el impacto de la pérdida de suministro en sectores como: iluminación, hospitales, cárceles, instituciones de uso público entre otros. Se ha supuesto además que el costo social de la pérdida de suministro para instituciones de carácter público es similar al costo de instituciones y servicios privados por lo que se ocupa la misma encuesta.

3.3.1 Descripción de las Preguntas

En este sector, dado que son servicios de carácter público se repiten las preguntas del sector servicios, Al igual que en el sector servicios y comercio, no se exponen ecuaciones o relaciones de los datos presentes para no complicar al encuestado. Además, en este sector, también se considera que pueden existir horarios donde se presenta mayor actividad, por lo que se pregunta si existen horas de mayores ventas o mayor niveles de atención.

No se le ofrece al encuestado la alternativa de contestar directamente por sus costos de interrupción, ya que se espera total ausencia de personal calificado que haya evaluado previamente el costo de interrupción.

Las preguntas de la segunda página se refieren a, datos técnicos: la demanda máxima anual registrada y al consumo promedio mensual o consumo anual, datos que se pueden obtener de la boleta del distribuidor, ya que estos servicios están conectados normalmente a tarifas de distribución presentan detalle de los niveles de demanda y energía consumidos mensualmente.

Las preguntas restantes, son preguntas generales para clasificar la institución encuestada.

3.4 Encuesta del Sector Productivo

Este sector abarca todas las actividades industriales y mineras. En esta sección no se han realizado dos encuestas separadas para el sector minero y otra para el resto de la industria, puesto que no merecen diferenciación en la generación de datos que puedan entregar. Esta división se realiza posteriormente en base a los datos entregados por cada cliente y el rubro en el que se clasifican. Vale la pena aclarar que, para el posterior tratamiento de los datos, se separa al cliente minero porque es el principal cliente de electricidad del país presentando un 32% del consumo energético a nivel nacional, como se aprecia en la tabla 3-1.

3.4.1 Descripción de las preguntas

La pregunta 1, es la misma pregunta del sector servicios donde se solicita al encuestado responder acerca de sus utilidades diarias y como se ven afectadas ante una interrupción. Se consideran preguntas respecto a los tiempos de reiniciación de actividades, pérdidas de productos o materiales, horas hombre pagadas sin producción.

También se pregunta por los costos variables de equipos de respaldo, si es que están disponibles y las capacidades de estos equipos para mantener la producción.

La pregunta 4 invita al encuestado a ofrecer detalles de sus costos de falla, ante interrupciones de diferente duración. Esta pregunta se hace interesante al evaluar industrias que poseen ciclos térmicos, donde interrupciones de distinta duración pueden hacer crecer los costos exponencialmente.

Las preguntas 5 a 7 intentan conocer detalles técnicos de la empresa, como su demanda máxima o consumo promedio mensual de energía y su factor de potencia, datos relevantes para el procesamiento final de la información.

Las preguntas 8 y 9 buscan conocer características nominales de la empresa, para su posterior análisis estadístico.

3.5 Comentarios de las encuestas

Se debe notar que las encuestas son una herramienta para obtener información de la relación costo – beneficio de los actores del sistema eléctrico, de esta forma se intenta calcular el valor agregado de cada cliente y con ello calcular el costo de interrupción con las expresiones que se plantean en la siguiente sección.

Se debe mencionar además que existen ciertos elementos del sistema eléctrico que presentan externalidades directas de difícil valoración, puesto que pueden o no ocurrir, dependiendo de la duración y grado de profundidades de la interrupción. Estas externalidades se reflejan en atochamientos, accidentes y vandalismo.

Si bien existe un estudio de los costos efectivos en los que se incurre con un apagón en el estudio de Nueva York en 1977, donde se muestra que los costos indirectos como incendios, vandalismo, pagos de

seguros por crímenes e incendios, entre otros, supera en al menos 3 veces los costos asociados a los valores agregados de los clientes afectados. [8]

Considerando lo anterior, el autor no considera correcto incluir un factor de corrección sobre el costo de interrupción, para incluir los efectos de las externalidades mencionadas, puesto que dada la aleatoriedad de los eventos que pueden ocurrir en un apagón total, el considerar las externalidades, aumenta el costo de interrupción en porcentajes importantes que no se ven totalmente justificadas considerando sus consecuencias. Esto se puede apreciar en que un alza del costo de interrupción no incide sobre el canal de aplicación de la multa generada por el costo de falla, puesto que el canal existe y debe ser efectivo por parte del regulador, tampoco afecta en una aversión a las inversiones por parte de los actuales operadores de redes, ya que las inversiones en transmisión y distribución están normadas y garantizadas, por lo que en el único punto que inciden esta alza es en la cuenta al usuario final, ya que la expansión del servicio de redes es pagada por todos los usuarios del sistema eléctrico y esta alza no se ve justificada para paliar los costos de eventos no justificados social y culturalmente.

3.6 Tratamiento de los Datos Relevantes

3.6.1 Sector Residencial

El tratamiento de los datos obtenidos desde las encuestas es el siguiente: para cada grupo de datos, asignado a intervalos de tiempo, se les pondera por la energía consumida anualmente por el encuestado y luego se promedian los valores resultantes de todos los encuestados. Con este procedimiento se tendrá funciones de daño al cliente para diferentes duraciones de las interrupciones, en diferentes segmentos horarios, de acuerdo con la siguiente expresión:

$$FD_i = \frac{VAPP_i}{CEPP \cdot f_j} \quad [\$ / kWh] \quad (3-1)$$

Donde,

FD_i : es la función de daño promediada en el horario i , donde el horario i se mueve entre los horarios: nocturno, que cubre las horas entre las 0 horas a 6.59 horas; diurno, que cubre las horas entre las 7 horas a 17.59 horas, y punta, que cubre las horas entre las 18 y 23.59.

CEPP: consumo energético promedio anual.

VAPP: corresponde a la voluntad a pagar promediada para cada segmento horario i .

f_j : corresponde al factor de normalización del segmento horario respectivo dado por el cociente entre la duración de la interrupción j (20 minutos, 1 hora, 4 horas) y las horas del año. Este factor se utiliza para que las unidades sean coincidentes con las unidades usadas cuando se utilizan CDF normalizadas por demanda máxima.

Con este procedimiento se tendrá funciones de daño al cliente en diferentes segmentos horarios los cuales, con posterioridad, son ponderados de acuerdo a la relevancia del segmento horario y a la relevancia de la duración de la interrupción respecto del total de minutos desconectados.

3.6.2 Sector Servicios

El tratamiento de los datos obtenidos desde las encuestas es el siguiente: Se asume que el horario relevante para el sector servicios es el horario entre las horas 10.00 a 18.59 horas. Se asume también que pueden existir sub horarios particulares a cada cliente donde se generen mayores ventas y por ende presenten para el cliente una importancia mayor que otro horario, a pesar de ello no se consideran ponderadores particulares a cada horario puesto que en el promedio ponderado final los efectos de las ponderaciones finales no serán efectivas. Además, no se ve la necesidad de aplicar ponderadores a algún sector horario particular puesto que los datos encuestados referentes a la actividad comercial del cliente son datos mensuales, que ya consideran todas las ventas del cliente considerado. Luego, ponderar horarios particulares a partir de datos encuestados mensualmente no es correcto y no arroja valores correctos. Dado que en la pregunta 1 los usuarios contestan por sus pérdidas ante una interrupción de una hora, el costo de interrupción se calcula como:

$$CF = CF(0) + CV \cdot DI \quad (3-2)$$

$$CV = MOPH - COR \quad (3-3)$$

$$CF(0) = HERA \cdot MOPH \quad (3-4)$$

$$MOPH = \frac{PVD - PCD}{HFC} \quad (3-5)$$

Donde,

CF: costo de falla

CF (0): Costo de falla fijo

CV: Costo variable, corresponde a la diferencia entre el margen operacional horario (MOPH) y el costo de operación de equipos de respaldo (COR)

HERA: Horas extra en retomar actividad después de que se reinicio el suministro eléctrico.

MOPH: Margen operacional horario

PVD: Promedio de ventas diarias

PVD: Promedio de costos diarios

HFC: Horas de funcionamiento del comercio o servicio

Luego de este procedimiento, que ofrece las pérdidas que sufre un comercio o servicio debido a una interrupción de una hora, se calcula la función de daño promedio del sector como el promedio de las pérdidas (CF) dividido por el promedio del consumo energético mensual del sector:

$$FD = \frac{CFP}{CEPP \cdot f_j} \quad [$/kWh] \quad (3-6)$$

Donde,

FD_i: es la función de daño promediada

CFP: corresponde a la Costo de Falla Promedio del sector

CEPP: Consumo energético promedio anual.

f_j : corresponde al factor de normalización del segmento horario respectivo dado por el cociente entre la duración de la interrupción (una hora) las horas del año. Este factor se utiliza para que las unidades sean coincidentes con las unidades usadas, cuando se utilizan CDF normalizadas por demanda máxima.

A partir de este procedimiento, que ofrece el costo de interrupción de una hora, se asume que el costo de interrupción para una falla de cuatro horas es proporcional. Y para interrupciones de menos de 20 minutos se considera sólo el costo fijo dado por la ecuación (3-4).

3.6.3 Sector Productivo

Se asume que no existen horarios relevantes para el sector productivo, por lo que el tratamiento de los datos obtenidos desde las encuestas es el siguiente:

Dado que en la pregunta 1 los usuarios contestan por sus pérdidas ante una interrupción de una hora, el costo de interrupción se calcula como:

$$CF = CF(0) + CV \cdot DI \quad (3-7)$$

$$CV = MOPH - COR \quad (3-8)$$

$$CF(0) = HERA \cdot MOPH \quad (3-9)$$

$$MOPH = \frac{PVD - PCD}{HFC} \quad (3-10)$$

Donde,

CF: costo de falla

CF (0): Costo de falla fijo

CV: Costo variable, corresponde a la diferencia entre el margen operacional horario (MOPH) y el costo de operación de equipos de respaldo (COR)

HERA: Horas extra en retomar actividad después de que se reinició el suministro eléctrico.

MOPH: Margen operacional horario

PVD: Promedio de ventas diarias

PVD: Promedio de costos diarios

HFC: Horas de funcionamiento del comercio o servicio

Luego de este procedimiento que ofrece las pérdidas que sufre un productor debido a una interrupción de una hora, se calcula la función de daño promedio del sector como el promedio de las pérdidas (CF) dividido por el promedio del consumo energético mensual del sector:

$$FD = \frac{CFP}{CEPP \cdot f_j} \quad [$/kWh] \quad (3-11)$$

Donde,

FD_i : es la función de daño promediada

CFP: corresponde al Costo de Falla Promedio del sector

CEPP: Consumo energético promedio anual.

f_j : corresponde al factor de normalización del segmento horario respectivo, dado por el cociente entre la duración de la interrupción (una hora) y las horas del año. Este factor se utiliza para que las unidades sean coincidentes con las unidades usadas cuando se utilizan CDF normalizadas por demanda máxima.

A partir de este procedimiento que ofrece el costo de interrupción de una hora, se asume que el costo de interrupción para una falla de cuatro horas es proporcional. Y para interrupciones de menos de 20 minutos se considera sólo el costo fijo dado por la ecuación (3-9).

3.7 Mediciones y Estadísticas

En esta metodología existen dos datos que son relevantes, la demanda o consumo promedio y la duración de la interrupción. Actualmente conocer la demanda de un usuario residencial no es posible, ya que sus medidores no detectan niveles de demanda y sólo registran su consumo energético, pero en ningún caso el medidor registra los minutos de una interrupción. Este dato es relevante para realizar las ponderaciones correspondientes a la disposición a pagar por interrupciones de distinta duración y, asimismo, revelar cuál es la duración promedio de la interrupción que afecta a un cliente residencial en las diferentes

distribuidoras del país, estadística que genera competencia y es relevante para los estudios de Valor Agregado de Distribución.

La medición de datos y encuestas se realizará a todo tipo de clientes: regulados y libres. La separación por rubro se realiza con posterioridad al procesar los datos individuales de cada cliente. Las mediciones se deben extender por un período de dos años, como mínimo, para establecer una base de datos confiable.

Las mediciones consisten en:

- Tomar una muestra de clientes representativa de la homogeneidad de clientes que conviven en la zona de concesión de cada distribuidora, se debe medir la duración de las interrupciones en minutos, y el consumo mensual de energía, en kWh, con el uso de un dispositivo digital. Se asume que al mismo grupo de clientes, les será aplicada la encuesta señalada en el título anterior.
- Se requiere la participación de clientes libres en los cuales se pueda medir los mismos datos que en los clientes regulados: minutos interrumpidos y consumo mensual de energía a través de un dispositivo digital. También se asume que estos clientes participan de las encuestas de costos de falla indicadas en el título anterior.

3.8 Ponderadores

3.8.1 Ponderadores de la Duración de la Interrupción

Con los datos de minutos interrumpidos de clientes, se establecen los siguientes ponderadores:

PFMCD: Ponderador de falla de muy corta duración, corresponde a la suma de minutos interrumpidos en fallas que duran máximo 20 minutos dividido por la suma de minutos interrumpidos en todas las fallas. Se aplica al costo de falla calculado para interrupciones de menos de 20 minutos.

PFMD: Ponderador de falla de mediana duración, corresponde a la suma de minutos interrumpidos en fallas cuya duración fluctúa entre 20 minutos y 120 minutos dividido por la suma de minutos interrumpidos en todas las fallas. Se aplica al costo de falla calculado para interrupciones de una hora.

PFMLD: Ponderador de falla de muy larga duración, corresponde a la suma de minutos interrumpidos en fallas que duran mínimo 120 minutos dividido por la suma de minutos interrumpidos en todas las fallas. Se aplica al costo de falla calculado para interrupciones de 240 minutos.

Este ponderador aplica a todos los sectores, y ponderan los costos de interrupción de acuerdo a su duración.

3.8.2 Ponderadores del horario de la interrupción

La encuesta residencial pregunta por el costo de falla en 2 diferentes horarios, el horario de punta considerando el horario entre las 18.00 y 23.59 horas y el resto del día, desde las 7.00 hasta las 17.59 horas. Esta pregunta refleja la importancia en precio para el usuario de cada segmento horario. Para ponderar correctamente cada segmento horario se escogen 3 ponderadores, cada uno nace del consumo energético medio en cada segmento horario considerado, esto es:

PHN: Ponderador horario nocturno, considera el horario de 0 a 6.59 horas, se calcula como promedio de energía diario consumido en esas horas durante los meses de mayo a agosto de cada año, dividido por el consumo promedio diario de energía en los meses considerados.

PHD: Ponderador horario diurno, considera el horario de 7.00 a 15.59 horas, se calcula como promedio de energía diario consumido en esas horas durante los meses de mayo a agosto de cada año, dividido por el consumo promedio diario de energía en los meses considerados.

PHP: Ponderador horario punta, considera el horario de 16.00 a 23.59 horas, se calcula como promedio de energía diario consumido en esas horas durante los meses de mayo a agosto de cada año, dividido por el consumo promedio diario de energía en los meses considerados.

Esta ponderación sólo se aplica a los clientes residenciales, puesto que presentan variaciones de su consumo a través del día, en cambio clientes comerciales e industriales presentan una demanda constante en horarios bien establecidos socialmente: El comercio y los servicios operan normalmente entre las 10.00 y las 18.00 horas. Por otra parte, se asume que el sector productivo presenta demanda constante a lo largo del día.

3.8.3 Ponderadores de Relevancia del Consumo en el Sistema Eléctrico

Estos ponderadores se exponen en la tabla 3-1. A continuación se reiteran, con el fin de esclarecer las ponderación de cada sector encuestado.

Si bien las encuestas son las mismas para un gran grupo de clientes, cada sub-sector presenta niveles de relevancia distintos, dado por su nivel de consumo. Luego, cada sub sector debe ser ponderado de acuerdo

a su nivel de consumo energético a nivel nacional, de acuerdo al balance energético nacional de CNE 2005:

Sector residencial: Tiene asociado un ponderador del 17,079%

Sector servicios: es un sector con amplia diversidad de clientes, se compone del sector comercio con un ponderador de 12,313%, el sector servicios públicos 3,242 y el sector transportes 0,519.

Sector productivo: el sector productivo se ha separado en dos: la gran minería del cobre que tiene un ponderador de 32,696% y otros industriales y mineros con un ponderador de 34,361%. Mayor información referirse a tabla 3-1.

De esta forma, el costo de interrupción para el sistema se puede calcular de acuerdo a encuestas en los sectores relevantes, ponderar los resultados de las funciones de daño a nivel sistémico y obtener el costo de interrupción para el sistema.

3.8.4 Otras Estadísticas

Con los datos anteriores es posible generar un set de parámetros que puedan medir por distribuidora y cliente la continuidad del suministro, este dato es relevante para la medición de la calidad del suministro de electricidad, tanto a nivel de cliente regulado como cliente libre. Algunos de los parámetros utilizados internacionalmente son:

- SAIFI: System Average Interruption Frequency Index, mide la probabilidad de que un cliente sufra una desconexión. Es calculado como la división entre el número de clientes interrumpidos por el total de clientes.

$$SAIFI = \frac{NCI}{NTC} \quad (3-12)$$

Donde,

NCI: Número de clientes interrumpidos

NTC: Número total de clientes

- SAIDI: System Average Interruption Duration Index, y provee una medida para el tiempo promedio que los clientes son interrumpidos. Se calcula dividiendo el total de la duración de la interrupción de clientes por el número total de clientes. Donde se define al “total de la duración de

la interrupción de clientes” como la suma del tiempo de todos los clientes que fueron interrumpidos. SAIDI es considerado un indicador de alto nivel que representa el promedio del rendimiento de la red.

$$SAIDI = \frac{SDIC}{NTC} \quad (3-13)$$

Donde,

SDIC: Suma de las duraciones de interrupciones para todos los clientes

NTC: Número total de clientes

- CAIFI: Customer Average Interruption Frequency Index, mide la frecuencia de interrupciones que padecen los clientes interrumpidos del sistema. CAIFI es calculado para un año, y se centra en la frecuencia de interrupciones de aquellos clientes que han sido afectados por alguna interrupción, a diferencia de SAIFI que promedia la frecuencia de interrupciones para todos los clientes, hayan sido o no afectados por interrupciones de suministro eléctrico.

$$CAIFI = \frac{SICI}{NTCI} \quad (3-13)$$

Donde,

SICI: Suma de interrupciones de clientes interrumpidos

NTCI: Número total de clientes interrumpidos

- CAIDI: Customer Average Interruption Duration Index, es una medida del tiempo promedio requerido para restaurar el servicio de un cliente promedio después de un apagón. Se calcula como el total de la duración de las interrupciones por el total de apagones.

$$CAIDI = \frac{SDIC}{NTI} \quad (3-14)$$

Donde,

SICI: Suma de las duraciones de interrupciones para todos los clientes

NTCI: Número total de interrupciones

La importancia de estos parámetros radica en que permitirán una medida objetiva para las funciones de daño y el mejoramiento de las encuestas y el cálculo del costo de falla intempestivo, que se basa en la generación de funciones de daño, las cuales básicamente son una pendiente de costos versus la duración de las interrupciones donde, si los datos de la duración de la interrupción están mal calculados, se generan errores en la estimación del valor de la pendiente y, finalmente, en el valor del costo de falla.

La utilidad de estos parámetros es que permite ver la evolución de las empresas de distribución a lo largo de los años, en lo que respecta a continuidad y calidad de servicio.

3.9 Comentarios

Cabe señalar que esta metodología está pensada para calcular de la mejor forma posible el costo de interrupción, pero los tiempos de estudios son bastante amplios, por lo que se indica una carta Gantt de los tiempos esperados en que se desarrolle este estudio.

A pesar de las deficiencias técnicas, las encuestas señaladas son una adecuada herramienta para la obtención de datos crudos que pueden ser utilizados para una aproximación del costo de falla del sistema eléctrico nacional, a partir de los datos de los sectores: residencial, servicios y sector productivo, ya que se intenta representar la realidad nacional a partir de todos sus actores.

Se ha tratado de disminuir las preguntas que generen respuestas subjetivas ya que se consideró que tales preguntas están más orientadas a una evaluación de marketing que a una evaluación tangible del costo de interrupción. Por esta razón se sugiere medir datos, de acuerdo a la sección 3.3, ya que los datos de minutos interrumpidos generan una estadística tanto para los ponderadores de esta encuesta como para mostrar los niveles de continuidad de suministro de los clientes residenciales, a nivel de distintas distribuidoras del país. Estadística que finalmente beneficia al consumidor final, puesto que semejantes resultados no pueden pasar desapercibidos del estudio de Valor Agregado de Distribución.

El desarrollo de esta metodología no ha evaluado los costos de desarrollo del estudio, y sólo es una idea conceptual de la mejor aproximación que podría realizarse en torno al costo de interrupción con las condiciones tecnológicas del siglo XXI.

3.10 Ejemplo de Aplicación en Sector Residencial

Se aplicó la encuesta del anexo 1, donde se solicitó al usuario responder cuánto está dispuesto a pagar por mantener su suministro en distintos horarios ante cortes intempestivos de distinta duración, una vez al mes. Se evaluaron las funciones de daño al cliente para distintos horarios y duración de las interrupciones. Los datos fueron normalizados por el consumo energético anual de cada cliente (dato encuestado) y por la demanda máxima anual de cada cliente la cual se supuso de 2 kW, pero puede variar entre 1.8 kW y más de 3 kW dependiendo de la cantidad de electrodomésticos que se disponga en el hogar.

Interrupción de 20 min.			Interrupción de 1 hrs.			Interrupción de 4 hrs.			Unidad CDF
0 y 8	9 y 17	18 y 23	0 y 8	9 y 17	18 y 23	0 y 8	9 y 17	18 y 23	
452	212	2.232	822	1.306	3.620	1.643	2.113	5.966	US\$/MWh

Tabla 3-2: Funciones de Daño al Cliente Usando Valores Promedio para Diferentes Horarios

Se debe hacer especial énfasis en expresar que los valores presentados en la tabla anterior no representan por sí solos el costo de la energía o carga no suministrada, a pesar de que las unidades coincidan. Estos representarán valores reales de energía o carga no suministrada siempre y cuando los valores de energía o carga sean los mismos con los que se normalizó la función de daño y además los tiempos de la duración de la interrupción deben coincidir. Por ello, para obtener valores adecuados del costo de la energía no servida, se debe disponer de índices de confiabilidad que no existen en el país. Por ello, otra vez se hace uso de supuestos basados en la literatura extranjera para mostrar los costos asociados a las metodologías de cálculo.

Como se ha expresado, para el cálculo del costo de la energía no servida existen varias alternativas, las cuales requieren de un set de variables estadísticas de confiabilidad de la red, ya sea, la frecuencia o probabilidad de las interrupciones, su duración y su magnitud, valores que no se disponen, a pesar de ello para este ejemplo se ha supuesto que las interrupciones tienen la misma probabilidad, luego el costo de falla intempestivo para el sector residencial se calcula como:

$$CFI = \sum_j \sum_i \frac{P_{i_dur} \cdot CF_{i_Dur} \cdot P_{j_int}}{f_{c_j}} \quad [$/kWh] \quad (3-15)$$

Donde i recorre la duración de las interrupciones (20 min, 1 hr, 4 hrs), P_{i_dur} es la probabilidad de una interrupción de cierta duración, CF_{i_dur} es la función de daño al cliente para cada segmento horario i normalizada por consumo energético anual, p_{j_int} es la probabilidad de que la interrupción ocurra en el

horario j (entre 0 a 8 horas, 9 a 17 horas o 18 a 24 horas) y $f_{c,j}$ corresponde al factor de normalización del segmento horario respectivo dado por el cociente entre la duración de la interrupción y las horas del año. Este factor se aplica para que las unidades sean coincidentes con las unidades usadas cuando se utilizan CDF normalizadas por demanda máxima.

Para los valores expresados en la tabla 3-1, el resultado promedio del costo de falla residencial es de 2,04 [US\$/kWh], valor que está del orden valores encontrados en estudios internacionales el rango de países desarrollados [8].

4 Capítulo IV. Propuesta de Indexación del Costo de Falla Intempestivo

Antes de indexar algo, se debe saber que es lo que hay que indexar, para ello es necesario saber a qué afecta una falla de suministro. Una falla de suministro daña la capacidad de realizar actividades, en cualquiera de los sectores, la diferencia está en que cada sector valora su incapacidad de acuerdo a sus beneficios. Así, el sector productivo valora el no poder generar bienes que vender, el sector servicios valora el no poder realizar servicios y el cliente residencial valora su tiempo de ocio. De acuerdo a esto, la fórmula de indexación debe indexar la producción o el beneficio de cada grupo como la componente más importante. Si corresponde, de acuerdo al sector, se agrega una componente que refleja las variaciones del costo de operación de equipos de reemplazo con una ponderación menor.

4.1 Sector Productivo

4.1.1 Sector Minería del Cobre

Dada la importancia de este sector, a nivel de consumo energético nacional, y su efecto en la economía nacional, se decide que costo de falla intempestivo para este sector debe ser indexado sólo por una componente: el precio del cobre, esto se debe que, ante los precios del cobre y los niveles de producción asociados a la gran minería del cobre, se puede afirmar que los costos de los insumos para un equipo de respaldo en una falla intempestiva son despreciables frente a las pérdidas por producción, luego el indexador queda como:

$$IM_{Cu} = \frac{CuBML}{CuBML_0} \quad (4-1)$$

Donde:

CuBML: Precio promedio mensual de la libra de cobre en la Bolsa de Metales de Londres en USD\$/libra.

4.1.2 Sector Productivo Industrial y otras Mineras

La suma de los consumos de los clientes productivos no mineros del cobre también es relevante a nivel de demanda energética nacional, representa un consumo cercano al 35% a nivel nacional. Para este sector el

indexador presenta dos componentes: La producción y el costo de reemplazo, donde la producción es ponderada en un 95% y los costos de reemplazo con un 5%, estos ponderadores se determinaron en base al informe de costo de racionamiento despreciando las componentes bienestar y otros. Luego la indexación queda como:

$$IP = 0.95 \cdot \frac{IPM}{IPM_0} + 0.05 \cdot \frac{PD}{PD_0} \quad (4-2)$$

Donde:

IPM: Índice de Precios al por Mayor publicados por el INE.

PD: Precio del petróleo diesel base ENAP Concón, en \$/m³

4.2 Sector Servicios

Este sector concentra toda la actividad comercial, por ende, sus indexadores de producción deben reflejar las diferencias de las ventas que se generan, razón por la cual el indexador relevante será la variación del margen operacional, ponderado de acuerdo al nivel de ventas de los sectores comerciales del país. El segundo indexador será la variación del precio de combustibles de reemplazo, el indexador del sector servicios queda como:

$$IP = 0.95 \cdot \frac{MOP}{MOP_0} + 0.05 \cdot \frac{PD}{PD_0} \quad (4-3)$$

Donde:

MOP: Margen operacional de sector comercial ponderado, de acuerdo a ventas totales, base en Estadísticas de Comercio y Servicio, INE.

PD: Precio del petróleo diesel base ENAP Concón, en \$/m³

4.3 Sector Servicios Públicos

Este sector concentra toda la actividad pública, por ende, sus indexadores de producción deben reflejar las diferencias de los salarios de los trabajadores de servicios públicos, las diferencias de los costos de

mantenimiento de tecnologías de respaldo y la diferencia de los costos de operación de equipos de respaldo, luego el indexador es:

$$IP = 0.80 \cdot \frac{RMMG}{RMMG_0} + 0.15 \cdot \frac{PNP}{PNP_0} + 0.05 \cdot \frac{PD}{PD_0} \quad (4-4)$$

Donde:

RMMG: Valor de la unidad de fomento dado del banco central.

PNP: Precio de nudo de la potencia en la barra Quillota 220 kV. Dictado por CNE en el Informe Técnico de Precio de Nudo semestralmente.

PD: Precio del petróleo diesel base ENAP Concón, en \$/m³

4.4 Sector Residencial

Este sector ciertamente no presenta productividad o valor agregado tangible, pero son los clientes finales quienes generan el valor agregado del país, por ende, se hace razonable pensar que el costo de falla a nivel residencial debe ser indexado por un índice que refleje los aumentos de los costos de la vida en el país. Para estos efectos, se escoge como único indexador el índice de precios al consumidor, IPC.

5 Capítulo V. Impactos del Costo de Falla Intempestivo

El costo de falla intempestivo presenta varias implicancias al sistema eléctrico nacional, algunas son por relaciones técnico - legales como los esquemas de desconexión de carga y niveles de reserva en giro, y otros son por el mercado eléctrico, como son el impacto en las cuentas de electricidad. A continuación se revisan algunas de las consecuencias del costo de interrupción intempestivo sobre el sistema eléctrico nacional:

5.1 Reserva en Giro

La reserva en giro es una medida preventiva del sistema eléctrico, permitiendo ajustar las pequeñas variaciones de la demanda o la oferta a través de la operación diaria. Su principal implicancia es el aumento de los costos de operación, ya que obliga a las unidades más baratas a guardar energía que es reemplazada por unidades más caras.

La reserva en giro del sistema eléctrico tiene directa relación con el costo de falla intempestivo, ya que es parte esencial del cálculo. La reserva en giro se calcula como aquel valor que minimiza los costos de operación más los costos de falla de corta duración, donde por costo de falla de corta duración se entiende el consumo desconectado valorado a costo unitario de la energía no servida.

Primeramente, de acuerdo con la publicación inicial de la NTSCS el 2005, el valor unitario de la energía no servida fue fijado en solo 2 US\$/MWh, valor que, de acuerdo a la metodología desarrollada por Cárdenas [23], establece un requerimiento mínimo de reserva en giro de solo 10 MW. Actualmente este valor ha sido actualizado a 2000 US\$/MWh para el SIC y 3000 US\$/MWh para el SING.

Las figuras 5-1 y 5-2 muestran que, incluso con esta variación en el costo unitario de la energía no servida, la metodología de Cárdenas [23] muestra que los montos esperados para la reserva en giro son menores al criterio determinista de mantener reserva por la capacidad de la mayor central del sistema. Cabe destacar que la metodología de Cárdenas asigna reserva de acuerdo al costo de oportunidad de los embalses que aportan reserva, y a la indisponibilidad esperada de las centrales de un sistema eléctrico.

Esta metodología sirve para mostrar que, a pesar que el valor unitario de la energía no servida sea tan alto como 7000 US\$/MWh (ilustración 5-2), no se supera el valor de reserva de 350 MWh en reserva giro para

control de frecuencia primario, por lo que se puede expresar que existe un gap bastante amplio para aumentar el valor unitario de la ENS, sin que sobrepase el criterio determinista.

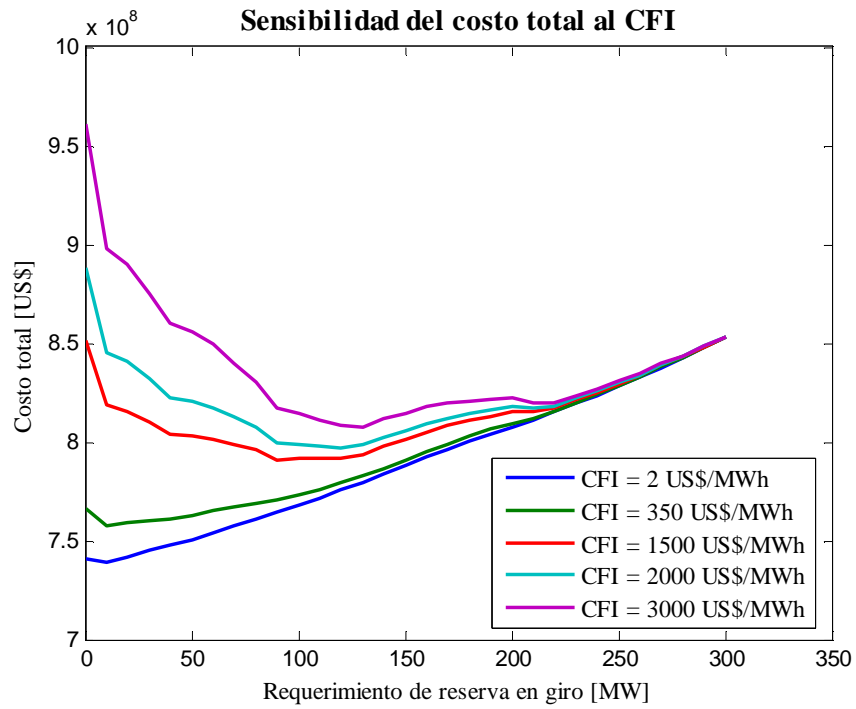


Ilustración 5-1: Requerimientos de Reserva V/S CFI (en hidrología media)

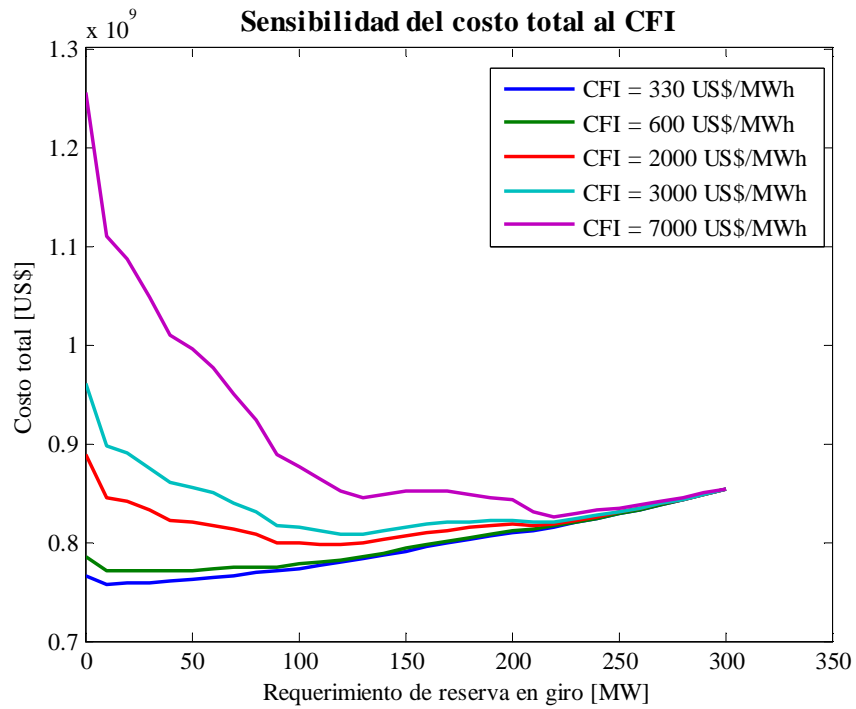


Ilustración 5-2: Requerimientos de Reserva V/S CFI (en hidrología media)

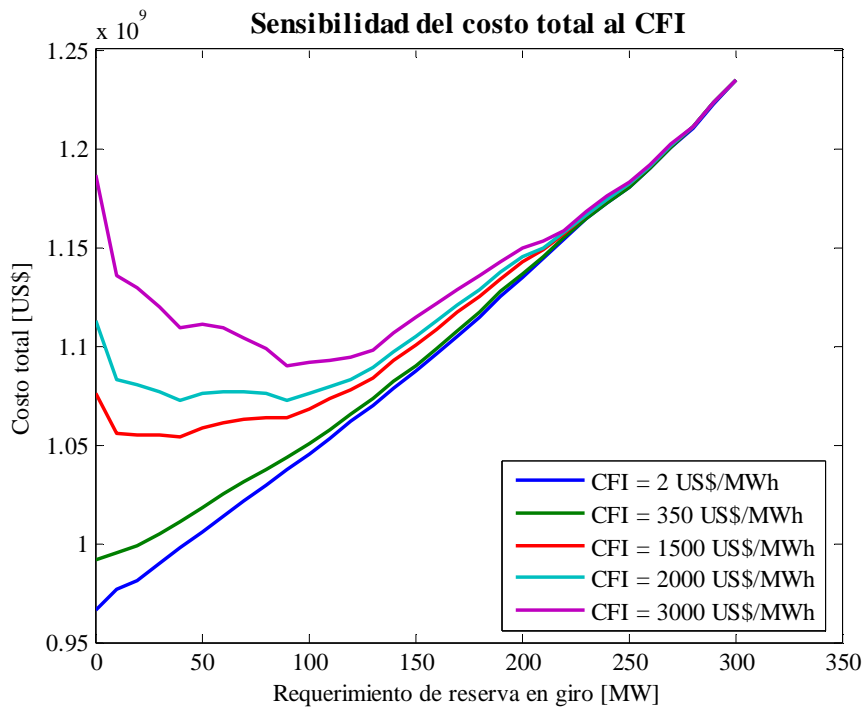


Ilustración 5-3: Requerimientos de Reserva V/S CFI (en hidrología seca)

5.2 Costo de Falla y su Aplicación

La aplicación del costo de falla intempestivo, en todo el mundo genera inversiones en las redes de distribución que inciden sobre la tarifa del usuario final. El caso nacional no es la excepción al mercado, salvo las deficiencias técnicas que presenta la aplicación del costo de interrupción en el país, donde la principal deficiencia es la incapacidad de medir la energía no suministrada en el cliente final, puesto que el usuario final no dispone de un medidor de tiempo que cuente los minutos desconectados.

A pesar de que actualmente el CFI no influye directamente en las tarifas finales, no se debe descartar que en un futuro próximo los costos de falla intempestiva y los parámetros de calidad de suministro aquí descritos sean factores a tomar en cuenta en los estudios técnicos del Valor Agregado de Distribución [28], puesto que en la fijación pasada ni siquiera existía la NTSCS que aparece el 2005, por lo que el informe técnico de VAD no hace mención al costo de falla considerado, considerando solo un precio monómico de la energía y potencia de 48 US\$/MWh que, entre otras cosas, se encuentra bastante alejado de la realidad actual del sistema eléctrico nacional, dada la escasez de generación por falta de suministro de gas y alternativas de generación.

5.3 Cotas Esperadas del Costo de Falla Intempestivo por Sector

5.3.1 Sector Residencial

Para el sector residencial basado en una muestra de clientes arroja el valor de 2,04 [US\$/kWh], para interrupciones de una hora, en diferentes segmentos horarios. Este valor, es comparable con el costo de falla en países con un orden de desarrollo similar al nacional, y alejado de los países nórdicos cuyo costo de interrupción supera los 3,5 [US\$/kWh]. Se debe notar además que el cálculo realizado consideró como supuesto que todos los ponderadores horarios fueron idénticos, por lo que el CFI calculado, no sigue en estricto rigor la metodología presentada en esta memoria.

Si bien, de la tabla XX, se puede apreciar que el costo de interrupción residencial en algunos países supera los 3,3 US\$/kWh, sus economías no son comparables con la economía nacional dado el nivel de desarrollo, lo que influye en el gasto en energía que se realiza en cada país dado su grado de avance y sus condiciones geográficas.

A modo referencial, el autor sugiere que el cálculo del costo de falla intempestivo para el sector residencial bordea los 1,5 US\$/kWh, considerando que la cota máxima corresponde al costo de falla en

horario peak el cual no debiese superar los 3,5 US\$/kWh, Dado que por condiciones climáticas el consumo eléctrico nacional no se hace indispensable para mejorar el bienestar de los residentes.

5.3.2 Sector Servicios y Servicios Públicos

El sector servicios, incluyendo los servicios publicos, es el más diverso, puesto que el valor agregado de cada actividad puede estar correlacionado con el uso de energía eléctrica y no con la cantidad consumida de energía. En la tabla 5-1 se aprecia que el rango de variación del costo de interrupción de para el sector comercial está entre los 0,75 US\$/kWh en México 1999 a más de 20 US\$/kWh en los países nórdicos.

Para en el caso del sector comercial ,en el ámbito nacional, el costo unitario de la energía no servida debería estar acotado entre los 3 US\$/kWh y los 7 US\$/kWh, dado que en país casi no existe la producción masiva de software, que son el conjunto de empresas que levantan el costo de interrupción de sector servicios en Estados Unido. [DOE, 8]

Autor (referencia)	Área Geográfica	Serie de datos	Resultado de investigación
Billinton and Wacker (Billinton 2001)	Canadá	1982	Industrial C\$5,19/kW – interrupción 1 hr Comercial C\$5,88/kW – interrupción 1 hr Residencial C\$0,31/kW – interrupción 1 hr
Billinton and Wacker (Billinton 2001)	Canadá	1982-1996	Industrial C\$9,56/kW – interrupción 1 hr Comercial C\$32,20/kW – interrupción 1 hr Residencial C\$0,16/kW – interrupción 1 hr
Billinton and Pandey (Billinton 2001)	Nepal	1996	Residencial US\$0,19/kW – interrupción 1 hr
Dali, Dialynas and Megaloconomous	Grecia	2001	Minería US\$2,49/kW – interrupción 1 hr Fab. metales US\$7,36/kW – interrupción 1 hr Industria alimentos C\$20,5/kW – interrupción 1 hr
EPRI(EPRI 2001)	U.S.	1995	Economía U,S, US\$ 30 Billones /año
EPRI(EPRI 2001)	U.S.	2001	Economía U,S, US\$ 119 Billones /año
Gannon	U.S.	1976	Industrial US\$2,68/kW – interrupción 1 hr Comercial US\$7,21/kW – interrupción 1 hr
Jenkins, Lim and Shula	México	1999	Industrial US\$1,21/kWh Comercial US\$0,75/kWh Residencial US\$0,70/kWh
Lehtonen and Lemstroem (Lehtonen et al. 1995)	Dinamarca	1992-1993	Industrial US\$24,06/kW – interrupción 1 hr Comercial US\$9,25/kW – interrupción 1 hr Residencial US\$7,19/kW – interrupción 1 hr
Lehtonen and Lemstroem (Lehtonen et al. 1995)	Finlandia	1992-1993	Industrial US\$15,79/kW – interrupción 1 hr Comercial US\$17,86/kW – interrupción 1 hr Residencial US\$3,16/kW – interrupción 1 hr
Lehtonen and Lemstroem (Lehtonen et al. 1995)	Islandia	1992-1993	Industrial US\$13,61/kW – interrupción 1 hr Comercial US\$22,86/kW – interrupción 1 hr Residencial US\$3,48/kW – interrupción 1 hr
New York City Office of Economic Development (NYEDA)	Estado de Nueva York	1971	US\$ 2,5 Millones/hr
Ontario Hydro	Canada	1977	C\$15/kW – Interrupción 15 min C\$91/kW – Interrupción 60 min
Shipley	U.S.	1972	US\$ 0,60/kWh
Stoll	U.S.	1989	Industria y comercio – US\$ 7/kWh
Train and Woo	PG&E Service Area	1983	US\$ 6,72/kWh
Willis and Scott	U.S.	2000	Agricultura: 0,43 – 0,86 US\$/kWh Residencial: 0,51 - 1,04 US\$/kWh Retail Comercial: 3,11 – 5,11 US\$/kWh Otros Comerciales: 3,88 – 5,95 US\$/kWh Industrial: 0,86 - 1,59 US\$/kWh Municipal: 1,89 – 5,02 US\$/kWh

Tabla 5-1: Estudios de Costos de falla en el mundo. Fte.: US DOE 2002[8].

5.3.3 Sector Productivo

Este sector está compuesto por la minería del cobre y el resto de la industria y la minería. Ambos sectores concentran cerca del 50% del consumo energético nacional. En este sector, el valor unitario de la energía no suministrada se mueve en el rango entre 1 US\$/kWh y más de 20 US\$/kWh de acuerdo al resumen de la tabla 5-2, pero para tener una referencia de los ingresos de una empresa minera, basta con mirar su producción y el precio del cobre, despreciando sus costos de producción frente a este nivel de precios. Considerando solo valores del año 2006, se presenta la producción anual de las grandes mineras Chilenas que vendieron su producción a un precio promedio de 3,05 US\$/lb.

Producción Chilena de Cobre por Principales Empresas y Regiones

Minería Estatal	Región	2006	Ingreso	Ingreso
		Ton	[MMUS\$]	[MMUS\$/h]
División Codelco Norte		941	6.331	0,72
-División Chuquicamata	II			
-RadomiroTomic	II			
División Salvador	III	81	542	0,06
División Andina	V	236	1.591	0,18
División El Teniente	VI	418	2.815	0,32
Total Estatal		1676	11.280	1,29
Minería Privada	Región	2006	Ingreso	[MMUS\$/h]
Quebrada Blanca	I	82	555	0,06
Cerro Colorado	I	116	777	0,09
Collahuasi	I	440	2.961	0,34
Escondida	II	1256	8.451	0,96
Mantos Blancos	II	152	1.024	0,12
El Abra	II	219	1.471	0,17
Lomas Bayas	II	64	433	0,05
Zaldivar	II	146	985	0,11
Michilla	II	47	318	0,04
El Tesoro	II	94	633	0,07
Spence	II	4	29	0,00
Candelaria	III	170	1.142	0,13
El Indio	IV			
Los Pelambres	IV	335	2.256	0,26
Sur Andes(*)	V - RM	295	1.984	0,23
Otros		265	1.783	0,20
Total Privada		3685	24.802	2,83
Total Nacional		5361	36.082	4,12

(*)El Soldado y Disputada

Tabla 5-2: Producción nacional de Cobre fino. Fte: Comisión Chilena de Cobre

En la tabla 5-2, se ha calculado un ingreso promedio horario, dado por el cociente entre el ingreso anual y las horas del año. Se aprecia de la tabla que los ingresos horarios oscilan entre 0,003 MMUS\$/h para Spence y 0,96 MMUS\$/h para Escondida. Como ejemplo, se puede suponer que el Teniente presenta un consumo anual de 1500 GWh, considerando un factor de carga de 0,95, y dado un ingreso anual de 2.815 MMUS\$, una estimación del costo de falla es de 1,976 US\$/kWh.

Siguiendo la literatura, el costo de falla intempestivo del sector minero no debiese superar los 2.600 US\$/kWh pues a pesar de su importancia nivel nacional, el cobre solo es un producto bruto sin valor agregado. Por otra parte el resto de la industria nacional no debiese supera los 3,5 US\$/kWh ya que en Chile no existen industrias que presenten un alto valor agregado en sus productos, como es el caso de los equipos de alta tecnología.

5.3.4 ¿Por qué debe aplicarse el Costo de Falla Intempestivo?

El costo de falla intempestivo es una advertencia ante la mala operación de equipos, donde se define mala operación de equipos como aquella operación que no está de acuerdo a la NTSCS, o a la especificación técnica del servicio requerido por un cliente particular. Es decir, CFI existe para hacer latente la aplicación de la norma o los contratos. Cabe mencionar que es una multa con un canal de aplicación mal desarrollado, ya que la ley no es clara y presenta vacíos legales que, de momento dejan su aplicación a la interpretación de los agentes.

Además la aplicación de esta norma sólo parece beneficiar a los clientes regulados y clientes libres pequeños cuyo poder de negociación es nulo frente a interrupciones de servicio provocadas por una mala maniobra en la operación de las redes. Por otra parte, los grandes clientes libres son capaces de establecer multas muy específicas ante interrupciones de servicio, más aun, pueden ser muy eficientes expresando su insatisfacción al suministrador, y a menudo tienen los recursos técnicos y legales para enfrentar al suministrador antes que el regulador o las cortes [Sullivan,31], por lo que aplicación del valor de especificado en la Norma (2 US\$/kWh para el SIC), podría perjudicarlos ya que sus costos de interrupción podrían superiores al promedio.

En resumen los costos de falla intempestivos que sean calculados con la metodología presentada en este documento, debiesen aplicar separadamente por segmento, debiendo ser obligatoria para los segmentos regulados y representar sólo una referencia a clientes libres, donde algunos pueden ceñirse a los valores que aparecen de la aplicación de la metodología, y otros clientes que no se sienten representados por los

valores que se presenten, tienen el absoluto derecho a exigir requerimientos técnicos de suministro superiores a lo estipulado en la normativa.

5.3.5 ¿Cómo aplica el Costo de Falla Intempestivo?

De acuerdo con la normativa nacional [1][2][3], el CFI aplica sobre todos los agentes del mercado: Generación, Transmisión y Distribución. Y se aplica ante la existencia de una falla de operación que provoque desconexión intempestiva de los clientes finales. Es decir, suponiendo la existencia de una falla, ésta es notada por el sistema, en particular por el CDEC respectivo, pero ¿Quién paga la multa? La normativa no es clara, el autor sugiere que la multa, de existir, debe ser pagada por el suministrador, siempre y cuando la SEC determine que la falla se debe a una maniobra u operación que falta a la normativa. Por otra parte, la recaudación de la multa debe ser realizada por el suministrador al operador que indique la SEC como el culpable de la interrupción. Si la SEC encuentra que la interrupción se debe a una situación fortuita la multa debe quedar sin aplicación.

También se sugiere que la frecuencia de una situación fortuita no debe superar a dos eventos por año, ya que es un indicador de mala planificación u operación de las instalaciones por lo que se debe cobrar CFI al siguiente incidente en el mismo lugar si ocurre dentro de un año.

5.3.6 ¿Por qué Costo de Falla Intempestivo y no Costo de Racionamiento?

Por definición, el costo de racionamiento aplica en situaciones donde el regulador prevé que la oferta no es capaz de satisfacer la demanda en condiciones esperadas, por lo que en el caso nacional se decreta un estado de racionamiento donde el costo marginal es igual al costo de falla de racionamiento para las horas en que se hace efectivo los recortes de la demanda.

Es este esquema se reconoce que el regulador es capaz de visualizar con anticipación, que la oferta no satisface la demanda. ¿Con cuánta anticipación? La suficiente para anticipar que existirán cortes de energía para restringir la demanda. Esta capacidad de anticipación es lo que diferencia al costo de falla de racionamiento del costo de falla intempestivo, ya que, en este último no existe capacidad de anticipación, por lo que no existe una actividad preparatoria para sustituir el insumo energía o simplemente para evitar la desconexión intempestiva y prevenir el daño a equipos y/o productos.

Si bien ambos costos presentan similitudes, los tiempos en los que aplican las consecuencias de los incidentes son diferentes, basta con mencionar que las causas que originan ambos costos pueden llegar a

ser intempestivas, ya que el hundimiento de un carguero de GNL es tan intempestivo como falla en la operación de la SS/EE Alto Jahuel, pero las consecuencias de ambos eventos llegan al usuario final en distintos tiempos. Así: la falla de la SS/EE Alto Jahuel afecta inmediatamente a los consumidores del SIC, el desabastecimiento de GNL solo repercute en el sistema meses más tarde.

Las consecuencias de ambos eventos ocasionan pérdidas de diferente magnitud, probablemente la falla en Alto Jahuel provoque un Black out en el SIC, dejando en operación aislada al norte del Sistema Central, y desconexión por varias horas de las regiones de la zona central, es decir, ocasiona daños y pérdidas imprevistas a gran cantidad de clientes.

Por otra parte, la falta de GNL, no causa problemas de operación, sólo un encarecimiento de los costos de producción al entregar energía con suministros alternativos cuando escasee el suministro barato, sin provocar desconexiones imprevistas o, en el peor de los casos, un estado de racionamiento con cortes avisados.

Del ejemplo anterior destaca que las causas que pueden dar origen a ambos costos de falla, repercuten en tiempos diferentes al cliente final, causando: pérdidas directas al sistema eléctrico, en el caso del racionamiento, ya que se encarece la operación. Y pérdidas directas e indirectas en el caso de la falla intempestiva, ya que se producen además de las pérdidas directas de producción y materias primas, costos indirectos como vandalismo y atochamiento que son externalidades difíciles de evaluar a priori.

Se debe agregar además que las causas que origina el costo de racionamiento no nacen de una falta a la normativa de seguridad y calidad de servicio, por lo que la aplicación del costo de racionamiento a una falla en operación de la red, no puede ni debe ser penalizada con el costo de racionamiento.

De los párrafos anteriores destaca que el riesgo que enfrenta el usuario final frente a una causal de falla intempestiva es mayor al riesgo que produce una causal de racionamiento, puesto que las fallas en operación traen consecuencias inmediatas que no dan lugar a preparación ni a sustitutos del insumo energía. Por otra parte las causales de racionamiento dan tiempo a la preparación y elección de sustitutos energéticos que puedan mantener la operación. En consecuencia, como el riesgo asociado a una causal de falla intempestiva es mayor que el riesgo asociado a una causal de racionamiento, la valoración del costo unitario de la energía no servida, en el caso de una falla instantánea, es mayor al costo unitario de la energía no servida en el caso de una interrupción de servicio con aviso previo.

6 Capítulo VI. Conclusiones

En cualquier sistema eléctrico medir el costo de interrupción se hace difícil, dada la diversidad de clientes que componen el sistema. La correcta valoración del costo de falla permite medir en términos económicos la importancia del suministro eléctrico para el usuario final, de esta forma, el costo de falla ejerce como retroalimentación de diferentes parámetros del sistema eléctrico, ya sea su precio o sus características técnicas, donde la más relevante es su confiabilidad.

En el desarrollo de esta memoria se ha identificado al costo de falla intempestivo como un concepto propio, que no presenta relación con el costo de racionamiento, ya que son conceptos diferentes. El costo de falla intempestivo, por una parte, es uno que aplica en redes de distribución como una multa a la deficiente operación de los equipos que componen la red que provoca interrupciones y altera a la continuidad del servicio, donde se entiende como operación deficiente aquella que no está en regla con la normativa vigente. Por otra parte, en un contexto completamente diferente, el costo de racionamiento se aplica al mundo de la generación como una multa a la mala planificación del sector privado, y a su incapacidad de satisfacer la demanda.

En este informe se ha introducido una metodología directa, que intenta conocer los costos de interrupción desde el usuario final a través de encuestas para cada sector relevante del sistema. Con la metodología sugerida es posible obtener, para cada sector, el valor unitario de la energía no servida y finalmente obtener el valor unitario de la energía no servida para todo el sistema, a partir de las ponderaciones de cada sector, de acuerdo a su consumo de energía eléctrica a nivel nacional.

Junto a la metodología de cálculo se ha desarrollado una fórmula de indexación que intenta reflejar por cada sector las variaciones en la producción y los costos de generación con equipos alternativos. Donde la producción puede ser vista como el margen operacional para el comercio y los precios al por mayor para el sector productivo y el IPC para el usuario residencial, este último indicador intenta reflejar los aumentos en el costo de la vida a través del tiempo y, con ello, el aumento de su valoración por el tiempo libre.

También se debe mencionar que ambos conceptos tienen contextos temporales de aplicación distintos, así el costo de falla intempestivo aplica cuando sucede una interrupción del servicio sin previo aviso, y el costo de racionamiento aplica cuando la autoridad decreta un estado de racionamiento cuya base técnica es una proyección que dice a ciencia cierta que, para un periodo de tiempo determinado del orden de meses, la oferta no es capaz de satisfacer la demanda por lo que se generan racionamientos donde la energía no suministrada será valorada a costo de racionamiento.

Se ha mostrado que internacionalmente los costos de interrupción están del orden de los 1000 US\$/MWh para sectores residenciales, y del orden de 2500 US\$/MWh para sectores más relevantes como el comercio y la industria. Estos valores cambian dependiendo del país y sus niveles de consumo, necesidades o desarrollo del país. Para el caso nacional se ha establecido un valor de 2000 US\$/MWh como costo unitario de la energía no servida, este valor se encuentra del orden de los países desarrollados que presentan niveles de consumo superiores a los niveles de consumo nacional en la mayoría de sus sectores, lo que sugiere que este valor tal vez no sea representativo de la realidad nacional, por lo que se sugiere la aplicación de la metodología de este informe para tener una aproximación más realista del valor unitario de la energía no servida y el costo de falla de corta duración.

Por otra parte, en el concierto técnico nacional, el costo de falla incide directamente en el nivel de reserva en giro para el sistema eléctrico mostrando, de acuerdo a la metodología de Cárdenas [23], que el costo actual sugiere una reserva en giro de 130 MW para una simulación que considera hidrología media. Valor lejano al criterio determinista de dejar tanta reserva como la potencia de la central más grande del sistema, el caso del SIC, 380 MW correspondiente a centrales de ciclos combinados.

Se ha mencionado, además, que las presentes indicaciones en torno al valor unitario de la energía no servida y a los parámetros indicados en lo referente a calidad de suministro se pueden incluir en fijaciones tarifarias en áreas de distribución, en particular, los estudios de Valor Agregado de Distribución, pueden ver una gran utilidad de los indicadores de confiabilidad que existen para evaluar la continuidad del servicio en las redes nacionales y así generar mayor competencia en redes eléctricas.

Sobre el mismo punto, es muy importante dejar en claro que la planificación de redes de distribución no puede ser dejada a libertad de las empresas concesionarias, puesto que la existencia de un incentivo tan grande como es el valor unitario de la energía no servida con un valor de 2000 US\$/MWh, puede generar un incentivo perverso a la sobre instalación de redes eléctricas dado el beneficio de rentabilidad al que está sometido el sector. Lo que, además de causar saturaciones de espacios físicos, ofrece ventajas poco apreciables desde el punto de vista del consumidor final. Luego se hace necesario que los estudios futuros que incluyan estos referentes para tener en cuenta el que el beneficio final del cliente debe ser similar a los costos de inversión de las empresas concesionadas de distribución y velar por que las inversiones no sean realizadas desde un incentivo meramente económico.

6.1 Trabajos Futuros

1. Diseño de medidor digital de energía y potencia para uso residencial con autonomía de 4 horas: Este dispositivo debe medir la energía consumida y los minutos de energía no suministrada desde el empalme del cliente.
2. Estudio de alternativas de ponderación del costo de falla intempestivo: la idea nace desde las preguntas: ¿Es correcto ponderar horariamente el costo de falla? ¿Es correcto ponderarlo por sectores a nivel nacional? ¿Debe ser aplicado por sector independientemente?
3. También es relevante el desarrollo de discusiones a nivel de confiabilidad de redes. Un estudio en esta área podría comparar el VAD con mecanismos utilizados en Italia y Holanda a través de incentivos y castigos, revisar su aplicación en Chile y la metodología para la introducción del nuevo esquema.

7 Referencias

- [1] Comisión Nacional de Energía, “DFL N° 4: Texto refundido, coordinado y sistematizado del DFL N°1, de minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos, en materia de energía eléctrica”, Febrero 2007.
- [2] Comisión Nacional de Energía, “Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos, DS N° 327”, septiembre 1998.
- [3] Comisión Nacional de Energía, “Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio”, Marzo 2005.
- [4] Henry Thompsom, “The applied theory of energy substitution in production”, Science Direct, Enero 2005.
- [5] José Miguel Benanvente, Alexander Galetovic, Ricardo Sanhueza y Pablo Serra, ”Estimando la demanda residencial por electricidad en Chile: El consumo es sensible al precio”, Departamento Ingeniería Industrial, Universidad de Chile, mayo 2005.
- [6] Gabriel Fierro y Pablo Serra, ”Un modelo de estimación del costo de falla: el caso de Chile”, Cuadernos de Economía, año 30, N° 90, pp. 247-259, Abril 1993
- [7] Roy Billinton, “Economic Cost of Non Supply”, IEEE 2002.
- [8] Balduci, Roop, Schienbein, DeSteese, Weimar, “Electrical Power Interruption Cost for Individual Industries, Sectors and US Economy”, Pacific Northwest National Laboratory, Prepared for US Departemente of Energy. Febrero 2002.
- [9] Joseph Eto, Lawrence Berkeley National Laboratory, University of California, “A Framework and Review of Customer Outage Cost: Integration of Electric Utility Outage Cost Surveys”, Energy Storage Program, Office of Electric Transmission and Distribution, U.S. Department of Energy, Noviembre 2003.
- [10] Michiel de Nooij, Carlijn Bijvoet, Carl Koopmans, “Discussion paper n° 35: The Value of supply security”, SEO Economic Research Universidad de Amsterdan, Enero 2005.
- [11] Garry Wacker, Roy Billinton, “Customer cost of electric Service interruptions”, iEEE, junio 1989

- [12] Jaime Venegas, “Metodologías de Evaluación de Costo de Falla en Sistemas Eléctricos”, memoria de título ingeniero civil industrial mención electricidad, Universidad Católica de Chile, 1994
- [13] José Miguel Benavente, Alexander Galetovic, Ricardo Sanhueza y Pablo Serra, “El Costo de Falla Residencial en Chile: Una estimación usando la curva de demanda”, Departamento Ingeniería Industrial, Universidad de Chile, mayo 2005.
- [14] Berstein, Griffin, “Regional differences in the Price-elasticity of demand for energy”, National Renewable Energy Laboratory (NREL), U.S. DOE, febrero 2006.
- [15] Zoran Bozic, “Customer interruption cost for reliability economics: practical considerations”, Western Power Corporation, IEEE, 2002.
- [16] Chris King, Sanjoy Chatterjee, “Predicting California Demand Response”, Public Utilities fortnightly, julio 2003
- [17] Piet Boonekamp, “Price elasticities, policy measures and actual developments in household energy consumption – A bottom up analysis for Netherlands”, ScienceDirect, septiembre 2005.
- [18] Comisión Nacional de Energía, “Informe Técnico de Precio de Nudo”, Santiago de Chile, octubre 2007.
- [19] Juan Rivier Abbad, “Calidad de Servicio. Regulación y Optimización de Inversiones”, Tesis doctoral, Pontificia Universidad de Comillas de Madrid, Madrid 1999.
- [20] Virendra Ajodhia, Konstantin Petrov, Gian Carlo Scarsi, “Experience with Regulation of Network Quality in Italy, UK and Netherlands”, Electrical power Quality and Utilisation, Magazine Vol. II, No. 1, 2006.
- [21] Comisión Nacional de Energía, “Balance Energético Nacional 2005”, Santiago, Agosto 2006.
- [22] Luis Vargas, Oscar Moya y Guillermo Jiménez, “Estudio de Costo de Falla de Larga Duración de en los Sistemas SIC y SING”, Fundación para la Transferencia Tecnológica, Santiago, Marzo 2006.
- [23] Alejandro Cárdenas, “Metodología para el Cálculo de la Eeserva en Giro y Desconexión de Carga en Sistemas Eléctricos”, Memoria de título Universidad de Chile, Santiago, julio 2007.

- [24] Kristina Hamachi LaCommare, Joseph Eto, Berkeley National Laboratory, University of California, "Understanding the Cost of Power Interruptions to U.S. Electricity Consumers", Environmental Energy Technologies Division, Office of Electric Transmission and Distribution, U.S. Department of Energy, Septiembre 2004.
- [25] Comisión Nacional de Energía, "Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio", Febrero 2007.
- [26] KEMA limited, Imperial College of London, "Review of Distribution Network Design and Performance Criteria", Londres Julio 2007.
- [27] Dirección de Operaciones CDEC – SIC, "Reserva Óptima Control de Frecuencia Primaria", Santiago 2005.
- [28] Comisión Nacional de Energía, "Estudio de Costos de Componentes del Valor Agregado de Distribución, Área 1", Santiago 2004.
- [29] Roy Billinton, Wijarn Wangdee, "Approximate Methods for Event based Customer Interruption Cost Evaluation", IEEE, Transactions on Power Delivery, vol. 20, N°2, Mayo 2005.
- [30] Roy Billinton, Peng Wang, "Reliability Cost/Worth Assessments of Distribution Systems incorporating time-weather conditions and restoration resources ", IEEE, Transactions on Power Delivery, vol 17, N°1, Enero 2005.
- [31] Michael Sullivan, Terry Vardell, Mark Johnson, "Power Interruption Cost to Industrial and Commercial Consumers of Electricity", IEEE Transactions on Industry Applications, vol. 33, November 1997.
- [32] Michael Sullivan, Terry Vardell, Noland, Ali Vojdani, "Interruption Cost. Customer Satisfaction and Expectations for Service Reliability", IEEE transactions on industry applications, vol. 11, N°2, Mayo 1996.
- [33] Choi, Kim, Jeong, Ryu, "Evaluation of the Customer Interruption Cost taking into Consideration Macroeconomic Approach in Korea", IEEE, 2002.
- [34] Alexander Galetovic, Carlos Díaz, Raimundo Soto, "La Crisis Eléctrica del 1998-1999: Causas, Consecuencias y Lecciones", Santiago, 2000.

[35]B. Zhang, L. Wang, "Implementation of Power System Security and Reliability Considering Risk Under Environment of Electricity Market", 2005, IEEE, Transmission and Distribution Conference & Exhibition: Asia and Pacific, Dalian, China

Anexo I: Encuesta Residencial

NOTA: Es altamente recomendado que esta encuesta sea contestada por el jefe de hogar.

1. Ante un corte de energía en su sector suponga que la compañía se compromete a mantener cierto nivel de suministro, tal que ud. pueda mantener ciertos equipos en funcionamiento. Conteste la opción que más le acomode:

a. Para aliviar un corte de energía que **dura 20 minutos**, entre las **18 y las 24 horas**, la compañía le ofrece:

- i. no pagar nada, pero acepta el corte
- ii. pagar \$ 20 por mantener encendida una ampolla de 100 W
- iii. pagar \$ 100 por mantener encendidas 4 ampollas de 100 W
- iv. pagar \$ 200 por mantener encendidas 4 ampollas y 1 televisor o electrodoméstico.
- v. pagar \$ 500 por mantener encendidas 4 ampollas y 2 electrodomésticos
- vi. pagar \$ 1.500 por todos los equipos del hogar habilitados (más de 10 electrodomésticos)
- vii. **¿Cambia su alternativa si el corte se produce entre las 7 y 17 horas? ¿A cuál?**

b. Para aliviar un corte de energía que dura **1 hora**, entre las **18 y las 24 horas**, la compañía le ofrece:

- i. no pagar nada, pero acepta el corte
- ii. pagar \$ 20 por mantener encendida una ampolla de 100 W
- iii. pagar \$ 100 por mantener encendidas 4 ampollas de 100 W
- iv. pagar \$ 200 por mantener encendidas 4 ampollas y 1 televisor o electrodoméstico.
- v. pagar \$ 500 por mantener encendidas 4 ampollas y 2 electrodomésticos
- vi. pagar \$ 1.500 por todos los equipos del hogar habilitados (más de 10 electrodomésticos)
- vii. **¿Cambia su alternativa si el corte se produce entre las 7 y 17 horas? ¿A cuál?**

c. Para aliviar un corte de energía que dura 4 horas, entre las 18 y las 24 horas, la compañía le ofrece:

- i. no pagar nada, pero acepta el corte
- ii. pagar \$ 20 por mantener encendida una ampolla de 100 W
- iii. pagar \$ 100 por mantener encendidas 4 ampollas de 100 W
- iv. pagar \$ 200 por mantener encendidas 4 ampollas y 1 televisor o electrodoméstico.
- v. pagar \$ 500 por mantener encendidas 4 ampollas y 2 electrodomésticos
- vi. pagar \$ 1.500 por todos los equipos del hogar habilitados (más de 10 electrodomésticos)
- vii. **¿Cambia su alternativa si el corte se produce entre las 7 y 17 horas? ¿A cuál?**

2. Indique su consumo promedio mensual: _____ kWh.(aparece en la cuenta de electricidad)

3. Su última cuenta de energía esta en el rango:

A.- menos de \$ 10.000

C.- \$15.000 a \$ 20.000

E.- \$25.000 a \$ 30.000

B.- \$10.000 a \$ 15.000

D.- \$20.000 a \$ 25.000

F.- más de \$ 30.000

G.- ¿recuerda el monto? _____.

4. Su última cuenta fue en el mes de _____ del año _____.

5. Su distribuidor de energía es _____

Nota: Esta encuesta busca calcular de la manera más acertada posible el cálculo del costo de falla. Para tener seguridad que las personas encuestadas representan a la mayoría de la población es necesario que ud. Responda en forma correcta el siguiente grupo de preguntas.

6. ¿Cuánta gente vive en su casa? ____ personas

7. Edad de quien responde la encuesta

____ Menor de 21

____ Entre 21 y 30 años

____ Entre 31 y 40 años

____ Entre 41 y 50 años

____ Mayor de 50 años

8. Tipo de educación del encuestado

____ Educación Básica incompleta

____ Educación Básica completa

____ Educación Media incompleta

____ Educación Media completa

____ Educación en escuela industrial incompleta

____ Educación en escuela industrial completa

____ Educación Técnico Profesional incompleta

____ Educación Técnico Profesional completa

____ Educación Universitaria incompleta

____ Educación Universitaria completa

9. Sexo del encuestado

Masculino

Femenino

Matrimonio

10. Comuna de residencia: _____

11. Ingreso Liquido mensual familiar

Más de \$ 1.800.000

Entre de \$800.000 y \$ 1.800.000

Entre de \$ 500.000 y \$ 800.000

Menos de \$500.000

12. Tipo de vivienda

Casa

Departamento

Anexo II: Encuesta sector Servicios

El costo de falla intenta reflejar los costos que Ud. Sufre debido a una interrupción del suministro de electricidad. Para calcularlo siga la siguiente aproximación:

Suponga una interrupción de suministro a las 11 am de un día miércoles y dura 1 hora:

- a. Luego de restaurarse el suministro, ¿Cuánto tiempo le toma volver a funcionar con normalidad? _____ horas extras.
- b. Durante el corte sus ventas se ven afectadas en:
 - i. No se ven afectadas
 - ii. Se reducen en un 50%
 - iii. Se reducen en un 100%
 - iv. Otro _____ %
- c. ¿Cuál es su promedio de ventas mensual? _____
- d. ¿A cuánto ascienden sus costos mensuales? (considere adquisiciones y horas hombre de trabajo) _____
- e. ¿Cuántas horas al día funciona su local? _____
- f. ¿Posee equipos de respaldo que permitan mantener alguna función de su servicio o comercio?
 - i. Equipo Diesel: ¿Costo de operación por hora? _____ Potencia _____
 - ii. Baterías ¿Costo de operación por hora? _____ Potencia _____
 - iii. UPS ¿Costo de operación por hora? _____ Potencia _____
 - iv. Otros _____
- g. ¿Por cuánto tiempo los equipos de respaldo le permiten continuar con su servicio? _____ horas
- h. Con los equipos de respaldo Ud. Puede operar con:
 - i. Normalidad.
 - ii. Las ventas se reducen a un 50%
 - iii. Solo como emergencia para respaldo de información y seguridad de personas.
- i. ¿Existe algún segmento horario donde se concentren las ventas?
 - i. Sí, entre las 9 y las 12 horas, las ventas aumentan _____ %
 - ii. Sí, entre las 13 y las 16 horas, las ventas aumentan _____ %
 - iii. Sí, entre las 17 y las 20 horas, las ventas aumentan _____ %

En esta sección se desea conocer algunos datos de su compañía para establecer correctamente la estadística.

1. ¿Cuál es su consumo promedio mensual de energía? _____ kWh
2. ¿Cuál es su demanda máxima anual? _____ kW
3. ¿Cuál es su rubro? _____
4. ¿Cuál es su principal servicio o producto? _____
5. ¿Cuál es la extensión del terreno que ocupa su servicio o comercio? _____ m²
6. Aproximadamente, ¿cuál es su nivel de ventas o ingresos mensuales? :

_____ Menos de \$1.000.000

_____ Entre \$1.000.000 y \$5.000.000

_____ Entre \$5.000.000 y \$25.000.000

_____ Entre \$25.000.000 y 150.000.000

_____ Más de \$150.000.000
7. ¿Cuánta gente trabaja en su empresa?

_____ Jornada completa

_____ Por horas

Anexo III: Encuesta sector Servicios Públicos

El costo de falla intenta reflejar los costos que Ud. Sufre debido a una interrupción del suministro de electricidad. Para calcularlo siga la siguiente aproximación:

Suponga una interrupción de suministro a las 11 am de un día miércoles y dura 1 hora:

1. Luego de restaurarse el suministro, ¿Cuánto tiempo le toma volver a funcionar con normalidad?
_____ horas extras.
2. Durante el corte sus ventas se ven afectadas en:
 - i. No se ven afectadas
 - ii. Se reducen en un 50%
 - iii. Se reducen en un 100%
 - iv. Otro _____ %
3. ¿Cuál es su promedio de ventas mensual? _____
4. ¿A cuánto ascienden sus costos mensuales? (considere adquisiciones y horas hombre de trabajo)

5. ¿Cuántas horas al día funciona su local? _____
6. ¿Posee equipos de respaldo que permitan mantener alguna función de su servicio o comercio?
 - i. Equipo Diesel: ¿Costo de operación por hora? _____ Potencia _____
 - ii. Baterías ¿Costo de operación por hora? _____ Potencia _____
 - iii. UPS ¿Costo de operación por hora? _____ Potencia _____
 - iv. Otros _____
7. ¿Por cuánto tiempo los equipos de respaldo le permiten continuar con su servicio? _____ horas
8. Con los equipos de respaldo Ud. Puede operar con:
 - i. Normalidad.
 - ii. Las ventas se reducen a un 50%
 - iii. Solo como emergencia para respaldo de información y seguridad de personas.
9. ¿Existe algún segmento horario donde presente mayores ventas?
 - i. Sí, entre las 9 y las 12 horas, las ventas aumentan _____ %
 - ii. Sí, entre las 12 y las 16 horas, las ventas aumentan _____ %
 - iii. Sí, entre las 17 y las 20 horas, las ventas aumentan _____ %
 - iv. Sí, entre las 21 y las 8 horas, las ventas aumentan _____ %

En esta sección se desea conocer algunos datos del servicio para establecer correctamente la estadística.

1. ¿Cuál es su consumo promedio mensual de energía? _____ kWh
2. ¿Cuál es su demanda máxima anual? _____ kW
3. ¿Cuál es su rubro? _____
4. ¿Cuál es su principal servicio o producto? _____
5. ¿Cuál es la extensión del terreno que ocupa su servicio? _____ m²
6. Aproximadamente, ¿cuál es su nivel de costos mensuales? :

_____ Menos de \$1.000.000

_____ Entre \$1.000.000 y \$5.000.000

_____ Entre \$5.000.000 y \$25.000.000

_____ Entre \$25.000.000 y 150.000.000

_____ Más de \$150.000.000

7. ¿Cuánta gente trabaja en el Servicio?

_____ Jornada completa

_____ Por horas

Anexo IV: Encuesta sector productivo

NOTA: si conoce su costo de falla salte a la siguiente sección

El costo de falla intenta reflejar los costos que Ud. Sufre debido a una interrupción del suministro de electricidad. Para calcularlo siga la siguiente aproximación:

1. Suponga una interrupción de suministro a las 11 am de un día miércoles y dura 1 hora:
 - a. Luego de restaurarse el suministro, ¿Cuánto tiempo le toma volver a funcionar con normalidad? _____ horas extras.
 - b. ¿Cuál es su promedio de ventas? _____
 - c. ¿A cuánto ascienden sus costos diarios? (considere adquisiciones, horas hombre de trabajo) _____
 - d. Ante la interrupción, ¿sufre pérdida o daño de materiales y equipos?
 - i. ¿A cuánto ascienden los costos de los materiales perdidos? _____
 - ii. Ud. Estimaría el daño a los equipos en _____ pesos.
 1. Motores : N° _____ potencia _____
 2. Transformadores : N° _____ potencia _____
 - e. ¿Cuántas horas al día funciona su local? _____
 - f. ¿Posee equipos de respaldo que permitan mantener alguna función de su servicio o comercio?
 - i. Equipo Diesel: ¿Costo de operación por hora? _____
 - ii. Baterías ¿Costo de operación por hora? _____
 - iii. UPS ¿Costo de operación por hora? _____
 - iv. Otros _____
 - g. ¿Por cuánto tiempo los equipos de respaldo le permiten continuar con su servicio? _____ horas

2. Suponga que se produce una interrupción, sin previo aviso, un día miércoles a mediados de julio a las 10 de la mañana. Se le solicita indicar los costos asociados al tiempo de reiniciación de actividades:

Efectos de la interrupción	Duración de la interrupción				
	Menos de un minuto	1 minuto	20 minutos	1 hora	4 horas
Tiempo necesario para reiniciar actividades					
Costo por pérdida de producción durante falla y reinicio de actividades					
Costo de uso de horas extra para recuperar la producción perdida					
Costo por daño a materias primas o productos terminados					
Costo por daño a equipos					
Costos equipos de respaldo					
Otros costos: _____					
Total:					

3. ¿Cuál es su consumo promedio mensual de energía? _____ kWh
4. ¿Cuál es su demanda máxima anual? _____ kW
5. ¿Cuál es su factor de carga promedio? _____

Características de la empresa

1. Datos de la empresa

Nombre Compañía : _____

Dirección matriz : _____

Nombre de quien(es) responde(n) encuesta : _____

Puesto en la Empresa : _____

Principales productos de la Empresa : _____

2. ¿Cuántos trabajadores están empleados en su empresa?

Turno de día: _____ personas

Turno de noche: _____ personas

3. Características del consumo energético. Favor complete la tabla con los consumos energéticos esperados mensualmente

Enero: _____	Febrero: _____	Marzo: _____
Abril: _____	Mayo: _____	Junio: _____
Julio: _____	Agosto: _____	Septiembre: _____
Octubre: _____	Noviembre: _____	Diciembre: _____

Anexo V: Consideraciones prácticas

Encuesta sector residencial

La muestra de usuarios a encuestar es de 400 personas, donde se destaca que los encuestados deben ser dueños de hogar. A grandes rasgos la subdivisión por estratos socioeconómicos es de: 5,5% estrato alto, 44,5% al estrato medio y 50% al estrato bajo.

Geográficamente la encuesta se divide entre Gran Santiago y el resto del país, donde en Santiago se deben encuestar a 187 personas en las siguientes proporciones: 9,1% estrato alto, 45,5% estrato medio, 45,5% estrato bajo. Para el resto del país se deben encuestar al resto de la muestra, es decir: 213 personas, donde 2,3% pertenecen al estrato alto, 43,7% al estrato medio y 54% estrato bajo.

La encuesta puede ser realizada telefónicamente, en comunas que concentren hogares con las condiciones socioeconómicas requeridas del estudio. Con este método, necesariamente la encuesta debe ser realizada después de las 19 horas, para maximizar la probabilidad que la encuesta sea contestada por el o la jefa de hogar.

Encuesta sector servicios

En esta encuesta dada la dispersión de los datos en las empresas a consultar es válido hacer las siguientes acotaciones:

- Para centros de servicios mayores como retails y bancos, las preguntas se deben realizar enfocadas en el usuario o encuestado, dado que hay preguntas de carácter comercial y otras técnicas, la primera acción es determinar que información conoce el encuestado ya que este puede conocer solo información técnica o solo información comercial, por lo que las preguntas se deben ajustar a su cargo, de otra forma el encuestado se siente incomodo, lo que genera rechazo a seguir contestando.
- Para comercios menores, las preguntas pueden ser realizadas directamente a el encargado, suele ocurrir que dada la concentración del comercio los administradores están en contacto con casi toda la información.

- Destaca en ambos comercios que ninguno posee la información técnica del consumo energético con facilidad, ni siquiera la facturación, por lo que es muy recomendable generar un contacto en la entrevista a quien volver a consultar por los datos técnicos que pueden demorar en obtenerse, como son: el consumo, demanda, facturación o tipo de tarifa.

Anexo VI: Carta Gantt

