

Informe Técnico

“Estudio Costo de Falla de Corta y Larga Duración SEN y SSMM”

Contenido elaborado por el consultor E2BIZ

Marzo 2021

ÍNDICE

1	Introducción	6
2	Marco de Referencia	7
2.1	Introducción	7
2.2	Estándares e Historia Reciente de Fallas en Chile	8
2.2.1	Fallas a Nivel Generación-Transmisión.....	8
2.2.2	Fallas a Nivel Distribución.....	12
2.3	La Regulación del Costo de Falla en Chile	14
2.3.1	Fijación del costo de racionamiento en el Informe de Precios de Nudo de Corto Plazo.. 16	
2.3.2	Determinación de costos marginales y niveles de reservas operacionales en el proceso de programación	16
2.3.3	Planificación de los sistemas de transmisión	17
2.3.4	Costo de oportunidad para servicios complementarios provistos por consumidores finales	18
2.3.5	Compensaciones a clientes por interrupciones de suministro no previstas	18
2.3.6	Planificación y expansión de los Sistemas Medianos (SSMM) y sus niveles de reserva .. 20	
2.3.7	Conclusiones del marco regulatorio del costo de falla.....	20
2.4	Los usos de la energía eléctrica en los hogares.....	21
2.5	Efectos de las Fallas para los Clientes Residenciales	24
2.6	Costos de la Generación de Respaldo para Clientes No Residenciales	25
2.7	Lo que debe medir el Costo de Falla	25
3	Experiencias Nacionales e Internacionales.....	28
3.1	Revisión conceptual de indicadores sobre costos de restricciones de suministro.....	29
3.2	Revisión de literatura especializada sobre metodologías económicas de estimación de costos de falla.....	32
3.2.1	Método del Valor Agregado	33
3.2.2	Método de costo de respaldo	34

3.2.3	Método del excedente del consumidor	35
3.2.4	Encuestas de costos	38
3.2.5	Métodos de encuestas de DAP/DAA	39
3.2.6	Método del valor del tiempo.....	40
3.2.7	Ventajas y desventajas de los métodos.....	40
3.3	Revisión de estudios nacionales anteriores	43
3.4	Revisión de experiencia internacional.....	44
3.4.1	Motivación de los estudios.....	44
3.4.2	Estudios destacados	47
4	Propuesta de metodología para estimar CFLD y CFCD.....	54
4.1	Sector Comercial	54
4.2	Sector Industrial	55
4.3	Sector Residencial	57
4.4	Sistemas Medianos.....	57
5	Estrategia de Levantamiento de Información de métodos indirectos	60
6	Diseño de las Encuestas	64
6.1	Universo	64
6.2	Diseño Muestral	66
6.3	Formulario y Soporte Tecnológico	67
7	Resultados de la Encuesta	69
7.1	Procesamiento y Validación	69
7.2	Resultados.....	69
7.3	Dependencia de Energéticos Sustitutos.....	75
8	Resultados de Métodos Indirectos.....	76
8.1	Resultados del método del valor agregado.....	76
8.2	Excedente del consumidor	77
8.2.1	Estimación de elasticidades.....	78

8.2.2	Resultados de costo de falla	81
8.3	Valor del tiempo como cota	85
8.4	Costos de respaldo	89
9	Indexación y expansión de resultados	94
9.1	Indexación de resultados del método del excedente del consumidor.....	94
9.2	Indexación: resultados de las encuestas	97
9.2.1	Costo de falla de corta duración.....	97
9.2.2	Costo de falla de larga duración.....	99
9.3	Expansión de resultados al SEN y Sistemas Medianos	102
9.4	Indexación y estructura de costos de falla	104
10	Herramienta para estimar el Costo de Falla.....	107
10.1	Hoja “Resultados”	109
10.2	Hoja “Mes Año Costo de Falla”	110
10.3	Hoja de “Ingreso Datos”	111
10.3.1	Hoja “Ingreso Tarifas BT1”	111
10.3.2	Hoja “Ingreso Tarifas AT4.3”	112
10.3.3	Hoja “Ingreso Index Min, Indus y Serv”	113
11	Comparación con los costos de falla vigentes.....	114
12	Conclusiones y Recomendaciones.....	117
13	Bibliografía	120
14	Anexos.....	123
14.1	Estimaciones de elasticidad encontradas en la literatura nacional	123
14.2	Modelo de ajuste parcial.....	124
14.3	Métricas de Bienestar Monetarias	125
14.3.1	Excedente del Consumidor.....	125
14.3.2	Medidas Refinadas de Bienestar	127
14.4	Divergencia entre DAP y DAA.....	129

14.5	Elementos de valoración contingente.....	130
14.6	Procedimiento de Muestreo	134
14.7	Formulario de la Encuesta.....	135
14.8	Nómina empresas encuestadas	144

1 Introducción

De conformidad a lo establecido en el artículo 25° del Decreto Supremo N° 86, de 2012, del Ministerio de Energía, que aprueba reglamento para la fijación de precios de nudo, modificado por el Decreto Supremo N° 68, de 26 de junio de 2015, del mismo Ministerio, en adelante “Reglamento de Precios de Nudo”, para determinar la operación óptima de cada sistema eléctrico, la Comisión deberá utilizar, en cada proceso tarifario, los valores representativos del costo en que incurre cada sistema ante diferentes niveles de déficit de suministro, los que se denominarán costos falla esperados.

A efectos de determinar dichos niveles déficit, el artículo 26° del mismo instrumento dispone que la Comisión deberá realizar, a más tardar cada cuatro años, Estudios de Costo de Falla de larga y corta duración para los sistemas eléctricos respectivos, con el objetivo de recoger los cambios que experimenten los principales factores de costos que componen dichos niveles de déficit. Dichos estudios deberán considerar el análisis del comportamiento ante situaciones de déficit de clientes industriales de diferentes tamaños, actividad económica, ubicación geográfica, y otros aspectos; y, en cuanto a los clientes comerciales y residenciales, la metodología de análisis podrá emplear herramientas o algoritmos matemáticos que representen de manera consistente y armónica la forma cómo estos consumidores se ven afectados al no contar con suministro eléctrico.

En cumplimiento de lo anterior, la Comisión realizó un llamado a licitación pública¹, adjudicando² la elaboración del Estudio “Costo de Falla de Corta y Larga duración SEN y SSMM”, en adelante “Estudio”, al consultor E2BIZ Investigación, quien entregó el Informe Final del mismo con fecha 08 de enero de 2021.

De acuerdo a lo dispuesto en el artículo 27° del Reglamento de Precios de Nudo, en base a los resultados del Estudio, la Comisión deberá representar, en al menos tres niveles de profundidad y costos asociados, el comportamiento de cada sistema ante situaciones de déficit, los cuales deberán estar incluidos en un Informe Técnico que deberá ser publicado en el sitio web institucional y notificado a los interesados, a efectos de que éstos realicen observaciones. La Comisión deberá dar respuesta a las observaciones recibidas y definir los nuevos valores de costo de falla, los que serán aplicados en el proceso tarifario inmediatamente siguiente.

Atendidos los antecedentes señalados, a continuación, se expone el Informe Técnico “Estudio Costo de Falla de Corta y Larga Duración SEN y SSMM”, en adelante “Informe Técnico”, que, en lo pertinente, reproduce los resultados y análisis presentados por el consultor en el Estudio.

¹ Mediante Resolución Exenta N° 113, de fecha 09 de abril de 2020, que llama a licitación pública y aprueba Bases Administrativas, Técnicas y Anexos, para la contratación del estudio denominado “Costo de Falla de Corta y Larga Duración SEN y SSMM”.

² Mediante Resolución Exenta N° 257, de fecha 17 de julio de 2020, que Aprueba Convenio de Prestación de Servicios entre la Comisión Nacional de Energía y ENERGY TO BUSINESS SpA.

2 Marco de Referencia

2.1 Introducción

La energía eléctrica tiene algunas características distintivas que han llevado a organizar los procesos de su generación, transporte y uso en una red, o sistema, que interconecta la producción y el consumo en forma permanente e instantánea. Desde este punto de vista, sobresalen tres aspectos fundamentales: a) que la energía eléctrica se mueve a velocidades cercanas a la velocidad de la luz y con bajas pérdidas sobre ciertos medios conductores, como el cobre y el aluminio; b) que el almacenamiento de energía eléctrica, y su transporte por otros medios, tienen altos costos relativos; y, c) que hay aplicaciones donde la energía eléctrica no tiene sustitutos o es más económica que cualquier otra fuente de energía.

Dado que la producción de energía eléctrica se realiza casi simultáneamente con el consumo, para asegurar un cierto nivel de continuidad de suministro a los clientes, se requiere mantener reservas en los sistemas de generación y redundancias en los elementos principales de los sistemas de transporte. El sistema de generación opera manteniendo reservas de capacidad de producción, almacenando energía y teniendo máquinas dispuestas a reemplazar a las que fallen (típicamente a la de mayor tamaño) o para hacer frente a variaciones abruptas en la generación o en el consumo. Lo propio ocurre con los sistemas de transporte que operan con la redundancia necesaria para redistribuir los flujos en caso de que algún elemento principal interrumpa su servicio.

Los sistemas eléctricos modernos están formados por millones de puntos de consumo, conectados a miles de unidades generadoras por medio de decenas de miles de kilómetros de líneas de transmisión y distribución repartidos a lo largo y ancho del territorio. En este contexto, resulta difícil, o muy caro, entregar un suministro eléctrico sin interrupciones, o fallas, a todos los usuarios. La consecuencia inmediata de este hecho es que los sistemas eléctricos aceptan un cierto nivel de interrupciones como parte de su operación normal, las cuales podrían ser anunciadas o intempestivas y con diferentes grados de duración y profundidad. La regulación de los mercados eléctricos reconoce esta condición y admite que los suministradores puedan interrumpir el servicio bajo ciertas condiciones que, si se superan, podría implicar diversas penalidades.

En la regulación chilena se distinguen dos tipos de interrupciones o fallas:

- A. **Fallas de Corta Duración**, son aquellas que ocurren sin previo aviso, que podrían durar desde unos segundos hasta varias horas. Generalmente, ocurren por eventos en las redes de transmisión y distribución. Sin embargo, también podrían producirse como consecuencia de la salida no prevista y simultánea de más de una central generadora de gran tamaño.
- B. **Fallas de Larga Duración**, son aquellas fallas causadas, básicamente, por déficits profundos y prolongados en el abastecimiento de energía. Estos déficits podrían ser causados por eventualidades tales como indisponibilidad de combustibles, indisponibilidad de infraestructura energética, desastres naturales o condiciones hidrológicas extremas. Dependiendo de la gravedad de la escasez, pueden implicar varios niveles de profundidad y duración.

Aun cuando las fallas sean previsibles, estas producirán daños o perjuicios a los clientes. Contar con estimaciones de la magnitud del costo económico asociado se puede utilizar de varias formas. En la literatura y la regulación, en general, se distinguen cuatro tipos de usos principales:

- a) Planificar la expansión de la generación, de las redes de transmisión y distribución y de los servicios complementarios.
- b) Determinar estándares de continuidad y/o confiabilidad del servicio eléctrico exigibles a los suministradores y operadores de redes.
- c) Programar la operación y los requerimientos de servicios complementarios.
- d) Diseñar las tarifas y definir el pago de compensaciones a los usuarios.

A continuación, se revisan los estándares y las estadísticas de falla, la regulación, los usos y los efectos de las fallas, un análisis conceptual de lo que deben medir los costos de falla y las opciones metodológicas generales conocidas para hacerlo.

2.2 Estándares e Historia Reciente de Fallas en Chile

Los estándares de continuidad de servicio exigibles se establecen en las Normas Técnicas de Seguridad y Calidad de Servicio de 2019 (NTSyCS/2019) para los segmentos de generación y transmisión, y en la Norma Técnica de Calidad de Servicio para sistemas de distribución de 2019 (NTCSDx/2019).

El grado de cumplimiento en cada segmento se mide a través de una combinación de indicadores individuales y globales que dan cuenta de la duración y frecuencia de eventos de interrupción o indisponibilidad. En caso de incumplimiento, se podría dar paso al pago de compensaciones a clientes, si así lo determinase la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC).

2.2.1 Fallas a Nivel Generación-Transmisión

Como se puede apreciar en la Tabla 1 y Tabla 2, para las actividades de generación y transmisión existen estándares definidos a nivel de unidades generadoras y de elementos de transmisión, los que se controlan por períodos rodantes de 60 meses.

Tabla 1: Límites de Indisponibilidad Forzada Gx. Ventana Móvil de 60 Meses

Tipo Central	Horas [horas/año]	Frecuencia [eventos/año]
Embalse	100	8
Pasada	50	4
TV y TG	200	12
Grupos Diésel	100	4
Parques Eólicos y Fotovoltaicos	10	8

Fuente: Elaboración E2BIZ a partir de NTSCyS/2019

Tabla 2: Límites de Indisponibilidad Forzada Tx. Ventana Móvil de 60 Meses

Elemento	Horas [horas/año]	Frecuencia [eventos/año]
Líneas > 500 kV	5	2
Líneas 220 a 500 kV	10	3
Líneas 100 a 220 kV	15	4
Líneas 44 a 100 kV	30	5
Transformadores y Equipos	45	1

- Por cada 100 km o inferior de líneas hasta 300 km

- Por cada 100 km o inferior del exceso sobre 300 km aplica solo el 65% de la tabla.

Fuente: Elaboración E2BIZ a partir de NTSCyS/2019

El Coordinador Eléctrico Nacional (en adelante, Coordinador) publica mensualmente, en su sitio web, un registro con el detalle de la estadística de fallas y el cálculo de los índices de indisponibilidad y continuidad. Los puntos de control para clientes regulados corresponden a las barras de media tensión de las Subestaciones Primarias de Distribución y, para los clientes libres, corresponden a los puntos de control definidos por el Coordinador.

A su vez, el Coordinador realiza anualmente el Estudio de Continuidad de Suministro (ECS) del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), donde se analiza la frecuencia y el tiempo medio de las interrupciones de suministro en los puntos de control de clientes, clasificándolas de acuerdo con el origen de la indisponibilidad (Generación, Transmisión Nacional, Transmisión Dedicada, Transmisión Zonal y Otros). Adicionalmente, basándose en *benchmarks* internacionales (NERC para generación y ANEEL para transmisión) recomienda a la Comisión modificar o mantener los estándares definidos en la NTSyCS. La recomendación del Coordinador puede variar hasta en un 25% del valor vigente del estándar.

En su última versión de diciembre de 2019, el ECS considera la información estadística disponible entre julio de 2014 y diciembre de 2018. Los resultados se muestran en las Figura 1, Figura 2, Figura 3 y Figura 4. Allí se puede apreciar el grado de cumplimiento de los índices de indisponibilidad programada (HPRO) y forzada (HFOR) por tecnología de generación y por elemento del sistema de transmisión.

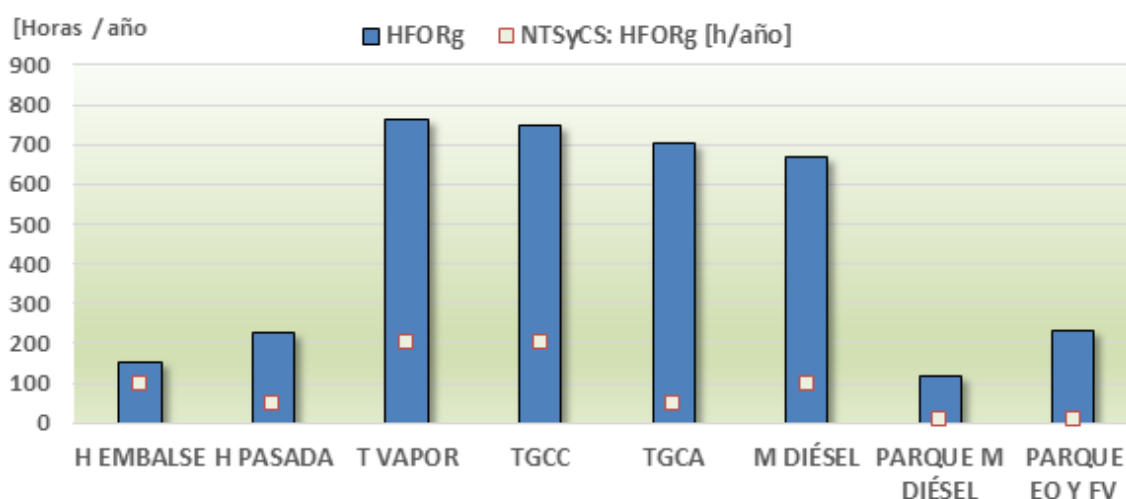


Figura 1: Indisponibilidad Media de Generación Forzada – ESC2019

Fuente: Elaboración E2BIZ en base al ECS2019

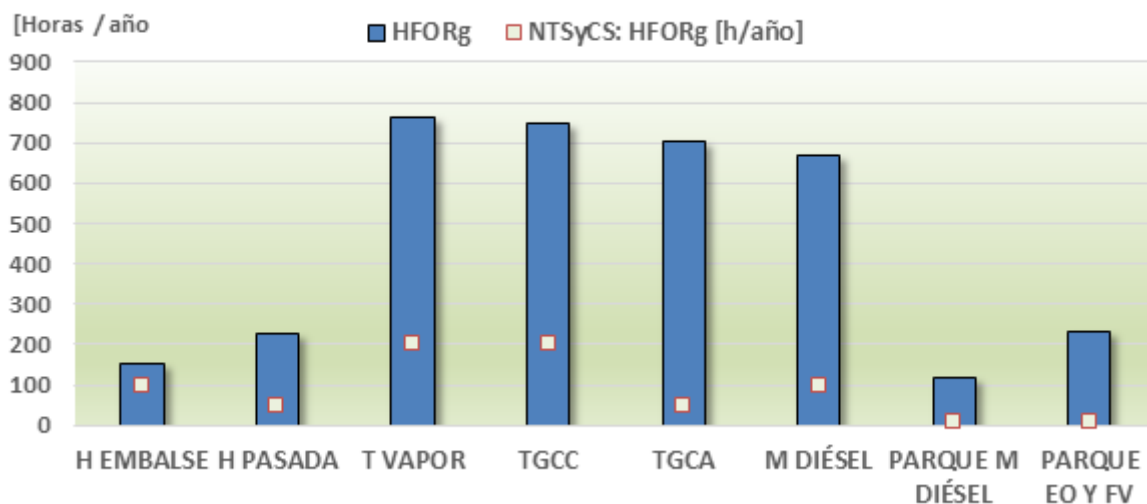


Figura 2: Indisponibilidad Media de Generación Forzada – ESC2019

Fuente: Elaboración E2BIZ en base al ECS2019

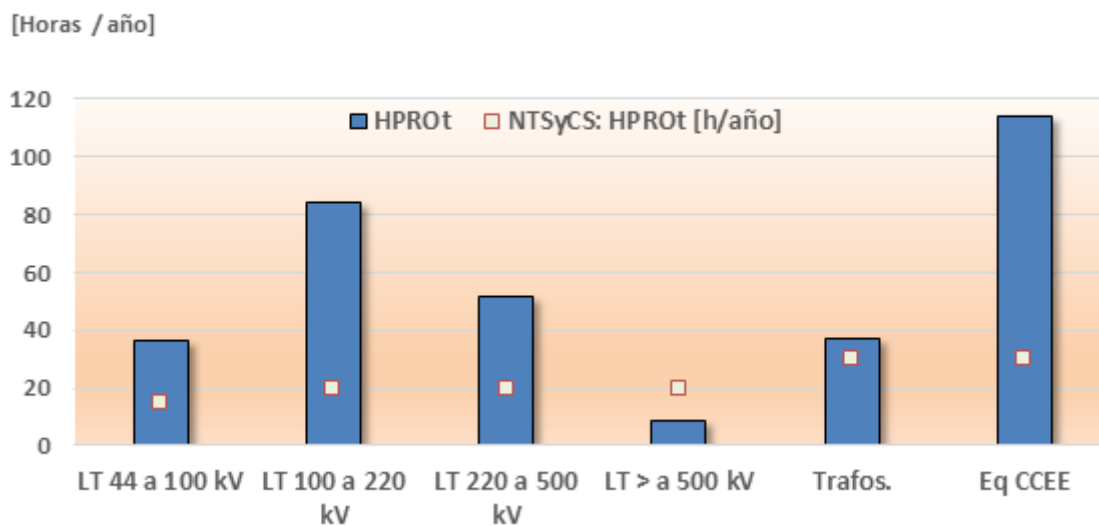


Figura 3: Indisponibilidad Media de Transmisión Programada – ESC2019

Fuente: Elaboración E2BIZ en base al ECS2019

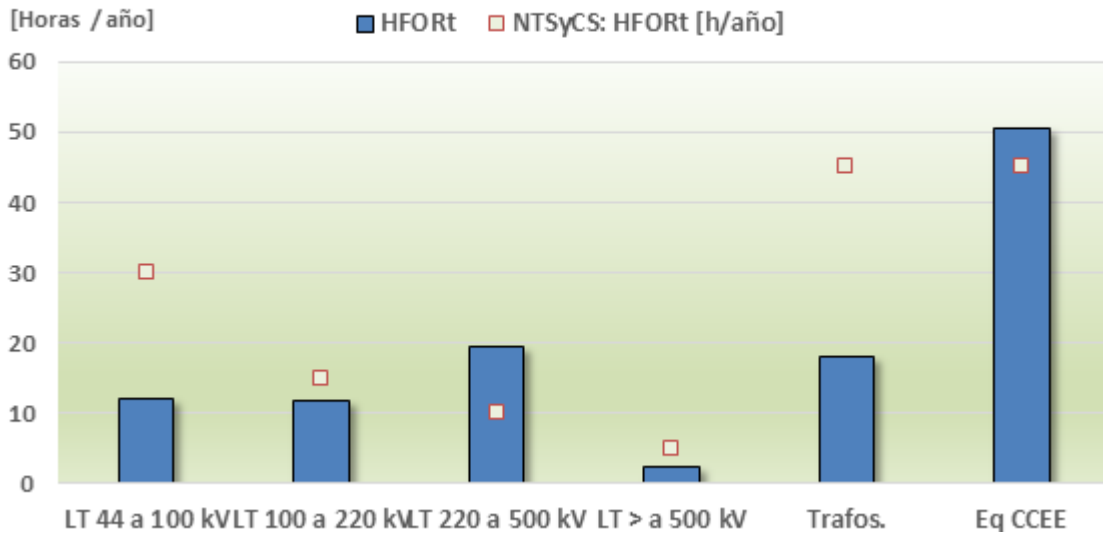


Figura 4: Indisponibilidad Media de Transmisión Forzada – ESC2019

Fuente: Elaboración E2BIZ en base al ECS2019

Aunque no existen estándares definidos para los indicadores de interrupción de suministro, el Coordinador define metas objetivo (ex ante) para evaluar el desempeño global del segmento Generación-Transmisión. Para el 2019, la meta-objetivo de Energía No Suministrada (ENS) fue de 0,016%, definida como % sobre las ventas del SEN. La evolución de la ENS para los últimos 5 años se muestra en la Figura 5.

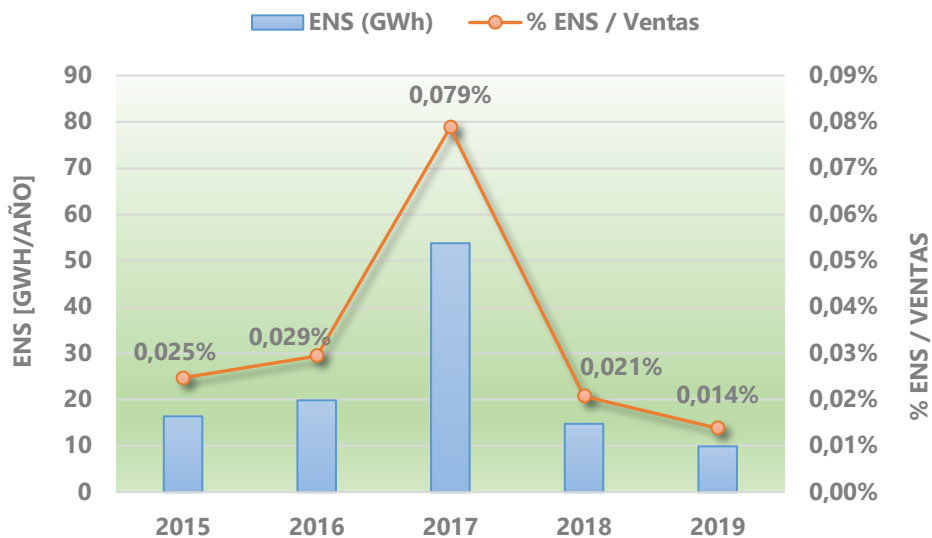


Figura 5: Energía No Suministrada SEN

Fuente: Elaboración E2BIZ en base a ECS2019 e Informe a Coordinados T4/2019

Por su parte, la meta-objetivo anual para los índices³ TTIK y FMIK el 2019 fue de 2,3 [horas/año] y 1,7 [veces/año] respectivamente. La evolución de estos índices en los últimos 5 años es la siguiente:

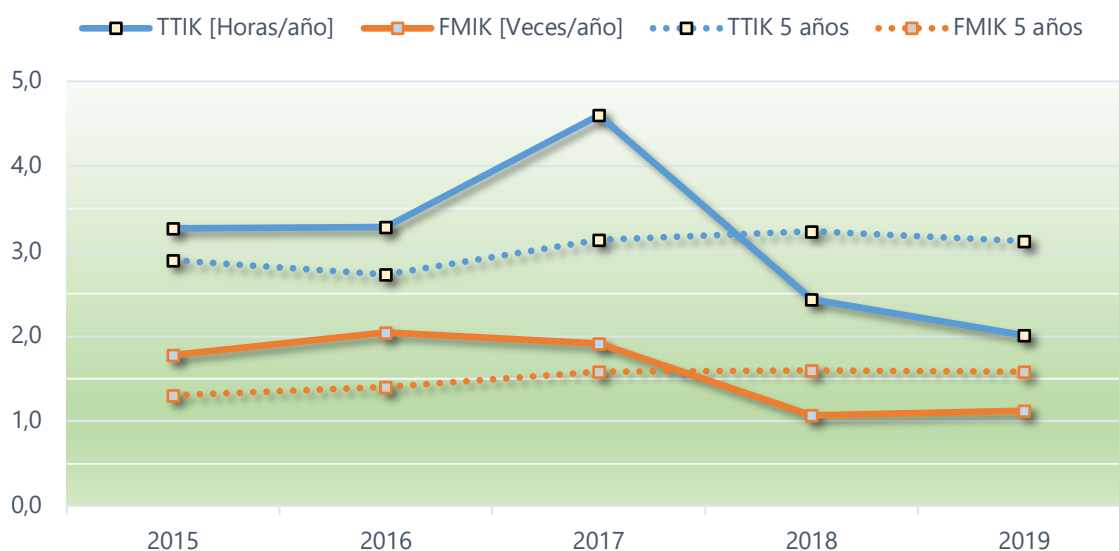


Figura 6: Índices de continuidad FMIK y TTIK – ESC2019

Fuente: Elaboración E2BIZ en base a ECS2019 e Informe a Coordinados T4/2019

2.2.2 Fallas a Nivel Distribución

Para el segmento distribución se definen estándares para estados normales de operación que están asociados a la frecuencia y duración de las interrupciones mayores de tres minutos, tanto a nivel de clientes individuales como a nivel global (ver Tabla 3 y Tabla 4), los cuales se controlan por períodos rodantes de 12 meses. A modo de ejemplo, de acuerdo con la norma técnica (NTCS Dx/2019), se ha incumplido el estándar respectivo si un cliente conectado en baja tensión (BT), en una zona de alta densidad, ve interrumpido su suministro por más de 9 horas o más de 8 veces en los últimos 12 meses. Luego, si se demuestra que el incumplimiento fue por causas imputables a la operación de la empresa distribuidora del sector, ésta arriesga tener que pagar multas a la autoridad y compensaciones a los clientes afectados.

³ FMIK: Frecuencia Media de Interrupción de Suministro [eventos/año] y TTIK: Tiempo Medio de Interrupción de Suministro [horas/año], de acuerdo con lo definido en el Art. 5-57 de la NTSyCS/2019.

Tabla 3: Límites de Tiempo y Frecuencia de Interrupción a Clientes Finales por Áreas Dx. Ventanas de 12 Meses.

Tensión	Densidad Comuna-Empresa	Horas [horas/año]	Frecuencia [eventos/año]
BT	Alta	9	8
	Media	10	10
	Baja	14	14
	Muy Baja	18	18
AT	Alta	5	6
	Media	6	7
	Baja	10	8
	Muy Baja	14	12

Fuente: Elaboración E2BIZ a partir de NTSCySDx/2019

Tabla 4: Límites de Tiempo y Frecuencia Media de Interrupción por Áreas Dx. Ventanas de 12 Meses.

Densidad Comuna-Empresa	Horas [horas/año]	Frecuencia [eventos/año]
Alta	5	4,5
Media	7	5,5
Baja	9	7
Muy Baja	14	8

Fuente: Elaboración E2BIZ a partir de NTSCySDx/2019

En los sistemas de distribución se utilizan indicadores individuales (Frecuencia de Interrupciones a Clientes: FIC y Tiempo de Interrupciones a Clientes: TIC) e indicadores globales (Frecuencia media de interrupción por Cliente: SAIFI y Tiempo medio de interrupción por Cliente: SAIDI), los cuales, para cualquier cliente o grupo de clientes, no deberán exceder los límites establecidos en la norma durante cualquier periodo de doce meses consecutivos (Arts. 4-1 y 4-2 NTCSDx). Los valores máximos permitidos dependen de la densidad de la red del par Comuna-Empresa respectivo. En el cómputo de ambos tipos de indicadores se contabilizan tanto las desconexiones programadas⁴ como las fallas, excluyendo las interrupciones solicitadas por el usuario, las calificadas por la SEC como eventos de Fuerza Mayor o Caso Fortuito y aquellas asociadas a un Estado Anormal o a un Estado Anormal Agravado.

El indicador SAIDI representa la duración promedio de interrupciones que experimenta un cliente durante un periodo de tiempo. Contabiliza interrupciones de suministro mayores a 3 minutos producto de fallas o desconexiones por tres causas:

- Causas Internas que sean responsabilidad de las empresas distribuidoras.

⁴ De todas formas, las desconexiones programadas deben cumplir con su propio límite acumulado y máximo por evento conforme con el Art. 249 del RLGE y Art. 4-6 de la NTCSDx.

- Causas Externas a los sistemas de distribución, es decir, producto de interrupciones no autorizadas en los sistemas de transmisión y/o generación.
- Caso fortuito o Fuerza Mayor, es decir interrupciones de suministro producto de fallas atribuibles a hechos que son irresistibles e impredecibles, como terremotos.

La SEC publica mensualmente en su sitio web la evolución del indicador SAIDI informado por las empresas distribuidoras y el valor definitivo del indicador una vez que recalifica las interrupciones de Fuerza Mayor. En la Figura 7 se presenta la evolución del SAIDI Empresas para los últimos 5 años.

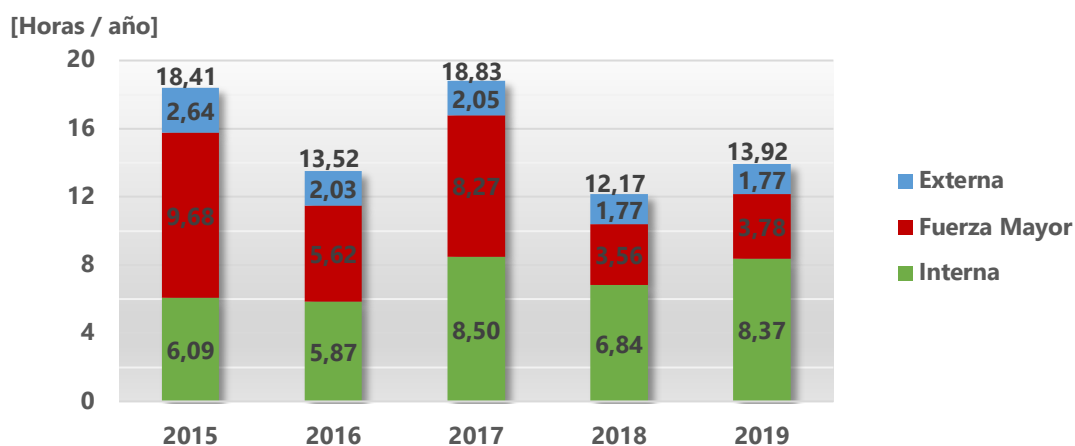


Figura 7: SAIDI Empresas Distribución

Fuente: SEC

Para efectos de compensaciones, se debe descontar las interrupciones por Fuerza Mayor calificadas como tales por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC). Para el año 2019, el total del tiempo de interrupción fue de 13,92 horas/año y descontando las interrupciones por Fuerza Mayor, las fallas en instalaciones de distribución llegaron a 9,01 horas/año.

2.3 La Regulación del Costo de Falla en Chile

En el marco regulatorio chileno, el costo de falla es un elemento central en la planificación y operación económica del sistema eléctrico. La Ley define solo el costo de racionamiento y hace una mención al costo de falla. En el reglamento de cálculo de precios de nudo (DS 86/2013) se define el costo de falla y se mencionan los costos de falla de corta y larga duración. La definición del costo de falla de corta duración se encuentra en la norma técnica del SEN (NTSyCS/2019).

Los conceptos mencionados se definen como sigue:

Costo de racionamiento⁵: Costo por kilowatt-hora incurrido por los usuarios, en promedio, al no disponer de energía, y tener que generarla con generadores de emergencia, si así conviniera. Se calcula como valor único representativo de los déficits más frecuentes que pueden presentarse en el sistema

⁵ Art. 162 y Art. 163- LGSE y Art. 30 del Reglamento para la fijación de precios de nudo (DS 86 de 23/6/2013).

eléctrico. Esto se refiere a interrupciones de suministro amparadas por la dictación de un decreto de racionamiento.

Costo de falla⁶: valores representativos del costo en que incurre cada sistema ante diferentes niveles de déficit de suministro.

Costo de falla de corta duración⁷: Costo en el que, en promedio, incurren los consumidores finales al verse interrumpido su abastecimiento eléctrico en forma súbita y sin previo aviso.

La Comisión Nacional de Energía (en adelante “la Comisión”) es el ente encargado de determinar el costo de falla, en base a estudios realizados a más tardar cada cuatro años, y de actualizarlo con posterioridad en los procesos de fijación de precios de nudo de corto plazo. De acuerdo con el reglamento de fijación de precios de nudo (Arts. 26 y 27 del DS 86 de 23/6/2013), los costos de falla de larga y corta duración para los sistemas eléctricos respectivos deben representar al menos tres niveles de profundidad de déficit de suministro.

En el estudio de costo de falla anterior (SYNEX, 2015) se consideraron escenarios de falla de corta duración de 1 hora, 4 horas y más de 4 horas y, para los de larga duración, restricciones de 5%, 10%, 20% y 30%, en periodos de 1, 2 y 10 meses. Ponderando los resultados para los sectores industrial, minero y residencial por sus consumos relativos, los valores actualizados que rigen para el período tarifario septiembre de 2020 a febrero de 2021 (según Resolución Exenta N° 333 de agosto de 2020) son los siguientes:

Costo de Falla de Corta Duración (CFCD):

- a) 14,02 [US\$/kWh] para el SEN
- b) 12,09 [US\$/kWh] para los SSMM de Cochamó, Hornopirén y Palena
- c) 12,59 [US\$/kWh] para los SSMM de las regiones de Aysén y Magallanes

Costo de Falla de Larga Duración (CFLD):

Tabla 5: Costo de Falla de Larga Duración (CFLD)

	SEN	SSMM1	SSMM2
Profundidad	[US\$/MWh]	[US\$/MWh]	[US\$/MWh]
0-5%	776,01	872,49	884,04
5-10%	1.129,02	1.130,97	1.151,30
10-20%	1.630,44	1.248,59	1.272,90
Sobre 20%	2.223,31	1.421,01	1.451,18

*SSMM1: Cochamó, Hornopirén y Palena.

*SSMM2: Aysén, General Carrera, Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams.

⁶ Art. 25 del Reglamento para la fijación de precios de nudo (DS 86 de 23/6/2013).

⁷ Art. 1.7, N° 31 Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio de diciembre de 2019 (NTSyCS/2019).

Fuente: Resolución Exenta N° 333 de agosto de 2020

A continuación, se detallan las aplicaciones del costo de falla de acuerdo con la regulación chilena.

2.3.1 Fijación del costo de racionamiento en el Informe de Precios de Nudo de Corto Plazo

El precio de nudo de corto plazo es determinado semestralmente⁸ por la Comisión sobre la base de una previsión de demanda eléctrica y de precios de combustibles para los siguientes diez años, la historia hidrológica y las instalaciones de generación y transmisión existentes y en construcción. Enseguida, la Comisión determina un programa indicativo de obras de generación y transmisión que minimiza el costo de abastecimiento de la demanda, que corresponde a la suma de los costos esperados actualizados de inversión, operación, mantención, administración y falla durante el horizonte de simulación. Con el programa de obras antes definido, se determina la operación del sistema eléctrico y se calculan los costos marginales de energía del sistema, incluida la componente de falla (Art. 162 LGSE y Art. 38 DS 86/2013). Al tratarse de un escenario de racionamiento el costo de falla considerado es el CFLD.

Finalmente, la Comisión determina el costo de racionamiento como un valor único representativo de los diferentes niveles de déficit de suministro, considerando la operación esperada del sistema eléctrico resultante del respectivo proceso de fijación tarifaria, es decir, en base a la energía no suministrada esperada. De acuerdo con el Informe Técnico Definitivo correspondiente a la Fijación de Precio de Nudo de Corto Plazo de enero 2020, el valor único representativo “se obtiene de calcular un precio de nudo de falla, definido como la valoración a costo marginal de falla, de la energía de falla esperada para todas las barras del sistema, dentro del horizonte de cálculo de precio de nudo” y su valor es 755,73 [US\$/MWh]. Dado que, además de las obras en construcción, en estos procesos la Comisión incluye un plan indicativo de obras de generación y transmisión para abastecer la demanda, el costo de racionamiento ha resultado en el primer tramo de profundidad del CFLD.

2.3.2 Determinación de costos marginales y niveles de reservas operacionales en el proceso de programación

De acuerdo con el reglamento de la Coordinación y Operación del SEN (Art. 36 DS 125 de 19/12/2019), el Coordinador debe efectuar la programación de la operación garantizando que esta sea la más económica para el conjunto de instalaciones, minimizando el costo total actualizado de abastecimiento, esto es, la suma de los costos totales esperados de operación, reservas y fallas, para un determinado horizonte de tiempo, preservando la seguridad y calidad del servicio en el sistema eléctrico. La programación de la operación determina el valor de los recursos de la energía embalsada o almacenada (energía gestionable), el nivel de colocación de las energías y reservas, y el uso óptimo de las instalaciones, según corresponda, conforme a dicho reglamento y a la norma técnica respectiva. Para ello, el Coordinador optimiza de manera conjunta el nivel de colocación de la energía para abastecer la demanda y las reservas operacionales (Art. 72-1 Ley 20.936 y Art. 5 DS 125).

⁸ La fijación ocurre mediante Decreto Tarifario dictado por el Ministerio de Energía, a más tardar el 10 de febrero y el 10 de agosto de cada año de acuerdo con la Resolución Exenta 641 (2016).

Los costos marginales son un resultado del proceso de programación de la operación y se utilizan en la operación real del sistema para establecer el listado de prioridad de colocación de unidades de generación y sistemas de almacenamiento (Art. 57 y 58 DS 125 Reglamento de la Coordinación y Operación del SEN del 19/12/2019). Dichos costos deben ser utilizados en la operación real del sistema incorporando la componente de racionamiento (Art. 164 y Art. 165 DS 125). Cabe mencionar que, en casos en que exista energía no suministrada en una o más barras, el costo marginal para dicho período corresponderá al costo de falla de larga duración del sistema vigente fijado por la Comisión (Art. 171 DS 125).

A su vez, la determinación de los niveles de reserva también es un resultado del proceso de optimización conjunta que realiza el Coordinador, y su adjudicación debe garantizar la operación más económica del SEN (Art. 57 DS 125/2019).

2.3.3 Planificación de los sistemas de transmisión

En el marco del proceso anual de planificación de los sistemas de transmisión (nacional, de polos de desarrollo, zonal y dedicados utilizados por concesionarias de servicio público de distribución), la Comisión realiza una simulación de la operación del sistema eléctrico para un horizonte de 20 años considerando escenarios de expansión que minimizan los costos de operación y falla del sistema (Art. 87 Ley 20.936). Este proceso comienza con la recomendación que el Coordinador debe realizar a la Comisión durante los primeros quince días de cada año, la cual podrá incluir los proyectos de transmisión presentados a dicho organismo por sus promotores. (Art. 91 Ley 20.936).

Para ello, debe considerar la minimización de los riesgos en el abastecimiento, considerando eventualidades, tales como aumento de costos o indisponibilidad de combustibles, atraso o indisponibilidad de infraestructura energética, desastres naturales o condiciones hidrológicas extremas. Asimismo, debe procurar la creación de condiciones que promuevan la oferta y faciliten la competencia, propendiendo al mercado eléctrico común para el abastecimiento de la demanda a mínimo costo con el fin último de abastecer los suministros a mínimo precio.

En este sentido, destaca la definición del sistema de transmisión nacional como aquel sistema que permite la conformación y desarrollo de un mercado eléctrico común, interconectando los demás segmentos de la transmisión, y posibiliten el abastecimiento de la totalidad de la demanda frente a diferentes escenarios de disponibilidad de las instalaciones de generación, incluyendo situaciones de contingencia y fallas (Art. 74 Ley 20.936, Art. 1.7 N° 108 de la NTSyCS y Art. 5°ee del DS 10 de diciembre de 2019).

En este proceso, se utiliza tanto el CFLD como el CFCD. En primer lugar, para los distintos escenarios de generación de largo plazo analizados, se realiza una optimización que minimiza los costos de operación y falla de larga duración del sistema eléctrico a partir de la cual se identifican los requerimientos de expansión del sistema. Luego, los proyectos identificados son sometidos a un análisis de seguridad mediante estudios eléctricos que, en el caso de los sistemas de transmisión zonal, permiten asegurar el abastecimiento de la demanda ante la salida intempestiva de elementos de transmisión que originan energía no suministrada (ENS). Esta ENS se valoriza a Costo de Falla de Corta

Duración (CFCD) para determinar los ahorros, o beneficios, asociados a los proyectos de expansión propuestos por razones de seguridad.

2.3.4 Costo de oportunidad para servicios complementarios provistos por consumidores finales

El Coordinador realiza anualmente los estudios que determinan los requerimientos mínimos para la prestación de los Servicios Complementarios (SSCC) de modo de garantizar la operación segura, de calidad y más económica del Sistema Eléctrico, de conformidad a los estándares de seguridad y calidad de servicio establecidos en la normativa vigente (Art. 3-4 de la NT de SSCC).

En el contexto de los servicios de control de contingencias, la Comisión ha definido al servicio de desconexión de carga como el desprendimiento automático o manual de carga con la finalidad de preservar el criterio de operación N-1 del sistema eléctrico. Al ser un servicio remunerado que puede ser prestado por los clientes Coordinados, no se considera como una falla. Respecto a la remuneración de los servicios de EDAC, Esquemas de Desconexión Automática de Carga⁹, por sub-tensión o por contingencia específica serán los componentes de inversión, operación y/o mantenimiento, al valor ofertado y adjudicado en la subasta o licitación, según corresponda (Informe definición SSCC CNE de diciembre de 2019).

Por su parte, la Norma Técnica de Servicios Complementarios indica que, para el caso de servicios de desconexión o reducción de consumos que sean provistos por consumidores finales, el costo de oportunidad de la energía no suministrada equivaldrá al CFLD, con una profundidad de falla superior al 20% (Art. 2-43). En este caso, el costo de falla de mayor profundidad se utiliza para definir la remuneración a la que podría optar el oferente de este servicio.

2.3.5 Compensaciones a clientes por interrupciones de suministro no previstas

Para fallas que afecten a clientes regulados en distribución, la ley 18.410 que crea la SEC, en su artículo 16°-B define la compensación para los usuarios afectados, de cargo del concesionario, como el equivalente al duplo del valor de la energía no suministrada durante la interrupción o suspensión del servicio, valorizada al costo de racionamiento (valor único representativo del CFLD definido por la Comisión). Las interrupciones imputables a nivel de distribución a las que se le puede aplicar esta compensación son:

1. Las interrupciones de duración superior a 3 minutos que tienen su origen dentro de las instalaciones de la distribuidora que compensa o de otro distribuidor, incluidas las suspensiones temporales programadas y excluidas aquellas calificadas como casos fortuitos o fuerza mayor.

⁹ “Los Esquemas de Desconexión Automático de Carga (EDAC) son esquemas de control que operan automáticamente. Dichos esquemas emiten orden de desenganche sobre interruptores asociados a consumos, en condiciones anormales del sistema eléctrico que ponen en riesgo su estabilidad. La activación de los EDAC se produce frente a: límites o umbrales de sub-frecuencia, gradientes de disminución de frecuencia, límites de sub-tensión o señales de desenganche directo emitidas por sistemas de control que detectan contingencias específicas. Se distinguen los siguientes tipos de EDAC: EDAC por sub-frecuencia, EDAC por sub-tensión y EDAC por contingencia específica”. Informe de Definición de Servicios Complementarios de diciembre de 2019, Comisión Nacional de Energía.

2. Las suspensiones temporales programadas cuando superan los márgenes permisibles (NTCS Dx/2019).

Para fallas en instalaciones de generación o transmisión que provoquen indisponibilidad de suministro, la ley 20.936 introduce un nuevo esquema de compensaciones. Para los clientes regulados, se contempla una compensación equivalente a la energía no suministrada valorizada a quince veces la tarifa de energía vigente durante la indisponibilidad de suministro¹⁰. Para los clientes libres, la compensación corresponderá al equivalente de la energía no suministrada valorizada a quince veces la componente de energía del precio medio de mercado establecido en el informe técnico definitivo del precio de nudo de corto plazo vigente durante dicho evento. No obstante, para estos clientes libres no procede la compensación si en sus contratos de suministro se contemplan cláusulas especiales para tal efecto. Además, se establecen valores máximos por concepto de compensaciones por evento para la empresa causante de la falla: el menor valor entre el 5% de los ingresos en el año calendario anterior y 20.000 UTA (Art. 72°-20).

La misma ley 20.936 establece en período de transición que regirá a partir del 1° de enero de 2020, hasta el 31 de diciembre de 2023. En este lapso, las compensaciones referidas serán equivalentes a la energía no suministrada valorizada en diez veces la tarifa vigente durante la indisponibilidad del suministro para clientes regulados, y en diez veces la componente de energía del precio medio de mercado para clientes libres.

Para el semestre abril-septiembre de 2020, el Informe Técnico de Precios de Nudo establece que la componente de energía del Precio Medio de Mercado es de 76,548 [US\$/MWh] en la barra Polpaico 220 [kV]. Por su parte, el Informe Técnico Definitivo de Precio de Nudo Promedio establece que el precio de nudo de energía promedio es de 91,469 [US\$/MWh] en la barra Polpaico 220 kV. En la Figura 8 se muestra la evolución de ambos precios en las últimas cuatro fijaciones.

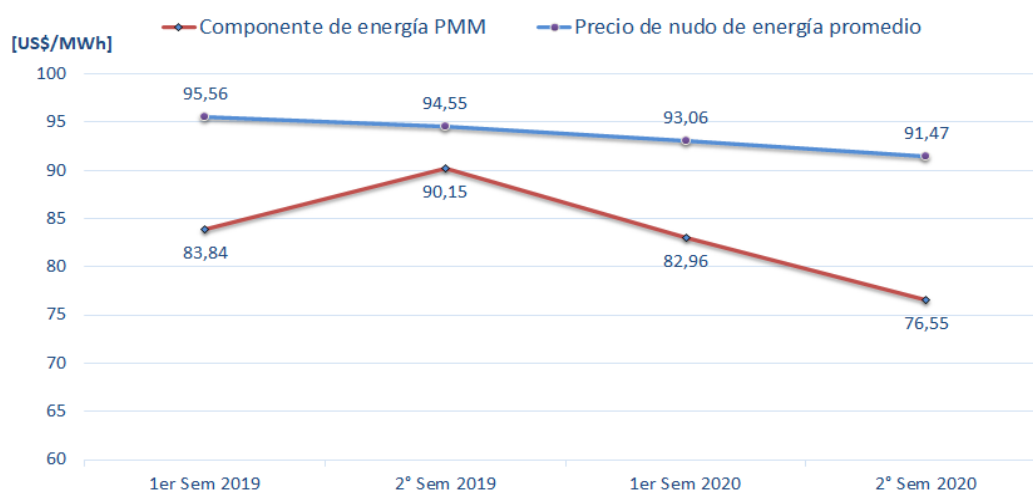


Figura 8: Componente energía PMM y Precio de nudo de energía promedio [US\$/MWh]

¹⁰ Para estos efectos, la tarifa de energía vigente corresponderá al precio de nudo de energía promedio en nivel de distribución para cada concesionaria (Art. 4 D 31 Reglamento de compensaciones).

Fuente: Elaboración E2BIZ en base a Informes Técnicos Definitivos Comisión Nacional de Energía

De tal modo, el valor actual de las compensaciones para clientes regulados por fallas a nivel de distribución es de 1.552,02 [US\$/MWh], valor similar al segundo tramo de profundidad de fallas de larga duración. A su vez, por fallas a nivel de generación-transmisión, el valor de la compensación vigente para clientes libres es de 765,48 [US\$/MWh], cifra cercana al primer tramo de profundidad de fallas de larga duración, y para clientes regulados es de 914,69 [US\$/MWh].

2.3.6 Planificación y expansión de los Sistemas Medianos (SSMM) y sus niveles de reserva

En los sistemas eléctricos cuya capacidad instalada de generación sea inferior a 200 Megawatts y superior a 1.500 kilowatts, se deberá propender al desarrollo óptimo de las inversiones, así como operar las instalaciones de modo de preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico, y garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones. En dichos sistemas aplican las normas de obligatoriedad y racionamiento establecidas en la LGSE, y las exigencias de seguridad y calidad de servicio específicas (Art. 173 LGSE).

Cada cuatro años se realizan estudios de tarificación para los sistemas medianos en los que se determina el proyecto de expansión eficiente para cada uno de ellos. Lo anterior en base al costo incremental de desarrollo a nivel generación y transmisión, considerando la suma de los costos de inversión de las ampliaciones y del aumento de los costos de operación de un sistema en que se realizan las ampliaciones de capacidad de generación y transmisión que minimizan el costo actualizado de inversión, operación, mantenimiento y energía no suministrada, en un período de planificación no inferior a 15 años (Art. 174 y 176° LGSE). El costo de falla considerado en la planificación de los SSMM es, entonces, el CFLD.

Sin embargo, existe también una aplicación del CFCD en los SSMM. La empresa operadora del sistema mediano o el Coordinador, según sea el caso, deberá realizar el Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas para el Control Primario de Frecuencia (CPF). La metodología descrita en la NT de SSMM indica que el nivel óptimo de reserva para CPF será aquel que minimiza la suma del costo de operación más el CFCD (Arts. 7-26 y 7-30 NT SyCS SSMM).

2.3.7 Conclusiones del marco regulatorio del costo de falla

Del análisis al marco normativo se verifica que el concepto de CFLD se usa en la planificación y expansión del sistema de generación-transmisión del SEN y de los SSMM, mediante el costo de racionamiento que corresponde al valor asociado al tramo de menor profundidad de fallas de larga duración. En el proceso de programación de la operación que realiza el Coordinador, en el cual determina los costos marginales y los niveles de reservas operativas del SEN, se utilizan los tres tramos de profundidad del CFLD. Por su parte, en la determinación de la remuneración de SSCC de desconexión o reducción de consumos (EDAC), que sean provistos por clientes finales Coordinados, se utiliza el valor asociado al tramo de mayor profundidad de fallas del CFLD. A su vez, la Ley establece que el costo marginal instantáneo, al cual se deben valorizar las transferencias de energía que se produzcan en horas de racionamiento, equivale al costo de falla (valor único representativo del CFLD). Adicionalmente, el costo de racionamiento se aplica también en la determinación de las compensaciones a clientes regulados por interrupciones o suspensiones de suministro a nivel de

distribución. Esta última aplicación difiere respecto a los esquemas de compensaciones por fallas a nivel generación-transmisión introducidos en la ley 20.936, los cuales no están asociados a un múltiplo del costo de falla, sino que a valores relativos a precios del mercado de contratos de suministro.

El CFCD se utiliza en los análisis de seguridad hechos con ocasión del análisis de obras del plan de expansión del SEN. Adicionalmente, se usa en el Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas para el CPF de los Sistemas Medianos, criterio que difiere al utilizado en el SEN.

2.4 Los usos de la energía eléctrica en los hogares

En la actualidad, el grado de electrificación de los hogares chilenos supera el 99,5%, y la energía eléctrica representa una parte muy relevante del consumo total de energía de residencial. De acuerdo con el informe “Informe final de usos de la Energía de los Hogares Chilenos 2018” (In-Data CDT, 2019), el consumo nacional total de energía de los hogares alcanzó a un equivalente de 50.763 GWh/año y la participación de la energía eléctrica llegó al 25,7%. Si no se considera el uso de la leña, la participación de la energía eléctrica llega al 42,5%.

Como puede apreciarse en la Tabla 6, si bien la electricidad juega un rol muy menor frente al gas, la parafina y la leña en suministrar agua caliente y calefacción, la energía eléctrica es muy predominante en lavado y secado de ropa, y es específica en el resto de los usos de la energía de los clientes residenciales.

Respecto a los usos específicos, existen algunos donde las aplicaciones no tienen sustitutos o los sustitutos tienen altos costos relativos al precio de la electricidad. Esto ocurre con iluminación, refrigeración, aspiradoras, computadores, televisores, bombas de riego y bombas de piscinas.

Destaca también que el 55% del consumo eléctrico se destina a iluminación, refrigeración y televisión. Si se agregan el lavado y secado de ropa, aspiradoras y computadores se llega al 70% del consumo.

Tabla 6: Usos de la Energía en los Hogares de Chile – Año 2018

Usos	Fuentes de Alimentación (GWh/Año)		
	Electricidad	Gas y Parafina	Leña y Pellets
Ducha	352	7.671	136
Tina	6	350	4
Lavado Loza	37	1.181	37
Cocina + Horno	69	1.908	221
Lavado Ropa	209	83	-
Secado Ropa	804	7	-
Calefacción Central	3	730	362
Calefactores	576	5.147	19.721
Microondas	135	-	-
Hornillo	83	-	-
Iluminación	2.195	-	-
Refrigerador	2.524	-	-

Usos	Fuentes de Alimentación (GWh/Año)		
	Electricidad	Gas y Parafina	Leña y Pellets
Freezer	257	-	-
Hervidor	519	-	-
Plancha	277	-	-
Aspiradora	654	-	-
Computador	290	-	-
TV	2.126	-	-
Juegos	19	-	-
Stand by	1.196	-	-
A/C	115	-	-
Cafetera	50	-	-
Bomba de riego	73	-	-
Piscina	87	-	-
Otros Equipos Eléctricos	371	-	-
Totales	13.025	17.077	20.481
Participación	25,7%	33,8%	40,5%

Fuente: Elaboración E2BIZ a partir de In-Data CDT (2019)

Para mostrar lo extendido y variado del uso de la electricidad a nivel residencial, en la Tabla 7 se muestra la proporción de hogares que cuentan con aparatos o sistemas eléctricos. Se puede apreciar, por ejemplo, que:

- Todos los hogares disponen de iluminación y que casi todos, 98% o más, disponen de refrigeradores, televisores y lavadoras de ropa.
- Entre el 50% y el 80% de los hogares tienen aspiradoras, equipos de música, microondas, computadores tipo notebook, planchas, hervidores y secadores de pelo.
- Entre el 30% y el 50% cuentan con secadoras de ropa, ventiladores, campanas de extracción, taladros eléctricos, afeitadoras, impresoras, calefactores, procesadores de alimentos y hornillos.
- Entre un 10% y un 30% de hogares disponen de videojuegos, calentacamas, congeladores, computadores fijos, cafeteras y calefactores primarios.
- Menos del 10% tienen aparatos como secadores de manos, motobombas, cocinas eléctricas, calefacción central, equipos de aire acondicionado, termos, lavavajillas, piscinas y equipos de respaldo.

Tabla 7: Equipamiento de los Hogares Chilenos – Año 2018

Equipos Eléctricos	% Viviendas
Iluminación	100,0%
Refrigerador	99,6%
Cargadores de celular	99,3%
Televisores	98,8%
Máquina lavadora de ropa	98,0%
Jugueras	80,6%
Secador de pelo	80,6%
Hervidor eléctrico	77,9%
Plancha de ropa	69,3%
Notebooks	68,0%
Microondas	65,6%
Equipos musicales, radios u otro	63,6%
Aspiradora	53,4%
Alisador o plancha de pelo	53,3%
Hornillo eléctrico	47,2%
Procesadora de alimentos	45,0%
Calefactor Secundario	41,7%
Impresora	37,8%
Afeitadora eléctrica	35,4%
Taladro eléctrico	35,2%
Campana de extracción	34,9%
Ventilador	33,8%
Secadora de ropa	29,9%
Consolas de videojuegos	25,2%
Calientacamás eléctrico	24,6%
Freezer	19,3%
Computador Fijo	15,8%
Cafetera eléctrica	14,3%
Calefactor Primario	11,7%
Secador de mano	7,6%
Motobomba eléctrica	6,8%
Ducha eléctrica	4,0%
Cocina eléctrica	3,4%
Calefacción Central Eléctrica	3,4%
Equipos de respaldo	3,4%
Equipos Aire Acondicionado	3,1%
Termo eléctrico personal	2,5%
Piscina	2,4%
Lavavajillas	2,0%
Bicicleta eléctrica o scooter eléctrico	1,1%
Cocina inducción	1,1%
Auto eléctrico/ híbrido	0,03%

2.5 Efectos de las Fallas para los Clientes Residenciales

Al estar tan generalizados los usos de la energía eléctrica, sin duda existen clientes para los cuales una falla de suministro eléctrico les produce graves o grandes daños. En estos casos, los clientes tomarán acciones preventivas para evitar quedarse sin suministro, pudiendo implementar algún sistema de respaldo de energía eléctrica (sistemas de generación independientes de la red o sistemas de almacenamiento como baterías) o de las aplicaciones específicas de mayor valor. En el límite, contarán con grupos generadores de emergencia, lo que representa un techo al costo de falla, el cual no podrá superar a los costos asociados a la inversión y operación de dichos grupos de respaldo. Es interesante observar de la encuesta citada que el 3,4% de las viviendas, lo que equivale a 211 mil viviendas, disponen de grupos de respaldo.

Para otros clientes, una falla no les genera un daño significativo y no tomarán ninguna acción específica para contrarrestarla.

Entre ambos extremos, donde se ubica una alta concentración de clientes, estos pueden percibir de diferente forma el perjuicio o daño, pudiendo tomar acciones. Estas acciones serán acorde a cada cliente, por lo que los costos varían caso a caso. En todos los casos se reemplazaría una actividad por otra que requiera menos, o no requiera energía eléctrica, de acuerdo con su escala de preferencias. Entre las posibles acciones que podrían tomar los clientes frente a una interrupción de suministro están:

- Reemplazar parcialmente algunos usos de la energía eléctrica como la iluminación.
- Postergar algunas actividades como el lavado y secado de ropa.
- Dejar de hacer actividades como leer un libro o ver televisión.

Cabe destacar que parte importante de las tecnologías modernas presentes en el hogar tienen características que permiten mitigar el impacto de interrupciones del suministro eléctrico. A modo de ejemplo, computadores tipo notebook, disponibles en el 68% de los hogares, teléfonos celulares, afeitadoras y otros equipos, operan con baterías que pueden funcionar por varias horas. Otro ejemplo importante son las redes de comunicaciones alámbricas e inalámbricas que permiten contar con señal de teléfono, televisión e internet de forma independiente de la red eléctrica.

Por último, es importante destacar que las personas usan su tiempo de acuerdo con las preferencias y las posibilidades de acción que dispongan en cada momento. Es decir, si alguien está realizando una actividad determinada y esta se ve interrumpida por una falla en el servicio eléctrico, aparte del malestar instantáneo que le provocará la interrupción, tomará acciones para poder continuar con lo que estaba haciendo o, si ello no es posible, mientras se recupera el servicio dedicará su tiempo a alguna otra actividad de menor valor en su escala de preferencia.

2.6 Costos de la Generación de Respaldo para Clientes No Residenciales

En general, los clientes no residenciales (empresas industriales, mineras, comerciales y de servicios) tienen diversas formas de enfrentar las interrupciones de suministro. Aquellas empresas que disponen de capacidad ociosa, o inventario, pueden enfrentar restricciones de corta duración recurriendo a stocks de productos intermedios y finales, o bien retrasando entregas y recuperando la producción una vez terminada la falla. Las empresas que disponen de grupos de respaldo pueden autogenerar energía eléctrica y, si la restricción es prolongada, existe la posibilidad de arrendar o comprar equipos generadores. También, se puede enfrentar una restricción del suministro eléctrico con acciones tales como reducir el consumo en áreas no esenciales, aumentar la eficiencia en el uso de la energía eléctrica, reducir la fabricación de productos intermedios y sustituir la energía eléctrica por otras fuentes de energía.

A nivel nacional, empresas de todo tipo cuentan con equipos de respaldo para autogeneración. Cabe mencionar que un porcentaje menor cuenta con sistemas de almacenamiento por baterías o UPS, sin embargo, se espera que el uso de baterías tenga una mayor relevancia a medida que sea una alternativa costo-eficiente en el futuro. Esto ocurre tanto por la existencia de procesos o áreas donde las interrupciones del suministro pueden ser muy dañinas, como por el beneficio económico que resulta de reducir la demanda de potencia en horas de punta mediante el uso de generación propia (en adelante “Corte de Punta”)¹¹. Ambos beneficios se deben ponderar para efectos del cálculo del costo de falla, ya que los equipos de respaldo pueden estar cumpliendo la función de cortar punta que podría justificar, por sí sola, la inversión en equipos de generación de respaldo. En la sección 8.4 del presente informe se explica cómo la estructura tarifaria vigente, principalmente los cargos asociados a la demanda de potencia en horas punta, entrega incentivos económicos para que los clientes corten punta en dichas horas.

2.7 Lo que debe medir el Costo de Falla

El costo de falla debe medir la pérdida de bienestar de las familias a causa de las interrupciones parciales o totales del suministro eléctrico. Estas últimas pueden afectar el bienestar de las familias de dos formas: de manera directa, por la reducción forzada del consumo eléctrico producto de la falla, o bien de manera indirecta, por la caída de ingresos asociada a la menor producción de bienes y servicios como resultado de una falla.

Para ilustrar ambas consecuencias, supóngase que el bienestar de una familia representativa depende, en último término, de su consumo de electricidad en un cierto lapso, que llamaremos E , y de su consumo del resto de bienes y servicios de la economía, que llamaremos R . Suponiendo que existe una función de bienestar de las familias que depende de R y E , la que se representa como $U(R, E)$, que la familia tiene un presupuesto determinado I_0 que puede destinar íntegramente al consumo de

¹¹ De acuerdo con el Decreto 9T, del 12 de agosto de 2019, las horas de punta corresponden el período del día comprendido entre las 18:00 y las 22:00 horas durante los meses de abril, mayo, junio, julio, agosto y septiembre, exceptuándose los días sábado, domingo y festivos de dichos meses, es decir, poco más de 400 horas.

E y R en el mismo período, y que los bienes tienen precios, P_E y P_R , independientes del consumo familiar. De tal forma, la ecuación o línea de presupuesto es:

$$P_E * E + P_R * R = I_0$$

Se asume, finalmente, que las familias asignan su presupuesto a E y R de forma tal que maximizan su nivel de bienestar.

En la Figura 9 adjunta, se dibujan curvas de igual nivel de bienestar (de color rojo). Las curvas que se encuentran hacia abajo o a la izquierda representan menor nivel de bienestar y hacia arriba o a la derecha mayor nivel de bienestar. La línea de presupuesto (de color azul) muestra todas las combinaciones de R y E que se pueden comprar con el presupuesto disponible. El punto A muestra la combinación (E_0, R_0) , que permitiría lograr el máximo nivel de bienestar identificado como U_0 y que corresponde al que la familia puede alcanzar sin fallas eléctricas.

Luego, si hubiera una restricción parcial de suministro eléctrico que obligue a reducir el consumo desde E_0 hasta E_1 , manteniendo todo lo demás constante, el máximo bienestar posible cambiaría a U_1 con la combinación (E_1, R_1) que señala el punto B . La pérdida directa de bienestar por la restricción del consumo eléctrico sería, entonces, el valor de la diferencia entre U_0 y U_1 .¹² Esta diferencia se mide en el espacio de precios y cantidades por medio del concepto de excedente del consumidor, que se analiza en detalle en el capítulo 3.

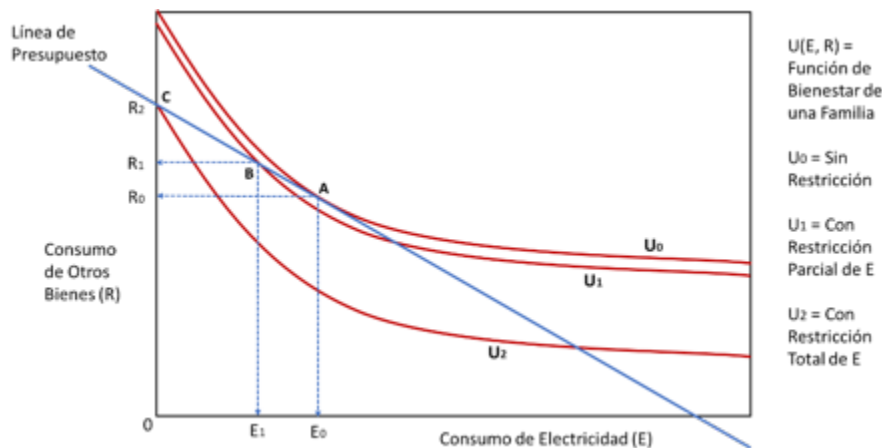


Figura 9: Costo de Falla y Bienestar del Consumidor

Fuente: Elaboración E2BIZ

Si hubiera una restricción total y el consumo de electricidad se redujera a cero, el consumidor se ubicaría en el punto C del gráfico. En este caso, el nivel de bienestar caería hasta U_2 , correspondiente a la combinación $(0, R_2)$, y el costo para las familias sería el valor de la diferencia entre U_0 y U_2 .

¹² Notar que en el punto B ya no se cumple que la línea de presupuesto y la curva de igual bienestar apenas se tocan (es decir, ya no son tangentes).

Usando el mismo gráfico, se puede agregar que una forma posible de llevar a las familias a reducir su consumo eléctrico de E_0 a E_1 , o hasta 0, es aumentando el precio de la electricidad. Esto se representa haciendo girar la línea de presupuesto hacia la izquierda con centro en el punto C . Es posible afirmar que existe un precio tal que llevaría el consumo de las familias a cero. Este precio sería el límite máximo que los clientes estarían dispuestos a pagar por tener acceso a la electricidad.

Finalmente, la pérdida indirecta de bienestar, debido a la reducción de los ingresos que producen las fallas sobre el sector productivo, corresponde a la disminución del nivel de bienestar que podrían lograr las familias con el menor nivel de ingresos. Este cambio se representa por medio de una traslación paralela de la línea de presupuesto (hacia la izquierda y abajo en el gráfico de la Figura 9). Esta variación del nivel de bienestar de las familias por la disminución de los ingresos es aditiva sobre el efecto directo de las fallas y perfectamente separable. En el espacio de precios y cantidades, dicha disminución del bienestar corresponde a una variación de la demanda debido a la reducción del ingreso disponible.

3 Experiencias Nacionales e Internacionales

La experiencia de cortes de suministro ha probado que, además del precio de la energía eléctrica, la continuidad del servicio también es un tema importante para los clientes, la sociedad en su conjunto y, por consiguiente, para los reguladores. Consecuentemente, la confiabilidad del suministro y su valor económico son factores clave en el proceso de toma de decisiones subyacente de planes de expansión de la generación eléctrica, redes de transmisión y de distribución. Niveles de inversión bajos pueden resultar en un suministro poco confiable (inaceptable bajo criterios de continuidad), mientras que las inversiones excesivas pueden resultar en aumentos onerosos en el costo de suministro para los clientes finales.

En un sistema liberalizado como es el chileno, es ampliamente reconocido que, en el proceso de inversión de suministro de electricidad, la continuidad del servicio debe evaluarse cuidadosamente a través de un análisis explícito de costo-beneficio. La optimización del nivel de calidad y las inversiones asociadas, desde la perspectiva del consumidor, busca minimizar el costo total del servicio eléctrico que considera dos componentes contrapuestos: (1) el costo del servicio recibido (costo de suministro) y, (2) el costo que provocan las interrupciones o fallas. Ambas son funciones no lineales del nivel de confiabilidad y, como se aprecia en la Figura 10, el costo del servicio (“utility cost”) crece con el aumento de la continuidad del suministro mientras que, por el contrario, el costo de falla (“consumer cost”) es creciente con la disminución de la continuidad.

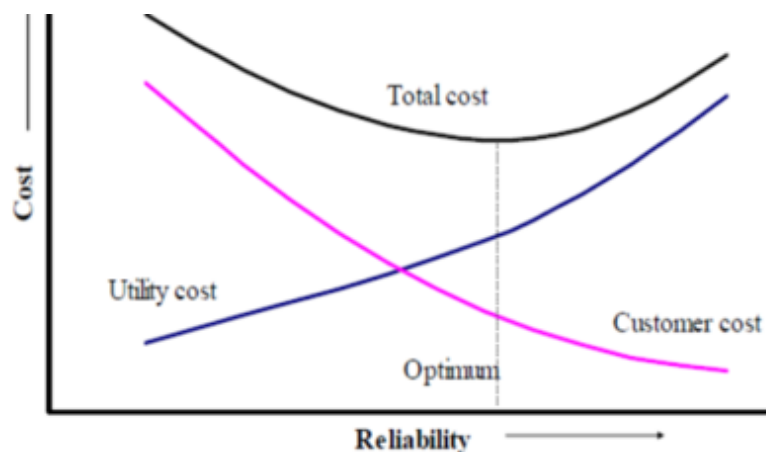


Figura 10: Curvas de costo versus confiabilidad

Fuente: (European Commission, 2016)

La confiabilidad del sistema puede verse afectada por congestiones en la red, la salida repentina de una central de generación o un aumento inesperado en la demanda. Reducir los efectos de tales eventos para mejorar la confiabilidad del sistema requiere invertir en generación, transmisión y distribución con costos crecientes¹³. Entonces, en el proceso de planificación de decisiones, el objetivo principal es equilibrar los beneficios obtenidos al proporcionar una mayor confiabilidad con el costo

¹³ Ciertamente el desarrollo tecnológico de fuentes renovables y tecnologías de almacenamientos costo efectivas contribuye a incrementar la confiabilidad del sistema sin incrementos de costos significativos.

de su adquisición y teniendo en cuenta que el costo marginal o incremental de la confiabilidad aumenta.

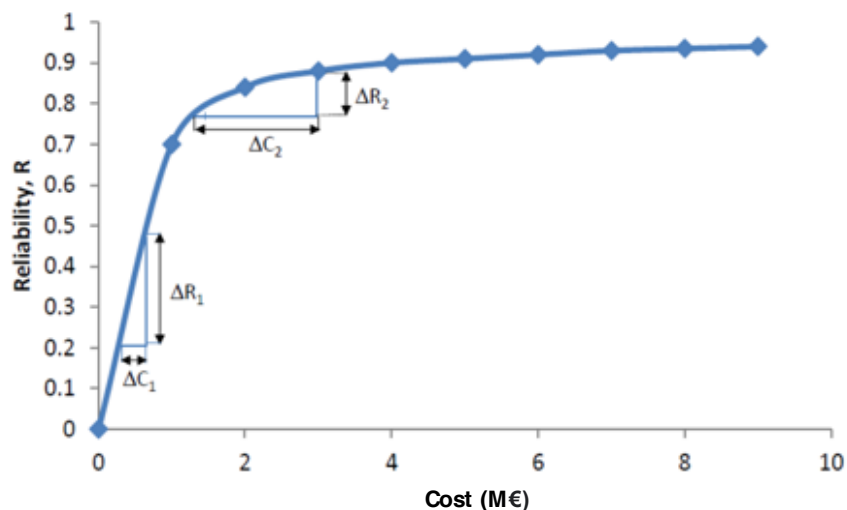


Figura 11: Costo incremental de la confiabilidad

Fuente: (European Commission, 2016)

El bienestar de los consumidores se maximiza cuando el costo total del servicio eléctrico es mínimo y esto, en general, se cumple cuando el costo marginal de aumentar la continuidad es igual al beneficio marginal que percibirán los consumidores con tal aumento. De esta relación surge de inmediato que el nivel de confiabilidad óptimo no se obtiene cuando no existen fallas. La relación entre costos de inversión adicionales y los beneficios correspondientes para los consumidores- en teoría- permite identificar cuantitativamente el valor de la continuidad, entre otros atributos de la calidad del suministro. Sin embargo, esta es una tarea muy compleja ya que no existe mercado formal, accesible a todos los consumidores, para la continuidad de suministro de electricidad o, por el contrario, para interrupciones de suministro. El mercado de servicios complementarios, al cual tienen acceso los operadores del mercado y los grandes clientes, ofrece algunas opciones que apuntan a estos fines. En la práctica, el beneficio de mejor continuidad en el suministro se estima a partir de la evaluación de lo contrario: el costo asociado a la falta de continuidad. Se destaca que este costo evitado no es necesariamente idéntico al valor de la continuidad, pero entrega un orden de magnitud respecto de este.

3.1 Revisión conceptual de indicadores sobre costos de restricciones de suministro

Existen diversos tipos y categorías de costos que enfrentan los diferentes usuarios ante fallas (industria y usuarios comerciales, residenciales). En general se distinguen dos tipos principales de costos: (1) costos asociados a daños; (2) costos que pueden ser mejor descritos como costos de mitigación. Los costos asociados a daños pueden desagregarse en costos directos e indirectos. Los costos directos son aquellos en los que la empresa o individuo incurre directamente. La pérdida de producción puede ser

considerado como daño directo para el fabricante y esta pérdida de producción puede resultar en un daño indirecto para otras empresas en forma de retrasos en las entregas. Los costos de mitigación se entienden, por ejemplo, como costos asociados a diversas acciones para disminuir el efecto de una interrupción de suministro, tales como reducir el consumo en áreas no esenciales o la adquisición y operación de generadores de respaldo. En la Tabla 8 se presenta una síntesis de los daños y mitigaciones que se mencionan en la literatura para las familias y las empresas productivas.

Tabla 8: Estructura de daños y costos de mitigación.

Industria, Comercio y Servicios			Clientes Residenciales		
Costos de daños		Costos de mitigación	Costos de daños		Costos de mitigación
Directos	Indirectos		Directos	Indirectos	
Costo de oportunidad del recurso inactivo: • Trabajo • Capital	Entregas retrasadas a lo largo de la cadena de valor	Adquisición de generadores de respaldo, baterías, etc.	Restricciones en las actividades, ocio perdido, estrés	Restricciones a la adquisición de bienes	Adquisición de generadores de respaldo, baterías, etc.
Retrasos en producción y tiempos de reinicio	Daños para los consumidores si la empresa produce un producto final	Inversiones en la construcción de la red a través de cargos (tarifas de red)	Costos financieros: • Daños a locales e inmuebles • Desperdicio de alimentos • Pérdida de datos	Costos para otras personas y empresas privadas	Inversiones en la construcción de la red a través de cargos (tarifas de red)
Efectos adversos y daños a bienes de capital, pérdida de datos	Costos / beneficios para algunos fabricantes	Reducción de consumo en áreas no esenciales	Aspectos de salud y seguridad		
Aspectos de salud y seguridad	Aspectos de salud y seguridad				

Fuente: Adaptado a partir de (Munasinghe & Sanghvi, 1988)

La literatura señala tres categorías de índices para representar los costos de falla. Son los siguientes:

- 1) Costos. Índices aplicados a todo el sistema expresado en \$/kWh. Proporciona una estimación del daño económico esperado anual ocasionado por restricciones o interrupciones de suministro. En la literatura de costos de falla se suele hacer referencia a la métrica de IEAR (Interruption Energy Assessment Rate). Este indicador junto con la energía no suministrada esperada en un año permite una aproximación del costo promedio anual de interrupciones que experimentan los consumidores. (G.EASSA, 2011)
- 2) Valor de carga perdida en \$/kWh. Un consumidor promedio pone un precio por kWh a la energía no suministrada, en lugar de un costo incurrido. Una lógica usual de este enfoque se

aprecia en la Figura 12 en que el costo de falla se interpreta como una pérdida de excedente del consumidor.

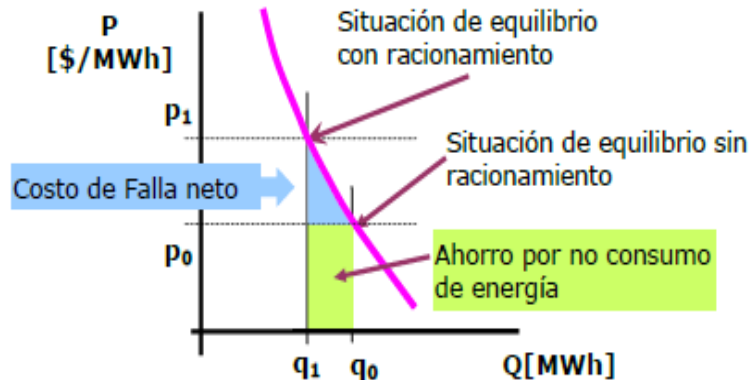


Figura 12: Interpretación de costo de falla como valor de carga perdida

Fuente: (UNTEC, 2006)

- 3) Métricas directas de disposición a pagar (DAP) o disposición a aceptar (DAA). La DAP representa la disposición del cliente a pagar para mejorar su continuidad del suministro. Alternativamente, puede estimarse la DAA que representa la mínima cantidad que un consumidor está dispuesto a aceptar por una restricción total o parcial de suministro.

Así, los indicadores de costo de interrupciones de suministro pueden aproximarse por la demanda de energía (valor de carga perdida, DAP) y los costos o daños ocasionados (índices de costos).

Los indicadores del costo de suministro se estiman dependiendo de la importancia relativa de tres factores: técnicos, de demanda y sociales.

Tabla 9: Factores que influyen en las interrupciones de suministro de energía.

Factores técnicos	Factores del lado de la demanda	Factores Sociales
Duración	Tipo de cliente	Características culturales y sociales especiales
Región	Número de clientes afectados y nivel de dependencia de la energía eléctrica	
Frecuencia	Nivel de sustitución de procesos	
Tiempo	Existencia de fuente de energía de reserva	
Dimensión		
Aviso previo		
Nivel acostumbrado de seguridad de suministro		

Fuente: Adaptado a partir de (Ratha, Igglund, & Andersson, 2013)

En la regulación chilena los costos de falla se clasifican según la duración en:

- 1) Costo de falla de corta duración CFLD (\$/kWh) asociada a falla intempestiva.
- 2) Costo de falla de larga duración CFCD (\$/kWh) asociada a fallas anticipadas que permiten mayor flexibilidad.

La posibilidad de ajustarse ante fallas anticipadas hace que, en general el CFLD sea menor al CFCD.

El racionamiento de largo plazo se caracteriza mediante dos parámetros: profundidad y duración. Se denomina profundidad al porcentaje de energía racionada y duración al período en el cual se aplica el racionamiento. En trabajos nacionales anteriores se consideran escenarios de racionamiento con profundidades de 5%, 10%, 20% y 30% de la energía consumida, y duraciones de 1, 2 y 10 meses. Esto conforma un total de 12 escenarios de racionamiento, los cuales se ponderan por su probabilidad de ocurrencia para obtener el costo de racionamiento. Este conjunto de escenarios de racionamientos se justifica por dos razones principales. En primer lugar, la variedad y amplitud de escenarios servirá de referencia para múltiples eventos que puedan ocurrir en el futuro. Se debe recordar que la historia reciente no garantiza nada hacia el futuro dado que no se registran escenarios de racionamiento hace más de veinte años. En segundo lugar, por continuidad con los estudios anteriores, lo que permite seguir la evolución en el tiempo de los mismos parámetros y tener puntos de comparación para evaluar los resultados de este estudio.

En el racionamiento de corto plazo, los individuos tienden a situarse en un escenario de corte total en el momento del año en que realizan actividades recreativas o de descanso con el mayor consumo eléctrico, y las firmas en el escenario de corte total en el momento de mayor producción en el año. Por lo anterior, en el corto plazo se suele utilizar una profundidad de falla de 100% (corte intempestivo total) (U. de Chile, 2012). En aquellos sectores en los que se levante información mediante encuestas, se podría diferenciar el momento y la duración del corte intempestivo.

3.2 Revisión de literatura especializada sobre metodologías económicas de estimación de costos de falla

El costo de restricciones al suministro está relacionado con consecuencias económicas en que incurren los consumidores cuando se produce escasez. Existen distintos enfoques y metodologías para cuantificar los distintos índices existentes. La clasificación general de métodos de estimación de costos de falla distingue entre enfoques directos e indirectos.

Directas: Se basan la estimación de costos reales o potenciales que generan las fallas de suministro, considerando los cursos de acción que tomaron o tomarían los consumidores. Las metodologías directas pueden clasificarse según las siguientes categorías:

- a) Ex-Ante: Las dos grandes opciones metodológicas son Encuestas de Costos, donde se pregunta por los efectos de las fallas, y Encuestas de Valoración Contingente, donde se pregunta por la disposición a pagar para evitar fallas o por la disposición a aceptar compensaciones por fallas. Este enfoque tiene dos ventajas principales: (1) es posible levantar datos de costos/preferencias de interrupción adecuados para fines de planificación; y (2) es basado en el cliente. Las principales desventajas se refieren a los costos de implementación, las exigencias de tomar una buena encuesta y las grandes diferencias que suelen ocasionarse entre distintas encuestas¹⁴.
- b) Ex-Post: Estimación de costos causados por fallas reales. En este caso se realizan estudios de casos, basados en la recopilación de datos como sea posible inmediatamente después de la ocurrencia de restricciones de suministro de energía a gran escala. Su principal ventaja es que los valores de costo de interrupción están directamente relacionados con la experiencia de los consumidores de interrupciones reales, en lugar de hipotéticas. El inconveniente fundamental es que el número de estudios de casos y conjuntos de datos relevantes es muy pequeño y, por lo tanto, el significado de los índices calculados puede ser relativamente pobre.

Indirectas: Métodos de cálculo con información económica disponible sobre el comportamiento de la demanda eléctrica y de los consumidores. También hay dos grandes opciones.

- a) Representación: Teoría del valor del tiempo (a veces llamada intercambio entre trabajo y ocio); Función de producción o valor agregado y Excedente del consumidor. Su principal ventaja es que son fáciles de aplicar, haciendo uso de datos fácilmente disponibles, por ejemplo, de cuentas nacionales, consumo total de energía, funciones de producción o consumo sectorial, entre otras. El principal inconveniente es que la mayoría de estos métodos se basan en supuestos exigentes y algunas veces poco realistas.
- c) Preferencias Reveladas: Preferencias del consumidor, Costo marginal o costos de respaldo. Su ventaja es que se pueden recopilar datos relativamente precisos a través de observaciones y análisis del comportamiento de los consumidores del mercado, mientras que el principal inconveniente es que es fácil apreciar las señales de solo grandes consumidores.

3.2.1 Método del Valor Agregado

Este método también se conoce como el método de función de producción ya que su uso tiene similitudes con la estimación de las funciones de producción. Aquí la relación surge de la electricidad como un insumo para el producto de la economía (el valor agregado). Por lo general, se utilizan formas funcionales muy simples para modelar esta relación ingreso-producto. La más popular es la función de producción de Leontief, con una condición de linealidad entre los insumos de producción de un sector económico y su producción. Las aplicaciones de este método consideran las cuentas macroeconómicas del valor agregado y el consumo de electricidad como medio para representar el costo de falla.

¹⁴ Ciertamente, entre los desafíos de los métodos directos está identificar y estimar los efectos indirectos de las fallas como, por ejemplo, el daño a los pasajeros del Metro que podría causar una interrupción del servicio o un eventual racionamiento. En el caso de la interrupción de servicio a los hogares, que implican pérdida de bienestar por tener que suspender actividades llamadas de ocio y que es un efecto directo sobre las familias, las encuestas también enfrentan desafíos mayores. Con estos métodos se pueden estimar los tiempos dedicados a cada actividad. La valorización de la pérdida es algo mucho más complejo y los métodos de encuesta producen resultados muy discutibles.

Este enfoque puede entregar información relevante para los sectores productivos de la economía (industria y comercio). Sin embargo, no así para el sector residencial por no tener contraparte clara en el valor agregado. La principal desventaja del método es que suele conducir a estimaciones de costos bastante altos por dos razones: (1) no hace distinciones entre la productividad promedio y marginal asociada al consumo eléctrico y (2) asume que la pérdida de producción es proporcional a la cantidad de electricidad no suministrada y que, por tanto, las empresas no aplican ajustes para recuperar al menos parte de su producción. Esta última falencia justifica que el enfoque de este método aplique al caso de costos de falla intempestivos.

Con variaciones, la versión básica del modelo de valor agregado es:

$$CF_i = \frac{VA_i}{E_i} ns_i$$

Por tanto, agregando a través de los sectores, se obtiene el costo de falla:

$$CF = \sum_i \frac{VA_i}{E_i} ns_i$$

Donde: CF_i es la estimación del costo de falla para el sector i , VA_i es el valor agregado (PIB) del sector i , E_i el consumo total de energía eléctrica del sector i , ns_i la cantidad de energía no suministrada al sector i por la restricción. La aplicación de esta metodología requiere el uso de antecedentes de cuentas nacionales (por ejemplo, del Banco Central) y de consumos de energía eléctrica sectoriales anuales (por ejemplo, del Balance Nacional de Energía).

Una cota inferior del indicador de valor agregado es una modificación: considerar que el único factor ocioso ante un corte de suministro es el factor trabajo. En este caso el costo de falla, con l_i representando el costo del empleo del sector i , es:

$$CF = \sum_i \frac{l_i}{E_i} ns_i$$

Se obtiene entonces un rango amplio donde deberíamos encontrar las estimaciones a partir de encuestas. Para este último caso se necesitan cuentas nacionales, de consumo sectorial y estadísticas de empleo con desagregación sectorial (por ejemplo, encuesta empleo INE o CASEN).

3.2.2 Método de costo de respaldo

Con este enfoque se asume que las empresas se protegen de las interrupciones mediante la adquisición de generadores de respaldo. En este método el costo marginal de la capacidad de respaldo permitiría inferir respecto del costo marginal de una interrupción de suministro (Bental, 1982).

Este método se incluye dentro de la categoría de preferencias reveladas. Un cliente- generalmente industrial o comercial- debe elegir la cantidad óptima de energía de respaldo de acuerdo con el daño que causaría la energía no suministrada restante. Así, observando el comportamiento de las empresas con respecto a la adquisición de capacidad de respaldo, se puede inferir el costo (marginal) de la

energía eléctrica no suministrada. Este método entrega una cota superior al costo de falla. La racionalidad es que ningún consumidor consumirá energía de la red si esta se valora a un precio superior al costo de respaldo.

El costo de respaldo para un cliente consta de dos elementos¹⁵: (1) El costo anualizado de la capacidad de generación, representado por $b(kW)$ que depende de la capacidad de autogeneración. (2) El costo variable de generación (v) por unidad de energía generada. Se estima entonces el costo de autogeneración considerando componentes de capital y operación (combustible y no combustible). Los costos de capital no son necesariamente lineales con la profundidad de la falla (por ejemplo, el costo de la capacidad puede caer con la capacidad y profundidad de la falla).

El costo total anual de respaldo para H horas anuales de fallas es:

$$b(kW) + v \cdot H \cdot kW$$

El costo marginal de la capacidad es:

$$b'(kW) + v \cdot H$$

Notar que esta última expresión está en unidades (unidades monetarias/kW). Entonces el costo marginal de un kWh generado es:

$$cmg = \frac{b'(kW)}{H} + v$$

El cliente iguala el costo marginal de respaldo con el beneficio marginal de un kWh generado, que también es el costo marginal de la energía eléctrica no suministrada. Por lo anterior, la última expresión entrega una aproximación del costo de falla. La consideración de largo plazo de compra de capital hace que este método sea apropiado para estimación de fallas en largo plazo. En la práctica, no todos los clientes/sectores requieren respaldo por lo que este método entrega una cota superior del costo de falla.

3.2.3 Método del excedente del consumidor

El costo de falla se estima para una profundidad determinada (porcentaje X). Esta metodología supone una demanda sensible al precio, luego se calcula costo medio de la energía no suministrada.

¹⁵ Las expresiones presentadas para el costo de respaldo son válidas también para sistemas de almacenamiento de energía eléctrica con baterías. El costo variable en este último caso dependerá del costo de carga del sistema, el cual podría ser muy distinto dependiendo del nivel de tensión en que se encuentre el cliente final, y de su precio de energía.

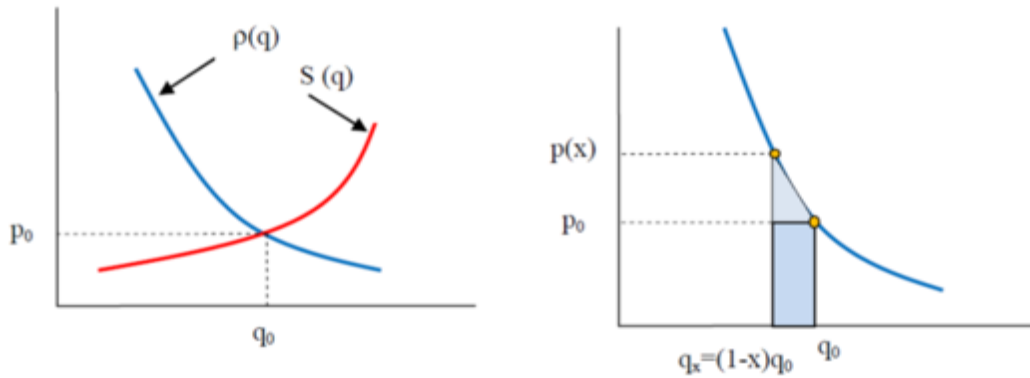


Figura 13: Costo de falla y método del excedente del consumidor

Fuente: (Cisterna, 2008)

De esta manera y de manera intuitiva, el costo de falla total se estima como:

$$CF_{TOT} = \int_{q(x)}^{q_0} \rho(u) du$$

Y el costo de falla medio como:

$$CF_{medio} = \frac{1}{q_0 - q(x)} \int_{q(x)}^{q_0} \rho(u) du$$

(i) El costo de falla medio anticipado.

Para el costo de falla anticipado (larga duración) para niveles de profundidad bajos se asume una función de demanda isoelástica de la forma:

$$q(p) = ap^\varepsilon$$

Donde q (demanda); p (precio); a constante; ε (elasticidad precio de la demanda. Con un punto del mercado (p_0, q_0) se estima α de manera directa.

En el caso que la profundidad de la falla es x, la energía consumida en el periodo es $q(x) = (1 - x) q_0$.

Se obtiene que el costo de falla medio es:

$$CF_{medio} = p_0 \frac{\varepsilon}{1 + \varepsilon} \frac{[1 - (1 - x)^{\frac{1+\varepsilon}{\varepsilon}}]}{x}$$

El supuesto de elasticidad constante es fuerte por lo que el uso de la función isoelástica se sugiere para fallas menores, en torno, al punto de equilibrio inicial. En la práctica se suele recomendar para $x \leq 0,2$. Notar que, si $x \rightarrow 0$ entonces $CF_{medio} \rightarrow p_0$, mientras que cuando $x \rightarrow 1$ el costo de falla medio

diverge¹⁶. Por lo anterior, se recomienda el uso de una función lineal para estudios que incluyen profundidades mayores a 20%.

Para la estimación de estos costos se utilizan modelos de ajuste parcial análogos a los utilizados por el equipo consultor para la estimación de elasticidades. La elasticidad puede considerarse a 1, 2, 3 meses, etc. (en base a los parámetros de ajuste parcial) lo que se utiliza para la consideración de las distintas duraciones (que en este modelo no son explícitas como la profundidad).

Este método, por una parte, subestima el costo de falla ya que el racionamiento resulta eficiente, es decir, cada agente elige qué consumos prescindir, por lo que deja de consumir aquellos kWh que son menos valiosos. Por otra parte, sobreestima el costo de falla real al no incrementarse la elasticidad precio de la demanda junto con la profundidad de la falla.

(ii) El costo de falla medio intempestivo

Para estimar el costo de falla intempestivo se recomienda una función de demanda lineal (Benavente, 2005). La justificación se basa en dos motivos: (1) el costo de falla diverge con una demanda isoelástica y no así con una función lineal; y (2) el supuesto de elasticidad constante es muy fuerte para un nivel de racionamiento alto. En la práctica se espera que el módulo de la elasticidad de la demanda crezca con el precio, propiedad que sí cumple una demanda lineal. Por lo anterior, esta estrategia de estimación de costo de falla anticipados para niveles de profundidad altos (mayores a 10%).

La demanda de energía es $q(p) = a + bp$ y la elasticidad de la demanda en el punto de consumo actual (q_0, p_0) es ε . En la Figura 14 el área achurada corresponde al costo de falla. \bar{p} representa el precio a partir del cual la demanda se anula (es decir, la intersección de la curva con el eje ordenadas).

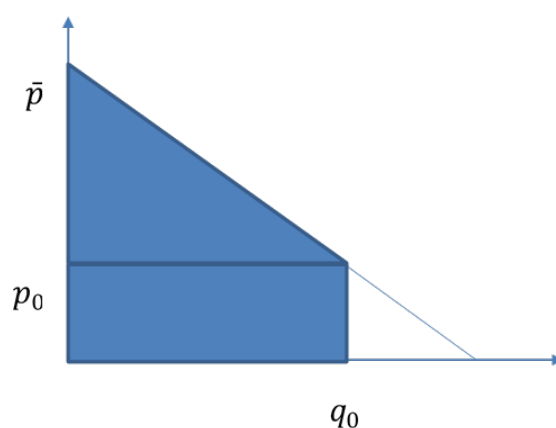


Figura 14: Costo de falla intempestivo

Fuente: Elaboración E2BIZ.

¹⁶ Esto se puede mostrar de manera sencilla por l'Hôpital.

Es directo, calculando la suma del área del rectángulo y triángulo que el costo de falla es:

$$CF = p_0 q_0 + \frac{1}{2} q_0 (\bar{p} - p_0).$$

De donde es directo obtener el costo de falla medio:

$$CF_{medio} = \frac{CF}{q_0} = p_0 + \frac{1}{2} (\bar{p} - p_0).$$

Notar que, en este caso, y dado que $p_0 < \bar{p}$ siempre se cumple que:

$$CF_{medio} < \bar{p}$$

3.2.4 Encuestas de costos

La encuesta busca una estimación del CFLD. Para ello, y ha sido práctica común, levantar información de costos y del peso de distintas acciones que mitigan las restricciones de suministro. Entre estas se destacan dentro de los últimos estudios realizados (U. de Chile, 2015):

- Costo de bienestar relacionado con reducción de consumo en áreas no esenciales (por ejemplo: iluminación, calefacción, ascensores).
- Autogeneración con equipos propios (costos asociados a operación combustibles y no combustibles, costos de mantenimiento).
- Autogeneración con venta/arriendo de equipos: incorpora costo de capital y financiero.
- Sustitución de electricidad por otro energético (por ejemplo, uso de motores diésel).
- Eficiencia energética: Implementación de medidas de eficiencia energética en la planta/empresa.
- Reducción de producción: Reducción o pérdida de bienes intermedios y finales del proceso productivo de la planta/empresa como consecuencia del racionamiento de energía eléctrica.

En los estudios previos realizados se han considerado explícitamente, además:

- Costos de reprogramación con o sin pérdida de ventas.
- Costos por mano de obra.
- Costos asociados a variación de stock.

La lógica de los distintos estudios nacionales revisados y llevados a cabo por el consultor es la misma. A partir de cada encuesta se estima un $CFLD_i$ de la empresa i que se estima como la agregación de los costos considerados asociados cada una de las acciones incluidas. Por ejemplo, el $CFLD_i$ es la suma de los costos de autogeneración, eficiencia energética, sustitución de energéticos, reducción de producción, etc. De esta forma para cada sector considerado (por ejemplo, industria, minería, transporte), se estima el costo de falla como (CF):

$$CF = \frac{\sum_i CF_i \cdot E_i}{\sum_i E_i}$$

Donde E_i es el consumo de la empresa i . Estos costos se estiman para cada uno de los escenarios de duración y profundidad. Por ejemplo, si se consideran escenarios de racionamiento con profundidades de 5, 10, 20 y 30 % de la energía consumida, y duraciones de 1, 2 y 10 meses, entonces se tendrá un total de 12 escenarios de racionamiento, los cuales se ponderan por su probabilidad de ocurrencia para obtener el costo de racionamiento.

Para poder disponer de diferentes probabilidades de ocurrencia de los escenarios planteados en el contexto del costo de falla de larga duración y ante la inexistencia de estadísticas que permitan construir escenarios con validez histórica, se utiliza una relación inversa entre la probabilidad de ocurrencia de un escenario de racionamiento y la duración y la profundidad de éste. Es decir, la probabilidad es:

$$Probabilidad = \frac{K}{Duración \cdot Profundidad}$$

En la misma encuesta que levanta los CFLD, se incluyen preguntas asociadas a cortes intempestivos (CFCD). Por ejemplo, asociadas a 10 minutos, 1 hora o 24 horas. Se procede entonces, y para cada escenario, levantar información directa de estos escenarios. Se distingue entre costos tangibles (pérdidas de producción, costos de ajustes, costos de reinicio de producción, otros) e intangibles (generalmente referidos a evitar impactos ambientales producto del corte). En el caso de los CFCD, no es relevante establecer probabilidades de ocurrencia de escenarios para el sector residencial ya que el nivel de costo no varía con la duración del evento. Por lo tanto, solamente hay que encontrar ponderadores para los sectores industriales y mineros, los que se levantan directamente a partir de las encuestas.

3.2.5 Métodos de encuestas de DAP/DAA

La DAP por evitar un corte de suministro puede estimarse mediante métodos de preferencias declaradas de los consumidores por estos productos en relación con su demanda de otros bienes. Estos métodos- a diferencia de lo que ocurre con los métodos de preferencias reveladas- permiten lograr estimaciones del valor económico total (y no solamente de uso). Los métodos de preferencia declarados preguntan a los actores explícitamente cuánto valoran los bienes. El método más común de preferencias declaradas es el de valoración contingente.

Es importante aclarar la diferencia entre DAP, DAA y costo de falla medio. Las métricas de DAP miden el valor monetario que los consumidores están dispuestos a pagar por evitar un corte de suministro. La DAA mide el valor que un consumidor está dispuesto a aceptar por experimentar un evento de seguridad de suministro. Las DAP y DAA se miden típicamente en unidades monetarias durante un cierto periodo de tiempo (1 hora, 4 horas, etc.). El costo de falla se mide en \$/kWh y para pasar de una DAP o DAA a costo de falla se suele dividir este valor por la energía no suministrada en el horizonte temporal definido. Sin embargo, en la práctica, los datos de consumo no están disponibles a nivel de un consumidor individual pudiendo llevar a distorsiones relevantes.

En general, se espera que el costo de falla aumente con la duración de la interrupción. Sin embargo, la relación entre la duración de la interrupción y costo de falla suele ser no lineal o uniforme entre los consumidores. Autores argumentan que la tasa de aumento de costo de falla (expresada como costo

de falla marginal) disminuya a medida que aumenta la duración de la interrupción. Esto se debe a que a medida que aumenta la duración, la relevancia del "factor de molestia" inicial disminuye y los consumidores pueden participar mejor en otras actividades que dependen menos de la electricidad (el "efecto de adaptación o ajuste"). Por ejemplo, incluso una interrupción muy corta (del orden de segundos) podría resultar en la necesidad de reiniciar la maquinaria o las computadoras e invertir tiempo en los procesos para volver a la plena eficiencia. Sin embargo, puede haber algunos consumidores y algunas industrias donde las interrupciones de corta duración son más manejables, mientras que las duraciones más largas provocan altos niveles de interrupción. Por ejemplo, las industrias que dependen de la refrigeración pueden hacer frente a una interrupción breve sin mucha reducción en la producción, pero pueden comenzar a sufrir el vencimiento del stock después de un cierto período de tiempo.

En general, la mayoría de los estudios muestran que la DAP (y DAA) marginal disminuye con la duración, en línea con la lógica intuitiva expresada anteriormente. Los estudios que encuentran esta relación incluyen Reichl et al. (2012), Bliem (2009), Bertazzi, Fumagalli y Schiavo (2005) y London Economics (2013). Sin embargo, esta evidencia generalmente se limita a los consumidores del sector residencial y de servicios.

3.2.6 Método del valor del tiempo

Este método estima los costos de las interrupciones a consumidores residenciales, mediante el valor del ocio perdido. El enfoque supone que el costo principal impuesto a un hogar es proporcional a la pérdida de tiempo libre durante las horas de la tarde cuando la energía eléctrica es esencial. Eso presupone también que, durante el día, hay suficiente holgura en la ejecución de actividades del hogar debido a interrupciones que justifican la reprogramación de actividades tales como cocinar o limpiar a tiempos más convenientes. En términos muy sencillos, el costo por kWh de no suministrado es:

$$CF \text{ unitario} = \frac{y}{k}$$

Donde "y" es un parámetro que mide el costo de oportunidad del tiempo (lo que, en determinadas circunstancias, puede ser el ingreso medio horario) y k el consumo de energía eléctrica horario en "horas de ocio".

Por tanto, si h es el número de horas de restricción, el costo de falla total es:

$$CF = \frac{y}{k} h$$

3.2.7 Ventajas y desventajas de los métodos

La Tabla 10 y la Tabla 11 presentan ventajas y desventajas de los distintos métodos comúnmente empleados para estimar costos de falla.

Tabla 10: Ventajas y desventajas de las técnicas de medición directa (encuestas)

Ventajas	Desventajas
Estudios de caso	
Una gran ventaja es la investigación de apagones reales, sin base hipotética (de Nooij, Bijvoet, & Koopmans, 2003)	Aplicación limitada especialmente en contextos con bajos niveles de falla (Frontier Economics, 2008)
Disposición a pagar / aceptar	
Consideración de los parámetros de interrupción (Frontier Economics, 2008)	Fuerte prioridad para retener el statu quo, lo que puede conducir a distorsiones en DAP vs. DAA
Posibilidad de integrar periodos de advertencia anticipada y tiempos de reinicio	Gran discrepancia entre los valores DAP y DAA determinados (DAA>DAP) -> ¿Verificabilidad de los resultados? (Woo & Pupp, 1992) ¿Explicación mediante el cálculo de los beneficios y economía conductual? (Schubert, y otros, 2013)
Posibilidad de considerar compensar las pérdidas de producción	Sujeto de investigación desconocido, problemas para ponerse en situación hipotética (Sanghvi, 1982)
Flexible respecto a las variables a medir (Frontier Economics, 2008) (por ejemplo, se puede expandir para incluir aspectos socioeconómicos)	El resultado depende del tipo de encuesta (cuestionario, entrevista), posible distorsión debido a redacción (formulación, énfasis) (Sanghvi, 1982)
Los clientes no necesariamente deben haber experimentado fallas y pueden responder en base a eventos hipotéticos	Altos requerimientos de tiempo y costos (London Economics, 2013)
Encuesta de costos	
Información directa de usuarios finales	Sujeto de investigación desconocido
Posibilidad de evaluar varios escenarios (Frontier Economics, 2008).	Los costos menos claros (intangibles) difíciles de cubrir; muy difícil evaluar el trabajo realizado en los hogares en términos monetarios (Caves, Herriges, & Windle, 1990) (Billinton, Tollefson, & Wacker, 1993)
Sobre todo, apto para usuarios industriales y comerciales (Caves, Herriges, & Windle, 1990)	Problemas para encontrar valor económico a incertidumbres, molestias y estrés causados a usuarios finales privados

Tabla 11: Ventajas y desventajas de las técnicas de medición indirecta

Ventajas	Desventajas
Valor Agregado	
Se requieren pocos datos, datos disponibles a bajo costo, aplicación simple (Woo & Pupp, 1992)	Supuestos muy simplificados (Frontier Economics, 2008)
Cálculo sectorial, agregación para toda la economía (De Nooij, Koopmans, & Bijvoet, 2007)	Consideración inadecuada de los períodos de advertencia anticipada, reinicios del sistema y tiempos de reinicio
Relación muy simple respecto de inputs y resultados (Chen & Vella, 1994) (Praktiknjo A. J., 2013)	Sin diferenciación temporal: se asume un costo idéntico independiente del tiempo, no considera los factores que influyen en la interrupción (Sanghvi, 1982)
Posibilidad de actualización periódica una vez que se identifican y escogen fuentes de información.	No considera compensaciones por pérdidas de producción (London Economics, 2013)
Valor del tiempo	

Ventajas	Desventajas
Se toma ingreso promedio como valor estimado de los costos de ocio perdido por las personas	Gran discrepancia entre la teoría y la práctica de administrar libremente el tiempo, por ejemplo: semana tradicional de 40 horas, horario de trabajo fijo (Woo & Pupp, 1992)
	Tarifas óptimas de pago por hora para un ama de casa, pensionista, niño, etc. (Sanghvi, 1982)
	Sin diferenciación temporal, por ejemplo: se asume un costo idéntico independiente del tiempo, no considera los factores que influyen en la interrupción (Sanghvi, 1982)
	Método solo apropiado para actividades de ocio que dependen de la energía eléctrica (Woo & Pupp, 1992)
	Poca disponibilidad de datos (London Economics, 2013)
Preferencias reveladas: costo de respaldo	
Muestra directamente la disposición a pagar y, por lo tanto, el valor de la seguridad del suministro para los clientes	Difícilmente aplicable en países industrializados
Proporciona datos actualizados	Solo es relevante si se realizan inversiones en sistemas de respaldo o contratos interrumpibles (London Economics, 2013)
	No parece posible aplicar el método de manera eficiente para toda una economía
Excedente del consumidor	
Basado en modelo microeconómico con bases conceptuales sólidas	Supuestos fuertes para modelar curva de demanda: curva isoelástica (sirve solo para profundidades pequeñas), curva lineal.
Relativamente simple de utilizar	Dificultad de contar con datos desagregados que representen adecuadamente periodos de falla (representación de fallas de horas con demandas mensuales).
	Metodología de carácter "agregado" no ilustra categorías de costos para los distintos tipos de clientes.

3.3 Revisión de estudios nacionales anteriores

En general, y al menos en los estudios desde el 2006, la experiencia nacional ha utilizado los métodos por sector y plazo que se presentan en la Tabla 12. En la experiencia nacional ha dominado el uso de métodos de excedente en los sectores residenciales y comerciales, y métodos de encuesta de costos para sectores industriales. Por otra parte, se destaca que el foco ha sido de estudios de costo de falla de larga duración respondiendo a los cortes programados de suministro de finales de los noventa¹⁷.

Tabla 12: Métodos y experiencia nacional relevante

Estudio	Año	Índice	Sistema	Metodología	Resultados (USD/kWh)
UNTEC	2005	CFLD	SIC y SING	Excedente: Sectores residencial y comercial	CFLD: SIC 0,46 SING 0,47 (UNTEC, 2006)
				Encuesta de costos: industria y transporte (muestra con 218 respuestas satisfactorias).	
SYSTEP	2009	CFLD	SING	Encuesta de costos: Minería, Industria y Transporte. Respuestas válidas de 30 clientes que representan el 89% del consumo total del sistema. Las empresas mineras encuestadas explican sobre el 86% del consumo del SING. Excedente: Sectores residencial y comercial.	CFLD SING. Para Minería con fallas de 1,2y10 meses: 5% 1,29 10% 1,25 20% 1,04 30% 0,68. (SYSTEP, 2009)
FEN-INTELIS	2012	CFCD y CFLD	SIC, SING, SSMM	Encuesta de Costos (LD y CD sector industrial). Encuestas a 198 clientes libres en los sectores Minería, Industria, Transportes, Comercio y Servicios. Costo de respaldo (LD como cota); Excedente Consumidor (LD comercial y residencial) y	CFCD: SING 15,5 SIC 13,9. CFLD: SING 0,59 SIC 0,59. (INTELIS; FEN, 2012)

¹⁷ A causa de una sequía importante, en noviembre de 1998 el Gobierno de Eduardo Frei resolvió decretar el racionamiento eléctrico. La decisión se tomó luego de que se iniciara una serie de cortes del suministro y la falla de Central Nehuenco, de Colbún, que ese mes dejó de funcionar hasta mayo de 1999, para luego volver a fallar en junio. El 12 de junio de 1999 se publicó en el Diario Oficial el decreto de racionamiento eléctrico, que rigió hasta el 31 de agosto. En total, se presentaron 81 días de racionamiento. La situación provocó una mayor regulación del mercado eléctrico.

Estudio	Año	Índice	Sistema	Metodología	Resultados (USD/kWh)
				Valor del Tiempo (CD residencial).	
SYNEX	2015	CFCD y CFLD	SIC, SING y SSMM	Encuesta de Costos (LD y CD sector industrial). Se logró 63 respuestas válidas que representan 65% de los clientes libres del SIC y 76,5% del SING. Excedente Consumidor (LD comercial y residencial) y Valor del Tiempo (CD residencial).	CFCD: SIC 9,9 SING 13,5. CFLD: SIC 0,851 SING 0,899. (SYNEX, 2015)

Fuente: Elaboración E2BIZ

3.4 Revisión de experiencia internacional

3.4.1 Motivación de los estudios.

Al seleccionar un método de estimación de costo de falla es relevante tener claro el uso que se pretende dar a los resultados. En la literatura se encuentran aplicaciones- teóricas y sobre prácticas regulatorias- en cuatro temas:

- (1) Evaluación de políticas públicas e infraestructura

Los gobiernos y los reguladores buscan establecer o utilizar estimaciones de costo de falla para evaluar costos y beneficios de políticas nuevas y existentes. Esto puede aplicarse tanto para determinar si se deben introducir nuevos instrumentos, como también para evaluar ex post los impactos de políticas relacionadas con la seguridad del suministro. Por ejemplo, países con una frecuencia relativamente alta de interrupción del suministro buscan medir costos de falla para evaluar los impactos económicos de los niveles existentes de seguridad del suministro y, por lo tanto, el valor económico de mejorar la suficiencia del sistema.

En la planificación centralizada, se suele asumir que la demanda no reacciona a variaciones de precio hasta alcanzar un umbral. En este umbral, el costo asumido por unidad de energía no servida es el valor de la carga perdida (VOLL). Cuando el precio de la energía eléctrica sobrepasa este nivel, no existiría demanda pues su costo de adquisición superaría la utilidad derivada del consumo. Bajo este supuesto, la demanda, y por tanto la utilidad de los consumidores, no depende de la oferta o del precio de la energía excepto ante una reducción de demanda parcial cuando el precio de la energía eléctrica alcanza el valor unitario de energía no suministrada. Esta simplificación se utiliza en muchos tipos de

modelaciones del sistema eléctrico y se aplica en la regulación de mercados competitivos como una representación simplificada de la demanda (Ventosa, 2013).

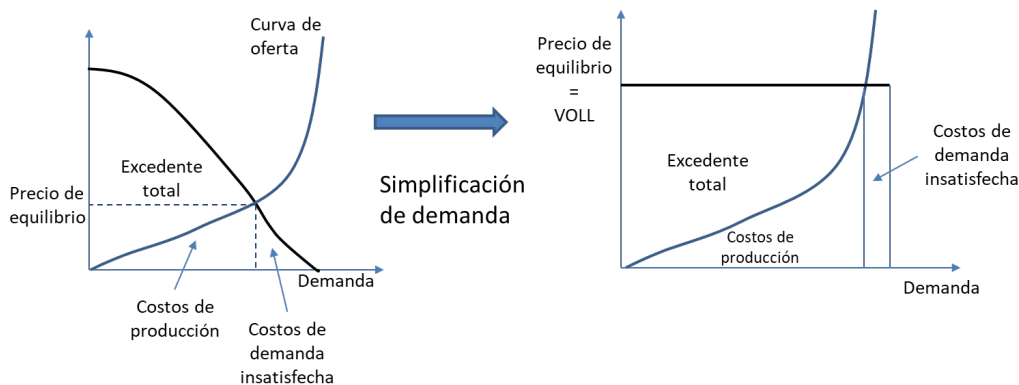


Figura 15: Costo de falla y representación simplificada de la demanda

Fuente: Adaptado de (Ventosa, 2013)

(2) Incentivos regulatorios y compensaciones

Uno de los usos más comunes del costo de falla, que se menciona en la literatura, es el diseño de incentivos para que las empresas del sistema transiten a un nivel deseado (mejorado) de continuidad del suministro. Ejemplos en Europa incluyen, entre otros, el Reino Unido, Alemania, Italia y Noruega.

En el Reino Unido, por ejemplo, existe un sistema de premios y castigos monetarios para las empresas transmisoras y distribuidoras, denominado RIIO por sus siglas en inglés (Revenues = Incentives + Innovations + Outputs), asociado a la energía no suministrada (ENS) para los transmisores y a la cantidad de usuarios con suministro interrumpido y al tiempo medio de interrupción para los distribuidores. Los parámetros para establecer la multa/premio se revisan anualmente y están asociados al valor de la carga perdida (VOLL). Las multas están acotadas a un cierto porcentaje de los ingresos anuales de las empresas. (Ofgem, 2019)

Un caso similar es el de Alemania donde el premio/multa para las empresas distribuidoras está dado por la siguiente expresión (CEER, 2016):

$$\text{Premio/ Multa} = (\text{SAIDI}_i^* - \text{SAIDI}_i) \times \text{Clientes}_i \times \text{Precio de Calidad}_i$$

Donde el precio de calidad queda se estima en base al VOLL usando el método de Valor Agregado (10.8 Eur/MWh).

Incentivos bien diseñados para la continuidad del suministro deberían contribuir a la toma de decisiones del operador de la red en relación con la planificación, la inversión en infraestructura, la operación, el mantenimiento y la planificación de contingencias.

(3) Diseño del mercado mayorista y señales de precios

En el sistema europeo, se ha sido discutido que permitir que los precios de energía suban al nivel del VOLL es deseable en tiempos de escasez. En efecto, según la directriz de asignación de capacidad y

gestión de congestión, se supone que los operadores de mercado eléctrico deben "tener en cuenta una estimación de VOLL" al establecer precios máximos y mínimos del mercado. Estos precios se aplicarían en subastas diarias e intradiarias.

Un argumento usual para establecer los precios máximos del mercado energético mediante el costo de falla es el problema del "dinero perdido" o "missing money problem". Este problema corresponde a una falla de mercado porque si los precios no pueden subir a lo que la gente está dispuesta a pagar, entonces los precios no señalarán los niveles eficientes de demanda / inversión eficiente. Este argumento no siempre es válido en la práctica.

La Figura 16 muestra un esquema de oferta y demanda tradicional caracterizando el equilibrio de mercado. La curva de oferta eventualmente se vuelve vertical reflejando la restricción asociada a la capacidad instalada. Si la demanda cambia a D' , el precio de mercado puede subir a un precio consistente con la máxima disposición a pagar en la situación inicial.

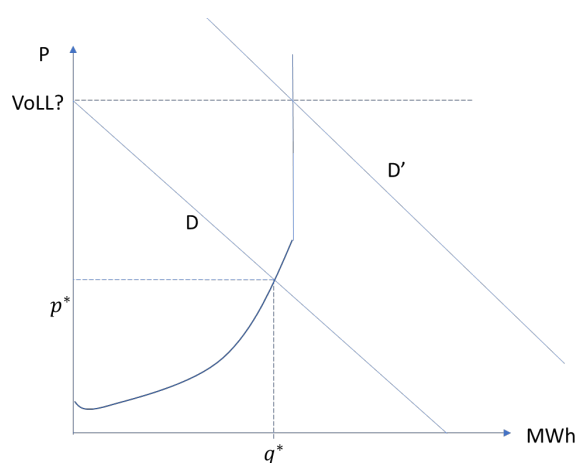


Figura 16: Costo de falla como límite superior de precio en un esquema de oferta y demanda

Fuente: Basado en (Swinand, 2019)

En la práctica, los consumidores tienen distintas disposiciones a pagar y a medida que el precio aumenta, los consumidores con DAP más bajas quedan fuera del mercado. Por lo anterior, surge la interrogante si un VOLL estimado a partir de un promedio ponderado de distintos grupos consumidores parece adecuado para definir aquel nivel de precios para el cual la demanda es cero (Swinand, 2019).

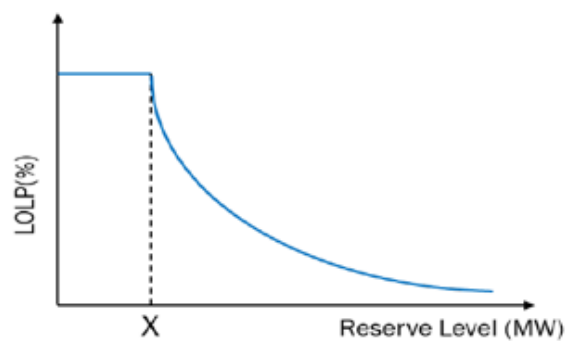
En otra aplicación, en Inglaterra, se introdujo un costo por desconexiones basado en VOLL mediante un precio de "retirada de efectivo", que se aplica a los volúmenes de desequilibrio del proveedor (control de demanda)¹⁸.

¹⁸ En el sistema eléctrico inglés el despacho es vinculante solo en la medida que las empresas generadoras presentan pujas en las subastas. En caso contrario, no están en la obligación de generar energía eléctrica. La disminución de consumo eléctrico sí resulta vinculante para los retiros en caso de sobre exigencias del sistema.

(4) Provisión directa de seguridad de suministro

El costo de falla puede dar luces a la adquisición directa de capacidad o servicios del sistema diseñados para mejorar la seguridad del sistema. Por ejemplo, el costo de falla puede usarse en el diseño de mercados de capacidad o de servicios complementarios para dar valor económico a la seguridad de suministro adicional y, por lo tanto, identificar el volumen de capacidad o reservas que debe contratarse y el precio correspondiente.

Por ejemplo, en el sistema de Nueva York se considera que la curva de precios para determinar las reservas debe considerar al costo de falla (VOLL) como el precio máximo a utilizar cuando el nivel de reservas cae por debajo de un mínimo predefinido. Para un nivel de reservas dado (R), el valor de las reservas estaría dado por el guarismo $VOLL * LOLP(R)$. Donde $LOLP(R)$ es la probabilidad de pérdida de carga del sistema dado el nivel de reserva R .



Note: Where X = Minimum Reserves Requirement

Figura 17: Curva de demanda por reservas operacionales usando el LOLP

Fuente: (NYISO, 2019)

3.4.2 Estudios destacados

La experiencia internacional respecto de estudios de costos de falla es vasta. A continuación, se presentan algunos puntos relevantes levantados durante una revisión exhaustiva de distintos estudios.

- La motivación de estos estudios suele estar relacionada con señales de precio y planificación en contextos de análisis de suficiencia del sistema (generación, transmisión, distribución).
- En general, la experiencia internacional no utiliza las estimaciones de costo de falla para la definición de compensaciones por fallas en el suministro (al menos explícitamente).
- El foco de los estudios es respecto de fallas de corta duración (intempestivos). La razón es que las principales experiencias reales de falla se asocian a fallas intempestivas con niveles de interrupción bases relativamente bajos, como en el caso europeo.
- Los métodos indirectos más empleados son el de valor agregado para los sectores industriales y comerciales, y costo del tiempo para clientes residenciales. Se ha avanzado en la desagregación de costos por hora/día/ estación del año.

- Los métodos directos (encuestas) dominan la experiencia internacional especialmente en países desarrollados (Europa, Australia, Nueva Zelanda).
- Los estudios de DAP se utilizan en todos los sectores de usuarios (residenciales y no residenciales).
- Las encuestas de costos se utilizan en sectores productivos y no en el sector residencial por las dificultades para medir gastos efectivos e intangibles.

La Tabla 13 presenta el resumen de la revisión de antecedentes realizado para este estudio. Todas las métricas de costo de falla se llevan a unidades de USD/kWh.

Tabla 13: Experiencia internacional

Estudio	País	Metodología	Datos empleados	Sectores	Hogares	Industria
Stated preferences based estimation of power interruption costs in private households: An example from Germany, 2014 (Praktiknjo A. J., 2014)	Alemania	Encuesta DAP/DAA. Se consideran interrupciones de 1h, 4h, 1 día y 4 días.	859 encuestas tomadas en 6 meses	Hogares	DAP 19,77 USD, DAA 44,74 USD por evitar (compensar) una hora de corte	n.d.
Value of Customer reliability review , 2014 (AEMO, 2014)	Australia	AEMO aplicó encuestas para estimar DAP y DAA mediante valoración contingente. Se distinguieron clientes conectados directamente a la red de transmisión (gran industria) de clientes residenciales, comerciales e industriales conectados a la red de distribución.	3.000 encuestas considerando todos los tipos de clientes.	Industria, servicios, hogares	18 USD/kWh	30 USD/kWh (pequeños); 4 USD/kWh (conectados a red de transmisión).
The costs of power outages: A case study from Cyprus, 2012 (Zachariadis & Poullikkas, 2012)	Chipre	Enfoque econométrico. Para cada sector se estima demanda de energía eléctrica mediante modelos ARDL. El costo de falla se obtiene a partir del excedente del consumidor.	Uso de datos anuales (consumo, precios, ingresos, grados día) por no contar con otros antecedentes.	Hogares e industria	11,66 USD/kWh	Manufactura 2,44 USD/kWh
		Enfoque macroeconómico. Utilización del valor del tiempo para sector residencial y valor agregado para otros sectores económicos. Consideración de valores promedio para la industria diferenciados para distintos momentos del tiempo (verano/invierno; día semana/ día de semana; mañana/día/noche.	Cuentas nacionales y consumos eléctricos. Harmonised EuropeanTime Use Survey por no contar con encuesta propia de uso de tiempo.	Hogares e industria		
Evaluating Residential Consumers' Willingness to Pay to Avoid Power Outages in South Korea, 2019 (Kim, Lim, & Yoo, 2019)	Corea del Sur	Encuestas de DAP y DAA. Valoración contingente en formato dicotómico	Encuestas a 1.000 hogares.	Hogares	DAP media de hogares 1,41 USD/mes por no sufrir cortes	n.d.
Methodology for Estimating the Cost of Energy not Supplied -Ecuadorian Case, 2012 (Vaca, 2012)	Ecuador	Análisis de caso racionamiento año 2009 mediante Valor Agregado. Se incluye efecto directo mediante valor agregado e impactos indirectos (inversión, costos de producción) estimados por Ministerio de Electricidad y Energía Renovable. Impactos directos se	Datos de valor agregado de 2009 de Banco Central de Ecuador.	Industria, Servicios, Hogares	0,646 USD/kWh	Comercio: 1,791 USD/kWh Industrial: 4,003 USD/kWh

Estudio	País	Metodología	Datos empleados	Sectores	Hogares	Industria
		ponderan por "factor de sensibilidad del sector"				
The costs of electricity interruptions in Spain. Are we sending the right signals?, 2012 (Linares & Luis, 2012)	España	Enfoque macroeconómico. Utilización del valor del tiempo para sector residencial y valor agregado para otros sectores económicos. Diferenciación por región.	Datos anuales de valor agregado de INE de España y Eurostat. Datos de consumo de Red Eléctrica de España (REE). Datos de distribución horaria de actividades de INE (Encuesta uso del tiempo 2009-2010)	Hogares e industria	10,42 USD/kWh	Manufactura 1,77 USD/kWh
Valuation of Energy Security for the United States, 2017 (US Department of Energy, 2017)	Estados Unidos	Revisión de estudios realizados previamente. En este estudio no se hacen nuevos cálculos.	Análisis de 24 encuestas a clientes industriales y comerciales; 10 encuestas a clientes residenciales	Hogares e industria	30,9 USD/kWh (5 minutos)	Gran industria 190,7 USD/kWh (5 minutos)
Societal appreciation of energy security, 2018 (Giaccaria, Longo, Efthimiadis, & Bouman, 2018)	Grecia	Encuestas de DAP y DAA. Valoración contingente en formato dicotómico	Encuestas: 1.500 residenciales; 100 industriales; 250 comerciales; 450 PYMES.	Industria y hogares	8,38 USD/kWh (DAP); 19,48 USD/kWh (DAA)	0,67- 1,06 USD/kWh (DAP); 2,83-4,37 USD/kWh (DAA)
The Value of Lost Load (VoLL) for Electricity in Great Britain, 2013 (London Economics, 2013)	Gran Bretaña	Encuestas de DAP y DAA para clientes residenciales. Valor agregado para sectores productivos. Se cuestiona supuesto de pérdida total por kWh no suministrado e investiga hasta qué punto se utiliza la energía eléctrica para aplicaciones críticas del proceso de producción y para usos menos críticos, como la iluminación y la calefacción de espacios en fábricas y oficinas. Se sensibiliza en esta línea también con análisis econométrico.	Encuestas: 1.524 encuestas online para sector residencial.	Industria, comercio y hogares	10,88- 18,49 USD/kWh (DAA); 2,58 – 4,33 USD/kWh.	2,59 USD/kWh

Estudio	País	Metodología	Datos empleados	Sectores	Hogares	Industria
An estimate of the value of lost load for Ireland, 2011 (Leahy & Tol, 2011)	Irlanda e Irlanda del Norte	Enfoque macroeconómico. Estimación de costos totales para una hora de falla para la industria diferenciados para distintos momentos del tiempo (verano/invierno; día semana/ día de semana; mañana/día/noche). Para el sector residencial se estiman VOLL horarios a partir de antecedentes de valoración del tiempo.	Datos anuales de consumo residencial de Department of Energy and Climate Change. Estimaciones de horas trabajadas y remuneración de <i>Annual Survey of Hours and Earnings</i> . Estimaciones del valor agregado de <i>Office for National Statistics</i> .	Industria, servicios, hogares	1,4-64 USD/kWh según la hora del día	5,6-8,3 USD/kWh según la hora del día
Customer Costs Related to Interruptions and Voltage Problems: Methodology and Results , 2008 (Kjølle, Samdal, Singh, & Kvitastein, 2008)	Noruega	Encuestas de costos y de DAP. Resultados se estiman como promedio de las dos encuestas Se distingue entre fallas de corta duración (<3 min) y de larga duración (>3 min)	Tamaño de la muestra: 1.000 residenciales; 2.400 industriales; 1.800 comerciales; 800 agricultura; 800 sector público; 220 gran industria. Respuestas efectivas: 425 residenciales; 618 industriales; 425 comerciales; 321 agricultura; 347 sector público; 78 gran industria.	Industria, servicios, hogares	0,8 USD/kWh (1 h)	1,4 USD/kWh (1 h) la gran industria
Estimating the Value of Lost Load in New Zealand, 2018 (PwC, 2018)	Nueva Zelanda	Encuesta de DAP. Valoración contingente.	Encuestas contestadas: 404 residenciales; 619 sectores empresariales.	Industria, servicios, hogares	11 USD/kWh- 26 USD/kWh	
The value of supply security. The costs of power interruptions: Economic input for damage reduction and investments in networks, 2007 (de Nooijt et al., 2007)	Países Bajos	Enfoque valor agregado. Diferenciación por región, de valores por día (semana, sábado, domingo) y el horario (día, tarde, noche). Utilización del valor del tiempo para sector residencial y valor agregado para otros sectores económicos. Para la desagregación temporal se toman supuestos de funcionamiento (todas las horas del año, solo días en la semana, etc.). Se destaca que este documento es referencia usual para el uso del método de valor agregado y de uso del tiempo.	Datos de valor agregado anual de Netherlands Bureau for Economic Policy Analysis (CPB); datos de consumo eléctrico de Central Bureau of Statistics (CBS). Datos de uso del tiempo de Cultural Planning Office of the Netherlands (SCP)	Industria y hogares	22,41 USD/kWh	1,89 USD/kWh empresas de manufactura

Estudio	País	Metodología	Datos empleados	Sectores	Hogares	Industria
Contratación de una firma para el establecimiento del costo de la energía no suministrada, 2018 (Instituto de Energía Eléctrica IEE, 2018)	Panamá	Uso de métodos directos (encuesta de DAA/DAP) y métodos indirectos (valor del tiempo residencial; valor agregado sectores productivos).	Muestra aleatoria de 1.500 consumidores. Se realizó una estratificación multietapa de la población bajo estudio, adoptando como variables de estratificación la distribuidora a la que pertenece el cliente, el sector de consumo y la energía media consumida.	Industria, servicios, hogares	4,15 USD/kWh	Comercio: 5,93 USD/kWh Industria 2,27 USD/kWh
Estimación del Costo de Racionamiento para el Sector Eléctrico Peruano, 2012 (Osinergim, 2012)	Perú	Encuesta de valoración contingente (usuarios residenciales); encuesta de costos (usuarios industriales); encuesta de costos de respaldo (clientes libres).	4.860 encuestas a usuarios residenciales pertenecientes a tarifa BT5 (representatividad a nivel nacional); 348 encuestas empresas BT; 1.151 encuestas empresas MT; 108 encuestas a clientes libres (81% del total).	Industria y hogares	777 USD/MWh	1604 USD/MWh (BT) -1624 USD/MWh (MT); libres 254,5 USD/MWh
Assessment of cost of Unserved Energy for Sri Lankan Industries, 2016 (Colabage, Eranga, Senaratne, Vithanage, & Perera, 2016)	Sri Lanka	Encuesta de costos para sector industrial.	384 encuestas por email y seguimiento.	Industria	n.d.	0,66 USD/kWh (anticipada); 1,06 (intempestivo)
Cost of Unserved Energy in South Africa, 2016 (Minnaar & Crafford, 2016)	Sudáfrica	Método del valor agregado. Considera estimaciones de costos directos e indirectos a través de multiplicadores. El costo de falla en el sector residencial se estima asumiendo que los hogares reciben utilidad (beneficio) de la energía eléctrica, medida por su gasto en artículos que dependen de la energía eléctrica. Esta utilidad se pierde durante una interrupción. Esto no afecta la producción económica (como en el caso del costo de falla industrial) pero causa molestias. El costo residencial se calcula tomando los gastos del hogar que dependen del uso de energía eléctrica y dividiéndolo por el uso doméstico de energía eléctrica.	Uso de matrices insumo producto. Antecedentes de ingresos totales y gasto en energía de los hogares.	Industria y hogares	0,4 USD/kWh	1,4 USD/kWh

Estudio	País	Metodología	Datos empleados	Sectores	Hogares	Industria
The effect of power outages and cheap talk on willingness to pay to reduce outages, 2011 (Carlsson, Martinsson, & Akay, 2011)	Suecia	Valoración contingente de formato abierto para obtener disposición a pagar. Distinción entre racionamiento anticipado e imprevisto. Distinción según duración 1h, 4h, 8h, 24h. Modelación econométrica de variables que explican diferentes DAP entre encuestados. Modelo controla el sesgo de selección debido a DAP nula.	Encuesta piloto 200 individuos. Dos rondas de encuestas (3.000 y 500 individuos). Muestro aleatorio para individuos con residencia permanente en Suecia.	Hogares	DAP media 0,77- 1,5 USD falla no anticipada por una hora	n.d.

Fuente: Elaboración E2BIZ

4 Propuesta de metodología para estimar CFLD y CFCD

En esta sección se presenta la elección de métodos que se propone emplear para estimar los costos de falla de larga y corta duración para distintos tipos de clientes. Para cada sector y categoría de duración se propone usar al menos dos metodologías con el propósito de poder establecer rangos y analizar cotas de las estimaciones.

4.1 Sector Comercial

En el sector comercial existe la posibilidad de identificar consumidores en el segmento de clientes libres y de clientes regulados no residenciales con potencia conectada mayor a 500 kW, que pueden optar a ser clientes libres, lo que permite aplicar el método de encuesta de costos.

Para este sector, igualmente, se usarán los métodos indirectos –que complementarán las estimaciones obtenidas de las encuestas de costos- de costos de respaldo y excedente del consumidor para el caso de larga duración, y de excedente del consumidor y valor agregado para la corta duración. Estas metodologías se pueden utilizar porque la información requerida está disponible en forma pública.

La Tabla 14 resume las metodologías propuestas para estimar costos de falla de larga y corta duración para el sector comercial.

Tabla 14: Métodos propuestos para el sector comercial

Costo	Método	Categoría metodológica	Justificación de elección	Fuente de datos
CFLD	Encuesta costos	Directa	Posibilidad de desagregación de costos y evaluación de escenarios directamente con usuarios.	Levantamiento directo (encuestas)
	Costo de respaldo	Indirecta/ Método hedónico	Revela disposición a pagar y valor de la seguridad del suministro para los clientes. Posibilidad de actualización y sensibilización sencilla. Válido como cota superior al costo de falla al revelar comportamiento sólo de algunos consumidores.	Antecedentes de mercado y técnicos disponibles. Se destacan: precios de equipos de respaldo (autogeneración, equipos electrógenos), parámetros técnicos (rendimientos, capacidad, otros); costos de combustible (diésel, otros), otros costos operacionales.
	Excedente del consumidor (demanda isoelástica)	Indirecta/ representación	Basado en modelo microeconómico con bases conceptuales sólidas	Consumos mensuales, precio, actividad económica, ingreso.
CFCD	Encuesta de costos intempestivos	Directa	Posibilidad de desagregación de costos y evaluación de escenarios directamente con usuarios.	Levantamiento directo (encuestas)

Costo	Método	Categoría metodológica	Justificación de elección	Fuente de datos
	Excedente del consumidor (demanda lineal)	Indirecta/representación	Basado en modelo microeconómico con bases conceptuales sólidas	Consumos mensuales, precio, actividad económica
	Valor Agregado	Indirecta/representación	Posibilidad de actualización periódica una vez que se identifican y escogen fuentes de información. Entrega cota superior al no considerar posibilidades de sustitución de insumos o ajustes en la producción.	Antecedentes disponibles de cuentas nacionales (Banco Central) y de consumo eléctrico (Ministerio de Energía, Coordinador Eléctrico Nacional).

Fuente: Elaboración E2BIZ

Se espera que todas las métricas de costo de falla de corta duración sean mayores a aquellas de larga duración. Por otra parte, se espera que los resultados de costo de falla de larga duración obtenidos para el sector comercial cumplan las siguientes relaciones:

$$CFLD(encuesta) < CFLD(respaldo)$$

$$CFLD(excedente) < CFLD(respaldo)$$

En este caso no es claro, a priori, si la estimación por excedente será mayor o menor al costo de falla obtenido mediante una encuesta. En el caso de fallas de corta duración, se espera las estimaciones obtenidas cumplan las siguientes relaciones:

$$CFCD(encuesta) < CFCD(valor agregado)$$

$$CFCD(excedente) < CFCD(valor agregado)$$

Las últimas desigualdades se basan en los resultados de estudios anteriores que revelan que las estimaciones por valor agregado suelen ser mayores a aquellas obtenidas por cualquier otro método.

Todas estas relaciones serán analizadas críticamente al momento de realizar las estimaciones de costos de falla, como también, se buscará identificar posibles determinantes de estas (cotas).

4.2 Sector Industrial

En el sector industrial la posibilidad de identificar clientes directamente favorece el uso de métodos directos (encuestas). Por otra parte, el número acotado de consumidores y altos niveles de consumo permiten que el levantamiento directo de información resulte en una caracterización adecuada de los costos de falla del segmento.

Como se sugiere en la revisión de literatura, en los sectores productivos, métricas de costos son preferibles a estimaciones de disposición a pagar. En efecto, las DAP se asocian a preferencias que no son fáciles de interpretar en el contexto de una empresa. Por el contrario, las estimaciones de costos

dan luces directas de impactos que las empresas pudiesen enfrentar en caso de restricciones de suministro afectando su rentabilidad y función de beneficios.

Las estimaciones de encuesta de costos se complementan con un método indirecto tanto para las fallas de larga como corta duración. En el caso de falla de larga duración, se propone el uso del costo de respaldo como cota superior al costo de falla. En el caso de falla corta duración, se propone utilizar como referencia el método de valor agregado, lo que puede operar como cota superior dependiendo del daño sobre la producción de las interrupciones del suministro eléctrico. Estas metodologías se escogen por existir información pública y disponible que posibilita la estimación de costo de falla de manera transparente.

La Tabla 15 resume las metodologías propuestas para estimar costos de falla de larga y corta duración para el sector industrial.

Tabla 15: Métodos propuestos para el sector industrial

Costo	Método	Categoría metodológica	Justificación de elección	Fuente de datos
CFLD	Encuesta costos	Directa	Posibilidad de desagregación de costos y evaluación de escenarios directamente con usuarios.	Levantamiento directo (encuestas)
	Costo de respaldo	Indirecta/ Método hedónico	Revela disposición a pagar y valor de la seguridad del suministro para los clientes. Posibilidad de actualización y sensibilización sencilla. Válido como cota superior al costo de falla al revelar comportamiento sólo de algunos consumidores.	Antecedentes de mercado y técnicos disponibles. Se destacan: precios de equipos de respaldo (autogeneración, equipos electrógenos), parámetros técnicos (rendimientos, capacidad, otros); costos de combustible (diésel, otros), otros costos operacionales.
CFCD	Encuesta de costos intempestivos	Directa	Posibilidad de desagregación de costos y evaluación de escenarios directamente con usuarios.	Levantamiento directo (encuestas)
	Valor Agregado	Indirecta/ representación	Posibilidad de actualización periódica una vez que se identifican y escogen fuentes de información. Entrega cota superior al no considerar posibilidades de sustitución de insumos o ajustes en la producción.	Antecedentes disponibles de cuentas nacionales (Banco Central) y de consumo eléctrico (Ministerio de Energía, Coordinador Eléctrico Nacional).

Fuente: Elaboración E2BIZ.

El uso conjunto de varios métodos permite analizar la consistencia de las estimaciones. En teoría, el costo de falla de larga duración (anticipado) corresponde al ajuste eficiente de los clientes ante restricciones de suministro. Por lo tanto, el costo de falla de corta duración (intempestivo y con menor posibilidad de ajuste) debe ser mayor. En principio, se espera que los resultados obtenidos de costos de falla del sector industrial cumplan la siguiente relación:

$$CFLD(encuesta) < CFLD(respaldo) < CFCD(encuesta) < CFCD(valor agregado)$$

4.3 Sector Residencial

En el sector residencial se propone utilizar solamente métodos indirectos. Esto porque a pesar de recomendarse en la literatura la realización de encuestas de DAP que den luces de preferencias ante restricciones de suministro, su aplicación es compleja, cara y con requerimientos de trabajo de campo importantes. Por lo anterior, se propone utilizar métricas de excedente y costo de respaldo para el costo de falla de larga duración. En el caso de falla de corta duración, la propuesta contempla el uso de métodos del valor del tiempo y excedente del consumidor. Al igual que en el resto de los sectores, estas metodologías se escogen por existir información pública y disponible que posibilita la estimación de costo de falla de manera transparente.

La Tabla 16 resume las metodologías propuestas para estimar costos de falla de larga y corta duración para el sector residencial.

Tabla 16: Métodos propuestos para el sector residencial

Costo	Método	Categoría metodológica	Justificación de elección	Fuente de datos
CFLD	Costo de respaldo	Indirecta/ Método hedónico	Revela disposición a pagar y valor de la seguridad del suministro para los clientes. Posibilidad de actualización y sensibilización sencilla. Válido como cota superior al costo de falla al revelar comportamiento sólo de algunos consumidores.	Antecedentes de mercado y técnicos disponibles. Se destacan: precios de equipos de respaldo (autogeneración, equipos electrógenos), parámetros técnicos (rendimientos, capacidad, otros); costos de combustible (diésel, otros), otros costos operacionales.
	Excedente del consumidor (demanda isoelástica)	Indirecta/ representación	Basado en modelo microeconómico con bases conceptuales sólidas	Consumos mensuales, precio, actividad económica
CFCD	Valor del tiempo	Indirecta/ representación	Posibilidad de desagregación de costos y evaluación de escenarios directamente con usuarios.	Encuesta de uso del tiempo, valor del tiempo, salario medio.
	Excedente del consumidor (demanda lineal)	Indirecta/ representación	Basado en modelo microeconómico con bases conceptuales sólidas	Consumos mensuales, precio, actividad económica

Fuente: Elaboración E2BIZ

En el caso residencial, se esperan los resultados de costo de falla obtenidos por los distintos métodos cumplan la siguiente relación:

$$CFLD(excedente) < CFLD(respaldo) < CFCD(excedente) < CFCD(valor del tiempo)$$

4.4 Sistemas Medianos

De acuerdo con la regulación vigente, los sistemas medianos son sistemas eléctricos independientes del SEN, que tienen potencia instalada de generación superior a 1,5 MW y menor a 200 MW. En la actualidad, en esta categoría hay nueve sistemas, ubicados en las regiones de Los Lagos, Aysén y

Magallanes. Como se muestra en la Tabla 17, las potencias instaladas actuales van entre 2,4 MW y 83,5 MW. En estos casos, las instalaciones de generación son mayoritaria o totalmente de propiedad de empresas integradas que incluyen la transmisión y la distribución. En la misma tabla se muestra el número de clientes y las ventas de energía de las empresas de servicio público de distribución. Como se puede apreciar, los clientes van entre 744 y 50.722 y las ventas de energía entre 4,9 GWh/año y 240 GWh/año.

Tabla 17: Capacidad de generación, clientes y ventas de energía en Sistemas Medianos.

Región	Sistema	Potencia Neta 2020 (MW)	Clientes 2019	Venta de Energía 2019 (MWh)
Magallanes	Punta Arenas	83,5	50.722	240.028
	Puerto Natales	13,5	9.601	41.755
	Porvenir	8,0	2.428	28.317
	Puerto Williams	2,4	744	4.931
Aysén	Aysén	46,2	34.716	129.518
	General Carrera	3,6	4.273	9.950
Los Lagos	Palena	5,1	2.418	5.266
	Hornopirén	4,5	4.021	12.659
	Cochamó	3,7	1.915	6.673

Fuentes: Capacidad Instalada, Comisión Nacional de Energía. Clientes y Ventas, Ingresos de Explotación de las distribuidoras 2019

Los clientes de estos sistemas son todos regulados y, salvo excepciones, son residenciales, comerciales y pequeña industria. Las actividades industriales relevantes en estas zonas son todas autoabastecidas y no están conectadas a las redes de las distribuidoras. Esto ocurre principalmente porque las actividades mineras e industriales importantes de estas regiones son grandes con relación al sistema y/o porque sus consumos están alejados de las áreas de servicio público.

Por las condiciones antes descritas, para estimar los costos de falla en los sistemas medianos se usan los mismos métodos que para los clientes regulados del SEN. Ciertamente, las metodologías se aplican sobre la base de la información específica de cada sistema o, en su defecto, con antecedentes de la región en que ellos se ubican y que da cuenta de los costos logísticos asociados. En la Tabla 18 se presentan las metodologías específicas que se aplican en cada segmento.

Tabla 18: Metodologías consideradas para estimar costos de falla de Sistemas Medianos

Sector	CFLD	CFCD
Residencial	Excedente (estimación de costo de falla por región).	Excedente (estimación de costo de falla por región)
	Costo respaldo	Valor del tiempo por región.
		Costo respaldo
Comercial	Excedente (estimación de costo de falla por región)	Excedente (estimación de costo de falla por región)
	Costo respaldo	Valor agregado por zona (norte, centro, sur). Valor del sur entrega cota superior de CFCD de SSMM.
		Costo respaldo
Industrial	Transferencia de encuestas de costos de actividades económicas similares	Transferencia de encuestas de costos intempestivos de actividades económicas similares
	Costo respaldo	Valor agregado por zona (norte, centro, sur). Valor del sur entrega cota superior de CFCD de SSMM.
		Costo respaldo

Fuente: Elaboración E2BIZ

5 Estrategia de Levantamiento de Información de métodos indirectos

La estimación de costos de falla a partir de métodos indirectos contempla el uso de información disponible e idealmente de fuentes oficiales del Estado. La Tabla 19 presenta las fuentes de información que se han levantado y que permiten la estimación de costos de falla de corta y larga duración para cada uno de los métodos propuestos.

En algunos casos se cuenta con más de una fuente de información para una misma variable, por lo que se analizará y justificará la elección definitiva para la estimación del costo de falla en base a la calidad e idoneidad de la información respecto del método (desagregación, periodicidad, entre otras). A modo de ejemplo, en el método del valor agregado se cuenta con estimaciones del valor agregado (producto interno bruto) directamente de cuentas nacionales y también de la matriz insumo producto. En este caso la definición dependerá de la desagregación sectorial del consumo eléctrico que, en principio, se obtiene del Balance Nacional de Energía. En el caso del valor del uso de tiempo, existe la posibilidad de valorar el tiempo de ocio a partir del salario o utilizar una estimación directa. En este caso, por ejemplo, el uso de ambos indicadores puede entregar una sensibilización del resultado del método de uso del tiempo.

Tabla 19: Variables y fuentes de información secundarias para estimar costos de falla a partir de métodos indirectos

Método	Variable	Fuente	Descripción datos a emplear
Excedente del consumidor	Consumo eléctrico	Ingresos de explotación (CNE). Entregados en contexto de este estudio.	Consumos mensuales de clientes regulados por tipo de tarifa y comuna/barra 2009-2019
	Precio de energía eléctrica clientes regulados	Ingresos de explotación (CNE). Entregados en contexto de este estudio.	Estimación de precio medio y marginal por tipo de cliente a partir de ingresos de explotación y consumo a nivel de barra y comuna
	Precio de gas licuado	Energía Abierta (CNE). http://datos.energiaabierta.cl/dataviews/242618/precios-nacionales-de-gas-licuado-petroleo/	Evolución histórica de los precios de gas licuado petróleo, por región.
	Ingreso de los hogares	Encuesta CASEN. Ministerio de Desarrollo Social. http://observatorio.ministeriodesarroll osocial.gob.cl/casen-multidimensional/casen/casen_2017.php	Hasta ahora, las encuestas aplicadas corresponden a los años 1990, 1992, 1994, 1996, 1998, 2000, 2003, 2006, 2009, 2011, 2013, 2015 y 2017. La encuesta incluye distintas métricas de ingreso, como ingreso autónomo a nivel regional y comunal. Se destaca que no todas las comunas presentan datos estadísticamente significativos.

Método	Variable	Fuente	Descripción datos a emplear
	Nivel de actividad regional	INACER. (INE). https://www.ine.cl/estadisticas/economia/economia-regional/actividad-economica-regional	El Indicador de Actividad Económica Regional (INACER) tiene como principal objetivo medir la evolución de la actividad por medio de un índice de cantidad Laspeyres, utilizando información directa e indirecta representativa de cada región. Su principal aporte, radica en que es una medición agregada que muestra la tendencia que sigue la actividad económica regional en el corto plazo. Este producto actualmente se encuentra discontinuado, siendo su última publicación la correspondiente al trimestre octubre-diciembre 2018.
	Nivel de actividad regional	PIB Regional. (Banco Central). https://www.bcentral.cl/areas/estadisticas/pib-regional	El Producto Interno Bruto Regional (PIBR) constituye una desagregación geográfica del PIB, de acuerdo a la división político-administrativa del país. De esta forma, el PIBR registra el valor agregado de las actividades económicas dentro de cada región, reflejando las diferentes estructuras productivas presentes en éstas.
Valor Agregado	Valor agregado (PIB) sectorial	Cuentas Nacionales (Banco Central). https://si3.bcentral.cl/estadisticas/Principal1/Excel/CCNN/trimestrales/excel.html	Producto Interno Bruto (PIB) por clase de actividad económica a precios corrientes y constantes. Desagregación trimestral. Último año disponible 2019.

Método	Variable	Fuente	Descripción datos a emplear
	Valor agregado (PIB) sectorial	Matriz Insumo producto (Banco Central). https://si3.bcentral.cl/estadisticas/Principal1/enlaces/excel/CCNN/Excel_CCNN_CNA.html	Las Cuentas Nacionales Anuales (CNA) comprenden la elaboración del PIB y sus componentes desde los tres enfoques: producción, gasto e ingreso. Ello se realiza en base a un proceso de compilación, donde se recopilan las estadísticas básicas y se elaboran los agregados económicos, a nivel de actividad económica y productos, y un proceso de conciliación donde se da a las estimaciones la consistencia económica y contable, en el marco de los Cuadros de Oferta y Uso (COU). En adición a lo anterior, y a partir de los COU conciliados, se compila y publica la Matriz de Insumo-Producto (MIP). Los agregados son presentados tanto en cifras a precios corrientes como en índices encadenados, mientras que los COU y las MIP son publicadas únicamente en cifras a precios corrientes. Última MIP disponible 2017.
	Consumo eléctrico	Balance Nacional de Energía. (Ministerio de Energía). http://datos.energiaabierta.cl/dataviews/241850/bne-consumo-final-de-energia/	Detalle histórico del consumo final sectorial, en Teracalorías. Desagregación de consumos eléctricos y combustibles para sectores: residencial, comercial, público, industria (desagregada); minería (desagregada); transporte. Último balance disponible 2018.
	Consumo eléctrico	Retiros. Coordinador Eléctrico Nacional. https://www.coordinador.cl/mercados/graficos/transferencias-economicas/retiros-por-cliente/	Consumos horarios de energía efectuados por cliente desde el sistema eléctrico nacional. Distinción cliente libre y distribuidoras.
Uso del tiempo	Uso del tiempo	Encuesta Uso del Tiempo. INE. https://www.ine.cl/estadisticas/sociales/genero/uso-del-tiempo	La Encuesta Nacional del Uso de Tiempo (ENUT) permite caracterizar el tiempo destinado por las personas a las distintas actividades de la vida diaria, como el trabajo remunerado, el trabajo no remunerado y las actividades personales. Para ello la ENUT recolecta información en los principales centros urbanos de todas las regiones del país, entrevistando de manera directa a personas desde los 12 años. La primera versión de esta encuesta se realizó el año 2015 y tiene una periodicidad quinquenal.

Método	Variable	Fuente	Descripción datos a emplear
	Valor del tiempo de ocio	Informe. <i>Revisión a la formulación, actualización y uso del Valor Social del Tiempo de Viaje</i> . Ministerio de Desarrollo Social. 2020	Los Precios Sociales Vigentes 2020 contienen una serie de modificaciones y actualizaciones referidas a la formulación del valor social del tiempo de viaje. Este documento resume el análisis técnico que respalda los cambios realizados y brinda tanto información sobre el estado del arte como un análisis crítico de los estudios nacionales y el uso del valor del tiempo en el contexto del Sistema Nacional de Inversiones. Cuenta con estimación explícita del valor del tiempo de ocio.
	Salario horario	INE. Valor de remuneración hora ordinaria. https://www.ine.cl/estadisticas/sociales/mercado-laboral/sueldos-y-salarios	Indicador de remuneración promedio país considerando horas ordinarias de trabajo.
	Consumo eléctrico	Ingresos de explotación (CNE). Entregados en contexto de este estudio.	Consumos mensuales de clientes regulados por tipo de tarifa y comuna/barra 2009-2019. En este caso interesa solamente el consumo BT1.
Respaldo	Precio de equipos	Información de mercado	Se realizará un estudio de mercado considerando distintos equipos de respaldo (generadores y grupos electrógenos). Se considerarán distintas capacidades.
	Costo de instalación		
	Costos fijos y operación no combustibles		
	Rendimiento y otros parámetros técnicos		
Precio diésel	Energía Abierta (CNE). http://datos.energiaabierta.cl/dataviews/92588/precios-semanales-de-combustible-al-publico-region-metropolitana/	Serie histórica de precios a público y márgenes brutos de ventas de combustibles en la Región Metropolitana, en \$/lt.	

6 Diseño de las Encuestas

El objeto de este capítulo es describir el diseño de una encuesta que permita obtener “información confiable, pertinente y relevante del efecto de no contar con suministro” al que se refiere la Actividad v) del primer Objetivos Específico del presente Estudio.

Para este efecto, es importante señalar que el país se encuentra afectado por una pandemia que obliga a realizar las entrevistas a los encuestados con métodos no presenciales. Afortunadamente, se han desarrollado plataformas y sistemas que permiten llevar a cabo la tarea y que se utilizarán en este estudio. Esta condición limita seriamente la posibilidad de encuestar clientes regulados residenciales y motivó que, finalmente, se apliquen solo a clientes mineros, industriales, comerciales y de servicios.

A continuación, se detallan los aspectos fundamentales de un proceso que debiera conducir a estimaciones de costos de falla de corta y larga duración, respaldados en información válida y representativos de los sectores a los que se dirige. Los temas son el universo, el diseño muestral, el cuestionario, la plataforma tecnológica y los procedimientos para la ejecución de la encuesta.

6.1 Universo

La encuesta a clientes no residenciales se aplica en el contexto del SEN. Esto se debe a que, por el número y variedad de empresas, es válido usar una metodología estadística y obtener resultados extrapolables al universo. En los sistemas medianos no se aplica esta metodología. En primer lugar, porque los clientes son todos o casi todos regulados. En segundo lugar, en estos sistemas los clientes no residenciales son de pequeños tamaños relativos (salvo excepciones, con menos de 500 kW de potencia conectada). En tercer lugar, se trata de sectores muy disímiles unos de otros. Entre ellos están Cochamó y Hornopirén en la Región de Los Lagos, Aysén y General Carrera en la región de Aysén y Punta Arenas, Puerto Natales y Puerto Williams en la Región de Magallanes. Por estas razones, se requeriría un estudio especial para cada uno de ellos, lo que es inviable en el contexto del presente estudio.

Para establecer el universo de Clientes libres del SEN se toma como referencia el mes de julio de 2019, por ser éste un período de alto consumo relativo dentro del año y alejado del conflicto social de octubre pasado y de la pandemia de 2020. Como se aprecia en la Tabla 20, en dicho período hubo 2.244 clientes con una demanda de 3.605 GWh, la cual representa el 57,6% de la demanda total del SEN. En la zona Norte del sistema, desde Vallenar hasta Arica, hay 216 clientes que representan casi el 50% del consumo total de clientes libres y son, en su mayoría, empresas ligadas a la minería. En la zona Centro, desde La Serena hasta Concepción, hay 1.453 clientes que representan el 42% del consumo. En la zona Sur, desde Los Ángeles a Chiloé, hay 576 clientes que representan solo el 9% del consumo de este segmento. El detalle de los clientes libres se adjunta en el Archivo Excel “Anexo_Clientes_Libres_SEN_Julio_2019”.

Tabla 20: Clientes Libres del SEN distribuidos por zona - Julio 2019

Zona	Número	GWh	% Retiro
Norte	216	1.781	49,4%
Centro	1.453	1.502	41,7%
Sur	575	322	8,9%
Totales	2.244	3.605	100,0%

Fuente: Elaborado a partir del Balance de Inyecciones y Retiros del Coordinador.

Respecto a la distribución por actividades económicas, en la Tabla 21 se puede observar que 62,9% corresponde a Minería, el 21,9% a Industria, el 3,3% corresponde a Servicios, 2,7% a Comercio, el 8,1% son clientes libres de distribuidoras con actividades no identificadas y, finalmente el 1% son Inmobiliarias que administran espacios utilizados por clientes de todo tipo.

Tabla 21: : Clientes Libres SEN por tipo de actividad - Julio 2019

Sector	Número	GWh	% Retiro
Minería	106	2.266	62,9%
Industria	1.045	789	21,9%
Servicios	335	120	3,3%
Comercio	466	99	2,7%
Libre-Distribuidora	160	293	8,1%
Inmobiliaria	132	38	1,0%
Totales	2.244	3.605	100,0%

Fuente: Elaborado a partir del Balance de Inyecciones y Retiros del Coordinador.

Adicionalmente, se aplica la encuesta al conjunto de clientes regulados no residenciales que pueden optar a tarifas libres. Todos ellos tienen potencias conectadas superiores a 500 kW. Este conjunto de 1994 clientes con retiros equivalentes a 148 GWh/mes, representa el 5,6% del total de consumo de clientes regulados y el 2,4% de los retiros totales para los clientes del SEN. Aprovechando la posibilidad de poder identificarlos, se van a encuestar para tener una visión complementaria del costo de falla para clientes de actividades de pequeña industria, comercio y servicios de menor tamaño.

Tabla 22: Clientes Regulados >500 Kw - Consumo Promedio Mensual

Grupo	Número	GWh	% Retiro
Grandes	129	52	35,0%
Medianos	375	52	35,0%
Pequeños	1.490	45	30,0%
Totales	1.994	148	100,0%

Fuente: Elaborado a partir de la nómina actualizada a febrero de 2020, publicada por el Coordinador.

6.2 Diseño Muestral

El diseño muestral para los clientes libres es probabilístico, estatificado según tres variables: zona, tipo de actividad y tamaño de consumidor. La estratificación por zona geográfica considera el punto donde se conectan las instalaciones del cliente y se agrupa en las zonas Norte, Centro y Sur antes descritas. Dentro de cada zona, los consumidores se clasifican en dos tipos: Industria – Minería (IM) y Comercio – Servicios (CS). Finalmente, dentro de cada zona y tipo de actividad, los clientes se ordenan según tamaño relativo medido por la energía mensual consumida y se clasifican en grupos de consumo alto, medio y bajo nivel de consumo.

Se destaca que, en cada zona, aparece un grupo de clientes no identificados que reciben suministro de parte de empresas distribuidoras (se designa como LD). Se trata de un grupo relativamente pequeño, el 7% del número total y el 8% del consumo total de los clientes libres. Además, están distribuidos en todos los rangos de tamaños. Estos clientes no fueron seleccionados en la muestra para encuestar. Análogamente, las empresas inmobiliarias no se incluyen en la muestra debido a que ellas, en general, no son directamente afectadas por eventuales fallas o racionamientos.

Combinando las variables Zona, Actividad y Tamaño se obtienen 18 segmentos de clientes y se define un tamaño muestral en cada uno de ellos. Para los segmentos de clientes con consumo alto, que son pocos en número, se planea encuestar a todos los clientes. En los segmentos de consumo medio se planea encuestar entre el 30 y el 50% de los clientes. En cada uno de los segmentos de consumo bajo se elige una muestra de 20 clientes. De tal forma, la muestra de clientes libres es de 268 clientes: 62 de consumo alto, 86 de consumo medio y 120 de consumo bajo.

La selección de los casos para la muestra, dentro de los segmentos de consumos medio y bajo, se realiza por medio de un sorteo aleatorio. El detalle del procedimiento de selección de la muestra se adjunta en el Anexo 14.6 Procedimiento de Muestreo. Sobre lo anterior, para los clientes de bajo consumo, se agrega un conjunto de casos de reemplazo para la eventualidad de que algunas empresas de la muestra no respondan, o respondan mal, la encuesta. La planilla con los datos de todos los clientes libres y su clasificación en los diferentes segmentos se adjunta en el Archivo Excel “Anexo_Clientes_Libres_SEN_Julio_2019”.

La distribución del consumo de los clientes de la muestra resultante, por actividad y por zona, se presenta en la Tabla 23. En conjunto, sin considerar las empresas inmobiliarias, la muestra equivale a 2.291 GWh, lo que representa un 64% del consumo total de clientes libres. La composición por sectores resulta sesgada hacia la minería y la zona Norte del SEN, lo que deberá tenerse en cuenta al momento de proyectar los resultados de la encuesta al universo.

Tabla 23: Consumo mensual de la muestra de clientes libres – GWh Julio 2019

Distribución por actividad y zona

Sector	Norte	Centro	Sur	Totales	Participación por Sectores
Minería	1.304	532	3	1.839	80,3%
Industria	28	131	186	345	15,1%
Servicios	7	56	7	70	3,0%
Comercio	5	8	8	20	0,9%

Sector	Norte	Centro	Sur	Totales	Participación por Sectores
Totales	1.349	733	210	2.291	100,0%
Distribución por Zonas	58,9%	32,0%	9,1%	100,0%	

Fuente: Elaboración E2BIZ

Respecto a los clientes regulados no residenciales de más de 500 kW de potencia conectada, estos se ordenan en tres grupos de tamaño y se seleccionan 20 casos elegidos aleatoriamente en cada segmento. Los 60 casos elegidos representan el 9,3% del consumo total de este conjunto de clientes. También, se agrega un conjunto de casos de reemplazo. Igualmente, la planilla con los datos de todos los clientes regulados, su clasificación en tres niveles de consumo y la aplicación del método de selección se adjunta al informe.

6.3 Formulario y Soporte Tecnológico

A los encuestados se les solicitó que respondan preguntas directamente relacionadas con los efectos que les producirían las fallas de suministro sobre la empresa y los costos que ello podría implicar. Para estos efectos, se plantean los escenarios a evaluar y entrega opciones de consecuencias y ajustes que podría usar la empresa para minimizar el daño o costo de las fallas. El formulario incluye preguntas complementarias con el objeto de permitir a los analistas comprender los efectos de las fallas para cada empresa o planta encuestada y poder chequear la consistencia de las respuestas. El diseño del formulario busca plantear el mínimo posible de preguntas y ofrecer algunos apoyos para facilitar la tarea de llenarlo.

Las preguntas se ordenan en las siguientes cuatro secciones:

1. Identificación de la empresa y de la persona que responde. Actividad de la empresa, valor de las ventas y costos anuales, empleo, gasto en electricidad de la empresa y régimen de operación.
2. Perfil de consumo de electricidad: Consumos de energía y potencia y gasto. Disponibilidad de capacidad de generación y/o capacidad de respaldo propio (UPS y Baterías, Protección de datos, etc.) o arrendado. Detalle de características, costos y usos.
3. En casos de fallas intempestivas de 20 minutos, 1 hora, 4 horas y 24 horas: Efectos sobre la producción. Opciones para enfrentar las interrupciones (qué acciones realizan) y los qué costos que tendrían. ¿Habría costos o daños intangibles?
4. En caso de fallas de larga duración, previstas y anunciadas de 5%, 10%, 20% y 30% en períodos de 1, 2 y 10 meses. Acciones posibles para minimizar los efectos y sus costos.

El formulario se adjunta en el Anexo 14.7. Este documento fue enviado junto con un instructivo para ayudar al encuestado a responderlo correctamente.

Las encuestas se realizaron por medio de un sistema web con apoyo telefónico de un encuestador. Para este fin, se trabajó con un equipo de 15 encuestadores. El formulario fue creado en la plataforma JotForm y permite guardar en cualquier momento el trabajo avanzado para continuar en otra ocasión, tiene algunas casillas con información importante que no pueden dejar de llenarse y envía copia del cuestionario final tanto al encuestado (si éste lo requiere) como al centro de control y administración de la encuesta. Al formulario en línea se podía acceder por medio de un enlace único y específico.

La encuesta estuvo soportada en un servidor donde reside el sistema y los datos. El administrador podía invitar a las empresas a contestar el cuestionario, asignar la muestra a los entrevistadores y controlar el avance de cada encuesta. Los encuestadores se encargaron de realizar el seguimiento a cada empresa, además de brindar soporte telefónico a la persona encargada hasta que se hubiera completado el formulario.

Esta modalidad se apoyó con una comunicación previa de la CNE para solicitar la colaboración de los ejecutivos de las empresas para contestar el cuestionario.

Una vez recibidos los cuestionarios desde los entrevistados, el administrador y los especialistas revisan la completitud, la coherencia y consistencia de las respuestas y, en caso de existir dudas, se retomó el contacto con la persona que contestó el cuestionario para aclarar y eventualmente corregir datos dudosos y mejorar la información previamente registrada.

Con los datos recibidos, se genera una base en Excel y queda accesible para los análisis finales (agregar etiquetas a preguntas y respuestas, estandarización de unidades, codificación de opiniones, etc.).

7 Resultados de la Encuesta

7.1 Procesamiento y Validación

Durante el proceso de la encuesta se envió invitaciones a 412 plantas de la muestra seleccionada. Como se aprecia en la Tabla 24, para 299 plantas no hubo respuestas y para 125 plantas los clientes respondieron la encuesta. De estas últimas, 119 respuestas corresponden a plantas de clientes libres y 6 a clientes regulados con potencias conectadas mayores a 500 kW.

Tabla 24: Retiros de energía de empresas encuestadas

	Clientes Libres	Clientes Regulados > 500 kW	Total
Muestra Objetivo	268	60	328
Invitaciones Enviadas	314	98	412
No participan/No responden	207	92	299
Encuestas finalizadas	119	6	125

Fuente: Elaboración E2BIZ

Para cada uno de los formularios recibidos, se revisó la coherencia de la información, se corrigieron los errores manifiestos y se pidió aclaraciones a los encuestados cuando los valores se salían de los rangos esperados, cuando no se respondió alguna sección o si faltaba alguna información esencial. La mayor parte de las correcciones fue por problemas en las unidades ingresadas en las respuestas. A modo de ejemplo, se pidió anotar los valores monetarios en millones de pesos y la energía en MWh y se ingresaron en pesos o kWh, respectivamente.

Con relación a los costos de los escenarios de falla, se analizó que los valores declarados tuvieran relación con las magnitudes en riesgo relativas a la actividad de la empresa. Es decir, que los valores de costos en los escenarios de falla estuvieran relacionados con el margen económico (Ingresos menos Costos Operativos), con la disponibilidad de capacidad de generación propia con unidades de respaldo y con las características del proceso productivo de la empresa. Finalmente, se destaca que algunas empresas agregaron fuentes de costos por daño ambiental, los cuales no se incluyeron en los costos de falla calculados.

7.2 Resultados

Las encuestas a clientes finalizadas y procesadas corresponden 91 empresas, cuya nómina se adjunta al informe en el Anexo 14.8, que corresponde a las 125 plantas, o puntos de consumo, de la muestra antes definida. Las características principales de este grupo de empresas se incluyen en la Tabla 25. Los seis clientes regulados se incluyen en la muestra analizada porque son similares a otros clientes libres de la muestra.

Desde el punto de vista de la importancia económica del grupo de empresas encuestadas, se destaca que ellas representan ingresos por ventas por casi 32 mil millones de dólares anuales y ocupan directamente 54.220 trabajadores.

Tabla 25: Antecedentes de las empresas encuestadas

	Minería	Industria	Servicios	Total Muestra
Número de Empresas	25	52	14	91
a) Ingresos 2019 (M\$):	16.447.924	6.152.371	1.984.252	24.584.547
b) Costos operativos 2019 (M\$):	10.104.222	4.660.410	1.262.107	16.026.738
c) Gasto anual electricidad Año 2019 (M\$):	1.158.257	188.227	86.297	1.432.782
d) Personal de administración	2.528	3.082	1.973	7.583
e) Personal de producción	18.429	11.812	6.273	36.514
f) Personal de mantenimiento y servicios	5.367	3.155	1.601	10.123
g) Demanda Máxima Año 2019 (kW)	2.277.702	567.529	148.624	2.993.855
h) Energía Año 2019 (MWh)	14.740.070	2.924.776	756.634	18.421.479
i) Energía Facturada Julio 2019 (MWh)	1.294.522	233.289	66.881	1.594.692
j) Energía Facturada Julio 2019 (M\$)	74.901	11.208	4.486	90.596
k) Grupos electrógenos (kW)	122.647	88.256	50.887	261.790
l) Grupos electrógenos (Número)	121	115	32	268
m) Interrupciones intempestivas 2019 (Número)	70	304	52	426

Fuente: Elaboración E2BIZ. M\$ = Millones de Pesos de Dic. 2019

Con relación a su importancia en el sistema eléctrico, este conjunto de empresas gastó el equivalente a 1.860 millones de dólares en electricidad el año 2019 y representan una demanda agregada de potencia de 2.994 MW. Estas empresas consumieron 1.595 GWh durante el mes de julio de 2019, lo que equivale al 73% de la muestra objetivo y al 44,2% del universo de clientes libres.

En el grupo de empresas encuestadas, las mineras representan un 81,2% del consumo total, las industriales un 14,6% y las de servicios un 4,2%. Cabe destacar que no se recibieron respuestas de empresas del sector comercio.

La capacidad de respaldo propio del grupo encuestado alcanza a 262 MW de potencia máxima. Lo que representa un 8,7% de la demanda máxima del conjunto de empresas. Esto significa que son relativamente pocas las empresas que pueden enfrentar interrupciones o racionamientos profundos sin afectar su operación normal.

Respecto a los eventos fallas intempestivas, que permiten tener una idea de la sensibilidad de los encuestados sobre este aspecto, se informa que el año 2019 hubo 426 eventos. Esto es un promedio de 4,7 eventos por empresa.

Los costos de falla de corta duración de las empresas encuestadas, con el detalle de las fuentes de costos para cada escenario, se presenta en la Tabla 26. Allí, se aprecia que el principal efecto en todos los escenarios es la pérdida de producción¹⁹, lo que explica entre el 74% y el 83% del costo total según escenario de falla. Esto es coherente con el hecho de que, en promedio, las empresas no tienen respaldo suficiente para enfrentar interrupciones de suministro. En segundo lugar, en los escenarios de cortes de veinte minutos, una hora y cuatro horas aparecen los costos por reparaciones de daños a los equipos productivos y en los escenarios de cuatro y veinticuatro horas aparecen las molestias o daños a los clientes. En el tercer lugar, aparecen los costos por mano de obra adicional requerida para recuperar producción y los de autogeneración.

Los costos unitarios por fallas de corta duración (en \$/kWh), se calculan como el cociente entre el costo total de los escenarios de interrupciones y el nivel de consumo correspondiente a la misma unidad de tiempo. Para esto, se considera, por una parte, el consumo de julio 2019 y, por otra, el número de días laborales por semana, el número de turnos por día y el número de horas de los turnos.

Como se puede apreciar en la Tabla 26, los costos de falla promedio para las empresas encuestadas varía desde 5.542 \$/kWh, para interrupciones de hasta 20 minutos, decreciendo hasta 856 \$/kWh para interrupciones de 24 horas. La disminución sistemática se explica porque en períodos de falla más largos hay mayores posibilidades de acción y porque, frente a cortes imprevistos, generalmente se requiere un cierto tiempo mínimo para recuperar la producción normal. De hecho, entre las empresas encuestadas hay casos excepcionales en que un corte imprevisto de cualquier duración implica un día o más en volver a la normalidad.

Tabla 26: Costo de falla de corta duración por escenarios y fuentes de costo. Muestra de 91 Empresas.

Escenarios de Interrupciones	Corte 20 minutos	Corte 1 hora	Corte 4 horas	Corte 24 horas
c) Costo Remuneraciones (M\$)	58	98	254	1,085
d) Pérdida de producción a Valor Agregado (M\$)	3,470	5,033	10,017	34,295
e) Costo autogeneración (M\$)	42	84	274	1,447
f) Costo reparación de daños (M\$)	361	367	534	883
i) Daños o peligros (M\$)	33	33	38	63
j) Molestias a clientes (M\$)	191	567	2,186	7,176
k) Otros costos (M\$)	29	74	265	1,578
Costo Total Interrupciones (M\$)	4,184	6,256	13,568	46,527
Energía Interrumpida (MWh)	755	2,265	9,060	54,360
Costo Falla CD (\$/kWh)	5,542	2,762	1,498	856
Costo Falla CD por Sectores (\$/kWh)				
Minería	5,798	2,673	1,225	726
Industria	3,581	1,556	860	646
Servicios	7,814	7,740	7,408	3,383

¹⁹ Valorizadas con el valor agregado de cada empresa.

Fuente: Elaboración E2BIZ. M\$ = Millones de Pesos de Dic. 2019

Desde el punto de vista sectorial, los cortes en mayor medida a los servicios, enseguida a la minería y, en tercer lugar, a las actividades industriales.

Los costos de falla de larga duración para las empresas encuestadas, con el detalle de las fuentes de costos para cada escenario, se muestran en la Tabla 27. En esta tabla se aprecia que la pérdida de producción es la fuente principal de costos. En todos los escenarios, esta causal explica más del 69% del costo total. Con mucho menos importancia aparece la autogeneración, sea con equipos existentes o nuevos. La suma de estas dos fuentes de costos varía, dependiendo del escenario, entre el 19,9% y el 29,8% del costo total de falla. Las demás fuentes de costos explican entre un 0,8% y un 2,4% del costo total de racionamiento.

Para determinar los costos unitarios por fallas de larga duración (en \$/kWh), se calcula el cociente entre el costo de los 12 escenarios de racionamiento proveniente de los cuestionarios y el nivel de consumo correspondiente a la misma unidad de tiempo. Esto último se basa en el consumo mensual de julio 2019.

Como se aprecia en la Tabla 27, los costos de falla de larga duración muestran mucho menos variabilidad y son siempre menores que los de corta duración. Para el conjunto de empresas encuestadas, los costos de falla promedio varían entre un máximo de 341 \$/kWh y un mínimo de 285 \$/kWh. Los valores mayores ocurren en los escenarios de racionamientos de un mes y los menores en los escenarios de 10 meses.

Tabla 27: Costos de Falla de Larga Duración por escenarios y fuentes de costos. Muestra de 91 Empresas.

Escenarios de Racionamiento	1 mes				2 meses				10 meses			
	5%	10%	20%	30%	5%	10%	20%	30%	5%	10%	20%	30%
a) Reducción costos sin afectar producción (M\$)	112	175	294	416	155	234	366	505	1.409	2.435	4.488	6.541
b) Autogeneración grupos existentes (M\$)	2.457	4.152	5.952	7.496	4.862	8.261	11.508	14.610	24.064	41.073	56.553	71.057
c) Autogeneración grupos nuevos o arrendados (M\$)	435	2.163	9.353	15.591	1.987	6.511	21.199	34.434	9.752	31.842	92.311	149.429
d) Sustitución (M\$)	0	115	230	370	115	230	490	760	642	1.284	2.578	3.867
e) Eficiencia (M\$)	235	180	173	183	339	360	346	366	1.606	1.621	1.700	2.520
f) Pérdidas bienes (M\$)	18.632	37.645	75.530	113.973	36.100	72.200	144.401	218.052	177.430	354.882	709.647	1.067.056
g) Otra estrategia (M\$)	154	251	447	2.467	308	503	893	4.933	1.528	2.503	4.452	24.594
Costo Racionamiento (M\$)	22.023	44.681	91.978	140.496	43.867	88.300	179.202	273.660	216.431	435.640	871.729	1.325.064
Energía Racionada (GWh)	73,9	147,7	295,5	443,2	147,7	295,5	591,0	886,5	738,7	1.477,4	2.954,9	4.432,3
Costo Falla LD (\$/kWh)	298	302	311	317	297	299	303	309	293	295	295	299
Costo Falla LD por Sectores (\$/kWh)												
Minería	343	350	359	360	338	341	346	347	334	336	338	338
Industria	120	109	114	123	136	132	131	138	134	131	119	123
Servicios	115	133	140	221	113	132	139	221	111	128	136	217

Fuente: Elaboración E2BIZ. M\$ = Millones de Pesos de Dic. 2019

En la misma Tabla 27, se observa que, en todos los escenarios, el valor medio de la muestra está muy influenciado por el peso de las empresas mineras. Como se puede ver, para las empresas industriales el costo de falla varía en el rango de 109 a 138 \$/kWh, para las de servicios de 113 a 228 \$/kWh y para las mineras de 321 a 392 \$/kWh. El promedio general de la muestra encuestada está mucho más cerca de éstas últimas. Cabe destacar que el sesgo hacia la minería se corregirá en la proyección al universo porque en ese proceso se tendrá en cuenta la proporción del consumo de energía de cada sector económico en el consumo total.

Por último, respecto a la validez estadística de los resultados antes descritos, correspondientes al conjunto de encuestas recibidas, es importante señalar que los costos de corta duración son significativos para un 95% de confianza con un margen de error del entre 28 y 37% con relación a la media de la muestra²⁰. Para el mismo nivel de confianza, los costos de larga duración tienen márgenes de error entre 12,7 y 15%. El error muestral más alto para los costos de falla de corto plazo se debe a la mayor variabilidad de los resultados obtenidos. En efecto, como se puede apreciar en las Tabla 28 y Tabla 29, la desviación estándar de la muestra para el costo de falla de corta duración es 140% o más respecto al valor medio y, para el de larga duración, la desviación no supera el 72% del valor medio correspondiente.

Tabla 28: Valor Medio y Desviación Estándar del CFCD

Costo de Falla de Corta Duración de la Muestra (\$/kWh)		
Escenarios de Interrupciones	Valor Medio	Desviación Estándar
20 minutos	5,542	8,865
1 hora	2,762	3,707
4 horas	1,498	2,098
24 horas	856	1,496

Fuente: Elaboración E2BIZ

²⁰El Error Muestral (EM) se calcula como: $EM = \pm \frac{z \cdot s}{\sqrt{n}}$ donde z es la amplitud del intervalo de confianza, s la desviación estándar de la muestra y n el tamaño de la muestra. Para z = 2 el intervalo de confianza es 95%.

Tabla 29: Valor Medio y Desviación Estándar del CFLD

Costo de Falla de Larga Duración de la Muestra (\$/kWh)			
Escenarios de Racionamiento		Valor Medio	Desviación Estándar
1 mes	5%	319	223
	10%	323	232
	20%	341	239
	30%	337	223
2 meses	5%	302	199
	10%	303	196
	20%	308	193
	30%	313	190
10 meses	5%	285	191
	10%	287	189
	20%	287	188
	30%	291	186

Fuente: Elaboración E2BIZ

7.3 Dependencia de Energéticos Sustitutos

En la encuesta de costo de falla se preguntó explícitamente a las empresas por el uso de energéticos sustitutos para enfrentar interrupciones o racionamientos. El formulario incluyó dos posibilidades: combustibles y energía para alimentar grupos de respaldo y sustitución de electricidad en los procesos productivos. De acuerdo con las respuestas obtenidas hasta la fecha, en todas las empresas que cuentan con respaldo el combustible utilizado es petróleo diésel. Al mismo tiempo, en caso de racionamiento, ninguna empresa menciona la posibilidad de sustituir la electricidad por otro energético.

8 Resultados de Métodos Indirectos

8.1 Resultados del método del valor agregado

Como se señaló en la sección 4.2, el método del valor agregado proporciona una referencia para la estimación del costo de falla de corta duración. Para estimar los valores se emplearon valores de cuentas nacionales regionales del Banco Central de Chile y consumos de energía eléctrica del Balance de Energía a nivel regional. En ambos casos se utilizan los últimos antecedentes disponibles que a la fecha corresponden al año 2018. Los valores resultantes se llevan a valores de diciembre de 2019 utilizando el IPC.

En los sectores industriales y minero resulta directo identificar la correspondencia entre valor agregado (PIB) y su consumo eléctrico del balance. Sin embargo, para el sector comercial esta relación no es clara. Por lo anterior, se establece un rango del costo de falla utilizando los datos que se presentan en la Tabla 30.

Tabla 30: Composición del consumo eléctrico del sector comercial

Segmento Comercial	Participación
Bancos	0,5%
Supermercados	27,0%
Malls	13,0%
Clínicas	5,6%
Otros	53,9%

Fuente: Elaboración E2BIZ en base a antecedentes del Ministerio de Energía.

La estimación del rango de costo de falla se realiza considerando que el consumo eléctrico del balance a considerar para el sector comercio de cuentas nacionales incluye supermercados, malls y otros (cota inferior) y solo supermercados y malls (cota superior).

Los resultados de costo de falla intempestivos se presentan en la Tabla 31. Los resultados se presentan a nivel regional y entregan un valor de referencia de los costos de falla de corta duración. Los resultados presentan importantes niveles de variación entre regiones para un mismo sector. Esto es usual con el método del valor agregado y los valores suelen dispararse para regiones con consumos bajos y caer para aquellas con niveles de consumos relevantes. Ver sección 3.2.1 para revisar la estrategia de cálculo de costo de falla con el método del valor agregado.

Tabla 31: Resultados de costos de falla intempestivos utilizando el método del valor agregado (\$ 2019/kWh).

Región	Minería	Industria	Comercio
Tarapacá	929,7	9.211,3	3.113,7 – 7.649,6
Antofagasta	728,5	7.921,8	3.886,2 – 9.547,3
Atacama	440,4	2.648,2	1.664,6 – 4.089,5
Coquimbo	658,8	3.333,5	1.944,1 – 4.776,2
Valparaíso	769,2	3.643,2	2.536,5 – 6.231,6
O'Higgins	758,1	3.400,5	2.373,6 – 5.831,3
Del Maule	-	1.513,5	2.068,1 – 5.080,2
Biobío	1.453,3	1.145,8	2.617,7 – 6.430,9
Araucanía	-	1.617,4	2.784,9 – 6.841,8
Los Lagos	-	2.642,6	1.506,1 – 3.700,2
Aysén	924,4	18.586,3	1.768,8 – 4.345,4
Magallanes	-	11.201,2	2.031,5 – 4.990,8
Metropolitana	826,7	1.869,4	3.119,9 – 7.665,1
Los Ríos	-	1.258,2	1.385,5 – 3.403,7
Arica y Parinacota	8.676,7	4.942,4	1.552,1 – 3.813,2
Total País	726,0	2.060,6	2.811,8 – 6.907,9

Fuente: Elaboración E2BIZ

Estos valores no se emplean en el cálculo definitivo de costo de falla, pero entregan una referencia que permite analizar la validez de los resultados de los otros métodos.

8.2 Excedente del consumidor

En esta sección se presentan los resultados obtenidos de costos de falla medio estimados para los sectores residencial y comercial utilizando el método del excedente del consumidor. La estimación del costo de falla considera el uso de la tarifa BT1a para los clientes residenciales y la tarifa AT4.3 para los clientes regulados no residenciales (comerciales, pequeños industriales y mineros, actividades agropecuarias y de servicios, entre otras actividades de pequeña escala). La justificación de estas tarifas es que conjuntamente representan alrededor de 78% del consumo regulado.

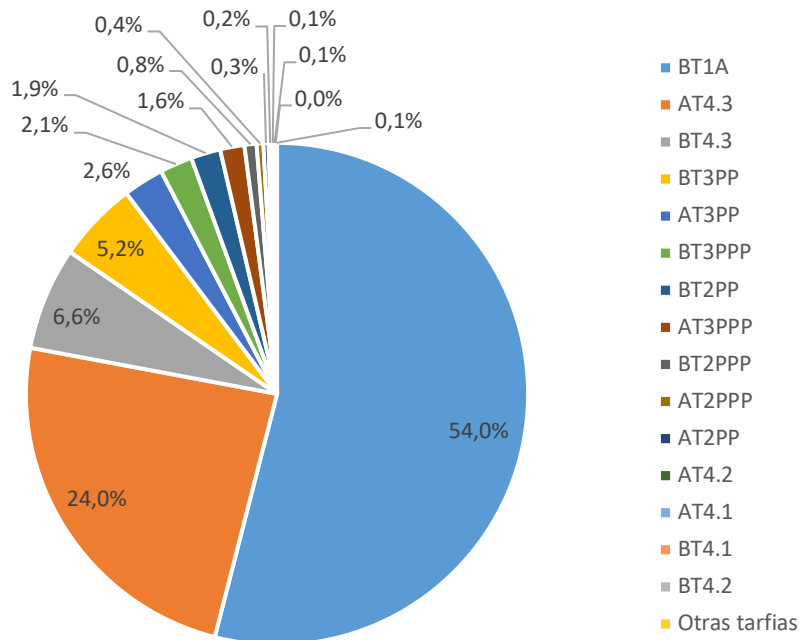


Figura 18: Estructura del consumo eléctrico regulado del año 2019

Fuente: elaboración E2BIZ en base a antecedentes de CNE (Energía Abierta).

8.2.1 Estimación de elasticidades

En los sectores- residencial y comercial- se estiman econométricamente relaciones del tipo:

$$\ln(e_{it}) = \alpha_1 + \alpha_2 \ln(e_{i,t-1}) + \alpha_3 \ln(e_{i,t-2}) + \alpha_4 \ln(p_{i,t-1}) + \alpha_5 \ln(g_{i,t-1}) + \alpha_6 \ln(m_{i,t}) + v_{i,t}$$

Donde e_{it} es el consumo de energía eléctrica en la comuna i en el periodo t , $p_{i,t}$ el precio de la energía eléctrica de la comuna i en periodo t , $g_{i,t}$ es el precio del gas licuado en la comuna i en el mes t (el sustituto considerado); y $m_{i,t}$ el ingreso o nivel de actividad económica de la comuna i en el mes t respectivamente. El número de rezagos de la variable dependiente se determina en función del ajuste de los modelos y varía en cada caso.

Este estudio utiliza datos de consumo total mensual por comuna para los años 2001 a 2018. Estos datos fueron proporcionados por la contraparte técnica de la Comisión Nacional de Energía en el contexto de este estudio. Los precios utilizados corresponden a precios marginales tal y como lo

propone Marshall (2010) y se estima como el cociente entre gasto en energía y el consumo en kWh. El gasto en energía corresponde al pago asociado al cargo variable (sin el cargo fijo) que está disponible directamente de los antecedentes de ingresos de explotación entregados por la contraparte. Como proxy de la actividad económica y/o ingreso regional se utiliza el indicador INACER disponible hasta 2018. En este caso, se considera que la Región de Arica y Parinacota presenta el mismo INACER que Tarapacá antes de 2007. Lo mismo para las Regiones de Los Ríos y Los Lagos. Tal y como se realiza en (Benavente, 2005), para la región Metropolitana (que no tiene INACER) se utiliza el promedio nacional. Los precios del gas licuado se obtienen directamente de la base de Energía Abierta lo que permite una desagregación comunal.

Esta estimación presenta desafíos tal y como se plantea en (Benavente, 2005). En particular, se debe estimar cuidadosamente la ecuación por la correlación existente entre el error $v_{i,t}$ y los rezagos del consumo de energía ($e_{i,t-1}$ y $e_{i,t-2}$) por lo que la estimación por métodos usuales como mínimos cuadrados no es consistente y se utilizan instrumentos que permitan corregir problemas de endogeneidad. Bond (2002) explora métodos econométricos para modelos de paneles dinámicos y compara los resultados de simulaciones usando MCO, el estimador Intragrupos y el Método Generalizado de Momentos (GMM por su sigla en inglés) utilizado en Arellano y Bond (1991) y Blundell y Bond (1998). Este último método es el que tiene el menor sesgo de muestra finita en las simulaciones realizadas (2002).

En lo que sigue se presentan los resultados de elasticidades que entrega el método de Blundell y Bond (BB). El método de BB se escoge por ser el recomendado en paneles en que el número de individuos es menor al número de periodos. Para estimar las elasticidades, el territorio nacional se desagrega en tres zonas principales. En particular, la agrupación de regiones es: Norte (regiones 1, 2, 3 y 15), Centro (regiones 4, 5, 6, 7, 8 y 13) y Sur (regiones 9, 10, 11, 12 y 14).

La Tabla 32 a continuación, presenta los resultados de elasticidades precio de demanda a uno, dos y diez meses estimados para el sector residencial en las distintas zonas definidas. Los resultados obtenidos son estadísticamente significativos y resultan ser similares a estimaciones previas de elasticidades del sector residencial (INTELIS; FEN, 2012); (Benavente, 2005). La elasticidad precio de demanda residencial de largo plazo a nivel nacional es de -0,42.

Tabla 32: Resultados de elasticidades del sector residencial

Elasticidad	Norte	Centro	Sur	Nacional
1 mes	-0,070	-0,044	-0,046	-0,050
2 meses	-0,094	-0,061	-0,074	-0,077
10 meses	-0,193	-0,127	-0,162	-0,164

Fuente: Elaboración E2BIZ

Los resultados revelan que la demanda es relativamente inelástica en todo el territorio nacional. Sin embargo, la zona norte presenta una demanda levemente más elástica que aquellas estimadas para las zonas centro y sur del país.

La Tabla 33, a continuación, presenta los resultados de elasticidades precio de demanda a uno, dos y diez meses estimados para el sector comercial en las distintas zonas definidas. Los resultados obtenidos son estadísticamente significativos y difieren de manera importante de aquellos obtenidas para tarifas BT2 (INTELIS; FEN, 2012), pero se asemejan a aquellos obtenidas para sectores industriales obtenidas del último estudio de elasticidad desarrollado por la Comisión (Comisión Nacional de Energía, 2017).

Tabla 33: Resultados de elasticidades para el sector regulado no residencial

Elasticidad	Norte	Centro	Sur	Nacional
1 mes	-0,436	-0,331	-0,056	-0,226
2 meses	-0,602	-0,501	-0,109	-0,326
10 meses	-0,704	-0,678	-0,399	-0,635

Fuente: Elaboración E2BIZ.

Los resultados revelan que la demanda eléctrica comercial es inelástica, aunque significativamente más elástica que la demanda residencial. El sur presenta niveles de elasticidad menores al resto del país lo que se explica por la naturaleza de zona donde abunda el pequeño comercio relacionado con hogares. De todas formas, la elasticidad de la zona sur aumenta con el número de meses significativamente más rápido que en el caso residencial.

8.2.2 Resultados de costo de falla

La Tabla 34 presenta los costos de falla medios estimados para el sector residencial. Para ello se utilizan los precios medios de energía eléctrica regionales inferidos de la cuenta tipo regional (Empresas Eléctricas, Julio 2019). En el caso de Cochamó y Hornopirén se revisan pliegos tarifarios y se estima el valor de la cuenta promedio. En todos los casos los valores corresponden a 2019. Los resultados presentan los escenarios de racionamiento con profundidades de 5%, 10%, 20% y 30% para duraciones de 1, 2 y 10 meses. La estimación de estos costos utiliza las elasticidades antes presentadas y su uso es consistente con la estimación temporal de estas (1, 2 y 10 meses). El costo de falla intempestivo (profundidad de 100%) se estima utilizando la elasticidad con menor horizonte temporal (1 mes).

Tabla 34: Costos de falla medios estimados para el sector residencial en distintos escenarios

Sector Residencial		Duración 1 mes (\$ 2019/kWh)					Duración 2 meses (\$ 2019/kWh)					Duración 10 meses (\$ 2019/kWh)			
Región	Precio (\$ 2019/kWh)	Intempestiva	5%	10%	20%	30%	5%	10%	20%	30%	5%	10%	20%	30%	
Arica y Parinacota	157	1.287	214	270	383	496	200	242	326	410	178	198	239	280	
Tarapacá	155	1.270	211	267	378	490	197	238	321	404	176	196	236	276	
Antofagasta	146	1.196	199	251	356	461	185	225	303	381	165	184	222	260	
Atacama	152	1.244	207	262	371	480	193	234	315	396	172	192	231	271	
Coquimbo	171	2.126	269	367	562	758	241	311	451	590	205	239	306	373	
Metropolitana	126	1.568	199	271	415	559	178	229	332	435	151	176	226	275	
Valparaíso	171	2.121	269	366	561	756	241	310	450	589	205	238	305	372	
O'Higgins	150	1.865	236	322	493	665	212	273	395	518	180	209	268	327	
El Maule	156	1.941	246	335	513	692	220	284	411	539	187	218	279	341	
Biobío	151	1.868	236	322	494	666	212	273	396	519	180	210	269	328	
Araucanía	170	2.001	261	353	536	719	227	284	399	513	196	222	275	327	
Los Ríos	166	1.956	255	345	524	703	222	278	390	502	191	217	268	320	
Los Lagos	166	1.956	255	345	524	703	222	278	390	502	191	217	268	320	
Aysén	154	1.818	237	321	487	653	206	258	362	466	178	202	249	297	
Magallanes	144	1.694	221	299	454	609	192	241	338	434	166	188	232	277	
Cochamó y Hornopirén	149	1.762	230	311	472	633	200	250	351	452	172	196	242	288	

Fuente: Elaboración E2BIZ

La Tabla 35, a continuación, presenta los costos de falla para los sistemas medianos y el SEN. La estimación de costo de falla se estima como el promedio ponderado entre los costos de falla y la proporción de consumo que cada región representa en el sistema.

Tabla 35: Costos de Falla por Sistema del Sector Residencial

Sector Residencial Sistema	CFCD	CFLD											
	Intempestiva (\$ 2019/kWh)	Duración 1 mes (\$ 2019/kWh)				Duración 2 meses (\$ 2019/kWh)				Duración 10 meses (\$ 2019/kWh)			
		5%	10%	20%	30%	5%	10%	20%	30%	5%	10%	20%	30%
SEN	1.734	224	303	462	621	201	257	369	481	171	198	252	306
Cochamó y Hornopirén	1.762	230	311	472	633	200	250	351	452	172	196	242	288
SSMM Aysén (Aysén, General Carrera y Palena)	1.818	237	321	487	653	206	258	362	466	178	202	249	297
SSMM Magallanes (Punta Arenas, Puerto Natales, Puerto Williams y Puerto Porvenir)	1.694	221	299	454	609	192	241	338	434	166	188	232	277

Fuente: Elaboración E2BIZ

La

Tabla 36 presenta los costos de falla medios estimados para los clientes regulados no residenciales. Al igual que en el sector residencial, se utilizan los precios medios de energía eléctrica regionales inferidos de la cuenta tipo regional (Empresas Eléctricas, Julio 2019). Los resultados presentan los escenarios de racionamiento con profundidades de 5%, 10%, 20% y 30% para duraciones de 1, 2 y 10 meses. La estimación de estos costos utiliza las elasticidades antes presentadas y su uso es consistente con la estimación temporal de estas (1, 2 y 10 meses). El costo de falla intempestivo (profundidad de 100%) se estima utilizando la elasticidad con menor horizonte temporal (1 mes). Las variaciones entre regiones para cada escenario se explican por diferencias en la tarifa y elasticidad. Ver sección 3.2.3 para ver detalle metodológico de estrategia de estimación con método del excedente del consumidor.

Tabla 36: Costos de falla medios estimados para el sector regulado no residencial en distintos escenarios

Sector Comercial		Duración 1 mes (\$ 2019/kWh)					Duración 2 meses (\$ 2019/kWh)				Duración 10 meses (\$ 2019/kWh)			
Región	Precio (\$ 2019/kWh)	Intempestiva	5%	10%	20%	30%	5%	10%	20%	30%	5%	10%	20%	30%
Arica y Parinacota	110	236	116	123	135	148	115	119	128	137	114	118	126	133
Tarapacá	107	230	113	119	132	144	111	116	125	134	111	115	122	130
Antofagasta	108	233	115	121	133	146	113	117	126	136	112	116	124	132
Atacama	121	260	128	135	149	163	126	131	141	151	126	130	138	147
Coquimbo	128	322	138	148	167	186	135	141	154	167	133	138	147	157
Metropolitana	101	252	108	116	131	146	106	111	121	131	104	108	115	123
Valparaíso	134	336	144	154	174	195	141	147	161	174	139	144	154	164
O'Higgins	125	313	134	144	162	181	131	137	150	162	129	134	143	152
El Maule	124	312	134	143	162	181	131	137	149	162	129	134	143	152
Biobío	125	313	134	144	162	181	131	137	150	162	129	134	143	152
Araucanía	148	1.460	213	279	410	541	181	215	283	351	157	166	185	203
Los Ríos	131	1.297	189	248	364	481	161	191	251	311	139	148	164	180
Los Lagos	131	1.299	190	248	365	482	161	192	252	312	140	148	164	181
Aysén	131	1.291	189	247	363	479	160	190	250	310	139	147	163	180
Magallanes	81	799	117	153	224	296	99	118	155	192	86	91	101	111
Cochamó y Hornopirén	129	1.276	186	244	358	473	159	188	247	306	137	145	161	178

Fuente: Elaboración E2BIZ

La Tabla 37, a continuación, presenta los costos de falla para los sistemas medianos y el SEN.

Tabla 37: Costos de Falla por Sistema del Sector No Residencial

Sector Comercial	CFCD	CFLD											
	Intempestiva (\$ 2019/ kWh)	Duración 1 mes (\$ 2019/kWh)				Duración 2 meses (\$ 2019/kWh)				Duración 10 meses (\$ 2019/kWh)			
Sistema		5%	10%	20%	30%	5%	10%	20%	30%	5%	10%	20%	30%
SEN	504	140	159	197	236	132	143	164	186	126	131	141	152
Cochamó y Hornopirén	1.276	186	244	358	473	159	188	247	306	137	145	161	178
SSMM Aysén (Aysén, General Carrera y Palena)	1.291	189	247	363	479	160	190	250	310	139	147	163	180
SSMM Magallanes (Punta Arenas, Puerto Natales, Puerto Williams y Puerto Porvenir)	799	117	153	224	296	99	118	155	192	86	91	101	111

8.3 Valor del tiempo como cota

El CFCD para los clientes residenciales corresponde a la pérdida de bienestar por la suspensión de actividades en el hogar a causa de interrupciones intempestivas del suministro eléctrico. Para disponer de un límite superior del CFCD, se supone que las fallas obligan a suspender toda actividad. La estimación de la pérdida para las familias se usan los conceptos de la teoría del valor del tiempo (Becker, A Theory of Allocation of Time, 1965) (Becker, Tratado sobre la familia, 1987).

En lo fundamental, se acepta que las personas obtienen beneficio del consumo de bienes y servicios, el que estaría limitado por ingreso disponible. El ingreso se obtiene del tiempo dedicado al trabajo remunerado y de otras fuentes. Además, se debe considerar que el tiempo disponible de las personas para destinar al trabajo remunerado, al descanso y las demás actividades está limitado. En estas condiciones, una persona racional, sin otras limitaciones, obtendría el máximo nivel de bienestar cuando el valor marginal del tiempo dedicado al consumo es igual al ingreso marginal del tiempo dedicado al trabajo. Suponiendo que las remuneraciones son independientes de las horas que una persona trabaje, ellas son una medida del valor de las horas marginales del trabajo y, por ende, de las horas destinadas a las otras actividades (ocio).

Los valores que se usan para representar el valor del trabajo remunerado a nivel de regiones del país provienen de la Encuesta Suplementaria de Ingresos 2018 (INE, 2019). Los valores actualizados con el Índice Nominal de Remuneraciones, a diciembre 2019, se presentan en la Tabla 38. Para obtener el ingreso medio de las personas ocupadas a nivel residencial, lo que se requiere para comparar con el consumo de energía eléctrica horario, se multiplican los ingresos medios por el número de ocupados y el resultado se divide por el número de viviendas ocupadas. Enseguida, se calcula el ingreso medio por hora de trabajo.

Tabla 38: Ingresos medios mensuales de los ocupados y promedio horario por vivienda en pesos de diciembre 2019.

Región	Ingreso Medio de los Ocupados (\$/Mes)	Número de Ocupados	Viviendas Ocupadas 2019	Ingreso Medio de los Ocupados por Vivienda Ocupada (\$/Mes)	Ingreso Medio de los Ocupados por Vivienda Ocupada (\$/Hora trabajo)
Arica y Parinacota	507.882	72.557	71.835	512.989	3.868
Tarapacá	535.734	156.785	103.731	809.738	5.688
Antofagasta	725.328	277.558	185.819	1.083.424	8.114
Atacama	575.305	128.854	99.350	746.152	6.630
Coquimbo	483.655	349.779	266.212	635.482	5.708
Valparaíso	575.146	833.473	662.214	723.889	5.819
Metropolitana	701.433	3.357.502	2.372.833	992.511	7.416
Libertador Gral. Bernardo O'Higgins	511.623	389.929	325.575	612.752	5.192
Maule	464.564	448.370	380.290	547.730	4.893
Bíobío	473.174	874.184	725.147	570.423	5.138
La Araucanía	465.461	439.557	349.678	585.101	4.669
Los Ríos	512.146	175.203	141.481	634.217	5.024
Los Lagos	527.723	416.242	308.608	711.777	5.493
Aysén del Gral. Carlos Ibáñez del Campo	654.076	58.188	40.680	935.585	6.489
Magallanes y de la Antártica Chilena	884.506	84.972	59.821	1.256.379	9.765
Promedio Nacional	601.146	8.063.152	6.093.273	795.489	5.649

Fuente: Elaborado a partir de (INE, 2019) y cifras del Censo de Población y Vivienda 2017 (INE, 2018)

Con relación al uso del tiempo de las personas, se utilizan los resultados de la Encuesta Nacional del Tiempo más reciente disponible (Estadísticas, Noviembre 2016). Dicha encuesta entrega una estimación de las horas promedio diaria que dedican las personas, a nivel regional y nacional, a las actividades laborales remuneradas, al trabajo no remunerado (labores domésticas, cuidado de niños y ancianos, etc.) al ocio y la vida social y al cuidado personal (dormir, comer, etc.). Los resultados se incluyen en la Tabla 39. Los promedios se calculan sobre el total de las horas semanales para las personas de 12 años y más, por esa razón el tiempo dedicado al trabajo en la ocupación, como promedio nacional, es de solo 4,63 horas diarias.

Tabla 39: Usos del tiempo (horas) de las personas según ENUT 2015.

Región	Ocio y Vida Social	Cuidado Personal	Trabajo no remunerado	Trabajo en la ocupación, búsqueda de trabajo y estudio	Total
Arica y Parinacota	5,98	9,63	4,03	4,36	24,00
Tarapacá	6,10	8,56	4,66	4,68	24,00
Antofagasta	6,42	8,90	4,29	4,39	24,00
Atacama	6,28	9,38	4,65	3,70	24,00
Coquimbo	5,79	9,81	4,74	3,66	24,00
Valparaíso	6,06	9,45	4,40	4,09	24,00
Metropolitana	6,15	9,31	4,14	4,40	24,00
Libertador Gral. Bernardo O'Higgins	6,12	9,44	4,56	3,88	24,00
Maule	5,67	11,19	3,46	3,68	24,00
Biobío	6,22	9,83	4,30	3,65	24,00
La Araucanía	5,91	9,98	3,99	4,12	24,00
Los Ríos	6,11	9,03	4,71	4,15	24,00
Los Lagos	5,79	9,97	3,98	4,26	24,00
Aysén del Gral. Carlos Ibáñez del Campo	5,80	9,45	4,02	4,74	24,00
Magallanes y de la Antártica Chilena	7,42	8,69	3,66	4,23	24,00
Total Nacional	5,96	9,28	4,13	4,63	24,00

Fuente: Elaborado a partir de (INE, 2016)

Como indicador de consumo residencial a nivel de regiones, se usan los valores de la facturación a clientes con tarifa BT1a para el año 2019. Esto entrega los valores promedio mensuales. Enseguida se calcula un promedio horario para todas las horas y para las horas de punta. Para esto último se usa un factor de carga estimado de 0,6.

Finalmente, el costo de una interrupción en una hora de punta se calcula como el cociente entre el ingreso horario por vivienda y el consumo residencial en una hora de punta. El costo de una hora promedio se calcula en forma análoga, pero considerando solamente las horas dedicadas al ocio y al trabajo no remunerado.

Sean w_h el ingreso laboral promedio horario de ocupados ajustado por vivienda desagregado a nivel regional, kWh_{mes} el consumo eléctrico medio por hogar (desagregación regional), $h_{ocio} + h_{no\ remunerado}$ la suma de las horas de ocio y de trabajo no remunerado (desagregación regional), y FC el factor de carga.

Entonces, los costos de falla promedio de una hora y en horas de punta se estiman como:

$$CF(\text{promedio}) = \frac{w_h}{kWh_{mes}/(24 \cdot 30)} \cdot \frac{h_{ocio} + h_{no\ remunerado}}{24}$$

$$CF(\text{punta}) = \frac{w_h}{kWh_{mes}/(24 \cdot 30 \cdot FC)}$$

Los resultados se muestran en la Tabla 40.

Tabla 40: Costo de falla de corta duración con método del valor del tiempo.

Región	Consumo Residencial 2019 - BT1a (kWh/mes)	Consumo Residencial Promedio Horario (kWh/hora)	Consumo Residencial Dda. Max. (kWh/hora)	Costo de Interrupción en Dda. Máx. (\$/kWh)	Costo de Interrupción en una Hora Promedio (\$/kWh)
Arica y Parinacota	172	0,235	0,392	9.866	6.861
Tarapacá	188	0,258	0,429	13.247	9.897
Antofagasta	202	0,277	0,462	17.574	13.072
Atacama	153	0,209	0,348	19.028	14.436
Coquímbo	139	0,190	0,317	18.018	13.179
Valparaíso	154	0,211	0,352	16.546	12.014
Metropolitana	212	0,291	0,485	15.286	10.922
Libertador Gral. Bernardo O'Higgins	162	0,222	0,371	14.009	10.390
Maule	144	0,197	0,329	14.875	9.426
Biobío	146	0,200	0,334	15.400	11.255
La Araucanía	130	0,178	0,296	15.750	10.832
Los Ríos	158	0,216	0,360	13.972	10.500
Los Lagos	162	0,221	0,369	14.888	10.098
Aysén del Gral. Carlos Ibáñez del Campo	153	0,210	0,350	18.517	12.616
Magallanes y de la Antártica Chilena	178	0,244	0,407	24.008	18.481
Promedio Nacional	175	0,240	0,401	14.103	9.883

Fuente: Elaboración E2BIZ a partir de los Ingresos de Explotación 2019 y de las Tabla 38 y Tabla 39.

La Tabla 41, a continuación, presenta los costos de falla para los sistemas medianos y el SEN. En el caso de los SSMM de Cochamó, Hornopirén y Palena se considera que los costos de falla son aquellos de la región de Aysén por la naturaleza similar de la actividad económica.

Tabla 41: Costo de falla intempestivo por sistema a partir de método del valor del tiempo

Sistema	Costo de Interrupción en una Hora de Punta (\$/kWh)	Costo de Interrupción en una Hora Promedio (\$/kWh)
SEN	15.457	11.056
SSMM Cochamó, Hornopirén y Palena	14.888	10.098
SSMM Aysén	18.517	12.616
SSMM Magallanes	24.008	18.481
Promedio País	14.597	10.354

Es importante destacar que estos valores representan una cota superior a los costos de falla de corta duración para los sectores residenciales. Para su estimación se supone que una interrupción del suministro eléctrico implica perder un valor equivalente al tiempo perdido valorizado a un costo de oportunidad equivalente a los ingresos laborales. En la práctica, una interrupción que impide continuar una cierta actividad en curso libera tiempo y se puede realizar otra actividad, que también aporta valor. De tal modo, en rigor, el costo para las familias es la diferencia entre el valor de la actividad que se dejó de realizar y el de la que se pudo ejercer sin electricidad durante la falla.

8.4 Costos de respaldo

Para mostrar la relevancia de contar con respaldo propio para el Corte de Punta en los sectores no residenciales, se analizará primero los costos de generación asociados a las horas de punta para luego compararlos con los costos de retirar energía y potencia en dichas horas, es decir, el caso sin cortar punta.

En la Tabla 42 se muestran costos referenciales de inversión, con instalación incluida, operación y rendimientos de los grupos de respaldo operando al 50% de carga. Se ha considerado un rango representativo de equipos entre 24 kW y 800 kW en base a petróleo diésel. Todos los valores se consideran sin IVA.

Tabla 42: Costos de inversión y operación grupos Generadores Diésel

Potencia Máxima	Costo de Inversión	Costos Fijos O&M	Consumo (lt/kWh)	Costos Var. No Combustible
kW	US\$/kW	US\$/Año	Al 50% de Capacidad	US\$/MWh
24	423	216	0,358	35
48	423	621	0,333	35
80	424	970	0,313	34
100	424	1.120	0,296	34
120	425	1.250	0,283	33
160	426	1.600	0,278	33
200	427	1.950	0,275	33
240	429	2.300	0,273	32
280	430	2.650	0,270	32
320	431	3.000	0,269	32
400	435	3.500	0,268	31
480	438	3.900	0,265	31
640	447	4.300	0,263	30
800	455	4.600	0,260	30

Fuente: Elaboración E2BIZ en base a experiencia del consultor.

Los costos variables totales varían entre 169 US\$/MWh para potencias en torno a los 800 kW y de 226 US\$/MWh para potencias del orden de 24 kW, considerando un precio del petróleo diésel de 534 US\$/m³. Asumiendo una generación de 400 horas de operación anuales (gran parte del período de punta), vida útil de 10 años con costo residual nulo y tasa de descuento de 5% real anual, los costos medios totales varían entre 386 US\$/MWh para un equipo de 24 kW y 331 US\$/MWh para un equipo de 800 kW. Los resultados para el rango de potencias evaluado se presentan en la Tabla 43.

Tabla 43: Costo de respaldo con 400 Horas/Año de Operación

Potencia Máxima	Fijos	Variables	Costo Total	Costo Medio
kW	US\$/Año	US\$/MWh	US\$/Año	US\$/MWh
24	1.531	226	3.704	386
48	3.253	213	7.336	382
80	5.366	201	11.802	369
100	6.617	192	14.294	357
120	7.848	185	16.717	348
160	10.425	181	22.027	344
200	13.016	180	27.380	342
240	15.620	178	32.734	341
280	18.237	176	37.961	339
320	20.866	175	43.274	338
400	26.023	174	53.864	337
480	31.154	172	64.191	334
640	41.336	171	85.001	332
800	51.760	169	105.792	331

Fuente: Elaboración E2BIZ en base a experiencia del consultor.

Como se muestra en la Figura 19, el costo medio de los grupos de respaldo varía considerablemente con respecto la cantidad de horas de utilización. A modo de ejemplo, para un grupo de 800 kW, el costo medio supera los 1.000 US\$/MWh si su uso es inferior a 100 horas/año o puede ser más cercano a su costo variable en el caso de utilizaciones superiores a las 1.000 horas año.

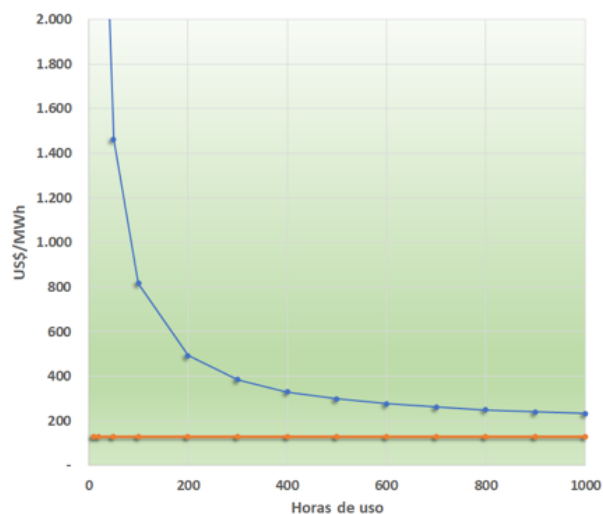


Figura 19: Costo Medio y Variable de Generación con Grupos de Respaldo a Petróleo

Por otro lado, el costo de abastecerse de energía y potencia en horas punta para un cliente conectado al SEN, varía dependiendo de su punto de conexión y su nivel de tensión. Los cargos unitarios asociados a la componente energía incluyen los conceptos de transporte, Servicios Complementarios y Servicio Público, y pueden variar entre 11 US\$/MWh y 21 US\$/MWh si el cliente se conecta al Sistema de Transmisión Nacional o a un Sistema de Distribución. A su vez, si consideramos 400 horas efectivas de demanda de punta, los cargos de potencia asociados a las horas de punta representan del orden de 307 US\$/MWh y 402 US\$/MWh, dependiendo si está conectado al Sistema de Transmisión o a un Sistema de Distribución respectivamente. El detalle de las componentes del costo monómico de suministro en horas de punta, en función del precio de la energía, se presenta en la Tabla 44.

Tabla 44: Costo de suministro monómico en horas punta (400 horas punta)²¹

	Cliente en Tx Nacional (TxN)	Cliente en Tx Zonal (TxZ)	Cliente en Distribución (Dx – AT)
Cargos de Transmisión y Peajes de Energía (US\$/MWh)	11,0	18,2	21,4
Precio Potencia + Peaje de Potencia HP + Compras de Potencia (US\$/kW/mes)	7,9	7,9	10,1
Costo monómico Horas Punta (US\$/MWh)	257,2 + Precio Energía	264,7 + Precio Energía	338,4 + Precio Energía

Fuente: Elaboración E2BIZ en base a decretos tarifarios vigentes en 2020 y tipo de cambio 770,39 \$/US\$.

CSP: cargo por servicio público (0,494 \$/kWh) y SSCC: cargo por Servicios Complementarios (0,163 \$/kWh).

El rango de precios de la componente de energía para clientes no residenciales abastecidos desde la red en horario de punta es amplio. Dichos precios pueden estar entre valores cercanos a 40 US\$/MWh y superiores a 100 US\$/MWh. Si consideramos un valor de la energía de 40 US\$/MWh, el costo de suministro desde la red en el período de punta estaría entre 300 US\$/MWh para un cliente conectado a nivel de transmisión nacional y 380 US\$/MWh para un cliente conectado a un sistema de distribución.

²¹ Para un cliente conectado en el sistema de transmisión nacional el costo monómico de suministro en el período de punta (400 horas punta aprox.) está dado por la siguiente expresión:

$$\text{Costo monómico PP} = \text{Precio Energía} + \text{Cargos transporte} + \text{Cargos Potencia} \times 12 / 400$$

Luego, se puede afirmar que, en muchos casos, cortar punta rentabiliza la inversión en equipos de generación de respaldo. La principal implicancia de este análisis es que el límite relevante del costo de falla debiese estar más cerca del costo variable de generación que del costo medio, el cual incorpora la amortización de la inversión en los grupos de respaldo.²²

Finalmente, se extendió el análisis del costo medio de generación a las distintas macrozonas relevantes para este estudio. Combinando la información de recargos aplicables a los precios FOB de motores diésel extraída de los últimos estudios de fijación de tarifas de los SSMM de Cochamó y Hornopirén, Aysén y Magallanes, con la serie de precios observados a público del petróleo diésel (2015-2020), se obtuvieron los factores de ajuste por zona que se muestran en la Tabla 45.

Tabla 45: Índices de ajuste de costos de generación de respaldo utilizados

Índices	Norte	Centro	Sur	Cochamó y Hornopirén	Aysén	Magallanes
Precios Combustible	1,019	1,000	1,054	1,054	1,077	1,044
Inversión y costos fijos	1,019	1,000	1,054	1,321	1,314	1,173

Fuente: Elaboración E2BIZ

²² Una segunda implicancia de este análisis es la relación entre el incentivo a cortar punta para los grandes clientes y las emisiones tanto locales y globales asociadas. Esta es una externalidad negativa relevante de la política tarifaria vigente que escapa al alcance de este estudio.

9 Indexación y expansión de resultados

En esta sección se desarrolla una propuesta de indexación para los costos de falla de corta y larga duración. A continuación, se presenta la propuesta de indexadores para la actualización de los costos de falla para cada sector, escenario y sistema.

9.1 Indexación de resultados del método del excedente del consumidor

En los sectores residencial y comercial la indexación se fundamenta en la variación del parámetro clave que permite la estimación de falla con el método del excedente: la tarifa²³. Para ello, se consideran las componentes de cargos por energía y transmisión de las tarifas BT1a y AT4.3 de las empresas de distribución que operan en las capitales de cada una de las regiones del SEN. Para determinar la participación de cada una de las empresas elegidas en el indexador del respectivo sector, se considera la cantidad energía consumida durante el año 2019 en cada región.

La lógica en los sistemas medianos es exactamente la misma. En efecto, para los sistemas medianos de Aysén y Magallanes se consideran las tarifas de las comunas de Coyhaique y Punta Arenas respectivamente, mientras que en los sistemas de Hornopirén y Cochamó se consideran las tarifas de Hualaihué²⁴.

La estrategia de indexación considera el uso de las variables que se presentan en la Tabla 46 a continuación.

Tabla 46: Variables de indexación de los sectores residencial y no residenciales regulados

Indexador	BT1	AT4.3
Cargo por energía en la comuna <i>i</i> en el mes <i>t</i>	$CER_{i,t}$	$CEC_{i,t}$
Cargo por transmisión en la comuna <i>i</i> en el mes <i>t</i>	$CTR_{i,t}$	$CTC_{i,t}$
Costo total en comuna <i>i</i> en mes <i>t</i>	$CR_{i,t} = CER_{i,t} + CTR_{i,t}$	$CC_{i,t} = CEC_{i,t} + CTC_{i,t}$
Participación de región <i>i</i> en consumo regional en el SEN	α_i	β_i

²³ En la estimación del costo de falla interviene también la elasticidad, pero esta se asume fija. Este supuesto es razonable al utilizar para su estimación una serie mensual de casi 20 años.

²⁴ Es relevante destacar que al revisar los pliegos tarifarios las tarifas de las comunas Cochamó y Hualaihué estas son prácticamente iguales. Lo mismo ocurre en Aysén con las tarifas de Coyhaique, Chile Chico y Palena. En la Región de Magallanes las tarifas de Punta Arenas y Puerto Natales son idénticas siendo las de Puerto Porvenir y Puerto Williams algo menores.

Las fórmulas de indexación en el SEN para los sectores residencial y no residenciales regulados se presentan a continuación. La indexación puede interpretarse como la variación temporal de una tarifa promedio ponderada del SEN. Por otra parte, el indexador es común a los escenarios de interrupción y racionamiento de suministro dado que en ambos casos los costos se estiman a partir de métodos econométricos.

$$IR = \frac{\sum_i \alpha_i \cdot CR_{i,t}}{\sum_i \alpha_i \cdot CR_{i,0}}$$

$$IC = \frac{\sum_i \beta_i \cdot CC_{i,t}}{\sum_i \beta_i \cdot CC_{i,0}}$$

En el caso de los sistemas medianos no es necesario ponderar por consumo regional y se consideran solo los cargos por energía²⁵. Entonces para cada uno de los sistemas medianos, las fórmulas de indexación para los sectores residencial y comercial son respectivamente:

$$IR = \frac{CER_{i,t}}{CER_{i,0}}$$

$$IC = \frac{CEC_{i,t}}{CEC_{i,0}}$$

La Tabla 47 presenta las referencias de cada una de las distribuidoras para poder actualizar las tarifas como requiere la indexación.

Tabla 47: Fuentes de información para la indexación se de sectores residencial y clientes regulados no residenciales

Región/SSMM	Ciudad	Empresa	Página web
Arica y Parinacota	Arica	Emelari	https://www.cge.cl/informacion-comercial/tarifas-y-procesos-tarifarios/tarifa-de-suministro/
Tarapacá	Iquique	Eliqsa	https://www.cge.cl/informacion-comercial/tarifas-y-procesos-tarifarios/tarifa-de-suministro/
Antofagasta	Antofagasta	Elecda	https://www.cge.cl/informacion-comercial/tarifas-y-procesos-tarifarios/tarifa-de-suministro/
Atacama	Copiapó	Emelat	https://www.cge.cl/informacion-comercial/tarifas-y-procesos-tarifarios/tarifa-de-suministro/

²⁵ En los sistemas medianos los cargos por transmisión son insignificantes respecto del cargo por energía y en la práctica son casi nulos lo que justifica esta decisión.

Región/SSMM	Ciudad	Empresa	Página web
Coquimbo	Coquimbo	Conafe	https://www.cge.cl/informacion-comercial/tarifas-y-procesos-tarifarios/tarifa-de-suministro/
Valparaíso	Valparaíso	Chilquinta	https://www.chilquinta.cl/valor-tarifas
Metropolitana	Santiago	Enel distribución	https://www.enel.cl/es/clientes/informacion-util/tarifas-y-reglamentos/tarifas.html
O'Higgins	Rancagua	CGE distribución	https://www.cge.cl/informacion-comercial/tarifas-y-procesos-tarifarios/tarifa-de-suministro/
El Maule	Talca	CGE distribución	https://www.cge.cl/informacion-comercial/tarifas-y-procesos-tarifarios/tarifa-de-suministro/
Biobío	Concepción	CGE distribución	https://www.cge.cl/informacion-comercial/tarifas-y-procesos-tarifarios/tarifa-de-suministro/
Araucanía	Temuco	CGE distribución	https://www.cge.cl/informacion-comercial/tarifas-y-procesos-tarifarios/tarifa-de-suministro/
Los Ríos	Valdivia	SAESA	https://www.gruposaes.cl/saes/tarifas-vigentes
Los Lagos	Puerto Montt	SAESA	https://www.gruposaes.cl/saes/tarifas-vigentes
Aysén	Coyhaique	Edelaysen	https://www.gruposaes.cl/edelaysen/tarifas-vigentes
Magallanes	Punta Arenas	Edelmag	http://www.edelmag.cl/informacion-comercial/tarifas-y-opciones-tarifarias/tarifas-de-suministros/
Cochamó y Hornopirén	Hualaihué	SAESA	https://www.gruposaes.cl/saes/tarifas-vigentes

Fuente: Elaboración E2BIZ

El detalle de los parámetros iniciales y la estrategia de indexación se replica de manera transparente en la herramienta que se adjunta con este informe.

9.2 Indexación: resultados de las encuestas

La indexación se refiere a la actualización de valores de variables económicas mediante el uso de índices que den cuenta de su variación en el tiempo. La indexación de resultados de la encuesta se fundamenta en la actualización de cada una de las categorías de costos que componen el costo de falla. En este caso se requiere la consideración explícita de los escenarios de interrupción (corta duración) y racionamiento (larga duración).

9.2.1 Costo de falla de corta duración

Tal como se explicó en las secciones anteriores, el costo de falla de corta duración se construye mediante la agregación de distintas componentes de costos. La Tabla 48 presenta las variables de indexación que se emplean para el costo de falla de corta duración. Cada una de las variables a indexar se relacionan con una componente específica del costo de falla, a excepción del valor del dólar. En ella se incluye la fuente específica que es necesario consultar para llevar a cabo la actualización. Los valores $A_{i,j}, \dots, G_{i,j}$ representan la participación que cada componente de costo tiene para cada sector (industria, minería, servicios)²⁶ y escenario en el costo de falla total y que se asumen constantes para efectos de la indexación.

²⁶ Estos valores se obtienen directamente a partir de la encuesta y por tanto varían entre escenario y sector.

Tabla 48: Variables de indexación para el costo de falla de corta duración

Variable a indexar	Indexador	Sigla	Participación costo de falla en escenario j del sector i.	Períodos	Fuente
Sueldos y salarios	Índice de precios al consumidor. Base anual 2018.	IPC_t	$A_{i,j}$	Valor 2 meses antes del mes al que se busca llevar la indexación ²⁷	https://www.ine.cl/estadisticas/economia/indices-de-precio-e-inflacion/indice-de-precios-al-consumidor
Pérdida de valor agregado	Índice de precios al productor (para los sectores minería, industria y comercial se utilizan respectivamente minería, industria manufacturera y Analítico Industrias sin cobre). Base anual 2014.	IPP del sector i en t: $VA_{i,t}$	$B_{i,j}$	Valor 4 meses antes del mes al que se busca llevar la indexación	https://www.ine.cl/estadisticas/economia/indices-de-precio-e-inflacion/indice-de-precios-de-productor
Costos de autogeneración	Precio Paridad diésel (en dólares)	Precio de diésel en t: DO_t	$C_{i,j}$	Promedio 6 meses comenzando tres meses antes de la fecha de indexación ²⁸	https://www.cne.cl/nuestros-servicios/licitaciones-y-suministros/
Costo de reparación de daños	Índice de precios al productor (Analítico Industrias sin cobre). Base 2014.	IPP_t	$D_{i,j}$	Valor 4 meses antes del mes al que se busca llevar la indexación	https://www.ine.cl/estadisticas/economia/indices-de-precio-e-inflacion/indice-de-precios-de-productor
Daños o peligros	Índice de precios al productor (Analítico Industrias sin cobre). Base 2014.	IPP_t	$E_{i,j}$	Valor 4 meses antes del mes al que se busca llevar la indexación	https://www.ine.cl/estadisticas/economia/indices-de-precio-e-inflacion/indice-de-precios-de-productor
Molestias a clientes	Índice de precios al consumidor. Base anual 2018.	IPC_t	$F_{i,j}$	Valor 2 meses antes del mes al que se busca llevar la indexación	https://www.ine.cl/estadisticas/economia/indices-de-precio-e-inflacion/indice-de-precios-al-consumidor

²⁷ Por ejemplo, si se desea indexar a diciembre de 2021, entonces se toma el valor de octubre de 2021.

²⁸ Por ejemplo, si se desea indexar a diciembre de 2021, entonces se toma el promedio mensual de los meses abril-septiembre.

Variable a indexar	Indexador	Sigla	Participación costo de falla en escenario j del sector i.	Períodos	Fuente
Otros costos	Índice de precios al productor (Analítico Industrias sin cobre). Base anual 2014.	IPP_t	$G_{i,j}$	Valor 4 meses antes del mes al que se busca llevar la indexación	https://www.ine.cl/estadisticas/economia/indices-de-precio-e-inflacion/indice-de-precios-de-productor
Dólar	Dólar promedio mensual	DOL_t	No aplica	Valor mes anterior del mes al que se busca llevar la indexación ²⁹	https://si3.bcentral.cl/estadisticas/Principal1/excel/EC/PARIDADES/excel.html

Fuente: Elaboración E2BIZ

En consecuencia, la fórmula general de indexación para cada escenario j y sector i resulta ser:

$$(A_{i,j} + F_{i,j}) \frac{IPC_t}{IPC_0} + B_{i,j} \frac{VA_{i,t}}{VA_{i,0}} + C_{i,j} \frac{DO_t \cdot DOL_t}{DO_0 \cdot DOL_0} + (D_{i,j} + E_{i,j} + G_{i,j}) \frac{IPP_t}{IPP_0}$$

Luego, para cada sector i y escenario j, esta expresión se aplica para la actualización del costo de falla medio. El detalle de los parámetros iniciales y la estrategia de indexación se replica de manera transparente en la herramienta que se adjunta con este informe.

9.2.2 Costo de falla de larga duración

La indexación de costos de falla de larga duración sigue la misma lógica que para el caso de costos de corta duración. En este caso, los costos de falla también dependen del sector y del escenario considerado. La principal diferencia radica en las categorías de costos consideradas.

La Tabla 49 presenta las variables de indexación que se emplean para el costo de falla de larga duración. En esta se incluye la fuente específica que es necesario consultar para llevar a cabo la actualización. Los valores $A_{i,j}, \dots, G_{i,j}$ representan la participación que cada componente de costo tiene para cada sector (industria, minería, servicios) y escenario en el costo de falla total y que se asumen constantes para efectos de la indexación.

Tabla 49: Variables de indexación para el costo de falla de larga duración

²⁹ Por ejemplo, si se desea indexar a diciembre de 2021, entonces se toma el valor de noviembre de 2021.

Variable a indexar	Indexador	Sigla	Participación costo de falla en escenario j del sector i.	Períodos	Fuente
Reducción consumo no esencial	Índice de precios al productor (Analítico Industrias sin cobre). Base 2014	IPP_t	$A_{i,j}$	Valor 4 meses antes del mes al que se busca llevar la indexación ³⁰	https://www.ine.cl/estadisticas/economia/indices-de-precio-e-inflacion/indice-de-precios-de-productor
Autogeneración grupos existentes	Precio Paridad Diesel	DO_t	$B_{i,j}$	Promedio 6 meses comenzando tres meses antes de la fecha de indexación ³¹	https://www.cne.cl/?s=paridad
Autogeneración grupos nuevos	Precio Paridad Diesel	DO_t	$C_{i,j}$	Promedio 6 meses comenzando tres meses antes de la fecha de indexación	https://www.cne.cl/?s=paridad
	Producer Price Index by Commodity: Machinery and Equipment: Motors, Generators, Motor Generator. Base 1982	PPI_t		Valor 3 meses antes del mes al que se busca llevar la indexación ³²	https://fred.stlouisfed.org/series/WPU1173
Sustitución combustible	Precio Paridad Diesel	DO_t	$D_{i,j}$	Promedio 6 meses comenzando tres meses antes de la fecha de indexación	https://www.cne.cl/?s=paridad

³⁰ Por ejemplo, si se desea indexar a diciembre de 2021, entonces se toma el valor de agosto de 2021.

³¹ Por ejemplo, si se desea indexar a diciembre de 2021, entonces se toma el promedio mensual de los meses abril-septiembre.

³² Por ejemplo, si se desea indexar a diciembre de 2021, entonces se toma el valor de septiembre de 2021.

Variable a indexar	Indexador	Sigla	Participación costo de falla en escenario j del sector i.	Períodos	Fuente
Eficiencia energética	Índice de precios al productor (Analítico Industrias sin cobre). Base 2014	IPP_t	$E_{i,j}$	Valor 4 meses antes del mes al que se busca llevar la indexación	https://www.ine.cl/estadisticas/economia/indices-de-precio-e-inflacion/indice-de-precios-de-productor
Pérdida valor agregado	Índice de precios al productor (para los sectores minería, industria y comercial se utilizan respectivamente minería, industria manufacturera y Analítico Industrias sin cobre). Base 2014	$VA_{i,t}$	$F_{i,j}$	Valor 4 meses antes del mes al que se busca llevar la indexación	https://www.ine.cl/estadisticas/economia/indices-de-precio-e-inflacion/indice-de-precios-de-productor
Otra estrategia	Índice de precios al productor (Analítico Industrias sin cobre). Base 2014	IPP_t	$G_{i,j}$	Valor 4 meses antes del mes al que se busca llevar la indexación	https://www.ine.cl/estadisticas/economia/indices-de-precio-e-inflacion/indice-de-precios-de-productor

Fuente: Elaboración E2BIZ.

En consecuencia, la fórmula general de indexación para cada escenario j y sector i resulta ser:

$$(A_{i,j} + E_{i,j} + G_{i,j}) \frac{IPP_t}{IPP_0} + (B_{i,j} + D_{i,j}) \frac{DO_t \cdot DOL_t}{DO_t \cdot DOL_0} + C_{i,j} \cdot \left(0,51 \frac{DO_t \cdot DOL_t}{DO_t \cdot DOL_0} + 0,49 \cdot \frac{PPI_t}{PPI_0} \right) + F_{i,j} \frac{VA_{i,t}}{VA_{i,0}}$$

En la expresión anterior, se vuelve a utilizar el dólar promedio mensual con la misma referencia empleada en el costo de falla de corta duración. Para la componente de costos de autogeneración con nuevos equipos se considera que el 51% de costo medio corresponde al costo variable mientras que 49% a costo de capital³³.

Luego, para cada sector i y escenario j, esta expresión se aplica para la actualización del costo de falla medio. El detalle de los parámetros iniciales y la estrategia de indexación se replica de manera transparente en la herramienta que se adjunta con este informe.

³³ Estas cifras son consistentes con aquellas presentadas en la sección 0 para 800kW de capacidad de autogeneración.

Es importante notar que los indexadores propuestos han sido publicados por largo tiempo. En aquellos índices que puedan presentar cambio base y solo en el caso que la base que se propone se descontinúe, se propone la siguiente estrategia de actualización.

Sea I_0 el valor base del índice (valor a diciembre de 2019) e I_t la actualización del índice con la base utilizada en este estudio correspondiente a base 100 de la nueva actualización, es decir, con la nueva base el índice ahora denotado por $A_t = 100$. Para cambiar estimar el indexador a la nueva base e indexar al periodo $t+s$ basta con multiplicar la variable de interés por:

$$\frac{I_t}{I_0} \cdot \frac{A_{t+s}}{100}$$

El primer término del producto lleva la estimación al valor en t y el segundo, con la nueva indexación, desde t hasta $t+s$. Luego, la indexación dependerá solamente de A_{t+s} (el valor de índice en el periodo al que se quiere llevar con la indexación) permaneciendo constante el resto de los términos de la expresión.

9.3 Expansión de resultados al SEN y Sistemas Medianos

La proyección de resultados a nivel de sistemas se hace de acuerdo con el peso relativo en el consumo de las distintas agrupaciones de clientes. Para los clientes libres, las agrupaciones corresponden a los sectores productivos empleados en la encuesta. Para los clientes regulados, a la distinción entre clientes residenciales y no residenciales, en concordancia con el análisis econométrico.

Respecto a los clientes libres de las distribuidoras del SEN, donde no se identifican las actividades específicas pero que corresponden a clientes mineros, industriales, servicios y comerciales de la zona central, se usarán los resultados agregados de las encuestas a clientes libres en dicha zona.

Con relación a las inmobiliarias del SEN, que incluyen a clientes residenciales y no residenciales, se usan los resultados del análisis econométrico.

La base de consumos utilizada para definir la muestra de las encuestas de costo de falla para los clientes libres fue la del mes de julio de 2019. Por coherencia, se usa este mismo mes para definir la ponderación de los consumos de todos los tipos de clientes en todos los sistemas.

En el SEN, la distribución inicial de los consumos por tipo de clientes se muestra en la Tabla 50. La información análoga para los Sistemas Medianos se incluye en la Tabla 51.

Tabla 50: Retiros de clientes SEN por tipo de actividad - Julio 2019

Sector/Tipo Cliente	Número	GWh	% Retiro
Minería	106	2.266	36,2%
Industria	1.045	789	12,6%
Servicios	335	120	1,9%
Comercio ³⁴	598	137	2,2%
Libre-Distribuidora	160	293	4,7%
Sub Total Clientes Libres	2.244	3.605	57,6%
Residenciales	6.642.669	1.550	24,8%
No Residenciales	193.909	1.107	17,7%
Sub Total Clientes Regulados	6.836.578	2.657	42,4%
Total Retiros SEN	6.838.822	6.262	100,0%

Fuente: Elaborado a partir de los retiros del SEN y los Ingresos de Explotación 2019

Tabla 51: Distribución de consumos residenciales y no residenciales en Sistemas Medianos – Julio 2019

Sistema	Hornopirén	Cochamó	Palena	Aysén	General Carrera	Punta Arenas	Puerto Natales	Porvenir	Puerto Williams
Residenciales	37,0%	39,2%	58,4%	51,7%	59,7%	42,3%	44,4%	18,6%	39,8%
No Residenciales	63,0%	60,8%	41,6%	48,3%	40,3%	57,7%	55,6%	81,4%	60,2%
Totales	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

Fuente: Elaborado a partir de los Ingresos de Explotación 2019

La Tabla 52 presenta los resultados de costo de falla de corta y larga duración para el SEN y SSMM. En el caso del SEN los CFCD caen con la duración de la interrupción. En el caso de los CFLD, para cada escenario definido por la duración, el costo de falla aumenta con la profundidad.

Tabla 52: Resultados de CFCD y CFLD

Sistema	Costo Falla de Corta Duración (\$/kWh)				Costo de Falla de Larga Duración (\$/kWh)											
	20 minutos	1 hora	4 horas	24 horas	1 Mes				2 Meses				10 Meses			
					5%	10%	20%	30%	5%	10%	20%	30%	5%	10%	20%	30%
SEN	3.497	2.028	1.371	1.013	242	267	323	370	228	245	279	315	212	220	235	253
SSMM Hornopirén	1.406				200	266	397	528	174	214	292	371	150	165	195	225

³⁴ Incluye Inmobiliarias

Sistema	Costo Falla de Corta Duración (\$/kWh)				Costo de Falla de Larga Duración (\$/kWh)											
	20 minutos	1 hora	4 horas	24 horas	1 Mes				2 Meses				10 Meses			
					5%	10%	20%	30%	5%	10%	20%	30%	5%	10%	20%	30%
SSMM Cochamó	1.414				201	267	399	531	175	215	295	375	151	166	197	228
SSMM Palena	1.599				209	280	421	562	184	229	320	410	158	177	215	254
SSMM Aysén	1.563				207	276	414	552	181	225	312	399	156	174	209	245
SSMM General Carrera	1.606				210	281	422	564	184	230	321	412	158	178	216	255
SSMM Punta Arenas	1.177				161	214	321	428	139	170	232	294	120	132	157	181
SSMM Puerto Natales	1.197				163	218	326	435	141	172	236	300	121	134	159	185
SSMM Porvenir	965				136	180	267	354	117	141	189	237	101	109	125	142
SSMM Puerto Williams	1.156				158	211	316	421	136	167	228	289	118	130	153	177

Se debe destacar que los resultados obtenidos son coherentes con los métodos de Valor Agregado y Costo de Respaldo. Respecto a los CFCD, las cifras para el SEN, entre 977 y 3.522 \$/kWh, son del mismo orden de magnitud que los reportados en la Tabla 31. En efecto, ponderando los valores medios para todas las regiones por la participación relativa en el consumo de los sectores minero, industrial y comercio, con el método del Valor Agregado se obtiene CFCD entre 1.145 y 1.320 \$/kWh. Con relación a los CFLD, también se aprecia que los resultados son coherentes con los costos de respaldo. Como se aprecia en la Tabla 43, los costos medios de respaldo estimados, incluyendo el costo de capital, está entre 331 y 380 US\$/MWh, equivalentes a 255 y 285 \$/kWh. En ambos casos, las diferencias con los CFCD y CFLD obtenidos son perfectamente explicables.

9.4 Indexación y estructura de costos de falla

La indexación tiene como propósito actualizar las principales componentes que componen el costo de falla sin necesidad de realizar anualmente un nuevo estudio. La actualización mediante indexadores no solo modifica los resultados de costo de falla, sino que impactan su estructura en función de la evolución relativa de los distintos indexadores. Este cambio de estructura es relevante para los resultados obtenidos mediante encuesta que se desagregan en varias categorías de costos. No es así el caso de los resultados obtenidos con métodos de excedente del consumidor puesto que el precio es el único parámetro por actualizar.

La Tabla 53 presenta la participación de los distintos componentes de los costos de falla de corta duración por corte de 24 horas para los sectores minería, industria y servicios en su versión original (diciembre 2019) y tras un proceso de indexación a diciembre de 2020. El análisis es ilustrativo y es

análogo para los otros escenarios de cortes intempestivos de suministro. En los sectores mineros e industriales las pérdidas de actividad cuantificadas mediante valor agregado representan la mayor parte del CFCD. En el caso industrial es relevante además la categoría de otros costos. En el sector servicios las principales categorías corresponden a molestias a clientes y pérdidas de valor agregado. De los resultados es directo que la estructura de costos se modifica y que incluso a un año las variaciones en los pesos de cada categoría son significativas.

Tabla 53: Impacto de indexación en estructura de CFCD corte 24 horas - por sector

	Minería		Industria		Servicio	
	dic-19	dic-20	dic-19	dic-20	dic-19	dic-20
c) Costo SS Recuperación (M\$)	3,00%	2,67%	2,60%	2,70%	0,03%	0,03%
d) Pérdida de producción a Valor Agregado (M\$)	85,10%	88,09%	58,90%	61,09%	46,79%	46,64%
e) Costo autogeneración (M\$)	3,10%	1,52%	6,10%	3,43%	1,34%	0,75%
f) Costo reparación daños (M\$)	2,30%	2,02%	2,90%	2,90%	0,04%	0,04%
i) Daños o peligros (M\$)	0,20%	0,18%	-	-	-	-
j) Molestias a clientes (M\$)	5,70%	5,10%	4,80%	4,89%	51,80%	52,55%
k) Otros costos (M\$)	0,50%	0,42%	24,70%	24,98%	-	-

La Tabla 54 presenta la participación de los distintos componentes de los costos de falla de larga duración para restricciones de un mes y distintas profundidades para los sectores minería, industria y servicios en su versión original (diciembre 2019) y tras un proceso de indexación a diciembre de 2020. De los resultados se desprende que en el sector minero la componente de pérdida de bienes medida a partir del valor agregado es la componente predominante de los costos de falla. En los sectores industrial y de servicios las principales categorías de costos se relacionan con autogeneración y pérdida de bienes. La eficiencia energética cumple un rol relevante en el sector servicios para el escenario con profundidades de 5% pero caen sistemáticamente con el aumento de la profundidad. Al igual que en caso del CFCD, la indexación tiene impactos significativos en la estructura de costos de falla de larga duración para todos los sectores.

Tabla 54: Impacto de indexación en estructura de CFLD racionamiento 1 mes - por sector

	1 Mes							
	5%		10%		20%		30%	
	dic-19	dic-20	dic-19	dic-20	dic-19	dic-20	dic-19	dic-20
	Minería							
a) Reducción consumo no esencial (M\$)	0,16%	0,15%	0,08%	0,07%	0,04%	0,03%	0,02%	0,02%
b) Autogeneración grupos existentes (M\$)	7,64%	3,97%	6,09%	3,15%	3,86%	2,02%	3,24%	1,68%
c) Autogeneración grupos nuevos (M\$)	15,06%	10,80%	16,95%	12,12%	23,38%	16,93%	21,85%	15,67%
d) Sustitución (M\$)	-	-	-	-	-	-	-	-
e) Eficiencia energética (M\$)	-	-	-	-	-	-	-	-
f) Pérdidas bienes (M\$)	77,14%	85,09%	76,89%	84,65%	72,73%	81,02%	74,88%	82,63%
g) Otra estrategia (M\$)	-	-	-	-	-	-	-	-
	Industria							
a) Reducción consumo no esencial (M\$)	4,84%	5,97%	4,90%	6,14%	4,29%	5,23%	3,91%	4,66%
b) Autogeneración grupos existentes (M\$)	36,22%	24,97%	37,06%	25,99%	27,64%	18,81%	21,48%	14,31%
c) Autogeneración grupos nuevos (M\$)	16,43%	15,64%	20,58%	19,93%	28,49%	26,77%	33,05%	30,41%
d) Sustitución (M\$)	-	-	-	-	-	-	-	-
e) Eficiencia energética (M\$)	5,47%	6,75%	0,86%	1,08%	0,25%	0,30%	0,25%	0,30%
f) Pérdidas bienes (M\$)	30,11%	38,11%	28,89%	37,19%	31,99%	39,96%	34,52%	42,23%
g) Otra estrategia (M\$)	6,94%	8,56%	7,70%	9,66%	7,34%	8,93%	6,79%	8,10%
	Servicios							
a) Reducción consumo no esencial (M\$)	1,68%	2,05%	1,49%	1,95%	1,42%	1,92%	0,94%	1,12%
b) Autogeneración grupos existentes (M\$)	33,88%	23,14%	30,12%	22,09%	27,85%	21,03%	18,27%	12,20%
c) Autogeneración grupos nuevos (M\$)	14,16%	13,36%	46,14%	46,74%	60,02%	62,58%	36,21%	33,39%
d) Sustitución (M\$)	-	-	-	-	-	-	-	-
e) Eficiencia energética (M\$)	37,04%	45,27%	16,40%	21,52%	7,92%	10,70%	3,52%	4,20%
f) Pérdidas bienes (M\$)	-	-	-	-	-	-	-	-
g) Otra estrategia (M\$)	13,24%	16,18%	5,86%	7,69%	2,79%	3,78%	41,07%	49,08%

10 Herramienta para estimar el Costo de Falla

Se ha diseñado y producido una herramienta cuyo objetivo es calcular y permitir actualizar periódicamente los resultados de la estimación realizada de Costos de Falla de corta y larga duración para el SEN y los SSMM. La herramienta está creada en un archivo Excel y se ha diseñado para que la entrada y salida de datos sea lo más simple y clara posible, y que el cálculo de los valores intermedios por sectores y los valores finales por sistema sea fácilmente auditable. En la versión adjunta, los resultados pueden verse simultáneamente para el caso base, en cifras de diciembre 2019, y del mes de la actualización.

La herramienta contiene hojas que, en su conjunto, permiten calcular el costo de falla en base a los métodos explicados en la sección 9. Las hojas de la planilla y su contenido se presentan a continuación.

Tabla 55: Hojas de la planilla y su contenido

Hoja	Descripción
Instrucciones	Se presentan las distintas hojas de la planilla y las instrucciones paso a paso para actualizar los datos para obtener el nuevo costo de falla.
Resultados	Presenta el cálculo de Costo de Falla de Corta y Larga Duración, para los distintos Sistemas (SEN, SSMM Hornopirén, Cochamó, Palena, Aysén, General Carrera, Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams), como también se muestra el detalle por sector (Minería, Industria, Servicios, Comercio y Residencial).
Mes Año Costo de Falla	Hoja donde se ingresa el mes y año al que se desea estimar el costo de falla.
Ingreso Tarifas BT1	Hoja donde se ingresan los precios de la energía y el cargo de transporte para actualizar las variables de indexación del sector Residencial.
Ingreso Tarifas AT4.3	Hoja donde se ingresan los precios de la energía y el cargo de transporte para actualizar las variables de indexación del sector Comercio.
Ingreso Index Min, Indus y Serv	Hoja donde se ingresan los indexadores para actualizar los costos de los sectores Minería, Industria y Servicios.
Select Index Min, Indust y Serv	Hoja donde se seleccionan de manera automática los datos a utilizar para estimar los costos para los distintos sectores (Minería, Industria y Servicio).
Participación por Sistema	Se presentan los porcentajes (%) asociados a los retiros de clientes por tipo de actividades para el SEN y para los SSMM, de acuerdo con lo presentado en la sección 9.3 del informe.
Encuesta Min, Indust y Serv	Hoja donde se presenta el cálculo de costo de falla mediante el método de Encuestas para el sector Minería, Industria y Servicios, de acuerdo con lo presentado en la sección 9.2 del informe.
Econométrico Comercio	Hoja donde se presenta el cálculo de costo de falla mediante el método de econométrico para el sector Comercio, de acuerdo con lo presentado en la sección 9.1 del informe.

Hoja	Descripción
Econométrico Residencial	Hoja donde se presenta el cálculo de costo de falla mediante el método de econométrico para el sector Residencial, de acuerdo con lo presentado en la sección 9.1 del informe.

Para utilizar la herramienta, solamente se deben actualizar la hoja de Resultados y las hojas en color verde: Mes Año Costo de Falla, Ingreso Tarifas BT1, Ingreso Tarifas AT4.3 e Ingreso Index Min, Indust y Serv. Las otras hojas en color gris (Select Index Min, Indust y Serv; Participación por Sistema; Encuestas Min, Indust y Serv; Econométrico Comercio y Econométrico Residencial) NO deben actualizarse, ya que corresponden a hojas de cálculos. De todas formas, la herramienta entregada tiene bloqueada dichas celdas y hojas donde no se deben realizar modificaciones.

10.1 Hoja “Resultados”

La hoja de resultados permite visualizar los valores de cálculo de costo de falla, tanto para el año base (diciembre 2019) como para el año que se desea actualizar. Para seleccionar el mes-año, se debe hacer clic en la celda D6, que contiene un menú desplegable, y seleccionar la fecha a consultar (Ver Figura 20). Este menú desplegable (lista) se actualiza de manera automática al ingresar nuevos datos en la hoja “Mes Año Costo de Falla”, de acuerdo con lo explicado en la sección 10.2.

Sistema	Mes Año	Costo Falla de Corta Duración (\$/kWh)				Costo de Falla de Larga Duración (\$/kWh)						
		Corte 20 minutos	Corte 1 hora	Corte 4 horas	Corte 24 horas	1 Mes				2 Meses		
						5%	10%	20%	30%	5%	10%	20%
SEN	dic-19	3.497	2.028	1.371	1.013	242	267	323	370	228	245	279
	dic-20	3.895	2.213	1.454	1.058	251	276	331	379	236	253	287
SSMM Hornopirén	dic-19		1.406			200	266	397	528	174	214	292
	dic-20		1.406			200	266	397	528	174	214	292
SSMM Cochamó	dic-19		1.414			201	267	399	531	175	215	295
	dic-20		1.414			201	267	399	531	175	215	295
SSMM Palena	dic-19		1.599			209	280	421	562	184	229	320
	dic-20		1.599			209	280	421	562	184	229	320
SSMM Aysén	dic-19		1.563			207	276	414	552	181	225	312
	dic-20		1.563			207	276	414	552	181	225	312
SSMM General Carrera	dic-19		1.606			210	281	422	564	184	230	321
	dic-20		1.606			210	281	422	564	184	230	321
SSMM Punta Arenas	dic-19		1.177			161	214	321	428	139	170	232
	dic-20		1.177			161	214	321	428	139	170	232
SSMM Puerto	dic-19		1.107			163	218	326	435	141	172	236

Figura 20: Ejemplo actualización hoja “Resultados”

10.2 Hoja “Mes Año Costo de Falla”

En esta hoja se debe ingresar el mes y año que se desea calcular el costo de falla. Una vez ingresado el valor en la celda inmediatamente a continuación del último mes-año ingresado, se actualizará la lista de la hoja “Resultados” y los encabezados en las hojas de “Ingreso Datos”.

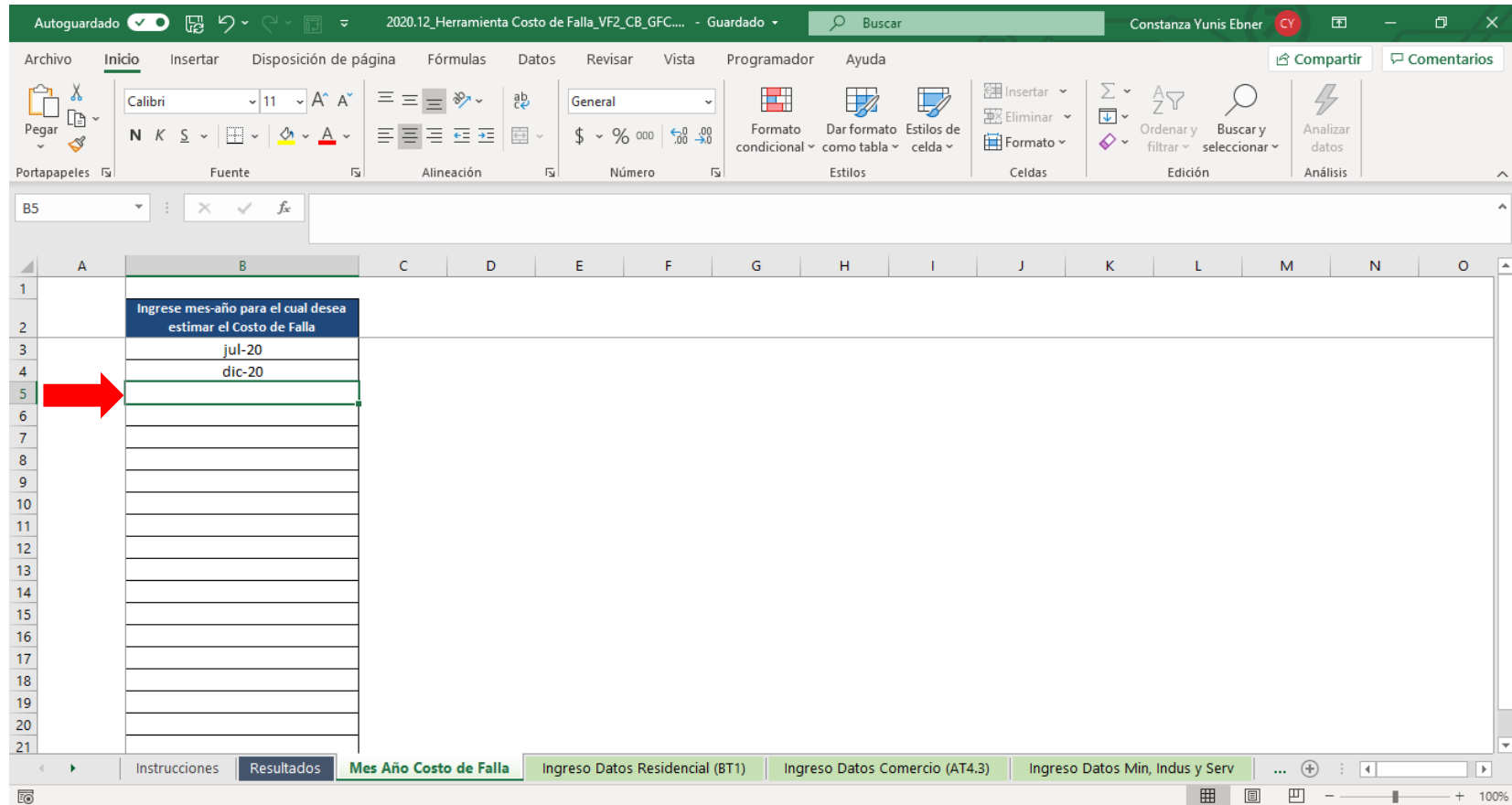


Figura 21: Ingreso de mes año para el cual se desea estimar el Costo de Falla.

10.3 Hoja de “Ingreso Datos”

La Herramienta cuenta con 3 hojas de Ingreso de Datos, marcadas en color verde, en donde se deben ingresar las actualizaciones de los datos para las variables de indexación.

10.3.1 Hoja “Ingreso Tarifas BT1”

Al haber ingresado los datos en la hoja “Mes Año Costo de Falla”, se autocompletarán los encabezados de dos columnas de esta hoja, con el mismo mes y año. También se completará de manera automática la segunda fila, con el valor a buscar, tal como muestra la Figura 22.

		C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O
		% consumo Chile	% consumo SEN	Comuna	Empresa	Tarifa	Página web	dic-19	dic-19	jul-20	jul-20	dic-20	dic-20	
								Cargo por energía (\$/kWh)	Cargo por transmisión (\$/kWh)	Cargo por energía (\$/kWh)	Cargo por transmisión (\$/kWh)	Cargo por energía (\$/kWh)	Cargo por transmisión (\$/kWh)	
3	Arica y Parinacota	1,08%	1,10%	Arica	Emelari	STxA-1-A	https://www.cge.cl/informacion-comercial/tarifas-y-procesos-tarifarios/tarifa-de-suministro/	81,90	17,42	81,90	17,42			
4	Tarapacá	1,69%	1,71%	Iquique	Eliqsa	STxA-1-A	https://www.cge.cl/informacion-comercial/tarifas-y-procesos-tarifarios/tarifa-de-suministro/	76,20	17,42	76,20	17,42			
5	Antofagasta	3,27%	3,31%	Antofagasta	Elecda	STxA-1-A	https://www.cge.cl/informacion-comercial/tarifas-y-procesos-tarifarios/tarifa-de-suministro/	78,87	17,42	78,87	17,42			
6	Atacama	1,51%	1,53%	Copiapó	Emelat	STxB-1-A	https://www.cge.cl/informacion-comercial/tarifas-y-procesos-tarifarios/tarifa-de-suministro/	83,39	24,21	83,39	24,21			
7	Coquimbo	4,19%	4,24%	Coquimbo	Conafe	STxB-2-A	https://www.cge.cl/informacion-comercial/tarifas-y-procesos-tarifarios/tarifa-de-suministro/	86,41	24,21	86,41	24,21			
8	Metropolitana	45,09%	45,73%	Santiago	Enel distribución	BT_AA	https://www.enel.cl/es/clientes/informacion-utilitarifas-y-reglamentos/tarifas.html	75,87	12,78	75,87	12,78			
9	Valparaíso	10,13%	10,27%	Valparaíso	Chilquinta	Aéreo C0	https://www.chilquinta.cl/valor-tarifas	89,16	19,15	89,16	19,15			
10	O'Higgins	6,38%	6,46%	Rancagua	CGE distribución	STxE-1-A	https://www.cge.cl/informacion-comercial/tarifas-y-procesos-tarifarios/tarifa-de-suministro/	86,94	20,27	86,94	20,27			
11	El Maule	6,32%	6,41%	Talca	CGE distribución	STxE-7-A	https://www.cge.cl/informacion-comercial/tarifas-y-procesos-tarifarios/tarifa-de-suministro/	86,95	20,27	86,95	20,27			
12	Bio Bio	9,65%	9,78%	Concepción	CGE distribución	STxE-2-A	https://www.cge.cl/informacion-comercial/tarifas-y-procesos-tarifarios/tarifa-de-suministro/	86,94	20,27	86,94	20,27			

Figura 22: Ejemplo para actualización hoja “Datos Residencial”

Luego, en la fuente especificada en Página web (columna H) se deben buscar los datos a la fecha deseada (en este ejemplo, serían los datos a diciembre de 2020). Se debe buscar el valor para la tarifa BT1, comuna especificada en la columna E y para la tarifa (dentro de BT1) especificada en la columna G.

10.3.2 Hoja “Ingreso Tarifas AT4.3”

Al igual que en el caso anterior, al haber ingresado los datos en la hoja “Mes Año Costo de Falla”, se autocompletarán los encabezados de dos columnas de esta hoja, con el mismo mes y año. También se completará de manera automática la segunda fila, con el valor a buscar, tal como muestra la Figura 23.

	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O
1		% consumo Chile	% consumo SEN	Comuna	Empresa	Tarifa	Página web	dic-19	dic-19	jul-20	jul-20	dic-20	dic-20	
2								Cargo por energía (\$/kWh)	Cargo por transmisión (\$/kWh)	Cargo por energía (\$/kWh)	Cargo por transmisión (\$/kWh)	Cargo por energía (\$/kWh)	Cargo por transmisión (\$/kWh)	
3	Arica y Parinacota	0,66%	0,68%	Arica	Emelari	STxA-1-A	https://www.cge.cl/informacion-comercial/tarifas-y-procesos-tarifarios/tarifa-de-suministro/	78,20	17,42	78,20	17,42			
4	Tarapacá	1,45%	1,51%	Liquique	Eliqsa	STxA-1-A	https://www.cge.cl/informacion-comercial/tarifas-y-procesos-tarifarios/tarifa-de-suministro/	71,33	17,42	71,33	17,42			
5	Antofagasta	3,04%	3,16%	Antofagasta	Elecda	STxA-1-A	https://www.cge.cl/informacion-comercial/tarifas-y-procesos-tarifarios/tarifa-de-suministro/	73,78	17,42	73,78	17,42			
6	Atacama	2,05%	2,14%	Copiapó	Emelat	STxB-1-A	https://www.cge.cl/informacion-comercial/tarifas-y-procesos-tarifarios/tarifa-de-suministro/	78,01	24,21	78,01	24,21			
7	Coquimbo	2,98%	3,11%	Coquimbo	Conafe	STxB-2-A	https://www.cge.cl/informacion-comercial/tarifas-y-procesos-tarifarios/tarifa-de-suministro/	82,77	24,21	82,77	24,21			
8	Metropolitana	27,58%	28,7%	Santiago	Enel distribución	BT_AA	https://www.enel.cl/est/clientes/informacion-util/tarifas-y-reglamentos/tarifas.html	71,89	12,78	71,89	12,78			
9	Valparaíso	12,53%	13,0%	Valparaíso	Chilquinta	Aéreo CO	https://www.chilquinta.cl/valor-tarifas	83,46	19,15	83,46	19,15			
10	O'Higgins	6,80%	7,08%	Rancagua	distribución	STxE-1-A	https://www.cge.cl/informacion-comercial/tarifas-y-procesos-tarifarios/tarifa-de-suministro/	81,33	20,27	81,33	20,27			
11	El Maule	6,75%	7,02%	Talca	distribución	STxE-7-A	https://www.cge.cl/informacion-comercial/tarifas-y-procesos-tarifarios/tarifa-de-suministro/	81,34	20,27	81,34	20,27			
12	Bio Bio	13,06%	13,60%	Concepción	distribución	STxE-2-A	https://www.cge.cl/informacion-comercial/tarifas-y-procesos-tarifarios/tarifa-de-suministro/	81,33	20,27	81,33	20,27			
13	Araucanía	8,27%	8,61%	Temuco	distribución	STxE-9-A	https://www.cge.cl/informacion-comercial/tarifas-y-procesos-tarifarios/tarifa-de-suministro/	81,34	20,27	81,34	20,27			
14	Los Ríos	2,90%	3,02%	Valdivia	SAESA	Aéreo	https://www.gruposaes.cl/saesatarifas-vigentes	75,74	20,38	75,74	20,38			
15	Los Lagos	8,01%	8,33%	Puerto Montt	SAESA	Aéreo	https://www.gruposaes.cl/saesatarifas-vigentes	75,72	20,38	75,72	20,38			
16	Aysén	1,74%	n/a	Cohaique	Edelaysen	Cargo por energía	https://www.gruposaes.cl/edelaysen/tarifas-vigentes	82,89	0,00	82,89	0,00			

Figura 23: Ejemplo para actualización hoja “Datos Comercio”

Luego, en la fuente especificada en Página web (columna H) se deben buscar los datos a la fecha deseada (en este ejemplo, serían los datos a diciembre de 2020). Se debe buscar el valor para la tarifa AT4.3, comuna especificada en la columna E y para la tarifa (dentro de AT4.3) especificada en la columna G.

10.3.3 Hoja “Ingreso Index Min, Indus y Serv”

Para actualizar los datos de Minería, Industria y Servicio se deben ingresar los valores actualizados para los distintos indicadores. Para esto, se debe ingresar a las páginas web especificadas en la columna "Fuente" (columna C) y buscar los valores más actuales disponibles, teniendo en consideración el año base mencionado en la columna "Base" (columna D). Se debe ingresar hasta el valor más reciente disponible y de manera automática se actualizarán dichos valores en la hoja “Select Index Min, Indus y Serv”.

	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P
1		Fuente	Base	Sector	abr-19	may-19	jun-19	jul-19	ago-19	sept-19	oct-19	nov-19	dic-19	ene-20	feb-20
2	ÍNDICE DE PRECIOS AL PRODUCTOR (IPP)	https://www.ine.cl/estadi	2014	Analítico Industrias sin cobre	119.03	121.66	121.92	121.85	120.36	120.64	121.04	122.94	122.17	120.64	121.09
3	ÍNDICE DE PRECIOS AL PRODUCTOR (IPP)	https://www.ine.cl/estadi	2014	Minería	114.68	111.21	109.41	110.41	110.28	111.8	111.47	121.61	123.2	120.56	117.52
4	ÍNDICE DE PRECIOS AL PRODUCTOR (IPP)	https://www.ine.cl/estadi	2014	Industria Manufacturera	113.9	115.29	114.72	113.81	111.77	111.8	111.3	113.59	113.6	114.34	115.57
5	PRECIO DIESEL (US\$/M3)	https://www.cne.cl/nuest	na	Precio paridad	554.19	556.15	524.3	524.04	506.08	513.98	529.58	502.43	534.09	537.61	464.01
6	PROMEDIO PRECIO DIESEL 6 meses	na	na	na	0	0	0	0	0	0	0	0	529.79	525.69	516.74
7	TIPO DE CAMBIO PROMEDIO MENSUAL	https://si3.bcentral.cl/est	na	na	667.4	692.0	692.4	686.1	713.7	718.4	721.0	776.5	770.4	772.6	796.4
8	Producer Price Index (IPP) by Commodity: Machin	https://fred.stlouisfed.org	1982	Machinery and Equipment	221.2	221.2	221.2	221.2	221.2	221.3	221.3	221.3	222.7	223.6	222.2
9	ÍNDICE DE PRECIOS AL CONSUMIDOR (IPC)	https://www.ine.cl/estadi	2018	IPC GENERAL	101.54	102.15	102.2	102.43	102.62	102.63	103.47	103.55	103.66	104.24	104.71
10															

Figura 24: Ejemplo actualización hoja “Ingreso Index Min, Indus y Serv”

11 Comparación con los costos de falla vigentes

Los resultados obtenidos en el presente estudio muestran una fuerte disminución de los costos de falla respecto de los valores vigentes³⁵. Como se muestra en la Tabla 56 y en la Tabla 57, en dólares de diciembre 2019, el costo de falla de corta duración vigente es único y equivalente a 13,65 USD/kWh. Por su parte, el valor obtenido en este trabajo para fallas de 20 minutos alcanza a 4,539 USD/kWh, esto es un 33% del valor vigente. Con relación al costo de falla de larga duración, los valores obtenidos son 42%, 32%, 26% y 22% de los vigentes para los escenarios de racionamiento de 5%, 10%, 20% y 30% durante un mes, respectivamente. En los escenarios de 2 y 10 meses, la diferencia proporcional es un poco mayor.

Tabla 56: Comparación de Costos de Falla de Corta Duración Estudio 2020 y Vigentes

Costo de Falla de Corta Duración (USD Dic 19 / MWh)			
Duración de la Falla	Estudio 2020	Valores Vigentes	Estudio/Vigente (%)
20 minutos	4.539	13.650	33%
1 hora	2.632		19%
4 horas	1.780		13%
24 horas	1.314		10%

Fuente: Elaboración E2BIZ

Tabla 57: Comparación de Costos de Falla de Larga Duración Estudio y Vigentes

Costo de Falla de Larga Duración (USD Dic 19 / MWh)				
Período	Profundidad	Estudio 2020	Valores Vigentes	Estudio/Vigente (%)
1 Mes	5%	315	756	42%
	10%	347	1.100	32%
	20%	419	1.588	26%
	30%	480	2.165	22%

Fuente: Elaboración E2BIZ

Las razones que explican las diferencias entre los resultados obtenidos en este estudio y los valores vigentes comparables no pueden identificarse porque no están disponibles los detalles del estudio

³⁵ Para efectos comparativos se usan los costos de falla fijados en la Resolución Exenta N°65 de febrero 2020.

anterior (SYNEX, 2015). Sin embargo, en términos generales, hay varios aspectos que permiten señalar que los costos de falla estimados en el estudio previo están sobredimensionados.

En primer lugar, el estudio anterior dice haber encontrado que una interrupción de suministro implica que el sector productivo, correspondiente a 63 clientes libres grandes, paralizaría la producción por 7,9 horas ante fallas de hasta una hora, por 13,7 horas por fallas de hasta 4 horas y 16,1 horas por fallas de más de 4 horas. Todo lo anterior con recuperaciones de la producción de 52% con la interrupción más breve y hasta 19% con la mayor a 4 horas. Por esto, el costo de falla de corta duración llega a la cifra de 13,65 USD/MWh. En el presente estudio, con 91 empresas encuestadas, correspondiente a 125 plantas mineras, industriales y de servicios, hubo solo dos clientes que informan efectos sobre la producción por más de 8 horas ante una interrupción intempestiva. Más aún, una de ellas está conectada en una barra donde no ha habido interrupciones por varios años, por lo cual no perciben que sea necesario contar con respaldo propio.

En segundo lugar, el estudio previo valoriza las pérdidas de producción con los ingresos operativos de las empresas. Esto es, considerando el valor bruto de la producción. En este estudio, la menor producción causada por interrupciones y racionamientos se valoriza con lo que pierde la economía, esto es, el valor agregado. Dado que las pérdidas de producción en el presente estudio representan más del 70% de los costos de falla, la valorización con valor agregado o con valor bruto explica una buena parte de la diferencia.

En tercer lugar, se debe mencionar que el estudio de 2015 estimó costos de falla de larga duración sustancialmente mayores que los vigentes en esa fecha. En la Tabla 58 se presenta la comparación del propio consultor entre los valores obtenidos indexados y los que regían en abril de 2016. Como se puede apreciar, el incremento de los costos de falla reportados por dicho estudio para una profundidad de falla de hasta 5% son de 64% para el SING y de 109% para el SIC, esto equivale a un aumento de 97% para el SEN. Para una profundidad de falla de 10% el incremento equivalente para el SEN llega a 130%, para racionamientos de 20% el incremento fue de 134% y para más de 20% el aumento fue 163%. Es decir, los costos de falla de larga duración del estudio anterior resultaron entre 2 y 2,6 veces el valor vigente en la época.

Tabla 58: Comparación de resultados Estudio 2015 y valores previos

Valores CFLD SING en [US\$/MWh]			
Profundidad de Falla	Vigente Abr-16	Estudio 2015 Indexado	Variación
0-5%	272	444	64%
5-10%	286	844	195%
10-20%	414	1.768	327%
Sobre 20%	529	2.812	432%

Valores CFLD SIC en [US\$/MWh]			
Profundidad de Falla	Vigente Abr-16	Estudio 2015 Indexado	Variación

Valores CFLD SING en [US\$/MWh]			
Profundidad de Falla	Vigente Abr-16	Estudio 2015 Indexado	Variación
0-5%	334	698	109%
5-10%	428	905	111%
10-20%	575	999	74%
Sobre 20%	669	1.137	70%

Fuente: Archivo Resumen de Resultados, (SYNEX, 2015).

12 Conclusiones y Recomendaciones

Realidad de las fallas: Es muy difícil, o extremadamente caro, impedir que los sistemas eléctricos fallen. Es así como, dentro de ciertos márgenes, se acepta que haya interrupciones de suministro tanto en el ámbito de la generación y la transmisión como en distribución. La consecuencia de ello es que los clientes no pueden suponer que no sufrirán interrupciones del servicio y, por lo tanto, debiesen estar preparados para la eventualidad de las fallas.

Regulación del costo de falla: La Ley eléctrica chilena define el costo de racionamiento y contiene una única mención al costo de falla. Este último concepto se especifica en el reglamento de cálculo de precios de nudo (DS 86/2013) y menciona los costos de falla de corta y larga duración. Por último, los costos de falla de corta duración se definen en la norma técnica del SEN (NTSyCS/2019).

Se recomienda incorporar las definiciones en la ley y, por su importancia para el sistema, hacer exigible a los participantes del mercado eléctrico el que contribuyan con la información necesaria para poder estimarlos con la mayor precisión posible.

Fundamentos microeconómicos: Los estudios de costos de falla tienen como objetivo medir el daño económico que le causan a las familias las interrupciones del suministro eléctrico. Hay costos directos causados por las fallas y costos indirectos por la pérdida de ingresos derivados de las interrupciones que afectan al sector productivo. Esto último, corresponde a la pérdida de valor agregado y al mayor gasto en recursos.

Metodologías de cálculo y las experiencias recientes nacionales e internacionales: Las opciones son los métodos directos, que tratan de medir de costos reales por medio de encuestas o costos potenciales con la metodología de valoración contingente, considerando los cursos de acción que tomaron o tomarían los consumidores, y los indirectos, que usan información económica disponible sobre el comportamiento de la demanda eléctrica y de los consumidores, tales como el uso de elasticidades de la demanda, el valor agregado o la función de producción, la valorización del tiempo y los costos de respaldo. La revisión de la experiencia internacional muestra que la gran mayoría de los estudios se relacionan con las fallas de corta duración y cuyos resultados se requieren, básicamente, para planificar y operar los sistemas.

De las metodologías utilizadas: En el estudio se emplean como base la metodología de encuestas de costos para los clientes libres del sector productivo en el SEN y la estimación del excedente de los consumidores a partir de la estimación de la elasticidad de la demanda para los clientes regulados del SEN y de los SSMM. Adicionalmente, para generar valores de referencia, se aplican los métodos del valor agregado y costos de respaldo para el sector productivo y valor del tiempo para el sector residencial.

El método de encuestas permitió recoger antecedentes de costos de falla de corta y larga duración para 91 empresas de los sectores Minería, Industria y Servicios, que representan un 44% del consumo del universo de clientes libres. Los resultados entregan márgenes de error del entre 28 y 37% para los costos de corta duración y 15% o menos para los de larga duración. En ambos casos, para un nivel de confianza de 95%.

Para este trabajo se hizo una nueva estimación de las elasticidades de la demanda residencial y no residencial utilizando datos de consumo y precios a nivel comunal para todos los meses del período 2001 a 2018. Con esto, se obtienen cifras significativas para las elasticidades precio de la demanda a uno, dos y diez meses para las zonas norte, centro y sur del país.

Los CFCD y LD y comparación con valores vigentes: Los costos de falla de obtenidos para el SEN, en dólares americanos de diciembre 2019 por MWh, son los siguientes:

Tabla 59: Costos de Falla de Corta Duración SEN (USD/WMh)

20 minutos	1 hora	4 horas	24 horas
4.572	2.612	1.750	1.268

Tabla 60: Costos de Falla de Larga Duración SEN (USD/MWh)

Costos de Falla de Larga Duración SEN (USD/MWh)				
	5%	10%	20%	30%
1 mes	303	336	403	470
2 meses	294	316	361	408
10 meses	281	292	311	336

Estos valores son marcadamente inferiores a los vigentes. El análisis de los resultados del estudio previo, que es la fuente de los costos de falla oficiales, permite concluir que están sobredimensionados.

Los costos de falla para los sistemas medianos obtenidos son del mismo orden de magnitud de los indicados para el SEN.

Fórmulas de indexación: La indexación se refiere a la actualización de valores de variables económicas mediante el uso de índices que den cuenta de su variación en el tiempo. El estudio propone variables de indexación directamente relacionadas con las componentes de costos de falla de larga y corta duración. Por ejemplo, para producción perdida mediante valor agregado se recomiendan índices de precios del productor según el sector considerado. Los resultados de la indexación evidencian cambios significativos en la estructura de costos de costos de falla que

justifican la elección de indexadores. En los sectores mineros las pérdidas de valor agregado son la principal fuente de costos tanto en el corto como largo plazo. En los sectores industrial y de servicios las principales categorías de costos se relacionan con pérdida de valor agregado y autogeneración (especialmente en el caso de larga duración).

Herramienta de cálculo y actualización: Se construyó una herramienta cuyo objetivo es calcular y permitir actualizar periódicamente los resultados de la estimación realizada de Costos de Falla de corta y larga duración para el SEN y los SSMM. La herramienta corresponde a un archivo Excel y fue diseñado para que la entrada y salida de datos sea lo más simple y clara posible, y que el cálculo de los valores intermedios por sectores y los valores finales por sistema sea fácilmente auditables. La herramienta es autocontenida en el sentido que en ella se explica qué indexadores utilizar, se incluyen vínculos para su descarga y se determinan desfases consistentes con los retrasos de su publicación que garantizan la actualización oportuna de los costos de falla. Los resultados pueden verse simultáneamente para el caso base, en cifras de diciembre 2019, y del mes de la actualización.

13 Bibliografía

- AEMO. (2014). *Value of Customer reliability review*.
- Becker, G. (1965). A Theory of Allocation of Time. *The Economic Journal*, LXXV (299).
- Becker, G. (1987). *Tratado sobre la familia*. Alianza Editorial.
- Benavente, J. G. (2005). El Costo de Falla Residencial en Chile: una estimación usando la curva de demanda.
- Bental, B. .. (1982). A Simple Method for Evaluating the Marginal Cost of Unsupplied Electricity.
- BID. (2020). *Calidad y confiabilidad de los servicios eléctricos en América Latina*. Obtenido de <https://publications.iadb.org/publications/spanish/document/Calidad-y-confiabilidad-de-los-servicios-electricos-en-America-Latina.pdf>
- Billinton, R., Tollefson, G., & Wacker, G. (1993). Assessment of electric service reliability worth. *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*
- Carlsson, F., Martinsson, P., & Akay, A. (2011). *The effect of power outages and cheap talk on willingness to pay to reduce outages*. Gothenburg.
- Caves, D. W., Herriges, J. A., & Windle, R. J. (1990). Customer demand for service reliability in the electric power industry: a synthesis of the outage cost literature. *Bull. Econ.*
- CEER. (2016). 6th Benchmark report on Quality of Supply.
- CEER. (2016). 6TH CEER BENCHMARKING REPORT ON THE QUALITY OF ELECTRICITY AND GAS SUPPLY.
- Chen, C. Y., & Vella, A. (1994). Estimating the economic costs of electricity outages using input-output analysis – the case of Taiwan.
- Cisterna, M. (2008). *METODOLOGÍA DE CÁLCULO DE COSTO DE FALLA INTEMPESTIVO*. Memoria. Universidad de Chile.
- Colambage, D. P., Eranga, W. H., Senaratne, K. M., Vithanage, H. W., & Perera, H. Y. (2016). *Assessment of cost of Unserviced Energy for Sri Lankan Industries*. Moratuwa.
- Comisión Nacional de Energía. (2017). *Elasticidad de Demanda Eléctrica*. E2BIZ.
- CREG. (26 de 09 de 2008). *Resolución CREG 097 de 2008*. Obtenido de <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Indice01/Resolucion-2008-Creg097-2008>
- CREG. (13 de 05 de 2010). *Resolución 067*. Obtenido de <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/2b8fb06f012cc9c245256b7b00789b0c/d8a6a34c3ad944c30525785a007a72bd?OpenDocument>
- De Nooij, Koopmanns, C., & Bijvoet, C. (2007). The value of supply security. The costs of power interruptions: economic input for damage reduction.
- de Nooij, M., Bijvoet, C., & Koopmans, C. (2003). The demand for supply security. *Research Symposium European Electricity Markets*.
- de Nooijt et al. (2007). The value of supply security. The costs of power interruptions: Economic input for damage reduction and investments in networks.
- Empresas Eléctricas. (Julio 2019). *Reporte Eléctrico*.
- Estadísticas, I. N. (Noviembre 2016). Encuesta Nacional Sobre Uso del Tiempo 2015. Santiago de Chile.
- European Commission. (2016). *Generation Adequacy Methodologies Review*.
- Frontier Economics. (2008). *Kosten von Stromversorgungsunterbrechungen*.
- G.EASSA, N. (2011). *Assessment of Cost Related Reliability of Power Systems* .
- Giaccaria, S., Longo, A., Efthimiadis, T., & Bouman, T. (2018). *Societal appreciation of energy security*.

- In-Data CDT. (2019). *Informe final de usos de la Energía de los Hogares Chilenos 2018*.
- INE. (2019). Encuesta Suplementaria de Ingresos, ESI 2018. . Santiago de Chile.
- Instituto de Energía Eléctrica IEE. (2018). *CONTRATACIÓN DE UNA FIRMA PARA EL ESTABLECIMIENTO DEL COSTO DE LA ENERGIA NO SUMINISTRADA*.
- INTELIS; FEN. (2012). *Consultoría Estudio costo de falla de corta y larga duración SIC, SING y SSMM*. Santiago.
- Kim, J.-H., Lim, K.-K., & Yoo, S.-H. (2019). *Evaluating Residential Consumers' Willingness to Pay to Avoid Power Outages in South Korea*.
- Kjølle, G. H., Samdal, K., Singh, B., & Kvitastein, O. A. (2008). *Customer Costs Related to Interruptions and Voltage Problems: Methodology and Results*.
- Leahy, E., & Tol, R. (2011). *An estimate of the value of lost load for Ireland*. Dublin.
- Linares, P., & Luis, R. (2012). *The costs of electricity interruptions in Spain. Are we sending the right signals?*
- London Economics. (2013). *The Value of Lost Load (VoLL) for Electricity in Great Britain*. London.
- London Economics. (2013). *The Value of Lost Load (VoLL) for Electricity in Great Britain*.
- Ministerio de Tecnologías de la Información y las Comunicaciones. (2020). Obtenido de <https://www.datos.gov.co/Minas-y-Energ-a/Costos-de-Racionamiento-de-Energ-a/ptj2-kj7i>
- Minnaar, U., & Crafford, J. (2016). *Cost of Unserved Energy in South Africa*.
- Munasinghe, M., & Sanghvi, A. (1988). *Reliability of electricity supply, outage costs and value of service: an overview*. IAEE.
- NYISO. (2019). *Ancillary Services Shortage Pricing*.
- Ofgem. (2019). *RIIO-ET1 Annual Report 2017-2018*.
- Ofgem. (2020). <https://www.ofgem.gov.uk/consumers/household-gas-and-electricity-guide/extra-help-energy-services/power-cuts-help-and-compensation-under-guaranteed-standards>.
- Osinergim. (2012). *Estimación del Costo de Racionamiento para el Sector Eléctrico Peruano*. Lima.
- Power Research Institute. (2017). <https://www.nrel.gov/solar/assets/pdfs/dg-workshop-epri.pdf>.
- Praktikno, A. J. (2013). *Sicherheit der Elektrizitätsversorgung – Das Spannungsfeld von Wirtschaftlichkeit und Umweltverträglichkeit*. Berlin: *Institut für Energietechnik Fachgebiet Energiesysteme Berlin, Technische Universität Berlin*. Berlin.
- Praktikno, A. J. (18 de 04 de 2014). *Stated preferences based estimation of power interruption costs in private households: An example from Germany*. Berlin.
- PwC. (2018). *Estimating the Value of Lost Load in New Zealand*. Wellington.
- Ratha, A., Iggland, E., & Andersson, G. (2013). *Value of lost load: how much is supply security worth? Power and Energy Society General Meeting (PES)*. Vancouver.
- Sanghvi. (1982). *Economic costs of electricity supply interruptions: US and foreign experience*. *Energy Econ*.
- Schubert, D. K., von Selasinsky, A., Meyer, T., Schmidt, A., THUß, S., & Erdmann, N. (2013). *Gefährden Stromausfälle die Energiewende? Einfluss auf Akzeptanz und Zahlungsbereitschaft*. Vol. 63. *Munich: Energiewirtschaftliche Tagesfragen*. Munich.
- Swinand. (2019). *The Value of Lost Load (VoLL) in European Electricity Markets: Uses, Methodologies, Future Directions*.
- SYNEX. (2015). *“Estudio Costo de Falla de Corta y Larga Duración SIC, SING y SSMM”, Informe Final*.
- SYSTEM. (2009). *Costo de Falla de Larga Duración en el SING*.
- UNTEC. (2006). *Estudio de costo de falla de larga duración en los sistemas SIC y SING*. Santiago.
- US Department of Energy. (2017). *Valuation of Energy Security for the United States*.

Vaca, V. y. (2012). *Methodology for Estimating the Cost of Energy not Supplied -Ecuadorian Case.*

Ventosa. (2013). *Power System Economics.*

Woo, C. K., & Pupp, R. L. (1992). Costs of service disruptions to electricity consumers.

Zachariadis, T., & Poullikkas, A. (2012). *The costs of power outages: A case study from Cyprus.*

14 Anexos

14.1 Estimaciones de elasticidad encontradas en la literatura nacional

La Tabla 61 presenta un resumen de los principales estudios nacionales que han estimado elasticidades de demanda de energía eléctrica.

Tabla 61: Resumen de estudios de elasticidad

Documento	Autores	Tipo de Datos/Sector	Metodología	Elasticidad
La demanda residencial de energía eléctrica en Chile (2012)	Agostini, Plottier, Saavedra	Corte transversal. Sector residencial en Chile	Modelos log-lineales. Mínimos cuadrados no lineales	Elasticidad precio entre -0,38 y -0,4; elasticidad cruzada con GLP entre 0,14 y 0,16; elasticidad ingreso entre 0,11 y 0,12.
Estimando la demanda residencial por energía eléctrica en Chile: El consumo es sensible al precio (2005)	Benavente, Galetovic, Sanhueza, Serra	Panel. Sector residencial en Chile	Modelo de ajuste parcial estimado con técnicas de panel	Elasticidad precio -0,0548 (CP) y -0,39 (LP). Elasticidad precio cruzada energía eléctrica gas es 0,025 (CP) y 0,178 (LP)
El Consumo Eléctrico Residencial en Chile en 2008 (2010)	Marshall	Panel. Sector residencial en Chile	Modelo de ajuste parcial estimado con técnicas de panel	Elasticidad precio -0,37 a un año y -0,44 en largo plazo.
Estudio de Demanda Energética para el Sector Industrial Manufacturero y Minero de Chile (2014)	Gómez-Lobo; Benavente; Vásquez	Panel (datos se agregan por sector económico). Sector industrial en Chile	Modelo logístico multinomial	Elasticidad precio -0,40 (CP) y -0,47 (LP)
Estimación de una demanda de energía para el sector Industrial de Chile, y sus elasticidades de sustitución (2015)	Eguiguren.	Panel (datos se agregan por sector económico). Sector industrial en Chile	Modelo logístico multinomial	Considerando un agregado de energéticos (no sólo energía eléctrica), se obtiene un valor de elasticidad precio de -0,924
Estudio de previsión de la demanda de largo plazo 2015-2035, CDEC SIC (2015)	Quiroz & Asociados	Panel. Nacional y sectores residencial, comercial, industrial.	Distintos métodos incluyendo corrección de errores.	Elasticidad ingreso de 0,87.

14.2 Modelo de ajuste parcial

El modelo de ajuste parcial asume que el stock de artefactos y capital no es completamente flexible por lo que no puede ajustarse al nuevo equilibrio en el corto plazo por lo que se modela explícitamente el ajuste mediante la relación³⁶:

$$\ln(E_t) - \ln(E_{t-1}) = \lambda(\ln(E_t^*) - \ln(E_{t-1}))$$

Donde:

E_t^* : nivel de demanda de equilibrio o deseado en t (no observable).

E_t : nivel de demanda efectivo en t.

λ : rapidez del ajuste con $\lambda \in (0,1]$

Si λ es pequeño entonces la velocidad de ajuste es baja mientras que si acerca a 1 es más rápida. Si $\lambda = 1$ entonces el ajuste se completa en un periodo.

En los modelos de ajuste parcial se modela directamente E_t^* mediante una relación del tipo:

$$\ln(E_t^*) = \alpha_0 + \alpha_1 \ln(p_t) + \alpha_2 \ln(y_t)$$

Combinando esta última ecuación con la de ajuste parcial resulta:

$$\ln(E_t) = \lambda\alpha_0 + \lambda\alpha_1 \ln(p_t) + \lambda\alpha_2 \ln(y_t) + (1 - \lambda) \ln(E_{t-1})$$

Donde por simplicidad se define $\beta_0 = \lambda\alpha_0$; $\beta_1 = \lambda\alpha_1$; $\beta_2 = \lambda\alpha_2$; $\beta_3 = 1 - \lambda$. Por lo que la ecuación a estimar es:

$$\ln(E_t) = \beta_0 + \beta_1 \ln(p_t) + \beta_2 \ln(y_t) + \beta_3 \ln(E_{t-1}) + \varepsilon_t$$

En este caso, β_1 es la elasticidad precio de corto plazo y β_2 la elasticidad ingreso de corto plazo. Para obtener las elasticidades de largo plazo se considera $E_t = E_{t-1}$, para obtener que la elasticidad precio de largo plazo es $\beta_1/(1 - \beta_3)$ y la elasticidad ingreso de largo plazo es $\beta_2/(1 - \beta_3)$.

³⁶ En este caso se considera un único periodo de ajuste por simplicidad, pero en la práctica suele ser necesario considerar más periodos (l) cuya determinación debe testearse.

14.3 Métricas de Bienestar Monetarias

Según la teoría de bienestar, interesa medir beneficios a partir de la función de utilidad. De esta forma, si $v(P, I)$ es cualquier función de utilidad indirecta derivada a partir de las preferencias de un individuo, éste estará mejor ante un cambio de precios de P_0 a P_1 si y solo si:

$$v(p_1, I) - v(p_0, I) > 0$$

Por ello, es necesario contar con métricas de bienestar que permitan representarse a partir de funciones de utilidad. Dentro de éstas, las más utilizadas dentro de la literatura microeconómica de bienestar son las métricas monetarias. Partiendo de cualquier función de utilidad indirecta se escoge un vector de precios P_0 cualquiera y se considera la función de gasto $e(p_0, v(p_0, I))$. Esta función se refiere al ingreso requerido para alcanzar el nivel de utilidad v cuando $P=P_0$.

Luego, considerando el gasto como función de p e I , $e(p, v(p, I))$ es también una función de utilidad indirecta para las preferencias del consumidor. De este modo, la diferencia $e(p_1, v(p_1, I)) - e(p_0, v(p_0, I))$ provee del cambio en bienestar monetario. Se debe notar que los individuos al tener distintas preferencias presentarán distintos cambios de bienestar ante cambios en los precios.

14.3.1 Excedente del Consumidor

El excedente del consumidor es una medida intuitiva que da cuenta de la diferencia entre la disposición a pagar de un consumidor por un determinado bien y el precio que efectivamente se paga por él. Sin embargo, esta métrica no se define directamente a partir de la función de utilidad del individuo y su interpretación no es clara.

Sean S el excedente Marshalliano del consumidor y $x_i(P, I)$ la demanda Marshalliana de un cierto bien i donde P es el vector de precios que enfrenta el individuo, e I es su ingreso. Entonces, el excedente del consumidor ante una disminución de precios del bien i , dígame de p_0^i a p_1^i , se expresa como $S = \int_{p_1^i}^{p_0^i} x_i(P, I) dp^i$. De esta manera ante este cambio en los precios, la variación de utilidad indirecta que experimenta el individuo es $\Delta v = v(p_0^1, \dots, p_1^i, \dots, p_0^n, I) - v(p_0^1, \dots, p_0^n, I) = \int_{p_0^i}^{p_1^i} \frac{\partial v}{\partial p^i} dp^i$. La identidad de Roy³⁷ permite probar que $\Delta v = \int_{p_1^i}^{p_0^i} \frac{\partial v}{\partial I} x_i(P, I) dp^i$. Por lo tanto, la variación en la utilidad del individuo es proporcional al excedente solo en el caso que la utilidad marginal del ingreso ($\lambda = \frac{\partial v}{\partial I}$) sea constante. En este último caso, es directo que $S = \frac{\Delta v}{\lambda}$. De esta

³⁷ La identidad de Roy establece que $x_i(P, I) = -\frac{\partial v / \partial p_i}{\partial v / \partial I}$.

manera, la utilidad marginal del ingreso permite convertir variaciones en la utilidad indirecta en métricas monetarias que son observables.

El problema que presenta el excedente del consumidor es que la utilidad marginal del ingreso generalmente no es invariante ante cambios simultáneos en ingreso y de todos los precios. Alternativamente, como explica Silberberg (1978, pp 350-361), la integral $S = \int_{p_1^i}^{p_0^i} x_i(P, I) dp^i$ puede interpretarse como la suma de pequeños pasos de vector de precios e ingreso inicial de $(p_0^1, p_0^2, \dots, p_0^{i-1}, p_0^i, p_0^{i+1}, \dots, p_0^n, I)$ a $(p_0^1, p_0^2, \dots, p_0^{i-1}, p_1^i, p_0^{i+1}, \dots, p_0^n, I)$ siguiendo una trayectoria de precios e ingresos constantes y variando solo el precio del bien i . Sin embargo, existen trayectorias alternativas sobre las cuales puede obtenerse la integral variando el ingreso y el resto de los precios siempre y cuando el vector final sea $(p_0^1, p_0^2, \dots, p_0^{i-1}, p_1^i, p_0^{i+1}, \dots, p_0^n, I)$. Es decir, la integral depende de la trayectoria. Puede probarse que la integral de línea que define el excedente del consumidor es independiente de la trayectoria solo si las elasticidades ingreso-demanda son iguales para todos los bienes³⁸.

Para explicar intuitivamente este resultado se asume que existen dos bienes. Se asume que los bienes 1 y 2 son complementarios y primero cambia el precio del bien 1 y luego el del bien 2. Entonces el excedente asociado a este orden de cambio de precios es A+C+D. No obstante, si primero cambia el precio del bien 2 seguido por un cambio en el precio del bien 1, entonces el resultado en el cambio de excedente es el área C+A+B. Ambos resultados son iguales sólo si D iguala a B, lo que ocurre solo si los efectos de ingreso son nulos para todos los bienes y que los efectos-precio cruzados sean iguales.

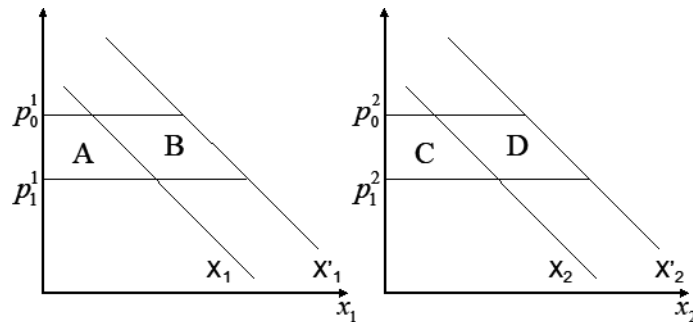


Figura 25: Dependencia del Orden de los Cambios

³⁸ Esta condición es bastante restrictiva y se cumple solo si las preferencias son homotéticas en cuyo caso las elasticidades ingreso de todos los bienes son iguales a 1. En este caso, la función de utilidad es homogénea de grado uno y las curvas de indiferencia son expansiones radiales de otras. Esto significa que la composición del consumo se determina estrictamente por los precios relativos de los bienes y son independientes del nivel de ingreso. Es decir, independiente del ingreso, los precios relativos fijan la proporción de consumo de cada bien.

14.3.2 Medidas Refinadas de Bienestar

Cuatro medidas refinadas de cambios en bienestar individual son la variación equivalente, la variación compensatoria, el excedente equivalente y el excedente compensatorio. Las dos primeras medidas permiten al individuo ajustar las cantidades en la canasta de consumo y son las más utilizadas por permitir medir bienestar para bienes transables. Por el contrario, las dos últimas medidas introducen restricciones en este ajuste por lo que suelen emplearse para cuantificar cambios de bienestar asociados a cambios en la dotación de bienes públicos. La ventaja de estas cuatro medidas es que pueden ser expresadas como variaciones en niveles de utilidad monetarias.

Las dos medidas más utilizadas son las variaciones equivalente y compensatoria. Ante un cambio de precios de bienes transables, la variación compensatoria indica el pago (o compensación) que habría que entregarle al individuo con tal de mantenerlo en su nivel original de utilidad. Por su parte, la variación equivalente entrega el cambio de ingreso que sería equivalente al cambio de precios.

Formalmente, ante una disminución de precios del bien i , de p_0^i a p_1^i , la variación compensatoria es solución del problema siguiente $v(p_0^1, \dots, p_0^i, \dots, p_0^n, I) = v(p_0^1, \dots, p_1^i, \dots, p_0^n, I - VC)$, donde VC es la variación compensatoria. Luego, ante una baja en los precios, la VC entrega la cantidad máxima que el individuo está dispuesta a pagar por esa disminución con tal de quedar indiferente con respecto al nivel de utilidad original u_0 . Alternativamente, la VC puede definirse como:

$$VC = e(p_0^1, \dots, p_0^i, \dots, p_0^n, u_0) - e(p_0^1, \dots, p_1^i, \dots, p_0^n, u_0)$$

De esta definición es directo probar que $VC = \int_{p_1^i}^{p_0^i} \frac{\partial e(P, u_0)}{\partial p^i} dp^i = \int_{p_1^i}^{p_0^i} h_i(P, u_0) dp^i$ donde P denota el vector de precios y h la demanda compensada³⁹. Es decir, que VC es igual al área encerrada por la demanda Hicksiana (o compensada) del bien i entre los niveles de precio p_0^i y p_1^i , con el nivel de utilidad original, u_0 .

Por otra parte, la variación equivalente (VE) se define como $v(p_0^1, \dots, p_0^i, \dots, p_0^n, I + VE) = v(p_0^1, \dots, p_1^i, \dots, p_0^n, I)$. Es decir, ante una disminución de precios la VE entrega el monto mínimo de ingreso que el individuo estaría dispuesto a aceptar con tal de quedar en el nuevo nivel de utilidad u_1 pero sin la baja en el precio. Alternativamente, la VE puede definirse como:

$$VE = e(p_0^1, \dots, p_0^i, \dots, p_0^n, u_1) - e(p_0^1, \dots, p_1^i, \dots, p_0^n, u_1) = \int_{p_1^i}^{p_0^i} \frac{\partial e(P, u_1)}{\partial p^i} dp^i = \int_{p_1^i}^{p_0^i} h_i(P, u_1) dp^i$$

³⁹ Se utiliza la identidad conocida $\frac{\partial e(P, u)}{\partial p^i} = h_i(P, u)$.

Por lo tanto, VE es igual al área encerrada por la demanda compensada entre los precios p_0^i y p_1^i al nivel nuevo de utilidad, u_1 .

14.4 Divergencia entre DAP y DAA

La evidencia muestra que la DAA excede significativamente la DAP. Un estudio de Michael Hanemann (1991) ofrece una explicación para esta divergencia. Hanemann demuestra que según la magnitud de los efectos de sustitución esta divergencia puede variar desde cero al infinito. El nivel de divergencia depende de la disponibilidad de sustitución, dada una elasticidad de ingreso positiva. Cuando un bien tiene un sustituto imperfecto, existirá algún nivel de divergencia entre la DAP y DAA. Esta divergencia aumenta en la medida que la sustitución disminuye. Esta teoría fue testeada empíricamente y apoyada por Jason F. Shogren et al (1994), encontrando que para un bien privado sin sustituto cercano la brecha entre DAA y DAP es robusta.

Formalmente, las principales razones que explican por qué la DAA es mayor que la DAP son los efectos ingreso y sustitución. Sea la utilidad del individuo $u = u(x, q)$ donde x representa los bienes de mercado (bien numerario) y q un bien no transable. En esta explicación se ignora el hecho que diferencias en el ingreso también explican diferencias entre estas medidas ya que en los estudios suele agruparse a los grupos según nivel de ingreso.

Randall y Stoll (1980) crearon un escenario como el que se muestra en la Figura 26 en donde los ajustes monetarios intermedios crean sustitución perfecta entre los bienes. En este caso, la DAA es la cantidad de bien numerario requerida para compensar al individuo por experimentar un cambio en q de q_0 a q_1 . En la figura esto corresponde a la cantidad AD que deja al individuo en un nivel de utilidad mayor si se mantiene el nivel de consumo original q_0 . La DAP es la cantidad que se obtiene del individuo después del cambio a q_1 y que lo deja en el mismo nivel de utilidad original. En la figura esto corresponde a BC. Dada la existencia de sustitución perfecta, BC es igual a AD, lo que corresponde a que la DAA iguale la DAP.

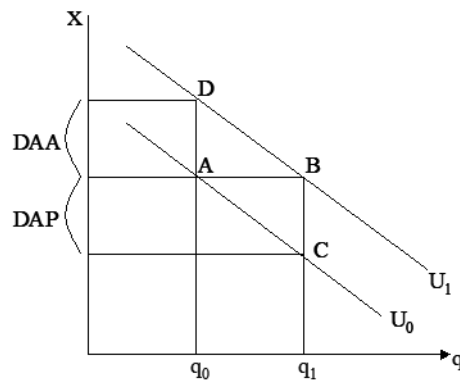


Figura 26: Representación DAA y DAP en caso Sustitución Perfecta entre Bienes

Fuente: Randall y Stoll (1980)

Para bienes como salud, los mercados son incompletos. La proposición de Hanemann es que los bienes no pueden intercambiarse perfectamente por dinero. La fricción de los mercados viola la condición de sustitución perfecta y las curvas de indiferencia son convexas como es estándar. Hanemann demuestra que para el caso en que hay cambio en cantidad la DAA va a ser mayor que DAP. La magnitud de la brecha entre ambas medidas depende del cociente entre la elasticidad del ingreso y de sustitución. Luego un incremento en la elasticidad ingreso o una disminución en el nivel de sustitución aumentan la divergencia entre la DAA y DAP.

El supuesto que la salud y la riqueza sean sustitutos imperfectos se refleja en las curvas de indiferencia como se aprecia en la Figura 27. La DAP del individuo por asegurarse el nivel de bien q_1 , manteniendo la utilidad U_0 es $B'C'$. La compensación (DAA) requerida para alcanzar el nuevo nivel de utilidad U_1 , manteniendo q_0 constante es $A'D'$. En este caso, $A'D'$ es mayor que $B'C'$, por lo que la DAA es mayor que la DAP. En la medida que la sustitución disminuye, el intercambio entre salud y riqueza se vuelve menos deseable, aumentando la divergencia entre ambas medidas.

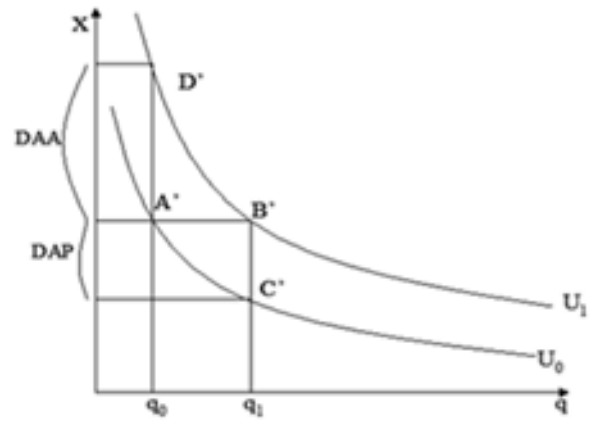


Figura 27: Representación DAA y DAP en caso Sustitución Imperfecta entre Bienes

Fuente: Randall y Stoll (1980)

14.5 Elementos de valoración contingente

El método más utilizado para estimar DAP y DAA se basa en el método de valoración contingente, en sus distintas variantes.

Una parte importante para desarrollar un modelo de valoración contingente es la técnica de obtención de datos y el formato en el que se formula la pregunta DAP a los encuestados. Las encuestas, en general, deben tener tres componentes principales (Mitchell y Carson, 1989):

- Una completa descripción del mercado hipotético en el que se encuentra el individuo. Hay que destacar la suma importancia de una buena comprensión por parte de los encuestados.

- Preguntas sobre la disposición a pagar.
- Preguntas sobre las características socioeconómicas del entrevistado como son ingreso, género, edad, nivel educacional, etc. Estos datos hacen posible la utilización de análisis econométricos para ver la influencia de las distintas variables en la disposición a pagar

En general, la literatura destaca cuatro formatos principales de obtención de datos:

- 1) **Formato abierto:** se le pide a cada encuestado que elija su propia DAP sin límites y sin compromiso. Bajo el formato abierto, a los encuestados se les hace una pregunta como "¿Cuál es el máximo que está dispuesto a pagar por los beneficios del mercado? ¿por contar con la tecnología X? ¿cuál es el mínimo que está dispuesto a aceptar por renunciar a los beneficios de no contar con la tecnología X? "De las respuestas la DAP media se obtiene como:

$$\langle DAP \rangle = \frac{1}{N} \sum_{I=1}^N DAP_i$$

Donde N es igual al tamaño de la muestra y DAP_i , es la DAP del i-ésimo encuestado. La DAP media así obtenida se multiplica por la correspondiente población para llegar a agregar DAP. La principal crítica de este enfoque es que los encuestados pueden dar respuestas poco realistas motivadas por estrategias comportamiento. Un mejor diseño del cuestionario puede reducir la incidencia de estrategias comportamiento.

- 2) **Formato de licitación o negociación:** el encuestador propone valores DAP que un encuestado acepta o rechaza, y continúa haciendo ofertas más altas o bajas dependiendo de la decisión del demandado. Específicamente, bajo el enfoque de negociación, el entrevistador entrega un valor \$ A como DAP y le pregunta al encuestado si estaría dispuesto a pagar ese monto por el producto. Si la respuesta es "Sí", la cantidad \$ A aumenta hasta que el encuestado ya no está dispuesto a pagar más. Esta cantidad se toma como el DAP de ese encuestado. En el caso que la respuesta inicial es "No", el monto \$ A se reduce hasta que el encuestado sí esté dispuesto a pagar. Esta cantidad se considera como DAP de este encuestado. La DAP media de la muestra se multiplica por el tamaño de la población relevante para obtener el DAP total de la comunidad. El enfoque de licitación iterativa es criticado porque es propenso al sesgo del punto de partida.
- 3) **Formato de escala de pago (tarjeta de pago):** los encuestados eligen valores (diferentes) de una lista predefinida y ordenada y todas las personas usan la misma lista. Bajo este método, se escriben varios valores de DAP en una tarjeta y se le pide al encuestado que seleccione el valor más cercano a su propia DAP. El monto seleccionado se interpreta como la DAP del encuestado. En general, este valor se interpreta como una cota inferior a la DAP

del encuestado, siendo una cota superior la siguiente cantidad más alta en la tarjeta. La DAP agregada se obtiene de manera similar al formato de licitación.

- 4) **Formato de elección dicotómica.** Este es el método más empleado en la actualidad. Bajo el enfoque de elección dicotómica, a los encuestados se les presenta aleatoriamente con diferentes cantidades de \$ X. A cada encuestado se le hace una sola pregunta: si está dispuesto a pagar \$ X para poder disfrutar de los beneficios del bien. La respuesta es "Sí" o "No". El método no proporciona la DAP directamente. En este caso, la DAP se obtiene usando técnicas econométricas. Como la cantidad \$ X que enfrenta cada uno es constante, la literatura sostiene que este enfoque imita lo que sucede en una situación real de mercado donde el consumidor cotiza un precio por un bien: el consumidor puede aceptar el precio y comprar, o rechazarlo y no comprar. Hanemann (1991) desarrolló una variante de este modelo que se conoce como el formato de doble límite, en el que se presenta una pregunta de seguimiento introduciendo un segundo precio mayor si la respuesta al primer precio es afirmativa, y menor en caso contrario.

A continuación, se explica cómo se obtiene la DAP en un ejercicio de valoración contingente. En los casos que se obtienen DAP directamente de la encuesta (1), (2) o (3) este análisis permite explicar los determinantes de la DAP. En el caso que se realiza un formato de elección dicotómica este análisis permite además la estimación de esta.

Sea DAP_j la disposición a pagar por un individuo determinado j, que se explica por un conjunto de características x_j , y algunos factores no observables capturados por un término de error μ_j :

$$DAP_j = x_j \delta + \mu_j$$

Donde δ es un vector de los parámetros a estimar.

La teoría se basa en el modelo de utilidad aleatorio desarrollado por Hanemann (1984).

Ante un incremento en la calidad de suministro⁴⁰ de q^0 a q^1 , un encuestado responde "sí" a la oferta propuesta (P_{1j}) si la utilidad indirecta neta del pago es mayor que el del estatus quo; es decir:

$$U_1(y_j - P_{1j}, z_j, q^1, \varepsilon_{1j}) > U_0(y_j, z_j, q^0, \varepsilon_{0j})$$

Donde y_j representa el nivel de ingreso del individuo j, z_j otros atributos que explican la decisión del individuo j. y_j y z_j son subconjuntos del vector x_j .

⁴⁰ Por ejemplo, obtener la DAP por no sufrir cortes de suministro en 30min, 1h, etc.

La función de utilidad en un modelo de utilidad aleatoria es separable aditivamente en un término determinístico y otro aleatorio:

$$U_i(y_j, z_j, q^i, \varepsilon_{ij}) = V_i(y_j, z_j, q^i) + \varepsilon_{ij}$$

La probabilidad de contestar "sí" a una oferta de P_{1j} es:

$$Prob[sí / y_j, z_j] = Prob[U_1(y_j - P_{1j}, z_j, q^1) + \varepsilon_{1j} > U_0(y_j, z_j, q^0) + \varepsilon_{0j}]$$

Definiendo $\varepsilon_j = \varepsilon_{1j} - \varepsilon_{0j}$, y denotando a F como la distribución de ε_j , la probabilidad anterior se puede reescribir como:

$$Prob[sí / y_j, z_j] = 1 - F(-V_1((y_j - P_{1j}, z_j, q^1) - V_0(y_j, z_j, q^0)))$$

Asumiendo una forma lineal para el componente determinista de la función de utilidad, de modo que $V_{ij}(y_j, z_j) = \alpha z_j + \beta y_j$, se describe la diferencia del término determinístico como: $V_{1j} - V_{0j} = \alpha z_j - \beta P_{1j}$. Así la probabilidad anterior queda:

$$Prob[sí / y_j, z_j] = Prob[\varepsilon_j < \alpha z_j - \beta P_{1j}]$$

Si $\varepsilon_j \sim N(0, \sigma^2)$ y $\theta_j \equiv \frac{\varepsilon_j}{\sigma}$, queda:

$$Prob[sí / y_j, z_j] = Prob\left[\theta_j < z_j \frac{\alpha}{\sigma} - P_{1j} \frac{\beta}{\sigma}\right] = \Phi\left(z_j \frac{\alpha}{\sigma} - P_{1j} \frac{\beta}{\sigma}\right)$$

Donde Φ es la función distribución normal. Se tiene entonces un modelo probit.

El procedimiento de estimación de los parámetros se basa en la función de máxima verosimilitud. Denotando el tamaño de la muestra como N y considerando un indicador I_j que toma el valor 1 si el encuestado responde "sí" y 0 si no, la función log-verosimilitud es:

$$\ln(\alpha, \beta / y, z, P) = \sum_{j=1}^N I_j \ln \left[\Phi \left(z_j \frac{\alpha}{\sigma} - P_{1j} \frac{\beta}{\sigma} \right) \right] + (1 - I_j) \ln \left[1 - \Phi \left(z_j \frac{\alpha}{\sigma} - P_{1j} \frac{\beta}{\sigma} \right) \right]$$

La maximización de esta última función permite estimar los parámetros α y β que conforman δ . De lo anterior, se deriva una estimación para la DAP:

$$E(DAP/x) = x\delta$$

La modelación de estos parámetros es necesaria para determinar las variables que explican la DAP y cómo esta varía con ellos. Es importante destacar, que a diferencia de lo que ocurre con los modelos lineales, el efecto marginal de un cambio de una variable explicativa en un modelo Tobit es

no lineal y por tanto no igual al parámetro de la regresión. Sin embargo, existen expresiones conocidas para cuantificar estos efectos.

14.6 Procedimiento de Muestreo

El procedimiento específico de la selección de clientes a encuestar se describe a continuación:

A las planillas de los clientes se agregan las siguientes columnas:

- **Selección:** En esta columna están indicados los consumidores a encuestar, numerados de 1 a n , en donde n es el número de consumidores a encuestar en el sub-estrato (zona, actividad, nivel de consumo) correspondiente.
- **Acumula_kWh:** En esta columna se acumulan los consumos del sub-estrato (los consumidores están ordenados por consumo en forma decreciente en el sub-estrato).
- **n:** Número de consumidores a encuestar en el sub-estrato (zona, actividad, nivel de consumo)
- **Intervalo:** Cocientes entre el total de consumo del sub-estrato y el número de consumidores a encuestar
- **Aleatorio:** Número aleatorio entre 1 y el tamaño del intervalo, también determina el primer consumidor seleccionado (Se fija para que no varíe con las siguientes operaciones).
- **Seleccionable:** número de orden de los seleccionables en el sub-estrato.

A continuación, el procedimiento para cada sub-estrato es el siguiente:

- i. Se genera un número **aleatorio** entre 1 el tamaño del sub-estrato, lo que determina el primer seleccionado.
- ii. A este número aleatorio se le suma sucesivamente 1, 2, ... $n-1$ veces el intervalo determinando los seleccionados.
- iii. Para cada uno de estos números se busca en **Acumula_kWh** el valor más cercano. El que lo contiene constituye el seleccionado y se le asocia un número de orden en la columna **Selección**.

14.7 Formulario de la Encuesta

1.- Antecedentes de la Planta/Empresa

La información proporcionada será confidencial

Por favor responder con la información del último balance de la empresa

- a) Ventas o ingresos operativos totales de la planta año 2019 (Millones \$): *
- b) Costos operativos (Opex) totales, incluida la electricidad, de la planta Año 2019 (Millones \$): *
- c) Gasto anual en electricidad total de la planta Año 2019 (Millones \$): *
- d) Personal de administración (Número): *
- e) Personal de producción (Número): *
- f) Personal de mantenimiento y servicios (incluido aseo y limpieza) (Número): *
- g) Remuneración o gasto total del año 2019 para personal administrativo y gerencia (Millones \$): *
- h) Remuneración o gasto total del año 2019 para mano de obra producción (Millones \$): *
- i) Remuneración o gasto total del año 2019 para mano de obra de mantenimiento y servicios (Millones \$): *
- j) Cantidad de días laborables por semana (Número entero): *
- k) Cantidad de semanas laborables al año (Número entero): *

Turnos de trabajo *

- 1
- 2
- 3

Por favor, ingrese una descripción breve de los productos o servicios producidos en la planta/empresa

Por favor, ingrese una descripción breve de los procesos productivos de la planta. Indicar si hay líneas de producción paralelas e independientes y procesos productivos separables desde el punto de vista del consumo eléctrico. Señalar procesos críticos (Donde un corte de suministro ocasiona graves daños y disponen de generación de respaldo)

Detalle del consumo eléctrico de la Planta/Empresa

¿Cuántas procesos tiene la empresa/planta?

- Entre 1 - 5
 Entre 6 - 10
 Entre 10 - 15

Totales Planta/Empresa por proceso:

	Nombre del proceso	Potencia max. 2019 (kW)	Energía 2019 (MWh/Año)
1)	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
2)	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
3)	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
4)	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
5)	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Total		<input type="text"/>	<input type="text"/>

La Planta/Empresa tiene líneas de producción separables: *

- Sí
 No

¿Cuántas líneas de producción separables posee?

- Entre 1 - 3 líneas
 Entre 4 - 6 líneas
 Entre 7 - 9 líneas

Totales por línea de producción y proceso

	Nombre del proceso	Línea 1: Potencia max. 2019 (kW)	Línea 1: Energía 2019 (MWh/Año)	Línea 2: Potencia max. 2019 (kW)	Línea 2: Energía 2019 (MWh/Año)	Línea 3: Potencia max. 2019 (kW)	Línea 3: Energía 2019 (MWh/Año)
1)							
2)							
3)							
4)							
5)							
Total							

Gasto en electricidad de julio 2019

	Energía Facturada en MWh	Energía Facturada en Millones de \$	Potencia Max. Facturada en kW	Potencia <u>Max.</u> Facturada en Millones de \$	Potencia H. Punta Facturada en kW	Potencia H. Punta Facturada en Millones de \$
Por Suministro de Energía y Potencia *						
Por Peajes de Distribución (si hubo)						
Gasto Total						

* Suministro de energía sin peajes de transmisión, ni servicios complementarios ni servicio público.

2. Sistema de respaldo y generación propia

La información proporcionada será confidencial

2.1 Características de los grupos electrógenos con que cuenta la empresa:

Marca y Modelo	Potencia Máxima (kW)	Combustible	Rendimiento (lt/kWh)	Usos del equipo	Destino (Línea - Proceso)
<input type="text"/>	<input type="text"/>	Seleccione uno ▼	<input type="text"/>	Seleccione uno ▼	<input type="text"/>
<input type="text"/>	<input type="text"/>	Seleccione uno ▼	<input type="text"/>	Seleccione uno ▼	<input type="text"/>
<input type="text"/>	<input type="text"/>	Seleccione uno ▼	<input type="text"/>	Seleccione uno ▼	<input type="text"/>
<input type="text"/>	<input type="text"/>	Seleccione uno ▼	<input type="text"/>	Seleccione uno ▼	<input type="text"/>
<input type="text"/>	<input type="text"/>	Seleccione uno ▼	<input type="text"/>	Seleccione uno ▼	<input type="text"/>
+					

¿Posee más de cuatro líneas-procesos con sistema de respaldo?

- Sí
 No

2.2 Características de los sistemas de respaldo diferentes a los grupos electrógenos:

	Línea y Proceso 1	Horas max día*:	Potencia (kW):	Línea y Proceso 2	Horas max día*:	Potencia (kW):	Línea y Proceso 3	Horas max día*:	Potencia (kW):	Línea y Proceso 4	Horas max día*:	Potencia (kW):
UPS (sólo para mantener producción)	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Baterías (sólo para mantener la producción)	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Otros (Indicar)	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>

* Horas máximas de uso posible por día.

3. Costos asociados a cortes intempestivos del servicio eléctrico

La información proporcionada será confidencial

3.1 Número de interrupciones intempestivas del servicio eléctrico el año 2019:

3.2 Considerando el momento en que un corte eléctrico ocasionaría el mayor daño a la producción: Indicar Mes, Hora y potencia eléctrica que demandaría la planta.

Mes	Día	Hora	Potencia (kW)
<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>

3.3 Suponiendo que el corte se produce en el PEOR MOMENTO para la actividad productiva de la empresa.

a.1) ¿Qué Líneas-Procesos se paralizarían debido a un corte de hasta 20 minutos? ¿En qué proporción cada una?

Línea-Proceso	Proporción (1-100%)
<input type="text"/>	<input type="text"/>
<input type="text"/>	<input type="text"/>
<input type="text"/>	<input type="text"/>
<input type="text"/>	<input type="text"/>

a.2) ¿Qué Líneas-Procesos se paralizarían debido a un corte de hasta 1 hora? ¿En qué proporción cada una?

Línea-Proceso	Proporción (1-100%)
<input type="text"/>	<input type="text"/>
<input type="text"/>	<input type="text"/>
<input type="text"/>	<input type="text"/>
<input type="text"/>	<input type="text"/>

a.3) ¿Qué Líneas-Procesos se paralizarían debido a un corte de hasta 4 horas? ¿En qué proporción cada una?

Línea-Proceso	Proporción (1-100%)
<input type="text"/>	<input type="text"/>
<input type="text"/>	<input type="text"/>
<input type="text"/>	<input type="text"/>
<input type="text"/>	<input type="text"/>

a.4) ¿Qué Líneas-Procesos se paralizarían debido a un corte de hasta 24 horas? ¿En qué proporción cada una?

Línea-Proceso **Proporción (1-100%)**

<input type="text"/>	<input type="text"/>
<input type="text"/>	<input type="text"/>
<input type="text"/>	<input type="text"/>

	Corte de hasta 20 minutos	Corte de hasta 1 hora	Corte de hasta 4 horas	Corte de hasta 24 horas
b) ¿Qué porcentaje de la producción perdida debido al corte podría ser recuperada posteriormente? (%)	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
c) Costo aproximado de salarios y remuneraciones de la mano de obra que se utilice para recuperar la producción perdida (millones de \$)	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
d) Costo aproximado de los materiales, productos intermedios, finales o inventarios que se dañarían o desperdiciarían debido al corte intempestivo (millones de \$)	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
e) Costo aproximado de operación de los equipos eléctricos de respaldo que serían utilizados durante el corte (millones de \$)	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
f) Costo aproximado de reparación / sustitución de maquinarias y equipos sensibles se podrían dañar debido al corte intempestivo (millones de \$)	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
g) Si se sumaran los costos anteriores, ¿qué porcentaje de sus ventas anuales del año 2019 representarían? (%)	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>

i) Además de los costos que señalados anteriormente, ¿las interrupciones del servicio tendrían otras consecuencias? ¿qué costos podrían implicar?

	Corte hasta 20 minutos	Costo (Millones)	Corte hasta 1 hora	Costo (Millones)	Corte hasta 4 horas	Costo (Millones)	Corte hasta 24 horas	Costo (Millones)
Daños o situaciones de peligros a las personas	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Molestias o inconvenientes a clientes	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Polución o daños al medioambiente	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Otro	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>

4. Costos por racionamientos programados de energía eléctrica

La información proporcionada será confidencial

4.1 Durante un racionamiento avisado con anticipación, ¿cuál o cuales de las siguientes opciones seguiría la Planta/Empresa?

¿En qué porcentaje podría reducirse el consumo con cada opción y que costo tendría cada una?

Los escenarios de reducción son: 5%, 10%, 20% y 30% del consumo mensual de energía.

Considere racionamiento de 1 MES

Metas y costos de reducción del consumo eléctrico (Cifras en % y millones de \$):

	5% %	5% millones(pesos).	10% %	10% millones(pesos).	20% %	20% millones(pesos).	30% %	30% millones(pesos).
a) Reducción de consumos de energía que no son esenciales para el proceso productivo de la planta / empresa	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
b) Autogeneración con equipos electrógenos existentes en la planta / empresa	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
c) Autogeneración con equipos electrógenos nuevos (comprados o arrendados)	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
d) Sustitución de electricidad directamente por otro combustible en el proceso productivo (cuando sea técnicamente factible)	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
e) Implementación de medidas de eficiencia energética en la planta / empresa	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
f) Reducción o pérdidas de bienes intermedios y finales del proceso productivo de la planta / empresa	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
g) Otra estrategia (especifique)	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Total	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>

Especifique otra estrategia

Considere racionamiento de 2 MESES

	5% %	5% millones(pesos).	10% %	10% millones(pesos).	20% %	20% millones(pesos).	30% %	30% millones(pesos).
a) Reducción de consumos de energía que no son esenciales para el proceso productivo de la planta/empresa	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
b) Autogeneración con equipos electrógenos existentes en la planta/empresa	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
c) Autogeneración con equipos electrógenos nuevos (comprados o arrendados)	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
d) Sustitución de electricidad directamente por otro combustible en el proceso productivo (cuando sea técnicamente factible)	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
e) Implementación de medidas de eficiencia energética en la planta/ empresa	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
f) Reducción o pérdidas de bienes intermedios y finales del proceso productivo de la planta /empresa	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
g) Otra estrategia (especifique)	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Total	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>

Especifique otra estrategia

Considere racionamiento de 10 MESES

	5% %	5% millones(pesos).	10% %	10% millones(pesos).	20% %	20% millones(pesos).	30% %	30% millones(pesos).
a) Reducción de consumos de energía que no son esenciales para el proceso productivo de la planta /empresa	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
b) Autogeneración con equipos electrógenos existentes en la planta/empresa	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
c) Autogeneración con equipos electrógenos nuevos (comprados o arrendados)	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
d) Sustitución de electricidad directamente por otro combustible en el proceso productivo (cuando sea técnicamente factible)	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
e) Implementación de medidas de eficiencia energética en la planta/ empresa	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
f) Reducción o pérdidas de bienes intermedios y finales del proceso productivo de la planta /empresa	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
g) Otra estrategia (especifique)	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Total	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>

Especifique otra estrategia

14.8 Nómima empresas encuestadas

Sector	Tipo Cliente	Nombre Empresa/Planta	Energía Julio 2019 (MWh)
Industria	Libre	Cartulinas CMPC SPA/PLANTA MAULE	36.980
Industria	Libre	Compañía Siderúrgica Huachipato	33.073
Industria	Libre	Aceros AZA / Planta Colina	22.971
Industria	Libre	BO Paper Bio Bío S.A.	16.534
Industria	Libre	Eka Chile S.A.	13.608
Industria	Libre	ANGLOAMERICAN SUR SA / DIVISION CHAGRES	13.403
Industria	Libre	Cemento Melón	9.199
Industria	Libre	CLEANAIRTECH SUDAMÉRICA S.A.	6.400
Industria	Libre	MADERAS ARAUCO TRUPAN CHOLGUAN	6.306
Industria	Libre	CMPC MADERAS/Planta PLYWOOD	6.300
Industria	Libre	CMPC TISSUE/PLANTA PUENTE ALTO	6.240
Industria	Libre	Carozzi S.A./Nos	6.167
Industria	Libre	Molycop Chile S.A./Mejillones	5.397
Industria	Libre	CARTULINAS CMPC SPA / PLANTA VALDIVIA	5.195
Industria	Libre	GNL Quintero	4.818
Industria	Libre	Maderas Arauco SA, planta Teno	3.934
Industria	Libre	Molycop Chile S.A./ Talcahuano	3.810
Industria	Libre	Indura / Graneros	2.900
Industria	Libre	Petroquim S.A.	2.877
Industria	Libre	Aserraderos Arauco/Planta Valdivia	2.656
Industria	Libre	CMPC MADERAS S.A./Planta Mulchén	2.364
Industria	Libre	Molibdenos y Metales S.A.	2.064
Industria	Libre	Masonite Chile S.A.	2.043
Industria	Libre	Carozzi S.A./Teno	1.963
Industria	Libre	COMPLEJO INDUSTRIAL MOLYNOR S.A.	1.871
Industria	Libre	Salmofood	1.484
Industria	Libre	Tulsa S.A.	1.122
Industria	Libre	PRODUCTOS FERNANDEZ	924
Industria	Libre	Agrícola Super Ltda/ Pocillas	842
Industria	Libre	MELON ARIDOS LTDA.	765
Industria	Libre	ENAP REFINERÍAS S.A.	762
Industria	Libre	Centro veterinario y agrícola Ltda	581
Industria	Libre	Crossville Fabric Chile S.A.	576
Industria	Libre	Productos del Mar Ventisqueros S.A.	566

Sector	Tipo Cliente	Nombre Empresa/Planta	Energía Julio 2019 (MWh)
Industria	Libre	Agrícola Super Ltda/Incubadora Lo Miranda	529
Industria	Libre	Camanchaca Cultivos Sur	516
Industria	Libre	ALIMENTOS DOÑIHUE	497
Industria	Libre	INDUSTRIAS CERESITA S.A.	426
Industria	Libre	Agrícola Super Ltda/La Estrella Nuevo 2	409
Industria	Libre	TEMSA	402
Industria	Libre	Danisco Chile S.A.	364
Industria	Libre	PVA CHILE SPA	252
Industria	Libre	CONDENSA S.A.	236
Industria	Libre	INTAC PROCESOS	221
Industria	Libre	Landes Mussels S.A.	205
Industria	Libre	Química Harting S. A.	187
Industria	Libre	Inmolisa SPA	173
Industria	Libre	AGRIC. Y GANAD. SAN VICENTE DE MENETUE S.A.	170
Industria	Regulado	PRODUCTOS FERNANDEZ S.A.	713
Industria	Regulado	Pesquera Friosur SPA	678
Industria	Regulado	Enaex servicios S.A. Río Loa	336
Industria	Regulado	Ludrimar Ltda.	281
Minería	Libre	MINERA ESCONDIDA LIMITADA	453.531
Minería	Libre	ANGLOAMERICAN SUR SA / DIVISION LOS BRONCES	149.635
Minería	Libre	Compañía Doña Inés de Collahuasi SCM	113.559
Minería	Libre	Minera Los Pelambres	109.938
Minería	Libre	Sierra Gorda SCM	88.206
Minería	Libre	Minera Lumina Copper Chile	80.441
Minería	Libre	MINERA SPENCE S.A.	46.434
Minería	Libre	Compañía Minera Teck Carmen de Andacollo	45.000
Minería	Libre	MINERA VALLE CENTRAL	27.123
Minería	Libre	CMP Planta de Pellets y Mina Los Colorados	27.063
Minería	Libre	COMPAÑIA MINERA CERRO COLORADO LIMITADA	20.022
Minería	Libre	ANGLOAMERICAN SUR SA / DIVISION EL SOLDADO	19.408
Minería	Libre	CMP Mina Cerro Negro Norte	16.284
Minería	Libre	SQM Industrial S.A. (Nitratos + Puerto)	12.923
Minería	Libre	SQM S.A/Faena Nueva Victoria	12.749
Minería	Libre	SQM Salar S.A./Salar de Atacama	11.899
Minería	Libre	Cia Minera Teck Quebrada Blanca	11.500

Sector	Tipo Cliente	Nombre Empresa/Planta	Energía Julio 2019 (MWh)
Minería	Libre	SOCIEDAD PUNTA DEL COBRE S.A.	9.789
Minería	Libre	CMP Planta Magnetita y Puerto Totoralillo	9.127
Minería	Libre	MINERA MERIDIAN LTDA.	8.192
Minería	Libre	CMP Mina El Romeral	7.551
Minería	Libre	GRACE S.A.	5.600
Minería	Libre	SQM Salar S.A/Salar del Carmen	3.472
Minería	Libre	SQM S.A/Faena Pedro de Valdivia.	2.787
Minería	Libre	Compañía Minera Cerro Negro S.A.	2.290
Servicios	Libre	Metro S.A.	43.609
Servicios	Libre	Aguas Andinas S.A.	11.608
Servicios	Libre	Empresa de los Ferrocarriles del Estado	3.280
Servicios	Libre	ENTEL S.A.	1.950
Servicios	Libre	ESSBIO La Mochita	1.380
Servicios	Libre	METRO VALPARAISO	1.362
Servicios	Libre	ESSBIO Plantas Biobío	876
Servicios	Libre	Aguas Araucanía S.A/Encinas 015	851
Servicios	Libre	ENTEL LONGOVILO	755
Servicios	Libre	Gtd / Data Center Panamericana	462
Servicios	Libre	European Southern Observatory	206
Servicios	Libre	Club Deportivo Manquehue	163
Servicios	Regulado	Casino Ovalle	193
Servicios	Regulado	Terminal de Exportación Internacional Limitada	187
		Total	1.594.692

Sector	Energía Muestra Julio 2019 (MWh/Año)	%
Minería	1.294.522	81,2%
Industria	233.289	14,6%
Servicios	66.881	4,2%

Sector	Energía Muestra Julio 2019 (MWh/Año)	%
Total	1.594.692	100,0%