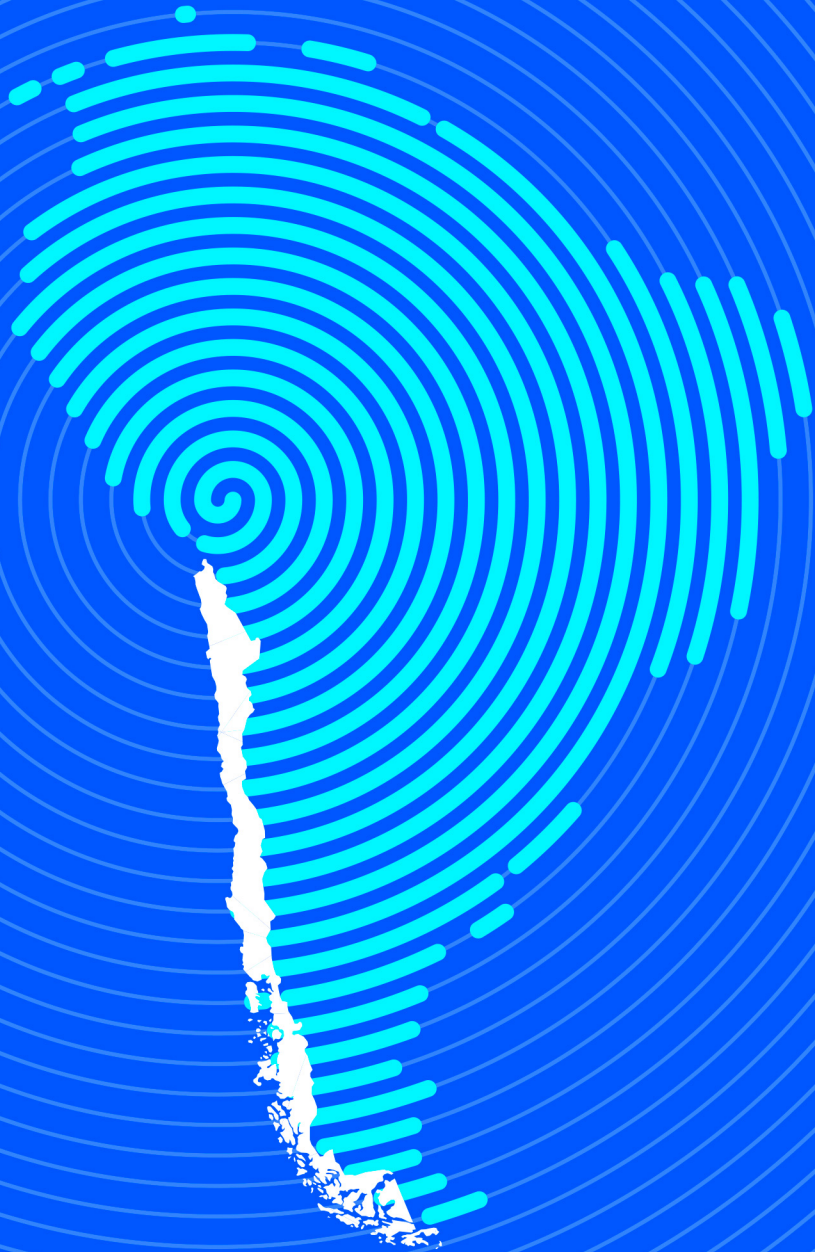


ESTIMACIÓN DE IMPACTOS DE BLACKOUTS EN CHILE



Autores:

**Francisco Muñoz, Rodrigo Moreno, Melissa Alé,
María José Alfaro, Felipe Sepúlveda, Mirko
Armiento, Anita Mannella**

Contacto:

rmorenovieyra@uchile.cl

**Informe preparado por ISCI
Con la contribución científica de**



Tabla de Contenido

1. Introducción	4
1.1 Estructura del Informe	4
2. Costo de Falla en Chile	5
2.1 Metodologías	6
2.2 Resultados	11
2.3 Evolución del Costo de Falla de Corta Duración en Chile	13
2.4 Análisis de Metodologías	21
3. Experiencia Internacional en el Cálculo del Costo de Falla	25
3.1 Australia	26
3.2 Brasil	29
3.3 España	32
3.4 Italia	35
3.5 Análisis Comparado de Metodológicas Internacionales de Cálculo de VoLL	38
4. Metodología Propuesta para la Estimación del Costo de Falla	42
4.1 Análisis Crítico de la Metodología	49
5. Aplicación de Metodología para Costo de Falla en Chile	50
5.1 Descripción de Fuentes de Información y Supuestos	50
5.2 Estimación del Consumo Eléctrico	51
5.3 Resultados	53
5.4 Sensibilidad de las Métricas de VoLL	62
5.5 Comparación de Resultados	64
6. Aplicación: Caso de Estudio del <i>Blackout</i> del 25 de Febrero de 2025	66
6.1 Antecedentes <i>Blackout</i> Chile 25 de Febrero del 2025	66
6.2 Metodología para la Estimación del Costo Social Total	67
6.3 Resultados	68
6.4. Limitaciones y Alcances de la Metodología de Estimación del VoLL	78
7. Impactos Indirectos de un <i>Blackout</i>	78
8. Recomendaciones	85
Cálculo actual del VoLL (CFCD) en Chile	86
Uso Actual del VoLL (CFCD) en Chile	86
Recomendaciones	87

	91
Actividades Banco Central	91
Clasificación Actividades Económicas	94
PIB y Consumo Eléctrico Actividades Banco Central	99
Resultados VoLL I y VoLL II 111 Actividades Banco Central	104

1. Introducción

La confiabilidad y continuidad del suministro eléctrico son pilares fundamentales para el desarrollo económico, el bienestar social y la seguridad energética de un país. En las últimas décadas, la creciente complejidad de los sistemas eléctricos, caracterizados por una alta participación de energías renovables variables y una mayor interdependencia regional, ha incrementado su exposición a contingencias climáticas, técnicas y operacionales que pueden derivar en interrupciones del servicio. En este contexto, comprender los impactos económicos y sociales de eventos de gran magnitud resulta esencial para orientar la planificación, la regulación y la inversión en infraestructura resiliente.

El apagón ocurrido el 25 de febrero de 2025 puso de manifiesto esta necesidad en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) de Chile, evidenciando no solo las consecuencias inmediatas de la pérdida de suministro eléctrico sobre los hogares y las actividades productivas, sino también las vulnerabilidades estructurales del sistema energético nacional. Este evento destacó la importancia de contar con herramientas analíticas sólidas que permitan cuantificar con precisión el costo de la energía no suministrada y, con ello, evaluar las implicancias económicas de las fallas de suministro a distintas escalas y en diversos sectores.

En respuesta a este desafío, el presente estudio desarrolla un análisis integral orientado a estimar el Valor de la Energía No Suministrada (VoLL, por sus siglas en inglés) para Chile. El objetivo es entregar una estimación rigurosa del VoLL, diferenciado por tipo de cliente, y cuantificar las pérdidas económicas derivadas de la interrupción de suministro eléctrico del 25 de febrero de 2025. Los resultados de este trabajo servirán como base para actualizar el enfoque regulatorio vigente sobre los costos de falla y para apoyar la toma de decisiones de política pública y planificación, orientadas al fortalecimiento de la resiliencia del sistema eléctrico.

A partir de diversas investigaciones previas, se desarrolla una nueva metodología que integra las interrelaciones económicas entre sectores utilizando modelos insumo-producto. Al integrar tanto los efectos directos como los impactos en cascada de las interrupciones eléctricas, esta metodología permite una estimación más completa del costo social de los apagones. Los resultados esperados buscan fortalecer la coherencia regulatoria, optimizar los mecanismos de compensación y respaldar las decisiones futuras de inversión, operación e infraestructura, contribuyendo al fortalecimiento de la resiliencia del sistema eléctrico chileno.

1.1 Estructura del Informe

Este informe se organiza de la siguiente manera: en la sección 2 se presenta una descripción general del costo de falla en Chile, incluyendo su definición, evolución y marco regulatorio vigente. La sección 3 revisa la experiencia internacional en el cálculo del costo de falla, mediante un análisis comparativo de los casos de Australia, Brasil, España e Italia.

La sección 4 expone la metodología propuesta para el cálculo del VoLL en Chile, mientras que la sección 5 presenta su aplicación y los resultados obtenidos. Posteriormente, la sección 6 desarrolla la estimación del costo asociado al *blackout* del 25 de febrero, utilizando la información derivada de la sección anterior. La sección 7 analiza, desde una perspectiva cualitativa, los impactos indirectos de los apagones sobre los sistemas eléctricos y la actividad económica. Finalmente, la sección 8 presenta un conjunto de recomendaciones basadas en los hallazgos del estudio.

2. Costo de Falla en Chile

Los sistemas eléctricos modernos están formados por millones de puntos de consumo que se encuentran conectados a las unidades de generación por medio de miles de kilómetros de líneas de transmisión y distribución. Dada su magnitud y complejidad, garantizar un suministro eléctrico sin interrupciones (100% confiable) resulta técnicamente difícil o económicamente inviable, por lo que se acepta un cierto nivel de estas como parte de su operación normal.

El Costo de Falla corresponde a la cuantificación monetaria de las pérdidas económicas y de las externalidades sociales que afectan a la población y a la productividad del país cuando el suministro eléctrico no satisface los requerimientos de demanda, evidenciando la pérdida de bienestar directo, derivada de la reducción forzada del consumo eléctrico, como la pérdida de bienestar indirecto, asociada a la disminución de ingresos producto de una menor producción ante la insuficiencia del suministro eléctrico.

La regulación chilena distingue dos tipos de interrupciones o fallas y sus respectivos costos. Las Fallas de Corta Duración (FCD) son aquellas que ocurren de imprevisto, en forma súbita y sin previo aviso, y pueden durar desde segundos hasta varias horas, considerando escenarios de entre 20 minutos y 24 horas, mientras que las Fallas de Larga Duración (FLD) corresponden a aquellas interrupciones causadas por déficits profundos y prolongados en el suministro de energía eléctrica, asociados a indisponibilidad de combustibles y/o infraestructura energética, desastres naturales o condiciones climáticas extremas, principalmente.

En la literatura y la regulación, la estimación del costo económico y social asociado a las fallas se utiliza principalmente en la planificación de la expansión de los sistemas eléctricos, la definición de estándares de continuidad y/o confiabilidad exigibles a suministradores y operadores de la red, la programación de la operación y la definición de tarifas y compensaciones.

En Chile, los Costos de Falla de Larga Duración (CDFL) se aplican en la planificación y expansión del sistema de generación y transmisión, la programación de la operación y la determinación de la remuneración de los Servicios Complementarios (SSCC). En tanto, los Costos de Falla de Corta Duración (CFCD) son utilizados en los análisis de seguridad asociados al plan de expansión del SEN y en los estudios de control de frecuencia y determinación de reservas para el control primario de frecuencia en los Sistemas Medianos. Asimismo, el costo de falla no solo cumple un rol técnico-regulatorio en los estudios de planificación y operación, sino que constituye una señal económica fundamental que incide directamente en las decisiones de inversión de los agentes, particularmente en aquellas orientadas a fortalecer la seguridad de suministro y la resiliencia del sistema eléctrico, dado que su nivel refleja el costo económico esperado de las interrupciones del servicio.

Así, cada cuatro años la Comisión Nacional de Energía (CNE) debe realizar Estudios de Costo de Falla de Larga y Corta Duración para los sistemas eléctricos respectivos para dar cuenta de los cambios que enfrentan los factores de costos asociados. Para la determinación de los costos de falla se debe considerar la duración o tiempo por el cual se extiende la falla, la profundidad de ésta en términos de la proporción del sistema afectado, el momento en el que se produce la falla, la frecuencia y las medidas preventivas que consideran los clientes ante una eventual falla, y el tipo de usuario afectado. El estudio debe

contemplar al menos tres situaciones de déficit y tres tipos de clientes: industriales, comerciales y residenciales, donde la metodología de análisis utilizada es definida en el informe técnico.

En julio de 2021 la CNE publicó el Informe Técnico Final del “Estudio Costo de Falla de Corta y Larga Duración SEN y SSMM”¹, elaborado a partir del estudio aprobado por el consultor E2BIZ, donde se describe la metodología utilizada para definir los costos de falla que serán aplicados en el siguiente proceso tarifario. El informe publicado por la CNE describe un marco de referencia y la experiencia nacional e internacional respecto a los costos de falla, para posteriormente realizar una revisión de las metodologías propuestas en la literatura para su cálculo. Se presenta la metodología de cálculo utilizada para el cálculo de Costo de Falla de Corta y Larga Duración, la estrategia de levantamiento de información y los resultados respectivos. Finalmente, se describe la herramienta utilizada y cómo se indexan los resultados de acuerdo con índices económicos.

En noviembre de 2025 la CNE publicó el Informe Técnico Preliminar del “Estudio Costo de Falla de Corta y Larga Duración SEN y SSMM”², elaborado a partir del estudio propuesto por la Unión Temporal de Proveedores conformado por Synex Ingenieros Consultores, Estudios Energéticos Consultores, Grupo Mercados Energéticos e IPSOS Chile, en adelante SYNEX+. Al igual que el informe publicado en 2021, este describe la metodología utilizada para definir los costos de falla que serían aplicados en el siguiente proceso tarifario. Sin embargo, dada su característica preliminar, sólo se hará referencia a los cambios metodológicos relevantes y sus resultados.

Cabe señalar que las estimaciones de VoLL obtenidas a partir de este tipo de estudios no tienen por objeto sustituir directamente los valores vigentes definidos por la autoridad (CFCD y CDFL), sino complementar y enriquecer los análisis técnicos, particularmente en el contexto de la resiliencia del sistema eléctrico y de la evaluación costo-beneficio de inversiones en infraestructura.

2.1 Metodologías

El Costo de Falla de Larga Duración se define como el costo de respaldo que los usuarios estarían dispuestos a asumir ante eventos que evidencian déficits profundos y prolongados. Este costo de falla se caracteriza por la profundidad y la duración de la falla. La profundidad corresponde al porcentaje de energía racionada, y la duración al período durante el cual se aplica el racionamiento. Se consideran 12 escenarios de racionamiento; de duraciones de 1, 2 y 10 meses, y profundidades del 5, 10, 20 y 30%, que luego son ponderados por su probabilidad de ocurrencia.

El Costo de Falla de Corta Duración se define como el costo asociado a fallas intempestivas, desde unos segundos hasta varias horas. Este costo se caracteriza únicamente por su duración y para el estudio se consideran 4 escenarios de déficit de suministro eléctrico; de duración de 20 minutos, 1, 4 y 24 horas.

Para calcular ambos costos de falla, se consideran tres sectores o tipos de cliente: sector comercial, sector industrial y sector residencial. Para cada sector se utilizan al menos dos metodologías con el objetivo de establecer rangos y cotas de las estimaciones.

¹ Comisión Nacional de Energía, Informe Técnico Final: “Estudio Costo de Falla de Corta y Larga Duración SEN y SSMM”, elaborado a partir del estudio aprobado por el consultor E2BIZ, julio 2021.

² Comisión Nacional de Energía, Informe Técnico Preliminar: “Estudio Costo de Falla de Corta y Larga Duración SEN y SSMM”, elaborado a partir del estudio aprobado por el consultor SYNEX+, noviembre 2025.

Método Directo - Encuesta de Costos

La encuesta de costos es una metodología directa, basada en la aplicación de cuestionarios a los clientes, donde se pregunta por los efectos económicos y operativos de las fallas. Se levanta información de costos y del peso de distintas acciones que mitigan el déficit de suministro, como el costo de bienestar (disminución de consumo en áreas no esenciales), los costos de autogeneración (inversión e instalación, mantenimiento y operación de generación de respaldo), los costos de sustitución por otro energético y los costos directos derivados de la reducción de producción, entre otros.

A partir de la información levantada, se estima para cada escenario de duración y profundidad un costo de falla individual para cada empresa, calculado como la suma de todos los costos relevantes identificados. Luego, a partir de los costos de falla por empresa, se define un costo de falla para cada sector (minería, industria, comercio, etc.) como el promedio ponderado de los costos de falla de cada empresa asociada al sector por su consumo.

Finalmente, se determina un costo de falla único por sector, ponderando los distintos escenarios según su probabilidad de ocurrencia.

La encuesta se aplica a clientes de los sectores comercial e industrial y se estructura en cuatro secciones destinadas a:

- (i) Identificar a la empresa y la persona que responde,
- (ii) conocer el perfil de consumo de electricidad de la empresa (consumo de energía y potencia y gasto, capacidad de autogeneración y/o capacidad de respaldo),
- (iii) conocer los efectos sobre la producción frente a fallas intempestivas de 20 minutos, 1, 4 y 24 horas (opciones para enfrentar las interrupciones y sus respectivos costos, existencia de costos o daños intangibles), y
- (iv) conocer los efectos sobre la producción frente a fallas de larga duración, previas y anunciadas de 5, 10, 20 y 30% en períodos de 1, 2 y 10 meses (acciones para minimizar los efectos y sus respectivos costos).

El CFCD es estimado a partir de las respuestas obtenidas en las secciones (ii) y (iii), mientras que el CFLD a partir de las respuestas de las secciones (ii) y (iv).

Método Indirecto - Costo de Respaldo

La metodología de costo de respaldo es de carácter indirecto y busca identificar el costo en que incurriría un cliente para protegerse de una interrupción de suministro mediante la adquisición de generación de respaldo. Para ello, se estima el costo marginal de la autogeneración considerando las componentes de capital (inversión) y de operación.

El costo de respaldo considera el costo anualizado de la capacidad de generación, el cual depende de la capacidad de autogeneración y no necesariamente varía de forma lineal con la profundidad de la falla, así como el costo variable de generación, asociado a los costos de mantenimiento y operación de los sistemas de respaldo (combustibles y no combustibles).

Para la implementación de esta metodología se calcula el costo de respaldo para equipos de distinta potencia máxima, considerando los costos de inversión, los costos fijos de operación y mantenimiento, los costos variables de consumo de petróleo diésel y los costos variables no combustibles. El costo medio para cada nivel de potencia se calcula para una generación de 400 horas anuales, vida útil de 10 años con costo residual nulo y tasa de descuento de 5% real anual.

Método Indirecto - Excedente del Consumidor

El método de excedente del consumidor es una metodología indirecta que propone calcular el costo medio de la energía no suministrada a partir de una demanda sensible al precio. A partir de una función de demanda y una profundidad de falla determinada, es posible estimar el costo total de la falla medio a partir del área bajo la curva de demanda comprendida para esa profundidad de falla.

En el caso de las fallas de larga duración y para niveles de profundidad bajos ($\leq 20\%$), se considera una función de demanda isoelástica cuyos parámetros se estiman a partir de un modelo econométrico. Para fallas de larga duración y niveles de profundidad más altos, dado que con funciones de demanda isoelásticas el costo de falla tiende a divergir, se considera una función de demanda lineal.

En el caso de las fallas de corta duración o intempestivas, también se considera una función de demanda lineal, por las mismas razones de estabilidad numérica y acotación del costo que en el caso de falla de alta profundidad.

La metodología del excedente del consumidor se utiliza para clientes residenciales, representados por aquellos con tarifa BT1a, y comerciales, representados por clientes con tarifa AT4.3. Para ambos sectores se utiliza un modelo econométrico para estimar la elasticidad y la curva de demanda asociada a distintas duraciones de falla. Se utilizan los datos de consumo de energía eléctrica, el precio marginal de la energía eléctrica y el gas licuado, y el nivel de actividad económica de una comuna representativa de cada región.

Método Indirecto - Valor Agregado

La metodología de valor agregado, o de la función de producción, sugiere que la electricidad es un insumo para el producto de la economía o valor agregado. Para ello se consideran funciones que describen la relación entre el valor agregado de un determinado sector productivo de la economía con su consumo eléctrico. Esta metodología no hace distinción entre la productividad promedio y marginal asociada al consumo eléctrico y asume que la pérdida de producción es proporcional a la cantidad de electricidad no suministrada.

Para cada sector de la economía, el costo de falla se define como el valor agregado del sector dividido en su consumo eléctrico. Este costo de falla no distingue entre distintos escenarios de déficit de suministro, por lo cual se utiliza principalmente para estimar el costo de falla de corta duración.

La CNE utiliza los valores de Cuentas Nacionales Regionales del Banco Central de Chile y los consumos de energía eléctrica del Balance de Energía a nivel regional para calcular el costo de falla para los sectores de minería, industria y comercio. En la minería y la industria el consumo eléctrico se obtiene directamente a partir del Balance de Energía, mientras que para el sector comercio se propone una desagregación en

distintos segmentos (bancos, supermercados, centros comerciales, clínicas y otros) basada en antecedentes del Ministerio de Energía.

Cabe destacar que, si bien se calculan los costos de falla mediante esta metodología, los resultados finales no los incorporan, utilizándose principalmente como referencia y cota superior de los costos.

Método Indirecto - Valor del Tiempo

La metodología del valor del tiempo es un método indirecto orientado a los clientes residenciales, puesto que busca estimar los costos de las interrupciones mediante el valor de ocio perdido. Se considera que el costo principal de una interrupción es proporcional a la pérdida de tiempo libre en horas donde la energía eléctrica es esencial para la realización de actividades de consumo y bienestar.

En este enfoque, el costo de falla se define como el cociente entre el costo de oportunidad del tiempo y el consumo de energía horaria en las horas de ocio. Para estimar el costo de oportunidad del tiempo se supone que el máximo nivel de bienestar de una persona racional se obtiene cuando el valor marginal del tiempo dedicado al consumo es igual al ingreso marginal del tiempo dedicado al trabajo.

En la metodología se proponen dos costos de falla;

- el costo de interrupción en una hora de punta, calculado como el cociente entre el ingreso horario por vivienda y el consumo residencial en una hora de punta, y
- el costo de interrupción promedio, calculado de forma análoga, pero considerando solo las horas de ocio y trabajo no remunerado.

Para ello se calcula el ingreso medio por hora de trabajo a partir de datos de la Encuesta Suplementaria de Ingresos del INE, mientras que para las horas de ocio y trabajo no remunerado se utilizan los resultados de la Encuesta Nacional del Tiempo. El consumo residencial se calcula a partir de la facturación de clientes con tarifa BT1a.

La **Tabla 1** presenta un resumen de las metodologías utilizadas para cada sector y costo de falla en el informe E2BIZ (2021).

Tabla 1. Resumen de metodologías para estimación de costos de falla, E2BIZ (2021).³

Sector	Costo de Falla	Método	Descripción
Residencial	CFLD	Costo de respaldo	Estimación de costo a partir del costo de adquirir generadores de respaldo
		Excedente del consumidor	Estimación del excedente del consumidor para una disminución en disponibilidad de energía. Considera comportamiento isoelástico de la demanda
	CFCD	Valor del tiempo	Estimación del valor del ocio perdido, o el costo de oportunidad del tiempo
		Excedente del consumidor	Estimación del excedente del consumidor a partir para una disminución en disponibilidad de energía. Considera comportamiento lineal de la demanda
Comercial	CFLD	Encuesta de costos	Encuesta respecto a efectos de las fallas
		Costos de respaldo	Estimación de costo a partir del costo de adquirir generadores de respaldo
		Excedente del consumidor	Estimación del excedente del consumidor para una disminución en disponibilidad de energía. Considera comportamiento isoelástico de la demanda
	CFCD	Encuesta de costos	Encuesta respecto a efectos de las fallas
		Excedente del consumidor	Estimación del excedente del consumidor a partir para una disminución en disponibilidad de energía. Considera comportamiento lineal de la demanda
		Valor agregado	Estimación de costos a partir de matriz de insumo-producto
Industrial	CFLD	Encuesta de costos	Encuesta respecto a efectos de las fallas
		Costo de respaldo	Estimación de costo a partir del costo de adquirir generadores de respaldo
	CFCD	Encuesta de costos	Encuesta respecto a efectos de las fallas
		Valor agregado	Estimación de costos a partir de matriz de insumo-producto

³ Comisión Nacional de Energía, Informe Técnico Final: “Estudio Costo de Falla de Corta y Larga Duración SEN y SSMM”, elaborado a partir del estudio aprobado por el consultor E2BIZ, julio 2021.

2.2 Resultados

Los resultados presentados en el informe técnico de 2021 se encuentran actualizados a diciembre de 2019. Los Sistemas Medianos (SSMM) son divididos en dos categorías: SSMM 1, que considera los sistemas de Cochamó, Hornopirén y Palena, y SSMM 2, que considera Aysén, General Carrera, Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams.

Costos de Falla de Larga Duración

La **Tabla 2** presenta los CFLD para los tres sistemas y diferentes profundidades de falla, donde se define que los costos representativos de cada sistema serán los determinados para una duración de falla de 1 mes. La **Tabla 3** expone los CFLD desagregados por duración de falla. Finalmente, la **Tabla 4** presenta los CFLD desagregados por sector económico, con los que se obtienen los resultados de la **Tabla 3** al ponderarlos por la proporción del consumo eléctrico de cada sector.

Tabla 2. Costo de Falla de Larga Duración por Sistema, E2BIZ (2021).⁴

Sistema	Costo de Falla de Larga Duración [USD/kWh]			
	5%	10%	20%	30%
SEN	0,31	0,35	0,42	0,48
SSMM 1	0,27	0,36	0,53	0,71
SSMM 2	0,23	0,30	0,45	0,61

Tabla 3. Costo de Falla de Larga Duración por Sistema, para diferentes duraciones y profundidades de falla, E2BIZ (2021).⁵

Sistema	Costo de Falla de Larga Duración [USD/kWh]											
	1 mes				2 meses				10 meses			
	5%	10%	20%	30%	5%	10%	20%	30%	5%	10%	20%	30%
SEN	0,31	0,35	0,42	0,48	0,30	0,32	0,36	0,41	0,27	0,29	0,30	0,33
SSMM 1	0,27	0,36	0,53	0,71	0,23	0,28	0,38	0,49	0,20	0,22	0,26	0,30
SSMM 2	0,23	0,30	0,45	0,61	0,20	0,24	0,33	0,42	0,17	0,19	0,22	0,26

⁴ Comisión Nacional de Energía, Informe Técnico Final: “Estudio Costo de Falla de Corta y Larga Duración SEN y SSMM”, elaborado a partir del estudio aprobado por el consultor E2BIZ, julio 2021.

⁵ Comisión Nacional de Energía, Informe Técnico Final: “Estudio Costo de Falla de Corta y Larga Duración SEN y SSMM”, elaborado a partir del estudio aprobado por el consultor E2BIZ, julio 2021.

Tabla 4. Costo de Falla de Larga Duración por Sistema y Actividad Económica, para diferentes duraciones y profundidades de falla, E2BIZ (2021).⁶

Sector	Sistema	Costo de Falla de Larga Duración [USD/kWh]											
		1 mes				2 meses				10 meses			
		5%	10%	20%	30%	5%	10%	20%	30%	5%	10%	20%	30%
Residencial	SEN	0,31	0,35	0,42	0,48	0,30	0,32	0,36	0,41	0,27	0,29	0,30	0,33
	SSMM 1	0,27	0,36	0,53	0,71	0,23	0,28	0,38	0,49	0,20	0,22	0,26	0,30
	SSMM 2	0,23	0,30	0,45	0,61	0,20	0,24	0,33	0,42	0,17	0,19	0,22	0,26
Comercial	SEN	0,18	0,21	0,26	0,31	0,17	0,18	0,21	0,24	0,16	0,17	0,18	0,20
	SSMM 1	0,24	0,32	0,47	0,61	0,21	0,24	0,32	0,40	0,18	0,19	0,21	0,23
	SSMM 2	0,18	0,23	0,34	0,44	0,15	0,18	0,23	0,29	0,13	0,14	0,15	0,17
Minería		0,47	0,48	0,51	0,49	0,44	0,44	0,45	0,45	0,42	0,42	0,42	0,42
Industria		0,16	0,14	0,15	0,16	0,18	0,17	0,17	0,18	0,17	0,17	0,15	0,16
Servicios		0,17	0,19	0,20	0,30	0,16	0,18	0,19	0,29	0,15	0,17	0,18	0,28

Costos de Falla de Corta Duración

La **Tabla 5** presenta los CFCD para los tres sistemas. La **Tabla 6** expone los CFCD desagregados por duración de falla. Al ponderar estos resultados por la probabilidad de ocurrencia de cada escenario se obtienen los valores presentados en la **Tabla 5**. Finalmente, la **Tabla 7** presenta los CFCD desagregados por sector económico, con los que se obtienen los resultados de la **Tabla 6** al ponderarlos por la proporción del consumo eléctrico de cada sector.

Tabla 5. Costo de Falla de Corta Duración por Sistema, E2BIZ (2021).⁷

Sistema	Costo de Falla de Corta Duración [USD/kWh]
SEN	5,69
SSMM 1	8,21
SSMM 2	10,02

Tabla 6. Costo de Falla de Corta Duración por Sistema, para diferentes duraciones de falla, E2BIZ (2021).⁸

Sistema	Costo de Falla de Corta Duración [USD/kWh]			
	20 minutos	1 hora	4 horas	24 horas
SEN	7,52	5,61	4,76	4,30
SSMM 1	8,21			
SSMM 2	10,02			

⁶ Comisión Nacional de Energía, Informe Técnico Final: “Estudio Costo de Falla de Corta y Larga Duración SEN y SSMM”, elaborado a partir del estudio aprobado por el consultor E2BIZ, julio 2021.

⁷ Comisión Nacional de Energía, Informe Técnico Final: “Estudio Costo de Falla de Corta y Larga Duración SEN y SSMM”, elaborado a partir del estudio aprobado por el consultor E2BIZ, julio 2021.

⁸ Comisión Nacional de Energía, Informe Técnico Final: “Estudio Costo de Falla de Corta y Larga Duración SEN y SSMM”, elaborado a partir del estudio aprobado por el consultor E2BIZ, julio 2021.

Tabla 7. Costo de Falla de Corta Duración por Sistema y Actividad Económica, E2BIZ (2021).⁹

Sector	Sistema	Costo de Falla de Corta Duración [USD/kWh]			
		20 minutos	1 hora	4 horas	24 horas
Residencial	SEN	14,32			
	SSMM 1	16,34			
	SSMM 2	21,22			
Comercio	SEN	0,65			
	SSMM 1	1,66			
	SSMM 2	1,20			
Minería		7,51	3,46	1,59	0,94
Industria		4,64	2,02	1,11	0,84
Servicios		10,12	10,02	9,59	4,38

2.3 Evolución del Costo de Falla de Corta Duración en Chile

En la **Figura 1** se muestra la evolución del CFCD en el SEN a partir del año 2017. En el gráfico se marcan tres hitos (estrellas rojas); el primero corresponde a la publicación del Estudio de Costo de Falla de Corta y Larga Duración, realizado por SYNEX (2015)¹⁰, el segundo a la publicación del Estudio de Costo de Falla de Corta y Larga Duración realizado por E2BIZ (2021)¹¹ y el tercero, a la publicación del Informe Técnico Preliminar del Estudio de Costo de Falla de Corta y Larga Duración realizado por SYNEX+ (2025)¹².

Los valores entre el año 2017 y 2021 corresponden a la actualización de los costos por los métodos de indexación propuestos por SYNEX, mientras que los valores posteriores a 2021 se encuentran indexados de acuerdo con la metodología propuesta en el estudio de E2BIZ.

⁹ Comisión Nacional de Energía, Informe Técnico Final: “Estudio Costo de Falla de Corta y Larga Duración SEN y SSMM”, elaborado a partir del estudio aprobado por el consultor E2BIZ, julio 2021.

¹⁰ Comisión Nacional de Energía, Informe Final: “Estudio Costo de Falla de Corta y Larga Duración SIC, SING y SSMM”, elaborado a partir del estudio aprobado por el consultor SYNEX, diciembre 2015.

¹¹ Comisión Nacional de Energía, Informe Técnico Final: “Estudio Costo de Falla de Corta y Larga Duración SEN y SSMM”, elaborado a partir del estudio aprobado por el consultor E2BIZ, julio 2021.

¹² Comisión Nacional de Energía, Informe Técnico Preliminar: “Estudio Costo de Falla de Corta y Larga Duración SEN y SSMM”, elaborado a partir del estudio aprobado por el consultor SYNEX+, noviembre 2025.

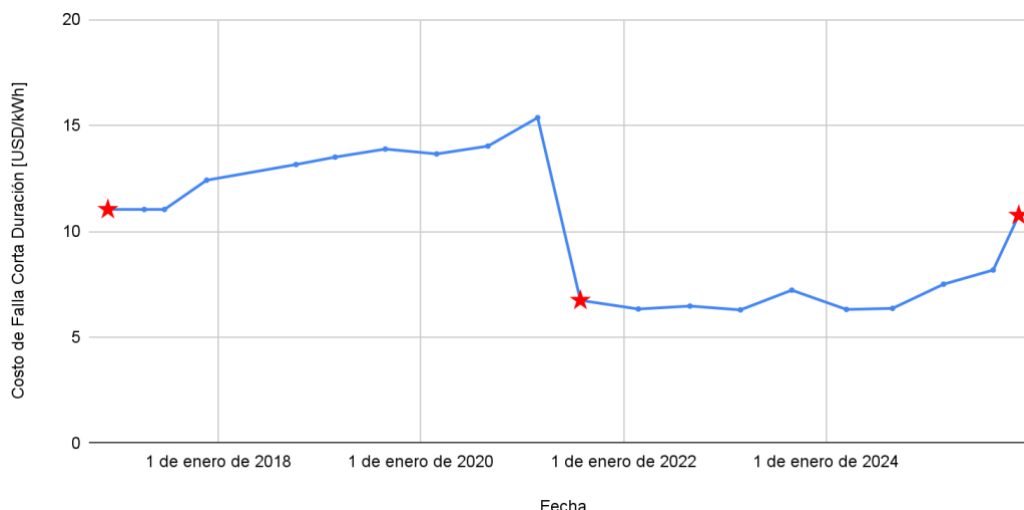


Figura 1. Evolución del Costo de Falla de Corta Duración en el Sistema Eléctrico Nacional, 2017 a 2024. Las estrellas destacan la realización de los estudios SYNEX (2015), E2BIZ (2021) y SYNEX+ (2025).

La **Tabla 8** presenta el CFCD para los distintos sectores económicos definidos en los estudios respectivos.

Tabla 8. Comparación de resultados de Estudios de Costo de Fallas SYNEX (2015), E2BIZ (2021) y SYNEX+ (2025).¹³

Estudio	Sector	Costo de Falla de Corta Duración [USD/kWh]	Ponderación [%]
SYNEX, 2015	Residencial	9,93	22
	Industria	8,52	32
	Minería	13,2	47
	Nacional	11,03	100
E2BIZ, 2021	Residencial	14,31	24,8
	Comercial	0,65	19,9
	Industria (Minería, Industria y Servicios)	3,64	55,4
	Nacional	5,69	100
SYNEX+, 2025	Residencial	14,44	22,78
	No Residencial	0,60	16,23
	Comercial (y otros)	13,76	4,45
	Industria	16,78	17,63
	Minería	9,76	38,92
	Nacional	10,75	100

¹³ Elaboración propia a partir de los estudios de SYNEX (2015), E2BIZ (2021) y SYNEX+ (2025).

La **Tabla 9** presenta una comparación metodológica de los estudios de costo de falla publicados por la CNE que permiten explicar la variación en los valores del costo de falla entre un estudio y otro.

Tabla 9. Comparación metodológica de Estudios de Costo de Fallas SYNEX (2015), E2BIZ (2021) y SYNEX+ (2025). Se destacan en rojo y naranja las principales diferencias entre las metodologías de cada estudio con respecto al anterior.¹⁴

Estudio		SYNEX, 2015	E2BIZ, 2021	SYNEX+, 2025	
Costo de Falla de Larga Duración	Escenarios	5, 10, 20, 30 % profundidad 1, 2, 10 meses	5, 10, 20, 30 % profundidad 1, 2, 10 meses	5, 10, 20, 30 % profundidad 1, 2, 10 meses	
	Sector	Residencial	Excedente del consumidor	Costos de respaldo Excedente del consumidor	Encuesta de costos Excedente del consumidor
		Industria	Costos de respaldo Excedente del consumidor	Encuesta de costos Costos de respaldo Excedente del consumidor	Encuesta de costos Costos de respaldo Excedente del consumidor
		Minería	Encuesta de costos Costos de respaldo Excedente del consumidor	-	Encuesta de costos y valoración contingente Costos de respaldo Excedente del consumidor
		Comercial	-	Encuesta de costos Costos de respaldo	Encuesta de costos y valoración contingente Costos de respaldo Excedente del consumidor
Costo de Falla de Corta Duración	Escenarios	20 minutos, 1, 4 horas, más de 4 horas	20 minutos, 1, 4, 24 horas	20 minutos, 1 hora, 4 horas, más de 4 horas	
	Sector	Residencial	Valor del tiempo	Excedente del consumidor Valor del tiempo	Encuesta de costos Excedente del consumidor Valor del tiempo
		Industria	Valor agregado	Encuesta de costos	Encuesta de costos

¹⁴ Elaboración propia a partir de los estudios de SYNEX (2015), E2BIZ (2021) y SYNEX+ (2025) .

				Valor agregado	Valor Agregado Excedente del consumidor
	Minería	Encuesta de costos y valoración contingente Valor agregado		-	Encuesta de costos y valoración contingente Valor agregado
	Comercial	-		Encuesta de costos Valor agregado	Encuesta de costos Valor Agregado Excedente del consumidor

Las principales diferencias entre un estudio y otro corresponde a la división sectorial y a las metodologías empleadas para el cálculo del costo de falla.

En el estudio realizado por SYNEX (2015) se consideran tres sectores: residencial, industrial y minería, donde el sector industria agrupaba al comercio, servicios e industrias distintas a la minería. En cambio, el estudio de E2BIZ (2021) se distinguen tres sectores: residencial, comercial e industrial, siendo esta última la categoría que incluye minería, industria y servicios. En el estudio SYNEX+ (2025) se vuelve a desagrupar el sector de la industria, separando la minería y el resto de las industrias.

Esta diferencia en la forma de agregar y clasificar las actividades económicas no es neutra desde el punto de vista del cálculo del VoLL, ya que afecta directamente la representatividad del valor estimado para cada sector. La agrupación de actividades con estructuras productivas, intensidades energéticas y productividades muy distintas dentro de una misma categoría tiende a generar valores promedio que pueden subestimar o sobreestimar el costo real de una interrupción para subsectores específicos. En particular, la inclusión de actividades altamente intensivas en energía, como la minería, junto con sectores de servicios de alto valor agregado, puede distorsionar significativamente el VoLL resultante.

Asimismo, la metodología utilizada para estimar el VoLL es igualmente determinante. Mientras los enfoques basados en encuestas de disposición a pagar o de costo de falla percibido capturan de manera directa el valor subjetivo que los usuarios asignan a la continuidad del suministro, los métodos basados en el valor agregado o en el PIB sectorial representan una aproximación macroeconómica que refleja la pérdida de producción, pero no necesariamente el costo operativo real ni las restricciones técnicas del proceso productivo. En consecuencia, tanto la forma de categorizar la industria como el método de estimación del VoLL influyen de manera sustantiva en los resultados y en su interpretación económica, por lo que estas diferencias deben ser cuidadosamente consideradas al comparar estudios y utilizar sus resultados en procesos de planificación o evaluación de políticas públicas.

La literatura especializada^{15 16} recomienda una segmentación sectorial más detallada para la estimación del costo de falla, ya que las características productivas, niveles de electrificación y elasticidades de demanda difieren significativamente entre actividades económicas. Una mayor desagregación permite capturar con mayor precisión las diferencias en los daños económicos y en la capacidad de adaptación ante interrupciones eléctricas¹⁷. Sin embargo, en el cambio metodológico entre los estudios de 2015 y 2021, se observa una tendencia opuesta, al agrupar sectores heterogéneos (como la minería y los servicios) dentro de la categoría industrial, lo que reduce la sensibilidad sectorial del análisis y puede subestimar o sobreestimar el costo real de las interrupciones en actividades con estructuras productivas muy distintas.

Por otra parte, en el último estudio publicado se incorporan nuevas metodologías al cálculo del CFLD y del CFCD. En particular,

- Para el sector residencial, se introduce la metodología del excedente del consumidor, que reemplaza al método del valor del tiempo.
- Para los sectores industrial y comercial, se incorpora la encuesta de costos, mientras que el valor agregado se calcula como referencia, pero no se incluye en el cálculo definitivo por su carácter de cota superior.

La metodología de excedente del consumidor tiende a arrojar valores de costo de falla menores que el método del valor del tiempo, ya que considera únicamente la pérdida de bienestar derivada de la reducción en el consumo eléctrico, sin incorporar explícitamente el valor del tiempo de ocio o de las actividades no remuneradas.

Por su parte, la metodología de valor agregado suele representar un límite superior del costo de falla, pues asume una pérdida proporcional entre producción y energía no suministrada, sin considerar la posibilidad de recuperación de la producción tras la interrupción.

Estas diferencias metodológicas justifican la disminución observada en el costo nacional de falla, que pasa

¹⁵ A. Praktijnjo, "The Value of Lost Load for Sectoral Load Shedding Measures: The German Case with 51 Sectors," *Energies*, vol. 9, no. 2, pp. 1-17, Feb. 2016.

¹⁶ Growitsch, C.; Malischek, R.; Nick, S.; Wetzel, H. *The Costs of Power Interruptions in Germany—An Assessment in the Light of the Energiewende*; EWI Working Paper; EWI: Cologne, Germany, 2013.

¹⁷ M. de Nooij, C. Koopmans, and C. Bijvoet, "The value of supply security," *Energy Economics*, vol. 29, no. 2, pp. 277–295, Mar. 2007.

de 11,03 USD/kWh en el estudio de SYNEX (2015) a 5,69 USD/kWh en el de E2BIZ (2021) y nuevamente a 10,75 en SYNEX+ (2025), reflejando un cambio metodológico con importantes repercusiones en la valoración del impacto económico de las interrupciones eléctricas.

Desde una perspectiva económica, la reducción de casi un 50% en el valor del costo nacional de falla no es neutra en términos de señales de inversión. En principio, un menor VoLL implica una disminución en la valorización económica de las interrupciones del suministro, lo que tiende a traducirse en menores incentivos económicos para justificar inversiones en infraestructura de generación, transmisión y SSCC orientadas a reforzar la confiabilidad del sistema. En este sentido, el cambio metodológico no sólo modifica la magnitud del costo asociado a los apagones, sino que también altera los *trade-offs* entre seguridad de suministro y costo de inversión, afectando potencialmente la priorización de proyectos destinados a fortalecer la resiliencia del sistema eléctrico. Si bien esta modificación responde a una decisión regulatoria fundada en criterios técnicos, es relevante destacar que sus efectos económicos son significativos y deben ser considerados explícitamente en los procesos de planificación y evaluación de políticas públicas.

Resultados Informe Preliminar “Estudio Costo de Falla de Corta y Larga Duración SEN y SSMM” 2025

A continuación, se describen los resultados presentados en el informe técnico preliminar de 2025, donde los Sistemas Medianos son divididos en tres categorías: SSMM 1, considera Cochamó, Hornopirén y Palena, SSMM 2 incluye los sistemas de Aysén, Puerto Cisnes y General Carrera, y SSMM 3 considera los sistemas de Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams.

La **Tabla 10** presenta los CFLD para los cuatro sistemas y diferentes profundidades de falla. La **Tabla 11** expone los CFLD desagregados por duración de falla. Al ponderar estos resultados por la probabilidad de ocurrencia de cada escenario se obtienen los valores presentados en la **Tabla 10**.

Tabla 10. Costo de Falla de Larga Duración por Sistema, SYNEX+ (2025).¹⁸

Sistema	Costo de Falla de Larga Duración [USD/kWh]			
	5%	10%	20%	30%
SEN	0,65	0,80	0,93	1,18
SSMM 1	0,84	1,03	1,20	1,52
SSMM 2	0,83	1,02	1,19	1,50
SSMM 3	0,81	1,00	1,16	1,47

¹⁸ Comisión Nacional de Energía, Informe Técnico Preliminar: “Estudio Costo de Falla de Corta y Larga Duración SEN y SSMM”, elaborado a partir del estudio aprobado por el consultor SYNEX+, noviembre 2025.

Tabla 11. Costo de Falla de Larga Duración por Sistema, para diferentes duraciones y profundidades de falla, SYNEX+ (2025).¹⁹

Sistema	Costo de Falla de Larga Duración [USD/kWh]											
	1 mes				2 meses				10 meses			
	5%	10%	20%	30%	5%	10%	20%	30%	5%	10%	20%	30%
SEN	0,65	0,80	0,93	1,18	0,55	0,61	0,64	0,78	0,27	0,32	0,34	0,36
SSMM 1	0,84	1,03	1,20	1,52	0,71	0,78	0,83	1,01	0,34	0,41	0,44	0,46
SSMM 2	0,83	1,02	1,19	1,50	0,70	0,77	0,82	1,00	0,34	0,40	0,44	0,46
SSMM 3	0,81	1,00	1,16	1,47	0,69	0,76	0,80	0,97	0,33	0,39	0,43	0,45

La **Tabla 12** presenta los CFCD para el SEN y los SSMM. La **Tabla 13** describe los CFCD desagregados por duración de falla. Al ponderar estos resultados por la probabilidad de ocurrencia de cada escenario se obtienen los valores presentados en la **Tabla 12**.

Tabla 12. Costo de Falla de Corta Duración por Sistema, SYNEX+ (2025).²⁰

Sistema	Costo de Falla de Corta Duración [USD/kWh]
SEN	10,75
SSMM 1	7,62
SSMM 2	8,84
SSMM 3	8,41

Tabla 13. Costo de Falla de Corta Duración por Sistema, para diferentes duraciones de falla, SYNEX+ (2025).²¹

Sistema	Costo de Falla de Corta Duración [USD/kWh]		
	1 hora	4 horas	24 horas
SEN	13,34	5,39	4,59
SSMM 1	9,44	3,82	3,25
SSMM 2	10,97	4,43	3,78
SSMM 3	10,43	4,21	3,59

La **Tabla 14** presenta los valores de CFCD sectoriales obtenidos al utilizar distintos métodos de acuerdo con lo presentado en el Informe Preliminar del Costo de Falla de noviembre del 2025 por SYNEX+. Los valores para los sectores Industria, Minería y Comercial y Servicios se obtienen a partir de ponderar los valores directos de encuestas para los distintos escenarios con sus respectivas probabilidades de ocurrencia. El valor nacional se obtiene a partir de ponderar los valores de cada sector por su retiro de energía.

¹⁹ Comisión Nacional de Energía, Informe Técnico Preliminar: “Estudio Costo de Falla de Corta y Larga Duración SEN y SSMM”, elaborado a partir del estudio aprobado por el consultor SYNEX+, noviembre 2025.

²⁰ Comisión Nacional de Energía, Informe Técnico Preliminar: “Estudio Costo de Falla de Corta y Larga Duración SEN y SSMM”, elaborado a partir del estudio aprobado por el consultor SYNEX+, noviembre 2025.

²¹ Comisión Nacional de Energía, Informe Técnico Preliminar: “Estudio Costo de Falla de Corta y Larga Duración SEN y SSMM”, elaborado a partir del estudio aprobado por el consultor SYNEX+, noviembre 2025.

Tabla 14. CFCD por sector presentado en el Informe Preliminar de Costo de Falla de Nov. 2025, elaborado por SYNEX+. En celeste se destaca el valor considerado para la obtención del valor nacional.²²

Sector	CFCD SEN [USD/kWh]								Ponderad o por retiros de energía por sector
	Indirecto			Directo (Encuestas)					
	Excedent e del Consumid or	Valor del Tiempo	Valor Agregado	Interrupc ión de Hasta 20 min	Interrupc ión de Hasta 1 hora	Interrupc ión de Hasta 4 horas	Interrupc ión de Más de 4 horas	Ponderad o por Probabilid ad de Ocurrenci a	
Residencial	-	14,44	-	-	-	-	-	-	
No Residencial	0,60	-	-	-	-	-	-	-	
Industria	-	-	2,15	33,42	21,25	7,84	5,48	16,78	
Minería	-	-	1,53	19,12	10,01	4,23	4,15	9,76	
Comercial y Servicios	-	-	14,04	43,45	16,46	8,62	6,43	13,76	
Transporte	-	-	13,68	-	-	-	-	-	
Otros	-	-	4,59	-	-	-	-	-	
Nacional	-	-	4,23	-	13,34	5,39	4,59	-	10,75

²² Comisión Nacional de Energía (CNE), Informe Técnico Preliminar: “Estudio Costo de Falla de Corta y Larga Duración SEN y SSMM”, Santiago, Chile, Nov. 2025.

2.4 Análisis de Metodologías

Las metodologías propuestas en los estudios encargados por la CNE tienen diferencias sustanciales que pueden afectar la estimación del VoLL. En la **Tabla 15** se presentan las dos principales metodologías directas, una breve descripción y sus principales ventajas y desventajas. Por otra parte, en la **Tabla 16** se describen los principales métodos indirectos para la estimación del VoLL, una breve descripción de cada uno y sus principales ventajas y desventajas.

Tabla 15. Resumen de metodologías directas para el cálculo del VoLL, ventajas y desventajas.²³

Metodología	Sector de Aplicación	Descripción	Ventajas	Desventajas
Estudios de caso (Ex-Post)	Todos los sectores	Basado en la recopilación de datos después de la ocurrencia de interrupciones de suministro a gran escala	<ul style="list-style-type: none"> Refleja directamente la experiencia de los consumidores durante interrupciones reales No evalúa situaciones hipotéticas 	<ul style="list-style-type: none"> Altos requerimientos de tiempo y costos asociados al relevamiento de encuestas Requiere la existencia de una interrupción de suministro reciente Baja aplicabilidad a contextos con bajos niveles de falla
Encuestas de Costos Directos y Valoración Contingente (Ex-Ante)	Industrial, Comercial y Servicios, Residencial*	Se estima el costo de falla como el cociente entre la disponibilidad media a pagar (a través de encuestas de costos directos o de valoración contingente - disposición a pagar y disposición a aceptar) por una determinada interrupción y el consumo medio de energía en dicha interrupción	<ul style="list-style-type: none"> Datos en tiempo real sobre expectativas y percepciones de los consumidores Captura cómo los agentes económicos valoran el suministro eléctrico Es posible estimar de forma explícita el costo de falla para diferentes escenarios de interrupción 	<ul style="list-style-type: none"> Altos requerimientos de tiempo y costos asociados al relevamiento de encuestas Respuestas sesgadas por las emociones y errores de memoria de los consumidores Posibles distorsiones asociadas al diseño de los cuestionarios

Tabla 16. Resumen de metodologías indirectas para el cálculo del VoLL, ventajas y desventajas.²⁴

²³ Elaboración propia.

²⁴ Elaboración propia.

Metodología	Sector de Aplicación	Descripción	Ventajas	Desventajas
Valor del tiempo	Residencial	Se estima la pérdida de beneficio de los hogares ante la interrupción del servicio, basado en el valor o costo de oportunidad del tiempo	<ul style="list-style-type: none"> ● Fácil y económico de aplicar ● Se basa en datos provenientes de fuentes secundarias de información 	<ul style="list-style-type: none"> ● Discrepancia entre la teoría y la práctica de administrar libremente el tiempo ● Puede sobreestimar (o subestimar) los costos de falla si durante la interrupción los individuos pueden realizar actividades alternativas (o se ven imposibilitados de realizar una tarea impostergable)
Valor agregado	Industrial, Comercial y Servicios	Estimación de la pérdida de valor macroeconómico (valor agregado bruto, producto interno bruto, etc.) debido a una interrupción de servicio	<ul style="list-style-type: none"> ● Fácil y económico de aplicar ● Se basa en datos provenientes de fuentes secundarias de información ● Posibilidad de realizar un cálculo desagregado por industrias ● Posibilidad de actualización periódica 	<ul style="list-style-type: none"> ● Sobreestima el costo de falla debido al uso de supuestos muy simplificados ● Asume una falta de selectividad (capacidad de cortar el suministro eléctrico por orden creciente de falla) ● No considera la posibilidad de recuperar parte de la producción una vez restablecido el servicio
Excedente del Consumidor	Todos los sectores	Se estima la pérdida del excedente del consumidor - costo evitado de factura eléctrica debido a la interrupción de la falla a partir de las curvas de demanda de energía.	<ul style="list-style-type: none"> ● Fácil y económico de aplicar si se conocen las elasticidades precio-ingreso de la demanda para cada sector ● Se basa en un modelo 	<ul style="list-style-type: none"> ● Dificultad para la estimación econométrica de las elasticidades precio-ingreso de la demanda ● Su validez responde a la calidad de la información

			<p>económico</p> <ul style="list-style-type: none"> ● Se basa en datos provenientes de fuentes secundarias de información 	<p>utilizada, donde la información histórica suele ser insuficiente o inadecuada y no necesariamente desagregada</p>
Costo de respaldo	Industrial y Comercial	Estimación de los costos a partir de las acciones tomadas por los usuarios para mitigar las pérdidas asociadas a una interrupción de servicio	<ul style="list-style-type: none"> ● Fácil y económico de aplicar ● Se basa en datos provenientes de fuentes secundarias de información ● Posibilidad de considerar economías de escala para distintas magnitudes de generación de respaldo 	<ul style="list-style-type: none"> ● Las decisiones de inversión en generación de respaldo están motivadas por el beneficio asociado a distintas fallas, por lo que puede sobreestimar el costo de falla de larga duración
Costos de oportunidad	Industrial	Estimación de los costos basado en los costos directos (de oportunidad) enfrentados por los usuarios durante la interrupción de suministro: pérdidas en materias primas y de inventario, y reducción de la producción debido a la interrupción	<ul style="list-style-type: none"> ● Permite expresar costos en función de la duración y frecuencia de las interrupciones ● Posibilidad de realizar un cálculo desagregado por industrias 	<ul style="list-style-type: none"> ● No considera los costos asociados a la autogeneración ● No considera los costos indirectos de la reorganización de los procesos productivos

Tal como se describe en las secciones previas, las metodologías basadas en encuestas han sido ampliamente utilizadas para determinar el costo de falla. Estas metodologías buscan capturar la percepción de los clientes y consumidores para incorporarlas en la estimación del VoLL, sin embargo, debido a la gran diferencia que pueden exhibir en esta estimación con metodologías indirectas, es relevante profundizar en el análisis de sus desventajas, ya que pueden cuestionar su validez y efectividad en los resultados.

En un estudio realizado por Beenstock (1998)²⁵, se analiza el sesgo de las respuestas para un análisis conjunto en cortes de energía. Se destacan dos efectos importantes que distorsionan los resultados de las encuestas y reducen la validez estadística del método propuesto. En primer lugar, se remarca el efecto de mantener el *status quo* y la aversión a la pérdida de los clientes, donde los consumidores tienden a sobrevalorar su situación actual y a exigir mucho más para aceptar un deterioro respecto a lo que estarían dispuestos a pagar por una mejora. Esto se refleja en que la disposición a aceptar (*willingness to accept* o WTA) una compensación es entre 3 y 4 veces mayor a la disposición a pagar (*willingness to pay* o WTP) para evitar una interrupción de suministro.

En segundo lugar, se observa una censura en los datos donde cerca de la mitad de los encuestados declaran una disposición a pagar nula, y en una proporción similar, una disposición a aceptar nula, sesgando los resultados hacia valores bajos. Así mismo, entre 10 y 25% de los encuestados entrega respuestas inconsistentes o idénticas para todas las duraciones de corte, reduciendo la validez estadística.

En la **Tabla 17** se describen las principales ventajas y desventajas de las metodologías basadas en encuestas.

²⁵ M. Beenstock, "Response bias in a conjoint analysis of power outages," *Energy Policy*, vol. 26, no. 4, pp. 339-347, 1998.

Tabla 17. Ventajas y Desventajas de Metodologías Basadas en Encuestas.²⁶

Ventajas	Desventajas
Acceso rápido a información: permiten obtener datos en tiempo real sobre expectativas y percepciones de los consumidores, especialmente útil en contextos de escasez donde los datos oficiales tardan en reflejar la situación	Sesgo en las respuestas: Los participantes pueden entregar respuestas inexactas o influenciadas por emociones, reduciendo la fiabilidad de los resultados
Captura de percepciones subjetivas: Facilitan comprender cómo los agentes económicos valoran la disponibilidad del suministro eléctrico y cómo ello influye en su comportamiento	Distorsiones por forma de construcción: El tipo de encuesta y la redacción de esta puede llevar a diferentes resultados, generando una distorsión en las respuestas
Flexibilidad en el diseño: Pueden adaptarse para identificar cambios en la percepción que aún no se manifiestan en precios o cantidades observadas	Percepción subjetiva: La percepción de los encuestados no siempre refleja la realidad, especialmente en contextos de escasez o desinformación. No capturan variaciones reales en precios o cantidades, sino solo cambios en percepciones o intenciones
Posibilidad de evaluar eventos hipotéticos: Los encuestados no necesariamente deben haber experimentado los escenarios de fallas y pueden responder con base en eventos hipotéticos	Dependencia del recuerdo: La precisión puede verse afectada por errores de memoria, sobre todo en situaciones de estrés o eventos recientes.
Perspectiva del consumidor: Son un medio transparente para incorporar la voz del consumidor en decisiones regulatorias	Alcance restringido: Pueden no representar adecuadamente a todos los segmentos de consumidores o sectores, afectando la representatividad de los resultados.
	Tiempos y costos: Su realización conlleva altos requerimientos de tiempo y costos.

3. Experiencia Internacional en el Cálculo del Costo de Falla

La estimación del costo de falla o valor de la energía no suministrada constituye una referencia clave para la planificación, regulación y evaluación de la resiliencia de los sistemas eléctricos. Diversos países han desarrollado metodologías específicas que reflejan sus contextos institucionales y económicos. En esta sección se revisan las experiencias de Australia, Brasil, España e Italia, que ilustran enfoques complementarios: desde métodos basados en mercados y análisis sectoriales hasta evaluaciones derivadas de encuestas de disposición a pagar o aceptar.

Para cada país se presenta un caso de *blackout* nacional, junto con la descripción metodológica utilizada para la estimación del costo de falla y los principales resultados obtenidos, expresados en términos del VoLL vigente o más actualizado disponible.

²⁶ Elaboración propia.

3.1 Australia

Blackout

Una tormenta severa el 28 de septiembre de 2016 dañó tres líneas de transmisión de 275 kV, provocando la desconexión de 456 MW de generación eólica y consecuentemente la activación de protecciones del interconector Heywood que conecta el estado de Victoria y South Australia, aislando a este último del resto del país. El suministro de energía eléctrica comenzó a recuperarse a partir de las 3 horas de apagón; al cabo de 8 horas cerca del 90% del estado ya había recuperado la energía. La recuperación total se alcanzó a las 26 horas de ocurrida la falla²⁷.

Metodología

En la regulación australiana²⁸ se identifican dos valores que buscan reflejar los costos de interrupción de suministro: el *Value of Customer Reliability* (VCR) y el *Value of Network Resilience* (VNR). El primero, equivalente al VoLL, se enfoca en reflejar el valor que tiene el suministro de electricidad confiable para distintos tipos de clientes frente a interrupciones de suministro intempestivas que usualmente duran menos de 12 horas y generalmente ocurren por fallas a nivel de distribución. El segundo lo hace para fallas de mayor duración.

Esta regulación abarca los sistemas eléctricos asociados al *National Electricity Market* (NEM) y el *Northern Territory* (NT). El primero abarca los estados y territorios de Australian Capital Territory, New South Wales, Queensland, South Australia, Tasmania y Victoria, y el segundo únicamente al estado de Northern Territory. El estado de Western Australia y su respectivo sistema eléctrico no son considerados para esta regulación y no hay una descripción clara respecto a sus costos de falla.

El VCR es utilizado principalmente como insumo en el análisis de costo-beneficio en el marco de la planificación y expansión de la red y en la discusión y definición de estándares y objetivos de confiabilidad en distintos segmentos del sistema, y como una medida que vincula el rendimiento y la confiabilidad del sistema con los planes de incentivos.

La metodología utilizada para la estimación del VCR se basa en encuestas de valoración contingente, o preferencias reveladas, y costos directos. Se consideran tres segmentos de clientes: residencial, industrial e industrial de gran tamaño. Para clientes de carácter residencial e industrial se aplican encuestas de valoración contingente, mientras que para los clientes industriales de gran tamaño se aplican encuestas de costo directo. Además de la caracterización a diferentes tipos de clientes, se considera una segmentación por zonas climáticas y segmentos regionales para clientes residenciales, y para los clientes industriales e industriales de gran tamaño se desagregan los resultados de acuerdo con diferentes tipos de industria o actividad económica.

La encuesta de valoración contingente realizada a clientes residenciales e industriales busca estimar la disposición a pagar para evitar la interrupción del servicio eléctrico. Esta encuesta considera 32 escenarios

²⁷ Australian Energy Regulator, "Investigation report into South Australia's 2016 state-wide blackout", 28 Sep. 2016, Publicado 14 Dec. 2018.

²⁸ Australian Energy Regulator, "Values of customer reliability 2024", 18 Dic. 2024.

de interrupción, caracterizados por la duración (1, 3, 6 y 12 horas), el impacto geográfico (local y regional) y el momento en el que ocurre (horaria punta y valle, día hábil y no hábil, estación de verano e invierno). Para estimar la WTP, la encuesta considera la preferencia de los clientes respecto a descuentos en la boleta. En el caso de los clientes residenciales, los descuentos son fijos (0, 4, 8 y 18 dólares mensuales), mientras que para los clientes industriales los descuentos son relativos a su consumo (0, 1, 2 y 3% mensuales).

La encuesta de costos directos se realiza exclusivamente a clientes industriales de gran tamaño, definidos como aquellos clientes cuya demanda de punta es mayor o igual a 10 MVA anuales. Para clientes cuya operación es continua, es decir, las 24 horas del día, los 7 días de la semana, se consideran 5 escenarios de interrupción (10 minutos, 1, 3, 6 y 12 horas), mientras que para clientes con operación no-continua se consideran 11 escenarios de interrupción, realizando una distinción entre horario de punta y de valle, para duraciones de 10 minutos, 1, 3, 6 y 12 horas, y un escenario en el cual la falla ocurre en cualquier horario durante 1 hora. Esta encuesta consta de 5 secciones que buscan identificar:

- (i) los costos directos que son resultado de la falla,
- (ii) las medidas que han tomado para mitigar los impactos de una interrupción, incluyendo la generación de respaldo,
- (iii) la cantidad de interrupciones de suministro enfrentadas en el último año,
- (iv) si se recibió aviso de una interrupción o no, y su utilidad, y
- (v) si posee medios de autogeneración o no.

El cálculo del VCR en Australia difiere para cada sector, pero en todos los casos busca estimar:

1. El valor o costo de la interrupción, en términos de la WTP para los clientes residenciales e industriales y los costos incurridos para los clientes industriales de gran tamaño.
2. La energía no suministrada en cada escenario de interrupción, para estimar el valor de la interrupción por unidad de energía, mediante el cociente entre costo de la interrupción y la energía no suministrada.
3. La frecuencia de cada escenario de interrupción de suministro, para calcular un VCR único para cada cliente o segmento, mediante un promedio ponderado entre el valor de la interrupción por unidad de energía para cada escenario y su respectiva probabilidad de ocurrencia. La frecuencia de cada escenario y su respectiva probabilidad de ocurrencia se estima a partir de los datos históricos de la red eléctrica y los provistos por las distribuidoras al regulador (*Australian Energy Regulator, AER*).

Finalmente, se estima un VCR para cada estado y uno a nivel nacional. Por área geográfica se calcula el VCR como la suma ponderada de los VCR residencial, industrial e industrial de gran tamaño con su respectiva proporción de la demanda total.

Sector Residencial:

El sector residencial es segmentado en 12, de acuerdo con 8 zonas climáticas y divisiones regionales y Distritales de Comercio y Negocio (CBD). Luego, a partir de las encuestas se estima la disposición a pagar para los 32 escenarios de interrupción de suministro y los 12 segmentos. Considerando los datos de las transacciones del mercado publicados por el operador de mercado australiano, *Australian Energy Market Operator (AEMO)*, se estima la energía no servida del sector residencial en cada escenario, y se obtiene la

WTP por unidad de energía. Ponderando por la probabilidad de ocurrencia de cada escenario se obtiene un VCR único para cada segmento residencial.

Los resultados se presentan desagregados por segmentos, donde el mínimo corresponde a 24.86 AUD/kWh y el máximo a 55.10 AUD/kWh. Estas variaciones responden principalmente a factores asociados al nivel de electrificación y de teletrabajo de cada segmento. En aquellas zonas con mayores niveles de electrificación y/o teletrabajo se presenta una mayor disposición a pagar que en zonas más rurales o menos electrificadas.

Sector Industrial:

Para el sector industrial se consideran los 19 sectores económicos provistos por el *Australian and New Zealand Standard Industrial Classification* (ANZSIC) y se agregan en tres categorías; Agricultura, Industria y Comercio. El procedimiento de cálculo para este sector es análogo al del sector residencial, salvo algunas modificaciones. En primer lugar, la disposición a pagar se estima de forma porcentual y posteriormente, se realiza una conversión a valor monetario. En segundo lugar, la estimación de la energía no servida se realiza a partir de los datos de consumo anual provistos en las encuestas y el AEMO. Ponderando por la probabilidad de ocurrencia de cada escenario, se obtiene un VCR único para cada segmento industrial.

Los resultados se presentan desagregados por sectores económicos y tamaño de las empresas, donde el mínimo corresponde al segmento de grandes empresas de agricultura con un VCR de 19,45 AUD/kWh, y el máximo a las pequeñas y medianas empresas industriales con un VCR de 55,96 AUD/kWh.

Los valores representativos de los sectores económicos propuestos son:

- Agricultura: 22,25 AUD/kWh
- Comercio: 34,39 AUD/kWh
- Industria: 33,49 AUD/kWh

Sector Industrial de Gran Tamaño:

En el sector industrial de gran tamaño se propone una segmentación en cuatro tipos de empresas: de servicios, industriales, de metales y de minería. El valor de la interrupción para este sector se determina a partir de los costos reportados en la encuesta. Luego, la energía no servida se estima a partir de los datos de consumo anual provistos en las encuestas y por el AEMO. Cabe destacar que la energía no servida estimada considera que los clientes de este sector son capaces de exportar energía a la red.

Los resultados del sector industrial de gran tamaño se presentan desagregados por tipos de empresa y escenarios de interrupción. Al ponderar los VCR de cada segmento con las respectivas probabilidades de ocurrencia se obtienen los valores representativos para los cuatro tipos de empresas:

- Servicios: 33,10 AUD/kWh
- Industriales: 12,22 AUD/kWh
- Metales: 5,38 AUD/kWh
- Minería: 10 AUD/kWh

Resultados

El VCR obtenido a partir de la metodología propuesta para los distintos estados o territorios se presenta en la **Tabla 18**. El valor representativo para el sistema nacional NEM es de 30,00 AUD/kWh (19,5 USD/kWh).

Tabla 18. VCR en Australia por estado o territorio.²⁹

Estado o Territorio	VCR [AUD/kWh]
New South Wales + Australian Capital Territory	30,93
Victoria	35,78
Queensland	25,75
South Australia	33,32
Tasmania	18,99
NEM	30,00

3.2 Brasil

Blackout

El 15 de agosto de 2023, una falla en el sistema de protección de la línea de transmisión *Quixadá–Fortaleza II* de 500 kV provocó el desprendimiento de aproximadamente 19 GW, equivalente al 27% de la carga total del sistema. Este evento generó oscilaciones de frecuencia y tensión que afectaron principalmente a las regiones Norte y Noroeste del país. Como consecuencia, se produjo la desconexión preventiva de varias interconexiones y el desprendimiento controlado de carga para evitar daños mayores en el sistema. Con excepción del estado de Roraima, que opera aislado del Sistema Interconectado Nacional (SIN), todo el país experimentó un apagón total durante cerca de 15 minutos, tras lo cual comenzó el proceso de restablecimiento del servicio eléctrico. La recuperación completa del sistema se alcanzó tras 7,5 horas de ocurrido el evento³⁰.

Metodología

En Brasil, la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) es la institución responsable de evaluar el costo social asociado a las interrupciones del suministro eléctrico y su impacto en la regulación del servicio. Este proceso se enmarca en las normas establecidas en Procedimiento de Distribución de Energía Eléctrica en el Sistema Eléctrico Nacional que regula la calidad del suministro.

En este contexto, la ANEEL describe el Costo de interrupción (CI) y el Costo de la Energía No Suministrada (CENS) como instrumentos fundamentales para valorar económicamente los efectos de las interrupciones

²⁹ Australian Energy Regulator, “Values of customer reliability 2024”, 18 Dic. 2024.

³⁰ ONS, “Documento técnico que consolida informações iniciais da ocorrência no SIN em 15 de agosto de 2023,” Brasília, Brasil, 17 Ago. 2023.

del suministro eléctrico³¹. El CI representa el perjuicio económico directo que experimenta un usuario ante una interrupción del servicio sin previo aviso, y se expresa en reales por kilovatio-hora interrumpido (R\$/kWh). Por su parte, el CENS cuantifica el impacto agregado para la sociedad, incorporando los costos directos, como la pérdida de producción o de bienestar, y los costos indirectos, asociados a efectos en la cadena productiva o en el mercado, expresándose en reales por megavatio-hora (R\$/MWh).

La metodología utilizada reconoce que los daños varían según el tipo de consumidor. Por ello, se adopta un enfoque sectorial que permite estimar el CI y el CENS de manera diferenciada para cada grupo de usuarios, ejecutado por medio de un modelo mixto que combina métodos directos e indirectos:

- Los métodos directos se basan en encuestas y observaciones reales del comportamiento de los usuarios ante interrupciones, recogiendo su disposición a pagar por evitar un corte o su disposición a aceptar una compensación por sufrirlo.
- Los métodos indirectos estiman el costo de la energía no servida a partir de funciones de producción o valores agregados del sector, considerando la electricidad como un insumo esencial de la actividad económica.

A partir de estas metodologías, se construyen escenarios representativos de interrupciones que varían en duración: cortas (de minutos a una hora), medias (entre una y ocho horas) y largas (superiores a ocho horas), así como en su momento de ocurrencia: horas punta o valle, días laborales o fines de semana. Estos escenarios permiten reflejar cómo el impacto económico se modifica según la intensidad y frecuencia de los eventos, además del tipo de consumidor afectado.

El valor final del CENS se obtiene como un promedio ponderado de los costos calculados en los distintos escenarios, considerando la probabilidad y duración de las interrupciones, basada en datos históricos, de modo que representa el costo social esperado por unidad de energía no suministrada. Es decir;

$$CENS = \sum_i (CI_i \times P_i)$$

donde CI_i corresponde al costo unitario de interrupción para el escenario i y P_i corresponde a la probabilidad o participación de ese escenario.

Después de obtener el promedio ponderado de los costos de interrupción, se realizan ajustes macroeconómicos con el propósito de garantizar la coherencia del resultado final con los principales indicadores económicos del país. En particular, se consideran tres elementos: el Producto Interno Bruto (PIB) sectorial, el consumo eléctrico total del grupo de consumidores analizado y los precios actualizados, determinados mediante deflatores o índices de inflación.

Estos ajustes permiten expresar los resultados en términos reales y comparables, generando los valores finales del CENS en R\$/MWh, que son los que se publican oficialmente en los informes regulatorios de la ANEEL.

³¹ M. M. E. – Brasil, *Produto 5: Estudo da metodologia para determinação do Custo de Energia Não Suministrada (CENS)*, Brasília, Brasil: Ministério de Minas e Energia.

Sector Residencial:

En el sector residencial, la valoración del daño se centra en el bienestar y la utilidad de los hogares, no en la producción económica directa. La estimación del CI se basa en la teoría del trabajo y ocio, que permite cuantificar la pérdida de bienestar y productividad doméstica derivada de la interrupción eléctrica. El tiempo sin suministro se traduce en una pérdida equivalente al valor económico del ocio o del trabajo interrumpido, aproximado mediante el salario promedio por hogar, que actúa como medida monetaria del daño marginal.

La metodología también incorpora costos materiales directos, como la deterioración de alimentos, el daño a electrodomésticos o la pérdida de confort térmico, especialmente cuando la interrupción supera las cuatro horas de duración. Asimismo, se consideran factores que influyen en la magnitud del daño, tales como el carácter del corte (programado o intempestivo), la hora y día del evento, su frecuencia y duración, la estación del año, el nivel de ingreso y la cantidad de habitantes del hogar.

Sector Industrial, Comercial y de Servicios:

En los sectores productivos, el CI se mide en términos de valor económico perdido por unidad de energía no suministrada. A diferencia del consumo doméstico, aquí el impacto se asocia a la interrupción de procesos productivos, comerciales o de servicios, y se cuantifica dentro de un intervalo acotado por dos límites:

- Un límite inferior, determinado por los costos laborales, que reflejan la pérdida mínima vinculada a la inactividad del personal.
- Un límite superior, definido por el valor agregado sectorial, que representa la contribución económica por unidad de energía consumida.

No obstante, este último valor puede sobreestimar el daño real, dado que muchas empresas pueden recuperar parte de la producción perdida mediante horas extraordinarias, mayor utilización de equipos o reorganización de turnos.

Por ello, la metodología brasileña ajusta el CI a las características operativas del proceso productivo. Se utiliza la curva de carga como variable explicativa, lo que permite asignar valores diferenciados según el momento del día en que ocurre la interrupción. Las pérdidas son mayores en períodos de alta demanda, cuando las plantas operan a plena capacidad o los comercios están abiertos, y menores en horas valle, cuando la utilización de la infraestructura es reducida.

Como complemento, la ANEEL considera un método alternativo basado en los costos de respaldo o autogeneración, que refleja las preferencias reveladas de los consumidores industriales y comerciales. Según este principio, una empresa racional invertirá en equipos de generación propia hasta el punto en que el beneficio esperado por kWh consumido sea equivalente al costo total de generación de respaldo por kWh no suministrado. En consecuencia, el costo marginal de autogeneración constituye una aproximación empírica del CI, ya que representa la disposición efectiva a pagar por la continuidad del suministro.

Resultados

Los resultados de la Agencia Nacional de Energía Eléctrica muestran una marcada variación regional y sectorial en los valores del CI, tal como se presenta en la **Tabla 19**.

Tabla 19. Costo de Interrupción en Brasil por sector y región [R\$/kWh]³².

Sector	Nacional	Norte	Nordeste	Centro-Oeste	Sudeste	Sur
Industrial	13,9	23,7	11,7	13,8	17,3	6,6
Comercial y Servicios	18,1	9,6	8,3	30,6	24,1	8,7
Sector Público (Gobierno)	12,3	9,2	11,3	15,5	12,4	13,9
Servicios Públicos	7,5	11,6	3,9	11,5	7,6	11,4
Rural y Rural de Riego	12,4	12,4	8,1	22	8,2	18,4
Residencial	19,7	18,9	18,4	16,5	20,8	19
Baja Renta	4,4	4,9	4,9	4,1	3,2	4,5
Promedio Regional	15,7	15,7	11,3	19,2	18,8	11,6

3.3 España

Blackout

El 28 de abril de 2025, España experimentó una pérdida simultánea de 208 MW de generación eólica y solar, junto con un incremento neto de demanda de 317 MW. Esta variación provocó la desconexión de aproximadamente 2 GW de generación, debido a la activación de los sistemas de protección ante un aumento repentino de voltaje en múltiples subestaciones. Como consecuencia, se produjeron nuevas desconexiones que afectaron alrededor de 930 MW adicionales de generación renovable.

El evento desencadenó la pérdida de sincronía entre Portugal y España con el resto del sistema eléctrico europeo, lo que activó los mecanismos de protección en las interconexiones con Marruecos y Francia. La cascada de eventos generó una caída significativa de tensión y frecuencia que culminó en un apagón generalizado en toda la península ibérica y parcialmente en el sur de Francia. El corte total del suministro eléctrico se prolongó durante aproximadamente tres horas, mientras que la recuperación completa del sistema se alcanzó cerca de veinte horas después del inicio de la falla.³³

³² ANEEL — Consultoría para Evaluación de Costos relacionados con Interrupciones de Energía e Implicaciones Regulatorias,” Sinapsis Energía, 2015–2016. [Online]. Disponible en: <https://sinapsisenergia.com.br/es/case/aneel-2/>

³³ ENTSO-E, “Iberian Peninsula Blackout – 28 April 2025”. Publicado hace 6 meses. [Online]. Disponible en: <https://www.entsoe.eu/publications/blackout/28-april-2025-iberian-blackout/>

Metodología

La Dirección General de Política Energética y Minas de España define el Valor de la Carga Perdida y el estándar de fiabilidad conforme al Reglamento (UE) 2019/943³⁴ y a la metodología establecida por la Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía. El VoLL representa el costo social asociado a la energía no suministrada, mientras que el RS determina el nivel máximo aceptable de *Loss of Load Expectation (LOLE)* o energía no servida que el sistema puede tolerar. Ambos parámetros se utilizan para evaluar la adecuación del sistema eléctrico y determinar la necesidad de mecanismos de capacidad que garanticen la seguridad de suministro.

La metodología española³⁵ considera que, ante una reducción de carga, el deslastre debe comenzar preferentemente en los circuitos de consumo industrial. En consecuencia, el VoLL más representativo para la seguridad de suministro nacional corresponde al del segmento industrial, ya que el estándar de fiabilidad debe reflejar el costo social marginal de la energía no atendida en aquellos puntos donde las interrupciones ocurren primero.

El cálculo del VoLL en España se basa en dos enfoques complementarios:

1. Estimación Principal: Preferencias Reveladas del Sector Industrial

Se adopta un enfoque de preferencias reveladas, utilizando la información proveniente del Servicio de Respuesta Activa de la Demanda (SRAD), subastado por primera vez en octubre de 2022. En dicha subasta el precio de adjudicación fue de 189.899 €/MW-año.

Este precio representa la compensación exigida por los grandes consumidores industriales para aceptar la posibilidad de ser interrumpidos, es decir, una disposición a aceptar real y vinculante. A diferencia de los métodos basados en encuestas hipotéticas, la subasta refleja decisiones efectivas del mercado, reduciendo así los sesgos de estimación.

Aunque en 2022 solo se adjudicaron 497 MW, una muestra limitada respecto del consumo total industrial, esto tiende a subestimar el VoLL promedio, ya que participan principalmente empresas con menor costo de interrupción. Por tanto, el valor obtenido puede considerarse una estimación conservadora.

Para expresar el resultado en términos de €/MWh de energía no servida, el valor adjudicado se divide por el LOLE en el mismo horizonte temporal. Se emplea el escenario más severo del Operador del Sistema, que estima un rango entre 0,2 y 8,3 horas por año, adoptando este último valor como límite superior de riesgo:

³⁴ Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se fijan los valores del valor de carga perdida y el estándar de fiabilidad, de conformidad con lo previsto en el Reglamento (UE) 2019/943. Boletín Oficial del Estado, núm. 167, p. 93422-93424, 12 Jul. 2025.

³⁵ Memoria justificativa de la Propuesta de Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas por la que se fijan los valores del valor de carga perdida y el estándar de fiabilidad, de conformidad con lo previsto en el Reglamento (UE) 2019/943. Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, España. 2023. [Online]. Disponible en: <https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/energia/files-1/ layouts/15/Memoria%20de%20la%20Propuesta%20de%20Resoluci%C3%B3n-68420.pdf>

$$VoLL_{industrial} = \frac{189.999 \text{ €/MW-año}}{8,3 \text{ h/año}} = 22.879 \text{ €/MWh}$$

Este valor constituye un límite inferior del VoLL industrial. Si se utilizara un escenario menos extremo (por ejemplo, con una LOLE de 3,2 h/año), el resultado aumentaría a 59.343 €/MWh, ilustrando el rango de sensibilidad del parámetro.

2. Análisis de Sensibilidad: VoLL promedio Intersectorial

Como complemento al enfoque principal basado en el sector industrial, se realiza una estimación alternativa destinada a representar un escenario de deslastre proporcional al consumo total, sin priorizar la desconexión del sector industrial. Este análisis busca obtener un valor promedio del VoLL que refleje la disposición de los distintos grupos de consumidores a evitar interrupciones del suministro eléctrico.

Sector Residencial:

Para el segmento residencial se emplean los resultados del Panel de Hogares de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia correspondiente al cuarto trimestre de 2022, que incluye información de 5.350 hogares. Este estudio mide las disposiciones WTP y la WTA frente a interrupciones de distinta duración (2 minutos, 1 hora, 4 horas y 1 día), con y sin previo aviso de 24 horas.

A partir de dichos datos se calcula un VoLL implícito dividiendo la compensación declarada por la energía estimada no suministrada en cada escenario. Considerando la elevada fiabilidad histórica del suministro eléctrico en España, la WTA se considera una medida más representativa del costo percibido por los usuarios. Sin embargo, para el cálculo final se utiliza el promedio entre WTP y WTA, ponderado entre los escenarios con y sin preaviso y entre interrupciones de 1 a 4 horas (dado que duraciones superiores se consideran improbables en situaciones de punta de demanda). El resultado obtenido para este grupo es un VoLL doméstico de 24.635 €/MWh.

Sector Servicios:

Por criterio de prudencia y ante la falta de evidencia empírica específica, se asume un valor equivalente al doméstico, es decir, un VoLL de 24.635 €/MWh. Esta decisión metodológica se justifica en que ambos sectores comparten una exposición comparable ante interrupciones de corta duración, especialmente en actividades comerciales de pequeña escala y servicios administrativos.

Sector Industrial:

Para el sector industrial se mantiene el valor obtenido en el supuesto principal, basado en las preferencias reveladas a través del SRAD, equivalente a 22.879 €/MWh.

Finalmente, los resultados se agregan ponderando el consumo representativo de cada sector en el sistema eléctrico nacional: aproximadamente 33,3% doméstico, 50,5% industrial y 16,2% servicios. De esta forma se obtiene un VoLL nacional promedio ponderado de 23.748 €/MWh.

Este valor agregado se encuentra en línea con el promedio reportado por ACER para la Unión Europea, estimado en 21.851 €/MWh, y con el valor industrial derivado del enfoque principal, lo que confirma la coherencia, robustez y consistencia metodológica del proceso español de determinación del VoLL.

Resultados

En aplicación de la metodología establecida, se determina el VoLL del sistema eléctrico español en 22.879 €/MWh (25,17 USD/kWh).

El valor resultante se considera consistente con los promedios observados en otros Estados miembros de la Unión Europea y constituye un parámetro de referencia para la evaluación de la seguridad de suministro y la justificación de eventuales mecanismos de capacidad.

3.4 Italia

Blackout

El 28 de septiembre de 2003, se produjo un apagón total del sistema eléctrico italiano, que afectó a casi todo el territorio nacional y a parte del sur de Suiza. El evento se originó por la falla de una línea de transmisión de 400 kV ubicada en la interconexión entre Suiza e Italia, la cual provocó una pérdida de sincronismo entre los sistemas y desencadenó un colapso en cascada de la red eléctrica italiana. Como consecuencia, aproximadamente 56 millones de personas quedaron sin suministro eléctrico. La duración promedio de la interrupción fue de alrededor de nueve horas, aunque el restablecimiento completo del sistema requirió cerca de dieciocho horas.³⁶

Metodología

En Italia, la institución encargada de definir el Valor de Carga Perdida y el estándar de confiabilidad es la Autoridad Reguladora de Energía, Redes y Medioambiente (ARERA, por sus siglas en italiano). Al igual que en España, la metodología utilizada se basa en el Reglamento (UE) 2019/943 propuesto por la Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía de la Unión Europea.

En la regulación italiana³⁷ y en concordancia con lo expuesto previamente, el VoLL representa el valor económico de la energía no suministrada por una interrupción en el suministro eléctrico. La metodología propuesta divide a los clientes en tres segmentos: residencial, terciario e industrial. Los clientes del segmento terciario corresponden a aquellos asociados a servicios, comercio y HORECA³⁸, mientras que los del segmento industrial son las empresas industriales de pequeño, mediano y gran tamaño.

³⁶ M. Sforza and M. Delfanti, "Overview of the events and causes of the 2003 Italian blackout," Proceedings of the 2006 IEEE Power Systems Conference and Exposition, Atlanta, GA, USA, 2006, pp. 301–308, doi: 10.1109/PSCE.2006.296323.

³⁷ Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente, "Proposta al Ministro della Transizione Ecologica in merito allo standard di adeguatezza del sistema elettrico italiano e determinazione del valore dell'energia non fornita, ai sensi del regolamento (UE) 2019/943", 13 Sep. 2021. [Online]. Disponible en: <https://www.arera.it/atti-e-provvedimenti/dettaglio/21/370-21>

³⁸ Sector de hotelería, restaurantes y cafeterías.

Para los clientes del segmento residencial y terciario se aplican encuestas de valor contingente, con el objetivo de estimar el VoLL mediante la disposición a pagar y la disposición a aceptar. Para el segmento industrial se aplican encuestas de costo directo.

La encuesta de valoración contingente, aplicada a los segmentos residencial y terciario, consta de dos etapas. En la primera etapa, se busca identificar el indicador más adecuado para estimar el VoLL (WTP, WTA o ambos) mediante preguntas cerradas y abiertas. Se consideran ocho escenarios de interrupción, caracterizados por su duración (2 minutos o 1 hora), el momento del evento (horario punta en verano e invierno) y la existencia o no de aviso previo (sin aviso o con aviso el día anterior).

A partir de los resultados obtenidos en esta primera fase, se diseña la segunda etapa, en la cual se emplean únicamente preguntas cerradas, ya que cerca del 30 % de los encuestados residenciales no lograron responder adecuadamente las preguntas abiertas. Además, se descarta el escenario de 2 minutos con aviso previo para ambas estaciones (verano e invierno), debido a la dificultad para distinguir los efectos entre interrupciones de corta duración con y sin aviso.

En esta segunda etapa, se presentan siete valores de referencia para la identificación de la WTP y WTA:

- Para interrupciones de 2 minutos: 0,5; 1; 1,5; 2; 3; 5 y 10 €.
- Para interrupciones de 60 minutos: 5; 10; 15; 20; 30; 50 y 100 €.

Por su parte, la encuesta de costos aplicada a los clientes industriales busca identificar los costos directos e indirectos asociados a ocho escenarios de falla, definidos con los mismos criterios de duración, momento y aviso previo empleados en las encuestas de valoración contingente. Los costos directos comprenden aquellos derivados directamente de la interrupción, como los costos de parada y reinicio del proceso productivo, la interrupción de sistemas automatizados y el lucro cesante. En cambio, los costos indirectos corresponden a pérdidas derivadas de la imposibilidad de operar con normalidad, tales como la pérdida de competitividad y los costos fijos no evitables.

Para los tres segmentos y escenarios se calcula el VoLL como el cociente entre el valor o costo de la interrupción (en términos del WTP, WTA o costos directos) y la energía no suministrada, donde esta última se estima a partir de la potencia declarada por los encuestados. En el caso de los sectores residencial y terciario, se utiliza la potencia contratada ponderada por un factor de simultaneidad³⁹ para invierno y verano, y en el caso del sector industrial, la potencia media consumida, puesto que no se observa diferencia entre invierno y verano.

Sector Residencial:

El segmento residencial declara una WTP media de 0.7€ para interrupciones de 2 minutos, y entre 4.8 y 5.2€ para interrupciones de 60 minutos, dependiendo de la época del año y la existencia de un aviso previo o no. Sin embargo, la WTA es considerablemente superior en todos los casos, con una WTA media entre 6.6 y 8.0€ para interrupciones de 2 minutos, y entre 15,0 y 29,3€ para interrupciones de 60 minutos.

³⁹ El factor de simultaneidad busca representar la relación entre la demanda máxima y la potencia absorbida por todos los puntos de consumo, estimada a partir de los datos de consumo de la red.

A partir de lo anterior, los datos de consumo declarados y considerando un factor de simultaneidad de 0.45 para el verano y 0.4 para invierno, el VoLL medio asociado a la WTA es de 67,9 €/kWh y el VoLL medio asociado a la WTP es de 7,5 €/kW. Se considera el valor representativo del sector residencial como el promedio simple entre ellos, es decir, 37,7 €/kWh.

Sector Terciario:

Para el sector terciario, los resultados reflejan el mismo fenómeno que en el sector residencial, donde se estima una WTP media considerablemente menor a la WTA. Utilizando los mismos factores de simultaneidad y los datos de consumo declarados, el VoLL medio asociado a la WTA para el sector terciario es de 54,0 €/kWh y el VoLL medio asociado a la WTP es de 3,5 €/kW. Se considera el valor representativo del sector terciario como el promedio simple entre ellos, es decir, 37,7 €/kWh.

Cabe destacar que no se hace distinción entre los distintos sectores económicos que componen al segmento terciario.

Sector Industrial:

Los resultados para el sector industrial no hacen diferencia entre tipo de empresa o sector económico, pero si se presentan desagregados para los distintos escenarios de interrupción, donde el menor VoLL se presenta para las interrupciones de 60 minutos con previo aviso (16,5 €/kWh) y el mayor para interrupciones de 2 minutos sin previo aviso (309,5 €/kWh).

A diferencia de los sectores residencial y terciario, las interrupciones de menor duración presentan mayores costos que las de mayor duración. En particular, el VoLL medio de las interrupciones de 2 minutos es de 248,8 €/kWh y el de 60 minutos es de 23,4 €/kWh. Para el cálculo de un único VoLL, se considera como VoLL representativo del segmento industrial el mínimo entre los dos valores propuestos: 23,4 €/kWh.

Cabe destacar que en un estudio realizado por *OpenEconomics* se describe una metodología alternativa para el cálculo del VoLL en Italia basado en el enfoque de valor agregado. En esta metodología alternativa, se define el VoLL como la relación entre los beneficios totales (cantidad de PIB no perdido) asociados a la evitada interrupción de suministro y el consumo de energía eléctrica en un determinado intervalo de tiempo de una determinada provincia. La metodología propuesta se fundamenta en un análisis macroeconómico a nivel provincial basado en la Matriz de Contabilidad Social multiprovincial (SAM), construida a partir de una desagregación provincial de la matriz insumo-producto.

En primer lugar, se calcula el beneficio directo, entendido como la cantidad de PIB que perderían las empresas de un territorio específico debido a una interrupción de suministro, considerando la clasificación sectorial propuesta por el Instituto Nacional de Estadística de Italia (ISTAT). Este beneficio permite definir un VoLL directo como la relación entre el beneficio directo y el consumo energético de los sectores no residenciales, cuyo resultado es de 25,13 €/kWh.

Luego, mediante un modelo de evaluación de impacto, se calcula el beneficio para cada provincia como la pérdida de valor agregado indirecto, asociado a la reducción de producción en la cadena de valor, e inducido, asociado a la reducción de demanda por ingresos no percibidos. Así, el beneficio del sistema es la agregación de los beneficios provinciales. De igual forma, se define un VoLL del sistema como la relación

entre el impacto neto, es decir, la diferencia entre los beneficios del sistema y los beneficios directos, y el consumo energético de los sectores no residenciales. El VoLL del sistema calculado tiene un valor de 36.83 €/kWh.

En esta metodología, el VoLL único nacional se obtiene a partir de la suma de ambos VoLL, directo y del sistema. Así, el valor obtenido es de 61.96 €/kWh.

Resultados

Se propone una estimación del VoLL a nivel nacional y por zonas geográficas, calculado como la suma ponderada de los VoLL residencial, terciario e industrial con su respectiva proporción del consumo total. Los valores se presentan en la **Tabla 20**.

Tabla 20. Costo de Interrupción en Italia por región.⁴⁰

Región	VoLL [€/kWh]
Norte	27,7
Centro-Norte	28,5
Centro-Sur	29,9
Sur	28,4
Calabria	32,1
Sicilia	29,9
Sardegna	28,7
Nacional	28,4

3.5 Análisis Comparado de Metodológicas Internacionales de Cálculo de VoLL

Las metodologías aplicadas en los distintos países analizados presentan diferencias sustantivas en su diseño, supuestos y nivel de desagregación sectorial y espacial, lo que impide establecer una comparación directa entre los valores obtenidos. Por este motivo, más que una comparación estricta, la presente sección corresponde a un análisis comparado, orientado a identificar tendencias conceptuales y metodológicas relevantes para la definición del costo de energía no suministrada.

La **Tabla 21** presenta un resumen comparado de los principales criterios metodológicos utilizados en los países analizados para la estimación del VoLL.

⁴⁰ Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente, “Proposta al Ministro della Transizione Ecologica in merito allo standard di adeguatezza del sistema elettrico italiano e determinazione del valore dell’energia non fornita, ai sensi del regolamento (UE) 2019/943”, 13 Sep. 2021. [Online]. Disponible en: <https://www.arera.it/atti-e-provvedimenti/dettaglio/21/370-21>

Tabla 21. Comparación metodológica entre las metodologías internacionales estudiadas.⁴¹

Criterio		Chile (SYNEX+, 2025)	Australia	Brasil	España	Italia
Cantidad de escenarios considerados		20 minutos 1 hora 4 horas Más de 4 horas	32 escenarios 1,3, 6 y 12 horas Horario valle y punta Día hábil y no hábil Verano e invierno	Inferior a 3 horas	2 minutos 1 hora 4 horas 24 horas	6 escenarios 2 y 60 minutos Verano e invierno Con y sin previo aviso
Segmentación	Cálculo Zonal o Regional	Por zona eléctrica (SEN y SSMM)	Por zonas climáticas y segmentos regionales	Por zona eléctrica	Nacional	Por zona eléctrica
	Tipos de Clientes Calculados	Residencial, Comercio, Industrial, Minería	Residencial, Industrial, Industrial de gran tamaño	Residencial, Industrial	Residencial, Servicios, Industrial	Residencial, Terciario, Industrial
	Aplicación por tipo de industria	No	Si	Si	No	No
Diferenciación por tipo de interrupción		Falla de corta duración Falla de larga duración	Impacto local Impacto regional	Interrupción breve Interrupción larga	Interrupción con aviso Interrupción sin aviso	Interrupción con aviso Interrupción sin aviso
Diferencia entre actividades recuperables y no recuperables		No. Calcula el costo de falla como pérdida instantánea	No. Calcula el costo de falla como pérdida instantánea	No. Calcula el costo de falla como pérdida instantánea	No. Calcula el costo de falla como pérdida instantánea	No. Calcula el costo de falla como pérdida instantánea
Efectos dinámicos		Considera costos directos derivados de la interrupción	Considera costos directos derivados de la interrupción	Considera costos directos derivados de la interrupción	Considera costos directos derivados de la interrupción	Considera costos directos derivados de la interrupción

⁴¹ Elaboración propia a partir de la revisión metodológica de cada país y el estudio de fallas E2BIZ (2021).

Las divergencias metodológicas se manifiestan en múltiples dimensiones: la duración y cantidad de escenarios considerados, la segmentación sectorial y regional, la diferenciación entre tipos de interrupción, y la inclusión o exclusión de efectos dinámicos. Mientras algunos países, como Australia y Brasil, aplican modelos con escenarios horarios y diferenciación por tipo de evento, otros, como España e Italia, adoptan enfoques más agregados a nivel nacional, centrados en la estimación de un valor medio representativo para todo el sistema eléctrico. En el caso de Chile, la metodología más reciente (SYNEX+, 2025) introduce innovaciones relevantes, como la incorporación de encuestas y el uso del excedente del consumidor para el sector residencial y comercial; aunque mantiene supuestos y simplificaciones similares a los observados internacionalmente.

En consecuencia, debido a la no homogeneidad metodológica, no es posible identificar un *benchmark* o valor de referencia único entre los países estudiados. Cada estimación responde a su contexto regulatorio, estructura de consumo y objetivos de política energética específicos, por lo que los valores de VoLL deben interpretarse en su propio marco institucional y metodológico.

Por otro lado, en términos numéricos, la **Tabla 22** muestra los valores estimados de VoLL reportados en cada país, expresados en USD/kWh para efectos de comparación.

Tabla 22. Comparación de VoLL internacional en USD/kWh.⁴²

VoLL [USD/kWh]	Chile (SYNEX, 2015)	Chile (CNE, 2021)	Chile (SYNEX+, 2025)	Australia	Brasil	España
Valor Nacional	11,03	5,69	10,75	19,5	-	25,17
Valor Industrial de Gran Tamaño	-	-	-	3,50 - 7,94	-	-
Valor Industrial	-	-	-	14,46 - 21,77	2,5	-
Valor Servicios	-	-	-	21,52	-	-
Valor Residencial	-	-	-	16,16 - 35,82	3,55	-

Para homogeneizar los resultados, los valores monetarios reportados fueron expresados en USD/kWh, aplicando los siguientes tipos de cambio:

- 1 EUR = 1,10 USD
- 1 AUD = 0,65 USD
- 1 R = 0,18 USD

En el caso de Chile, la reducción observada entre los estudios de 2015 (SYNEX) y 2021 (E2BIZ) se explica principalmente por el cambio metodológico introducido en la versión más reciente, que incorpora enfoques basados en encuestas y en el excedente del consumidor para el sector residencial, en reemplazo de los supuestos del valor del tiempo utilizados anteriormente. Este ajuste metodológico permitió obtener estimaciones más realistas del costo percibido por los usuarios, especialmente en contextos de alta confiabilidad del suministro.

En Australia, los resultados varían significativamente entre sectores debido a la desagregación por tipo de actividad económica y región: el valor industrial de gran tamaño considera los sectores de Industria, Minería y Metales, el valor industrial general incorpora Agricultura, Comercio e Industria, y el valor residencial se deriva de la segmentación en 12 zonas climáticas y regiones, reflejando una estructura de estimación altamente granular.

Por su parte, Brasil presenta dos valores de referencia (industrial y residencial), obtenidos mediante un enfoque mixto de métodos directos e indirectos. En España, el estudio establece un único valor nacional promedio, derivado de la combinación ponderada de los sectores residencial, servicios e industrial. Finalmente, para Italia se reportan dos valores nacionales que difieren según la metodología empleada, lo que evidencia la sensibilidad del VoLL a los supuestos y al enfoque de estimación utilizado.

⁴² Elaboración propia a partir de la revisión metodológica de cada país y el estudio de falla de la CNE (2021).

Cabe destacar que, los resultados confirman que las diferencias metodológicas y la clasificación de tipos de clientes tienen un impacto significativo sobre los valores del VoLL. En particular, el uso de un VoLL nacional, regional o por industria/cliente puede tener implicaciones tanto en el marco regulatorio y técnico, como en las señales económicas asociadas. Por ejemplo, al evaluar obras que se encuentran fuertemente ligadas a una industria o sector particular, la valoración podría verse modificada si se considera un VoLL nacional ponderado, respecto de uno asociado exclusivamente a esa industria.

Por otra parte, la situación socioeconómica de cada país y la importancia que se le otorga a la resiliencia también puede reflejarse en valores y escalas de VoLL distintas. Se observa que los países latinoamericanos revisados poseen valores del mismo orden de magnitud entre sí, pero significativamente menores a los de los países de la Unión Europea, e incluso menores que los de Australia.

De esta forma, se refuerza lo señalado anteriormente respecto a la impracticabilidad de establecer un *benchmark* internacional único y la necesidad de interpretar cada resultado dentro de su propio marco regulatorio y conceptual. Así, más allá de la validación que pueda entregar una comparación internacional, resulta más relevante contar con una metodología consistente y comparable en el tiempo, capaz de entregar señales de consumo, operación e inversión alineadas con los objetivos de seguridad y resiliencia de cada país.

Aunque podría resultar de interés establecer comparaciones directas entre los valores del costo de falla documentados para cada país en la **Tabla 22**, es necesario reconocer que las discrepancias observadas pueden responder a diferencias metodológicas, criterios de segmentación de los clientes, o niveles de ingreso y desarrollo económico de cada región. Tal como se evidencia en la **Tabla 21**, las metodológicas aplicadas en los distintos estudios difieren significativamente en aspectos como la segmentación, los horizontes temporales considerados y la diferenciación por tipo de interrupción, lo que dificulta la existencia de un parámetro de referencia común. En ese sentido, los valores presentados deben interpretarse como posibles resultados plausibles dentro de un rango de estimaciones, sin que una necesariamente prevalezca sobre otra en términos de precisión o validez técnica de los cálculos.

4. Metodología Propuesta para la Estimación del Costo de Falla

En el contexto de la transición energética alemana, caracterizada por la creciente incorporación de energías renovables y el retiro progresivo de la generación nuclear y térmica convencional, se presenta el desafío de mantener elevados niveles de seguridad de suministro en un sistema eléctrico cada vez más variable. En este escenario, Praktiknjo (2016)⁴³ desarrolla una metodología orientada a cuantificar los impactos económicos de las interrupciones del suministro eléctrico, con el propósito de evaluar estrategias de gestión de la demanda, entre ellas el *load shedding*, entendido como la reducción planificada y temporal del consumo eléctrico mediante la desconexión selectiva de determinados usuarios o sectores. Esta medida busca preservar la estabilidad del sistema ante situaciones de escasez o contingencia, priorizando el suministro en función del daño económico potencial asociado a cada sector productivo.

⁴³ A. Praktiknjo, "The Value of Lost Load for Sectoral Load Shedding Measures: The German Case with 51 Sectors," *Energies*, vol. 9, no. 2, pp. 1-17, Feb. 2016.

El eje central del estudio radica en la estimación del VoLL, entendido como la pérdida económica por cada kilovatio-hora no entregado a los diferentes sectores de la economía. A través de este indicador, el autor busca responder una pregunta fundamental para la planificación y operación eficiente del sistema eléctrico: ¿a quién debería desconectarse primero para minimizar el impacto económico total de una interrupción?

El estudio presenta dos aportes metodológicos relevantes en comparación con la literatura existente. En primer lugar, propone una mayor desagregación sectorial, dividiendo la economía alemana en 51 sectores homogéneos, con el propósito de reducir la heterogeneidad asociada a los distintos patrones de consumo eléctrico y niveles de dependencia energética entre actividades productivas. En segundo término, incorpora la evaluación de los efectos indirectos que una interrupción del suministro puede generar a lo largo de la cadena productiva, integrando las interrelaciones entre sectores mediante la aplicación de modelos insumo-producto, los cuales permiten capturar los vínculos económicos que amplifican el impacto inicial de una falla.

A partir de este enfoque, se desarrollan dos versiones complementarias para el cálculo del VoLL. La primera, denominada VoLL I, estima las pérdidas económicas directas experimentadas por el sector afectado de manera inmediata por la interrupción eléctrica. La segunda, VoLL II, amplía el análisis al considerar también las pérdidas indirectas en los sectores interrelacionados aguas abajo, utilizando para ello el modelo de Ghosh, que permite representar la propagación de los efectos a través de la red económica intersectorial.

La metodología utilizada se sintetiza en la **Figura 2**, la cual presenta de manera esquemática el flujo de información y los pasos analíticos del proceso. La primera parte corresponde al cálculo tradicional del VoLL (VoLL I), basado en la relación entre valor agregado bruto y consumo eléctrico sectorial. La segunda parte expande el análisis al VoLL II, integrando las interdependencias productivas mediante la matriz insumo-producto. A continuación, se detalla cada una de estas etapas.

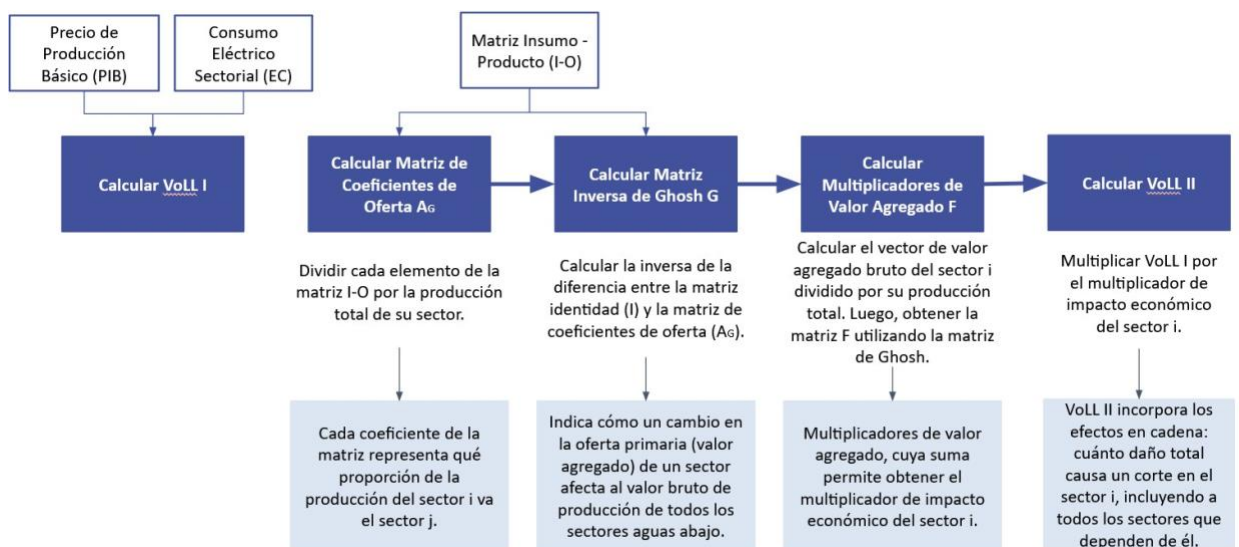


Figura 2. Esquema para la Determinación del *Value of Lost Load* en la Metodología Propuesta.

Metodología Típica del VoLL (VoLL I)

La estimación tradicional del VoLL I se formula como el cociente entre el Valor Agregado Bruto (GVA, por sus siglas en inglés) y el consumo eléctrico (EC) de cada sector, tal como se muestra en la **Ecuación 1**:

$$VoLL_{i,I} = \frac{GVA_i}{EC_i} \quad (1)$$

Este indicador representa la pérdida económica que enfrenta el sector i ante una interrupción total del suministro eléctrico, bajo el supuesto de una relación proporcional directa entre el consumo de energía y el nivel de producción. En este sentido, se considera que una reducción del uno por ciento en la energía disponible implica una disminución equivalente del uno por ciento en el valor agregado generado por dicho sector.

El modelo se construye sobre una serie de supuestos simplificadores que permiten una estimación directa del impacto económico. En primer lugar, se asume que los sectores no disponen de mecanismos de sustitución ni de alternativas de compensación en el corto plazo, de modo que la pérdida de energía se traduce inmediatamente en una pérdida de producción. Asimismo, se considera que los efectos de la interrupción se restringen exclusivamente al sector afectado, sin extenderse a otras actividades económicas vinculadas. Bajo esta lógica, no se incorporan las interdependencias entre sectores ni los posibles efectos en cadena que una interrupción puede generar a lo largo de la economía.

El VoLL I refleja únicamente las pérdidas directas asociadas a la falta de suministro eléctrico, constituyendo una estimación de carácter estático y conservador del costo económico de una interrupción, útil para aproximar el impacto inmediato pero limitada en su capacidad para capturar la complejidad de los efectos sistémicos.

Metodología Propuesta para el VoLL (VoLL II)

El VoLL II amplía el enfoque tradicional al incorporar las interdependencias económicas existentes entre los distintos sectores productivos. Este modelo parte del reconocimiento de que una interrupción eléctrica en un sector no solo provoca una disminución en su propia producción, sino que también afecta a aquellos sectores que dependen de él como proveedores de insumos o servicios, generando una cadena de repercusiones a lo largo del sistema económico. Con el fin de representar estos efectos en cascada, se emplea el modelo de *Ghosh*, un enfoque de equilibrio parcial orientado en ofertas que permite describir cómo una variación en la producción primaria de un sector se propaga hacia los sectores aguas abajo, alterando sus niveles de producción y, en última instancia, el valor agregado de la economía en su conjunto.

El VoLL II permite capturar estos efectos en cadena a partir de un insumo fundamental: la matriz insumo-producto. Esta herramienta describe de manera sistemática las interrelaciones entre los distintos sectores de la economía, representando cómo los bienes y servicios generados por un sector son utilizados como insumos por otros, y cómo cada uno depende, a su vez, de la producción de los demás. En términos prácticos, la matriz insumo-producto muestra los flujos monetarios de bienes y servicios intermedios entre sectores, permitiendo identificar las dependencias estructurales que conforman la red productiva nacional.

La **Figura 3** ilustra la estructura general de una matriz insumo–producto, la cual resume las transacciones económicas entre los distintos sectores productivos de una economía. En su forma básica, esta matriz organiza la información en filas y columnas, donde las filas representan la distribución de la producción (*output*) de cada sector, mientras que las columnas reflejan los insumos necesarios para su funcionamiento.

Output		Intermediate Demand			Final Consumption	Total Outputs
		Primary Sector	Secondary Sector	Tertiary Sector	Final Demand	
Input	Primary Sector	Intermediate Consumption Matrix			Vector/Matrix of Final Demand	SUM of Outputs
	Secondary Sector					
	Tertiary Sector					
Value Added (VA)		Matrix of Primary Inputs				
Imports						
Total Inputs		SUM of Inputs				

Figura 3. Esquema general de una matriz insumo-producto⁴⁴.

En la zona central de la matriz se encuentra la matriz de consumo intermedio, que muestra cómo los sectores primario, secundario y terciario intercambian bienes y servicios entre sí como parte de sus procesos productivos. Cada elemento de esta matriz indica el valor monetario de los productos del sector de la fila que son utilizados como insumos por el sector de la columna correspondiente. Este bloque refleja, por tanto, las interdependencias productivas internas de la economía.

A la derecha se sitúa la demanda final, compuesta por los bienes y servicios destinados al consumo de los hogares, el gasto del gobierno, la formación de capital y las exportaciones. La suma de la demanda intermedia y la demanda final constituye el *output* total de cada sector, es decir, el valor de su producción total.

En la parte inferior de la matriz insumo–producto se encuentran el valor agregado y las importaciones, los cuales representan los insumos primarios necesarios para completar el proceso productivo, como el trabajo, el capital y los recursos naturales. La suma del consumo intermedio, el valor agregado y las importaciones constituye el total de insumos utilizados por la economía, que debe ser equivalente al valor total de la producción generada. De esta manera, la matriz cumple con la identidad contable fundamental según la cual el conjunto de insumos empleados en la producción equivale exactamente al valor del producto obtenido.

⁴⁴ A. Praktijnjo, “The Value of Lost Load for Sectoral Load Shedding Measures: The German Case with 51 Sectors,” *Energies*, vol. 9, no. 2, pp. 1-17, Feb. 2016.

En el contexto del estudio de Praktijnjo (2016), esta estructura constituye el insumo fundamental para modelar la propagación de los impactos económicos de una interrupción eléctrica. A partir de ella se derivan dos enfoques: el modelo de *Leontief*, que analiza los efectos de la demanda final sobre la producción (orientado en los encadenamientos hacia atrás), y el modelo de *Ghosh*, que estudia cómo una perturbación en la oferta, tal como una caída en la producción por falta de electricidad, se transmite hacia los sectores dependientes (encadenamientos hacia adelante). De este modo, la matriz insumo–producto permite cuantificar de forma rigurosa los efectos directos e indirectos de una interrupción eléctrica sobre el conjunto de la economía, ofreciendo una visión integral del impacto sobre la producción, el valor agregado y el bienestar económico.

El procedimiento para la determinación del VoLL II se desarrolla a través de una secuencia de cuatro etapas interrelacionadas, que utilizan como insumos principales el VoLL I, calculado a partir del valor agregado bruto y el consumo eléctrico sectorial, y la matriz insumo–producto.

Las cuatro etapas del VoLL II se definen a continuación:

1. Cálculo de la Matriz de Coeficientes de Oferta A^G

A partir de la matriz insumo-producto, se construye la matriz de coeficientes de oferta o matriz de asignación A_G . Cada elemento de esta nueva matriz, denotado como $\alpha_{G,ij}$, se obtiene al dividir el valor de los bienes o servicios que el sector i suministra al sector j (Z_{ij}), correspondiente al elemento ubicado en la posición ij de la matriz insumo-producto, por la producción total del sector i (X_i), que se calcula como la suma de todos los valores de la fila asociada a dicho sector. Esta relación se expresa formalmente en la **Ecuación 2**:

$$\alpha_{G,ij} = \frac{Z_{ij}}{X_i} \quad (2)$$

De esta forma, el coeficiente $\alpha_{G,ij}$ representa la proporción de la producción del sector i que se destina como insumo al sector j . La matriz completa, A^G resume, por tanto, la estructura de dependencias hacia adelante de la economía, mostrando cómo cada sector distribuye su producción entre sus compradores intermedios.

El uso de esta matriz permite reformular la identidad básica del sistema productivo, que iguala la producción total del sector j (X_j) con la suma de los insumos provenientes de todos los sectores más los insumos primarios (V_j), en una forma normalizada que refleja explícitamente las relaciones de oferta entre sectores, tal como se presenta en la **Ecuación 3**:

$$X_j = \sum_i \alpha_{G,ij} X_i + V_j \quad (3)$$

2. Cálculo de la Matriz Inversa de *Ghosh*

Una vez obtenida la matriz de coeficientes de oferta, se procede a calcular la matriz inversa de *Ghosh* (A_G), definida de acuerdo con la **Ecuación 4**, donde I corresponde a la matriz identidad:

$$(I - A_G)^{-1} \quad (4)$$

Esta matriz constituye el núcleo del modelo de *Ghosh*, un enfoque oferta-dirigido que describe cómo una variación en la producción o en los insumos primarios de un sector afecta los niveles de producción de los sectores aguas abajo. En este marco, las filas de la inversa de *Ghosh* indican

en qué medida un cambio unitario en la oferta primaria del sector i se propaga hacia los demás sectores j , a través de los encadenamientos productivos.

El modelo supone que los coeficientes de oferta permanecen constantes, lo que permite expresar las variaciones en los niveles de producción como una función lineal de los cambios en los insumos primarios. Así, el equilibrio sectorial puede formularse de acuerdo con la **Ecuación 5**:

$$x^T = V^T(I - A_G)^{-1} \quad (5)$$

donde x^T representa el vector de producción total de los sectores, V^T el vector de insumos primarios e I es la matriz identidad.

En términos interpretativos, la matriz inversa de *Ghosh* permite estimar los efectos de propagación aguas abajo ante un *shock* negativo de oferta, como una interrupción eléctrica, capturando cómo la reducción de la producción en un sector afecta sucesivamente a todos los sectores dependientes.

3. Cálculo de Multiplicadores de Valor Agregado

Una vez obtenida la matriz inversa de *Ghosh*, se estiman los multiplicadores de valor agregado (f_{ij}). Estos multiplicadores permiten traducir las variaciones en la producción bruta en variaciones equivalentes del valor agregado bruto, proporcionando una medida económica más representativa de las pérdidas efectivas en la actividad económica.

El procedimiento se basa en la modificación de la inversa de *Ghosh* mediante la normalización fila por fila, dividiendo cada elemento α_{Gij} por el elemento diagonal correspondiente α_{Gii} . Esta operación cuantifica el cambio relativo en la producción del sector j ante una reducción unitaria en la producción del sector i . Posteriormente, estos coeficientes se ajustan para reflejar la relación entre el valor bruto de producción (GPV) y el valor agregado bruto (GVA) de cada sector.

Matemáticamente, el multiplicador f_{ij} se define según la **Ecuación 6**:

$$f_{ij} = \frac{GPV_i}{GVA_i} \cdot \frac{\alpha_{Gij}}{\alpha_{Gii}} \cdot \frac{GVA_i}{GPV_j} \quad (6)$$

donde f_{ij} expresa la magnitud de la reducción en el valor agregado del sector j provocada por una disminución unitaria en el valor agregado del sector i . Al sumar todos los multiplicadores f_{ij} de una misma fila, se obtiene el multiplicador total del sector i (f_i), que indica en cuánto se reduce el valor agregado total de la economía ante una pérdida unitaria en el sector considerado.

4. Cálculo de VoLL II

En la última etapa, se calcula el VoLL II a partir de los multiplicadores obtenidos en el paso anterior. Este indicador amplía la estimación del VoLL I, incorporando tanto las pérdidas directas sufridas por el sector afectado como los efectos indirectos que se propagan a lo largo de la economía a través de las relaciones intersectoriales.

Formalmente, el VoLL II del sector i se obtiene multiplicando el VoLL I correspondiente por el multiplicador total f_i , de acuerdo con la **Ecuación 7**:

$$VoLL_{i,II} = VoLL_{i,I} \cdot f_i \tag{7}$$

De esta manera, el VoLL II representa el costo económico total de una interrupción eléctrica, al integrar las pérdidas inmediatas en el sector afectado y las pérdidas inducidas en los sectores dependientes. Este enfoque ofrece una visión más completa y sistémica del impacto de los cortes de suministro eléctrico sobre la economía, permitiendo una evaluación más realista de las consecuencias económicas de los eventos de falla.

La **Figura 4** presenta un esquema de interpretación metodológica de los componentes del VoLL y sus efectos directos, indirectos y sistémicos.

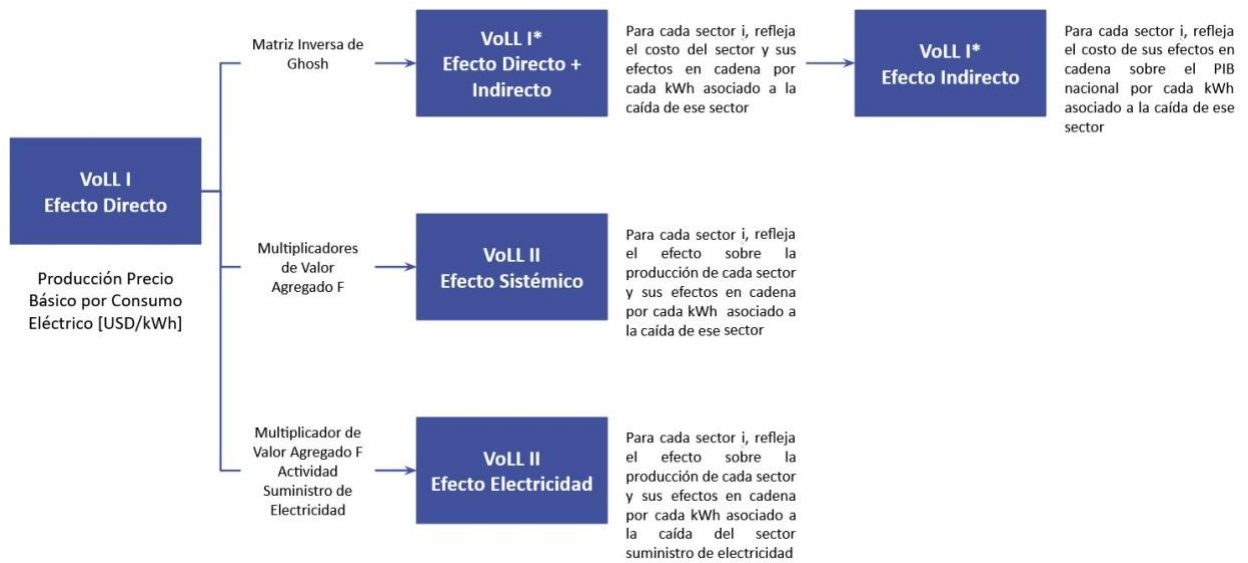


Figura 4. Esquema de la relación entre VoLL I, VoLL II y los efectos directos e indirectos.

El esquema conceptual recién presentado corresponde a la interpretación metodológica del VoLL y de sus distintas descomposiciones en efectos directos, indirectos y sistémicos, a partir del VoLL I como medida base del daño económico por unidad de energía no suministrada. El VoLL I representa el efecto directo, definido como la producción a precio básico por consumo eléctrico (USD/kWh) de cada sector.

A partir de este valor base, y mediante la aplicación de la matriz inversa de Ghosh, se obtiene un VoLL que incorpora tanto el efecto directo como el efecto indirecto, reflejando no solo la pérdida del sector afectado, sino también sus efectos en cadena sobre los sectores dependientes por cada kWh no suministrado. La diferencia entre este valor ampliado y el VoLL I corresponde al VoLL I de efecto indirecto, que captura exclusivamente los encadenamientos productivos.

En paralelo, mediante el uso de los multiplicadores de valor agregado F, se estiman los efectos sistémicos del racionamiento eléctrico. En particular, el VoLL II de efecto sistémico mide el impacto sobre el PIB nacional asociado a la caída de cada sector por kWh no suministrado, incorporando los encadenamientos macroeconómicos. Asimismo, el VoLL II de efecto electricidad utiliza un multiplicador específico para la actividad de suministro eléctrico, permitiendo capturar el impacto sistémico inducido por interrupciones en este sector estratégico.

4.1 Análisis Crítico de la Metodología

Tal como se propone en secciones anteriores, las metodologías indirectas tienen dos principales ventajas: son fáciles y económicas de implementar y suelen utilizar datos provenientes de fuentes secundarias de información. En particular, la metodología propuesta para el cálculo del VoLL basada en la metodología del Valor Agregado, cumple con estas características y además posee otras ventajas considerables sobre otras metodologías indirectas, como la posibilidad de desagregación por sectores económicos y la capacidad de reflejar los encadenamientos productivos.

Aun así, cabe mencionar que, como toda metodología, existen limitaciones a tener en cuenta, como la posibilidad de sobreestimar el costo de falla debido a los supuestos que se deben considerar. En la **Tabla 23** se describen las principales ventajas y desventajas de la metodología propuesta.

Tabla 23. Ventajas y Desventajas de la Metodología Propuesta.⁴⁵

Ventajas	Desventajas
Facilidad y economía de aplicación: no se requiere un levantamiento directo de datos, reduciendo los tiempos y costos de su aplicación	Sobreestimación del costo de falla: puede sobreestimar el costo de falla puesto que asume que existe una relación lineal entre el consumo de energía y el valor agregado de un sector
Datos provenientes de fuentes secundarias de información: los datos utilizados provienen de instituciones oficiales del Estado de Chile y de acceso abierto	Falta de selectividad: asume que no es posible cortar el suministro eléctrico por orden creciente de falla
Cálculo desagregado por sectores: es posible obtener mayor granularidad en el VoLL para las distintas actividades económicas (hasta 111 actividades, de acuerdo a la Matriz de Insumo-Producto)	No considera la posibilidad de un perfil de recuperación o la recuperación parcial de la producción: la producción se reinicia solo cuando finaliza el evento de interrupción
Actualización periódica: su actualización depende únicamente de la disponibilidad de los datos del Banco Central de Chile y el Coordinador Eléctrico Nacional, que son actualizados periódicamente	Sustituibilidad perfecta de los insumos: los coeficientes se asumen constantes, solo se fija la distribución porcentual de la producción de un sector a los sectores posteriores
Efectos de encadenamiento: permite reflejar los costos del encadenamiento entre los distintos sectores productivos debido a interrupciones de suministro de sectores específicos	Escasez de recursos: se asume que un aumento en la producción de un sector irá automáticamente acompañado de un aumento de la demanda en los sectores asociados

⁴⁵ Elaboración propia.

	<p>No es una lista de mérito: la metodología tradicional de estimación no necesariamente refleja el impacto de los sectores a la economía nacional</p>
--	---

A pesar de sus posibles limitaciones, la metodología propuesta constituye un avance significativo respecto de los estudios previos realizados en Chile. Su capacidad para desagregar la economía en un mayor número de sectores y distinguir entre impactos directos e indirectos permite obtener una representación más precisa de la heterogeneidad productiva y de la dependencia eléctrica de cada actividad económica.

Además, al incorporar explícitamente los encadenamientos intersectoriales mediante el VoLL II, la metodología ofrece una visión más completa de los efectos sistémicos de una interrupción del suministro, capturando pérdidas que no son visibles bajo enfoques más agregados. Por ello, aun cuando se sustenta en supuestos simplificadores, el enfoque propuesto constituye una herramienta útil y consistente para apoyar evaluaciones regulatorias y decisiones de planificación en materia de seguridad y resiliencia del sistema eléctrico.

5. Aplicación de Metodología para Costo de Falla en Chile

5.1 Descripción de Fuentes de Información y Supuestos

Como aplicación inicial de la metodología propuesta por Praktijnjo (2016), se desarrolla un ejercicio orientado a estimar el VoLL para los distintos sectores de la economía chilena. Este análisis busca adaptar el marco metodológico originalmente aplicado al caso alemán al contexto nacional, utilizando información disponible de fuentes oficiales y considerando las particularidades estructurales de la economía chilena y su sistema energético.

El ejercicio emplea como principales insumos datos del Banco Central de Chile (2022)⁴⁶ y del Coordinador Eléctrico Nacional (2022)⁴⁷. Del primero, se utiliza la matriz insumo-producto, que desagrega la economía en 12 o 111 actividades, incluyendo el sector de Generación Eléctrica, junto con diferentes indicadores macroeconómicos asociados a cada actividad económica, como el valor agregado bruto y el precio de producción básico, entre otros. Del segundo, se incorpora la información sobre el consumo eléctrico anual, reportado para todos los clientes libres que establecen transacciones económicas durante el año considerado.

Las actividades económicas consideradas por el Banco Central de Chile se presentan en la **Tabla A1**, que se incluye en el Anexo de este documento.

Dado que ambas fuentes presentan estructuras de clasificación distintas, puesto que la información propuesta por el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) presenta los datos de consumo asociados a los clientes libres y no a las actividades económicas, se realiza un proceso de estimación de consumo eléctrico por actividad económica.

⁴⁶ Banco Central de Chile, “Matriz Insumo-Producto — Cuadros en formato Excel,” Banco Central de Chile.

⁴⁷ Coordinador Eléctrico Nacional, “Ventas Mensuales 2022”, Coordinador Eléctrico Nacional.

Asimismo, con el fin de mantener la consistencia en las unidades monetarias, se adoptó un tipo de cambio promedio fijo del año 2022 para la conversión de las magnitudes económicas expresadas en dólares estadounidenses. El cambio utilizado corresponde a 872.33 CLP.

5.2 Estimación del Consumo Eléctrico

La base de datos obtenida del Coordinador Eléctrico Nacional describe la energía eléctrica mensual transada por todas las empresas y clientes libres en el mercado nacional, identificando para la mayoría de los clientes el nombre o razón social de la empresa, RUT, tipo de cliente (regulado, libres conectados a distribución, libres conectados a transmisión) y región asociada, entre otros.

La **Figura 5** presenta el flujo de información para la determinación del consumo eléctrico por actividad económica.



Figura 5. Esquema de determinación del consumo eléctrico por actividad económica.

Para obtener el consumo eléctrico anual por actividad económica se siguen los siguientes pasos:

1. Describir el consumo eléctrico anual por empresa, mediante la agregación del consumo mensual entre enero y diciembre de 2022 para cada una.
2. Clasificar los códigos de las actividades económicas (o giros) del Servicio de Impuestos Internos (SII) de Chile de acuerdo con las actividades económicas definidas por el Banco Central de Chile. Esta clasificación se presenta en la **Tabla A2** que se incluye en el Anexo de este documento.
3. Identificar la actividad económica principal de cada empresa:
 - a. Identificar todos los giros de cada empresa: mediante una herramienta de *web-scraping* se identifican todos los códigos de actividad económica de las empresas, de acuerdo con la información disponible en internet.
 - b. Identificar todas las actividades económicas de cada empresa: a partir de la clasificación de los giros del SII se describen todas las actividades económicas del Banco Central de Chile y la cantidad de giros asociados de cada empresa.
 - c. Identificar la actividad mayoritaria de cada empresa: se selecciona la actividad económica con mayor cantidad de giros asociados como la actividad mayoritaria para cada empresa.
 - d. Definir la actividad principal de cada empresa: mediante una herramienta de inteligencia artificial, se identifica la actividad principal de cada empresa, para luego ser comparada

con la actividad mayoritaria. En los casos que ambas actividades coinciden, se define esa actividad como la actividad económica principal de la empresa. Los casos en que no coinciden se revisan y definen manualmente entre una de ellas.

4. Describir el consumo eléctrico anual por actividad económica, mediante la agregación del consumo anual de todas las empresas asociadas a la misma actividad económica.

Los retiros asociados a las empresas de distribución de electricidad fueron asignados de forma manual, puesto que la mayoría de este consumo se traspasa a consumidores regulados residenciales y no residenciales, el resto es considerado pérdidas e ineficiencias asociadas al sistema de distribución. Para ello, se utiliza la base de datos publicada por la CNE de Facturación de Clientes Regulados⁴⁸, que describe la energía facturada por los clientes regulados, identificando el tipo de cliente (residencial y no residencial) y el tipo de tarifa. Se identifica el consumo total de los clientes regulados, donde el consumo eléctrico agregado de los clientes regulados no residenciales se divide de forma proporcional al consumo de los clientes libres en cada actividad económica. Cabe destacar que esto puede introducir sesgos en la estimación sectorial del VoLL, pero dada la proporción de los clientes regulados no residenciales respecto al consumo total anual (12,1%, aproximadamente) se desestima.

La **Figura 6** presenta un esquema que describe de forma simplificada la propuesta metodológica para el cálculo del VoLL I.

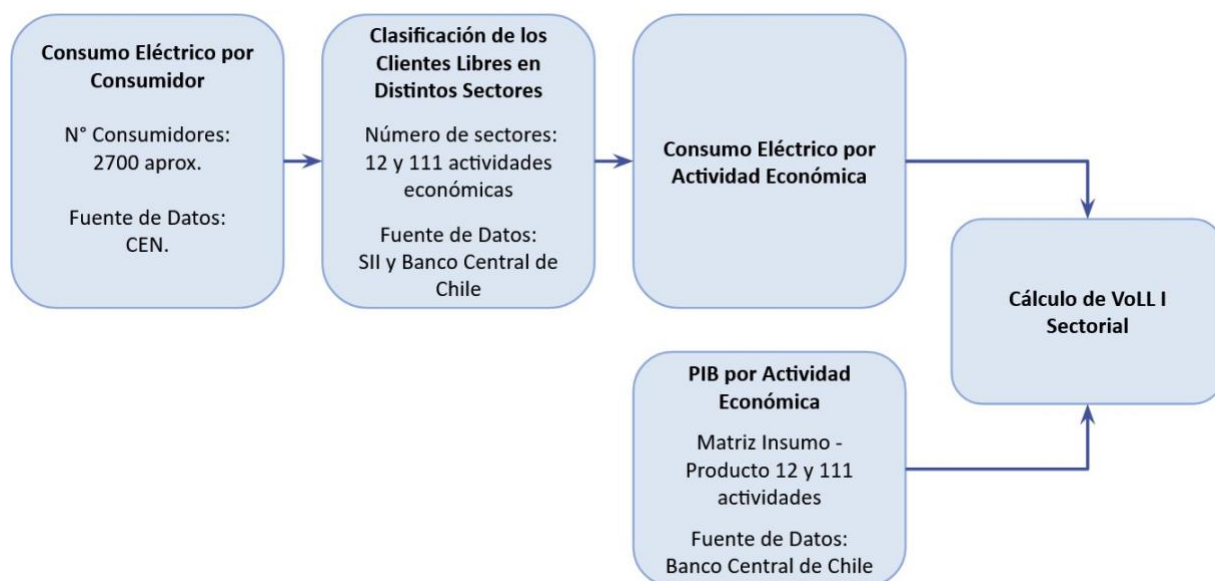


Figura 6. Esquema de los datos y metodología propuesta para el para el VoLL I en Chile.

Para el cálculo del VoLL I mediante la **Ecuación 1** se consideró el PIB sectorial como una aproximación del valor agregado de cada sector económico. En particular, se adoptó el valor agregado definido como la riqueza que genera cada sector, consistente con la identidad de producción a precio básico. Esta elección asegura coherencia metodológica con la estructura de las cuentas nacionales y con la metodología empleada en el informe preliminar de referencia de SYNEX+ (2025), permitiendo una estimación

⁴⁸ Comisión Nacional de Energía, “Facturación de Clientes Regulados”, Comisión Nacional de Energía.

homogénea del VoLL I a partir del cociente entre el valor agregado sectorial y el consumo eléctrico anual correspondiente.

5.3 Resultados

En la **Tabla A3**, incluida en Anexo, se presentan el PIB y el consumo eléctrico final del año 2022 para las 12 y 111 actividades económicas.

12 Actividades

La **Tabla 24** presenta el consumo eléctrico anual del 2022 para las 12 actividades económicas que clasifican la economía nacional, de acuerdo con el Banco Central.

Tabla 24. Consumo eléctrico anual 2022 de 12 actividades económicas.

Actividad Económica	Consumo de Energía 2022 [GWh]
1 Agropecuario-silvícola y Pesca	2.530,70
2 Minería	34.456,36
3 Industria manufacturera	10.689,79
4 Electricidad, gas, agua y gestión de desechos	1.296,40
5 Construcción	300,91
6 Comercio, hoteles y restaurantes	1.945,03
7 Transporte, comunicaciones y servicios de información	1.986,94
8 Intermediación financiera	172,94
9 Servicios inmobiliarios y de vivienda	1.131,28
10 Servicios empresariales	92,55
11 Servicios personales	902,76
12 Administración pública	228,47
13* Cliente Regulado Residencial	15.078,91
Total	70.813,04

De acuerdo con lo reportado por el CEN en su Cuenta Pública 2022⁴⁹, la producción anual de electricidad alcanzó los 83.005 GWh, mientras que las ventas a clientes finales totalizaron 77.060 GWh. La diferencia entre ambas magnitudes corresponde principalmente a pérdidas en los sistemas de transmisión y distribución. En particular, la diferencia entre el consumo total de todas las actividades económicas y el total de ventas a clientes finales asciende a 6.246,96 GWh, las cuales se consideran pérdidas del sistema de distribución eléctrica.

⁴⁹ Coordinador Eléctrico Nacional, *Cuenta Pública 2022*, Santiago, Chile, 2023.

En el ejercicio realizado, los sectores de transmisión y distribución eléctrica se modelan sin consumo eléctrico propio; en consecuencia, las pérdidas asociadas a estos segmentos no se consideran como consumo final, sino como ineficiencias del sistema.

La **Figura 7** presenta la distribución porcentual del consumo eléctrico total anual del año 2022 para las 12 actividades del Banco Central.

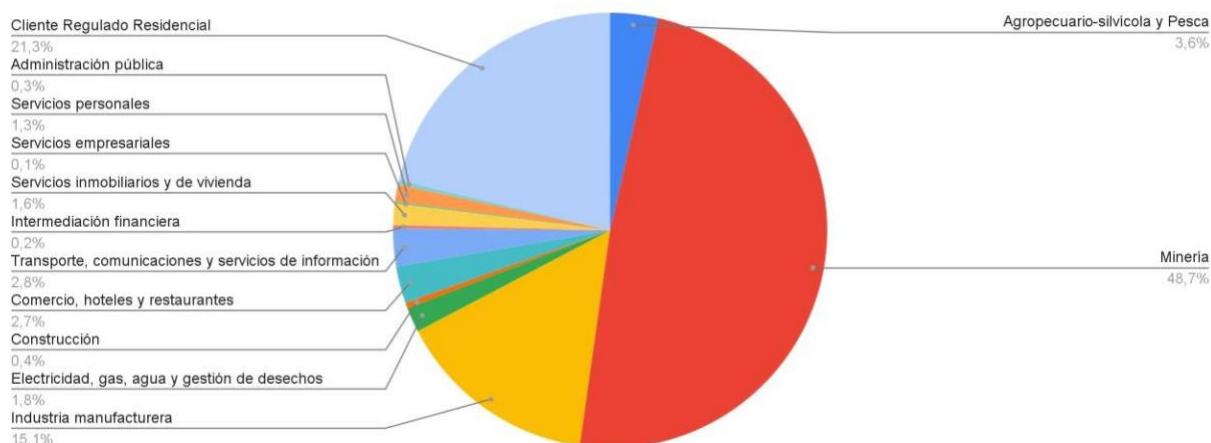


Figura 7. Distribución porcentual del consumo eléctrico anual de las 12 actividades económicas nacionales.

La **Tabla 25** presenta los valores del VoLL I de efecto directo, el VoLL I de efecto indirecto, el VoLL I total (directo + indirecto), así como los valores del VoLL II de efecto sistémico y del VoLL II de efecto electricidad, estimados para las 12 actividades económicas consideradas en el estudio, al aplicar la metodología propuesta para la determinación del VoLL sectorial.

Tabla 25. Resultados VoLL I y VoLL II para 12 actividades económicas.

Actividad Económica	VoLL I Efecto Directo [USD/kWh]	VoLL I* Indirecto [USD/kWh]	VoLL I* Directo + Indirecto [USD/kWh]	VoLL II Efecto Sistémico [USD/kWh]	VoLL II Efecto Electricidad [USD/kWh]
1 Agropecuario-silvícola y Pesca	10,6	13,72	24,32	26,03	49,9
2 Minería	1,98	0,42	2,4	2,09	9,33
3 Industria manufacturera	9,94	6,88	16,82	15,37	46,81
4 Electricidad, gas, agua y gestión de desechos	14,11	17,04	31,16	66,46	66,46
5 Construcción	141,51	43,11	184,62	148,82	666,39
6 Comercio, hoteles y restaurantes	36,23	20,01	56,24	52,41	170,63
7 Transporte, comunicaciones y servicios de información	27,21	28,95	56,17	69,55	128,15
8 Intermediación financiera	144,54	161,12	305,66	270,79	680,64
9 Servicios inmobiliarios y de vivienda	26,01	10,77	36,78	46,44	122,48
10 Servicios empresariales	455,67	634,76	1090,43	2754,92	2145,81
11 Servicios personales	58,02	5,08	63,1	58,8	273,21
12 Administración pública	82,77	6,62	89,39	84,7	389,77
Promedio Ponderado Consumo	9,95	6,44	16,39	19,74	46,86

La **Figura 8** presenta la comparación gráfica del VoLL I directo y VoLL II sistémico de las 12 actividades económicas.

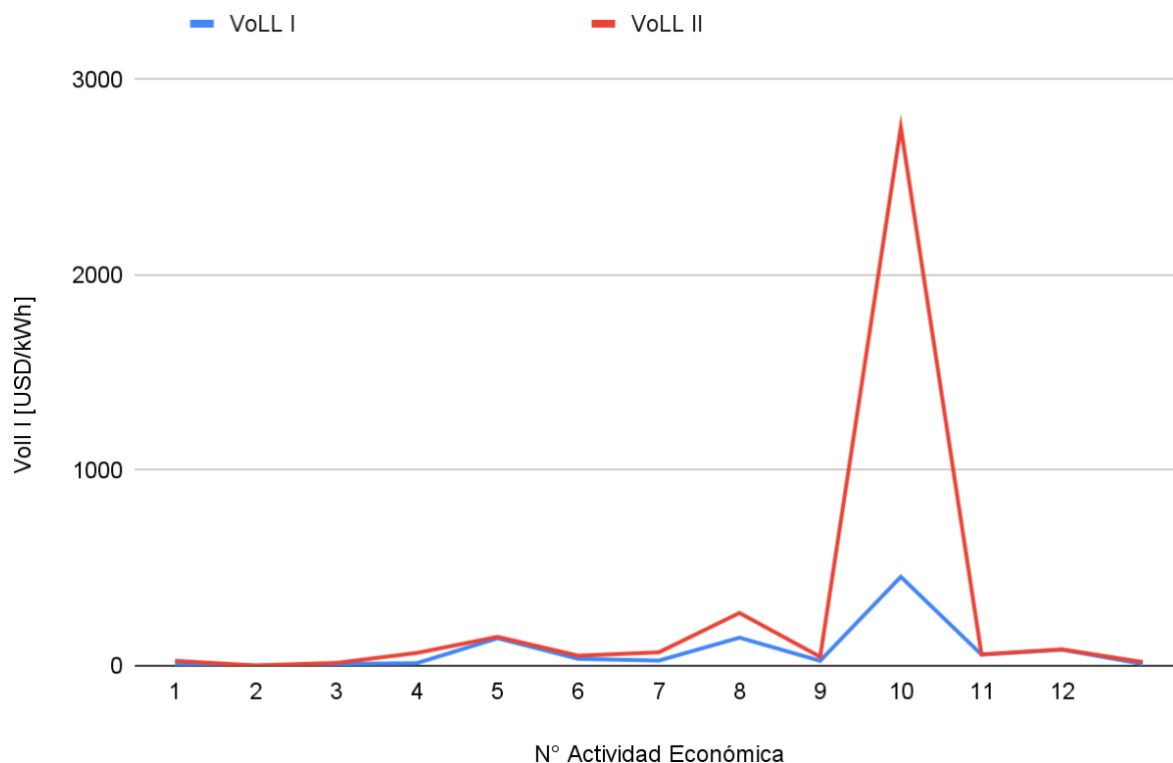


Figura 8. Comparación VoLL I directo y VoLL II sistémico para las 12 actividades económicas.

Los resultados evidencian una alta heterogeneidad sectorial en los valores del VoLL, tanto en su componente directo como en los efectos indirectos y sistémicos. En el caso del VoLL I de efecto directo, se observa que los mayores valores corresponden a los sectores de servicios empresariales, intermediación financiera, construcción y administración pública, mientras que sectores altamente intensivos en consumo eléctrico, como la minería y el suministro de electricidad, gas y agua, presentan valores considerablemente más bajos.

Este comportamiento confirma una limitación estructural de la metodología tradicional de estimación del VoLL como la razón entre el PIB y el consumo eléctrico, dado que no representa adecuadamente la pérdida económica real en sectores altamente dependientes de la electricidad cuando estos presentan una relación proporcional con el PIB, como es el caso del sector minero. En estos sectores, una interrupción del suministro puede generar la paralización completa de los procesos productivos, aun cuando el indicador PIB/consumo eléctrico sugiera una pérdida económica marginal reducida por unidad de energía no suministrada.

En contraste, los sectores con los mayores valores de VoLL corresponden a aquellos con alto PIB y bajo consumo eléctrico, tales como el sector de servicios empresariales y la intermediación financiera, donde la electricidad no constituye el insumo productivo dominante. En estos casos, pequeñas pérdidas de suministro se traducen en pérdidas económicas significativas por unidad de energía interrumpida.

Al incorporar los efectos indirectos mediante la matriz inversa de Ghosh, el VoLL I total (directo + indirecto) aumenta de forma relevante en la mayoría de los sectores, lo que refleja los encadenamientos productivos aguas abajo. Sin embargo, este incremento no es proporcional entre sectores. Actividades

con alta provisión de insumos intermedios al resto de la economía, como servicios empresariales, intermediación financiera, comercio y transporte, presentan aumentos mucho más pronunciados que sectores más aislados en la estructura productiva.

Por su parte, el VoLL II de efecto sistémico, que captura el impacto sobre el PIB nacional, muestra nuevamente una fuerte concentración en sectores intensivos en valor agregado y altamente interconectados. Destaca de manera muy significativa el sector de servicios empresariales, cuyo VoLL II sistémico supera con creces al resto de las actividades, evidenciando su rol transversal como proveedor de servicios críticos para la operación del conjunto de la economía. También se observan valores elevados en intermediación financiera, construcción, comercio y transporte, lo que confirma la capacidad de estos sectores para amplificar los impactos de una interrupción eléctrica a nivel macroeconómico.

El VoLL II de efecto electricidad, que busca representar el impacto en la economía ante la caída del sector económico asociado al suministro de electricidad (Actividad 4, Electricidad, gas, agua y gestión de desechos, en adelante denominado EGA), presenta en general, valores aún más elevados que el efecto sistémico directo, especialmente en sectores como servicios empresariales, intermediación financiera, construcción y servicios personales, lo que evidencia el rol estratégico de todo el sector EGA como habilitador del funcionamiento económico sistémico. En sectores donde la continuidad del suministro depende críticamente de la calidad del servicio de electricidad, las pérdidas económicas asociadas a fallas en este eslabón se amplifican significativamente.

El análisis de los promedios refuerza estas conclusiones. El promedio ponderado por consumo eléctrico corresponde a 9,95 USD/kWh, reflejando que los grandes consumidores eléctricos corresponden a sectores con bajo VoLL unitario, como la minería y la industria. En contraste, al considerar los efectos sistémicos (VoLL II), el promedio ponderado se incrementa hasta 19,74 USD/kWh, y el efecto de la electricidad alcanza 46,86 USD/kWh, lo que demuestra que los impactos macroeconómicos superan ampliamente los efectos directos capturados por la metodología tradicional.

Análisis del Efecto del Suministro Eléctrico sobre las 12 Actividades

Con el objeto de evaluar de manera más precisa el impacto específico del sector eléctrico sobre el sistema productivo, se desarrolló un análisis de sensibilidad en el que se desagrega el sector electricidad, gas, agua y gestión de desechos del resto de las actividades económicas. Esta descomposición permite aislar el efecto particular de una interrupción del suministro eléctrico sobre los demás sectores de la economía, diferenciándolo de los impactos asociados a otras actividades incluidas originalmente en el agregado EGA. De este modo, el análisis busca identificar con mayor claridad los efectos de propagación sistémica derivados de la caída del sector eléctrico, así como su influencia en la amplificación de las pérdidas económicas en el conjunto del sistema productivo.

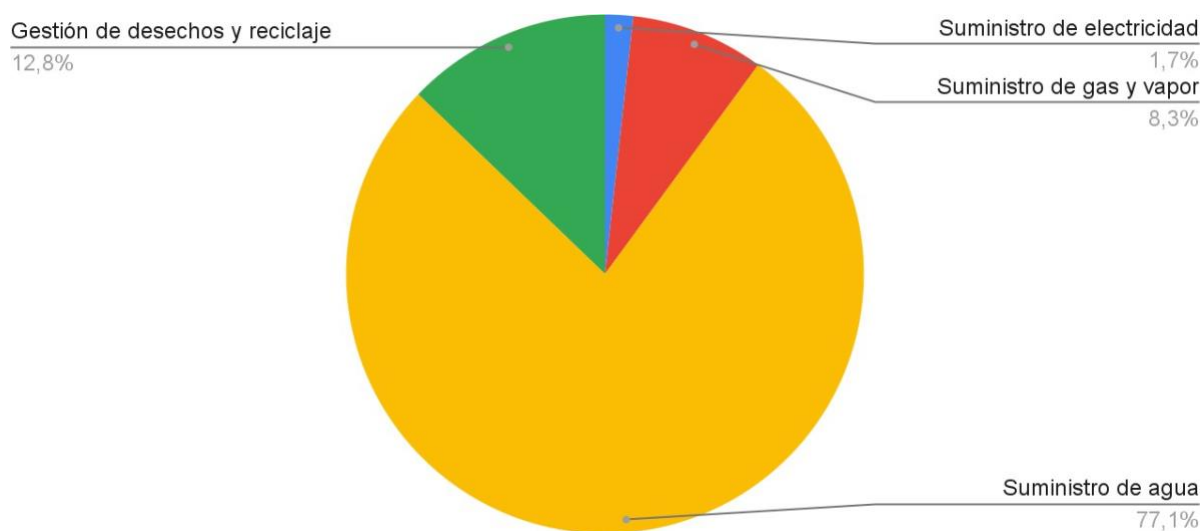
La **Tabla 26** presenta el consumo eléctrico anual desagregado de la actividad económica EGA.

Tabla 26. Consumo eléctrico anual 2022 actividades EGA.

Actividad Económica	Consumo de Energía 2022 [GWh]
4.1 Suministro de electricidad	22,64
4.2 Suministro de gas y vapor	108,07
4.3 Suministro de agua	999,38
4.4 Gestión de desechos y reciclaje	166,30

La **Figura 9** presenta la distribución porcentual del consumo eléctrico total anual del año 2022 para las 4 sub-actividades que conforman el sector EGA.

Figura 9. Distribución porcentual del consumo eléctrico anual de las 4 sub-actividades económicas que conforman el sector EGA.



La **Tabla 27** presenta los resultados al aplicar la metodología propuesta para el VoLL sectorial con efecto en cadena al considerar las 12 actividades económicas del Banco Central, desagregando la actividad relacionada con la electricidad.

Tabla 27. Resultados VoLL I y VoLL II para 12 actividades económicas, con la desagregación de EGA.

Actividad Económica	VoLL I		VoLL I*	VoLL II	VoLL II
	Efecto Directo [USD/kWh]	VoLL I* Indirecto [USD/kWh]	Directo + Indirecto [USD/kWh]	Efecto Sistémico [USD/kWh]	Efecto Electricidad [USD/kWh]
1 Agropecuario-silvícola y Pesca	10,60	13,72	24,32	26,04	56,78
2 Minería	1,98	0,42	2,40	2,09	10,61
3 Industria manufacturera	9,94	6,88	16,82	15,38	53,26
4.1 Suministro de electricidad	529,27	667,95	1.197,22	2.835,95	2.835,95
4.2 Suministro de gas y vapor	22,77	36,21	58,98	191,86	121,99
4.3 Suministro de agua	2,20	0,96	3,16	4,05	11,78
4.4 Gestión de desechos y reciclaje	9,94	11,99	21,93	47,15	53,27
5 Construcción	141,51	43,11	184,62	148,82	758,24
6 Comercio, hoteles y restaurantes	36,23	20,02	56,25	52,44	194,15
7 Transporte, comunicaciones y servicios de información	27,21	28,95	56,16	69,59	145,81
8 Intermediación financiera	144,54	161,13	305,67	270,88	774,46
9 Servicios inmobiliarios y de vivienda	26,01	10,77	36,78	46,46	139,36
10 Servicios empresariales	455,67	634,98	1.090,65	2.754,28	2.441,58
11 Servicios personales	58,13	5,09	63,23	58,91	311,49
12 Administración pública	82,31	6,55	88,86	84,27	441,03
Promedio Ponderado Consumo	9,95	6,44	16,39	19,93	53,32

La **Figura 10** presenta la comparación gráfica del VoLL I directo y VoLL II sistémico de las 12 actividades económicas, con la desagregación de la actividad EGA.

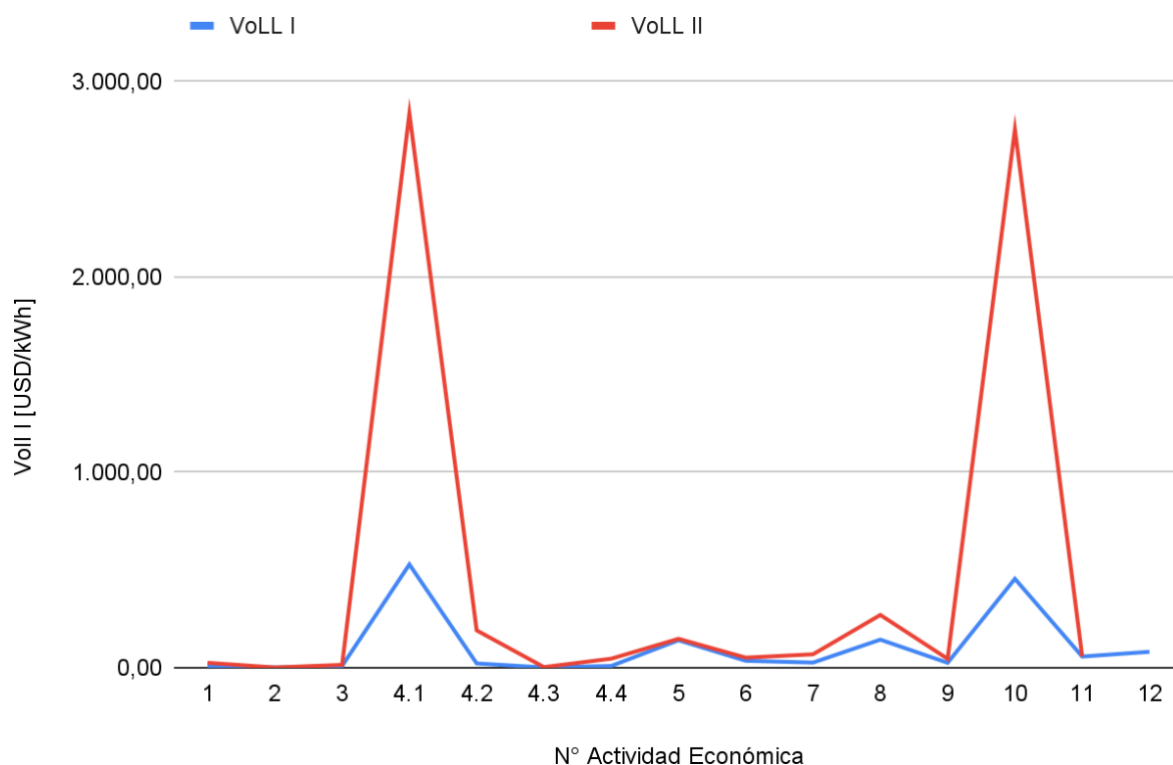


Figura 10. Comparación VoLL I directo y VoLL II sistémico para las 12 actividades económicas, con la desagregación de las actividades EGA.

La desagregación de EGA en cuatro subsectores: suministro de electricidad, suministro de gas y vapor, suministro de agua y gestión de desechos y reciclaje, permite identificar el aporte específico de cada subsector a los costos marginales de falla y a los efectos en cadena sobre el resto de la economía.

En comparación con los resultados previos, en los que el sector Electricidad, gas, agua y gestión de desechos era tratado de forma agregada, se observa que la desagregación no modifica de manera significativa el valor promedio del daño por kWh a nivel de sistema. En efecto, el promedio ponderado por consumo del VoLL I total (directo + indirecto) se mantiene inalterado, mientras que el VoLL II de efecto sistémico varía marginalmente, de 19,74 a 19,93 USD/kWh. Este resultado indica que, desde una perspectiva agregada, la estimación del costo unitario del racionamiento es robusta frente a la desagregación del sector EGA, aunque dicha desagregación permite revelar una marcada heterogeneidad interna entre sus subsectores.

En particular, emerge una concentración extrema del VoLL en el subsector de suministro de electricidad, cuyo VoLL I directo alcanza 529,27 USD/kWh y cuyo VoLL II sistémico supera los 2.895,95 USD/kWh, valores muy superiores a los del resto de las actividades económicas. Este resultado confirma que, bajo la metodología basada en la razón PIB/consumo eléctrico, el suministro eléctrico se comporta como una actividad de muy alto valor agregado por unidad de energía propia consumida, y que su interrupción produce un impacto sistémico especialmente amplificado. En el esquema agregado del sector EGA, esta característica quedaba oculta por la agregación de sectores, reflejándose en un VoLL I considerablemente más bajo, del orden de 14,11 USD/kWh.

Asimismo, al aislar explícitamente la actividad de suministro de electricidad, se observa un leve aumento del VoLL II de efecto electricidad ponderado, que aumenta desde aproximadamente 46,86 USD/kWh en el caso agregado a cerca de 53,32 USD/kWh en el escenario desagregado. Esto sugiere que, cuando EGA es considerado como un bloque único, el efecto electricidad incorpora no solo el rol propio de la infraestructura de generación, transmisión y distribución, sino también los encadenamientos productivos asociados al suministro de gas y a otros subsectores energéticos.

La **Figura 11** presenta la lista de mérito del VoLL I (efecto directo) y VoLL II (efecto sistémico) según su consumo eléctrico acumulado para las 12 actividades económicas, con la desagregación EGA.

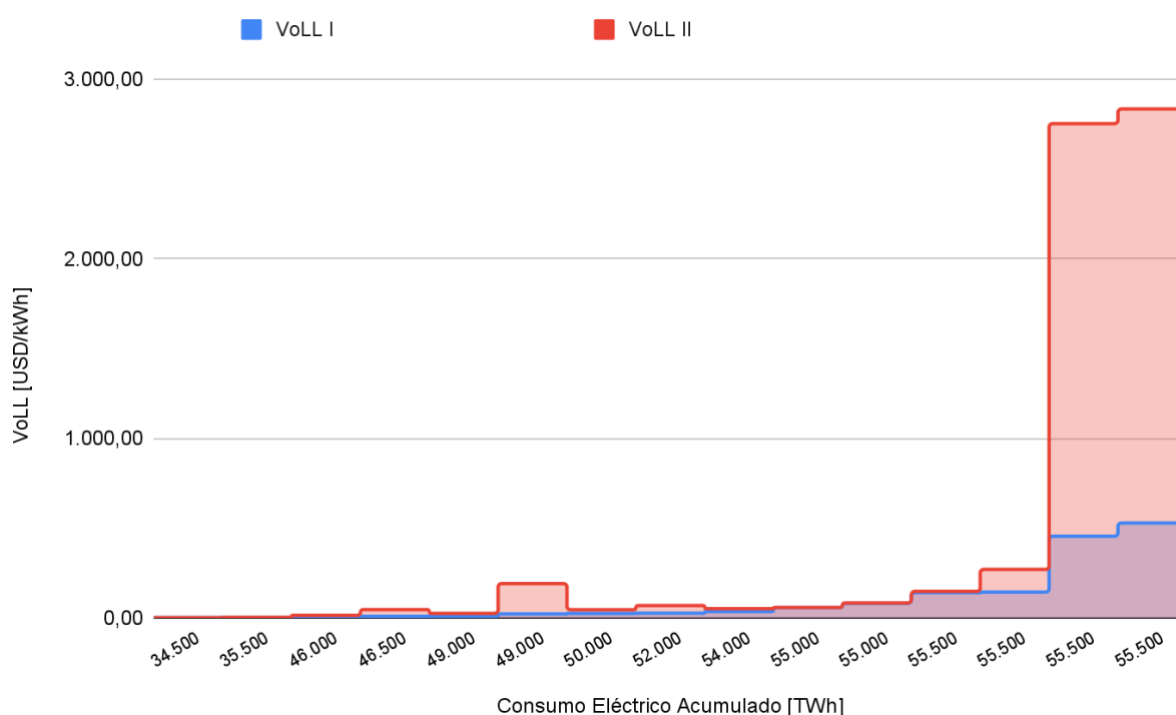


Figura 11. Lista de mérito VoLL I y VoLL II según consumo eléctrico para las 12 actividades económicas, con la desagregación de las actividades EGA.

Al analizar los resultados, la principal característica que emerge es la marcada disparidad en la valoración económica del kWh interrumpido entre sectores de bajo y alto consumo. En los sectores con bajo consumo eléctrico anual se concentran los valores más elevados de VoLL, tanto en su versión directa como sistémica. Esto refleja que actividades con una participación marginal en la demanda eléctrica total pueden, sin embargo, presentar pérdidas económicas unitarias extremadamente altas, típicamente asociadas a sectores intensivos en valor agregado y altamente dependientes de la continuidad operativa, como servicios empresariales, intermediación financiera y administración pública.

A medida que aumenta el consumo eléctrico del sistema, los valores de VoLL I y VoLL II caen bruscamente y se estabilizan en niveles bajos. Tal como se observó anteriormente, este comportamiento es característico de sectores altamente intensivos, como la minería, la industria manufacturera y otros

grandes consumidores, para los cuales el indicador PIB/consumo eléctrico arroja costos unitarios de falla reducidos. No obstante, la curva de VoLL II se mantiene sistemáticamente por sobre la de VoLL I, lo que evidencia que, incluso en estos sectores de bajo VoLL directo, los efectos en cadena sobre el resto de la economía amplifican el impacto real de una interrupción, aunque sin alterar el orden de magnitud observado en los sectores de mayor consumo.

Desde una perspectiva sistémica, la lista de mérito pone de manifiesto una desconexión estructural entre el peso energético de un sector y su relevancia económica marginal frente a interrupciones. Mientras que los primeros tramos de consumo concentran VoLL extremadamente altos con bajo impacto sobre la demanda total, los últimos tramos concentran gran parte del consumo con VoLL acotados. Este resultado es particularmente relevante para la planificación de la seguridad de suministro y el diseño de esquemas de priorización de carga, ya que muestra que una política basada exclusivamente en volumen de consumo puede ser ineficiente desde el punto de vista del costo social del racionamiento. En este sentido, considerar el VoLL sectorial como una lista de mérito excluye características imperantes de la economía y los sectores productivos, y, por tanto, refuerza la necesidad de incorporar criterios económicos y sistémicos, más allá de la magnitud de la demanda, en la gestión de interrupciones y en el diseño de mecanismos de resiliencia del sistema eléctrico.

111 Actividades

El ejercicio realizado para 12 actividades económicas también se realizó para la clasificación de 111 actividades económicas determinadas por el Banco Central. Los resultados del cálculo de VoLL I y VoLL II para las 111 actividades económicas nacionales se presentan en la **Tabla A4**.

5.4 Sensibilidad de las Métricas de VoLL

Los resultados presentados en esta sección corresponden al cálculo del VoLL bajo la metodología propuesta previamente. Cabe señalar que pequeñas variaciones metodológicas, como considerar una variable macroeconómica distinta a la Producción Precio Básico, lleva a interpretaciones distintas y puede generar valores mayores o menores de VoLL, tanto por sector como en promedio.

En la **Tabla 28** se presentan los resultados del VoLL calculado a partir de diferentes variables macroeconómicas.

El total de consumo intermedio representa el valor de todos los bienes y servicios que un sector utiliza como insumos para producir otros bienes y servicios finales dentro de la economía nacional. Así, el VoLL calculado a partir de esta variable representa el valor de los insumos que se desperdician debido a una interrupción de la energía y se encuentra asociada exclusivamente a la producción intermedia.

Por otra parte, el valor agregado bruto corresponde al valor generado por la mano de obra y el capital en un sector específico, previo a los impuestos y subsidios asociados. Luego, el VoLL calculado a partir de esta variable representa el valor neto que se deja de generar en el sector por una interrupción de suministro, basado principalmente en las remuneraciones y los excedentes de producción.

Cabe destacar que el valor agregado bruto de un sector no guarda una relación proporcional con su consumo intermedio, debido a diferencias estructurales propias de cada actividad económica. Por ejemplo, en los servicios inmobiliarios y de vivienda, el consumo de insumos provenientes de otros sectores es relativamente bajo, pero el valor agregado es elevado, dada la alta participación de remuneraciones y excedentes de explotación.

De esta forma, los VoLL estimados a partir del valor agregado y aquellos basados en el consumo intermedio no son estrictamente comparables entre sí. No obstante, ambos permiten representar el valor de la energía no suministrada bajo distintos tipos de interrupciones: desde eventos breves que afectan la cadena productiva, hasta cortes prolongados que impiden la producción de un sector particular, pero no necesariamente afectan toda la cadena productiva asociada.

Finalmente, el PIB considera toda la producción sectorial, incluyendo la producción intermedia, el valor agregado bruto y las importaciones e impuestos sobre los productos. Por tanto, el VoLL calculado a partir del PIB permite representar la pérdida económica asociada a una interrupción total de la actividad debido a la energía no suministrada. Dado que esta variable considera el consumo intermedio y el valor agregado, es esperable que su VoLL asociado sea mayor a la suma de sus respectivos para todos los sectores. Así, el VoLL derivado del PIB permite reflejar el costo asociado a interrupciones sistémicas que son capaces de paralizar por completo un sector.

La estimación del VoLL a partir del PIB es conservadora y puede sobreestimar los costos en circunstancias que las fallas son breves y acotadas, pero es la única estimación que permite describir de forma realista los costos sistémicos de una falla de grandes proporciones como es un *blackout* regional o nacional.

En este contexto, la interpretación del VoLL, ya sea sectorial o nacional, debe entenderse dentro del marco conceptual descrito y como valores referenciales frente a distintos tipos de interrupciones donde se esperan desviaciones al considerar diferentes variables macroeconómicas y condiciones de suministro, puesto que cada interrupción afectará de forma distinta a cada sector económico y su respectiva producción.

Tabla 28. Resultados VoLL I para 12 actividades económicas, para diferentes variables macroeconómicas.

Actividad Económica	VoLL I*		
	Total Consumo Intermedio [USD/kWh]	VoLL I* Valor Agregado [USD/kWh]	VoLL I PIB [USD/kWh]
1 Agropecuario-silvícola y Pesca	5,54	3,85	10,6
2 Minería	0,69	1,17	1,98
3 Industria manufacturera	4,78	2,67	9,94
4 Electricidad, gas, agua y gestión de desechos	4,52	5,4	14,11
5 Construcción	69,61	58,77	141,51
6 Comercio, hoteles y restaurantes	16,64	16,79	36,23
7 Transporte, comunicaciones y servicios de información	10,54	11,15	27,21
8 Intermediación financiera	69,86	57,53	144,54
9 Servicios inmobiliarios y de vivienda	4,82	21,03	26,01
10 Servicios empresariales	122,47	310,55	455,67
11 Servicios personales	13,68	40,27	58,02
12 Administración pública	17,08	58,39	82,77
Promedio Ponderado Consumo	3,84	4,85	9,95

5.5 Comparación de Resultados

La **Tabla 29** presenta una comparación de los VoLL I sectoriales obtenidos a través de la metodología propuesta y los presentados en los últimos tres informes de costo de falla en Chile.

Tabla 29. Comparación de resultados VoLL I de metodología propuesta y últimos tres estudios de falla en Chile.

Actividad Económica	Sector	SYNEX, 2015 [USD/kWh]	E2BIZ, 2021 [USD/kWh]	SYNEX+, 2025 [USD/kWh]	Metodología Propuesta [USD/kWh]
Minería	Minería	13,20		9,76	1,98
Agropecuaria-silvícola y Pesca					10,6
Industria manufacturera					9,94
Electricidad, gas, agua y gestión de desechos	Industria		3,64	16,78	14,11
Construcción					141,51
Transporte, comunicaciones y servicios de información					27,21
Intermediación financiera		8,52			144,54
Servicios inmobiliarios y de vivienda	Servicios		9,12	13,76	26,01
Servicios empresariales					455,67
Servicios personales					58,02
Administración pública					82,77
Comercio, hoteles y restaurantes	Comercio		0,65		36,23
Residencial	Residencial	9,93	14,31	14,44	-
Nacional	Nacional	11,03	5,69	10,75	9,95

La comparación de resultados entre los distintos estudios de costo de falla debe interpretarse considerando que la metodología utilizada es estrictamente comparable solo con estimaciones realizadas a nivel nacional, bajo marcos regulatorios, estructuras productivas y condiciones de operación del sistema eléctrico similares. Por esta razón, el contraste se realiza exclusivamente con los estudios previos desarrollados para el caso chileno por SYNEX (2015), E2BIZ (2021) y SYNEX+ (2025), los cuales constituyen los principales antecedentes oficiales disponibles en el país. No obstante, incluso dentro de este conjunto de estudios nacionales, existen diferencias relevantes en la forma de agrupar los sectores económicos y en los métodos de estimación del VoLL, lo que condiciona la comparabilidad directa de los valores sectoriales.

Una primera fuente de diferencia proviene de la separación sectorial. Mientras los estudios anteriores operan con una agregación relativamente gruesa de sectores, por ejemplo, industria, servicios, comercio y minería; la metodología propuesta introduce una desagregación mucho más fina de las actividades económicas, distinguiendo explícitamente entre industria manufacturera, construcción, transporte, intermediación financiera, servicios empresariales, servicios personales, administración pública y el sector de electricidad, gas, agua y gestión de desechos, entre otros. Esta mayor granularidad permite captar de manera más precisa la heterogeneidad en la productividad eléctrica y en la sensibilidad económica frente

a interrupciones, pero al mismo tiempo dificulta una comparación uno a uno con los valores reportados en estudios anteriores, los cuales corresponden a promedios sectoriales altamente agregados.

Adicionalmente, es importante destacar que no todos los valores utilizados en los distintos estudios provienen del mismo método de estimación. En particular, los estudios de SYNEX (2015), E2BIZ (2021) y SYNEX+ (2025) combinan enfoques basados en encuestas de costo de falla, disposición a pagar y modelos de excedente del consumidor, mientras que la metodología propuesta se basa en una aproximación macroeconómica a partir del valor agregado sectorial y el consumo eléctrico anual. Esta diferencia es especialmente relevante en sectores como la minería y algunos servicios, donde los resultados observados pueden variar sustantivamente dependiendo de si el VoLL se estima a partir de la pérdida percibida por los usuarios o a partir de la productividad económica implícita del sector.

En términos generales, la comparación muestra que, a nivel nacional, el VoLL estimado por la metodología propuesta (9,95 USD/kWh) se sitúa entre los valores reportados por SYNEX (2015) (11,03 USD/kWh) y E2BIZ (2021) (5,69 USD/kWh), y es coherente en orden de magnitud con la actualización de SYNEX+ (2025) (10,75 USD/kWh). Esta consistencia sugiere que, pese a las diferencias metodológicas, la estimación propuesta entrega un valor agregado compatible con los rangos observados históricamente a nivel nacional. Sin embargo, a nivel sectorial se observan discrepancias importantes, particularmente en actividades como minería, agropecuario-silvícola, comercio y servicios, lo que confirma que tanto la definición de los sectores como el método de estimación del VoLL influyen de manera determinante en los resultados.

6. Aplicación: Caso de Estudio del *Blackout* del 25 de Febrero de 2025

6.1 Antecedentes *Blackout* Chile 25 de Febrero del 2025

El 25 de febrero de 2025, a las 15:16 horas, se produjo un *blackout* total del Sistema Eléctrico Nacional. El evento se originó en una intervención no autorizada del personal de Interchile S.A. en los sistemas de comunicación de la protección diferencial (87L) de la línea 2x500 kV Nueva Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar, cuya sincronización se encontraba fuera de servicio desde las 13:35 h. La maniobra provocó el disparo simultáneo de ambos circuitos de 500 kV, dividiendo al sistema en dos islas eléctricas.

La isla norte operó con exceso de generación, mientras que la isla centro-sur presentó un déficit del 25%, generando inestabilidad de frecuencia y tensión en ambas zonas. Los esquemas automáticos de defensa actuaron parcialmente, pero el desempeño insuficiente de los Esquemas de Desprendimiento Automático de Carga (EDAC) y la pérdida de generación adicional impidieron estabilizar el sistema, afectando cerca del 70% del consumo nacional durante los primeros segundos y la totalidad del sistema al cabo de 4 minutos, aproximadamente.⁵⁰

Durante la recuperación del servicio, se presentaron retrasos significativos por la pérdida de telecontrol, comunicaciones y sistema SCADA de Transelec, dificultando la coordinación del Plan de Recuperación del Servicio. El informe identificó además incumplimientos normativos y deficiencias operativas en la gestión

⁵⁰ Coordinador Eléctrico Nacional, *Resumen Ejecutivo: “Desconexión forzada de la línea 2x500 kV Nueva Maitencillo - Nueva Pan de Azúcar”*, Santiago, Chile, mar. 2025.

de Interchile, el funcionamiento de los EDAC y la entrega de información por parte de algunas empresas coordinadas.

La magnitud del evento y sus impactos evidencian la necesidad de cuantificar económicamente las consecuencias de las interrupciones eléctricas. El cálculo del VoLL permite traducir las pérdidas derivadas del *blackout* en términos monetarios, proporcionando una medida del costo social asociado a la falta de suministro eléctrico. Esta cuantificación es fundamental para evaluar la resiliencia del sistema, orientar decisiones de inversión y planificación, y fortalecer el diseño de mecanismos regulatorios e incentivos que promuevan una mayor continuidad y seguridad del suministro en el futuro.

6.2 Metodología para la Estimación del Costo Social Total

Posterior a la estimación y validación del VoLL I sectorial en la sección anterior, se procede al cálculo del costo social total del *blackout* del Sistema Eléctrico Nacional del 25 de febrero de 2025. Este proceso integra dos dimensiones, tal como se muestra en la **Figura 12**; el costo unitario de la pérdida de carga (VoLL I) por actividad económica y la cantidad de energía no suministrada, de acuerdo con los registros del evento.

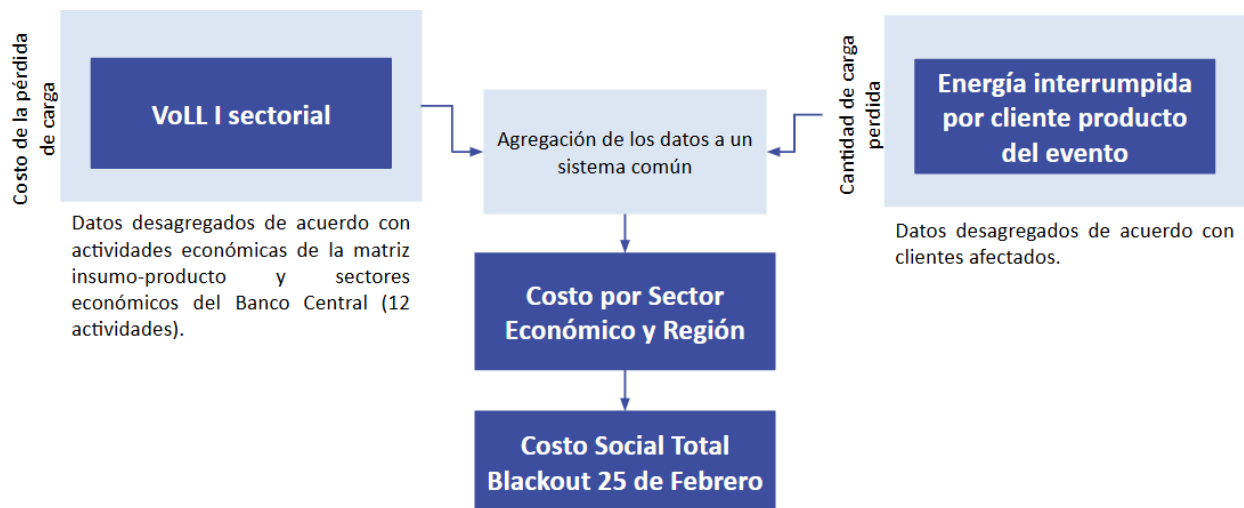


Figura 12. Esquema de la metodología para la estimación del costo social total del *blackout* del 25 de febrero de 2025.

Para el primer componente, se emplea el VoLL I sectorial, obtenido mediante la desagregación de actividades económicas conforme a la matriz insumo-producto y los sectores económicos del Banco Central, abarcando un total de 12 actividades.

La elección del VoLL I para la cuantificación del impacto económico del *blackout* nacional se fundamenta en que, bajo este tipo de evento, los encadenamientos productivos representados en el VoLL II dejan de ser relevantes, dado que todos los sectores se ven afectados de manera simultánea. En consecuencia, se considera únicamente el efecto directo capturado por el VoLL I.

En cuanto a la cantidad de energía interrumpida, la información proviene del Informe de Falla EAF 089-2025 del Coordinador Eléctrico Nacional⁵¹. Dicho informe entrega los siguientes antecedentes, entre otros:

- Clientes libres y regulados.
- Comuna en que se encuentra el consumo afectado por la interrupción del servicio.
- Pérdida de consumo informada.
- Fecha y hora de inicio, disponibilidad de barra y normalización del consumo.
- Energía interrumpida producto del evento y/o demoras en la reposición.
- Energía no suministrada conforme a la Norma Técnica de Disponibilidad de Suministro y Compensaciones.

Estos datos, desagregados por subestación, paño, alimentador/consumo y cliente, permiten vincular la pérdida de energía de cada cliente particular con su VoLL I sectorial correspondiente. De este modo, es posible calcular el costo de la energía no suministrada para cada sector económico a nivel nacional y regional, cuya suma representa el costo social total del *blackout* del 25 de febrero de 2025.

En consecuencia, el costo del apagón para el sector económico i depende de la energía no suministrada a los clientes j pertenecientes a dicho sector económico y se determina mediante la **Ecuación 8**:

$$\text{Costo Sectorial}_i = \sum_j \text{VoLL } I_i \cdot \text{ENS}_{i,j} \quad (8)$$

Para la estimación del costo total del *blackout* se adoptaron las siguientes consideraciones metodológicas:

- El VoLL I de todos los sectores económicos, presentado en la sección anterior, fue calculado a partir del cociente entre el PIB sectorial y el consumo eléctrico anual correspondiente, ambos referidos al año 2022.
- En el caso de los clientes regulados residenciales, se utilizó el valor del costo de falla de corta duración establecido en el informe E2BIZ (2021), actualizado mediante indexación a diciembre de 2022.
- Para los clientes regulados no residenciales, el VoLL I se asimiló al valor correspondiente al sector de comercio, hoteles y restaurantes, obtenido mediante la misma metodología sectorial.
- Asimismo, la energía interrumpida de los clientes regulados residenciales y no residenciales se distribuyó respetando la proporción de tarifas vigente en el año 2022, estableciéndose que el 38% de los clientes regulados corresponde a clientes residenciales y el 62% a clientes regulados no residenciales.

6.3 Resultados

La **Tabla 30** presenta el VoLL I sectorial, la energía interrumpida total y el costo total del *blackout* para cada actividad económica considerada.

⁵¹ EAF-089-2025 “Evento de Apagón Total ocurrido el 25 de febrero de 2025,” Coordinador Eléctrico Nacional, Santiago, Chile, Mar. 2025.

Tabla 30. Costo *blackout* nacional del 25 de Febrero considerando 12 actividades económicas en Chile.

Actividad Económica	VoLL I [USD/kWh]	Energía Interrumpida Total [MWh]	Costo Total <i>Blackout</i> [USD]
1 Agropecuario-silvícola y Pesca	10,60	1.327,87	14.075.422,00
2 Minería	1,98	46.696,68	92.459.426,40
3 Industria manufacturera	9,94	6.576,56	65.371.006,40
4 Electricidad, gas, agua y gestión de desechos	14,11	904,03	12.755.863,30
5 Construcción	141,51	251,38	35.572.783,80
6 Comercio, hoteles y restaurantes	36,23	1.279,83	46.368.240,90
7 Transporte, comunicaciones y servicios de información	27,21	1.040,60	28.314.726,00
8 Intermediación financiera	144,54	131,39	18.991.110,60
9 Servicios inmobiliarios y de vivienda	26,01	894,75	23.272.447,50
10 Servicios empresariales	455,67	36,49	16.627.398,30
11 Servicios personales	58,02	578,61	33.570.952,20
12 Administración pública	82,77	176,04	14.570.830,80
13* Cliente Regulado Residencial	12,01	8.174,16	98.163.499,45
14* Cliente Regulado No Residencial	36,23	13.362,09	484.108.484,47
Total	-	81.430,48	984.222.192,12

La **Figura 13** presenta, por actividad económica, la energía no suministrada sectorial acumulada como resultado del *blackout* nacional, junto con el costo económico asociado a dicha interrupción, estimado a partir del VoLL sectorial correspondiente.

Energía No Suministrada y Costo Blackout 25F por Actividad Económica Chile

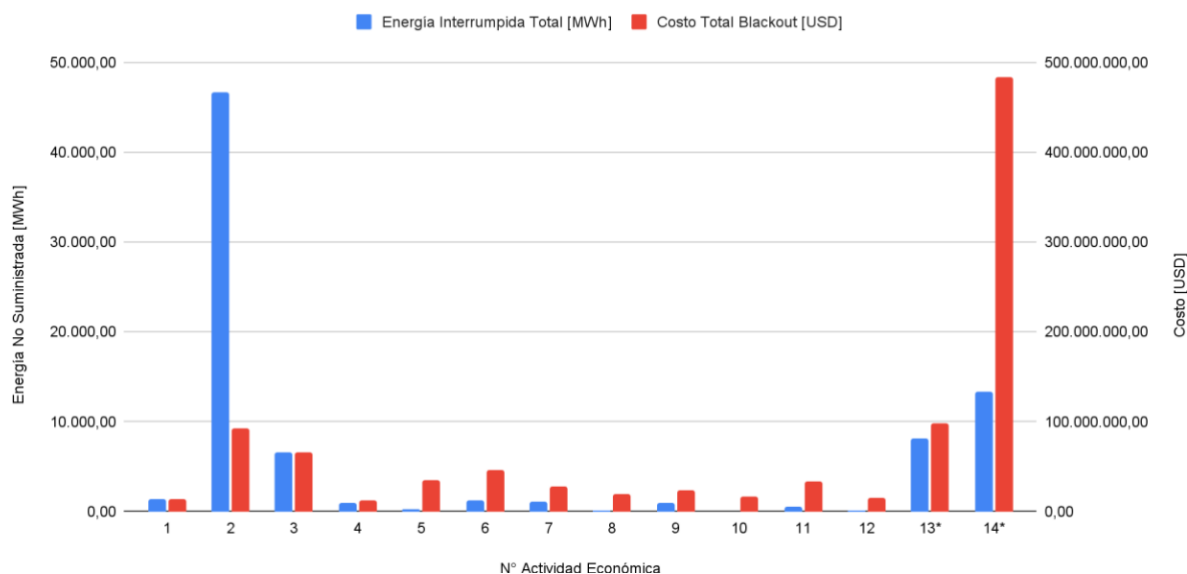


Figura 13. Energía no suministrada y costo en USD del *blackout* del 25 de febrero por actividad económica en Chile.

Los resultados muestran una alta heterogeneidad en el impacto económico del *blackout* entre sectores, explicada por la combinación entre la magnitud de la energía interrumpida y el valor del VoLL sectorial. En términos agregados, el costo total del evento alcanza aproximadamente US\$984 millones, concentrándose de manera significativa en un subconjunto reducido de sectores.

El sector minero presenta el mayor volumen de energía interrumpida entre todas las actividades económicas, superando ampliamente al resto de los sectores productivos. Sin embargo, su costo total relativo se ve moderado por un VoLL sectorial bajo en comparación con otras actividades. Esto refleja la alta intensidad energética de la minería, pero también una menor pérdida de valor económico por unidad de energía no suministrada en relación con sectores de servicios o financieros.

En contraste con el sector minero, los clientes regulados no residenciales concentran cerca de la mitad del costo total del *blackout*. En este caso, el elevado impacto económico no se explica por el mayor volumen de energía interrumpida del sistema, sino por la combinación de una energía interrumpida considerable con un VoLL superior, comparable al del sector comercio, hoteles y restaurantes. Este resultado pone de relieve la elevada exposición del sector productivo regulado a eventos de interrupción masiva y su contribución preponderante al costo social total del apagón.

Por otra parte, sectores como servicios empresariales, intermediación financiera, construcción y administración pública exhiben VoLL sectoriales particularmente elevados, pero con volúmenes reducidos de energía interrumpida. En estos casos, pequeñas cantidades de energía no suministrada generan pérdidas económicas significativas, lo que evidencia una alta sensibilidad de estas actividades frente a interrupciones del suministro eléctrico. Esto es coherente con la fuerte dependencia de estas actividades respecto del funcionamiento continuo de sistemas informáticos, financieros y administrativos.

La industria manufacturera y el sector de comercio, hoteles y restaurantes presentan impactos relevantes tanto por niveles intermedios de energía interrumpida como por valores de VoLL relativamente altos. Estos sectores combinan una elevada dependencia operativa de la electricidad con una contribución importante al valor agregado, lo que los posiciona entre los principales aportantes al costo total del *blackout*.

Finalmente, los clientes regulados residenciales concentran una fracción relevante de la energía interrumpida y del costo total, aunque su VoLL es sustancialmente menor que el de varios sectores productivos y de servicios. Esto se traduce en un impacto económico agregado significativo, pero asociado a una pérdida unitaria por kWh inferior a la de actividades intensivas en valor agregado.

En términos estructurales, los resultados ponen de manifiesto que el costo económico del *blackout* no se distribuye de manera proporcional a la energía interrumpida, sino que depende de forma crítica del tipo de actividad afectada y de su productividad eléctrica implícita. Sectores con baja energía interrumpida pueden generar pérdidas económicas comparables a sectores altamente intensivos en energía cuando su VoLL es elevado, lo que refuerza la importancia de incorporar esta heterogeneidad sectorial en la evaluación del costo social de eventos de interrupción masiva.

La **Figura 14** presenta la distribución regional de la energía interrumpida y del costo económico asociado al *blackout* del SEN.

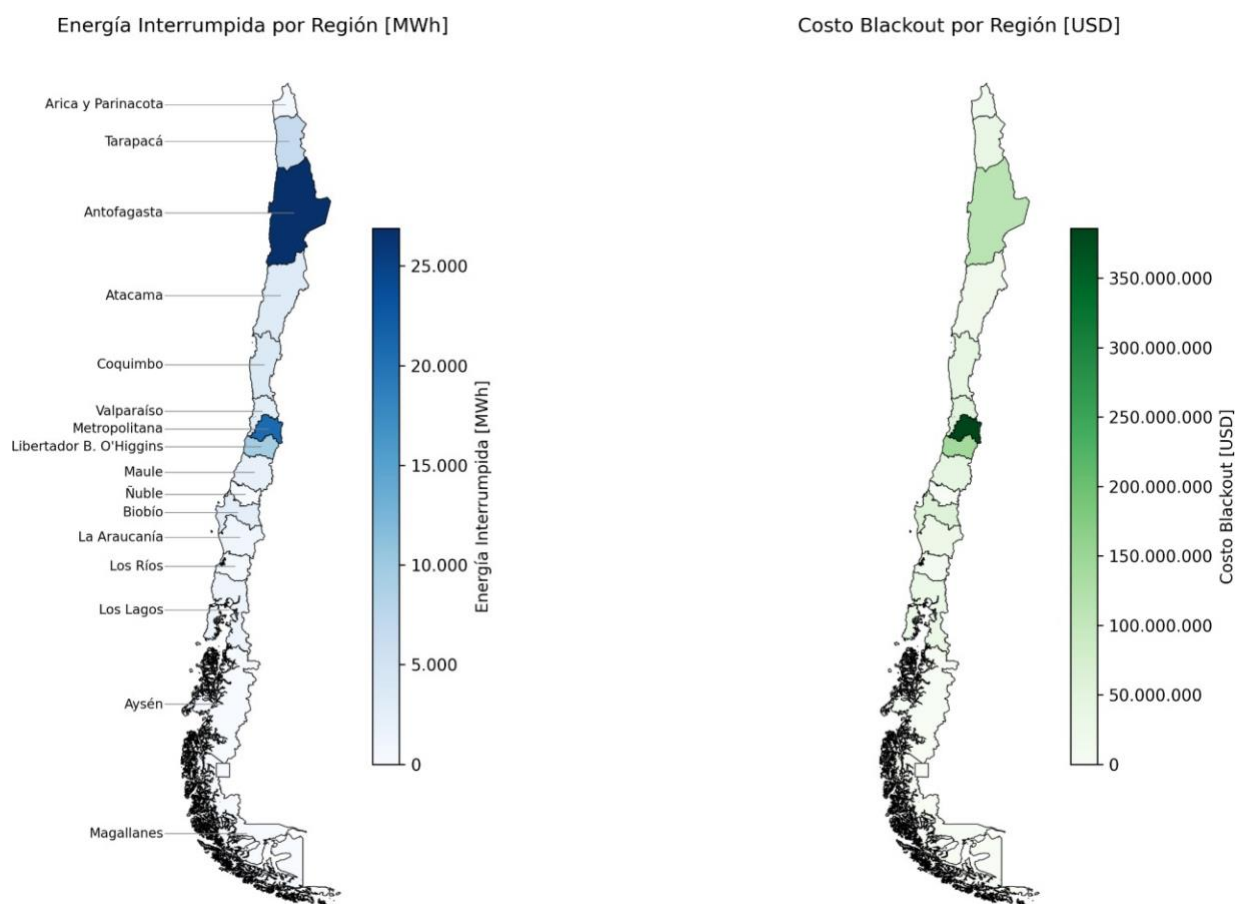


Figura 14. Energía interrumpida y costo social del *blackout* del SEN por región.

La distribución regional de la energía no servida y el costo asociado evidencia una marcada concentración espacial del impacto del *blackout* en el norte y centro del país. En particular, la Región de Antofagasta presenta simultáneamente el mayor nivel de energía interrumpida y uno de los mayores costos económicos asociados, lo que refleja su alta participación en la demanda eléctrica nacional y la relevancia de actividades productivas intensivas en valor agregado, como la minería. La Región Metropolitana constituye el segundo polo de mayor costo económico, aun cuando su energía interrumpida es inferior a la observada en Antofagasta, lo que evidencia que el impacto en esta región está fuertemente influido por un mayor VoLL asociado a la concentración de clientes regulados no residenciales.

Desde la Región de Coquimbo hacia el sur, tanto la energía interrumpida como el costo del *blackout* disminuyen de manera significativa, observándose impactos económicos considerablemente menores en las regiones del centro-sur y sur del país.

La **Figura 15** presenta la distribución regional y sectorial del costo económico del *blackout* en el Sistema Eléctrico Nacional.

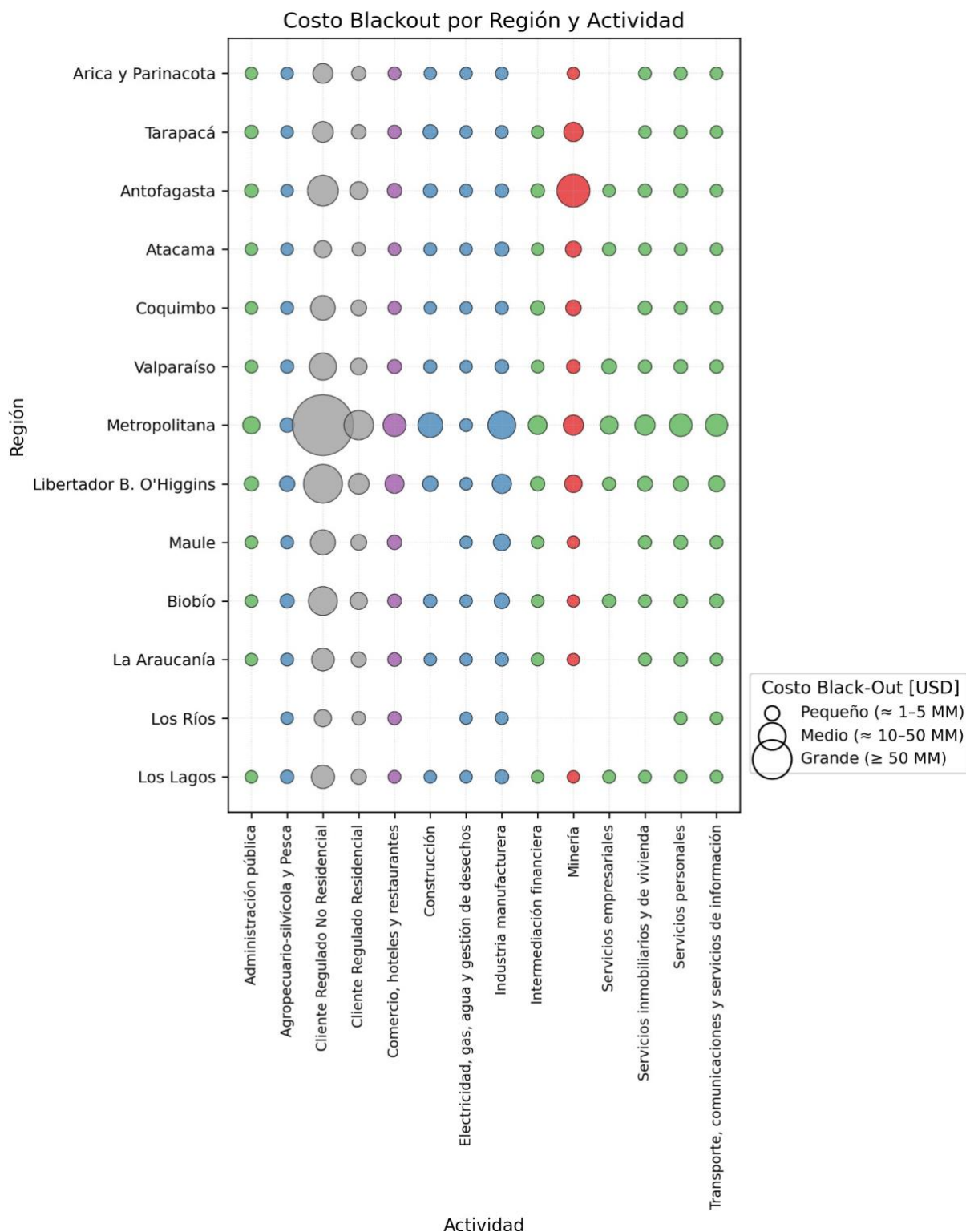


Figura 15. Distribución del costo del *blackout* por actividad económica y por región del SEN.

En complemento al análisis regional previo, los resultados recién presentados permiten observar la descomposición sectorial del costo del *blackout* dentro de cada región, revelando una estructura de impactos altamente concentrada tanto por territorio como por tipo de actividad. Se aprecia que los mayores costos se concentran sistemáticamente en los clientes regulados no residenciales y en los

sectores de servicios y comercio, especialmente en la Región Metropolitana. Esto confirma que el elevado impacto económico regional no responde únicamente a un sector específico, sino a la superposición de múltiples actividades de alto VoLL afectadas simultáneamente.

Asimismo, la distribución regional del costo de las actividades refuerza el papel dominante de la minería en el norte del país, particularmente en la Región de Antofagasta, donde este sector concentra uno de los mayores costos individuales del *blackout*. En contraste, en las regiones del centro-sur y sur, los costos sectoriales son sistemáticamente menores y de carácter más homogéneo, sin observarse burbujas de gran magnitud en ningún sector específico. Esto evidencia que el impacto económico del *blackout* presenta una doble concentración: geográfica (norte y centro del país) y sectorial (minería, clientes regulados no residenciales y servicios de alto valor agregado), lo que resulta consistente con los patrones observados en las **Figuras 13 y 14**.

Análisis de Sensibilidad Sector Minería y Clientes Regulados No Residenciales

Dado que en los resultados iniciales los sectores con mayor contribución al costo total del *blackout* corresponden al sector minero y a los clientes regulados no residenciales, se desarrolló un análisis de sensibilidad considerando valores alternativos del VoLL para ambos segmentos. Para este ejercicio, se utilizaron los Costos de Falla de Corta Duración declarados en el Informe Preliminar del Costo de Falla 2025, elaborado por SYNEX+⁵².

En el caso del sector minero, el VoLL sectorial fue determinado a partir de encuestas directas que capturan la disposición a pagar o el nivel de pérdida frente a desconexiones de distinta duración. A partir de estos resultados, se obtuvo un valor promedio ponderado según la probabilidad de ocurrencia de cada escenario de interrupción. Por su parte, el CFCD de los clientes regulados no residenciales se determinó, en dicho informe, mediante el método del excedente del consumidor, el cual permite estimar el bienestar económico perdido como consecuencia de la interrupción del suministro eléctrico a partir de la curva de demanda del sector.

La **Tabla 31** presenta los resultados del análisis de sensibilidad del costo del *blackout*, en el que se incorporan valores alternativos del VoLL para el sector minero y para los clientes regulados no residenciales.

⁵² Comisión Nacional de Energía (CNE), Informe Técnico Preliminar: “Estudio Costo de Falla de Corta y Larga Duración SEN y SSMM”, Santiago, Chile, Nov. 2025.

Tabla 31. Costo *blackout* nacional del 25 de Febrero considerando 12 actividades económicas en Chile, considerando para la minería y los clientes regulados los CFCD (VoLL) determinados en el informe preliminar de SYNEX+ (2025).

Actividad Económica	VoLL I [USD/kWh]	Energía Interrumpida Total [MWh]	Costo Total Blackout [USD]
1 Agropecuario-silvícola y Pesca	10,60	1.327,87	14.075.422,00
2 Minería	9,76	46.696,68	455.526.113,40
3 Industria manufacturera	9,94	6.576,56	65.371.006,40
4 Electricidad, gas, agua y gestión de desechos	14,11	904,03	12.755.863,30
5 Construcción	141,51	251,38	35.572.783,80
6 Comercio, hoteles y restaurantes	36,23	1.279,83	46.368.240,90
7 Transporte, comunicaciones y servicios de información	27,21	1.040,60	28.314.726,00
8 Intermediación financiera	144,54	131,39	18.991.110,60
9 Servicios inmobiliarios y de vivienda	26,01	894,75	23.272.447,50
10 Servicios empresariales	455,67	36,49	16.627.398,30
11 Servicios personales	58,02	578,61	33.570.952,20
12 Administración pública	82,77	176,04	14.570.830,80
13* Cliente Regulado Residencial	12,01	8.174,16	98.163.499,45
14* Cliente Regulado No Residencial	0,60	13.362,09	8.017.253,40
Total	-	81.430,48	871.197.648,05

La **Figura 16** presenta, por actividad económica, la energía no suministrada sectorial acumulada como resultado del *blackout* nacional, junto con el costo económico asociado a dicha interrupción, con la modificación del VoLL para el sector minero y los clientes regulados no residenciales.

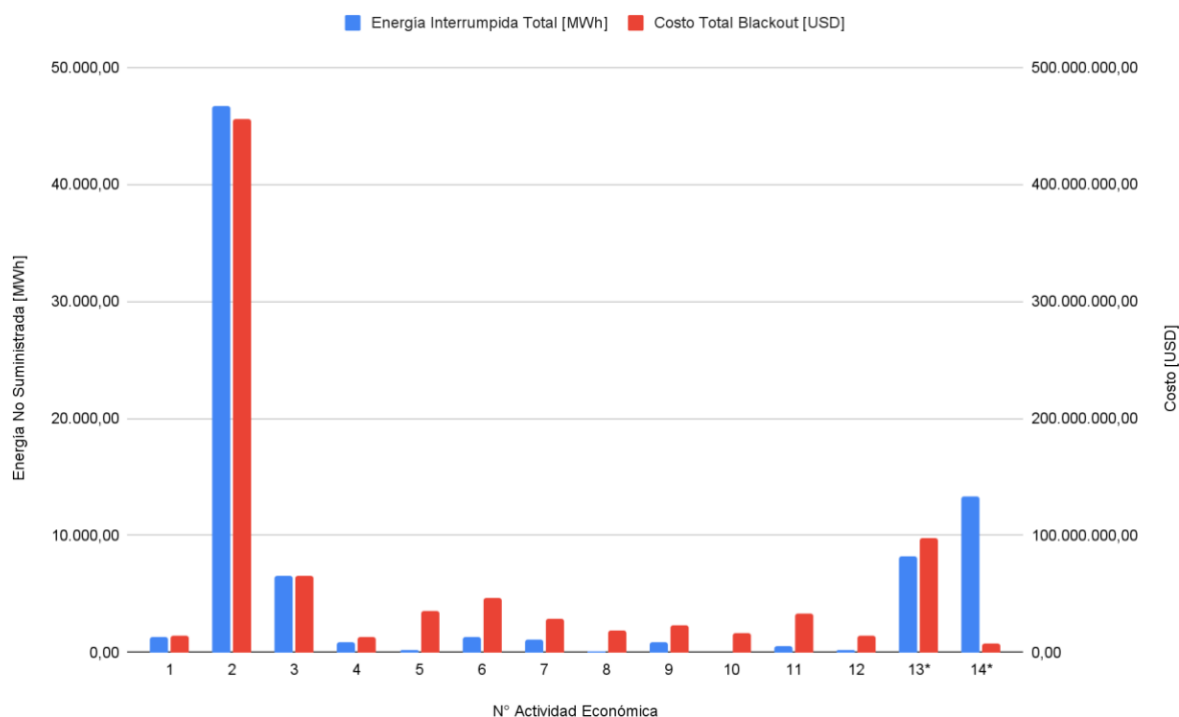


Figura 16. Energía no suministrada y costo en USD del *blackout* del 25 de febrero por actividad económica en Chile, considerando.

En contraste con el escenario base, los resultados del análisis de sensibilidad evidencian una modificación significativa en la composición del costo total del *blackout*, el cual disminuye desde aproximadamente US\$980 millones hasta cerca de US\$870 millones. Esta reducción no obedece a una menor severidad del evento, sino a la compensación entre dos efectos contrapuestos: por un lado, la incorporación del VoLL basado en encuestas directas para el sector minero incrementa de manera sustantiva su costo sectorial individual, situando a la minería como el principal contribuyente al impacto económico total. Por otro lado, la marcada disminución en el VoLL de los clientes regulados no residenciales, estimado mediante el método del excedente del consumidor, lo que reduce de forma considerable su peso relativo en el costo agregado y contrarresta el aumento percibido por la minería.

Como resultado, la minería pasa a concentrar más de la mitad del costo total del *blackout*, evidenciando su elevada sensibilidad económica frente a interrupciones cuando se utilizan métricas de daño más cercanas a la disposición real a pagar por evitar fallas. En contraste, la caída del VoLL en el sector regulado no residencial reconfigura la distribución del impacto económico, demostrando que la estimación del costo social del *blackout* puede variar de manera sustantiva dependiendo de la metodología adoptada para sectores estratégicos de alta productividad y dependencia eléctrica.

Comparación Costo Blackout según Estudio de VoLL en Chile

La **Tabla 32** presenta los resultados del análisis del costo del *blackout* de acuerdo con la utilización de los costos de falla de los tres estudios utilizados por la CNE: SYNEX (2015), E2BIZ (2021) y SYNEX+ (2025).

Tabla 32. Costo *blackout* nacional del 25 de Febrero considerando 12 actividades económicas en Chile, considerando los CFCD (VoLL) determinados en los tres estudios de falla adoptados por la CNE.

Actividad Económica	Costo Total Blackout [MM USD]				Valores Metodología Propuesta
	Energía Interrumpida Total [GWh]	Valores SYNEX, 2015	Valores E2BIZ, 2021	Valores SYNEX+, 2025	
1 Agropecuario-silvícola y Pesca	1,3	11,3	8,8	22,3	14,1
2 Minería	46,7	616,4	310,1	455,8	92,5
3 Industria manufacturera	6,6	56,0	43,7	110,4	65,4
4 Electricidad, gas, agua y gestión de desechos	0,9	7,7	6,0	15,2	12,8
5 Construcción	0,3	2,1	1,7	4,2	35,6
6 Comercio, hoteles y restaurantes	1,3	10,9	0,8	17,6	46,4
7 Transporte, comunicaciones y servicios de información	1,0	8,9	9,5	14,3	28,3
8 Intermediación financiera	0,1	1,1	1,2	1,8	19,0
9 Servicios inmobiliarios y de vivienda	0,9	7,6	8,2	12,3	23,3
10 Servicios empresariales	0,0	0,3	0,3	0,5	16,6
11 Servicios personales	0,6	4,9	5,3	8,0	33,6
12 Administración pública	0,2	1,5	1,6	2,4	14,6
13* Cliente Regulado Residencial	8,2	81,2	117,0	112,5	98,2
14* Cliente Regulado No Residencial	13,4	113,8	8,7	8,0	484,1
Total	81,4	923,9	522,8	785,2	984,2

La **Tabla 32** muestra que el costo económico del *blackout* nacional del 25 de febrero es altamente sensible a la metodología de VoLL utilizada, aun cuando la energía interrumpida por sector se mantiene constante. A nivel agregado, el costo total del evento varía entre 523 y 984 millones USD según el estudio considerado, reflejando principalmente diferencias en la valorización de sectores clave como la minería y los clientes regulados no residenciales. Mientras algunos estudios concentran el impacto económico en la minería o en el consumo residencial, la metodología propuesta redistribuye el costo hacia actividades de servicios y clientes regulados no residenciales. Estos resultados evidencian que la elección metodológica influye tanto en la magnitud total como en la distribución sectorial del costo del *blackout*, con implicancias relevantes para su interpretación económica y para el diseño de políticas de resiliencia.

6.4. Limitaciones y Alcances de la Metodología de Estimación del VoLL

Los resultados obtenidos ponen de manifiesto la elevada sensibilidad del costo del *blackout* a la metodología empleada para la estimación del VoLL, lo que hace necesario explicitar de manera rigurosa las principales limitaciones y alcances de los enfoques utilizados. En primer lugar, si bien el método basado en el valor agregado permite obtener estimaciones consistentes y comparables entre sectores, presenta debilidades relevantes, especialmente en actividades donde la relación entre consumo eléctrico y producción no es lineal ni marginal.

En particular, existen sectores de gran consumo eléctrico, como la minería, en los cuales la operación no admite reducciones graduales de demanda. En este tipo de actividades, los consumos eléctricos presentan un carácter esencialmente discreto o de tipo “todo o nada”, en el sentido de que una instalación no puede operar de manera eficiente, ni, en muchos casos, operar en absoluto; con fracciones reducidas de su consumo eléctrico promedio. Bajo estas condiciones, la interpretación de un VoLL expresado en USD/kWh puede inducir a una representación conceptualmente inadecuada del daño económico, al suponer implícitamente la posibilidad de desconexiones marginales que no son técnicamente factibles. Este desafío es análogo al problema de interpretar una curva de orden de mérito sin considerar explícitamente las restricciones de *unit commitment* y de operación mínima de las unidades productivas.

Una situación distinta se observa en consumos más pequeños y atomizados, característicos de sectores residenciales, comerciales y de servicios. En estos casos, aun cuando ciertos consumos también pueden presentar umbrales de operación, la alta fragmentación de la demanda permite una interpretación más adecuada de pérdidas marginales de energía en términos de un costo promedio por kWh no suministrado. En este contexto, el uso del VoLL como una medida continua del daño resulta conceptualmente más consistente y representativo del comportamiento agregado de los usuarios.

En consecuencia, los resultados del presente estudio deben interpretarse considerando que el VoLL no representa necesariamente una función de pérdida marginal estrictamente aplicable a todos los sectores, sino una aproximación agregada al daño económico esperado. Las diferencias observadas entre el escenario base y el análisis de sensibilidad refuerzan la necesidad de avanzar hacia metodologías sectoriales diferenciadas, que incorporen explícitamente las restricciones tecnológicas de operación y la naturaleza discreta de ciertos procesos productivos, especialmente en sectores estratégicos de alta intensidad eléctrica como la minería.

7. Impactos Indirectos de un *Blackout*

Los apagones frecuentes y la baja confiabilidad del suministro eléctrico generan impactos que trascienden la interrupción inmediata del servicio, dando lugar a transformaciones persistentes en el comportamiento de los consumidores, en las decisiones empresariales y en el diseño de las políticas públicas. En contextos de redes eléctricas poco confiables, hogares, empresas e incluso comunidades completas adoptan medidas adicionales para asegurar el acceso a la energía, las cuales no serían necesarias en sistemas con mayores niveles de resiliencia. Estas respuestas, que incluyen alternativas tales como inversiones en autogeneración, soluciones de generación distribuida, cambios tecnológicos y ajustes productivos, configuran efectos indirectos de largo plazo que inciden sobre la estructura del sistema eléctrico y sus

trayectorias de desarrollo. La electrificación del transporte y del calor, junto con la adopción de sistemas de respaldo y generación descentralizada, constituye una de las manifestaciones más relevantes de estos impactos estructurales.

A partir de este marco, es posible identificar un conjunto de respuestas concretas que los consumidores y las empresas han adoptado frente a la falta de confiabilidad del suministro eléctrico. Estas respuestas reflejan estrategias de adaptación orientadas a asegurar la continuidad del servicio, reducir la exposición al riesgo de interrupciones y, en algunos casos, reconfigurar de manera permanente la relación con la red eléctrica. A continuación, se analizan las principales medidas observadas, junto con sus motivaciones y sus implicancias económicas, tecnológicas y sistémicas.

Electrificación del Transporte

La adopción de vehículos eléctricos depende de manera directa de la estabilidad de la red, dado que la carga de baterías requiere un suministro continuo de energía. En sistemas eléctricos caracterizados por interrupciones recurrentes, se observa una reticencia significativa por parte de los consumidores a adquirir este tipo de vehículos, así como un aumento en los costos asociados a la búsqueda de soluciones de respaldo por parte de los usuarios ya existentes. La evidencia internacional muestra que los apagones ejercen, en términos generales, un efecto negativo sobre la penetración de la movilidad eléctrica, al introducir incertidumbre operacional y riesgos para la autonomía de los vehículos.

En China, un estudio empírico de 2024 identificó que, por cada aumento de una interrupción mensual promedio en una ciudad, las ventas de vehículos eléctricos se reducen en casi un 1%⁵³. Las restricciones eléctricas masivas ocurridas en 2021, asociadas a olas de frío, escasez de carbón y alta demanda industrial, ralentizaron la incorporación de nuevos vehículos eléctricos e incluso obligaron al cierre temporal de fábricas. Además, se estimó que una duplicación de los apagones en un solo año puede deprimir la tasa de adopción de vehículos eléctricos por hasta una década, reduciendo de manera significativa los beneficios ambientales esperados de la transición.

En Estados Unidos, las regiones recientemente afectadas por apagones también han mostrado una pérdida de confianza en la movilidad eléctrica. En California, una encuesta reveló que los residentes que habían experimentado cortes de suministro eran siete puntos porcentuales menos proclives a planificar la compra de un vehículo eléctrico como su próximo automóvil⁵⁴. Las interrupciones severas ocurridas entre 2020 y 2021, como las asociadas a olas de calor, incendios forestales y a la tormenta invernal en Texas, generaron un amplio debate público sobre la necesidad de reforzar tanto la red eléctrica como la infraestructura de carga para garantizar la continuidad del transporte eléctrico bajo condiciones extremas. Si bien el impacto inicial fue negativo, estos eventos también evidenciaron la importancia de una red más resiliente para sostener la electrificación del transporte.

⁵³ Y. Qiu, N. Deng, B. Wang, X. Shen, Z. Wang, N. Hultman, H. Shi, J. Liu, y Y. D. Wang, "Power supply disruptions deter electric vehicle adoption in cities in China," Nat. Commun., vol. 15, Art. no. 6041, 2024, doi: 10.1038/s41467-024-50447-1.

⁵⁴ Y. Qiu, N. Deng, B. Wang, X. Shen, Z. Wang, N. Hultman, H. Shi, J. Liu, y Y. D. Wang, "Power supply disruptions deter electric vehicle adoption in cities in China," Nat. Commun., vol. 15, Art. no. 6041, 2024, doi: 10.1038/s41467-024-50447-1.

En Sudáfrica, la crisis de *load shedding* representa un ejemplo claro de cómo los apagones programados y frecuentes desincentivan la transición hacia vehículos eléctricos en países en desarrollo. Las dificultades para cargar los vehículos durante los cortes generan ansiedad por la autonomía e inseguridad respecto a la fiabilidad del uso cotidiano de estos automóviles. Muchos propietarios han invertido en baterías domésticas o sistemas solares para asegurar la carga durante los apagones, aumentando considerablemente el costo total asociado a la tenencia de vehículos eléctricos⁵⁵. Como resultado, numerosos consumidores han postergado la compra de vehículos eléctricos y consideran más práctico continuar utilizando vehículos a combustión mientras persista la inestabilidad del sistema eléctrico. Sin embargo, este mismo contexto ha impulsado la instalación de estaciones de carga alimentadas por energía solar y sistemas de almacenamiento, como respuesta de infraestructura orientada a mitigar estos efectos.

En India y otros países en desarrollo, la baja confiabilidad de las redes eléctricas ha limitado el despliegue de infraestructura de carga y ha frenado la adopción de vehículos eléctricos tanto en áreas urbanas como rurales⁵⁶. La percepción de que el suministro no es suficientemente estable disuade a los usuarios de depender exclusivamente de la electricidad para su movilidad. En términos agregados, esta falta de confiabilidad ha retrasado la penetración de vehículos eléctricos en numerosos países de ingreso medio y bajo, salvo en aquellos casos donde se han implementado de forma paralela inversiones en mejora de red o en soluciones autónomas basadas en energía solar.

Electrificación de la Calefacción

La electrificación de la calefacción, incluyendo el uso de bombas de calor para climatización y calentadores eléctricos de agua, también depende críticamente de la confiabilidad del suministro eléctrico. Durante un apagón, los hogares que utilizan sistemas completamente eléctricos quedan expuestos a la pérdida simultánea de calefacción y agua caliente, situación especialmente crítica en climas fríos. Esta percepción de riesgo ha generado cautela en la adopción de estas tecnologías o la necesidad de complementarlas con sistemas de respaldo. Al mismo tiempo, la ocurrencia de apagones prolongados ha inducido cambios en los hábitos de consumo, en las decisiones de inversión de los hogares y en las políticas públicas orientadas a garantizar servicios térmicos esenciales.

En California, donde los cortes preventivos por incendios forestales son frecuentes, se ha detectado resistencia por parte de los consumidores a reemplazar sistemas de calefacción y calentamiento de agua a gas por alternativas eléctricas⁵⁷. La prevalencia de apagones genera temor a perder el suministro de agua caliente durante interrupciones prolongadas, lo que constituye un obstáculo relevante para las políticas de electrificación de edificios, a menos que estas se acompañen de mejoras sustantivas en la confiabilidad del sistema o de soluciones de respaldo.

⁵⁵ T. Mokoena, "Load Shedding's Impact on EV Adoption in SA," ImotoNews, 4 Nov. 2025.

⁵⁶ M. Shamsuddoha y T. Nasir, "The Road Ahead for Hybrid or Electric Vehicles in Developing Countries: Market Growth, Infrastructure, and Policy Needs," World Electr. Veh. J., vol. 16, no. 3, Art. 180, 2025, doi: 10.3390/wevj16030180.

⁵⁷ California Public Utilities Commission, California Heat Pump Residential Market Characterization and Baseline Study, May 13, 2022.

En Texas, la crisis invernal de febrero de 2021 puso de manifiesto la vulnerabilidad de la calefacción eléctrica frente a fallas prolongadas de suministro. Más del 60 % de los hogares del estado utiliza calefacción eléctrica⁵⁸, principalmente mediante bombas de calor, y los apagones masivos dejaron a millones de personas sin calefacción en condiciones de frío extremo. Si bien también se vieron afectados los sistemas a gas por su dependencia de componentes eléctricos, el evento reforzó la conciencia pública sobre la necesidad de fortalecer la resiliencia del sistema energético. Posteriormente, se promovieron reformas regulatorias orientadas a mejorar los estándares de invierno, exigir sistemas de respaldo en infraestructuras críticas y fortalecer la preparación ante emergencias. A nivel de los hogares, se incrementó la inversión en generadores, chimeneas y baterías domésticas, reflejando un ajuste estructural motivado por el apagón. El impacto fue mixto: negativo al evidenciar las limitaciones de depender exclusivamente de la electricidad para el calor, pero positivo al impulsar mejoras en regulación e infraestructura⁵⁹.

En Sudáfrica, los apagones crónicos y el aumento de las tarifas eléctricas han transformado de manera significativa las decisiones de los hogares en materia de calentamiento de agua. Aunque la mayoría de los hogares utilizaba históricamente calentadores eléctricos convencionales, la falta de confiabilidad ha impulsado una rápida adopción de soluciones alternativas como calentadores solares, bombas de calor más eficientes y sistemas híbridos con menor dependencia de la red. El gobierno ha reforzado esta tendencia mediante normativas que exigen que al menos el 50 % del agua caliente en nuevas edificaciones provenga de fuentes fuera de la red, reduciendo así la vulnerabilidad frente a los cortes⁶⁰. En este contexto, los apagones han tenido un efecto inicialmente negativo, pero finalmente han estimulado una transición hacia tecnologías más resilientes y sostenibles.

Desde una perspectiva general, la baja confiabilidad eléctrica en países en vías de desarrollo ha limitado la electrificación residencial y promovido la mantención de sistemas de respaldo basados en combustibles fósiles. En zonas con apagones frecuentes, los hogares tienden a conservar estufas a leña o gas, y/o pequeños generadores diésel para asegurar la continuidad de los servicios críticos, lo que ralentiza la adopción de tecnologías eléctricas de calefacción⁶¹. La evidencia sugiere que los beneficios de la electrificación se ven atenuados cuando el servicio es deficiente, a menos que existan programas integrales que incorporen simultáneamente electrificación, almacenamiento y generación renovable distribuida.

Uso Generación de Respaldo

Una de las respuestas más inmediatas y extendidas frente a la recurrencia de apagones es la adopción de sistemas de generación de respaldo, principalmente mediante generadores a diésel o gasolina. Esta

⁵⁸ W. N. Mann, K. Biegel, N. E. Stauff, y B. Dixon, "Feb. 2021 Electricity Blackouts and Natural Gas Shortages in Texas: Preliminary Analysis of Texas 2021 Power Outages," Argonne Natl. Lab., ANL-21/29, Jul. 30, 2021.

⁵⁹ J. W. Busby, K. Baker, M. D. Bazilian, A. Q. Gilbert, E. Grubert, V. Rai, J. D. Rhodes, S. Shidore, C. A. Smith y M. E. Webber, "Cascading risks: Understanding the 2021 winter blackout in Texas," Energy Res. Soc. Sci., vol. 77, Art. no. 102106, 2021, doi: 10.1016/j.erss.2021.102106.

⁶⁰ Media Xpose, "South Africa's Water Heating Trends: Balancing Everyday Comfort with Sustainability," To Build, 7 Feb. 2025.

⁶¹ Y. (Lucy) Qiu, N. Deng, B. Wang, X. Shen, Z. Wang, N. Hultman, H. Shi, J. Liu, y Y. D. Wang, "Power supply disruptions deter electric vehicle adoption in cities in China," Nat. Commun., vol. 15, Art. no. 6041, 2024, doi: 10.1038/s41467-024-50447-1.

estrategia busca asegurar un suministro mínimo de electricidad para el funcionamiento de equipos esenciales en hogares, comercios e industrias. Si bien esta solución permite enfrentar interrupciones en el corto plazo, implica elevados costos económicos, ambientales y sociales, además de reflejar una pérdida de confianza estructural en la red eléctrica pública.

En California, Estados Unidos, los apagones preventivos aplicados por la empresa *Pacific Gas and Electric Company* (PG&E) durante la temporada de incendios de 2019 provocaron un aumento significativo en la compra de generadores domiciliarios. Un estudio estimó que aproximadamente un 15 % de los hogares afectados por cortes prolongados adquirió un generador en los seis meses posteriores, con un gasto promedio superior a US\$1.800 por hogar⁶². El mismo estudio evidencia que, ante la urgencia de asegurar suministro, los consumidores privilegiaron soluciones convencionales de respaldo por sobre alternativas más limpias: solo un 2% de los hogares afectados instaló sistemas solares con baterías, frente a un 7% entre hogares sin cortes.

En Nigeria, la falta crónica de confiabilidad del sistema eléctrico ha dado lugar a una “economía de generadores” a gran escala. Se estima que aproximadamente el 84% de los hogares urbanos y el 86% de las empresas dispone de algún sistema de respaldo, principalmente generadores a combustibles fósiles⁶³. Este parque privado suministra cerca del 40% de toda la electricidad consumida en el país y cuenta con una capacidad total cercana a 40 GW, superior a la capacidad efectiva de la red nacional. Las interrupciones eléctricas generan pérdidas económicas del orden de US\$26.000 millones anuales, mientras que los usuarios gastan alrededor de US\$22.000 millones adicionales en combustible para operar sus generadores⁶⁴. Esta “segunda red” impuesta por la falta de confiabilidad implica una carga significativa para la economía, además de impactos ambientales y sanitarios severos.

Un patrón similar se observa en numerosos países con redes inestables. En Ghana, Pakistán, Bangladesh y otros países comparables, negocios y familias adquieren de manera rutinaria pequeños generadores o plantas eléctricas *in situ* para sobrellevar la falta de suministro. A escala global, las empresas de países de ingreso bajo y medio gastan cerca de US\$64.000 millones anuales en autogeneración eléctrica, a lo que se suman US\$82.000 millones en ventas perdidas por interrupciones del suministro⁶⁵. En varios países africanos, el costo del kWh autogenerado resulta varias veces superior al de la electricidad de red, evidencia de que los consumidores pagan un sobreprecio sustancial por la falta de confiabilidad del sistema.

En el ámbito industrial, la inseguridad del suministro ha impulsado también la instalación permanente de generación cautiva. En Bangladesh, por ejemplo, las industrias operan más de 3.000 MW de capacidad de

⁶² C. Wolfram, “Electricity Outages Lead to Substantial Backup Generator Purchases,” Energy Institute at Haas Blog, 26 May 2020.

⁶³ N. Williams, T. Raji y C. Ekoh, “Illuminating Nigeria: Blurring the Lines Between the Grid and Off-Grid Electricity,” Georgetown J. Int. Aff., 7 Aug. 2024.

⁶⁴ “Nigeria: Back-up generators continue to make up for grid shortcomings,” ESI Africa, 25 Jan. 2024.

⁶⁵ J. E. Maruyama Rentschler, M. Kornejew, S. Hallegatte, J. Braese y M. Obolensky, Underutilized Potential: The Business Costs of Unreliable Infrastructure in Developing Countries, Policy Research Working Paper No. 8899, World Bank, Washington, DC, Jun. 2019.

autogeneración a gas para asegurar la continuidad de sus procesos productivos⁶⁶. Este fenómeno, replicado en numerosos países, implica inversiones que no serían necesarias bajo un sistema eléctrico confiable y representa un uso ineficiente de recursos desde la perspectiva sistémica.

Adopción de Energía Solar Distribuida y Sistemas de Almacenamiento

Otra respuesta estructural frente a la falta de confiabilidad del suministro eléctrico es la búsqueda de autonomía energética mediante el despliegue de fuentes renovables descentralizadas, principalmente paneles solares en combinación con sistemas de almacenamiento. A diferencia de los generadores, estas soluciones permiten reducir la dependencia de la red de manera permanente y, en muchos casos, disminuir también los costos energéticos de largo plazo. En distintos países, los apagones han actuado como catalizadores de verdaderos *booms* de energía solar distribuida que no habrían ocurrido bajo condiciones normales de suministro.

En Pakistán, la combinación de un servicio eléctrico inestable y fuertes alzas tarifarias (155% en tres años) detonó una transformación energética desde la ciudadanía. En solo tres años, el país importó más de 25 GW en paneles solares, incrementando su capacidad eléctrica efectiva en aproximadamente un 50%⁶⁷. Este auge no respondió a una planificación central, sino a decisiones descentralizadas de millones de hogares, comercios y agricultores que buscaron asegurar un suministro continuo y más económico. Un caso emblemático es el del sector agrícola, donde la sustitución de bombas de riego a diésel por bombas solares ha llevado a una disminución de la demanda eléctrica agrícola desde la red en un 34% durante 2024. Este fenómeno ha modificado de manera estructural la relación entre los usuarios y el sistema eléctrico nacional, al tiempo que plantea riesgos de sostenibilidad financiera para las empresas distribuidoras.

En Australia Meridional, el apagón total de 2016 marcó un punto de inflexión en las estrategias de resiliencia energética. Posteriormente, el gobierno regional impulsó la construcción de la batería de litio más grande del mundo en ese momento (100 MW)⁶⁸, destinada a proporcionar respaldo instantáneo al sistema. Paralelamente, miles de hogares instalaron paneles solares acompañados de sistemas de almacenamiento. Actualmente, cerca del 30% de los hogares australianos cuenta con generación solar propia, y una proporción creciente incorpora baterías para mantener el suministro durante cortes⁶⁹. Estas medidas, inicialmente reactivas, han generado un cambio permanente hacia esquemas más distribuidos y resilientes.

En Puerto Rico, el colapso de la red tras el huracán María en 2017 dio lugar a una adopción masiva de microrredes solares con baterías⁷⁰. En los cinco años posteriores al evento, más de 40.000 hogares instalaron sistemas de generación y almacenamiento, transformándose en verdaderas “minicentrales

⁶⁶ S. Alam, Fixing Bangladesh’s Power Sector, Institute for Energy Economics and Financial Analysis (IEEFA), Dec. 4, 2024.

⁶⁷ J. Shah, “The Perfect Storm Fueling Pakistan’s Solar Boom,” World Resour. Inst., 1 Oct. 2025.

⁶⁸ B. Fung, “Tesla’s enormous battery in Australia is responding to outages in record time,” Los Angeles Times, 26 Dec. 2017.

⁶⁹ J. Gifford, “Australia’s outages make the resiliency case for solar and batteries,” Latitude Media, 13 Mar. 2024.

⁷⁰ Resource Innovations, “The people’s power plant: How Puerto Rico turned home batteries into a reliable grid asset,” Utility Dive, 3 Nov. 2025.

eléctricas” autónomas⁷¹. Este proceso refleja un cambio estructural desde un modelo centralizado hacia soluciones descentralizadas permanentes, impulsado directamente por la falta de confiabilidad del sistema tradicional.

De manera consistente con esta evolución, Puerto Rico alberga hoy una de las Virtual Power Plants (VPP)⁷² más grandes del mundo, conformada por decenas de miles de sistemas residenciales de generación solar y baterías interconectados y coordinados digitalmente. El desarrollo de esta VPP ha sido impulsado, en parte, por la fragilidad estructural de la red frente a eventos climáticos extremos, particularmente huracanes, que han evidenciado reiteradamente las limitaciones del modelo centralizado para garantizar continuidad del suministro. Este caso ilustra cómo la falta persistente de confiabilidad no solo incrementa los costos directos de los apagones, sino que también induce transformaciones profundas y difíciles de revertir en la arquitectura del sistema eléctrico, con implicancias de largo plazo para la planificación, la regulación y la sostenibilidad financiera de las redes⁷³.

Impacto en Empresas y Competitividad Económica

La inseguridad del suministro eléctrico no solo afecta a los hogares, sino que también introduce distorsiones significativas en el comportamiento de las empresas y en la estructura de la economía. Las interrupciones reducen la utilización de la capacidad productiva, generan pérdidas directas de ventas e inducen inversiones defensivas en lugar de inversiones orientadas al crecimiento y la innovación.

Los estudios del Banco Mundial estiman que, en 137 países en desarrollo, las empresas enfrentan pérdidas anuales por ventas no realizadas del orden de US\$82.000 millones debido a apagones, además de incurrir en US\$64.000 millones en gastos de mitigación mediante autogeneración. En conjunto, estos efectos representan cerca de US\$300.000 millones anuales en costos económicos asociados a la baja confiabilidad del suministro⁷⁴. Estos recursos, que no existirían bajo un sistema estable, reducen la competitividad y desvían capital desde actividades productivas hacia gastos defensivos.

La incertidumbre energética también condiciona las decisiones tecnológicas de largo plazo. En contextos con cortes crónicos, las empresas son menos propensas a modernizar su maquinaria si deben operar regularmente en modo manual durante los apagones. Esto genera rezagos tecnológicos persistentes y limita las posibilidades de diversificación productiva. En Nigeria, por ejemplo, la electricidad es identificada por las encuestas empresariales como el segundo mayor obstáculo para hacer negocios, y muchas fábricas destinan hasta un 40% de sus costos operativos a energía autoproducida, reduciendo su capacidad de expansión y contratación⁷⁵.

⁷¹ T. Sanzillo, “Five years after Hurricane Maria, progress is being made by people—not institutions,” Institute for Energy Economics and Financial Analysis (IEEFA), 13 Sep. 2022.

⁷² J. Solar, “Solar + storage VPP helps stabilize Puerto Rico’s fragile grid,” *Utility Dive*, 2024.

⁷³ Tesla, *Puerto Rico Virtual Power Plant*, Tesla, Inc.

⁷⁴ J. E. Maruyama Rentschler, M. Kornejew, S. Hallegatte, J. Braese, y M. Obolensky, *Underutilized Potential: The Business Costs of Unreliable Infrastructure in Developing Countries*, Policy Res. Working Paper No. 8899, World Bank, Washington, DC, Jun. 2019.

⁷⁵ “Powerless: The Generator Tax Stifling Nigerian Businesses,” Ecofin Agency, 12 Sep. 2025.

En Pakistán, un efecto estructural adicional es la migración masiva hacia la generación solar distribuida, la cual redujo fuertemente la demanda desde la red, afectando los ingresos de las empresas estatales⁷⁶. Con menos ventas, estas deben aumentar tarifas para cubrir costos fijos, lo que incentiva a más usuarios a abandonar la red, profundizando el desequilibrio. Así, la falta de confiabilidad inicial desencadena un proceso que compromete la sostenibilidad financiera del sistema eléctrico centralizado.

Respuestas en Políticas Públicas

Frente a estos impactos, los gobiernos han comenzado a implementar respuestas regulatorias, fiscales y de planificación, generalmente como reacción tardía a crisis de gran magnitud. Entre estas medidas se incluyen incentivos a la inversión en baterías (como en Australia Meridional tras el apagón de 2016), programas de microrredes para comunidades vulnerables (como en Puerto Rico tras 2017) e inversiones en modernización de redes.

En España, posterior al apagón de abril de 2025, se publicó un decreto real que promueve medidas de fortalecimiento de la red. Entre ellas se destacan el fortalecimiento de los sistemas de monitoreo y control, donde el regulador deberá reportar con mayor frecuencia respecto al monitoreo de voltaje y restablecimiento del suministro, y la expeditación de los procesos necesarios para la instalación de sistemas híbridos con almacenamiento, unificando los permisos de construcción y reduciendo los plazos a la mitad.⁷⁷

En algunos casos, también se han desarrollado regulaciones para controlar la proliferación desordenada de soluciones privadas. Estas incluyen normas ambientales para el uso de generadores diésel, ajustes tarifarios para usuarios con generación solar propia y modificaciones a esquemas de medición neta⁷⁸. El objetivo de estas políticas es equilibrar las estrategias individuales de resiliencia con la sostenibilidad financiera, ambiental y social del sistema eléctrico en su conjunto.

8. Recomendaciones

A partir del análisis metodológico del VoLL, de su aplicación en el contexto regulatorio chileno y de los resultados obtenidos en la estimación sectorial y sistémica del costo de los apagones, se identifican una serie de implicancias relevantes para la planificación, operación y expansión del sistema eléctrico. En particular, los resultados ponen de manifiesto la importancia de contar con herramientas de valoración del daño económico que reflejen adecuadamente la heterogeneidad sectorial, los encadenamientos productivos y los efectos sistémicos de las interrupciones del suministro. En este contexto, la presente sección propone un conjunto de recomendaciones orientadas a fortalecer el uso del VoLL como instrumento de apoyo a la toma de decisiones, tanto en la gestión operativa de contingencias como en la evaluación de inversiones en resiliencia y seguridad de suministro.

⁷⁶ J. Shah, "The Perfect Storm Fueling Pakistan's Solar Boom," World Resour. Inst., 1 Oct. 2025.

⁷⁷ Boletín Oficial del Estado, "Real Decreto 997/2025, de 5 de noviembre, por el que se aprueban medidas urgentes para el refuerzo del sistema eléctrico," vol. 267. Nov. 2025.

⁷⁸ ICS Investigation Expert Panel, "Grid Incident in Spain and Portugal on 28 April 2025," ENTSO-E, Oct. 2025.

Cálculo actual del VoLL (CFCD) en Chile

Con base en la comparación internacional y del análisis de la metodología utilizada en Chile, documentada en los tres últimos informes oficiales de costo de falla (SYNEX, 2015; E2BIZ, 2021; y SYNEX+, 2025, preliminar), se constata que no existe una única metodología universalmente superior para la estimación del VoLL. Las diferencias observadas en los valores reportados responden, principalmente, a discrepancias metodológicas en los enfoques de estimación y a los criterios de segmentación de los clientes y sectores económicos.

El informe más reciente introduce, además, una modificación en la desagregación de los clientes respecto de versiones anteriores, distinguiendo las categorías de clientes regulados, residenciales y no residenciales, y de clientes libres, industriales, mineros y comerciales. En el caso de estos últimos, el VoLL se determina principalmente mediante un método directo basado en encuestas, a través de las cuales los distintos sectores cuantifican su valoración económica frente a interrupciones del suministro eléctrico. Este enfoque capta la percepción de daño desde la experiencia operativa de los usuarios, pero introduce también un componente subjetivo en la estimación.

En contraste, otras metodologías, como las basadas en el valor agregado sectorial, reflejan una aproximación macroeconómica de la pérdida de producción, lo que evidencia que los valores de VoLL disponibles en Chile no son estrictamente comparables entre sí sin considerar explícitamente el método que los origina.

Uso Actual del VoLL (CFCD) en Chile

A continuación, se describe el uso actual del VoLL y del Costo de Falla de Corta Duración en el marco regulatorio chileno, destacando sus principales aplicaciones en la planificación de la transmisión, la provisión de servicios complementarios y los mecanismos de compensación a clientes por interrupciones no previstas.

Planificación de los sistemas de transmisión

En la planificación anual de la transmisión, la CNE simula la operación del sistema eléctrico para un horizonte de hasta 20 años, minimizando los costos de operación y de falla. En este contexto, el Costo de Falla de Larga Duración se utiliza para identificar los requerimientos de expansión del sistema bajo escenarios de largo plazo. Por su parte, el Costo de Falla de Corta Duración se emplea en los estudios de seguridad de los sistemas de transmisión zonal para valorizar la energía no suministrada ante contingencias. Asimismo, el CFCD permite cuantificar los beneficios económicos de los proyectos de expansión por razones de seguridad, integrándose de manera directa en los análisis costo–beneficio de la infraestructura.

Costo de oportunidad en servicios complementarios (SSCC)

En los servicios de desconexión o reducción de carga provistos por consumidores finales (EDAC), el costo de oportunidad de la energía no suministrada se valora utilizando el CFLD. En particular, se utiliza el tramo de mayor profundidad de dicho costo para definir la remuneración máxima a la que pueden optar los oferentes. En este esquema, la desconexión de carga es considerada un servicio remunerado y no una

falla del sistema, lo que introduce una señal económica explícita para la provisión voluntaria de este tipo de servicios.

Compensaciones a clientes por interrupciones no previstas

Para interrupciones en el sistema de distribución que afecten a clientes regulados, la compensación se calcula como la energía no suministrada valorizada a un múltiplo del CFCD. En el caso de fallas en generación y transmisión, la Ley N° 20.936 establece compensaciones equivalentes a múltiplos de la tarifa vigente o del precio medio de mercado. Para los clientes libres, las compensaciones pueden ser anuladas si existen cláusulas contractuales específicas en sus contratos de suministro. Adicionalmente, existen topes máximos anuales a las compensaciones que deben pagar las empresas causantes de la falla, lo que acota la exposición financiera de los agentes del sistema.

Recomendaciones

A partir del análisis metodológico y de los resultados obtenidos, se proponen las siguientes recomendaciones orientadas a fortalecer el uso del VoLL como herramienta de apoyo a la toma de decisiones en el sistema eléctrico:

1. Incorporar explícitamente la resiliencia sistémica en la planificación y regulación del sistema eléctrico

El costo económico del blackout del SEN del 25 de febrero de 2025, estimado entre 800 y 900 millones de USD, es comparable al orden de magnitud de los pagos anuales por potencia en Chile, cercanos a 1.000 millones de USD. Esta comparación evidencia que eventos de baja probabilidad y alto impacto pueden destruir en pocas horas un valor económico equivalente a un año completo de instrumentos estructurales diseñados para asegurar suficiencia y confiabilidad.

Sin embargo, mientras la regulación internaliza explícitamente el costo de la adecuación de capacidad, los riesgos sistémicos asociados a la resiliencia son tratados de forma implícita, fragmentada y ex post. Esta asimetría regulatoria genera una falta de incentivos a la inversión en resiliencia, particularmente en redes de distribución, donde las mejoras se traducen directamente en mayores tarifas, mientras que los beneficios se materializan en el largo plazo.

Avanzar hacia un marco coherente requiere incorporar criterios explícitos de resiliencia en la planificación y regulación, considerando los blackouts como riesgos de alto impacto-baja probabilidad, con valor económico esperado no despreciable. Esto implica desarrollar estándares de resiliencia justificados mediante análisis costo-beneficio, adaptar la normativa técnica y los mecanismos de remuneración, y crear instrumentos que permitan internalizar los beneficios sistémicos de la resiliencia.

Integrar la resiliencia no debe entenderse como un sobre costo, sino como un mecanismo de seguro para mitigar las pérdidas asociadas a eventos catastróficos de baja probabilidad y alto impacto. Así mismo, la incorporación explícita de herramientas y mecanismos que garanticen niveles adecuados de resiliencia constituye a una corrección de coherencia económica entre los riesgos reales del sistema y los instrumentos que rigen el mercado eléctrico.

Planificación de la transmisión: desde el reconocimiento normativo a la implementación operativa

En materia de inversión en transmisión, el marco regulatorio vigente, en particular el Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión, contenido en el Decreto Supremo N°37 del Ministerio de Energía, establece las bases institucionales y metodológicas para la expansión del sistema de transmisión nacional. En este contexto, el artículo 92 del citado reglamento reconoce explícitamente la resiliencia como criterio de planificación y habilita la justificación de proyectos no solo por eficiencia económica, sino también por su contribución a la mitigación de riesgos de alto impacto y baja probabilidad.

Este reconocimiento constituye, en principio, un avance relevante, en la medida que la planificación no queda restringida exclusivamente a criterios de confiabilidad N-1 o a la minimización de costos de congestión. No obstante, la regulación actual no especifica metodologías cuantitativas detalladas para la evaluación probabilística de estos riesgos ni métricas estandarizadas de resiliencia. En la práctica, la ausencia de criterios explícitos, métricas comparables y metodologías de análisis costo-beneficio para la mitigación de riesgos extremos genera una barrera implícita a la materialización de este tipo de proyectos, particularmente cuando sus impactos tarifarios de corto plazo son visibles e inmediatos.

Durante los últimos años, tanto en Chile como a nivel internacional, se ha desarrollado un cuerpo significativo de trabajo técnico orientado a la evaluación probabilística de riesgos sistémicos y a la valoración económica de inversiones en transmisión resiliente, incluyendo la mitigación de fallas múltiples, contingencias comunes y eventos extremos. El propio Coordinador Eléctrico Nacional ha aplicado en ciclos anteriores metodologías sólidas para identificar refuerzos de red orientados explícitamente a fortalecer la resiliencia del sistema. Sin embargo, algunas de estas propuestas no fueron finalmente incorporadas en los planes de expansión aprobados.

Esta experiencia sugiere que la principal restricción no es de carácter técnico, sino que responde a consideraciones de economía política asociadas al impacto tarifario de corto plazo. Las inversiones en resiliencia incrementan los ingresos regulados de transmisión en el presente, mientras que sus beneficios, la evitación de pérdidas catastróficas, se materializan de forma probabilística y son menos visibles en los esquemas regulatorios tradicionales.

En este contexto, las estimaciones de pérdidas económicas asociadas al evento del 25F presentadas en este reporte transforman beneficios que podrían percibirse como abstractos en referencias cuantitativas concretas para la evaluación de políticas públicas. Esto refuerza la necesidad de integrar explícitamente la valoración de la resiliencia en la planificación de la transmisión, mediante análisis transparentes de costo-beneficio-riesgo que incorporen pérdidas evitadas basadas en estimaciones del VoLL. Cabe destacar que, una vez incorporados en el plan de expansión, los proyectos de transmisión resiliente cuentan ya con un canal institucional claro de implementación, licitación y remuneración dentro del marco regulado existente.

Regulación de la distribución: corrección de distorsiones de incentivos

En las redes de distribución, el desafío es de naturaleza más estructural. El esquema de remuneración basado en la “empresa modelo”, con supuestos de costos eficientes de tipo greenfield, promueve la eficiencia estática, pero genera un sesgo sistemático en contra de inversiones en resiliencia. Mejoras en robustez de red, como soterramiento, redundancia, automatización, seccionamiento o gestión avanzada de fallas, incrementan los costos de capital en el corto plazo, mientras que sus beneficios se manifiestan gradualmente a través de una reducción en la frecuencia y duración de las interrupciones.

Bajo el marco actual, existe un reconocimiento limitado de estos beneficios sistémicos de largo plazo, lo que puede llevar racionalmente a las empresas a priorizar la contención de costos aun cuando ello implique menores niveles de confiabilidad y resiliencia. Corregir esta distorsión requiere mecanismos regulatorios complementarios. Entre las alternativas disponibles se encuentran enfoques más centralizados, en los que el regulador mandate inversiones resilientes socialmente eficientes e incorpore explícitamente sus costos en la base tarifaria, eventualmente evolucionando hacia esquemas híbridos que reconozcan mejor la infraestructura existente. Alternativamente, esquemas de regulación por desempeño pueden reforzar los incentivos mediante señales explícitas ligadas a indicadores de calidad y continuidad de servicio, remunerando la resiliencia no solo como recuperación de costos, sino como provisión efectiva de un servicio de mayor calidad.

2. Interpretar el VoLL con cautela en comparaciones sectoriales y priorización de inversiones

El VoLL no refleja de manera lineal la relevancia económica de los sectores. Actividades con bajo consumo eléctrico pueden exhibir valores de VoLL elevados, mientras que sectores intensivos en electricidad, como la minería, presentan valores moderados por unidad de energía no suministrada. Esta característica puede distorsionar comparaciones sectoriales y decisiones de priorización si no se considera explícitamente la estructura productiva y la intensidad energética. En consecuencia, el VoLL debe utilizarse como una señal económica complementaria y no como un indicador único de importancia sectorial o de criticidad sistémica.

3. Reconocer explícitamente que no existe un único VoLL “correcto”

Las metodologías de estimación del VoLL capturan dimensiones distintas del costo de la energía no suministrada. En particular, los enfoques basados en valor agregado estiman pérdidas económicas productivas, mientras que los métodos basados en encuestas reflejan valoraciones declaradas por los usuarios. Dado que estos enfoques responden a objetivos analíticos y regulatorios diferentes, sus resultados no son directamente comparables y su aplicación debe estar explícitamente condicionada al propósito para el cual se utiliza el VoLL, ya sea planificación, compensaciones, evaluación de eventos extremos o análisis de resiliencia.

4. Asegurar consistencia metodológica y sectorial en el cálculo del VoLL

La interpretación y el uso regulatorio del VoLL requieren coherencia en la metodología seleccionada, la definición y desagregación de sectores económicos y el tratamiento de clientes regulados y libres, independientemente del período en que se realice el cálculo. Cambios metodológicos no coordinados generan resultados difíciles de comparar en el tiempo y abren espacios de arbitrariedad en los estudios regulatorios. Dado el rol del VoLL en decisiones de

planificación, operación y evaluación económica, su cálculo debe responder a criterios explícitos, transparentes y estables.

Anexo

Actividades Banco Central

Tabla A1. Listado de actividades económicas consideradas en las bases de datos del Banco Central, considerando 12 y 111 actividades, respectivamente.⁷⁹

Código	Actividad Económica
1	Agropecuario-silvícola y Pesca
2	Minería
3	Industria manufacturera
4	Electricidad, gas, agua y gestión de desechos
5	Construcción
6	Comercio, hoteles y restaurantes
7	Transporte, comunicaciones y servicios de información
8	Intermediación financiera
9	Servicios inmobiliarios y de vivienda
10	Servicios empresariales
11	Servicios personales
12	Administración pública

Código	Actividad Económica
1	Cultivos anuales (cereales y otros) y forrajeras
2	Cultivo de hortalizas y productos de viveros
3	Cultivo de uva
4	Cultivo de otras frutas
5	Cría de ganado bovino
6	Cría de cerdos
7	Cría de aves de corral
8	Cría de otros animales
9	Actividades de apoyo a la agricultura y ganadería
10	Silvicultura y extracción de madera
11	Acuicultura
12	Pesca extractiva
13	Extracción de carbón
14	Extracción de petróleo y gas natural
15	Minería del cobre
16	Minería del hierro

⁷⁹ Elaboración propia a partir de “Matriz Insumo-Producto — Cuadros en formato Excel,” Banco Central de Chile.

17	Minería de otros metalíferos no ferrosos
18	Explotación de otras minas y servicios de apoyo a la minería
19	Elaboración y conservación de carne
20	Elaboración de harina y aceite de pescado
21	Elaboración y conservación de pescados y mariscos
22	Elaboración y conservación de vegetales
23	Elaboración de aceites
24	Elaboración de productos lácteos
25	Elaboración de productos de molinería
26	Elaboración de alimentos para animales
27	Elaboración de productos de panadería
28	Elaboración de fideos y pastas
29	Elaboración de otros productos alimenticios
30	Elaboración de piscos y licores
31	Elaboración de vinos
32	Elaboración de cervezas
33	Elaboración de bebidas no alcohólicas
34	Elaboración de productos de tabaco
35	Fabricación de productos textiles
36	Fabricación de prendas de vestir
37	Elaboración de cuero y sus productos
38	Fabricación de calzado
39	Aserrado y acepilladura de maderas
40	Fabricación de productos de madera
41	Fabricación de celulosa
42	Fabricación de envases de papel y cartón
43	Fabricación de otros artículos de papel y cartón
44	Imprentas
45	Elaboración de combustibles
46	Fabricación de sustancias químicas básicas
47	Fabricación de pinturas y barnices
48	Fabricación de productos farmacéuticos
49	Fabricación de productos de aseo y cosméticos
50	Fabricación de otros productos químicos
51	Fabricación de productos de caucho
52	Fabricación de productos de plástico
53	Fabricación de vidrio y productos de vidrio
54	Fabricación de cemento, cal y yeso
55	Fabricación de hormigón y otros productos minerales no metálicos
56	Industrias básicas de hierro y acero
57	Industrias básicas de metales no ferrosos
58	Fabricación de productos metálicos

59	Fabricación de maquinaria y equipo de uso industrial y doméstico
60	Fabricación de maquinaria y equipo eléctrico y electrónico
61	Fabricación de equipo de transporte
62	Fabricación de muebles
63	Reparación de maquinaria y equipo y otras industrias manufactureras
64	Generación de electricidad
65	Transmisión de electricidad
66	Distribución de electricidad
67	Suministro de gas y vapor
68	Suministro de agua
69	Gestión de desechos y reciclaje
70	Construcción de edificios residenciales
71	Construcción de edificios no residenciales
72	Construcción de obras de ingeniería civil
73	Actividades especializadas de construcción
74	Comercio automotriz
75	Comercio mayorista
76	Comercio minorista
77	Hoteles
78	Restaurantes
79	Transporte ferroviario
80	Otros transportes terrestres de pasajeros
81	Transporte de carga por carretera
82	Transporte por tuberías (gasoductos y oleoductos)
83	Transporte marítimo
84	Transporte aéreo
85	Actividades de almacenamiento y depósito
86	Actividades de apoyo al transporte terrestre
87	Otras actividades de apoyo al transporte
88	Correo y servicios de mensajería
89	Telefonía móvil
90	Telefonía fija y larga distancia
91	Otras actividades de telecomunicaciones
92	Actividades de servicios informáticos e información
93	Otras actividades de edición, producción y difusión
94	Intermediación financiera
95	Actividades de seguros y reaseguros
96	Auxiliares financieros
97	Actividades inmobiliarias
98	Servicios de vivienda
99	Actividades de servicios jurídicos y contables
100	Actividades de arquitectura e ingeniería

101	Otras actividades profesionales, científicas y técnicas
102	Actividades de alquiler y arrendamiento
103	Actividades administrativas y de apoyo
104	Administración pública
105	Educación pública
106	Educación privada
107	Salud pública
108	Salud privada y asistencia social
109	Actividades asociaciones
110	Actividades artísticas, entretenimiento y recreación
111	Otras actividades de servicios personales

Clasificación Actividades Económicas

Tabla A2. Clasificación de Códigos Actividad Económica SII en 111 Actividades Económicas del Banco Central de Chile

Código	Actividad Económica Banco Central	Código Actividad Económica SII
1	Cultivos anuales (cereales y otros) y forrajeras	11101, 11102, 11103, 11104, 11105, 11106, 11107, 11108, 11109, 11110, 11111, 11200, 11301, 11302, 11303, 11304, 11400, 11500, 11600, 11902
2	Cultivo de hortalizas y productos de viveros	11305, 11306, 11901, 11903, 12802, 13000
3	Cultivo de uva	12111, 12112, 12120
4	Cultivo de otras frutas	12200, 12300, 12400, 12501, 12502, 12600, 12700, 12801, 12900
5	Cría de ganado bovino	14101, 14102
6	Cría de cerdos	14500
7	Cría de aves de corral	14601, 14602
8	Cría de otros animales	14200, 14300, 14410, 14420, 14901, 14909, 17000
9	Actividades de apoyo a la agricultura y ganadería	15000, 16100, 16200, 16300, 16400
10	Silvicultura y extracción de madera	21001, 21002, 22000, 23000, 24001, 24002, 24003, 24009
11	Acuicultura	32110, 32120, 32130, 32140, 32200
12	Pesca extractiva	31110, 31120, 31130, 31140, 31200
13	Extracción de carbón	51000, 52000
14	Extracción de petróleo y gas natural	61000, 62000
15	Minería del cobre	40000
16	Minería del hierro	71000
17	Minería de otros metalíferos no ferrosos	72100, 72910, 72991, 72992, 72999
18	Explotación de otras minas y servicios de apoyo a la minería	81000, 89110, 89190, 89200, 89300, 89900, 91001, 91002, 99001, 99002

19	Elaboración y conservación de carne	101011, 101019, 101020
20	Elaboración de harina y aceite de pescado	102010
21	Elaboración y conservación de pescados y mariscos	102020, 102030, 102040, 102050, 102060
22	Elaboración y conservación de vegetales	103000
23	Elaboración de aceites	104000
24	Elaboración de productos lácteos	105000
25	Elaboración de productos de molinería	106101, 106102, 106109, 106200
26	Elaboración de alimentos para animales	108000
27	Elaboración de productos de panadería	107100
28	Elaboración de fideos y pastas	107400
29	Elaboración de otros productos alimenticios	107200, 107300, 107500, 107901, 107902, 107903, 107909
30	Elaboración de piscos y licores	110110, 110120
31	Elaboración de vinos	110200
32	Elaboración de cervezas	110300
33	Elaboración de bebidas no alcohólicas	110401, 110402
34	Elaboración de productos de tabaco	120001, 120009
35	Fabricación de productos textiles	131100, 131200, 131300, 139100, 139200, 139300, 139400, 139900
36	Fabricación de prendas de vestir	141001, 141002, 141003, 141004, 143000
37	Elaboración de cuero y sus productos	142000, 151100, 151200
38	Fabricación de calzado	152000
39	Aserrado y acepilladura de maderas	161000
40	Fabricación de productos de madera	162100, 162200, 162300, 162900
41	Fabricación de celulosa	170110
42	Fabricación de envases de papel y cartón	170200
43	Fabricación de otros artículos de papel y cartón	170190, 170900
44	Imprentas	181101, 181109, 181200, 182000
45	Elaboración de combustibles	191000, 192000
46	Fabricación de sustancias químicas básicas	201101, 201109, 201200, 201300, 203000
47	Fabricación de pinturas y barnices	202200
48	Fabricación de productos farmacéuticos	210000
49	Fabricación de productos de aseo y cosméticos	202300
50	Fabricación de otros productos químicos	202100, 202901, 202909
51	Fabricación de productos de caucho	221100, 221900
52	Fabricación de productos de plástico	222000
53	Fabricación de vidrio y productos de vidrio	231001, 231002, 231003, 231009
54	Fabricación de cemento, cal y yeso	239400
55	Fabricación de hormigón y otros productos minerales no metálicos	239100, 239200, 239300, 239500, 239600, 239900

56	Industrias básicas de hierro y acero	241000, 243100
57	Industrias básicas de metales no ferrosos	242001, 242002, 242009, 243200
58	Fabricación de productos metálicos	251100, 251201, 251209, 251300, 252000, 259100, 259200, 259300, 259900
59	Fabricación de maquinaria y equipo de uso industrial y doméstico	281100, 281200, 281300, 281400, 281500, 281600, 281700, 281800, 281900, 282100, 282200, 282300, 282400, 282500, 282600, 282900
60	Fabricación de maquinaria y equipo eléctrico y electrónico	261000, 262000, 263000, 264000, 265100, 265200, 266000, 267000, 268000, 271000, 272000, 273100, 273200, 273300, 274000, 275000, 279000
61	Fabricación de equipo de transporte	291000, 292000, 293000, 301100, 301200, 302000, 303000, 304000, 309100, 309200, 309900
62	Fabricación de muebles	310001, 310009
63	Reparación de maquinaria y equipo y otras industrias manufactureras	321100, 321200, 322000, 323000, 324000, 325001, 325009, 329000, 331100, 331201, 331202, 331203, 331204, 331209, 331301, 331309, 331400, 331501, 331502, 331509, 331900, 332000
64	Generación de electricidad	351011, 351012, 351019
65	Transmisión de electricidad	351020
66	Distribución de electricidad	351030
67	Suministro de gas y vapor	352010, 352020, 353001, 353002
68	Suministro de agua	360000
69	Gestión de desechos y reciclaje	370000, 381100, 381200, 382100, 382200, 383001, 383002, 383003, 383009, 390000
70	Construcción de edificios residenciales	410010
71	Construcción de edificios no residenciales	410020
72	Construcción de obras de ingeniería civil	421000, 422000, 429000
73	Actividades especializadas de construcción	431100, 431200, 432100, 432200, 432900, 433000, 439000
74	Comercio automotriz	451001, 451002, 452001, 452002, 453000, 454001, 454002, 454003
75	Comercio mayorista	461001, 461002, 461009, 462010, 462020, 462090, 463011, 463012, 463013, 463014, 463019, 463020, 463030, 464100, 464901, 464902, 464903, 464904, 464905, 464906, 464907, 464908, 464909, 465100, 465200, 465300, 465901, 465902, 465903, 465904, 465905, 465909, 466100, 466200, 466301, 466302, 466901, 466902, 466909, 469000

76	Comercio minorista	471100, 471910, 471990, 472101, 472102, 472103, 472104, 472105, 472109, 472200, 472300, 473000, 474100, 474200, 475100, 475201, 475202, 475203, 475300, 475901, 475902, 475909, 476101, 476102, 476103, 476200, 476301, 476302, 476309, 476400, 477101, 477102, 477103, 477201, 477202, 477203, 477310, 477391, 477392, 477393, 477394, 477395, 477396, 477397, 477398, 477399, 477401, 477402, 477409, 478100, 478200, 478900, 479100, 479901, 479902, 479903, 479909
77	Hoteles	551001, 551002, 551003, 551009, 552000, 559001, 559009
78	Restaurantes	561000, 562100, 562900, 563001, 563009
79	Transporte ferroviario	491100, 491200
80	Otros transportes terrestres de pasajeros	492110, 492120, 492130, 492190, 492210, 492220, 492230, 492240, 492250, 492290
81	Transporte de carga por carretera	492300
82	Transporte por tuberías (gasoductos y oleoductos)	493010, 493020, 493090
83	Transporte marítimo	501100, 501200, 502100, 502200
84	Transporte aéreo	511000, 512000
85	Actividades de almacenamiento y depósito	521001, 521009
86	Actividades de apoyo al transporte terrestre	522110, 522120, 522130, 522190
87	Otras actividades de apoyo al transporte	522200, 522300, 522400, 522910, 522920, 522990
88	Correo y servicios de mensajería	531000, 532000
89	Telefonía móvil	612010, 613010
90	Telefonía fija y larga distancia	611010, 611020
91	Otras actividades de telecomunicaciones	611030, 611090, 612020, 612030, 612090, 613020, 613090, 619010, 619090
92	Actividades de servicios informáticos e información	582000, 620100, 620200, 620900, 631100, 631200, 639100, 639900
93	Otras actividades de edición, producción y difusión	581100, 581200, 581300, 581900, 591100, 591200, 591300, 591400, 592000, 601000, 602000
94	Intermediación financiera	641100, 641910, 641990, 642000, 643000, 649100, 649201, 649202, 649203, 649209, 649900
95	Actividades de seguros y reaseguros	651100, 651210, 651220, 652000, 653000

96	Auxiliares financieros	661100, 661201, 661202, 661203, 661204, 661209, 661901, 661902, 661903, 661904, 661909, 662100, 662200, 662900, 663010, 663091, 663092, 663093, 663094, 663099
97	Actividades inmobiliarias	681011, 681012, 682000
98	Servicios de vivienda	681020
99	Actividades de servicios jurídicos y contables	691001, 691002, 691003, 691004, 691009, 692000
100	Actividades de arquitectura e ingeniería	711001, 711002, 711003
101	Otras actividades profesionales, científicas y técnicas	701000, 702000, 712001, 712009, 721000, 722000, 731001, 731002, 732000, 741001, 741002, 741009, 742001, 742002, 742003, 749001, 749002, 749003, 749004, 749009, 750001, 750002
102	Actividades de alquiler y arrendamiento	771000, 772100, 772200, 772900, 773001, 773002, 773003, 773009, 774000
103	Actividades administrativas y de apoyo	781000, 782000, 783000, 791100, 791200, 799000, 801001, 801002, 801003, 802000, 803000, 811000, 812100, 812901, 812909, 813000, 821100, 821900, 822000, 823000, 829110, 829120, 829200, 829900
104	Administración pública	841100, 841200, 841300, 842100, 842200, 842300, 843010, 843020, 843090
105	Educación pública	850011, 850012, 853110
106	Educación privada	850021, 850022, 853120, 853201, 853202, 854100, 854200, 854901, 854902, 854909, 855000
107	Salud pública	861010, 862010
108	Salud privada y asistencia social	861020, 862021, 862022, 862031, 862032, 869010, 869091, 869092, 871000, 872000, 873000, 879000, 881000, 889000
109	Actividades asociaciones	941100, 941200, 942000, 949100, 949200, 949901, 949902, 949903, 949904, 949909
110	Actividades artísticas, entretenimiento y recreación	900001, 900002, 900003, 900004, 900009, 910100, 910200, 910300, 920010, 920090, 931101, 931102, 931109, 931201, 931209, 931901, 931909, 932100, 932901, 932909
111	Otras actividades de servicios personales	951100, 951200, 952100, 952200, 952300, 952400, 952900, 960100, 960200, 960310, 960320, 960901, 960902, 960909, 970000, 990000

PIB y Consumo Eléctrico Actividades Banco Central

Tabla A3. PIB y Consumo Eléctrico por Actividad Económica, considerando 12 y 111 actividades, respectivamente.

Código	Actividad Económica	PIB MIP 2022 [MM USD]	Consumo Eléctrico 2022 [MWh]
1	Agropecuario-silvícola y Pesca	26818,97	2530697,17
2	Minería	68253,86	34456358,60
3	Industria manufacturera	106259,98	10689791,20
4	Electricidad, gas, agua y gestión de desechos	18296,91	1296397,87
5	Construcción	42582,36	300911,45
6	Comercio, hoteles y restaurantes	70477,78	1945026,51
7	Transporte, comunicaciones y servicios de información	54069,67	1986942,50
8	Intermediación financiera	24996,60	172942,61
9	Servicios inmobiliarios y de vivienda	29423,66	1131283,40
10	Servicios empresariales	42172,93	92550,83
11	Servicios personales	52376,32	902762,45
12	Administración pública	18910,07	228465,22

Código	Actividad Económica	PIB MIP 2022 [MM USD]	Consumo Eléctrico 2022 [MWh]
1	Cultivos anuales (cereales y otros) y forrajeras	1918,41	189464,02
2	Cultivo de hortalizas y productos de viveros	1562,12	46424,24
3	Cultivo de uva	1258,12	227891,19
4	Cultivo de otras frutas	5471,24	472038,60
5	Cría de ganado bovino	1772,19	30854,43
6	Cría de cerdos	988,60	5971,39
7	Cría de aves de corral	2043,95	232277,01
8	Cría de otros animales	184,35	7432,23
9	Actividades de apoyo a la agricultura y ganadería	2050,61	169575,12
10	Silvicultura y extracción de madera	2693,50	697002,07
11	Acuicultura	5905,34	348201,15
12	Pesca extractiva	970,54	103565,72

13	Extracción de carbón	1,31	0,00
14	Extracción de petróleo y gas natural	290,20	0,00
15	Minería del cobre	54470,65	22638077,35
16	Minería del hierro	1804,59	858677,93
17	Minería de otros metalíferos no ferrosos	1046,11	1851544,22
18	Explotación de otras minas y servicios de apoyo a la minería	10641,00	9108059,10
19	Elaboración y conservación de carne	5468,72	586546,66
20	Elaboración de harina y aceite de pescado	1405,85	38683,38
21	Elaboración y conservación de pescados y mariscos	9102,05	303257,23
22	Elaboración y conservación de vegetales	2736,01	336618,64
23	Elaboración de aceites	832,92	42456,18
24	Elaboración de productos lácteos	3354,80	375014,49
25	Elaboración de productos de molinería	1768,74	165250,69
26	Elaboración de alimentos para animales	5316,52	140244,77
27	Elaboración de productos de panadería	3549,15	139915,38
28	Elaboración de fideos y pastas	251,34	20561,97
29	Elaboración de otros productos alimenticios	2575,20	494571,94
30	Elaboración de piscos y licores	215,18	9156,19
31	Elaboración de vinos	2678,61	161182,21
32	Elaboración de cervezas	1335,34	124684,90
33	Elaboración de bebidas no alcohólicas	3308,32	182513,83
34	Elaboración de productos de tabaco	195,87	15332,60
35	Fabricación de productos textiles	642,17	42203,09
36	Fabricación de prendas de vestir	759,68	8860,98
37	Elaboración de cuero y sus productos	70,70	3791,43
38	Fabricación de calzado	143,80	3358,65
39	Aserrado y acepilladura de maderas	2766,70	248910,00
40	Fabricación de productos de madera	2612,58	224664,55
41	Fabricación de celulosa	4811,99	785206,01
42	Fabricación de envases de papel y cartón	1638,64	145500,11
43	Fabricación de otros artículos de papel y cartón	1233,39	969090,40

44	Imprentas	927,15	37072,49
45	Elaboración de combustibles	8391,96	64109,04
46	Fabricación de sustancias químicas básicas	7779,97	643324,80
47	Fabricación de pinturas y barnices	497,51	11759,34
48	Fabricación de productos farmacéuticos	2071,32	84096,05
49	Fabricación de productos de aseo y cosméticos	652,06	35183,22
50	Fabricación de otros productos químicos	1982,59	230256,46
51	Fabricación de productos de caucho	685,73	131111,63
52	Fabricación de productos de plástico	3119,06	715408,31
53	Fabricación de vidrio y productos de vidrio	753,57	429051,94
54	Fabricación de cemento, cal y yeso	869,69	672797,12
55	Fabricación de hormigón y otros productos minerales no metálicos	2208,99	138741,09
56	Industrias básicas de hierro y acero	2597,67	865801,55
57	Industrias básicas de metales no ferrosos	1107,92	422667,42
58	Fabricación de productos metálicos	5090,81	468907,85
59	Fabricación de maquinaria y equipo de uso industrial y doméstico	2637,11	29448,46
60	Fabricación de maquinaria y equipo eléctrico y electrónico	1248,24	40295,16
61	Fabricación de equipo de transporte	794,80	39274,78
62	Fabricación de muebles	1189,29	24189,15
63	Reparación de maquinaria y equipo y otras industrias manufactureras	2880,28	38719,06
64	Generación de electricidad	9291,84	22644,16
65	Transmisión de electricidad	1234,62	0,00
66	Distribución de electricidad	1458,52	0,00
67	Suministro de gas y vapor	2460,55	108070,96
68	Suministro de agua	2198,00	999380,83
69	Gestión de desechos y reciclaje	1653,37	166301,92
70	Construcción de edificios residenciales	9736,56	170182,64
71	Construcción de edificios no residenciales	3796,46	7641,95
72	Construcción de obras de ingeniería civil	13797,04	104329,79

73	Actividades especializadas de construcción	15252,31	18757,07
74	Comercio automotriz	7860,48	22069,25
75	Comercio mayorista	27112,44	717483,87
76	Comercio minorista	23107,69	1028537,78
77	Hoteles	1962,30	150352,27
78	Restaurantes	10434,87	26583,34
79	Transporte ferroviario	416,21	65,49
80	Otros transportes terrestres de pasajeros	6141,37	638413,26
81	Transporte de carga por carretera	13781,10	49340,25
82	Transporte por tuberías (gasoductos y oleoductos)	180,98	42351,31
83	Transporte marítimo	1674,41	26533,48
84	Transporte aéreo	5282,82	10297,84
85	Actividades de almacenamiento y depósito	2082,73	269748,40
86	Actividades de apoyo al transporte terrestre	2390,45	18601,43
87	Otras actividades de apoyo al transporte	4798,14	91137,16
88	Correo y servicios de mensajería	794,13	1112,44
89	Telefonía móvil	2844,92	17583,59
90	Telefonía fija y larga distancia	1491,91	21270,98
91	Otras actividades de telecomunicaciones	2742,50	580527,31
92	Actividades de servicios informáticos e información	7606,91	182133,36
93	Otras actividades de edición, producción y difusión	1841,09	37826,20
94	Intermediación financiera	11860,44	139630,71
95	Actividades de seguros y reaseguros	4278,11	28621,11
96	Auxiliares financieros	8858,05	4690,79
97	Actividades inmobiliarias	7930,13	986621,68
98	Servicios de vivienda	21493,53	144661,72
99	Actividades de servicios jurídicos y contables	3928,29	2574,09
100	Actividades de arquitectura e ingeniería	10205,31	1822,65
101	Otras actividades profesionales, científicas y técnicas	10947,57	26799,52
102	Actividades de alquiler y arrendamiento	5278,34	48828,86
103	Actividades administrativas y de apoyo	11813,41	12525,71
104	Administración pública	18910,07	228465,22

105	Educación pública	10585,76	11287,07
106	Educación privada	7186,87	191427,22
107	Salud pública	12838,17	266132,87
108	Salud privada y asistencia social	14455,27	339372,90
109	Actividades asociaciones	1740,11	12743,49
110	Actividades artísticas, entretenimiento y recreación	2422,58	78454,85
111	Otras actividades de servicios personales	3147,55	3344,05

Resultados VoLL I y VoLL II 111 Actividades Banco Central

Tabla A4. Resultados de VoLL I y VoLL II para las 111 actividades económicas descritas por el Banco Central.

111 Actividad Económica	12 Actividad Económica	PIB MIP 2022 [MM USD]	Consumo Eléctrico 2022 [MWh]	VoLL I Efecto Directo [USD/kWh]	VoLL I* Indirecto [USD/kWh]	VoLL I* Directo + Indirecto [USD/kWh]	VoLL II Efecto Sistémico [USD/kWh]	VoLL II Efecto Electricidad [USD/kWh]
1 Cultivos anuales (cereales y otros) y forrajeras	Agropecuario-silvícola y Pesca	1.918,41	189.464,02	10,13	14,54	24,67	108,63	766,35
2 Cultivo de hortalizas y productos de viveros	Agropecuario-silvícola y Pesca	1.562,12	46.424,24	33,65	16,58	50,22	170,67	2.546,73
3 Cultivo de uva	Agropecuario-silvícola y Pesca	1.258,12	227.891,19	5,52	2,84	8,36	43,38	417,84
4 Cultivo de otras frutas	Agropecuario-silvícola y Pesca	5.471,24	472.038,60	11,59	2,25	13,84	16,31	877,25
5 Cría de ganado bovino	Agropecuario-silvícola y Pesca	1.772,19	30.854,43	57,44	69,52	126,96	1.088,86	4.347,16
6 Cría de cerdos	Agropecuario-silvícola y Pesca	988,60	5.971,39	165,56	221,59	387,15	2.527,63	12.530,24
7 Cría de aves de corral	Agropecuario-silvícola y Pesca	2.043,95	232.277,01	8,80	9,11	17,91	76,82	666,01
8 Cría de otros animales	Agropecuario-silvícola y Pesca	184,35	7.432,23	24,80	35,03	59,83	253,80	1.877,33
9 Actividades de apoyo a la agricultura y ganadería	Agropecuario-silvícola y Pesca	2.050,61	169.575,12	12,09	20,11	32,20	282,88	915,24
10 Silvicultura y extracción de madera	Agropecuario-silvícola y Pesca	2.693,50	697.002,07	3,86	5,41	9,28	32,98	292,48
11 Acuicultura	Agropecuario-silvícola y Pesca	5.905,34	348.201,15	16,96	21,59	38,55	298,42	1.283,59
12 Pesca extractiva	Agropecuario-silvícola y Pesca	970,54	103.565,72	9,37	11,89	21,26	341,81	709,27
13 Extracción de carbón	Minería	1,31	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
14 Extracción de petróleo y gas natural	Minería	290,20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

15 Minería del cobre	Minería	54.470,65	22.638.077,35	2,41	0,43	2,84	2,69	182,11
16 Minería del hierro	Minería	1.804,59	858.677,93	2,10	0,40	2,50	2,37	159,06
17 Minería de otros metalíferos no ferrosos	Minería	1.046,11	1.851.544,22	0,56	0,00	0,57	0,57	42,76
18 Explotación de otras minas y servicios de apoyo a la minería	Minería	10.641,00	9.108.059,10	1,17	0,42	1,59	5,04	88,42
19 Elaboración y conservación de carne	Industria manufacturera	5.468,72	586.546,66	9,32	3,34	12,66	28,16	705,66
20 Elaboración de harina y aceite de pescado	Industria manufacturera	1.405,85	38.683,38	36,34	45,63	81,97	179,07	2.750,60
21 Elaboración y conservación de pescados y mariscos	Industria manufacturera	9.102,05	303.257,23	30,01	2,77	32,79	31,92	2.271,65
22 Elaboración y conservación de vegetales	Industria manufacturera	2.736,01	336.618,64	8,13	1,57	9,70	13,78	615,17
23 Elaboración de aceites	Industria manufacturera	832,92	42.456,18	19,62	6,92	26,53	50,73	1.484,83
24 Elaboración de productos lácteos	Industria manufacturera	3.354,80	375.014,49	8,95	1,44	10,38	16,34	677,07
25 Elaboración de productos de molinería	Industria manufacturera	1.768,74	165.250,69	10,70	11,00	21,70	126,80	810,09
26 Elaboración de alimentos para animales	Industria manufacturera	5.316,52	140.244,77	37,91	61,31	99,22	872,21	2.869,16
27 Elaboración de productos de panadería	Industria manufacturera	3.549,15	139.915,38	25,37	3,90	29,27	38,43	1.919,87

28	Elaboración de fideos y pastas	Industria manufacturera	251,34	20.561,97	12,22	1,60	13,83	16,35	925,14
29	Elaboración de otros productos alimenticios	Industria manufacturera	2.575,20	494.571,94	5,21	1,57	6,78	11,74	394,09
30	Elaboración de piscos y licores	Industria manufacturera	215,18	9.156,19	23,50	4,28	27,78	32,10	1.778,71
31	Elaboración de vinos	Industria manufacturera	2.678,61	161.182,21	16,62	0,61	17,23	17,00	1.257,78
32	Elaboración de cervezas	Industria manufacturera	1.335,34	124.684,90	10,71	0,78	11,49	11,52	810,57
33	Elaboración de bebidas no alcohólicas	Industria manufacturera	3.308,32	182.513,83	18,13	3,27	21,40	23,57	1.371,91
34	Elaboración de productos de tabaco	Industria manufacturera	195,87	15.332,60	12,77	1,66	14,43	12,82	966,85
35	Fabricación de productos textiles	Industria manufacturera	642,17	42.203,09	15,22	7,78	23,00	76,71	1.151,64
36	Fabricación de prendas de vestir	Industria manufacturera	759,68	8.860,98	85,73	20,67	106,40	421,83	6.488,80
37	Elaboración de cuero y sus productos	Industria manufacturera	70,70	3.791,43	18,65	12,68	31,33	158,11	1.411,26
38	Fabricación de calzado	Industria manufacturera	143,80	3.358,65	42,81	11,82	54,63	201,63	3.240,45
39	Aserrado y acepilladura de maderas	Industria manufacturera	2.766,70	248.910,00	11,12	6,54	17,65	24,03	841,27
40	Fabricación de productos de madera	Industria manufacturera	2.612,58	224.664,55	11,63	7,59	19,22	53,75	880,13
41	Fabricación de celulosa	Industria manufacturera	4.811,99	785.206,01	6,13	2,19	8,32	11,52	463,83
42	Fabricación de envases de papel y cartón	Industria manufacturera	1.638,64	145.500,11	11,26	16,75	28,01	512,66	852,38

43	Fabricación de otros artículos de papel y cartón	Industria manufacturera	1.233,39	969.090,40	1,27	0,65	1,92	8,62	96,33
44	Imprentas	Industria manufacturera	927,15	37.072,49	25,01	36,59	61,60	1.181,17	1.892,83
45	Elaboración de combustibles	Industria manufacturera	8.391,96	64.109,04	130,90	156,44	287,34	6.225,13	9.907,34
46	Fabricación de sustancias químicas básicas	Industria manufacturera	7.779,97	643.324,80	12,09	7,19	19,29	77,27	915,29
47	Fabricación de pinturas y barnices	Industria manufacturera	497,51	11.759,34	42,31	65,38	107,69	1.715,28	3.202,11
48	Fabricación de productos farmacéuticos	Industria manufacturera	2.071,32	84.096,05	24,63	20,10	44,73	6.267,61	1.864,17
49	Fabricación de productos de aseo y cosméticos	Industria manufacturera	652,06	35.183,22	18,53	10,91	29,44	193,37	1.402,71
50	Fabricación de otros productos químicos	Industria manufacturera	1.982,59	230.256,46	8,61	9,34	17,95	291,52	651,68
51	Fabricación de productos de caucho	Industria manufacturera	685,73	131.111,63	5,23	3,39	8,62	39,19	395,84
52	Fabricación de productos de plástico	Industria manufacturera	3.119,06	715.408,31	4,36	4,42	8,78	87,83	329,98
53	Fabricación de vidrio y productos de vidrio	Industria manufacturera	753,57	429.051,94	1,76	1,71	3,47	26,12	132,93
54	Fabricación de cemento, cal y yeso	Industria manufacturera	869,69	672.797,12	1,29	1,97	3,26	17,36	97,83
55	Fabricación de hormigón y otros productos minerales no metálicos	Industria manufacturera	2.208,99	138.741,09	15,92	19,86	35,78	192,40	1.205,04

56	Industrias básicas de hierro y acero	Industria manufacturera	2.597,67	865.801,55	3,00	3,93	6,93	48,05	227,08
57	Industrias básicas de metales no ferrosos	Industria manufacturera	1.107,92	422.667,42	2,62	1,24	3,86	8,44	198,39
58	Fabricación de productos metálicos	Industria manufacturera	5.090,81	468.907,85	10,86	8,52	19,38	140,47	821,70
59	Fabricación de maquinaria y equipo de uso industrial y doméstico	Industria manufacturera	2.637,11	29.448,46	89,55	50,77	140,32	672,94	6.777,64
60	Fabricación de maquinaria y equipo eléctrico y electrónico	Industria manufacturera	1.248,24	40.295,16	30,98	19,97	50,94	422,55	2.344,55
61	Fabricación de equipo de transporte	Industria manufacturera	794,80	39.274,78	20,24	25,79	46,03	217,90	1.531,64
62	Fabricación de muebles	Industria manufacturera	1.189,29	24.189,15	49,17	9,69	58,86	75,67	3.721,17
63	Reparación de maquinaria y equipo y otras industrias manufactureras	Industria manufacturera	2.880,28	38.719,06	74,39	85,62	160,01	2.529,44	5.630,19
64	Generación de electricidad	Electricidad, gas, agua y gestión de desechos	9.291,84	22.644,16	410,34	495,42	905,76	8.302,33	31.056,94
65	Transmisión de electricidad	Electricidad, gas, agua y gestión de desechos	1.234,62	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
66	Distribución de electricidad	Electricidad, gas, agua y gestión de desechos	1.458,52	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
67	Suministro de gas y vapor	Electricidad, gas, agua y gestión de desechos	2.460,55	108.070,96	22,77	36,54	59,31	741,78	1.723,21

68	Suministro de agua	Electricidad, gas, agua y gestión de desechos	2.198,00	999.380,83	2,20	0,95	3,15	17,51	166,46
69	Gestión de desechos y reciclaje	Electricidad, gas, agua y gestión de desechos	1.653,37	166.301,92	9,94	11,57	21,51	183,34	752,46
70	Construcción de edificios residenciales	Construcción	9.736,56	170.182,64	57,21	4,22	61,43	59,04	4.330,16
71	Construcción de edificios no residenciales	Construcción	3.796,46	7.641,95	496,79	35,94	532,73	514,34	37.599,95
72	Construcción de obras de ingeniería civil	Construcción	13.797,04	104.329,79	132,24	11,30	143,54	137,76	10.009,00
73	Actividades especializadas de construcción	Construcción	15.252,31	18.757,07	813,15	466,61	1.279,76	2.826,67	61.543,70
74	Comercio automotriz	Comercio, hoteles y restaurantes	7.860,48	22.069,25	356,17	295,81	651,98	2.151,71	26.957,18
75	Comercio mayorista	Comercio, hoteles y restaurantes	27.112,44	717.483,87	37,79	26,54	64,33	556,18	2.860,02
76	Comercio minorista	Comercio, hoteles y restaurantes	23.107,69	1.028.537,78	22,47	9,48	31,94	84,52	1.700,39
77	Hoteles	Comercio, hoteles y restaurantes	1.962,30	150.352,27	13,05	6,65	19,70	74,84	987,80
78	Restaurantes	Comercio, hoteles y restaurantes	10.434,87	26.583,34	392,53	69,27	461,80	534,60	29.709,17
79	Transporte ferroviario	Transporte, comunicaciones y servicios de información	416,21	65,49	6.355,26	4.666,82	11.022,08	26.201,89	481.001,45
80	Otros transportes terrestres de pasajeros	Transporte, comunicaciones y servicios de información	6.141,37	638.413,26	9,62	3,62	13,24	40,39	728,08

81 Transporte de carga por carretera	Transporte, comunicaciones y servicios de información	13.781,10	49.340,25	279,31	497,60	776,91	5.401,49	21.139,54
82 Transporte por tuberías (gasoductos y oleoductos)	Transporte, comunicaciones y servicios de información	180,98	42.351,31	4,27	8,82	13,09	387,82	323,43
83 Transporte marítimo	Transporte, comunicaciones y servicios de información	1.674,41	26.533,48	63,11	82,84	145,95	945,23	4.776,19
84 Transporte aéreo	Transporte, comunicaciones y servicios de información	5.282,82	10.297,84	513,00	237,82	750,82	2.433,20	38.826,92
85 Actividades de almacenamiento y depósito	Transporte, comunicaciones y servicios de información	2.082,73	269.748,40	7,72	12,08	19,80	153,56	584,37
86 Actividades de apoyo al transporte terrestre	Transporte, comunicaciones y servicios de información	2.390,45	18.601,43	128,51	90,13	218,64	858,14	9.726,25
87 Otras actividades de apoyo al transporte	Transporte, comunicaciones y servicios de información	4.798,14	91.137,16	52,65	77,67	130,32	1.231,23	3.984,66
88 Correo y servicios de mensajería	Transporte, comunicaciones y servicios de información	794,13	1.112,44	713,86	1.077,00	1.790,86	20.153,67	54.028,93
89 Telefonía móvil	Transporte, comunicaciones y servicios de información	2.844,92	17.583,59	161,79	108,14	269,93	447,14	12.245,47
90 Telefonía fija y larga distancia	Transporte, comunicaciones y servicios de información	1.491,91	21.270,98	70,14	49,00	119,14	588,07	5.308,47
91 Otras actividades de telecomunicaciones	Transporte, comunicaciones y servicios de información	2.742,50	580.527,31	4,72	3,42	8,14	43,53	357,55
92 Actividades de servicios informáticos e información	Transporte, comunicaciones y servicios de información	7.606,91	182.133,36	41,77	34,49	76,25	577,43	3.161,05

93	Otras actividades de edición, producción y difusión	Transporte, comunicaciones y servicios de información	1.841,09	37.826,20	48,67	63,61	112,29	673,91	3.683,80
94	Intermediación financiera	Intermediación financiera	11.860,44	139.630,71	84,94	84,13	169,07	544,51	6.428,85
95	Actividades de seguros y reaseguros	Intermediación financiera	4.278,11	28.621,11	149,47	84,94	234,41	451,70	11.313,01
96	Auxiliares financieros	Intermediación financiera	8.858,05	4.690,79	1.888,39	3.024,41	4.912,80	18.829,12	142.924,09
97	Actividades inmobiliarias	Servicios inmobiliarios y de vivienda	7.930,13	986.621,68	8,04	12,53	20,56	401,99	608,33
98	Servicios de vivienda	Servicios inmobiliarios y de vivienda	21.493,53	144.661,72	148,58	0,00	148,58	0,00	11.245,20
99	Actividades de servicios jurídicos y contables	Servicios empresariales	3.928,29	2.574,09	1.526,09	2.678,19	4.204,28	90.731,43	115.502,91
100	Actividades de arquitectura e ingeniería	Servicios empresariales	10.205,31	1.822,65	5.599,16	4.205,28	9.804,44	72.202,72	423.775,70
101	Otras actividades profesionales, científicas y técnicas	Servicios empresariales	10.947,57	26.799,52	408,50	665,77	1.074,27	16.050,51	30.917,47
102	Actividades de alquiler y arrendamiento	Servicios empresariales	5.278,34	48.828,86	108,10	154,51	262,60	3.173,46	8.181,52
103	Actividades administrativas y de apoyo	Servicios empresariales	11.813,41	12.525,71	943,13	1.425,74	2.368,88	67.681,35	71.381,58
104	Administración pública	Administración pública	18.910,07	228.465,22	82,77	6,64	89,41	93,35	6.264,50
105	Educación pública	Servicios personales	10.585,76	11.287,07	937,87	13,17	951,04	945,18	70.982,96
106	Educación privada	Servicios personales	7.186,87	191.427,22	37,54	1,54	39,08	39,19	2.841,51

107	Salud pública	Servicios personales	12.838,17	266.132,87	48,24	0,04	48,28	48,24	3.651,05
108	Salud privada y asistencia social	Servicios personales	14.455,27	339.372,90	42,59	7,42	50,02	44,75	3.223,76
109	Actividades asociaciones	Servicios personales	1.740,11	12.743,49	136,55	9,79	146,34	152,37	10.334,80
110	Actividades artísticas, entretenimiento y recreación	Servicios personales	2.422,58	78.454,85	30,88	15,63	46,51	78,72	2.337,07
111	Otras actividades de servicios personales	Servicios personales	3.147,55	3.344,05	941,24	159,79	1.101,03	9.878,11	71.238,27
	Promedio Ponderado Consumo				9,90	6,16	16,06	115,12	749,13