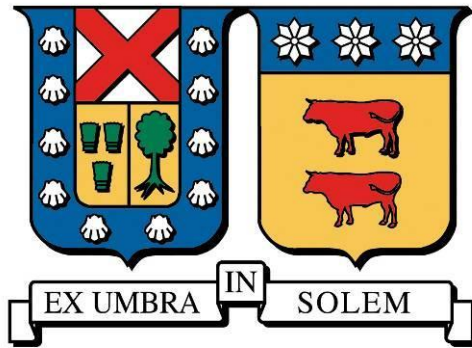




UNIVERSIDAD TECNICA FEDERICO SANTA MARIA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA MECÁNICA

**“Propuestas de Mejora para el Reglamento de la Ley de
Eficiencia Energética (DS N°28) Basadas en el Desempeño
del Sector Minero en Chile”**

Omar Alvarado Ayala

MAGÍSTER EN ECONOMÍA ENERGÉTICA

2025



CONSTANCIA DE VALIDACIÓN Y CONFIDENCIALIDAD DE MONOGRAFÍA A REPOSITORIO ACADÉMICO

1.- IDENTIFICACIÓN DEL TRABAJO ACADÉMICO

Tipo de monografía (marcar una opción): ☐ Memoria o trabajo de título ☒ Tesis de Postgrado

Título del trabajo: **“Propuestas de Mejora para el Reglamento de la Ley de Eficiencia Energética (DS N°28) Basadas en el Desempeño del Sector Minero en Chile”**

Nombre del candidato(a): **Omar Alvarado Ayala**

Carrera / Grado: **Magíster de Economía Energética**

Campus: **Campus Vitacura** Departamento: **Departamento de Ingeniería Mecánica**

2.- VALIDACIÓN DEL PROFESOR GUÍA/DIRECTOR DE TESIS

Yo, **Rodrigo Balderrama Aniñir**, en mi calidad de profesor(a) guía/director(a) del trabajo académico mencionado anteriormente **DEJO CONSTANCIA** que:

- He revisado esta versión del documento y corresponde a la versión final aprobada del trabajo.
- El trabajo cumple con los requisitos académicos y de formato establecidos por la institución.

3.- EVALUACIÓN DE CONFIDENCIALIDAD POR PROPIEDAD INDUSTRIAL (marcar una opción)

X El trabajo **NO contiene** información que amerite confidencialidad y puede ser publicado de inmediato en repositorio con acceso abierto.

☐ El trabajo **CONTIENE** información con potenciales implicancias de propiedad industrial o intelectual y requiere un periodo de confidencialidad (**embargo**) por (marcar una opción):

☐ 6 meses ☐ 12 meses ☐ 2 años ☐ 3 años ☐ 5 años ☐ 10 años

Fundamentación de la necesidad de confidencialidad (obligatorio si se solicita embargo):

4.- FIRMAS

Profesor(a) guía o director(a) de memoria o tesis:

Fecha: 06-11-2025

Firma: **Rodrigo Balderrama**
a

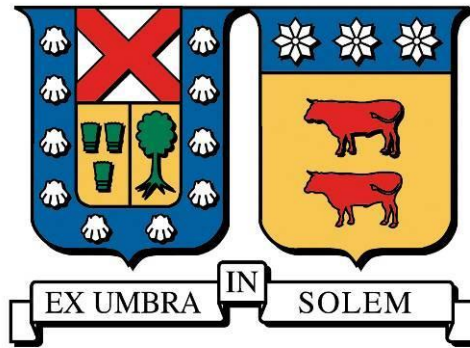
Firmado digitalmente por
Rodrigo Balderrama
Fecha: 2025.11.06
11:33:13 -03'00'

Estudiante o Candidato(a):

Fecha: 03/11/2025

Firma: **Omar Alvarado A.**

Este formulario debe ser insertado como página 2 de la memoria o tesis, completado y firmado por estudiante y profesor(a) antes de la entrega en portal PRISMA de Biblioteca USM.



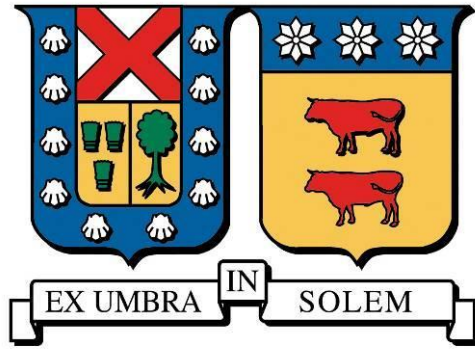
**UNIVERSIDAD TECNICA FEDERICO SANTA MARIA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA MECÁNICA**

**“Propuestas de Mejora para el Reglamento de la
Ley de Eficiencia Energética (DS N°28) Basadas
en el Desempeño del Sector Minero en Chile”**

Omar Alvarado Ayala

MAGÍSTER EN ECONOMÍA ENERGÉTICA

2025



**UNIVERSIDAD TECNICA FEDERICO SANTA MARIA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA MECÁNICA**

**“Propuestas de Mejora para el Reglamento de la
Ley de Eficiencia Energética (DS N°28) Basadas en
el Desempeño del Sector Minero en Chile”**

Tesina de grado presentada por

Omar Alvarado Ayala

como requisito parcial para optar al grado de

Magíster en Economía Energética

Profesor Guía
MEE Ing. Rodrigo Balderrama

Profesor Correferente
MBA. Ing. Rodrigo Benavides

Profesor Correferente externo
MBA Ing. Mauricio Utreras

Julio 2025

TITULO DE LA TESINA:

Propuestas de Mejora para el Reglamento de la Ley de Eficiencia Energética (DS N°28) Basadas en el Desempeño del Sector Minero en Chile

.

AUTOR:

Omar Alvarado Ayala

TRABAJO DE TESINA, presentado en cumplimiento parcial de los requisitos para el Grado de Magíster en Economía Energética del Departamento de Ingeniería Mecánica de la Universidad Técnica Federico Santa María.

MEE Ing. Rodrigo Balderrama.....

MBA. Ing. Rodrigo Benavides.....

MBA. ING. Mauricio Utreras.....

Julio de 2025, Santiago, Chile.

ÍNDICE

ÍNDICE	4
RESUMEN	7
ABSTRACT	10
1. Introducción.....	13
2. Objetivos	15
2.1 Objetivo general	15
2.2 Objetivos específicos	15
3. Metodología de trabajo.....	16
3.1 3.1 Diseño de la Tesina	16
3.2 3.2 Fuentes y Recopilación de Información	16
3.3 3.3 Técnicas de Análisis de Datos	17
3.4 3.4 Metodología para la Formulación y Priorización de Propuestas	18
3.5 3.5 Limitaciones del Estudio	18
4. Consumos de energía nacional y del sector minero.....	18
4.1 Variaciones en la Intensidad Energética de Chile	19
4.2 El Sector Minero como Consumidor de Energía	22
4.3 Análisis de los Consumos de Energía del Sector Minero.....	26
4.3.1 Identificación de Principales Consumidores Mineros.....	27
4.3.2 Identificación de Usos Significativos de Energía.....	30
4.3.3 Consumos específicos.....	31
4.4 Evaluación de Avances en la Gestión de Energía	38
5. Marco Regulatorio de la Eficiencia Energética en Chile.....	40
5.1 5.1 Exigencias de la Ley 21.305 para Grandes Consumidores de Energía	40
6. Estrategias y Desempeño Energético en la Gran Minería del Cobre	43
6.1 6.1 Estrategias de Descarbonización en la Minería Chilena	43

6.1.1	Iniciativas de BHP (Minera Escondida/Spence)	43
6.1.2	Iniciativas de Antofagasta Minerals.....	43
6.1.3	Iniciativas de Anglo American.....	44
6.1.4	Iniciativas de Teck (Quebrada Blanca y Carmen de Andacollo)	44
6.1.5	Iniciativas de Codelco	45
6.1.6	Factores Motivadores y Barreras	45
6.2	6.2 Estrategias y Desempeño de Eficiencia Energética en la Gran Minería del Cobre	47
7.	Análisis de Brechas entre el Marco Regulatorio y el Desempeño Sectorial ...	52
7.1	Indicadores de desempeño energético: exigencias vs. uso por las empresas mineras	52
7.2	7.2 Análisis de los datos reportados y su utilidad para el seguimiento de metas nacionales.....	56
7.3	7.3 Brechas y áreas de mejora en el marco normativo e institucional de eficiencia energética	60
7.3.1	Brechas normativas	61
7.3.2	Brechas técnicas.....	62
7.3.3	Brechas institucionales	63
8.	Recomendaciones para Mejorar el Reglamento de Eficiencia Energética (Ley 21.305)	65
8.1	Falta de estándares sectoriales claros para indicadores de desempeño energético (IDE).....	65
8.2	Ausencia de objetivos individuales exigibles de eficiencia energética por empresa.....	68
8.3	Carencia de estándares técnicos mínimos para equipos industriales.....	71
8.4	Falta de inclusión de variables de ajuste en la medición del desempeño energético	74
8.5	Falta de mecanismos eficaces de verificación y cumplimiento del SGE .	78
8.6	Insuficiente capacidad analítica y de retroalimentación por parte del regulador.....	84
8.7	Resumen brechas.....	88
9.	Análisis de Costos de Implementación de las Propuestas de Modificación ...	89

9.1	Desglose de Costos por Iniciativa.....	89
9.2	Metodología de Cálculo y Supuestos.....	89
10.	Evaluación Costo-Impacto y Priorización Estratégica.....	91
10.1	Metodología de la Matriz Costo-Impacto.....	91
10.2	Matriz de Priorización de Propuestas Regulatorias.....	93
10.3	Análisis Estratégico de la Priorización	94
11.	Hoja de Ruta Estratégica de Implementación.....	95
12.	Conclusiones	96
	Referencias	100
13.	Anexos.....	103
13.1	Anexo 1.....	103
13.2	Anexo 2.....	106

RESUMEN

A partir de febrero de 2021, Chile dio un paso trascendental en su compromiso con la sostenibilidad y la gestión responsable de los recursos energéticos al implementar un marco normativo robusto para la eficiencia energética: la Ley 21.305. Esta legislación, pionera en la región, no solo busca optimizar el uso de la energía a nivel nacional, sino que también establece las bases para un desarrollo productivo más limpio y eficiente. Específicamente, el artículo 2 de esta ley se enfoca en los grandes consumidores de energía, un segmento crucial para el logro de los objetivos nacionales. Dicho artículo impone a estas entidades la obligatoriedad de implementar sistemas de gestión energética rigurosos y de reportar anualmente sus consumos al Ministerio de Energía, garantizando así una supervisión y trazabilidad continuas de su desempeño energético.

Dentro de este panorama, la industria minera emerge como un actor protagónico. Su papel es innegable en la economía chilena, donde constituye un pilar fundamental del Producto Interno Bruto (PIB) y posiciona al país como uno de los exportadores de minerales más importantes a nivel global. Sin embargo, esta relevancia económica viene acompañada de un desafío significativo: un elevado consumo energético. Este consumo se ve impulsado por la complejidad y la escala de sus procesos productivos, que abarcan desde las etapas iniciales de extracción del mineral, su transporte, hasta los procesos de conminución (trituration y molienda), fundición y refinación. Cada una de estas fases demanda una cantidad considerable de energía, lo que convierte a la minería en un sector clave para las políticas de eficiencia energética.

En respuesta a las crecientes exigencias tanto del gobierno chileno, a través de la Ley 21.305, como de los mercados internacionales que demandan una producción más limpia y sustentable, la descarbonización se ha consolidado como un aspecto estratégico e ineludible para la minería nacional. La reducción de emisiones de dióxido de carbono (CO₂) y otros gases de efecto invernadero (GEI) es una prioridad esencial no solo para cumplir con las disposiciones legales y regulaciones que promueven la eficiencia energética y la adopción de energías renovables, sino también para asegurar la viabilidad y competitividad a largo plazo del sector.

Adicionalmente a las obligaciones normativas, las empresas mineras están adoptando de forma voluntaria metas ambiciosas de reducción de emisiones. Esta iniciativa responde a una necesidad estratégica para mantener su competitividad en un mercado global cada vez más exigente y para satisfacer los requerimientos de diversos grupos de interés, incluyendo inversionistas que valoran la sostenibilidad, clientes que demandan productos con menor huella de carbono y comunidades que

exigen una operación minera más respetuosa con el medio ambiente. Este creciente interés se traduce en la incorporación activa de prácticas y tecnologías innovadoras que promueven la eficiencia energética y la reducción sustancial del uso de combustibles fósiles. Entre las estrategias más destacadas que se están implementando se encuentran la sustitución progresiva de equipamiento diésel por versiones eléctricas o híbridas, la integración de energía procedente de fuentes renovables no convencionales (ERNC) en sus matrices de consumo y la implementación de sistemas de gestión energética robustos, basados en el principio de la mejora continua.

La presente tesina se aboca a un análisis profundo y crítico de la relación entre las estrategias energéticas adoptadas por la gran minería del cobre en Chile y las políticas nacionales de eficiencia energética, en particular la Ley 21.305. Partiendo del reconocimiento irrefutable del alto consumo energético inherente al sector minero y de su importancia capital en la economía nacional, el estudio examina meticulosamente cómo las empresas mineras están respondiendo a las exigencias regulatorias impuestas por el gobierno, a las demandas del mercado global y a las expectativas de sus propios grupos de interés para avanzar decididamente hacia una producción más limpia, sustentable y resiliente.

El objetivo central de este estudio es ambicioso: proponer mejoras concretas y factibles al reglamento de la Ley N°21.305. Para ello, se evalúa si las estrategias energéticas implementadas por la gran minería del cobre contribuyen de manera efectiva y cuantificable al cumplimiento de los objetivos nacionales de eficiencia energética establecidos por la ley. La tesina busca identificar áreas de oportunidad para fortalecer la implementación y el impacto de la normativa en este sector clave.

El estudio se fundamenta en un análisis exhaustivo y multifacético, que combina la revisión documental, el examen técnico y el análisis normativo. Se han estudiado las estrategias energéticas informadas por las principales empresas mineras del país, evaluando su alineación con el reglamento de la Ley N°21.305 de Eficiencia Energética. A través de este riguroso proceso, se lograron identificar seis brechas clave en el marco regulatorio actual, que se clasificaron en torno a aspectos críticos como: la ausencia de indicadores sectoriales estandarizados que permitan una comparación y seguimiento efectivos del desempeño; la falta de metas exigibles y cuantificables que impulsen la mejora continua; la carencia de metodologías de verificación claras y uniformes para asegurar la validez de los reportes; y una deficiente coordinación interinstitucional que dificulta la implementación y fiscalización eficiente de la ley.

Como resultado de este exhaustivo análisis y la identificación de las brechas, se

formulan propuestas de mejora específicas y detalladas al reglamento de la Ley 21.305. Estas propuestas tienen un propósito fundamental: fortalecer su aplicabilidad en el sector minero, aumentar la trazabilidad y verificabilidad de los resultados alcanzados por las empresas, y asegurar un mayor aporte y una contribución más significativa al cumplimiento de la meta nacional de eficiencia energética, consolidando así el compromiso de Chile con un futuro energético más sostenible.

ABSTRACT

Starting in February 2021, Chile took a momentous step in its commitment to sustainability and responsible management of energy resources by implementing a robust regulatory framework for energy efficiency: Law 21,305. This legislation, a pioneer in the region, not only seeks to optimize energy use at the national level, but also lays the foundation for cleaner and more efficient productive development. Specifically, Article 2 of this law focuses on large energy consumers, a crucial segment for achieving national objectives. This article requires these entities to implement rigorous energy management systems and to report their consumption annually to the Ministry of Energy, thus ensuring continuous supervision and traceability of their energy performance.

Within this panorama, the mining industry emerges as a leading player. Its role is undeniable in the Chilean economy, where it constitutes a fundamental pillar of the Gross Domestic Product (GDP) and positions the country as one of the most important mineral exporters globally. However, this economic relevance is accompanied by a significant challenge: high energy consumption. This consumption is driven by the complexity and scale of its productive processes, which range from the initial stages of mineral extraction, its transport, to comminution (crushing and grinding), smelting, and refining processes. Each of these phases demands a considerable amount of energy, which makes mining a key sector for energy efficiency policies.

In response to the growing demands of both the Chilean government, through Law 21,305, and international markets that demand cleaner and more sustainable production, decarbonization has become a strategic and unavoidable aspect for national mining. The reduction of carbon dioxide (CO₂) and other greenhouse gas (GHG) emissions is an essential priority not only to comply with legal provisions and regulations that promote energy efficiency and the adoption of renewable energies, but also to ensure the long-term viability and competitiveness of the sector.

In addition to regulatory obligations, mining companies are voluntarily adopting ambitious emissions reduction targets. This initiative responds to a strategic need to maintain their competitiveness in an increasingly demanding global market and to satisfy the requirements of various stakeholders, including investors who value sustainability, customers who demand products with a lower carbon footprint, and communities that demand more environmentally friendly mining operations. This growing interest translates into the active incorporation of innovative practices and technologies that promote energy efficiency and a substantial reduction in the use of fossil fuels. Among the most prominent strategies being implemented are the

progressive substitution of diesel equipment for electric or hybrid versions, the integration of energy from non-conventional renewable sources (NCRE) into their consumption matrices, and the implementation of robust energy management systems, based on the principle of continuous improvement.

This thesis focuses on a deep and critical analysis of the relationship between the energy strategies adopted by large copper mining in Chile and national energy efficiency policies, particularly Law 21,305. Starting from the irrefutable recognition of the high energy consumption inherent in the mining sector and its capital importance in the national economy, the study meticulously examines how mining companies are responding to regulatory demands imposed by the government, the demands of the global market, and the expectations of their own stakeholders to advance decisively towards cleaner, more sustainable, and resilient production.

The central objective of this study is ambitious: to propose concrete and feasible improvements to the regulations of Law N°21,305. To do this, it evaluates whether the energy strategies implemented by large copper mining effectively and quantifiably contribute to the fulfillment of the national energy efficiency objectives established by law. The research seeks to identify areas of opportunity to strengthen the implementation and impact of the regulations in this key sector.

The study is based on an exhaustive and multifaceted analysis, combining documentary review, technical examination, and regulatory analysis. The energy strategies reported by the main mining companies in the country have been studied, evaluating their alignment with the regulations of Law N°21,305 on Energy Efficiency. Through this rigorous process, six key gaps were identified in the current regulatory framework, which were classified around critical aspects such as: the absence of standardized sectoral indicators that allow for effective comparison and monitoring of performance; the lack of enforceable and quantifiable targets that drive continuous improvement; the lack of clear and uniform verification methodologies to ensure the validity of reports; and deficient inter-institutional coordination that hinders the efficient implementation and enforcement of the law.

As a result of this exhaustive analysis and the identification of the gaps, specific and detailed improvement proposals are formulated for the regulations of Law 21,305. These proposals have a fundamental purpose: to strengthen their applicability in the mining sector, increase the traceability and verifiability of the results achieved by companies, and ensure a greater contribution and a more significant contribution to the fulfillment of the national energy efficiency goal, thus consolidating Chile's commitment to a more sustainable energy future.

1. INTRODUCCIÓN

La industria minera representa uno de los pilares económicos más importantes de Chile, generando un aporte significativo al Producto Interno Bruto (PIB) y siendo uno de los principales exportadores de recursos minerales a nivel mundial. Dentro de este sector, el consumo de energía es particularmente elevado, debido a la complejidad de los procesos productivos que abarcan desde la extracción y el transporte de mineral hasta la conminución, fundición y refinación.

En los últimos años, tanto el gobierno chileno como los mercados internacionales han impuesto crecientes demandas para que la minería se encamine hacia una producción más limpia y sustentable. En este sentido, la descarbonización —entendida como la reducción significativa de emisiones de dióxido de carbono (CO₂) y otros gases de efecto invernadero— se ha convertido en un aspecto estratégico para la minería nacional. Por un lado, se han promulgado leyes y regulaciones que promueven la eficiencia energética y la adopción de energías renovables en diversas industrias, incluida la minería. Por otro lado, las propias empresas mineras han comenzado a fijarse metas voluntarias de reducción de emisiones, impulsadas por la necesidad de mantener su competitividad y responder a los requerimientos de inversionistas, clientes y comunidades.

En este contexto, se observa un creciente interés de las empresas por incorporar prácticas y tecnologías que promuevan la eficiencia energética y la reducción del uso de combustibles fósiles. Desde la sustitución de equipamiento diésel por versiones eléctricas o híbridas, hasta el abastecimiento de energía a partir de fuentes renovables y la implementación de sistemas de gestión basados en la mejora continua, las estrategias de descarbonización están marcando una tendencia relevante dentro de la industria.

Sin embargo, aún persisten brechas de conocimiento respecto a la efectividad real de estas estrategias en la disminución del consumo energético y de las emisiones, así como su contribución al logro de las metas nacionales de eficiencia energética. Además, la heterogeneidad de las iniciativas y la diversidad de procesos mineros dificultan la comparación entre empresas, lo que hace necesaria la aplicación de metodologías que permitan evaluar y contrastar el desempeño de cada organización.

La presente tesina aborda la problemática de cómo la gran minería en Chile está respondiendo a las exigencias de descarbonización y eficiencia energética. A partir de una revisión exhaustiva de leyes, regulaciones y planes nacionales, así como de información oficial de las propias empresas mineras, se busca aportar evidencia

sobre las estrategias implementadas y su relevancia para alcanzar las metas de sostenibilidad del país. Asimismo, se pretende aportar una mirada sistémica a los avances y desafíos que enfrenta el sector, de modo que el análisis resulte útil tanto para la toma de decisiones empresariales como para la formulación de políticas públicas.

La importancia de este estudio radica en el alto impacto que tiene la minería sobre el consumo energético nacional y en la oportunidad que ofrece el sector de ser un referente regional en la transición hacia procesos industriales con menor huella de carbono. Al examinar críticamente las acciones emprendidas y comparar distintos enfoques de descarbonización, se podrán identificar las barreras y facilitadores que moldean la adopción de tecnologías limpias, así como las áreas de oportunidad donde se pueden concentrar esfuerzos para maximizar la eficiencia energética y reducir el impacto ambiental.

En definitiva, este trabajo busca articular el conocimiento de la realidad chilena en minería, energía y sostenibilidad, para proponer mejoras que conduzcan a una minería con menores emisiones y un uso más racional de los recursos energéticos. Esto se logrará a través de la identificación y propuesta de solución para seis brechas regulatorias clave, sentando así las bases para una industria minera compatible con los imperativos ambientales, sociales y económicos del siglo XXI.

2. OBJETIVOS

2.1 Objetivo general

Proponer mejoras al Reglamento de la Ley de Eficiencia Energética en base a analizar las estrategias de energía implementadas por las empresas mineras en Chile y su impacto en la eficiencia energética.

2.2 Objetivos específicos

- Analizar el comportamiento de los consumos de energía a nivel nacional y sectorial, con énfasis en el sector minero, mediante la revisión de datos históricos e información oficial relevante, identificando los principales consumidores, sus Usos Significativos de Energía (USE) e Indicadores de Desempeño Energético (IDE).
- Caracterizar las estrategias energéticas de las principales empresas mineras, identificando sus objetivos, metas, medidas adoptadas y resultados obtenidos, para evaluar el desempeño del sector en materia de eficiencia energética y descarbonización.
- Examinar la aplicación de la ley de eficiencia energética, identificando sus objetivos, metas y estrategias implementadas en los grandes consumidores de energía, y realizar un análisis comparativo de los resultados obtenidos por las empresas mineras y su influencia en los objetivos nacionales, detectando posibles brechas y áreas de mejora.
- Formular recomendaciones al Reglamento de la Ley de Eficiencia Energética orientadas a mejorar el desempeño energético de las estrategias mineras y evaluar el impacto económico de la aplicación de estas recomendaciones.

3. METODOLOGÍA DE TRABAJO

3.1 Diseño de la Tesina

La presente tesina se enmarca en un diseño metodológico mixto, que combina un **análisis de política pública (policy analysis)** con un **estudio de caso múltiple** centrado en las principales empresas del sector de la gran minería del cobre en Chile. Este enfoque permite no solo diagnosticar el estado actual del marco regulatorio, sino también evaluar su aplicación práctica y formular recomendaciones fundamentadas.

El estudio se estructura en tres fases secuenciales y lógicas:

1. **Fase Diagnóstica:** Consiste en una revisión exhaustiva del marco normativo y del contexto energético del sector minero. El objetivo de esta fase es identificar las debilidades estructurales o "brechas" entre los objetivos de la Ley N°21.305 y su implementación práctica a través del Decreto Supremo N°28.
2. **Fase Analítica:** Para cada brecha identificada, se realiza un análisis técnico-económico profundo para dimensionar su impacto y evaluar la viabilidad de las posibles soluciones. Esta fase constituye el núcleo analítico del trabajo.
3. **Fase Propositiva:** A partir de los resultados de las fases anteriores, se formulan propuestas concretas de modificación al reglamento, se evalúa su costo e impacto relativo, y se diseña una hoja de ruta estratégica para su implementación.

3.2 Fuentes y Recopilación de Información

La tesina se sustenta en una revisión documental exhaustiva, utilizando un conjunto diversificado de fuentes primarias y secundarias para garantizar la robustez y validez de los hallazgos.

- **Fuentes Primarias:** Corresponden al cuerpo regulatorio y normativo que constituye el objeto de estudio.
 - Ley N°21.305 sobre Eficiencia Energética.
 - Decreto Supremo N°28, de 2022, del Ministerio de Energía.
 - Resoluciones Exentas del Ministerio de Energía que fijan el listado de Consumidores con Capacidad de Gestión de Energía (CCGE).
- **Fuentes Secundarias:** Comprenden datos estadísticos, informes técnicos, literatura académica y estándares internacionales que proporcionan el contexto y el fundamento para el análisis.
 - **Informes y Estadísticas Oficiales:** Balance Nacional de Energía,

informes de la Comisión Chilena del Cobre (COCHILCO), reportes públicos del Ministerio de Energía sobre el avance de los Sistemas de Gestión de la Energía.

- **Reportes Corporativos:** Informes y memorias de sostenibilidad de las principales empresas mineras analizadas (Codelco, BHP, Antofagasta Minerals, Anglo American, Teck, entre otras).
- **Estándares Técnicos Internacionales:** Norma ISO 50006 sobre medición del desempeño energético y Protocolo Internacional de Medición y Verificación del Desempeño (IPMVP).
- **Literatura Académica y Técnica:** Artículos de investigación, estudios de consultoría y documentos de organismos internacionales (Agencia Internacional de Energía, Banco Mundial) sobre políticas de eficiencia energética, benchmarking y análisis económico en el sector industrial.

3.3 Técnicas de Análisis de Datos

Para procesar la información recopilada y fundamentar las conclusiones, se aplicaron las siguientes técnicas de análisis:

- **Análisis Normativo-Comparativo:** Se realizó una revisión sistemática de la Ley N°21.305 y su reglamento (DS N°28), contrastando sus disposiciones con los objetivos declarados de la política y con las mejores prácticas internacionales. Esta técnica fue fundamental para la identificación y caracterización de las seis brechas regulatorias que estructuran la tesina.
- **Análisis Estadístico Descriptivo:** Se utilizaron los datos de fuentes oficiales (BNE, COCHILCO) para analizar las tendencias históricas del consumo energético a nivel nacional y sectorial. Mediante esta técnica se calcularon intensidades energéticas, participaciones de mercado y consumos específicos, lo que permitió caracterizar el perfil del sector minero como principal consumidor de energía del país.
- **Análisis Técnico-Económico:** Para cada propuesta de mejora regulatoria, se llevó a cabo una evaluación de su viabilidad y consecuencias, empleando las siguientes herramientas:
 - **Análisis Costo-Beneficio:** Para cada propuesta de mejora regulatoria, se realiza una evaluación de su viabilidad y consecuencias. Se efectúa una estimación de los costos del primer año de implementación, desglosando los costos para el Estado y para las empresas reguladas. Este análisis de costos sirve como insumo principal para la Matriz de Priorización Estratégica desarrollada en el Capítulo 10, permitiendo una evaluación comparativa del costo

relativo frente al impacto sistémico y de ahorro de cada iniciativa. Adicionalmente, las propuestas se contextualizan mediante Benchmarking Internacional, comparándolas con marcos regulatorios de jurisdicciones avanzadas.

3.4 Metodología para la Formulación y Priorización de Propuestas

El desarrollo de las recomendaciones siguió un marco de trabajo sistemático y estructurado para asegurar su pertinencia y viabilidad.

1. **Formulación de Propuestas:** Cada una de las seis brechas identificadas fue abordada mediante un proceso de cuatro pasos: (i) Definición precisa de la brecha y su manifestación en el reglamento; (ii) Justificación de la necesidad de cambio desde una perspectiva técnico-regulatoria; (iii) Formulación de una propuesta de modificación reglamentaria concreta, incluyendo un texto sugerido para el articulado; y (iv) Análisis del resultado esperado de dicha modificación.
2. **Priorización Estratégica:** Para guiar una eventual implementación, las seis propuestas fueron evaluadas y priorizadas utilizando una **Matriz de Priorización Costo-Impacto**. El costo se estimó como el "Costo Total del Primer Año de Implementación", mientras que el impacto se calculó como un puntaje ponderado que considera tanto el "Impacto en Ahorro Directo" (30%) como el "Impacto Sistémico" en la calidad y robustez del marco regulatorio (70%). Esta matriz permite clasificar las iniciativas en categorías estratégicas (ej. "Iniciativas de Alta Eficiencia", "Inversiones Estratégicas") y fundamentar la hoja de ruta de implementación propuesta.

3.5 Limitaciones del Estudio

Se reconoce que la presente tesina posee ciertas limitaciones inherentes a su alcance y a la naturaleza de la información disponible. El análisis de costos y beneficios se basa en datos de dominio público, benchmarks internacionales y estimaciones razonadas a partir de la literatura técnica. Ciertos datos específicos sobre costos de inversión y operación de las empresas mineras son de carácter confidencial, por lo que los valores presentados deben ser interpretados como órdenes de magnitud representativos y no como cifras contables exactas. No obstante, se considera que estas estimaciones son suficientemente robustas para fundamentar las conclusiones estratégicas del estudio.

4. CONSUMOS DE ENERGÍA NACIONAL Y DEL SECTOR MINERO

La energía es crucial para el desarrollo económico, impulsando el crecimiento y la

competitividad. El sector minero chileno, esencial para la economía del país, depende de fuentes de energía. La disponibilidad y uso eficiente de la energía afectan tanto la producción y expansión del sector como su competitividad global y sostenibilidad ambiental.

Al consumo de energía generalmente se le asocia con el crecimiento económico de los países, sin embargo, esto no necesariamente tiene que ser así dado que una correcta gestión de este escaso recurso puede significar un desacople del crecimiento económico y el consumo energético. En Gráfico 1 se puede observar la diferencia en las tendencias de crecimiento económico y consumo energético por parte de Chile y los países correspondientes a la OCDE:

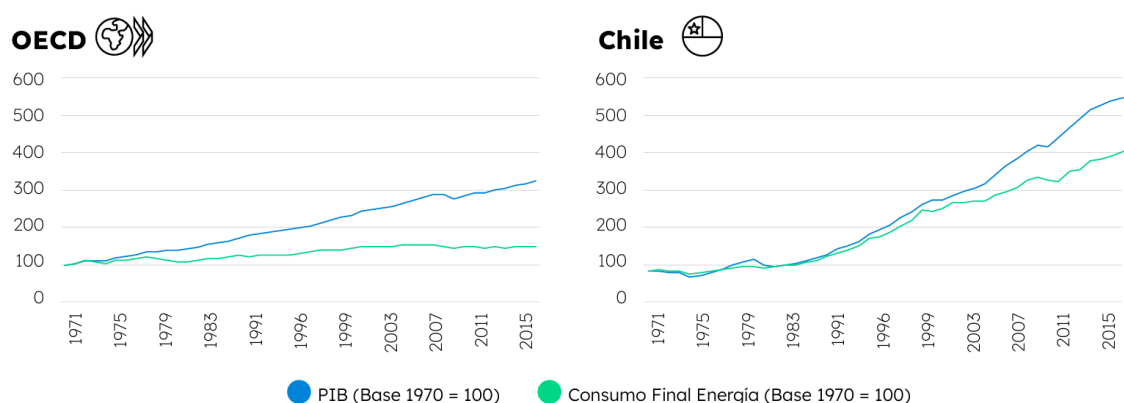


Gráfico 1: Crecimiento económico y consumo energético. Fuente: Plan Nacional de Eficiencia Energética 2022-2026

Para un análisis completo, es esencial evaluar la intensidad energética del país y del sector minero. Esta métrica permite entender la relación entre el consumo de energía y el desarrollo económico, expresado en términos de PIB. La intensidad energética es una medida clave de la eficiencia energética de los países. También es crucial analizar la intensidad energética del sector minero y compararla con las tendencias observadas en los países con mayor desarrollo, proporcionando un contexto internacional.

4.1 Variaciones en la Intensidad Energética de Chile

La intensidad energética del país ha tenido una tendencia a la baja en los últimos 20 años mostrando variaciones significativas y variabilidad dependiendo de la época. Es importante destacar que este indicador depende de las características propias de cada país, como su economía, tamaño, clima, entre otros factores. Es por esto que siempre se debe visualizar su evolución en el tiempo para dar una idea del desempeño energético analizado.

En el Gráfico 2 se puede apreciar el desarrollo en el tiempo de la intensidad energética de Chile. En el año 2020 se requirieron 0,919 teracalorías para producir un millón de dólares de PIB, representando un incremento de 0,5% respecto al año 2019 y una disminución de 16% respecto al año 1991 con una tasa interanual de decrecimiento de 0,6%.

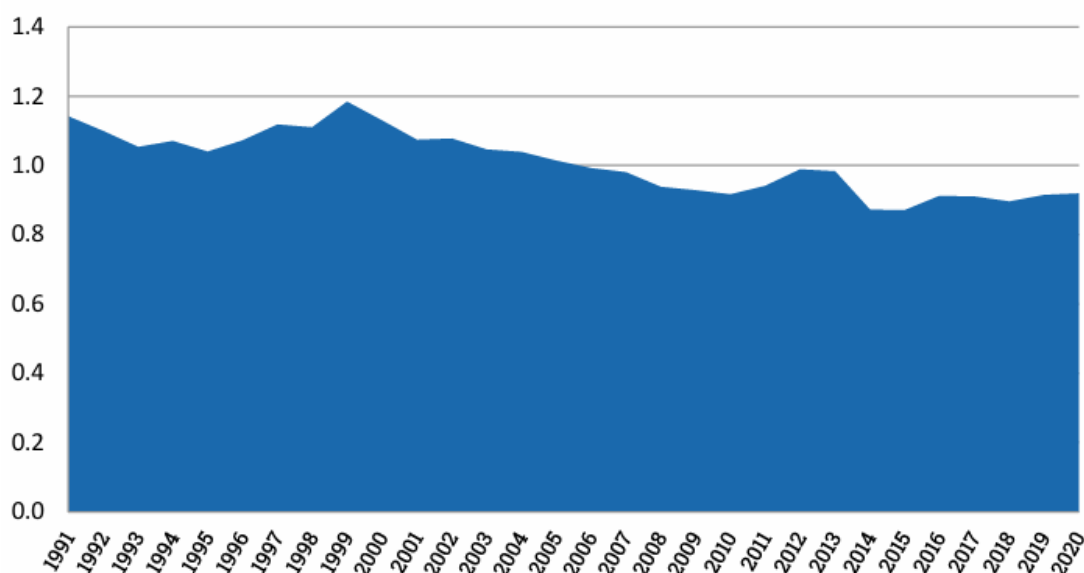


Gráfico 2: Intensidad energética en Chile, 1991 - 2020 (Tcal/MMUSD). Fuente: Balance Nacional de Energía 2020

Si bien la intensidad energética del país tiende a la baja lo cierto es que el consumo se ha ido incrementando. En Gráfico 3 podemos ver que Chile tiene un aumento del consumo per cápita por sobre países de la OCDE y por sobre los países de Latinoamérica y el caribe. Esto es esperable dado que Chile se encuentra en un proceso de desarrollo, lo cual implica un uso intensivo de energía en el proceso.

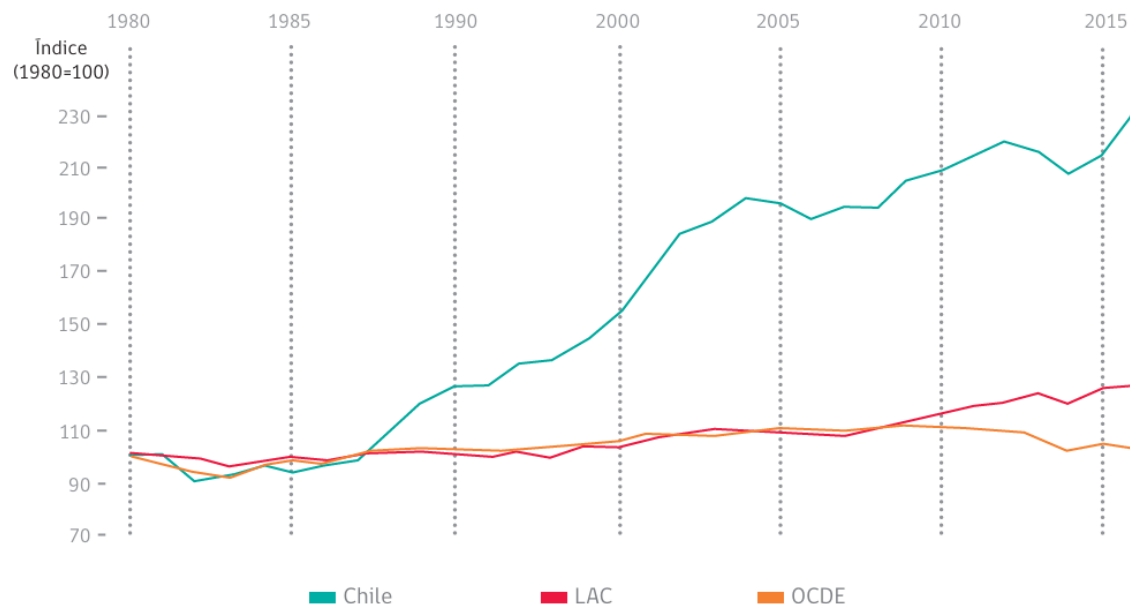


Gráfico 3: Tasa de crecimiento del consumo energético per cápita. Fuente: Política energética de Chile, Energía 2050

Lo anterior mencionado repercute en la intensidad energética la cual de no mediar un uso racional de la energía podría repercutir en la sostenibilidad del crecimiento del país.

Según información de la Planificación Energética de Largo Plazo (Gráfico 4) la intensidad energética se debería ver disminuida en un 14% a 2030 y en un 29% a 2050 esto en el escenario Rumbo a la Carbono Neutralidad, lo que implicaría llegar a una intensidad energética de 1,63 Tcal/MMCLP a 2030 y a 1,35 Tcal/MMCLP en 2050 según indica siguiente grafica.

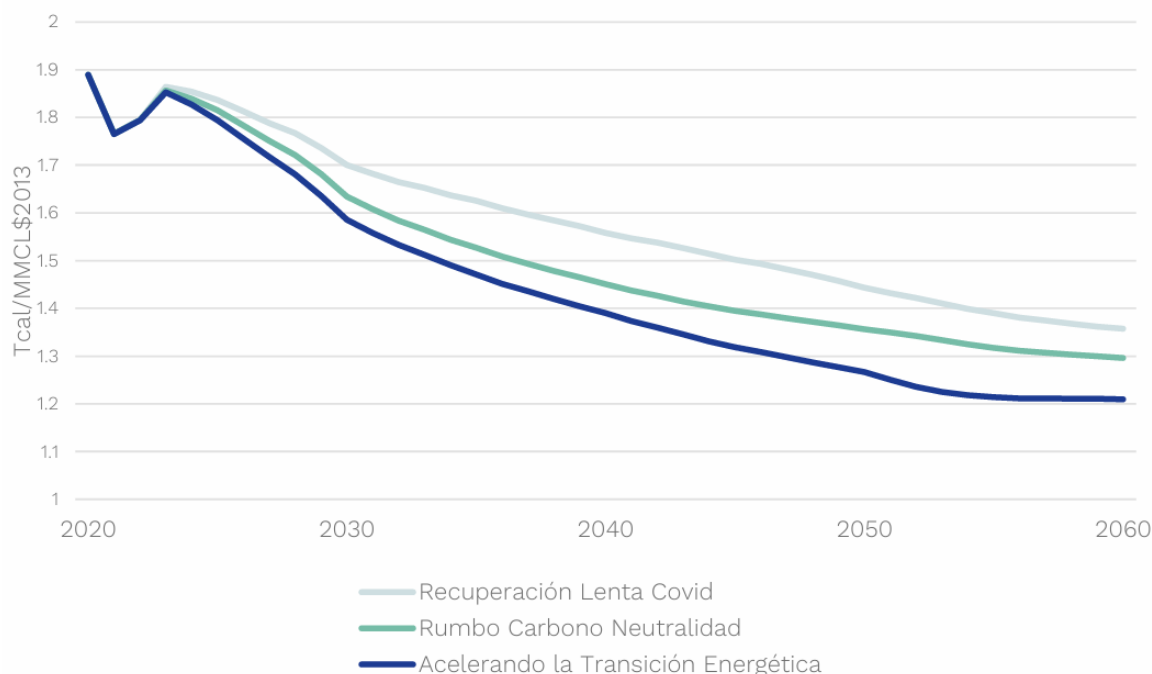


Gráfico 4: Intensidad energética proyectada al 2060. Fuente: Planificación energética de largo plazo.

Por otro lado, el Plan Nacional de Eficiencia Energética plantea las metas de alcanzar intensidades energéticas de 1,65 Tcal/MMCLP a 2030 y 1,25 Tcal/MMCLP a 2050. Estas proyecciones son agresivas y suponen un esfuerzo en eficiencia energética importante para el país dada la actual tasa de crecimiento tanto de la economía como del consumo energético.

4.2 El Sector Minero como Consumidor de Energía

El último informe de Balance Nacional de energía del año 2022, indica que el consumo final de energía en el país fue de 283384 Tcal. Se debe destacar que dicho año hubo una disminución en el consumo de energía del país debido a los efectos de las restricciones impuestas en el marco de la pandemia por COVID 19. Estas restricciones también produjeron una disminución en la actividad económica nacional generando una caída del PIB.

En el Gráfico 5 se puede apreciar lo mencionado, así como la evolución del consumo final de energía desde el 2010.

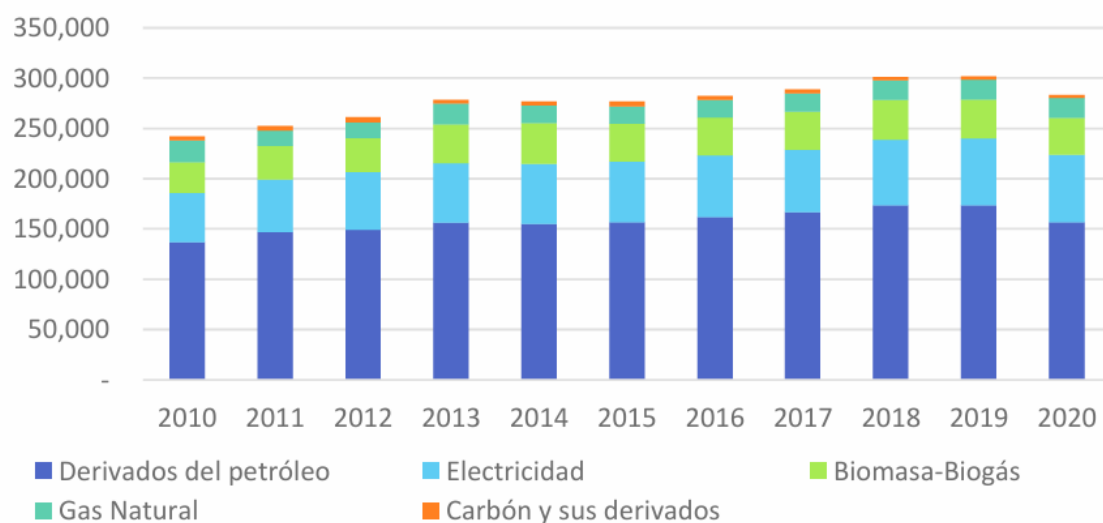


Gráfico 5: Matriz energética secundaria o de consumo final (Tcal/año). Fuente: Informe Balance Nacional de Energía.

Del gráfico se puede apreciar que la matriz secundaria de energía en su composición no ha variado sustancialmente con un crecimiento interanual de 1,6%

El sector minero, como uno de los principales consumidores de energía en el país, ha sido un foco crucial en esta evaluación. Las cifras indican que, aunque hay un esfuerzo constante por mejorar la eficiencia energética, aún existen desafíos considerables.

Al revisar la estructura de la matriz secundaria desde el punto de vista del consumo final en el Gráfico 6 se verifica que para el año 2020 los sectores que más demandaron energía fueron transporte, industria y minería, con un consumo agrupado de 73% de la matriz. El sector minero fue responsable del 18% del consumo nacional.

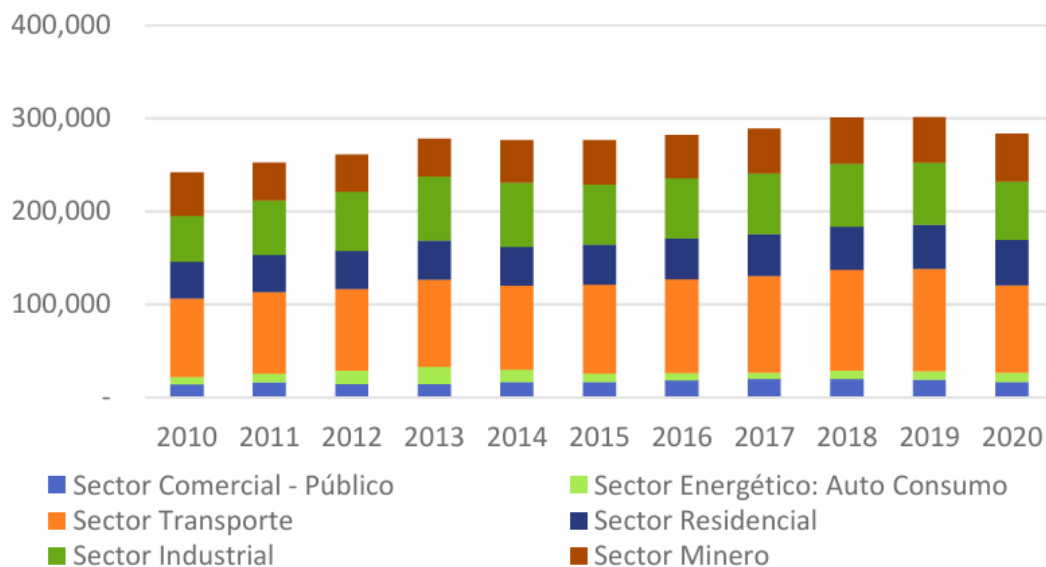


Gráfico 6: Consumo de energía secundaria por sector (Tcal). Fuente: Informe Balance Nacional de Energía.

Si analizamos por energético, podemos constatar como lo muestran los siguientes gráficos que los derivados del petróleo constituyen una de las principales fuentes de energía para las mineras con un porcentaje sobre la matriz del país de 15%, solo siendo superado por el sector transporte en cuanto a consumo.

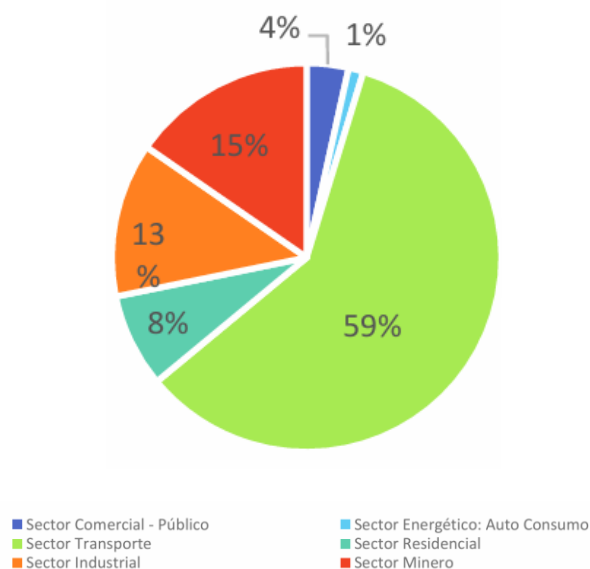


Gráfico 7: Consumo final de petróleo y sus derivados por sector económico. Fuente: Informe balance nacional de energía 2020

En el consumo de gas natural para consumo final tenemos que la minería es el cuarto mayor consumidor del país con un 12% del total, siendo los mayores

consumos el sector industrial y residencial.

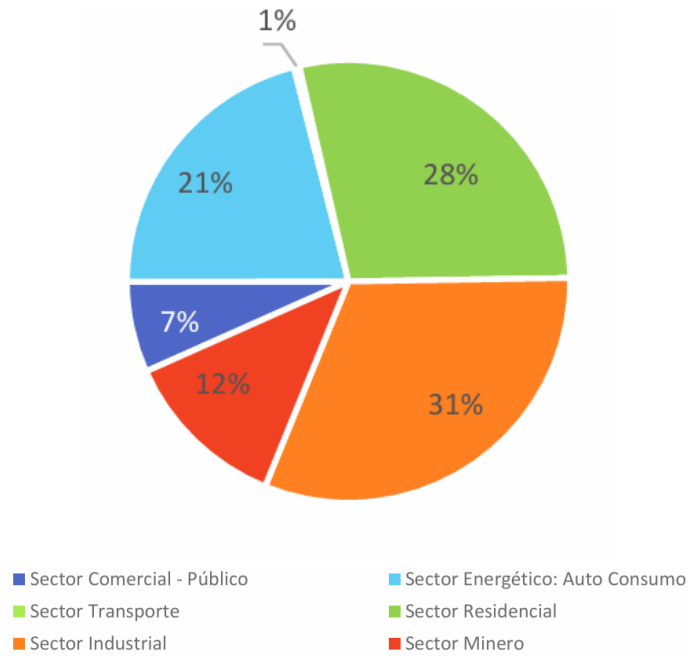


Gráfico 8: Consumo final de gas natural por sector. Fuente: Informe balance nacional de energía 2020

En el caso de la electricidad, tanto la de red como la que autoproducen las empresas, el sector minero es el mayor consumidor con un 36% del consumo, superando a la industria, sector comercial, residencial y público.

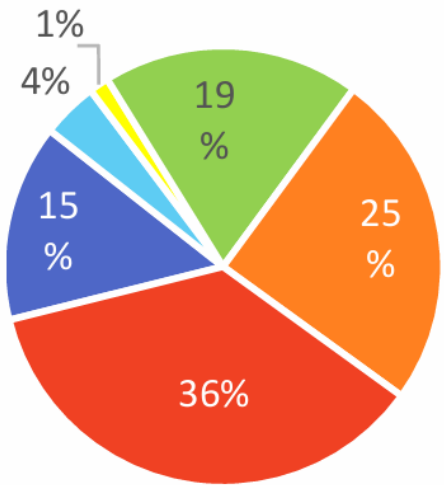




Gráfico 9: Consumo final de electricidad por sector. Fuente: informe balance nacional de energía 2020.

4.3 Análisis de los Consumos de Energía del Sector Minero

El análisis de los consumos de energía del sector minero en los últimos diez años, basados en información de COCHILCO, el Ministerio de Energía y el Balance Nacional de Energía, permite comprender mejor las tendencias y desafíos del sector.

El consumo del sector minería tiene un alto porcentaje correspondiente a la minería del cobre, con un 80% de participación, seguido de la categoría Minas Varias con un 13%, salitre con un 4% y finalmente hierro con un 3%. La evolución de los consumo desde 2010 a 2020 se muestra a continuación (Gráfico 10), mostrando un sostenido crecimiento del consumo para minería de cobre manteniendo más o menos constante los consumos de los otros subsectores.

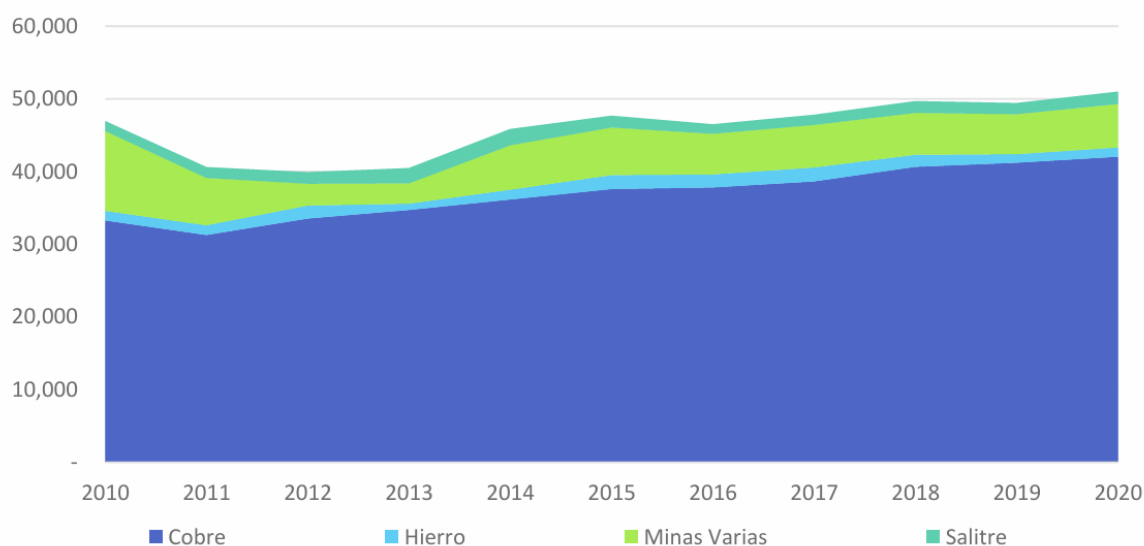


Gráfico 10: Distribución del consumo energético final del sector minería según subsectores (Tcal/año). Fuente: Informe Balance Nacional Energía.

En el Gráfico 11 se puede apreciar como la minería ha utilizado principalmente electricidad (46%), seguido del diésel (43%) y, en menor proporción, gas natural y otros derivados del petróleo (5% cada uno), manteniéndose relativamente constantes estas proporciones en el tiempo.

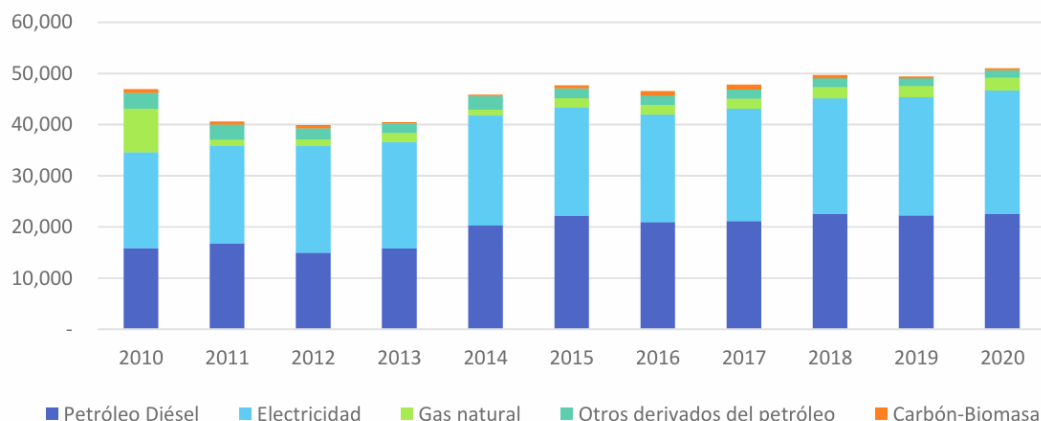


Gráfico 11: Distribución del consumo final del sector minería según fuente de energía (Tcal/año). Fuente: Informe Balance Nacional Energía.

4.3.1 Identificación de Principales Consumidores Mineros

En el contexto de la Ley N°21.305 sobre Eficiencia Energética, el Ministerio de Energía de Chile ha desarrollado una serie de instrumentos regulatorios y técnicos que permiten identificar y caracterizar a los grandes consumidores de energía en el país. Entre ellos destaca la publicación anual de las resoluciones que fijan a los Consumidores con Capacidad de Gestión de la Energía (CCGE).

La ley establece que todas las empresas que consuman más de 50 tera-calorías (Tcal) anuales deben ser catalogadas como CCGE, debiendo implementar un Sistema de Gestión de Energía (SGE) y reportar sus consumos y avances al Ministerio. El ultimo listado oficial de estos consumidores fue publicado mediante la Resolución N°29 de 2024, con un total de 257 CCGE vigentes, de los cuales 42 corresponden a empresas del sector minero y son enumeradas en el Anexo 1.

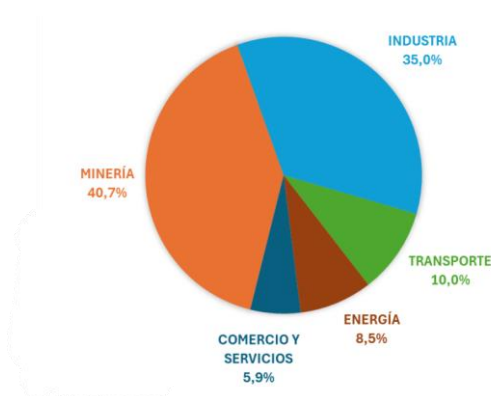


Gráfico 12: Distribución de consumo de energía declarado por los CCGE clasificado por sector. Fuente: Reporte público 2024 avances en los sistemas de gestión de la energía

Los 257 mayores consumidores de energía del país consumen en su conjunto un total de 141.435 Tcal/año lo que representa el 43 % de la energía que se consume en el país. En la Tabla 1 podemos apreciar como la minería es la que más impacta dentro de la matriz energética nacional al tener una media de 1370 [Tcal/año] por cada CCGE, lo cual implica una cantidad importante de energía gestionada por un solo participante del mercado energético nacional. También se aprecia que el sector de energía es el segundo sector donde sus participantes generar un alto impacto en la matriz con una media por CCGE de 753 [Tcal/año]. Por otro lado, se encuentra la industria, como el segundo sector consumidor más grande dentro de los CCGE, pero también con un número mayor de participantes con un consumo medio de 426 [Tcal/año], siendo menos de un tercio de lo que consume una empresa promedio del sector minero.

Tabla 1: Distribución del consumo de energía declarado por los CCGE clasificado por sector

Sector	Cantidad de CCGE	Consumo [Tcal/año]	Media de consumo [Tcal/año]
Minería	42	57521	1370
Industria	116	49449	426
Transporte	42	14142	337
Energía	16	12047	753
Comercio y servicios	41	8276	202
Total	257	141435	550

El de los grandes consumidores de energía en el ámbito minero está ampliamente dominado por la minería del cobre con un consumo de 90,5% respecto al total del sector, donde el restante 9,5% agrupa al resto de la minería incluyendo procesos de litio, nitratos, yodo, sales, hierro y oro.

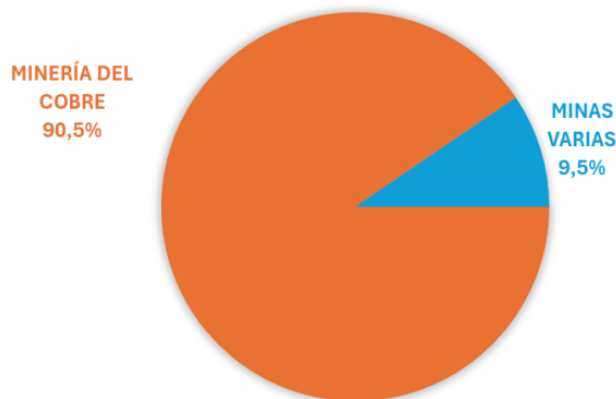


Gráfico 13: Distribución de consumo de energía declarada por los CCGE en subsectores de minería. Fuente Reporte público 2024 avance en los sistemas de gestión de energía.

La Tabla 2 indica que 31 empresas que se dedican a la minería del cobre consumen más de 52000 [Tcal/año] intensificando más el consumo de energía medio por CCGE dando una media de 1679 [Tcal/año]. Por otro lado, el subsector minas varias ve diluida su influencia con 11 participantes que consumen 5460 [Tcal/año] con una media de consumo de 496 [Tcal/año] lo cual deja a este subsector más cercano a lo que sería el consumo de una industria no minera de sector industrial con los 426 [Tcal/año] mencionados anteriormente.

Tabla 2: Distribución del consumo de energía declarado por los CCGE en subsectores de minería.

Subsector minería	Cantidad de CCGE	Consumo [Tcal/año]	Media de consumo [Tcal/año]
Minería cobre	31	52060,5	1679
Minas varias	11	5460,6	496

Al analizar por el tipo de energético el 91% de la energía fue provista por electricidad y diésel con 26904 [Tcal/año] y 25677 [Tcal/año] respectivamente. Al analizar por subsector (Gráfico 14), en él se puede apreciar como la minería del cobre consume casi 50.000 [Tcal/año] entre electricidad y diésel, recordando que un CCGE según la ley es un consumidor desde 50 [Tcal/año] esto equivaldría al consumo de 1000 CCGE. También se evidencia en mucho menor medida el consumo de gas natural y marginalmente GLP y otros energéticos. También se evidencia la gran diferencia en dimensiones del consumo de cobre respecto a todo el conjunto de los demás

procesos mineros. Con la finalidad de enfocar los esfuerzos de análisis, de aquí en adelante se tomará la minería del cobre como objeto de análisis, entendiendo que con esto cubrimos los consumidores de energía más intensivos y más del 90% de la industria minera.

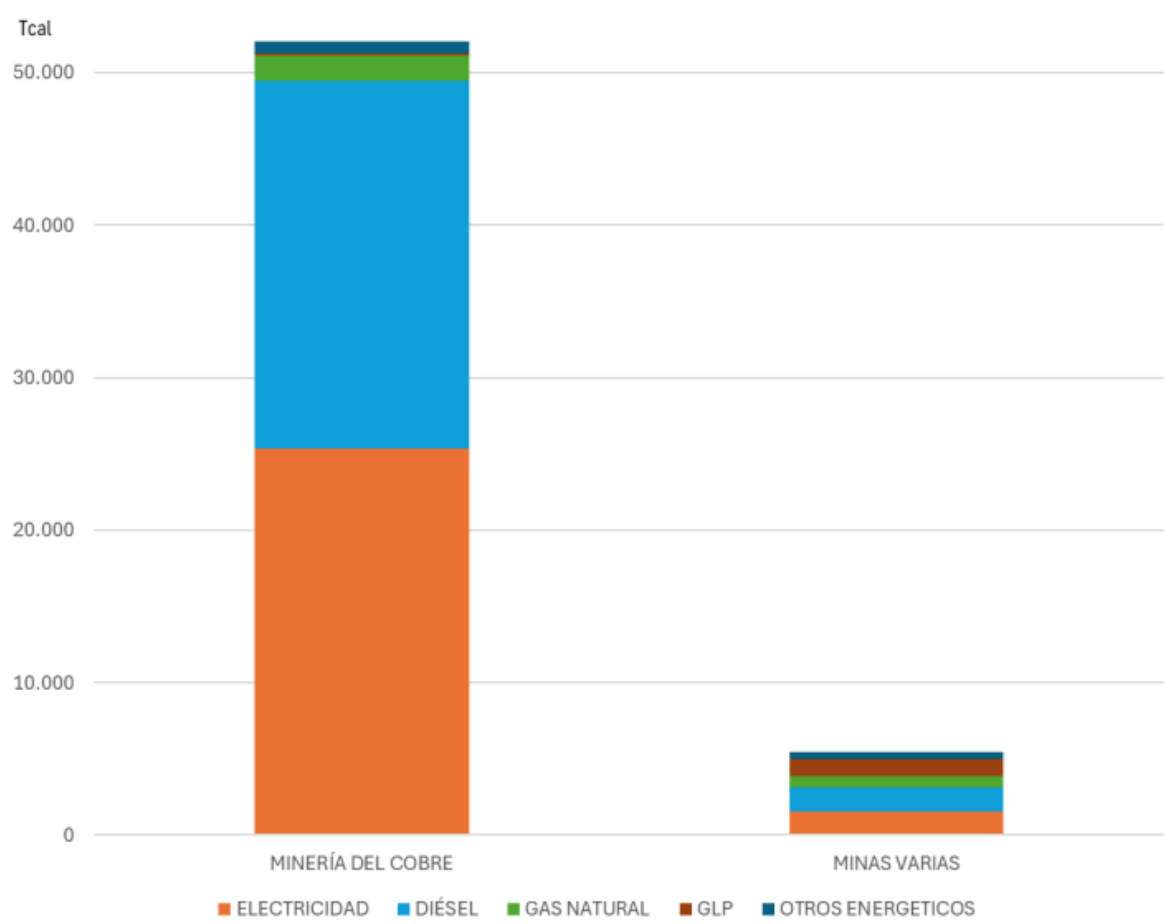


Gráfico 14: Distribución de consumos energéticos declarados por los CCGE mineros agrupados por subsector. Fuente: Reporte público 2024 avances en los sistemas de gestión de la energía

4.3.2 Identificación de Usos Significativos de Energía

Para analizar el desempeño es fundamental identificar correctamente los usos significativos de energía, de manera de concentrar los esfuerzos tanto de la gestión como del análisis en los mayores focos de utilización de la energía dentro de la industria minera.

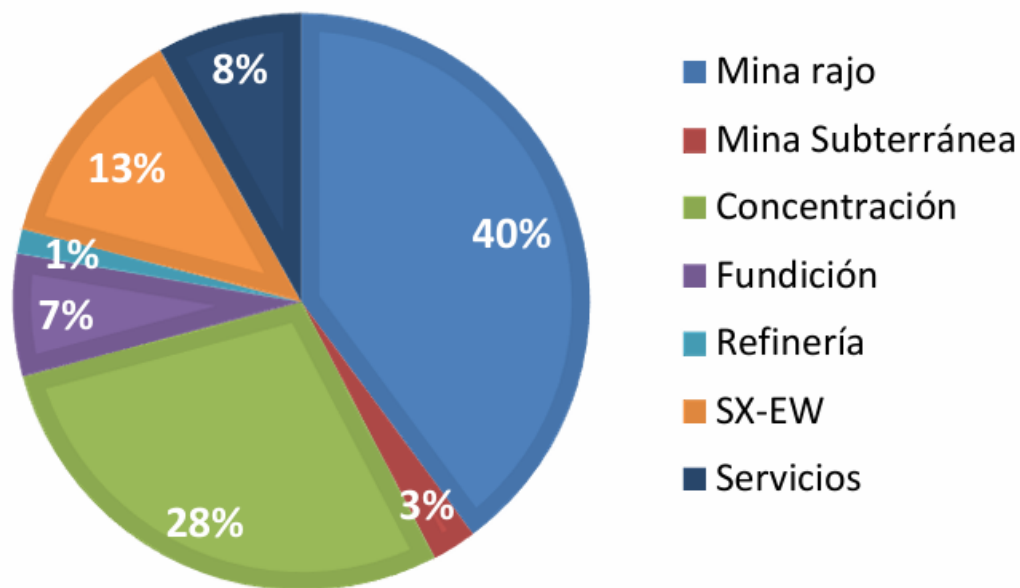


Gráfico 15: Participación de consumo de energía por proceso. Fuente: Cochilco

En el Gráfico 15 se destacan los tres procesos con mayor consumo energético que son la mina rajo con 17,703 Tcal (39,9% del total), el proceso de concentración con 12,630 Tcal (28,5%) y el proceso de lixiviación con 5,671 Tcal (12,8%).

Entre los mayores consumos también se encuentran los procesos de Mina subterránea, Fundición, Refinería y Servicios, esta última área en los últimos años ha ido en aumento debido a que incluye el bombeo que año a año se incrementa debido a la implementación de sistemas de bombeo de agua de mar.

4.3.3 Consumos específicos.

El consumo unitario de energía mide la energía usada para producir una unidad de producto, como una tonelada de cobre fino. En 2022, se necesitaron 8,35 Gcal para producir una tonelada de cobre fino, un aumento del 91,5% desde 2001. Este incremento se debe principalmente al mayor uso de combustibles, que subió de 1,96 Gcal/TMF en 2001 a 3,95 Gcal/TMF en 2022 (+101,0%). El consumo de electricidad también aumentó, pasando de 2,39 Gcal/TMF a 4,37 Gcal/TMF (+83,7%) en el mismo período.

El mayor consumo de combustibles para producir cobre fino se debe al transporte de minerales desde minas a cielo abierto más antiguas y profundas, que implica mayores distancias. Además, el aumento del consumo eléctrico proviene de cambios en los productos comerciales (de cátodos a concentrados) e innovaciones

tecnológicas (como el uso de agua de mar). Esto muestra que la minería de cobre ha incrementado la intensidad del uso de electricidad en la segunda mitad de esta década.

Las leyes del mineral son clave para determinar los requisitos energéticos, ya que gran parte del aumento en el consumo compensa la menor productividad por la reducción de las leyes con el tiempo. El [Gráfico 16](#) muestra la relación inversa entre el consumo unitario de energía y la ley promedio del mineral de 2001 a 2022.

El Gráfico 17 muestra la evolución del consumo de energía en base a combustibles en la minería del cobre entre 2001 y 2022. En 2022, el consumo fue de 21.052 Tcal, un aumento del 2,1% respecto a 2021 y del 126,1% comparado con 2001. Este crecimiento se debe a un incremento en la producción y cambios estructurales en la fase de explotación de la mina rajo.

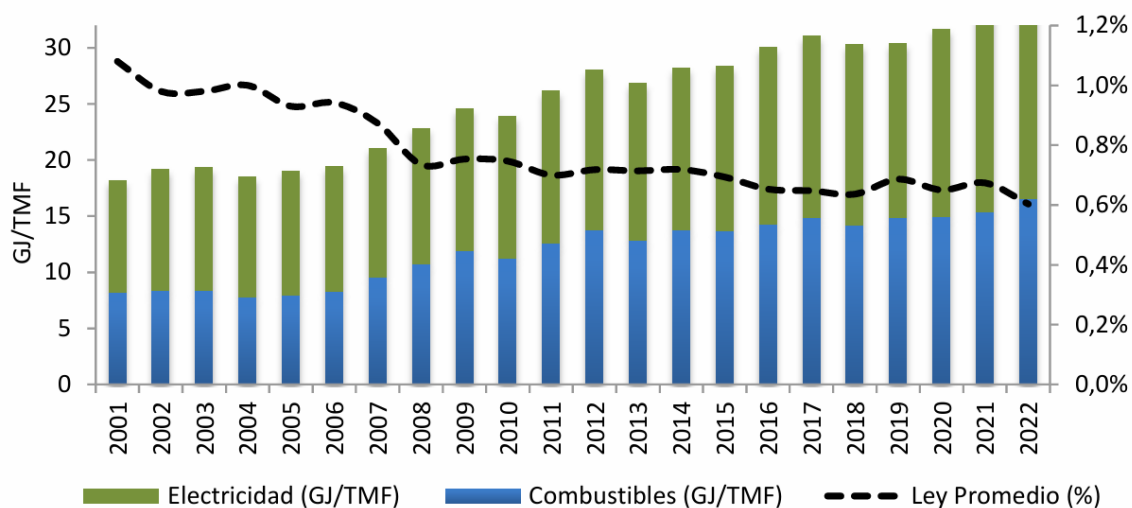


Gráfico 16: Evolución de consumo específico de energía y leyes a nivel nacional. Fuente: Cochilco

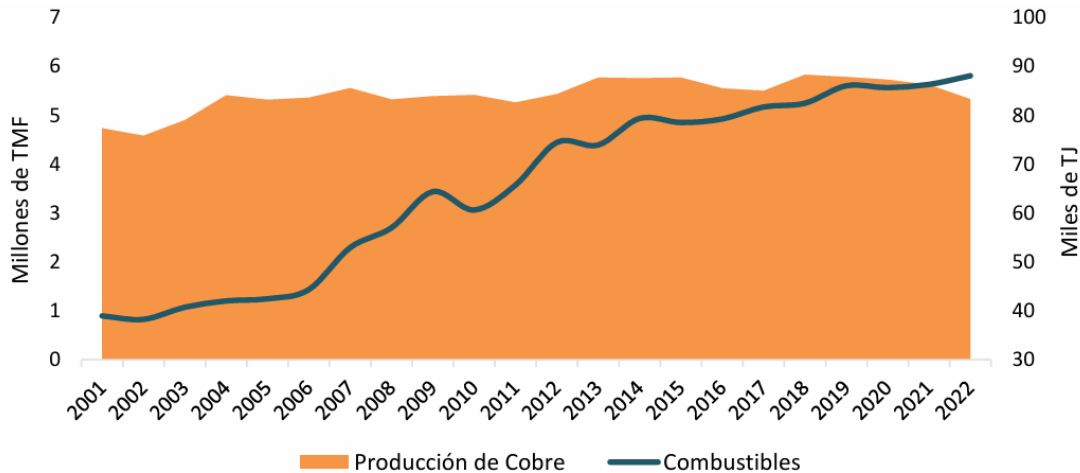


Gráfico 17: Consumo de energía en base a combustibles de la minería del cobre. Fuente: Cochilco

El análisis por proceso revela los más intensivos y de mayor crecimiento reciente. El Gráfico 18 muestra el consumo unitario de combustibles por tonelada de cobre fino en cada etapa. Destaca el proceso de mina rajo, que ha aumentado de 1029 Mcal/TMF en 2001 a 2407 Mcal/TMF en 2022 (+133,7%), debido a la disminución en las leyes de mineral. Los demás procesos han tenido consumos estables en los últimos 20 años, excepto la Fundición, que bajó de 1448 a 1304 Mcal/TMF (-10,0%) entre 2001-2022.

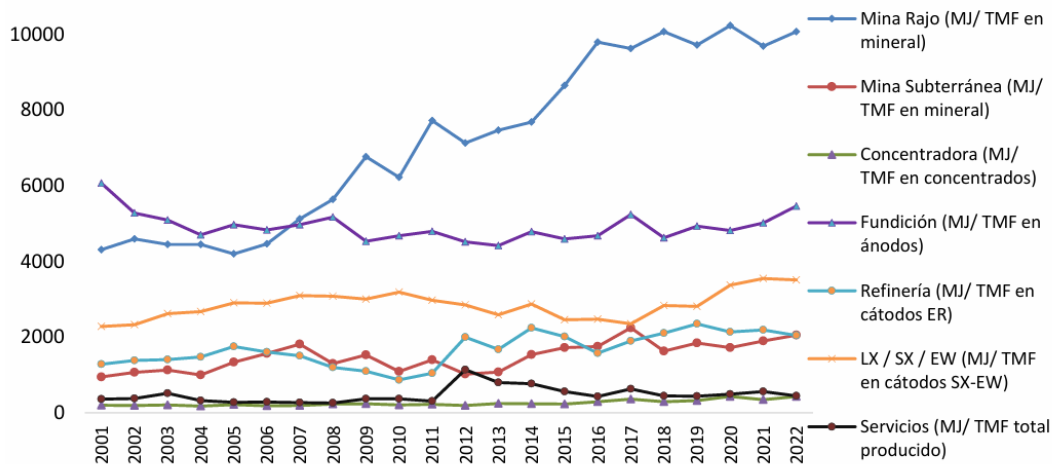


Gráfico 18: Consumos unitarios de combustibles por tonelada de cobre fino contenido en el producto de cada etapa. Fuente: Cochilco

Al analizar el Gráfico 19, el uso de combustible en la mina rajo respecto del mineral extraído, el promedio ponderado país se incrementa en 32,1% entre el 2001 al 2022 de 10,6 Mcal a 13,9 Mcal por tonelada de mineral extraído.

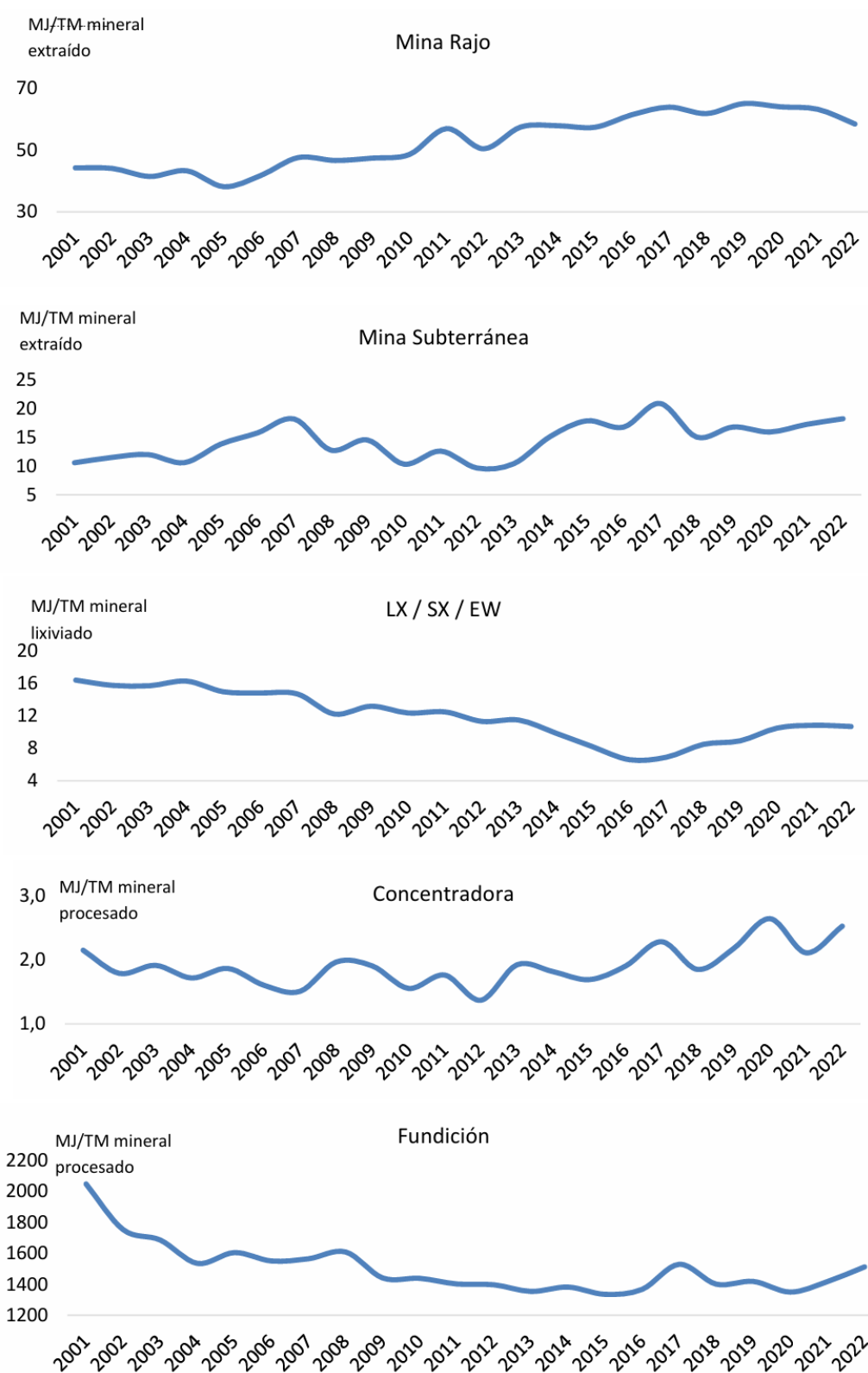


Gráfico 19: Consumos específicos de combustible por tonelada de material procesado. Fuente: Cochilco

La disminución de la ley promedio de los minerales extraídos a lo largo de los años ha significado que sea necesario extraer más mineral para obtener la misma cantidad de fino. Adicionalmente, desde principios de la década del 2000 han comenzado a operar diversas minas a cielo abierto; estas, al igual que las más antiguas, han incrementado sus distancias y pendientes de acarreo tanto de minerales como de materiales estériles, resultando en un mayor consumo de combustibles.

En el Gráfico 19 también se destaca que las fundiciones presentan consumos unitarios de combustible por tonelada de concentrado procesado bastante altos, aunque estos han ido decreciendo con el tiempo debido a cambios tecnológicos. La detención de hornos reverbero y la adopción de equipos de fusión autógenos, que queman el azufre, han permitido a las fundiciones cumplir con las normativas ambientales de calidad del aire, logrando una reducción del 26,1% entre 2001 y 2022, pasando de 488 a 361 Mcal/TM de concentrado procesado.

Por otro lado, en el proceso de lixiviación, el consumo ha disminuido de 3,8 a 2,6 Mcal/TM de mineral lixiviado (-34,8%), lo cual indica mejoras operacionales o de gestión.

En 2022, la minería de cobre consumió 23.397 Tcal de energía eléctrica, un descenso del 0,8% respecto a 2021. Desde 2001, el consumo ha aumentado un 107,1%, como muestra el Gráfico 20.

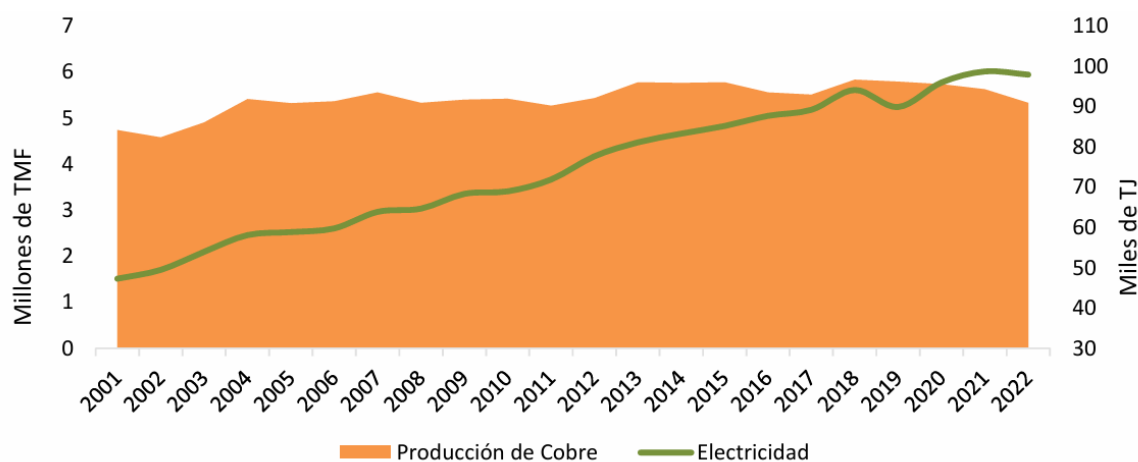


Gráfico 20: Consumo de energía eléctrica en la minería del cobre. Fuente: Cochilco.

El Gráfico 21 muestra el consumo de electricidad por tonelada de cobre fino en cada etapa del proceso. Resalta el aumento del 100,2% en el consumo de energía eléctrica en la Concentradora, que pasó de 1.460 a 2.946 Tcal/cobre fino entre 2001

y 2022. La Concentradora es una etapa que consume mucha energía, principalmente en las operaciones de chancado y molienda. Con el envejecimiento de las minas, los yacimientos son más profundos y la roca se endurece, lo que incrementa la necesidad de electricidad para la conminución.

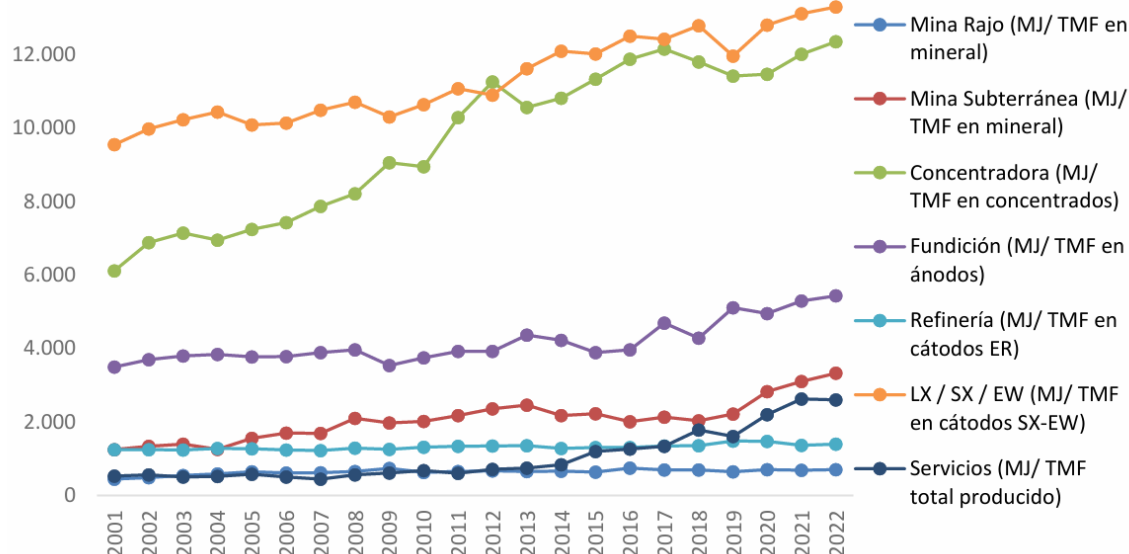


Gráfico 21: Consumo unitario de electricidad por tonelada de cobre fino contenido en el producto de cada etapa. Fuente: Cochilco.

El consumo de electricidad del proceso LX-SX-EW aumentó de 2.278 a 3.173 Tcal/cobre fino, un crecimiento del 39,3% desde 2001. El consumo en los servicios se cuadruplicó debido al uso de plantas desalinizadoras y al bombeo de agua de mar, como se muestra en la gráfico anterior. La fundición aumentó su consumo de energía eléctrica en un 55,4%, principalmente por las nuevas normas de calidad del aire e instalación de sistemas de manejo de gases y plantas de ácido sulfúrico. Las modernizaciones incluyeron sistemas de transporte e inyección de concentrado seco y hornos eléctricos para el tratamiento pirometalúrgico de las escorias.

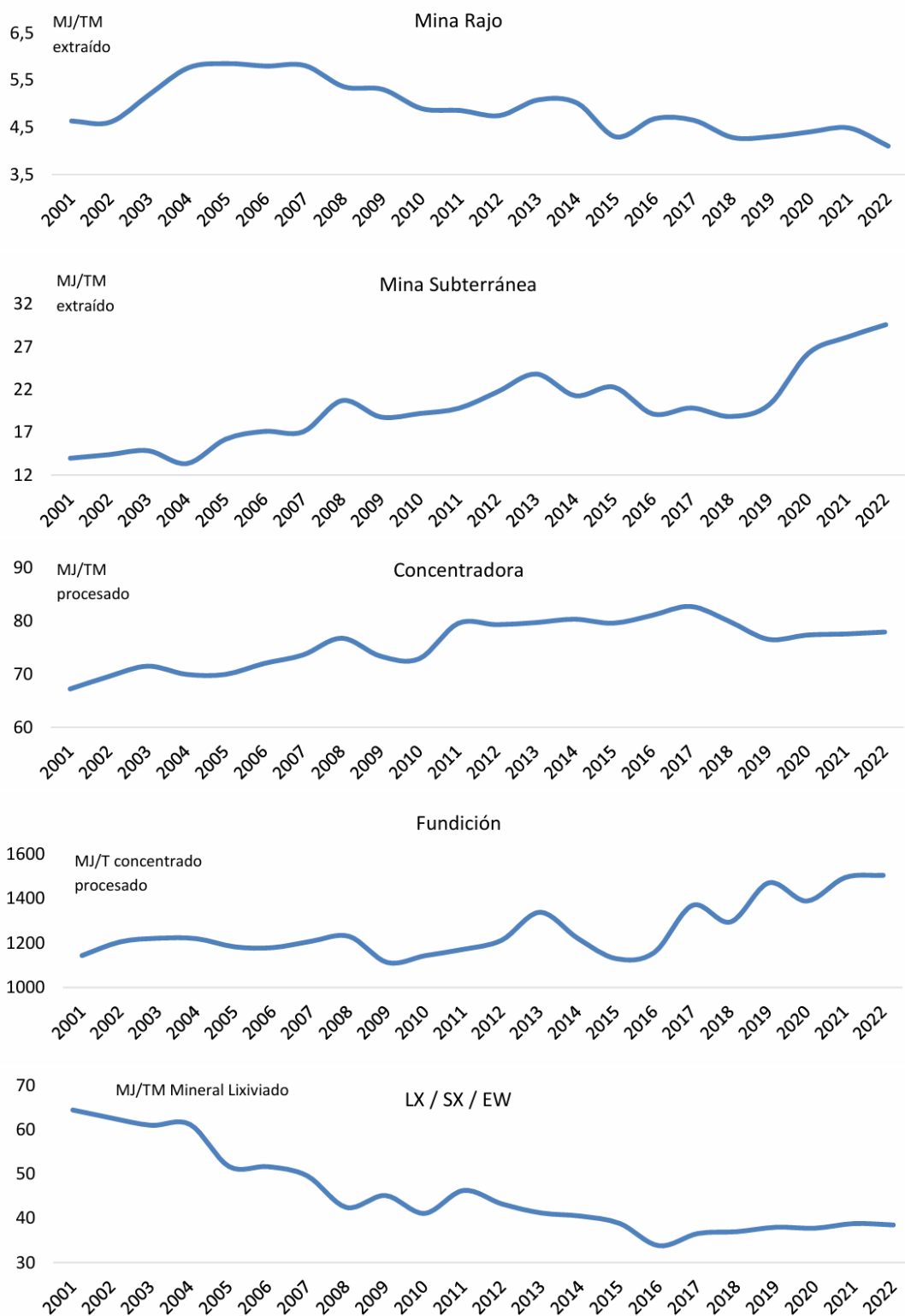


Gráfico 22: Consumo unitario de electricidad por tonelada de mineral extraído/procesado. Fuente: Cochilco

Al analizar el Gráfico 22 sobre el consumo de electricidad por tonelada de mineral procesado en los últimos 20 años, se observa que este ha permanecido estable, con incrementos moderados anuales. En 2022, se acumuló un alza del 15,9% respecto a la década del 2000, con un promedio de 17,16 Tcal/T de concentrado procesado, mientras que en la última década alcanzó los 19,01 Tcal/T.

El proceso de minería subterránea también experimentó un crecimiento significativo del 111,6% entre 2001 y 2022, alcanzando un consumo de 7,1 Tcal/tonelada de mineral extraído. Este consumo es seis veces mayor que el de la minería a cielo abierto, debido al uso intensivo de aire comprimido y servicios de ventilación.

Paralelamente, el consumo unitario del proceso de LX-SX-EW disminuyó un 40,3% durante el mismo período, derivado de una tasa de extracción de mineral más rápida que el consumo eléctrico asociado a la lixiviación y electro-obtención de cátodos, cuya producción se ha mantenido estable.

En 2022, el consumo de energía eléctrica y sus consumos unitarios en la minería subterránea aumentaron, destacando el impacto de nuevas operaciones como Chuquicamata Subterránea. Aunque actualmente la mayoría de la producción de cobre en Chile proviene de operaciones a cielo abierto, el envejecimiento natural de las minas implica mayores costos y emisiones de gases de efecto invernadero debido al aumento del consumo de combustibles para el transporte del mineral.

A largo plazo, podría llegar un punto de inflexión donde el método de extracción a cielo abierto no sea rentable, considerando la posibilidad de cambiar a minería subterránea si el yacimiento tiene reservas en profundidad y es viable técnica y económicamente. La minería subterránea se caracteriza por una extracción más selectiva y un mayor consumo de electricidad.

Los valores de los demás procesos se han mantenido estables, indicando que no se han producido cambios significativos en fundiciones y refineras electrolíticas en el país, todas utilizando tecnología convencional y diferenciándose principalmente por las distintas densidades de corriente y tamaño de los cátodos empleados.

4.4 Evaluación de Avances en la Gestión de Energía

Para cerrar el análisis de estado de los consumos de la minería los avances reportados por el Ministerio de Energía en la implementación de sistemas de gestión de la energía en el sector minero son esencial para entender la efectividad de las políticas actuales.

Basado en los datos de CCGE sobre registros de IDE Real y valores obtenidos en

12 meses, se calculó el desempeño energético promedio por sector y subsector. Este cálculo pondera el consumo energético para reflejar con precisión la influencia de cada sector en el resultado final.

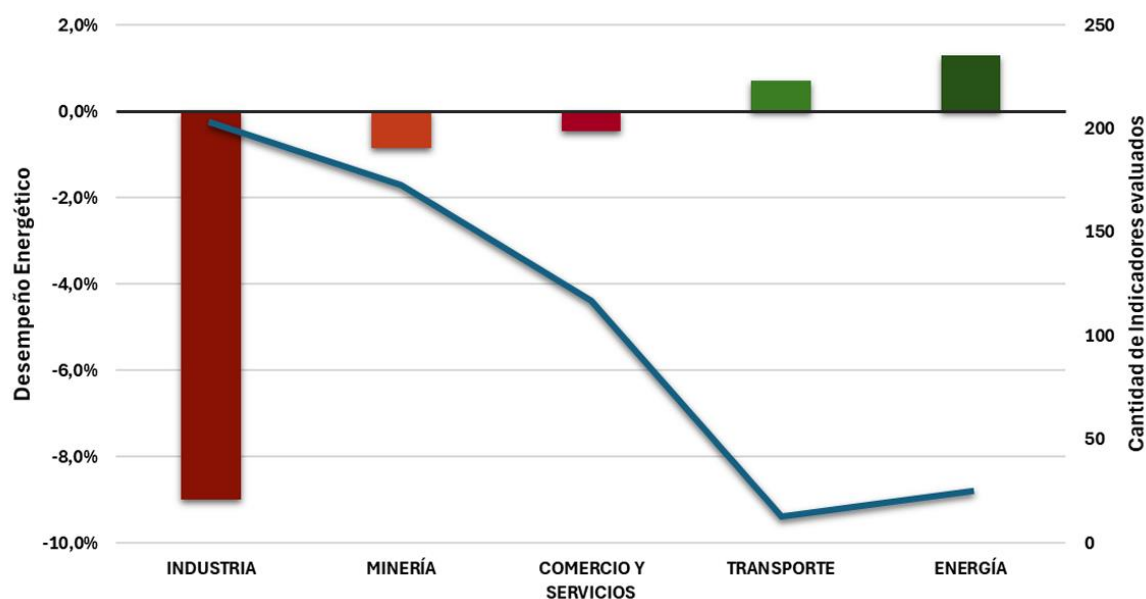


Gráfico 23: Desempeño energético de sectores productivos. Fuente: Reporte público 2024 avances en los sistemas de gestión de la energía.

El Gráfico 23 muestra que la minería es uno de los sectores donde ha disminuido el desempeño energético en este caso en un 0,89% lo que implica que su consumo ha ido aumentando respecto a su línea base de consumo en esa proporción. De la minería del cobre se obtuvo un resultado de disminución del desempeño de un 0,47% confirmando un consumo cada vez mayor y una pérdida de eficiencia energética a lo largo del tiempo.

5. MARCO REGULATORIO DE LA EFICIENCIA ENERGÉTICA EN CHILE

5.1 Exigencias de la Ley 21.305 para Grandes Consumidores de Energía

La Ley de Eficiencia Energética (Ley 21.305) tiene por objeto “*promover el uso racional y eficiente de los recursos energéticos*” en diversos ámbitos, estableciendo, entre otras medidas, obligaciones para los mayores consumidores de energía del país. En su artículo 2°, la ley define que aquellas empresas catalogadas como “consumidores con capacidad de gestión de energía” (CCGE) deberán implementar sistemas de gestión de la energía y reportar periódicamente su desempeño energético al Ministerio de Energía. El criterio principal para ser considerado CCGE es superar cierto umbral de consumo: la ley fija en 50 teracalorías anuales el límite mínimo de consumo de energía final para ingresar a esta categoría. Esta definición abarca típicamente a grandes industrias como la minería, cemento, celulosa, acero, etc. Adicionalmente, la normativa transitoria instruyó que, durante los primeros años, se identificaran los CCGE apoyándose en datos tributarios de tamaño empresarial (ventas mayores a 1 millón de UF y más de 200 trabajadores) para asegurar incluir a todas las empresas relevantes. En 2022 el Ministerio publicó la nómina inicial de CCGE, dentro de la cual figuran las principales compañías mineras de cobre del país.

Obligaciones de gestión y reportabilidad: A cada CCGE la ley y su reglamento (DS 28/2022) le exigen desarrollar una Gestión de la Energía sistemática. En términos prácticos, esto implica:

- Designar un “gestor(a) energético” responsable, es decir, un profesional encargado de coordinar el uso eficiente de la energía dentro de la empresa y servir de contraparte ante la autoridad;
- Implementar un Sistema de Gestión de Energía (SGE) al interior de la organización, el cual puede basarse en estándares reconocidos (por ejemplo, la norma ISO 50001) o en un sistema propio, pero que en cualquier caso debe cubrir al menos el 80% de los consumos de energía de la empresa; y
- Definir objetivos y metas de eficiencia energética dentro de dicho SGE, alineados con los usos significativos de energía del negocio. Estos objetivos son fijados por cada compañía según su realidad, pues la regulación no impone una meta individual específica a cada CCGE.

Sin embargo, para orientar el desempeño agregado, la ley incluyó una meta colectiva: el primer Plan Nacional de EE (2022–2026) debe lograr “*una reducción de la intensidad energética de, al menos, un 10% al 2030, respecto al 2019*” para el

país, y *“una meta para los consumidores con capacidad de gestión de energía consistente en la reducción de su intensidad energética de al menos un 4% promedio en su período de vigencia”*. En otras palabras, el conjunto de empresas CCGE debería reducir en ~4% su intensidad energética durante el período del primer Plan (aprox. 2022–2026) como contribución inicial a la meta nacional del 10% al 2030. Es importante señalar que este objetivo del 4% es de carácter colectivo y no tiene sanción legal individual por incumplimiento; su seguimiento se hará a nivel agregado sectorial, tal como aclaró el Ministerio de Energía.

En cuanto a reportabilidad, el reglamento establece que cada CCGE debe informar anualmente al Ministerio de Energía sus consumos energéticos y avances en eficiencia. Para ello se utiliza la plataforma del Balance Nacional de Energía (BNE), donde las empresas entregan datos detallados del año calendario anterior. Según el DS 163/2021 (que operativiza la primera fase de reportes), las empresas deben reportar:

- el consumo de energía final desagregado por tipo de energía y por uso (por ejemplo, electricidad, combustibles, calor, etc., desglosados en las categorías estandarizadas por el BNE) y
- la “intensidad energética” del año. Esta intensidad energética se define regulatoriamente como la razón entre los consumos de energía y la actividad económica de la empresa medida en ventas (ingresos por ventas y servicios). En otras palabras, equivale a una medida de energía por unidad monetaria de output. La elección de este indicador obedece a su consistencia con la definición macro de intensidad energética país (energía/PIB) y permite agregar resultados a nivel nacional.
- Finalmente, las empresas también deben reportar el estado de avance de sus SGE y las acciones de eficiencia energética realizadas y proyectadas, según el procedimiento detallado en el DS 28. El Ministerio consolida estos datos para monitorear el cumplimiento de la ley y evaluar las tendencias en el desempeño energético de los grandes consumidores.

La siguiente tabla resume las principales exigencias normativas para los CCGE:

Tabla 5.1: Principales Exigencias de la Ley 21.305 sobre Eficiencia Energética

Obligación Regulatoria (Ley 21.305 / DS28)	Descripción
--	-------------

Designación de “Gestor Energético”	Nombrar un responsable interno de la gestión de la energía, informado formalmente al Ministerio.
Implementar un Sistema de Gestión de Energía (SGE)	Contar con un SGE que cubra $\geq 80\%$ del consumo total. Puede ser certificado (ISO 50001) o interno, pero auditable.
Definir objetivos y metas de EE internos	Establecer objetivos de mejora del desempeño energético, acorde a los usos significativos de energía de la empresa.
Reporte anual de consumos e intensidad energética	Informar cada año el consumo total por tipo de energía y la intensidad energética (Energía/Ventas) del año anterior.
Reporte de avances SGE y acciones de EE	Reportar el grado de implementación del SGE y las iniciativas de eficiencia energética ejecutadas o planificadas.
Meta de intensidad energética (4% promedio 2022–2026)	Reducir la intensidad energética (Energía/Ventas) colectiva de los CCGE en 4% promedio. No es exigencia individual.

6. ESTRATEGIAS Y DESEMPEÑO ENERGÉTICO EN LA GRAN MINERÍA DEL COBRE

Una vez establecido el marco regulatorio que rige la eficiencia energética en el país, es fundamental analizar la respuesta y el desempeño del sector más intensivo en consumo: la gran minería del cobre. Este capítulo se estructura en dos partes. Primero, se describen las estrategias de descarbonización a nivel corporativo, que definen la visión y los compromisos de largo plazo de las principales compañías. Segundo, se profundiza en las tácticas y el desempeño específico en materia de eficiencia energética, detallando cómo estas estrategias se traducen en la gestión operativa y el cumplimiento de la normativa vigente.

6.1 Estrategias de Descarbonización en la Minería Chilena

La reducción de emisiones de carbono se ha vuelto un objetivo transversal en la gran minería chilena. Las principales compañías —BHP (Escondida y Spence), Antofagasta Minerals, Anglo American, Teck y Codelco— han anunciado compromisos de largo plazo para disminuir su huella de carbono, acompañados de iniciativas concretas en sus operaciones. Actualmente, la minería del cobre en Chile representa aproximadamente un 15,6% de las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) del país, lo que ha motivado amplios esfuerzos de descarbonización en este sector.

6.1.1 Iniciativas de BHP (Minera Escondida/Spence)

BHP busca reducir sus emisiones en un 30% hacia 2030 y alcanzar cero emisiones netas operativas al 2050. Para esto, inició una transición acelerada a energías limpias: desde 2021, Escondida y Spence operan con electricidad 100% renovable al haber terminado de manera anticipada los contratos a carbón (un proceso que costó alrededor de USD 800 millones). Este paso permitió que ambas minas se abastezcan de fuentes renovables en su totalidad a partir de 2025, marcando un hito para la compañía en su camino a la carbono neutralidad.

En materia de electrificación de equipos, BHP invierte en sistemas de trolley eléctrico para camiones de extracción, con un proyecto de USD 250 millones en Escondida para reemplazar parcialmente el diésel y disminuir así las emisiones de GEI. También introdujo equipos de mayor eficiencia, como la pala eléctrica Komatsu 4800XPC, que al ser totalmente eléctrica suprime emisiones directas y aporta mejoras de productividad.

6.1.2 Iniciativas de Antofagasta Minerals

Antofagasta plc (Antofagasta Minerals) persigue la carbono neutralidad al 2050.

Entre 2018 y 2022 redujo el 43% de sus emisiones GEI de Alcance 1+2, fundamentalmente por el cambio de todos sus contratos eléctricos a fuentes renovables. A partir de 2022, sus operaciones en Los Pelambres, Centinela, Antucoya y Zaldívar cuentan con un suministro de electricidad 100% renovable.

A continuación, el foco se concentra en la sustitución del diésel en la movilización minera (camiones CAEX y equipos auxiliares) a través de un plan de electromovilidad. Antofagasta Minerals participa en programas globales como Charge On y Hydra, concluyendo que la electrificación es la solución más viable a corto plazo, sin descartar tecnologías futuras de hidrógeno.

En 2023, la empresa desplegó la flota de camionetas eléctricas más grande de la minería chilena (50 vehículos en Minera Centinela) y adquirió 8 equipos eléctricos de apoyo, como palas y cargadores. En Los Pelambres iniciaron las pruebas de un sistema de trolley para sus camiones. Estas acciones involucran inversiones en infraestructura eléctrica, como líneas de mayor capacidad y cargadores. A la fecha, la firma consigue más del 90% de su energía de fuentes limpias y se ha propuesto bajar 50% de sus emisiones de Alcance 1+2 al 2035.

6.1.3 Iniciativas de Anglo American

Anglo American Chile aspira a la carbono neutralidad operativa para 2040 en sus minas. El uso de energías fósiles en generación eléctrica fue eliminado, optando por energía 100% renovable en Los Bronces, El Soldado y Chagres, disminuyendo sus emisiones de CO₂ en un 70% respecto a la línea base.

La compañía desarrolló el primer camión minero propulsado por hidrógeno verde (proyecto FutureSmart Mining), actualmente en fase de prototipo en Sudáfrica, con miras a implementarlo en Chile en un futuro próximo. Paralelamente, enfatiza eficiencia de procesos (por ejemplo, molienda optimizada y uso de agua recirculada) y cuenta con certificaciones de gestión ambiental y energética. Sus objetivos incluyen recortar en 70% las emisiones de Alcance 1+2 al 2030 y alcanzar la neutralidad de carbono en 2040.

6.1.4 Iniciativas de Teck (Quebrada Blanca y Carmen de Andacollo)

Teck Resources ha fijado la meta de operaciones carbono-neutras al 2050, con hitos como energía 100% libre de carbono para 2025 y la disminución de un 33% en su intensidad de carbono al 2030. Desde 2020, Carmen de Andacollo se abastece completamente con energía renovable. Asimismo, en Quebrada Blanca Fase 2 estableció contratos de suministro renovable por 17 años, de modo que la faena operará con electricidad limpia para 2025, eliminando aproximadamente 1,6

millones de toneladas de CO₂ al año.

Actualmente, la compañía obtiene 96% de su electricidad de fuentes renovables. Para el resto de sus emisiones, evalúa la electrificación de equipos móviles y estacionarios, estudiando proyectos piloto de camiones eléctricos o a hidrógeno. En total, Teck ha recortado cerca de 800 mil toneladas de CO₂ anuales en sus operaciones chilenas.

6.1.5 Iniciativas de Codelco

Codelco se propone reducir 70% de sus emisiones GEI de Alcance 1 y 2 al 2030, impulsando la electrificación en varios frentes:

- Minería subterránea: Reemplazar equipos diésel por equipos eléctricos (LHD y camiones de interior), a prueba en Chuquicamata Subterránea y El Teniente.
- Camiones de extracción en rajo: Analizar sistemas de trolley, camiones eléctricos o camiones a hidrógeno.
- Hidrógeno verde: Convertirse en uno de los primeros usuarios de esta tecnología para equipos de gran tonelaje.

Desde 2018, la empresa renueva sus contratos eléctricos para prescindir del carbón. A partir de 2026, el 85% de su electricidad será renovable, lo que los acerca a la meta de 100% energía verde antes de 2030. Además, Codelco incrementa la eficiencia de procesos con el estándar ISO 50001 y aspira a una minería cada vez más sostenible.

6.1.6 Factores Motivadores y Barreras

En el contexto de la minería moderna, la transición hacia prácticas más sostenibles y la adopción de tecnologías limpias enfrenta tanto motivadores significativos como barreras considerables. Las empresas mineras están bajo presión constante para reducir sus emisiones de carbono y mejorar su eficiencia energética, impulsadas por una combinación de factores económicos, regulatorios y sociales. Sin embargo, el camino hacia la sostenibilidad no está exento de desafíos, y las inversiones iniciales y la infraestructura requerida presentan obstáculos que deben ser superados.

- Motivadores:
 - Ahorro de costos y mayor productividad: La eficiencia energética reduce el gasto en combustibles y electricidad; tecnologías como camiones eléctricos

suelen incrementar la productividad.

- Presión de stakeholders: Inversionistas y clientes internacionales exigen “cobre verde”, y las compañías mineras buscan conservar su licencia social para operar.
- Incentivos y regulación: La Ley 21.305 de Eficiencia Energética, el impuesto al carbono y la Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde ayudan a impulsar cambios en el sector.
- Tendencia global: Las grandes mineras alinean sus metas con los compromisos climáticos internacionales, apuntando a la carbono-neutralidad.
- Barreras:
 - Inversión inicial alta: La electrificación y la adopción del hidrógeno resultan costosas.
 - Madurez tecnológica: Muchas soluciones para baterías y camiones a hidrógeno permanecen en fase piloto.
 - Infraestructura: Se requieren redes eléctricas más robustas y cadenas de suministro confiables para el hidrógeno.
 - Aspectos operativos: La intermitencia de las energías renovables, la necesidad de continuidad en faena y la capacitación de trabajadores influyen en la velocidad de adopción.
 - Volatilidad de precios: Las fluctuaciones en el valor del cobre y otros minerales pueden dificultar grandes inversiones.

Aun así, la mayoría de estos factores motivadores supera las dificultades, permitiendo que el sector transite hacia la descarbonización.

Las estrategias de descarbonización descritas anteriormente establecen el marco de acción y las metas de largo plazo de las compañías. Sin embargo, la implementación de estas visiones en el día a día operativo se materializa a través de tácticas específicas de eficiencia energética y de la adopción de Sistemas de Gestión de la Energía, en gran medida impulsados por las obligaciones de la Ley 21.305. La siguiente sección detalla cómo las empresas han abordado estas exigencias y cuál ha sido su desempeño concreto.

6.2 Estrategias y Desempeño de Eficiencia Energética en la Gran Minería del Cobre

Las cinco empresas analizadas –Codelco, BHP (Minera Escondida), Antofagasta Minerals, Anglo American y Collahuasi– representan una porción significativa de la producción de cobre y del consumo energético industrial de Chile. Todas ellas han implementado medidas de eficiencia energética (EE) desde antes de la Ley 21.305, motivadas inicialmente por la optimización de costos y la responsabilidad ambiental (reducción de emisiones), y ahora también por el cumplimiento normativo. A continuación, se sintetizan sus estrategias principales:

- **Codelco:** La corporación estatal (principal productor mundial de cobre) ha incorporado la gestión de la energía como parte de su agenda de sustentabilidad en los últimos años. Tras la entrada en vigor de la Ley de EE, Codelco **inició la implementación de un SGE corporativo en 2022**, formalizando equipos de gestión energética en cada división. Según su Memoria Integrada 2022, este SGE está alineado con la normativa y enfocado en los **usos significativos de energía** de sus procesos (por ejemplo, las plantas concentradoras, fundiciones, refinerías y sistemas de transporte de material). Codelco logró la certificación en ISO 50.001 en el 100% de sus operaciones en 2024, y reporta indicadores consolidados de consumo y rendimiento energético. En 2022 alcanzó un consumo total de ~52,1 PJ, con una intensidad de **51,87 GJ por tonelada de cobre fino** producida, levemente menor que el año anterior (52,29 GJ/t en 2021). Esta mejora refleja algunas eficiencias operacionales, aunque también depende de factores como la ley de mineral. Codelco destaca iniciativas como la optimización de motores, mejora en sistemas de bombeo y la contratación de suministro eléctrico 100% renovable para varias divisiones, lo que reduce sus emisiones de alcance 2 (si bien la energía consumida en sí se mantiene similar). En resumen, Codelco está dando cumplimiento a la ley implementando su SGE y **alineando sus metas internas con la estrategia energética nacional**, pero prefiere medir su desempeño en relación con toneladas de cobre (indicador técnico) más que respecto a ventas en pesos.
- **BHP – Minera Escondida:** Escondida (operada por BHP) es la mayor mina de cobre del mundo. BHP, como multinacional, cuenta desde hace años con un programa corporativo de eficiencia energética y clima. En Chile, **Escondida ha desarrollado un sistema integrado de gestión de energía y GHG**, que se basa en mejores prácticas internacionales y en la norma ISO 50001. Antes de la ley chilena, Escondida ya tenía una **Política de Eficiencia Energética** (desde 2009) y procedimientos para incorporar la EE en sus proyectos y

operaciones. Un indicio de su madurez en la gestión es que BHP realizó auditorías energéticas exhaustivas: por ejemplo, **en 2018 Escondida identificó 131 iniciativas de eficiencia**, 83 de las cuales fueron implementadas con un ahorro estimado de 150.000 GJ/año (datos referenciados en reportes internos del Consejo Minero). Asimismo, BHP integró la eficiencia energética a sus metas climáticas: a nivel global se comprometió a no aumentar sus emisiones absolutas de 2017 a 2022, objetivo que cumplió estabilizando las emisiones pese al crecimiento productivo, lo que implica mejoras en intensidad energética y/o cambio a fuentes más limpias. Escondida no publica directamente un indicador de intensidad energética en sus informes al público, pero datos históricos muestran que monitorea de cerca el consumo específico en cada proceso. Por ejemplo, entre 2007 y 2016 el **consumo unitario de electricidad en la planta concentradora** aumentó de ~16,9 a 22,3 kWh/ton mineral procesado, debido en parte a la caída de la ley de cabeza y mayor dureza del mineral. Este análisis granular (por proceso) permite a Escondida identificar oportunidades de mejora en las etapas de mayor uso energético (por ej., optimización de circuitos de molienda, sistemas de transporte de materiales, etc.). De hecho, algunas medidas implementadas incluyen el cambio de molinos semi-autógenos por prensa de rodillos HPGR para reducir consumo en conminución, sistemas de control de velocidad en correas transportadoras, y la incorporación de camiones autónomos más eficientes. En cuanto al cumplimiento regulatorio, BHP **reporta a la autoridad sus consumos** (Escondida superó 50 Tcal, por lo que es CCGE) y ha designado formalmente sus responsables energéticos. Si bien BHP no ha anunciado certificaciones ISO50001 en Escondida, sus sistemas internos son robustos y probablemente cumplen con los requisitos del SGE chileno. En sus reportes ESG globales, BHP informa la **intensidad energética de sus operaciones (GJ/ton)** a nivel corporativo, pero no desglosada por faena; sin embargo, podemos inferir que Escondida ha logrado significativos ahorros de energía en términos absolutos mediante programas de EE, aunque su producción también ha variado a lo largo de la década.

- **Antofagasta Minerals (AMSA):** Este grupo minero chileno (que opera Los Pelambres, Centinela, Antucoya y Zaldívar) ha mostrado un fuerte alineamiento con las nuevas exigencias. En 2022 **implementó una nueva Política Energética** que declara la energía como “recurso estratégico” y se comprometió a operar un **SGE corporativo** con mejora continua, incorporando innovación tecnológica y energías limpias. AMSA indicó que durante 2022 *“concluimos el proceso de alineación del sistema [de gestión de energía], basado en la norma ISO 50001:2018, con los requerimientos de la Ley de EE*

de Chile”, lo que sugiere que su SGE ya está prácticamente implementado conforme al reglamento (posiblemente con miras a certificación futura). En 2023 planea profundizar nuevas iniciativas de EE en sus minas, **priorizando proyectos para disminuir su intensidad energética** en línea con la ley. Respecto a desempeño, Antofagasta Minerals en 2022 logró una reducción de 5,4% en el consumo eléctrico respecto a 2021 (3.295 GWh vs 3.482 GWh), atribuida a mejoras operacionales y quizás a una leve menor actividad, mientras que el consumo de diésel aumentó 7,7% (429 mil m³ vs 399 mil m³) por mayor movimiento de material. El efecto neto fue un consumo energético total de alrededor de 27,3 PJ en 2022 para todo el grupo (considerando electricidad y combustibles), que, dado el volumen de cobre producido (~641 mil toneladas de Cu fino), implica una intensidad aproximada de 42,6 GJ/ton Cu. Este indicador físico es el que la compañía evalúa internamente; por ejemplo, Los Pelambres reporta su consumo específico de energía por tonelada milled (tratada) en concentradora y por cátodo en planta SX-EW, etc. En la dimensión organizacional, AMSA sometió a **verificación externa (EY)** sus datos de desempeño de energía y emisiones en 2022, lo que indica rigurosidad en el control de la información que también se entrega al Estado. La empresa además ha concentrado esfuerzos en cambiar su matriz energética: a inicios de 2022 completó la transición a contratos de **electricidad 100% renovable** en todas sus operaciones, medida que, si bien no reduce el consumo, sí reduce sustancialmente las emisiones de CO₂ (42% de reducción de emisiones alcance 2 en 2022) y puede formar parte de su estrategia de eficiencia en sentido amplio (pues contratos renovables a veces incentivan gestión de la demanda). Para el Estado, AMSA es un caso positivo de cumplimiento: ha adoptado un SGE conforme a la ley, reporta con consistencia, y sus indicadores muestran mejoras graduales en intensidad (ajustadas por producción) así como un claro alineamiento con las metas país de descarbonización y eficiencia.

- **Anglo American Sur:** Anglo American opera en Chile las minas Los Bronces y El Soldado, y la fundición Chagres (además posee 44% de Collahuasi, aunque esta opera de forma autónoma). La estrategia de Anglo American en eficiencia energética se enmarca en su **Plan Minero Sustentable** global, lanzado en 2018, que incluye la meta de “*mejorar la eficiencia energética en un 30% al 2030*” (así como reducir 30% las emisiones GHG). En Chile, Anglo American fue pionera en programas de EE: ya en 2004 había iniciado un programa integral para mejorar el desempeño energético y reducir emisiones en sus operaciones. Posteriormente, implementó su estándar interno **ECO2MAN** (Energía y CO₂ Management), similar al mencionado en Escondida, que **integra gestión de energía y GEI** basado en ISO 50001 y

mejores prácticas. Según reportes del Consejo Minero, Anglo American **instauró sistemas de gestión de energía en Los Bronces y El Soldado** desde la década pasada e incluso obtuvo reconocimientos como el Sello de Eficiencia Energética para Los Bronces en 2019. Su enfoque incluye: identificar **usos significativos de energía**, levantar **indicadores de desempeño energético (IDE) por proceso**, fijar **metas de reducción** y hacer seguimiento continuo (revisiones al menos anuales). Por ejemplo, Los Bronces monitorea indicadores como kWh/ton mineral procesado en molienda, consumo de diésel por tonelada movida en mina rajo, etc., con líneas base históricas 2013–2015 para evaluar mejoras. Anglo American ha reportado logros como una reducción de 17% en la intensidad energética de Los Bronces entre 2013 y 2019 (en parte gracias a proyectos de recuperación de calor en la planta concentradora y optimización de ventilación subterránea) y la obtención del **Sello de Oro en Gestión de Energía** otorgado por la Agencia de Sostenibilidad Energética el 2019. Con la entrada en vigor de la ley, Anglo American tuvo que formalizar poco adicional, pues ya *“contaba con un sistema de gestión de energía en Los Bronces”* y en sus otras operaciones. La compañía revisó su política energética local en 2022 para asegurar cumplimiento del DS28 e integró a sus gestores energéticos en los reportes a la autoridad. Actualmente usa electricidad 100% renovable en sus faenas chilenas (desde 2021), lo que reduce intensidades energéticas monetarias (menos gastos de CO₂) pero mantiene similares los consumos físicos. En términos de indicadores, Anglo American Chile no publica un valor único de intensidad energética, pero comunica públicamente su consumo total (ej. ~3,1 PJ en Los Bronces 2019) y su desempeño en energía por unidad de producción en diversos informes. Anglo ha mostrado disposición a **compartir información con el regulador y colaborar en políticas públicas de EE** –de hecho, su política corporativa incluye *“contribuir... al desarrollo de políticas y normas que promuevan el uso eficiente de la energía”*, y participa activamente en la **Red de Eficiencia Energética** del Consejo Minero.

- **Collahuasi:** La Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi (joint venture de Anglo American 44%, Glencore 44% y empresa japonesa 12%) destaca como un **caso ejemplar** de gestión energética en la minería. Collahuasi fue **la primera minera en Chile en certificar ISO 50001** (en 2013, para sus instalaciones del Puerto de Patache), tras iniciar un SGE completo en 2012. Su política de desarrollo sustentable incorpora un capítulo específico de energía, comprometiendo mejora continua, cumplimiento normativo e integración de contratistas en eficiencia energética. En 2014, en el marco de un convenio voluntario de EE con el Ministerio, Collahuasi realizó una auditoría energética de toda su operación, identificando **97 oportunidades de optimización**, de las

cuales 74 resultaron económicamente viables. Muchas de esas ideas se implementaron: por ejemplo, mejoras en sistemas de ventilación de minas, optimización del esquema de flotación para reducir retratamientos (ahorrando energía en bombeo y molienda), automatización del riego en pilas de lixiviación (reduciendo bombeo) y otras. Collahuasi también innovó tempranamente en **energías renovables no convencionales (ERNC)**: instaló una planta solar fotovoltaica piloto de 22,8 kW en la comunidad de Huatacondo en 2013, y fue la primera minera en licitar un contrato de suministro ERNC a gran escala, materializando en 2018 una planta solar de 25 MW para abastecer sus operaciones. Gracias a esto, desde 2020 Collahuasi tiene más del 90% de su electricidad proveniente de fuentes renovables. Todas estas medidas han contribuido a que Collahuasi mantenga una de las intensidades energéticas más bajas del sector, pese a aumentar sustancialmente su producción de cobre en la última década (récord de 637 mil toneladas en 2022). Se estima que su consumo específico ronda 35–40 GJ/ton Cu, comparable a Antofagasta Minerals. En cuanto a la ley de EE, Collahuasi ya cumplía prácticamente todos los elementos antes de que fuera obligatoria: tiene gestores energéticos, SGE certificado, objetivos (la compañía apunta a **carbón neutral en 2040** con énfasis en EE y cambio tecnológico) y reportes públicos muy detallados. Un punto notable es que Collahuasi reconoce que en sus inicios debió desarrollar “*metodologías propias*” para indicadores de desempeño energético porque “*no existía know how disponible en el mercado*” en 2012. Esto evidencia la **ausencia de estándares locales** en aquel momento, situación que la nueva ley viene a corregir en parte.

Se puede observar que las grandes mineras han incorporado la eficiencia energética en sus estrategias de sustentabilidad. Todas cuentan ahora con Sistemas de Gestión de Energía operativos, varios con certificación o alineamiento ISO 50001, y se han ejecutado proyectos concretos que reducen el consumo específico de energía (así como las emisiones). No obstante, existen diferencias en cómo se miden y reportan estos avances, lo cual es relevante para evaluar el impacto real de sus estrategias y para comparar contra las exigencias regulatorias. A continuación, se profundiza en el análisis de los indicadores empleados y la calidad de los datos reportados, a la luz de los subobjetivos planteados.

7. ANÁLISIS DE BRECHAS ENTRE EL MARCO REGULATORIO Y EL DESEMPEÑO SECTORIAL

Una vez descrito el marco normativo y las estrategias energéticas implementadas por la gran minería, este capítulo se dedica al análisis crítico de la interacción entre ambos. Se exponen las desconexiones, inconsistencias y vacíos que existen entre las exigencias de la ley, la forma en que las empresas miden y gestionan su energía, y la utilidad de los datos reportados para el seguimiento de las metas nacionales. Este análisis es el fundamento para la identificación de las brechas estructurales que se abordarán posteriormente.

7.1 Indicadores de desempeño energético: exigencias vs. uso por las empresas mineras

Un aspecto crítico para evaluar la eficacia de las estrategias de eficiencia energética es la selección de indicadores de desempeño energético (IDE) adecuados. La Ley 21.305, a través de su reglamento, optó por un indicador uniforme y relativamente simple para todas las empresas: la intensidad energética que es consumo de energía / ventas. Este indicador financiero permite agregar distintas compañías y sectores en una métrica común (por ejemplo, energía por millón de pesos de ventas, o equivalente a energía/PIB sectorial). Sin embargo, desde una perspectiva técnica, las empresas mineras históricamente han utilizado indicadores físicos de intensidad, típicamente energía consumida por unidad de producto (mineral procesado, cobre fino producido, etc.), así como indicadores específicos por proceso. A continuación, se contrasta el enfoque del regulador con los indicadores efectivamente usados por las mineras, evaluando si estos son adecuados para medir el impacto de las estrategias de EE.

Enfoque del regulador – “Intensidad energética” monetaria: La justificación de usar Energía/Ingresos como IDE oficial radica en su alineación con las metas macro de intensidad energética país (Energía/PIB). De hecho, la ley manda que el Plan Nacional de EE establezca *“una meta de reducción de la intensidad energética para el país de, al menos, 10% al 2030 respecto del año 2019”*. La intensidad país se mide con el PIB, mientras que a nivel de CCGE se usan las ventas como medida comparable. Esto permite al Ministerio agregar los datos de todas los CCGE y ver si, en conjunto, la energía por unidad de output económico baja con el tiempo (idealmente por eficiencia y no solo por cambios de precio). En la práctica, el indicador de 4% para los CCGE será medido como la variación en el cociente (energía de CCGE / ventas de CCGE) entre el inicio y el fin del plan. Este enfoque tiene la ventaja de la simplicidad y disponibilidad: las empresas conocen sus consumos totales (en TJ) y sus ventas (en CLP o USD), por lo que pueden

reportarlos sin dificultad. También es un indicador útil para fines económicos (energía por peso producido). Sin embargo, presenta limitaciones importantes:

- *Inestabilidad por precios:* en minería del cobre, los ingresos dependen fuertemente del precio internacional del cobre. Un aumento de precio eleva las ventas sin cambiar la energía usada, bajando artificialmente la “intensidad” monetaria; lo contrario ocurre cuando cae el precio. Por ejemplo, en 2020-2021 el precio del cobre subió ~50%, de modo que muchas mineras habrían visto reducir su indicador Energía/Ventas sin hacer nada distinto. Por esto, la meta del 4% podría cumplirse en parte por factores exógenos de mercado.
- *Desvinculación de la eficiencia operativa:* el indicador monetario no distingue si una reducción en Energía/Ventas se debe a mejoras de eficiencia real (menos GJ por tonelada) o a un mix de productos de mayor valor, o simplemente a inflación de precios.
- *Comparabilidad sectorial limitada:* incluso dentro del cobre, distintas empresas tienen cadenas de valor distintas (unas venden cátodos, otras concentrado; unas operan minas subterráneas vs rajo abierto). Sus ventas por unidad física varían, por lo que Energía/Ventas puede diferir más por esos factores que por eficiencia. Por ejemplo, una minera que produce cátodos in situ tendrá más consumo (electro refinación) pero también más valor de venta por tonelada, mientras que otra que venda concentrado consume menos pero también ingresa menos por tonelada – su intensidad monetaria podría salir similar, ocultando que sus consumos físicos son muy distintos.

Consciente de estos límites, el propio reglamento no impide que las empresas usen indicadores adicionales. De hecho, en línea con ISO 50001, se espera que cada CCGE establezca sus Indicadores de Desempeño Energético (IDE) internos pertinentes a sus procesos. El problema detectado es que la normativa no definió estándares sectoriales claros para esos IDE. El Ministerio, a través de estudios (Informe N°3 de 2021), ha propuesto estandarizar algunos indicadores físicos por sector, pero aún no son obligatorios. Por tanto, cada empresa ha continuado utilizando los indicadores que mejor se adaptan a su gestión, los cuales se analizan a continuación.

Indicadores utilizados por las empresas mineras: Todas las compañías evalúan su desempeño en términos de energía por unidad de producción. Este indicador puede expresarse de diversas formas según la etapa productiva principal:

- En minas de rajo con concentradora, es común usar [GJ o kWh] por tonelada de mineral procesado en planta concentradora, pues la mayor parte de la energía se consume en la conminución (chancado y molienda) y flotación de esa masa de mineral. Por ejemplo, *Minera Escondida* monitorea kWh/ton tratada en concentradora, como se mencionó (subió de ~17 a 22 kWh/t entre 2007–2016). Este indicador está fuertemente influenciado por la dureza y ley del mineral: en Escondida, la caída de ley de ~1% a ~0,6% Cu en esa década provocó ese aumento de 30% en kWh/t, pese a mejoras en equipos. Para aislar la eficiencia, BHP calculó indicadores “corregidos” ajustando variables como distancia de acarreo en mina, dureza del mineral, etc., de modo de distinguir cuánto del consumo específico “real” subió por factores operativos controlables vs incontrolables. Este es un buen ejemplo de incorporación de variables técnicas de ajuste en los indicadores.
- En operaciones de hidrometalurgia (lixiviación-SX-EW), se suele medir kWh por tonelada de cobre catódico producido. Así lo hace Escondida para sus plantas de óxidos (indicador Cochilco de cátodos: ~3.300–4.300 kWh/tCu entre 2007–2016). Del mismo modo, *Collahuasi* mide GJ por tonelada de cátodos en su planta de SX-EW. Este indicador combina la eficiencia eléctrica de la electro obtención con el rendimiento de la lixiviación. Collahuasi implementó mejoras como riego automatizado de pilas para reducir bombeo y optimizar la extracción, logrando disminuir su consumo específico en la planta de cátodos en 0,15 kWh/ton.
- A nivel global de la faena (todas las fuentes), las mineras suelen calcular energía por tonelada de cobre fino total (incluyendo cátodos y contenido en concentrados). Codelco reporta este valor corporativo (51,9 GJ/t Cu en 2022) y Antofagasta Minerals lo calcula en su *ESG Databook* (aprox. 42 GJ/t Cu en 2022). Este indicador es útil para ver la tendencia año a año en la intensidad energética física de la producción, integrando todos los procesos. Tiende a mejorar (bajar) con la eficiencia y economías de escala, y a empeorar (subir) con leyes más bajas o procesos más complejos.
- Además de indicadores por producto, las empresas mineras manejan indicadores específicos por área: por ejemplo, litros de diésel por tonelada-km (camiones de extracción en mina), kWh/t en chancado, kWh/t en molienda SAG, etc. *Anglo American* desarrolló un conjunto completo de IDE por subproceso en Los Bronces, lo que le permite detectar dónde hay mayor potencial de ahorro. Igualmente, *Collahuasi* segmentó su consumo: en 2019 determinó que la mina representaba 76% del consumo total de Collahuasi (59% electricidad, 41% diésel); dentro de la mina, 76% del diésel era por

camiones de extracción. Con esos datos, enfocó esfuerzos en camiones (mejorando entrenamiento de operadores para ahorrar combustible, probando aditivos, y evaluando futuro recambio a camiones eléctricos o hidrógeno).

En síntesis, los indicadores usados por las empresas permiten medir adecuadamente el impacto de sus estrategias de EE a nivel operativo, ya que están vinculados a sus procesos críticos y variables técnicas. Por ejemplo, si una empresa implementa variadores de velocidad en sus molinos, podrá ver una reducción del kWh/ton en molienda; o si optimiza las rutas de acarreo, bajará los L/ton-km de diésel. Estos indicadores son directamente útiles para la gestión interna y la retroalimentación de las áreas operativas: las gerencias pueden comparar el desempeño con la línea base y metas, e identificar desvíos. Todas las mineras analizadas integran sus IDE en ciclos de mejora continua, revisándolos al menos anualmente en comités de energía (Anglo incluso exige revisión semestral de IDE y auditorías internas según su estándar ECO2MAN).

Sin embargo, la correspondencia entre estos indicadores internos y el exigido por el regulador no es directa. Las compañías no usan energía/ventas para la gestión diaria, por las limitantes mencionadas. Esto genera un pequeño desajuste informativo: las empresas podrían cumplir la meta de 4% (Energía/Ventas) sin ver mejoras en sus IDE físicos –por ejemplo, si el precio del cobre sube lo suficiente–, o viceversa, podrían mejorar eficiencia y aun así “no cumplir” el 4% si coincidiera con un ciclo de precios bajos. Desde la perspectiva regulatoria, esto es un desafío para evaluar el impacto real de las estrategias de EE empresariales en el objetivo país. Por ello, sería deseable que el Ministerio de Energía también haga seguimiento a indicadores físicos sectoriales. Con esta propuesta de medir la *intensidad energética física* (energía por tonelada de cobre fino) para reflejar mejor la eficiencia técnica. Esta métrica permite evaluar con mayor precisión el rendimiento operativo de los procesos productivos, considerando la cantidad de energía utilizada en relación con la producción obtenida. De esta forma, se puede identificar áreas de mejora en la cadena de valor, optimizar el consumo energético y reducir costos operativos. Además, al analizar la intensidad energética física, es posible comparar diferentes métodos de producción y tecnologías utilizadas en la industria del cobre, proporcionando una base objetiva para la toma de decisiones estratégicas que contribuyan competitividad del sector. Finalmente, las mineras utilizan indicadores adecuados para su gestión interna (alineados con variables de proceso y con metodologías de ajuste cuando corresponde), pero la falta de un estándar común de IDE sectorial en la normativa deja un espacio donde cada empresa reporta sus mejoras a su manera. Afortunadamente, todas coinciden en

comunicarlas en términos de energía por tonelada, facilitando cierta comparación entre ellas y en el tiempo. En la siguiente sección, se analiza si los datos reportados por las empresas (sean indicadores monetarios o físicos) permiten al Estado evaluar con certeza el avance hacia las metas nacionales de EE.

7.2 Análisis de los datos reportados y su utilidad para el seguimiento de metas nacionales

Un objetivo central de la Ley de EE es que el Estado pueda trazar el impacto sectorial de las medidas de eficiencia energética y verificar el progreso hacia las metas país (4% CCGE, 10% nacional). Para ello, se confía en la información que las propias empresas reportan anualmente. Se evalúa la calidad y consistencia de esos datos, así como su adecuación para el monitoreo agregado, considerando tres aspectos: líneas base, consistencia de datos y alineación estratégica con las metas nacionales.

Líneas base y punto de partida: La medición de mejoras requiere comparar contra una situación inicial definida. La ley fija el año 2019 como año base para la meta nacional (intensidad país), y para los CCGE se entiende que el primer plan usará el año base cercano a la adopción del plan (podría tomarse 2021 o promedio 2021–2022 como base para el 4%). Sin embargo, las empresas mineras pueden haber establecido líneas base internas diferentes. Por ejemplo, Anglo American planteó mejoras al 2030 respecto de 2016 (base de su plan global); Collahuasi probablemente usa su consumo unitario promedio de algún año reciente pre-ley como referencia para medir el 4% interno, etc. Cuando reportan al Ministerio su intensidad 2021, 2022, etc., esas cifras aisladas no informan explícitamente cuánto han mejorado vs. una línea base. El Estado debe calcular las variaciones interanuales y compararlas con la línea base común. Esto es factible –ya que cuenta con los valores anuales de energía y ventas de cada CCGE– pero implica asumir la responsabilidad del análisis al nivel agregado. Idealmente, cada empresa también informaría su avance porcentual acumulado en intensidad desde la línea base, para ver fácilmente si van en camino al 4%. Actualmente, no existe tal requerimiento específico: se reportan los datos absolutos y la autoridad hace el seguimiento. Aun así, dado que las empresas sí monitorizan sus propios ahorros (en GJ y en porcentajes), podrían voluntariamente compartir esa información. En los reportes de sustentabilidad, pocas empresas declaran “hemos mejorado X% nuestra eficiencia respecto a año Y”. Una excepción es Anglo American, que comunicó haber reducido 15% la energía por tonelada en sus operaciones chilenas de 2018 a 2021, o Collahuasi, que informó reducciones significativas en consumo unitario de diésel tras implementar ciertas iniciativas. En general, la falta de un año base unificado por

empresa para la meta regulatoria hace que el Estado deba apoyarse en su propia base sectorial (2019). Esto puede ser problemático si 2019 no fue un año “normal”, por ejemplo, en 2019 hubo menores leyes y protestas sociales que afectaron producción; 2020 tuvo la pandemia. Una alternativa habría sido permitir a cada CCGE fijar una línea base representativa (ej. promedio 2018–2019) y luego exigir reducción de X%, pero la ley optó por la simplicidad de un base común nacional.

Consistencia y calidad de los datos reportados: Gracias a las exigencias de la ley, actualmente el Ministerio de Energía recibe anualmente datos de más de 1300 empresas (no solo mineras) que cubren alrededor del 80% del consumo energético nacional. En el caso de la minería del cobre, la cobertura es prácticamente total, ya que las operaciones más pequeñas que podrían haber quedado fuera del umbral de 50 Tcal igualmente entran por criterios de ventas/empleados (y en minería casi toda empresa mediana-grande supera algún criterio). Esto significa que el Estado por primera vez cuenta con un set de datos muy completo de consumo energético minero y puede agregarlo para ver tendencias. No obstante, surgen desafíos técnicos en la consistencia:

- **Alcance de los datos:** La normativa define que se reporte el consumo final de energía. En minería, eso incluye la electricidad comprada de la red y autogenerada, los combustibles fósiles consumidos (diésel, gas, explosivos si se cuentan como energético, etc.), y eventualmente cualquier energía térmica utilizada. Es importante que todas las empresas apliquen los mismos criterios de inclusión. Entonces, por ejemplo, una cogeneración interna de calor a partir de procesos ¿contaría como consumo? Probablemente sí, si es uso final. Codelco explicitó que en su reporte distingue la electricidad de red y la autogenerada, lo que sugiere que se incluyen ambas. Afortunadamente, las compañías mineras tienen contabilizados con rigurosidad sus consumos (por costos y para inventarios de GEI), por lo que la posibilidad de omitir alguna fuente es baja. Un posible problema es la diferenciación entre consumo propio y de contratistas: la ley obliga a reportar el consumo de la empresa (RUT) en Chile. Si parte de la operación está tercerizada (por ejemplo, contratistas que proveen maquinaria), el combustible que ellos consumen para la faena puede o no estar siendo reportado bajo el RUT de la minera. Idealmente, los contratos establecen que la minera proporciona o costea el combustible, con lo cual se cuenta todo en sus consumos. Pero si no fuera así, podría infraestimarse el total. Este detalle requiere monitoreo por la autoridad para asegurar comparabilidad.
- **Unidad y conversión:** Todas las empresas reportan en la misma unidad energética (teracalorías, según la definición de CCGE). En sus informes

internos manejan GJ, kWh, etc., pero para el BNE convierten a Tcal. La consistencia aquí es alta puesto que la plataforma BNE estandariza factores de conversión (ej. 1 m³ de diésel = 0,036 Tcal aprox., etc.). Por tanto, en términos cuantitativos, los datos son homogéneos y comparables interanualmente con buena precisión. Además, algunas empresas están verificando externamente sus datos (AMSA con EY, Anglo con auditorías internas, etc.), aportando confiabilidad.

- **Frecuencia y oportunidad:** El reporte es anual, lo cual es suficiente para tendencias, aunque impide detección rápida de problemas. Algunas empresas llevan medición mensual o diaria de IDE, pero eso no llega al Estado. El Ministerio de Energía recibe los datos al año siguiente (ej. en 2023 se recibieron datos 2022), por lo que las conclusiones sobre la meta 4% tendrán un cierto rezago. No obstante, al 2025 se podrá evaluar si en los primeros 3–4 años hubo mejoras significativas.
- **Validación y verificación:** Una interrogante es cómo valida el Estado la veracidad de los datos reportados. El DS28 confiere a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) la fiscalización de estas obligaciones. La SEC puede solicitar antecedentes o inspeccionar en caso de duda. Sin embargo, a la fecha no existe un sistema robusto de auditorías energéticas externas obligatorias para verificar ahorros o consumos declarados (distinto de la fiscalización de cumplimiento formal). Esto implica que la confianza en los datos recae en la buena fe y capacidad técnica de las empresas. En el caso de grandes mineras, esto no es problemático –ellas tienen incentivos para reportar correctamente–, pero podría serlo en otros sectores.

En general, los datos reportados por las mineras son suficientemente completos y consistentes para que el Estado pueda trazar el desempeño sectorial. Todos los grandes consumidores reportan bajo los mismos formatos, cubriendo la casi totalidad de la energía usada en el sector. Esto ha permitido, por ejemplo, que el Ministerio elabore en 2023 una línea base sector Minería con intensidad energética física y económica, contra la cual se medirá la evolución. Si bien habrá que filtrar el efecto precio, técnicamente es posible hacer seguimiento. Un indicador complementario que el Estado podría derivar de los datos es la energía por tonelada de cobre a nivel país: tomando la producción total de cobre del año (estadísticas Cochilco) y el consumo total de energía reportado por las compañías, se calcula una intensidad física sectorial. Este tipo de indicador sería útil para contrastar contra la intensidad monetaria y dar una visión más robusta del avance en eficiencia real.

Alineación con objetivos nacionales y evaluación del progreso: Las estrategias de eficiencia de las empresas, descritas en la sección anterior, convergen en

términos generales con los objetivos nacionales de eficiencia energética, aunque con matices. El Plan Nacional de EE 2022–2026 define acciones en industria/minería buscando fomentar la gestión de la energía, las auditorías, estándares tecnológicos mínimos y difusión de mejores prácticas. Las compañías mineras ya están implementando muchas de esas acciones de forma autónoma: gestión de energía (SGE) ya instaurada, auditorías realizadas o en curso, inversiones en equipamiento más eficiente (motores, iluminación LED, optimización de procesos). Además, varias van más allá incorporando energías renovables y metas de carbono neutralidad, lo cual, sin ser exactamente eficiencia energética, sí ayuda al objetivo país de reducir importes de energía fósil y emisiones. De hecho, se podría argumentar que el **énfasis empresarial ha estado en la descarbonización más que en la eficiencia pura**: por ejemplo, Codelco, Anglo, Collahuasi y otras han firmado contratos para energía verde o electrificación de procesos, lo que reduce CO₂ pero no necesariamente reduce los kWh consumidos, a veces incluso los aumenta. Desde la perspectiva de metas de intensidad energética (que consideran sólo la cantidad de energía, no su fuente), esas acciones no se traducen en mejoras de intensidad, pero sí aportan a otras metas (emisiones). Esta diferencia de focos podría generar una **brecha estratégica: el Estado busca eficiencia (menos energía por PIB), mientras las empresas priorizan reducción de emisiones (que puede venir de eficiencia o de cambio de fuente)**. Idealmente, ambas estrategias deben integrarse, y de hecho en la práctica muchas medidas logran ambos objetivos (ej. cambio de camiones diésel a trolley eléctrico reduce energía primaria y CO₂ a la vez).

En cuanto a la evaluación del progreso sectorial hacia la meta 4%, aún es temprano para conclusiones definitivas (se requieren varios años de datos post-ley). No obstante, se pueden mencionar algunos indicios:

- Las empresas mineras reportaron en 2022 intensidades energéticas monetarias algo menores que en 2021, debido tanto a eficiencias operativas como a mayores ingresos ese año por precios altos. Es probable que, de forma agregada, el sector minero haya registrado ya una reducción de más del 4% en energía/ventas entre 2019 y 2022, pero es difícil atribuir qué fracción proviene de mejoras reales.
- Si se mira la intensidad física promedio (energía/ton Cu) de las cinco empresas analizadas, no se observa aún una baja significativa; de hecho, en algunos casos ha subido levemente por la tendencia de minerales más complejos. Esto sugiere que la meta de 4% no es trivial de lograr mediante eficiencia pura –dependerá en parte de innovaciones tecnológicas mayores

(por ejemplo, mineroductos reemplazando camiones, nuevos procesos de conminución, etc.) o de un mix de producción distinto (concentrados vs cátodos).

- Los datos reportados sí permiten al Estado hacer un seguimiento cercano de qué empresas están avanzando más. Por ejemplo, si alguna minera reportara año tras año la misma intensidad o incluso una intensidad empeorando, se identificaría una brecha de desempeño. Ahí la autoridad podría eventualmente impulsar medidas adicionales (convenios de desempeño, apoyo técnico, etc.). En ese sentido, la utilidad de los datos radica no sólo en marcar un número agregado país, sino en detectar brechas particulares que afecten ese agregado.

En conclusión, los datos que las empresas mineras reportan proporcionan al Estado las herramientas para evaluar el impacto sectorial de la eficiencia energética, siempre y cuando se interpreten con cuidado. La meta cuantitativa nacional (-4% intensidad) podrá ser evaluada combinando el indicador monetario con indicadores físicos para aislar factores externos. La robustez de la información recopilada hasta ahora es alta en términos de cantidad y cobertura, aunque la autoridad aún enfrenta el desafío de diferenciar mejoras por eficiencia versus cambios por otras causas. En la siguiente sección se discuten las brechas identificadas en el marco normativo y operacional que podrían dificultar esta evaluación coherente y cómo subsanarlas para fortalecer la política pública de eficiencia energética en la minería.

7.3 Brechas y áreas de mejora en el marco normativo e institucional de eficiencia energética

Si bien la implementación de la Ley de Eficiencia Energética en grandes consumidores ha sido un avance normativo significativo, el análisis de su aplicación en el sector minero revela una serie de desconexiones entre los objetivos de la política, la realidad operativa de la industria y la efectividad de los instrumentos regulatorios. Estas desconexiones no son fallas menores, sino seis brechas estructurales que, de persistir, podrían limitar la capacidad de la ley para generar ahorros energéticos sustanciales y verificables.

Este análisis se enfoca en dichas brechas, las cuales se agrupan en tres categorías: normativas, técnicas e institucionales. Se han consolidado los desafíos más relevantes en estos seis puntos, que serán la base para las recomendaciones de mejora reglamentaria desarrolladas en el capítulo siguiente. Aspectos contextuales importantes, como la necesaria coordinación con políticas de cambio climático o el debate sobre la medición de energía final versus la de ciclo completo, si bien son

relevantes, se entienden como desafíos transversales que se abordan implícitamente al fortalecer los mecanismos de medición y gestión aquí propuestos.

7.3.1 Brechas normativas

- **Falta de estándares sectoriales claros para indicadores de desempeño (IDE):** La normativa actual no define qué indicadores específicos (más allá de la intensidad energética general) deben utilizarse o cómo calcularlos de manera estandarizada en cada sector. Esto ha llevado a que cada empresa reporte según sus propios criterios y que el Estado deba concordar después. Como se mencionó, en minería podría ser útil estandarizar un indicador físico (ej. GJ/ton Cu) para fines de seguimiento público. Una posible propuesta podría ser desarrollar guías técnicas sectoriales por parte del regulador que establezcan los indicadores clave de EE para cada industria, con sus definiciones, metodologías de normalización y líneas base recomendadas. En minería, podría ser obligatoria la medición y reporte (adicional al requerido) de al menos un indicador físico normalizado, por ejemplo, energía por tonelada ajustado por ley de mineral (esto último requeriría acordar fórmula de ajuste). Ello permitiría comparaciones más coherentes entre empresas y evaluaciones más justas de eficiencia.
- **Objetivos de eficiencia energética individuales poco exigibles:** La ley fijó meta colectiva pero no metas individuales a cada CCGE. Esto, si bien evitó una postura rígida, también significa que legalmente ninguna empresa responde por alcanzar cierta mejora. No existe un mecanismo de cumplimiento individual más allá de implementar el SGE. En la práctica, esto podría llevar a esfuerzos desiguales: algunas compañías muy proactivas y otras menos. Si muchas fueran rezagadas, la meta global peligraría sin que hubiera infracción puntual. Una posible propuesta a evaluar sería la posibilidad de establecer benchmarks sectoriales o rangos de intensidad esperados, que sirvan de referencia a cada empresa. No como una obligación estricta, pero sí como un estándar indicativo que la autoridad pueda usar para “exposición pública” positiva o negativa. Por ejemplo, publicar un ranking de intensidades energéticas sectoriales (normalizadas) donde se vea quién mejora más, podría incentivar a las más atrasadas a ponerse al día. Otra alternativa es, en la próxima revisión legal, facultar al Ministerio para fijar metas voluntarias convenidas con empresas, incorporando algún incentivo o reconocimiento. En definitiva, hay un vacío en cuanto a exigir resultados de EE, que podría subsanarse con instrumentos de gestión.

- **Escasa consideración de estándares específicos de eficiencia en equipos o procesos:** La ley trató la gestión energética de manera amplia, pero no abordó normativas técnicas como estándares mínimos de rendimiento energético para maquinaria industrial, camiones mineros, ventiladores, etc. Otras jurisdicciones complementan la gestión con requisitos de que ciertos equipos nuevos cumplan con eficiencia de clase mundial. En Chile, esto ha existido para artefactos domiciliarios (etiquetado energético), pero no se ha extendido a equipos industriales. Dada la magnitud del consumo minero en ciertos equipos (por ejemplo, camiones de extracción consumen millones de litros de diésel al año), podría evaluarse normar o incentivar que las nuevas adquisiciones cumplan ciertas eficiencias (ej. camiones híbridos o eléctricos a partir de 2030, uso de motores de alta eficiencia IE3+ en plantas, etc.). Esto no está en la ley actual, representando una oportunidad regulatoria futura.

7.3.2 Brechas técnicas

- **No inclusión de variables de ajuste en la medición reportada:** Como se discutió, factores como ley de mineral, dureza, distancia de transporte, altitud, etc., afectan el consumo energético. Las empresas líderes ajustan sus IDE para su análisis interno, pero el reporte al Estado es en valores absolutos. Entonces, una mejora de eficiencia puede quedar enmascarada por un deterioro de condiciones. Por ejemplo, si una minera implementa 10 proyectos de ahorro que reducen en 5% el consumo específico, pero ese mismo año la ley de mineral baja y exige 7% más de energía por tonelada, el neto será +2% en su intensidad reportada –pareciendo un retroceso cuando en realidad hubo avances. Actualmente la plataforma BNE no recoge datos de contexto (ley de mineral, producción) para hacer estos ajustes. Esto dificulta al regulador discernir las causas de cambios en intensidad. Una posible mejora a implementar en la regulación podría ser incluir en los reportes anuales algunos indicadores de contexto y rendimiento: en minería podría pedirse informar la ley de cabeza promedio del mineral procesado, toneladas movidas, etc. Con esos datos, el Ministerio o la empresa misma podría calcular intensidades ajustadas o al menos explicar variaciones. Alternativamente, promover que las empresas al reportar complementen con una narrativa de las causas de variaciones en intensidad. Otra opción es impulsar que todas las CCGE realicen periódicamente auditorías energéticas externas que calculen ahorros obtenidos bajo condiciones normalizadas, y

entreguen esos resultados al Ministerio como complemento de los datos duros.

7.3.3 Brechas institucionales

- **Mecanismos de verificación y cumplimiento:** Una vez que las empresas han entregado sus reportes y supuestamente implementado sus SGEs, la pregunta es quién y cómo verifica la calidad de ese cumplimiento. El DS28 asignó a la SEC la potestad sancionatoria por incumplimientos formales (no designar gestor, no reportar, etc.). Sin embargo, verificar la efectividad del SGE o la veracidad de los ahorros declarados escapa a una fiscalización tradicional. No se ha instaurado, ni es muy factible que se instaure un esquema donde inspectores revisen in situ la gestión energética de una mina y su eficiencia. Aquí la confianza está en el propio sistema: se asume que al obligar a tener un SGE (preferentemente certificado), la empresa se autorregula para mejorar. Pero si una empresa tuviera un SGE solo “de papel” (por cumplir), la ley no prevé una auditoría externa independiente obligatoria para detectarlo. La certificación ISO 50001 voluntaria suple esto en parte, ya que auditores acreditados revisan el sistema. Sería conveniente incentivar fuertemente que los CCGE certifiquen sus SGEs, por ejemplo, podría hacerse público cuáles CCGE obtuvieron certificación, lo cual generaría presión reputacional. Otra idea es que la Agencia de Sostenibilidad Energética ofrezca programas de revisión entre pares o evaluaciones externas a ciertos CCGE seleccionados, para apoyar la identificación de brechas y dar confianza de los avances. En términos institucionales, falta delinear cómo el Ministerio utilizará los datos para eventualmente ajustar políticas o exigir más. Actualmente, si en 2025 se ve que la meta 4% no se logrará, no hay un plan de contingencia explícito. Una mejora institucional sería establecer un proceso formal de revisión de mitad de período del Plan Nacional de EE, en el cual se evalúe el progreso y se recomienden acciones adicionales. Esto podría involucrar al Consejo de Ministros para la Sustentabilidad (que aprueba el Plan) tomando medidas si el avance es insuficiente.
- **Capacidad de análisis y retroalimentación del regulador:** Recabar datos es el primer paso; el siguiente es analizarlos profundamente y devolver hallazgos a las empresas y a la política. El Ministerio de Energía debería contar con un equipo técnico dedicado a explotar la información entregada por los CCGE, generando informes sectoriales periódicos. Por ejemplo, un Informe de Desempeño Energético del Sector Minero 2023 que resuma:

consumo total, intensidad promedio, brechas entre empresas, mejores prácticas identificadas, etc. Esto no solo evaluaría la meta, sino que proveería benchmarking y recomendaciones a las propias compañías. Actualmente no está institucionalizado este feedback (más allá de quizá presentar resultados agregados en instancias como la Comisión de Minería y Energía del Parlamento). La creación de un mecanismo de benchmark confidencial, donde cada empresa pueda ver su posición anónima respecto al promedio, podría ser muy útil para motivar mejoras. Esta es una práctica común en acuerdos voluntarios de eficiencia en otros países.

En resumen, las brechas identificadas señalan que, si bien el marco normativo chileno en EE es sólido en exigir gestión y reporte, puede fortalecerse en estandarización de indicadores, exigencia de resultados, ajuste por variables técnicas y verificación de datos. Abordar estas brechas aumentaría la eficacia del sistema: las empresas tendrían directrices más claras y un campo de juego nivelado para competir en eficiencia; el regulador podría medir con mayor certeza las mejoras reales y atribuir correctamente las desviaciones; y se reduciría el riesgo de *greenwashing* o cumplimiento meramente formal. Afortunadamente, muchas de estas mejoras pueden implementarse vía reglamentos o programas de apoyo, sin requerir necesariamente cambiar la ley. La ley 21.305 estableció un punto de partida robusto, pero como toda política nueva, deberá refinarse con la experiencia. La minería del cobre, por su importancia, puede ser el sector pionero en perfeccionar la aplicación de la normativa de eficiencia, sirviendo de modelo para otros sectores de grandes consumidores.

8. RECOMENDACIONES PARA MEJORAR EL REGLAMENTO DE EFICIENCIA ENERGÉTICA (LEY 21.305)

A continuación, se desarrollan propuestas detalladas de modificación al Decreto Supremo N°28 de 2022, reglamento de la Ley 21.305 sobre Eficiencia Energética, para subsanar las brechas identificadas. Para cada brecha se verifica su existencia en la normativa vigente, se justifica la necesidad del cambio con análisis técnico-jurídico y se sugiere un ajuste reglamentario concreto (artículo nuevo o modificado, con texto propuesto y efecto esperado).

8.1 Falta de estándares sectoriales claros para indicadores de desempeño energético (IDE)

- **Descripción de la Brecha 1:** "Falta de estándares sectoriales claros para indicadores de desempeño energético (IDE)". Ni la Ley 21.305 ni su reglamento (DS N°28) establecen indicadores de desempeño energético específicos por sector productivo. El reglamento define IDE de forma general, permitiendo que cada empresa (CCGE) escoja sus propios indicadores en su Sistema de Gestión de Energía (SGE). Aunque la ley exige que los SGE incluyan IDEs, el reglamento no fija cuáles deben ser ni provee valores de referencia sectoriales. Esto confirma la brecha: cada CCGE define y reporta su desempeño con métricas potencialmente distintas, lo que dificulta la comparación y evaluación entre empresas similares.
- **Extractos del Reglamento que evidencian la brecha:**
 - **Artículo 2 (Definiciones):**
 - Define "Indicador de Desempeño Energético o IDE" como un "Valor cuantitativo que mide el Desempeño Energético". (Esta definición es genérica y no especifica métricas por sector).
 - **Artículo 11 (Consideraciones Generales de los Sistemas de Gestión de Energía):**
 - El CCGE deberá cumplir con requisitos como "Objetivos y Metas Energéticas, Planes de Acción Energético, e indicadores de Desempeño Energético". (Confirma la obligación de tener IDEs, pero no cuáles).
 - **Artículo 19 (Sistemas de Gestión de Energía no Certificados - Planificación Energética):**

- "En base a la Revisión Energética, el CCGE deberá determinar los IDE, los cuales deberán ser medibles y permitir demostrar las variaciones del Desempeño Energético...". (Establece que es el CCGE quien determina sus IDEs, no el regulador quien los fija por sector).
 - "El CCGE deberá proveer los mecanismos de medición que permitan cuantificar los IDE de forma trazable y precisa. Además, establecerán un protocolo para su elaboración y/o modificación que asegure que cualquier persona competente pueda calcularlos y analizarlos". (Refuerza que la metodología y elaboración es definida por el CCGE).
 - "Los IDE podrán estar definidos en función de un área, de una instalación, obra o faena, proceso o equipo y deberán ser revisados y actualizados en la medida que no permitan medir el Desempeño Energético". (Permite una gran diversidad de IDEs dentro de una misma empresa, lo que también dificulta la comparación incluso interna si el SGE no es consistente, y externa si se comparan IDEs de "procesos" distintos entre empresas).
- **Artículo 57 (Reporte Emitido por el Ministerio de Energía):**
 - El reporte público del Ministerio debe dar cuenta de los avances "en forma general y por sector productivo", con clasificación por criterios como "actividad económica, tamaño de la empresa según su facturación, nivel de Consumo de Energía, nivel de Desempeño Energético y mejora en el nivel de Desempeño Energético". Sin embargo, debe "resguardar el cumplimiento de lo dispuesto en el artículo siguiente". (Menciona reporte sectorial y por nivel/mejora de desempeño, pero vinculado a la confidencialidad que limita la comparabilidad granular).
 - El reporte deberá contener, al menos, "Comparación, en forma agregada, de la mejora del Desempeño Energético de los CCGE del país". (La comparación es a nivel agregado, no individual o por subsector con métricas estandarizadas).
 - **Artículo 59 (De la Confidencialidad de la Información):**

- El Ministerio y la Superintendencia "podrán hacer uso público de la información en forma agregada o parcialmente agregada, no individualizada, o no haciendo referencia al CCGE en forma particular". (Esto impide la publicación de IDEs estandarizados por empresa que permitan comparar directamente a pares, resguardando la confidencialidad individual pero limitando la comparabilidad pública como herramienta de política).

Estos extractos del DS N°28 demuestran que el reglamento se enfoca en exigir la existencia de IDEs como parte del SGE y el reporte, y en asegurar su consistencia interna para cada CCGE (ej. con la LBE), pero deja la definición específica de los IDEs a la empresa y limita la publicación de la información a formatos agregados, lo que no permite una comparación estandarizada entre pares de un mismo sector o subsector.

Justificación técnico-jurídica: La falta de IDE estandarizados por sector dificulta evaluar el desempeño energético entre empresas de manera uniforme. Bajo la regulación vigente, cada CCGE puede definir un indicador propio ajustado a su operación, ya que no hay nada en la normativa que asegure que los indicadores a plantear sean los mismos o siquiera comparables entre empresas, lo que impide establecer un marco homogéneo para el benchmarking y la identificación de mejores prácticas. Esto debilita el cumplimiento del espíritu de la ley, que contempla metas de eficiencia diferenciadas por sector en el Plan Nacional de Eficiencia Energética. Establecer IDE sectoriales claros otorgaría certezas técnicas, facilitaría la alineación de los esfuerzos empresariales con los objetivos nacionales y permitiría una medición consistente del desempeño energético.

Propuesta de modificación reglamentaria: Incorporar un nuevo artículo en el DS N°28 que mandate la definición de indicadores sectoriales de desempeño energético por parte del Ministerio de Energía, y exija a los CCGE considerarlos en su SGE:

- **Artículo 1 (nuevo)** – *"Indicadores de Desempeño Energético sectoriales:* El Ministerio de Energía establecerá, mediante resolución, uno o más indicadores de desempeño energético de referencia para cada sector productivo relevante, incluyendo su definición técnica, unidad y método de cálculo. Los CCGE pertenecientes a dichos sectores deberán incorporar al menos uno de estos indicadores de referencia como parte de sus IDE para el seguimiento de su desempeño energético, pudiendo complementarlos con otros indicadores específicos a su realidad operacional. En caso de apartarse

del indicador sectorial de referencia, el CCGE deberá justificar técnicamente dicha decisión en su Sistema de Gestión de la Energía.”*

- **Efecto esperado:** Esta enmienda proporcionará un marco uniforme de medición por industria, mejorando la comparabilidad del desempeño entre empresas y subsectores. El regulador podrá identificar fácilmente brechas de eficiencia y buenas prácticas sectoriales al analizar datos homogéneos. Asimismo, al existir estándares comunes, cada CCGE sabrá desde un inicio cómo medir su eficiencia en relación con sus pares, incentivando mejoras continuas y facilitando el cumplimiento de las metas sectoriales del Plan Nacional de EE. En última instancia, la transparencia en indicadores fortalecerá la competencia positiva entre empresas por mayor eficiencia energética.

8.2 Ausencia de objetivos individuales exigibles de eficiencia energética por empresa

Existencia de la brecha en la normativa:

Existencia en el Reglamento (DS N°28 de 2022):

- **Descripción de la Brecha 2:** Ni la Ley 21.305 ni su reglamento (DS N°28) establecen un nivel mínimo de mejora exigible o metas cuantitativas obligatorias para cada empresa individual (CCGE). La meta del 4% de reducción de intensidad energética aplica al promedio de todos los CCGE, no a cada uno. Esto permite que una empresa cumpla formalmente con la ley declarando objetivos modestos, sin una exigencia mínima de desempeño ni sanción por no cumplir metas autoimpuestas.
- **Los artículos que mencionan objetivos y metas que evidencian la brecha son:**
 - **Artículo 2 (Definiciones):**
 - Define "Meta Energética" como un "Objetivo energético cuantificable de la mejora en el Desempeño Energético, aplicable al CCGE o a parte de éste". (No especifica un valor mínimo).
 - Define "Objetivo Energético" como un "Resultado o logro específico a alcanzar en un periodo definido por el CCGE que

se relaciona con la mejora del Desempeño Energético". (No impone un umbral mínimo).

- **Artículo 11 (Requisitos del SGE):**

- El CCGE deberá cumplir con requisitos para la implementación y operación del SGE, incluyendo "Objetivos y Metas Energéticas, Planes de Acción Energético, e indicadores de Desempeño Energético". (Confirma que deben existir, pero no el nivel de exigencia).

- **Artículo 19 (SGE no Certificados - Planificación Energética):**

- El CCGE deberá "definir Objetivos Energéticos y Metas Energéticas". Estos deben ser "Consistentes con la Política Energética Interna", "Medibles", "Objeto de seguimiento", etc.. (No establece un valor o porcentaje mínimo para estas metas individuales).

- **Artículo 1 (Objetivos y Alcance):**

- Menciona "los reportes que debe emitir el Ministerio de Energía sobre los avances y proyecciones de consumo de energía y eficiencia energética".

- **Artículo 57 (Reporte Emitido por el Ministerio de Energía):**

- El reporte público del Ministerio debe dar cuenta de los avances "en forma general y por sector productivo", con clasificación de empresas por varios criterios, "debiendo resguardar el cumplimiento de lo dispuesto en el artículo siguiente".

- **Artículo 59 (De la Confidencialidad de la Información):**

- El Ministerio y la Superintendencia "podrán hacer uso público de la información en forma agregada o parcialmente agregada, no individualizada, o no haciendo referencia al CCGE en forma particular". (Esto impide la identificación pública del desempeño individual).

Estos extractos del DS N°28 confirman que el reglamento exige la definición de metas y objetivos individuales por parte de los CCGE como parte de su SGE, pero no establece un umbral mínimo de desempeño para esas metas. Además, la información de desempeño se reporta y publica de forma agregada, no individual,

lo que dificulta la exigibilidad de una meta mínima por empresa.

Justificación técnico-jurídica: Sin objetivos mínimos o metas obligatorias por empresa, el esquema actual se orienta más al cumplimiento de procesos que a la obtención de resultados concretos en ahorro de energía. Cada CCGE puede fijar metas poco ambiciosas en su SGE (ejemplo: reducción de 1% en intensidad energética) y aun así cumplir formalmente con la ley, siempre que implemente el SGE y reporte sus consumos. Esto limita la eficacia de la norma frente al objetivo país de reducir la intensidad energética, pues no garantiza que cada gran consumidor aporte un progreso significativo. Desde una perspectiva comparada, muchos programas de eficiencia (p. ej. acuerdos de desempeño energético) establecen metas individuales o rangos de mejora esperada por participante, justamente para asegurar contribuciones equitativas. Jurídicamente, la Ley 21.305 otorgó al reglamento la tarea de detallar requisitos de los SGE, lo que habilitaría al DS 28 para fijar criterios sobre la ambición de las metas empresariales sin contradecir la ley. Además, hacer exigibles ciertos objetivos individuales alinearía los incentivos de las empresas con la política pública: recordemos que el Plan Nacional busca al menos 4% de mejora promedio en CCGE; si varias empresas quedan muy debajo de esa cifra, otras tendrían que compensarlo, comprometiendo la meta global. Por equidad y eficiencia, resulta justificado traducir la meta promedio en referencias aplicables a cada entidad, con la debida flexibilidad según su punto de partida.

Propuesta de modificación reglamentaria: Añadir un artículo al DS N°28 que establezca metas individuales de eficiencia energética o, al menos, criterios para fijarlas a nivel de empresa, en consonancia con la meta agregada del Plan:

- **Artículo 2 (nuevo)** – *“Metas de eficiencia energética individuales: Cada CCGE deberá establecer en su Sistema de Gestión de Energía una meta cuantitativa de mejora de su desempeño energético para el período de vigencia del Plan Nacional de Eficiencia Energética. Dicha meta no podrá ser inferior al X% de reducción de la intensidad energética de la empresa respecto de su línea base, salvo que el Ministerio de Energía autorice una meta menor por razones fundadas técnicas o económicas. El porcentaje mínimo de mejora (X) podrá diferenciarse por sectores productivos, considerando el potencial de eficiencia de cada uno, y será fijado mediante resolución del Ministerio de Energía al inicio de cada período del Plan Nacional de EE. El cumplimiento de la meta individual declarada será objeto de verificación en la auditoría de comprobación periódica del SGE.”** (Nota:

se propone inicialmente $X = 4\%$, en línea con la meta promedio legal, ajustable por sector).

- **Efecto esperado:** Esta modificación haría exigible el logro de mejoras en eficiencia energética por cada empresa, cerrando la brecha entre la meta país y la responsabilidad individual. Al fijar un umbral mínimo (p. ej. 4% en el periodo del Plan), se asegura que todos los CCGE aporten un progreso tangible, evitando que algunos se queden rezagados a costa del desempeño de otros. La medida incrementa la accountability, las auditorías trianuales de SGE deberían comprobar no solo la implementación, sino también si la empresa está en vía de alcanzar su meta, fortaleciendo el vínculo entre gestión y resultado. En conjunto, la suma de mejoras individuales facilitará el cumplimiento de la meta nacional agregada y aportará mayores reducciones de costos y emisiones por empresa, en línea con los beneficios esperados de la ley. Cabe señalar que el mecanismo propuesto admite flexibilidades (diferenciación sectorial, excepción por causa justificada) para respetar realidades diversas sin diluir el objetivo central de mejorar la eficiencia en cada CCGE.

8.3 Carencia de estándares técnicos mínimos para equipos industriales

Existencia de la brecha en la normativa:

- **Descripción de la Brecha 3:** Ni la Ley 21.305 ni su reglamento (DS N°28) imponen estándares de eficiencia mínimos obligatorios para la maquinaria o equipos industriales utilizados por los Consumidores con Capacidad de Gestión de Energía (CCGE). La normativa existente se enfoca más en los Sistemas de Gestión de Energía (SGE) y los planes de acción, dejando a cada CCGE la decisión sobre las tecnologías a implementar. Esto confirma la brecha: no existe un catálogo de requisitos técnicos mínimos (ej. eficiencia de motores o calderas) que deban cumplirse obligatoriamente en las operaciones industriales.
- **Extractos textuales del Reglamento (DS N°28 de 2022) que complementan/evidencian la brecha, con artículos correctos:**
 - **Artículo 1° (Objetivos y Alcance):** Menciona que el reglamento establece procedimientos para informar consumos, acciones de EE, mecanismos de SGE, auditorías, etc. No incluye la fijación de estándares técnicos para equipos industriales.

- **Artículo 10 (Obligación de Implementar SGE):** Establece el plazo y la forma (SGE certificado o no certificado) para que los CCGE implementen un SGE según los requisitos del reglamento. Estos requisitos, detallados en los Capítulos II y III, se centran en la gestión, planificación y operación del SGE, no en estándares obligatorios para equipos.
- **Artículo 11 (Consideraciones Generales de los Sistemas de Gestión de Energía):** Lista los requisitos del SGE, como Alcance, Política, Objetivos, Planes de Acción, IDE, LBE, Controles Operacionales, medición, verificación, etc. No incluye la obligatoriedad de usar equipos con estándares mínimos de eficiencia.
- **Artículo 19 (Sistemas de Gestión de Energía no Certificados - Planificación Energética):** Requiere que el CCGE determine IDEs, LBEs, y desarrolle un Plan de Acción Energético basado en oportunidades identificadas en la Revisión Energética. El enfoque está en el proceso de gestión y mejora, no en imponer tecnologías específicas.
- **Artículo 25 (Adquisición de Productos y Servicios):** Exige al CCGE "establecer criterios e implementar una metodología que le permitan evaluar el Desempeño Energético durante el ciclo de vida útil de los productos y equipos, y la duración de los servicios a adquirir, que puedan tener un impacto significativo en el Desempeño Energético". También deben documentar "estándares mínimos para la adquisición de productos, equipos o servicios relacionados con los USEs, los cuales deberán estar en conocimiento del personal... y deberán ser informados a sus proveedores". Este artículo pide al CCGE definir sus propios criterios y estándares para la adquisición, no que cumplan con estándares mínimos fijados por el regulador.

Estos extractos del DS N°28 confirman que la regulación actual se centra en el proceso de gestión energética por parte de la empresa, incluyendo la evaluación y planificación de mejoras, pero no establece requisitos técnicos mínimos de eficiencia para los equipos industriales que utilizan, delegando en la empresa la definición de criterios de adquisición.

Justificación técnico-jurídica: Los equipos industriales ineficientes pueden perpetuar consumos elevados pese a tener un SGE en funcionamiento. Al no haber estándares obligatorios, una empresa podría, por ejemplo, seguir utilizando motores eléctricos de baja eficiencia o calderas obsoletas, siempre que cumpla con gestionar

la energía de forma general. Esto limita el techo de ahorro posible y genera disparidad: empresas proactivas invierten en tecnología más eficiente mientras otras no, obteniendo una ventaja competitiva desleal a costa de un mayor consumo energético nacional. Desde el punto de vista jurídico, si bien la Ley 21.305 no ordena explícitamente estándares mínimos para equipos en la industria, sí faculta al Ministerio de Energía a promover eficiencia en “sectores productivos”, y los planes de acción de los SGE son el vehículo idóneo para incorporar mejoras tecnológicas. Incluir estándares técnicos en el reglamento o vía resoluciones vinculadas es consistente con ese mandato general de promoción, y se alinea con las metas de descarbonización a largo plazo (equipos más eficientes significan menos consumo y menos emisiones). Además, el artículo 2° de la ley encomienda al reglamento detallar “acciones de eficiencia energética realizadas y proyectadas” que deben informar los CCGE, lo que permite requerir ciertas acciones mínimas en materia de equipos. En síntesis, normar un nivel básico de eficiencia para equipamiento crítico cerraría un vacío normativo y aceleraría la modernización tecnológica industrial.

Propuesta de modificación reglamentaria: Insertar en el DS N°28 una disposición que establezca requisitos técnicos mínimos de eficiencia para equipos o procesos industriales de alto consumo, aplicables a los CCGE. Se sugiere un artículo del siguiente tenor:

- **Artículo 3 (nuevo)** – *“Eficiencia mínima en equipos y procesos:* Los CCGE deberán velar porque los nuevos equipos industriales y sistemas energéticos que adquieran o instalen cumplan con estándares mínimos de eficiencia energética. El Ministerio de Energía definirá, mediante reglamento técnico o norma específica, los equipos, procesos o sistemas sujetos a requisitos de desempeño mínimo (por ejemplo, motores eléctricos sobre X kW, calderas sobre Y kcal/h, sistemas de climatización industrial, entre otros), así como los valores o clases de eficiencia que deberán alcanzar. En sus Planes de Acción Energético, los CCGE incorporarán medidas para la reconversión o mejora de los equipos existentes que no alcancen dichos estándares mínimos, pudiendo calendarizar su sustitución o repotenciación. Las actualizaciones de los estándares mínimos se realizarán periódicamente, considerando la disponibilidad de tecnología en el mercado y su impacto económico.”
- **Efecto esperado:** Esta enmienda introduciría un piso obligatorio de eficiencia tecnológica en la industria, asegurando que progresivamente ningún gran consumidor opere con equipos extremadamente ineficientes. En el corto plazo, obligaría a las empresas a considerar la eficiencia al renovar maquinaria, evitando la importación o adquisición de tecnología obsoleta. En

el mediano plazo, a medida que se implemente la reconversión de equipos existentes, se obtendrían reducciones sustanciales de consumo sin depender únicamente de mejoras de gestión. La medida nivela la cancha: todos los CCGE tendrían que cumplir con cierto estándar técnico, promoviendo la innovación y la inversión en equipos modernos. Además, los ahorros energéticos asociados (por ejemplo, un motor clase IE3/IE4 vs. uno estándar) contribuirán al objetivo global de eficiencia y reducirán las emisiones, aportando también a las metas de cambio climático. Finalmente, esta obligación mínima facilitará el trabajo del regulador en las auditorías, al contar con referencias claras para evaluar si un proceso industrial incorpora o no las mejores prácticas disponibles en cuanto a tecnología energética.

8.4 Falta de inclusión de variables de ajuste en la medición del desempeño energético

Existencia de la brecha en la normativa:

- **Descripción de la Brecha 4:** El reglamento actual (DS N°28) exige a los CCGE monitorear su desempeño energético, pero no explicita métodos de normalización o ajuste por factores externos. Aunque menciona "variables pertinentes", no detalla cómo usarlas para ajustar el indicador. No se define la línea base de energía ajustada ni procedimientos de normalización (ej: por producción, clima, operación) de forma obligatoria en el reglamento, quedando a criterio de cada empresa si considera estos factores en sus indicadores. La ley define "intensidad energética" como consumo sobre ventas, un indicador que no contempla variaciones en volumen físico de producción u otros determinantes. Esto confirma la brecha: el reglamento reconoce la existencia de variables influyentes pero no obliga a utilizarlas para ajustar el reporte del desempeño energético.
- **Extractos del Reglamento (DS N°28 de 2022) que evidencian la brecha:**
 - **Artículo 2 (Definiciones):**
 - Define "Indicador de Desempeño Energético o IDE" como un "Valor cuantitativo que mide el Desempeño Energético". (Definición general, no especifica el cálculo ni la normalización).
 - Define "Intensidad Energética" como el "Valor cuantitativo que resulta de dividir el consumo de energía de una empresa sobre las ventas de productos o servicios". (Esta es una métrica

reportable que no contempla inherentemente ajustes por volumen de producción u otros factores operativos).

- Define "Línea Base Energética o LBE" como una "Referencia cuantitativa y actualizada que proporciona la base de comparación del Desempeño Energético, basada en una expresión matemática que relaciona el consumo energético con variables independientes...". (Reconoce el concepto de LBE y su relación con variables independientes, sentando una base para el ajuste, pero no lo obliga para el reporte del IDE general).
 - Define "Variables Pertinentes" como el "Factor cuantificable que tiene un impacto significativo y que repercute de manera directa en la cantidad de energía consumida dentro de los límites de la instalación y que cambian de manera rutinaria". (Reconoce la existencia de estas variables).
- **Artículo 19 (Sistemas de Gestión de Energía no Certificados - Planificación Energética):**
- "En base a la Revisión Energética, el CCGE deberá determinar los IDE, los cuales deberán ser medibles y permitir demostrar las variaciones del Desempeño Energético...". (El CCGE determina sus IDEs).
 - "...y en base a la Revisión Energética, el CCGE deberá establecer una LBE por cada IDE, las cuales se determinarán considerando, al menos, la relación matemática o normalización entre el Consumo de Energía, las Variables Pertinentes que lo afectan y deberán considerar los factores estáticos propios de la operación.". (Exige establecer LBEs considerando la relación/normalización con Variables Pertinentes *para cada IDE definido por el CCGE*).
 - "El CCGE deberá elaborar un análisis de regresión u otro método acorde, bajo sus formatos, que demuestre que las LBE:
a) Consideran las Variables Pertinentes y representativas del proceso; b) Permiten representar las variaciones de la mejora de Desempeño Energético; c) Permiten proyectar los consumos futuros y los IDE definidos; y d) Aseguran que los IDE reflejan correctamente el Desempeño Energético.".

(Detalla requisitos para la LBE y su relación con los IDEs internos, validando la metodología interna de ajuste, pero no la estandariza públicamente).

- "Los IDE deberán ser coherentes con las LBE definidas, ser calculados y controlados al menos una vez al mes con información real, y ser comparados con aquellos obtenidos mediante las LBE.". (Requiere comparación interna del IDE con la LBE).
- **Artículo 21 (Sistemas de Gestión de Energía no Certificados - Revisión Energética):**
 - Incluye como parte de la Revisión Energética la "Identificación de los USE. A su vez, se deberá determinar por cada USE, las Variables Pertinentes...". (Confirma la identificación de variables por parte del CCGE).
- **Artículo 26 (Sistemas de Gestión de Energía no Certificados - Seguimiento, Medición y Análisis):**
 - Al describir la medición de ahorros del Plan de Acción Energético: "...el análisis del impacto de la mejora... deberá considerar el ahorro producido por una o varias acciones de eficiencia energética comparando el Consumo de Energía antes y después de su implementación, considerando los ajustes que permitan analizar ambos Consumos de Energía medidos en condiciones similares.". (Introduce el concepto de "ajustes" explícitamente para medir *ahorros de acciones específicas*).
 - Define "Ajustes Rutinarios" y "Ajustes No Rutinarios" en este contexto de medición de ahorros.
 - "Para evaluar el Desempeño Energético, el CCGE deberá comparar los valores de los IDE frente a los valores obtenidos mediante las LBE definidas...". (Reitera la comparación interna IDE vs LBE).
- **Artículo 55 (Procedimiento para informar anualmente):**

- Exige reportar, entre otros: "g) Mejora de los indicadores de Desempeño Energético en comparación con la LBE fijada". (Confirma que se reporta la comparación IDE vs LBE, pero no necesariamente el IDE *ajustado* como métrica principal para fines públicos o comparativos estandarizados).

Estos extractos muestran que el reglamento sí reconoce la existencia de variables influyentes ("Variables Pertinentes") y exige su consideración a través de las Líneas Base Energéticas (LBEs) para la comparación interna y la medición de ahorros de acciones específicas. Sin embargo, no establece una metodología estandarizada por sector o a nivel general para la normalización de los IDEs reportados anualmente, ni obliga a que el IDE principal utilizado para la comparación pública esté sistemáticamente ajustado, evidenciando la brecha señalada.

Justificación técnico-jurídica: La eficiencia energética real de una empresa puede quedar enmascarada si no se ajusta por variables de contexto. Por ejemplo, un aumento en producción puede elevar el consumo total de energía, dando la apariencia de peor desempeño cuando en realidad la *intensidad energética por unidad producida* pudo mejorar. Sin metodología de ajuste, las mediciones año a año pueden inducir a error o desincentivar expansiones productivas eficientes. Incorporar variables de ajuste (también llamadas factores de normalización) es una práctica recomendada por estándares internacionales como ISO 50006, precisamente para distinguir cambios en desempeño por eficiencia de cambios debidos a otros factores. Desde el punto de vista legal, detallar estos métodos no excede el marco de la ley sino que lo implementa: el artículo 2° de la ley encarga al reglamento establecer la forma de informar consumos e "indicadores de desempeño energético", lo que razonablemente abarca definir cómo calcular dichos indicadores de modo robusto. No hacerlo deja a criterio de cada empresa la metodología, restando comparabilidad y rigor científico al reporte. Además, la ausencia de normalización dificulta al Ministerio de Energía cumplir con su obligación de reportar avances en eficiencia energética de manera fidedigna, ya que aumentos o disminuciones de consumo podrían atribuirse equivocadamente a gestión cuando quizá se deban a otras variables no consideradas. Incluir variables de ajuste en la medición permitiría evaluar el desempeño intrínseco en eficiencia, aislando factores como nivel de actividad, mix de productos, condiciones climáticas, entre otros. Esto es fundamental para una retroalimentación justa y para orientar políticas más precisas por subsector.

Propuesta de modificación reglamentaria: En el capítulo del DS 28 relativo a la

medición y reporte del desempeño, agregar un artículo que establezca la obligación de normalizar los indicadores de desempeño energético respecto a variables de ajuste relevantes, según metodologías aprobadas por la autoridad:

- **Artículo 4 (nuevo)** – *“Normalización del desempeño energético: Los CCGE deberán calcular y reportar sus indicadores de desempeño energético ajustados por las variables pertinentes que influyen significativamente en su consumo de energía. Para tales efectos, cada CCGE identificará en su Revisión Energética las variables de ajuste relevantes (tales como volumen físico de producción, horas efectivas de operación, factores climáticos u otros) y definirá una Línea de Base de Energía (LBE). La LBE representará el desempeño energético esperado bajo condiciones operacionales de referencia, sirviendo de base para medir ahorros o variaciones. El indicador de desempeño energético reportado anualmente deberá incluir tanto el valor absoluto observado como el valor normalizado respecto de la LBE. El Ministerio de Energía establecerá mediante instrucciones técnicas la metodología de normalización aplicable (por ejemplo, modelos estadísticos de regresión, factores de corrección, índices específicos por sector, leyes de mineral) a fin de garantizar uniformidad en los cálculos.”*
- **Efecto esperado:** Con esta enmienda, los informes de desempeño energético de los CCGE reflejarán mejor la eficiencia real lograda, descontando influencias ajenas a las mejoras operacionales. El regulador podrá distinguir si una variación en consumo se debe a ineficiencia o a cambios en el proceso productivo, lo que redundará en decisiones de política más informadas. Para las empresas, la normalización ofrece una medida más justa de sus avances: por ejemplo, podrán mostrar reducciones de consumo normalizado, aunque su producción haya crecido, evidenciando logros de eficiencia que de otro modo quedarían ocultos. Asimismo, si alguna empresa presenta desempeño ajustado muy inferior al de sus pares, se podrá detectar con mayor claridad, promoviendo correcciones. En suma, la incorporación sistemática de variables de ajuste mejora la calidad de la información reportada y la credibilidad del sistema de seguimiento de la ley. Esto acerca la gestión energética empresarial a las mejores prácticas y prepara el terreno para potenciales esquemas de reconocimiento o incentivos basados en *desempeño ajustado*, reforzando el círculo virtuoso de mejora continua.

8.5 Falta de mecanismos eficaces de verificación y cumplimiento del SGE

Existencia de la brecha en la normativa: El marco normativo contempla

mecanismos de verificación y cumplimiento, pero estos podrían considerarse insuficientes o poco ágiles en la práctica. La Ley 21.305 establece que los CCGE deben someterse a auditorías de comprobación cada tres años para verificar el correcto funcionamiento de sus SGE, realizadas por auditores externos aprobados por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC). Además, faculta a la SEC a requerir, *“por motivos fundados”*, una auditoría externa adicional hasta una vez por año para comprobar la veracidad de la información reportada. El incumplimiento de las obligaciones (por ejemplo, no implementar el SGE) constituye infracción sancionable por la SEC conforme a la Ley 18.410. No obstante, estos mecanismos descansan en gran medida en la autocontrol y autoinforme de las empresas, complementado por auditorías periódicas que ellas mismas contratan. En la implementación inicial, esto ha mostrado limitaciones: por ejemplo, de 62 CCGE obligados a implementar SGE en el primer año, solo 44 (71%) lo hicieron puntualmente, debiendo la SEC iniciar procesos sancionatorios contra los demás. Esto sugiere que la verificación preventiva fue escasa (se dependió del reporte ex post de marzo) y la corrección es reactiva (vía formulación de cargos a posteriori). Tampoco existe en el reglamento un sistema de monitoreo en tiempo real del desempeño ni inspecciones in situ por parte de la autoridad, más allá de las auditorías externas ya mencionadas. Así, aunque hay bases legales para fiscalizar, en la práctica el cumplimiento puede dilatarse antes de detectar fallas, apuntalando la percepción de brecha en eficacia de verificación.

Extractos del Reglamento (DS N°28) relacionados:

- **Artículo 10:** Obligación de implementar y mantener vigente el SGE, y comunicar la forma de cumplimiento. "Los CCGE identificados en la resolución indicada en el inciso primero del artículo anterior, tendrán un plazo de 12 meses contado desde la publicación de dicha resolución en el Diario Oficial, para implementar uno o más Sistemas de Gestión de Energía. La forma para cumplir dicha obligación podrá ser a través de uno o más SGE certificados, conforme se indica en el Capítulo II, o mediante uno o más SGE no certificados cumpliendo con los requisitos definidos en el Capítulo III, ambos del Título IV del presente reglamento." "Los CCGE deberán comunicar al Ministerio y a la Superintendencia, en un plazo no superior a 30 días contado desde la publicación de la resolución antes señalada, si implementará uno o más SGE certificados o no certificados. La comunicación deberá efectuarse por los medios que indique dicha resolución." "Mientras la empresa sea considerada como CCGE, deberá mantener vigente su o sus SGE. En caso de que la empresa deje de ser catalogada como CCGE,

deberá mantener vigente el o los SGE durante un año después de que pierda tal calidad."

- **Artículo 13:** Requisitos de envío de certificado y reporte de auditoría anual para SGE certificados. "El CCGE que se acoja al mecanismo establecido en el inciso anterior deberá remitir al Ministerio y la Superintendencia, dentro de los 12 meses siguientes a la publicación en el Diario Oficial de la resolución indicada en el Artículo 9.- del presente reglamento, copia vigente del certificado de cumplimiento de la norma o documento con la indicación de recomendación de certificación, otorgado por un organismo certificador acreditado por el INN o un organismo equivalente a nivel internacional... Asimismo, cada tres años deberá enviar al Ministerio y la Superintendencia una copia del certificado vigente, mientras tenga la obligación de mantener vigente su o sus SGE según lo establece el inciso quinto del Artículo 10 del presente reglamento." "Además, anualmente deberá enviar el Informe de Auditoría de Tercera Parte de seguimiento, o el que corresponda, realizado por un organismo certificador con la correspondiente recomendación que indique la mantención de su certificado o en su defecto cualquier documento entregado por este organismo con las indicaciones señaladas. La referida documentación deberá ser enviada conforme al Párrafo 4, del Capítulo IV del presente Título." "Adicionalmente, la Superintendencia podrá solicitar antecedentes al CCGE que permitan comprobar que la norma bajo la cual se realizó la certificación se encuentra operativa y vigente, para lo cual el CCGE tendrá un plazo de 30 días desde la solicitud."
- **Artículo 36:** Obligación de auditoría de comprobación trienal para SGE no certificados. "El CCGE que optó por la implementación de uno o más SGE no certificados, deberá, cada tres años, realizar una Auditoría de Comprobación, con el fin de corroborar el correcto funcionamiento y mantenimiento del o los SGE. La Auditoría de Comprobación deberá ser realizada por una Empresa Auditora aprobada por la Superintendencia, según lo señalado en el Artículo 40.- del presente reglamento."
- **Artículo 37:** Alcance y plazo para la auditoría de comprobación. "El alcance de la Auditoría de Comprobación será el mismo que se haya definido para el o los SGE, y su extensión temporal corresponderá a un período de tres años anteriores a su realización. El informe de la Auditoría de Comprobación deberá ser enviado por el CCGE a la Superintendencia dentro de un plazo máximo de 40 días, contado a partir del tercer año siguiente a la fecha de envío del informe de la última Auditoría de Comprobación."

- **Artículo 38:** Responsabilidad del CCGE en elección, contratación y financiamiento de la auditoría de comprobación. "La elección, contratación y financiamiento de la Empresa Auditora que realice la Auditoría de Comprobación será de responsabilidad del CCGE."
- **Artículo 39:** Facultad de la SEC para solicitar auditorías de comprobación a SGE certificados. "La Superintendencia podrá solicitar en casos justificados la realización de Auditorías de Comprobación a los CCGE que hayan optado por la implementación de uno o más SGE certificados, sin perjuicio de lo señalado en el Artículo 13.- del presente reglamento."
- **Artículo 45:** Facultad de la SEC para solicitar antecedentes para verificar información. "La Superintendencia podrá solicitar al CCGE los antecedentes que fueren necesarios para comprobar la veracidad y exactitud de la información remitida en virtud del Artículo 2° de la Ley y el presente reglamento." "El CCGE tendrá hasta 20 días para remitir la información a la Superintendencia, contados a partir de la fecha en que se efectúe la solicitud... En caso de formular observaciones... deberán ser subsanadas por el CCGE en el plazo que la Superintendencia señale."
- **Artículo 46:** Facultad de la SEC para solicitar auditoría de verificación "por razones fundadas". "Para comprobar la veracidad y exactitud de toda la información remitida en el marco del cumplimiento del presente reglamento y por razones fundadas, la Superintendencia podrá, además, solicitar al CCGE hasta una vez por año, la realización de una Auditoría de Verificación, la cual deberá ser realizada por una Empresa Auditora aprobada por la Superintendencia." "El CCGE tendrá hasta 120 días para entregar el informe con los resultados de la Auditoría de Verificación, contados desde la notificación de la solicitud señalada en el inciso anterior..."
- **Artículo 47:** Responsabilidad del CCGE en elección, contratación y financiamiento de la auditoría de verificación. "La elección, contratación y financiamiento de la Empresa Auditora para la realización de la Auditoría de Verificación será realizada por el CCGE."
- **Artículo 54:** Obligación de reporte anual sobre el estado del SGE y acciones de eficiencia. "Una vez implementado el o los SGE, el CCGE deberá enviar anualmente al Ministerio, con copia a la Superintendencia, dentro del plazo y juntamente con el informe de sus Consumos de Energía para uso final que se indican en el inciso primero del Artículo 6.- del presente reglamento,

información sobre las oportunidades detectadas y acciones de eficiencia energética realizadas y proyectadas. Asimismo, deberá señalar la forma en que se cumple con la implementación del o los SGE según lo dispuesto en el Artículo 10.- del presente reglamento." "La información deberá ser remitida con una declaración jurada simple sobre su veracidad, suscrita por el representante legal del CCGE, de acuerdo con el formato que al efecto dispongan los referidos organismos."

- **Artículo 55:** Contenido mínimo del reporte anual. "Artículo 55.- Para dar cumplimiento a lo señalado en el inciso primero del artículo anterior, el Ministerio definirá los mecanismos y formatos para que el CCGE reporte la información señalada, debiendo entregar, al menos, la siguiente información:..." (Seguido de la lista de puntos a-h).
- **Artículo 60:** Disposición sobre fiscalización y sanciones por parte de la SEC. "Toda infracción a las disposiciones y obligaciones establecidas en el presente reglamento será considerada como infracción leve y será sancionada por la Superintendencia de conformidad a lo dispuesto en la Ley N° 18.410."

Justificación técnico-jurídica: Asegurar el cumplimiento efectivo de los SGE es crucial para que la ley produzca ahorros reales, y no se quede en mera formalidad. Si una proporción significativa de empresas demora o simula la implementación del SGE, los objetivos de eficiencia se postergan. Los mecanismos actuales –auditorías trienales y posibles auditorías adicionales por sospecha– pueden ser insuficientes por varios motivos: **(1)** Periodicidad: tres años es un lapso largo en el cual una empresa podría desviarse de sus compromisos sin ser detectada. **(2)** Conflicto de interés: la auditoría de comprobación la paga la empresa, lo que podría restar independencia al auditor si busca mantener clientes (aunque estén aprobados por SEC). **(3)** Capacidad de fiscalización: la SEC tendría que revisar decenas de informes y eventualmente conducir auditorías ad-hoc, lo que demanda recursos significativos; si no se cuenta con ellos, la fiscalización proactiva será baja. Legalmente, el reglamento puede reforzar estos mecanismos dado que la ley le otorga margen para fijar “forma y plazos” de auditorías y verificaciones. La incorporación de herramientas más frecuentes o automatizadas no contradice la ley, sino que la complementa para garantizar su cumplimiento sustantivo. Asimismo, una verificación más estricta nivelaría la cancha entre empresas: actualmente, quienes hacen esfuerzos reales vs. quienes pudieran maquillar informes quedarían diferenciados solo si se detecta en una auditoría eventual. Mecanismos eficaces deben prevenir y desalentar incumplimientos antes de que ocurran, asegurando que el SGE no sea visto como un trámite más, sino como una obligación seria

supervisada de cerca.

Propuesta de modificación reglamentaria: Fortalecer el capítulo de verificación del DS 28 con medidas adicionales de control, frecuencia mayor de revisión e involucramiento más directo de la autoridad. Propuestas específicas:

- **Aumento de frecuencia de control:** *“Los CCGE deberán presentar anualmente a la SEC un breve informe de seguimiento de su SGE,”* complementario a la auditoría trienal, resumiendo avances en el plan de acción y cumplimiento de metas. Esto permitiría a la autoridad monitorear año a año y detectar desviaciones temprano. Se podría integrar con el reporte anual de consumos ya exigido para no duplicar cargas.
- **Auditorías sorpresa o aleatorias:** Modificar la cláusula de auditoría adicional por motivos fundados para permitir también auditorías de verificación aleatorias sin necesidad de sospecha previa. Por ejemplo: *“La Superintendencia podrá seleccionar cada año una muestra representativa de CCGE para realizar auditorías de verificación in situ, aunque no medien indicios de incumplimiento, con el objeto de comprobar la efectiva operación del SGE y la veracidad de la información reportada.”* Esto crearía un efecto disuasivo: cualquier empresa sabe que podría ser auditada en detalle en cualquier ciclo anual.
- **Monitoreo digital continuo:** Incluir una disposición que impulse la implementación de sistemas de monitoreo energético en línea. Por ejemplo: *“El Ministerio de Energía desarrollará una plataforma electrónica para que los CCGE reporten periódicamente (mensual, trimestral) sus consumos energéticos clave e indicadores, de manera automatizada. La Superintendencia podrá requerir la instalación de equipos de medición remota o telemetría en aquellos CCGE de mayor consumo, con el fin de contar con datos fiables en tiempo real para fiscalización.”* Si bien esto podría iniciar como programa voluntario, dejar la puerta abierta en el reglamento permitiría en el futuro exigirlo reglamentariamente a ciertos grandes consumidores.
- **Endurecimiento de sanciones graduales:** Añadir que la reincidencia en incumplimientos del SGE (por ejemplo, no implementar el sistema tras un primer requerimiento sancionado, o no corregir no conformidades detectadas en auditorías) será considerada infracción grave con sanciones más altas conforme la Ley 18.410. Esto refuerza el mensaje de cero tolerancia a la falta de compromiso.

- **Efecto esperado:** Con estas mejoras, el cumplimiento del SGE pasaría de un esquema básicamente reactivo a uno más proactivo y preventivo. Informes anuales de seguimiento mantendrían a las empresas enfocadas en sus obligaciones de manera continua, y darían a SEC insumos para focalizar fiscalización (por ejemplo, si un informe muestra nulo avance, podría motivar una auditoría anticipada). Las auditorías aleatorias in situ elevarían la percepción de riesgo para quien piense en falsear datos o “hacer la vista gorda” a su SGE – sabrían que pueden ser visitados por la autoridad en cualquier momento. El monitoreo en línea modernizaría la supervisión, permitiendo quizá detectar consumos anómalos inmediatamente (similar a cómo se supervisan grandes consumos eléctricos en tiempo real). En conjunto, estos mecanismos harían más efectivo el cumplimiento: se reduciría la proporción de CCGE incumplidores (como los casi 30% iniciales) porque habría más puntos de control antes de llegar a extremos. A largo plazo, un cumplimiento más estricto asegura que los beneficios proyectados de la ley efectivamente se materialicen. Adicionalmente, fortalecer la fiscalización genera confianza pública en la seriedad de la política de eficiencia, evitando que algunos actores socaven el esfuerzo colectivo, y brinda certidumbre a quienes sí invierten en eficiencia de que no enfrentan competencia desleal de quienes no lo hacen.

8.6 Insuficiente capacidad analítica y de retroalimentación por parte del regulador

Existencia de la brecha en la normativa: El reglamento de la Ley 21.305 no contempla explícitamente mecanismos para que el regulador (Ministerio de Energía y SEC) desarrolle un análisis profundo de los datos reportados ni para brindar retroalimentación individualizada a los CCGE. Si bien la ley exige al Ministerio publicar anualmente un informe general con los avances de eficiencia de los CCGE, en la práctica inicial dicho informe ha sido principalmente descriptivo y agrega la información de consumos y acciones de manera global, con corte sectorial básico. No se estableció en DS N°28 la creación de, por ejemplo, una unidad especializada de análisis de datos energéticos industriales, ni la obligación de proveer recomendaciones personalizadas a cada empresa en función de sus informes. El volumen de datos manejado es significativo: en 2023 se identificaron 149 CCGE obligados, cada uno entregando informes anuales con decenas de variables. Procesar esta información para extraer conclusiones de mejora no es trivial y actualmente recae en capacidades limitadas de los equipos ministeriales. Tampoco el reglamento prevé plataformas avanzadas de visualización o benchmarking (más allá de la comparabilidad general del punto anterior) que permitan al regulador y a

los propios CCGE explotar los datos. En consecuencia, la retroalimentación tiende a ser unidireccional y mínima: las empresas envían sus reportes y si cumplen formalmente, no reciben mayor comentario de vuelta, salvo eventualmente observaciones en auditorías. Se constata así la brecha de capacidad analítica y feedback, ya que el sistema no garantiza que la enorme cantidad de información recopilada se traduzca en *insights* accionables o aprendizaje para mejorar la política.

- **Artículos del DS N°28/2022 que evidencian esta brecha (por omisión o enfoque limitado):**
 - **Artículo 1:** Este artículo define los objetivos y alcance del reglamento, mencionando, entre otras cosas, "los reportes que debe emitir el Ministerio de Energía sobre los avances y proyecciones de Consumo de Energía y eficiencia energética". Sin embargo, al listar las materias reguladas, no se incluye un mandato específico para el análisis profundo de datos individuales o la entrega de retroalimentación, enfocándose más en los procedimientos de reporte y auditoría.
 - **Artículo 57:** Detalla el contenido mínimo del reporte público anual que debe elaborar el Ministerio. Este reporte debe dar cuenta de los avances "en forma general y por sector productivo", incluir "información agregada de las acciones de eficiencia energética implementadas" y comparar la mejora del Desempeño Energético "en forma agregada" entre los CCGE. Si bien permite agrupar a las empresas según ciertos criterios, no manda un análisis detallado de los datos individuales para generar *insights* o retroalimentación específica por empresa.
 - **Artículo 59:** Establece las reglas de confidencialidad de la información recibida por el Ministerio y la Superintendencia. Permite el uso público de la información "en forma agregada o parcialmente agregada, no individualizada, o no haciendo referencia al CCGE en forma particular". Aunque esto es crucial para proteger datos sensibles, la redacción refuerza que la información procesada y publicada por el regulador está diseñada para análisis de alto nivel o agregados, no para comparativas granulares o retroalimentación detallada a nivel de empresa individual (salvo con autorización previa del titular, lo cual no es un mecanismo regulatorio mandatado para la retroalimentación general).

Justificación técnico-jurídica: Un flujo robusto de retroalimentación es esencial

en sistemas de gestión adaptativos. Las empresas podrían beneficiarse de saber qué tan efectivas son sus acciones en comparación con otras, o qué áreas de oportunidad ve la autoridad en sus datos. Del lado del regulador, contar con capacidad analítica significa poder identificar tendencias (positivas o negativas) a tiempo: por ejemplo, detectar si cierto sector está alcanzando rápidamente rendimientos decrecientes en sus mejoras para ajustar políticas, o si alguna tecnología emergente está generando grandes ahorros para impulsarla más. Actualmente, con la información dispersa en reportes PDF o planillas, estas conclusiones tardan en emerger. Desde el punto de vista jurídico, dotar al Ministerio de herramientas y mandatos de análisis entra dentro de sus funciones de seguimiento del Plan Nacional de EE (evaluar cumplimiento a mitad de período y al término). Sin una buena capacidad analítica, esas evaluaciones corren riesgo de ser superficiales. Además, la Ley 21.305 no prohíbe retroalimentar a los regulados; por el contrario, en su espíritu de mejora continua, sería consistente que la autoridad oriente y recomiende. Asimismo, mejorar la capacidad analítica podría involucrar alianzas con universidades o centros de investigación (nuevamente, factible si el reglamento lo reconoce). En síntesis, reforzar este aspecto maximiza el aprendizaje institucional y cierra el ciclo de la política pública (input -> análisis -> mejora).

Propuesta de modificación reglamentaria: Introducir disposiciones en el DS N°28 que formalicen la labor analítica del Ministerio y la devolución de información útil a los CCGE. Por ejemplo:

- **Artículo 6 (nuevo)** – *“Gestión de la información y retroalimentación:* El Ministerio de Energía desarrollará las capacidades técnicas necesarias para analizar la información reportada anualmente por los CCGE, con el propósito de extraer indicadores de desempeño clave, tendencias y aprendizajes que fortalezcan la implementación de la Ley 21.305. Para tales efectos, podrá apoyarse en plataformas informáticas especializadas y en convenios con entidades académicas o técnicas. Anualmente, el Ministerio elaborará un informe de retroalimentación que, además de cumplir con la publicación general establecida en el Art. 2° de la Ley, incluirá: (a) un análisis comparativo detallado por sector y subsector de los progresos en eficiencia energética, (b) la identificación de buenas prácticas destacadas y casos de éxito, indicando las medidas de mayor impacto realizadas por los CCGE (sin revelar secretos industriales), (c) la detección de obstáculos comunes o áreas de rezago que requieran atención (p. ej., si muchos CCGE reportan dificultades en cierto aspecto), y (d) recomendaciones generales de mejora dirigidas a los CCGE para el siguiente ciclo de gestión. Adicionalmente, el Ministerio remitirá a cada CCGE, de manera confidencial, un resumen con

conclusiones específicas relevantes a su caso, incluyendo sugerencias de medidas de mejora continua en función de su desempeño reportado.”

- **Efecto esperado:** Esta enmienda impulsará un cambio de paradigma en la relación regulador-regulado, pasando de un esquema meramente fiscalizador a uno más colaborativo y orientado a la mejora continua. El Ministerio, al fortalecer su capacidad analítica (posiblemente creando un equipo o unidad de inteligencia de datos energéticos), podrá manejar eficientemente la información de 150+ empresas y transformarla en conocimiento accionable. Los CCGE se beneficiarían de recibir retroalimentación: por ejemplo, el Ministerio podría informarles que su intensidad energética está por debajo del promedio de su sector, pero que podrían enfocarse en cierto proceso donde están menos optimizados respecto a otras firmas. Esto equivale a una consultoría general gratuita basada en datos reales nacionales, algo muy valioso sobre todo para empresas con menos capacidad técnica interna. En el agregado, la calidad de implementación de los SGE mejorará, ya que la curva de aprendizaje colectiva se acortará: errores o desafíos que encuentre una empresa serán conocidos y evitados por otras gracias a la mediación del regulador. Finalmente, desde la perspectiva de política pública, el Ministerio podrá ajustar regulaciones o guías de manera más dinámica en base a evidencia empírica sólida recopilada de los CCGE, cerrando el ciclo de retroalimentación a nivel macro. En conclusión, aumentar la capacidad analítica y de retroalimentación del regulador garantiza que la enorme cantidad de datos e informes generados por la Ley de EE se traduzcan en acción informada, potenciando el impacto de la norma en la eficiencia del país.

8.7 Resumen brechas

A continuación, se presenta una tabla resumen con las brechas identificadas, sus artículos y la propuesta de mejora:

Brecha	Artículos Clave	Propuesta	Impacto Esperado
1. Falta de estándares sectoriales para IDE	Art. 2, 11, 19, 57, 59	Guías sectoriales con indicadores físicos normalizados	Mejor comparabilidad, trazabilidad y evaluación pública
2. Ausencia de metas individuales exigibles	Art. 1, 2, 11, 19, 57, 59	Metas mínimas diferenciadas por sector y auditorías vinculantes	Contribución equitativa al objetivo nacional y mayor accountability
3. Sin estándares mínimos en equipos industriales	Art. 1, 10, 11, 19, 25	Requisitos mínimos de eficiencia energética para tecnologías críticas	Modernización tecnológica y ahorro estructural
4. Falta de ajuste en IDE por variables operativas	Art. 2, 19, 21, 26, 55	Obligatoriedad de indicadores ajustados por condiciones técnicas	Datos más robustos, trazables y justos entre empresas
5. Fiscalización débil y trienal	Art. 36-39, 45-47, 54-55, 60	Auditorías aleatorias, monitoreo digital y sanciones graduadas	Mejor control de cumplimiento y disuasión efectiva
7. Baja capacidad de análisis y retroalimentación	Art. 1, 57, 59	Unidad analítica especializada y feedback individualizado	Aprendizaje institucional y mejora continua real
Insuficiente capacidad analítica y de retroalimentación por parte del regulador	Art. 1, 57, 59	Obligación de generar informes técnicos personalizados por CCGE	Política pública más adaptativa y eficiente

9. ANÁLISIS DE COSTOS DE IMPLEMENTACIÓN DE LAS PROPUESTAS DE MODIFICACIÓN

Esta sección detalla los costos asociados a la implementación de cada una de las seis propuestas de mejora al Reglamento (DS N°28). Para asegurar la comparabilidad entre iniciativas de naturaleza diversa, se ha adoptado una metodología de costo del primer año de implementación. Este costo se calcula como la suma de los costos únicos (CAPEX) y un año de costos recurrentes (OPEX).

9.1 Desglose de Costos por Iniciativa

La siguiente tabla resume el costo estimado del primer año para cada propuesta.

Tabla 4: Costos estimados por propuesta de modificación.

Brecha	Propuesta de Modificación	Costo para el Estado (MUSD)	Costo para las Empresas (MUSD)	Costo Total (MUSD)
1	Estandarización de IDEs	1.15	1.26	2.41
2	Metas Individuales Obligatorias	3.40	11.50	14.90
3	Estándares Mínimos (MEPS)	2.38	4.00	6.38
4	Ajuste de IDEs (Normalización)	2.34	1.19	3.53
5	Fiscalización Eficaz	1.76	5.67	7.43
6	Retroalimentación del Regulador	0.24	0.02	0.26

9.2 Metodología de Cálculo y Supuestos

Para efectos de una evaluación estratégica y comparativa, se opta por una

metodología de 'Costo del Primer Año de Implementación'. Este enfoque, si bien no constituye un análisis financiero exhaustivo como un Costo de Ciclo de Vida (LCC) o un Análisis Costo-Beneficio (ACB) completo, permite establecer órdenes de magnitud representativos para priorizar las iniciativas en función de su esfuerzo inicial requerido. A continuación, se detalla el cálculo para cada propuesta, basado en los análisis individuales presentados en los anexos de esta tesina.

- **Brecha 1 (Estandarizar IDEs):**

- **Costo Estado (1.15 MUSD):** Suma del costo único para desarrollar las guías técnicas y adaptar las plataformas TI (~\$0.85M) y un año de costos recurrentes de fiscalización y mantenimiento (~\$0.30M).
- **Costo Empresas (1.26 MUSD):** Costo administrativo anual para adaptar los SGE y los reportes.

- **Brecha 2 (Metas Obligatorias):**

- **Costo Estado (3.40 MUSD):** Suma del costo único para el desarrollo de metodologías (~\$3.0M) y un año de OPEX para gestión y fiscalización (~\$0.4M).
- **Costo Empresas (11.50 MUSD):** Suma de una estimación del CAPEX sectorial del primer año para cumplir la meta (~\$10.0M) y los costos de M&V y gestión (~\$1.5M).

- **Brecha 3 (Estándares MEPS):**

- **Costo Estado (2.38 MUSD):** Suma del costo único para el desarrollo de la norma (~\$0.38M) y un año de OPEX para la vigilancia de mercado (~\$2.0M).
- **Costo Empresas (4.00 MUSD):** Estimación del CAPEX incremental a nivel sectorial para el primer año de implementación.

- **Brecha 4 (Ajuste de IDEs):**

- **Costo Estado (2.34 MUSD):** Suma del costo único para desarrollar metodologías y adaptar TI (~\$1.75M) y un año de OPEX para el equipo analítico y la mantención (~\$0.59M).

- **Costo Empresas (1.19 MUSD):** Suma del CAPEX en sistemas de información (~\$1.1M) y un año de OPEX en personal especializado (~\$0.09M).
- **Brecha 5 (Fiscalización Eficaz):**
 - **Costo Estado (1.76 MUSD):** Suma del costo único de la plataforma de monitoreo (~\$1.25M) y un año de OPEX para personal y auditorías (~\$0.51M).
 - **Costo Empresas (5.67 MUSD):** Suma del CAPEX en telemetría (~\$4.2M) y un año de costos administrativos (~\$1.47M).
- **Brecha 6 (Retroalimentación):**
 - **Costo Estado (0.24 MUSD):** Corresponde al costo anual recurrente de un equipo técnico de 4 profesionales (OPEX).
 - **Costo Empresas (0.02 MUSD):** Costo administrativo marginal (horas-hombre) para analizar los informes recibidos.

10. EVALUACIÓN COSTO-IMPACTO Y PRIORIZACIÓN ESTRATÉGICA

Una vez identificadas y analizadas las seis brechas estructurales según su naturaleza, normativa, técnica e institucional, el siguiente paso es evaluar las soluciones propuestas desde una perspectiva pragmática para guiar su implementación. Para transitar desde el diagnóstico del problema hacia la estrategia de la solución, se requiere un nuevo marco de análisis.

Por consiguiente, este capítulo introduce una evaluación que trasciende la naturaleza de las brechas para clasificar las propuestas en función de su viabilidad y su potencial transformador. Mediante una Matriz de Priorización Costo-Impacto, las seis recomendaciones serán reagrupadas en categorías estratégicas que definirán su rol y secuencia dentro de la hoja de ruta final. Este enfoque permite traducir el diagnóstico analítico en un plan de acción concreto y jerarquizado.

10.1 Metodología de la Matriz Costo-Impacto

- **Eje X (Costo):** Utiliza el "Costo Total del Primer Año" calculado en el capítulo anterior.
- **Eje Y (Impacto):** Utiliza un "Impacto Estratégico Ponderado", calculado a

partir de una rúbrica de 3 niveles que evalúa el "Impacto en Ahorro Directo" (con una ponderación del 30%) y el "Impacto Sistémico" (con una ponderación del 70%), reflejando la importancia de la calidad del marco regulatorio.

10.2 Matriz de Priorización de Propuestas Regulatorias

La siguiente tabla visualiza la clasificación de las seis propuestas, funcionando como una Matriz de Priorización. Las iniciativas se ordenan numéricamente por brecha para una fácil referencia.

Tabla 5: Costos e impacto de las 6 propuestas de modificación.

Propuesta de Modificación (Brecha)	Costo Total (Año 1, MUSD)	Impacto Ponderado (Puntaje)	Clasificación Estratégica
1. Estandarización de IDEs	2.41	2.7	Iniciativa de Alta Eficiencia
2. Metas Individuales Obligatorias	14.90	3.0	Inversión Estratégica
3. Estándares Mínimos (MEPS)	6.38	3.0	Inversión Estratégica
4. Ajuste de IDEs (Normalización)	3.53	2.7	Iniciativa de Alta Eficiencia
5. Fiscalización Eficaz	7.43	2.4	Mecanismo de Aseguramiento
6. Retroalimentación del Regulador	0.26	1.7	Medida de Soporte Institucional

A continuación, se muestra la evaluación costo-impacto en gráfico que muestra de mejor manera la clasificación y la priorización en la matriz costo-impacto.

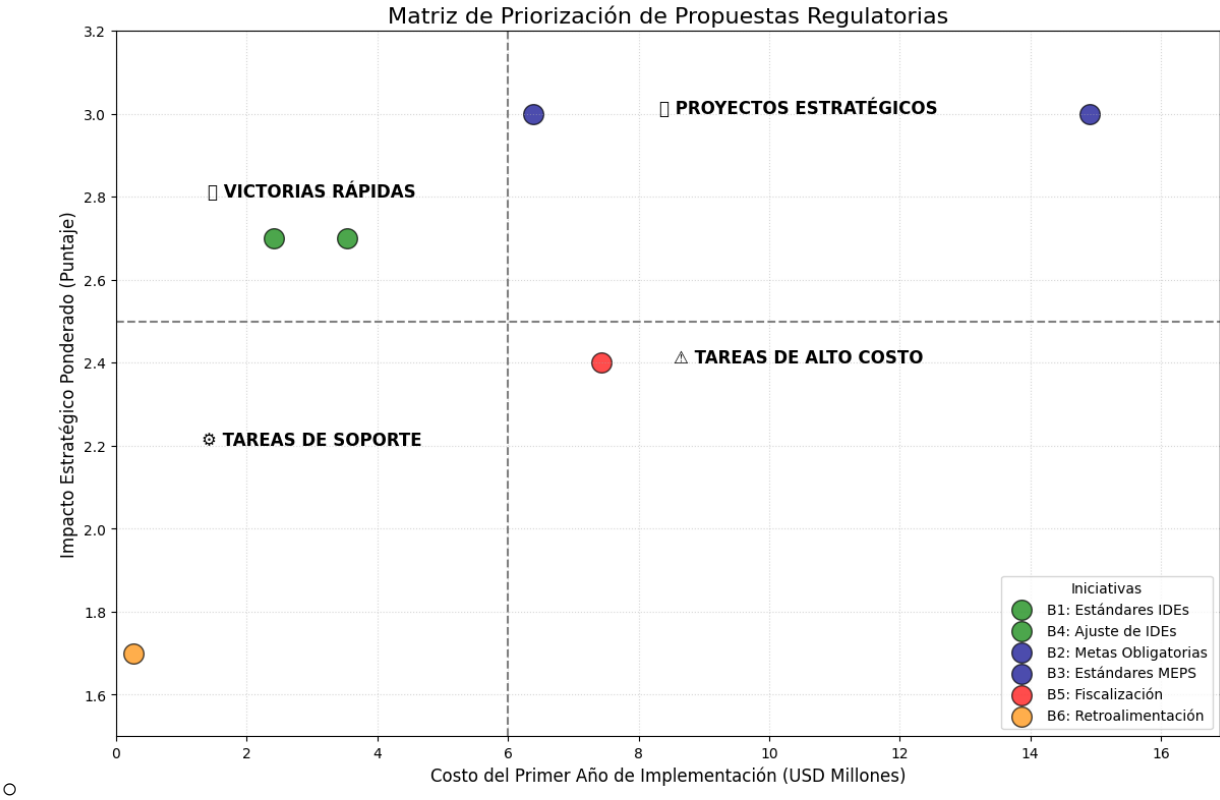


Gráfico 24: Gráfico de matriz de priorización costo impacto

10.3 Análisis Estratégico de la Priorización

La matriz revela una clara hoja de ruta para la acción, clasificando las propuestas en categorías que definen su rol estratégico:

- **Iniciativas de Alta Eficiencia:** Las propuestas **1 (Estandarizar IDEs)** y **4 (Ajuste de IDEs)** emergen como las acciones prioritarias. Su costo de implementación es bajo, pero su impacto sistémico es el más alto, ya que establecen las bases de un sistema de medición justo y preciso. Son el punto de partida indispensable.
- **Inversiones Estratégicas:** Las propuestas **2 (Metas Obligatorias)** y **3 (Estándares MEPS)** se posicionan como las medidas de mayor costo, pero también de altísimo impacto directo en el ahorro. Requieren una planificación cuidadosa y representan la fase de acción que materializa la transformación del sector.

- Mecanismos de Aseguramiento y Soporte Institucional: Las propuestas **5 (Fiscalización)** y **6 (Retroalimentación)** actúan como mecanismos de refuerzo y sostenibilidad del sistema. Aunque su impacto ponderado es menor en este modelo, su rol es crucial para asegurar la credibilidad y la mejora continua del marco regulatorio.

11. HOJA DE RUTA ESTRATÉGICA DE IMPLEMENTACIÓN

El análisis de priorización permite diseñar una secuencia de implementación lógica en tres fases, que maximiza la sinergia entre las propuestas.

- **Fase 1: Establecimiento del Marco de Medición y Gobernanza (Años 1-2):**
 - **Objetivo:** Institucionalizar un sistema de medición de desempeño energético que sea justo, preciso y creíble.
 - **Acciones:** Implementar las propuestas de las **Brechas 1, 4 y 6**. Se desarrollan las guías técnicas para estandarizar y normalizar los indicadores, mientras se inicia el diálogo con la industria a través de la retroalimentación. Se anuncia el cronograma de las fases siguientes.
- **Fase 2: Implementación de Obligaciones de Desempeño (Años 3-4):**
 - **Objetivo:** Exigir resultados concretos y verificables.
 - **Acciones:** Entran en vigor las **Brechas 2 y 3** (Metas y MEPS). En paralelo, se activa plenamente el sistema de **Fiscalización (Brecha 5)**, que se ha venido construyendo durante la Fase 1.
- **Fase 3: Consolidación y Mejora Continua del Sistema (Año 5 en adelante):**
 - **Objetivo:** Asegurar la mejora continua del sistema.
 - **Acciones:** El sistema opera en un ciclo virtuoso. Los datos generados para cumplir las metas son verificados y analizados, y la inteligencia resultante se devuelve a las empresas para optimizar su desempeño en el siguiente ciclo.

12. CONCLUSIONES

Este trabajo de tesina ofrece conclusiones relevantes sobre el consumo energético en Chile, particularmente en el sector minero. Se observa una estrecha correlación entre el crecimiento del PIB y el consumo energético, un rasgo distintivo de las economías en desarrollo. A diferencia de las economías avanzadas, Chile aún no ha logrado desacoplar este vínculo. La minería del cobre, en particular, ejerce una influencia significativa en la matriz energética nacional, acaparando más del 90% del consumo energético del sector minero. Compañías clave como BHP, Antofagasta Minerals, Anglo American, Teck y Codelco son actores fundamentales en el consumo energético del país.

La tesina destaca que el sector minero, y específicamente la minería del cobre, se erige como el principal consumidor de energía entre las industrias reguladas por la Ley N°21.305, representando el 18% del consumo energético secundario nacional y más del 90% del consumo de los grandes consumidores (CCGE) del sector minero. Esta prominencia justifica el enfoque de la tesina en este sector para evaluar la eficacia del marco regulatorio. A lo largo de los años, el consumo energético en la minería ha experimentado un incremento constante, impulsado por una mayor producción y la intensificación de los procesos industriales, con actividades como la trituración, molienda, lixiviación y transporte de materiales como principales usos de energía. A pesar de las estrategias implementadas, la eficiencia energética ha retrocedido. Las soluciones actuales se centran más en la carbono neutralidad y la energía verde, dejando en segundo plano la optimización del uso energético.

Se constata que las empresas mineras han cumplido formalmente con las obligaciones de la ley, implementando Sistemas de Gestión de Energía (SGE) y reportando sus consumos a la autoridad. Sin embargo, este cumplimiento coexiste con una paradoja: una tendencia estructural al aumento del consumo específico de energía (+91.5% desde 2001), impulsada por factores externos como la disminución en las leyes del mineral. Esta realidad subraya la insuficiencia de un enfoque regulatorio centrado únicamente en la gestión y resalta la necesidad de un marco que pueda medir, verificar y gestionar el desempeño energético real, aislando las mejoras operativas de las condiciones externas.

La Ley de Eficiencia Energética ha impulsado avances significativos en la gestión

energética de la gran minería chilena. Las cinco empresas analizadas (Codelco, BHP Escondida, Antofagasta Minerals, Anglo American Sur y Collahuasi) han cumplido con las principales obligaciones normativas, incluyendo la designación de gestores energéticos, la implementación de Sistemas de Gestión de Energía y la integración de la eficiencia energética en sus estrategias operativas. Estos avances se reflejan en la generación de reportes energéticos al Estado, los cuales sirven como línea base para monitorear el desempeño energético sectorial.

Por otro lado, las métricas internas de las empresas mineras (como GJ/ton y kWh/ton por proceso) son útiles para medir impactos específicos de sus iniciativas de eficiencia energética. No obstante, la falta de estandarización normativa en estos indicadores limita la comparación sectorial y la alineación de los logros empresariales con las metas públicas. La armonización de estos indicadores es crucial para fortalecer el marco regulatorio.

El análisis de los datos reportados resalta la necesidad de mecanismos más robustos que permitan distinguir entre progresos reales en eficiencia energética y variaciones causadas por factores externos, como el precio del cobre o cambios en la producción. Aunque los reportes energéticos representan un avance institucional significativo, su utilidad podría mejorarse mediante la incorporación de indicadores normalizados y análisis más detallados.

El análisis del Reglamento (DS N°28) ha permitido identificar seis brechas estructurales que limitan su efectividad. Estas no son fallas aisladas, sino deficiencias sistémicas que, en conjunto, impiden que la ley alcance su máximo potencial. Para cada una de estas brechas, se ha formulado una propuesta de modificación regulatoria, creando un paquete de seis reformas coherentes e interdependientes:

Para la Heterogeneidad en la Medición, se propone la Estandarización de Indicadores (IDEs), creando guías técnicas con indicadores físicos obligatorios.

Para la Discrecionalidad en la Ambición, se propone el establecimiento de Metas de Eficiencia Individuales y Obligatorias.

Para la Inexistencia de un Piso Tecnológico, se propone la implementación de Estándares Mínimos de Eficiencia Energética (MEPS) para equipos industriales.

Para la Imprecisión en la Medición, se propone mandar la Normalización de los IDEs por variables operativas.

Para la Baja Credibilidad de la Verificación, se propone un Sistema de Fiscalización Proactivo con auditorías aleatorias.

Para la Subutilización de la Información, se propone la creación de una Unidad de Análisis y Retroalimentación en el regulador.

La implementación de este paquete de reformas, siguiendo la hoja de ruta estratégica propuesta, generaría una transformación sistémica del marco regulatorio, con efectos profundos y verificables. El análisis costo-impacto demuestra que las propuestas son económicamente viables y estratégicamente indispensables.

El impacto más significativo se deriva de la sinergia creada por la secuencia de implementación. La Fase 1, centrada en las Brechas 1, 4 y 6, establece los cimientos del sistema. La estandarización y normalización de los indicadores crea un marco de medición justo y preciso, que es el prerrequisito para cualquier acción posterior. Este paso elimina las distorsiones actuales y permite, por primera vez, un benchmarking competitivo riguroso. La implementación simultánea de la retroalimentación del regulador construye un puente de confianza y colaboración con la industria desde el inicio.

Sobre esta base sólida, la Fase 2 introduce las obligaciones de resultado. La entrada en vigor de las Metas Obligatorias (Brecha 2) y los Estándares para Equipos (Brecha 3) actúa como el principal motor de la inversión y la acción directa. Estas medidas fuerzan la internalización de los costos energéticos y catalizan la ejecución de proyectos de eficiencia que, como demuestra el análisis económico, son en su mayoría rentables, con períodos de retorno atractivos. La activación paralela de un Sistema de Fiscalización Robusto (Brecha 5) asegura que estas obligaciones no se queden en el papel, garantizando la credibilidad de todo el sistema.

Finalmente, la Fase 3 consolida un círculo virtuoso de mejora continua. Los datos generados para cumplir las metas son verificados por una fiscalización creíble y analizados por la unidad de retroalimentación, que devuelve inteligencia de alto valor a las empresas. Este ciclo de "medir-actuar-verificar-aprender" transforma la regulación de una carga estática en un ecosistema dinámico que impulsa la optimización constante.

Se concluye, por tanto, que el impacto esperado de las propuestas va más allá de un simple ahorro energético. Su implementación permite transitar desde un modelo de cumplimiento formal hacia un marco de gestión de desempeño energético que es justo, preciso, creíble y que genera valor tanto para el Estado como para la industria. Este nuevo marco no solo asegura una contribución medible a las metas nacionales, sino que también consolida la eficiencia energética como un pilar estratégico para la competitividad y la sostenibilidad a largo plazo de la minería

chilena, fortaleciendo su posición en un mercado global que demanda, cada vez más, una producción responsable y verificable.

REFERENCIAS

- ABB.** (2024). *EU Ecodesign Regulation for motors and drives*. ABB.
- Advanced Energy.** (2023). *Motors and Drives Tests and Services Price List*.
- Agencia Internacional de Energía (IEA).** (2021). *Energy Efficiency 2021*.
- Agencia Internacional de Energía (IEA).** (2022). *Energy Efficiency Policies and Measures Database*.
- Agencia Internacional de Energía (IEA) 4E.** (2009). *Motor MEPS Guide*.
- Anglo American.** (2023). *FutureSmart Mining: Descarbonización y Tecnología*. www.angloamerican.com/futuresmart
- Anthesis Group.** (2023). *EU Energy Efficiency Directive: 2023 Compliance Guide*.
- Antofagasta Minerals.** (2023). *Sostenibilidad: Hacia la Minería Verde*. www.aminerals.cl/sostenibilidad/
- Australian National Audit Office (ANAO).** (2025). *Administration of the Equipment Energy Efficiency Program (GEMS)*.
- Banco Mundial.** (2018). *Energy Efficiency Facility for Industrial Enterprises*.
- BHP.** (2023). *Enfrentando el desafío climático*. www.bhp.com/sustainability/climate-change
- Bundesstelle für Energieeffizienz (BfEE).** (2020). *Empirical Analysis of the Market for Energy Services, Energy Audits and other Energy Efficiency Measures*.
- Clean Energy Regulator (Australia).** (2023). *National Greenhouse & Energy Reporting (NGER) - Compliance and Enforcement*.
- Codelco.** (2023). *Sustentabilidad y Eficiencia Energética*. www.codelco.com/sustentabilidad
- Cochilco.** (2023). *Informe de actualización del consumo energético de la minería del cobre al año 2022*.
- Comisión Europea.** (2018). *Guidance on the Commission's services on the energy efficiency obligation scheme*.

Comisión Europea. (2021). *Ecodesign Regulation for motors and drives.*

Comisión Europea. (2023). *Energy Efficiency Directive.*

Comisión Europea. (2023). *The Monitoring and Reporting Regulation – General guidance for installations.*

Comisión Nacional de Energía (CNE). (2023). *Anuario CNE 2023.*

Computrabajo. (2025). *Salarios de Jefe/a de proyecto en 2025.*

Deloitte. (2022). *Closing the IT-OT vulnerability gap.*

Efficiency Valuation Organization (EVO). (2012). *International Performance Measurement and Verification Protocol (IPMVP).*

Gobierno del Reino Unido. (2022). *Energy Savings Opportunity Scheme (ESOS) Evaluation.*

ISO. (2014). *ISO 50006:2014 - Energy management systems — Measuring energy performance using energy baselines (EnB) and energy performance indicators (EnPI).*

Levels.fyi. (2025). *Data Scientist Salary in Chile.*

Microsoft. (2025). *Power BI: Plan de precios.*

Ministerio de Energía. (2015). *Energía 2050: Política Energética de Chile.*

Ministerio de Energía. (2021). *Plan Nacional de Eficiencia Energética 2022-2026.*

Ministerio de Energía. (2022). *Informe Balance Nacional de Energía 2020.*

Ministerio de Energía. (2024). *Planificación energética de largo plazo.*

Ministerio de Energía. (2024). *Reporte público 2024. Avances en los sistemas de gestión de la energía.*

NFPA. (2023). *NFPA 70B, Standard for Electrical Equipment Maintenance.*

Nordsyn. (2018). *Effect of market surveillance in securing savings of ecodesign and energy labelling.*

OCDE. (2019). *Ensuring environmental compliance.*

Organización de las Naciones Unidas para el Desarrollo Industrial (UNIDO). (2019). *Energy Management Policies and Programs from Around the Globe.*

República de Chile. (2021). *Ley 21.305 sobre Eficiencia Energética.*

República de Chile. (2022). *Decreto Supremo N°28/2021: Reglamento sobre Gestión Energética de los Consumidores con Capacidad de Gestión de Energía y de los Organismos Públicos.*

República de Chile. (2024). *Resolución exenta N°29 Ministerio de Energía.*

Tableau. (2025). *Precios de Tableau para equipos y organizaciones.*

Teck. (2023). *Climate Change and Energy.* www.teck.com/es/sustainability/climate-change

U.S. Environmental Protection Agency (EPA). (2024). *ENERGY STAR for Industry Guide.*

Wood, D., & Grose, R. (2019). *Random Audits and Regulatory Compliance.* The Regulatory Review.

13. ANEXOS

13.1 Anexo 1

Listado de compañías mineras incluidas en la resolución exenta N°29 del Ministerio de Energía.

RAZÓN SOCIAL	Controlador / Dueño Principal
ALBEMARLE LIMITADA	Albemarle Corporation (EE.UU.)
ALGORTA NORTE SA	Información no pública
ANGLO AMERICAN SUR S.A.	Anglo American plc (Reino Unido)
CIA CONTRACTUAL MINERA CANDELARIA	Lundin Mining Corporation (Canadá)
CIA CONTRACTUAL MINERA OJOS DEL SALADO	Lundin Mining Corporation (Canadá)
CIA EXPLORADORA Y EXPLOTADORA MINERA CHILENO RUMANA SA	Información no pública
CIA MINERA CERRO COLORADO LTDA	BHP Group (Australia/Reino Unido)
CIA MINERA CERRO NEGRO S A	Información no pública
CIA MINERA DEL PACIFICO S.A.	Grupo CAP (Chile)
CIA MINERA DONA INES DE COLLAHUASI SCM	Glencore plc / Anglo American plc / Mitsui & Co.
CIA MINERA SAN GERONIMO	Grupo Rendic (Chile)
COMPANIA MINERA LOMAS BAYAS	Glencore plc (Suiza)
COMPANIA MINERA MANTOS DE ORO	Kinross Gold Corporation (Canadá)
COMPANIA MINERA TECK CARMEN DE ANDACOLLO	Teck Resources Limited (Canadá)

RAZÓN SOCIAL	Controlador / Dueño Principal
COMPANIA MINERA TECK QUEBRADA BLANCA S.A.	Teck Resources (60%), Sumitomo (30%), Codelco (10% no financiero)
COMPANIA MINERA ZALDIVAR SPA	Antofagasta Minerals / Barrick Gold Corporation
CORP NACIONAL DEL COBRE DE CHILE	Estado de Chile (Codelco)
EMPRESA NACIONAL DE MINERIA	Estado de Chile (ENAMI)
MANTOS COPPER S.A.	Capstone Copper Corp. (Canadá)
MANTOVERDE S.A.	Capstone Copper Corp. (Canadá)
MINERA ANTUCOYA	Antofagasta Minerals (Grupo Luksic, Chile)
MINERA CENTINELA	Antofagasta Minerals (70%), Marubeni Corp. (30%)
MINERA ESCONDIDA LIMITADA	BHP Group / Rio Tinto / JECO
MINERA FLORIDA LIMITADA	Yamana Gold Inc. (Canadá)
MINERA GOLD FIELDS SALARES NORTE SPA	Gold Fields Limited (Sudáfrica)
MINERA HMC S.A.	Información no pública
MINERA LAS CENIZAS S A	Familia Gubbins (Chile)
MINERA LOS PELAMBRES	Antofagasta Minerals (60%), Consorcio Japonés (40%)
MINERA MERIDIAN LIMITADA	Yamana Gold Inc. (Canadá)
MINERA SPENCE S.A.	BHP Group (Australia/Reino Unido)
MINERA VALLE CENTRAL S A	Amerigo Resources Ltd. (Canadá)
QUIBORAX S.A.	Información no pública

RAZÓN SOCIAL	Controlador / Dueño Principal
S Q M SALAR S A	Sociedad Química y Minera de Chile S.A. (SQM)
SCM MINERA LUMINA COPPER CHILE	Pan Pacific Copper Co., Ltd. (Japón)
SIERRA GORDA S.C.M.	KGHM Polska Miedź / Sumitomo Metal / Sumitomo Corp.
SOC CONTRACTUAL MINERA ATACAMA KOZAN LIMITADA	Nittetsu Mining Co., Ltd. (Japón)
SOC CONTRACTUAL MINERA CAROLA	Información no pública
SOC CONTRACTUAL MINERA EL ABRA	Freeport-McMoRan (51%), Codelco (49%)
SOC PUNTA DEL COBRE S A	Grupo Hurtado Vicuña (Chile)
SOC QUIMICA Y MINERA DE CHILE S A	Tianqi Lithium (23.77%), Julio Ponce Lerou y otros (29.97%)
SOCIEDAD CONTRACTUAL MINERA FRANKE	KGHM Polska Miedź (Polonia)
SQM NITRATOS S A	Sociedad Química y Minera de Chile S.A. (SQM)

13.2 Anexo 2

Carta Gantt

Fase / Tarea	Objetivo Específico	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul
1. Revisión Bibliográfica y Definición del Marco Teórico	<i>(General, apoyo a todos los objetivos)</i>						
- Búsqueda de fuentes oficiales sobre leyes y metas de EE							
- Análisis de reportes de sostenibilidad y memorias corporativas mineras							
2. Identificar y describir estrategias de descarbonización	Objetivo 1: Establecer la base sólida de prácticas implementadas en el sector minero						
- Selección de empresas mineras líderes							
- Sistematización de información recopilada							
3. Evaluar la efectividad de las estrategias (EE y reducción consumo)	Objetivo 2: Cuantificar los aportes a la eficiencia energética						
- Recolección de datos cuantitativos (indicadores de EE y emisiones)							
- Análisis comparativo inicial							
4. Analizar la influencia de las políticas energéticas	Objetivo 3: Determinar el impacto de regulaciones y planes nacionales						
- Revisión de normativa (Ley EE, Ley Marco CC, etc.)							
- Evaluación de barreras e incentivos							
5. Comparar benchmarking con metas nacionales	Objetivo 4: Detectar brechas y oportunidades de mejora						
- Definición de indicadores clave para benchmarking							
- Análisis de resultados y contraste con metas Chile 2050							
6. Proponer recomendaciones	Objetivo 5: Elaborar orientaciones prácticas para optimizar estrategias						
- Identificación de mejores prácticas							
- Redacción de recomendaciones sectoriales							
7. Redacción Final y Validación	<i>(General, cierre del trabajo)</i>						
- Integración de capítulos y conclusiones							
- Revisión con profesor guía y ajustes finales							

14. Anexo 3

El presente anexo tiene por objeto proporcionar un desglose detallado de la metodología, los supuestos y las fuentes utilizadas para la estimación de los costos de implementación presentados en el Capítulo 9 de esta tesina. Para cada una de las seis propuestas de modificación al Reglamento (DS N°28), se detallan los costos para el Estado y para las empresas reguladas del sector minero, diferenciando entre costos de capital (CAPEX) y costos operativos (OPEX). El enfoque utilizado es el de "Costo del Primer Año de Implementación", que suma los costos únicos (CAPEX) y un año de costos recurrentes (OPEX) para ofrecer una base de comparación homogénea y facilitar la priorización estratégica.

14.1 Desglose de Costos: Propuesta 1 (Estandarización de IDEs)

Costos para el Estado (Total Año 1: 1.15 MUSD)

Categoría	Tipo	Detalle	Costo Estimado (USD)
Desarrollo de Estándares	CAPEX	(Subtotal: 850,000)	
		Equipo Interno (Ministerio)	150,000
		Consultoría Especializada	350,000
		Grupos de Trabajo Público-Privados	50,000
		Actualización Plataforma Tecnológica (BNE)	300,000
Operación y Fiscalización	OPEX Anual	(Subtotal: 300,000)	
		Mantenimiento Plataforma TI	60,000
		Equipo de Analistas (SEC)	50,000
		Presupuesto para Auditorías Aleatorias	190,000

Costos para las Empresas (Total Año 1: 1.26 MUSD)

Categoría	Tipo	Detalle	Costo Estimado (USD)
Administración y Cumplimiento	OPEX Anual	0.5 FTE por cada uno de los 42 CCGE mineros para adaptar SGE y preparar reportes.	1,260,000
Inversión en Sub-medición	CAPEX Variable	Inversión por única vez para faenas con sistemas de monitoreo menos avanzados.	100,000 - 500,000 (por faena)
<i>Nota: El CAPEX Variable no se suma al total por no ser aplicable a todas las empresas.</i>			

14.2 Desglose de Costos: Propuesta 2 (Metas Individuales Obligatorias)

Costos para el Estado (Total Año 1: 3.40 MUSD)

Categoría	Tipo	Detalle	Costo Estimado (USD)
Desarrollo de Metodologías	CAPEX	Estudios técnico-económicos para definir metas diferenciadas por subsector.	3,000,000
Administración y Fiscalización	OPEX Anual	(Subtotal: 400,000)	
		Unidad Técnica (Ministerio) para evaluar excepciones.	150,000
		Fortalecimiento SEC para auditar cumplimiento de metas.	250,000

Costos para las Empresas (Total Año 1: 11.50 MUSD)

Categoría	Tipo	Detalle	Costo Estimado (USD)
Inversión en Medidas de EE	CAPEX/OPEX	Estimación del CAPEX sectorial del primer año para cumplir una meta del 4%.	10,000,000
Auditoría y Verificación (M&V)	OPEX Anual	Costo de auditorías externas para certificar ahorros (3-5% del CAPEX de proyectos).	1,500,000

14.3 Desglose de Costos: Propuesta 3 (Estándares Mínimos - MEPS)

Costos para el Estado (Total Año 1: 2.38 MUSD)

Categoría	Tipo	Detalle	Costo Estimado (USD)
Desarrollo Norma Técnica	CAPEX	Estudios de mercado, análisis tecno-económico y desarrollo de protocolos.	380,000
Vigilancia de Mercado	OPEX Anual	(Subtotal: 2,000,000)	
		Unidad de Vigilancia (SEC) con 5-8 profesionales.	700,000
		Pruebas de Verificación (Check-testing) en laboratorios.	250,000
		Costos operativos (registro, inspecciones).	1,050,000

Costos para las Empresas (Total Año 1: 4.00 MUSD)

Categoría	Tipo	Detalle	Costo Estimado (USD)
Adquisición Incremental	CAPEX	Sobreprecio sectorial ("premium") por la compra de equipos de alta eficiencia.	4,000,000
Reconversión y Adaptación	CAPEX Variable	Costos de ingeniería y obras civiles para retrofit de equipos existentes.	No cuantificado en total

14.4 Desglose de Costos: Propuesta 4 (Ajuste de IDEs - Normalización)

Costos para el Estado (Total Año 1: 2.34 MUSD)

Categoría	Tipo	Detalle	Costo Estimado (USD)
Desarrollo Tecnología y	CAPEX	(Subtotal: 1,750,000)	
		Desarrollo de Guías Técnicas de normalización.	325,000
		Modernización mayor de la Plataforma BNE.	1,425,000
Operación y Capacitación	OPEX Anual	(Subtotal: 590,000)	
		Capacitación de Fiscalizadores (SEC).	100,000
		Equipo Analítico Dedicado (Ministerio).	300,000
		Mantenimiento Plataforma TI.	190,000

Costos para las Empresas (Total Año 1: 1.19 MUSD)

Categoría	Tipo	Detalle	Costo Estimado (USD)
Inversión en Sistemas de Datos	CAPEX	Costo sectorial de integración de sistemas IT/OT y software EMIS.	1,100,000
Capital Humano Especializado	OPEX Anual	Costo sectorial para 1-2 FTEs con perfil de ciencia de datos.	90,000

14.5 Desglose de Costos: Propuesta 5 (Fiscalización Eficaz)

Costos para el Estado (Total Año 1: 1.76 MUSD)

Categoría	Tipo	Detalle	Costo Estimado (USD)
Plataforma Monitoreo Digital	CAPEX	Desarrollo de plataforma centralizada para recibir datos de alta frecuencia.	1,250,000
Operación del Nuevo Esquema	OPEX Anual	(Subtotal: 510,000)	
		Administración y Revisión de Informes (SEC).	200,000
		Ejecución de Auditorías Aleatorias.	120,000
		Mantenimiento Plataforma Digital.	190,000

Costos para las Empresas (Total Año 1: 5.67 MUSD)

Categoría	Tipo	Detalle	Costo Estimado (USD)
Implementación de Telemetría	CAPEX	Costo sectorial para instalación de hardware y software (42 CCGEs x 100k USD).	4,200,000
Cumplimiento Continuo	OPEX Anual	Aumento de horas-hombre para mantener estado de "preparación para auditoría".	1,470,000

14.6 Desglose de Costos: Propuesta 6 (Retroalimentación del Regulador)**Costos para el Estado (Total Año 1: 0.24 MUSD)**

Categoría	Tipo	Detalle	Costo Estimado (USD)
Unidad de Análisis	OPEX Anual	Equipo de 4 profesionales, incluyendo salarios, software y gastos operativos.	240,000

Costos para las Empresas (Total Año 1: 0.02 MUSD)

Categoría	Tipo	Detalle	Costo Estimado (USD)
Costo de Interacción	OPEX Anual	Tiempo marginal del Gestor Energético para analizar informes (20-40 h-h/año por empresa).	20,000