

Informe Final Estudio:

“Determinación del
período de control de punta en el Sistema
Eléctrico Nacional”

Elaborado para:



Contenido

1	Introducción	6
1.1	Objetivo General	7
1.2	Objetivos Específicos.....	8
2	Actividades Objetivo Específico 1: Análisis de impacto de la normativa vigente en materia de control de punta en el mercado eléctrico y sus señales económicas	9
2.1	Normativa eléctrica vigente y estudios relacionados	9
2.1.1	Ley General de Servicios Eléctricos.....	9
2.1.2	Precios de nudo de potencia	11
2.1.3	Definición legal de la potencia de punta	11
2.1.4	Disposiciones Reglamentarias y Normativas Técnicas	11
2.2	Limitaciones normativas a la facultad de la CNE para determinar el periodo de control de punta	17
2.2.1	Respecto de la facultad para establecer múltiples periodos de punta segmentados por área geográfica en el SEN.....	18
2.3	Revisión bibliográfica y de otras fuentes	20
2.4	Revisión de la Regulación Internacional.....	22
2.4.1	California (CAISO).....	22
2.4.2	Australia (AEMO)	23
2.4.3	España (REE)	25
2.4.4	PJM (EE. UU.)	26
2.4.5	Reino Unido (National Grid)	26
2.4.6	México (CENACE)	26
2.5	Variables que Inciden en el Periodo de Control de Punta	28
2.6	Procesos Regulados Afectados por el Periodo de Control de Punta	29
3	Actividades Objetivo Específico 2: Diseño de una herramienta o modelo para determinar justificadamente la probabilidad de pérdida de carga horaria en el SEN.....	30
3.1	Marco Conceptual.....	31
3.2	Consideraciones Metodológicas	31
3.3	Elementos que se deben capturar en el cálculo de LOLP	32
3.3.1	Adecuación de la Capacidad	32
3.3.2	Variabilidad de la Demanda.....	33
3.3.3	Incertidumbre en la Generación.....	34
3.3.4	Interdependencias del Sistema	35
3.4	Metodologías de cálculo de LOLP	36

3.5	Método determinístico (datos históricos)	37
3.6	Método estocástico.....	38
3.7	Ventajas y desventajas de cada método.....	41
3.8	Recomendación metodológica.....	41
3.9	Justificación para el método estocástico	41
3.9.1	Alta penetración de energías renovables	41
3.9.2	El caso crítico del sistema eléctrico chileno.....	42
3.9.3	Evolución tecnológica acelerada en el contexto chileno.....	45
3.10	Modelo computacional propuesto.....	47
4	Actividades Objetivo Específico 3: Elaboración y aplicación de encuesta	48
4.1	Diseño de encuesta a clientes libres	48
4.2	Criterios para la determinación del universo representativo de clientes a encuestar	49
4.2.1	Aspectos metodológicos para el diseño del espacio muestral.....	49
4.2.2	Población y marco muestral	49
4.2.3	Estratificación	50
4.2.4	Determinación del tamaño muestral.....	51
4.2.5	Medida de tamaño y selección PPS	52
4.2.6	Diseño muestral	53
4.2.7	Ponderadores y ajustes.....	55
4.3	Aplicación del espacio muestral al caso de estudio	56
4.3.1	Aplicación primera etapa.....	56
4.3.2	Aplicación segunda etapa	57
4.4	Diseño de la encuesta	59
4.5	Resultados de la encuesta.....	60
4.5.1	Resumen de las principales respuestas	61
4.5.2	Evaluación de la capacidad técnica y disposición de los clientes libres para gestionar su consumo eléctrico durante horas de puntas	69
4.5.3	Análisis de perfiles eléctricos.....	74
5	Actividades Objetivo Específico 4: Análisis de la respuesta de la demanda ante variaciones del periodo de control de punta para definir criterios de selección de horas de punta	99
5.1	Ejercicio de simulaciones para los años 2023 y 2024	99
5.1.2	Construcción de escenarios de estrés	102
5.1.3	Resultados de simulaciones en el sistema eléctrico chileno: año 2023 y 2024	104
5.2	Análisis de impacto sobre grupos económicos	108
5.2.1	Clasificación de clientes a analizar según sector productivo.....	108

5.2.2	Factores de exposición de grupos económicos: métrica para medir impacto	110
5.3	Análisis cualitativo de escenarios alternativos de periodo de control de punta	114
5.3.1	Definición de escenarios alternativos de periodo de control de punta	115
5.3.2	Análisis desde la óptica del sistema eléctrico (LOLP)	116
5.3.3	Óptica de los clientes: exposición, disposición y aversión al cambio	117
5.3.4	Puntos de convergencia entre ópticas	119
5.3.5	Criterios técnico-económicos generales para la selección de horas de control de punta	120
6	Actividades Objetivo Específico 5: Proponer el período de control de punta para el SEN, proyectando los impactos y resultados esperados de éste	122
6.1	Determinación retrospectiva de horas de punta y evaluación de impactos (literal j)	122
6.1.1	Análisis conceptual: un cambio en el período de control de punta implica una redistribución de los costos	123
6.1.2	Análisis económico de la señal del precio de potencia y el costo de un generador diésel como medida de mitigación.....	125
6.1.3	Aplicación de criterios para desarrollar una nueva propuesta del período de control de punta, basado en los resultados del año 2023 y 2024.....	132
6.2	Resultado de las simulaciones y aplicación del algoritmo de selección: considerando 2023, 2024 y 2027	136
6.2.1	Resultados de la simulación del año 2027.....	137
6.2.2	Resultados de la aplicación del algoritmo al aplicar los años 2023, 2024 y 2027 simultáneamente	140
6.2.3	Resultado de aplicación del algoritmo de selección considerando únicamente el año 2027	142
6.3	Recomendaciones de monitoreo y actualización del período de control de punta (literal m)	144
6.4	Propuesta para el período de control de punta 2027.....	145
6.4.1	Análisis de impacto en los clientes de la propuesta realizada.....	146
7	Bibliografía	150
8	Anexos	154
8.1	Anexo 1: Normas en materias de potencia establecidas en reglamentos, normas técnicas y decretos tarifarios	154
8.2	Anexo 2: Presentación a Clientes Libres	154
8.3	Anexo 3: Base muestral encuesta clientes libres	154
8.4	Anexo 4: Encuesta a aplicar a clientes libres.....	154
8.5	Anexo 5: Resultados encuesta	154
8.6	Anexo 6: Análisis Demanda Máxima Clientes	154

8.7 Anexo 7: Análisis exposición grupos clientes	154
8.8 Anexo 8: Análisis precio diésel y medidas.....	154
8.9 Anexo 9: Modelo e inputs de simulación.....	154
8.10 Anexo 10: Resultados de las simulaciones.....	154
8.11 Anexo 11: Resultados de la aplicación del algoritmo y sensibilidades	154
8.12 Anexo 12: Parámetros del algoritmo y sensibilidades aplicadas	154
8.13 Anexo 13: Ejemplo algoritmo simplificado	154
8.14 Anexo 14: Análisis de impacto clientes del cambio propuesto en el periodo de control de punta	154

1 Introducción

En el marco de los procesos de modernización del sector eléctrico chileno y la creciente complejidad operativa del Sistema Eléctrico Nacional (“SEN”), resulta indispensable actualizar y fortalecer los instrumentos regulatorios que permiten una operación eficiente, segura y económicamente equilibrada del sistema. Uno de estos instrumentos es el denominado período de control de punta, que constituye una señal clave para incentivar la gestión de la demanda y la eficiencia en el uso de la infraestructura eléctrica.

En el artículo 63 bis del Decreto N°62, Reglamento de Potencia¹, se establece la obligación de la Comisión Nacional de Energía (“CNE” o “Comisión”) de determinar y actualizar, a lo menos cada cuatro años, los períodos de control de punta mediante un informe técnico el cual contendrá, en particular, la metodología utilizada para su determinación. Esta definición busca orientar el comportamiento de los consumidores finales, tanto regulados como libres, en función de señales económicas que reflejen las condiciones de suficiencia del sistema eléctrico. En este sentido, el período de control de punta cumple un rol relevante en la asignación de pagos por potencia, la planificación de la infraestructura y la gestión de la flexibilidad sistémica.

En los últimos años, la transición energética nacional ha estado marcada por una creciente penetración de energías renovables variables, la incorporación de tecnologías de almacenamiento y gestión temporal de la energía, y el retiro progresivo de unidades térmicas convencionales. Estas transformaciones estructurales modifican sustantivamente los patrones de generación y consumo, así como los momentos críticos en términos de suficiencia energética. En este ámbito, los parámetros históricos que definían las horas de punta anteriormente hoy se ven cuestionados por un escenario dinámico, que requiere de una revisión profunda de sus fundamentos técnicos y económicos.

Situación similar enfrentan las señales de precios vigentes, las cuales se ven modificadas frente a los desafíos actuales del sistema, en particular en lo referido a la probabilidad de pérdida de carga y la respuesta efectiva de la demanda ante distintos esquemas de control de punta. En este contexto, la CNE ha estimado necesario contratar un estudio técnico especializado que permita revisar y actualizar los criterios y metodologías empleados para la determinación del período de control de punta en el SEN.

Este estudio busca no solo cumplir con los requerimientos normativos vigentes, sino también proponer una metodología robusta, transparente y adaptada a las condiciones actuales y futuras del sistema eléctrico. Para ello, será necesario integrar análisis normativo, modelación probabilística del riesgo de pérdida de carga, levantamiento de información con clientes libres y evaluación técnico-económica de la respuesta de la demanda frente a distintos escenarios de punta.

En definitiva, este estudio constituye una oportunidad para modernizar un instrumento clave de la regulación eléctrica chilena, alineándolo con los principios de eficiencia, suficiencia, sostenibilidad y adaptabilidad requeridos en el nuevo contexto energético nacional.

¹ DS 62/2006 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción que aprueba Reglamento de transferencias de Potencia establecidas en la Ley General de Servicios Eléctricos. Disponible en: <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=250604>

La definición del período de control de punta es un instrumento fundamental para asegurar la suficiencia del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), al incentivar la disponibilidad de capacidad durante períodos críticos.

Identificar correctamente las horas críticas en sistemas eléctricos con alta penetración renovable es clave para trasladar señales de precio eficientes a la demanda a través del componente de potencia. La revisión internacional muestra que tendencias modernas apuntan a usar medidas de demanda neta y criterios de reserva para reflejar mejor las condiciones de estrés real del sistema, respecto a métodos tradicionales más simples que se basan solo en demanda bruta y períodos fijos. Asimismo, la decisión de definir horas críticas ex-ante o ex-post y de emplear métodos deterministas versus estocásticos tiene un gran impacto en la facilidad de implementación frente a la precisión de la señal.

La metodología apropiada depende de las prioridades del regulador y las capacidades del sistema: una opción simple (horas punta fijas) puede ser apropiada como primer paso por su facilidad, aunque ofrece una señal económica menos precisa. Otra opción intermedia es la selección de horas críticas ex-post reales, pues mejora notablemente la focalización de la señal sin complejizar en demasía la determinación del período y además permite traspasar correctamente la información a la demanda – muchos mercados han demostrado su efectividad para reducir *peaks*–. Finalmente, una opción avanzada (probabilística) alinearía idealmente los cargos con el riesgo de falla, algo muy valioso en escenarios de alta incertidumbre debido a una alta penetración de renovables, pero conlleva mayores exigencias técnicas y de participación de la demanda.

No existe un enfoque único válido para todos los sistemas, pero la tendencia para sistemas con alta penetración de renovables es clara: pasar de esquemas estáticos promedio, a señales dinámicas y focalizadas en las horas de mayor escasez, para asegurar que el componente de potencia en la factura realmente incentive el alivio de carga cuando el sistema más lo necesita, reforzando la confiabilidad de manera costo-eficiente. El regulador debe evaluar el estado actual del sistema (penetración renovable, capacidad de medición, cultura de respuesta a la demanda) para adoptar la metodología adecuada, probablemente mutando gradualmente desde metodologías simples hacia metodologías sofisticadas conforme se desarrollen las condiciones habilitantes para ello.

1.1 Objetivo General

El objetivo general del presente estudio consiste en proponer una metodología y criterios, que permitan determinar y actualizar las horas de control de punta en el informe técnico definitivo a que hace referencia el artículo 169° de la Ley General de Servicios Eléctricos (“LGSE” o “Ley”). Es decir, se requiere una propuesta de horas de control de punta que permita entregar señales económicas a los agentes respecto de las horas de menor suficiencia del SEN.

1.2 Objetivos Específicos

Los objetivos específicos del estudio son los siguientes:

1. **Objetivo Específico N°1:** Analizar el impacto de la normativa vigente del período de control de punta en el mercado eléctrico y sus señales económicas.
2. **Objetivo Específico N°2:** Diseñar una herramienta o modelo para determinar justificadamente la probabilidad de pérdida de carga horaria en el SEN.
3. **Objetivo Específico N°3:** Elaborar y aplicar una encuesta que permita analizar los efectos de establecer mecanismos de control de punta en los clientes finales.
4. **Objetivo Específico N°4:** Analizar la respuesta de la demanda ante variaciones del período de control de punta para definir criterios de selección de horas de punta.
5. **Objetivo Específico N°5:** Proponer el período de control de punta para el SEN, proyectando los impactos y resultados esperados de este.

2 Actividades Objetivo Específico 1: Análisis de impacto de la normativa vigente en materia de control de punta en el mercado eléctrico y sus señales económicas

A continuación, se presenta una revisión de la regulación eléctrica vigente con el fin de establecer un levantamiento de todos aquellos cuerpos regulatorios que definen o estructuran las “horas de punta” como también aquellos en donde la definición de éstas impacta en los aspectos normados.

Se presenta una revisión de los artículos relativos a la Ley General de Servicios Eléctricos asociados a la definición de las “horas de punta” del sistema, para luego continuar, con una revisión de los siguientes cuerpos normativos: Reglamento de Potencia, Reglamento de Licitaciones de Suministro², Norma Técnica (NT) de transferencias de potencia entre empresas generadoras³, entre otros.

La revisión presentada, permite detallar de forma general los instrumentos regulatorios que se ven involucrados en lo referido a los periodos de control de punta. Además, se presenta un resumen de cada uno de los cuerpos normativos estudiados para comprender adecuadamente su sentido y alcance.

Luego, se presenta un levantamiento de otras fuentes bibliográficas y de la regulación internacional con el fin de contrastar las variables que son utilizadas para la construcción de los periodos de control de punta, el objetivo de los mecanismos empleados y los efectos de su implementación en dichas regulaciones.

2.1 Normativa eléctrica vigente y estudios relacionados

2.1.1 Ley General de Servicios Eléctricos

La Ley General de Servicios Eléctricos dispone en su artículo 149° que las transferencias de potencia entre empresas que poseen medios de generación, sistemas de almacenamiento u otras instalaciones con capacidad de inyectar energía al sistema eléctrico, según corresponda, operados en sincronismo con el sistema y que resulten de la coordinación de la operación referida en el artículo 72°-1 de la Ley, deben ser valorizadas al precio de nudo de la potencia calculado conforme a lo establecido en el artículo 162° de la Ley. El mismo artículo dispone también que las transferencias de potencia deben realizarse en función de la capacidad de generación compatible con la suficiencia y los compromisos de demanda de punta existentes, conforme se determine en el reglamento. Por otra parte, el artículo 155° de la Ley distingue dos componentes principales en los precios a clientes finales:

² DS 106/2015 del Ministerio de Energía que Aprueba reglamento sobre licitaciones de suministro de energía para satisfacer el consumo de los clientes regulados de las empresas concesionarias del servicio público de distribución de energía eléctrica.

³ Aprobada por Resolución Exenta N° 54 de 28 de enero de 2016, de la Comisión Nacional de Energía.

- a. **Precios a nivel de generación-transporte.** Estos precios se denominan "precios de nudo" y se definen para todas las subestaciones de generación-transporte desde las cuales se efectúe el suministro. A su vez, los precios de nudo tienen dos componentes:
 - precio de la energía y,
 - precio de la potencia de punta.
- b. **Precios a nivel de distribución.** Estos precios se determinan sobre la base de la suma del precio de nudo, establecido en el punto de conexión con las instalaciones de distribución, y de un valor agregado por concepto de costos de distribución y los cargos definidos en la Ley.

2.1.1.1 Precios a nivel de generación-transporte

En cuanto al nivel de generación-transporte, la LGSE impone que las distribuidoras deben disponer permanentemente del suministro de energía que les permita satisfacer el total del consumo de sus clientes sometidos a regulación de precios, debiendo contar con contratos de suministro.

Para la potencia, el artículo 133° dispone que el precio de la potencia, durante la vigencia del contrato de suministro, será el precio fijado en el decreto de precio de nudo vigente al momento de la licitación, dispuesto en el artículo 171° y siguientes de la Ley.

2.1.1.2 Precios a nivel de distribución

En cuanto a los precios a nivel de distribución, el valor agregado por concepto de costos de distribución, en adelante VAD, se basa en la simulación de costos para una empresa modelo y considera las siguientes componentes:

- a. **Costos fijos** por concepto de gastos de administración, facturación y atención del usuario, independientes de su consumo;
- b. **Pérdidas** medias de distribución en potencia y energía, y
- c. **Costos estándares de inversión, mantención y operación** asociados a la distribución, por unidad de potencia suministrada. Los costos anuales de inversión se deben calcular considerando el Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) de instalaciones adaptadas a la demanda, su vida útil, y una tasa de actualización establecida en la Ley.

A partir de estos costos, la Comisión debe estructurar fórmulas indexadas que expresan las tarifas en función de los precios de nudo y de los índices de precio de los principales insumos de la distribución para remunerar los valores agregados definitivos, debiendo estructurar tantas fórmulas como empresas y sectores de distribución se hayan definido.

De acuerdo con la norma, los costos estándares del literal c. se deben determinar en función de la unidad de potencia suministrada. Esta referencia a la potencia implica que esta componente de costos no puede ser remunerada a través de la energía suministrada de la capacidad de los empalmes de los clientes u otra variable asociada.

2.1.2 Precios de nudo de potencia

Los precios de nudo de potencia deben ser calculados y fijados según el artículo 162° y siguientes de la Ley. Para cada fijación semestral, los precios de nudo de corto plazo (PNCP) se deben calcular considerando, entre otros aspectos, una previsión de las demandas de potencia de punta y energía del sistema eléctrico proyectadas para los siguientes diez años, además de, los costos de operación de las instalaciones, los costos de racionamiento y una tasa de actualización; se considera, el tipo de unidad(es) generadora(s) más económica(s) para suministrar una unidad de potencia adicional durante las horas establecidas para la demanda máxima anual en una o más subestaciones troncales del sistema eléctrico. Se debe considerar el costo marginal anual de incrementar la capacidad instalada de cada subsistema eléctrico considerando el tipo de unidad generadora óptima; y un margen de reserva de potencia teórico asociado con el respectivo subsistema. Al valor resultante del procedimiento anterior se le denomina **precio básico de la potencia de punta** en el subsistema respectivo.

De acuerdo con las disposiciones del artículo 171°, el Ministro de Energía debe fijar los precios de nudo de corto plazo y sus fórmulas de indexación, previo informe técnico de la Comisión.

El artículo 169° de la LGSE establece el procedimiento para la fijación de los PNCP, delegando al reglamento la definición de la oportunidad en la que la CNE debe comunicar al Ministerio de Energía y a las empresas eléctricas el informe técnico definitivo de los precios de nudo con sus fórmulas de indexación con el cálculo de los señalados precios.

Actualmente, es la Resolución Exenta N° 641/2016 de la CNE la que establece que esta comunicación debe efectuarse el 31 de enero y el 31 de julio de cada año, debiendo el MEN dictar los correspondientes decretos de PNCP el 10 de febrero y el 10 de agosto de cada año, iniciándose su vigencia el 1° abril y el 1° octubre de cada año.

2.1.3 Definición legal de la potencia de punta

En el artículo 225° de la Ley se define, la potencia de punta entre otras variables como:

“c) Curva de carga: gráfico que representa la potencia producida en el sistema eléctrico en función del tiempo.

d) Potencia de punta: potencia máxima en la curva de carga anual.

e) Margen de reserva teórico: mínimo sobreequipamiento en capacidad de generación que permite abastecer la potencia de punta en un sistema o subsistema eléctrico con una suficiencia determinada, dadas las características de las unidades generadoras y de los sistemas de transmisión del sistema.”.

De esta definición se desprende que la potencia de punta corresponde a la potencia máxima registrada en el sistema eléctrico durante el año.

2.1.4 Disposiciones Reglamentarias y Normativas Técnicas

Como se observa, la LGSE emplea los conceptos de potencia suministrada, potencia máxima en la curva de carga anual y las horas de demanda máxima anual, por lo que los reglamentos, decretos

tarifarios y normas técnicas son los encargados de detallar el alcance y aplicación de dichos conceptos.

La normativa asocia los pagos por potencia a las transferencias entre empresas generadoras en función de sus inyecciones y retiros; y en el caso de los clientes finales, los asocia en relación con los pagos de los clientes a sus suministradores en función de sus retiros.

En relación con las transferencias entre empresas, las disposiciones reglamentarias distinguen entre la demanda de punta de cada sistema o subsistema y las demandas de punta equivalentes individuales de cada cliente registradas durante el periodo de control de punta. La demanda de punta es aquella registrada a nivel agregado y a la que se ajustan los balances de transferencias de potencia, donde por el lado de los generadores se ajustan las potencias de suficiencia de cada medio de generación para determinar sus remuneraciones y, por el lado de los clientes, se ajustan las demandas de punta equivalentes o máximas individuales para determinar los compromisos de pago por los retiros desde el sistema.

La demanda de punta se determina como la demanda promedio de los 52 mayores valores horarios de la curva de carga anual de cada sistema o subsistema. Mientras que la demanda de punta equivalente de cada cliente corresponde al promedio de los 52 registros físicos máximos observados durante el periodo de control de punta que se establezca en el decreto de Precios de Nudo de Corto Plazo.

En lo que respecta a los pagos que los clientes finales realizan a sus suministradores por sus retiros, la normativa sólo regula los pagos de los clientes regulados, mientras que, para el caso de los pagos de los clientes libres, éstos quedan íntegramente establecidos en sus acuerdos contractuales. Para los clientes regulados, se contemplan distintas opciones tarifarias a las que pueden acceder, con distintos pagos por potencia según la opción elegida y los consumos registrados durante las horas de control de punta.

El periodo de control de punta es fijado por el Ministerio de Energía, en adelante “MEN”, en los decretos de precios de nudo de corto plazo, previo informe técnico de la Comisión. Actualmente, el periodo de control de punta u horas de punta es aquel periodo del día comprendido entre las 18:00 y las 22:00 horas durante los meses de abril, mayo, junio, julio, agosto y septiembre, exceptuándose los sábados, domingos y festivos de dichos meses. El resto de las horas del año son horas fuera de punta.

Por regla general, los pagos de clientes finales no están relacionados directamente con los pagos entre generadores. Sin embargo, muchos contratos a clientes libres contemplan cláusulas en que los clientes pagan al suministrador por los compromisos del suministrador en las transferencias. Además, se han agregado opciones tarifarias que ligan los pagos de los clientes a la demanda que paga la distribuidora a sus suministradores.

El “Estudio análisis y determinación de horario de punta en el Sistema Eléctrico Nacional” (Narvik, 2018) concluyó “que no existe una definición explícita del concepto “horas de punta” ni en la LGSE ni en sus Reglamentos y normativa complementaria” y que además existía una falta de coherencia entre los mercados de transferencia y los cobros a clientes finales. Sin embargo, estas conclusiones son previas a los últimos cambios al reglamento de transferencias de potencia, del año 2024, donde

se emplea el concepto de “periodo de control de punta”, que también se repite en los decretos de precios de nudo de corto plazo, y se han modificado, además, artículos de los cálculos de la potencia de suficiencia de cada unidad. En el estudio, se considera que no debe existir una definición de horas de punta, sino que debe hacerse según el concepto más general de “periodo de control de punta”. De esta forma, en el futuro podría emplearse cualquier periodo de tiempo para controlar la punta, desde ciertas horas del día en algunos meses del año hasta meses o años completos.

2.1.4.1 Decreto 86 de 2012, Aprueba reglamento para la fijación de precios de nudo, del Ministerio de Energía (“DS 86/2012”)⁴

Este decreto establece las disposiciones relativas a los cálculos de los precios de nudo de potencia, las atribuciones e informes de la Comisión y los decretos que debe dictar el Ministerio.

El DS 86/2012 distingue dos niveles tarifarios:

1. **Precios de nudo a nivel generación-transporte**, compuestos por energía y potencia de punta, y,
2. **Precios a nivel de distribución** que añaden los cargos de red correspondientes.

Sobre esta base, el texto desarrolla tres bloques normativos interrelacionados: el cálculo semestral de los Precios de Nudo de Corto Plazo, la definición de Precios de Nudo de Largo Plazo y sus valores máximos para las licitaciones de suministro, y la metodología para obtener el Precio de Nudo Promedio que las distribuidoras trasladan a sus clientes regulados.

El Reglamento encarga a la CNE la elaboración de informes técnicos preliminares y definitivos que, dos veces al año, consideran la proyección demanda, los costos de combustibles y programa de obras, y calculan los precios resultantes. Con estos antecedentes, el Ministerio de Energía debe dictar decretos semestrales: uno que fija los precios de nudo de corto plazo —incluyendo fórmulas de indexación y valores máximos para licitaciones— y otro que publica los precios de nudo promedio aplicables a los clientes regulados.

2.1.4.2 Decreto 62 de 2006, Aprueba reglamento de transferencias de potencia establecidas en la ley general de servicios eléctricos, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción (“DS 62/2006” o “Reglamento de Potencia”)

El DS 62/2006 define a los “Participantes del Balance de Potencia” —propietarios u operadores de centrales y sistemas de almacenamiento de energía en operación— y establece que su aporte de potencia de suficiencia debe cubrir los compromisos de demanda de punta propios; los excedentes o déficits se liquidan al precio de nudo de corto plazo de la potencia (PNCP).

El Coordinador Eléctrico Nacional (“CEN” o “Coordinador”) realiza cada año un cálculo preliminar y uno definitivo del balance de inyecciones y retiros de potencia, comunica los pagos correspondientes

⁴ El referido Reglamento de Precio de Nudo debe ser actualizado por el Ministerio de Energía, por cuanto muchas de sus normas se encuentran superadas por importantes modificaciones legales, entre otras, la Ley N° 20.936 del año 2016. Sin perjuicio de lo anterior, la referencia a los niveles tarifarios existentes y a los procedimientos de cálculo para la determinación de los Precios de Nudo de Corto Plazo y los Precios de Nudo de Largo Plazo se mantienen vigentes. Disponible en: <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1050337>

y practica reliquidaciones sin interrumpir la cadena de pagos. Para ello lleva un registro horario de los retiros de cada cliente y determina el retiro de potencia de cada participante del balance, garantizando que toda la demanda de punta esté respaldada por capacidad remunerada.

Para efectos del presente estudio es indispensable analizar el nuevo artículo 63° bis introducido por el DS 70/2023 del Ministerio de Energía que modifica el Reglamento de Potencia el que establece la obligación de la CNE de realizar un informe técnico de periodo de control de punta al menos cada 4 años, el que podrá basarse en estudio contratado por la propia Comisión. La señalada disposición reglamentaria indica:

“La Comisión deberá determinar los periodos de control de punta en el informe técnico definitivo a que hace referencia el artículo 169º de la ley. Para tal efecto, la Comisión deberá determinar aquel periodo acotado dentro del año que permita entregar una señal para control de punta de los clientes del Sistema Eléctrico Nacional.

Para lo dispuesto en el inciso precedente, la Comisión deberá realizar un informe técnico de periodo de control de punta, a más tardar cada cuatro años, el cual contendrá, en particular, la metodología utilizada para su determinación. Dicho informe deberá ser realizado sobre la base de un estudio, el cual podrá ser contratado por la Comisión conforme a las disposiciones legales, reglamentarias y administrativas vigentes.

La Comisión notificará a los interesados y publicará en su sitio web el informe técnico de periodo de control de punta. Los interesados podrán enviar sus observaciones a dicho informe a la Comisión en un plazo no superior a 30 días corridos, contados desde la publicación del referido informe, respecto de las cuales la Comisión podrá aceptar o rechazar fundadamente, en un plazo no superior a 90 días corridos, publicando el informe técnico final respectivo.

La Comisión en el informe técnico definitivo a que hace referencia el artículo 169º de la ley, asociado al decreto cuya vigencia se inicia durante el segundo semestre de cada año, deberá determinar los periodos de control de punta para los decretos cuya vigencia se inicie el año siguiente, basado en los resultados del informe técnico final a que hace referencia el inciso anterior. Adicionalmente, en el informe técnico definitivo a que hace referencia el artículo 169º de la ley, asociado al decreto cuya vigencia inicia durante el primer semestre del siguiente año, la Comisión podrá modificar, fundadamente, los periodos de control de punta, cuando se produzcan cambios relevantes en las condiciones previstas en el informe técnico definitivo a que hace referencia el artículo 169º de la ley, asociado al decreto cuya vigencia se inició durante el segundo semestre del año anterior.

A partir del informe técnico definitivo a que hace referencia el artículo 169º de la ley, los periodos de control de punta serán fijados por el Ministerio de Energía en el decreto a que hace referencia el artículo 171º de la ley.”.

2.1.4.3 Decreto 106 de 2015, Aprueba reglamento sobre licitaciones de suministro de energía para satisfacer el consumo de los clientes regulados de las empresas concesionarias del servicio público de distribución de energía eléctrica y deroga el decreto supremo N° 4, de 2008, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, del Ministerio de Energía (“DS 106/2015” o “Reglamento de Licitaciones”)⁵

El DS 106/2015 regula los procesos de licitación mediante los cuales las empresas concesionarias de distribución contratan el suministro que respalda la demanda de sus clientes regulados. Una vez adjudicada cada licitación, la distribuidora debe firmar un contrato tipo con el generador adjudicatario; dicho documento fija los derechos y obligaciones de ambas partes y queda sometido a la supervisión de la Comisión Nacional de Energía. El suministro licitado corresponde a la energía y potencia activa requeridas por las concesionarias del servicio de distribución para abastecer la demanda de sus clientes regulados durante un periodo determinado. El precio que la distribuidora paga por la energía corresponde a la oferta ganadora en el Punto de Oferta debidamente indexado y multiplicado por la razón entre el factor de modulación de energía en el Punto de Compra y el factor de modulación de energía en el Punto de Venta. Los factores de modulación se encuentran definidos en el Decreto de Precios de Nudo de Corto Plazo vigente a la fecha de facturación.

En materia de pagos, el decreto establece que los suministradores facturarán mensualmente:

- i. **Energía efectivamente consumida**, en cada punto de compra a prorrata de la energía total anual;
- ii. **Potencia** según el régimen de demanda máxima leída para el periodo de facturación correspondiente, a prorrata de la energía activa mensual facturada por cada Contrato en dicho mes;
- iii. **Energía reactiva**, distribuida proporcionalmente a la energía activa y luego transferida a los prestadores de servicios complementarios relacionados con el control de tensión; y
- iv. **Cargos por uso del sistema de transmisión** troncal, sistemas de subtransmisión y sistemas de transmisión adicionales, dichos cargos se incluyen desglosados en la facturación mensual de suministro.

El articulado obliga además a las concesionarias de distribución a llevar un control de los montos de suministro facturados, prevé reliquidaciones y permite transferir excedentes entre distribuidoras, asegurando así que los pagos reflejen con transparencia los costos reales del suministro.

2.1.4.4 Decreto 1T de 2025, Fija precios de nudo para suministros de electricidad, del Ministerio de Energía (“DS 1T/2025”)⁶

El DS 1T/2025 del Ministerio de Energía, que fija los precios de nudo de corto plazo para el periodo abril 2025-septiembre 2025, determina expresamente que las horas de punta en el Sistema Eléctrico Nacional serán las comprendidas entre las 18:00 y 22:00 horas de lunes a viernes (se excluyen sábados, domingos y festivos) durante los meses de abril a septiembre. Todas las demás horas del año se clasifican como horas fuera de punta.

⁵ Disponible en: <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1091664>

⁶ Disponible en: <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1212552>

2.1.4.5 Decreto 5T de 2024, fija fórmulas tarifarias aplicables a los suministros sujetos a precios regulados que se señalan, efectuados por las empresas concesionarias de distribución que se indican, del Ministerio de Energía (“DS 5T/2024” o “VAD”)⁷

El DS 5T/2024 fija las fórmulas tarifarias que las distribuidoras deben aplicar a los clientes regulados durante el cuatrienio noviembre 2020 – noviembre 2024. A nivel de distribución, cada tarifa se subdivide en al menos cinco componentes:

- i. El **cargo fijo mensual** (CFM) sectorizado para cada cliente;
- ii. los **precios de nudo de energía** (Pe) y **potencia** (Pp) en el punto de conexión;
- iii. El **cargo por uso del sistema de transmisión** (CTX), que traslada el costo de las redes transmisión nacionales, zonales y dedicadas utilizadas por los usuarios regulados;
- iv. El **cargo por servicio público** (CSP) destinado a financiar el presupuesto del CEN, el presupuesto del panel de expertos y el estudio de franja; y
- v. El **Valor Agregado de Distribución** (CDAT/CDBT), que refleja los costos de distribución sectorizados de las redes de alta y baja tensión de cada concesionaria.

Además, el artículo primero declara que el decreto “fija, para el cuatrienio 2020-2024, las fórmulas tarifarias aplicables” y, conforme al artículo 187° de la LGSE, permanecerán vigentes hasta la próxima fijación normal de tarifas, garantizando así la estabilidad de los pagos que las distribuidoras deben realizar a sus suministradores, los cuales luego se trasladan a los usuarios finales.

2.1.4.6 Resolución Exenta N°399 de 2024, Aprueba Informe Técnico Definitivo, de julio de 2024, para la Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo del Sistema Eléctrico Nacional, de la Comisión Nacional de Energía⁸

Esta resolución, establece la definición de las horas de punta para su aplicación en los siguientes semestres, de acuerdo con las exigencias del DS 62/2006 se establece que:

“[...] se entenderá por horas de punta para los subsistemas Centro Norte y Sur definidos en el punto 3.3 del presente informe, el periodo del día comprendido entre las 18:00 y las 22:00 horas durante los meses de abril, mayo, junio, julio, agosto y septiembre, exceptuándose los días sábados, domingos y festivos de dichos meses. El resto de las horas del año serán horas fuera de punta en dichos subsistemas.”

2.1.4.7 Resolución Exenta N° 54 de 2016, Apruébese “Norma Técnica de Transferencias de Potencia entre Empresas Generadoras” a que hace referencia el Decreto N°62 de 2006, de la Comisión Nacional de Energía⁹

La Norma Técnica de Transferencias de Potencia entre Empresas Generadoras fija las exigencias, procedimientos y metodologías para calcular las transferencias de potencia entre las empresas

⁷ Disponible en: <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?i=1204074>

⁸ Disponible en: https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2024/08/Res.Exta._N399-que-aprueba-ITD-PNCP-Julio-2024-con-informe.pdf

⁹ Disponible en: <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?i=1087365>

generadoras conectadas al SEN, conforme al Decreto Supremo N°62/2006. La NT menciona que las exigencias establecidas se aplicarán a las empresas generadoras y al CDEC respectivo a cada sistema eléctrico (actualmente el CEN).

La última versión de la norma técnica es del año 2016, por lo que no está actualizada a los últimos cambios reglamentarios.

En el Anexo 1: Normas en materias de potencia establecidas en reglamentos, normas técnicas y decretos tarifarios se detalla una tabla que presenta un extracto de las principales disposiciones analizadas en la presente sección, contenidas en los reglamentos, Norma Técnica y decretos tarifarios referidos.

2.2 Limitaciones normativas a la facultad de la CNE para determinar el periodo de control de punta

Del marco regulatorio tenido a la vista, en particular de lo dispuesto en el artículo 63° bis del DS 62/2006 es posible señalar lo siguiente:

- La CNE es la entidad encargada de determinar el periodo de control de punta el que se fija en los decretos de PNCP dictados por el Ministerio de Energía previo informe técnico de la Comisión.
- El periodo acotado dentro del año respecto del que la CNE debe determinar el control de punta corresponde a una fecha de inicio y otra fecha de término en el periodo abril de un año a marzo del año siguiente.
- La CNE a más tardar cada 4 años debe realizar un informe técnico del periodo de control de punta el que contendrá la metodología utilizada para su determinación. No existe ninguna restricción en cuanto a la metodología para identificar las horas de punta, es decir, tiene libertad para elegir entre enfoques determinísticos (e.g. bloques fijos), ex post (e.g. 100 horas de menor reserva), o probabilísticos (e.g. horas con mayor LOLP). Sin perjuicio de lo anterior, la propuesta debe basarse en criterios técnicos objetivos y debe ser fundamentada y replicable. La Comisión puede fundamentar su propuesta en modelos propios, criterios de seguridad, riesgo o eficiencia económica.
- Debe cumplir los objetivos del DS 62/2006, en cuanto a que el periodo que se defina debe representar las condiciones de máxima exigencia del sistema lo que debe encontrarse alineado con el objetivo del mecanismo de suficiencia, es decir, que se asegure el abastecimiento en horas críticas.
- A su vez, se deben considerar los cambios tecnológicos y regulatorios, como la incorporación de los sistemas de almacenamiento como parte del esquema de suficiencia¹⁰, lo que podría modificar la forma en que se identifican las horas de mayor riesgo del sistema

¹⁰ Exigencia introducida por el DS 70/2023.

- El informe técnico señalado en el punto anterior debe ser sobre la base de un estudio y dicho estudio puede ser contratado por la CNE.
- El informe técnico con la metodología para determinar el control de punta se debe notificar a los interesados y publicar en el sitio web de la CNE. El plazo para las observaciones es de 30 días corridos y el plazo de respuesta de la CNE es de 90 días corridos.
- El informe técnico (para la elaboración del decreto de PNCP) que debe emitir la CNE el 31 de julio de cada año (que queda contenido en el decreto cuya vigencia corresponde al período 1° octubre – 31 marzo año siguiente) debe determinar los periodos de control de punta que deben regir en el decreto de PNCP con inicio de vigencia 1° abril – 30 septiembre (ambos del año siguiente).
- En el informe técnico que debe emitir la CNE el 31 de enero de cada año (que queda contenido en el decreto cuya vigencia corresponde al período 1° abril – 30 septiembre del mismo año) ésta podrá modificar, fundadamente, los periodos de control de punta, determinados en el informe técnico del 31 de julio anterior, cuando se produzcan cambios relevantes en las condiciones previstas en dicho informe).

2.2.1 Respetto de la facultad para establecer múltiples periodos de punta segmentados por área geográfica en el SEN

El artículo 63 bis del Decreto 62 inicia señalando que la Comisión deberá determinar los periodos de control de punta en el informe técnico definitivo a que hace referencia el artículo 169° de la ley.

Como se aprecia, la redacción habla en plural de los periodos de control de punta, lo que puede interpretarse de dos formas.

- i. En una escala temporal, entendiendo que se pueden definir varios periodos de control de punta en el año.
- ii. En una escala espacial, entendiendo que se pueden definir varios periodos de control de punta según la ubicación geográfica de los clientes.

Sin embargo, la segunda parte del primer párrafo acota las opciones que la Comisión tiene disponible, ya que la redacción se torna en singular y obliga a la Comisión a determinar aquel periodo acotado dentro del año (es decir, un único período), pero además dispone que se debe entregar una señal para control de punta de los clientes del Sistema Eléctrico Nacional (es decir, una señal que abarque a todos los clientes del sistema).

Como la redacción del artículo debe cumplirse de forma copulativa, sólo un período para todos los clientes queda como opción disponible para la Comisión.

2.2.1.1 Algunos aspectos tarifarios de considerarse múltiples períodos de punta en el SEN

La elaboración de las distintas fórmulas tarifarias de las empresas distribuidoras requeriría considerar los períodos de punta de las zonas abastecidas. Esto generaría un incremento en los parámetros de cada distribuidora, debiendo distinguir la zona de abastecimiento.

Lo anterior podría requerir que la empresa de referencia usada para un área típica deba dividirse según la zona abastecida.

El chequeo de la rentabilidad media de las empresas distribuidoras también debería considerar las distintas zonas y sus respectivos períodos de control de punta. Se debe observar que la existencia de este chequeo diluiría, al menos entre los clientes regulados, los beneficios buscados con distintos períodos de control de punta.

Así como los balances de transferencias de potencia se deben hacer por cada subsistema del sistema eléctrico, se deberían hacer balances por cada área de control de punta. Por lo mismo, los precios de nudo de potencia deberían calcularse por cada área. En este caso se debería regular, antes de la implementación de múltiples períodos de control de punta, la forma en que se deberían tratar las “exportaciones e importaciones” de potencia entre áreas, ya que por el carácter interconectado del SEN la demanda de punta de un área podría ser suministrada con centrales de otras áreas del SEN. Incluso podría darse que la potencia de punta de un área sea suministrada por centrales de otra área que no esté en horas de punta.

Se debe considerar que, aunque las horas de luz solar difieren entre el norte, centro y sur del país, el huso horario es el mismo en todo el SEN, por lo que las jornadas laborales son similares y las demandas máximas están alineadas a los mismos horarios. Esto podría reducir las ventajas de distintos períodos de control de punta.

2.2.1.2 [Análisis de establecer períodos de punta diferenciados en los subsistemas de potencia existentes](#)

Actualmente, el sistema eléctrico reconoce dos subsistemas de potencia: el subsistema centro norte (desde la subestación Parinacota 220 kV hasta el norte de la subestación Ciruelos 220 kV) y el subsistema sur (desde la subestación Ciruelos 220 kV y Chiloé 220 kV, ambas incluidas). En ese contexto, la eventual definición de periodos de control de punta diferenciados por zona o subsistema no debería basarse únicamente en diferencias geográficas, sino en una evaluación técnica de suficiencia que permita identificar en qué meses y horas cada subsistema enfrenta mayores riesgos de déficit. Es decir, la diferenciación solo tendría sentido si la señal horaria a la demanda permite reducir efectivamente las condiciones de estrechez del sistema y, por lo tanto, aporta valor sistémico.

Para ello, no basta con analizar el comportamiento de la demanda agregada o los resultados de suficiencia por zona. También es necesario evaluar la capacidad real de respuesta de los clientes ubicados en cada subsistema. En particular, debe distinguirse entre clientes libres y clientes regulados, ya que los primeros suelen tener mayor capacidad de gestión de demanda, ya sea por tamaño, nivel de información, equipamiento o posibilidades de modificar sus procesos productivos. En cambio, los clientes regulados tienen una capacidad de reacción más limitada, especialmente aquellos sujetos a tarifas que no entregan una señal directa asociada al periodo de control de punta.

Este punto es especialmente relevante en el caso de la tarifa BT1, que representa una proporción significativa de la energía regulada y que no recibe directamente la señal del periodo de control de punta. A su vez, el resto de las tarifas reguladas que sí enfrentan alguna señal horaria corresponden, en general, a clientes de menor tamaño, cuya capacidad de modificar consumos puede ser bastante inferior a la de un cliente libre. Por lo mismo, desde una perspectiva sistémica, no basta con definir

un periodo de punta diferenciado si la demanda expuesta a dicha señal no tiene capacidad efectiva de respuesta. En un caso extremo, si un subsistema estuviera compuesto únicamente por clientes regulados BT1, la señal a la demanda sería prácticamente inexistente y, por tanto, la diferenciación del periodo de punta no generaría una utilidad relevante para la operación o suficiencia del sistema.

Al observar la composición de los subsistemas actuales, esta diferencia resulta significativa. Según el retiro preliminar de potencia del año 2024, en el subsistema norte-centro un 52% del retiro de potencia corresponde a clientes libres, equivalente a 5.803 MW de un total de 11.062 MW, mientras que el 48% restante corresponde a clientes regulados, con 5.259 MW. En cambio, en el subsistema sur, solo un 17% corresponde a clientes libres, equivalente a 96 MW de un total de 573 MW, mientras que el 83% corresponde a clientes regulados, con 477 MW. Esta diferencia sugiere que una señal de punta diferenciada podría tener impactos muy distintos entre subsistemas, no solo por sus condiciones técnicas, sino también por la composición de la demanda y su capacidad efectiva de respuesta.

En consecuencia, la diferenciación de los periodos de control de punta debe evaluarse, considerando tanto la existencia de problemas de suficiencia local como la efectividad esperada de la señal económica sobre la demanda. Además, debe tenerse presente que se trata de un sistema interconectado, donde los subsistemas de potencia se definen principalmente por restricciones de transmisión que, en principio, podrían ser transitorias o modificarse con futuras obras de expansión. Por ello, establecer periodos diferenciados dentro de un mismo sistema interconectado podría abrir la puerta a que otras zonas con restricciones de transmisión soliciten tratamientos particulares similares, aumentando la complejidad regulatoria y operativa del esquema, perdiéndose la esencia de lo que es un sistema interconectado.

Por lo anterior, una eventual diferenciación debería sustentarse en criterios objetivos, verificables y estables en el tiempo. En particular, sería recomendable evaluar: i) si existen riesgos de suficiencia diferenciados por subsistema; ii) si dichos riesgos se concentran en meses y horas distintas; iii) si la demanda expuesta a la señal tiene capacidad real de modificar su comportamiento; y iv) si los beneficios sistémicos esperados justifican la mayor complejidad regulatoria de establecer periodos de punta diferenciados. Solo bajo esas condiciones la diferenciación podría constituir una medida eficiente y no simplemente una segmentación territorial con bajo impacto práctico.

2.3 Revisión bibliográfica y de otras fuentes

El informe más reciente directamente con la definición de control de punta es el “Estudio análisis y determinación de horario de punta en el Sistema Eléctrico Nacional” realizado por la consultora Narvik en 2018 para la Comisión Nacional de Energía [1]. El informe indicado, presenta el marco regulatorio para el concepto horario de punta, analiza los efectos del horario de punta sobre el comportamiento de la demanda del SEN, realiza una revisión de la experiencia internacional, analiza el comportamiento de grandes clientes libres frente a cambios de señales de control de punta y presenta propuestas de cambios metodológicos y regulatorios para la definición de horas de punta, A continuación, se presentan los principales hallazgos del informe:

- No hay definición legal explícita de “horas de punta” ni “horario de punta” en la LGSE ni sus reglamentos.

- Las demandas máximas del sistema no siempre ocurren en el actual horario tarifario de punta, por ejemplo, aparecen demandas máximas en enero, febrero, marzo y diciembre. Se propone extender el horario de punta vigente (abril–septiembre) para que también incluya **marzo**, llegando a un período de control de aproximadamente **725 horas**.
- Se presenta una distorsión entre el periodo de punta utilizado para determinar la potencia de suficiencia y la demanda de los clientes libres y distribuidoras, lo que implica efectuar ajustes a la demanda de punta de los clientes incrementando artificialmente sus consumos de potencia de punta. Se propone alinear el horario usado en el mercado mayorista (cálculo de potencia de suficiencia y demanda de punta) con el horario aplicado a clientes (tarifas de distribución).
- Se propone determinar la demanda de los clientes libres y distribuidoras como la demanda promedio coincidente con la demanda del sistema utilizada para potencia de suficiencia en las 52 horas de mayor demanda del período de horas de punta definido.
- El corte de punta en clientes libres se puede discriminar de acuerdo a sus potencias máximas:
 - o < 6 MW cortan casi todo;
 - o 6–33 MW cortan hasta ~6 MW;
 - o 33 MW no cortan, por restricciones físicas/ambientales.
- La encuesta realizada a clientes libres mostró que estos clientes efectivamente gestionan su demanda, principalmente con motores diésel, que la viabilidad económica se mantiene incluso con mayor duración de punta, y que existe una disposición heterogénea según sector y tamaño, con límites prácticos en la magnitud del corte posible.

En la siguiente Tabla 1 se sintetiza la revisión de otra literatura académica en temas de operación, planificación y mercados de energía eléctrica realizada, donde no se encontraron lineamientos que orienten la definición de horas de control de punta.

TABLA 1: SÍNTESIS DE LA REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA REALIZADA EN LA MATERIA

Documento	Comentario
Pago por capacidad: análisis frente a nuevas tecnologías de generación y almacenamiento en el sistema eléctrico nacional Memoria para optar al título de ingeniero civil eléctrico Alfred Valentine Barrera Merry. 2022, Universidad de Chile	Hace un análisis de la normativa chilena y experiencia internacional de los mecanismos de pagos por capacidad del sistema eléctrico. Se identifican puntos de mejora del mecanismo actual en el sistema eléctrico y se dan diversas propuestas que se pueden integrar al pago por capacidad actual. Entre las propuestas se analizan las subastas de capacidad y subastas de almacenamiento. En lo referente a las horas de punta, en el documento se hace ver que las demandas máximas en su mayoría se dan fuera del horario de control de punta. Además, hace ver que existe una importante desconexión entre los periodos en que se calcula la potencia de suficiencia de las centrales y potencia de clientes libres, el periodo en donde se obtiene el volumen de capacidad a remunerar (promedio de 52 horas de demanda máxima) y el periodo en que se les cobra la potencia a los clientes regulados (periodo de control de punta).

Documento	Comentario
ACER - Security of EU electricity supply in 2021: Report on Member States approaches to assess and ensure adequacy. Octubre 2022.	El documento hace un reporte de la seguridad del suministro de energía eléctrica en la Unión Europea al año 2021. Entre otros aspectos, el documento resume los mecanismos de capacidad existentes en los estados miembros, tales como reservas estratégicas, pagos por capacidad focalizados, comprador central de mercado y obligaciones de capacidad descentralizadas. También se resume si existen subastas, plazo de entrega de los servicios, frecuencia de subastas y la forma de recuperar los costos, entre otros. Sin embargo, el documento no se refiere a las horas de punta usadas en los países.
Wood et al. (2013) - Power generation, operation, and control. Wiley	Libro académico dirigido a alumnos de curso generación eléctrica, operación y control. El libro toca temas de características de la generación, despacho económico, optimización de la operación y planificación, entre otros. Sin embargo, el libro no aborda temas relacionados con la definición de las horas de punta o remuneración de la capacidad.

2.4 Revisión de la Regulación Internacional

En diversos sistemas eléctricos, especialmente aquellos con alta penetración de energías renovables, se han desarrollado mecanismos para identificar las horas críticas en las que el sistema está bajo mayor estrés. Estas horas críticas (puntas de carga o de escasez) sirven para definir señales económicas hacia la demanda: por ejemplo, cobrar a los clientes una componente de potencia o capacidad basado en su consumo durante esas horas. El objetivo es enviar una señal de precio que incentive la reducción de consumo en momentos de mayor riesgo para la seguridad del suministro.

A continuación, se presenta una revisión internacional con énfasis en sistemas de alta penetración renovable (California – CAISO, Australia – AEMO, España), describiendo cómo determinan sus horas críticas, seguido de propuestas metodológicas de distinto nivel de complejidad para implementar un esquema similar.

2.4.1 California (CAISO)

California opera con una elevada penetración solar, lo que ha desplazado las horas críticas desde la tarde hacia el atardecer, coincidente a la caída de la producción fotovoltaica. Tradicionalmente, el *peak* de carga bruta ocurría a media tarde, pero ahora el *peak* de carga neta (demanda, descontada de renovables) se presenta cerca de la puesta del sol y representa el momento más exigente para el sistema. De hecho, durante eventos de calor extremo en verano, el momento crítico para el operador es la tarde-noche, cuando la demanda sigue alta pero la generación solar declina.

En cuanto a mecanismos formales para el control de punta, CAISO no posee un cargo por capacidad basado en horas de punta al estilo de otros mercados (California no tiene un mercado de capacidad tradicional como PJM). En su lugar, la *Resource Adequacy* (RA) regulada por la CPUC exige a las empresas eléctricas contar con capacidad firme suficiente para cubrir la demanda máxima prevista más un margen de reserva (~15%), incluyendo capacidad disponible en las horas de *peak* neto del sistema. Este es un proceso ex-ante (se planifica con anticipación anual/estacional) y de carácter determinístico, basado en proyecciones de demanda y generación renovable. La RA históricamente

se calculaba sobre la demanda bruta máxima, pero en los últimos años se ha ajustado para asegurar recursos durante las horas de *peak* neto al atardecer, dado que ahí se concentra el riesgo.

En esencia, California ha pasado de fijarse solo en la demanda bruta a prestar atención a la demanda neta de renovables, aunque sigue usando metodologías deterministas (*peaks* previstos bajo escenarios de *peak* meteorológicos, por ejemplo). Adicionalmente, a nivel de clientes, las compañías californianas utilizan esquemas voluntarios de *Critical Peak Pricing* (CPP) o precios punta críticos¹¹. Bajo estos programas, el operador declara con un día de antelación ciertas jornadas como “eventos críticos” en verano (por pronóstico de alta demanda, precios elevados o reserva estrecha) en las que el precio de la electricidad se dispara por unas horas (horas *peak*), mientras que el resto del año la tarifa es más baja. Típicamente se limitan a 15–20 eventos críticos por año, de 4 horas de duración cada uno, avisando a los clientes el día previo. Este esquema ex-ante determinístico (activado por umbrales de pronóstico) ha demostrado reducir la carga en horas punta, enviando una señal económica fuerte para que los usuarios reduzcan consumo en esas pocas horas más costosas. Si bien el CPP está enfocado en el corto plazo (gestión de demanda diaria), complementa la RA al aliviar *peaks* reales.

California se enfoca en la demanda neta para identificar horas críticas (atardecidos de alta demanda residual), considera márgenes de reserva en la planificación (RA), define horas de riesgo principalmente ex-ante (por pronósticos estacionales o activaciones del día anterior), y emplea enfoques deterministas (*peaks* históricos, escenarios de calor extremo) más que estocásticos. La señal económica hacia la demanda proviene indirectamente de la RA (mediante costos de capacidad incorporados en tarifas) y directamente de programas CPP en ciertos casos.

2.4.2 Australia (AEMO)

Australia presenta dos realidades regulatorias: el **Mercado Nacional de Electricidad** (NEM) en la costa este, sin un mercado de capacidad explícito, y el **mercado del oeste** (WEM en Australia Occidental) que sí tiene un mecanismo de capacidad. En ambos casos la penetración renovable (solar fotovoltaica distribuida, eólica, etc.) es alta, provocando desafíos en la identificación de horas críticas.

En el NEM (AEMO región oriental) no se cobra un cargo de capacidad específico a los clientes por horas punta; la fiabilidad se gestiona mediante un mercado de energía con precios mayoristas que pueden subir hasta el precio tope (muy elevado) en situaciones de escasez, lo cual de facto envía una señal a la demanda. AEMO define un estándar de fiabilidad (de máximo el 0,002% de energía no suministrada esperada) y evalúa anualmente la adecuación mediante simulaciones probabilísticas (estocásticas) en el informe *Electricity Statement of Opportunities* (ESOO). Si estas simulaciones anticipan que en algún horizonte futuro podría no cumplirse el estándar (por ejemplo, proyectan déficit en ciertos periodos como verano tarde-noche), se activa el *Retailer Reliability Obligation* (RRO): un mecanismo ex-ante por el cual se identifican las ventanas temporales de posible escasez (por ejemplo, un trimestre o temporada específica) y se obliga a las comercializadoras a contratar suficiente capacidad para cubrir sus cargas en esos periodos. Este es un enfoque mixto: utiliza análisis estocástico para pronosticar dónde estarán las horas o días de riesgo en el futuro, pero no fija con precisión cuáles horas específicas serán críticas, sino periodos amplios (ej. tardes de verano de cierto

¹¹ Fields, S. (2023, 6 de diciembre). Critical peak pricing: What you need to know. EnergySage. Disponible en: <https://www.energysage.com/electricity/critical-peak-pricing-overview/>

año). A la hora operativa, AEMO maneja alertas de baja reserva (LOR) de manera determinista: si la reserva operativa pronosticada cae por debajo de umbrales definidos, declara estados LOR y puede recurrir a recursos de emergencia. En resumen, en el NEM las horas críticas no se predefinen ni se asignan ex-post para cargo fijo a clientes, sino que la señal de escasez llega vía precios spot altos y obligaciones de contratación; la identificación de riesgo es mayormente ex-ante (por simulación) y considera la variabilidad renovable y forzada (estocástico).

En el WEM (AEMO región occidental), con un mercado de capacidad establecido, sí existe un mecanismo explícito para asignar costos de capacidad a los consumidores en función de su consumo en horas punta. El operador identifica cada año las 12 “*Peak Trading Intervals*” (intervalos de máxima carga) del sistema (por ejemplo, los 12 intervalos horarios de mayor demanda del año) de forma ex-post. A cada consumidor grande se le calcula un Indicador de Responsabilidad Individual de Reserva (IRCR) basado en su demanda durante esas 12 horas punta – específicamente se usa la mediana de su demanda en esos intervalos. Esto atenúa el impacto de fallar en una o dos horas aisladas (requiere mantener reducción en al menos 6 de las 12 para bajar la mediana). Las 12 horas de *peak* se determinan retrospectivamente una vez finalizado el año (o periodo) y tienden a coincidir con los momentos de mayor demanda del verano australiano.

Dado el auge de la energía solar distribuida en Australia Occidental, el *peak* de demanda del sistema suele darse al final de la tarde (cuando la demanda sigue alta pero la generación solar distribuida cae), similar al caso de California. De hecho, el WEM reconoce que la proliferación de PV detrás del medidor reduce la demanda diurna y está trasladando la tensión a rampas vespertinas, por lo que se está evaluando incorporar también señales por contribución a rampas de subida, no solo a *peaks* estáticos. Actualmente, el IRCR del WEM no incorpora explícitamente margen de reserva, sino que asigna proporcionalmente el requerimiento de capacidad entre consumidores según su carga en *peaks* observados (en cierto modo, presume que los *peaks* de demanda reflejan las condiciones de menor reserva). El método es determinista y ex-post: identifica las horas concretas a posteriori (las mayores demandas medidas) y no utiliza simulaciones probabilísticas en esa selección. La señal económica para los usuarios es directa y fuerte: si reducen su consumo durante los *peaks* del sistema, baja su responsabilidad de pago de capacidad. Esto ha motivado respuestas de demanda (generadores in situ, baterías o ajuste de producción) para “recortar” consumo en potenciales horas punta. Cabe notar que, a diferencia del NEM, este esquema del WEM se parece al de otros mercados de capacidad internacionales (descrito más abajo: PJM), pero adaptado a su contexto de alta solar.

En Australia el NEM (mercado oriental) no usa una métrica simple de horas punta para cargos a clientes, sino precios spot y obligaciones de fiabilidad; allí la identificación de riesgo es ex-ante mediante análisis estocástico (LOLE/USE) considerando plenamente la variabilidad renovable y contingencias. En el WEM (Australia Occidental), sí se utiliza un esquema de horas punta deterministas ex-post (12 intervalos *peak* anuales) basado en demanda bruta observada, sin ajuste explícito por reserva (aunque en la práctica reflejan momentos de menor reserva), para asignar costos de capacidad. En ambos casos, la creciente penetración renovable está cambiando las horas de estrés hacia el atardecer (*peaks* de demanda neta o rampas), impulsando la evolución de estos mecanismos.

2.4.3 España (REE)¹²

España posee una elevada participación renovable (especialmente eólica y solar fotovoltaica) en su mix, pero su esquema de tarifas eléctricas y pagos por capacidad ha sido tradicionalmente más estático y administrativo en comparación con los mercados anglosajones. En el régimen vigente desde 2021 para consumidores regulados (PVPC) y peajes de acceso, se definieron periodos horarios fijos de energía y potencia. En particular, los consumidores tienen contratada una potencia en dos periodos: punta y valle. La potencia punta abarca aproximadamente las horas del día de mayor demanda (por ejemplo, de 8:00 a 24:00 en días laborables), y la potencia valle cubre las horas nocturnas y fines de semana. El término de potencia (un cargo fijo por kW contratado) se cobra a distintas tarifas según el periodo: el precio por kW contratado en horario punta es muy superior al de valle (del orden de 0,073782 €/kW/día en punta vs 0,001911 €/kW/ día en valle, según peajes 2021, una diferencia de casi 40 veces). Esto incentiva a los usuarios a no sobredimensionar su demanda máxima en horas punta (incluso pueden contratar menos kW en punta que en valle para ahorrar, gestionando su carga). Es importante mencionar, que estas horas punta/valle se definen ex-ante por regulación y son las mismas todos los días de ciertos periodos (no dependen de condiciones del sistema en tiempo real ni de años específicos). Por ejemplo, en la tarifa doméstica 2.0TD: punta de 10h-14h y 18h-22h entre semana, valle de noche y fines de semana, con periodos llanos intermedios para energía; para potencia, dos periodos (punta todo el día laboral, valle noches/festivos).

Bajo este esquema, España emplea la demanda bruta y supuestos de uso horario, sin ajustar por la variabilidad instantánea de renovables ni por margen de reserva en tiempo real. La selección de las horas punta fue determinística (derivada de análisis de curvas de carga históricas, buscando periodos de máxima demanda general) y ex-ante, fijada por normativa; no se recalcula cada año ex-post en función de qué ocurrió realmente, ni se hace mediante modelos probabilísticos. La señal económica resultante es moderada en precisión: si bien cobrar mucha más potencia en 8h-24h laborales concentra el incentivo en horas de posible alta demanda, incluye un bloque muy amplio de horas (16 horas diarias) donde no todas son igual de críticas para el sistema. No se distinguen, por ejemplo, días muy extremos de días templados dentro de ese rango; por lo tanto, la señal a la reducción de consumo es general en todo el periodo punta, que puede considerarse una aproximación gruesa de las horas críticas reales.

A nivel mayorista, España ha contado con pagos por capacidad a generación financiados vía cargos, pero esos costos se socializaban sin un mecanismo explícito de “horas críticas” como en otros países. La reforma de tarifas de 2021 buscó al menos reflejar la estacionalidad y horaria en los peajes, pero sigue siendo un enfoque sencillo determinista. En adelante, con aún mayor penetración renovable y escenarios de *peaks* de demanda neta variables (por ejemplo, tardes de invierno con baja solar pero alta demanda de calefacción, etc.), es posible que España explore señales más dinámicas o relacionadas con escasez real. Sin embargo, al 2025, el enfoque sigue siendo: demanda bruta, sin margen de reserva explícito en la fórmula, horas punta definidas ex-ante fijo, metodología determinista de *time-of-use*.

¹² Repsol. (n.d.). Tarifa luz con discriminación horaria. Repsol. Recuperado el 23 de julio de 2025. Disponible en: <https://www.repsol.es/particulares/hogar/luz-y-gas/tarifas/tarifa-discriminacion-horaria/>

2.4.4 PJM (EE. UU.)

Varios mercados en Estados Unidos asignan los costos de capacidad en función de la contribución de cada cliente a los peaks anuales. PJM, que coordina parte de la costa este de EE.UU. utiliza el método 5 *Coincident Peaks* (5CP)¹³, donde se identifica las 5 horas de mayor demanda anual del sistema (en verano) de forma ex-post, y se calcula el promedio de la demanda de cada usuario en esas 5 horas.

Ese valor llamado *coincident peak load*, determina la porción de costos de capacidad que paga cada usuario. Es un esquema ex-post, determinista (top 5 demandas brutas) y sin considerar directamente margen de reserva (solo demanda). De forma similar ERCOT (Texas) tiene un método con los 4 *peaks* mensuales de verano (4CP). Estos mecanismos proveen una señal fuerte, pero requieren que los clientes pronostiquen cuándo ocurrirán esas horas de *peak* para poder responder (no se anuncian ex-ante).

2.4.5 Reino Unido (National Grid)¹⁴

Reino Unido históricamente usó el sistema de Triad, consistente en las 3 medias horas de máxima carga invernal (noviembre–febrero), no consecutivas, identificadas ex-post. Los consumidores pagaban según su carga promedio en esas tres media horas punta, lo que incentivó fuertemente la respuesta de algunos consumidores (algunos grandes consumidores reducían casi totalmente su demanda durante posibles *peaks* invernales). Era un método determinista, ex-post, con demanda bruta. Sin embargo, en 2023 el Reino Unido eliminó las Triads en favor de cargos fijos (arguyendo que ciertos clientes evitaban pagar pese a usar la red el resto del tiempo).

2.4.6 México (CENACE)

Con la reforma eléctrica de 2014, México implementó un Mercado de Balance de Potencia (MBP) para asegurar suficiencia de capacidad. Para determinar las responsabilidades de potencia, inicialmente (2017-2018) usaron las 100 horas de mayor demanda bruta del año como horas críticas¹⁵. Sin embargo, a partir de 2019 modificaron el criterio para reflejar mejor las condiciones de estrés del sistema con renovables, de las 100 horas críticas pasaron a considerar las 100 horas con menor reserva de generación en el año. Es decir, en lugar de tomar simplemente la carga máxima, ahora identifican aquellas horas donde la diferencia entre oferta disponible y demanda fue más exigua (pudiendo producirse por alta demanda, baja producción renovable o salidas de unidades).

Este cambio hacia considerar la reserva operacional equivale a usar demanda neta o condiciones de escasez real en vez de solo demanda bruta. El proceso es ex-post determinista (una vez cerrado el año, se analizan los datos horarios y se seleccionan las 100 peores horas de margen). El operador ha observado que típicamente esas horas críticas ocurren en días de calor (mayor demanda por aire acondicionado) a últimas horas de la tarde, cuando baja la generación solar – patrón similar a California. La señal económica del MBP se refleja en que los generadores deben estar disponibles en esas horas para acreditar capacidad, y los suministradores (LSEs) pagan en función de la demanda en

¹³ Le Gay Brereton, F. (2024, 12 de agosto). Co-incident peak demand charges. Gridcog Blog. Disponible en: <https://www.gridcog.com/blog/peak-demand-charges>

¹⁴ Idem

¹⁵ Acclaim Energy México. (2023, 2 de marzo). 100 horas críticas: El reto del Mercado para el Balance de Potencia. LinkedIn. Disponible en: <https://es.linkedin.com/pulse/100-horas-cr%C3%ADticas-el-reto-del-mercado-para-balance-de>

esas horas. Aunque es un mecanismo de mercado de capacidad, ilustra una metodología avanzada que combina demanda neta y margen de reserva, enfocada en verdaderos momentos de estrés.

A continuación, se presenta la Tabla 2 que compara las características de los distintos sistemas analizados.

TABLA 2: RESUMEN DE LAS CARACTERÍSTICAS DE MÉTODOS DE CONTROL DE PUNTA INTERNACIONALES

Sistema	Demanda Considerada	¿Considera Margen de reserva?	Horas críticas definidas	Metodología
California (CAISO)	Demanda neta (<i>peak</i> tarde-noche tras solar)	Sí (en planificación RA se incluye margen de ~15%)	Principalmente ex-ante (horas de riesgo previstas; CPP anuncia eventos día previo)	Determinista (peaks previstos según historial/escenarios)
NEM(AEMO)	Demanda neta operativa (alta solar desplaza <i>peak</i> a la noche)	Sí (estándar de fiabilidad 0.002% USE; RRO obliga a contratar si se proyecta brecha)	Ex-ante (simulaciones identifican periodos futuros de déficit, no horas específicas fijas)	Estocástica (análisis probabilístico LOLE/USE para identificar riesgo)
WEM (AEMO)	Demanda bruta del sistema (<i>peak</i> anual después de sol)	No explícito (usa máximos de demanda como proxy de estrés)	Ex-post (se eligen los 12 intervalos <i>peak</i> del año transcurrido)	Determinista (12 mayores demandas horarias)
España (Peninsular)	Demanda bruta (curva de carga típica)	No (no considera reserva en tiempo real, solo periodos fijos)	Ex-ante fijo (horas punta fijas definidas por BOE, e.g. 8-24h lab.)	Determinista (tarifa por periodos estáticos predefinidos)
Mexico (CENACE)	Demanda neta (efectivamente, al usar reserva mínima)	Sí (horas con menor reserva de generación)	Ex-post (100 horas críticas del año anterior calculadas a posteriori)	Determinista (regla fija: seleccionar horas con menor margen).
Chile	Demanda bruta (curva de duración)	No explícito	Ex-post (se eligen las 52 horas más altas del año anterior)	Determinista

En la Tabla 2 se aprecia que los sistemas con más renovables (California y México recientemente) tienden a usar criterios basados en demanda neta o reserva para definir horas críticas, reflejando que el estrés puede ocurrir no solo producto de la demanda máxima bruta tradicional, sino también, cuando la generación disponible es escasa (por baja de generación renovable o contingencias en cuanto a la salida de unidades de generación). Por otro lado, España y otros sistemas más tradicionales usan aún demanda bruta con horarios fijos, enviando una señal menos precisa. La mayoría de los esquemas *coincident peak* (PJM, WEM, Triad históricamente) funcionan ex-post de forma determinista, mientras que tendencias modernas (NEM/RRO, algunos diseños de mercados de capacidad nuevos) incorporan enfoques ex-ante o incluso estocásticos para anticipar periodos de riesgo.

2.5 Variables que Inciden en el Periodo de Control de Punta

De la revisión internacional, se pueden señalar los siguientes aspectos que se deberían tener en consideración al momento de definir el o los periodos de control de punta.

- a. **Duración diaria.** Esta variable corresponde a la extensión de la franja horaria, corresponde al número de horas continuas dentro del día donde se define el Periodo de Control de Punta. Un bloque demasiado corto puede no capturar con precisión la demanda máxima, debido al fenómeno del traslado de la demanda horaria —especialmente en sistemas con gran penetración de renovables intermitentes—, mientras que un bloque horario demasiado extenso diluye la señal de precio en todo el periodo.
- b. **Horario del Periodo de Control de Punta.** Esta variable corresponde a la localización del bloque horario durante el cual rige el Periodo de Control de Punta dentro del día, debe reflejar el periodo en el que la demanda neta alcanza su máximo o la reserva operativa disminuye a un nivel crítico. Actualmente, se encuentra definido de 18:00 a 22:00 horas. Sin embargo, el desplazamiento de consumo puede modificar este perfil horario.
- c. **Meses del año del periodo de control de punta.** La estacionalidad de la demanda es una variable que influye directamente en el periodo de control de punta, tradicionalmente se define Periodo de Control de Punta durante los meses de invierno por el incremento en el consumo.
- d. **Cantidad de horas críticas al año.** Además de la duración intradiaria, limitar el funcionamiento del Periodo de Control de Punta a días hábiles implica que los usuarios pueden ajustar su consumo de forma predecible por un determinado número de horas al año.
- e. **Historial de consumo del sistema.** Uno de los objetivos de establecer un periodo de control de punta es reducir la demanda máxima del sistema, y con ello, la capacidad de generación de reserva necesaria para suministrarla. Por lo tanto, es conveniente definir el periodo de control de punta en el mismo bloque horario, en el que históricamente se ha producido la mayor demanda del sistema. Sin embargo, así como ha ocurrido en Chile, los precios durante el periodo de punta entregan señales a los usuarios para que realicen ajustes a su nivel de consumo, por lo que, con el tiempo es posible que la demanda máxima se traslade fuera del periodo de punta definido.
- f. **Grado de penetración de medidores con registro horario.** Si no existe una amplia cobertura de medidores inteligentes instalados, no tendría sentido adoptar múltiples bloques horarios con señales de precios específicas en cada uno, ya que los efectos agregados serían reducidos por la poca cantidad de clientes con capacidad de acceder a tarifas dinámicas.
- g. **Voluntad de entregar una señal al consumo de energía.** Si se desea entregar una señal clara para que los clientes reduzcan su consumo, se deberían adoptar periodos amplios y casi permanentes, así el cliente puede planificar su consumo ante las señales de precios fijas en un horario determinado, lo que podría llevar a una reducción en el consumo de energía. En parte, una reacción similar genera, que la potencia firme se asigne a prorrata de la demanda

en la hora de demanda máxima del sistema, con independencia de si ocurre en invierno o verano, o en un bloque horario particular.

- h. **Disponibilidad de energía renovable ligada a radiación solar o a la estación del año.** El periodo de punta podría usarse expresamente para cambiar la punta del sistema hacia horas de mayor disponibilidad de generación, como las de mayor radiación solar y generación eólica o fotovoltaica. Por ejemplo, si se define un periodo de control de punta en horas “oscuras”, se podría incentivar el consumo durante el día y llevar a que la demanda máxima se produzca fuera del periodo de punta. Así también se podrían elegir bloques donde la disponibilidad hídrica sea mínima. En concordancia, el periodo de control de punta debería reformularse hacia un concepto ligado a la disponibilidad de generación y no solo a la demanda máxima. Para esto, debería pasar a ser el bloque horario o estacional en que la capacidad efectiva menos la demanda es mínima, incentivando a que la demanda máxima ocurra fuera de este bloque. Desde la perspectiva de los generadores, la potencia firme debería calcularse y prorratearse según la disponibilidad de las centrales y sistemas de almacenamiento en estas horas de máximo estrés o mínima capacidad, para contribuir a la seguridad del sistema eléctrico.

2.6 Procesos Regulados Afectados por el Periodo de Control de Punta

En la Tabla 3 se muestran los procesos llevados a cabo por el Coordinador, la Comisión u otros agentes, en los cuales el periodo de control de punta tiene algún impacto que se ha identificado.

TABLA 3: PROCESOS REGULADOS AFECTADOS POR EL PERIODO DE CONTROL DE PUNTA

Proceso	Comentario
Fijación de precios de nudo de corto plazo	De acuerdo con lo señalado, anualmente se fijan mediante decreto del Ministerio los periodos de control de punta en la fijación del segundo semestre, previo informe técnico de la Comisión.
Informe técnico de periodo de control de punta	Art. 63 bis DS 62/2006. La Comisión debe realizar un informe técnico de periodo de control de punta, a más tardar cada cuatro años, el cual debe contener, en particular, la metodología utilizada para su determinación. Dicho informe debe ser realizado sobre la base de un estudio, el que puede ser contratado por la Comisión.
Balances de transferencias de potencia – Registro de retiros de potencia.	Art. 64 - 65 DS 62/2006. El Coordinador debe llevar un registro de los retiros de potencia promedio horaria de cada uno de los clientes de los Participantes del Balance de Potencia.
Balances de transferencias de potencia	Art. 66 y siguientes DS 62/2006. El Coordinador debe llevar un registro de los retiros de potencia promedio horaria de cada uno de los clientes de los Participantes del Balance de Potencia. • Cálculo preliminar. • Cálculo definitivo. • Balances mensuales. • Balances anuales.
Valor agregado de	Los estudios tarifarios y cálculos de los valores agregados de distribución

Proceso	Comentario
distribución	requieren de las demandas de potencia de distribución en horas de punta y fuera de punta para el dimensionamiento de las empresas modelo y cálculo de pérdidas medias de potencia.
Fórmulas tarifarias del valor agregado de distribución. Decretos de fórmulas tarifarias y decretos de peajes de distribución.	La Comisión debe estructurar las fórmulas tarifarias del valor agregado de distribución para lo cual emplea las demandas de potencia y periodos de control de punta tanto para especificar las opciones tarifarias, como para determinar los coeficientes, ponderadores y valores unitarios de las fórmulas. Lo anterior tanto para clientes regulados como para clientes libres afectados por peajes en distribución.
Suministro a empresas distribuidoras	La facturación que hacen las empresas generadoras a las empresas distribuidoras por el suministro de la potencia para clientes regulados se hace de acuerdo con las condiciones de aplicación de los decretos de precios de nudo de corto plazo, en particular, las horas de punta.

3 Actividades Objetivo Específico 2: Diseño de una herramienta o modelo para determinar justificadamente la probabilidad de pérdida de carga horaria en el SEN

El Objetivo Específico 2 de las bases de licitación, orientado a elaborar una propuesta metodológica integral para el cálculo de la Loss of Load Probability (LOLP) en el contexto chileno, se descompone en dos tareas principales:

- Fundamentar conceptual y metodológicamente la pertinencia de utilizar métricas probabilísticas en la planificación y operación del sistema eléctrico, en contraste con los enfoques determinísticos actualmente aplicados (actividades b) y c)).
- Diseñar e implementar una herramienta computacional que permita aplicar en la práctica la metodología recomendada, garantizando replicabilidad, trazabilidad y coherencia regulatoria (actividad d)).

Para ello, el desarrollo del contenido del presente objetivo se organiza en capítulos que avanzan desde la definición conceptual y metodológica de la LOLP, pasando por la comparación entre métodos determinísticos y estocásticos, el análisis del uso actual en procesos regulatorios chilenos, y un benchmark internacional de experiencias comparables. Posteriormente, se formula una recomendación metodológica específica para el caso nacional y se presenta la herramienta computacional desarrollada, diseñada para operacionalizar la metodología propuesta.

Con este enfoque, no solo se cumple con los requerimientos establecidos en las bases, sino que además se aporta una base técnica sólida para la evolución de los mecanismos de suficiencia y confiabilidad en el Sistema Eléctrico Nacional, en línea con los desafíos que imponen la alta

penetración renovable, la creciente electrificación y la mayor exposición a fenómenos climáticos extremos.

3.1 Marco Conceptual

Loss of Load Probability (LOLP), o **Probabilidad de Pérdida de Carga**, es un indicador fundamental en la planificación y operación de sistemas eléctricos, que mide la probabilidad de que la demanda exceda la capacidad de generación disponible en un periodo de tiempo determinado [2]. Este concepto surgió a mediados del siglo XX, en un contexto en que la creciente complejidad de los sistemas eléctricos hacía insuficientes los enfoques deterministas tradicionales. A partir de la década de 1950, los ingenieros comenzaron a reconocer la necesidad de métodos probabilísticos para abordar las incertidumbres en la planificación, particularmente asociadas a fallas forzadas de equipos y variabilidad en la demanda.

Los primeros desarrollos formales aparecen en la literatura técnica de los años 1960 y 1970, impulsados por la comunidad del IEEE Power Engineering Society, que promovió tutoriales y cursos pioneros en análisis probabilístico [3]. Posteriormente, los trabajos de Billinton y Allan sistematizaron estas metodologías, convirtiendo la confiabilidad probabilística en un campo académico y aplicado de referencia [2]. Desde entonces, la LOLP se consolidó como un estándar internacional, utilizado tanto por operadores de sistemas como por agencias reguladoras en Norteamérica (NERC), Europa (ENTSO-E) y otras regiones [4], [5].

En términos simples, la LOLP responde a la pregunta: *“¿Cuál es la probabilidad de que no tengamos suficiente electricidad para satisfacer toda la demanda?”*. Esta métrica permite traducir incertidumbres técnicas y operativas en indicadores cuantitativos, fundamentales para definir niveles aceptables de confiabilidad. Así, se convierte en una herramienta clave para determinar cuánta capacidad de generación, almacenamiento o flexibilidad adicional se requiere para mantener un suministro seguro y resiliente [6], [7].

En la actualidad, con la alta penetración de energías renovables variables y la electrificación de sectores como transporte y calefacción, la relevancia de la LOLP es aún mayor. Su capacidad para integrar incertidumbres múltiples —desde variabilidad climática hasta restricciones de transmisión— la posiciona como un elemento central en el diseño de políticas energéticas y en la planificación de inversiones de largo plazo [8], [5].

3.2 Consideraciones Metodológicas

A continuación, se indican de manera esquemática los elementos que debe definir la metodología a utilizar y las opciones disponibles para dichos efectos, tanto en los supuestos de entrada, en la simulación de la operación y en la sensibilidad de las condiciones.

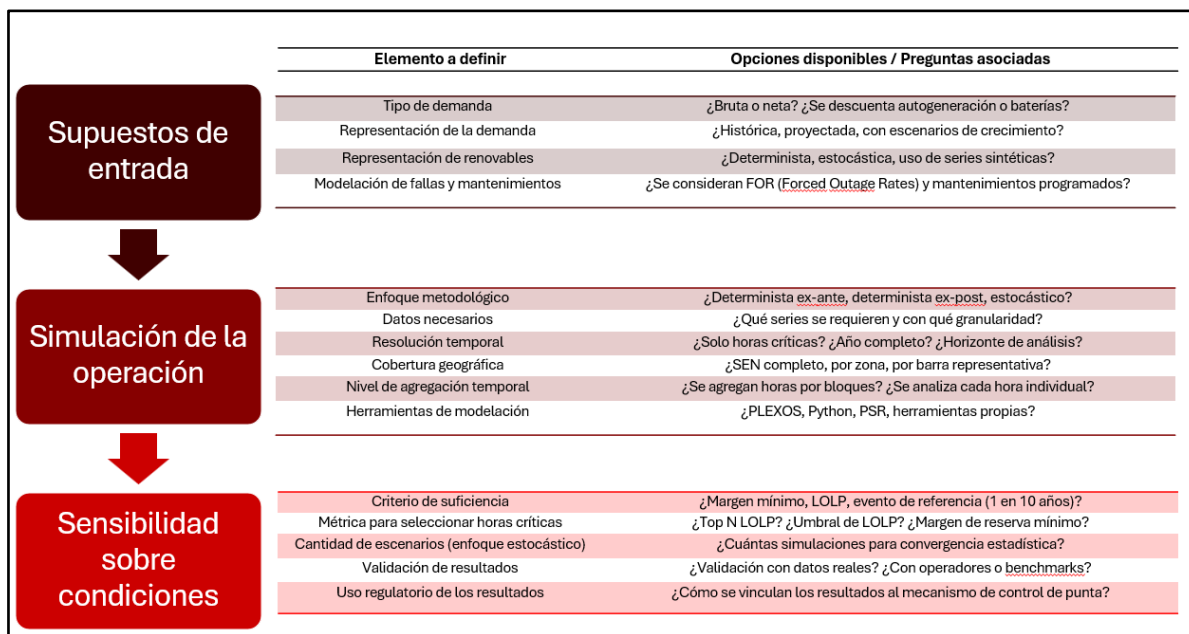


FIGURA 1: ELEMENTOS QUE INCIDEN EN LA DEFINICIÓN METODOLÓGICA PARA EL CÁLCULO DE LA LOLP

En tal sentido, es relevante resolver la demanda a considerar, la existencia de margen de reserva, la definición de las horas críticas, el enfoque metodológico y el momento del cálculo, tal como se grafica en la siguiente figura.



FIGURA 2: OPCIONES METODOLÓGICAS

3.3 Elementos que se deben capturar en el cálculo de LOLP

Loss of Load Probability (LOLP) es un indicador que sintetiza múltiples dimensiones de la confiabilidad de un sistema eléctrico. Su utilidad radica en que no solo mide la adecuación instantánea entre oferta y demanda, sino que incorpora fuentes de incertidumbre y complejidad que determinan la seguridad del suministro. A continuación, se detallan los principales elementos que esta métrica busca capturar:

3.3.1 Adecuación de la Capacidad

Evalúa si el sistema cuenta con suficiente capacidad de generación para abastecer la demanda en todo momento. Esta dimensión considera la suma de generación firme disponible y la necesidad de mantener márgenes de reserva que protejan frente a incertidumbres. La falta de adecuación puede conducir a situaciones de racionamiento o cortes, por lo que constituye la base de cualquier criterio de confiabilidad [2]. En el contexto internacional, estándares como el “1 día en 10 años” de NERC y el 0,002% de energía no servida en Australia muestran cómo esta métrica es utilizada para garantizar un nivel aceptable de seguridad del suministro [4], [8]. Poner atención a la adecuación permite anticipar déficits estructurales y orientar decisiones de expansión.

3.3.2 Variabilidad de la Demanda

La demanda eléctrica fluctúa constantemente debido a múltiples factores que pueden alterar significativamente el perfil de carga del sistema. El cálculo de LOLP debe incorporar esta variabilidad para reflejar escenarios de alto riesgo, ya que incluso cuando la capacidad instalada es suficiente en promedio, existen periodos en los que los patrones de consumo elevan el riesgo de déficit [6], [7].

Estos factores incluyen:

- **Ciclos diarios y estacionales.** El consumo eléctrico sigue rutinas predecibles ligadas a la actividad humana y a la temperatura ambiente. En muchos países, durante el día se observan peaks en las mañanas y tardes asociados a los patrones de comportamiento laboral y desplazamiento de la población, mientras que estacionalmente la adopción de medios de climatización (como el aire acondicionado en verano y la calefacción en invierno) intensifica la carga eléctrica. Estas oscilaciones diarias y estacionales obligan al sistema a contar con recursos flexibles para seguir la curva de demanda. En Chile, por ejemplo, la ausencia de generación solar en el peak vespertino (18:00–22:00) coincide con el mayor consumo residencial, generando tensiones críticas en la operación [9].
- **Condiciones meteorológicas extremas.** Eventos climáticos como olas de calor, frentes fríos o tormentas intensas provocan incrementos súbitos de demanda. En Texas, las olas de frío de 2021 y 2022 llevaron a un colapso operativo con cortes generalizados al combinarse alta demanda de calefacción con indisponibilidad de generación [10]. Estos fenómenos no solo elevan la carga, sino que también pueden reducir la disponibilidad de generación, aumentando la probabilidad de déficit. Por ello, el cálculo de LOLP puede considerar escenarios meteorológicos extremos para estimar adecuadamente los riesgos.
- **Crecimiento económico y demográfico.** El aumento de la población y de la actividad económica incrementa la demanda estructural a mediano y largo plazo. Este efecto no siempre es lineal: sectores como la minería en Chile o la digitalización masiva (centros de datos) pueden generar concentraciones de carga en regiones específicas, poniendo presión sobre la infraestructura de transmisión y generación local. El cálculo de LOLP debe capturar estas tendencias, ya que subestimar la evolución de la demanda estructural puede llevar a márgenes de reserva insuficientes [11].
- **Cambios en los patrones de consumo.** La adopción masiva de tecnologías como sistemas de climatización inteligentes, vehículos eléctricos y sistemas de generación local, está modificando la forma en que se consume /produce la electricidad. Estos cambios originados en forma granular dentro de las redes generan nuevas curvas de carga (como, por ejemplo, peaks nocturnos

asociados a la carga simultánea de vehículos eléctricos), incrementando a la vez la incertidumbre en la proyección de consumo [12], [13]. Incluir este tipo de dinámicas en el cálculo de LOLP se perfila como uno de los grandes desafíos actuales para la industria.

En conjunto, estos factores demuestran que la demanda eléctrica es una variable altamente dinámica, expuesta tanto a tendencias estructurales de largo plazo como a choques coyunturales de corto plazo. Incorporar esta variabilidad en el cálculo de la LOLP permite capturar escenarios en los que los patrones de consumo se desalinean con la disponibilidad de generación, elevando significativamente el riesgo de déficit. La experiencia internacional muestra que la omisión de estos efectos conduce a subestimar los requerimientos de capacidad firme y de flexibilidad operativa, mientras que su adecuada modelación constituye un pilar esencial para garantizar la seguridad y confiabilidad del sistema eléctrico [6], [7], [10].

3.3.3 Incertidumbre en la Generación

La disponibilidad de generación no es estática: los medios de generación basados en recursos naturales (viento, solar, hidro) presentan incertidumbre en la disponibilidad de recurso primario, las unidades térmicas pueden enfrentar contingencias en su cadena de suministro de combustible, pueden ocurrir contingencias operacionales en el sistema, y pueden ocurrir eventos en forma simultánea. El cálculo de LOLP debe incorporar estas incertidumbres y estimar la probabilidad de que la capacidad efectiva sea insuficiente en un instante dado [14]. En sistemas con alta penetración renovable, como Chile o Dinamarca, esta dimensión adquiere especial relevancia, pues fenómenos como la desaparición de la generación solar en el peak vespertino o las calmas eólicas prolongadas pueden comprometer la seguridad del suministro si no se planifican reservas y flexibilidad [9], [15].

Estas incertidumbres provienen de distintos factores:

- **Fallas aleatorias de equipos (outages forzados).** Las unidades de generación (de cualquier tecnología) pueden salir inesperadamente de operación debido a fallas mecánicas, eléctricas o de control. Estos “forced outages” reducen súbitamente la capacidad disponible y son particularmente críticos cuando coinciden con peaks de demanda. Por ejemplo, Billinton & Wangdee muestran cómo la simultaneidad de fallas en unidades térmicas y baja generación eólica puede disparar la LOLP en sistemas con alta participación renovable [14].
- **Mantenimientos programados.** Las centrales requieren detenciones periódicas para inspección y reparación. Aunque son eventos planificados, pueden coincidir con condiciones adversas de recurso renovable o con alta demanda, tensionando la operación del sistema. Por ello, los modelos de LOLP deben considerar los calendarios de mantenimiento como restricciones de disponibilidad, ya que en horizontes largos impactan la capacidad firme efectiva del sistema [2], [11].
- **Variabilidad de recursos renovables (viento, solar, hidro).** La generación renovable está sujeta a condiciones meteorológicas estocásticas. La solar fotovoltaica, por ejemplo, desaparece en el peak vespertino en Chile, cuando la demanda es más alta, y su aporte se reduce en días nublados o de invierno [9]. La eólica presenta calmas prolongadas o rampas rápidas de salida, lo que exige contar con reservas y flexibilidad operativa [15], [16]. En el caso de la hidroelectricidad, la estacionalidad y la hidrología variable pueden determinar fuertes diferencias en la contribución firme de un año a otro. Ignorar estas variabilidades lleva a subestimar los riesgos reales de déficit.

- **Restricciones de combustible.** Las centrales térmicas dependen de la disponibilidad de combustibles como gas natural, carbón o diésel. Interrupciones en la cadena de suministro —por restricciones logísticas, fallas en gasoductos o limitaciones de importación— pueden dejar unidades inoperantes incluso si están técnicamente disponibles. En sistemas como el chileno, la dependencia de gas natural importado ha sido históricamente un factor de vulnerabilidad, que impacta directamente en la confiabilidad cuando no existen contratos firmes de abastecimiento [11], [17].

En conjunto, estas fuentes de incertidumbre justifican la necesidad de modelos probabilísticos para la evaluación de la confiabilidad. Al integrar estos factores, la LOLP permite dimensionar adecuadamente reservas, almacenamiento y mecanismos de flexibilidad que aseguren un nivel aceptable de seguridad del suministro.

3.3.4 Interdependencias del Sistema

Los sistemas eléctricos son redes complejas en las que no basta con contar con capacidad de generación suficiente: la confiabilidad también depende de la infraestructura de transmisión, la correlación entre recursos de generación, la diversidad tecnológica y geográfica, y la disponibilidad de servicios auxiliares.

El cálculo de LOLP debe buscar capturar estas interdependencias al integrar los siguientes elementos:

- **Limitaciones de transmisión.** Aun cuando el sistema tenga suficiente capacidad de generación a nivel global, las restricciones en las redes de transmisión pueden impedir que la energía llegue a los centros de consumo. Esto puede provocar déficits locales que no son visibles en los balances agregados. En Europa, por ejemplo, los estudios de ENTSO-E han mostrado cómo regiones con excedentes renovables pueden enfrentar cortes por falta de capacidad de interconexión [5]. En Chile, estas limitaciones se han manifestado en zonas de alta penetración solar del norte, donde la congestión de líneas impide aprovechar plenamente la generación disponible, aumentando la probabilidad de déficit en otras áreas del SEN.
- **Efectos de correlación entre generadores.** Las tecnologías de generación no operan de manera independiente: múltiples unidades pueden estar afectadas simultáneamente por un mismo fenómeno. Esto es especialmente relevante para renovables variables, como la eólica, que suelen mostrar alta correlación espacial durante calmas extendidas, o para el parque térmico, donde unidades similares pueden experimentar fallas conjuntas, o un conflicto geopolítico externo o burbujas de mercado pueden poner en riesgo la importación de combustible. Ignorar estas correlaciones puede conducir a subestimar la probabilidad de déficit. Por ejemplo, en el Reino Unido se han documentado eventos de baja simultánea en la producción eólica a gran escala, lo que obliga a reforzar las reservas del sistema [18].
- **Diversidad geográfica y tecnológica.** La resiliencia del sistema depende en gran medida de contar con una matriz diversificada. Una alta concentración de generación en una misma región o tecnología aumenta la vulnerabilidad frente a contingencias climáticas o técnicas. Diversificar geográficamente los parques eólicos y solares reduce la probabilidad de que un evento meteorológico afecte simultáneamente toda la capacidad instalada. Asimismo, la coexistencia de tecnologías flexibles como hidro de embalse, gas natural o almacenamiento permite mitigar la

intermitencia renovable. La planificación probabilística de la confiabilidad incorpora esta diversidad como un factor que reduce la LOLP [8], [5].

- **Servicios auxiliares y reservas.** La estabilidad del sistema requiere más que energía: servicios de red como control de frecuencia, inercia y regulación secundaria aseguran que el sistema pueda responder a perturbaciones imprevistas. En contextos de alta penetración renovable, la menor inercia del sistema aumenta la necesidad de reservas rápidas y flexibles. La falta de provisión adecuada de estos servicios ha sido identificada como un factor de riesgo en mercados como el ERCOT en Texas, donde eventos recientes han mostrado que aun con capacidad instalada suficiente, la falta de reservas y respuesta de frecuencia agrava los riesgos de déficit [10].

En conjunto, estas interdependencias muestran que la confiabilidad del suministro no depende únicamente de balances globales de generación y demanda, sino de la capacidad efectiva del sistema de transportar, complementar y estabilizar la energía producida. La LOLP, al capturar estas complejidades, permite identificar vulnerabilidades que los métodos deterministas tradicionales tienden a ignorar. Incorporar limitaciones de red, correlaciones tecnológicas, diversidad de recursos y disponibilidad de servicios auxiliares resulta esencial para garantizar un suministro robusto y resiliente frente a escenarios de alta variabilidad e incertidumbre [5], [18].

3.4 Metodologías de cálculo de LOLP

El cálculo de la Loss of Load Probability (LOLP) puede abordarse a través de diferentes enfoques metodológicos, que reflejan tanto la evolución histórica de la disciplina como las necesidades específicas de cada sistema eléctrico. En términos generales, existen dos grandes aproximaciones: el método determinístico, basado en la extrapolación de datos históricos, y el método estocástico, que emplea simulaciones probabilísticas para capturar la incertidumbre de la operación.

El enfoque determinístico surgió como la primera herramienta sistemática para evaluar la confiabilidad, en un periodo en que los sistemas eléctricos estaban dominados por generación térmica e hidráulica y presentaban menor variabilidad [2], [3]. Su fortaleza radica en la simplicidad, la transparencia y la baja demanda computacional, lo que lo convirtió en un estándar ampliamente utilizado en la segunda mitad del siglo XX. Sin embargo, este método descansa en el supuesto de que el futuro se comportará de manera similar al pasado, lo que limita su capacidad de capturar eventos extremos y nuevas fuentes de incertidumbre [4], [7].

Por contraste, el enfoque estocástico emergió como respuesta a la creciente complejidad y variabilidad de los sistemas eléctricos modernos, especialmente con la integración masiva de energías renovables variables (eólica y solar) [14], [19]. Este método utiliza simulaciones Monte Carlo para generar múltiples escenarios de operación, incorporando distribuciones de probabilidad para demanda, disponibilidad de generación, recursos renovables y transmisión. Su ventaja principal es la capacidad de representar explícitamente la incertidumbre y cuantificar la frecuencia y severidad de déficits bajo condiciones diversas [5], [20], [21].

La elección entre ambos métodos depende de los objetivos del estudio y de las características del sistema analizado. Mientras que el enfoque determinístico sigue siendo útil en contextos regulatorios donde se privilegia la transparencia y la trazabilidad de los resultados, el enfoque estocástico ofrece mayor realismo y robustez en sistemas expuestos a alta variabilidad e incertidumbre. Por ello, en la

práctica internacional se observa una tendencia a combinar ambas metodologías: el análisis determinístico como referencia de base, y el análisis estocástico como complemento para capturar escenarios críticos y validar la resiliencia del sistema [4], [5].

En las siguientes secciones se presentan en detalle ambos métodos, sus fundamentos, pasos de cálculo y principales ventajas y desventajas.

3.5 Método determinístico (datos históricos)

El enfoque determinístico utiliza datos históricos para identificar patrones de demanda y disponibilidad de generación, y a partir de ellos calcular la probabilidad de déficit. Su lógica es relativamente directa: si en los registros del sistema existen horas en que la demanda superó la capacidad disponible, dichas horas se utilizan como proxy de riesgo futuro. A diferencia de los métodos probabilísticos, este enfoque no modela explícitamente incertidumbres estocásticas, sino que se basa en la repetición de condiciones observadas [2], [3].

El cálculo determinístico sigue los siguientes pasos:

1. **Recopilación de datos históricos.** El primer paso consiste en reunir series temporales extensas de demanda (idealmente 10 a 20 años) y registros de disponibilidad de generación. Esto incluye históricos de fallas forzadas, mantenimientos programados y, en sistemas renovables, datos meteorológicos correlacionados con producción eólica, solar o hidrológica. Cuanto más extensa y representativa sea la base de datos, más robusto será el análisis. En Norteamérica, por ejemplo, los reportes de NERC utilizan varias décadas de datos de demanda y disponibilidad para validar tendencias deterministas [4].
2. **Construcción de curvas de duración.** Con la serie de demanda se elaboran **curvas de duración de carga**, que ordenan las horas de mayor a menor consumo y permiten visualizar cuántas horas del año se ubican por encima de ciertos umbrales. Esto facilita identificar periodos críticos de operación, como *peaks* estivales o invernales, y analizar patrones estacionales. De forma similar, se pueden construir curvas de disponibilidad de generación. La comparación entre ambas curvas permite detectar puntos de potencial déficit en el pasado y extrapolar condiciones futuras [2], [5].
3. **Modelado de capacidad disponible.** Una vez identificada la demanda, se ajusta la capacidad de generación tomando en cuenta tasas de falla históricas (aplicadas como factores de reducción de capacidad firme), mantenimientos programados (que eliminan capacidad en ciertos periodos del año) y efectos de envejecimiento de equipos (que reducen progresivamente la confiabilidad de unidades térmicas o hidráulicas).

Este modelado es fundamental para obtener una curva realista de capacidad disponible. En estudios europeos, ENTSO-E enfatiza la necesidad de aplicar tasas históricas de *forced outage rates* (FOR) a cada tipo de tecnología [4].
4. **Cálculo de la LOLP.** Finalmente, se realiza la **comparación directa entre demanda y capacidad disponible** para cada hora de la serie analizada. Se cuentan las horas en las que la demanda superó la capacidad, y se obtiene la probabilidad de déficit como:

$$LOLP_{determinística} = \frac{\text{Número de horas históricas con déficit}}{\text{Total de horas analizadas}}$$

Este resultado puede extrapolarse a horizontes futuros, asumiendo que los patrones históricos se mantendrán. En el Reino Unido, Ofgem ha utilizado este tipo de métricas deterministas para identificar *triads* de demanda máxima y derivar cargos de capacidad, aunque hoy evolucionan hacia enfoques más probabilísticos [7].

Ejemplo práctico: para ilustrar el resultado de cálculo de LOLP, se presenta un cálculo simple a partir de un sistema ficticio con los datos históricos de 10 años presentados en la Tabla 4.

TABLA 4: DATOS HISTÓRICOS DE EJEMPLO FICTICIO PARA CÁLCULO DE LOLP DETERMINÍSTICO

Año	Demanda Pico (MW)	Capacidad Disponible Mínima (MW)	Horas con Déficit
2014	4.500	4.800	0
2015	4.600	4.750	0
2016	4.700	4.650	12
2017	4.750	4.800	0
2018	4.850	4.700	28
2019	4.900	4.820	6
2020	4.650	4.900	0
2021	4.950	4.800	35
2022	5.000	4.850	42
2023	5.100	4.900	18

En este caso, $LOLP = (0+0+12+0+28+6+0+35+42+18) / (10 \times 8.760) = 141/87.600 = 0,00161 = 1,61$ horas por año.

El enfoque determinista es **simple, transparente y computacionalmente eficiente**, lo que lo hace atractivo para aplicaciones preliminares o regulatorias de baja complejidad. Sin embargo, presenta limitaciones significativas: no captura adecuadamente la incertidumbre, depende fuertemente de la calidad y representatividad de los datos históricos, y puede subestimar riesgos en sistemas con cambios estructurales como la masiva inserción de renovables variables. Por esta razón, en la práctica internacional suele complementarse con metodologías estocásticas que permiten capturar escenarios de mayor variabilidad [4], [5].

3.6 Método estocástico

El **enfoque estocástico** busca representar explícitamente la incertidumbre en la operación y planificación del sistema eléctrico. A diferencia del método determinístico, que se apoya en condiciones históricas observadas, este enfoque utiliza **simulaciones Monte Carlo** para generar un gran número de escenarios posibles, a partir de distribuciones de probabilidad que describen la demanda, la disponibilidad de generación, los recursos renovables y la transmisión [2], [14], [19], [22]. Esto permite capturar eventos de baja probabilidad y alto impacto, fundamentales para una evaluación robusta de la confiabilidad.

El proceso estocástico incluye los siguientes pasos metodológicos:

1. **Modelado de variables aleatorias.** Cada componente del sistema se representa como una variable aleatoria con distribuciones de probabilidad adecuadas:

- **Demanda eléctrica.** Se modela con distribuciones normales o gamma que representan variaciones de corto plazo, incorporando además tendencias de largo plazo y correlaciones con la temperatura [2], [3]. Esta aproximación permite capturar patrones diarios, estacionales y la respuesta de la demanda a condiciones meteorológicas extremas.
- **Disponibilidad de generadores.** Se modela habitualmente mediante procesos de Markov de dos estados (operación/falla), con tasas de transición que reflejan tasas históricas de *forced outages* (FOR) y mantenimientos programados [14].
- **Recursos renovables.** La generación eólica suele representarse con una distribución Weibull, cuya flexibilidad permite describir la velocidad del viento en diferentes zonas [23]. La generación solar, con distribuciones *Beta* ajustadas a condiciones atmosféricas [24]. La generación hidroeléctrica, con modelos estocásticos que integran series hidrológicas y estacionalidad [25].
- **Fallas de transmisión.** Modeladas con distribuciones exponenciales, a menudo dependientes de condiciones climáticas extremas, como tormentas o incendios que afectan líneas simultáneamente [4], [5].

2. **Generación de escenarios.** A partir de las distribuciones, se generan escenarios múltiples mediante muestreo Monte Carlo. Esto incluye:

- **Muestreo de distribuciones.** Cada iteración selecciona valores de demanda, generación y disponibilidad de equipos según las funciones de probabilidad definidas.
- **Correlaciones temporales y espaciales.** Se consideran dependencias entre recursos: por ejemplo, la producción eólica puede estar altamente correlacionada en parques cercanos, mientras que la demanda presenta ciclos horarios y estacionales [16].
- **Eventos extremos.** Se incorporan explícitamente escenarios poco frecuentes pero críticos, como olas de frío, sequías prolongadas o fallas múltiples de transmisión [10].

Este paso es clave porque amplía el espectro de condiciones posibles más allá de lo observado históricamente.

3. **Simulación del balance oferta–demanda.** Para cada escenario generado se evalúa el balance entre capacidad disponible y demanda:

- Se calcula el margen de reserva como diferencia entre generación disponible y carga.
- Si la demanda excede la capacidad, el escenario se clasifica como evento de déficit.
- Estos resultados se agregan a lo largo de miles de simulaciones, reflejando la frecuencia relativa de los déficits [19], [20].

Este enfoque permite identificar no solo el promedio de riesgo, sino también la distribución de eventos críticos, algo que los métodos deterministas no capturan.

4. **Análisis estadístico.** Con los resultados de las simulaciones, se construye la métrica final:

$$LOLP_{estocástica} = \lim_{n \rightarrow \infty} \frac{\sum_{i=1}^N I(déficit_i)}{N}$$

donde $I(déficit_i)$ es una función indicadora que vale 1 si el escenario i resulta en déficit, y 0 en caso contrario.

Además, este análisis permite:

- Calcular **intervalos de confianza** de la LOLP, lo que otorga un rango de incertidumbre estadística.
- Realizar **análisis de sensibilidad**, evaluando cómo cambian los resultados si varían parámetros como tasas de falla, penetración renovable o correlaciones climáticas [4], [5].

Esta metodología requiere además la modelación de componentes específicas:

a) **Demanda Eléctrica.** Se descompone en una tendencia de largo plazo, ciclos estacionales y diarios, sensibilidad a temperatura, e incertidumbre económica. Una representación simplificada es: Este modelo captura tanto la evolución estructural (crecimiento poblacional y económico) como las fluctuaciones coyunturales (olas de calor o frío) [6], [7].

b) **Energías renovables**

- **Eólica.** Se representa con una distribución *Weibull* cuyos parámetros varían según la localización geográfica y la hora del día [23].
- **Solar.** Modelada mediante una distribución *Beta*, que reproduce la producción normalizada en función de radiación y nubosidad [24].
- **Hidráulica.** Requiere modelos hidrológicos estocásticos que incorporan caudales históricos, precipitaciones y condiciones climáticas a largo plazo [25].

c) **Falla de equipos**

- **Generadores.** Procesos de Markov de dos estados describen las transiciones entre operación y falla, considerando tasas históricas de *forced outages* [14].
- **Transmisión.** Tasas de falla dependientes del clima, como tormentas de nieve o incendios forestales, que generan múltiples desconexiones simultáneas [4].
- **Modos de falla común.** Eventos de alto impacto, como huracanes o sequías, que afectan simultáneamente múltiples recursos, introduciendo correlaciones no triviales [5], [10].

El método estocástico constituye la **metodología más robusta para la evaluación de confiabilidad**, ya que permite capturar la incertidumbre inherente a la operación de sistemas eléctricos modernos. Su principal fortaleza es la capacidad de incluir eventos raros pero críticos y de estimar probabilidades realistas en contextos de alta penetración renovable [19], [20]. Sin embargo, también presenta desventajas: requiere mayor capacidad computacional, bases de datos extensas y supuestos bien calibrados sobre las distribuciones utilizadas. Por ello, en la práctica se recomienda complementar los resultados estocásticos con análisis deterministas para entregar transparencia y robustez al proceso de toma de decisiones [4], [5].

3.7 Ventajas y desventajas de cada método

En la Tabla 5 se presenta en forma cualitativa un resumen con las ventajas y desventajas de cada metodología para el cálculo de LOLP.

TABLA 5: VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE CADA MÉTODO

Método	Ventajas	Desventajas
Método determinístico	• Simplicidad computacional: Cálculos directos y rápidos • Transparencia: Resultados fácilmente auditables y explicables • Datos confiables: Basado en experiencia histórica real • Implementación económica: Requiere menos recursos computacionales • Regulatoriamente aceptado: Ampliamente utilizado en marcos regulatorios	• Limitación temporal: Asume que el futuro será similar al pasado • No captura incertidumbres: No considera variabilidad aleatoria • Inadecuado para sistemas cambiantes: Problemas con nueva tecnología • Subestima riesgos extremos: No modela eventos de baja probabilidad • Inflexibilidad: Difícil incorporar nuevos factores de riesgo
Método estocástico	• Modelado completo de incertidumbres: Captura múltiples fuentes de variabilidad • Flexibilidad tecnológica: Adaptable a nuevas tecnologías y patrones • Análisis de escenarios extremos: Evalúa eventos de baja probabilidad • Intervalos de confianza: Proporciona medidas de incertidumbre • Correlaciones complejas: Modela interdependencias del sistema • Análisis de sensibilidad: Identifica factores críticos	• Complejidad computacional: Requiere recursos significativos • Calibración compleja: Necesita muchos parámetros y validación • Caja negra: Resultados menos transparentes • Dependencia de supuestos: Sensible a distribuciones asumidas • Convergencia: Requiere muchas simulaciones para estabilidad • Costos de implementación: Mayor inversión en software y capacitación

3.8 Recomendación metodológica

En el contexto actual de alta penetración de energías renovables e incertidumbre climatológica, el método estocástico es significativamente más adecuado que el determinístico, aunque se recomienda un enfoque híbrido.

3.9 Justificación para el método estocástico

3.9.1 Alta penetración de energías renovables

Las energías renovables variables (VRE) introducen nuevas fuentes de incertidumbre que los métodos determinísticos no logran capturar de manera adecuada, lo que exige un enfoque estocástico más robusto para la evaluación de confiabilidad:

- **Variabilidad intrínseca: viento y solar son inherentemente estocásticos.** La generación eólica y solar depende de fenómenos meteorológicos fluctuantes que no pueden predecirse con certeza absoluta. Esta variabilidad introduce dispersión significativa en la capacidad efectiva de aporte en cada hora, lo que implica que un valor promedio de disponibilidad puede sobreestimar la confiabilidad real del sistema [19], [26].
- **Correlaciones espaciales: eventos meteorológicos afectan múltiples plantas.** Las condiciones climáticas que reducen la producción renovable suelen cubrir grandes extensiones geográficas (ej. anticiclones prolongados en el Cono Sur o bloqueos atmosféricos en Europa). Esto significa que la pérdida de producción no se compensa con la dispersión geográfica de parques, generando déficits simultáneos que deben considerarse en el cálculo de LOLP [15], [16].
- **Patrones no lineales: curvas de potencia con comportamiento complejo.** La relación entre recurso disponible y generación no es proporcional. En el caso del viento, la curva de potencia de una turbina presenta un umbral mínimo de arranque, un rango de crecimiento no lineal y un límite de corte por seguridad. Esto hace que pequeñas variaciones en la velocidad del viento se traduzcan en cambios abruptos en la generación, aumentando la necesidad de modelar distribuciones de probabilidad más sofisticadas [20], [23].
- **Complementariedad temporal: interacciones entre diferentes recursos renovables.** La combinación de recursos renovables puede reducir la probabilidad de déficit si sus perfiles de generación son complementarios. Por ejemplo, en Chile el aporte solar se concentra en horas diurnas, mientras que los vientos tienden a intensificarse en la tarde y noche. Modelar esta complementariedad temporal mediante simulaciones estocásticas mejora la estimación del margen de reserva efectivo [13], [24].
- **Anti-correlación demanda-solar: máxima demanda cuando no hay aporte solar.** En múltiples sistemas, incluida la realidad chilena, los picos de demanda ocurren al atardecer o en la noche, cuando la generación solar es nula. Esto genera el conocido “*solar duck curve*”, que obliga a cubrir la demanda punta con generación térmica, hidráulica o almacenamiento. Ignorar esta anti-correlación subestima el riesgo de déficit en horarios críticos [9], [27].
- **Intermitencia eólica nocturna: variabilidad crítica en horas de alta demanda.** Aunque la eólica puede aportar durante la noche, su comportamiento es altamente incierto, con eventos de calma prolongada que coinciden con periodos de alta demanda invernal. El modelado de estas intermitencias mediante métodos probabilísticos es esencial para dimensionar reservas y mecanismos de respaldo [15], [16].

En síntesis, la creciente participación de energías renovables variables en la matriz chilena plantea desafíos que exceden las capacidades de los métodos determinísticos tradicionales. La variabilidad intrínseca de viento y solar, sus correlaciones espaciales, el carácter no lineal de sus curvas de potencia, así como la anti-correlación con la demanda en horarios críticos y la intermitencia nocturna, generan condiciones que solo pueden ser evaluadas de manera realista mediante metodologías estocásticas. La experiencia internacional confirma que la incorporación explícita de estas características en los cálculos de confiabilidad permite reflejar mejor la vulnerabilidad del sistema y diseñar mecanismos adecuados de respaldo, flexibilidad y diversificación.

3.9.2 El caso crítico del sistema eléctrico chileno

Chile constituye un caso paradigmático que refuerza la necesidad de adoptar métodos estocásticos en sistemas con alta penetración renovable. Actualmente, entre un 33% y un 42% de la generación eléctrica proviene de fuentes variables, principalmente solar fotovoltaica y eólica. Esta elevada participación de recursos intermitentes introduce desafíos operativos que los métodos determinísticos no logran capturar con precisión.

En la Tabla 6, se presentan en detalle los principales factores que caracterizan esta realidad y que justifican la incorporación de un enfoque probabilístico en la evaluación de la confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional.

TABLA 6: RESUMEN POR TECNOLOGÍA EN EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL 2024

Tecnología	Capacidad Instalada	Participación (%)	Factor de planta promedio (%)	Variabilidad temporal
Solar fotovoltaica	4.200	17,5%	28%	Nula nocturna, variable diurna
Eólica	3.800	15,8%	32%	Continua pero altamente variable
Hidro de embalse	6.500	27,1%	42%	Despachable pero limitada
Hidro de pasada	2.100	8,8%	45%	Estacional predecible
Carbón	4.600	19,2%	65%	Despachable (en retiro)
Gas Natural	2.400	10,0%	25%	Despachable flexible
Otros	400	1,6%	Variable	Variable

El sistema eléctrico chileno presenta características que magnifican la importancia del análisis estocástico de LOLP:

- 1. Desacoplamiento Solar-Demanda Crítico.** El sistema eléctrico chileno presenta características que aumentan la relevancia del análisis estocástico de la LOLP, en particular por el desacoplamiento entre la generación solar y la demanda en horario punta. La energía solar fotovoltaica, que representa aproximadamente un 17.5% de la capacidad instalada del sistema, presenta una correlación negativa con la demanda horaria. Durante las horas de mayor exigencia vespertina (18:00–22:00), cuando la demanda alcanza valores del orden de 9,500–10,200 MW, el aporte de generación solar es nulo debido a la ausencia de radiación en dicho tramo horario. Este fenómeno implica que la cobertura de la demanda de punta debe ser asumida por otras tecnologías (principalmente generación eólica, hidráulica disponible y centrales de respaldo térmico), lo que incrementa la necesidad de evaluar probabilísticamente los márgenes de reserva [9], [11], [28].
- 2. Criticidad de la variabilidad eólica nocturna.** La generación eólica, con aproximadamente 3,800 MW de capacidad instalada (15,8% del total del sistema), adquiere un rol fundamental en la cobertura de la demanda durante las horas nocturnas, cuando la energía solar no está disponible. Sin embargo, su aporte se caracteriza por una alta variabilidad que introduce riesgos relevantes para la confiabilidad del sistema, destacándose los siguientes aspectos:

- **Variabilidad intrahoraria.** En Chile se han documentado fluctuaciones significativas en la producción eólica agregada, con reducciones de hasta 40–60% de la capacidad en periodos de 15 a 30 minutos durante cambios bruscos de viento. Estas oscilaciones, observadas en estudios de proyectos eólicos reales, requieren la disponibilidad de reservas rápidas para evitar desbalances en el sistema [28], [29].
 - **Correlación espacial negativa.** Cerca del 70% de la capacidad eólica se concentra en la zona centro-norte, donde eventos de baja velocidad de viento pueden afectar simultáneamente múltiples parques. A diferencia de lo que ocurre en sistemas más diversificados, la compensación desde otras regiones no siempre es suficiente, lo que incrementa la probabilidad de déficits coincidentes. Estudios realizados en Chile han mostrado que la correlación entre parques disminuye con la distancia, pero en el norte y centro sigue siendo alta, reduciendo los beneficios de diversificación [28], [29], [30].
 - **Patrones estacionales inversos.** Los meses de menor viento (marzo–mayo) coinciden con el inicio del aumento estacional de la demanda, lo que genera un desajuste entre disponibilidad de recurso y requerimientos de consumo. Investigaciones recientes han demostrado que, aunque existe cierta complementariedad solar–eólica a escala anual, la variabilidad intraestacional de la eólica persiste como un desafío crítico para la confiabilidad en Chile [28], [30], [31].
 - **Eventos de calma eólica extendida.** En la zona central y norte del país se han registrado periodos de 2 a 5 días con generación eólica por debajo del 15% de la capacidad instalada, asociados a condiciones atmosféricas de gran escala como la acción del anticiclón subtropical del Pacífico Sur y la influencia de ondas planetarias. Estas calmas prolongadas pueden coincidir con alta demanda invernal, aumentando el riesgo de déficit si no se dispone de reservas suficientes [28], [31], [32].
3. **Paradigma para el análisis de márgenes de reserva.** En el contexto chileno, la evaluación de confiabilidad se ha estructurado a partir de criterios regulatorios específicos para el cálculo de los márgenes de reserva, los cuales buscan reflejar la capacidad efectiva del sistema para atender la demanda en condiciones críticas. Estos criterios constituyen una construcción metodológica definida por la normativa vigente y no una característica intrínseca de la operación del sistema eléctrico. En el caso particular de la reserva efectiva considerando, el análisis determinístico tradicional utilizado en Chile, se calcula valores promedio o percentiles históricos de generación renovable.
4. **Correlaciones complejas e impacto operacional documentado.** El sistema eléctrico chileno exhibe correlaciones multidimensionales entre demanda, generación renovable y condiciones climáticas que solo pueden ser representadas de manera adecuada mediante metodologías estocásticas. La evidencia de operación reciente confirma que estas interacciones han tenido efectos relevantes sobre la confiabilidad del suministro, destacándose los siguientes aspectos:
- **Correlación viento–temperatura.** Los periodos de alta temperatura, que incrementan la demanda por refrigeración, tienden a coincidir con baja disponibilidad de recurso eólico en la zona centro–norte, reduciendo el margen de reserva en momentos de máxima exigencia. Este fenómeno ha obligado en diversas ocasiones al despacho intensivo de centrales térmicas.

- **Correlación hidro-eólica estacional.** Los meses secos, caracterizados por una menor producción hidroeléctrica de pasada, suelen coincidir con reducciones en el recurso eólico. Esta superposición limita la capacidad de respaldo entre ambas tecnologías y aumenta la probabilidad de déficit en el periodo de transición otoño-invierno.
- **Correlación solar-demanda residencial.** Aunque existe una anti-correlación estructural entre demanda peak y generación solar, en días de alta irradiancia se observa un aumento paralelo del consumo residencial por uso de aire acondicionado. Este efecto genera simultáneamente alta producción solar y mayor consumo, lo que incrementa los desafíos de gestión de rampas al final de la tarde.
- **Correlación espacial de eventos extremos.** Los sistemas frontales que afectan simultáneamente amplias zonas del país producen una reducción generalizada de la generación eólica y, en paralelo, un incremento en la demanda de calefacción. Estas condiciones han presionado el despacho de reservas de seguridad.
- **Periodos críticos.** La operación reciente ha registrado episodios de calma eólica prolongada coincidentes con peaks de demanda, lo que ha requerido la activación de reservas térmicas en condiciones de estrecho margen de seguridad. Estos eventos ponen de manifiesto la vulnerabilidad del sistema ante fenómenos prolongados de baja disponibilidad renovable.
- **Combinaciones adversas.** En ocasiones se han presentado de manera simultánea baja disponibilidad hídrica y calma eólica nocturna durante horarios de máxima demanda. Estas coincidencias han reducido significativamente los márgenes de reserva, forzando un uso intensivo de generación de respaldo.
- **Desafíos de ramping.** La sucesión de días con alta irradiancia solar seguidos de bajas en la generación eólica vespertina ha generado exigencias de ramping que superan la capacidad de respuesta de parte de la flota convencional, revelando la necesidad de contar con mayor flexibilidad en el sistema.

Estos antecedentes, documentados en las estadísticas de operación del Coordinador Eléctrico Nacional [28], muestran que la utilización de promedios históricos bajo un enfoque determinístico no captura adecuadamente los riesgos reales del sistema. Por el contrario, los métodos estocásticos permiten incorporar estas interacciones y combinaciones adversas dentro de sus distribuciones de probabilidad, representando con mayor fidelidad la exposición al riesgo operativo.

3.9.3 Evolución tecnológica acelerada en el contexto chileno

La rápida incorporación de nuevas tecnologías en el sistema eléctrico chileno está introduciendo nuevas fuentes de complejidad que refuerzan la necesidad de enfoques estocásticos para una adecuada evaluación de la confiabilidad. La magnitud de los cambios en curso implica que los datos históricos pierden vigencia rápidamente, dificultando la utilización de métodos determinísticos como base para la planificación.

1. Sistemas de almacenamiento emergentes [33], [34], [35]

- **Baterías de gran escala.** Según los boletines de Generadoras de Chile y ACERA, a julio de 2025 Chile cuenta con una cartera cercana a los **22,000 MWh de capacidad de**

almacenamiento en distintas etapas de desarrollo, incluyendo 1,558 MW (6,295 MWh) en operación y 3,499 MW (14,790 MWh) en construcción. Estos sistemas presentan patrones de operación que dependen estocásticamente de los precios de mercado, la demanda residual y la disponibilidad renovable, lo que exige modelación probabilística.

- **Hibridización solar + batería.** El desarrollo de proyectos híbridos fotovoltaicos con almacenamiento —más de 6,000 MWh en calificación— añade complejidad a la operación, dado que las estrategias de despacho consideran simultáneamente producción solar, algoritmos de carga y descarga, y condiciones de red, todas variables con alta incertidumbre.
- **Sistemas BESS stand-alone.** Más de 7,000 MWh de proyectos de baterías independientes han sido aprobados, ofreciendo flexibilidad operacional en forma de servicios complementarios, pero con disponibilidad que no puede considerarse determinística, sino dependiente de incentivos de mercado y condiciones operativas.

2. Electrificación del transporte [36]

- **Vehículos eléctricos.** La Estrategia Nacional de Electromovilidad proyecta que hacia 2030 los vehículos eléctricos alcancen cerca del **18% de penetración en el parque automotriz**, como etapa intermedia hacia la meta de 100% de ventas de vehículos cero emisiones al 2035. Los patrones de carga son altamente variables y dependen de factores sociales, económicos y tecnológicos, lo que añade incertidumbre al perfil de demanda.
- **Transporte público eléctrico.** Santiago cuenta ya con una de las flotas de buses eléctricos más grandes de la región, con alrededor de **800 unidades en operación**, cuya demanda está correlacionada con patrones de tráfico urbano y condiciones meteorológicas, lo que incrementa la volatilidad en el consumo agregado.
- **Carga bidireccional (V2G).** El desarrollo incipiente de tecnologías de *vehicle-to-grid* introduce un nuevo vector de incertidumbre, pues convierte a la flota de vehículos en un recurso flexible cuya disponibilidad depende de decisiones de usuarios y condiciones de mercado.

3. Digitalización y gestión inteligente [35], [37]

- **Medición inteligente.** La implementación de más de **2.1 millones de medidores inteligentes** permite habilitar esquemas de respuesta de la demanda, los cuales se caracterizan por patrones de activación estocásticos que dependen de señales de precios, comportamiento de usuarios y capacidad de agregadores.
- **Pronósticos mejorados.** Los avances en predicción eólica y solar han extendido los horizontes de pronóstico, aunque las incertidumbres asociadas aumentan de manera no lineal con el plazo de proyección, lo que obliga a integrar distribuciones de error en la planificación de la operación.
- **Mercados de flexibilidad.** La introducción de mercados para servicios complementarios prestados por recursos distribuidos, como baterías o demanda controlable, plantea nuevas dinámicas de disponibilidad probabilística, cuya modelación requiere enfoques estocásticos.

4. Complejidades sistémicas emergentes [35], [37]

- **Efectos de retroalimentación.** La operación de grandes sistemas de almacenamiento afecta los precios de mercado, y a su vez estos precios condicionan las decisiones de despacho de otras tecnologías, generando dinámicas circulares que requieren modelación probabilística.
- **Cascadas de decisiones.** La disponibilidad de almacenamiento puede alterar el despacho de centrales térmicas, modificando de manera indirecta los márgenes de reserva efectiva del sistema.
- **Competencia por flexibilidad.** Distintas tecnologías —almacenamiento, respuesta de la demanda, generación flexible— compiten por proveer servicios de ajuste y reserva, creando incertidumbre respecto de qué recursos estarán efectivamente disponibles en cada instante.
- **Obsolescencia acelerada.** La rápida evolución tecnológica hace que las series históricas pierdan relevancia como base para la planificación, reforzando la necesidad de metodologías adaptativas y estocásticas.

3.10 Modelo computacional propuesto

La herramienta propuesta corresponde a un modelo de Planificación de Corto Plazo (PCP) implementado en Pyomo¹⁶, cuyo propósito es optimizar la programación y despacho de generación eléctrica en horizontes horarios y sub-horarios. Su formulación es equivalente al clásico *unit commitment*, resolviendo el problema fundamental de coordinar unidades generadoras para satisfacer la demanda prevista al mínimo costo operativo, bajo las restricciones técnicas y físicas del sistema. En la Figura 3 se presenta un diagrama general del funcionamiento del modelo.

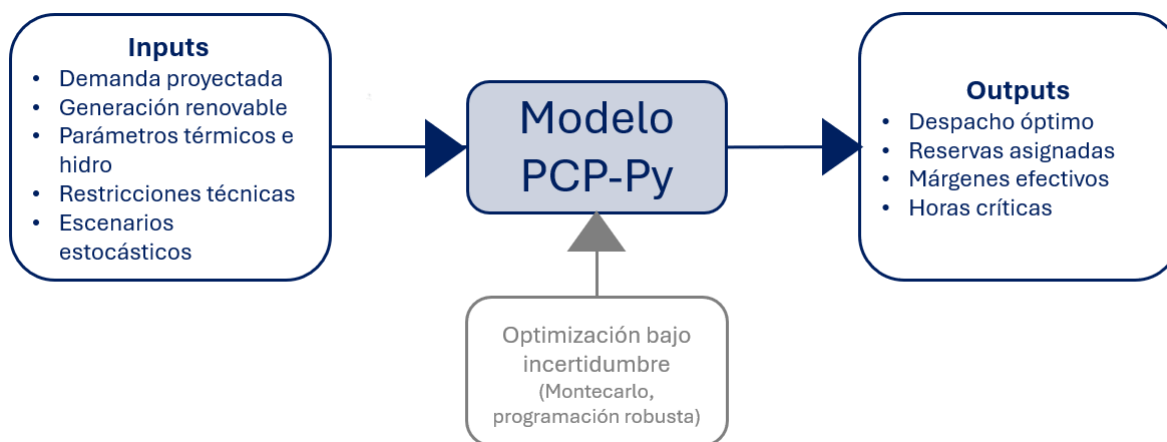


FIGURA 3: FUNCIONAMIENTO GENERAL DEL MODELO

1. Principales características de la herramienta:

- **Formulación matemática robusta:** modelo de programación lineal entera mixta (MILP), resoluble con solvers estándares (GLPK, CPLEX, Gurobi).

¹⁶ La herramienta está implementada en Python, es de código abierto el primer autor es el ingeniero Javier de la Fuente. La herramienta fue modificada, mejorada y corregida por el Equipo Ohmio para efectos de este estudio.

- **Flexibilidad temporal:** permite horizontes de uno o varios días, con discretización horaria o sub-horaria.
- **Representación detallada:** considera recursos térmicos, hidroeléctricos y renovables, además de embalses, reservas y vertimientos.
- **Capacidad estocástica:** permite simulaciones con múltiples escenarios de demanda y renovables, incluyendo técnicas como Monte Carlo, *sample average approximation* (SAA) o programación robusta.
- **Extensibilidad:** diseñado modularmente en Pyomo, lo que facilita su adaptación a distintas configuraciones del sistema eléctrico nacional.

En síntesis, la herramienta diseñada aporta rigor matemático y flexibilidad computacional para la evaluación de confiabilidad en sistemas con alta penetración de energías renovables, siendo especialmente relevante para complementar los procesos actuales de análisis de suficiencia y planificación de corto plazo en Chile.

4 Actividades Objetivo Específico 3: Elaboración y aplicación de encuesta

4.1 Diseño de encuesta a clientes libres

El objetivo de la encuesta a aplicar a los clientes libres es identificar si cuentan con mecanismos de control de punta y en caso afirmativo conocer el detalle de los mismos. De igual manera es importante determinar la disposición de los señalados clientes a gestionar consumo en horas críticas y si dicha disposición está relacionada al sector económico, ubicación geográfica y nivel de tensión de conexión. La siguiente figura sintetiza los requerimientos iniciales para el diseño de la encuesta.



FIGURA 4: DISEÑO DE ENCUESTA A CLIENTES LIBRES

Uno de los principales desafíos es lograr que los clientes libres colaboren al éxito del estudio, razón en virtud de las que se definieron las siguientes estrategias:

- La CNE enviará a los clientes libres definidos respecto de los que se tenga sus datos de contacto o a los suministradores para acceder a los clientes respecto de los que no se tenga información, una carta de patrocinio informando del sentido y alcance de la encuesta y de la importancia de contar con la participación de la mayor cantidad de clientes, a efectos de considerar la información que ellos puedan aportar, al momento de elaborar el informe técnico exigido en el artículo 63° bis del DS 62/2016.
- Realizar una reunión con la CNE y los clientes libres a efectos de informar del estudio, de la encuesta y del impacto de la misma, así como motivarlos a responder. La señalada reunión se realizó el 4 de septiembre de 2025, de manera virtual y asistieron representantes de ACENOR, de ChileAlimentos y de otros clientes libres. En el Anexo 2 Presentación a Clientes Libres, se acompaña la presentación realizada
- Realizar un piloto de la encuesta para introducir oportunamente las mejoras necesarias

4.2 Criterios para la determinación del universo representativo de clientes a encuestar

A continuación, se desarrolla la metodología de diseño muestral y la determinación del espacio muestral. En una primera etapa se definió el tamaño de muestra necesario para garantizar representatividad, considerando supuestos estándar de nivel de confianza, error muestral y efecto de diseño. En una segunda etapa, dicho tamaño se distribuyó entre los estratos definidos por tipo de cliente y sector productivo, aplicando esquemas de asignación proporcional y de Neyman, y utilizando como medida de tamaño (MOS) la cantidad de plantas y magnitud de consumo eléctrico.

4.2.1 Aspectos metodológicos para el diseño del espacio muestral

El diseño del espacio muestral es un elemento clave para garantizar que los resultados de una encuesta sean representativos y permitan realizar inferencias válidas sobre la población objetivo. En el caso que nos ocupa —la caracterización de clientes eléctricos libres y libres en distribución— resulta esencial contar con un diseño que capture la heterogeneidad de los sectores productivos, los tamaños de consumo y la distribución territorial de las plantas, para asegurar que todos los subgrupos de interés estén adecuadamente representados. La literatura metodológica internacional destaca que una muestra probabilística bien diseñada no solo mejora la precisión de las estimaciones, sino que también fortalece la credibilidad de los resultados ante audiencias técnicas y no técnicas [38], [39], [40], [41], [42].

4.2.2 Población y marco muestral

Al definir claramente la población y el marco muestral será posible establecer de qué universo se pretende obtener información y garantiza que la muestra seleccionada cubra todos los casos relevantes. Sin un marco definido y exhaustivo, el diseño muestral carecería de base y se arriesgaría a sesgos de cobertura.

Para efectos del presente estudio, la población objetivo se definió como el conjunto de clientes libres (L) y clientes libres en distribución (L_D) reportados en el Balance de Transferencias definitivo del Coordinador Eléctrico Nacional correspondiente a julio de 2025, considerando las siguientes características:

- **Tipo de cliente:** Los clientes tipo L corresponden a plantas con consumos eléctricos superiores a 100 MW, mientras que los clientes tipo L_D se caracterizan por un consumo promedio de hasta 60 MW.
- **Número y ubicación de plantas:** Aprovechando la información contenida en los archivos de demanda del balance, fue posible identificar tanto el número de plantas por cliente como su distribución regional desde Arica y Parinacota hasta Los Lagos (excluyendo Aysén y Magallanes).
- **Clasificación sectorial:** Adicionalmente, se realizó un **análisis de escritorio** para asignar a cada cliente un **sector productivo** de acuerdo con su actividad económica principal.

De esta forma, el marco muestral no solo recoge a la totalidad de los clientes relevantes del sistema eléctrico en el período definido, sino que además incorpora información clave sobre su magnitud de consumo, distribución territorial y pertenencia sectorial. Proceder de esta manera garantiza que la muestra a seleccionar pueda reflejar adecuadamente la diversidad existente en la población objetivo, evita la exclusión de unidades de gran relevancia y asegura que los resultados de la encuesta sean comparables y extrapolables al conjunto de clientes libres y libres en distribución del país.

4.2.3 Estratificación

La estratificación busca dividir la población en subgrupos homogéneos (estratos) dentro de los cuales la variabilidad es menor. Esto aumenta la precisión de las estimaciones y asegura que subpoblaciones relevantes (como sectores productivos específicos o tipos de clientes) tengan representación garantizada en la muestra [38], [39].

Para efectos del estudio, se definieron dos niveles de estratificación:

- **Estratos explícitos:** el cruce entre sector productivo y tipo de cliente (L/L_D), que permite reflejar las diferencias estructurales en la población.
- **Estratificación implícita territorial:** ordenamiento de las unidades dentro de cada estrato por la ubicación regional de sus plantas. Esto asegura un balance territorial sin multiplicar innecesariamente el número de estratos.

La definición de dos niveles de estratificación permite abordar simultáneamente la heterogeneidad estructural de la población y su distribución territorial. En la práctica, la combinación de estratos explícitos (sector productivo $\times$ tipo de cliente) y la estratificación implícita por región opera de manera complementaria: primero se garantiza que cada sector y tipo de cliente tenga representación asegurada en la muestra, y luego, al ordenar dentro de cada estrato según la ubicación regional de las plantas, se logra que la selección respete la dispersión geográfica del universo. Este procedimiento en cascada contribuye a perfilar una muestra más equilibrada y representativa, capaz de capturar tanto las diferencias productivas como las particularidades regionales de los clientes eléctricos.

4.2.4 Determinación del tamaño muestral

Definir el tamaño de muestra es un paso central en el diseño de encuestas, pues establece cuántas unidades deben ser efectivamente observadas para garantizar resultados representativos de toda la población. Un tamaño muestral insuficiente pone en riesgo la validez estadística de los resultados, mientras que un tamaño excesivo encarece y hace ineficiente el trabajo de campo. La determinación del número adecuado de encuestas busca, por tanto, un equilibrio entre precisión y factibilidad operativa.

Al respecto, en general se definen los siguientes parámetros para la determinación del tamaño muestral:

1. **Nivel de confianza:** es la probabilidad de que el **intervalo de confianza** que se calcula a partir de la muestra contenga el valor verdadero de la población. Cuando se considera un 95% de confianza, significa que, si se repite el estudio 100 veces con muestras distintas, en 95 de esas 100 ocasiones el intervalo de confianza incluiría el valor poblacional real, y en 5 no. Matemáticamente, este nivel de confianza se traduce en un valor crítico de la distribución normal estándar. Para el 95% se usa $Z=1.96$, mientras que para 99% se usaría $Z=2.58$ ¹⁷.
2. **Efecto de diseño (deff):** mide cuánto aumenta (o disminuye) la varianza de las estimaciones al usar un diseño muestral complejo (con estratificación, conglomerados, selección PPS, etc.) en comparación con lo que ocurriría si hubiéramos usado un muestreo aleatorio simple del mismo tamaño. Matemáticamente se define como el cociente entre la varianza real bajo el diseño y la varianza bajo muestreo aleatorio simple. En la práctica:
 - Si **deff = 1** → el diseño es tan eficiente como un muestreo aleatorio simple.
 - Si **deff > 1** → el diseño produce más varianza (menos precisión) que un muestreo simple. Esto ocurre típicamente cuando hay **conglomeración** (ejemplo: encuestar muchas plantas de un mismo cliente).
 - Si **deff < 1** → el diseño es más eficiente que el muestreo simple. Esto ocurre cuando la **estratificación** es muy fuerte y reduce la variabilidad dentro de estratos.

Y para determinar el tamaño muestral se puede aplicar la fórmula de Cochran para población “infinita” (N muy grande), y luego se aplica una corrección por población finita (cuando N es conocido).

La fórmula de Cochran para población “infinita” (N muy grande) es la siguiente:

$$n_0 = deff \cdot \frac{Z^2 \cdot p \cdot (1 - p)}{e^2}$$

Donde:

- n_0 = tamaño de muestra inicial (suponiendo población infinita).
- Z = nivel de confianza (1.96 para 95%, 2.58 para 99%).
- p = proporción esperada (si no se conoce, se usa 0.5 para máxima varianza).
- e = error muestral permitido (ej. 0.05 para $\pm 5\%$).

¹⁷ El valor Z (o puntuación Z) indica cuántas desviaciones estándar se encuentra un punto de datos específico por encima o por debajo de la media.

- deff = efecto de diseño.

Mientras que la corrección por población finita se aplica mediante la siguiente fórmula

$$n = \frac{N \cdot n_0}{N + n_0 - 1}$$

Definir el tamaño muestral bajo supuestos estadísticos explícitos y documentados permite que el ejercicio sea transparente y replicable. Más allá del número en sí, este paso asegura que la encuesta alcanzará un nivel de precisión adecuado, que el esfuerzo de campo será proporcional a los objetivos del estudio, y que los resultados obtenidos serán extrapolables al universo de clientes libres y libres en distribución en Chile. En conjunto, esta sección constituye el puente entre la definición conceptual de la población y la operacionalización práctica de la muestra, y entrega la certeza de que el diseño descansa sobre bases estadísticas sólidas.

4.2.5 Medida de tamaño y selección PPS

Cuando las unidades de la población tienen magnitudes muy distintas —como ocurre aquí, donde algunos clientes poseen muchas plantas distribuidas en distintas regiones y otros cuentan con solo una—, tratarlas todas como “iguales” en el muestreo llevaría a sesgos: los clientes más grandes estarían subrepresentados respecto de su impacto real en el sistema eléctrico. Para corregirlo, se define una **medida de tamaño (MOS, por sus siglas en inglés)** y se aplica un esquema de **probabilidad proporcional al tamaño (PPS)**, en el cual la probabilidad de inclusión de cada cliente depende de su peso relativo en el marco.

Dentro de cada estrato h (sector productivo $\times$ tipo de cliente), la probabilidad de inclusión de un cliente i se define como:

$$\pi_i = \eta_h \cdot \frac{MOS_i}{\sum_{j \in h} MOS_j}$$

Donde:

- π_i : probabilidad de inclusión del cliente i .
- η_h : número de unidades que se seleccionarán en el estrato h .
- MOS_i : medida de tamaño del cliente i (número total de plantas, ponderado según tipo L o L_D).
- $\sum_{j \in h} MOS_j$: suma de las medidas de tamaño de todos los clientes en el estrato h .

Adicionalmente, en la práctica, hay clientes cuya medida de tamaño es tan alta que, al aplicar la fórmula, la probabilidad de inclusión π_i alcanza o supera el 100%. Estos casos se denominan **Unidades con inclusión forzosa** (o take-all) y se incluyen de manera automática en la muestra, sin pasar por el sorteo. El criterio garantiza que los actores de mayor peso en la población no queden fuera de la encuesta por azar, dado que su exclusión afectaría seriamente la representatividad de los resultados.

En el marco del estudio, el definir la medida de tamaño en función del número de plantas (ponderado por tipo de cliente) cumple un doble propósito:

1. **Reflejar la escala real de cada cliente en el sistema eléctrico.** Los clientes con más plantas o de mayor consumo energético tienen una mayor huella en la operación del sistema y, por tanto, requieren mayor probabilidad de inclusión.
2. **Equilibrar eficiencia y representatividad.** La inclusión forzosa de los clientes más grandes asegura que no se pierda información crítica, mientras que el muestreo probabilístico de los clientes medianos y pequeños mantiene la diversidad y reduce costos de levantamiento.
3. **Ajustar el diseño a la heterogeneidad estructural de la población.** Al ponderar a los clientes tipo L por sobre los L_D, el esquema captura diferencias en consumo energético que son relevantes para el análisis.

Por su parte, el efecto de los “take-all” es que una parte de la muestra queda fija de antemano (los clientes más grandes), y el resto de la muestra se asigna aleatoriamente entre las unidades restantes. Esto implica que:

- Se mejora la precisión global de las estimaciones, porque las unidades de mayor impacto siempre están representadas.
- Se reduce la varianza de los ponderadores, ya que los pesos extremos asociados a estos clientes desaparecen (no dependen de una probabilidad de inclusión muy baja o muy alta).
- Se logra un balance metodológico: se preserva la representatividad de los grandes consumidores sin perder la diversidad que aportan las unidades más pequeñas.

De esta manera, la combinación de una medida de tamaño definida a partir del número y tipo de plantas, con la inclusión forzosa de los grandes actores y la selección PPS de los demás, asegura que la muestra resultante sea **eficiente, representativa y robusta**, tanto para describir la estructura global de los clientes eléctricos como para captar la diversidad sectorial y territorial del universo analizado.

4.2.6 Diseño muestral

El diseño muestral es el corazón de toda encuesta, pues define el procedimiento mediante el cual se seleccionarán las unidades que efectivamente responderán el cuestionario. Lo que aquí se busca es garantizar que cada cliente tenga una **probabilidad conocida y distinta de cero de ser incluido**, que estas probabilidades reflejen la importancia relativa de cada unidad (según su tamaño y sector), y que la muestra resultante sea representativa de la diversidad de la población objetivo. Un buen diseño muestral asegura que los esfuerzos de estratificación y definición de medidas de tamaño se traduzcan en una selección ordenada, transparente y eficiente. El diseño puede realizarse en una o dos etapas, donde la elección dependerá del compromiso esfuerzo de cálculo v/s detalle de resultados a obtener.

Diseño de una etapa: En el esquema de una etapa, la unidad de muestreo coincide con la unidad de análisis principal: el cliente. Es decir, una vez definido el marco y los estratos, se aplica el método PPS (con inclusión forzosa de los más grandes y selección aleatoria proporcional al tamaño para el resto) directamente sobre los clientes. Cada cliente seleccionado aporta información consolidada de todas sus plantas, sin distinguir entre ellas en el proceso de muestreo.

- **Implementación práctica:** dentro de cada estrato, se elabora un listado de clientes ordenado territorialmente; se asigna a cada uno una probabilidad de inclusión proporcional a su medida de tamaño; y se realiza una selección sistemática.
- **Beneficios:** es un diseño más simple, menos costoso y directo, que facilita la organización del trabajo de campo y el análisis de los datos. Resulta especialmente adecuado cuando el interés principal está en describir las características globales de los clientes y no tanto en diferenciar cada planta individual.

Diseño de dos etapas: En el esquema de dos etapas, el muestreo incorpora un nivel adicional de selección: primero se eligen los clientes y luego, dentro de los clientes seleccionados, se seleccionan algunas de sus plantas. Esto permite trabajar con mayor granularidad territorial y captar con más detalle la heterogeneidad interna de las empresas con muchas instalaciones.

- **Primera etapa:** selección de clientes con PPS, considerando la medida de tamaño definida (número y tipo de plantas).
- **Segunda etapa:** dentro de cada cliente seleccionado, se eligen aleatoriamente un número de plantas (ya sea mediante selección simple aleatoria o proporcional a su tamaño/consumo).
- **Beneficios:** otorga representatividad no solo a nivel de cliente, sino también a nivel de planta o región, lo que es útil cuando se quieren producir estimaciones regionales o cuando las plantas de un mismo cliente presentan realidades muy distintas. Además, distribuye mejor la carga de entrevistas entre distintas ubicaciones, evitando depender de un solo informante consolidado.

Comparación entre una y dos etapas

- **Una etapa:** más eficiente en costos y tiempo, adecuado cuando el foco está en los clientes como actores unitarios.
- **Dos etapas:** más detallado, permite análisis regionales y por planta, pero implica mayor complejidad operativa y analítica.
- **Elección práctica:** la decisión depende del nivel de desagregación que requiera el estudio. Si basta con caracterizar a los clientes como unidades globales, se recomienda el diseño de una etapa. Si en cambio se desea conocer las particularidades regionales o de plantas específicas, es preferible avanzar a un diseño bietápico.

Relación con lo anterior: Este diseño es la síntesis de las decisiones descritas en las secciones previas:

- De la **definición de la población y el marco**, toma el conjunto completo de clientes libres y libres en distribución del Coordinador Eléctrico Nacional como universo.
- De la **estratificación**, recoge la división por sector productivo y tipo de cliente, y asegura equilibrio territorial mediante estratificación implícita.
- De la **medida de tamaño y PPS**, incorpora el peso relativo de cada cliente y la inclusión forzosa de los más grandes.

El resultado es un procedimiento de selección estructurado y transparente que convierte los lineamientos metodológicos en una muestra concreta, capaz de reflejar de manera representativa la composición y diversidad de los clientes eléctricos en Chile.

4.2.7 Ponderadores y ajustes

Aunque el diseño muestral se esfuerza en dar a cada unidad una probabilidad de selección proporcional a su tamaño e importancia, en la práctica siempre habrá diferencias entre la muestra obtenida y la estructura real de la población. Estas diferencias se producen por tres razones principales:

1. **El diseño probabilístico mismo**, que otorga mayores probabilidades a algunas unidades y menores a otras.
2. **La no respuesta**, es decir, los casos seleccionados que no logran ser encuestados.
3. **La falta de coincidencia exacta con totales conocidos**, como la distribución real de clientes por sector, tipo o región.

Los ponderadores y los ajustes posteriores corrigen estas diferencias y son los que, en última instancia, garantizan que los resultados de la encuesta puedan extrapolarse con validez al universo completo de clientes libres y libres en distribución.

Pesos base: El primer paso es calcular los **pesos base**, que corresponden al inverso de la probabilidad de inclusión de cada unidad. En un diseño de una etapa, este peso se define como:

$$w_i = \frac{1}{\pi_i}$$

donde π_i es la probabilidad de selección del cliente i. Por su parte, en un diseño bietápico, los pesos se amplían a:

$$w_{i,p} = \frac{1}{\pi_i \cdot \pi_{p|i}}$$

donde $\pi_{p|i}$ es la probabilidad de que una planta p sea seleccionada dentro del cliente i. Estos pesos aseguran que cada observación se “expanda” al número de unidades que representa en la población.

Ajustes por no respuesta: En la práctica, no todos los clientes seleccionados responderán la encuesta. Si no se corrige, esta pérdida podría sesgar los resultados, especialmente si la no respuesta se concentra en ciertos sectores o tipos de clientes. Para evitarlo, los pesos se ajustan dentro de cada estrato o dominio, multiplicando por un factor que compense la proporción de no respuesta. De esta forma, los clientes que sí respondieron representan también a los que no lo hicieron.

Calibración a totales conocidos: El último paso es la **calibración**; ajustar los ponderadores para que, al aplicarlos, la muestra “reconstruya” correctamente la estructura de la población en dimensiones clave. En este estudio, los totales de referencia más naturales son:

- La **cantidad de clientes por sector productivo y tipo (L/L_D)**.
- La **distribución territorial de plantas** entre macrozonas o regiones.

Al calibrar los pesos, nos aseguramos de que las estimaciones globales coincidan con la realidad conocida, y que las inferencias a nivel de subgrupos no sufran desviaciones por azar muestral o por no respuesta.

Impacto en el ejercicio global: El proceso de ponderación y ajustes es lo que finalmente permite que la muestra, aunque sea más pequeña que el universo, “pese” igual que él. De este modo:

- Se preserva la representatividad lograda en el diseño.
- Se corrigen los efectos de la no respuesta y del azar en la selección.
- Se garantiza que los resultados puedan interpretarse como un reflejo del total de clientes libres y libres en distribución.

En resumen, los ponderadores transforman un conjunto de encuestas individuales en una fotografía fiel del universo completo, y son por tanto la pieza que consolida y valida todo el trabajo de diseño muestral.

4.3 Aplicación del espacio muestral al caso de estudio

4.3.1 Aplicación primera etapa

Se aplica la metodología completa sobre la base de datos levantada a partir del balance de transferencias definitivo de julio 2025. En el Anexo 3: Base muestral encuesta clientes libres se adjunta la planilla con el listado de clientes libres.

Determinación del tamaño muestral y asignación inicial

Para la definición del tamaño muestral se establecieron los siguientes supuestos metodológicos:

1. **Nivel de confianza (95%):** se empleó un intervalo de confianza del 95%, ampliamente utilizado en encuestas oficiales y de opinión pública (ej. INE, CEP). Esto equivale a un valor crítico de $Z=1.96$, correspondiente al percentil 97.5% de la distribución normal estándar. En la práctica, implica que los intervalos calculados a partir de la muestra contendrán al valor poblacional verdadero en 95 de cada 100 levantamientos hipotéticos.
2. **Proporción esperada (pp):** se utilizó $p=0.5$, que representa la situación de máxima varianza. Este valor es conservador y asegura que el tamaño de muestra calculado será suficiente bajo cualquier escenario de variabilidad de la característica medida.
3. **Margen de error (e):** se exploraron márgenes de error de $\pm 5\%$, $\pm 4\%$ y $\pm 3\%$ para evaluar diferentes niveles de precisión posibles.
4. **Efecto de diseño (deff = 1.4):** en un muestreo aleatorio simple el deff sería 1. Sin embargo, al incorporar estratificación, selección proporcional al tamaño y potencial no respuesta, la varianza de las estimaciones suele inflarse. En encuestas nacionales de referencia en Chile se reportan valores entre 1.2 y 1.5; por ello, se adoptó un valor conservador de 1.4, lo que garantiza que el cálculo del tamaño muestral considere estas complejidades.

5. **Corrección por población finita:** dado que el universo de clientes libres y libres en distribución asciende a $N = 3.541$, se aplicó la corrección correspondiente para ajustar el tamaño de muestra requerido, evitando sobredimensionar innecesariamente el esfuerzo de levantamiento.

Con estos parámetros, los tamaños muestrales estimados fueron los siguientes:

- $\pm 5\%$ de error muestral: alrededor de 467 encuestas válidas.
- $\pm 4\%$ de error muestral: alrededor de 679 encuestas válidas.
- $\pm 3\%$ de error muestral: alrededor de 1.050 encuestas válidas.

Para la primera etapa de diseño se adoptó como referencia el escenario de $\pm 5\%$ de error muestral, dado que representa un equilibrio razonable entre precisión estadística y factibilidad operativa.

Asignación por tipo de cliente

El marco muestral distingue entre dos tipos de clientes:

- Clientes L: con plantas de consumo eléctrico superior a 100 MW.
- Clientes L_D: con plantas de consumo promedio en torno a 60 MW.

A partir de esta distinción se aplicaron dos esquemas de asignación:

1. **Asignación proporcional al tamaño poblacional:** distribuye los casos en función de la proporción de clientes de cada tipo en el universo. Bajo este criterio, de los 467 casos totales, corresponderían a 29 clientes L y 438 clientes L_D.
2. **Asignación óptima de Neyman:** considera además la variabilidad observada en la medida de tamaño (MOS) de cada grupo. Este criterio sugiere una importante mayor representación de clientes L, resultando en 42 clientes L y 425 clientes L_D para un total de 467 casos.

Resultados de la primera etapa

La aplicación de estos criterios permitió determinar que el tamaño muestral mínimo requerido para garantizar un nivel de confianza del 95% y un margen de error del $\pm 5\%$ es de aproximadamente 467 encuestas válidas.

Asimismo, la asignación inicial entre clientes L y L_D garantiza la representación de ambos grupos, con un ligero ajuste a favor de los clientes L cuando se utiliza la asignación de Neyman, lo que responde a la mayor dispersión observada en su medida de tamaño.

Este resultado constituye la base sobre la cual se podrá avanzar a una segunda etapa de diseño, que refine la distribución muestral al interior de cada sector productivo y, eventualmente, por macrozonas geográficas, manteniendo la representatividad del universo completo de clientes libres y libres en distribución.

4.3.2 Aplicación segunda etapa

Para esta segunda etapa, el tamaño muestral objetivo de **467 encuestas válidas** (95% de confianza, $\pm 5\%$ de error, $deff = 1.4$, $N = 3.541$) se distribuyó en los estratos definidos por el cruce entre **sector productivo** y **tipo de cliente** (L y L_D).

La **medida de tamaño (MOS)** de cada cliente se definió como el número total de plantas, ponderado por el tipo de cliente, lo que permite reflejar tanto la magnitud como la heterogeneidad interna de los clientes. A partir de esta medida se calcularon las medias y desviaciones estándar por estrato, insumo necesario para la asignación de Neyman.

Los resultados se resumen en la Tabla 7 siguiente:

TABLA 7: RESULTADOS MOS POR CADA SECTOR ECONÓMICO

Sector	Tipo	N_po- blacion	MOS_ mean	MOS_ _sd	n_pr op	n_ney- man
Actividades inmobiliarias	L_D	400	73	54	52	30
Agricultura, ganadería, silvicultura y pesca	L	11	109	30	1	0
Agricultura, ganadería, silvicultura y pesca	L_D	636	86	83	84	70
Comercio minorista	L	6	100	0	1	0
Comercio minorista	L_D	160	116	124	21	26
Construcción	L	4	100	0	1	0
Construcción	L_D	54	100	102	7	7
Hotelería / entretenimiento / deportes	L_D	70	70	25	9	2
Industrias manufactureras	L	40	138	63	5	3
Industrias manufactureras	L_D	459	78	57	61	35
Información y comunicaciones	L	6	117	41	1	0
Información y comunicaciones	L_D	46	133	168	6	10
Minas y canteras	L	80	185	163	11	17
Minas y canteras	L_D	94	80	49	12	6
Retail / grandes tiendas	L_D	111	241	484	15	71
Servicios de salud	L_D	109	77	38	14	6
Servicios educativos	L_D	66	115	166	9	14
Servicios financieros y de seguros	L_D	41	92	136	5	7
Servicios generales	L	2	150	71	0	0
Servicios generales	L_D	89	95	121	12	14
Suministro de agua, evacuación de aguas residuales, gestión de desechos y descontaminación	L	8	213	83	1	1
Suministro de agua, evacuación de aguas residuales, gestión de desechos y descontaminación	L_D	135	131	272	18	49
Suministro de electricidad, gas, vapor y aire acondicionado	L	10	110	32	1	0
Suministro de electricidad, gas, vapor y aire acondicionado	L_D	96	100	147	13	20
Transporte y almacenamiento	L	15	327	644	2	13
Transporte y almacenamiento	L_D	145	82	60	19	12
Sin información	L	35	157	88	5	4
Sin información	L_D	613	76	62	81	50

En términos generales:

- Con la **asignación proporcional**, los estratos reciben encuestas en proporción directa a su peso en el universo.
- Con la **asignación de Neyman**, se refuerzan ligeramente los estratos con mayor dispersión en el MOS, lo que mejora la eficiencia estadística del diseño.

Esta distribución convierte el tamaño muestral global en **cuotas específicas por sector y tipo de cliente**, asegurando representatividad en los subgrupos relevantes y facilitando la planificación del trabajo de campo.

4.4 Diseño de la encuesta

De acuerdo a lo señalado en las secciones anteriores se diseñó la encuesta en un formato simple y accesible, para ser aplicada de modo remoto adjuntando un link con la encuesta a cada destinatario.¹⁸

El sistema permite guardar la encuesta en caso de no poder responderla en su totalidad, mostrar/no mostrar preguntas de acuerdo a las mismas respuestas de los encuestados, indica errores, entre otros.

En términos generales la encuesta se organiza en 4 secciones: caracterización del cliente, caracterización del consumo, conocimiento y medidas frente al periodo de control de punta y disposición al cambio del periodo de control. En la siguiente figura se sintetiza lo anterior.

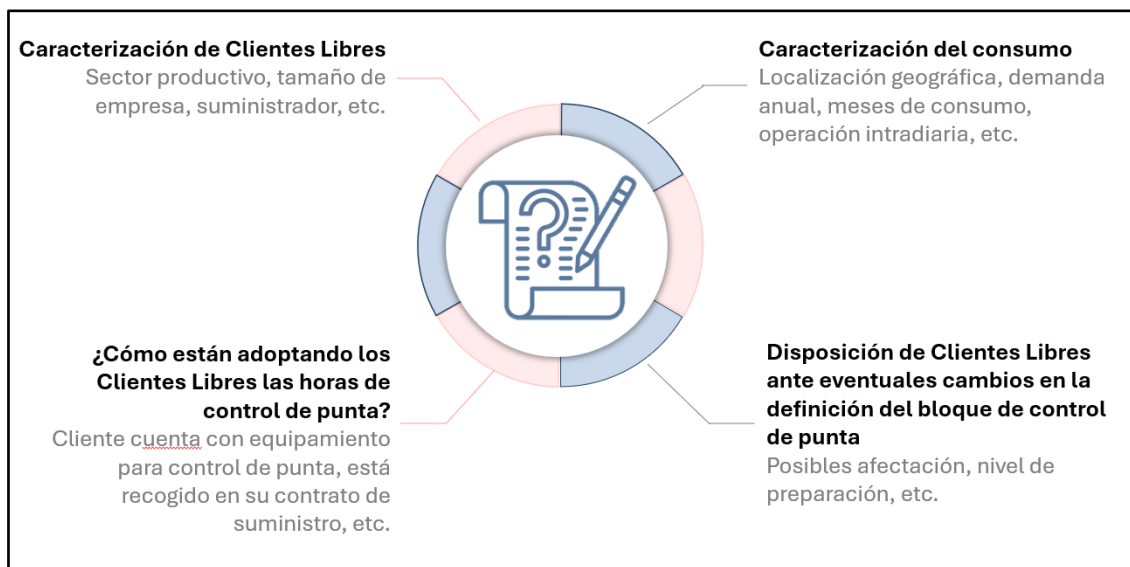


FIGURA 5: SECCIONES DE LA ENCUESTA A CLIENTES LIBRES

En el Anexo 4: Encuesta a aplicar a clientes libres se adjunta el detalle de las preguntas a realizar.

¹⁸ La encuesta se encuentra disponible en modo de prueba en: <https://form.jotform.com/252545682790668>

4.5 Resultados de la encuesta

La encuesta fue distribuida a 321 clientes distintos, de los cuales se obtuvo un total de 66 respuestas, lo que corresponde a un 20,56% del total.

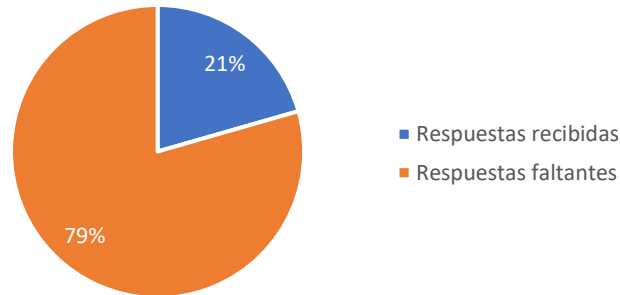


FIGURA 6: RELACIÓN DE RESPUESTAS TOTALES

Para categorizar adecuadamente las respuestas de la encuesta, se estableció una clasificación por sector productivo que permitió agrupar a las empresas según la naturaleza de sus actividades. Estas clasificaciones fueron definidas previamente, pero también ajustadas o complementadas en función de los patrones observados en las respuestas recibidas. La siguiente tabla presenta la cantidad de respuestas obtenidas para cada grupo, la cantidad requerida de acuerdo con la muestra diseñada y el porcentaje de cumplimiento real. Lo anterior, permite evaluar de forma comparativa el grado de representatividad alcanzado en cada clasificación.

TABLA 8: CLASIFICACIÓN POR TIPO DE EMPRESA Y PORCENTAJE DE CUMPLIMIENTO DE RESPUESTAS

ID_Grupo	Nombre_Grupo	N° Respuestas	% Esperado Respuestas	% Real Respuestas
1	Mineria_Canteras	7	5,55%	2,18%
2	Agricultura_Ganaderia_Pesca	14	12,27%	4,36%
3	Agua_Desechos	3	10,25%	0,93%
4	Industria_Manufacturera	13	8,24%	4,05%
5	Comunicaciones	2	2,69%	0,62%
6	Electricidad_Combustible_Quimica	5	4,37%	1,56%
7	Construccion	0	1,68%	0,00%
8	Comercio_Minorista	5	21,68%	1,56%
9	Transporte_Almacenamiento	3	5,71%	0,93%
10	Servicios_Salud	2	2,35%	0,62%
11	Servicios_Educativos	3	3,53%	0,93%
12	Servicios_Financieros	0	0,67%	0,00%
13	Hoteleria_Entretenimiento	1	1,18%	0,31%
14	Industria_Alimentaria	3	2,52%	0,93%
15	Edificio_Condominio	2	4,54%	0,62%
16	Complejo_Penitenciario	0	1,01%	0,00%

A partir de la información de la Tabla 8, se observa que los sectores productivos con mayor número de respuestas corresponden a Industria Manufacturera y Agricultura, Ganadería y Pesca. Sin embargo, pese a contar con un volumen significativo de respuestas, no alcanzan el porcentaje requerido de cumplimiento del espacio muestral. Se hace notar, además, que las respuestas se concentraron en un 89,39% en empresas clasificadas como Gran Empresa, las cuales son las empresas con ingresos anuales por ventas y servicios superiores a 100.000 UF. Lo anterior sugiere que, en una gran medida, este tipo de empresas dispone de los recursos, conocimientos y personal que les permiten contestar la encuesta en contraposición con empresas de menor tamaño.

El alcance de este procedimiento se puede cuantificar en términos de porcentaje de demanda de empresas que respondieron la encuesta, en comparación a la demanda anual, ante esto tomando en consideración los retiros de energía anuales del sistema informado en los reportes de desempeño del SEN [43] , los encuestados representan el 4.51% para el 2023 y el 4.55% para el 2024, especificando la energía de los encuestados desde los valores de físicos de medidas horarias publicados por la misma entidad.

Sin perjuicio de lo anterior, como se podrá verificar más adelante, las respuestas obtenidas sí permiten obtener conclusiones de carácter cualitativo, particularmente respecto de las capacidades técnicas y disposición a realizar ajustes a la demanda. Aun así, el equipo consultor ha complementado los análisis de las encuestas con análisis de perfiles de demanda de cientos de empresas que permiten obtener una visión general del comportamiento de los clientes libres obtenido a partir de los datos de los informes de valorización de transferencias económicas para el año 2023 y 2024.

De esta manera, las siguientes secciones presentan 1) un resumen de las respuestas a las principales preguntas de la encuesta las que se presentan ya sea gráficamente o de manera descriptiva; 2) un análisis de la capacidad y disposición de las empresas a flexibilizar su consumo en los horarios de punta; y 3) un análisis complementario asociado a los perfiles eléctricos de cientos de empresas (no sólo las que contestaron la encuesta) que permite identificar las horas de mayor demanda.

4.5.1 Resumen de las principales respuestas

En términos generales, en cuanto al uso de energía de las empresas, las respuestas se distribuyen principalmente entre los procesos térmicos (34,84%) y los sistemas de motores/bombeo (37,87%). Además, respecto de la cantidad de plantas con distintos perfiles energéticos¹⁹, la mayoría de las empresas informó un solo tipo de planta (60,6%). Sin embargo, un número significativo reportó más de uno: tres tipos distintos (18,18%), dos tipos (10,6%), o incluso cuatro tipos de plantas (10,6%).

En cuanto al conocimiento del concepto de “Periodo de Control de Punta” y para qué sirve, las empresas encuestadas muestran que se trata de un elemento ampliamente internalizado en su operación. El 98% declaró conocer este periodo, lo que evidencia una comprensión casi universal del concepto dentro de la muestra.

¹⁹ El objetivo de esta pregunta no estaba asociada a contabilizar el total de sucursales existentes, sino identificar cuántos tipos distintos de comportamiento energético posee cada empresa. Por ejemplo, una cadena de supermercados puede tener numerosas sucursales, pero al analizar sus consumos es posible identificar únicamente dos perfiles característicos: Tipo 1 (bodegas u oficinas) y Tipo 2 (supermercados con características de demanda similares).

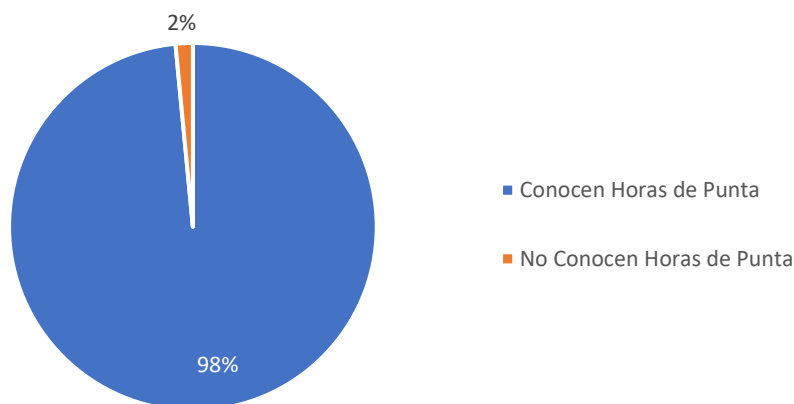


FIGURA 7: RELACIÓN DE CONOCIMIENTO DE PERIODO DE CONTROL DE PUNTA

Sin embargo, pese al elevado nivel de conocimiento respecto de la existencia del periodo de control de punta, la mayoría de las empresas reportó no implementar medidas de reducción de consumo durante dichas horas. Solo el 20% señaló que disminuye su consumo mediante algún tipo de proceso, mientras que el 80% restante no lo hace.

La categorización de las empresas que disminuyen su consumo (20%), corresponden a grandes empresas en un 85%, las cuales ocupan su energía en procesos térmicos (62%) y en motores-bombeo (31%). Además, dentro de su segmentación en sectores productivos, el 46% está dentro del grupo de agricultura, ganadería y pesca, y 23% en comercio minorista, al igual que en industria manufacturera. De las empresas que sí utilizan algún método para reducir su consumo durante el periodo de control de punta, es decir, del 20% indicado previamente, se observa que el 23% de ellas no logra compensar dicha reducción de la demanda en otras horas. En contraste, el 77% restante sí logra compensar su consumo en distintas franjas horarias, tal como se muestra en la Figura 8.

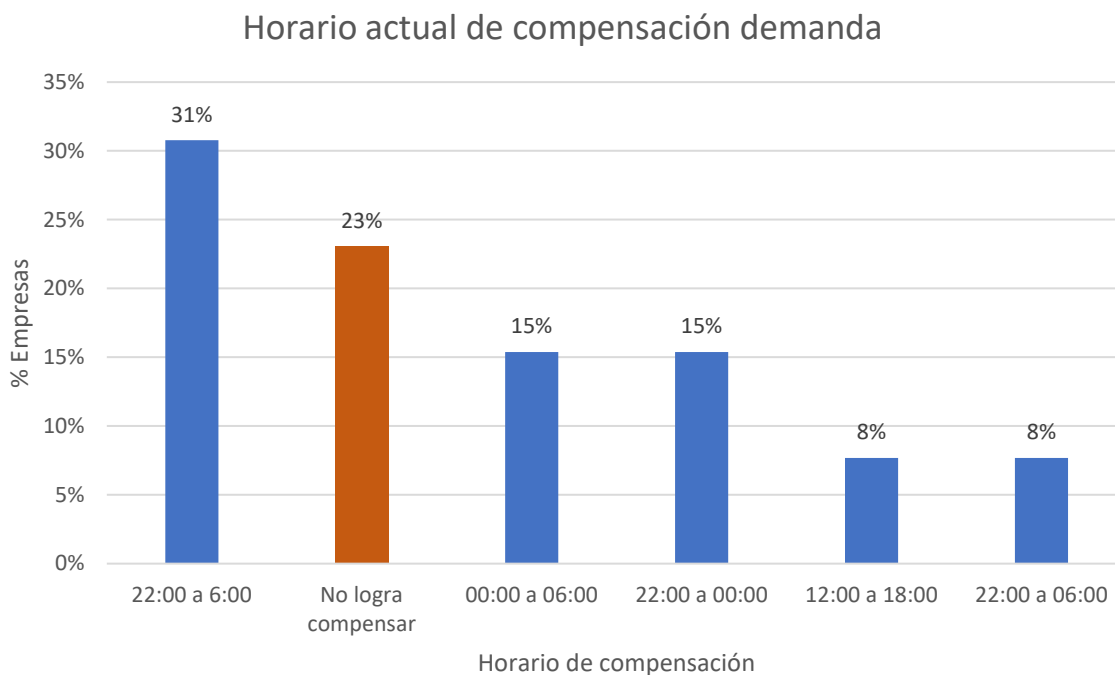


FIGURA 8: HORARIO ACTUAL DONDE EMPRESAS COMPENSAN SU DEMANDA

Por otra parte, entre las empresas que no cuentan con sistemas para reducir su consumo en horas de punta, se identifican diversas razones que explican por qué esta alternativa no es considerada viable. La más recurrente corresponde a la evaluación costo-beneficio, donde un 36% de las empresas indica que, aunque la opción ha sido evaluada, los costos asociados a modificar su producción no se justifican frente a los beneficios obtenidos.

Otras explicaciones relevantes incluyen la existencia de factores externos que limitan la implementación (18%), la necesidad de mantener procesos productivos continuos (16%) o simplemente la ausencia de alternativas técnicamente posibles según la propia empresa (16%). Esto se puede ver en la siguiente Figura 9.

Razón de no tener equipamiento para gestionar demanda

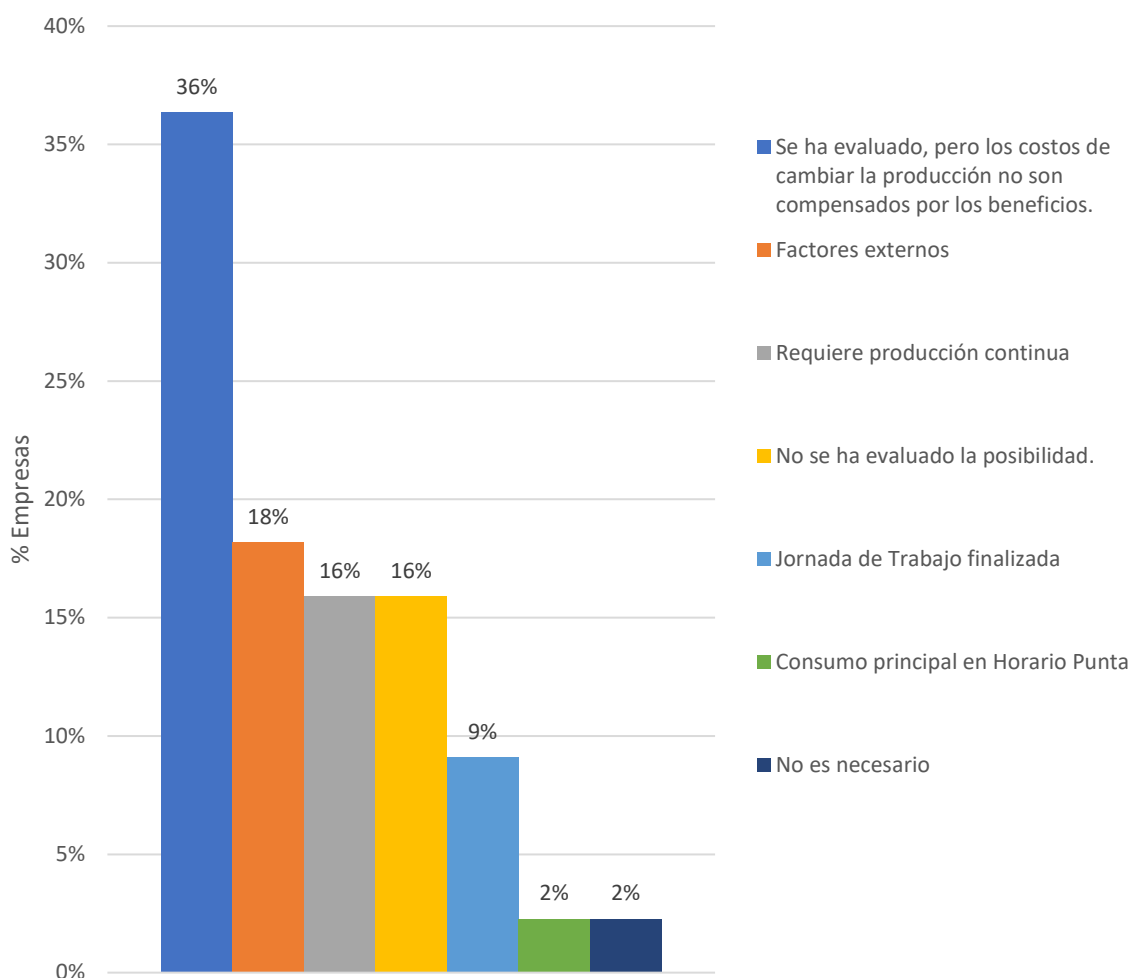


FIGURA 9: RAZÓN DE NO TENER EQUIPAMIENTO PARA GESTIONAR DEMANDA

Por otra parte, el 33% del total de empresas que contestaron las encuesta declara contar con equipamiento disponible para gestionar su demanda durante el periodo de control de punta, de esta fracción 45% especificó ocupar motores diésel operados entre 1 y 4 horas como máximo, y el 55% restante mencionó tener grupos electrógenos propios o arrendados.

Este equipamiento les permite disminuir sus retiros de energía de la red eléctrica cuyos porcentajes se presentan en la Figura 10. Los resultados muestran una amplia variabilidad: mientras algunas empresas solo logran reducciones menores (entre 0% y 10%), otras alcanzan disminuciones significativamente superiores, llegando incluso a valores entre 51% y 80%.

Asimismo, un grupo relevante declara no conocer con precisión el porcentaje de reducción alcanzado, lo que evidencia cierto nivel de desinformación interna respecto de su gestión energética.

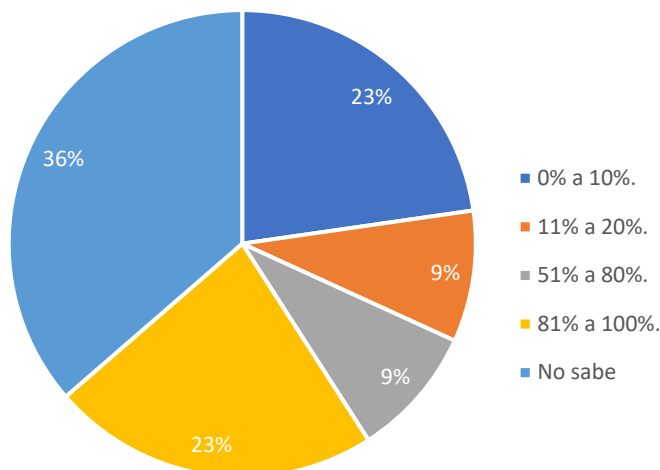


FIGURA 10: RANGO DE PORCENTAJES DE REDUCCIÓN QUE LOGRAN LAS EMPRESAS

Respecto del conocimiento de las empresas de las medidas de flexibilidad para gestionar su demanda, el 70% de las empresas considera que la medida de flexibilidad de demanda más eficiente y costo-efectiva para mitigar el consumo durante las horas punta es el uso de generación propia.

A esta alternativa le sigue, con un 42%, la implementación de sistemas de baterías, mientras que un 21% evalúa la posibilidad de detener o disminuir temporalmente su producción. Dentro de este grupo, las empresas destacan distintos argumentos que explican su preferencia por estas soluciones.

Entre las principales respuestas se encuentran:

- “Al tener generación propia también tendríamos respaldo para asegurar la continuidad de la planta”
- “Nuestro proceso es continuo y algunas tareas se postergan para evitar peak de consumos, estamos analizando algunas alternativas, como el uso de baterías o generación propia y dependiendo del costo beneficio pudiese ser que a futuro podamos implementar”.
- “Se podría cortar punta, poniendo en servicio los generadores, pero por costos y riesgos no cortamos punta.”

A partir de esta información, se observa que el factor más relevante a considerar cuando se aplica la reducción de demanda durante horas punta es la continuidad operativa, mencionada por el 70% de las empresas. En segundo lugar, con un 52%, se encuentran los costos operativos asociados a la medida, y posteriormente la seguridad operativa (38%) y la calidad del producto o servicio (33%), tal como se visualiza en la Figura 11.

Estos resultados muestran que las decisiones de gestión de demanda no dependen únicamente de la existencia de equipamiento o capacidades técnicas, sino también de la necesidad de mantener estándares operacionales y productivos que no afecten la actividad económica de la empresa.

Principales impactos por reducir demanda

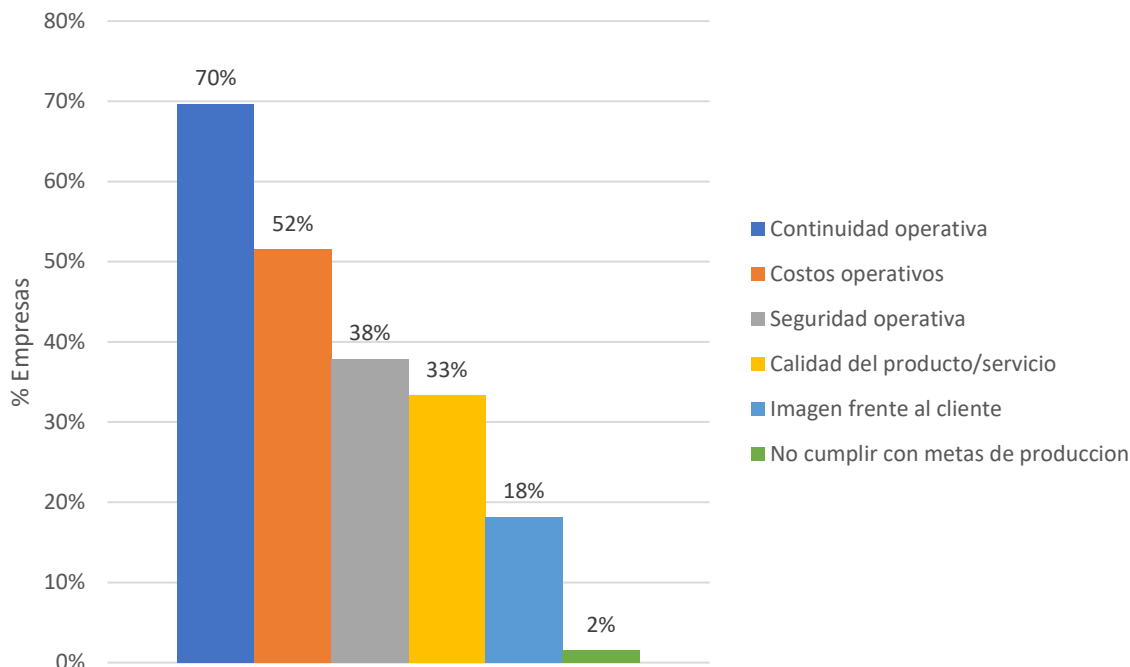


FIGURA 11: IMPACTOS MÁS RELEVANTES POR REDUCIR DEMANDA EN HORAS DE PUNTA

Ante la pregunta sobre qué porcentaje de su consumo considera crítico (no reducible), un 56% respondió en la alternativa más alta, es decir, entre 81% a 100%. Es decir, se ratifica que, para la mayoría, el consumo eléctrico es un factor de producción muy relevante. El resumen de las respuestas se presenta en la Figura 12.

Porcentaje Crítico de Consumo

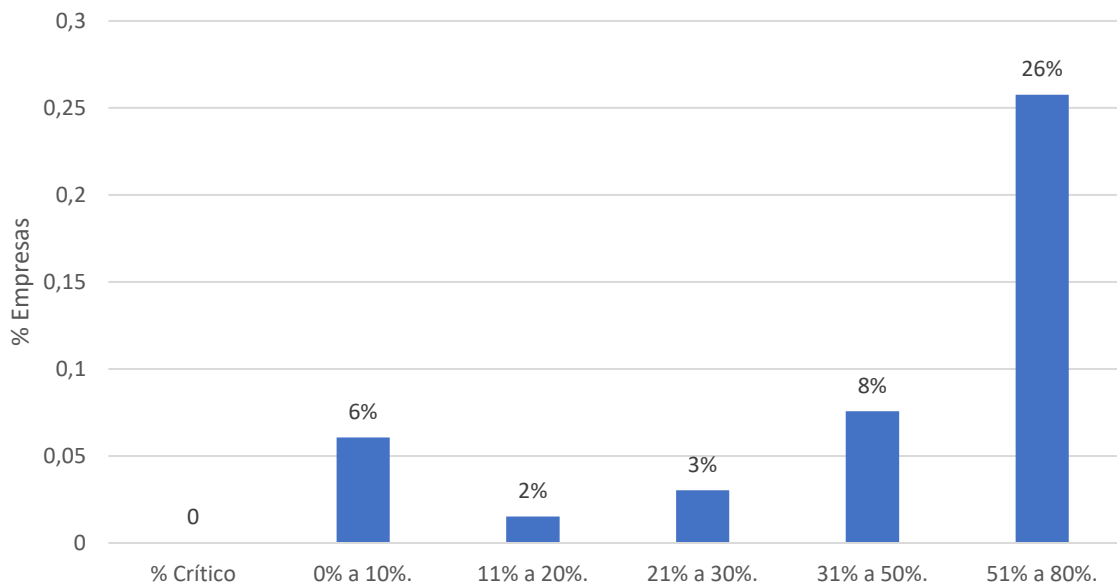


FIGURA 12: PORCENTAJE CONSIDERADO CRÍTICO DE CONSUMO POR LAS EMPRESAS

Ahora bien, al abordar la temática relacionada con la posible definición de un nuevo periodo de control de punta, las empresas manifiestan de manera mayoritaria que este periodo no debiera extenderse a todos los meses del año. Un 71% de las respuestas señala explícitamente que no están de acuerdo con esa opción. Por otro lado, un 23% considera aceptable que el periodo se extienda desde enero a diciembre, siempre que exista algún tipo de incentivo económico asociado que compense dicha extensión. Adicionalmente, frente a la posibilidad de dividir el periodo de punta en más de una ventana horaria diaria, las respuestas muestran una clara inclinación en contra de esta medida: el 63% de las empresas declara no estar de acuerdo con la implementación de múltiples ventanas, argumentando principalmente efectos operacionales y productivos que dificultarían su adopción.

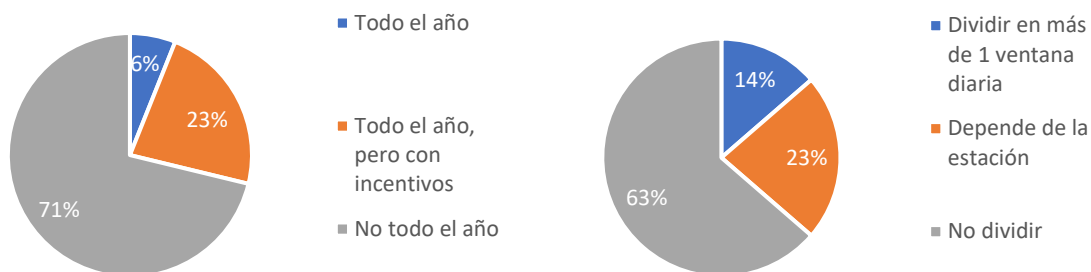


FIGURA 13: DISPOSICIÓN DE EMPRESAS A TENER UN PERIODO DE CONTROL DE PUNTA TODOS LOS MESES DEL AÑO Y ACEPTAR UNA DIVISIÓN EN MÁS DE UNA VENTANA DIARIA

Ante la consulta respecto de los meses del año en los que debería regir el periodo de control de punta, las respuestas de las empresas coinciden en gran medida con los periodos actualmente establecidos (abril a septiembre), según lo que se muestra en la Figura 14 en color rojo. No obstante, las respuestas muestran que enero presenta un comportamiento similar a septiembre para las empresas encuestadas, lo que introduce una diferencia relevante respecto del periodo vigente.

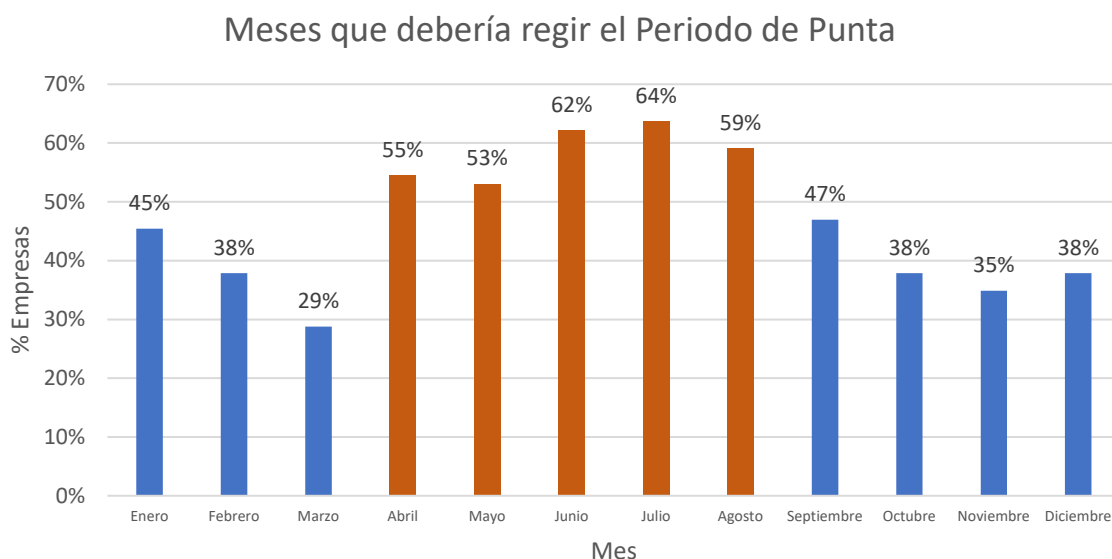


FIGURA 14: MESES QUE DEBERÍA REGIR EL PERIODO DE CONTROL DE PUNTA

En cuanto a las preferencias del horario del control de punta, la preferencia principal es un periodo entre las 18:00 a 00:00 con un 40,91% de las respuestas, luego un 18,18% no sabe que horario es conveniente para sus procesos productivos, y un 15,15% prefiere que el control sea entre las 00:00 y las 06:00. Respecto de la duración que debería tener este periodo, la preferencia de las empresas es que se mantenga en cuatro horas con un 47%, aun así, el 35% de ellas cree que debería ser más bajo reduciendo en dos horas la duración actual, o incluso tres horas con un 15% de las respuestas, tal como se muestra en la figura siguiente.

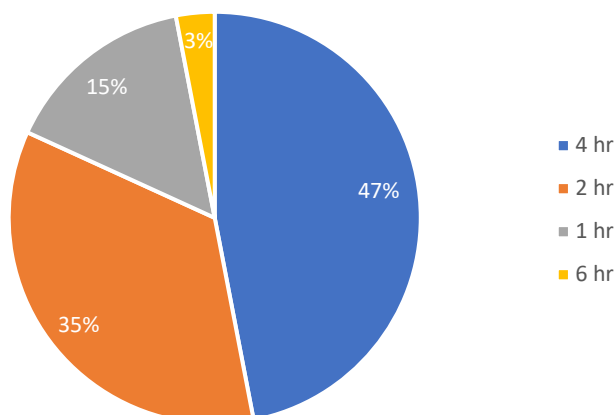


FIGURA 15: DURACIÓN QUE DEBERÍA TENER EL PERIODO DE CONTROL DE PUNTA

Finalmente, dentro de las condiciones que las empresas creen más relevantes para participar en programas de reducción de demanda destacan que los eventos deben durar como máximo una hora y que se debe dar aviso con un mínimo de 24 horas de anticipación como se muestra en la Figura 16.

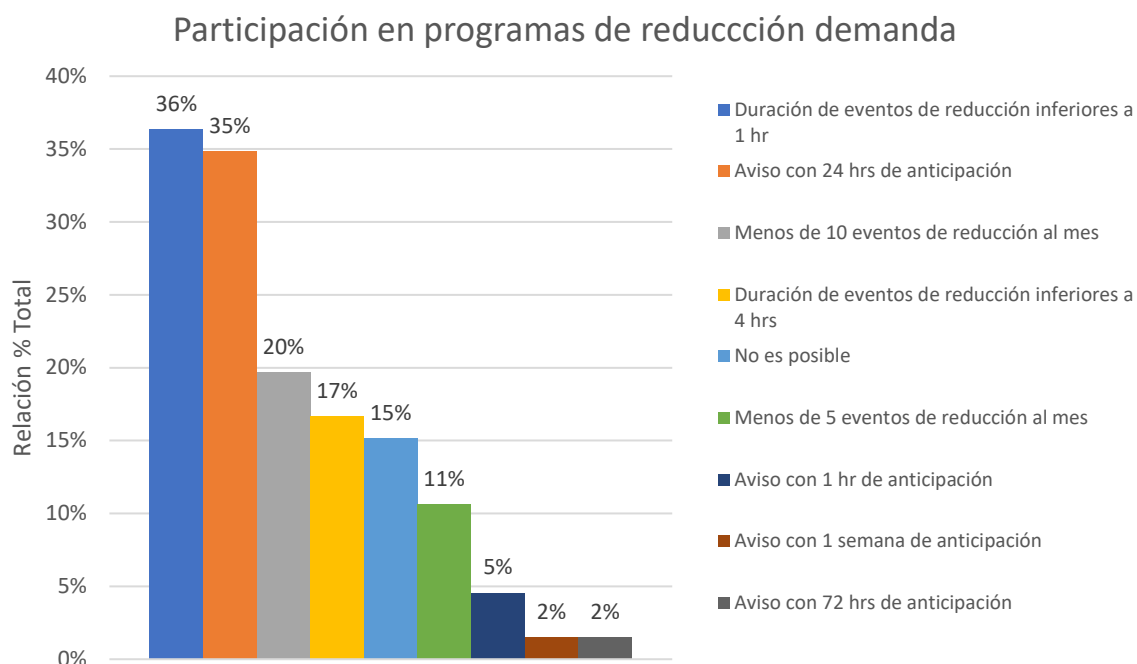


FIGURA 16: CONDICIONES PARA QUE EMPRESAS PARTICIPEN EN PROGRAMAS DE REDUCCIÓN

En síntesis, los resultados de la encuesta revelan que, si bien las empresas cuentan con capacidades técnicas y un conocimiento generalizado del periodo de control de punta, su margen real de acción para reducir demanda es limitado debido al carácter crítico de sus procesos productivos.

La mayor parte del consumo eléctrico está asociado a operaciones esenciales, principalmente motores, bombeo y procesos térmicos y más de la mitad de las empresas declara que entre el 81% y 100% de su consumo no es reducible. Esta condición explica por qué solo un 20% implementa medidas activas de reducción en horas punta y por qué, entre quienes no lo hacen, predominan razones vinculadas a costos de oportunidad, continuidad operativa y ausencia de alternativas técnicamente viables.

Asimismo, las preferencias declaradas muestran una marcada orientación hacia soluciones que aseguren estabilidad, confiabilidad y mínima alteración de los procesos, destacando la generación propia diésel como la medida más costo-efectiva y operativamente segura. En contraste, existe escasa disposición a modificar la estructura del periodo de control de punta: la mayoría rechaza su extensión a todo el año o su división en múltiples ventanas horarias, y también se privilegia mantener una duración acotada, idealmente de cuatro horas, junto con condiciones claras para eventuales programas de reducción, como avisos con 24 horas de anticipación y eventos breves.

En conjunto, estos hallazgos subrayan que la adopción de medidas de flexibilidad depende menos del equipamiento disponible y más de la necesidad de resguardar la continuidad y la seguridad operativa, lo que constituye el factor decisivo en la gestión de demanda durante horas punta. El Anexo 5 presenta las respuestas obtenidas de cada uno de los participantes.

4.5.2 Evaluación de la capacidad técnica y disposición de los clientes libres para gestionar su consumo eléctrico durante horas de puntas

El presente análisis tiene por objetivo evaluar la capacidad y disposición de los clientes libres para gestionar su consumo eléctrico durante las horas de punta. Utilizando las respuestas de las encuestas, se busca identificar lo siguiente:

- 1. ¿Cuentan los clientes libres con la capacidad técnica necesaria para implementar medidas de gestión de demanda?**
- 2. ¿Existe disposición real por parte de los clientes libres a reducir o desplazar su consumo si existieran incentivos adecuados?**
- 3. ¿Cómo se agrupan los clientes según su perfil de capacidad y disposición?**

Para abordar estas preguntas, se construyeron dos índices sintéticos, el índice de capacidad y el índice de disposición, y se generó una gráfica que permite visualizar la posición relativa de cada empresa. Naturalmente, una alta capacidad y disposición, mostraría una flexibilidad para adaptarse a cambios en el régimen de punta.

4.5.2.1 Índice de capacidad

El índice de capacidad sintetiza diversas preguntas de la encuesta que buscaban determinar el potencial real de un cliente libre para gestionar activamente su demanda. En específico, se consideraron las siguientes preguntas de la encuesta, cuyas respuestas fueron normalizadas y ponderadas, según se presenta a continuación:

1. Reducción actual de producción en horas punta (3.3),
2. Existencia de equipamiento o sistemas de gestión (3.5),
3. Presencia de procesos críticos no interrumpibles (2.7),
4. Tecnología de generación propia (3.6), y
5. Porcentaje de reducción alcanzable al utilizar el sistema de gestión (3.8).

Formalmente, el índice se calculó como un promedio ponderado:

$$\text{Índice de Capacidad}_i = \frac{\sum_{k=1}^5 w_k \cdot x_{ik}}{\sum_{k=1}^5 w_k \cdot 1(x_{ik} \text{ observado})} \times 100$$

Donde:

- x_{ik} es el valor normalizado (0–1) para la dimensión k del cliente i ,
- w_k es el peso asignado a la dimensión k ,
- $1(\cdot)$ es una función que evita penalizar al cliente en dimensiones no respondidas.

Las ponderaciones aplicadas fueron:

- reducción actual (0.20),
- equipamiento (0.25),
- procesos críticos (0.15),
- tecnología de generación (0.15),
- % de reducción (0.25).

Para las respuestas cualitativas se utilizó una lógica escalonada con asignaciones de puntaje. Por ejemplo, en el caso de la pregunta 3.5 asociada al equipamiento disponible se realizó lo detallado en la Tabla 9:

TABLA 9: ASIGNACIÓN DE PUNTAJES POR TIPO DE RESPUESTAS

Respuesta típica	Interpretación	Puntaje
"No."	No posee sistemas	0
"Grupo electrógeno", "generadores", "diésel"	Capacidad media	0.6
"Cogeneración", "cogenerador"	Capacidad avanzada	1.0
Otros ajustes operativos	Capacidad baja parcial	0.3

Tras aplicar la ecuación general, el índice resultante se expresa en una escala **0–100**, donde, la interpretación es la siguiente:

- **0–20** → capacidad muy baja
- **20–40** → capacidad baja-media
- **40–60** → capacidad media
- **>60** → capacidad alta

La Figura 17 muestra los resultados, luego de calcular el índice para cada empresa de la encuesta.

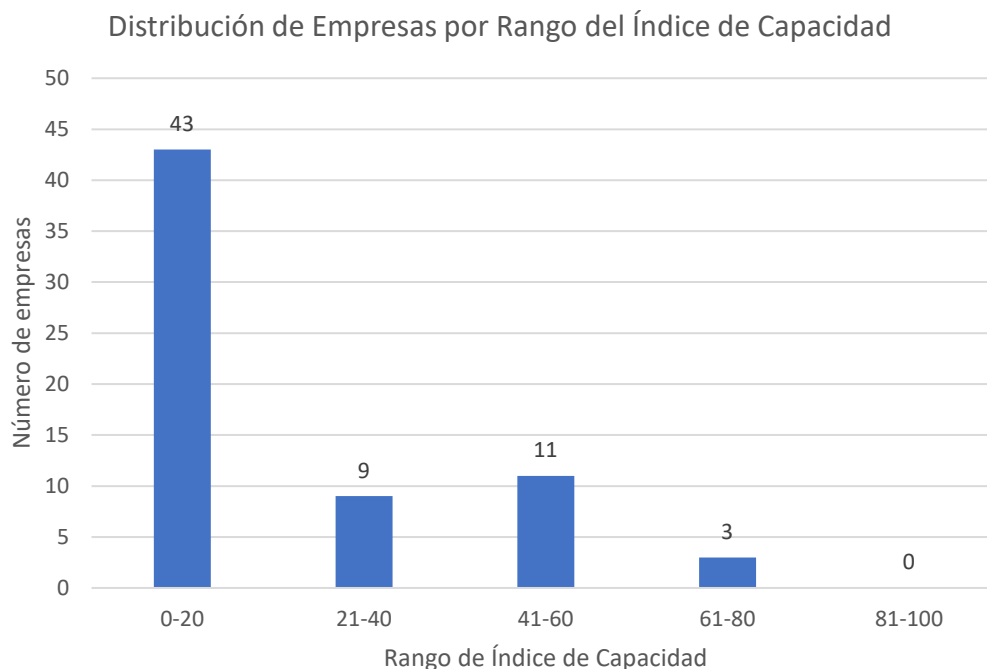


FIGURA 17: RESULTADOS DE DISTRIBUCIÓN SEGÚN ÍNDICE DE CAPACIDAD

Los resultados muestran que una fracción significativa de los clientes presenta capacidades técnicas limitadas, reflejadas en puntajes bajos o nulos. La mayoría no reduce su producción actualmente, no dispone de sistemas habilitantes y declara tener procesos críticos que dificultan la interrupción o desplazamiento del consumo. En contraste, un grupo menor exhibe capacidades medias gracias al uso de generadores diésel. Este panorama sugiere que, en ausencia de inversiones adicionales o habilitadores tecnológicos, la gestión de demanda propia es difícil.

4.5.2.2 Índice de disposición

El índice de disposición se diseñó para medir cuantitativamente la apertura y voluntad de las empresas a participar en esquemas de gestión de demanda durante horas punta. Mientras el índice de capacidad evalúa elementos técnicos, el índice de disposición captura factores conductuales y declarativos que influyen en la decisión de reducir consumo ante incentivos económicos o señales del sistema. Para su construcción se integraron seis preguntas de la encuesta:

- Disposición explícita a reducir consumo (4.4)
- Porcentaje de carga crítica no reducible (4.3),
- Capacidad de reacción ante aviso con 1 hora de antelación (4.6)
- Capacidad de reacción ante 24 horas de aviso (4.7)
- Percepción de efectividad del sistema actual (4.1)
- Percepción de predictibilidad de las señales de punta (4.2).

Cada variable se transformó a una escala 0–1 y posteriormente se combinó mediante un promedio ponderado. Formalmente, el índice se calculó como:

$$\text{Índice de Disposición}_i = \frac{\sum_{k=1}^6 w_k \cdot x_{ik}}{\sum_{k=1}^6 w_k \cdot 1(x_{ik} \text{ observado})} \times 100$$

Donde:

- x_{ik} representa el valor normalizado de cada dimensión
- w_k es la ponderación asociada: disposición explícita (0.30), carga crítica (0.25), aviso 1 hora (0.15), aviso 24 horas (0.15), percepción de efectividad (0.05) y predictibilidad (0.10).

Se diseñó una estructura de ponderaciones que asigna mayor peso a los elementos más directamente relacionados con la decisión de reducir consumo (voluntariedad declarada y porcentaje crítico no reducible).

Cada pregunta textual se tradujo a un puntaje numérico siguiendo reglas homogéneas. Por ejemplo, en la variable 4.4: “¿Estaría dispuesto a reducir su consumo si existieran incentivos económicos?”, respuestas como “Sí” o variantes ortográficas se asignaron como 1, mientras que “No” se asignó como 0, representando la disposición explícita al cambio. Para la variable 4.3: porcentaje de carga crítica, el valor reportado (“0%”, “50%”, etc.) se convirtió en un número entre 0 y 1, y se usó su complemento 1 – porcentaje crítico como medida de flexibilidad. Así, una empresa que declara “80% crítico” recibe 1 – 0.8 = 0.2, indicando baja disposición de ajuste, mientras que una con “10% crítico” obtiene 0.9, evidenciando alta predisposición.

La Figura 18 presenta los resultados luego de calcular el índice de disposición a cada empresa.

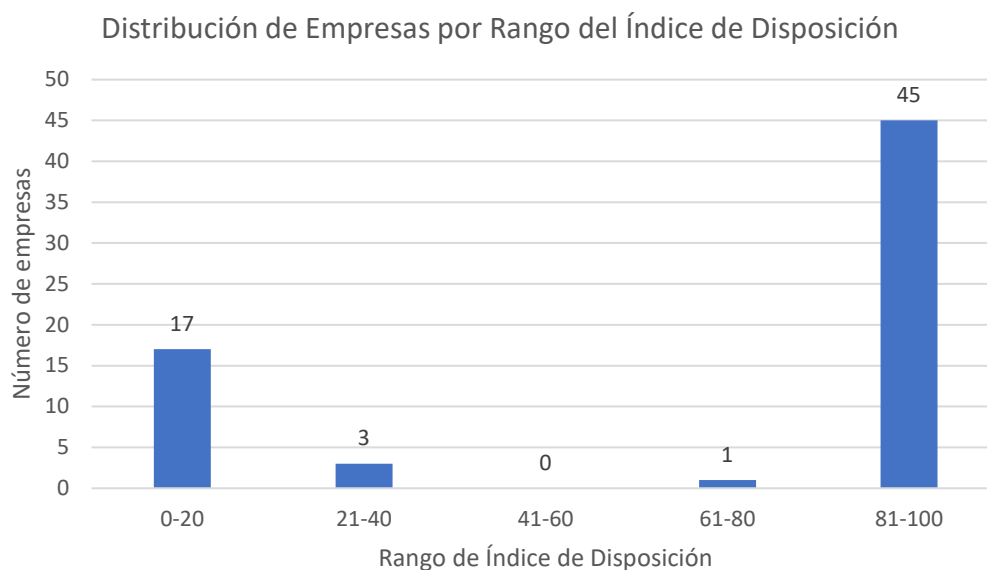


FIGURA 18: RESULTADOS DE DISTRIBUCIÓN SEGÚN ÍNDICE DE DISPOSICIÓN

Los resultados indican que existe una alta disposición declarada por parte de la mayoría de los clientes que respondieron la encuesta, especialmente frente a la presencia de incentivos económicos claros. Incluso, empresas con baja capacidad técnica muestran apertura a participar, lo cual revela una brecha entre la intención y la factibilidad operativa actual.

4.5.2.3 Relación entre capacidad y disposición

La representación conjunta de ambos índices permite distinguir patrones relevantes en el comportamiento de los clientes frente a la gestión de demanda. La Figura 19, revela la existencia de un segmento predominante compuesto por empresas con alta disposición, pero baja capacidad técnica, lo cual constituye el principal desafío estructural: son clientes interesados en realizar gestión de demanda, pero que actualmente no cuentan con las herramientas ni procesos adecuados para una adecuada gestión. Por otro lado, se identifica un segundo grupo de empresas con alta disposición y capacidad media o alta, que conforman el conjunto más flexible en cuanto a adaptaciones ante eventuales cambios en el periodo de control de punta. Finalmente, un tercer grupo con baja disposición y capacidad se perfila como el segmento menos flexible.

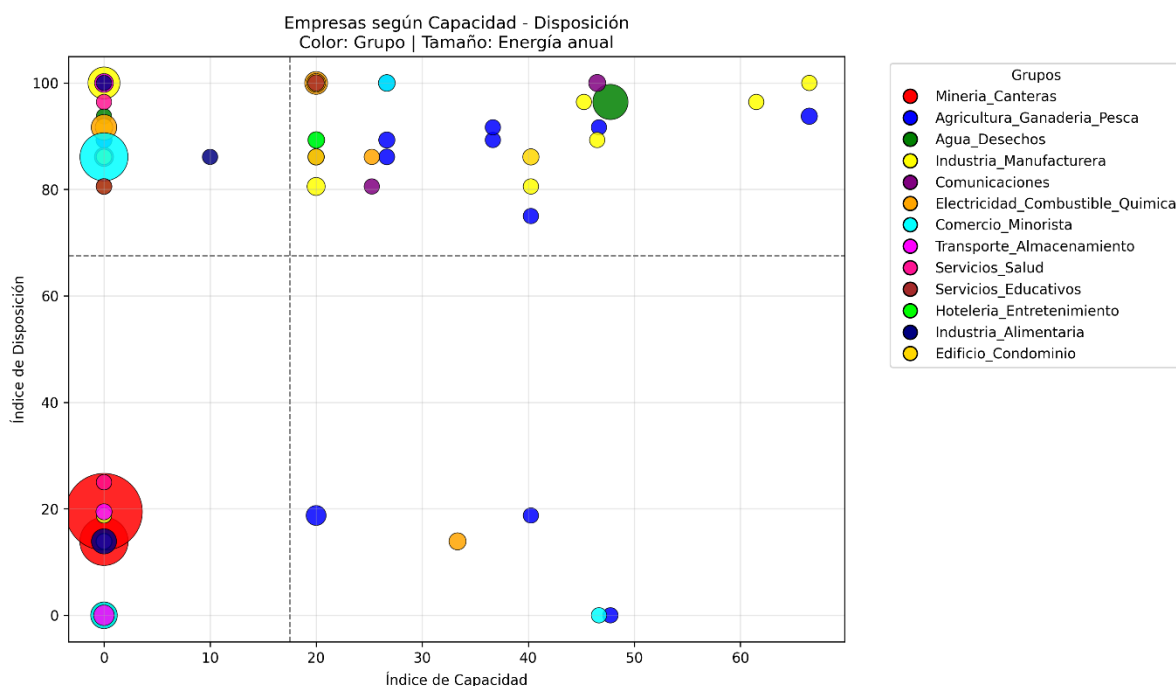


FIGURA 19: PATRONES DE COMPORTAMIENTO DE LOS CLIENTES FRENTE A LA GESTIÓN DE DEMANDA

Como se observa en la figura, sectores como Servicios Educativos, Comercio Minorista, Industria Alimentaria, Industria Manufacturera y Edificios/Condominios exhiben en su mayoría alta disposición junto con capacidades moderadas a altas, lo que sugiere un buen potencial para responder a mecanismos de gestión.

En cambio, grupos como Minería/Canteras, Comunicaciones y Servicios de Salud concentran varias empresas con baja capacidad y, en algunos casos, baja disposición, indicando mayores limitaciones operativas para implementar cambios. Sectores como Agricultura, Agua/Desechos,

Electricidad/Química y Hotelería/Entretenimiento se distribuyen de manera más heterogénea, combinando empresas altamente dispuestas, pero con capacidades variables.

4.5.3 Análisis de perfiles eléctricos

Para efectos de analizar cómo afectaría un cambio en el periodo de control de punta a los clientes libres, es relevante conocer su perfil de consumo eléctrico actual y las horas de mayor consumo. Para ello, en una de las preguntas de la encuesta se les solicitó que enviarán sus datos horarios de consumo, sin embargo, pocos tenían disponible esta información. Por ello, para realizar el análisis de perfiles el equipo consultor, analizó los datos de demanda obtenidos de los antecedentes del informe de valorización de transferencias del Coordinador Eléctrico Nacional. Así, de los 595 clientes de la muestra que se desarrolló (ver sección 4.3.2 del Informe de Avance N°1), se lograron distinguir 499 clientes en los informes de valorización de transferencias económicas de los años 2023 y 2024.

Para poder visualizar el comportamiento de los grupos de empresas se utilizó la correlación de los datos de demanda de forma de identificar las empresas cuyas curvas horarias presentan una estructura temporal más similar al comportamiento promedio del grupo. Para cada empresa se construyó su serie horaria promedio $x_i(h)$, y se comparó con la curva promedio del grupo $\bar{x}(h)$. Entonces, su comportamiento se mide así:

$$\rho_i = \frac{\sum_{h=1}^{24} (x_i(h) - \mu_i)(\bar{x}(h) - \mu_g)}{\sqrt{\sum_{h=1}^{24} (x_i(h) - \mu_i)^2} \sqrt{\sum_{h=1}^{24} (\bar{x}(h) - \mu_g)^2}}$$

Donde

- μ_i es el promedio diario de la empresa i
- μ_g es el promedio diario del grupo.

Este coeficiente mide la similitud en la forma del perfil horario, independientemente de la magnitud de consumo. De esta manera, se priorizan las empresas cuya curva conserva la misma tendencia que el grupo completo. A continuación, se presentan los perfiles de cada tipo de grupo distinguiendo claramente, grupos que reaccionan a la hora de punta actual, grupos que tienen una demanda relativamente continua y otros que tienen una marcada demanda en horario laborales.

1. Minería y Canteras

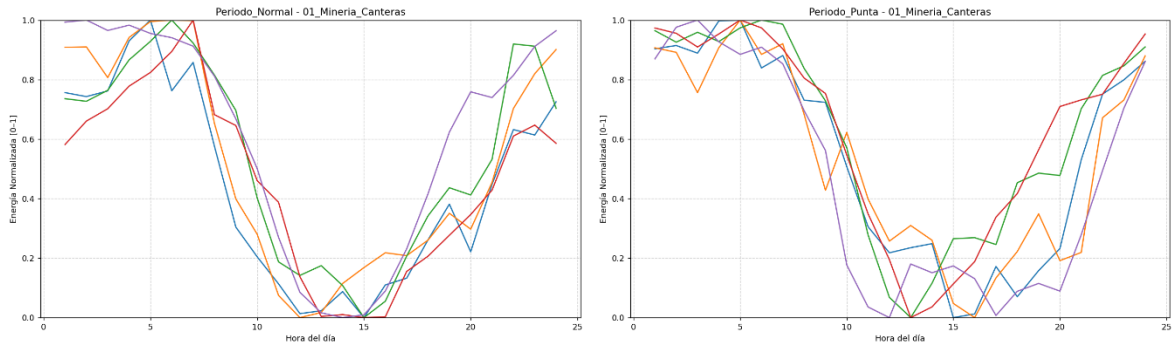


FIGURA 20: PERFIL DEMANDA EN PERIODO FUERA Y DENTRO DE PUNTA PARA GRUPO 1.

2. Agricultura, Ganadería y Pesca

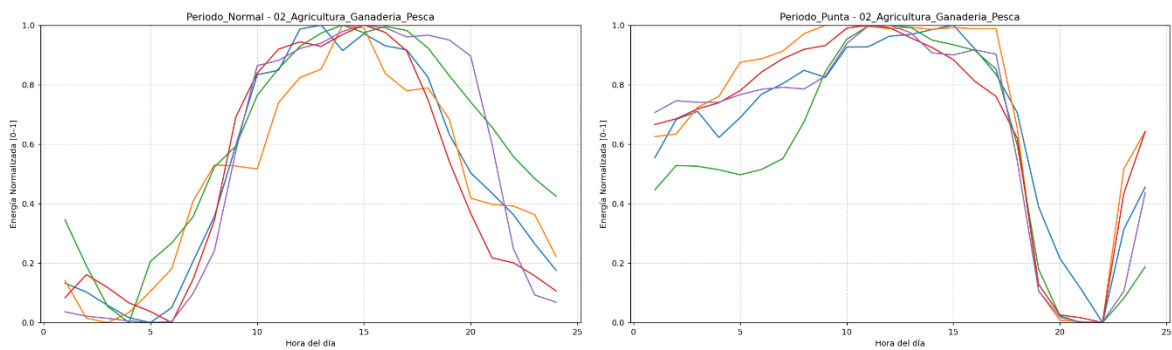


FIGURA 21: PERFIL DEMANDA EN PERIODO FUERA Y DENTRO DE PUNTA PARA GRUPO 2

3. Agua y Desechos

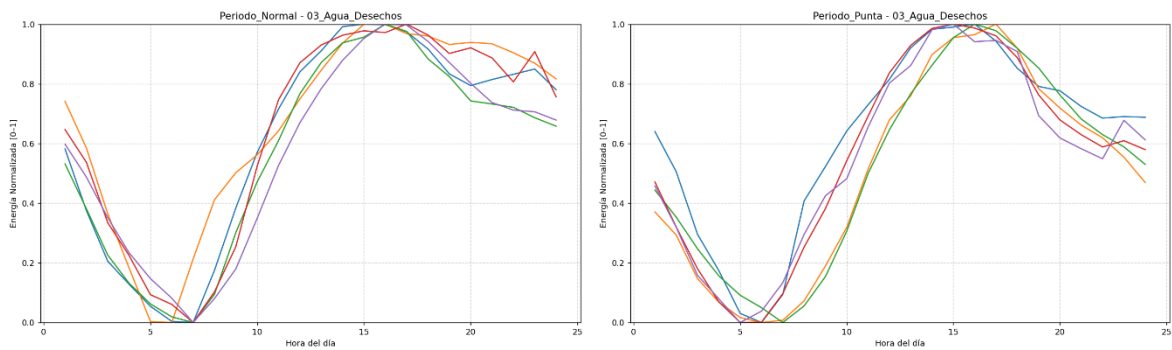


FIGURA 22: PERFIL DEMANDA EN PERIODO FUERA Y DENTRO DE PUNTA PARA GRUPO 3

4. Industria Manufacturera

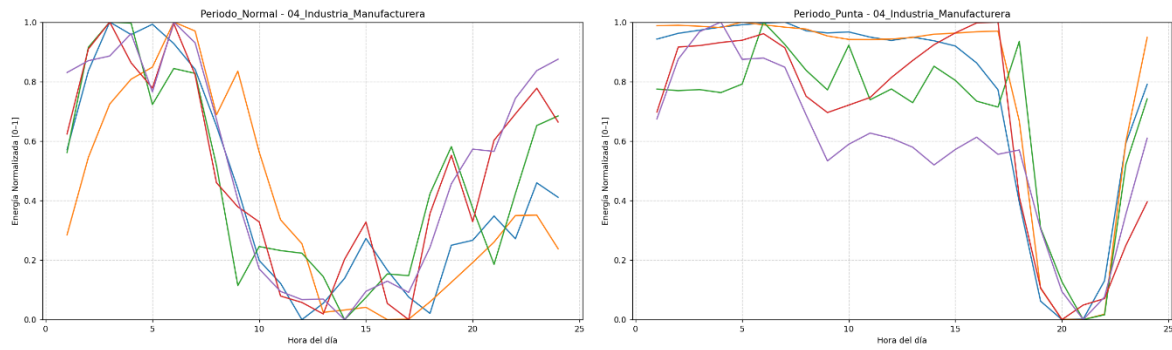


FIGURA 23: PERFIL DEMANDA EN PERIODO FUERA Y DENTRO DE PUNTA PARA GRUPO 4

5. Comunicaciones

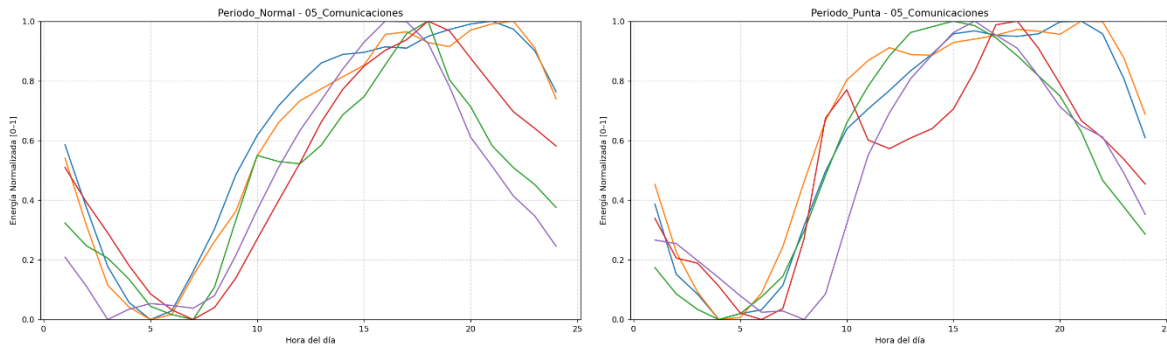


FIGURA 24: PERFIL DEMANDA EN PERIODO FUERA Y DENTRO DE PUNTA PARA GRUPO 5

6. Electricidad y Combustibles

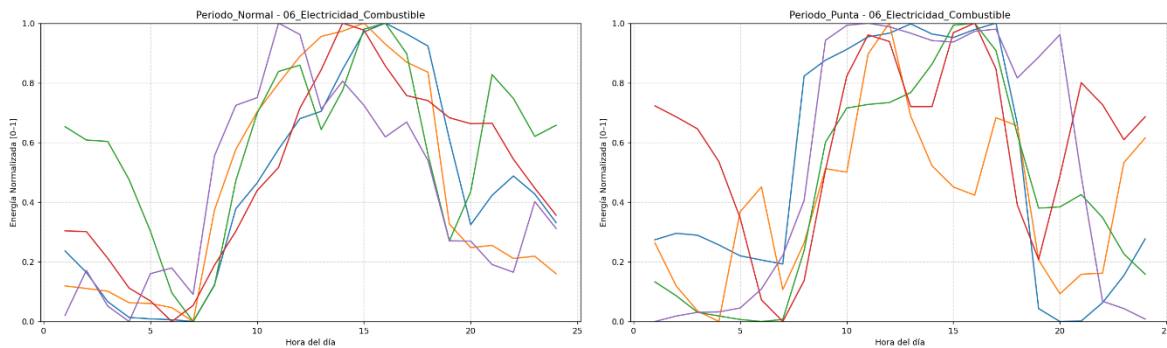


FIGURA 25: PERFIL DEMANDA EN PERIODO FUERA Y DENTRO DE PUNTA PARA GRUPO 6

7. Construcción

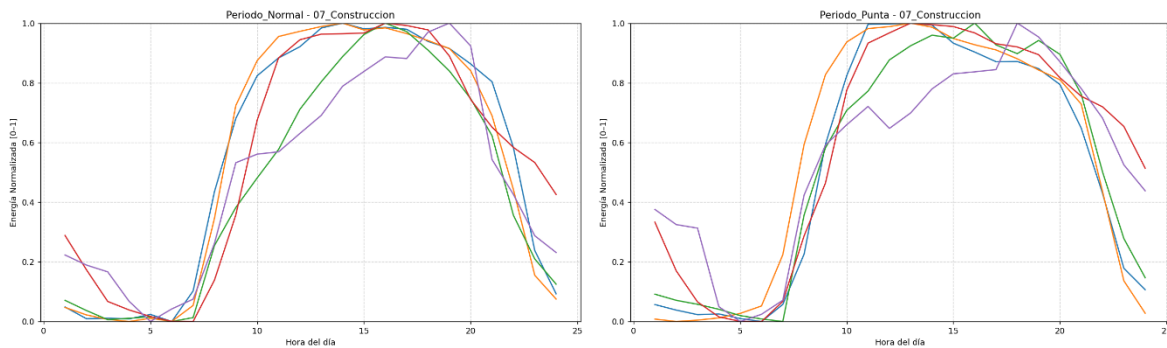


FIGURA 26: PERFIL DEMANDA EN PERIODO FUERA Y DENTRO DE PUNTA PARA GRUPO 7

8. Comercio Minorista

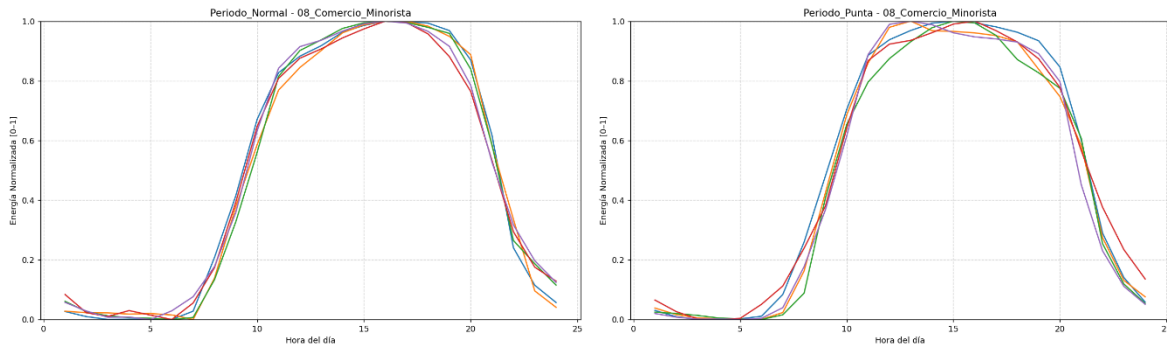


FIGURA 27: PERFIL DEMANDA EN PERIODO FUERA Y DENTRO DE PUNTA PARA GRUPO 8

9. Transporte y Almacenamiento

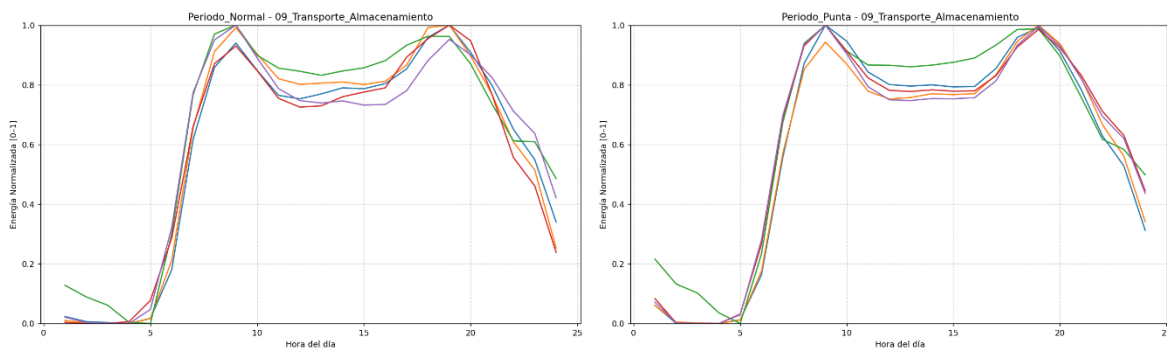


FIGURA 28: PERFIL DEMANDA EN PERIODO FUERA Y DENTRO DE PUNTA PARA GRUPO 9

10. Servicios de Salud

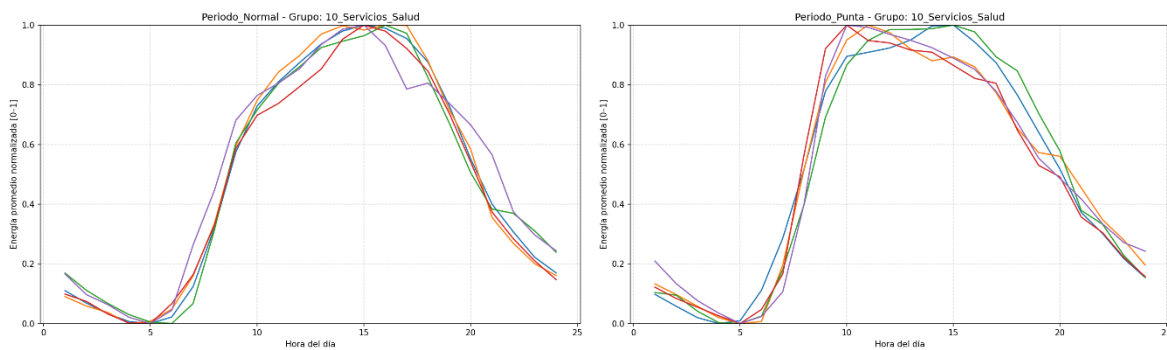


FIGURA 29: PERFIL DEMANDA EN PERIODO FUERA Y DENTRO DE PUNTA PARA GRUPO 10

11. Servicios Educativos

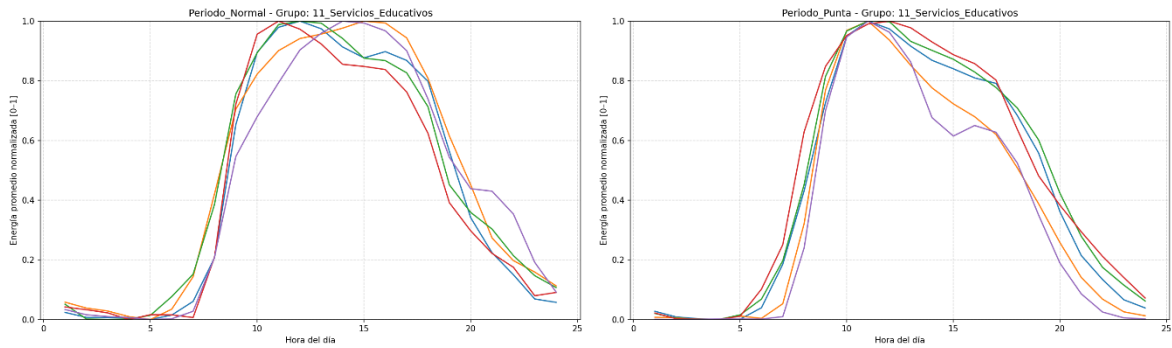


FIGURA 30: PERFIL DEMANDA EN PERIODO FUERA Y DENTRO DE PUNTA PARA GRUPO 11

12. Servicios Financieros

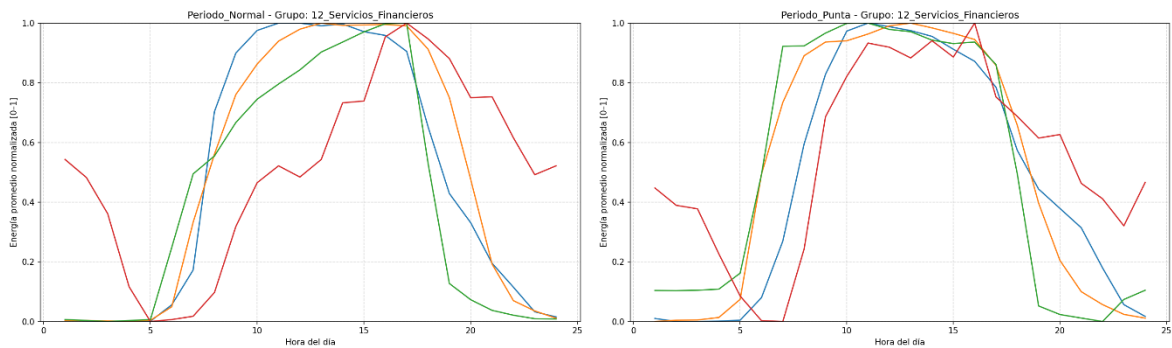


FIGURA 31: PERFIL DEMANDA EN PERIODO FUERA Y DENTRO DE PUNTA PARA GRUPO 12

13. Hotelería y Entretenimiento

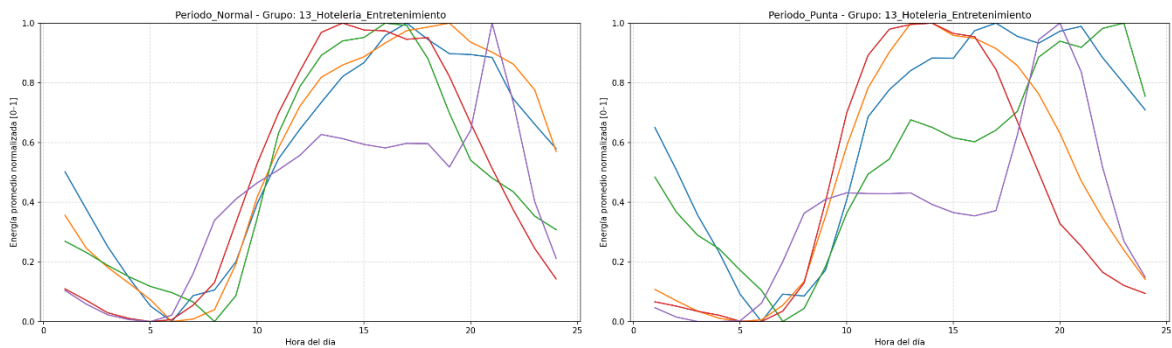


FIGURA 32: PERFIL DEMANDA EN PERIODO FUERA Y DENTRO DE PUNTA PARA GRUPO 13

14. Industria Alimentaria

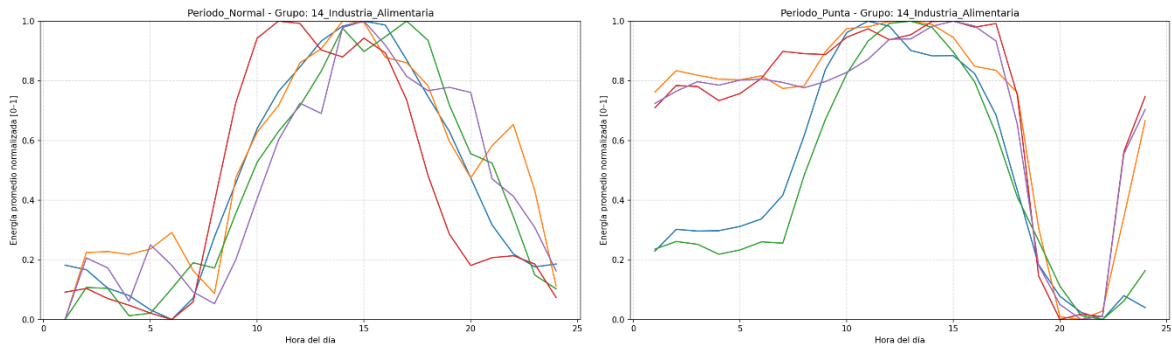


FIGURA 33: PERFIL DEMANDA EN PERIODO FUERA Y DENTRO DE PUNTA PARA GRUPO 14

15. Edificios y Condominios

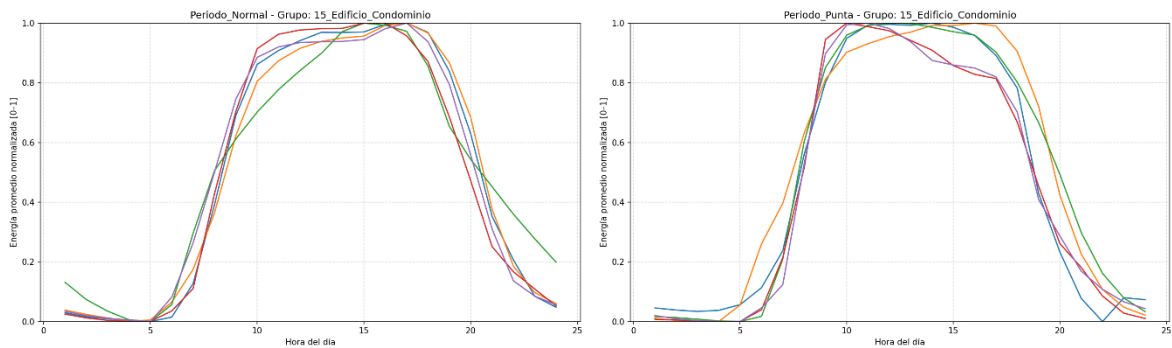


FIGURA 34: PERFIL DEMANDA EN PERIODO FUERA Y DENTRO DE PUNTA PARA GRUPO 15

16. Complejos Penitenciarios

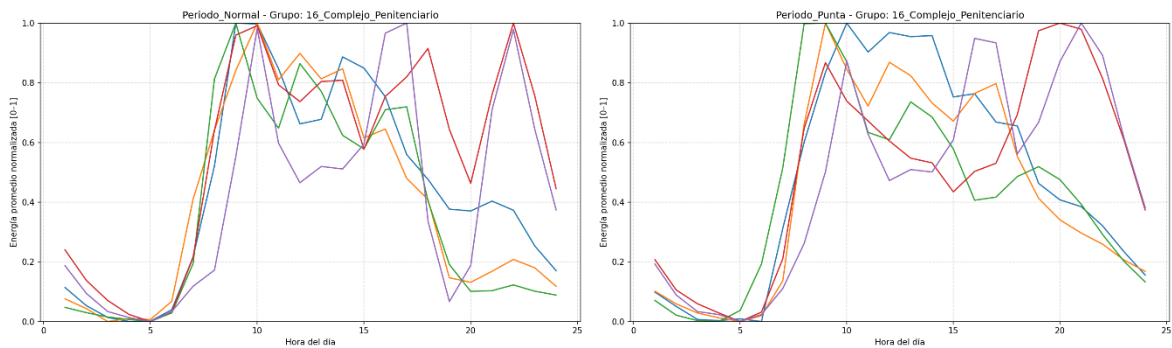


FIGURA 35: PERFIL DEMANDA EN PERIODO FUERA Y DENTRO DE PUNTA PARA GRUPO 16

4.5.3.1 Horas de mayor consumo de los diferentes tipos de clientes libres

Para identificar las horas de mayor consumo de los diferentes tipos de clientes se analizaron las 52 horas de mayor demanda de cada cliente, identificando la frecuencia de la combinación mes-hora dentro del subconjunto de las 52 horas de mayor demanda. A continuación, se presenta un ejemplo específico para un cliente que permite entender de mejor manera el análisis realizado. La Figura 36, presenta una gráfica para una empresa específica. Esta empresa, presenta sus 52 mayores demandas del año 2023 principalmente el mes de enero, febrero y marzo (eje X de la figura) y las horas 13, 14, 15, 16 y 17 y 18 (eje Y de la figura).

Así, las horas de mayor presencia son las 15, 16 y 17 del mes de febrero. Esta forma de visualizar los datos permite para el caso de una empresa identificar inmediatamente que, si las horas de punta del sistema se extendieran a los meses de enero a marzo, podría verse afectada negativamente pues debería extender sus medidas de control de punta a estos meses, o alternatively, ver aumentado sus pagos por potencia. Es más, si las horas de control de punta se extendieran para antes de las 18 horas, en el caso de esta empresa, con mayor seguridad se vería afectada negativamente pues sus mayores demandas se producen justamente en esa ventana.

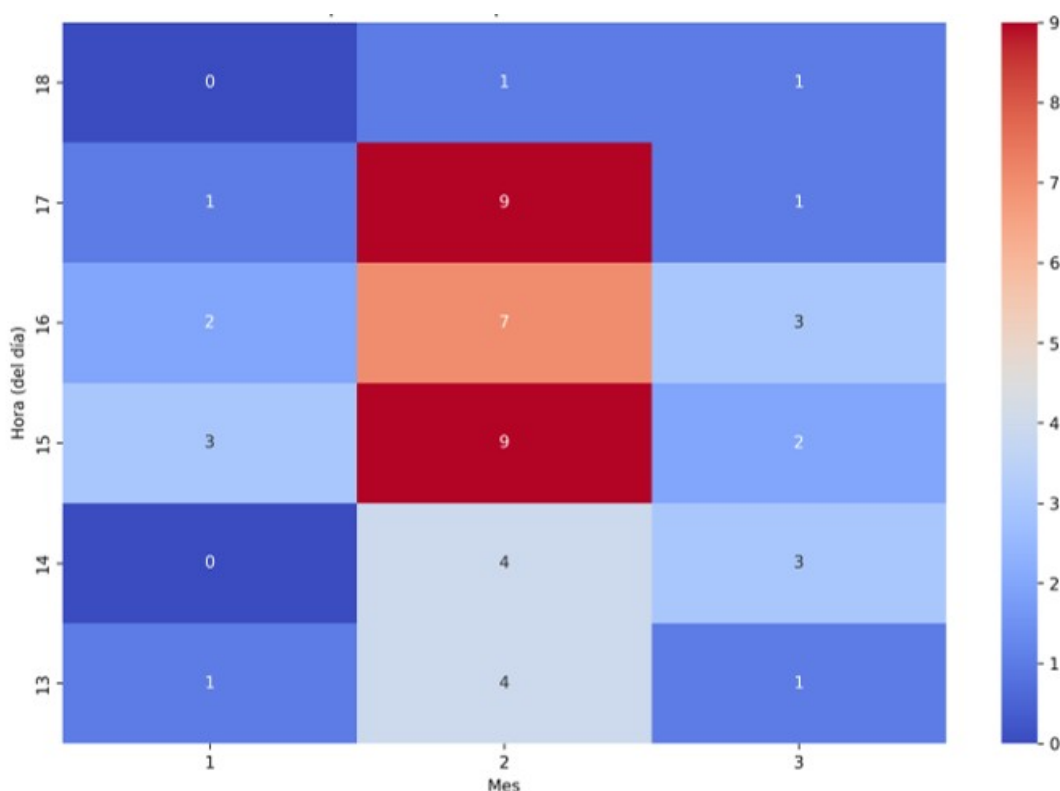


FIGURA 36: CONCENTRACIÓN DE HORAS DE MAYOR CONSUMO

Cómo se indicó previamente, el análisis anterior fue realizado para 499 clientes que eran parte de la muestra y cada uno de dichos “heatmaps” se encuentran en el Anexo 6. Adicionalmente, se realizó un análisis por grupo económico que se resume muy brevemente para cada uno en las siguientes secciones. De igual forma, se incluye en el Anexo indicado un archivo Excel, que contiene para cada

cliente, para cada grupo económico y para la suma de todos, la frecuencia de cada combinación mes-hora, dentro de los 52 mayores valores de demanda. Es importante destacar que los análisis se han realizado para el año 2023 y que en cada grupo económico hay un número limitado de empresas, por lo que los resultados no deben interpretarse como conclusiones definitivas para cada grupo económico, sino como indicios o tendencias de cada grupo. Así, estos hallazgos deben considerarse como orientativos más que determinantes, pues los análisis podrían estar distorsionados por situaciones particulares de alguna empresa en el periodo analizado. El análisis de afectación de un eventual cambio en el horario de punta es mucho más preciso al considerar cada cliente por separado y un horizonte de datos más amplio que permite obtener de manera definitiva su patrón de consumo asociado a su actividad específica. Por otra parte, la información obtenida es a partir del informe de transferencias económicas, lo que quiere decir, que los datos de demanda corresponden a los retiros netos de la red de transmisión.

4.5.3.1.1 Minería_Canteras

La minería presenta una concentración muy marcada de sus horas de mayor demanda en diciembre, especialmente durante la madrugada y las primeras horas del día. La recurrencia de horas punta en rangos horarios muy específicos sugiere procesos continuos y altamente programados, donde las variaciones estacionales, particularmente hacia fin de año, parecen influir fuertemente en la operación. Este patrón es consistente con faenas de producción intensiva y actividades extractivas que mantienen regímenes estables de carga. En este grupo se consideraron 32 empresas del rubro.

La siguiente gráfica representa, para cada combinación hora-mes, la suma de la cantidad de veces que esa hora-mes, se encuentra presente dentro de las 52 demandas máximas de las empresas del grupo. Así, por ejemplo, el grupo de “Minería_Canteras”, se ve que el mes de diciembre a las 20 horas aparece 19 veces dentro de las 52 demandas máximas de las empresas del grupo.

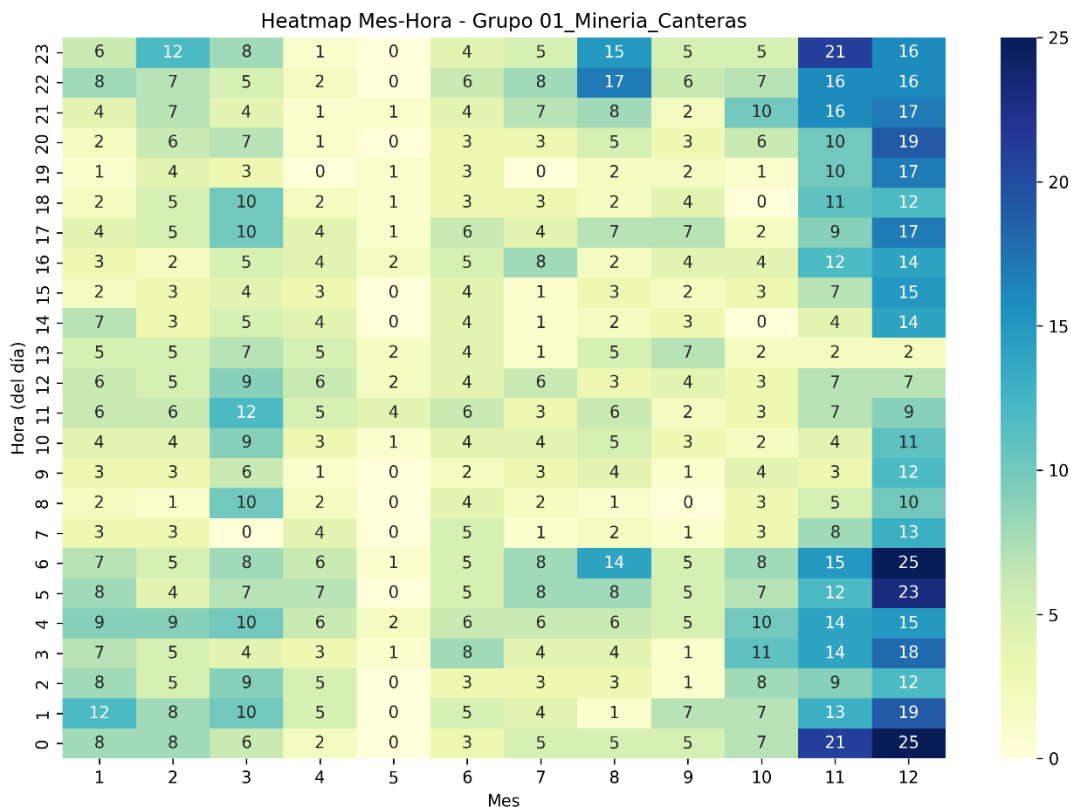


FIGURA 37: CONCENTRACIÓN DE MÁXIMA DEMANDA HORARIA PARA GRUPO 1

4.5.3.1.2 Agricultura_Ganaderia_Pesca

Este grupo muestra una mayor dispersión relativa, aunque se observa un predominio de ocurrencias en meses con actividad agrícola intensiva y horas que coinciden con la operación de riego, bombeo o procesos de cosecha. La presencia de puntas tempranas y vespertinas indica que las condiciones climáticas y las ventanas de trabajo influyen en forma directa en su patrón de demanda máxima. En este grupo se consideraron 62 empresas.

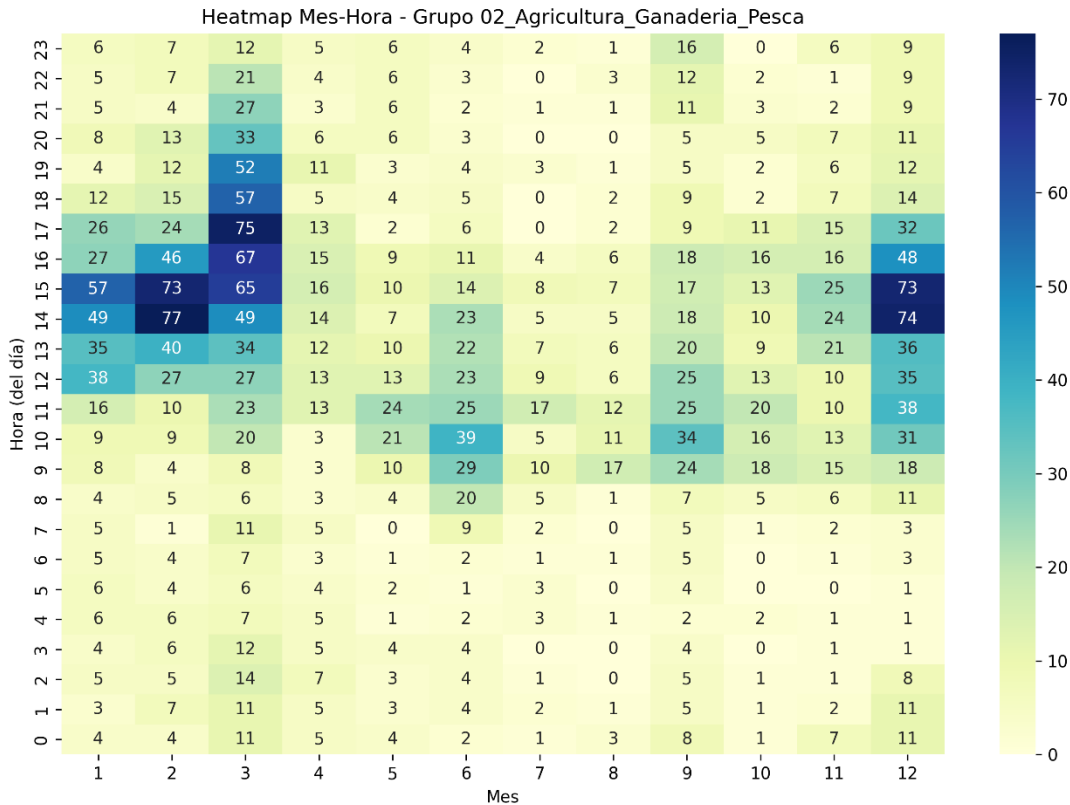


FIGURA 38: CONCENTRACIÓN DE MÁXIMA DEMANDA HORARIA PARA GRUPO 2

La figura permite observar que las horas de máxima demanda de este grupo se concentran principalmente entre las 11:00 y 16:00 horas, coincidiendo con los períodos de mayor actividad operativa en labores agrícolas como riego y bombeo. Asimismo, se identifican algunas ocurrencias en horas de mañana temprana y tarde, lo que refleja cierta variabilidad operativa según las condiciones climáticas y las necesidades productivas. En conjunto, el patrón horario y estacional observado confirma que la demanda eléctrica de este grupo está fuertemente asociada a los ciclos y dinámicas propias de la actividad agrícola.

4.5.3.1.3 Agua_Desechos

Las empresas de agua y saneamiento presentan concentraciones horarias muy estables, con alta recurrencia de puntas durante la madrugada y primeras horas del día. Este comportamiento sugiere la operación de sistemas de bombeo en ciclos regulares, probablemente asociados a la gestión de caudales y presiones en horarios de menor consumo urbano. La estacionalidad es moderada, lo que refleja la naturaleza continua del servicio. En este grupo se encuentran considerados retiros de 52 empresas.

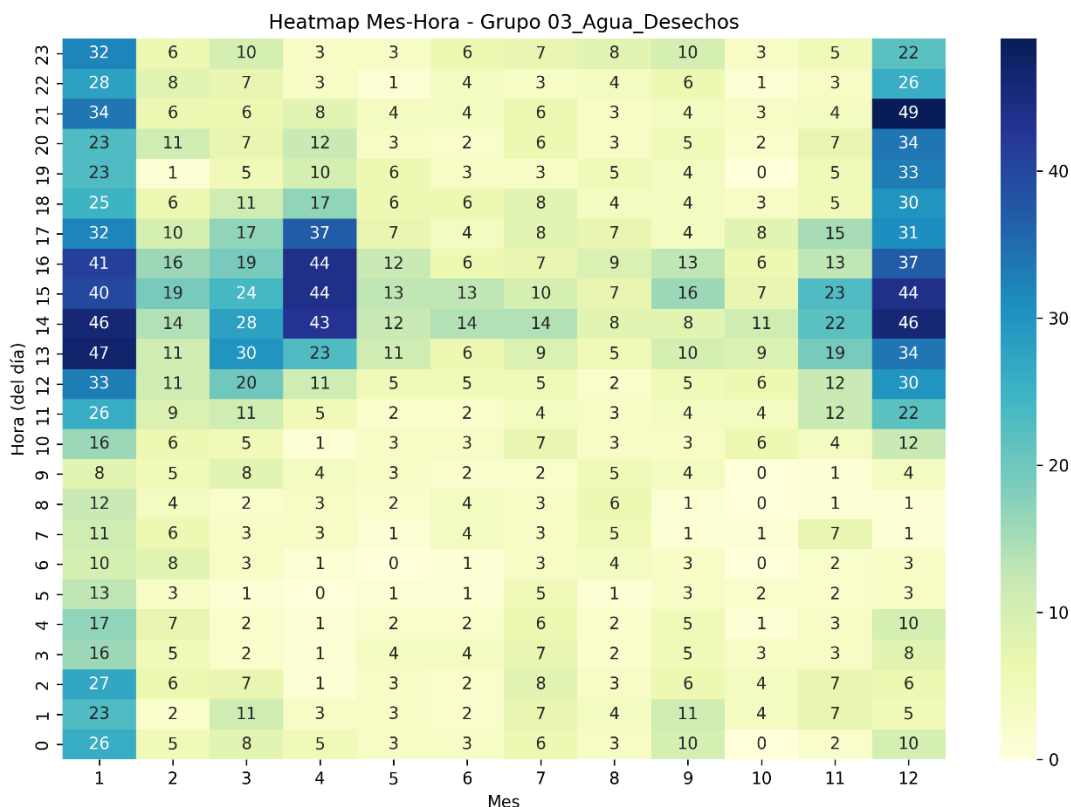


FIGURA 39: CONCENTRACIÓN DE MÁXIMA DEMANDA HORARIA PARA GRUPO 3

La imagen anterior muestra que las horas de máxima demanda de este grupo presentan una distribución relativamente homogénea durante el año, con una mayor recurrencia en la madrugada y en las primeras horas de la mañana. Este comportamiento es coherente con la operación continua de instalaciones asociadas al suministro y tratamiento de agua, donde los sistemas de bombeo suelen funcionar en horarios de menor consumo general del sistema eléctrico. En conjunto, la baja estacionalidad observada refuerza el carácter constante y operativo de este tipo de servicios.

4.5.3.1.4 Industria_Manufacturera

La industria manufacturera evidencia un patrón de punta centrado principalmente en horas laborales diurnas, especialmente en los meses donde se intensifica la actividad productiva. Las repeticiones frecuentes en horarios medios del día y la baja dispersión sugieren procesos industriales. En este grupo se consideraron 46 empresas referentes.

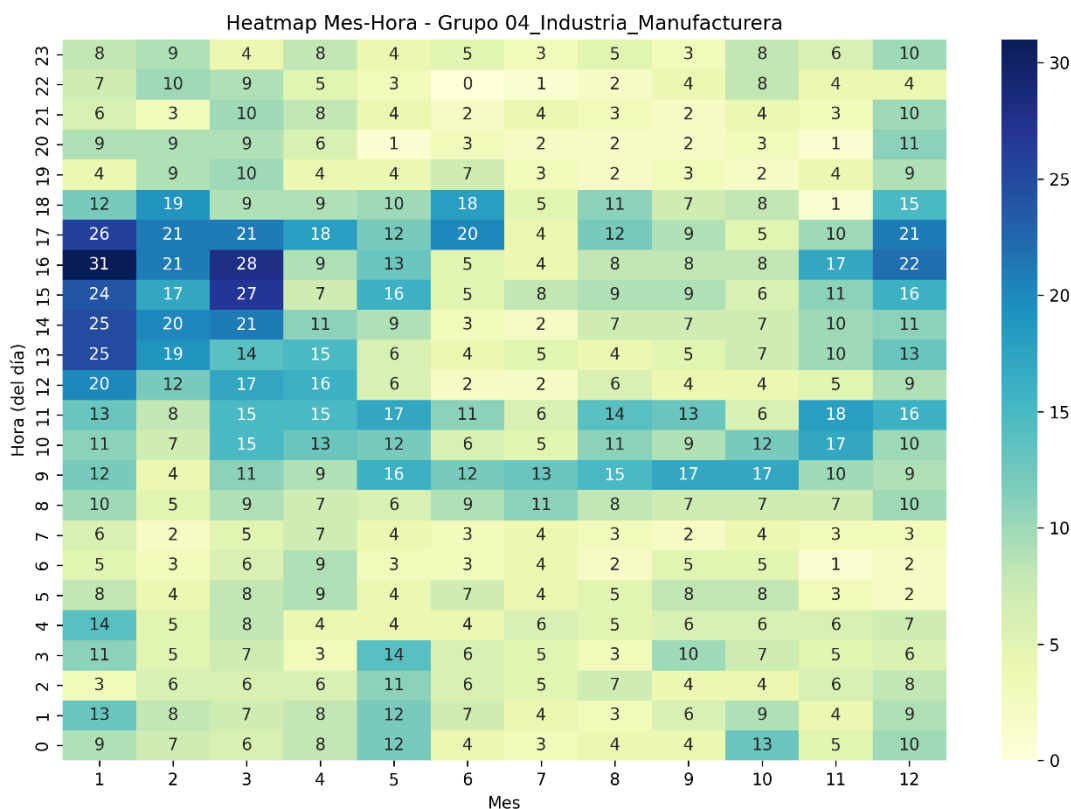


FIGURA 40: CONCENTRACIÓN DE MÁXIMA DEMANDA HORARIA PARA GRUPO 4

La figura anterior indica que las horas de máxima demanda de este grupo se concentran principalmente en horarios diurnos, especialmente entre la mañana y la tarde, lo que coincide con los períodos habituales de operación de las actividades industriales. Esta distribución refleja el carácter productivo de los procesos manufactureros, los cuales se desarrollan mayoritariamente durante jornadas laborales. Asimismo, la recurrencia de estos horarios a lo largo de varios meses sugiere una cierta estabilidad en los patrones de consumo eléctrico asociados a la actividad industrial.

4.5.3.1.5 Comunicaciones

El sector comunicaciones presenta una recurrencia relativamente estable de horas punta a lo largo del año. La mayor concentración de las mayores demanda ocurre en verano en horarios diurnos, lo que podría asociarse a requerimientos asociados a la demanda de climatización que requieren los equipos de telecomunicaciones. En este grupo se se consideraron 13 empresas.

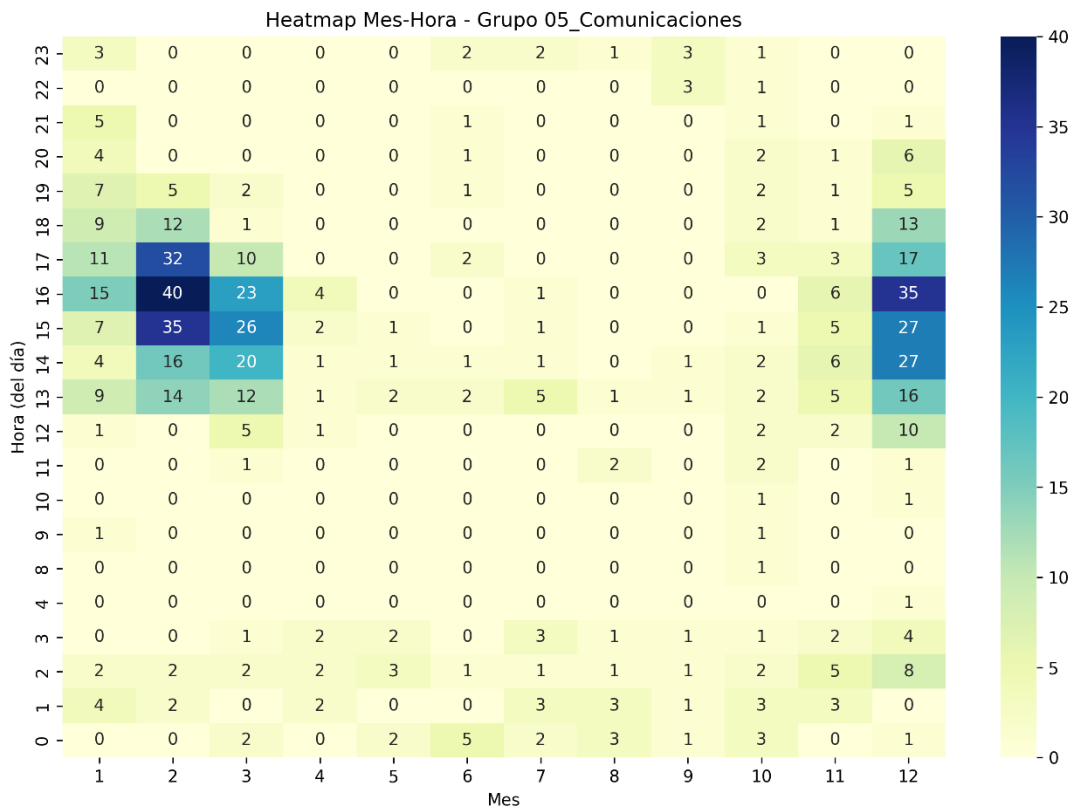


FIGURA 41: CONCENTRACIÓN DE MÁXIMA DEMANDA HORARIA PARA GRUPO 5

Se evidencia que las horas de máxima demanda de este grupo tienden a concentrarse principalmente en horarios diurnos, con mayor presencia durante los meses de verano. Este comportamiento sugiere una mayor utilización de infraestructura de telecomunicaciones en períodos de mayor actividad y demanda de servicios. En general, el patrón observado refleja un consumo relativamente estable a lo largo del año, aunque con ciertos incrementos estacionales asociados a variaciones en el uso de las redes de comunicación.

4.5.3.1.6 Electricidad_Combustible

Las empresas de energía y combustibles muestran estabilidad en la ocurrencia de puntas lo que sugiere que estas instalaciones responden a ciclos programados de procesamiento, transporte o almacenamiento. Las horas de mayor demanda parecen encontrarse en la mañana, entre 9 y 10 y en la noche pasada las 18 horas. En este grupo se consideró a 20 empresas.

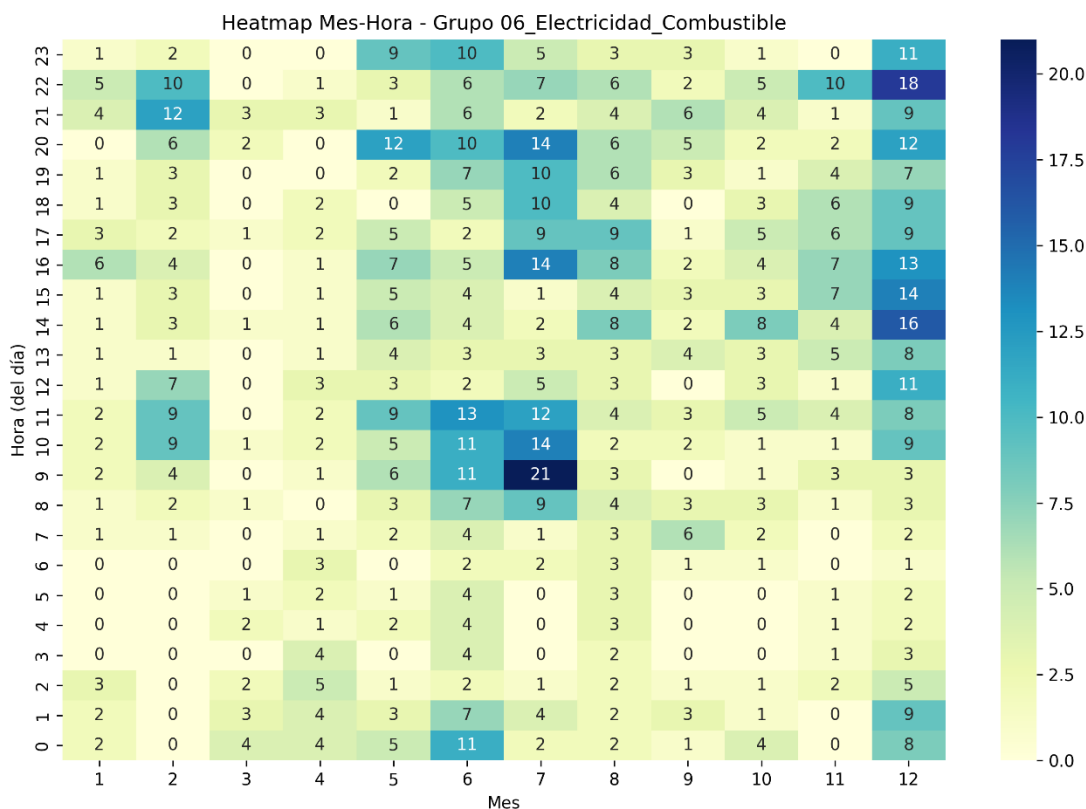


FIGURA 42: CONCENTRACIÓN DE MÁXIMA DEMANDA HORARIA PARA GRUPO 6

La figura muestra que las horas de máxima demanda de este grupo se distribuyen en distintos momentos del día, aunque se observan concentraciones relevantes durante la mañana y en horas posteriores a la tarde. Este patrón sugiere que las instalaciones asociadas al sector de energía y combustibles operan bajo esquemas relativamente continuos, vinculados a procesos de transporte, procesamiento o almacenamiento. En general, la distribución observada refleja una demanda con baja estacionalidad y asociada a actividades operativas que requieren funcionamiento regular a lo largo del año.

4.5.3.1.7 Construcción

El sector construcción presenta mayor variabilidad, pero con puntas frecuentes en horarios diurnos. Esto es coherente con jornadas laborales típicas y con procesos intensivos en consumo. La dispersión sugiere que cada empresa podría estar aportando patrones particulares según su fase constructiva. En esta categoría se consideró 8 empresas.

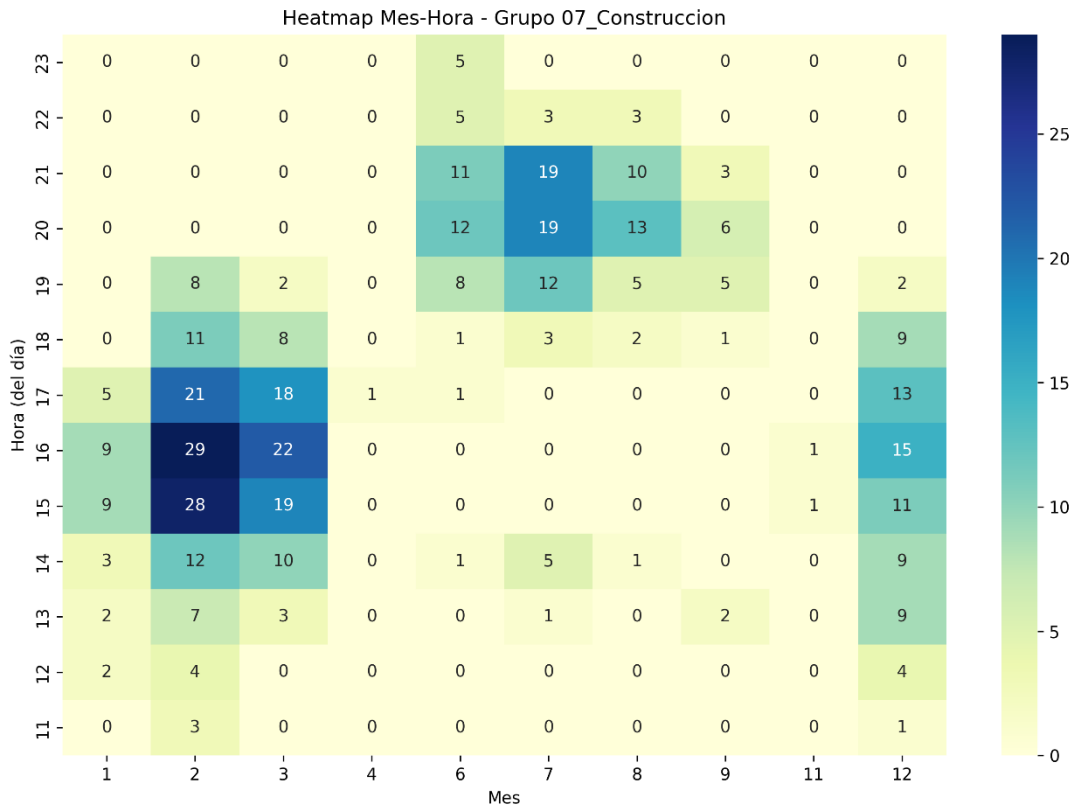


FIGURA 43: CONCENTRACIÓN DE MÁXIMA DEMANDA HORARIA PARA GRUPO 7

Se ilustra que las horas de máxima demanda de este grupo se concentran principalmente en horarios diurnos, especialmente entre el mediodía y la tarde, lo que coincide con las jornadas habituales de trabajo en el sector construcción. No obstante, se observa una dispersión mayor en comparación con otros sectores, lo que sugiere que los patrones de consumo pueden variar según la etapa y características de cada proyecto. En general, el comportamiento observado refleja una demanda asociada a actividades intensivas en energía durante las horas de operación de las obras.

4.5.3.1.8 Comercio_Minorista

El comercio minorista concentra sus horas de mayor demanda en rangos asociados a la operación de locales y atención de público, usualmente hacia el mediodía o tarde. La estacionalidad aparece en meses de mayor actividad comercial, mostrando cómo el flujo de clientes y las operaciones internas impulsan las puntas eléctricas. En este grupo, se consideraron a 80 empresas.

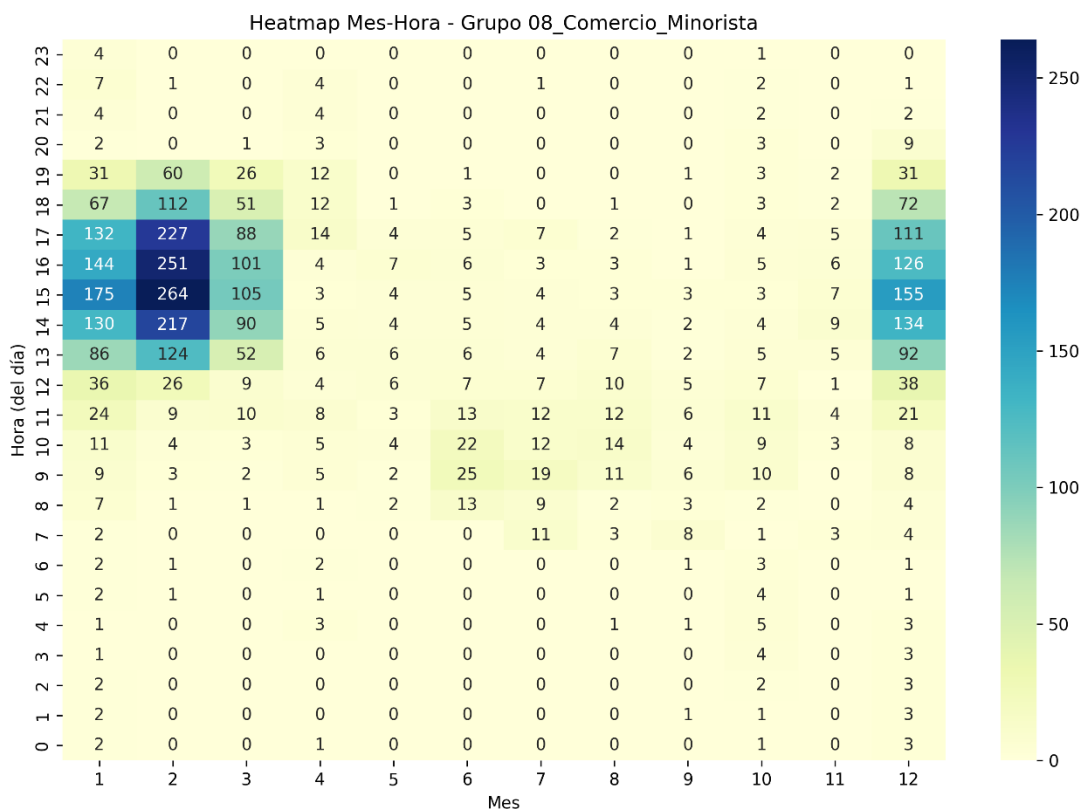


FIGURA 44: CONCENTRACIÓN DE MÁXIMA DEMANDA HORARIA PARA GRUPO 8

La figura evidencia que las horas de máxima demanda de este grupo se concentran claramente en el período de la tarde, particularmente entre aproximadamente las 13:00 y 18:00 horas. Este patrón es consistente con los horarios de mayor actividad del comercio minorista, cuando aumenta la afluencia de clientes y la operación de los establecimientos. Asimismo, la recurrencia de estas concentraciones en distintos meses del año refleja la relación directa entre la dinámica comercial y los niveles de consumo eléctrico de este sector.

4.5.3.1.9 Transporte_Almacenamiento

Este sector exhibe puntas relacionadas con la operación logística, muchas veces en horarios no convencionales o nocturnos. Las repeticiones sugieren ciclos de carga/descarga y operación de centros de distribución que requieren alta potencia. Dentro de este grupo se consideró a 29 empresas.

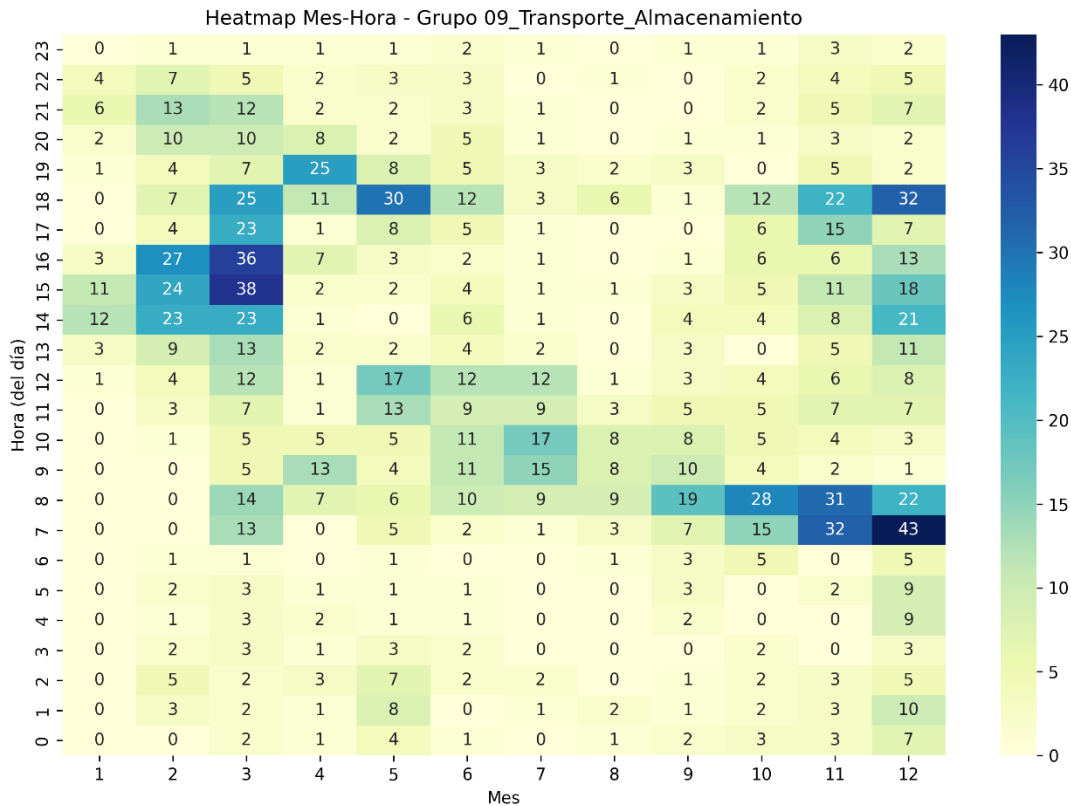


FIGURA 45: CONCENTRACIÓN DE MÁXIMA DEMANDA HORARIA PARA GRUPO 9

La imagen indica que las horas de máxima demanda de este grupo presentan una distribución relativamente amplia a lo largo del día, con concentraciones relevantes en horas de la tarde y en algunos períodos nocturnos. Este comportamiento es coherente con la naturaleza operativa del sector transporte y almacenamiento, donde las actividades logísticas, de carga y descarga, así como la operación de centros de distribución, pueden extenderse más allá de los horarios tradicionales de trabajo. En conjunto, el patrón observado refleja una demanda asociada a procesos operativos continuos y a dinámicas propias de la gestión logística.

4.5.3.1.10 Servicios_Salud

El sector salud presenta una distribución relativamente constante a lo largo de horarios extendidos, lo cual es coherente con la operación continua de centros asistenciales. Las horas de mayor presencia corresponden a la mañana entre mayo y agosto, y las horas de la tarde en los meses de diciembre a febrero, lo que sugiere el uso más intensivo de equipos de climatización en dichos periodos. En esta categoría se incluyen 14 empresas.

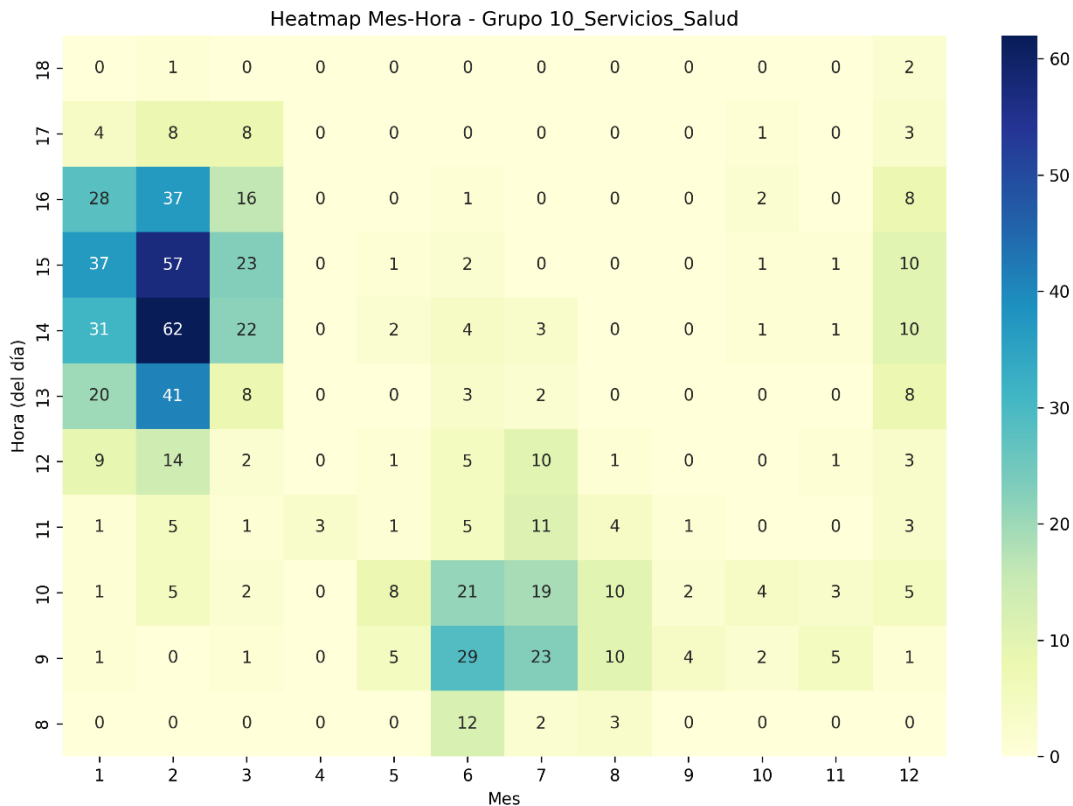


FIGURA 46: CONCENTRACIÓN DE MÁXIMA DEMANDA HORARIA PARA GRUPO 10

Se evidencia que las horas de máxima demanda de este grupo se concentran principalmente durante el día, especialmente entre la mañana y primeras horas de la tarde. Este comportamiento es consistente con la operación continua de establecimientos de salud, donde el uso intensivo de equipamiento médico y sistemas de apoyo genera una demanda eléctrica relativamente estable. Asimismo, se observa cierta variación estacional en algunos meses, lo que podría asociarse a mayores requerimientos de climatización o a variaciones en la actividad asistencial.

4.5.3.1.11 Servicios_Educativos

Este grupo concentra su demanda máxima en horarios diurnos, coincidentes con las actividades académicas y administrativas. La estacionalidad es alta, pues los meses de receso presentan menor presencia dentro de las 52 horas punta. Se consideran 17 instituciones.

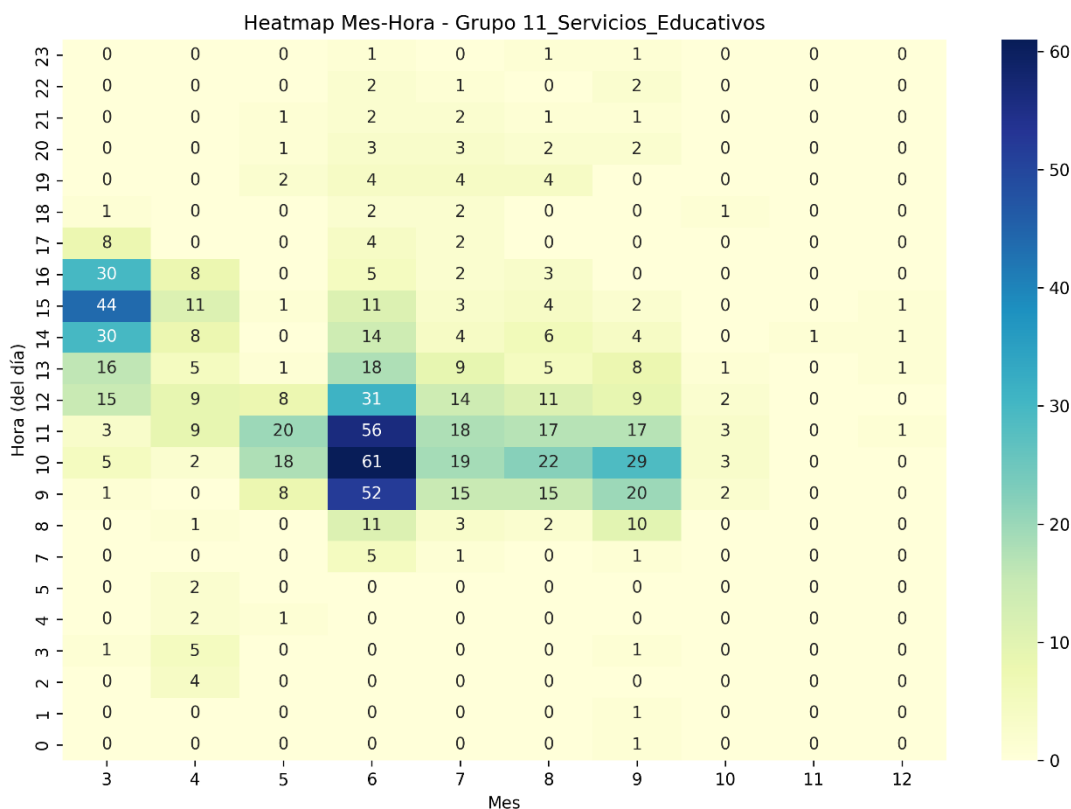


FIGURA 47: CONCENTRACIÓN DE MÁXIMA DEMANDA HORARIA PARA GRUPO 11

La figura indica que las horas de máxima demanda de este grupo se concentran principalmente en horarios diurnos, especialmente durante la mañana y el mediodía, lo que coincide con los períodos de mayor actividad académica y administrativa en las instituciones educativas. Asimismo, se observa una marcada estacionalidad, con mayor presencia de ocurrencias en los meses en que se desarrollan las actividades lectivas. Este patrón refleja la estrecha relación entre los niveles de consumo eléctrico y el calendario académico de los establecimientos educacionales.

4.5.3.1.12 Servicios_Financieros

Los servicios financieros concentran sus horas punta dentro del horario laboral, sus cargas máximas se reflejan principalmente en meses entre diciembre y marzo. La alta presencia de horarios nocturnos en el mes de diciembre es difícil de interpretar y podría deberse a alguna particularidad ocurrida en alguno de los clientes que forman parte de este grupo. Se consideraron 4 empresas.

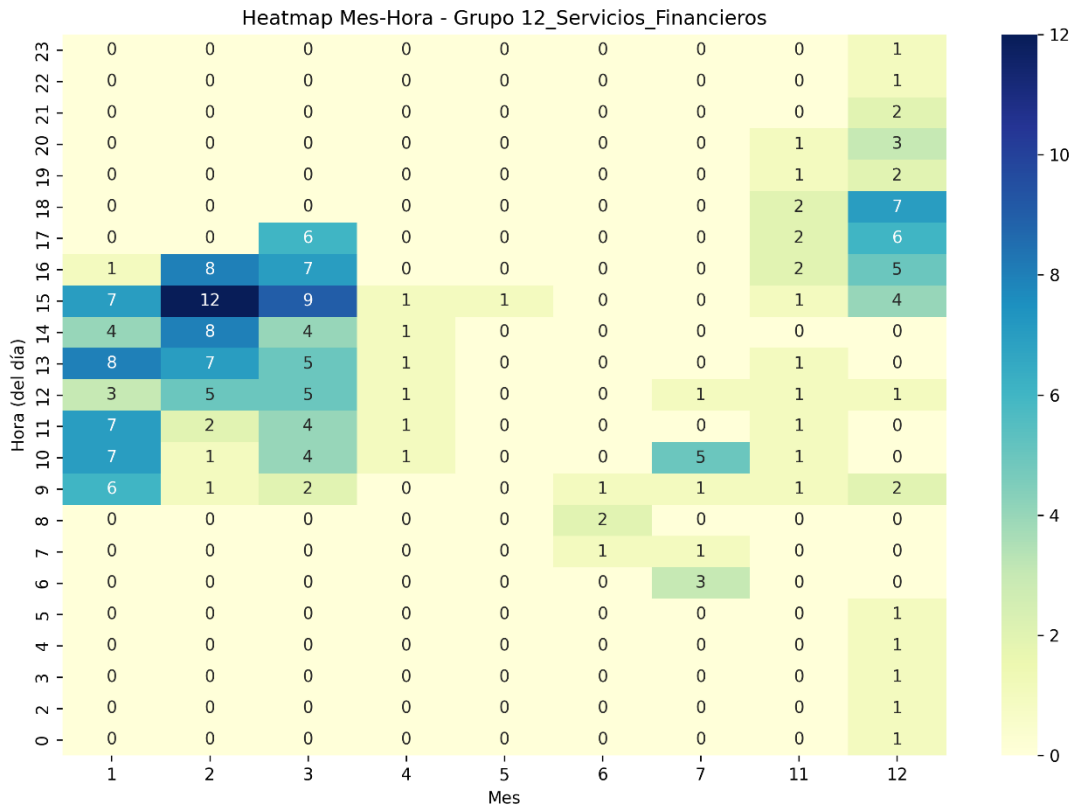


FIGURA 48: CONCENTRACIÓN DE MÁXIMA DEMANDA HORARIA PARA GRUPO 12

Se puede concluir que las horas de máxima demanda de este grupo se concentran principalmente dentro del horario laboral, especialmente entre la mañana y primeras horas de la tarde, lo que es consistente con la operación habitual de las actividades del sector financiero. Asimismo, se observa una mayor presencia de ocurrencias en los primeros meses del año, particularmente entre diciembre y marzo. En algunos casos aparecen registros en horarios menos convencionales, lo que podría responder a operaciones específicas o a características particulares de algunas de las empresas consideradas en el grupo.

4.5.3.1.13 Hoteleria_Entretenimiento

Este grupo muestra mayor actividad en horarios vespertinos o nocturnos, lo que es coherente con dinámicas de atención a público, climatización intensiva y operación de servicios gastronómicos o recreativos. La estacionalidad también se evidencia en meses de mayor turismo. Las cantidad de empresas consideradas fueron 7.

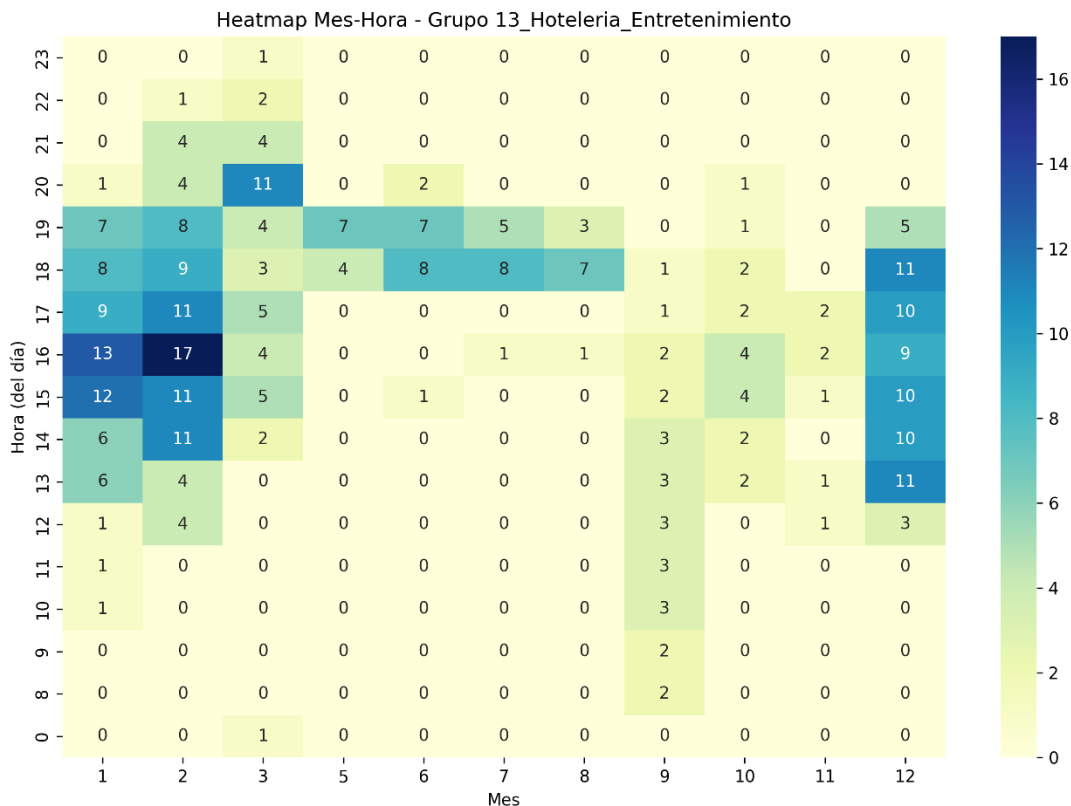


FIGURA 49: CONCENTRACIÓN DE MÁXIMA DEMANDA HORARIA PARA GRUPO 13

Analizando la figura anterior, se indica que las horas de máxima demanda de este grupo se concentran principalmente en la tarde y primeras horas de la noche, lo que es consistente con la mayor actividad de servicios asociados a hotelería, gastronomía y entretenimiento. Asimismo, se observan incrementos en ciertos meses del año, lo que sugiere una relación con períodos de mayor actividad turística o recreativa. En conjunto, el patrón horario refleja una demanda eléctrica vinculada a la atención de público y al uso intensivo de climatización e iluminación en horarios vespertinos.

4.5.3.1.14 Industria_Alimentaria

La industria alimentaria presenta repeticiones significativas en horarios productivos y, en algunos casos, nocturnos. Esto es propio de procesos continuos de refrigeración, congelado o líneas de producción que operan de forma estable y en función de la demanda del mercado. Las empresas consideradas en este grupo fueron 12.

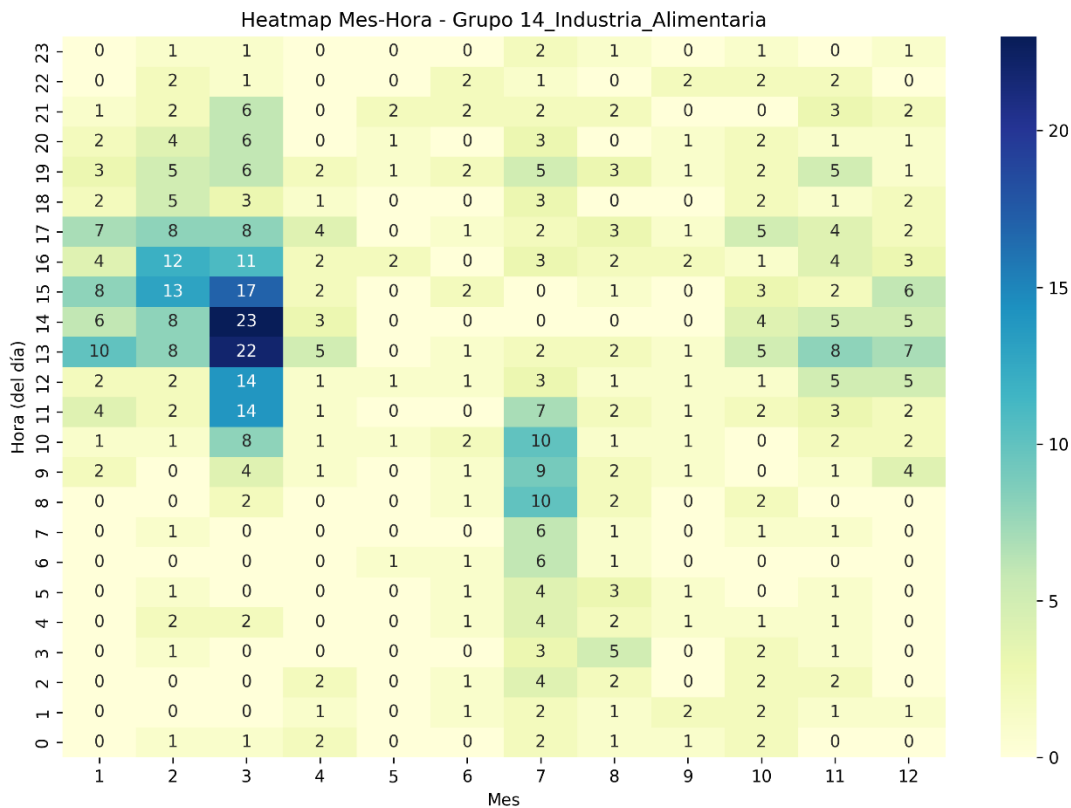


FIGURA 50: CONCENTRACIÓN DE MÁXIMA DEMANDA HORARIA PARA GRUPO 14

La imagen muestra que las horas de máxima demanda de este grupo se concentran principalmente durante la mañana y primeras horas de la tarde, lo que coincide con los períodos habituales de operación de los procesos productivos del sector alimentario. Asimismo, se observan ocurrencias en distintos meses del año, lo que refleja una actividad relativamente constante asociada a procesos industriales que operan de manera continua, como sistemas de refrigeración, procesamiento o almacenamiento de alimentos. En conjunto, el patrón observado evidencia una demanda vinculada a ciclos productivos estables y sostenidos en el tiempo.

4.5.3.1.15 Edificio_Condominio

La actividad del grupo de edificios se concentra principalmente entre las 10 y 17 horas entre enero y marzo, reflejando labores de administración y mantención realizadas en horario laboral. Los meses de mayo a julio presentan los mayores niveles de actividad entre las 7:00 y las 10:00 hrs., asociados a procesos estacionales y aumento de servicios operativos. El resto del año muestra distribuciones más moderadas, lo que indica un funcionamiento estable y rutinario propio de instalaciones residenciales. En este grupo se tomaron en cuenta 23 instalaciones.

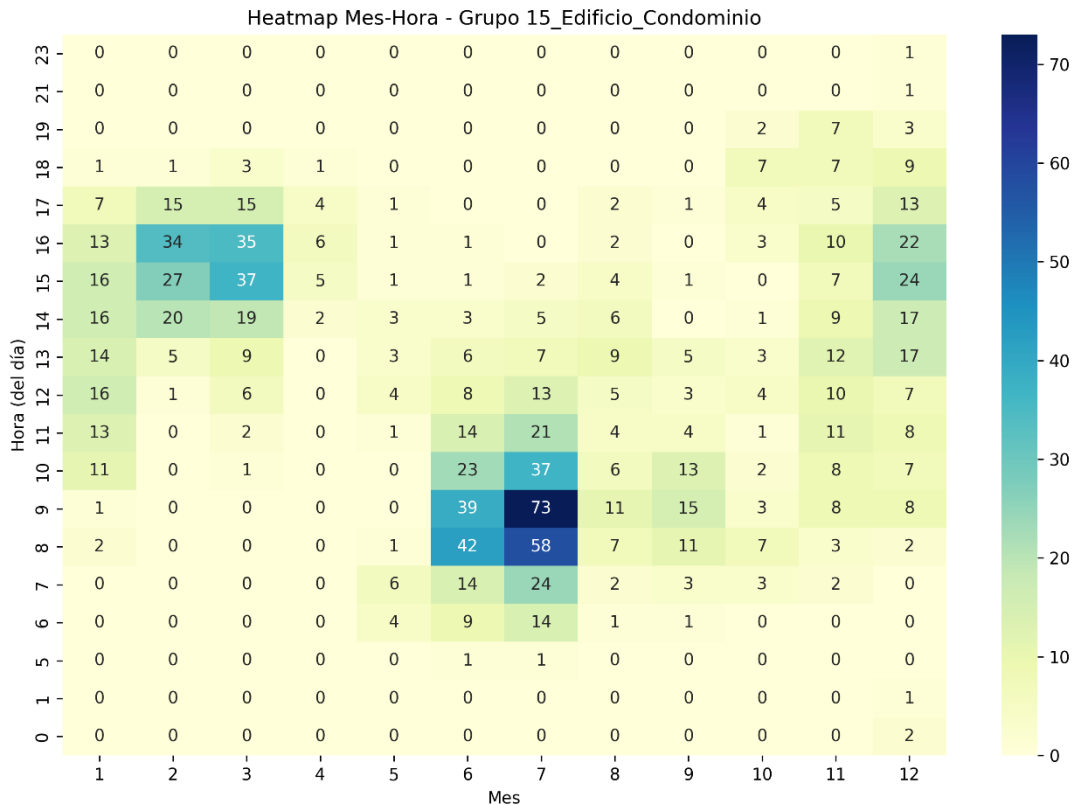


FIGURA 51: CONCENTRACIÓN DE MÁXIMA DEMANDA HORARIA PARA GRUPO 15

La figura indica que las horas de máxima demanda de este grupo se concentran principalmente durante el día, especialmente entre la mañana y la tarde. Este comportamiento es consistente con el uso típico de instalaciones en edificios y condominios, donde el consumo eléctrico aumenta debido a actividades de administración, mantenimiento y mayor ocupación de las dependencias. Asimismo, se observan variaciones en algunos meses del año, lo que podría asociarse a factores estacionales o a cambios en los niveles de actividad dentro de estas instalaciones.

4.5.3.1.16 Complejo_Penitenciario

Este grupo concentra su demanda principalmente entre las 7:00 y 9:00 horas, y entre 18:00 y 19:00 con picos notables en los meses de Julio. Este patrón refleja rutinas operativas estructuradas, asociadas a controles, traslados y actividades administrativas que se ejecutan en horarios definidos. En general, la distribución evidencia un funcionamiento regulado y altamente programado, coherente con la naturaleza de estos recintos. Se consideró en este grupo a 5 centros.

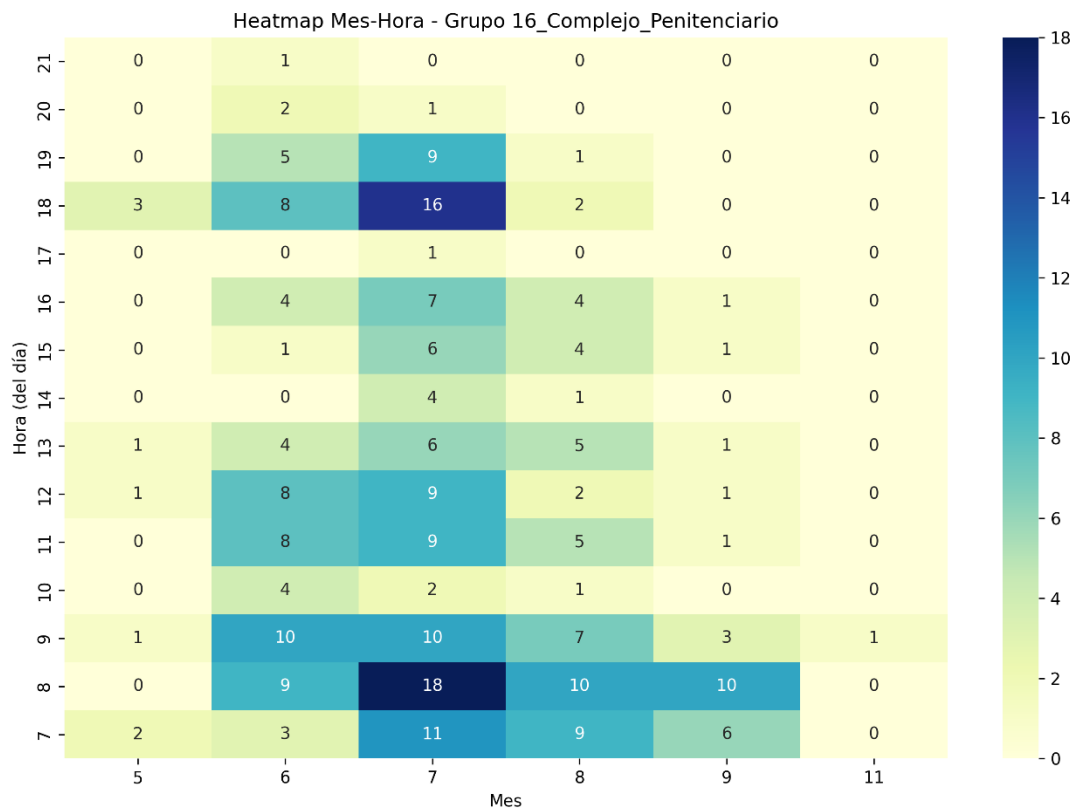


FIGURA 52: CONCENTRACIÓN DE MÁXIMA DEMANDA HORARIA PARA GRUPO 16

En síntesis, los resultados muestran que cada sector económico presenta patrones distintivos en la ocurrencia de sus máximas demandas eléctricas. Mientras algunos grupos exhiben comportamientos altamente estructurados y predecibles como minería, agua, comunicaciones o energía otros presentan mayor variabilidad asociada a estacionalidad o dinámicas de operación específicas, como agricultura, construcción, retail o transporte. Este análisis permite identificar sectores que podrían presentar una mayor aceptación u oposición, y en definitiva su disposición, a un cambio en el periodo de control de punta, dependiendo de la nueva propuesta de periodo que se vaya a realizar.

5 Actividades Objetivo Específico 4: Análisis de la respuesta de la demanda ante variaciones del periodo de control de punta para definir criterios de selección de horas de punta

El Objetivo Específico N°4 aborda el análisis de la respuesta de la demanda ante variaciones del periodo de control de punta, con el fin de establecer criterios técnico-económicos que orienten la definición de las horas de punta del Sistema Eléctrico Nacional.

En una primera etapa, y conforme a lo establecido en las Bases de Licitación, se construyó un caso base representativo de la operación del sistema para los años previamente acordados con la Comisión.

Sobre este caso base se desarrolló un ejercicio de simulación mediante metodología de escenarios de estrés implementada, cuyo propósito es estimar la frecuencia de pérdida de carga ante escenarios de estrés, identificar los momentos de mayor riesgo de insuficiencia y generar la base cuantitativa requerida para los análisis posteriores. Esta etapa constituye el núcleo del componente probabilístico del estudio y asegura coherencia metodológica con lo desarrollado en el Objetivo Específico N°2.

Posteriormente, y utilizando la información horaria de demanda real del SEN para los años seleccionados, se identificaron las horas de mayor consumo y se evaluó su correspondencia con las horas de mayor probabilidad de pérdida de carga obtenidas en la simulación. Este análisis permitió determinar si existe o no correlación temporal entre ambos fenómenos, aspecto explícitamente requerido en las Bases y fundamental para evaluar la adecuación del actual periodo de control de punta. Adicionalmente, se desarrollaron ejercicios de sensibilidad que consideraron variaciones en la duración, distribución diaria y distribución estacional del periodo de punta, con el fin de caracterizar cómo dichas modificaciones podrían afectar el comportamiento de la demanda y la exposición del sistema al riesgo de insuficiencia.

A partir de esta integración, se caracterizó el potencial de respuesta sectorial y se elaboraron los criterios técnico-económicos necesarios para orientar la selección de horas de punta, distinguiendo explícitamente entre escenarios con correlación y sin correlación entre demanda máxima y riesgo de pérdida de carga, tal como lo exigen las Bases.

5.1 Ejercicio de simulaciones para los años 2023 y 2024

La metodología propuesta se sustenta en un enfoque de escenarios de estrés que permite representar de manera explícita la interacción entre la demanda y la oferta bajo condiciones de estrés del SEN. El ejercicio combina una modelación determinística base, que describe el despacho esperado del sistema en condiciones normales (a partir de información pública del Coordinador Eléctrico Nacional), con simulaciones que perturban las principales variables del equilibrio de potencia, permitiendo estimar la frecuencia de pérdida de carga ante condiciones de estrés.

En términos generales, la actividad se estructura en dos fases complementarias:

1. **Construcción del caso base representativo para cada año (modelo de despacho de corto plazo)**, con resolución temporal horaria, que define las condiciones operativas de referencia del SEN (demanda, generación, costos de combustibles, disponibilidad de combustibles, funciones de costo futuro de embalses y topología).
2. **Ejecución de simulaciones de escenarios de estrés**, en las que para cada unidad temporal (etapa) se varían parámetros de demanda, disponibilidad renovable, disponibilidad térmica e hidrología, generando unos resultados que permite cuantificar la frecuencia de pérdida de carga en cada hora con el fin de identificar las horas de mayor vulnerabilidad sistémica.

5.1.1 Supuestos y fuentes de información caso base

Los casos base se parametrizan considerando el requerimiento de las bases del estudio, y se definen a partir de información oficial del Coordinador Eléctrico Nacional, garantizando coherencia con los antecedentes empleados en los procesos de planificación y evaluación de suficiencia.

La Tabla 10 resume las principales fuentes y supuestos considerados:

TABLA 10: PRINCIPALES SUPUESTOS DE LOS CASOS BASE UTILIZADOS

Elemento	Fuente / descripción	Comentarios
Años seleccionados para el ejercicio	2023 y 2024	Son los años más recientes con información completa, que además presentan alta penetración renovable y presencia de vertimientos
Fuente principal de supuestos por año seleccionado	Bases y resultados PLP mensual diciembre del año anterior al seleccionado, para el año 2023 PLP Dic. 2022 y para 2024 PLP Dic. 2023. Estos archivos vienen de la sección Programación de 12 meses del CEN.	Se ocupa la programación a 12 meses más cercana al inicio del año seleccionado, debido a que cuenta con toda la información y volumétricamente tiene menos información “en exceso”
Resolución temporal	8.760 horas por año, separadas en 48 etapas que corresponden a las mismas semanas que define el CEN en los ejercicios de PLP utilizados (son semanas de 7 u 8 días)	Permite mantener la coherencia con los datos de entrada. Como elemento de acople entre etapas, se consideran los volúmenes finales de embalse de cada semana desde la corrida PLP
Demanda horaria	Para estos efectos se utilizó como demanda la generación neta horaria de cada año seleccionado (2023 y 2024) proveniente de archivos de Cálculo Definitivo de Potencia de Suficiencia del año respectivo. Específicamente desde Data_DemPunta_{año}.xlsx	Del archivo mencionado se obtienen los datos horarios de Generación Neta que luego son prorrateados a cada barra según su información de demanda. Esto permite ampliar una fracción de holgura de capacidad del sistema simulado para estos años.
Estructura base del sistema (centrales, BESS; líneas, topología,	Información disponible en archivos IPLP del CEN	Permite preservar la coherencia con las simulaciones de PLP y es información oficial ya visada por el CEN.

Elemento	Fuente / descripción	Comentarios
conectividad hidráulica)		Nota: En general se aprovecha el archivo indHor que acompaña cada corrida del PLP para hacer el traspaso cronológico a horas.
Perfiles de generación	Información disponible en archivos IPLP del CEN. En el caso de las centrales fotovoltaicas el perfil horario proviene de archivos de Generación Real Horario del CEN.	
Costos y disponibilidad de combustibles	Información disponible en archivos IPLP del CEN	
Disponibilidad de centrales	Información disponible en archivos IPLP del CEN	
Modelación del sistema de transmisión	Información disponible en archivos IPLP del CEN	En relación con el sistema de transmisión, se deja constancia que éste se modela utilizando el mismo sistema de transmisión definido por el CEN en las corridas de PLP.
Modelación de embalses	Información disponible en archivos IPLP del CEN	En relación con la modelación de embalses, se deja constancia que éste se modela utilizando la interconectividad hídrica y eléctricas definidas por el CEN en las corridas de PLP que dan origen a la simulación. Como elemento de acople entre etapas de la simulación se utilizan los volúmenes de embalse resultado de la corrida PLP. Así se mantiene el acople temporal respectivo

Estos elementos conforman la estructura determinística sobre la cual se desarrollan los escenarios estocásticos, asegurando la trazabilidad y robustez de los resultados. En la Tabla 11 se presenta una descripción de la composición de los casos considerados para cada año.

TABLA 11: COMPOSICIÓN DE LOS CASOS BASE UTILIZADOS

Elemento	Caso 2023	Caso 2024
Demanda total anual [GWh]	80,74 TWh	83,24 TWh
Demanda máxima anual [MW]	11.307 MW	11.897 MW
Cantidad de Barras	229	237
Cantidad de líneas de transmisión	325	331
Centrales hidráulicas de embalse (# potencia)	10 centrales 3.403 MW	10 centrales 3.396 MW
Centrales hidráulicas de pasada (# potencia)	126 centrales 1.905 MW	129 centrales 1.912 MW
Centrales hidráulicas de riego (# potencia)	18 centrales 345 MW	18 centrales 345 MW
Centrales hidráulicas serie (# potencia)	57 centrales 3.213 MW	57 centrales 3.213 MW
Centrales eólicas (# potencia)	70 centrales 5.326 MW	73 centrales 6.465 MW
Centrales solares FV (# potencia)	891 centrales 13.483 MW	895 centrales 14.083 MW
Centrales térmicas a Carbón (# potencia)	20 centrales 3.948 MW	20 centrales 3.948 MW
Centrales térmicas a Gas (# potencia) (*)	322 centrales 63.786 MW	333 centrales 66.699 MW
Centrales térmicas a Diesel u otros combustibles (# potencia)	218 centrales 11.590 MW	218 centrales 11.636 MW
Sistemas BESS (Stand-Alone + Híbridos)	0 centrales 0 MW	0 centrales 0 MW

5.1.2 Construcción de escenarios de estrés

Para construir los escenarios de estrés se separan explícitamente dos capas:

1. **Escenarios físicos de oferta**, que representan condiciones hidrológicas, renovables y térmicas.
2. **Estrés de demanda**, que no representan escenarios probabilísticos, sino incrementos proporcionales de demanda utilizados para medir el margen relativo antes de que aparezca ENS.

De esta forma, la demanda aumentada no se interpreta como una condición esperada o factible del sistema, sino como una herramienta de diagnóstico para identificar las horas con menor holgura operativa.

5.1.2.1 Escenarios físicos de oferta

Corresponden a 25 escenarios de estrés para el sistema eléctrico nacional considerando 5 hidrologías y 5 combinaciones de recursos renovables y de generación térmica del sistema

5.1.2.1.1 Hidrologías consideradas

La selección hidrológica no se realiza aleatoriamente. Se utilizan las mismas hidrologías consideradas por el Coordinador en la programación mensual, con el objetivo de mantener consistencia metodológica con los escenarios hidrológicos habituales del sistema.

Se consideran cinco escenarios hidrológicos los indicados en la Tabla 12:

TABLA 12: ESCENARIOS HIDROLÓGICOS CONSIDERADOS PARA CONDICIONES DE ESTRÉS.

Escenario	Año hidrológico asociado	Criterio
Hidrología media	1974-1975	Año con 50% de probabilidad de excedencia
Hidrología seca	2020-2021	Año con 90% de probabilidad de excedencia
Hidrología húmeda	1992-1993	Año con 20% de probabilidad de excedencia
Hidrología 68-69	1968-1969	Una de las dos hidrologías más secas de la estadística, con 96,8% de probabilidad de excedencia
Hidrología 98-99	1998-1999	Una de las dos hidrologías más secas de la estadística, con 98,4% de probabilidad de excedencia

5.1.2.1.2 Oferta renovable y térmica

En la nueva metodología no se aplican salidas aleatorias de centrales térmicas individuales, para evitar inducir espacialmente la ENS por aleatoriedad. Además, no se aplica un Montecarlo generalizado a cada hora y cada central renovable que en la práctica resultaba en un estrés sistémico casi nulo. Lo que se hace es que se aplican factores reductores de disponibilidad.

Con la nueva metodología los escenarios de combinación térmica y renovable son los indicados en la Tabla 13:

TABLA 13: ESCENARIOS TÉRMICOS Y RENOVABLES PARA CONDICIONES DE ESTRÉS.

supply_pattern_id	Descripción	solar_factor	wind_factor	thermal_derating
S1	Estrés moderado general	0,90	0,90	0,95
S2	ERNC baja general y térmica moderadamente degradada	0,80	0,80	0,90
S3	Solar muy baja	0,70	1,00	0,95
S4	ERNC moderado y térmica baja	0,90	0,90	0,80
S5	Disponibilidad térmica muy baja	0,90	1,00	0,70

La interpretación de estos factores es la siguiente:

- solar_factor: multiplica la disponibilidad de centrales solares.
- wind_factor: multiplica la disponibilidad de centrales eólicas.
- thermal_derating: multiplica la disponibilidad máxima de centrales térmicas.

5.1.2.2 Estrés de demanda

La demanda se trata como una variable diagnóstica, no como un escenario probabilístico. Para cada escenario físico de oferta se aplican cinco factores proporcionales de demanda según se indica en la Tabla 14:

TABLA 14: FACTORES DE DEMANDA PARA CONDICIONES DE ESTRÉS.

demand_factor	Interpretación
1,00	Demanda base
1,05	Demanda +5%
1,10	Demanda +10%
1,15	Demanda +15%
1,20	Demanda +20%

La demanda de cada barra y hora se escala proporcionalmente:

$$Demanda_{b,t}^{stress} = Demanda_{b,t}^{base} \times demand_factor$$

Estos incrementos no se interpretan como escenarios esperados de demanda. Su objetivo es revelar el margen relativo del sistema: las horas en que aparece ENS con menores incrementos de demanda se consideran más vulnerables.

Por otra parte, se están usando las mismas fuentes acordadas con el equipo CNE para fijar la demanda, pero considerando la generación neta, en vez de la demanda. Esto permite desactivar la consideración de pérdidas del modelo de despacho, evitar errores numéricos y acelerar el

procesamiento, pero al mismo tiempo considerar que la potencia aportada por los generadores debe considerar las pérdidas del sistema de transmisión.

5.1.2.3 Tratamiento de la transmisión

La transmisión se mantiene como condición estructural del sistema, utilizando los límites y estados operativos contenidos en los inputs del modelo.

No se aplican contingencias artificiales ni reducciones discrecionales sobre líneas específicas, ya que ello podría inducir resultados zonales por diseño. Por ejemplo, degradar deliberadamente un corredor relevante podría generar ENS en zonas particulares no necesariamente por vulnerabilidad estructural horaria, sino por la contingencia impuesta. Por ello, el rol de la transmisión debe analizarse ex post.

5.1.3 Resultados de simulaciones en el sistema eléctrico chileno: año 2023 y 2024

Los resultados de las simulaciones muestran una operación coherente con lo observado en la operación real del sistema, donde se tiene una alta penetración solar durante el día y mayor aporte térmico y de las centrales de embalse durante la noche. La siguiente gráfica muestra el despacho sistémico por tecnología para la primera semana de enero 2023 en el escenario base y en el escenario de estrés N° 126 (que tiene mayor demanda, hidrología extremo-seca, limitación de disponibilidad térmica y limitaciones de generación solar y eólica). Se aprecia como en este último escenario aparece alta generación diésel e incluso algunas horas con presencia de ENS.

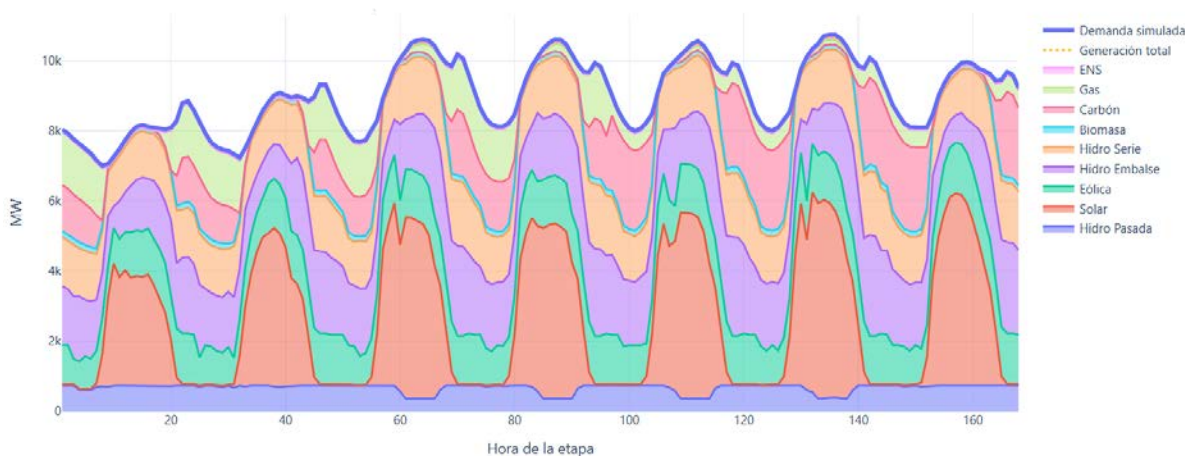


FIGURA 53: DESPACHO AGREGADO POR TECNOLOGÍA, ENS Y DEMANDA (ENE-2023, SEMANA 1, CASO BASE)

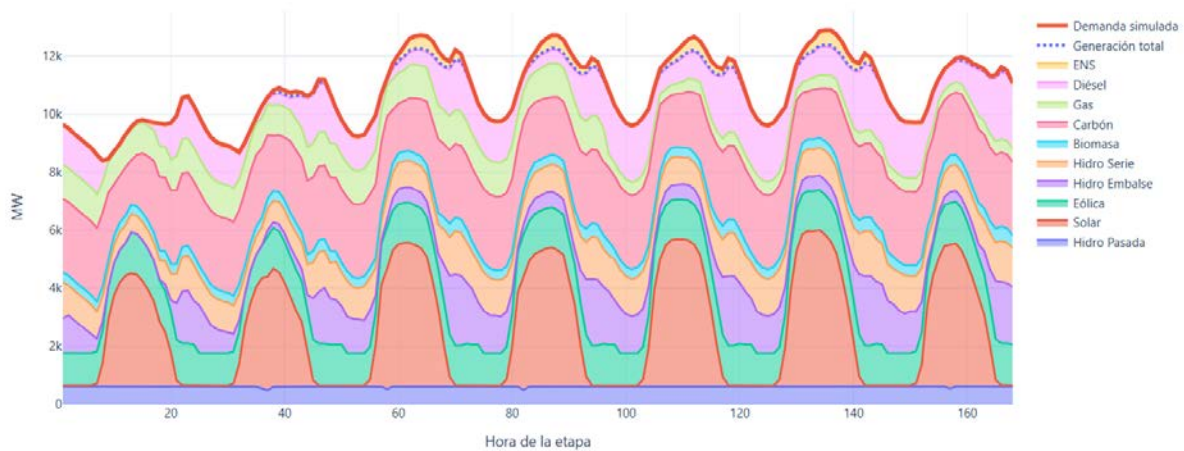


FIGURA 54: DESPACHO AGREGADO POR TECNOLOGÍA, ENS Y DEMANDA (ENE-2023, SEMANA 1, CASO ESTRÉS N°126)

Si se realiza la misma comparación para los meses de invierno, se aprecia que, para los escenarios de mayor estrés sistémico, la ENS es aún mayor, apareciendo en horas no solares, tal como se aprecia en la siguiente gráfica para la primera semana de julio 2023 bajo el escenario 126.

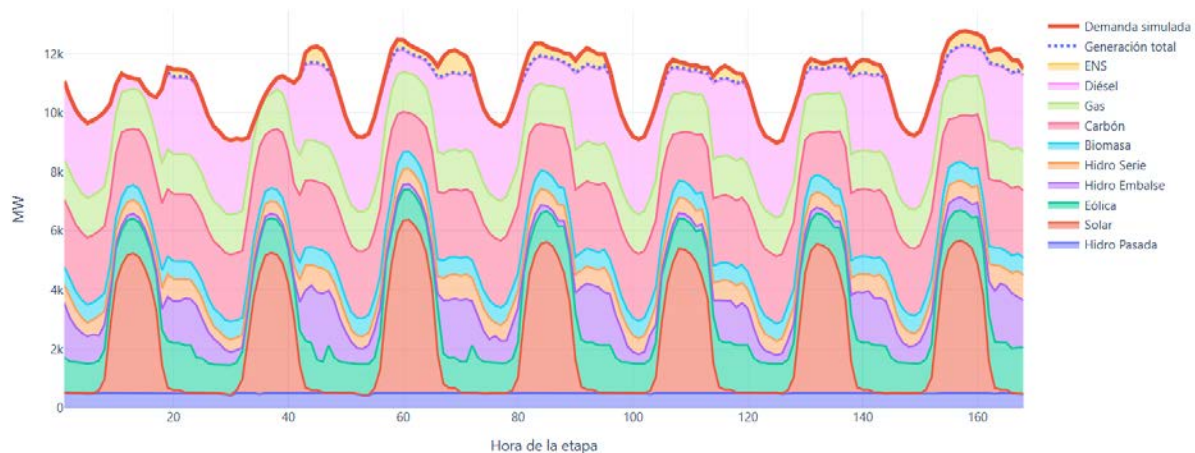


FIGURA 55: DESPACHO AGREGADO POR TECNOLOGÍA, ENS Y DEMANDA (JUL-2023, SEMANA 1, CASO ESTRÉS N°126)

Esto muestra que la metodología de escenario de estrés permite revelar las horas de mayor vulnerabilidad del sistema, pues una vez analizados todos los periodos del año y simulaciones, se identifican las horas de mayor frecuencia de pérdida de carga, así como las que presentan la mayor ENS para posteriormente detectar la ventana que produzca mayor beneficio para obtener reacción de la demanda. Al considerar los 126 escenarios de estrés modelados y agrupar las horas en combinaciones mes-hora, se visualiza la siguiente probabilidad de pérdida de carga para el año 2023 y 2024:

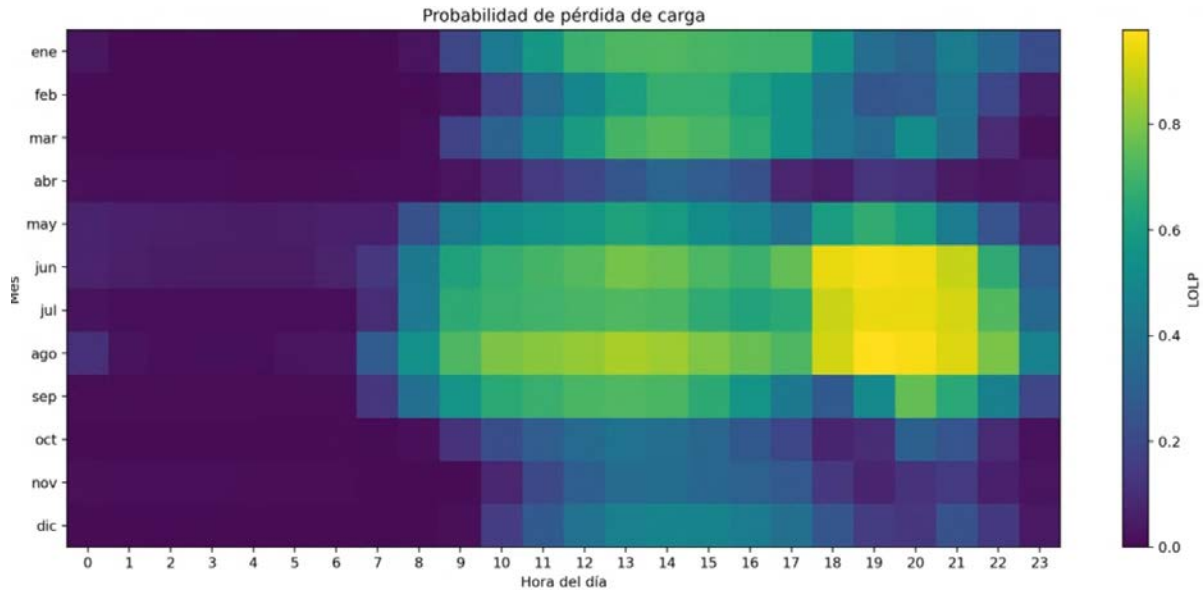


FIGURA 56: PROBABILIDAD DE PÉRDIDA DE CARGA PARA 2023

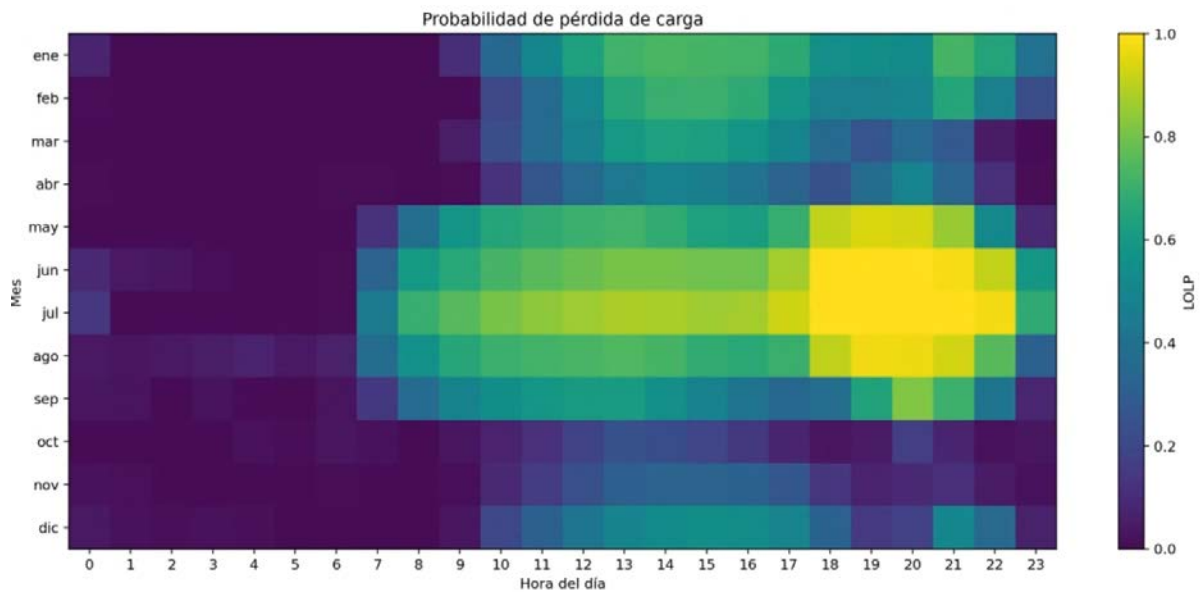


FIGURA 57: PROBABILIDAD DE PÉRDIDA DE CARGA PARA 2024

Por otro lado, se presenta en el mismo tipo de gráfico, la distribución de la EENS en el horario donde tanto para 2023 y para 2024 se aprecia una concentración de energía no suministrada se presenta en horas de la tarde. Es decir, aun cuando en las gráficas de probabilidad de pérdida de carga se ve que existen horas del día donde ocurre eventos de pérdida de carga, en términos de energía lo más relevante ocurre durante la tarde.

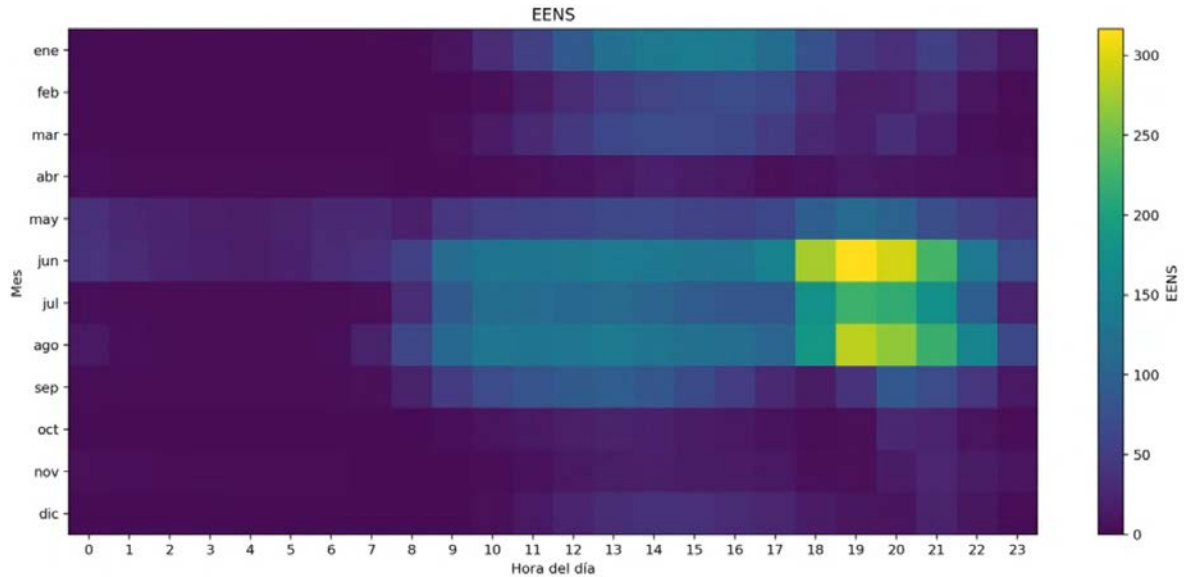


FIGURA 58: ENERGÍA NO SERVIDA ESPERADA PARA 2023

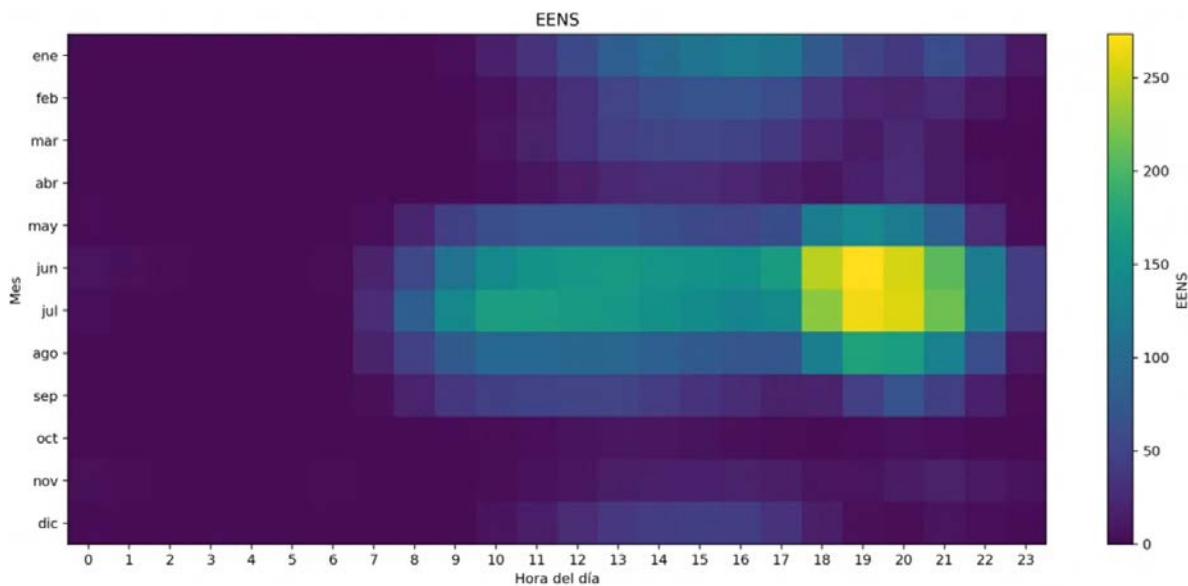


FIGURA 59: ENERGÍA NO SERVIDA ESPERADA PARA 2024

Los resultados completos de cada una de las simulaciones tanto para el 2023 y 2024, en cuanto a despacho por tecnología y flujos por las líneas de transmisión se pueden observar y analizar en el siguiente link: <https://cne-dashboard.ohmio.cl/>. Por ejemplo, mediante el uso del Dashboard se observa que, durante los meses de verano y en las horas solares, la capacidad del corredor Pan de Azúcar – Polpaico se encuentra utilizada al 100% de manera permanente. Lo anterior, sumado a que en esas horas y época del año se producen los peaks de demanda del sistema, genera ENS en algunas barras del centro del SEN. Así, la ENS puede atribuirse tanto a falta de capacidad de transmisión como a falta de generación local. Este efecto se profundiza en escenarios de estrés sistémico, tales como mayor demanda o menor disponibilidad térmica, solar o eólica.

5.2 Análisis de impacto sobre grupos económicos

La presente sección tiene por objeto analizar el impacto potencial de distintas configuraciones del periodo de control de punta sobre una muestra representativa de clientes del Sistema Eléctrico Nacional, utilizando como insumo los resultados de demanda máxima del sistema, el bloque de control de punta vigente y las estimaciones horarias del LOLP obtenidas mediante simulación Monte Carlo. Dado que no se dispone de información cuantitativa respecto de la magnitud exacta de las acciones de control de punta implementadas por cada cliente (esto es, cuánto reducen efectivamente su demanda ante una señal de punta), el enfoque adoptado no consiste en realizar simulaciones adicionales del sistema, sino en desarrollar un análisis de riesgos y exposición.

Este enfoque permite evaluar en qué medida los clientes quedan expuestos a las horas críticas del sistema bajo distintas definiciones de periodo de punta, sin asumir comportamientos reactivos específicos cuya intensidad no es observable.

5.2.1 Clasificación de clientes a analizar según sector productivo

La muestra analizada corresponde a un conjunto de empresas pertenecientes a los distintos sectores económicos definidos en la encuesta aplicada en el marco del Objetivo Específico N°3. Se trata exclusivamente de clientes que participaron activamente en la encuesta y para los cuales se dispone de información horaria de demanda efectiva para los años 2023 y 2024, lo que permite un análisis coherente entre los resultados declarativos levantados mediante la encuesta y el comportamiento real observado en los datos. Dentro de esta muestra coexisten clientes que declararon aplicar mecanismos explícitos de control de punta y otros que señalaron no contar con este tipo de prácticas. Esta heterogeneidad resulta particularmente relevante para el análisis, ya que permite explorar diferencias en la exposición al riesgo sistémico y a eventuales modificaciones del periodo de control de punta, sin imponer supuestos homogéneos de comportamiento sobre la demanda.

En la Tabla 15 se presentan los grupos económicos considerados para el análisis de impacto sobre clientes y su número de empresas involucradas, tomando en cuenta que se eligieron representantes con datos durante todo el periodo de 2023 a 2024. Además, se presentan los montos de demanda máxima anual de cada uno.

TABLA 15: MUESTRA DE EMPRESAS CONSIDERADAS PARA ANÁLISIS.

Sector productivo	Cantidad empresas	Dmax 2023 [kW]	Dmax 2024 [kW]
01_Mineria_Canteras	32	238.254,18	252.758,90
02_Agricultura_Ganaderia_Pesca	62	20.577,05	20.630,06
03_Agua_Desechos	52	38.308,93	38.461,35
04_Industria_Manufacturera	46	96.809,83	84.107,30
05_Comunicaciones	13	21.745,13	34.126,55
06_Electricidad_Combustible	20	22.732,59	21.278,39
07_Construccion	8	4.200,09	4.546,36
08_Comercio_Minorista	80	48.548,82	57.209,63
09_Transporte_Almacenamiento	29	64.997,38	68.250,18
10_Servicios_Salud	14	3.885,88	3.849,07
11_Servicios_Educativos	17	3.591,46	4.129,47
12_Servicios_Financieros	4	1.702,62	1.644,56

Sector productivo	Cantidad empresas	Dmax 2023 [kW]	Dmax 2024 [kW]
13_Hoteleria_Entretenimiento	7	1.508,25	1.809,08
14_Industria_Alimentaria	12	20.745,26	21.051,14
15_Edificio_Condominio	23	28.571,93	27.093,28
16_Complejo_Penitenciario	5	1.975,01	2.159,53

Es del caso volver a señalar que, previo al desarrollo del presente capítulo, se diseñó y aplicó una encuesta dirigida a clientes libres del Sistema Eléctrico Nacional, orientada a relevar prácticas de control de punta, disposiciones a gestionar demanda y percepciones respecto del periodo de control de punta vigente. De acuerdo con la información consolidada por el equipo a cargo de su aplicación, dicha encuesta logró recopilar respuestas válidas de 66 empresas, lo que constituye un resultado positivo desde la perspectiva operativa y de participación voluntaria, pero que no alcanzó el tamaño muestral requerido para asegurar representatividad estadística plena a nivel de sectores económicos, la cual habría requerido del orden de varios cientos de respuestas efectivas.

Los resultados de la encuesta deben entenderse como evidencia cualitativa y descriptiva del comportamiento y percepciones de un conjunto específico de clientes libres que respondieron efectivamente el instrumento, sin constituir una caracterización estadísticamente representativa del universo de clientes de cada sector productivo. Este alcance metodológico es crucial al momento de derivar conclusiones sobre niveles absolutos de demanda, intensidad de consumo o magnitud de respuesta ante cambios tarifarios, ámbitos para los cuales la muestra disponible no es suficiente.

En coherencia con ello, el análisis sectorial desarrollado no pretende generalizar resultados cuantitativos precisos, tales como momentos exactos de máxima demanda o aportes relativos al sistema, sino identificar coincidencias y desacoples sistemáticos entre los patrones temporales de consumo de distintos sectores y las horas críticas del sistema, definidas por la demanda máxima o la probabilidad de pérdida de carga (LOLP). Este enfoque permite evaluar en qué medida la definición vigente, y eventuales redefiniciones, del periodo de control de punta se alinean con los comportamientos temporales típicos de las actividades económicas, manteniéndose dentro de los límites metodológicos de la muestra observada.

Dado lo anterior, desde la óptica del Objetivo Específico N°4 del estudio, el análisis no se ve impedido de realizar inferencias relevantes a nivel sectorial, siempre que éstas se formulen en dimensiones compatibles con la naturaleza de la información disponible. En particular, aun en ausencia de representatividad estadística plena, la muestra permite identificar y contrastar patrones temporales de consumo, tales como estacionalidades anuales y comportamientos intradiarios característicos de ciertas actividades económicas, los cuales tienden a ser estructurales y relativamente estables al interior de cada sector.

Así, por ejemplo, resulta razonable extrapolar que el sector educativo presenta disminuciones estacionales de demanda en periodos como enero, asociados a menores niveles de actividad educacional., puesto que concentran su consumo en horarios diurnos de días hábiles, coherente con su funcionamiento operativo. De manera análoga, sectores industriales continuos o de servicios esenciales (minería, agua potable, salud) exhiben perfiles de demanda más estables y con presencia significativa en horarios nocturnos y fines de semana. Este tipo de regularidades temporales constituye información relevante para el análisis del periodo de control de punta, aun cuando no se pretenda inferir niveles absolutos de carga ni elasticidades precio-demanda.

En este contexto, el análisis sectorial desarrollado en este capítulo no busca generalizar resultados cuantitativos específicos, tales como momentos exactos de máxima demanda de cada cliente ni su aporte relativo al sistema, sino identificar coincidencias o desacoples sistemáticos entre los patrones temporales de consumo de distintos sectores y las horas críticas del sistema, definidas ya sea por la demanda máxima observada o por la probabilidad de pérdida de carga (LOLP).

Este enfoque permite evaluar, de manera robusta y consistente con los datos disponibles, en qué medida la definición actual y eventuales redefiniciones del periodo de control de punta se alinean con los comportamientos temporales típicos de las distintas actividades económicas, sin exceder los alcances metodológicos de la muestra observada.

5.2.2 Factores de exposición de grupos económicos: métrica para medir impacto

Con el fin de sintetizar la relación entre el comportamiento de la demanda de cada sector económico y las distintas dimensiones de criticidad del sistema, se definieron factores de exposición que cuantifican, en términos porcentuales, el grado de presencia relativa de cada cliente en las horas más relevantes desde el punto de vista del riesgo y de la demanda. Estos factores se calcularon utilizando información horaria de demanda normalizada de los clientes, expresada como porcentaje de su respectiva demanda máxima anual, y la clasificación horaria derivada de los ejercicios de simulación y de la información histórica del SEN.

En términos operativos, se distinguieron tres dimensiones de exposición:

- **Exposición a LOLP:** mide la demanda media del grupo en las horas con mayor probabilidad de pérdida de carga del sistema, identificadas a partir de la serie LOLP(t) obtenida mediante simulaciones de escenarios de estrés descritos en la sección 5.1.2. Para ello, se seleccionó un conjunto de horas con LOLP elevado (por ejemplo, las 100 horas con mayores valores de LOLP en cada año) y se calculó el promedio de la demanda normalizada del grupo en ese subconjunto.
- **Exposición a demanda máxima del sistema (Dmax):** cuantifica la demanda media del grupo en las horas de mayor demanda real del SEN. Análogamente, se identificó un conjunto de horas de punta del sistema (las de mayor carga agregada en cada año) y se calculó el promedio de la demanda normalizada del grupo en dichas horas. Valores elevados indican que el sector contribuye de manera significativa a la demanda agregada en los momentos de mayor exigencia del sistema.
- **Exposición al periodo de control de punta vigente (PCPV):** refleja la demanda media del grupo dentro del bloque regulatorio de control de punta actualmente definido (lunes a viernes, entre 18:00 y 22:00 horas, durante los meses de invierno). Este indicador permite evaluar hasta qué punto el consumo del sector se concentra en las horas que hoy determinan los cargos por potencia de punta, independientemente de si estas horas coinciden o no con las de mayor riesgo.

Desde la perspectiva del comportamiento esperado de la demanda ante eventuales modificaciones en la definición del periodo de control de punta, los factores de exposición definidos previamente permiten aproximar de manera indirecta la posible disposición de los clientes a aceptar o resistir

dichos cambios. En términos conceptuales, una mayor exposición relativa en cualquiera de las dimensiones analizadas implica que el grupo concentra una fracción significativa de su consumo precisamente en las horas más relevantes desde el punto de vista regulatorio o sistémico; en este contexto, modificaciones en la definición del bloque de punta que reduzcan dicha exposición podrían resultar, en principio, más aceptables para estos clientes, en la medida en que atenúen su impacto económico o redistribuyan el consumo hacia periodos menos críticos.

Por el contrario, sectores con baja exposición tienden a encontrarse relativamente cómodos con la configuración vigente, por lo que eventuales cambios en la definición del periodo de control de punta podrían percibirse como desfavorables, al incrementar su exposición a cargos de potencia sin una contrapartida clara en términos de reducción del riesgo sistémico, generando así una mayor aversión al cambio.

Más aún, resulta fundamental considerar que, en el caso de los clientes libres, la transmisión efectiva de la señal económica asociada al control de punta no es directa ni homogénea, a diferencia de lo que ocurre con los clientes regulados, para quienes dicha señal se encuentra explícitamente incorporada en las tarifas finales. En el segmento de clientes libres, el impacto económico del periodo de control de punta depende de la estructura específica de cada contrato bilateral de suministro, la cual puede o no reflejar explícitamente los cargos asociados al control de punta.

En la práctica, un cliente podría haber acordado con su suministrador mecanismos contractuales que redistribuyan temporalmente dicha señal, que la integren dentro de un precio promedio, o que la vinculen indirectamente a indicadores como costos marginales o costos de desarrollo de la tecnología de generación que respalda físicamente el contrato. En tales casos, es posible que el control de punta no se traduzca en un desincentivo explícito al consumo en determinadas horas, particularmente si el suministrador no enfrenta variaciones relevantes en sus costos internos de retiro durante el bloque de punta.

En consecuencia, los factores de exposición aquí definidos no deben interpretarse como una predicción cuantitativa de la respuesta efectiva de la demanda, sino como un indicador estructural del grado de alineamiento, o eventual desacople, entre los patrones de consumo de los clientes y las horas críticas del sistema, el cual condiciona, pero no determina de manera automática, su comportamiento ante eventuales cambios regulatorios.

Sin perjuicio de lo anterior y en términos prácticos, para facilitar la interpretación, se adoptó un criterio cualitativo simple:

- Valores de exposición superiores al 80% se consideran indicativos de alta exposición en la dimensión correspondiente.
- Valores claramente inferiores al 50% se interpretan como baja exposición.
- Valores en torno a ese umbral pueden ser considerados como exposición intermedia.

Tener alta exposición en una dimensión significa, por ejemplo, que el sector mantiene niveles de demanda cercanos a su máximo anual justamente en las horas de mayor LOLP, en las horas de máxima demanda del sistema o dentro del bloque de control de punta, según corresponda. Por el contrario, una baja exposición indica que el cliente, aun siendo relevante en términos de consumo

anual, tiende a operar con niveles de carga más moderados en las horas críticas del sistema o fuera del bloque de punta vigente.

En la Tabla 16 se presentan los factores de exposición determinados para los grupos económicos en el año 2023, mientras que en la Tabla 17 se presentan los mismos factores para 2024.

TABLA 16: FACTORES DE EXPOSICIÓN DE CLIENTES, AÑO 2023.

Cliente	Exposición a LOLP	Exposición a DMax	Exposición PCPV
01_Mineria_Canteras	75,31%	84,85%	89,29%
02_Agricultura_Ganaderia_Pesca	86,71%	80,02%	59,30%
03_Agua_Desechos	86,92%	84,18%	88,43%
04_Industria_Manufacturera	73,61%	73,28%	65,95%
05_Comunicaciones	72,37%	75,03%	75,31%
06_Electricidad_Combustible	83,96%	80,52%	79,36%
07_Construccion	90,13%	74,68%	62,90%
08_Comercio_Minorista	77,83%	74,75%	70,94%
09_Transporte_Almacenamiento	70,62%	77,11%	92,28%
10_Servicios_Salud	91,06%	85,15%	76,50%
11_Servicios_Educativos	57,19%	56,24%	53,83%
12_Servicios_Financieros	86,84%	75,95%	63,03%
13_Hoteleria_Entretenimiento	89,39%	80,37%	75,83%
14_Industria_Alimentaria	84,16%	71,74%	84,20%
15_Edificio_Condominio	70,01%	76,69%	77,15%
16_Complejo_Penitenciario	59,83%	66,62%	79,50%

TABLA 17: FACTORES DE EXPOSICIÓN DE CLIENTES, AÑO 2024.

Cliente	Exposición a LOLP	Exposición a DMax	Exposición PCPV
01_Mineria_Canteras	83,69%	87,89%	94,45%
02_Agricultura_Ganaderia_Pesca	83,91%	80,22%	71,77%
03_Agua_Desechos	87,63%	83,39%	90,29%
04_Industria_Manufacturera	76,03%	70,34%	62,63%
05_Comunicaciones	79,90%	83,13%	90,22%
06_Electricidad_Combustible	83,15%	80,98%	80,69%
07_Construccion	68,33%	68,72%	58,08%
08_Comercio_Minorista	77,67%	78,44%	65,35%
09_Transporte_Almacenamiento	73,93%	77,19%	95,76%
10_Servicios_Salud	88,78%	88,68%	76,49%
11_Servicios_Educativos	55,18%	60,36%	57,77%
12_Servicios_Financieros	79,75%	83,65%	66,09%
13_Hoteleria_Entretenimiento	80,05%	78,86%	79,98%
14_Industria_Alimentaria	68,49%	69,49%	70,46%
15_Edificio_Condominio	80,85%	85,49%	77,77%

Cliente	Exposición a LOLP	Exposición a DMax	Exposición PCPV
16_Complejo_Penitenciario	59,56%	70,00%	83,79%

En conjunto, los factores de exposición presentados en la Tabla 16 y Tabla 17 permiten evaluar no solo qué grupos económicos presentan mayor coincidencia horaria con las horas críticas del sistema, si no también qué tan sensibles podrían ser frente a eventuales modificaciones del periodo de control de punta. En este sentido, una exposición elevada a LOLP, demanda máxima o PCPV indica que el consumo de un determinado grupo se concentra, en mayor medida, en franjas horarias relevantes para la suficiencia del sistema. Por ello, estos clientes podrían enfrentar impactos económicos más significativos si se refuerza la señal de punta o si el bloque de control se desplaza hacia horarios de mayor criticidad sistémica.

Dentro de este grupo destacan, principalmente, Minería y Canteras, Agua y Desechos, Electricidad y Combustible y Servicios de Salud, los cuales presentan niveles altos o cercanos al 80% en dos o más dimensiones, con especial consistencia entre los años 2023 y 2024. Ello indica que concentran una parte importante de su consumo precisamente en horas críticas del sistema, ya sea por coincidencia con las horas de mayor LOLP, con la máxima demanda sistémica o con el bloque de control de punta vigente. En consecuencia, eventuales modificaciones del periodo de punta, especialmente si se orientan a reforzar la señal en dichas horas, podrían generar implicancias económicas relevantes para estos sectores y, al mismo tiempo, evidencian un mayor potencial para explorar mecanismos de respuesta de demanda, gestión de carga o desplazamiento de consumos.

En una situación similar, aunque con matices, se encuentran Agricultura, Ganadería y Pesca, Comunicaciones, Transporte y Almacenamiento, Hotelería y Entretenimiento, Servicios Financieros y Edificio Condominio. En estos casos, la exposición no necesariamente es alta en todas las dimensiones, pero sí se observa una coincidencia relevante con alguna de las señales analizadas. Por ejemplo, Transporte y Almacenamiento presenta una exposición particularmente elevada al periodo de control de punta, mientras que Comunicaciones y Edificio Condominio aumentan su exposición en 2024, especialmente respecto de la demanda máxima y el PCPV. Esto sugiere que los efectos de una modificación del bloque de punta dependerán especialmente de cómo se redefina dicho periodo: si el nuevo bloque se aproxima a las franjas donde estos clientes concentran su demanda, el impacto económico podría ser significativo; en cambio, si se mantiene alejado de dichas horas, el efecto podría ser más acotado.

Por su parte, sectores como Industria Manufacturera, Comercio Minorista, Construcción, Servicios Educativos e Industria Alimentaria presentan, en general, exposiciones más moderadas o menos sistemáticas. Si bien no se observan valores claramente inferiores al 50%, sus factores se mantienen mayoritariamente por debajo del umbral de alta exposición, lo que sugiere una menor coincidencia relativa entre su patrón de consumo y las horas más críticas del sistema. Para estos clientes, cambios en la definición del periodo de control de punta tenderían a tener un impacto económico más acotado, salvo que los nuevos bloques se desplacen específicamente hacia las franjas en que manifiestan niveles de demanda comparativamente más altos. En ese contexto, estos grupos podrían mostrar menor incentivo inmediato a modificar sus patrones de consumo, e incluso cierta aversión a cambios regulatorios que alteren una situación en la que actualmente enfrentan una exposición relativamente contenida.

Así, los resultados confirman que la exposición de los clientes no depende únicamente de su volumen anual de consumo, sino de la coincidencia horaria entre dicho consumo y los momentos de mayor exigencia del sistema. Por ello, la definición del periodo de control de punta tiene efectos distributivos relevantes entre sectores económicos: algunos grupos quedarían más expuestos a señales de precio o cargos asociados a suficiencia, mientras que otros mantendrían una exposición más moderada. Esta heterogeneidad refuerza la importancia de que cualquier propuesta de redefinición del bloque de punta considere no solo criterios sistémicos, como LOLP y demanda máxima, sino también los impactos sectoriales que podrían derivarse de desplazar o concentrar la señal económica en determinadas horas.

El Anexo 7 presenta un enfoque individual de los grupos económicos antes mencionados. Se presentan gráficas que muestra en simultáneo la correlación de la demanda del grupo económico, tanto con el LOLP del sistema por hora, como con la ocurrencia de las horas de demanda máxima del sistema y del actual bloque de control de punta para el año 2023 y 2024. Las demandas se muestran como porcentaje de la respectiva demanda máxima.

5.3 Análisis cualitativo de escenarios alternativos de periodo de control de punta

A partir de los resultados presentados en las secciones anteriores, y en particular del análisis de la evolución horaria del riesgo de insuficiencia del sistema, de los patrones de demanda observados y de los factores de exposición definidos para clientes representativos, construidos a partir de la demanda agregada de distintos sectores económicos, esta sección tiene por objetivo desarrollar un análisis cualitativo de distintos escenarios alternativos para la definición del periodo de control de punta. El propósito de este ejercicio no es proponer modificaciones normativas concretas ni recomendar una configuración específica, sino sistematizar, desde una perspectiva técnica y coherente con la evidencia disponible, los principales elementos que debieran ser considerados al momento de evaluar eventuales ajustes al esquema vigente.

El análisis se estructura en torno a tres aspectos fundamentales. En primer lugar, se identifican y describen distintos tipos de escenarios posibles de definición del periodo de control de punta, que abarcan desde la mantención del esquema actualmente vigente, hasta variantes que consideran reducciones, ampliaciones o reconfiguraciones estructurales del bloque horario de control. En segundo lugar, dichos escenarios se examinan desde la óptica del sistema eléctrico, a la luz de los resultados obtenidos para la probabilidad de pérdida de carga (LOLP) y su distribución temporal, con el fin de evaluar en qué medida cada alternativa se encuentra alineada con los periodos efectivamente más relevantes desde el punto de vista del riesgo de suficiencia. Finalmente, el análisis incorpora la óptica de la demanda, utilizando los factores de exposición definidos previamente como un marco interpretativo agregado para aproximar la potencial disposición o aversión de clientes representativos, asociados a distintos sectores económicos, frente a eventuales cambios en la definición del periodo de control de punta, considerando además las particularidades propias de los contratos de suministro en el segmento de clientes libres.

De este modo, la presente sección busca ofrecer una mirada integrada que permita contextualizar las distintas alternativas regulatorias posibles, articulando la necesidad sistémica con los patrones de consumo observados y con las implicancias que dichas alternativas podrían tener, a nivel agregado,

sobre distintos tipos de clientes, sin perder de vista las limitaciones inherentes al carácter cualitativo de este análisis.

5.3.1 Definición de escenarios alternativos de periodo de control de punta

El periodo de control de punta constituye un instrumento regulatorio central para la asignación de los cargos por potencia, en la medida en que busca identificar un conjunto acotado de horas representativas de las condiciones de mayor exigencia del sistema eléctrico. Si bien la definición vigente responde a criterios históricos y normativos específicos, el análisis desarrollado en las secciones precedentes permite reconocer que existen diversas formas posibles de estructurar dicho periodo, las cuales pueden diferir tanto en su extensión temporal como en su configuración horaria, sin perjuicio de que todas ellas persigan un mismo objetivo general: reflejar de manera adecuada los momentos del año en que el sistema enfrenta mayores desafíos desde el punto de vista de la suficiencia.

Con el fin de ordenar el análisis posterior, en esta sección se definen de manera conceptual distintos tipos de escenarios alternativos de periodo de control de punta. Estos escenarios no deben interpretarse como propuestas normativas ni como recomendaciones de implementación, sino como categorías analíticas que permiten evaluar, de forma cualitativa, las implicancias inherentes a distintas formas de delimitar el bloque de control de punta, tanto desde la perspectiva del sistema como desde la óptica de la demanda.

1. **Escenario #1. No innovar.** En primer lugar, se considera un escenario de mantención del esquema vigente, en el cual el periodo de control de punta conserva su definición actual en términos de meses de aplicación y de horario intradiario. Este escenario sirve como referencia base para el contraste con las alternativas que se describen a continuación, y permite evaluar en qué medida los patrones de riesgo y consumo observados son correctamente capturados por la estructura existente.
2. **Escenario #2. Reducción.** En segundo lugar, se define un escenario de reducción del periodo de control de punta, que agrupa aquellas alternativas orientadas a acotar la extensión del bloque vigente. Dichas reducciones podrían materializarse, conceptualmente, a través de una menor duración estacional —esto es, una aplicación del control de punta durante un número menor de meses del año—, de una disminución en el número de horas diarias consideradas dentro del bloque, o de una combinación de ambas dimensiones. Este tipo de escenario plantea interrogantes respecto de la capacidad del esquema resultante para seguir representando adecuadamente los momentos de mayor exigencia del sistema, así como respecto del impacto que una menor exposición al control de punta podría tener sobre distintos tipos de clientes o sectores de demanda.
3. **Escenario #3. Ampliación.** En tercer lugar, se contempla un escenario de ampliación del periodo de control de punta, que reúne aquellas alternativas en las que el bloque se extiende más allá de su definición actual. Esta ampliación puede entenderse, de manera conceptual, ya sea como una extensión estacional —incorporando meses adicionales— o como una ampliación intradiaria del número de horas sujetas a control de punta. Este escenario plantea un trade-off entre una mayor cobertura del riesgo sistémico, por una parte, y un incremento

potencial de la exposición de la demanda a los cargos por potencia, por otra, lo que hace especialmente relevante su evaluación desde ambas ópticas.

4. **Escenario #4. Reconfiguración.** Finalmente, se considera un escenario de reconfiguración estructural del periodo de control de punta, distinto al esquema de bloque fijo actualmente vigente. Bajo esta categoría se agrupan, de forma conceptual, aquellas alternativas que introducen cambios más profundos en la forma de definir el control de punta, tales como bloques horarios desplazados respecto del horario actual, esquemas no continuos, o definiciones que incorporen explícitamente información de riesgo probabilístico del sistema. Este tipo de escenarios, si bien excede el alcance de una evaluación cuantitativa en el presente estudio, resulta pertinente como marco analítico para discutir el grado de alineamiento entre el instrumento regulatorio y las señales provenientes del comportamiento efectivo del sistema eléctrico.

Las secciones siguientes analizan estos escenarios desde dos perspectivas complementarias: en primer lugar, desde la óptica del sistema eléctrico, utilizando la información derivada del análisis de la probabilidad de pérdida de carga (LOLP); y, en segundo lugar, desde la óptica de la demanda, a partir de los factores de exposición definidos para clientes representativos, construidos a partir de la demanda agregada de distintos sectores, y de las consideraciones asociadas a su potencial disposición o aversión, entendidas en un sentido analítico, frente a cambios en la definición del periodo de control de punta.

5.3.2 Análisis desde la óptica del sistema eléctrico (LOLP)

Desde la perspectiva del sistema eléctrico, la evaluación de escenarios alternativos de periodo de control de punta debe considerar, como elemento central, la distribución temporal del riesgo de insuficiencia, representada en este estudio a través de la probabilidad de pérdida de carga (LOLP). En la medida en que el periodo de control de punta busca capturar aquellas horas del año en que el sistema enfrenta mayores niveles de exigencia, resulta pertinente analizar en qué medida las distintas configuraciones posibles del bloque de control se encuentran alineadas con los momentos en que el LOLP alcanza valores elevados.

El análisis desarrollado para los años 2023 y 2024 muestra que el comportamiento del LOLP presenta un patrón estacional claramente definido, con una concentración significativa del riesgo durante los meses de invierno, y niveles sensiblemente menores durante el resto del año. En ambos casos, no se observa evidencia sistemática de valores elevados de LOLP fuera del periodo invernal que sugiera la existencia de episodios relevantes de riesgo de suficiencia en meses adicionales. Desde esta óptica, los resultados obtenidos no respaldan, en términos técnicos, la necesidad de extender estacionalmente el periodo de control de punta más allá del rango de meses actualmente definido.

En cuanto a la distribución intradiaria del riesgo, los resultados indican que el LOLP experimenta un aumento progresivo hacia las horas de mayor carga del sistema, alcanzando sus máximos en torno a los periodos de mayor solicitud conjunta de demanda y menor holgura operativa. Sin embargo, dicho aumento no coincide necesariamente de manera exacta con los límites horarios del bloque de control de punta vigente. En particular, se observa que el LOLP comienza a incrementarse con anterioridad al inicio actual del bloque, mientras que su evolución posterior puede extenderse más allá o concentrarse de manera asimétrica dentro del intervalo definido.

Esta evidencia sugiere que, desde la óptica del sistema, la variable crítica no es únicamente la duración total diaria del periodo de control de punta, sino principalmente su ubicación temporal relativa respecto de los momentos en que se materializa el mayor riesgo de insuficiencia. En este sentido, los resultados obtenidos son consistentes con la idea de que eventuales ajustes al bloque de control podrían orientarse, más que a una ampliación indiscriminada del número de horas, a un mejor alineamiento horario con el perfil observado del LOLP.

Bajo este marco, los escenarios de reducción del periodo de control de punta, ya sea mediante una acotación estacional o mediante una disminución del número de horas diarias, podrían implicar el riesgo de excluir horas que, si bien actualmente no forman parte del bloque de control, presentan niveles relevantes de riesgo desde el punto de vista probabilístico. Por su parte, los escenarios de ampliación del bloque, particularmente aquellos que consideran extensiones estacionales, no encuentran un respaldo claro en los patrones de LOLP observados, mientras que las ampliaciones o desplazamientos horarios intradiarios requieren ser evaluados cuidadosamente en función de su capacidad para capturar de manera más precisa las horas efectivamente críticas.

En síntesis, el análisis del LOLP para los años considerados indica que el periodo de control de punta vigente se encuentra, en términos generales, correctamente focalizado en la época del año en que el sistema enfrenta mayores desafíos de suficiencia. Asimismo, desde una perspectiva intradiaria, los resultados muestran que tanto la ubicación temporal como la duración diaria (número de horas) del periodo de control de punta constituyen variables relevantes para su efectividad como instrumento regulatorio. En particular, el análisis sugiere que una definición adecuada del número de horas sujetas a control no debiera responder a criterios fijos o históricos, sino evaluarse en función de su capacidad para capturar de manera consistente los tramos horarios en que el riesgo de insuficiencia es efectivamente más elevado, evitando tanto la exclusión de horas críticas como la incorporación de horas con bajo aporte desde el punto de vista de la suficiencia del sistema. Esta lectura constituye un insumo relevante para la evaluación cualitativa de escenarios alternativos, pero no determina por sí sola una configuración óptima del periodo de control de punta, la cual debe ser contrastada, además, con las implicancias que dichos escenarios tienen desde la óptica de la demanda.

5.3.3 Óptica de los clientes: exposición, disposición y aversión al cambio

La evaluación de escenarios alternativos para la definición del periodo de control de punta requiere complementar la perspectiva del sistema eléctrico con una lectura desde la óptica de la demanda. En este contexto, los factores de exposición definidos en las secciones anteriores constituyen una herramienta analítica que permite caracterizar, de manera estructural, la relación entre los patrones de consumo de clientes representativos, contruidos a partir de información agregada de demanda, y las horas relevantes desde el punto de vista sistémico y regulatorio. Si bien estos factores no permiten predecir cuantitativamente una respuesta específica de la demanda ante cambios regulatorios, sí ofrecen un marco conceptual consistente para analizar el grado de alineamiento estructural entre los perfiles de consumo y el diseño del periodo de control de punta, lo que permite aproximar, en un sentido analítico y no conductual, la potencial disposición o aversión de distintos perfiles de demanda frente a eventuales modificaciones en su definición.

En términos generales, una mayor exposición de un cliente representativo o perfil de demanda en alguna de las dimensiones analizadas (ya sea al LOLP, a las horas de máxima demanda del sistema o

al bloque de control de punta vigente) implica que dicho perfil mantiene niveles de consumo relativamente altos precisamente en las horas más relevantes del sistema. Desde esta perspectiva, modificaciones al periodo de control de punta que permitan reducir dicha exposición relativa podrían resultar estructuralmente más favorables para estos tipos de demanda, en la medida en que disminuyan su impacto económico directo o redistribuyan el consumo hacia horarios de menor criticidad. Por el contrario, perfiles de demanda con baja exposición tienden a enfrentar una incidencia marginal del control de punta sobre su patrón de consumo, por lo que eventuales cambios que incrementen su exposición podrían implicar un desalineamiento mayor respecto del esquema vigente, dando lugar a una mayor aversión relativa desde un punto de vista analítico.

El análisis de los clientes representativos considerados muestra una heterogeneidad relevante en los niveles de exposición observados, tanto entre distintas dimensiones como entre distintos perfiles de demanda. Esta diversidad sugiere que los efectos de eventuales modificaciones al periodo de control de punta no serían uniformes, sino que implicarían una redistribución de cargas y señales económicas entre distintos tipos de demanda. En este sentido, la lectura agregada de los factores de exposición permite identificar, de manera cualitativa, tipologías de perfiles de demanda potencialmente más sensibles a cambios en el esquema vigente y otros para los cuales dichos cambios tendrían un impacto relativamente menor.

Cabe destacar que esta lectura desde la óptica de los clientes debe interpretarse con cautela, considerando las limitaciones propias del enfoque metodológico adoptado. En particular, el análisis se basa en la construcción de clientes representativos a partir de información agregada de demanda y patrones de consumo, y no en una caracterización exhaustiva ni estadísticamente representativa del conjunto de los sectores económicos del sistema. En consecuencia, las conclusiones extraídas no deben entenderse como inferencias generalizables en términos cuantitativos, sino como una caracterización cualitativa y exploratoria de cómo distintos perfiles de demanda podrían verse relativamente alineados o desalineados frente a cambios en la definición del periodo de control de punta.

Adicionalmente, en el caso de los clientes libres, la transmisión de la señal económica asociada al periodo de control de punta no es directa, sino que depende de la estructura específica de cada contrato bilateral de suministro. En la práctica, un mismo nivel de exposición técnica puede traducirse en impactos económicos distintos, dependiendo de si los cargos asociados al control de punta se encuentran explícitamente incorporados en el precio contractual, distribuidos a lo largo del año o internalizados indirectamente a través de mecanismos basados en costos marginales u otros indicadores de costo. Por esta razón, los factores de exposición deben entenderse como indicadores de alineamiento entre consumo y criticidad del sistema, más que como determinantes inmediatos del comportamiento de la demanda.

En síntesis, desde la óptica de los clientes representativos y perfiles de demanda, los escenarios alternativos de periodo de control de punta pueden ser evaluados en función de su impacto relativo sobre los distintos niveles de exposición observados, considerando tanto el mayor grado de alineamiento estructural de aquellos perfiles altamente expuestos frente a cambios que reduzcan dicha exposición, como el potencial desalineamiento relativo de perfiles actualmente poco expuestos frente a ajustes que incrementen su participación en las horas críticas. Esta lectura complementa el análisis desde la óptica del sistema y permite contextualizar, de manera integral y sin inferir comportamientos específicos, las implicancias de las distintas alternativas regulatorias consideradas.

5.3.4 Puntos de convergencia entre ópticas

La comparación integrada entre la óptica del sistema eléctrico y la óptica de la demanda permite identificar un conjunto de conclusiones robustas que sirven de base para la definición de criterios técnico-económicos para la selección de horas de control de punta. Por una parte, el análisis de la probabilidad de pérdida de carga (LOLP) pone de manifiesto que el riesgo de insuficiencia no se distribuye homogéneamente a lo largo del año ni coincide de manera exacta, en todos los casos, con las horas de máxima demanda agregada. Por otra parte, los factores de exposición definidos para clientes representativos y perfiles de demanda agregada muestran que la incidencia del control de punta sobre la demanda es altamente heterogénea y particularmente sensible a la ubicación temporal del bloque horario, más que a su duración total.

En este contexto, se identifican tanto situaciones en las que las horas de mayor LOLP y las horas de mayor demanda del sistema se superponen, como escenarios en los que ambas dimensiones no guardan una correlación directa. En los primeros, la señal del control de punta se encuentra alineada simultáneamente con el riesgo sistémico y con la contribución efectiva de la demanda a la exigencia del sistema. En los segundos, surgen tensiones entre la necesidad de capturar episodios relevantes de riesgo y la conveniencia de mantener una señal económica estructuralmente coherente para los distintos perfiles de demanda, lo que refuerza la necesidad de criterios explícitos y transparentes que permitan distinguir entre ambas situaciones.

En la Tabla 18 se presenta un resumen sintético de los principales puntos de convergencia entre ambas ópticas, el cual sirve como insumo analítico para el siguiente paso del estudio en relación con la definición del bloque de control de punta.

TABLA 18: RESUMEN DE PUNTOS DE CONVERGENCIA ENTRE AMBAS ÓPTICAS

Nº	Aspecto analizado	Óptica del sistema (LOLP)	Óptica de los clientes (exposición)	Conclusión estable desde ambas ópticas
1	Relación entre riesgo e intensidad de demanda	Las horas de mayor LOLP se concentran en periodos de alta exigencia, pero no coinciden necesariamente en todos los casos con las horas de máxima demanda del SEN.	Se observan perfiles de demanda agregada con alta exposición simultánea al LOLP y a la demanda máxima del SEN, así como otros perfiles cuya exposición se concentra predominantemente en una sola de estas dimensiones	Se confirma la existencia de escenarios en que LOLP y demanda máxima coinciden, y otros en que no lo hacen, validando la necesidad de criterios diferenciados para ambos casos.
2	Alcance temporal del periodo de control de punta	El LOLP se concentra estacionalmente en invierno y no muestra evidencia sistemática de riesgo relevante fuera de dicho periodo.	La exposición de la demanda agregada al bloque de punta vigente no muestra beneficios claros asociados a una ampliación estacional del periodo de control de punta	No se identifican fundamentos técnicos ni desde el sistema ni desde la demanda que justifiquen una ampliación estacional del periodo de control de punta.

Nº	Aspecto analizado	Óptica del sistema (LOLP)	Óptica de los clientes (exposición)	Conclusión estable desde ambas ópticas
3	Ubicación intradiaria del bloque horario	El incremento del LOLP no se alinea de forma exacta con los límites horarios actuales del bloque, iniciándose en algunos casos antes del horario vigente.	La exposición de la demanda agregada resulta sensible a desplazamientos horarios del bloque, incluso manteniendo constante la cantidad de horas diarias sujetas a control	La alineación horaria del bloque resulta más relevante que su duración diaria, sugiriendo que eventuales ajustes deberían priorizar la ubicación temporal antes que la extensión.
4	Relevancia sistémica de las horas de máxima demanda histórica	No todas las horas de máxima demanda presentan niveles elevados de LOLP, lo que implica que su relevancia para la suficiencia puede ser heterogénea.	La inclusión de horas con bajo riesgo sistémico puede generar exposición económica sin una justificación clara desde la perspectiva del sistema.	La selección de horas de control de punta debiera distinguir entre demanda elevada y riesgo efectivo, evitando penalizar horas poco relevantes desde la suficiencia.
5	Horas de alto riesgo no asociadas a demanda máxima	Se identifican horas con LOLP elevado que no corresponden a máximos históricos de demanda, reflejando condiciones de baja holgura operativa.	Se identifican perfiles de demanda agregada con alta exposición en horas de elevado LOLP, aun cuando su contribución a la demanda máxima del sistema no sea predominante.	Resulta pertinente considerar explícitamente escenarios en que las horas de mayor LOLP no coinciden con las horas de máxima demanda, tal como se exige en las Bases del estudio.

De este modo, los resultados del presente informe permiten establecer un marco analítico consistente y no normativo para abordar tanto el escenario en que las horas de mayor probabilidad de pérdida de carga coinciden con las horas de máxima demanda del sistema, como aquel en que dicha correlación no se verifica, sentando las bases para la definición posterior de criterios de selección de horas candidatas a periodo de control de punta, que integren de manera coherente la perspectiva de suficiencia del sistema con las implicancias económicas agregadas sobre la demanda y sus distintos perfiles representativos.

5.3.5 Criterios técnico-económicos generales para la selección de horas de control de punta

A partir de la comparación integrada entre la óptica del sistema eléctrico y la óptica de la demanda, es posible establecer los siguientes criterios técnico-económicos de carácter general y no normativo para orientar la selección de las horas candidatas al periodo de control de punta, sin definir aún un conjunto específico de horas:

- **Priorización de horas relevantes tanto en riesgo como en exigencia del sistema (mayor LOLP).**
Las horas candidatas al control de punta deberían privilegiar aquellos periodos en los que se

observa una elevada probabilidad de pérdida de carga (LOLP), en tanto este indicador resume las condiciones de mayor exigencia del sistema desde la perspectiva de suficiencia. En términos interpretativos, dichos periodos suelen asociarse a combinaciones de alta demanda y/o baja holgura operativa, pero el criterio operativo de selección se establece sobre el valor del LOLP como medida integrada del riesgo sistémico.

- **No restricción exclusiva a las horas de máxima demanda histórica.** La selección de horas no debiera limitarse únicamente a las horas que presentan los máximos históricos de demanda del sistema. El análisis evidencia que pueden existir horas con riesgo sistémico elevado —reflejado en valores altos de LOLP— que no coinciden estrictamente con los máximos de carga, pero que resultan igualmente críticas desde el punto de vista de la suficiencia.
- **Reconocimiento explícito de escenarios con y sin correlación entre LOLP y demanda máxima.** Los criterios de selección deben considerar explícitamente tanto el escenario en que las horas de mayor probabilidad de pérdida de carga guardan una correlación estrecha con las horas de máxima demanda del sistema, como aquel en que dicha correlación no se verifica. En consecuencia, el marco metodológico debiera ser lo suficientemente flexible para capturar ambos casos, evitando supuestos implícitos de alineación permanente entre ambas variables.
- **Alineación de la señal regulatoria con el riesgo efectivo del sistema.** Eventuales ajustes al periodo de control de punta deberían orientarse a maximizar la coherencia entre la señal económica asociada al control de punta y los periodos efectivamente críticos para la suficiencia del sistema eléctrico, de modo que los incentivos económicos implícitos entregados a la demanda reflejen de manera adecuada el riesgo subyacente.
- **La efectividad del periodo de control de punta depende de que la señal regulatoria asociada a dicho instrumento sea potencialmente transmisible a la demanda.** Considerando las características estructurales de los distintos perfiles de consumo y los mecanismos contractuales existentes. En este contexto, los eventuales cambios al periodo de control de punta debieran evaluarse en función de su capacidad teórica de inducir ajustes en el uso de la energía, más que sobre supuestos implícitos de respuesta inmediata o uniforme por parte de los usuarios. Un periodo de control de punta cuya señal no se traduce, ni siquiera potencialmente, en modificaciones en los patrones de consumo no contribuye a reducir el riesgo sistémico, aun cuando capture horas de elevado LOLP. En consecuencia, la incorporación de nuevas horas al periodo de control de punta debiera considerar, de manera gradual y predecible, las condiciones necesarias para que la señal económica pueda ser internalizada por la demanda, sin asumir comportamientos específicos ni respuestas observadas.
- **Minimización de redistribuciones de exposición sin respaldo técnico.** Desde una perspectiva económico-regulatoria, los cambios en la definición del periodo de control de punta debieran procurar minimizar redistribuciones significativas de exposición sobre la demanda que no se encuentren respaldadas por una justificación técnica clara en términos de reducción del riesgo sistémico. Este criterio busca evitar aumentos de exposición para determinados perfiles de demanda que no generen beneficios proporcionales desde la óptica del sistema.

Los resultados y criterios desarrollados sientan una base técnica sólida para las actividades posteriores del estudio. En particular, los indicadores de exposición, la caracterización detallada del

LOLP horario y la definición de criterios técnico-económicos generales permiten avanzar, en el siguiente informe, hacia la identificación y evaluación de horas candidatas al periodo de control de punta, considerando su distribución diaria, semanal y estacional, así como su eventual diferenciación por subsistema.

6 Actividades Objetivo Específico 5: Proponer el período de control de punta para el SEN, proyectando los impactos y resultados esperados de éste

6.1 Determinación retrospectiva de horas de punta y evaluación de impactos (literal j)

Como se mencionó previamente, el período de control de punta es un instrumento regulatorio para la asignación de cargos por potencia que permite entregar una señal a los clientes del período de mayor exigencia del sistema eléctrico. La determinación del período de control de punta constituye un elemento central en la estructura de señalización del mercado eléctrico, en tanto define las horas en las cuales se asignan los costos asociados a la potencia de suficiencia. Su delimitación no es neutra desde el punto de vista económico: incide directamente en la distribución de dichos costos entre los distintos tipos de clientes, modifica los incentivos operacionales de corto plazo y puede influir en decisiones de inversión en capacidad de respaldo, autogeneración o gestión de demanda.

En primer término, la selección del período de punta tiene efectos distributivos, pues determina qué perfiles de consumo son considerados coincidentes con las horas de mayor exigencia sistémica. Dado que el costo total de potencia a recuperar es exógeno al mecanismo de asignación (la potencia de punta sistémica no mira el período de control de punta sino las 52 demandas máximas), cualquier modificación del período implica necesariamente una redistribución relativa de pagos entre clientes, aun cuando el monto agregado a recaudar permanezca inalterado. En consecuencia, cambios en su definición pueden generar ganadores y perdedores, sin que ello suponga una variación en los pagos totales.

En segundo término, el período de punta configura una señal económica que trasciende la mera asignación de costos del sistema eléctrico nacional. Al concentrar el pago por potencia en determinadas horas, se incentiva la adopción de estrategias de mitigación tales como desplazamiento de consumo, contratación de respaldo o inversión en generación propia, generando costos adicionales a los clientes.

Así, dado que el período de control de punta cumple simultáneamente funciones distributivas y de señalización, su determinación debe sustentarse en criterios técnicos, objetivos y verificables, que permitan alinear la señal económica con las horas efectivamente representativas de mayor exigencia operacional y riesgo sistémico. Una metodología explícita y replicable contribuye a otorgar certeza regulatoria, reduce controversias interpretativas y asegura coherencia entre la señal tarifaria y los fundamentos técnicos y económicos.

En este contexto, la evaluación del período de control de punta requiere un análisis integral que considere: (i) su impacto en la asignación de costos entre clientes, (ii) las señales económicas que induce y sus efectos potenciales sobre decisiones de inversión y operación, y (iii) la conveniencia de adoptar un mecanismo metodológico objetivo para su determinación, que preserve la eficiencia y consistencia del esquema regulatorio.

6.1.1 Análisis conceptual: un cambio en el período de control de punta implica una redistribución de los costos

Bajo la regulación actual, dada por el Decreto 62 de 2005 del Ministerio de Economía, fomento y Reconstrucción, que aprueba reglamento de transferencias de potencia establecidas en la LGSE, un cambio en el período de control de punta implica una redistribución de costos entre clientes libres, pero no necesariamente un aumento o disminución de los pagos a priori. Lo anterior, debido a que el “tamaño” de la remuneración total por potencia no está dada por la demanda en las horas de mayor exigencia, sino simplemente por el promedio de las 52 horas de mayor potencia del sistema o subsistema (independiente si estas se encuentran en el período de control de punta o no)²⁰. En ese sentido, un cambio en el período de control de punta (ya sea un aumento o reducción del período), no cambiaría la remuneración total por potencia, sino la asignación de dichos costos entre los clientes. La señal se sigue entregando igual, pero cambia de acuerdo a la exposición de cada cliente respecto del período de control de punta.

A continuación, se presenta un ejemplo conceptual, con el objetivo de ilustrar por qué una reducción en el período de control de punta no necesariamente implica una disminución en los costos de potencia para todos los clientes libres.

Se considera un sistema eléctrico compuesto por tres clientes libres, denominados A, B y C, cuyas demandas equivalentes de punta son de 100 MW, 70 MW y 150 MW, respectivamente. La demanda equivalente de punta se determina como el promedio de los 52 valores máximos de potencia dentro del período de control de punta.

Por su parte, la demanda de punta máxima del sistema asciende a 370 MW (esto equivale a los 52 valores máximos de demanda del sistema, independiente del período de control de punta) y el precio de la potencia se asume en torno a 9 US\$/kW/mes. El período de control de punta vigente corresponde a los lunes a viernes entre las 18:00 y las 22:00 horas, durante los meses de abril a septiembre, sin considerar los días festivos.

En primer lugar, se calcula el factor único de ajuste a la demanda, el cual permite asignar la demanda máxima del sistema entre los clientes en proporción a sus demandas equivalentes de punta. Este factor se determina como:

$$\text{Factor de ajuste} = \frac{370}{100 + 70 + 150} = 1,15625$$

²⁰ Artículo 45 del Decreto 62.

Aplicando este factor, las demandas ajustadas y los costos mensuales de retiro de potencia de cada cliente son los siguientes:

- **Cliente A**
Demanda ajustada: $100 \times 1,15625 = 115,625$ MW
Costo mensual: $115,625 \text{ MW} \times 9 \text{ US\$/kW} = \text{US\$ } 1.040.625$
- **Cliente B**
Demanda ajustada: $70 \times 1,15625 = 80,9375$ MW
Costo mensual: $80,9375 \text{ MW} \times 9 \text{ US\$/kW} = \text{US\$ } 728.438$
- **Cliente C**
Demanda ajustada: $150 \times 1,15625 = 173,4375$ MW
Costo mensual: $173,4375 \text{ MW} \times 9 \text{ US\$/kW} = \text{US\$ } 1.560.938$

En este caso, el total a remunerar por conceptos de potencia de US\$3.330.001, distribuidos en 31% el cliente A, 22% el cliente B y 47% el cliente C.

Cálculo considerando una reducción del período de control de punta

A continuación, se analiza el efecto de reducir el período de control de punta, eliminando, por ejemplo, los meses de abril y septiembre. Para este ejercicio, se asume que los clientes no realizan ajustes en su perfil de consumo, manteniendo sus curvas de demanda horaria originales. Así, debido al cambio en la definición del período de control, sus demandas equivalentes de punta se modifican en distinta magnitud según su perfil de consumo.

En particular:

- El **Cliente A** presenta un perfil altamente coincidente con el período de control de punta original, especialmente en los meses eliminados. Como consecuencia, su demanda de punta equivalente disminuye de 100 MW a 80 MW.
- El **Cliente B** presenta un perfil plano, con consumo uniforme en el tiempo, por lo que su demanda de punta equivalente se mantiene sin cambios en 70 MW.
- El **Cliente C** presenta un perfil con baja coincidencia con el período de control de punta, por lo que su demanda de punta equivalente disminuye levemente de 150 MW a 145 MW.

Además, se asume que la demanda de punta del sistema se mantiene en los 370 MW, pues como considera los 52 mayores valores, independiente del período de punta, este valor no cambia.

El nuevo factor único de ajuste se calcula como:

$$\text{Factor de ajuste} = \frac{370}{80 + 70 + 145} = 1,2542$$

Aplicando este nuevo factor, los costos mensuales de potencia son los siguientes:

- **Cliente A**
Demanda ajustada: $80 \times 1,2542 = 100,3$ MW
Costo mensual: $100,3 \text{ MW} \times 9 \text{ US\$/kW} = \text{US\$ } 903.051$

- **Cliente B**

Demanda ajustada: $70 \times 1,2542 = 87,8 \text{ MW}$

Costo mensual: $87,8 \text{ MW} \times 9 \text{ US\$/kW} = \text{US\$ } 790.168$

- **Cliente C**

Demanda ajustada: $145 \times 1,2542 = 181,9 \text{ MW}$

Costo mensual: $181,9 \text{ MW} \times 9 \text{ US\$/kW} = \text{US\$ } 1.636.780$

En este caso, el total a remunerar por conceptos de potencia se mantiene en US\$3.330.001. Sin embargo, la distribución de los pagos cambia. Bajo este escenario los porcentajes de cada cliente son los siguientes: 27,1% el cliente A, 23,7% el cliente B y 49,2% el cliente C. Como se puede ver, el incremento en el factor de ajuste implica que cada unidad de demanda equivalente de punta tiene un mayor peso relativo en la asignación de la demanda máxima del sistema, lo que afecta de manera diferenciada a los clientes según la magnitud de la reducción de su demanda equivalente.

En este contexto, el Cliente A experimenta una disminución de su demanda equivalente de punta, lo que resulta en una reducción de su costo de potencia. En contraste, los Clientes B y C presentan reducciones menores o nulas en sus demandas equivalentes, por lo que el aumento del factor de ajuste provoca un incremento en sus costos mensuales de potencia, respecto del caso anterior.

Como se observa, una reducción del período de control de punta **no necesariamente genera beneficios económicos para todos los clientes libres, desde la perspectiva del balance de potencia**. Si bien algunos clientes pueden reducir su demanda equivalente de punta de manera significativa y, por ende, disminuir sus costos, otros clientes con perfiles de consumo diferentes pueden experimentar aumentos en sus pagos de potencia. En consecuencia, el efecto neto sobre cada cliente no sólo depende de sus propias acciones, sino también de las acciones del resto de los clientes del sistema.

Sin embargo, el efecto del período de punta no se limita a una redistribución estática de costos. La señal horaria también puede modificar el comportamiento de los agentes más allá del cambio de comportamientos de consumo. Las empresas pueden decidir inversiones en capacidad de respaldo o autogeneración. En consecuencia, es conveniente realizar un análisis económico del beneficio de la inversión en un generador diésel para cubrir parte de la demanda dentro del período de control de punta, que es la alternativa más utilizada por los clientes de acuerdo con la encuesta realizada.

6.1.2 Análisis económico de la señal del precio de potencia y el costo de un generador diésel como medida de mitigación

Una de las opciones como medida de mitigación para reducir los costos asociado a los cobros por potencia de suficiencia es el invertir en generadores diésel. Esta medida es, de acuerdo con lo levantado en la encuesta, la medida de mitigación más utilizada por las empresas. En este contexto, se desarrolla a continuación un ejercicio conceptual que analiza la conveniencia económica de invertir en un generador diésel como mecanismo de reducción de exposición al pago por potencia durante el período de control de punta. El análisis compara el costo anualizado de inversión y operación del equipo con el ahorro potencial. Este ejercicio permite ilustrar cómo la delimitación del período no solo redistribuye costos entre clientes, sino que también puede alterar el umbral de rentabilidad de inversiones individuales, generando incentivos que no necesariamente se alinean con

la eficiencia sistémica si la señal horaria no refleja adecuadamente las condiciones reales de exigencia del sistema eléctrico.

Una modificación del período de control de punta altera la exposición esperada de los clientes al cargo por potencia y, por tanto, el beneficio económico potencial asociado a medidas de mitigación. En consecuencia, el incentivo a invertir en soluciones de respaldo —como generación diésel— puede aumentar o disminuir dependiendo del grado de coincidencia entre el perfil de demanda del cliente y las horas seleccionadas.

En el marco de la evaluación de alternativas destinadas a optimizar el costo total de suministro eléctrico del cliente, se utilizó un modelo técnico–económico orientado a analizar la conveniencia de incorporar generación diésel para fines de gestión de potencia durante el período de control de punta. El propósito central del análisis es determinar si resulta económicamente conveniente instalar y operar un motor diésel, identificar bajo qué combinaciones de precio de potencia (USD/kW-mes) y precio del diésel (USD/l) la alternativa se vuelve rentable, evaluar la sensibilidad de los resultados ante distintas definiciones regulatorias del período de control de punta y analizar cómo la estrategia operativa del cliente influye en la rentabilidad del proyecto.

6.1.2.1 Supuestos y parámetros del modelo

El modelo utiliza como base el perfil horario de consumo eléctrico de un cliente real. A partir de la energía horaria se infiere la potencia horaria, la cual constituye la variable relevante para el cálculo del cargo por potencia. La siguiente Tabla 19 presenta algunos valores representativos del perfil de demanda elegido.

TABLA 19: VALORES REPRESENTATIVOS DEL PERFIL DE DEMANDA ESCOGIDO.

Indicador	Valor
energia_total_MWh	14.884
potencia_maxima_kW	2.250
potencia_promedio_kW	1.700
factor_carga	0,755
horas_totales	8.755
horas_punta	517
potencia_max_punta_kW	1.929
potencia_promedio_punta_kW	1.728
p95_punta_kW	1.853
p99_punta_kW	1.904
top52_anual_promedio_kW	1.860

Posteriormente, se identifican las horas que pertenecen al período de control de punta según la configuración regulatoria considerada en cada escenario. Se evaluaron tres configuraciones alternativas del período de control de punta. El escenario base (P1) considera los meses de abril a septiembre, de lunes a viernes, entre las 18:00 y 22:00 horas. El escenario extendido (P2) amplía la ventana horaria a 17:00–23:00 horas en los mismos meses. Finalmente, el escenario reducido (P3) restringe el período a los meses de mayo a agosto, de lunes a viernes, entre las 18:00 y 21:00 horas.

Estas configuraciones permiten analizar cómo la extensión temporal del bloque punta incide en la rentabilidad del proyecto de generador diésel.

Los principales parámetros económicos utilizados en el análisis se resumen en la siguiente Tabla 20:

TABLA 20: PARÁMETROS ECONÓMICOS ELEGIDOS PARA EL ANÁLISIS.

Parámetro	Valor Base
Precio energía red	0,12 USD/kWh
Precio potencia	Variable (5–30 USD/kW-mes en break-even)
Precio diésel	Variable (0,2–1,8 USD/l en break-even)
Consumo específico diésel	0,22 L/kWh
CAPEX motor	350 USD/kW
Vida útil	20 años
Tasa descuento	10%
O&M fijo	1 USD/kW-año
O&M variable	0,005 USD/kWh
Potencia facturable	Promedio Top-52 horas en punta (anual)

El modelo utilizado permite además seleccionar la estrategia operativa del motor. Bajo la estrategia “Full Punta”, el motor opera en todas las horas del período punta generando hasta su capacidad disponible. En la estrategia “Umbral de retiro”, el motor opera únicamente cuando el retiro desde la red supera un umbral objetivo predefinido, reduciendo el retiro hasta dicho nivel.

En el presente análisis se utilizó la estrategia “Umbral de retiro”, la cual refleja un comportamiento coherente con una gestión racional de potencia por parte del cliente y con la estrategia operativa, que, a juicio del equipo consultor, es la más simple de implementar por los clientes. Así, en el ejemplo se dimensiona un motor diésel de 730 kW, que permita no sobrepasarse de un retiro superior a 1.200 kW. Nótese que la punta dentro del período de punta, tal como se muestra en la Tabla 19, es de 1.929 kW.

6.1.2.2 Metodología de evaluación económica y resultados generales

Para cada escenario se calcula, en primer lugar, el costo total anual sin diésel, el cual incluye el costo de energía adquirida desde la red y el cargo por potencia determinado como el promedio de las 52 horas de mayor demanda dentro del período punta del año.

Posteriormente, se calcula el costo total anual con diésel, incorporando la energía residual comprada a la red, la energía generada con diésel, el consumo de combustible asociado, los costos de operación y mantenimiento variables, el CAPEX anualizado del motor y el nuevo cargo por potencia resultante del recorte de demanda. El ahorro neto anual se define como la diferencia entre el costo total sin presencia del generador diésel y el costo total adquiriendo y utilizando un generador diésel.

A continuación, se presentan, los resultados para los casos estáticos de precio de potencia igual 9 US\$/kW-mes y precio del diésel igual 1,1 US\$/litro, para los 3 escenarios de extensión de período de punta.

En el escenario correspondiente al período base (abril–septiembre, 18:00–22:00), el costo total anual sin diésel asciende a 1.986.952 USD/año, mientras que el costo con diésel alcanza 1.981.116

USD/año, generando un ahorro neto anual de 5.836 USD. La descomposición de costos muestra que, al incorporar el generador, se agregan los componentes de inversión anualizada y O&M fijo, además del costo de energía diésel. Sin embargo, estos costos adicionales son compensados parcialmente por una reducción en el cargo por potencia y en la energía retirada desde la red, lo que explica el leve ahorro observado. En términos económicos, el período base presenta una conveniencia marginal positiva, es decir, el proyecto es apenas rentable bajo los supuestos utilizados.

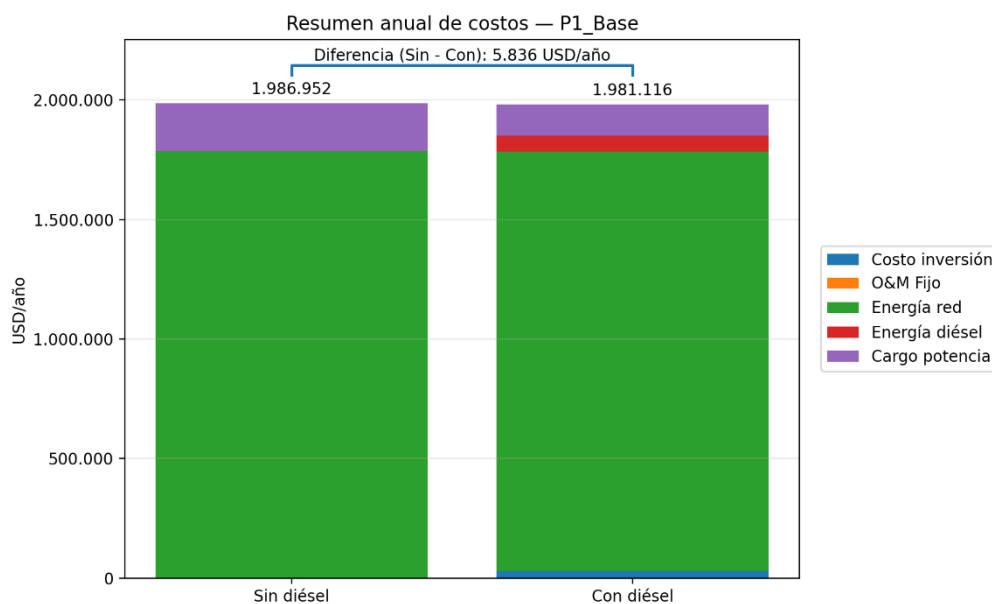


FIGURA 60: RESUMEN DE COSTOS PARA PERÍODO BASE EN EL AÑO 2023

En el período extendido (abril–septiembre, 17:00–23:00), el costo total anual sin diésel es 1.989.571 USD/año, mientras que el costo con diésel aumenta a 1.998.600 USD/año, generando un sobre costo anual de 9.030 USD. La extensión del bloque punta incrementa significativamente las horas de operación del motor, elevando el costo de energía diésel. No obstante, la reducción adicional en el cargo por potencia no es suficiente para compensar este mayor gasto en combustible e inversión. En consecuencia, el escenario extendido resulta económicamente desfavorable, evidenciando que una mayor duración del período de control de punta reduce la conveniencia del mecanismo de recorte de punta bajo los precios y supuestos considerados.

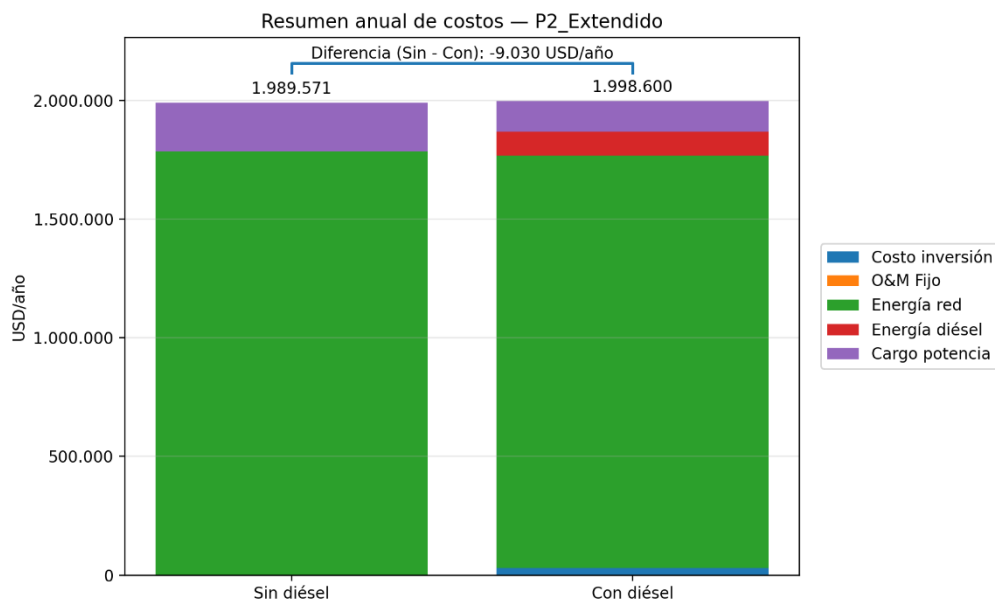


FIGURA 61: RESUMEN DE COSTOS PARA PERÍODO EXTENDIDO EN EL AÑO 2023

En el período reducido (mayo–agosto, 18:00–21:00), el costo total anual sin diésel alcanza 1.986.136 USD/año, mientras que el costo con diésel disminuye a 1.971.340 USD/año, generando un ahorro neto anual de 14.796 USD. En este caso, la menor cantidad de horas punta reduce sustancialmente el consumo de combustible, mientras que el efecto sobre el cargo por potencia se mantiene relevante. La combinación de menor costo operativo del diésel y reducción efectiva del cargo por potencia produce el mayor ahorro de los tres escenarios. Este resultado confirma que un período de control de punta más acotado mejora la eficiencia económica del recorte de punta al concentrar la operación del generador en las horas más críticas.

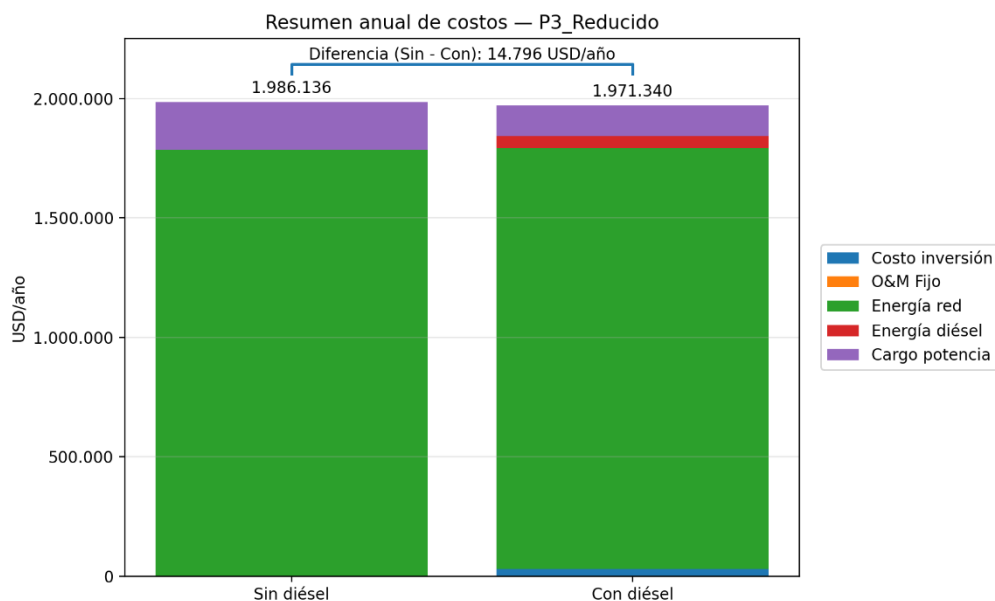


FIGURA 62: RESUMEN DE COSTOS PARA PERÍODO EXTENDIDO EN EL AÑO 2023

Los resultados a nivel mensual y horario de cada escenario se encuentran detallados en el Anexo 8. En términos generales, los resultados sugieren que una mayor extensión del período de control de punta tiende a reducir la conveniencia económica del recorte de punta con motor diésel, principalmente debido al aumento en el costo variable de combustible asociado a un mayor número de horas de operación. Sin embargo, la conveniencia económica no depende exclusivamente de la duración del bloque punta, sino que está fuertemente condicionada por:

- El precio relativo entre energía de red y diésel.
- El nivel del cargo por potencia (USD/kW-mes).
- El perfil específico de demanda del cliente, particularmente la concentración y magnitud de los picos que determinan el Top-52.
- Los parámetros técnicos y financieros del proyecto (CAPEX, tasa de descuento, consumo específico, etc.).
- La regla operativa de funcionamiento del generador.

En escenarios con precios de potencia más elevados, precios de diésel más bajos o perfiles de demanda altamente concentrados en pocas horas críticas, incluso un período de punta más extendido podría resultar económicamente atractivo. De igual forma, con energía de red más cara o con estrategias operativas más selectivas (por ejemplo, despacho sólo en horas críticas), la rentabilidad puede mejorar sustancialmente.

Por lo tanto, la relación observada entre extensión del período punta y conveniencia económica no es estructural ni universal, sino contingente a los supuestos económicos y al comportamiento horario de la demanda analizada.

6.1.2.3 Análisis de sensibilidad al precio de la potencia y al precio del diésel

El análisis de sensibilidad se realiza barriendo combinaciones de precio de potencia y precio del diésel, identificando la frontera en la cual el ahorro neto anual es igual a cero. Dicha frontera representa el conjunto de combinaciones de precios para las cuales la inversión en el generador es económicamente indiferente. Los resultados muestran diferencias relevantes en la conveniencia económica según la extensión del período de control de punta. En términos generales, el escenario extendido (P2) requiere precios de diésel significativamente más bajos para alcanzar la frontera “indiferente”, mientras que el escenario reducido (P3) permite tolerar precios de combustible más altos antes de que el proyecto deje de ser rentable. El escenario base (P1) presenta un comportamiento intermedio.

La Figura 65, presenta las “curvas de indiferencia” que ilustran la combinación de precio diésel y precio de potencia en el que la inversión en el generador es indiferente económicamente (dejando todos los demás supuestos constantes). Estar por sobre la curva de indiferencia implica que, para esa combinación de precios de potencia y precio del diésel, el ahorro neto anual es negativo, es decir, el costo total con generador diésel supera al costo sin generador. En esa zona, el combustible es relativamente caro en relación con el beneficio obtenido por reducción del cargo por potencia, por lo que la autogeneración no resulta económicamente conveniente.

Por el contrario, ubicarse por debajo de la curva significa que el ahorro neto anual es positivo: el beneficio por reducción del cargo por potencia y menor retiro desde la red compensa el costo del

combustible, la inversión y el O&M del generador. En términos prácticos, la curva delimita el umbral de conveniencia económica: bajo ella el proyecto es rentable, sobre ella no lo es, para los supuestos considerados.

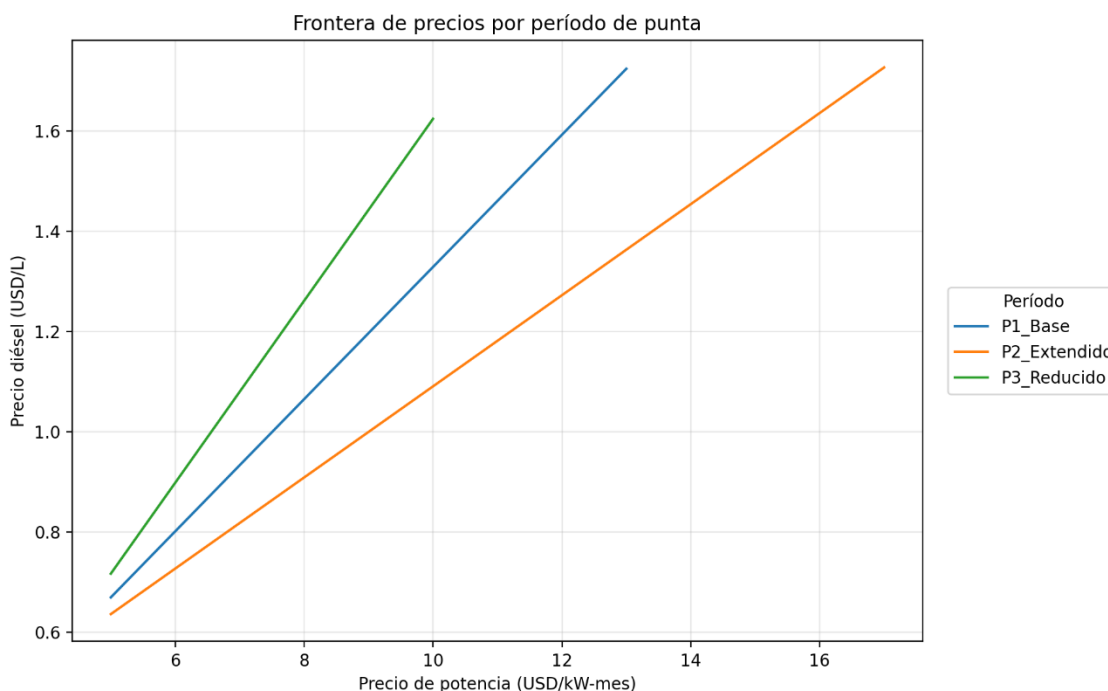


FIGURA 63: CURVAS DE INDIFERENCIA PARA DISTINTOS PERÍODOS DE PUNTA

6.1.2.4 Conclusiones del ejercicio de análisis económico

La conveniencia económica de la autogeneración diésel depende de manera crítica de la relación entre el precio de la energía de red, el precio de potencia y el precio del combustible. La extensión del período de control de punta constituye una variable estructural determinante, en la medida en que modifica el balance entre el costo energético del diésel y el beneficio asociado a la reducción del cargo por potencia. Períodos más largos tienden a reducir la rentabilidad del recorte de punta, mientras que períodos más acotados mejoran su atractivo económico, aunque esto depende sustancialmente de los precios. Asimismo, la estrategia operativa adoptada por el cliente es un factor clave. Operar el motor en todas las horas punta puede conducir a sobrecostos innecesarios, mientras que estrategias selectivas basadas en umbrales o en la identificación de horas críticas permiten aproximarse a un comportamiento económicamente óptimo.

Los resultados del análisis indican que la definición del período de control de punta constituye una variable regulatoria estructural que incide directamente en los incentivos económicos que enfrentan los clientes. En particular, la reducción del período de punta tiende a facilitar la gestión operativa por parte de los consumidores, al concentrar la señal de potencia en un bloque temporal más acotado y predecible. Esta simplificación operativa reduce el costo energético asociado al recorte de punta y mejora la relación beneficio/costo de las inversiones destinadas a gestionar la demanda máxima.

Desde una perspectiva económica, un período de control más acotado incrementa el atractivo de proyectos de recorte de punta, particularmente la instalación de motores diésel. En consecuencia,

puede esperarse una mayor capacidad de respuesta de los clientes durante las horas críticas definidas por la regulación, fortaleciendo la señal de potencia y promoviendo conductas activas de gestión de demanda. No obstante, este efecto debe analizarse considerando sus posibles externalidades. En particular, la mayor rentabilidad relativa de la autogeneración diésel podría incentivar soluciones individuales con impactos ambientales negativos, tales como emisiones locales contaminantes y generación de ruido, especialmente en entornos urbanos o industriales densos. Asimismo, una señal de punta excesivamente concentrada podría no reflejar adecuadamente el perfil real de riesgo sistémico del sistema eléctrico fuera del bloque definido.

6.1.3 Aplicación de criterios para desarrollar una nueva propuesta del período de control de punta, basado en los resultados del año 2023 y 2024

En la presenta sección se profundizan y se llevan a la práctica los criterios generales identificados en el numeral 3.7.5 del Informe 2, de manera de seleccionar un período de control de punta efectivo y basado en evidencia. El objetivo es identificar, de manera técnicamente consistente y operacionalmente viable, aquellos meses y horas del día en los cuales el sistema presenta mayor riesgo de pérdida de carga, ya sea por su probabilidad de ocurrencia o por la magnitud esperada de la energía no suministrada. Al mismo tiempo, la metodología debe buscar evitar que el período resultante sea excesivamente amplio o difícil de gestionar por los clientes, por lo que se integran restricciones operativas que se describirán a continuación.

Etapa 1: Cálculo de indicadores horarios

A partir de las simulaciones se calcula, para cada hora de cada año, un conjunto de indicadores agregados sobre los distintos escenarios modelados. En particular, se estima:

- La probabilidad de pérdida de carga (LOLP).
- La severidad esperada de la pérdida de carga (EENS).
- Margen u holgura operativa promedio (M)

Estas métricas permiten capturar tanto la dimensión probabilística como la magnitud del impacto esperado. Estas métricas se estiman de manera independiente para cada año, manteniendo su estructura horaria completa, según se expresa en las siguientes ecuaciones:

$$LOLP_{h,a} = \frac{\text{número de escenarios con pérdida de carga en la hora } h}{\text{número total de escenarios}}$$

$$EENS_{h,a} = \frac{\text{energía no suministrada total en la hora } h}{\text{número total de escenarios}}$$

$$M_{h,a}^{avg} = \text{promedio del margen operativo en la hora } h^{21}$$

²¹ El margen operativo de cada hora de cada simulación se obtiene directamente como una salida de las simulaciones y se calcula sumando la generación despachable de las centrales por hora menos la demanda total de las barras y dividiendo en la demanda total

Cuando se consideran múltiples años, las métricas horarias LOLP y EENSs se agregan utilizando una estadística robusta. En este caso, se ha utilizado el percentil 75 como valor representativo por hora.

El uso del percentil 75 implica que la hora debe presentar niveles de riesgo relativamente altos en una fracción significativa de los años considerados, evitando que un único año extremo determine la señal de punta. Este enfoque equilibra prudencia y estabilidad regulatoria, privilegiando condiciones de riesgo recurrentes por sobre eventos excepcionales. Por otro lado para el margen operativo, se utiliza el promedio simple entre años.

De esta manera, las siguientes etapas del algoritmo siempre trabajan con todas las horas de un año, pues se tienen los 3 indicadores indicados previamente para cada hora del año.

Etapas 2: Construcción del indicador compuesto de riesgo

Con el fin de ordenar las horas según su relevancia sistémica, se construye un indicador compuesto que combinan los indicadores anteriores.

- Probabilidad de pérdida de carga (ponderación de 50%).
- Severidad esperada de la pérdida de carga normalizada (ponderación de 40%).
- Margen crítico relativo (ponderación de 10%).

Estas ponderaciones reflejan una jerarquía técnica: la probabilidad de déficit constituye el criterio principal, la severidad introduce una dimensión de impacto económico, y el margen crítico aporta información adicional sobre el estrés del sistema en esa hora.

$$SCORE_h = w_{LOLP} \cdot LOLP_h + w_{EENS} \cdot EENS_h + w_M \cdot MARGIN_h$$

El hecho de asignar una ponderación dominante a la probabilidad de pérdida de carga evita que el período de punta se defina exclusivamente por eventos severos, pero extremadamente raros, mientras que la inclusión de la severidad impide que horas con déficits pequeños pero frecuentes dominen por completo la señal.

Además, con el fin de asegurar su comparabilidad el EENS es previamente normalizado mediante su división por el percentil 95 de los valores positivos observados, lo que permite expresarlo en términos relativos respecto de escenarios de alta criticidad. Adicionalmente, se aplica un truncamiento superior en el valor normalizado (cota máxima igual a 1), con el objetivo de limitar la influencia de valores extremos. Esta metodología permite que el EENS contribuya de manera significativa a la caracterización de la severidad del riesgo, manteniendo al mismo tiempo un adecuado equilibrio con las demás métricas consideradas, particularmente la probabilidad de déficit (LOLP), y evitando que eventos de baja frecuencia y alta magnitud dominen el proceso de selección de horas punta.

El margen crítico relativo se construye una escala utilizando percentiles de la distribución de márgenes observados en los datos, según la siguiente expresión:

$$Rh = \frac{P95(M) - M}{P95(M) - P5(M)}$$

Acotando $R_h \in [0,1]$.

Con la fórmula anterior el indicador de margen pasa de ser un indicador absoluto a un indicador relativo, donde las horas de mayor margen representan menores riesgos, pues R_h tiende a cero y donde márgenes bajos o negativo quedan con un R_h cercano a 1.

Posteriormente, se aplica un exponente de sensibilidad.

$$R_h = (R_h^{base})^\gamma$$

Donde es un parámetro de forma que permite controlar la sensibilidad del indicador. Si $\gamma = 1$, la relación es línea. Es decir, una reducción proporcional del margen genera un aumento proporcional del riesgo. Pero si $\gamma > 1$ se acentúa las diferencias en condiciones de bajo margen, lo que implica que márgenes bajos reciben una penalización mayor. En otras palabras, se hace más sensible a situaciones críticas.

En el estudio se utiliza $\gamma = 1,2$. Esta parametrización genera una penalización moderadamente más intensa sobre horas con menores márgenes relativos, sin producir discontinuidades abruptas ni sesgos excesivos hacia eventos extremos.

Etapas 3: Tratamiento del período vigente y corrección por endogeneidad

El bloque vigente (abril a septiembre, lunes a viernes, 18:00 a 22:00 horas) recibe un tratamiento especial basado en el reconocimiento de un fenómeno de endogeneidad. La demanda utilizada en las simulaciones incorpora el comportamiento adaptativo de los clientes frente a la señal de punta actual. Por lo tanto, el LOLP observado en dicho período no representa una condición “natural” del sistema, sino una condición ya afectada por la señal regulatoria existente.

En consecuencia, el score calculado en las etapas anteriores para las horas pertenecientes al periodo de control de punta es evaluado con un ajuste por un factor multiplicativo. El objetivo no es forzar artificialmente su selección, sino corregir parcialmente la subestimación inducida por la propia señal vigente del periodo de control de punta.

Etapas 4: Evaluación exhaustiva de ventanas horarias

Una vez construido el score horario, se evalúan todas las ventanas horarias posibles dentro de restricciones predefinidas de duración. Para efectos de este estudio se estableció una duración mínima de 2 horas y una duración máxima de 4 horas. Así, se evalúan todas las combinaciones de ventanas continuas posibles con esas duraciones.

Así, para cada ventana se calcula la suma del score de la ventana y el score promedio de la ventana. Asimismo, para realizar el ranking de riesgo de ventanas no es posible utilizar la suma del score, pues se privilegia por construcción las ventanas de mayores duraciones, dado que incorporan un mayor

número de horas y, por tanto, acumulan naturalmente un valor agregado superior aun cuando su intensidad promedio de riesgo sea menor.

Por otra parte, tampoco resulta adecuado utilizar directamente el score promedio, ya que éste mide únicamente la intensidad media del riesgo dentro de la ventana, sin incorporar explícitamente su extensión temporal. En consecuencia, dos ventanas con igual score promedio, pero distinta duración, serían consideradas equivalentes, aun cuando la ventana de mayor duración concentra riesgo durante un período más extenso y, por tanto, representa una condición operativamente más relevante.

Con el fin de corregir ambos sesgos, se utiliza una métrica intermedia que pondera simultáneamente la intensidad promedio de riesgo y la extensión temporal de la ventana.

Finalmente, se determina el score de la ventana como:

$$SCORE_w = SCORE_w^{avg} \cdot H^\beta$$

Donde:

- $SCORE_w^{avg}$ corresponde al score promedio de la ventana
- H corresponde a la duración de la ventana medida en horas
- β corresponde a un parámetro de ajuste de duración.

En este estudio se adopta $\beta = 0,5$ lo que implica una ponderación sublineal de la duración.

Este ajuste evita sesgos hacia ventanas excesivamente cortas o largas, permitiendo balancear adecuadamente la intensidad del riesgo y la cobertura temporal de la ventana.

Así, cada ventana para cada mes tiene asignado un score ajustado que representa de mejor manera su criticidad operativa relativa y permite construir un ranking consistente para la posterior selección de meses y bloques horarios candidatos.

Etapas 5: Selección de meses candidatos

Para cada mes se evalúa la distribución completa de scores de ventanas dentro del mes. El indicador mensual se construye mediante percentil 75. Esto permite medir criticidad estructural del mes sin depender exclusivamente de una única ventana extrema.

Una vez obtenido el score mensual, se identifican secuencias continuas de meses y se selecciona aquella con mayor criticidad agregada.

Se exige que el score mensual de cada mes cumpla al menos una fracción de 60% del mejor mes. Además, se restringe una longitud máxima del bloque estacional a 6 meses.

Etapas 6: Elaboración de ranking y selección del bloque horario definitivo

Dado que se exige uniformidad horaria entre meses, es decir, la ventana definitiva debe ser la misma para todos los meses, se selecciona la ventana horaria que maximiza el score agregado considerando únicamente los meses seleccionados.

El Anexo , presenta un ejemplo numérico simplificado de aplicación del algoritmo empleado.

6.2 Resultado de las simulaciones y aplicación del algoritmo de selección: considerando 2023, 2024 y 2027

Para efectos de la proyección 2027, se mantuvo la estructura general de modelación, incluyendo la representación de generación, demanda y transmisión con resolución horaria, actualizando exclusivamente los insumos estructurales del sistema eléctrico y los parámetros de entrada consistentes con el horizonte temporal analizado. La Tabla 21 siguiente resume las principales fuentes y supuestos considerados:

TABLA 21: PRINCIPALES SUPUESTOS DEL CASO UTILIZADO.

Elemento	Fuente / descripción	Comentarios
Año seleccionado para el ejercicio	2027	Año indicado por la CNE para la realización del ejercicio
Fuente principal de supuestos año 2027	Bases y resultados PLP mensual noviembre 2025. Sección Programación de 12 meses CEN (última programación con información disponible al momento de iniciar el ejercicio)	Programación a 12 meses más cercana al inicio del año 2027. Se utiliza esta programación porque cuenta con toda la información.
Resolución temporal	8.760 horas por año, separadas en 48 etapas que corresponden a las mismas semanas que define el CEN en los ejercicios de PLP utilizados (son semanas de 7 u 8 días)	Permite mantener la coherencia con los datos de entrada. Como elemento de acople entre etapas, se consideran los volúmenes finales de embalse de cada semana desde la corrida PLP
Demanda horaria	Para este apartado se utilizaron los datos de generación neta provenientes del Cálculo Definitivo de Potencia de Suficiencia 2025, en conjunto con el Informe de Proyección de Demanda 2025-2045.	El archivo Data_DemPunta_2025.xlsx contiene datos horarios de generación que luego se prorratan a las barras según sus datos de demanda. A esto se le agrega un factor proveniente del Informe de Proyección de Demanda, específicamente el escenario “Medio”.
Estructura base del sistema (centrales, BESS; líneas, topología, conectividad hidráulica)	Información disponible en archivos IPLP del CEN	Permite preservar la coherencia con las simulaciones de PLP y es información oficial ya visada por el CEN.
Perfiles de generación	Información disponible en archivos IPLP del CEN. En el caso de las centrales fotovoltaicas el perfil horario proviene de archivos de Generación Real Horario del CEN.	Nota: En general se aprovecha el archivo indHor que acompaña cada corrida del PLP para hacer el traspaso cronológico a horas.

Elemento	Fuente / descripción	Comentarios
Costos y disponibilidad de combustibles	Información disponible en archivos IPLP del CEN	
Disponibilidad de centrales	Información disponible en archivos IPLP del CEN	

En la Tabla 21 se resumen los parámetros generales utilizados para la simulación del sistema eléctrico en 2027, incluyendo los criterios asociados a demanda, disponibilidad de generación, representación de tecnologías, tratamiento de la hidrología y consideraciones de transmisión. En términos generales, los supuestos mantienen coherencia metodológica con los utilizados en los ejercicios retrospectivos 2023–2024, asegurando comparabilidad entre resultados y consistencia analítica, incorporando únicamente las actualizaciones necesarias derivadas de la evolución esperada del parque generador y la demanda sistémica. El Anexo 9 contiene el modelo utilizado y los inputs de cada año.

En la Tabla 22 se presenta una descripción de la composición del caso considerado.

TABLA 22: COMPOSICIÓN DEL CASO UTILIZADO.

Elemento	Caso 2027
Demanda total anual [GWh]	89,90 TWh
Demanda máxima anual [MW]	12.781 MW
Cantidad de Barras	243
Cantidad de líneas de transmisión	340
Centrales hidráulicas de embalse (# potencia)	10 centrales 3.370 MW
Centrales hidráulicas de pasada (# potencia)	133 centrales 1.905 MW
Centrales hidráulicas de riego (# potencia)	18 centrales 345 MW
Centrales hidráulicas serie (# potencia)	60 centrales 3.235 MW
Centrales eólicas (# potencia)	83 centrales 7.357 MW
Centrales solares FV (# potencia)	915 centrales 16.779 MW
Centrales térmicas a Carbón (# potencia)	17 centrales 3.496 MW
Centrales térmicas a Gas (# potencia)	499 centrales 101.641 MW
Centrales térmicas a Diesel u otros combustibles (# potencia)	291 centrales 11.636 MW
Sistemas BESS	87 BESS 8.884 MW – 37.435 MWh

6.2.1 Resultados de la simulación del año 2027

Los resultados de las simulaciones muestran una operación que, a nivel general, representa adecuadamente la operación del SEN. El siguiente muestra el despacho simulado de una semana de enero de 2027 con un patrón diario claramente dominado por la variabilidad solar, lo que es consistente con la operación del sistema eléctrico chileno: durante las horas centrales del día aumenta fuertemente la generación solar, desplazando generación térmica e hidráulica, mientras que hacia la tarde-noche, cuando la producción solar cae rápidamente, el sistema debe cubrir la demanda con una mayor participación de tecnologías gestionables, incluyendo sistemas de almacenamiento proyectados en operación para el año 2027. La curva de demanda simulada mantiene ciclos diarios marcados y alcanza niveles exigentes en torno a las horas vespertinas, justamente cuando la generación solar disminuye, generando una condición operativamente más estrecha.

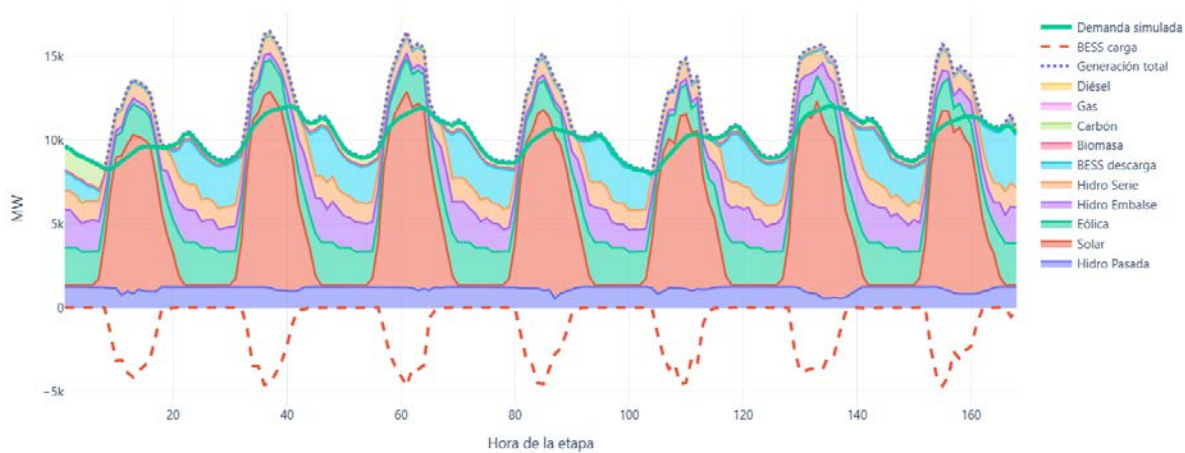


FIGURA 64: DESPACHO AGREGADO POR TECNOLOGÍA, ENS Y DEMANDA (ENE-2027, SEMANA 1, ESC. BASE)

La alta participación solar en las horas diurnas y la presencia de los sistemas de almacenamiento no solo modifica la composición de la generación, sino que también determina de manera relevante los flujos de potencia en los grandes corredores de transmisión del SEN. En el caso del corredor Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV, en 2024 se observa que durante la madrugada el flujo se mantiene en sentido norte, es decir, desde Polpaico hacia Pan de Azúcar, mientras que a partir de la mañana el sentido se revierte rápidamente y el corredor comienza a transportar volúmenes crecientes de energía hacia el sur. Esta inversión coincide con las horas de mayor generación solar, reflejando el traslado de excedentes renovables desde el norte hacia la zona centro del sistema y es consistente con la operación real de este corredor. Sin embargo, en 2027, dicho patrón característico de los flujos por esta línea cambia totalmente su forma y los porcentajes de tiempo hacia uno u otro sentido, principalmente debido a la presencia de sistemas de almacenamiento.

Las siguientes figuras presentan un resumen de los flujos horarios de dicho corredor para la última semana de enero para el año 2024 y para el año 2027.

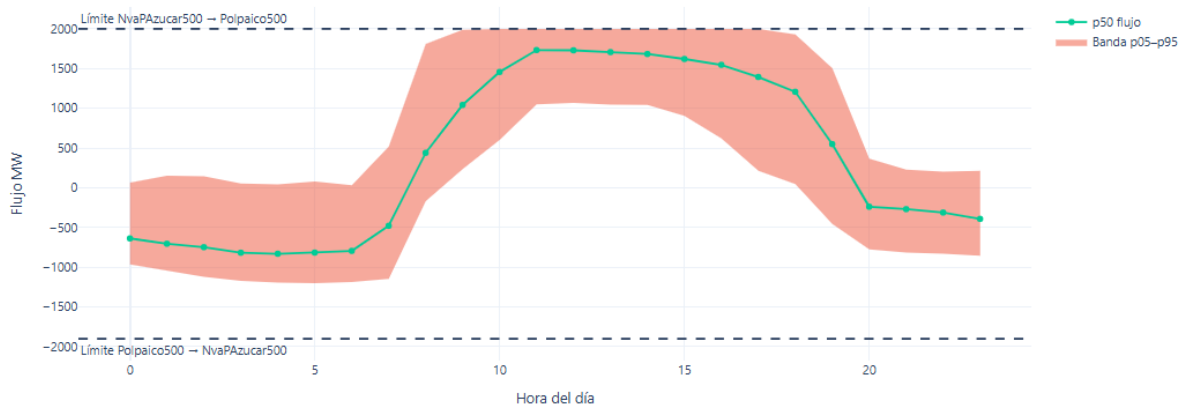


FIGURA 65: PERFIL HORARIO NVAPAZÚCAR500 - POLPAICO500, ETAPA 8 (ÚLTIMA SEMANA DE ENERO 202)



FIGURA 66: PERFIL HORARIO NVAPAZÚCAR500 - POLPAICO500, ETAPA 8 (ÚLTIMA SEMANA DE ENERO 2027)

La siguiente gráfica muestra el despacho agregado de una semana de julio de 2027, donde se aprecia que los BESS, durante las horas de mayor generación solar, presentan carga, absorbiendo excedentes o energía de bajo costo disponible en el sistema. Posteriormente, en las horas sin sol y de mayor estrechez operativa, los BESS descargan energía hacia el sistema, contribuyendo a cubrir la demanda y reduciendo la necesidad de generación térmica adicional o de energía no servida. En este sentido, la operación de almacenamiento sigue el patrón esperado para el sistema chileno: carga en horas solares y descarga en horas de punta neta. Su operación permite aprovechar la alta disponibilidad renovable durante el día y trasladarla hacia horas críticas, apoyando la suficiencia del sistema y reduciendo el estrés operativo asociado a la caída rápida de la generación solar.

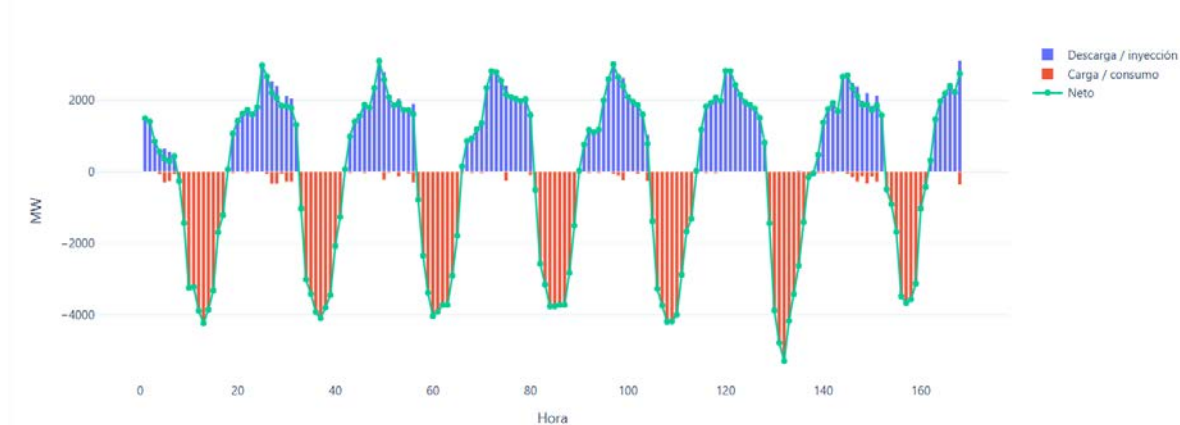


FIGURA 67: OPERACIÓN HORARIA TECNOLOGÍA BESS PARA AÑO 2027

Estas gráficas, junto con otras, se pueden visualizar en el visor online disponible en el siguiente link: <https://cne-dashboard.ohmio.cl/>

Asimismo, los resultados de las simulaciones, a nivel de datos brutos, se pueden descargar del siguiente link: [cases CNE 18_05_2026](#) correspondiente al Anexo 10 (corresponden a más de 450 GB de datos, por lo que se recomienda identificar la etapa y archivo que se requiera y bajar únicamente dicha información).

6.2.2 Resultados de la aplicación del algoritmo al aplicar los años 2023, 2024 y 2027 simultáneamente

La consideración de los años 2023 y 2024 dentro del análisis multiaño se justifica en que ambos corresponden a años históricos recientes, por lo que permiten incorporar al proceso de definición del período de control de punta información basada en condiciones efectivamente observadas del sistema, incluyendo patrones reales de demanda, disponibilidad de recursos, restricciones operacionales y comportamiento horario del riesgo sistémico. Esto resulta especialmente relevante al definir una señal aplicable al año 2027, ya que utilizar únicamente la proyección de dicho año podría hacer que el período de control quede excesivamente condicionado por supuestos prospectivos específicos, tales como escenarios particulares de demanda, expansión, disponibilidad de generación o condiciones de operación modeladas. En cambio, la incorporación de años históricos permite identificar horas de mayor criticidad que no respondan solo a una condición proyectada puntual, sino a patrones de riesgo más persistentes y verificables. De esta manera, la metodología multiaño entrega una señal más robusta, estable y gradual, reduciendo el riesgo de que el período de punta se modifique abruptamente por la sensibilidad propia de un único año futuro. En ese sentido, los años 2023 y 2024 actúan como una base empírica reciente que complementa la mirada prospectiva del año 2027, permitiendo que la definición final del período de control de punta combine evidencia histórica y proyección futura.

Los resultados de algoritmo descrito convergen a una concentración clara del riesgo en los meses de invierno, especialmente entre junio y agosto, con mayor intensidad en el bloque vespertino. Este patrón es consistente en todos los indicadores. La probabilidad de pérdida de carga aumenta fuertemente en ese bloque y la EENS también se concentra en esas horas. El SCORE horario promedio alcanza sus valores más altos en la misma zona temporal. Se presentan a continuación los mapas de calor de LOLP y la EENS.

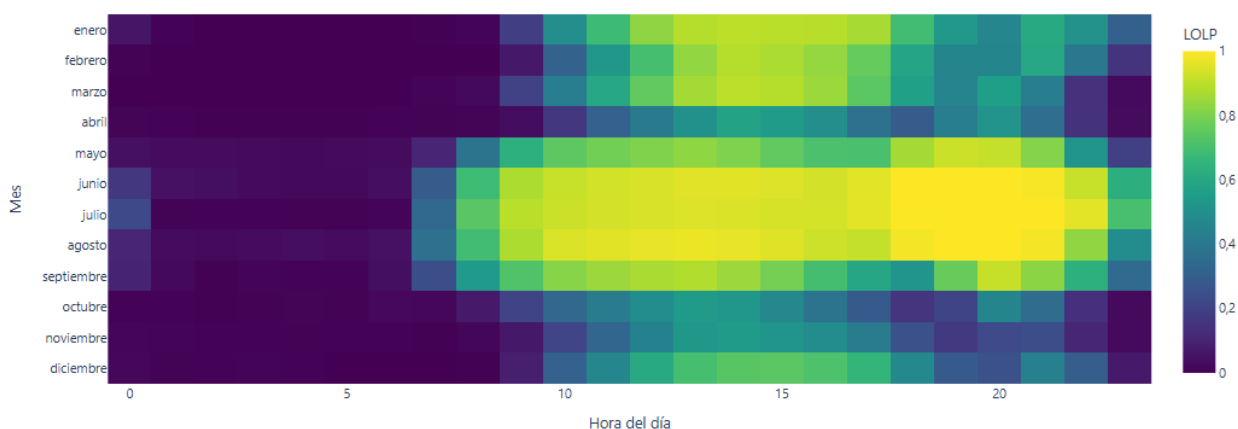


FIGURA 68: CONCENTRACIÓN DE LOLP POR HORA DEL MES EN AÑO

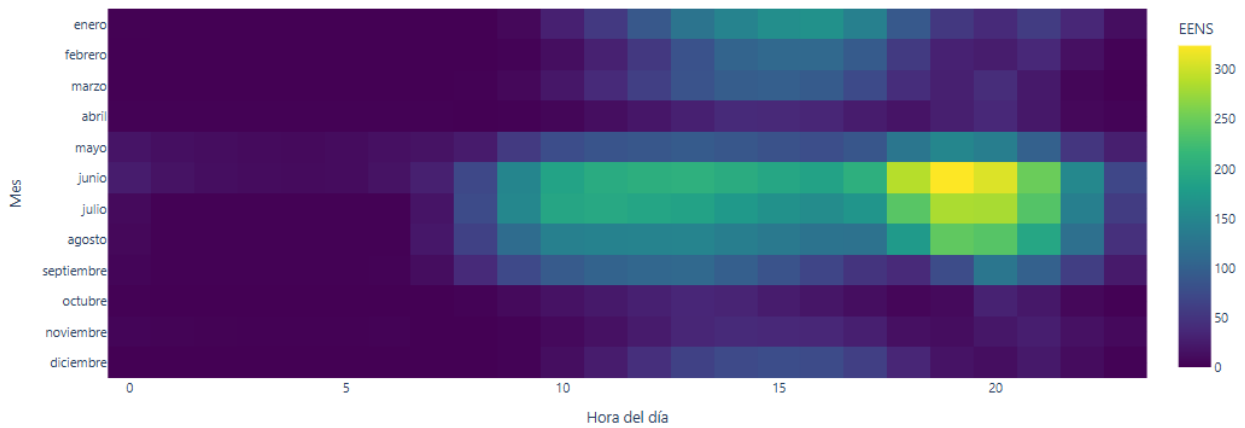


FIGURA 69: CONCENTRACIÓN DE EENS POR HORA DEL MES (GWh)

El heatmap de LOLP muestra una señal amplia y persistente durante las horas diurnas y vespertinas de invierno, mientras que la EENS concentra con mayor fuerza la severidad del déficit en las horas vigentes de control de punta, especialmente en junio, julio y agosto. Esto indica que el período seleccionado no responde solo a una mayor frecuencia de eventos, sino también a una mayor magnitud esperada de energía no suministrada. Al analizar los meses de mayor riesgo y estableciendo la restricción de que el mes de menor riesgo debe, al menos, tener un 60% del mes de mayor de riesgo, se seleccionan los meses de mayo a septiembre como los meses continuos para seleccionar la ventana horaria.

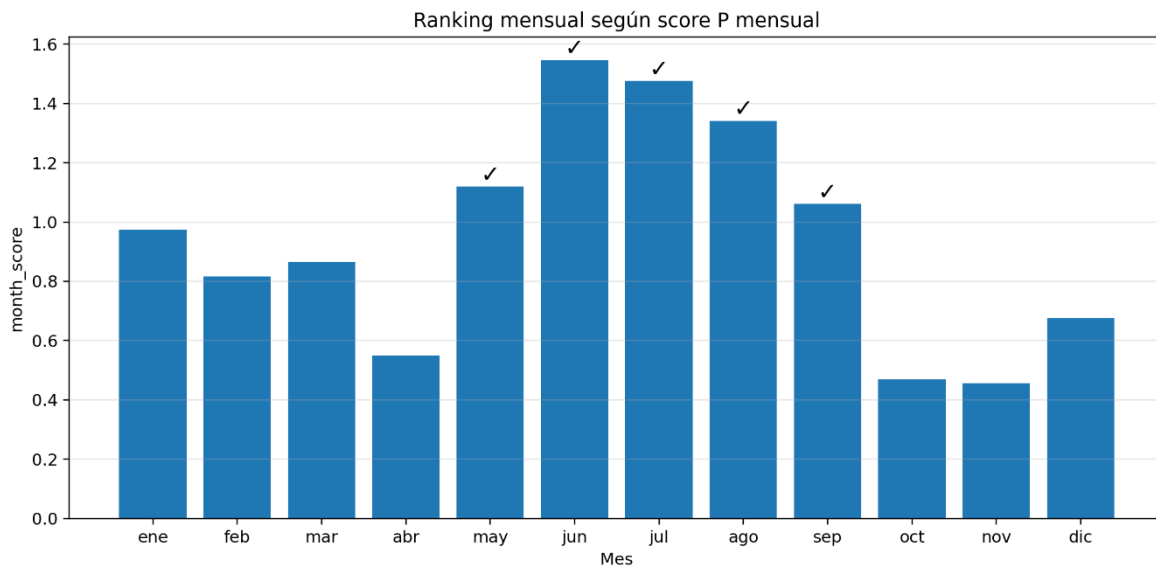


FIGURA 70: MESES DE MAYOR RIESGO.

Así, considerando los parámetros seleccionados y los resultados de las simulaciones el periodo de control de punta seleccionado **resulta de mayo a septiembre entre las 18 y las 22 hrs.** Todos los resultados detallados de las salidas del algoritmo se presentan en el Anexo 11.

6.2.2.1 Análisis de sensibilidad a parámetros clave del algoritmo

Para evaluar la robustez del resultado se realiza un análisis de sensibilidad. La sensibilidad paramétrica evalúa combinaciones alternativas de ponderadores y criterios metodológicos. En total, se ejecutaron 2.916 sensibilidades, obteniéndose 96 períodos únicos en el ranking final. Se realizan sensibilidades sobre las ponderaciones de LOLP, EENS y margen; percentil de score mensual; fracción mínima del score mensual respecto del mejor mes; máximo de meses continuos a seleccionar. El multiplicador del bloque vigente se mantiene en 1,00 dentro de esta grilla, separándolo de la sensibilidad específica del período vigente. El Anexo 11 contiene los resultados de aplicación del algoritmo junto con las sensibilidades y el Anexo 12, presenta y describe los todos los parámetros del algoritmo y las sensibilidades aplicadas sobre los parámetros más relevantes.

El resultado **más robusto corresponde al período junio-agosto, entre 18:00 y 22:00**, con una participación Top 1 de 25,1%. Es decir, dicha ventana salió como la ventana seleccionada en el 25% de los casos.

La robustez mensual se concentra en torno al invierno. Las cinco primeras alternativas corresponden a bloques que contienen junio y julio, y en todos los casos el horario preferente es 18:00 a 22:00, con excepciones en consideraciones de las 17:00 y las 22:00 en adelante.

6.2.3 Resultado de aplicación del algoritmo de selección considerando únicamente el año 2027

Con el objeto de complementar el análisis multiaño desarrollado en las secciones anteriores, a continuación, se presenta una aplicación específica del algoritmo considerando exclusivamente el año 2027. Este ejercicio no reemplaza la metodología base, que combina información histórica reciente y proyección futura para obtener una señal más estable y robusta, sino que se incorpora como un análisis complementario. Su propósito es evaluar en qué medida el período de control de punta resultante bajo la proyección del año de fijación coincide o difiere del período obtenido mediante el enfoque multiaño. De esta forma, el análisis permite verificar la consistencia de la propuesta frente a las condiciones proyectadas para 2027 y, al mismo tiempo, transparentar los eventuales efectos que tendría definir el período de punta únicamente sobre la base de un año futuro.

Los resultados del algoritmo al ser aplicado únicamente al año 2027, muestran al igual que cuando se aplica a multiaño, una concentración clara del riesgo en los meses de invierno, especialmente en los meses de invierno, con mayor intensidad en el bloque vespertino. La probabilidad de pérdida de carga aumenta fuertemente en ese bloque y la EENS también se concentra en esas horas. El SCORE horario promedio alcanza sus valores más altos en la misma zona temporal. Se presentan a continuación los mapas de calor de LOLP y la EENS.

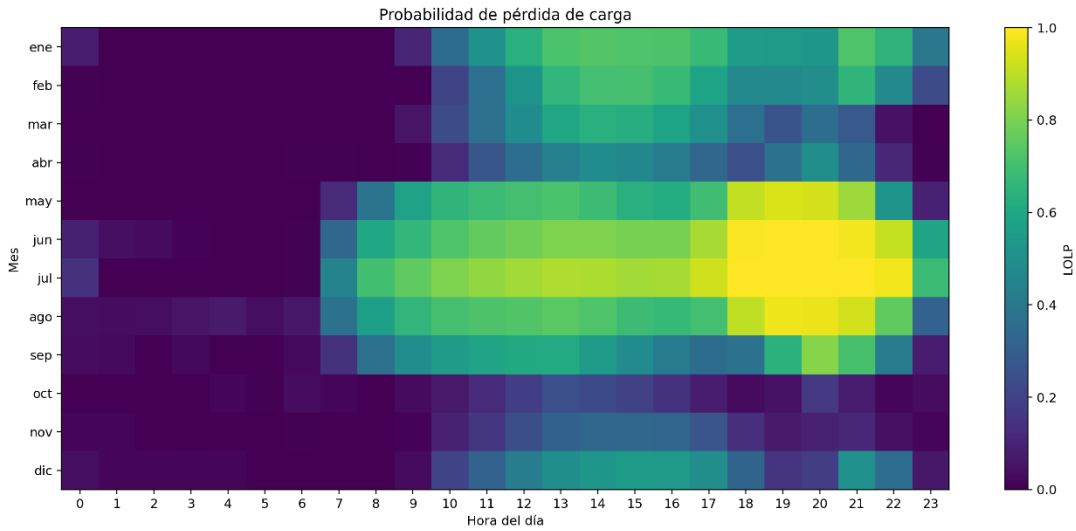


FIGURA 71: CONCENTRACIÓN DE LOLP POR HORA DEL MES EN AÑO

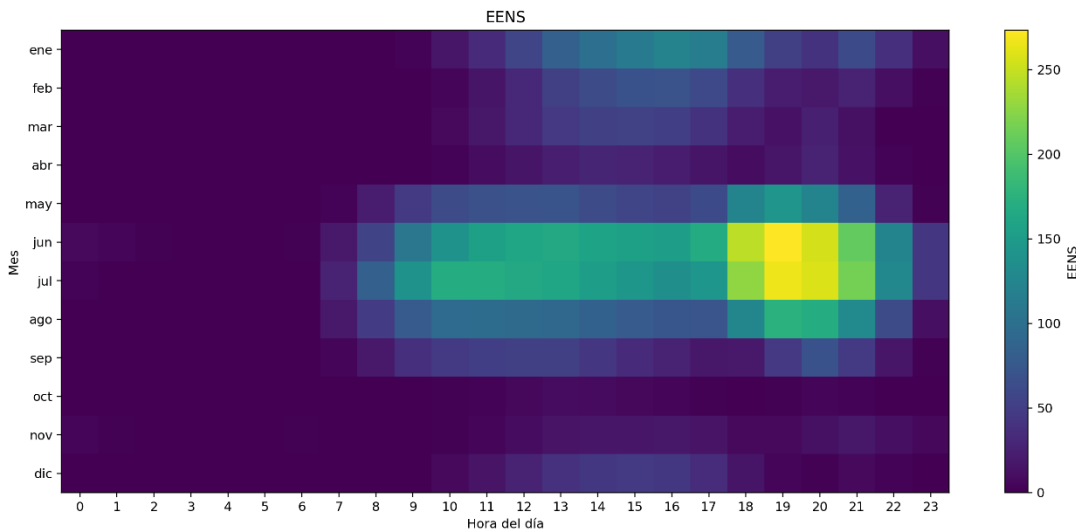


FIGURA 72: CONCENTRACIÓN DE EENS POR HORA DEL MES (GWH)

A diferencia del resultado de la aplicación multiaño, en la aplicación única del año 2027, el resultado de los meses elegidos es mayo a agosto. Es decir, respecto del periodo vigente, se elimina abril, pero también septiembre, pues estos meses no alcanzan el 60% del puntaje del mes de mayor puntuación, por lo que son excluidos de la

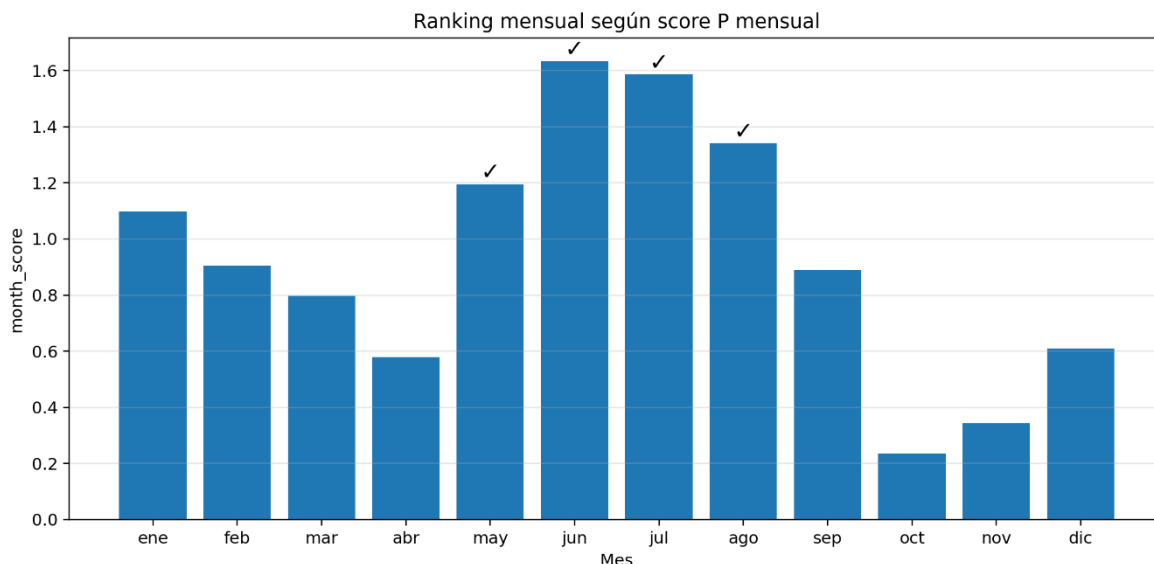


FIGURA 73: MESES DE MAYOR RIESGO.

Así, considerando los parámetros seleccionados y los resultados de las simulaciones el periodo de control de punta seleccionado **resulta de mayo a agosto entre las 18 y las 22 hrs.**

El Anexo 11, contiene los resultados específicos de aplicación del algoritmo únicamente para el año 2027.

6.3 Recomendaciones de monitoreo y actualización del período de control de punta (literal m)

A continuación, se presentan recomendaciones generales respecto del monitoreo, actualización y vigencia del período de control de punta, considerando los principios metodológicos utilizados en el desarrollo del algoritmo: enfoque multi-año, selección por riesgo compuesto, persistencia mensual, continuidad horaria y resguardo de estabilidad regulatoria.

En primer lugar, el período de control de punta debe sustentarse en un monitoreo periódico de los indicadores de riesgo sistémico que permitan identificar cambios en la concentración temporal y espacial del riesgo. Más que observar valores puntuales, resulta fundamental analizar patrones persistentes en el tiempo, desplazamientos estructurales del riesgo entre meses u horas del día y la consistencia interanual de dichas señales. El monitoreo debe enfocarse en detectar cambios estructurales, no fluctuaciones transitorias propias de la variabilidad anual o de alguna coyuntura puntual del sistema (falla o evento climático u otro).

En segundo término, la actualización del período de punta debiera realizarse bajo una metodología estable y previamente definida. Es recomendable mantener un enfoque multi-año que permita suavizar eventos excepcionales y evitar sobreajustes a condiciones particulares de un solo año. Asimismo, cualquier ajuste debe respetar criterios de continuidad horaria, coherencia mensual y

estabilidad de señal, evitando modificaciones abruptas que puedan generar incertidumbre regulatoria y falta de adaptación por parte clientes finales. En este sentido, la actualización debiera privilegiar cambios graduales y solo cuando exista evidencia consistente de que el patrón de riesgo ha variado de manera significativa.

Finalmente, una vez establecido el período de control de punta, éste debiera mantenerse por un período mínimo que garantice estabilidad y previsibilidad para los clientes. En opinión del equipo consultor un horizonte mínimo de dos años resulta razonable para evitar ajustes excesivamente frecuentes que puedan distorsionar la señal económica. Idealmente, el período podría mantenerse por tres o más años, con monitoreo anual informativo que permita evaluar su vigencia sin necesariamente modificarlo. Solo en caso de evidencia robusta de cambio estructural debería considerarse una actualización anticipada.

A continuación, se presenta la Tabla 23 a modo resumen.

TABLA 23: TABLA RESUMEN PARA ESTABLECIMIENTO DE PERÍODO DE CONTROL FINAL.

Dimensión	Recomendación	Objetivo
Monitoreo	Seguimiento periódico de indicadores agregados de riesgo y su distribución mensual y horaria	Detectar cambios estructurales en la concentración del riesgo
Enfoque metodológico	Mantener análisis multi-año y criterios de persistencia y continuidad	Evitar sobreajuste a eventos excepcionales
Revisión regular	Evaluación periódica predefinida (por ejemplo, anual)	Verificar vigencia del período sin generar cambios automáticos
Vigencia mínima	Mantener el período al menos 2 años (idealmente 3 o más)	Entregar previsibilidad y estabilidad de señal

En cuanto a las variables específicas a monitorear se recomienda mantener las siguientes variables monitoreadas:

- LOLP (Loss of Load Probability) por hora.
- EENS (Expected Energy Not Served) por hora.
- Capacidad disponible / margen de reserva
- Frecuencia/persistencia de cada (mes, hora) en el top del SCORE
- Demanda horaria (y su percentil 95/99 por mes).
- Rampas ($\Delta MW/h$) en bloques críticos (tarde/noche) y su estacionalidad.
- Disponibilidad hídrica
- Congestión/limitaciones relevantes (horas con restricciones operativas importantes).

6.4 Propuesta para el período de control de punta 2027

El análisis multi-año identifica de forma consistente que la mayor exposición al riesgo del sistema se concentra en los meses de invierno, particularmente **entre mayo y septiembre**. En este período coinciden condiciones estructurales que elevan la probabilidad y severidad de déficit: mayor demanda eléctrica, menor disponibilidad relativa de recursos variables y márgenes operativos más estrechos. Al evaluar el indicador compuesto de riesgo (SCORE), que integra probabilidad de pérdida de carga, severidad esperada y condiciones de margen, se observa que la acumulación de riesgo es

alta y persistente en dichos meses, lo que justifica focalizar el período de control de punta en esta ventana estacional.

Dentro de esos meses, el tramo horario vespertino, **entre 18:00 y 22:00 horas**, concentra de manera alta densidad de riesgo en términos agregado y, especialmente, presenta continuidad y recurrencia temporal, a diferencia de otras franjas que muestran picos más intensos pero aislados. Si bien pueden existir horas diurnas con valores puntuales de riesgo superiores, estas no logran conformar ventanas continuas y estables que cumplan simultáneamente con las restricciones operativas del problema (duración máxima, bloque único y consistencia mensual).

6.4.1 Análisis de impacto en los clientes de la propuesta realizada

Con el objeto de evaluar los efectos distributivos de excluir abril del período de control de punta, se compararon los resultados obtenidos bajo dos escenarios: el período vigente, comprendido entre abril y septiembre, y el período propuesto, comprendido entre mayo y septiembre, manteniendo en ambos casos el horario entre las 18:00 y las 21:59 horas. El análisis se realizó separadamente para los años 2023 y 2024. El ejercicio corresponde a un análisis de efecto parcial y se construye bajo dos supuestos principales. En primer lugar, se asume que la demanda máxima del sistema utilizada para determinar la potencia total a prorratear no cambia como consecuencia de la modificación del período de control de punta. En segundo lugar, se supone que el comportamiento y la participación de los clientes regulados permanecen constantes entre ambos escenarios. De este modo, el análisis aísla exclusivamente el efecto que produce el cambio desde abril-septiembre a mayo-septiembre sobre la distribución relativa entre los clientes libres incluidos en la muestra.

Para cada empresa se determinaron sus 52 mayores registros de demanda dentro de las horas de punta de cada escenario. A partir de ellos se calculó un indicador representativo de demanda de punta y su participación respecto de la suma de los indicadores de todas las empresas del año. Posteriormente, la participación de cada grupo se obtuvo mediante la suma de las participaciones de las empresas que lo integran. El impacto relativo del cambio de período se calculó como:

$$Impacto_g = \left(\frac{Participacion_{g,propuesta}}{Participación_{g,vigente}} - 1 \right)$$

Por consiguiente, el indicador no representa directamente una variación porcentual de la demanda ni del monto final de la cuenta, sino un cambio en la posición relativa del grupo dentro del prorrateo. Un grupo puede aumentar su participación aun cuando su indicador de demanda disminuya, siempre que esa disminución sea menor que la registrada por el conjunto de empresas.

La exclusión de abril reduce el indicador agregado construido a partir de los 52 máximos de las empresas en ambos años, aunque el efecto es mayor en 2023 que en 2024, como se observa en la siguiente tabla.

TABLA 24: VARIACIÓN AGREGADA DEL INDICADOR BASADO EN LOS 52 MÁXIMOS(MW)

Año	Período vigente: abril-septiembre	Período propuesto: mayo-septiembre	Variación
2023	3.964	3.879	-2,14%
2024	4.051	4.011	-0,99%

La reducción agregada significa que, al excluir abril, algunos registros que formaban parte de los 52 máximos deben ser reemplazados por demandas menores observadas entre mayo y septiembre.

Las siguientes figuras presentan la variación relativa de la participación de cada grupo para ambos años. En términos generales, se observa que la dirección del efecto es relativamente estable: la mayoría de los grupos que aumentan su participación en 2023 también lo hacen en 2024, mientras que los grupos que la disminuyen tienden a mantener ese comportamiento. Los resultados muestran, sin embargo, que la magnitud de los efectos fue mayor en 2023. Ese año, las variaciones se encuentran entre $-17,05\%$ y $2,18\%$, mientras que en 2024 se concentran entre $-5,17\%$ y $0,96\%$. Esto indica que abril tuvo una mayor incidencia en la conformación de los 52 máximos durante 2023 y que su exclusión produjo una mayor diferenciación entre los perfiles de demanda de los distintos grupos.

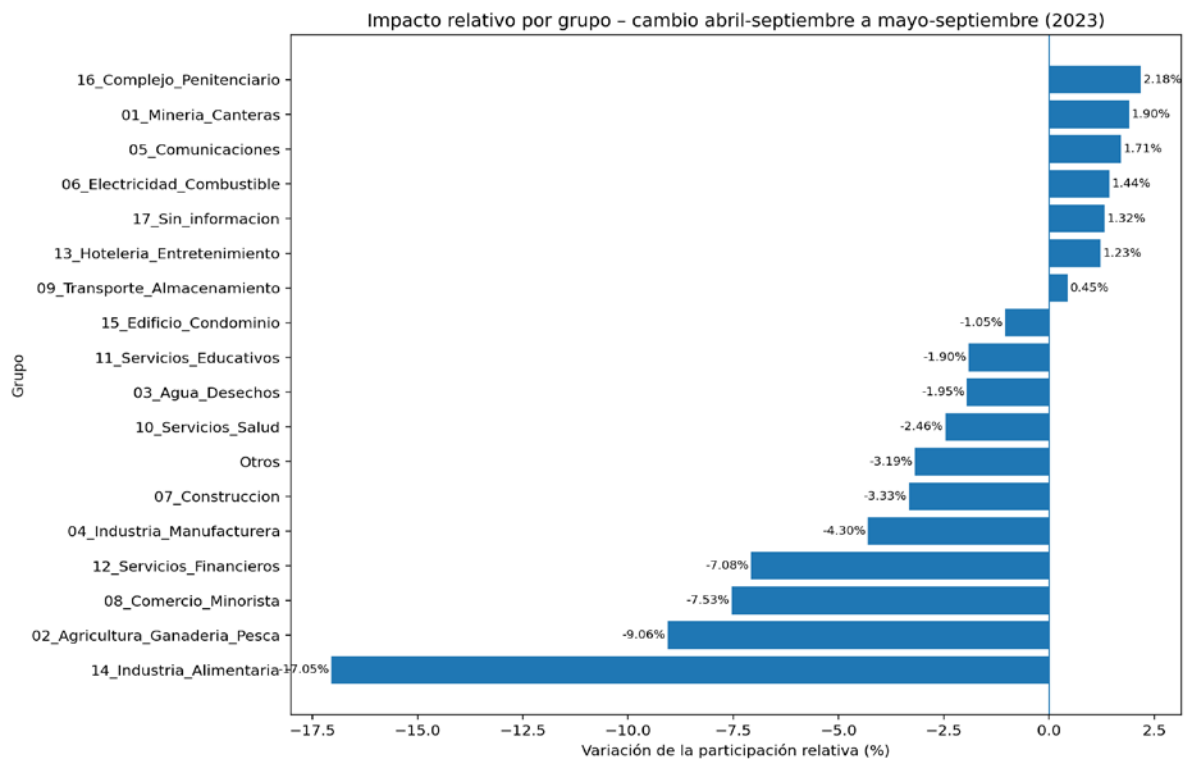


FIGURA 74: IMPACTO RELATIVO DE LA PARTICIPACIÓN DE CADA GRUPO ANTE LA EXCLUSIÓN DE ABRIL, AÑO 2023.

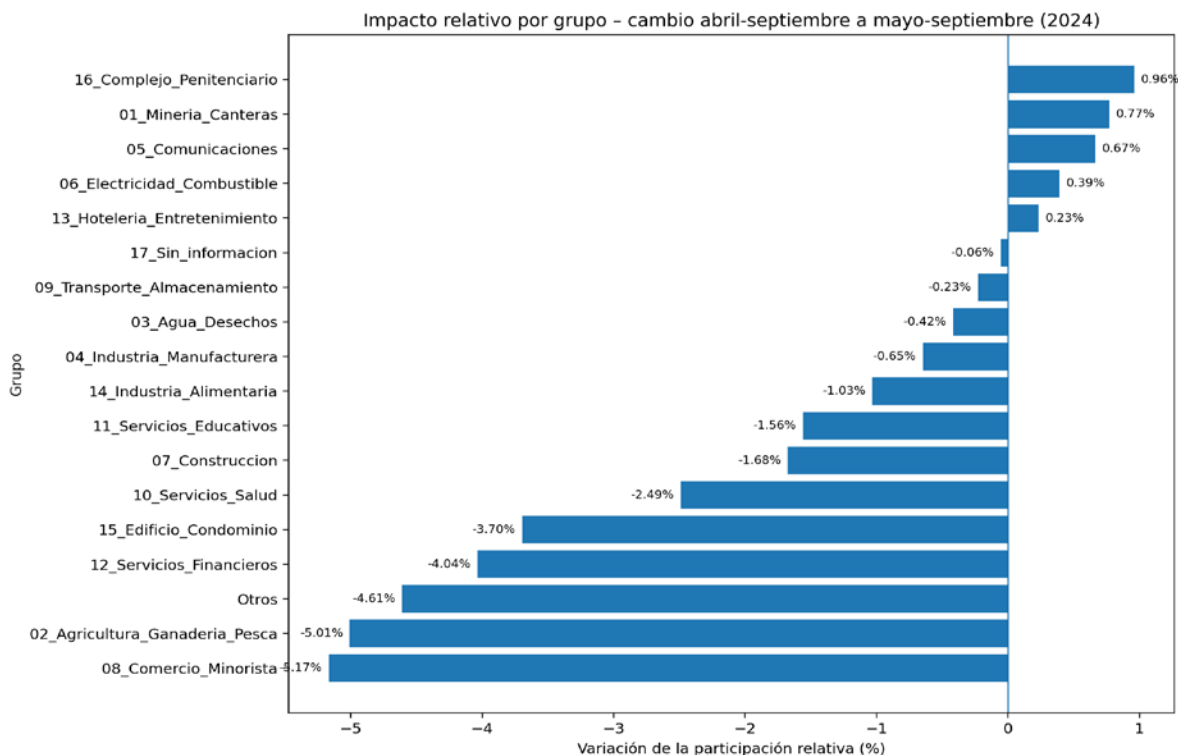


FIGURA 75: IMPACTO RELATIVO DE LA PARTICIPACIÓN DE CADA GRUPO ANTE LA EXCLUSIÓN DE ABRIL, AÑO 2024.

Nótese que los porcentajes anteriores representan impacto relativo en función de la fórmula presentada previamente, es decir, representa el porcentaje de cambio de participación. Además, debe tenerse en cuenta que lo anterior muestra valores promedios por grupo, pero dentro de cada pueden existir beneficiados y perjudicados, pues el cambio depende exclusivamente de su perfil respecto de todo el resto de los clientes. La siguiente tabla presenta para cada año y grupo, el número de empresas considerado²², los indicadores vigente y propuesto (calculado como la suma del promedio de los 52 valores de demanda máximos de cada empresa dentro del periodo de punta vigente y propuesto), el porcentaje de variación del indicador, el porcentaje de participación vigente y propuesto (considerando únicamente el universo de empresas sobre los cuales se realizó el análisis), el cambio en la participación (impacto relativo de la partición) y el porcentaje de empresas beneficiadas dentro de cada grupo.

TABLA 25: IMPACTO POR GRUPO DEL CAMBIO PROPUESTO DE PERIODO DE CONTROL DE PUNTA

año	grupo	Numero empres- as	Indicador vi- gente (MW)	Indicador propuesto (MW)	Variación indicador	participa- cion vi- gente	participa- cion pro- puesto	im- pacto me- dio em- presas	porcen- taje em- presas be- neficiadas
2023	01_Mineria_Canteras	33	2,540	2,533	-0,28%	64,055%	65,272%	1,53%	9%
2023	02_Agricultura_Ganade- ria_Pesca	68	79	71	-11,01%	1,999%	1,818%	-8,64%	54%
2023	03_Agua_Desechos	57	177	170	-4,05%	4,458%	4,371%	-2,07%	42%
2023	04_Industria_Manufacturera	47	315	295	-6,35%	7,945%	7,603%	-3,56%	34%
2023	05_Comunicaciones	13	54	53	-0,46%	1,350%	1,373%	0,36%	38%

²² Se han considerado más empresas de las presentadas en las tablas que no han podido ser clasificadas. El análisis y datos completos se presentan en el Anexo 14.

año	grupo	Numero empres- as	Indicador vi- gente (MW)	Indicador propuesto (MW)	Variación indicador	participa- cion vi- gente	partici- pa- cion pro- puesto	im- pacto me- dio em- presas	porcen- taje em- presas be- neficiadas
2023	06_Electricidad_Combustible	22	38	38	-0,73%	0,957%	0,971%	-0,10%	18%
2023	07_Construccion	7	2	2	-5,40%	0,058%	0,056%	-1,52%	29%
2023	08_Comercio_Minorista	105	241	218	-9,51%	6,088%	5,630%	-8,21%	69%
2023	09_Transporte_Almacena- miento	31	136	134	-1,70%	3,442%	3,457%	-0,91%	42%
2023	10_Servicios_Salud	14	19	18	-4,55%	0,485%	0,473%	-1,95%	64%
2023	11_Servicios_Educativos	19	12	11	-4,00%	0,293%	0,287%	-2,28%	47%
2023	12_Servicios_Financieros	4	2	2	-9,07%	0,060%	0,056%	-10,19%	75%
2023	13_Hotelaria_Entreteni- miento	7	5	5	-0,94%	0,115%	0,116%	1,28%	14%
2023	14_Industria_Alimentaria	12	58	47	-18,82%	1,466%	1,216%	-6,06%	42%
2023	15_Edificio_Condominio	24	40	39	-3,16%	1,017%	1,006%	-5,36%	75%
2023	16_Complejo_Penitenciario	5	3	3	0,00%	0,087%	0,089%	2,18%	0%
2024	01_Mineria_Canteras	33	2.656	2.650	-0,23%	65,549%	66,054%	0,59%	15%
2024	02_Agricultura_Ganade- ria_Pesca	68	89	83	-5,95%	2,189%	2,080%	-7,10%	65%
2024	03_Agua_Desechos	57	174	172	-1,40%	4,294%	4,277%	-1,75%	46%
2024	04_Industria_Manufacturera	47	306	301	-1,63%	7,549%	7,500%	-2,47%	47%
2024	05_Comunicaciones	13	65	65	-0,33%	1,605%	1,616%	0,05%	46%
2024	06_Electricidad_Combustible	22	39	39	-0,60%	0,967%	0,971%	0,19%	23%
2024	07_Construccion	7	2	2	-2,65%	0,054%	0,053%	-1,25%	43%
2024	08_Comercio_Minorista	105	205	193	-6,11%	5,068%	4,806%	-5,13%	72%
2024	09_Transporte_Almacena- miento	31	144	143	-1,22%	3,562%	3,553%	-0,64%	45%
2024	10_Servicios_Salud	14	19	19	-3,46%	0,479%	0,467%	-2,01%	79%
2024	11_Servicios_Educativos	19	12	12	-2,54%	0,303%	0,298%	-1,90%	42%
2024	12_Servicios_Financieros	4	2	2	-4,99%	0,061%	0,059%	-5,69%	50%
2024	13_Hotelaria_Entreteni- miento	7	5	5	-0,76%	0,119%	0,119%	0,17%	43%
2024	14_Industria_Alimentaria	12	49	48	-2,01%	1,208%	1,195%	-0,31%	33%
2024	15_Edificio_Condominio	24	40	38	-4,65%	0,983%	0,947%	-4,66%	83%
2024	16_Complejo_Penitenciario	5	4	4	-0,04%	0,090%	0,091%	0,94%	0%

El cambio beneficia principalmente a los grupos cuya demanda de punta disminuye con mayor intensidad al excluir abril. Destacan Comercio Minorista, Agricultura–Ganadería–Pesca, Servicios Financieros y Edificios–Condominios, que reducen su participación relativa y presentan altos porcentajes de empresas beneficiadas. En contraste, Minería y Complejos Penitenciarios prácticamente no reducen su indicador, por lo que aumentan su participación relativa y resultan mayoritariamente perjudicados.

Además, se observa que el comportamiento dentro de cada grupo no es uniforme. Un resultado agregado favorable no significa que todas sus empresas se beneficien: por ejemplo, en 2023 la Industria Alimentaria reduce su indicador en 18,82%, pero solo el 42% de sus empresas resulta beneficiado, lo que sugiere que el resultado está impulsado por algunas empresas de mayor tamaño. Del mismo modo, los porcentajes de beneficiados varían ampliamente dentro de los grupos y entre años, evidenciando una importante heterogeneidad en los perfiles de consumo.

Finalmente, se debe tener en consideración que el análisis anterior asume que los clientes no modifican su patrón de consumo, por alguna otra variable como puede ser cambio en el precio del diésel, en el precio de la energía eléctrica, su sistema productivo u otro.

7 Bibliografía

- [1] Narvik, «Informe Final Estudio análisis y determinación de horario de punta en el Sistema Eléctrico Nacional ID 610-4-LE18,» 2018.
- [2] R. Billinton y R. N. Allan, Reliability evaluation of power systems, Springer Science & Business Media, 1996.
- [3] IEEE Power Engineering Society, «Probability analysis of power system reliability: Tutorial course,» *IEEE Publications*, Vols. %1 de %2IEEE Publication No. 71M30-PWR, 1971.
- [4] North American Electric Reliability Corporation (NERC), «Probabilistic Assessment Guideline,» *NERC Publications*, 2022.
- [5] European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E), «Mid-term Adequacy Forecast 2023,» *ENTSO-E Publications*, 2023.
- [6] Federal Energy Regulatory Commission (USA), «Resource adequacy requirements: Reliability and economic consultant report,» 2013. [En línea]. Available: <https://www.ferc.gov/sites/default/files/2020-05/02-07-14-consultant-report.pdf>.
- [7] Ofgem (UK), «Electricity Capacity Assessment Report 2023,» *Office of Gas and Electricity Markets publications*, 2023.
- [8] Australian Energy Market Operator (AEMO), «Electricity Statement of Opportunities,» *AEMO Publications*, 2023.
- [9] Ember, «Chile surpasses 40% wind and solar for the first time in December,» 2025. [En línea]. Available: <https://ember-energy.org/latest-updates/chile-surpasses-40-wind-and-solar-for-the-first-time-in-december/>.
- [10] Electric Reliability Council of Texas (ERCOT), «Capacity, Demand, and Reserves Report,» *ERCOT Publications*, 2024.
- [11] Ministerio de Energía, Chile, «Planificación Energética de Largo Plazo,» 2025. [En línea]. Available: <https://energia.gob.cl/pelp>.
- [12] N. Atkinson, T. Vial y A. M. Mandujano, «Renewable Energy 2024 - Chile Trends and Developments. Practice Guides,» Chambers and partners, 2024. [En línea]. Available: <https://practiceguides.chambers.com/practice-guides/renewable-energy-2024/chile/trends-and-developments>.
- [13] Y. Zhou, P. Mancarella y J. Mutale, «Framework for capacity credit assessment of electrical energy storage and demand response,» *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 12, nº 9, pp. 2267-2276, 2018.
- [14] R. Billinton y W. Wangdee, «Reserve assessment of bulk electric systems containing large wind farms,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 20, nº 2, pp. 1259-1267, 2005.
- [15] International Energy Agency (IEA), «Denmark - Countries & Regions,» 2024. [En línea]. Available: <https://www.iea.org/countries/denmark>.
- [16] B. Hasche, A. Keane y M. O'Malley, «Capacity value of wind power, calculation, and data requirements: the Irish power system case,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 26, nº 1, pp. 420-430, 2011.
- [17] Empresa de Pesquisa Energética (EPE), «Plano Decenal de Expansão de Energia 2032,» *Ministerio de Minas y Energía, Brasil*, 2023.
- [18] National Grid ESO (UK), «Electricity Capacity Report 2023,» *National Grid publications*, 2023.

- [19] R. Doherty y M. O'Malley, «Reliability assessment of bulk electric systems containing large wind farms,» *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 29, nº 7, pp. 557-565, 2007.
- [20] A. Keane, M. Milligan, C. J. Dent, B. Hasche, C. D'Annunzio, K. Dragoon y M. O'Malley, «Capacity value of wind power,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 26, nº 2, pp. 564-572, 2011.
- [21] J. D. Kueck, B. J. Kirby, P. N. Overholt y L. C. Markel, «Part 4 Loss of Load Probability: A Historical Perspective,» *Measurement Practices for Reliability and Power Quality: A Toolkit of Reliability Measurement Practices*, 2004.
- [22] K. Dragoon y M. Milligan, «Assessing wind integration costs with dispatch models: A case study,» de *Windpower 2003 Conference*, Austin, Texas, USA, 2003.
- [23] P. Giorsetto y K. F. Utsurogi, «Development of a new procedure for reliability modeling of wind turbine generators,» *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. 2, pp. 134-143, 1983.
- [24] M. Milligan y K. Porter, «Determining the capacity value of wind: An updated survey of methods and implementation,» *National Renewable Energy Laboratory publications*, Vols. %1 de %2NREL/CP-500, nº 43433, 2008.
- [25] I. J. Pérez-Arriaga y C. Batlle, «Impacts of intermittent renewables on electricity generation system operation,» *Economics of Energy & Environmental Policy*, vol. 1, nº 2, pp. 3-17, 2012.
- [26] C. D'Annunzio y S. Santoso, «Noniterative method to approximate the effective load carrying capability of a wind plant,» *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 23, nº 2, pp. 544-550, 2008.
- [27] California Independent System Operator (CAISO), «2023 Summer Loads and Resources Assessment,» *CAISO Publications*, 2023.
- [28] Coordinador Eléctrico Nacional, Chile, «Estadísticas de Operación del Sistema Eléctrico Nacional,» 2024. [En línea]. Available: <https://www.coordinador.cl>.
- [29] N. I. Osés y D. Watts, «Análisis espacio-temporal de la generación agregada de proyectos eólicos en los sistemas eléctricos en Chile,» *Tesis para optar al grado de Magister en Ciencias de la Ingeniería. Pontificia Universidad Católica de Chile*, 2015.
- [30] M. I. Osses y R. Palma, «Estudio del potencial de completitud existente en la producción de energía eléctrica mediante fuentes renovables en Chile,» *Memoria para optar al título de ingeniero civil eléctrico. Universidad de Chile*, 2022.
- [31] T. I. Gómez y R. Rondanelli, «Identificación de patrones de gran escala conducentes a la formación de condiciones de río atmosférico en Chile continental,» *Tesis para optar al grado de magíster en meteorología y climatología. Universidad de Chile*, 2022.
- [32] D. A. Silva y C. Aguirre, «Caracterización de la evolución de la surgencia costera en Chile, mediante el análisis de tendencias de viento y temperatura superficial del mar,» *Memoria del proyecto para optar al título de Ingeniero Civil Oceánico. Universidad de Valparaíso*, 2019.
- [33] Generadoras de Chile A.G., «Boletines Mensuales,» Julio 2025. [En línea]. Available: <https://generadoras.cl/category/boletines-mensuales/>.
- [34] Asociación Chilena de Energías Renovables y Almacenamiento A.G., «Estadísticas. Sector de generación de energía eléctrica renovable,» Julio 2025. [En línea]. Available: <https://cdn.acera.cl/wp-content/uploads/2025/09/2025-07-Boletin-Estadisticas-ACERA.pdf>.

- [35] M. M. Islam, T. Yu, G. Giannoccaro, Y. Mi, M. La Scala, M. R. Nasab y J. Wang, «Improving Reliability and Stability of the Power Systems: A Comprehensive Review on the Role of Energy Storage Systems to Enhance Flexibility,» *IEEE Topical Review*, 2024.
- [36] Ministerio de Energía, Chile, «Estrategia nacional de electro-movilidad,» 2021.
- [37] ECCO International, «Propuesta de diseño de un mercado mayorista de energía, servicios complementarios y capacidad basado en ofertas en Chile,» Informe realizado para el Coordinador Eléctrico Nacional, Chile, 2024.
- [38] L. R. Atkeson y R. M. Álvarez, *The Oxford Handbook of Polling and Survey Methods*, Oxford University Press, 2015.
- [39] Instituto Nacional de Estadísticas, Chile, «Encuesta de microemprendimiento 2017. Diseño muestral,» 2017.
- [40] C. Wolf, D. Joye, T. W. Smith y Yang-chih Fu, *The SAGE Handbook of Survey Methodology*, SAGE Publications Ltd, 2016.
- [41] Centro de Estudios Públicos, «Manual de usuario Encuesta CEP,» 2025.
- [42] L. A. y. R. Álvarez, *The Oxford Handbook of Polling and Survey Methods*, Oxford University Press, 2015.
- [43] C. E. Nacional, «Reporte anual de desempeño del SEN,» [En línea]. Available: <https://www.coordinador.cl/reportes/documentos/reportes-anual-de-desempeno-del-sen/>. [Último acceso: 2025].
- [44] Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, «Decreto con Fuerza de Ley 4/20018,» 05 Febrero 2007. [En línea]. Available: <https://bcn.cl/32RcDQ>.
- [45] Ministerio de Energía, Chile, «Fija listado de instalaciones de transmisión zonal de ejecución obligatoria, necesarias para el abastecimiento de la demanda,» DE 418-17, 04 Agosto 2017. [En línea].
- [46] Superintendencia de Electricidad y Combustibles, Chile, «Oficio ordinario electrónico N°227259,» Informa interpretación administrativa que indica, 22 Mayo 2024. [En línea].
- [47] Ministerio de Energía, Chile, «Establece un nuevo sistema de transmisión eléctrica y crea un organismo coordinador independiente del sistema eléctrico nacional,» Ley N° 20.936, 20 Julio 2016. [En línea]. Available: <https://bcn.cl/3gqia>.
- [48] Coordinador Eléctrico Nacional, Chile, «Minuta reasignación de ingresos tarifarios por art. 114°bis DFL N°4,» Revisión 4. [En línea]. [Último acceso: Julio 2025].
- [49] Ministerio de Energía, Chile, «Aprueba reglamento de calificación, valorización, tarificación y remuneración de las instalaciones de transmisión,» DE 010-19, 13 Junio 2020. [En línea]. Available: <https://bcn.cl/3le9s>.
- [50] Coordinador Eléctrico Nacional, Chile, «Informe cálculo definitivo de potencia de suficiencia de las centrales generadoras del sistema eléctrico nacional año 2024,» 2025.
- [51] Söder, L., «Simulation of wind speed forecast errors for operation planning of multiarea power systems,» *International IEEE Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems*, pp. 723-728, 2004.
- [52] G. Heynes, «Renewables supply 100% of South Australia's electricity demand for almost a third of 2024,» PV-Tech, 2025. [En línea]. Available: <https://www.pv-tech.org/renewables-supply-100-of-south-australias-electricity-demand-for-almost-a-third-of-2024/>.

- [53] EirGrid (Ireland), «Generation Capacity Statement 2023-2032,» *EirGrid Group publications*, 2023.
- [54] C. Ludeña y D. Ryfisch, «Chile: Mitigación y Adaptación al Cambio Climático,» *Documentos Banco Interamericano del Desarrollo. División de Cambio Climático y Sostenibilidad*, 2015.
- [55] J. C. Castilla, F. J. Meza, S. Vicuña, P. A. Marquet y J. P. Montero, *Cambio climático en Chile. Ciencia, mitigación y adaptación*, Ediciones Universidad Católica de Chile, 2019.
- [56] F. Pinto, «Cambio climático en Chile: del desafío global a la oportunidad local,» *Friedrich Ebert Stiftung Chile*, 2019.
- [57] F. Santibáñez, «El cambio climático y los recursos hídricos de Chile. La transición hacia la gestión del agua en los nuevos escenarios climáticos de Chile,» Informe realizado para el Ministerio de Agricultura. Oficina de Estudios y Políticas Agrarias, 2016.
- [58] Z. Shen y M. Ritter, «Forecasting volatility of wind power production,» *Elsevier Applied Energy*, vol. 176, pp. 295-308, 2016.
- [59] J. Carvalho, U. B. Schwartz y C. Borges, «Copula based model for representation of hybrid power plants in non-sequential Monte Carlo reliability evaluation,» *Elsevier Sustainable Energy, Grids and Networks*, vol. 35, nº 101077, 2023.

8 Anexos²³

8.1 Anexo 1: Normas en materias de potencia establecidas en reglamentos, normas técnicas y decretos tarifarios

8.2 Anexo 2: Presentación a Clientes Libres

8.3 Anexo 3: Base muestral encuesta clientes libres

8.4 Anexo 4: Encuesta a aplicar a clientes libres

8.5 Anexo 5: Resultados encuesta

8.6 Anexo 6: Análisis Demanda Máxima Clientes

8.7 Anexo 7: Análisis exposición grupos clientes

8.8 Anexo 8: Análisis precio diésel y medidas

8.9 Anexo 9: Modelo e inputs de simulación

8.10 Anexo 10: Resultados de las simulaciones

8.11 Anexo 11: Resultados de la aplicación del algoritmo y sensibilidades

8.12 Anexo 12: Parámetros del algoritmo y sensibilidades aplicadas

8.13 Anexo 13: Ejemplo algoritmo simplificado

8.14 Anexo 14: Análisis de impacto clientes del cambio propuesto en el periodo de control de punta

²³ Los anexos que contienen información relativa a los agentes encuestados se publican de forma parcial, con el objeto de resguardar información confidencial o comercialmente sensible.