



CENTRO DE ENERGÍA
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y
MATEMÁTICAS
UNIVERSIDAD DE CHILE
Dirección: Av. Tupper 2007,
Santiago
Contacto: Myriam Reyes
Email: mreyes@centroenergia.cl
Fono: +56 2 9784203.

Análisis Costo/Beneficio de los Pequeños Medios de Generación Distribuida

Informe final

ACERA

Junio 2019



Equipo de trabajo: Marcelo Matus,
Carlos Benavides, Rodrigo Sepúlveda,
Erick Sierra, Juan Pablo San Martín,
Sebastián Gwinner.



Centro de Energía
Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas
Universidad de Chile

Junio 2019, Santiago, Chile.

Contenido

1	Introducción	4
2	Objetivos	7
2.1	Objetivo General	7
2.2	Objetivos específicos.....	7
2.2.1	Objetivo específico 1	7
2.2.2	Objetivo específico 2	7
2.2.3	Objetivo específico 3	7
3	Metodología y resultados	8
3.1	Estimación de beneficios y costos.....	8
4	Cuantificación de beneficios	11
4.1	Energía generada por tipo de tecnologías	11
4.2	Costos de operación.....	12
4.3	Costos marginales	12
4.4	Emisiones de gases de efecto invernadero	14
4.5	Otros impactos	14
5	Cuantificación de costos.....	16
5.1	Costos asociados a SSCC.	16
5.2	Operación a mínimo técnico	16
5.3	Costos partida y detención.....	20
5.4	Costos de mecanismo de precio estabilizado	21
6	Resumen beneficios y costos	25
7	Tasa óptima de penetración.....	26
8	Bibliografía	36

Resumen ejecutivo

El objetivo general del estudio es hacer un análisis general de los costos y beneficios que los PMGD y PMG han producido en el sistema eléctrico chileno. La metodología para estimar los beneficios y costos se realiza mediante la simulación de la operación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) para el año 2019. Se simula la operación del SEN con los PMGD y PMG actualmente en operación y que podrían entrar en operación durante el año 2019 (Escenario Base) y se comparan los resultados con la simulación de la operación del SEN sin PMGD y PMG (Escenario sin PMGD/PMG).

A partir de las simulaciones se estiman los siguientes beneficios anuales (año 2019) del Escenario Base en comparación con el Escenario sin PMGD/PMG: 1) Disminución de la generación a carbón en 8,7%; 2) disminución de pérdidas del sistema de transmisión en 43 GWh, lo cual equivale aproximadamente a 4,2 millones US\$; 3) Disminución del costo variable de operación en 138 millones US\$; 4) disminución de los costos marginales entre 0,2 US\$/MWh y 6,5 US\$/MWh para un conjunto de barras seleccionadas; 5) disminución de la valorización de los retiros de energía en 139 millones US\$; 6) Disminución las emisiones de gases de efecto invernadero en 1,5 millones de tCO_{2e}, las cuales valorizadas al precio social equivale a 49 millones de US\$; 7) aumento de inversión asociada al desarrollo de proyectos PMGD/PMG equivalente a 1485 millones US\$. Otros beneficios identificados pero no cuantificados son la disminución de las pérdidas de distribución, reducción de emisiones locales, potenciales mejoras en la calidad de suministro y eventuales adelantamientos de inversión en distribución. Por otra parte, se evalúan los siguientes costos anuales del Escenario Base en comparación con el Escenario sin PMGD/PMG: 1) Incremento de los requerimientos de reserva secundaria entre 4,7 MW y 72,1 MW dependiendo del bloque horario, cuya valorización se estima en 13 millones US\$; 2) Incremento de 13.420 horas en operación a mínimo técnico centrales termoeléctricas, lo cual provoca un aumento del costo variable de operación en 7,6 millones de US\$; 3) Incremento de los costos de partida y detención en 0,7 millones US\$; 4) Costo del mecanismo de precio estabilizado estimado en 9,5 millones US\$.

Finalmente, en el estudio se realiza un análisis conceptual para determinar la tasa óptima de penetración de generación distribuida, el cual propone la consideración de variables económicas, sociales, medioambientales y técnicas. Por el lado económico, se propone que se debería determinar el conjunto óptimo de generación que satisface la demanda y que minimizan el costo de operación e inversión en nuevas centrales, inversión en transmisión e inversión en distribución. Desde el punto de vista técnico, se presentan antecedentes nacionales e internacionales de restricciones técnicas (capacidad de transformación, niveles de tensión, etc.) que podrían limitar los niveles de penetración de generación distribuida. Finalmente, desde el punto de vista socio-ambiental, se sugiere analizar la contribución de la generación distribuida al cumplimiento de las metas actuales de mitigación del cambio climático o metas más ambiciosas como la meta de avanzar hacia a emisiones netas igual a cero hacia el año 2050 recientemente anunciada por el actual gobierno.

1 Introducción

ACERA es la Asociación Chilena de Energías Renovables y Almacenamiento A.G., y actualmente es la organización que representa los intereses de la mayoría de las empresas del sector de las Energías Renovables No Convencionales (ERNC) que desarrollan actividades en Chile en las diferentes etapas de la cadena de valor de esta industria, en todas las tecnologías que la ley define como ERNC y en el ámbito de los sistemas de almacenamiento de energía.

Como es de público conocimiento, ACERA ha sido desde hace años un protagonista en la discusión pública sobre el desarrollo energético del país. Desde la primera ley de diversificación de la matriz energética, aprobada en 2008, esta asociación ha aportado con estudios y propuestas técnicas, económicas y de sustentabilidad, para mostrar los beneficios del desarrollo masivo de las Energías Renovables No Convencionales (ERNC) el país. A lo anterior, desde 2018, agregó su foco al desarrollo de los sistemas de almacenamiento de energía. En los últimos años, ACERA ha participado activamente en todas las instancias de discusión y diseño de la actual Política de Energía. Asimismo, ha aportado con la experiencia y conocimiento del gremio de las ERNC en las mesas de discusión de los reglamentos y normas que se han promulgado o que, a la fecha, se encuentran en proceso de elaboración.

Entre los diversos actores que componen mercado eléctrico existe el segmento de los pequeños medios de generación. Estas instalaciones se caracterizan porque pueden inyectar excedentes de potencia de hasta 9 MW y, además, tienen libertad para gestionar su operación (autodespacho). Dependiendo del punto del sistema eléctrico en el cual se conecten estas instalaciones, existen dos categorías:

- Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD): Centrales conectadas en líneas de distribución.
- Pequeños Medios de Generación (PMG): Centrales conectadas en líneas de transmisión nacional, zonal o sistemas dedicados.

El artículo 91° de la Ley General de Servicios Eléctrico, estipula que se debe reglamentar el procedimiento para la determinación de precios y los mecanismos de estabilización de precios, aplicables a la energía inyectada por medios de generación cuyos excedentes de potencia suministrables al sistema eléctrico no superen los 9.000 kilowatts.

En cumplimiento de ello, mediante el Decreto Supremo N°244 (DS 244), publicado en el Diario Oficial el 17 de enero de 2006, se aprobó el "Reglamento para Medios de Generación no Convencionales y Pequeños Medios de Generación Establecidos en la Ley General de Servicios Eléctricos", normando, entre otras materias, la forma de remuneración de los pequeños medios de generación, estableciendo para ellos ya sea la opción de vender su

energía al costo marginal instantáneo o bien bajo el régimen de Precio Estabilizado. Una vez seleccionado el régimen tarifario, se exige la permanencia de al menos 4 años en él.

Por un lado, el Costo Marginal (CMg) corresponde al Costo Variable de la última unidad de generación que se requiere operar para otorgar un MW adicional al sistema. Por su naturaleza, este costo varía de manera instantánea y puede presentar variaciones relevantes en cortos periodos de tiempo. Por otra parte, el Precio Estabilizado corresponde al Precio Nudo de Corto Plazo de la Energía (PNCP), fijado semestralmente por la Comisión Nacional de Energía. De forma resumida, este costo corresponde al promedio de los costos marginales proyectados para un periodo de 4 años. A diferencia del Costo Marginal del sistema, el Precio Estabilizado presenta una menor variabilidad, otorgando mayor certeza para los generadores respecto del precio al que se remunerarán sus inyecciones de energía.

Mediante la incorporación del Precio Estabilizado se buscó mitigar los efectos de la volatilidad de los CMg. Lo anterior permite reducir el riesgo de los ingresos por ventas de energía para los PMG/PMGD que, por su tamaño, se ven enfrentados a barreras adicionales para lograr la firma de contratos de venta de energía. De esta forma, los desarrolladores de proyectos de generación distribuida ven mejoradas significativamente las condiciones para la obtención de financiamiento.

En el mes de abril de 2019, el Ministerio de Energía en conjunto con la Comisión Nacional de Energía, presentaron a la industria los elementos conceptuales para la modificación del DS N°244/2005 en diversos aspectos, entre los cuales se incluye la forma de determinación del Precio Estabilizado. A este respecto, la autoridad propone ajustar el precio estabilizado a las variaciones que el CMg presenta durante el día, mediante la incorporación de bloques horarios de precios que se hagan cargo de dichas fluctuaciones.

Según la información disponible públicamente proporcionada por el Ministerio de Energía y la CNE, ACERA entiende que no existen análisis recientes relativos a los costos y beneficios de la generación distribuida para el sistema eléctrico, ni tampoco se cuenta con antecedentes que den luces de cuál sería la capacidad óptima de generación distribuida que maximiza los beneficios para el sistema. Con ese fin, ACERA encargó un estudio al Centro de Energía de la Universidad de Chile, cuyo objetivo general es realizar un análisis de los costos y beneficios que ha tenido la introducción de PMGD y PMG y determinar la capacidad óptima de PMGD que maximizaría los beneficios para el sistema.

Este documento corresponde al Informe Final del estudio “Análisis Costo/Beneficio de los Pequeños Medios de Generación Distribuida” que ha sido licitado por ACERA y desarrollado por el Centro de Energía de la Universidad de Chile.

2 Objetivos

2.1 Objetivo General

El objetivo general del estudio es hacer un análisis general de los costos y beneficios que la generación distribuida, en particular, los PMGD y PMG han producido en el sistema eléctrico chileno, así como también estimar un valor de penetración óptima para este subsegmento.

2.2 Objetivos específicos

2.2.1 Objetivo específico 1

El Estudio tiene como objetivo específico la estimación de los siguientes beneficios que la industria PMGD genera al sistema eléctrico:

- Efectos en el sistema de transmisión, tales como disminución de pérdidas u otros.
- Disminución del Costo Marginal y un breve análisis de lo que esto implica para el funcionamiento del mercado eléctrico.
- Aumento en desarrollo de inversiones en el país.
- Disminución de emisiones de CO₂.
- Adelantamiento de inversiones en distribución y beneficios en calidad de servicio de distribución.

2.2.2 Objetivo específico 2

El Estudio tiene también como objetivo la estimación de los siguientes costos que la industria PMGD genera al sistema eléctrico:

- Costos asociados a Servicios Complementarios (SSCC).
- Costos mínimos técnicos.
- Costos partida/parada máquinas térmicas.
- Costos/Beneficios por diferencia entre Costo Marginal y Precio estabilizado.

2.2.3 Objetivo específico 3

Finalmente, basado en un análisis conceptual simplificado, el Estudio tiene como objetivo específico determinar la tasa óptima de penetración de generación distribuida para el sistema eléctrico chileno que maximizaría los beneficios para el Sistema Eléctrico Nacional.

3 Metodología y resultados

En los siguientes párrafos se resumen las actividades desarrolladas para el cumplimiento de los objetivos trazados.

3.1 Estimación de beneficios y costos

La metodología para estimar los beneficios y costos de los PMDG se realiza mediante la simulación de la operación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) para un año completo de evaluación (año 2019). Se simula la operación del SEN con los PMGD/PMG actualmente en operación y que podrían entrar en operación durante el año 2019 (Escenario Base) y se compararán los resultados con la simulación de la operación del SEN sin PMGD/PMG (Escenario sin PMGD/PMG). El Escenario sin PMGD/PMG es un escenario ficticio en el cual se analiza la operación del SEN suponiendo que no se hubieran instalado los proyectos PMGD y PMG. La capacidad que no aportan los proyectos PMGD/PMG no es reemplazada por capacidad instalada de otra tecnología.

La simulación de la operación del SEN se realizó considerando el modelo de coordinación hidrotérmica PLP y el modelo de predespacho PCP. El modelo PLP resuelve la operación bajo incertidumbre hidrológica, optimizándose la operación esperada de un conjunto de escenarios hidrológicos construidos en base a la actual estadística de afluentes utilizada por el Coordinador. Específicamente para este estudio se utilizan 57 escenarios hidrológicos. El consultor utiliza la misma base de datos del PLP que utiliza el Coordinador Eléctrico Nacional para realizar la programación diaria de las centrales. Las simulaciones con el modelo PLP se realizarán para el Escenario Base y el Escenario sin PMGD.

Una vez definidas las políticas de operación de los embalses con el modelo PLP, se realizaron las simulaciones con detalle horario y restricciones de pre-despacho o *unit commitment*. El consultor utilizó el modelo de predespacho PCP. Dicho modelo tiene representadas las restricciones de operación más relevantes para analizar escenarios de alta penetración de energías renovables y replicar/emular la programación diaria que realiza el Coordinador.

La simulación con el modelo PCP se realizó para una hidrología representativa del año 2019 (se supone una hidrología media-seca). Algunas de las características y restricciones representadas en el modelo PCP son las siguientes:

- Costos asociados al arranque y detención de unidades.
- Potencias de mínimo técnico.
- Balance nodal de demanda por barra (modelo multinodal).
- Balances hidráulicos para centrales de embalse, serie y pasada. Se representa la red hidráulica de las principales cuencas.
- Flujos DC por líneas de transmisión. El modelo tiene una representación multinodal.
- Pérdidas por líneas de transmisión.

- Restricciones para modelar el Control Secundario y Primario de Frecuencia. Se representan las restricciones por unidad y a nivel sistémico (co-optimización de despacho de generación y reserva).
- Modelación de otros sistemas de almacenamiento distintos de centrales hidroeléctricas de embalse (baterías, centrales CSP, centrales de bombeo, etc.).
- Otras restricciones (tiempos mínimos de operación y fuera de servicios, gradientes, etc.)

Las emisiones de gases de efecto invernadero de las centrales termoeléctricas se calculan a partir los consumos específicos, poderes caloríficos y factores de emisión de las guías IPCC 2006, de manera similar a como se cuantifican las emisiones en el Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero que elabora el Ministerio de Medio Ambiente. Para valorizar estas emisiones se utiliza el precio social de 0,823 UF/tCO₂ (o equivalentemente 32 US\$/tCO₂¹) usado por el Ministerio de Desarrollo Social para evaluar el impacto de los proyectos financiados con fondos públicos.

La base de datos de proyectos PMDG/PMG se obtiene del catastro de proyecto de la CNE². Adicionalmente, se consideran los proyectos en construcción y evaluación que podrían entrar en operación durante el año 2019 (listado realizado a partir de resolución de proyectos en construcción de la CNE del mes de marzo).

Los proyectos PMGD/PMG son agrupados y asignados en las distintas barras del Sistema de Eléctrico Nacional representadas en el modelo PLP y PCP. Las barras modeladas están en niveles de tensión de 500 kV, 220 kV, 154 kV, 110 kV y hasta 66 kV. Para los proyectos PMGD eólicos y solares se utilizarán perfiles de generación horarios estimados de acuerdo a su ubicación geográfica. La evaluación solo considerará el impacto de PMGD/PMG con tecnología renovable. No se consideraron en la evaluación los PMGD/PMG asociados a unidades diésel debido a que estas se remuneran principalmente por los ingresos por potencia de suficiencia.

La siguiente figura describe el esquema de simulación a realizar.

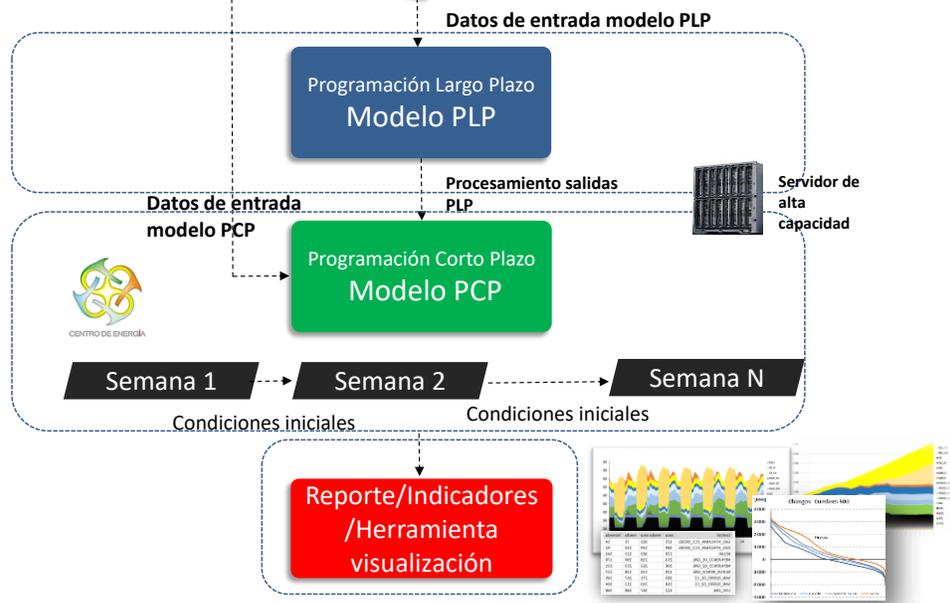
¹ Fuente: <http://sni.ministeriodesarrollosocial.gob.cl/download/precio-social-co2-2017/?wpdmdl=2406>. Valor UF=27.762, valor dólar US\$=698 CLP\$ (revisión 22 de mayo de 2019)

² Fuente: <https://www.cne.cl/estadisticas/electricidad/> (última visita realizada en mayo 2019)

1. Datos de entrada



2. Simulación



3. Reporte

Figura 1: Metodología desarrollada por el Centro de Energía de la Universidad de Chile.

4 Cuantificación de beneficios

A partir de los resultados de las simulaciones (Escenario Base y Escenario sin PMGD) se estiman los beneficios que se describen a continuación.

4.1 Energía generada por tipo de tecnologías

La siguiente tabla muestra la generación neta por tipo de tecnología para el Escenario Base y el Escenario sin PMGD/PMG.

Tabla 1: Generación neta por tipo de tecnología, escenarios Base y sin PMG/PMGD en GWh. En la columna Escenario Base los números entre paréntesis representan la generación estimada en PMGD/PMG.

Tecnología	Caso Base	Caso Sin PMGD	Variación	Variación %
Carbón	27.267	29.641	2.374	8,7%
Gas Natural	6.485	6.944	459	7,1%
Diésel	16	56	39	244,7%
Fuel Oil	7	3	-4	-58,2%
GLP	1	1	0	-25,4%
Hidráulica Embalse	12.161	12.128	-33	-0,3%
Hidráulica Pasada	12.871	12.875	5	0,0%
Mini hidro	1.260 (1.113)	147	-1.113	-88,3%
Biogás	329 (199)	131	-199	-60,3%
Biomasa	2.492 (273)	2.219	-273	-11,0%
Cogeneración	806	820	15	1,8%
Geotérmica	293	293	0	0,0%
Eólica	5.009 (123)	4.886	-123	-2,4%
Solar CSP	223	223	0	0,0%
Solar FV	6.563 (1.105)	5.458	-1.105	-16,8%
Total general	75.783	75.826	43	0,06%

El Escenario Base disminuye la generación a carbón en 8,7%.

La disminución de pérdidas del sistema de transmisión equivale a 43 GWh, lo cual equivale aproximadamente a 4,2 millones de US\$ anuales (valorizando la energía al precio medio de mercado del SEN de acuerdo a la fijación de Abril de 2019, la cual tiene un PMM de 69,083 \$/kWh). Debido a que la generación distribuida puede ubicarse cerca de la demanda dentro de los sistemas de distribución, este tipo generadores también puede provocar una disminución de las pérdidas de distribución si estos se ubican de manera estratégica dentro de la red distribución (Adefarati & Bansal, 2016; Burger, Jenkins, Huntington, & Pérez-Arriaga, 2019). La disminución de pérdidas a nivel de distribución no fue estimada en este estudio.

4.2 Costos variables de operación

La siguiente tabla muestra los costos variables de operación de las unidades térmicas obtenidas partir de los resultados de las simulaciones horarias. Estos costos de operación no incluyen los costos de partidas y detención.

Tabla 2: Costos de operación en US\$.

Escenario	Costo de Operación (US\$)
Escenario Base	1.552.600.208
Escenario sin PMGD/PMG	1.691.009.404
Variación	138.409.196
Variación %	8,9%

El Escenario Base disminuye los costos de operación en 138 millones US\$, lo cual equivale a disminución del 8,9%.

La diferencia de costos de partidas y detención se presenta en la sección 5.3

4.3 Costos marginales

La siguiente tabla muestra el promedio y los percentiles 5 y 95 de la diferencia de los costos marginales entre el escenario Base y el escenario sin PMGD/PMG en las principales barras del sistema (Encuentro, Cardones, Polpaico, Charrúa y Puerto Montt). El valor promedio y percentiles se estiman a partir de los costos marginales con resolución horaria para el año completo 2019.

Los resultados muestran que, en promedio, el Escenario Base disminuye los costos marginales entre 0,2 US\$/MWh y 6,5 US\$/MWh para las barras seleccionadas.

Tabla 3: Variación del costo marginal en las principales barras del SEN en US\$/MWh.

Barra	Variación del Costo Marginal		
	P05 (US\$/MWh)	Promedio (US\$/MWh)	P95 (US\$/MWh)
Encuentro	-16,3	0,2	9,7
Cardones	-17,9	0,8	10,0
Polpaico	-6,8	1,2	9,6
Charrúa	-4,0	2,6	9,9
Puerto Montt	-4,8	6,5	49,1

La interpretación del beneficio directo de la reducción de los costos marginales no es del todo explícita. En el Balance de Transferencias de energía existen empresas que realizan inyecciones de energía valorizadas al costo marginal de la barra de inyección y, por otra parte, empresas que realizan retiros de energía valorizadas al costo marginal de la barra de retiro. Las empresas que realizan retiros son aquellas que tienen contratos de suministros con algún cliente (libre o regulado). Para una empresa que se encuentra deficitaria, es decir, sus retiros son menores a sus inyecciones, la reducción del costo marginal tendrá un impacto positivo. Al contrario, para una empresa que se encuentra excedentaria, es decir, sus inyecciones son mayores a sus retiros, la reducción del costo marginal tendrá un impacto negativo en su balance (ambos casos anteriores bajo el supuesto que no existen diferencias significativas entre los costos marginales de las barras de inyecciones y retiros). El beneficio para los clientes finales tampoco es del todo evidente porque va a depender del grado de indexación de los contratos de suministros a los costos marginales.

Desde el punto de vista teórico y de la teoría marginalista que sustenta la operación del mercado chileno de la generación, los costos de operación e inversión en generación se remuneran a través de los ingresos por ventas de energía y pagos por potencia de suficiencia. Por tanto, teóricamente la reducción de los costos marginales debería tener un impacto en los pagos por energía que realizan los clientes finales. La siguiente tabla muestra los retiros a costo marginal para el Escenario Base y el Escenario sin PMGD/PMG.

La tabla a continuación muestra los montos correspondientes al valor de los retiros a costo marginal. El Escenario Base disminuye la valorización de los retiros de energía en 139 millones US\$.

Tabla 4: Estimación de retiros a costo marginal en millones de US\$.

Ítem	Escenario Base (MM US\$)	Escenario sin PMGD/PMG (MM US\$)	Variación (MM US\$)	Variación %
Retiros	4045	4184	139	3,4%

4.4 Emisiones de gases de efecto invernadero

A partir de la variación de la generación con centrales termoeléctricas, se estima la reducción de emisiones de CO_{2e} provocada por la presencia PMGD/PMG.

Tabla 5: Reducción de las emisiones de CO_{2e} por tipo de tecnología.

Combustible	Reducción de emisiones de CO _{2e} (millones ton)
Carbón	1,30
GNL	0,20
Diésel	0,03
Total	1,53

El Escenario Base disminuye las emisiones de gases de efecto invernadero en 1,53 millones de tCO_{2e}.

4.5 Otros impactos

El Escenario Base presenta otros beneficios que se presentan a continuación.

- El beneficio social de reducción de emisiones (considerando un precio social de 32 US\$/tCO₂) equivale alrededor de 49 millones de US\$.
- La reducción de potencia instalada neta en centrales termoeléctricas considerando distintos factores de planta promedio se presenta en la siguiente tabla:

Tabla 6: Reducción de potencia instalada en centrales termoeléctricas según su factor de planta debido a la presencia de PMGD/PMG,

Factor de Planta	Potencia nominal neta (MW)
40%	803
50%	642
60%	535
70%	459
80%	401
90%	357

- El aumento de la inversión debido al desarrollo de proyectos PMGD/PMG se estima a partir de los datos del catastro histórico y costos unitarios de costos de inversión de las distintas tecnologías extraídos del informe final de la Política Energética de Largo Plazo (PELP) del Ministerio de Energía. La inversión en este tipo de tecnologías se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 7: Estimación del costo de inversión en PMGD por tipo de tecnología.

Tecnología	Potencia neta (MW)	Costo inversión unitario (US\$/kW)	Inversión (MMUS\$)
Solar FV	522	898	469
Eólica	72	1.625	117
Mini Hidro	214	3.250	696
Biogás	23	3.500	81
Biomasa	42	2.939	123
Total	873	n/a	1.485

- Reducción de emisiones locales debido a la disminución de la generación termoeléctrica (no estimadas en este estudio).
- Bajo ciertas condiciones la introducción de PMGD podría provocar el adelantamiento de inversiones en distribución debido, por ejemplo, a sobrecargas de conductores o transformadores. El adelantamiento se produce porque estas ampliaciones iban a realizarse de todas formas en el futuro debido al incremento de la demanda.
- La introducción de PMGD podría tener eventuales beneficios en calidad de servicio de distribución. Por ejemplo, la introducción de PMGD podría mejorar los niveles de tensión de consumos ubicados en los extremos de los alimentadores. No obstante, es importante destacar que los límites de voltaje podrían verse afectado en escenarios de alta penetración de generación distribuida.

5 Cuantificación de costos

A partir de los resultados de las simulaciones (Escenario Base y Escenario sin PMGD) se estimarán los siguientes costos.

5.1 Costos asociados a SSCC.

Se estima la variación de los requerimientos de reserva secundaria debido a la introducción de PMGD con generación renovable variable (solar y eólica) y su impacto económico en la operación del sistema. La siguiente tabla muestra los requerimientos de reserva secundaria (en MW) para tres bloques horarios distintos, para el Escenario Base y el Escenario sin PMGD/PMG.

Tabla 8: Requerimientos de reserva secundaria en MW

Escenario	Requerimiento reserva secundaria (MW)		
	Bloque 1 21:00 – 06:59	Bloque 2 07:00–09:59 y 18:00– 20:59	Bloque 3 10:00 – 17:59
Escenario Base	375,0	483,6	368,3
Escenario sin PMGD/PMG	370,3	411,5	305,8
Variación	4,7	72,1	62,5

El Escenario Base incrementa los requerimientos de reserva secundaria entre 4,7 MW y 72,1 MW dependiendo del bloque horario.

El incremento del costo de operación debido al mayor del requerimiento de reserva se estima en aproximadamente 13 millones de US\$. Este costo, dividido por la energía total del sistema, da como resultado un aumento de 0,18 US\$/MWh debido a la presencia de PMGD/PMG.

5.2 Operación a mínimo técnico

A partir de los resultados de las simulaciones se estima la cantidad de horas en operación a mínimo técnico de las centrales termoeléctricas. La siguiente tabla muestra la cantidad de horas en operación a mínimo técnico.

Tabla 9: Número de horas de operación a mínimo técnico para centrales termoeléctricas

Central	Escenario Base (horas)	Escenario sin PMGD (horas)	Variación (horas)
ANDINA	551	32	-519
ANGAMOS_1	715	87	-628
ANGAMOS_2	643	58	-585
BOCAMINA_1	136	416	280
BOCAMINA_2	442	618	176
CAMPICHE	1413	1075	-338
COCHRANE_1	1987	1223	-764
COCHRANE_2	2654	1487	-1167
GUACOLDA_1	2700	1974	-726
GUACOLDA_2	2327	2414	87
GUACOLDA_3	1938	388	-1550
GUACOLDA_4	2574	1175	-1399
GUACOLDA_5	1231	102	-1129
HORNITOS	396	27	-369
MEJILLONES_1	2424	1882	-542
MEJILLONES_2	2732	2297	-435
NUEVA_TOCOPILLA_1	3067	1884	-1183
NUEVA_TOCOPILLA_2	1149	652	-497
NUEVA_VENTANAS	1418	1696	278
SANTA_MARIA	29	4	-25
TARAPACA	51	0	-51
TOCOPILLA_U12	211	21	-190
TOCOPILLA_U14	2955	2503	-452
TOCOPILLA_U15	3649	2503	-1146
VENTANAS_1	5	26	21
VENTANAS_2	859	542	-317
MEJILLONES_3-TG+TV_GNL_A	304	124	-180
NEHUENCO_2-TG+TV_GNL_C	134	81	-53

Central	Escenario Base (horas)	Escenario sin PMGD (horas)	Variación (horas)
NUEVA_RENCA-TG+TV_GNL_A	1215	810	-405
TOCOPILLA_U16-TG+TV_GNL_A	1766	1756	-10
SAN_ISIDRO-TG+TV_GNL_A	181	579	398
Total General	41856	28436	-13420

De la tabla anterior se observa que el Escenario Base incrementa en **13.420** las horas totales de operación a mínimo técnico de centrales termoeléctricas.

A partir de esta información se estimarán los sobrecostos debido a la operación en una zona con un mayor consumo específico. Este sobrecosto se calcula como se muestra a continuación:

$$\text{Sobrecosto}_i = P_{\min_i} \cdot (CV_{\text{mintec}_i} - CV_{\text{nom}_i}) \cdot \text{Horasmintec}_i$$

Donde:

- Sobrecosto_i : Sobrecosto debido a la operación a mínimo técnico de la unidad i .
- P_{\min_i} : Potencia a mínimo técnico de la unidad i .
- CV_{mintec_i} : Costo variable de generación de la unidad i operando a mínimo técnico.
- CV_{nom_i} : Costo variable nominal de generación de la unidad i .
- Horasmintec_i : Horas de operación a mínimo técnico de la unidad i .

Así, en la siguiente tabla se muestra el detalle del cálculo del sobrecosto (medido en US\$) producto de la operación a mínimo técnico.

Tabla 10: Estimación del sobrecosto (en US\$) debido a la operación a mínimo técnico de centrales termoeléctricas.

Central	Escenario Base (US)	Escenario sin PMGD (US)	Variación (US)
ANDINA	368.133	21.380	-346.754
ANGAMOS_1	415.563	50.565	-364.998
ANGAMOS_2	235.187	21.214	-213.973
BOCAMINA_1	223.641	684.078	460.437
BOCAMINA_2	112.613	157.454	44.841
CAMPICHE	1.259.833	958.471	-301.361
COCHRANE_1	1.436.850	884.382	-552.468
COCHRANE_2	1.918.763	1.075.057	-843.706

Central	Escenario Base (US)	Escenario sin PMGD (US)	Variación (US)
GUACOLDA_1	925.080	676.336	-248.744
GUACOLDA_2	936.290	971.295	35.005
GUACOLDA_3	1.157.703	231.780	-925.923
GUACOLDA_4	1.121.457	511.932	-609.525
GUACOLDA_5	1.521.380	126.061	-1.395.320
HORNITOS	200.369	13.662	-186.707
MEJILLONES_1	789.688	613.116	-176.572
MEJILLONES_2	1.659.108	1.394.938	-264.170
NUEVA_TOCOPILLA_1	749.643	460.491	-289.151
NUEVA_TOCOPILLA_2	284.463	161.418	-123.044
NUEVA_VENTANAS	942.471	1.127.244	184.772
SANTA_MARIA	49.860	6.877	-42.983
TARAPACA	15.358	0	-15.358
TOCOPILLA_U12	31.161	3.101	-28.060
TOCOPILLA_U14	2.108.400	1.785.897	-322.503
TOCOPILLA_U15	2.286.693	1.568.538	-718.156
VENTANAS_1	0	0	0
VENTANAS_2	0	0	0
MEJILLONES_3-TG+TV_GNL_A	309.089	126.076	-183.013
NEHUENCO_2-TG+TV_GNL_C	83.346	50.381	-32.965
NUEVA_RENCA-TG+TV_GNL_A	2.780.020	1.853.346	-926.673
TOCOPILLA_U16-TG+TV_GNL_A	3.150.463	3.132.623	-17.840
SAN_ISIDRO-TG+TV_GNL_A	365.877	1.170.401	804.525
Total General	27.438.502	19.838.115	-7.600.388

El Escenario Base incrementa el costo de operación asociada a las horas operando a mínimo técnico en 7,6 millones de US\$.

5.3 Costos partida y detención

La siguiente tabla muestra los costos de partidas y detención de las unidades térmicas obtenidas partir de los resultados de las simulaciones horarias. Los costos de partida y detención se obtienen del modelo PCP, es decir, la función objetivo incluye los costos de operación, costos de partida y detención de las centrales. Por tanto, la decisión de despachar (o no) una unidad toma en cuenta estos costos.

Tabla 11: Costos de partida y detención en US\$.

Escenario	Costo de partida (US) (1)	Costo detención (US\$) (2)	Costo partida y detención (US\$) (3) = (1) + (2)
Escenario Base	4.117.709	554.655	4.672.364
Escenario sin PMGD/PMG	3.693.189	266.927	3.960.116
Variación	-424.520	-287.728	-712.248
Variación %	-10,3%	-51,9%	-15,2%

El Escenario Base incrementa los costos de partida y detención en 0,7 millones US\$ (15,2%).

5.4 Costos de mecanismo de precio estabilizado

Es esta sección se estiman los costos asociados del mecanismo del precio estabilizado. Para el Escenario Base se estimarán los ingresos por ventas de energía de los PMGD suponiendo que éstas se realizan a costo marginal. Estos ingresos por ventas a costo marginal se compararán con los ingresos percibidos vendiendo la energía a Precio Nudo del ITD de Enero 2019. La siguiente tabla muestra los resultados de la comparación. Estos valores corresponden al costo máximo del mecanismo ya que supone que todos los PMGD están acogidos al mecanismo de precio estabilizado.

Tabla 12: Comparación de ingresos por venta de energía a costo marginal y a precio nudo. Escenario Base (valores en US\$).

Escenario	Ingresos a Costo Marginal (US\$)	Ingresos a Precio Nudo (US\$, Precio Estabilizado)	Diferencia (US\$)	Diferencia %
Escenario Base	38.600.970	48.189.650	9.588.681	25%

Los resultados de las simulaciones proyectan que el mecanismo de precio estabilizado podría tener un costo de 9,5 millones US\$. De acuerdo a los datos históricos, durante el año 2019 este mecanismo ha tenido un impacto de -1,3 millones US\$.

A modo de referencia, las siguientes figuras muestran la proyección del costo marginal horario (en celeste) y el Precio Nudo de la energía (en anaranjado) para las barras Crucero, Polpaico y Charrúa.

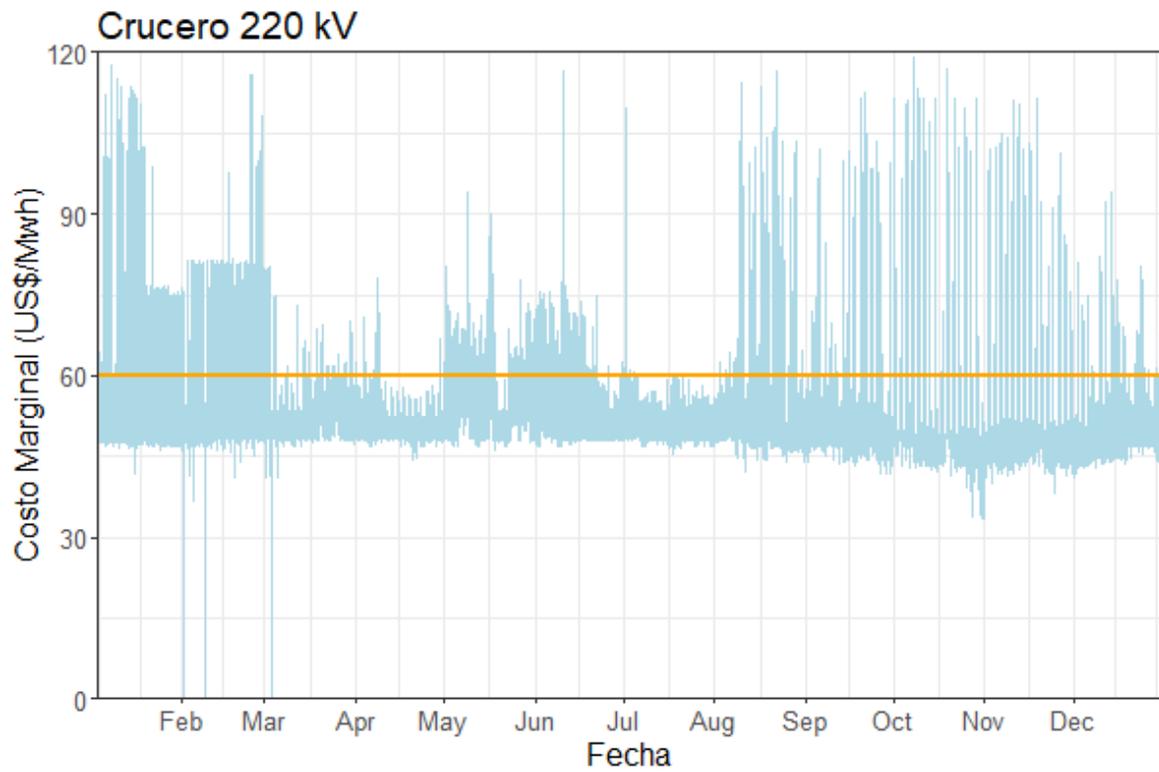


Figura 2: Costo marginal horario y Precio Nudo de la energía, barra Crucero 220 kV.

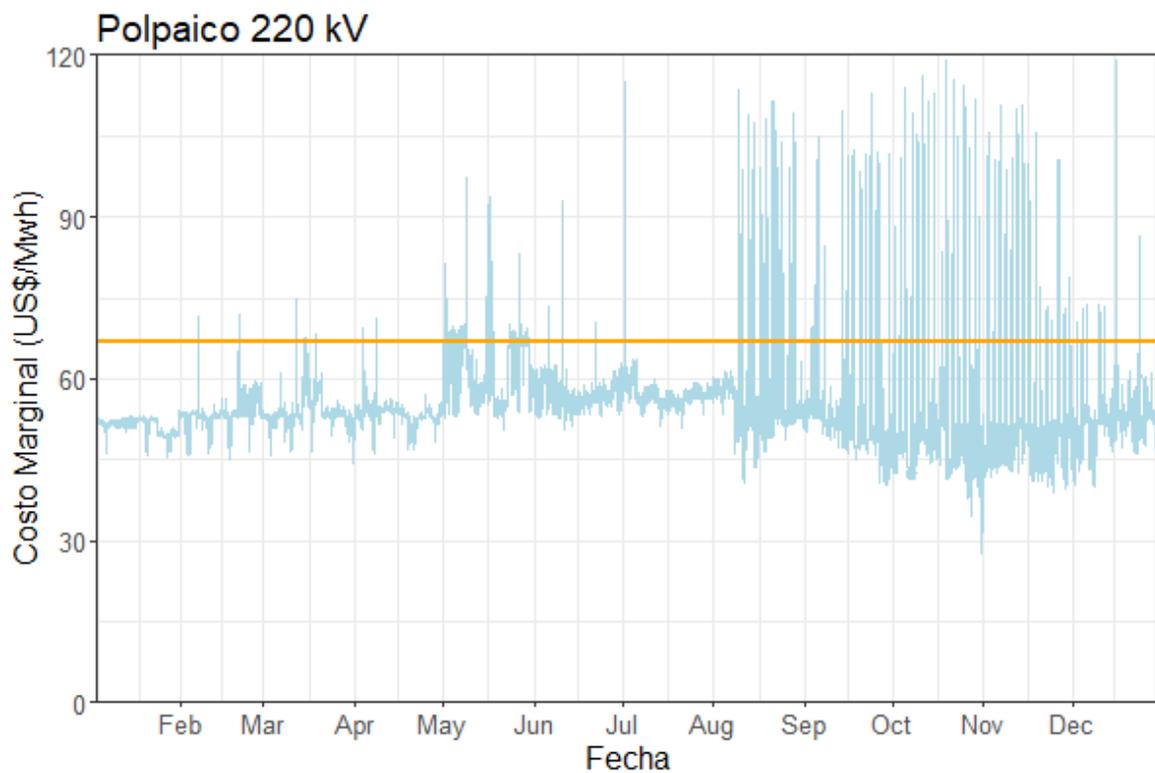


Figura 3: Costo marginal horario y Precio Nudo de la energía, barra Polpaico 220 kV.

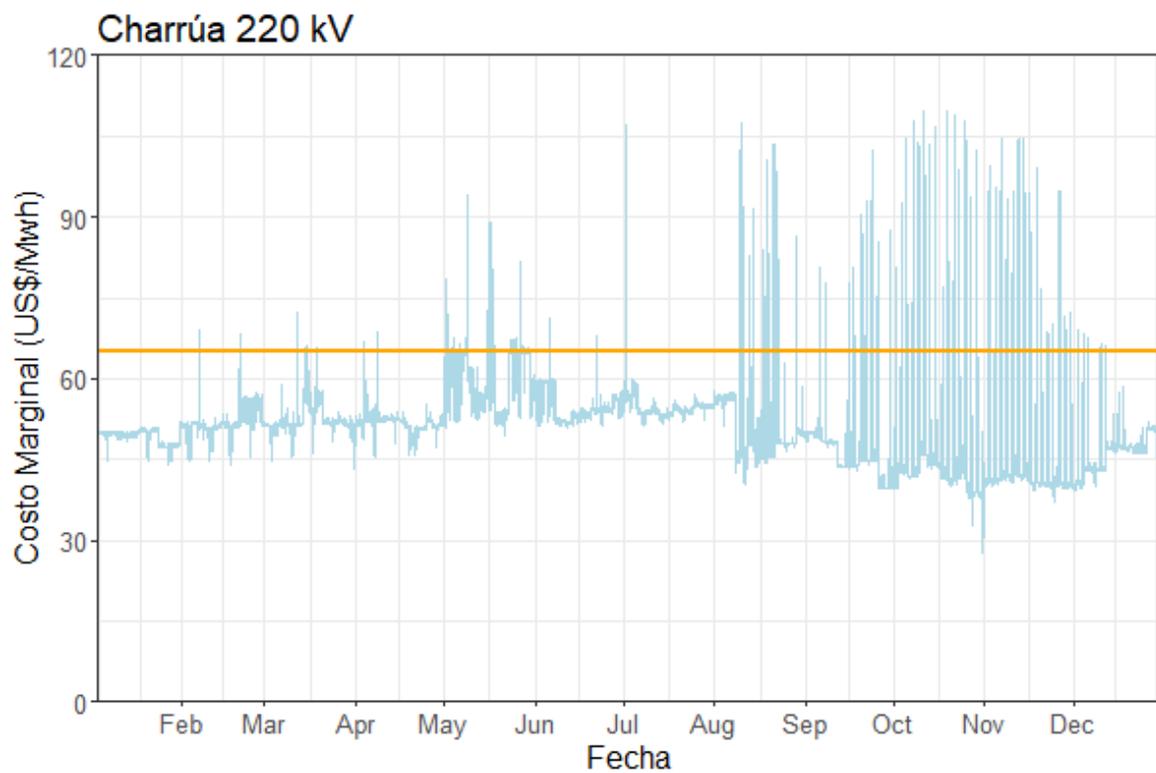


Figura 4: Costo marginal horario y Precio Nudo de la energía, barra Charrúa 220 kV.

6 Resumen beneficios y costos

A continuación, se presenta un resumen de los beneficios y costos analizados en las secciones anteriores. La siguiente tabla presenta los beneficios estimados del Escenario Base en comparación con el Escenario sin PMGD/PMG.

Tabla 13: Estimación de beneficios

Beneficios	Cuantificación
Reducción de costos variables operación	138 millones US\$
Reducción de pérdidas de transmisión ³	4,2 millones US\$
Reducción de pérdidas de distribución	No estimadas
Reducción de costos marginales ⁴	139 millones US\$
Reducción de emisiones de GEI	49 millones US\$
Reducción de emisiones locales	No estimadas

La siguiente tabla presenta los costos estimados.

Tabla 14: Estimación de costos

Costos	Cuantificación
Incremento de reserva secundaria ⁵	13 millones US\$
Incremento de operación a mínimo técnico	7,6 millones US\$
Incremento de costos de partida y detención	0,7 millones US\$
Costo de mecanismo de precio estabilizado	9,5 millones US\$

En el Anexo de este estudio se presenta un análisis metodología para comparar los costos y beneficios en el caso que se quisieran sumar o restar las distintas componentes que han sido identificadas.

³ Diferencia de costo ya internalizado en la reducción del costo operación del Escenario Base versus el Escenario sin PMGD/PMG. Ver análisis en Anexo.

⁴ Diferencia de costo ya internalizado en la reducción del costo operación del Escenario Base versus el Escenario sin PMGD/PMG. Ver análisis en Anexo.

⁵ Diferencia de costo ya internalizado en la reducción del costo operación del Escenario Base versus el Escenario sin PMGD/PMG. Ver análisis en Anexo.

7 Tasa óptima de penetración

En esta sección se realiza un análisis conceptual para determinar la tasa óptima de penetración de generación distribuida para el sistema eléctrico chileno. El análisis conceptual de la tasa óptima de penetración de PMGD debería considerar variables económicas, sociales, medioambientales y técnicas.

La siguiente figura muestra un diagrama conceptual de la introducción de PMGD en la red de distribución de media tensión.

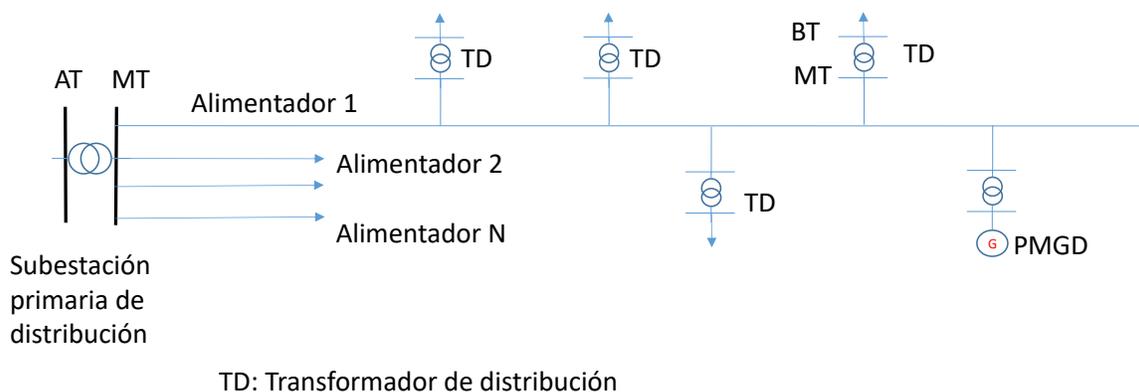


Figura 5: Introducción de PMGD en la red de media tensión.

Las siguientes tablas muestran la cantidad de proyectos PMGD y PMG conectados a los distintos niveles de tensión.

Tabla 15: Cantidad de proyectos PMGD por nivel de tensión al cual se conectan

Nivel de tensión (kV)	Número de proyectos	Capacidad Instalada (MW)
12	22	73,1
13	2	4,7
13,2	49	136,5
13,8	7	14,0
15	17	72,0
23	90	314,1
25	1	3,0
66	1	3,0
220	1	6,0

Tabla 16: Cantidad de proyectos PMG por nivel de tensión al cual se conectan

Nivel de tensión (kV)	Número de proyectos	Capacidad Instalada (MW)
12	1	0,3
12,5	1	2,9
13	1	10,9
13,2	2	9,6
13,8	10	29,3
15	1	10,0
23	3	21,2
25	2	11,9
66	3	15,6
220	4	16,2

Desde el punto de vista económico, el nivel de penetración óptimo debería considerar los beneficios de acceder a precios de energía más económicos eventualmente provistos por los PMGD, versus los costos adicionales que introducen estas tecnologías (incremento de costos de reserva, costos de partida, costos adicionales en el sistema de distribución, etc.). La siguiente tabla muestra los costos de desarrollo de distintas tecnologías y considerando distintos supuestos de factores de planta, costos de inversión y precio de combustibles. La variación de los costos de inversión se puede explicar por la escala de los proyectos desarrollados o por la evolución/disminución de los costos de inversión en el mediano y largo plazo.

Tabla 17: Costos medios de desarrollo para distintas tecnologías considerando distintos supuestos (tasa de descuento de 10%).

Parámetro	Solar FV						Eólica	GNL		CSP	
	1116	1116	934	934	600	600		1384	1322	1322	2450
Costo inversión (US\$/kW)											
Precio combustible	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	10 ⁶	5	n/a	n/a
Factor de planta (%)	20	28	20	28	20	28	30%	90%	90%	75%	75%
Costo medio de desarrollo (US\$/MWh)	83	60	69	50	45	33	69	90	56	53	89

⁶ En US\$/MMBTU

La introducción de PMGD podría provocar ahorros o costos adicionales en el sistema de distribución. De acuerdo al Decreto 244 (Ministerio de Economía, 2015), los costos de conexión con cargo al propietario de un PMGD que desea conectarse a las instalaciones de una empresa distribuidora, se determinarán mediante la sumatoria entre los costos adicionales en las zonas adyacentes al punto de conexión de un PMGD y los ahorros o costos por la operación del PMGD respectivo. Asimismo, se establece que las obras adicionales que sean necesarias para permitir la inyección de los excedentes de potencia de los PMGD deberán ser ejecutadas por las empresas distribuidoras correspondientes y sus costos serán de cargo de los propietarios de los PMGD. Para el cálculo de estos costos a nivel de distribución se considerarán tanto los costos adicionales en las zonas adyacentes a los puntos de inyección, como los ahorros y costos en el resto de la red de distribución producto de la operación de los PMGD.

La siguiente figura muestra un análisis conceptual del impacto en el valor agregado de distribución (VAD) que podría provocar la introducción de PMGD. Para niveles muy bajos de penetración de PMGD se podría observar un aumento del VAD. Posteriormente, el valor del VAD disminuye a medida que aumenta la participación de PMGD, hasta un nivel óptimo de penetración. Esta baja se explica por la menor infraestructura que se requeriría para satisfacer la demanda. Para niveles más altos de penetración de PMGD el VAD tendería a aumentar debido a la mayor inversión en infraestructura para absorber altos niveles de penetración. En (Lozano, 2011) se desarrolla un modelo matemático para obtener funciones de costos adicionales para el sistema de distribución para distintos niveles de penetración de PMGD. Este aumento en el VAD se debe contrastar con los beneficios por acceder a precios bajos de suministro eléctrico.

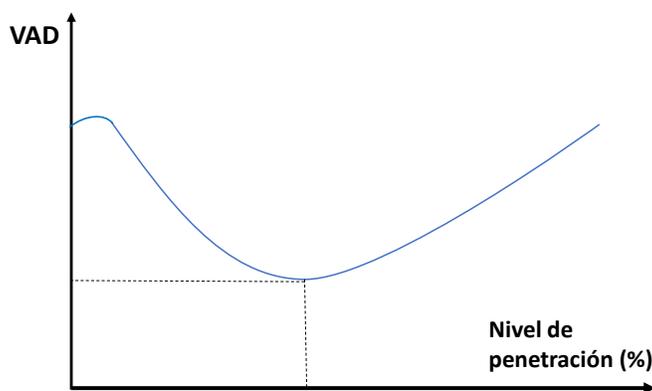


Figura 6: Análisis conceptual del impacto en el VAD debido a la introducción de PMGD. Fuente: Elaboración propia.

La entrada de generación distribuida podría estar limitada por restricciones técnicas de la red de distribución y transmisión. En efecto, los PMGD deben respetar la norma técnica de conexión y operación vigente (CNE, 2016). En (CNE, 2018) se analizan criterios para la planificación del sistema de transmisión zonal considerando la introducción de generación

distribuida en la red de media tensión. Se proponen 2 criterios para limitar la entrada de generación: 1) condicionar la capacidad instalada máxima de los proyectos, 2) limitar la generación máxima. Para el primer caso se propone que los proyectos de generación en MT (PMGD y PMG) no deben superar la capacidad máxima instalada de transformación existente o la capacidad máxima de las líneas de transmisión que abastecen la subestación primaria de distribución. Para el segundo caso los PMGD perderían su calidad de autodespacho producto de la limitación que provocan en transmisión, por lo cual deberían ser despachadas por el Coordinador. En (Coordinador Eléctrico Nacional, 2016) se analiza el impacto de la entrada del PMGD Parque Eólico Lebu III (5,25 MW,) y como este invertiría los flujos de potencia a través del transformador N°1 66/13,8 kV (subestación Lebu) en escenarios de baja demanda y alto recurso eólico, provocando la activación de la restricción de transmisión por dicho transformador.

En el estudio “Estudio para el Diseño de Indicadores de Seguimiento y Evaluación de la Integración de la Autogeneración y la Generación Distribuida en el Sistema Interconectado Nacional” se analiza el impacto de la introducción de energía solar fotovoltaica y vehículos eléctricos en las redes de distribución de Colombia y se cuantifican niveles máximos de introducción (Universidad Tecnológica de Pereira & Centro de Energía - Universidad de Chile, 2019). Se definieron 4 indicadores para analizar los máximos niveles de penetración de estas tecnologías: 1) Pérdidas por las redes de distribución, 2) Cargabilidad de los transformadores, 3) Porcentaje de nodos de la red con problemas de tensión, 4) Cargabilidad de los tramos de red. La cargabilidad de un transformador se define por la siguiente expresión (de manera similar se define la cargabilidad de los tramos de la red):

$$\text{Cargabilidad (\%)} = \frac{\text{Potencia suministrada por transformador}}{\text{Potencia nominal del transformador}} \times 100(\%)$$

La evaluación se realiza para escenarios de penetración en distintos niveles de tensión: Nivel 1, Nivel 2 y Nivel 3. De acuerdo con la normativa de ese país, los rangos de tensión para cada uno de los niveles están definidos por los siguientes rangos:

- Nivel 3: Sistemas con tensión nominal mayor o igual a 30 kV y menor de 57,5 kV.
- Nivel 2: Sistemas con tensión nominal mayor o igual a 1 kV y menor de 30 kV.
- Nivel 1: Sistemas con tensión nominal menor a 1 kV

La evaluación se realizó para distintas redes de distribución. Se consideraron los datos de 28 operadores de red y se evaluaron 307 redes de Nivel 1, 127 de Nivel 2 y 59 Nivel 3. Para el caso de la introducción de energía solar fotovoltaica, se analizan distintos niveles de adopción medidos en función de la capacidad de transformación de Nivel 1 que alimenta la respectiva red o del transformador de cabecera de las redes de Nivel 2 y 3. La evaluación buscaba responder la siguiente pregunta ¿a partir de qué nivel de adopción se comienzan a

manifestar los problemas en esas redes? Este análisis se realizará con niveles de adopción desde el 0% hasta el 150% con granularidad de un 10%.

La siguiente figura muestra parte de los resultados de la evaluación para la introducción de generación fotovoltaica en la red de distribución con nivel de voltaje en Nivel 2 (nivel de tensión equivalente a los niveles a los cuales se han instalado la mayoría de los PMGD en Chile). Se muestran los resultados para los 4 indicadores evaluados. Los resultados se presentan para el nivel “exigente”, en el cual se asume que las tecnologías serán instaladas empezando desde el nodo más lejano de la red hacia el transformador de Nivel 1 o hacia la cabecera para Niveles 2 y 3. Este reparto permite analizar una circunstancia extrema que corresponde al caso en donde las tecnologías se instalan en la parte más alejada del alimentador.

Los resultados se presentan utilizando gráficos de cajas debido a la variabilidad de los resultados asociados a las distintas redes de distribución analizadas. Los datos que caen dentro de la “caja” representan el percentil 25 y 75. La línea roja dentro de la caja representa la mediana de los datos. Y los valores en cruces rojas representan valores fuera de rango los cuales son superiores o inferiores a 1,5 veces la diferencia entre el percentil 25 y 75. Alguno de los resultados obtenidos se presenta a continuación:

- Pérdidas: Para penetración superiores al 50% de las redes más del 25% de las redes superan el umbral de pérdidas⁷ y para valores superiores al 80% más del 50% tienen pérdidas superiores al 50%.
- Cargabilidad de transformadores: A partir de un 130% de penetración unos pocos transformadores empiezan a experimentar problemas de cargabilidad.
- Problemas de tensión: Para niveles bajos de adopción solo algunas redes experimentan problemas de tensión. A medida que aumenta el nivel de adopción se empiezan a observar un aumento de redes con problemas de tensión, incrementándose el problema para niveles superiores a 130%.
- Cargabilidad del tramo de red con mayor carga: No se observan problemas de sobrecarga en los tramos de red en ninguna red para ningún nivel de adopción (No obstante, es importante destacar que en el estudio no se realizó un análisis de confiabilidad).

⁷ Valor de las pérdidas reconocidas por la regulación de este país.

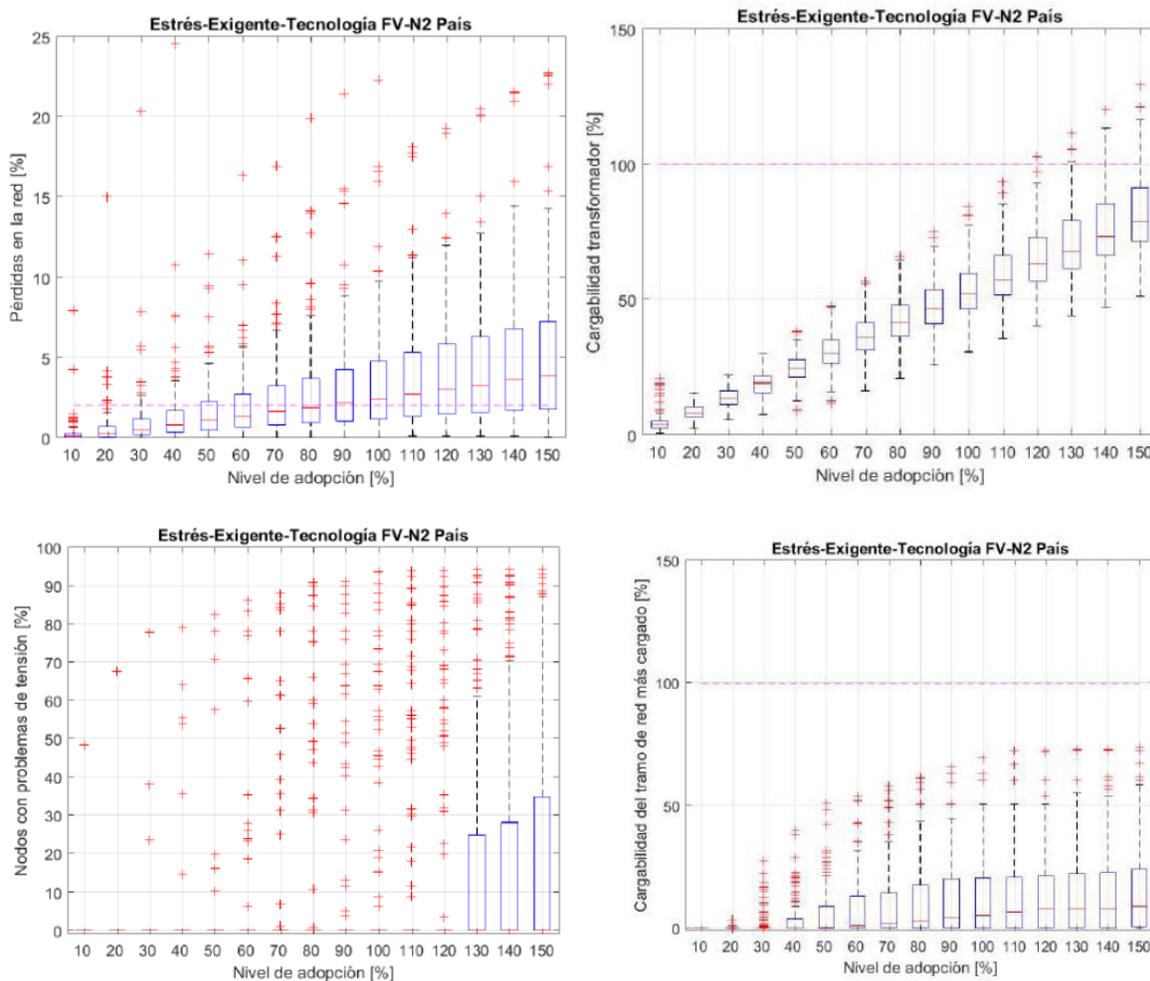


Figura 7: Resultados de la evaluación de distintos niveles de adopción de generación solar fotovoltaica en nivel de tensión Nivel 2 en distinta redes de distribución de Colombia. Fuente: (Universidad Tecnológica de Pereira & Centro de Energía - Universidad de Chile, 2019)

Los resultados anteriores dan cuenta que el nivel de penetración máximo debido a restricciones técnicas depende de la red de distribución evaluada y de las condiciones propias de cada una de ellas. Un análisis similar para el caso chileno requería realizar una serie de simulaciones del comportamiento de la red de distribución para distintos niveles de penetración de generación distribuida. En este sentido, también es importante destacar que los resultados en dicho estudio no son necesariamente extrapolables a la realidad chilena debido las distintas configuraciones de las redes de distribución. A modo de referencia, la siguiente tabla muestra la capacidad total de los transformadores de media tensión para algunas distribuidoras del país. Adicionalmente, se incluyen valores referenciales de porcentajes de penetración de generación distribuida medidos con respecto a esta capacidad de transformación. Estos números son solo referenciales, ya que como se ha comentado anteriormente la estimación del potencial máximo de penetración requiere de la realización de simulaciones de las distintas redes de distribución.

Tabla 18: Capacidad total transformadores de AT/MT. Fuente: Elaboración propia.

Empresa	Regiones	Capacidad Total (MVA)	20% Capacidad PMGD (MW)	40% Capacidad PMGD (MW)	50% Capacidad PMGD (MW)
CGE	XV, I, II, III y IV	1.417	283	567	709
CGE	V	254	51	101	127
CHILQUINTA	V	1.286	257	515	643
CGE	RM	774	155	310	387
ENEL DISTRIBUCIÓN	RM	6.332	1.266	2.533	3.166
CGE	VI	1.522	304	609	761
FRONTEL (SAESA)	VIII	60	12	24	30
STS (SAESA)	VIII, XIV y X	959	192	384	480
	Total	12.604	2.520	5.053	5.823

En (Cossent, Gómez, & Frías, 2009) se presentan los niveles de penetración de generación distribuida con respecto a la producción total de energía que se han observado en distintos países de la Unión Europea (ver siguiente figura). Si bien los datos se encuentran desactualizados, los números dan cuenta de órdenes de magnitud de potenciales niveles de penetración.

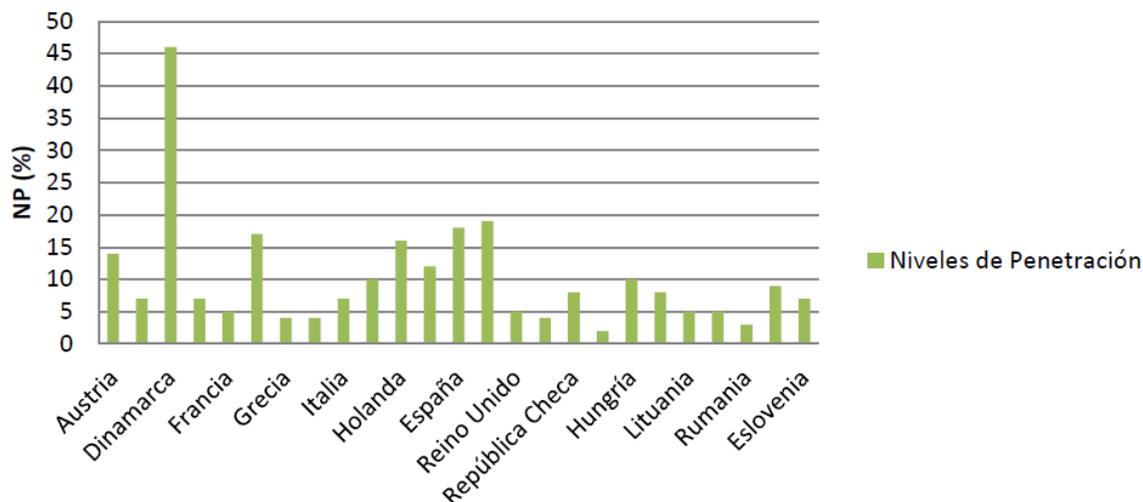


Figura 8: Niveles de penetración generación distribuida medidos con respecto a la producción total de electricidad. Fuente: (Cossent et al., 2009)

En (Goyeneche, 2013) se desarrolla una metodología para determinar los niveles penetración máximo de generación distribuida en redes de baja tensión, considerando el impacto de estos generadores en la calidad y seguridad de suministro de la red de distribución. En particular, se analiza el impacto en la variación de la tensión en la barra de conexión y las adyacentes, restricciones de capacidad de los conductores y equipos,

variación de las pérdidas, impacto en los niveles de tensión por conexión/desconexión intempestiva de unidades de generación y la contribución al nivel de cortocircuito. La metodología se evaluó para una red urbana radial y una red rural radial. Para la red urbana radial se obtuvo un nivel de penetración máximo de 27% (medidos respecto a la capacidad nominal del transformador de distribución presente en la red de baja tensión), mientras que para la red rural el nivel de penetración fue de 25%. El nivel de adopción o penetración se define como:

$$NP = \frac{\sum_i PGD_i}{PTD}$$

Donde PGD_i corresponde a la potencia de los generadores distribuidos y PTD corresponde a la potencia del transformador de distribución de la red de baja tensión. La siguiente figura representa la introducción de generación distribuida en la red de baja tensión.

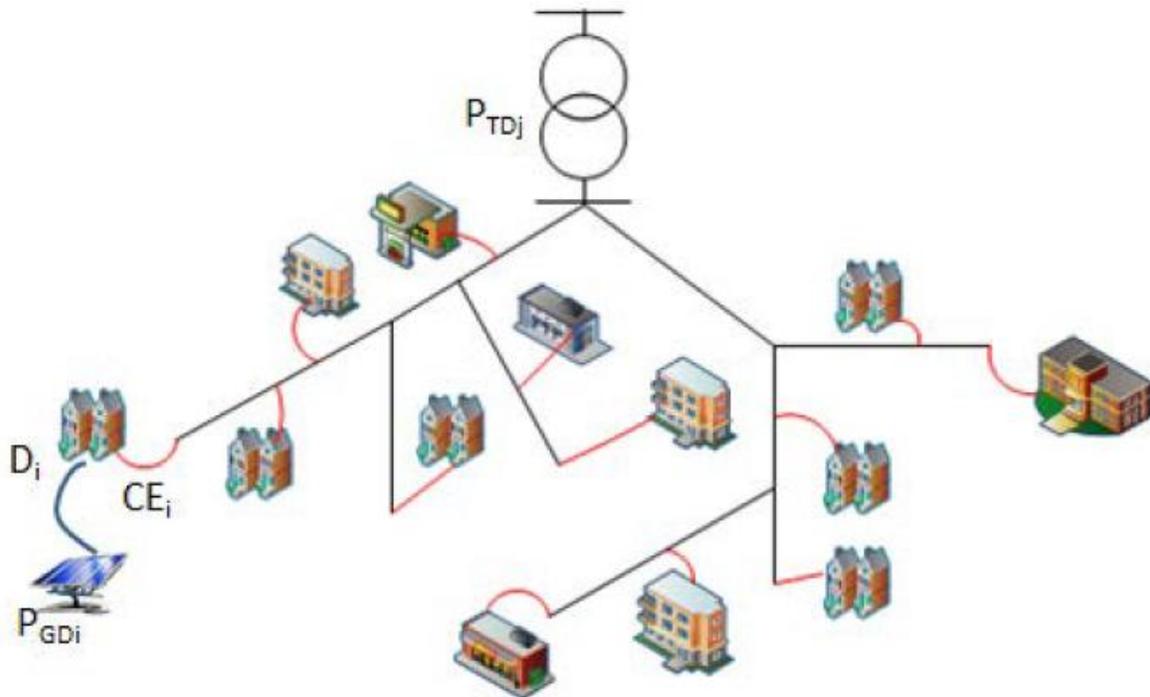


Figura 9: Ejemplo de introducción de generación distribuida en la red de baja tensión (Goyeneche, 2013).

En (Aziz & Ketjoy, 2017) se realiza una revisión bibliográfica de distintos estudios que han analizado como los problemas de voltaje podrían limitar los niveles máximos de penetración de generación distribuida en baja tensión. Se muestran que estos límites podrían variar entre un 35% a 110% medidos con respecto a la capacidad de los transformadores.

Desde el punto medio ambiental, la introducción de PMGD contribuye a las metas de mitigación de cambio climático presentadas por Chile, tal como se presentó en las secciones anteriores. Los resultados de la evaluación muestran que la introducción de PMGD/PMG

contribuiría con una reducción de emisiones de 2,5 millones tCO_{e2} durante el año 2019. Si bien este monto de reducción de emisiones pareciera poco significativo con respecto a las emisiones totales del país, el valor toma relevancia cuando se compara con el impacto de otras medidas del sector energía. En (MAPS-Chile, 2014) se analizaron distintas medidas de mitigación en los sectores generación eléctrica, industria y minería, transporte, residencial, etc. En el caso del sector industria y minería, las medidas implementadas en este sector contribuiría con una reducción de emisiones directas de 2,9 millones tCO_{2e} recién en el año 2030. De manera análoga, el proyecto de ley de eficiencia proyecta una reducción de 4,6 millones de tCO₂ en el año 2030 (Ministerio de Energía, 2019). Otra referencia se puede encontrar en el Plan de Mitigación del Sector Energía, en el cual se analizaron distintos escenarios de mitigación. En el Escenario Metas PEN se estiman reducciones de emisiones para el año 2030 de 5,1 millones de tCO_{2e} para el sector transporte; 2,4 millones de tCO_{2e} para el sector industria y minería; y 1,09 millones de tCO_{e2} para los sectores comercial, público y residencial.

En resumen, el análisis conceptual presentado para determinar la tasa óptima de penetración de generación distribuida propone la consideración de variables económicas, técnicas y socio-ambientales. Desde el punto de vista económico, se debería determinar el conjunto óptimo de generación que satisface la demanda y que minimizan el costo de operación e inversión en nuevas centrales, inversión en transmisión e inversión en distribución. Desde el punto de vista técnico, se presenta antecedentes nacionales e internacionales de restricciones técnicas (capacidad de transformación, niveles de tensión, etc.) que podrían limitar los niveles de penetración de generación distribuida. Finalmente, desde el punto de vista socio-ambiental, el cumplimiento de las metas actuales de mitigación del cambio climático (o metas más ambiciosas que podrían implementar a futuro) requiere de una mirada transversal que considere los potenciales de mitigación y la costo-efectividad de las medidas que se podrían implementar en los sectores generación eléctrica, industria y minería, transporte, residencial, etc.

8 Conclusiones

Durante el desarrollo del estudio se logran cuantificar un conjunto de costos y beneficios que los PMGD y PMG han producido en el sistema eléctrico chileno. La metodología para estimar los beneficios y costos se realiza mediante la simulación de la operación del Sistema Eléctrico Nacional para el año 2019.

A partir de los resultados simulaciones se estiman los siguientes beneficios anuales (año 2019) del Escenario Base en comparación con el Escenario sin PMGD/PMG: 1) Disminución de la generación a carbón en 8,7%; 2) disminución de pérdidas del sistema de transmisión en 43 GWh, lo cual equivale aproximadamente a 4,2 millones US\$; 3) Disminución del costo variable de operación en 138 millones US\$; 4) disminución de los costos marginales entre 0,2 US\$/MWh y 6,5 US\$/MWh para un conjunto de barras seleccionadas; 5) disminución de la valorización de los retiros de energía en 139 millones US\$; 6) Disminución las emisiones de gases de efecto invernadero en 1,5 millones de tCO_{2e}, las cuales valorizadas al precio social equivale a 49 millones de US\$; 7) aumento de inversión asociada al desarrollo de proyectos PMGD/PMG equivalente a 1485 millones US\$. Otros beneficios identificados pero no cuantificados son la disminución de las pérdidas de distribución, reducción de emisiones locales, potenciales mejoras en la calidad de suministro y eventuales adelantamientos de inversión en distribución. Por otra parte, se evalúan siguientes costos anuales del Escenario Base en comparación con el Escenario sin PMGD/PMG: 1) Incremento de los requerimientos de reserva secundaria entre 4,7 MW y 72,1 MW dependiendo del bloque horario, cuya valorización se estima en 13 millones US\$; 2) Incremento de 13.420 horas en operación a mínimo técnico centrales termoeléctricas, lo cual provoca un aumento del costo variable de operación en 7,6 millones de US\$; 3) Incremento de los costos de partida y detención en 0,7 millones US\$; 4) Costo del mecanismo de precio estabilizado estimado en 9,5 millones US\$.

Finalmente, en el estudio se realiza un análisis conceptual para determinar la tasa óptima de penetración de generación distribuida, el cual propone la consideración de variables económicas, sociales, medioambientales y técnicas. Por el lado económico, se propone que se debería determinar el conjunto óptimo de generación que satisface la demanda y que minimizan el costo de operación e inversión en nuevas centrales, inversión en transmisión e inversión en distribución. Desde el punto de vista técnico, se presentan antecedentes nacionales e internacionales de restricciones técnicas (capacidad de transformación, niveles de tensión, etc.) que podrían limitar los niveles de penetración de generación distribuida. Finalmente, desde el punto de vista socio-ambiental, se sugiere analizar la contribución de la generación distribuida al cumplimiento de las metas actuales de mitigación del cambio climático o metas más ambiciosas como la meta de avanzar hacia a emisiones netas igual a cero hacia el año 2050 recientemente anunciada por el actual gobierno.

9 Bibliografía

- Adefarati, T., & Bansal, R. C. (2016). Integration of renewable distributed generators into the distribution system: a review. *IET Renewable Power Generation*, 10(7), 873–884. <https://doi.org/10.1049/iet-rpg.2015.0378>
- Aziz, T., & Ketjoy, N. (2017). PV Penetration Limits in Low Voltage Networks and Voltage Variations. *IEEE Access*, 5, 16784–16792. <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2017.2747086>
- Burger, S. P., Jenkins, J. D., Huntington, S. C., & Pérez-Arriaga, e I. J. (2019). ¿Por qué distribuir? Un análisis crítico de las ventajas y desventajas de las fuentes centralizadas y descentralizadas. *PES*.
- CNE. (2016). *Norma técnica de conexión y operación de PMGD en instalaciones de media tensión*.
- CNE. (2018). *Criterios de Expansión de Transmisión Zonal*.
- Coordinador Eléctrico Nacional. (2016). *Condiciones de operación para el sistema de transmisión zonal entre las SS/EE Tres Pinos y Lebu, con altas inyecciones de generación conectadas en la zona de Lebu*.
- Cossent, R., Gómez, T., & Frías, P. (2009). Towards a future with large penetration of distributed generation: Is the current regulation of electricity distribution ready? Regulatory recommendations under a European perspective. *Energy Policy*, 37(3), 1145–1155. <https://doi.org/10.1016/J.ENPOL.2008.11.011>
- Goyeneche, P. (2013). *Análisis de integración de generación distribuida en redes de baja tensión*.
- Lozano, C. (2011). *Planificación de alimentadores de distribución de media tensión en función de la penetración de generación distribuida en baja tensión*.
- MAPS-Chile. (2014). *Resultados Fase 2*. Retrieved from https://mma.gob.cl/wp-content/uploads/2014/12/ResultadosdeFase2_MAPSChile.pdf
- Ministerio de Economía. (2015). *Decreto 244*.
- Ministerio de Energía. (2019). *Impacto de ley de eficiencia energética*. Retrieved from <http://www.minenergia.cl/comunaenergetica/wp-content/uploads/2019/03/Día-Mundial-EE.pdf>
- Universidad Tecnológica de Pereira, & Centro de Energía - Universidad de Chile. (2019). *Estudio para el Diseño de Indicadores de Seguimiento y Evaluación de la Integración de la Autogeneración y la Generación Distribuida en el Sistema Interconectado Nacional*. Retrieved from <http://www.creg.gov.co/index.php/es/noticias/1618-boletin-de-prensa-no-04-de-2019>

10 Anexo

10.1 Análisis 1

A continuación se realiza un análisis simplificado para ejemplificar la comparación de las componentes de beneficios y costos descritas en la sección de resumen de beneficios y costos. Este análisis se presenta en la eventualidad de que se quisieran sumar y restar las distintas componentes que han sido cuantificadas.

Por simplificación, supongamos que el Escenario Base solo tiene 3 tecnologías disponibles: carbón, GNL y PMGD. El costo anual del Escenario Base ($COSTO^{BASE}$) del mercado de la generación eléctrica se podría expresar de la siguiente forma:

$$COSTO^{BASE} = I_{CARBON}^{BASE} + I_{GNL}^{BASE} + I_{PMGD}^{BASE} + CO_{CARBON}^{BASE} + CO_{GNL}^{BASE} + EXT_{CO2}^{BASE}$$

Donde I_{CARBON}^{BASE} , I_{GNL}^{BASE} y I_{PMGD}^{BASE} son las inversiones anualizadas en carbón, GNL y PMGD, respectivamente. Los términos CO_{CARBON}^{BASE} y CO_{GNL}^{BASE} corresponden los costos variables de las centrales a carbón y GNL. Finalmente, el término EXT_{CO2}^{BASE} es la valorización de las externalidades de CO₂. También para simplificar el análisis, no se incluyen las componentes de costos asociadas a las partidas y detenciones de las unidades, ni tampoco las componentes asociadas a la transmisión y distribución.

De manera análoga, suponiendo que la capacidad que aportan los proyectos PMGD no es reemplazada por capacidad instalada de otra tecnología, el costo anual del Escenario sin PMGD/PMGD ($COSTO^{SIN}$) se puede expresar de la siguiente forma:

$$COSTO^{SIN} = I_{CARBON}^{SIN} + I_{GNL}^{SIN} + CO_{CARBON}^{SIN} + CO_{GNL}^{SIN} + EXT_{CO2}^{SIN}$$

No se incluye la componente de inversión en PMGD ya que este escenario supone que no se desarrollan dichos proyectos. Luego, la diferencia de costo entre escenarios se expresa de la siguiente forma:

$$\begin{aligned} COSTO^{BASE} - COSTO^{SIN} &= I_{CARBON}^{BASE} + I_{GNL}^{BASE} + I_{PMGD}^{BASE} + CO_{CARBON}^{BASE} + CO_{GNL}^{BASE} + EXT_{CO2}^{BASE} - I_{CARBON}^{SIN} \\ &\quad - I_{GNL}^{SIN} - CO_{CARBON}^{SIN} - CO_{GNL}^{SIN} - EXT_{CO2}^{SIN} \end{aligned}$$

Como la inversión en carbón y GNL no cambió entre los escenarios ($I_{CARBON}^{BASE} = I_{CARBON}^{SIN}$ y $I_{GNL}^{BASE} = I_{GNL}^{SIN}$), la expresión anterior se puede reescribir de la siguiente forma:

$$\begin{aligned} COSTO^{BASE} - COSTO^{SIN} &= I_{PMGD}^{BASE} + (CO_{CARBON}^{BASE} - CO_{CARBON}^{SIN}) + (CO_{GNL}^{BASE} - CO_{GNL}^{SIN}) + (EXT_{CO2}^{BASE} - EXT_{CO2}^{SIN}) \end{aligned}$$

El valor de las componente ($CO_{CARBON}^{BASE} - CO_{CARBON}^{SIN}$) es negativa debido a que la operación sin PMGD presenta costos de operación más alto. Lo mismo ocurre con las componentes ($CO_{GNL}^{BASE} - CO_{GNL}^{SIN}$) y $EXT_{CO2}^{BASE} - EXT_{CO2}^{SIN}$. Por tanto, si la inversión en PMGD es menor que la reducción de costos, entonces la introducción de esta tecnologías se puede interpretar como un beneficio para el sistema.

El análisis anterior supone que la inversión en generación a carbón y GNL no cambia entre ambos escenarios. Un análisis más detallado para comparar los costos entre escenarios, por ejemplo, bajo un criterio de planificación óptima de la generación, podría implicar cambios en la inversión en centrales a carbón y GNL. Asimismo, al variar la inversión también podría variar la estimación de reducción de costos de operación. De esta forma, la expresión de las diferencias de costos se expresa de la siguiente forma:

$$\begin{aligned} COSTO^{BASE} - COSTO^{SIN} \\ = (I_{CARBON}^{BASE} - I_{CARBON}^{SIN}) + (I_{GNL}^{BASE} - I_{GNL}^{SIN}) + I_{PMGD}^{BASE} + (CO_{CARBON}^{BASE} - CO_{CARBON}^{SIN}) \\ + (CO_{GNL}^{BASE} - CO_{GNL}^{SIN}) + (EXT_{CO2}^{BASE} - EXT_{CO2}^{SIN}) \end{aligned}$$

Este análisis más detallado no fue realizado en este estudio y se recomienda hacerlo para futuros análisis.

10.2 Análisis 2

El modelo de predespacho PCP utilizado para realizar las simulaciones de este estudio incluye distintas componentes de costos en la función objetivo y se representan un conjunto de restricciones técnicas asociadas a la operación del sistema.

De manera muy simplifica, el problema se puede formular como sigue:

$$\text{Min} \sum_{i,t} CV_{i,t} \times P_{i,t} + CP_{i,t} + CD_{i,t}$$

s.a

$$\sum_{i \in \text{barra } b} P_{i,t} = D_{b,t} + F_{l,t} + Per_{l,t} \quad \forall b, t \quad (1)$$

$$P_{i,t} + R_{i,t} \leq P_{MAX_{i,t}} \quad \forall i, t \quad (2)$$

$$\sum_i R_{i,t} \geq RSIS_t \quad \forall t \quad (3)$$

Donde $P_{i,t}$ es la potencia generada por la central i en la hora t , $CV_{i,t}$ es el costo variable de operación, $CP_{i,t}$ es costo de partida y $CD_{i,t}$ es el costo de detención de la unidad i en la hora

t. La función objetivo minimiza la suma de estos costos para el horizonte de evaluación (1 semana o 168 horas).

La ecuación (1) representa de manera simplificada la restricción de balance de potencia por barra. Donde $D_{b,t}$ es la demanda de la barra b en la hora t, $F_{l,t}$ es el flujo por la línea de transmisión l que se conecta a la barra b y $Per_{l,t}$ representa las pérdidas por la línea l. Los costos marginales obtenidos corresponden al dual de esta restricción. La ecuación (2) representa la restricción de potencia máxima de cada central. Donde $R_{i,t}$ es la reserva que puede aportar la central i en la hora t y $PMAX_{i,t}$ es la potencia máxima. Finalmente, la restricción (3) representa la restricción de requerimiento de reserva del sistema (primaria o secundaria). Donde $RSIS_t$ es el requerimiento sistémico de reserva.

Como se analizó anteriormente en las secciones de costos y beneficios, el Escenario Base y el Escenario sin PMGD/PMGD tienen distintas pérdidas y requerimientos de reserva del sistema. Estas 2 componentes se representan como restricciones del problema de optimización y su efecto se refleja indirectamente en la función objetivo. Por ejemplo, un mayor requerimiento de reserva implica que centrales más económicas deban disminuir su nivel de generación, encareciendo la operación del sistema. Por tanto, los beneficios o costos asociados a estas componentes están indirectamente capturados en la diferencia de costos variables y costos de partida y detención.

Los costos de operación se calcularon sin considerar el efecto de incremento del consumo específico por operación a mínimo técnico. Este sobrecosto de operación se calculó de manera exógena tanto para el Escenario Base como para el Escenario sin PMGD/PMGD. Por tanto, esta diferencia de costos entre ambos escenarios se debe considerar al momento de realizar la comparación entre ambos escenarios. Finalmente, como se explicó en la sección 4.5, el beneficio por variación de los costos marginales es el resultado de la variación de la operación del sistema y no es una componente de costo adicional en la función objetivo del problema de optimización.