



UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

DETERMINACIÓN DE RESERVAS EN CENTRALES FOTOVOLTAICAS DESDE UN PUNTO DE
VISTA TÉCNICO ECONÓMICO MEDIANTE ESTUDIOS DE PREDESPACHO

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO CIVIL ELECTRICISTA

PATRICK JOSÉ QUINTANILLA GONZÁLEZ

PROFESOR GUÍA:
CLAUDIA ANDREA RAHMANN ZÚÑIGA

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
RODRIGO PALMA BEHNKE
ARIEL VALDENEGRO ESPINOZA

SANTIAGO DE CHILE
JUNIO 2014

Chile vive un escenario energético bastante complejo. El país posee una matriz poco diversificada, cara, contaminante y depende fuertemente de combustibles fósiles importados. A causa de ello, distintos sectores han debatido la correcta forma de mejorar este panorama. Pese a que no existe un consenso en cuales mecanismos utilizar (desarrollo hidro-térmico, eficiencia energética, etc) para lograr un adecuado desarrollo energético, estos sectores coinciden en el diagnóstico y en la necesidad imperiosa de aumentar la participación ERNC. Chile ya ha incursionado de manera incipiente en el desarrollo ERNC, sobre todo en el sector eólico. Sin embargo, la energía solar no se queda atrás, y se augura un futuro provisorio en términos de sus costos, retornos, factibilidad técnica y principalmente, permitiría hacer uso del gran potencial solar que Chile posee.

El presente trabajo tiene por objetivo encontrar niveles de reserva óptimos a mantener en las centrales fotovoltaicas para determinados niveles de penetración, a fin de determinar un set de reglas que apoyen a los operadores de sistema a decidir cuándo exigir capacidades de regulación para las centrales FV. El estudio se realiza mediante la resolución del problema de predespacho para el SING proyectado al 2020 y considera las 8760 horas del año y cuatro escenarios de penetración fotovoltaica, 5 %, 10 %, 15 % y 20 %. Para cada uno de estos escenarios se evalúan seis métodos de asignación de reserva en centrales FV basados en la operación en *deload* de las centrales. Estos métodos son: Asignación por predespacho, operación *deloaded* fija en 6 %, 8 %, 10 % y 12 %, y finalmente operación *deloaded* variable en función del nivel de penetración horaria.

Los resultados obtenidos muestran que al aumentar el porcentaje de *deload* fijo exigido, el sistema opera a mayores costos. Sin embargo, la operación *deloaded* variable mostró otorgar una cantidad de reserva solar significativa mientras que al mismo tiempo es una opción con un mejor desempeño económico en comparación a los métodos de asignación fija.

Por otra parte, la energía solar no inyectada se valoriza al costo marginal del sistema. Este costo de oportunidad presenta un comportamiento parabólico, cuyo máximo se alcanza para distintos niveles de penetración dependiendo del tipo de asignación de reserva escogido. A su vez, este resultado muestra el impacto que la penetración fotovoltaica tiene en la reducción de los costos marginales del sistema.

Tabla de contenido

1. Introducción	8
1.1. Motivación	8
1.2. Objetivos	10
1.2.1. Objetivo General	10
1.2.2. Objetivos Específicos	10
1.3. Alcance	10
1.4. Estructura de la memoria	11
2. Integración de la energía solar fotovoltaica en los sistemas eléctricos de potencia	12
2.1. Energía fotovoltaica en el contexto internacional	12
2.2. Energía fotovoltaica en el contexto chileno	14
2.3. Costos de la integración fotovoltaica	17
3. Regulación de frecuencia	21
3.1. Introducción	21
3.2. Conceptos generales	21
3.3. Regulación de frecuencia	23
3.4. Impacto en los Sistemas Eléctricos de Potencia bajo Alta Penetración FV	30
3.4.1. Operación en <i>Deload</i>	33
4. Metodología	36
4.1. Introducción	36

4.2. Fecha de proyección y periodo de evaluación	38
4.3. Modelo del SING	38
4.4. Escenarios de estudio	39
4.4.1. Recurso solar	41
4.4.2. Escenarios	41
5. Caso de estudio	44
5.1. Modelo del SING al 2012	44
5.1.1. Generalidades	44
5.1.2. Determinación de reserva en el SING	46
5.2. Modelo del SING al 2020	49
5.2.1. Parque generador	49
5.2.2. Costos de operación	49
5.2.3. Demanda	50
5.2.4. Reserva primaria y secundaria	51
6. Análisis y resultados	52
6.1. Asignación por predespacho	52
6.2. Deload fijo 6 %	59
6.3. Deload variable	63
6.3.1. Costos de las distintas alternativas	64
7. Conclusiones y trabajos futuros	67
Bibliografía	70
A.	I
A.1. Predespacho de carga	I
A.1.1. Definición del problema	I
A.1.2. Restricciones sistémicas	II

A.1.3. Modelamiento del predespacho	II
A.1.4. Modelamiento de escenarios	IV
A.1.5. Parámetros fijos de simulación:	V
A.2. OResultados en operación de deload fijo	VIII
A.3. Deload fijo 8 %	VIII
A.4. Deload fijo 10 %	XI
A.5. Deload fijo 12 %	XIV
B.	XVI
B.1. Centrales Convencionales Consideradas	XVI
B.2. Reservas primarias y potencias de centrales	XVII
B.3. Proyección de Costos	XVIII

Índice de figuras

2.1. Desarrollo de las distintas tecnologías fotovoltaicas a través del tiempo Fuente:NREL . . .	13
2.2. Capacidad mundial instalada. Fuente: EPIA	14
2.3. Potencial ERNC en Chile. Fuente: CER	15
2.4. Proyectos en Evaluación Ambiental	16
2.5. Matriz de efectos en el sistema (OECD)	18
3.1. Principales elementos de un generador síncrono en el control de frecuencia	23
3.2. Escalas de tiempo de las distintas estrategias de control de frecuencia	25
3.3. Esquema de control del regulador de velocidad (CPF)	25
3.4. Efecto en la frecuencia del sistema	26
3.5. Esquema de control automático de generación por parte de un generador	27
3.6. Costos nivelados (U.S. EIA) más costos sistémicos	31
3.7. Mediciones FV del operador de sistema en Españ	32
3.8. característica V-I de una celda fotovoltaica	33
3.9. Punto de operación deloades	34
3.10.Eficiencia vs carga de un conversor	35
4.1. Metodología general del estudio	37
4.2. Proyección del SING	39
4.3. Composición de escenarios	40
5.1. Diagrama simplificado del SING	45

5.2. Función de distribución de probabilidad	48
5.3. Función de distribución de probabilidad acumulada	48
6.1. Operación verano con 5 % penetración y asignación de reserva por predespacho	53
6.2. Operación sin recurso solar semana 1	53
6.3. Operación invierno con 5 % penetración y asignación de reserva por predespacho	54
6.4. Asignación de reserva por UC para 5 %	55
6.5. Operación verano con 10 % penetración y asignación de reserva por predespacho	55
6.6. Asignación de reserva por UC para 10 %	56
6.7. Operación verano con 15 % penetración y asignación de reserva por predespacho	57
6.8. Asignación de reserva por predespacho para 15 %	58
6.9. Operación verano con 20 % penetración y asignación de reserva por predespacho	58
6.10. Asignación de reserva por UC para 20 %	59
6.11. Costos de operación del sistema bajo asignación por predespacho	60
6.12. Operación de distintas penetraciones con deload de 6 %	60
6.13. Operación de distintas penetraciones con deload de 6 %	61
6.14. Costo del sistema con deload fijo 6 %	61
6.15. Reserva solar valorizada a costo marginal	62
6.16. Operación de distintas penetraciones con deload variable	63
6.17. Reserva solar ampliada	64
6.18. Costo del sistema bajo diferentes asignaciones de reserva	65
6.19. Costo de las asignaciones de reserva	66
A.1. Esquema de parámetros anuales y semanales	IV
A.2. Rutinas de predespacho	IV
A.3. Esquema de escenarios de predespacho	VIII
A.4. Operación de distintas penetraciones con deload de 8 %	IX
A.5. Operación de distintas penetraciones con deload de 8 %	IX

A.6. Costo del sistema con deload fijo 8 %	X
A.7. Reserva solar valorizada a costo marginal	XI
A.8. Operación de distintas penetraciones con deload de 10 %	XI
A.9. Operación de distintas penetraciones con deload de 10 %	XII
A.10.Costo del sistema con deload fijo 10 %	XIII
A.11.Reserva solar valorizada a costo marginal	XIII
A.12.Operación de distintas penetraciones con deload de 12 %	XIV
A.13.Operación de distintas penetraciones con deload de 12 %	XIV
A.14.Costo del sistema con deload fijo 12 %	XV
A.15.Reserva solar valorizada a costo marginal	XV
B.1. Listado de centrales convencionales	XVIII
B.2. Índices de proyección para el precio del carbón	XVIII
B.3. Índices de proyección para el precio del crudo	XIX
B.4. Índices de proyección para el precio del GNL	XIX

Índice de tablas

2.1. Estado ERNC en Chile. Fuente: CER	15
3.1. determinación de reserva en giro en sistemas internacionales	29
3.2. Costos del sistema adicionales para cada tecnología y nivel de penetración	31
4.1. Potencias instaladas para cada escenario de generación	41
4.2. Composición de escenarios	41
4.3. Criterio Deload variable	42
4.4. Conjunto de escenarios a evaluar	43
5.1. Potencia instalada por tipo de tecnología en SING	44
5.2. Nuevas centrales proyectadas a 2020	49
5.3. Precios y factores de modulación de combustible al 2020	50
5.4. Tasas de crecimiento anual de demanda en el SING	50

Capítulo 1

Introducción

1.1. Motivación

En las últimas décadas ha habido un gran interés por parte de la comunidad científica, de los gobiernos y de distintas organizaciones, para desarrollar y promover nuevas tecnologías de generación energética renovable y amigable con el medio ambiente. Tales intereses obedecen a la necesidad de reducir la dependencia de fuentes de generación convencionales basadas en combustibles fósiles, así como también de buscar que la utilización de estas tecnologías sea factible tanto en términos técnicos como económicos.

Chile, por su parte, no ha estado exento de este desarrollo, habiéndose observado un creciente interés en los últimos gobiernos por incorporar estas tecnologías a la matriz eléctrica nacional. Este interés surge como respuesta a un variado número de problemáticas, entre las cuales se encuentran los efectos adversos en el medio ambiente por parte de la generación convencional, una matriz energética poco diversificada, contaminante y cara, además del alto rechazo de la opinión pública hacia los medios de generación convencionales. Se añade a esto la fuerte dependencia actual de los energéticos fósiles, y finalmente, la dependencia e incertidumbre de mercados externos. Pese al extenso trabajo aún pendiente en temas legislativos, políticos, técnicos y reglamentarios, el gobierno, en conjunto con entidades privadas, organizaciones y universidades, ha llevado a cabo estudios de disponibilidad y caracterización de los recursos energéticos renovables, logrando así modelos de radiación solar y de velocidad del viento en territorio nacional. Por otro lado, el ministerio de energía posee mediciones de radiación solar en distintos puntos del norte del país, mostrando estos que el norte de Chile es un sector propicio para la instalación de centrales fotovoltaicas al ser uno de los lugares con mayor radiación solar del mundo [1].

Por otro lado, se han realizado estudios técnico-económicos sobre el impacto de las ERNC en la matriz chilena por parte del ministerio de energía [2], la Comisión Nacional de Energía (CNE) [3] y de

los Centros de Despacho Económico de Carga (CDEC's) [4], [5], además de la reciente publicación de leyes con el fin de incentivar la penetración de estas tecnologías. Claro ejemplo de esto último corresponde a la promulgación en octubre de 2013 de la ley de impulso a las ERNC, la denominada 20/25 [6], que establece como meta la inserción de un 20 % de ERNC a la matriz energética para el año 2025, aumentando así la anterior meta de la ley 20.257 (2008). Asimismo, se promulgó la nueva ley de concesiones la cual busca agilizar la tramitación y los plazos asociados a las concesiones eléctricas.

Pese a que los sistemas eléctricos nacionales presentan penetraciones FV incipientes (3,5 MW entre el SIC y SING a octubre de 2013), del total de proyectos renovables aprobados en el Sistema de Evaluación Ambiental (SEA), 5.004 MW se encuentran en el SING, donde el 71 % corresponde a proyectos solares, 29 % a eólicos y el 1 % a geotermia [7]. De esta forma en el SING existen proyectos solares aprobados por el SEA que alcanzan 3.550 MW. Este último punto muestra que la penetración FV es inminente y jugará un papel predominante en el SING; por lo tanto, se hace necesario y de suma importancia estudiar el impacto tanto técnico como económico que una alta penetración pueda tener en el sistema.

En la actualidad se han realizado variados estudios que muestran el impacto de alta penetración fotovoltaica en los SEP. Diversas investigaciones señalan que una alta penetración FV genera impactos en la estabilidad y en la regulación de frecuencia del sistema [8]. Usualmente, la generación solar no aporta reserva de potencia activa dado que sus convertidores trabajan en el punto de máxima potencia (MPPT); la reserva es proporcionada por unidades de generación tradicional, y a medida que ingresa generación FV, más unidades convencionales son desplazadas. Por ende, se vuelve necesario que las unidades restantes aumenten sus niveles de reserva, pudiendo llegar a una gran cantidad de máquinas operando a mínimos técnicos. Eventualmente mientras más unidades convencionales son desplazadas podrían no existir suficientes centrales capaces de otorgar reserva. De esta forma, se plantea un cambio de paradigma, proponiéndose que las centrales fotovoltaicas operen bajo su punto óptimo de máxima potencia (operación en *deload*), y puedan así participar de la regulación de frecuencia. Estudios demuestran que la operación en *deload* mejora la estabilidad de frecuencia para sistemas térmicos aislados como el SING [9], pero hasta el momento no existen análisis que permitan cuantificar la reserva óptima en centrales FV.

La operación en *deload* presentaría fuertes impactos económicos. Por una parte los inversionistas perciben menos ingresos por concepto de venta de energía, y por otra parte existen también impactos económicos a nivel de sistema. La energía que se deja de inyectar posee costo variable cercano a cero, por tanto, se espera que el costo agregado del sistema aumentará producto del costo de oportunidad de la energía solar no inyectada. El cambio de paradigma mencionado anteriormente se sustenta en situaciones donde la penetración FV alcanza niveles considerables; bajo este escenario, se requeriría reserva en giro por parte de las mismas centrales para asegurar el correcto y seguro funcionamiento del sistema. Parte del problema subyace en determinar una cantidad de reserva fotovoltaica que asegure una operación segura y a mínimo costo.

1.2. Objetivos

1.2.1. Objetivo General

Encontrar niveles de reserva óptimos a mantener en centrales fotovoltaicas para determinados niveles de penetración mediante estudios de predespacho, a fin de determinar un set de reglas heurísticas que apoyen a los operadores de sistema en la toma de decisiones.

1.2.2. Objetivos Específicos

Dentro de los objetivos específicos se encuentran:

- Realizar una revisión bibliográfica y estado del arte de tecnologías de generación fotovoltaica, así como también estudiar su penetración en Chile y el mundo.
- Proyectar el SING para el año 2020, incluyendo demanda, parque generador, costos y requerimientos de reserva.
- Establecer y desarrollar distintos escenarios de penetración de energía fotovoltaica para el año 2020.
- Determinar reglas que apoyen a los operadores de sistema en la determinación de la reserva de centrales FV.

1.3. Alcance

Los estudios de predespacho realizados son uninodales, es decir, no se considera la topología del sistema de transmisión, congestiones y pérdidas óhmicas.

Cuando se hable de penetración solar se estará haciendo referencia a penetración en términos de energía generada anual y no de potencia instalada. Esto se desprende de la ley vigente, la cual establece límites inferiores de penetración ERNC, que en caso de no ser cumplidos deberán ser alcanzadas mediante licitaciones de bloques de energía a cargo del ministerio.

El hecho de considerar la penetración solar en términos de energía anual y no como potencia instalada tiene efectos relevantes en el estudio. Habrán ciertas horas en que la inserción solar superará el 20 % de la generación total. Esta penetración es bastante significativa y resulta interesante observar el comportamiento en la operación del sistema, en su requerimiento de reserva y en la asignación de reserva.

La asignación de reserva a determinar corresponde a la reserva en giro necesaria para realizar el control secundario de frecuencia. Aquella reserva utilizada para el control primario se utiliza como un parámetro de entrada determinado por el CDEC-SING.

En la presente memoria, el costo de oportunidad de la energía solar se valorizará al costo marginal que el sistema posea en la hora en la cual no se inyectó.

1.4. Estructura de la memoria

La presente Memoria se divide en 8 capítulos. El contenido de cada capítulo se resume a continuación:

- **Capítulo 2:** Este capítulo contextualiza el estado de desarrollo de la tecnología fotovoltaica y su penetración en Chile y el mundo. Particularmente presenta las proyecciones futuras de costos, y enfatiza su relevancia como una fuente competitiva para con otros medios de generación.
- **Capítulo 3:** En esta sección se desarrolla una revisión general de los distintos conceptos asociados a la regulación de frecuencia. Estos conceptos proveen una base conceptual que permite comprender la importancia de la determinación de reserva en giro, y como esta es utilizada. Concretamente, se ilustran distintos métodos de asignación de reserva alrededor del mundo y posteriormente se mencionan los distintos mecanismos de regulación de frecuencia.
- **Capítulo 4:** En este apartado se describe la metodología y proceso de construcción de los escenarios. Adicionalmente, se establece el método de determinación de los casos de estudio y los métodos de simulación. La información se complementa con esquemas, los cuales describen los diversos procedimientos seguidos.
- **Capítulo 5:** Este capítulo describe el estado del SING en el año 2012, considerando diversos factores como generación, demanda, control de frecuencia y topología. Posteriormente se desarrolla una proyección de diferentes variables al año 2020 siguiendo los procedimientos mencionados en el capítulo 4.
- **Capítulo 6:** Este capítulo presenta los resultados para todos los escenarios. Específicamente muestra resultados de operación y asignación de reserva para un número de semanas limitadas, producto de lo poco práctico que resulta mostrar la totalidad de los datos. Adicionalmente, se presentan los costos totales de operación del sistema de cada alternativa, así como también el costo de oportunidad de la reserva solar.
- **Capítulo 7:** Finalmente, este capítulo realiza conclusiones en base a los resultados expuestos en el capítulo anterior. Este apartado también plantea futuros estudios con el fin de obtener una asignación de reserva más eficiente.

Capítulo 2

Integración de la energía solar fotovoltaica en los sistemas eléctricos de potencia

2.1. Energía fotovoltaica en el contexto internacional

El estado actual y las proyecciones para la generación FV auguran un futuro promisorio tanto en costos como en aumento de eficiencia.

Si de desarrollo tecnológico se trata, la tecnología fotovoltaica ha estado presente desde hace ya bastante tiempo. Sin embargo, no fue hasta esta última década que su utilización masiva ha llevado a una reducción masiva de los costos acompañado de una mejora sustancial en eficiencia. La primera celda comercial alcanzó una eficiencia del 6%, hoy en día las eficiencias promedio del mercado circulan entre el 12 y 18%. Adicionalmente existen celdas experimentales que alcanzan eficiencias del 40%.

Gran parte del crecimiento y penetración que la tecnología fotovoltaica ha alcanzado hoy en día alrededor del mundo se debe principalmente a la instalación de sistemas distribuidos en techo, impulsados en su mayoría por países desarrollados a través de subsidios o *feed-in tariffs*. Por otro lado, la energía fotovoltaica a gran escala tiene ventajas considerables en la inversión por kWp y en la eficiencia en comparación a las instalaciones residenciales. Hoy en día, los sistemas en techo tienen un costo de 3,12 USD/Wp, mientras que plantas FV utilitarias alcanzan 1,65 USD/Wp. Además, se espera que para el año 2022 estos costos se reduzcan a 2,4 USD/Wp y 1,24 USD/Wp respectivamente. Análogamente, estudios establecen el costo de desarrollo de centrales fotovoltaicas en 160 USD/MWh, mientras que para el año 2025 este costo sería de 60 USD/MWh. Mientras que otros estudios señalan que los costos disminuirían entre 36 y 51% dependiendo el segmento (residencial o utilitario) en los

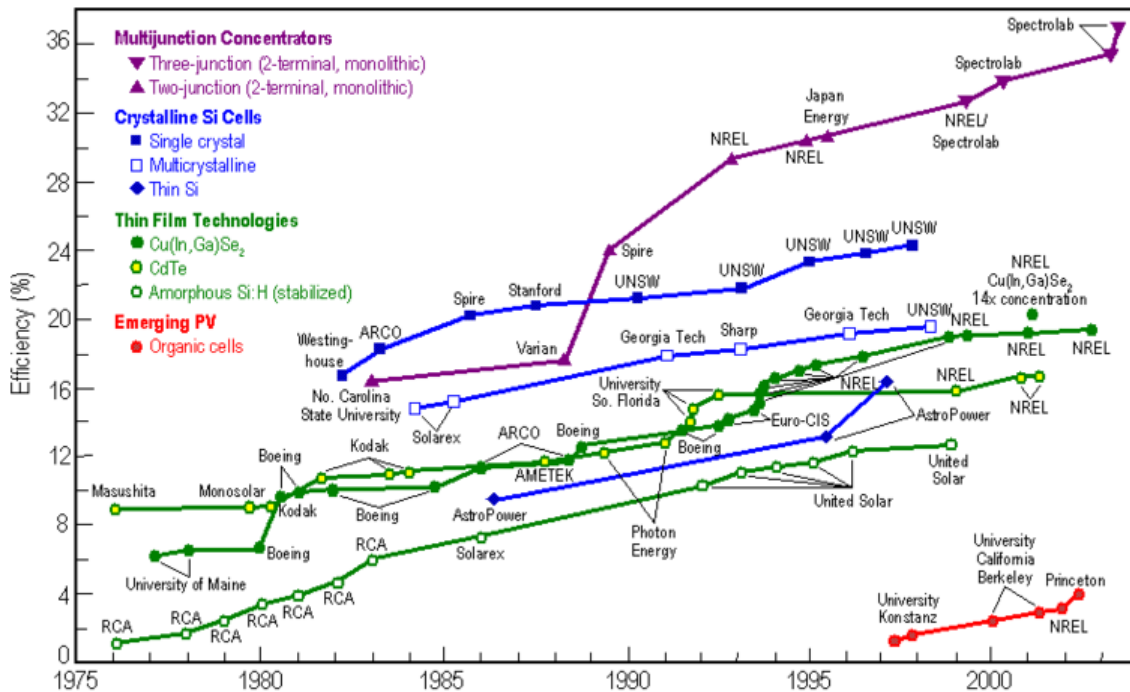


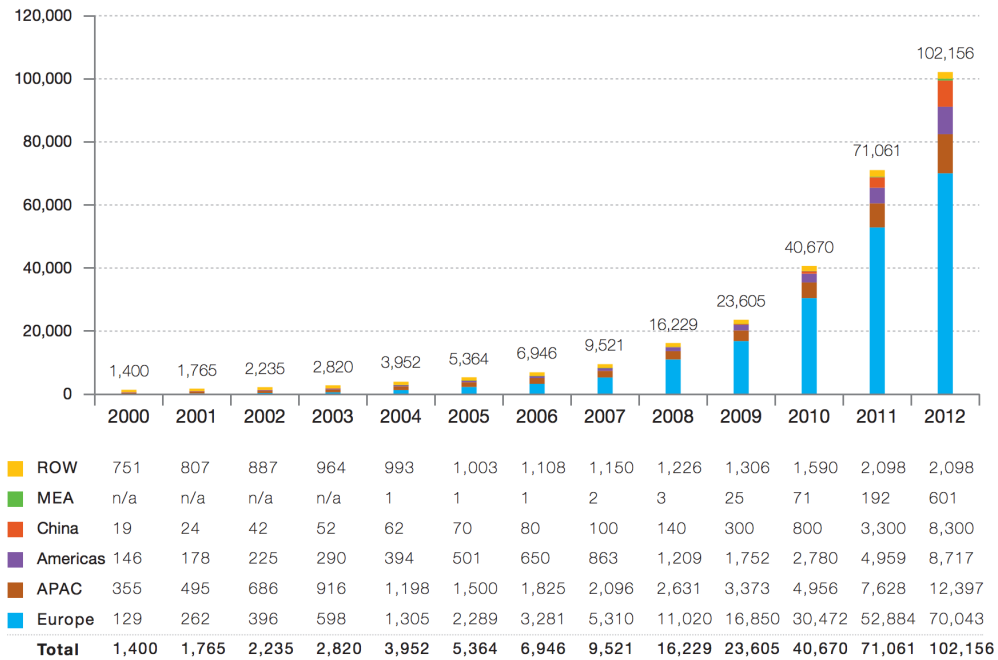
Figura 2.1: Desarrollo de las distintas tecnologías fotovoltaicas a través del tiempo Fuente:NREL

próximos 10 años. Si bien es difícil predecir los costos futuros, la existencia de variados estudios permiten suponer una disminución drástica en los costo FV, transformando esta tecnología en una opción competitiva con formas tradicionales de generación.

La instalación de generación solar fotovoltaica (FV) se ha convertido en una de las formas de generación de energía renovable con mayor potencial de desarrollo futuro en el mundo. En 2009, la capacidad instalada alrededor del mundo fue de 23 GW, cifra que en el 2012 superó los 100 GW, convirtiéndose en la forma no convencional de generación que ha mostrado el mayor crecimiento promedio desde el año 2006 [10].

Dado sus altos costos en los primeros años de implementación, solo los países industrializados eran capaces de financiar instalaciones fotovoltaicas y la investigación necesaria para el desarrollo de esta tecnología. Las instalaciones en su mayoría fueron residenciales incentivadas mediante subsidios y posteriormente dando paso paulatinamente a instalaciones utilitarias. En los últimos años, Europa ha llevado la delantera en capacidad fotovoltaica instalada. De los mas de 100 GW instalados actualmente, Europa posee 70 GW, China (8,3 GW), EE.UU. (7,8 GW) y Japón (6,9 GW). La Figura 2.2 muestra un desglose de la capacidad mundial instalada [11].

Más allá de lo monopolizado que parezca el escenario, los datos también muestran la variación anual y la nueva capacidad instalada cada año. De esto último es posible desprender que la generación FV está entrando en un terreno competitivo, dado que la nueva capacidad instalada no está proviniendo solamente de países desarrollados. De hecho, mientras que al año 2011 Europa concentraba el 74 %



ROW: Rest of the World. MEA: Middle East and Africa. APAC: Asia Pacific.

Figura 2.2: Capacidad mundial instalada. Fuente: EPIA

de la nueva capacidad, para el año 2012 ese porcentaje disminuyó a 55 %. De esta forma se estima que para el 2013 la mayoría de la potencia instalada será fuera de Europa. La causa principal de este fenómeno se debe al descenso en los costos, lo cual ha permitido el desarrollo de proyectos FV en países emergentes como Chile

2.2. Energía fotovoltaica en el contexto chileno

Chile es un país pobre en recursos energéticos convencionales, lo que se traduce en la necesidad de compra de la mayor parte de los combustibles fósiles que utiliza, generando así una fuerte dependencia de los mercados internacionales. Si de energías primarias se trata, el 66 % de estas proviene de combustibles fósiles, de los cuales el 91 % es importado. Mientras que en el sector electricidad, casi el 53 % de la potencia instalada en el SIC corresponde a centrales térmicas. El caso del SING es más drástico, alcanzando el 99,7 % [12], [13].

El escenario nacional actual puede considerarse irónico si se observa el potencial de ERNC presente en el país. Chile dispone de un potencial bruto de decenas de miles de MW en ERNC, llegando a 15 veces el total de la producción eléctrica anual, como se observa en la figura 2.3.

Evidentemente el potencial presentado no es realizable en su totalidad, sin embargo, demuestra que existe un campo de acción considerable. Cabe destacar el enorme potencial solar que tiene Chile, muy

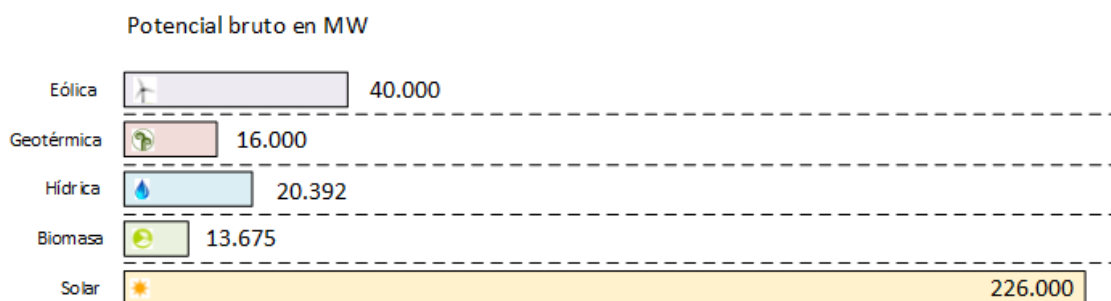


Figura 2.3: Potencial ERNC en Chile. Fuente: CER

superior al resto de los otros energéticos.

En la actualidad, solo existen en Chile 3,5 MW de potencia FV instalada y 69 MW en construcción. No obstante, el panorama es bastante alentador al considerar los proyectos aprobados o en calificación en el Servicio de Evaluación e Impacto Ambiental (SEA) [14]. El conjunto de las ERNC aprobadas sin construir en el SEA corresponde a 8620 MW, de los cuales 4106 MW provienen de energía solar correspondiente al 48 % del total de proyectos. Si se consideran los proyectos en calificación, el conjunto ERNC suma 4227 MW de los cuales 1899 MW provienen de energía solar, lo que corresponde al 45 % del total de proyectos en calificación. La Tabla 2.1 resume el estado actual de ERNC en Chile.

Estado	Operación [MW]	Construcción [MW]	RCA Aprobada, sin construir [MW]	En calificación [MW]
Biomasa	431	24	108	6
Eólica	302	271	4106	1899
Mini-Hidro	311	53	273	121
Solar	3,5	69	4012	2201
Geotermia	0	0	120	0
Total	1047	416	8620	4227

Tabla 2.1: Estado ERNC en Chile. Fuente: CER

Los proyectos en el SEA muestran que existiría una inserción de energía eólica levemente superior a la energía solar. Sin embargo, es interesante analizar la distribución de las distintas fuentes ERNC entre el SIC y SING. En el caso del SIC, el 74 % de los proyectos aprobados corresponde a proyectos eólicos y solo el 13 % a solares. Mientras que en los proyectos en calificación, esta cifra alcanza a 71 % y 24 % respectivamente. Por otra parte, el SING presenta una relación inversa, con 71 % solar del total de proyectos aprobados y 29 % eólico. En cuanto a proyectos en calificación esta diferencia aumenta drásticamente a 96 % y 4 % en favor de la energía solar. La Figura 2.4 desglosa los proyectos del SEIA por tipo, sistema y estado.

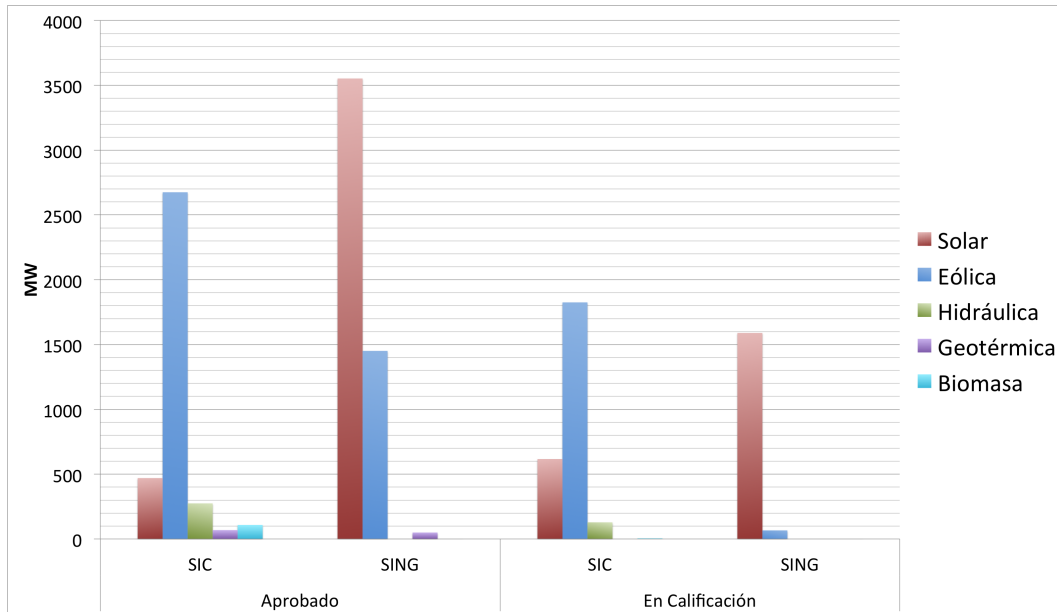


Figura 2.4: Proyectos en Evaluación Ambiental

Por supuesto, no se puede garantizar que todos los proyectos aprobados por el SEA se llevarán a cabo, simplemente constituye una etapa menos en el largo camino que debe recorrer un proyecto ERNC. No es correcto pensar que por el hecho de que exista una gran cantidad de proyectos en tramitación o aprobados existirá efectivamente una alta penetración ERNC. No obstante, la ley 20/25 exige al año 2020 una penetración del 12%. De no cumplirse esta meta, el ministerio licitará los bloques de energía faltantes, por lo que se podría suponer que el peor escenario de integración ERNC corresponde a un 12% de integración. Por otro lado, cabe recordar los más de 3000 MW aprobados actualmente en el SEA, por lo que existe un amplio margen de proyectos que sí podrían concretarse.

Muchos de los proyectos solares en carpeta corresponden a proyectos a escala utilitaria. Sin embargo, las instalaciones distribuidas de baja potencia no poseen un augurio similar en Chile, a diferencia de otros países donde han sido impulsadas fuertemente. En 2012 se aprobó la ley 20.751 denominada *net metering* o medición neta, donde se busca permitir la conexión a la red eléctrica de unidades generadoras en base a de ERNC. De este modo, los productores domiciliarios que produzcan hasta 100 KW podrán vender sus excedentes de energía a las empresas distribuidoras al mismo precio que la compañía distribuidora cobra a sus clientes. No obstante, la letra chica de la ley establece que, en vez de medición neta, las empresas distribuidoras pagarán menos de un 40% de lo que cobran. En rigor, pagarán lo mismo que a las empresas generadoras. Esto se denomina *net billing* o facturación neta. Este resquicio frena la incorporación de generación distribuida, vale decir, no se espera un fuerte aumento de generación fotovoltaica domiciliaria en Chile. Es interesante destacar el hecho de que si se aplicará la medición neta, un sistema fotovoltaico domiciliario se amortizaría en 6 años en Santiago y en 4 en Calama, siempre y cuando se mantengan los precios actuales de energía.

2.3. Costos de la integración fotovoltaica

La integración de energía solar trae diversos beneficios a los sistemas eléctricos de potencia. Por un lado gozan de mayor aceptación ciudadana en comparación a proyectos de generación tradicional ¹, contribuyen a una matriz energética más limpia evitando la emisión de mayores cantidades de CO_2 , el recurso energético utilizado es local, abundante y de muy bajo costo (para casos de estudios económicos se suele establecer costo cero), dependiendo así en menor medida de energéticos primarios importados ². Sin embargo, su integración también lleva consigo desafíos. El hecho de poder disponer de la energía del sol de manera *gratuita* no implica que el sistemas no incurra en costos por su implementación. Parte de los costos de integración de energía fotovoltaica (al igual que otras fuentes ERNC) se derivan de la propia naturaleza del recurso, es decir, de la variabilidad e incertidumbre de la radiación solar. La variabilidad estacional de la radiación, sumado a variaciones no previstas (i.e. efecto nube), impactará en el despacho del resto de las unidades del sistema.

Concretamente el problema de los costos de la integración FV subyace en lograr estimar de manera precisa las externalidades producidas. Esta tarea no es para nada trivial, la experiencia internacional muestra que se ha invertido un enorme capital financiero y humano en estudios y análisis ligados a esta materia. Tal es el caso de los diez volúmenes en el estudio *ExternE – Externalities of Energy assessment of environmental externalities*" de la comisión europea realizado entre 1995 y 1999, ³ o el estudio de 8 volúmenes de *Oak Ridge National Laboratory* en los Estados Unidos o el proyecto *NEEDS*. ⁴ Estos estudio se han enfocado a evaluar cuantitativamente las externalidades medioambientales regionales y locales. Sin embargo existe poca literatura en donde se analicen los impactos a nivel del sistema eléctrico.

Un estudio realizado por la Agencia de energía nuclear de la OECD [15] investiga los impactos de las ERNC en un sistema con baja peneración de carbón y alta penetración de energía nuclear. Pese a estudiar una matriz muy distinta a la chilena, la investigación ayuda a delinear y definir los criterios a considerar al evaluar los costos y externalidades que las renovables provocan al ser integrados a los SEP. En particular se propone una matriz de los efectos que provocan las tecnologías en cinco características de la red, estos son: Conexión a la red, refuerzo de la red, dependencia de la

¹Pese a la opinión publica favorable de las ERNC, han existido casos en donde ciertos proyectos ERNC han sido rechazados por las comunidades como es el caso de la instalación de aerogeneradores en la isla de Chiloé. Pese al beneficio global, las comunidades se organizan para enfrentar los riesgos que supone la instalación de proyectos debido a las externalidades negativas generadas en su entorno inmediato. Bajo este contexto se acuño el término *Not In My Back Yard - NIMBY* o en español *Sí, Pero Aquí No - SPAN*

²Recordado es el caso del racionamiento del gas argentino en 2004. El económico precio del combustible GNC importado permitió llegar a precios entre 25 y 30 USD/MWh. A comienzos del 2007 el gas representaba un 15 % de la matriz nacional mientras que el diesel sólo llegaba al 2 %. En julio del mismo año la participación del gas era nula mientras que el diesel llegó a representar un 38 % de la generación

³Dado el periodo en que el estudio se realizó, sus resultados no se consideran actualmente válidos (costos desactualizados, nuevas tecnologías ERNC, nuevos marcos regulatorios,etc), sin embargo el centro del estudio es completamente válido

⁴www.needs-project.org

red, intermitencia técnica e intermitencia financiera. La Figura 2.5 ilustra los efectos de las distintas tecnologías para los cinco puntos previamente mencionados.

	Grid connection	Grid reinforcement	Grid dependency	Intermittency technical	Intermittency financial
Nuclear	↘	↘	↘↘↘	↗	↗
Coal	↔	↘	↘	↗	↗
Coal w/CCS	↔	↘	↘	↗	↗
Gas	↗	↗	↘	↗	↗
Hydro	↔↘	↘	↗	↗	↗
Wind onshore	↘	↘↘	↗	↘↘↘	↘↘↘
Wind offshore	↘↘↘	↘↘	↗	↘↘↘	↘↘↘
Biomass	↗	↗	↗	↗	↗
PV and CSP	↘↘	↘	↗	↘↘	↘↘

Figura 2.5: Matriz de efectos en el sistema (OECD)

El número de flechas indica de forma cualitativa la importancia relativa de cada combinación. Las flechas verdes indican un impacto positivo, las rojas un impacto negativo y la flecha horizontales azules indica un impacto neutro.

Los impactos en la conexión, el refuerzo y la dependencia de la red forman parte de los costos asociados a invertir en nueva infraestructura de transmisión. Para el tema de conexión el principal tema es la distancia de las plantas a los puntos de conexión con la red. Este punto es muy variable y depende de las características geográficas y la ubicación de los recursos en cada sistema, por lo que la tabla no refleja necesariamente la realidad chilena.

Por otro lado, las tecnologías de generación FV tienen básicamente costos variables despreciables. A priori, es posible suponer que el impacto global en el sistema sería una reducción en los costos totales debido al desplazamiento de unidades más caras. A esto se le conoce como el efecto de orden de mérito o efecto compresión. Sin embargo, existen sistemas en los cuales este efecto no se aprecia debido a que la integración ERNC no altera de manera significativa la tecnología que margina en el sistema [16] y por tanto, los impactos económicos variarán dependiendo del sistema

Es razonable pensar que, a medida que entra mayor cantidad de ERNC al sistema, este debe aumentar sus niveles de reserva para responder ante variaciones propias de los recursos variables. En otras palabras, se requiere de una reserva de energía capaz de suplir los cambios intempestivos de inyecciones ERNC, por ejemplo en el caso de baja o nula ventosidad, nubes o días cubiertos. Por tanto, la integración de centrales FV implicaría, por un lado, una reducción en los costos del sistema dado sus

costos variables nulos, y por otro lado, un aumento debido a costos derivados de una programación más estricta de unidades térmicas para otorgar reserva. Sin embargo, la determinación y posterior asignación óptima de reserva constituye un campo de estudio no trivial.

Una asignación de reserva óptima trata de lograr una operación al menor costo de manera confiable y segura. Sin embargo, abordar el tema de los costos al existir penetración ERNC es algo complejo. Como se mencionó anteriormente las centrales FV tienen costos variables cercanos a cero, los cuales como primera aproximación, harían bajar el costo total del sistema. Por otro lado generan externalidades que aumentarían los costos relacionados a mantener la confiabilidad y seguridad. Diversos estudios analizan el impacto que tienen las fuentes intermitentes en los costos del sistema. En [17] se estudia el impacto económico y técnico que la intermitencia de fuentes renovables produce en la red. Señala que existe una controversia en como establecer los costos relacionados con mantener la confiabilidad del sistema, por un lado se señala que los costos deben basarse en la naturaleza de las plantas que otorguen reserva, mientras que otros plantean analizar la variación del costo total del sistema, en donde esta variación se caracteriza como el costo de operar y mantener las nuevas centrales ERNC menos los costos de operación de las centrales térmicas desplazadas.

El estudio anterior concluye que el costo de mantener el sistema seguro y confiable es del orden de £3 - £5 por cada MWh de fuentes intermitentes. Sin embargo sostiene que es necesario considerar variados aspectos propios de cada sistema y por lo tanto estos valores y metodología están lejos de ser un estándar. Entre los aspectos a considerar se encuentran las condiciones meteorológicas de cada zona y su correcta predicción, así como también la robustez y marco regulatorio del sistema.

Lo anterior da cuenta que cada sistema debe ser analizado de forma particular. En el caso de la disponibilidad de reserva las unidades participantes deben operar a consignas menores que su potencia nominal, dejando de percibir ingresos por la energía que dejan de inyectar. Sin embargo, en ciertos sistemas, la reserva en giro se define como un servicio remunerado. En Chile, la reserva de potencia se encuentra bajo el concepto de servicios complementarios (SSCC) y el reglamento establece que los Centros de Despacho Económico de Carga (CDEC) deben definir, administrar y operar los SSCC necesarios para garantizar que la operación del sistema cumpla con las exigencias de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS), minimizando el costo de operación. La reserva en giro presenta costos por inversión y habilitación y costos por mantenimiento, y a partir de un cálculo de cuotas se remunera el costo de oportunidad de la reserva [18]. Sin embargo, no existe cálculo de reserva para FVs, esta reserva variará dependiendo del nivel de penetración y punto de operación. Esto implica que las instalaciones FV generan costos indirectos en el sistema y cuyo impacto económico es necesario tener en cuenta. Por otro lado, pese a que no existe normativa que regule la reserva en centrales FV es posible operarlas bajo su potencia nominal, vale decir, bajo el punto del MPPT. Esto último se conoce como operación en *deload*, la cual se explicará en más detalle en el capítulo 3.

Finalmente, el capítulo 5 de la NTSyCS señala que la DO de cada CDEC debe determinar una

reserva para el control primario de frecuencia, y por tanto, para este estudio se considera un valor fijo que disminuye la potencia máxima de las unidades. Cuando se habla de reserva en giro, desde ahora en adelante, se estará haciendo alusión a la reserva de potencia necesaria para realizar el CSF.

Capítulo 3

Regulación de frecuencia

3.1. Introducción

Un sistema eléctrico de potencia debe operar bajo la complejidad de generar energía y al mismo tiempo consumirla. Mantener el equilibrio entre la potencia mecánica de las turbinas y la potencia eléctrica que consumen las cargas y la red es una tarea no trivial. En la realidad, el sistema se ve perturbado constantemente por variaciones de carga, generando un continuo desbalance entre el consumo y la generación.

Este desbalance constante conlleva a la necesidad de tener un control continuo sobre la potencia que entregan las máquinas. Si en algún momento la generación supera la demanda, el exceso de energía se almacena como energía cinética en los rotores de los generadores, acelerando de este modo los rotores y produciendo un aumento de frecuencia del sistema. En caso contrario, la energía faltante es obtenida directamente de la energía cinética almacenada en los rotores, provocando una disminución en su velocidad y por consiguiente, una disminución en la frecuencia. Resulta entonces necesario la existencia de métodos de control que permitan regular la frecuencia del sistema.

El presente capítulo entrega una base conceptual sobre estabilidad y regulación de frecuencia en sistemas eléctricos de potencia, estableciendo conceptos generales y mecanismos de regulación, así como también el impacto que tendría una alta penetración de energía solar fotovoltaica en la regulación de frecuencia del sistema.

3.2. Conceptos generales

La estabilidad de un SEP se define como la capacidad de un sistema de potencia de mantenerse operando en un punto de equilibrio estable (valores aceptables de frecuencia y tensión) bajo

condiciones de operación normal, y evolucionar a un punto de equilibrio estable luego de algún cambio o perturbación en las entradas, en las condiciones iniciales o en parámetros que afectan la dinámica del sistema. La estabilidad se logra cuando un sistema de potencia logra desarrollar fuerzas iguales o superiores a las fuerzas perturbadoras.

Luego de una perturbación en un sistema de potencia, el efecto transitorio que aparece tiene una naturaleza oscilatoria. Si el sistema logra contrarrestar el desbalance de fuerzas, se dirá que el sistema es estable, y por tanto las oscilaciones serán amortiguadas hasta llegar a un punto de operación de equilibrio. Este equilibrio no necesariamente corresponderá al mismo punto de operación anterior. Por otro lado, si el sistema es inestable se tendrán incrementos progresivos de la separación angular de los rotores, descensos sostenidos de las tensiones en barras o caídas continuas de la frecuencia. Una condición de inestabilidad puede llevar al desprendimiento en cascada de generación o carga, pudiéndose generar un apagón parcial del sistema (brownout) o total (blackout).

El problema de estabilidad en sí es un problema único; sin embargo, analizar la estabilidad del sistema considerando todas sus variables resulta ser algo infactible en la práctica. Resulta mucho más fructífero subdividir el problema con el objetivo de establecer métodos de solución y acotar el estudio a variables relevantes para cada tipo de estabilidad [19], [20].

La estabilidad depende en gran medida del tipo de perturbación al cual es sometido el sistema, dentro de las cuales se distinguen dos tipos de perturbaciones:

- Pequeñas perturbaciones: Pequeñas alteraciones que ocurren continuamente en el sistema, de menor magnitud y que no son de gravedad inmediata para la integridad de los equipos. Suele deberse a pequeños cambios en la carga o la generación.
- Grandes perturbaciones: Corresponden a alteraciones de mayor gravedad y magnitud, son indeseadas e imprevistas. Estas perturbaciones pueden causar daño a la integridad de los equipos y por tanto deben ser aisladas en tiempos muy breves. Pueden deberse a cortocircuitos en líneas, salida intempestiva de generadores, pérdidas y conexión de grandes bloques de carga, pérdidas de circuito de una línea, etc.

Independiente de la naturaleza, las perturbaciones en los SEP son un fenómeno insoslayable que deben ser siempre considerados para una correcta operación. Los sistemas eléctricos cuentan con diversos mecanismos para ejercer el control frecuencia-potencia actuando en distintas variables y márgenes de tiempo a fin de reducir el impacto de las distintas perturbaciones. El estudio de estos mecanismos se denomina regulación de frecuencia.

3.3. Regulación de frecuencia

Como se mencionó anteriormente, la frecuencia eléctrica está ligada directamente al balance de potencia activa, por lo que se requiere de un control coordinado que asegure su constancia para el correcto funcionamiento de los sistemas de potencia. De no poder mantenerse este balance llegará un punto donde las centrales dejarán de operar adecuadamente, produciéndose cavitaciones, modos de oscilación y altas corrientes de magnetización en motores de inducción y transformadores (en el caso de producirse bajas frecuencias). El principal elemento regulador de potencia, y por consiguiente de frecuencia, corresponde al generador síncrono. La velocidad de giro de un generador síncrono está directamente relacionada con la frecuencia de la red, por lo tanto, es frecuente utilizar la velocidad de giro como variable de entrada para el sistema de control, siendo esta más fácil de procesar que la frecuencia de la red, mientras que la potencia entrante al generador es la variable empleada para ejercer el control mediante la válvula de admisión. La figura 3.1 muestra los principales elementos de un generador síncrono que aportan a la regulación de frecuencia.

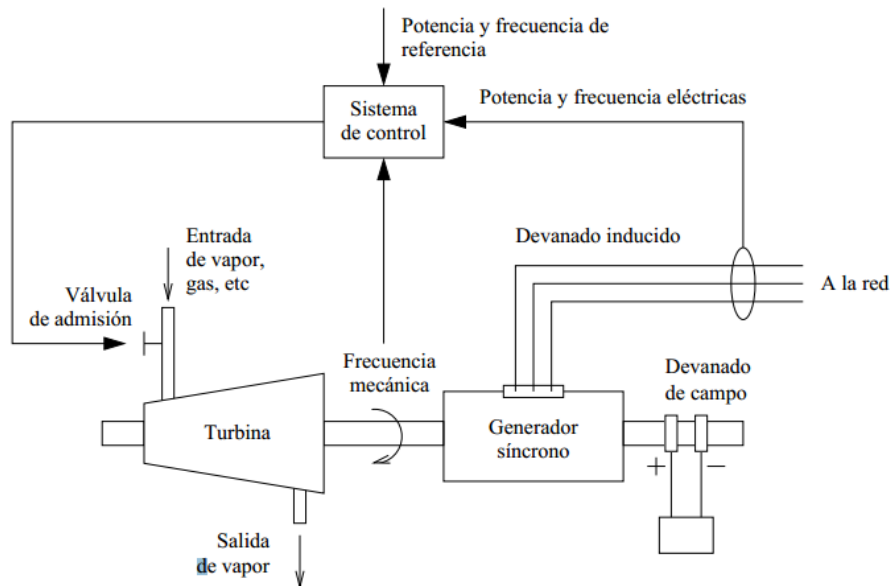


Figura 3.1: Principales elementos de un generador síncrono en el control de frecuencia

Es posible asumir que la frecuencia es la misma en todo el sistema, aunque en estricto rigor existen pequeñas desviaciones. Esto permite analizar y controlar la frecuencia suponiendo un sistema uninodal, diferenciando al control de frecuencia de otros controles como el de tensión, cuya estabilidad es local (generalmente afecta a un grupo reducido de nodos). Por lo tanto se concibe al sistema de control de frecuencia de manera independiente al control de tensión debido al débil acoplamiento entre esta última variable y la potencia activa.

Considerando los factores mencionados sobre estabilidad de frecuencia y el control sobre el balance potencia inyectada-consumida, la regulación de frecuencia debe lograr:

- Mantener el balance demanda-generación
- Mantener la frecuencia en su valor nominal
- Lograr que se cumplan los compromisos del mercado eléctrico
- Mantener suficiente potencia de reserva

Para lograr estos objetivos, la regulación de frecuencia se divide en tres niveles de control:

- Control primario de frecuencia (CPF): Regulador de velocidad
- Control secundario de frecuencia (CSF): Control automático de generación (AGC por sus siglas en inglés)
- Control terciario de frecuencia (CTS): Control del error de tiempo

Estos niveles actúan en distintos márgenes de tiempo y consideran distintos conjuntos de variables eléctricas y mecánicas. La Figura 3.2 ilustra las escalas de tiempo en las cuales actúa cada estrategia de control y el impacto que cada una tiene sobre la frecuencia.

Control Primario de Frecuencia

Corresponde a un esquema de control, propio de cada unidad generadora, constituido por un sensor (tacómetro, acelerómetro) que detecta las variaciones de velocidad en el eje del rotor y un actuador (servomotores) que actúa sobre algún órgano de regulación (válvulas, álabes, etc), a fin de controlar la admisión de la turbina de forma proporcional a la variación de frecuencia.

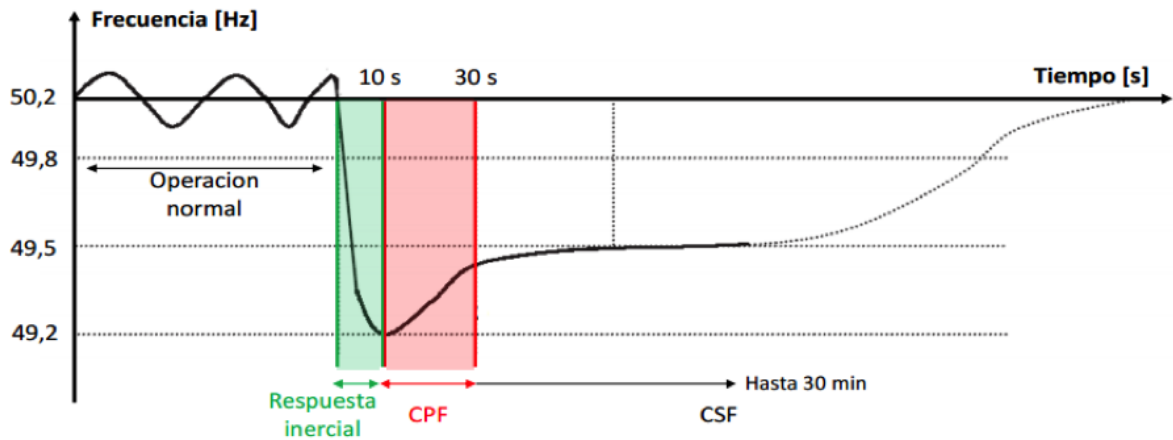


Figura 3.2: Escalas de tiempo de las distintas estrategias de control de frecuencia

Si bien el efecto de control se aprecia en la frecuencia eléctrica de la red, el control no es directamente sobre esta, sino que sobre la velocidad de giro del eje del rotor. Este control tiene por objetivo proteger a la máquina y contribuir a mantener el balance de potencia entre la generación y el consumo. Esto se logra modificando la potencia eléctrica entregada mediante la modificación de la potencia mecánica suministrada por la turbina.

Ante una perturbación, todas las unidades con CPF participan permitiendo restablecer el equilibrio entre carga y generación en unos pocos segundos (generalmente entre 2 a 20 segundos). De esta manera, se asegura una operación del sistema estable dentro de los límites aceptables, siempre y cuando exista reserva de potencia primaria suficiente. Las figuras ?? y 3.5 muestran el esquema de control y la variación típica de frecuencia al actuar el CPF respectivamente.

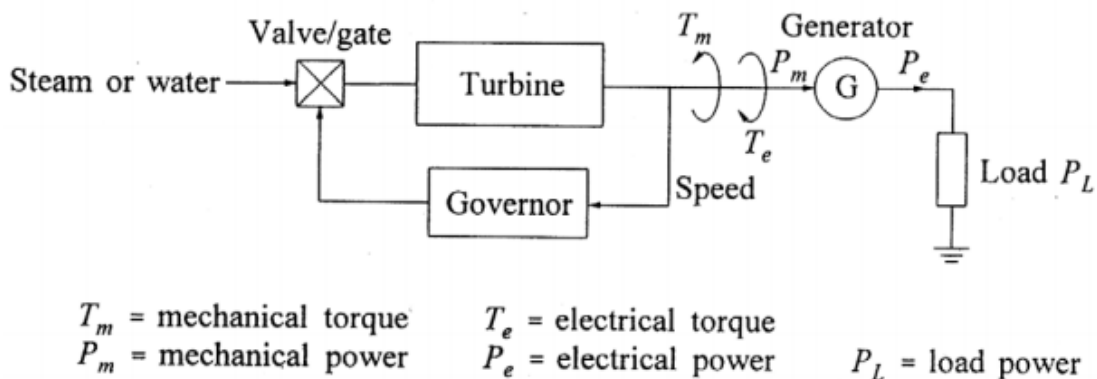
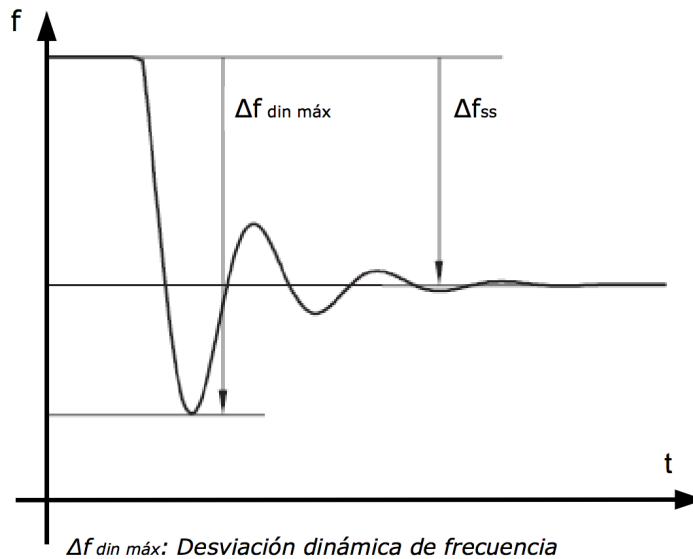


Figura 3.3: Esquema de control del regulador de velocidad (CPF)



$\Delta f_{\text{din máx}}$: Desviación dinámica de frecuencia

Δf_{ss} : Desviación de estado cuasi-estacionario

Figura 3.4: Efecto en la frecuencia del sistema

Control Secundario de Frecuencia

La regulación primaria logra recuperar el balance entre potencia consumida y generada, sin embargo, no logra compensar dos efectos:

- La frecuencia posee un error permanente, es decir, no corresponde a la frecuencia nominal
- La carga queda repartida entre los generadores en función de sus estadísticas y no en función de los flujos programados

El control secundario de frecuencia (CSF) actúa cambiando la referencia de carga del generador mediante el sistema de control denominado Control automático de generación (AGC). Esto se realiza con el fin de corregir los efectos anteriormente mencionados y llevar al sistema a operar a frecuencia nominal. El CSF se encuentra temporalmente dissociado del CPF actuando desde varios segundos hasta pocos minutos (típicamente entre 20 segundos a 15 minutos). Por otro lado el control secundario debe realizarse de manera centralizada. De no ser así cada generador competirá para alcanzar la frecuencia de referencia haciendo al sistema inestable. Es por esto que existe un único lazo ubicado en una central de control (en este caso el CDEC correspondiente) la que entrega las consignas a las distintas unidades que participan del CSF.

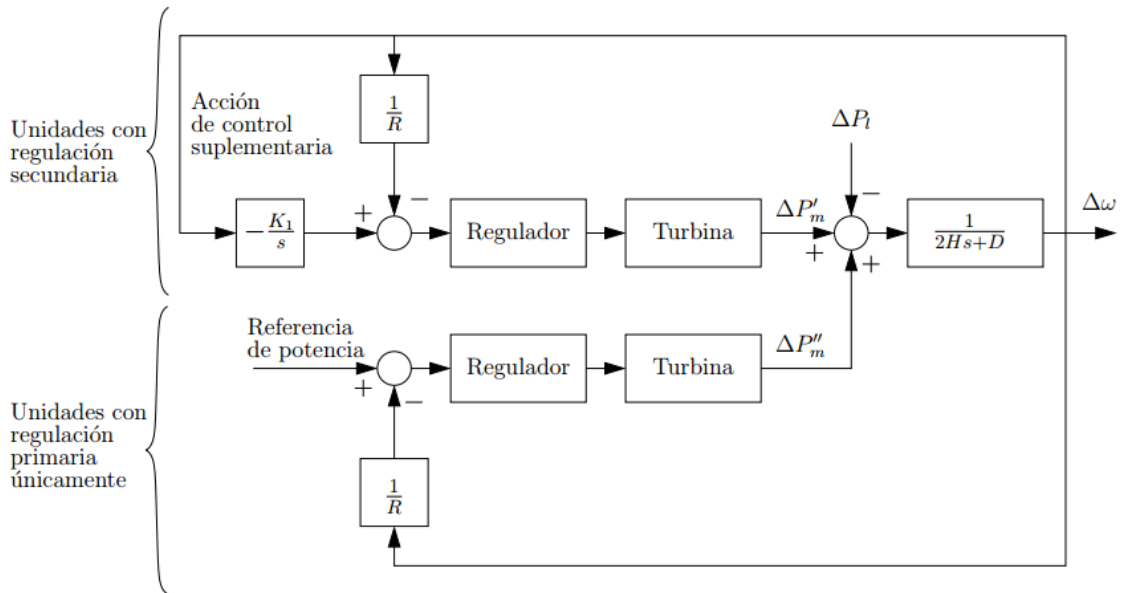


Figura 3.5: Esquema de control automático de generación por parte de un generador

Control Terciario de Frecuencia

El control terciario de frecuencia (CTF) corresponde a un cambio automático o manual en el punto de operación de los generadores a fin de distribuir la potencia del CSF de mejor manera entre las unidades, buscando garantizar el correcto funcionamiento del CSF. Esto se puede lograr mediante la conexión, descongestión o redistribución de potencias o mediante el control de carga.

Determinación de reservas

Para llevar a cabo estas estrategias de control, es necesario contar con reservas de potencia tanto para la regulación primaria como secundaria. Los operadores suelen establecer el nivel de reserva en base a criterios que garantizan la operación del sistema con un nivel de riesgo aceptable.

Es de esperar que la potencia de generación programada sea igual a la demanda pronosticada más las pérdidas, sin embargo ante un cambio en la demanda o generación se producirá un desbalance en donde acutarán el CPF y CSF. Para satisfacer este desbalance se requiere planificar la reserva de generación. Esta reserva se compone en distintas reservas que dependerán del tipo de unidad que la entrega y los tiempos en los que puede actuar. Finalmente la reserva total del sistema se compone de:

- **Reserva Instantánea:** $PR_{inst}(t)$ Con $t = 0[s]$ y está relacionada con la inercia mecánica de las unidades
- **Reserva de segundos:** $PR_{seg}(t)$ Con $t = 1...20[s]$ asociada a bloques hidrotérmicos para CPF

- **Reserva de minutos:** $PR_{min}(t)$ Con $t = 20[s]...15[min]$ asociada a bloques hidrotérmicos para CSF
- **Reserva de horas:** $PR_{hr}(t)$ asociada a bloques parados (reserva base)

Por lo tanto la reserva total del sistema vendrá dada por:

$$PR_{tot}(t) = PR_{inst}(t) + PR_{seg}(t) + PR_{min}(t) + PR_{hr}(t) \quad (3.1)$$

Las reservas instantánea y de segundos tienen por objetivo evitar que la frecuencia alcance valores inferiores o superiores al límite admisible en la norma, de ser suficiente esta reserva, la frecuencia deja de descender o aumentar y se estabiliza en un valor distinto al nominal, de no ser así es posible que se activen los EDAC/EDAG. Por otro lado la reserva de minutos tiene por objetivo retomar la frecuencia nominal del sistema.

Cabe recordar que la generación puede aumentarse sólo hasta los límites de reserva existente, y los tiempos de acción dependerán de las tasas de toma de carga, por lo tanto la determinación de reserva debe tomar criterios técnicos pero a las vez económicos ya que operar a menores consignas implica un costo adicional al sistema.

La asignación de la reserva se realiza mediante estudios de predespacho en donde se busca minimizar los costos de operación del sistema. Sin embargo, la cantidad de reserva en cada unidad de generación es un parámetro de entrada cuyo valor se determina de distintos modos dependiendo del criterio y el sistema. A continuación se presentan algunos criterios para establecer el nivel de reserva utilizados al rededor del mundo.

Un criterio comúnmente utilizado establece la reserva como aquella cantidad que permita soportar la salida intempestiva del mayor generador (en cuanto a potencia nominal) del sistema. Este criterio también se denomina N-1 y se agrega como una restricción al problema de predespacho como lo describe la ecuación 3.2

$$r_d^t = \max(u_i^t P_i^{max}) \quad (3.2)$$

En donde r_d^t es la reserva en giro en cada instante de tiempo, u_i^t corresponde a una variable binaria que representa el despacho de la unidad i en el tiempo t y P_i^{max} es la potencia máxima de la unidad i .

Este criterio no toma en cuenta la salida intempestiva de dos o más unidades, al considerarlo poco probable. Como se mencionó anteriormente, el criterio varía de sistema en sistema al igual que sus niveles de riesgo aceptable. El método anterior se utiliza en la parte sur del sistema PJM que cubre gran parte del sector oriente de Estados Unidos (de hecho es el mercado eléctrico competitivo más grande del mundo). Un criterio muy similar se aplica en Australia, Ontario y Nueva Zelanda, la diferencia radica en que la reserva se fija en función de la mayor unidad en funcionamiento en cada hora, como lo ilustra la ecuación 3.3.

$$r_d^t = \max(u_i^t P_i^t) \quad (3.3)$$

Otros métodos utilizan porcentajes de demanda punta, o asignan factores a cada tipo de generación (térmica, hidráulica, etc) para fijar la reserva. Lo que tienen en común estos métodos es que son determinísticos [21]. En otros casos, como lo es el de Chile, la reserva se fija en función de las probabilidades de variaciones de demanda históricas, lo que se detalla más adelante. La tabla 3.1 muestra algunos criterios utilizados en distintos sistemas.

Sistema	Criterio, r_d^t
Australia y Nueva Zelanda	$\max(u_i^t P_i^t)$
California	$50\% \cdot \max(5\% \cdot P_{Hidro} + 7\% \cdot P_{Otros}, P_{mayor\ contingencia}) + P_{intermitente}$
PJM (sur)	$\max(u_i^t P_i^{max})$
PJM (oeste)	$1,5\% \cdot D_{max}$
PJM (resto)	$1,1\% \cdot D_{peak} + \text{cálculos probabilísticos}$
España	Entre $3(D_{max})^{\frac{1}{2}}$ y $6(D_{max})^{\frac{1}{2}}$
Yukon	$\max(u_i^t P_i^{max}) + 10\% \cdot D_{max}$

Tabla 3.1: determinación de reserva en giro en sistemas internacionales

En donde:

- u_i^t es una variable binaria que representa la participación de la unidad en el despacho
- P_i^t corresponde a la potencia de la unidad i en el periodo t
- P_i^{max} corresponde a la potencia máxima de la unidad i
- D_{max} corresponde a la demanda máxima del sistema

Así por ejemplo, en el sistema de Australia y Nueva Zelanda, la reserva queda determinada por la unidad que posea la mayor potencia del sistema y que se encuentre disponible para despacho. Posteriormente se describe la forma en como la reserva se asigna en Chile.

3.4. Impacto en los Sistemas Eléctricos de Potencia bajo Alta Penetración FV

Una alta penetración de energías renovables, y por consiguiente de energía FV, introduce al sistema energía cuyo costo variable es cercano a cero. Sin embargo, su introducción trae consigo externalidades no solo positivas sino que también negativas. Es importante estudiar estos impactos para así cuantificar su extensión y magnitud con el fin de proveer directrices, herramientas y procesos de mitigación a los operadores del sistema. Los primeros estudios realizados sobre el impacto de la tecnología FV han sido sobre redes de distribución. Estos estudios resultan muy importantes dado que muchos proyectos en construcción, operación y aprobados por el SEA en Chile se conectan a estas redes. Entre los impactos en redes de distribución se incluyen [22]:

- Cambios en los perfiles de voltaje en los alimentadores, incluyendo sobrevoltajes y desbalances
- Cambios en la carga de los alimentadores, incluyendo sobrecargas potenciales en equipos y componentes
- Frecuente operación de controles de tensión y equipos de regulación, tales como cambiadores de tap y banco de condensadores
- Flujo de potencia revertido: puede afectar de manera negativa la coordinación de protecciones
- Incremento en las pérdidas del sistema

Desde un punto de vista sistémico, una alta penetración de generación FV implicará que generación convencional operará a consignas menores de potencia o simplemente será desplazada cuando exista disponibilidad de energía a costo variable cercano a cero. Todas las tecnologías de generación provocan impactos en cierto grado cuando dejan de inyectar de forma inesperada, sin embargo, un estudio de la OECD muestra que el impacto de aquellas fuentes renovables intermitentes es, en el mejor de los casos, un orden de magnitud mayor que el impacto de aquellas tecnologías denominadas de base [15]. Debido a la naturaleza del recurso renovable, el principio de funcionamiento y las características constructivas de las instalaciones fotovoltaicas se verá afectado de manera considerable el control, la estabilidad y la inercia de los sistemas eléctricos tanto en régimen permanente como durante perturbaciones [23], [24].

Desde un punto de vista económico, la integración de energía FV traerá costos adicionales al sistema, es decir, pese a otorgar energía a un bajo precio, sus externalidades negativas mencionadas inducirán al sistema a incurrir en costos adicionales. Estos costos adicionales, según menciona el estudio de la OECD, incluyen a aquellos necesarios para ampliar y reforzar la red, aquellos para el balance carga-generación en el corto plazo (despacho) y para la adecuación del sistema en el largo plazo (futuras inversiones).

El estudio de la OECD se realizó en 5 países ¹, y muestra los costos adicionales en el que el sistema incurre (USD/MWh) para distintas tecnologías y bajo distintos niveles de penetración como se observa en la tabla 3.2:

Nivel de penetración	10%			30%		
	Bajo	Alto	medio	Bajo	Alto	medio
USD/MWh						
Nuclear	1.7	3.1	2.4	1.4	2.8	2.1
Carbón	0.5	1.3	0.9	0.5	1.3	0.9
Gas	0.3	0.6	0.5	0.3	0.6	0.5
Eólico onshore	16.3	20.5	18.4	19.8	43.9	31.8
Eólico offshore	20.5	36	28.3	28.3	45.4	36.8
Solar FV	14.8	57.9	36.4	28.3	83	55.6

Tabla 3.2: Costos del sistema adicionales para cada tecnología y nivel de penetración

Si este costo adicional del sistema le agregamos el costo nivelado de la energía por tecnología se podrá apreciar que pese a que la solar FV está alcanzando una rentabilidad privada similar al GNL, esta rentabilidad no es la misma desde un punto de vista sistémico, como se observa en la figura 3.7

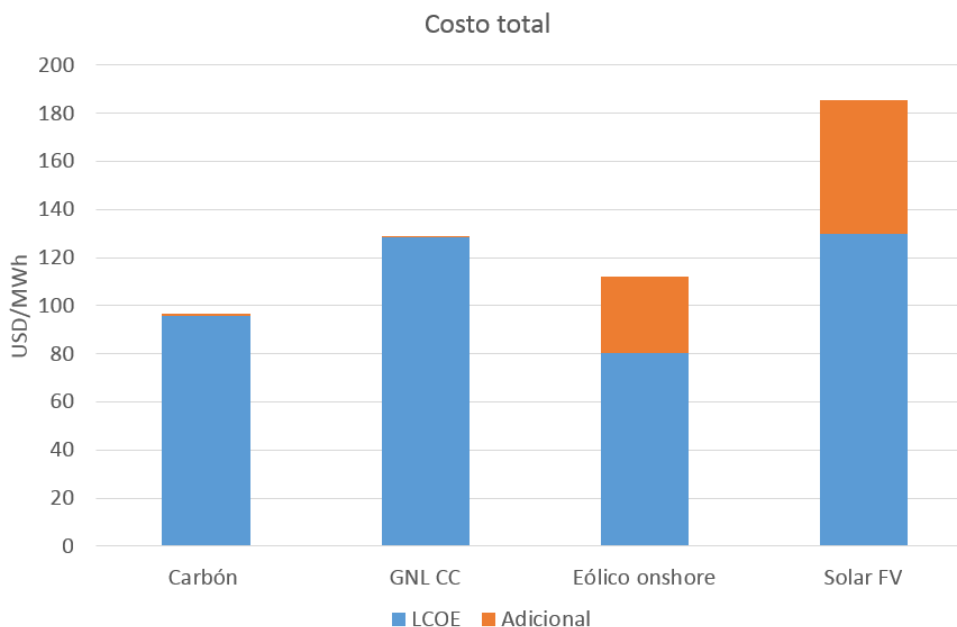


Figura 3.6: Costos nivelados (U.S. EIA) más costos sistémicos

Pese a todos los impactos que la penetración de energías renovables (y sobre todo la solar FV) tiene sobre el sistema, en [25] se proponen mecanismos de adecuación para mitigar en parte estos efectos, los cuales son:

¹ Países en el estudio de la OECD: Finlandia, Francia, Alemania, Corea del sur y Reino Unido

Balance de la inyección de energía renovable: Requiere comprender y estudiar las capacidades de aquellas unidades de generación flexible, como las térmicas, sus tasas de toma de carga, rampas de subida, reservas, mínimos técnicos, etc. La Agencia internacional de Energía (IEA) en su proyecto GIVAR desarrolló el método FAST (Flexibility Assessment Method) que determina el potencial de inyección de energía renovable intermitente considerando estas variables.

Observación y control: Se requiere tener observabilidad y controlabilidad para las ERNC. En el caso de España, las ERNC se conectan a un centro de control especial para ellas, que entrega información cada 12 segundos. Esto permite a los operadores de red distinguir los fenómenos propios de las ERNC de los fenómenos de la red.

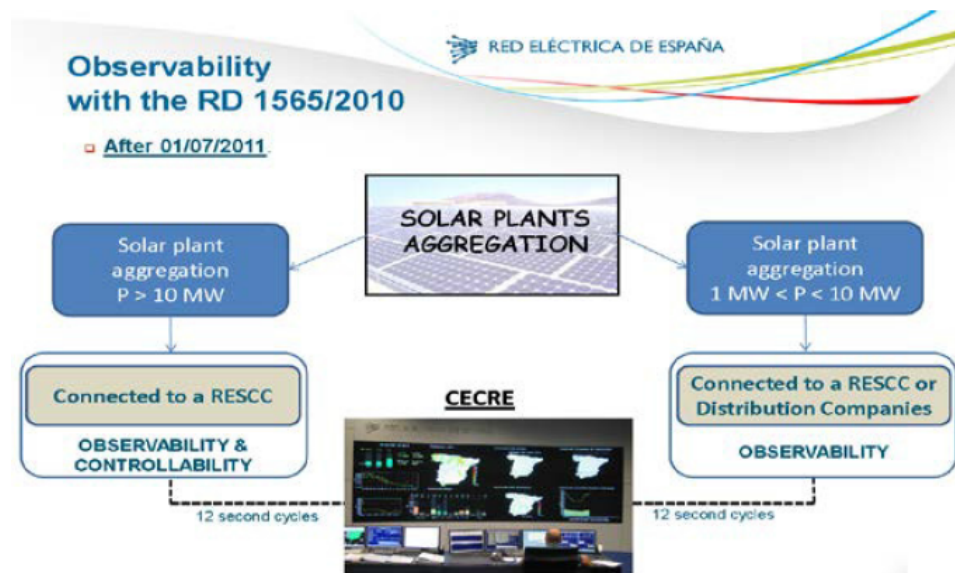


Figura 3.7: Mediciones FV del operador de sistema en Españ

Meteorología energética: Uno de los grandes obstáculos para la integración de las ERNC es la variabilidad de sus recursos energéticos. Resultará importante poder predecir las inyecciones de las ERNC con el fin de programar el despacho y predespacho tal que la operación del sistema resulte seguro y económico.

Normas técnicas y marcos regulatorios: Se debe adaptar el marco regulatorio así como también las normas técnicas para incentivar de manera económica y segura la integración de energía FV. Así se ha hecho en el último tiempo en algunos países, siendo aquel que lidera estas materias Alemania. Este país ha adaptado su norma técnica para exigir a las centrales FV capacidades de regulación y apoyo a la estabilidad del sistema mediante operación bajo su potencia nominal, conocido como operación en *deload* (*power curtailment*). Desde el 2012, la nueva ley alemana exige a todas las instalaciones FV contar con sistemas que permitan la operación deload (antiguamente afectaba a instalaciones

superiores a 100 kW). El costo para añadir esta capacidad será pagada en un 50 % por los generadores y el otro 50 % por los clientes de la red [26]. Aquella energía que las centrales FV dejan de suministrar será pagada por el sistema pero a un 95 % de la tarifa establecida (feed-in tariff), para incentivar la instalación de centrales FV en zonas menos congestionadas. Por otro lado, las centrales FV tienen un límite del 90 % de venta de energía con el fin de incentivar el autoconsumo.

Resulta probable que Chile requiera seguir un marco regulatorio similar al de Alemania si se produce una alta inserción solar. La memoria estudia el impacto de la operación en *deload* en el SING, por lo tanto es necesario comprender este mecanismo regulatorio.

3.4.1. Operación en *Deload*

El comportamiento de una celda fotovoltaica se describe mediante la relación entre la tensión de los contactos y la corriente producida, es decir, la corriente generada para cada valor posible de tensión bajo un cierto nivel de radiación. Esta relación se representa en curvas V-I y permite ver la tensión de circuito abierto y la corriente de cortocircuito. Dentro de esta misma curva, si se grafica la potencia de salida de la celda se obtiene un punto máximo, el cual se encuentra a una corriente menor a la de cortocircuito y de forma análoga una tensión menor a la de circuito abierto. Estos puntos se denominan corriente y voltaje de máxima potencia respectivamente (I_m y v_m) como se observa en la figura 3.8.

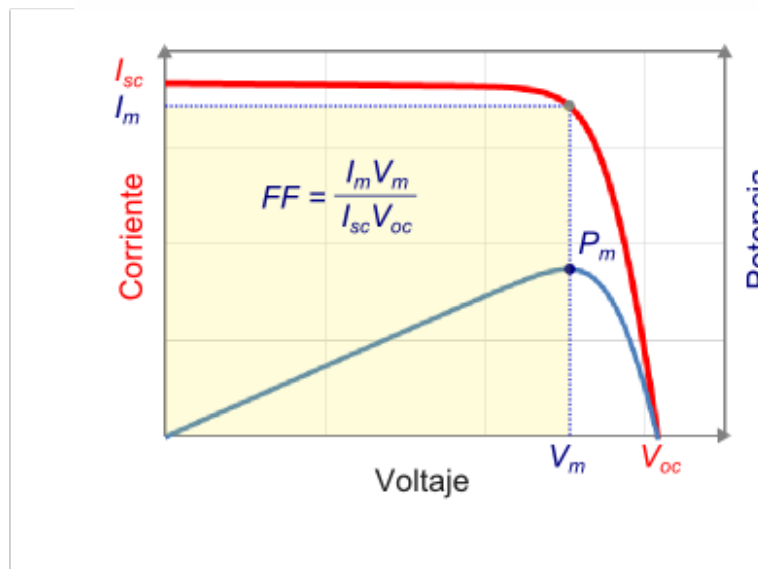


Figura 3.8: característica V-I de una celda fotovoltaica

Dada la relación ilustrada por la curva V-I y su dependencia de la radiación solar y temperatura, es natural esperar que esta curva varíe bajo distintas condiciones climáticas. Es por esto que se hace necesario un método de control que mantenga al panel operando en sus condiciones óptimas de máxima potencia, para esto se utiliza el MPPT. Su propósito es muestrear los parámetros de la

celda con el fin de determinar la cantidad de corriente que el inversor debe sacar de los paneles a fin de obtener la máxima potencia posible independiente de las condiciones ambientales.

La operación en *deload* es una estrategia de control que busca que el generador no opere en su punto de máxima potencia, o su MPPT. De esta forma, existe la posibilidad de dejar un margen de reserva que permita participar en el control de reserva. Mediante el cambio de la consigna de tensión MPP por un valor menor es posible lograr operar en deload. Esto se hace agregando una señal adicional al bloque de control del link-DC [9]. Es posible operar en deload para tensiones mayores o menores al MPP, como muestra la figura 3.9, es decir, para una operación en deload existen dos posibles consignas de tensión. Sin embargo, resulta más eficiente operar a consignas de tensión inferiores dado que a mayores tensiones la eficiencia del convertidor es menor, tal como ilustra la figura 3.10 en donde se muestra la curva eficiencia vs carga para distintas tensiones.

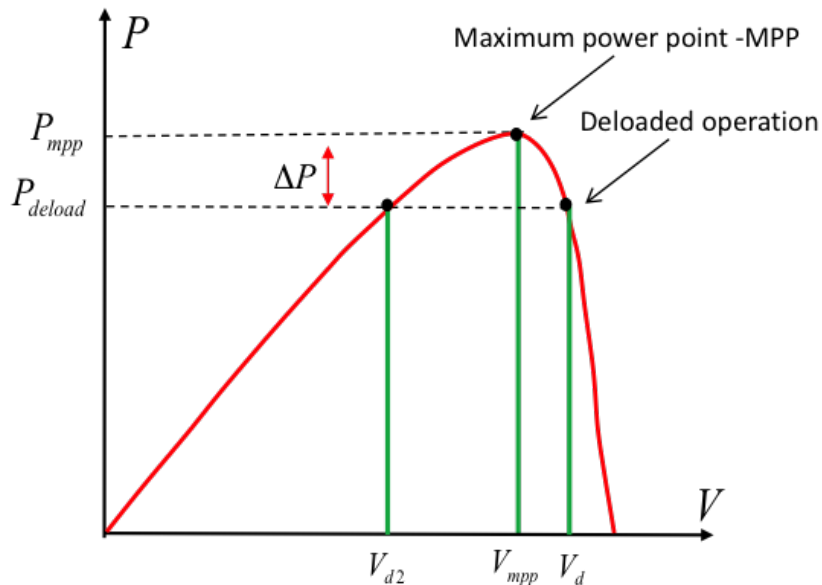


Figura 3.9: Punto de operación deloades

La operación en deload propuesta implica un cambio de paradigma en cuanto a la distribución de reserva, ya que las centrales FV dejan de ser un actor pasivo en la regulación de frecuencia aportando así, reserva de potencia activa. Por tanto, una alta integración de ERNC y específicamente FV, puede llevar a que estas aporten regulación como una acción necesaria para el sistema. Esto tiene un fuerte impacto económico puesto que ahora las centrales FV dejarían de percibir ingresos por la cantidad de energía que dejan de inyectar. Asimismo, desde un punto de vista del inversionista privado, esto puede provocar que ciertos proyectos dejen de ser rentables y por consiguiente puede truncar su desarrollo. Sin embargo, existe la probabilidad que en el futuro su aporte sea remunerado de forma análoga a como se hace en la actualidad con las centrales tradicionales, esto significa que el sistema debe pagarle a las centrales FV su aporte de reserva activa y por tanto aumentando el costo de operación del sistema. Este último caso debe también ser analizado.

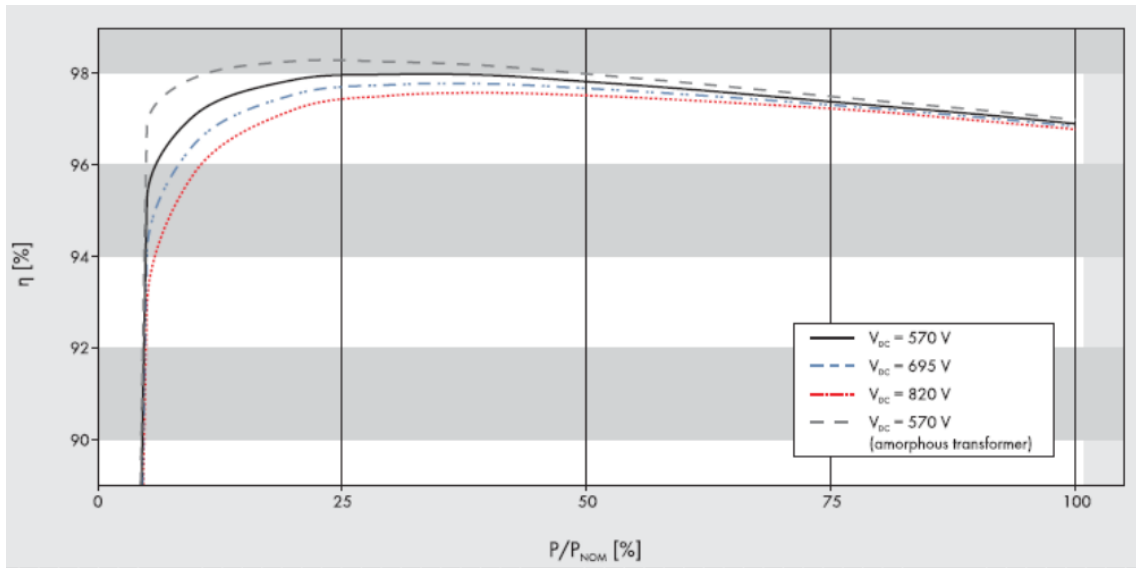


Figura 3.10: Eficiencia vs carga de un convertidor

Pese a que presenta costos de operación mayores, la operación en *deload* trae beneficios en el desempeño del sistema ante desbalances entre carga y generación. Este fenómeno se aprecia con más intensidad a medida que la penetración solar aumenta, por lo que su utilización podría volverse necesaria [9].

Capítulo 4

Metodología

4.1. Introducción

El estudio se realizará mediante tres grandes etapas, las cuales corresponden a proyección del SING al 2020, generación de los distintos escenarios y finalmente predespacho.

- **SING al 2020:** Se debe realizar una proyección para el parque generador, demanda y requerimientos de reserva del SING para el año 2020. Estos serán parámetros de entrada para el predespacho.
- **Escenarios de operación:** Se deben definir y modelar los distintos escenarios de operación a evaluar. Esto considera una combinación entre escenarios de penetración FV y cantidad de reserva del sistema.
- **Predespacho:** Finalmente, las variables anteriores entran al modelo de predespacho cuya salida a analizar corresponde al costo de operación del sistema y la asignación efectiva de reserva entre las unidades.

La figura 4.1 resume la metodología del estudio.

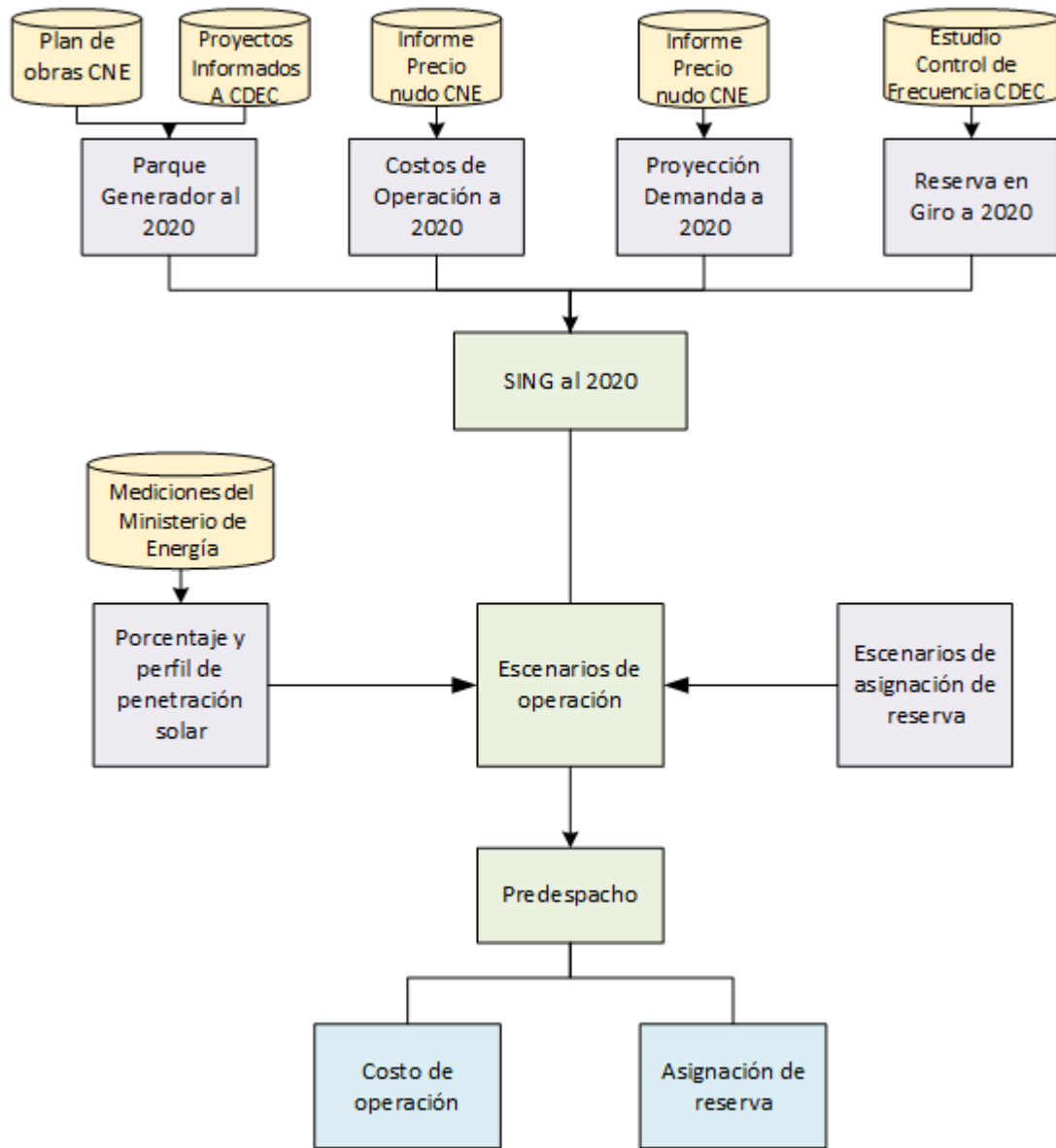


Figura 4.1: Metodología general del estudio

4.2. Fecha de proyección y periodo de evaluación

El presente estudio considera un periodo de evaluación de 8760 horas escogiendo el año 2020 para su proyección. La elección del año es arbitraria; sin embargo, este año asegura que los proyectos del plan de obras de la CNE y proyectos informados en el CDEC-SING estén en operación.

4.3. Modelo del SING

Es importante establecer los elementos y la forma cómo se va a proyectar el SING. Una proyección del SING requiere un sistema base actualizado. Considerando que el estudio se realiza mediante predespacho uninodal, el sistema base, y por consiguiente, su proyección, deben contener aquellos elementos relevantes para un estudio de este tipo. Por lo tanto, un modelo del SING debe poseer información del parque generador que incluya los costos relacionados a la operación (costos variables, partida, etc) y características técnicas (consignas de potencia, mínimos técnicos, tasas de toma de carga, etc). También debe poseer información relativa a la demanda horaria, requerimiento horario de reserva en giro y mantenimientos. No será necesario considerar la topología del sistema de transmisión, congestiones ni pérdidas óhmicas.

Considerando los elementos ya mencionados, es posible modelar el SING al año 2012 con datos de operación real obtenidos del CDEC-SING, para luego poder proyectar el sistema al año 2020; posteriormente, se determinan los métodos de proyección para los distintos elementos del sistema.

Parque generador

Para la proyección del parque generador se deben considerar dos ámbitos: el primero corresponde a proyectos cuya entrada en operación se espera con anterioridad al año 2020, mientras que el segundo a los costos variables de las distintas tecnologías que componen el parque. El primer punto se realiza en base al plan de obras recomendado en los estudios de fijación de precio de nudo de la CNE y a los proyectos informados al CDEC-SING. En contraste, los costos de operación del sistema estarán fuertemente afectados por el precio de los combustibles. Esta proyección está presente en el informe de fijación de precio de nudo de la CNE, en el cual se abarca un periodo de 10 años.

Demanda

La proyección de demanda constituye un apartado en el informe de fijación de precio de nudo, y, a su vez, este informe se fundamenta en el estudio de proyección de demandas de energía y potencia 2013-2023, también de la CNE. Estos análisis tienen como objetivo final entregar tasas de crecimiento

anuales para un plazo de 10 años. Por lo tanto, la proyección de demanda al 2020 se realiza aplicando dichas tasas de crecimiento mencionadas a la demanda real del 2012.

Reserva secundaria

El método de cálculo de la reserva secundaria para el SING se especifica en el estudio de control de frecuencia emitido por la DO del CDEC-SING. Para realizar la proyección del requerimiento de reserva se utilizan las mismas tasas de crecimiento empleadas para la demanda. La utilización de este criterio se basa en el cálculo de la reserva a partir de desviaciones históricas del consumo. Esta característica, sumada a la ausencia de estudios relacionados con la proyección de reserva, hacen de estas tasas de crecimiento la mejor opción disponible para realizar una proyección.

La figura 4.2 sintetiza el proceso de proyección del sistema al año 2020.

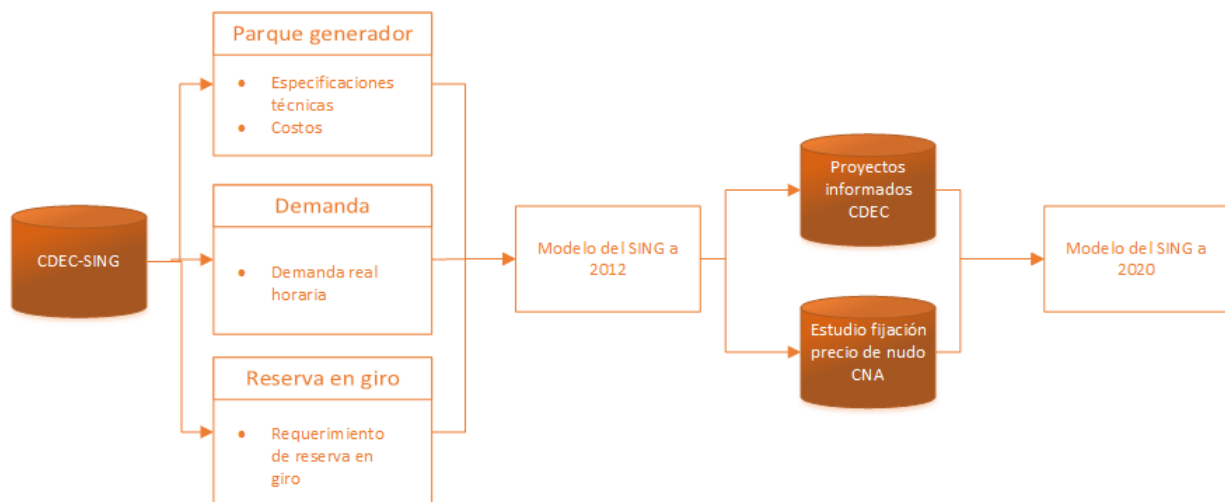


Figura 4.2: Proyección del SING

4.4. Escenarios de estudio

El paso siguiente en la metodología es definir los escenarios a analizar. Cada escenario del presente estudio está compuesto por dos sub-escenarios¹. El primer sub-escenario corresponde al nivel de penetración de energía fotovoltaica, mientras que el segundo hace referencia a los métodos de asignación de reserva. La combinación de ambos genera 24 casos (4 escenarios de penetración solar y 6 de asignación de reserva) que han sido ilustrados en la figura 4.3.

¹Al hablar de sub-escenario se hace referencia a aquellos casos cuyas combinaciones forman un escenario global

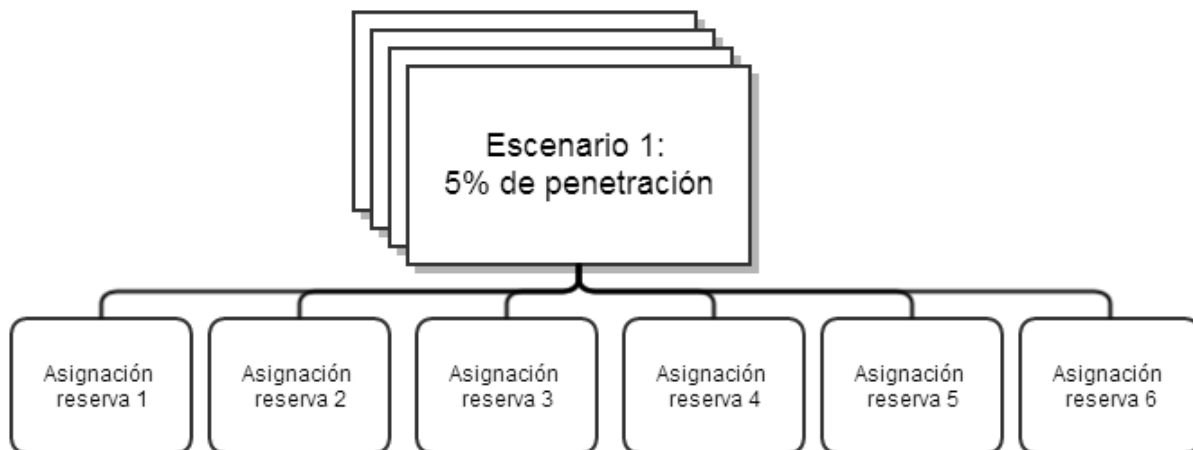


Figura 4.3: Composición de escenarios

La ley 20.698, promulgada en octubre de 2013 y más conocida como 20/25, establece que para el año 2025 las ERNC deben alcanzar un 20 % de inserción en la matriz energética nacional. La concreción de esta meta se debe realizar mediante un aumento progresivo de la generación, la cual se encuentra detallada en el capítulo 2. Específicamente, la hoja de ruta que plantea la ley establece que para el año 2020 la integración debería alcanzar el 12 %. Dado esto, los cuatro escenarios relacionados al porcentaje de penetración FV en el SING son:

- **5 % de generación FV:** Este escenario es una opción realista, ya que a esa fecha debiera existir un mínimo de integración ERNC de 12 %. Plantea poco menos de la mitad del requerimiento cubierto con FV, mientras que el restante es cubiertos por otros medios de generación ERNC.
- **10 % de generación FV:** Este escenario es bastante realista, implica que el 83 % del requerimiento ERNC de la fecha sea abastecido por energía FV. Es muy consecuente con los proyectos observados en el SEIA para el SING.
- **15 % de generación FV:** Este escenario optimista implicaría suplir todo el requerimiento sólo con energía FV más 3 %. Pese a ser una meta elevada, puede ser factible considerando los mas de 3000 MW presentes en el SEIA. Podría verse limitado por restricciones técnicas del sistema.
- **20 % de generación FV:** Inserción elevada para la fecha que, sin embargo, permite comparar el comportamiento de los costos y de la asignación de reserva frente a otros niveles de penetración.

Los niveles de penetración presentados están función de la energía anual generada y no en función de la potencia instalada. La ley establece la penetración en función de la energía al definir licitaciones de bloques energéticos, los cuales se utilizarían en caso de no alcanzar el nivel ERNC requerido. Como consecuencia de esto, pueden existir horas en las cuales la penetración FV sobrepase el 20 %.

4.4.1. Recurso solar

Para poder simular los distintos escenarios de penetración FV, es necesario caracterizar el recurso solar de la zona. Para esto se utilizaron las medidas de radiación realizadas por el ministerio de energía. Los datos utilizados corresponden a mediciones hechas cada diez minutos de la radiación solar horizontal (W/m^2) sin seguimiento en el sector de Crucero.

Las mediciones utilizadas corresponden a todo el año 2012. Estos datos se promediaron horariamente con el fin de generar un perfil de disponibilidad solar con 8760 valores. Al encontrarse sus valores registrados en unidades de radiación, resulta necesario trapasarlos a unidades de generación. La capacidad nominal de una planta FV corresponde a la potencia suministrada bajo una radiación de $1000 W/m^2$, por lo que normalizando por este valor es posible obtener una generación en p.u.

La potencia FV instalada en el SING será aquella que, multiplicada por el vector de generación en p.u., entregue una cantidad de energía anual igual al porcentaje de generación deseado. De esta forma es posible obtener la potencia instalada para cada escenario de penetración (ver la tabla 4.1).

Escenario FV	Potencia instalada [MW]
5 %	514
10 %	1028
15 %	1541
20 %	2055

Tabla 4.1: Potencias instaladas para cada escenario de generación

Es importante recordar que para un estudio de predespacho uninodal la generación FV se puede modelar como una única fuente. La figura 4.2 ilustra el método de generación de escenarios de penetración.



Tabla 4.2: Composición de escenarios

4.4.2. Escenarios

El objetivo del estudio consiste en determinar la asignación más eficiente de la reserva entre las centrales del sistema, incluyendo a las centrales fotovoltaicas. El predespacho se encarga de asignar la reserva de forma tal de operar al mínimo costo. Sin embargo, debido a que la generación FV tiene costo variable cero, resulta económicamente favorable para el sistema inyectar la totalidad del potencial solar. Por lo tanto, es probable que las centrales FV no aporten reserva, o sólo aporten en determinados periodos específicos.

Existen tres métodos para abordar la asignación de reserva en centrales FV. El primero consiste en hacer que el software de optimización de predespacho asigne las reservas del sistema entre los distintos generadores del sistema, sin imponer ningún límite más que aquellas propias de cada tecnología como las tasas de toma de carga, tiempos de puesta en marcha, etc. Este método asignará reserva a cada hora del año de modo de operar al mínimo costo.

El segundo método consiste en establecer las reservas para centrales FV fijas como un porcentaje de su generación para toda hora del año, es decir, se forzará a las centrales FV a operar bajo su potencia nominal mediante operación deload. Este método proporcionará una reserva con un perfil proporcional a la inyección de energía solar y es de esperar una operación del sistema más cara que en el primer caso. Los porcentajes de deload fijo escogidos corresponden a 6 %, 8 %, 10 % y 12 %.

El último método corresponde a una asignación de reserva FV variable, cuya cantidad será un porcentaje de la generación FV dependiendo de su penetración en el sistema. En otras palabras, al alcanzar el sistema ciertos niveles o hitos de penetración FV en cierta hora del año se fija una reserva, creando así una regla la cual está basada en criterios heurísticos. Este último método no ha sido masivamente aplicado en el mundo, y en aquellos lugares en donde se ha aplicado se han propuesto restricciones acorde a la realidad de cada país. Es por esto que se utiliza un criterio Heurístico siendo razonable pensar que a mayor penetración FV es posible exigir mayor reserva de potencia. Para este último método se propone el set de reglas expuesto en la tabla 4.3.

Porcentaje de penetración FV	Inferior al 10%	Entre 10% y 15%	Entre 15% y 20%	Superior a 20%
Criterio de reserva	0%	6%	8%	12%

Tabla 4.3: Criterio Deload variable

En total son 6 métodos de asignación de reserva propuestos, los cuales se cruzarán con cada una de las 4 alternativas de penetración, generando así 24 escenarios a evaluar:

		Penetración			
		5%	10%	15%	20%
Reserva	Despacho decide	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3	Escenario 4
	Deload Fijo 6%	Escenario 5	Escenario 6	Escenario 7	Escenario 8
	Deload Fijo 8%	Escenario 9	Escenario 10	Escenario 11	Escenario 12
	Deload Fijo 10%	Escenario 13	Escenario 14	Escenario 15	Escenario 16
	Deload Fijo 12%	Escenario 17	Escenario 18	Escenario 19	Escenario 20
	Deload Variable	Escenario 21	Escenario 22	Escenario 23	Escenario 24

Tabla 4.4: Conjunto de escenarios a evaluar

Capítulo 5

Caso de estudio

5.1. Modelo del SING al 2012

5.1.1. Generalidades

El Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) abastece a la zona geográfica comprendida entre la XV Región de Arica y Parinacota, I Región de Tarapacá y la II Región de Antofagasta. El SING abarca una superficie de 185.142km^2 , que corresponde al 24,5 % del territorio chileno continental.

A noviembre de 2013, la capacidad instalada del SING llegaba a 4607 MW, de los cuales el 99 % corresponde a energía proveniente de fuentes térmicas convencionales (carbón, gas, diesel, etc). Gran parte de la generación proviene en su mayoría de sólo dos energéticos, carbón y gas, con 45,57 % y 45,83 % respectivamente. Cabe destacar que existen centrales cuya operación es dual, es decir, pueden funcionar con un segundo y hasta un tercer tipo de combustible. La participación del diesel solo alcanza un 3,2 %, pero si se suman aquellas centrales que pueden utilizar el diesel como combustible secundario, su participación puede alcanzar una capacidad instalada de 1500 MW, que corresponde a un 36 % de la capacidad instalada. La Tabla 5.1 ilustra el porcentaje de participación de cada tecnología en el SING.

Tipo de Tecnología	Potencia Neta [MW]	Potencia Neta Total [%]
Carbón	2100	45,57
Gas Natural	2111	45,83
Fuel Oil nro. 6	185,45	4,03
Petroleo Diesel	142	3,08
Diesel + Fuel Oil	41	0,89
Cogeneración	15,5	0,38
Hidráulica pasada	10,2	0,22

Tabla 5.1: Potencia instalada por tipo de tecnología en SING

Resulta interesante observar el aumento de capacidad instalada en comparación al año anterior. Al 2012 existía una capacidad instalada de 4606,41 MW, lo que se traduce en un aumento de capacidad de sólo 1 MW anual debido a la puesta en servicio de la central diesel Aguas Blancas. Por otro lado, el CDEC-SING no contabiliza aún la central fotovoltaica *El Águila* con una potencia instalada de 2 MW. En cuanto a proyectos informados al CDEC-SING, destaca la gran cantidad de proyectos solares fotovoltaicos y la poca presencia de proyectos de generación convencional. Dentro de estos pocos proyectos convencionales se contabiliza la central térmica Pácifico, cuya puesta en servicio se espera para el 2017. En conclusión, la gran expansión del sistema será en base a ERNC y, sobre todo, a solar fotovoltaica.

El SING se encuentra en una zona desértica, con escasos recursos hídricos, lo que ha llevado a desarrollar un parque generador puramente térmico. Las centrales térmicas presentan grandes requerimientos de agua, por lo que se tienden a ubicar en zonas costeras al igual que los centros urbanos. Por otra parte, el 90% de la demanda corresponde a consumos industriales, principalmente empresas mineras, las cuales suelen instalarse en el interior de la región. Este último hecho ha llevado a una topología en donde se aprecia de manera predominante líneas que salen desde los centros de generación hacia los grandes centros de consumo, como se aprecia en la Figura 5.1.



Figura 5.1: Diagrama simplificado del SING

Debido al tipo de consumo, la demanda presenta altos factores de carga y baja estacionalidad, una característica común en consumos industriales. Adicionalmente, el crecimiento de la demanda estará impulsado en su mayoría por nuevos proyectos mineros. La demanda máxima del SING alcanzó en 2012 los 2169 MW y ha experimentado un crecimiento promedio de 3,7 % anual desde 2005. Por otra parte, el consumo de energía en el 2012 llegó a los 14.832 MWh, presentando un crecimiento promedio anual del 4,7 % desde 2001.

5.1.2. Determinación de reserva en el SING

La norma técnica chilena ¹ [27] define la reserva en giro como el margen entre la potencia despachada y la potencia máxima que el conjunto de las unidades generadoras sincrónicas en operación pueden aportar y sostener ante un aumento brusco de la demanda o reducción brusca de la generación. Dentro de la reserva en giro es posible encontrar la reserva para control primario y para control secundario.

- **Reserva primaria:** Reserva programada en las unidades generadoras destinada a corregir las desviaciones instantáneas entre generación y demanda del sistema
- **Reserva secundaria:** Reserva programada en unidades generadoras que no participan del CPF, destinada a compensar, durante períodos de actuación menores a 15 minutos, las desviaciones sostenidas de la demanda y la generación respecto de los valores previstos en la programación de la operación del sistema

La NTSyCS establece que la dirección de operaciones de cada CDEC debe realizar un estudio denominado “Control de Frecuencia y Determinación de Reservas” [28] al menos una vez al año, con el fin de :

- Definir los requerimientos de las reservas para el CPF y el CSF, necesarias para cumplir con los estándares de la norma
- La correcta asignación de las reservas entre las diferentes unidades generadoras participantes del CPF y del CSF
- Evaluar la calidad y cantidad de recursos para el Control de Frecuencia
- Las correcciones y ajustes necesarios a las políticas de seguridad operativa, toda vez que existan riesgos de incumplimiento de los estándares de la norma

¹ Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS)

Determinación reserva primaria

La reserva primaria se determina en ensayos específicos que aíslan el comportamiento de la unidad de la respuesta del resto del sistema. La cantidad de reserva primaria depende por lo tanto de las características de la unidad, como el tipo de turbina, los ajustes en el regulador de velocidad, los ajustes de estatismo, banda muerta, ganancias, constantes de control y saturaciones. El aporte que hará cada unidad a la reserva primaria dependerá del despacho existente del sistema. En particular para el SING se consideran los siguientes aspectos para el CPF:

1. Todas las unidades generadoras presentes en el despacho participan en el CPF
2. Se establece una potencia máxima de despacho para cada unidad, inferior a su potencia nominal, con el fin de asegurar la disponibilidad de reserva para realizar el CPF
3. Los generadores coordinados informan los montos de reserva para CPF en función de las pruebas realizadas a sus unidades, sin embargo, la DO puede modificar estos valores en función del desempeño verificado en la operación de tiempo real.
4. El requerimiento mínimo de reserva para CPF es de un 7 % respecto de su potencia nominal.

Determinación reserva secundaria

La reserva destinada al CSF se determina mediante un análisis estadístico de las variaciones históricas de la demanda bruta del sistema. Para efectos de establecer el requerimiento de reserva, se analizan las desviaciones de la demanda bruta en un intervalo de tiempo menor a una hora, con el fin de tener un análisis estadístico de los incrementos (o decrementos) de generación que utiliza los recursos de reserva disponibles en el sistema.

En los registros históricos para el análisis estadísticos no se contabilizan:

- Contingencias que involucren pérdida de unidades generadoras importantes, que dan origen a condiciones de subfrecuencia y/o operación del EDAC.
- Uso de desconexión manual de carga (DMC)

Para una ventana móvil de 35 minutos se registran los incrementos máximos de demanda, abastecidos por la reserva secundaria. Estos valores de reserva se registran en una función de distribución de probabilidad $p(x)$, en intervalos de 5 MW como ilustra la figura 5.2.

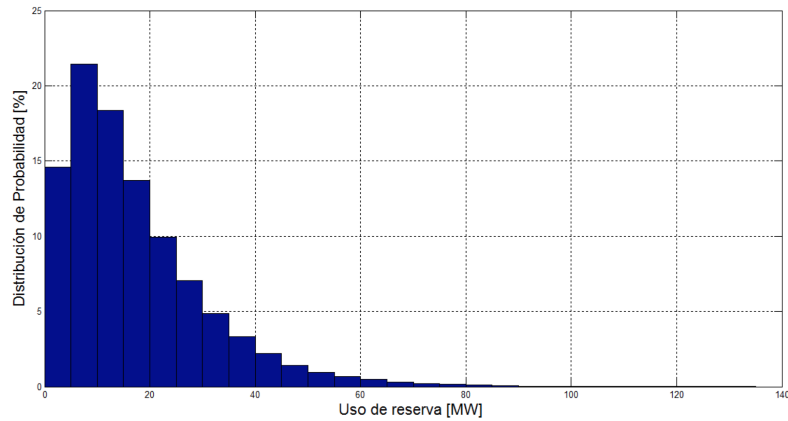


Figura 5.2: Función de distribución de probabilidad

Una vez obtenida la distribución de probabilidad, se genera la función de distribución de probabilidad acumulada. De esta curva es posible desprender un nivel de reserva que asegure un mínimo intervalo de confianza. En el caso chileno, se utiliza un intervalo de confianza mínimo de 97 %, con lo que se busca asegurar que el requerimiento de reserva secundaria cubra las variaciones estadísticas de la demanda en ese periodo con un 97 % de confianza.

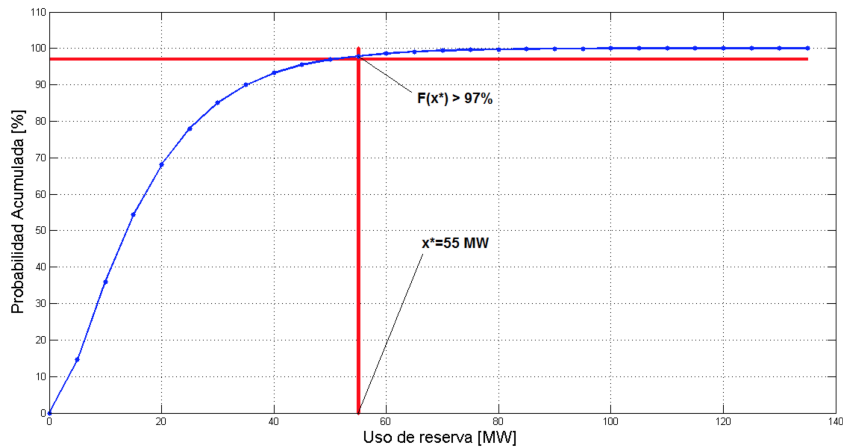


Figura 5.3: Función de distribución de probabilidad acumulada

La Figura 5.3 muestra que para obtener un intervalo de confianza de 97 % se necesitan 55 MW de reserva secundaria. Adicionalmente se considera un factor de seguridad de 10 % dando como requerimiento de reserva en giro mínima 60 MW. Esta reserva en giro debe ser repartida entre las unidades mediante estudios de predespacho. En este último punto, cabe destacar que las unidades térmicas presentes en el SING poseen mínimos técnicos declarados muy altos, por lo que la capacidad de aportar reserva es baja en cada unidad.

5.2. Modelo del SING al 2020

Es importante proyectar los elementos del SING relevantes para el predespacho. Como se mencionó antes, al ser uninodal no es necesario determinar ni proyectar la topología del sistema de transmisión. Sin embargo, sí es necesario proyectar el parque generador, la demanda y la reserva en giro. No obstante, como en toda proyección, esta no está exenta de incertidumbre, en especial la previsión de demanda que depende de la construcción de grandes proyectos mineros. A pesar de esto, los criterios utilizados se basan en antecedentes oficiales, datos históricos, proyectos de generación informados y proyectos de generación actualmente en construcción.

5.2.1. Parque generador

Para la proyección del parque generador se consideraron aquellos proyectos actualmente en construcción informados en la fijación de precios de nudo de la CNE (octubre 2013), junto con los proyectos informados al CDEC-SING y cuya entrada está prevista hasta 2019 inclusive. Además, se incorporaron las centrales en operación desde el segundo semestre del 2013 y que estén directamente conectadas al SING (no se consideraron centrales PMGD). El listado de las centrales consideradas se detalla en la tabla 5.2.

Central	Barra de conexión	Potencia neta [MW]	Tipo de generación
Cochrane U1	Encuentro 220	236	Carbón
Cochrane U2	Encuentro 220	236	Carbón
Patache	Tarapacá 220	100	Carbón
Pacífico	Tarapacá 220	350	Carbón
Estandartes	Iquique 66	1,6	Diesel

Tabla 5.2: Nuevas centrales proyectadas a 2020

En cuanto a los mantenimientos, se realizó un cronograma utilizando la duración típica de estos presente en el programa de mantenimiento mayor del CDEC-SING. Los mantenimientos se repartieron durante el año de modo de aplanar la disponibilidad general por tecnología en concordancia con la composición de la matriz al año 2020.

5.2.2. Costos de operación

Los costos variables de operación (combustible y no combustible) fueron obtenidos del informe de fijación de precio de nudo. Junto a éstos, se adjunta información sobre el precio de los combustibles y previsiones hechas en base a proyecciones de largo plazo. Las proyecciones de costos de operación se realizan en base a un factor de modulación. Dependiendo del tipo de combustible, cada central verá

proyectado su costo variable con un factor de modulación distinto. Los factores de modulación utilizados por tecnología se detallan en la tabla 5.3.

Tipo de Combustible	Precio al año 2020	Factor de modulación 2020
Carbón	96,44 [US\$/ton]	1.1302
Crudo	105,57 [US\$/bbl]	1.0906
GNL	8,09 [US\$/MMBtu]	1.1299

Tabla 5.3: Precios y factores de modulación de combustible al 2020

Por otra parte, los costos de partida y parada de cada unidad, así como también valores de tasa de toma de carga, pueden ser encontrados en las bases de datos disponibles para simulaciones en el CDEC-SING.

5.2.3. Demanda

Para proyectar la demanda anual del SING es necesario tener un perfil de consumo de las 8760 horas del año. Se utilizó el perfil de demanda disponible en la programación de generación semanal del SING para el año 2012. Posteriormente, se realizó un ajuste mediante las tasas de crecimiento de las ventas de energía anual, disponibles en la fijación de precio de nudo de la CNE (octubre 2013), las cuales se detallan en la Tabla 5.4.

Año	Tasa crecimiento sistema
2013	5,0 %
2014	6,5 %
2015	8,3 %
2016	7,5 %
2017	5,8 %
2018	6,7 %
2019	6,0 %
2020	6,0 %

Tabla 5.4: Tasas de crecimiento anual de demanda en el SING

En el año 2012, la demanda energética del SING fue de 14.832 GWh, mientras que el último informe de fijación de precio de nudo (octubre 2013) señala que la demanda del año 2020 llegará a 24.700 GWh. En contraste, el perfil de generación proyectado hora a hora para el 2020 entregó una demanda anual levemente superior de 26.000 GWh.

5.2.4. Reserva primaria y secundaria

La reserva primaria de frecuencia es determinada por cada unidad, con la posibilidad de que la DO del CDEC la altere según su desempeño en tiempo real. Dado que es una variable propia de cada unidad, se utilizarán las mismas reservas informadas por el último estudio de control de frecuencia y se adjuntan en el Anexo B.2.

Por otro lado, el último estudio de control de frecuencia realizado por la DO (2012) estableció el requerimiento mínimo de reserva en 60 MW. La reserva fue proyectada utilizando los mismos factores de crecimiento anual de la demanda. Por consiguiente, el mínimo requerimiento de reserva proyectado al 2020 corresponde a 99 MW. Pese a que la proyección presenta incertidumbre, es válido pensar que la reserva en giro necesaria depende de manera directa de la demanda, y, de la misma forma, por tanto, depende su crecimiento. La suposición anterior será válida siempre que la proporción entre los tipos de consumos (residencial y minero) no varíe demasiado.

Reserva en Giro necesaria para el 2020: 99[MW]

Sin embargo, la reserva anterior no considera la inserción de energías renovables. Dada la naturaleza variable de las ERNC, es posible que en algún momento inyecten menos energía a la red que la pronosticada, o que simplemente dejen de inyectar (efecto nube, baja velocidad del viento, etc). Si esto ocurre, el sistema hará uso de la reserva secundaria para suplir la falta de generación. Por tanto, es razonable establecer un margen de reserva adicional a los 99 MW proyectados que depende de la inyección ERNC en el sistema. A falta de un criterio huerístico, se establece una reserva adicional igual al 20 % de la energía total inyectada proveniente de fuentes ERNC. Este criterio es una adaptación del sistema utilizado en *Manitoba Hydro* en Canadá para determinar la reserva adicional debido a la inyección de energía eólica. Por consiguiente, la reserva en giro necesaria por el sistema en cada instante t vendrá descrito por la ecuación 5.1.

$$R_{\text{sec}}(t) = R_{2020} + R_{\text{ERNC}}(t) = 99[\text{MW}] + 20\% \cdot P_{\text{ERNC}}(t) \quad (5.1)$$

En donde $R_{\text{sec}}(t)$ corresponde a la reserva secundaria total en el instante t , R_{2020} corresponde a la reserva secundaria proyectada al 2020 y R_{ERNC} corresponde a la reserva secundaria adicional debido a la inyección ERNC.

Capítulo 6

Análisis y resultados

Los resultados de las simulaciones se estructuran en seis partes. Cada una de estas partes corresponde a un tipo de asignación de reserva estudiado. A su vez, para cada tipo de asignación, los resultados se subdividen en función del nivel de penetración fotovoltaica (5, 10, 15 y 20 %) de modo tal de abarcar los 24 escenarios propuestos.

6.1. Asignación por predespacho

Como primer paso se muestra la operación y asignación de reserva determinadas por el predespacho. De esta forma, si económicamente conviene que parte de la generación FV mantenga reservas el predespacho las asignará.

5 % de Penetración

A continuación se presenta la generación en el SING dividida por tipo de tecnología para una penetración FV del 5%. Esta operación corresponde a la primera semana de simulación y abarca 168 horas.

A primera vista se observa la inyección característica de energía FV debido a la estacionalidad diaria del recurso solar. Asimismo, es posible apreciar ciertas desviaciones no esperadas debido a bajas de radiación por efecto de nubes. Por otro lado, gran parte de la demanda es suministrada con energía proveniente principalmente del carbón y en segundo lugar del gas (tanto por turbinas de gas de ciclo abierto como de ciclo combinado). La utilización de derivados del petróleo como Fuel-Oil y Diesel es bastante baja como se aprecia en la figura 6.2.

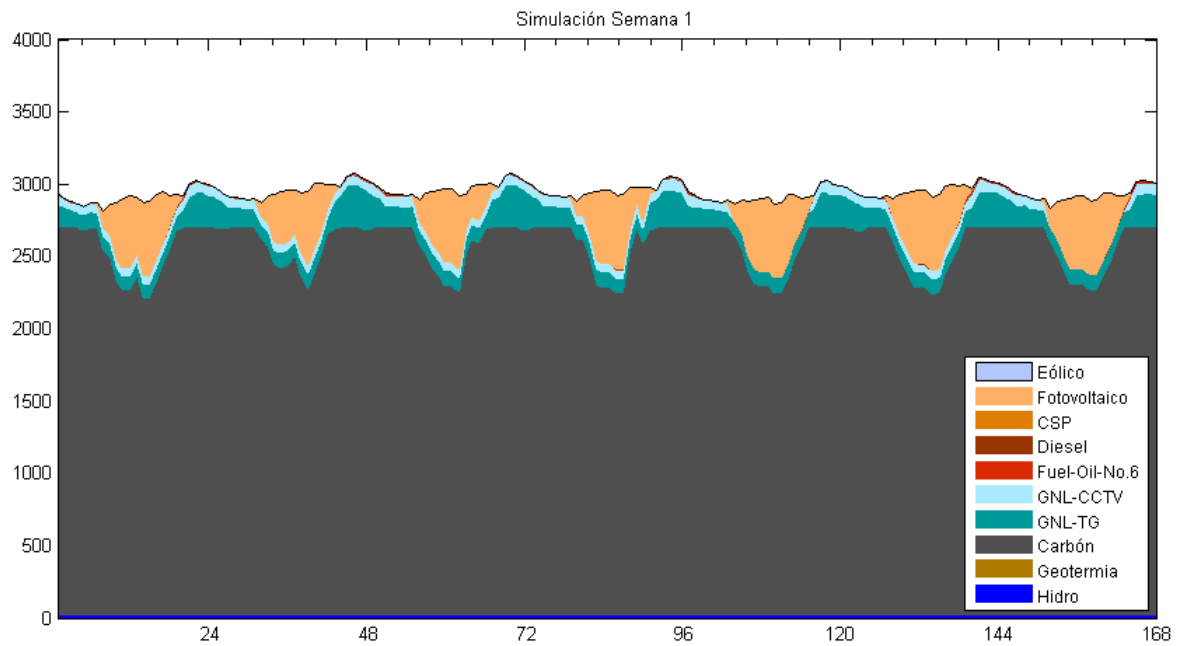


Figura 6.1: Operación verano con 5 % penetración y asignación de reserva por predespacho

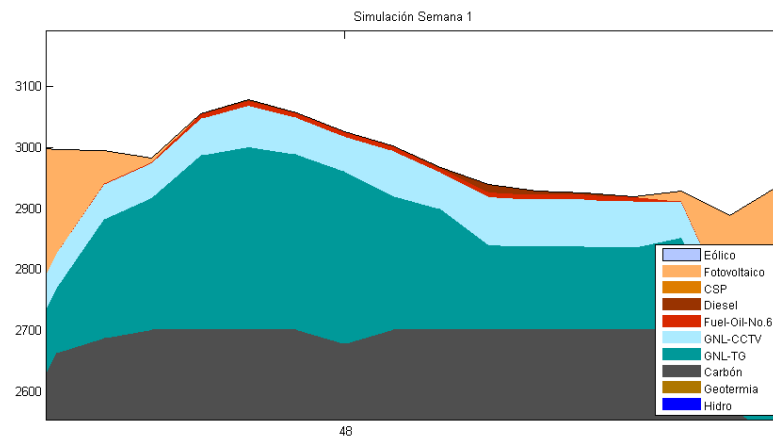


Figura 6.2: Operación sin recurso solar semana 1

La baja utilización de derivados del petróleo es un resultado esperable dado los altos costos de operación de este tipo de centrales así como también la sobreinstalación de generación del sistema. De forma similar, el perfil de utilización de centrales diesel y fuel-oil es esperable. Al no haber disponibilidad de energía solar durante las noches se hace uso de energía proveniente del Diesel y Fuel-Oil. Este uso no se produce necesariamente por ausencia de otras fuentes de generación con costos variables menores, si no que puede producirse a causa de que las centrales diesel poseen menores costos de partida y mayores tasas de toma de carga.

La figura 6.3 ilustra la operacion para la semana 24 (invierno).

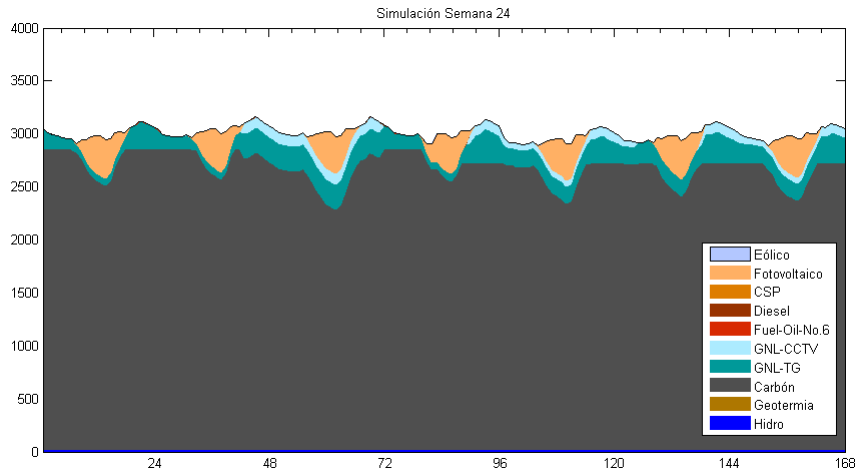


Figura 6.3: Operación invierno con 5 % penetración y asignación de reserva por predespacho

La figura anterior muestra un descenso lógico en la generación fotovoltaica como resultado de una menor radiación solar. El resto de las semanas presenta comportamientos similares acorde a su fecha del año.

En cuanto a la reserva en giro, la Figura 6.4 muestra la asignación realizada por el predespacho. La composición de reserva se divide por tipo de tecnología.

Este resultado es bastante interesante y se replica para todas las semanas del año. Se puede observar que el requerimiento de reserva del sistema aumenta en concordancia con los periodos de inyección solar (criterio del 20 %). El aumento de requerimiento de reserva no es menor y alcanza, en promedio, el doble de lo requerido sin inyección FV.

La mayor parte de la reserva es cubierta por GNL, seguido por carbón, fuel-oil y diesel. La utilización de energía FV como medio de reserva de potencia activa es prácticamente nula, pese a que se estableció que éstas fuentes podían entregar hasta un 12 % de su energía para este fin. Este resultado se basa en que para el sistema resulta más barato inyectar la totalidad de la energía FV a costo cero, que dejar de inyectarla y recurrir a otros medios que en general resultan más caros. Evidentemente esto está sujeto al costo marginal de esa hora específica.

El costo anual de operación de este escenario es de **1437 MMUSD** y el costo de reserva solar valorizada al costo marginal es **cero** (en la simulación, el valor del costo de reserva solar no fue cero, sin embargo su valor real es despreciable en comparación a los costos del sistema). Al final de este capítulo se grafican los costos de todas las opciones.

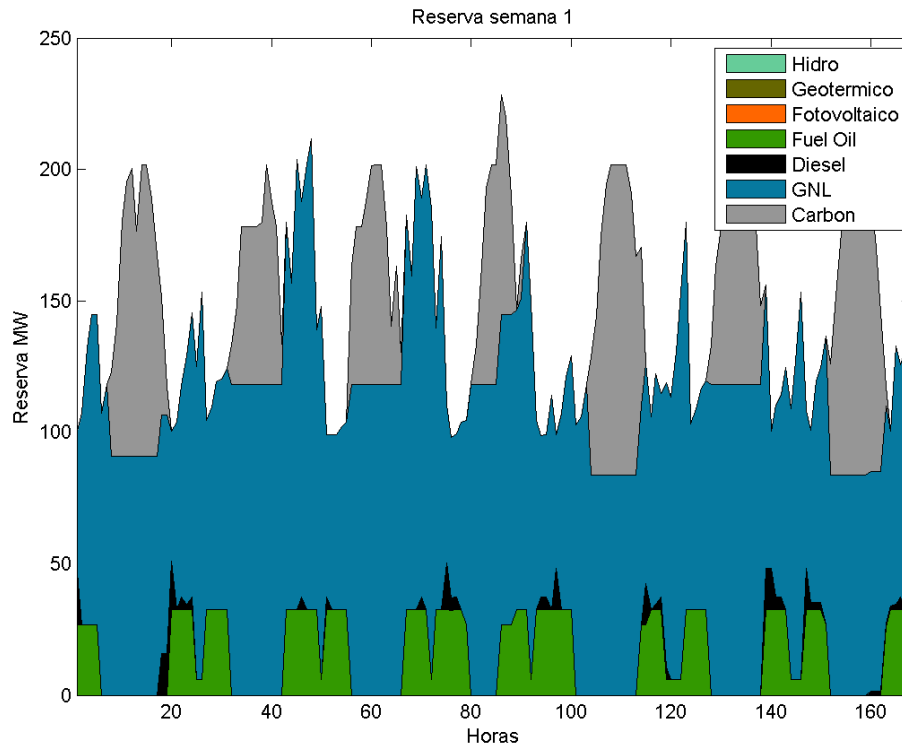


Figura 6.4: Asignación de reserva por UC para 5 %

10 % de Penetración

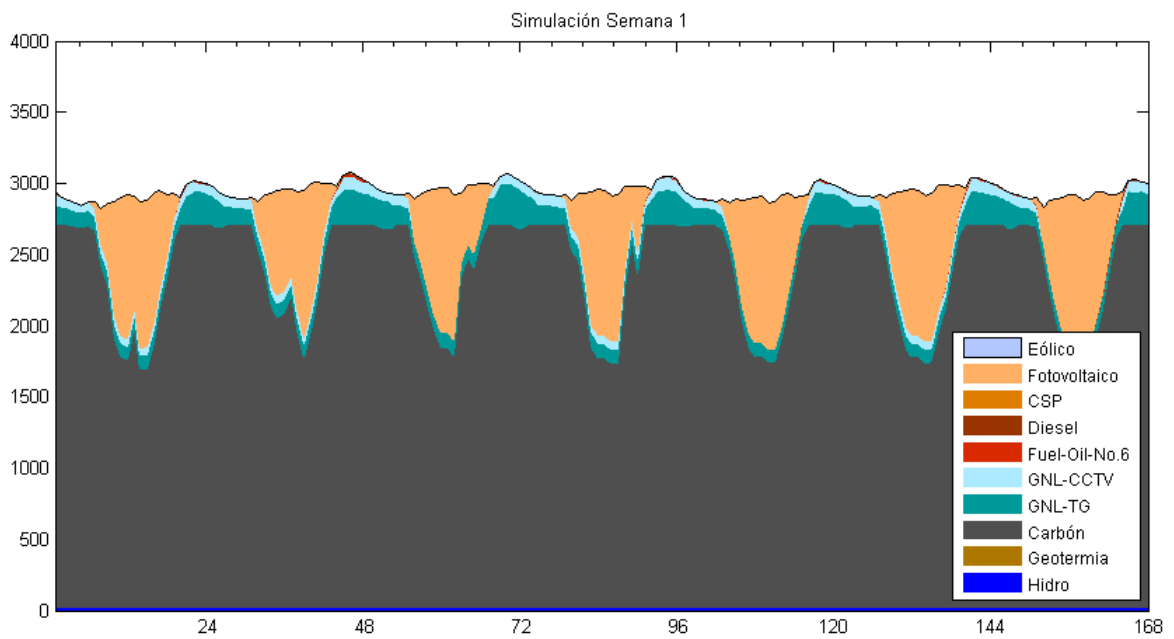


Figura 6.5: Operación verano con 10 % penetración y asignación de reserva por predespacho

La figura 6.5 muestra, como era de esperarse, una mayor inserción de energía FV. De la misma forma que el caso anterior, presenta el mismo efecto nube producto de utilizar el mismo perfil de generación pero con *peaks* de inserción más pronunciados.

La distribución de tecnologías es bastante similar al caso anterior. Sin embargo, resulta interesante observar que en ciertas horas del día la penetración solar puede llegar a ser superior al 20 %, recordando que penetración se entiende bajo el contexto de energía anual y no potencia instalada. En este caso, pese a que se requiere menor energía convencional, siempre existe energía proveniente de GNL. Esto último producto de restricciones técnicas y económicas de apagado y partida de estas unidades.

La Figura 6.6 muestra la asignación de reserva de este escenario.

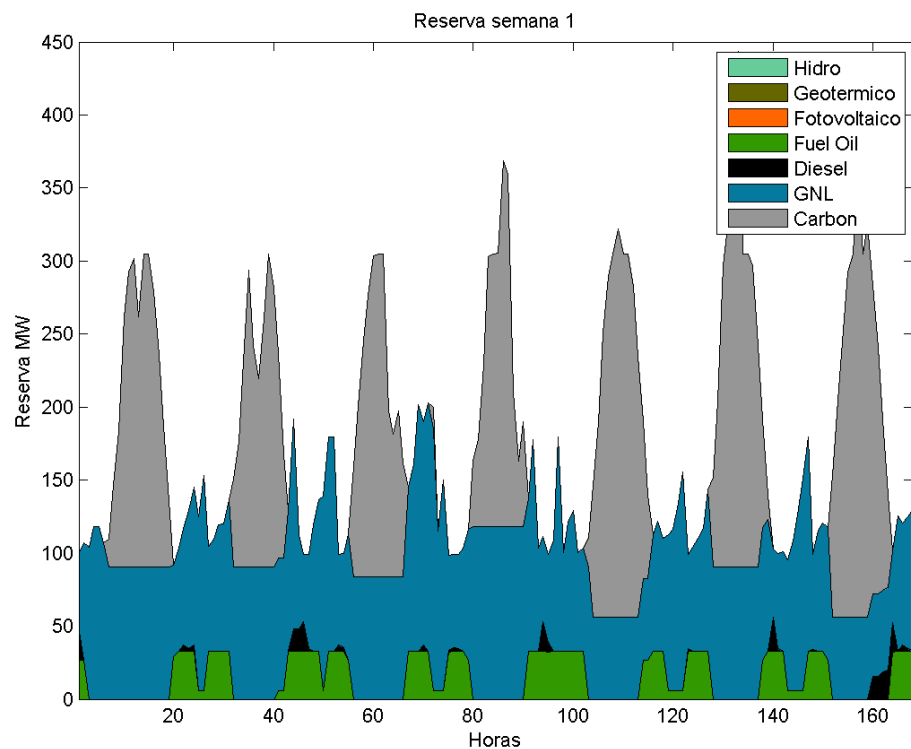


Figura 6.6: Asignación de reserva por UC para 10 %

Nuevamente la asignación arrojó nula reserva por parte de las centrales FV. Por lo que resulta más barato para el sistema recurrir a otros medios de generación para mantener las reservas que dejar de inyectar energía FV.

El costo anual de operación de este escenario es de **1359 MMUSD**, lo que representa un costo menor comparado al caso anterior. Esto último se sustenta dado que el costo de operación FV es cero, sin embargo no hay que olvidar que se incurre en costos de reserva y costos relacionados con restricciones técnicas de unidades. Finalmente el costo de reserva solar valorizada al costo marginal es **cero**

15 % de Penetración

La Figura 6.7 muestra las 168 horas de operación de la semana 1 para una penetración del 15%.

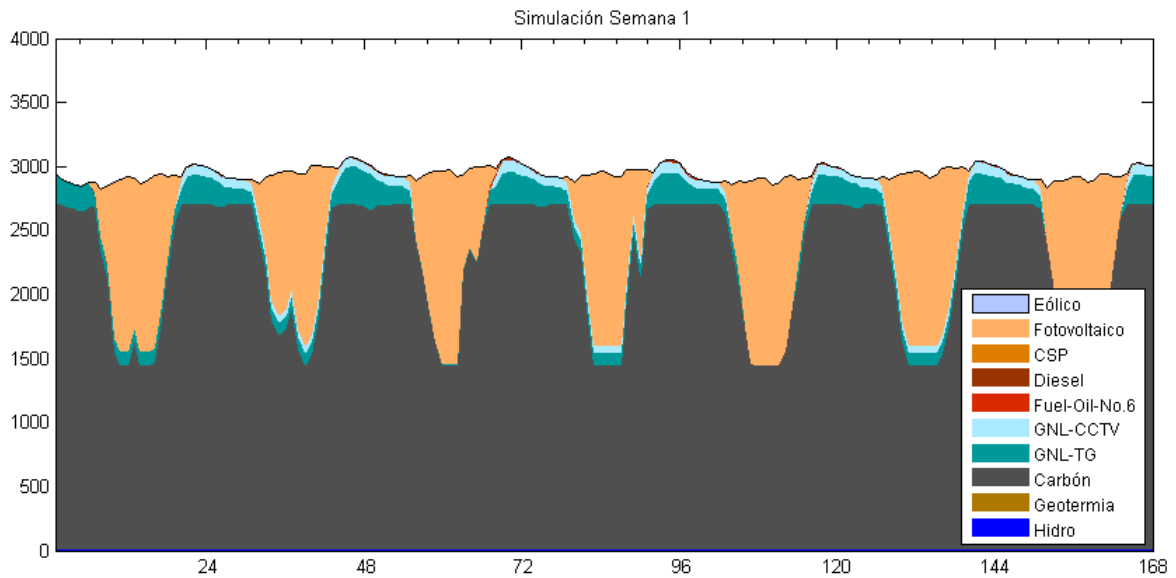


Figura 6.7: Operación verano con 15% penetración y asignación de reserva por predespacho

Se observa un comportamiento análogo a los casos anteriores, evidentemente escalado a una mayor penetración.

El costo anual de operación de este escenario es de **1295 MMUSD** y se observa un decrecimiento a medida que hay mayor penetración. El costo de reserva solar valorizada al costo marginal es **cero**.

20 % de Penetración

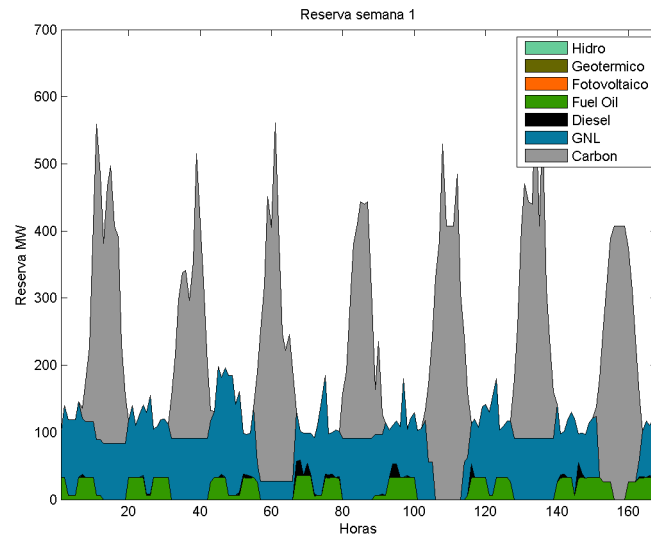


Figura 6.8: Asignación de reserva por predespacho para 15 %

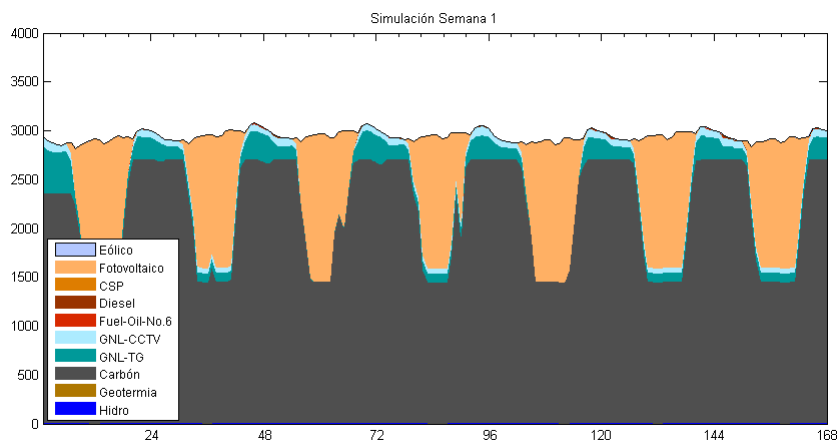


Figura 6.9: Operación verano con 20 % penetración y asignación de reserva por predespacho

Finalmente, para una fuerte penetración, se observa el mismo comportamiento. Esto da sustento a lo expuesto en el escenario anterior. A mayor penetración FV, se desplaza mayor cantidad de generación convencional. Sin embargo, esta generación desplazada se utiliza para suplir el elevado requerimiento de reserva del sistema en horas de inserción solar. Se puede observar que hubo una pequeña participación de centrales FV en la mantención de reservas. Puede deberse a distintos factores pero no es un resultado que se repitiese el resto del año. Por consiguiente, la utilización de energía fotovoltaica como reserva sigue siendo despreciable.

El costo total del sistema fue de **1260 MMUSD** y la valorización de la reserva solar fue **cero**

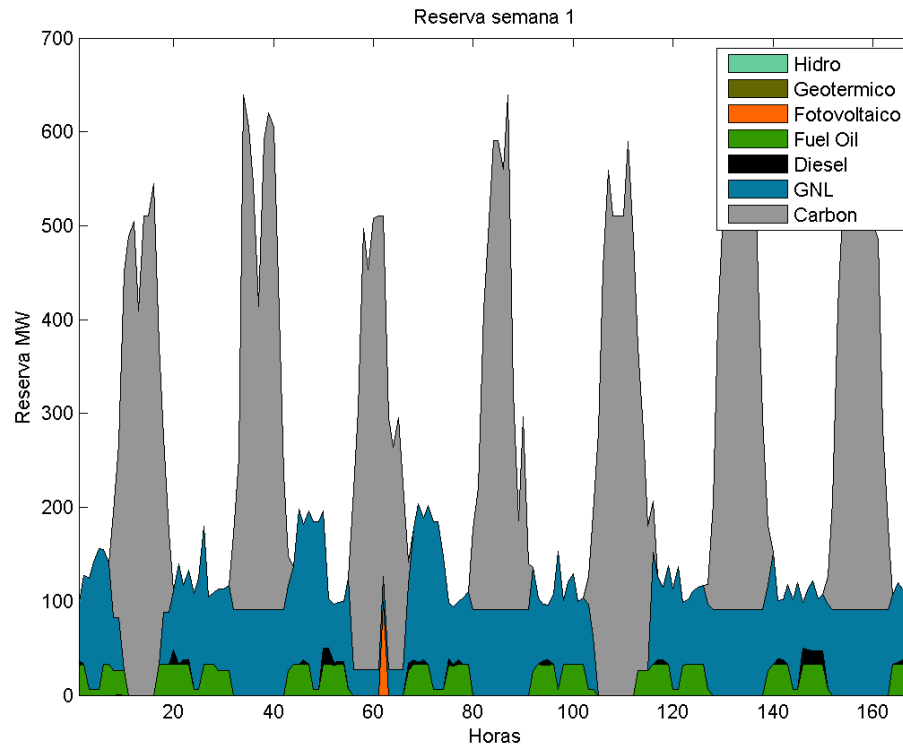


Figura 6.10: Asignación de reserva por UC para 20 %

A medida que la penetración solar era mayor, se observó un constante decrecimiento en los costos, como se ilustra en la Figura 6.11. Como se mencionó antes, la operación sincronizada entre aumento de penetración solar y aumento de requerimiento de reserva del sistema permitiría prescindir de costos de apagado y partida, y por consiguiente utilizar la generación convencional desplazada como medio de reserva. A esto debe sumarse el aumento de la disponibilidad de energía a costo cero a medida que existe mayor penetración.

6.2. Deload fijo 6 %

Para el estudio de predespacho con deload fijo se observa el mismo perfil de operación en comparación a los escenarios anteriores. La diferencia sustancial corresponde a una menor inyección de energía solar al sistema debido a la asignación de reserva como porcentaje de su generación. En estricto rigor el potencial solar existente es el mismo, sin embargo la penetración en cuanto a energía al sistema disminuye. La figura A.13 resume la operación de los cuatro escenarios de operación para un deload fijo de 6 %

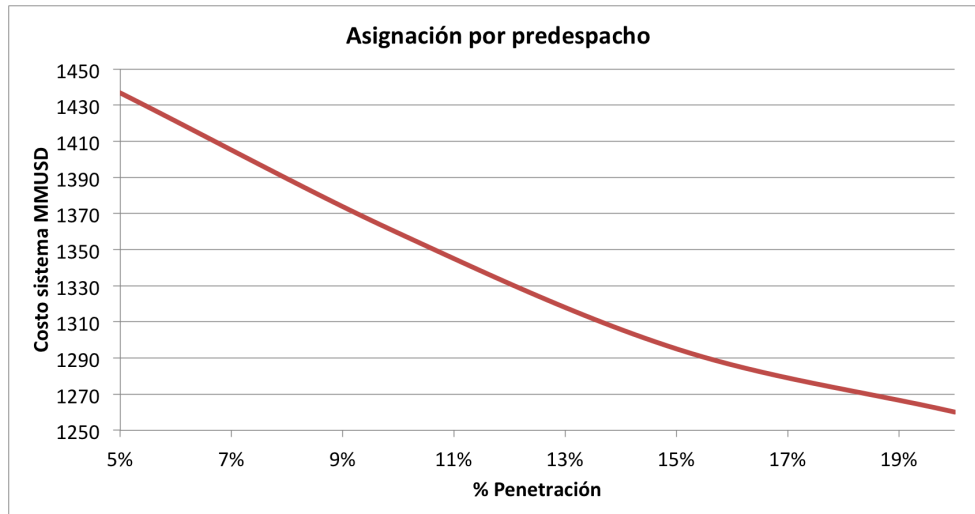


Figura 6.11: Costos de operación del sistema bajo asignación por predespacho

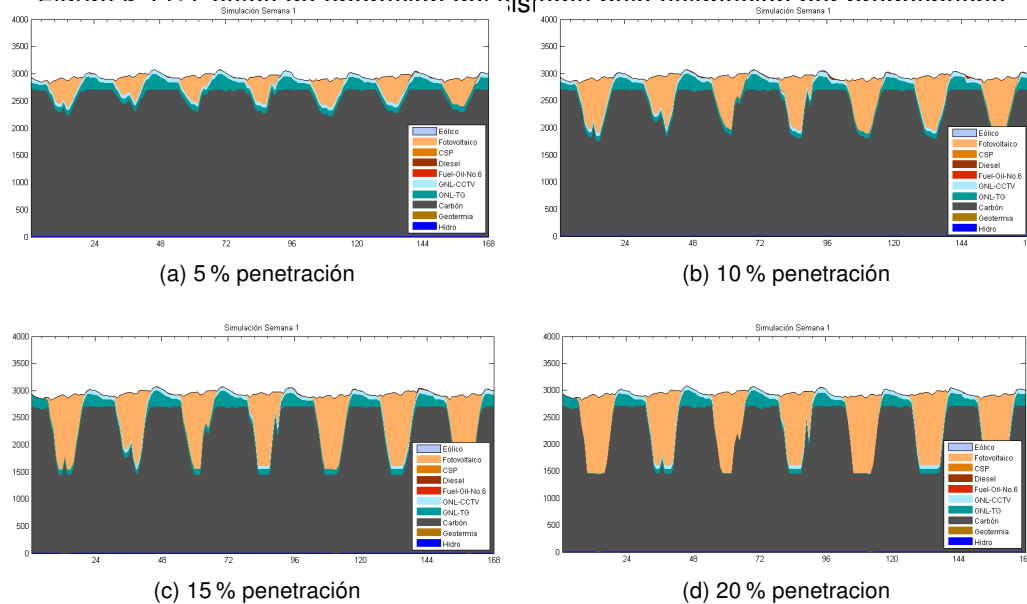


Figura 6.12: Operación de distintas penetraciones con deload de 6 %

Como era de esperar, la asignación de reserva experimentó un notorio cambio. La energía solar no inyectada al sistema se impuso como parte del requerimiento de reserva del sistema como se puede apreciar en la figura 6.13.

Los costos del sistema para cada nivel de penetración se presentan en la Figura 6.14. El costo del sistema subió para cada escenario en comparación al escenario de asignación de reserva por predespacho. Se puede desprender que este hecho proviene de inyectar menos energía a costo variable cero. Sin embargo, la curva sigue el mismo comportamiento decreciente.

A diferencia de los escenarios anteriores resulta interesante valorizar la energía solar no inyectada. Esta valorización se hizo al costo marginal para todas las horas en que no se inyectó energía solar. Los

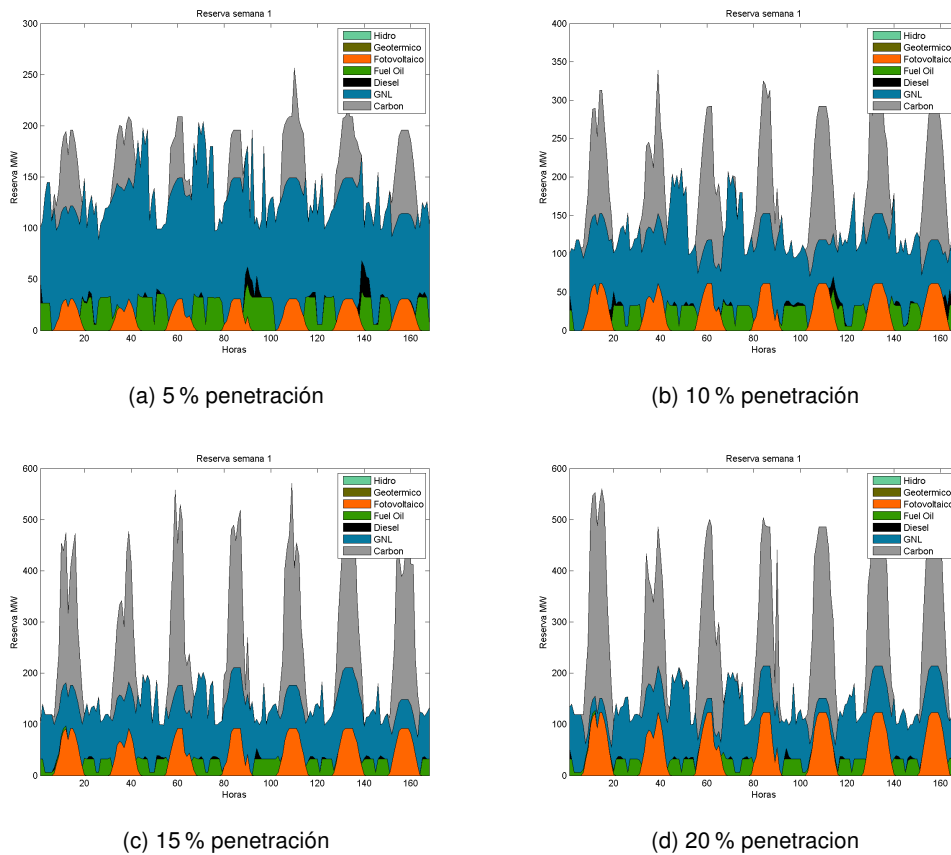


Figura 6.13: Operación de distintas penetraciones con deload de 6 %

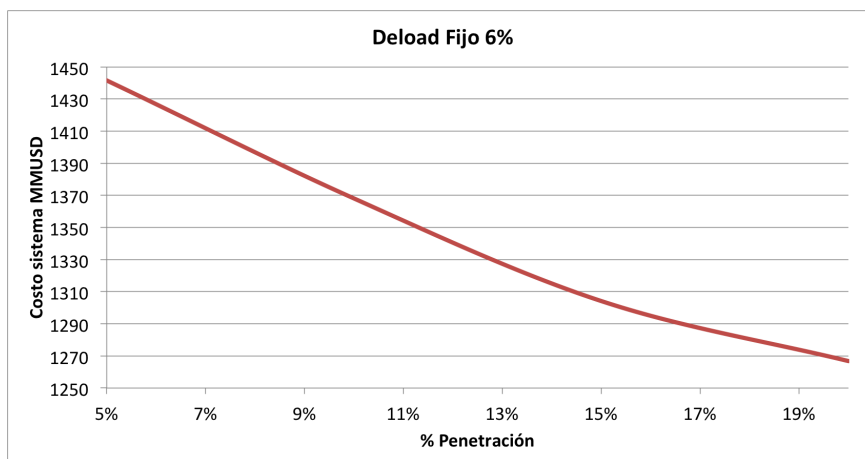


Figura 6.14: Costo del sistema con deload fijo 6 %

resultados se ilustran en la Figura 6.15.

El resultado previo resulta bastante interesante. Indica que el costo de oportunidad alcanza un máximo a cierta penetración y luego disminuye. Una explicación puede deberse al efecto que la penetración solar tiene sobre el costo marginal del sistema. Pese a que existe mayor energía solar

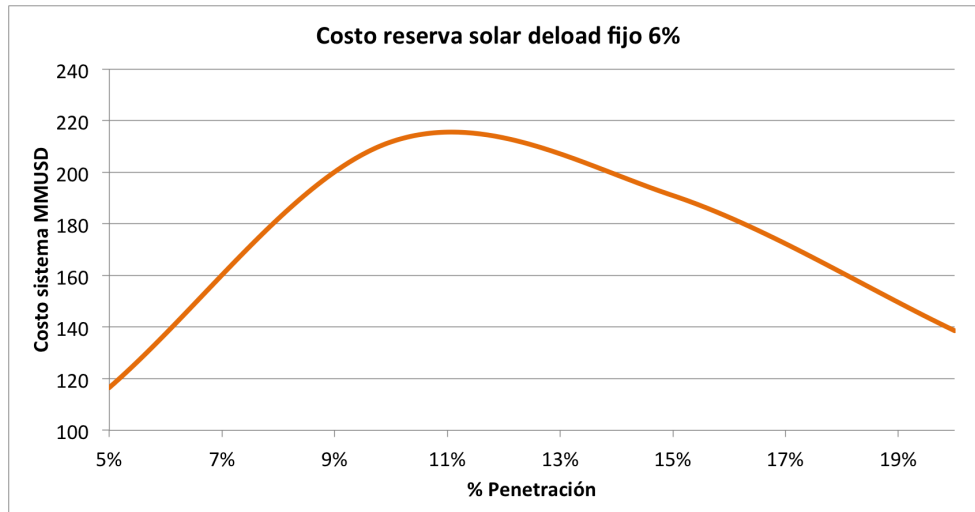


Figura 6.15: Reserva solar valorizada a costo marginal

reservada a medida que se aumenta la penetración, en cierto punto de penetración los costos marginales pueden bajar drásticamente en los momentos de inyección solar, que coinciden con los periodos de valorización de la reserva. En este caso el máximo se alcanza para una penetración del 10 %.

Para el resto de las operaciones en deload fijo el comportamiento es el mismo, tanto es su operación física como en su resultado económico, siendo proporcional al nivel de deload. Los resultados se adjuntan en los anexos

6.3. Deload variable

En este escenario se plantea que la cantidad de energía solar a reservar debe depender de la penetración que hay en cada hora. Como se mencionó en la metodología, el criterio de asignación es heurístico y por tanto está sujeto a estudios más profundos. Sin embargo, parte de la premisa de que una baja cantidad de penetración no debiese aportar una gran cantidad de reserva, mientras que una penetración importante sí debiese aportar mayor cantidad de reserva.

Se aprecia a simple vista en la figura 6.16 una asignación de reserva parecida al caso de operación con deload fijo de 12 %. Sin embargo, al ampliar la imagen, es posible observar en la figura 6.17 como la operación con deload variable aumenta el porcentaje que se utiliza como reserva a medida que la penetración horaria alcanza un límite.

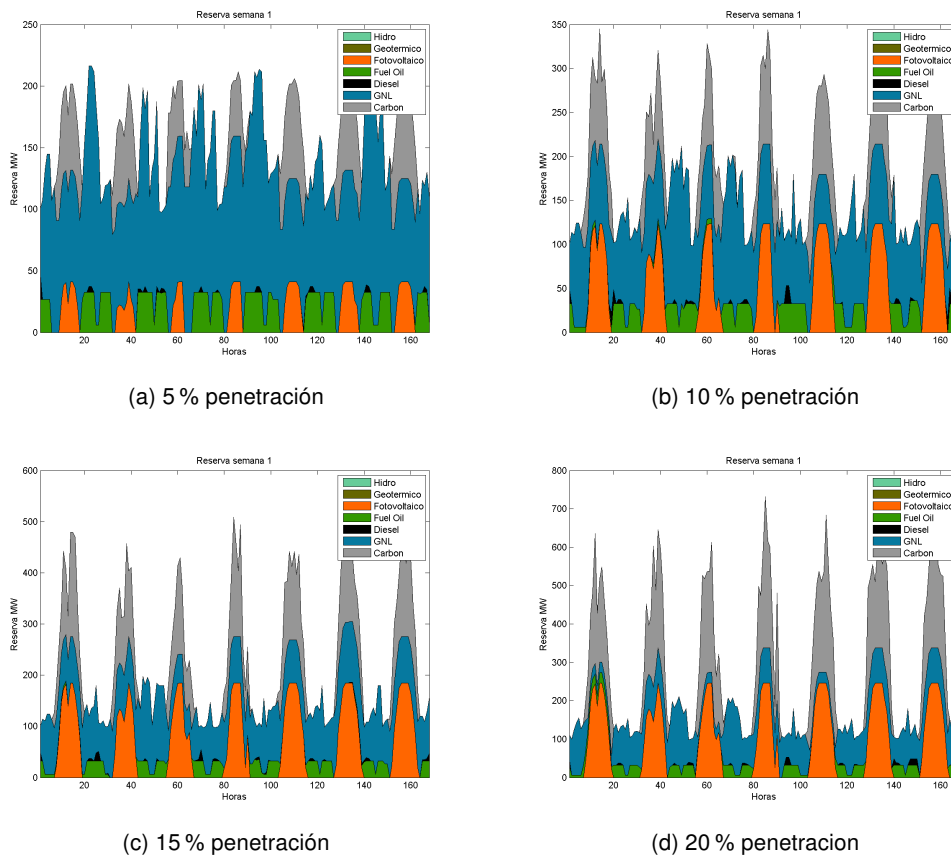


Figura 6.16: Operación de distintas penetraciones con deload variable

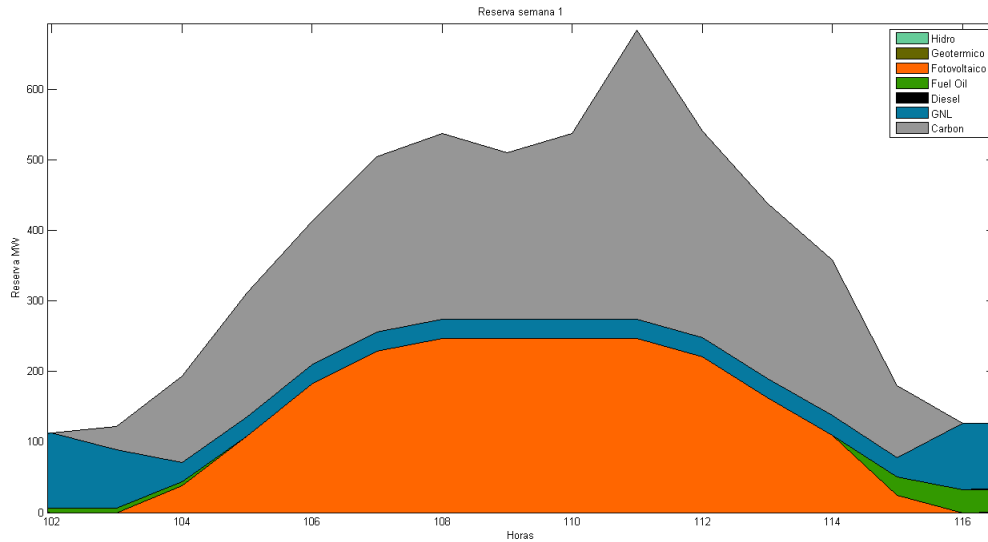


Figura 6.17: Reserva solar ampliada

Este escenario sigue presentando una alta presencia de energía solar en la reserva, sin embargo resulta interesante comparar el desempeño económico de esta alternativa para ver si tiene efectos significativos. Se busca lograr reducir el costo total del sistema así como también un costo de oportunidad de reserva aceptable.

El siguiente apartado muestra un resumen económico de todos los escenarios estudiados.

6.3.1. Costos de las distintas alternativas

A continuación se presentan los distintos costos obtenidos en cada escenario, con el fin de lograr calificar el desempeño económico de cada uno. Estos resultados se muestran en la figura 6.18.

Todas las alternativas de asignación de reservas presentan un comportamiento de costos descendente: a medida que aumenta la penetración fotovoltaica, el costo total del sistema disminuye. Esto puede obedecer a la entrada de mayor cantidad de energía cuyo costo variable es cero, desplazando de este modo alternativas de generación más caras. Se pueden observar diferencias de 180 MMUSD entre los distintos niveles de penetración.

Las distintas alternativas de asignación de reserva también afectan los costos totales del sistema. Si bien se observa que a mayor deload fijo utilizado los costos aumentan, las diferencias entre los costos de operación no son tan grandes, hecho que puede deberse a la sobreinstalación del parque generador. En caso de que el sistema tenga un margen de potencia instalada más estrecho, se debería recurrir de

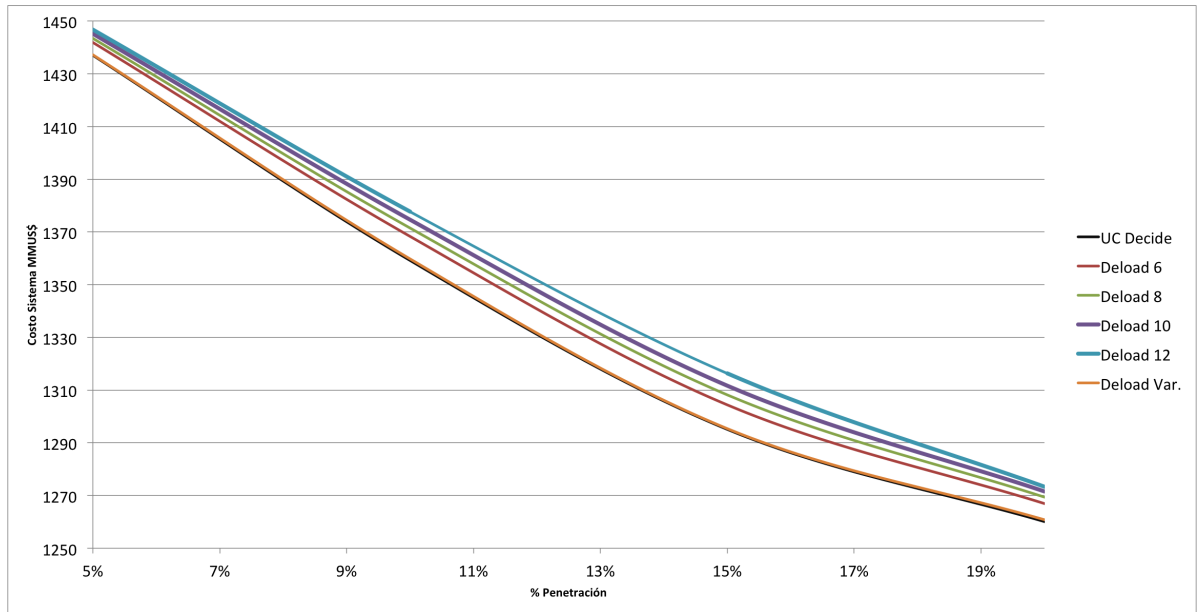


Figura 6.18: Costo del sistema bajo diferentes asignaciones de reserva

manera más frecuente a generación en base a diesel o fuel oil, gestando así mayores diferencias entre las alternativas estudiadas.

Finalmente en la Figura B.4 se observa un resultado muy interesante. La curva de costos de la operación con *deload* variable resulta levemente más cara que la opción de asignación por predespacho.

En cuanto al costo de oportunidad de la reserva solar, la figura B.4 muestra estos valores para todos los escenarios estudiados.

La figura corrobora lo antes mencionado. A mayor *deload* fijo, mayor es el costo de oportunidad de la energía fotovoltaica. Sin embargo, no se observa la misma relación al considerar el nivel de penetración. A medida que el nivel de penetración aumenta se alcanza un máximo y luego disminuye, implicando necesariamente un descenso en los costos marginales del sistema a partir de cierto nivel de penetración.

El costo de oportunidad de la energía solar será menor en comparación a las otras alternativas de *deload* dependiendo del nivel de penetración. Por ejemplo, la operación en *deload* variable presenta menores costos de oportunidad en comparación a la operación en *deload* fijo al 12%. No obstante, esto solo se cumple para penetraciones menores a 9%.

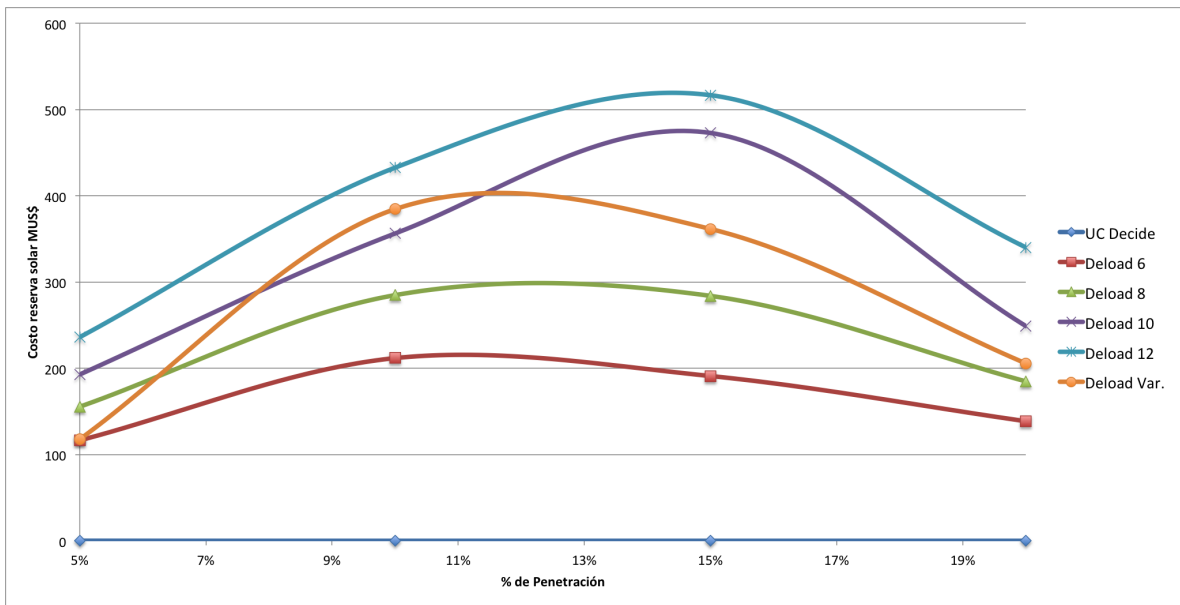


Figura 6.19: Costo de las asignaciones de reserva

Capítulo 7

Conclusiones y trabajos futuros

El objetivo de esta memoria consistió en el estudio y análisis de una determinación eficiente de reserva en giro para centrales fotovoltaicas presentes en el SING, el estudio se realizó con el sistema proyectado a 2020 y contempló 8760 horas. La reserva en giro en centrales FV se logra mediante la operación en *deload*, consistente en operar los generadores a una potencia menor a la disponible para un cierto nivel de radiación solar.

El estudio se realizó considerando cuatro escenarios de penetración solar fotovoltaica en relación a la energía anual generada, los que corresponden a 5 %, 10 %, 15 % y 20 %. Asimismo, para cada escenario de penetración se propusieron seis métodos de asignación de reserva solar. Estos métodos corresponden a asignación mediante predespacho, asignación mediante operación en *deload* fijo (6 %, 8 %, 10 % y 12 %) y asignación mediante operación en *deload* variable. Por consiguiente, se estudiaron y analizaron 24 escenarios.

En cuanto a la operación del sistema, la composición de generación entre los distintos tipos de tecnología presenta poca variación entre los distintos escenarios de asignación de reserva, esto para un mismo nivel de penetración solar. Básicamente, gran parte de la demanda es suministrada por carbón, el resto por GNL y FV. La generación fotovoltaica presenta un leve decaimiento a medida que se aumenta el porcentaje de *deload* dado que se reserva mayor cantidad de energía. Por otra parte, la presencia de generación basada en combustibles derivados del petróleo (diesel y fuel-oil) es muy escasa y se utiliza principalmente para suplir la demanda cuando no hay presencia de energía solar.

En términos de reserva secundaria, los resultados para los escenarios de asignación de reserva mediante predespacho muestran que gran parte de esta reserva es cubierta por GNL. Los *peaks* producidos por el criterio de reserva adicional igual al 20 % de la generación solar se compensan con carbón y en menor medida fuel-oil y diesel. En este caso, se habló de una operación "*sincronizada*". Esto hacía alusión al hecho de que cuando se tenía mayor inserción de energía FV se desplazaba

generación convencional. Este desplazamiento ocurría al mismo tiempo en que se requería mayor reserva por parte del sistema. Por lo tanto, este desplazamiento, entendido como la operación de unidades convencionales a consignas menores, se utiliza para suplir estos *peaks* de reserva. Resulta más barato para el sistema operar a consignas menores que utilizar energía solar dejando de inyectar al sistema a costo cero y debiendo, eventualmente, apagar y encender unidades.

Al exigir reserva fija como porcentaje de generación solar se *rompe*, en parte, con este funcionamiento armónico y se obliga a que las centrales convencionales puedan llegar a mínimos técnicos y/o se deban apagar, incurriendo en costos de partida y de reserva diesel como consecuencia de sus bajas tasas de toma de carga. Es por esto que se observa que a medida que se aumenta el nivel de *deload*, los costos del sistema aumentan. Sin embargo, las diferencias entre los costos de operación no son tan grandes, esto se puede deber a la sobreinstalación del parque generador. En caso de que el sistema tenga un margen de potencia instalada más estrecho se debería recurrir de manera más recurrente a generación en base a diesel o fuel oil, generando, por lo tanto, mayores diferencias entre las alternativas estudiadas. No obstante, se mostró que la utilización de estas fuentes fue muy escasa.

Por otra parte, la curva de costos de la operación con *deload* variable resulta levemente más cara que la opción de asignación por predespacho. Cabe recordar que esta última opción asignó cero potencia solar para reserva. Es decir, resultó ser una opción mucho mejor en términos económicos comparado con la operación a *deload* fijo, asignando una importante cantidad de potencia solar a la reserva en giro del sistema a bajo costo.

Pese a que la operación *deloaded* presenta mayores costos de operación para el sistema y menores rentabilidades para los inversionistas, este es un análisis puramente económico que no considera aspectos técnicos. Una alta penetración fotovoltaica tiene un impacto negativo en la inercia del sistema, en cambio, al exigir operación *deloaded* se produce una mejora en el desempeño del sistema ante desbalances entre carga y generación. Dado esto, la alternativa de operación en *deload* variable se alza como una opción atractiva por sus menores costos e importante asignación de reserva fotovoltaica.

Pese a que aún no existe legislación y reglamento relacionado a la remuneración de la reserva solar, la inminente e importante penetración de este energético puede llevar a la creación de un mecanismo de remuneración de su costo de oportunidad en el corto plazo, considerando que actualmente se remunera este costo a centrales convencionales. Es por ello que resulta importante determinar el valor que tiene la reserva en giro proveniente de fuentes fotovoltaicas. En este estudio, el valor otorgado a la reserva solar es equivalente a los ingresos que las plantas FV dejan de percibir por dejar de inyectar cierta cantidad de energía, vale decir, se valoriza al costo marginal del sistema.

Una de las consecuencias de tener mayor penetración solar mientras que se opera en *deload*, consiste en mayor energía solar destinada a reserva. A la vez, el requerimiento del sistema también

aumenta. Sin embargo, el costo de oportunidad FV no aumenta a medida que hay mayor penetración solar, más bien, presenta un comportamiento parabólico. Este resultado implica necesariamente que los costos marginales del sistema bajan de manera importante en las horas de presencia solar.

Finalmente, cabe recordar que el set de reglas utilizados para definir la operación en *deload* variable fue determinado bajo un criterio heurístico. Esto da paso a futuros estudios que consideren otros set de reglas con el fin de contrastar y establecer la asignación más eficiente en términos económicos.

Esta asignación eficiente puede cruzarse con resultados obtenidos en otra memoria, en la cual se analizan los impactos de la operación *deloaded* desde un punto de vista técnico para distintos escenarios de penetración solar. Se deberá definir un índice de desempeño que considere tanto resultados técnicos como económicos. De esta forma se puede lograr un criterio de asignación óptimo que proporcione una operación segura, a mínimo costo y que finalmente permita mayor integración de las ERNC en la matriz nacional.

Finalmente se propone complementar el estudio con diferentes sets de reglas que permitan optimizar el costo total del sistema. Por otro lado es posible analizar el efecto sobre los costos del sistema de la integración FV en el caso de una interconexión SIC-SING.

Bibliografía

- [1] Departamento de Geofísica, “Explorador solar,” <http://ernc.dgf.uchile.cl/explorador/solar2/>, Universidad de Chile, 2013.
- [2] Gobierno de Chile, “Estrategia nacional de energía 2012-2030,” tech. rep., Ministerio de Energía, 2013.
- [3] CNE, “Las energías renovables no convencionales (ernc) en el mercado eléctrico chileno,” tech. rep., Comisión Nacional de Energía, 2009.
- [4] Dirección de Operaciones, “Plan de integración ernc al sing,” tech. rep., CDEC-SING, 2012.
- [5] Dirección de Operaciones, “Efectos técnico-económicos de la integración de energía eólica y solar en el sing,” tech. rep., CDEC-SING, 2012.
- [6] Gobierno de Chile, “Ley 20257.”
- [7] Centro de Energías Renovables, “Estado de proyectos ernc en Chile,” tech. rep., Ministerio de Energía, Junio 2013.
- [8] S. Eftekharijad, V. Vittal, G. Heydt, B. Keel, and J. Loehr, “Small signal stability assessment of power systems with increased penetration of photovoltaic generation: A case study,” *Sustainable Energy, IEEE Transactions on*, vol. 4, no. 4, pp. 960–967, 2013.
- [9] A. Castillo, “Respuesta inercial de sistemas de potencia con grandes inyecciones de generación fotovoltaica.” Memoria de pregrado, 2013.
- [10] EPIA, “On the road to competitiveness,” tech. rep., European Photovoltaic Industry Association, 2012.
- [11] EPIA, “Global market outlook for photovoltaics 2013-2017,” tech. rep., European Photovoltaic Industry Association, 2013.
- [12] CDEC-SIC, “Anuario,” 2012. <http://www.cdec-sic.cl/datos/anuario2012.pdf>.
- [13] CDEC-SING, “Centro de despacho de carga del sistema interconectado del norte grande,” 2013. www.cdec-sing.cl.

- [14] Servicio de Evaluacion Ambiental, "Busqueda de proyectos," 2013. <http://www.sea.gob.cl/>.
- [15] N. OECD, "Nuclear energy and renewables: System effects in low-carbon electricity systems," 2012.
- [16] C. B. I. J. Pérez-Arriaga, "Impact of intermittent renewables on electricity generation system operation," *Economics of Energy and Environmental Policy*, vol. 1, p. 13, 2012.
- [17] UK Energy Research Centre, "An assessment of the evidence on the costs and impacts of intermittent generation on the british electricity network," 2006.
- [18] D. Fuentes, "Apuntes del curso analisis y operacion de sistemas electricos," Otoño 2013.
- [19] C. Rahmann, "Apuntes de catedra - fenomenos dinamicos en redes electricas," 2013.
- [20] L. V. Walter Brokering, Rodrigo Palma, *Nom Lufke (El rayo domado) o Los Sistema Electricos de Potencia*. Prentice Hall, 2008.
- [21] T. Molinski, "Manitoba hydro wind power reserve requirements." IEEE PES, 2009.
- [22] J. R. A. Farid Katiraei, "Solar pv integration challenges." IEEE power & energy magazine, Junio 2011.
- [23] S. Eftekharnjad, V. Vittal, Heydt, B. Keel, and J. Loehr, "Impact of increased penetration of photovoltaic generation on power systems," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, pp. 893–901, May 2013.
- [24] S. Eftekharnjad, V. Vittal, G. Heydt, B. Keel, and J. Loehr, "Impact of increased penetration of photovoltaic generation on power systems," *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 28, no. 2, pp. 893–901, 2013.
- [25] G. H. Raymond Hudson, "Pv grid integration – system management issues and utility concerns," *Energy Procedia*, vol. 25, pp. 82–92, 2012.
- [26] R. C. Mark Fulton, "The german feed-in tarrif: Recent policy changes." Deutsche Bank Group, Septiembre 2012.
- [27] Comisión Nacional de Energía, "Norma técnica de seguridad y calidad de servicio," 2013.
- [28] CDEC-SING, "Control de frecuencia y determinación de reservas," 2013.

Apéndice A

A.1. Predespacho de carga

El predespacho de carga o *Unit Commitment* corresponde a una etapa fundamental en la programación horaria de operación de un sistema eléctrico de potencia. El problema de predespacho determina el despacho de unidades necesarias tal que la demanda sea suministrada a un mínimo costo.

Esta minimización de costos está sujeta a un gran número de restricciones, las cuales reflejan tanto la ecuación de balance de potencia como las restricciones propias de cada unidad, así como también límites de generación, tasas de toma de carga, mantenimientos, etc.

Las variables que determinan el predespacho corresponden a los estados horarios de operación, ON (committed) u OFF (uncommitted), así como también a la asignación de potencia y reserva secundaria para cada unidad generadora del sistema. La función objetivo y las restricciones asociadas hacen del predespacho un problema no lineal discreto (on, off), cuya resolución no es trivial. Por este motivo, se emplean *softwares* de optimización avanzados o también denominados *solvers*, además de *softwares* para el manejo de bases de datos y manejo de resultados.

A.1.1. Definición del problema

El objetivo del predespacho es minimizar el costo total del sistema F de N unidades en un horizonte de tiempo T . El costo total de cada generador dependerá de su costo combustible C_i y costos de partida S_i .

$$F = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^N [C_i (P_i(t)) + S_i (x_i(t), u_i(t))] \quad (\text{A.1})$$

En donde el costo combustible C_i depende de la potencia P_i y los costos de partida S_i depende de las variables de estado x_i que indica el número de horas que la unidad ha estado despachada y u_i que indica si la unidad se despacha en el tiempo t o no (ON/OFF).

El problema de minimizar los costos esta sujeto a restricciones sistémicas y propias de cada unidad, entre las cuales es posible encontrar las siguientes.

A.1.2. Restricciones sistémicas

La primera restricción corresponde a igualar generación con demanda:

$$\sum_{i=1}^N P_i(t) = P_d(t) \quad (\text{A.2})$$

Por otro lado debe existir suficiente reserva en giro, r_i para proporcionar una operación segura y confiable. La reserva total del sistema se denota por P_r y y la reserva para una unidad i será cero si no se despacha o $r_i = \min P_i^{max} - P_i(t), r_i^{max}$

$$\sum_{i=1}^N r_i(x_i(t), P_i(t)) \geq P_r(t) \quad (\text{A.3})$$

Restricciones del generador

El generador posee límites técnicos de funcionamiento, potencia máxima y mínima, cuya restricción se denota por:

$$P_i^{min}(t) \geq P_i(t) \geq P_i^{max} \quad (\text{A.4})$$

A.1.3. Modelamiento del predespacho

En los capítulos anteriores se determinaron los parámetros de operación del SING al 2020 para ser utilizados en el predespacho. El presente estudio resuelve el problema de predespacho para todo un año. Usualmente los estudios de predespacho van desde 24 horas a una semana, y por tanto, requieren de ciertos procedimientos que permitan un análisis para las 8760 horas del año.

El procedimiento para realizar un predespacho anual consta básicamente de tres etapas donde intervienen distintos *softwares*, lenguajes y subrutinas. Para este propósito, se utilizó la plataforma

MATLAB con el fin de actuar como rutina base que corriera el resto de las subrutinas ¹. Las etapas se exponen a continuación:

Establecimiento de escenario: En los capítulos precedentes se determinaron los escenarios a simular, donde cada uno posee parámetros específicos tabulados en una hoja EXCEL. Se distinguen dos tipos de parámetros: aquellos que son comunes a todos los escenarios, como la característica del parque generador convencional, costos de combustible, etc., y aquellos parámetros propios de cada escenario, como la generación solar y restricciones de reserva. Esta hoja posee un formato determinado que permite la lectura y escritura del resto de las subrutinas.

En términos de información temporal, se distinguen parámetros como generación solar, mantenimientos, demandas y reservas anuales, cuya información determina la operación anual. Adicionalmente, ciertos parámetros definen información temporal en la cual se determina la operación de una semana específica del año. Esta información es rescrita en forma automática y es dada por la iteración del programa en función de la semana en que se encuentre la simulación.

Predespacho para una semana: Se leen los datos específicos de una cierta semana mediante una subrutina en JAVA. Esta rutina en JAVA a su vez ordena tales datos y formula una función objetivo que representa el costo total del sistema y establece las restricciones de operación. Una vez finalizada esta etapa, JAVA hace uso de librerías de optimización *CPLEX*, las cuales minimizan el costo de operación de una semana.

¹Las rutinas utilizadas fueron, en su mayoría, otorgadas por el Centro de Energía de la FCFM. El autor agradece especialmente a Carlos Benavides y Rigoberto Torres por su ayuda en la utilización de estos programas

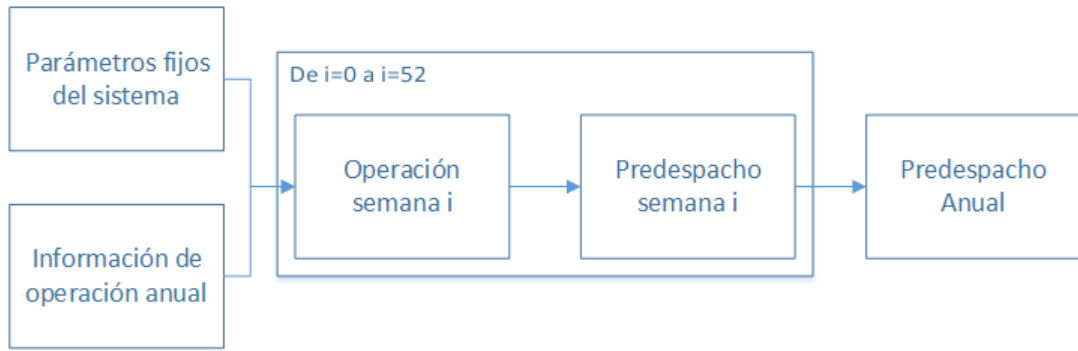


Figura A.1: Esquema de parámetros anuales y semanales

Predespacho anual: El proceso anterior se itera 52 veces en la rutina de *MATLAB* para completar el año. Por consiguiente, se reescriben los datos en la hoja temporal para representar una nueva semana, a fin de realizar una nueva iteración. Asimismo, los datos son almacenados para su posterior análisis.

La rutina de predespacho se sintetiza de manera global en la figura A.2.

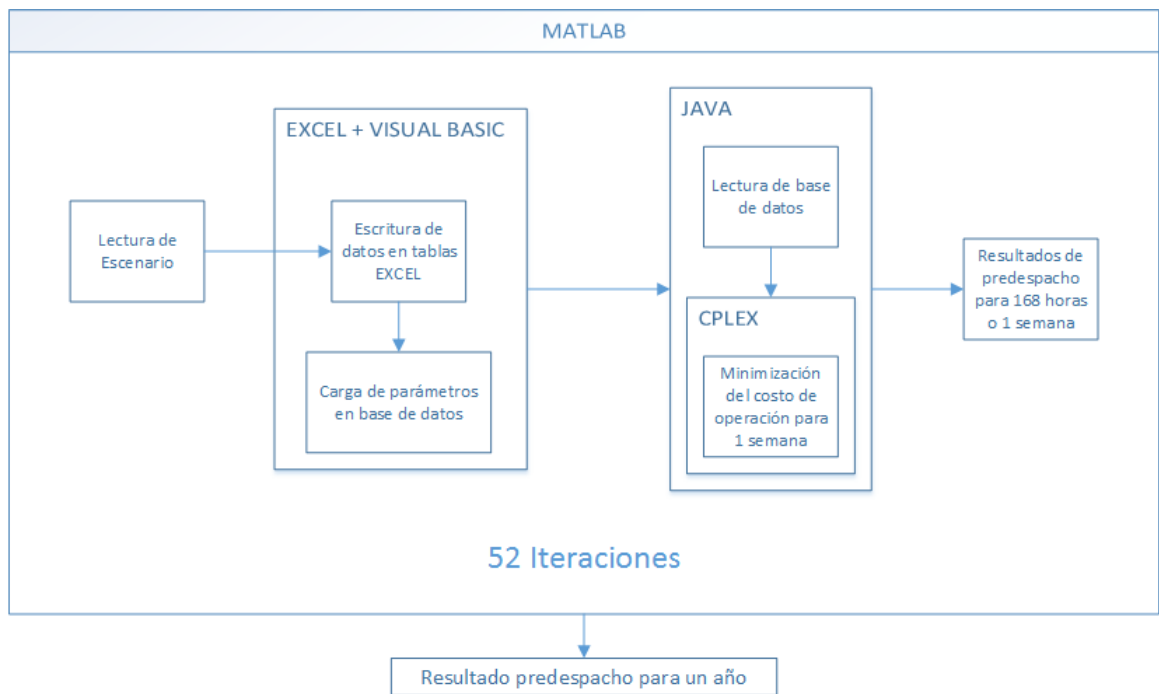


Figura A.2: Rutinas de predespacho

A.1.4. Modelamiento de escenarios

En base al modelamiento anterior, es posible determinar parámetros fijos para todas las simulaciones, además de parámetros variables dependientes del escenario a simular. Estos últimos serán los

denominados parámetros de entrada para la simulación.

A.1.5. Parámetros fijos de simulación:

Existen dos tipos de escenario: el primero corresponde a los distintos niveles de penetración de energía FV, mientras que el segundo a los distintos métodos de asignación de reserva solar. Es por esto que las características de la generación convencional no afectan estos escenarios, y por consiguiente, todos sus parámetros se mantendrán constantes (i.e. costos de operación de cada máquina, mantenimientos, potencias nominales, tiempos de partida, etc).

Otro parámetro importante corresponde al *Gap* de simulación. El *gap* es un parámetro para el solver de optimización binaria (*CPLEX*) y determina un margen para la solución sub óptima. Este margen corresponde al umbral de tolerancia de costos para aceptar una solución; mientras más pequeño sea el *Gap*, más se demorará el optimizador. Cero significa óptimo, mientras que 0.01 (1 %) indica que la solución binaria factible obtenida es, en el peor caso, un 1 % más cara (suma de costos) que la mejor solución que se podría llegar a encontrar si se sigue buscando. Para el presente estudio se determinó que un *Gap* aceptable, considerando solución y tiempo de simulación, corresponde a un 1 % fijo para todos los escenarios. Por otro lado, se espera contrastar los distintos escenarios bajo un mismo contexto de demanda; vale decir, la demanda para todos los casos será la misma y permanecerá invariable para todas las simulaciones. Estos parámetros serán fijos y no se considerarán como parámetros de entrada para la simulación.

Escenarios de penetración solar

Como se determinó anteriormente, los escenarios de penetración solar se determinaron mediante una caracterización del recurso y su normalización a valores en p.u.. Tal caracterización es invariable para los distintos escenarios, significando que el perfil de generación p.u. permanece constante. Es más, lo que varía en cada escenario es la cantidad de energía inyectada con el fin de representar distintos niveles de penetración. Por tanto, para simular los distintos niveles de penetración, sólo basta con ponderar el perfil de generación en p.u. por una determinada potencia instalada que asegure ciertos porcentajes de penetración. En este caso corresponden a 514, 1028, 1541 y 2055 MW para 5 %, 10 %, 15 % y 20 % de penetración energética respectivamente.

Un estudio de frecuencia mediante predespacho corresponde a un análisis uninodal; de esta forma, los escenarios de penetración a través de la variación de la potencia instalada se pueden realizar asumiendo una única fuente generadora en el sistema. Bajo este contexto, el modelamiento de cada caso de penetración se efectúa únicamente fijando la consigna de potencia de la generación solar fotovoltaica. De esto último se desprende que uno de los parámetros de entrada que establece el

escenario de penetración, corresponde a la consigna de potencia de generación FV, la cual podrá ser una de las cuatro mencionadas anteriormente.

Escenarios de reserva

Existen tres tipos de escenarios generales de asignación de reserva a centrales FV, asignación con mínimo costo mediante predespacho, asignación fija y asignación en función de penetración. Para modelar estos tres casos es necesario modificar los parámetros de entrada del predespacho y/o ciertas restricciones.

Uno de los parámetros que recibe el optimizador corresponde a la máxima reserva en giro que pueden aportar las centrales. Esto incluye tanto a las convencionales como a las no convencionales (Eólico, FV, etc.). Por lo tanto, en una primera instancia, la asignación de reserva para todas las centrales será realizada por el predespacho. Se propone fijar un máximo de reserva posible para las centrales FV alto. Esto no asegura que ese potencial se utilice, sin embargo, asegura un margen para observar el comportamiento de la asignación.

Para este caso, el criterio de reserva del sistema se mantiene, es decir, los 99 MW más un 20 % de la generación ERNC presente. Sin embargo, para el caso de la asignación fija será necesario asegurar un porcentaje de reserva fotovoltaica constante durante toda la simulación, y por ende el predespacho no debe asignar reserva a las centrales FV. El primer paso es limitar la máxima reserva solar a cero y fijar la reserva para cada hora del año en función de la generación fotovoltaica anual, como se ilustra en la ecuación A.5.

$$\begin{pmatrix} ResFV_1 \\ ResFV_2 \\ \vdots \\ ResFV_{8760} \end{pmatrix} = \%Reserva \bullet \begin{pmatrix} GenFV_1 \\ GenFV_2 \\ \vdots \\ GenFV_{8760} \end{pmatrix} \quad (A.5)$$

Posteriormente se debe modificar la inyección horaria de energía FV, de manera que se inyecte al sistema lo generado menos la energía que se considera de reserva.

$$\begin{pmatrix} InyFV_1 \\ InyFV_2 \\ \vdots \\ InyFV_{8760} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} GenFV_1 \\ GenFV_2 \\ \vdots \\ GenFV_{8760} \end{pmatrix} - \begin{pmatrix} ResFV_1 \\ ResFV_2 \\ \vdots \\ ResFV_{8760} \end{pmatrix} \quad (A.6)$$

Finalmente, se debe modificar el requerimiento de reserva del sistema, dado que ahora este tendrá menos inyección y a la vez debe considerar reserva solar para cada hora. De esta forma, el nuevo vector de reserva quedará determinado por la ecuación A.7.

$$\begin{pmatrix} ResSIST_1 \\ ResSIST_2 \\ \vdots \\ ResSIST_{8760} \end{pmatrix} = 99MW + 20\% \begin{pmatrix} InyFV_1 \\ InyFV_2 \\ \vdots \\ InyFV_{8760} \end{pmatrix} - \begin{pmatrix} ResFV_1 \\ ResFV_2 \\ \vdots \\ ResFV_{8760} \end{pmatrix} \quad (A.7)$$

El último escenario de asignación de reserva consistió en modificar la cantidad de reserva que entregan las centrales FV en función del nivel de penetración en el sistema. Es válido suponer que un criterio de asignación racional, y conforme a normas técnicas y de seguridad, determine una mayor reserva en giro cuando existe una mayor penetración en el sistema de estas centrales. Esta asignación se determinó de manera heurística con el fin de observar la conveniencia de un criterio discretizado. La reserva para cada hora queda determinada por la ecuación A.8.

$$ResFV_i = \begin{cases} 6\% \cdot GenFV_i \text{ si } 10\% \leq E_{solar} < 15\% \\ 8\% \cdot GenFV_i \text{ si } 15\% \leq E_{solar} < 20\% \\ 12\% \cdot GenFV_i \text{ si } 20\% \leq E_{solar} \end{cases} \quad (A.8)$$

donde i representa una hora específica del año. Por lo tanto, la inyección de energía fotovoltaica efectiva en cada hora deberá considerar esta reserva:

$$InyFV_i = GenFV_i - ResFV_i \quad (A.9)$$

De forma análoga al caso anterior, el requerimiento de reserva total del sistema deberá ser modificado para que considere la reserva variable adicional. De este modo, el requerimiento de reserva para cada hora del sistema quedará determinado por la ecuación A.10.

$$ResSIST_i = 99MW + 20\% \cdot InyFV_i - ResFV_i \quad (A.10)$$

Finalmente, la figura A.3 esquematiza los procedimientos para establecer los distintos escenarios para su posterior simulación en el software de predespacho.

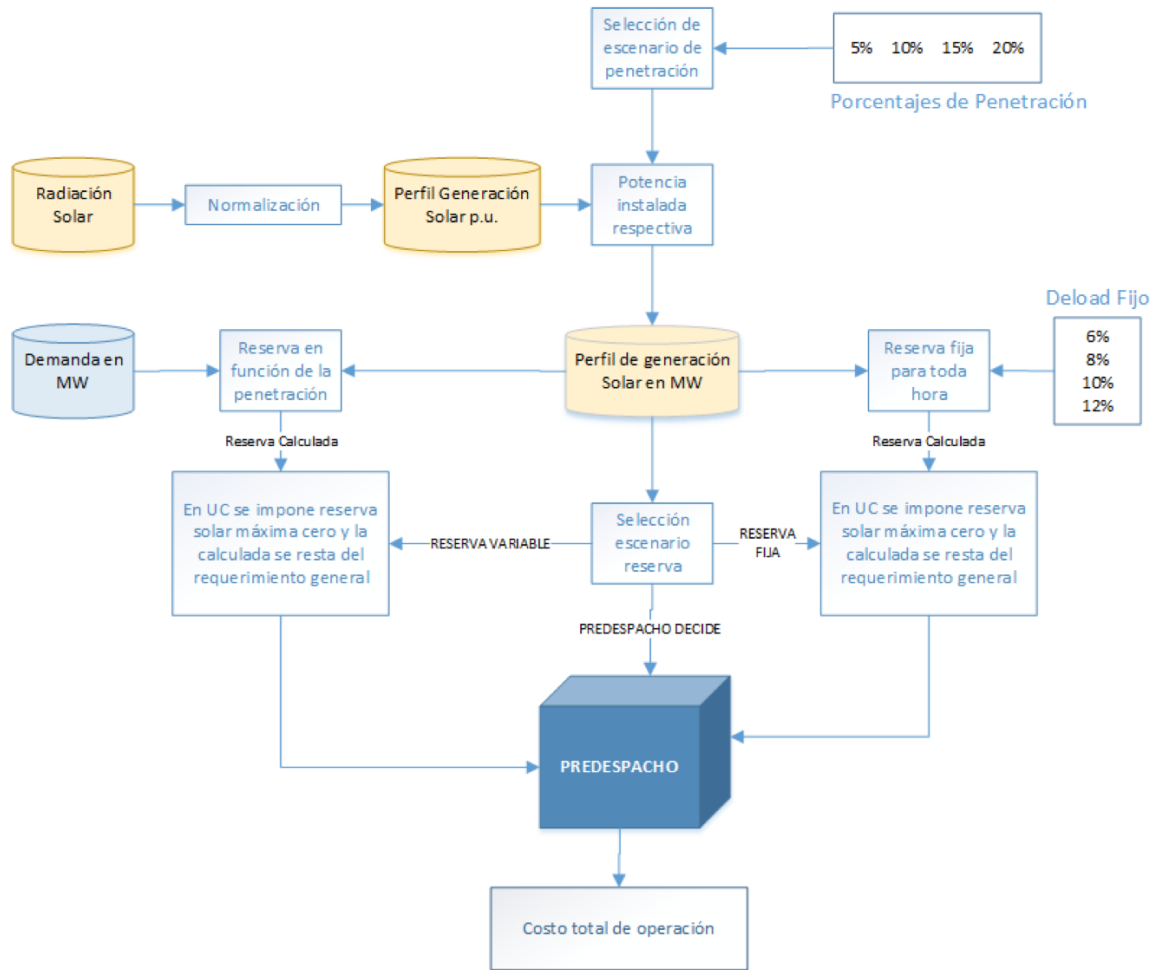


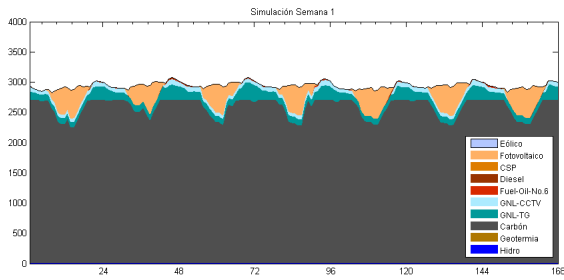
Figura A.3: Esquema de escenarios de preespacho

A.2. Resultados en operación de deload fijo

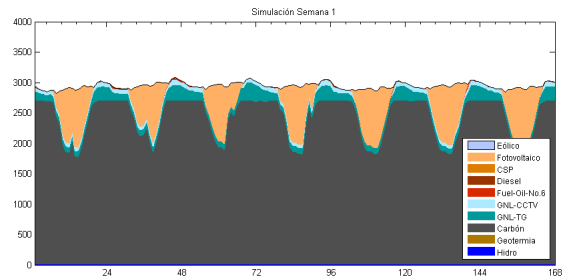
A.3. Deload fijo 8 %

Nuevamente se muestra las inyecciones por tipo de tecnología para cada penetración con una operación en deload del 8 %

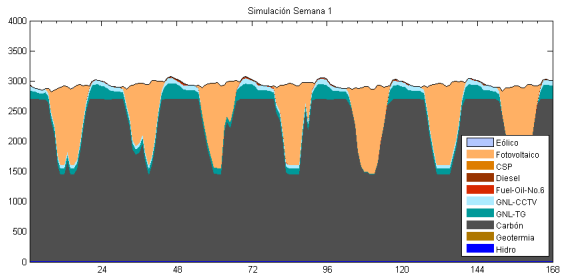
La figura A.6 muestra como se produce un perfil de reserva similar al escenario anterior pero escalado a un 8 %. Asimismo, se observa que los *peaks* de requerimiento de reserva aumentan drásticamente para cada nivel de penetración llegando estos a superar los 500 MW. Esto como consecuencia de un aumento de reserva igual al 20 % de la energía solar inyectada. Se abre una posibilidad de estudiar de modificar esta regla y hacerla variable.



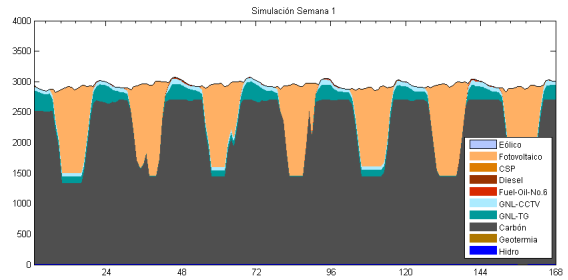
(a) 5 % penetración



(b) 10 % penetración

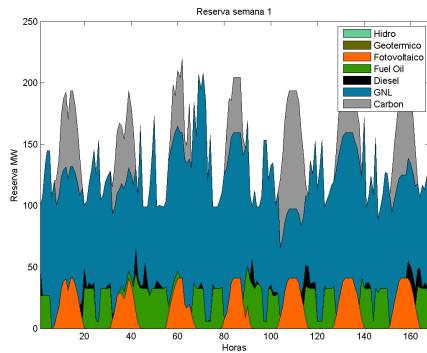


(c) 15 % penetración

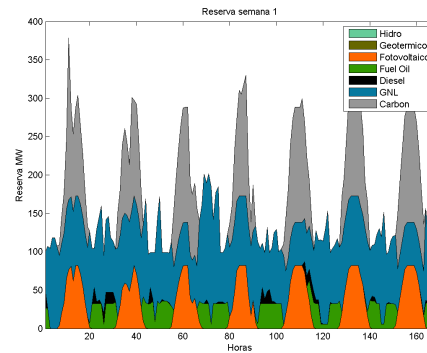


(d) 20 % penetración

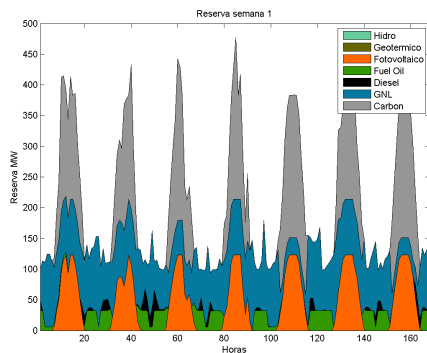
Figura A.4: Operación de distintas penetraciones con deload de 8 %



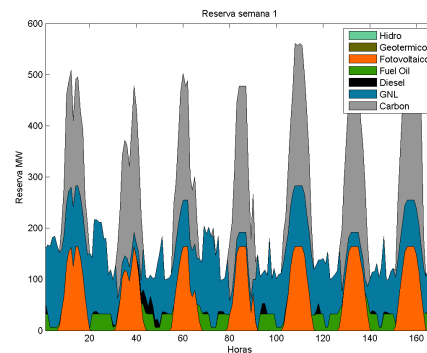
(a) 5 % penetración



(b) 10 % penetración



(c) 15 % penetración



(d) 20 % penetración

Figura A.5: Operación de distintas penetraciones con deload de 8 %

Nuevamente los costos del sistema suben y mantienen el mismo comportamiento decreciente como se ilustra en la imagen A.6.

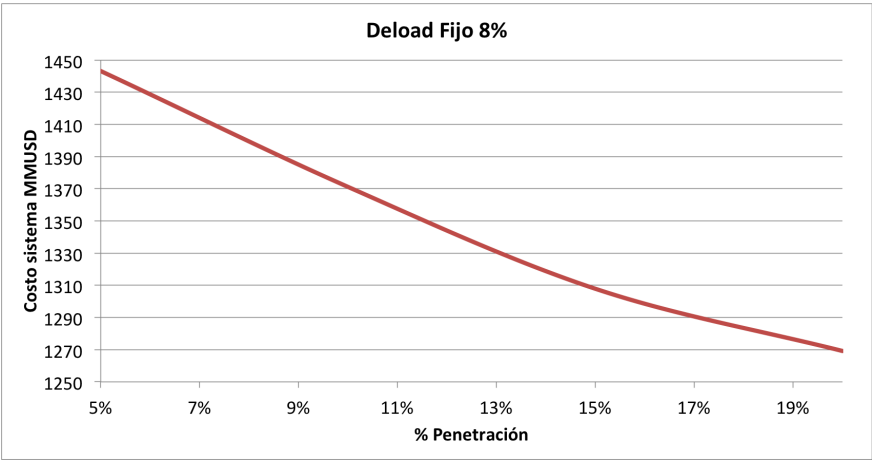


Figura A.6: Costo del sistema con deload fijo 8 %

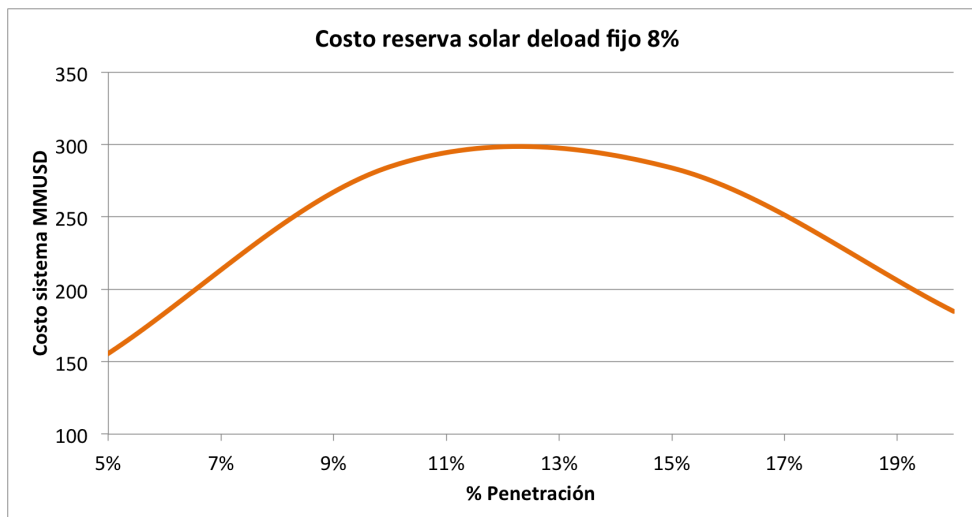


Figura A.7: Reserva solar valorizada a costo marginal

La reserva valorizada a costo marginal muestra un comportamiento parecido al escenario anterior. Sin embargo, los costo aumentan para todas las penetraciones. Otro efecto observado corresponde al desplazamiento del máximo costo de oportunidad. Este se alcanza al 12 % de penetración y su descenso es menos pronunciado.

A.4. Deload fijo 10 %

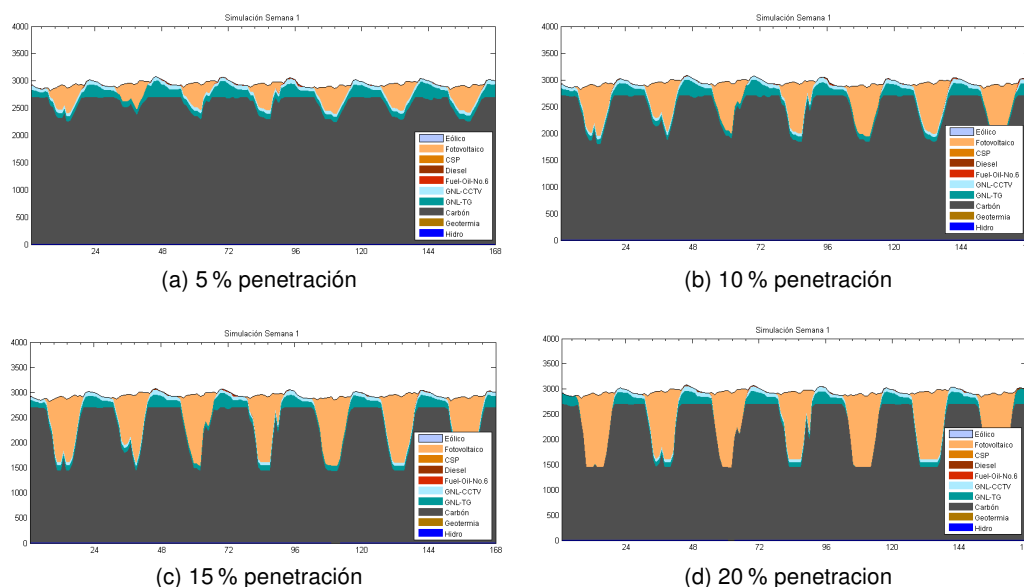
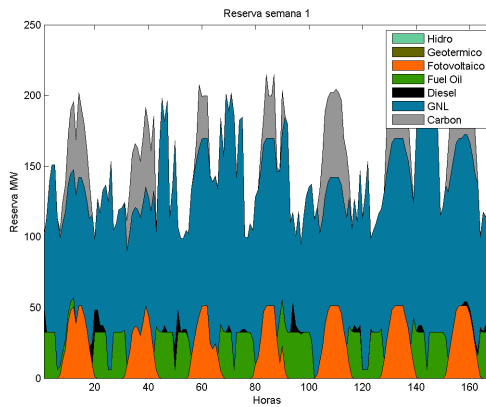
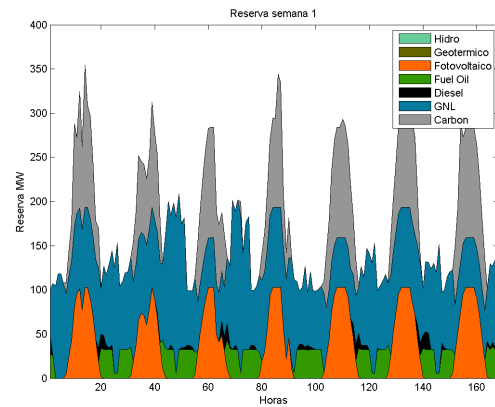


Figura A.8: Operación de distintas penetraciones con deload de 10 %

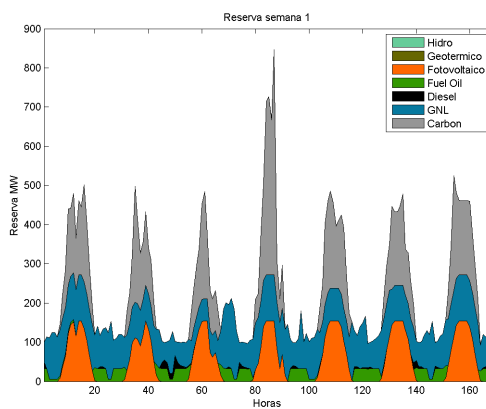
Se observan los mismos comportamientos en relación a los casos anteriores. Mismos perfiles de generación con una menor penetración solar y mayor presencia de energía fotovoltaica en el



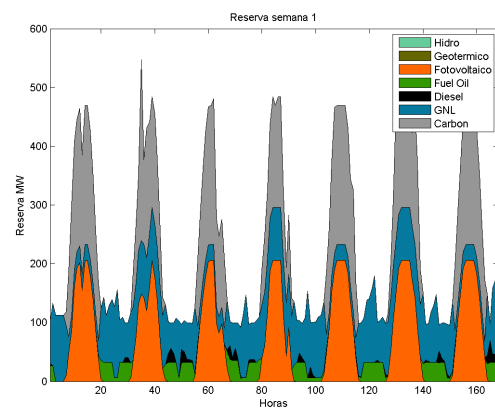
(a) 5 % penetraci3n



(b) 10 % penetraci3n



(c) 15 % penetraci3n



(d) 20 % penetraci3n

Figura A.9: Operaci3n de distintas penetraciones con deload de 10 %

requerimiento de reserva del sistema como se aprecia en las figuras A.13 y A.9 respectivamente. Adicionalmente, los costos vuelven a presentar un aumento mostrando una tendencia general: Los costos del sistema aumentan a medida que el porcentaje de operaci3n deload aumenta mientras que a medida que existe mayor penetraci3n los costos del sistema bajan como se observa en la figura A.10.

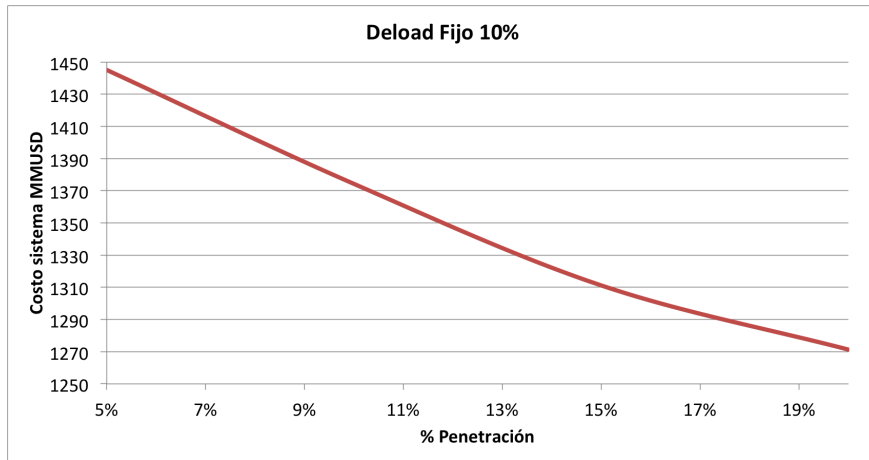


Figura A.10: Costo del sistema con deload fijo 10 %

El costo de oportunidad de la energía solar no inyectada aumenta en relación a los escenarios anteriores como se puede ver en la figura A.11. También, vuelve a presentar un desplazamiento en su máximo. El nuevo máximo se logra para una penetración del 15 %

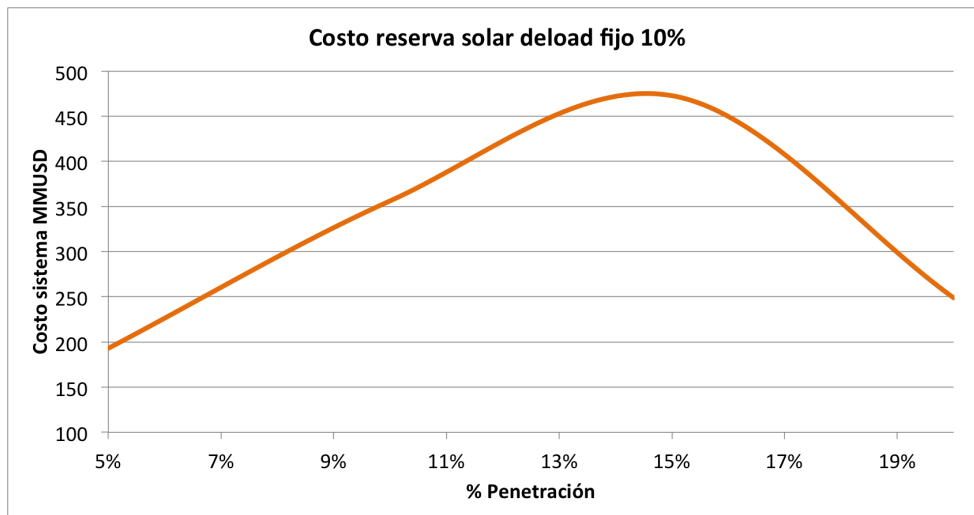


Figura A.11: Reserva solar valorizada a costo marginal

A.5. Deload fijo 12 %

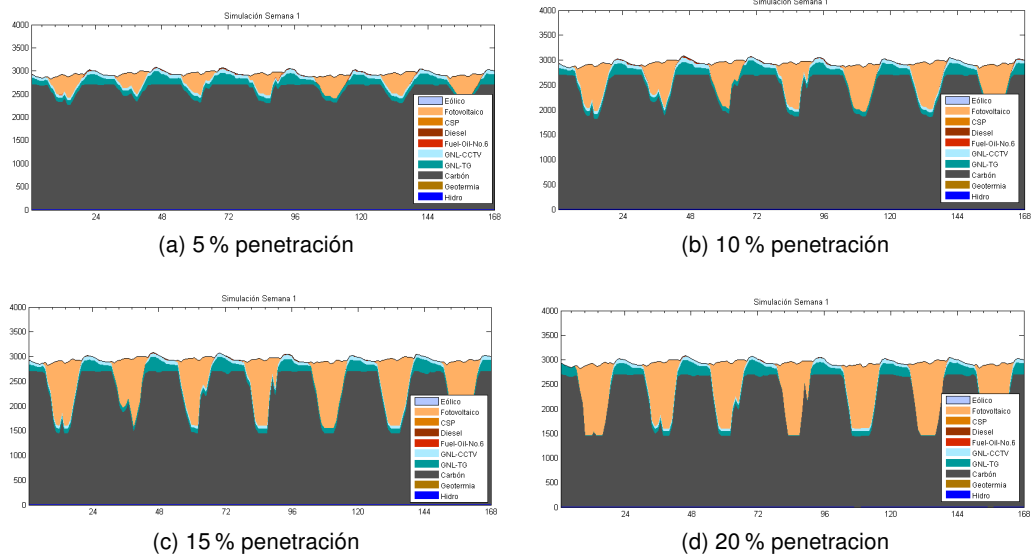


Figura A.12: Operación de distintas penetraciones con deload de 12 %

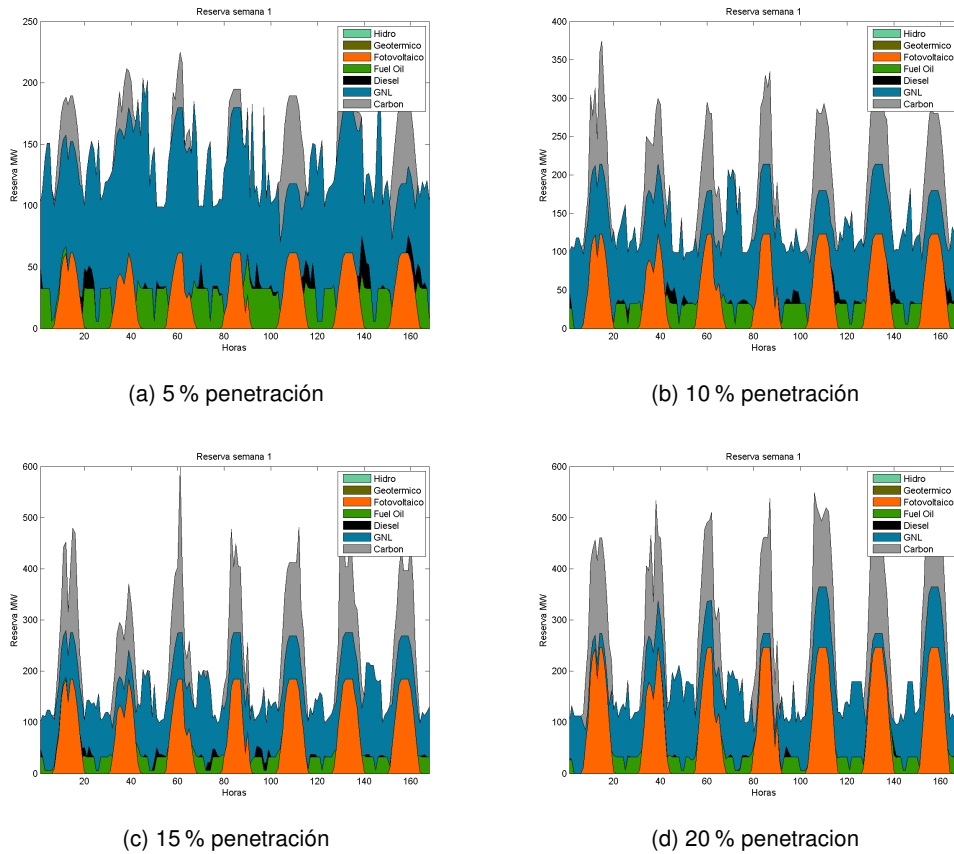


Figura A.13: Operación de distintas penetraciones con deload de 12 %

Este escenario corresponde al de menor inyección de energía fotovoltaica para cada nivel de penetración. Por otro lado, es el que posee mayor participación FV en la reserva del sistema. Se observa que gran parte de los *peaks* en la reserva son cubiertos con energía solar. Siguiendo la lógica de los casos anteriores, es de esperar que el costo del sistema aumente en relación a los costos anteriores, pero manteniendo un perfil decreciente. Este resultado se ilustra en la figura A.14.

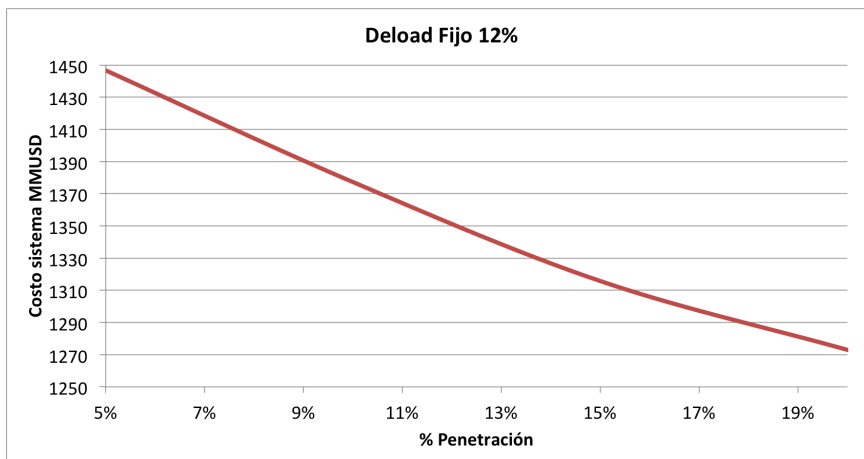


Figura A.14: Costo del sistema con deload fijo 12 %

El costo de oportunidad de la reserva también aumenta como se observa en la figura A.15. Sin embargo, no se observa un desplazamiento significativo del máximo valor. El máximo costo de oportunidad se alcanza al tener una penetración solar del 15 %.

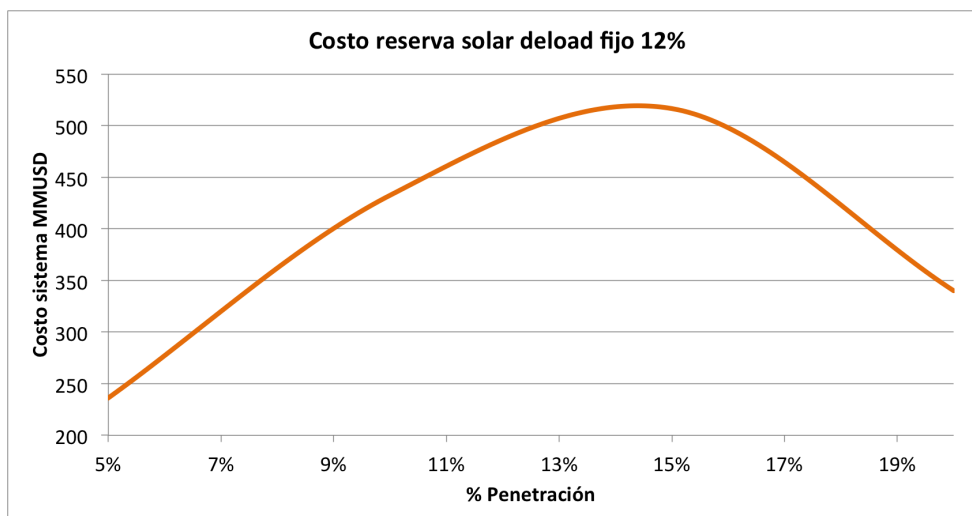


Figura A.15: Reserva solar valorizada a costo marginal

Apéndice B

B.1. Centrales Convencionales Consideradas

El siguiente apartado muestra una lista con todas las centrales convencionales consideradas en las simulaciones.

Name	Central	Empresa	Tecnología	Combustible
CTA	ANDINA	E-CL	TV-carbon	carbon
ANG1	ANGAMOS 1	NORGENER	TV-carbon	carbon
ANG2	ANGAMOS 2	NORGENER	TV-carbon	carbon
CTTAR	TARAPACA	CELTA	TV-carbon	carbon
CTM1	MEJILLONES	E-CL	TV-carbon	carbon
CTM2	MEJILLONES	E-CL	TV-carbon	carbon
U12	TOCOPILLA	E-CL	TV-carbon	carbon
U13	TOCOPILLA	E-CL	TV-carbon	carbon
U14	TOCOPILLA	E-CL	TV-carbon	carbon
U15	TOCOPILLA	E-CL	TV-carbon	carbon
CTH	HORNITOS	E-CL	TV-carbon	carbon
NTO1	NORGENER	NORGENER	TV-carbon	carbon
NTO2	NORGENER	NORGENER	TV-carbon	carbon
CU1	PROYECTO	PROYECTO	TV-carbon	carbon
CU2	PROYECTO	PROYECTO	TV-carbon	carbon
PAT1	PROYECTO	PROYECTO	TV-carbon	carbon
PAC1	PROYECTO	PROYECTO	TV-carbon	carbon
ZOFRI_13	PROYECTO	PROYECTO	TV-carbon	carbon
CTM3_TG	MEJILLONES	E-CL	TG-CC	gnl
CTM3_TV	MEJILLONES	E-CL	TV-CC	gnl
TG3	TOCOPILLA	E-CL	TG-CA	gnl
U16	TOCOPILLA	E-CL	TG-CC	gnl
U16_TV	TOCOPILLA	E-CL	TV-CC	gnl
CC1_TG1A	ATACAMA	GASATACAMA	TG-CC	gnl
CC1_TV1C	ATACAMA	GASATACAMA	TV-CC	gnl
CC1_TG1B	ATACAMA	GASATACAMA	TG-CC	gnl
CC2_TG2A	ATACAMA	GASATACAMA	TG-CC	gnl
CC2_TV2C	ATACAMA	GASATACAMA	TV-CC	gnl
CC2_TG2B	ATACAMA	GASATACAMA	TG-CC	gnl
TV10	SALTA	AES-GENER	TV-CC	gnl
TGTAR	TARAPACA	CELTA	TG-Diesel	diesel
GMAR	DIESEL-ARICA	E-CL	TG-Diesel	diesel
M1AR	DIESEL-ARICA	E-CL	TG-Diesel	diesel
M2AR	DIESEL-ARICA	E-CL	TG-Diesel	diesel
MAIQ	DIESEL-IQUIQUE	E-CL	TG-Fuel	fuel oil
MIIQ	DIESEL-IQUIQUE	E-CL	TG-Diesel	diesel
MSIQ	DIESEL-IQUIQUE	E-CL	TG-Fuel	fuel oil

B.2. Reservas primarias y potencias de centrales

El siguiente apartado muestra una lista con las reservas primarias determinadas por la DO del CDEC-SING y utilizadas en la simulación.

Unidad /Configuración	Potencia Máxima de Despacho ^{1 2} [MW]	Reserva Primaria [MW]
CTM1	149	5
CTM2	154	12
CTTAR	140	7
U10 o U11	33	5
U12	77	8
U13	80	6
U14	122	10
U15	116	10
TG3	28	10
TG1 o TG2	17	8
TGIQ	19	5
TGTAR	22	5
CTA	157	5
CTH	158	5
NT01 o NT02 ³	135	5.6
ANG01 o ANG02 ⁴	263	10
TG1A + 0.5TV1C o TG1B + 0.5TV1C	166	16
TG1A + TG1B + TV1C	332	32
TG1A o TG1B	105	16
TG2A + 0.5TV2C o TG2B + 0.5TV2C	166	11
TG2A + TG2B + TV2C	166	22
TG2A o TG2B	332	11
U16-TG + U16-TV	340	14
U16-TG	238	14
CTM3-TG + CTM3-TV	226	16
CTM3-TG	142	16

SUIQ	DIESEL-IQUIQUE	E-CL	TG-Diesel	diesel
TGIQ	DIESEL-IQUIQUE	E-CL	TG-Diesel	diesel
SUTA	TAMAYA	E-CL	TG-Fuel	fuel oil
TG1	TOCOPILLA	E-CL	TG-Diesel	diesel
TG2	TOCOPILLA	E-CL	TG-Diesel	diesel
U10	TOCOPILLA	E-CL	TV-Fuel	fuel oil
U11	TOCOPILLA	E-CL	TV-Fuel	fuel oil
CUMMINS	ENAEX	E-CL	Motor-Diesel	diesel
DEUTZ	ENAEX	E-CL	Motor-Diesel	diesel
MIMB	MANTOS-BLANCOS	E-CL	TG-Fuel	fuel oil
ZOFRI_1-6	ZOFRI	ENORCHILE	Motor-Diesel	diesel
ZOFRI_2-5	ZOFRI	ENORCHILE	Motor-Diesel	diesel
ZOFRI_7-12	ESTANDARES	ENORCHILE	Motor-Diesel	diesel
INACAL	INACAL	EQU-GEN	TG-Fuel	fuel oil
GEO_1	GEOTERMICA	GEOTERMICA	TV-Geotermico	geotermica
GEO_2	GEOTERMICA	GEOTERMICA	TV-Geotermico	geotermica
GEO_3	GEOTERMICA	GEOTERMICA	TV-Geotermico	geotermica
GEO_4	GEOTERMICA	GEOTERMICA	TV-Geotermico	geotermica
Hidro	CHAPIQUIÑA	E-CL	TH-Pasada	pasada

Figura B.1: Listado de centrales convencionales

B.3. Proyección de Costos

Esta sección enumera los índices utilizados para la proyección de costos de combustibles utilizados en las simulaciones

Proyección Precio Carbón

Año	Precio [US\$/Ton]	Factor de modulación
2013	85,33	1,0000
2014	86,90	1,0184
2015	88,36	1,0356
2016	91,56	1,0730
2017	92,55	1,0847
2018	93,61	1,0971
2019	94,5	1,1075
2020	96,44	1,1302
2021	98,38	1,1530
2022	101,21	1,1840
2023	103,21	1,2096

Figura B.2: Índices de proyección para el precio del carbón

Proyección Precio del Crudo

Año	Diesel paridad [US\$/bbl]	Factor de modulación
2013	85,33	1,0000
2014	86,90	1,0020
2015	88,36	0,9907
2016	91,56	1,0020
2017	92,55	1,0235
2018	93,61	1,0454
2019	94,5	1,0677
2020	96,44	1,0906
2021	98,38	1,1139
2022	101,21	1,1378
2023	103,21	1,1621

Figura B.3: Índices de proyección para el precio del crudo

Proyección Precio del GNL

Año	Precio GNL [US\$/MMBtu]
2013	7,16
2014	7,02
2015	7,02
2016	7,49
2017	7,63
2018	7,91
2019	8,00
2020	8,09
2021	8,22
2022	8,46
2023	8,66

Figura B.4: Índices de proyección para el precio del GNL