



CENTRO DE ENERGÍA
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y
MATEMÁTICAS

UNIVERSIDAD DE CHILE

Dirección: Av. Tupper 2007, Santiago

Contacto: Myriam Reyes
Email: mreyes@centroenergia.cl
Fono: +56 2 9784203.

Estudio y propuesta de metodología para reconocimiento de potencia de suficiencia en sistemas eléctricos flexibles



Informe Final

Julio 2017



Preparado para:

ACERA

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



Equipo técnico:, Marcelo Matus, Carlos Benavides, Rigoberto Torres, José Miguel González

Comité consultivo de académicos: Rodrigo Moreno, Rodrigo Palma, Guillermo Jiménez, Francisco Muñoz

Julio 2017 Santiago, Chile

Contenido

Resumen ejecutivo	5
1 Introducción	9
1.1 Objetivos	10
1.2 Objetivos específicos.....	10
2 Revisión de antecedentes previos	11
2.1 Revisión de normativa nacional	12
2.1.1 Resumen.....	12
2.1.2 Revisión de normativa nacional	15
2.1.3 Tabla resumen de revisión de normativa.....	33
2.2 Revisión de estudios previos	42
2.2.1 Norma Técnica para el reconocimiento de Potencia de Suficiencia en Proyectos de Energías Renovables No Convencionales (2009)	42
3 Revisión de antecedentes académicos	46
3.1 Indicadores de suficiencia	46
3.2 Cuantificación del aporte a la suficiencia.....	48
3.2.1 Cuantificación basada en indicadores.....	48
3.2.2 Cuantificación del aporte a la suficiencia basada en modelos de optimización	51
3.2.3 Análisis.....	54
3.3 Resumen de referencias bibliográficas	56
3.3.1 Energía eólica	57
3.3.2 Energía solar	58
3.3.3 Plantas de concentración solar (CSP)	59
3.3.4 Sistemas de almacenamiento	60
3.3.5 Otros.....	61
3.3.6 Resumen de artículos académicos	62
4 Revisión experiencias internacionales	66
4.1 Introducción	66
4.2 Descripción de experiencias.....	72
4.3 Comentarios generales	83
5 Revisión de la teoría marginalista	84
5.1 Introducción a la teoría	84
5.2 Modelo marginalista básico	84

5.3	Limitaciones del modelo marginalista básico	86
5.4	Modelo con incertidumbre	87
6	Análisis de potenciales mejoras a la normativa actual	89
6.1	Metodología de análisis numérico	89
6.2	Metodología ECP	91
6.2.1	Introducción	91
6.2.2	Descripción general de metodología.....	92
6.3	Análisis de la capacidad de almacenamiento del sistema	94
6.4	Definición de casos ilustrativos	98
6.4.1	Supuestos de modelación	98
6.4.2	Descripción general de casos ilustrativos	98
6.4.3	Resumen de casos analizados	117
6.4.4	Consistencia con teoría marginalista	123
6.5	Conclusiones generales del análisis realizado.....	128
7	Aplicación de metodología al SIC-SING	130
7.1.1	Generación real 2016-2017	130
7.1.2	Menor factor de planta de los últimos 5 años	136
7.1.3	Proyección generación	138
8	Recomendaciones	145
8.1	Recomendaciones de modificación de la Norma Técnica de Transferencias de Potencia entre Empresas Generadoras (Opción 1).....	145
8.1.1	Propuesta de modificación.....	145
8.1.2	Descripción de metodología ECP.....	146
8.2	Recomendaciones de modificación de la Norma Técnica de Transferencias de Potencia entre Empresas Generadoras (Opción 2).....	146
8.3	Otros comentarios generales	147
9	Conclusiones	148
10	Bibliografía	150
11	Anexo	152
11.1	Análisis de definición de subsistemas	152
11.2	Comparación entre metodologías del cálculo Potencia Inicial para las diferentes tecnologías en la normativa nacional.	155
11.3	Dictámenes del Panel de Expertos	162

Resumen ejecutivo

Este documento corresponde al informe final del estudio “Estudio y propuesta de metodología para reconocimiento de potencia de suficiencia en sistemas eléctricos flexibles” encargado por ACERA al Centro de Energía de la Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas de la Universidad de Chile. Los objetivos específicos de este estudio son: a) Revisar antecedentes nacionales e internacionales sobre la interpretación del pago por potencia de suficiencia para centrales con fuentes renovables de generación, b) Proponer una metodología para el pago por suficiencia a centrales con generación renovable variable, y c) Aplicar la metodología de cálculo propuesta. A continuación se resumen los principales resultados asociados al cumplimiento de dichos objetivos.

En el capítulo “Revisión de antecedentes previos” se hace un análisis de la normativa y estudios nacionales que han abordado la definición del pago por potencia de suficiencia. Se analizan las distintas definiciones que ha tenido a lo largo del tiempo, el tratamiento de la incertidumbre del insumo principal y la selección de las horas de medición del aporte a la suficiencia. Un aspecto interesante que se observa es que el problema de la suficiencia para un sistema con capacidad importante de almacenamiento de energía podría presentar, aparte de una componente de suficiencia de capacidad, otra componente de suficiencia de energía.

En el capítulo “Revisión de antecedentes académicos” se ha hecho una revisión al estado del arte de trabajos académicos que han estudiado la asignación de pago por suficiencia a centrales con generación variable. El aporte a la suficiencia se cuantifica utilizando varios indicadores como ELCC (Effective Load Carrying Capability), ECP (Equivalent Conventional Power) y EGCS (Equivalent Generation Capacity Substituted). Otras metodologías descritas se basan en el uso de modelos de optimización para analizar el aporte a la suficiencia de centrales solares o eólicas. Fundamentalmente, todos estos métodos se basan en el aporte que una tecnología específica realiza a la suficiencia del sistema comparando escenarios con y sin capacidad de dicha tecnología específica. En el capítulo “Revisión de experiencias internacionales” se analiza la regulación de Perú, Colombia, Panamá, Irlanda, Francia y los sistemas CAISO, PJM y MISO de Estados Unidos. Se observa que no existe un tratamiento único para medir el aporte a la suficiencia de centrales con generación variable. En países con una alta participación de generación hidroeléctrica (Perú, Panamá, Colombia) el tratamiento de la incertidumbre del insumo principal se basa en el uso de escenarios climáticos adversos, siguiendo la tradición de considerar la ocurrencia de

hidrologías secas para el caso hidroeléctrico (probabilidad de excedencia entre 90% y 95%). En Irlanda, Francia, PJM, MISO, CAISO, el aporte a la suficiencia de centrales con generación variable se basa en el uso de los indicadores ELCC, ECP o proxys de estos, lo cual es consistente con la revisión de los artículos académicos. Además, no se utilizan los escenarios climáticos adversos para medir el aporte de la suficiencia de este tipo de centrales, sino que más bien un promedio.

En el capítulo “Análisis de potenciales mejoras a la normativa actual” se realiza un análisis de potenciales modificaciones que se deberían realizar a la normativa vigente. El foco del análisis se centra principalmente en evaluar el desempeño de la metodología que determina la Potencia Inicial de centrales solares fotovoltaicas y eólicas como el valor resultante de multiplicar su potencia máxima por el mínimo de los siguientes valores: 1) Menor factor de planta anual de los últimos 5 años anteriores al año de cálculo, 2) Promedio simple de los factores de planta para cada uno de los 52 mayores valores horarios de la curva de carga anual de cada sistema o subsistema, para el año de cálculo. Asimismo, se analiza bajo qué condiciones el problema de la suficiencia para un sistema con capacidad de almacenamiento de energía presenta una componente de suficiencia de capacidad y otra componente de suficiencia de energía. El análisis realizado por el equipo consultor se ejemplifica analizando distintos casos ilustrativos que dan cuenta del impacto que tiene la aplicación de la metodología actual y otras metodologías alternativas que se podrían aplicar (borrador de norma y ECP).

Como consecuencia del análisis ya mencionado, la metodología propuesta por el consultor para medir el aporte a la suficiencia de las centrales renovables con generación variable corresponde una aproximación de la metodología ECP. Al medir el aporte a la suficiencia con esta metodología, se observa que ésta cuantifica de mejor manera el aporte a la suficiencia de las centrales bajo distintas configuraciones de matrices eléctricas, tales como sistemas con y sin capacidad de almacenamiento, y sistemas con y sin generación renovable en las horas de mayor demanda. Interesantemente, utilizando esta metodología se muestra que centrales renovables cuya generación no coincide con las 52 horas de mayor demanda podrían aportar suficiencia en un sistema con capacidad de almacenamiento. En sistemas sin capacidad de almacenamiento, se observa que esta metodología no subestima los recursos destinados para cubrir los costos de inversión y operación de las centrales de punta. Otra de las ventajas de esta metodología es que es consistente con metodología actual para cuantificar la potencia inicial de centrales hidráulicas con y sin capacidad de regulación y, por definición, con las centrales térmicas. En sistemas con capacidad de almacenamiento se observa que reduce el riesgo de variaciones en el reconocimiento de potencia de un año a otro, simplemente por la coincidencia o no de la generación en las horas de demanda máxima. Tanto en sistemas

con y sin capacidad de almacenamiento, se observa que la metodología ECP es consistente con los resultados de la teoría marginalista¹.

La metodología propuesta fue aplicada satisfactoriamente para medir el aporte a la suficiencia de las centrales del SIC y SING. Al aplicar esta metodología al sistema interconectado SIC-SING en la situación actual, se observa que la metodología propuesta en el borrador de norma (factor de planta promedio anual) se aproxima razonablemente a los resultados obtenidos con la metodología ECP. Al realizar sensibilidades con la penetración de generación renovable, se muestra que el factor de planta aproxima los resultados de la metodología ECP hasta un nivel de 15-16% de penetración de generación eólica y solar. No obstante, para mayores niveles de penetración de ERNC variable, y suponiendo que no aumenta la capacidad de almacenamiento, los valores obtenidos con la metodología ECP son menores que el factor de planta promedio. Por último, es importante destacar que los ingresos por potencia de suficiencia serían más estables con la metodología de cálculo ECP al no depender de la coincidencia de la generación con las 52 horas de mayor demanda.

¹ Se verificó consistencia de varias metodologías de cálculo de potencia de suficiencia con la teoría marginalista para un sistema eléctrico económicamente adaptado. Teóricamente, en un sistema hipotético, económicamente adaptado, todas las tecnologías deben recibir una remuneración total (ingresos por energía e ingresos por potencia de suficiencia) igual a sus costos de operación e inversión.

Esta página fue intencionalmente dejada en blanco

1 Introducción

Durante el año 2015 estuvo en revisión el borrador de la Norma Técnica de Transferencias de Potencia entre Empresas Generadoras (NTTP), la cual define la disponibilidad de potencia asociada a la Suficiencia, de acuerdo al Reglamento de Transferencias de Potencia fijado por el Decreto Supremo N° 62 de 2006 (DS62). El DS62 define los criterios y alcance de la potencia firme en el sistema eléctrico y sus atributos de suficiencia y de seguridad. El borrador de norma define los criterios para el reconocimiento de la potencia de suficiencia de las centrales eólicas y solares (entre otras tecnologías). Este tipo de tecnologías renovables no convencionales se caracterizan por tener una variabilidad inter-anual, intra-diaria e inter-horaria. Finalmente a comienzos de 2016 fue publicada esta norma técnica. En efecto, el artículo 9-3 de dicha norma establece lo siguiente:

“La Potencia Inicial de centrales solares fotovoltaicas, eólicas y centrales, será igual al valor resultante de multiplicar su potencia máxima por el mínimo de los siguientes valores:

- *Menor factor de planta anual de los últimos 5 años anteriores al año de cálculo.*
- *Promedio simple de los factores de planta para cada uno de los 52 mayores valores horarios de la curva de carga anual de cada sistema o subsistema, para el año de cálculo”.*

El presente estudio tiene como objetivo revisar el estado del arte internacional sobre metodologías para asignar pago suficiencia a centrales con generación renovable variable y proponer una metodología debidamente justificada para el pago de potencia firme para centrales renovables con generación variable.

Este documento corresponde al informe final del estudio. En el capítulo “Revisión de antecedentes previos” se hace un análisis de normativa y estudios nacionales que han abordado la definición del pago por potencia de suficiencia. En el capítulo “Revisión de antecedentes académicos” se hace una revisión del estado del arte de trabajos académicos que han analizado la asignación de pago por suficiencia a centrales con generación variable. En el capítulo “Revisión de experiencias internacionales” se analiza como la normativa de distintos países ha abordado el pago por suficiencia a centrales con generación variable. En el capítulo “Revisión de la teoría marginalista” se presenta una revisión de la teoría que justifica el pago por capacidad. En el capítulo “Análisis de potenciales mejoras a la normativa actual” se analizan potenciales mejoras a la normativa actual. En el capítulo “Aplicación de metodología al SIC-SING” se aplica la metodología propuesta. Finalmente, en el capítulo “Recomendaciones” se identifican las modificaciones propuestas a la normativa actual.

1.1 Objetivos

El objetivo general de este estudio es proponer una metodología debidamente fundamentada del pago por potencia de suficiencia que deberían recibir las fuentes de generación con energías renovables variables.

1.2 Objetivos específicos

- Revisar antecedentes nacionales e internacionales sobre la interpretación del pago por potencia de suficiencia para centrales con fuentes renovables de generación.
- Proponer una metodología para el pago por suficiencia a centrales con generación renovable variable, con énfasis en las centrales eólicas y solares.
- Aplicar la metodología de cálculo propuesta.

2 Revisión de antecedentes previos

En este capítulo se hace una revisión de antecedentes nacionales relacionados con el pago por suficiencia. En especial, se identifican aquellos aspectos técnicos relacionados con el pago a fuentes variables de generación renovable. Esto incluye la revisión de la Norma Técnica actual (y antiguas), Decreto Supremo N° 62 de 2006, dictámenes del Panel de Experto, Resoluciones del Ministerio de Economía y Comité de Expertos (Instituciones previas al Panel de Expertos).

Durante la revisión también se hará un énfasis especial en describir algunos de los aspectos mencionados con las siguientes temáticas:

- Interpretación del concepto de potencia de suficiencia.
- Metodologías para cuantificar el aporte de suficiencia.
- Horas utilizadas para reconocer la contribución de centrales a la suficiencia del sistema
- Criterios utilizados para considerar la incertidumbre de los insumos principales para la generación.

2.1 Revisión de normativa nacional

2.1.1 Resumen

El pago por potencia constituye una remuneración asociada a la capacidad de generación reconocida a las plantas. La oferta y la demanda se equilibran en balances de inyección y retiro dando lugar a las transferencias de potencia entre empresas generadoras. Dichos balances son calculados por el coordinador de cada sistema, aplicando los procedimientos establecidos en la normativa vigente y valorados al precio de nudo de la potencia. Las metodologías utilizadas para cuantificar estas transferencias de potencia han cambiado en el tiempo y es lo que se resume a continuación.

El Decreto Supremo N°6 del año 1985 es la primera normativa donde se puede encontrar una interpretación del aporte a la suficiencia que realiza una central. Históricamente el concepto de potencia de suficiencia estuvo ligado al concepto de Potencia Firme, pero como veremos más adelante, este último no estaba exclusivamente ligado al concepto de potencia de suficiencia. Del procedimiento planteado en el DS N°6 se puede interpretar que la Potencia Firme del sistema se definía como “la potencia total que el conjunto de todas las unidades generadoras del sistema es capaz de garantizar en las horas de punta, con una probabilidad superior o igual a la que defina el Reglamento Interno”. El valor mínimo de dicha probabilidad debería ser igual a 95% dando cuenta del concepto probabilístico asociado a la potencia firme. No obstante lo anterior, no hay una definición explícita de los escenarios de indisponibilidad del insumo principal de cada central.

El Decreto Supremo 327 del año 1997 establece formalmente el concepto de Potencia Firme, balances y transferencias a nivel de reglamento y se entrega los lineamientos generales del procedimiento de cálculo de potencia. La potencia firme (preliminar) de una unidad generadora se definía como “la potencia esperada que la unidad aportaría para un nivel de seguridad del sistema igual a la probabilidad de excedencia de la potencia firme”. La probabilidad de excedencia de la potencia firme es igual a 1 menos la probabilidad de pérdida de carga en las horas de punta. En el cálculo de la potencia firme preliminar se debían considerar la indisponibilidad mecánica, la variabilidad hidrológica, el nivel de los embalses y los tiempos necesarios para la partida e incrementos de carga de las unidades que permitan responder ante fallas de corta duración del sistema. De esto se desprende que el DS 327 entremezcla los conceptos de suficiencia y seguridad para definir la Potencia Firme. Además, si bien se menciona que se debe considerar la variabilidad hidrológica, no se define ninguna hidrología en particular, lo cual dio origen a distintas

interpretaciones de las empresas, Dirección de Operación del CDEC, CNE, etc. que son preliminarmente zanjadas con la Resolución Ministerial N°119 del año 2001.

La RM N°119 del año 2001 mantuvo la definición de potencia suficiencia del DS 327 y se le da una interpretación matemática a ésta mediante el cálculo de una esperanza condicional $E(P_i / \sum_i P_i > D)$. Donde D es la demanda máxima y P_i es la “potencia inicial” determinada por la incertidumbre del insumo principal (esta separación se mantiene hasta el día de hoy). Es aquí donde se propone definir la potencia inicial tomando en cuenta un escenario hidrológico adverso. Se consideran los caudales afluentes en régimen natural para el año hidrológico con menor energía afluente para el sistema. Como se explicó anteriormente, el concepto de Potencia Firme involucra 2 componentes: seguridad y suficiencia. Por tanto, acá se hace referencia a la componente de suficiencia de la Potencia Firme (esto aplica también para alusiones posteriores al concepto de potencia de suficiencia previo al Decreto 62).

La Resolución Ministerial N°17 del año 2004 ratifica el tratamiento de la variabilidad hidrológica de la RM N°119 la cual considera el año hidrológico con menor energía afluente para el sistema para el cálculo de la potencia firme preliminar. La Resolución Ministerial N°35 del año 2004 establece que las transferencias de potencia ocurren en las horas de máxima probabilidad de pérdida de carga. Estas horas no necesariamente coinciden con las horas de demanda de punta. Asimismo, se establece que la potencia firme de las centrales de embalse y de cualquier otra central no debe verse afectado por el despacho económico de las centrales.

La Discrepancia del Panel de Expertos N°1 del año 2004 tuvo como objetivo definir las horas de mayor probabilidad de pérdida de carga en el sistema. La discrepancia tuvo su origen al no existir consenso entre los miembros del CDEC-SIC de cuáles eran esas horas de mayor probabilidad de pérdida de carga mencionadas por la RM N°35 del año 2004. Como resultado de esta discrepancia, en el SIC se definieron 8 horas de mayo a septiembre, desde las 10:00 a las 13:00 horas y desde las 18:00 a las 23:00 horas, exceptuando los sábados, domingos y festivos. Más allá de la resolución del Panel de Experto, resulta interesante destacar el análisis metodológico utilizado para llegar al dictamen final. El Panel de Expertos plantea que la suficiencia tiene 2 condiciones para un sistema con capacidad de regulación. La primera condición de suficiencia es que la capacidad instalada debe ser mayor igual a la demanda máxima (condición de suficiencia de capacidad) y la segunda condición de suficiencia consiste en contar con la energía necesaria para satisfacer la energía total demandada (condición de suficiencia de energía).

Las transferencias de potencia alcanzan una referencia directa en la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE) con la promulgación de la ley 19.940 en marzo del 2004 y

posterior desarrollo del Reglamento de transferencias de potencia entre empresas generadoras (DS N°62 del año 2006). El DS N°62 define la potencia de suficiencia de un sistema como la capacidad para abastecer la Demanda de Punta, considerando para cada unidad generadora una oferta de potencia confiable en función de la incertidumbre asociada a la disponibilidad del Insumo Principal y Alternativo, la indisponibilidad forzada de las unidades, y la indisponibilidad de las instalaciones que conectan la unidad al Sistema de Transmisión o Distribución. Se expresa como una probabilidad y es igual a uno menos LOLPdm. La Demanda de Punta corresponde la demanda promedio de las 52 horas de mayor de demanda, desapareciendo el concepto de horas de mayor probabilidad de pérdida de carga que se venía utilizando desde la RM N°35 y que fue ratificado por la primera discrepancia del Panel de Expertos del año 2004. La potencia de suficiencia (preliminar) de cada unidad generadora se obtiene mediante un análisis probabilístico, evaluando el valor esperado de la potencia que ella aporta a la Suficiencia de Potencia para el abastecimiento de la Demanda de Punta, considerando el conjunto de las unidades generadoras, su Potencia Inicial, etc. Los escenarios utilizados para evaluar la disponibilidad del insumo principal son los siguientes: Para centrales térmicas se considera la disponibilidad media anual observada para el Insumo Principal, para los últimos 5 años anteriores al año de cálculo. Para centrales geotérmica, eólica, solar, biomasa, mareomotriz, pequeñas centrales hidroeléctricas y cogeneración se plantea que: 1) la potencia inicial se terminará conforme a los mismos procedimientos de las unidades generadoras convencionales y 2) Se debe considerar el peor escenario de disponibilidad media anual. Para centrales hidroeléctricas con o sin capacidad de regulación se debe utilizar la estadística de caudales afluentes correspondiente al promedio de los dos años hidrológicos de menor energía afluente de la estadística disponible con anterioridad al año de cálculo.

Finalmente, la Norma técnica de transferencias de potencia entre empresas generadoras del año 2016 definió la Potencia Inicial de centrales solares fotovoltaicas, eólicas y centrales cuya fuente de energía sea renovable no convencional como el valor resultante de multiplicar su potencia máxima por el mínimo de los siguientes valores: 1) Menor factor de planta anual de los últimos 5 años anteriores al año de cálculo. 2) Promedio simple de los factores de planta para cada uno de los 52 mayores valores horarios de la curva de carga anual de cada sistema o subsistema, para el año de cálculo.

2.1.2 Revisión de normativa nacional

A continuación se realiza una revisión detallada de la normativa nacional. La siguiente figura muestra un resumen de la regulación revisa.

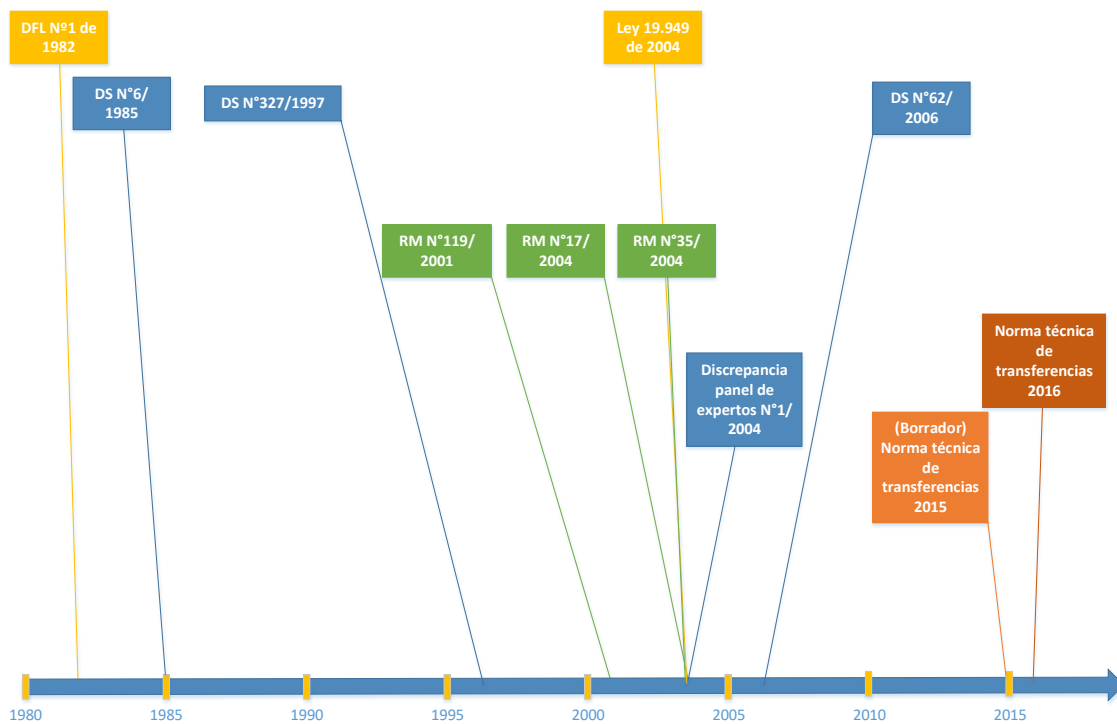


Figura 1: Línea de tiempo de desarrollo normativo asociado al pago por suficiencia.

2.1.2.1 Decreto Supremo N°6

El Decreto Supremo (DS) N°6 del año 1985 (“Reglamento de Coordinación de la Operación Interconectada de Centrales Generadoras y Líneas de Transporte”) es la primera normativa donde se puede encontrar una interpretación del aporte a la suficiencia que realiza una central. Históricamente el concepto de potencia de suficiencia estuvo ligado al concepto de potencia firme, pero como veremos más adelante, este último no estaba exclusivamente ligado al concepto de potencia de suficiencia.

Las transacciones de potencia correspondían a las diferencias entre la demanda de punta comprometida por un generador y la potencia firme que éste podría aportar. Las horas de punta se definían como las horas donde se alcanzaba la máxima potencia, concepto que posteriormente fue modificado por las horas de mayor probabilidad de pérdida carga (ver Decreto Supremo 327, Resolución Ministerial N°35 y Discrepancia panel de expertos N°01-2004). Sin embargo, el DS 62 nuevamente elimina el concepto de máxima probabilidad pérdida de carga.

Un extracto del Artículo 27 del DS N°6 se muestra a continuación:

“Artículo 27°

*La transferencia total de potencia de punta entre un integrante del CDEC y el resto será igual a la **diferencia entre su demanda de potencia de punta y su potencia firme**.*

*Por **demanda de potencia de punta** de un integrante se entenderá la máxima demanda media horaria bruta comprometida con sus clientes en las **horas de punta anual** del sistema eléctrico.*

*Por **horas de punta** se entenderán aquellas horas del año en las cuales se produce la **demanda máxima de potencia del sistema eléctrico**. En el caso del Sistema Interconectado Central se considerará como horas de punta un período de **tres horas diarias, de días de trabajo, de los meses de Mayo a Septiembre, inclusive**. En otros sistemas eléctricos el CDEC definirá a través del Reglamento Interno dichas horas de punta”.*

En el mismo artículo N° 27 se puede encontrar una propuesta de definición de la potencia firme. El concepto de potencia firme de una central estaba asociado a un criterio probabilístico. En una primera etapa se calcula la potencia total (valor P en la ecuación 1) que el sistema podía garantizar con probabilidad de al menos 95% (β^{MAX}). A continuación se calcula la potencia máxima que se puede garantizar con al menos la misma probabilidad anterior, pero sin considerar la central en evaluación (valor P^* en la ecuación 2). La diferencia ($P-P^*$) se le asignaba como potencia firme preliminar una central.

$$\Pr\left(\sum_i P_i \geq P\right) \geq \beta^{MAX} \quad (1)$$

$$\Pr\left(\sum_i P_i \geq P^*\right) \geq \beta^{MAX} \quad (2)$$

El procedimiento para calcular la potencia de firme de una central se describe a continuación:

“La potencia firme de cada una de las unidades generadoras del sistema se calculará como sigue:

*1.- Se determina la potencia total que el conjunto de todas las unidades generadoras del sistema es capaz de garantizar en las horas de punta, con una probabilidad superior o igual a la que defina el Reglamento Interno. **El valor mínimo de dicha probabilidad será igual a 0,95.***

*2.- Se repite el mismo cálculo **retirando** la unidad generadora cuya potencia firme se está evaluando.*

*3.- Se calcula **la diferencia entre la potencia total obtenida en 1, y la potencia total obtenida en 2. Esta diferencia se denomina potencia firme preliminar de la unidad en cuestión.***

4.- Se calcula la diferencia entre la suma de las potencias firmes preliminares de todas las unidades generadoras del sistema, y la potencia total calculada según 1. Esta diferencia se denomina residuo total.

5.- Se calcula la potencia firme de cada unidad generadora restándole a su potencia firme preliminar un residuo que será igual a la prorrata del residuo total calculado en 4 de acuerdo a la diferencia entre la potencia instalada de cada unidad y su potencia media. Por potencia media de cada unidad generadora se entenderá su potencia instalada multiplicada por su disponibilidad media en horas de punta”.

En el mismo decreto se pueden encontrar otros artículos afines al tema de este estudio, pero que no estaban explícitamente asociados con el concepto de potencia firme del sistema. Los Artículos 20 y 21 daban cuenta de los escenarios hidrológicos críticos a considerar en la operación de los sistemas. Estos escenarios críticos corresponden a una hidrología seca definida a partir de una probabilidad de excedencia de 90%. Acá el concepto de probabilidad se aplica a la tecnología y no la potencia total como se aplica en el Artículo 27.

Un extracto del Artículo 20 se muestra a continuación.

“Artículo 20°.- Cada integrante del CDEC deberá estar en condiciones de satisfacer en cada año calendario, o bien en cada año hidrológico, su demanda de energía

bajo condiciones de hidrología seca en centrales hidroeléctricas y disponibilidad promedio de sus unidades generadoras termoeléctricas, considerando su capacidad de generación propia y/o bloques de energía cuyo suministro por parte de otras entidades generadoras que operen en sincronismo con el sistema, pertenezcan o no estas entidades al CDEC, haya sido asegurado mediante un contrato suscrito a precio libremente convenido”.

Un extracto del Artículo 21 se muestra a continuación.

“Artículo 21°.- Para efectos del cumplimiento de lo estipulado en el artículo 20° se adoptarán las siguientes definiciones:

Aportes de energía bajo condiciones de hidrología seca: para todas las centrales hidroeléctricas del sistema corresponden a los aportes de generación en el año de la estadística hidrológica definido como de probabilidad de excedencia más próxima a 90%. Dicho año será determinado por el CDEC.

- Disponibilidad promedio de energía de las centrales termoeléctricas: corresponderá al máximo de la energía anual que como promedio pueden generar las centrales termoeléctricas, considerando los períodos de mantención y falla. El CDEC determinará esta disponibilidad para cada tipo de central, sobre la base de estadísticas nacionales e internacionales, y de acuerdo al criterio que establezca el Reglamento Interno”.

2.1.2.2 Decreto 327

El Decreto 327 del año 1997 (“Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos”) nuevamente aborda el concepto de potencia firme. El Artículo 259 define la potencia firme de una central como la potencia máxima que sería capaz de inyectar y transitar en los sistemas de transmisión en las horas de punta del sistema, considerando su indisponibilidad probable. Acá nuevamente aparece el concepto probabilístico. Por su parte, el Artículo 261 establece que la potencia firme preliminar de una unidad generadora se obtendrá “considerando la potencia esperada que la unidad aportaría para un nivel de seguridad del sistema igual a la probabilidad de excedencia de la potencia firme”. La interpretación matemática de esta expresión fue propuesta por la Dirección de Operaciones (DO) del CDEC-SIC y es posible encontrarla en el informe que acompaña la Resolución Ministerial N° 119 del año 2001. En términos generales, se trata de estimar el aporte esperado de las centrales conocido el nivel de seguridad con que operó el sistema. Es importante mencionar que la interpretación matemática propuesta por la DO (que es revisada más adelante), salvo algunas modificaciones, se ha mantenido hasta el día hoy.

Veremos también más adelante que la literatura internacional muestra distintas formas de interpretar la potencia que una central puede aportar a la suficiencia del sistema.

Un extracto del Artículo 259 se muestra a continuación.

“Artículo 259.- Cada generador deberá estar en condiciones de satisfacer, en cada año, su demanda de potencia en horas de punta, considerando la potencia firme propia y la adquirida a otras entidades generadoras que operen en sincronismo con el sistema. Para cada generador, el CDEC verificará el cumplimiento de lo anterior, realizando un balance de potencia firme.

*Se entenderá por potencia firme de un generador, **la potencia máxima que sería capaz de inyectar y transitar en los sistemas de transmisión en las horas de punta del sistema, considerando su indisponibilidad probable.** Aquella corresponderá a la suma de las potencias firmes de sus propias unidades y de las contratadas con terceros que operen en sincronismo con el sistema”.*

Un extracto del Artículo 261 se muestra a continuación.

“Artículo 261.- La potencia firme se obtendrá multiplicando la potencia firme preliminar por un factor único, igual a la razón entre la demanda máxima del sistema y la suma de las potencias firmes preliminares.

*La potencia firme preliminar de una unidad generadora se obtendrá considerando **la potencia esperada que la unidad aportaría para un nivel de seguridad del sistema igual a la probabilidad de excedencia de la potencia firme**”.*

La definición de probabilidad de excedencia de la potencia firme se encuentra definida en el mismo Artículo 261.

“La probabilidad de excedencia de la potencia firme se calculará a través de la siguiente expresión:

PEPP = 1 - LOLPhp en que:

- PEPP es la probabilidad de excedencia de la potencia firme.

- LOLPhp es la probabilidad de pérdida de carga en horas de punta.

La probabilidad de pérdida de carga en horas de punta es la probabilidad de que la demanda máxima del sistema sea mayor o igual a la oferta de potencia de las unidades generadoras disponibles en el período definido como de punta”.

La probabilidad de excedencia de la potencia firme se definía a partir de la probabilidad de pérdida de carga o LOLP (*loss of load probability* en inglés). Como se verá en la revisión de antecedentes académicos, el indicador LOLP es ampliamente utilizado en la literatura internacional para medir la suficiencia de un sistema.

El DS 327, a diferencia del DS N°6, define las horas de punta como las horas en las cuales existe una mayor probabilidad de pérdida de carga.

*“Por horas de punta se entenderán aquellas horas del año en las cuales existe una **mayor probabilidad de pérdida de carga del sistema**, es decir, probabilidad de que la demanda del sistema sea mayor o igual a la oferta de potencia de las unidades generadoras disponibles en dichas horas”.*

El DS327 también incorpora en el concepto de potencia firme un reconocimiento a la seguridad que puedan aportar las centrales. El reconocimiento al aporte a la suficiencia y seguridad se mantuvo hasta la entrada en vigencia del Decreto Supremo N°62 donde el concepto de seguridad se dejó en la definición del Reglamento de Servicios Complementarios. El concepto de seguridad aparece implícitamente mencionado en el Artículo N°62 cuando se consideran *“los tiempos necesarios para la partida e incrementos de carga de las unidades que permitan responder ante fallas de corta duración del sistema”*. A continuación se muestra nuevamente un extracto del Artículo 262.

*“En el cálculo de la potencia firme preliminar se deberá considerar la indisponibilidad mecánica, **la variabilidad hidrológica**, el nivel de los embalses y los **tiempos necesarios para la partida e incrementos de carga de las unidades que permitan responder ante fallas de corta duración del sistema**. El reglamento interno de cada CDEC definirá los procedimientos para obtener los parámetros que se utilizarán para representar la indisponibilidad, los cuales podrán basarse en estadísticas nacionales e internacionales y en las características propias de cada unidad generadora”.*

Es importante destacar que si bien se menciona que se debe considerar la variabilidad hidrológica, acá todavía no aparece de manera explícita la consideración de escenarios hidrológicos secos para determinar el aporte a la suficiencia del sistema.

Por último, es importante destacar algunos artículos transitorios que hacen referencia al concepto de “energía firme”. El Artículo N°16 planteaba lo siguiente:

Artículo 16º (a partir de segunda versión, artículo transitorio).- Durante el período que medie entre la fecha de publicación de este reglamento y el 31 de diciembre del año 2001, el CDEC deberá verificar que las ventas que efectúen los generadores

interconectados al respectivo sistema a concesionarios de servicio público de distribución, estén garantizadas con energía firme excedentaria.

*En el caso de las centrales hidroeléctricas, la energía firme es igual a la capacidad anual de producción de energía bajo condiciones de hidrología seca, habida consideración de las restricciones de riego que fueren aplicables. Se entiende por hidrología seca, el año de la estadística hidrológica **definido como el de probabilidad de excedencia más próxima a 90%**, para el sistema eléctrico en conjunto.*

En el caso de las centrales termoeléctricas, la energía firme se calculará como la capacidad anual de producción de energía en condiciones de disponibilidad promedio de las unidades generadoras termoeléctricas. Se entiende por disponibilidad promedio de energía de las centrales termoeléctricas, el máximo de la energía anual que, como promedio, pueden generar dichas centrales, considerando los períodos de mantenimiento y falla. Para estos efectos se utilizarán los antecedentes históricos de que disponga el CDEC y, en el caso de nuevas unidades, las estimaciones que esa entidad efectúe sobre la base de estudios propios y de los antecedentes técnicos que presente su propietario.

El Artículo N° 188 plantea lo siguiente:

Artículo 188.- En el Sistema Interconectado Central, el tratamiento de la hidrología en la programación de la operación se sujetará a las siguientes reglas:

Durante el período de abril a septiembre deberá seguirse el procedimiento que contemple el reglamento interno. Si en los resultados de la simulación de la operación del sistema para los 60 días siguientes a cada cálculo, bajo condiciones de hidrología seca, es decir, de probabilidad de excedencia más próxima a 90%, resultaren déficits de energía, no podrán proyectarse caudales afluentes generables para la primera semana de planificación, superiores al promedio hidroeléctricamente aprovechable que ellos tuvieron durante los 15 días anteriores;

2.1.2.3 Resolución Ministerial N° 119

La Resolución Ministerial N°119 (RM N°119) de Noviembre 2001 ratifica que el concepto de potencia firme engloba los conceptos de suficiencia y seguridad que ya aparecían mencionados en el DS327. El punto 6 de la resolución dice lo siguiente

*“6. Estima además la CNE, que el significado actual de lo que se entiende por potencia firme, engloba en un único concepto reglamentario dos conceptos técnicos distintos e independientes: potencia firme como reconocimiento de atributos que aportan a la **suficiencia**, y **potencia firme** como reconocimiento de atributos que aportan a la seguridad del sistema eléctrico”.*

Sin embargo, el punto 14 de la resolución plantea que la potencia firme es un concepto que está en mayor medida relacionado con la suficiencia del sistema.

*“14. El concepto básico que debe sustentar en **mayor medida una definición de potencia firme es el de suficiencia**, correspondiendo ponderar los atributos asociados a la seguridad en una menor medida, al menos mientras no exista una norma que permita reconocer estos atributos dentro de un ámbito distinto al del cálculo de potencia firme”.*

Se verá más adelante que a partir del Decreto N°62 de 2006 se separan definitivamente a nivel normativo los conceptos de seguridad y suficiencia. Por tanto, cuando nos refiramos al concepto de potencia de suficiencia previo a este decreto, se estará haciendo referencia a la componente de suficiencia de la potencia firme.

Si bien el DS 237 establece que la potencia firme se debe calcular considerando distintos escenarios hidrológicos, es la RM 119 quién introduce que el cálculo de la potencia firme se debe realizar considerando escenarios hidrológicos adversos, que de acuerdo a la metodología propuesta por la Comisión Nacional de Energía correspondía al año hidrológico con peor energía afluente. En el informe que acompaña la RM N°119, la Comisión Nacional de Energía consideraba que determinar una oferta esperada de generación determinada por la “variabilidad hidrológica” no asegura con una elevada probabilidad la oferta del sistema. El punto 10 del informe plantea lo siguiente:

*“10. En relación al parque hidráulico, es pertinente suponer **escenarios hidrológicos adversos** para efectos de considerar la oferta de capacidad que estaría disponible con alta probabilidad. La metodología recomendada por la CNE en este informe recoge este criterio.”*

Finalmente, la RM ratifica la utilización del modelo probabilístico utilizado por la Dirección de Operaciones del CDEC-SIC para estimar la potencia de suficiencia. Un aspecto importante a destacar es que al modelo probabilístico se introducen las “potenciales iniciales” las cuales tienen incorporado la indisponibilidad del insumo principal:

“13. El algoritmo planteado por la D.O para determinar la potencia firme preliminar, a través de la probabilidad de pérdida de carga en horas de punta del sistema

(LOLPhp), permite obtener resultados más coherentes y de mejor calidad en relación a los modelos equivalentes que le precedieron, por lo que se considera apropiada su utilización como base de la metodología de cálculo a emplearse en el CDEC-SIC”.

2.1.2.4 Metodología propuesta por Comisión Nacional de Energía (RM N°119)

La Resolución Ministerial N° 119 estaba acompañada por un informe técnico elaborado por la Comisión Nacional de Energía. En dicho informe se propone una metodología de evaluación de la potencia de suficiencia de las distintas tecnologías.

Para el caso de centrales hidráulicas, la metodología plantea utilizar la estadística de caudales afluentes en régimen natural para cada central, con la cual se determina la energía afluente del sistema para cada año hidrológico. El año hidrológico con menor energía afluente para el sistema, determina el año hidrológico de la estadística a utilizar, y por ende, los caudales afluentes para cada central.

Para las centrales hidráulicas de embalse, la potencia inicial queda definida como:

$$P_{INI} = P_B + P_P$$

Donde P_B corresponde a la potencia equivalente, determinada vía rendimiento hidráulico y utilizando el caudal afluente promedio del período de punta del sistema para el año hidrológico con menor energía afluente. La potencia P_P está relacionada con la potencia que se puede colocar en las horas de punta a partir del volumen embalsado al 1 de mayo determinado por el promedio de los 3 menores volúmenes de los últimos 15 años.

Para las centrales de pasada que no posean estanque de regulación, el cálculo de la Potencia Inicial se realizaba a partir del caudal afluente promedio para el período de punta del sistema y considerando el año hidrológico con menor energía afluente para el sistema. El periodo de punta estaba comprendido por todas las horas, de todos los días, de los meses de Mayo a Septiembre, ambos inclusive. Notar que para las centrales de pasada se consideraba la potencia media y no la potencia instantánea en las horas de punta.

Para las centrales de pasada con estanque de regulación, el cálculo de la Potencia Inicial se realizaba tomando en cuenta el caudal afluente en el horario de punta y la energía acumulada en las horas fuera de punta que se podrían utilizar para entregar potencia en horas de punta. El horario de punta estaba definido por las cinco horas comprendidas

entre las 18:00 y 23:00 horas de todos los días del período de punta, exceptuando los días Sábados, Domingos y Festivos. La capacidad para regular a partir del agua embalsada en horas fuera punta no es un atributo que se le reconociera a las centrales de embalse (ver definición de potencia P_B), hecho que posteriormente será discutido en la Resolución Ministerial N° 17. En efecto, la metodología para estimar la potencia de punta de las centrales de embalse posteriormente será modificada.

2.1.2.5 Resolución Ministerial N° 17

La Resolución Ministerial N°17 de abril de 2004 ratifica el tratamiento de la variabilidad hidrológica² de la RM N°119. Esto es, se considera el año hidrológico con menor energía afluente para el sistema para el cálculo de la potencia firme preliminar de las centrales hidroeléctricas.

La resolución también modifica la metodología de cálculo de la potencia firme de las centrales hidroeléctricas con capacidad de regulación. En particular, se les reconoce la propiedad de acumular agua en horas fuera de punta para ser utilizada en horas de punta del periodo de punta.

Para los embalses se agrega un año a la estadística para calcular el promedio de los volúmenes embalses al comienzo del año hidrológico. Se considera el volumen embalsado al 1° de mayo a partir del promedio de los 4 volúmenes (cotas) más bajo de los últimos 15 años.

2.1.2.6 Resolución Ministerial N° 35

La Resolución Ministerial N° 35 de junio de 2004, en su numeral N°1, establece la necesidad definir las horas de mayor probabilidad de pérdida de carga las que corresponderían a las horas en las cuales se valorizan las transferencias de potencia entre empresas. La RM N° 119 de 2001 y RM N°17 de 2004 asumían a priori que las horas de

² Las empresas Endesa y Colbún rechazaban esta interpretación, de acuerdo a lo que se desprende del Informe que acompaña dicha resolución: "COLBUN comparte la opinión de ENDESA en cuanto a que en el procedimiento de cálculo de la potencia firme propuesto por la CNE al señor Ministro, no se ha considerado adecuadamente la variabilidad hidrológica a que se refiere el artículo 261 del DS 327.

Por el contrario, en la metodología que la resolución N°119 ordena aplicar, la CNE consideró una sola hidrología, la más seca. Esto claramente implica que no se consideró la variabilidad hidrológica sino un solo y único escenario, lo que es absolutamente improcedente.

punta del sistema, para efectos de computar los aportes de potencia firme, coincidían con el periodo de facturación de las tarifas reguladas a clientes distribuidores y finales. Sin embargo, tal como se argumenta al informe que justifica la resolución, las horas de mayor probabilidad de pérdida de carga del sistema pueden no coincidir con el periodo de facturación utilizado en ese tiempo.

En este sentido, la RM N°35 sentencia lo siguiente:

*“Acoger parcialmente el planteamiento técnico de AES GENER S.A. y GUACOLDA S.A. en relación al cómputo de las horas en que las centrales efectúan sus aportes de potencia, y por lo tanto, se instruye al CDEC-SIC para que **defina las horas de “mayor probabilidad de pérdida de carga”**, en el plazo de 40 días, a efecto de que las mismas sean incorporadas a la metodología y se apliquen conjuntamente con ésta.”*

Asimismo, en el análisis realizado por la RM N° 35 se concluye lo siguiente: La potencia firme de las centrales de embalse y de cualquier otra central **no debe verse afectado por el despacho económico de las centrales.**

2.1.2.7 Discrepancia del Panel de Expertos N°01-2004

La primera discrepancia del Panel de Experto del año 2004, cuya resolución se publicó en septiembre de 2004, tuvo como objetivo definir las horas de mayor probabilidad de pérdida de carga en el sistema. La discrepancia tuvo su origen al no existir consenso entre los miembros del CDEC-SIC de cuáles eran esas horas de mayor probabilidad de pérdida de carga que se mencionaban en la RM N°35.

Como resultado de la discrepancia, las horas de mayor probabilidad de pérdida de carga quedaron definidas como las 8 horas, entre los meses de mayo a septiembre, desde las 10:00 a las 13:00 horas y desde las 18:00 a las 23:00 horas, exceptuando los sábados, domingos y festivos. Más allá de la resolución del Panel de Expertos, resulta interesante destacar el análisis metodológico utilizado para llegar a los resultados.

El Panel de Expertos plantea que la suficiencia tiene 2 condiciones para un sistema con capacidad de regulación. La primera condición de suficiencia es que la capacidad instalada debe ser mayor igual a la demanda máxima (**condición de suficiencia de capacidad**) y la segunda condición de suficiencia consiste en contar con la energía necesaria para satisfacer la energía total demandada (**condición de suficiencia de energía**). Es decir, la energía generada de las centrales de embalse, más la energía generada por las centrales

hidroeléctricas de pasada, más la energía generada por las centrales termoeléctricas, debe satisfacer la energía total demandada. Asimismo, se plantea que la condición de suficiencia requiere no sólo que la energía en condiciones secas debe ser suficiente, sino además que las centrales hidroeléctricas de embalse puedan acumular el agua en las horas de baja demanda, es decir, deben tener suficiente capacidad de almacenamiento.

La condición de suficiencia de energía es interesante ya que reconoce el aporte en energía que pueden hacer las centrales a la suficiencia del sistema. Esto de alguna forma se puede interpretar como que la energía que pueden aportar las centrales de embalses en las horas de mayor probabilidad de pérdida de carga depende de la energía que puedan aportar el resto de las centrales en las horas de menor pérdida de carga.

Posteriormente ha habido otras discrepancias resultantes por el Panel de Expertos relacionadas con el pago por suficiencia. Sin embargo, no se discuten los supuestos de fondo de la definición de potencia de suficiencia. En el Anexo de este informe se deja la lista completa de discrepancias.

2.1.2.8 Ley 19.940

Las transferencias de potencia alcanzan una referencia directa en la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE) con la promulgación de la ley 19.940 en marzo del 2004. Un extracto de la ley se muestra a continuación:

*“Por su parte, las transferencias de potencia entre empresas que poseen medios de generación operados en sincronismo con un sistema eléctrico y que resulten de la coordinación de la operación a que se refiere el artículo 81, serán valorizadas al precio de nudo de la potencia. Estas transferencias deberán realizarse en función de la capacidad de generación compatible con **la suficiencia** y los compromisos de demanda de punta existentes, **conforme se determine en el reglamento**. Para estos efectos se establecerán balances por sistemas o por subsistemas conforme los subsistemas que se identificaren en los correspondientes informes técnicos de precio de nudo según se establece en el artículo 99º, numeral 3”.*

El reglamento al cual hace referencia el párrafo anterior corresponde al Decreto Supremo N°62 del año 2006 que se analiza a continuación.

2.1.2.9 Decreto Supremo N°62

El Decreto Supremo N° 62 del año 2006 o “Reglamento de transferencias de potencia entre empresas generadoras” acuña el concepto de potencia de suficiencia, separando la

Potencia Firme reglamentaria en sus dos atributos reconocidos, suficiencia y seguridad; derivando este último a la implementación de Servicios Complementarios (SSCC) . A su vez, el DS62 instruye la creación de una norma técnica y procedimientos para precisar su implementación que, entre otros temas, incluye aquellos ligados al tratamiento de Energías Renovables No Convencionales (ERNC).

A continuación se presenta un extracto del Artículo 1 donde claramente queda establecido que las transferencias de potencia entre empresas están relacionadas con la potencia de suficiencia.

*“Artículo 1. Las transferencias de potencia entre empresas que poseen medios de generación operados en sincronismo con un sistema eléctrico y que resulten de la coordinación de la operación a que se refiere el Artículo 81 de la Ley, se determinarán a partir de la capacidad de generación compatible con la **suficiencia (en adelante, "Potencia de Suficiencia")** y los compromisos de demanda de punta existentes (en adelante, "Demanda de Punta"), que se asignen a cada generador.*

*Para estos efectos se establecerán balances por sistemas o por subsistemas conforme a los subsistemas que se identificaren en los correspondientes informes técnicos de precio de nudo según se establece en el Artículo 99 de la Ley, a partir de la **Potencia de Suficiencia y Demanda de Punta de cada generador.***

El Artículo 13 por su parte establece una definición para la potencia de suficiencia y define las incertidumbres que se deben considerar para su cálculo.

*“**Suficiencia de Potencia: Capacidad de un sistema o subsistema para abastecer la Demanda de Punta, considerando para cada unidad generadora una oferta de potencia confiable en función de la incertidumbre asociada a la disponibilidad del Insumo Principal y Alternativo, la indisponibilidad forzada de las unidades, y la indisponibilidad de las instalaciones que conectan la unidad al Sistema de Transmisión o Distribución. Se expresa como una probabilidad y es igual a uno menos LOLPdm**”.*

La demanda de punta corresponde la demanda promedio de las 52 horas de mayor de demanda, desapareciendo el concepto de horas de mayor probabilidad de pérdida de carga que se venía utilizando desde la RM N°35 y que fue ratificado por la primera discrepancia del Panel de Expertos del año 2004.

*“**Demanda de Punta: Demanda promedio de los 52 mayores valores horarios de la curva de carga anual de cada sistema o subsistema.***

Retiro de Potencia: Compromiso de potencia de un generador con un cliente final sometido o no a regulación de precios, el cual se determina a partir del promedio de potencia consumida por el cliente durante las horas que determinan la Demanda de Punta del sistema o subsistema”.

A diferencia de la metodología utilizada para calcular la potencia firme de las centrales, para el cálculo de la demanda máxima asociada a los retiros de los generadores ya no se consideran las horas comprendidas entre las 18 y 23 horas, de lunes a viernes, en los meses de mayo a septiembre. Las 52 horas consideradas corresponden a las horas donde ocurre la demanda máxima anual, incluyendo el año completo. Las implicancias de este cambio podrían ser las siguientes:

- Las horas de demanda máxima no necesariamente corresponden a las horas de mayor probabilidad de pérdida de carga.
- Aumenta la demanda máxima con la cual se hace la prorrata de las potencias de suficiencia definitivas para cada central generadora i $P_{di} = PS_i \times D_{MAX} / (\sum_i PS_i)$. Donde PS_i es la potencia de suficiencia preliminar de cada central. En los últimos años la demanda máxima del sistema ha ocurrido en horas fuera del periodo de control.
- No se sabe a priori cuándo van a ocurrir esas 52 horas (durante el día, la noche, en qué meses, etc.).
- Por la misma razón anterior, no se sabe a priori las horas de control donde se mide el factor de planta horario de las centrales solares y ERNC.
- Para las centrales hidroeléctricas se consideran los afluentes durante el periodo de deshielo (si es que aplican para cada central).

El Artículo 28 establece que la Potencia Inicial es la que incorpora el efecto de la indisponibilidad del insumo principal. Esta interpretación es consistente con la metodología utilizada desde la RM N° 119 del año 2001.

*“Artículo 28: A cada unidad generadora se le asignará una Potencia Inicial, menor o igual a su Potencia Máxima, la cual caracterizará la potencia que cada unidad puede aportar al sistema, en función de **la incertidumbre asociada a la disponibilidad del Insumo Principal de generación.***

En caso que un Insumo Principal de generación presente incertidumbre respecto de su disponibilidad futura, la Potencia Inicial de cada unidad generadora deberá considerar los niveles de restricción observados para dicho insumo”.

El Artículo 29 define el escenario para el tratamiento de la incertidumbre del insumo principal de centrales térmicas. Es en el Decreto N°62 donde por primera vez se introduce el concepto de incertidumbre al insumo principal de las centrales termoeléctricas. Lo anterior está inspirado en la crisis del gas argentino que se vivió por la época en que se analizaba este decreto.

“Artículo 29: En caso de unidades generadoras térmicas, la Potencia Inicial se determinará en base a la menor disponibilidad media anual observada para el Insumo Principal, para los últimos 5 años anteriores al año de cálculo, para cada unidad generadora en forma independiente”.

El Artículo 35 define el escenario para el tratamiento de la incertidumbre del insumo principal de geotérmica, eólica, solar, biomasa, mareomotriz, pequeñas centrales hidroeléctricas, cogeneración.

*“Artículo 35: La Potencia Inicial de unidades generadoras cuya fuente sea no convencional, tales como geotérmica, eólica, solar, biomasa, mareomotriz, pequeñas centrales hidroeléctricas, cogeneración, será determinada **conforme a los mismos procedimientos de las unidades generadoras convencionales**, en función del tipo de insumo que utilice.*

*Para tal efecto, se utilizará la información estadística que aporte cada propietario, la cual será procesada en forma consistente con las metodologías utilizadas por la DO para unidades generadoras convencionales, esto es, considerando el **peor escenario de disponibilidad media anual del Insumo Principal que corresponda**. Las características y detalle de dicha información estadística deberá ser acorde con el Insumo Principal de que se trate”.*

Los Artículos 37, 38 y 39 definen el escenario para el tratamiento de la incertidumbre del insumo principal de centrales hidroeléctricas.

*“Artículo 37: En sistemas con capacidad instalada de generación hidroeléctrica menor o igual a 20 %, para cada año de cálculo la Potencia Inicial de cada unidad generadora hidroeléctrica será determinada como **el promedio de la potencia inyectada al sistema durante las horas de control tarifario de la potencia a clientes sometidos a regulación de precios**.*

Artículo 38: En sistemas con capacidad instalada de generación hidroeléctrica mayor a 20 %, la Potencia Inicial de cada unidad generadora hidroeléctrica será determinada conforme a las disposiciones establecidas en los artículos siguientes.

*Artículo 39: En el caso de unidades generadoras hidroeléctricas, con o sin capacidad de regulación, se deberá utilizar la estadística de caudales afluentes correspondiente al **promedio de los dos años hidrológicos de menor energía afluente de la estadística disponible con anterioridad al año de cálculo**. Se entenderá como estadística disponible para efectos de la determinación de las transferencias de potencia, la utilizada por el respectivo CDEC en la programación de la operación de las unidades generadoras hidroeléctrica”.*

El Artículo 43 define la potencia inicial de las centrales hidroeléctricas sin capacidad de regulación como la potencia media generada a partir del caudal promedio de los 2 años hidrológicos de menor energía afluente. Es decir, el aporte a la suficiencia no se define a partir de la potencia generada en las 52 horas de demanda de punta.

“Artículo 43: La Potencia Inicial de las unidades generadoras hidroeléctricas sin capacidad de regulación será determinada en función de la potencia equivalente al caudal afluente generable promedio anual de la condición hidrológica indicada en el Artículo 39 del presente reglamento”.

El Artículo 56 define la potencia de suficiencia preliminar calculada a partir de la Potencia Inicial. Como se ha comentado anteriormente, esta definición se ha mantenido desde la RM N°119 del año 2001.

*“Artículo 56: La Potencia de Suficiencia preliminar de cada unidad generadora se obtendrá mediante un análisis probabilístico, **evaluando en valor esperado de la potencia que ella aporta a la Suficiencia de Potencia para el abastecimiento de la Demanda de Punta**, considerando el conjunto de las unidades generadoras, su Potencia Inicial, afectada por las reducciones indicadas en el Artículo 50 y Artículo 51 del presente reglamento, y la indisponibilidad forzada de cada unidad. La Suficiencia de Potencia del sistema se entenderá igual a uno menos LOLPdm”.*

El Artículo 61 define el margen de reserva teórico. En el caso de la normativa nacional, este margen se utiliza para incrementar el precio de la potencia punta y no para aumentar la máxima demanda que se remunera. Con esto se busca dar una señal de precio, ya que entre mayor es el margen de reserva teórico, menor el precio de la potencia de punta.

Artículo 61: El margen de reserva teórico o mínimo sobre-equipamiento en capacidad de generación que permite abastecer la potencia de punta en un sistema o subsistema eléctrico con una suficiencia determinada, dadas las características de las unidades generadoras y de los sistemas de transmisión del sistema eléctrico, será determinado conforme a lo establecido en este reglamento.

En caso que el Margen de Potencia sea mayor a 1,25, el MRT será igual a 10%. En caso que el Margen de Potencia (MP) sea menor o igual a 1,25, el MRT será determinado conforme a la siguiente expresión:

$$MRT = 15\% - \frac{(MP - 1)}{0,05}$$

El Margen de potencia se define como el cociente entre la sumatoria de la Potencia Inicial de las unidades generadoras y la Demanda de Punta, para cada subsistema o sistema, según corresponda.

Por último se destaca el artículo 33 el cual fue posteriormente derogado. El artículo original suponía que no existía incertidumbre en el insumo principal cuando el suministro provenía de 2 o más fuentes internacionales.

“Artículo 33 (Derogado): Aquellos insumos de generación que se transan en mercados internacionales y que tienen más de un origen, tales como los derivados del petróleo, carbón térmico, petcoke y gas natural licuado, deberán considerarse de amplia disponibilidad y que, por ende, no presentan incertidumbre respecto de su disponibilidad futura. En virtud de lo anterior, la Potencia Inicial de las unidades generadoras que utilicen alguno de los insumos antes indicados se considerará igual a su Potencia Máxima”.

2.1.2.10 Norma técnica de transferencias de potencia entre empresas generadoras (borrador)

El borrador de la Norma técnica de transferencias de potencia entre empresas generadoras establecía el siguiente procedimiento para calcular la potencia inicial de fuentes ERNC.

*“Artículo 9-3: La potencia inicial de centrales solares fotovoltaicas, eólicas y centrales cuya fuente de energía sea renovable no convencional, diferentes a las señaladas en el Artículo 8-2, será igual al valor resultante de multiplicar su potencia máxima **por el factor de planta medio anual para la generación anual promedio de los cinco años con menor generación individual, en los últimos 10 años.** En caso de no disponer del registro de los últimos 10 años, se utilizará la estadística real disponible”.*

2.1.2.11 Norma técnica de transferencias de potencia entre empresas generadoras (definitiva)

La norma definitiva establece lo siguiente:

“Año de Cálculo: Se entenderá por año de cálculo de los sistemas interconectados al año calendario, es decir, el período comprendido entre los meses de enero a diciembre”.

“Artículo 9-3

La Potencia Inicial de centrales solares fotovoltaicas, eólicas y centrales cuya fuente de energía sea renovable no convencional, diferentes a las señaladas en el Artículo 9-2, será igual al valor resultante de multiplicar su potencia máxima por el mínimo de los siguientes valores:

- ***Menor factor de planta anual de los últimos 5 años anteriores al año de cálculo.***
- ***Promedio simple de los factores de planta para cada uno de los 52 mayores valores horarios de la curva de carga anual de cada sistema o subsistema, para el año de cálculo”.***

2.1.3 Tabla resumen de revisión de normativa

En la siguiente tabla se presenta un resumen de la revisión de antecedentes nacionales. Se hace especial énfasis en la definición del concepto de potencia de suficiencia, en las horas de medición del aporte de suficiencia y en el tratamiento del insumo principal. Para la normativa previa al Decreto Supremo N°62, la columna “Definición de potencia de suficiencia” hace referencia a la componente de suficiencia del concepto de potencia firme.

Tabla 1: Tabla resumen de normativa nacional.

Normativa/Informe	Definición de potencia de suficiencia	Horas de medición	Incertidumbre insumo principal
DS N°6, 1985	Se interpreta que la potencia de suficiencia es “la potencia total que el conjunto de todas las unidades generadoras del sistema es capaz de garantizar en las horas de punta , con una probabilidad superior o igual a la que defina el Reglamento Interno. El valor mínimo de dicha probabilidad será igual a 95%”.	La definición de potencia firme hace referencia a las horas de punta. Por horas de punta se entenderán aquellas horas del año en las cuales se produce la demanda máxima de potencia del sistema eléctrico. En el caso del Sistema Interconectado Central se considerará como horas de punta un período de tres horas diarias, de días de trabajo, de	No hay una definición explícita de escenarios. Sin embargo, la definición de la potencia firme menciona el concepto probabilístico.

Normativa/Informe	Definición de potencia de suficiencia	Horas de medición	Incertidumbre insumo principal
		los meses de Mayo a Septiembre, inclusive.	
Decreto 327, 1997	La potencia firme (preliminar) de una unidad generadora es “ la potencia esperada que la unidad aportaría para un nivel de seguridad del sistema igual a la probabilidad de excedencia de la potencia firme ”. La probabilidad de excedencia de la potencia firme es igual a 1 menos la probabilidad de pérdida de carga en las horas de punta (LOLP).	La definición de potencia firme hace referencia a las horas de punta. Por horas de punta se entenderán aquellas horas del año en las cuales existe una mayor probabilidad de pérdida de carga del sistema.	En el cálculo de la potencia firme preliminar se deberá considerar la indisponibilidad mecánica, la <u>variabilidad hidrológica</u> , el nivel de los embalses y los tiempos necesarios para la partida e incrementos de carga de las unidades que permitan responder ante fallas de corta duración del sistema. Para los escenarios hidrológicos no se define ninguna hidrología en particular.
RM N°119, 2001	Se mantiene la definición de potencia de suficiencia como “La potencia esperada que la unidad aportaría para un nivel de seguridad del sistema igual a la probabilidad de excedencia de la potencia firme”. La interpretación	Período de punta del sistema comprendido por todas las horas, de todos los días, de los meses de Mayo a Septiembre, ambos inclusive. No se hace mención a las horas de máxima probabilidad de pérdida de	Se suponen escenarios hidrológicos adversos para efectos de considerar la oferta de capacidad que estaría disponible con alta probabilidad. Se consideran los caudales afluentes en régimen natural para el año hidrológico con menor energía

Normativa/Informe	Definición de potencia de suficiencia	Horas de medición	Incertidumbre insumo principal
	matemática es la siguiente (esperanza condicional): $E(P_i / \sum_i P_i > D)$ Sin embargo, en el cálculo probabilístico P_i corresponde a la “potencia inicial”, que para una central hidroeléctrica queda determinada por la condición hidrológica adversa (interpretación propuesta por CNE). En este sentido, se distorsiona el concepto de “potencia esperada” de la definición original. Se ratifica interpretación probabilística y fórmula propuesta por DO de CDEC-SIC	carga. El horario de punta (del periodo de punta) estaba definido por las cinco horas comprendidas entre las 18:00 y 23:00 horas de todos los días del período de punta, exceptuando los días Sábados, Domingos y Festivos (para el SIC).	afluente para el sistema. Para las centrales de embalse y pasada con estanque de regulación se reconoce el aporte en las horas de punta del periodo de punta del sistema. Para centrales de pasada pura se utiliza el caudal afluente promedio del período de punta del sistema (1º de mayo al 30 de septiembre) para el año hidrológico con menor energía afluente. Es decir, no se hace distinción entre periodos de horas fuera de punta y periodo en punta. Para los embalses se considera el volumen embalsado al 1º de mayo a partir del promedio de los 3 volúmenes (cotas) más bajo de los últimos 15 años
RM N°17, 2004	No hay cambios a la	Se mantiene definición de RM	Ratifica el tratamiento de la variabilidad hidrológica de la RM

Normativa/Informe	Definición de potencia de suficiencia	Horas de medición	Incertidumbre insumo principal
	interpretación.	N° 119.	N°119 la cual considera el año hidrológico con menor energía afluente para el sistema, para el cálculo de la potencia firme preliminar. Para centrales de pasada pura se utiliza el caudal afluente promedio del período de punta del sistema para el año hidrológico con menor energía afluente. Para los embalses se considera el volumen embalsado al 1° de mayo a partir del promedio de los 4 volúmenes (cotas) más bajo de los últimos 15 años.
RM N°35, 2004	No hay cambios a la interpretación. Se establece que la potencia firme de las centrales de embalse y de	Las transferencias de potencia ocurren en las horas de máxima probabilidad de pérdida de carga.	

Normativa/Informe	Definición de potencia de suficiencia	Horas de medición	Incertidumbre insumo principal
	cualquier otra central no debe verse afectado por el despacho económico de las centrales.	Estas horas no necesariamente coinciden con las horas de demanda de punta.	
Discrepancia panel de expertos N°1-2004	No hay cambios a la definición. Se plantea que la suficiencia en un sistema con capacidad de regulación tiene 2 condiciones: condición de suficiencia de capacidad y condición de suficiencia de energía.	El aporte de potencia se contabiliza en las horas de mayor probabilidad de pérdida de carga en el sistema. Estas corresponden a las 8 horas, entre los meses de mayo a septiembre, desde las 10:00 a las 13:00 horas y desde las 18:00 a las 23:00 horas, exceptuando los sábados, domingos y festivos.	
DS 62 del 2006	La potencia de suficiencia de un sistema es la capacidad para abastecer la Demanda de Punta, considerando para cada <u>unidad generadora una oferta de potencia confiable</u> en función de la incertidumbre asociada a la disponibilidad del Insumo Principal	La potencia de suficiencia se aporta en las horas de demanda punta. La Demanda de Punta corresponde al promedio de los 52 mayores valores horarios de la curva de carga anual de cada sistema o subsistema.	Los escenarios utilizados para evaluar la disponibilidad del insumo principal son los siguientes: Centrales térmicas: disponibilidad media anual observada para el Insumo Principal, para los últimos 5 años anteriores al año de cálculo.

Normativa/Informe	Definición de potencia de suficiencia	Horas de medición	Incertidumbre insumo principal
	y Alternativo, la indisponibilidad forzada de las unidades, y la indisponibilidad de las instalaciones que conectan la unidad al Sistema de Transmisión o Distribución. Se expresa como una probabilidad y es igual a uno menos LOLPdm. La potencia de suficiencia (preliminar) de cada unidad generadora se obtendrá mediante un análisis probabilístico, evaluando en valor esperado de la potencia que ella aporta a la Suficiencia de Potencia para el abastecimiento de la Demanda de Punta, considerando el conjunto de las unidades generadoras, su Potencia Inicial, afectada por las reducciones indicadas en el Artículo 50 y Artículo 51 del presente reglamento, y la		Centrales geotérmica, eólica, solar, biomasa, mareomotriz, pequeñas centrales hidroeléctricas y cogeneración: 1) Se determina conforme a los mismos procedimientos de las unidades generadoras convencionales, 2) Se Considera Peor escenario de disponibilidad media anual. Centrales hidroeléctricas con o sin capacidad de regulación: Se deberá utilizar la estadística de caudales afluentes correspondiente al promedio de los dos años hidrológicos de menor energía afluente de la estadística disponible con anterioridad al año de cálculo.

Normativa/Informe	Definición de potencia de suficiencia	Horas de medición	Incertidumbre insumo principal
	indisponibilidad forzada de cada unidad. La Suficiencia de Potencia del sistema se entenderá igual a uno menos LOLPdm		
Norma técnica de transferencias de potencia entre empresas generadoras (definitiva)	No hay cambios con respecto al DS N°62 del 2006.	No hay cambios con respecto al DS N°62 del 2006.	La Potencia Inicial de centrales solares fotovoltaicas, eólicas y centrales cuya fuente de energía sea renovable no convencional, diferentes a las señaladas en el Artículo 9-2, será igual al valor resultante de multiplicar su potencia máxima por el mínimo de los siguientes valores: Menor factor de planta anual de los últimos 5 años anteriores al año de cálculo. Promedio simple de los factores de planta para cada uno de los 52 mayores valores horarios de la curva de carga anual de cada sistema o

Normativa/Informe	Definición de potencia de suficiencia	Horas de medición	Incertidumbre insumo principal
			subsistema, para el año de cálculo.

La siguiente tabla resume los insumos para el cálculo de potencia de suficiencia establecido en el Decreto Supremo 62 y la Norma Técnica de Transferencias de Potencia.

Tabla 2: Insumos para el cálculo de la potencia de suficiencia por tipo de tecnología.

Tecnología	Información
Pasada	• Potencia Máxima declarada • Rendimiento de los generadores • Afluentes históricos. Se considera el promedio de las dos series anuales más secas del registro histórico
Pasada en Serie	• Potencia Máxima declarada • Rendimiento de los generadores • Afluentes históricos. Se considera el promedio de las dos series anuales más secas del registro histórico
Embalse	• Potencia Máxima declarada • Rendimiento de los generadores • Afluentes históricos (Se considera el promedio de las dos series anuales más secas del registro histórico) • Curva de duración anual de la demanda del sistema Registro histórico de la energía acumulada en los embalses al 1ro de Abril. • Curvas del Embalse (Filtración, Cota-Volumen) • Curva de equivalencia de energía Volumen-Rendimiento • Requerimientos de Riego y Caudal Ecológico
Térmico	• Potencia Máxima de la unidad generadora • Estadística de indisponibilidad por falta de combustible, principal y alternativo de los 5 años anteriores al año de cálculo • Estadística de indisponibilidad por mantenimiento y por falla de la unidad generadora de los 5 años anteriores al año de cálculo • Consumos propios de cada unidad generadora.
Geotérmico, termosolar, biomasa y biogás	• Se utilizan los mismos requerimientos aplicables a las centrales termoeléctricas convencionales • En caso de centrales termosolares, el insumo principal corresponderá al fluido almacenado para el proceso térmico
Eólico	• Potencia Máxima declarada • Generación horaria anual 5 años anteriores al año de cálculo • Generación horaria para el año de cálculo • Curva de carga anual del sistema para el año de cálculo • Estadística de indisponibilidad por mantenimiento y por falla de la central generadora.
Solar fotovoltaico	• Potencia Máxima declarada • Generación horaria anual 5 años anteriores al año de cálculo • Generación horaria para el año de cálculo • Curva de carga anual del sistema para el año de cálculo • Estadística de indisponibilidad por mantenimiento y por falla.
Autoproducción	• Potencia Máxima declarada • Su demanda máxima anual

2.2 Revisión de estudios previos

Se identificaron diversos estudios previos relacionados con el impacto de las energías renovables no convencionales en los sistemas eléctricos nacionales. Sin embargo, la mayoría de los estudios previos no abordan la problemática de la potencia de suficiencia en los térmicos que se aborda en este estudio. A continuación se presenta un análisis del estudio analizado.

2.2.1 Norma Técnica para el reconocimiento de Potencia de Suficiencia en Proyectos de Energías Renovables No Convencionales (2009)

2.2.1.1 Objetivos

En el DS62 del 2006 quedó establecida la necesidad de la promulgación de una futura norma técnica específicamente orientada al reconocimiento de potencia de suficiencia de las ERNC. En el marco del proyecto de cooperación chileno alemana entre la CNE y GIZ, se identifica la necesidad de ahondar en la materia. Así, en el año 2009 se encarga a miembros del Centro de Energía (a través del UNTEC) un estudio orientado a cubrir principalmente las siguientes materias:

- Análisis conceptual del pago por potencia de suficiencia a proyectos de ERNC (energías renovables no convencionales), tomando en consideración la normativa actualmente aplicada y aquella contemplada en los reglamentos y normas aprobados.
- Elaboración de una propuesta estructural de norma técnica para el reconocimiento de potencia de suficiencia de medios de generación a base de ERNC.

2.2.1.2 Resumen

El diseño del mercado eléctrico chileno se basa en la teoría marginalista, más específicamente en el Peak Load Pricing, para construir un esquema de precios de energía y potencia que deben ser pagados por los consumidores a los productores. Sobre un mercado de tipo pool obligatorio con costos de generación auditados y un mercado mayorista de tipo spot (horario), cerrado a los generadores, las ventas de energía y potencia son percibidas como ingresos de las unidades de generación. En el mercado mayorista, de acuerdo a compromisos contractuales de abastecimiento, se realizan las transferencias energía y potencia entre empresas generadoras, en forma horaria y anual respectivamente. Para ello la energía es valorada al costo marginal horario de producción, mientras que la potencia es valorada al precio de nudo la potencia. En el proceso ligado a

la potencia se emplea una metodología para determinar tanto la potencia consumida por las cargas del sistema como la reconocida a cada unidad de generación del parque generador. Los criterios de asignación de costos y reconocimiento de potencia de cada unidad ha sido fuente de diversas discrepancias en el sector eléctrico chileno a lo largo de su historia.

En Chile el precio de la potencia es determinado como el costo de desarrollo de la tecnología más económica para dar suministro en horas de mayor demanda. Este valor es pagado por los usuarios que consumen en dichas horas y conforman la demanda de punta. Por su parte, a cada unidad generadora se le reconoce una potencia compatible con la suficiencia en base a la cual se determina su ingreso por este concepto. A este tipo de mecanismo se le conoce en la literatura internacional como “pago por capacidad de tipo administrativo”, ya que no es el mercado quien valora, sino que es un organismo administrativo quien evalúa y determina precios y cantidades. Asimismo, estos mecanismos no están exentos de simplificaciones, supuestos y criterios, los que abren espacio a diferencias de interpretación.

El reconocimiento de potencia a unidades generadoras en Chile ha evolucionado en forma práctica en torno al concepto de potencia firme, entendida como el aporte que puede hacer una unidad generadora para abastecer la demanda máxima con cierta probabilidad, entremezclando los conceptos de confiabilidad, suficiencia y seguridad. Su definición explícita más reciente se centra sólo en la suficiencia, remitiendo el atributo de seguridad a los mercados de servicios complementarios. La suficiencia se entiende a partir del DS62/2006 (reglamento sobre Transferencias de Potencia entre Empresas Generadoras) “como el atributo de un sistema eléctrico cuyas instalaciones son adecuadas para abastecer su demanda”.

El esquema general del procedimiento de cálculo de potencia de suficiencia que establece el DS62 se ilustra en la siguiente figura:

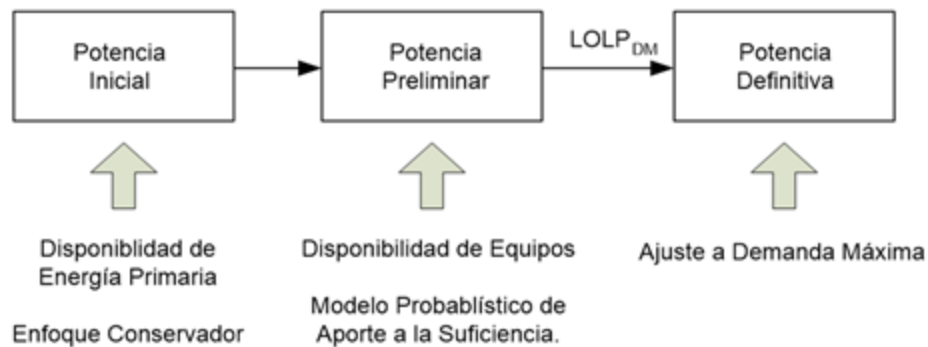


Figura 2: Enfoque Metodológico de la Potencia de Suficiencia del DS62/2006

La ventana de medición de la demanda abarca el año completo y considera como demanda máxima el promedio del 0.6% de los mayores valores de demanda horaria de la curva de carga agregada del sistema. Por su parte, la potencia inicial de las centrales recoge la incertidumbre respecto de la energía primaria bajo un enfoque conservador de disponibilidad, sobre la base de estadística histórica y con una diferenciación por tecnología. Si bien el reglamento delinea las bases de los procedimientos de cálculo y sus principales parámetros, establece que una futura norma los detallará, cautelando que las ERNC tengan un tratamiento análogo al de una central convencional.

El procedimiento de cálculo de potencias del DS62 integra en la determinación de la Potencia Definitiva el reconocimiento de todas las unidades del parque. Así, toda interpretación o cambio en cualquier parte del procedimiento impactará, en mayor o menor medida, la potencia remunerable de cualquier generador basado en ERNC. En particular en el SIC, el reconocimiento de potencia a centrales hidráulicas de embalse o que forman parte de una serie hidráulica posee algunos vacíos e imprecisiones que, dado el historial de discrepancias del sector en torno al tema, se prevé que la aplicación del DS62 no estará exenta de problemas.

En las disposiciones del DS62 se identifican diversas temáticas incompletas o perfectibles que dificultan su aplicación. Se destaca la necesidad de que esos puntos sean considerados en trabajos futuros. Algunas de ellas son de carácter general, concerniente a cualquier medio de generación (MG), mientras que otras tienen un alcance limitado a aquellos basados en ERNC. Entre ellas se encuentran referencias del decreto a una norma y a procedimientos que debe implementar directamente cada coordinador de los sistemas. Entre las materias problemáticas identificadas se encuentran: el autodespacho y la autogeneración con ERNC, garantía de excedentes de autoprodutores, validación estadística de generación, acreditación de información, control estadístico y verificaciones tanto de energía primaria como de indisponibilidad forzada y programada, energía de

regulación y efectos sistémicos, relleno estadístico y asimilación de tecnología ERNC a una convencional, estadística de energía primaria y ampliaciones de parques; y tratamiento estadístico simplificado de parques.

La estructura normativa propuesta se circunscribe al espacio legal y a las directrices del DS62 en lo referente al cálculo de potencia de suficiencia de medios de generación basados en ERNC y PMGD. Los objetivos normativos se centran en el tratamiento estadístico y medición de la disponibilidad de energía primaria y equipos asociada a centrales basadas en ERNC y PMGD. Así, las ERNC se asimilan a una convencional en su tratamiento, de acuerdo con la energía primaria que use. En particular para las ERNC solar fotovoltaica y eólica, si bien podrían asimilarse a una hidroeléctrica de pasada, la carencia de estadística histórica suficiente podría limitar su aplicación, resultando más práctico hacer una analogía con centrales térmicas convencionales con limitaciones de combustible. Asimismo, se identifica la necesidad de profundizar entre un tratamiento aislado versus conjunto para algunas ERNC con alta correlación temporal y espacial. Finalmente se entrega un listado con las materias a tratar en la futura norma relativa al reconocimiento de potencia de suficiencia de ERNC, con indicaciones sobre sus contenidos y propuestas alternativas para abordarlas.

3 Revisión de antecedentes académicos

A continuación se hace una revisión de antecedentes académicos relacionados con los objetivos de este estudio. La revisión abarca publicaciones indexadas (ISI) de las bases de datos del IEEE y Elsevier. Antes de entrar en el detalle de lo que propone cada uno de estos artículos, se hace una introducción sobre indicadores de suficiencia. Las metodologías de cuantificación del aporte de suficiencia que proponen los distintos artículos académicos se basan principalmente en el uso de estos indicadores. Asimismo, en la revisión de experiencias internacionales se mostrará que las metodologías utilizadas por algunos países también se basan en la utilización de estos indicadores.

3.1 Indicadores de suficiencia

La suficiencia con la que opera un sistema eléctrico se puede medir a partir de indicadores. Los indicadores LOLP (loss of load probability, por su acrónimo en inglés) y LOLE (loss of load expectation, por su acrónimo en inglés) son ampliamente utilizados en la literatura internacional para representar la suficiencia de un sistema.

La probabilidad de pérdida de carga $LOLP_t$, corresponde a la probabilidad de que la potencia generada del sistema sea menor a la demanda en un instante determinado t (por ejemplo una hora). Esta probabilidad se puede escribir de la siguiente forma:

$$LOLP_t = Prob\{G_t < L_t\}, \quad \forall t = 1, \dots, T$$

Donde G_t y L_t son la generación total disponible y la demanda en el tiempo t , respectivamente.

La función de probabilidad considera la probabilidad de falla del generador u otros elementos (representados generalmente por su tasa de salida forzada o IFOR), con demandas estocásticas o la disponibilidad de los recursos con generación variable.

La pérdida de carga esperada $LOLE$, indica el número de horas al año o un porcentaje de este, en que se espera el sistema no pueda suministrar la demanda. Matemáticamente se define como:

$$LOLE = \sum_{t=1}^T \Delta t \cdot LOLP_t \quad [h]$$

$$LOLE = \sum_{t=1}^T \frac{\Delta t}{T} LOLP_t \quad [p.u.]$$

Como veremos más adelante en la revisión de experiencias internacionales, algunos países han definido un estándar de confiabilidad con el cual operan sus sistemas eléctricos. A nivel nacional, si bien se define el indicador LOLP el cálculo de la potencia de suficiencia preliminar, el sistema eléctrico chileno no opera con un estándar de referencia.

La siguiente tabla muestra los estándares utilizados por algunos países europeos (Hawker, Bell, & Gill, 2017). Por ejemplo, el Reino Unido tiene un estándar de suficiencia equivalente a 3 horas anuales de LOLE. Esto quiere decir que durante un año se espera que durante 3 horas la generación sea menor a la demanda del sistema.

Tabla 3: Estándar de suficiencia definido por algunos países europeos. Fuente: (Hawker et al., 2017).

País/Jurisdicción	Estándar de seguridad	Métrica usada
Gran Bretaña	3 horas de LOLE por año	LOLE, EEU, frecuencia y duración, márgenes de capacidad disminuidos
Francia	3 horas de LOLE por año	LOLE
Alemania	Sin estándar	N/A
España	10% de margen de reserva	Margen de capacidad
Bélgica	16 horas de LOLE por año sin interconexión, 3 horas de LOLE por año con conexión	LOLE
Irlanda	8 horas de LOLE	LOLE
Países Bajos	4 horas de LOLE	LOLE
Austria	Sin estándar	N/A
Bulgaria	LOLE óptimo y una cantidad de reserva en frío	LOLE
Chipre	20% de margen de reserva	Margen de capacidad
Dinamarca	Sin estándar, pero el TSO (Transmission System Operator) es el responsable de mantener la Seguridad de Suministro en el nivel actual	-
Estonia	10% margen de reserva	Margen de capacidad
Finlandia	Sin estándar	N/A
Hungría	LOLP 1%	LOLP
Italia	Sin estándar	N/A
Letonia	Sin estándar	Margen de capacidad
Lituania	Sin estándar	N/A
Luxemburgo	Sin estándar	N/A
Malta	Sin estándar	N/A
Polonia	Sin estándar	N/A
Portugal	LSI (Load Supply Index) $\geq 1,0$ con 95% de probabilidad de excedencia; y LOLE < 8 horas al año (considerando la falta de reserva operacional)	LSI y LOLE
Rumania	25% margen de reserva (no estándar), 10% margen de reserva (estándar)	Margen de capacidad

Eslovaquia	Sin estándar	N/A
Eslovenia	LOLE 8 horas por año	LOLE
Suecia	Sin estándar	N/A

Los indicadores LOLP y LOLE no cuantifican la profundidad de la falla. Por tal motivo se define el indicador *EENS* (expected energy not supplied, por su acrónimo en inglés). La energía no suministrada esperada *EENS* corresponde a una cuantificación energética de la falta de suministro en un período dado. Matemáticamente se define como:

$$EENS = \sum_{t=1}^T \Delta t \cdot LOLP_t \cdot PNS_t \quad [MWh]$$

Donde PNS_t corresponde a la potencia no servida en el tiempo t .

3.2 Cuantificación del aporte a la suficiencia

3.2.1 Cuantificación basada en indicadores

3.2.1.1 Effective Load Carrying Capability (ELCC)

La literatura internacional muestra que se han definido distintos indicadores para cuantificar el aporte a la suficiencia que realiza una central. Utilizando el indicador ELCC, la suficiencia que aporta una central corresponde a la demanda adicional que se puede agregar al sistema, manteniendo el mismo nivel de suficiencia que tenía antes de que entrara en operación la central en evaluación.

El ELCC se calcula computando los LOLP para cada hora t del sistema. En una primera etapa se calcula el LOLE del sistema sin la central en evaluación:

$$LOLE = \sum_{t=1}^T LOLP_t = \sum_{t=1}^T Prob\{G_t < L_t\}$$

Al ingresar el generador al sistema se espera que disminuya la probabilidad de pérdida de carga al haber más capacidad instalada.

En una siguiente etapa se calcula el *LOLE* del sistema considerando al generador al cual se le quiere medir su aporte la suficiencia:

$$LOLE^L = \sum_{t=1}^T Prob\{G_t + G_t^g < L_t + \bar{L}\}$$

Donde G_t^g corresponde a la generación disponible del generador g en el tiempo t . A la demanda se le agrega una carga de valor $\bar{L}$, la cual se ajusta iterativamente hasta que el LOLE del sistema con el generador g es el mismo que el sistema base:

$$LOLE = LOLE^L$$

De esta forma el ELCC del generador g se define como el valor de $\bar{L}$ que logra la igualdad anterior.

3.2.1.1.1 Comentarios

Algunos comentarios relacionados con este indicador son los siguientes:

- La variabilidad interanual de la generación (ejemplo, generación eólica y solar) se incorpora explícitamente en el indicador.
- En un sistema sin capacidad de almacenamiento, se espera que $\bar{L}$ aumente en la medida que la generación ocurra en las horas de mayor probabilidad de pérdida de carga. Por el contrario, si la generación ocurre en las horas de menor probabilidad de pérdida de carga, el valor de $\bar{L}$ debería ser más bajo.
- La contribución a la suficiencia se interpreta como el aporte marginal que realiza una central a la suficiencia de un sistema.

3.2.1.2 Equivalent Conventional Power (ECP) o Equivalent Conventional Capacity (ECC)

Otra forma de medir la suficiencia que aporta una central es mediante el indicador ECP. El ECP o ECC de un generador g se define como la capacidad de una unidad de referencia que puede reemplazar g manteniendo el mismo LOLE. Se supone que la unidad de referencia tiene una tasa esperada de falla mayor a 0.

Para el cálculo del ECP o ECC se calcula el LOLE cuando el generador g entra al sistema:

$$LOLE^g = \sum_{t=1}^T Prob\{G_t + G_t^g < L_t\}$$

En una siguiente etapa se calcula el LOLE agregando al sistema un generador de referencia (es decir, sin el generador g):

$$LOLE^B = \sum_{t=1}^T Prob\{G_t + B_t < L_t\}$$

Donde B_t corresponde a la generación disponible de la unidad de referencia. La capacidad nominal de la unidad de referencia es ajustada de forma iterativa hasta que el LOLE del sistema con la unidad de referencia es el mismo del sistema con la unidad g :

$$LOLE^g = LOLE^B$$

De esta forma el EPC del generador g se define como la capacidad nominal de la unidad de referencia que logra la igualdad anterior.

3.2.1.3 Equivalent Firm Capacity (EFC)

El EFP de un generador se calcula siguiendo los mismos pasos para el cálculo del ECP, con la diferencia que en este caso la unidad de referencia utilizada para calcular $LOLE^B$ se supone que es perfectamente confiable (es decir que tasa esperada de falla es igual a 0).

3.2.1.4 Equivalent Generation Capacity Substituted (EGCS)

Dado que las unidades de almacenamiento (EES) o respuesta de demanda (DR) tienen la capacidad de reducir la demanda máxima del sistema, ciertas fuentes de generación, como centrales de punta, podrían ser reemplazadas, manteniéndose el mismo nivel de seguridad en el sistema.

Por lo tanto, la idea de este indicador es cuantificar el pago por potencia de suficiencia para EES y DR, mediante la cuantificación del reemplazo de unidades de generación existentes. Así el EGCS se calcula de la siguiente forma:

Dado un sistema con U unidades, estas se ordenan de 1 a U en orden descendente respecto a sus costos variables de operación. Entonces se agrega a la operación del

sistema el EES y/o DR. Posteriormente las unidades más costosas son reemplazadas iterativamente de una en una (sacadas de operación), donde se simula una Secuencia de Montecarlo para calcular la energía no suministrada esperada, EENS (*Expected Energy Not Supplied* en inglés). Una vez que el total de la capacidad reemplazada conlleva a una EENS que es mayor o igual que el EENS original del sistema, el reemplazo de generación se detiene. De este modo el EGCS representa la cantidad de generación convencional que puede ser reemplazada mediante la incorporación de EES o DR sin que se comprometa el nivel de seguridad original del sistema.

3.2.2 Cuantificación del aporte a la suficiencia basada en modelos de optimización

El aporte a la suficiencia se puede medir utilizando modelos de optimización. El objetivo de estos modelos es obtener el plan de expansión que minimiza el costo de inversión y de operación para un horizonte de evaluación. Particularmente esta idea es desarrollada para establecer el aporte a la suficiencia de centrales con generación variable.

Los pasos para estimar el aporte a la suficiencia son los siguientes:

1. Se resuelve el modelo de optimización sin generación renovable variable (u otra tecnología a la cual se le quiere medir el aporte a la suficiencia). Como resultado se obtiene la potencia instalada de generación convencional que minimiza el costo de inversión, COMA y costo variable.
2. Se resuelve modelo de optimización forzando la entrada de la tecnología de generación renovable variable en evaluación (Ejemplo: 300 MW de generación solar). Como resultado se espera una disminución la potencia instalada con tecnologías convencionales.
3. El aporte a la suficiencia de la central con generación renovable se estima como la variación de la potencia instalada convencional con respecto a la potencia instalada en el paso 1.

En (Munoz & Mills, 2015) se definen 2 tipos de modelos de optimización para evaluar el aporte a la suficiencia de una central: modelo determinístico y modelo de probabilístico. Estos modelos se describen a continuación.

3.2.2.1 Modelo probabilístico

Para investigar la decisión de expansión se usa un modelo probabilístico de referencia que considera las salidas forzadas en unidades de generación convencional y la variabilidad de la demanda y generación fotovoltaica. El modelo minimiza la siguiente función objetivo:

$$\min \left\{ \sum_{g \in G} CC_g x_g + \sum_{s \in S(X)} P_s(X) \sum_{g \in G} MC_g y_{ghs} \right\}$$

Sujeto a:

$$\sum_{g \in G} y_{ghs} + u_{hs} = ND_h \quad \forall h \in H, s \in S(x)$$

$$y_{ghs} \leq AV_{ghs}(X) \times x_g \quad \forall g \in G, h \in H, s \in S(x)$$

$$\sum_{s \in S(X)} P_s(X) \sum_{h \in H} u_{hs} \leq EUE \sum_{h \in H} D_h$$

$$y_{ghs}, u_{hs} \geq 0 \quad \forall g \in G, h \in H, s \in S(X)$$

Los índices g , h y s pertenecen al conjunto de todos los generadores G , todas las horas H y a los distintos escenarios $S(X)$. Los escenarios quedan determinados por las distintas combinaciones de salidas forzadas de las centrales (de manera similar a como se calcula la potencia de suficiencia preliminar en la normativa nacional). Por otra parte, CC_g , MC_g y $P_s(X)$ corresponden a la anualidad del costo de inversión del generador (\$/MW-año), al costo marginal del generador (\$/MWh) y a la probabilidad que ocurra cada escenario. Las variables x_g , y_{ghs} y u_{hs} corresponden a la capacidad instalada (MW), generación (MWh) y energía no suministrada (MWh), respectivamente. ND_h corresponde a la demanda neta (demanda total menos generación solar y eólica), $AV_{ghs}(X)$ es disponibilidad de generación definida por la tasa de salida forzada (variable binaria igual a 1 si la unidad está en operación en el escenario s , 0 en caso contrario), CAP_g es la capacidad nominal de la central y EUE representa el porcentaje máximo de energía no suministrada con respecto a la energía total demanda. La constante EUE se puede interpretar como el estándar de suficiencia con que se espera que opere el sistema. Por tanto, el modelo busca obtener el plan de expansión que minimiza el costo total manteniendo un estándar de suficiencia determinado por la constante EUE .

3.2.2.2 Modelo determinístico

Resolver el modelo de optimización probabilístico puede resultar complejo ya que se deben enumerar todos los escenarios que resultan de las combinaciones de las salidas forzadas de las unidades de generación. Por esto se desarrolla un modelo determinístico como aproximación, donde se hace cumplir el requerimiento de suficiencia a través de un margen de reserva y una disminución de las capacidades convencionales de generación basado en sus tasas de salida forzada. La formulación se muestra a continuación:

$$\min \left\{ \sum_{g \in G} C C_g x_g + \sum_{g \in G} M C_g y_{gh} \right\}$$

Sujeto a:

$$\sum_{g \in G} y_{ghs} = N D_h \quad \forall h \in H$$

$$y_{ghs} \leq (1 - FOR_g) CAP_g x_g \quad \forall g \in G, h \in H$$

$$\sum_{g \in G} CAP_g x_g + CPV \geq (1 + RM) D_{h^*}$$

$$x_g \in \{0,1\} \quad \forall g \in G$$

$$y_{ghs} \geq 0 \quad \forall g \in G, h \in H$$

Donde FOR_g , RM y D_{h^*} corresponden a la tasa de salida forzada del generador, el margen de reserva (MW) y la demanda máxima (MW) del sistema. CPV corresponde la potencia de suficiencia de la central con generación renovable (MW) que se desea evaluar. Este valor se calcula de manera exógena utilizando algún criterio definido normativamente.

Este modelo es prácticamente equivalente al modelo utilizando en la teoría *peak of price* que se mostrará más adelante en este informe.

3.2.3 Análisis

A continuación se presenta una tabla comparativa de las metodologías identificadas y su comparación con la metodología chilena actual para cuantificar el aporte a la suficiencia de centrales ERNC.

Tabla 4: Comparación.

Atributo	Indicadores ELCC, ECP y aproximaciones.	Metodología DS62
Tratamiento de incertidumbre de insumo principal.	Los indicadores por ELCC, ECP, etc. incorporan (por construcción) la variabilidad inter-anual. No se ha reportado la utilización de escenarios climáticos adversos. La variabilidad interanual se aborda considerando horizontes de evaluación más amplios y promedios.	La “potencia inicial” queda definida por escenarios climáticos adversos y por los factores de planta en las horas de demanda de punta.
Horas de demanda máxima	No es necesario definir “horas de punta” y “horas fuera de punta” ³ .	La demanda de punta queda definida por el promedio de las 52 horas de demanda máxima. Para el cálculo de la potencia inicial, las centrales solares y eólicas son las únicas que dependen de la definición de estas horas.
Análisis probabilístico.	No es necesario definir una “Potencia Inicial” para el análisis probabilístico (los indicadores por construcción incorporan esta variabilidad). Todas las centrales	En el análisis probabilístico se utiliza la potencia inicial. Si la central tiene potencia inicial igual a cero no aporta suficiencia al sistema.

³ En los métodos aproximados se utiliza un subconjunto de horas.

	aportan potencia de suficiencia en mayor o menor medida ⁴ .	La metodología nacional define la potencia suficiencia como el aporte esperado dado un nivel de suficiencia del sistema $PS_i = E(P_i / \sum_i P_i > D)$. Donde P_i es la potencia inicial de la central y D es la demanda del sistema.
Tratamiento de sobreinstalación.	Para sistemas con sobreinstalación de capacidad, el aporte marginal que realiza una central a la suficiencia podría ser nulo. Cuando esto ocurre, se suele ajustar la demanda del sistema hasta el que la suficiencia del sistema alcance un valor de referencia (Ejemplo, LOLE igual a 3 horas). Una vez realizado este ajuste se procede a calcular el aporte a la suficiencia mediante los indicadores.	La suma de las potencia de suficiencias de las centrales es igual a la demanda máxima. En caso de existir sobreestimación se prorratea de acuerdo a las potencias de suficiencias preliminares. $PS = P_i \times D / \sum_i P_i$.
Estándar de suficiencia	Generalmente estos indicadores se han aplicado suponiendo que existe un estándar de suficiencia que define la capacidad máxima instalada en el sistema. Las empresas están obligadas a cumplir este estándar.	No existe estándar de suficiencia. Por tanto, no hay garantías de que haya suficiente potencia para satisfacer la demanda.

⁴ Siempre va existir un escenario definido por la combinación de estados de las centrales (operación/fuera de servicio) en que la central está en operación.

3.3 Resumen de referencias bibliográficas

Se identificaron más de 20 trabajos relacionados con la estimación de pagos por suficiencia a centrales de energías renovables no convencionales, con énfasis en el tratamiento de la variabilidad de generación en el reconocimiento del pago por suficiencia. De estos, se seleccionaron 11 trabajos que el consultor estimó que eran más representativos. Los conceptos utilizados en la literatura internacional para medir el aporte a la suficiencia de una central son “capacity value” o “capacity credit”. La lista de trabajos académicos seleccionados es la siguiente:

- [1] Bernhard Hasche, Andrew Keane and Mark O'Malley, “**Capacity Value** of Wind Power: Calculation and Data Requirements” in IEEE Transactions on Power Systems, 14-Aug-2009.
- [2] C. D'Annunzio and S. Santoso, "Noniterative Method to Approximate the Effective Load Carrying Capability of a Wind Plant", in *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 23, no. 2, pp. 544-550, June 2008.
- [3] Andrew Keane, Michael Milligan, Chris J. Dent, Bernhard Hasche, Claudine D'Annunzio, Ken Dragoon, Hannele Holttinen, Nader Samaan, Lennart Söder and Mark O'Malley, “**Capacity Value** of Wind Power”, in Task Force on the Capacity Value of Wind Power, IEEE Power and Energy Society, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 26, No. 2, May 2011
- [4] Michael Milligan, Kevin Porter, The **Capacity Value** of Wind in the United States: Methods and Implementation, The Electricity Journal, Volume 19, Issue 2, March 2006, Pages 91-99, ISSN 1040-6190.
- [5] Seyed Hossein Madaeni, Ramteen Sioshansi and Paul Denholm, “Comparing **Capacity Value** Estimation Techniques for Photovoltaic Solar Power”, IEEE Journal of Photovoltaics Year: 2013, Volume: 3, Issue: 1
- [6] F. D. Munoz and A. D. Mills, "Endogenous Assessment of the **Capacity Value** of Solar PV in Generation Investment Planning Studies," in IEEE Transactions on Sustainable Energy, vol. 6, no. 4, pp. 1574-1585, Oct. 2015.
- [7] Ramteen Sioshansi, Seyed Hossein Madaeni and Paul Denholm, “A Dynamic Programming Approach to Estimate the **Capacity Value** of Energy Storage”, IEEE Transactions on Power Systems, Year: 2014, Volume: 29, Issue: 1
- [8] S. H. Madaeni, R. Sioshansi and P. Denholm, "Estimating the **Capacity Value** of Concentrating Solar Power Plants: A Case Study of the Southwestern United States," in IEEE Transactions on Power Systems, vol. 27, no. 2, pp. 1116-1124, May 2012.

- [9] Ramteen Sioshansi, Seyed Hossein Madaeni and Paul Denholm, "A Dynamic Programming Approach to Estimate the **Capacity Value** of Energy Storage", IEEE Transactions on Power Systems, Year: 2014, Volume: 29, Issue: 1
- [10] Y. Zhou, P. Mancarella and J. Mutale, "Framework for **capacity credit** assessment of electrical energy storage and demand response," in *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 10, no. 9, pp. 2267-2276, 6 9 2016.
- [11] C. J. Dent, A. Keane and J. W. Bialek, "Simplified methods for renewable generation **capacity credit** calculation: A critical review," *IEEE PES General Meeting*, Minneapolis, MN, 2010, pp. 1-8.

3.3.1 Energía eólica

En (Hasche, Keane, & O'Malley, 2009) se analiza la cantidad mínima de información necesaria para hacer estudios de confiabilidad. El aporte de potencia de suficiencia de la generación eólica se calcula considerando distintas resoluciones temporales de los datos de generación y demanda (15 min, 30 min, 1 hr, 2 hr, etc.) y se determina cual debería ser la resolución temporal mínima. También la potencia de suficiencia se calcula para distintos horizontes de tiempo (1 año a 10 años) y se muestra como el pago por capacidad depende del año seleccionado, esto debido principalmente a las variaciones interanual de la generación eólica. La metodología utilizada para calcular el aporte a la suficiencia de la generación eólica se compara con el valor obtenido utilizando el factor de planta de las centrales y se estima las diferencias. Finalmente, se analiza como el aporte en suficiencia, expresado como porcentaje de la capacidad instalada, varía en función de la capacidad instalada. Los resultados de la metodología aplicada en Irlanda muestra que la potencia de suficiencia para la generación eólica puede variar entre un 35% a 10% de la capacidad instalada.

Por otra parte, en (D'Annunzio & Santoso, 2008) se plantea que el indicador ELCC (effective load carrying capability en inglés) es una metodología bien aceptada para el cálculo del valor de potencia de suficiencia de centrales eólicas. No obstante, su cálculo implica una alta carga computacional. Para reducir esta carga computacional se desarrolla una metodología de aproximación del indicador ELCC. Asimismo, debido a que la generación eólica no se puede representar solo por los encendidos o apagados, se propone una metodología para representar su variabilidad de generación mediante distintos estados, donde cada estado está caracterizado con un nivel de generación y una probabilidad de ocurrencia asociada a ese nivel de generación. La metodología se aplica para estimar la potencia de suficiencia de dos centrales eólicas. Se observa que el método aproxima con bastante precisión el ELCC con error es de un 1.4% y 2.5%. Además, este

método es comparado con el método de factor de planta, donde se observa que a medida que es mayor la penetración eólica (20% de la capacidad instalada total), la diferencia puede superar un 60% al valor que se obtiene utilizando el factor de planta, por lo que se concluye que este último indicador podría ser inadecuado para altos niveles de penetración eólica.

Además, en (Keane et al., 2011) se hace una revisión de distintas metodologías para calcular el aporte de suficiencia de la generación eólica. Las metodologías revisadas son las siguientes (i) Metodología basada en el cálculo del indicador ELCC (effective load carrying capability) (ii) Método basado en aproximación de Garver, el que corresponde a una aproximación gráfica del ELCC; (iii) Representación unitaria multi-estado, donde la central eólica es modelada en un estado de salida de capacidad parcial con una cierta probabilidad (típicamente construido con un histograma de la generación eólica para un período determinado); (iv) Cálculos anuales considerando las horas de máxima demanda, donde se calcula el LOLP en el periodo de máxima demanda; (vi) Factores de planta en periodos de hora punta, que corresponde al promedio de generación eólica en varios períodos de demanda de punta durante un año; (vii) Método del Z-Estadístico.

Finalmente en (Milligan & Porter, 2006) se realiza una revisión de las distintas metodologías para estimar la potencia de suficiencia de centrales con generación eólicas en los distintos sistemas eléctricos de Estados Unidos. Se hace un análisis crítico del error que se puede cometer al estimar el pago por suficiencia a través de la estimación de los factores en las horas de mayor riesgo de pérdida de carga del sistema. Otro aspecto interesante de este trabajo es que se realiza un análisis crítico de aquellas metodologías que utilizan un determinado percentil de generación o probabilidad de excedencia (ejemplo, 95%) como proxy de la potencia de suficiencia (ver por ejemplo metodologías de R. Dominica, Panamá, Perú). Se muestra que centrales con altas tasa de indisponibilidad también pueden aportar a la suficiencia del sistema.

3.3.2 Energía solar

En (S. Madaeni, Sioshansi, & Denholm, 2013) se estima el aporte en potencia de suficiencia para centrales fotovoltaicas. Se comparan distintas métricas para calcular pagos por potencia. Entre estas destacan los métodos estándar basados en la confiabilidad: (i) ELCC (effective load-carrying capability), (ii) ECP (equivalent conventional power), (iii) EFP (equivalent firm power). Estas metodologías son comparadas con distintos métodos aproximados, los que reducen la carga computacional ya sea

aproximando la fórmula matemática del indicador o enfocándose en un número reducido de horas en las cuales el sistema enfrenta un mayor riesgo de no servir demanda. Estos corresponden a: (i) Aproximación basada en factor de planta, el cual aproxima el valor de la potencia de suficiencia como su factor de planta en periodos de máxima probabilidad de pérdida de carga; (ii) Método basado en aproximación de Garver, el que corresponde a una aproximación gráfica del ELCC; (iii) Aproximación del ELCC para generación multi-estado, el cual es un método generalizado de la aproximación de Garver cuyo foco de uso está más bien en la generación eólica; y el (iv) Método Z. La metodología se utiliza considerando datos de demanda y perfiles de generación de 1998 hasta 2005.

Por otra parte, en (Munoz & Mills, 2015) se propone una metodología para evaluar el aporte de potencia de suficiencia de plantas solares fotovoltaicas, aunque la metodología propuesta también se puede utilizar para analizar el aporte a la suficiencia de centrales eólicas. Se comparan los resultados de un modelo de optimización determinístico con un modelo optimización probabilístico que considera la variabilidad de la generación eólica y solar. El modelo determinístico corresponde al clásico modelo utilizado para justificar el pago por potencia y pago por energía a costo marginal. El aporte de potencia de suficiencia se define como la variación de la potencia instalada de las centrales convencionales obtenida de ambos modelos de optimización. Asimismo, en este trabajo se realiza una revisión bibliográfica de otras metodologías para cuantificar el aporte de suficiencia tales como el índice de riesgo ELCC (effective load carrying capability), ECP (equivalente conventional power) o EFP (equivalent firm power).

3.3.3 Plantas de concentración solar (CSP)

En (S. H. Madaeni, Sioshansi, & Denholm, 2012) se utiliza el método del ECP (equivalent conventional power) para calcular el valor de la potencia de suficiencia para centrales CSP sin capacidad de almacenamiento termal. Este indicador se determina calculando el valor de pérdida esperada de carga del sistema (LOLE) donde se adiciona la central en estudio (una planta CSP en este caso). La potencia de suficiencia de la central CSP es igual a la potencia de una central de referencia (por ejemplo, una central a gas) que iguala al valor del LOLE calculado anteriormente. Este indicador es calculado en un período que va del año 1998 al 2005 y se muestra que el valor por capacidad varía en cada año de estudio. Se realiza un análisis de sensibilidad de la resolución temporal de los datos. Con una resolución de 1 minuto se observa que no hay grandes diferencias versus la resolución horaria, concluyendo que la resolución horaria es suficiente para el cálculo del ECP de CSP, a diferencia de otras tecnologías. También en este trabajo se hace una comparación del

ECP con otra metodología de cálculo de la potencia de suficiencia como la aproximación basada en el factor de planta en horas punta. En esta se concluye que utilizar las 10 horas de mayor demanda entrega una aproximación con un menor error que utilizar las 100 horas de mayor demanda, demostrando que el valor por capacidad depende de la correlación entre la demanda y la generación CSP. Finalmente se destaca que centrales CSP utilizadas en este estudio entregan como resultado una potencia de suficiencia entre un 45% a un 95%, cifras que dependen fuertemente de la ubicación y la configuración de la central CSP.

3.3.4 Sistemas de almacenamiento

En (Sioshansi, Madaeni, & Denholm, 2014) se presenta un método para calcular el pago por capacidad para baterías. Los resultados de este estudio muestran que una batería con capacidad de descarga de 1 a 10 horas debiese tener pagos por potencia de suficiencia que van desde el 40% al 100% de su capacidad nominal. Además se demuestra que puede haber considerable variabilidad interanual, de hasta un 40%, en los pagos por capacidad para esta tecnología.

En (Yutian, Pierluigi, & Joseph, 2016) se analiza el aporte de medios de almacenamiento y respuesta en demanda (EES y DR, por sus acrónimos en inglés). La metodología utilizada corresponde a la utilización de las métricas clásicas de pagos por suficiencia: Effective Load Carrying Capability (ELCC); Equivalent Firm Capacity (EFC); y Equivalent Conventional Capacity (ECC). Pero además se define una nueva métrica, denominada Equivalent Generation Capacity Substituted (EGCS), dado que las métricas clásicas no fueron diseñadas para reducir la demanda máxima del sistema. Esta métrica consiste en ordenar todas las unidades con respecto a su costo variable de forma descendente. Luego en el sistema con ESE/DR las unidades son iterativamente reemplazadas una por una comenzando por la más cara y se calcula un SMSC (Simulación de Monte Carlo) con el fin de cuantificar el EENS (el que representa el nivel de confiabilidad). Una vez que la capacidad total reemplazada resulta en un EENS que es igual o mayor que el EENS del sistema original, la sustitución de generación debe detenerse. Así, esta nueva métrica define la capacidad de generación convencional que podría ser desmantelada mediante el despliegue de EES y DR sin comprometer el nivel original de seguridad del sistema. Como resultados se tiene que el EES contribuye a la reducción de la demanda máxima desplazando las horas de máximo a las de menor consumo. Donde se observa que para que el EES tenga un mayor pago por potencia de suficiencia debe aumentar su capacidad de almacenamiento (energía) y/o su capacidad de generación (potencia). Además, se

observa que el mejorar su eficiencia no es una medida efectiva para aumentar su pago por potencia de suficiencia. Además, se observa que el DR decrece a medida que se aumenta el nivel de payback (que corresponde a la demanda energética cortada los períodos de máxima demanda que debe ser entregada en otros instantes de demanda fuera de punta) y las exigencias sobre este mismo (por ejemplo, que la energía cortada en el máximo de demanda deba ser suministrada por completitud a la hora siguiente).

3.3.5 Otros

En (Dent, Keane, & Bialek, 2010) se presenta una revisión crítica de enfoques simplificados de cálculos de potencia de suficiencia, destacando que son dos las principales razones de su utilización: (i) son más transparentes en el sentido que pueden entregar una visión más clara acerca de cuáles son los factores que gatillan los resultados; y (ii) son menos costosos computacionalmente. Todos estos métodos son comparados con el ELCC (effective load carrying capability) argumentando que es el mejor indicador respecto a la medida de riesgo en la seguridad del sistema dado que es más detallado, se basa en series temporales, utiliza menos parámetros para su cálculo y la demanda varía naturalmente en la simulación.

3.3.6 Resumen de artículos académicos

Tabla 5: Resumen de artículos académicos

Documento	Tecnología	Metodología usada para estimar aporte a la suficiencia	Tratamiento de variabilidad horaria	Tratamiento variabilidad interanual	Caso aplicado
Bernhard Hasche, Andrew Keane and Mark O'Malley, "Capacity Value of Wind Power: Calculation and Data Requirements" in IEEE Transactions on Power Systems, 14-Aug-2009.	Eólica	El aporte a la suficiencia se determina utilizando el indicador ELCC. El valor LOLE de referencia es de 0,1 día/año.	El indicador ELCC incorpora intrínsecamente la variabilidad ya que se calcula a partir de la probabilidad de pérdida de carga horaria.	El ELCC se calcula para distintos horizontes de años históricos (1, 2, 3,...).	Irlanda.
C. D'Annunzio and S. Santoso, "Noniterative Method to Approximate the Effective Load Carrying Capability of a Wind Plant", in IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 23, no. 2, pp. 544-550, June 2008.	Eólica	El aporte a la suficiencia se determina utilizando el indicador ELCC. Además este indicador es comparado con el Método de Garver.	El indicador ELCC incorpora intrínsecamente la variabilidad ya que se calcula a partir de la probabilidad de pérdida de carga horaria.	El ELCC se calcula para un horizonte de 1 año.	Modelo de test construido por el autor.
Andrew Keane, Michael Milligan, Chris J. Dent, Bernhard Hasche, Claudine D'Annunzio, Ken Dragoon, Hannele Holttinen, Nader Samaan, Lennart Söder and Mark O'Malley, "Capacity Value of Wind Power", in Task Force on the Capacity Value of Wind Power, IEEE Power and Energy Society, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 26, No. 2, May 2011	Eólica	El aporte a la suficiencia se determina utilizando el indicador ELCC. Además este indicador es comparado con varios métodos aproximados: Método de Garver, Representación unitaria multi-estado, cálculos anuales considerando las horas de máxima demanda basados en LOLP, factores de planta en periodos de hora punta y Método del Z-Estadístico.	El indicador ELCC incorpora intrínsecamente la variabilidad ya que se calcula a partir de la probabilidad de pérdida de carga horaria.	El ELCC se calcula para distintos horizontes de años históricos (1, 2, 3,...) en base a la información disponible.	Gran Bretaña, Irlanda, New York y Minnesota.

Documento	Tecnología	Metodología usada para estimar aporte a la suficiencia	Tratamiento de variabilidad horaria	Tratamiento variabilidad interanual	Caso aplicado
Michael Milligan, Kevin Porter, "The Capacity Value of Wind in the United States: Methods and Implementation", The Electricity Journal, Volume 19, Issue 2, March 2006, Pages 91-99, ISSN 1040-6190.	Eólica	El aporte a la suficiencia se determina utilizando el indicador ELCC. Además este indicador es comparado métodos aproximados: un percentil de generación en horas de máximas demandas y reglas arbitrarias (como definirlo en un 20%).	El indicador ELCC incorpora intrínsecamente la variabilidad ya que se calcula a partir de la probabilidad de pérdida de carga horaria. Los otros métodos sólo consideran ciertas horas de operación.	El ELCC se calcula para distintos horizontes de años históricos (1, 2, 3,..., 10) en base a la información disponible.	Estos métodos se aplican en una variedad de sistemas.
Seyed Hossein Madaeni, Ramteen Sioshansi and Paul Denholm, "Comparing Capacity Value Estimation Techniques for Photovoltaic Solar Power", IEEE Journal of Photovoltaics Year: 2013, Volume: 3, Issue: 1	Solar	El aporte a la suficiencia se determina utilizando los indicadores: ELCC, ECP y EFP. El valor LOLE de referencia es de 0,1 día/año. Además estos indicadores son comparados con los métodos aproximados: factores de planta en períodos de demanda máxima, Método de Garver y Método del Z-Estadístico.	Los indicadores ELCC, ECP y EFP incorporan intrínsecamente la variabilidad ya que se calculan a partir de la probabilidad de pérdida de carga horaria. Los otros métodos sólo consideran ciertas horas de operación.	Se modela cada año de forma independiente.	Varios sitios al oeste de Estados Unidos, todos dentro del Western Electricity Coordinating Council (WECC)
F. D. Munoz and A. D. Mills, "Endogenous Assessment of the Capacity Value of Solar PV in Generation Investment Planning Studies," in IEEE Transactions on Sustainable	Solar	El aporte a la suficiencia se determina utilizando modelos de expansión de la capacidad: Modelo probabilístico, determinístico y de corte virtual de demanda.	Los modelos de expansión incorporan intrínsecamente la variabilidad ya que consideran la demanda neta del sistema (demanda real menos generación variable)	Se utiliza la mayor cantidad de años disponibles (7 años) para resultados referenciales con el modelo probabilístico, el cual se	Modelo de test IEEE

Documento	Tecnología	Metodología usada para estimar aporte a la suficiencia	Tratamiento de variabilidad horaria	Tratamiento variabilidad interanual	Caso aplicado
Energy, vol. 6, no. 4, pp. 1574-1585, Oct. 2015.				compara con muestras con menos datos (conjunto de demandas máximas, por ejemplo).	
S. H. Madaeni, R. Sioshansi and P. Denholm, "Estimating the Capacity Value of Concentrating Solar Power Plants: A Case Study of the Southwestern United States," in IEEE Transactions on Power Systems, vol. 27, no. 2, pp. 1116-1124, May 2012.	CSP sin almacenamiento energético	El aporte a la suficiencia se determina utilizando el indicador ECP. El valor LOLE de referencia es de 0,1 día/año.	El indicador ECP incorpora intrínsecamente la variabilidad ya que se calcula a partir de la probabilidad de pérdida de carga horaria.	El ECP se calcula para distintos horizontes de años históricos (1, 2, 3,..., 8).	Suroeste de Estados Unidos (Arizona, Death Valley California, Imperial Valley California, Nevada y New Mexico)
Ramteen Sioshansi, Seyed Hossein Madaeni and Paul Denholm, "A Dynamic Programming Approach to Estimate the Capacity Value of Energy Storage", IEEE Transactions on Power Systems, Year: 2014, Volume: 29, Issue: 1	Almacenamiento	El aporte a la suficiencia se determina utilizando el indicador ELCC y ECP. El valor LOLE de referencia es de 0,1 día/año.	Los indicadores ELCC y ECP incorporan intrínsecamente la variabilidad ya que se calculan a partir de la probabilidad de pérdida de carga horaria.	Se modela cada año de forma independiente (8 años, en este caso).	Pacific Gas and Electric (PG&E), Southern California Edison (SCE), NV Energy (NE), Public Service Company of New Mexico (PNM), and FirstEnergy (FE)

Documento	Tecnología	Metodología usada para estimar aporte a la suficiencia	Tratamiento de variabilidad horaria	Tratamiento variabilidad interanual	Caso aplicado
Y. Zhou, P. Mancarella and J. Mutale, "Framework for capacity credit assessment of electrical energy storage and demand response," in IET Generation, Transmission & Distribution, vol. 10, no. 9, pp. 2267-2276, 6 9 2016.	Almacenamiento	El aporte a la suficiencia se determina utilizando los indicadores: ELCC, ECP, EFP y el EGCS (Equivalent Generation Capacity Substituted).	Los indicadores ELCC, ECP y EFP incorporan intrínsecamente la variabilidad ya que se calculan a partir de la probabilidad de pérdida de carga horaria. El indicador EGCS incorpora intrínsecamente la variabilidad ya que se calcula a partir de la energía no servida esperada.	No se considera, ya que el estudio se centra en el día con el máximo de demanda anual.	Diferentes casos de estudio, basados en sistemas de test de confiabilidad.
C.J. Dent, A. Keane, and J.W. Bialek, "Simplified Methods for Renewable Generation Capacity Credit Calculation: A Critical Review", IEEE PES General Meeting, 2010, 8	Otros: Eólica y Mareomotriz	El aporte a la suficiencia se determina utilizando el indicador ELCC. Además este indicador es comparado con los métodos aproximados: Enfoques basados en demanda máxima anual, Método de Garver y Método del Z-Estadístico	El indicador ELCC incorpora intrínsecamente la variabilidad ya que se calcula a partir de la probabilidad de desprendimiento de carga horaria. Los otros métodos sólo consideran ciertas horas de operación.	Sin información.	Gran Bretaña

4 Revisión experiencias internacionales

4.1 Introducción

En esta sección se hace una revisión de experiencias internacionales asociadas al pago por potencia de suficiencia a centrales con generación variable.

Para seleccionar los países se ha tenido en cuenta aquellos países que tienen condiciones de mercado similares a las observadas en Chile y/o aquellos países que han avanzado en la definición del pago por suficiencia con energías renovables variables. Los países que han implementado mercados eléctricos similares al chileno son principalmente países latinoamericanos.

Una de las primeras actividades realizadas por el consultor fue identificar aquellos países que tienen algún tipo de mecanismo de pago por potencia. La propuesta técnica del consultor consideraba la revisión de las metodologías utilizadas para el pago por potencia de suficiencia para al menos 5 países de referencia. Entre los países identificados se encuentran Perú, Uruguay, Colombia, Brasil, Panamá, República Dominicana, España, Irlanda, Italia, Reino Unido, Francia y los distintos sistemas de Estados Unidos: PJM, CAISO (California Independent System Operator), MISO (Midcontinent Independent System Operator), New York ISO, etc.

En Perú si bien existe un mecanismo de pago por potencia firme, la normativa actual establece que centrales renovables que utilizan tecnología eólica, solar o mareomotriz, la “potencia firme” es igual a cero. No obstante lo anterior, existe un mecanismo de tarificación complementario⁵. Una situación similar ocurre en República Dominicana, la reglamentación actual establece que las centrales no gestionables tendrán una “potencia firme” nula. En Panamá la reglamentación actual establece que la “potencia firme de largo plazo” de una central eólica se define como aquella potencia que puede entregar con una probabilidad de excedencia de 95%. Para su cálculo se consideran las horas de punta que van de 9 de la mañana a 5 de la tarde, exceptuando sábados, domingos y días feriados. En Colombia se define la “Energía Firme para el cargo por confiabilidad” (ENFICC). La normativa actual establece que la ENFICC diaria para centrales eólicas y solares varía entre 100% y 95% de su probabilidad de excedencia de generación. En la literatura internacional se reconoce que los sistemas que más han estudiado el aporte a la

⁵ El Estado Peruano promueve a través de subastas, la inversión para la generación de electricidad con fuentes de energía renovables no convencionales, denominado “Recursos Energéticos Renovables - RER”.

suficiencia de las centrales eólicas y solares son los distintos sistemas eléctricos de Estados Unidos. El sistema PJM estima la potencia de suficiencia de las centrales eólicas y solares promediando los factores de planta durante las horas de punta de los meses de verano. En el CAISO se calcula la probabilidad de excedencia de generación equivalente a 75% para estimar el aporte a la suficiencia de las centrales eólicas y solares. El cálculo se realiza para las horas de demanda de punta de cada mes. En el Midcontinent Independent System Operator (MISO) se utiliza el indicador ELCC (Effective Load Carrying Capability) para el cálculo de la potencia de suficiencia. Otros sistemas de Estados Unidos también han implementado sistemas de pago por capacidad, sin embargo, las metodologías utilizadas son similares a la descrita en los 3 sistemas anteriores. En Europa se puede destacar la experiencia de Irlanda. Desde la implementación de los pagos por capacidad (año 2007) se ha calculado los “Wind Capacit Credit” a partir de los datos de generación real en las horas de punta del sistema.

Otras metodologías de países que se han revisado pero que se han descartado son las experiencias de Uruguay, España y Reino Unido. En Uruguay existe un mecanismo de pago por potencia firme, sin embargo, recientemente se está discutiendo modificaciones al Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica para incorporar metodologías para estimar el pago por potencia firme a centrales ERNC. En el Reino Unido se realizan subastas de capacidad, sin embargo, no pueden participar centrales que reciben actualmente feed-in-tariff (este mecanismo cubriría los costos de inversión y operación). En los resultados de la última subasta no se observa que centrales eólicas y solares se hayan adjudicado. En España, también hay mecanismos de pago por capacidad, sin embargo, no recibirían pago por capacidad las centrales con generación variable.

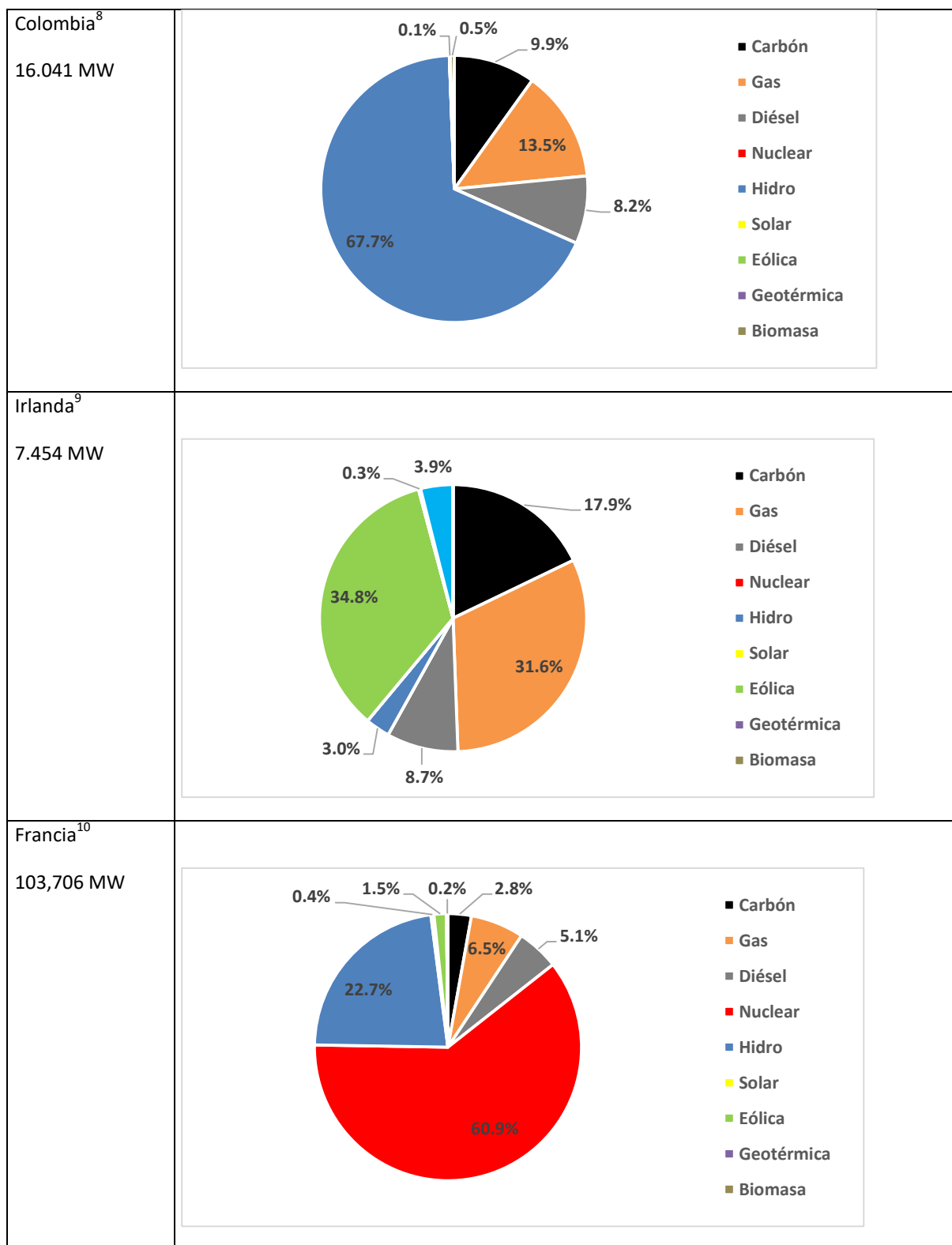
A partir de los antecedentes presentados por el consultor, los países seleccionados en común con la contraparte técnica para un análisis más detallado son los siguientes: Perú, Panamá, Colombia, Sistema CAISO (California Independent System Operator), PJM y MISO de Estados Unidos, Irlanda y Francia. Las metodologías utilizadas por algunos de estos países se basan principalmente en los indicadores de suficiencia revisados en la sección 3.2.

La siguiente tabla muestra la capacidad instalada de los países seleccionados.

Tabla 6: Capacidad instalada por tecnología para los sistemas analizados

País o Jurisdicción/ Potencia instalada total	Capacidad instalada MW
Perú ⁶ 11.141 MW	Legend: - Carbón - Gas - Diésel - Nuclear - Hidro - Solar - Eólica - Geotérmica - Biomasa - Bombeo - Mareomotriz
Panamá ⁷ 3.805 MW	Legend: - Carbón - Gas - Diésel - Nuclear - Hidro - Solar - Eólica

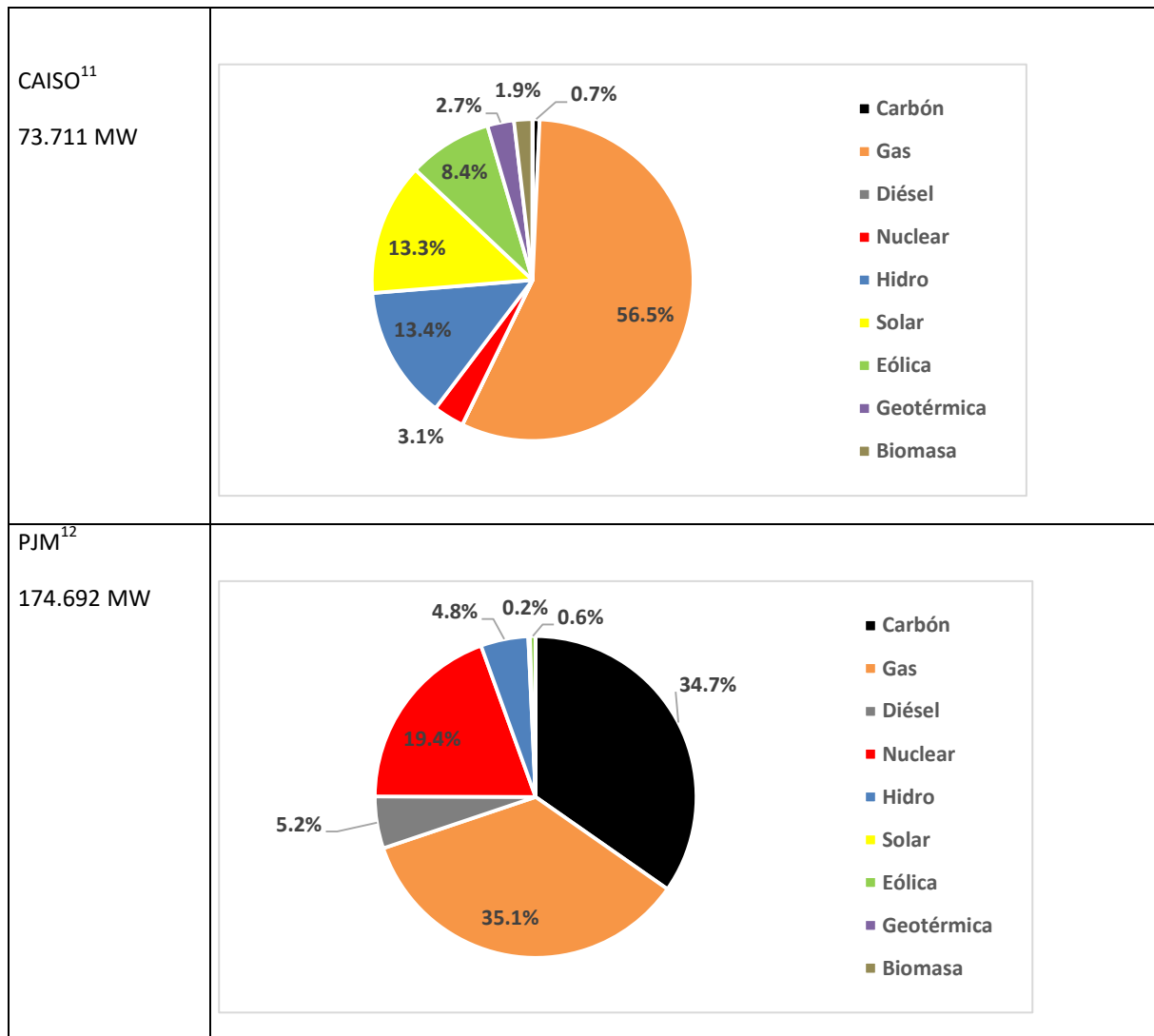
⁶ Estudio previo desarrollado por el Centro de Energía para el BID (estudio no público)⁷ Estudio previo desarrollado por el Centro de Energía para el BID (estudio no público)



⁸ Estudio previo desarrollado por el Centro de Energía para el BID (estudio no público)

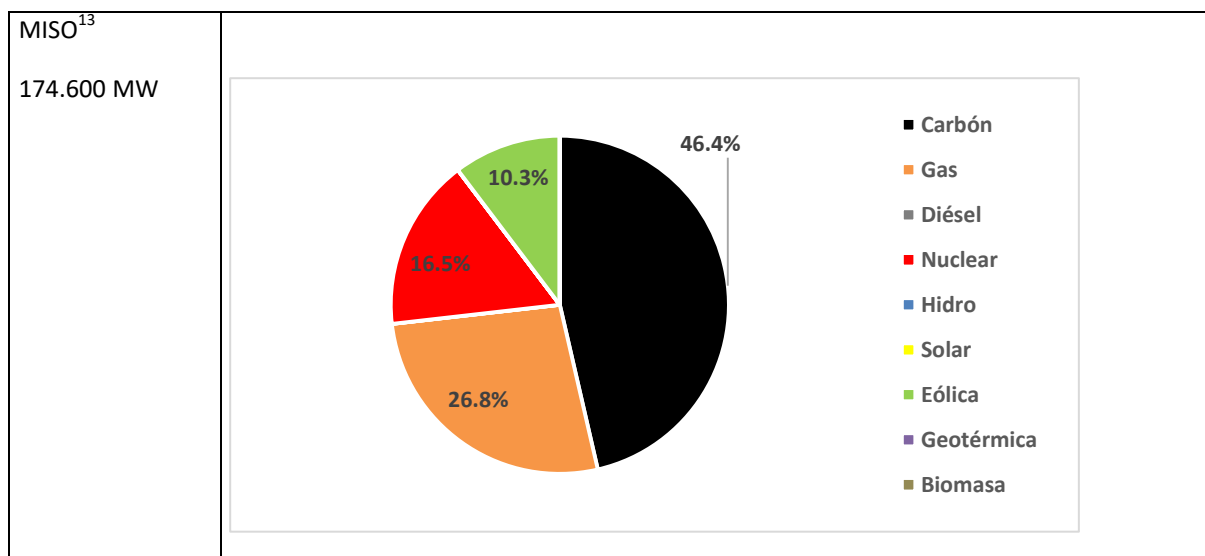
⁹ www.sem-o.com/Publications/General/Registered%20Capacity.xlsm

¹⁰ http://clients.rte-france.com/lang/fr/visiteurs/vie/prod/parc_reference.jsp



¹¹ <http://www.caiso.com/outlook/SystemStatus.html#Power%20Mix%20by%20Fuel%20Type>

¹² <http://www.pjm.com/~media/markets-ops/ops-analysis/capacity-by-fuel-type-2015.ashx>



En la siguiente sección se describen las metodologías utilizadas por los países seleccionados.

¹³<https://www.misoenergy.org/Library/Repository/Communication%20Material/Corporate/Corporate%20Fact%20Sheet.pdf>

4.2 Descripción de experiencias

Tabla 7: Descripción de experiencias internacionales

País	Descripción general	Metodología para estimar potencia de suficiencia de generación variable		
		Descripción general	Tratamiento de la variabilidad interanual	Horas aporte suficiencia
Perú	La potencia firme es la potencia que puede suministrar cada unidad generadora con alta seguridad de acuerdo a lo que defina el Reglamento (Osinermin, 2011). Por su parte, la energía firme es la máxima producción esperada de energía eléctrica, determinada para una probabilidad de excedencia. Ningún generador podrá contratar con Usuarios Libres y Distribuidores más potencia y energía firme que las propias y las que tenga contratadas con terceros (Osinermin, 2006). El ingreso por potencia de un generador es igual a la suma de su Ingreso Garantizado por Potencia Firme y su Ingreso Adicional por Potencia Generada (COES, 2015). El ingreso garantizado preliminar IPG_p por potencia firme es de una unidad es: $IPG_p = PPG \times PF$ Donde PF es la Potencia firme remunerable de la unidad y PPG es el Precio de potencia garantizado. El precio de potencia de garantizado es: $PPG = PP \times f_{IG}$ Donde PP es el Precio de potencia en bornes de generación, corresponderá al Precio de Potencia de Punta a Nivel de Generación (turbina a gas) y f_{IG} es el factor de ajuste al ingreso garantizado. La potencia firme máxima remunerable mensual entre todas las unidades es igual $D_{MAX} \times (1 + MR)$. Donde D_{MAX} es la demanda máxima del mes en la hora de punta y MR es el margen de reserva. El Margen de Reserva es fijado por el Ministerio de Energía y Minas (MINEM) cada 4 años. Para fijar el Margen de Reserva se consideran criterios de seguridad, confiabilidad y economía. El Ingreso Adicional por Potencia Generada ($IAPG$) de una central es igual $IAPG = \sum_t P_t \times PP_t$. Donde P_t es la potencia horaria despachada y PP_t es el precio horario de la potencia en la barra	Para las centrales hidroeléctricas se consideran los caudales afluentes para un año hidrológico con probabilidad de excedencia de 95%. La potencia firme de cada central se determina a partir del llenado de la curva de carga durante los 6 meses de menor afluente hidrológico. La Potencia Firme de una unidad hidráulica será igual al producto de la Potencia Garantizada por el factor de presencia. Para una central hidroeléctrica de pasada la potencia garantiza	La potencia firme de las centrales hidroeléctricas se evalúa para el año hidrológico con probabilidad de excedencia de 95%.	Para la potencia firme garantizada se evalúan los 6 meses de menor caudal afluente para el año hidrológico con probabilidad de excedencia de 95%. Se asume que la demanda máxima ocurre en esos meses. Para el ingreso adicional por potencia generada se consideran todas las horas del año.

País	Descripción general	Metodología para estimar potencia de suficiencia de generación variable		
		Descripción general	Tratamiento de la variabilidad interanual	Horas aporte suficiencia
	inyección. El precio horario de la potencia depende de la probabilidad de pérdida de carga de cada hora y del Ingreso Adicional por Potencia Generada disponible. El Ingreso Adicional por Potencia Generada es igual al monto mensual del Ingreso Disponible multiplicado por el factor de Incentivo al Despacho.	corresponde a la potencia media considerando la energía generada en el periodo de regulación de 6 meses (COES, 2012). La potencia firme es igual a cero para las tecnologías eólica, solar o mareomotriz (Osinermin, 2011). No obstante lo anterior, existe un mecanismo de financiamiento complementario¹⁴. La energía esperada es la producción esperada de energía eléctrica, determinada para		

¹⁴ El Estado Peruano promueve a través de subastas, la inversión para la generación de electricidad con fuentes de energía renovables no convencionales, denominado “Recursos Energéticos Renovables - RER”. Este marco normativo establece incentivos para la promoción de proyectos de generación, por ejemplo, tarifas estables a largo plazo (20 a 30 años) establecidas mediante subastas y la compra de toda la energía producida. Para el procedimiento de adjudicación, el Ministerio de Energía y Minas establece la cantidad de la energía requerida por cada tecnología a subastar. Una vez que los proyectos RER adjudicados estén operando, sus ingresos provendrán de la venta de la energía producida a los costos marginales del SEIN y en caso estos ingresos resulten menores que sus ingresos garantizados recibirán una compensación o prima mediante un proceso de liquidación de ingresos efectuado por Osinermin.

País	Descripción general	Metodología para estimar potencia de suficiencia de generación variable		
		Descripción general	Tratamiento de la variabilidad interanual	Horas aporte suficiencia
		una probabilidad de excedencia de noventa y cinco por ciento (95%) para las unidades de generación hidroeléctrica y de indisponibilidad, programada y fortuita, para las unidades de generación térmica.		
Panamá	La compra de potencia firme de largo plazo se realiza a través de Contratos y/o del Servicio auxiliar de Reserva de Largo plazo (Ente Regulador de los Servicios Públicos, n.d.). La potencia Firme de Largo Plazo es un atributo de una unidad generadora que mide la potencia que es capaz de garantizar en condiciones de máximo requerimiento, y que es función de sus características técnicas y operativas, el requisito de confiabilidad regulado, y el compromiso que asume el Participante Productor. El precio máximo de la potencia de cada día se calcula como el máximo entre los precios de la potencia en los Contratos de Suministro de Distribuidores y del Comprador Principal que se trasladan a tarifas. La ASEP podrá establecer como tope un precio representativo del costo fijo asociado a una tecnología de punta económicamente adaptada y adecuada. Las distribuidoras están obligadas a garantizar el suministro de los Clientes finales. Si la demanda máxima no es cubierta por la potencia firme de largo plazo contratada, el déficit deberá obtenido	La potencia firme de las centrales eólicas y solares corresponde a la potencia que pueden suministrar con una probabilidad de excedencia de 95%, basado en las curvas de duración horaria de las potencias. Para centrales de pasada, la potencia	En el caso de una central eólica y solar, la potencia firme de largo plazo se calcula utilizando un modelo de simulación que reproduce la operación de la misma en un periodo meteorológico de un mínimo de 20	Las horas pico del sistema que van de 9 de la mañana a 5 de la tarde, exceptuando sábados, domingos y días feriados (por confirmar)

País	Descripción general	Metodología para estimar potencia de suficiencia de generación variable		
		Descripción general	Tratamiento de la variabilidad interanual	Horas aporte suficiencia
	en el Servicio Auxiliar de Reserva de Largo Plazo. El Servicio Auxiliar de Reserva de Largo Plazo es una reserva compartida que tiene como objetivo cubrir la garantía de suministro de los clientes. Los Grandes Clientes que están conectados directamente al sistema de transmisión también están obligados a cubrir el déficit de potencia firme contratada a través del Servicio Auxiliar de Reserva de Largo Plazo. Los generadores que tienen excedentes de potencia firme pueden ofertar potencia como aporte al Servicio Auxiliar de Reserva de Largo Plazo. El precio de la potencia firme que se obtiene de este servicio corresponde al último precio ofertado de la oferta que cubre los requerimientos de reserva.	firme de largo plazo se estima sobre la base del caudal diario o mensual afluente captado, garantizado el 95% del tiempo de la curva de duración de caudales captados. Para las centrales de embalses y centrales en cascada la potencia firme de largo plazo se estima en función de la energía garantizada mensual con probabilidad de ocurrencia del 95% del tiempo, que puede ser colocada por la central en ocho (8) horas diarias durante todos y cada uno de los días del mes correspondiente.	años.	

País	Descripción general	Metodología para estimar potencia de suficiencia de generación variable		
		Descripción general	Tratamiento de la variabilidad interanual	Horas aporte suficiencia
Colombia	La Energía Firme para el cargo por confiabilidad (ENFICC) se define como la máxima energía eléctrica que es capaz de entregar una planta de generación continuamente, en condiciones de baja hidrología, en un período de un año. Las obligaciones de Energía Firme se asignan mediante una subasta de Obligaciones de Energía Firme. Durante el primer semestre de cada año la CREG verifica que suma de la ENFICC de cada unidad sea mayor o igual a la Demanda Objetivo calculada para el año que inicia el primero de diciembre del año que está “p” años posteriores (El valor de “p” por defecto es de 3 años (CREG, 2006)). La Demanda Objetivo equivale a la Demanda Total Doméstica de Energía para cada uno de los meses comprendidos entre el 1° de Diciembre y el 30 de noviembre del año siguiente al Período de Planeación, más un porcentaje que fijará la CREG. El monto total subastado corresponde a la Demanda Objetivo. El precio del cargo por confiabilidad corresponde al Precio de Cierre de la Subasta, salvo casos especiales. Las ofertas de ENFICC se expresan en [kWh/día]. El Precio se expresa en [US\$/kWh]. Las Obligaciones de Energía Firme obligan a la central a generar una cantidad de energía durante el Período de Vigencia de la Obligación (durante horas, días o meses), cuando el Precio de Bolsa supere el Precio de Escasez.	La ENFICC diaria para centrales eólicas y solares varía entre 100% y 95% de su probabilidad de excedencia. La probabilidad de excedencia se calcula sobre la generación diaria (kWh/día). Las centrales no pueden ofertar más de su ENFICC (CREG, 2014, 2015) en las subastas de Obligaciones de Energía Firme.	El ENFICC se calcula a partir de una serie histórica igual o mayor a 10 años.	La probabilidad de excedencia se calcula con todos los datos de generación horaria de cada mes.

País	Descripción general	Metodología para estimar potencia de suficiencia de generación variable		
		Descripción general	Tratamiento de la variabilidad interanual	Horas aporte suficiencia
Irlanda	Mensualmente las centrales reciben un pago por capacidad. El pago total está definido administrativamente. El monto total (PT) a repartir entre los distintos generadores es igual $P \times C$ (Single Electricity Market, 2006). Donde P es la potencia instalada que se requiere para satisfacer la demanda para un estándar determinado. El estándar es LOLE=8 hr/año y 4,9 hr/año para Irlanda e Irlanda del Norte, respectivamente (EirGrid and SONI, 2016). El valor C corresponde Menor costo de inversión anualizado de una central que satisface la demanda de punta. Se utiliza una turbina a gas. Notar que el monto total a repartir se determina de manera similar al mercado chileno, salvo la ausencia de un estándar de referencia. Cada generador recibe un pago por potencia en función de su disponibilidad: ▪ Ingreso fijo (un año adelanto) ▪ Ingreso variable (mes adelantado) ▪ Ingreso ex post (una vez finalizado el mes)	El aporte a la suficiencia de las centrales eólicas se le denomina “<i>Wind Capacity Credit (WCC)</i>”. El indicador utilizado para calcular el WCC es el ECP (Equivalent Convention Plant) (Single Electricity Market, 2006). A la demanda total se le resta la generación eólica. Debido a la introducción de la generación eólica disminuye el LOLE del sistema. Se determina la capacidad de una central convencional que hay que agregar al sistema para obtener el mismo estándar que se obtiene al introducir la generación eólica.	1 año de información. Año a año varían los pagos.	El indicador ECP se puede aplicar para todas las horas del año.

País	Descripción general	Metodología para estimar potencia de suficiencia de generación variable		
		Descripción general	Tratamiento de la variabilidad interanual	Horas aporte suficiencia
Francia	En Francia existe un Mercado de Capacidad que tiene como objetivo reducir la probabilidad de pérdida de carga en las horas de demanda máxima del sistema, que en este caso ocurren durante el invierno. En este mercado a cada generador se le asignan certificados de capacidad de acuerdo a su disponibilidad en las horas de demanda máxima. Por su parte, las entidades que suministran a los clientes finales están obligadas a adquirir estos certificados en el mercado de acuerdo a su demanda. A partir de la oferta (generadores) y demanda de certificados (suministradores) se crea el Mercado de Capacidad. El precio por los certificados es el que resulta del precio de la casación entre la oferta y la demanda. Los mecanismos de gestión de la demanda también pueden participar de este mercado (RTE, 2014). Los generadores que participan del Mercado de Capacidad se comprometen a estar disponibles en las horas de máxima demanda. El compromiso tiene una duración de un año. En caso que un generador no cumpla con su disponibilidad recibe una multa por incumplimiento de contrato. Asimismo, las entidades que suministran a cliente finales también sufre una multa sin no compran suficientes certificados. La cantidad de certificados que deben comprar se fija administrativamente. La capacidad que puede ofertar cada generador se certifica por adelantado (3-4 años) pero la capacidad efectiva se mide una vez finalizado el año de control. La certificación la realizan los mismos generadores de acuerdo a las proyecciones que ellos realizan. Sin embargo, debido a que la capacidad certificada y efectiva puede diferir, existen mecanismos para compensar las diferencias a un precio fijado administrativamente. La cantidad máxima de certificados se define de acuerdo con el estándar de suficiencia del sistema, el cual equivale a un LOLE igual 3 horas por año. Las centrales que reciben beneficios del instrumento feed-in tariff, ya tienen un ingreso que cubren sus costos de inversión. Con el objetivo de no generar costos adicionales al sistema, el emisor de los certificados de capacidad se asegura de no generar estos certificados a las plantas eléctricas que	Las centrales con generación no despachable (solar, eólica, etc.) pueden participar del Mercado de Capacidad de la misma forma en que se participan otras tecnologías. Es decir, después del año de evaluación, se compensan las diferencias entre la capacidad certificada y la capacidad efectiva en las horas de medición. Alternativamente, y para evitar la reliquidación de fin de años, las centrales no despachables pueden optar por un mecanismo de remuneración que no tiene este riesgo.	De acuerdo a lo establecido en (RTE, 2014), se utiliza la mayor cantidad de datos históricos (depende de tecnología) para estimar el indicador ECP¹⁵).	Diez horas días durante el periodo de mayor probabilidad de pérdida de carga.

¹⁵ No se ha encontrado la referencia bibliográfica que diga la cantidad de años

País	Descripción general	Metodología para estimar potencia de suficiencia de generación variable		
		Descripción general	Tratamiento de la variabilidad interanual	Horas aporte suficiencia
	cubren la totalidad de sus costos solo con el mercado de energía.	La potencia de suficiencia (P_s) se calcula a partir de la generación máxima histórica y un coeficiencia que depende de cada tecnología: $P_s = C \times P_{max}$ Los coeficientes estimados se basan en medir el aporte a la suficiencia de las distintas tecnologías utilizando el indicador ECP. Los coeficientes son: Hidroelectricidad=85% , Eólica=70%, Solar=25%		

País	Descripción general	Metodología para estimar potencia de suficiencia de generación variable		
		Descripción general	Tratamiento de la variabilidad interanual	Horas aporte suficiencia
CAISO	El año 2004 se implementó el programa “Resource Adequacy” el cual establece obligaciones sobre las entidades que sirven consumos a cliente final (Ejemplo, distribuidoras). Dicho mecanismo fue actualizado el año 2006 y actualmente existen requerimientos sistémicos, locales y flexibles. A nivel sistémico, mensualmente cada suministrador de energía debe garantizar que la potencia contratada satisface la demanda máxima más un margen de reserva (15%) (CAISO, 2015). Asimismo, en octubre de cada año se debe garantizar que se puede cubrir al menos el 90% del requerimiento sistémico de los meses de verano. El margen de reserva depende de la tasa de salida forzada de las centrales y el error de proyección de la demanda. Para cumplir con este requerimiento se establecen contratos bilaterales de suministro. Los suministradores de energía pueden cumplir con sus obligaciones mediante estos contratos bilaterales, generación propia, mecanismos de gestión de la demanda y capacidad proporcionado por el CAISO mediante un mecanismo que está fuera de mercado (The Brattle Group, 2012). En caso que un suministrador no cumpla con sus requerimientos se paga una multa y el costo de la capacidad suministrada por el CAISO. El CAISO administra un instrumento de mercado para obtener capacidad para periodos en que las centrales no puedan satisfacer sus requerimientos sistémicos o locales (“Capacity Procurement Mechanism”). El mecanismo original definía administrativamente un precio fijo que se pagaba por la capacidad suministrada (en US\$/kW-año). Este mecanismo fue reemplazado recientemente por un Mercado de Capacidad donde el precio por la capacidad es el resultado de las subastas de capacidad.	La contribución que las centrales eólicas y solares realizan mensualmente al requerimiento sistémico se cuantifica utilizando la potencia que las centrales son capaces de suministrar con una probabilidad de excedencia de 70% en las horas de demanda máxima (California Public Utilities Commission, 2015) ¹⁶ .	La probabilidad de excedencia de cada mes se calcula utilizando la información de generación histórica para el mismo mes de los 3 últimos años.	Las horas de demanda máxima para cuantificar el aporte a la suficiencia son las siguientes: Enero-Marzo, Nov-Diciembre: entre las 4 y 9 pm Abril-Octubre: entre las 1 y 6 pm.

¹⁶ Se ha evaluado el cambiar la estimación de la suficiencia utilizando el indicador ELCC pero todavía se mantiene la metodología original.

País	Descripción general	Metodología para estimar potencia de suficiencia de generación variable		
		Descripción general	Tratamiento de la variabilidad interanual	Horas aporte suficiencia
PJM	Las entidades que sirven consumos a clientes finales están obligadas a contar con los recursos para cubrir la demanda más un margen de reserva. Las obligaciones se pueden cubrir con generación propia, con capacidad adquirida de otras empresas, a través de mecanismos de gestión de la demanda o con capacidad adquirida en las subastas del Mercado de Capacidad. El Mercado de Capacidad del sistema PJM está diseñado para asegurar la confiabilidad del sistema para los próximos 3 años. Las centrales que son adjudicadas se comprometen a estar disponibles para generar o reducir su demanda en la cantidad que fue ofertada. Se espera que esta capacidad esté disponible principalmente en los casos emergencia. El compromiso tiene una duración de 1 año. La confiabilidad del sistema se mide con el indicador LOLE y se define un nivel de estándar de seguridad igual a 1 evento en 10 años. A partir de este estándar, se define un Margen de Reserva Instalada (IRM en inglés) como porcentaje de la demanda máxima. La subasta de capacidad se realiza en el mes de mayo de cada con 3 años de anticipación del cumplimiento del compromiso. El capacidad máxima (D) a subastar (“Base Residual Auction”) es la siguiente (PJM, 2016): $D = D_{MAX} \times (1 + IRM) \times (1 - EFOR)$ Donde D_{MAX} es la demanda máxima, IRM es el margen de reserva para el nivel de confiabilidad de referencia del sistema y $EFOR$ es el promedio ponderado de las indisponibilidades forzadas de las centrales. Posteriormente existen otras subastas de capacidad (Incremental Auctions closer) que tratan de hacerse cargo de desajustes de más corto plazo.	El aporte a la suficiencia que realizan las centrales con generación intermitente (como la eólica y solar) se define como el promedio de los factores de planta en el periodo de verano de los últimos 3 años (System Planning Department of PJM, 2017). Por tanto, la potencia de suficiencia reconocida para cumplir con los compromisos es P_s: $P_s = P \times f$ Donde P es la potencia instalada y f es el factor de planta promedio definido anteriormente.	El factor de planta se calcula considerando la información de 3 años previos.	Las horas que se consideran para el aporte a la suficiencia es: Junio-Agosto: entre 2 y 6 pm.

País	Descripción general	Metodología para estimar potencia de suficiencia de generación variable		
		Descripción general	Tratamiento de la variabilidad interanual	Horas aporte suficiencia
MISO	Las entidades que sirven consumos a clientes finales están obligadas a contar con los recursos para cubrir la demanda más un margen de reserva. Las obligaciones se pueden cubrir con generación propia, con capacidad adquirida de otras empresas, a través de mecanismos de gestión de la demanda o con capacidad adquirida en un Mercado Voluntario de capacidad (Midcontinent Independent System Operator, 2016). La capacidad máxima que deben garantizar se define a partir del estándar de suficiencia del sistema. Todos los años se estima el LOLE del sistema para determinar una Reserva Mínima de Planificación para los próximos 9 años. El estudio considera los mantenimientos, las tasas de salidas forzadas, la incertidumbre en la demanda y las congestiones en las líneas de transmisión. El estándar de suficiencia utilizado es el LOLE igual a un día en 10 años de pérdida de carga.	Para medir el aporte a la suficiencia de centrales eólicas y solares se utiliza el indicador ELCC para la generación agregada (Midcontinent Independent System Operator, 2016). Para cuantificar el aporte por central, se utiliza el factor planta promedio.	Datos desde el 2005 hasta al año de evaluación. El año 2016 se consideraron 12 años de información para el cálculo del ELCC.	El ELCC se calcula considerando todas las horas del año. Para la asignación por central se consideran el factor de planta promedio de las horas de punta de cada año. El promedio se calcula para el horizonte 2005-hasta año de evaluación.

4.3 Comentarios generales

De la revisión de la experiencia internacional se observa que no existe un tratamiento único para medir el aporte a la suficiencia de centrales con generación variable. En países con una alta participación de generación hidroeléctrica (Perú, Panamá, Colombia) el tratamiento de la incertidumbre del insumo principal se basa en el uso de escenarios climáticos adversos, siguiendo la tradición de considerar la ocurrencia de hidrologías secas para el caso hidroeléctrico. En estos casos, la potencia de suficiencia de las centrales eólicas y solares queda definida por la potencia que se puede entregar con una probabilidad de excedencia entre 90% y 95%. En Irlanda, Francia, PJM, MISO, CAISO, el aporte a la suficiencia de centrales con generación variable se basa en el uso de los indicadores ELCC, ECP o proxys de estos, lo cual es consistente con la revisión de los artículos académicos (ver capítulo 3). En la revisión realizada por el consultor no se ha detectado la utilización de escenarios climáticos adversos para medir el aporte de la suficiencia de este tipo de centrales, sino que más bien un promedio. En los sistemas de Estados Unidos las entidades que sirven consumos a clientes finales están obligadas a contar con los recursos para cubrir la demanda más un margen de reserva. En estos casos los indicadores ELCC, ECP o proxys se utilizan para verificar el grado de cumplimiento de estas obligaciones cuando el suministro proviene de fuentes ERNC y no para determinar un pago por suficiencia.

5 Revisión de la teoría marginalista

5.1 Introducción a la teoría

El pago por potencia que recibe un generador, constituye una remuneración asociada a la capacidad de generación reconocida a sus plantas. La oferta y la demanda se equilibran en balances de inyección y retiro dando lugar a las transferencias de potencia entre empresas generadoras. Dichos balances son calculados por el coordinador de cada sistema, aplicando los procedimientos establecidos en la normativa vigente y valorados al precio de nudo de la potencia.

El pago a costo marginal por venta de energía y la remuneración por potencia de suficiencia se derivan de la teoría marginalista o (peak-load pricing en inglés). Dicho modelo teórico se basa en un modelo de optimización determinístico que no incluye incertidumbre en la generación de las distintas fuentes.

5.2 Modelo marginalista básico

El problema de planificación óptima del parque generador, se puede modelar en su versión simplificada, según el siguiente problema de optimización lineal:

$$\min Z = \sum_{i=1}^{NG} a_i P_i + \sum_{i=1}^{NG} \left[b_i \left(\sum_{j=1}^{NB} G_{ij} N_j \right) \right]$$

Sujeto a:

$$N_j \left(\sum_{i=1}^{NG} G_{ij} \right) \geq D_j N_j ; \quad j = 1, \dots, NB \quad \lambda_j \quad (1)$$

$$\sum_{i=1}^{NG} P_i \geq D_{max} \times (1 + MRT) \quad \lambda_0 \quad (2)$$

$$P_i N_j - G_{ij} \geq 0 \quad \mu_i \quad (3)$$

$$P_i, G_{ij} \geq 0 \quad (4)$$

Donde:

a_i : Costo de inversión y COMA central i, anualizado en US\$/MW

b_i : Costo de operación variable de central i en US\$/MWh

P_i : Capacidad de la central i a instalar en MW

- G_{ij} : Generación de la central i en el bloque j en MW
 N_j : Cantidad de horas del bloque j en horas
 λ_0 : Variable dual (precio sombra) asociada a restricción de demanda máxima
 λ_j : Variable dual (precio sombra) asociada a restricción de energía bloque j
 μ_i : Variable dual (precio sombra) asociada a restricción de generación i
 MRT : Margen de reserva teórico

La siguiente figura muestra una curva de duración de la carga, discretizada en bloques, con las variables que se consideran en el problema de optimización presentado anteriormente.

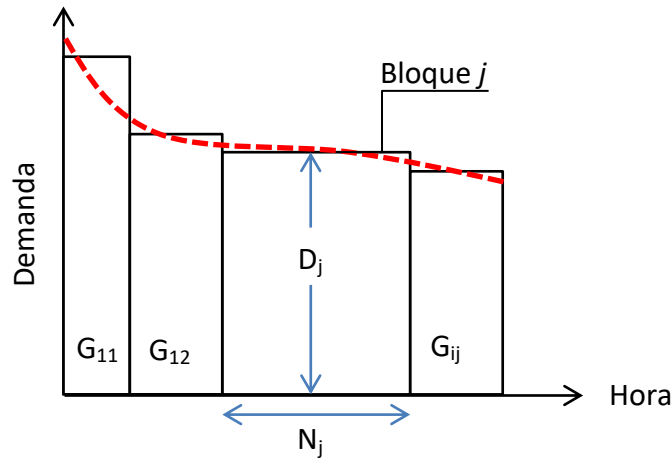


Figura 3: Curva de duración de la carga discretizada en bloques.

El plan de expansión óptimo es aquel que minimiza el costo inversión, COMA y operación. La evaluación se trabaja a base de anualidades que suponen una vida útil de cada solución tecnológica. El modelo está sujeto a distintas restricciones. La restricción (1) corresponde al balance de energía por bloque, la restricción (2) a la restricción de suficiencia de demanda máxima. De acuerdo a la legislación actual, el margen de reserva es el mínimo sobreequipamiento en capacidad de generación que permite abastecer la potencia de punta en un sistema o subsistema eléctrico con una suficiencia determinada. Las restricciones (3) y (4) representan las cotas de generación.

De la teoría de dualidad, para este problema planteado como lineal en variable continua, se conoce que el problema primal planteado tiene una representación dual dada por:

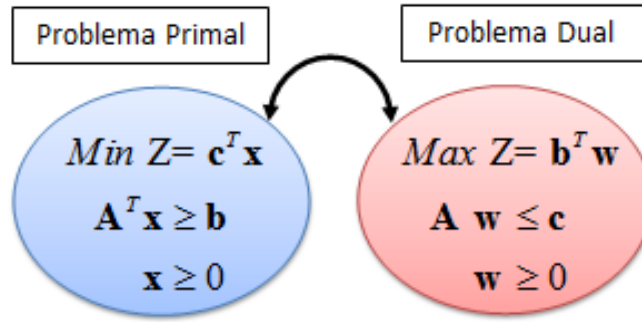


Figura 4: Problema primal y problema dual

La función objetivo del problema dual se escribe como:

$$\text{Max } z = \lambda_0^* \times (1 + \text{MRT}) \times D_{\max} + \sum_{j=1}^{NB} \lambda_j^* D_j N_j$$

En el óptimo se cumple que el pago por potencia ($\lambda_0^* \times (1 + \text{MRT}) \times D_{\max}$) y el pago por energía ($\sum_{j=1}^{NB} \lambda_j^* D_j N_j$) se recuperan el costo de inversión y operación del sistema. La variable dual λ_0^* corresponde al costo marginal de incrementar la capacidad instalada y típicamente se ha utilizado el valor del costo de inversión (en US\$/kW) de una turbina de gas por ser la de menor costo de inversión. La variable λ_j^* representa el costo marginal de la energía (en US\$/MWh) en cada bloque. La siguiente ecuación representa la condición de optimalidad del problema dual y primal:

$$\lambda_0^* \times (1 + \text{MRT}) \times D_{\max} + \sum_{j=1}^{NB} \lambda_j^* D_j N_j = \sum_{i=1}^{NG} a_i P_i^* + \sum_{i=1}^{NG} \left[b_i \left(\sum_{j=1}^{NB} G_{ij}^* N_j \right) \right]$$

5.3 Limitaciones del modelo marginalista básico

En el modelo marginalista básico, ya sea mediante el pago a la capacidad o por la vía de precios de energía dados por el costo de falla, la recuperación de la inversión e incluso de los costos de operación requiere de una serie de supuestos que no se cumplen en los sistemas reales. Los principales son:

- No linealidad de las funciones de costos. Fijos y variables. Economías de escala en los costos fijos, costos hundidos, no linealidad de los rendimientos de las centrales.
- Capacidad no está siempre adaptada a la demanda y además esta última es en principio incierta.
- No se modela la capacidad de almacenamiento de energía del sistema.

- Tamaño discontinuo de los proyectos de generación.
- Problema real es estocástico. Incertidumbres en el nivel de precios de los combustibles, la disponibilidad del equipamiento y del energético primario.
- En particular los cambios en el precio de los combustibles altera la composición óptima del parque desajustando la rentabilidad de las tecnologías de manera que aparecen proyectos con exceso y déficit de ingresos para cubrir sus costos.
- Agotamiento tecnológico y restricciones no económicas como carencia de energético primario o limitantes ambientales.

5.4 Modelo con incertidumbre

Un tipo de modelo de optimización con incertidumbre es aquel que minimiza el costo de inversión y el valor esperado del costo de operación y energía no suministrada. La estructura de este es similar a la del modelo que inspira la teoría peak of price.

$$\min Z = \sum_{i=1}^{NG} a_i P_i + \sum_{s=1}^{Ns} p_s \times \left(\sum_{i=1}^{NG} \left[b_i \left(\sum_{j=1}^{NB} G_{sij} N_j \right) \right] \right) + \sum_{s=1}^{Ns} \sum_{j=1}^{NB} p_s \times CF \times ENS_{sj}$$

$$N_j \left(\sum_{i=1}^{NG} G_{sij} \right) + ENS_{sj} \geq D_j N_j ; \quad \forall j \forall s \quad (5)$$

$$f_{ij}^s P_i N_j - G_{ij} \geq 0 \quad (6)$$

Donde el índice s representa los escenarios, p_s la probabilidad de cada escenario y Ns el número total de escenarios. ENS_{sj} representa la energía no suministrada para cada escenario, CF es el costo de falla y f_{ij}^s es un factor para limitar la potencia máxima para cada escenario. El índice s podría representar los escenarios hidrológicos o los escenarios climáticos que determinan la generación anual eólica o solar. La potencia instalada que resulta del modelo de optimización toma en cuenta estos distintos escenarios. Si por ejemplo la probabilidad de que ocurra un escenario de hidrología seca no es baja, entonces el modelo de optimización dará como resultado una potencia instalada que permita cubrirse contra estos eventos extremos. Por el contrario, si la probabilidad de que ocurra una hidrología seca es muy baja, el modelo podría entregar como resultado una potencia instalada que no satisface la demanda máxima en hidrología seca y habría energía no suministrada (ver ecuación 5). Lo anterior debido a que en términos de valor esperado (función objetivo) no sería óptimo sobreinstalar capacidad para cubrirse contra

ese escenario. Por tanto, los balances de transferencia de potencia se harían entre menos participantes.

La metodología actual para definir el pago por suficiencia no necesariamente responde a un modelo de minimización de valor esperado. Al definir las potencias de suficiencia de las centrales a partir de escenarios extremos de indisponibilidad del insumo principal, pareciera que se adopta de manera arbitraria¹⁷ un esquema de minimizar el máximo arrepentimiento más que el de minimizar el costo esperado. Desde el punto de vista matemático, esto se traduce en incorporar una restricción al modelo de optimización como la que muestra a continuación, donde la potencia de suficiencia que pueden aportar las centrales se calcula mediante el producto de un factor constante f_i^p y la potencia máxima de la central P_i . El factor f_i^p se define bajo algún criterio (hidrología más extrema, probabilidad de excedencia, indisponibilidad promedio del insumo en los últimos años, etc.) y no es el resultado de un modelo de optimización. Por tanto, la potencia instalada que resulta del modelo no necesariamente es la potencia óptima desde el punto de vista del valor esperado.

$$\sum_{i=1}^{NG} f_i^p P_i \geq D_{max} \times (1 + MRT) \quad (7)$$

La utilización del criterio de minimizar el máximo arrepentimiento se utiliza cuando se desconocen las probabilidades de los distintos escenarios, se desconoce el costo de falla o, simplemente, por las implicancias políticas sobre el regulador de turno que podrían significar que no se cuenta con energía suficiente, lo que ese contexto se interpreta como crisis energética.

¹⁷ Este criterio no aparece mencionado explícitamente en la normativa actual

6 Análisis de potenciales mejoras a la normativa actual

6.1 Metodología de análisis numérico

En este capítulo se realiza un análisis de potenciales modificaciones que se deberían realizar a la normativa vigente en lo referente a la cuantificación de la potencia de suficiencia de centrales renovables con generación variable. El foco del análisis se centra principalmente en evaluar el desempeño de la metodología que hay detrás del procedimiento actual que determina la Potencia Inicial de centrales solares fotovoltaicas y eólicas como el valor resultante de multiplicar su potencia máxima por el mínimo de los siguientes valores: 1) Menor factor de planta anual de los últimos 5 años anteriores al año de cálculo. 2) Promedio simple de los factores de planta para cada uno de los 52 mayores valores horarios de la curva de carga anual de cada sistema o subsistema, para el año de cálculo. Asimismo, se analiza bajo qué condiciones el problema de la suficiencia para un sistema con capacidad de almacenamiento de energía presenta una componente de suficiencia de capacidad y otra componente de suficiencia de energía.

Debido a que en la revisión de antecedentes nacionales e internacionales (capítulo 2, 3 y 4) no se han encontrado documentos técnicos que justifiquen de manera explícita el procedimiento utilizado actualmente en Chile para determinar la potencia inicial de centrales eólicas y solares, el consultor ha decidido proponer una metodología apoyándose en el uso de modelos computacionales que faciliten la comprensión del problema. Para esto, se implementó un modelo de optimización similar al utilizado para fundamentar el pago por suficiencia que se deriva de la teoría marginalista. Utilizando este modelo se evalúan casos ilustrativos de configuraciones de sistemas eléctricos que cubren un espectro representativo de situaciones de interés. Los ejemplos ilustrativos incluyen sistemas con y sin capacidad de almacenamiento (tipo SIC y SING), y con generación renovable variable coincidente y no coincidente con las horas de demanda máxima. Esto último se incorpora para analizar la validez de incorporar la coincidencia de la generación eólica y solar con las 52 horas de demanda máxima como variable de cálculo de la potencia inicial de estas tecnologías. Para cada uno de estos ejemplos ilustrativos se calcula la potencia de suficiencia asignada a cada tecnología utilizando 3 metodologías distintas: metodología de la norma técnica actual (DS62), metodología del borrador de norma y metodología ECP. Durante el desarrollo de esta capítulo el consultor explica por qué ha decidido considerar la metodología ECP. Posteriormente se verifica la consistencia de los resultados obtenidos con los resultados de la teoría marginalista. De esta forma, se busca que la metodología propuesta no provoque distorsiones en la estructura actual del mercado eléctrico nacional. Finalmente, a partir del análisis de consistencia, se selecciona la metodología propuesta con la que se evalúa la potencia de suficiencia asignada a las

centrales del SIC y SING. La metodología del análisis numérico se resume en la siguiente figura.

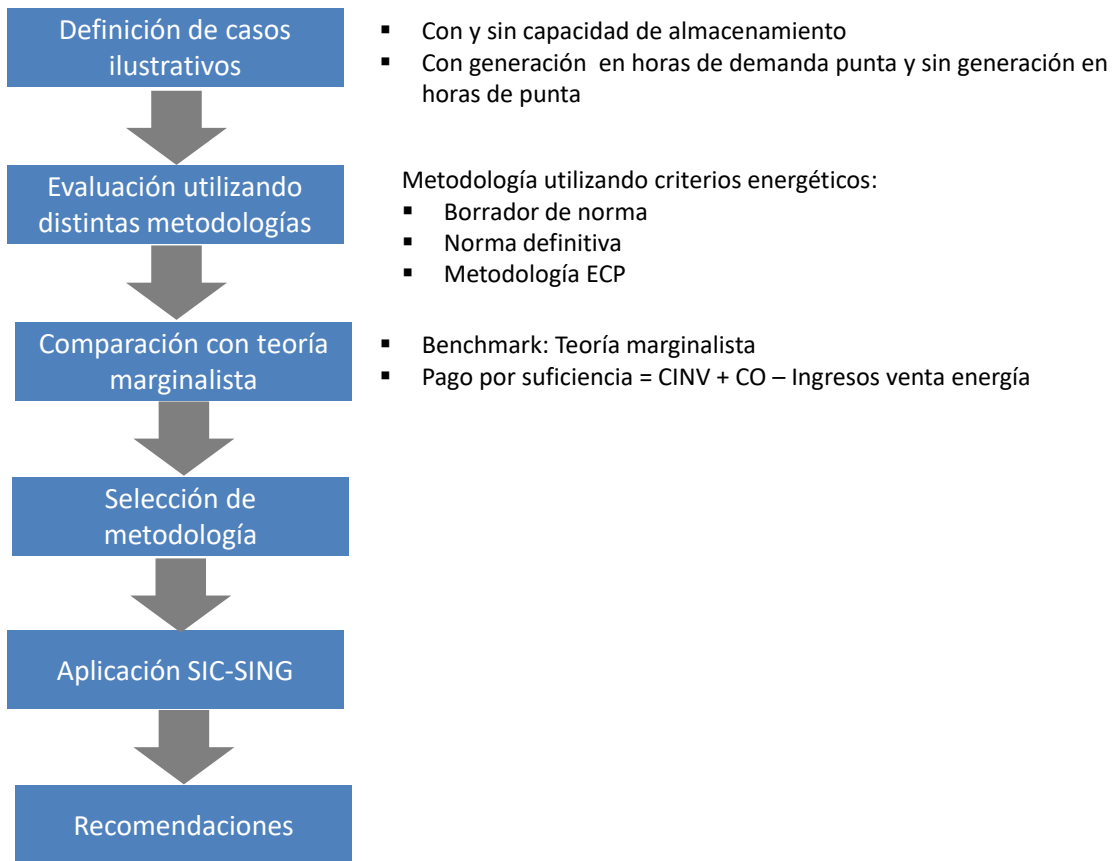


Figura 5: Metodología de análisis numérico.

6.2 Metodología ECP

6.2.1 Introducción

La metodología ECP fue analizada en la revisión de antecedentes académicos y revisión de experiencias internacionales. Utilizando esta metodología, la potencia de suficiencia del recurso renovable variable se calcula determinando la potencia equivalente de una central de referencia con la cual se satisface la misma demanda y manteniendo el mismo nivel de suficiencia.

Recordando, en una primera etapa se calcula el $LOLE^g$ del sistema con la central ERNC en evaluación y luego se termina en la potencia de la central térmica de referencia (B) con la cual se obtiene el mismo nivel de suficiencia del sistema, es decir $LOLE^B = LOLE^g$. En este estudio se propone aplicar una aproximación de esta metodología para determinar la potencia inicial de las centrales con generación renovable variable. Es decir, se aplica suponiendo que no hay indisponibilidad forzada de las unidades y suponiendo que la demanda se satisface en cada una de las horas:

$$LOLE^g = \sum_{t=1}^T Prob\{G_t + G_t^g < L_t\} = 0$$

$$LOLE^B = \sum_{t=1}^T Prob\{G_t + B < L_t\} = 0$$

En la ecuación anterior la potencia B corresponde a la potencia equivalente del recurso renovable variable.

La descripción general de la metodología se describe a continuación.

6.2.2 Descripción general de metodología

6.2.2.1 Escenario de disponibilidad

Se deberá determinar la generación horaria de las centrales renovables con generación variable (solar y eólica) que indique la norma.

6.2.2.2 Potencia Inicial Agregada

A efectos de determinar la Potencia Inicial del conjunto de centrales con generación renovable variable se determinará potencia máxima de la Central Térmica Equivalente que es capaz de reemplazar la generación agregada del conjunto de centrales anteriores. La metodología propuesta se presenta en la siguiente figura y se describe a continuación.

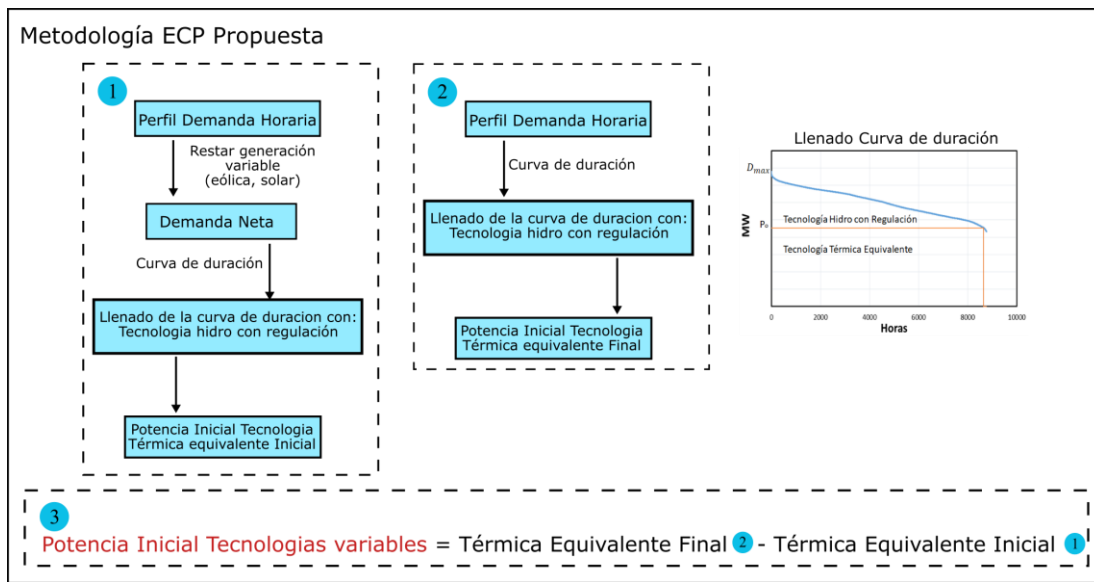


Figura 6. Metodología ECP Propuesta

Para el escenario de disponibilidad del insumo principal definido en sección anterior, la generación horaria del conjunto de unidades con generación renovable variable se deberá colocar en la curva de demanda horaria. A continuación se coloca la generación de las centrales hidroeléctricas con capacidad de regulación en la curva de demanda neta (demanda real menos generación renovable variable). La colocación de la generación hidroeléctrica con capacidad de regulación se debe hacer respetando la capacidad máxima de regulación de estas centrales. Asimismo, la colocación de esta generación se debe de hacer de tal forma de minimizar la capacidad térmica que se requiere para satisfacer la

demanda que no es capaz de satisfacer la generación renovable variable y la generación hidroeléctrica con capacidad de regulación. A esta potencia térmica se le denomina Potencia térmica Inicial.

A continuación se vuelve a llenar la curva de demanda horaria, pero esta vez suponiendo que no está disponible la generación renovable para el conjunto de centrales definidas anteriormente. La curva de carga se completa con la generación hidroeléctrica con capacidad de regulación de manera de minimizar la capacidad térmica que se requiere para satisfacer la demanda. A esta potencia térmica se le denomina Potencia Térmica Final.

La diferencia entre la Potencia Térmica Final y la Potencia Térmica Inicial corresponde a la potencia máxima de la Central Térmica Equivalente que es capaz de reemplazar la generación agregada del conjunto de centrales renovables con generación variable.

Los supuestos de cota inicial, filtraciones y rendimiento deberán ser los mismos que se utilizan para determinar la potencia inicial de las centrales hidroeléctrica con capacidad de regulación.

6.2.2.3 Desagregación

Para desagregar el aporte a la suficiencia distribuir de manera proporcional a la energía calculada utilizando el factor de planta promedio anual de cada central¹⁸.

¹⁸ La justificación de esta aproximación se explica por los resultados obtenidos que se detallan más adelante.

6.3 Análisis de la capacidad de almacenamiento del sistema

Antes de entrar en el detalle de los casos ilustrativos evaluados por el consultor, a continuación se realiza un análisis de la metodología utilizada actualmente para determinar la potencia de suficiencia de las centrales hidroeléctricas con capacidad de regulación. Este análisis resultará relevante para analizar el rol de los sistemas de almacenamiento en el reconocimiento de la potencia de suficiencia de centrales con generación renovable variable.

Como se mencionó anteriormente, el Decreto Supremo 62 establece que para el cálculo de la potencia de suficiencia de las centrales hidroeléctricas se debe considerar el caudal afluente promedio anual para una condición hidrológica “extrema”. Esta condición es establecida con el promedio de las dos hidrológicas más secas del registro histórico de afluentes al sistema. En la siguiente figura podemos observar que las dos hidrológicas corresponden a los años hidrológicos 1968-1969 y 1998-1999. Para dichos años la energía afluente al sistema estuvo en el orden de 15.000 GWh.

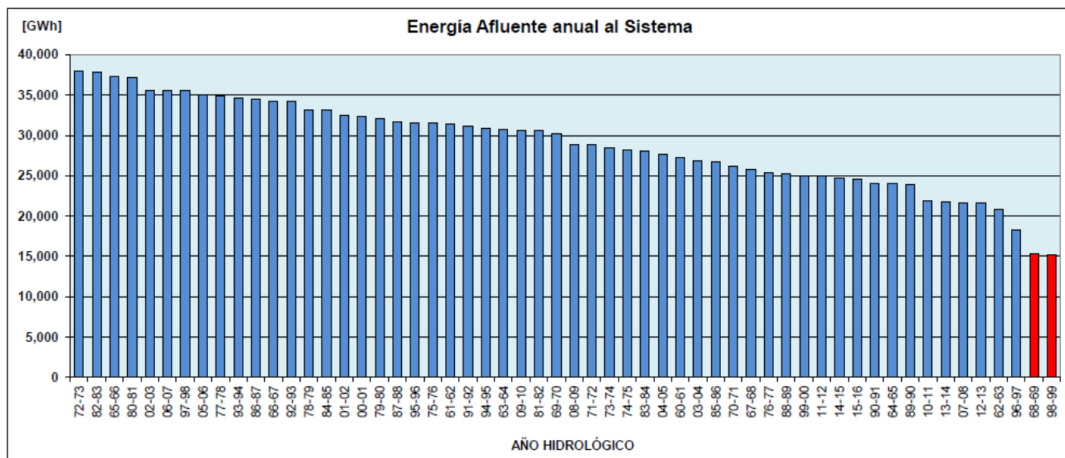


Figura 7: Energía afluente anual al sistema. Fuente: CNE.

A partir de estos años hidrológicos es que se realiza el cálculo de la potencia anual afluente de los diferentes tipos de centrales hidráulicas, la cual es una componente de la Potencia Inicial de estas centrales. En este mismo sentido, la normativa clasifica las centrales hidráulicas en: a) Centrales de pasada, b) Centrales con capacidad de regulación diaria o superior, c) Centrales con capacidad de regulación intradiaria y d) Centrales de pasada en serie. En las siguientes figuras se pueden observar la Potencia máxima y Potencia inicial de las centrales hidráulicas correspondientes a las clasificaciones b, c y d.

Los valores que se muestran corresponden al cálculo de la potencia de suficiencia preliminar del año hidrológico 2016-2017.

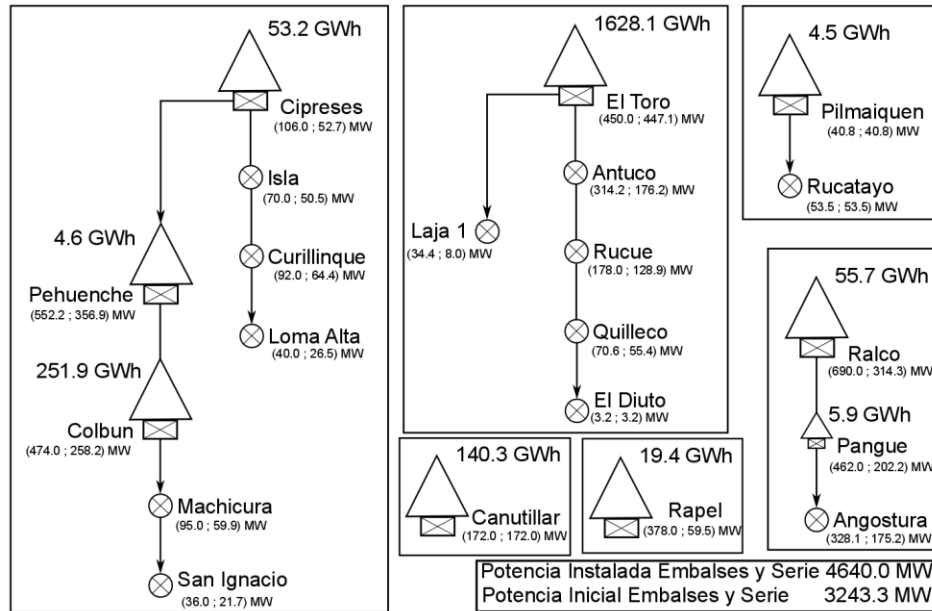


Figura 8: Potencia máxima y Potencia Inicial para centrales con capacidad de regulación diaria o superior y centrales de pasada en serie. Fuente: Elaboración propia a partir de datos del CDEC-SIC.

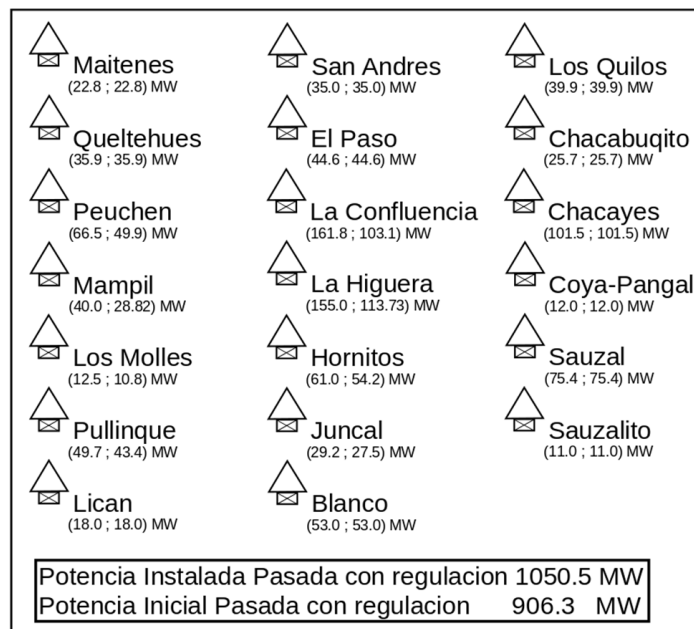


Figura 9: Potencia máxima y Potencia Inicial para centrales de pasada con regulación intradiaria. Fuente: Elaboración propia a partir de datos del CDEC-SIC.

Como se puede observar, para el año hidrológico 2016-2017 la potencia máxima instalada en centrales con regulación diaria o superior y las centrales de pasada en serie, es de 4.640 MW y la Potencia Inicial reconocida es 3.243 MW.

Por otro lado, la potencia máxima instalada de las centrales de pasa con regulación intradiaria corresponde a 1.051 MW y la Potencia Inicial reconocida es de 906 MW. Se observa también en las Figuras 8 y 9, que a algunas centrales se les reconoce la potencia máxima para el cálculo de la potencia de suficiencia.

En la Figura 10 se muestra el cálculo de la potencia inicial para el conjunto de centrales hidroeléctricas con capacidad de regulación y en serie siguiendo el procedimiento actual de llenado de la curva de carga. La Potencia Inicial actualmente reconocida es de 4149.6 MW.

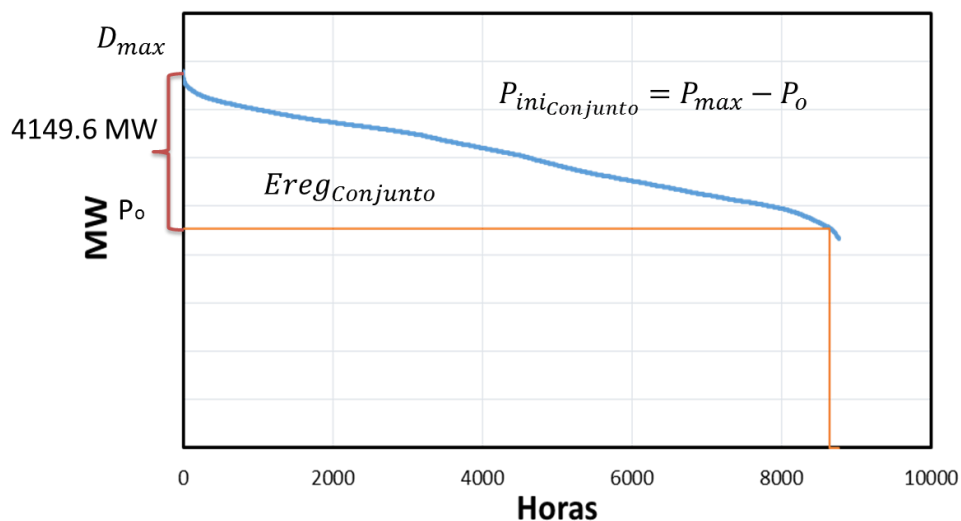


Figura 10: Curva de Carga Anual año hidrológico 2016-2017

Finalmente, en la Figura 11 se muestra en detalle cómo se cubre cronológicamente la demanda en la semana donde ocurre la demanda máxima del sistema. Básicamente, la metodología actual para asignar la potencia inicial a las centrales hidroeléctricas con capacidad de regulación es tal que se minimiza la capacidad térmica instalada que satisface el resto de la demanda.

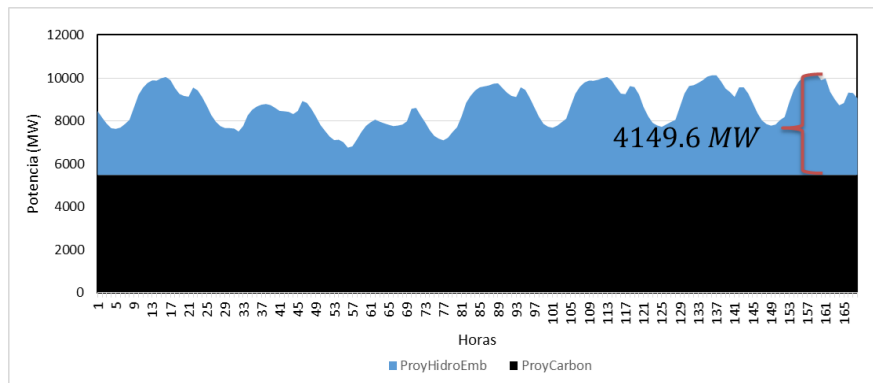


Figura 11: Operación de la energía hidráulica puesta en la semana donde ocurre la demanda máxima.

6.4 Definición de casos ilustrativos

6.4.1 Supuestos de modelación

Se definen distintos casos ilustrativos para los cuales se determina el plan óptimo de expansión de la generación. El modelo de optimización implementado tiene como función objetivo minimizar el costo de inversión en nuevas central y el costo de operación anual.

$$\min Z = \sum_i a_i P_i + \left(\sum_{i,t}^{NB} G_{it} C_i \right)$$

El modelo está sujeto a un conjunto de restricciones técnicas.

$$\sum_{i,t} G_{it} \geq D_t \rightarrow \lambda_{1,t}^* \quad \forall t \quad (1)$$

$$V_{it} - V_{it-1} + G_{it} \times \mu_i + Qv_{it} = A_{it} \rightarrow \lambda_{2,y}^* \quad (2)$$

$$P_i \times f_{it} - G_{ij} \geq 0 \quad (3)$$

$$P_i, G_{ij} \geq 0 \quad (4)$$

$$V_t \geq V_{MIN}, V_t \leq V_{MAX} \quad (5)$$

Donde $\lambda_{1,t}^*$ es el dual de la restricción de balance de energía y $\lambda_{2,t}^*$ es el dual de la restricción de balance hídrico (“valor del agua”). La restricción (2) representa el balance hidráulico para la central de embalse, donde V_{it} es el volumen almacenado, Qv_{it} es el caudal vertido y A_{it} es el afluente.

Algunos supuestos adicionales con los cuales se hicieron las simulaciones son los siguientes:

- Se supone conocido el escenario de disponibilidad del insumo principal del recurso solar e hídrico.
- La demanda tiene resolución horaria.
- Se simula la operación de un año completo (8760 horas) en forma determinística.
- La tasa de indisponibilidad forzada (IFOR) es igual a 0 para todas las centrales.
- El margen de reserva teórico es igual a 0.

6.4.2 Descripción general de casos ilustrativos

Los casos ilustrativos que se evaluaron se describen en la siguiente tabla. Luego se analiza en detalle los resultados de la evaluación para los 4 primeros casos.

Tabla 8: Casos evaluados

Caso	Tecnologías disponibles	Descripción
1	Térmica, hidroeléctrica de embalse y solar fotovoltaica	La demanda máxima ocurre entre las 12:00 y 14:00, es decir, donde existe generación solar.
1a	Térmica e hidroeléctrica de embalse	La demanda máxima ocurre entre las 12:00 y 14:00.
2	Térmica, hidroeléctrica de embalse y solar fotovoltaica	La demanda máxima ocurre en la punta noche, es decir, donde no hay generación solar.
2a	Térmica e hidroeléctrica de embalse	La demanda máxima ocurre en la punta noche.
3	Térmica y solar fotovoltaica	La demanda máxima ocurre entre las 12:00 y 14:00, es decir, donde existe generación solar. La demanda máxima en la punta tarde es similar a la demanda máxima en punta noche.
3a	Térmica	La demanda máxima ocurre entre las 12:00 y 14:00, la demanda máxima en la punta tarde es similar a la demanda máxima en punta noche.
4	Térmica y solar fotovoltaica	La demanda máxima ocurre entre las 12:00 y 14:00, es decir, donde existe generación solar. Existe una diferencia significativa entre la demanda punta día y la demanda de punta noche.
5	Térmica y solar fotovoltaica	La demanda máxima ocurre en la punta noche, es decir, donde no hay generación solar.
5a	Térmica	La demanda máxima ocurre en la punta noche.
6	Térmica y solar fotovoltaica	La demanda es la del sistema SING 2016-2017.
7	Térmica, hidroeléctrica de embalse y solar fotovoltaica	La demanda es la del sistema SIC 2016-2017.
7a	Térmica e hidroeléctrica de embalse	La demanda es la del sistema SIC 2016-2017.

6.4.2.1 Caso 1

La siguiente tabla muestra la capacidad instalada por tipo de tecnología que se obtiene luego de resolver el problema de optimización. La simulaciones se realizaron suponiendo que la tecnología térmica podría corresponder a una central carbón o una central a diesel. No obstante lo anterior, el uso de estas tecnologías es solo referencial y se podría haber hecho con otra tecnología térmica (ejemplo: central que utiliza GNL).

Tabla 9: Capacidad instalada y energía generada por tipo de tecnología.

Tecnología	Capacidad instalada (MW)	Energía generada (GWh)
Térmica	4.676	39.847 (48%)
Hidroembalse	6.496	26.280 (32%)
Solar	7.016	17.260 (21%)
Total	18.188	83.388

La siguiente figura muestra la curva anual de duración de carga, utilizando una estimación de la demanda del sistema SIN al año 2021, en base a las demandas actuales de los sistemas SIC y SING.

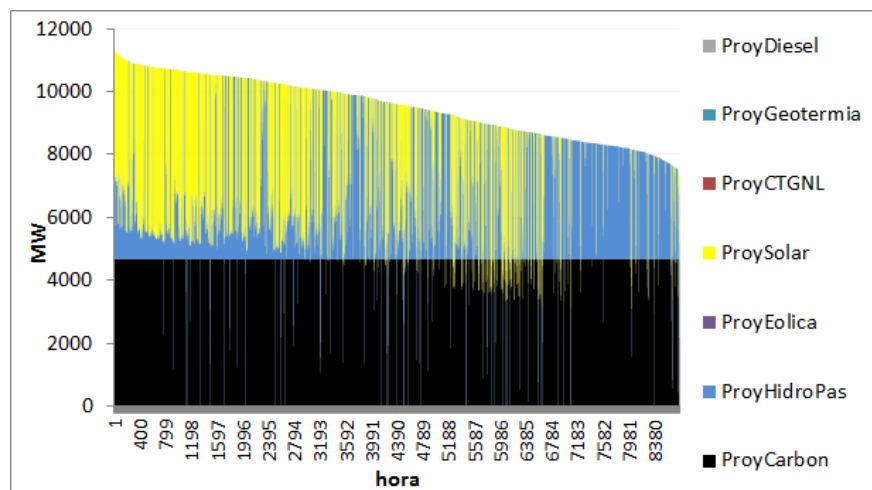


Figura 12: Curva de duración de la carga anual.

La siguiente figura muestra el despacho semanal para una semana particular del año. Se observa como el despacho de la central hidroeléctrica se desplaza hacia los horarios donde de la demanda de punta ocurre en la noche.

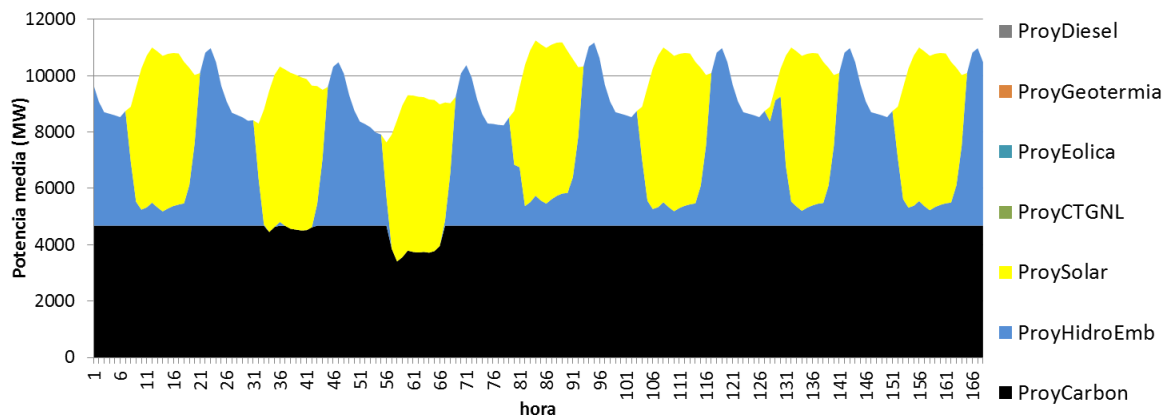


Figura 13: Despacho semanal.

La siguiente tabla muestra el cálculo de la potencia inicial para la generación solar utilizando la metodología de la norma técnica actual y el borrador de norma previo a la norma definitiva. Adicionalmente, se calcula el aporte a la suficiencia utilizando la metodología ECP (*Equivalent Conventional Plant*) revisada en las secciones previas de antecedentes internacionales.

Tabla 10: Resultados para calcular la potencia inicial utilizando distintas metodologías.

Cálculo	Borrador norma DS62	Metodología actual DS 62	Metodología ECP
Potencia Inicial central solar	Factor de planta anual=0,28 Pinicial= 1965 MW (0,28 x 7016 MW).	Promedio factor de planta horas en horas de demanda punta=0,58 Factor de planta anual=0,28 Pinicial= 1965 MW (0,28 x 7016 MW).	La central solar es reemplazado por una central equivalente de 1843 MW.
Distribución de Potencia Inicial	Psol =1.965 MW Ptermica=4.676 MW Phidro = 4.937 MW Ptotal =11.578 MW Dmax =11.425 MW	Psol = 1.965 MW Ptermica = 4.676 MW Phidro = 4.937 MW Ptotal = 11.578 MW Dmax = 11.425MW	Psol = 1.843 MW Ptermica = 4.676 MW Phidro = 4.906 MW (26.280 GWh) Ptotal = 11.425 MW Dmax =11.425 MW

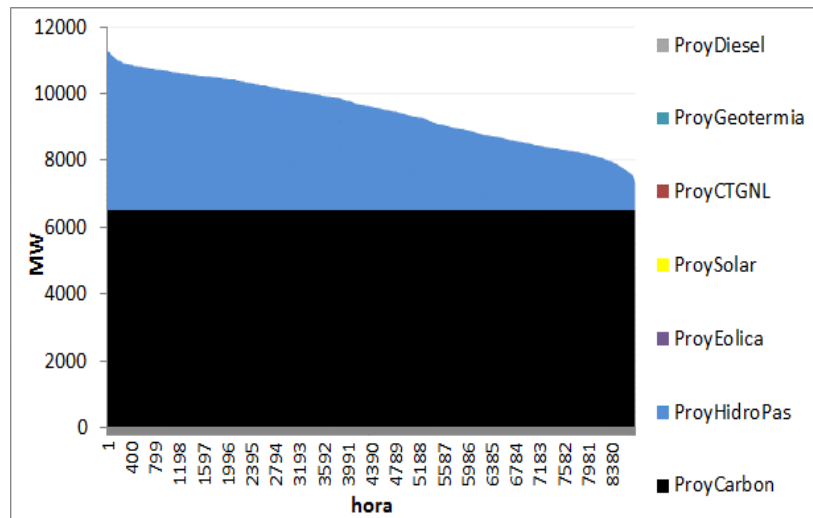


Figura 15: Curva de duración de carga anual.

Adicionalmente, se utilizó la metodología ELCC para evaluar el aporte a la suficiencia de la central solar. Suponiendo que la potencia instalada corresponde a la potencia instalada de la Figura 13, se forzó la entrada de 7.016 MW de generación solar. A continuación se determinó en cuanto podía aumentar la demanda horaria manteniendo el mismo nivel de suficiencia del sistema. Para el cálculo se supuso que la generación hidroeléctrica se mantenía constante con respecto al caso anterior. Los resultados muestran que se puede aumentar hasta en 1842 MW la demanda sin producir energía no suministrada. Notar que este resultado es el mismo que se obtiene utilizando la metodología ECP.

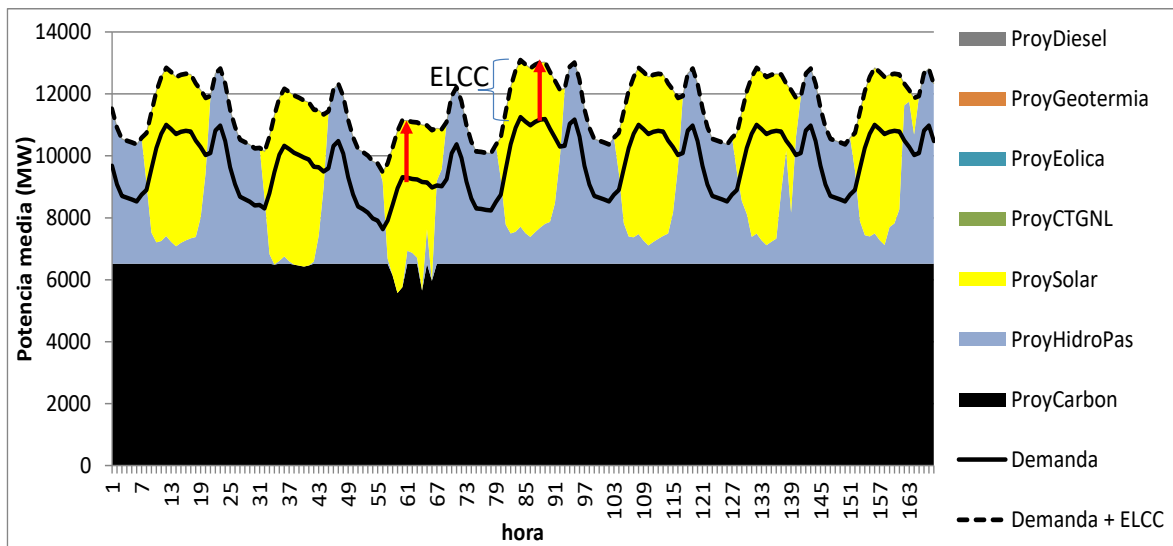


Figura 16: Despacho semanal utilizando la metodología ELCC. La línea negra continua representa la demanda original y la línea negra punteada representa la demanda adicional.

6.4.2.2 Caso 2

El caso 2 es similar al caso 1, sin embargo, en este ejemplo la demanda máxima ocurre cuando no hay generación solar. La siguiente tabla muestra la capacidad instalada por tipo de tecnología que se obtiene de resolver el problema de optimización.

Tabla 11: Capacidad instalada y energía generada por tipo de tecnología.

Tecnología	Capacidad instalada (MW)	Energía generada (GWh)
Térmica	4.729	40.396 (49%)
Hidroembalse	6.700	26.280 (32%)
Solar	6.606	16.251 (20%)
Total	18.035	81.927

La siguiente figura muestra la curva de carga anual. Se observa que no hay generación solar en las 52 horas de demanda máxima del sistema.

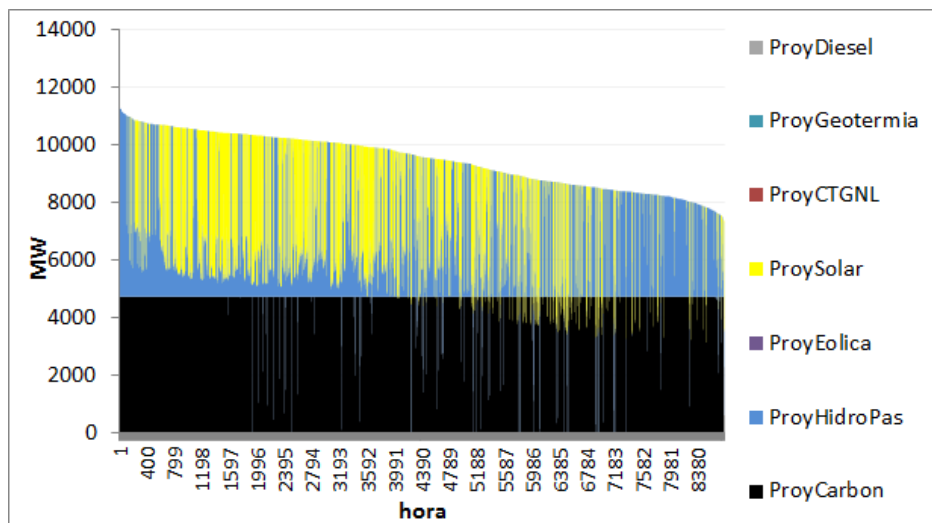


Figura 17: Curva de carga anual. No hay generación solar en las 52 horas de demanda máxima.

La siguiente figura muestra el despacho semanal para una semana particular.

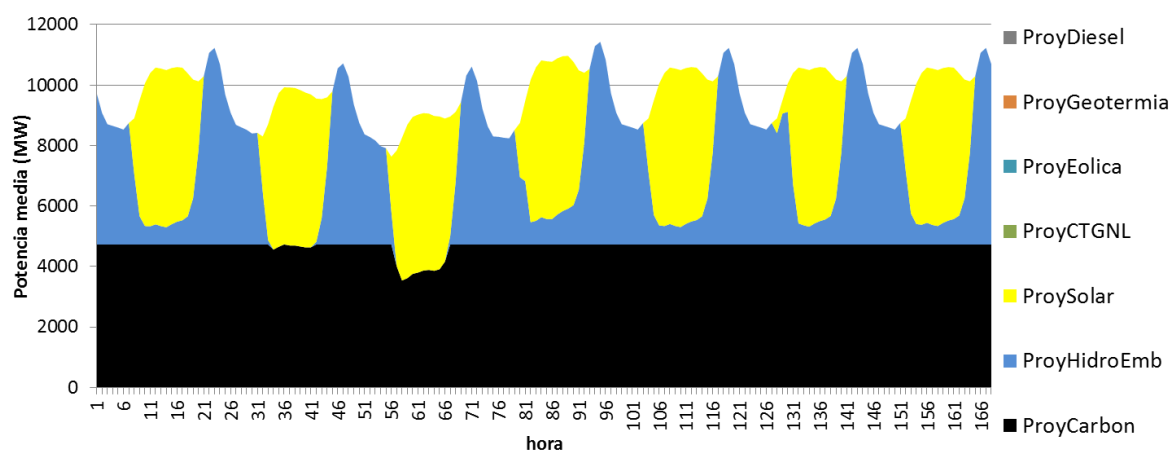


Figura 18: Despacho semanal.

La siguiente tabla muestra el cálculo de la potencia inicial para la generación solar tomando en cuenta las distintas metodologías.

Tabla 12: Cálculo de la potencia inicial utilizando distintas metodologías.

Cálculo	Borrador norma DS62	Metodología actual DS 62	Metodología ECP
Potencia Inicial central solar	Factor de planta anual=0,28 Pinicial= 1850MW (0,28 x 6.606 MW).	Promedio factor de planta horas en horas de demanda punta=0 Factor de planta anual=0,28 Pinicial= 0 MW (0 x 6.606 MW).	La central solar es reemplazada por una central térmica equivalente de 1738 MW.
Distribución Potencia Inicial	Psol =1.850 MW Ptermica = 4.729 MW Phidro = 4.993 MW Ptotal =11.572 MW Dmax =11.429 MW	Psol = 0 MW Ptermica = 4729 MW Phidro = 4993 MW Ptotal = 9.722 MW Dmax = 11.429 MW	Psol = 1.738 MW Ptermica = 4.729 MW Phidro = 4.962 MW (26.280 GWh) Ptotal = 11.429 MW Dmax =11.429 MW

De los resultados anteriores se puede analizar lo siguiente:

- En el caso 2, la metodología actual (DS62) no reconoce aporte a la suficiencia de la central solar. La justificación subyacente sería porque la generación solar no ocurre en las horas de demanda de punta.
- Sin embargo, por construcción del ejemplo, el sistema no requiere capacidad adicional para satisfacer la demanda de punta. En efecto, en todas las horas se satisface la demanda.
- El problema anterior se explica porque la metodología no reconoce la capacidad de regulación del sistema y la propiedad de “mover” energía de unas horas a otras. En este caso, la energía hidroeléctrica disponible se utiliza para satisfacer la demanda principalmente donde no hay generación solar.
- Utilizando la metodología ECP se muestra que la generación solar debería ser reemplazada por una central térmica equivalente de 1738 MW para mantener el mismo nivel de suficiencia. Por tanto, utilizando esta metodología se podría suponer que la generación en horas fuera de punta también podría contribuir a la suficiencia del sistema.
- El aporte a la suficiencia que realiza la generación solar en horas fuera de punta depende de la capacidad de almacenamiento y de la potencia instalada hidroeléctrica adicional que se podría inyectar en la condición hidrológica bajo la cual se analiza la suficiencia del sistema. Por tanto, este aporte no es ilimitado y está condicionado al menos por estas dos variables. En la siguiente figura se muestra como a medida que disminuye la capacidad de almacenamiento el aporte a la suficiencia medido con el indicador ECP tiende a 0.
- Si bien en el sistema el caso 1 y caso 2 son muy similares, los cambios en las horas que ocurre demanda de punta cambian significativamente el aporte a la suficiencia de la central solar bajo la metodología del DS 62 vigente.
- De nuevo, la Potencia Inicial de la generación hidroeléctrica que se obtiene con la metodología del DS 62 es similar a la que se obtiene utilizando la metodología ECP. Con la metodología ECP se reconocen 4962 MW de potencia de suficiencia, versus los 4993 MW que se obtienen con la metodología del DS62.

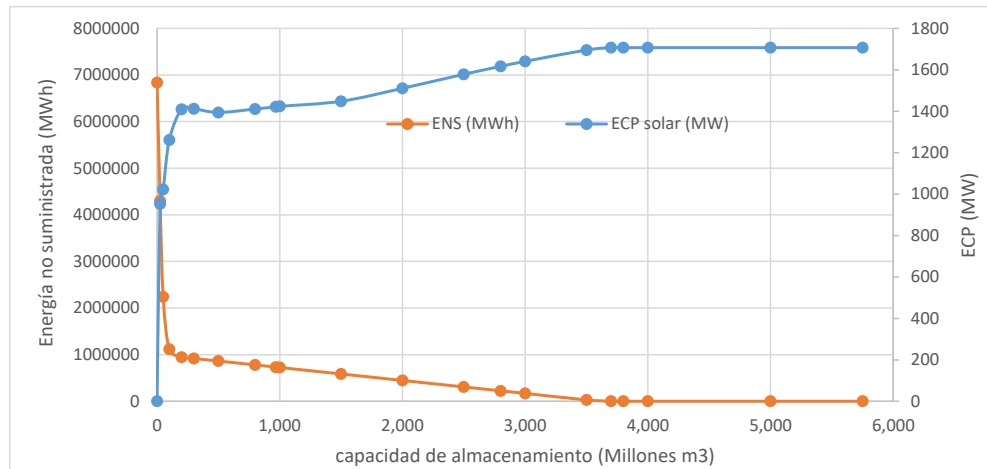


Figura 19: Aporte a la suficiencia medido con el indicador ECP. A medida que disminuye la capacidad de almacenamiento disminuye el aporte a la suficiencia de la generación solar.

6.4.2.3 Caso 3

En los siguientes ejemplos los análisis anteriores se aplican para sistemas sin capacidad de almacenamiento. La siguiente tabla muestra la capacidad instalada por tipo de tecnología que se obtiene luego de resolver el problema de optimización.

Tabla 13: Capacidad instalada y energía generada por tipo de tecnología.

Tecnología	Capacidad instalada (MW)	Energía generada (GWh)
Carbón	8287	68107 (82%)
Hidroembalse	0	0
Solar	4490	11060 (13%)
Diesel	2885	4221 (5%)
Total	15.662	83.388

La siguiente figura muestra la curva de carga anual. Se observa que existe generación solar en las 52 horas de demanda de punta.

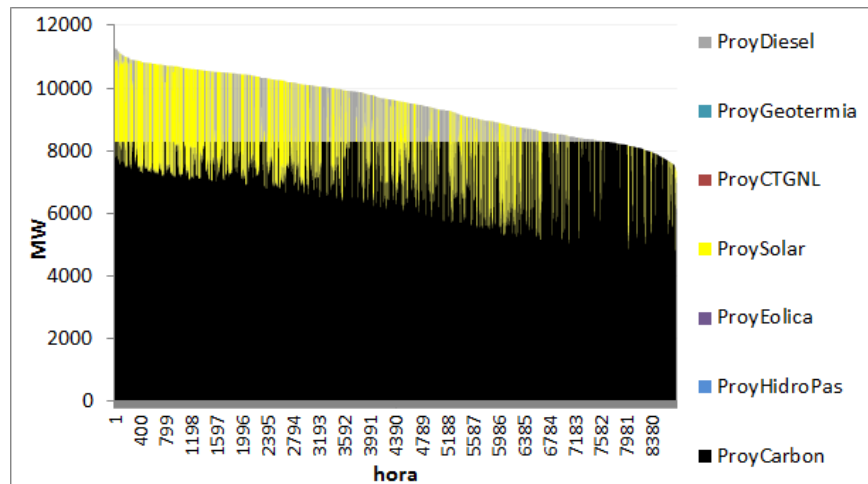


Figura 20: Curva de carga anual

La siguiente figura muestra el despacho semanal para una semana particular y el costo marginal de largo plazo. El costo marginal que se muestra en la figura corresponde al costo marginal de largo plazo. El incremento del costo marginal que se aprecia en la figura se explica porque en esa hora aparece incorporada la componente de inversión relacionada con la tecnología de punta. En la sección 6.3.4 se analiza la consistencia de la metodología ECP con la teoría marginalista.

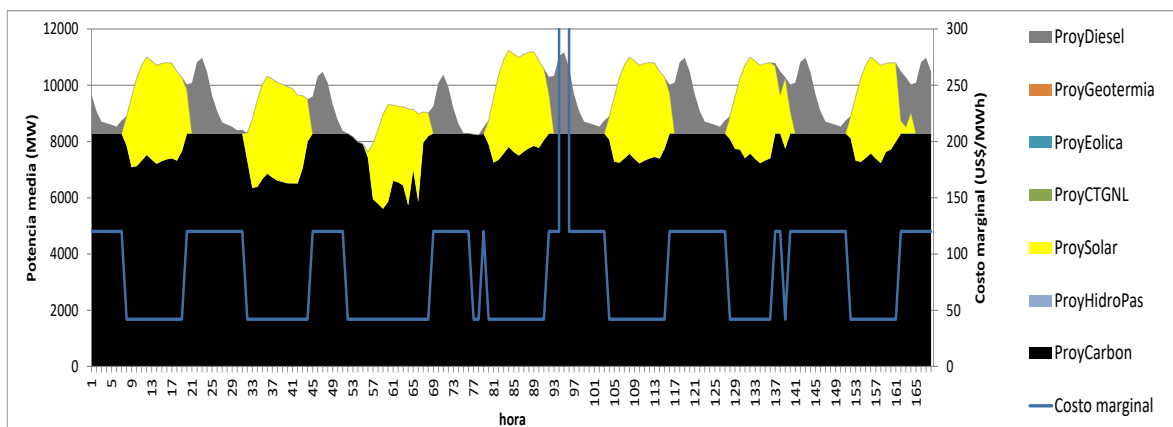


Figura 21: Despacho semanal para una semana en específico

La siguiente tabla muestra el cálculo de la potencia inicial para la generación solar tomando en cuenta las distintas metodologías.

Tabla 14: Cálculo de la potencia inicial utilizando distintas metodologías.

Concepto	Borrador metodología DS62	Metodología actual DS 62	Metodología ECP
Potencia Inicial central solar	Factor de planta anual=0,28 Pinicial= 1257 MW (0,28 x 4490 MW).	Promedio factor de planta horas punta=máxima=0,61 Factor de planta anual=0,28 Pinicial= 1257 MW (0,28 x 4490 MW).	La central solar es reemplazado por una central equivalente de 253 MW
Distribución de Potencia Inicial	Psol=1257 MW Pdiesel=2885 MW Pcarbon=8287 MW Ptotal=12.429 MW Dmax=11425 MW	Psol=1257 MW Pdiesel=2885 MW Pcarbon=8287 MW Ptotal=12.429 MW Dmax=11425 MW	Psol=253 MW Pdiesel=2885 MW Pcarbon=8287 MW Ptotal=11.425 MW Dmax=11425 MW

De los resultados anteriores se puede analizar lo siguiente:

- La capacidad instalada de generación solar no contribuye a satisfacer la demanda en las horas de la punta noche, mientras que con la capacidad instalada en las horas de punta noche sí se puede satisfacer una fracción de la demanda en la punta tarde. Por tal motivo la metodología ECP determina que la central solar podría ser reemplazada por una central térmica equivalente de solo 253 MW.
- Si bien la generación solar ocurre en las 52 horas de demanda de punta, el aporte a la suficiencia de esta tecnología sería limitado si se considera como métrica de evaluación el ECP.
- Para este caso particular, la metodología DS62 podría estar reconociendo mayor potencia de suficiencia que la aportada por la central solar.
- La central diésel que se requiere para satisfacer su demanda en la horas de punta noche no podría recuperar todos sus costos de inversión con el pago por suficiencia bajo la metodología DS 62, esto debido a que buena parte de esos ingresos se destinarían para la central solar.

6.4.2.4 Caso 4

El siguiente ejemplo es similar al anterior, sin embargo, se fuerza a que haya una diferencia significativa entre la demanda de punta día y la demanda de punta noche. La siguiente tabla muestra la capacidad instalada por tipo de tecnología que se obtiene luego de resolver el problema de optimización.

Tabla 15: Capacidad instalada y energía generada por tipo de tecnología.

Tecnología	Capacidad instalada (MW)	Energía generada (GWh)
Carbón	8.209	66.188 (81%)
Diesel	2565	2.795 (4%)
Hidroembalse	0	0 (0%)
Solar	5.269	12.978 (16%)
Total	16043	81.962

La siguiente figura muestra la curva de duración de carga anual.

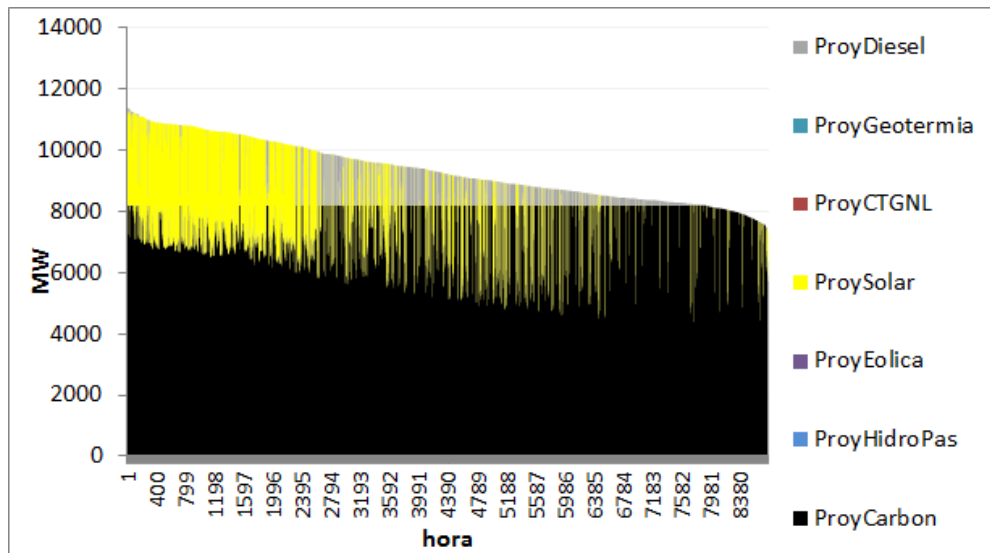


Figura 22: Curva de duración de carga anual.

La siguiente figura muestra el despacho semanal para una semana particular. El costo marginal varía entre el costo variable de la central a carbón y la central a diésel.

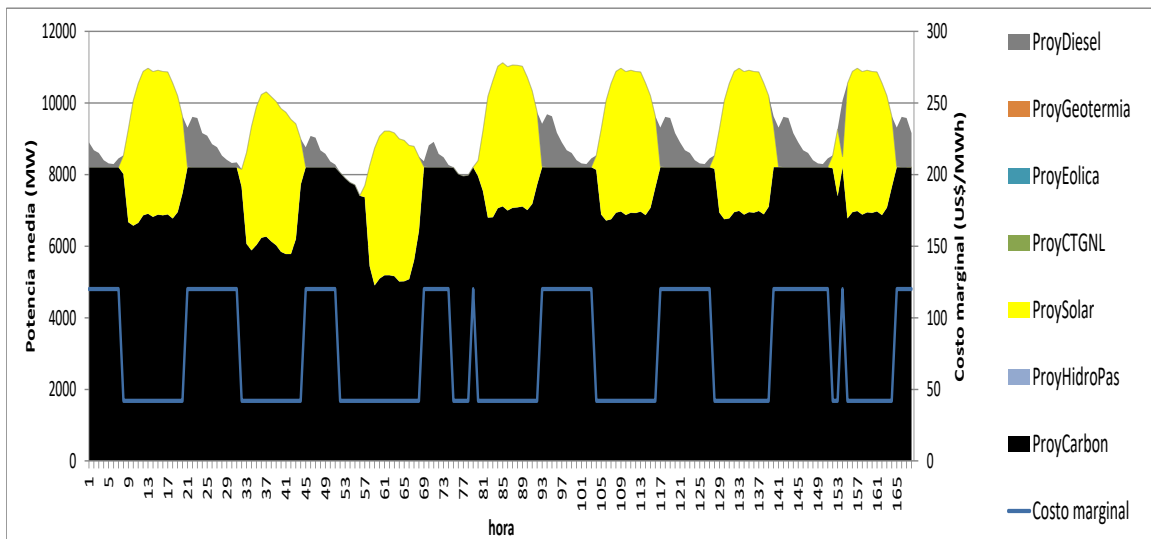


Figura 23: Despacho para una semana en particular. Las horas de demanda máxima ocurren al medio día.

La siguiente figura muestra el despacho semanal para otra semana en la cual el costo marginal de largo plazo incorpora una componente de inversión. La hora en que se produce el incremento del costo marginal de largo plazo corresponde a la hora de punta en la cual se requeriría invertir en un 1 MW adicional de capacidad para satisfacer la demanda.

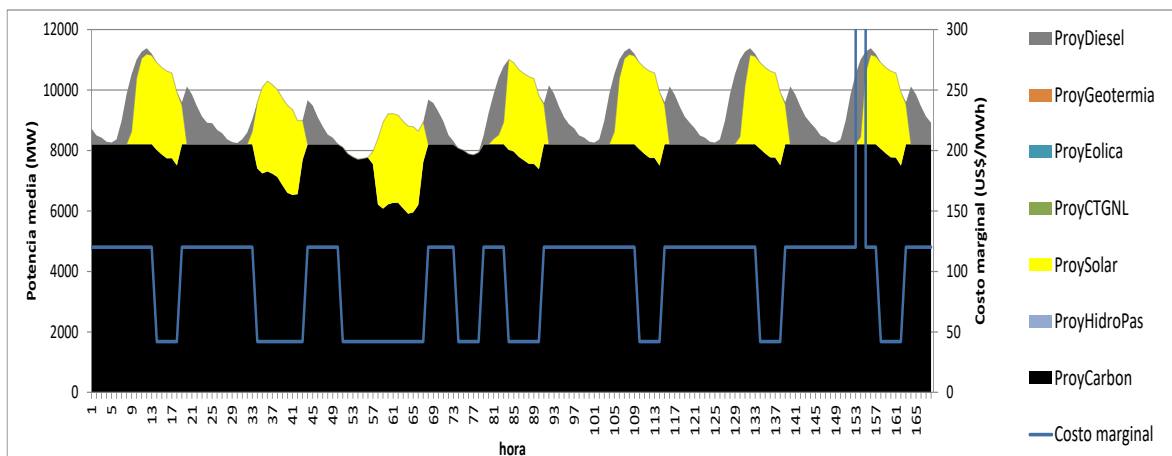


Figura 24: Despacho para una semana en particular en la cual el costo marginal incorpora una componente de inversión.

Tabla 16: Cálculo de la potencia inicial utilizando distintas metodologías.

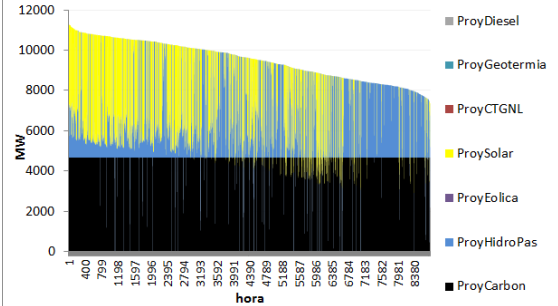
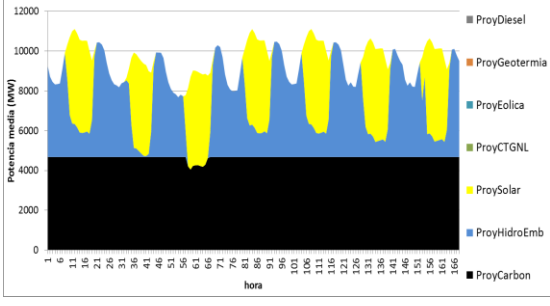
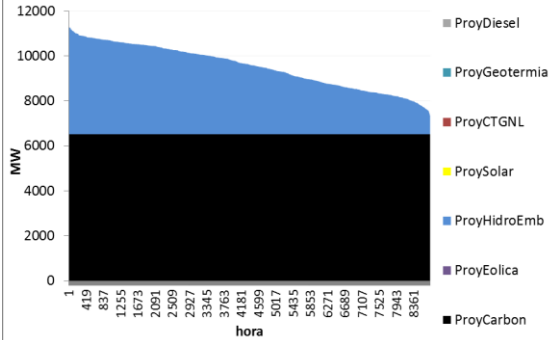
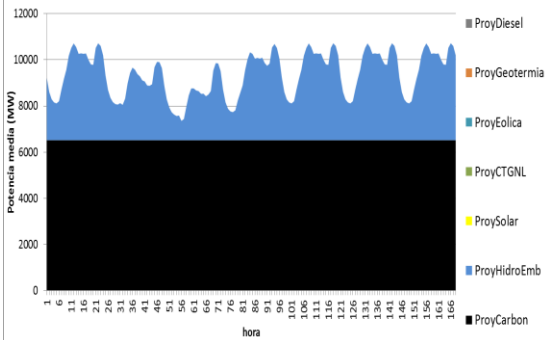
Concepto	Borrador metodología DS62	Metodología actual DS 62	Metodología ECP
Potencia Inicial central solar	Factor de planta anual=0,28 Pinicial= 1475 MW (0,28 x 5269 MW).	Promedio factor de planta horas punta=máxima=0,61 Factor de planta anual=0,28 Pinicial= 1475 MW (0,28 x 5269 MW).	La central solar es reemplazada por una central equivalente de 761 MW.
Distribución de Potencia Inicial	Psol=1475 MW Pdiesel=2565 MW Pcarbon=8209 MW Ptotal=12.249 MW Dmax=11535 MW	Psol= 1475 MW Pdiesel=2565 MW Pcarbon=8209 MW Ptotal=12.249 MW Dmax=11535 MW	Psol=761 MW Pdiesel=2565 MW Pcarbon=8209 MW Ptotal=11.535 MW Dmax=11535 MW

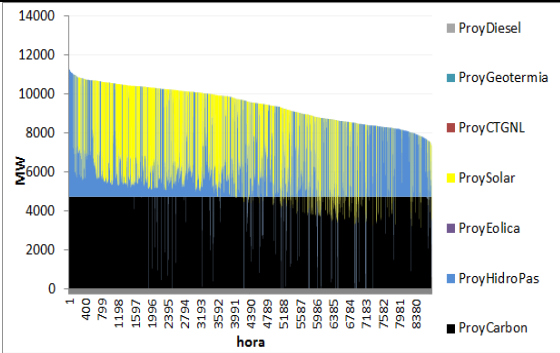
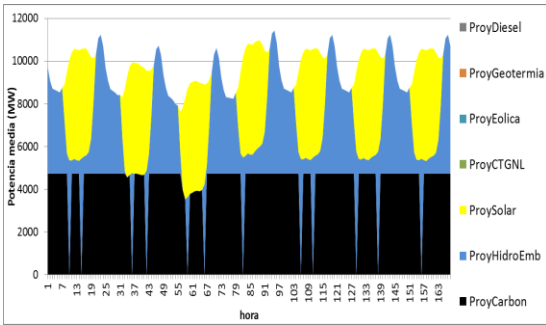
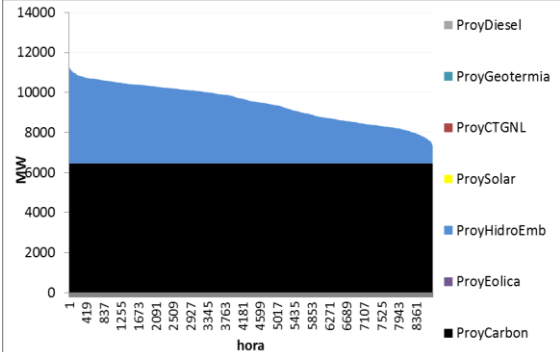
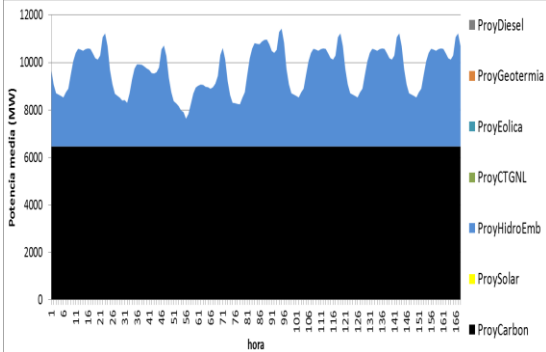
Los resultados anteriores muestran que cuando se incrementa la diferencia relativa entre la demanda de punta día y la demanda de punta noche, se incrementa el reconocimiento de la potencia de suficiencia de la central solar utilizando la metodología ECP. Cuando la demanda máxima de punta día es similar a la demanda de punta noche, la capacidad instalada térmica que se requiere para satisfacer la demanda de punta noche podría ayudar a satisfacer gran parte de la demanda de punta día si la central fuera despachada durante esas horas. Al contrario, cuando la demanda de punta día es mucho mayor que la demanda de punta noche, la potencia térmica instalada solo puede satisfacer una fracción menor de la demanda de punta día. Esto tiene como consecuencia que se reconozca más potencia de suficiencia a la tecnología solar, debido a que en ausencia de generación solar se requeriría una capacidad térmica adicional a la ya instalada para satisfacer la demanda de punta día.

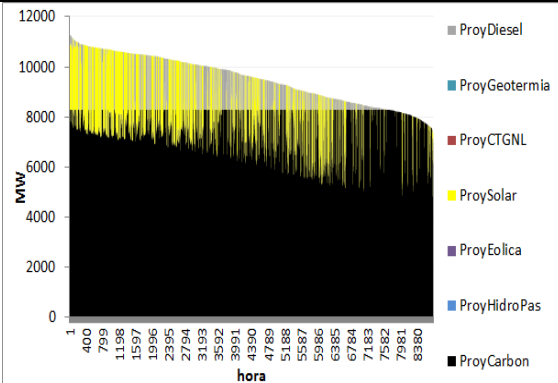
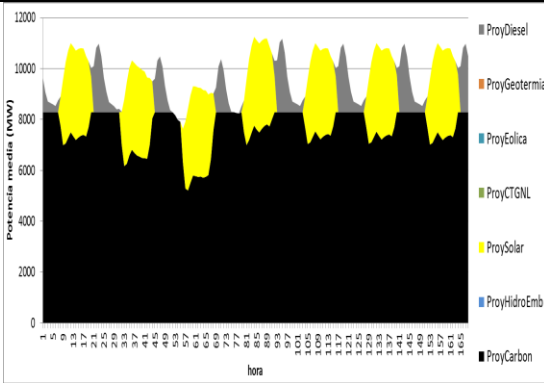
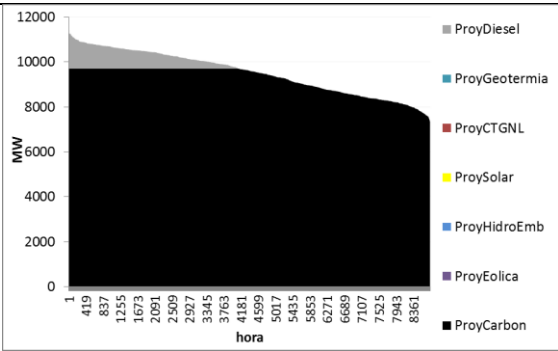
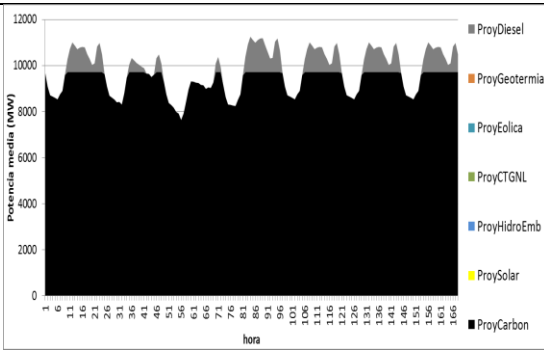
A continuación se resumen los resultados para los distintos casos ilustrativos evaluados.

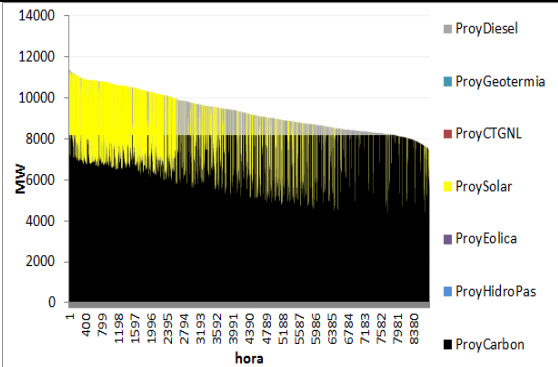
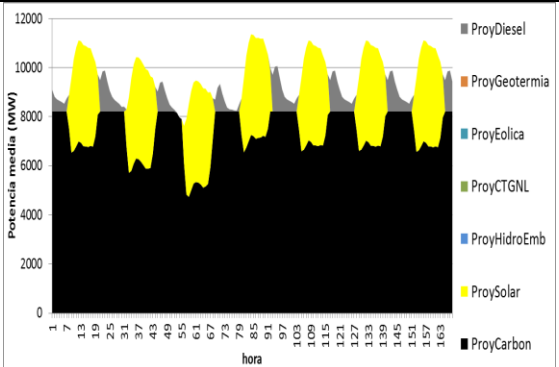
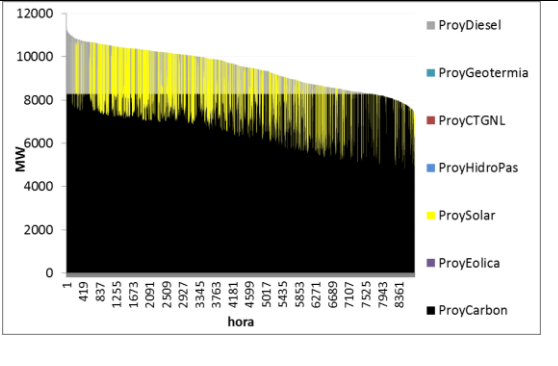
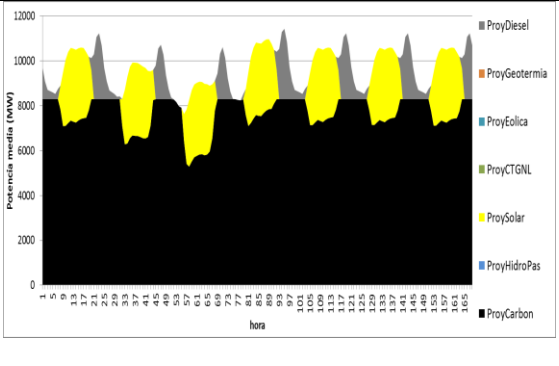
6.4.3 Resumen de casos analizados

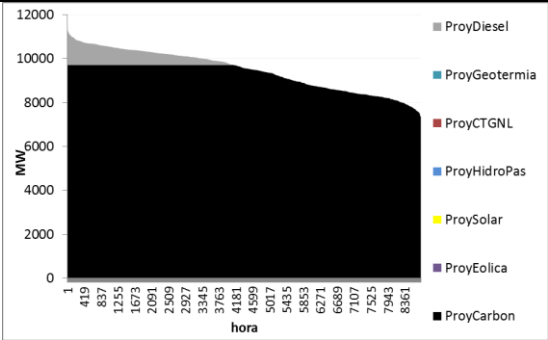
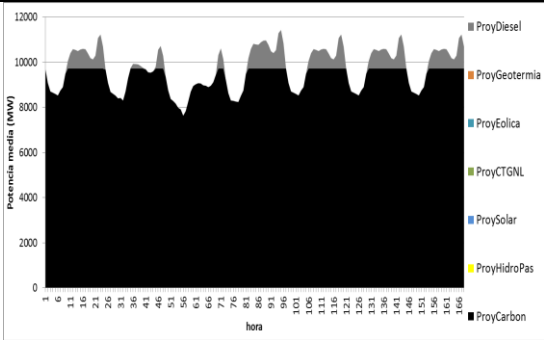
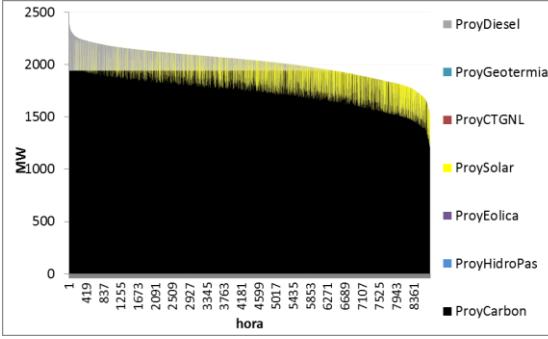
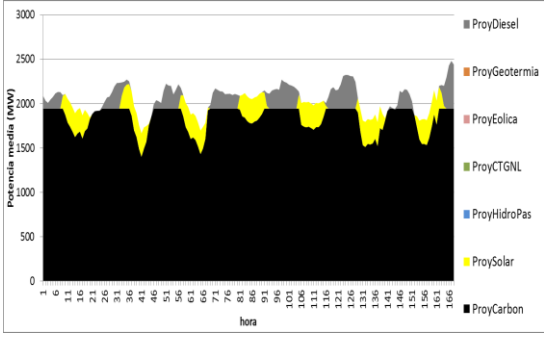
Tabla 17: Estimación de la potencia inicial de las distintas tecnologías utilizando distintas metodologías.

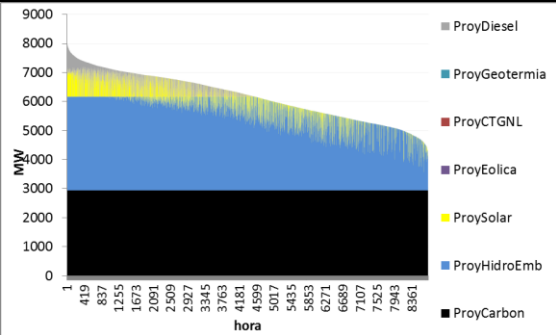
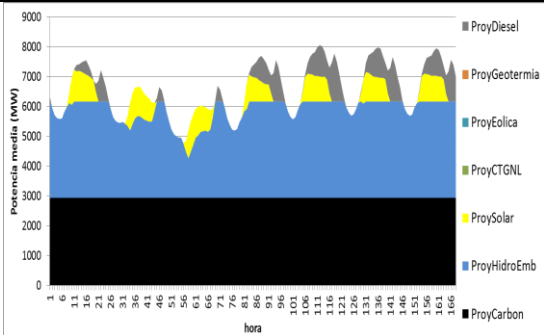
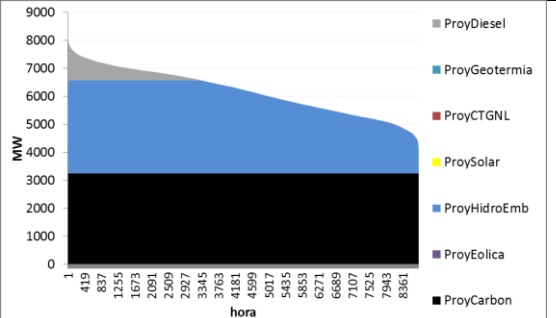
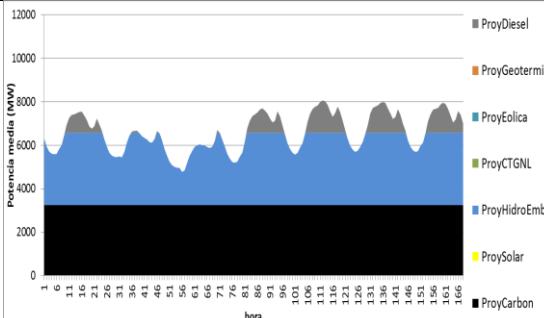
ID	Curva de duración de carga	Ejemplo de despacho semanal	Borrador	Norma	ECP
1	 La demanda máxima ocurre entre las 12:00 y 14:00, es decir, donde existe generación solar.	 Tecnologías disponibles: Térmica, hidroeléctrica de embalse y solar fotovoltaica	Solar recibe Psol= 1965 MW Ptermica= 4676 MW Phidro= 4937 MW Dmax= 11425 MW	Solar recibe Psol= 1965 MW Ptermica= 4676 MW Phidro= 4937 MW	Solar recibe Psol= 1843 MW Ptermica= 4676 MW Phidro= 4906 MW Dmax= 11425 MW
1a	 La demanda máxima ocurre entre las 12:00 y 14:00, es decir, donde existe generación solar.	 Tecnologías disponibles: Térmica, hidroeléctrica de embalse	Phidro= 4906 MW Ptermica= 6519 MW Dmax= 11425 MW	Phidro= 4906 MW Ptermica= 6519 MW Dmax= 11425 MW	Phidro= 4906 MW Ptermica= 11226 MW Dmax= 11425 MW

ID	Curva de duración de carga	Ejemplo de despacho semanal	Borrador	Norma	ECP
2	 La demanda máxima ocurre en la punta noche, es decir, donde no hay generación solar.	 Tecnologías disponibles: térmica, hidroeléctrica de embalse y solar fotovoltaica	Solar recibe Psol= 1850 MW Ptermica= 4729 MW Phidro= 4993 MW Dmax= 11429 MW	Solar no recibe Psol= 0 MW Pcarbón= 4729 MW Phidro= 4993 MW	Solar recibe Psol= 1738 MW Pcarbón= 4729 MW Phidro= 4962 MW Dmax= 11429 MW
2a	 La demanda máxima ocurre en la punta noche, es decir, donde no hay generación solar.	 Tecnologías disponibles: térmica, hidroeléctrica de embalse	Phidro= 4962 MW Ptermica= 6466 MW Dmax= 11429 MW	Phidro= 4962 MW Ptermica= 6466 MW Dmax= 11429 MW	Phidro= 4962 MW Ptermica= 6467 MW Dmax= 11429 MW

ID	Curva de duración de carga	Ejemplo de despacho semanal	Borrador	Norma	ECP
3	 La demanda máxima ocurre entre las 12:00 y 14:00, es decir, donde existe generación solar.	 Tecnologías disponibles: Térmica y solar fotovoltaica. La demanda máxima en la punta tarde es similar a la demanda máxima en punta noche.	Solar recibe Psol= 1257 MW Pdiesel= 2885 MW Pcarbón= 8287 MW Dmax= 11425 MW	Solar recibe Psol= 1257 MW Pdiesel= 2885 MW Pcarbón= 8287 MW Dmax= 11425 MW	Solar recibe Psol= 253 MW Pdiesel= 2885 MW Pcarbón= 8287 MW Dmax= 11425 MW
3a	 La demanda máxima ocurre entre las 12:00 y 14:00, es decir, donde existe generación solar.	 Tecnologías disponibles: Térmica.	Pdiesel= 1718 MW Pcarbón= 9707 MW Dmax= 11425 MW	Pdiesel= 1718 MW Pcarbón= 9707 MW Dmax= 11425 MW	Pdiesel= 1718 MW Pcarbón= 9707 MW Dmax= 11425 MW

ID	Curva de duración de carga	Ejemplo de despacho semanal	Borrador	Norma	ECP
4	 La demanda máxima ocurre entre las 12:00 y 14:00, es decir, donde existe generación solar.	 Tecnologías disponibles: Térmica y solar fotovoltaica. Existe una diferencia significativa entre la demanda punta día y la demanda de punta noche.	Solar recibe Psol= 1475 MW Pdiesel= 2565 MW Pcarbón= 8209 MW Dmax= 11535 MW	Solar recibe Psol= 1475 MW Pdiesel= 2565 MW Pcarbón= 8209 MW Dmax= 11535 MW	Solar recibe Psol= 761 MW Pdiesel= 2565 MW Pcarbón= 8209 MW Dmax= 11535 MW
5	 Demanda máxima ocurre en la noche, es decir, donde no existe generación solar.	 Tecnologías disponibles: Térmica y solar fotovoltaica	Solar Recibe Psol= 1166 MW Pcarbón= 8290 MW Pdiesel= 3139 MW Dmax= 11429 MW	Solar no recibe Psol= 0 MW Pcarbón= 8290 MW Pdiesel= 3139 MW Dmax= 11429 MW	Solar no recibe Psol= 0 MW Pcarbón= 8290 MW Pdiesel= 3139 MW Dmax= 11429 MW

ID	Curva de duración de carga	Ejemplo de despacho semanal	Borrador	Norma	ECP
5a	 Demanda máxima ocurre en la noche, es decir, donde no existe generación solar.	 Tecnologías disponibles: Térmica	Pdiesel= 1710 MW Pcarbón= 9719 MW Dmax= 11429 MW	Pdiesel= 1710 MW Pcarbón= 9719 MW Dmax= 11429 MW	Pdiesel= 1710 MW Pcarbón= 9719 MW Dmax= 11429 MW
6	 Caso con demanda SING 2016-2017	 Tecnologías disponibles: Térmica y solar fotovoltaica	Solar recibe Psol= 109 MW Pcarbón= 1944 MW Pdiesel= 537 MW Dmax= 2481 MW	Solar recibe (*) Psol= 0.7 MW Pcarbón= 1944 MW Pdiesel= 537 MW Dmax= 2481 MW	Solar no Recibe Psol= 0 MW Pcarbón= 1944 MW Pdiesel= 537 MW Dmax= 2481 MW

ID	Curva de duración de carga	Ejemplo de despacho semanal	Borrador	Norma	ECP
7	 Caso demanda SIC 2016-2017	 Tecnologías disponibles: Térmica, hidro y solar fotovoltaica.	Solar recibe Psol= 317 MW Pcarbón= 2942 MW Pdiesel= 1607 MW Phidro= 3226 MW Dmax= 8057 MW	Solar recibe Psol= 317 MW Pcarbón= 2942 MW Pdiesel= 1607 MW Phidro= 3226 MW Dmax= 8057 MW	Solar recibe Psol= 282 MW Pcarbón= 2942 MW Pdiesel= 1607 MW Phidro= 3226 MW Dmax= 8057 MW
7a	 Caso demanda SIC 2016-2017	 Tecnologías disponibles: Térmica e hidro.	Pcarbón= 3246 MW Pdiesel= 1483 MW Phidro= 3328 MW Dmax= 8056.7 MW	Pcarbón= 3246 MW Pdiesel= 1483 MW Phidro= 3328 MW Dmax= 8056.7 MW	Pcarbón= 3246 MW Pdiesel= 1483 MW Phidro= 3328 MW Dmax= 8056.7 MW

6.4.4 Consistencia con teoría marginalista

En esta sección se analiza la consistencia de los resultados obtenidos con las 3 metodologías evaluadas anteriormente con aplicación de la teoría marginalista. De acuerdo a esta teoría, las ventas de energía a costo marginal de corto plazo más los pagos por potencia permiten recuperar los costos de inversión y operación de todas las centrales. Mediante este análisis se busca que la metodología seleccionada por el consultor no provoque distorsiones de mercado con respecto a la teoría marginalista.

El balance monetario que se busca cumplir con la teoría marginalista es el siguiente:

$$\sum_i CI_i + \sum_i COP_i = \sum_{i,t} CMG_t \times G_{i,t} + IP^{suficiencia}$$

$$IP^{suficiencia} = \sum_i CI_i + \sum_i COP_i - \sum_{i,t} CMG_t \times G_{i,t}$$

Donde CI_i es el costo de inversión anual de la central i , COP_i es el costo de operación anual de la central i , CMG_t es el costo marginal de corto plazo en la hora t , $G_{i,t}$ es la generación de la central i en la hora t , e $IP^{suficiencia}$ corresponde los ingresos totales por potencia de suficiencia.

De acuerdo a la teoría marginalista, a cada unidad le correspondería recibir el siguiente monto ($IP_i^{suficiencia}$, expresado como porcentaje) del monto total a repartir entre todas las centrales:

$$IP_i^{suficiencia}(\%) = \frac{CI_i + COP_i - \sum_t CMG_t \times G_{i,t}}{IP^{suficiencia}} \times 100\%$$

Suponiendo que cada unidad recibe un ingreso por su potencia de suficiencia ($P_i^{suficiencia}$) valorizado al precio de la potencia de suficiencia (PPS), se debe cumplir la siguiente igualdad:

$$IP^{suficiencia} = \sum_i PPS(US/kW) \times P_i^{suficiencia}(kW)$$

Expresado de otra forma, a cada unidad le correspondería recibir el siguiente porcentaje del monto total a repartir para cubrir totalmente sus costos de inversión y operación:

$$\begin{aligned}
 IP_i^{suficiencia}(\%) &= \frac{PPS\left(\frac{US}{kW}\right) \times P_i^{suficiencia}(kW)}{\sum_i PPS\left(\frac{US}{kW}\right) \times P_i^{suficiencia}(kW)} \times 100\% \\
 &= \frac{P_i^{suficiencia}(kW)}{\sum_i P_i^{suficiencia}(kW)} \times 100\%
 \end{aligned}$$

Si P_i^{METODO} corresponde a la potencia de suficiencia que aproxima el valor $P_i^{suficiencia}$ utilizando alguna metodología analizada (ECP, borrador de norma, norma, etc.), se espera que idealmente se cumpla siguiente igualdad:

$$\frac{P_i^{METODO}(kW)}{\sum_i P_i^{METODO}(kW)} = \frac{CI_i + COP_i}{IP^{suficiencia}}$$

La Tabla 17 muestra los resultados para los 7 casos evaluados con presencia de ERNC. La columna “PS Teoría Marginalista” corresponde al porcentaje $IP_i^{suficiencia}(\%)$ del monto total del pago por suficiencia ($IP^{suficiencia}$) que debería recibir cada central. La columna “% PS ECP” corresponde al monto que asigna utilizando la metodología ECP, “% PS Norma” corresponde a los montos que se asignarían con la metodología actual, y “% PS Borrador” corresponden a los montos que se asignan con el borrador de norma. Entre paréntesis se indica la desviación absoluta del porcentaje respectivo en relación con lo que indica la teoría marginalista. En negrita se señala la metodología de reconocimiento de potencia de suficiencia que más se acerca a la teórica, en cada caso y tecnología.

Los resultados muestran que para los ejemplos de sistemas sin capacidad de almacenamiento (3, 4, 5 y 6) los porcentajes que se asignan con la metodología ECP son cercanos a los valores determinados con la teoría marginalista. Utilizando la metodología del borrador de norma se observa que se sobreestiman los montos asignados con respecto a la teoría marginalista y la metodología ECP. La norma actual, salvo el caso 4, también se aproxima a los valores determinados por la teoría marginalista.

En los casos con capacidad de almacenamiento existen diferencias en los montos asignados. Por ejemplo, en el caso 2 (caso sin generación solar en las horas de demanda máxima) la metodología ECP destina un 15% del monto total a repartir al pago por suficiencia de la central solar, mientras que la teoría marginalista determina un 5%. Si bien dichos porcentajes son distintos, se rescata que ambas metodologías determinan que la generación solar debería recibir pago por suficiencia, a pesar de no estar generando en las 52 horas de demanda máxima. Para este mismo caso la metodología actual no asigna un pago por suficiencia a la generación solar.

Es importante destacar que en la aplicación de la teoría marginalista en un sistema con generación hidroeléctrica con capacidad de regulación no necesariamente coincide con la interpretación clásica. En este caso, los costos de inversión más los costos de operación son iguales a los ingresos de venta de energía a costo marginal de corto plazo, más los ingresos por potencia de suficiencia, menos el valor del agua. Es decir, la función objetivo del problema dual contiene un término asociado a la restricción del balance hídrico. En el caso 7 se observa que la central hidroeléctrica no debería recibir un pago por suficiencia ya que con las ventas energía a costo marginal se cubren sus costos de inversión y operación. Sin embargo, el ejercicio se realizó de manera determinística y en la práctica se trata de un problema estocástico donde existen años con costos marginales más bajos que no necesariamente cubrirán los costos anualizados de la inversión y costos de operación. Por otro lado, los resultados dependen también del costo relativo entre las tecnologías disponibles en el problema de expansión.

En todos los casos se observa que la metodología ECP asigna correctamente el pago que debería recibir la central a diésel, la que en el mercado chileno se conoce como la tecnología de “punta”. Por tanto, la metodología ECP determina con mayor precisión el monto óptimo de capacidad instalada que debería tener el sistema, cuya operación se financia con las ventas a costo marginal de operación (corto plazo) y los ingresos por potencia de suficiencia al precio de la turbina de punta.

Tabla 18: Distribución del pago por suficiencia utilizando distintas metodologías.

Caso	Tecnología	% PS Teoría Marginalista	% PS ECP	% PS Norma	% PS Borrador
Caso 1	Carbón	61%	41% (20%)	40% (21%)	40% (21%)
	Solar	5%	16% (-11%)	17% (-12%)	17% (-12%)
	HidroEmb	34%	43% (-9%)	43% (-9%)	43% (-9%)
Caso 2	Carbón	60%	41% (19%)	49% (12%)	41% (19%)
	Solar	5%	15% (-10%)	0% (5%)	16% (-11%)
	HidroEmb	35%	43% (-9%)	51% (-17%)	43% (-9%)
Caso 3	Carbón	74%	73% (2%)	67% (8%)	67% (8%)
	Solar	0%	2% (-2%)	10% (-10%)	10% (-10%)
	Diésel	26%	25% (0%)	23% (2%)	23% (-2%)
Caso 4	Carbón	75%	71% (3%)	67% (8%)	67% (8%)
	Solar	2%	7% (-4%)	12% (-10%)	12% (-10%)
	Diésel	23%	22% (1%)	21% (2%)	21% (2%)
Caso 5	Carbón	73%	73% (0%)	73% (0%)	66% (7%)
	Solar	0%	0% (0%)	0% (0%)	9% (-9%)
	Diésel	27%	27% (0%)	27% (0%)	25% (2%)
Caso 6	Carbón	78%	78% (0%)	78% (0%)	75% (3%)
	Solar	0%	0% (0%)	0% (0%)	4% (-4%)
	Diésel	22%	22% (0%)	22% (0%)	21% (1%)

Caso 7	Carbón	74%	37% (37%)	36% (38%)	36% (38%)
	Solar	3%	4% (0%)	4% (-1%)	4% (-1%)
	HidroEmb	0%	40% (-40%)	40% (-40%)	40% (-40%)
	Diésel	23%	20% (3%)	20% (3%)	20% (3%)

A continuación se analizan con mayor detalle los resultados del caso 2. La Figura 25 muestra el despacho semanal, los costos marginales de largo plazo y los costos marginales de corto plazo para la semana 51 de este caso. El costo marginal de corto largo plazo corresponde al dual de la restricción de suficiencia ($\lambda_{1,t}^*$) del problema de optimización que determina la capacidad instalada y despacho óptimo. Este dual se incrementa en la hora de demanda máxima ya que contiene una componente de inversión. El costo marginal de corto plazo corresponde al costo marginal de operación que obtendría el despachador centralizado al realizar la programación semanal. Este costo marginal corresponde al costo variable de la central a carbón (40 US\$/MW). Durante este ejercicio se supone que la capacidad ya se encuentra instalada, por tanto, no incorpora ninguna componente de inversión.

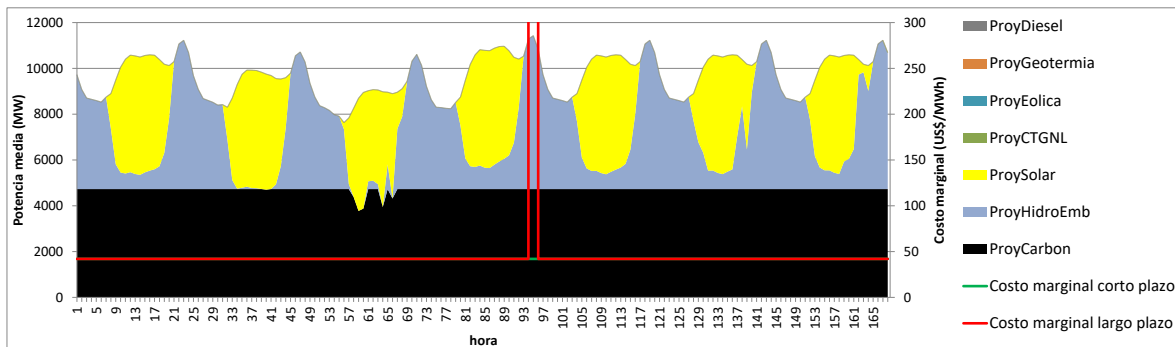


Figura 25: Despacho semanal en la semana 51 del año de evaluación. La línea roja corresponde al costo marginal de largo plazo y la línea verde corresponde al costo marginal de corto plazo.

La Figura 26 muestra el despacho semanal, los costos marginales de largo plazo y los costos marginales de corto plazo para otra semana. En este periodo el costo marginal de corto plazo sigue siendo el determinado por el costo variable de la generación a carbón. Sin embargo, el costo marginal de largo plazo es mayor que el costo marginal de corto plazo. Este valor más elevado que el costo marginal de corto plazo es el que le permite recuperar sus costos de inversión, indicando por un lado que debe recibir un ingreso adicional, y por el otro que la demanda determina algún incremento de inversión en capacidad (en este periodo) en horas con generación solar.

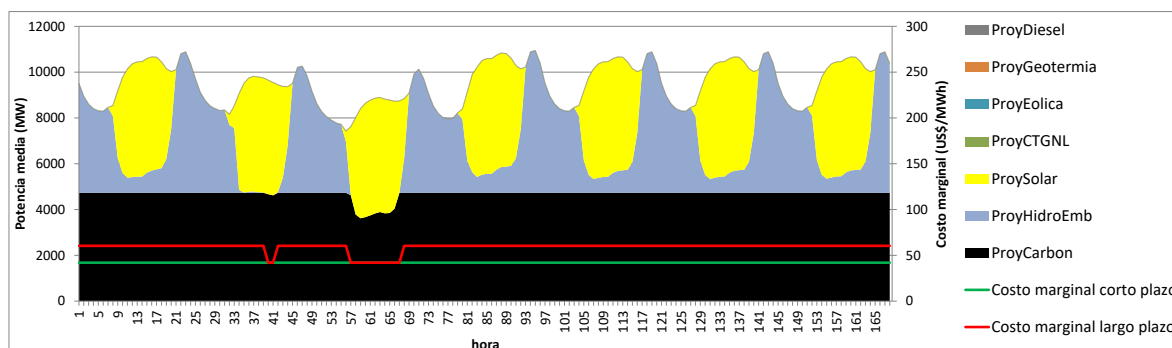


Figura 26: Despacho semanal en la semana 4 del año de evaluación.

La siguiente tabla muestra el balance de pago para cada una de las tecnologías, los resultados muestran que la tecnología solar no puede cubrir sus costos de inversión y operación solamente con los ingresos de la venta de energía a costo marginal. En este sentido, el plan de expansión óptimo del sistema mostraría que esta central debería recibir un pago por suficiencia para cubrir sus costos totales. La columna que columna “Ingreso Pago Suficiencia” corresponde al ingreso que le faltaría recibir a cada central para cubrir sus costos de operación y los costos anualizados de inversión.

Tabla 19: Balance de pago para cada las distintas tecnologías.

Tecnología	Costo de Inversión (US\$)	Costo de operación (US\$)	Ingreso Energía (US\$)	VAN sin pago suficiencia (US\$)	Ingreso Pago Suficiencia (US\$)	VAN con pago suficiencia (US\$)
Carbón	1.891.486	1.696.648	1.696.648	-1.891.486	1.891.486	0
Hidro-Embalse	2.010.072	183.960	1.103.760	-1.090.272	1.090.272	1
Solar	726.631	113.756	682.537	-157.849	157.853	-4

6.5 Conclusiones generales del análisis realizado

A continuación se resumen las principales conclusiones del análisis realizado con los casos ilustrativos.

Los ejemplos analizados muestran que en un sistema con capacidad de almacenamiento, el sistema puede tener capacidad y energía suficiente para satisfacer la demanda de toda la curva de carga, sin tener generación renovable en las 52 horas de mayor demanda (ver caso 2). Al aplicar la metodología de la normativa para reconocimiento de potencia vigente a este caso se estaría incentivando la instalación de más capacidad en circunstancias que el sistema no lo requeriría. Por otra parte, en un sistema sin capacidad de almacenamiento, también se observan casos en que si bien las 52 horas de mayor demanda coinciden con la presencia de generación renovable, la metodología de normativa vigente podría sobreestimar el aporte a la suficiencia del recurso renovable y limitar los recursos destinados para cubrir los costos de operación e inversión de la tecnología de punta (caso 3). Por tanto, la coincidencia de la generación renovable variable en las horas de mayor demanda como determinante para definir el aporte a la suficiencia debe ser revisada.

Se comparó la metodología actual con una aproximación de la metodología ECP, la cual ha sido ampliamente reportada en la literatura internacional y utilizada por algunos de los países revisados en capítulos anteriores. Al medir el aporte a la suficiencia con esta metodología, se observa que ésta captura mejor el aporte a la suficiencia para distintas configuraciones de sistema. Por ejemplo, es capaz de capturar el aporte a la suficiencia de centrales renovables cuya generación no coincide con las 52 horas de demanda máxima (caso 2) y que se encuentran en un sistema con capacidad de almacenamiento. En el caso 3 se asigna adecuadamente los recursos destinados para cubrir los costos de inversión y operación de la central de punta en un sistema sin capacidad de almacenamiento. Veremos en las secciones siguientes que esta metodología también es consistente con el procedimiento utilizado para determinar la Potencia Inicial de centrales hidroeléctricas con y sin capacidad de regulación, además de otras propiedades deseables del pago por suficiencia. Al contrario de lo que ocurre con la metodología ECP, la metodología actual para determinar Potencia Inicial de las centrales eólicas y solares no es aplicable para todos los casos (combinaciones de parques y perfiles de demanda).

Al comparar la consistencia de las 3 metodologías evaluadas con los resultados esperados de la teoría marginalista, se observa que en un sistema sin capacidad de almacenamiento la metodología ECP es la que mejor se aproxima a los resultados deseados. En un sistema

con capacidad de almacenamiento, se observan diferencias en los montos asignados. Sin embargo, tanto la metodología ECP como la teoría marginalista muestran que las centrales con generación solar y eólica deberían recibir un pago por suficiencia. Esto, a diferencia de la normativa vigente, que determina que las tecnologías podrían no recibir pago alguno, dependiendo de la coincidencia de la disponibilidad de su energía primaria en horas de demanda mayor. Asimismo, la metodología ECP se comporta de manera más estable ante cambios en las horas que ocurren las 52 horas de mayor demanda, lo cual es una característica deseable en un mecanismo destinado a asegurar un ingreso y remunerar su inversión.

7 Aplicación de metodología al SIC-SING

7.1.1 Generación real 2016-2017

En este capítulo se analiza la aplicación de la metodología ECP a los sistemas SIC y SING. El ejercicio se realiza suponiendo que estos sistemas estarán interconectados, ya que de haber un eventual cambio a la metodología actual, esta se aplicaría cuando el SIC y SING estén ya interconectados.

La siguiente figura muestra la curva de duración de la carga anual para la demanda agregada SIC-SING para el periodo abril 2016-marzo 2017. La curva se construye a partir de la demanda real del SIC y SING, e incluye la generación real de centrales eólicas y solares para el mismo periodo de análisis. Para la generación hidroeléctrica se consideran los mismos supuestos utilizados para calcular la potencia de suficiencia de este tipo de centrales, es decir, caudal afluente promedio para los dos años hidrológicos de menor energía afluente, cota inicial de los embalses igual al promedio de los últimos 15 años. Se modeló las centrales hidroeléctricas de embalse, serie y pasada con regulación. Para las centrales de embalse, se consideró la capacidad de regulación reportada en el estudio de potencia de suficiencia del CDEC-SIC. Para las centrales hidroeléctricas de pasada con capacidad de regulación, se supuso que éstas tenían capacidad de regulación intradiaria de 12 horas¹⁹.

Tabla 20. Capacidad instalada y energía generada por tipo de tecnología.

Tecnología	Capacidad instalada (MW)	Energía generada (GWh)
Térmico	5006	43821 (61%)
Hidroembalse	5576	21813 (30.3%)
Solar	1810	3503 (4.9%)
Eólico	1407	2704 (3.8%)
Total	13798	71841

¹⁹ Este supuesto se realizó debido a la falta de información en el informe de potencia de suficiencia.

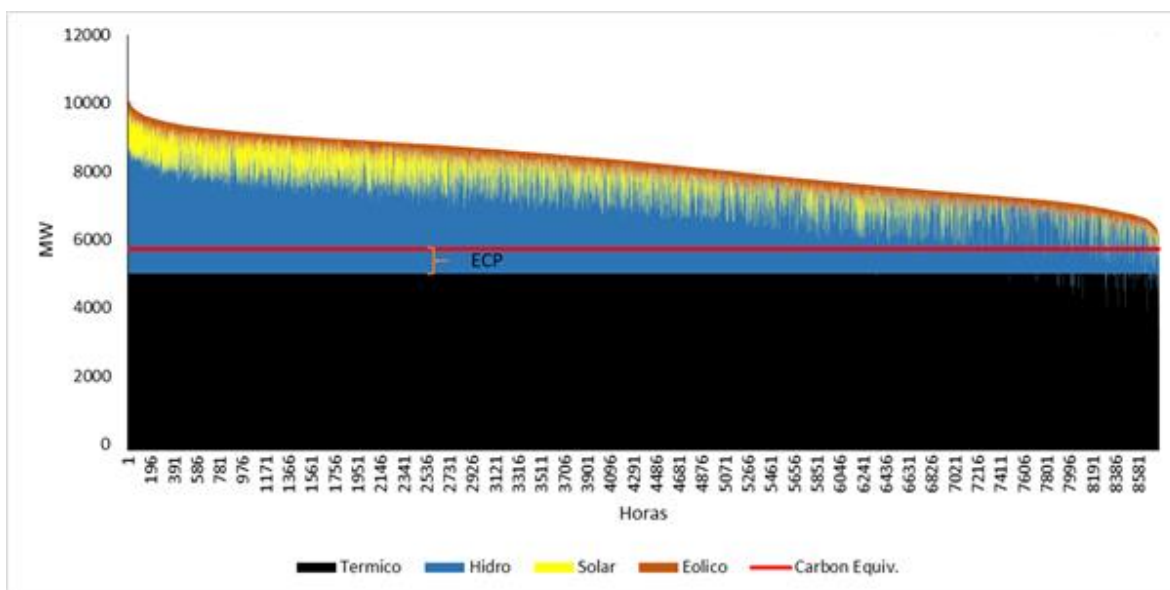


Figura 27: Curva de duración de carga anual.

La siguiente figura muestra un ejemplo del despacho semanal.

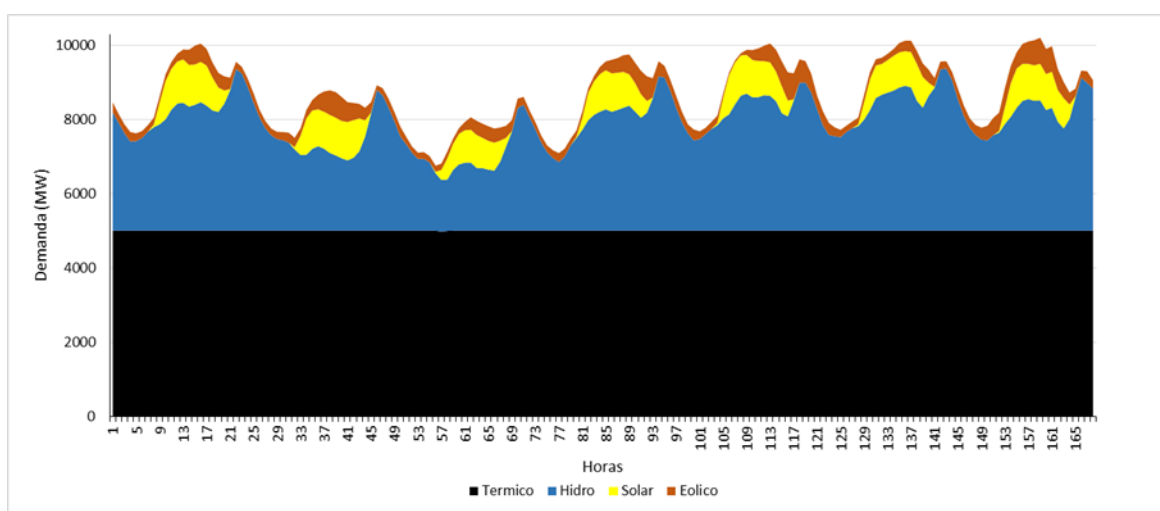


Figura 28: Ejemplo de despacho semanal para el sistema interconectado SIC y SING.

Al igual como se hizo en los ejemplos ilustrativos, en la siguiente tabla se muestra la cuantificación de la “Potencia Inicial” para las 3 metodologías evaluadas. En estos casos no existe planificación de largo plazo, por lo que es no posible un contraste con la teoría marginalista. Es decir, en estos casos no se optimiza las potencias instaladas de las centrales eólicas, solares e hidroeléctricas. Cabe recordar que la potencia inicial de la central hidroeléctrica que se presenta en la Tabla 21, se obtiene con la metodología del DS 62. Para la metodología ECP, la potencia inicial de las centrales hidroeléctricas se obtiene utilizando el modelo implementado, lo cual explicaría las diferencias entre ambos montos.

Tabla 21: Estimación de potencia inicial de centrales eólicas y solares utilizando distintas metodologías

	Borrador norma DS62	Metodología actual DS 62	Metodología ECP
Pini PV y eólica	Factor de planta anual PV=0,22 Pinicial= 400 MW (0,22 x 1810 MW) Factor de planta anual eólica=0,22 Pinicial= 309 MW (0,22 x 1407 MW) Pinit total= 709 MW	Promedio factor de planta solar horas en demanda punta=0.54 Factor de planta anual=0,22 Pinicial= 400 MW (0,22 x 1810 MW) Promedio factor de eólica horas en demanda punta=0.29 Factor de planta anual=0,22 Pinicial= 309 MW (0,22 x 1407 MW) Pinit total (eólica + PV)= 709 MW +	PV y eólica es reemplazado por una central equivalente de 708 MW
Distribución de Pini.	Psol= 400 MW Peolica= 309 MW Ptermico= 5005 MW Phidro= 4589 MW Ptotal= 10303 MW Dmax= 10205 MW	Psol= 400 MW Peolica= 309 MW Ptermico= 5005 MW Phidro= 4589 MW Ptotal= 10303 MW Dmax= 10205 MW	Psol y eolica= 708 MW Ptermico= 5005 MW Phidro= 4492 MW Ptotal= 10205 MW Dmax= 10205 MW

Los resultados de la tabla anterior muestran que el factor de planta promedio es una buena aproximación de la metodología ECP. Para efectos de analizar hasta qué punto el factor de planta promedio aproxima correctamente la metodología ECP, en la Figura 29 se compara ambas métricas para distintos niveles de penetración de generación solar. El ejercicio se realizó suponiendo que la demanda y la capacidad hidroeléctrica con capacidad de regulación se mantenían constante. También se mantiene constante la capacidad de regulación actual. Los resultados muestran que hasta los 4500 MW de penetración de generación solar el factor de planta es similar al indicador ECP. Para mayores niveles de penetración el factor de planta promedio sobrestima el aporte a la suficiencia en comparación con el indicador ECP. Se muestra también en esta figura, los porcentajes de participación de energía para la tecnología solar utilizada para satisfacer la demanda del sistema. Por otro lado se observa que a medida que la penetración de energía solar aumenta la potencia máxima hidroeléctrica despachada y disminuye la potencia la potencia instalada térmica que se requiere para satisfacer la demanda. Esto se debe a que la tecnología solar ayuda a satisfacer la demanda de punta día, permitiendo que se traspase energía hidráulica que satisface la demanda punta noche, desplazando así tecnología térmica.

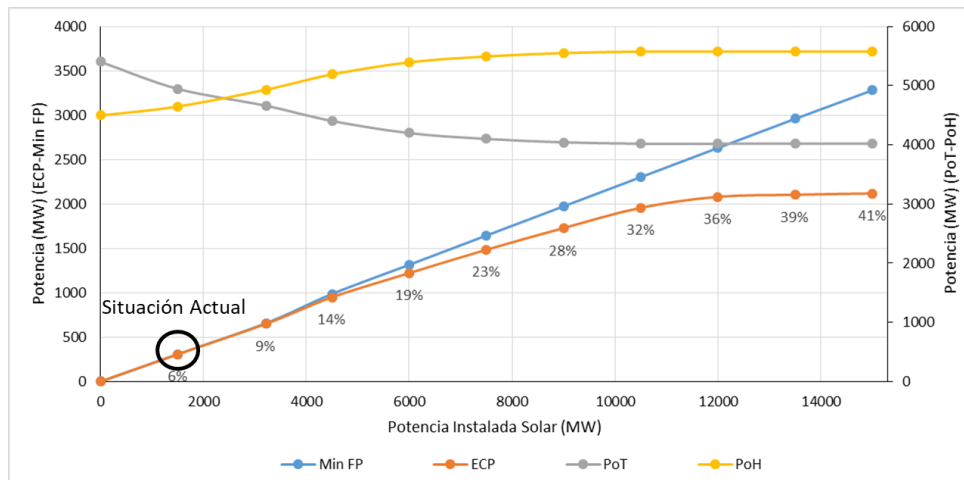


Figura 29: Comparación entre potencia de suficiencia para la generación solar calculada con metodología ECP y utilizando factor de planta anual.

De manera análoga, en la Figura 30 se compara el indicador ECP con el factor de planta anual para distintos niveles de penetración eólica. Se observa un comportamiento similar con respecto al caso anterior.

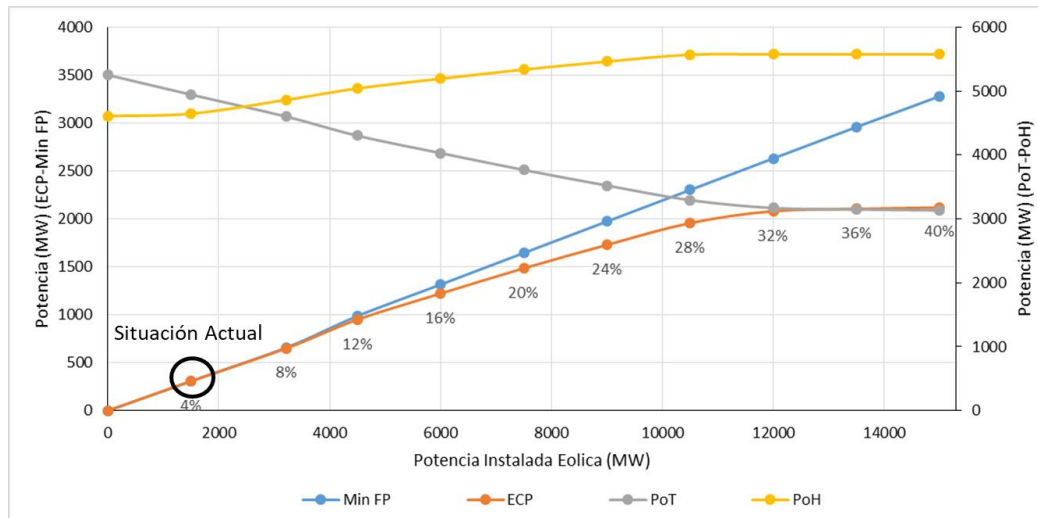


Figura 30: Comparación entre potencia de suficiencia para la generación eólica calculada con metodología ECP y utilizando factor de planta anual.

En las siguientes figuras se muestra el impacto que tiene la capacidad de regulación en el reconocimiento de la potencia de suficiencia de la generación renovable variable. A medida que disminuye la capacidad de almacenamiento, disminuye el reconocimiento a la suficiencia de las centrales con generación renovable variable.

La Figura 31 muestra la potencia inicial estimada con la metodología ECP para distintos niveles de capacidad de almacenamiento. La potencia inicial para la generación solar en el SIC-SING corresponde a 461 MW. Si el sistema no tuviera capacidad de almacenamiento esta potencia disminuye a 125 MW (Figura 32). Utilizando la misma metodología, la potencia inicial de la generación en el SIC-SING corresponde a 309 MW. La potencia inicial total de la solar y eólica corresponde a 770 MW. Es decir, para niveles bajos de penetración el indicador se comporta de manera lineal.

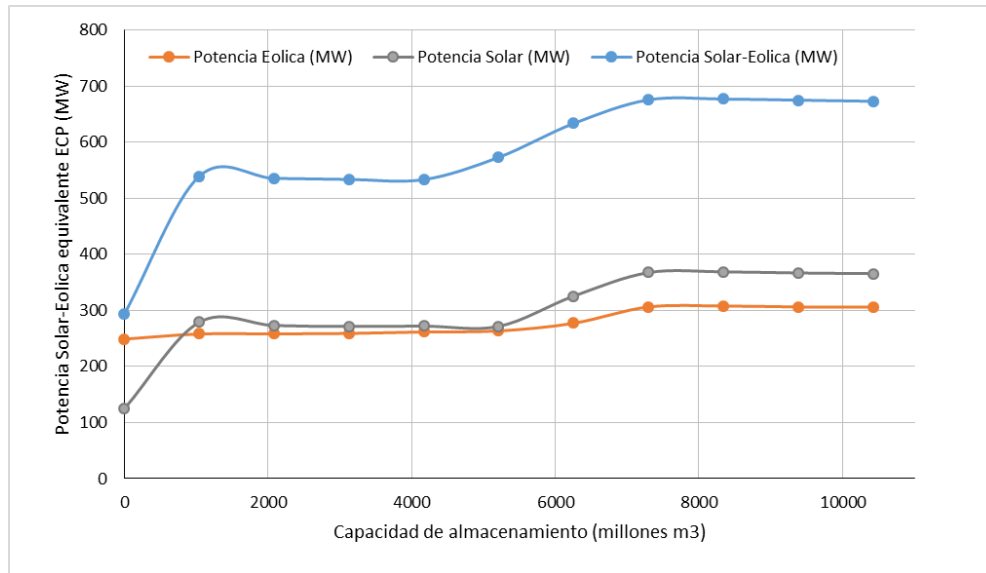


Figura 31: Potencia inicial de generación solar en función de la capacidad de almacenamiento.

Por último, en la siguiente figura se puede observar cómo el reconocimiento en potencia ECP, disminuye para la generación solar a 125 MW si en el sistema no existe capacidad de almacenamiento. Esto, como se ha mencionado, se explica debido a que se pierde la capacidad en el sistema transferir energía renovable entre periodos y horas, lo que se traduce en una mayor necesidad de capacidad para cubrir el abastecimiento de la demanda en todo momento.

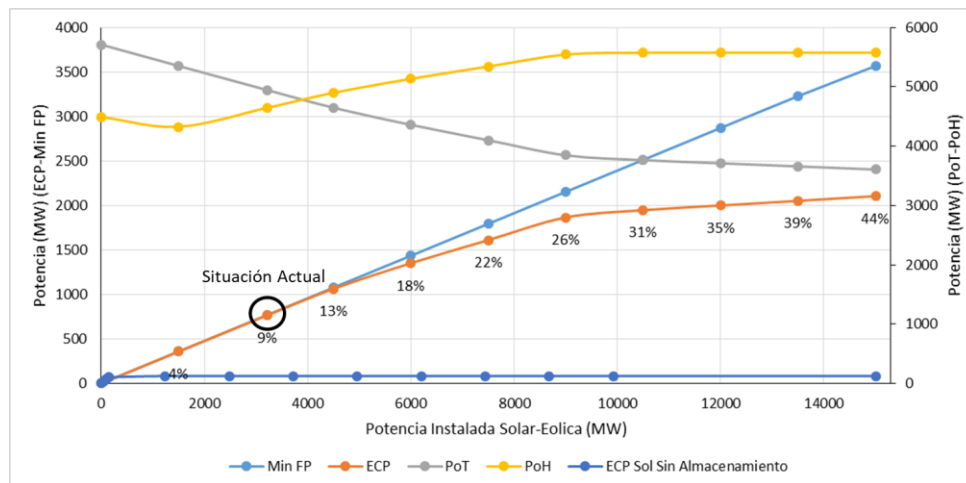


Figura 32: Comparación de reconocimiento de potencia de inicial con sistema de almacenamiento y sin almacenamiento.

7.1.2 Menor factor de planta de los últimos 5 años

La siguiente figura muestra la curva de duración de carga anual para la demanda agregada SIC-SING para el periodo abril 2016-marzo 2017. A diferencia del caso anterior, la curva se construye considerando los perfiles de los años correspondientes al menor factor planta anual de los últimos 5 años, calculado de manera individual para cada central. Los resultados muestran que el indicador ECP disminuye debido a la disminución del factor de planta. Sin embargo, el indicador ECP se aproxima al valor obtenido utilizando el factor de planta promedio anual que utiliza la metodología propuesta en el Borrador de Norma.

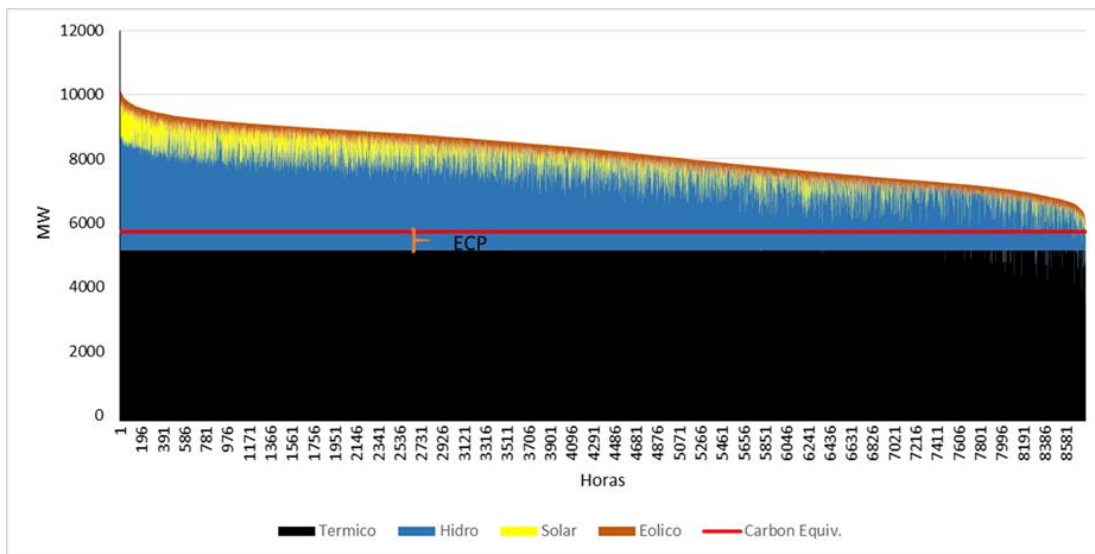


Figura 33: Curva de duración de carga anual

La siguiente figura muestra un ejemplo del despacho semanal.

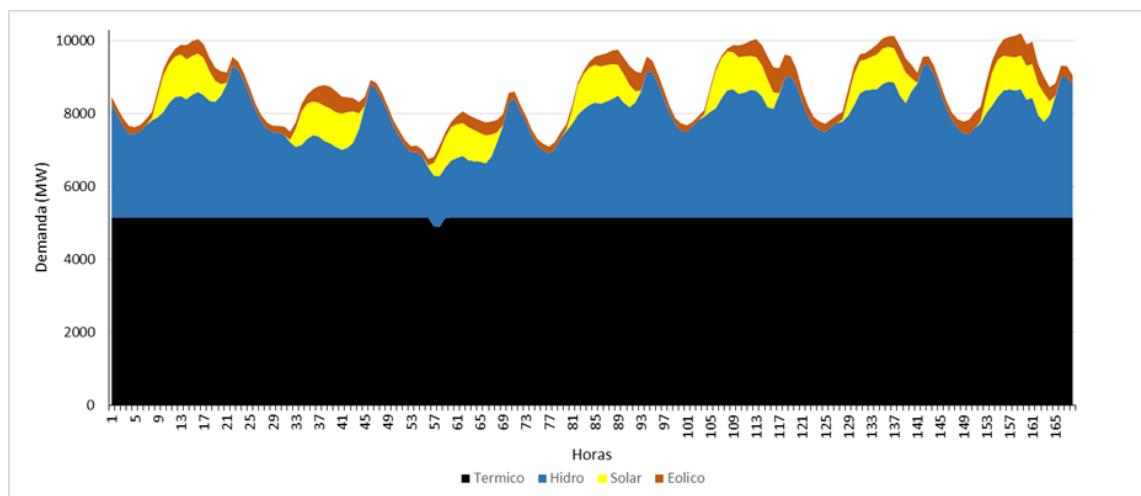


Figura 34: Ejemplo de despacho semanal SIC-SING 2016-2017

Tabla 22: Cálculo de la potencia inicial utilizando distintas metodologías, caso SIC-SING 2016-2017.

	Borrador norma DS62	Metodología actual DS 62	Metodología ECP
Pini PV y eólica	Factor de planta anual PV=0,17 Pinicial= 312 MW (0,17 x 1810 MW) Factor de planta anual eólica=0,18 Pinicial= 250 MW (0,18 x 1407 MW) Pinit total= 562 MW	Promedio factor de planta solar horas en demanda punta=0.53 Factor de planta anual=0,17 Pinicial= 312 MW (0,17 x 1810 MW) Promedio factor de eólica horas en demanda punta=0.27 Factor de planta anual=0,18 Pinicial= 250 MW (0,18 x 1407 MW) Pinit total (eólica + PV)= 562 MW	PV y eólica es reemplazado por una central equivalente de 558 MW
Distribución de Pini.	Psol= 312 MW Peolica= 250 MW Ptermico= 5155 MW Phidro= 4451 MW Ptotal= 10168 MW Dmax= 10205 MW	Psol= 312 MW Peolica= 250 MW Ptermico= 5155 MW Phidro= 4451 MW Ptotal= 10168 MW Dmax= 10205 MW	Psol y eolica= 558 MW Ptermico= 5155 MW Phidro= 4492 MW Ptotal= 10205 MW Dmax= 10205 MW

7.1.3 Proyección generación

Finalmente, a continuación se presentan 2 ejemplos aplicados a un sistema que se aproxima al Sistema Interconectado Nacional (SIN) al año 2021 y 2025. Este ejercicio tiene como objetivo analizar el comportamiento de la metodología propuesta en escenarios de mayor penetración de generación eólica y solar que actual. El ejercicio se realizó suponiendo que la capacidad de regulación del año 2021 y 2025 sigue siendo la misma del sistema actual. Por tanto, la cuantificación de la suficiencia podría aumentar en la medida que se introduzca al sistema más tecnologías con capacidad almacenamiento. De estos casos presentados se puede concluir que para estos dos años (2021 y 2025) el factor de planta promedio es todavía un buen proxy a la metodología ECP propuesta. Cabe resaltar, como se presentó en las figuras 29, 30 y 32, que la utilización del factor de planta promedio a mayores porcentajes de penetración distorsiona el valor que se les reconoce por potencia de suficiencia a las tecnologías eólicas y solar.

7.1.3.1 Caso SIN 2021

La siguiente tabla muestra la capacidad instalada por tipo de tecnología que se obtiene luego de resolver el problema de optimización. Se supuso la misma capacidad instalada de generación hidroeléctrica que existe actualmente y una estimación de la capacidad instalada de generación eólica y solar al año 2021. El modelo determina la capacidad térmica que se requiere para satisfacer la demanda que no pueden suministrar las otras tecnologías.

Tabla 23: Capacidad instalada

Tecnología	Capacidad instalada (MW)	Energía generada (GWh)
Térmico	4725	41206 (51%)
Hidro	5576	21783 (27%)
Eólica	3346	8874 (11%)
Solar	3483	8568 (11%)
Total	17.130	80.432

La siguiente figura muestra la curva de carga anual.

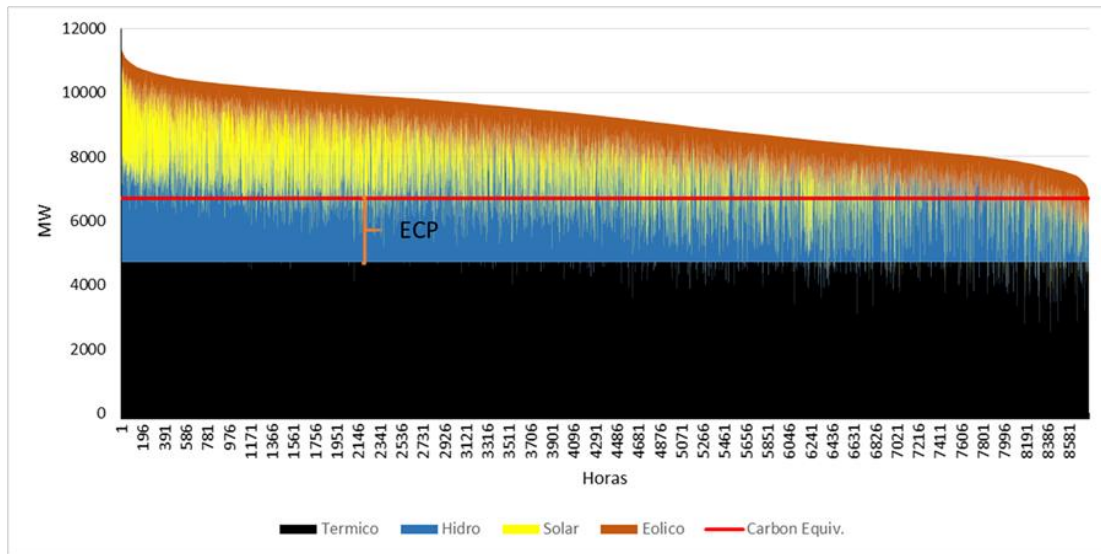


Figura 35: Curva de duración de carga anual

La siguiente tabla muestra un ejemplo del despacho semanal

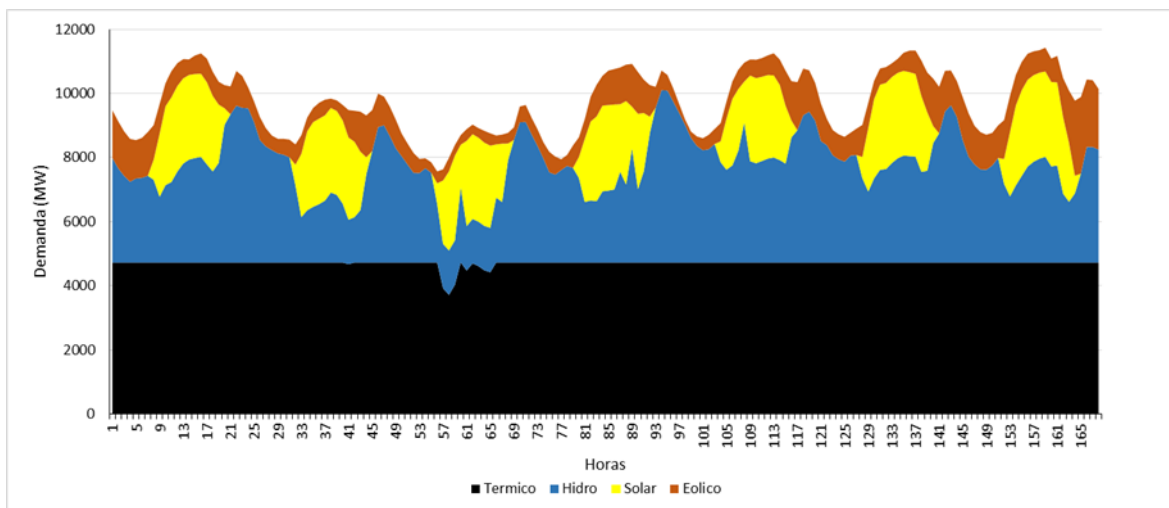


Figura 36: Ejemplo de despacho semanal para el sistema interconectado SIC y SING, 2021.

Tabla 24: Cálculo de la potencia inicial utilizando distintas metodologías.

Concepto	Borrador metodología DS62	Metodología actual DS 62	Metodología ECP
Potencia Inicial central solar y eólica	Factor de planta anual PV=0,28 Pinicial= 978 MW (0,28 x 3483 MW) Factor de planta anual eólica=0,3 Pinicial= 1013 MW (0,3 x 3346 MW) Pinit total=1991 MW	Promedio factor de planta solar horas en demanda punta=58% Factor de planta anual=0,28 Pinicial= 978 MW (0,28 x 3483 MW) Promedio factor de eólica horas en demanda punta=31% Factor de planta anual=0,3 Pinicial= 1013 MW (0,3 x 3346 MW) Pinit total (eólica + solar)=1991 MW	La central solar y eólica es reemplazado por una central equivalente de 1971 MW.
Distribución de Potencia Inicial.	Psol =978 MW Peolica=1013 MW Ptermico= 4725 MW Phidro=5490 MW Ptotal=12.206 MW	Psol =978 MW Peolica=1013 MW Ptermico= 4725 MW Phidro =5490 MW Ptotal=12.206 MW	Psol y eolica= 1971 MW Ptermico=4725 MW Phidro =4730 MW Ptotal=11.425 MW Dmax=11425 MW

	Dmax=11.425 MW	Dmax=11.425 MW	
--	----------------	----------------	--

7.1.3.2 Caso SIN 2025

La siguiente tabla muestra la capacidad instalada por tipo de tecnología que se obtiene luego de resolver el problema de optimización. Se supuso la misma capacidad instalada de generación hidroeléctrica que existe actualmente y una estimación de la capacidad instalada de generación eólica y solar al año 2025. El modelo determina la capacidad térmica que se requiere para satisfacer la demanda que no pueden suministrar las otras tecnologías.

Tabla 25: Capacidad instalada

Tecnología	Capacidad instalada (MW)	Energía generada (GWh)
Térmico	5534	44524 (50%)
Hidro	5576	21817 (25%)
Eólica	4195	11125 (13%)
Solar	4366	10741 (12%)
Total	19.671	88.208

La siguiente figura muestra la curva de carga anual.

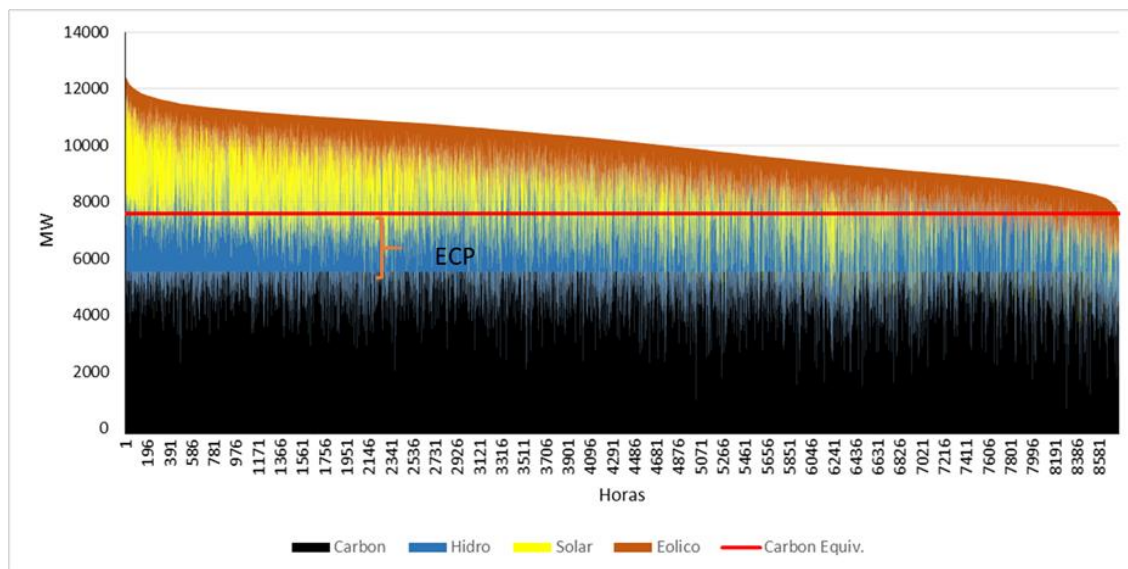


Figura 37: Curva de duración de carga anual.

La siguiente tabla muestra un ejemplo del despacho semanal

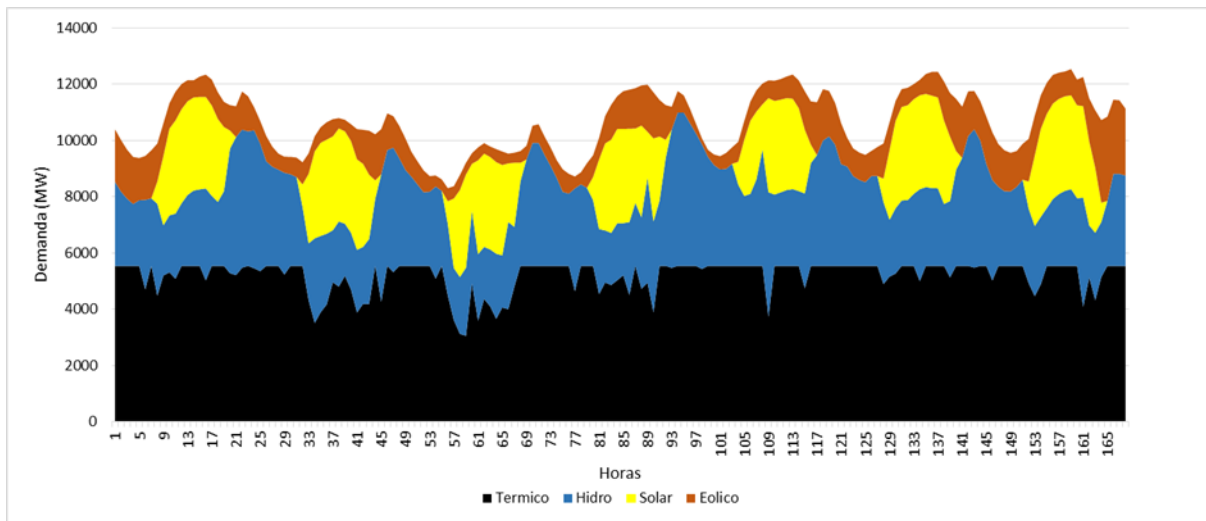


Figura 38: Ejemplo de despacho semanal para el sistema interconectado SIC y SING, 2025.

Tabla 26: Cálculo de la potencia inicial utilizando distintas metodologías.

Concepto	Borrador metodología DS62	Metodología actual DS 62	Metodología ECP
Potencia Inicial central solar y eólica	Factor de planta anual PV=0,28 Pinicial= 1226 MW (0,28 x 4366 MW) Factor de planta anual eólica=0,3 Pinicial= 1270 MW (0,3 x 4195 MW) Pinit total=2496 MW	Promedio factor de planta solar horas en demanda punta=74% Factor de planta anual=0,28 Pinicial= 1226 MW (0,28 x 4366 MW) Promedio factor de eólica horas en demanda punta=23% Factor de planta anual=0,3 Pinicial= 975 MW (0,23 x 4195 MW) Pinit total (eólica + solar)=2201 MW	La central solar y eólica es reemplazado por una central equivalente de 2052 MW
Distribución de Potencia Inicial.	Psol=1226 MW Peolica=1270 MW Ptermico=5534 MW Phidro=5576 MW Ptotal=13.606 MW Dmax=12.530MW	Psol =1226 MW Peolica=975 MW Ptermico=5534 MW Phidro=5576 MW Ptotal=13.311 MW Dmax=12.530MW	Psol y eolica= 2052 MW Ptermico=5534 MW Phidro=4944 MW Ptotal=12530 MW Dmax=12530 MW

8 Recomendaciones

Los cambios metodológicos se proponen considerando 2 opciones. En la primera opción (Opción 1) se propone utilizar la metodología ECP. En la segunda opción (Opción 2) se propone utilizar métodos simplificados que se aproximan a los valores obtenidos con la metodología ECP. Los cambios propuestos hace relación explícita solamente a la tecnologías eólicas y fotovoltaicas.

8.1 Recomendaciones de modificación de la Norma Técnica de Transferencias de Potencia entre Empresas Generadoras (Opción 1)

8.1.1 Propuesta de modificación

Dice	Propuesta
Artículo -9-3 La Potencia Inicial de centrales solares fotovoltaicas, eólicas y centrales cuya fuente de energía sea renovable no convencional, diferentes a las señaladas en el Artículo 9-2 , será igual al valor resultante de multiplicar su potencia máxima por el mínimo de los siguientes valores: ▪ Menor factor de planta anual de los últimos 5 años anteriores al año de cálculo. ▪ Promedio simple de los factores de planta para cada uno de los 52 mayores valores horarios de la curva de carga anual de cada sistema o subsistema, para el año de cálculo. Los factores antes señalados deberán ser determinados considerando los registros de la operación real. En caso de no disponer del registro de los últimos 5 años, se utilizará la estadística según lo indicado en el Artículo 6-2.	Artículo 9-3 (sistema con capacidad de almacenamiento): La Potencia Inicial de centrales solares fotovoltaicas, eólicas y centrales cuya fuente de energía sea renovable no convencional, serán calculados utilizando la metodología ECP. Como mecanismo transitorio utilizar metodología propuesta a continuación.

8.1.2 Descripción de metodología ECP

La metodología ECP es descrita en la sección 6.2.

8.2 Recomendaciones de modificación de la Norma Técnica de Transferencias de Potencia entre Empresas Generadoras (Opción 2)

Dice	Propuesta
Artículo -9-3 La Potencia Inicial de centrales solares fotovoltaicas, eólicas y centrales cuya fuente de energía sea renovable no convencional, diferentes a las señaladas en el Artículo 9-2 , será igual al valor resultante de multiplicar su potencia máxima por el mínimo de los siguientes valores: ▪ Menor factor de planta anual de los últimos 5 años anteriores al año de cálculo. ▪ Promedio simple de los factores de planta para cada uno de los 52 mayores valores horarios de la curva de carga anual de cada sistema o subsistema, para el año de cálculo. Los factores antes señalados deberán ser determinados considerando los registros de la operación real. En caso de no disponer del registro de los últimos 5 años, se utilizará la estadística según lo indicado en el Artículo 6-2.	Para un sistema con capacidad de almacenamiento, se sugiere eliminar el siguiente párrafo: “Promedio simple de los factores de planta para cada uno de los 52 mayores valores horarios de la curva de carga anual de cada sistema o subsistema, para el año de cálculo”. Sustituir los registros de operación por disponibilidad del recurso primario. Para un sistema sin capacidad de almacenamiento, sustituir los registros de operación por disponibilidad del recurso primario.

8.3 Otros comentarios generales

- Legislación actual no considera estándar de suficiencia. Explorar mecanismos adicionales que aseguren un respaldo mínimo.
- El aporte a la suficiencia no necesariamente debe medirse en las horas de demanda máxima.
- La estadística de generación de plantas basadas en energía renovable debería registrar disponibilidad del recurso primario y no operación real, por estar esta última atenuada por limitaciones de operación del sistema y no de la planta particular. Notar que actualmente el DS62 estipula este requerimiento para las centrales hidroeléctricas, al mantenerse una estadística de caudal para los cálculos de potencia de suficiencia.
- La determinación de mínimos en la estadística de disponibilidad de energía primaria renovable debería considerarlas en conjunto y no en forma individual, por central o parque, debido a que no es consistente con el tratamiento de la estadística hidrológica para efectos de determinar la suficiencia del parque hidroeléctrico. Este punto se basa en la consistencia con el tratamiento de las hidroeléctricas y la coherencia con la noción de que la disponibilidad de energía primaria depende de fenómenos meteorológicos con diversos grados de correlación espacial y temporal. Calcular el aporte a la suficiencia sobre una base estadística individual podría subestimar el aporte real del conjunto al considerarse escenarios de disponibilidad de energía primaria extremadamente bajos.
- Metodología actual no incluye participación activa de la demanda.
- No se incluye el rol de los sistemas de almacenamientos distintos a las centrales hidroeléctricas.
- El DS 62 estableció la separación de los aspectos de suficiencia y seguridad. Sin embargo, al incorporar las componentes de seguridad en forma separada no se garantiza que el sistema cuente con potencia de suficiencia para satisfacer la demanda. Un trabajo relacionado con esta materia se puede encontrar en (Hogan, 2013).

9 Conclusiones

Durante la revisión de antecedentes nacionales, se hace un análisis de la normativa y estudios nacionales que han abordado la definición del pago por potencia de suficiencia. Se analizan las distintas definiciones que ha tenido a lo largo del tiempo, el tratamiento de la incertidumbre del insumo principal y la selección de las horas de medición del aporte a la suficiencia. Uno de los aspectos que se destaca de la revisión es que la suficiencia para un sistema con capacidad de almacenamiento de energía tiene 2 componentes: suficiencia de capacidad y suficiencia de energía. Asimismo la alta correlación hidrológica existente en el sistema interconectado central determinó que los cálculos de suficiencia para la tecnología hidroeléctrica se hicieran de forma determinista para un escenario de disponibilidad con alto grado de certeza. Este enfoque fue luego extendido, por analogía, a las restantes tecnologías.

Durante la revisión de antecedentes académicos, se identificaron distintas metodologías utilizadas para cuantificar el aporte a la suficiencia de centrales con generación renovables. Se destacan los indicadores ELCC (Effective Load Carrying Capability), ECP (Equivalent Conventional Power) y EGCS (Equivalent Generation Capacity Substituted). En el capítulo “Revisión de experiencias internacionales” se analiza la regulación de Perú, Colombia, Panamá, Irlanda, Francia y los sistemas CAISO, PJM y MISO de Estados Unidos. Se concluye que no existe un tratamiento único para medir el aporte a la suficiencia de centrales con generación variable. En países con una alta participación de generación hidroeléctrica (Perú, Panamá, Colombia) el tratamiento de la incertidumbre del insumo principal se basa en el uso de escenarios climáticos adversos, siguiendo la tradición de considerar la ocurrencia de hidrologías secas para el caso hidroeléctrico (probabilidad de excedencia entre 90% y 95%). En Irlanda, Francia, PJM, MISO, CAISO, el aporte a la suficiencia de centrales con generación variable se basa en el uso de los indicadores ELCC, ECP o proxys de estos,

La metodología propuesta por el consultor para medir el aporte a la suficiencia de las centrales renovables con generación variable corresponde una aproximación de la metodología ECP. Al medir el aporte a la suficiencia con esta metodología, se observa que esta cuantifica de mejor forma el aporte a la suficiencia de las centrales bajo distintas configuraciones de la matriz eléctrica, tales como sistemas con y sin capacidad de almacenamiento, y sistemas con y sin generación renovable en horas de demanda máxima. La metodología propuesta fue aplicada satisfactoriamente para medir el aporte a la suficiencia de las centrales del SIC y SING. Al aplicar esta metodología al sistema interconectado SIC-SING, se observa que la metodología propuesta en el borrador de norma (factor de planta promedio anual) se aproxima a los resultados obtenidos aplicados

con la metodología ECP. Debido a que la potencia inicial que se cuantifica con la metodología ECP se aproxima por el factor de planta, se espera estabilidad de los ingresos por potencia de suficiencia, al no depender de la coincidencia de la generación con las 52 horas de demanda máxima. En un sistema con características similares al SIC-SING, incluyendo la capacidad de regulación hidroeléctrica, se muestra que se aproxima con bajo nivel de error, el resultado de la metodología ECP hasta un nivel de 15-16% de participación de generación eólica y solar en la matriz.

10 Bibliografía

- CAISO. (2015). Regional Resource Adequacy.
- California Public Utilities Commission. (2015). Qualifying Capacity Methodology Manual Adopted.
- COES. (2012). Cálculo de la potencia firme.
- COES. (2015). *Valorización de las transferencias de potencia y compensaciones al sistema principal y sistema garantizado de transmisión.*
- CREG, C. de R. de E. y G.-. (2006). Resolución N° 71. Metodología para la remuneración del Cargo por Confiabilidad en el Mercado Mayorista de la Energía.
- CREG, C. de R. de E. y G.-. (2014). Resolución N° 162. Metodología para determinar la energía firme de plantas eólicas.
- CREG, C. de R. de E. y G.-. (2015). Resolución N° 227. Metodología para determinar la energía firme de plantas solares fotovoltaicas.
- D’Annunzio, C., & Santoso, S. (2008). Noniterative method to approximate the effective load carrying capability of a wind plant. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 23(2), 544–550. <https://doi.org/10.1109/TEC.2008.918597>
- Dent, C. J., Keane, A., & Bialek, J. W. (2010). Simplified Methods for Renewable Generation Capacity Credit Calculation: A Critical Review. *IEEE PES General Meeting*, 8.
- EirGrid and SONI. (2016). All-Island Generation Capacity Statement 2016-2025.
- Ente Regulador de los Servicios Públicos. (n.d.). Reglas para el mercado mayorista de electricidad.
- Hasche, B., Keane, A., & O’Malley, M. (2009). Capacity Value of Wind Power : Calculation and Data Requirements. *IEEE Transactions on Power Systems*, 1–9. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2010.2051341>
- Hawker, G., Bell, K., & Gill, S. (2017). Electricity security in the European Union—The conflict between national Capacity Mechanisms and the Single Market. *Energy Research & Social Science*, 24, 51–58. <https://doi.org/http://dx.doi.org/10.1016/j.erss.2016.12.009>
- Hogan, W. W. (2013). Electricity Scarcity Pricing Through Operating Reserves. *Economics of Energy & Environmental Policy, Volume 2*(Number 2). Retrieved from http://econpapers.repec.org/RePEc:aen:eeepjl:2_2_a04
- Keane, A., Milligan, M., Dent, C., Hasche, B., D’Annunzio, C., Dragoon, K., ... O’Malley, M. (2011). Capacity Value of Wind Power. *IEEE Transactions on Power Systems*, 26(2), 564–572.
- Madaeni, S. H., Sioshansi, R., & Denholm, P. (2012). Estimating the Capacity Value of Concentrating Solar Power Plants: A Case Study of the Southwestern United States. *IEEE Transactions on Power Systems*, 27(2), 1116–1124. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2011.2179071>
- Madaeni, S., Sioshansi, R., & Denholm, P. (2013). Comparing Capacity Value Estimation

- Techniques for Photovoltaic Solar Power. *IEEE Journal of Photovoltaics*, 3(1), 407–415.
- Midcontinent Independent System Operator. (2016). *Planning Year 2017-2018 Wind Capacity Credit*. Retrieved from [https://www.midwestiso.org/Library/Repository/Study/LOLE/2013 Wind Capacity Report.pdf](https://www.midwestiso.org/Library/Repository/Study/LOLE/2013_Wind_Capacity_Report.pdf)
- Milligan, M., & Porter, K. (2006). The capacity value of wind in the United States: Methods and implementation. *The Electricity Journal*, 19(2), 91–99. <https://doi.org/10.1016/j.tej.2005.12.010>
- Munoz, F. D., & Mills, A. D. (2015). Endogenous Assessment of the Capacity Value of Solar PV in Generation Investment Planning Studies. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 6(4), 1574–1585. <https://doi.org/10.1109/TSTE.2015.2456019>
- Osinermin. (2006). Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica. Ley 28832.
- Osinermin. (2011). *Reglamento de la generación de electricidad con energías renovables. Decreto Supremo N°12*. Perú.
- PJM. (2016). PJM Capacity Market Revision:
- RTE. (2014). French Capacity Market: Report accompanying the draft rules.
- Single Electricity Market. (2006). Methodology for the Determination of the Capacity Requirement for the Capacity Payment Mechanism, (September), 1–31.
- Sioshansi, R., Madaeni, S. H., & Denholm, P. (2014). A Dynamic Programming Approach to Estimate the Capacity Value of Energy Storage. *IEEE Transactions on Power Systems*, 29(1), 395–403. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2013.2279839>
- System Planning Department of PJM. (2017). Rules and Procedures for Determination of Generating Capability, 1–20.
- The Brattle Group. (2012). Resource Adequacy in California. Options for Improving Efficiency and Effectiveness, (October), 1–13.
- Yutian, Z., Pierluigi, M., & Joseph, M. (2016). A Framework for Capacity Credit Assessment of Electrical Energy Storage and Demand Response. *Int Generation Transmission & Distribution*, 10(9), 1–10.

11 Anexo

11.1 Análisis de definición de subsistemas

El Artículo N°1 del Decreto Supremo N°62 establece que los subsistemas a evaluar son los que se definan en el Informe de Precio Nudo: *“Para estos efectos se establecerán balances por sistemas o por subsistemas conforme a los subsistemas que se identificaren en los correspondientes informes técnicos de precio de nudo según se establece en el Artículo 99 de la Ley, a partir de la Potencia de Suficiencia y Demanda de Punta de cada generador”*.

El Artículo N°58 del Decreto Supremo N°62 establece lo siguiente: *“La Potencia de Suficiencia preliminar de unidades generadoras pertenecientes a subsistemas deberá calcularse con el mismo tratamiento descrito en el Artículo 49 y siguientes, pero considerando la Demanda de Punta de cada subsistema. Para determinar la potencia que se transmite a través de las instalaciones del Sistema de Transmisión que interconectan ambos subsistemas, en cada año de cálculo se deberá determinar la condición de exportador o importador de cada subsistema. Para tal efecto, se considerará como subsistema exportador al subsistema que posea el mayor Margen de Potencia. El subsistema que presente el menor Margen de Potencia se considerará importador. La potencia transmitida entre subsistemas será igual al menor valor entre la capacidad total de las instalaciones antes indicadas y la transmisión de potencia que iguala el Margen de Potencia de cada subsistema”*.

El Margen de Potencia se calcula como: *“Cuociente entre la sumatoria de la Potencia Inicial de las unidades generadoras y la Demanda de Punta, para cada subsistema o sistema, según corresponda”*.

De la revisión de la normativa no se ha encontrado los criterios para definir los subsistemas, sin embargo, de los resultados del Informe de Precio Nudo de Abril de 2016 del SIC, la definición estaría determinada por las limitaciones del sistema de transmisión. Debido a estas limitaciones, la potencia instalada en un determinado subsistema podría no contribuir a la suficiencia de otro subsistema debido a las limitaciones del sistema de transmisión. En dicho informe se definen el “Subsistema SIC Norte” y el “Subsistema SIC Centro-Sur”. Para el SING no hay definición de subsistemas.

Tabla 27: Definición de subsistemas

Subsistema	Descripción
SIC Norte	Constituido por las subestaciones troncales localizadas entre las subestaciones Diego de Almagro 220 kV y Maitencillo 220 kV, ambas incluidas, siendo la subestación básica de potencia Diego de Almagro 220 kV.
SIC Centro-Sur	Constituido por las subestaciones troncales localizadas entre las subestaciones Punta Colorada 220 kV y Chiloé 220 kV, ambas incluidas, siendo la subestación básica de potencia Polpaico 220 kV. En este subsistema se considera la unidad de punta como una turbina dual de 70 MW con un MRT igual a 11,76%.

La siguiente figura muestra los resultados de la estimación de las transferencias entre subsistemas para el SIC. Donde P_{ini} es la potencia inicial de cada subsistema, D_{punta} es la demanda de punta, “MP sin tran” es el margen de potencia sin transferencia, “MP con trans” es el margen de potencia con transferencia y $D_{ajustada}$ es la demanda que finalmente se considera para el cálculo de la potencia de suficiencia definitiva de las centrales. Debido a que el margen de potencia del “SIC Norte” previo a la transferencia es mayor, a este sistema se le denomina “exportador”, mientras que al “SIC Centro Sur” se le denomina importador.

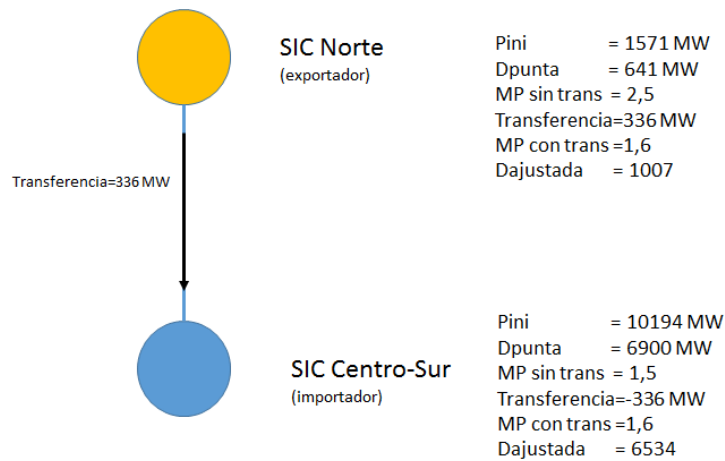


Figura 39: Subsistema del SIC para el pago por potencia de suficiencia. Fuente: CDEC-SIC, “Cálculo definitivo de potencia suficiencia de las centrales generadoras del SIC año 2015-2016”, Diciembre de 2016.

Las implicancias para las centrales de ERNC que podría tener la definición de subsistemas son las siguientes: a) cambia la curva de carga y las 52 horas que definen la demanda de punta, b) cambia la demanda máxima con la que se prorratea la potencia de suficiencia definitiva entre las centrales que participan de cada subsistema y 3) para el caso particular de SIC y de los resultados del año 2015-2016, el sistema queda dividido en un sistema térmico (como el “SIC Norte”) y en un sistema con capacidad de regulación (“SIC Centro-Sur”). Esto último puede tener implicancia en la forma en que se reconoce el pago por suficiencia a las centrales con generación variable (esto es parte del análisis en desarrollo).

11.2 Comparación entre metodologías del cálculo Potencia Inicial para las diferentes tecnologías en la normativa nacional.

Tabla 28: Cálculo de Potencia Inicial para centrales ERNC

Sistema	Potencia Firme	Potencia de Suficiencia
SIC	Las potencias iniciales se calculan como el promedio horario de los aportes de potencia de la central, para el año de menor disponibilidad de viento (para centrales eólicas) o radiación (para centrales solares fotovoltaicas), durante las horas de mayor probabilidad de pérdida de carga, esto es las ocho horas diarias comprendidas entre las 10:00 hrs., y las 13:00 hrs., y las 18:00 hrs., y las 23:00 hrs., de los días del período mayo-septiembre, exceptuando los sábados, domingos y festivos.	La Potencia Inicial de centrales generadoras cuya fuente sea no convencional, tales como eólicas, solares u otras que no puedan gestionar la disponibilidad de su Insumo Principal se determinara de acuerdo al valor resultante de multiplicar su Potencia Máxima por el mínimo de los siguientes valores: a) Menor factor de planta anual de los últimos 5 años anteriores al año de cálculo. b) Promedio simple de los factores de planta registrados para cada uno de los 52 mayores valores horarios de la curva de carga anual de cada sistema o subsistema para el año de cálculo.
SING	La potencia inicial se obtiene del promedio de la generación media horaria inyectada al sistema durante las horas de punta del período de observación, las que consideran el período comprendido entre las 18:00 y las 23:00 horas de cada día en horario oficial de invierno y el comprendido entre las 19:00 y las 24:00 horas de cada día	Igual al caso SIC.

	en horario oficial de verano, extendiéndose durante todo el año, exceptuando domingos y festivos.	
--	---	--

Tabla 29: Cálculo de Potencia Inicial para centrales térmicas.

Sistema	Potencia Firme	Potencia de Suficiencia
SIC	Potencia promedio que haya sido sostenida durante 5 horas cualesquiera, dentro del período de punta, examinando los períodos de la operación real en que estuvieron despachadas a plena capacidad.	La Potencia Inicial para las centrales térmicas que no posean capacidad de respaldo con Insumo Alternativo, se determinará en base a su Potencia máxima y a la menor disponibilidad media anual observada para el Insumo Principal, durante los últimos 5 años anteriores al Año de Cálculo, para cada central en forma independiente de acuerdo a la siguiente expresión: $P_{ini} = P_{m\acute{a}x}(IP) \cdot DIP$ A las centrales térmicas que posean capacidad de respaldo de operación con Insumo Alternativo, se les determinará la Potencia Inicial de acuerdo a la siguiente expresión: $P_{ini} = P_{m\acute{a}x}(IP) \cdot DIP + P_{m\acute{a}x}(IA) \cdot (1 - DIP)$ P_{ini}: Potencia Inicial de la central térmica, expresada en unidades de MW. $P_{m\acute{a}x}(IP)$, $P_{m\acute{a}x}(IA)$: Potencia máxima bruta asociada al Insumo Principal e Insumo Alternativo de la central térmica, expresada en unidades de MW.

		<i>DIP</i> : Disponibilidad media anual del Insumo Principal, calculada como el menor valor observado durante los últimos 5 años anteriores al Año de Cálculo, expresada en unidades de tanto por uno.
SING	La Potencia Inicial de una unidad generadora es igual al promedio que resulta de su Histograma de Potencias Máximas (el cual registra su oferta de potencia bruta máxima en todas las horas del año), evaluado sobre un período denominado período de observación. El período de observación utilizará la información disponible en todas las horas del año, a partir del 1° de Enero de 2000, y corresponderá a una ventana móvil terminada a lo más a sesenta (60) días antes del cálculo de la potencia firme que corresponda. La duración de la ventana móvil se extenderá hasta completar los últimos 5 años cronológicos.	Idem al caso SIC.

Tabla 30: Cálculo de Potencia Inicial para centrales hidráulicas

Sistema	Potencia Firme	Potencia de Suficiencia
SIC	Para las centrales de pasada que posean estanque de regulación, el cálculo de la Potencia Inicial da cuenta de la capacidad de éstas para gestionar durante uno o más días el caudal afluente a su estanque de regulación. De este modo se definen las siguientes relaciones para determinar la Potencia Inicial de cada una de estas centrales: $E_{Acumulada} = \text{Min}(C.Estanque, P_{Afluente} \cdot T_{FP})$ $P_{ini} = \text{Min}(P_{m\acute{a}x}, \frac{E_{Acumulada}}{T_{HP}} + P_{Afluente})$ Donde: $E_{Acumulada}$: Corresponde a la energía que es capaz de acumular el estanque, expresada en MWh, durante las horas fuera de punta del período de regulación, diario o superior, según corresponda. $C.Estanque$: Corresponde a la capacidad de acumulación del estanque, expresada en MWh. $P_{Afluente}$: Potencia equivalente, expresada en MW, para el caudal afluente promedio del período de punta, expresado en m³/s.	La Potencia Inicial de las centrales hidroeléctricas con capacidad de regulación se calculará de acuerdo a la siguiente expresión: $P_{ini} = \text{Min}(P_{m\acute{a}x}, P_{ini}(reg) + P_{ini}(noreg))$ La Potencia Inicial de centrales hidroeléctricas sin capacidad de regulación, así como también la Potencia Inicial no Regulada de centrales con capacidad de regulación ($P_{ini}(noreg)$), será determinada de acuerdo a la siguiente expresión: $P_{ini} = \text{Min}(P_{m\acute{a}x}, Q_{afl} * \eta_{medio})$ Donde: P_{ini}: Es la Potencia Inicial de la central hidroeléctrica con capacidad de regulación, expresada en unidades de MW. $P_{m\acute{a}x}$: Corresponde a la potencia máxima promedio anual que puede ser generada por la central, que puede estar limitada por su Potencia Máxima Bruta verificada y/o por condiciones establecidas en los convenios de riego respectivos, expresada en unidades de MW. $P_{ini}(reg)$: Es la Potencia Inicial de Regulación, correspondiente a la

T_{FP}: Número de horas fuera de punta, durante el período de regulación diario o superior que corresponda. T_{HP}: Número de horas de punta, durante el período de regulación diario o superior que corresponda. Se entenderá por horas de punta, al período de cinco horas comprendidas entre las 18:00 y 23:00 horas de todos los días del período de punta, exceptuando los días Sábados, Domingos y Festivos. $P_{m\acute{a}x}$: Potencia máxima informada por la empresa propietaria de la central. La Potencia Inicial de centrales hidroeléctricas sin capacidad de regulación se calcula a partir del caudal afluente promedio para el período de punta del sistema, considerando el año hidrológico con menor energía afluente para el sistema. A partir del caudal afluente promedio y el respectivo rendimiento hidráulico (MW/m³/s) se determina la Potencia Inicial de las centrales hidráulicas de pasada que no posean estanque de regulación.	componente regulada de la Potencia Inicial de la central hidroeléctrica con capacidad de regulación, expresada en unidades de MW. $P_{ini}(noreg)$: Es la Potencia Inicial No Regulada, correspondiente a la componente no regulada de la Potencia Inicial de la central hidroeléctrica con capacidad de regulación, obtenida a partir de los caudales afluentes que la unidad generadora no pueda regular, ya sea por restricciones de generación obligada de riego, caudales ecológicos u otros, expresada en unidades de MW. Q_{afl}: Caudal afluente generable anual para la condición hidrológica seca de la central hidroeléctrica, expresado en unidades de m³/s. η_{medio}: Rendimiento medio de la central, expresado en unidades de MW/m³/s. El cálculo de la Potencia Inicial de las centrales con capacidad de almacenamiento y de pasada en serie involucra el calco de la energía de regulación del conjunto de estas centrales, la cual se calculara con la siguiente expresión: $Ereg_{conjunto} = \sum_i^n EReg_i$
--	--

		$EReg_i = Min \left(E_{max}, \sum_j \left(E_{inicial_j} * \frac{\eta_i}{\eta_j} \right) + E_{inicial_i} + Q_{aflu_i} * \eta_i * 24 * 365 \right)$ $P_{ini_{conjunto}} = P_{max} - P_o$ Donde: $E_{reg_{conjunto}}$ = Energía de regulación del conjunto de centrales con capacidad de regulación y de pasada en serie. $EReg_i$ = Energía de regulación por central. E_{max} = Energía máxima generable por la central. $E_{inicial_j}$ = Energía inicial almacenada en el embalse. Calculada como el promedio del volumen almacenado de los últimos 20 años de registro para el primero de abril de cada año. $P_{ini_{conjunto}}$ = Potencia inicial del conjunto de centrales con capacidad de regulación y de pasada en serie. P_{max} = Potencia máxima de la curva de duración anual de la demanda. P_o = Potencia que delimita el área que contiene la energía de regulación del conjunto de centrales con capacidad de regulación. Una vez calculada la energía de regulación del conjunto de centrales con regulación, esta se ubica en la punta de la curva de
--	--	--

		duración anual de la demanda, con el fin de obtener la Potencia Inicial del conjunto de centrales. Esta última potencia es prorrateada entre las centrales constituyendo la Potencia Inicial por central, la cual debe ser ajustada por la Potencia máxima declarada por la central.
SING	Para el caso de las unidades hidroeléctricas, la potencia inicial se obtiene como el promedio de la generación media horaria durante las horas de punta del período de observación (el período de observación utilizará la información disponible en todas las horas del año, a partir del 1° de Enero de 2000, y corresponderá a una ventana móvil terminada a lo más a sesenta (60) días antes del cálculo de la potencia firme que corresponda, la duración de la ventana móvil se extenderá hasta completar los últimos 5 años cronológicos.), las que consideran las horas comprendidas entre las 18:00 y las 23:00 horas de cada día en horario oficial de invierno y el comprendido entre las 19:00 y las 24:00 horas de cada día en horario oficial de verano, extendiéndose durante todo el año, exceptuando domingos y festivos.	

11.3 Dictámenes del Panel de Expertos

Dictamen N° 5-2004

Discrepancia: Aplicación por parte de la DO, en el cálculo de la potencia firme, de lo resuelto por el Panel de Expertos en su Dictamen N° 1-2004, en relación a la definición de las horas de punta.

Dictamen: (1) El periodo a considerar para el cálculo de la potencia inicial de centrales con capacidad de regulación es de 153 ciclos diarios iguales entre el 1 de mayo y el 30 de septiembre, incluyendo sábados, domingos y festivos. (2) La aplicación de la definición de ocho horas de punta establecida en el Dictamen N° 1-2004, sólo cabe realizarla para los efectos de los cálculos de la potencia inicial, y no cabe aplicarla para la determinación de la demanda máxima en las horas de punta anual del sistema, definición que actualmente corresponde a cinco horas.

Dictamen N° 6-2004

Discrepancia: Procedencia de la representación del embalse Colbún en el cálculo de potencia firme realizado por la Dirección de Operación del CDEC-SIC (Directorio del CDEC-SIC, Sesión N° Ex 10.2-2004 del día 14 de octubre de 2004)

Dictamen: Al representar al embalse Colbún en los cálculos de potencia firme, la Dirección de Operación ha actuado de acuerdo a las atribuciones que le otorga la normativa, sin perjuicio de las objeciones que las empresas pueden plantear a esa representación. En consecuencia, no es objetable que la Dirección de Operación haya hecho una representación distinta del embalse Colbún de aquella efectuada antes de la dictación de la RM N° 35.

Dictamen N° 7-2004

Discrepancia: Tratamiento efectuado por la Dirección de Operación en el cálculo de potencia firme, de los afluentes, extracciones, riego y otros elementos que afectan los afluentes naturales de embalses (Directorio del CDEC-SIC, Sesión N° Ex 10.3-2004 del día 14 de octubre de 2004).

Dictamen: Para el tratamiento de los afluentes, extracciones, riego y otros elementos que afectan los afluentes naturales de embalses en el cálculo de potencia firme aplicable del año 2000 en adelante, se utilizará lo siguiente: a) Para las extracciones desde Laguna del Maule, se considerarán las máximas extracciones que permita el Convenio sobre regulación del Río Maule. Para estos efectos se deberá simular la aplicación de dicho convenio, considerando como volumen inicial embalsado a comienzos del período de punta, el promedio de los volúmenes que a esa fecha se registraban en la Laguna del Maule en los cuatro años que, según dispone la RM N° 17, se utilicen para definir las energías iniciales en los otros embalses. b) En cuanto a las entregas a riego, se considerarán los convenios de riego vigentes para el período de punta, según lo establece la RM N° 17. c) Se mantendrá sin modificación lo señalado en la RM N° 17 para efectos de calcular el caudal afluente equivalente para las centrales en serie hidráulica, sin incorporar los tiempos que toma el agua para recorrer la distancia entre dos centrales en serie. d) Se mantendrá sin modificación el procedimiento aplicado por la Dirección de Operación para efectos de representar las filtraciones en el caudal afluente equivalente para las centrales en serie hidráulica.

Dictamen N° 8-2004

Discrepancia: Relacionada con el tratamiento efectuado por la Dirección de Operación del CDEC-SIC en el cálculo de potencia firme en cuanto a la cota mínima de embalse Colbún y de las cotas mínimas de otros embalses (Directorio del CDEC-SIC, Sesión N° Ex 10.4-2004 del día 14 de octubre de 2004).

Dictamen: En el cálculo de la potencia firme de los años 2000, 2001, 2002 y 2003 se debe considerar que el embalse Colbún no tiene cota mínima de operación distinta de la cota mínima técnica del embalse, correspondiente a 397 msnm.

Dictamen N° 9-2004

Discrepancia: Aplicación de la Dirección de Operación en el cálculo de potencia firme del acuerdo Ex 6.3-2000 hasta el 27/07/04 en los cálculos de los años 2000, 2001, 2002 y 2003 (Directorio del CDEC-SIC, Sesión N° Ex 10.5-2004 del día 14 de octubre de 2004).

Dictamen: Las horas de mayor probabilidad de pérdida de carga establecidas en el Dictamen N° 1-2004 del Panel de Expertos se deben aplicar al cálculo de las Potencias Iniciales de las centrales hidroeléctricas con capacidad de regulación a partir del año 2000.

Dictamen N° 10-2004

Discrepancia: Tratamiento de la Dirección de Operación, en el cálculo de potencia firme, de las filtraciones de los embalses (Directorio del CDEC-SIC, Sesión N° EX 10.6-2004 del día 14 de octubre de 2004).

Dictamen: Para la representación de las filtraciones de los embalses Lago Laja y Laguna La Invernada en el procedimiento de cálculo de la potencia inicial de las centrales en las respectivas cuencas hidrográficas, desde el año 2000 en adelante, se procederá como sigue: a) Se calcularán las filtraciones correspondientes a la cota equivalente a la “Energía Inicial”. b) Las filtraciones así calculadas se considerarán constantes durante todo el período de punta.

Dictamen N° 11-2004

Discrepancia: Tratamiento de las energías iniciales de las centrales Pangue y Pehuenche, realizado por la Dirección de Operación en el cálculo de potencia firme (Directorio del CDEC-SIC, Sesión N° Ex 10.7- 2004 del día 14 de octubre de 2004).

Dictamen: En el procedimiento de cálculo de la potencia firme en el CDEC-SIC, para el cálculo de la Potencia Inicial de las centrales Pangue y Pehuenche de los años 2000, 2001, 2002 y 2003, la energía inicial de los embalses respectivos se determinará usando el promedio de las cotas registradas diariamente entre el 15 de abril y el 15 de mayo de los años 1997, 1999 y 2000.

2004 Dictamen N° 12-2004

Discrepancia: Tratamiento de la Dirección de Operación del CDEC-SIC en el cálculo de potencia firme de Potencias Máximas de las centrales hidráulicas (Directorio del CDEC-SIC, Sesión N° Ex 10.8-2004 del día 14 de octubre de 2004).

Dictamen: El proceso de verificación de las potencias máximas de las centrales del sistema debe efectuarse desde el año 2000 en adelante y no sólo desde el año 2003 como ha dispuesto la Dirección de Operación. Para ello, la Dirección de Operación debe aplicar el proceso de verificación definido en el Capítulo III, punto 2 del informe de la CNE sobre la RM N° 34.

Dictamen N° 13-2004

Discrepancia: Tratamiento por parte de la DO, en el cálculo de la potencia firme, de los afluentes para el Cálculo de Potencia Firme de las Centrales Hidráulicas de Pasada. (Directorio del CDEC-SIC, Sesión N° Ex-10.10- 2004 del día 20 de octubre de 2004).

Dictamen: En los cálculos de potencia firme del año 2000 en adelante, la Dirección de Operación del CDEC-SIC deberá calcular la Potencia Inicial de las centrales con capacidad de regulación diaria o inferior, utilizando el caudal promedio mensual del mes que corresponda, en tanto no se disponga de caudales medios diarios o semanales, para todas las centrales de esta categoría.

Dictamen N° 1-2005

Discrepancia: Propuesta de adaptación del Manual de Procedimientos N° 23 “Cálculo de Potencia Firme y Determinación del Balance entre Empresas Generadoras Integrantes”, presentado mediante documento CDEC-SING C0013/2002 versión 4.0, en cumplimiento del Resuelvo 4 de la Resolución Ministerial N° 106/2003 (Directorio del CDEC-SING, Sesión N° 303 (E)/2004 del 14 de diciembre de 2004).

Dictamen: (1) Que no ha lugar a la solicitud de inadmisibilidad formulada por la empresa Gas Atacama S.A. (2) Aprobar la versión N° 4 del Manual de Procedimiento N° 23: “Cálculo Potencia Firme y Determinación del Balance entre Empresas Generadoras Integrantes”, presentado por la Dirección de Operación, mediante documento CDEC-SING C0013/2002, como texto que adapta correctamente lo recomendado por la Comisión Nacional de la Energía y cumple con la instrucción dada por la RM N° 106.

Dictamen N° 6-2005

Discrepancia: Aplicación por parte de la Dirección de Operación en el cálculo de Potencia Firme de lo resuelto por el Panel de Expertos en su Dictamen N° 2/2005.

Dictamen: La Dirección de Operación debe efectuar el cálculo del balance de transferencias de potencia de punta para los años 2000 a 2003, en lo relativo a la determinación de las demandas de punta de cada uno de los generadores, de la siguiente forma: (1) Para los años 2000 y 2001 con la metodología establecida en la RM N° 163. (2) Para los años 2002 y 2003 con la metodología establecida en la RM N° 106.

Dictamen N° 1-2008

Discrepancia: Cálculo de la potencia firme definitiva 2007 y potencia firme preliminar 2008 de la central Salta de AES Gener S.A.

Dictamen: En el Balance Definitivo de Potencia Firme del año 2007 y el Balance Preliminar de Potencia Firme del año 2008, el cálculo de la potencia firme de la central Salta se debe realizar de acuerdo a la propuesta de la Dirección de Operación informada el 3 de diciembre de 2007.

Dictamen N° 19-2008

Discrepancia: Modificación al Artículo 14 del Manual de Procedimientos del CDEC-SIC: “Estadística de Desconexiones y Cálculo de Indisponibilidad en el SIC.”

Dictamen: Se declara inadmisibile la discrepancia presentada al Panel de Expertos mediante carta Presidencia CDEC-SIC N° 141/2008, de fecha 2 de diciembre de 2008.

Dictamen N° 2-2009

Discrepancia: Objeción de AES Gener S.A. al Cálculo Definitivo de Potencia Firme 2008 realizado por el CDEC-SING.

Dictamen: La Dirección de Peajes del CDEC-SING debe modificar el Cálculo y Valoración del Balance Definitivo de Potencia Firme del año 2008, en lo relativo al cálculo de la oferta de potencia firme de las unidades de ciclo combinado considerando el stock de combustible alternativo, aplicando para ello los mismos criterios utilizados en el Balance Preliminar de Potencia Firme del año 2008.

Dictamen N° 12-2011

Discrepancia: Guacolda S.A. respecto del balance de energía y potencia del mes de agosto de 2011.

Dictamen: Rechazar la petición de Empresa Eléctrica Guacolda S.A.

Discrepancia N° 6-2016

Empresa Eléctrica Aguas del Melado SpA presentó ante el Panel de Expertos una discrepancia respecto del artículo 53 del denominado Procedimiento DO “Cálculo de la Potencia de Suficiencia de las Centrales Generadoras del SIC”, de la Dirección de Operaciones del CDEC SIC.